

朝阳沟油田 2024 年更新井产能建设
地面工程项目

环境影响报告书

建设单位：大庆油田有限责任公司第十采油厂

2024 年 1 月

目 录

1.概述	1
1.1 建设项目由来	1
1.2 建设项目的特点	1
1.3 环境影响评价的工作过程	5
1.4 分析判定相关情况	7
1.5 关注的主要环境问题及环境影响	26
1.6 环境影响评价的主要结论	28
2.总则	30
2.1 编制依据	30
2.2 评价目的及原则	34
2.3 环境影响识别与评价因子筛选	35
2.4 环境功能区划及环境评价标准	38
2.5 评价工作等级	44
2.6 评价范围及环境保护目标	54
2.7 评价工作内容及重点	59
3.建设项目工程分析	61
3.1 建设项目概况	61
3.2 现有工程分析	83
3.3 建设项目工程分析	103
4.环境现状调查与评价	154
4.1 自然环境现状调查与评价	154
4.2 环境保护目标调查	158
4.3 环境质量现状调查与评价	159
4.4 区域污染源调查	190
5.环境影响预测与评价	192
5.1 环境空气影响预测与评价	192

5.2 地下水环境影响预测与评价	228
5.3 地表水环境影响分析	239
5.4 声环境影响预测与评价	241
5.5 固体废物环境影响分析	246
5.6 生态影响评价	250
5.7 土壤环境影响分析	256
5.8 环境风险分析	261
6.环境保护措施及可行性论证	270
6.1 污染防治措施	270
6.2 “三同时”项目一览表	296
7.环境影响经济损益分析	299
7.1 环境损失费估算	299
7.2 环保投资估算及环境效益分析	299
7.3 环境经济损益分析结论	302
8.环境管理与监测计划	303
8.1 HSE 管理体系的建立和运行	303
8.2 环境监控	304
9.环境影响评价结论	312
9.1 工程概况	312
9.2 环境质量现状	312
9.3 主要环境影响	314
9.4 公众意见采纳情况	315
9.5 环境影响经济损益分析	316
9.6 环境管理与监测计划	316
9.7 综合结论	316

1.概述

1.1 建设项目由来

油属于国家战略安全物资，随着国家经济的走强，国家对国内石油资源的需求越来越大。为了全面落实习近平总书记致大庆油田发现 60 周年贺信重要指示精神，实现油田高质量振兴发展，当好标杆旗帜，建设百年油田，2021 年 3 月 2 日由黑龙江省人民政府发布的《黑龙江省国民经济和社会发展的第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中明确了大庆作为区域中心的发展定位：打造百年油田、工业强市、页岩油城市，建设国际著名石油化工城市、新兴装备制造城市、生态典范城市，争当全国资源型城市转型发展排头兵。2021 年 9 月 7 日由大庆市人民政府发布的《大庆市国民经济和社会发展的第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中明确提出：力争到 2025 年，大庆油田国内外油气产量当量达到 4500 万吨以上，天然气产量 70 亿立方米，有效保障国家油气安全稳定供应，肩负起“当好标杆旗帜、建设百年油田”的政治责任。同时《大庆油田振兴发展纲要》提出：力争到 2025 年，本土原油产量实现 3000 万吨规模，保持全国第一大油田地位的目标。

根据黑龙江省、大庆市及大庆油田的总体要求，大庆油田有限责任公司第十采油厂积极筹划，精准挖潜、优化调整井位总体布局，拟在现有朝阳沟油田的基础上建设朝阳沟油田 2024 年更新井产能建设地面工程项目，以期深化实施精准开发战略，进一步改善老区油田开发效果。本工程位于黑龙江省大庆市肇源县及肇州县境内，建设内容包括：新钻井 12 口，其中油井 10 口，注入井 2 口，形成 1 座平台井，12 座单井，基建井 12 口，建成产能 $0.54 \times 10^4 \text{t/a}$ ，配套改扩建场站工程，建设管线、供配电、道路及数字化等工程。

根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》（国务院 682 号令）、《关于进

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

依据《建设项目环境影响评价管理名录》（2021年版）五7条规定：“石油开采新区块开发；页岩油开采；涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）环评文件类别为报告书”。本项目行业类别为陆地石油开采，建设性质为改扩建工程，不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区；也不涉及除上述敏感区以外的生态保护红线管控范围，自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，沙化土地封禁保护区等。本项目位于水土流失重点治理区且占用基本农田，属于环境敏感区，因此判定其环评类别为报告书。

1.2 建设项目的特点

1.2.1 建设内容

本工程主体工程内容为钻井工程、油气集输工程。钻井工程包括新钻井14口，均为直井，平均完钻井深1212m，钻井总进尺16968m；油气集输工程包括基建井14口，其中油井12口，注水井2口，站外集油系统采用单管环状掺水集油流程，新建单井集油掺水管道5.19km，注水采用单干管多井配水工艺，新建注水管线1.43km。新建井口变电站7座，新建10kV线路0.3km，新建通井路2.8km。

1.2.2 项目区块及工艺特点

本工程为杏七区西部III、IV区块不同层位的开发项目，位于大庆杏树岗油田杏七区行列纯油区西南部，隶属于杏北开发区。杏北开发区含油面积197.9km²，地质储量65101×10⁴t，可采储量34382×10⁴t。截止2022年12月底，共投产油水井16109口，其中，采油井9405口，年核实产油

310.92×10⁴t, 累积产油 3.2947×10⁸t; 注水井 6704 口, 年注水 7188.01×10⁴m³, 累积注水 25.81×10⁸m³, 处于水驱、聚合物驱和三元复合驱并存的开发阶段。

本工程属于陆地石油开采项目, 是在现有杏七区行列纯油区西南部内新钻及基建产能井, 区块内有较完善的集油注入系统。本项目站外集油系统采取水聚驱合并进阀组间, 基建油井采出液分别输至杏杏北 1601 转油站、杏北 1701 转油站及杏北三元-9 转油放水站进行处理, 处理后含水油分别输往杏十一脱水站、杏三脱水站, 脱出的含油污水去杏十一普通污水站、杏三污水站、聚杏十一污水站、杏二十七三元污水站处理后回注现役油层, 净化油 (含水<0.3%) 外输。本次产能涉及的杏北 1601 转油站、杏北 1701 转油站及杏北三元-9 转油放水站均采用“三合一”处理工艺。回注系统聚驱依托杏二十七注水站, 杏二十七曝氧站和杏北 4 号配制站配制注入液回注地下, 水驱依托杏二十一注水站为基建水井供水。

1.2.3 项目产污特点及措施

1、施工期

施工期废气主要为钻井施工柴油机燃烧排放的烟气, 土方开挖、车辆运输等过程中产生的扬尘, 施工处车辆等设备设施排放尾气及焊接烟尘。通过采取措施, 不会对大气环境产生较大影响。

施工期产生的钻井污水排入井场泥浆槽中, 定期由罐车拉运至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置处理, 处理后的水转运到朝二联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015) 中“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1 μm”规定后回注油层, 产生的泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》

(GB18599-2020) 中第 I 类一般工业固体废物标准后用于铺垫采油十厂通井路; 压裂作业产生的压裂返排液统一收集后由罐车送至朝一联废压裂液处理装置处置, 处置后污水进入朝一联含油污水处理站处理, 处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015) 中“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1 μm”规定后回注油层, 不外排。管道试压废水罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理, 施工人员产生

的生活污水排入施工现场附近场站及阀组间内已建防渗化粪池，定期拉运至肇源县新站镇污水处理厂进行处理。

施工期固废主要为废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、废包装袋、废防渗布、生活垃圾和 KOH 包装袋。废钻井液、钻井岩屑和废射孔液排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置处理。处理后的水送到朝二联含油污水处理站处理后回注油层。泥饼达到国家《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中第 I 类一般工业固体废物标准后用于铺垫采油十厂通井路；废包装袋采用袋装临时暂存在井场，在施工结束后统一送第八采油厂工业固废填埋场处理；废弃防渗布在施工结束后统一送第八采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集后运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理；废 KOH 包装袋经收集后暂存于 KOH 材料房设置的加盖钢制桶内，施工结束后由施工单位委托有资质单位处理。

本工程施工期井场施工、道路修建和管道铺设发生的永久和临时占地，对土地利用的影响主要是敷设管线、新建道路等占用一定量的土地，临时占地为管线占地，占地类型为耕地和草地；永久占地为井场和道路占地，占地类型为耕地和草地。临时占地在施工结束后经土地整治可恢复原有的用地类型及原有植物种类和群落，不会对土地利用结构造成影响，对植物种类和群落造成影响较小。

2、运行期

本工程运行期废气主要为无组织挥发烃类气体，温室气体排放，以及新建加热装置产生的燃烧烟气。项目运行过程中井口均安装密封垫，原油集输采用密闭流程，新建加热装置使用清洁燃料天然气，不会对大气环境产生较大影响。本工程新增燃气量 10432.12 万 Nm^3/a ，新增 SO_2 1.547 mg/m^3 ， NO_x 8.686 mg/m^3 ，颗粒物 1.282 mg/m^3 ，新增非甲烷烃排放量 231.05t/a，需按实际排放总量进行控制；废水主要为采出液分离出的含油污水输至杏十一污水站、聚杏十一污水站和杏二十七三元含油污水处理站处理后全部回注现役油层，油井热洗废水直接进入集油系统；油水井作业产生的作业污水、洗井污水等用密闭罐车拉运至杏十一污水站处理后回注现役油层，本工程

污水均不外排；噪声主要是改造场站新增机泵和加热装置噪声，以及井场抽油机，通过采用减震基础，隔声罩等减振、隔声措施等措施不会对周围声环境产生较大影响；固体废物为场站含油污泥、废滤料，井场作业产生的落地油、含油防渗布，均属于危险废物。含油污泥和落地油集中送杏北含油污泥处理站减量化处理后委托大庆博昕晶化科技有限公司处理；废滤料统一由大庆蓝星环保工程有限公司负责更换及回收；废含油防渗布委托有资质单位进行处置；因此，运行期产生的固体废物均能够有效处理。

1.2.4 环境敏感性

本工程位于红岗区水土流失重点治理区，属于沙化土地所在县（区）。附近的村屯有古城村、红城村等，距离最近的地表水体为六十六号泡（基建6号平台西南240m）。占地类型为一般草地和一般耕地。开发区域不涉及地下水水源井。

1.3 环境影响评价的工作过程

2023年10月20日大庆油田有限责任公司第十采油厂委托大庆恒安评价检测有限公司（简称恒安公司）编制《朝阳沟油田2024年更新井产能建设地面工程项目环境影响评价报告书》，恒安公司接到委托任务后，2023年10月23日进行了现场踏勘，提交监测方案，并按照《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）等国家有关环境影响评价规范、技术导则及环境保护管理部门的要求，依次完成以下环境影响评价工作：

第一阶段：首先，依据《建设项目环境影响评价管理名录（2021年版）》，本工程涉及的水土流失重点治理区属于环境敏感区，因此确定朝阳沟油田2024年更新井产能建设地面工程项目环境影响评价技术文件类型为环境影响报告书。

其次，在仔细研究项目开发方案、采油工程方案及地面工程建设方案的基础上，进行了初步工程分析，并对项目所在区域进行实地踏勘和调研，了解项目周围情况。在此基础上，完成环境影响因素识别、评价因子筛选、

评价重点和主要环境保护目标确定等工作。通过对项目概况及周围环境敏感性分析确定：确定本项目大气环境影响评价工作等级为一级；地下水环境影响评价工作等级为二级；地表水评价等级确定为三级 B；声环境影响评价工作等级确定为二级；生态影响评价工作等级为三级；土壤环境影响评价工作等级为一级；环境风险评价等级为简单分析。并以此确定评价范围和评价标准，制定了工作方案。

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

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

同时建设单位针对本项目开展了公众参与工作，2023 年 10 月 26 日，建设单位在中国石油大庆油田网站对本次环境影响评价工作进行了第一次公示；恒安公司完成报告初稿后，2023 年 11 月 16 日-11 月 29 日，本工程在中国石油大庆油田网站对征求意见稿进行了第二次公示，在二次公示期间，在附近 2 个村庄（古城村和红城村）以张贴公告的形式发布征求意见稿公示，并在大庆油田报上进行了 2 期报纸公示，公示期间均未收到群众意见。2023 年 12 月 1 日，建设单位在中国石油大庆油田网站对环境影响评价报告和公众参数说明进行了报批前公示。

具体环境影响评价工作程序见图 1.3-1。

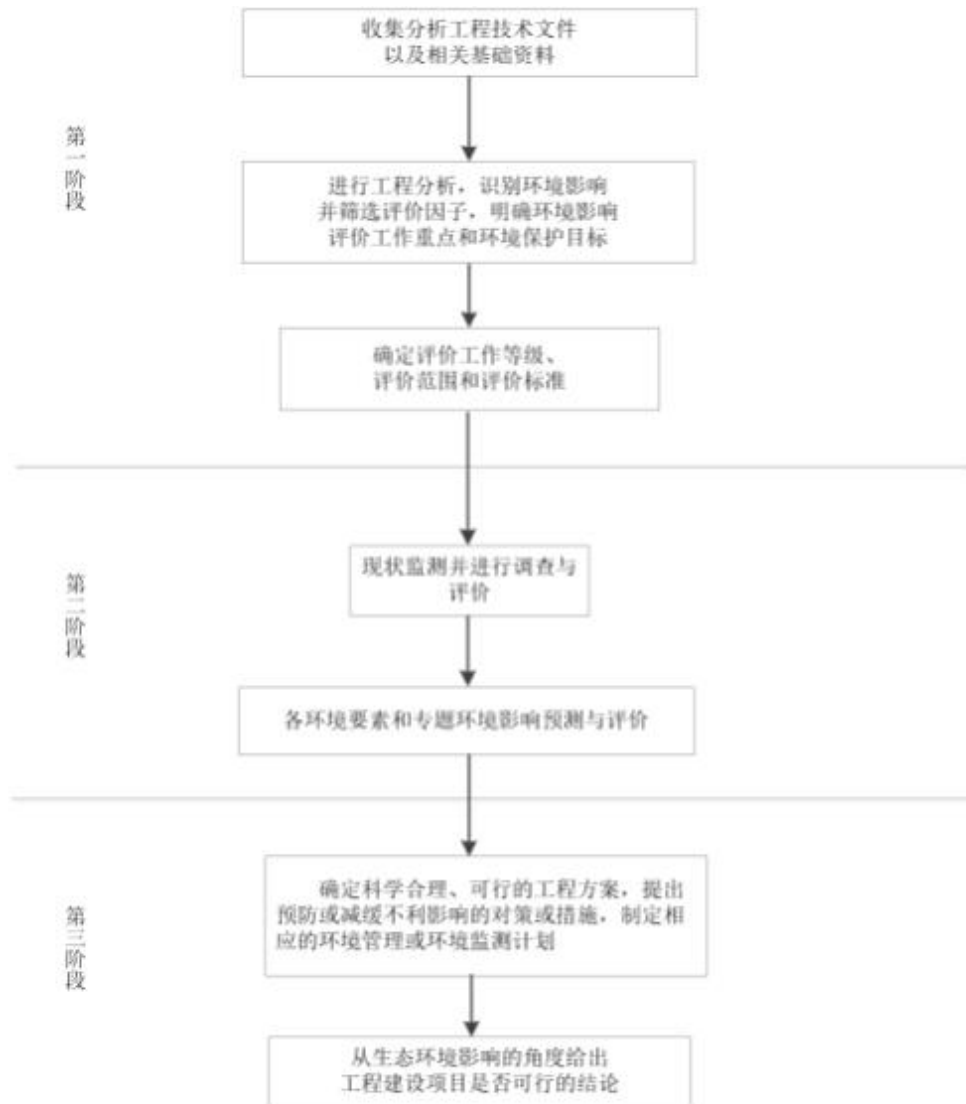


图 1.3-1 环境影响评价工作程序图

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性分析

本项目为石油开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年 12 月 30 日），本项目属于鼓励类“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”，不属于淘汰类，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 城镇规划符合性分析

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

《大庆市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中明确提出：力争到 2025 年，大庆油田国内外油气产量当量达到 4500 万吨以上，天然气产量 70 亿立方米，有效保障国家油气安全稳定供应，肩负起“当好标杆旗帜、建设百年油田”的政治责任；支持油田打好提质增效攻坚战，全力服务保障油田，重点围绕长垣、长垣外围地区，做好加强勘探增资源、提高长垣采收率、有效动用难采储量、加快发展天然气产业四篇文章，实现油田可持续发展。本项目建设符合纲要要求。

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

《大庆油田振兴发展纲要（2020 版）》提出：力争到 2025 年，本土原油产量实现 3000 万吨规模，天然气产量达到 70 亿立方米以上。作为全面落实《大庆油田振兴发展纲要（2020 版）》的主要组成部分，本项目建设符合纲要要求。

1.4.2.2 土地利用总体规划符合性分析

根据《大庆市土地利用总体规划（2006~2020）》中的要求，对列入国

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

表 1.4-1 符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	结论
1	第二章 土地利用战略、目标与基本策略 第一节 土地利用总体战略 进一步优化城镇工矿用地布局，强化耕地保护，提高节约集约用地水平，改善土地生态环境，统筹区域土地利用，妥善处理保障发展和保护资源关系，创新用地模式，认真解决土地利用存在重大问题，为保障全市经济社会全面、协调和可持续发展，实现奔“小康”总体目标，提供用地保障和服务。	本项目是在杏北油田滚动开发区块进行扩建，依托现有区块完善的供水、供电、道路系统，提高了节约集约用地水平，妥善处理了保障发展和保护资源的关系，做到了在尽可能减少占地的基础上增加油田油气产量，保障区域经济发展。	符合
1	第十章 土地利用布局优化 第十节优化城乡建设用地布局 二、油田用地布局。大庆市范围内有 10 处油田，沿滨州铁路、萨大公路，呈 T 字型分布，主要集中在让胡路、萨尔图、红岗区，为保持油田高产稳产，油田用地布局按石油生产、贮藏、运输要求，做好用地安排，对已划定的油田用地，不得安排与油田生产无关的各项建设用地，并做好油田内部用地挖潜，提高油田集约用地水平，对外围新增油田用地地区按照地上服从地下的原则做好油田生产用地安排。	本工程属于杏北油田滚动区块的改扩建项目，满足“以改扩建为主、新增为辅，充分利用原址和存量基础设施用地，减少对重要生态用地区域的分割”的要求。本工程位于大庆市范围内有 10 处油田中的红岗区，已经在前期规划的同时根据规划要求已经规划好生产、贮藏、运输工作，做好用地安排。	符合

1.4.2.3 主体功能区划符合性分析

根据《黑龙江省主体功能区规划》，大庆市红岗区属于国家级重点开发区域，该区域限制进行大规模高强度工业化城镇化开发。该区域功能定位：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。

根据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”。第十篇能源与资源中第八章能源与资源第三节主要矿产资源开发利用中指出，鼓励开采石油、天然气、煤层气、地热、油页岩等矿产资源。本项目建设符合《黑龙江省主体功能区规划》要求。

1.4.2.4 生态功能区规划符合性分析

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。本区位于黑龙江省西部的大庆市，总面积 5170 平方公里。该区为大庆油田的所在地，其出产的石油供往全国各地，为国家的经济发展提供了充足的物质基础。主要存在的生态问题是地下水超采严重，地下水水质受到污染；石油开采造成草地破坏；地面采空塌陷；土地盐渍化。该功能区划提出的保护措施与发展方向主要为逐步恢复草原面积，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。具体见表 1.4-2。

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

表 1.4-2 本工程区域生态功能区划表

项目区生态功能分区单元			主要生态系统服务功能	保护措施与发展方向
I -06 松嫩平原西部草甸草原生态区	I -06-02 松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区	I -06-01-2 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区	沙漠化控制、植被保护、生物多样性保护、石油开采	逐步恢复草原面积，加大对漏斗区的回注，防止漏斗区继续形成，控制对水环境的影响，科学发展农牧业

1.4.2.5 与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

表 1.4-3 符合性分析一览表

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	推进扬尘精细化管控。全面推行绿色施工，严格落实施工工地扬尘管控责任，加强施工扬尘监管执法。推进低尘机械化湿式清扫作业，加大城市出入口、城乡结合部等重要路段清洗保洁力度，渣土车实施全密闭运输，强化绿化用地扬尘治理。城市裸露地面、粉粒类物料堆放以及大型煤炭和矿石码头、干散货码头物料堆场，全面完成抑尘设施建设和物料输送系统封闭改造，鼓励有条件的码头堆场实施全封闭改造。	①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络。 ②运输道路、施工场地应定时洒水抑尘，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。 ③运料车辆在运输时，车辆应当采取全密闭措施，需要在运料顶部加盖篷布，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。 ④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位。 ⑤合理规划施工进度，表土剥离及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘。	符合
2	推进地下水污染综合防治。建立地下水污染防治管理和环境监测体系，建设地下水信息平台。加强地下水污染与地表水、土壤等共生环境协同防治。全面开展地下水污染分区防治，提出地下水污染分区防治措施，实施地下水污染源分类监管。推进地下水重点污染源风险防控，开展试点示范。	本项目在井下作业过程中铺设防渗布，防止落地油落地；采出液分离出的含油污水经各含油污水站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）后回注现役油层；工程建设采取分区防渗措施，最大程度保证不污染地下水环境。	符合
3	强化土壤环境重点企业监管。每年定期公布全市土壤污染重点监管单位名录，对土壤环境重点监管企业和全市工业园区周边土壤开展监督性监测，根据《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》，指导企业开展土壤污染隐患排查。	大庆油田有限责任公司第十采油厂作为土壤环境重点监管单位每年对区域内土壤进行监测，并在大庆油田信息港进行信息公开根据监测结果,各监测点位污染物浓度均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值。同时，本次评价设置了土壤跟踪监测点位，能够及时有效的跟踪调查项目土壤的受污染情况。	符合
4	加强地下水污染与地表水、土壤等共生环境协同防治。	本项目不占用地表水、自然湿地等水源涵养空间。并且项目周围无地下水水源分布。	符合
5	提升危险废物基础保障能力。持续推动大庆油田公司等中直企业提升危险废物利用处置能力建设，增强环境风险防范能力。进一步规范危险废物贮存设施，改造原有含油污泥储池，推进重点产废单位新建规范的集中贮存场所。	施工期钻井不产生危险废物，地面施工废滤料统一由大庆蓝星环保工程有限公司负责更换及回收；运营期作业产生的含油废防渗布属于危险废物，委托资质单位拉运处置；运营期依托场站产生的含油污泥以及油井井场产生的落地油由罐车拉运至第十采油厂杏北含油污泥处理站处理；废滤料统一由大庆蓝星环保工程有限公司负责更换及回收；危险废物暂存时执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求，危险废物拉运过程中资质	符合

		单位应使用专车、按照指定的拉运路线，尽量避开村屯等敏感点，同时车内配备铁锹等应急工具。	
--	--	---	--

1.4.2.6 与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

表 1.4-4 符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	结论
1	推进扬尘精细化管控。全面推行绿色施工，严格落实施工工地扬尘管控责任，加强施工扬尘监管执法。推进低尘机械化湿式清扫作业，加大城市出入口、城乡结合部等重要路段冲洗保洁力度，渣土车实施全密闭运输，强化绿化用地扬尘治理。	<p>①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络。</p> <p>②运输道路、施工场地定时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。</p> <p>③运料车辆在运输时采取全密闭措施，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。</p> <p>④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。</p> <p>⑤合理规划施工进度，表土剥离及时开挖及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；遇大风天气应停止土方工程施工作业。</p>	符合
2	开展 VOCs（挥发性有机物）全过程综合整治。持续开展石化、化工、包装印刷、工业涂装等重点行业 VOCs 全过程综合整治。提高 VOCs 含量低（无）的绿色原辅材料替代比例，开展原油、成品油、有机化学品等涉 VOCs 物质储罐排查，按规定逐步取消炼油、石化、煤化工、制药、农药、化工、工业涂装、包装印刷等企业非必要 VOCs 废气排放系统旁路。	本项目为石油开采工程，项目采油井井口均安装了密封垫，原油集输全过程密闭，降低了区域的 VOCs 挥发。	符合
3	加强地下水生态环境保护和污染防治。加强防渗、地下水环境监测、执法检查。加强污染源预防与风险管控。	<p>本项目钻井期井场中钻机生产区、柴油罐区、泥浆循环罐区、泥浆泵区，压裂作业区采用双层高密度聚乙烯（HDPE）防渗膜（膜厚 1.5mm，其渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$）构筑防渗层，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$，$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的防渗性能，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）重点防渗区要求；材料房采用单层高密度聚乙烯（HDPE）构筑防渗层，防渗膜 1.5mm 厚，其渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区要求；</p> <p>地面建设期油水井井场地面压实，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水</p>	符合

		环境》（HJ610-2016）简单防渗区要求；埋地管道采用无缝钢管并留有足够腐蚀余量，管道连接方式应采用焊接，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》HJ610-2016）重点防渗区要求；运行期油水井作业井场铺设人工防渗层聚乙烯膜，厚度为 2.0mm，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）重点防渗区要求。	
4	制定实施噪声污染防治行动计划。因特殊需要必须连续作业的，必须有县级以上政府或者其有关主管部门的证明，并公告附近居民。鼓励采用低噪声施工设备和工艺。依法将工业企业噪声纳入排污许可管理，严厉查处工业企业噪声排放超标扰民行为。	<p>（1）对施工场地进行合理布局，避免噪声叠加造成对周围声环境的影响。</p> <p>（2）合理安排施工进度，调整同时作业的施工机械数量，降低对周围环境的影响。</p> <p>（3）合理安排施工机械数量，严格限定施工范围，选用噪音低的设备。</p> <p>（4）注意对设备的维护和保养，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度。</p>	符合
5	<p>强化土壤污染源系统防控。</p> <p>加强空间布局管控。将土壤和地下水环境管理纳入国土空间规划，根据土壤污染的环境风险，合理确定土地用途。对涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的建设项目，依法进行环境影响评价，按规划定提出并落实防腐蚀、防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施。</p> <p>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。</p>	<p>（1）本工程在实施前依法进行环境影响评价，提出并落实防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施，在选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少占用面积和时间，进一步降低对土壤的影响。</p> <p>（2）本项目采取分区防渗措施，最大程度保证污染物不会污染土壤环境。</p> <p>（3）本次环评开展了评价范围内地下水、土壤的环境质量现状调查、影响分析及污染防治措施可行性论证，提出地下水、土壤跟踪监测计划，并提出三同时验收要求，保障地下水、土壤环境监管措施落实到位。</p> <p>（4）大庆油田有限责任公司第十采油厂作为土壤环境重点监管单位每年对区域内土壤进行监测，并在大庆油田信息港进行信息公开。</p>	符合

1.4.2.6 与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析

根据《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2022年3月1日起施行）中第三章保护与修复，第二十二條：黑土地保护利用实行土地用途管制制度。严格限制农用地转为建设用地，严格控制耕地转为非耕地，禁止违法占用耕地。第十章：建设与利用，第十一条生产建设活动占用黑土地的，应

当按照有关标准、规范和管理规定剥离表土。

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

石油开采属于国家能源设施重点建设项目，根据设计要求，项目选址无法避让耕地，所占部分土地属于黑土地，工程在选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用环境影响最小的布局方案，严格按照《石油天然气工程项目用地控制指标》进行占地，减少对土地的占用，同时按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准。

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

因此，在工程占地手续齐全，采取相应保护黑土地措施的前提下，本项目的建设符合《黑龙江省黑土地保护利用条例》中要求。

1.4.3“三线一单”符合性分析

1.4.3.1 与《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发[2020]14 号）符合性分析

根据《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发[2020]14 号），管控单元包括优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，大庆市共涉及优先保护单元 17 个，重点管控单元 42 个，一般管控单元 12 个。本项目位于黑龙江省大庆市红岗区境内，属于大庆市重点管控单元。重点管控单元要求突出污染物排放控制和环境风险防控，按照差别化的生态环境准入要求，优化空间和产业布局，不断提升资源利用效率，强化环境质量改善目标约束，解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。本工程为陆地石油开发项目，不属于高污染、高能耗项目。本项目施工过程中严格控制施工场地面积，施工结束后对临时占地及时进行恢复，项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，符合意见要求。

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

根据《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规[2021]3 号），大庆市划定环境管控单元 71 个，其中优先保护单元 17 个，重点管控单元 42 个，一般管控单元 12 个。本项目位于红岗区境内，属于大庆市重点管控单元（见图 1.4-1）。本项目与大庆市总体管控要求符合性分析见表 1.4-5。

表 1.4-5 本项目与大庆市总体管控要求符合性分析

适用范围		管控维度	管控要求	符合性
大庆市重点管控单元	5.4 水环境工业污染重点管控区	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。	本项目为油田普通产能项目，废水均得到有效处置，不直接
		污染物排放管控	1.加强重点行业源头控制，排污企业应确保稳定达标排放。 2.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。 3.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	

元		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。	排放，符合重点单元管控要求
	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。	

（1）生态保护红线

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

本工程位于黑龙江省大庆市红岗区境内，对照黑龙江省“三线一单”app，具体见图 1.4-2。本工程不在大庆市生态保护红线分布范围内，因此项目建设符合生态保护红线要求。

（2）环境质量底线

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

本工程所在区域环境空气功能为二类区，根据大庆市生态环境局 2022 年 6 月 5 日公布的《2021 年大庆市生态环境状况公报》，大庆市环境空气为达标区，基本污染污染物各项指标均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求；非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》标准要求。

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

本项目评价范围内土壤敏感保护目标主要为耕地，根据土壤质量现状的监测数据，农用地监测项目满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）标准要求，建设用地监测项目满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值。通过环境影响分析可知，本项目建成投产后土壤环境质量能满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）风险筛选值中第二类用地限值要求。因此，本工程建设符合环境质量底线要求。

（3）资源利用上线

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

本项目为油田钻井及产能建设项目，能源主要依托油田电网供电，不消费煤炭，能源消耗符合大庆市能源利用上线要求；本工程在选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用环境影响最小的布局方案，减少对土地的占用，土地资源消耗符合大庆市土地资源利用上线要求；本工程基建注水井采用回注水，不增加区域的水资源消耗，符合大庆市水资源利用上线要求。因此本项目建设符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单

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

本项目位于黑龙江省大庆市红岗区境内，根据《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规[2021]3号），本项目与红岗区管控要求符合性分析见表 1.4-6。

表 1.4-6 本项目与红岗区管控要求符合性分析

环境 管控 单元 编码	管控单元名称	管控要求		符合性分析
ZH23 0605 2000 5	红岗区水环境 工业污染重点 管控区	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。	本项目为油田产能项目，不属于高耗水、高污染行业，符合空间布局约束要求
		污染物排 放管控	1.加强重点行业源头控制，排污企业应确保稳定达标排放。 2.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。 3.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。	采油十厂已申领排污许可证，工程产生的废水回注现役油层，不排放，满足污染物排放管控要求
		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。	采油十厂已建立应急预案，并与油公司、政府应急预案联动，符合风险防控要求
		资源利用 效率要求	持续实施清洁化改造，加强节水管理，提高中水回用率。	本工程不开采地下水，工程产生的废水回注现役油层，不排放，符合资源利用效率要求

1.4.3.3“三区三线”位置关系分析

根据《自然资源部办公厅关于辽宁等省启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函》，本项目黑龙江省大庆市，属于“三区三线”划定启用的区域，其中的“三区”分别为城镇空间、农业空间、生态空间三种类型的国土空间；“三线”分别为城镇开发边界、永久基本农田、生态保护红线三条控制线。按照《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）（草案）》，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，本项目不涉及生态保护红线内区域，具体见图 1.4-2。

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

表 1.4-7 符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	结论
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应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。	本工程是在现有杏七区行列纯油区西南部Ⅲ、Ⅳ区块内新钻及基建产能井，并配套改造场站，建设管道、电缆等配套工程；本报告根据项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施；并对现有环境工程进行回顾性分析。	符合
2	涉及废水回注油层的，应当论证回注油层的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注油层与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注油层的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注油层，同步采取切实可行措施防治污染。回注油层目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注油层到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	本项目产生的各类生产废水均经含油污水站处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）要求后回注现役油层，未回注与油气开采无关的废水。	符合
3	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。	本项目全程采取密闭流程，油井井口安装密封垫，采出液进入转油站、联合站采用管道输送，分离的含油污水通过管道经含油污水处理站处理，产生的含油污泥经罐车拉运委托大庆博昕晶化科技有限公司处理。因此，原油集输采取密闭集输工艺，大大降低了烃类气体等的挥发量，减少油气泄漏和溢出。	符合
4	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	本项目施工期产生的废弃钻井液、岩屑、废射孔液拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心进行无害化处理；生活垃圾集中收集，统一收集送大庆城控电力有限公司焚烧处理；钻井期间废防渗布、废包装袋统一送采油十厂工业固废处置场处理；运行期废防渗布委托资质单位处置，落地油及含油污泥拉运至杏北含油污泥处理站处理，遵循了减量化、资源化、无害化原则。	符合
5	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。	本项目施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式，缩短了施工时间；在农田地段铺设管道采用人工开挖，尽量减少对农田的占用；钻井设备优先使用网电，电网不到的地方采用柴油发电机。 本工程开发范围涉及大庆市水土流失重点治理区，结合本项目工程内容，	符合

		根据井场、管道、道路不同的施工特点采取水土保持措施。	
6	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	大庆油田有限责任公司设有突发环境事件专项应急预案，该预案已在大庆市生态环境局备案。第十采油厂设有突发环境事件专项应急预案，该预案已在红岗区生态环境局备案。	符合

1.4.5 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

表 1.4-7 符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目已编制总体规划方案，对井场位置、管道走向进行了优化，减少了占地和油气损失。	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目采用无毒油田化学剂。	符合
3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	本项目在井下作业过程中铺设防渗布，防止落地油落地。对落地原油及时回收，落地原油回收率达到 100%。	符合
4	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。	本项目井下作业过程中产生的压裂返排液全部回收进行无害化处置，压裂返排入罐率达到 100%。	符合
5	在开发过程中，适宜注水开采的油田，应将采出水处理满足标准后回注油层。	本工程运行期采出液分离出的含油污水经含油污水站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）后回注现役油层。	符合
6	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油田油气集输损耗率不高于 0.5%。	本项目油气集输采用密闭流程，油田油气集输损耗率小于 0.5%。	符合
7	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	本项目形成 63 座平台井，减少了工程占地。	符合
8	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上。	本项目开发过程中产生的伴生气全部回收利用，伴生气回收利用率达到 100%。	符合
9	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。井场周围应设置围堤或井界沟。应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注油层过程对地下水造成污染。	本项目开发过程中采取分层开挖、分层回填、管道平埋等措施减轻生态影响，井场周围设置了井界沟，并设立地下水监测井。	符合
10	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	本项目钻井和井下作业过程中产生的钻井污水、作业污水、洗井污水全部进入生产流程循环利用。	符合
11	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资	本工程产生的含油污泥全部回收送杏北含油污泥处理站减量化处	符合

	源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	理后委托大庆博昕晶化科技有限公司处理。处理后的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准（石油类≤3000mg/kg），用于铺路和垫井场。	
--	--	--	--

1.4.6 与《大庆市水土保持规划（2015~2030）》的符合性分析

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年），大庆市划定了市级重点预防区和重点治理区，重点预防区包括林甸县、肇源县和杜蒙县部分乡镇，重点治理区包括红岗区、大同区、林甸县、肇源县及杜蒙县部分乡镇，本工程开发范围涉及大庆市水土流失重点治理区大庆市红岗区，本工程的开发建设与该规划的符合性分析见表 1.4-8。本工程与水土流失重点治理区位置图见 1.4-3。

表 1.4-8 与《大庆市水土保持规划》符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	3.3.1.4 工矿区治理中要求“治理措施以植被恢复为主，采用种草、种树绿化方法，治理油田开采和砖厂取土生产等造成的地表植被破坏”。	本项目在施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，以便植被恢复，临时占地进行平整、翻松，植被恢复原有覆盖率，耕地进行复垦，草地进行植被恢复。通过上述措施，可以尽快将临时占地的植被恢复至原有水平。	符合
2	3.3.3.3 次生盐渍化防治中要求“建立完善水利排水工程，避免工业污水浸泡农田；生产建设用地破坏植被应及时采取恢复植被措施，避免造成次生盐渍化”。	本项目产生的生产废水均进入含油污水处理站，处理后的污水指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》回注现役油层，不外排；工程施工结束后对临时占地进行植被恢复，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势。	符合
3	5.2.2 综合治理措施配置中要求“城市水土保持治理措施，结合生产建设项目类型具体设置措施”。	本工程为陆地石油开采类项目，结合本项目工程内容，根据井场、管道、道路不同的施工特点给出水土保持措施，井场和管道表土留存可以回覆，道路表土回覆至道路边坡或其他贫瘠土地。	符合

1.4.7 《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》符合性分析

《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》指出：“VOCs 污染防治应遵循源头和过程控制与末端治理相结合的综合防治原则。在工业生产中采用清洁生产技术，严格控制含 VOCs 原料与产品在生产和储运销过程中的 VOCs 排放，鼓励对资源和能源的回收利用；鼓励在生产和生活中使用不含 VOCs 的替代产品或低 VOCs 含量的产品。”“鼓励研发的新技术、新材料和新装备，鼓励以下新技术、新材料和新装备的研发和推广：工业生产过程中能够减少 VOCs 形成和挥发的清洁生产技术。”“运行与监测：鼓励企业自行

开展 VOCs 监测，并及时主动向当地环保行政主管部门报送监测结果。企业应建立健全 VOCs 治理设施的运行维护规程和台帐等日常管理制度，并根据工艺要求定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护，确保设施的稳定运行。”

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

1.4.8 与《地下水管理条例》的符合性分析

表 1.4-9 符合性一览表

序号	要求	本项目分析	结论
1	取用地下水的单位和个人应当遵守取水总量控制和定额管理要求，使用先进节约用水技术、工艺和设备，采取循环用水、综合利用及废水处理回用等措施，实施技术改造，降低用水消耗。对下列工艺、设备和产品，应当在规定的期限内停止生产、销售、进口或者使用：（一）列入淘汰落后的、耗水量高的工艺、设备和产品名录的；（二）列入限期禁止采用的严重污染水环境的工艺名录和限期禁止生产、销售、进口、使用的严重污染水环境的设备名录的。	本工程施工期采用先进的节水技术，生产废水循环利用，本工程油井采出液分离出的含油污水，进入污水处理站处理后回注现役油层，不外排。本工程设备不属于条例中所列（一）、（二）的设备设施。	符合
2	禁止下列污染或者可能污染地下水的行为：（一）利用渗井、渗坑、裂隙、溶洞以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物；（二）利用岩层孔隙、裂隙、溶洞、废弃矿坑等贮存石化原料及产品、农药、危险废物、城镇污水处理设施产生的污泥和处理后的污泥或者其他有毒有害物质；（三）利用无防渗漏措施的沟渠、坑塘等输送或者贮存含有毒污染物的废水、含病原体的污水和其他废弃物；（四）法律、法规禁止的其他污染或者可能污染地下水的行为。	压裂返排液由罐车拉运至第十采油厂压裂液处理站处理，回注现役油层；新建管道试压废水由罐车拉运至污水处理站处理后回注现役油层；油田采出水、作业污水、洗井污水送污水处理站进行处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）相要求后回注现役油层。本工程施工及运行期间不会出现条例中所列污染地下水的行为。	符合
3	企业事业单位和其他生产经营者应当采取下列措施，防止地下水污染：（一）兴建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动，依法编制的环境影响评价文件中，应当包括地下水污染防治的内容，并采取防护性措施；（二）化学品生产企业以及工业集聚区、矿山开采区、尾矿库、危险废物处置场、垃圾填埋场等的运营、管理单位，应当采取防渗漏等措施，并建设地下水水质监测井进行监测；（三）加油站等的地下油罐应当使用双层罐或者采取建造防渗池等其他有效措施，并进行防渗漏监测；	本次评价要求项目采取分区防渗措施，建设单位在运行期时，依托附近村屯布设地下水水质监控井，监测水质，避免回注油层过程污染地下水。	符合

	(四)存放可溶性剧毒废渣的场所,应当采取防水、防渗漏、防流失的措施;(五)法律、法规规定应当采取的其他防止地下水污染的措施。		
--	--	--	--

1.4.9 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

根据《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2号)中四、落实临时用地恢复责任:临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地,不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦,因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的,经批准可以适当延长复垦期限。严格落实临时用地恢复责任,临时用地期满后应当拆除临时建(构)筑物,使用耕地的应当复垦为耕地,确保耕地面积不减少、质量不降低;使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地;使用未利用地的,对于符合条件的鼓励复垦为耕地。

本项目临时占地主要是井场、管线施工,临时占地类型为一般耕地和一般草地。本项目施工期约为6个月,施工后,立即拆除施工设备,并对临时占地进行地表恢复,对占用的草地和耕地进行补偿及复垦,复垦的耕地质量和数量均保持不变,符合《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2号)。

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

表 1.4-10 与《黑龙江省黑土地保护工程实施方案(2021-2025年)》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	坚持政府引导、社会参与。发挥政府投入引领作用,通过市场化运作,带动社会资本投入,引导农村集体经济组织、农户、新型经营主体、企业积极参与。健全黑土地保护责任体系,进一步明确省市县乡四级政府及相关部门黑土地保护职责,建立黑土地质量监测网络体系,形成黑土地保护建设长效机制。	本项目在政府引导下,建设单位积极参与,定期对本项目布设的3个土壤跟踪监测点,监测因子为石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬等,监测频次为1次/年。	符合

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

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

表 1.4-11 本项目与《钻前工程及井场布置技术要求》符合性分析

序号	《SY/T5466-2013钻前工程及井场布置技术要求》	拟建项目情况	符合性
1	根据自然环境、钻机类型及钻井工艺要求确定钻井设备安放位置。	本项目位于大庆市，钻机型号为ZJ-15/900和ZJ-30D/1700型钻机，占地类型主要为草地和耕地，钻井设备摆放至远离村屯和水体的位置。	符合
2	井场应避开滑坡、泥石流等不良地质地段，在河滩、河滩地区应避开汛、潮期进行钻前施工。	本项目位于松嫩平原中部，非滑坡、泥石流等不良地质地段。	符合
3	充分利用地形、节约用地，方便施工。	本项目在井位的选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小的方案，本项目临时占地为256.98hm ² ，永久占地为19.895hm ² 。	符合
4	满足防洪、放喷、防爆、防火、防毒、防冻等安全要求。	项目钻井时安装防喷器，防止井喷事故发生，钻台下面和井口周围严禁堆放杂物和易燃品，机泵房下无积油，井场内严禁吸烟和动用明火，应有明显的防火标志。	符合
5	有利废弃物回收处理、声光屏蔽等，防治环境污染。	本项目钻井废水、废射孔液和废弃泥浆暂存于井场泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心，不外排，对环境污染极小。	符合

1.4.12 选址合理性分析

（1）建设方案环境比选

本工程隶属于杏北油田滚动开发区块，新增永久占地 19.895hm²，临时占地 256.98hm²，占地类型主要为草地（非基本草原），及少量耕地（非基本农田）。现有区块已建成完善的生产设施，原油集输站场，供配电工程和道路工程，新建油水井能够依托现有集输系统。本工程站外集油系统规划两种方案，方案一水聚驱合并进站，方案二水聚驱分别进站。方案二按水、聚驱分开进站编制站外集油方案，聚驱集油系统新建集油阀组间 3 座，管道 48.99km；水驱集油系统需新建集油阀组间 2 座，管道 41.95km。较方案一多建设集油间 2 座，多建设新建集油管线 25.99km，从新增占地、污染物排放等方面，最终选择推荐方案一，水聚驱合并进站。本工程新建油气集输管线，以最短路由为原则，沿路由铺设，因此对生态环境影响较小。

（2）选址合理性分析

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

同时施工期严格控制作业面积，不占用、碾压临时占地面积外的土地。项目在施工期间定期进行洒水，防止出现土壤沙化起尘；施工结束后及时清理施工现场，进行生态恢复，因此项目的建设不会造成大范围的水土流失。本工程所在区域主要为草地和耕地，通过严格控制施工作业范围、设置井场围堰，加强管理等措施，严禁对周边草地、耕地造成破坏。

根据《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发[2020]14 号）和《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规[2021]3 号）本项目位于黑龙江省大庆市红岗区境内，属于大庆市重点管控单元。

（3）占地审批流程

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

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

本工程在选址时充分考虑了“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，区

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

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

本项目环境影响主要来源于钻井、储层改造、原油集输、井下作业、管道和道路施工等工艺过程，包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染影响和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本工程未在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内，主要环境敏感保护目标为评价范围内的农田、区块周边分布的村屯。

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

（1）环境空气

本工程施工期对空气环境的影响主要是柴油发电机产生的燃烧烟气、施工活动产生的扬尘，管道施工产生的焊接烟尘以及施工车辆排放的尾气，施工一结束就随之消失，对周围空气环境产生的影响较小。运行期对空气环境的影响主要为新建油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体，扩建场站新建加热装置产生的燃烧烟气等。通过采取措施，能够确保井场及新改扩建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）中企业边界污染物控制要求；场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；新建加热装置满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉要求。

（2）水环境

本工程施工期可能对水产生影响的主要为钻井施工产生的钻井污水和废压裂返排液，管道清洗废水、试压废水以及生活污水等，钻井污水使用罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理，运行期可能对水产生影响的因素主要为油田采出水，非正常工况下热洗废水、油水井作业污水、水井洗井污水等。油田的正常开发建设对地下水造成污染的可能性较小。但原油的突发性泄漏，如处理不及时则可能造成污染，因此对井场、管道及井下作业采取分区防渗措施。

本工程距离最近水体为六十六号泡，施工期和运行期废水均不外排，不会对环境产生影响。可能对地表水产生影响的主要为管线泄漏或井喷等事故状况下，地表径流可能携带部分含油污水进入水环境对水体产生污染影响。

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

（3）声环境

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

（4）生态环境

根据《大庆市水土保持规划（2015~2030）》，本项目位于大庆市红岗区，属于水土流失重点治理区。本工程施工期井场施工、道路修建和管道铺设发生的永久和临时占地，以及因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏等活动将会对地表植被造成一定程度的破坏，会造成区域内的水土流失。临时占地暂时改变了土地利用形式，使区域的生产能力受到暂时性影响。

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

（5）土壤环境

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

（6）固体废物

本工程施工期产生的固体废物为废钻井液、钻井岩屑、废射孔液，废包装袋、废弃防渗布和管道施工废料，以及更换的废滤料，以及运行期产生的固体废弃物包括落地油、含油污泥、作业废防渗布和废滤料对环境的影响。

（7）环境风险

本工程的主要环境风险是井喷、原油泄漏（油井、管线、套损）和火灾爆炸等安全生产风险事故引发的伴生/次生污染物对生态环境的影响，对区域内的大气环境、土壤环境、地表水和地下水环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。

1.6 环境影响评价的主要结论

根据《产业结构调整指导目录（2019年本）》（2021年12月30日），石油、天然气勘探及开采属于鼓励类项目，本工程符合国家产业政策。并符合《黑龙江省生态功能区划》、《大庆市“十四五”生态环境保护规划》及《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆

政规[2021]3号)等规划,根据黑龙江“三线一单”信息服务 APP 和大庆市生态保护红线分布图,本项目不涉及生态保护红线内区域,但位于大庆市红岗区涉及大庆市水土流失重点治理区。该区域环境空气、地下水、土壤符合环境质量底线要求,按照《环境影响评价公众参与办法》(生态环境部令第4号,2019.1.1)的要求,本项目环评进行的过程中建设单位开展了公众参与调查,具体见《大庆杏树岗油田朝阳沟油田 2024 年更新井产能建设地面工程项目环境影响评价公众参与说明》。

本报告书较为详细地论述了建设项目环境概况、施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、生态环境问题以及生态恢复措施;运行期井场无组织挥发的非甲烷总烃、新建加热装置产生的燃烧烟气及改扩建场站、井场抽油机的噪声、含油污泥、废滤料、废含油防渗布等对环境产生的影响,并对各环境要素进行环境影响预测分析,提出一系列拟采取的环保措施。因此,只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施后,各项污染物能够做到达标排放,其生态破坏可降至最低,环境风险可以接受,从环境保护角度看,本项目建设是可行的。

2.总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护相关法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015.01.01）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018.12.29）；
- (3) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019.01.01）；
- (4) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018.10.26）；
- (5) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018.01.01）；
- (6) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（2022.06.05）；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020.04.29）；
- (8) 《中华人民共和国水土保持法》（2011.03.01）；
- (9) 《中华人民共和国防沙治沙法》（2018.10.26）；
- (10) 《中华人民共和国草原法》（2021.04.29）；
- (11) 《中华人民共和国土地管理法》（2020.01.01）；
- (12) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2022.12.30）；
- (13) 《中华人民共和国黑土地保护法》（2022.08.01）。

2.1.2 环境保护相关法规

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》（2017.10.01）；
- (2) 《土地复垦条例》（2011.03.05）；
- (3) 《黑龙江省环境保护条例》（2018.06.28）；
- (4) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27）；
- (5) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》（2011.01.08）；
- (6) 《黑龙江省防沙治沙条例》（2018.06.28）；
- (7) 《黑龙江省草原条例》（2018.06.28）；
- (8) 《地下水管理条例》（2021.12.1）。

- (9) 《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2022.3.1）；
- (10) 《黑龙江省十四五黑土地保护规划》（2021.12.31）；
- (11) 《黑龙江省耕地保护条例》（2022.1.1）。

2.1.3 环境保护相关部门规章及规范性文件

- (1) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）；
- (2) 《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年 12 月 30 日）；
- (3) 《国家危险废物名录》（2021 年版）；
- (4) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（2012.07.03）；
- (5) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（2012.08.07）；
- (6) 《环境影响评价公众参与办法》（2019.01.01）；
- (7) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）；
- (8) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012.03.07）；
- (9) 《危险废物污染防治技术政策》（2001.12.17）；
- (10) 《关于加强工业危险废物转移管理的通知》（2006.03.17）；
- (11) 《关于进一步加强生态保护工作的意见》（2007.03.15）；
- (12) 《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（2013.05.24）；
- (13) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27 修正）；
- (14) 《黑龙江省水污染防治工作方案》（2016.01.10）；
- (15) 《黑龙江省土壤污染防治实施方案》（2016.12.30）；
- (16) 《大庆市加强水污染防治工作实施方案》（2015.12.31）；
- (17) 《大庆市土壤污染防治实施方案》（2017.03.31）；
- (18) 《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）。

- (19) 《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省主体功能区规划的通知》
(黑政发〔2012〕29号)；
- (20) 《黑龙江省生态功能区规划》；
- (21) 《大庆市“十四五”生态环境保护规划》；
- (22) 《大庆市水土保持规划》(2015~2030)；
- (23)《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》
(庆政规[2021]3号)；
- (24) 《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》；
- (25)

2.1.4 技术依据

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)；
- (3) 《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)；
- (4) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)；
- (5) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)；
- (6) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)；
- (7) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)；
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)；
- (9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ
349-2023)；
- (10) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(环境保护部
公告 2021 年第 74 号, 2021.12.21)。
- (11)《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；
- (12) 《一般固体废物分类与代码》(GB/T 39198-2020)；
- (13) 《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)；
- (14) 《黑龙江省地方标准用水定额》(DB23/T727-2021)；
- (15)《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南》；

- (16) 《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）；
- (17) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）；
- (18) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）
- (19) 《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）；
- (20) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）；
- (21) 《油田注水工程施工技术规范》（SY/T4122-2020）
- (22) 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）；
- (23) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐做法》（SY/T6628-2016）；
- (24) 《矿山生态修复技术规范 第7部分：油气矿山》（TD/T1070.7-2022）；
- (25) 《危险废物鉴别技术规范》（HJ298-2019）。

2.1.5 其它相关依据及支持性文件

- (1) 《大庆杏树岗油田杏七区西部III、IV块三次加密调整及一类油层聚合物驱采油工程方案》；
- (2) 《大庆杏树岗油田杏七区西部III、IV块三次加密调整区块钻井地质设计》；
- (3) 《大庆杏树岗油田杏七区西部III、IV块三次加密调整区块钻井工程设计》
- (4) 《大庆杏树岗油田杏七区西部III、IV块一类油层聚合物驱区块钻井地质设计》
- (5) 《大庆杏树岗油田杏七区西部III、IV块一类油层聚合物驱区块钻井工程设计》
- (6) 《杏七区西部 III、IV块三次加密调整油藏工程方案》
- (7) 《杏七区西部 III、IV 一类油层聚合物驱油藏工程方案》

(8) 《大庆油田 2024 年产能建设工程杏七区西部Ⅲ、Ⅳ块三次加密调整及一类油层聚合物驱产能建设地面工程方案》项目号：S（24）0504YC016

(9) 《朝阳沟油田 2024 年更新井产能建设地面工程项目环境现状检测报告》。

2.2 评价目的及原则

2.2.1 评价目的

(1) 对该建设项目的工程内容和工艺路线进行分析，明确污染源和可能产生的污染因素，明确污染物的排放源强；

(2) 对建设项目所在地的自然环境和环境质量进行现状调查，查清项目拟建厂址所在地区的环境质量现状，得到当地的环境质量现状的结论及存在的主要环境制约因素；

(3) 分析、预测、评价油田开发对评价区域内大气环境、水环境、声环境、土壤环境、生态和环境风险可能造成的影响程度和范围；

(4) 对油田开发过程中拟采取的环保措施进行论证，提出污染防治措施及生态保护对策与建议；

(5) 从环境保护和环境风险角度论证油田开发建设工程的可行性，并从设计、生产、管理和环境污染防治等方面提出环境保护和减缓措施，最大限度降低油田开发对环境的不利影响，确保经济、社会和环境的可持续发展。

2.2.2 评价原则

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

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

2.3 环境影响识别与评价因子筛选

2.3.1 评价时段

本工程评价时段为施工期和运行期。

2.3.2 环境影响识别

本工程建设对环境的影响，根据其特征可分为施工期影响和运营期影响两部分。

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

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

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

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

表2.3-1环境影响因素识别

影响 因素	施工期 (钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程)						运行期 (油气集输工程)				
	占地	废气	废水	固体废物	噪声	风险	废气	废水	固体废物	噪声	风险

环境因素		柴油机 烟气、施 工扬尘、 车辆废 气	钻井废 水、生活 污水、试 压废水、 清洗废 水、压裂 返排液	废钻井液、 钻井岩屑、 废射孔液、 生活垃圾、 废防渗布、 废包装袋、 废滤料、施 工废料	施工车 辆、钻 机、柴油 发电机、 挖掘机 等施工 机械噪 声	井喷、井 漏、套 损、柴油 罐泄露、 试压废 水、压裂 返排液 泄漏	井场无 组织挥 发的烃 类、燃烧 烟气、温 室气体 (CO ₂ 、 甲烷)	采出水、 作业污 水、洗井 污水、热 洗废水	含油污 泥、落地 油、废含 油防渗 布、废滤 料	抽油机 噪声、新 建机泵	改扩建 场站以 及新建 管线泄 漏、火 灾、爆 炸等
环境空气	/	-S	/	/	/	/	-L	/	-S	/	-SA
地表水	/	/	/	/	/	-SA	/	/	/	/	/
地下水	/	/	/	/	/	-SA	/	/	/	/	-SA
声环境	/	/	/	/	-S	/	/	/	/	-L	/
土壤	-S	/	/	/	/	-SA	/	/	-S	/	-SA
植被	-S	/	/	/	/	-SA	/	/	-S	/	-SA

注：-：不利影响 +：有利影响 L：长期影响 S：短期影响 A：显著影响

空白：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关

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

2.3.3 评价因子筛选

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

表 2.3-2 建设项目环境影响评价因子一览表

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 值、BOD ₅ 、 COD、悬浮物、 氨氮、总磷、石 油类、挥发酚、 硫化物、阴离子 表面活性剂、 汞、总铬、六价 铬、镉、砷、镍、 铅	pH 值、挥发 酚、耗氧量、 氨氮、硫化 物、氯化物、 石油类、总 硬度、溶解 性总固体、 钡、汞、砷、 六价铬等	pH 值、石油 类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、 石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、 汞、砷、六 价铬、土壤 盐分含量等	/	昼夜 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	/	地表扰动面 积及类型、	/

				等		植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	
	运营期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH 值、BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	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	昼夜等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)

表 2.3-3 生态影响评价因子筛选表

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

2.4 环境功能区划及环境评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 生态功能区划

根据《黑龙江省生态功能区划》，评价区属于“松嫩平原西部草甸草原生态区-松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区-大庆地区矿业与土壤保持生态功能区”。

2.4.1.2 地表水环境

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11号），评价区六十六号泡未划分地表水环境功能区，不执行地表水环境质量标准。

2.4.1.3 地下水环境

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

2.4.1.4 大气环境

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11号，2019年10月17日），评价区环境空气质量划分为二类区。

2.4.1.5 声环境

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11号）本工程所在地区未划分功能区，乡村声环境管理按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）中第7.2款执行。根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），评价区农村居住区声环境功能划分为1类区，其他地区声环境功能划分为2类区。

2.4.1.6 土壤环境

本工程所在地区未划分土壤环境功能区，本工程所在区域及周边区域主要为耕地（非基本农田）、草地（非基本草原），工程永久占地内区域土壤环境执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，工程临时占地及占地外区域土壤环境执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》表1农用地风险筛选值。

2.4.2 环境质量标准

（1）《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，见表2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

污染物名称	取值时间	二级标准（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）
NO_2	年平均	40
SO_2	年平均	60
$\text{PM}_{2.5}$	年平均	70
PM_{10}	年平均	35
CO	24 小时平均	4000
O_3	日最大 8 小时平均	160

非甲烷总烃采用《大气污染物综合标准详解》中规定的数值小时均值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。

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

表 2.4-2 声环境质量标准

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

（3）建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018），见表 2.4-3；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 农用地土壤污染风险筛选值，见表 2.4-4。

表 2.4-3 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	污染物项目	筛选值（第二类用地） 单位：mg/kg
1	砷	60
2	镉	65
3	铬（六价）	5.7
4	铜	18000
5	铅	800
6	汞	38
7	镍	900
8	四氯化碳	2.8
9	氯仿	0.9
10	氯甲烷	37
11	1,1-二氯乙烷	9
12	1,2-二氯乙烷	5
13	1,1-二氯乙烯	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	596
15	反-1,2-二氯乙烯	54
16	二氯甲烷	616
17	1,2-二氯丙烷	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8
20	四氯乙烯	53
21	1,1,1-三氯乙烷	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
23	三氯乙烯	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
25	氯乙烯	0.43
26	苯	4
27	氯苯	270
28	1,2-二氯苯	560
29	1,4-二氯苯	20
30	乙苯	28
31	苯乙烯	1290
32	甲苯	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570
34	邻二甲苯	640
35	硝基苯	76
36	苯胺	260
37	2-氯酚	2256
38	苯并[a]蒽	15
39	苯并[a]芘	1.5
40	苯并[b]荧蒽	15
41	苯并[k]荧蒽	151
42	蒽	1293

43	二苯并[a, h]蒽	1.5
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15
45	萘	70
46	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	4500

表 2.4-4 农用地土壤污染风险筛选值单位：mg/kg

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

（4）《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III 类，见表 2.4-5。

表 2.4-5 地下水质量标准

序号	项目	单位	标准值
1	pH		6.5-8.5
2	总硬度	mg/L	450
3	耗氧量	mg/L	3.0
4	石油类	mg/L	0.05
5	氨氮	mg/L	0.5
6	氟化物	mg/L	1.0
7	挥发性酚类	mg/L	0.002
8	硝酸盐（以 N 计）	mg/L	20
9	亚硝酸盐（以 N 计）	mg/L	1.0
10	菌落总数	CFU/mL	100
11	总大肠菌群	MPNb/100mL	3.0
12	溶解性总固体	mg/L	1000
13	氯化物	mg/L	250
14	硫酸盐	mg/L	250
15	铁	mg/L	0.3
16	汞	mg/L	0.001
17	砷	mg/L	0.01
18	锰	mg/L	0.1
19	镉	mg/L	0.005
20	六价铬	mg/L	0.05
21	氰化物	mg/L	0.05
22	铅	mg/L	0.01

23	钠	mg/L	200
24	硫化物	mg/L	0.02
25	钡	mg/L	0.07

注：石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准执行。

2.4.2 污染物排放标准

（1）《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值，见表 2.4-6。

表 2.4-6 大气污染物综合排放标准

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

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

表 2.4-7 非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值

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

表 2.4-8 非道路柴油移动机械排气烟度限值及测量方法污染物排放限值

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

（3）《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中规定，5.2 挥发性有机液体储存排放控制要求：新建企业（2021 年 1 月 1 日起批复的新建、改建、扩建建设项目）、现有企业原油储罐储存控制要求[物料真实蒸气压>66.7kPa 且单罐设计容积≥75m³，应采用 a）采用压力罐或低压罐；b）采用固定顶罐，采取油罐烃蒸气回收

措施：物料真实蒸气压 ≥ 27.6 但 $\leq 66.7\text{kPa}$ ，单罐设计容积 $\geq 75\text{m}^3$ ，应采用 a) 采用浮顶罐，双重密封、浸液式、机械式鞋形等高效密封；b) 固定顶罐废气进行收集处理，NMHC 去除效率不低于 80%；5.4 废水集输和处理系统排放控制要求：5.4.1 油气田采出水、原油稳定装置污水、原油储罐排水应采用密闭管道集输；5.6 有组织排放控制要求：生产装置和设施排气中非甲烷总烃初始排放速率 $\geq 3\text{ kg/h}$ ，废气处理设施非甲烷总烃去除效率不低于 80%。其中企业边界污染物控制要求，见表 2.4-9。

表 2.4-9 油气集中处理站厂界/边界非甲烷总烃浓度限值

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

(4) 改扩建场站厂区内无组织排放浓度限值执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 中附录 A 中限值要求。见表 2.4-10。

表 2.4-10 大气污染物综合排放标准

污染物	无组织排放监控浓度	浓度(mg/m^3)
非甲烷总烃	监控点处 1h 平均浓度值	10
	监控点处任意一次浓度值	30

(5) 依托场站已建加热装置执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 表 1 和表 2 锅炉大气污染物排放浓度限值，改扩建场站新建加热装置执行表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值，具体指标见表 2.4-11。

表 2.4-11 锅炉大气污染物排放标准 单位： mg/m^3

污染物项目	燃气锅炉限值		污染物排放位置
	在建	新建	
颗粒物	30	20	烟囱或烟道
二氧化硫	100	50	
氮氧化物	400	200	
烟气黑度	≤ 1		烟囱排放口

(5) 《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2 类标准，见表 2.4-12。

表 2.4-12 工业企业厂界环境噪声排放标准 [dB(A)]

标准类别	昼 间	夜 间
2 类	60	50

(6) 《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011), 见表 2.4-13。

表 2.4-13 建筑施工场界环境噪声排放标准 [dB(A)]

昼间	夜间
70	55

(7) 依托聚杏十一污水站和杏二十七三元污水站处理后的水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ 0639-2015) 限值“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ ”标准。

改造后杏十一污水站处理后的水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ 0639-2015) 限值“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ ”标准。

本工程注水井回注水质为深度处理污水, 执行《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ 0639-2015) 限值“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ ”标准, 同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 限值要求。

(8) 一般废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB 18599-2020) 和《一般固体废物分类与代码》(GB/T39198-2020)。

(9) 危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)。

(10) 油井作业生产的落地油和依托场站产生的含油污泥送至杏北含油污泥处理站减量化处理, 处理后的污泥委托大庆博昕晶化科技有限公司处理。

2.5 评价工作等级

2.5.1 大气环境

根据工程分析可知, 本工程运行期大气污染源主要为新建油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体, 以及新建加热装置产生的燃烧烟气, 按照点源和面源形式, 拟对上述各污染源分别确定评价等级。

点源: 本项目扩建杏北 1601 转油站、杏北 1301 热水站, 杏二十七三元污水站其新建加热装置原料均为天然气, 气源来自区块开采原油分离出

的天然气，燃烧烟气中主要污染因子为颗粒物、SO₂、NO_x。杏北 1601 转油站新建 2.5MW 掺水加热炉 5 台，新建 1 台 0.29MW 采暖炉，杏北 1301 热水站新建 2.0MW 加热炉 1 台，杏二十七三元污水站新建 1.5MW 加热炉 1 台，烟囱高度均为 12m。根据导则要求，本工程点源按各污染源分别确定评价等级，选取评价等级最高者进行评价等级判定。

面源：本项目基建油井为新钻油井和利用油井，含聚驱和水驱开发，形成平台井和单井，在区块内分布均匀，井距在 150-200m，因此本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃以整个区块为面源进行等级判定。

根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油，根据指标预测本工程建成产能 16.3×10⁴t，新增原油产能开采、集输、处理、储存、外输全过程非甲烷总烃总挥发量约为 231.05t/a。

本项目油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放。根据工程分析可知整个原油集输过程中非甲烷总烃排放位置主要有井场、集输管道、集油间、转油站、联合站、油库等，根据大庆油田多年运行经验统计，参照大庆油田产能区域同类型项目（已取得环评批复），井场占比约 30%。经核算，该区块非甲烷总烃挥发量为 69.315t/a。

其污染源参数见表 2.5-1 和表 2.5-2。

表 2.5-1 点源污染源参数调查清单

名称	烟囱底部中心坐标		烟囱底部海拔高度/m	烟囱出口内径/m	烟囱高度/m	烟气温度/°C	烟气流速/(m/s)	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/(kg/h)		
	经度	纬度								SO ₂	NO ₂	TSP
掺水炉 2.5MW			137	0.4	12	180	1.24	7920	正常	0.034	0.186	0.028
采暖炉 0.29MW			137	0.4	12	180	0.58	4320	正常	0.0028	0.020	0.0028
加热炉 2.0MW			137	0.4	12	180	0.99	7920	正常	0.025	0.15	0.021

名称	烟囱底部中心坐标		烟囱底部海拔高度/m	烟囱出口内径/m	烟囱高度/m	烟气温度/°C	烟气流速/(m/s)	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/(kg/h)		
	经度	纬度								SO ₂	NO ₂	TSP
加热炉 1.5MW	***	***	137	0.4	12	180	0.74	7920	正常	0.014	0.11	0.01

表 2.5-2 面源污染源参数调查清单

名称	面源起点坐标		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	排放速率(t/a)
	经度	纬度								非甲烷总烃
区块	124.8307°	46.3474°	135	4000	1500	0	3	8760	正常	69.3

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

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

评价等级的划分原则见表 2.5-2。通过估算模式计算得本工程主要污染因子的最大浓度占标率 P_{\max} 见表 2.5-3。

表 2.5-3 大气评价工作级别划分

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

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

（1）根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录B的 B.6.1城市/农村选项，“当项目周边3km半径范围内一半以上属于城市建成区或者规划区时选择城市，否则选择农村”。本项目周边的3km内约为80%为草地，

不属于城市建成区。故选取农村选项。

(2) 环境温度取值来源于大庆市气象站二十年气象数据统计。

(3) 拟建项目位于草地中，本次评价的土地利用类型选取草地。

(4) 根据中国干湿分布图判断，本地区属于中等湿润气候。

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

估算模型参数表见表 2.5-4，计算结果见表 2.5-5。

表 2.5-4 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	
最高环境温度/ °C		38.9
最低环境温度/ °C		-36.2
土地利用类型		草地
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	<input type="checkbox"/> √是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率 / m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/ km	
	岸线方向/°	

表 2.5-5 估算模式计算结果

污染物	区块		2.5MW 加热炉		2.0MW 加热炉		1.5MW 加热炉		0.29MW 加热炉	
	最大落地浓度 mg/m ³	占标率%	最大落地浓度 mg/m ³	占标率%	最大落地浓度 mg/m ³	占标率%	最大落地浓度 mg/m ³	占标率%	最大落地浓度 mg/m ³	占标率%
非甲烷总烃	0.46	22.88	/	/	/	/	/	/	/	/
SO ₂	/	/	1.50E-03	0.3	1.26E-03	0.23	7.99E-04	0.16	1.75E-04	0.03
NO _x	/	/	8.21E-03	4.1	7.58E-03	3.42	6.28E-03	3.14	1.25E-03	0.62
颗粒物	/	/	1.24E-03	0.14	1.06E-03	0.11	5.70E-04	0.06	1.75E-04	0.02

由表 2.5-5 可知，本工程排放的大气污染物非甲烷总烃的最大地面空气质量浓度占标率为 22.88%，大于 10%，D10%为 9039m，因此确定大气评价等级为一级。

2.5.2 地表水环境

本工程钻井废水由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处

理中心处理；施工期间生活污水依托附近场站生活污水收集系统；管道试压废水和清洗废水送杏十一污水站处理后回注现役油层；压裂返排液由罐车拉运至第十采油厂压裂液处理站处理，回注现役油层；

运行期废水主要为油水井作业废水、油井清防蜡废水及井场采出液。油井清防蜡废水注入油井后不返排，随产液进入集油系统，不外排；油水井作业废水及产液分离出的含油污水均经含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ 0639-2015)限值“含油量≤20.0mg/L、悬浮固体含量≤20.0mg/L”，不外排。

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

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目，评价等级按照三级 B 评价开展评价，因此，本项目地表水评价等级为三级 B。

2.5.3 地下水环境

2.5.3.1 划分依据

（1）项目类别

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）建设项目按照场站和内部集输管道分别判断行业分类。本工程常规石油开采井场、站场等工程，按 I 类建设项目开展地下水环境影响评价；区块内油类和废水等输送管道，按照 II 类建设项目开展地下水环境影响评价，天然气管道按照 III 类建设项目开展地下水环境影响评价。

（2）地下水环境敏感程度

依据表 2.5-6 的地下水环境敏感程度分级原则分级。

表 2.5-6 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
------	-----------

敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中水式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其它地区。
“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。	

本工程涉及的地下水保护目标为周边村屯中的饮用水井和饮用水水源地（根据《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨等市 146 个集中式饮用水水源保护区的批复》（黑政函【2022】3 号），地下水评价范围内无水源地，最近水源地为大同区林源水源，位于项目区域西南侧 8.5km 处。

根据《地下水型饮用水水源补给区划定技术指南》（试行）中地下水的补给径流区划分标准：对于仅划定了一级保护区的地下水型饮用水水源，以水源一级保护区边界为基准，流程时间相应增加 6475 天（即 15 年+1000 天）。质点运移距离采用下述公式计算：

$$L=\alpha \times K \times I \times T / n e$$

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；

I—水力坡度，无量纲；

T—质点迁移天数，15 年+1000d；

ne—有效孔隙度，无量纲。

本项目所在区域承压水为新近系泰康承压水，岩性主要为泥岩和砂砾岩，潜水为第十系粉质黏土和灰色细砂，参照《环境影响评价技术导则地下水》（HJ610-2016）附录 B 水文地质参数经验值表以及该地区《水文地质手册》，K 承压水=25m/d，K 潜水=10m/d，根据区域等水位线与距离计算确定 I 承压水=0.0007，I 潜水=0.001，ne 承压水=0.268，ne 潜水=0.336；经计算得出，L 承压水=845.6m，L 潜水=385.4m，因此林源镇水源地补给径流区为外扩 845.6m。

现场实际勘察，评价区域内不涉及集中水源地的补给径流区，无集中式饮用水水源，村屯均为市政管网集中供水，村屯内有少量水井用于灌溉和喂养牲畜非饮用水源。因此，该地区地下水区域属于“不敏感”区域，所以本工程地下水环境敏感程度判定为不敏感。

2.5.3.2 地下水评价工作等级

本项目分别属于I类、II类和III类项目，地下水环境敏感程度为不敏感，依据表 2.5-7 的评价工作等级划分原则，本项目基建井场和站场区域以及输送管道在同一场地，该场地地下水评价等级为二级。根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中新建回注井（含开采井转回注井）的场地，地下水评价等级不低于二级，本工程新建回注井，并基建转注井，因此，地下水评价工作等级为二级。

表 2.5-7 评价工作级分级表

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

2.5.4 声环境

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中噪声环境影响评价等级划分的基本原则，本项目所处的声环境功能区为 GB 3096 规定的 1 类、2 类地区，并且项目 200m 范围内无声环境敏感目标，项目建设前后评价范围内声环境保护目标噪声级增量在 5 dB(A)以下，受影响人口数量增加不明显，因此，声环境评价等级为二级。

2.5.5 生态环境

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），按以下原则确定评价等级：

- （1）涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；

- (2) 涉及自然公园时，评价等级为二级；
- (3) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；
- (4) 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，生态影响评价等级不低于二级；
- (5) 根据 HJ 610、HJ 964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；
- (6) 当工程占地规模大于 20km^2 时，评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；
- (7) 除本条（1）、（2）、（3）、（4）、（5）、（6）以外的情况，评价等级为三级。

本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线，不属于水文要素影响型建设项目，地下水水位或土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标分布，占地规模小于 20km^2 ，因此，该项目生态评价等级确定为三级。

2.5.6 环境风险

2.5.6.1 风险潜势初判

本次施工期评价主要将单个井场柴油罐划分为危险单元，柴油储存在施工场地内柴油罐中，每个施工井场设钢制柴油罐 2 个，单个容积 20m^3 ，柴油密度 0.835t/m^3 ，每个施工井场柴油最大存在总量约为 33.4t 。

本工程运营期涉及的物质主要为原油和天然气，环境风险评价的功能单元确定为扩建杏北 1601 转油站，以及油井至计量间的集油管线、集气管线。

杏北 1601 转油站容器区 3 座三合一，最大容积约 1809m^3 ，产液含水率以 90% 计，原油储量以最大容积的 10% 计，原油密度为 0.8519t/m^3 ，则容器内的原油储量为 154.1t ，该区块采出液气油比 $51.5\text{m}^3/\text{t}$ ，天然气密度为 0.6567kg/m^3 ，天然气储量为 5.21t 。

本工程最长的单条集油管线约为 680m ，管径为 $\phi 60 \times 3.5$ ，产液综合含水 90%，原油密度为 0.8519t/m^3 ，气油比 $51.5\text{m}^3/\text{t}$ ，天然气密度为 0.6567kg/m^3 ，

则集油管道内的原油量为 12.77t，同时产生的伴生气量为 0.43t。

本工程新建杏北集气管道规格为 $\Phi 273 \times 6 \sim 3.78\text{km}$ ，设计压力 1.6MPa，则产生的伴生气量为 2.06t。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q），见表 2.5-8。

表 2.5-8 危险物质数量与临界量的比值（Q）确定情况

厂界	危险物质	CAS 号	最大存在总量（t）	临界量（t）	物质 Q 值 q_n/Q_n
杏北 1601	原油（石油）	/	154.1	2500	0.062
	天然气（甲烷）	74-82-8	5.21	10	0.521
项目 $Q=\sum q_n/Q_n$					0.583
集气管道	天然气	74-82-8	2.06	10	0.206
项目 $Q=\sum q_n/Q_n$					0.206
集油管道	原油	/	12.77	2500	0.0051
	天然气	74-82-8	0.43	10	0.043
项目 $Q=\sum q_n/Q_n$					0.0481
施工期井场	柴油	68334-30-5	33.4	2500	0.0134
项目 $Q=\sum q_n/Q_n$					0.0134

2.5.6.2 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中评价等级的判定方法（见表 2.5-9），本项目厂界最大 $Q=0.583 < 1$ ，环境风险潜势为 I，确定本工程风险评价等级为简单分析。

表 2.5-9 环境风险评价工作级别

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

2.5.7 土壤环境

2.5.7.1 环境影响识别

（1）项目类别

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

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）建设项目按照场站和内部集输管道分别判断行业分类。本工程常规石油开采井场、站场等工程，按Ⅰ类建设项目开展土壤环境影响评价；区块内油类和废水等输送管道，按照Ⅱ类建设项目开展土壤环境影响评价，天然气管道按照Ⅳ类建设项目开展土壤环境影响评价。

（2）环境影响类型和途径

根据工程分析，本项目开发过程中对土壤环境的影响主要表现为油田建设期和运行期排放的废钻井液、岩屑、废射孔液、压裂返排液、落地油等污染物对土壤环境的污染，可对土壤的物理、化学、生物性质等方面造成影响，导致土壤质量恶化。其土壤环境影响类型与影响途径见表 2.5-10。

表 2.5-10 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

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

根据上表，污染型影响型土壤环境影响源及影响因子识别见表 2.5-11。

表 2.5-11 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

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

2.5.7.2 评价等级

（1）占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）：将建设项目占地规模分为大型（≥50 hm²）、中型（5~50 hm²）、小型（≤5 hm²），建设项目占地主要为永久占地。本工程永久占地规模为 19.895hm²，基建井场和改造场站占地规模属于中型；集输管道和天然气管道永久占地为 0，占地规模属于小型。

（2）环境敏感程度划分

建设项目所在地土壤环境敏感程度判别依据见表 2.5-12。由于本项目周

边存在耕地，所以本项目所在地土壤环境敏感程度为敏感。

表 2.5-12 污染影响型敏感程度分级表

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

(3) 评价等级的确定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中关于评价等级的规定，本项目污染影响型评价等级划分见表 2.5-13。本项目基建井场和改造场站为I类中型占地项目，且敏感程度为敏感，所以污染影响型评价工作等级为一级；本工程拟建油类和注入类等输送管道为II类小型占地项目，且敏感程度为敏感，所以污染影响型评价工作等级为二级；新建杏北 1601 转油站集气管道为IV类项目，不开展土壤环境影响评价。

