

2023年宋芳屯油田芳17-芳507区块葡萄花油层
加密与注采系统调整产能建设工程项目

环境影响报告书

建设单位：大庆油田有限责任公司第八采油厂

评价单位：黑龙江省合壹环保科技有限公司

2023年6月

目 录

第一章 概 述	1
1.1 建设项目的特点	1
1.2 环境影响评价工作过程	7
1.3 分析判定相关情况	9
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	48
1.5 环境影响评价的主要结论	50
第二章 总 则	51
2.1 编制依据	51
2.2 评价目的、原则、时段	56
2.3 评价因子与评价标准	57
2.4 评价工作等级	65
2.5 评价范围及环境保护目标	73
2.6 环境保护目标	74
2.7 评价工作内容及重点	78
第三章 建设项目工程分析	79
3.1 拟建项目概况	79
3.2 现有区块回顾性分析	90
3.3 依托工程分析	91
3.4 建设工程	109
3.5 原辅材料及环境因素分析	113
3.6 污染源源强核算	117
3.7 污染物汇总	127
3.8 清洁生产分析	129
第四章 环境现状调查与评价	131
4.1 自然环境现状调查	131
4.2 环境保护目标调查	137
4.3 环境质量现状评价	139
4.4 区域环境污染源调查	156
第五章 环境影响预测与评价	158

5.1 大气环境影响预测与评价	158
5.2 地表水环境影响预测与评价	164
5.3 地下水环境影响预测与评价	168
5.4 声环境影响预测与评价	175
5.5 固体废物环境影响分析	178
5.6 土壤环境影响评价	182
5.7 生态环境影响评价	187
5.8 环境风险评价	193
第六章 环境保护措施及其可行性论证	208
6.1 施工期污染防治措施	208
6.2 运行期污染防治措施及可行性分析	214
6.3 “三同时”一览表	229
第七章 环境影响经济损益分析	232
7.1 环境损失费估算	232
7.2 环保投资估算及环境效益分析	232
7.3 环境经济损益分析结论	234
第八章 环境管理与监测计划	235
8.1 HSE 管理体系的建立和运行	235
8.2 项目污染物排放清单	236
8.3 总量控制及“三本账”分析	238
8.4 环境监控	238
8.5 项目环境管理与监测计划	240
第九章 环境影响评价结论	243
9.1 项目概况	243
9.2 环境质量现状结论	243
9.3 环境影响预测与评价结论	244
9.4 环境影响经济损益分析结论	245
9.5 环境管理与监测计划结论	245
9.6 公众意见采纳情况	245
9.7 综合结论	246

第一章 概 述

1.1 建设项目的特点

1.1.1 项目建设背景

原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，为了进一步落实黑龙江省省委省政府和大庆市市委市政府的有关要求，打好十四五攻坚战，大庆油田在建设百年油田，提高油气产量方面进行了统一布署，编制了《大庆油田振兴发展纲要（2020）版》（以下简称纲要），纲要中提出要重点做好加强勘探增资源、长垣提高采收率、难采储量有效动用、天然气产业加快发展四个方面工作，针对油气开发，纲要中强调，本土原油开发持续深化精准开发理念与实践，大力实施水驱控递减、三次采油提质提效、新区效益建产“三大工程”，突出页岩油加快发展，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。本土天然气开发筑牢松辽稳产、川渝上产、塔东评价、储气调峰“四大支撑”，坐实集团公司五大生产基地，力争到 2025 年，天然气产量达到 70 亿立方米以上。储气库年工作气量达到 30 亿立方米以上。

本项目在芳 17-芳 507 区块内共基建油水井 148 口（其中油井 103 口，水井 45 口），其中 103 口油井全部为新钻井，45 口水井中老井转注 40 口、新钻井 4 口、代用井 1 口。新钻的 107 口油水井形成丛式井平台 32 座，40 口转注井和 1 口代用水井中 25 口为单井，其余 16 口与已建老井形成平台 15 个。预计建成产能约 $5.5 \times 10^4 \text{t/a}$ 。集油系统新建单井集油掺水管道 25.45km，更换站间管道 8.3km，新建集肤电热管道 0.18km，新建井口电加热器 2 套，新建掺水流量控制装置 5 套。扩改建配水间 9 座，新建单井注水管线 24.76km。新建井场变电站 36 座，新建 10kV 产能线路 2.4km，新建线路无功补偿装置 1000kVar。增压间低压配电改造 5 项。新建 5.231km 通井砂石路、0.818km 通井土路。

本工程总占地面积 139.0876hm^2 （40 口转注井已征地，不计本次占地内），占地类型为耕地（包括基本农田）、交通运输用地、坑塘水面及未利用地（其他草地，非基本草原）。其中，临时占地面积 131.8163hm^2 （包括耕地 43.7079hm^2 、草地 85.5884hm^2 、林地 2.52hm^2 ）；永久占地面积 7.2713hm^2 （包括耕地 2.545hm^2 、草地 4.4113hm^2 、林地 0.315hm^2 ）。本项目占用基本农田 15.2977hm^2 （包括临时占地 14.4427hm^2 、永久占地 0.855hm^2 ）。

本工程芳 17-芳 507 区块位于大庆油田有限责任公司第八采油厂宋芳屯油田北部，黑龙江省肇州县、大同区境内，开采层位为葡萄花油层葡 I 组，动用含油面积 40.4km^2 ，地质储量 $1338.3 \times 10^4\text{t}$ 。区块位于宋芳屯油田北部，断层以北西向为主，频度 $1.5\text{条}/\text{km}^2$ ，以三角洲内前缘沉积为主，分上、下两个砂岩组，9 个小层，13 个沉积单元。主要发育分流河道砂及河间砂，分流河道砂呈窄条带枝网状连续展布，宽度 $150\text{--}200\text{m}$ ，河间砂分布于河道之间，局部连片分布。平均单层有效厚度 0.9m ，平均孔隙度 21.3% ，平均空气渗透率 $97.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，为中孔、中渗透储层，油藏类型为构造-岩性油藏。

本次产能区域芳 17-芳 507 区块内为已开发水驱区块，建有较为完善的油、气、水、电、道路等工程，区域内有各种已建站所共 12 座。相邻芳 407 区块、芳 14-4 区块、芳 6 区块等。本次芳 17-芳 507 区块产能代用井芳 64-80 为 2008 年 8 月钻井的开发井，地面无可利旧设备设施，本次转为注水井。

1.1.2 建设项目的特点

1.1.2.1 环评文件类别

(1) 项目性质

本项目为陆地石油开采项目，现有区块内已建场站包括宋一联合站、芳 507 转油站、芳 6 转油站、芳 707 转油站、芳 407 转油站等场站，本项目区块位置示意图见附图 1-1。

工程所属的宋芳屯油田为油田已开发区块，本项目属于陆地石油开采项目中老区块开发建设项目，建设性质为改扩建。

(2) 项目选址及周边环境特点

本项目建设地点位于黑龙江省大庆市肇州县、大同区，建设区块附近涉及的村屯主要有立功村、李银匠屯、崔华尖屯、韩家屯、农化村、单家围子、石维俭屯、东升村、东三马架屯、王连仲屯、东风村、孙广祥屯、乐业村、付家屯、陈家店、日新村等。

根据《大庆市土地利用总体规划（2006-2020）》、大庆市土地利用总体规划位置关系图、大庆市基本农田保护规划位置关系图，本项目新建井场、管道、道路主要占用耕地（基本农田、非基本农田）、交通运输用地、坑塘水面及未利用地（其他草地，非基本草原），本项目与大庆市土地利用总体规划位置关系图见附图 1-2。其中拟建 9 号、11 号、28 号、30 号、31 号平台位于基本农田内，本项目与大庆市基本农田保护规划位置关系图见附图 1-3。

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

区和重点预防区，本项目与水土保持重点治理区、重点预防区示意图见附图1-4。

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》，肇州县、大同区不属于沙化土地所在县（区）。

根据《黑龙江省湿地名录》（黑龙江省林业和草原局，2022年8月18日），本项目芳40-斜80位于湿地内（湿地图斑标识码230621211000046398，湿地类型为沼泽草地，榆树乡政府，一般湿地，湿地面积23.9647ha），永久占用一般湿地0.6hm²，临时占用湿地0.9hm²。

结合《大庆市土地利用总体规划（2006-2020）》、《大庆市水土保持规划（2015-2030年）》、《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》、《黑龙江省湿地名录》，本项目涉及占用基本农田及一般湿地，不涉及自然保护区、风景名胜区、生态保护红线，不涉及水土流失重点治理区和重点预防区、沙化土地。

综合分析，项目周边不涉及制约本项目建设的环境影响因素。

（3）环评文件类别判定

根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》（国务院 682 号令）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号）等法律法规，本项目属于“五、石油和天然气开采业-07、陆地石油开采 0711”。

本项目为2023 年宋芳屯油田宋南地区零散补充区块葡萄花油层产能建设地面工程项目，为老区块开发项目，选址不涉及国家公园、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、生态保护红线，基本草原、森林公园、地质公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，水土流失重点预防区及重点治理区、沙化土地封禁保护区和以居住、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域以及文物保护单位。但本项目部分占地涉及永久基本农田，因此需要编制环境影响报告书。

大庆油田有限责任公司第八采油厂委托黑龙江省合壹环保科技有限公司承担了本项目的环评评价工作。

1.1.2.2工程特点

本项目在芳17-芳507区块内共基建油水井148口（其中油井103口，水井45口），其中103口油井全部为新钻井，45口水井中老井转注40口、新钻井4口、代用井1口。新钻的107口油水井形成丛式井平台32座，40口转注井和1口代用水井中25口为单井，其余16口与已建老井形成平台15个。预计建成产能约 $5.5 \times 10^4 \text{t/a}$ 。集油系统新建单井集油掺水管道25.45km，更换站间管道8.3km，新建集肤电热管道0.18km，新建井口电加热器2套，新建掺水流量控制装置5套。扩改建配水间9座，新建单井注水管线24.76km。新建井场变电站36座，新建10kV产能线路2.4km，新建线路无功补偿装置1000kVar。增压间低压配电改造5项。新建5.231km通井砂石路、0.818km通井土路。

本工程涉及的40口转注井和1口代用井，因建设年限较早，未进行环境影响评价，其余涉及的107口油水井均为新钻井，本项目应在取得相应土地审批手续（含黑龙江省林业和草原局的湿地审批手续），钻井工程施工完成后，进行油田产能建设。

（1）钻井工程

设计选用ZJ-20/1350型钻机，采用均匀布井、去掉厚度风险井和高水淹及同层风险井的布井方式，共部署加密油井100口。

油井井场建设首先进行井台平整，平整井台后安装抽油机、采油树及电机，水井井口安装注水井口装置，井场占地类型为占耕地（包括基本农田）、交通运输用地、坑塘水面及未利用地（其他草地，非基本草原）。

（2）采油工程

本次103口油井和5口注水井采用套管固井射孔方式完井。设计井开发目的层为葡萄花油层，所有设计井需钻穿葡萄花油层，留足18m以上沉砂口袋；井身质量符合《固井技术规定》，固井水泥返高至地面；在油层上部20m下入3-5m左右套管短节，规格、钢级与油层套管一致；完钻后，要求钻井公司安装防盗井口帽，保证井口帽完好，确保井底不落异物。

宋芳屯油田芳17-芳507区块基建油井103口，全部采用抽油机采油方式，油井清防蜡技术采用以固体清防蜡器为主，洗井清防蜡为辅，在一个检泵周期内，固体清防蜡器失效后，采取化学清防蜡。

（3）原油集输工程

宋芳屯油田芳 17-芳 507 区块安排基建油水井 148 口。站外集油系统，本次基建油井 103 口其中 98 口油井采用单管环状掺水集油流程、5 口油井采用电加热集油流程，充分依托已建集油系统能力，就近搭接至已建阀组间。

本次区块位于八厂宋一联管辖范围内，涉及水驱转油站 4 座。本次规划基建油井 18 口进入芳 407 转油站，54 口进入芳 507 转油站、16 口进入芳 707 转油站、15 口新井由芳 6 转油站调头接入芳 707 转油站，充分依托已建站剩余能力。

集油系统新建单井集油掺水管道 25.45km，更换站间管道 8.3km，新建集肤电热管道 0.18km，新建井口电加热器 2 套，新建掺水流量控制装置 5 套。

（4）注水工程

转注井 40 口，代用井 1 口，新建水井 4 口，扩改建配水间 9 座，新建单井注水管线 24.76km。

（5）供配电工程

新建井场变电站 36 座，新建 10kV 产能线路 2.4km，新建线路无功补偿装置 1000kVar。增压间低压配电改造 5 项。

（6）道路工程

新建 5.231km 通井砂石路，其中 1.901km 在低洼地内，3.33km 在耕地内。新建 0.818km 通井土路，其中 0.334km 在低洼地内，0.484km 在耕地内。

（7）数字化工程

对新建油水井进行数字化建设，生产数据上传至作业区管理中心。

（8）管道完整性管理工程

新建管道进行中心线检测和外腐蚀检测，监测数据入库。新建集油掺水管道实施外加电流阴极保护，并入区域已建阴保系统。

1.1.2.3 方案特点

（1）集油系统根据井位分布充分利用已建设施及剩余能力，根据已建系统依托条件，优选集油工艺新井进入已建转油站，共利用已建集油阀组间 14 座，利用已建转油站 4 座、脱水站 1 座。利用已建站油气分离能力 350t/d，脱水能力 185t/d。

（2）注水系统：注水井采用多井配水和单井配水相结合的工艺，减少了新建单井管线 5.23km，利用了注水站已建能力 675m³/d，降低了工人劳动强度。

（3）供水及水处理系统：通过设备挖潜，利用已建深度水污水站过滤及反冲洗系统能力 237m³/d。

（4）供电系统：芳 17-芳 507 区块产能涉及 2 座变电站（宋一变、芳深 2 变），充分依托已建变电站，利用已建能力 1021.4kW。

1.1.2.4 排污特点及污染防治措施

（1）施工期

本项目施工过程中产生的废水主要为生活污水。生活污水排入临时防渗旱厕，施工结束清掏后进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。

本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、车辆尾气。施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施，土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施；加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放。

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

施工过程中产生的固体废物主要为生活垃圾；生活垃圾统一收集后运至肇源县生活垃圾综合处理厂处理。

（2）运营期

基建油水井 148 口（含 40 口转注井、1 口代用井），其中油井 103 口，水井 45 口。本次基建油井 103 口其中 98 口油井采用单管环状掺水集油流程、5 口油井采用电加热集油流程，涉及水驱转油站 4 座。本次规划基建油井 18 口进入芳 407 转油站，54 口进入芳 507 转油站、16 口进入芳 707 转油站、15 口新井由芳 6 转油站调头接入芳 707 转油站初步分离后，经宋一联合站进一步分离后，含油污水经宋一联合含油污水站处理。

运营期产生的废气主要为油气集输过程中产生的非甲烷总烃、场站油气处理加热炉产生的烟气。本项目油气集输全部采用密闭集油工艺流程，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，井场、场站挥发的无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准要求；场站加热炉燃料均采用天然气，为清洁能源，天然气经燃烧后均经 8m 高以上烟囱高空排放，加热炉排放的废气能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 中在用燃气锅炉标准限值要求。

本项目运营期产生的废水主要为油田采出水、作业污水、洗井污水。油田采出水最终管输进入宋一联合含油污水处理站，作业污水及洗井污水通过罐车回收后送宋一联合含油

污水处理站，处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。

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

项目运营期产生的固体废物主要有正常工况下产生的含油污泥，非正常工况下产生的落地油、含油防渗布。含油污泥及落地油全部回收，拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，委托大庆市云泰石化产品有限公司处理，处理后泥渣含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 标准限值（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ），用作采油八厂垫井场和通井路；含油防渗布暂存八采油厂三矿危废暂存间，定期委托有资质的单位进行处置。

1.1.2.5 环境特点

本项目属于改扩建项目。根据大庆市土地利用规划图，本项目所占土地为耕地（包括基本农田）、交通运输用地、坑塘水面及未利用地（其他草地，非基本草原），项目不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区、基本草原、自然公园、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域、以及以医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域、文物保护单位等环境敏感区。

1.2 环境影响评价工作过程

我单位在接受委托后，按照《建设项目环境影响评价技术导则总纲》（HJ2.1-2016）、《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007）等国家有关环境影响评价规范、技术导则及环境保护管理部门的要求，依次完成以下环境影响评价工作：

第一阶段：首先，依据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号）规定，确定本项目环境影响评价技术文件类型为环境影响报告书。

其次，在仔细研究项目开发方案的基础上，进行了初步工程分析，并对项目所在区域进行实地踏勘和调研，了解项目周围情况。在此基础上，完成环境影响因素识别、评

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

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

第三阶段：通过工程分析、环境影响分析的结果，确定项目所采取的环保措施，并对其技术、经济可行性进行论证，进一步完善环保措施，给出污染物排放清单，完成报告的编制。具体环境影响评价工作程序见图 1-2-1。

在本项目环境影响报告书编制过程及初稿完成后，建设单位依据《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》及建设项目环境影响评价的相关规定开展项目的公众参与工作并单独出具环境影响评价公众参与说明。

2023 年 2 月 9 日，建设单位在黑龙江环保技术服务网上对本次环境影响评价工作进行了首次公示。

2023 年 5 月 23 日，在本项目环评报告书（征求意见稿）编制完成后，建设单位在黑龙江环保技术服务网对本次环境影响评价工作进行了征求意见稿公示，在此公示期间，在大庆油田报进行了报纸公示（报纸公示日期为 2023 年 6 月 5 日、2023 年 6 月 6 日），同时在附近行政村公告栏张贴了公告。

2023 年 6 月 9 日，建设单位在黑龙江环保技术服务网对本次环境影响评价工作进行了报批前公开。

在公示期间建设单位及环评单位未收到相关反馈，建设单位承诺将加强企业环境管理，主动公开环保信息，接受公众监督。

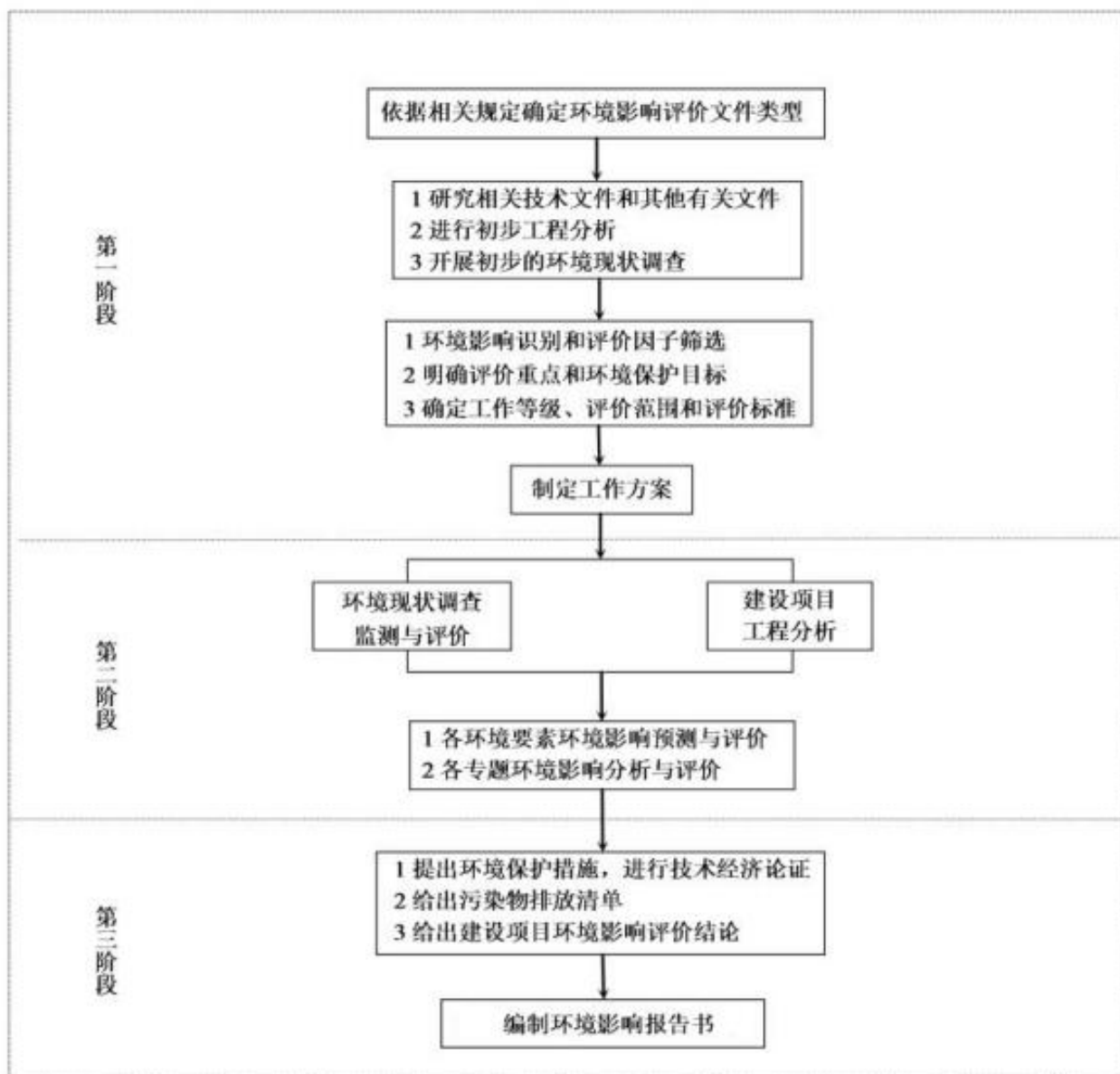


图 1-2-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

1.3.1 与产业政策符合性判定

根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（国家发展和改革委员会令 49 号修改，2021 年 12 月 30 日）中相关分类，本项目属于鼓励类“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”，因此，该项目建设符合国家的产业政策。

本项目不属于列入《淘汰落后生产能力、工艺和产品的目录》（第一批、第二批、第三批）和《工商投资领域制止重复建设目录》内的项目，因此本项目不违反国家有关产业政策。

本项目已取得了黑龙江省企业投资项目备案证：2305-230621-04-P2-324824。

综上所述，项目建设符合国家产业政策要求。

1.3.2 功能区划符合性分析

1.3.2.1 与《黑龙江省主体功能区规划》符合性分析

本工程位于黑龙江省大庆市肇州县、大同区境内。根据《黑龙江省主体功能区划》中对大庆市大同区的功能定位为“国家重要的石油生产基地、石化产品及精深加工基地、石油石化装备制造基地，新材料和新能源基地、农副产品生产及加工基地，国家服务外包示范基地，国内著名自然生态和旅游城市”，属于重点开发区域；肇州县的功能定位为“以提供农产品为主体功能，保障农产品供给安全的重要区域。重要的商品粮生产基地、绿色食品生产基地、畜牧业生产基地和农产品深加工区、农业综合开发试验区、社会主义新农村建设的示范区”，属于限制开发区域，见图 1-3-1。

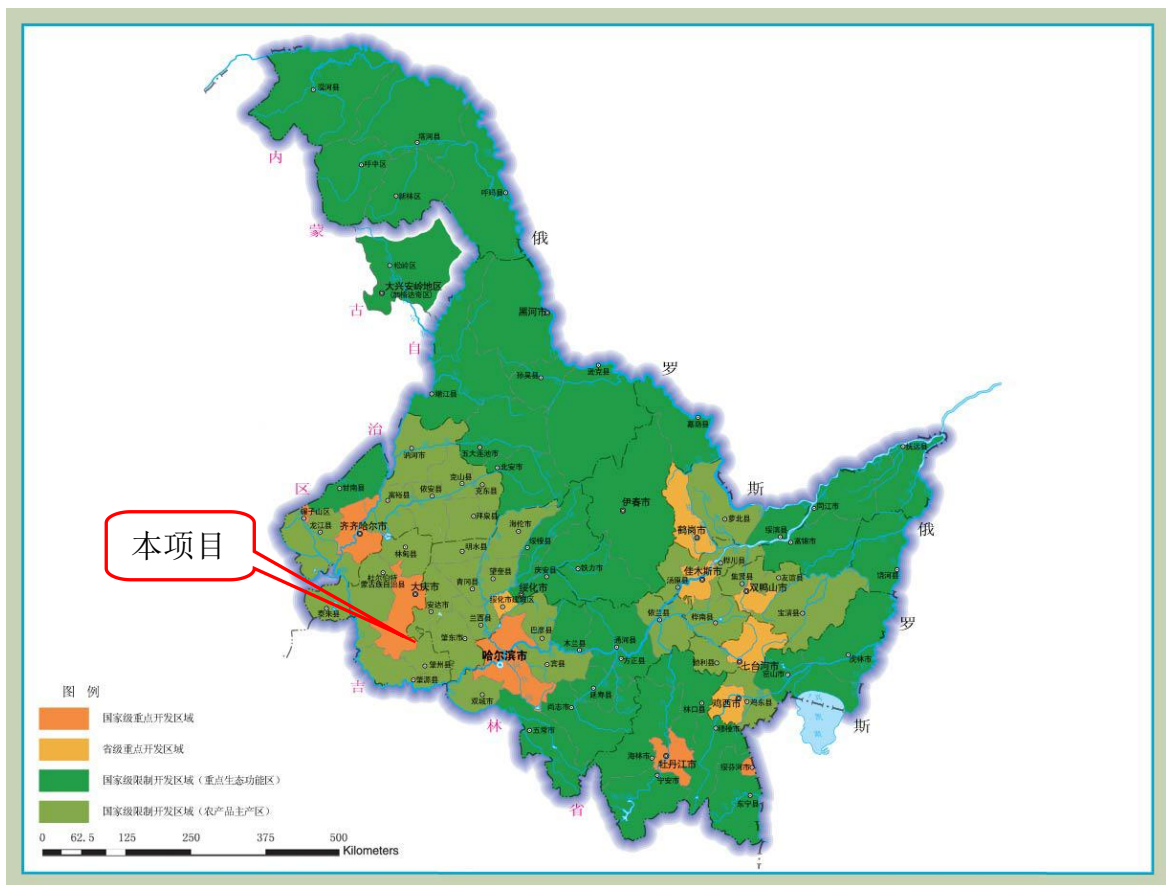


图 1-3-1 本项目在黑龙江省主体功能区划图中位置

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

本工程属于改扩建项目，运行期产生的废气主要为无组织挥发的非甲烷总烃和加热

装置产生的烟气，项目加热装置使用的燃料为清洁能源天然气，且产生的污染物质较小，项目油井产液采用了集输管线密闭输送，拉油车密闭封箱，减速慢行，卸油阶段采取密闭衔接，浸入式输送等措施，有效防止了烃类气体的挥发，且在采油井口安装了密封垫，最大程度减少了挥发性有机物的无组织排放；项目施工期产生的废水进入宋一联含油污水处理站处理，运行期分离出的含油污水进入宋一联含油污水处理站，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注油层，不外排。产生的各类固体废物均进行了相应的处理，对外环境无影响。

项目运行期工业用水为洗井用水及井下作业用水，用水量较小，不进行地下水资源的开采。

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

1.3.2.2 与黑龙江省生态功能区划符合性分析

根据《黑龙江省生态功能区划》，本工程所在区域位于 I-6-1-3 安达-肇东-肇源农、牧业与盐渍化控制生态功能区，所在区域面积肇州县、肇东市和安达市，面积 10000km^2 ，该功能区的主要生态系统服务功能为盐渍化控制、生态系统产品提供。该区域存在的主要生态环境问题为：盲目开荒草地，使草地面积减少，盐碱斑地不断扩大，严重制约当地经济的发展。

本项目为油田产能建设项目，油田采出水经处理达标后均回注油层，项目采取分区防渗措施及地下水监控措施预防污染地下水，本工程位于黑龙江省大庆市肇州县、大同区境内，本项目建成后永久占地面积 7.2713hm^2 ，占用基本农田 15.2977hm^2 （包括临时占地 14.4427hm^2 、永久占地 0.855hm^2 ）。根据《基本农田保护条例》（2011 年 1 月 8 日修正），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦

新的耕地。施工完毕后 1 年内，临时占地 131.8163hm² 全部恢复原有植被类型，即占用耕地 43.7079hm²、草地 85.5884hm²、林地 2.52hm² 恢复为耕地、草地、林地。临时占地恢复也可在征地过程中给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。项目建设占地面积较小，且运行期作业、洗井等施工工作均在井场永久占地内进行，不会对基本农田产生明显影响。油田在生产过程中必须严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；井下作业产生的原油等污染物必须及时回收，不遗落地面，一旦发生原油落地，必须及时回收；运行期产生的油井作业废水拉运至宋一联含油污水处理站，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2 μm”标准后回注油层，不外排。

在按照上述措施施工后，本项目不会造成大面积的土地退化，项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，同时，在项目实施过程中，加强防沙治沙措施的实施。车辆运输均采用已有道路，不另开辟新道路；管道施工严格控制作业带宽度，施工后立即进行土地原貌的恢复等，因此本工程符合《黑龙江省生态功能区划》的要求。

1.3.2.3 国民经济和社会发展规划符合性分析

《黑龙江省国民经济和社会发展的第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》（2021 年 3 月 2 日黑龙江省十三届人大五次会议审议通过）中提出保障国家能源安全。当好标杆旗帜、建设“百年油田”，推进大庆油田常规油气资源抓稳油增气，页岩油、页岩气、致密油气等非常规油气资源抓勘探上产，推进页岩油气开发利用取得突破，老油田实现二次革命。

《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》（庆政发[2021]13 号）中提出：加快体制机制创新，全力推动百年油田建设，支持油田打好“提质增效”攻坚战。全力服务油田产能建设，在环保、安全、自然资源利用等方面简化审批流程、开辟政务“绿色通道”，保障油气资源高质高效开发。本项目为油田产能开发建设项目，符合《黑龙江省国民经济和社会发展的第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》、《大庆市国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》要求。

1.3.2.4 与《大庆市城市总体规划（2011-2020 年）》符合性分析

《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。

本工程为大庆宋芳屯油田开采区块，建设符合该规划要求。

1.3.2.5 与土地利用总体规划符合性分析

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。

根据《大庆市土地利用总体规划（2006-2020）》要求，对列入国家和省重点建设计划的交通、水利、能源、环保等基础设施建设项目用地必须要优先安排，重点保障，本项目与规划的符合性分析见表 1-3-1，本项目与大庆市土地利用总体规划位置关系图见附图 1-2。

表 1-3-1 与《大庆市土地利用总体规划（2006-2020）》符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
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。	本工程为在已开发的宋芳屯油田芳 17-芳 507 区块内进行滚动开发，依托区块内完善的油、气、水、电、路、信等工程。本项目将增加油田油气产量，保障区域经济发展。	符合
2	第四章 土地利用布局优化 第四节 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“以改建扩建为主、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。 本工程位于大庆市油田，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。 根据油层地址勘查，项目选址无法避让耕地（基本农田、非基本农田），符合油田用地布局“地上服从地下原则”。应对项目永久占用的耕地，按照黑龙江省规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新耕地，对基本农田按照“占一补一”原则进行占补平衡。	符合

3	第五章-第三节县级土地利用调控 肇州县位于大庆市域南部，地处松嫩平原南部，耕地面积大，分布集中，经济以农业为主，是全省产粮大县之一，土地利用以保护耕地面积为主，统筹安排各项建设用地，增加农田防护林面积，改善生态环境，提高土地资源可持续利用能力。	本项目为油田开发项目，属于能源附属基本设施建设，服务于国家能源设施重点建设。 结合本项目井区建设、管道、道路等施工内容，与《大庆市基本农田保护规划（2006-2020）》位置关系见附图 1-3。由图中看出，本项目永久占用耕地（基本农田、非基本农田），项目占地不涉及基本草原。 根据油层地址勘查，项目选址无法避让耕地（基本农田、非基本农田），符合油田用地布局“地上服从地下原则”，应对项目永久占用的耕地，按照黑龙江省规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新耕地，对基本农田按照“占一补一”原则进行占补平衡。临时占地全部恢复原有植被类型，即临时占用耕地全部恢复。临时占地恢复也可给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。 根据《黑龙江省湿地名录》（黑龙江省林业和草原局，2022 年 8 月 18 日），本项目芳 40-斜 80 位于湿地内（湿地图斑标识码 230621211000046398，湿地类型为沼泽草地，榆树乡政府，一般湿地，湿地面积 23.9647ha），永久占用一般湿地 0.6hm²，临时占用湿地 0.9hm²。 按照湿地管理办法要求，企业应在黑龙江省林业部门批准后再于湿地内施工。对永久占用的湿地按照“先补后占、占补平衡”的原则进行补偿；对于临时占用的湿地，企业应当编制湿地临时占用方案，方案中需明确本项目临时占用湿地的名称、范围、期限、用途、相应的保护措施以及使用期满后的恢复措施等，且占用期限不得超过 2 年。 在此前提下，符合土地利用总体规划要求，符合土地利用总体规划要求。	符合
---	--	--	----

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

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年），大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目基建的 148 口油水井均位于大庆市肇州县、大同区境内，不属于水土流失重点预防区和重点治理区。本项目油井所处水土保持重点治理区示意图

见附图 1-4。

本项目施工期开挖面积小，施工期短，土石方就近占地进行临时堆放，无转运丢弃，实际新增水土流失量小。根据项目土石方平衡，项目不产生弃土。剥离表层土的临时堆放场地设置严格的水土保措施。同时，利用土工布或塑料膜遮盖的方法来减少水土流失。施工结束后及时清理施工现场，对临时占地采取植被恢复、耕地复垦、水土保持等措施进行生态恢复。在采取水土保持措施后，本项目满足《大庆市水土保持规划》（2015～2030 年）要求。