表 2.5-13 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级 敏感程度	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

2.6 评价范围及环境保护目标

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

2.6.1 大气环境评价范围及保护目标

本项目大气评价等级为一级，大气环境评价范围为拟建区块外扩 9039m 区域内。大气环境保护目标具体见表 2.6-1 和图 2.6-1。

表 2.6-1 大气环境保护目标统计

名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对本工程方位/距离
	经度	纬度				
古城村	124.8545	46.3352	村民, 约 200 人	空气质量	二类	基建杏 8-11-626 井南侧 210m
红城村	124.8634	46.3414	村民, 约 30 人	空气质量	二类	基建 36 号平台东北 900m
建工一村	124.9203	46.41981	村民, 约 30 人	空气质量	二类	基建 27 号平台东北 10.3km
龙华新村	124.9188	46.40211	村民, 约 350 人	空气质量	二类	基建 27 号平台东北 8.7km
红岗区	124.8830	46.39673	村民, 约 129988 人	空气质量	二类	基建 27 号平台东北 6.6km
金山堡屯	124.8844	46.37266	村民, 约 400 人	空气质量	二类	基建 27 号平台东北 4.5km
后丁家窑	124.8857	46.35711	村民, 约 200 人	空气质量	二类	基建 27 号平台东北 3.5km
丁家窑屯	124.8809	46.35255	村民, 约 200 人	空气质量	二类	基建 36 号平台东北 3.0km
杏树岗镇	124.8952	46.31996	村民, 约 30517 人	空气质量	二类	基建杏 8-11-626 井东南
何家屯	124.9260	46.31990	村民, 约 170 人	空气质量	二类	基建杏 8-11-626 井东南
青山屯	124.9288	46.33910	村民, 约 180 人	空气质量	二类	基建杏 8-11-626 井东 6.0km
杏树岗村	124.9115	46.34094	村民, 约 220 人	空气质量	二类	基建杏 8-11-626 井东 4.3km
郎家围子	124.9130	46.30105	村民, 约 160 人	空气质量	二类	基建杏 8-11-626 井东南
兴隆河村	124.8790	46.26913	村民, 约 230 人	空气质量	二类	基建杏 8-11-626 井东南
兴隆堡屯	124.7968	46.30721	村民, 约 180 人	空气质量	二类	基建 57 号平台西南 4.0km
兴隆村屯	124.7837	46.31133	村民, 约 60 人	空气质量	二类	基建 61 号平台西南 4.1km
小五村屯	124.7240	46.35305	村民, 约 200 人	空气质量	二类	基建 1 号平台西侧 5.7km
西岗屯	124.7043	46.34920	村民, 约 100 人	空气质量	二类	基建 1 号平台西侧 7.4km
五村屯	124.7086	46.36754	村民, 约 240 人	空气质量	二类	基建 1 号平台西北 6.8km
杏树岗屯	124.9263	46.35865	村民, 约 130 人	空气质量	二类	基建杏 8-11-626 井东北
林源镇	124.7086	46.30644	村民, 约 16118 人	空气质量	二类	基建 6 号平台西南 8.1km
长发开发	124.7039	46.29087	村民, 约 30 人	空气质量	二类	基建 6 号平台西南 9.0km
兴隆山村	124.9071	46.26913	村民, 约 400 人	空气质量	二类	基建杏 8-11-626 井东南
创业庄	124.7827	46.39430	村民, 约 30 人	空气质量	二类	基建 3 号平台西北 4.2km
康乐屯	124.8725	46.38776	村民, 约 20 人	空气质量	二类	基建 40 号平台东北 5.0km
开荒户屯	124.8494	46.26163	村民, 约 230 人	空气质量	二类	基建杏 8-11-626 井东南
青山堡屯	124.9519	46.30010	村民, 约 120 人	空气质量	二类	基建杏 8-11-626 井东南
新建屯	124.9519	46.32488	村民, 约 100 人	空气质量	二类	基建杏 8-11-626 井东 7.8km

2.6.2 地表水环境评价范围及保护目标

地表水评价范围为本工程所在区域的六十六号泡。地表水环境保护目标具体见表 2.6-2 和图 2.6-2。

表 2.6-2 地表水环境保护目标

名称	距井场方位及最近距离	环境特征	保护级别
六十六号泡	基建 6 号平台西南 240m	自然泡沼，面积约 3.4km ² ，平均水深 0.2-1.0m	/

2.6.3 地下水环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》，采用公式计算法确定地下水评价范围：

$$L=\alpha \times K \times I \times T / n_e = 2 \times 1.0 \times 0.001 \times 5000 / 0.336 = 30m,$$

式中：L：下游迁移距离，m；

α ：变化系数，一般取 2；

K：渗透系数，m/d；根据《水文地质手册》该地区潜水取 K=1.0m/d；

I：水力坡度，无量纲；根据水位等值线图量得 0.001；

T：质点迁移天数，取值不小于 5000d，本次取 T=5000；

n_e ：有效孔隙度，无量纲，根据室内实验潜水含水层取 $n_e=0.336$ ；

根据公式法评价范围应为最外侧井场场地地下水流向下游方向外扩 30m、两侧及上游方向外扩 15m，并包含新建集输管道以管道边界两侧各向外延伸 200m 范围。

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，最终确定本项目的地下水评价范围见图 2.6-1，评价区域面积约为 15.5km²。根据油藏工程方案中，回注层位所在区域地层构造发育情况，水驱回注井回注面积 2.52km²，聚驱回注井回注面积 2.72km²，由于水驱和聚驱井在同一区块内，因此，本工程地下水评价范围已涵盖回注空间及回注水可能影响的范围。

根据评价区域地下水情况的现场调查及资料收集，本项目产能工程区域周边主要敏感点古城村、红城村等居民区饮用水源均为城市管网集中供水，最近水源地为林源镇水源，位于项目区域西南侧 8.5km 处。项目地下水评价范围内无集中式饮用水源地（连片供水且供水人数大于 1000 人），分布散户饮用水井，水井功能为畜牧用水、灌溉等非饮用水。因此判定本

工程地下水环境保护目标为评价范围内第十系潜水含水层。

地下水环境保护目标详见表 2.6-3 及图 2.6-3。

表 2.6-3 地下水环境保护目标统计

保护目标	保护标准及级别
评价范围内第十系潜水含水层	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准

2.6.4 声环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的要求，结合建设项目特点，确定本项目声环境评价范围为基建井场边界向外 200m 及管道中心线两侧各 200m 范围内的声环境，根据现场调查，本项目基建区块边界向外 200m 及管线中心线两侧各 200m 范围内无声环境敏感目标。本项目环境敏感目标及评价范围详见图 2.6-4。

2.6.5 生态评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）中评价工作范围确定的依据：生态影响评价应能够充分体现生态完整性，涵盖评价项目全部活动的直接影响区域和间接影响区域，评价工作范围应依据评价项目对生态因子的影响方式、影响程度和生态因子之间的相互影响和相互依存关系确定。可综合考虑评价项目与项目区的气候过程、水文过程、生物过程等生物地球化学循环过程的相互作用关系，以评价项目影响区域所涉及的完整气候单元、水文单元、生态单元、地理单元界限为参照边界。

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中评价等级和评价范围要求：

a) 井场、站场（含净化厂）等工程以场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围。通过大气、地表水、噪声等环境要素间接影响生态保护目标的项目，其评价范围应涵盖污染物排放产生的间接生态影响区域；

b) 占用生态敏感区的工程，应根据生态敏感区的主要生态功能、保护对象等合理确定评价范围。线性工程穿越生态敏感区时，以线路穿越段向

两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km 为评价范围，并结合生态敏感区主要保护对象的分布、生态学特征、项目的穿越方式、周边地形地貌等适当调整。线性工程以隧道、顶管、定向钻等穿越生态敏感区，且无永久、临时占地时，可从线路中心线向两侧外延 300m 作为评价范围。

本工程不占用生态敏感区，且本工程大气、地表水和噪声等环境要素未对周围生态保护目标产生间接影响，因此生态评价范围为基建井场外扩 50m 及管道两侧 300m 的区域（见图 2.6-1），评价区域面积约为 8.4km²。生态保护目标详见表 2.6-4 及图 2.6-5。

表 2.6-4 生态保护目标统计

环境要素	保护目标名称	规模	保护标准及保护级别
生态环境	井场周边草地、农田生态系统，井场周边土壤、自然植被、农作物、动物等	基建井场外扩 50m，管线及道路两侧 300m 的范围	土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中筛选值要求，控制水土流失
	耕地	临时占用耕地 1.2hm ²	
	草地	永久占用草地 19.895hm ² ，临时占用草地 255.78hm ²	
	水土流失重点治理区	基建井场外扩 50m，管线及道路两侧 300m 的范围	采取工程、林草、封育和耕作等措施，进行水、田、林、草、路统一规划、综合治理，增强防洪排涝、抗御干旱等自然灾害的能力。井场及管线施工划定施工活动范围，挖、填方作业尽量做到互补平衡，分层回填，回填后应予以平整、压实，占地范围内做好原有植被恢复和人工绿化工作。在施工场地两侧设置临时围挡，临时占地范围内设单独表层土堆土区，临时堆土堆成梯形，土堆表面覆盖土工布且设置排水沟，并在施工场地周边设临时施工围堰和临时排水沟。

2.6.6 土壤环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目评价等级为污染影响型一级评价和二级评价，评价范围为基建区块边界外扩 1km、管道中心线两侧各 200m 范围内的土壤环境，评价区域面积约为 14.63km²。根据现场调查，本项目土壤环境保护目标见表 2.6-5 及图 2.6-6。

表 2.6-5 土壤环境保护目标

环境要素	保护内容	环境特征	规模	保护级别
土壤环境	井场、管线及道路周边农用地土壤环境，主要为草地（一般草地）、耕地（一般）	耕地、草地	基建区块边界外扩 1km、管线及道路中心线两侧各 200m 范围内	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中其他用地风险筛选值
	基建井场永久占地内土壤，土壤类型为草甸土	建设用地		《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）
	古城村	村屯		
	红城村	村屯		

2.6.7 环境风险评价范围及保护目标

本项目环境风险潜势为I，风险评价等级为简单分析，因此不设置环境风险评价范围及保护目标。

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 评价等级和评价范围表

项目	评价等级	评价范围
环境空气	一级	大气环境评价范围取拟建区块外扩 9039m 区域内
声环境	二级	基建区块边界向外 200m 及管线中心线两侧各 200m 范围内无声环境敏感目标
地表水环境	三级 B	六十六号泡
地下水环境	二级	井场场地地下水流向下游方向外扩 30m、两侧及上游方向外扩 15m，并包含新建集输管道以管道边界两侧各向外延伸 200m 范围，评价区域面积约为 15.5km ² 。
土壤环境	一级	基建区块边界外扩 1km、管道中心线两侧各 200m 范围内的土壤环境，评价区域面积约为 14.63km ² 。
生态环境	三级	基建井场外扩 50m 及管道两侧 300m 的区域（见图 2.6-1），评价区域面积约为 8.4km ² 。
环境风险	简单分析	不设置环境风险评价范围及保护目标

2.7 评价工作内容及重点

根据评价区域的环境特征及油田开发建设项目的具体特点，在工程分析的基础上，以生态影响评价、土壤环境影响评价、水环境影响评价、环境风险评价及工程污染防治措施评价为重点，同时进行项目大气环境影响

评价、声环境影响评价，环境影响经济损益分析、环境管理及监测计划等项目的评价与分析，在评价过程中力求工业污染防治与生态保护并重，提出相应的污染防治措施和生态保护措施及建议。

3.建设项目工程分析

3.1 建设项目概况

3.1.1 基本情况

3.1.1.1 项目基本情况

项目名称：大庆杏树岗油田朝阳沟油田 2024 年更新井产能建设地面工程项目

建设单位：大庆油田有限责任公司第十采油厂

建设性质：改扩建

建设地点：黑龙江省大庆市红岗区杏树岗镇境内

工程规模：基建井 322 口，基建油井 194 口，注入井 128 口，形成 63 座平台井，84 座单井，其中新钻井 280 口，利用井 29 口，转注井 13 口，建成产能 $16.3 \times 10^4 \text{t/a}$ ；新建阀组间 3 座，改扩建杏北 1601 转油站，扩建杏北 1301 热水站；新建集油掺水管道 68.73km；更换外输管道 9.83km；新建集气管道 3.78km；新建注入站 1 座，扩建杏北 4 号配制站，扩建杏二十七曝氧站，新建母液管道 3.5km；新建注水干线 2.3km；新建单井注入管线 73.6km；新建单井注水管道 10.2km；改造污水站 4 座，新建调水管道 2.5km；配套建设供配电、道路及数字化等工程。新建井基本情况见表 3.1-1。

主要产品：原油

占地面积：永久占地 19.895hm^2 ，临时占地 256.98hm^2

工程投资：39435.0 万元

建设周期：12 个月

定员：本工程不新增定员

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

表 3.1-1 本工程基建井基本情况

序号	区块	井号	驱替方式	种类	井别	平台号	井口纵坐标	井口横坐标	地类
1	III	杏 7-32-斜 P915	聚驱	新钻	注入井	1			草地
2	III	杏 7-33-斜 P915	聚驱	新钻	采出井				草地
3	III	杏 7-33-斜 P916	聚驱	新钻	采出井				草地
4	III	杏 7-30-P915	聚驱	新钻	采出井	2			草地
5	III	杏 7-丁 3-斜 P914	聚驱	新钻	注入井				草地
6	III	杏 7-31-斜 P915	聚驱	新钻	采出井				草地
7	III	杏 7-21-斜 P916	聚驱	新钻	采出井	3			草地
8	III	杏 7-21-斜 P917	聚驱	新钻	注入井				草地
9	III	杏 7-2-斜 P915	聚驱	新钻	注入井				草地
10	III	杏 7-2-斜 708	水驱	新钻	采出井	4			草地
11	III	杏 7-2-斜 709	水驱	新钻	采出井				草地
12	III	杏 7-30-斜 710	水驱	新钻	注入井				草地
13	III	杏 7-丁 3-斜 710	水驱	新钻	采出井				草地
14	III	杏 7-31-斜 P916	聚驱	新钻	采出井	5			草地
15	III	杏 7-3-斜 P915	聚驱	新钻	注入井				草地
16	III	杏 7-34-斜 P916	聚驱	新钻	采出井				草地
17	III	杏 7-40-斜 P916	聚驱	新钻	注入井				草地
18	III	杏 7-丁 4-斜 P916	聚驱	新钻	采出井	6			草地
19	III	杏 7-42-斜 P916	聚驱	新钻	采出井				草地
20	III	杏 7-4-斜 P917	聚驱	新钻	注入井				草地
21	III	杏 8-丁 1-斜 P917	聚驱	新钻	采出井	7			草地
22	III	杏 7-2-斜 710	水驱	新钻	采出井				草地
23	III	杏 7-2-P917	聚驱	新钻	采出井				草地
24	III	杏 7-30-斜 712	水驱	新钻	注入井				草地
25	III	杏 7-丁 3-斜 711	水驱	新钻	采出井	8			草地
26	III	杏 7-30-斜 P918	聚驱	新钻	采出井				草地
27	III	杏 7-丁 3-斜 712	水驱	新钻	采出井				草地
28	III	杏 7-丁 3-P918	聚驱	新钻	注入井				草地
29	III	杏 7-31-斜 711	水驱	新钻	注入井	9			草地
30	III	杏 7-31-斜 P919	聚驱	新钻	采出井				草地
31	III	杏 7-32-斜 711	水驱	新钻	采出井				草地
32	III	杏 7-32-712	水驱	新钻	采出井				草地
33	III	杏 7-32-斜 P918	聚驱	新钻	采出井	10			草地
34	III	杏 7-32-713	水驱	新钻	采出井				草地
35	III	杏 7-3-斜 P918	聚驱	新钻	注入井	11			草地
36	III	杏 7-33-斜 711	水驱	新钻	采出井				草地
37	III	杏 7-33-斜 P919	聚驱	新钻	采出井				草地
38	III	杏 7-33-斜 P920	聚驱	新钻	采出井				草地
39	III	杏 7-34-斜 P920	聚驱	新钻	采出井	12			草地

序号	区块	井号	驱替方式	种类	井别	平台号	井口纵坐标	井口横坐标	地类
40	III	杏 7-3-P920	聚驱	新钻	注入井				草地
41	III	杏 7-34-斜 711	水驱	新钻	采出井	13			草地
42	III	杏 7-34-斜 P919	聚驱	新钻	采出井				草地
43	III	杏 7-40-斜 712	水驱	新钻	采出井				草地
44	III	杏 7-3-斜 P919	聚驱	新钻	注入井				草地
45	III	杏 7-丁 4-斜 713	水驱	新钻	采出井	14			草地
46	III	杏 7-丁 4-斜 P919	聚驱	新钻	采出井				草地
47	III	杏 7-41-714	水驱	新钻	注入井				草地
48	III	杏 7-40-斜 P919	聚驱	新钻	注入井				草地
49	III	杏 7-40-713	水驱	新钻	采出井	15			草地
50	III	杏 7-34-斜 713	水驱	新钻	采出井				草地
51	III	杏 7-41-斜 P919	聚驱	新钻	采出井				草地
52	III	杏 7-34-斜 P921	聚驱	新钻	采出井	16			草地
53	III	杏 7-40-714	水驱	新钻	采出井				草地
54	III	杏 7-41-斜 716	水驱	新钻	注入井				草地
55	III	杏 7-41-斜 P920	聚驱	新钻	采出井				草地
56	III	杏 7-42-斜 713	水驱	新钻	注入井	17			草地
57	III	杏 7-丁 4-斜 714	水驱	新钻	采出井				草地
58	III	杏 7-42-斜 P919	聚驱	新钻	采出井				草地
59	III	杏 7-丁 4-斜 P920	聚驱	新钻	注入井				草地
60	III	杏 7-丁 4-715	水驱	新钻	采出井				草地
61	III	杏 7-40-斜 P920	聚驱	新钻	注入井				草地
62	III	杏 7-42-斜 715	水驱	新钻	注入井				草地
63	III	杏 7-41-斜 718	水驱	新钻	注入井	18			草地
64	III	杏 7-丁 4-斜 717	水驱	新钻	采出井				草地
65	III	杏 7-丁 4-斜 P921	聚驱	新钻	注入井				草地
66	III	杏 7-40-斜 P922	聚驱	新钻	注入井	19			草地
67	III	杏 7-40-斜 715	水驱	新钻	采出井				草地
68	III	杏 7-41-斜 717	水驱	新钻	注入井				草地
69	III	杏 7-41-P921	聚驱	新钻	采出井				草地
70	IV	杏 7-40-717	水驱	新钻	采出井	单井			草地
71	IV	杏 7-41-斜 P922	聚驱	新钻	采出井	20			草地
72	III	杏 7-丁 4-斜 P922	聚驱	新钻	注入井				草地
73	III	杏 7-丁 4-斜 718	水驱	新钻	采出井				草地
74	III	杏 7-4-斜 712	水驱	新钻	采出井	21			草地
75	III	杏 7-4-斜 P920	聚驱	新钻	注入井				草地
76	III	杏 7-4-斜 713	水驱	新钻	采出井				草地
77	III	杏 7-42-P920	聚驱	新钻	采出井				草地
78	III	杏 7-4-斜 714	水驱	新钻	采出井				草地
79	III	杏 7-4-斜 P921	聚驱	新钻	注入井				草地

序号	区块	井号	驱替方式	种类	井别	平台号	井口纵坐标	井口横坐标	地类
80	IV	杏 7-34-斜 P923	聚驱	新钻	采出井	22			草地
81	IV	杏 7-34-717	水驱	新钻	采出井				草地
82	IV	杏 7-3-斜 P923	聚驱	新钻	注入井				草地
83	IV	杏 7-34-斜 P924	聚驱	新钻	采出井				草地
84	IV	杏 7-3-斜 P924	聚驱	新钻	注入井				草地
85	IV	杏 7-40-斜 718	水驱	新钻	采出井	23			草地
86	IV	杏 7-34-斜 P925	聚驱	新钻	采出井				草地
87	IV	杏 7-40-斜 P923	聚驱	新钻	注入井				草地
88	IV	杏 7-40-斜 719	水驱	新钻	采出井	24			草地
89	IV	杏 7-41-斜 720	水驱	新钻	注入井				草地
90	IV	杏 7-40-斜 P924	聚驱	新钻	注入井				草地
91	IV	杏 7-41-斜 P923	聚驱	新钻	采出井				草地
92	IV	杏 7-丁 4-斜 719	水驱	新钻	采出井				草地
93	IV	杏 7-丁 4-斜 P923	聚驱	新钻	注入井	25			草地
94	IV	杏 7-丁 4-斜 720	水驱	新钻	采出井				草地
95	IV	杏 7-丁 4-斜 P924	聚驱	新钻	注入井				草地
96	IV	杏 7-42-斜 P924	聚驱	新钻	采出井				草地
97	IV	杏 7-41-斜 P924	聚驱	新钻	采出井				草地
98	IV	杏 7-40-斜 P925	聚驱	新钻	注入井	26			草地
99	IV	杏 7-33-斜 P924	聚驱	新钻	采出井				草地
100	IV	杏 7-33-P925	聚驱	新钻	采出井				草地
101	IV	杏 7-3-斜 P925	聚驱	新钻	注入井	27			草地
102	IV	杏 7-34-斜 P930	聚驱	新钻	采出井				草地
103	IV	杏 7-33-斜 P930	聚驱	新钻	采出井				草地
104	IV	杏 7-34-726	水驱	新钻	注入井				草地
105	IV	杏 7-3-斜 P930	聚驱	新钻	注入井	28			草地
106	IV	杏 7-41-728	水驱	新钻	注入井				草地
107	IV	杏 7-41-斜 P929	聚驱	新钻	采出井				草地
108	IV	杏 7-40-斜 P931	聚驱	新钻	注入井				草地
109	IV	杏 7-41-斜 P930	聚驱	新钻	采出井	29			草地
110	IV	杏 7-40-P929	聚驱	新钻	注入井				草地
111	IV	杏 7-丁 4-斜 P929	聚驱	新钻	注入井				草地
112	IV	杏 7-丁 4-斜 727	水驱	新钻	采出井	30			草地
113	IV	杏 7-34-725	水驱	新钻	采出井				草地
114	IV	杏 7-34-斜 P926	聚驱	新钻	采出井				草地
115	IV	杏 7-40-斜 722	水驱	新钻	采出井				草地
116	IV	杏 7-40-P926	聚驱	新钻	注入井	单井			草地
117	IV	杏 7-41-斜 P925	聚驱	新钻	采出井				草地
118	IV	杏 7-40-723	水驱	新钻	采出井				草地
119	IV	杏 7-42-斜 P925	聚驱	新钻	采出井	31			草地

序号	区块	井号	驱替方式	种类	井别	平台号	井口纵坐标	井口横坐标	地类
120	IV	杏 7-丁 4-斜 P926	聚驱	新钻	注入井				草地
121	IV	杏 7-丁 4-723	水驱	新钻	采出井				草地
122	IV	杏 7-41-斜 P926	聚驱	新钻	采出井				草地
123	III	杏 7-42-斜 P922	聚驱	新钻	采出井	32			草地
124	III	杏 8-10-斜 P922	聚驱	新钻	采出井				草地
125	III	杏 8-丁 1-斜 P923	聚驱	新钻	注入井				草地
126	III	杏 7-4-斜 717	水驱	新钻	采出井				草地
127	III	杏 7-4-斜 P923	聚驱	新钻	注入井				草地
128	IV	杏 8-10-斜 717	水驱	新钻	注入井				草地
129	IV	杏 7-42-斜 719	水驱	新钻	注入井				草地
130	IV	杏 7-42-斜 P923	聚驱	新钻	采出井				草地
131	IV	杏 7-4-斜 718	水驱	新钻	采出井				草地
132	IV	杏 7-42-725	水驱	新钻	注入井	33			草地
133	IV	杏 7-4-斜 P928	聚驱	新钻	注入井				草地
134	IV	杏 7-42-P929	聚驱	新钻	采出井	34			草地
135	IV	杏 7-4-斜 726	水驱	新钻	采出井				草地
136	IV	杏 7-4-斜 P930	聚驱	新钻	注入井				草地
137	IV	杏 7-42-斜 P930	聚驱	新钻	采出井				草地
138	IV	杏 7-4-斜 727	水驱	新钻	采出井	35			草地
139	IV	杏 7-42-728	水驱	新钻	注入井				草地
140	IV	杏 7-丁 4-斜 P931	聚驱	新钻	注入井				草地
141	IV	杏 8-11-斜 P931	聚驱	新钻	采出井	36			草地
142	IV	杏 8-10-斜 P931	聚驱	新钻	采出井				草地
143	IV	杏 8-丁 1-斜 P932	聚驱	新钻	注入井				草地
144	IV	杏 8-11-斜 729	水驱	新钻	采出井				草地
145	IV	杏 8-11-斜 P932	聚驱	新钻	采出井				草地
146	IV	杏 8-10-P932	聚驱	新钻	采出井				草地
147	IV	杏 7-4-斜 P931	聚驱	新钻	注入井	37			草地
148	IV	杏 8-10-728	水驱	新钻	注入井				草地
149	IV	杏 7-42-斜 P931	聚驱	新钻	采出井				草地
150	IV	杏 7-4-斜 P932	聚驱	新钻	注入井				草地
151	IV	杏 8-11-727	水驱	新钻	采出井	单井			草地
152	IV	杏 8-丁 1-727	水驱	新钻	采出井	单井			草地
153	IV	杏 8-10-斜 726	水驱	新钻	注入井	38			草地
154	IV	杏 8-10-P930	聚驱	新钻	采出井				草地
155	IV	杏 8-丁 1-斜 P931	聚驱	新钻	注入井				草地
156	IV	杏 7-33-斜 P926	聚驱	新钻	采出井	39			草地
157	IV	杏 7-3-斜 P926	聚驱	新钻	注入井				草地
158	IV	杏 7-33-斜 P927	聚驱	新钻	采出井				草地
159	IV	杏 7-33-斜 P928	聚驱	新钻	采出井	40			草地

序号	区块	井号	驱替方式	种类	井别	平台号	井口纵坐标	井口横坐标	地类
160	IV	杏 7-3-斜 P927	聚驱	新钻	注入井				草地
161	IV	杏 7-3-斜 P928	聚驱	新钻	注入井				草地
162	IV	杏 7-40-726	水驱	新钻	采出井	单井			草地
163	IV	杏 7-丁 4-斜 P930	聚驱	新钻	注入井	41			草地
164	IV	杏 7-丁 4-728	水驱	新钻	采出井				草地
165	IV	杏 7-丁 4-斜 729	水驱	新钻	采出井				草地
166	IV	杏 8-丁 1-728	水驱	新钻	采出井	单井			草地
167	IV	杏 7-40-725	水驱	新钻	采出井	单井			草地
168	IV	杏 7-40-斜 P928	聚驱	新钻	注入井	42			草地
169	IV	杏 7-34-P929	聚驱	新钻	采出井				草地
170	IV	杏 7-33-斜 P929	聚驱	新钻	采出井				草地
171	IV	杏 7-3-斜 P929	聚驱	新钻	注入井				草地
172	IV	杏 7-41-726	水驱	新钻	注入井	单井			草地
173	IV	杏 7-丁 4-斜 P928	聚驱	新钻	注入井	43			草地
174	IV	杏 7-丁 4-726	水驱	新钻	采出井				草地
175	IV	杏 7-41-斜 P928	聚驱	新钻	采出井				草地
176	IV	杏 7-4-斜 724	水驱	新钻	采出井	44			草地
177	IV	杏 7-42-P928	聚驱	新钻	采出井				草地
178	IV	杏 7-4-斜 P929	聚驱	新钻	注入井				草地
179	IV	杏 7-4-斜 725	水驱	新钻	采出井				草地
180	IV	杏 7-4-斜 723	水驱	新钻	采出井	45			草地
181	IV	杏 7-42-P927	聚驱	新钻	采出井				草地
182	IV	杏 7-丁 4-725	水驱	新钻	采出井	单井			草地
183	IV	杏 7-丁 4-斜 724	水驱	新钻	采出井	46			草地
184	IV	杏 7-丁 4-斜 P927	聚驱	新钻	注入井				草地
185	IV	杏 7-41-P927	聚驱	新钻	采出井				草地
186	IV	杏 7-40-724	水驱	新钻	采出井	单井			草地
187	IV	杏 7-34-723	水驱	新钻	采出井	单井			草地
188	IV	杏 7-34-斜 P927	聚驱	新钻	采出井	47			草地
189	IV	杏 7-34-斜 P928	聚驱	新钻	采出井				草地
190	IV	杏 7-40-P927	聚驱	新钻	注入井				草地
191	IV	杏 7-41-724	水驱	新钻	注入井	单井			草地
192	IV	杏 7-4-斜 721	水驱	新钻	采出井	48			草地
193	IV	杏 7-4-斜 P926	聚驱	新钻	注入井				草地
194	IV	杏 7-42-斜 723	水驱	新钻	注入井				草地
195	IV	杏 7-42-P926	聚驱	新钻	采出井				草地
196	IV	杏 7-4-斜 722	水驱	新钻	采出井				草地
197	IV	杏 7-4-斜 P927	聚驱	新钻	注入井				草地
198	IV	杏 8-10-斜 719	水驱	新钻	注入井	49			草地
199	IV	杏 7-4-斜 P925	聚驱	新钻	注入井				草地

序号	区块	井号	驱替方式	种类	井别	平台号	井口纵坐标	井口横坐标	地类
200	IV	杏 7-42-721	水驱	新钻	注入井				草地
201	IV	杏 7-丁 4-斜 P925	聚驱	新钻	注入井				草地
202	IV	杏 7-4-斜 720	水驱	新钻	采出井				草地
203	IV	杏 7-丁 4-722	水驱	新钻	采出井	单井			草地
204	IV	杏 7-40-721	水驱	新钻	采出井	单井			草地
205	IV	杏 7-34-721	水驱	新钻	采出井	单井			草地
206	IV	杏 7-41-722	水驱	新钻	注入井	单井			草地
207	IV	杏 7-4-斜 719	水驱	新钻	采出井	50			草地
208	IV	杏 7-丁 4-721	水驱	新钻	采出井				草地
209	IV	杏 7-40-720	水驱	新钻	采出井	单井			草地
210	IV	杏 7-34-719	水驱	新钻	采出井	单井			草地
211	III	杏 7-42-717	水驱	新钻	注入井	51			草地
212	III	杏 7-4-斜 716	水驱	新钻	采出井				草地
213	IV	杏 8-10-斜 725	水驱	新钻	注入井	52			草地
214	IV	杏 8-10-P929	聚驱	新钻	采出井				草地
215	IV	杏 8-丁 1-斜 P930	聚驱	新钻	采出井				草地
216	IV	杏 8-丁 1-726	水驱	新钻	采出井	单井			草地
217	IV	杏 8-10-斜 P926	聚驱	新钻	采出井	53			草地
218	IV	杏 8-10-斜 721	水驱	新钻	注入井				草地
219	IV	杏 8-丁 1-722	水驱	新钻	采出井				草地
220	IV	杏 8-11-斜 P926	聚驱	新钻	采出井				草地
221	IV	杏 8-丁 1-斜 719	水驱	新钻	采出井	54			草地
222	IV	杏 8-丁 1-斜 P925	聚驱	新钻	注入井				草地
223	IV	杏 8-11-P924	聚驱	新钻	采出井				草地
224	IV	杏 8-10-斜 P923	聚驱	新钻	采出井	55			草地
225	IV	杏 7-4-斜 P924	聚驱	新钻	注入井				草地
226	IV	杏 8-丁 1-P924	聚驱	新钻	注入井				草地
227	IV	杏 8-丁 1-斜 718	水驱	新钻	采出井				草地
228	IV	杏 8-10-斜 P924	聚驱	新钻	采出井				草地
229	IV	杏 8-11-725	水驱	新钻	采出井	单井			草地
230	IV	杏 8-丁 1-725	水驱	新钻	采出井	单井			草地
231	IV	杏 8-丁 1-724	水驱	新钻	采出井	单井			草地
232	IV	杏 8-10-斜 P928	聚驱	新钻	采出井	56			草地
233	IV	杏 8-11-斜 P928	聚驱	新钻	注入井				草地
234	IV	杏 8-丁 1-P929	聚驱	新钻	采出井				草地
235	IV	杏 8-11-斜 P929	聚驱	新钻	采出井				草地
236	IV	杏 8-11-723	水驱	新钻	采出井	单井			草地
237	IV	杏 8-丁 1-723	水驱	新钻	采出井	单井			草地
238	IV	杏 8-丁 1-斜 P926	聚驱	新钻	注入井	57			草地
239	IV	杏 8-丁 1-斜 721	水驱	新钻	采出井				草地

序号	区块	井号	驱替方式	种类	井别	平台号	井口纵坐标	井口横坐标	地类
240	IV	杏 8-11-721	水驱	新钻	采出井				草地
241	IV	杏 8-11-斜 719	水驱	新钻	采出井	58			草地
242	IV	杏 8-丁 1-720	水驱	新钻	采出井				草地
243	IV	杏 8-10-斜 P925	聚驱	新钻	采出井				草地
244	IV	杏 8-11-斜 P925	聚驱	新钻	采出井				草地
245	III	杏 8-11-717	水驱	新钻	采出井	单井			草地
246	III	杏 8-丁 1-斜 716	水驱	新钻	采出井	59			草地
247	III	杏 8-丁 1-斜 717	水驱	新钻	采出井				草地
248	III	杏 8-11-P923	聚驱	新钻	采出井				草地
249	III	杏 8-丁 1-斜 713	水驱	新钻	采出井	60			草地
250	III	杏 8-丁 1-斜 P920	聚驱	新钻	注入井				草地
251	III	杏 8-11-斜 P919	聚驱	新钻	采出井				草地
252	III	杏 8-11-斜 P918	聚驱	新钻	采出井				草地
253	III	杏 8-11-P920	聚驱	新钻	采出井	61			草地
254	III	杏 8-丁 1-斜 714	水驱	新钻	采出井				草地
255	III	杏 8-丁 1-斜 P921	聚驱	新钻	注入井				草地
256	III	杏 8-10-斜 P921	聚驱	新钻	采出井				草地
257	III	杏 8-11-斜 P921	聚驱	新钻	采出井				草地
258	IV	杏 8-10-723	水驱	新钻	注入井	单井			草地
259	III	杏 8-10-斜 P919	聚驱	新钻	采出井	62			草地
260	III	杏 8-10-斜 P920	聚驱	新钻	采出井				草地
261	III	杏 8-10-714	水驱	新钻	注入井				草地
262	IV	杏 8-丁 1-P927	聚驱	新钻	注入井	63			草地
263	IV	杏 8-11-斜 P927	聚驱	新钻	采出井				草地
264	IV	杏 8-10-斜 P927	聚驱	新钻	采出井				草地
265	IV	杏 8-丁 1-斜 P928	聚驱	新钻	采出井				草地
266	III	杏 7-2-平 P19	聚驱	新钻	采出井	单井			草地
267	III	杏 7-21-平 P615	聚驱	新钻	注入井	单井			草地
268	III	杏 7-30-平 P616	聚驱	新钻	采出井	单井			草地
269	III	杏 7-31-平 P616	聚驱	新钻	注入井	单井			草地
270	III	杏 7-32-平 P616	聚驱	新钻	采出井	单井			草地
271	III	杏 7-40-平 P617	聚驱	新钻	注入井	单井			草地
272	III	杏 7-41-平 P617	聚驱	新钻	采出井	单井			草地
273	III	杏 7-42-平 P617	聚驱	新钻	注入井	单井			草地
274	III	杏 7-4-斜 715	水驱	新钻	采油井	单井			草地
275	III	杏 7-丁 4-斜 716	水驱	新钻	采油井	单井			草地
276	III	杏 8-11-斜 715	水驱	新钻	采油井	单井			草地
277	III	杏 8-丁 1-斜 715	水驱	新钻	采油井	单井			草地
278	IV	杏 7-40-斜 727	水驱	新钻	采油井	单井			草地
279	IV	杏 7-4-斜 728	水驱	新钻	采油井	单井			草地

序号	区块	井号	驱替方式	种类	井别	平台号	井口纵坐标	井口横坐标	地类
280	IV	杏 8-丁 1-斜 729	水驱	新钻	采油井	单井			草地
281	III	杏 7-31-615	水驱	利用	采油井	单井			草地
282	III	杏 7-40-616	水驱	转注	注水井	单井			草地
283	III	杏 7-41-616	水驱	转注	注水井	单井			草地
284	III	杏 7-42-617	水驱	转注	注水井	单井			草地
285	III	杏 7-42-619	水驱	转注	注水井	单井			草地
286	III	杏 8-10-618	水驱	转注	注水井	单井			草地
287	III	杏 8-10-619	水驱	转注	注水井	单井			草地
288	III	杏 7-30-615	水驱	利用	注水井	单井			草地
289	III	杏 7-31-616	水驱	利用	注水井	单井			草地
290	III	杏 7-32-615	水驱	利用	注水井	单井			草地
291	III	杏 7-41-617	水驱	利用	注水井	单井			草地
292	III	杏 7-41-618	水驱	利用	采油井	单井			草地
293	III	杏 8-10-617	水驱	利用	注水井	单井			草地
294	III	杏 8-11-新 619	水驱	利用	采油井	单井			草地
295	IV	杏 7-40-620	水驱	转注	注水井	单井			草地
296	IV	杏 7-40-622	水驱	转注	注水井	单井			草地
297	IV	杏 7-41-620	水驱	转注	注水井	单井			草地
298	IV	杏 7-41-622	水驱	转注	注水井	单井			草地
299	IV	杏 7-42-621	水驱	转注	注水井	单井			草地
300	IV	杏 8-10-620	水驱	转注	注水井	单井			草地
301	IV	杏 8-10-624	水驱	转注	注水井	单井			草地
302	IV	杏 7-40-619	水驱	利用	注水井	单井			草地
303	IV	杏 7-40-621	水驱	利用	注水井	单井			草地
304	IV	杏 7-41-619	水驱	利用	注水井	单井			草地
305	IV	杏 7-41-621	水驱	利用	注水井	单井			草地
306	IV	杏 7-41-623	水驱	利用	注水井	单井			草地
307	IV	杏 7-41-624	水驱	利用	采油井	单井			草地
308	IV	杏 7-42-620	水驱	利用	注水井	单井			草地
309	IV	杏 7-42-622	水驱	利用	注水井	单井			草地
310	IV	杏 7-42-624	水驱	利用	注水井	单井			草地
311	IV	杏 7-42-侧钻斜 623	水驱	利用	采油井	单井			草地
312	IV	杏 8-10-621	水驱	利用	注水井	单井			草地
313	IV	杏 8-10-623	水驱	利用	注水井	单井			草地
314	IV	杏 8-10-625	水驱	利用	采油井	单井			草地
315	IV	杏 8-10-侧钻斜 622	水驱	利用	采油井	单井			草地
316	IV	杏 8-11-620	水驱	利用	注水井	单井			草地
317	IV	杏 8-11-621	水驱	利用	采油井	单井			草地
318	IV	杏 8-11-622	水驱	利用	注水井	单井			草地
319	IV	杏 8-11-623	水驱	利用	采油井	单井			草地

序号	区块	井号	驱替方式	种类	井别	平台号	井口纵坐标	井口横坐标	地类
320	IV	杏 8-11-624	水驱	利用	采油井	单井			草地
321	IV	杏 8-11-625	水驱	利用	注水井	单井			耕地
322	IV	杏 8-11-626	水驱	利用	采油井	单井			耕地

表 3.1-2 本工程项目组成表

工程类别	单项工程		主要内容	备注
主体工程	钻前工程		147 座井场平整，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		新钻井 280 口，井型包括 272 口直井，8 口水平井，平均完钻井深 1155m，钻井总进尺 323328m；	新建
			新建 100m×90m 钻井井场 147 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、空压机、钢制泥浆槽等；新建撬装式钢制基础 280 座，43.3m×11.7m，用于架设钻井井架。	
			钻井液体系为复合阳离子水基钻井液。	
			钻井周期为 280d，单口井钻井周期为 8d，同时最多 8 个钻井队同时施工。	
	储层改造工程		聚驱区块以一类油层葡 I2~3 为主要开采目的层，对 160 口新钻井（采出井 92 口，注入井 68 口）主要采用射孔方式完井；	新建
			水驱区块 120 口新钻井需要射孔（具体为 61 口新钻油井射孔后压裂完井，52 口新钻油水井、7 口大斜度油井射孔完井）；	
			对利用井中 16 口二次加密井补孔完井，因此，本工程共有 296 口井需要进行射孔。	
			聚驱直井采用多级复合射孔工艺，注入井采用复合射孔工艺，水驱油水井全部采用复合空射工艺。	
	油气集输工程		根据油藏工程方案要求，有 61 口油水井需要压裂，压裂液选用与地层温度相适应的低配比浓度胍胶压裂液，支撑剂选用 0.425~0.85mm 粒径的优质石英砂。本次压裂油井采用限流法压裂工艺，根据压裂工艺适用条件，坐压多层压裂管柱能满足本区块压裂的需要。	新建
			压裂施工设备包括，外加厚压裂管线、地面管线、井口控制器、压裂管汇、带有旋塞阀的防喷短节、压裂车组，压裂液不在现场配制，由罐车直接运输至井场。	
			基建 194 口，新建抽油机井口 185 口，利用井中利用 9 口原有井口；新建集油阀组间 3 座（详见 3.3-7），新建集油管道 68.73km（其中 $\Phi 60 \times 3.5 \sim 47.36$ ， $\Phi 76 \times 4.5 \sim 13.05$ ， $\Phi 89 \times 4.5 \sim 3.94$ ， $\Phi 114 \times 4.5 \sim 3.08$ ， $\Phi 216 \times 6 \sim 1.3$ ）；更换 16-5 计量间已建站间掺水管道，规格为 $\phi 114 \times 4.5 \sim 1.65 \text{km}$ 。设计压力为 1.6-2.5MPa，材质均为硬质聚氨酯泡沫夹壳钢管。敷设方式为管道地下埋深 2m。	
			新建杏北 1601 转油站集气管道 $\Phi 273 \times 6 \sim 3.78 \text{km}$ ，材质为普通碳钢，设计压力 1.6MPa，管道穿越 14 处（主要为公路），收发球筒 1 套，旋进旋涡流量计 1 台。现有集气管道输送能力为 $10.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，新建集气管道后输送能力为 $20.79 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。敷设方式为管道地下埋深 2m。	

		注入工程	基建注入井 68 口，单井注入管道 $\Phi 60 \sim 73.6\text{km}$ ，站外新建杏二十七注水站至注入站高压注水干线 2.3km，设计压力 16MPa。新建杏北四号配制站至新建注入站母液管道 1 条，DN250-3.5km，设计压力 2.5MPa，采用钢骨架塑料复合管。敷设方式为管道地下埋深 2m。	新建
		注水工程	基建注水井 60 口，其中新井 29 口，转注井 13 口，18 口利用井。新建注水井口 42 套、配水阀组 42 套。18 口利用井中 4 口注水井为长关井，新建注水井口 4 口、配水阀组 4 套。本次新井、转注井管道全部新建，共计新建单井支线 $\Phi 60 \times 5-8.9\text{km}$ ，更换 4 口利用井管道 $\Phi 60 \times 5-1.3\text{km}$ ，设计压力 16MPa，高压注水管道采用外 2PE 内普通级熔结环氧粉末钢管，单井注入管道 30%柔性塑料复合高压输送管、70%采用外 2PE 内普通级熔结环氧粉末管；新建杏十一污至杏二十七三元污水站调水管道 DN400-2.5km，设计压力 1.6MPa，采用钢骨架塑料复合管。敷设方式为管道地下埋深 2m。	新建
		站场工程	改造杏北 1601 转油站，新建 3 台 $\Phi 4 \times 24$ 三合一，新建 2.5MW 掺水加热炉 5 台，掺水泵（ $Q=130\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=250\text{m}$ ， $P=185\text{kW}$ ）3 台，热洗泵（ $Q=65\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=250\text{m}$ ， $P=75\text{kW}$ ）1 台，外输泵 3 台，设置加药装置 2 套，其中破乳剂、防垢剂各 1 台，新建 1 台 0.29MW 采暖炉等。扩建后负荷率在 81.8%~100%，能够满足本工程需求。	改 扩 建
			扩建杏北 1301 热水站，新建 2.0MW 加热炉一台，并配套建设站内管道等。原有处理规模为 $600\text{m}^3/\text{d}$ ，扩建后热水站供水能力为 $1207\text{m}^3/\text{d}$ 。	扩建
			扩建杏北 4 号配制站，规划将 1 台 $70\text{m}^3/\text{h}$ 外输泵更换为 1 台 $150\text{m}^3/\text{h}$ ，并更换母液粗精过滤器 1 套；并更换母液粗精过滤器 1 套；新建 1 套密闭除尘上料装置；并更换 13#、15#熟化罐保温层及电伴热带。	改 扩 建
			扩建杏二十七曝氧站，拆除 5 套水射器及 3 台升压泵，在曝氧泵房内新建空气压缩机 2 台（运 1 备 1），新建稳压罐 1 座，静态混合器 2 台，并配套建设供电自控等系统。原设计曝氧能力 $0.9 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，扩建后规模扩至 $1.35 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。	改 扩 建
			新建撬装聚杏 4-8 注入站 1 座，建设混配阀组 6 套、注入泵 9 台、母液储槽 1 座、母液回收装置及相应注入泵房、污水池、供配电、给排水等系统。	新建
			改造杏十一污水站，包括新建纳米过滤罐，拆除已建过滤罐及基础，新建一级、二级 $\Phi 4\text{m}$ 过滤罐各 5 座，更换滤罐操作间管网，滤罐配套工艺橇共 10 套。拆除 $265\text{m}^3/\text{h}$ 反冲洗水泵 2 台，新建 $110\text{m}^3/\text{h}$ 反冲洗水泵 2 台。新建 1 台空压机（配套建设储气罐，储存介质为空气，高度为 2m，直径为 1m）等内容。	改 扩 建
			改造杏十一深度污水站，包括 6 座过滤罐更换滤料，改造站内工艺管线 2.18km；更换污水回收装置 4 台，升压泵 1 台，外输水泵 2 台等。	改建
			改造聚杏十一污水站，包括更换 5000L 加药罐 1 座，滤罐操作间更换蝶阀 54 个，止回阀 16 个；	改建
			扩建杏二十七三元污水站，包括新建 1 套提温反洗工艺流程，包括 1.5MW 加热炉 1 台， 500m^3 钢制水罐 1 座（储存介质为精华水，常压储罐，直径 4.5m，高度 10m）， $50\text{m}^3/\text{h}$ 循环水泵 2 台及配套管线等内容。	扩建
公辅工程	供排水工程		生产用水由水罐车拉运至施工现场，生活用水采用桶装水。	新建

		<p>钻井期间生活污水依托附近场站生活污水收集系统；钻井废水由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理；管道清洗废水和试压废水送杏十一污水站处理后回注现役油层；压裂返排液由罐车拉运至第十采油厂压裂液处理站处理，回注现役油层。施工期生活污水附近场站生活污水收集系统。</p> <p>运行期油田采出水由管线输送至杏北十一污水站、聚杏北十一污水站和杏北二十七三元含油污水处理站处理达标后回注现役油层，油水井作业污水送杏十一污水站处理后回注现役油层。</p>	新建
	道路工程	维修及扩建沥青砼井排路 4.9km；新建砂石通井路 1.7km；新建土路通井路 6.8km；新建计量间土路 0.3km；水泥砼进站路 0.1km。	新建
	自控工程	本次为新建油井、注入井、集油阀组间及注入站进行数字化建设，对扩建杏北 1601 转油站、配注站场进行数字化完善工程。	新建
	供热系统	场站供热依托站内加热炉，新建集油阀组间、注入站冬季采用电采暖。	新建
	供配电工程	钻井期间约 30 座井场需设柴油发电机 2 台，剩余新钻井场建设 6kV 供电线路 30km（钻井完工后拆除）；地面建设期间新建柱上变压器 33 台，新建低压配电线路 32.4km，新建转油站 6kV 变电站 1 座，新建 6kV 供电线路 3.7km，并配套建设集成优化配电系统等。	新建
储运工程	生活、办公区	钻井井场包括活动房（1 座/井场，占地面积 50m ² ）、综合房（1 座/井场，占地面积 50m ² ）、值班房（1 座/井场，占地面积 20m ² ）、材料房（3 座/井场，占地面积 50m ² ）、发电房（1 座/井场，占地面积 100m ² ）、井控房（1 座/井场，占地面积 50m ² ）等。	新建
	泥浆循环罐	钢制泥浆循环罐 3 个/井场，容积 50m ³ /个，储量合计 150m ³ ，占地面积 100m ² 。	新建
	钢制泥浆槽	井场设置容积 33m ³ 的钢制泥浆槽（9×2.5×1.5m）1 座，位于泥浆循环罐区旁边，用于暂存钻井岩屑、废弃钻井液及钻井废水，由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心进行处理，确保本项目产生的废弃钻井液不落地。	新建
	材料房	井场设置材料房 3 座/井场，占地面积 50m ² ，用于存放膨润土、纯碱、WDYZ-1、HX-D、SPNH-1、FST-2、DJ-C、FPS、NH4-HPAN-2、重晶石粉等钻井材料。	新建
	柴油罐	钢制柴油罐 2 座/钻井井场，采用双层卧式罐，总容积 40m ³ ，储量约 33.4t，占地面积 20m ² 。本项目对柴油罐区进行重点防渗处理，并在周边设置高度不低于 0.5m、容积不低于 20m ³ 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰，满足事故状态下的储存要求。	新建
	水罐区	钢制水罐 1 个/井场，罐容积 30m ³ ，占地 56m ² ，存储新鲜水。	新建
	表层土堆放区	井场表土剥离均堆放在每座井场设置的表土堆放区，占地面积为 1400m ² ，堆存高度为 2m，待施工结束后用于临时占地的恢复。管线施工区域内沿线平行设置表土堆放区，项目临时占地复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌。	新建
环保工程	废气治理措施	<p>施工期施工场地设置围护；施工现场洒水消尘，表土及建材堆放上覆遮盖材料；施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布；</p> <p>运行期井口安装密封垫，集输管线均为密闭管道，油田采出液经管道输送至转油站处理，减少烃类气体挥发。</p>	新建

		新建加热炉使用清洁燃料天然气，采用低氮燃烧器，烟气燃烧通过 12m 高烟囱达标排放。	
	废水治理措施	钻井期间钻井废水与废弃泥浆一起由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理；压裂返排液由罐车拉运至第十采油厂压裂返排液处理站处理后再输送至聚杏II-1 污水站处理后回注现役油层。地面建设期间新建管道试压废水用罐车拉运至杏十一污水站进行处理后回注现役油层；钻井期间和地面建设期间生活污水进入附近场站生活污水收集系统，委托庆南工矿红岗分公司用生活污水拉运罐车抽取、拉运至红岗区西巷污水站，由西巷污水站将生活污水输送至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂进行处理，该污水处理厂执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准，排放至西干渠；油水井作业污水、洗井污水及油田采出水经杏十一污水站处理后回注现役油层。	新建
	地下水污染防治措施	<p>钻井期井场中钻机生产区、柴油罐区、泥浆循环罐区，泥浆泵区、压裂作业区采用双层高密度聚乙烯（HDPE）防渗膜（膜厚 1.5mm，其渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$）构筑防渗层，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$，$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的防渗性能，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）重点防渗区要求；材料房采用单层高密度聚乙烯（HDPE）构筑防渗层，防渗膜 1.5mm 厚，其渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区要求；</p> <p>运行期油水井井场地面压实，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）简单防渗区要求；埋地管道采用无缝钢管并留有足够腐蚀余量，管道连接方式应采用焊接，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）重点防渗区要求；</p> <p>油水井作业井场铺设人工防渗层聚乙烯膜，厚度为 2.0mm，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）重点防渗区要求。</p> <p>新建注入站污水池属于重点防渗区，结构厚度为 250mm，混凝土的抗渗等级为 P8，且水池的内表面应涂刷水泥基渗透结晶型等放水涂料，防水涂料厚度达到 1.0mm，其防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的粘土层防渗性能，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区防渗要求。站内玻璃钢母液储槽、母液回收装置、注入泵等设备区属于一般防渗区，采用单层高密度聚乙烯（HDPE）构筑防渗层，防渗膜 1.5mm 厚，其渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区防渗要求。</p>	新建
		布设 1 口地下水背景监测井，3 口地下水跟踪监测水井，定期对地下水水质进行监测：背景监测井：地下水环境监测井（N 46.35663，E 124.86775）；跟踪监测井：散户 1 潜水井（N46.34666，E124.7769）；红城村潜下水（N46.34114，E124.8651）；古城村承压水井（N46.33375，E124.8553）。	依托
	噪声治理措施	施工期合理安排施工进度、减少施工时间，避免大量高噪声设备同时施工；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。运行期井场电机、抽油机等发声设备尽可能选用低噪声设备；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。	新建
	固废处置措施	钻井施工产生的废弃钻井液、岩屑、废射孔液定期由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理，处理后产生的泥饼，油田统一调配用于井场平整及道路建设等综合利用。	依托

		<p>钻井施工产生的膨润土、纯碱包装袋、废防渗布及地面建设期间管道施工产生的废料送第十采油厂工业固废处置场处理。施工期生活垃圾送大庆城控电力有限公司焚烧处理。施工期杏十一深度处理站拟更换 6 座过滤罐滤料，统一由大庆蓝星环保工程有限公司负责更换及回收。</p> <p>运行期油井作业产生的落地油及场站产生的含油污泥统一收集，送杏北油田含油污泥处理站进行减量化处置后委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准（石油类$\leq 3000\text{mg/kg}$）处理；油水井作业产生的含油废防渗布，收集暂存杏五中试验站含油防渗布暂存库，定期委托有资质的单位进行处置。</p>	
	生态恢复措施	对永久占用的 19.895hm^2 草地，采取经济补偿；对临时占用的 1.2hm^2 耕地进行复垦，对临时占用的 255.78hm^2 草地进行自然恢复的措施进行植被恢复。	新建
	环境风险防范措施	钻进过程中，井口安装防喷器及配套井控设备，防止发生井喷事故；原油集输采用密闭流程；在工程设计上提高设计强度、加强防腐；定期检测管道的内外腐蚀及防腐层破损情况，及时更换或维修；制定操作规程、巡检、检测、应急等安全管理管理措施；定期巡线。	新建
依托工程	杏北 1601 转油站	采用“分离+缓冲+游离水脱除”三合一流程，设计能力 10600t/d ，本次产能进新井 177 口，负荷率 $127.4\sim 239.7\%$ ，各系统能力均不能满足新建产能需求，需进行扩建，扩建后负荷率在 $81.8\%\sim 100\%$ ，能够满足本工程需求。	依托
	杏北 1701 转油站	采用“分离+缓冲+游离水脱除”三合一流程，设计能力 10600t/d ，本次产能进新井 10 口，进新井后负荷率为 77.6% ，满足要求，无需扩建。	依托
	杏北三元-9 转油站	采用“分离+缓冲+游离水脱除”三合一流程，设计能力 28000t/d ，本次产能进新井 7 口，进新井后负荷率为 77.1% ，满足要求，无需扩建。	依托
	杏北 4 号配制站	采用“分散 \rightarrow 熟化 \rightarrow 外输”短流程配制工艺，设计规模 $6900\text{m}^3/\text{d}$ ，本次产能新建注入井 68 口，该站为杏七区中部 I、II、III 提供聚合物母液，母液最大量为 $7385\text{m}^3/\text{d}$ ，不能满足需求，需进行扩建。	依托
	杏二十七注水站	该站设计规模 $1.57\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，本次新建注入井 68 口，辖新井后注水量为 $1.49\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 94.9% ，供水能力满足要求。	依托
	杏二十七曝氧站	该站采用“水射器”曝氧工艺，设计曝氧能力 $0.9\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，辖新井投产后，曝氧水量最大为 $1.32\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，不能满足需求，需进行扩建。	依托
	杏二十一注水站	该站设计能力为 $1.92\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，本次基建注水井 60 口，辖新井投产后注水需求为 $1.35\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，能力满足要求。	依托
	杏十一污水站	采用“两级沉降+一级核桃壳过滤”，设计能力 $3.0\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，新井投产后，水驱采出水进入该站，污水含聚浓度升高，处理工艺不满足要求，需改造。	依托
	聚杏十一污水站	采用“两级沉降+一级双滤料过滤”，设计能力 $2.4\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，新井投产后，部分聚驱采出水进入该站，负荷率在 $53.8\sim 87.2\%$ ，能够满足处理需求。	依托

	杏二十七三元污水站	采用“两级沉降+一级双滤料过滤”，设计能力 $3.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，新井投产后，部分聚驱采出水进入该站，负荷率在 55% 以下，能够满足处理需求。	依托
	杏北含油污泥处理站	采用“流化预处理+调质+离心”的处理工艺，设计规模 $5.53 \text{m}^3/\text{h}$ ，年运行 180 天，每天 24 小时，年最大处理量 25200m^3 ，目前实际处理量为 $20000 \text{m}^3/\text{a}$ ，剩余处理量为 $5200 \text{m}^3/\text{a}$ ，本项目含油污泥产生量为 11.36t/a 。	依托
	第十采油厂压裂返排液处理站	压裂液处理站设计处理量为 $240 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前处理负荷约为 50%，根据区块油藏条件，本项目有 61 口井均需进行压裂，单井产生压裂返排液约 30m^3 ，第十采油厂压裂返排液处理站的回收池容积和处理负荷满足工程需要。	依托
	大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心	本工程产生的钻井岩屑、钻井污水、废钻井液、废射孔液委托大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理，该站设计处理能力为 $30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，实际处理量为 $330 \text{m}^3/\text{d}$ ，剩余能力为 $570 \text{m}^3/\text{d}$ 。本工程产生钻井废水 459m^3 ，废钻井液 3162m^3 ，钻井岩屑 550.8m^3 ，废射孔液 792m^3 ，每天产生的固体废弃物最大量为 36.5m^3 ，处理能力满足要求。	依托
	第十采油厂工业固废处置场	填埋场容量为 11624m^3 ，现填埋量 4359m^3 ，剩余可填埋量 7265m^3 ，本工程共产生工业固废 1.0145t ，可满足新增固废处理要求。	依托
	杏五中试验站含油防渗布暂存库	位于红岗区杏五中试验站内，占地面积 720m^2 ，贮存能力 4000m^3 ，目前已储存 400m^3 ，负荷率为 10%。本工程运营期含油废防渗布产生量为 2.59t/a （约 3m^3 ），能够依托。	依托
临时工程	钻井施工：井场内设置施工营地、钻井施工设备等。地面建设：不设施工营地，新建井场和集油间施工时需设置塔吊、焊机房和小型料场。		临时

表 3.1-3 主要技术经济指标

号	指标	数量	备注
1	设计动用资源储量	98.84×10 ⁴ t	水驱三类油层设计可采储量 36.3×10 ⁴ t，聚合物驱设计可采储量 62.54×10 ⁴ t
2	基建井数	322 口井	油井 194 口，注入井 128 口
3	改造站场数	9 座	/
4	管道长度	174.44km	/
5	能源消耗情况	用电量 4887.36 万 kWh/a 耗气量 1181.87 万 m ³ /a	/
6	占地面积	永久占地 19.895hm ² ，临时占地 256.98hm ²	占地类型为草地和耕地
7	工作制度	四班三倒	/
8	在册职工人数	100 人	/
9	总投资	39435.0 万元	/
10	环保投资	4409.77	/

3.1.1.2 区块开发情况

本工程油气田范围以所在杏七区西部Ⅲ、Ⅳ块为油田开发范围，杏七区西部Ⅲ、Ⅳ块位于大庆杏树岗油田杏七区行列纯油区西南部，北起杏扶 7-2-711 与杏 7-3-23 的连线，南至杏八区一排，西以杏北西部过渡带Ⅱ条带为界，东以 278#断层为界，含油面积 3.70km²。隶属于杏北开发区。

杏北开发区含油面积 197.9km²，地质储量 65101×10⁴t（表内地质储量 53460×10⁴t），可采储量 34382×10⁴t，原始地层压力 11.15MPa，原始饱和压力 7.85MPa。截止 2022 年 12 月底，共投产油水井 16109 口，其中，采油井 9405 口，月核实产油 25.64×10⁴t，年核实产油 310.92×10⁴t，累积产油 3.2947×10⁸t，地质储量采油速度和采出程度分别为 0.58%和 61.02%；注水井 6704 口，月注水 618.25×10⁴m³，年注水 7188.01×10⁴m³，累积注水 25.81×10⁸m³，月注采比 1.10，年注采比 1.09，累积注采比 1.13。

杏北开发区自 1966 年投入开发，目前共有基础井网、一次加密、二次加密、三次加密和三次采油 5 套井网，处于水驱、聚合物驱和三元复合驱并存的开发阶段。目前水驱划分为七大区块、22 个小区块。水驱从基础井网到三次加密井网，井网部署方式从行列布井逐步转为五点法面积布井，

注采井距从 600m 逐步缩小到 125m；开采对象从一类油层及有效厚度 $\geq 2.0\text{m}$ 的厚油层过渡到薄差油层。

开发层系是松辽盆地中部含油组合的萨尔图、葡萄花、高台子油层，一类油层以三角洲分流平原相沉积为主，细分为 5~9 个沉积单元；三类油层以三角洲前缘相沉积为主，具有油层数目多、单层厚度小、砂岩粒度细、渗透率低等特点，细分为 104 个沉积单元。从一类油层到三类油层，地质特征表现为储层渗透率变小，由以 $200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 为主的表内厚层向以 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 为主的表内薄层和表外储层转移；砂体发育特征表现为由北向南一类油层砂岩厚度逐渐增大、三类油层砂岩厚度逐渐减小，由西向东一类油层和三类油层的砂岩厚度逐渐变薄。

杏七区西部原油属于低含硫、高凝固点的石蜡基原油。地面原油密度 0.8519g/cm^3 、粘度 $14.08\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，地层原油粘度 $5.48\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。化学组分特点是以饱和烃为主，芳香烃次之，少量的非烃类及沥青质所组成。碳元素含量占 86.2%，氢元素含量占 13.4%，少量的氮、硫、氧等元素。天然气成分以碳氢为主，约占 94%，其中甲烷含量占 78.87%，重烃（乙、丙、丁烷）含量占 15.32%，氮气含量占 4.16%，酸性气体（ CO_2 、 H_2S ）含量很少。

杏七区西部Ⅲ、Ⅳ块一类油层仍具有较大的聚合物驱潜力，采用聚合物驱开发方式，因此该区块共基建 160 口井（全部为新钻井）；而杏七区西部Ⅲ、Ⅳ块二次加密井的注采井距为 200~300m，井距偏大导致开发效果较差，因此需要通过三次加密调整改善开发效果，采取水驱开发方式进行开采，共基建 162 口井（其中利用井 29 口，转注井 13 口），利用现有二次加密井网油水井 29 口（采油井 11 口，注水井 18 口），转注二次加密采油井 13 口进行层位调整。预测调整后，可提高三类油层采收率 5.8%，增加三类油层可采储量 $36.3 \times 10^4\text{t}$ 。

3.1.2 开发方案

本工程杏七区西部Ⅲ、Ⅳ块三次加密调整及一类油层聚合物驱区块部署开发油井 194 口，其中 183 口新钻井，11 口利用井，建成产能 $16.3 \times 10^4\text{t/a}$ 。本工程开发指标预测见表 3.1-4、表 3.1-5，注入系统预测表 3.1-6。

根据本工程钻井地质设计资料（《大庆杏树岗油田杏七区西部Ⅲ、Ⅳ块三次加密调整区块钻井设计》和《大庆杏树岗油田杏七区西部Ⅲ、Ⅳ块一类油层聚合物驱区块钻井设计》），邻井钻探未发现 H₂S、CO 等有毒有害气体。杏北开发区天然气化学组分表 3.1-7，原油物性见表 3.1-8。

表 3.1-4 杏七区西部Ⅲ、Ⅳ块聚合物驱开发指标预测表

时间 (年)	注采井数 (口)		平均单井				年注水 (10 ⁴ m ³)	年产油 (10 ⁴ t)	年产油 (10 ⁴ t)
	注入井	采出井	注入量 (m ³ /d)	产液量 (t/d)	产油量 (t/d)	含水 (%)			
2024	68	92	62.7	47.0	1.7	96.3	38.4	1.42	37.8
2025	68	92	58.2	43.3	4.3	90.0	118.8	12.00	118.8
2026	68	92	54.4	40.1	6.6	83.6	110.9	18.15	110.9
2027	68	92	55.9	38.6	4.9	87.4	114.1	13.42	114.1
2028	68	92	57.1	39.3	3.4	91.4	116.5	9.34	116.5
2029	68	92	57.4	39.5	2.4	94.0	117.0	6.57	117.0
2030	68	92	58.9	39.9	1.9	95.2	120.1	5.26	120.1
2031	68	92	58.9	41.3	1.6	96.2	120.1	4.34	120.1
2032	68	92	59.7	41.5	1.3	96.9	121.8	3.58	121.8
2033	68	92	59.7	42.8	1.1	97.5	121.8	2.95	121.8

表 3.1-5 杏七区西部Ⅲ、Ⅳ块三次加密调整开发指标预测

时间 (年)	油井数 (口)	水井数 (口)	日产油 (t/d)	日产水 (m ³ /d)	含水 (%)	年产油 (10 ⁴ t)	年产水 (10 ⁴ m ³)	日注水 (m ³ /d)	年注水 (10 ⁴ m ³)
2024	102	60	1.63	27.69	94.4	1.5	25.4	47	25.4
2025	102	60	1.60	30.15	95.0	4.9	92.3	51	92.2
2026	102	60	1.41	29.69	95.5	4.3	90.8	50	90.7
2027	102	60	1.25	28.88	95.8	3.8	88.4	49	88.1
2028	102	60	1.13	28.58	96.2	3.5	87.5	48	87.0
2029	102	60	1.02	28.50	96.6	3.1	87.2	48	86.5
2030	102	60	0.93	28.04	96.8	2.8	85.8	47	84.9
2031	102	60	0.85	27.78	97.0	2.6	85.0	47	83.8
2032	102	60	0.80	28.20	97.2	2.4	86.3	47	84.8
2033	102	60	0.75	27.81	97.4	2.3	85.1	46	83.4

表 3.1-6 杏七区西部Ⅲ、Ⅳ块注入系统预测表

注入阶段		水驱空白	段塞一	段塞二	后续水驱
注入分子量			LH2500	LH2500	
注入时间 (年月-年月)		24.10~24.12	25.01~25.03	25.04~29.12	30.01~33.12
注入量 (10 ⁴ m ³ /d)	杏七区西部Ⅲ块	0.200	0.180	0.190	0.200
	杏七区西部Ⅳ块	0.230	0.200	0.220	0.230
注入速度(PV/a)		0.20	0.18	0.20	0.20
井口注入压力(MPa)	杏七区西部Ⅲ块	13.7	13.7	13.7	13.7
	杏七区西部Ⅳ块	12.9	12.9	12.9	12.9
井口注入浓度 (mg/L 或%)		抗盐聚合物	1800	1500	

表 3.1-7 杏北开发区天然气化学组分表

层位	甲烷 (%)	乙烷 (%)	丙烷 (%)	丁烷 (%)	氮气 (%)	CO ₂ (%)	比重
萨+葡	78.87	6.13	5.70	3.49	4.16	0.23	0.7476

表 3.1-8 原油物理性质

地面原油密度 (g/cm ³)	地面原油 粘度 (mPa·s)	凝固点 (°C)	蜡熔点 (°C)	含蜡 (%)	含胶 (%)	井 数 (口)	析蜡 温度 (°C)	地层 温度 (°C)
0.8519	14.08	27.14	54.14	25.32	8.54	3	39	49.3.