1.3.2.7 与《大庆油气田地面工程“十四五”规划》符合性分析

根据《大庆油气田地面工程“十四五”规划》开发规划安排，“十四五”期间，溶解气产量逐年递减，主要通过加大松辽深层、川渝以及塔东地区的气层气开发力度，来提高气层气的产量。2025年，基本探明页岩油储量 $30\times 10^8\text{t}$ ，累计增加石油探明储量 $8\times 10^8\text{t}$ ，天然气探时储量 $3500\times 10^8\text{m}^3$ ；本土原油产量实现 $3000\times 10^8\text{t}$ 规模，天然气产量达到 $70\times 10^8\text{m}^3$ 以上。力争天然气产量达到 $70\times 10^8\text{m}^3$ ，其中溶解气 $16\times 10^8\text{m}^3$ ，气层气产量达到 $54\times 10^8\text{m}^3$ 。松辽地区老井递减控制在7%左右，新增产能 $3.3\times 10^8\text{m}^3$ 。松辽地区“十四五”期间新增产能 $8.014\times 10^8\text{m}^3$ 。本工程地处松嫩平原中部，属嫩江冲积平原，在地质构造上属于松辽盆地中央拗陷区。在《大庆油气田地面工程“十四五”规划》总体部署下，为探索区块老井挖潜措施，在芳17-芳507区块内共基建油水井148口，列为2021年大庆油田产能计划中项目，本工程建设符合大庆油田油气开发规划。

1.3.2.8 与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

本项目与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析见表 1-3-2。

表 1-3-2 与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性一览表

序号	类别	文件要求	符合性分析	符合性
1	构建清洁能源体系	实施终端用能清洁化替代。重点削减小型燃煤锅炉、民用散煤与农业用煤消费量，降低煤炭在终端分散利用比例，对以煤、石焦油、渣油、重油等为燃料的锅炉和工业炉窑，加快使用清洁低碳能源以及工厂余热、电力热力等进行替代。深入实施“气化龙江”战略，率先在哈尔滨市、齐齐哈尔市、大庆市、黑河市等城市以及工业园区推广应用分布式天然气供暖，重点将哈尔滨新区打造成天然气应用示范区。加快推进齐齐哈尔市、大庆市可再生能源综合应用示范区建设和四煤城新能源项目建设。到 2025 年，全省清洁取暖率提高到 75%	项目依托场站加热炉燃料为油田伴生气，主要成分是天然气，采油井井口及管线采取密闭集输工艺，经油气分离器装置处理后，进入天然气除油干燥器进行天然气脱水、干燥，处理后用于依托场站加热炉的燃烧。	符合

		以上。		
2	推 进 多 污 染 物 协 同 减 排	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。鼓励涂装类工业园区和企业集群统筹规划建设集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心。加强汽修、餐饮等行业 VOCs 综合治理。	本工程油井井口安装密封垫，采油井井口及管线采取密闭集输工艺，大大降低了烃类气体等的挥发量，减少油气泄漏和溢出。 项目原油开采的伴生气主要成分是天然气，项目开采油层（葡萄花油层）硫化氢含量较低，随产液一起采出，采油井井口及管线采取密闭集输工艺，经油气分离器装置处理后，进入天然气除油干燥器进行天然气脱水、干燥，处理后用于依托场站加热炉的燃烧，可以有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。	符合
3	加 强 地 下 水 生 态 环 境 保 护 和 污 染 防 治	建立地下水生态环境管理体系。针对国家地下水环境质量考核点位，因地制宜制定地下水环境质量达标方案。推动地下水环境分区管理，推进地级及以上城市开展地下水污染防治重点区划定，建立地下水污染重点监管单位名录，依法纳入排污许可管理，加强防渗、地下水环境监测、执法检查。探索建设地下水污染防治试验区。 加强污染源头预防与风险管控。持续开展地下水环境状况调查评估。逐步开展地下水污染风险管控。实现“双源”点位水质总体保持稳定。 强化地下水型饮用水水源保护。规范地下水型饮用水水源保护区环境管理。推进县级及以上城市浅层地下水型饮用水重要水源补给区划定，加强补给区地下水环境管理。防范傍河地下水型饮用水水源环境风险。	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%。 运营期产液分离的油田采出水经宋一联合污水处理站处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）后回注地下开采油层。 参照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），本项目进行分区防渗：其中本项目新建的地下集输管道划分为重点防渗区，运营期油水井作业、洗井永久占地内划分为一般防渗区，油水井井场地面为简单防渗区。 集油掺水管道材质选用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫黄夹克管，注水管道选用防腐钢管，同时对集油掺水管道进行阴极保护；管道的连接方式采用焊接，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6m$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区的要求。 油水井作业、水井洗井时，井场永久占地内铺设 1.5mm 厚防渗土工布（渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} cm/s$），满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中一般防渗区的防渗技术要求：等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5m$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$。油水井井场采取地面平整夯实，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中一般地面硬化的要求。 项目运营期对管道、井口压力进	符合

			行实时监控,定期对油井的套管情况进行检测,建立相应的地下水例行监测计划,建立地下水监测系统,结合项目区块分布及周围水井分布情况,在建设项目区域(芳 17-芳 507 区块)上游设 1 个背景监测点,在建设项目区域(芳 17-芳 507 区块)及下游分别设 1 个跟踪监测点,对所在地及其影响区地下水环境跟踪监测,同时对监测结果定期进行信息公开。	
4	强化土壤污染源系统防	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。	项目运营期油井作业污水经污水回收装置回收后由罐车拉运至宋一联合油污水处理站处理;油井洗井污水直接进入井底集输系统;井场采出液分离的含油污水经宋一联合油污水处理站处理后回注油层,不外排。 项目油井作业过程中均铺设防渗布,落地油不会沾染土壤,含油污泥及落地油全部回收,拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后,委托大庆市云泰石化产品有限公司处理,处理后泥渣含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T3104-2022)表 1 标准限值(石油类$\leq 3000\text{mg/kg}$),用作采油八厂垫井场和通井路;含油防渗布暂存八采油厂三矿危废暂存间,定期委托有资质的单位进行处置。 结合项目区块分布及周围水井分布情况,在建设项目区域(芳 17-芳 507 区块)上游设 1 个背景监测点,在建设项目区域(芳 17-芳 507 区块)及下游分别设 1 个跟踪监测点。在 27 号平台永久占地内、27 号平台永久占地外 50m 处以及 7 号平台永久占地内分别布设土壤跟踪监测点。	符合
5	加强危险废物监管和重金属污染防治	强化危险废物环境监管。建立危险废物重点监管清单,强化危险废物全过程监管。健全危险废物收运体系,开展废铅蓄电池收集贮存转运试点,加强小微企业和工业园区等危险废物收集转运能力。开展危险废物规范化环境管理评估,提升危险废物环境监管能力和信息化监管水平,依法严厉打击危险废物环境违法犯罪行为。	本工程为产能地面工程,无钻井工程,无废弃油基泥浆、含油钻屑产生。 含油污泥及落地油全部回收,拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后,委托大庆市云泰石化产品有限公司处理,处理后泥渣含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T3104-2022)表 1 标准限值(石油类$\leq 3000\text{mg/kg}$),用作采油八厂垫井场和通井路;含油防渗布暂存八采油厂三矿危废暂存间,定期委	符合

			托有资质的单位进行处置，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。	
6	强化环境风险预防与应急响应	加强环境风险源头防控。压实企业环境安全主体责任，开展环境风险企业突发事件生态环境风险隐患排查治理，完善重大环境风险源企业及环境风险敏感企业名录。开展重点流域、化工园区、涉危涉重企业及集中式饮用水水源地环境风险评估调查，实施分类分级动态管控。	《大庆油田有限责任公司第八采油厂环境突发事件专项应急预案》已于 2021 年 9 月 15 日在大庆市肇州生态环境局进行了备案（备案编号 230621-2021-013-L），还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《生产场所突发火灾、爆炸事件专项应急预案》、《井喷失控突发事件专项应急预案》、《油气集输系统突发事故专项应急预案》、《洪涝灾害专项预案》等专项应急预案，预案中明确了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目运行期发生的风险事故得到及时救援和处理，降低了环境风险的危害，能够满足应急要求，备案表详见附件 2。	符合

1.3.2.9 与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析

本项目与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》相关要求符合性分析见表 1-3-3。

表 1-3-3 与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度，划定耕地保护红线和永久基本农田控制线，严格落实耕地占补平衡、易地补充耕地、土地复垦等政策，确保完成规划期内黑土耕地保有量和永久基本农田保护任务。	本项目为油田开发工程，属于国家能源建设项目，井场、集输管道、通井路等位于大庆市肇州县、大同区境内耕地、荒草地内，根据地下储层特性，项目选址无法避让耕地（黑土地）。 本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程尽可能减少占地，尽量采用丛式井。本工程建设过程中，对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地，如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。	符合
2	严格国土空间用途管制。划定一般农业区，把优质黑土耕地优先划入一般农业区。制定用途管制规则，实行严格的用途管制，严控非农建设用地规模，尽量少占优质黑土地。强化对占用黑土地的管控约束，使得城镇发展等非农建	本项目施工过程中，需遵守《大庆油（气）田建设工程用地规范》规定，严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不	

	设尽量避让优质黑土地。	准乱挖、乱采野生植物，确保尽量少占优质黑土地。	
3	严格土地执法。建设项目占用耕地的，应当按规定进行表土剥离和利用。全面加大黑土耕地保护违法违规问题执法力度，及时发现、严肃查处土地违法特别是乱占耕地、破坏耕地、盗挖黑土等行为。	本工程实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。 本项目道路、柱上变电器施工表土剥离厚度 30cm，剥离表土堆放在每座井场的表土剥离临时堆放区（钻井时期征地，不在本项目范围内，每座单井井场表土堆场面积为 1200m²），加盖苫布。其中临时占地剥离的表土待施工结束后及时用于回填，分层回填压实，保护有耕作能力种植价值的表层土壤，并对临时占地进行复垦，恢复地表植被；永久占地剥离的表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。 管道施工采取机械、人工分层开挖方式，管线施工作业带除去管线一侧设置的置土带外，管沟及设备区在施工前剥离表土，剥离的表土放在置土带外侧，管沟挖方土放置在置土带内侧（靠近管沟侧），置土带采取先设置编织袋压护，在采用单行十字形压护，加强防护的方式防止水土流失。剥离占地内 0.3m 的表土，管道施工结束后，采用分层回填压实，按生、熟土顺序填放，保护耕作层，回填后管沟上方留有自然沉降余量，管沟回填多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管道中心两侧，并使管沟与周围地表形成平滑过度，不得形成汇水环境，防止水土流失。保护有耕作能力种植价值的表层土壤，并对临时占地进行复垦，恢复地表植被。	
4	实施耕地深松轮作。推行深松（翻）整地，打破犁底层，增加土壤通透性和耕层厚度，建立“土壤水库”，提高土壤抗旱防涝、蓄水保墒能力，实现春旱秋防。	对于临时占地采取分层开挖、分层堆放方式，剥离占地内 0.3m 的表土，并对剥离表土采取苫布遮盖、定期洒水抑尘措施，施工结束后及时用于回填，分层回填压实，保护有耕作能力种植价值的表层土壤，并对临时占地进行深松深耕复垦，恢复地表植被。	符合

在采取以上措施后，本项目符合《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》要求。

1.3.3 与大庆油田相关规划符合性分析

《大庆油田振兴发展纲要（2020 版）》中指出：“根据大庆油田振兴发展纲要，

力争到 2025 年，基本探明页岩油储量 30 亿吨，累计增加石油探明储量 8 亿吨，天然气探时储量 3500 亿立方米”；本土原油产量实现 3000 万吨规模，天然气产量达到 70 亿立方米以上。

油气生产指标已分解落实到大庆油田有限责任公司第八采油厂，根据大庆油田有限责任公司第八采油厂下发的原油产能投资计划和《大庆油田 2023 年地面建设工程宋芳屯油田芳 17-芳 507 区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程地面工程方案》，本项目属于大庆油田生产建设规划的一部分，该项目的开发建设对稳定大庆原油产量具有重要的现实意义，故本项目符合《大庆油田振兴发展纲要（2020）版》要求。

根据《大庆油气田地面工程“十四五”规划》开发规划安排，2025 年，基本探明页岩油储量 30 亿吨，累计增加石油探明储量 8 亿吨，天然气探时储量 3500 亿立方米；本土原油产量实现 3000 万吨规模，天然气产量达到 70 亿立方米以上。松辽地区老井递减控制在 7%左右，新增产能 3.3 亿方。松辽地区“十四五”期间新增产能 8.014 亿方。

本项目在地质构造上属于松辽盆地中央坳陷区三肇凹陷宋芳屯鼻状构造北部斜坡上，开采层位为葡萄花油层葡 I 组，动用含油面积 40.4km²，地质储量 1338.3×10⁴t。在《大庆油气田地面工程“十四五”规划》总体部署下，将本项目列为大庆油田产能计划中项目，本项目建设符合《大庆油气田地面工程“十四五”规划》。

1.3.4 与环境保护相关法律法规正常符合性分析

1.3.4.1 与《大庆市生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

本项目与《大庆市生态环境保护“十四五”规划》符合性分析见表 1-3-3。

表 1-3-3 与《大庆市生态环境保护“十四五”规划》符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	推进扬尘精细化管理。全面推行绿色施工，严格落实施工工地扬尘管控责任，加强施工扬尘监管执法。推进低尘机械化湿式清扫作业，加大城市出入口、城乡结合部等重要路段冲洗保洁力度，渣土车实施全密闭运输，强化绿化用地扬尘治理。城市裸露地面、粉粒类物料以及干散货物料堆场，全面完成抑尘设施建设和物料输送系统封闭改造，鼓励有条件的堆场实施全封闭改造。	①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，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。 ③运料车辆在运输时，车辆应当采取全密闭措施，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	符合

		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；遇大风天气应停止土方工程施工作业。 ⑥施工完成后，在绿化季节到来时应立即对临时占地进行植被恢复。 ⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。	
2	开展 VOCs 全过程综合整治。	项目在石油开采集输过程中均采取了埋地的集油管道，转油站处理装置均密闭，且采油井井口均安装了密封垫，降低了非甲烷总烃的无组织挥发。	符合
3	加强地下水生态环境保护和污染防治。 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。	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%。 运营期产液分离的油田采出水经宋一联合油污水处理站处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）后回注地下开采油层。 参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目进行分区防渗：其中本项目新建的地下集输管道划分为重点防渗区，运营期油水井作业、洗井永久占地内划分为一般防渗区，油水井井场地面为简单防渗区。 集油掺水管道材质选用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫黄夹克管，注水管道选用防腐钢管，同时对集油掺水管道进行阴极保护；管道的连接方式采用焊接，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6m$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区的要求。 油水井作业、水井洗井时，井场永久占地内铺设 1.5mm 厚防渗土工布（渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$），满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中一般防渗区的防渗技术要求：等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5m$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$。油水井井场采取地面平整夯实，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中一般地面硬化的要求。 项目运营期对管道、井口压力进行实时监控，定期对油井的套管情况进行检测，建立相应的地下水例行监测计划，对所在地及其影响区地下水环境跟踪监测，同时对监测结果定期进行信息公开。	符合
4	强化土壤环境重点企业监管。 每年定期公布全市土壤污染重点监管单位名录，对土壤环境	大庆油田有限责任公司第八采油厂作为土壤重点企业每年对区域内土壤进行监测，并在大庆油田信息港进行信息公开。 根据监测结果，各监测点位污染物浓度均	符合

	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。	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。	
5	提升黑土区资源利用的可持续性。 严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度,对黑土耕地全面进行管控。落实“三线一单”生态环境分区中与耕地相关管控要求。	本项目施工过程中,需遵守《大庆油(气)田建设工程用地规范》规定,严格控制施工作业面积,加强施工管理,尽量减少占地面积,并规范行车路线及施工人员行为,严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被,不准乱挖、乱采野生植物,确保尽量少占优质黑土地。 本项目道路、柱上变电器施工表土剥离厚度 30cm,剥离表土堆放在每座井场的表土剥离临时堆放区(钻井时期征地,不在本项目范围内,每座井场表土堆场面积为 1200m²),加盖苫布。其中临时占地剥离的表土待施工结束后及时用于回填,分层回填压实,保护有耕作能力种植价值的表层土壤,并对临时占地进行复垦,恢复地表植被;永久占地剥离的表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。 管道施工采取机械、人工分层开挖方式,管线施工作业带除去管线一侧设置的置土带外,管沟及设备区在施工前剥离表土,剥离的表土放在置土带外侧,管沟挖方土放置在置土带内侧(靠近管沟侧),置土带采取先设置编织袋压护,在采用单行十字形压护,加强防护的方式防止水土流失。剥离占地内 0.3m 的表土,管道施工结束后,采用分层回填压实,按生、熟土顺序填放,保护耕作层,回填后管沟上方留有自然沉降余量,管沟回填多余的土严禁大量集中弃置,应均匀分散在管道中心两侧,并使管沟与周围地表形成平滑过渡,不得形成汇水环境,防止水土流失。 保护有耕作能力种植价值的表层土壤,并对临时占地进行复垦,恢复地表植被。 本项目部分井场和管道选址无法避让永久基本农田,符合油田用地布局“地上服从地下原则”,应对永久占用基本农田按照黑龙江省规定缴纳补偿费。产能过程正常不会污染土壤。建设单位采取有效污染防治措施,禁止破坏永久基本农田耕作层,禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥。	符合
6	强化危险废物环境监管。建立危险废物重点监管清单,实施全过程监管。	根据《国家危险废物名录(2021 年版)》,含油污泥、落地油属于危险废物,废物类别为 HW08, 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚,含油污泥、落地油由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,拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后,委托大庆市云泰石化产品	

		有限公司处理，处理后泥渣含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）标准限值（石油类≤3000mg/kg）。 废弃含油防渗布为危险废物，类别为 HW08，900-249-08 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。作业施工结束后， 由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，暂存在第八采油厂三矿危险废物暂存间，定期委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理。	
--	--	---	--

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

根据《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018 年修正），“油气勘探开发单位应当对本单位排放污染物和污染防治设施运行情况进行定期监测，掌握污染动态”、“油气勘探开发单位应当制订环境污染突发性事件应急预案”、“油气勘探开发生产作业场地内禁止无关人员进入”、“油气勘探开发单位应当采取保护性措施，防止污染”，本项目根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）相关内容及各环境要素评价导则要求，制定监测计划，根据企业提供资料及现场调查，大庆油田有限责任公司第八采油厂现有突发事件总体应急预案，下设《环境突发事件专项应急预案》、《生产场所突发火灾、爆炸事件专项应急预案》、《井喷失控突发事件专项应急预案》等预案内容，符合条例相关要求。

1.3.4.3 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

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）符合性分析见表 1-3-4。

表 1-3-4 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本项目为现有芳 17-芳 507 区块进行开发，本次产能涉及 148 口油水井，本次环评于 3.2~3.3 章节中叙述了现有工程环境影响进行回顾性评价，明确了现有区块的污染物排放情况，依托设施转油站、脱水站、注水站、污水站、含油污泥处理站的依托可行性及其污染物产生及排放情况，各依托设施均可有效依托。	符合

2	涉及废水回注的,应当论证回注的环境可行性,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前,回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求后回注,同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层,一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	项目施工期试压废水、射孔废水采用罐车拉运到宋一联含油污水处理站,井场作业污水由施工现场污水回收装置回收后泵入罐车,拉运至宋一联含油污水处理站,处理后污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)标准中的:“含油量$\leq 10\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 5\text{mg/L}$、粒径中值$\leq 2\mu\text{m}$”,同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中相应标准后回注油层,不外排。 项目运营期产液分离废水经宋一联含油污水处理站处理,处理后的污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值要求“含油量$\leq 10\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 5\text{mg/L}$、粒径中值$\leq 2\mu\text{m}$”,同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中相应标准,处理后污水回注油层,属于回注到现役油气藏层位。	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。	本工程油井井口安装密封垫,采油井井口及管线采取密闭集输工艺,大大降低了烃类气体等的挥发量,减少油气泄漏和溢出。 项目原油开采的伴生气主要成分是天然气,项目开采油层(扶余油层)硫化氢含量较低,随产液一起采出,采油井井口及管线采取密闭集输工艺,经油气分离器装置处理后,进入天然气除油干燥器进行天然气脱水、干燥,处理后用于依托场站加热炉的燃烧,可以有效控制挥发性有机物无组织排放。本工程新增耗气均为油田伴生气,无外购天然气。	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。	本工程为产能地面工程,无钻井工程,无废弃油基泥浆、含油钻屑产生。 本工程施工期压裂返排液集中收集罐车拉运至宋二联压裂返排液无害化处理站处理,处理后废水进入宋一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值要求“含油量$\leq 10\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 5\text{mg/L}$、粒径中值$\leq 2\mu\text{m}$标准后回注油层,不外排。 运行期含油污泥、清罐污泥、落地油全部回收,拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后,委托大庆市云泰石化产品有限公司处理,处理	符合

		后泥渣含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T3104-2022)表 1 标准限值(石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$)，用作采油八厂垫井场和通井路；含油废防渗布属于危险废物，委托资质单位定期拉运处置，满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)要求。	
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。	施工期管线、道路均在临时用地内进行施工，施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式。	符合
6	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	《大庆油田有限责任公司第八采油厂环境突发事件专项应急预案》已于 2021 年 9 月 15 日在大庆市肇州生态环境局进行了备案(备案编号 230621-2021-013-L)，大庆油田有限责任公司第八采油厂属于第八采油厂管辖公司，大庆油田有限责任公司第八采油厂已建立较完善的应急预案体系，还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《生产场所突发火灾、爆炸事件专项应急预案》、《井喷失控突发事件专项应急预案》、《油气集输系统突发事故专项应急预案》、《洪涝灾害专项预案》等专项应急预案，预案中明确了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目运行期发生的风险事故得到及时救援和处理，降低了环境风险的危害，能够满足应急要求，备案表详见附件 2。	符合

由上表，本项目符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910 号)相关要求。

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

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环保部公告 2012 年第 18 号)的符合性分析见表 1-3-5。

表 1-3-5 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求符合性

序号	相关要求	本工程符合性
1	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。	本工程运行期作业废水回用率 100%，其中作业废水经油污污水回收装置回收后泵入罐车，拉运至宋一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）标准中的：“含油量$\leq 10\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 5\text{mg/L}$、粒径中值$\leq 2\mu\text{m}$”要求后回注油层；采出液分离的含油污水经宋一联合油污水处理站处理后分别满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015），中的限值：“含油量$\leq 10\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 5\text{mg/L}$、粒径中值$\leq 2\mu\text{m}$”后回注油层，废水均不外排。 工业固废（落地油、含油废弃防渗布、清罐污泥）均得到妥善处置，其中含油污泥及落地油全部回收，拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，委托大庆市云泰石化产品有限公司处理，处理后泥渣含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 标准限值（石油类$\leq 3000\text{mg/kg}$），用作采油八厂垫井场和通井路；含油废弃防渗布委托资质单位拉运处理，产生的固体废物均不外排，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%，符合相关要求。
2	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本工程油气处置依托芳 407 转油站、芳 507 转油站、芳 707 转油站、芳 6 转油站、宋一联合站，场站内加热装置使用清洁能源天然气（油田伴生气）作为燃料，产生的燃烧烟气经烟囱外排；产生的含油污泥、清罐污泥、落地油运至宋芳屯含油污泥处理站进行调质、离心初步处理，处理后运至大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站进一步处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）中泥渣利用污染物控制限值，用于铺设油田道路、井场；含油废弃防渗布委托资质单位拉运处理，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求。项目产生的废物均集中收集、集中处理，符合相关要求。
3	井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	模范屯油田井下作业中配备泄油器、刮油器等配套措施，落地油在施工结束后 100%回收。符合相关要求。
4	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	压裂液为集中配置好后由罐车拉运至现场，返排液均拉运至宋二联压裂返排液无害化处理站处理，处理后污水进入宋一联合油污水处理站，处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量$\leq 10\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 5\text{mg/L}$、粒径中值$\leq 2\mu\text{m}$”标准后回注油层，不外排。压裂过程采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施，压裂放喷返排入罐率 100%，符合相关要求。
5	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。	本工程采出水经宋一联合油污水处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值：“含油量$\leq 10\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 5\text{mg/L}$、粒径中值$\leq 2\mu\text{m}$”后回注油层，符合相关要求。

6	在油气集输过程中,应采用密闭流程,减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	本工程油气集输均采用密闭流程,集输过程中烃类挥发系数为 1.4175%,油气集输损耗率不高于 0.5%,符合相关要求。
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。	本项目在芳 17-芳 507 区块内共基建油水井 148 口(其中油井 103 口,水井 45 口),其中 103 口油井全部为新钻井,45 口水井中老井转注 40 口、新钻井 4 口、代用井 1 口。新钻的 107 口油水井形成丛式井平台 32 座,40 口转注井和 1 口代用水井中 25 口为单井,其余 16 口与已建老井形成平台 15 个。采用均匀布井、去掉厚度风险井和高水淹及同层风险井的布井方式,减少废物产生和占地面积,符合相关要求。
8	在开发过程中,伴生气应回收利用,减少温室气体排放,不具备回收利用条件的,应充分燃烧,伴生气回收利用率应达到 80%以上;站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	本工程伴生气经油气分离、干燥后用于站内加热装置自耗,符合相关要求。
9	应设立地下水水质监测井,加强对油气田地下水水质的监控,防止回注过程对地下水造成污染。	本工程在崔华尖屯(上游)布设 1 口潜水跟踪监测水井,在农化村(区块内)布设 1 口潜水跟踪监测井,在孙广祥屯(下游)布设 1 口潜水跟踪监测水井,共设置了 3 口地下水监测井,定期进行水质监测。水质执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准,石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中 III 类标准,符合相关要求。
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。	作业污水由施工现场污水回收装置回收后泵入罐车,拉运至宋一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)标准中的:“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”要求后回注油层,不外排,符合相关要求。
12	应回收落地原油,以及原油处理、废水处理产生的油泥(砂)等中的油类物质,含油污泥资源化利用率应达到 90%以上,残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别,根据识别结果资源化利用或无害化处置。	含油污泥及落地油全部回收,拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后,委托大庆市云泰石化产品有限公司处理,处理后泥渣含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T3104-2022)表 1 标准限值(石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$),用作采油八厂垫井场和通井路,符合相关要求。

综上所述,本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环保部公告 2012 年第 18 号)相符。

1.3.4.5 与大气污染防治符合性分析

根据《黑龙江省大气污染防治条例》(2018 年 12 月 27 日修正)及《中共大庆市委大庆市人民政府关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的具体实施意见》(庆发[2018]17 号),本工程与大气污染防治相关要求符合性详见表 1-3-6。

表 1-3-6 本项目与大气污染防治符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	完成生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线、环境准入清单编制工作，明确禁止和限制发展的行业、生产工艺和产业目录。强化节能环保标准约束，严格行业规范、准入管理，环境空气质量未达标地区应制订更严格的产业准入门槛。	本工程位于黑龙江省肇州县、大同区境内，项目位置不属于大庆市生态红线范围，且区块内无自然保护区和风景名胜区分布，目前本工程选址区域暂无明确的环境准入负面清单，本工程属于油田开发项目，不属于高污染、高能耗的产业类型，为环境准入允许类别。项目区块的空气、土壤环境背景值均满足国家标准要求，区域环境承载能力良好。	符合
2	将施工工地扬尘污染防治纳入建筑施工安全生产标准化文明施工管理范畴，建立扬尘控制责任制度，治理费用列入工程造价。工地要做到周边围挡、物料堆放覆盖、土方开挖湿法作业、路面硬化、出入车辆清洗、渣土车辆密闭运输。	项目施工期采取如下措施抑制扬尘： 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，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。 ③运料车辆在运输时，车辆应当采取全密闭措施，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管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；最大限度控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失。 ⑥合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；遇大风天气应停止土方工程施工作业。 ⑦施工完成后，在绿化季节到来时应立即对临时占地进行植被恢复，并确保绿化面积和植被成活率。 ⑧施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。	符合
3	开展石化、化工、包装印刷、工业涂装等行业 VOC _s 污染调查，按行业明确整治方案和要求。加强源头控制，提高 VOC _s 含量低（无）的绿色原辅材料替代比例，推广先进工艺、设备，加强 VOC _s 污染治理，提高重点行业有机废气收集率；加大餐饮油烟治理力度。继续深化油品储运销体系油气回收治理，对	①油气集输采用密闭流程，拉油车密闭封箱，减速慢行，卸油阶段采取密闭衔接，浸入式输送等措施，最大限度降低烃类气体的挥发； ②本工程烃类挥发主要发生在芳 407 转油站、芳 507 转油站、芳 707 转油站、芳 6 转油站、宋一联合站油气分离器及罐区。通过采取提高油气分离器及储罐的密	符合

加油站、储油库、油罐车的油气回收设施加强运行监管。	闭程度，与此同时，加强运行管理，提高油气分离效率，最大限度的减少烃类气体挥发； ③加强对设备和管道的检查和维护，控制烃类气体的无组织挥发； ④加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发。	
---------------------------	--	--

在采取上述措施后，本项目符合《黑龙江省大气污染防治条例》（2018 年 12 月 27 日修正）、《中共大庆市委 大庆市人民政府关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的具体实施意见》（庆发[2018]17 号）相关要求。

1.3.4.6 与“水十条”符合性判定

根据《水污染防治行动计划》（国发〔2015〕17 号）、《黑龙江省水污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕3 号）及《大庆市加强水污染防治工作实施方案》（庆政办发〔2015〕55 号），本工程与“水十条”相关要求符合性见表 1-3-7。

表 1-3-7 本工程与“水十条”相关要求符合性一览表

级别	“水十条”的要求	本工程分析	符合性
国家	污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理处置，禁止处理处置不达标的污泥进入耕地。非法污泥堆放点一律予以取缔。	本工程所依托宋一联含油污水处理站站采用“两级沉降+两级过滤”的处理工艺。回注的废水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中的限值，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相应标准。 滤罐定期更换滤料产生的废滤料（废滤料内含有含油污泥），委托大庆蓝星环保工程有限公司拉运并处置，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求，不排入外环境。厂区内无废滤料堆放现象。	符合
	七大重点流域干流沿岸，要严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等项目环境风险，合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施。	本工程位于肇州县、大同区境内，项目周边无地表水体。项目产生的油井洗井污水直接进入井底集输系统，作业废水经油污污水回收装置回收后泵入罐车，拉运至宋一联含油污水处理站，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中限值：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2 μm”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相应标准后回注油层，不外排。且项目不属于石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等环境风险较大的项目。	符合
	加大执法力度，所有排污单位必须依法实现全面达标排放。逐一排查工业企业排污情况，达标企业应采取措施确保稳定达标；	本工程产出液经脱水站加热分离后产生的含油污水全部进入宋一联含油污水处理站处理后回注油层，回注水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中的“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2 μm”限值要求，同时满足《碎屑	符合

		岩油藏注水水质指标及分析方法》 (SY/T5329-2012)中相应标准。	
黑龙江省	合理确定发展布局、结构和规模。严格控制缺水地区、水污染严重地区和敏感区域高耗水、高污染行业发展。松花江干流及一级支流沿岸,要着重防控石油加工、化学原料和化学品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等项目环境风险,合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施。	本工程位于肇州县、大同区境内,周边无地表水体,同时不属于缺水地区、水污染严重地区,本工程不位于松花江干流以及支流沿岸,且石油天然气开采不属于高耗水、高污染及需严格控制的行业。	符合
	重点推进阿什河、呼兰河、安肇新河、乌裕尔河、讷谟尔河、穆棱河等流域和大庆市及周边闭流区综合治理。加大化学需氧量、氨氮、总磷及其他影响人体健康的污染物整治力度。	本工程正常生产情况下无生产废水和生活污水外排。本工程油井在作业过程中施工现场设置污水回收装置回收后泵入罐车,拉运至宋一联含油污水处理站,处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)标准中的:“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”要求后回注油层,不进入外环境。油井作业杜绝含油污水及油污的随意排放,项目周边无地表水体,距离最近的西大排干渠 4.2km,对水环境无影响。	符合
大庆市	污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理处置,对污水处理厂产生污泥实行储存、运输、处理处置全过程监管,禁止处理处置不达标的污泥进入耕地,配套完善市污泥处理厂应急储存池建设,非法污泥堆放点一律予以取缔。	本工程所依托宋一联含油污水处理站站采用“两级沉降+两级过滤”的处理工艺,处理设施无污泥产生,定期产生的废滤料,委托大庆蓝星环保工程有限公司处置,无滤料堆放现象。	符合
	加强工业水循环利用。进一步加强采油废水管理,确保全部用于油田回注。	本工程产出液经脱水站加热分离后产生的含油污水全部进入宋一联含油污水处理站,处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中的“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”限值要求,回注油层。	符合

本项目符合《水污染防治行动计划》(国发〔2015〕17号)、《黑龙江省水污染防治实施方案》(黑政发〔2016〕3号)及《大庆市加强水污染防治工作实施方案》(庆政办发〔2015〕55号)相关要求。

1.3.4.7 与地下水管理条例符合性判定

本项目与《地下水管理条例》(中华人民共和国国务院令第748号,2021年9月15日国务院第149次常务会议通过,自2021年12月1日起施行)相关要求符合性见表1-3-8。