3.1.3 采油工程方案

3.1.3.1 射孔工艺方案

根据油藏工程方案要求，聚驱区块以一类油层葡12~3 为主要开采目的层，对新钻井主要采用射孔方式完井（包括采出井 92 口，注入井 68 口）。具体射孔工艺设计结果表如下表所示。

表 3.1-8 聚驱区块油水井射孔方案设计结果表

井别	采出井		注入井	
井型	直井	水平井	直井	水平井
完井方式	射孔	射孔	射孔	射孔
射孔枪	YD-102	YD-95	YD-102	YD-95
射孔弹	DP44RDX39-5	SDP40RDX30-1	GH45RDX39-1	SDP40RDX30-1
孔密（孔/m）	16	12	16	12
相位角（°）	90	60	90	60
射孔工艺	多级复合射孔	复合射孔	复合射孔	复合射孔

井别	采出井			注入井	
布孔格式	螺旋布孔		螺旋布孔	螺旋布孔	螺旋布孔
输送方式	电缆输送	油管输送 (下泵联作)	油管输送	电缆输送	油管输送
井数 (口)	57	31	4	64	4

水驱区块 120 口新钻井需要射孔（包括 91 口油井，29 口水井），16 口二次加密井进行补孔。具体射孔工艺设计结果表如下表所示。

表 3.1-9 水驱区块油水井射孔方案设计结果表

井别	采油井			注水井	
完井方式	直井射孔	大斜度井射孔	限流压裂	直井射孔	限流压裂
井数 (口)	37	7	55	57	3
射孔枪	YD-102 枪	YD-102 枪	YD-89 枪	YD-102 枪	YD-89 枪
射孔弹	SDP45RDX45-1	SDP45RDX45-1	DP41RDX25-1	SDP45RDX45-1	DP41RDX25-1
孔 密	16 孔/米	13 孔/米	-	16 孔/米	-
相位角	90°	定射角	90°	90°	90°
布孔格式	螺旋布孔	螺旋布孔	-	螺旋布孔	-
射孔工艺	复合	复合	限流	复合	限流
输送方式	111 口井电缆输送方式；48 口井油管输送方式，其中 12 口井油管输送下泵联作				
射孔液	111 口井优质射孔液，48 口井清水				

射孔液主要成分的理化性质见表 3.1-10。

表 3.1-10 射孔液主要成分理化性质

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

3.1.3.2 压裂工艺方案

根据油藏工程方案要求，有 61 口油水井需要压裂。结合区块实际生产情况，对于采出井，按缝长比 0.2~0.25 设计，压裂裂缝半长控制在 25~32m 左右，对于注入井，按缝长比 0.15~0.2 设计，压裂裂缝半长控制在 19~25m 左右。设计压裂井的导流能力在 25~30μm²•cm 之间，压裂液选用与地层温

度相适应的低配比浓度胍胶压裂液，支撑剂选用 0.425～0.85mm 粒径的优质石英砂。

压裂施工设备包括，外加厚压裂管线、地面管线、井口控制器、压裂管汇、带有旋塞阀的防喷短节、压裂车组，压裂液不在现场配制，由罐车直接运输至井场。

本次压裂油井采用限流法压裂工艺，根据压裂工艺适用条件，坐压多层压裂管柱能满足本区块压裂的需要。同时为了更加精细地对三类油层进行改造，选取 12 口井开展精控压裂工艺，对压裂层数大于 25 个层的井应用连续油管管柱进行实施，对压裂层数小于 25 个层的井应用一次坐压多层管柱进行实施。压裂液主要成分的理化性质见表 3.1-12。

表 3.1-11 压裂设计结果表

设计内容	导流能力 ($\mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$)	压裂液及添加剂类型	支撑剂类型	管柱	清洁化
设计结果	25~30	低配比浓度胍胶压裂液	0.425~0.85mm 粒径 石英砂	坐压多层、连续油管	压裂防喷桥塞

表 3.1-12 压裂液各成分理化性质一览表

序号	原料名称	理化性质及作用	毒性
1	改性胍胶	采用昆山羟丙基胍胶，羟丙基胍胶具有增稠能力强，热稳定性好的特点，对水有很强的亲合力。当胍胶粉末加入水中，胍胶的微粒便“溶胀、水合”，也就是聚合物分子与许多水分子形成缔合体，然后在溶液中展开、伸长。在水基体系中，聚合物线团的相互作用，产生了粘稠溶液。适合储层温度 80℃~200℃，降低了压裂液的残渣与施工摩阻，能满足高温、低渗储层压裂改造的需要。	无毒
2	润湿改进剂	常用的润湿剂主要是非离子型表面活性剂，如 AE1910、OP-10、SP169、796A、TA-1031 等，能将亲油砂岩润湿为亲水砂岩，有利于提高相对渗透率。	无毒
3	高温交联剂	通过化学键或配位键与稠化剂发生交联反应的试剂称为交联剂。交联剂将聚合物的各种分子联结成一种结构，使原来的聚合物分子量明显地增加，调整压裂液的粘度。	无毒
4	有机硼	含有硼原子的有机化合物，作为交联剂辅助用剂。	无毒
5	高温破胶剂	目前适用于水基交联冻胶体系的破胶剂，以过硫酸钾作为主要助剂。	无毒
6	过硫酸钾	无机化合物，白色结晶，无气味，有潮解性，可用作油井压裂液的破胶剂。	中毒
7	碳酸钠	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为 11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供 Na^+ 和 CO_3^{2-} ，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用，使钙质粘土变为钠质粘土。另外可除掉石膏或水泥浸入泥浆中的 Ca^{2+} 离子，使泥浆性能变好。	无毒
8	碳酸氢钠	白色细小晶体，溶于水时呈现弱碱性，固体 50℃以上开始逐渐分解生成碳酸钠、二氧化碳和水，270℃时完全分解。	无毒

3.1.3.3 注入工艺方案

杏七区西部聚驱区块的 68 口注入井采用两种方式注入，其中 13 口笼统注入井，采用的管柱结构设计为：光油管+封隔器+球座+喇叭口；55 口注入井采用分层注入管柱，设计选用成熟配套的化学驱一体化分注管柱。杏七区西部水驱区块 60 口注水井设计选用桥式偏心分层注水管柱。结合现场应用情况，方案设计注入井采用 J55 钢级、壁厚 5.5mm、外径 73mm 的油管。

根据地层压力及注入压力，考虑到地区高寒，测试阀门易冻的现象，设计区块注入井全部采用最大工作压力 24.5MPa、主通径为Φ65mm、适用于套管外径Φ139.7mm，满足取压、测试功能的防冻型注入井口，其中聚驱区块设计 68 套，水驱区块设计 46 套。

表 3.1-13 注入工艺设计结果表

序号	项目	聚驱区块		水驱区块
1	单井日注入量	15~110		18~93
2	井数	68		60
3	注入方式	笼统注入 13 口井	分层注入 55 口井	分层注入 60 口井
4	分层管柱	笼统注入管柱	化学驱全过程一体化分层注入管柱	桥式偏心分层注水管柱
5	油管	J55 钢级油管，壁厚为 5.5mm、Φ73mm 防粘扣防腐防垢油管		
6	井口	KZ-P1GJ-I 65mm 24.5MPa（新设计 114 套，利旧 14 套）		

3.1.3.4 举升工艺方案

本次产能基建油井 194 口，全部采用抽油机-有杆泵举升方式，聚驱 92 口新钻井，水驱 91 口新钻井，均新建抽油机井口，水驱 11 口利用井中利旧普通井口 6 口，偏心井口 3 口，新建普通井口 2 口。情况详见表 3.1-14。

表 3.1-14 本工程抽油机设备表

井别	投资项目	支项投资	型号	数 目	
				数量	单位
聚驱新井	抽油机	异型抽油机	CYJY8-3-37HB	7	台
			CYJY10-4.2-53HB	72	台
			CYJY12-5-73HF	8	台
			CYJY14-5.5-89HF	5	台
水驱	抽油机	异型抽油机	CYJY8-3-37HB	7	台

井别	投资项目	支项投资	型号	数 目	
				数量	单位
新井			CYJY10-4.2-53HB	84	台
利用井	抽油机	异型抽油机	CYJY12-5-73HF	2	台

3.2 现有工程分析

3.2.1 滚动开发区块情况

本工程开发区块包含三次加密水驱开发和一类油层聚驱开发，开发区位于大庆杏树岗油田杏七区西部纯油区西南部，北起杏扶 7-21-711 与杏 7-21-614 的连线，南至杏八区一排，西邻西部过渡带，东至 278#断层，含油面积 2.97km²。产能区域涉及已建的水驱转油站 2 座（杏北 1601 转、杏北 1701 转）、计量间 18 座，已建三元转油放水站 1 座（三元-9 转油放水站）、计量间 9 座，脱水站 2 座（杏十一脱水站、杏三脱水站）以及配套建设地下管网。

现有区块场站生产及生活用水由城市管网集中供水，生活污水进入现有场站生活污水收集系统；现有区块共有杏 7-3 排西、杏 7-丁 4 排西、杏 7-4 排西和杏 8-1 排西 4 条井排路，日常巡井巡线，依托已建井排路；现有场站均配备完善的数字化系统；场站供热依托各站采暖炉，已建阀组间等采用电采暖，现有区块位于 2 座 110kV 变电站（杏北变电站和创业变电站）和 3 座 35kV 变电站（杏二十一变电站、杏二十七变电站和杏三变电站）供电区域内，生产及生活用电由其供电。

现有区块环评及验收手续：本工程所在的杏七区区块在《杏七区中部I块三次加密调整产能建设工程环境影响报告书》中进行了环评，环评批复文号为庆环审【2019】44 号，并于 2020 年 11 月完成自主验收；《杏七区东部（I块、II块和IV块）三元复合驱产能建设工程环境影响报告书》环评批复为庆环审[2016]86 号，并于 2019 年 7 月完成自主验收。

现有区块排污许可已纳入，大庆油田有限责任公司第十采油厂排污许可管理，管理类别为为简化管理，登记编号：91230607716675409L006X，有限期限为 2023.3.16-2028.3.15。

该区块现有集输管网见图 3.2-1。

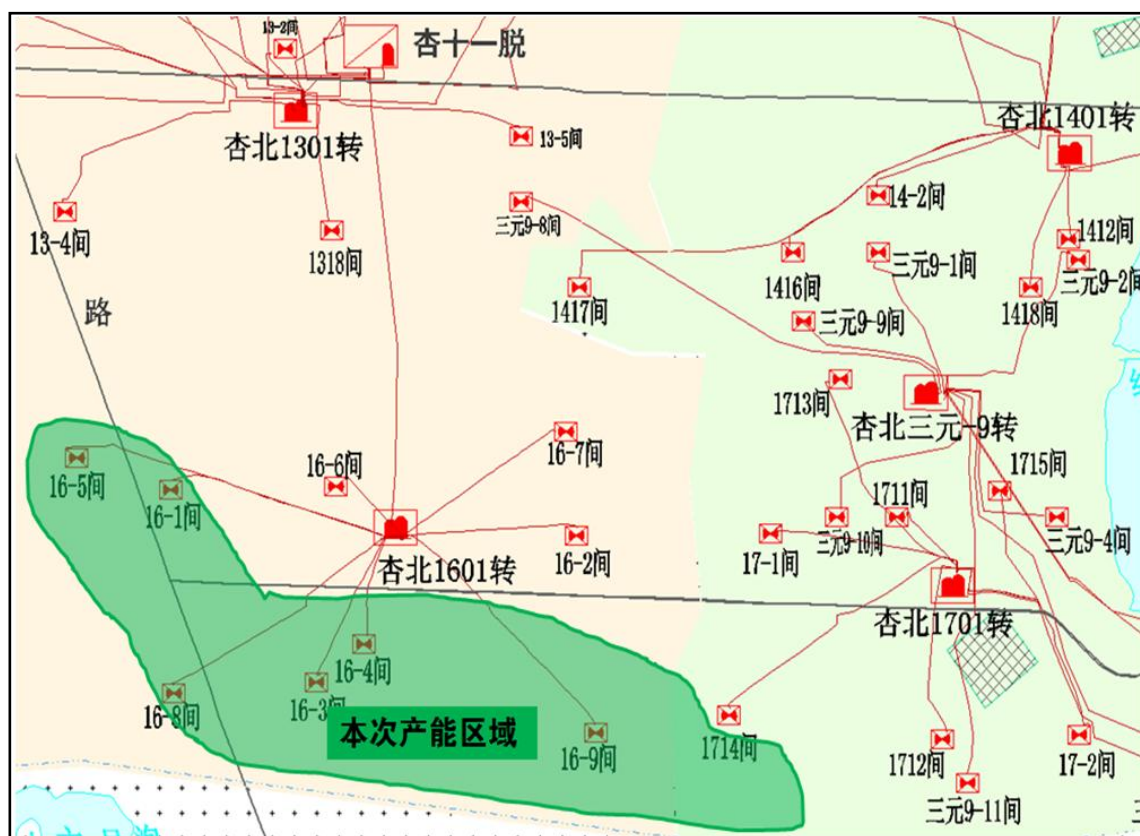


图 3.2-1 项目涉及区块集输系统建设现状图

3.2.2 现有区块开发环保措施落实和效果回顾调查

根据本区块验收报告及现场调查可知：

(1) 废气污染防治措施调查结论

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

(2) 废水污染防治措施调查结论

该区块产生的生产污水经杏十一联污水站和杏二十七污水站处理后污水指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015），全部回注现役油层，生产污水不外排，油水井作业污水和水井洗井污水全

部通过罐车回收送杏二十七联、杏十一联污水站处理达标后回注油层，水污染防治措施符合环评文件及其批复的要求。

（3）噪声污染防治措施调查结论

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

（4）固体废物污染防治措施调查结论

现有区块生产过程中生产的油泥统一送杏北含油污泥处理站减量化处理后委托大庆博昕晶化科技有限公司处理。处理后的含油污泥满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ），用于铺路和垫井场，固体废物的污染防治措施合理。

（5）生态影响调查结论

该区块按照环评文件及批复的要求，采取了一系列生态保护和恢复措施，没有改变项目区的生态系统结构与功能，项目区的生态组分及生物多样性未受影响，生态格局变化不大；目前项目井场、管线临时占地草地已进行了生态、植被恢复，且恢复情况均较好。同时，根据环评及批复要求，严格控制油水井作业占地，普通井下作业不新增临时占地，大修占地不超过 $50\times 50\text{m}$ ；油水井作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”，作业后无落地油遗留井场。

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

（6）环境风险防范及应急措施落实情况调查结论

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

第十采油厂于 2023 年 6 月 14 日发布了环境突发事件应急预案，并在



范措施，防止泄漏等风险事故的发生。具有完善 HSE 管理体系；依托场站定期开展安全环保教育，提高职工的安全环保意识，识别事故发生前的异常状态，并采取相应的措施。

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

目前所采取的各项环保措施是有效的，未发现环境问题。

图 3.2-2 现有区块已建油水井现状

3.2.3 依托工程分析

3.2.3.1 能力核实

(1) 杏北 1601 转油站

杏北 1601 转油站建于 1998 年，该站设计规模 10600t/d，站内采用“分离缓冲游离水脱除”三合一处理工艺（见图 3.2-1）进行气液分离，产液输至杏十一联合站进行脱水处理。本次产能进新井 177 口，均就近接入已建集油间。

表 3.2-1 杏南十九转油站站内主要设备能力核实表

时间（年）		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
水驱	新井数（口）	2	92	240	240	240	240	240	240	240	240
	新井产油（t/d）	152	149	329	314	287	264	246	231	220	211
	新井产液（t/d）	2727	2953	6006	6067	5928	5860	5803	5802	5911	5990
	老井井数（口）	126	126	102	102	102	102	102	102	102	102
	老井产油（t/d）	92	87	66	62	58	55	52	49	46	43
	老井产液（t/d）	1673	1666	1336	1331	1325	1320	1315	1309	1304	1299
	合计井数（口）	219	219	342	342	342	342	342	342	342	342
	合计产油（t/d）	244	235	395	376	345	319	298	280	266	254
	合计产液（t/d）	4400	4619	7342	7398	7254	7180	7117	7111	7215	7289
聚驱	井数（口）	85	85	203	203	203	203	203	203	203	203
	产油（t/d）	147	370	790	871	1156	911	708	521	377	305
	产液（t/d）	3993	3700	9688	8971	8442	8344	8379	8604	8742	8967
合计	井数（口）	304	304	545	545	545	545	545	545	545	545
	产油（t/d）	391	605	1185	1247	1501	1230	1006	801	643	559
	产液（t/d）	8393	8319	17029	16368	15696	15524	15496	15716	15957	16256
	含聚浓度 mg/l	30	119	113	223	346	422	423	399	285	187

表 3.2-2 杏北 1601 转油站能力核实表

时间（年）	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
处理液量（t/d）	13500	13426	26185	25524	24852	24680	24652	24872	25113	25412
三合一负荷率（%）	127.4	126.7	247.0	240.8	234.4	232.8	232.6	234.6	236.9	239.7
掺水炉负荷率（%）	432.0	432.0	774.4	774.4	774.4	774.4	774.4	774.4	774.4	774.4
掺水泵负荷率（%）	266.0	266.0	476.9	476.9	476.9	476.9	476.9	476.9	476.9	476.9
热洗炉负荷率（%）	133.2	133.2	278.4	278.4	278.4	278.4	278.4	278.4	278.4	278.4
热洗泵负荷率（%）	61.5	61.5	123.1	123.1	123.1	123.1	123.1	123.1	123.1	123.1
外输泵负荷率（%）	117.5	117.0	239.4	230.4	221.7	218.6	217.7	220.2	223.2	227.2

由能力核实可知，杏北 1601 转油站已建各系统能力均不能满足新建产能需求，需进行扩建。扩建后各设备负荷率在 81.8%~100%，能够满足本工程需求。

（2）杏北 1701 转油站

杏北 1701 转油站始建于 1998 年，于 2018 年进行产能扩建改造，辖油井 185 口，计量间 9 座，该站设计规模 10600t/d，站内采用“分离缓冲游离水脱除”三合一处理工艺（见图 3.2-1）进行气液分离，产液输至杏十一联合站进行脱水处理。本次产能杏北 1701 转油放水站新进油井 10 口，进入新井后预测见表 3.2-3，能力核实建表 3.2-4。

表 3.2-3 杏北 1701 转油放水站产量预测表

时间（年）	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
新井	产油	15	24	31	25	19	15	12	11	9
	产液	320	330	320	311	310	310	310	309	311
	含聚浓度		85	209	294	340	365	308	222	89
老井	产油	195	191	183	171	156	144	135	133	131
	产液	5139	5240	5304	5343	5420	5568	5760	6039	6318
	含聚浓度	150	150	150	150	150	150	150	150	150
合计	产油	211	215	214	196	175	159	147	144	140
	产液	5459	5570	5623	5654	5730	5879	6069	6348	6631
	含聚浓度	141	146	153	158	160	161	158	154	147

表 3.2-4 杏北 1701 转油放水站能力核实表

时间（年）	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
处理液量（t/d）	8223	8335	8388	8419	8494	8644	8834	9113	9396	9686
三合一负荷率（%）	77.6	78.6	79.1	79.4	80.1	81.5	83.3	86.0	88.6	91.4
掺水炉负荷率（%）	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0
掺水泵负荷率（%）	79.4	79.4	79.4	79.4	79.4	79.4	79.4	79.4	79.4	79.4
热洗炉负荷率（%）	73.1	73.1	73.1	73.1	73.1	73.1	73.1	73.1	73.1	73.1
热洗泵负荷率（%）	58.3	58.3	58.3	58.3	58.3	58.3	58.3	58.3	58.3	58.3
外输泵负荷率（%）	76.3	77.9	78.6	79.0	80.0	82.0	84.7	88.5	92.4	96.5

由能力核实可知，本次开发后各设备负荷率为 58.3%~85.0%，杏北 1701 转油站已建设能力可满足需求。

(3) 杏北三元-9 转油放水站

杏北三元-9 转油放水站始建于 2018 年，辖油井 292 口，计量间 7 座，本次产能杏北三元-9 转油放水站新进油井 7 口，该站设计规模 28000t/d，站内采用“分离缓冲游离水脱除”三合一处理工艺（见图 3.2-1）进行气液分离，产液输至杏三联合站进行脱水处理。

表 3.2-5 杏北三元-9 转油放水站产量预测表

时间（年）		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
新井	产油	12	30	46	34	24	17	13	11	9	8
	产液	329	304	281	271	276	277	280	289	291	300
	含聚浓度	0	108	263	362	418	442	360	263	105	27
老井	产油	1069	734	564	443	332	273	260	247	234	222
	产液	15444	15287	15224	15161	15098	15035	14972	14909	14846	14483
	含聚浓度	650	800	700	650	500	400	350	300	300	300
合计	产油	1081	765	610	478	356	290	273	258	243	230
	产液	15773	15590	15505	15431	15373	15312	15252	15198	15136	14783
	本站污水	14229	14498	14634	14749	14865	14898	14861	14829	14788	14455
	含聚浓度	636	787	692	645	499	401	350	299	296	294

表 3.2-6 杏北三元-9 转油放水站能力核实表

时间（年）	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
处理液量（t/d）	21591	21408	21323	21249	21191	21130	21069	21015	20954	20600
三相分离器负荷率（%）	77.1	76.5	76.2	75.9	75.7	75.5	75.2	75.1	74.8	73.6
掺水炉负荷率（%）	78.7	78.7	78.7	78.7	78.7	78.7	78.7	78.7	78.7	78.7
掺水泵负荷率（%）	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8
热洗炉负荷率（%）	83.5	83.5	83.5	83.5	83.5	83.5	83.5	83.5	83.5	83.5
热洗泵负荷率（%）	66.7	66.7	66.7	66.7	66.7	66.7	66.7	66.7	66.7	66.7
外输泵负荷率（%）	40.2	28.4	22.7	17.8	13.2	10.8	10.2	9.6	9.1	8.5
污水沉降罐（h）	5.1	5.0	4.9	4.9	4.8	4.8	4.8	4.9	4.9	5.0

由能力核实可知，本次开发后，杏北三元-9 转油放水站各设备负荷率为 40.2%~83.5%，已建设能力可满足需求。

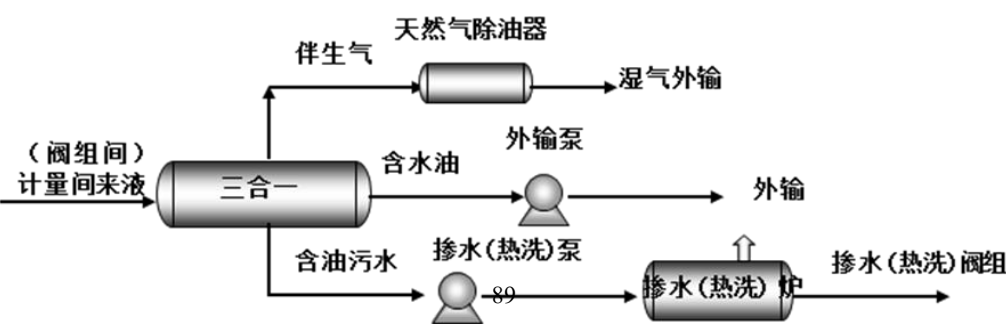


图 3.2-1 转油站“三合一”工艺流程图

(4) 注入系统能力核实

1) 杏北 4 号配制站

杏北 4 号配制站于 2011 年建成投产，采用“分散→熟化→外输”的短流程配制工艺，设计规模为 6900m³/d，已建供水泵 4 台、分散装置 4 套、熟化罐 20 座，外输泵 5 台，分成 2 套配制系统。本次共基建注入井 68 口，采用聚合物驱开发，2025 年~2029 年注入聚合物，根据总体方案安排，杏七区西部 I、II、III、IV 块均由杏北 4 号配制供聚合物母液。目前，杏北 4 号配制站为杏七区中部 I、II、III 提供聚合物母液，本区块建成后该站所辖新老区块母液量预测见表 3.2-7。

表 3.2-7 杏北 4 号配制站所辖新老井聚合物母液量预测表 单位：m³/d

区块名称	母液浓度 (mg/L)	聚合物类型	配制水质	2024 年	2025 年 1-3 月	2025 年 4-12 月	2026 年 1-9	2027 年 1-4	2027 年 5-12 月	2028 年	2029 年	2030 年 -2032 年
老井母液量	5000	LH2500	清水	4065	4045	4045	1715	1680	1680			
	5500	DS2500	清水	1950	1915	1915	1879	1844	1844			
杏七区 III、IV 小计	5000	LH2500	清水		1425	1188	1109	1141	1141	1165	1170	
杏七区 I、II 小计	5000	LH2501	清水					2051	1709	1546	1513	1513
新老井小计		LH2500	清水	4065	5470	5233	2824	4872	4530	2711	2683	1513
		DS2500	清水	1950	1915	1915	1879	1844	1844	0	0	0
新老井合计				6015	7385	7147	4703	6715	6373	2711	2683	1513

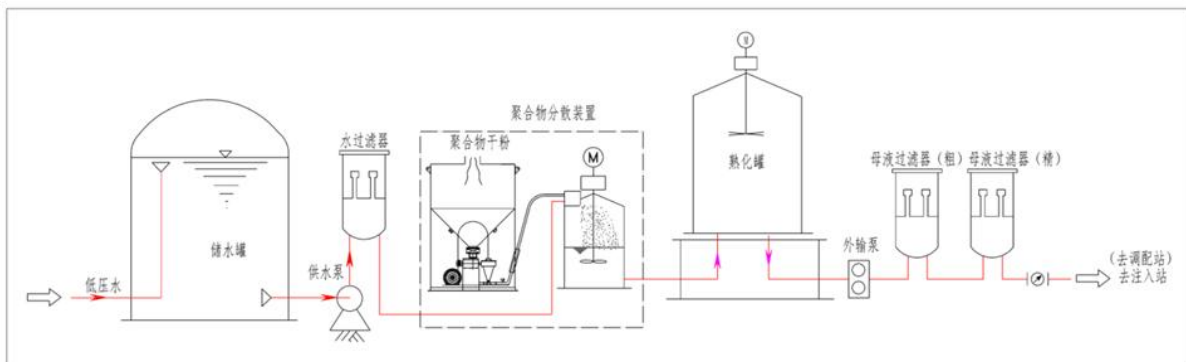


图 3.2-2 配制站工艺流程图

由上表可以看出，杏北 4 号配制站需同时配制 LH2500 万和 DS2500 万抗盐 2 种聚合物母液，母液量最大为 7385m³/d，不能满足本工程需求，需

扩建。扩建后该站母液配制能力达到 8800m³/d，能够满足本次开发需求。

(2) 杏二十七注水站

根据总体方案安排，杏七区西部 I、II、III、IV 块均由杏二十七注水站供高压水。杏二十七注水站所辖新老井注水量预测见表 3.2-8。

表 3.2-8 杏二十七注水站所辖新老井注水量预测表单位：m³/d

区块	水质	2024 年 10-12 月	2025 年	2026 年 1-9 月	2026 年 10-12 月	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年	2032 年 1 月	2032 年 -2033 年
老井 小计	曝氧深度水	10272	10177	6506	6506	6576	0	0	0	0	0	0
	深度水	0	0	5737	5737	5737	15737	15737	15737	15737	15737	15737
杏七区 西 III、 IV 块	深度水	4623							4004	4004	4062	4062
	曝氧深度水		2772	2588	2588	2662	2719	2731				
杏七区西 I、II 块	深度水				6242							5370
	曝氧深度水					3988	3606	3530	3530	3606	3683	
新井 小计	深度水	4623	0	0	6242	0	0	0	4004	4004	4062	9432
	曝氧深度水	0	2772	2588	2588	6650	6325	6261	3530	3606	3683	0
新老井 小计	深度水	4623	0	5737	11979	5737	15737	15737	19741	19741	19799	25169
	曝氧深度水	10272	12949	9094	9094	13226	6325	6261	3530	3606	3683	0
新老井合计		14895	12949	14831	21073	18963	22062	21998	23271	23347	23482	25169

由上表可看出，杏二十七注水站所辖新老井注水量最大为 2.52×10⁴m³/d。杏二十七注水站目前一期工程设计规模 1.57×10⁴m³/d，2026 年 10 月以前，一期工程注水能力可以满足要求。因此，本工程暂不对该站进行扩改建。

3) 杏二十七曝氧站

根据总体方案安排，杏七区西部 I、II、III、IV 块均由杏二十七曝氧站供曝氧深度水。杏二十七曝氧站 2019 年建成投产，设计曝氧能力 0.9×10⁴m³/d，采用“水射器”曝氧工艺。杏二十七曝氧站所辖新老井曝氧深度水量预测见表 3.2-9。

表 3.2-9 杏二十七曝氧站所辖新老井注水量预测表单位：m³/d

区块	水质	2024 年 10-12 月	2025 年	2026 年 1-9 月	2026 年 10-12 月	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年	2032 年 1 月
老井	曝氧深度水	10272	10177	6506	6506	6576	0	0	0	0	0
杏七区西 III、IV 块	曝氧深度水		2772	2588	2588	2662	2719	2731			
杏七区西 I、II 块	曝氧深度水					3988	3606	3530	3530	3606	3683
新井小计	曝氧深度水	0	2772	2588	2588	6650	6325	6261	3530	3606	3683
新老井合计	曝氧深度水	10272	12949	9094	9094	13226	6325	6261	3530	3606	3683

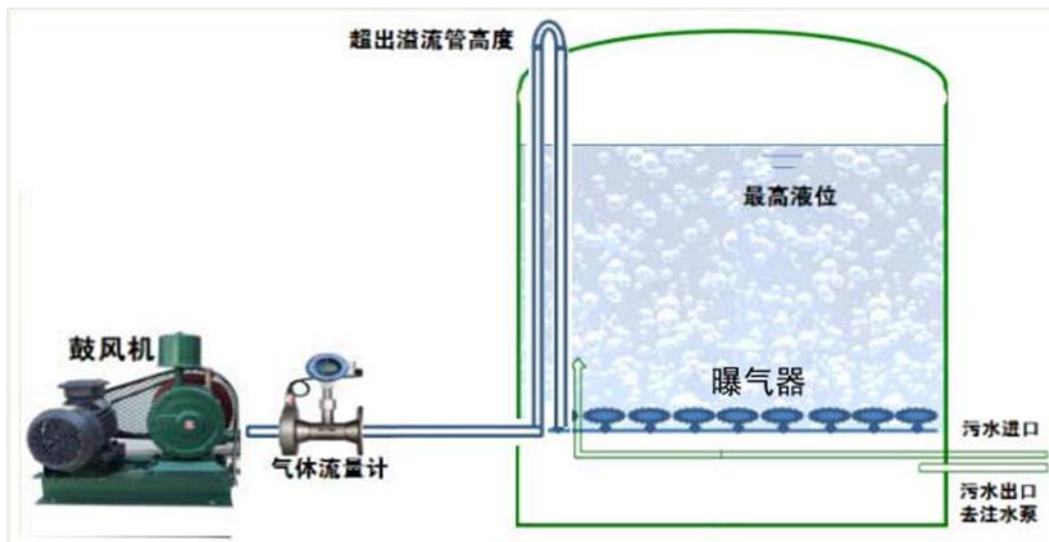


图 3.2-3 曝氧站工艺系统图

由上表可看出，杏二十七曝氧站曝氧站所辖新老井注水量最大为 $1.32 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，不能满足负荷，本次扩建后规模扩至 $1.35 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，能够满足开发需求。

1) 杏二十一注水站

杏二十一注水站设计能力为 $1.92 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，为普通、深度注水站合建站，已建注水泵 DF300-150×11-1、DF300-150×10-1、DF250-150×11-2 注水泵 2 台。根据开发预测资料，杏七区西部Ⅲ、Ⅳ块三次加密调整产能共基建注水井 60 口，其中新建水井 29 口，利用井 18 口（深度井网），转注井 13 口。杏七区西部Ⅲ、Ⅳ块三次加密调整注入水质均为深度处理水，

表 3.2-10 杏七区西部Ⅲ、Ⅳ块三次加密调整开发预测表

年份	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年	2032 年	2033 年
井数（口）	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
单井配注量（ m^3/d ）	47.1	51.2	50.4	48.9	48.3	48.1	47.2	46.5	47.1	46.3
注水量（ m^3/d ）	2826	3073	3024	2936	2899	2883	2831	2792	2826	2779

根据开发预测资料，杏二十一注水站所辖新老井深度注水量预测见表 3.2-11。

表 3.2-11 已建杏二十一注水站深度水新老井注水量预测表 单位： m^3/d

年份	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年	2032年	2033年
老井深度水注水量	6752	6718	6685	6651	6618	6585	6552	6519	6487	6454
Ⅲ、Ⅳ块新井深度水注水量	2826	3073	3024	2936	2899	2883	2831	2792	2826	2779
I、II块新井深度水注水量			3790	3988	3879	3829	3833	3883	3989	4151
合计	9578	9792	13500	13575	13396	13297	13215	13194	13301	13384

注：表中老井深度水量不含本次深度利用井。

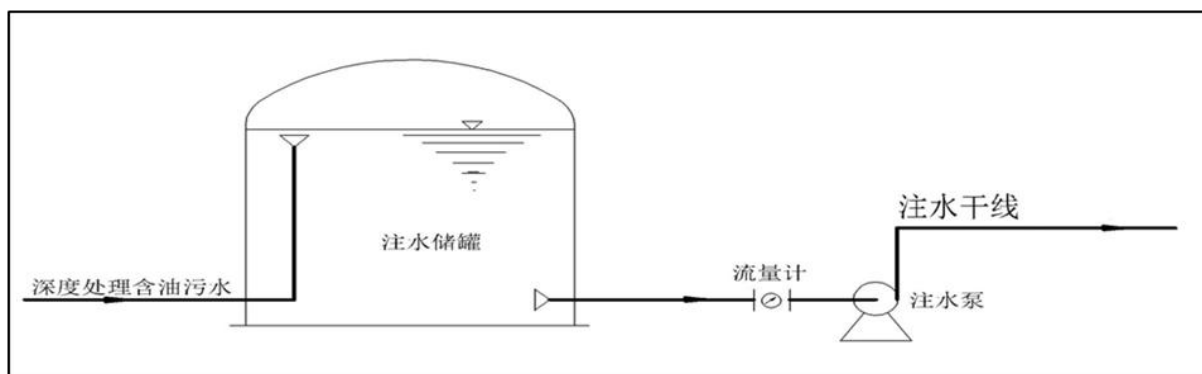


图 3.2-4 注水站工艺流程图

由上表可知，杏二十一注水站所辖新老井深度注水需求量次高年为 $1.35 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。经核实，已建 1 台 DF300 注水泵作为普通水注水泵，1 台 DF250 注水泵和 1 台 DF300 注水泵作为深度水注水泵，剩余 1 台 DF250 注水泵作为公共备用泵（ $Q=210 \sim 290 \text{m}^3/\text{h}$ ），能力可以满足要求。综上所述，本次杏二十一注水站无扩改建内容。

（5）含油污水处理站能力核实

本工程水驱含油污水进入杏十一污水站，聚驱含油污水进入聚杏十一污水站和杏二十七三元污水站，出水水质均为“含油 20mg/L ，SS 20mg/L ”目前各站处理工艺，处理水量及负荷率见下表，区域内供注水关系见下图。

表 3.2-12 杏七区西部及相邻地区已建污水站现状一览表

序号	站名	建设时间	设计能力 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	实际负荷 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	负荷率 (%)	含聚浓度 (mg/L)	工艺流程
一	普通污水系统						
1	杏十一污	2002	3.0	1.46	48.7	182.0	两级沉降+一级核桃壳过滤
二	聚驱污水系统						
1	聚杏十一污	2015	2.4	1.39	57.9	260.8	两级沉降+一级双滤料过滤
2	杏二十七三元	2018	3.2	1.56	48.8	721.2	两级沉降+一级双滤料过滤
3	小计		5.6	2.95	52.7		

1) 水驱污水处理

本次产能水驱产水进去杏十一污水站处理，新井投产后，水量预测见表 3.2-13。

表 3.2-13 杏十一污水站处理负荷预测表单位： m³/d

项目/时间（年）		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
采出水	杏九脱调水	9467	9797	9996	10470	11086	11585	12178	13022	13904	14826
	杏十一脱	11633	11253	11093	11009	10862	10930	11003	11059	11089	11093
	小计	21100	21050	21089	21479	21948	22515	23181	24081	24993	25919
反洗水	杏十一深水	5019	5019	5019	5019	5019	5019	5019	5019	5019	5019
	杏二十一深水	1040	1040	1040	1040	1040	1040	1040	1040	1040	1040
	小计	6059	6059	6059	6059	6059	6059	6059	6059	6059	6059
处理水量合计		27159	27109	27148	27538	28007	28574	29240	30140	31052	31978
设计能力		30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000
负荷率（%）		90.5	90.4	90.5	91.8	93.4	95.2	97.5	100.5	103.5	106.6

由预测可知，区域内杏十一污未来十年运行负荷率均达到 80%以上，处理能力无法满足区块采出水处理需求，且站含聚浓度 111~330mg/L，水驱深度处理工艺不适应含聚污水，需按聚驱污水处理工艺进行改造。

（2）聚驱污水处理

本次产能聚驱产水进去聚杏十一污和杏二十七三元污水站处理，新井投产后，水量预测见下表。

表 3.2-14 聚杏十一污水站处理负荷预测表单位： m³/d

时间（年）	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
杏十一脱聚驱产水	13093	12920	20920	20119	19191	19092	19114	19369	19619	19881
设计能力	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000
负荷率（%）	54.6	53.8	87.2	83.8	80.0	79.6	79.6	80.7	81.7	82.8

表 3.2-15 杏二十七三元污水站处理负荷预测表单位： m³/d

时间（年）	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
三元-9 转油放水站产水	14229	14498	14634	14749	14865	14898	14861	14829	14788	14455
含聚浓度（mg/l）	636	787	692	645	499	401	350	299	296	294
设计能力	32000	32000	32000	32000	32000	32000	32000	32000	32000	32000
负荷率（%）	44.5	45.3	45.7	46.1	46.5	46.6	46.4	46.3	46.2	45.2

由预测可知，本次聚驱 85 口油井投产后新增含油污水最大量为 3315m³/d，则聚杏十一污水站负荷率为 71.7%，能够满足处理需求；本次 7 口油井投产后新增含油污水最大量为 273m³/d，则杏二十七三元污水站负荷率为 49.6%，能够满足处理需求。

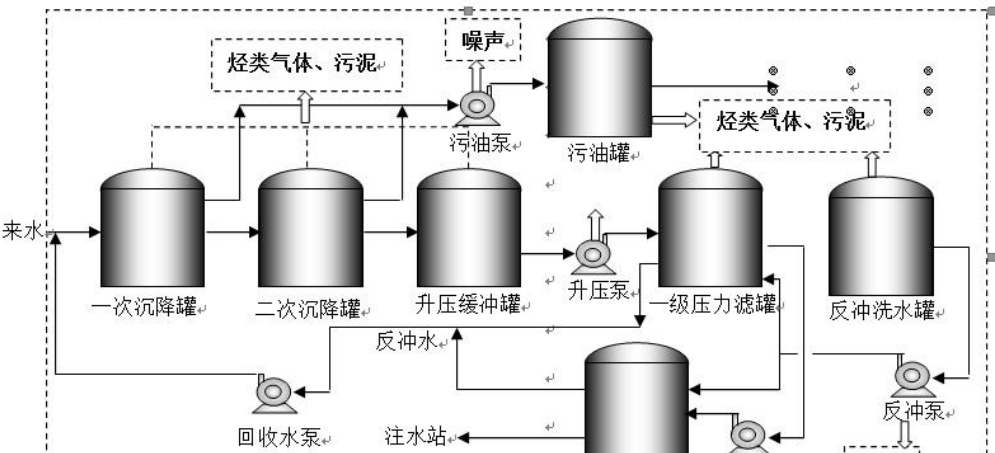


图 3.2-5 含油污水处理站工艺流程图

(6) 杏北含油污泥处理站能力核实

本工程产生的含油污泥送杏北油田含油污泥处理站进行减量化处理。该站采用“流化预处理+调质+离心”的处理工艺（见图 3.3-3），设计规模 $5.53\text{m}^3/\text{h}$ ，年运行 180 天，每天 24 小时，年最大处理量 25200m^3 ，实际处理量为 $20000\text{m}^3/\text{a}$ ，剩余处理量为 $5200\text{m}^3/\text{a}$ ，本项目含油污泥产生量为 $11.36\text{t}/\text{a}$ ，处理能力满足需求。该站处理后的污泥最终统一委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准（石油类 $\leq 3000\text{mg}/\text{kg}$ ）后用于铺路和垫井场。

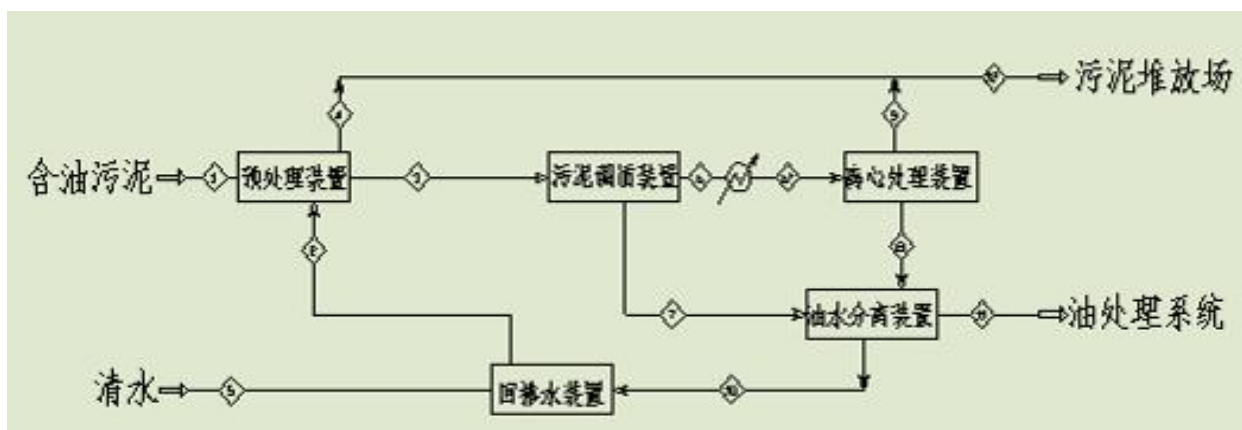


图 3.2-6 含油污泥处理站工艺流程图

(7) 采油十厂工业固废处置场能力核实

第十采油厂工业固废填埋场投产日期为 2010 年，容积约 10000m^3 ，运行期约为 20 年，该场按一般工业固废处置场 II 类场设计，建有填埋坑、渗滤液收集系统、导气系统、集液坑及监测系统等设施，环保设施目前正常运行，目前负荷约 50%，本工程施工期共产生 7.42t ，满足本工程需要。

(8) 第十采油厂压裂返排液处理站

本项目产生的压裂返排液送第十采油厂压裂返排液处理站进行处理，

该站位于聚杏II-1 污水站内。压裂过程产生的压裂返排液由罐车拉运进入压裂返排液回收池内静沉后，大部分污油上浮，污泥则沉入池底，由压裂返排液处理装置提升泵从池内提升含油污水进行处理，处理达标后再外输至污水处理站一次沉降罐，由污水处理站统一处理后回注。

压裂液处理站设计处理量为 240m³/d，目前处理负荷约为 50%，根据区块油藏条件，本项目油水井均需进行压裂，单井产生压裂返排液约 30m³，第十采油厂压裂返排液处理站的回收池容积和处理负荷满足工程需要，无需扩建。

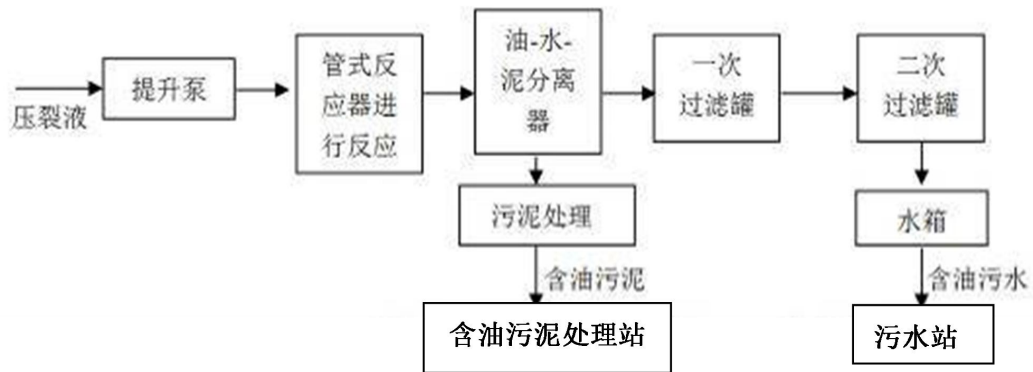


图 3.2-7 压裂液处理站工艺流程图

(9) 大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心

1) 装置概况

本工程钻井岩屑、钻井污水、废钻井液、废射孔液依托大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心进行无害化处理。该中心废弃泥浆无害化处理装置设计处理能力为 30×10⁴m³/a（日处理能力 900m³），实际剩余能力为 800m³/d。本工程产生钻井废水 6466.56m³，废钻井液 49560m³，钻井岩屑 7759.87m³，废射孔液 10656m³，每天产生的固体废弃物最大量为 620m³，处理能力满足要求。钻井岩屑、钻井污水、废钻井液、废射孔液采用密闭罐车拉运大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心，进入废弃泥浆缓存池暂存，运输周期为 10 天，装置位于创业庄东侧 300m 油田工业用地上，中心坐标为东经***，北纬***。

2) 工艺流程

来自钻井现场的废弃水基泥浆进入接收装置，同时由加药装置向接收

装置中加入破稳剂、混凝剂等药剂，使岩屑、废弃水基泥浆初步脱稳后，泵送至筛分装置进行大颗粒岩屑及泥浆的分离。筛分装置分离出的废弃泥浆进入均质脱稳反应装置，通过加药装置向泥浆中加入破稳剂、絮凝剂、沥水剂等药剂进行反应处理，有效降低泥浆的粘度、色度及调节 pH 之后，泥浆提升均质缓冲加压装置泵入强制固液分离装置，进行强制固液分离，产生的泥饼签订协议综合利用，分离出的滤液水存入滤液水储存装置，一部分用于配药、清洗岩屑等，剩余污水送到拉运至杏十二联合站污水处理站处理，达到回注标准后回注地下驱油。

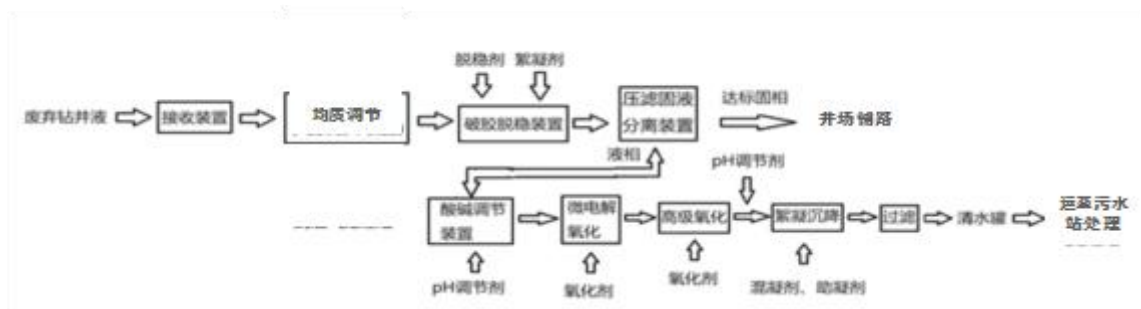


图 3.2-8 废弃泥浆无害化处理装置工艺流程图

（10）杏五中试验站含油防渗布暂存库

杏五中试验站含油防渗布暂存库位于红岗区杏五中试验站内，占地面积 720m²，贮存能力 4000m³，目前已储存 400m³，负荷率为 10%。本工程运营期含油废防渗布产生量为 2.59t/a（约 3m³），能够依托该暂存库暂存。

3.2.3.2 依托工程环境影响评价及竣工验收情况

依托工程环境影响评价及竣工验收情况见表 3.2-16。

表 3.2-16 依托工程环境影响评价及竣工验收情况一览表

序号	场站	项目名称	环评批复号	验收文号
1	杏北 1601 转油站	杏六区中西部三次加密及聚驱产能建设工程	庆环审〔2016〕260 号	2019 年自主验收
2	杏北 1701 转油站	杏七区中部Ⅰ块三次加密调整产能建设地面工程环境影响报告表	庆环审〔2019〕44 号	2020.11 完成自主验收
3	杏北三元-9 转油放水站	杏七区东部（Ⅰ块、Ⅱ块和Ⅳ块）三元复合驱产能建设工程环境影响报告书	庆环审〔2016〕86 号	2019.7 完成自主验收

4	杏北 4 号配制站	杏七区东部（I块、II块和IV块）三元复合驱产能建设工程环境影响报告书	庆环审[2016]86 号	2019.7 完成自主验收
5	杏二十七注水站	杏七区中部I块三次加密调整产能建设地面工程环境影响报告表	庆环审[2019]44 号	2020.11 完成自主验收
6	杏二十一注水站	杏二十一注水站改造工程环境影响报告表	岗环审[2020]13 号	2022.3 完成自主验收
7	杏二十七曝氧站	杏七区中部I块三次加密调整产能建设地面工程环境影响报告表	庆环审[2019]44 号	2020.11 完成自主验收
8	杏十一污水站	杏六区中西部三次加密及聚驱产能建设工程	庆环审（2016）260 号	2019 年完成自主验收
9	杏二十七三元污水站	杏七区中部I块三次加密调整产能建设地面工程环境影响报告表	庆环审[2019]44 号	2020.11 完成自主验收
10	杏北含油污泥处理站	杏北油田含油污泥处理站扩建工程环境影响报告书	庆环审【2018】256 号	2023.9 完成自主验收
11	第十采油厂压裂液处理站	杏七区东部I块三次加密调整产能建设工程环境影响报告书	庆环审（2016）260 号	2019.7 完成自主验收
12	第十采油厂工业固废处置场	第十采油厂工业固废处置场工程环境影响报告书	庆环建字[2011]172 号	庆环验字[2013]121 号
13	大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心	黑龙江省大庆市十厂废钻井液集中处理工程环境影响报告表	岗环审（2020）11 号	2020.10 完成自主验收
14	杏五中试验站含油防渗布暂存库	杏四~五区南块扶余油层产能建设地面工程环境影响报告表	庆环审[2019]43 号	2020.11 完成自主验收

3.2.4 现有工程污染物排放情况

本次产能区域涉及已建转油站 3 座（杏北 1601 转油站、杏北 1701 转油站、杏北三元-9 转油站），其原有污染情况分析如下：

（1）废气

主要为杏北 1601 转油站、杏北 1701 转油站、杏北三元-9 转油站加热装置产生的燃烧烟气、站内油气处理设备无组织挥发的烃类气体。各站加热装置均为燃气炉，产生的烟气较为清洁，根据本次监测报告结果，杏北 1601 转油站加热装置燃烧烟气中各项污染物排放浓度最大值为：颗粒物 12.3mg/m³，SO₂14mg/m³，NO_x91mg/m³；杏北 1701 转油站加热装置燃烧烟气中各项污染物排放浓度最大值为：颗粒物 11.2mg/m³，SO₂14mg/m³，NO_x88mg/m³；杏北三元-9 转油放水站加热装置燃烧烟气中各项污染物排放浓度最大值为：颗粒物 12.4mg/m³，SO₂15mg/m³，NO_x83mg/m³，能够达到

《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 和表 2 燃气锅炉大气污染物排放限值要求。非甲烷总烃挥发量按《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中的规定，油田开采为 1.4175g/kg 原油计算。根据现场监测及各场站验收结果，厂界非甲烷总烃各站无组织排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；大气污染物排放情况见表 3.2-17。

表 3.2-17 大气污染物排放情况

场站	污染源名称	烟囱高度 m	出口内径 m	烟气温度℃	燃气量 万 m³/a	烟气排放量 万 m³/a	污染物名称	排放浓度 mg/m³	排放量 t/a
杏北 1601 转 油站	掺水炉	15	0.4	180	192.0	2068.9	SO ₂	14	0.29
	热洗炉	15	0.4	180			NO _x	91	1.88
	采暖炉	8	0.25	180			颗粒物	12.3	0.25
	烃类气体	非甲烷总烃 43.09t/a							
杏北 1701 转 油站	掺水炉	15	0.4	180	206.95	2229.9	SO ₂	14	0.31
	热洗炉	15	0.55	180			NO _x	88	1.96
	采暖炉	8	0.25	180			颗粒物	11.2	0.25
	烃类气体	非甲烷总烃 91.22t/a							
杏北三元-9 转 油站	掺水炉	15	0.55	180	855.78	9221.29	SO ₂	15	1.38
	热洗炉	15	0.55	180			NO _x	83	7.65
	采暖炉	8	0.25	180			颗粒物	12.4	1.14
	烃类气体	非甲烷总烃 352.77t/a							

（2）固体废弃物

主要为站内检修时容器清淤产生的含油污泥，以及工作人员产生的生活垃圾，各站固体废弃物产生情况详见表 3.2-18。

表 3.2-18 固体废弃物产生情况

站名	主要污染源	主要污染物	产生量	治理措施
杏北 1601 转油站	含油污泥	石油类	0.912t/a	统一收集送杏北含油污泥处理站减量化处理后委托大庆博昕晶化科技有限公司处理
	生活垃圾	/	0.73t/a	统一收集送大庆城控电力有限公司焚烧处理
杏北 1701 转油站	含油污泥	石油类	1.93 t/a	统一收集送杏北含油污泥处理站减量化处理后委托大庆博昕晶化科技有限公司处理
	生活垃圾	/	0.73t/a	统一收集送大庆城控电力有限公司焚烧处理

杏北三元-9 转油站	含油污泥	石油类	10.58t/a	统一收集送杏北含油污泥处理站减量化处理后委托大庆博昕晶化科技有限公司处理
	生活垃圾	/	0.73t/a	统一收集送大庆城控电力有限公司焚烧处理

(3) 噪声

主要为站内加热装置和机泵等设备运行产生的噪声。声源强度见表 3.2-19。

表 3.2-19 主要声源强度

序号	发声源	声源强度 dB(A)	治理措施
1	外输泵	83~95	选用低噪音设备，机泵置于室内，并采取减震降噪措施
2	掺水泵	85~91	
3	加热装置	80	

表 3.2-20 现有工程污染物排放情况统计

名称	排放量	备注
废气量 10 ⁴ m ³ /a	13520.09	
SO ₂ t/a	1.98	
NO _x t/a	11.49	
颗粒物 t/a	1.64	
非甲烷总烃 t/a	487.08	

3.2.5 现有开发区块回顾性分析

本工程基建井中含利用井 29 口，转注井 13 口，属于杏七区西部Ⅲ、Ⅳ块二次加密井，完钻于 2000 年以前，建设年代较早。

本工程所在杏北开发区自 1966 年投入开发，为滚动开发区块，本工程临近区块《杏七区东部 I 块三次加密调整产能建设工程》位于本工程东北侧 4km，同属于杏北开发区。根据《杏七区东部 I 块三次加密调整产能建设工程环境影响后评价报告书》调查结果，建设单位在工程建设过程中，本着开发与生态保护并重的原则，采取了相应的生态恢复及管理措施，有效地防止了生态环境的破坏。所采取的各项污染防治措施均是油田技术上较成熟的、长期使用的、经济可行的措施。根据现有环境监测数据表明，企业现有的污染治理措施能够使各污染源达标排放，环境污染可控。并且能够落实了环评文件及其批复提出的环境风险防范措施，有效地消除了环境风险事故隐患，同时针对可能突发的各种环境风险事故，第十采油厂制

定了详细的环境风险防范措施及安全应急救援预案。环境管理方面：大庆油田第十采油厂制定了详细完善的环境保护管理规定，以及《第十采油厂生态环境保护网格化管理实施方案》，建立健全了 HSE 机构与职责，针对环境监督管理、污染防治与生态环境保护、建设项目环境管理、环境事件管理和环境风险防控管理等做出全面要求，特别提出了生态环境问题要在发现后 24 小时闭环整改的环保管理制度，明确了“管发展管环保、管业务管环保、管生产管环保”的原则。闭环性监督检查。

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》要求，大庆油田有限责任公司第十采油厂排污许可管理类别为为简化管理。登记编号：91230607716675409L006X，有限期限为 2023.3.16-2028.3.15，本项目新建加热装置（包括杏北 1601 转油站 2.5MW 加热炉 5 台，0.29MW 采暖 1 台炉；杏北 1301 热水站新建 2.0MW 加热炉 1 台；杏二十七三元污水站新建 1.5MW 加热炉 1 台），故项目建成后，大庆油田有限责任公司第十采油厂应重新申请排污许可。

本工程现有场站油气处理采用密闭工艺，加热装置均使用清洁燃料天然气，根据现场监测结果及各场站验收结果，燃烧烟气中各项污染物排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）要求；杏北 1601 转油站、杏北 1701 转油站、杏北三元-9 转油站厂界非甲烷总烃浓度为 0.49~0.68mg/m³，杏北 4 号配制站厂界非甲烷总烃浓度为 0.47~0.70mg/m³，杏十一联污水站、聚杏十一污水站和杏二十七三元污水站厂界非甲烷总烃浓度为 0.45~0.71mg/m³，厂界非甲烷总烃的无组织排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；

杏北 1601 转油站、杏北 1701 转油站、杏北三元-9 转油站站内非甲烷总烃 1h 平均浓度值 0.52~0.70mg/m³，任意一次性浓度值为 0.47~0.63mg/m³；杏北 4 号配制站站内非甲烷总烃 1h 平均浓度值 0.45~0.70mg/m³，任意一次性浓度值为 0.49~0.62mg/m³；杏十一联污水站、聚杏十一污水站和杏二十七三元污水站站内回收水池非甲烷总烃 1h 平均浓度值 0.51~0.70mg/m³，任意一次性浓度值为 0.53~0.66mg/m³；厂区内无组织排放浓度限值满足《挥

发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）。杏北 4 号配制站厂界颗粒物浓度为 0.052~0.074mg/m³，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。

现有场站站内噪声设备采取了基础减振、隔声等措施，杏北 1601 转油站、杏北 1701 转油站、杏北三元-9 转油站厂界噪声昼间 45.1~49.2dB（A），夜间 42.1~46.2dB（A）；杏北 4 号配制站厂界噪声昼间 45.7~49.6dB（A），夜间 42.1~45.8dB（A）；杏十一联污水站、聚杏十一污水站和杏二十七三元污水站厂界噪声昼间 45.1~50.5dB（A），夜间 42.3~46.8dB（A）；厂界噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。

杏十一普通污水站出水水质为含油量 1.09~1.24mg/L，悬浮固体含量 2~3mg/L；杏十一深度污水站出水水质 0.61~1.01mg/L，悬浮固体含量 1~3mg/L；杏二十七三元污水站出水水质为含油量 1.24~1.51mg/L，悬浮固体含量 2~3mg/L；均满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值“含油量≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L”标准。场站清淤产生的含油污泥送杏北含油污泥处理站减量化处理后委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）（石油类≤3000mg/kg）要求，用于铺路和垫井场；污水站更换滤料产生的废滤料委托大庆蓝星环保工程有限公司处理；定员生活垃圾委托环卫部门统一清运至大庆城控电力有限公司焚烧处理。

根据现场调查，本项目所在区域内生态环境主要为农田生态系统，为传统的油田开发区域；为保护区域农田生态环境，第十采油厂在进行油田开发活动时采取了一系列的生态保护措施，严格控制井场的临时及永久占地，工程施工结束后及时的进行了土地复垦等生态恢复措施；对临时用地在施工结束后进行植被恢复，使其恢复为原有用地类型，同时项目在施工建设过程中严格控制污染物排放，不在占地范围内进行施工，采取了一系列污染防治措施，确保不污染土壤。根据现场调查，井场周边环境恢复较好，具体见下面照片。



现有区块周边耕地生态恢复现状



现有区块周边草地生态恢复现状

3.2.6 现有工程存在的环境问题

根据现有开发区块回顾性分析，本工程开发区块建设时间较早，目前现有生产井未出现环境问题，部分已建管道运行年限超 15 年，近三年穿孔次数 18 次，失效率为 3.6 次/（年·公里），本次规划对其进行更换，以减少管线泄露对周围生态环境的影响。通过采取了这一系列的生态保护措施后施工过程临时占地损坏的植被能够自然恢复，因此，油田的开发对区域生态系统不会造成明显影响。

3.3 建设项目工程分析

3.3.1 主要建设内容

3.3.1.1 钻井工程

（1）井深结构

本工程新钻井 280 口，其中水驱井 160 口，聚合物驱井 120 口，包括直井 272 口，水平井 8 口。平均完钻井深 1155m，钻井总进尺 323328m。

钻井井深结构、钻井液量、固井质量要求等相关参数单独设计，井身结构设计数据见表 3.3-1。井身结构为直井和水平井，井身结构分别见图 3.3-1~3。钻井井场平面布置图见图 3.3-4。

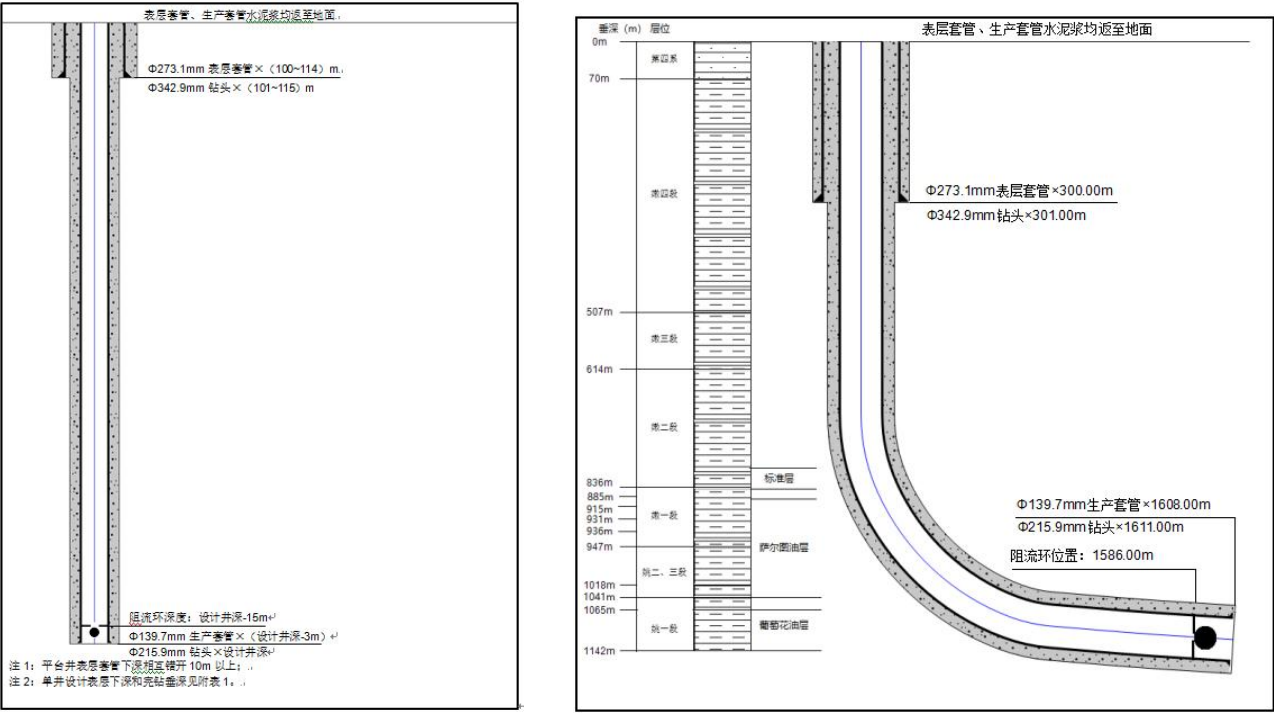


图3.3-1 直井深结构图 图3.3-2 水平井井深结构图

表 3.3-1 井深结构设计数据表

开钻次序	井深 m	钻头尺寸 mm	套管柱 类型	套管尺寸 mm	套管下入 深度 m	环空水泥浆 返深 m
一 开	101~115	342.9	表层套管	273.1	100~114	地面
二 开	设计井深	215.9	生产套管	139.7	设计井深-3	地面

(2) 钻机选型及钻井主要设备

本工程选用 ZJ-15/900 钻机，主要设备的型号和规格见表 3.3-2。为确保井满足钻井施工要求，三次加密 7 口大斜度设计选用 ZJ-30D/1700 钻机。主要设备的型号和规格见表 3.2-3，钻井期间每口井钻井人数 10 人，钻井周期平均为 8 天。

表 3.3-2ZJ-15/900 钻机及钻井主要设备

序号	名 称		型 号	主要技术参数	备 注
1	钻机		ZJ-15/900		
2	井架		JJ90/39	900 kN	
3	提升系统	天车	TC-125	1225 kN	
		游动滑车	YC-125	1225 kN	
		大钩	DG-125	1225 kN	
		水龙头	SL-140	1372 kN	
		绞车	JC-10	98 kW	

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

表 3.3-3 ZJ-30D/1700 钻机及钻井主要设备性能

序 号	名 称		型 号	主要技术参数	数量
1	钻 机		ZJ-30D/1700		
2	井 架		JJ170/40-A	170t	
3	提升系统	绞 车	JC-30DZ	440 kW	
		天 车	TC-170	170t	
		游 钩	YG-170	170t	
		水龙头	SL-170	170t	
4	转 盘		ZP-205	22.56kN·m	
5	循环系统	钻井泵 1#	SL3NB-1300A	956kW	
		钻井泵 2#	SL3NB-1300A	956kW	
		钻井液罐		40m ³	3 个
		搅拌器			
6	动力系统	柴油机	12V190	800 kW	3 台
		发电机	500GF54	500 kW	
		辅助发电机	麦海姆	250 kW	
		压风机 1#	2V-6/8	37 kW	
		压风机 2#	2V-5/10	52kW	
7	固控系统	振动筛	BL-50		2 台
		除砂器	NOGJ-250*2/2*0.6		1 台
		离心机	LW450—842N		1 台
8	仪器仪表	钻井参数仪表	SK-2Z01		
		单点、多点测斜仪			各 1 套
9	液压大钳		YQ-100	100kN•m	

(3) 钻井液

钻井需要使用钻井液，构成循环流体，从而将钻井岩屑从井底携带至地面。本工程钻井均采用了无毒无害或毒性极小的水基钻井液，一开时钻

井液类型为膨润土浆，主要成分是膨润土、纯碱；二开时采用复合阳离子钻井液体系，主要成分为膨润土、纯碱、WDYZ-1、HX-D、SPNH-1、FST-2、DJ-C、FPS、NH₄-HPAN-2，重晶石粉，存放在材料房内。具体钻井液材料用量设计见表 3.3-4。钻井液主要化学物质的具体理化性质见表 3.3-5。

表 3.3-4 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	0~115		115~1350	
井筒容积 m ³	18		59	
地面循环 m ³	40		60	
钻井液损耗量 m ³	5		45	
钻井液总量 m ³	63		164	
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	0.3	纯碱	0.7
	/	/	WDYZ-1	0.5
	/	/	HX-D	1.1
	/	/	SPNH-1	2.5
	/	/	FST-2	2.0
			DJ-C (SF-260)	1.6
			FPS	0.5
			NH ₄ -HPAN-2	2.0
			重晶石粉	135.0

表 3.3-5 钻井液各成分理化性质表

序号	原料名称	重要组分	理化性质及作用	毒性性质
1	膨润土	天然矿物，主要成分是层状铝硅酸盐蒙脱石	其晶体结构是由两个硅氧四面体晶片中间夹 1 个铝氧八面体晶片组成 1 个晶层，在硅氧四面体中，有部分的 Si ⁴⁺ 可被 Al ³⁺ 取代，铝氧八面体层中有部分的 Al ³⁺ 可被 Fe ²⁺ 、Mg ²⁺ 、Zn ²⁺ 等阳离子取代，这样使得蒙脱石的晶格显负电性，同时晶层上下皆为氧原子层，不能开成氢键，晶层间有微弱的分子力连接，连接力弱，水分子容易进入两层之间使之吸水肿胀。因此，它具有很强的吸水性、可塑性、粘结性和离子交换性，水化分散性较好	无毒性
2	纯碱	碳酸钠 Na ₂ CO ₃	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为 11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供 Na ⁺ 和 CO ₃ ²⁻ ，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用，使钙质粘土变为钠质粘土。另外可除掉石膏或水泥浸入泥浆中的 Ca ²⁺ 离	无毒性

			子，使泥浆性能变好	
3	WDYZ-1	主要由碳酸钾、氧化钙和至少一种反絮凝剂经过化学反应而成	是一类复合抑制剂。是以钾离子为抑制离子，以钙离子为辅助抑制离子，不使用阴离子或阴离子团，并在此基础上混入木质素或腐殖酸，形成最终复合抑制剂。抗温为 160℃，可调可钻井液的流变性，提高体系动逆比、切力，具有很强的携屑能力，可防止井下发生复杂情况。其中木质素、腐殖酸可生物降解。	无毒性
4	HX-D	由高分子聚合物经过阳离子化和官能团的改造而成	阳离子聚合物抑制剂 HX-D，乳白色或浅黄色液体，pH7~9，是由高分子聚合物经过阳离子化和官能团的改造，形成的具有强抑制、吸附和包被作用的一种钻井泥浆助剂，可与地层多价离子反应，有良好的抗高温流变性和搞钻屑污染能力，同时还具有防塌、防膨等作用。	无毒性
5	SPNH-1	褐煤树脂	外观为黑褐色固体粉末或颗粒，钻井液用褐煤树脂 SPNH 是在苯环单元引入磺酸基，苯环间又以碳原子相连，能够抗高温。水化作用强、缔合水的键能高，因而又解决了它的水溶性，决定了它抗盐、抗钙、降低高温高压降失水量的作用。	无毒性
6	FST-2	植物胶 20-30%，纤维素 20-30%，纤维 30-40%，膨胀物 10-20%，其他 5-10%	有色固体粉末，相对密度 1.0-1.1g/cm ³ ，不溶于水与水泥封固高渗透地层孔隙，微裂缝，屏蔽暂堵高渗透地层，保护储层、提高固井质量	无毒性
7	DJ-C (SF-260)	以丙烯酸、氢氧化钠等原材料聚合而成。	有较强的稀释作用，主要由其线性结构、低相对分子质量、及阴离子基团决定。通过氢键吸附在粘土颗粒上，顶替掉吸附在粘土颗粒的高分子聚合物，从而拆散高聚物与粘土颗粒形成的“桥接网架结构”。	无毒性
8	FPS	复合甲基硅酸钠	其高效防水机理是在水和二氧化碳的作用下，生成甲基硅酸醇，在结构材料表面及内部生成一层几个分子后的不溶性的防水高分子化合物，网状的有机硅树脂膜，降低粘度和切力	无毒性
9	NH ₄ -HPAN-2	双聚铵盐	双聚铵盐(NH ₄ -HPAN-2)，外观为自由流动的粉末及颗粒，铵含量(%)≤6.0，是水解聚丙烯腈-铵盐(NH ₄ -HPAN)的进一步改进，克服了铵盐抗盐、抗钙力较差的缺点，是腈纶丝、丙烯酰胺、氨水在高温、高压下聚合的产物，因带有-NH ₄ 、-NH ₂ 、-CN 基团，具有一定的防塌、防水化膨胀和很好的抗盐能力，并且使用不受温度的限制，具有良好的降滤失功能。	无毒性
10	重晶石粉	BaSO ₄	纯品为白色粉末，如含有杂质多为灰绿色。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。	无毒性

(4) 固井

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

见表 3.3-6。

表 3.3-6 固井水泥用量消耗

套管程序	套管 尺寸 mm	钻头 尺寸 mm	井径 扩大率 %	环空 容积 m ³	水泥浆 返深 m	水泥塞面 深度 m	水泥 级别	附加 %	水泥 用量 t
表层套管	273.1	342.9	30	11.11	地面	距完钻井深 1m 以内	A	50	22
生产套管	139.7	215.9	10	23.03	地面	距完钻井深 15m 以内	高强 低密度	15	28
				12.53	萨尔图油层顶 以上 100m		G		19

(5) 完井

完井是钻井工程的最后环节，整个钻井工艺结束。一般情况下，完井即钻开油层，完井方式包括套管完井、射孔完井、压裂完井等。根据油藏工程方案要求，一类油层聚合物驱井 118 口新钻井主要采用射孔方式完井，水驱区块 120 口新钻井需要射孔完井，16 口二次加密井进行补孔。因此，共 254 口井为射孔完井。

射孔是在井内下入专门的射孔器在气层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油层通过这些孔道与井底连通，从而为气流入井内造成通道的过程。

3.3.1.2 原油集输工程

(1) 集输工程

本次产能基建油井 194 口，其中新钻油井 183 口，共布置 62 座平台辖井 236 口（聚驱采出井 88 口，水驱油井 61 口，注入井 87 口），独立井 34 口（聚驱采出井 4 口，水驱油井 30 口），利用油井 11 口；站外系统含两口及以上油井的平台，采用双管掺水流程进间；对于仅含 1 口油井的平台和独立油井采用采用双管串接流程，新建集油阀组间 3 座，新建集油管道 68.73km，16-5 计量间已建站间掺水管道，规格为 $\phi 114 \times 4.5$ -1.65km，已运行 15 年，本次规划对其进行更换，以满足生产需要。设计压力为 1.6-2.5MPa，材质均为硬质聚氨酯泡沫夹克钢管，且全部为埋地管线，管顶埋深距自然

地坪为 1.0m。本次产能新建油井涉及计量间情况见下表。集油系统总体布局详见图 3.3-7。

表 3.3-7 新增油井后已建集油阀组间辖井情况统计表

站名	所属转油站	井式	留头	井数（口）	新建井数（口）	合计（口）	备注
16-1 间	1601 转	12	1	31	2	33	
16-2 间	1601 转	11	1	12	3	15	
16-3 间	1601 转	11	4	7	13	20	
16-4 间	1601 转	16	8	7	19	26	
16-5 间	1601 转	16	3	20	10	30	
16-8 间	1601 转	16	4	16	4	20	
16-9 间	1601 转	16	11	2	29	31	
新建 1610 间	1601 转	16	6		15	15	
新建 1611 间	1601 转	16	2		40	40	
新建 1612 间	1601 转	20	3		42	42	
1712 间	1701 转	28	4	36	1	37	
1714 间	1701 转	16	8	14	9	23	
三元 9-11 间	三元-9 转	20	4	23	7	30	
合计				168	194	362	

表 3.3-8 站外集油系统主要工程量表

序号	项目名称	单位	数量
1	新建管道		
1)	泡沫夹克管 $\phi 60 \times 3.5$	km	47.36
2)	泡沫夹克管 $\phi 76 \times 4.5$	km	13.05
3)	泡沫夹克管 $\phi 89 \times 4.5$	km	3.94
4)	泡沫夹克管 $\phi 114 \times 4.5$	km	3.08
5)	泡沫夹克管 $\phi 219 \times 6$	km	1.3
2	新建集油间		
1)	16 井式	座	2
2)	20 井式	座	1
3	更换 16-5 计量已建站间掺水管道 $\phi 114 \times 4.5$	km	1.65

(2) 改造杏北 1601 转油站

根据能力核实，杏北 1601 转油站已建各系统能力均不能满足新建产能需求，需进行扩建。规划新建 3 台 $\Phi 4\times 24$ 三合一，新建 2.5MW 掺水加热炉 5 台，掺水泵（ $Q=130\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=250\text{m}$ ， $P=185\text{kW}$ ）3 台，利用原有 1 台 2.0MW 热洗炉，热洗泵（ $Q=65\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=250\text{m}$ ， $P=75\text{kW}$ ）1 台，外输泵 3 台，设置加药装置 2 套，其中破乳剂、防垢剂各 1 台，新建 1 台 0.29MW 采暖炉，利用原有一台 0.29MW 采暖炉。改造前后处理能力对比情况见下表 3.3-9（1），改造能够满足本工程能力需求。具体改造内容见下表 3.3-9（2），改造后该站平面布置图见下图。

表 3.3-9（1） 杏北 1601 转油站主要设备改造前后对比表

名称	接入新井改造前			接入新井改造后			
	能力	数量	负荷率	能力	数量	负荷率	备注
三合一	10600t/d	2	127.4%	13500t/d	3	97.8%	运二备一
掺水炉	2MW	2	432%	2.5MW	5	98.7%	
热洗炉	1.5MW	1	139.2%	2.0MW	1	100%	
外输泵	150m ³ /h	3	117.5%	250m ³ /h	3	70.2%	运二备一
掺水泵	80m ³ /h	2	266%	130m ³ /h	3	81.8%	运二备一
热洗泵	65m ³ /h	1	61.5%	65m ³ /h	2	61.5%	运一备一

表 3.3-9（2） 杏北 1601 转油站主要设备表

序号	项目名称	单位	数量
			2024 年
1	新建三合一 $\phi 4\times 24\text{m}$	台	3
2	新建除油干燥合一装置 $\phi 2.2\times 7\text{m}$	台	1
3	新建掺水炉 2.5MW	台	5
4	利旧热洗炉 2.0MW（维修后利用）	台	1
5	新建采暖炉 0.29MW	台	1
6	利旧采暖炉 0.29MW（维修后利用）	台	1
7	新建掺水泵（ $Q=130\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=250\text{m}$ ， $P=185\text{kW}$ ）	台	3
8	利旧热洗泵（ $Q=65\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=250\text{m}$ ， $P=75\text{kW}$ ）	台	1
9	新建外输泵（ $Q=250\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=150\text{m}$ ， $P=160\text{kW}$ ）	台	3
10	新建一拖二外输泵变频 $P=160\text{kW}$	台	2
11	新建采暖泵（ $Q=60\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=60\text{m}$ ， $P=18.5\text{kW}$ ）	台	2
12	加药装置（破乳剂、防垢剂）	台	2
13	收油装置	套	1
14	新建掺水流量计 DN100	套	1
15	新建热洗流量计 DN80	套	1
16	发球装置 DN300	套	1

序号	项目名称	单位	数量
			2024 年
17	工业厂房建筑面积（场站永久占地内）	m ²	1440
①	油水泵房及计量间	m ²	1100
②	化药及加药间	m ²	100
③	进站阀组间部分	m ²	240
	内含进站阀组	套	14
19	场区及配套工程	项	1
20	生产衔接临时措施（施工时导流程措施）	项	1

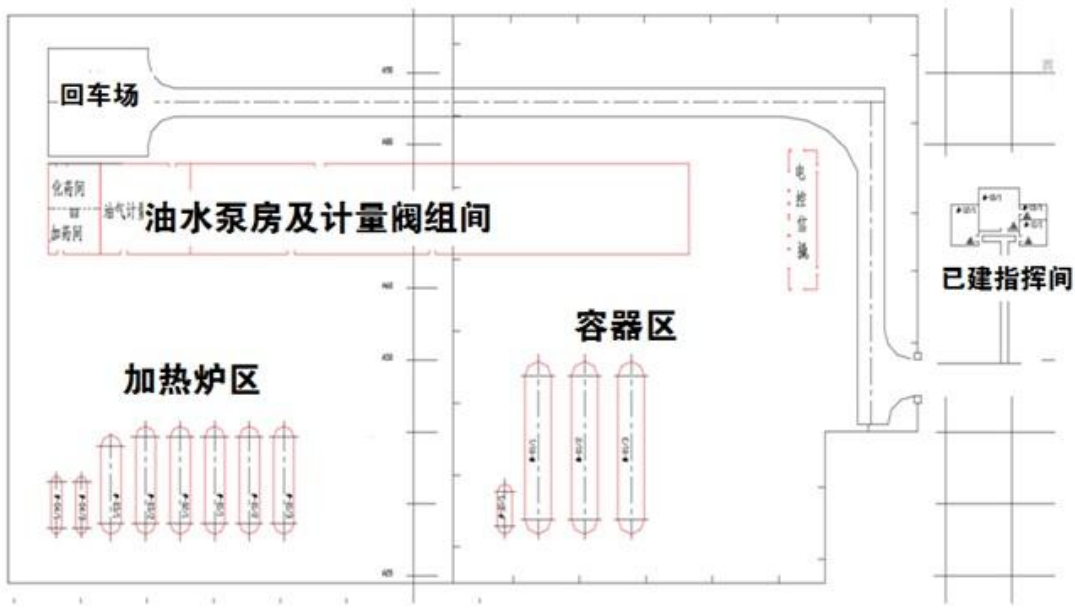


图 3.3-5 杏北 1601 转油站改造后平面布置图

（3）杏北 1301 热水站

1301 热水站为本区域提供生产用热水，2005 年投产，设计规模是 600m³/d。本工程投产后，热水需求量达到 708m³/d，规划新建 1 台 2.0MW 加热炉对本热水站进行扩建，并配套建设站内管道，按 12 小时供水计算，原有处理规模为 600m³/d，扩建后热水站供水能力为 1207m³/d，可满足生产需要。

表 3.3-10 杏北 1301 转油站热水站扩建工程量

序号	项目	单位	数量
1)	新建加热炉 2.0MW	台	1
2)	站内管道	m	160
3)	土方	m³	300

4)	通信光缆动迁	项	1
5)	站内占压管道动迁钢管 $\phi 219 \times 6$	m	30
6)	钢板网围栏	m ²	150
7)	站内巡回检查路	m ²	50

3.3.1.3 配注工程

(1) 注入井

杏七区西部III、IV块基建注聚井 68 口，单井注入管道 73.6km，站外新建杏二十七注水站至注入站高压注水干线 2.3km。高压注水管道采用外 2PE 内普通级熔结环氧粉末钢管，单井注入管道 30%柔性塑料复合高压输送管、70%采用外 2PE 内普通级熔结环氧粉末管。敷设方式为埋地敷设。

本次产能共规划注水井 60 口，其中新井 29 口，转注井 13 口，18 口利用井。为上述新井及转注井新建注水井口 42 套、配水阀组 42 套。18 口利用井中 4 口注水井为长关井，井口、配水阀组腐蚀老化严重，无法利旧，因此为利用井新建注水井口 4 口、配水阀组 4 套。

本次注水井采用单干管单井配水流程，均就近挂接已建注水干线。并核实，本次 18 口利用井均已挂接区域内 3 条深度注水干线，无需新建，本次新井、转注井管道全部新建，共计新建单井支线 $\Phi 60 \times 5$ -8.9km。18 口深度利用井中 4 口单井管道腐蚀穿孔严重，需更换，共计更换管道 $\Phi 60 \times 5$ -1.3km，新建注水管道全部采用防腐钢管。敷设方式为埋地敷设，管顶埋深距自然地坪为 2.2m。

表 3.3-11 杏七区西部III、IV块注入系统主要工程量表

	项目名称	单位	数量
1	注入井	口	68
2	新建注水干线	km	2.3
3	新建单井注入管道	km	73.6
4	注水井口（含土方）	口	46
5	新建单井配水阀组	套	46
6	新建单井支线 $\Phi 60 \times 5$	km	10.2

(2) 配制站

杏北 4 号配制站经能力核实后，无法满足生产需要，需在本工程中扩建，规划将 1 台 70m³/h 外输泵更换为 1 台 150m³/h，并更换母液粗精过滤

器 1 套；规划将 1 台 70m³/h 外输泵更换为 1 台 150m³/h，并更换母液粗精过滤器 1 套；并更换 13#、15#熟化罐保温层及电伴热带。

表 3.3-12 杏北 4 号配制站主要工程量表

序号	主要工程量	单位	数量
1	拆除 70m ³ /h2.4MPa 外输螺杆泵	台	1
2	拆除 70m ³ /h2.4MPa 母液粗精过滤器	台	1
3	新建 150m ³ /h2.4MPa 外输螺杆泵	台	1
4	新建 150m ³ /h2.4MPa 串组式母液粗精过滤器	台	1
5	扩建密闭上料除尘装置	套	1
6	更换 13#、15#熟化罐罐体保温层及伴热带	项	1

(3) 曝氧站

本次产能对杏二十七曝氧站能力需要扩建，原设计曝氧能力 $0.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，规划将杏二十七曝氧站规模扩建至 $1.35 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用“空压机”曝氧工艺。利用曝氧泵房进行改造，将已建 5 套水射器及 3 台升压泵拆除，在曝氧泵房内新建空气压缩机 2 台（运 1 备 1），新建稳压罐 1 座，静态混合器 2 台，并配套建设供电自控等系统。

表 3.3-13 曝氧站主要工程量表

序号	主要工程量	单位	数量
1)	拆除已建升压泵	台	3
2)	拆除已建水射器	台	5
3)	新建空压机 30m ³ /min	台	2
4)	稳压罐 3m ³	座	1
5)	静态混合器	台	2
6)	空气管线 DN200PN10	km	0.2

(4) 注入站

本工程在井区内新建聚杏 4-8 注入站 1 座，采用常规“一泵多井”工艺，辖井 68 口，平均注入半径 1.08km。新建注入站内建设混配阀组、注入泵、母液储槽及相应注入泵房、供配电、采暖、给排水等系统。另外，新建杏北四号配制站至新建注入站母液管道 1 条，DN250-3.5km，采用钢骨架塑料复合管。

表 3.3-14 杏七区西部Ⅲ、Ⅳ块新建注入站主要内容表

序号	主要工程内容	单位	数量
1	新建聚杏 4-8 注入站	座	1

序号	主要工程内容	单位	数量
1)	11 井式混配阀组 (含一种分子量 3 条母液汇管, 单井母液流量调节器)	套	4
2)	12 井式混配阀组 (含一种分子量 3 条母液汇管, 单井母液流量调节器)	套	2
3)	一泵多井注入泵 ($Q=10\text{m}^3/\text{h}$, $H=16\text{MPa}$)	台	9
4)	75kW 变频器	套	9
5)	80m ³ 玻璃钢母液储槽	座	1
6)	来液母液流量调节器 (DN250 2.4 MPa)	台	1
7)	高压来水阀门 (DN250 16MPa)	个	1
8)	电暖器采暖 166kW (2.5kW1 个)	个	66
9)	母液回收装置	套	1
10)	建筑	m ²	1150
11)	污水池	座	1
12)	动力	项	1
13)	自控	项	1
14)	场区	项	1
15)	土方	m ³	9000
16)	占压工程量	项	1
2	母液管道 DN250	km	3.5