表 1-3-8 本工程与地下水管理条例相关要求符合性一览表

序号	地下水管理条例的要求	本工程分析	符合性
1	第十六条 国家实行地下水取水总量控制制度。国务院水行政主管部门会同国务院自然资源主管部门，根据各省、自治区、直辖市地下水可开采量和地表水水资源状况，制定并下达各省、自治区、直辖市地下水取水总量控制指标。	本项目不采用地下水，不涉及取用地下水，项目产生的油井洗井污水直接进入井底集输系统，作业废水经油污污水回收装置回收后泵入罐车，拉运至宋一联含油污水处理站，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中限值：“含油量$\leq 10\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 5\text{mg/L}$、粒径中值$\leq 2\mu\text{m}$”后回注油层，不外排。 本工程回注的废水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中的限值，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相应标准。	符合
2	第四十条 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。	本项目为产能工程，正常施工不涉及所列的污染地下水行为，建设单位施工中应避免上述情况的发生。 项目施工期产生的压裂返排液集中收集，拉运至宋二联压裂返排液无害化处理站处理，处理后污水进入宋一联含油污水处理站，处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量$\leq 10\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 5\text{mg/L}$、粒径中值$\leq 2\mu\text{m}$”标准后回注油层，不外排。 项目射孔液采用清水，项目新建管道铺设完成后需要进行试压，试压废水、射孔废水采用罐车拉运到宋一联含油污水处理站，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量$\leq 10\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 5\text{mg/L}$、粒径中值$\leq 2\mu\text{m}$”后回注油层。	符合
3	第四十一条 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	本项目地下水防治内容具体见 6.2.2 废水污染防治措施小节。 本项目实施污染分区防治措施： ①重点防渗区防渗措施 地下集油管道属于重点防渗区，应采用无缝钢管；管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm 或采用管道内防腐；管道的外防腐等级应采用特加强级；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，发现问题及时处理，防止泄漏事故的发生；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，进一步防止污染地下水。 ②简单防渗措施 本工程油井井场属于简单防渗区。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中要求，项目 18 口井井场应采	符合

	进行防渗漏监测； （四）存放可溶性剧毒废渣的场所，应当采取防水、防渗漏、防流失的措施； （五）法律、法规规定应当采取的其他防止地下水污染的措施。	取地面平整夯实等措施进行简单防渗（施工时间 2023 年 6 月）。 结合项目区块分布及周围水井分布情况，本工程在崔华尖屯（上游）布设 1 口潜水跟踪监测水井，在农化村（区块内）布设 1 口潜水跟踪监测井，在孙广祥屯（下游）布设 1 口潜水跟踪监测水井，共设置了 3 口地下水监测井，定期进行水质监测。	
4	第四十五条 依照《中华人民共和国土壤污染防治法》的有关规定，安全利用类和严格管控类农用地地块的土壤污染影响或者可能影响地下水安全的，制定防治污染的方案时，应当包括地下水污染防治的内容。	项目正常工况下对土壤及地下水环境产生污染的可能性很小，非正常工况下，油田生产过程中油井作业时污油污水回收装置泄漏、油井套损、集油管线泄露、以及事故状态下产生的落地油等可能对土壤及地下水环境造成破坏，项目提出了土壤及地下水污染防治措施，具体 6.2.2 废水污染防治措施、6.2.6 土壤环境保护措施。	符合

由上表可知，本项目符合《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令第 748 号）相关要求。

1.3.4.8 与“土十条”符合性判定

根据《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31 号）、《黑龙江省土壤污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕46 号）及《大庆市土壤污染防治实施方案》（庆政规〔2017〕2 号），本工程与“土十条”相关要求符合性详见表 1-3-9。

表 1-3-9 本工程与“土十条”相关要求符合性一览表

级别	“土十条”的要求	本工程分析	符合性
国家	深入开展土壤环境质量调查。2020 年底前掌握重点行业企业用地中的污染地块分布及其环境风险情况。	大庆油田有限责任公司第八采油厂作为土壤重点企业每年对区域内土壤进行监测，并进行信息公开。 根据公示结果，监测点位为宋一联合站、宋芳屯污泥站、宋二联废压裂液处理站，根据监测结果，各监测点位铜、铅、汞、镍、砷、镉、六价铬、石油烃总量（C ₁₀ ~C ₄₀ ）浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值。	符合
	切实加大保护力度。各地要将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。	本工程作为油田开发工程，属于国家能源建设项目。根据地质勘探结果，占地无法避开基本农田，在不可避免的条件下需占用基本农田时，针对基本农田配套专门的补偿措施、植被恢复措施等，并在选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少占用面积和时间，进一步降低对土壤的影响。本工程永久占用基本农田 0.855hm ² ，在施工结束后按照“占一补一”原则进行补偿。	符合
	防范建设用地新增污染。排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境	本工程环评阶段开展了评价范围内土壤的环境质量现状调查、土壤环境影响分析及土壤污染防治措施及其可行性论证，提出三	符合

	影响的评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	同时验收的落实要求为在布设土壤跟踪监测点，定期对 3 个点位的土壤环境进行监测，井场永久占地内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值；井场永久占地外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值。	
	全面强化监管执法。明确监管重点。重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油烃等有机污染物，重点监管有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业，以及产粮（油）大县、地级以上城市建成区等区域。	本工程为陆地石油天然气开采项目，其建设单位大庆油田有限责任公司第八采油厂作为土壤重点监管重点企业每年对区域内土壤环境质量进行监测，并进行信息公开。	符合
	严控工矿污染。加强日常环境监管。各地要根据工矿企业分布和污染排放情况，确定土壤环境重点监管企业名单，实行动态更新，并向社会公布。列入名单的企业每年要自行对其用地进行土壤环境监测，结果向社会公开。		
黑龙江省	明确监管重点。重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油经等有机污染物。重点监管有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业，以及产粮（油）大县、市级以上城市建成区等区。		
	切实加大保护力度。各地要将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。	本工程作为油田开发工程，属于国家能源建设项目。根据地质勘探结果，占地无法避开基本农田，在不可避免的条件下需占用基本农田时，针对基本农田配套专门的补偿措施、植被恢复措施等，并在选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少占用面积和时间，进一步降低对土壤的影响。 本工程永久占用基本农田 0.855hm ² ，在施工结束后按照“占一补一”原则进行补偿。	符合
	防范建设用地新增污染。排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响的评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	本工程环评阶段开展了评价范围内土壤的环境质量现状调查、土壤环境影响分析及土壤污染防治措施及其可行性论证，提出土壤跟踪监测计划，并提出三同时验收的落实要求。	符合
大庆市	重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油烃等有机污染物。重点监管有色金	大庆油田有限责任公司第八采油厂作为土壤重点监管重点企业每年对区域内土壤环境质量进行监测，并进行信息公开。	符合

	属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业，以及产粮大县、市级城市建成区等区域。 加强日常环境监管。依据国家有关规定，2017 年底前，各县（区）、高新区、经开区根据工矿企业分布和污染排放情况，确定土壤环境重点监管企业名单，实行动态更新，并向社会公布。督促列入名单的企业自 2018 年起，每年要自行对其用地进行土壤环境监测，结果向社会公开。		
	各县（区）要将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。对优先保护类耕地面积减少或土壤环境质量下降的县（区），市政府将对其进行预警提醒并依法采取环评限批等限制性措施。	本工程作为油田开发工程占地无法避开基本农田，在不可避免的条件下需占用基本农田时，针对基本农田配套专门的补偿措施、植被恢复措施等，并在选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少对占用面积和时间，进一步降低对土壤的影响。 本工程所在肇州县、大同区不属于优先保护类耕地面积减少或土壤环境质量下降的区域，本工程环评不受限批限制。	符合
	排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响评价的内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	本工程环评阶段开展了评价范围内土壤的环境质量现状调查、土壤环境影响分析及土壤污染防治措施及其可行性论证，提出土壤跟踪监测计划，并提出三同时验收的落实要求。	符合

由上表可知，本项目符合《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31 号）、《黑龙江省土壤污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕46 号）及《大庆市土壤污染防治实施方案》（庆政规〔2017〕2 号）相关要求。

1.3.4.9 与《基本农田保护条例》符合性分析

根据《基本农田保护条例》中第十五、十六条规定：“基本农田划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准。经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占用基本农田数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。占用基本农田的单位应当按照县级以上地方人民政府的要

求，将所占用基本农田耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。”

本项目为油田开发项目，属于能源附属基本设施建设，服务于国家能源设施重点建设，项目选址无法避让基本农田，本项目占用基本农田 15.2977hm²（包括临时占地 14.4427hm²、永久占地 0.855hm²）。建设单位应按照《基本农田保护条例》的有关规定在施工前需取得用地审批，同时企业应当按照“占一补一，质量相等”原则，恢复所占用基本农田数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，并在施工过程中保存好占用土地的表层熟化土，按照相关部门的要求，用于其他农田土壤质量的改善。

本项目符合《基本农田保护条例》（2011 年修订）相关要求。

1.3.4.10 与《中华人民共和国黑土地保护法》、《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析

本项目与《中华人民共和国黑土地保护法》、《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析见表 1-3-10。

表 1-3-10 本工程与黑土地保护相关要求符合性

序号	相关要求	本工程分析	符合性
1	第二十二条黑土地保护利用实行土地用途管制制度。严格限制农用地转为建设用地，严格控制耕地转为非耕地，禁止违法占用耕地	本项目为油田开发工程，属于国家能源建设项目，井场、集输管道、通井路等位于肇州县、大同区境内耕地（包括基本农田）、交通运输用地、坑塘水面及未利用地（其他草地，非基本草原）内，根据地下储层特性，项目选址无法避让耕地（黑土地）。 本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程尽可能减少占地，尽量采用丛式井。本工程建设过程中，对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地，如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。	符合
2	第三十九条建立和完善建设用地增减挂钩机制。建设项目应当节约、集约使用黑土地，不占或者少占黑土地。	根据地下储层特性，无法避让黑土地，结合项目工程方案，本项目在芳 17-芳 507 区块内共基建油水井 148 口（其中油井 103 口，水井 45 口），其中 103 口油井全部为新钻井，45 口水井中老井转注 40 口、新钻井 4 口、代用井 1 口。新钻的 107 口油水井形成丛式井平台 32 座，40 口转注井和 1 口代用水井中 25 口为单井，其余 16 口与已建老井形成平台 15 个，减少了相应的占地，油井的永久占地已在钻井工程中征用，本次不在额外征用。	符合

3	第四十一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。	本工程实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。 本项目新增永久占地主要为通井路、柱上变电站永久占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，临时集中堆放在井场临时占地范围内（钻井时期征地，不在本项目范围内，每座井场表土堆场面积为 1200m²），加盖苫布，待施工结束后，用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。管道施工作业带除去管道一侧设置的置土带外，管沟及设备区在分段施工前剥离表土，剥离的表土放在置土带外侧，管沟挖方土放置在置土带内侧（靠近管沟侧），置土带采取先设置编织袋压护，在采用单行十字形压护，加强防护的方式防止水土流失。剥离表土在工程施工结束后及时用于回填，分层回填压实，保护有耕作能力种植价值的表层土壤，完毕覆土回填的时候一定要做好生态恢复，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失，保障农民利益不受损失，不要出现大型土堆或者大型洼地等情况	符合
---	---	---	----

在采取以上措施后，本项目符合《黑龙江省黑土地保护利用条例》中要求。

1.3.4.11 与《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）》符合性分析

（1）相关要求：“建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作应与农业生产、土地整治、生态修复工程等统筹规划衔接。结合建设项目实施计划，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、运输、储存和再利用等工作。”

（2）本项目在本次环境影响评价阶段即考虑了施工过程占用耕地耕作层土壤剥离利用工作，企业统筹安排项目占用耕地生态恢复等措施。如“施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，表土剥离厚度 30cm，与底层土分开堆放，复原时分层回填，即底土回填在下，表土回填在上，尽量不破坏土壤结构，以便尽快恢复土地原貌，永久占地内剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行易地补充耕地”。

（2）相关要求：坚持“谁用地、谁承担，谁剥离、谁受益”。建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用工作由占用耕地所在县（市、区）政府或项目用地单位（个人）实施。

本项目由大庆油田有限责任公司第八采油厂建设，因此项目占用耕地耕作层土壤剥离工作由大庆油田有限责任公司第八采油厂实施。

(3) 相关要求：成片开发和城镇批次用地占用耕地的，应在供地前实施耕作层土壤剥离：单独选址项目及其他需要剥离的项目，应在开工建设前按照剥离利用方案要求实施耕作层土壤剥离，并将剥离土壤存储在指定地点或直接输送到再利用场所。耕作层土壤剥离及运输过程中，应采取水土保持和扬尘防治措施，防止土壤和环境污染。土壤存储点的选取应遵循就近存储、易于存放、专人管理的原则，尽量利用废弃土地、闲置建设用地和未利用地，避让永久基本农田和生态保护红线、水源地等敏感区域。土壤存储要采取必要的工程防护和保育措施，防止出现水土流失、土壤质量退化和安全隐患。

本项目符合文件要求，具体如下：

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，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响；

③运料车辆在运输时，车辆应当采取全密闭措施，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：遇大风天气应停止土方工程施工作业；

⑥施工完成后，在绿化季节到来时应立即对临时占地进行植被恢复；

⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

1.3.4.12 与《中华人民共和国湿地保护法》、《黑龙江省湿地保护条例》符合性分析

根据《中华人民共和国湿地保护法》第十九条，建设项目选址、选线应当避让湿地，无法避让的应当尽量减少占用，并采取必要措施减轻对湿地生态功能的不利影响。建设项目规划选址、选线审批或者核准时，涉及国家重要湿地的，应当征求国务院林业草原主管部门的意见；涉及省级重要湿地或者一般湿地的，应当按照管理权限，征求县级以上地方人民政府授权的部门的意见。

第二十条，建设项目确需临时占用湿地的，应当依照《中华人民共和国土地管理法》、《中华人民共和国水法》、《中华人民共和国森林法》、《中华人民共和国草原法》、《中华人民共和国海域使用管理法》等有关法律法规的规定办理。临时占用湿地的期限

一般不得超过二年，并不得在临时占用的湿地上修建永久性建筑物。临时占用湿地期满后一年内，用地单位或者个人应当恢复湿地面积和生态条件。

第二十八条，禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为：

- （一）开（围）垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源；
- （二）擅自填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土；
- （三）排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物；
- （四）过度放牧或者滥采野生植物，过度捕捞或者灭绝式捕捞，过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为；
- （五）其他破坏湿地及其生态功能的行为。

根据《黑龙江省湿地保护条例》第四十五条，任何单位和个人不得擅自征用、占用湿地或者改变湿地用途。确需征用、占用国际重要湿地、国家级湿地自然保护区、国家湿地公园或者改变其湿地用途的，应当报国家林业行政主管部门批准；征用、占用或者改变其他湿地用途的，应当经省林业行政主管部门审核同意后依法办理相关手续。根据《湿地保护管理规定》（2018.1.1 修订）第三十条，建设项目应当不占或者少占湿地，经批准确需征收、占用湿地并转为其他用途的，用地单位应当按照“先补后占、占补平衡”的原则，依法办理相关手续。项目工程建设阶段，建设单位应制定湿地保护的生态保护和污染防治方案，保护湿地景观资源和自然生态环境，施工结束后及时清理场地，恢复湿地原貌。

根据《黑龙江省湿地名录》（黑龙江省林业和草原局，2022 年 8 月 18 日），本项目芳 40-斜 80 位于湿地内（湿地图斑标识码 230621211000046398，湿地类型为沼泽草地，榆树乡政府，一般湿地，湿地面积 23.9647ha），永久占用一般湿地 0.6hm²，临时占用湿地 0.9hm²，不涉及重要湿地。

按照湿地管理办法要求，企业应在黑龙江省林业部门批准后再于湿地内施工，企业应按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的原则，对永久占用的 0.6hm²湿地按照“先补后占、占补平衡”的原则进行补偿，对临时占用的 0.9hm²一般湿地应编制临时占地方案且占用期限不得超过 2 年，占用期满后将临时占地进行恢复。同时严格遵守相应的环保措施，不涉及排干、填埋自然湿地、截断自然湿地水源，本项目产生的废水均不外排，符合《中华人民共和国湿地保护法》、《黑龙江省湿地保护条例》相应要求。

1.3.4.13 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）符合性分析

本项目依托场站内原油储罐均为固定顶罐，罐体均无孔洞和裂隙，采样口等均处于密闭状态，同时罐体周围均设置了围堰，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的 5.2.3.2 固定顶罐运行要求。分离的含油污水采用密闭管道集输方式进入宋一联含油污水处理站，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.4.1 油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施的要求。依托场站设备阀门进行密封、防腐处理，产液抽出后经管道密闭集输至各场站，确保了油田特征污染物非甲烷总烃挥发量降至最低，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.7.2 在需要采取原油稳定措施的油田或油田区块内，将油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程应采用密闭工艺流程要求的相关要求。

1.3.5 与挥发性有机物治理方案符合性判定

根据《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》（环大气[2019]53 号）、《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》（黑环发[2019]153 号）以及《大庆市生态环境局关于进一步做好重点行业挥发性有机物综合治理工作的通知》（庆环规[2020]1 号）相关要求，本项目与挥发性有机物治理方案的符合性分析见表 1-3-11。

表 1-3-11 本工程与挥发性有机物治理方案相关要求符合性

序号	类别	相关要求	本工程符合性
1	重点行业挥发性有机物综合治理方案	石化行业 VOCs 综合治理。全面加大石油炼制及有机化学品、合成树脂、合成纤维、合成橡胶等行业 VOCs 治理力度。重点加强密封点泄漏、废水和循环水系统、储罐、有机液体装卸、工艺废气等源项 VOCs 治理工作，确保稳定达标排放。	本工程为油田产能建设项目，项目油井产液采用了集输管线密闭输送，拉油车密闭封箱，减速慢行，卸油阶段采取密闭衔接，浸入式输送等措施，有效防止了烃类气体的挥发，且在采油井口安装密封垫，最大程度减少了挥发性有机物的无组织排放，所以本项目的建设符合相关要求。
2	黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案	加强政策引导：企业采用符合国家有关低 VOCs 含量产品规定的涂料、油墨、胶粘剂等，排放浓度稳定达标且排放速率、排放绩效等满足相关规定的，相应生产工序可不要求建设末端治理设施。使用的原辅材料 VOCs 含量（质量比）低于 10%的工序，可不要求采取无组织排放收集措施。 加强设备与场所密闭管理：含 VOCs 物料应储存于密闭容器、包装袋，高效密封储罐，封闭式储库、料仓等。含 VOCs 物料转移和输送，	

		应采用密闭管道或密闭容器、罐车等。	
		推进使用先进生产工艺：通过采用全密闭、连续化、自动化等生产技术，以及高效工艺与设备等，减少工艺过程无组织排放。挥发性有机液体装载优先采用底部装载方式。	
		加大废水集输系统改造力度：哈尔滨市、大庆市现有重点企业通过采取密闭管道等措施逐步替代地漏、沟、渠、井等敞开式集输方式。	
3	大庆市生态环境局关于进一步做好重点行业挥发性有机物综合治理工作的通知	加强石化、化工、工业涂装、包装印刷、油品储运销等 VOCs 排放重点行业企业泄漏检测。加强设备与管线组件泄漏控制，企业中载有气态、液态 VOCs 物料的设备与管线组件，密封点数量大于等于 2000 个的，应按要求开展泄漏检测工作，建立管理平台，与市生态环境局联网，于 2020 年 6 月底前完成。	

由上表可知，本项目与《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》（环大气[2019]53 号）、《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》（黑环发[2019]153 号）以及《大庆市生态环境局关于进一步做好重点行业挥发性有机物综合治理工作的通知》（庆环规[2020]1 号）相符。

1.3.6 “三线一单”符合性分析

本项目位于大庆市肇州县、大同区，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）及《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），本项目与“三线一单”符合性分析见表 1-3-12。

表 1-3-12 本工程与“三线一单”符合性分析

名称	适用范围	管控维度	管控要求	符合性分析
生态保护红线	总体要求	空间布局约束	1. 原则上按禁止开发区的要求进行管理，严禁不符合主体功能定位的各类开发活动，严禁任意改变用途。 2. 在符合现行法律法规前提下，除国家重大战略项目外，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动，主要包括：零星的原住民在不扩大现有建设用地和耕地规模前提下，修缮生产生活设施，保留生活必需的少量种植、放牧、捕捞、养殖；因国家重大能源资源安全需要开展的战略性能源资源勘查，公益性自然资源调查和地质勘查；自然资源、生态环境监测和执法包括水文水资源监测及涉水违法事件的查处等，灾害防治和应急抢险活动；经依法批准进行的非破	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），本项目所在地为位于松嫩平原经济发展区大庆市一般管控单元；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）中大庆市环境管控单元分布图，本工程建设的油井位于大庆市的一般管控单元，详见图 1-3-3。 一般管控单元的措施为以生态环境保护与适度开发相结合为主，落实生态环境管控相关要求，重点加强农业、生活等领域污染治理。本工程为石油开发项目，

			坏性科学研究观测、标本采集；经依法批准的考古调查发掘和文物保护活动；不破坏生态功能的适度参观旅游和相关的必要公共设施建设；必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施建设、防洪和供水设施建设与运行维护；重要生态修复工程。 3. 鼓励各地根据生态保护需要和规划，结合土地综合整治、工矿废弃地复垦利用、矿山环境恢复治理等各类工程实施，因地制宜促进生态空间内建设用地逐步有序退出；生态保护红线内已有的农业用地，建立逐步退出机制，恢复生态用途。	不属于高污染、高能耗项目。 本工程所在区域内无国家、省、市级自然保护区、风景名胜區、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、基本草原、森林公园、地质公园、重要湿地、天然林、野生动物重要栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等环境敏感区。因此，本工程不涉及生态保护红线。
环境质量底线			本工程所在区域环境空气功能为二类区，根据环境空气质量现状数据，项目选址区域环境空气质量能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。结合本工程环境影响分析可知，本工程建设投产后的环境空气质量能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，满足区域环境目标要求。 根据地下水质量现状的监测数据，项目评价范围内除个别点位铁、锰、氟化物因原生地质出现超标外，其他地下水监测点位监测项目均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准；石油类满足《地表水环境质量标准》中 III 类水体石油类限值（$\leq 0.05\text{mg/L}$）。本工程废水均不外排，均能得到合理处置，正常运行下不会对周围地表水环境和地下水环境产生污染影响，非正常情况下，采取积极有效的措施后，污染事件均可防可控，对周边水环境影响较小。 本工程所在区域声环境功能为《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区，根据环境噪声现状监测结果，项目区域声环境质量现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。通过环境影响分析可知，本工程建成投产后声环境质量能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。 本工程评价范围内土壤敏感保护目标主要为耕地及村屯，根据土壤质量现状的监测数据，农用地监测项目满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）标准要求，建设用地监测项目满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值。通过环境影响分析可知，本工程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。	
资源利用上线			本工程为油田产能建设项目，本身属于资源开发。项目新增电能主要依托当地电网供电，消耗天然气为油田伴生气，不属于高能耗项目，能源消耗符合要求。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，尽可能减少对土地的占用，土地资源消耗符合要求。回注水为油田采出液处理达标后废水，不对地下水资源进行开采，水资源消耗符合要求。因此，本工程建设符合资源利用上线要求。	
生态环境准入清单	总体要求	空间布局约束	1. 禁止在居民区、学校、医疗和养老机构等周边新建有色金属冶炼、焦化等行业企业。 2. 严禁钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃等行业新增产能，对确有必要新建的必须实施等量或减量置换。 3. 严格控制在优先保护类耕地集中区域新建有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业	本工程位于一般管控单元要求，该单元要求以生态环境保护与适度开发相结合为主，落实生态环境管控相关要求，重点加强农业、生活等领域污染治理。 本工程属于油田产能建设项目，不涉及石油加工，不属于高污染、高能耗的产业类型，项目区域内为耕地（包括基本农田）、

				企业，现有相关行业企业要采用新技术、新工艺，加快提标升级改造步伐，对超标、超总量排放情形严重的，依法责令其停业、关闭。 4. 从严控制高能耗、高物耗、高水耗、低水平重复建设项目，以及涉危、涉重和其他重大环境风险项目。 5. 严格管控重度污染耕地，严禁在重度污染耕地种植食用农产品。 6. 禁燃区内禁止新建、改建、扩建燃用高污染燃料的锅炉、炉窑、炉灶等燃烧设施（城市集中供热应急调峰锅炉除外）；禁止销售和燃用高污染燃料。 7. 加大淘汰改造燃煤锅炉力度。一是按照政府主导、居民可承受的原则，大力推进地级城市建成区每小时 10-35 蒸吨燃煤锅炉淘汰。二是加快实施 35-65 蒸吨燃煤锅炉升级改造，采用先进高效的除尘、脱硫、脱硝技术和装置。三是推进建成区 65 蒸吨及以上供热燃煤锅炉，以及年燃煤量在 5 万吨以上的燃煤大户实施超低排放改造。	交通运输用地、坑塘水面及未利用地（其他草地，非基本草原）；项目依托场站加热装置均以天然气为燃料，油井产液采用了集输管线密闭输送，拉油车密闭封箱，减速慢行，卸油阶段采取密闭衔接，浸入式输送等措施，有效防止了烃类气体的挥发，且在采油井口安装密封垫，最大程度减少了挥发性有机物的无组织排放，项目废水经场站含油污水处理站处理后回注地下，不外排，本工程符合环境管控单元准入条件。
		污染物排放管控		1. 相比于 2017 年，2025 年和 2035 年全市大气污染物二氧化硫、氮氧化物、一次细颗粒物和 VOCs 削减比例不低于省政府确定的削减比例。 2. 相比于 2017 年，2025 年和 2035 年全市水污染物化学需氧量和氨氮削减比例不低于省政府确定的削减比例。	
		资源利用效率要求		1. 全市 2030 年用水总量控制指标不高于省政府确定的指标。 2. 全市 2025 年及 2035 年建设用地开发上线不高于省政府确定的指标，耕地资源保护下线不低于省政府确定的指标。 3. 全市 2025 年和 2035 年煤炭消费上线不高于省政府确定的指标。	
	永久基本农田	一般管控单元	资源利用效率要求	1. 永久基本农田一经划定，任何单位和个人不得擅自占用或改变用途。一般建设项目不得占用永久基本农田。 2. 在永久基本农田集中区域，不得新建可能造成土壤污染的建设项目；已经建成的，应当限期关闭拆除。 3. 禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的	本项目为油田产能建设项目，建成后永久占地面积为 7.2713hm²，（包括耕地 2.545hm²、草地 4.4113hm²、林地 0.315hm²），其中占用基本农田 15.2977hm²（包括临时占地 14.4427hm²、永久占地 0.855hm²）。根据《基本农田保护条例》（2011 年 1 月 8 日修正），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护

				活动。 4. 禁止任何单位和个人占用基本农田发展林果业和挖塘养鱼。 5. 永久基本农田内不得种植破坏耕作层难以恢复的杨树、桉树、构树等林木，不得种植草坪、草皮等用于绿化装饰的植物，不得种植其他破坏耕作层的植物。 6. 禁止任何单位和个人破坏永久基本农田耕作层。 7. 禁止以设施农用地为名违规占用永久基本农田建设休闲旅游、仓储厂房等设施。 8. 禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的清淤底泥、尾矿、矿渣等。	区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。施工完毕后 1 年内，临时占地 131.8163hm² 全部恢复原有植被类型，即占用农田 43.7079hm²、草地 85.5884hm²、林地 2.52hm² 恢复为耕地、草地。临时占地恢复也可在征地过程中给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。项目建设占地面积较小，且运行期作业、洗井等施工工作均在井场永久占地内进行，不会对基本农田产生明显影响。油田在生产过程中必须严格管理，杜绝含油污水及油污的随意排放；井下作业产生的原油等污染物必须及时回收，不遗落地面，一旦发生原油落地，必须及时回收；运行期产生的油井作业废水拉运至宋一联含油污水处理站，达标后回注油层，不外排。
	其他区域	一般管控单元	空间布局约束	贯彻实施国家与黑龙江省大气、水污染相关各项标准，深化重点行业污染治理，推进国家和地方确定的各项产业结构调整措施。 引导工业项目向开发区集中，促进产业集聚、资源集约、绿色发展。对电力、钢铁、建材、有色、化工、石油石化、煤炭、印染等行业中，环保、能耗等不达标或生产、使用淘汰类产品的企业和产能，依法依规改造升级或有序退出。	项目依托场站加热装置以天然气为燃料，油井开采采用密闭管线集输工艺，拉油车密闭封箱，减速慢行，卸油阶段采取密闭衔接，浸入式输送等措施，减少挥发性有机物产生；含油污水经场站含油污水处理站处理达标后回注地下，不外排，项目采取分区防渗，有效防止地下水污染；危险废物委托资质单位处理，各项固体废物均得到有效处置；项目占用永久占地进行补偿，临时占地及时恢复原有地表，项目排放的污染物均满足相关标准。

1.3.7 与黑龙江省“三区三线”划定成果符合性分析

“三区三线”是根据城镇空间、农业空间、生态空间三种类型的空间，分别对应划定的城镇开发边界、永久基本农田保护红线、生态保护红线三条控制线。根据《自然资源部办公厅关于依据“三区三线”划定成果报批建设项目用地用海有关事宜的函》（自然资办函〔2022〕2072 号）和《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》（自然资办函〔2022〕2341 号），“三区三线”划定成果将作为本项目报批用地依据，本项目部分占用永久基本农田，项目为油田开发工程，属于国家能源建设项目，井场、集输管道、通井路等位于肇州县、大同区境内耕地（包括基本农田）、交通运输用地、坑塘水面及未利用地（其他草地，非基本草原）内，根据地下储层特性，项目选址无法避让耕地（黑土地）。

本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程尽可能减少占地，尽量采用丛式井。本工程建设过程中，对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地，如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。符合黑龙江省“三区三线”划定成果要求。

1.3.8 与大庆市城市总体规划符合性分析

目前，大庆市国土空间总体规划编制尚未完成，大庆市自然资源局于 2022 年 11 月 30 日发布关于《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）（草案）》公开征集意见的公告。本项目与《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）（草案）》符合性见表 1-3-13。

表 1-3-13 本项目与大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）（草案）相关要求符合性

序号	规划要求	本项目情况及其符合性
1	大庆的战略定位和目标：至 2035 年，建设成为世界著名的资源转型创新城市，中国新兴的数产深度融合城市，全省领先的高质量发展城市，基本实现建设三个标杆旗帜的目标愿景。	本工程为油田产能建设项目，在已开发的宋芳屯油田芳 17-芳 507 区块内进行滚动开发，依托区块内完善的油、气、水、电、路、信等工程。本项目将增加油田油气产量，保障区域经济发展符合相关规划内容。
2	市域国土空间总体格局，构建“一核、两轴、一带、六区”市域总体空间格局。统筹划定三条控制线，按照党中央、国务院决策部署，落实最严格的耕地保护制度、生态环境保护制度和节约用地制度，将三条控制线作为国土空间利用不可逾越的红线。	本项目项目不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区、基本草原、自然公园、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域、以及以医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域、文物保护单位等环境敏感区。符合相关规划内容。

3	增强对转型发展的空间保障能力，优化市域工业发展格局，引导工业向园区集聚、集中成组布局，形成“两廊、两区、多点”的产业空间格局。增量空间资源重点向工业发展投放，为转型发展提供充足的空间保障。“两廊”：哈大齐科创和工业走廊，大广-绥满高速工业走廊；“两区”：大庆经开区、大庆高新区是承载和引领全市工业发展的主阵地；“多点”：7 个省级园区、银浪开发区。	本项目为在已开发的宋芳屯油田芳 17-芳 507 区块内进行滚动开发，依托区块内完善的油、气、水、电、路、信等工程。本项目将增加油田油气产量，保障区域经济发展。符合相关规划内容。
---	--	---

综上，本工程为在已开发的宋芳屯油田芳 17-芳 507 区块内进行滚动开发，依托区块内完善的油、气、水、电、路、信等工程。本项目将增加油田油气产量，保障区域经济发展。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、饮用水源保护区、基本草原、自然公园、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域、以及以医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域、文物保护单位等环境敏感区。符合《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）（草案）》中相关内容。

1.3.8 与《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发[2022]142 号）符合性分析

根据《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发[2022]142 号），“……已依法设立的油气探矿权继续勘查活动，可办理探矿权延续、变更（不含扩大勘查区块范围）、保留、注销，当发现可供开采油气资源并探明储量时，可将开采拟占用的地表或海域范围依照国家相关规定调出生态保护红线；已依法设立的油气采矿权不扩大用地用海范围，继续开采，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销……上述勘查开采活动，应落实减缓生态环境影响措施，严格执行绿色勘查、开采及矿山环境生态修复相关要求”。

项目为油田开发工程，属于国家能源建设项目，井场、集输管道、通井路等位于肇州县、大同区境内耕地（包括基本农田）、交通运输用地、坑塘水面及未利用地（其他草地，非基本草原）内，根据地下储层特性，项目选址无法避让耕地（黑土地）。

本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程尽可能减少占地，尽量采用丛式井。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。与《自然资源

部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142 号）相符。

1.3.9 与《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）符合性分析

根据《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号），“建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持‘用多少、批多少、占多少、恢复多少’，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。……临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。县（市）自然资源主管部门负责临时用地审批，其中涉及占用耕地和永久基本农田的，由市级或者市级以上自然资源主管部门负责审批……油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还……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”。

项目为油田开发工程，属于国家能源建设项目，井场、集输管道、通井路等位于肇州县、大同区境内耕地（包括基本农田）、交通运输用地、坑塘水面及未利用地（其他草地，非基本草原）内，根据地下储层特性，项目选址无法避让耕地（黑土地）。