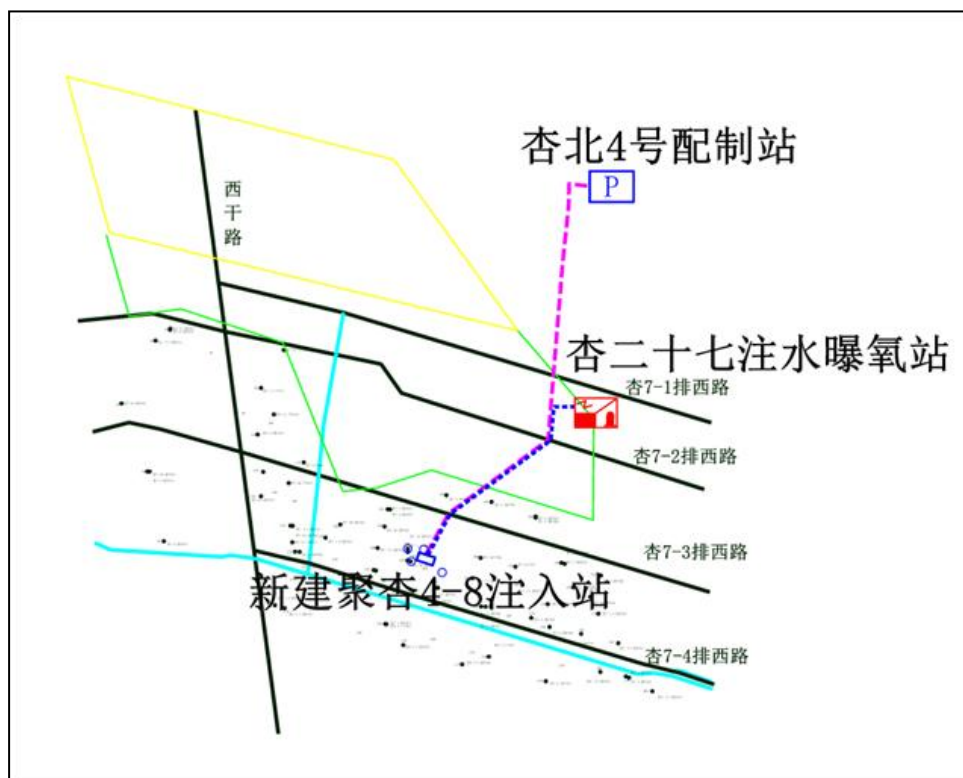


图 3.3-6 新建注入站平面布置图

3.3.1.4 供水及水处理工程

(1) 杏十一污水站

该站基于已建污水处理工艺，采用“两级沉降+一级纳米气混浮选器+两级过滤工艺”。杏十一污沉降段按聚驱参数规模核减到 $2.4\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余 $1.1\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ 沉降后水量进杏十一深度污水处理站，增加气浮工艺，利旧升压缓冲罐改造为纳米气浮罐，过滤段原 14 座 $\Phi 3\text{m}$ 核桃壳过滤罐核桃壳过滤罐拆除，新建两级纳米深度过滤罐，设计能力 $1.3\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。工艺流程如下图所示：

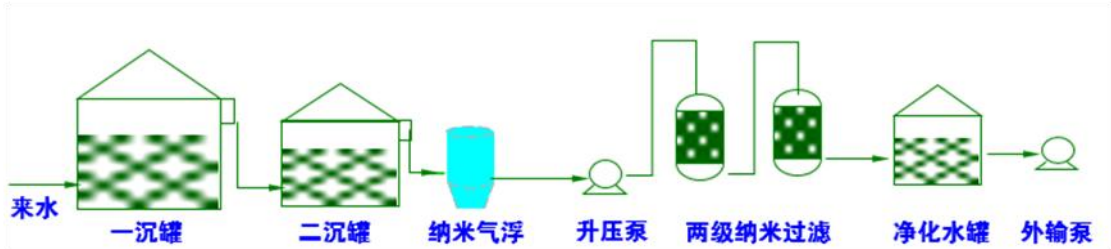


图 3.3-7 杏十一污水站工艺流程图

1) 工艺流程

“双纳米”水处理工艺主要由“纳米气混浮选+纳米硅基精细过滤”工艺组成。进水为聚杏十一污一沉出水，工艺流程图如下：

A.纳米气混浮选工艺

纳米气泡发生器将气液两相充分溶解达到高压饱和状态，通过减压释放将溶解的气体以微纳米气泡的形式在纳米气混浮选装置中溢出，油在微纳米气泡的裹携和吸附作用下，上浮至液面，通过刮板与污水分开后进入排污罐，经排污泵排放至回收水池。

B.纳米硅基精细过滤

纳米气混浮选装置出水经提升泵提升至纳米硅基精细过滤装置，经 $1\mu\text{m}$ 一级过滤后，再进入 $0.1\mu\text{m}$ 二级过滤，完成对污水中残留污油、悬浮物的去除，最终出水达标。

反冲洗过程中，通过空压机进行脉冲进气改变滤床稳定状态，使吸附于滤料中的油、悬浮物脱落。反冲洗水进入排污罐，经排污泵排放至回收

水池。

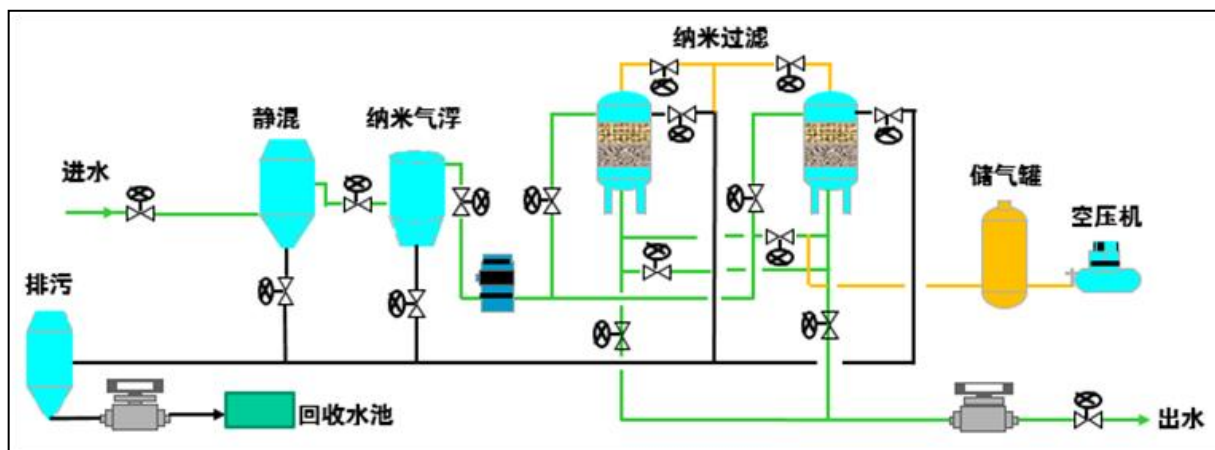


图 3.3-8 “双纳米”水处理工艺流程图

2) 设计参数

纳米气混浮选有效停留时间：20min；

过滤罐滤速：一级过滤 12m/h，二级过滤 12m/h；

反冲洗强度：水相 2.35L/(m²•s)、气相 1.6L/(m²•s)；

反冲洗时间：一级过滤 50min、二级过滤 30min；

反冲洗周期：24h；

来水水质指标：含油量≤100mg/L，悬浮物≤100mg/L；

滤后水水质指标：含油量≤5mg/L，悬浮物≤5mg/L。

3) 改造内容

新建纳米过滤罐，拆除已建过滤罐及基础，新建一级、二级Φ4m 过滤罐各 5 座，同时对滤罐操作间管网进行拆除及更换，过滤罐配套工艺管线及阀门采用撬装建设方式，滤罐配套工艺撬共 10 套。拆除 265m³/h 反冲洗水泵 2 台，新建 110m³/h 反冲洗水泵 2 台。同时为满足“双纳米”水处理工艺气水脉冲反洗需求，需在泵房内新建空压机 1 台，储气罐 1 座。具体改造内容见下表，改造后杏十一污平面布置图见下图：

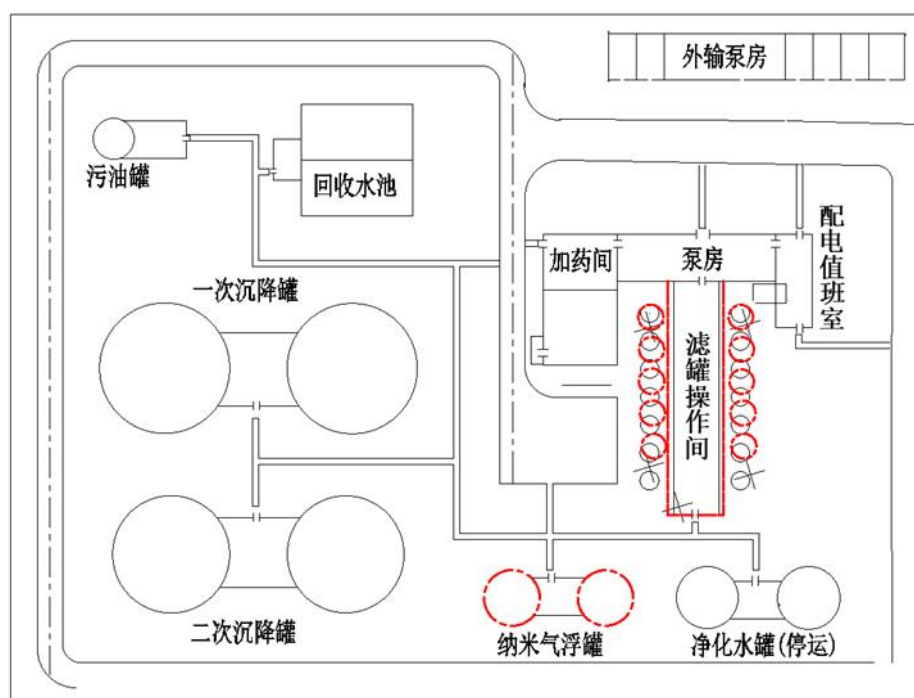


图 3.3-9 杏十一污水站改造后平面布置图

(2) 杏十一深度污水站

杏十一深于 2012 年建成投产，设计能力 $3.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用“升压缓冲+两级过滤”的主工艺。其中一级 $\Phi 4\text{m}$ 过滤罐 12 座，二级 $\Phi 4\text{m}$ 过滤罐 18 座。

本次将杏十一深工艺流程调整为三级过滤，6 座过滤罐调整为一级单石英砂过滤罐，剩余二级过滤罐 9 座，三级过滤罐 15 座。其中一级过滤设计能力 $1.1 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，处理杏十一污纳米气浮出水，利用杏十一污升压泵升压，纳米气浮罐兼座缓冲罐使用。二级过滤设计能力 $2.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，处理 $1.1 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 一级过滤出水和 $1.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 深度站水源其他站来水（聚杏十一污和聚杏 II-1 污）。一滤出水和深度站水源其他站来水进原杏十一深升压缓冲罐，利用原升压泵增压提升至两级过滤罐处理。

表 3.3-15 杏十一污水站主要工程量表

序号	项目名称及规格	单位	数量
一	杏十一普污站内改造新建双纳米过滤罐		
1	纳米气混浮选装置 $26000 \text{m}^3/\text{d}$		
1)	纳米气混制备机 HRRER-NA-550	套	2
2)	浮选设备机芯	套	2
3)	控制系统	套	1
2	过滤系统		

序号	项目名称及规格	单位	数量
1)	一级Φ4m 过滤罐	座	5
2)	二级Φ4m 过滤罐	座	5
3)	反冲洗气源装置（空压机、储气罐）	套	1
3	“双纳米”工艺 PLC 控制系统	套	1
4	自动控制阀门仪表	套	1
5	110m³/h 反冲洗水泵	台	2
6	纳米硅基精细过滤阀室撬块装置Φ4.0m H=6.5m（以下为单座工程量）	套	10
1)	无缝钢管	m	54
2)	阀门	台	13
7	过滤操作间	m²	300
8	滤罐基础	座	10
9	缓冲罐阀室改为气浮间非防爆厂房改为防爆厂房	项	1
1)	厂房改造	m²	50
2)	机械通风		
a	保温过滤风口 400x400	个	2
b	防爆无动力屋顶通风机 D400	套	1
c	防爆轴流风机 3.55# 风量：2273m³/h 额定输入功率：0.12kW 电源：380V/50Hz	台	1
d	风机与报警器连锁	项	1
10	500m³ 拱顶立式钢制储罐改造（以下为单座工程量）	座	2
1)	外形尺寸φ8920×8920	t/座	4.1
2)	更换罐顶板	t/座	4.1
3)	钢板厚 6 Q235B	t/座	3.2
4)	型钢 Q235B	t/座	0.9
5)	清罐面积	m² /座	490
6)	清淤量（H=0.5m）	m³ /座	32
7)	充水试验		
8)	拆除罐顶板	t/座	4.1
9)	拆除并恢复罐顶平台及栏杆	t/座	0.58
10)	工艺管道Φ325×7	km	0.1
11)	罐壁开孔 DN300	个	4
11	500m³ 缓冲罐内外防腐（以下为单座工程量）	座	2
1)	罐顶板、罐壁上沿向下 2m 罐内壁防腐	m²	150
2)	罐底板、罐底向上 2m 罐内壁防腐	m²	125
3)	罐内壁中间其余部位、进出液管内表面防腐	m²	150
4)	储罐罐顶、外壁不保温部分、接管外表面、梯子平台防腐	m²	480
二	杏十一深站内改造调整为三级过滤		
1	Φ4m 一级过滤罐换滤料改为单石英砂过滤罐	座	6
1)	石英砂滤料、磁铁矿滤料、砾石垫层拆除及填装	座	6

序号	项目名称及规格	单位	数量
2)	过滤罐内壁清洗	座	6
2	工艺管线改造		
1)	管道 Φ426×7	km	1.88
2)	管道 Φ610×8	km	0.3
3	机泵		
1)	污水回收装置 H=120m Q=150m³/h P=55kW 更换	台	4
2)	升压泵 H=55m Q=560m³/h P=160kW 更换	台	1
3)	外输水泵 H=65m Q=420m³/h P=132kW 更换	台	2
4	滤罐操作间		
1)	蝶阀 DN200	个	60
2)	蝶阀 DN350	个	30
3)	蝶阀 DN400	个	30

(3) 其他污水站改造

聚杏十一污水站部分机泵及滤罐配套阀门存在阀体关闭不严的问题，5#杀菌剂加药罐腐蚀严重，本次工程规划更换 5000L 加药罐 1 座。杏二十七三元污水站新建 1 套提温反洗工艺流程，包括 1.5MW 加热炉 1 台，500m³ 钢制水罐 1 座，50m³/h 循环水泵 2 台及配套管线。规划更换 2#沉降罐伴热盘管 0.8km。新建调水管道 DN400~2.5km，管道材质选用钢骨架塑料复合管。

表 3.3-16 其他污水站主要工程量表

序号	项目名称及规格	单位	数量
一	聚杏十一污水站		
1	滤罐操作间		
1)	蝶阀 DN200	个	28
2)	蝶阀 DN350	个	14
3)	蝶阀 DN400	个	12
2	机泵配套		
1)	止回阀 DN50	个	2
2)	止回阀 DN200	个	4
3)	止回阀 DN300	个	8
4)	止回阀 DN350	个	2
3	加药间		
1)	5000L 加药罐 JY5000-2500/0.8	座	1
二	杏二十七三元污水站		
1	杏二十七三元污水站沉降罐		

序号	项目名称及规格	单位	数量
一	聚杏十一污水站		
1)	伴热盘管 $\Phi 76.1 \times 4\text{mm}$	km	0.8
2)	1座 $\Phi 32.5\text{m} \times 12.5\text{m}$ 二次沉降罐清洗	m^2	12100
2	杏二十七三元污水站提温反洗		
1)	加热炉 1.5MW	台	1
2)	500 m^3 钢制水罐	座	1
3)	循环水泵 50 m^3/h H=30m	台	2
4)	工艺管道 $\Phi 426 \times 7$	km	0.5
5)	天然气调压计量阀组 DN80	个	1
6)	加气管道 $\Phi 89 \times 4.5$	km	0.5
7)	自控	项	1
三	管道		
1	杏十一污至杏二十七三元污水站调水管道 DN400	km	2.5
2	钢顶穿越 DN500	个	6

3.3.1.5 天然气工程

本次杏北 1601 转油站集气管道选用规格为 $\Phi 273 \times 6 \sim 3.78\text{km}$ ，设计压力 1.6MPa，材质为普通碳钢，埋地敷设。经核实，站内已建外输气流量计量程 150-2250 m^3/h ，能力不足，本次更换。

表 3.3-17 天然气集输主要工程量表

序号	工程内容	单位	数量
1	20#无缝钢管 $\phi 273 \times 6$	km	3.78
2	管道穿越	处	14
3	旋进漩涡流量计 DN250	台	1
4	收发球筒 DN250	套	1

3.3.1.6 供电工程

本次产能建设工程基建油井 194 口，注入井 128 口，预测新增各类用电负荷 4923kW，杏北 1601 转油站厂房拆除扩建，根据扩建站用电设备配置，计算用电总负荷 1142kVA，本次规划新建注入站 1 座，计算用电负荷 723kVA，新建电缆线路 1.5km，6kV 架空配电线路 2.2km，为电动钻机规划新建 6kV 供电线路 30km，主要工程量见下表。

表 3.3-18 供电工程量统计表

序号	项目名称	单位	数量
----	------	----	----

1	新建 6kV 柱上变电站	座	22
2	新建 6kV 平台式变电站	座	11
3	新建集成优化配电系统	套	4
4	新建高压线路无功补偿装置	kVar	2100
5	新建低压配电线路	km	32.4
6	新建防窃电装置	台	12
8	新建转油站 6kV 变电站	座	1
7	新建注入站橇装电控一体化集成装置	套	1
8	新建 6kV 产能线路	km	3.7
9	新建 6kV 钻井线路	km	30
10	动迁 6kV 线路	km	10.36
11	动迁 6kV 柱上变电站、补偿装置	座	11
12	动迁通信线路	km	0.75

3.3.1.7 道路工程

本工程基建井 322 口，形成 63 座平台井，84 座单井，为满足上述基建井对道路的需要，规划维修杏 7-3 排西路和杏 7-丁 4 排西路，长度分别为 2km 和 1.9km，两条路路面宽度分别为 6.5m 和 4m，路基宽 8m 和 6.5m，路面结构为沥青砼；将杏西干路南延，新建长度 1km，标准路面宽 4m 的沥青砼路，路基宽 6.5m；新建路面宽 3m 的砂石路 1.7km，为小平台、独立井建设进井通道 6.8km，3 座计量间土路 0.3km，4m 宽注入站水泥砼进站路 0.1km。施工时由罐车直接拉运沥青到现场，不设置沥青拌制站。

道路工程量详见表 3.3-19。

表 3.3-19 道路工程量汇总表

序号	道路名称	起点	终点	长度(km)	建设标准	
					路面结构	路面/路基
1	杏 7-3 排西路	西干线	杏西干路	2.0	沥青砼	6.5/8.0
2	杏 7-丁 4 排西路	西干路	杏西干路	1.9	沥青砼	4.0/6.5
3	杏西干路南延	杏 7-3 排西路	杏 8-1 排西路	1.0	沥青砼	4.0/6.5
	井排路合计	/	/	4.9	/	/
4	草地大平台通井路	/	/	1.7	砂石	3.0/3.5
5	林地草地通井路	/	/	6.8	土路	3.5
6	3 座计量间土路	井排路	计量间	0.3	土路	4.0
7	注入站进站路	井排路	注入站	0.1	水泥砼	4.0/6.0

3.3.2 场地布置及土地利用

3.3.2.1 场地布置

本工程基建井 322 口，基建油井 194 口，注入井 128 口，形成 63 座平台井，84 座单井，其中新钻井 280 口，利用井 29 口，转注井 13 口。

3.3.2.2 工程占地情况

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

（1）井场占地

本项目共部署了 322 口油水井，其中新钻油水井 280 口，利用井 29 口，转注井 13 口，由于利用井和转注井为已建井场，本次不再重新计算占地面积。280 口新钻井形成 63 座平台井，42 座单井，单井占地面积为 9000m^2 ，井场永久占地按单井 $30\text{m}\times 40\text{m}$ 计算，本工程施工期平台井场的用地面积按照钻井作业井场单井井场面积计，平台井井场每增加一口井，井场永久占地增加 $40\text{m}\times 5\text{m}$ ，则本项目井场临时占地面积为 94.5hm^2 ，永久占地面积为 16.1hm^2 。

（2）线性工程占地

本项目新建集油管线 68.73km ，新建注入管道 73.6km ，新建掺水管道 1.65km ，新建注水干线 2.3km ，新建母液管道 3.5km ，新建单井支线 10.2km ，新建调水管道 2.5km ，施工作业面宽度为 10m ；则临时占地为 162.48hm^2 。

本工程维修沥青砼井排路 4.9km （在原有占地内施工，不新增占地）；新建砂石通井路 1.7km ；新建土路通井路 6.8km ；新建计量间土路 0.3km ；水泥砼进站路 0.1km ，则永久占地为 3.155hm^2 。

（3）场站占地

本工程新建 3 座集油阀组间，每座占地 800m^2 ，新建注入站一座，占地面积 4000m^2 ，改造场站占地均位于原有占地内，不新增占地，因此本工程场站永久占地 0.64hm^2 。

具体占地情况见表 3.3-20。

表 3.3-20 工程占地情况一览

序号	建设项目	永久占地（hm ² ）		临时占地（hm ² ）		备注
		耕地	草地	耕地	草地	
1	井场	/	16.1	/	94.5	
2	管线	/	/	1.2	161.28	施工作业面宽 10m
3	场站	/	0.64	/	/	
4	道路	/	3.155	/	/	道路用地宽度以路基宽度计
5	小计		19.895	1.2	255.78	
6	合计	19.895		256.98		
6	合计	276.875				

3.3.2.3 土石方平衡

本项目涉及土石方的工程主要包括井场表土剥离、井场及道路垫高、管线施工。

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

本工程管道挖方量总计为 487400m³，全部用于管沟回填，形成高度约 0.3m 的管堤，经人工压实及一段时间自然沉陷后，管堤高度会恢复到与周围地表持平。本工程不设取土场，所需土方全部向大庆市国土资源局批准的取土场进行外购。有资质单位在取土时和取土后应注意对取土场进行消坡处理和生态保护，保留表土，用于后期土地平整和植被恢复。本工程无弃土。本工程土石方平衡情况详见表 3.3-21。

表 3.3-21 土石方平衡表 单位：m³

序号	类别	挖方量	外购量	填方量	弃方量	备注
1	井场施工	283500	80500	364000	0	井场永久占地垫高 0.5m
2	场站施工	0	3200	3200	0	永久占地垫高 0.5m
3	管道敷设	487440	0	487440	0	全部用于管沟回填
4	道路垫高	0	9465	9465	0	道路垫高 0.3m
合计						

3.3.3 主要物料消耗

(1) 生产用水：本工程钻井总进尺 323328m，根据大庆油田多年统计数据，钻井施工每进尺 1000m，生产用水量为 150m^3 ，则本工程钻井用水消耗量为 48499.2m^3 。本工程新建管道总长 166.26km，试压用水量以管道容积计，经核算用水量约为 1135.2m^3 。更换管道 2.95km，清洗用水量以管道容积 3 倍计，经核算用水量约为 57.6m^3 。

(2) 生活用水：根据《用水定额》(DB23/T 727-2021)，生活用水量为 $80\text{L}/\text{人}\cdot\text{d}$ 。本工程钻井队在井人数为 10 人，单井施工周期为 8 天，新钻 280 口井，生活用水量 1792m^3 ；地面建设总人数为 50 人，施工期约 90d，经计算生活用水量为 360m^3 ；合计生活用水量 2152m^3 。

(3) 钻井液：根据本项目钻井工程设计，单井钻井液用量为 227m^3 ，经计算本工程 280 口新钻井钻井液用量为 63560m^3 。

(4) 水泥：根据固井水泥设计，本工程单井固井水泥用量为 69t，经计算，本工程 280 口新钻井固井水泥用量为 19320t。

(5) 射孔液：根据大庆油田多年统计数据，射孔液用量为 $40\text{m}^3/\text{井}$ ，本项目 280 口新钻井需射孔，16 口利用井需补孔，本工程射孔液用量为 11840m^3 。

(6) 压裂液：根据大庆油田多年统计数据，压裂液用量为 $100\text{m}^3/\text{井}$ ，本项目 61 口井需压裂，则压裂液用量为 6100m^3 。

(7) 柴油用量：本工程约 30 口钻井需用柴油发电机，总进尺 34650m，根据大庆油田多年统计数据，钻井施工每进尺 1000m 柴油用量为 20t，则本工程柴油用量为 693t。

(8) 本项目热洗周期为 90 天/井次，洗井时间 2~3 小时（本次评价按 3 小时计算），每小时热洗用水量为 20m^3 ，经计算，本项目 194 口油井热洗清防蜡用水量为 $46560\text{m}^3/\text{a}$ 。

(9) 本项目油井作业周期为 1 次/1.5a，油井作业用水量为 $5\text{m}^3/\text{井}\cdot\text{次}$ ，本项目油井 194 口，作业用水量为 $646.67\text{m}^3/\text{a}$ 。注入井作业周期为 2 年一次，作业用水量为 $72\text{m}^3/\text{井}\cdot\text{次}$ ，本项目共基建 128 口注入井，则作业用水量为

4608m³/a。

(10) 本项目注入井需洗井，注入井洗井周期 1 年，洗井污水用水量为 144m³/井次，本项目共基建 128 口注入井，则洗井用水量为 18432m³/a。

(11) 本项目投产后，新增耗电 4887.36 万 kWh/a。

主要物料消耗见表 3.3-22。本工程水平衡图见下图。

表3.3-22 本工程主要原辅材料消耗

序号	时期	工序	原辅材料	总用量	备注
1	施工期	施工用水	钻井用水 (m ³)	48499.2	清水
2			现有管线清洗用水 (m ³)	57.6	
3			管线试压用水 (m ³)	1135.2	
4			生活用水 (m ³)	2152	
5		钻井	钻井液 (m ³)	63560	
6			柴油 (t)	693	
7			水泥 (t)	19320	
8		射孔	射孔液 (m ³)	600	
9		压裂	压裂液 (m ³)	6100	
10	运营期	配注工程	配制清水 (万 m ³ /a)	91.476	清水
11			回注水 (万 m ³ /a)	93.258	油田处理水
12			聚合物母液 (万 m ³ /a)	46.2	聚丙烯酰胺
		水处理工程	破乳剂 (t/a)	10	厂家提供
			杀菌剂 (t/a)	8	厂家提供
13		集输工程	耗气量 (万 m ³ /a)	1181.87	自耗干气
14		生产运营	用电量 (万 kWh/a)	4887.36	油田供电
15		油水井作业	清防蜡用水 (m ³ /a)	46560	油田处理水
16			作业用水 (m ³ /3a)	5254.67	油田处理水

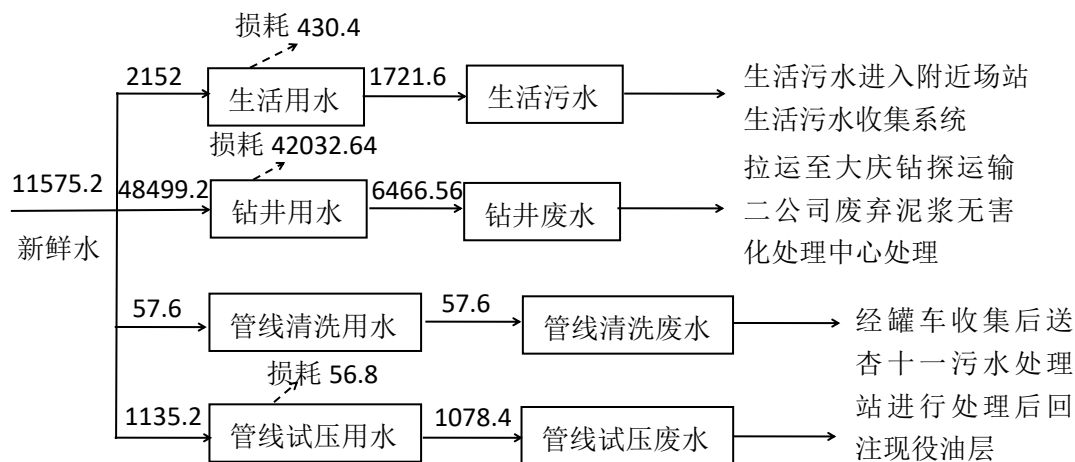


图 3.3-10 本工程施工期水平衡图 单位: m^3

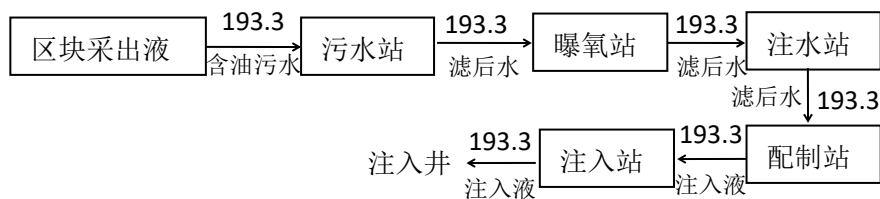


图 3.3-11 本工程运行期正常工况水平衡图 单位: $10^4\text{m}^3/\text{a}$

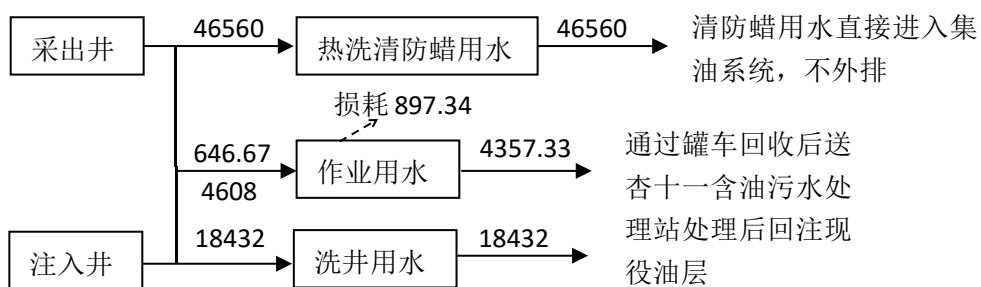


图 3.3-12 本工程运行期废正常工况水平衡图 单位: m^3/a

3.3.4 施工方案

3.3.4.1 钻井施工

钻井施工工序包括钻前准备、钻进、录井、测井钻、固井、完井。

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

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

录井：录取底层参数和钻进参数。

测井：当钻井达到设计井深后，下入测井电缆，由测井仪记录参数。

固井：在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管和井壁之间环空内注入水泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全继续钻进下一段井眼。

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

3.3.4.2 射孔施工

射孔是将射孔器用专用的起下设备下入固井后的套管井内，通过专用仪器测量定位，使射孔器对准待射层位进行射孔，利用射孔弹产生的高温高压金属射流穿透套管及水泥环，并进入油（气）层一定深度，从而形成油（气）层与井筒有效连通的一项完井工艺技术，射孔过程产生的污染物主要为废射孔液等。

3.3.4.3 压裂施工

利用水力作用使油气层形成裂缝的方法，提高油气层的渗透能力，以增加产油气量。

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

（2）下井工具、原材料要符合技术标准，并必须有合格证；

（3）严格执行方案和施工设计进行施工，各项指标必须要达到方案设计要求，如有变动要与设计单位协商，主管部门批准后才能实施；

- (4) 加强现场组织运行管理，射孔、压裂统筹考虑，尽可能集中施工，减少搬迁次数，缩短等停时间，提高施工效率和设备利用率；
- (5) 压后放喷要控制速度，充分利用地层能量开发同时，防止吐砂；
- (6) 要求单井施工方案做好井控、安全、环保预案，实施过程中加强现场监督，做好过程废液处理工作，确保安全环保施工。

3.3.4.4 管道施工

管线施工一般程序为：测量定线，施工作业带清理，清除障碍物，平整工作带，成品防腐钢管运输，布管、组装焊接，无损探伤，补口及防腐检漏，管沟开挖、下沟，整体试压试压，站间连接，通球扫线，阴极保护，工程验收，特殊地段根据实际情况合理穿插各工序。施工完毕清理现场、恢复地貌。管线施工过程工艺及产污环节见图 3.3-5。

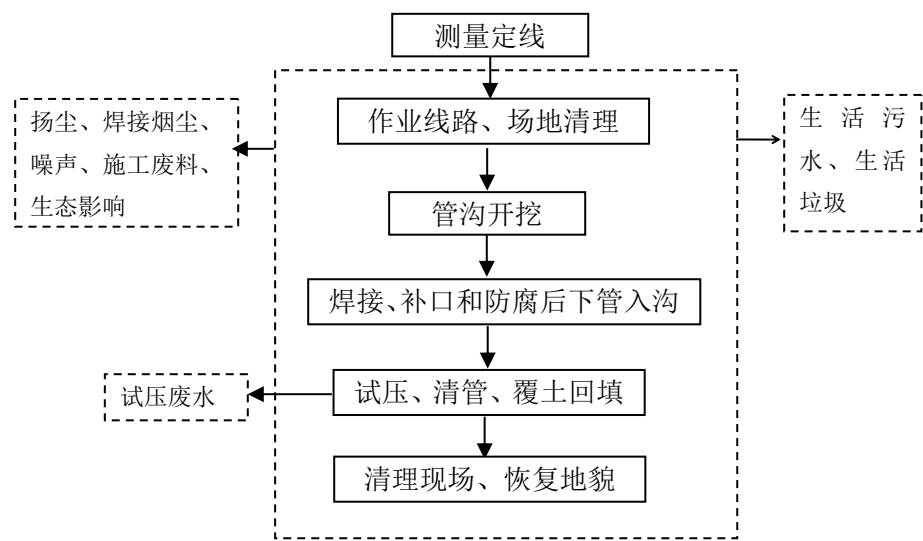


图 3.3-13 管线施工工艺及产污环节示意图

①施工作业带清理

管道施工初期，首先要对施工作业带进行清理和平整，在场地清理过程中施工带范围内的土壤、植被都将受到扰动和破坏。

在场地清理过程中，施工作业带范围内的土壤、植被都将受到扰动和破坏，不过其造成的影响仅局限在施工作业带宽度的范围内。本项目管道施工作业带宽度为 10m，其中管沟深度按 2m 计，边坡坡度按 1:1 计（暂按

砂土考虑)。

②管沟开挖

平原地区一般地段采取管沟沟上机械开挖，部分特殊地段采用人工开挖；管沟在土壤构造均匀、无地下水的地段，沟深小于 5m 且不加支撑时，管沟边坡可按规范要求确定。本项目管沟深度为 2-3m，集油管道管顶埋深距自然地坪为 1.0m，注水管道管顶埋深距自然地坪为 2.2m。采用机械开挖和人工开挖。管沟开挖前，对表层土壤进行剥离，单独堆存，并加强表土堆存防护及管理，施工结束后确保有效回用。开挖过程，分层开挖，分层堆放，并加强土壤堆存防护及管理。

管道施工作业断面见图 3.3-6。

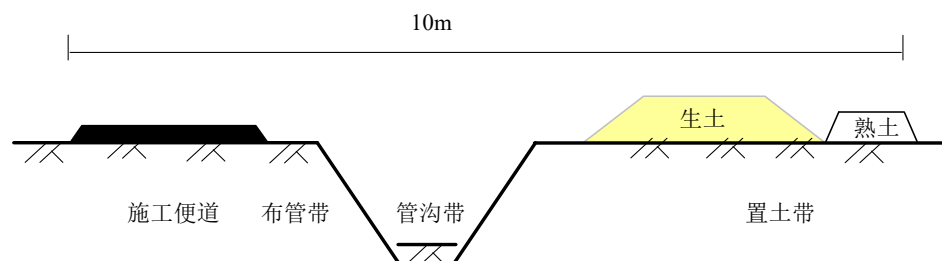


图 3.3-14 管道施工平面布置图

③管沟敷设

管道采用沟埋方式敷设，将运到现场的管道进行焊接、补口、补伤，然后下到管沟内。管道衔接作为管道施工中的重要一环，其焊接质量的高低，对管道建设施工和管道建成以后的运行安全都有至关重要的影响，因此合理选择焊接方案至关重要。

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

④清管、试压、干燥

清管主要目的是清除管道内的残留物，使管道内清洁，清洁应进行两次以上，直至管内无异物。清管后用清水进行试压，试压废水属于清净废

水，严密性实验合格后，将试压废水通过罐车拉运至杏十一污水处理站处理达标后回注现役油层。试压完成后，采用压缩空气进行吸湿干燥。

④防腐及阴极保护

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

⑤管沟回填

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

⑥废弃管线

本项目拟更换 16-5 计量间已建站间掺水管道 1.65km，并更换 4 口利用井管道 $\Phi 60 \times 5$ -1.3km。施工前，对原管线进行通球扫线。首先关闭两端场站截断阀，打开通球阀，投球，利用氮气高压推球进行扫线，将管线内含水原油推入集输系统后，收球，按此工艺扫线 2~3 次，保证管道内含水原油被全部推出管线为止。本项目罐车充装的氮气推动下通球在管道内匀速穿过管道，达到清除残油的目的。清管完成后关闭后段截断阀。然后将原有腐蚀老化管线的两端切断，进行清洗，清洗后的废水由罐车拉运至含油污水处理站进行处理，清洗后的管线采用盲板焊接封死对两端管口进行封堵直埋的方式处理。

3.3.4.5 穿越施工

本工程有 20 处管道穿越油田井排路，全部采用顶管穿越。顶管施工的基本原理是先在工作井内设置支座和安装液压千斤顶，把工具管或挖掘机从工作井内穿过土层一直推到接收井内吊起，紧随其后，将管段顶入地层，同时挖除并运走管正面的泥土。当第一节管全部顶入土层后，接着将第二节管接在后面继续顶进，这样将一节节管子顶入，作好界面，建成涵管。施工中置换出的土体，最终用于该处的土地平整。本工程利用顶管法穿越道路，不会破坏道路正常通行。施工示意图见图 3.3-7。

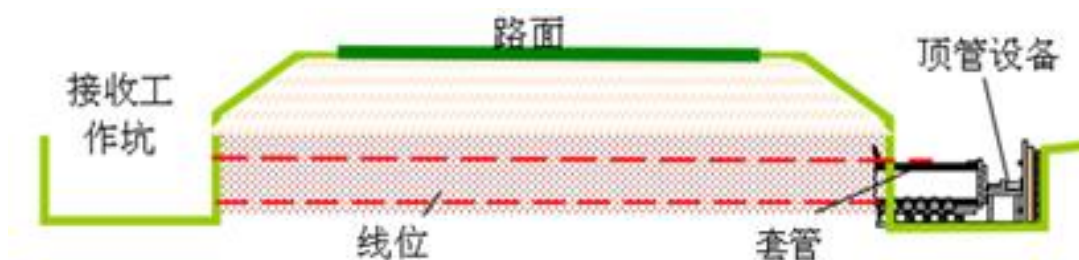


图 3.3-15 顶管施工示意图

3.3.4.6 道路施工

钻井工程井场临时道路依托现有油田道路,拟建区块北起杏扶 7-21-711 与杏 7-21-614 的连线,南至杏八区一一排,能够依托现有油田道路;井场内临时道路,位于井场临时占地内,仅需对井场内进行清理平整。

运行期通井路建设首先对线路进行清理平整,表层土统一收集用于临时占地改善土壤质量,然后直接将拉运来的土方铺设在平整后的线路上进行压实。

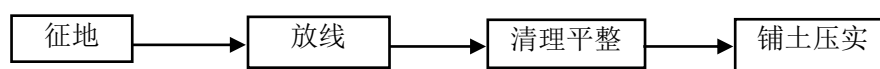


图 3.3-16 通井路施工建设过程

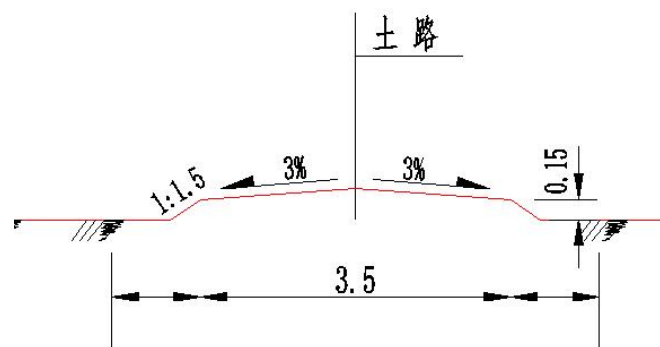


图 3.3-17 通井路横断面图

3.3.4.7 典型井场施工

首先进行井台平整。单井油井井台平整范围 7.0m×15.0m,井场垫高 0.15m~0.5m;低洼地场地平整范围 40m×30m;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。单井注入井井台平整范围 3.0m×2.0m,井场垫高 0.15m~0.5m;低洼地场地平整范围 20.0m×30.0m。

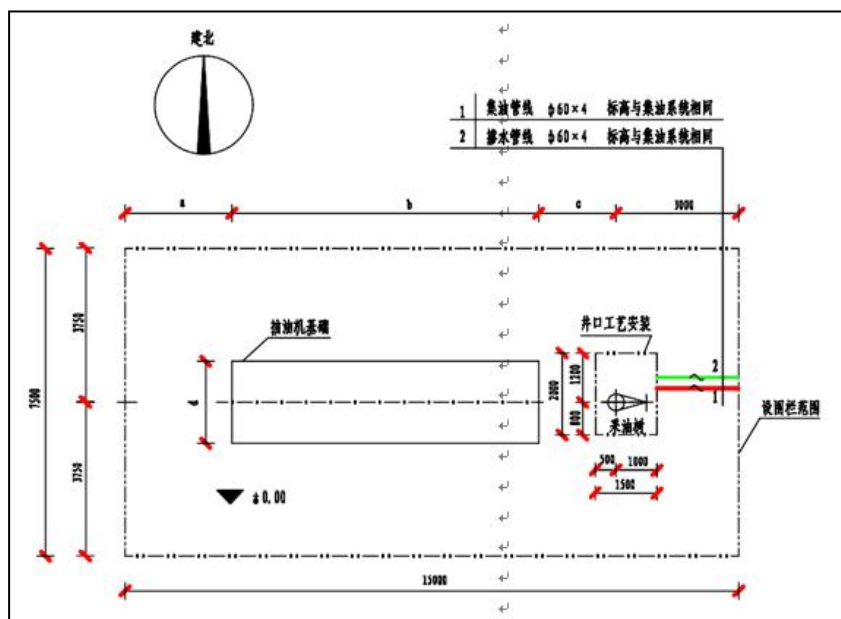


图 3.3-18 采油井井场平面及管网布置示意图

3.3.4.8 表土剥离方案

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

3.3.5 影响因素分析

3.3.5.1 污染影响因素分析

（1）施工期

1）钻前工程

钻前工程包括井场平整，在临时占地内修筑运输道路，井场设备拉运，

基础施工设备安装，安置柴油罐区、各撬装板房，运输柴油，配制钻井液等，主要产生噪声及烟尘污染，并对地表植被造成破坏。

2) 钻井工程

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

3) 井下作业

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

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

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

4) 地面建设

地面建设内容包括原油集输、注水、供配电及道路等系统工程。在井场、道路建设以及集输管线挖沟敷设等过程都会对地表植被造成破坏，此外还会产生焊接烟尘、试压废水、噪声、生活污水、更换废滤料、施工废料（建筑垃圾）和生活垃圾等污染物。

本工程施工期产污环节详见图 3.3-17。

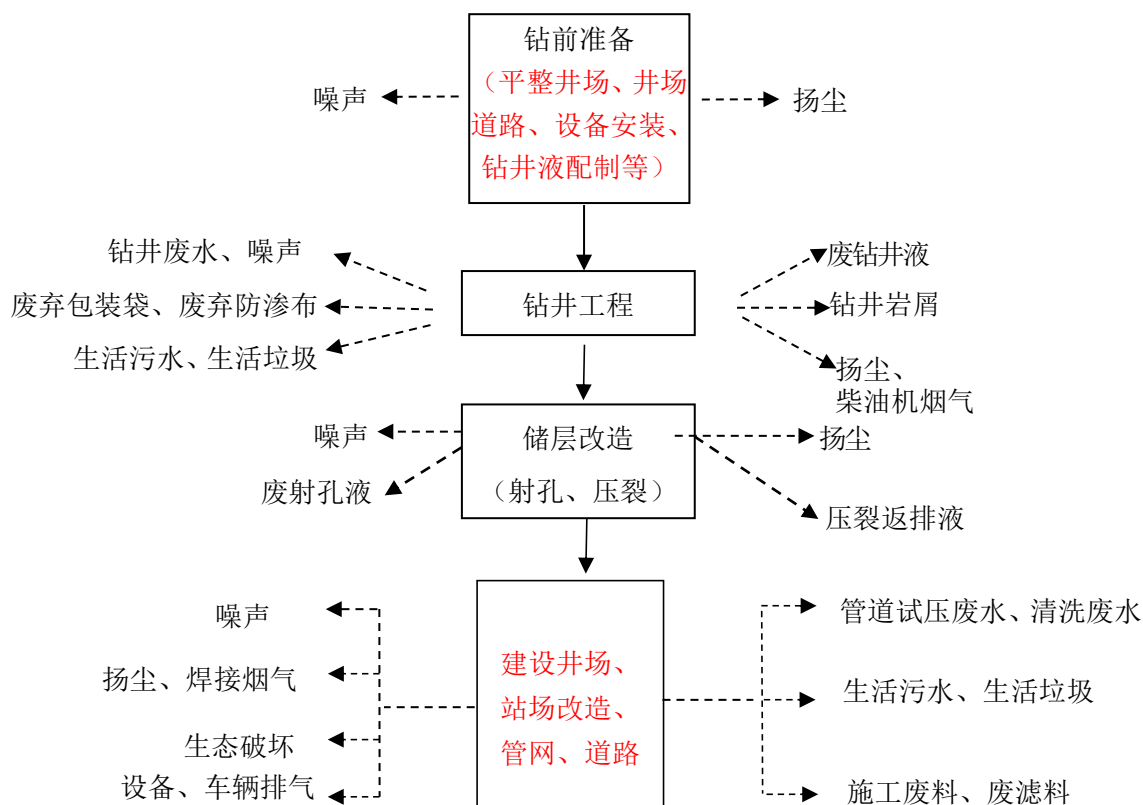


图 3.3-17 施工期产污环节示意图

(2) 运行期

1) 正常工况

本工程运行期正常工况主要环境影响因素为原油集输过程中挥发的烃类气体、颗粒物，井场抽油机运行产生的噪声，产生的含油污水和固体废物均能够得到有效处置，不外排。本工程新建 194 口油井产液分别管输至杏北 1601 转油站（177 口油井）、杏北 1701 转油站（10 口油井）和杏北三元-9 转油站（7 口油井）进行处理，处理后含水油输往脱水站处理后，脱出的含油污水去杏十一污水站、聚杏十一污水站和杏二十七三元聚污水站处理后回注现役油层，净化油（含水<0.3%）外输。本工程原油集输处理原则工艺流程见图 3.3-18。

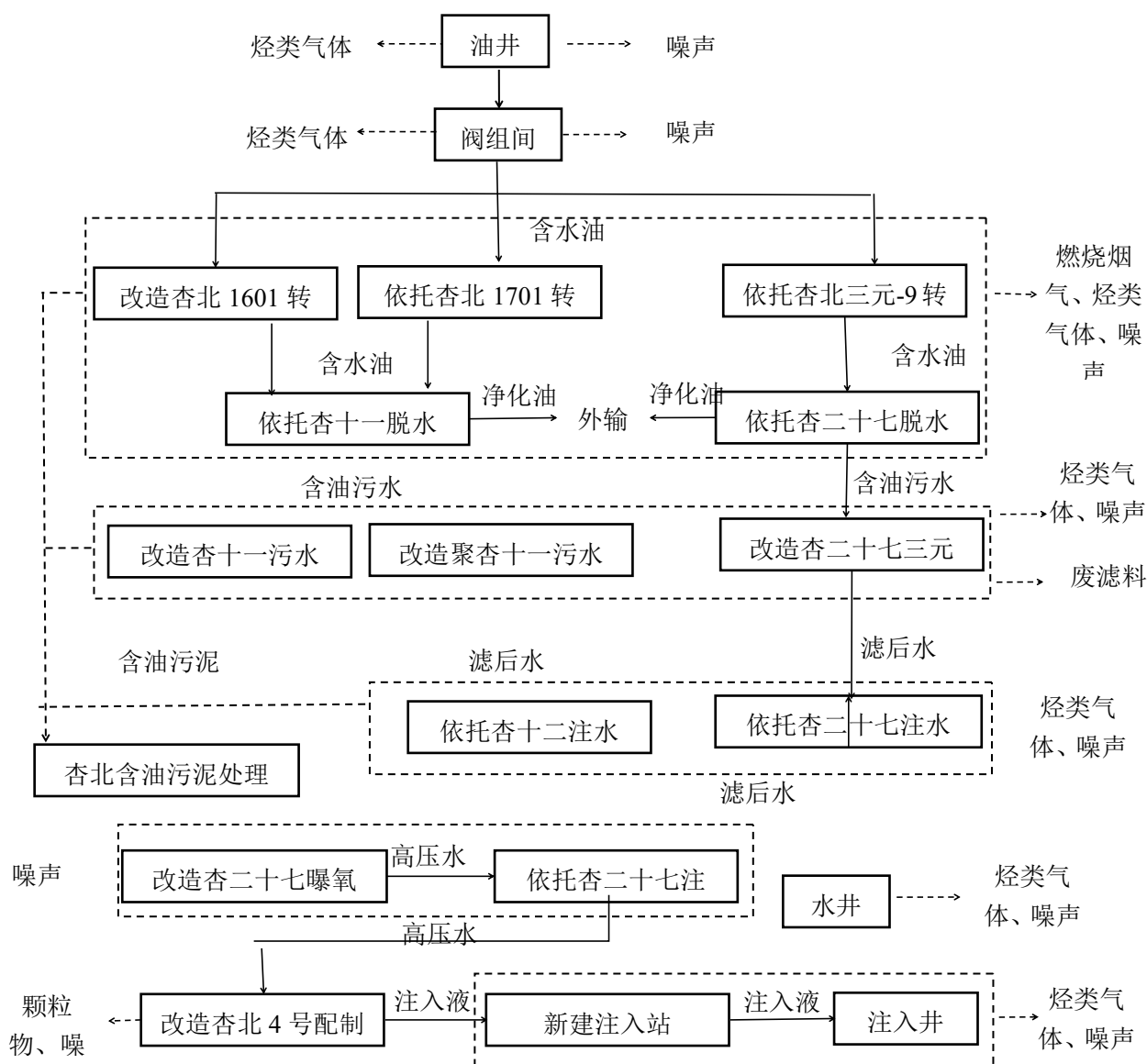


图 3.3-18 原油集输处理工艺流程及产污示意图

本工程改造杏北 1601 转油站三合一分离出的采出气（湿气）输至杏九油气处理站，处理后的干气返输至杏十一联集气站，再由杏十一联输至各站用气点。本工程新建一条杏北 1601 转油站集气管道选用规格为 $\Phi 273 \times 6 \sim 3.78 \text{km}$ 。本工程天然气集输处理工艺流程见下图。

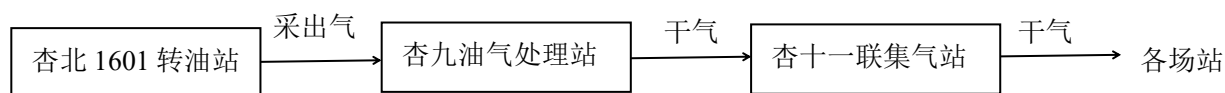


图 3.3-19 天然气集输处理工艺流程

2) 非正常工况

本工程运行期非正常工况主要环境影响因素为油水井作业产生的洗井污水、作业污水、落地油和废防渗布，场站检修产生的含油污泥。主要产污环节详见图 3.3-14。



图 3.3-20 非正常工况产污环节示意图

本工程产污环节一览表见下表。

表 3.3-24 本工程产污环节一览表

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

3.3.5.2 生态影响因素分析

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

(1) 钻井场地建设

钻井过程中的钻井设备料场等占地，施工期间开挖旱厕，机械、运输

车辆对农田植被的碾压、人员践踏、材料占地、土壤翻出堆放地表等活动将对工程周围的地表环境造成暂时性破坏。项目建设将对地表进行剥离、挖掘和堆积，使原来的地表结构、土地利用类型、局部地貌发生变化。施工场地为自然地面和经过切坡、开挖后的地面，单位面积的悬浮物冲刷量和流失量较大，造成一定的水土流失。

（2）管道敷设、道路及井场建设

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

（3）对土壤侵蚀的影响

施工对土地的开挖，造成土地裸露，加剧沿线的土壤风蚀。

（4）对植被的影响

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

3.3.6 污染源源强核算

3.3.6.1 施工期污染源源强核算

（1）废气

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

1) 柴油机烟气

本工程约 30 座井场无法连接钻井电线，需采用柴油发电机，钻井施工柴

油机燃烧烟气直接排放。钻井柴油耗量 693t，柴油机安装有尾气净化装置，运转时产生的燃烧烟气量按 $12\text{m}^3/\text{kg}$ 计，计算本工程排放的烟气量为 $693 \times 12 \times 1000 = 831.6 \times 10^4 \text{m}^3$ 。排放的烟气中废气污染物主要有颗粒物、 NO_x 、HC（烃类）、CO 等，根据环评工程师注册培训教材《社会区域》中所提供的柴油发电机废气污染物排放系数：发电机运行污染物排放系数为：颗粒物：829.7g/t； NO_x ：2974.7g/t；HC1730.2g/t；CO：1766.2g/t。以柴油消耗量为基数计算柴油发电机每千瓦时废气污染物排放量。具体见表 3.3-25。

表 3.3-25 柴油发电机废气污染物排放情况表

项目	PM	NO_x	HC	HC+ NO_x	CO	SO_2
排放系数（g/t）	829.7	2974.7	1730.2	4704.9	1766.2	4648
每千瓦时排放量（g/kwh）	0.174	0.623	0.362	0.985	0.370	0.973
第三阶段排放标准限值（g/kwh）	0.20	/	/	6.4	3.5	/
合计排放量（t）	0.575	2.061	1.199	3.26	1.223	3.221

2) 施工扬尘

施工扬尘是本项目施工时产生的主要污染废物，扬尘污染排放方式主要为无组织间歇性排放。其产生量受风向、风速和空气湿度等气象条件的影响。根据该区域多年实际调查数据，在距施工现场 50m 处，产生的扬尘可降至 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。另外，进出施工场地的运输车辆也会造成施工作业场所近地面粉尘浓度的升高，施工及运输车辆引起的扬尘仅对路边 30m 范围以内影响较大，而且成线型污染，路边的 TSP 浓度可达 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 以上，一般浓度在 $1.5 \sim 30\text{mg}/\text{m}^3$ 。扬尘主要来源于：

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

②施工物料的堆放、装卸过程产生的扬尘。

③建筑物料的运输产生的道路扬尘。

施工期产生的废气都是暂时性的，施工一结束就随之消失，对周围空气环境产生的影响较小。

3) 焊接烟尘

本项目在管线接口处进行焊接时，采用二氧化碳气体保护焊技术，使

用药芯焊丝焊接，利用二氧化碳气体作为保护气体，焊接过程中，在高温电弧作用下，焊丝端部及其母材被熔化，溶液表面剧烈喷射由药皮焊芯产生的高温高压蒸汽并向四周扩散。当蒸汽进入周围空气中时，被冷却并氧化，部分结成固体微粒，形成由气体和固体微粒组成的焊接烟尘。焊接烟尘中的主要成分是金属氧化物。

根据对《CO₂气体保护焊焊接工艺试验与应用》（石油和化工设备 2012 年第 15 卷）和《焊接工作的劳动保护》等资料对各种焊接工艺及焊丝烟尘产生量的调查，每公里电焊条+焊丝为 7.8kg，结合《产排污系数手册》相关系数，手工电弧焊焊接烟尘产生量为 11~16g/kg 焊条（丝），本次按照 15g/kg 计算，焊条（丝）用量约为 1.3t，则焊接烟尘（主要为金属氧化物）产生量为 0.019t。

4) 运输车辆排放的废气

在工程施工期间，运输车辆的发动机排放的尾气在含有 NO₂、CO、THC 等污染物，一般情况下，采用清洁燃料，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。

（2）废水

1) 钻井污水

钻井污水来自钻井过程中冲洗钻台、钻具和设备产生的废水，主要含有泥浆和岩屑等。钻井废水的产生量随井深和钻井周期变化，每钻进 1m 平均将排放钻井废水 0.02m³。本工程钻井总进尺约 323328m，产生钻井废水约 6466.56m³。这部分废水与钻井过程中产生的废弃泥浆、岩屑进入钢制泥浆槽由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理。

2) 试压废水

新建管道要进行试压作业，本工程新建管道总长 166.26km，试压废水按用水量的 95%计算，则试压废水产生量为 1078.4m³。该废水中主要含铁锈、泥屑，经罐车收集后送杏十一污水处理站进行处理后回注现役油层。

3) 清洗废水

本工程对现有管线进行清洗后用盲板焊接封死后对两端管口进行封堵

直埋的方式处理。根据多年油田地面生产经验，清洗废水以管道容积的 3 倍计，共计产生管线清洗废水约 57.6m³，现有管道产生的清洗废水主要含有石油类，回收至罐车内拉运至杏十一污水处理站处理后回注油层。

4) 生活污水

根据黑龙江省《用水定额》（DB23/T 727-2021），生活用水量为 80L/人·d。本工程钻井队在井人数为 10 人，单井施工周期为 8 天，地面建设总人数为 50 人，施工期约 90 天，经计算生活用水量为 2152m³。生活污水按用水量的 80% 计算，则本工程施工期共产生生活污水 1721.6m³。生活污水进入附近场站生活污水收集系统，委托庆南工矿红岗分公司用生活污水拉运罐车抽取、拉运至红岗区西巷污水站，由西巷污水站将生活污水输送至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂进行处理，该污水处理厂执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准，排放至西干渠。

5) 压裂返排液

根据油藏方案要求，本工程新建 61 口井投产前需进行压裂作业以提高产量，压裂作业过程中将产生压裂返排液，根据压裂作业设计方案，压裂返排液产生量约 30~40m³/井，本工程共计产生压裂返排液 2440m³，直接进入罐车送第十采油厂压裂返排液处理站处理后最终回注现役油层。

废水产生及排放情况详见表 3.3-26。

表 3.3-26 施工期废水产生及排放情况

序号	污染物名称	产生量（m ³ ）	主要污染物	去向及措施
1	钻井污水	6466.56	COD	由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理
2	试压废水	1078.4	SS	由罐车拉运至杏十一污水处理站进行处理后回注现役油层
3	清洗废水	57.6	石油类等	
4	生活污水	1721.6	COD、NH ₃ -N	进入附近场站生活污水收集系统，委托庆南工矿红岗分公司用生活污水拉运罐车抽取、拉运至红岗区西巷污水站
5	压裂返排液	2440	石油类、COD	送第十采油厂压裂液处理站处理后回注现役油层

（3）固体废弃物

1) 废钻井液

废钻井液是指钻井过程中无法利用或钻井完工后废弃的泥浆和废水，其性质由使用的钻井液决定，其排放量随井深而变。根据钻井工程设计，单井产生废弃钻井液 177m^3 ，本项目总计产生废弃钻井液为 49560m^3 ，属于一般废物，代码为 071-001-99，经井口设置的钢制泥浆槽收集后，由罐车拉运至运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理五站进行处理，最终用于铺路或垫井场等综合利用。

2) 钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中部分岩屑混进泥浆中，剩余的岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，完井后与废钻井液一起处理。根据大庆油田多年统计数据，单井每 1000m 进尺岩屑产生量约为 24m^3 ，本工程完钻总进尺 323328m，则本工程钻井岩屑的产生总量约 7759.87m^3 ，属于一般废物，代码为 071-001-99，由罐车拉运至运输二公司废弃泥浆无害化处理中心进行处理，最终用于铺路或垫井场等综合利用。

3) 废射孔液

根据油藏方案要求，本工程有 296 口井需进行射孔作业，作业过程中将产生废射孔液，根据大庆油田多年统计数据，废射孔液产生量约 $36\text{m}^3/\text{井}$ ，本工程共计产生废射孔液 10656m^3 ，属于一般废物，其代码为 071-999-99，由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心进行处理，最终用于铺路或垫井场等综合利用。

4) 废包装袋

本项目产生的废弃包装袋主要来自钻井过程中膨润土、纯碱、重晶石粉使用后的废包装袋，均属于一般废物，代码为 071-001-99，产生量约 $0.0015\text{t}/\text{井}$ ，共产生约 0.42t ，统一收集后由密闭运输车送第十采油厂工业固废处置场处理。

5) 废弃非含油防渗布

为防止在钻井过程中钻井泥浆、钻井污水等污染地面从而造成对土壤、

地下水的影响，需要在钻井平台附近铺设防渗布。根据大庆油田多年统计数据，本工程单井钻井使用面积为井架下方，占地面积约 50m²，重量以 500g/m² 计，废弃非含油防渗布平均单井产量 0.025t，本项目共计产生废弃防渗布 7t，属于一般固废，代码为 071-001-99，统一收集后由密闭运输车送第十采油厂工业固废处置场处理。

6) 废滤料

本工程杏十一深度处理站拟更换 6 座过滤罐滤料，主要为石油类、石英砂、磁铁矿等，根据滤罐容积及填料高度计算，共产生废滤料约 300m³，废过滤吸附介质属于危险废物，危废类别为 HW49 其他废物，危废代码为 900-041-49，统一由大庆蓝星环保工程有限公司负责更换及回收。

7) 管道施工废料

本项目建筑垃圾主要为管道施工作业中产生的废材料。管道施工废料产生量以 20kg/km 管道计，本项目新建管道 166.26km，施工废料产生量为 3.33t，主要为焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产生的废防腐材料施工废料，属于一般废物，代码为 071-001-99，统一收集送第十采油厂工业固废处置场处理。

8) 生活垃圾

钻井期间井队在井人数为 10 人，单井施工周期为 8 天，每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，则每口井钻井期间产生生活垃圾 40kg。钻井期间共产生生活垃圾 11.2t；本工程地面建设期间施工人员为 50 人，施工期 90 天，每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，地面建设期间生活垃圾产生量为 2.25t。施工期生活垃圾统一收集由垃圾运输车送大庆城控电力有限公司焚烧处理。

9) 废弃设备

本工程涉及部分场站改造工程，拆除的过滤罐、操作间管网，以及机泵等设备，统一回收送第十采油厂资产库。

固体废弃物产生及排放情况详见表 3.3-27。

表 3.3-27 施工期固体废弃物产生及排放情况

序号	污染物名称	产生量	废物类型	主要污染物
1	废钻井液	49560m ³	一般废物	泥浆
2	钻井岩屑	7759.87m ³	一般废物	/

3	废射孔液	10656m ³	一般废物	泥浆
4	废包装袋	0.42t	一般废物	/
5	废弃非含油防渗布	7t	一般废物	泥浆
6	废滤料	300	危险废物	石油类、石英砂、磁铁矿等
7	管道施工废料	3.33t	一般废物	/
8	生活垃圾	13.45t	/	/
9	废弃设备	/	/	/

(4) 噪声

施工期噪声源主要为施工机械和车辆运行产生的噪声，具体排放情况见表 3.3-28。

表 3.3-28 施工期噪声排放情况

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

3.3.6.2 运行期污染源源强核算

(1) 正常工况

1) 废气

①无组织挥发烃类气体

由于本工程油气集输全部采用密闭集油工艺流程，烃类气体的排放主要是新建油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体。根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》，油田开采为 1.4175g/kg 原油，本项目建成后产能为 16.3×10⁴t/a，则本次产能非甲烷总烃挥发量为 231.05t/a。

②加热装置烟气

本项目运行期依托加热装置燃烧烟气排放主要为因处理本项目产液而

产生的燃烧烟气。本项目依托的杏北 1701 转油站和杏北三元-9 转油放水站现行加热装置根据烟囱监测结果，排放的污染物浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13270-2014）中表 1 在用燃气锅炉大气污染物排放浓度限值标准，且已在大庆油田有限责任公司第十采油厂排污许可证（编号为 91230607716675409L006X）中登记，污染物排放浓度及排污量已获得许可，因此本项目新增为其分担量，不再计算其烟气量。

本工程扩建杏北 1601 转油站新增 2.5MW 掺水炉 5 台，新增 0.29MW 采暖炉 1 台；杏北 1301 热水站新建 2.0MW 加热炉 1 台；杏二十七三元污水站新建 1.5MW 加热炉 1 台。

根据《排污许可证申请与核发技术 锅炉》（HJ953-2018）中经验公式估算法，计算新增加热装置满负荷燃气量为 $1181.87 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，并依据燃料低位发热值计算烟气量，并根据《污染源强核算指南 锅炉》(HJ991-2018)，新建加热装置废气采用类比法和现场监测数据相结合，根据现有工程不同型号加热装置污染物浓度进行类比（2023 年 11 月监测结果），2.5MW 加热炉燃烧烟气中颗粒物 $12.4 \text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 $15 \text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x $83 \text{mg}/\text{m}^3$ ，2.0MW 加热炉燃烧烟气中颗粒物 $12.1 \text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 $14 \text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x $86 \text{mg}/\text{m}^3$ ，0.29MW 采暖炉燃烧烟气中颗粒物 $10.7 \text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 $11 \text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x $76 \text{mg}/\text{m}^3$ ，1.5MW 加热炉燃烧烟气中颗粒物 $10.7 \text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 $11 \text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x $85 \text{mg}/\text{m}^3$ ，核算出本次新建加热装置污染物排放量，见表 3.3-29。

表 3.3-29 本工程新增加热装置燃烧烟气污染物排放量

名称	污染源名称	烟囱高度 m	出口内径 m	烟气温度℃	新增燃气量（万 Nm ³ /a）	新增烟 气量（万 Nm ³ /a）	新增污染物排放情况 t/a		
							SO ₂	NO _x	颗粒物
杏北 1601 转 油站	掺水炉 5*2.5MW	12	0.4	180	914.3	8896.14	1.33	7.38	1.10
	采暖炉 1*0.29MW	8	0.4	180	11.57	112.58	0.012	0.08 6	0.012
杏北 1301 热 水站	加热炉 1*2.0MW	12	0.4	180	146.29	1423.40	0.20	1.22	0.17
杏二十 七三元 污水站	加热炉 1*1.5MW	12	0.4	180	109.71	1067.26	0.12	0.91	0.11
合计					1181.87	11499.3 8	1.662	9.59 6	1.392

2) 废水

本工程油井井场采出液经杏北 1601 转油站、杏北 1701 转油站和杏北三元-9 转油站混输加热后输送至各自脱水站处理后产生含油污水，由开发工程方案可知，油田采出水为 $193.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，含油污水由管线输送至杏北十一污水站、聚杏北十一污水站和杏北二十七三元含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 20.0 \text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20.0 \text{mg/L}$ ”后回注油层，不外排。

3) 噪声

运行期噪声源主要是改造场站新增机泵和加热装置噪声，以及井场抽油机，根据类比分析数据和现场监测数据结合，具体排放情况见表 3.3-30。

表 3.3-30 运行期噪声排放情况

工序	装置	噪声源	数量	声源类型	单个噪声源强		降噪措施		单个噪声值排放		排放时间/h
					核算方法	噪声值 dB(A)	工艺	降噪效果 dB(A)	核算方法	噪声值	
杏北 1601 转油站	加热装置	加热炉	5	频发	类比法	85~95	减震基础，墙体隔声	30~40	类比法	45~55	8760
		采暖炉	1	频发	类比法	85~95	减震基础，墙体隔声	30~40	类比法	45~55	4320
	掺水泵	掺水泵	3	频发	类比法	85~95	基础减震，隔声门窗	30~40	类比法	45~55	8760
	热洗泵	热洗泵	1	频发	类比法	85~95	基础减震，隔声门窗	30~40	类比法	45~55	8760
	外输泵	外输泵	3	频发	类比法	85~95	基础减震，隔声门窗	30~40	类比法	45~55	8760
杏二十七曝氧站	空气压缩机	空气压缩机	2	频发	类比法	88-92	罩内吸声，隔声门窗	30~40	类比法	48~52	8760
聚杏 4-8 注入站	注入泵	注入泵	9	频发	类比法	85~95	基础减震，隔声门窗	30~40	类比法	45~55	8760
杏十一污水站	反冲洗水泵	反冲洗水泵	2	频发	类比法	85~95	基础减震，隔声门窗	30~40	类比法	45~55	8760
	空压机	空压机	1	频发	类比法	88-92	罩内吸声，隔声门窗	30~40	类比法	48~52	8760
杏十一深度污水站	升压泵	升压泵	1	频发	类比法	85~95	基础减震，隔声门窗	30~40	类比法	45~55	8760
	外输水泵	外输水泵	2	频发	类比法	85~95	基础减震，隔声门窗	30~40	类比法	45~55	8760
杏北 1301	加热	加热	1	频发	类比	85~95	减震基础，墙体隔声	25~35	类比	45~	8760

热水站	装置	炉			法				法	55	
井场	抽油机	抽油机	194	频发	类比法	65~75	低噪声设备，加强对设备的维护和保养	0	类比法	65~75	8760

4) 固体废弃物

①含油污泥

本工程产生的固体废弃物主要为原油在分离缓冲游离水脱除器的沉降过程中分离出来的油砂，其相对密度一般在 1-1.1，含水率为 97%-99%，呈黑褐色半固体状物，成分主要是油、泥、水。根据大庆油田多年统计数据，生产万吨原油的油泥（固相）产生量一般按 0.3t 计算，则本工程年产油泥（砂）4.89t，属于危险废物，危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码为 071-001-08，统一收集送杏北含油污泥处理站减量化处理后委托大庆博昕晶化科技有限公司处理。处理后的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准（石油类 ≤3000mg/kg），用于铺路和垫井场。

②废滤料

本工程改造杏十一污水站，新建纳米过滤罐 5 座，改造杏十一深度污水站过滤罐 6 座，主要成分为石油类、硅基矿物填料等，集输与处理环节产生的废过滤吸附介质属于危险废物，危废类别为 HW49 其他废物，危废代码为 900-041-49，根据滤罐容积及填料高度计算，共填筑滤料约 553m³，每 3-5 年更换一次，统一由大庆蓝星环保工程有限公司负责更换及回收。

(2) 非正常工况

1) 废气

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

2) 废水

①热洗废水

本项目 194 口油井采用化学清防蜡为主，热洗为辅的综合清防蜡措施，本项目热洗周期为 90 天/井次，洗井时间 2~3 小时（本次评价按 3 小时计算），每小时热洗用水量为 20m³，经计算，热洗清防蜡用水 46560m³/a，清防蜡

废水直接进入集油系统，不外排。

②作业污水

修井作业废水是指在油田生产期修井作业后反排时产生的废水。根据油田多年生产经验，作业过程作业用水损耗量按 20% 计算，修井为不定期流动进行，油井作业周期 1.5 年，作业污水产生量 $4\text{m}^3/\text{井次}$ ，注水井作业周期为 2 年，作业污水产生量 $60\text{m}^3/\text{井次}$ ，则本工程油水井作业污水最大产生量约 $4357.33\text{m}^3/\text{a}$ 。此部分污水通过罐车回收后送杏十一含油污水站处理后回注现役油层。

③洗井污水

油田注入井长期易结垢，需用热水清洗。注水井洗井周期 1 年，洗井污水产生量为 $120\text{m}^3/\text{井次}$ ，则本工程洗井污水产生量约 $18432\text{m}^3/\text{a}$ ，洗井水通过罐车回收后送杏十一含油污水站处理后回注现役油层。

本工程非正常工况各类废水产生情况详见表 3.3-19。

2) 固体废物

①落地油

在采油井投产一段时间后，由于腐蚀结垢，机具损坏等原因，往往要进行修井作业。修井时往往会有一部分原油散落于井场内，成为落地油。近年来大庆油田通过在油井修井前实施压井技术以及安装井下卸油器，修井时落地油产生量大幅减少。考虑意外情况，一般每口油井作业期间产生的落地油可按 $50\text{kg}/\text{井次}$ ，作业周期一般为 1.5 年，则本项目落地油最大产生量为 $6.47\text{t}/\text{a}$ ，属于危险废物，危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码为 071-001-08。落地油全部回收送杏北含油污泥处理站减量化处理后委托大庆博昕晶化科技有限公司处理。

②废含油防渗布

油井作业时为防止原油散落于井场内，需铺设防渗布。根据类比调查，每口油井作业面积约 400m^2 ，防渗布重量按 $500\text{g}/\text{m}^2$ 计，可计算单井产生量约 0.2t。油井作业周期一般为 1.5 年，防渗布可重复利用，以每块防渗布利用 10 次计，则本项目含油废弃防渗布最大产生量为 $2.59\text{t}/\text{a}$ ，属于危险废物，危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码为 900-249-08。收

集暂存杏五中试验站含油防渗布暂存库，委托有资质单位进行处置。

本工程污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.3-31~34。

3.3.7 危险废物汇总

本工程产生的危险废物主要为废滤料、废防渗布和含油污泥，随时产生随时清理，不建暂存设施。本工程产生的危险废物具体情况见表 3.3-35。

表 3.3-35 危险废物情况表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	含油污泥（砂）	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	11.36t/a	油井作业及设备清淤	液态	油泥（砂）	石油类	油井作业1.5年/次，设备清淤1年/次	T、I	送杏北含油污泥处理站减量化处理后委托大庆博昕晶化科技有限公司处理
2	废防渗布		900-249-08	2.59t/a	油井作业	固态	油、塑料	石油类	油井作业1.5年/次	T、I	送有资质单位处理
3	废滤料	HW49 其他废物	900-041-49	553m ³ /3-5a	集输处理	固态	石油类、硅基矿料等	过硫酸钾	压裂施工一次性产生	T、In	统一由大庆蓝星环保工程有限公司负责更换及回收

表 3.3-31 废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间 (h)
				核算方法	废气产生量 (m³)	产生浓度 (mg/m³)	产生量 (t)	工艺	效率%	核算方法	废气排放量 (m³)	排放浓度 (mg/m³)	排放量 (t)	
钻井	钻机	烟气	SO ₂	产污系数法	831.6×10 ⁴	/	3.221	/	/	产污系数法	550.8×10 ⁴	/	2.133	施工期
			PM			/	0.575	/	/			/	0.381	
			NO _x			/	2.061	/	/			/	1.365	
			HC			/	1.199	/	/			/	0.794	
			HC+NO _x			/	3.26	/	/			/	2.160	
			CO			/	1.223	/	/			/	0.811	
场地	施工扬尘	场地	颗粒物	/	/	/	少量	洒水降尘	/	/	/	/	少量	施工期
管线	焊接机	焊接	焊接烟尘	产污系数法	0.019t	/	0.019	/	/	产污系数法	0.019t	/	0.019t	施工期
原油集输	井场及集油管道	无组织排放	非甲烷总烃	产污系数法	/	/	231.05t/a	/	/	产污系数法	/	/	231.05t/a	8760
场站	掺水炉	烟囱	SO ₂	经验公式法+类比法	11499.38×10 ⁴	11~15	1.662	燃烧清洁能源	/	经验公式法+类比法	11499.38×10 ⁴	11~15	1.662	8760/4320
	采暖炉	烟囱	NO _x			76~86	9.596		/			76~86	9.596	
	加热炉	烟囱	颗粒物			10.7~12.4	1.392		/			10.7~12.4	1.392	

表 3.3-32 废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施	污染物排放				排放时间 (d)
				核算方法	产生废水量	产生浓度 (mg/L)	产生量 (t/a)		核算方法	排放废水量 (m³/a)	排放浓度 (mg/L)	排放量 (t/a)	
钻井	钻机	钻井废水	SS 等	类比法	6466.56m³	500	3.23	由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理	/	/	/	/	/

管道 更换	管道	清洗废 水	石油类 等	物料衡 算	57.6m ³	500	0.03	送杏十一含油污水站 处理回注现役油层					
管道 试压	管道	试压废 水	SS	物料衡 算	1078m ³	500	0.54		/	/	/	/	/
施工	施工人 员	生活污 水	COD	类比法	1721.6m ³	300	0.452t	生活污水进入附近场 站生活污水收集系统	/	/	/	/	/
			NH ₃ -N			30	0.045t						
压裂	井管	压裂返 排液	COD	类比法	2440m ³	520	1.27	第十采油厂压裂液处 理站处理回注现役油 层	/	/	/	/	/
			石油类			280	0.68						
原油 处理	原油处 理装置	油田采 出水	石油类	物料衡 算	193.3×10 ⁴ m ³ /a	1000	1933	输至杏十一污水站、 聚杏十一污水站和杏 二十七三元含油污水 处理站处理后全部回 注现役油层	/	/	/	/	/
			SS			500	966.5						
井下 作业	油井 热洗	热洗废 水	石油类	类比法	46560m ³ /a	1000	46.56	清防蜡用水直接进入 集油系统，不外排					
	作业	作业废 水	石油类	类比法	4357.33 m ³ /a	1000	4.36	通过罐车回收后送杏 十一含油污水站处理 后回注现役油层	/	/	/	/	/
			SS			500	2.18						
	洗井	洗井废 水	石油类	类比法	18432m ³ /a	1000	18.43	送高一联等含油污水 站处理回注现役油层	/	/	/	/	/
			SS			500	9.22						