本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程尽可能减少占地，尽量采用丛式井。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。与《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）相符。

1.3.11 项目选址合理性判定

结合本项目井区建设、集油管道、道路等施工内容位于大庆市肇州县榆树乡和大同区祝三乡境内，本项目占地类型为耕地（包括基本农田）、交通运输用地、坑塘水面及未利用地（其他草地，非基本草原）。

根据《大庆市土地利用总体规划（2006-2020）》、大庆市土地利用总体规划位置关系图、大庆市基本农田保护规划位置关系图，工程占地涉及占用基本农田。本项目为油田开发项目，属于能源附属基本设施建设，服务于国家能源设施重点建设，因此项目建设符合《黑龙江省土地利用总体规划（2006-2020）》、《大庆市土地利用总体规划（2006-2020）》要求。

根据《基本农田保护条例》（2011.1.8 修订），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，本项目需在取得用地审批，且占补要求满足《基本农田保护条例》等法律法规要求的“占一补一，质量相等”后方可施工。

根据《大庆市水土保持规划（2015-2030 年）》，本项目不属于市级水土流失重点治理区和重点预防区。

根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发〈关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见〉的通知》，肇州县不属于沙化土地所在县（区）。

根据《黑龙江省湿地名录》（黑龙江省林业和草原局，2022年8月18日），本项目芳40-斜80位于湿地内（湿地图斑标识码230621211000046398，湿地类型为沼泽草地，榆树乡政府，一般湿地，湿地面积23.9647ha），永久占用一般湿地0.6hm²，临时占用湿地0.9hm²，不涉及重要湿地。按照湿地管理办法要求，企业应在黑龙江省林业部门批准后再于湿地内施工，企业应按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的原则，对永久占用的湿地按照“先补后占、占补平衡”的原则进行补偿，对临时占地应编制临时占地方案且占用期限不得超过 2 年，占用期满后应将临时占地进行恢复。

根据《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发[2020]14 号）及《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规[2021]3 号），本项目拟建油井位于一般管控单元，一般管控单元要求：以生态环境保护与适度开发相结合为主，落实生态环境管控相关要求，重点加强农业、生活

等领域污染治理。

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

工程建设对周围的环境影响主要为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、土壤影响、声环境影响和固废对周围的环境影响。工程采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避绕周围环境敏感点，周围敏感点主要为村屯、耕地（基本农田、非基本农田）、草地（非基本草原）、一般湿地。本项目井场尽量采用平台井，本项目在芳17-芳507区块内共基建油水井148口（其中油井103口，水井45口），其中103口油井全部为新钻井，45口水井中老井转注40口、新钻井4口、代用井1口。新钻的107口油水井形成丛式井平台32座，40口转注井和1口代用水井中25口为单井，其余16口与已建老井形成平台15个，集输管线和通井路均采用就近挂接方式，减少了占地。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，以便植被恢复，对占用的耕地按照“占一补一”原则缴纳补偿费用，并对临时占用的耕地及草地采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小。

通过环境影响预测与环境影响分析，本项目建设实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围。

综合分析，项目的选址合理可行。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本工程为油田产能建设项目，环境影响主要来源于井场、管线的建设、井下作业（射孔、压裂）等施工过程，环境影响包括施工期和运行期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本区块未在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内，主要环境敏感保护目标为评价范围内的耕地（基本农田）、项目周边分布的村屯。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；运行期井场及依托场站无组织挥发的非甲烷总烃、依托场站内各种泵类及井场抽油机的噪声、含油污泥等对环境产生的影响。

（1）环境空气

本工程施工期对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘；运行期对空气环境的影响主要为依托的芳 407 转油站、芳 507 转油站、芳 707 转油站、芳 6 转油站、宋一联合站加热装置产生的燃烧烟气及油田开采过程产生的挥发性有机物，项目采用密闭管线集输工艺，减少挥发性有机物产生，项目厂界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.9 企业边界污染物控制要求限值（ $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

（2）水环境

本工程施工期可能对水环境（地下水）产生影响的主要为新建的管道试压产生的试压废水、103口油井压裂过程中产生的压裂返排液、108口油水井射孔过程中产生的射孔废水；运行期可能对水环境（地下水）产生影响的因素主要为油井作业污水及油田分离的含油污水，分离出的含油污水进入宋一联合含油污水处理站，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg}/\text{L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注油层，不外排。

（3）声环境

本工程施工期对声环境的影响主要为地面建设施工机械、车辆运行产生的噪声，运行期对声环境的影响主要为井场抽油机及依托场站机泵、加热炉运行产生的噪声。

（4）土壤环境

本工程井场施工、管道、变电站铺设发生的永久占地和临时占地，以及因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏等活动将会对地表植被造成一定程度的破坏。临时占地暂时改变了土地利用形式，使区域的生产能力受到暂时性影响。

（5）生态环境

本工程在施工期新建管道时车辆碾压，机械推挖、人员践踏等对地表进行的平整将会对耕地地表造成很大破坏。运营期形成的永久占地，在原来连续分布的生态环境中形成斑块，产生地表温度等物理性质发生异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。

（6）固体废物

本工程施工期产生的固体废物（废旧设施、废包装袋、焊渣、建筑垃圾、生活垃圾）及运行期产生的固体废弃物（落地油、含油污泥、含油废防渗布）对环境的影响。

（7）环境风险

本工程的主要环境风险是运营期井场、集输管道泄漏导致管道内介质（含水油）泄漏，泄漏的含水油引燃而发生的火灾爆炸，对区域内的环境空气和生态环境等有潜在危害性。

1.5 环境影响评价的主要结论

本项目通过采取相应的污染防治措施、生态保护措施及事故应急措施，能够确保区域环境不受污染。项目建设符合产业政策，选址符合国家法律法规及地方规划，工艺选择符合清洁生产要求；各项污染物能够达标排放；项目施工时对周围环境影响较小；环境风险水平在可防可控；通过公众参与分析，当地群众大部分支持该项目建设，无反对意见；在确保落实好各项环保措施并保证其正常运行的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

第二章 总 则

2.1 编制依据

2.1.1 法律法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015 年 1 月 1 日修正）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修正）；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 10 月 26 日修正）；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018 年 1 月 1 日修正）；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（2022 年 6 月 5 日起施行）；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 4 月 29 日修正）；
- (7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019 年 1 月 1 日）；
- (8) 《中华人民共和国循环经济促进法》（2018 年 12 月 26 日修正）；
- (9) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 7 月 1 日修正）；
- (10) 《中华人民共和国突发事件应对法》（2007 年 11 月 1 日）；
- (11) 《中华人民共和国土地管理法》（2020 年 1 月 1 日修正）；
- (12) 《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月 1 日修订）；
- (13) 《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日）；
- (14) 《中华人民共和国黑土地保护法》（2022 年 8 月 1 日施行）；
- (15) 《中华人民共和国湿地保护法》（2022 年 6 月 1 日起施行）。

2.1.2 环境保护相关法规

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第 682 号，2017 年 10 月 1 日）；
- (2) 《中华人民共和国土地复垦条例》（国务院令第 592 号，2011 年 3 月 5 日施行）；
- (3) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》（2011. 年 1 月 8 日修改）。
- (4) 《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令第 736 号）
- (5) 《地下水管理条例》（国务院令第 748 号，2021 年 12 月 1 日起施行）；
- (6) 《基本农田保护条例》（2011 年修订）；
- (7) 《湿地保护规定》（国家林业局第 48 号令，2018 年 1 月 1 日起施行）；
- (8) 《黑龙江省环境保护条例》（2018 年 4 月 26 日修改）；
- (9) 《黑龙江省防沙治沙条例》（2018 年 6 月 28 日）；

- (10) 《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》(2018 年 4 月 26 日修正);
- (11) 《黑龙江省土地管理条例》(2018 年 6 月 28 日修正);
- (12) 《黑龙江省大气污染防治条例》(2018 年 12 月 27 日修正);
- (13) 《黑龙江省黑土地保护利用条例》(2022 年 3 月 1 日起施行);
- (14) 《黑龙江省湿地保护条例》(2018 年 6 月 28 日);

2.1.3 部门规章及规范性文件

- (1) 《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(部令第 16 号, 2021 年 1 月 1 日起施行);
- (2) 《关于印发<水污染防治行动计划>的通知》(国发[2015]17 号, 2015 年 4 月 2 日);
- (3) 《关于印发<土壤污染防治行动计划>的通知》(国发[2016]31 号, 2016 年 5 月 31 日);
- (4) 《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(国家发展和改革委员会令第 49 号修改, 2021 年 12 月 30 日);
- (5) 《国家危险废物名录》(生态环境部, 第 15 号令, 2021 年 1 月 1 日);
- (6) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(环发[2012]77 号, 2012 年 7 月 3 日);
- (7) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》(环发[2012]98 号, 2012 年 8 月 7 日);
- (8) 《环境影响评价公众参与办法》(生态环境部令第 4 号, 2019 年 1 月 1 日);
- (9) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910 号, 2019 年 12 月 13 日);
- (10) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环境保护部 2012 年第 18 号公告, 2012 年 3 月 7 日);
- (11) 《危险废物污染防治技术政策》(环发[2001]199 号, 2001 年 12 月 7 日);
- (12) 《危险废物转移管理办法》(生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号公布, 自 2022 年 1 月 1 日起施行);
- (13) 《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》(2013 年 5 月 24 日);
- (14) 《全国主体功能区规划》(国发[2010]46 号, 2011 年 6 月 8 日);
- (15) 《关于印发《全国生态功能区划(修编版)》的公告》(环境保护部公告 2015

年第 61 号)；

(16) 《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评[2016]150 号，2016 年 10 月 26 日）；

(17) 《国家突发环境事件应急预案》（2014 年 12 月 29 日实施）；

(18) 《关于印发〈企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）〉的通知》（环发[2015]4 号，2015 年 1 月 8 日）；

(19) 《关于印发〈2020 年挥发性有机物治理攻坚方案〉的通知》（环大气[2020]33 号）；

(20) 《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（生态环境部部令第 3 号，2018 年 8 月 1 日）；

(21) 《关于进一步加强分散式饮用水水源地保护工作的通知》（环办[2010]132 号）；

(22) 《分散式饮用水水源地环境保护指南（试行）》（2010 年 9 月 26 日实施）；

(23) 《关于加强环境保护重点工作的意见》（国发[2011]35 号，2011 年 10 月 17 日施行）；

(24) 《关于进一步加强生态保护工作的意见》（2007 年 3 月 15 日）；

(25) 《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》（中共中央办公厅、国务院办公厅，2017 年 2 月 7 日）；

(26) 《关于构建现代环境治理体系的指导意见》（中共中央办公厅、国务院办公厅，2020 年 3 月 3 日）；

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

(28) 《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发[2022]142 号）。

2.1.4 地方政策文件

(1) 《关于印发〈黑龙江省主体功能区规划〉的通知》（黑龙江省人民政府，黑政发[2012]29 号，2012 年 4 月 25 日）；

(2) 《黑龙江省水污染防治工作方案》（黑龙江省人民政府，黑政发[2016]3 号，2016 年 1 月 10 日）；

(3) 《关于印发〈黑龙江省土壤污染防治实施方案〉的通知》（黑龙江省人民政府，黑政发[2016]46 号，2016 年 12 月 30 日）；

- (4) 《关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑龙江省人民政府，黑政发[2020]14 号，2020 年 12 月 16 日）；
- (5) 《关于印发〈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》（黑龙江省防沙治沙领导小组，黑防沙发[2020]3 号，2020 年 5 月 21 日）；
- (6) 《关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见（试行）》（黑龙江省人民政府办公厅，黑政办规[2021]18 号）；
- (7) 《黑龙江省生态功能区划》；
- (8) 《黑龙江省生态保护红线划定实施方案》；
- (9) 《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》（黑龙江省环境保护厅，黑环发[2019]153 号，2019 年 12 月 5 日）；
- (9)《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》（黑环发[2019]153 号）；
- (10) 《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》（2021 年 3 月 2 日黑龙江省十三届人大五次会议审议通过）；
- (11) 《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》；
- (12)《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》（庆政发[2021]13 号）；
- (13) 《中共大庆市委大庆市人民政府关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的具体实施意见》（庆发[2018]17 号）；
- (14) 《大庆市土壤污染防治实施方案》（大庆市人民政府，庆政规[2017]2 号，2017 年 3 月 31 日）；
- (15) 《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》（大庆市人民政府，庆政发[2019]11 号，2019 年 10 月 17 日）；
- (16) 《大庆市加强水污染防治工作实施方案》（大庆市人民政府办公室，庆政办发[2015]55 号，2015 年 12 月 31 日）；
- (17) 《大庆油田振兴发展纲要（2020）版》；
- (18) 《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（大庆市人民政府，庆政规[2021]3 号，2021 年 7 月 14 日）；
- (19) 《大庆市“十四五”生态环境保护规划》；
- (20) 《大庆市城市总体规划（2011-2020 年）》；

- (21) 《大庆市土地利用总体规划（2006-2020）》；
- (22) 《大庆市基本农田保护规划（2006-2020）》；
- (23) 《大庆市水土保持规划（2015-2030 年）》；
- (24) 《大庆市湿地保护管理办法》（庆政规[2017]10 号）；
- (25) 《黑龙江省湿地名录》（黑龙江省林业和草原局，2022 年 8 月 18 日）；
- (26) 《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》（黑龙江省人民政府办公厅，黑政办规[2021]48 号）；
- (27) 《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021-2025 年）》（黑龙江省人民政府办公厅，黑政办规[2021]40 号）；
- (28) 《大庆市国土空间总体规划（2021-2035年）》（草案）；
- (29) 《黑龙江省地方标准用水定额》（DB23/T727-2021）。

2.1.5 技术导则及规范

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- (4) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；
- (5) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；
- (7) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；
- (8) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- (9) 《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007）；
- (10)《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号，2017 年 10 月 1 日）；
- (11) 《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020）；
- (12) 《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）；
- (13) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）；
- (14)《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（环办便函[2020]492 号）；
- (15) 《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）；
- (16) 《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ953-2018）；
- (17) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）；

(18) 《污染源源强核算技术指南 准则》(HJ884-2018)；

(19) 《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则(试行)》(HJ944-2018)；

(20) 《石油石化工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)；

(21) (24) 《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)。

2.1.6 其他资料

(1) 《2023年宋芳屯油田芳17-芳507区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程》(第八采油厂工艺研究所、大庆油田设计院有限公司, 2023年1月)；

(2) 企业投资项目备案承诺书；

(3) 大庆油田有限责任公司第八采油厂提供的依托场站环评、批复、验收、检测报告及其他相关资料。

2.2 评价目的、原则、时段

2.2.1 评价目的

(1) 对该建设项目的工程内容和工艺流程进行分析, 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, 查清项目拟建区块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、地下水环境、声环境、生态环境和环境风险可能造成的影响程度和范围, 是否符合项目所在地“三线一单”管控要求。

(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

突出环境影响评价的源头预防作用, 坚持保护和改善环境质量。

2.2.2.1 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。

2.2.2.2 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。

2.2.2.3 突出重点

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

2.2.3 评价时段

施工期和运行期，闭井期单独履行环评审批手续。

2.3 评价因子与评价标准

2.3.1 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生产运行期影响两部分。

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、自然植被等的破坏使土壤裸露在外引起土壤沙化，这种影响是比较持久的，在施工完成后的一段时间内仍将存在；另一种是在施工过程中产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是短暂的，待施工结束后将随之消失。

运行期的环境影响主要为井场、依托的芳 407 转油站、芳 507 转油站、芳 707 转油站、芳 6 转油站和宋一联合站加热装置产生的燃烧废气、无组织挥发的非甲烷总烃等污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是长期的。运行期事故状态的环境影响包括输油管线、井场、依托场站发生原油泄漏，发生火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响，同时还涉及社会经济等问题。

根据工程实际情况，结合工程区域的自然环境特征，采用矩阵法对工程建设期间和运行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 环境要素	施工期						运行期				
	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
		车辆废气等	施工废水及生活污水	废包装袋、建筑垃圾等	施工车辆等噪声	风险事故	加热炉等烟气无组织挥发的烃类	生产废水及生活污水	油气集输、处理产生的油泥等	加热炉及机泵噪声	管线泄漏、储罐泄露装置爆炸等
环境空气		-S				-SA	-L		-S		-SA
地下水			-S			-SA		-S			-SA
环境噪声					-S	-SA				-L	-SA
土壤	-S			-S		-SA					-SA
生态环境	-S			-S		-SA					-SA
固体废物				-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地下水环境、生态环境、环境空气、声环境、环境风险等方面。

2.3.2 评价因子

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，确定本工程详细评价因子详见表 2-3-2。

表 2-3-2 评价因子筛选结果一览表

环境要素	环境质量评价因子	影响预测或分析因子	总量控制因子
环境空气	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃
地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、石油类、砷、汞、铬（六价）、镉、总硬度、铅、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、氰化物、氟化物、总大肠菌群、菌落总数	石油类	/
噪声	昼夜连续等效 A 声级	昼夜连续等效 A 声级	/
土壤环境	农用地：pH、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍 建设用地：pH、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、1,1,1,2,2-五氯乙烷、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、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间+对二甲苯、邻	石油烃	/

	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、蔡、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）		
生态环境	植被类型的构成、分布、面积、生物量及种群、优势种群；土壤类型、特征、组成和分布，土地利用状况、土壤状况、土壤沙化等	动物、植被、生物量、土地利用现状	/
固体废物	/	落地油、含油废弃防渗布、含油污泥、过硫酸钾废包装袋、焊渣、废旧设施、生活垃圾	/
环境风险	/	油类物质或天然气泄露；火灾、爆炸伴生/次生污染物 CO	/

2.3.3 评价标准

2.3.3.1 环境功能区划

（1）环境空气

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发[2019]11 号），本项目所在区域内无自然保护区、风景名胜区和其它需要特殊保护的地区，项目所在区域主要为居住区和农村地区，因此本项目所在地环境空气属于二类功能区。

（2）水环境

本项目 4#平台西北侧为老江身泡，最近距离约 400m。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），老江身泡无水体功能。

评价区域地下水使用功能为工农业用水及生活饮用水，评价区域地下水环境质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 III 类标准。

（3）声环境

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发[2019]11 号），本工程所在地区未划分声环境功能区，按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）乡村声环境功能确定的要求，村庄执行 1 类标准，井场占地 200m 范围内（村屯除外）执行 2 类标准要求。

（4）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占地类型为耕地（包括基本农田）、交通运输用地、坑塘水面及未利用地（其他草地，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。

（5）生态环境

根据《黑龙江省生态功能区划》，评价区属于“安达-肇东-肇源农、牧业与盐渍化控制生态功能区”。

2.3.3.2 环境质量标准

（1）环境空气质量标准

根据项目评价区环境空气功能区划要求，本项目区域环境空气中 TSP、SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、O₃、CO 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准，非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》相关要求，在环境质量现状评价中以 2.0mg/m³ 作为标准。具体见表 2-3-3。

表 2-3-3 环境空气质量标准

污染物	环境质量标准		标准来源
	取值时间	浓度限值	
SO ₂	年平均	60μg/m ³	《环境空气质量标准》（GB3095 - 2012） 及其修改单中二级标准
	24 小时平均	150μg/m ³	
	1 小时平均	500μg/m ³	
NO ₂	年平均	40μg/m ³	
	24 小时平均	80μg/m ³	
	1 小时平均	200μg/m ³	
PM ₁₀	年平均	70μg/m ³	
	24 小时平均	150μg/m ³	
PM _{2.5}	年平均	35μg/m ³	
	24 小时平均	75μg/m ³	
CO	24 小时平均	4mg/m ³	
	1 小时平均	10mg/m ³	
O ₃	日最大 8 小时平均	160μg/m ³	
	1 小时平均	200μg/m ³	
TSP	年平均	200μg/m ³	
	24 小时平均	300μg/m ³	

（2）水环境质量标准

本项目 4#平台西北侧为老江身泡，最近距离约 400m。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），老江身泡无水体功能区划分。

根据调查，评价区域地下水使用功能为农业灌溉用水及村民饮用水，区域地下水环境质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准，具体标准限值见表 2-2-4。

表 2-2-4 地下水质量分类指标 单位：mg/L

序号	项目	单位	III 类标准	序号	项目	单位	III 类标准
1	pH	——	6.5-8.5	12	汞	mg/L	≤0.001
2	氨氮	mg/L	≤0.5	13	铬（六价）	mg/L	≤0.05
3	挥发酚	mg/L	≤0.002	14	铅	mg/L	≤0.01
4	耗氧量（COD _{Mn} 法，以 O ₂ 计）	mg/L	≤3.0	15	铁	mg/L	≤0.3
5	菌落总数	CFU/mL	≤100	16	锰	mg/L	≤0.1
6	总大肠菌群	CFU100/mL	≤3.0	17	镉	mg/L	≤0.005
7	氟化物	mg/L	≤1.0	18	溶解性总固体	mg/L	≤1000
8	总硬度	mg/L	≤450	19	硫酸盐（SO ₄ ²⁻ ）	mg/L	≤250
9	硝酸盐氮	mg/L	≤20	20	氯化物（Cl ⁻ ）	mg/L	≤250
10	钠	mg/L	≤200	21	氰化物	mg/L	≤0.05
11	亚硝酸盐氮	mg/L	≤1.0	22	砷	mg/L	≤0.01

注：本工程石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类（为 0.05mg/L）标准执行。

（3）声环境质量标准

本工程井场永久占地外 200m 声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准；项目 200m 范围外村屯等敏感点执行 1 类标准。具体标准限值见表 2-2-5。

表 2-2-5 环境噪声限值 单位：dB（A）

时段	昼间	夜间	标准号
标准值	55	45	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 1 类标准
	60	50	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准

（4）土壤环境质量标准

本工程井场永久占地范围外的农用地执行《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（基本工程），石油烃（C₁₀-C₄₀）参照《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（4500mg/kg）；井场永久占地内的建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本工程）中第二类用地风险筛选值及表 2 建设用地土壤污染风险筛选值（其他项目）中第二类用地风险筛选值，具体标准限值见表 2-2-6、表 2-2-7。

表 2-2-6 土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准 单位: mg/kg

污染物项目		风险筛选值			
		pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
镉	其他	0.3	0.3	0.3	0.6
汞	其他	1.3	1.8	2.4	3.4
砷	其他	40	40	30	25
铅	其他	70	90	120	170
铬	其他	150	150	200	250
铜	其他	50	50	100	100
镍		60	70	100	190
锌		200	200	250	300

表 2-2-7 建设用地土壤污染第二类用地筛选值 单位: mg/kg

序号	污染物项目	筛选值	序号	污染物项目	筛选值
1	砷	60	24	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5
2	镉	65	25	氯乙烯	0.43
3	铬(六价)	5.7	26	苯	4
4	铜	18000	27	氯苯	270
5	铅	800	28	1, 2-二氯苯	560
6	汞	38	29	1, 4-二氯苯	20
7	镍	900	30	乙苯	28
8	四氯化碳	2.8	31	苯乙烯	1290
9	氯仿	0.9	32	甲苯	1200
10	氯甲烷	37	33	间二甲苯+对二甲苯	570
11	1, 1-二氯乙烷	9	34	邻二甲苯	640
12	1, 2-二氯乙烷	5	35	硝基苯	76
13	1, 1-二氯乙烯	66	36	苯胺	260
14	顺-1, 2-二氯乙烯	596	37	2-氯酚	2256
15	反-1, 2-二氯乙烯	54	38	苯并(a)蒽	15
16	二氯甲烷	616	39	苯并(a)芘	1.5
17	1, 2-二氯丙烷	5	40	苯并(b)荧蒽	15
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	10	41	苯并(k)荧蒽	151
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	6.8	42	蒽	1293
20	四氯乙烯	53	43	二苯并(a, h)蒽	1.5
21	1, 1, 1-三氯乙烷	840	44	茚并(1, 2, 3-cd)芘	15
22	1, 1, 2-三氯乙烷	2.8	45	萘	70
23	三氯乙烯	2.8	46	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	4500

2.3.3.3 污染物排放标准

(1) 废气污染物排放标准

本工程施工期扬尘执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控浓度限值;运行期依托场站(芳 507 转油站建于 1995 年、芳 707 转油站建于 2012

年、芳 6 转油站建于 2006 年、芳 407 转油站建于 2004 年、宋一联合站建于 1987 年）厂界外 VOCs（以非甲烷总烃计）、已建井场厂界外 VOCs（以非甲烷总烃计）执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.9 企业边界污染物控制要求限值。具体见表 2-2-8。

表 2-2-8 大气污染物排放标准 单位：mg/m³

污染物	无组织排放监控浓度限值		备注
	监控点	浓度	
颗粒物	周界外浓度最高点	1.0	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值
非甲烷总烃	周界外浓度最高点	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）

依托场站厂区内非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中的相关标准要求。具体见表 2-2-9。

表 2-2-9 厂区内 VOCs 无组织排放限值 单位：mg/m³

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

运行期依托的运行期依托场站芳 507 转油站（建于 1995 年，2018 年改造）、芳 707 转油站（建于 2012 年，2015 年改造）、芳 6 转油站（建于 2006 年，2016 年改造）、芳 407 转油站（建于 1995 年，2018 年改造）、宋一联合站（建于 1987 年，2018 年改造），加热装置产生的燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉标准限值，具体见表 2-2-10。

表 2-2-10 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值 单位：mg/m³

污染物项目	燃气锅炉限值	污染物项目	燃气锅炉限值
颗粒物	20	NO _x	200
SO ₂	50	烟气黑度（林格曼黑度，级）	1

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求，原油储存控制符合标准中第 5.2.2.1 要求；储罐运行维护符合标准中第 5.2.3 要求；挥发性有机液体装载排放控制符合标准中 5.3 要求；废水集输和处理系统排放控制符合标准中 5.4 要求；设备与管道组件泄漏排放控制符合标准中 5.5 要求。

A、挥发性有机液体储存排放控制要求执行标准中表 2 原油和 2 号稳定轻烃储存排放控制要求中原油储存排放控制要求，具体见 2-2-11。

表 2-2-11 原油储存排放控制要求

物料	现有或新建储罐	物料真实蒸气压, kPa	单罐设计容积, m ³	排放控制要求
原油	现有	>66.7	>100	①
		≥27.6 但≤66.7	>500	②
	新建	>66.7	≥75	①
		≥27.6 但≤66.7	≥750	②

①符合下列要求之一：
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；c) 采取其他等效措施。

②符合下列要求之一：
a) 采用浮顶罐。外浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用双重密封，且一次密封采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式；内浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式；液式、机械式鞋形等高效密封方式；b) 采用固定顶罐并对排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 80%；c) 采用气相平衡系统；d) 采取其他等效措施。

B、有组织排放控制要求：

a、非甲烷总烃排放浓度不超过 120mg/m³；

b、生产装置和设施排气中非甲烷总烃初始排放速率≥3kg/h 的，废气处理设施非甲烷总烃去除效率不低于 80%；

C、储罐运行维护符合标准中第 5.2.3 要求：固定顶罐罐体应保持完好，储罐附件开口（孔），处采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭，应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求；

D、废水集输和处理系统排放控制符合标准中 5.4 要求：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，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。

（2）废水污染物排放标准

本工程产生的射孔废水、管线试压废水、油水井井下作业废水依托宋一联含油污水处理站处理，产液分离废水进入宋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）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2 μm”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中标准要求后回注地下，不外排。

（3）噪声排放标准

本项目施工期噪声排放执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），见表2-2-12。

表 2-2-12 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

昼间	夜间
70	55

运营期厂界噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2

类标准值，见表2-2-13。

表 2-2-13 工业企业厂界噪声标准 单位：dB (A)

控制项目	标准值	
	昼间	夜间
噪声	60	50

(4) 固体废物

①施工期产生的生活垃圾执行《城市生活垃圾管理办法》（中华人民共和国建设部令第 157 号令）。

②施工期产生的建筑垃圾执行《城市建筑垃圾管理规定》（中华人民共和国建设部令第 139 号）。

③施工期产生的废弃过硫酸钾废包装袋和运行期产生的含油废防渗布、含油污泥、落地油均属于危险废物，执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求。

④工程管线施工产生的管线焊渣属于一般固废，执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求。

⑤运行期产生含油污泥处理后执行《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）中泥渣利用污染物控制限值，具体见表 2-2-14。

表 2-2-14 油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值

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

2.4 评价工作等级

2.4.1 环境空气

依据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中 5.3 节工作等级的确定方法，结合项目工程分析结果，选择正常排放的主要污染物及排放参数，采用附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模式计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

根据项目污染源初步调查结果，分别计算项目排放主要污染物的最大地面空气质量

浓度占标率 P_i (第 i 个污染物, 简称“最大浓度占标率”), 及第 i 个污染物的地面空气质量浓度达标准限值的 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$, 其中 P_i 定义见公式:

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

式中: P_i —第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率, %;

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

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

一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值; 对该标准中未包含的污染物, 使用 5.2 确定的各评价因子 1h 平均质量浓度限值。对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的, 可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

表 2-4-1 环境空气影响评价工作等级

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

最大地面空气质量浓度占标率 P_i 按公式 (1) 计算, 如污染物数 i 大于 1, 取 P 值中最大者 $P_{\max}$ 。

根据对本工程的性质和环境要素分析可知, 本工程运行期大气污染源主要为依托场站加热装置产生的燃烧烟气、油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体。估算模型参数见表 2-4-2, 污染源计算参数见表 2-4-3、表 2-4-4。

表 2-4-2 估算模型参数表

参数		取值
选项	城市/农村	农村
	人口数 (城市选项时)	/
最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		38.9
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-36.2
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率/m	/
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/ $^{\circ}$	/

结合大气评价工作级别划分原则，由表 2-4-5 可知，本项目污染物最大地面浓度占标率 $1\% < P_{\max} < 10\%$ ，对照 $1\% < P_{\max} < 10\%$ ，对照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），本项目大气环境影响评价工作等级为二级。

2.4.2 地表水环境

根据《环境影响评价技术导则-地表水环境》（HJ2.3-2018），地表水环境影响评价工作级别按照影响类型、排放方式、排放量或影响情况、受纳水体环境质量现状、水环境保护目标等综合确定。

水污染影响型建设项目根据排放方式和废水排放量划分评价等级，见表 2-4-6。

表 2-4-6 水污染影响型建设项目评价等级判定

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

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

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

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

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

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

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

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

本工程产生的射孔废水、管道试压废水、油井作业污水拉运至宋一联合站污水处理站处理，压裂返排液采用罐车拉运至宋二联合站压裂返排液无害化处理站处理，产液分离废水进入宋一联合站污水处理站处理，宋一联合站污水处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中标准要求后回注地下，不外排。因此，项目不向地表水体排放废水，依据《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。

2.4.3 地下水环境

（1）划分依据

根据《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016），建设项目地下水评价等级由项目所属的地下水环境影响评价项目类别、地下水环境敏感程度判定。本工程属于石油开采类，地下水环境影响评价行业分类见表 2-4-7。

表 2-4-7 地下水环境影响评价行业分类表

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

建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表 2-4-8。

表 2-4-8 地下水环境敏感程度分级表

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

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

（2）本工程地下水评价等级判定

根据《饮用水水源保护区划分技术规范》（HJ/T338-2018），分散式饮用水源划分原则及区域水文地质情况，分散式饮用水源分为单井和联村，单井一级保护区半径 R 为 50m、联村水井为质点运移 3000d 为较敏感区，较敏感区以外为不敏感区。根据《优化评价内容严控新增污染——〈环境影响评价技术导则 地下水环境〉解读》（梁鹏，环境保护部环境工程评估中心，2016.7），结合《饮用水水源保护区划分技术规范》，地下水敏感性判定依据见图 2-5-1。



图 2-4-1 地下水敏感性判定依据

根据现场调查及资料收集，本工程区域内立功村、李银匠屯、崔华尖屯、韩家屯、农化村、单家围子、石维俭屯、东升村、东三马架屯、王连仲屯、东风村、孙广祥屯、乐业村、付家屯、陈家店、日新村等村屯的供水井供水人数均小于 1000 人，不属于集中式水源地，为单井分散式水源地，且未划定保护区。因此根据图 2-4-1 所示，以分散式水源地中单井井口为中心，50m 范围内为一级保护区，50m 范围外地下水水质点迁移距离 2000d 半径区域为较敏感区；较敏感区外为不敏感区。本项目所在区域均位于松辽盆地北侧，根据地下水的埋藏条件及含水层介质、水力性质并结合大庆市水利规划设计研究院提供的水文地质参数资料选取质点运移距离公式的相应参数。

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，根据《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局）及区域含水层特点综合确定，潜水含水层取 $K=1.5\text{m/d}$ ；承压水含水层取 5m/d ；

I——水力坡度，取 0.0006；

T——质点迁移天数，取 2000d、3000d；

n_e ——有效孔隙度，取 0.3。

根据计算结果，村屯分散式水源井（单井） L （承压水） $=\alpha \times K \times I \times T / n_e=2 \times 5 \times 0.0006 \times 2000 / 0.3=40\text{m}$ ， L （潜水） $=\alpha \times K \times I \times T / n_e=2 \times 1.5 \times 0.0006 \times 2000 / 0.3=12\text{m}$ ， $R=L2000\text{d}+50$ ， R （承压水） $=90\text{m}$ ， R （潜水） $=62\text{m}$ ，承压水井 90m 以外区域属于“不敏感”区域、潜水泵井 62m 以外区域属于“不敏感”区域。分散式水源井（联村） $L=2 \times 1.5 \times 0.0006 \times 3000 / 0.3=18\text{m}$ ，则分散式水源井 18m 以外为不敏感区。

本工程区块内芳 108-72 水井距王连仲分散式供水井最近距离为 120m，大于 62m（分散式饮用水水源地地下水水源保护范围为 50m+L2000d 之和），本工程建设的井场以及配套的集输管线均位于分散式水源地的不敏感区域。

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表 2-4-9。

表 2-4-9 评价工作等级分级表

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

因此本工程地下水环境影响评价工作等级为二级。

2.4.4 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，本工程所在地功能区属于声功能区划的 1 类、2 类区，本工程主要噪声源分为运行期井场抽油机、依托场站的机泵、加热炉等装置产生的持续性噪声源、油井作业过程中产生的间断性噪声源。工程与居民距离最近为芳 108-72 水井与王连仲屯相距 120m，敏感目标噪声级增高量在 3dB(A) 以下，受噪声影响的人口主要为韩家屯、农化村、东三马架、王连仲、东风村（200m 范围内），约 300 户、900 人，因此，声环境影响评价等级为二级。

2.4.5 土壤环境

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（试行）（HJ964-2018），建设项目土壤环境影响评价工作等级的划分应依据建设项目所属行业分类和土壤环境敏感程度分级进行判定：

①建设项目行业分类：对照《环境影响评价技术导则 土壤环境》（试行）（HJ964-2018）附录 A，本工程属于采矿业中金属矿、石油、页岩油开采，按土壤环境影响评价项目类别划分为 I 类。

②土壤环境敏感程度分级：建设项目周边为耕地（基本农田）、草地（非基本草原）。耕地为土壤环境敏感目标，因此本工程土壤敏感程度为敏感，污染影响型敏感程度分级表见表 2-4-10。

表 2-4-10 污染影响型敏感程度分级表

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

不敏感	其他情况
-----	------

③建设项目占地规模分级：根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）：将建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）、小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）。本工程永久占地规模为 7.2713hm^2 ，占地规模属于中型。具体等级划分表见表 2-4-11。

表 2-4-11 污染影响型评价工作等级划分表

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

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

综上分析，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中相关规定，本工程为污染影响型的一级评价。

2.4.6 生态环境

根据《环境影响评价技术导则-生态影响》（HJ19-2022）相关判定要求，依据建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度，评价等级划分为一级、二级和三级。

- （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（包括永久和临时占用陆域和水域），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；

（8）当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。

本项目位于黑龙江省大庆市肇州县双发乡、新福乡、永乐镇境内，所在区域不涉及国家公园、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；根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）判断本项目为水污染影响型项目，

不属于水文要素影响型建设项目，且地表水评价等级为三级 B；根据《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016），本项目地下水评价等级为二级，地下水评价范围为拟建井场项目区域边界上游 3.5km、两侧为 3.5km，下游 7.0km 的东北→西南走向的矩形区域。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目为污染影响型一级评价，土壤评价范围为拟建井场占地范围和占地边界外扩 1.0km、拟建管道外扩 0.2km 范围。本项目土壤影响范围内涉及一般湿地；本项目总占地规模为 139.0876hm^2 （ 1.390876km^2 ） $<20\text{km}^2$ 。

综上所述，确定本项目的生态环境评价等级确定为二级。

2.4.6 风险评价

项目施工期为地面工程建设，均为土建施工，无风险单元；运行期涉及的主要危险物质为原油和石油气，正常情况下无污染物排放，涉及的风险为运行过程中井场储油装置、集输管线破损造成的原油泄漏和天然气（油田伴生气）的泄漏。

原油属易燃液体，临界量为2500t，工程集输管线全长33.93km，根据采油八厂提供资料，选取管线最长，管径最大的1条管线计算储液量，管径为 $\phi 76 \times 4.5\text{mm}$ ，长约 13.56km，最大储液量 47.46m^3 。本工程气油比 $20.93\text{m}^3/\text{t}$ 、原油密度 $0.8177\text{g}/\text{cm}^3$ ，则集油管线最大储油量为 38.81t 、最大储气量为 812.29m^3 。天然气（油田伴生气）标态密度 $0.72\text{kg}/\text{m}^3$ ，则管道中天然气（油田伴生气）最大储量为 0.585t 。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n}$$

式中： $q_1, q_2, \dots, q_n$ —每种危险物质的最大存在总量，t；

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ —每种危险物质的临界量，t；

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$ 。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I，当 $Q \geq 1$ 时，按照危险物质及工艺系统危险性确定 P 值，并结合建设项目各环境敏感程度 E 值进行建设项目环境风险潜势的划分。

表 2-4-12 风险物质辨识结果表

时期	储存装置	物质名称	CAS 号	临界量 (t)	最大储存量 (t)	Q	合计
运行期	集油管线	油类物质(矿物油类,如石油、汽油、柴油等;生物柴油等)	/	2500	38.81	0.0155	0.074
		石油气(伴生气)	68476-85-7	10	0.585	0.0585	

经计算,运行期 Q 值=0.074<1, 则本工程环境风险潜势为 I, 应进行简单分析。

表 2-4-13 环境风险评价工作等级

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

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

2.5 评价范围及环境保护目标

2.5.1 大气环境

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》(HJ2.2-2018)的要求,大气环境评价范围确定以油田开发区块边界为起点,向外延伸2.5km矩形区域,大气环境评价范围图见附图2-1。

2.5.2 地下水环境

根据《环境影响评价技术导则—地下水环境》(HJ610-2016)中的公式计算法确定项目的地下水调查评价范围:

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

式中: L——下游迁移距离, m;

α ——变化系数, 一般取 2;

K: 渗透系数, m/d, 根据《大庆市水文地质勘察报告》(石油管理局)及区域含水层特点综合确定, 潜水含水层取 K=1.5m/d, 承压水含水层取 K=5m/d;

I: 水力坡度, 无量纲; 取 0.0006;

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; 取 0.3。

计算结果:

$$L(\text{潜水}) = 2 \times 1.5 \times 0.0006 \times 5000 / 0.3 = 30 (\text{m}) ;$$

$$L(\text{承压水}) = 2 \times 5 \times 0.0006 \times 5000 / 0.3 = 100 (\text{m}) 。$$

经计算, $L_{\max}=100\text{m}$, 采用计算法, 地下水评价范围为区块北侧 100m、东侧 100m、西

侧 100m、南侧 100m 范围内地下水环境，区域地下水总体流向为从东北至西南，结合 L 值、水文地质条件情况，综合考虑项目以及周围水井的位置关系，确定评价范围为以产能区域为边界，边界上游 3.5km、两侧为 3.5km，下游 7.0km 的东北→西南走向的矩形区域的矩形区域。评价范围示意图见附图 2-2。

2.5.3 声环境评价范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ4.2-2009）的要求，结合建设项目特点，确定本工程声环境评价范围为井场永久占地厂界向外 200m 及管道、道路中心线两侧各 200m 范围内。

2.5.4 土壤环境评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018），项目评价等级为污染影响型一级评价，评价范围为井场永久占地边界外扩 1000m 以及管道边界线两侧各 200m 范围内土壤环境，评价范围示意图见附图 2-3。

2.5.5 生态环境评价范围

本工程生态环境评价范围为井场永久占地厂界外扩 1000m 以及管道中心线两侧各 200m，评价范围示意图见附图 2-4。

2.5.6 环境风险评价范围

根据《建设项目环境风险评价导则》（HJ/T169-2018）要求，结合建设项目特点，本工程环境风险潜势为 I，风险评价等级为简单分析。环境风险评价范围应根据环境敏感目标的分布情况，事故后果预测结果对环境产生危害的范围综合确定。项目周边所在区域、评价范围外存在需要特别关注的环境敏感目标，评价范围需延伸至所关心的目标。项目区域内无国家、省、市级自然保护区、文物古迹名胜等重要保护目标，本工程为油田产能建设项目，环境风险评价范围为自井场永久占地边界外扩 3km 范围内和管线两侧 200m 范围内，评价范围示意图见附图 2-5。

2.6 环境保护目标

本项目评价区内无国家、省、市级文物保护单位，不在自然保护区、名胜古迹、风景游览区等敏感区域内，根据本项目特点及周边环境特征，确定本项目的大气保护目标见表2-6-1，地下水环境保护目标详见表2-6-2，声环境保护目标见表2-6-3，土壤环境、生态环境保护目标详见表2-6-4，环境风险保护目标详见表2-6-5，项目集输管线均在区块内建设，项目保护目标分布图见附图2-6。

表 2-6-1 大气环境主要保护目标一览表

环境要素	名称	坐标/m		保护对象	保护内容及规模	环境功能区	相对井场方位及最近距离
		X	Y				
环境空气	李银匠屯	125° 14' 32.73"	45° 50' 55.61"	村屯	约 50 户, 150 人	二类	芳 45-斜 65 井场西北侧 1890m, 集输管线西北侧 1890m
	崔华尖屯	125° 6' 28.54"	46° 2' 47.25"	村屯	约 200 户, 600 人	二类	芳 45-斜 65 井场西北侧 780m, 集输管线西北侧 780m
	韩家屯	125° 8' 14.14"	46° 1' 30.57"	村屯	约 120 户, 360 人	二类	芳 54-78 井场东南侧 160m
	赵家屯	125° 9' 47.37"	46° 0' 41.70"	村屯	约 80 户, 240 人	二类	芳 67-斜 85 井场东北侧 1920m, 集输管线东北侧 1920m
	农化村	125° 7' 42.97"	46° 0' 30.46"	村屯	约 80 户, 240 人	二类	芳 68-斜 80 井场南侧 130m
	单家围子	125° 10' 57.97"	45° 50' 6.77"	村屯	约 40 户, 120 人	二类	芳 75-斜 83 井场东北侧 380m, 集输管线东北侧 380m
	东升村	125° 5' 55.63"	45° 57' 59.99"	村屯	约 50 户, 150 人	二类	芳 103-斜 78 井场北侧 380m, 集输管线北侧 380m
	东三马架	125° 6' 54.17"	45° 58' 8.34"	村屯	约 20 户, 60 人	二类	芳 97-斜 83 井场北侧 150m
	王连仲	125° 5' 10.36"	45° 57' 34.94"	村屯	约 40 户, 120 人	二类	芳 108-72 井场东北侧 110m
	孙广祥	125° 5' 10.36"	45° 57' 34.94"	村屯	约 50 户, 150 人	二类	芳 124-斜 90 井场西侧 900m, 集输管线西侧 900m
	日新村	125° 4' 59.24"	45° 55' 48.07"	村屯	约 70 户, 210 人	二类	芳 120-80 井场西南侧 1530m
	东南山屯	125° 4' 23.09"	45° 58' 16.58"	村屯	约 20 户, 60 人	二类	芳葡 98-64 井场西南侧 1150m
	付家屯	125° 5' 45.28"	45° 55' 6.81"	村屯	约 50 户, 150 人	二类	芳 123-斜 90 井场西南侧 1820m, 集输管线西南侧 1820m
	陈家店	125° 6' 25.29"	45° 54' 44.99"	村屯	约 60 户, 180 人	二类	芳 123-斜 90 井场西南侧 2100m, 集输管线西南侧 2100m
	乐业村	125° 7' 6.54"	45° 54' 58.42"	村屯	约 80 户, 240 人	二类	芳 123-斜 90 井场东南侧 1750m, 集输管线东南侧 1750m
	东风村	125° 7' 16.20"	45° 57' 44.82"	村屯	约 40 户, 120 人	二类	芳 100-88 井场南侧 120m

表 2-6-2 本工程地下水环境保护目标一览表

环境要素	名称	相对井场方位及最近距离	规模	保护级别
地下水	李银匠屯水井	芳 45-斜 65 井场西北侧 1890m, 集输管线西北侧 1890m	村民家中有小水井, 共约 50 口, 井深约 15-50m, 主要用于灌溉及牲畜用水。	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类
	崔华尖屯水井	芳 45-斜 65 井场北侧 780m, 集输管线西北侧 780m	集中供水井(承压水) 1 口, 井深约 100m, 供本村及李银匠屯居民生活饮用, 供水人数约 760 人; 村民家中有小水井, 共约 200 口, 井深约 15-50m, 主要用于灌溉及牲畜用水。	
	韩家屯水井	芳 54-78 井场东南侧 160m	集中供水井(承压水) 1 口, 井深约 100m, 供本村居民生活饮用, 供水人数约 360 人; 村民家中有小水井, 共约 120 口, 井深约 15-50m, 主要用于灌溉及牲畜用水。	
	赵家屯水井	芳 67-斜 85 井场东北侧 1920m, 集输管线东北侧 1920m	集中供水井(承压水) 1 口, 井深约 100m, 供本村人生活饮用, 供水人数约 240 人; 村民家中有小水井, 共约 80 口, 井深约 15-40m, 主要用于灌溉及牲畜用水。	
	农化村水井	芳 68-斜 80 井场南侧 130m	集中供水井(承压水) 1 口, 井深约 100m, 供本村和单家围子屯居民生活饮用, 供水人数约 360 人; 村民家中有小水井, 共约 80 口, 井深约 15-40m, 主要用于灌溉及牲畜用水。	
	单家围子水井	芳 75-斜 83 井场东北侧 380m, 集输管线东北侧 380m	村民家中有小水井, 共约 40 口, 井深约 15-40m, 主要用于灌溉及牲畜用水。	
	东升村	芳 103-斜 78 井场北侧 380m, 集输管线北侧 380m	集中供水井(承压水) 1 口, 井深约 100m, 供本村及东三马架居民生活饮用, 供水人数约 210 人; 村民家中有小水井, 共约 70 口, 井深约 15-40m, 主要用于灌溉及牲畜用水。	
	东三马架水井	芳 97-斜 83 井场北侧 150m	村民家中有小水井, 共约 20 口, 井深约 15-40m, 主要用于灌溉及牲畜用水。	
	王连仲水井	芳 108-72 井场东北侧 110m	村民家中有小水井, 共约 40 口, 井深约 15-40m, 主要用于灌溉及牲畜用水。	
	孙广祥水井	芳 124-斜 90 井场西侧 900m, 集输管线西侧 900m	村民家中有小水井, 共约 50 口, 井深约 15-40m, 主要用于灌溉及牲畜用水。	
	日新村水井	芳 120-80 井场西南侧 1530m	集中供水井(承压水) 1 口, 井深约 100m, 供本村和孙广祥居民生活饮用, 供水人数约 360 人; 村民家中有小水井, 共约 70 口, 井深约 15-40m, 主要用于灌溉及牲畜用水。	
	东南山屯水井	芳葡 98-64 井场西南侧 1150m	村民家中有小水井, 共约 20 口, 井深约 15-40m, 主要用于灌溉及牲畜用水。	

付家屯水井	芳 123-斜 90 井场西南侧 1820m, 集输管线西南侧 1820m	集中供水井 (承压水) 1 口, 井深约 100m, 供本村和陈家店生活饮用, 供水人数约 330 人; 村民家中有小水井, 共约 50 口, 井深约 15-40m, 主要用于灌溉及牲畜用水。	
陈家店水井	芳 123-斜 90 井场西南侧 2100m, 集输管线西南侧 2100m	村民家中有小水井, 共约 60 口, 井深约 15-40m, 主要用于灌溉及牲畜用水。	
乐业村水井	芳 123-斜 90 井场东南侧 1750m, 集输管线东南侧 1750m	集中供水井 (承压水) 1 口, 井深约 100m, 供本村人生活饮用, 供水人数约 240 人; 村民家中有小水井, 共约 80 口, 井深约 15-40m, 主要用于灌溉及牲畜用水。	
东风村水井	芳 100-88 井场南侧 120m	村民家中有小水井, 共约 40 口, 井深约 15-40m, 主要用于灌溉及牲畜用水。	

表 2-6-3 声环境主要保护目标一览表

环境要素	名称	坐标/m		保护对象	保护内容及规模	环境功能区	相对井场方位及最近距离
		X	Y				
声环境	韩家屯	125° 8' 14.14"	46° 1' 30.57"	村屯	约 120 户, 360 人	1 类	芳 54-78 井场东南侧 160m
	农化村	125° 7' 42.97"	46° 0' 30.46"	村屯	约 80 户, 240 人	1 类	芳 68-斜 80 井场南侧 130m
	东三马架	125° 6' 54.17"	45° 58' 8.34"	村屯	约 20 户, 60 人	1 类	芳 97-斜 83 井场北侧 150m
	王连仲	125° 5' 10.36"	45° 57' 34.94"	村屯	约 40 户, 120 人	1 类	芳 108-72 井场东北侧 110m
	东风村	125° 7' 16.20"	45° 57' 44.82"	村屯	约 40 户, 120 人	1 类	芳 100-88 井场南侧 120m

表 2-6-4 本工程土壤环境、生态环境保护目标一览表

环境要素	名称	方位/距离 (m)	环境特征	保护级别
土壤	井场周边耕地 (基本农田)、村屯用地	井场永久占地边界外扩 1km 以及管道边界两侧各 200m 范围内土壤	基本农田、村屯用地	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB15618-2018)、《土壤环境质量标准 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB36600-2018)
生态	耕地 (基本农田)	井场永久占地厂界外扩 1km 以及管道边界线两侧各 200m	耕地 (基本农田)	/

表 2-6-5 本工程环境风险保护目标一览表

环境要素	序号	保护目标	与本项目相对位置、距离	规模	保护级别
环境风险	1	孙家围子/农安村	芳-斜 83 井场东侧 2900m, 集输管线东侧 2900m	约 300 户, 900 人	——
	2	李银匠屯	芳 45-斜 65 井场西北侧 1890m, 集输管线西北侧 1890m	约 50 户, 150 人	
	3	崔华尖屯	芳 45-斜 65 井场西北侧 780m, 集输管线西北侧 780m	约 200 户, 600 人	
	4	韩家屯	芳 54-78 井场东南侧 160m	约 120 户, 360 人	
	5	赵家屯	芳 67-斜 85 井场东北侧 1920m,	约 80 户, 240 人	

		集输管线东北侧 1920m	
6	农化村	芳 68-斜 80 井场南侧 130m	约 80 户, 240 人
7	单家围子	芳 75-斜 83 井场东北侧 380m, 集输管线东北侧 380m	约 40 户, 120 人
8	东升村	芳 103-斜 78 井场北侧 380m, 集输管线北侧 380m	约 50 户, 150 人
9	东三马架	芳 97-斜 83 井场北侧 150m	约 20 户, 60 人
10	王连仲	芳 108-72 井场东北侧 110m	约 40 户, 120 人
11	孙广祥	芳 124-斜 90 井场西侧 900m, 集输管线西侧 900m	约 50 户, 150 人
12	日新村	芳 120-80 井场西南侧 1530m	约 70 户, 210 人
13	东南山屯	芳葡 98-64 井场西南侧 1150m	约 20 户, 60 人
14	付家屯	芳 123-斜 90 井场西南侧 1820m, 集输管线西南侧 1820m	约 50 户, 150 人
15	陈家店	芳 123-斜 90 井场西南侧 2100m, 集输管线西南侧 2100m	约 60 户, 180 人
16	乐业村	芳 123-斜 90 井场东南侧 1750m, 集输管线东南侧 1750m	约 80 户, 240 人
17	东风村	芳 100-88 井场南侧 120m	约 40 户, 120 人

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、地下水环境影响评价、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。

第三章 建设项目工程分析

3.1 拟建项目概况

3.1.1 拟建项目基本情况

项目名称：2023 年宋芳屯油田芳 17-芳 507 区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目。

建设单位：大庆油田有限责任公司第八采油厂。

建设性质：改扩建。

建设地点：黑龙江省大庆市肇州县境内（区域中心坐标：E125° 7′ 23.85″，N45° 59′ 49.49″），地理位置见图 3-1-1。

总投资：32343.6 万元。

工程进度：本工程施工期 2023 年 8 月，预计 2024 年 6 月投产。

劳动定员：本工程施工期人员 100 人，运营期员工由油田公司内部统一调剂。

工程占地：本工程总占地面积 139.0876hm²（40 口转注井已征地，不计本次占地内），占地类型为耕地（包括基本农田）、交通运输用地、坑塘水面及未利用地（其他草地，非基本草原）。其中，临时占地面积 131.8163hm²（包括耕地 43.7079hm²、草地 85.5884hm²、林地 2.52hm²）；永久占地面积 7.2713hm²（包括耕地 2.545hm²、草地 4.4113hm²、林地 0.315hm²）。本项目占用基本农田 15.2977hm²（包括临时占地 14.4427hm²、永久占地 0.855hm²）。

建设内容及规模：本次共基建油水井 148 口（其中油井 103 口，水井 45 口），其中 103 口油井全部为新钻井，45 口水井中老井转注 40 口、新钻井 4 口、代用井 1 口。集油系统新建单井集油掺水管道 25.45km，更换站间管道 8.3km，新建集肤电热管道 0.18km，新建井口电加热器 2 套，新建掺水流量控制装置 5 套。扩改建配水间 9 座，新建单井注水管线 24.76km。新建井场变电站 36 座，新建 10kV 产能线路 2.4km，新建线路无功补偿装置 1000kVar。增压间低压配电改造 5 项。新建 5.231km 通井砂石路、0.818km 通井土路。预计建成产能约 5.5×10^4 t/a。

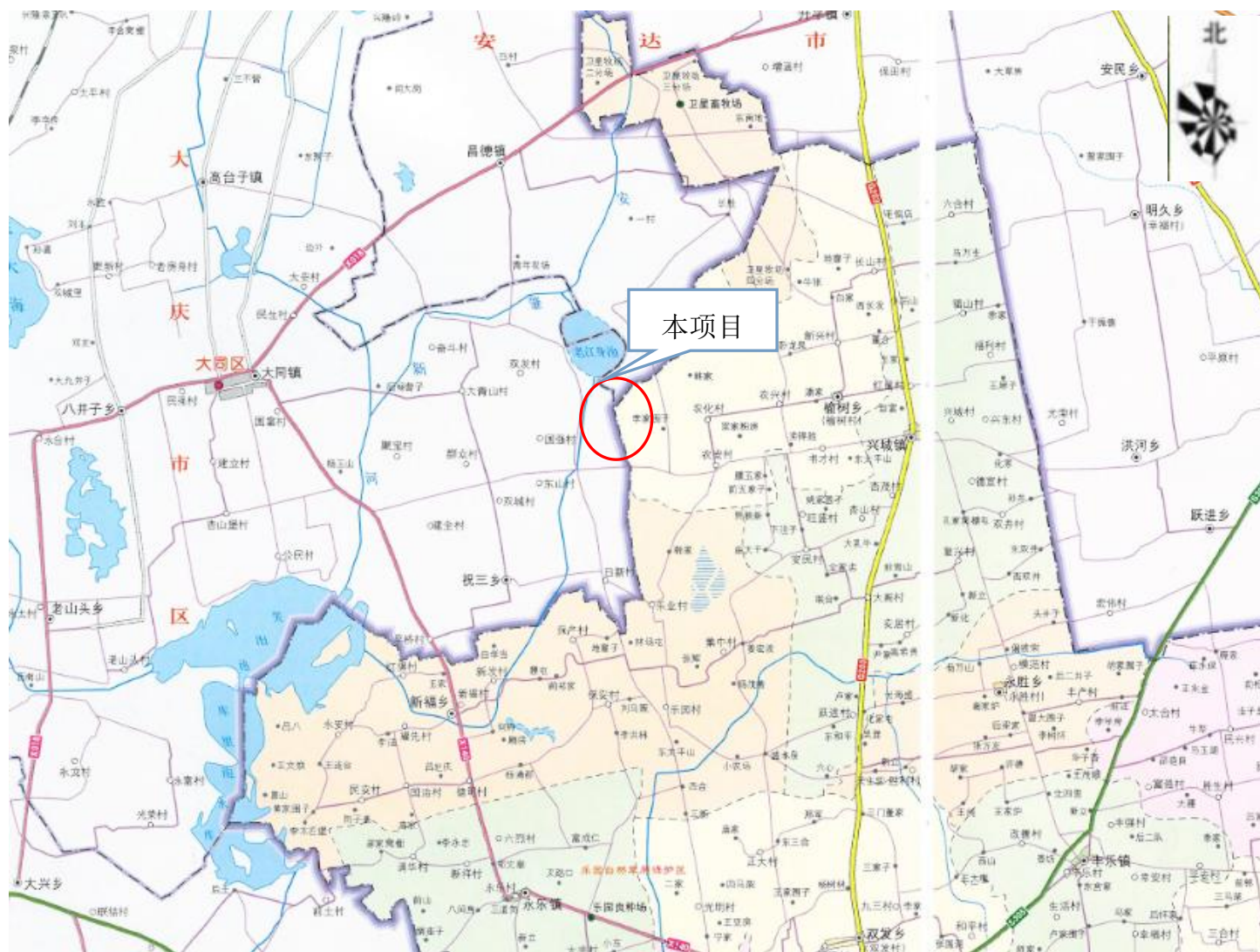


图 3-1-1 项目地理位置图

项目组成情况见表 3-1-1。

表 3-1-1 项目组成一览表

工程类别	工程名称		数量	规模及建设内容	备注
主体工程	采油工程	油井	103 口	本次共基建油井 103 口，全部为新钻井，与新钻的 4 口水井形成丛式井平台 32 座，建成产能为 $5.5 \times 10^4 \text{t/a}$ 。全部进行射孔作业和压裂作业。	新建
		清防蜡	103 口	该区块油井清防蜡技术采用以固体清防蜡器为主，洗井清防蜡为辅，在一个检泵周期内，固体清防蜡器失效后，采取化学清防蜡。	新建
		抽油机	103 口	103 口油井采用 CYJY8-3-37HB 型抽油机（利旧 3 口）。	新建、利旧
	注水工程	注水井	45 口	本次共基建注水井 45 口，其中转注井 40 口，新钻井 5 口（含 1 口代用井），16 口水井采用多井配水工艺，19 口水井采用串接至配水间的单井配水工艺，10 口井在已建平台上，采用单井配水工艺，已建管道利旧。最高井口注水压力为 22.0MPa，平均单井注水量为 $13 \sim 15 \text{m}^3/\text{d}$ 。	新建
辅助工程	原油集输管道		33.93km	新建单井集油掺水管道 25.45km，其中 $\phi 60 \times 3.5$ 长 11.89km、 $\phi 76 \times 4.5$ 长 13.56km；更换站间管道 8.3km，其中 $\phi 114 \times 4.5$ 长 5.1km、 $\phi 168 \times 5$ 长 3.2km；新建集肤电热管道 $\phi 60 \times 3.5$ 长 0.18km。材质为硬质聚氨酯泡沫夹克管。	新建
	注水管线		24.76km	共计规划扩建配水间 9 座，新建 5 井式配水间 4 座，新建间内数字化配水阀组 13 套、改造间内数字化配水阀组 114 套，新建井场数字化配水阀组 41 套。新建单井注水管线 $\phi 48 \times 6$ 长 24.76km，管线材质采用防腐钢管。	新建
	道路工程		6.049km	本次产能新建油水井 148 口，其中 107 口新钻油水井形成丛式井平台 32 座，水井单井代用井 1 口，18 座平台位于耕地内，14 座平台位于低洼地内，耕地独立井 1 口。其中，10 号、16 号为低洼地大平台，通过路面宽 3.5m 的砂石路挂接现有井排路上，全长 0.572km。26 号、27 号及 31 号平台为耕地大平台，通过路面宽 3m 的砂石路挂接现有井排路上，全长 0.421km。9 座平台是耕地小平台与现有老井组合成的大平台，通过路面宽 3m 的砂石路挂接于附近道路上，全长 2.909km。7 座平台是低洼地小平台与现有老井组合成的大平台，通过路面宽 3.5m 的砂石路挂接于附近道路上，全长 1.329km。低洼地内的独立井和小平台通过 4m 宽的土路挂接于现有老井或井排路上，全长 0.334km。耕地内的小平台通过 3.5m 宽的进井通道挂接于现有老井或井排路上，全长 0.484km。	新建
公用工程	供水工程		项目施工期员工生活用水采用桶装水，施工期施工人员生活用水量约为 8t/d ；管线试压用水量约为 215.14t，采用水罐车拉运至施工现场。运行期人员由油田内部调配，本工程无新增劳动定员，无新增生活污水。		依托

	排水工程		施工期生活污水产生量约为 6.4t/d，污水排入施工区域内设置的临时防渗旱厕，定期清掏用作农家肥，施工结束后进行卫生填埋处理；施工期管线试压废水量约为 204.37t，射孔废水量约 3888t，由罐车拉运至宋一联含油污水处理站处理后回注油层，不外排。 运行期产生的作业废水 1556m³/a，经污油污水回收装置回收后泵入罐车，拉运至宋一联含油污水处理站处理；产液分离含油污水经站内管线输送至宋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）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中标准要求后回注地下，不外排；油井热洗污水直接进入井底集油系统，不外排。		依托
	供气工程		运行期新增耗气量 258.4 万 Nm ³ /a，新增耗气均为油田伴生气，无外购成品天然气。油田伴生气经各场站天然气干燥处理器处理后用做场站内加热炉的燃料。		依托
	供暖工程		运营期依托场站现有采暖炉进行供暖，无新增供暖面积。		依托
	供配电工程	10kV 线路	2.4km	本区块 103 口油井电源由宋一联变、芳深 2 变已建 10kV 供电线路引接。新建 10kV 线路 2.4km，采用 LGJ-50 型导线，低洼地电杆加固。	新建
		柱上变电站	36 座	新建柱上变电站 36 座。	新建
依托工程	转油站	芳 507 转油站	1 座	建于 1995 年，现辖 208 口油井、10 座集油间。 本次 54 口油井分别经过芳 507-1、507-2、507-3、507-4、507-6、507-9、507-11、507-13 集油阀组间进入本站。 本站采用“三合一”处理工艺，设有 2 台“三合一”设备，单台设计能力为 4300t/d，总设计能力为 8600t/d。本工程共 54 口油井产液进入该站，根据开发方案，投产后本站新增处理量为 97.2t/d，负荷率增加至 63.9-65.8%（2023-2032 年），可满足本工程依托要求。	依托
		芳 707 转油站	1 座	建于 2012 年，现辖 130 口油井、8 座集油间。 本次 16 口油井分别经过芳 707-1、707-4、707-5 集油阀组间进入本站， 本站采用“四合一”处理工艺，设有 3 台“四合一”设备，其中 2 台单台设计能力为 2000t/d、1 台设计能力为 1500t/d，总设计能力为 5500t/d。本工程共 16 口油井产液进入该站，根据开发方案，投产后本站新增处理量为 28.8t/d，负荷率增加至 62.7-65.2%（2023-2032 年），可满足本工程依托要求。	依托
		芳 6 转油站	1 座	建于 2006 年，现辖 263 口油井、14 座集油间，预留 1 个阀组。 本次 15 口油井经过芳 6-12 集油阀组间进入本站。 采用“四合一”处理工艺，设有 3 台“四合一”设备，单台设计能力为 2500t/d，总设计能力为 7500t/d。本工程共 15 口油井产液进入该站，根据开发方案，投产后本站新增处理量为 27t/d，负荷率增加至 61.5-64.2%（2023-2032 年），可满足本工程依托要求。	依托

	注水站	芳 407 转油站	1 座	建于 2004 年，现辖 289 口油井、10 座集油间，预留 4 个阀组。 本次 18 口油井分别经过芳 407-8、407-10 集油阀组间进入本站。 本站采用“四合一”处理工艺，单台设计能力为 2400t/d，总设计能力为 7200t/d，本工程共 18 口油井产液进入该站，根据开发方案，投产后本站新增处理量为 32.4t/d，负荷率增加至 88.5-89.7%（2023-2032 年），可满足本工程依托要求。	依托
		芳 6 注水站	1 座	本次 1 口水井进入本站。 本站设计规模为 2600m³/d，实际负荷 1300m³/d，本次 1 口水井进入后，投产后本站新增处理量为 15m³/d，负荷率增加至 78.1-83.4%（2023-2032 年），可满足本工程依托要求。	依托
		芳 407 注水站	1 座	本次 9 口水井经过芳 407-8、407-10 配水间进入本站。 本站设计规模为 2600m³/d，实际负荷 1300m³/d，本次 9 口水井进入后，投产后本站新增处理量为 135m³/d，负荷率增加至 82.1-83.3%（2023-2032 年），可满足本工程依托要求。	依托
	宋一联合站	宋一联脱水站	1 座	建于 1987 年，接收处理采油八厂 10 座转油站（祝 3、芳 3、芳 5、芳深 2、卫 11、芳 407、芳 507、芳 6、芳 707、升 2）、2 座转油放水站（升一联、徐三联）的含水油，含水油脱水后外输。同时还接收采油八厂宋二联、采油十厂朝一联、榆树林油田榆二联及周边中亚、华油、方兴公司的净化油，是大庆外围油田原油输送枢纽站，预留 3 个阀组。 本次 103 口油井产液进入本站。本站设有 3 台游离水脱除器，其中 2 台单台设计能力为 10000t/d、1 台设计能力为 4000t/d，总设计能力为 24000t/d。本工程共 103 口油井产液进入该站，根据开发方案，投产后本站新增处理量为 185.4t/d，负荷率增加至 87.2-88.4%（2023-2032 年），可满足本工程依托要求。	依托
		宋一联注水站	1 座	本次 35 口水井经过芳 507-1、507-3、507-4、507-5、507-6、707-配水间 8 配水间、507-9 增压间、芳 6-12 增压间、芳 707-1 增压间、芳 707-4 增压间、芳 707-5 增压间配水间进入本站。 宋一联注水站分高（23MPa）、低（16MPa）两套注水压力系统，其中高压系统设计规模为 1400m³/d，低压系统设计规模为 3100m³/d。本次共有 17 口新建注水井接至宋一联注水站低压系统，18 口新建注水井接至宋一联注水站高压系统，计入本次新井后，宋一联注水站低压系统负荷率 68.9%-75.9%，高压系统负荷率 85.8%-88.5%，满足本次开发需求。	依托
		宋一联污水站	1 座	采用“横向流除油—两级过滤”的主工艺，设计处理规模 11000m³/d，实际处理量为 8420m³/d，负荷 70.2%，新增后负荷率为 78.4-99.6%，可以满足本项目依托要求。	依托
		宋一联水质站	1 座	采用“锰砂除铁—精细过滤”的主工艺，设计处理规模 4200m³/d，实际处理量为 1220m³/d，负荷 29.0%，	依托