表 3.3-33 噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	噪声源	声源类型	噪声源强		降噪措施	噪声排放值		持续时间 (d)
				核算方法	噪声值 dB (A)		核算方法	噪声值 dB (A)	
施工	施工机械	挖掘机	机械噪声	类比法	82~90	采取合理安排施工进度，调整同 时作业的施工机械数量，注意	类比法	82~90	90

		推土机	机械噪声	类比法	83~88		类比法	83~88	
		轮式装载机	机械噪声	类比法	90~95		类比法	90~95	
		压路机	机械噪声	类比法	80~90		类比法	80~90	
		重型运输车	机械噪声	类比法	82~90		类比法	82~90	
		柴油发电机	机械噪声	类比法	85~105		类比法	85~105	
		压裂车组	机械噪声	类比法	85~105		类比法	85~105	
		钻机	机械噪声	类比法	85~90		类比法	85~90	
		泥浆泵	机械噪声	类比法	75~85		类比法	75~85	
		震动筛	机械噪声	类比法	70~85		类比法	70~85	
采油	油井	抽油机	机械噪声	类比法	65~75	采用低噪声设备, 定期保养	类比法	65~75	365
场站	加热装置、 各类机泵 等	加热装置、各类 机泵等	机械噪声	类比法	85~95	减震基础, 墙体隔声, 罩内吸声, 隔声门窗等措施	类比法	45~55	330/180

表 3.3-34 固体废物污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	固体废物名称	固废属性	产生情况		处置措施		最终去向
				核算方法	产生量	工艺	处置量	
钻井 地面建 设	钻井井场	废钻井液	一般废物	类比法	49560m ³	无害化处理	49560m ³	由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃 泥浆无害化处理中心处理, 最终用于铺 路或垫井场等综合利用
		钻井岩屑	一般废物	类比法	7759.87m ³	无害化处理	7759.87m ³	
		废射孔液	一般废物	类比法	10656m ³	无害化处理	10656m ³	
		一般废包装袋	一般废物	类比法	0.42t	无害化处理	0.42t	送第十采油厂工业固废处置场处置
		废弃防渗布	一般废物	类比法	7t	无害化处理	7t	送第十采油厂工业固废处置场处置
	施工场地	管道施工废料	一般废物	类比法	3.33t	无害化处理	0.564t	送第十采油厂工业固废处置场处置
	施工场站	废滤料	危险废物	类比法	300m ³	无害化处理	300m ³	统一由大庆蓝星环保工程有限公司负责 更换及回收
	施工人员	生活垃圾	生活垃圾	类比法	13.45t	无害化处理	13.45t	送大庆城控电力有限公司焚烧处理
井下作 业	油井	落地油	危险废物	类比法	6.47t/a	无害化处理	6.47t/a	送杏北含油污泥处理站减量化处理后委 托大庆博昕晶化科技有限公司处理

		含油废防渗布	危险废物	类比法	2.59t/a	无害化处理	2.59t/a	收集暂存杏五中试验站含油防渗布暂存库，委托有资质单位进行处置
设备清淤	原油处理装置	油泥	危险废物	类比法	4.89t/a	无害化处理	4.89t/a	送杏北含油污泥处理站减量化处理后委托大庆博昕晶化科技有限公司处理
集输处理	滤罐	废滤料	危险废物	类比法	553m ³ /3-5a	无害化处理	553m ³	统一由大庆蓝星环保工程有限公司负责更换及回收

3.3.8 污染物“三本帐”汇总

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

表 3.3-29 污染物“三本帐”汇总一览表

种类	污染物名称	单位	现有工程排放量	本工程产生量	削减量	总排放量	排放增减量
废气	非甲烷总烃	t/a	487.08	231.05	0	718.13	231.05
	SO ₂	t/a	1.98	1.662	0	3.642	1.662
	NO _x	t/a	11.49	9.596	0	21.086	9.596
	颗粒物	t/a	1.64	1.392	0	3.032	1.392
废水	油田采出水	m ³ /a	0	193.3×10 ⁴	193.3×10 ⁴	0	0
	作业及洗井废水	m ³ /a	0	69349.33	69349.33	0	0
固废	油泥	t/a	0	11.36	11.36	0	0
	废滤料	m ³ /3-5a	0	553	553	0	0
	防渗布	t/a	0	2.59	2.59	0	0

4.环境现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地理位置

本工程位于黑龙江省大庆市红岗区杏树岗镇境内，井区地理坐标为北纬 $46^{\circ}20'15.26''\sim 46^{\circ}22'08.52''$ ，东经 $124^{\circ}48'49.97''\sim 124^{\circ}51'16.97''$ 。具体地理位置见图 4.1-1。

4.1.2 地形地貌

调查区内地表普遍被第十系和新近系泰康组覆盖。地表为缓波状起伏的低平原地貌景观。地面海拔高程在 132.0~140.2m 之间，相对高差 8.2m。本工程主要位于草地中，兼有少量耕地，地貌类型较单一。

4.1.3 气候气象

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

4.1.4 地表水

区域内地势总体上较平坦，起伏不大，地表径流排泄条件一般。区域内地表水文状况属安达闭流区，无天然河流，但天然水泡子较多，大气降水都汇集到地低洼地，无法排出区外。区域内的主要地表水体为六十六号泡。

4.1.5 水文地质

本工程水文地质资料引用《2019 年零散井产能工程环评水文地质调查》，本工程地下水评价范围位于其水文地质图北侧，属同一水文地质单元。本工程地下水评价为二级评价，因此，调查评价区的环境水文地质条件，主要包括含（隔）水层结构集气分布特征、地下水补径排条件，地下水流场等，具体见下文。

4.1.5.1 地层岩性

调查区内浅部地层从老到新依次为新近系泰康组（N_{2t}）和第十系（Q），（水文地质图见图 4.1-2，地质柱状图见图 4.1-3）

（1）新近系泰康组（N_{2t}）

新近系泰康组（N_{2t}）地层在调查区西侧广泛分布，发育良好，至调查区中部向东缺失。地层厚度一般为 0~58.0m。岩性：上部为灰绿、黄绿色泥岩。下部为灰白色块状砂砾岩。

本组地层与下伏地层为不整合接触。

（2）第十系(Q)

调查区广泛分布，其厚度一般 39.0~61.0m。上部为黄褐-灰褐色粉质黏土和黄褐色细砂；中部为灰褐色粉质黏土和灰色细砂；底部为灰白色砂砾石，具有较大孔隙。

本组地层与下伏地层为不整合接触。

根据浅部钻孔资料，所揭露的地层按照岩土成因、结构、性质综合划分 5 层。对地层结构及特征描述如下：

1) 粉质黏土：黄褐色，冲积成因，渗透性差，为微透水层，土质均匀。渗透系数实验室实测值 $K=0.136\text{m/d}$ ，孔隙度实验室实测值 $n=38.54\%$ ；

2) 粉砂：黄褐色，冲积成因，级配差，局部夹粉质黏土，中密，

饱和。渗透系数建议值 $K=1.0\text{m/d}$ ，孔隙度建议值 $n=42\%$ 。

3) 粉质黏土：灰褐色，淤积成因，土质较均匀。渗透系数实验室实测值 $K=0.139\text{m/d}$ ，孔隙度实验室实测值 $n=42.87\%$ 。

4) 粉砂：灰色，颗粒不均匀，级配差，局部夹薄层粉质黏土，渗透系数建议值 $K=1.0\text{m/d}$ ，孔隙度建议值 $n=42\%$ 。

5) 粉质黏土：灰色，淤积成因，土质均匀，渗透系数建议值 $K=0.1\text{m/d}$ ，孔隙度建议值 $n=43\%$ 。

4.1.5.2 回注层和隔离层特征

本工程萨尔图油层为粉、细砂岩夹薄层钙质粉砂岩与泥岩互层，油层表内储层岩性以细、粉砂岩为主，其中，表内厚层泥质含量较低，平均空气渗透率 $0.409\ \mu\text{m}^2$ ；表内薄层泥质含量增加，平均空气渗透率 $0.278\ \mu\text{m}^2$ ，平均孔隙度 25.6% ，含油饱和度 63.5% 。表外储层岩性以粉砂岩为主，粉砂含量 65.5% ，泥质含量 14.2% ，砂泥分选差，孔渗性能和含油饱和度均较低，平均空气渗透率 $0.020\ \mu\text{m}^2$ ，平均孔隙度 21.6% ，平均含油饱和度 42.2% ，含油产状以油斑为主占 38.35% ，油浸和油迹分别占 27% 左右。根据三类油层动用状况可知，表内薄层砂岩累计动用比例为 78.2% ，表外储层砂岩累计动用比例仅为 63.1% ，具有一定的剩余油潜力。

4.1.5.3 包气带

根据本次勘察地下水及浅部地层特征，调查区包气带厚度最大值为 9.5m ，主要为粉质黏土，局部夹粉砂，垂向渗透系数粉土可取 0.136m/d ，粉砂可取 1.0m/d 。包气带等值线图见图 4.1-4。

4.1.5.5 含水层

(1) 第十系含水层

第十系含水层潜水含水层岩性主要是粉砂，厚度 1.6~3.8m。

第十系承压水含水层在调查区广泛分布，厚度 1.0~10.0m，岩性主要是灰白色砂砾石，孔隙一般，连通性一般，渗透性一般，富水性差。

(2) 新近系泰康承压含水层

新近系泰康组含水层分布在调查区内西侧广泛分布，东部缺失，为承压含水层，厚度 0~58.0m。含水层岩性为砂砾岩，孔隙较大，连通性好，渗透性好，富水性好。

4.1.5.6 地下水补径排

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

(1) 地下水补给

第十系潜水含水层地下水补给主要为地表水补给及大气降水入渗补给。

新近系泰康组含水层地下水补给主要为地下水径流补给、第十系垂向渗透补给以及各含水层之间的越流补给。

(2) 地下水径流

从潜水地下水等水位线图可看出，潜水流向整体趋势为由东北向西南，局部地区受地表地势影响，由地势较高区域流向地势较低区域。

从调查区承压水水位等值线图可看出，在调查区新近系泰康组承压水流向整体流向为由北向南，局部地区受杏二工业水源地下水开采影响，由四周流向水源中心。（潜水和承压水等水位线图见图 4.1-5 和图 4.1-6）

(3) 地下水的排泄

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

采排泄。

4.1.5.5 地下水流场动态

区域潜水含水层埋深较浅，水位变化主要受大气降水补给和人工开采影响较大。根据已有资料，地下水枯水期为 1~3 月份，丰水期为 7~9 月份。调查期间潜水埋深 2.3~9.5m 之间，受区域地势影响，潜水埋深变化较大，水位变化差 7.2m 左右。

调查区内新近系泰康组承压含水层水位随周边油田用水量变化而变化。地下水水位在调查期间为 4.24~14.16m，根据区内观测井同 G1 井资料显示，在一个水文年内地下水丰水期为 11~翌年 2 月份，水位埋深 3.12~3.30m，枯水期为 4~7 月份，水位埋深 3.42~4.42m。

4.1.6 土壤类型和动植物分布

该区土壤类型主要有草甸土等。草甸土的形成过程主要是腐殖质积累过程、草甸化过程和盐分积聚过程。黑土层较厚，一般为 25~50cm，表层含有机质 2~4%，土壤水分比较足，易反润。

区内自然植被以草本植物占绝对优势，主要为碱草、星星草、碱蓬、碱蒿等，覆盖度在 60~80%。农作物主要以玉米、豆类为主。区域内野生动物种类和数量均较少，伴随人类生存的农田小型鼠类、麻雀、家燕等种群数量较多，使陆生动物区系具有典型的农田动物群色彩。

4.2 环境保护目标调查

根据现场调查及查阅有关资料，本工程开发区内无自然保护区、风景名胜區、生态保护红线管控范围、基本草原、重要湿地、文物保护单位等环境敏感区分布，但部分井场、管道、道路建设位于水土流失重点治理区内，占地类型为一般草地和一般耕地，距离最近的地表水体为六十六号泡（基建 6 号平台西南 240m）。开发区域不涉及地下水水源井。

（1）水土流失重点治理区

本项目建设地点位于大庆市红岗区境内，根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年），所在区域红岗区位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。

（2）地表水体

本项目附近地表水体为六十六号泡，根据《大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分》（庆政发〔2019〕11 号），该水体均未划分水环境功能区。

（3）地下饮用水源保护区

根据《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨等市 146 个集中式饮用水水源保护区的批复》（黑政函【2022】3 号，以及现场实际勘察，评价区域内无集中式饮用水水源，村屯均为市政管网集中供水，村屯内有少量水井用于灌溉和喂养牲畜非饮用水源。

4.3 环境质量现状调查与评价

4.3.1 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1.1 项目所在区域环境空气质量达标情况

根据大庆市生态环境局 2022 年 6 月 5 日公布的《2021 年大庆市生态环境状况公报》，2021 年大庆市城区环境空气质量优良天数为 341

天,环境空气质量优良率为 93.4%,2021 年大庆市环境空气中可吸入颗粒物(PM_{10})年平均浓度为 $41\mu\text{g}/\text{m}^3$;细颗粒物($\text{PM}_{2.5}$)年平均浓度为 $27\mu\text{g}/\text{m}^3$;二氧化硫年平均浓度为 $9\mu\text{g}/\text{m}^3$;二氧化氮年平均浓度为 $18\mu\text{g}/\text{m}^3$;一氧化碳 24 小时平均第 95 百分位数为 $0.9\text{mg}/\text{m}^3$;臭氧最大 8 小时平均第 90 百分位数为 $126\mu\text{g}/\text{m}^3$,总体评价达标,大庆市为环境空气质量达标区。

表 4.3-1 2021 年大庆空气基本污染物监测结果

污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO_2	年平均	9	60	15.0	达标
NO_2	年平均	18	40	45.0	达标
PM_{10}	年平均	41	70	58.6	达标
$\text{PM}_{2.5}$	年平均	27	35	77.1	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	0.9	4000	22.5	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均值第 90 百分位数	126	160	78.75	达标

4.3.1.2 项目所在区域其他污染物环境质量现状

(1) 现状监测布点

根据油田开发区域及周边的环境特点,布设环境空气监测点位 2 个,详见表 4.3-2 及监测点位分布图 4.3-1。

表 4.3-2 空气环境现状补充监测点位基本信息

监测点位	监测点坐标		监测因子	监测时段	相对厂址方位/距离
	经度	纬度			
古城村	124.8545	46.3352	非甲烷总烃、TSP	TSP 连续监测 7 天,非甲烷总烃每天 4 次,连续监测 7 天	基建杏 8-11-626 井南侧 210m
红城村	124.8634	46.3414			基建 36 号平台东北 900m

(2) 监测时间

2023 年 11 月 1 日-7 日。

(3) 监测结果统计分析

监测统计结果见表 4.3-3。

表 4.3-3 其他污染物环境质量现状（监测结果）表

监测点 位	监测点坐标		污染物	平均 时间	评价 标准 mg/m ³	监测浓度范 围 mg/m ³	最大浓 度占标 率%	超标 率%	达标 情况
	经度	纬度							
红城村	124.8634	46.3414	非甲烷 总烃	1h	2	0.41~0.7	35	0	达标
			TSP	24h 均值	0.3	0.054~0.089	29.7	0	达标
古城村	124.8545	46.3352	非甲烷 总烃	1h	2	0.45~0.68	34	0	达标
			TSP	24h 均值	0.3	0.053~0.083	27.7	0	达标

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

4.3.2 地下水环境现状调查与评价

4.3.2.1 地下水环境现状监测

（1）监测布点

根据本区域内地下水流向，工程建设区域内无地下水敏感点，为了解区域地下水环境现状，在评价区内布设 7 个水质监测点，具体水质监测点布设见表 4.3-4 及图 4.3-1，水位监测点和监测结果见表 4.3-5。

表 4.3-4 地下水水质监测点位

序号	点位	监测点坐标		相对厂址方位/距离	井深 (m)	备注
		经度	纬度			
D1	古城村地下水 1 (跟踪监测井)	124.8553	46.33375	基建杏 8-11-626 井南侧 400m	15	侧向 潜水
D2	古城村地下水 2 (跟踪监测井)	124.8550	46.33239	基建杏 8-11-626 井南侧 600m	60	上游 承压水
D3	地下水环境监测井 (跟踪监测井)	124.8677	46.35663	基建 27 号平台井东北 1900m	18	上游 潜水

D4	红城村地下水	124.8651	46.34114	基建 36 号平台井东北 970m	65	下游承压水
D5	散户 1 水井 (跟踪监测井)	124.7769	46.34666	基建 5 号平台井西南 2700m	13	下游潜水
D6	散户 2 水井	124.8269	46.36294	基建杏北 7-2-P19 井东北 615m	22	上游潜水
D7	兴隆村水井	124.7945	46.31388	基建杏 8-11-斜 715 井西南 4000m	18	下游潜水

表 4.3-5 地下水水位监测点位和监测结果

序号	监测点	坐标		井深 (m)	水位 (m)	备注
		经度	纬度			
1	古城村地下水	124.8553	46.33375	15	134.2	潜水
2	古城村地下水	124.8550	46.33239	60	137.5	承压水
3	地下水环境监测井	124.8677	46.35663	18	134.5	潜水
4	红城村地下水	124.8651	46.34114	65	138.0	承压水
5	散户 1 水井	124.7769	46.34666	13	132.0	潜水
6	散户 2 水井	124.8269	46.36294	22	132.2	潜水
7	兴隆村水井	124.7945	46.31388	18	132.8	潜水
8	古城村地下水	124.8551	46.33402	15	134.8	潜水
9	古城村地下水	124.8558	46.3329	20	134.5	潜水
10	红城村地下水	124.8634	46.3414	25	134.7	潜水
11	散户 3 水井	124.7711	46.3435	70	132.8	承压水
12	散户 4 水井	124.8209	46.3646	13	132.7	潜水
13	兴隆村水井	124.8031	46.3087	60	136.5	承压水
14	兴隆村水井	124.8045	46.3074	18	132.8	潜水

(2) 监测因子

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

(3) 监测时间和频率

2023 年 11 月 1 日进行监测。

(4) 监测结果

监测结果见表 4.3-6。

表 4.3-6 地下水现状监测统计结果

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

序号	项目	古城村地下水 (潜水)	古城村地下水 (承压水)	地下水环境监测井 (潜水)	红城村地下水 (承压水)	散户 1 水井 (潜水)	散户 2 水井 (潜水)	兴隆村水井 (潜水)	标准值
1	K ⁺	2.58	1.15	2.06	1.23	3.05	2.25	1.89	/
2	Na ⁺	57.6	42.6	51.3	40.3	60.5	56.8	51.4	200
3	Ca ²⁺	48.5	31.7	44.5	33.2	51.4	39.2	40.8	/
4	Mg ²⁺	9.92	6.76	10.2	6.67	10.9	8.98	9.02	/
5	HCO ₃ ⁻	241	167	196	166	242	221	201	/
6	CO ₃ ²⁻	0	0	0	0	0	0	0	/
7	Cl ⁻	48.5	31.4	50.6	30.5	52.2	43.5	48.2	250
8	SO ₄ ²⁻	35.4	25.5	47.8	23.3	41.7	29.1	32.5	250
9	pH	7.8	7.5	7.8	7.6	7.6	7.8	7.7	6.5-8.5
10	总硬度 (以 CaCO ₃ 计)	163	107	153	111	174	135	140	450
11	溶解性总固体	525	360	479	357	549	469	455	1000
12	耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)	2.0	1.8	2.2	1.9	2.0	1.9	2.2	3.0
13	挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.002
14	氰化物	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.05
15	氟化物	0.542	0.467	0.502	0.472	0.513	0.482	0.546	1.0
16	硝酸盐 (以 N 计)	2.21	1.63	2.56	1.66	2.45	1.98	2.13	20
17	亚硝酸盐 (以 N 计)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	1.0
18	氨氮	0.252	0.173	0.227	0.166	0.212	0.199	0.235	0.5
19	六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.05
20	砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.01
21	铅	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.01
22	铁	0.27	0.21	0.28	0.20	0.27	0.26	0.28	0.3
23	汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.01
24	锰	0.12	0.02	0.09	0.03	0.12	0.08	0.09	0.1
25	镉	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.005
26	石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.05
27	总大肠菌群	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	3.0
28	菌落总数	11	7	10	8	12	10	11	100

29	硫化物	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.02
30	钡	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.70

4.3.2.3 地下水环境现状评价

(1) 评价方法

采用单项评价标准指数法。

单项水质参数的标准指数为：

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

$$\text{pH 的标准指数为: } \text{pH}_j \leq 7.0 \quad S_{\text{pH},j} = \frac{7.0 - \text{pH}_j}{7.0 - \text{pH}_{sd}}$$

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

水质参数的标准指数>1，表明该水质参数超过了规定的水质标准。

(2) 评价标准及评价因子

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

(3) 评价结果

现状评价结果见表 4.3-7。

表 4.3-7 地下水现状评价结果

序号	项目	古城村地下水（潜水）	古城村地下水（承压水）	地下水环境监测井（潜水）	红城村地下水（承压水）	散户 1 水井（潜水）	散户 2 水井（潜水）	兴隆村水井（潜水）
1	钠	0.29	0.21	0.26	0.20	0.30	0.28	0.26
2	氯化物	0.19	0.13	0.20	0.12	0.21	0.17	0.19
3	硫酸盐	0.14	0.10	0.19	0.09	0.17	0.12	0.13
4	pH	0.53	0.33	0.53	0.4	0.53	0.53	0.47
5	总硬度（以 CaCO ₃ 计）	0.36	0.24	0.34	0.25	0.39	0.30	0.31
6	溶解性总固体	0.53	0.36	0.48	0.36	0.55	0.47	0.46

7	耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)	0.67	0.60	0.73	0.63	0.67	0.63	0.73
8	挥发酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
9	氰化物	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
10	氟化物	0.54	0.47	0.50	0.47	0.51	0.48	0.55
11	硝酸盐	0.11	0.13	0.13	0.10	0.12	0.08	0.09
12	亚硝酸盐	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
13	氨氮	0.50	0.35	0.45	0.33	0.42	0.40	0.47
14	六价铬	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
15	砷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
16	铅	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
17	铁	0.90	0.70	0.93	0.67	0.90	0.87	0.93
18	汞	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
19	锰	1.20	0.20	0.90	0.30	1.20	0.80	0.90
20	镉	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
21	石油类	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
22	菌落总数	0.11	0.07	0.10	0.08	0.12	0.10	0.11
23	总大肠菌群	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
24	硫化物	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
25	钡	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

从评价结果可以看出，评价地区承压水监测点各监测项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准要求；潜水监测点除锰超标外，其余监测项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准要求。锰超标可能是因为区域地层含有较丰富的锰，属于地质原因。

4.3.2.4 地下水化学类型分析

根据舒卡列夫分类法，地下水中 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^{+} （ $\text{Na} + \text{K}$ ）、 Cl^{-} 、 SO_4^{2-} 、 HCO_3^{-} 将 Meq（毫克当量）百分数大于 25% 的阴、阳离子进行组合，每种类型以阿拉伯数字为代号，共 49 类。舒卡列夫分类表见表 4.3-8。

表 4.3-8 舒卡列夫分类表

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

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

评价范围内地下水中八大离子的检测结果统计计算见表 4.3-9。

表 4.3-9 八大离子的检测结果统计表

检测项目		古城村地下水（潜水）	古城村地下水（承压水）	地下水环境监测井（潜水）	红城村地下水（承压水）	散户 1 水井（潜水）	散户 2 水井（潜水）	兴隆村水井（潜水）
HCO ₃ ⁻	实测浓度(mg/L)	241	167	196	166	242	221.00	201.00
	meq/L	3.95	2.74	3.21	2.72	3.97	3.62	3.30
	%Meq	65.25	65.91	57.03	66.93	62.91	66.42	61.82
CO ₃ ²⁻	毫克当量浓度(mg/Meq)	0	0	0	0	0	0.00	0.00
	meq/L	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	%Meq	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cl ⁻	毫克当量浓度(mg/Meq)	48.5	31.4	50.6	30.5	52.2	43.50	48.20
	meq/L	1.37	0.88	1.43	0.86	1.47	1.23	1.36
	%Meq	22.56	21.30	25.30	21.13	23.32	22.46	25.47
SO ₄ ²⁻	毫克当量浓度(mg/Meq)	35.4	25.5	47.8	23.3	41.7	29.10	32.50
	meq/L	0.74	0.53	1.00	0.49	0.87	0.61	0.68
	%Meq	12.18	12.79	17.67	11.94	13.78	11.11	12.70

Ca ²⁺	毫克当量浓度 (mg/Meq)	48.5	31.7	44.5	33.2	51.4	39.20	40.80
	meq/L	2.43	1.59	2.23	1.66	2.57	1.96	2.04
	%Meq	41.65	39.33	41.52	41.50	41.54	37.44	40.20
Mg ²⁺	毫克当量浓度 (mg/Meq)	9.92	6.76	10.2	6.67	10.9	8.98	9.02
	meq/L	0.83	0.56	0.85	0.56	0.91	0.75	0.75
	%Meq	14.20	13.98	15.86	13.90	14.68	14.29	14.81
K ⁺	毫克当量浓度 (mg/Meq)	2.58	1.15	2.06	1.23	3.05	2.25	1.89
	meq/L	0.07	0.03	0.05	0.03	0.08	0.06	0.05
	%Meq	1.14	0.73	0.99	0.79	1.26	1.10	0.95
Na ⁺	毫克当量浓度 (mg/Meq)	57.6	42.6	51.3	40.3	60.5	56.80	51.40
	meq/L	2.50	1.85	2.23	1.75	2.63	2.47	2.23
	%Meq	43.01	45.96	41.63	43.81	42.52	47.17	44.04
阴离子总量(mg/Meq)		6.05	4.15	5.63	4.07	6.31	5.45	5.33
阳离子总量(mg/Meq)		5.82	4.03	5.36	4.00	6.19	5.24	5.07
阴阳离子相对误差绝对值		1.96%	1.51%	2.51%	0.82%	0.96%	2.05%	2.45%
矿化度(g/L)		0.44	0.31	0.40	0.30	0.46	0.40	0.38

结论：本工程所在地各监测点地下水潜水阴阳离子相对偏差 0.82%-2.51%，均小于 5%，说明监测数据可靠。

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

4.3.2.5 包气带污染现状调查

(1) 调查点位

在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查，调查点位见表 4.3-10。

表 4.3-10 包气带调查点位

序号	监测点	坐标	采样深度	备注
B1	已建油井永久占地内	124.8540, 46.3382	0-20cm、20-40cm	污染控制点
B2	已建油井西侧 100m 耕地	124.8527, 46.3382	0-20cm、20-40cm	清洁对照点
B3	已建水井永久占地内	124.8107, 46.3544	0-20cm、20-40cm	污染控制点

B4	已建水井南侧 150m 草地	124.8108, 46.3532	0-20cm、20-40cm	清洁对照点
----	----------------	-------------------	----------------	-------

(2) 调查项目

pH、石油类、砷、镉、铜、铅、铬（六价）、汞。

(3) 调查时间与频次

2023 年 11 月 1 日进行一次调查。

(4) 监测结果

监测结果见表 4.3-11。

表 4.3-11 包气带现状调查结果

监测项目	已建油井永久占地内		已建油井西侧 100m 耕地	
	0~20CM	20~40CM	0~20CM	20~40CM
pH	8.1	8.3	8.4	8.2
铅	5.2	5.4	5.3	5.6
镉	0.14	0.16	0.15	0.17
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
铬（六价）	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
石油类	0.17	0.19	0.15	0.14
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0027	0.0029	0.0028	0.0031
监测项目	已建太 1#-5 集油间未硬化区域		已建太 1#-5 集油间南 50 米	
	0~20CM	20~40CM	0~20CM	20~40CM
pH	8.2	8.0	8.1	8.3
铅	5.4	5.3	5.1	5.2
镉	0.15	0.16	0.17	0.15
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
铬（六价）	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
石油类	0.16	0.18	0.16	0.14
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0026	0.0028	0.0027	0.0025
注：实测值数值后面的“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”。				
计量单位：铅、镉、汞和砷 $\mu\text{g/L}$ ，总铬和石油类、铜、锌、挥发酚为 mg/L 。				

从表 4.3-11 中可以看出，评价区域内污染调查点中砷、镉、铜、铅、铬（六价）、汞、石油类浓度与清洁对照点相比没有明显变化，说明评

价区域内包气带未受到污染。

4.3.3 声环境质量现状调查与评价

4.3.3.1 现状监测

(1) 监测布点

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

表 4.3-12 声环境监测点位置

序号	监测点	与本项目位置关系	坐标		备注
			经度	纬度	
Z1	古城村环境噪声	基建杏 8-11-626 井南侧 210m	124.8539	46.3345	区域噪声
Z2	拟建注入站环境噪声	拟建区块内	124.8338	46.3477	

(2) 监测因子

连续等效 A 声级。

(3) 监测时间

2023 年 11 月 1 日-2 日进行监测，监测时间为期两天，分昼间、夜间两个时段进行。

(4) 监测结果

监测结果见表 4.3-13。

表 4.3-13 噪声现状监测统计表 [dB(A)]

监测点位	昼间		夜间	
古城村	47.2	43.5	47.1	43.2
标准值	55		45	
拟建注入站	43.2	41.5	43.3	41.1
标准值	60		50	

4.3.3.2 现状评价

监测结果显示，评价区域村屯声环境能够满足《声环境质量标准》

（GB3096-2008）1 类标准要求，拟建注入站处声环境能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。

4.3.4 生态现状调查与评价

根据导则要求，本次生态现状调查以收集有效资料为主，辅以遥感调查和现场调查。主要调查内容包括评价区土地利用现状情况、植被现状和野生动植物现状。生态评价范围为基建井场外扩 50m 及管道两侧 300m 的区域，评价区域面积约为 8.4km²，调查时间为 2023 年 11 月，调查方法为类比分析法。

4.3.4.1 生态功能区划

根据黑龙江省人民政府批准的《黑龙江省生态功能区划》（黑政函[2006]75 号），本项目所在区域属于松嫩平原西部草甸草原生态区，松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区，嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区。本项目区生态功能区划见表 4.3-14。

表 4.3-14 本工程区域生态功能区划表

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

4.3.4.2 土地利用现状

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

和沟渠。土地类型划分参照《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017）。评价区土地利用现状见表 4.3-15 及图 4.3-2。本工程用地现状见图 4.3-3。

4.3-3

表 4.3-15 评价范围内的土地利用现状

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	草地	其他草地	768.49	91.6
2	耕地	旱地	44.89	5.3
3	林地	其他林地	2.61	0.3
4	交通运输用地	城镇村道路用地	13.6	1.6
5	住宅用地	农村宅基地	6.11	0.7
6	水域及水利设施用地	坑塘水面和沟渠	4.3	0.5
合计			840	100

4.3.4.3 生态系统现状调查

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系统构成进行调查。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。生态系统类型及面积见表 4.3-16。

表 4.3-16 评价区生态系统类型及面积统计表

I级代码	I级分类	II级代码	II级分类	评价区	
				面积 (hm ²)	比例 (%)
3	草地生态系统	31	草甸	768.49	91.96
5	农田生态系统	51	耕地	44.89	5.37
1	森林生态系统	14	稀疏林	2.61	0.31
6	城镇生态系统	61 62	居住地 工矿交通	19.71	2.36

(1) 草地生态系统

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

草、野苜蓿、黄芪、柴胡等植物。群系高 0.2~0.6m，盖度 50~70%。目前草原平均亩产干草在 150 公斤左右。

（2）农田生态系统

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

（3）森林生态系统

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

（4）城镇生态系统

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

4.3.4.4 植被及植物多样性

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

（1）植物区系

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

中的中国植物区系分区系统进行划分，评价区属于蒙古草原植物区系。

（2）植被类型

经过实地考察与参考相关资料，评价区域内植被类型以农田植被、草甸和人工林为主。主要植被类型图见图 4.3-4。

1) 草地生态系统

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

①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-Artemisium*) 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。

②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。

碱蓬草甸（*Form. Suaedion glancae*）。广泛分布在碱湖周围的碱土和严重退化草地的碱斑上，是草地土壤严重碱化的标志之一，在土壤碱化度达到 50% 以上的地段仍能正常生长。它包括原生和次生的群落，一般面积较小，但在村庄附近、放牧点、饮水点、极度放牧的地方也可连成大片。组成群落的种类简单，多为盐生植物，碱蓬和碱蒿在群落中占主要地位，虎尾草在某些地段也可有较多数量。

2) 耕地生态系统

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

3) 经济林

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

（3）植物群落

评价区草地主要集中分布于西部和东部边缘地带，该区域以前主要是以羊草为代表的羊草—杂类草草甸，目前已退化，覆盖度一般在 50%

左右，在部分碱斑上的植被发育不良或裸露，株高一般不超过 30cm，以碱蓬为主。盐碱化草甸原有的地带性植被为羊草草原，由于地势低洼积水，地下返盐，造成土壤的盐渍化，草甸逐渐演变成盐化草甸，植被群落也演替为盐生植被。盐化草甸组成群落类型的主要成分是一些耐盐碱的多年生和一年生的中生植物。种类成分较单纯，据不完全统计有 65 种，分属 21 科，42 属。除了地势较高处生长羊草外，低洼积水处生长着一些盐生植被，如碱茅、碱蓬、马蔺等。盐碱化草甸生态系统十分脆弱，破坏后不易恢复，也是本区土壤风蚀的主要部位之一。

4.3.4.5 动物现状调查

（1）陆生哺乳动物

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

（2）鸟类

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

4.3.4.6 水土流失现状调查

根据《大庆市水土保持规划（2015~2030）》，大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目部分井场和管道位于大庆市红岗区，属于水土流失重点治理区。本项目区域水土流失类型为风水蚀交错类型，水土流失域侵蚀强度为轻度风蚀。成因包括石油天然气开发引起的水土流失、交通建设引起的水土流失、农业开发引起的水土流失。石油天

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

4.3.4.7 防沙治沙情况调查

根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发<关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见>的通知》，大庆市让胡路区、红岗区、大同区、肇源县、杜蒙县属于沙化土地所在县（区）。

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

4.3.4.8 生态敏感区现状调查

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

4.3.4.9 既有工程实际生态影响及措施调查

根据现场调查，为保护区域生态环境，第十采油厂既有工程采取了生

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

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

4.3.4.10 主要生态环境问题

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

4.3.4.11 评价结论

该区以草地生态系统为主，与原生草原生态系统相比，整个生态系统的生产力有下降，由于油田多年的生产开发，以及人工耕作，农药等

有毒有害成份有所增加，以及本地区气候干旱、多风沙等气候特点，对土壤固持能力降低，春季干旱时调节气候的能力降低。

4.3.5 土壤环境现状调查与评价

4.3.5.1 土壤类型

根据现场踏勘及国家土壤信息服务平台（<http://www.soilinfo.cn/map/>）资料显示，本项目评价范围内土壤类型为草甸土。土壤类型图见 4.3-5。

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

4.3.5.2 理化特性调查


在充分收集资料的基础上，根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要，有针对性地选择土壤理化特性调查内容，具体土壤理化特性调查见表 4.3-17，区域内土体构型（土壤剖面）见表 4.3-18。

表 4.3-17 土壤理化性质调查表

时间		2023.11.01		
点号		已建杏 8-11-626 井场永久占地		
经纬度		124.8547763 46.33759364		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	褐色	褐色	褐色
	结构	面状	面状	面状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	25~45%	25~45%	25~45%

	其他异物	植物根系	--	--
实验室测定	pH 值	8.06	8.24	8.13
	阳离子交换量(cmol+/kg)	12.1	10.9	11.7
	氧化还原电位 (mv)	173	184	192
	饱和导水率(mm/min)	1.351	1.262	1.281
	土壤容重 (g/cm ³)	1.44	1.41	1.38
	孔隙度(%)	45.7	46.8	47.9
点号		拟建 6#平台占地范围内	已建杏 8-11-626 利用井北侧 50m 耕地	
经纬度		124.813521 46.34757948	124.8547657 46.33808252	
层次		0-20cm	0-20cm	
现场记录	颜色	褐色	褐色	
	结构	面状	面状	
	质地	壤土	壤土	
	砂砾含量	25~45%	25~45%	
	其他异物	植物根系	植物根系	
实验室测定	pH 值	7.96	7.75	
	阳离子交换量(cmol+/kg)	11.9	10.9	
	氧化还原电位 (mv)	184	191	
	饱和导水率(mm/min)	1.332	1.304	
	土壤容重 (g/cm ³)	1.42	1.38	
	孔隙度(%)	46.4	47.9	

表 4.3-18 土体构型（土壤剖面）

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
已建杏 8-11-62 6 井场 永久占			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

地			 <p>经纬: 124.849271 纬度: 46.335352 地址: 黑龙江省大庆市让胡路区五峰乡 备注: T5</p>
拟建 6# 平台占地范围 内		/	0-0.2m面状结构壤土
			 <p>经纬: 124.805228 纬度: 46.348544 地址: 黑龙江省大庆市让胡路区南三乡 附公司 备注: T6</p>
注: 应给出带标尺的土壤剖面照片及其景观照片。			
根据土壤分层情况描述土壤的理化特性。			
点号	景观照片	土壤剖面照片	层次

已建杏 8-11-62 6 利用 井北侧 50m 耕 地		/	0-0.2m面状结构壤土
			
注：应给出带标尺的土壤剖面照片及其景观照片。			
根据土壤分层情况描述土壤的理化特性。			

4.3.5.3 现状监测

（1）监测范围及点位布设

确定项目占地范围内共布设 2 个表层样点，5 个柱状样点，占地范围外共布设 4 个表层样点，柱状样取样深度为 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m，表层样取样深度为 0~0.2m。具体位置见表 4.3-19 及图 4.3-1。

表 4.3-19 土壤现状监测点位

编号	监 测 点	监测点位性质	经度	纬度	备注
T1	已建杏 8-11-626 井场永久占地	占地内柱状点	124.8547	46.3375	建设用地全项、水溶性盐总量
T2	改造杏北 1601 转油站站内	占地内柱状点	124.8338	46.3518	建设用地全项

T3	拟建注入站永久占地内	占地内柱状点	124.8338	46.3481	石油烃、pH
T4	拟建杏 7-41-622 转注井井场	占地内柱状点	124.8418	46.3458	石油烃、pH
T5	拟建 7#平台井永久占地内	占地内柱状点	124.8197	46.3582	石油烃、pH
T6	拟建 6#平台占地范围内	占地内表层点	124.8135	46.3475	农用地全项、水溶性盐总量
T7	拟建杏北 1601 转油站外输管道占地内	占地内表层点	124.8423	46.3513	农用地全项
T8	已建杏 8-11-626 利用井北侧 50m 耕地	占地外表层点	124.8547	46.3380	农用地全项、水溶性盐总量
T9	拟建 5#平台井南侧 100m 草地	占地外表层点	124.8120	46.3504	农用地全项
T10	拟建 39#平台井西南 100m 草地	占地外表层点	124.8390	46.3496	农用地全项
T11	利用井已建管道占地外 100m 耕地	占地外表层点	124.8551	46.3370	农用地全项

(2) 监测项目

建设用地全项指标:

pH、石油烃、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、砷、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘。

农用地全项指标:

pH、石油烃、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌

(3) 监测时间

2023 年 11 月 1 日进行一次监测。

(4) 监测结果

具体监测结果详见表 4.3-20~表 4.3-22。

表 4.3-20 土壤现状监测结果

单位: mg/kg

检测项目	T1 已建杏 8-11-626 井场永久占地			T2 改造杏北 1601 转油站站內			单位
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	
pH	8.06	8.24	8.13	7.97	7.87	7.91	无量纲
镉 (Cd)	0.12	0.09	0.11	0.07	0.10	0.08	mg/kg
汞 (Hg)	0.026	0.019	0.027	0.020	0.022	0.019	mg/kg
砷 (As)	3.33	3.40	3.29	3.27	3.38	3.31	mg/kg
铅 (Pb)	19	24	22	17	22	14	mg/kg
铬 (六价)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
铜 (Cu)	16	21	14	15	20	16	mg/kg
镍 (Ni)	23	19	20	21	23	18	mg/kg
苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
乙苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
间二甲苯+对二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
邻二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
1,2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
1,4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
氯仿	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg

检测项目	T1 已建杏 8-11-626 井场永久占地			T2 改造杏北 1601 转油站站内			单位
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	
四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	μg/kg
苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
2-氯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
蒾	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并[a]蒾	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并[b]蒾	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并[k]蒾	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并[a]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
茚并[1,2,3-cd]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
二苯并[a, h]蒾	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
水溶性盐总量	900	700	800	/	/	/	mg/kg

表 4.3-21 土壤现状监测结果 单位: mg/kgpH: 无量纲

监测项目	T3 拟建注入站永久占地内			T4 拟建杏 7-41-622 转注井井场			T5 拟建 7#平台井永久占地内		
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m
pH	8.11	7.88	8.02	7.77	7.94	7.85	8.08	7.81	7.96
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

表 4.3-22 土壤现状监测结果 单位: mg/kg

序号	监测项目	监测点位					
		T6 拟建 6#平台占地范围内	T7 拟建杏北 1601 转油站外输管道占地内	T8 已建杏 8-11-626 利用井北侧 50m 耕地	T9 拟建 5#平台井南侧 100m 草地	T10 拟建 39#平台井西南 100m 草	T11 利用井已建管道占地外 100m 耕地
1	pH	7.96	8.12	7.75	7.83	7.84	8.11
2	镉 (Cd)	0.08	0.11	0.09	0.10	0.08	0.11

3	汞 (Hg)	0.016	0.013	0.021	0.018	0.016	0.012
4	砷 (As)	3.27	3.35	3.40	3.28	3.38	3.29
5	铅 (Pb)	18	14	19	16	17	14
6	铬 (Cr)	47	52	44	51	51	41
7	铜 (Cu)	16	11	15	13	12	17
8	镍 (Ni)	23	20	19	22	18	23
9	锌 (Zn)	48	51	60	53	60	54
10	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	ND	ND	ND	ND	ND	ND
11	水溶性盐 总量	700	/	600	/	/	/

4.3.5.4 现状评价

(1) 评价方法

采用指数法进行土壤环境质量现状评价，即通过指数的大小来反映土壤环境受污染的程度，指数小于 1 即为达标。

公式为：

$$K_i = X_i / X_{oi}$$

式中：K_i：第 i 项分指数；

X_i：土壤中 i 污染物的实测含量 mg/kg；

X_{oi}：土壤中 i 污染物的标准值 mg/kg。

(2) 评价参数

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

(3) 评价标准

工程占地土壤质量污染物标准采用《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险管控标准对各个参数进行评价。占地范围外标准采用《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）。

(4) 现状评价结果分析

区域内土壤现状环境评价结果见表 4.3-23 和表 4.3-24。

表 4.3-23 土壤环境质量现状指数 (K_i) 评价结果

检测项目	T1 已建杏 8-11-626 井场永久占地			T2 改造杏北 1601 转油站站內		
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m
镉 (Cd)	0.00185	0.00138	0.00169	0.0011	0.0015	0.0012
汞 (Hg)	0.00093	0.00068	0.00096	0.0007	0.0008	0.0007
砷 (As)	0.0555	0.05667	0.05483	0.0545	0.0563	0.0552
铅 (Pb)	0.02375	0.03	0.0275	0.0213	0.0275	0.0175
铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铜 (Cu)	0.00089	0.00117	0.00078	0.0008	0.0011	0.0009
镍 (Ni)	0.02556	0.02111	0.02222	0.0233	0.0256	0.02
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
间二甲苯+对二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

检测项目	T1 已建杏 8-11-626 井场永久占地			T2 改造杏北 1601 转油站站内		
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m
蒾	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
蔡	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒾	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[b]荧蒾	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[k]荧蒾	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二苯并[a, h]蒾	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
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

表 4.3-24 土壤环境质量现状指数 (K_i) 评价结果

监测项目	T3 拟建注入站永久占地内			T4 拟建杏 7-41-622 转注井井场			T5 拟建 7#平台井永久占地内		
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m
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	未检出	未检出	未检出

表 4.3-25 土壤现状监测结果

单位: mg/kg

序号	监测项目	监测点位					
		T6 拟建 6#平台占地范围内	T7 拟建杏北 1601 转油站外输管道占地内	T8 已建杏 8-11-626 利用井北侧 50m 耕地	T9 拟建 5#平台井南侧 100m 草	T10 拟建 39#平台井西南 100m 草	T11 利用井已建管道占地外 100m 耕地
1	镉 (Cd)	0.13	0.18	0.15	0.17	0.13	0.18
2	汞 (Hg)	0.0047	0.0038	0.0062	0.0053	0.0047	0.0035
3	砷 (As)	0.13	0.13	0.14	0.13	0.14	0.13
4	铅 (Pb)	0.11	0.082	0.11	0.094	0.1	0.082
5	铬 (Cr)	0.19	0.21	0.18	0.20	0.20	0.16
6	铜 (Cu)	0.16	0.11	0.15	0.13	0.12	0.17
7	镍 (Ni)	0.12	0.11	0.1	0.12	0.095	0.12
8	锌 (Zn)	0.16	0.17	0.2	0.1767	0.2	0.18
9	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

4.3.5.5 评价结论

本项目 T1-T2 监测点的土壤中各项指标能够满足《土壤环境质量 建

设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）要求，T6-T11监测点的土壤中各项指标能够满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）要求，所有监测点的土壤石油烃均未检出，土壤环境质量状况良好。

4.3.6 地表水环境质量现状调查

4.3.6.1 监测布点

根据区域内地表水体分布情况设 2 个地表水监测点。具体监测点布设见表 4.3-26，监测点位见图 4.3-1。

表 4.3-26 地表水现状监测点位置

序号	监测点	距井场方位及最近距离	位置
S1	六十六号泡边	基建 6 号平台西南 240m	124.8122, 46.3454
S2	六十六号泡中心	基建 6 号平台西南 880m	124.8046, 46.3424

4.3.6.2 监测因子

石油类、NH₃-N、COD、BOD、硫化物、挥发酚、pH、溶解氧、高锰酸盐指数、悬浮物、总磷、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅。

4.3.6.3 监测时间和频率

2023 年 11 月 1 日-3 日进行一次监测，每天 1 次。

4.3.6.4 监测结果

监测结果见表 4.3-27。

表 4.3-27 地表水现状监测统计结果 单位：mg/L

监测点	监测项目	浓度变化范围			最大值
六十六号泡边	pH	7.9	8.1	8.0	8.1
	挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
	化学需氧量（COD）	44	42	43	44

	氨氮	0.379	0.382	0.374	0.382
	石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
	硫化物	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
	BOD ₅	8.6	9.0	8.4	9.0
	溶解氧	7.8	8.2	7.6	8.2
	高锰酸盐指数	3.6	3.7	3.5	3.7
	悬浮物	4	6	5	6
	总磷	0.09	0.07	0.08	0.09
	阴离子表面活性剂	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
	汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
	总铬	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L
	六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
	镉	0.10L	0.10L	0.10L	0.10L
	砷	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L
	镍	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
	铅	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L
六十六号泡 中心	pH	7.8	8.0	7.9	8.0
	挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
	化学需氧量（COD）	40	42	41	42
	氨氮	0.366	0.372	0.369	0.372
	石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
	硫化物	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
	BOD ₅	8.0	8.4	8.2	8.4
	溶解氧	7.1	8.3	7.9	8.3
	高锰酸盐指数	3.1	3.4	3.3	3.4
	悬浮物	6	4	5	6
	总磷	0.11	0.08	0.10	0.11
	阴离子表面活性剂	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
	汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
	总铬	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L
	六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
	镉	0.10L	0.10L	0.10L	0.10L

	砷	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L
	镍	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
	铅	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L

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），评价区六十六号泡地表水环境功能未划分水域功能，不执行地表水环境质量标准，因此只对现状水质进行监测统计。

4.4 区域污染源调查

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

4.4.1 大气污染源调查

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

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

4.4.2 废水污染源调查

（1）生活污水污染源

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

（2）工业污水污染源

工业废水污染源主要为油田采出水、油井作业污水、洗井污水，废

水污染物为 pH、SS、石油类等。

4.4.3 噪声污染源调查

工业区工业噪声源主要分为 2 类，分别如下：

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

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

4.4.4 固体废物污染源分析

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

5.环境影响预测与评价

5.1 环境空气影响预测与评价

5.1.1 施工期空气环境影响预测与评价

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

（1）柴油发电机燃烧排放的烟气对环境空气影响

本工程预计约30座井场无法连接钻井电线，需采用柴油发电机，钻井施工柴油机燃烧烟气直接排放，本项目施工期使用柴油机最大功率为882kW，钻井柴油耗量693t，根据第三章源强核算，钻井期间，共排放CO1.223t、HC+NO_x 3.26t、颗粒物0.575t，SO₂3.221t，NO_x2.061t能够满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）表2及2020修改单中第三阶段标准限值，同时柴油发电机柴油燃烧排气的不透光发烟度（光吸收系数）和林格曼黑度级数能够满足《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB36886-2018）表1中II类限值要求，实现达标排放。施工时使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况，距离钻井井场最近敏感点为36号平台井东南480m的古城子，由于项目开发区域所在地较空旷，扩散能力较快，因此对局部区域环境的影响不大。随着施工工作的结束，柴油机燃烧废气对环境空气的影响会逐渐消失。

（2）施工扬尘

施工扬尘是本项目施工时产生的主要污染废物，扬尘污染排放方式主要为无组织间歇性排放。其产生量受风向、风速和空气湿度等气象条件的影响。

根据类比调查，项目施工扬尘的影响范围一般在下风向50m范围内为重污染带、50~100m为中污染带、100~150m为轻污染带、150m以外基本不受影响。根据气象资料，项目区全年主导风向为西北风，平均风速3.7m/s，周

边环境受施工扬尘影响不大，但若遇到大风天气，仍会存在一定的影响。因此为降低现场的扬尘浓度可以采取如下措施：

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

2) 堆料要加盖篷布密封保护，防止空气污染；渣土及时清运，并按照制定的运输路线行驶，送往指定的倾倒地点，以减少由于渣土产生的扬尘对环境的影响。运输车辆必须根据核定的载重量装载建筑材料和渣土，对于在运输过程中可能产生扬尘的装载物在运输过程中应加以覆盖物，防止运输过程中的飞扬和洒落。运输车辆在除泥、冲洗干净后方可驶出作业场所，不使用空气压缩机等易产生扬尘的设备清理车辆、设备和物料的尘埃。

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

只要采取上述的相关措施，施工时产生的场界扬尘浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求，加上施工期产生的废气都是暂时性的，施工一结束就随之消失，对周围空气环境产生的影响较小。

（3）焊接烟尘

项目管道焊接主要方式为电焊，焊接过程中会产生少量焊接烟尘，焊接烟气中有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，但由于项目较小，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

（4）施工机械、运输车辆排放的废气

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

一般情况下，在工地内运行的机械和载重车辆产生的废气污染影响范围仅限于施工场地内，不影响外界区域。在工地内运输的车辆可能会影响道路

两侧约 50m 的区域，这些污染物的排放量不大，对周围环境的影响很小。

5.1.2 运行期环境空气影响预测与评价

5.1.2.1 评价区域二十年地面气象资料

本项目位于分布在大庆市红岗区杏树岗镇，项目采用的是大庆气象站（一般气象站，50850）资料，气象站位于黑龙江省大庆市，地理坐标为东经 124.99030°，北纬 46.62080°，海拔高度 152m。气象站始建于 2005 年，于 2005 年正式进行气象观测。

大庆气象站距离本项目 37-39km，拥有长期的气象观测资料，以下资料根据 2005-2021 年气象数据统计分析。

（1）气象站常规气象统计（2005-2021）

气象站常规气象项目统计表见表 5.1-1。

表 5.1-1 气象站常规气象项目统计表

统计项目		统计值	极值出现时间	极值
多年平均气温（℃）		5.2	/	/
累年极端最高气温（℃）		35.3	2018-06-02	38.8
累年极端最低气温（℃）		-27.9	2013-01-01	-31.9
多年平均气压（hpa）		996.0	/	/
多年平均相对湿度（%）		60.7	/	/
多年平均降雨量（mm）		513.6	/	/
日照时长（h）		2470.3	/	/
平均风速（m/s）		2.2	/	/
静风频率（%）		5.5	/	/
极大风速（m/s）、相应风向		26.2、NW	2019-07-28	/
灾害天气统计	多年平均雷暴日数	20.8	/	/
	多年平均大风日数	3.8	/	/
	多年平均冰雹日数	0.7	/	/

（2）气象站风观测数据统计

①月平均风速

大庆气象站月平均风速见表 5.1-2，04 月平均风速最大（2.8m/s），8 月风最小（1.8 2.8m/s）。

表 5.1-2 气象站月平均风速统计（单位 m/s）

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

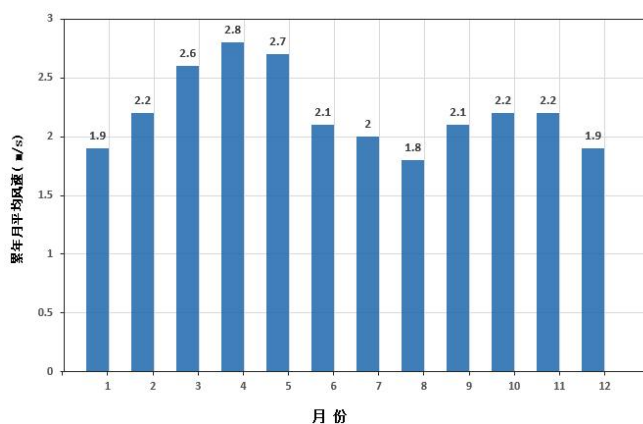


图5.1-1 大庆月平均风速 (单位: m/s)

②风向特征

近 20 年资料分析的风向玫瑰图见图 5.1-1，大庆气象站主要风向为 S、SSW、WSW、WNW，占 32.5%，其中以 S 为主风向，占到全年的 8.6%左右。

表 5.1-3 气象站年风向频率统计 (单位%)

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

大庆近二十年风向频率统计图
(2002-2021)
(静风频率: 5.5%)

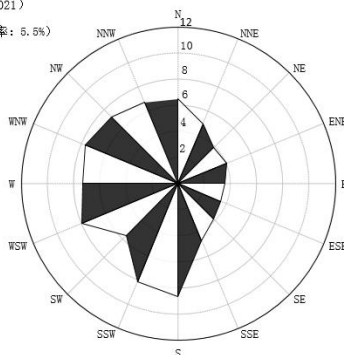
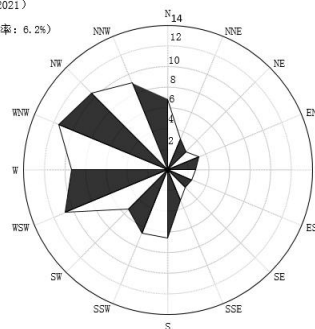


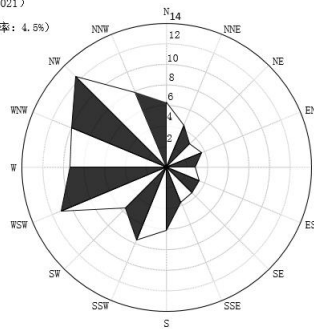
图 5.1-2 风向玫瑰图 (静风频率 5.5%)

各月风向频率见表 5.1-4，月风向玫瑰图见图 5.1-3。

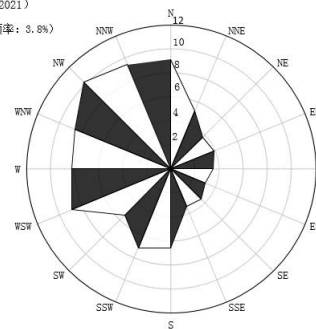
大庆近二十年累年1月风向频率统计
(2002-2021)
(静风频率: 6.2%)



大庆近二十年累年2月风向频率统计
(2002-2021)
(静风频率: 4.8%)



大庆近二十年累年3月风向频率统计
(2002-2021)
(静风频率: 3.8%)



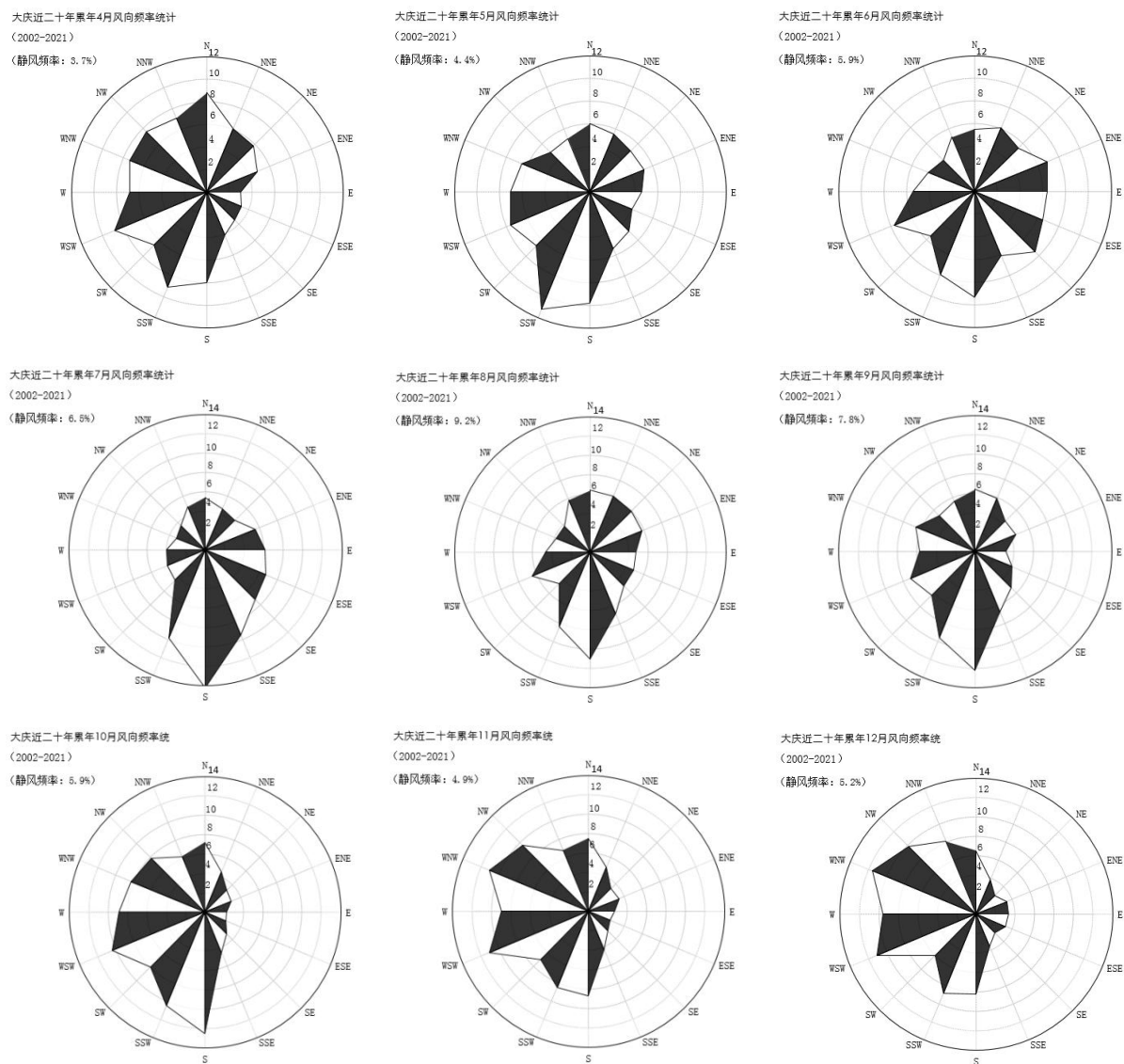


图 5.1-3 月风向玫瑰图

表 5.1-4 气象站月风向频率统计 (单位%)

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

③风速年际变化特征与周期分析

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



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

（3）气象站温度分析

①月平均气温与极端气温

大庆气象站 07 月气温最高（24.1℃），01 月气温最低（-16.5℃），近 20 年极端最高气温出现在 2018-06-02（38.8℃），近 20 年极端最低气温出现在 2013-01-01（-31.9℃）。

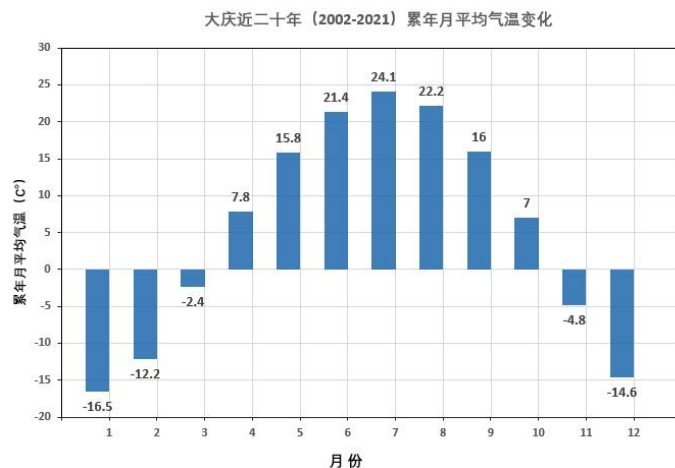


图 5.1-5 月平均气温图（单位：℃）

②温度年际变化趋势与周期分析

大庆气象站近 20 年气温呈逐年上升趋势，2007 年年平均气温最高（6.4℃），2010 年年平均气温最低（4.1℃）。

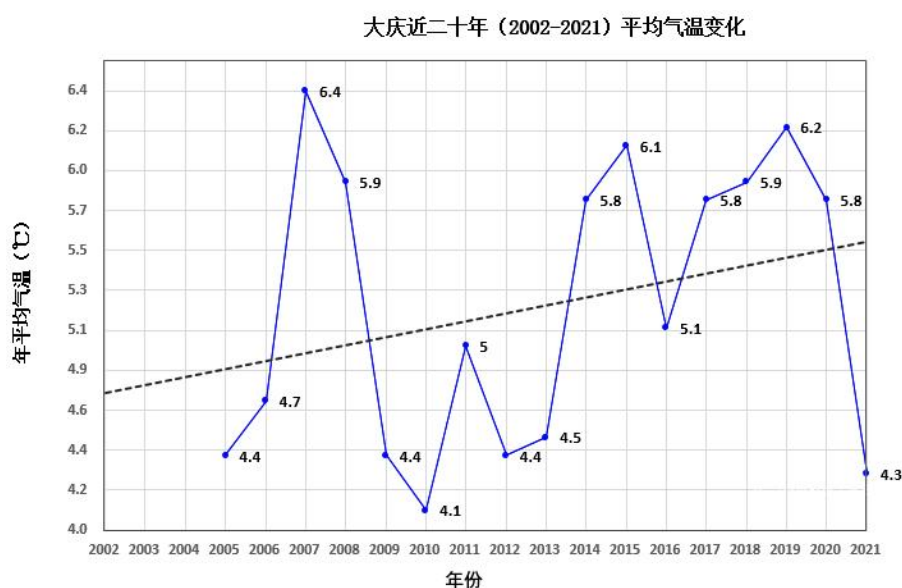


图 5.1-6 （2002-2021）年平均气温（单位：°C，虚线为趋势线）

（4）气象站降水分析

①月平均降水与极端降水

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

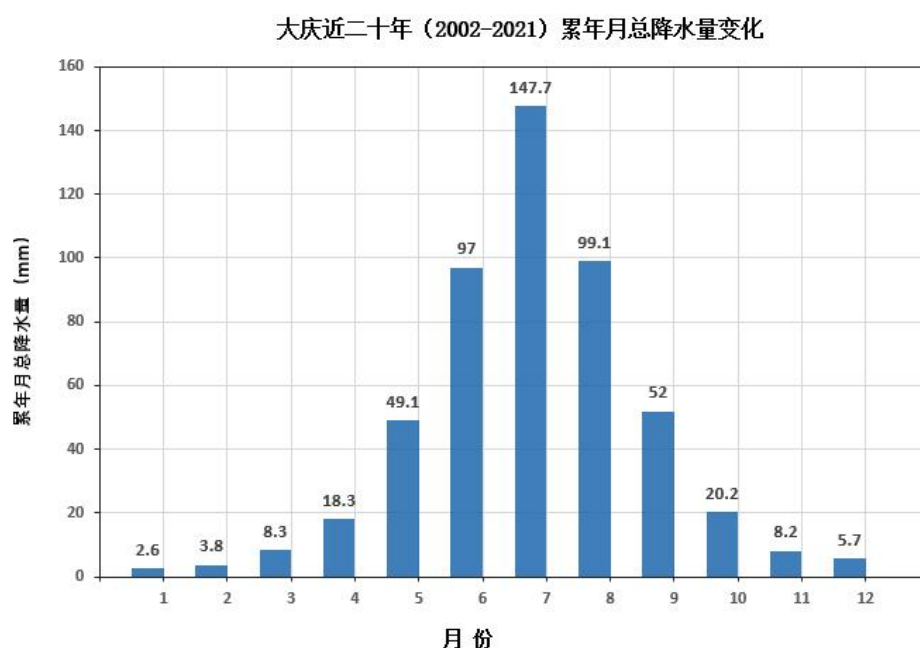


图 5.1-7 月平均降水量（单位：毫米）

②降水年际变化趋势与周期分析

大庆气象站近 20 年年降水总量无明显变化趋势，2018 年年总降水量最大（721.2mm），2007 年年总降水量最小（316.9mm）。

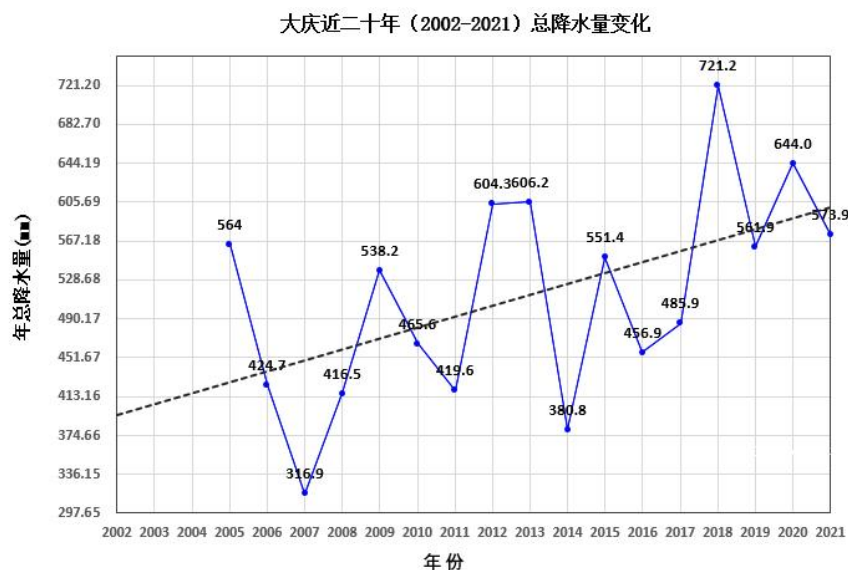


图 5.1-8 （2002-2021）年总降水量（单位：毫米，虚线为趋势线）

（5）气象站日照分析

①月日照时数

大庆气象站 05 月日照最长（239.2 小时），12 月日照最短（155 小时）。



图 5.1-9 月日照时数（单位：小时）

②日照时数年际变化趋势与周期分析

大庆气象站近 20 年年日照时数呈现上升趋势，2020 年年日照时数最长（2825.1 小时），2015 年年日照时数最短（2144.4 小时）。

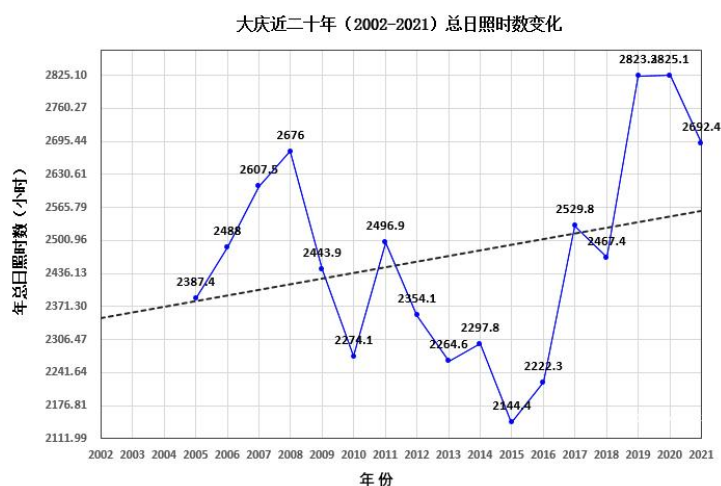


图 5.1-10 （2002-2021）年日照时长（单位：小时，虚线为趋势线）

（6）气象站相对湿度分析

①月相对湿度分析

大庆气象站 07 月平均相对湿度最大（73.3%），04 月平均相对湿度最小（44.1%）。

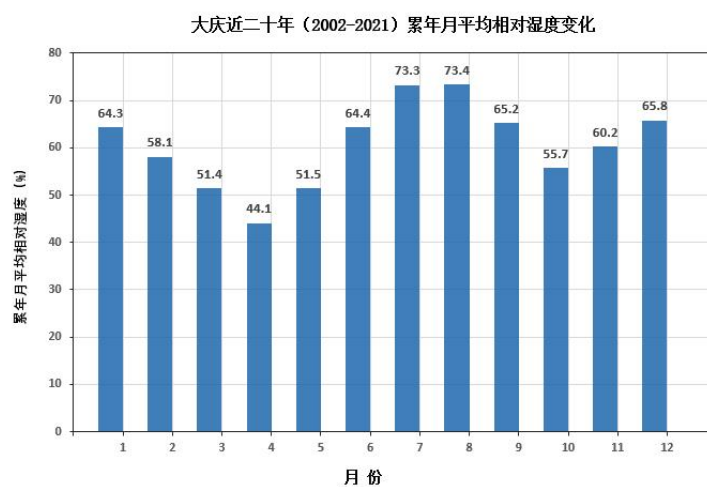


图 5.1-11 月平均相对湿度（纵轴为百分比）

②相对湿度年际变化趋势与周期分析

大庆气象站近 20 年年平均相对湿度无明显变化趋势，2013 年年平均相对湿度最大（67%），2017 年年平均相对湿度最小（56%）。

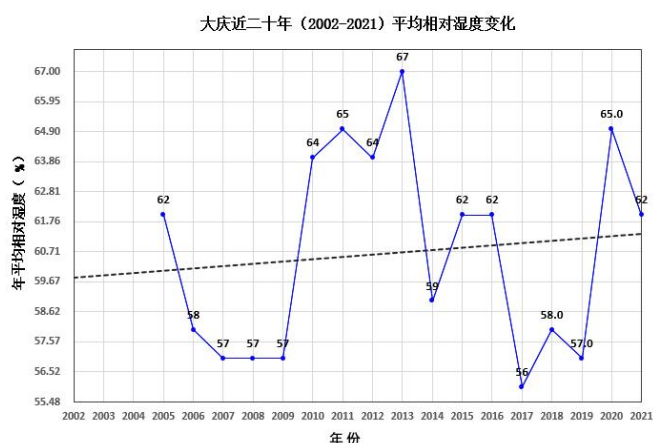


图 5.1-12 （2002-2021）年平均相对湿度

5.1.2.2 近一年地面气象资料统计

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

（1）气象台站的基本信息

气象台站区站号（国家统一编号）50850；

测风距离地面高度 10.5 米；

测温离地面高度 1.5 米；

气象站地面高程（拔海高度）152 米；

气象站类别（一般站）。

（2）温度统计分析

年评价区域月平均温度统计表见表 5.1-5，2021 年评价区域月平均温度变化图见图 5.1-13。

表 5.1-5 年评价区域月平均温度统计表

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

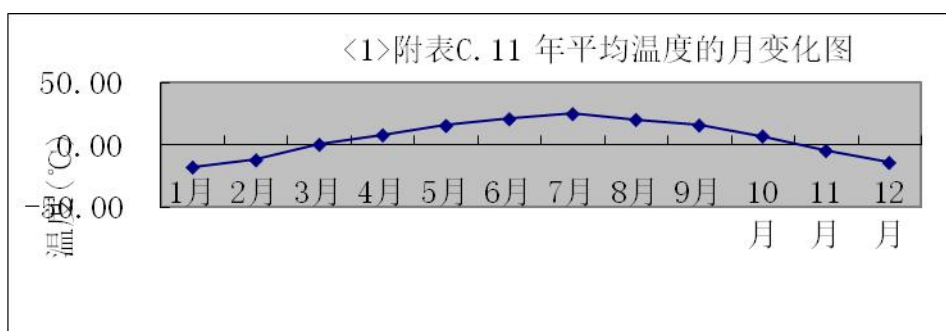


图 5.1-13 2021 年评价区域月平均温度变化图

从表 5.1-5 和图 5.1-13 看出，近 1 年的平均温度为 5.65°C，4-10 月份高于全年平均气温，其它月份小于全年平均值，7 月份平均气温最高为 25.34°C，1 月份温度最低为-17.62°C。

(3) 风速统计分析

2021 年平均风速为 2.96m/s，4 月份平均风速最大为 3.67m/s；1 月份平均风速最小为 2.41m/s。2021 年评价区域月平均风速统计见表 5.1-6，2021 年评价区域月平均风速变化图见图 5.1-14。

表 5.1-6 2021 年评价区域月平均风速统计

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

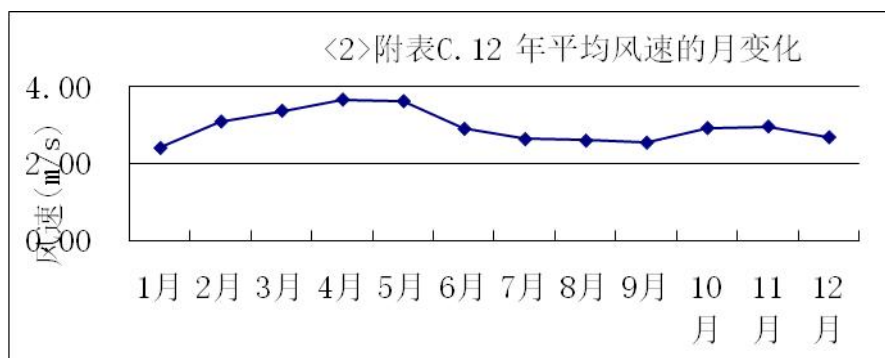


图 5.1-14 2021 年评价区域月平均风速变化图

年评价区域各季小时平均风速的日变化见表 5.1-7。2021 年评价区域各季小时平均风速的日变化见图 5.1-15。

表 5.1-7 2021 年评价区域各季小时平均风速的日变化（单位：m/s）

	1 时	2 时	3 时	4 时	5 时	6 时	7 时	8 时	9 时	10 时	11 时	12 时
春季	2.80	2.72	2.60	2.69	2.70	2.89	3.46	3.82	4.38	4.60	4.94	4.82
夏季	2.10	2.16	2.15	2.24	2.16	2.37	2.66	2.93	3.09	3.31	3.63	3.69

秋季	2.33	2.32	2.49	2.42	2.36	2.51	2.64	2.99	3.34	3.46	3.69	3.79
冬季	2.43	2.48	2.46	2.40	2.41	2.36	2.43	2.50	3.05	3.26	3.59	3.65
春季	13 时	14 时	15 时	16 时	17 时	18 时	19 时	20 时	21 时	22 时	23 时	24 时
夏季	4.78	4.88	4.77	4.27	3.83	3.36	2.85	2.70	2.94	3.01	2.81	2.77
秋季	3.64	3.54	3.30	3.31	3.17	2.72	2.31	2.11	2.04	2.11	2.18	2.25
冬季	3.84	3.87	3.50	3.16	2.52	2.28	2.28	2.38	2.33	2.40	2.37	2.37
春季	3.73	3.84	3.45	2.83	2.37	2.20	2.15	2.28	2.35	2.32	2.28	2.45

表 5.1-7 给出了风速日变化趋势。由表可知，各季节内，风速较小值一般出现在夜间，风速在下午达到最大，有利于大气污染物的扩散。

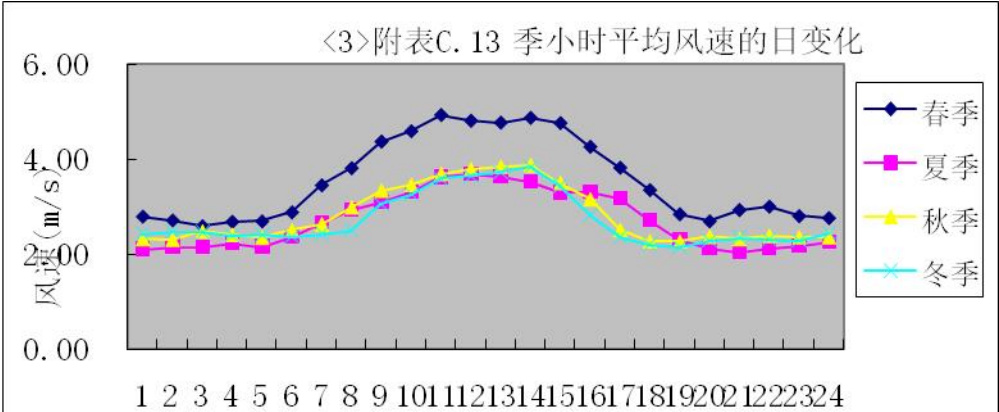


图 5.1-15 年评价区域各季小时平均风速日变化

(4) 风向、风频统计分析

风向、风频统计见图 5.1-16。

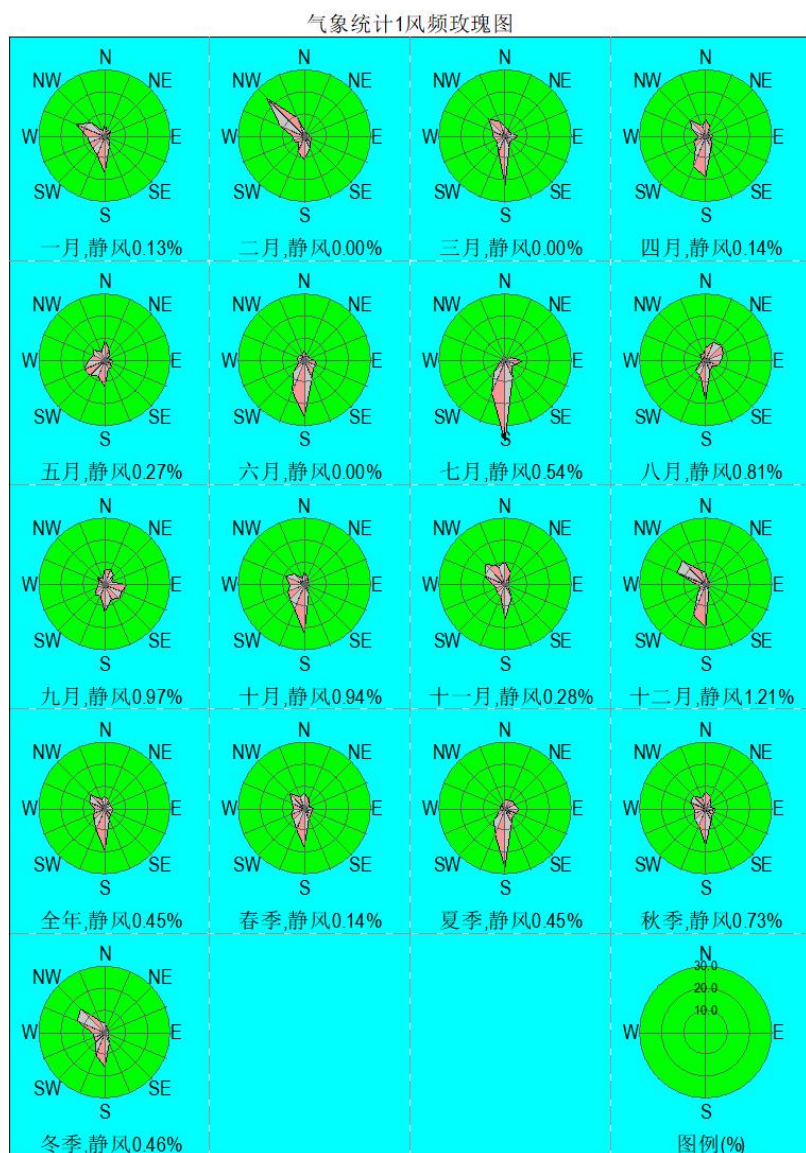


图 5.1-16 2021 年评价区域各月、季及年均风频玫瑰图

5.1.2.3 项目污染源调查

根据工程分析可知，油田运行期的大气污染主要来自油田集输过程中烃类的无组织挥发和新增加热装置排放的有组织烟气。

(1) 点源

本工程点源为杏北 1601 转油站、杏北 1301 热水站，杏二十七三元污水站新建加热装置产生的燃烧烟气，杏北 1601 转油站新建 2.5MW 掺水加热炉 5 台，新建 1 台 0.29MW 采暖炉；杏北 1301 热水站新建 2.0MW 加热炉 1 台，杏二十七三元污水站新建 1.5MW 加热炉 1 台，加热装置通过 12m

高烟囱排放燃烧烟气，排放形式为点源。本工程选取最大的 2.5MW 加热炉进行评价等级判定。

工程使用的燃料为天然气干气，产生的烟气较为清洁。根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018）中经验公式估算法，依据燃料低位发热值计算 2.5MW 加热炉满负荷燃气量为 182.86 万 m³/a，烟气量产生系数取 9.73 万 Nm³/万 Nm³（源自 Vgy=285Qnet+0.343），浓度类比 2023 年 11 月监测结果，燃烧烟气污染源参数见下表。

表 5.1-8 点源污染源参数调查清单

名称	烟囱底部中心坐标		烟囱底部海拔高度/m	烟囱出口内径/m	烟囱高度/m	烟气温度/℃	烟气流速/(m/s)	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/(kg/h)		
	经度	纬度								SO ₂	NO ₂	TSP
掺水炉 2.5MW			137	0.4	12	180	1.24	7920	正常	0.034	0.186	0.028
采暖炉 0.29MW			137	0.4	12	180	0.58	4320	正常	0.0028	0.020	0.0028
加热炉 2.0MW			137	0.4	12	180	0.99	7920	正常	0.025	0.15	0.021
加热炉 1.5MW			137	0.4	12	180	0.74	7920	正常	0.014	0.11	0.01

(2) 面源

本工程无组织逸散的非甲烷总烃，排放环节主要为采出液由油井采出至转油站、联合站处理，再外输至油库的全过程，排放形式为面源。根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油，根据指标预测本工程建成产能 16.3×10⁴t，新增原油产能开采、集输、处理、储存、外输全过程非甲烷总烃总挥发量约为 231.05t/a。

本项目基建油井为新钻油井和利用油井，含聚驱和水驱区块，在区块内分布均匀，油井井场间距主要在 150m~200m 之间，因此本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃以整个区块为面源进行等级判定。

根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油

化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油，根据指标预测本工程建成产能 16.3×10⁴t，新增原油产能开采、集输、处理、储存、外输全过程非甲烷总烃总挥发量约为 231.05t/a。

本项目油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放。根据工程分析可知整个原油集输过程中非甲烷总烃排放位置主要有井场、集输管道、集油间、转油站、联合站、油库等，根据大庆油田多年运行经验统计，参照大庆油田产能区域同类型项目（已取得环评批复），井场占比约 30%。经核算，该区块非甲烷总烃挥发量为 69.315t/a。

具体污染源参数见下表。

表 5.1-9 面源污染源参数调查清单

名称	面源起点坐标		面源海拔高度 /m	面源长度 /m	面源宽度 /m	与正北向 夹角/°	面源有效 排放高度 /m	年排放小 时数/h	排放工 况	排放速率 (t/a)
	经度	纬度								非甲烷总 烃
区块	124.8307°	46.3474°	135	4000	1500	0	3	8760	正常	69.315

(3) 估算模式计算结果

采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐模型中估算模型 AERSCREEN 分别计算项目污染源的最大影响，然后按评价工作分级判据进行分级，有组织排放主要污染源估算模型计算结果见下表 5.1-10，无组织排放主要污染源估算模型计算结果见下表 5.1-11。

表 5.1-10 加热装置污染源估算模型计算结果表（1）

下风向距 离 (m)	2.5MW 加热炉						2.0MW 加热炉					
	预测质量浓度			占标率			预测质量浓度			占标率		
	SO ₂	NO ₂	TSP	SO ₂	NO ₂	TSP	SO ₂	NO ₂	TSP	SO ₂	NO ₂	TSP
10	3.55E-04	1.94E-03	2.92E-04	0.07	0.97	0.03	3.00E-04	1.80E-03	2.52E-04	0.17	2.51	0.08
25	1.08E-03	5.92E-03	8.91E-04	0.22	2.96	0.1	8.38E-04	5.03E-03	7.04E-04	0.25	3.69	0.11
50	1.54E-03	8.42E-03	1.27E-03	0.31	4.21	0.14	1.23E-03	7.37E-03	1.03E-03	0.25	3.79	0.12
75	1.50E-03	8.21E-03	1.24E-03	0.3	4.1	0.14	1.26E-03	7.58E-03	1.06E-03	0.23	3.42	0.11
89	1.44E-03	7.85E-03	1.18E-03	0.29	3.93	0.13	1.14E-03	6.85E-03	9.58E-04	0.19	2.82	0.09
100	1.20E-03	6.57E-03	9.89E-04	0.24	3.29	0.11	9.40E-04	5.64E-03	7.89E-04	0.15	2.29	0.07
125	9.83E-04	5.38E-03	8.09E-04	0.2	2.69	0.09	7.62E-04	4.57E-03	6.40E-04	0.14	2.11	0.07
150	8.38E-04	4.58E-03	6.90E-04	0.17	2.29	0.08	7.04E-04	4.22E-03	5.91E-04	0.13	2.02	0.06
175	8.28E-04	4.53E-03	6.82E-04	0.17	2.27	0.08	6.74E-04	4.04E-03	5.66E-04	0.14	2.04	0.06
200	8.52E-04	4.66E-03	7.01E-04	0.17	2.33	0.08	6.79E-04	4.08E-03	5.71E-04	0.13	2.02	0.06

下风向距离 (m)	2.5MW 加热炉						2.0MW 加热炉					
	预测质量浓度			占标率			预测质量浓度			占标率		
	SO ₂	NO ₂	TSP	SO ₂	NO ₂	TSP	SO ₂	NO ₂	TSP	SO ₂	NO ₂	TSP
225	8.38E-04	4.59E-03	6.90E-04	0.17	2.29	0.08	6.72E-04	4.03E-03	5.64E-04	0.13	2.01	0.06
250	8.38E-04	4.59E-03	6.90E-04	0.17	2.29	0.08	6.69E-04	4.01E-03	5.62E-04	0.13	1.98	0.06
275	8.26E-04	4.52E-03	6.80E-04	0.17	2.26	0.08	6.60E-04	3.96E-03	5.55E-04	0.13	1.93	0.06
300	8.03E-04	4.39E-03	6.61E-04	0.16	2.2	0.07	6.44E-04	3.86E-03	5.41E-04	0.12	1.87	0.06
325	7.83E-04	4.28E-03	6.44E-04	0.16	2.14	0.07	6.23E-04	3.74E-03	5.23E-04	0.12	1.84	0.06
350	7.59E-04	4.15E-03	6.25E-04	0.15	2.07	0.07	6.13E-04	3.68E-03	5.15E-04	0.12	1.85	0.06
375	7.61E-04	4.16E-03	6.27E-04	0.15	2.08	0.07	6.15E-04	3.69E-03	5.17E-04	0.12	1.84	0.06
400	7.62E-04	4.17E-03	6.28E-04	0.15	2.09	0.07	6.12E-04	3.67E-03	5.14E-04	0.12	1.81	0.06
425	7.58E-04	4.15E-03	6.24E-04	0.15	2.07	0.07	6.04E-04	3.63E-03	5.08E-04	0.12	1.78	0.06
450	7.49E-04	4.10E-03	6.17E-04	0.15	2.05	0.07	5.94E-04	3.56E-03	4.99E-04	0.12	1.75	0.05
475	7.37E-04	4.03E-03	6.07E-04	0.15	2.02	0.07	5.82E-04	3.49E-03	4.89E-04	0.11	1.71	0.05
500	7.23E-04	3.96E-03	5.96E-04	0.14	1.98	0.07	5.69E-04	3.41E-03	4.78E-04	0.11	1.66	0.05
下风向最大质量浓度及站标率%	1.50E-03	8.21E-03	1.24E-03	0.3	4.1	0.14	1.26E-03	7.58E-03	1.06E-03	0.23	3.42	0.11
D10%最远距离 m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

表 5.1-10 加热装置污染源估算模型计算结果表（2）

下风向距离 (m)	1.5MW 加热炉						0.29MW 加热炉					
	预测质量浓度			占标率			预测质量浓度			占标率		
	SO ₂	NO ₂	TSP	SO ₂	NO ₂	TSP	SO ₂	NO ₂	TSP	SO ₂	NO ₂	TSP
10	2.02E-04	1.58E-03	1.44E-04	0.04	0.79	0.02	5.02E-05	3.58E-04	5.02E-05	0.01	0.18	0.01
25	5.19E-04	4.08E-03	3.71E-04	0.1	2.04	0.04	1.20E-04	8.59E-04	1.20E-04	0.02	0.43	0.01
50	7.89E-04	6.20E-03	5.64E-04	0.16	3.1	0.06	1.74E-04	1.24E-03	1.74E-04	0.03	0.62	0.02
75	7.99E-04	6.28E-03	5.70E-04	0.16	3.14	0.06	1.75E-04	1.25E-03	1.75E-04	0.03	0.62	0.02
89	6.96E-04	5.47E-03	4.97E-04	0.14	2.74	0.06	1.48E-04	1.06E-03	1.48E-04	0.03	0.53	0.02
100	5.63E-04	4.43E-03	4.02E-04	0.11	2.21	0.04	1.27E-04	9.10E-04	1.27E-04	0.03	0.45	0.01
125	5.05E-04	3.97E-03	3.61E-04	0.1	1.99	0.04	1.14E-04	8.16E-04	1.14E-04	0.02	0.41	0.01
150	4.58E-04	3.60E-03	3.27E-04	0.09	1.8	0.04	1.02E-04	7.29E-04	1.02E-04	0.02	0.36	0.01
175	4.18E-04	3.28E-03	2.98E-04	0.08	1.64	0.03	9.15E-05	6.54E-04	9.15E-05	0.02	0.33	0.01
200	4.13E-04	3.25E-03	2.95E-04	0.08	1.62	0.03	9.10E-05	6.50E-04	9.10E-05	0.02	0.33	0.01
225	4.22E-04	3.31E-03	3.01E-04	0.08	1.66	0.03	9.16E-05	6.54E-04	9.16E-05	0.02	0.33	0.01
250	4.18E-04	3.29E-03	2.99E-04	0.08	1.64	0.03	8.98E-05	6.41E-04	8.98E-05	0.02	0.32	0.01
275	4.08E-04	3.20E-03	2.91E-04	0.08	1.6	0.03	8.68E-05	6.20E-04	8.68E-05	0.02	0.31	0.01

下风向距离 (m)	1.5MW 加热炉						0.29MW 加热炉					
	预测质量浓度			占标率			预测质量浓度			占标率		
	SO ₂	NO ₂	TSP	SO ₂	NO ₂	TSP	SO ₂	NO ₂	TSP	SO ₂	NO ₂	TSP
300	3.93E-04	3.09E-03	2.81E-04	0.08	1.55	0.03	8.48E-05	6.06E-04	8.48E-05	0.02	0.3	0.01
325	3.87E-04	3.04E-03	2.77E-04	0.08	1.52	0.03	8.34E-05	5.96E-04	8.34E-05	0.02	0.3	0.01
350	3.81E-04	3.00E-03	2.72E-04	0.08	1.5	0.03	8.17E-05	5.83E-04	8.17E-05	0.02	0.29	0.01
375	3.79E-04	2.98E-03	2.71E-04	0.08	1.49	0.03	8.08E-05	5.77E-04	8.08E-05	0.02	0.29	0.01
400	3.74E-04	2.94E-03	2.67E-04	0.07	1.47	0.03	7.93E-05	5.67E-04	7.93E-05	0.02	0.28	0.01
425	3.68E-04	2.89E-03	2.63E-04	0.07	1.44	0.03	7.76E-05	5.54E-04	7.76E-05	0.02	0.28	0.01
450	3.59E-04	2.82E-03	2.57E-04	0.07	1.41	0.03	7.56E-05	5.40E-04	7.56E-05	0.02	0.27	0.01
475	3.50E-04	2.75E-03	2.50E-04	0.07	1.38	0.03	7.34E-05	5.25E-04	7.34E-05	0.01	0.26	0.01
500	3.41E-04	2.68E-03	2.43E-04	0.07	1.34	0.03	7.13E-05	5.09E-04	7.13E-05	0.01	0.25	0.01
下风向最大质量浓度及站标率%	7.99E-04	6.28E-03	5.70E-04	0.16	3.14	0.06	1.75E-04	1.25E-03	1.75E-04	0.03	0.62	0.02
D10%最远距离 m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

表 5.1-11 无组织排放非甲烷总烃估算模型计算结果表

下风向距离	预测质量浓度(mg/m ³)	占标率(%)
10	3.00E-01	14.98
25	3.01E-01	15.06
50	3.04E-01	15.18
75	3.06E-01	15.3
100	3.08E-01	15.42
125	3.11E-01	15.54
150	3.13E-01	15.66
175	3.16E-01	15.78
200	3.18E-01	15.9
225	3.20E-01	16.02
250	3.23E-01	16.13
275	3.25E-01	16.25
300	3.27E-01	16.36
325	3.30E-01	16.48
350	3.32E-01	16.59
375	3.34E-01	16.7
400	3.36E-01	16.81
500	3.38E-01	16.92
1000	3.87E-01	19.34

下风向距离	预测质量浓度(mg/m ³)	占标率(%)
2000	4.58E-01	22.88
3000	3.75E-01	18.73
4000	3.24E-01	16.21
5000	2.86E-01	14.29
6000	2.56E-01	12.81
7000	2.34E-01	11.68
8000	2.16E-01	10.78
9000	2.01E-01	10.05
10000	1.88E-01	9.42
下风向最大质量浓度及站标率%	4.58E-01	22.88
D10%最远距离 m	9073	

(4) 评价等级的确定

根据估算模式结果，本项目废气最大地面空气质量浓度占标率为区块无组织排放的非甲烷总烃最大占标率为 22.88%， $P_{\max} > 10\%$ 。结合《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）的评价工作分级判据，本项目大气评价等级为一级。

(5) 本项目拟替代的污染源

根据建设单位提供资料和现场调查，项目区域不存在拟替代的污染源。

(6) 其他在建项目、已批复环境影响评价文件的拟建项目污染源

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

5.1.2.4 大气环境影响预测方案

(1) 预测参数选取

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

观测气象数据及探空气象数据基本信息见表 5.1-12。

表 5.1-12 观测气象数据信息

气象站名称	气象站等级	气象站坐标	相对距离 /km	海拔高度 /m	数据年份/年	气象要素
-------	-------	-------	----------	---------	--------	------

50850	一般站	125.1333E	46.5667N	37-39	152	2021	温度、风向、风速、总云量
-------	-----	-----------	----------	-------	-----	------	--------------

地形数据由软件配套数据库提供。

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

大气预测方案

①预测因子：非甲烷总烃、SO₂、NO₂、TSP；

②预测范围：覆盖评价范围，为各井场、聚杏 V-I 转油放水站外延 2.5km 区域。

③预测模型：AERMOD。

④预测与评价内容

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）8.7.1 达标区的评价项目为，项目正常排放条件下，预测环境空气保护目标和网格点主要污染物的短期浓度和长期浓度贡献值，评价其最大浓度占标率。

本项目所在区域为大庆市，根据《2021 年大庆市生态环境状况公报》大庆市属于达标区，因此确定本评价大气环境影响预测与评价内容见表 5.1-13。

表 5.1-13 大气环境影响预测与评价内容

评价对象	污染源	污染源排放形式	预测内容	评价内容
达标区评价项目	新增污染源	正常排放	短期浓度 长期浓度	最大浓度占标
	新增污染源+现有污染源-“以新带老”污染源-区域消减污染源（如有）+其他在建、拟建的污染源	正常排放	短期浓度 长期浓度	叠加环境质量现状浓度后的保证率日平均质量浓度和年平均质量浓度的占标率，或短期浓度的达标情况
	新增污染源	非正常排放	1h 平均质量浓度	最大浓度占标率

5.1.2.5 大气环境影响预测结果与分析

(1) 新增污染源贡献浓度结果

本项目主要选取大气环境影响评价范围内的大气环境保护目标进行预测,本评价采用 AERMOD 推荐模式计算评价范围内区域最大浓度影响值。

新增污染源各污染物贡献浓度影响表 5.1-14。

表 5.1-14 (1) 新增污染源各污染物贡献浓度影响表 (SO₂)

污染物	预测点	平均时段	最大贡献值	出现时间	占标率/%	达标情况
			($\mu\text{g}/\text{m}^3$)			
SO ₂	五村屯	1 小时	2.26691	21061124	0.45	达标
		日平均	0.12321	210823	0.08	达标
		年平均	0.00597	平均值	0.01	达标
	西岗屯	1 小时	2.15684	21072605	0.43	达标
		日平均	0.13861	210521	0.09	达标
		年平均	0.00709	平均值	0.01	达标
	小五村屯	1 小时	2.23129	21072605	0.45	达标
		日平均	0.15012	210730	0.1	达标
		年平均	0.00822	平均值	0.01	达标
	林源镇	1 小时	2.05562	21112020	0.41	达标
		日平均	0.09197	210815	0.06	达标
		年平均	0.00642	平均值	0.01	达标
	长发开发区屯	1 小时	1.91788	21102020	0.38	达标
		日平均	0.09217	210815	0.06	达标
		年平均	0.00544	平均值	0.01	达标
	兴隆村屯	1 小时	2.85116	21053003	0.57	达标
		日平均	0.38571	210920	0.26	达标
		年平均	0.01198	平均值	0.02	达标
	兴隆堡屯	1 小时	3.23962	21110717	0.65	达标
		日平均	0.23837	210920	0.16	达标
		年平均	0.01146	平均值	0.02	达标
	创业庄	1 小时	2.84653	21011203	0.57	达标
		日平均	0.30406	210510	0.2	达标
		年平均	0.01404	平均值	0.02	达标
	建工一村	1 小时	2.40125	21090723	0.48	达标
		日平均	0.20047	211021	0.13	达标
		年平均	0.01632	平均值	0.03	达标
	龙华新村	1 小时	2.70176	21091002	0.54	达标
		日平均	0.22997	210101	0.15	达标
		年平均	0.01418	平均值	0.02	达标
	红岗区	1 小时	3.52212	21072602	0.7	达标
		日平均	0.38581	210108	0.26	达标
		年平均	0.03085	平均值	0.05	达标

	康乐屯	1 小时	3.84269	21072724	0.77	达标
		日平均	0.49128	211021	0.33	达标
		年平均	0.04115	平均值	0.07	达标
	金山堡屯	1 小时	4.16537	21101824	0.83	达标
		日平均	0.32234	210101	0.21	达标
		年平均	0.03123	平均值	0.05	达标
	后丁家窑	1 小时	3.75316	21031624	0.75	达标
		日平均	0.50535	210318	0.34	达标
		年平均	0.02727	平均值	0.05	达标
	丁家窑	1 小时	4.38126	21011605	0.88	达标
		日平均	0.38363	211125	0.26	达标
		年平均	0.0342	平均值	0.06	达标
	杏树岗屯	1 小时	3.04871	21030521	0.61	达标
		日平均	0.24074	210318	0.16	达标
		年平均	0.0119	平均值	0.02	达标
	红城村	1 小时	5.68344	21112018	1.14	达标
		日平均	0.83939	210912	0.56	达标
		年平均	0.08339	平均值	0.14	达标
	古城村	1 小时	6.01479	21031705	1.2	达标
		日平均	0.64997	210213	0.43	达标
		年平均	0.03469	平均值	0.06	达标
	杏树岗村	1 小时	3.23296	21121022	0.65	达标
		日平均	0.44186	211126	0.29	达标
		年平均	0.0219	平均值	0.04	达标
	青山屯	1 小时	2.87453	21093001	0.57	达标
		日平均	0.33164	211126	0.22	达标
		年平均	0.01511	平均值	0.03	达标
	杏树岗镇	1 小时	3.40134	21082822	0.68	达标
		日平均	0.49295	210207	0.33	达标
		年平均	0.03362	平均值	0.06	达标
	何家屯	1 小时	2.77648	21042823	0.56	达标
		日平均	0.17335	211006	0.12	达标
		年平均	0.01665	平均值	0.03	达标
	新建屯	1 小时	2.52927	21022123	0.51	达标
		日平均	0.26323	211125	0.18	达标
		年平均	0.01232	平均值	0.02	达标
	廊家围子	1 小时	2.53891	21100622	0.51	达标
		日平均	0.27719	210207	0.18	达标
		年平均	0.01803	平均值	0.03	达标
	青山堡屯	1 小时	2.24371	21011401	0.45	达标
		日平均	0.17321	210502	0.12	达标
		年平均	0.01398	平均值	0.02	达标

	开荒户屯	1 小时	2.27198	21081802	0.45	达标
		日平均	0.22374	211222	0.15	达标
		年平均	0.01005	平均值	0.02	达标
	兴隆河村	1 小时	1.98247	21081703	0.4	达标
		日平均	0.14744	211203	0.1	达标
		年平均	0.00708	平均值	0.01	达标
	兴隆山村	1 小时	1.88624	21020802	0.38	达标
		日平均	0.15782	211101	0.11	达标
		年平均	0.00657	平均值	0.01	达标
	区域最大落地 浓度	1 小时	19.2478	21031908	3.85	达标
		日平均	3.52147	210922	2.35	达标
		年平均	0.42857	平均值	0.71	达标

表 5.1-14 (2) 新增污染源各污染物贡献浓度影响表 (NO₂)

污染物	预测点	平均时段	最大贡献值	出现时间	占标率/%	达标情况
			($\mu\text{g}/\text{m}^3$)			
NO ₂	五村屯	1 小时	12.81763	21061124	6.41	达标
		日平均	0.69498	210823	0.87	达标
		年平均	0.03449	平均值	0.09	达标
	西岗屯	1 小时	12.31589	21072605	6.16	达标
		日平均	0.78327	210521	0.98	达标
		年平均	0.04089	平均值	0.1	达标
	小五村屯	1 小时	12.59138	21072605	6.3	达标
		日平均	0.84952	210730	1.06	达标
		年平均	0.04728	平均值	0.12	达标
	林源镇	1 小时	11.73452	21112020	5.87	达标
		日平均	0.52407	210815	0.66	达标
		年平均	0.03727	平均值	0.09	达标
	长发开发区屯	1 小时	10.85267	21102020	5.43	达标
		日平均	0.53361	210815	0.67	达标
		年平均	0.03137	平均值	0.08	达标
	兴隆村屯	1 小时	16.08108	21092004	8.04	达标
		日平均	2.19336	210920	2.74	达标
		年平均	0.06926	平均值	0.17	达标
	兴隆堡屯	1 小时	18.3789	21110717	9.19	达标
		日平均	1.42369	210920	1.78	达标
		年平均	0.06645	平均值	0.17	达标
	创业庄	1 小时	16.20571	21011203	8.1	达标
		日平均	1.72366	210510	2.15	达标
		年平均	0.0807	平均值	0.2	达标
	建工一村	1 小时	13.8315	21090723	6.92	达标
		日平均	1.15094	211021	1.44	达标

		年平均	0.09412	平均值	0.24	达标
	龙华新村	1 小时	15.25685	21091002	7.63	达标
		日平均	1.32301	210101	1.65	达标
		年平均	0.08221	平均值	0.21	达标
	红岗区	1 小时	20.0227	21072602	10.01	达标
		日平均	2.1991	210108	2.75	达标
		年平均	0.17813	平均值	0.45	达标
	康乐屯	1 小时	21.44923	21072724	10.72	达标
		日平均	2.7887	211021	3.49	达标
		年平均	0.2372	平均值	0.59	达标
	金山堡屯	1 小时	23.20304	21101824	11.6	达标
		日平均	1.86338	210101	2.33	达标
		年平均	0.18039	平均值	0.45	达标
	后丁家窑	1 小时	20.89182	21031624	10.45	达标
		日平均	2.87172	210318	3.59	达标
		年平均	0.15936	平均值	0.4	达标
	丁家窑	1 小时	24.40837	21011605	12.2	达标
		日平均	2.20339	211125	2.75	达标
		年平均	0.19831	平均值	0.5	达标
	杏树岗屯	1 小时	17.07948	21030521	8.54	达标
		日平均	1.37664	210318	1.72	达标
		年平均	0.06924	平均值	0.17	达标
	红城村	1 小时	31.67282	21112018	15.84	达标
		日平均	4.83415	211224	6.04	达标
		年平均	0.48282	平均值	1.21	达标
	古城村	1 小时	34.70361	21031705	17.35	达标
		日平均	3.76985	210213	4.71	达标
		年平均	0.20187	平均值	0.5	达标
	杏树岗村	1 小时	18.12822	21121022	9.06	达标
		日平均	2.5131	211126	3.14	达标
		年平均	0.12596	平均值	0.31	达标
	青山屯	1 小时	16.20798	21093001	8.1	达标
		日平均	1.88524	211126	2.36	达标
		年平均	0.08717	平均值	0.22	达标
	杏树岗镇	1 小时	19.41766	21082822	9.71	达标
		日平均	2.82135	210207	3.53	达标
		年平均	0.19456	平均值	0.49	达标
	何家屯	1 小时	15.85877	21042823	7.93	达标
		日平均	0.99195	211006	1.24	达标
		年平均	0.09658	平均值	0.24	达标
	新建屯	1 小时	14.30543	21022123	7.15	达标
		日平均	1.49703	211125	1.87	达标

	廊家围子	年平均	0.07126	平均值	0.18	达标
		1 小时	14.5322	21100622	7.27	达标
		日平均	1.60701	210207	2.01	达标
	青山堡屯	年平均	0.10447	平均值	0.26	达标
		1 小时	12.94924	21011401	6.47	达标
		日平均	0.99295	210502	1.24	达标
	开荒户屯	年平均	0.08066	平均值	0.2	达标
		1 小时	13.12211	21081802	6.56	达标
		日平均	1.29455	211222	1.62	达标
	兴隆河村	年平均	0.0581	平均值	0.15	达标
		1 小时	11.44177	21081703	5.72	达标
		日平均	0.85171	211203	1.06	达标
	兴隆山村	年平均	0.04094	平均值	0.1	达标
		1 小时	10.87547	21020802	5.44	达标
		日平均	0.91191	211101	1.14	达标
	区域最大落地 浓度	年平均	0.038	平均值	0.09	达标
		1 小时	107.1048	21031908	53.55	达标
		日平均	19.65206	210922	24.57	达标
		年平均	2.41136	平均值	6.03	达标

表 5.1-14 (3) 新增污染源各污染物贡献浓度影响表 (TSP)

污染物	预测点	平均时段	最大贡献值	出现时间	占标率/%	达标情况
			($\mu\text{g}/\text{m}^3$)			
TSP	五村屯	日平均	0.12321	210823	0.08	达标
		年平均	0.00597	平均值	0.01	达标
	西岗屯	日平均	0.13861	210521	0.09	达标
		年平均	0.00709	平均值	0.01	达标
	小五村屯	日平均	0.15012	210730	0.1	达标
		年平均	0.00822	平均值	0.01	达标
	林源镇	日平均	0.09197	210815	0.06	达标
		年平均	0.00642	平均值	0.01	达标
	长发开发区屯	日平均	0.09217	210815	0.06	达标
		年平均	0.00544	平均值	0.01	达标
	兴隆村屯	日平均	0.38571	210920	0.26	达标
		年平均	0.01198	平均值	0.02	达标
	兴隆堡屯	日平均	0.23837	210920	0.16	达标
		年平均	0.01146	平均值	0.02	达标
	创业庄	日平均	0.30406	210510	0.2	达标
		年平均	0.01404	平均值	0.02	达标
	建工一村	日平均	0.20047	211021	0.13	达标
		年平均	0.01632	平均值	0.03	达标
	龙华新村	日平均	0.22997	210101	0.15	达标

		年平均	0.01418	平均值	0.02	达标
	红岗区	日平均	0.38581	210108	0.26	达标
		年平均	0.03085	平均值	0.05	达标
	康乐屯	日平均	0.49128	211021	0.33	达标
		年平均	0.04115	平均值	0.07	达标
	金山堡屯	日平均	0.32234	210101	0.21	达标
		年平均	0.03123	平均值	0.05	达标
	后丁家窑	日平均	0.50535	210318	0.34	达标
		年平均	0.02727	平均值	0.05	达标
	丁家窑	日平均	0.38363	211125	0.26	达标
		年平均	0.0342	平均值	0.06	达标
	杏树岗屯	日平均	0.24074	210318	0.16	达标
		年平均	0.0119	平均值	0.02	达标
	红城村	日平均	0.83939	210912	0.56	达标
		年平均	0.08339	平均值	0.14	达标
	古城村	日平均	0.64997	210213	0.43	达标
		年平均	0.03469	平均值	0.06	达标
	杏树岗村	日平均	0.44186	211126	0.29	达标
		年平均	0.0219	平均值	0.04	达标
	青山屯	日平均	0.33164	211126	0.22	达标
		年平均	0.01511	平均值	0.03	达标
	杏树岗镇	日平均	0.49295	210207	0.33	达标
		年平均	0.03362	平均值	0.06	达标
	何家屯	日平均	0.17335	211006	0.12	达标
		年平均	0.01665	平均值	0.03	达标
	新建屯	日平均	0.26323	211125	0.18	达标
		年平均	0.01232	平均值	0.02	达标
	廊家围子	日平均	0.27719	210207	0.18	达标
		年平均	0.01803	平均值	0.03	达标
	青山堡屯	日平均	0.17321	210502	0.12	达标
		年平均	0.01398	平均值	0.02	达标
	开荒户屯	日平均	0.22374	211222	0.15	达标
		年平均	0.01005	平均值	0.02	达标
	兴隆河村	日平均	0.14744	211203	0.1	达标
		年平均	0.00708	平均值	0.01	达标
	兴隆山村	日平均	0.15782	211101	0.11	达标
		年平均	0.00657	平均值	0.01	达标
	区域最大落地浓度	日平均	3.52147	210922	2.35	达标
		年平均	0.42857	平均值	0.71	达标

表 5.1-14（4）新增污染源各污染物贡献浓度影响表（NMHC）

污染物	预测点	平均时段	最大贡献值	出现时间	占标率/%	达标情况
-----	-----	------	-------	------	-------	------

			(mg/m ³)			
NMHC	五村屯	小时值	0.14762	21102803	7.38	达标
	西岗屯	小时值	0.071196	21100703	3.56	达标
	小五村屯	小时值	0.092199	21061124	4.61	达标
	林源镇	小时值	0.072317	21081624	3.62	达标
	长发开发区屯	小时值	0.063239	21112020	3.16	达标
	兴隆村屯	小时值	0.1529	21092603	7.65	达标
	兴隆堡屯	小时值	0.152187	21083021	7.61	达标
	创业庄	小时值	0.139674	21011422	6.98	达标
	建工一村	小时值	0.065427	21090723	3.27	达标
	龙华新村	小时值	0.06191	21090723	3.10	达标
	红岗区	小时值	0.071475	21063002	3.57	达标
	康乐屯	小时值	0.082277	21063002	4.11	达标
	金山堡屯	小时值	0.062923	21060624	3.15	达标
	后丁家窑	小时值	0.186479	21010406	9.32	达标
	丁家窑	小时值	0.216703	21082902	10.84	达标
	杏树岗屯	小时值	0.064712	21082902	3.24	达标
	红城村	小时值	0.159726	21121403	7.99	达标
	古城村	小时值	0.188271	21110708	9.41	达标
	杏树岗村	小时值	0.140214	21020723	7.01	达标
	青山屯	小时值	0.146564	21020723	7.33	达标
	杏树岗镇	小时值	0.314518	21121403	15.73	达标
	何家屯	小时值	0.114571	21123118	5.73	达标
	新建屯	小时值	0.08268	21031902	4.13	达标
	廊家围子	小时值	0.213478	21110708	10.67	达标
	青山堡屯	小时值	0.250959	21121403	12.55	达标
	开荒户屯	小时值	0.076688	21091923	3.83	达标
	兴隆河村	小时值	0.134352	21122223	6.72	达标
	兴隆山村	小时值	0.082631	21031901	4.13	达标
	区域最大落地浓度	小时值	0.515367	21121403	25.77	达标

(2) 新增污染源+现有污染源叠加后环境质量浓度预测结果

新增污染源+现有污染源叠加背景浓度后环境质量浓度预测结果见表 5.1-15~5.1-19，叠加后浓度分布见图 5.1-17~图 5.1-23。

表 5.1-15 SO₂ 叠加后环境质量浓度预测结果表

预测点	平均时段	最大贡献值	出现时间	背景浓度	叠加后浓度	占标率 /%	达标情况
		(μg/m ³)		(μg/m ³)	(μg/m ³)		
五村屯	日平均	0.12321	210823	24	24.12321	16.08	达标
	年平均	0.00597	平均值	9	9.00597	15.01	达标
西岗屯	日平均	0.13861	210521	24	24.13861	16.09	达标
	年平均	0.00709	平均值	9	9.00709	15.01	达标

小五村屯	日平均	0.15012	210730	24	24.15012	16.1	达标
	年平均	0.00822	平均值	9	9.00822	15.01	达标
林源镇	日平均	0.09197	210815	24	24.09197	16.06	达标
	年平均	0.00642	平均值	9	9.00642	15.01	达标
长发开发区屯	日平均	0.09217	210815	24	24.09217	16.06	达标
	年平均	0.00544	平均值	9	9.00544	15.01	达标
兴隆村屯	日平均	0.38571	210920	24	24.38571	16.26	达标
	年平均	0.01198	平均值	9	9.01198	15.02	达标
兴隆堡屯	日平均	0.23837	210920	24	24.23837	16.16	达标
	年平均	0.01146	平均值	9	9.01146	15.02	达标
创业庄	日平均	0.30406	210510	24	24.30406	16.2	达标
	年平均	0.01404	平均值	9	9.01404	15.02	达标
建工一村	日平均	0.20047	211021	24	24.20047	16.13	达标
	年平均	0.01632	平均值	9	9.01632	15.03	达标
龙华新村	日平均	0.22997	210101	24	24.22997	16.15	达标
	年平均	0.01418	平均值	9	9.01418	15.02	达标
红岗区	日平均	0.38581	210108	24	24.38581	16.26	达标
	年平均	0.03085	平均值	9	9.03085	15.05	达标
康乐屯	日平均	0.49128	211021	24	24.49128	16.33	达标
	年平均	0.04115	平均值	9	9.04115	15.07	达标
金山堡屯	日平均	0.32234	210101	24	24.32234	16.21	达标
	年平均	0.03123	平均值	9	9.03123	15.05	达标
后丁家窑	日平均	0.50535	210318	24	24.50535	16.34	达标
	年平均	0.02727	平均值	9	9.02727	15.05	达标
丁家窑	日平均	0.38363	211125	24	24.38363	16.26	达标
	年平均	0.0342	平均值	9	9.0342	15.06	达标
杏树岗屯	日平均	0.24074	210318	24	24.24074	16.16	达标
	年平均	0.0119	平均值	9	9.0119	15.02	达标
红城村	日平均	0.83939	210912	24	24.83939	16.56	达标
	年平均	0.08339	平均值	9	9.08339	15.14	达标
古城村	日平均	0.64997	210213	24	24.64997	16.43	达标
	年平均	0.03469	平均值	9	9.03469	15.06	达标
杏树岗村	日平均	0.44186	211126	24	24.44186	16.29	达标
	年平均	0.0219	平均值	9	9.0219	15.04	达标
青山屯	日平均	0.33164	211126	24	24.33164	16.22	达标
	年平均	0.01511	平均值	9	9.01511	15.03	达标
杏树岗镇	日平均	0.49295	210207	24	24.49295	16.33	达标
	年平均	0.03362	平均值	9	9.03362	15.06	达标
何家屯	日平均	0.17335	211006	24	24.17335	16.12	达标
	年平均	0.01665	平均值	9	9.01665	15.03	达标
新建屯	日平均	0.26323	211125	24	24.26323	16.18	达标
	年平均	0.01232	平均值	9	9.01232	15.02	达标

廊家围子	日平均	0.27719	210207	24	24.27719	16.18	达标
	年平均	0.01803	平均值	9	9.01803	15.03	达标
青山堡屯	日平均	0.17321	210502	24	24.17321	16.12	达标
	年平均	0.01398	平均值	9	9.01398	15.02	达标
开荒户屯	日平均	0.22374	211222	24	24.22374	16.15	达标
	年平均	0.01005	平均值	9	9.01005	15.02	达标
兴隆河村	日平均	0.14744	211203	24	24.14744	16.1	达标
	年平均	0.00708	平均值	9	9.00708	15.01	达标
兴隆山村	日平均	0.15782	211101	24	24.15782	16.11	达标
	年平均	0.00657	平均值	9	9.00657	15.01	达标
区域最大落地浓度	日平均	3.52147	210922	24	27.52147	18.35	达标
	年平均	0.42857	平均值	9	9.42857	15.71	达标

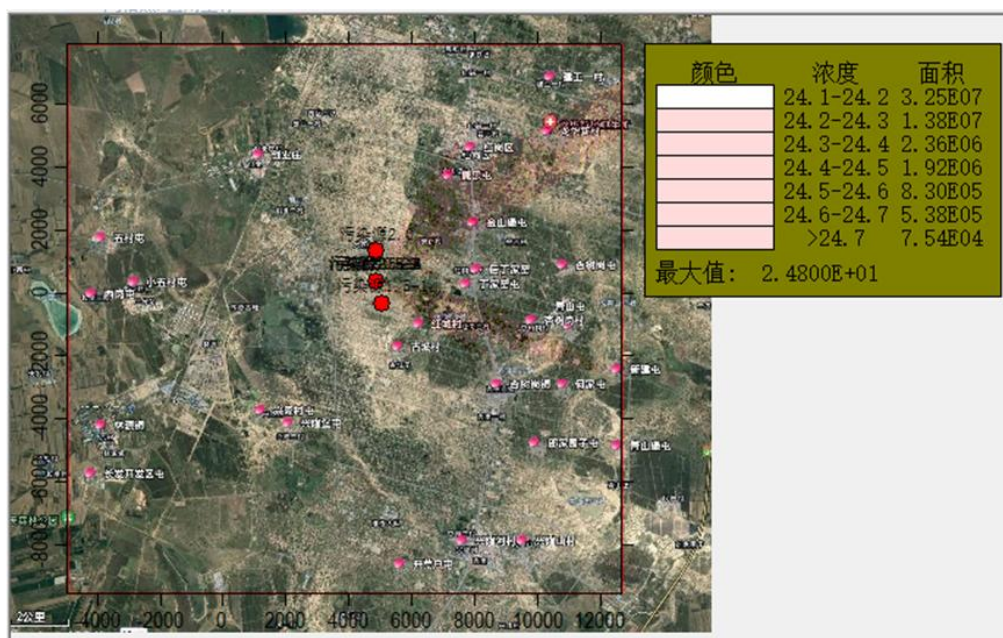


图 5.1-17 叠加后 SO₂ 日均浓度分布图

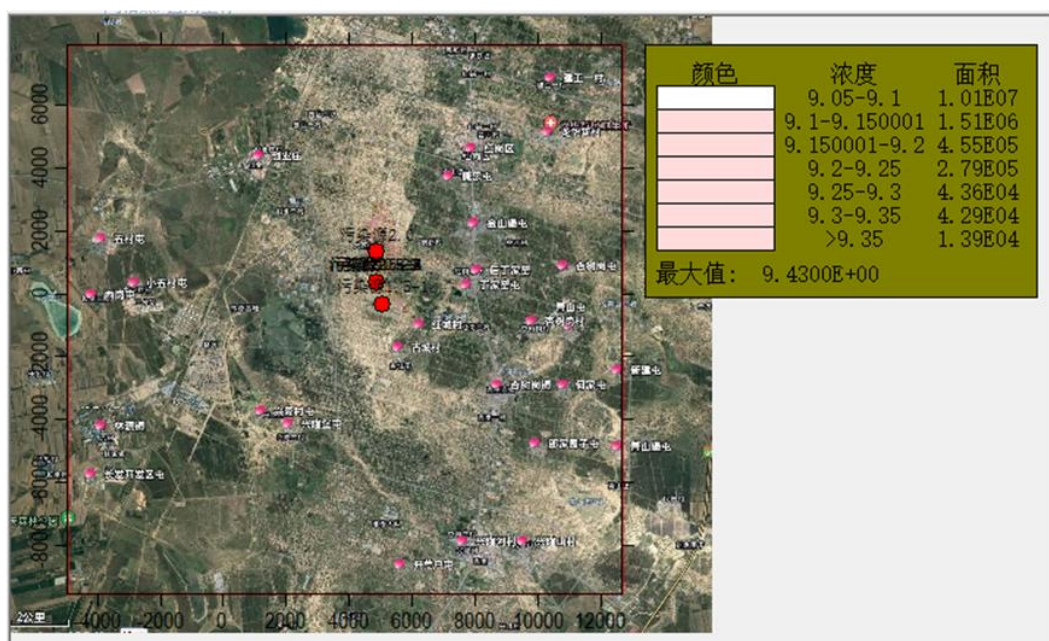


图 5.1-18 叠加后 SO₂ 年均浓度分布图

表 5.1-16 NO₂ 叠加后环境质量浓度预测结果表

预测点	平均时段	最大贡献值	出现时间	背景浓度	叠加后浓度	占标率 /%	达标情况
		($\mu\text{g}/\text{m}^3$)		($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	($\mu\text{g}/\text{m}^3$)		
五村屯	日平均	0.69498	210823	52	52.69498	65.87	达标
	年平均	0.03449	平均值	18	18.03449	45.09	达标
西岗屯	日平均	0.78327	210521	52	52.78327	65.98	达标
	年平均	0.04089	平均值	18	18.04089	45.1	达标
小五村屯	日平均	0.84952	210730	52	52.84952	66.06	达标
	年平均	0.04728	平均值	18	18.04728	45.12	达标
林源镇	日平均	0.52407	210815	52	52.52407	65.66	达标
	年平均	0.03727	平均值	18	18.03727	45.09	达标
长发开发区屯	日平均	0.53361	210815	52	52.53361	65.67	达标
	年平均	0.03137	平均值	18	18.03137	45.08	达标
兴隆村屯	日平均	2.19336	210920	52	54.19336	67.74	达标
	年平均	0.06926	平均值	18	18.06926	45.17	达标
兴隆堡屯	日平均	1.42369	210920	52	53.42369	66.78	达标
	年平均	0.06645	平均值	18	18.06645	45.17	达标
创业庄	日平均	1.72366	210510	52	53.72366	67.15	达标
	年平均	0.0807	平均值	18	18.0807	45.2	达标
建工一村	日平均	1.15094	211021	52	53.15094	66.44	达标
	年平均	0.09412	平均值	18	18.09412	45.24	达标
龙华新村	日平均	1.32301	210101	52	53.32301	66.65	达标
	年平均	0.08221	平均值	18	18.08221	45.21	达标
红岗区	日平均	2.1991	210108	52	54.1991	67.75	达标

	年平均	0.17813	平均值	18	18.17813	45.45	达标
康乐屯	日平均	2.7887	211021	52	54.7887	68.49	达标
	年平均	0.2372	平均值	18	18.2372	45.59	达标
金山堡屯	日平均	1.86338	210101	52	53.86338	67.33	达标
	年平均	0.18039	平均值	18	18.18039	45.45	达标
后丁家窑	日平均	2.87172	210318	52	54.87172	68.59	达标
	年平均	0.15936	平均值	18	18.15936	45.4	达标
丁家窑	日平均	2.20339	211125	52	54.20339	67.75	达标
	年平均	0.19831	平均值	18	18.19831	45.5	达标
杏树岗屯	日平均	1.37664	210318	52	53.37664	66.72	达标
	年平均	0.06924	平均值	18	18.06924	45.17	达标
红城村	日平均	4.83415	211224	52	56.83415	71.04	达标
	年平均	0.48282	平均值	18	18.48282	46.21	达标
古城村	日平均	3.76985	210213	52	55.76985	69.71	达标
	年平均	0.20187	平均值	18	18.20187	45.5	达标
杏树岗村	日平均	2.5131	211126	52	54.5131	68.14	达标
	年平均	0.12596	平均值	18	18.12596	45.31	达标
青山屯	日平均	1.88524	211126	52	53.88524	67.36	达标
	年平均	0.08717	平均值	18	18.08717	45.22	达标
杏树岗镇	日平均	2.82135	210207	52	54.82135	68.53	达标
	年平均	0.19456	平均值	18	18.19456	45.49	达标
何家屯	日平均	0.99195	211006	52	52.99195	66.24	达标
	年平均	0.09658	平均值	18	18.09658	45.24	达标
新建屯	日平均	1.49703	211125	52	53.49703	66.87	达标
	年平均	0.07126	平均值	18	18.07126	45.18	达标
廊家围子	日平均	1.60701	210207	52	53.60701	67.01	达标
	年平均	0.10447	平均值	18	18.10447	45.26	达标
青山堡屯	日平均	0.99295	210502	52	52.99295	66.24	达标
	年平均	0.08066	平均值	18	18.08066	45.2	达标
开荒户屯	日平均	1.29455	211222	52	53.29455	66.62	达标
	年平均	0.0581	平均值	18	18.0581	45.15	达标
兴隆河村	日平均	0.85171	211203	52	52.85171	66.06	达标
	年平均	0.04094	平均值	18	18.04094	45.1	达标
兴隆山村	日平均	0.91191	211101	52	52.91191	66.14	达标
	年平均	0.038	平均值	18	18.038	45.09	达标
区域最大落地浓度	日平均	19.65206	210922	52	71.65206	89.57	达标
	年平均	2.41136	平均值	18	20.41136	51.03	达标

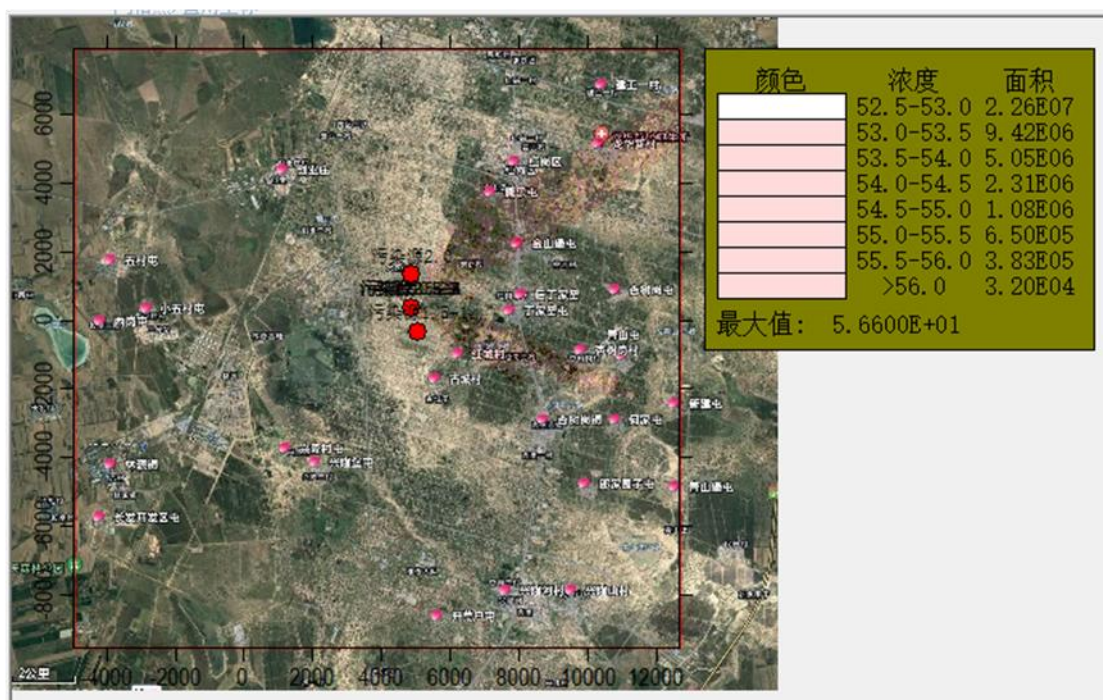


图 5.1-19 叠加后 NO₂ 日均浓度分布图

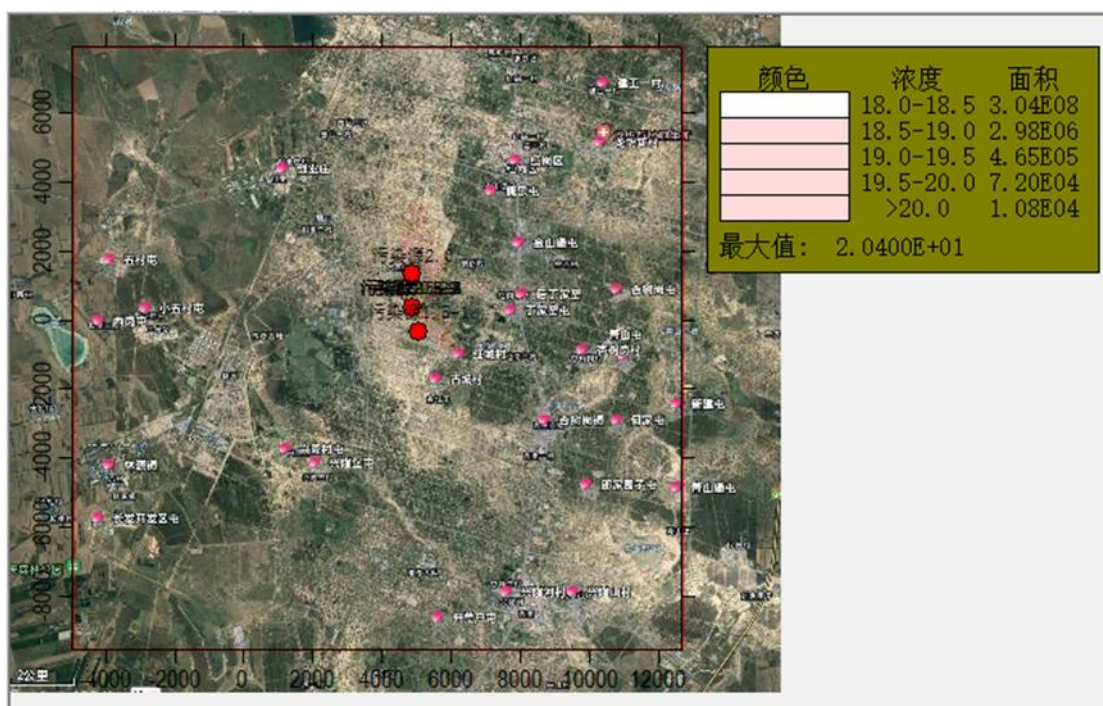


图 5.1-20 叠加后 NO₂ 年均浓度分布图

表 5.1-17 TSP 叠加后环境质量浓度预测结果表

预测点	平均时段	最大贡献值	出现时间	背景浓度	叠加后浓度	占标率 /%	达标 情况
		($\mu\text{g}/\text{m}^3$)		($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	($\mu\text{g}/\text{m}^3$)		
五村屯	日平均	0.12321	210823	24	24.12321	16.08	达标
	年平均	0.00597	平均值	9	9.00597	15.01	达标

西岗屯	日平均	0.13861	210521	24	24.13861	16.09	达标
	年平均	0.00709	平均值	9	9.00709	15.01	达标
小五村屯	日平均	0.15012	210730	24	24.15012	16.1	达标
	年平均	0.00822	平均值	9	9.00822	15.01	达标
林源镇	日平均	0.09197	210815	24	24.09197	16.06	达标
	年平均	0.00642	平均值	9	9.00642	15.01	达标
长发开发区屯	日平均	0.09217	210815	24	24.09217	16.06	达标
	年平均	0.00544	平均值	9	9.00544	15.01	达标
兴隆村屯	日平均	0.38571	210920	24	24.38571	16.26	达标
	年平均	0.01198	平均值	9	9.01198	15.02	达标
兴隆堡屯	日平均	0.23837	210920	24	24.23837	16.16	达标
	年平均	0.01146	平均值	9	9.01146	15.02	达标
创业庄	日平均	0.30406	210510	24	24.30406	16.2	达标
	年平均	0.01404	平均值	9	9.01404	15.02	达标
建工一村	日平均	0.20047	211021	24	24.20047	16.13	达标
	年平均	0.01632	平均值	9	9.01632	15.03	达标
龙华新村	日平均	0.22997	210101	24	24.22997	16.15	达标
	年平均	0.01418	平均值	9	9.01418	15.02	达标
红岗区	日平均	0.38581	210108	24	24.38581	16.26	达标
	年平均	0.03085	平均值	9	9.03085	15.05	达标
康乐屯	日平均	0.49128	211021	24	24.49128	16.33	达标
	年平均	0.04115	平均值	9	9.04115	15.07	达标
金山堡屯	日平均	0.32234	210101	24	24.32234	16.21	达标
	年平均	0.03123	平均值	9	9.03123	15.05	达标
后丁家窑	日平均	0.50535	210318	24	24.50535	16.34	达标
	年平均	0.02727	平均值	9	9.02727	15.05	达标
丁家窑	日平均	0.38363	211125	24	24.38363	16.26	达标
	年平均	0.0342	平均值	9	9.0342	15.06	达标
杏树岗屯	日平均	0.24074	210318	24	24.24074	16.16	达标
	年平均	0.0119	平均值	9	9.0119	15.02	达标
红城村	日平均	0.83939	210912	24	24.83939	16.56	达标
	年平均	0.08339	平均值	9	9.08339	15.14	达标
古城村	日平均	0.64997	210213	24	24.64997	16.43	达标
	年平均	0.03469	平均值	9	9.03469	15.06	达标
杏树岗村	日平均	0.44186	211126	24	24.44186	16.29	达标
	年平均	0.0219	平均值	9	9.0219	15.04	达标
青山屯	日平均	0.33164	211126	24	24.33164	16.22	达标
	年平均	0.01511	平均值	9	9.01511	15.03	达标
杏树岗镇	日平均	0.49295	210207	24	24.49295	16.33	达标
	年平均	0.03362	平均值	9	9.03362	15.06	达标
何家屯	日平均	0.17335	211006	24	24.17335	16.12	达标
	年平均	0.01665	平均值	9	9.01665	15.03	达标

新建屯	日平均	0.26323	211125	24	24.26323	16.18	达标
	年平均	0.01232	平均值	9	9.01232	15.02	达标
廊家围子	日平均	0.27719	210207	24	24.27719	16.18	达标
	年平均	0.01803	平均值	9	9.01803	15.03	达标
青山堡屯	日平均	0.17321	210502	24	24.17321	16.12	达标
	年平均	0.01398	平均值	9	9.01398	15.02	达标
开荒户屯	日平均	0.22374	211222	24	24.22374	16.15	达标
	年平均	0.01005	平均值	9	9.01005	15.02	达标
兴隆河村	日平均	0.14744	211203	24	24.14744	16.1	达标
	年平均	0.00708	平均值	9	9.00708	15.01	达标
兴隆山村	日平均	0.15782	211101	24	24.15782	16.11	达标
	年平均	0.00657	平均值	9	9.00657	15.01	达标
区域最大落地浓度	日平均	3.52147	210922	24	27.52147	18.35	达标
	年平均	0.42857	平均值	9	9.42857	15.71	达标

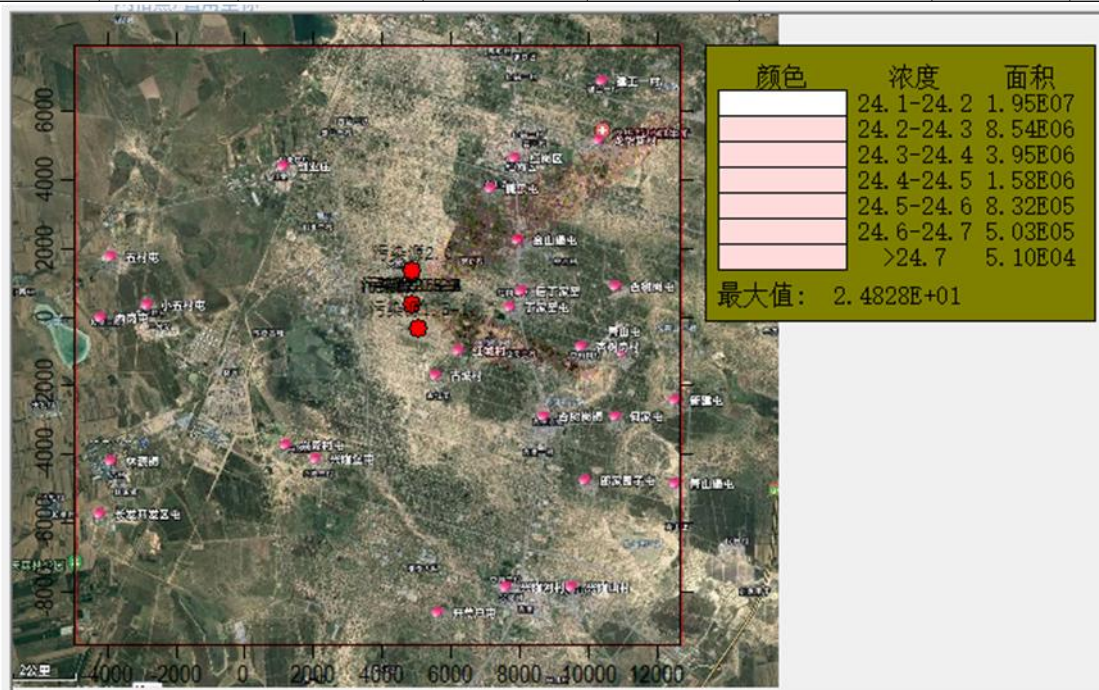


图 5.1-21 叠加后 TSP 日均浓度分布图

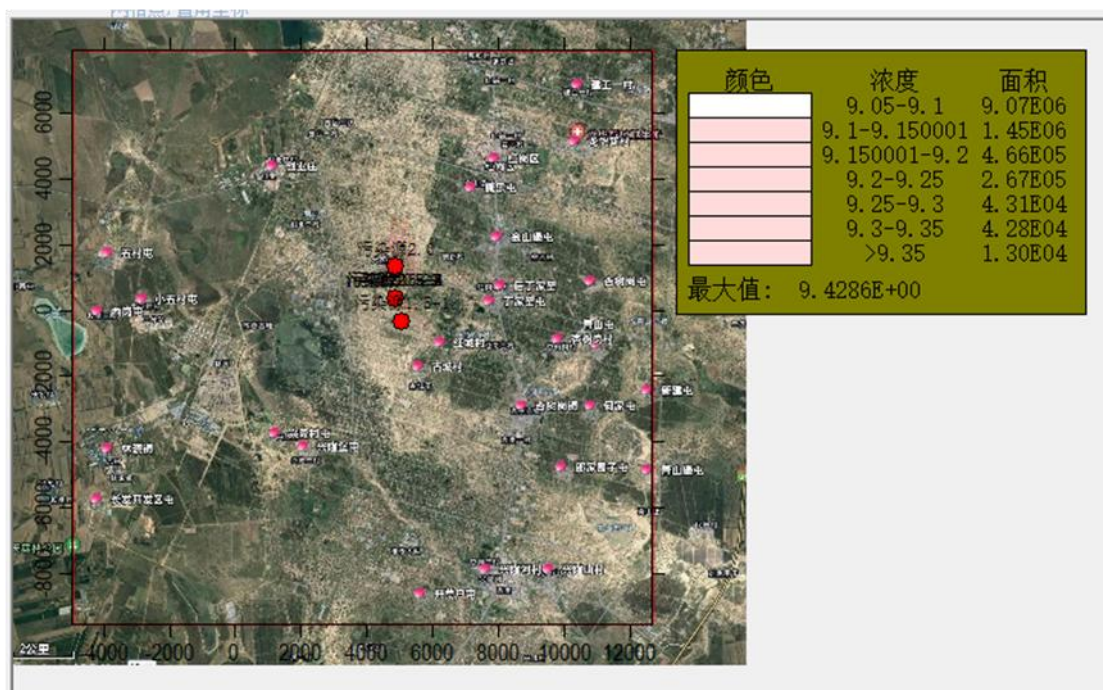


图 5.1-22 叠加后 TSP 年均浓度分布图

表 5.1-18 非甲烷总烃叠加后环境质量浓度预测结果表

预测点	平均时段	最大贡献值 (mg/m^3)	出现时间	背景浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	叠加后浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 /%	达标情况
五村屯	小时值	0.14762	21102803	0.588247	0.735867	36.79	达标
西岗屯	小时值	0.071196	21100703	0.588588	0.659784	32.99	达标
小五村屯	小时值	0.092199	21061124	0.588619	0.680818	34.04	达标
林源镇	小时值	0.072317	21081624	0.589234	0.66155	33.08	达标
长发开发区屯	小时值	0.063239	21112020	0.589238	0.652477	32.62	达标
兴隆村屯	小时值	0.1529	21092603	0.591289	0.744189	37.21	达标
兴隆堡屯	小时值	0.152187	21083021	0.591851	0.744038	37.2	达标
创业庄	小时值	0.139674	21011422	0.586906	0.72658	36.33	达标
建工一村	小时值	0.065427	21090723	0.585202	0.650629	32.53	达标
龙华新村	小时值	0.06191	21090723	0.584709	0.646618	32.33	达标
红岗区	小时值	0.071475	21063002	0.58423	0.655705	32.79	达标
康乐屯	小时值	0.082277	21063002	0.583615	0.665892	33.29	达标
金山堡屯	小时值	0.062923	21060624	0.582219	0.645142	32.26	达标
后丁家窑	小时值	0.186479	21010406	0.580492	0.766971	38.35	达标
丁家窑	小时值	0.216703	21082902	0.578751	0.795453	39.77	达标
杏树岗屯	小时值	0.064712	21082902	0.583895	0.648607	32.43	达标
红城村	小时值	0.159726	21121403	0.565259	0.724985	36.25	达标
古城村	小时值	0.188271	21110708	0.609637	0.797909	39.9	达标
杏树岗村	小时值	0.140214	21020723	0.58384	0.724054	36.2	达标
青山屯	小时值	0.146564	21020723	0.5847	0.731263	36.56	达标
杏树岗镇	小时值	0.314518	21121403	0.586836	0.901354	45.07	达标

何家屯	小时值	0.114571	21123118	0.586301	0.700872	35.04	达标
新建屯	小时值	0.08268	21031902	0.585951	0.668631	33.43	达标
廊家围子	小时值	0.213478	21110708	0.587812	0.80129	40.06	达标
青山堡屯	小时值	0.250959	21121403	0.587063	0.838022	41.9	达标
开荒户屯	小时值	0.076688	21091923	0.589917	0.666604	33.33	达标
兴隆河村	小时值	0.134352	21122223	0.589375	0.723727	36.19	达标
兴隆山村	小时值	0.082631	21031901	0.588642	0.671273	33.56	达标
区域最大落地浓度	小时值	0.514809	21121403	0.59461	1.109418	55.47	达标

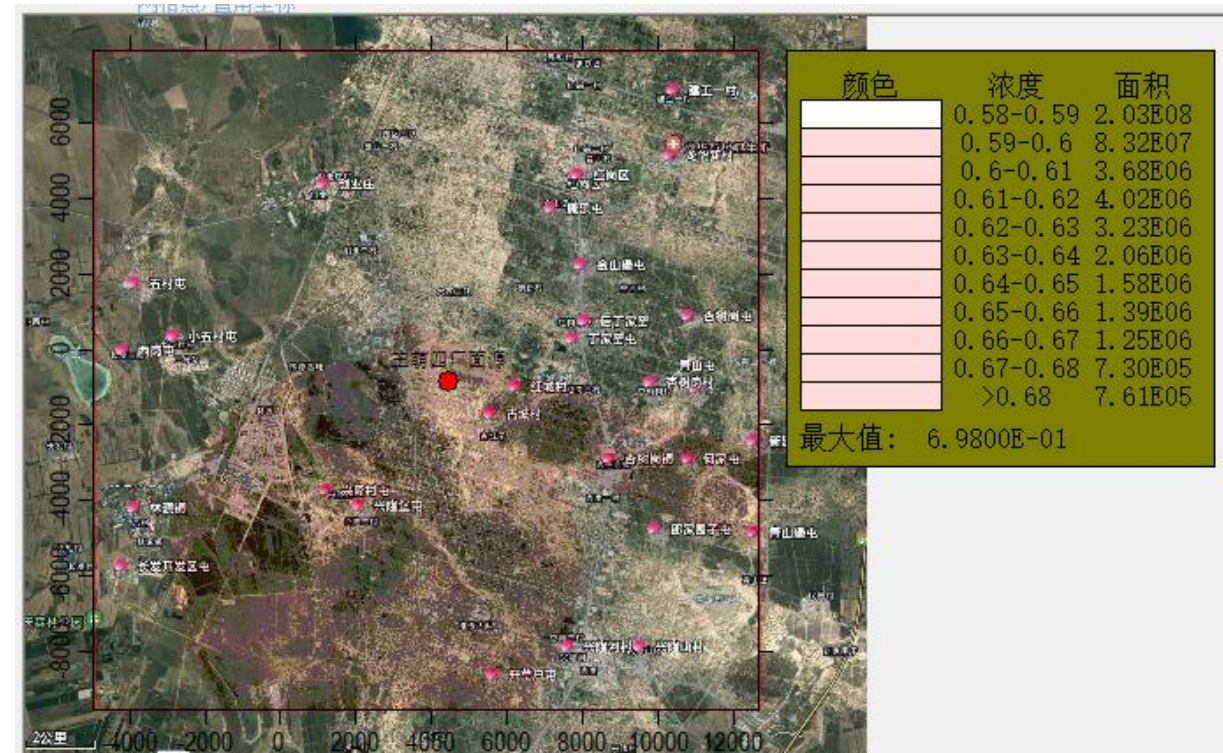


图 5.1-23 叠加后 NMHC 小时浓度分布图

(3) 非正常工况预测

在采油井投产一段时间后，由于腐蚀结垢，机具损坏等原因，往往要进行修井，修井时要将油管全部拔出，以更换损坏的油管和机具，会增加非甲烷总烃挥发量，取油井作业时非甲烷总烃挥发量为正常挥发量的 10 倍，同一平台油井不同时作业，以油井作业为例，非正常排放速率为 0.15kg/h。

表 5.1-19 非正常大气污染物贡献浓度影响表

污染物	预测点	平均时段	最大贡献值	出现时间	占标率/%	达标情况
			($\mu\text{g}/\text{m}^3$)			
NMHC	区域最大落地浓度	1 小时平均质量浓度	338.0824	21040101	16.9	达标

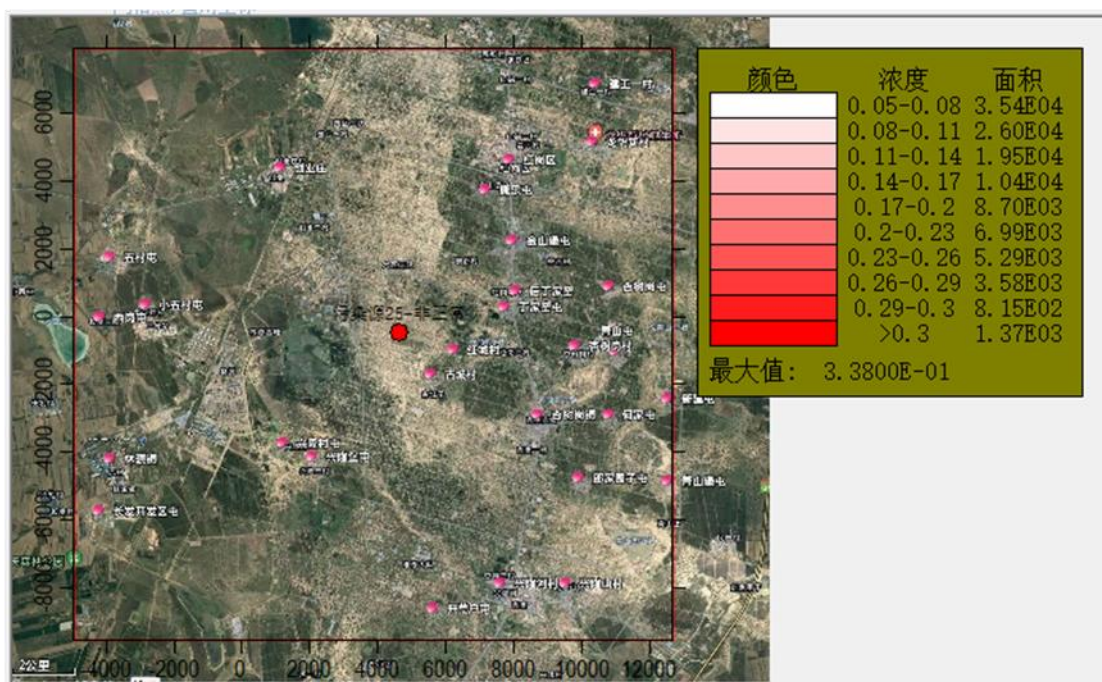


图 5.1-24 叠加后 NMHC 小时浓度分布图

(4) 污染物排放量核算

本工程大气污染物排放量核算见下表。

表 5.1-20 本项目大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 (mg/m³)	核算排放速率 (kg/h)	核算年排放量 (t/a)
一般排放口					
1	杏北 1601 转油站掺水炉	SO ₂	15	0.17	1.33
		NO _x	83	0.93	7.38
		颗粒物	12.4	0.14	1.10
2	杏北 1601 转油站采暖炉	SO ₂	11	0.0015	0.012
		NO _x	76	0.011	0.086
		颗粒物	10.7	0.0015	0.012
3	杏北 1301 热水站加热炉	SO ₂	14	0.025	0.20
		NO _x	86	0.15	1.22
		颗粒物	12.1	0.021	0.17
4	杏二十七三元污水站加热炉	SO ₂	11	0.014	0.12
		NO _x	85	0.11	0.91
		颗粒物	10.7	0.01	0.11
有组织排放总计					
有组织排放总计		SO ₂			1.662

	NO _x	9.596
	颗粒物	1.392

表 5.1-21 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/ (t/a)
					标准名称	浓度限值/ (μg/m ³)	
1	G1	原油集输	非甲烷总烃	密闭集输	《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996) (2023 年 1 月 1 日前执行) 及《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) (2023 年 1 月 1 日起执行)	4000	231.05
无组织排放总计							
无组织排放总计				VOCs		231.05 t/a	

表 5.1-22 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量/ (t/a)
1	VOCs	231.05
2	SO ₂	1.662
3	NO _x	9.596
4	颗粒物	1.392

(5) 大气环境保护距离

本次大气环境影响评价等级定为一级, 根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018), 采用其中规定的推荐模式进一步预测后, 无需设置大气环境保护区域。

(6) 评价结论

1) 本项目新增污染物正常排放下 SO₂、NO₂、非甲烷总烃小时值最大浓度贡献值占标率分别为 3.85%、53.55%、25.77%; SO₂、NO₂、TSP 日均值最大浓度贡献值占标率分别为 2.35%、24.57%、2.35%, 均小于 100%, 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 中新增污染源正常排放下污染物短期浓度贡献值最大浓度占标率均小于 100%要求。

2) 本项目新增污染物正常排放下 SO₂、NO₂、TSP 年均值最大浓度贡献值占标率分别为 0.715%、6.03%、0.71%, 均小于 30%, 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 中新增污染源正常排放下污染物年均浓度贡献值的最大浓度占标率≤30%要求;

3) 叠加现状浓度影响后, SO_2 、 NO_2 、TSP 的日平均质量浓度分别为 $27.52\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $71.65\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $27.52\mu\text{g}/\text{m}^3$, 年平均质量浓度分别为 $9.42\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $20.41\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $9.43\mu\text{g}/\text{m}^3$, 均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及修改单二级标准要求。叠加现状浓度后, 非甲烷总烃叠加后的短期浓度为 $1109.4\mu\text{g}/\text{m}^3$, 满足《大气污染物综合排放标准详解》 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求。

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

5) 根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018), 采用其中规定的推荐模式进一步预测后, 计算结果显示“无需设环境保护区域”。

正常工况下, 油田开发区域产生的非甲烷总烃对大气环境影响较小; 非正常工况为油井井下作业, 作业过程中使用作业污水回收装置, 整个过程非甲烷总烃排放量很小, 且作业时间很短, 对大气环境影响较小。

5.2 地下水环境影响预测与评价

5.2.1 建设期

5.2.1.1 钻井过程地下水环境影响分析

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

为了避免污染地下水和土壤, 钻井过程中产生的钻井污水、废钻井液、岩屑、废射孔液经井口设置的钢制泥浆槽收集后, 由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理; 在压裂施工过程中, 井口设置防漏收集槽防止压裂返排液掉落地面, 压裂返排液在施工现场统一由罐车收集, 送第十采油厂压裂液处理站处理后最终回注现役油层。

为了将钻遇含水层时对地下水可能产生的影响降至最小, 本工程采用无毒无害或毒性极小的水基钻井液; 在钻井过程中使用三层套管, 开钻后, 表层套管下至含水层底界 10m 以下稳定泥岩段, 并要求封固良好, 以保护地下水不受污染; 固井水泥返高要求返至地面, 确保完全封闭地下水层,

保证地下水质安全。结合油田运行 60 年的实际经验可知，在固井质量可靠的基础上，一般井管泄漏的可能性极小。即使发生泄漏，固井时已加套管等防护措施，对地下水产生影响的可能性很小。

由于本工程钻井时部分井场使用柴油发电机提供动力，因此在井场设置柴油罐区一处，设置柴油罐两座，为地上钢制卧罐，罐区四周设置围堰，围堰内场地进行防渗处理，其防渗层的防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。由于柴油罐为地上罐，即使发生泄漏也能够及时发现并处理，加之罐区场地已进行防渗处理，对地下水产生影响的可能性极小。