				新增后负荷率为 30.3-38.6%，可以满足本项目依托要求。	
	宋芳屯含油污泥处理站	1 座		本项目产生的含油污泥及落地油依托宋芳屯含油污泥处理站初步处理，站内采用预处理+调质-离心处理技术工艺，设计规模为 5m ³ /h（年运行 200 天，每天 24 小时，年最大处理量为 24000t），目前实际处理量约为 15360t/a，本工程运营期产生的含油污泥量约为 5.15t/a，污泥站新增污泥后负荷率为 64.02%，可满足本工程依托要求。	依托
	大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站	1 座		该站采用“密闭旋转蒸馏+冷凝分离”处理工艺，设计处理含油污泥量为 4.0×10 ⁴ t/a，年运行 240d（24h/d），目前实际处理规模约为 112t/d，本工程产生的含油污泥量约为 5.15t/a（0.014t/d），该站能力满足需要，处理达标后用于铺设油田道路、井场。	依托
	宋二联压裂返排液无害化处理站	1 座		本项目产生的废压裂液由罐车收集后送至宋二联废压裂液处理站处理后回注。压裂液处理站的规模为 240m ³ /d，目前处理量为 50m ³ /d，本工程压裂返排液产生量约 50-70m ³ /井，按最大量计算本工程产生压裂返排液为 7210m ³ /施工期，站内建有压裂返排液暂存池 5000m ³ ，由于压裂为滚动施工，目前压裂返排液暂存池剩余容积为 2000m ³ ，本工程产生的压裂返排液不会超过储池容量，因此能够满足工程需要。	依托
	第八采油厂工业固废填埋场	1 座		第八采油厂工业固废填埋场总容量为 11624m ³ ，目前实际容纳约 8800m ³ 。本工程进入工业固废填埋场的焊渣约为 0.5t（<10m ³ ），第八采油厂工业固废填埋剩余能力满足本工程新增固废处理要求。	依托
环保工程	施工期	废气		施工场地及运输道路洒水抑尘，运输车辆加盖苫布。	新建
		废水		施工期管线试压废水 204.37t，射孔废水量约 3888t，通过罐车自带泵回收至罐车内，拉运至宋一联含油污水处理站处理。 施工期对 103 口油井进行压裂，约产生压裂返排液 4210m ³ ，产生的压裂返排液均集中收集，拉运至宋二联压裂返排液无害化处理站。 生活污水 6.4t/d，排入施工区域建设的临时防渗旱厕，用作农家肥，施工结束后进行卫生填埋处理。	依托
		噪声		施工期施工运输车辆尽量避开村屯进行拉运，定期对施工设备进行保养维护，在靠近村屯处避免夜间（22:00-次日 6:00）和午间（12:00-13:30）施工。	新建
		固废		项目施工期对 103 口油井进行压裂，共计产生废弃过硫酸钾包装袋 103 个，委托资质单位收集拉运处理；焊渣约 0.5t 均拉运至第八采油厂工业固废填埋场；项目转注井 40 口，施工时拆除油井井口装置 40 套，由第八采油厂财务资产部回收；生活垃圾约 0.02t/d，运送肇州县生活垃圾处理厂处理。	依托
		生态影响及措施		施工期作业带清理、管沟开挖的建设对土壤造成扰动和植被的破坏，项目施工期均在临时占地内进行施工，并且施工结束后及时清理施工现场、对临时占用的 131.8163hm ² 土地进行植被恢复，永久占用基本农田 0.855hm ² 给予补偿。	恢复、补偿

运行期	燃烧烟气	运行期 103 口油井产液分别经芳 507、芳 6、芳 707、芳 407 转油站初步处理后外输至宋一联合站进行脱水处理，上述场站加热装置采用清洁能源天然气（油田伴生气），产生的燃烧废气经烟囱外排。	依托
	挥发性有机气体	运行期 103 口油井生产产生无组织挥发的有机气体，通过安装井口密封垫、管线埋地敷设达到密闭集输，拉油车密封箱，减速慢行，卸油阶段采取密闭衔接，浸入式输送等措施，场站储罐采用固定顶罐，大量减少挥发性有机气体的无组织挥发。	新建
	含油污水	运行期产生的含油污水经站内工艺管线进入宋一联合含油污水处理站，油井作业污水通过现场污水回收装置回收后泵入罐车拉运至宋一联合含油污水处理站，处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）标准中的：“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”标准后回注油层，不外排。	达标回注
	噪声	项目定期对油井进行巡检，发现异常响动及时处理，运营期对机泵等设备定期进行维护和保养，保证设备保持在最佳状态，降低噪声源强度。	新建
	含油污泥、落地油	本工程运行期井场作业产生的落地油 5.15t/a 及原油处理产生的污泥共约 0.92t/a，运送至宋芳屯含油污泥处理站进行调质、离心初步处理，处理后运至大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站进一步处理。	依托
	废弃防渗布	油井作业产生废弃防渗布 51.5t/a，统一收集，委托资质单位处理。	委托处理
	地下水污染防治	结合项目区块分布，本工程在崔华尖屯（上游）布设 1 口潜水跟踪监测水井，在农化村（区块内）布设 1 口潜水跟踪监测井，在孙广祥屯（下游）布设 1 口潜水跟踪监测水井，共设置了 3 口地下水监测井，定期进行水质监测，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准。 地下水进行分区防渗管理，井场地面属于简单防渗，采取地面平整夯实、地面硬化等措施进行简单防渗，执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中要求：进行地面一般硬化；在作业时采取铺设防渗布的措施，可以有效防控地下水污染。 集油管线为重点防渗区，应采用无缝钢管、加强管道防腐等级、定期对管道进行检测等措施，防止污染地下水。	新建
	风险防范措施	定期对员工进行风险防范相关培训；相关部门配备防渗布、铁锹、吸油毡等风险物资；加强对管线的检测频次；安排巡检人员每天对管线以及油井进行巡检，并形成巡检记录。	/
	生态	对施工期间管道开挖产生的临时占地进行经济补偿，对永久占用的耕地 0.855hm ² 按照“占一补一”的要求进行经济补偿或开垦与所占用耕地质量及数量相当的耕地，本工程临时占地约 131.8163hm ² 、永久占地 7.2713hm ² ；运行期油井作业禁止碾压和破坏道路及井场永久占地外的基本农田。	经济补偿

临时工程	施工期	管道和道路施工时不设置施工营地和料场，管材和筑路材料拉运到施工现场进行施工，施工结束后进行场地清理，施工场地设置临时旱厕，定期清掏，用作农家肥，施工结束清掏后进行清理并回填。	/
------	-----	---	---

3.1.2 开发方案

根据地面工程方案，本次产能工程共部署 148 口油水井，其中油井 103 口，均为新钻井；45 口水井中老井转注水井 40 口，新钻井 4 口，代用井 1 口。预计建成产能 $5.5 \times 10^4 \text{ t/a}$ 。本工程开发指标预测见表 3-1-2，本次产能区块油层原油物性、产出水性质见表 3-1-3 和表 3-1-4、井位部署表见表 3-1-5，井位分布图见附图 7。

表 3-1-2 芳 17-芳 507 区块葡萄花油层开发动态预测指标表

时间（年）	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
油井数（口）	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103
单井日产油（t/d）	1.8	1.8	1.4	1.2	1.1	1.0	0.9	0.8	0.8	0.7
单井产液量（t/d）	4.0	4.2	3.6	3.3	3.1	3.1	3.1	3.1	3.2	3.3
年产油（ 10^4 t/a ）	1.7	5.5	4.8	4.1	3.7	3.3	3.1	2.9	2.7	2.5
年产液（ 10^4 t/a ）	3.7	13.1	12.3	11.1	10.6	10.4	10.4	10.6	10.9	11.4
综合含水（%）	55.5	58.0	60.5	63.0	65.5	68.0	70.5	73.0	75.5	78.0

表 3-1-3 芳 17-芳 507 区块原油物性表

层位	原油密度 (g/cm^3)	地层原油粘度 ($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	凝固点 ($^{\circ}\text{C}$)	含蜡 (%)	胶质 (%)	气油比 (m^3/t)
葡萄花油层	0.8177	45.7 (20 $^{\circ}\text{C}$) / 12.99 (50 $^{\circ}\text{C}$)	35.0	22.4	19.4	20.93

表 3-1-4 芳 17-芳 507 区块地层水性质表

类别	总矿化度 mg/l	$\text{Cl}^- \text{mg/l}$	水型
油田产出水	10591	4270	NaHCO_3

表 3-1-5 工程井位部署表

3.1.3 钻井工程

3.1.3.1 布井方式

均匀布井。按加密方式部署井位，依据沉积微相图的砂体发育形态、规模及展布规律，预测加密井位有效厚度；

去掉厚度风险井。结合测算的加密区不同部位加密井布井有效厚度下限值，初步筛选加密井。筛选有效厚度低的井，这部分井主要位于砂体发育差部位，钻遇有效厚度层数少、厚度薄；

去掉高水淹及同层风险井。依据数值模拟得到的剩余油饱和度和周围老井含水情况，判断加密井水淹层。分别对直井区和水平井区进行加密井水淹层判断，直井区筛选原则：一是周围油井含水大于 80% 并且数值模拟剩余油饱和度小于 30%，扣除水淹风险层后，有效厚度较小的井；二是同层发育区水淹风险井。

共部署加密油井 100 口。

3.1.3.2 钻机选型

设计选用 ZJ-20/1350 型钻机，主要设备的型号和规格见表，如没有相同型号的钻机和设备，可选用能满足钻井施工要求的其它型号的钻机和设备。

表 3-1-6 ZJ-20/1350 钻机及钻井主要设备性能

序号	名 称	型 号	主要技术参数	备 注
1	钻机	ZJ-20/1350		
2	井架	JJ135/39-A	1350 kN	
3	提升系统	天车	TC-162	1620 kN
		游动滑车	YC-162	1620 kN
		大钩	DG-162	1620 kN
		水龙头	SL-160	1600 kN
		绞车	JC-20	196 kN
4	转盘	ZP-175	1350 kN	13.73kN·m
5	循环系统	搅拌机		7.5 kW
		钻井泵 1#	SL3NB-1300A	956 kW
		钻井泵 2#	SL3NB-1300A	956 kW
		钻井液罐		
6	动力系统	柴油机 1#	PZ12V 190B	882 kW
		柴油机 2#	PZ12V 190B	882 kW
		发电机 1#	12V135	200 kW
		发电机 2#	12V135	200 kW
7	钻机控制系统	自动压风机	5.5/12V	5.5 kW
		电动压风机	5.5/12V	5.5 kW
8	固控设备	振动筛	2YNS-D	2 台
		除砂器	MCS-300×1	1 台
9	液压大钳	YQ-100	100kN·m	

3.1.3.3 钻井液

一开前仔细检查钻井液循环系统、固控设备，使之能够满足各钻井阶段的实际要求。配膨润土浆 60m³，预水化 24h 后，将钻井液密度调整到设计要求，方可开钻。完钻后充分循环洗井，以保证下套管和固井作业顺利进行。

二开前充分循环洗井，加入纯碱防止水泥侵，将钻井液性能调整至设计要求方可开钻。

钻进至 300m 左右开始用复合抑制剂(WDYZ-1)、铵盐(NH₄-HPAN-2)、防塌剂(SPNH-1)水溶液进行维护。每 2m³加药池加 2kg-3kg 复合抑制剂、12.5kg 铵盐、25kg 防塌剂（浓

度分别为：0.15%、0.6%、1.2%）。

加重前用降粘剂（DJ-C 或 SF-260）水溶液处理基浆，基浆粘度控制在 40s-45s。加重后在钻进过程用复合抑制剂、铵盐、防塌剂水溶液进行维护。每 2m³ 加药池加 1.5kg-2.0kg 复合抑制剂、25kg 铵盐、25kg 防塌剂（浓度分别为：0.15%、1.2%、1.2%），进入油层前一次性补充封堵材料（FST-2）2t（浓度 2%）。

施工过程中粘度高时用降粘剂（DJ-C 或 SF-260）水溶液降粘。

全井处理剂胶液维护。

下套管前用复合甲基硅酸钠（FPS）处理粘度和切力。

3.1.3.4 井身结构

直井、定向井井身结构设计数据见表 3-1-7。

表 3-1-7 井身结构设计数据表

开钻 次序	井深 m	钻头尺寸 mm	套管柱 类型	套管尺寸 mm	套管下入深度 m	环空水泥浆返深 m
一 开	190~240	342.9	表层套管	273.1	189~239	地面
二 开	设计井深	215.9	生产套管	139.7	设计井深-3	地面

表 3.2-3 井身结构设计说明

开钻次序	套管尺寸 mm	设计说明
一 开	273.1	封固地表疏松地层，防止井口坍塌； 保护浅层水； 安装井控装置，预防井喷； 悬挂生产套管。
二 开	139.7	封隔目的层； 完井要求。

3.1.3.5 钻井进度

葡萄花油层井钻井进度计划见表 3-1-8。

表 3-1-8 葡萄花油层井钻井进度计划表

开钻次数	钻头尺寸 (mm)	井段 (m~m)	施 工 项 目		累计 时间 d-h
			内 容	时间 d-h	
一开	342.9	0~240	钻进、接单根、起下钻、辅助等	0-12	0-12
		240	下表层套管、固井、候凝、安装井控装置等	2-0	2-12
二开	215.9	240~1565	钻进、接单根、起下钻、辅助等	3-0	5-12
		1565	电测、通井、下生产套管、固井、候凝、测声变等	4-0	9-12
注 1：定向井钻井周期增加 1.0d；					
注 2：井深每增加或减少 50m，钻井周期相应增加或减少 0.2d；					
注 3：若井壁取心，钻井周期增加 1.0d。					

3.1.4 采油工程方案

3.1.4.1 完井方式选择

根据油藏工程方案，考虑到储层物性和砂体发育较差，同时结合本区块开发实际，设计本次 103 口油井和 5 口注水井采用套管固井射孔方式完井。

3.1.4.2 对钻井、固井工程的要求

(1) 完钻井深：设计井开发目的层为葡萄花油层，所有设计井需钻穿葡萄花油层，留足 18m 以上沉砂口袋；

(2) 固井质量：井身质量符合《固井技术规定》，固井水泥返高至地面；

(3) 为确保套管不受损坏，油层套管强度设计应满足各项措施载荷需求，考虑到套管寿命及地下流体对套管的腐蚀，同时保护地表水，要求下表层套管。为便于测试、射孔等工序校深，在油层上部 20m 下入 3-5m 左右套管短节，规格、钢级与油层套管一致；

(4) 完钻后，要求钻井公司安装防盗井口帽，保证井口帽完好，确保井底不落异物。

3.1.4.3 储层保护措施

(1) 钻井过程中要使用与储层配伍的钻井液，严格控制钻井液密度，调整好钻开油层钻井液性能，滤失量不大于 4mL，并尽量缩短钻井周期，减少对储层伤害；

(2) 射孔投产井设计采用与储层配伍的优质射孔液，应用负压射孔、复合射孔等工艺提高完善程度；

(3) 考虑储层具有水敏特征，要求射孔液、压裂液在满足与储层岩石和流体配伍要求同时，考虑防膨措施；

(4) 油井射孔、压裂要在投产准备就绪后方可实施，尽量缩短完井施工周期；

(5) 配注水、注入水水质满足水质标准要求，结合区块储层中等偏强速敏特点，要控制注水井的注入速度；

(6) 采油生产过程中要确定合理工作制度，注意保持合理生产压差开采，防止过度脱气；

(7) 井下作业及增产增注过程应选取与地层流体配伍的入井液，作业过程中尽可能采用不压井作业，各工序紧凑配合，缩短压井时间。

(1) 采油方式

本次试验 18 口油井全部采用抽油机举升方式采油，其中，3 口水平井采油初期采用拉油方式，生产时间约 6~12 个月。后期采油密闭管道集输方式（储油装置和集油管道同时建设）。

(2) 油井清防蜡方式

该区块油井清防蜡技术采用以固体清防蜡器为主，洗井清防蜡为辅，在一个检泵周期内，固体清防蜡器失效后，采取化学清防蜡。

化学防蜡采用水溶型清防蜡剂，主要由水和多种表面活性剂组成，水基清防蜡剂中的表面活性剂被吸附在金属表面（如井壁、抽油杆），通过表面活性剂的润湿反转作用使结蜡表面反转为亲水性表面，不利于石蜡在表面上沉积，同时能渗入松散结合的蜡晶缝隙里，使蜡分子之间的结合力减弱，从而导致蜡晶分散于油流中。

水基清防蜡剂主要采用井口点滴加药技术，把加药箱中水基清蜡剂，通过供液泵的抽汲、增压，经过井口连接流程，均匀连续泵入井内。依靠水基清蜡剂清蜡和防蜡功能，抑制蜡晶形成、清除蜡块，保证油井正常生产。

3.2 现有区块回顾性分析

本工程芳 17-芳 507 区块位于大庆油田有限责任公司第八采油厂，黑龙江省肇州县境内，松辽盆地中央坳陷区三肇凹陷宋芳屯鼻状构造北部斜坡上，开采层位为葡萄花油层葡 I 组，动用含油面积 40.4km²，地质储量 1338.3×10⁴t。区块位于宋芳屯油田北部，断层以北西向为主，频度 1.5 条/km²，以三角洲内前缘沉积为主，分上、下两个砂岩组，9 个小层，13 个沉积单元。主要发育分流河道砂及河间砂，分流河道砂呈窄条带枝网状连续展布，宽度 150~200m，河间砂分布于河道之间，局部连片分布。平均单层有效厚度 0.9m，平均孔隙度 21.3%，平均空气渗透率 97.7×10⁻³ μm²，为中孔、中渗透储层，油藏类型为构造-岩性油藏。

本次产能涉及 148 口油水井，本次基建油井 103 口其中 98 口油井采用单管环状掺水集油流程、5 口油井采用电加热集油流程，充分依托已建集油系统能力，就近搭接至已建阀组间。本次区块位于八厂宋一联管辖范围内，涉及水驱转油站 4 座。本次规划基建油井 18 口进入芳 407 转油站，54 口进入芳 507 转油站、16 口进入芳 707 转油站、15 口新井由芳 6 转油站调头接入芳 707 转油站，充分依托已建站剩余能力。

区块内均为已建井，井场均建有通井路、井排路，油井建有集输管道（本工程需要

部分新建），水井转抽油机井本工程需要新建集输管线，油井区域地面系统建有较为完善的油、气、水、电等工程，现有油井依托场站为芳 407 转油站、芳 507 转油站、芳 707 转油站、芳 6 转油站、宋一联合站，依托场站及环保设施正常运行。

根据现场调查，油井作业污水用罐车回收拉运至宋一联合站含油污水处理站，达标后回注地下不外排；根据对区域四周噪声监测结果，噪声值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准值；作业时作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，及时回收送至宋芳屯含油污泥处理站处理，防渗布委托资质单位处理，项目排放污染物均能达标排放。区块内已建井场施工临时占地均已恢复，井场周围均为耕地（基本农田）、草地（非基本草原），项目无原有环境问题；井场地面符合设计要求，作业井场比较清洁，临时占地均进行了平整且已恢复自然状态。

3.3 依托工程分析

3.3.1 依托工程环境影响评价及竣工验收情况

本工程依托的场站包括芳 407 转油站、芳 507 转油站、芳 707 转油站、芳 6 转油站、宋一联合站、宋芳屯含油污泥处理站、宋二联压裂返排液无害化处理站以及第八采油厂工业固废填埋场等，具体的环保手续见表 3-3-1。

表3-3-1 项目依托场站环保手续一览表

依托场站名称	环评文件	环评批复	竣工环境保护验收文件	验收文号
芳 407 转油站	宋芳屯油田芳 407 加密区块产能建设工程	绥环函 [2018]187 号	宋芳屯油田芳 407 加密区块产能建设工程竣工环境保护验收报告	2020 年 4 月通过自主验收
芳 507 转油站	宋芳屯油田芳 14-4 区块 2015 年产能建设工程	庆环审 [2015]81 号	宋芳屯油田芳 14-4 区块 2015 年产能建设工程竣工环境保护验收报告	2019 年 2 月通过自主验收
芳 707 转油站	宋芳屯油田芳 14-4 区块 2015 年产能建设工程	庆环审 [2015]81 号	宋芳屯油田芳 14-4 区块 2015 年产能建设工程竣工环境保护验收报告	2019 年 2 月通过自主验收
芳 6 转油站	宋芳屯油田北部芳 6 区块葡萄花油层加密调整产能建设地面工程	庆环审(2017) 176 号	宋芳屯油田北部芳 6 区块葡萄花油层加密调整产能建设地面工程竣工环境保护验收报告	2019 年 12 月通过自主验收
宋一联合站	第八采油厂宋一联污水站技术改造工程	庆环建字 [2010]62 号	第八采油厂宋一联污水站技术改造工程竣工环境保护验收报告表	庆环验[2011]210 号
宋芳屯含油污泥处理站	宋芳屯油田北部芳 6 区块葡萄花油层加密调整产能建设地面工程	庆环审(2017) 176 号	宋芳屯油田北部芳 6 区块葡萄花油层加密调整产能建设地面工程竣工环境保护验收报告	2019 年 12 月通过自主验收

大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站	黑龙江省大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理项目	庆环审(2020)155 号	黑龙江省大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理项目竣工环境保护验收监测报告	2022 年 4 月通过自主验收
宋二联压裂返排液无害化处理站	宋芳屯油田芳 808、809 区块产能建设工程	庆环审(2015)192 号	宋芳屯油田芳 808、809 区块产能建设工程竣工环境保护验收报告	2019 年 12 月通过自主验收
第八采油厂工业固废填埋场	第八采油厂工业固废填埋场工程	庆环建(2011)171 号	第八采油厂工业固废填埋场工程	庆环验(2014)38 号

3.3.2 依托工程能力核实

本工程依托场站主要为芳 507 转油站、芳 707 转油站、芳 6 转油站、芳 407 转油站、宋一联合站、宋芳屯含油污泥处理站、宋二联压裂返排液无害化处理站以及第八采油厂工业固废填埋场等,项目区块与依托计量间、转油站、联合站等场站位置关系见图 3-3-1。

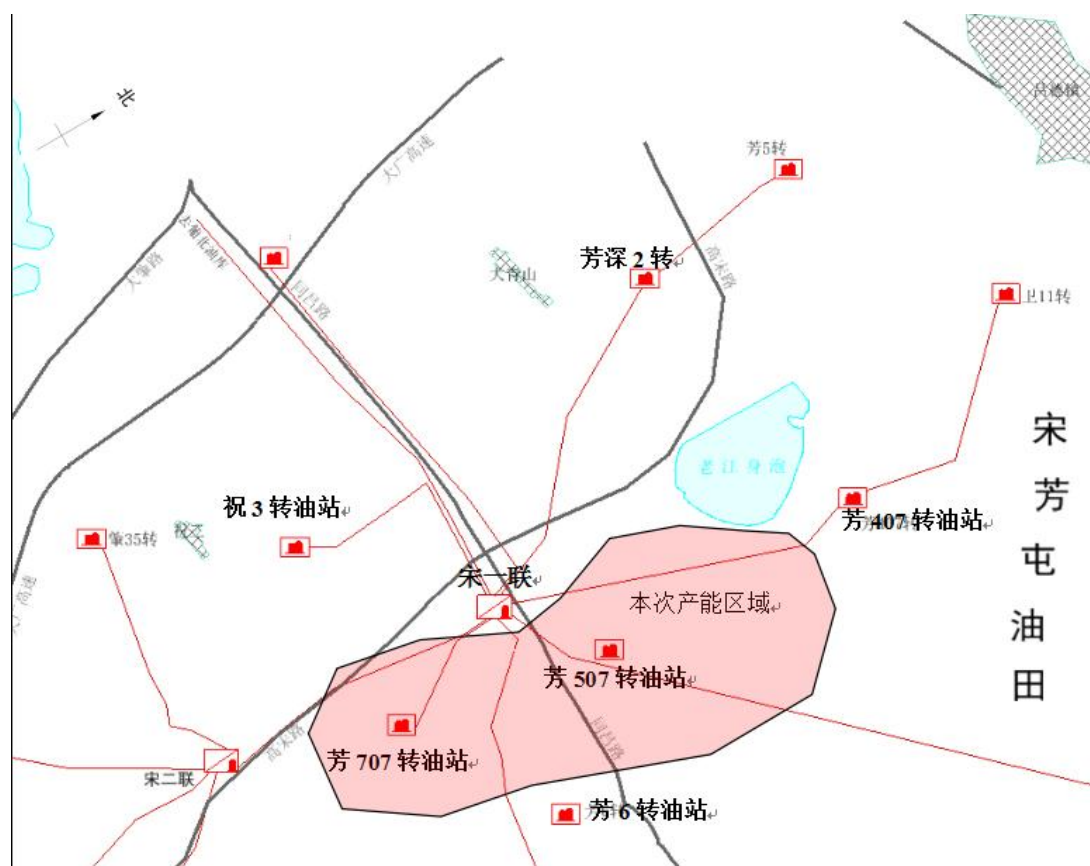


图 3-3-1 项目区块与依托场站位置关系图

3.3.2.1 芳 507 转油站

芳 507 转油站始建于 1995 年,站内采用“三合一”处理工艺,设有 2 台“三合一”设备,单台设计能力为 4300t/d,总设计能力为 8600t/d,含水油外输至宋一联合站。芳 507 转油站含水油外输至宋一联脱水站,外输管道 2020 年建设,全长 2.9km,外输线规格为 $\Phi 159 \times 6$,管道设计压力等级为 4.0MPa。

目前管辖油井 208 口，集油阀组间 10 座，外输泵设计规模为 $60\text{m}^3/\text{h}$ ，负荷率 75.2%，掺水泵设计规模为 $200\text{m}^3/\text{h}$ ，负荷率 68.5%，掺水炉设计规模为 5.5MW，负荷率 84.4%。根据开发方案，本工程共 54 口油井产液进入该站，投产后本站新增处理量为 97.2t/d，主要设备及能力情况表见表 3-3-1—表 3-3-3，工艺流程见图 3-3-2。

表 3-3-1 芳 507 转油站主要设备及能力情况表

设备名称	规格型号	数量	投产时间	设计能力		目前负荷率	加入本次产能后负荷率
				单台	合计		
三合一	$\Phi 3.6 \times 16\text{m}$	2 台	1995 年	4300t/d	8600t/d	50.7%	63.9-65.8%
外输泵	DY46-50 $\times$ 4	3 台	2019 年	$Q=30\text{m}^3/\text{h}$, $H=200\text{m}$	$60\text{m}^3/\text{h}$	75.2%	92.1-102.9%
掺水泵	DF100-67 $\times$ 4	3 台	2019 年	$Q=100\text{m}^3/\text{h}$, $H=268\text{m}$	$200\text{m}^3/\text{h}$	68.5%	87.4-90.2%
外输炉	XG0350-Y/1.6-Q	2 台	2008 年	0.35MW	掺水 5.5MW 外输 0.7MW	84.4%	88.6-91.4%
1#掺水炉	2.5MW 加热缓冲装置-42584	1 台	2015 年	2.5MW			
2#掺水炉	$\Phi 3000 \times 13800$	1 台	1995 年	1.5MW			
3#掺水炉	FXZ1500-SY/1.6	1 台	2002 年	1.5MW			

注：三合一为 1 台检修时的负荷率。掺水炉的负荷率冬季全运时

表 3-3-2 芳 507 转油站新老井产量预测表

分类	年份	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
已建老井	液量 (t/d)	1085	1107	1129	1152	1175	1198	1222	1247	1272	1297
	油量 (t/d)	158	142	128	115	104	93	84	76	68	61
本次新井	液量 (t/d)	184	195	166	156	151	148	148	150	155	162
	油量 (t/d)	96	96	77	65	58	53	49	45	42	40
合计	液量 (t/d)	1269	1302	1295	1308	1325	1346	1370	1397	1427	1459
	油量 (t/d)	254	238	205	181	162	146	133	121	110	101

表 3-3-3 芳 507 转油站设备能力核实情况表

时间 (年)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
处理液量 (t/d)	5600.7	5633.4	5492.2	5504.8	5522.6	5543.4	5567.2	5594.2	5623.9	5656.4
三合一负荷率 (%)	65.1	65.5	63.9	64.0	64.2	64.5	64.7	65.0	65.4	65.8
三合一负荷率 (%) 夏季单台检修	120.7	121.5	118.2	118.5	118.9	119.4	119.9	120.6	121.3	122.0
外输液量 (m^3/h)	52.9	54.2	54.0	54.5	55.2	56.1	57.1	58.2	59.4	60.8
外输泵负荷率 (%)	92.1	94.1	93.1	93.6	94.5	95.7	97.2	98.9	100.8	102.9

时间（年）	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
冬季掺水量（m ³ /h）	180.5	180.5	174.9	174.9	174.9	174.9	174.9	174.9	174.9	174.9
掺水泵负荷率（%）	90.2	90.2	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4
掺水加热负荷（MW）	5.0	5.0	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9
掺水炉全运负荷率（%）	91.4	91.4	88.6	88.6	88.6	88.6	88.6	88.6	88.6	88.6
外输加热负荷（MW）	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5
外输炉负荷率（%）	55.3	57.2	57.7	58.9	60.2	61.6	63.1	64.7	66.4	68.2

根据能力核实，本次产能进入后，“三合一”负荷率增加至 63.9~65.8%（2023~2032 年），可满足本工程依托要求。该站三合一单台检修负荷率区间为 118.2%~122%，外输泵最高负荷率区间为 92.1%~102.9%，均略有不足，届时根据实际生产情况，结合其它项目进行考虑，本次工程不予更新。

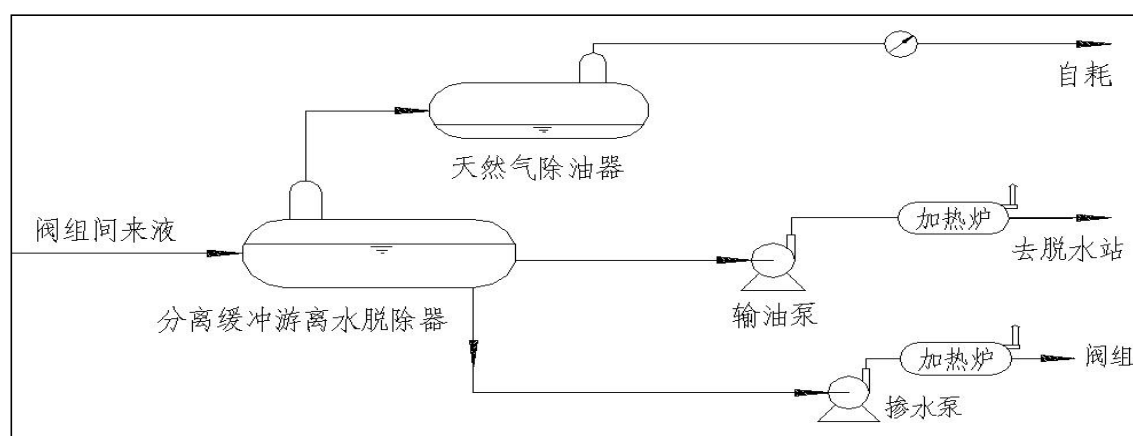


图 3-3-2 芳 507 转油站工艺流程图

3.3.2.2 芳 707 转油站

芳 707 转油站始建于 2012 年，站内采用“四合一”处理工艺，设有 3 台“四合一”设备，其中 2 台单台设计能力为 2000t/d、1 台设计能力为 1500t/d，总设计能力为 5500t/d，含水油外输至宋一联合站。芳 707 转油站含水油外输至宋一联合脱水站，外输管道 1993 年建设，全长 5.5km，外输线规格为 $\Phi 114 \times 4.5$ ，管道设计压力等级为 4.0MPa。

目前管辖油井 130 口，集油阀组间 8 座，外输泵设计规模为 35m³/h，负荷率 44.1%，掺水泵设计规模为 126m³/h，负荷率 55.8%，加热负荷设计规模为 7MW，负荷率 30.3%。根据开发方案，本工程共 16 口油井产液进入该站，投产后本站新增处理量为 28.8t/d，主要设备及能力情况见表 3-3-4—表 3-3-6，工艺流程见图 3-3-3。

表 3-3-4 芳 707 转油站主要设备及能力情况表

设备名称	规格型号	数量	投产时间	设计能力		目前负荷率	加入本次产能后负荷率
				单台	合计		
四合一	$\Phi 4000 \times$	2 台	2012 年	处理：2000t/d	5500t/d	58.8%	62.7~65.2%

设备名称	规格型号	数量	投产时间	设计能力		目前负荷率	加入本次产能后负荷率
				单台	合计		
	$\phi 4000 \times 18000\text{mm}$	1 台	2015 年	加热: 2.5MW			
				处理: 1500t/d			
				加热: 2.0MW			
外输泵	DY35-50 $\times$ 3	2 台	2022 年	Q=30m ³ /h H=150m	30m ³ /h	35%	77.0-87.6%
掺水泵	DG80-50 $\times$ 5	2 台	2015 年	Q=80m ³ /h H=250m	126m ³ /h	55.8%	63.8%
	DG46-50 $\times$ 5	1 台	2012 年	Q=46m ³ /h H=250m			

表 3-3-5 芳 707 转油站新老井产量预测表

分类	年份	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
已建老井	液量 (t/d)	480	490	500	510	520	531	542	552	564	575
	油量 (t/d)	62	56	50	45	41	36	33	29	26	24
本次新井	液量 (t/d)	54	58	49	46	45	44	44	45	46	48
	油量 (t/d)	28	28	23	19	17	16	14	13	13	12
合计	液量 (t/d)	535	547	549	556	565	574	585	597	610	623
	油量 (t/d)	91	85	73	65	58	52	47	43	39	35

表 3-3-6 芳 707 转油站设备能力核实情况表

时间 (年)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
处理液量 (t/d)	2462.9	2475.9	2477.3	2484.5	2493.2	2502.9	2513.6	2525.3	2537.9	2551.4
四合一负荷率 (%)	62.7	63.0	63.1	63.3	63.5	63.8	64.1	64.4	64.8	65.2
单台检修										
外输液量 (m ³ /h)	23.1	23.6	23.5	23.8	24.1	24.4	24.8	25.3	25.8	26.3
外输泵负荷率 (%)	77.0	78.7	78.5	79.2	80.2	81.4	82.7	84.2	85.9	87.6
冬季掺水量 (m ³ /h)	80.4	80.4	80.4	80.4	80.4	80.4	80.4	80.4	80.4	80.4
掺水泵负荷率 (%)	63.8	63.8	63.8	63.8	63.8	63.8	63.8	63.8	63.8	63.8
四合一总加热负荷 (MW)	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.4	2.4	2.4	2.4
四合一总加热负荷率 (%)	33.0	33.2	33.2	33.3	33.4	33.5	33.6	33.7	33.8	33.9

根据能力核实,本次产能进入后,“四合一”负荷率增加至 62.7-65.2% (2023-2032 年),可满足本工程依托要求。

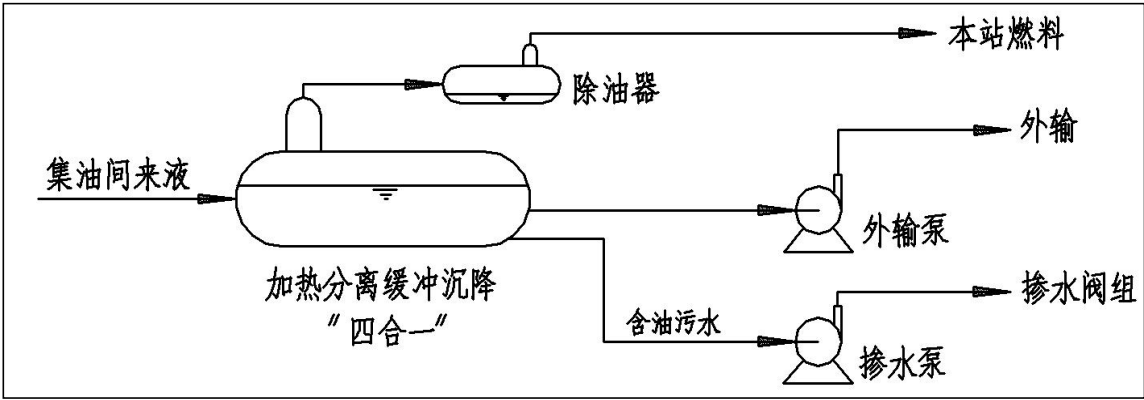


图 3-3-3 芳 707 转油站工艺流程图

3.3.2.3 芳 6 转油站

①转油站

芳 6 转油站始建于 2006 年，站内采用“四合一”处理工艺，设有 3 台“四合一”设备，单台设计能力为 2500t/d，总设计能力为 7500t/d，含水油外输至宋一联合站。芳 6 转油站含水油外输至宋一联脱水站，外输管道 2010 年建设，全长 5.7km，外输线规格为Φ159×6，管道设计压力等级为 2.5MPa。

目前管辖油井 263 口，集油阀组间 14 座，预留 1 个阀组。外输泵设计规模为 90m³/h，负荷率 55.4%，掺水泵设计规模为 180m³/h，负荷率 79.2%，加热负荷设计规模为 9MW，负荷率 55.3%。根据开发方案，本工程共 15 口油井产液进入该站，投产后本站新增处理量为 27t/d，主要设备及能力情况表见表 3-3-7—表 3-3-8，工艺流程见图 3-3-4。

表 3-3-7 芳 6 转油站主要设备及能力情况表

设备名称	规格型号	数量	投产时间	设计能力		目前负荷率	加入本次产能后负荷率
				单台	合计		
“四合一”	Φ4000×18028	台	2	2500t/d, 2.0MW	7500t/d	58.2%	61.5-64.2%
	Φ4000×18028	台	1	2500t/d, 2.5MW			
二合一	Φ3424×18024	台	1	2.0MW	/	/	/
外输泵	DY30-50×3	台	3(1 备)	Q=30m ³ /h H=150m	60m ³ /h	55.4%	71.3-84.1%
掺水泵	DG120-67×4	台	1	Q=80m ³ /h H=240m	180m ³ /h	79.2%	83.7%
	DG100-40×6	台	2	Q=100m ³ /h H=240m			

表 3-3-8 芳 6 转油站能力核实情况表

年度	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
处理液量 (t/d)	4609.1	4630.2	4651.6	4673.6	4695.9	4718.7	4741.9	4765.7	4789.9	4814.5
四合一单 台检修负 荷率 (%)	105.2	105.8	106.3	106.8	107.4	108.0	108.5	109.1	109.7	110.4
外输液量 (m ³ /h)	42.8	43.5	44.3	45.1	45.9	46.8	47.7	48.6	49.5	50.5
外输泵负 荷率 (%)	71.3	72.6	73.8	75.2	76.5	78.0	79.4	81.0	82.5	84.1
掺水量 (m ³ /h)	150.6	150.6	150.6	150.6	150.6	150.6	150.6	150.6	150.6	150.6
掺水泵负 荷率 (%)	83.7	83.7	83.7	83.7	83.7	83.7	83.7	83.7	83.7	83.7
冬季总加 热负荷 (MW)	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
冬季四合 一加热负 荷率 (%)	56.9	57.0	57.0	57.1	57.2	57.3	57.3	57.4	57.5	57.6

根据能力核实,本次产能进入后,“四合一”负荷率增加至 61.5-64.2% (2023-2032 年),可满足本工程依托要求。

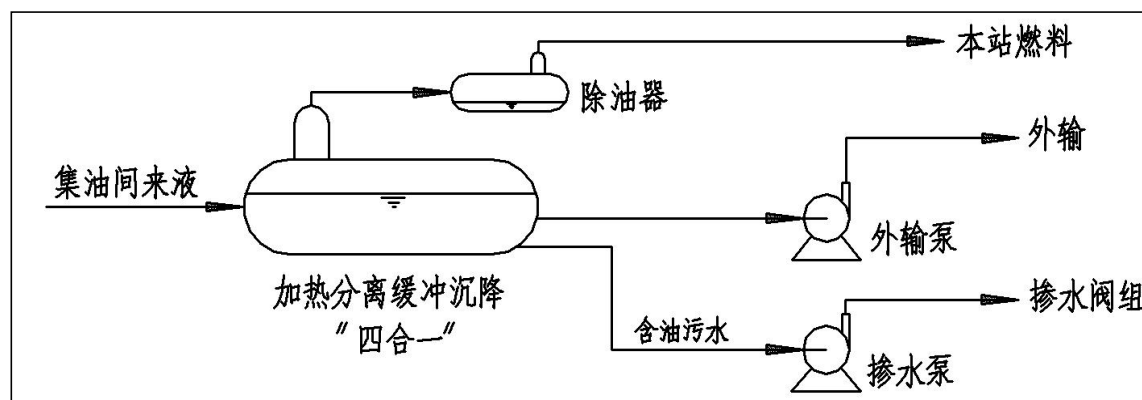


图 3-3-4 芳 6 转油站工艺流程图

②注水站

本站设计规模为 2600m³/d, 实际负荷 1300m³/d, 根据开发方案, 本次 1 口水井经过进入本站, 投产后本站新增处理量为 15m³/d, 负荷率增加至 78.1-83.4% (2023-2032 年), 可满足本工程依托要求。计入新增水量后, 注水站负荷率预测见表 3-3-9。

表 3-3-9 芳 6 注水站负荷预测表

年份	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
老井注水量(m ³ /d)	1979	2058	2117	2117	2097	2097	2077	2077	2067	2057
升斜 2405 注水量(m ³ /d)	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
本次新井注水量(m ³ /d)	15	15	15	15	14	14	14	14	14	13
总注水量(m ³ /d)	2030	2109	2168	2168	2147	2147	2127	2127	2117	2106
负荷率(%)	78.1	81.1	83.4	83.4	82.6	82.6	81.8	81.8	81.4	81.0

3.3.2.4 芳 407 转油站

①转油站

芳 407 转油站始建于 2004 年，站内采用“四合一”处理工艺，设有 3 台“四合一”设备，单台设计能力为 2400t/d，总设计能力为 7200t/d，含水油外输至宋一联合站。芳 407 转油站至宋一联合站外输油管道长 10.3km，设计压力 4.0MPa。

目前管辖油井 289 口，集油阀组间 10 座，预留 4 个阀组。外输泵设计规模为 130m³/h，负荷率 82.7%，掺水泵设计规模为 215m³/h，负荷率 73.4%，加热负荷设计规模为 8MW，负荷率 82.5%。根据开发方案，本工程共 18 口油井产液进入该站，投产后本站新增处理量为 32.4t/d，主要设备及能力情况表见表 3-3-10—表 3-3-12，工艺流程见图 3-3-5。

表 3-3-10 芳 407 转油站主要设备及能力情况表

设备名称	规格型号	数量	投产时间	设计能力		目前负荷率	加入本次产能后负荷率
				单台	合计		
加热分离缓冲	Φ4000×20032	2 台	2004 年	处理：2400t/d	7200t/d	83.3%	88.5-89.7%
		1 台	2005 年	处理：2400t/d			
外输泵	DY85-50×9	2 台	2022 年	Q=80m ³ /h H=400m	130m ³ /h	82.7%	71.3-84.1%
	DY46-50×9	1 台	2022 年	Q=50m ³ /h H=400m			
掺水泵	DYGA115-48×5	2 台	2015 年	Q=115m ³ /h H=240m	215m ³ /h	73.4%	83.7%
	DY100-48×5	1 台	2019 年	Q=100m ³ /h H=240m			

表 3-3-11 芳 407 转油站新老井产量预测表

分类	年份	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
已建油井	液量(t/d)	925	944	952	971	991	991	991	991	991	991
	油量(t/d)	208	187	164	147	131	117	105	94	84	75
本次新井	液量(t/d)	61	65	55	52	50	49	49	50	52	54
	油量(t/d)	32	32	26	22	19	18	16	15	14	13
合计	液量(t/d)	987	1009	1007	1023	1041	1040	1040	1041	1043	1045
	油量(t/d)	240	219	189	168	151	135	121	109	98	88

表 3-3-12 芳 407 转油站能力核实情况表

时间（年）	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
处理液量（t/d）	4245.8	4268.3	4266.0	4282.2	4300.4	4299.5	4299.5	4300.3	4301.9	4304.2
四合一单台检修负荷率（%）	88.5	88.9	88.9	89.2	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.7
外输液量（m ³ /h）	43.3	44.1	43.7	44.2	44.8	44.6	44.5	44.4	44.4	44.4
外输泵负荷率（%）	86.7	88.2	87.4	88.4	89.6	89.2	88.9	88.8	88.7	88.7
掺水量（m ³ /h）	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0
掺水泵负荷率（%）	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7
冬季总加热负荷（MW）	7.1	7.1	7.1	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2
冬季四合一加热负荷率（%）	88.7	89.1	89.3	89.7	90.1	90.1	90.2	90.3	90.4	90.5

根据能力核实，本次产能进入后，“四合一”负荷率增加至 88.5-89.7%（2023-2032 年），可满足本工程依托要求。

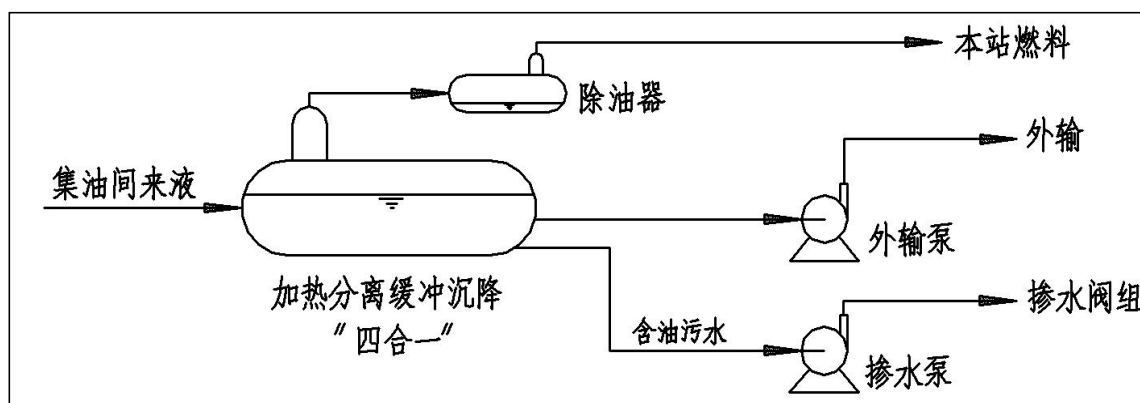


图 3-3-5 芳 407 转油站工艺流程图

②注水站

本站设计规模为 2600m³/d，实际负荷 1300m³/d，根据开发方案，本次 9 口水井经过芳 407-8、407-10 配水间进入本站，投产后本站新增处理量为 135m³/d，负荷率增加至 82.1-83.3%（2023-2032 年），可满足本工程依托要求。计入新增水量后，注水站负荷率预测见表 3-3-13。

表 3-3-13 芳 407 注水站负荷预测表

年份	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
老井注水量（m ³ /d）	1945	1952	1957	1964	1971	1978	1985	1985	1985	1985
升斜 2405 注水量（m ³ /d）	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
本次新井注水量（m ³ /d）	135	135	135	135	126	126	126	126	126	117
总注水量（m ³ /d）	2134	2141	2146	2153	2151	2158	2165	2165	2165	2156
负荷率（%）	82.1	82.3	82.5	82.8	82.7	83.0	83.3	83.3	83.3	82.9

3.3.2.5 宋一联合站

宋一联合站始建于 1987 年，接收处理采油八厂 10 座转油站（祝 3、芳 3、芳 5、芳深 2、卫 11、芳 407、芳 507、芳 6、芳 707、升 2）、2 座转油放水站（升一联、徐三

联) 的含水油, 含水油脱水后外输。同时还接收采油八厂宋二联、采油十厂朝一联、榆林油田榆二联及周边中亚、华油、方兴公司的净化油, 是大庆外围油田原油输送枢纽站。

(1) 转油脱水站

宋一联脱水站采用“游离水+电脱水”两段脱水工艺。站内设有 3 台游离水脱除器, 其中 2 台单台设计能力为 10000t/d、1 台设计能力为 4000t/d, 总设计能力为 24000t/d, 负荷率 72.7%; 设有 2 台电脱水器, 单台设计能力为 2150t/d, 总设计能力为 4300t/d, 负荷率 79.4%; 污水泵设计规模为 495m³/h, 负荷率 76.4%, 加热负荷设计规模为 9.6MW, 负荷率 68.8%。根据开发方案, 本工程 103 口油井产液进入该站, 投产后本站新增处理量为 185.4t/d, 主要设备及能力情况见表 3-3-14—表 3-3-16, 工艺流程见图 3-3-6。

表 3-3-14 宋一联脱水站主要设备及能力情况表

设备名称	规格型号	数量	投产时间	设计能力		目前负荷率	加入本次产能后负荷率
				单台	合计		
游离水脱除器	Φ 3.6×16m	2 台	1994 年	10000t/d	24000t/d	72.7%	87.2-88.4%
	Φ 3×9.6m	1 台	2023 年	4000t/d			
电脱水	Φ 4×16m	2 台	2010 年	2150t/d	4300t/d	79.4%	77.5-85.4%
脱水炉	FS3200-Y/6.3/	2 台	2004 年	3.2MW	6.4MW	38.6%	43.4-47.8%
外输炉	FS3200-Y/6.3/	1 台	2004 年	3.2MW	3.2MW	68.8%	74.4-80.3%
外输泵	KDY160-150×4	3 台	2020 年	Q=160m ³ /h H=600m	485m ³ /h	68.8%	74.4-80.3%
	KND165-150×4	2 台	2014 年	Q=165m ³ /h H=600m			
污水泵	KSY350-100	2 台	2020 年	Q=210m ³ /h H=89m	495m ³ /h	76.4%	77.9-92.2%
	PC180-75B	1 台	2008 年	Q=95m ³ /h H=52m			
		1 台	2023 年	Q=190m ³ /h H=100m			

表 3-3-15 宋一联脱水站产量预测表

项目	年份	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
转油站及放水站(含 23 年其他产能)	液量(t/d)	11953	11944	11882	11907	11969	12043	12025	12024	12040	12067
	油量(t/d)	3489	3145	2802	2517	2269	2042	1837	1655	1493	1346
本次产能	液量(t/d)	350	371	319	299	288	278	278	288	299	309
	油量(t/d)	185	185	144	124	113	103	93	82	82	72
合计	液量(t/d)	12303	12315	12201	12206	12257	12321	12303	12313	12339	12376

项目	年份	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
	油量 (t/d)	3674	3331	2947	2641	2382	2145	1929	1738	1575	1418
	外站净 化 (t/d)	7131	6684	6243	5901	5579	5167	4772	4377	4030	3757
	污水 (t/d)	8629	8984	9255	9565	9875	10176	10374	10575	10763	10958

表 3-3-16 宋一联脱水站主要设备负荷预测表

时间 (年)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	备注
一段处理 液量(t/d)	12303	12315	12201	12206	12257	12321	12303	12313	12339	12376	
游离水脱 除器 负荷率(%)	87.9	88.0	87.2	87.2	87.6	88.0	87.9	88.0	88.1	88.4	单台 检修
电脱水器 负荷率(%)	85.4	77.5	68.5	61.4	55.4	49.9	44.9	40.4	36.6	33.0	
脱水炉负 荷 (MW)	3.1	2.8	2.5	2.2	2.0	1.8	1.6	1.4	1.3	1.2	
脱水炉负 荷率 (%)	47.8	43.4	38.4	34.4	31.0	27.9	25.1	22.6	20.5	18.5	
外输油量 (m ³ /h)	518.1	480.2	440.6	409.6	381.7	350.6	321.3	293.2	268.7	248.1	
外输泵负 荷率 (%)	80.3	74.4	68.3	63.5	59.2	54.4	49.8	45.5	41.7	38.5	运 4 备 1
污水总量 (t/d)	8629	8984	9255	9565	9875	10176	10374	10575	10763	10958	
总沉降量 (m ³ /h)	359.5	374.3	385.6	398.5	411.5	424.0	432.3	440.6	448.5	456.6	
污水泵负 荷率 (%)	72.6	75.6	77.9	80.5	83.1	85.7	87.3	89.0	90.6	92.2	
污水沉降 罐沉降时 间 (h)	11.8	11.3	11.0	10.6	10.3	10.1	9.9	9.7	9.5	9.3	

根据能力核实，本次产能进入后，可满足本工程依托要求。

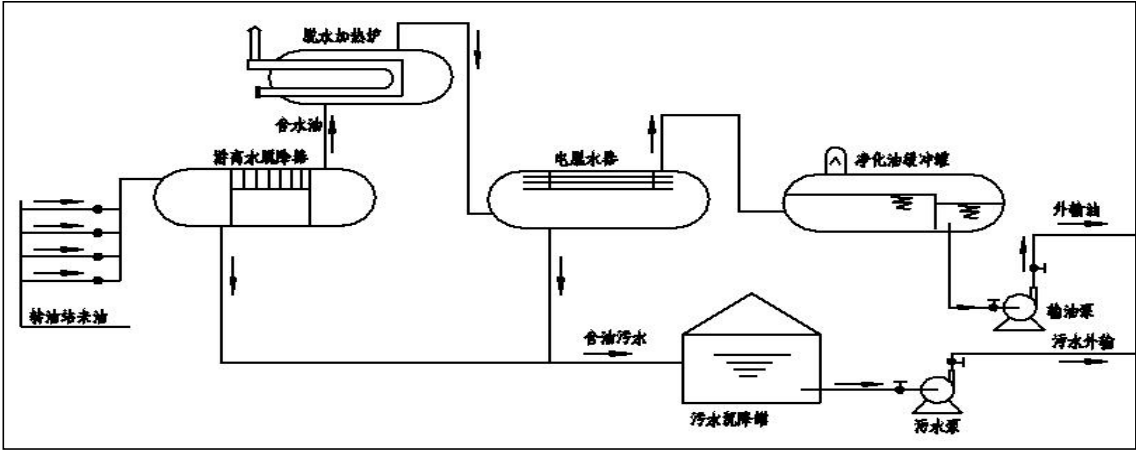


图 3-3-6 宋一联脱水站工艺流程示意图

②注水站

宋一联注水站分高（23MPa）、低（16MPa）两套注水压力系统，其中高压系统设计规模为 1400m³/d，低压系统设计规模为 3100m³/d。

本次 35 口水井经过芳 507-1、507-3、507-4、507-5、507-6、707-配水间 8 配水间、507-9 增压间、芳 6-12 增压间、芳 707-1 增压间、芳 707-4 增压间、芳 707-5 增压间配水间进入本站。本次共有 17 口新建注水井接至宋一联注水站低压系统，18 口新建注水井接至宋一联注水站高压系统，计入本次新井后，宋一联注水站低压系统负荷率 68.9%-75.9%，高压系统负荷率 85.8%-88.5%，满足本次开发需求。计入本次新井后，宋一联注水站高、低压系统负荷率预测分别见表 3-3-17、表 3-3-18。

表 3-3-17 宋一联注水站低压系统负荷率预测表

年份	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
老井注水量（m ³ /d）	710	710	715	734	763	767	768	772	824	825
新井注水量（m ³ /d）	255	255	255	255	238	238	238	238	238	221
总注水量（m ₃ /d）	965	965	970	989	1001	1005	1006	1010	1062	1046
负荷率（%）	68.9	68.9	69.3	70.6	71.5	71.8	71.9	72.1	75.9	74.7

表 3-3-18 宋一联注水站高压系统负荷率预测表

年份	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
老井注水量（m ³ /d）	2391	2417	2439	2468	2476	2479	2492	2482	2484	2490
新井注水量（m ³ /d）	270	270	270	270	252	252	252	252	252	234
总注水量（m ₃ /d）	2661	2687	2709	2738	2728	2731	2744	2734	2736	2724
负荷率（%）	85.8	86.7	87.4	88.3	88.0	88.1	88.5	88.2	88.3	87.9

③水质站

采用“锰砂除铁—精细过滤”的主工艺，设计处理规模 4200m³/d，实际处理量为 1220m³/d，负荷 29.0%，新增后负荷率为 30.3-38.6%，可以满足本项目依托要求，工艺流程见图 3-3-7。

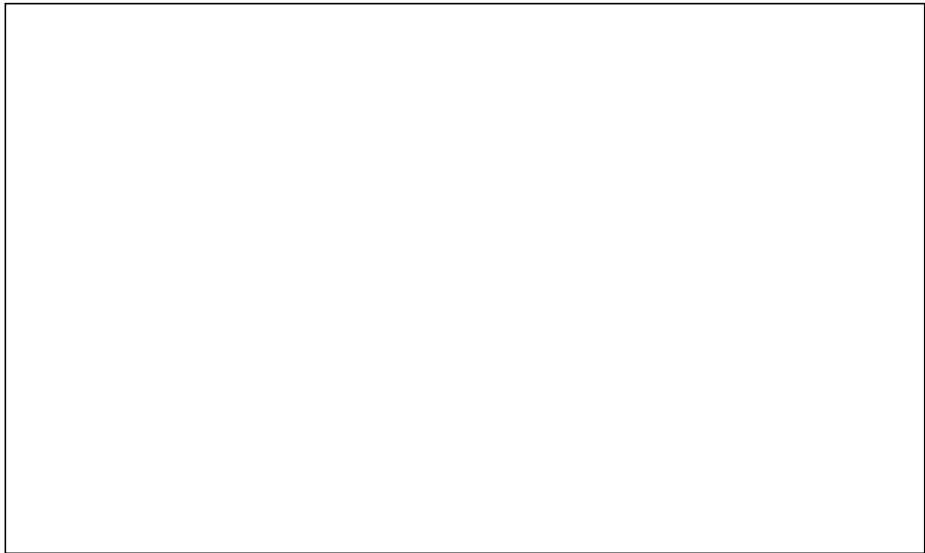


图 3-3-7 宋一联水质站处理工艺流程示意图

④污水站

采用“横向流除油—两级过滤”的主工艺，设计处理规模 $11000\text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理量为 $8420\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷 70.2%，新增后负荷率为 78.4–99.6%，可以满足本项目依托要求，工艺流程见图 3-3-8。

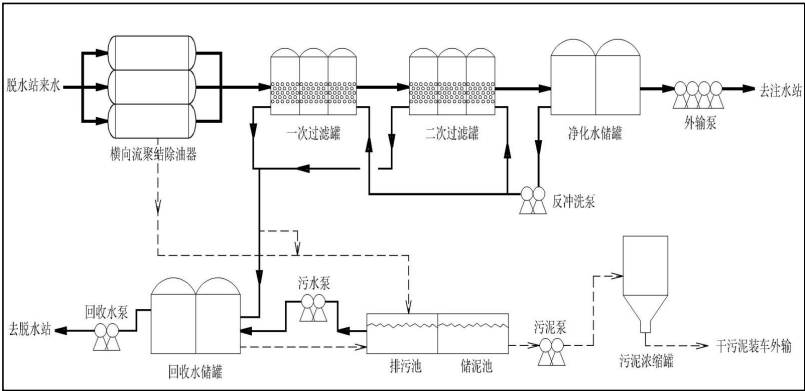


图 3-3-8 宋一联污水站处理工艺流程示意图

本次油井新增污水量全部进入宋一联联污水站处理，注水系统涉及的芳深 2 注、芳 3 注和宋一联注等 3 座注水站，也全部由宋一联污水站和水质站联合供水，计入本次新增水量后，宋一联水量平衡预测见表 3-3-19。

表 3-3-19 宋一联水量平衡预测表

年份		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
污水系统	污水量 (m^3/d)	8629.4	8984.4	9254.5	9565.1	9874.8	10176.0	10373.7	10574.8	10763.5	10957.8
	污水站负荷率 (%)	78.4	81.7	84.1	87.0	89.8	92.5	94.3	96.1	97.9	99.6
注水	宋一联注水站 (m^3/d)	1754	1784	1816	1815	1814	1763	1763	1763	1763	1763

年份	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
系统	芳深 2 注水站 (m ³ /d)	1939	1941	1963	1975	1987	1989	2011	2033	2055
	芳 407 注水站 (m ³ /d)	2134	2141	2146	2153	2151	2158	2165	2165	2156
	芳 6 注水站 (m ³ /d)	2030	2109	2168	2168	2147	2147	2127	2127	2106
	芳 3 注水站 (m ³ /d)	1177	1192	1215	1234	1254	1249	1249	1249	1249
	总注水量 (m ³ /d)	9034	9167	9308	9345	9353	9306	9315	9337	9329
清水系统	总清水补水量 (m ³ /d)	404.6	182.6	53.5	0	0	0	0	0	0
	水质站负荷率 (%)	9.6	4.3	1.3	0	0	0	0	0	0

3.3.2.6 宋芳屯含油污泥处理站

建设项目产生的含油污泥送宋芳屯含油污泥处理站进行调质、离心初步处理，该站采用预处理+调质+离心的处理工艺，处理能力 5m³/h（年运行 200 天，每天 24 小时，年最大处理量为 24000t），目前实际处理量约为 15360t/a，本工程运营期产生的含油污泥量约为 5.15t/a，污泥站新增污泥后负荷率为 64.02%。该站能力满足需要，不需扩建。主要工艺流程见图 3-3-9。

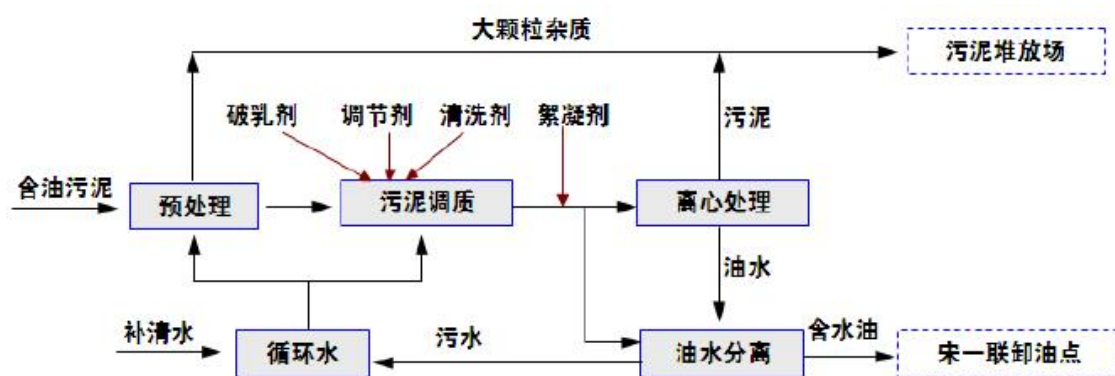


图 3-3-9 宋芳屯含油污泥处理站工艺流程图

3.3.2.7 大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理

大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站位于大庆市肇州县永乐镇郝家窝棚东南侧 690m 处，隶属于大庆油田水务工程技术有限公司，于 2020 年 12 月 31 日取得危险废物经营许可证（编号 2306212021，有效期自 2020 年 12 月 31 日至 2025 年 12 月 30 日），该站采用“密闭旋转蒸馏+冷凝分离”处理工艺，密闭旋转蒸馏炉最高加热温度在 370-410℃，采用天然气为燃料，设计处理含油污泥量为 4.0×10^4 t/a，

年运行 240d（24h/d），目前实际处理规模约为 112t/d，该站能力满足需要，处理后的脱油泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）控制限值，可以用作铺路。主要工艺流程见图 3-3-10。

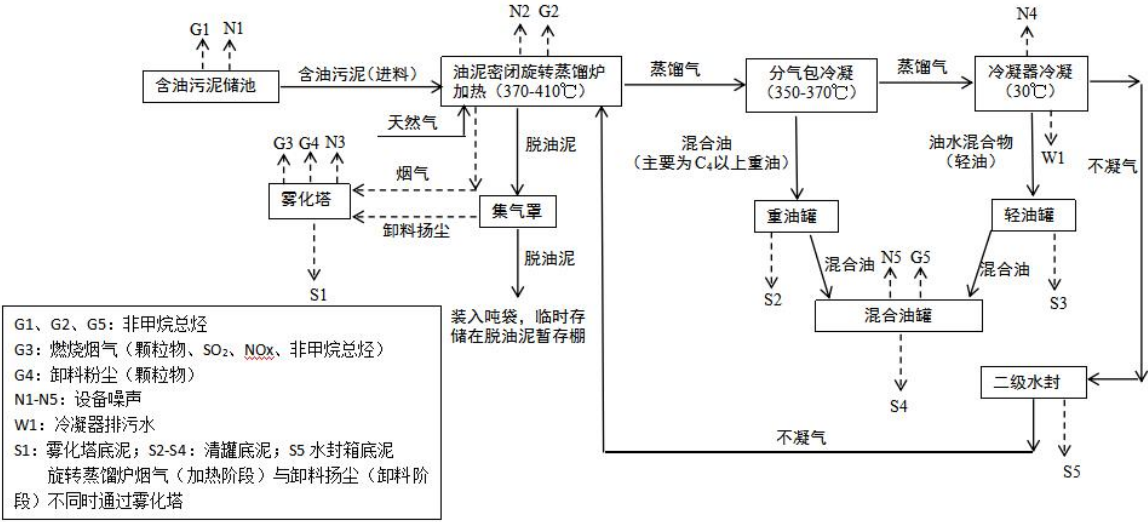


图 3-3-10 废矿物油及含矿物油废物无害化处理站工艺流程图

3.3.2.8 宋二联压裂返排液处理站

本项目产生的废压裂液由罐车收集后送至宋二联废压裂液处理站处理后回注，不外排。压裂过程产生的压裂返排液进入回收池内静沉后，大部分污油上浮，污泥则沉入池底，由压裂液处理装置提升泵从池内提升含油污水进行处理，处理后再外输至宋二联含油污水处理站，由含油污水处理站统一处理，处理后的污水满足“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”标准后回注油层。

压裂液处理站的规模为 $240\text{m}^3/\text{d}$ ，目前处理量为 $50\text{m}^3/\text{d}$ ，本工程每口井废压裂液产生量约 70m^3 ，本工程产生压裂返排液为 $4120\text{m}^3/\text{施工期}$ ，站内建有压裂返排液暂存池 5000m^3 ，由于压裂为滚动施工，目前压裂返排液暂存池剩余容积为 2000m^3 ，本工程产生的压裂返排液不会超过储池容量，施工期及时产生及时拉运至该站处理，能够满足工程需要。