5.2.1.2 地面建设过程地下水环境影响分析

本项目地面建设期可能对地下水产生影响的因素主要为试压废水、生活污水等污染物。为了避免污染地下水和土壤，本项目产生的清洗废水和试压废水经罐车收集送杏十一含油污水处理站处理后回注现役油层，不外排；本工程不设施工营地，施工人员产生的生活污水进入附近转油站旱厕，定期清掏作农家肥料，不外排。采取以上措施后，本项目建设期对地下水产生的影响很小。

5.2.2 运行期

5.2.2.1 正常情况下地下水环境影响分析

本项目运行期正常情况可能对地下水产生影响的因素主要为油田采出水。本工程油田采出水经含油污水处理站处理后全部回注现役油层，不外排，运行期油水井作业产生的作业污水及水井洗井污水用密闭罐车拉运至杏十一污水站处理后全部回注现役油层，不外排。因此，对地下水产生的影响很小。

5.2.2.2 非正常情况下地下水环境影响分析

本项目运行期非正常情况下可能对地下水产生影响的因素主要为油水井作业污水、水井洗井污水和落地油。本工程油水井作业污水、水井洗

井污水通过罐车回收送含油污水处理站处理后回注现役油层；油井作业产生的落地油及时进行回收，回收率 100%。采取以上措施后，本项目运行期非正常情况下对地下水产生的影响很小。

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

根据油田地层情况分析，该井区的地层压力较小，发生井喷的概率很小；如果钻井时固井质量不高，密封不严，可使原油由井下深层上升进入含水层而污染地下水。这些井孔不仅是下部原油上升污染地下水的通道，同时也可成为地表污水进入地下水层的通道，使污染物随地下径流扩散迁移，造成地下水的污染而长期无法补救和恢复；因管道及设备腐蚀穿孔引起的原油泄漏事故多发生在油田投产若干年后，事故发生时会有大量原油溢出，对地下水环境造成污染。所以本次评价将针对此二种情况进行预测。

（1）油井泄漏对地下水环境影响预测与评价

1）泄漏源强

本工程在油井套管发生破裂时，会导致油气进入地下水含水层，主要影响区域为承压水层位。本工程拟建单井投产后预计产液量为 43.3t/d，假设油井套管发生泄漏导致油气进入地下水含水层，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以单井每天的产液量 10%计即 4.33t/d，泄露原油量为 0.433t/d，类比同类项目可知，废水中石油类浓度为 500mg/L，由于套管破损不易被发现，所以按持续泄漏预测。

2）预测因子

预测因子选取油田特征污染物石油类。

3）预测模型

预测模型选择《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于套管泄漏不易被发现，因此按连续点源计算。

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

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

式中：

x,y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x,y,t)—t 时刻点 x,y 处的浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m_t—单位时间注入的质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

4) 参数选取

根据《2019 年零散井产能工程环评水文地质调查报告》及经验参数，评价区内承压水含水层的地下水流速为 0.065m/d（渗透系数×地下水水力坡度/有效孔隙度=25×0.0007/0.268），含水层厚度取 58m，有效孔隙度 n 为 0.268；纵向弥散系数 0.5m²/d，横向弥散系数 0.01m²/d。

5) 预测结果

根据《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T 17745-2011）要求，运行期油井进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查，检测周期不超过 3 年，因此只对油井套管持续泄露 100 天、1000 天进行预测。见表 5.2.1、表 5.2.2、图 5.2.1、图 5.2.2。

表 5.2-1 油井套管泄漏 100d 对地下水的影响预测结果表（mg/L）

<div> <div>y 轴</div> <div>x 轴</div> </div>	-40m	-20m	0m	20m	40m
-30m	3.70E-11	1.05E-08	1.34E-07	7.40E-08	1.84E-09
-20m	6.59E-07	2.16E-04	2.95E-03	1.52E-03	3.27E-05
-10m	2.77E-04	1.25E-01	2.27E+00	8.82E-01	1.38E-02
0m	2.23E-03	1.11E+00	5.00E+02	7.84E+00	1.10E-01

10m	2.77E-04	1.25E-01	2.27E+00	8.82E-01	1.38E-02
20m	6.59E-07	2.16E-04	2.95E-03	1.52E-03	3.27E-05
30m	3.70E-11	1.05E-08	1.34E-07	7.40E-08	1.84E-09

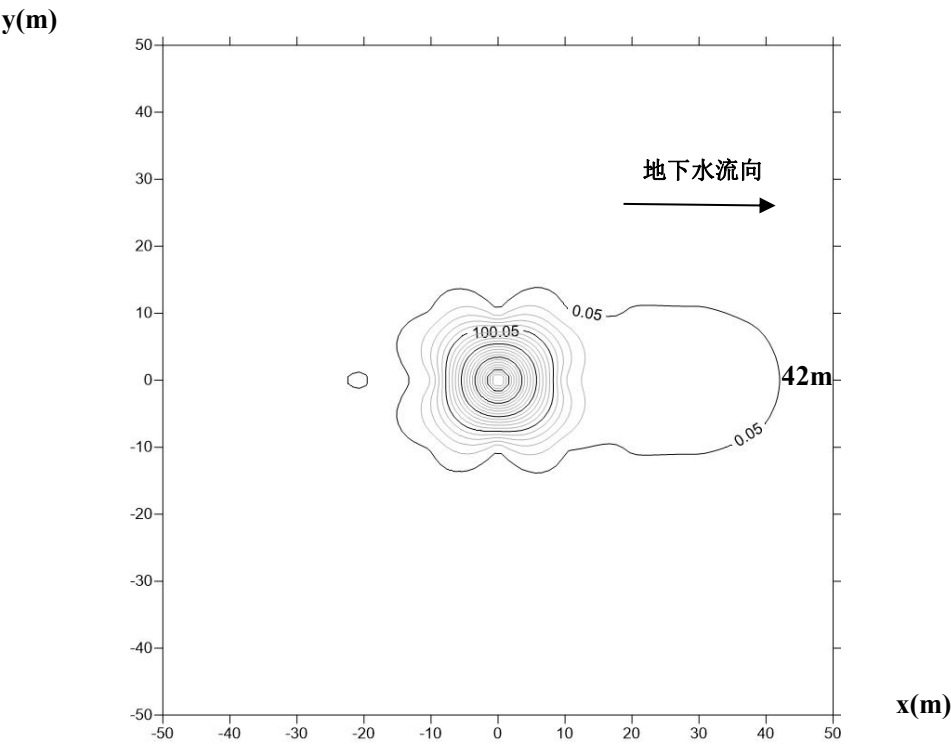


图 5.2-1 油井套管泄漏 100d 地下水中石油类浓度等值线分布图

表 5.2-2 油井套管泄漏 1000d 对地下水的影响预测结果表（mg/L）

x 轴 \ y 轴							
	-100m	-50m	0	50m	100m	150m	180m
-20 m	0	0	0.0001	0	0	0	0
-10m	0	0.006	0.79	3.79	1.11	0.03	0.001
0 m	0	0.22	500	148.72	20.68	0.45	0.016
10 m	0	0.006	0.79	3.79	1.11	0.03	0.001
200 m	0	0	0.0001	0	0	0	0

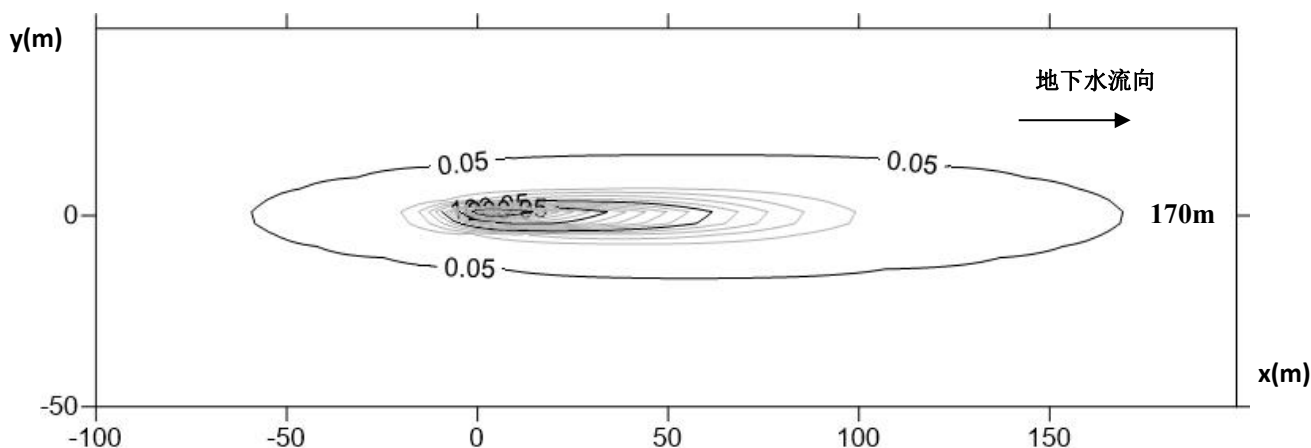


图 5.2-2 油井套管泄漏 1000d 地下水中石油类浓度等值线分布图

从预测结果可以看出，在油井套管破损后，随着时间增加，污染范围有所增加。油井套管泄漏后 100d、1000d 的石油类浓度超标范围分别为 40m、170m，在此范围内无饮用水井分布，对地下水环境保护目标影响较小。油井套管距井场厂界最远距离为 20m，泄露 100d 时距离套管 40m 以外范围石油类浓度达标。

（2）集油管线泄漏对地下水环境影响预测与评价

1）泄漏源强

本工程油井集油管道发生破裂时，主要影响区域潜水层位。本工程单口油井最大产液量为 43.3t/d，最大的平台井场布置有 5 口油井，假设其集油管道发生泄漏，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以井场产液量的 10%计，由于集油管道设有实时监控系统，按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中“8.2.2.1 未设置紧急隔离系统的单元，泄漏时间可设定为 30min”，因此本次泄漏预测泄漏时间取 30min，故其泄漏的液量为 451.0kg，石油类浓度为 500mg/L。

2）预测因子

预测因子选取油田特征污染物石油类。

3）预测模型

预测模型选择《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于集油管道泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

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

式中：

x,y—计算点处的位置坐标；

t—时间， d；

C(x,y,t)—t 时刻点 x,y 处的浓度， g/L；

M—含水层的厚度， m；

m_M—瞬时注入的质量， kg；

u—水流速度， m/d；

n—有效孔隙度；

D_L—纵向弥散系数， m²/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数， m²/d。

4) 参数选取

根据《2019 年零散井产能工程环评水文地质调查报告》及经验参数，评价区内潜水含水层地下水流速为 0.03m/d（渗透系数×地下水水力坡度/有效孔隙度=10×0.001/0.336），含水层厚度取 3.8m，有效孔隙度 n 为 0.336；纵向弥散系数 0.5m²/d，横向弥散系数 0.01m²/d。

5) 预测结果

集油管线泄漏 100d、1000d 对地下水的影响预测结果见表 5.2-3、表 5.2-4、图 5.2-3、图 5.2-4。

表 5.2-3 集油管道泄漏 100d 对地下水的影响预测结果表（mg/L）

<div> <div>y 轴</div> <div>x 轴</div> </div>	-40m	-20m	0m	20m	40m	50m
-20m	5.61E-45	2.36E-42	1.85E-41	2.66E-42	7.01E-45	0.00E+00
-10m	2.05E-12	8.79E-10	6.90E-09	9.91E-10	2.61E-12	2.99E-14
0m	1.48E-01	6.33E+01	5.00E+02	7.14E+01	1.88E-01	2.15E-03
10m	2.05E-12	8.79E-10	6.90E-09	9.91E-10	2.61E-12	2.99E-14
20m	5.61E-45	2.36E-42	1.85E-41	2.66E-42	7.01E-45	0.00E+00

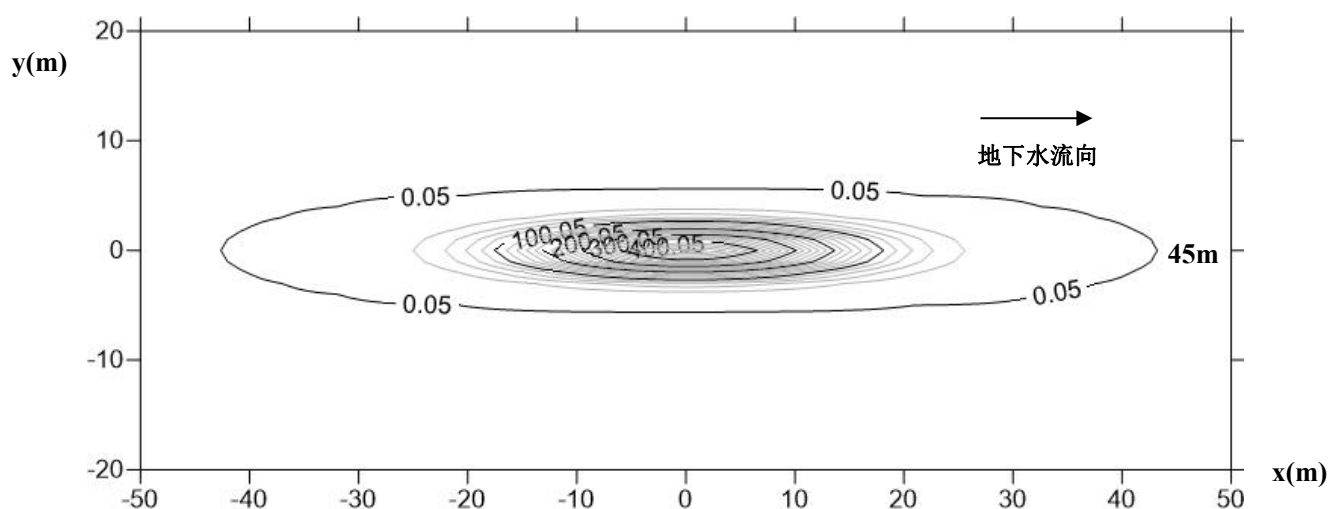


图 5.2-3 集油管线泄漏 100d 地下水中石油类浓度等值线分布图

表 5.2-4 集油管道泄漏 1000d 对地下水的影响预测结果表 (mg/L)

y 轴 x 轴	-120m	80m	50m	-20m	0	20m	50m	80m	100m	120m
-20 m	0	0	0.00055	0.0017	0.0022	0.002	0.0008	0	0	0
-10	0.002	0.13	1.004	3.13	4.06	3.53	1.35	0.21	0.04	0.00
0 m	0.026	1.59	12.20	38.141	49.47	43.00	16.47	2.56	0.45	0.05
10 m	0.002	0.13	1.004	3.13	4.06	3.53	1.35	0.21	0.04	0.00
20 m	0	0	0.00055	0.0017	0.0022	0.002	0.0008	0	0	0

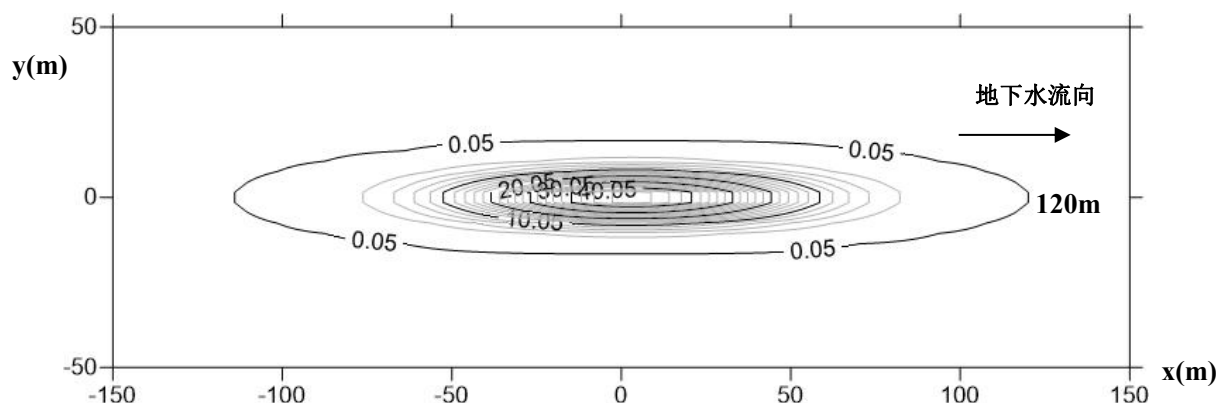


图 5.2-4 集油管线泄漏 1000d 地下水中石油类浓度等值线分布图

表 5.2-5 油井套管泄漏 3000d 对地下水的影响预测结果表 (mg/L)

y 轴 x 轴	-180m	-100m	60m	-20m	0	60m	100m	160m	200m
-30 m	0.0001	0.0013	0.0041	0.0080	0.0090	0.0059	0.0023	0.0002	0.000

-20 m	0.0051	0.0816	0.2672	0.5136	0.5830	0.3830	0.1486	0.0132	0.001
-10m	0.0616	0.9937	3.2555	6.2569	7.1019	4.6663	1.8107	0.1610	0.016
0 m	0.1419	2.2865	7.4909	14.3971	16.3412	10.737	4.1663	0.3705	0.037
10 m	0.0616	0.9937	3.2555	6.2569	7.1019	4.6663	1.8107	0.1610	0.016
20 m	0.0051	0.0816	0.2672	0.5136	0.5830	0.3830	0.1486	0.0132	0.001
30m	0.0001	0.0013	0.0041	0.0080	0.0090	0.0059	0.0023	0.0002	0.000

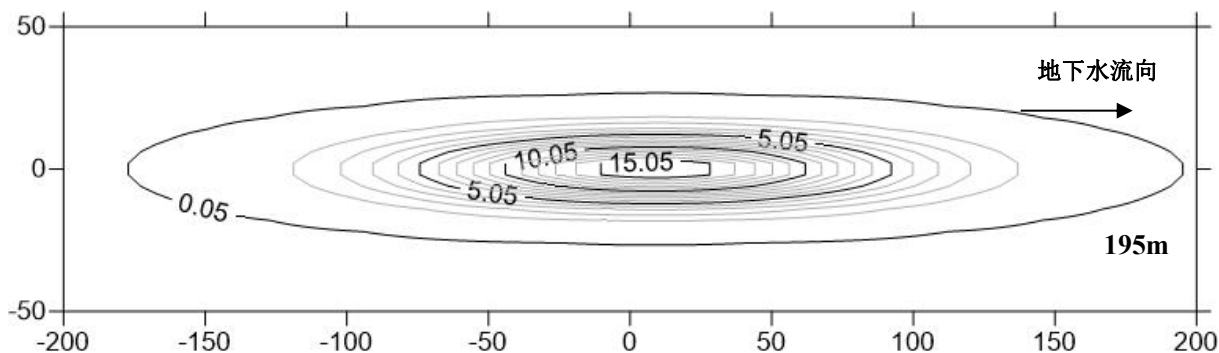


图 5.2-5 集油管线泄漏 3000d 地下水中石油类浓度等值线分布图

从预测结果可以看出，在油井集油管道发生破裂导致原油泄漏后，随着时间增加，污染范围有所增加，泄漏 100d、1000d 和 3000d 石油类浓度超标范围在地下水流向下游方向分别为 45m、120m 和 195m，在此范围内无饮用水井分布，对地下水环境保护目标影响较小。

5.2.2.3 回注井对地下水环境影响分析

本工程基建回注井 128 口，回注压力在 12.9~13.7MPa，注入井回注抗盐聚合物浓度为 1500~1800mg/L，由清水配制，注水井水质为深度处理污水，处理后的水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）中“含油 $\leq 5\text{mg/L}$ ，悬浮物 $\leq 5\text{mg/L}$ ”要求，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中限值要求。根据表 3.3-1 井身结构，本工程采用双层套管结构，表层套管 273.1mm，材质为 H40 钢级，壁厚为 7.09mm；生产套管尺寸 139.7mm，材质 J55 和 P110 钢级，壁厚 7.72mm 和 9.17mm。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 $1.88\text{g}/\text{cm}^3 \sim 1.92\text{g}/\text{cm}^3$ ，平均密度宜控制在 $1.90\text{g}/\text{cm}^3$ ；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，能满足本工程运行期回注要求。根据油藏工程方案中，回注层位所在区域地层构造发育情况，水驱回注井回注面积 2.52km^2 ，聚驱回注井回注面积 2.72km^2 ，由于水驱和聚驱井在同一区块内，因此本工程回注层回注面积为 2.72km^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。

5.2.2.4 水力压裂对地下水环境影响分析

本工程采用无毒、低毒的环境友好型压裂液，区块目的层温度 49.3°C ，平均渗透率 $0.051\mu\text{m}^2$ ，原油粘度 $5.48\text{mPa} \cdot \text{s}$ ，地层水矿化度 $8217.5\text{mg}/\text{L}$ 。油层平均油层中部深度为 1027.9m ，闭合压力小于 24MPa ，根据支撑剂适应情况如表 5-3 所示，设计选用 $0.425 \sim 0.85\text{mm}$ 粒径的优质石英砂。本次压裂油井采用限流法压裂工艺。实施过程中加强现场监督，产生的压裂返排液直接进入罐车，不落地，因此对地下水环境影响较小。

5.2.3 地下水环境影响评价结论

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

5.3 地表水环境影响分析

5.3.1 工程井位与区域地表水的关系

本工程拟建 6 号平台西南 240m 处为六十六号泡，项目施工期及运营期废水均不排入外环境。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目地表水评价等级为三级 B，可不进行水环境影响预测，仅对地表水环境影响进行分析评价，主要评价内容包括：水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价，及依托污水处理站的环境可行性评价。

5.3.2 地表水环境保护措施有效性影响分析

（1）建设期地表水环境影响分析

本项目建设期对地表水体可能造成污染的污染源主要有钻井废水、压裂返排液、管道试压废水和生活污水，其中钻井废水与废弃泥浆、岩屑和射孔液共同拉运至运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理后最终回注现役油层，不外排；压裂返排液用罐车拉运至第十采油厂压裂液处理站处理后最终回注现役油层，不外排；管道试压废水和清洗废水用罐车拉运至杏十一含油污水处理站处理后回注现役油层，不外排；施工期间人员生活污水进入附近场站生活污水收集系统，委托庆南工矿红岗分公司用生活污水拉运罐车抽取、拉运至红岗区西巷污水站，由西巷污水站将生活污水输送至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂进行处理，该污水处理厂执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准，排放至西干渠。采取以上措施后，本工程建设期对地表水体无影响。

（2）运行期地表水环境影响分析

本项目运行期后对地表水体构成污染的污染源主要有油田采出水、油水井作业污水、洗井污水和热洗废水。本项目油田采出水输至杏十一污水站、聚杏十一污水站和杏二十七三元污水站处理后回注现役油层，不外排；油水井作业污水及洗井废水由密闭式罐车拉运至杏十一含油污水处理站处理后回注现役油层，不外排。热洗清防蜡用水直接进入集油系统，不外排。采取以上措施后，本工程运行期对地表水体无影响。

(3) 事故状态下地表水环境影响分析

事故状态下，大量的油品或含油污水外泄，如果泄漏的油品或含油污水不能及时完全回收可能直接或随地表径流进入地表水环境，就会对其造成严重污染。

为预防可能发生井喷事故，避免造成地表水污染，事故情况下，应迅速在井喷点周围修筑围堤，防止油污扩散。同时组织人员抢修，抢修结束后，清理现场，避免造成环境污染；在运行期对集输管线定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起原油、含油污水泄漏污染环境，同时对位于土壤腐蚀性较强的低洼地带，采用外防腐管道，以延长埋地管道使用寿命，另外加强巡检巡视，及时发现问题及时处理事故，对泄漏原油、含油污水及时回收处理。特别是本工程 6 号平台距离六十六号泡较近，应加强检测、巡检巡视，及时发现问题及时处理，尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

5.3.3 依托污水处理站的环境可行性评价

本次产能水驱含油污水进杏十一污水站处理，杏十一污水站在本工程基建井投产前完成改造，改造后该站采用“两级沉降+一级纳米气混浮选器+两级过滤工艺”，设计规模为 $2.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，进入本次水驱日产水量 $3028.38 \text{m}^3/\text{a}$ ，处理负荷为 67.3%，出水水质满足深度污水处理指标“含油量 $\leq 5 \text{mg/L}$ ，悬浮物 $\leq 5 \text{mg/L}$ ”，回注地下油层，处理能力满足需求，依托可行。本次产能聚驱含油污水依托聚杏十一污和杏二十七三元污水站处理。聚杏十一污水站采用“两级沉降+一级双滤料过滤”，设计能力 $2.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，实际负荷 $1.39 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率 57.9%，本次 85 口油井投产后产生含油污水最大量为 $3315 \text{m}^3/\text{d}$ ，则负荷率为 71.7%，出水水质指标为“含油量 $\leq 20 \text{mg/L}$ ，悬浮物 $\leq 20 \text{mg/L}$ ”，回注地下油层，处理能力满足需求，依托可行。杏二十七三元污水站采用“两级沉降+一级双滤料过滤”，设计能力 $3.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，实际负荷 $1.56 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率 48.8%，本次 7 口油井投产后产生含油污水最大量为 $273 \text{m}^3/\text{d}$ ，则负荷率为 49.6%，出水水质指标为“含油量 $\leq 20 \text{mg/L}$ ，悬浮物 $\leq 20 \text{mg/L}$ ”，回注地下油层，处理能力满足需求，依托可行。

5.3.4 地表水环境影响分析结论

本工程从建设期、运行期和事故状态下地表水环境保护措施有效性进行分析，并对依托污水处理站环境可行性进行评价，可知，本项目的开发建设在正常情况下，由于采取了较为完善的环境保护措施，对六十六号泡产生影响的可能性较小。在事故状态下，发生井喷或集输管线泄漏时，若发现或处理不及时会对地表水环境产生一定影响，但通过采取加强检测、巡检巡视，及时发现问题及时处理等措施，对环境的影响较小。因此，本工程建设对区域地表水环境影响可接受。

5.4 声环境影响预测与评价

5.4.1 施工期

本项目施工期噪声主要来源于钻井及地面工程施工机械噪声。噪声源强调查清单见下表。

表 5.4-1 工业企业噪声源强调查清单（室外声源）

序号	声源名称	型号	声源源强（任选一种）		声源控制措施	运行时段
			（声压级/距声源距离）/dB（A）/m	声功率级/dB（A）		
1	挖掘机	/	5	90	优先选用低噪声设备，加强对设备的维护和保养	施工期
2	推土机	/	5	88		
3	轮式装载机	/	5	95		
4	压路机	/	5	90		
5	重型运输车	/	5	90		
6	柴油发电机	/	5	105		
7	压裂车组	/	5	105		
8	钻机	/	5	90		
9	泥浆泵	/	5	85		
10	震动筛	/	5	85		

经现场调查，距离本项目最近的村屯为古城村（拟压裂井南侧 210m，拟建管线 210m），施工噪声主要为利用井压裂施工和新建管线施工，村屯附近管道采用人工开挖的方式，井场施工 200m 范围内无村屯，本次主要针对压裂施工对最近的村屯影响进行预测。

采用《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中推荐的室外声源模式：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：

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

L_w —由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

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

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

噪声源强以利用井杏 8-11-626 井压裂施工为声源原点，根据以上公式可计算出施工噪声随距离衰减后的预测值见下表。

表 5.4-2 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
古城村	47.2	47.1	47.2	47.1	55	45	50.6	0	52.2	47.1	5	0	达标	达标

施工期钻井和地面施工噪声随距离衰减后的预测值见下表。

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	50 m	100 m	150 m	200 m
挖掘机	80.20	62.72	55.12	50.63	47.43
推土机	79.60	62.12	54.52	50.03	46.83
轮式装载机	86.60	69.12	61.52	57.03	53.83
压路机	78.60	61.12	53.52	49.03	45.83
重型运输车	79.60	62.12	54.52	50.03	46.83
柴油发电机	89.20	71.72	64.12	59.63	56.43
钻机	81.7	64.22	56.62	52.13	48.93
泥浆泵	79.20	61.72	54.12	49.63	46.43
震动筛	71.70	54.22	46.62	42.13	38.93

由上表可以看出，本工程的施工噪声经过距离的衰减，都不会对周围常住居民产生较大影响。噪声随施工结束即消失，本工程在施工中应通过采取合理安排施工时间、调整施工方式，加强施工管理等措施后，降低对周边村屯声环境影响。因此，本工程施工期井场主要机械在 100m 以外，以及新建和改扩建场站厂界均能满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）昼间≤70dB，夜间≤55dB 要求。

5.4.2 运行期

本项目噪声源主要是井场抽油机产生的噪声，新建注入站，以及场站新增机泵产生的噪声。本工程新建井场和新改扩建场站 200m 范围内无环境敏感目标，因此需预测厂界噪声贡献值情况。

本工程运行期选取油井平台井数最多，厂界最小的 36 号平台（5 口油井）进行预测，单井声功率级为 75dB。场站选取新建注入站和新增噪声最大的杏北 1601 转油站进行预测。

采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中推荐的室外声源模式，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} ）、屏障屏蔽（ A_{bar} ）、其他多方面效应（ A_{misc} ）引起的衰减。

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

式中： $L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

L_w ——由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

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

A_{div} ——几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} ——地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} ——障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} ——其他多方面效应引起的衰减，dB。

表 5.4-4 工业企业噪声源强调查清单（室外声源）

序号	声源名称	型号	声功率级/dB (A)	声源控制措施	运行时段
1	36 号平台	CYJY10-4.2-53HB	82	优先选用低噪声设备，加强对设备的维护和保养	运行期

表 5.4-5 工业企业噪声源强调查清单（室内声源）

序号	建筑物名称	声源名称	型号	声源源强 (任选一种)		声源控制措施	距室内边界距离/m	室内边界声级/dB(A)	运行时段	建筑物插入损失/dB (A)	建筑物外噪声	
				(声压级/距声源距离) / (dB (A) /m	声功率级/dB (A)						声压级/dB (A)	建筑物外距离 m
1	注入站	注入泵	/	5	90	基础减震，隔声门窗	2	90	运行期	30	60	0
2	杏北 1601 转油站	掺水泵	/	5	90	基础减震，隔声门窗	1.5	90	运行期	30	60	35
3		热洗泵	/	5	90		1.5	90	运行期	30	60	35
4		外输泵	/	5	90		1.5	90	运行期	30	60	35
5		加热炉	/	5	90	减震基础，墙体隔声	0.5	90	运行期	30	60	35

按照以上公式对井场进行预测，可得出不同距离的噪声衰减结果，见下图。

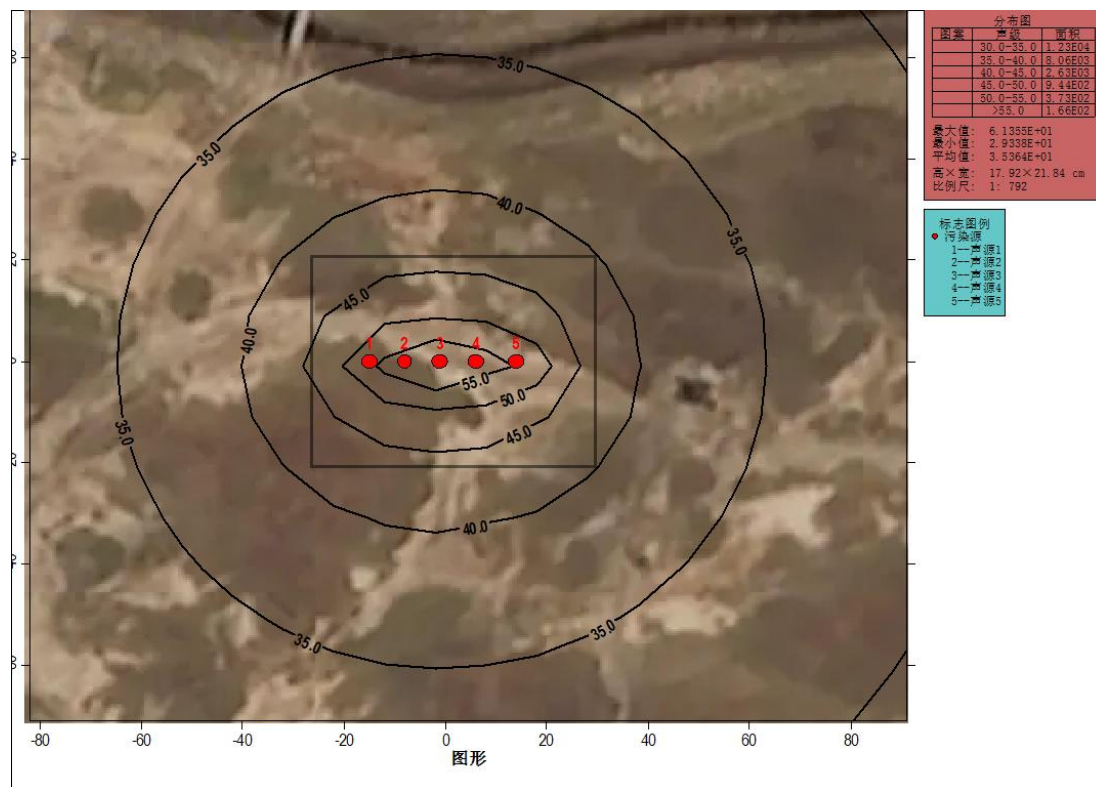


图 5.4-1 新建平台井井场声源噪声预测图

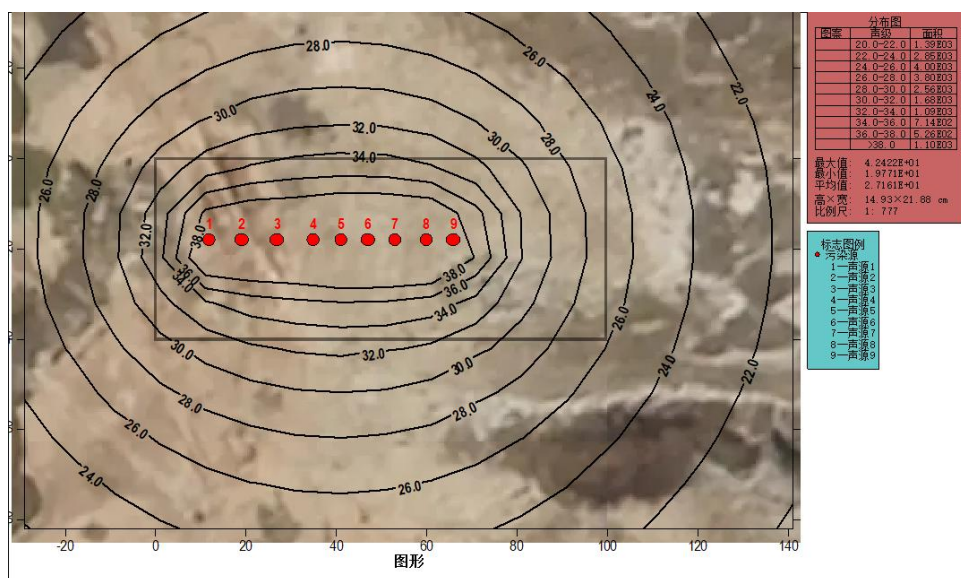


图 5.4-2 新建注入站贡献值噪声预测图

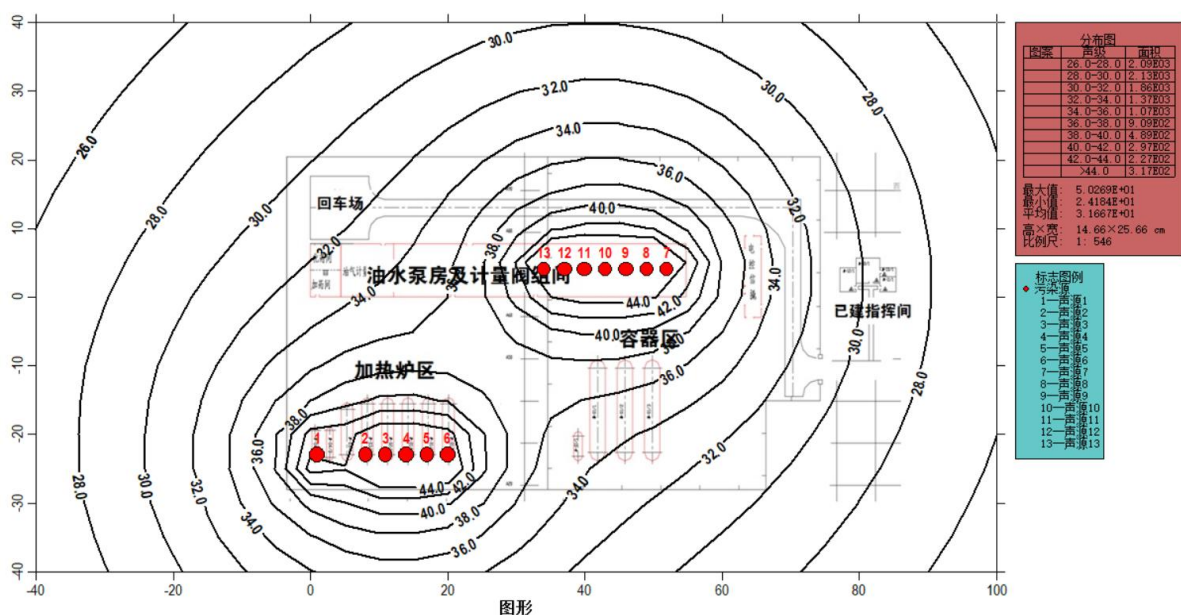


图 5.4-3 改造杏北 1601 转油站新增噪声源预测图

从上述等值线图可以看出，新建平台井场厂界噪声在 40~45dB (A) 之间，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求；新建注入站厂界处的贡献值为 26~34dB (A) 之间，杏北 1601 转油站新增噪声装置在厂界处的贡献值为 32~44dB (A) 之间，均可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求。因此本工程噪声对周围环境影响很小。

5.5 固体废物环境影响分析

5.5.1 一般固体废物

（1）废钻井液、钻井岩屑、废射孔液

本工程产生的废钻井液、岩屑、废射孔液在施工过程中不落地，暂存于井场内钢制泥浆槽中，随产随清，罐车密闭拉运到拉运至运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理，对环境影响较小。该中心废弃泥浆无害化处理装置设计处理能力为 900m³/d，实际处理量为 100m³/d，剩余能力为 800m³/d。本工程每天产生的固体废弃物最大量为 620m³，处理能力满足要求。

（2）管道施工废料

本项目产生管道施工废料在施工过程中产生的按指定地点堆放，施工现场随干随清，施工结束后统一送第十采油厂工业固废处置场处理，对环境影响较小。

（3）钻井用废弃非含油防渗布、废包装袋

本项目钻井产生的废弃防渗布、废包装袋统一收集送第十采油厂工业固废处置场处理，对环境影响较小。

（4）生活垃圾

本工程施工期产生的生活垃圾统一收集送大庆城控电力有限公司焚烧处理，对环境影响较小。

（5）废弃设备

本工程改造场站拆除的过滤罐、操作间管网，以及机泵等设备，统一回收送第十采油厂资产库。

5.5.2 危险废物

（1）废滤料

本工程施工期间拟更换过滤罐滤料，废滤料成分主要为石油类、石英砂、磁铁矿等，运行期改造污水站，新建纳米过滤罐，主要成分为石油类、硅基矿物填料等，每 3-5 年更换一次，废滤料主要成分为石油类、硅基矿物填料等，废过滤吸附介质属于危险废物，危废类别为 HW49 其他废物，危废代码为 900-041-49，统一由大庆蓝星环保工程有限公司负责更换及回收。

（2）含油污泥和落地油

本工程油井作业产生的落地油和原油处理设备清淤产生的含油污泥属于危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚。含油污泥和落地油不在施工现场储存，直接在作业现场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，送杏北含油污泥处理站减量化处理后委托大庆博昕晶化科技有限公司处理。处理后的泥渣满足《油

田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ），用于铺路和垫井场，实现了含油污泥的减量化、资源化处理，对环境的影响较小。

（3）含油废防渗布

本项目油井作业期间产生的含油废弃防渗布属于危险废物，废物类别 HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码为 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。油井作业产生的含油废弃防渗布收集暂存杏五中试验站含油防渗布暂存库，委托有资质单位进行处置。建设单位应加强对废弃防渗布转移的管理，实行危险废物转移联单制度。

5.5.3 危险废物环境影响分析

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定对危险废物进行环境影响分析。

5.5.3.1 自行处置的环境影响分析

本工程含油污泥废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚，依托第十采油厂杏北含油污泥处理站减量化处理，该站位于大庆市红岗区杏北开发区五区三排与西联络线交叉口处，于 2023 年 9 月完成自主验收，根据监测结果，含油污泥中主要的污染物石油类的含量从处理前的 9.50×10^5 - $9.55 \times 10^5\text{mg/kg}$ 降到了处理后的 1.25×10^3 - $1.31 \times 10^3\text{mg/kg}$ ，可知，本项目含油污泥的处理效率为 99.86%-99.87%。因此，第十采油厂杏北含油污泥处理站目前稳定运行，处置工艺、处理能力，污染物达标均能够满足依托。

5.5.3.2 转移过程的环境影响分析

本工程油井作业产生的落地油在井场收集后，由罐车拉运至杏北含油污泥处理站，罐车采用机械封闭并设置相应的标志，运输路线避让环境敏感点，控制车速。运输过程应按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）要求进行运输管理，危废的转移过程应按照《危险废物转移管

理办法》（2022 年 1 月 1 日）执行，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《环境保护行政主管部门突发环境事件信息报告办法》（环发[2006]50 号）要求进行报告；

（2）若造成事故的危险废物具有剧毒性、易燃性、爆炸性或高传染性，应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等部门支援；

（3）对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行清理和恢复；

（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。

5.3.3.3 委托处置的环境影响分析

本工程运行期产生废过滤，危废类别为 HW49 其他废物，危废代码为 900-041-49，统一由大庆蓝星环保工程有限公司负责更换及回收；含油废弃防渗布属于危险废物，废物类别 HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码为 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物，委托有资质单位进行处置。

本工程危险废物的管理工作应严格执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求，所委托处置单位应具备危险废物经营许可证，并且经营范围应符合本工程危险废物类别要求。根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》相关规定，危险废物收集、贮存、运输的一般要求：

（1）从事危险废物收集、贮存、运输经营活动的单位应具有危险废物经营许可证。在收集、贮存、运输危险废物时，应根据危险废物收集、贮存、处置经营许可证核发的有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等；危险废物产生单位内部自行从事的危险废物收集、贮存、运输活动应遵照国家相关

管理规定，建立健全规章制度及操作流程，确保该过程的安全、可靠。

(2) 危险废物转移过程应按《危险废物转移管理办法》(2022 年 1 月 1 日) 执行。

(3) 危险废物收集、贮存、运输单位应建立规范的管理和技术人员培训制度，定期针对管理和技术人员进行培训。

(4) 危险废物收集、贮存、运输单位应编制应急预案。

(5) 危险废物收集、贮存、运输时应按腐蚀性、毒性、易燃性、反应性和感染性等危险特性对危险废物进行分类、包装并设置相应的标志及标签。

5.5.3 结论

由上述分析可知，本工程对施工期和运行期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境的影响较小。

5.6 生态影响评价

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

5.6.1 施工期生态影响分析

5.6.1.1 对土地利用的影响分析

工程建设对土地利用的影响主要是管道施工、道路及井场建设占用一定量的土地，本工程施工期临时占地面积为 256.98hm²，永久占地面积为 19.895hm²，占地类型为耕地和草地。临时占地会使土地的利用形式发生临时性改变，暂时影响这些土地的原有功能。临时占地在施工结束后经土地整治可恢复原有的用地类型及原有植物种类和群落，不会对当地的土地利用造成影响。永久占地在一定程度上影响到地表植被生长，使部分土地失去了原有的生物生产功能和生态功能，土地利用类型转变为工业用地。但由于永久占

地面积很小，因此，对当地的土地利用影响较小。

5.6.1.2 对植被的影响分析

（1）临时占地影响

在本项目施工过程中，车辆碾压、机械推挖、人员践踏及道路和井场修建对地表进行的平整活动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，被占用的土地开始恢复。自然植被的演替规律是先是 1、2 年生的植物，3~5 年后可恢复到冷蒿、杂草类，10 年后可达到原来的顶级群落，自然恢复的过程按恢复期为 5 年计，第一年植被破坏区域将损失正常产量 50%，第二、三年产量将下降 20%~40%。人工植被当季无法种植作物，将耽误全年收成，临时占用农田只能种浅根作物，施工结束后区内农田可恢复种植，但上层翻动使肥力下降，第二、三年产量将下降 20%~40%。本工程临时占用草地 255.78hm²，草地上干草产量按 2.5t/hm² 计算（临时占地按 3 年计算），共损失干草 1918.35t，干草价格按 700 元/t 计算，本工程临时占地损失干草经济价值约为 134.28 万元。本工程临时占用耕地 1.2hm²，粮食产量按 9750kg/hm² 计算（以玉米产量计算），共损失粮食 11.7t，玉米价格按 2200 元/吨计算，其经济价值为 2.57 万元。

（2）永久占地影响

本工程永久占地在原来连续分布的生态中形成生态斑块，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被，影响生态的类型和结构。本工程无永久占用耕地。本工程永久占用草地 19.895hm²，草地上干草产量按 2.5t/hm² 计算（永久占地按 10 年计算），共损失干草 497.4t，损失经济价值 34.818 万元。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。

（3）取弃土的影响

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

5.6.1.3 工程建设对生态环境的影响分析

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

5.6.1.4 对野生动植物影响分析

（1）对野生植物影响

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

（2）对野生动物影响

本项目所在区域属于典型的农村区域，受人来长期干扰和开发影响，

区内野生动物种类、数量均较少。经调查，本项目评价区不是国家重点保护野生动物的集中栖息地和繁殖地，区内野生动物仅为一些常见种类，例如小家鼠、普通田鼠、野兔，以及喜鹊、小嘴乌鸦、麻雀、家燕等村栖型动物。区块开发占用部分土地，会对当地野生动物栖息环境产生一定的影响，栖息地的减少使动物的活动空间减少，且井间道路的阻隔，使一些小型动物的活动范围受限。由于本项目占地面积较小，且区内主要为小型动物，其领地面积相对较小，因此，项目建设对其栖息地的影响并不十分明显。

5.6.1.5 防沙治沙影响分析

根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发<关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见>的通知》，大庆市让胡路区、红岗区、大同区、肇源县、杜蒙县属于沙化土地所在县（区），本工程位于大庆市红岗区，根据现场调查，工程所在地区沙化土壤分布较少，主要地类为土壤性能良好的耕地和草地，植被覆盖度较高，没有大面积裸地及沙化土地。本工程的建设活动会对地表植被造成破坏，在短期内出现局部裸地，土壤层次、结构发生了改变，若不及时恢复，由于水土流失加剧增加了土地沙化的可能性。因此施工期须严格落实各项生态保护措施及生态减缓措施，严格控制施工作业占地范围，施工结束后对施工迹地地表植被进行恢复，路基边坡采取种草措施护坡固土，尽量减少工程建设对土地沙化的影响。

5.6.1.6 水土流失影响分析

根据《大庆市水务局关于划定大庆市水土流失重点预防区和重点治理区的公告》，本项目所在区域属于水土流失重点治理区，工程建设过程中的各种施工活动对原地貌和地表植被的扰动和破坏，会造成区域内的水土流失。

（1）为扬尘天气提供物质资源

工程施工对土壤的扰动，使地面变的疏松，而活化、疏松的沙土容易

形成扬尘天气，在大风的作用下会成为局部风沙源地，促进扬沙天气的形成，造成项目区比较严重的粉尘污染。

（2）风蚀沙化加剧、导致土地生产力下降

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

（3）导致项目区生态环境恶化

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

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

5.6.2 运行期生态影响分析

5.6.2.1 对土地利用的影响分析

油田生产运营期对土地利用的影响主要来自油水井井下作业。本项目油水井作业时，作业范围控制在井场的永久占地范围内，作业车辆均沿已建道路行驶，不新开辟道路，对当地的土地利用没有影响。

5.6.2.2 对植被的影响分析

本项目正常生产情况下，油井产液均为密闭集输，基本无污染物排放到周围环境中，对周围的生态环境基本无影响。对生态环境可能产生影响的过程主要集中在油水井作业过程中，本项目油水井作业时铺设防渗布，井场周围修筑临时围堰，作业产生的污油污水通过罐车回收送至高一联等含油污水站处理达标后回注油层，因此不会对井场周围的生态环境产生影响。

本工程在发生油水管线穿孔泄漏、作业时操作失误等事故状态下会导致油水进入周围环境，对生态环境的影响主要表现为降低土壤透气、透水性，使植物生产受阻，同时如果附着在植物上会影响植物的光合作用，造

成植物枯萎。因此发生事故时应及时对泄漏的油水进行回收，对被污染的土壤进行清理，清理结束后对受影响的区域进行植被恢复。

5.6.2.3 对野生动物的影响

（1）对兽类的影响

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

（2）对鸟类的影响

根据生态现状调查，本工程评价区域内鸟类主要是以林缘灌丛生境鸟类，因施工占用的土地减少鸟类的栖息环境，导致鸟类的活动减少，适宜鸟类停歇、觅食的范围减小，可能是鸟类在工程区域重新选择觅食地，导致工程区域内的鸟类密度降低，增加临近区域内鸟类的密度；其次是设备运行产生的噪声对鸟类的影响，鸟类主要靠鸣声通讯，鸣声传播效率下降会影响鸟类个体间识别、配偶关系、领域防卫、种群密度、群落结构等。营运期间严禁工作人员捕杀鸟类，鸟类活动范围较大，可移动性较强，且周边替代环境较多，因此工程在营运期间对鸟类的数量和种类不会有太大的影响，随着时间推移，将会达到一个新的生态平衡。

5.6.3 对生物多样性的影响分析

生物多样性，是指所有来源的活的生物体中的变异性。生物物种构成

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

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

5.6.4 生态影响评价结论

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

5.7 土壤环境影响预测与评价

本工程按照站场和内部集输管道分别进行评价等级判定，基建井场和改造场站土壤评价等级为一级评价，拟建油类和注入类等输送管道为二级评价，由于本工程基建井位在区块内分布均匀，井距在150-200m，因此，集输管道评价范围位于基建井场评价范围内，因此，本工程土壤环境影响评价以一级评价区域开展环评工作。

5.7.1 建设期土壤环境影响分析

5.7.1.1 井场建设对土壤的影响

①施工占地对土壤环境的影响：钻井施工期间，大型、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，造成局部大片裸地出现，容易引起土壤风蚀和水土流失，特别是风蚀。因此，钻井施工平整场地时要先将表土单独堆放留存，并加强表土堆存防护及管理，在完井后及时进行植被恢复，尽量减小对土壤结构的影响和破坏。

②柴油储罐泄漏对土壤环境的影响：正常工况条件下，柴油储罐不会污染土壤，但是一旦发生泄漏风险事故时会对井场的土壤产生一定的污染，项目柴油罐为地上罐，且罐区采取铺设防渗布等重点防渗措施，在发生柴油罐发生泄漏时可及时得到处置，因此不会对周围土壤环境产生影响。

5.7.1.2 钻井施工对土壤的影响

钻井施工过程中主要产生废液为钻井泥浆和废射孔液，有关研究表明钻井泥浆和废射孔液如果长期以自然状态积存于井场，主要会对土壤理化性质如pH、总碱度、总盐产生一定影响，特别对总碱度影响比较明显，可使土壤板结，增强土壤的盐碱化程度。废钻井泥浆若直接与土壤接触，泥浆中的污染物质对土壤环境的影响主要集中在土壤上层，向下影响土壤的深度约为1m左右，渗透最深为1.2m（总碱度），对深层土壤影响较小。为减少钻井泥浆对土壤的污染，钻井工程全程泥浆不落地，采用水基钻井泥浆，使用低毒无害的添加剂，废弃泥浆直接进入井场钢制泥浆槽，并由泥浆罐车外运处置，从而阻隔泥浆与建设用地土壤直接接触。钻井结束后采用无毒无害射孔液进行射孔工艺，产生的废射孔液直接进入井场罐车外运处置，在采取了上述措施后，井场废钻井泥浆不会对土壤环境产生影响。

5.7.1.3 压裂返排液对土壤的影响

压裂返排液对土壤影响：项目压裂过程使用压裂液，其主要成分是改性胍胶、润湿改进剂、高温交联剂和高温破胶剂等，导致环境污染的有害

成分为过硫酸钾等，压裂返排液泄漏可能会污染土壤。压裂过程产生的压裂返排液，直接进入罐车拉运至压裂返排液处理站处理。施工时压裂机组及拉运罐车底部及周围铺设防渗布，确保压裂返排液不落地。在采取了以上措施后，压裂返排液对土壤理化性质的影响很小。

5.7.1.4 井喷对土壤的影响

井喷事故下对土壤的影响：井喷时喷出的原油会进入周围土壤，根据类比调查，井喷时会对周围1km内的环境造成污染，事故发生后，疏松土质上影响扩展范围较小，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力，在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大，通过在大庆油田等实地调查情况，落地原油一般在土壤内部50cm以上深度内积聚，在土壤中的迁移深度较浅，并且该油田钻井时发生井喷的事故较少，因此井喷事故对土壤影响较小。

5.7.1.5 管线建设对土壤的影响

本项目管线建设时施工人员将会对管沟开挖上方的地表植被进行清理，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20 cm左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放，复原时先填心、底土，后平覆表土，施工结束后对施工地表植被进行恢复，可有效减轻管线建设过程中对土壤环境的影响。

5.7.1.6 临时占地对土壤影响主要表现

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

（1）破坏土壤结构

土壤结构的形成需要漫长的时间，管道在开挖和填埋时，必将破坏土

壤结构，干扰了团粒结构的自然形成过程。作为土壤质量重要指标的团粒结构一旦遭到破坏，需要经过较长的时间才能恢复。

（2）混合土壤层次，改变土壤质地

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

（3）土壤养分流失

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

5.7.2 运行期土壤环境影响分析

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

事故时排放的落地油量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤—植物及土壤—食物链系统的环境质量。因此，油田生产中，一定要严防原油跑、冒事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对落地油进行回收，最大限度地恢复地表原貌，从而为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

5.7.3 土壤环境影响类比分析

《杏七区东部I块三次加密调整产能建设工程环境影响报告书》于2016年9月取得了大庆市环保局的批复，批复文号为庆环建字[2016]260号，并于2019年7月完成自主验收。

该项目与本工程均归属第十采油厂管辖，建设地点均位于红岗区，与本工程所属区域生态环境一致。该项目建设内容主要包括：基建井154口，油井90口，注水井64口，建成产能 $6.1 \times 10^4 \text{t/a}$ 。配套建设集油掺水、注水、供电、道路等配套系统工程，与本工程工程建设内容类似。该项目施工阶段，由于管线、道路施工占用了大量临时占地，大型、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏、材料堆放等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高。根据该项目验收调查报告，项目投产运营至今，区域地表在施工阶段产生的临时占地形成的裸地基本已得到了恢复。

根据《杏七区东部I块三次加密调整产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》，该项目于2019年6月对项目建设的井场及附近共布设11个土壤监测点，检测深度0-0.4m，根据检测结果，项目特征污染物石油烃浓度值为 6.4mg/kg ，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)风险筛选值中第二类用地限值要求（ 4500mg/kg ），说明建设单位在项目实施之后较好的落实了污染防治措施，油田开发对土壤环境影响较小。

5.7.4 分析结论

本项目所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，本项目对土壤环境的影响较小。

5.8 环境风险分析

5.8.1 风险调查

本工程涉及的主要危险物质是钻井期间使用的柴油，石油开采过程中场站、井场、集输管道内的原油和伴生气（天然气），具有易燃、易爆的性质。物料的危险性分析如下：

5.8.1.1 原油

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

表 5.8-1 原油安全技术说明书

理化 常数	中文名称	原油		
	英文名称	CrudeoU; Petroleumn		
	别名	石油		
	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体		
	闪点	<28℃		
	凝固点	18.3～19℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂。
	密度	相对密度（水=1）0.84～0.86	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%～8.7%（体积）	自燃温度	280℃～380℃
主要用途	主要用于生产汽油、航空煤油、柴油等发动机燃料以及液化气、石脑油、润滑油、石蜡、沥青、石油焦等，通过其馏分的高温热解，还用于生产乙烯、丙烯、丁烯等基本有机化工原料。			
危险特性	易燃，蒸气与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高热可引起燃烧爆炸。与硝酸、浓硫酸、高锰酸钾、重铬酸盐等强氧化剂接触会剧烈反应，甚至发生燃烧爆炸。			
健康危害	毒性：IV（轻度危害），属低毒类。 侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。 健康危害：未见原油引起急慢性中毒的报道。原油在分馏、裂解和深加工过程中的产品和中间产品表现出不同的毒性。长期接触可引起皮肤损害。			
泄漏 应急 处理	根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。消除所有点火源。应急人员应佩戴正压式空气呼吸机，穿防火服，使用防爆等级达到要求的通讯工具。采取关闭阀门或堵漏等措施切断泄漏源。如果槽车或储罐发生泄漏，可通过倒罐转移尚未泄漏的液体。构筑围堤或挖坑收容泄漏物，防止流入河流、下水道、排洪沟等地方。收容的泄漏液用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。用砂土吸收残液。			

防护措施	工程控制：生产过程密闭，全面通风。呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴正压式空气呼吸器。眼睛防护：必要时，戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴橡胶手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。
急救措施	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。食入：误服者给充分漱口、饮水，就医。
灭火方法	消防人员须穿全身防火防毒服，佩戴空气呼吸器，在上风向灭火。喷水冷却燃烧罐和临近罐，直至灭火结束。处在火场中若发生异常变化或发出异常声音，须马上撤离。 灭火剂：泡沫、干粉、砂土、二氧化碳。

5.8.1.2 伴生气（天然气）

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

表 5.8-2 天然气安全技术说明书

CAS号		74-82-8	
中文名称		天然气	
分子式	CH4	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。		
健康危害	侵入途径：吸入 健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达25%～30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。		
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。		
防护措施	呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩带自吸过滤式防毒面具（半面罩）。眼睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴一般作业防护手套。其它：工作现场严禁吸烟。		

	避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。
急救措施	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。
灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。

5.8.1.3 柴油

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

表 5.8-3 柴油危险特性

物质名称：柴油			
物化特性			
沸点（℃）	180～410（约）	比重（水=1）	0.8～0.9
饱和蒸气压（kPa）	0.67kMPa（25℃，纯品）	熔点（℃）	-35～20
蒸气密度（空气=1）	无资料	溶解性	不溶于水，易溶于苯、二硫化碳、醇等。
外观与气味	稍有粘性的浅黄至棕色液体。		
火灾爆炸危险数据			
闪点（℃）	≥ 65	爆炸极限（V%）	1.5～4.5
引燃温度（℃）	285		
灭火剂	泡沫、二氧化碳、干粉、1211 灭火剂、砂土。		
灭火方法	喷水冷却容器，可能时将容器从火场移至空旷处。		
危险特性	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险；若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
反应活性数据			
稳定性	稳定	禁忌物	强氧化剂、卤素
燃烧（分解）产物	一氧化碳、二氧化碳		
健康危害数据			
侵入途径	吸入、皮肤、口		
健康危害（急性和慢性）：皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。			
泄漏紧急处理：迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压空气呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源，防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收。或在保证安全情况下，就地焚烧。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。			
储运注意事项：配备相应品种和数量的消防器材。罐储要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具，充装要控制流速，注意防止静电积聚。			
防护措施			
呼吸系统防护	一般不需特殊防护，但建议特殊情况下，佩带正压空气呼吸机。	身体防护	穿防静电服

手防护	戴防护手套	眼防护	必要时戴安全防护眼镜
其 它	工作后，淋浴更衣。保持良好的卫生习惯。		
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底清洗皮肤。就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动的清水彻底冲洗。就医。 食入：尽快彻底洗胃，就医。		

5.8.2 环境风险识别

5.8.2.1 钻井过程井喷事故

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

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

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

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

5.8.2.2 套管破损

为保证钻井期间不对地下水造成污染，本工程在钻井过程中使用双层套管（由表层套管、油层套管组成）。一旦套管发生破损，原油或天然气从破损套管中漏出可能对地下水造成污染。套管破损可能的污染途径包括：

污染物通过破损的套管运移、通过井套管与钻孔器之间的圆环缝隙运移等。

5.8.2.3 火灾、爆炸

油田开发运行过程中发生火灾爆炸的原因很多，主要包括：（1）组织不严密，管理不善，违章作业导致大量的油气泄漏遇明火爆炸燃烧；（2）设备缺陷主要包括因选材错误而引起的设备、管线的腐蚀、侵蚀等引发火灾、爆炸；（3）设备安装时考虑不周不细，施工时施工质量差，不符合设计要求和施工验收规范，从而导致投产后发生事故；（4）控制生产装置的仪表仪器失灵，造成设备操作失控，引发油气泄漏，形成火灾等。上述各类生产事故在发生火灾及爆炸安全生产危害的同时，对区域内环境也将产生严重的污染。

5.8.2.4 中毒

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

5.8.2.5 物料泄漏

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

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

运行期扩建杏北 1601 转油站容器区新建 3 座三合一，采出液密闭贮存，在生产运行过程中由于处理、输送工艺物料的管道、设备破损、腐蚀穿孔、接头密闭不严、操作失误，发生油气水泄漏，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致的事故风险。

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

本工程主要作业场所、生产设备设施环境风险识别见表 5.8-4。

表 5.8-4 工程环境风险识别表

评价时期	主要设备及场所名称	危险介质	主要危险特性
施工期	钻井井场	原油、天然气、柴油	火灾、爆炸
	物料运输	柴油	泄露
运行期	油井井场	原油、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏
	井区集输管道	原油、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏
	扩建杏北 1601 转油站、改造污水站	原油、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏

5.8.3 环境风险分析

5.8.3.1 大气环境影响分析

天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时天然气或原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。若遇明火，引发的火灾、爆炸事故可在短时间内产生大量燃烧烟气，产生的一氧化碳、二氧化硫会在燃烧室释放到大气中，并与气溶胶颗粒物结合，形成烟雾，对大气环境造成短时的严重污染。由于本地区所处地势平坦，扩散条件好，在一定的气象条件下一

次性事故形成的局部大气污染中烃类气体聚集成高浓度的可能性较小，对敏感点及周围大气环境的影响不会太严重。

5.8.3.2 地表水环境影响分析

本工程附近地表水体包括六十六号泡，在其附近钻井施工时，如果发生井喷事故时可能导致原油直接进入地表水体，对其水质造成污染。原油进入地表水体后，比重比水轻的原油迅速浮于水面上，由于重力和表面张力的作用，会在水面上向四周散开。石油溢于水面后，其中的轻质烃类组份会不断的挥发至大气中，减少水中原油量。石油中的可溶组份会溶于水中，对水生生物有直接的危害。

本工程运行期事故状态下对地表水污染途径主要是六十六号泡附近井场和集输管道的事故泄漏。由于本工程基建 6 号平台距水体最近（西南 240m），一旦井场发生泄露事故，立即采取围堰封堵，并将被污染的土壤回收，避免污染物随地表径流进入水体，运行期定时巡井，井场和管道泄露都能够被及时发现，并且井场和管线与水体之间距离为 240m，因此，即便发生泄漏事故，泄漏的污油污水进入地表水体可能性较小，因此不会对其造成污染影响。

5.8.3.3 地下水环境影响分析

（1）柴油罐泄漏对地下水的影响

柴油罐的泄漏对地下水的污染较为严重，地下水一旦遭到成品油的污染，将使地下水产生严重异味，根本无法饮用。又由于这种渗漏必然穿过较厚的土壤层，使土壤层中吸附了大量的燃料油，土壤层吸附的燃料油不仅会造成植物生物的死亡，而且土壤层吸附的燃料油还会随着地表水的下渗对土壤层的冲刷作用补充到地下水，这样即便污染源得到及时控制，地下水要完全恢复也需几十年甚至上百年的时间。本项目柴油储存采用卧式罐，罐体架设在两个承台基础之上，如果发生泄漏，很容易发现并能够及时回收处理；而且罐区进行了防渗处理，并设置了围堰，即使发生泄漏，油品将由于防渗层的保护作用，积聚在围堰内，不会对地下水环境产生影

响。

（2）井漏对地下水环境的影响

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井泥浆漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井泥浆就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。

本项目表层套管下至 117m，在地下水含水层以下，在套管的保护下能有效地保护地下水；每开钻井结束后通过固井作业封隔地层与套管之间的环形空间，也可降低污染物进入地层的风险；在钻井过程对泥浆进行实时监测，一旦有漏失发生，立即采取堵漏措施。施工区块集中储备随钻堵漏剂，以备井漏发生时应急使用，堵漏剂由多种天然植物、腐植酸盐、羧甲基纤维素等多种高份子化合物复配而成，属于清洁、无毒、对人体无害、无环境污染的种类。因此，事故状态下泥浆泄漏对地下水环境影响较小。

（3）套损对地下水的影响

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

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

（4）地面设施泄漏对地下水的影响

本工程扩建杏北 1601 转油站，容器区新建 3 座三合一，事故状态下对地下水污染途径主要是油水的事故泄漏。原油、含油污水就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。资料研究结果表明：石油类污染物在一般土壤中绝大部分集中在泄漏层以下 0~10cm 及 10~30cm 范围，一般下渗深度在 80cm 以内，一般很难下渗 2m 以下，存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。而承压含水层一般都有隔

水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此对承压水层产生影响的可能性很小。

5.8.4 分析结论

本工程的主要环境风险是井喷、物料泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，原油泄漏和火灾爆炸影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，并定期演习，避免重大污染事故的发生。本工程建设项目环境风险简单分析内容表见表 5.8-5。

表 5.8-5 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	朝阳沟油田 2024 年更新井产能建设地面工程项目			
建设地点	(黑龙江)省	(大庆)市	(红岗)区	()县
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	原油、天然气；井场、集输管道			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	<p>大气环境：天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时天然气或原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。</p> <p>地表水环境：本工程附近地表水体包括西排干渠、无名泡，在其附近钻井施工时，如果发生井喷事故时可能导致原油直接进入地表水体，对其水质造成污染。</p> <p>地下水环境：本工程事故状态下对地下水污染途径主要是油水井管线、设备的事故泄漏。原油、含油污水就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。在注入过程中，由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损，使原油泄漏窜入地下水层造成污染。</p> <p>土壤环境：原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。</p> <p>生态环境：原油及含油污水泄漏可影响农田和草地的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。</p>			

风险防范措施要求	<p>钻井作业井喷防范措施：</p> <p>（1）钻井时安装防喷器，防止井喷事故发生。</p> <p>（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。</p> <p>管线泄漏的预防措施：</p> <p>（1）对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；</p> <p>（2）定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患。</p> <p>井下作业事故风险防范措施：</p> <p>（1）为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油水作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业。水井施工要提前 3 天关井降压；</p> <p>（2）施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接，完好后，通电调试。</p>
<p>填表说明（列出项目相关信息及评价说明）：</p> <p>本项目基建井 322 口，基建油井 194 口，注入井 128 口，形成 63 座平台井，84 座单井，其中新钻井 280 口，利用井 29 口，转注井 13 口，建成产能 $16.3 \times 10^4 \text{t/a}$。配套建设管道、道路、供配电等工程。</p> <p>本项目分别以施工期井场、改造杏北 1601 转油站和新建管道为厂界，计算厂界内危险物质数量与临界量的比值 Q，最大 Q 值为 $0.583 < 1$，环境风险潜势为 I，风险评价等级为简单分析。</p> <p>本工程的主要环境风险是物料泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，避免污染事故的发生。</p>	

6.环境保护措施及可行性论证

6.1 污染防治措施

6.1.1 大气污染防治措施

6.1.1.1 施工期

- （1）风速四级以上易产生扬尘时，应暂停开挖；
- （2）运输建筑材料的车辆必须封盖严密，严禁撒落，选择对周围环境影响较小的运输路线，定期对运输线路进行清扫；
- （3）施工场地干燥时适当洒水抑尘，建材堆放应定位定点，并采取防

尘、抑尘措施，如设置挡风板、上覆遮盖材料等，防止对周围村屯环境空气产生影响；

（4）施工材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料的洒落、风刮起的粉尘；

（5）井场内进行合理化管理，统一堆放材料，水泥、膨润土等易产生原辅材料堆放于专门设置的材料房内，尽量减少搬运环节，搬运时轻举轻放，防止包装袋破裂；

（6）本工程约 30 座井场无法连接钻井电线，需采用柴油发电机，柴油机采用合格轻质柴油，柴油暂存和储运罐均密闭，加强柴油机设备保养，使设备在良好、稳定状态下运行，减少燃油废气排放和环境影响。

（7）施工期产生的焊接烟气量相对较少，并且由于施工工作分布于施工现场的各个方位，各个焊接机基本独立工作，形成较为分散的小污染源，加之施工现场较为空旷，有利于烟气的扩散。因此在短暂的施工期内不会对空气产生大的影响。

（8）施工期运输车辆的发动机排放的尾气含有 NO_2 、 CO 、 THC 等污染物，采用清洁燃料，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。

通过采取上述措施，能够确保柴油机燃烧烟气满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014 及修改单）中第三阶段标准限值要求，施工场界扬尘满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值要求，不会对大气环境产生较大影响，施工期大气污染防治措施可行。

6.1.1.2 运行期

（1）油田伴生气随采出液通过管道三相混输至转油站，原油集输全过程采用密闭流程，不涉及敞开液面及储罐等内容，井口伴生气全部进入转油站不排放，井口均安装密封垫，最大限度降低烃类气体的挥发；

（2）本工程改造场站及依托场站的设备与管线组件的密封点 ≤ 2000 个，不需开展泄露检测与修复工作，日常加强对设备和管道的检查和维护，控制各部位无组织挥发的烃类总量；

(3) 本工程扩建杏北 4 号配制站，新建密闭除尘上料装置等废气收集处理措施，收集配制过程产生的粉尘，减少粉尘逸散，杏北 4 号配制站厂界能够满足《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。

(4) 加强井下作业管理，落地油全部回收，减少烃类气体挥发；

(5) 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。

(6) 依托及改扩建场站加热装置均使用清洁燃料天然气，其中新建加热装置采用低氮燃烧器，燃烧烟气通过 12m 高烟囱达标排放。

通过采取上述措施，能够确保本工程井场排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；井场、新建及改扩建场站排放的非甲烷总烃厂界满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，依托场站、新建，改扩建场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；依托及改扩建场站新建加热装置满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉要求（颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 ≤ 1 ），已建加热装置满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 已建锅炉要求（颗粒物 $\leq 30\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 400\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{SO}_2 \leq 100\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 ≤ 1 ）。不会对大气环境产生较大影响，运行期无组织排放大气污染防治措施可行。

6.1.1.3 温室气体管控

(1) 井口装置安装密封垫，原油集输采用密闭管道集输流程，最大限度减少温室气体的逸散；

(2) 加强对设备和管道的检查和维护，定期排出站内储罐，保证均无孔洞和裂隙，采样口等均处于密闭状态，控制场站各部位温室气体的逸散；

(3) 新建加热装置采用清洁燃料天然气，减少化石燃料燃烧 CO_2 排放；

(4) 油田开发实行连续生产，杜绝大功率设备频繁启动，减少设备启

停对用电的影响；

(5) 增加厂区绿化面积，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。

6.1.2 水污染防治措施

6.1.2.1 施工期

(1) 钻井和地面建设期间产生的生活污水进入附近场站生活污水收集系统，委托庆南工矿红岗分公司用生活污水拉运罐车抽取、拉运至红岗区西巷污水站，由西巷污水站将生活污水输送至大庆市北控污水处理有限公司南区污水处理厂进行处理，该污水处理厂执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准，排放至西干渠。

(2) 钻井通过具有饮用功能的潜水含水层的，应选用清水钻进或气体钻等清洁钻进方式；压裂优先选用无毒、低毒的环境友好型压裂液。

(3) 施工期钻井污水进入钢制泥浆槽，使用罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理，产生的泥饼综合利用，产生废水拉运至杏十二联合站污水处理站处理，达到回注标准后回注地下驱油。处理能力满足本项目需求，依托可行。

(4) 更换管线清洗废水和新建管线产生的试压废水用罐车拉运至杏十一含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量 $\leq 5.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5.0\text{mg/L}$ ”后回注油层，不外排。

(5) 压裂返排液产生后直接进入罐车，拉运至第十采油厂压裂返排液处理站进行处理，处理后外输至聚杏II-1污水处理站，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求后回注现役油层。

(6) 本工程钻井施工全部采用水基泥浆，使用地下水保护双层套管，以确保该区地下水不受污染；表层套管和油层套管固井水泥浆必须返至井口，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层。

(7) 施工和运输车辆和设备坚持日常检查制度，控制跑、冒、滴、漏

现象的发生，以杜绝环境污染事件。

(8) 确保应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水环境产生污染。

6.1.2.2 运行期

(1) 油田采出水管输至杏十一污水站、聚杏十一污水站和杏二十七三元含油污水处理站处理后全部回注现役油层，杏十一污水站处理后的水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ 0639-2015)限值“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ ”标准；聚杏十一污水站和杏二十七三元污水站含油污水处理站处理后的水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ 0639-2015)“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ ”标准要求；油水井作业产生的作业污水及水井洗井污水用密闭罐车拉运至杏十一污水站处理后回注现役油层，不外排。清防蜡废水直接进入集油系统，不外排。

(2) 油水井作业范围限制在油水井永久占地范围内，防止作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水污染环境。

(3) 强化生产运行管理，杜绝含油污水及污油的随意排放，落地原油要及时回收，并及时处理被落地油污染的土壤，消除对地下水的污染隐患。

(4) 确保应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理。

(5) 泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，定期对集输管线防腐及腐蚀情况定期检测，及时维修或更新，防止泄漏事故的发生。

(6) 定期对油水井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；油水井作业结束后对井场进行清理，对被油水污染的井场土壤进行回收，防止污染物进入潜水层造成污染。

(7) 油气井的设计、建造、改造应按照《气田水注入技术要求》(SY/T 6596-2016)的要求保证其完整性。油井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》(GB/T 17745-2011)要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

(8) 回注井运行过程中，应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，本工程注水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ 0639-2015)中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ ，悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ ”要求，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求；定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过3年。

(9) 新建注入井和转注井运行前，应进行井筒完整性测试，本工程回注井平均注入量小于 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，应至少每2年进行1次井筒完整性检测，检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。

(10) 提高自动化水平，对管道及井口的压力进行实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，然后采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施控制事故对周围环境造成的影响，防止污染地下水。

(11) 定期对井区周围村屯水井进行观测和检测，随时监测地下水的变化，及时发现和解决问题，如发生重大污染事故且已对地下水造成污染，应进行信息公开，并与政府相关部门进行联动，聘请专家进行讨论，制定减轻地下水污染程度及控制地下水污染范围的措施，防止地下水污染加剧。

6.1.2.3 地下水环境分区防控措施

油田的正常开发建设对地下水造成污染的可能性较小。但原油的突发性泄漏，如处理不及时则可能造成污染。本工程改扩建场站按照现有防渗要求执行，因此提出如下地下水环境分区防控措施及建议：

(1) 钻井井场

钻井井场采取分区防渗措施，钻机生产区、柴油罐区、泥浆循环罐区，泥浆泵区、压裂作业区采用双层高密度聚乙烯(HDPE)防渗膜(膜厚 1.5mm ，其渗透系数小于 $1.0\times 10^{-13}\text{cm/s}$)构筑防渗层，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b\geq 6.0\text{m}$ ， $K\leq 1.0\times 10^{-7}\text{cm/s}$ 的防渗性能，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)重点防渗区要求；材料房采用单层高密度聚乙烯(HDPE)构筑防渗层，防渗膜 1.5mm 厚，其渗透系数小于 $1.0\times 10^{-10}\text{cm/s}$ ，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)一般防渗区要

求；井场地面进行平整压实，做简单防渗处理。

（2）埋地管道

本工程埋地管道属于重点防渗区，采用无缝钢管，管道设计壁厚的腐蚀余量 2mm，管道的连接方式应采用焊接，定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测。等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 。

（3）油水井井场、集油阀组间

油水井井场、集油阀组间地面属于简单防渗区，地面进行压实处理，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗区的要求。

（4）井下作业

油水井井场作业期间铺设人工防渗层高密度聚乙烯膜，厚度为 2mm，防渗系数为 $K < 1 \times 10^{-13} cm/s$ ，防渗性能等效黏土防渗层 $Mb \geq 6m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ ，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》中重点防渗区要求。作业结束后对井场进行清理，对被油水污染的井场填土回收，防止污染物进入潜水层造成污染。

（5）新建注入站

新建注入站污水池属于重点防渗区，结构厚度为 250mm，混凝土的抗渗等级为 P8，且水池的内表面应涂刷水泥基渗透结晶型等放水涂料，防水涂料厚度达到 1.0mm，其防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 的粘土层防渗性能，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区防渗要求。站内玻璃钢母液储槽、母液回收装置、注入泵等设备区属于一般防渗区，采用单层高密度聚乙烯（HDPE）构筑防渗层，防渗膜 1.5mm 厚，其渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-10} cm/s$ ，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区防渗要求。

本工程地下水分区防渗见表 6.1-1。

表 6.1-1 项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗措施	防渗要求
----	--------	------	------

重点 防渗区	施工期	钻机生产区、柴油罐区、泥浆循环罐区、泥浆泵区、压裂作业区	采用双层高密度聚乙烯（HDPE）防渗膜构筑防渗层，防渗膜厚 2.0mm，其渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 。	《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中要求：等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$
	运行期	集输管道防渗	采用无缝钢管，管道设计壁厚的腐蚀余量 2mm，管道的连接方式应采用焊接，定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测。	
		作业油井井场	作业期间铺设人工防渗层高密度聚乙烯膜，厚度为 2mm，防渗系数为 $K < 1 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 。	
		新建注入站污水池	结构厚度为 250mm，混凝土的抗渗等级为 P8，且水池的内表面应涂刷水泥基渗透结晶型等防水涂料，防水涂料厚度达到 1.0mm	
一般防渗区	施工期	材料房	采用单层高密度聚乙烯（HDPE）构筑防渗层，防渗膜 1.5mm 厚，其渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 。	《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中要求：等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$
	运行期	新建注入站站内玻璃钢母液储槽、母液回收装置、注入泵等设备区	采用玻璃钢储槽，地面以上放置，采用采用单层高密度聚乙烯（HDPE）构筑防渗层，防渗膜 1.5mm 厚，其渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 。	
简单 防渗区	施工期	钻井井场	地面平整压实	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗区防渗技术要求
	运行期	井场地面、集油阀组间	地面进行压实处理	

6.1.2.4 地下水环境监测与管理

定期对地下水环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，建设单位存档监测报告以及建设项目所在地及其影响区地下水环境跟踪监测数据，同时对监测结果定期进行信息公开。根据建设项目区域地下水流向，在井区上游设 1 个潜水背景监测点，在井区侧向和下游各设 1 个潜水跟踪监测点，并在井区下游设承压水监测点 1 个。跟踪监测布点图见图 6.1-2，跟踪监测计划见表 6.1-2。

表 6.1-2 地下水环境影响跟踪监测计划表

跟踪监测井	坐标	井深（m）	功能	与本工程位置关系	监测因子	监测频次
-------	----	-------	----	----------	------	------

井区地下水流向 上游监测井（地下水 环境监测井）	N 46.35663 E 124.86775	18	背景值 监测点	基建 27 号平台井东北 1900m	石油类、石 油烃（C ₆ ~ C ₉ ）、石油 烃（C ₁₀ ~ C ₄₀ ）、汞、 砷、六价 铬、pH、 氨氮、耗氧 量	1 次/半 年
井区地下水流向 下游监测井（散户 1 水井）	N46.34666 E124.7769	13	污染扩 散监测 点	基建 5 号平台井西南 2700m		
井区地下水流向 下游监测井（古城 村水井）	N46.33239 E124.8550	60	污染扩 散监测 点	基建杏 8-11-626 井南侧 600m		
井区地下水流向 侧向监测井（古城 村水井）	N46.33375 E124.8553	15	污染扩 散监测 点	基建杏 8-11-626 井南侧 400m		

本项目废水拉运过程要求建设拉运视频监控装置，并接入市局监控平台，废水拉运前向局申报，明确拉运量、拉运时间，并接受视频监管。总体而言，本工程各类废水均能得到合理妥善处置不外排，工程采取的水污染防治措施可行。

6.1.3 地表水污染控制措施

6.1.3.1 施工期

（1）施工单位严格按照有关规定安排施工作业；合理进行施工组织和场地布置；对施工运输合理规划、布局，尽量利用既有道路，运输车辆按指定路线运行；施工运输车辆加盖棚布，防止运输材料洒落。

（2）施工期间产生的各类固体废物应及时清运，施工期间严禁将污水及固体废物直接排放至周围地表水体中。

（3）项目在钻井前合理设计井场布局，针对六十六号泡附近井场，施工布置时将施工场地设置在远离地表水体一侧，避免钻井液材料房及泥浆槽等设备设施对地表水产生影响；

（4）项目六十六号泡周围施工的井场、管道及道路施工场地四周加设临时施工围堰，围堰高度应高出水泡最高水位 50~80cm，防止施工期产生地表径流流入地表水中；

（5）合理选择施工季节，避免雨季施工，如遇连续雨天应停止施工，并做好现场防护工作，保证施工废水不随地表径流流入地表水中；

（6）确保应急工具和设备齐备完好，大庆油田有限责任公司第十采油

厂配备有围油栏、吸油包、吸油毡、转盘式收油机、吸附剂等应急物资，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围环境造成污染影响；

（7）施工单位应加强对施工人员爱护环境防止地表水体破坏的宣传教育活动，在施工过程中，应做到井然有序的实施组织设计，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。

6.1.3.2 运行期

（1）为避免油田开发过程中污染物随地表径流污染周围环境，油田在生产过程中必须严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；生产过程中的井下作业通过安装防喷器、卸油器、作业废水回收装置、井口溢流控制器等井口及井下装置，防止井喷、泄漏等事故的发生，减少含油污泥的产生量，一旦发生原油落地，必须及时回收；

（2）定期巡检，设有专职人员对油井、管线及阀门进行检查，确保各部分的使用性能，防止原油泄漏对周围造成污染；

（3）油井在进行井下作业时严格按照要求使用污油污水回收装置等，并且使用罐车对作业废水进行回收，防止作业时产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

（4）六十六号泡附近的井场如遇雨季进行作业时，应设置临时围堰，围堰高度应高出水泡最高水位 50~80cm，防止作业时产生地表径流流入地表水中；

（5）确保大庆油田有限责任公司第十采油厂财务资产库的围油栏、铁锹、吸油毡、消油剂等应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围环境产生污染。

6.1.3 噪声污染控制措施

6.1.3.1 施工期

(1) 对钻井井场进行合理布局，井场高噪音设备分散放置，并远离有人居的方向，避免噪声叠加造成对周围声环境的影响；

(2) 合理安排施工进度，减少施工时间，除钻进外，严格禁止夜间 10 时至次日 6 时进行高噪声施工，调整同时作业的施工机械数量，降低对周围环境的影响；

(3) 不可避免需要夜间施工时，应向周边工厂企业和居住点进行公告，取得民众谅解，并合理安排施工机械数量，严格限定施工范围，选用噪音低的设备，同时控制夜间灯光数量和照射范围；

(4) 注意对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度；

(5) 施工中加强管理，避免不合理噪声，文明施工，合理安排施工进度，降低对周围环境的影响；

(6) 运输车辆选择避开居民区的路线，尽量不鸣笛。

通过采取上述措施，能够确保井场和新建、改扩建场站施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）昼间 $\leq 70\text{dB}$ ，夜间 $\leq 55\text{dB}$ 要求，距离本工程最近的村屯为南侧 210m 古城村，通过采取合理安排施工时间、调整施工方式，加强施工管理等措施后，不会对声环境产生较大影响，施工期噪声治理措施可行。

6.1.3.2 运行期

(1) 改扩建场站新建机泵、井场抽油机等发声设备尽可能选用低噪声设备；

(2) 固定机泵采用减震基础，隔声罩等减振、隔声措施，以降低设备噪声源强。

(3) 注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。

通过采取以上措施后，能够确保施井场、阀组间，新建及改扩建场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类标准要求，昼间 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$ ，夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$ ，不会对周围声环境产生较大影响，运行期噪声治理措施可行。

6.1.4 固体废弃物控制措施

6.1.4.1 施工期

（1）钻井工程采用“泥浆不落地”工艺，采用复合阳离子水基钻井液，以及无毒无害的射孔液，产生的钻井岩屑、废弃泥浆及废射孔液直接进入井场钢制泥浆槽，并由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理，脱出的泥饼产生的泥饼综合利用；

（2）本项目钻井产生破损的非含油废弃防渗布、废包装袋统一收集由密闭运输车送第十采油厂工业固废处置场处理；

（3）本项目产生管道施工废料在施工过程中产生的按指定地点堆放，施工现场随干随清，施工结束后统一收集由密闭运输车送第十采油厂工业固废处置场处理；

（4）改造场站更换过滤罐滤料，属于危险废物，危废类别为 HW49 其他废物，危废代码为 900-041-49，统一由大庆蓝星环保工程有限公司负责更换及回收；

（5）施工人员产生的生活垃圾统一收集由垃圾运输车送大庆城控电力有限公司焚烧处理。

（6）本工程改造场站拆除的罐、操作间管网，机泵等设备，统一回收送第十采油厂资产库。

6.1.4.2 运行期

（1）本工程产生的落地油及油泥（砂）属于危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚，集中收集由罐车送杏北含油污泥处理站减量化处理后委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的含油污泥满足《油田含油污泥处

置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ），用于铺路和垫井场；

（2）本项目油井作业期间产生的含油废弃防渗布属于危险废物，废物类别HW08废矿物油与含矿物油废物，代码为900-249-08其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物，收集暂存杏五中试验站含油防渗布暂存库，委托有资质单位进行处置；

（3）运行期改造污水站新建纳米过滤罐，每3-5年更换一次滤料，废过滤吸附介质属于危险废物，危废类别为HW49其他废物，危废代码为900-041-49，统一由大庆蓝星环保工程有限公司负责更换及回收；

（4）在井场作业现场管理中，严格落实作业前后环保交接制度，作业队伍必须严格遵守相应的无污染作业准则，确保无污染作业率达到100%。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》，本项目涉及的危险废物必须按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）的要求处置：

（1）从事危险废物收集、贮存、运输的单位应具有危险废物经营许可证。在收集、贮存、运输危险废物时，应根据危险废物收集、贮存、处置经营许可证核发的有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等；危险废物产生单位内部自行从事的危险废物收集、贮存、运输活动应遵照国家相关管理规定，建立健全规章制度及操作流程，确保该过程的安全、可靠。

（2）危险废物转移过程中应按《危险废物转移管理办法》执行。

（3）危险废物收集、贮存、运输的单位应建立规范的管理和技术管理人员培训制度，定期对管理和技术管理人员进行培训。

（4）危险废物收集、贮存、运输单位应编制应急预案。

（5）危险废物收集、贮存、运输过程中一旦发生意外事故，收集、贮存、运输单位及相关部门应根据风险程度采取如下措施：

1）设立事故警戒线，启动应急预案，并按《突发环境事件信息报告办法》（2011年环境保护部令第17号）要求进行报告；

2）若造成事故的危险废物具有剧毒性、易燃性、爆炸性 or 高传染性，

应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；

3) 对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相应的清理和修复；

4) 清理过程中产生的所有废物均应按危险废物进行管理和处置；

5) 进入现场清理和包装危险废物的人员应受过专业培训，穿着防护服，并佩戴相应的防护用具。

(6) 危险废物收集、贮存、运输时应按腐蚀性、毒性、易燃性、反应性和感染性等危险特性对危险废物进行分类、包装并设置相应的标志及标签。

(7) 运输的车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求；运输车辆、储罐及管道进行定期的维护和检查，防患于未然，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常。

(8) 运输人员必须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步步扩大和恶化。

综上所述，本项目产生的固体废弃物按照相关处置要求进行，处置方式可行，对周围环境和人体健康不会造成危险，对周围环境的影响可接受。

6.1.5 生态保护措施

6.1.5.1 施工期生态保护措施

(1) 钻井施工应编制施工预案，科学安排作业，最大限度减少钻机搬迁等对植被的碾压和破坏。

(2) 充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时进井通道。

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

(4) 井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定，严格控制施工作业面积，以减少地表植被破坏。

(5) 埋设管线时, 根据管径的大小做到尽量窄控, 采取平埋方式(不起土坝)进行, 以便尽快恢复植被。

(6) 本工程有两口利用井占用耕地, 其新建管道临时用耕地面积为 1.2hm^2 , 施工时将所占土地进行表土剥离, 置于管道临时占地内, 施工结束后, 及时复垦; 其余新建管道占用草地, 施工结束后, 采用自然恢复的方式恢复自然植被。其余新建管道占用草地, 施工结束后, 及时恢复为草地植被。

(7) 按照实际情况选择施工季节, 尽量避开植物生长期, 减少对生态的影响。

(8) 恢复土地生产能力。本工程主要占用草地, 施工过程中尽量保护土地资源, 不打乱土层, 先挖表土层(20 cm 左右)单独堆放; 然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土, 后平覆表土, 以便尽快恢复土地原貌。

(9) 恢复被破坏的地表形态, 平整作业现场, 改善土壤及植被恢复条件。

(10) 加强施工管理, 施工活动控制在占地范围内, 临时占地剥离表层熟土, 施工结束后, 恢复临时占地表土及植被。

(11) 管道建设工程结束后, 回填开挖的管沟, 路基采取护坡、养护措施, 进行表土回覆、场地清理平整。

(12) 对废水、固体废物进行严格管理, 统一处理或回收, 不得随意抛撒, 防止污染土壤。

(13) 本工程永久占地为一般耕地和一般草地, 对于永久占地采取经济补偿措施。

6.1.5.2 运行期生态保护措施

(1) 严格控制油井作业占地, 普通井下作业不新征临时占地;

(2) 油水井作业过程中缩小影响范围, 提高工程施工效率, 减少工程在空间上、时间上对生态的影响;

(3) 油水井作业结束后, 应针对作业过程中的不同破坏类型, 恢复被破坏的地表形态, 降低工程对周围生态的影响;

(4) 油水井作业时严格执行环保措施, 控制污染物的外排量, 保证“工完料净场地清”, 作业后无落地油遗留井场。

本工程典型生态保护措施平面布置示意图见图 6.1-3。

6.1.5.3 水土流失防治措施

(1) 管道施工尽量缩小占地面积，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路；

(2) 管沟挖、填方作业应尽量作到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土；

(3) 管沟回填应按层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实；

(4) 更换管道穿越耕地区域，主体工程设计中要求施工结束后进行复垦，以恢复原有土地生产力；

(5) 井场建设完成后，对井场周围由于施工产生的植被损坏进行恢复；

(6) 施工建设期，施工车辆应固定行驶路线，施工结束后，对施工期由于施工车辆碾压所破坏的地表植被进行恢复；

(7) 运行期各种车辆应在已修建的道路上行驶，不得随意行驶。

6.1.5.4 防沙治沙措施

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

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

(2) 管道采用沟埋敷设，施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。井场临时占地主要为设备放置地，在

设备放置时尽量不破坏原有地貌，施工结束后及时对现场进行清理，对破坏的土地进行平整并压实，利于植被自然恢复。

(3) 在施工活动结束后，要立即对施工现场进行回填平整，形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填—平整—覆土—压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填平衡”。

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

(5) 施工作业避免在大风天施工。

(6) 路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

(7) 根据当地际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系。

6.1.5.5 黑土地保护措施

(1) 本项目新建井场严格遵守《石油天然气工程项目用地控制指标》(2017.1.1) 要求，尽可能减少占地。

(2) 本工程建设过程中对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

(3) 本工程实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用工作。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》(DB23/T2913-2021)。

(4) 本工程挖方施工剥离表土厚度为 0.3m，剥离的表土推放在井场、道路及管道占地范围内的存储区，堆土表面设纱网或草栅覆盖，防止出现水土流失，待本工程施工结束后运回原位分层回填或用于其它劣质地改良。

(5) 本工程对临时占用的耕地采用深松深耕进行复垦。

(6) 对占用耕地耕作层土壤剥离利用和临时占用的耕地采用深松深耕进行全过程监理。

通过采取上述生态保护措施，能够确保本项目对区域生态的破坏得到有效控制，不会对区域生态产生较大影响，生态保护措施可行。

6.1.6 土壤环境保护措施

6.1.6.1 污染防治基本要求

针对工程可能发生的土壤污染，按照“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

（1）源头控制措施

1) 钻井施工选用全井段套管保护+水泥固井工艺及清洁的水基钻井液体系，防止地下水、土壤污染。同时在设计中做好及时堵漏准备，防止钻井液流失进入土壤。

2) 在施工过程中要做好钻井废水、钻井液、钻屑、废射孔液和压裂返排液的回收处理工作，做到完全无外排。油罐区应做好防渗措施，防止油污洒落地面，污染土壤环境。

3) 每次钻井结束后的固井作业可有效封隔地层与套管之间的环空，防治污染土壤。选用高标号的固井水泥，提高固井质量，可有效防止因为井漏事故造成的土壤环境污染。

4) 井下作业应配备泄油器、刮油器等，按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油，落地原油回收率应达到 100%。

5) 在管线的路由选择中，应尽量沿道路进行铺设，同时还采用管线防腐措施；管道应按要求设置截断阀与报警系统和监控系统。

6) 采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

（2）末端控制措施

主要包括井场污染区地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来集中处理；末端控制采取分区防渗原则。

（3）污染监控体系

为了及时了解项目场区及周边土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）的相关要求，本项目拟制定土壤环境跟踪监测措施，包括制定跟踪监测计划，科学、合理地设置土壤监测点位，建立完善的跟踪监测制度，配备必要的取样设备，以便及时发现并有效控制。

（4）应急响应措施

包括一旦发现土壤污染事故，立即采取应急措施控制土壤、地下水污染，并使污染得到治理。

6.1.6.2 土壤环境保护措施

（1）恢复土地生产能力，提高土壤肥力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20cm-30cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复植被。

（2）充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时通道。

（3）在井场作业过程中必须在井场铺设防渗布或者别的防治措施，从源头控制土壤的污染。

（4）项目建设过程中采取分区防渗，以防止土壤环境污染。

（5）钻井施工采用水基钻井泥浆，使用低毒无害的添加剂，废弃泥浆直接进入井场钢制泥浆槽，并由泥浆罐车外运处置，全程泥浆不落地。

（6）钻井结束后采用无毒无害射孔液进行射孔工艺，产生的废射孔液直接进入井场罐车外运处置，从而阻隔废射孔液与土壤直接接触。

（7）压裂过程产生的压裂返排液，直接进入罐车拉运至压裂返排液处理站处理，施工时在压裂机组及拉运罐车底部及周围铺设防渗布，确保压裂返排液不落地。

6.1.6.3 跟踪监测

定期对重点影响区及土壤环境敏感点附近土壤环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，监测报告应存档，同时对监测结果进行信息公开。

根据土壤环境影响分析结果，本工程对土壤环境敏感点产生影响的可能性小，根据项目分布情况布置土壤监测点位 3 个（见图 6.1-2）。跟踪监测计划见表 6.1-3。

表 6.1-3 土壤环境跟踪监测计划表

监测点位	地理坐标	监测因子	监测频次
改造杏北 1601 转油站内	****	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
基建 1 号平台永久占地内	****		
已建杏 8-11-626 利用井北侧 50m 耕地	****		

6.1.7 环境风险防范措施

6.1.7.1 井喷防范措施

（1）钻井时安装防喷器，防止井喷事故发生。

（2）钻井过程中钻井队要认真做好地层孔隙压力监测，绘制四条曲线，包括预测地层孔隙压力曲线、监测地层孔隙压力曲线、设计钻井液密度曲线、实际钻井液密度曲线，并贴于井场值班房墙上。

（3）施工方在施工过程中因地质情况或施工条件出现较大变化时，应及时对钻井作业进行风险识别和评价，制定出安全技术保障措施，并提出修改设计的请求，按程序审批后方可实施。

（4）井控设备的维护和使用严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》中的 4.2 和 5.2 的要求执行。

（5）钻井液性能符合钻井设计要求，特别是钻井液密度必须在设计范围内。起钻前充分循环井内钻井液，使其性能稳定，进出口密度差不超过 0.02g/cm³。

（6）钻进中发生井漏应将钻具提离井底、方钻杆提出转盘，以便关井观察。采取定时、定量反灌钻井液措施，保持井内液柱压力与地层压力平衡，防止发生溢流，其后采取相应措施处理井漏。

（7）固井作业时不得拆除防喷器，应配套微变径闸板、换与套管直径

相匹配的闸板或在钻台配备套管螺纹和防喷钻杆相匹配的接头。固井全过程保证井内压力平衡，尤其防止水泥浆候凝期间因失重造成井内压力平衡的破坏，甚至井喷。

(8) 发现溢流后，严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》溢流的控制及压井作业中的要求执行。

6.1.7.2 套损风险防范措施

(1) 检查套管质量

1) 套管下井的质量检查。

一是检查套管钢级、壁厚等是否符合下井的设计规范与要求（设计中应对各种应力、强度校核作严格计算）。二是加强对下井前套管的探伤检查，要用多种检测方法检查套管壁厚薄程度、弯曲程度、圆度、丝扣密封情况和破裂等质量问题，严禁不合格套管下井。

2) 确定厚壁套管下入井段，根据地应力集中点、膨胀泥岩深度。断层深度和油层部位等确定厚壁套管下入井段。

(2) 工程技术预防措施

1) 对开发方式与工艺的要求。

①为防止地应力集中，尤其在断层附近，应采取恰当的布井方式，以适应地下应力分布情况。

②在套管易损坏地区的井，应考虑下技术套管，技术套管下至断裂层下部固井后再下气层套管，从而更有效地防止气层套管的损坏。

③在可能的情况下，应分层开采，以利于克服层间应力异常和减少井下作业次数，防止套管损坏。

2) 下套管和固井质量的要求。

①为防止浅层水腐蚀套管及浅层高塑性泥岩层蠕变，在浅层套管内外壁进行防腐，同时可下表层套管或技术套管封隔浅层。为减少管内承压，在高塑性泥岩层需下厚壁套管，并在环形空间内注入水泥封固。

②为保证套管接箍丝扣和密封脂质量及上扣的扭矩值，对井下的套管要定期紧扣。

③为减少套管损坏，固井时水泥浆应返至地面，进行全程固井。

6.1.7.3 井漏风险防范措施

(1) 发现井漏及油气显示等异常情况，立即报告。

(2) 钻进中发生井漏，液面不在井口时，将钻具提至关井位置，采取定时、定量反灌钻井液措施，及时处理井漏，防止发生溢流。

(3) 为防止井漏、井塌发生，可适当提高钻井液粘度，并控制钻速与排量，防止冲垮和憋漏地层。接单根时，应晚停泵、早开泵。

(4) 进入目的层后，若发生井漏，在保证井控安全和井眼稳定的情况下，应首先考虑降低钻井液密度，然后选择不伤害主要储层的堵漏措施，主要目的层应选用可酸化或可解堵的材料，严禁使用惰性材料堵漏。

(5) 施工区块集中储备随钻堵漏剂 5t~10t，以备井漏发生时应急使用。

6.1.7.4 防火、防爆、防物料泄漏措施

(1) 井场钻井设备的布局要考虑防火的安全要求。值班房、发电房、配电柜距井口不小于 30m。

(2) 距井口 30m 以内及钻井液循环系统的电气设备、照明设备、开关、输电线路及接线方法应符合防火防爆安全规定。

(3) 钻台下面和井口周围严禁堆放杂物和易燃品，机泵房下无积油。

(4) 井场内严禁吸烟和动用明火，应有明显的防火标志。若需动火，应执行相关的安全规定。

(5) 在井架上、井场盛行风入口处、钻台等地应至少设置 2 个风向标，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向设定的 2 个紧急集合点疏散。

(6) 在钻台上下、振动筛、循环罐等气体易聚积的场所，应安装防爆排风扇以驱散工作场所弥漫的有毒有害、可燃气体。

(7) 油罐区地面铺设防渗布，设置围堰。发生油水泄漏时控制柴油不向罐区外扩散，保护周围生态。

(8) 井场设置的钢制泥浆槽兼作事故池，用于发生污水泄漏时废水的收集，控制污水不向井场外扩散，保护周围生态。

(9) 确保应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的油污污水进行及时回收和处理。

(10) 一旦发生井喷事故，要及时上报上级主管部门，并有消防车、救护车、医护人员和技术安全人员在井场值班。

6.1.7.5 管线泄漏防范措施

(1) 对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；

(2) 加强应急预警和紧急切断等措施，加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

当管线发生泄漏时应及时修筑围堤，控制油水的扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；

(3) 对被泄漏原油污染的土壤清理干净后送杏五二含油污泥处理站进行处理。

(4) 当发生油田伴生气泄漏应划出警戒线，告知围观群众危险性，劝之不要动用火源，防止火灾及爆炸事故发生；同时根据泄漏情况有组织性的疏散周围相关人员；

(5) 定期检测管道的内外腐蚀及防腐层破损情况，及时更换或维修；

(6) 制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告；

(7) 建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

6.1.7.6 储层改造事故风险防范措施

(1) 为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油井作业，在作业前应

先调节注采比，降低井底压力后再进行作业；

(2) 施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接，完好后，通电调试；

(3) 作业前要打开生产阀门、套管放空阀门，观察溢流量大小。如果溢流量较大，采取清水或泥浆进行压井；起下抽油杆、管柱过程要注意井口变化，井口溢流较小时，将污水排入污水回收装置，溢流较大时，立即停止操作，迅速关闭封井器；采取清水或泥浆压井；

(4) 打开套管闸门，启动作业废水进站装置和油水收集器，使废水废液由套管排出经作业废水进站装置回站；

(5) 在压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣施工有溢流时，必须下单流阀，套管出口接到作业废水进站装置；

(6) 压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣前，必须认真检查水龙带有无破皮、断丝、油壬丝扣完好状态，水泥车井口管线试打压 4.0 Mpa 检验密封性；作业时随时注意进出口排量压力，防止井喷，观察拉力计悬重变化，防止沙堵憋泵。遇阻憋压时，要立即将管柱上提，防止管线爆裂。

(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，并关闭油管和套管闸门，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，然后将污水拉运到聚杏九污水站处理。

6.1.7.7 依托场站事故风险防范措施

- 1) 建议对地层压力进行监控，合理安排注采比，预防套损事故的发生；
- 2) 站内定时巡检，及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免出现大量油水泄漏；
- 3) 平稳操作，避免系统压力超高放空；
- 4) 定期维护保养容器、设备和站内管线。
- 5) 加强场站管理，建立并严格执行安全生产责任制度，科学监控设备

运行，消除故障隐患。

6) 各场站均设置了事故排污池，可在事故状态下暂存装置内残余的原油或含油污水。

6.1.7.7 应急要求

本工程为改扩建工程，目前第十采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《第十采油厂突发事件总体应急预案》，同时该体系根据不同事故类型分别编制了《第十采油厂环境突发事件专项应急预案》、《井喷突发事件专项应急预案》、《油气泄漏事件专项应急预案》、《输油系统突发事件专项预案》等专项应急预案。现有预案包含了本项目发生的油井套管破损泄露、油水泄露引起的火灾、爆炸等风险事故时所采取的应急处置措施，可以满足本项目的应急处置要求，不需对本工程提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行。

(1) 应急预案基本内容

本工程建设单位已经针对可能发生的风险事故，结合所处区域的自然条件、环境状况、地理位置等特点，制定了较完善的事故风险应急预案。根据企业提供资料，大庆油田有限责任公司第十采油厂现有突发环境事件专项应急预案已在大庆市红岗区生态环境局备案。

《第十采油厂突发环境事件专项应急预案》适用于本厂范围内发生的、造成或可能造成人员伤亡、环境污染、停产和较大社会影响等突发事件的应对工作，主要包括应急组织机构及职责明确、预警与响应、应急处置与协调、应急保障等内容，重点明确各分项预案所述事件类型及事件各级应急组织机构框架内容，起到总体掌控、督查的作用；该预案不仅包含了原油泄漏污染、污水泄漏污染、给排水系统泄漏污染和危险废物污染等事故的分类、应急响应等内容，而且明确了环境突发事件应急储备物资清单、应急联络单等重要内容；该预案进行了组织机构及职责明确、预防与预警设置、应急响应与应急处置、应急保障内容确定以及第十采油厂突发事故的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。

根据应急组织机构，设置环境突发事件应急领导小组、环境突发事件

应急办公室及环境突发事件现场工作组，对第十采油厂发生的环境突发事件进行应急救援工作，有针对性的对突发环境事件进行应急启动、响应行动、现场处置、应急终止和事件现场的恢复与重建，同时第十采油厂也与地方采取联动机制，主要有大庆市生态环境局、大庆市应急管理局、大庆市红岗区生态环境局、红岗区消防队等。

通过分析该预案内容可知，预案中针对突发事故的应急流程、应急教育与应急演练、应急物资保障等内容方面已经比较完善，能够给对突发环境事件进行妥善处理。

(2) 应急状态地企联动

企业环保部门与地方社会力量保持应急状态联动，事故发生后，消防部门、医疗部门、环保部门及公安部门启动相应紧急预案，保障事故控制及事故救援得到有效迅捷地处理。详见下表。

表 6.1-3 地企联动各部门联系方式

序 号	单 位	电 话
1	大庆市政府总值班室	0459-4609988
2	大庆油田公司应急值班室	0459-5999191、0459-5963011
3	大庆市红岗区政府值班室	0459-6782674
4	大庆市公安局报警	110
5	大庆市交警支队交通事故报警	122
6	大庆市医疗急救中心	120
7	大庆市气象局	0459-8151615
8	大庆油田总医院	0459-5805130
9	红岗区消防队	119

(3) 应急预案有效性分析

本工程位于已建区块内，本项目建成后所涉及的风险主要为井喷、物料泄漏和火灾爆炸，建设单位现有的《突发环境事件专项应急预案》中已包含了本项目发生风险事故时所采取的应急处置措施，所以该预案可以满足本项目的应急处置要求，可以将本工程纳入第十采油厂油田原有应急体系内，不需对本工程提出新的应急预案。发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，故必要时可直接向向邻近企业、单位和政府部门、消防队、环保局、安全生产监督管理局和市政府报告，申请求援并要求周围企业单位启动应急计

划，对风险事故及时作出反应和处理，将事故影响降至最低。

通过采取上述环境风险防范措施，能够有效的预防和减缓本工程建设可能带来的不良环境影响，环境风险可控。

6.2 “三同时”项目一览表

为进一步落实本项目工程设计和环境影响评价提出的各项环保措施，确保环保工程发挥真正作用，本评价列出“三同时”项目表和竣工验收监测与调查的相关要求，具体内容见表 6.2-1、6.2-2。

表 6.2-1 “三同时”项目一览表

类别	名称	验收指标
土壤、生态保护	临时占地恢复	对 255.78hm ² 临时占地草地进行整平翻松，自然恢复，对 1.2hm ² 临时占地耕地及时复耕。
	永久占地补偿	对 19.895hm ² 永久占用草地进行经济补偿。
	土壤跟踪监测	设置 3 个土壤跟踪监测点监控建设项目所在地土壤环境污染情况。
	防沙治沙	施工过程中采取防沙治沙措施，车辆采用“一”字型作业法，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系，裸露沙地，以种植草本和灌木植物为主等措施。
地下水保护	分区防渗	<p>（1）钻井井场地面进行平整压实，做简单防渗处理；钢制泥浆槽、钻井液材料房进行一般防渗，采用单层高密度聚乙烯（HDPE）防渗膜（膜厚 1.5mm，其渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$）构筑防渗层，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$，$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的防渗性能；钻机生产区、柴油罐区、泥浆循环罐区、泥浆泵区，压裂作业区进行重点防渗，采用双层高密度聚乙烯（HDPE）防渗膜（膜厚 1.5mm，其渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$）构筑防渗层，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$，$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的防渗性能。</p> <p>（2）采用无缝钢管，管道设计壁厚的腐蚀余量 2mm，管道的连接方式应采用焊接，定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测。</p> <p>（3）油水井井场地面进行压实处理，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗区的要求。</p> <p>（4）油水井井场作业期间铺设人工防渗层高密度聚乙烯膜，厚度为 2mm，防渗系数为 $K < 1 \times 10^{-13} \text{cm/s}$，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6\text{m}$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》中重点防渗区要求。</p> <p>（4）新建注入站污水池属于重点防渗区，结构厚度为 250mm，混凝土的抗渗等级为 P8，且水池的内表面应涂刷水泥基渗透结晶型等放水涂料，防水涂料厚度达到 1.0mm，其防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的粘土层防渗性能，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区防渗要求。站内玻璃钢母液储槽、母液回收装置、注入泵等设备区属于一般防渗区，采用玻璃钢储槽，地面以上放置，采用单层高密度聚乙烯（HDPE）构筑防渗层，防渗膜 1.5mm 厚，防渗层至少为能等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$。</p>

	地下水跟踪监测井	根据区块地下水流向设置 3 口潜水，1 口承压水监测井监控建设项目所在地地下水环境污染情况。
固废处理	含油污泥处置	全部回收送杏北含油污泥处理站减量化处理后委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的含油污泥满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准用于铺路和垫井场。
	钻井用废弃防渗布、纯碱等包装袋和施工废料处置	在施工结束后全部送第十采油厂工业固废处置场处理，执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中Ⅱ类场标准。
	含油防渗布处置	全部送有资质的单位处理，处置过程满足《危险废物污染防治技术政策》及《危险废物转移管理办法》。
	废滤料	统一由大庆蓝星环保工程有限公司负责更换及回收
	废钻井液、钻井岩屑、废射孔液处置	全部拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处置。
噪声治理	厂界噪声治理	噪声排放点均已采取降噪措施，施工期场界符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》昼间≤70dB，夜间≤55dB 的要求；运行期井场及改造场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准限值，昼间≤60dB（A），夜间≤50dB（A）。
废气治理	废气治理	施工期场界扬尘满足《大气污染物排放标准》（GB16297-1996）颗粒物无组织排放限值：≤1.0mg/m ³ ；柴油机燃烧烟气满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014 及修改单）中第三阶段标准限值要求：P _{max} >560kW 时，CO 3.5g/kWh，NMHC+NO _x 6.4g/kWh，PM 0.2g/kWh；运行期井场场界非甲烷烃浓度满足《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（2023 年 1 月 1 日前执行）及《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求（2023 年 1 月 1 日起执行）。
污水处理	钻井污水、生活污水、试压废水作业污水、含油污水	施工期产生的钻井污水由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处置；施工期间生活污水进入附近场站生活污水收集系统，委托庆南工矿红岗分公司用生活污水拉运罐车抽取、拉运至红岗区西巷污水站；管道试压废水经罐车收集后回收至杏十一污水站进行处理后回注现役油层；压裂作业过程产生的压裂返排液送第十采油厂压裂液处理站处理后最终回注现役油层。运行期油田采出水输至杏十一污水站、聚杏十一污水站和杏二十七三元含油污水处理站处理后全部回注现役油层；油水井作业产生的作业污水及水井洗井污水用密闭罐车拉运至杏十一含油污水处理站处理后全部回注现役油层。
事故应急	应急设施	防渗布、围油栏、铁锹、镐等

表 6.2-2 竣工验收监测与调查主要内容

项目	内容
环境保护管理检查	项目各阶段环境保护法律、法规、规章制度的执行情况
	环境保护审批手续及环境保护档案资料
	环保组织机构及规章管理制度
	环保设施建成及运行情况，生态恢复、占地补偿、绿化等措施的落实情况
	本项目环评报告及其批复提出的环保措施落实情况及其效果

	运行期环境保护监测计划实施情况
	本项目事故风险的环保应急计划，包括物质配备、防范措施，应急处置等
	施工期、运行期扰民现象的调查
	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
	排污许可执行情况
污染物达标排放监测	厂界烃类气体无组织排放监测
	厂界噪声达标排放监测
	事故时对大气，地下水、地表水等进行事故监测
敏感点环境质量监测	油田开发区内的环境空气、地下水、地表水及土壤环境质量
生态调查主要内容	项目在施工、运行期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	临时占地恢复情况、永久占用草地经济补偿情况
	针对环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况

7.环境影响经济损益分析

油田产能项目的开发建设，除对所在区域的经济发展起着促进作用外，也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。本评价将通过对拟建项目的经济和环境效益分析，对项目建设的合理性进行分析。

7.1 环境损失费估算

本油田开发过程中，由于井场建设、管道铺设等，需要占用一定面积土地，而且由此产生的污染物对周围环境也会造成一定污染，因此引起的环境损失费往往很难直接用经济价值来计算，因此，我们仅用植被损失费和资源损失费来估算。

（1）植被损失费

该项目损失主要为耕地、草地的损失，根据生态环境影响分析，该项目临时占地损失玉米 11.7t，经济价值为 2.57 万元；损失干草 1918.35t，经济价值约为 134.28 万元。

（2）资源损失费

该项目资源损失主要为油田开发过程中伴生气损失。油田投产 10 年间该项目将有 2310.5t 烃类排入大气，每吨按 1529.7 元计，相当于损失 353.44 万元。

两项合计为 487.72 万元。

7.2 环保投资估算及环境效益分析

7.2.1 环保投资估算

本工程环保投资详见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资统计

序号		环保工程名称		(万元)	备注
施工期	1	废气	洒水抑尘、设置挡风板、设置料棚、遮盖苫布等苫布等	147	根据油田开发多年统计，1 万元/井场，共 147 座井场

	2	废水	新建管道清洗废水和试压废水经罐车收集后送杏十一污水处理站进行处理	10	/
	3		压裂返排液处理送第十采油厂压裂返排液处理站处理	61	根据油田多年统计数据，每口井按 1 万元计
	4		生活污水进入附近场站生活污水收集系统，委托庆南工矿红岗分公司用生活污水拉运罐车抽取、拉运至红岗区西巷污水站处理	5	/
	5	固废	钻井废水、废弃钻井液、岩屑、射孔废液由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理	3640	根据油田钻井工程多年统计，每口井按 13 万元计
	6		废包装袋、废防渗布、管道施工废料等统一收集送第十采油厂工业固废处置场处理。	10	/
	7		废滤料由大庆蓝星环保工程有限公司负责更换及回收	5	/
	8	噪声	将柴油机组安装在活动板房内，使用自带减振装置的振动筛和离心机，泥浆泵安装减振垫	73.5	根据油田钻井工程多年统计，0.5 万元/井场，共 147 座井场
	9	地下水分区防渗	钻井井场分区防渗措施	73.5	根据油田钻井工程多年统计，每个井场按 0.5 万元计
	10	生态恢复	对永久占用 19.895hm ² 草地进行经济补偿	39.79	占地补偿按照 2 万元/hm ² 计
	11		对临时占用的 1.2hm ² 耕地进行等质量复耕，对临时占用的 255.78hm ² 草地进行自然恢复。	256.98	根据国家临时占地补偿标准，临时占地、防沙治沙及水土流失重点治理区生态恢复费用按 1 万元/hm ² 计
	12		防沙治沙措施及水土流失重点治理区生态恢复措施		
运行期	1	废气	新建加热装置烟囱高度不低于 8m，采用天然气作为燃料	20	/
	2		杏北 4 号配制站新建一套密闭除尘上料装置	10	/
	3	废水	采出液分离出的含油污水由管线输送至杏北十一污水站、聚杏北十一污水站和杏北二十七三元含油污水处理站处理；油水井作业废水由罐车拉运至杏十一联合含油污水处理站处理	10	/
	4	固废	含油污泥、废含油防渗布全部回收送杏北含油污泥处理站减量化处理后委托大庆博昕晶化科技有限公司处理	10	/

5		新建滤料产生的废滤料统一由大庆蓝星环保工程有限公司负责更换及回收	5	
6	地下水	运行期集油管线、井场、集油阀组间、注入站和油井作业区域分区防渗措施	15	
7		布设地下水跟踪监测井（依托4口跟踪监测井）	4	
8	噪声	扩建场站新建机泵置于室内，采用减震基础，隔声罩等措施	10	
9	土壤	布设3个土壤跟踪监测点	3	
风险措施		根据需要设置围堰、配备围油栏、铁锹等应急工具	1	
合计			4409.77	
本工程总投资 39435.0 万元，环保投资占总投资的 11.2%				

7.2.2 环境效益简要分析

（1）密闭输送措施效益估算

本工程油气集输采用密闭输送流程可使油气损失由 0.5%（开式流程）降到 0.14175%（油气密闭集输流程），10 年间可减少油气损失 5839.5t，按每吨 1529.7 元计，这一项可创价值 893.27 万元。

（2）含油污水回用效益估算

本工程对油田含油污水采取处理回注现役油层措施，不仅减少了含油污水对地面水体污染，而且可大大节约水资源。本工程 10 年累计产生含油污水 19330000t，如每吨水按 5.9 元计，回收利用污水的总价值约 11404.7 万元。

以上两个方面环境经济总效益合计 12297.97 万元。

由于该项目对油田开发排放的污染物采取了一系列治理措施，不仅大大降低了排入环境中污染物的数量，取得巨大环境效益，而且还会取得一定的经济效益。

7.3 环境经济损益分析结论

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/T6276-2010）的要求，在项目的建设期、运营期和退役期等3个阶段建立和实施HSE管理体系。建设期、运营期和退役期的HSE管理分别包括以下内容：

（1）建设期HSE管理主要包括良好的工程设计、安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用，安全、绿色施工等；

（2）运营期HSE管理主要包括：HSE组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、HSE管理体系的运行及保持、清洁生产等；

为最大限度地减轻油田生产对区域内空气环境、水环境及生态的影响，减少事故的发生，以确保油田安全运行，必须建立科学有效的环境管理体制，制定详细周密的环境保护管理计划。

8.1.1 组织结构

本工程环境管理工作由第十采油厂负责。在项目建设期引入环境监理制度，推行环保监理和检查制度。由第十采油厂施工业务主管部门对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，控制施工阶段的环境污染和生态破坏。施工期除设置1名专职环保员外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级HSE管理网络，在油田已有HSE指挥部的基础上，分别配备数名HSE现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

8.1.2 规章制度

油田环保工作必须严格执行国家、黑龙江省的环保法律法规，同时还应制定相应的环境管理规章制度，环保法规及油田内部的各种环境管理规

章制度应下发到相应人员，并组织有关人员学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。相关法规和规章制度详见表 8.1-1。

表 8.1-1 环保法规和规章制度一览表

序号	规章名称	主要内容
1	国家、省市级的相关环保法律法规	国家、省市颁发的环境保护法律、法规。
2	油田公司制定的相关环保法律法规	油田公司的环境管理规定及环境管理规章制度（或环境保护条例及事故预案）。
3	环保技术规程及标准	各级有关环境管理的技术规程、标准，主要包括：国家及省市颁布的相关污染物排放控制标准；油田公司及厂矿等各单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括油田开发建设期及生产运行期废水、废气、废渣及噪声等方面的管理制度；在油田投入正常生产过程后，三废管理制度主要应包括油田正常运行过程中对含油污泥、含油污水及挥发烃的治理（回收及利用）等方面的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括油田建设期井场、道路和管道的建设过程对区域内生态产生的影响后所做出的恢复计划及生态补偿措施等；在油田进入正常生产运行期后，生态保护制度主要包括油田生产过程中所进行的油水井作业过程，同时包括在生产过程中对于一些突发事件可能对周围生态产生的影响而制定的生态恢复计划和补偿措施等内容。
7	事故管理预案	明确油田开发建设过程中的诸如油水井作业、集油管道所可能存在的突发事件的预防管理措施。

8.2 环境监控

8.2.1 环境监控实施计划

由第十采油厂安全环保部对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，以加强设计和施工阶段的环境管理，控制施工阶段的环境污染和生态破坏；同时在日常生产管理过程中对相应的环境管理机构、人员及环境管理制度必须切实落实和执行。尤其在建设施工期，除设置油田专职环保员一名外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HSE 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

HSE 机构在环境管理上的主要任务包括：负责制定本油田施工作业的环境管理方案，制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环

保工程的检查和预验收，负责协调与地方环保、水利、土地等部门的关系以及负责有关环保文件、技术资料的收集建档等。

8.2.2 环境管理工作的重点

工程投产运行后，油田环境管理工作由第十采油厂安全环保部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油水井作业过程管理、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

8.2.3 环境管理人员的基本职责

- (1) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作；
- (2) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；
- (3) 对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；
- (4) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故能及时到位；
- (5) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

8.2.4 环境监控基本内容

为了油田开发区域内环境的持续改进，对油田开发建设的各项活动进行全过程、全方位的监控。包括井场建设及相应配套设施建设，以及油田正常生产情况下的相应作业施工建设等过程。油田运营期的环境监控主要是采油、井下作业和原油集输过程中的环境保护措施执行情况。日常监控

主要由本站的环保员组织定期进行，由上级部门核查。核查采用检查现场、检查记录、与员工座谈等形式进行；检查和核查应形成记录。

8.2.5 本工程污染源排放清单

本工程施工期污染物排放清单见表 8.2-1。

8.2-1 施工期污染物排放清单

序号	污染物种类	污染物名称	主要污染因子	排放量（产生量）	控制措施及去向	排放管理要求
1	废气	扬尘	颗粒物	/	排入大气	符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求
		柴油机烟气	SO ₂ PM NO _x HC HC+NO _x CO	3.221t 0.575t 2.061t 1.199t 3.26t 1.223t	排入大气	符合《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（GB20891-2014）要求
2	废水	生活污水	COD、NH ₃ -N	1721.6m ³	生活污水进入附近场站生活污水收集系统	/
		钻井废水	COD、SS	6466.56m ³	拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理	/
		试压废水	SS	1078m ³	送杏十一含油污水处理站处理后回注现役油层	/
		管道清洗废水	石油类等	57.6		
		压裂返排液	石油类、COD	2440m ³	送第十采油厂压裂液处理站处理后最终回注现役油层	/
3	固废	废射孔液	/	10656m ³	罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理	/
		钻井岩屑	/	7759.87m ³		
		废钻井液		49560m ³		
		钻井期废防渗布	/	7.0t	送第十采油厂工业固废处置场	
		一般废包装袋	/	0.42	统一收集送第十采油厂工业固废处置场处理	
		生活垃圾	/	13.45t	送大庆城控电力有限公司焚烧处理	/
		施工废料	/	3.33t	送第十采油厂工业固废处置场	/
		废滤料	石油类	300m ³	统一由大庆蓝星环保工程有限公司负责更换及回收	
		废包装袋	/	0.42t	送第十采油厂工业固废处置场	/
4	噪声	机械噪声	噪声	70~105 dB(A)	排入周围环境	符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）要求

本工程运行期污染物排放清单见表 8.2-2。

表 8.2-2 本工程运行期污染物排放清单

序号	污染物种类	污染物	主要污染因子	排放量（产生量）	控制措施及去向	排放管理要求
1	废气	无组织废气	非甲烷烃	231.05t/a	排入大气	符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求
2	废水	油田采出水	石油类	193.3×10 ⁴ m ³ a	输至杏十一污水站、聚杏十一污水站和杏二十七三元含油污水处理站处理后全部回注现役油层	/
		热洗废水	石油类、悬浮物	46560m ³ /a	清防蜡用水直接进入集油系统，不外排	
		作业污水	石油类、悬浮物	4357.33m ³ /a	送杏十一含油污水站处理后回注现役油层	
		洗井污水	石油类、悬浮物	18432m ³ /a		
3	固废	油泥	石油类	4.89t/a	送杏北含油污泥处理站减量化处理后委托大庆博昕晶化科技有限公司处理	/
		落地油	石油类	6.47t/a		
		废滤料	石油类	553m ³	统一由大庆蓝星环保工程有限公司负责更换及回收	/
		废防渗布	石油类	2.59t/a	委托有资质单位进行处置	/
4	噪声	机械噪声	噪声	65~75dB（A）	排入周围环境	符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）要求

8.2.6 总量控制

目前，第十采油厂已取得排污许可证，该许可证已经包含本工程依托场站排放的加热装置废气污染物排放量。本工程扩建杏北 1601 转油站新增 2.5MW 掺水炉 5 台，新增 0.29MW 采暖炉一台，杏北 1301 热水站新建 2.0MW 加热炉一台，杏二十七三元污水站新建 1.5MW 加热炉一台，本工程新增燃气量 11499.38 万 Nm³/a，新增 SO₂1.662mg/m³，NO_x9.596mg/m³，颗粒物 1.392mg/m³，新增非甲烷烃排放量 231.05t/a，建议按实际排放总量进行控制。

8.2.7 施工期环境管理与监测计划

8.2.7.1 加强工程承包方管理

要与具有相关资质的施工作业单位签定《工程服务安全生产合同》，执行 HSE 管理体系，对项目实施 HSE 立卷管理，并按其内容执行。针对工程的承包方，应加强环境管理，制定出严格的环保管理制度：

（1）在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位；

（2）在承包合同中应明确有关环境保护条款，如环境保护目标，采取的水、气、声和生态保护措施等，将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一；

（3）各分承包方应按照项目部的环境管理制度要求，建立相应的环境管理机构，明确环保管理人员，明确人员职责等；

（4）各分承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的环保部门，批准后方可开工。

8.2.7.2 注重人员培训

施工作业之前必须对全体施工人员进行包括环保知识、意识和能力的培训。其中环保能力的培训主要包括：保护环境的规定；减少和收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险品的的方法；国家及当地政府的环境保护法律、法规等。

8.2.7.3 施工期环境监测计划

施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要是对施工场界的噪声、扬尘等进行一次性监测，发生事故时对周围的空气、土壤等进行监测。具体见表 8.2-3。

表 8.2-3 本工程施工期污染物排放监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	场界扬尘	颗粒物	场界外 10m 范围内	1 次/施工期
2	场界噪声	连续等效 A 声级	场界外 1m	1 次/施工期
3	事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃；地下水：石油类；地表水：石油类	空气及土壤为事故地点；地下水、地表水为事故地点周围区域	事故发生 24 小时内

8.2.8 运营期环境管理与监测计划

8.2.8.1 运营期环境管理

- （1）进行环境监测，掌握污染现状；
- （2）定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；
- （3）落实环境管理制度；
- （4）制定环保经济责任考核制度，提高各部门对环境保护的责任感；
- （5）强化专业人员培训。

8.2.8.2 运营期环境监测计划

本工程生产运行期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测站进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

运行期根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）要求，结合油田运行期环境污染的特点，主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故等制定监测计划，包括污染源监测计划、环境质量监测计划及生态调查方案，本工程制定监测计划具体见下表，实际运行时需结合采油厂日常监测方案执行，杏北 1601 转油站等改扩建场站纳入原有监测方案。

表 8.2-4 工程运行期污染物排放监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	无组织排放	非甲烷总烃	杏北 1601 转油站、井场厂界上风向 1 个、下风向 3 个	1 次/季
	燃烧烟气	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、林格曼黑度	杏北 1601 转油站加热装置、杏北 1301 热水站加热装置、北三元-9 转油放水站加热装置	1 次/年
2	厂界噪声	连续等效 A 声级	基建井场、杏北 1601 转油站、杏二十七曝氧站、聚杏 4-8 注入站、杏十一污水站、杏十一深度污水站、杏十一深度污水站、杏北 1301 热水站、厂界外 1m	1 次/季
3	事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃；地下水：石油类；地表水：石油类	空气及土壤为事故地点；地下水为事故地点周围区域。	事故发生 24 小时内

表 8.2-5 工程运行期周边环境质量影响监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	地下水	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、pH、氨氮、耗氧量	地下水环境监测井（N 46.35663，E 124.86775）；散户 1 水井（N46.34666，E124.7769）；红城村地下水（N46.34114，E124.8651）；古城村地下水 1（N46.33375，E124.8553）	1 次/半年
2	土壤	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬	改造杏北 1601 转油站内、基建 1 号平台永久占地内、已建杏 8-11-626 利用井北侧 50m 耕地	1 次/年

表 8.2-6 生态环境监测

序号	调查内容	调查内容/因子	监测点位	监测频次	备注
1	植被恢复情况,包括植被覆盖率、植物多样性组成	植被恢复情况,包括植被覆盖率、植物多样性组成	拟建管道临时占地内	1 次/年	采用《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）附录 B 监测方法
2	地下水跟踪监测	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、pH、氨氮、耗氧量	地下水环境监测井（N 46.35663，E 124.86775）；散户 1 水井（N46.34666，E124.7769）；红城村地下水（N46.34114，E124.8651）；古城村地下水 1（N46.33375，E124.8553）	1 次/半年	结合本工程整个区块设置地下水跟踪监测井
3	土壤跟踪监测	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬	杏十一污水站废水池周边土壤	1 次/年	/

8.2.8.3 排污许可管理

根据《排污许可管理办法（试行）》（环境保护部令第48号），本项目应严格按照相关排污许可证改革的要求，在本项目取得环境影响评价审批意见后，排污行为发生前三十个工作日内向核发环保部门（大庆生态环境局）提出排污许可证的申请。应将项目建设内容、产品方案、建设规模、采用的工艺流程、工艺技术方案、污染防治措施、环保设施和治理措施、各类污染物排放总量、在线监测和自主监测要求、环境安全防范措施、环境应急体系和应急设施等，全部按装置、设施载入排污许可证。企业在设计、建设和运营过程中，需按照排污许可证管理要求进行监测和申报，发生变更应及时进行申报，重大变更应重新进行环境影响评价和申请许可证变更，积极配合环保管理部分的监督核查。

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》要求，大庆油田有限责任公司第十采油厂排污许可管理类别为简化管理。登记编号：91230607716675409L006X，有限期限为2023.3.16-2028.3.15，本项目新建加热装置（包括杏北1601转油站2.5MW加热炉5台，0.29MW采暖1台炉；杏北1301热水站新建2.0MW加热炉1台；杏二十七三元污水站新建1.5MW加热炉1台），故项目建成后，大庆油田有限责任公司第十采油厂应重新申请排污许可。

9.环境影响评价结论

9.1 工程概况

项目名称：大庆杏树岗油田朝阳沟油田 2024 年更新井产能建设地面工程项目

建设地点：黑龙江省大庆市红岗区杏树岗镇境内

建设性质：改扩建。

工程规模：基建井 322 口，基建油井 194 口，注入井 128 口，形成 63 座平台井，84 座单井，其中新钻井 280 口，利用井 29 口，转注井 13 口，建成产能 $16.3 \times 10^4 \text{t/a}$ ，新建阀组间 3 座，改扩建转油站 1 座，扩建热水站 1 座；新建集油掺水管道 68.73km；更换外输管道 9.83km；新建集气管道 3.78km；新建注入站 1 座，扩建杏北 4 号配制站，扩建杏二十七曝氧站，新建母液管道 3.5km；新建注水干线 2.3km；新建单井注入管线 73.6km；新建单井注水管道 10.2km；改造污水站 4 座，新建调水管道 2.5km；配套建设供配电、道路及数字化等工程。

占地面积：永久占地 19.895hm^2 ，临时占地 256.98hm^2 。

工程投资：39435 万元。

9.2 环境质量现状

9.2.1 空气环境质量现状

根据《2022 年大庆市生态环境状况公报》，项目所在区域为环境空气质量达标区。本项目所在区域内 TSP 日均值满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中的二级标准，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中数值 2.0mg/m^3 。项目所在区域其他污染物环境质量现状达标。

9.2.2 地表水质现状

从监测结果可以看出，评价区六十六号泡地表水环境功能未划分水域功能，不执行地表水环境质量标准，因此只对现状水质进行监测统计。

9.2.3 地下水环境质量现状

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

9.2.4 声环境质量现状

监测结果显示，评价区域声环境能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1类标准，现状良好。

9.2.5 土壤环境质量现状

评价区域内的土壤中各项目指标能够满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）和《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）要求，土壤环境质量状况良好。

9.2.6 生态现状

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

9.3 主要环境影响

9.3.1 空气环境影响评价

本工程施工期对大气环境的影响主要来自钻井时柴油机和施工车辆排放的尾气以及道路、运输车辆产生的扬尘，由于这些影响都是暂时性的，施工一结束就随之消失，通过落实相应的预防措施，对大气环境影响较小。

本工程运行期原油集输采用全密闭工艺流程，通过估算模式的计算结果可知，本工程最大地面空气质量浓度为非甲烷总烃，最大占标率为 22.88%，大气评价等级为一级，根据预测结果对大气环境影响较小。

9.3.2 地表水环境影响分析

本工程拟建 6 号平台西南 240m 处为六十六号泡，项目施工期及运营期废水均不排入外环境。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目地表水评价等级为三级 B，可不进行水环境影响预测，仅对地表水环境影响进行分析评价。

9.3.3 地下水环境影响评价

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

9.3.4 声环境影响评价

在采取适当的降噪措施后，本工程运行期新建平台井场、新建注入站以及扩建杏北 1601 转油站厂界噪声，均可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求，对区域声环境影响较小。

9.3.5 固体废弃物环境影响分析

本工程对施工期和运行期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处

置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境的影响较小。

9.3.6 生态影响评价

该项目的井场、管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。通过选择适当时机施工，并在建设过程中采取必要的生态保护措施，可最大程度减小该项目建设对生态的不利影响，使生态在尽可能短的时间内得到恢复。

9.3.7 土壤环境影响评价

本项目所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，建设单位在项目实施之后较好的落实了污染防治措施，油田开发对土壤环境影响较小。因此本项目对土壤环境的影响较小。

9.3.8 环境风险分析

本工程的主要环境风险是井喷、物料泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，原油泄漏和火灾爆炸影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。

9.4 公众意见采纳情况

本项目由大庆油田有限责任公司第十采油厂通过粘贴公告、网上公示以及报纸公开等方式进行公众参与。征求意见的对象为项目周边的古城村、红城村等公民、法人和其他组织。

第一次征求意见时间为 2023 年 10 月 26 日起，公示网址：<http://dqyt.cnpc.com.cn/dq/hjpj/202310/f68b9844ea28486c8d114d11588009f2.shtml>。

第二次征求意见稿公示时间为 2023 年 11 月 16 日-11 月 29 日，公示网址：<http://dqyt.cnpc.com.cn/dq/hjpj/202311/7fa8956ec0b24c66a7316d8dc34e673f>。

shtml，在二次公示期间，在附近 2 个村庄（古城村和江城村）以张贴公告的形式发布征求意见稿公示，并在大庆油田报上进行了 2 期报纸公示，公示期间均未收到群众意见。

2023 年 12 月 1 日，建设单位在中国石油大庆油田网站对环境影响评价报告和公众参数说明进行了报批前公示，网址：<http://dqyt.cnpc.com.cn/dq/hjbj/202312/02d21bf2242b4a65aa2d6792d8a1fa04.shtml?version=2.5.50000.153&platform=win>。

9.5 环境影响经济损益分析

该项目的建设，为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。

9.6 环境管理与监测计划

企业应建立严格的环保岗位责任制，在关键的生产排污环节上设专人管理看护；另外应建立计算机辅助管理系统，使之更好地利用经济、技术、行政和教育手段，对损害环境质量的生产活动加以限制。同时应对主要污染源进行定期监测，建立污染源档案。

9.7 综合结论

综上所述，大庆杏树岗油田朝阳沟油田 2024 年更新井产能建设地面工程项目符合国家产业政策和当地经济发展规划，公众认同性较好。只要在建设过程中认真落实各项污染防治措施、生态保护措施和风险防范措施后，各项污染物能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本项目建设是可行的。

附表 1 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级 与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/> √		二级 <input type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>			
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/> √		边长=5 km <input type="checkbox"/>			
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥ 2000t/a <input type="checkbox"/>		500 ~ 2000t/a <input type="checkbox"/>		<500 t/a <input type="checkbox"/> √			
	评价因子	基本污染物 (NO ₂ 、SO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、O ₃ 、CO) 其它污染物 (非甲烷总烃)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> √			
评价标准	评价标准	国家标准 <input type="checkbox"/> √		地方标准 <input type="checkbox"/>		附录 D <input type="checkbox"/>	其他标准 <input type="checkbox"/>		
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input type="checkbox"/> √		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>			
	评价基准年	(2022) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input type="checkbox"/> √		现状补充监测 <input type="checkbox"/> √			
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/> √				不达标区 <input type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input type="checkbox"/> √ 本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> √ 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>		其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域污染源 <input type="checkbox"/>	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL200 0 <input type="checkbox"/>	EDMS/AED T <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>	
	预测范围	边长≥ 50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长 = 5 km <input type="checkbox"/>			
	预测因子	预测因子()				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>			
	正常排放短期浓度贡献值	本项目最大占标率≤100% <input type="checkbox"/>				本项目最大占标率>100% <input type="checkbox"/>			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	本项目最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>			本项目最大标率>10% <input type="checkbox"/>			
		二类区	本项目最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>			本项目最大标率>30% <input type="checkbox"/>			
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h		非正常占标率≤100% <input type="checkbox"/>		非正常占标率>100% <input type="checkbox"/>			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	叠加达标 <input type="checkbox"/>				叠加不达标 <input type="checkbox"/>			
	区域环境质量的整体变化情况	k ≤-20% <input type="checkbox"/>				k >-20% <input type="checkbox"/>			
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (非甲烷总烃、SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、林格曼黑度)			有组织废气监测 <input type="checkbox"/> √ 无组织废气监测 <input type="checkbox"/> √		无监测 <input type="checkbox"/>		
	环境质量监测	监测因子: ()			监测点位数 ()		无监测 <input type="checkbox"/> √		
评价结论	环境影响	可以接受 <input type="checkbox"/> √ 不可以接受 <input type="checkbox"/>							
	大气环境防护距离	距 () 厂界最远 () m							
	污染源年排放量	SO ₂ : (1.547) t/a		NO _x : (8.686) t/a		颗粒物: (1.282) t/a		VOCs: (231.05) t/a	
注: “ <input type="checkbox"/> ” 为勾选项, 填“√”; “()” 为内容填写项									

附表 2 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
影响识别	影响类型	水污染影响型 <input type="checkbox"/> √; 水文要素影响型 <input type="checkbox"/>			
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ; 饮用水取水口 <input type="checkbox"/> ; 涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ; 重要湿地 <input type="checkbox"/> ; 重点保护与珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ; 重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 <input type="checkbox"/> ; 涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>			
	影响途径	水污染影响型		水文要素影响型	
		直接排放 <input type="checkbox"/> ; 间接排放 <input type="checkbox"/> √; 其他 <input type="checkbox"/>		水温 <input type="checkbox"/> ; 径流 <input type="checkbox"/> ; 水域面积 <input type="checkbox"/>	
影响因子	持久性污染物 <input type="checkbox"/> ; 有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ; 非持久性污染物 <input type="checkbox"/> ; pH 值 <input type="checkbox"/> ; 热污染 <input type="checkbox"/> ; 富营养化 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/> √		水温 <input type="checkbox"/> ; 水位 (水深) <input type="checkbox"/> ; 流速 <input type="checkbox"/> ; 流量 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>		
评价等级	水污染影响型		水文要素影响型		
	一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 A <input type="checkbox"/> ; 三级 B <input type="checkbox"/> √		一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 <input type="checkbox"/>		
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源	
		已建 <input type="checkbox"/> ; 在建 <input type="checkbox"/> ; 拟建 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	排污许可证 <input type="checkbox"/> ; 环评 <input type="checkbox"/> ; 环保验收 <input type="checkbox"/> ; 既有实测 <input type="checkbox"/> ; 现场监测 <input type="checkbox"/> ; 入河排放口数据 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源	
		丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> √; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> √; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>		生态环境保护主管部门 <input type="checkbox"/> ; 补充监测 <input type="checkbox"/> √; 其他 <input type="checkbox"/>	
	区域水资源开发利用状况	未开发 <input type="checkbox"/> ; 开发量 40%以下 <input type="checkbox"/> ; 开发量 40%以上 <input type="checkbox"/>			
	水文情势调查	调查时期		数据来源	
		丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>		水行政主管部门 <input type="checkbox"/> ; 补充监测 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	
	补充监测	监测时期		监测因子	监测断面或点位
丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> √; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> √; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>		(pH、BOD ₅ 、COD、石油类、硫化物、挥发酚、氨氮)	监测断面或点位个数 (2) 个		
现状评价	评价范围	河流: 长度 () km; 湖库、河口及近岸海域: 面积 () km ²			
	评价因子	()			
	评价标准	河流、湖库、河口: I类 <input type="checkbox"/> ; II类 <input type="checkbox"/> ; III类 <input type="checkbox"/> ; IV类 <input type="checkbox"/> ; V类 <input type="checkbox"/> 近岸海域: 第一类 <input type="checkbox"/> ; 第二类 <input type="checkbox"/> ; 第三类 <input type="checkbox"/> ; 第十类 <input type="checkbox"/> 规划年评价标准 ()			
	评价时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>			

	评价结论	<p>水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况 <input type="checkbox"/>：达标<input type="checkbox"/>；不达标<input type="checkbox"/></p> <p>水环境控制单元或断面水质达标状况 <input type="checkbox"/>：达标 <input type="checkbox"/>；不达标 <input type="checkbox"/></p> <p>水环境保护目标质量状况 <input type="checkbox"/>：达标 <input type="checkbox"/>；不达标 <input type="checkbox"/></p> <p>对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 <input type="checkbox"/>：达标 <input type="checkbox"/>；不达标 <input type="checkbox"/></p> <p>底泥污染评价 <input type="checkbox"/></p> <p>水资源与开发利用程度及其水文情势评价 <input type="checkbox"/></p> <p>水环境质量回顾评价 <input type="checkbox"/></p> <p>流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 <input type="checkbox"/></p>	<p>达标区 <input type="checkbox"/></p> <p>不达标区 <input type="checkbox"/></p>
--	------	---	--

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 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/>				
		春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 设计水文条件 <input type="checkbox"/>				
	预测情景	建设期 <input type="checkbox"/> ；生产运行期 <input type="checkbox"/> ；服务期满后 <input type="checkbox"/> 正常工况 <input type="checkbox"/> ；非正常工况 <input type="checkbox"/> 污染控制和减缓措施方案 <input type="checkbox"/> 区（流） 域环境质量改善目标要求情景 <input type="checkbox"/>				
预测方法	数值解 <input type="checkbox"/> ；解析解 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/> 导则推荐模式 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>					
影响评价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 <input type="checkbox"/> ；替代削减源 <input type="checkbox"/>				
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 <input type="checkbox"/> 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 <input type="checkbox"/> 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标 <input type="checkbox"/> 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求 <input type="checkbox"/> 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 <input type="checkbox"/> 水文要素影响型建设项目时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 <input type="checkbox"/> 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价 <input type="checkbox"/> 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 <input type="checkbox"/>				
	污染源排放量核算	污染物名称 （ ）		排放量/（t/a） （ ）		排放浓度/（mg/L） （ ）
	替代源排放情况	污染源名称 （ ）	排污许可证编号 （ ）	污染物名称 （ ）	排放量/（t/a） （ ）	排放浓度/（mg/L） （ ）
	生态流量确定	生态流量：一般水期（ ） m 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				
	环保措施	污水处理设施 <input type="checkbox"/> ；水文减缓设施 <input type="checkbox"/> ；生态流量保障设施 <input type="checkbox"/> ；区域削减 <input type="checkbox"/> ；依托其他工程措施 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
防治措施	监测计划	环境质量		污染源		
		监测方式	手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input type="checkbox"/>		手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input type="checkbox"/>	
		监测点位	（ ）		（ ）	
		监测因子	（ ）		（ ）	
污染物排放清单	<input type="checkbox"/>					
评价结论	可以接受 <input type="checkbox"/> ；不可以接受 <input type="checkbox"/>					
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。						

附表 3 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级 与范围	评价等级	一级□		二级□√		三级□	
	评价范围	200m□√		大于 200 m□		小于 200m□	
评价因子	评价因子	等效连续A声级□√		最大A声级□		计权等效连续感觉噪声级□	
评价标准	评价标准	国家标准□√		地方标准□		国外标准□	
现状评价	环境功能区	0 类区□	1 类区□√	2 类区□√	3 类区□	4a 类区□	4b类区□
	评价年度	初期□√		近期□		中期□	
	现状调查方法	现场实测法□√		现场实测加模型计算法□		收集资料□	
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源 调查	噪声源调查方法	现场实测□		已有资料□√		研究成果□	
声环境影 响预测与 评价	预测模型	导则推荐模型□√		其他□			
	预测范围	200m□√		大于 200 m□		小于 200m□	
	预测因子	等效连续 A 声级□√		最大 A 声级□		计权等效连续感觉噪声级□	
	厂界噪声贡献值	达标□√		不达标□			
	声环境保护目标处噪声值	达标□		不达标□			
环境监测 计划	排放监测	厂界监测□√		固定位置监测□		自动监测□	
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（ ）		监测点位数（ ）		无监测□√	
评价结论	环境影响	可行□√		不可行□			
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。							

附表 4 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他□√
	影响方式	工程占用□√；施工活动干扰□√；改变环境条件□；其他□
	评价因子	物种□√（分布范围、种群数量、种群结构） 生境□（ 生物群落□√（物种组成、群落结构） 生态系统□√（植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能） 生物多样性□√（物种丰富度、均匀度、优势度） 生态敏感区□（ 自然景观□（ 自然遗迹□（ 其他□（
评价等级		一级□ 二级□ 三级□√ 生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（4.4）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 5 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 <input type="checkbox"/> √; 生态影响型 <input type="checkbox"/> ; 两种兼有 <input type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input type="checkbox"/> √; 农用地 <input type="checkbox"/> √; 未利用地 <input type="checkbox"/>				土地利用类型图
	占地规模	(19.895) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 ()、距离 ()				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ; 地面漫流 <input type="checkbox"/> ; 垂直入渗 <input type="checkbox"/> √; 地下水位 <input type="checkbox"/> ; 其他 ()				
	全部污染物	石油烃				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input type="checkbox"/> √; II类 <input type="checkbox"/> ; III类 <input type="checkbox"/> ; IV类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input type="checkbox"/> √; 较敏感 <input type="checkbox"/> ; 不敏感 <input type="checkbox"/>				
评价工作等级		一级 <input type="checkbox"/> √; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 <input type="checkbox"/>				
现状调查内容	资料收集	a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input type="checkbox"/> ; d) <input type="checkbox"/>				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	2	4	0-0.2m	
		柱状样点数	5		0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3.0m	
现状监测因子	建设用地: pH、石油烃、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙炔、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘 农用地: pH、石油烃、镉、铬、锌、铜、铅、汞、镍、砷					
现状评价	评价因子					
	评价标准	GB 15618 <input type="checkbox"/> √; GB 36600 <input type="checkbox"/> √; 表 D.1 <input type="checkbox"/> ; 表D.2 <input type="checkbox"/> ; 其他 ()				
	现状评价结论	本项目所在地土壤环境质量满足《土壤质量标准 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》中第二类用地筛选值要求及《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》表 1 农用地土壤污染风险筛选值要求				
影响预测	预测因子					
	预测方法	附录E <input type="checkbox"/> ; 附录F <input type="checkbox"/> ; 其他 (<input checked="" type="checkbox"/>)				
	预测分析内容	影响范围(评价范围之内) 影响程度(较轻)				
	预测结论	达标结论: a) <input type="checkbox"/> √; b) <input type="checkbox"/> √; c) <input type="checkbox"/> √; 不达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input type="checkbox"/> ; 源头控制 <input type="checkbox"/> √; 过程防控 <input type="checkbox"/> √; 其他 (√)				
	跟踪监测	监测点数		监测指标	监测频次	
		1		石油烃	1 次/3 年	
	信息公开指标					
评价结论		项目可行				

附表 6 环境风险评价自查表

工作内容		完成情况					
风险调查	危险物质	名称	原油（石油）	天然气（甲烷）	柴油（施工期）		
		存在总量/t	154.1	5.21	33.4		
	环境敏感性	大气	500 m 范围内人口数人			5 km 范围内人口数_____人	
			每公里管段周边 200 m 范围内人口数（最大）			人	
		地表水	地表水功能敏感性	F1 <input type="checkbox"/>	F2 <input type="checkbox"/>	F3 <input type="checkbox"/>	
			环境敏感目标分级	S1 <input type="checkbox"/>	S2 <input type="checkbox"/>	S3 <input type="checkbox"/>	
		地下水	地下水功能敏感性	G1 <input type="checkbox"/>	G2 <input type="checkbox"/>	G3 <input type="checkbox"/>	
			包气带防污性能	D1 <input type="checkbox"/>	D2 <input type="checkbox"/>	D3 <input type="checkbox"/>	
物质及工艺系统危险性	Q 值	$Q < 1$ <input type="checkbox"/> √	$1 \leq Q < 10$ <input type="checkbox"/>	$10 \leq Q < 100$ <input type="checkbox"/>	$Q > 100$ <input type="checkbox"/>		
	M 值	M1 <input type="checkbox"/>	M2 <input type="checkbox"/>	M3 <input type="checkbox"/>	M4 <input type="checkbox"/>		
	P 值	P1 <input type="checkbox"/>	P2 <input type="checkbox"/>	P3 <input type="checkbox"/>	P4 <input type="checkbox"/>		
环境敏感程度	大气	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>		E3 <input type="checkbox"/>		
	地表水	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>		E3 <input type="checkbox"/>		
	地下水	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>		E3 <input type="checkbox"/>		
环境风险潜势		IV ⁺ <input type="checkbox"/>	IV <input type="checkbox"/>	III <input type="checkbox"/>	II <input type="checkbox"/>	I <input type="checkbox"/> √	
评价等级		一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>	简单分析 <input type="checkbox"/> √	
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input type="checkbox"/>			易燃易爆 <input type="checkbox"/> √		
	环境风险类型	泄漏 <input type="checkbox"/> √		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input type="checkbox"/> √			
	影响途径	大气 <input type="checkbox"/> √		地表水 <input type="checkbox"/> √	地下水 <input type="checkbox"/> √		
事故情形分析		源强设定方法	计算法 <input type="checkbox"/>	经验估算法 <input type="checkbox"/>	其他估算法 <input type="checkbox"/>		
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB <input type="checkbox"/>	AFTOX <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>		
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围_____m				
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围_____m				
	地表水	最近环境敏感目标_____, 到达时间_____h					
	地下水	下游厂区边界到达时间_____d					
		最近环境敏感目标_____, 到达时间_____d					
重点风险防范措施		油气集输及处理采用密闭流程；设置 PLC 控制系统，实现对生产运行的自动监视、控制，保证生产的安全稳定运行；制定操作规程、巡检、检测、应急等安全管理措施。					
评价结论与建议		本工程的主要环境风险是物料泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。					
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，“_”为填写项。							

建设项目环境影响报告书审批基础信息表

填报单位（盖章）：		大庆油田有限责任公司第四采油厂		填报人（签字）：		项目经办人（签字）：			
建设 项目	项目名称		杏七区新层系、Ⅱ类二次加密调整及“类油层聚合物驱”产能建设工程		建设内容		基建井322口，基建注井194口，注入井128口，其中新钻井280口，利用井291口，转注井131口，新建网间3口，改扩建转注站1座，扩建热水站1座；新建集油排水管道68.73km；电加热输管道9.83km；新建集气管道3.78km；新建注入站1座，扩建在注4号配注站，扩建杏二十七嘴集站，新建母液管道3.5km；新建注水干线2.3km；新建单井注入管汇73.6km；新建单井注水管汇10.2km；改造污水站5座，新建调水管汇2.5km；配套设施建设、配电、道路及数字化等工程。		
	项目代码		2311-230603-04-01-08/061		建设规模		16.3-164.8		
	环评使用平台项目编号		sd31q7		计划开工时间		2024年1月		
	建设地点		黑龙江省大庆市红岗区境内		预计投产时间		2024年5月		
	项目建设周期（月）		4.0		国民经济行业类别及代码		B0711陆地石油开采		
	建设性质		改扩建		项目申请类别		新申报项目		
	环境影响评价类别		05-007 陆地石油开采		规划环评文件名		无		
	现有工程排污许可证登记载编号（改、扩建项目）		91230607716675409LJ006X	现有工程排污许可管理类别（改、扩建项目）	登记管理	规划环评审查意见文号		无	
	规划环评开展情况		无		环评文件类别		环境影响报告书		
	规划环评审查机关		无		环评文件类别		环境影响报告书		
建设 单位	建设地点中心坐标（非线性工程）		经度	124.830735	纬度	46.347406	占地面积（平方米）	总占地22571789.5 （临时占地2509809，永久占地1989509）	
	建设地点坐标（线性工程）		起点经度		起点纬度		终点经度		
	总投资（万元）		39435.00		环保投资（万元）		4439.77	所占比例（%）	11.2%
	单位名称		大庆油田有限责任公司第四采油厂		单位名称		大庆恒安评价检测有限公司		
污染 物 排 放 量	统一社会信用代码（组织机构代码）		91230607716675409L		统一社会信用代码		91230607752376827		
	法定代表人		李士奎		姓名		王雷		
	主要负责人		杜清昌		信用编号		BH011216		
	联系电话		13624661288		职业资质证书管理号		20230803523000000019		
	通讯地址		黑龙江省大庆市红岗区大庆油田有限责任公司第四采油厂		通讯地址		黑龙江省大庆市让胡路区胜利路1号大庆恒安评价检测有限公司		
	污染物		原有工程（已建、在建）		本工程（拟建或调整变更）		总地工程（已建、在建、拟建或调整变更）		
	①排放量（吨/年）		②许可排放量（吨/年）		③以新带老削减量（吨/年）		④区域平衡替代本工程削减量（吨/年）		
	⑤预测排放量（吨/年）		⑥预测排放量（吨/年）		⑦预测排放量（吨/年）		⑧预测排放量（吨/年）		
	⑨排放量（吨/年）		⑩排放量（吨/年）		⑪排放量（吨/年）		⑫排放量（吨/年）		
	⑬排放量（吨/年）		⑭排放量（吨/年）		⑮排放量（吨/年）		⑯排放量（吨/年）		
水	废水量（万吨/年）								
	COD								
	氨氮								
	总磷								
	总氮								
	铜								
	汞								
	镉								
	铬								
	贵金属								
气	其他特征污染物								
	废水量（万吨/年）								
	二氧化碳								
	二氧化硫								
	氮氧化物								
	颗粒物								
	挥发性有机物								
	铜								
	汞								
	镉								
项 目 涉 及 法 律 法 规 规 定 的 保 护 区 情 况	影响及主要措施		名称		级别		主要保护对象（目标）		
	生态保护红线		（可避让）						
	自然保护区		（可避让）						
	饮用水水源保护区（地表）		（可避让）						
	饮用水水源保护区（地下）		（可避让）						
	生态保护红线		（可避让）						
	自然保护区		（可避让）						
	饮用水水源保护区（地表）		（可避让）						
	饮用水水源保护区（地下）		（可避让）						
	生态保护红线		（可避让）						