3.3.2.9 第八采油厂工业固废填埋场

施工期产生的焊渣、边角料等一般工业固废运至第八采油厂工业固废填埋场处理，填埋场位于大庆市肇州县新福乡双龙山北侧 1.8km，乐业村东南 1.05km 处，占地 1.91hm^2 。

第八采油厂工业固废填埋场总容量为 11624m^3 ，目前实际容纳约 8800m^3 ，本工程产生的焊渣为 0.5t （ $<10\text{m}^3$ ），第八采油厂工业固废填埋剩余能力满足本工程新增固废处理要求。

3.3.3 依托场站污染物排放情况

3.3.3.1 废气

(1) 非甲烷总烃

目前，芳 507 转油站年处理油量为 $5.77 \times 10^4 \text{t}$ 、芳 707 转油站年处理油量为 $2.26 \times 10^4 \text{t}$ 、芳 6 转油站年处理油量为 $5.29 \times 10^4 \text{t}$ 、芳 407 转油站年处理油量为 $7.59 \times 10^4 \text{t}$ 、宋一联合站年处理油量为 $127.35 \times 10^4 \text{t}$ ，根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油（场站按 70% 计算），芳 507 转油站非甲烷总烃挥发量为 57.25t/a 、芳 707 转油站非甲烷总烃挥发量为 22.42t/a 、芳 6 转油站非甲烷总烃挥发量为 52.49t/a 、芳 407 转油站非甲烷总烃挥发量为 75.31t/a 、宋一联合站非甲烷总烃挥发量为 1263.57t/a ，共计 1471.04t/a 。

根据《宋芳屯油田芳 606 等区块产能建设工程竣工环境保护验收报告表》（监测时间 2019 年 11 月 8-9 日）中监测数据可知，宋一联合站厂界外 10m 处非甲烷总烃无组织排放浓度为 $0.81\text{--}0.96 \text{mg/m}^3$ ，可以满足《大气污染物综合排放标准》（GB16397-1996）中无组织排放监控浓度限值（ 4.0mg/m^3 ），同时满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.9 企业边界污染物控制要求限值 4.0mg/m^3 。

(2) 燃烧烟气

芳 507 转油站、芳 707 转油站、芳 6 转油站、芳 407 转油站、宋一联合站加热装置均采用天然气（油田伴生气）作为燃料，气源相同，均由宋一联提供，补给各转油站，根据 2022 年 12 月 20 日大庆油田水务环保研究院出具的各依托场站加热装置检测报告，芳 6 转油站 SO_2 浓度 $< 3 \text{mg/m}^3$ ， NO_x 浓度约为 $142\text{--}144 \text{mg/m}^3$ ，颗粒物浓度约为 $< 20 \text{mg/m}^3$ ；芳 507 转油站 SO_2 浓度 $< 3 \text{mg/m}^3$ ， NO_x 浓度约为 $152\text{--}156 \text{mg/m}^3$ ，颗粒物浓度约为 $< 20 \text{mg/m}^3$ ；芳 707 转油站 SO_2 浓度 $< 3 \text{mg/m}^3$ ， NO_x 浓度约为 $151\text{--}153 \text{mg/m}^3$ ，颗粒物浓度约为 $< 20 \text{mg/m}^3$ ；宋一联合站 SO_2 浓度 $< 3 \text{mg/m}^3$ ， NO_x 浓度约为 $103\text{--}144 \text{mg/m}^3$ ，颗粒物浓度约为 $< 20 \text{mg/m}^3$ 。可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉标准限值的要求，污染物核算取上述监测最大值进行核算。

依托场站大气污染物排放情况见表 3-3-20。

表3-3-20 依托场站烟气量及污染物排放量情况

名称	污染源名称	燃气量 (万 Nm ³ /a)	烟气量 (万 Nm ³ /a)	污染物排放情况 t/a		
				SO ₂	NO _x	颗粒物
芳 507 转油站	5 台加热装置 (2 台外输炉, 3 台掺水炉)	400.48	5446.53	0.49	7.08	0.86
芳 707 转油站	5 台加热装置 (2 台外输炉、3 台掺水炉)	177.18	2409.65	0.22	3.13	0.38
芳 6 转 油站	6 台加热装置 (3 台外输炉、3 台掺水炉)	367.31	4995.42	0.45	6.49	0.79
芳 407 转油站	6 台加热装置 (3 台外输炉、3 台掺水炉)	76.76	1043.94	0.09	1.36	0.17
宋一联 合站	8 台加热装置(2 台脱水炉、6 台掺水外输炉)	4412.11	60004.70	5.41	77.98	9.50
总计		5433.84	73900.24	6.66	96.04	11.7

3.3.3.2 废水

根据《宋芳屯油田芳 606 等区块产能建设工程竣工环境保护验收报告表》(监测时间 2019 年 11 月 8-9 日),对依托的宋一联合油污水处理站出水水质进行监测,监测结果见表 3-3-9。

表 3-3-9 污水站监测结果

监测点位	监测时间	含油量(mg/L)	悬浮物固体含量(mg/L)
宋一联合油污水处理站出口	2019.11.8	第一次	4.01
		第二次	3.20
		第三次	2.96
		第四次	3.05
	2019.11.9	第一次	4.10
		第二次	3.75
		第三次	3.25
		第四次	3.05

由上表可知,宋一联合油污水处理站出水水质可以满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L”标准限值。

各依托场站生活污水排入各场站已建防渗旱厕内,定期清掏用作农家肥。

3.3.3.3 噪声

依托场站噪声源均为站内加热装置以及各种机泵运行产生的噪声,根据现场调查,各场站输油泵、掺水泵、加热装置等设备均加设了减震基础,并且设有隔声门窗。

根据对依托场站厂界噪声进行监测,厂界昼间和夜间噪声值均可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准。

3.3.3.4 固体废物

依托的场站固体废物主要为场站油气处理系统在清淤过程中产生的含油污泥和宋一联污水站滤罐内滤料更换产生的废滤料。产生的含油污泥送宋芳屯含油污泥处理站进行调质、离心处理，处理后运至大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站进一步处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）中泥渣利用污染物控制限值；根据现场调查，污水站每 3~5 年对站内的滤罐进行滤料清洗更换，单次产生废滤料约 80t，更换的废滤料不在厂区内储存，委托大庆蓝星环保工程有限公司拉运处理。

本工程新增污泥依托宋芳屯含油污泥处理站初步处理，处理后运至大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站进一步处理，根据对该站 2021 年 11 月 24-25 日处理后泥渣（脱油泥）监测结果可知（监测报告见附件 3），脱油泥 pH：8.17-8.47，铜：44.2-47.3mg/kg；铅：16.9-19.8mg/kg；镉：0.2-0.3mg/kg；镍：37.1-42.1mg/kg；砷：1.74-1.89mg/kg；汞：0.342-0.355mg/kg；铬：37.1-42.5mg/kg；锌：76.8-78.1mg/kg；石油类：741-1164mg/kg；含水率：6.7-9.1%；2022 年 3 月 3 日对处理后脱油泥六价铬进行采样检测，六价铬未检出，均满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）控制限值，根据上述分析，本工程依托场站产生的污染物均能达到相应的排放标准。

3.3.3.5 依托场站储罐现状

依托场站站内储罐均为固定顶罐，包括储油装置、污水沉降罐和事故罐等。根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.2.3.2 固定顶罐要求“罐体应保持完好，不应有孔洞和裂隙；储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外应，密闭”，对站内储罐进行现场调查，罐体均无孔洞和裂隙，采样口等均处于密闭状态，同时罐体周围均设置了围堰，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的固定顶罐要求。

依托场站占地内环境清洁，站内道路两侧和院墙内均已绿化。在污染治理方面，废气均能达标排放，运行设备采取减振、隔声等有效措施后达标排放，废水处理达标后均回注油层；在环境管理方面，模范屯油田设置了环保组织机构，制定了可行的环境保护规章制度，建立了规范的环保档案，制定了可行的环境风险应急预案并定期组织演练。

综上，本工程依托场站污染物均能达标排放，对环境影响较小。

3.4 建设工程

3.4.1 原油集输工程

本项目共基建油水井 148 口，集油系统采用单管环状掺水工艺及电加热集油工艺，工艺见图 3-4-1，集输管道路由图见图 3-4-2—图 3-4-10，集输系统主要工程量见表 3-4-1。

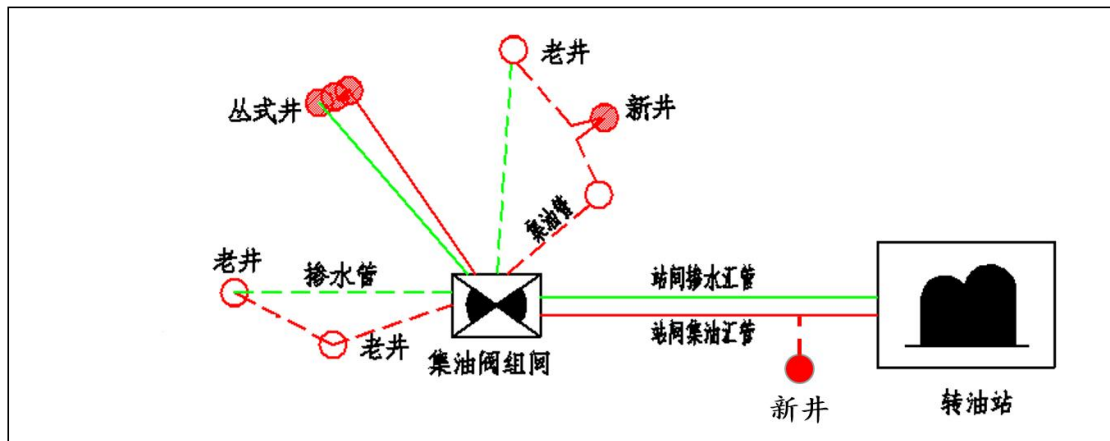


图 3-4-1 单管环状掺水集油及电加热集油工艺流程示意图

芳 17-芳 507 区块共基建油井 103 口，根据新井分布及平台辖井情况，本次产能油井位于芳 407、芳 507、芳 6、芳 707 转油站管辖范围内。规划将 103 口油井就近搭接进入已建 14 座集油阀组间（芳 407-8、芳 407-10、芳 507-1、芳 507-2、芳 507-3、芳 507-4、芳 507-6、芳 507-9、芳 507-11、芳 507-13、芳 6-12、芳 707-1、芳 707-4、芳 707-5）。

103 口油井中，73 口油井采用掺水集油工艺就近搭接已建集油环、25 口油井共新建 5 个集油环就近进入已建阀组间、5 口油井采用电加热集油工艺就近搭接已建阀组间总回油管道。

表 3-4-1 原油集输工程主要工程量表

序号	单 项 工 程 项 目 名 称	单位	数量
1	新建油井	口	103
2	新建单井集油掺水管道	km	25.45
3	新建站间集输管道	km	8.3
4	新建掺水控制装置	套	5
5	15kW 井口电加热器	台	2
6	新建集肤效应加热装置 30kW/km	km	0.18
7	公路穿越	处	19

3.4.2 道路工程

本次产能新建的油水井零散地分布于老江深泡以南、高宋路以东、杏升路南、北两

侧的广大区域内，区域面积 $6 \times 14 \text{ km}$ ，地类包括耕地和低洼草地。所建井位附近均有老井或井排路等，故只需在新井到现有井排路或老井之间建设通井路即可满足通车要求。

本次产能新建油水井 148 口，其中 107 口新钻油水井形成丛式井平台 32 座，水井单井代用井 1 口，18 座平台位于耕地内，14 座平台位于低洼地内，耕地独立井 1 口。其中，10 号、16 号为低洼地大平台，通过路面宽 3.5m 的砂石路挂接现有井排路上，全长 0.572km。26 号、27 号及 31 号平台为耕地大平台，通过路面宽 3m 的砂石路挂接现有井排路上，全长 0.421km。9 座平台是耕地小平台与现有老井组合成的大平台，通过路面宽 3m 的砂石路挂接于附近道路上，全长 2.909km。7 座平台是低洼地小平台与现有老井组合成的大平台，通过路面宽 3.5m 的砂石路挂接于附近道路上，全长 1.329km。低洼地内的独立井和小平台通过 4m 宽的土路挂接于现有老井或井排路上，全长 0.334km。耕地内的小平台通过 3.5m 宽的进井通道挂接于现有老井或井排路上，全长 0.484km。

主要工程量见表 3-4-2。

表 3-4-2 道路工程工程量汇总表

道路名称	长度 (km)	道路宽度 (m)		建设标准
		路基	路面	
低洼地大平台通井路	1.901	4.5	3.5	砂石
低洼地通井土路	0.334	4.0	--	土路
耕地大平台通井路	3.33	3.5	3	砂石
耕地井通道	0.484	3.5	--	土路
道路合计	6.049			

3.4.3 供配电工程

本区块 103 口油井电源由宋一联变、芳深 2 变已建 10kV 供电线路引接。新建 10kV 线路 2.4km，采用 LGJ-50 型导线，低洼地电杆加固，每口独立井或每座 4 口井及以下的平台配 1 座柱上变电站，共新建 36 座；12#平台距村屯在 300m 以内，需加装调压节能防窃电配电箱 1 面。主要工程量见表 3-4-3。

表 3-4-3 供配电工程主要工程量

序号	工程内容	单位	数量
1	井场柱上变	座	36
2	10kV 产能线路	km	2.4
3	线路无功补偿装置	kVar	1000
4	低压配电改造	项	5

3.4.4 临时工程

本工程为地面工程，管道施工时不设置施工营地和料场，管材和筑路材料拉运到施工现场进行施工，施工结束后进行场地清理，施工场地设置临时旱厕，定期清掏，用作

农家肥，施工结束清掏后进行清理并回填。

3.4.5 占地及取弃土情况

(1) 工程占地

本工程占地主要为施工期发生的临时占地和永久占地。本工程新增占地面积为 139.0876hm²，其中临时占地面积 131.8163hm²，永久占地面积 7.2713hm²，占地类型为耕地（包括基本农田）、交通运输用地、坑塘水面及未利用地（其他草地，非基本草原）。

项目 103 口油井均为新钻井，45 口水井中老井转注 40 口、新钻井 4 口、代用井 1 口，40 口老井转注井均已征占完毕，不计不此占地核算。新钻井临时占地面积为 100m×90m，平台每增加 1 口增加 20%，新钻油井永久占地面积为 30m×40m，平台每增加 1 口增加 200m²，新钻水井永久占地面积为 20m×30m，平台每增加 1 口增加 150m²。

根据《石油天然气工程项目用地控制指标》（国土资规〔2016〕14 号），新建集油掺水管线 25.45km、集肤电热管道 0.18km、单井注水管线 24.76km、更换站间管道 8.3km，施工作业面宽度为 8m；单座柱上变电站占地面积按 200m²（永久占地约 30m²，临时占地 170m²）计算，每口独立井或每座 4 口井及以下的平台配 1 座柱上变电站，共新建 36 座柱上变电站；新建 5.231km 通井砂石路、0.818km 通井土路。道路永久占地按道路长度×路基宽度计算。

本工程占地情况见表 3-4-4。

表 3-4-4 本工程新增占地类型、性质及面积 单位：hm²

序号	建设项目	临时占地		永久占地	
		耕地	草地(非基本草原)	耕地	草地(非基本草原)
1	井场	20.70	56.22	2.545	3.70
2	管线工程	21.1477	25.7776	/	/
3	道路工程	1.8602	2.9788	/	0.6033
4	柱上变电站	/	0.612	/	0.108
合计		131.8163		7.2713	
总计		139.0876			

(2) 取弃土

本工程涉及土方工程主要包括道路建设垫土（垫高 0.5m）、管线施工挖方（管线埋深 0.8m）。本工程不设取弃土场，挖方施工应分层开挖，分层堆放，施工结束后分层回填，开挖土方均原地回填，垫土不足的部分由建设单位外购，履行相关手续。本工程土石方平衡见表 3-4-5。

表 3-4-5 本工程土石方平衡表 单位: m^3

序号	项目	挖方	借方	填方	弃方	备注
1	管线施工	751232	0	751232	0	管沟铺设后,就地回填,自然沉降后,恢复植被,没有弃土
2	道路施工	0	4951.92	4951.92	0	本项目取土方来自外购
合计		751232	4951.92	756183.92	0	/

3.4.6 施工方式

(1) 管道施工

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

①施工作业带清理

管道施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式施工,施工初期,首先要对施工作业带进行清理和平整,进行布管、开挖管沟及焊接等施工作业。本项目管道施工方式采用大开挖方式进行施工。

在场地清理过程中,施工带范围内的土壤、植被和农作物都将受到扰动和破坏,不过其造成的影响仅局限在施工带宽度的范围内。管道施工平面布置图见图3-4-11。



图 3-4-11 管道施工平面布置图

②管沟敷设

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

③清管、试压、干燥

管道在下沟回填后应清管和试压。采用清管球(器)进行清管,清管次数不少于两次,以开口端不再排出杂物为合格。清管后用清水进行试压,严密性试验合格后使用。试压废水进入集输系统后最终输至宋一联含油污水处理站,经处理满足“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”标准后回注油层,不外排。试压完成后,采用压缩空气进行吸湿干燥。

④防腐保温及阴极保护

埋地单管保温采用硬质聚氨酯泡沫管壳，保温层厚度30mm，提高管道的防腐等级，保温管道外防腐采用溶剂型液体环氧涂料，2底3面，涂层干膜总厚度不小于250 μm。管道接头采用一次成型涂料新技术，并采用强制电流阴极保护法。

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。在可耕植地回填时，需先回填下层土，后回填表层耕植土。管道出土端及弯头两侧分层回填夯实；管沟回填后立即恢复地貌。

(2) 建筑工程施工方案

建筑工程首先对建设范围内土地进行清理、测量放线，然后进行土方开挖，土建基础施工，土建基础施工完毕后进行工艺设备、仪表等安装施工，最后进行辅助施工。

(3) 射孔施工

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

根据油藏工程方案，考虑到储层物性和砂体发育较差，同时结合本区块开发实际，设计本次 103 口油井和 5 口注水井采用套管固井射孔方式完井。射孔液均选用清水，此过程会产生射孔废水，通过罐车自带泵回收至罐车内，拉运至宋一联含油污水处理站处理达标后回注地下，不外排。

(4) 压裂施工

项目共计对103口油井进行压裂，压裂是利用水力作用，使油气层形成裂缝的一种方法，又称水力压裂。油气层压裂工艺过程用压裂车，把高压大排量具有一定粘度的液体挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂（如石英砂、陶粒等）充填进裂缝，提高油层的渗透能力，以增加产油量，此过程会产生压裂返排液，由罐车收集后送至宋二联废压裂液处理站处理达标后回注，不外排。

3.5 原辅材料及环境因素分析

3.5.1 原辅材料消耗

(1) 管线敷设完成后进行试压，设计管线为新建集油掺水管线 25.45km、集肤电热管道 0.18km、单井注水管线 24.76km、更换站间管道 8.3km，管线试压用水、排水量见表 3-5-1。管线试压用水为水罐车拉运至施工现场，试压废水由罐车自带泵泵入罐车内，

拉运至宋一联含油污水处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)，处理后的水质执行限值：“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注油层，不外排。

表 3-5-1 各管道试压用水、排水量 单位：t

序号	管道类型	管道规格 (mm)	管道长度 (km)	试压用水量	试压废水量
1	集油掺水管线	$\phi 60 \times 3.5$	11.89	26.22	24.91
2		$\phi 76 \times 4.5$	13.56	47.78	45.39
3	站间管线	$\phi 114 \times 4.5$	5.1	44.14	41.93
4		$\phi 168 \times 5$	3.2	62.71	59.57
5	注水管线	$\phi 48 \times 6$	24.76	34.29	32.57
合计				215.14	204.37

(2) 本工程108口井需要射孔，射孔液为清水，使用量为120t/井次，合计12960t。

(3) 本工程103口油井投产前需进行压裂作业以提高产量，压裂液使用量为100m³/井次，合计10300m³，压裂设备能源为柴油，根据第八采油厂实际压裂情况，每立方米压裂液消耗柴油2L，项目共消耗柴油20600L。

(4) 本工程施工期240天，地面建设施工人数100人。根据《黑龙江省用水定额地方标准》(DB23/T727-2021)，施工期生活用水量按80L/人·d计，则施工期生活用水量1920t。

工程主要物料消耗表见表3-5-2。

表 3-5-2 本工程主要物料消耗表

序号	物料名称		用量
1	施工期	试压用水	215.14t
2		射孔液（清水）	12960t
3		压裂液	10300m ³
4		柴油	20600L
5		生活用水	1920t

(5) 压裂液体系各成分理化性质见表 3-5-3。

表 3-5-3 压裂液体系各成分理化性质一览表

序号	材料	理化性质
1	改性胍胶	采用羟丙基胍胶，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。
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。
3	破乳剂	多为胺型表面活性剂，以多乙烯多胺为引发剂，用环氧丙烷多段整体聚合而成的胺型非离子表面活性剂，破乳剂的相对分子质量大有利于破乳。主要作用是将乳化状的油水混合液中油和水分离开来。
4	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。
5	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。
6	消泡剂	主要成分是烷基硅油，烷基硅油的表面张力很低，在常温下具有消泡速度快、抑泡较好的特性。
7	有机硼交联剂	含有硼原子的有机化合物，作为交联剂辅助用剂。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。
8	陶粒	陶瓷是用铝硅酸盐矿物或某些氧化物等为主要成分，如氧化硅、氧化铝等，具有优异的性能，如密度低、筒压强度高、孔隙率高，软化系数高、抗冻性良好、抗碱集料反应性优异等。
9	粉砂	主要以硅酸盐的形态存在，含有少量的金属元素，细粒含量再 15%~50%之间，且细粒为粉土的土，称为粉土质砂。
10	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。
11	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。

3.5.2 污染影响因素分析

(1) 施工期

本项目在芳 17-芳 507 区块内共基建油水井 148 口（其中油井 103 口，全部为新钻井；水井 45 口，其中转注井 40 口，新钻 5 口）。主要对新钻油水井进行射孔、压裂，对转注井地面拆除油井井口，安装注水井装置。新集油系统新建单井集油掺水管道 25.45km，更换站间管道 8.3km，新建集肤电热管道 0.18km，新建井口电加热器 2 套，新建掺水流量控制装置 5 套。扩改建配水间 9 座，新建单井注水管线 24.76km。新建井场变电站 36 座，新建 10kV 产能线路 2.4km，新建线路无功补偿装置 1000kVar。增压间低压配电改造 5 项。新建 5.231km 通井砂石路、0.818km 通井土路。

①井下作业

井下作业是在完井后进行的，一般在采油井投产前进行。本工程施工期的井下作业主要为射孔、压裂作业。射孔液为清水，射孔、压裂过程中产生的污染物主要为射孔废水、压裂返排液等。

②地面工程建设

地面工程主要是井场设施安装、供配电工程、管线的挖沟敷设、道路施工等过程会对地表植被造成破坏，还会产生施工扬尘、车辆尾气、焊接烟尘、试压废水、设备噪声、井口拆除的废旧设施以及施工人员生活污水和生活垃圾等。

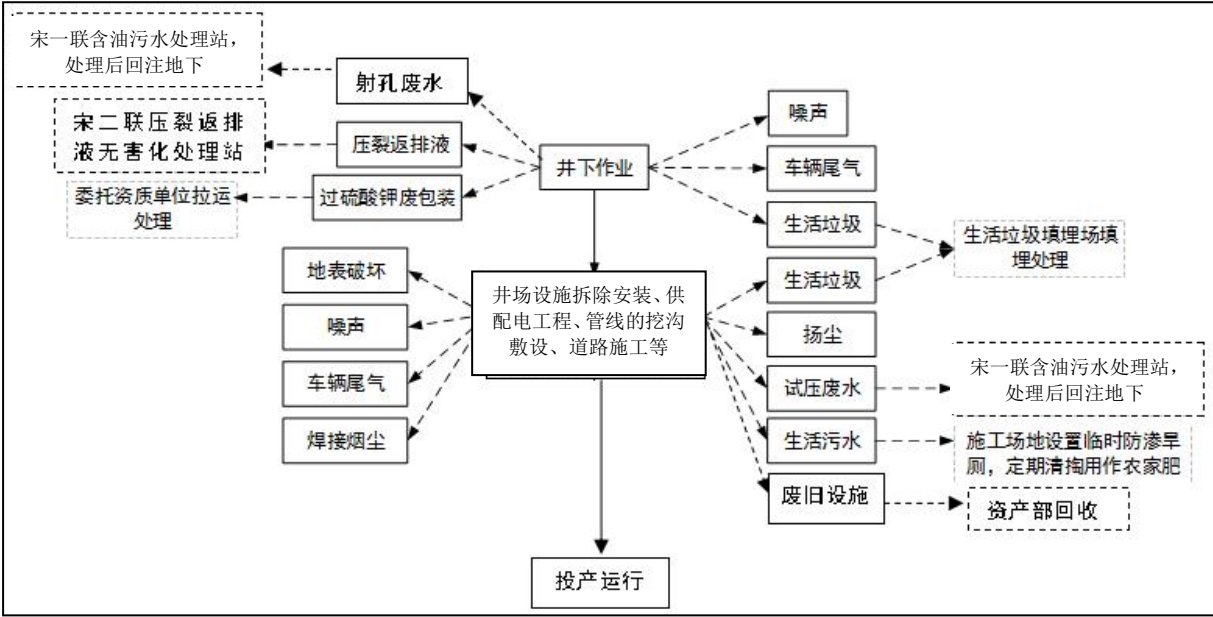


图 3-5-1 施工期产污环节图

(2) 运行期

本项目共基建油水井 148 口，全部采用“单管环状掺水”集油工艺，共基建 103 口油井，其中 54 口油井产液进入芳 507 转油站，16 口油井产液进入芳 707 转油站，15 口油井产液进入芳 6 转油站，18 口油井产液进入芳 407 转油站，初步处理后管输至输至宋一联合站进行油气水分离处理，处理后原油外输，含油污水进入宋一联合污水处理站，达标后回注地下。

本工程运行期主要环境影响为井场储油装置及依托场站（芳 507 转油站、芳 707 转油站、芳 6 转油站、芳 407 转油站、宋一联合站）运行产生的燃烧烟气、油井井场及原油集输过程中产生的无组织烃类气体，油井作业产生的作业污水和落地油，井场抽油机及依托场站产生的噪声，以及依托场站产生的含油污泥、员工产生的生活污水和生活垃圾等。

运行期随产液一起采出的伴生气分别进入依托场站油气分离器进行气液分离后，湿气进入天然气除油干燥装置进行脱水和除油，此过程产生含油污水，处理后的伴生气用于本站加热装置自耗。

本工程运行期非正常工况主要环境影响因素为油井作业产生的油井作业污水和落地油、废弃含油防渗布等。油井作业时产生含油污泥由罐车拉运至宋芳屯含油污泥处理站进行调质、离心初步处理，处理后运至大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站进一步处理。运行期工艺流程及产污示意图见图 3-5-2 和 3-5-3。

3.5.3 生态影响因素分析

临时占地对周围生态环境影响主要体现在管线敷设等施工过程中，机械、运输车辆对植被的碾压、人员践踏、材料占地、土壤翻出堆放地表等活动将对工程周围的地表环境造成暂时性破坏，对地面植被会造成一定的破坏；永久占地对周围生态环境影响主要体现在柱上变电站占地使原来连续分布的生态环境中形成斑块，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构，但由于施工时间较短，对生态环境影响较小。

油田运行期对生态系统的影响主要是井下作业、管线穿孔等对生态的影响。油井作业均在井场的永久占地范围内进行，同时在作业时铺设防渗布，产生的作业污水经罐车拉运至宋一联含油污水处理站处理，防止了污油污水排入外环境，不会对井场周围的植被产生影响。但如果作业时管理不善，导致大量污油水喷溅到植物上或散落到土壤中，就会影响植物的光合作用，导致其生产力下降。

3.6 污染源源强核算

3.6.1 施工期污染源源强核算

3.6.1.1 废气

施工期废气主要为管沟开挖施工表土剥离、土方堆填、车辆运输、恢复原有地面等过程中产生的粉尘、二次扬尘，以及施工设备和运输车辆尾气。

(1) 地面工程施工扬尘

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

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

① 管线、柱上变电站施工产生的施工扬尘

本工程临时占地共计 131.8163hm^2 。参考土建工程现场扬尘实地监测结果，TSP 产生系数为 $0.01\text{--}0.05\text{mg}/\text{m}^2 \cdot \text{s}$ ，本工程不涉及大型土建，管线开挖后回填，TSP 产生系数取 $0.01\text{mg}/\text{m}^2 \cdot \text{s}$ ，取施工现场的扰动面积比为 70%，按每天施工时间 8h 计算，管线及柱上变电站施工产生的扬尘为 $265.75\text{kg}/\text{d}$ 。

②运输车辆产生的扬尘

当车辆通过干燥且路况较差路段时，在行车道两侧扬尘的 TSP 浓度短期内可达 $8\sim 10\text{mg}/\text{m}^3$ 。本工程施工场地起尘浓度约 $1.1\text{mg}/\text{m}^3$ 。

(2) 施工车辆排放的尾气

在工程施工期间，使用液体燃料的施工机械及运输车辆的发动机排放的尾气在含有 NO_2 、CO、HC 等污染物，一般情况下，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。如果采用清洁燃料，同时保持车辆及有关设备化油器、空气滤清器等部分设备的清洁，废气污染的影响基本上是可以接受的。

(3) 焊接烟尘

本工程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，利用二氧化碳气体做为保护气体，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。

参考《机加工行业环境影响评价中常见污染物源强估算及污染治理》（徐海萍，刘琳），使用 CO_2 保护焊丝 1kg ，产生烟尘量 $7\sim 10\text{g}$ ，本工程焊丝使用总量约为 200kg ，焊接烟尘（主要为金属氧化物）的产生最大量为 2.0kg 。

3.6.1.2 废水

施工期废水主要为射孔废水、压裂返排液、管线试压废水以及施工人员生活污水。

(1) 射孔废水

本工程 108 口新钻油水井需要射孔，射孔液为清水，根据企业提供资料，平均单井清水用量为 $120\text{t}/\text{井}$ ，废水产生量约为用量的 30%，则废水产生量约 $36\text{t}/\text{井}$ ，共计产生射孔废水 3888t ，通过罐车拉运回收到宋一联含油污水处理站，处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg}/\text{L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ 标准后回注油层，不外排。

(2) 压裂返排液

本工程 103 口油井进行压裂，根据油田施工经验，单井压裂返排液产生量约 $30\sim 40\text{m}^3$ （本工程按 $40\text{m}^3/\text{口}$ 计），则压裂返排液产生量为 4120m^3 。集中收集，采用罐车拉运至宋二联压裂返排液无害化处理站处理。处理后废水进入宋二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg}/\text{L}$ 、

悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\ \mu\text{m}$ 标准后回注油层，不外排。

(3) 管线试压废水

本工程原油集输管线总长度为 33.93km、注水管线 24.76km，管线试压用水量为 215.14m^3 ，管线试压废水按用水量的 95%计算，则试压废水产生量为 204.37m^3 ，主要污染因子为 SS。试压废水经罐车自带泵回收至罐车内，拉运至宋一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中的“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\ \mu\text{m}$ ”限值要求回注油层，不外排。

(4) 生活污水

施工期共计 240 天，施工人数 100 人，施工人员生活用水依据黑龙江省地方标准《用水定额》（DB23/T727-2021）中表 H.2 中居民生活用水定额-U983 农村居民生活 $80\text{L}/\text{人}\cdot\text{d}$ ，则生活用水量共计 1920t。生活污水按生活用水量的 80%计，则生活污水产生量为 1536t。产生的生活污水排入施工场地设置的临时旱厕，定期清掏，用作农家肥，施工结束清掏后进行清理并回填。

本工程废水产生及排放情况见表 3-6-1。

表 3-6-1 施工期废水产生及排放情况

序号	污染源	产生量	排放量	主要污染物	处理措施及最终去向
1	射孔废水	3888t	0t	SS	拉运至宋一联含油污水处理站处理，处理后废水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\ \mu\text{m}$ 标准后回注油层，不外排
2	压裂返排液	4120m^3	0m^3	COD、SS	拉运至宋二联压裂返排液无害化处理站处理，处理后废水进入宋二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\ \mu\text{m}$ 标准后回注油层，不外排
3	管线试压废水	204.37t	0t	SS	经罐车自带泵泵入罐车，拉运至宋一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中的“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\ \mu\text{m}$ ”限值要求回注油层
4	生活污水	1536t	0t	COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 、SS	施工场地设置临时旱厕，定期清掏用做农家肥；施工结束清掏后进行清理并回填

3.6.1.3 噪声

施工期噪声主要是施工设备和运输车辆运行产生的噪声，具体排放情况见表 3-6-2。

表 3-6-2 项目施工期主要噪声源统计表

噪声源	噪声值 dB (A)
挖掘机	85~105
推土机	70~90
电焊机	75~90
压裂车	85~105
运输车辆噪声	75~80

3.6.1.4 固体废弃物

施工期固体废物主要为废过硫酸钾包装袋、焊渣、拆除的水井井口设施、生活垃圾等。

(1) 废包装袋

压裂过程中使用过硫酸钾，单井压裂过程中过硫酸钾用量约为0.025t，过硫酸钾规格为25kg/袋，则单井产生1个过硫酸钾包装袋，103口井过硫酸钾废包装袋产生量为103个。

根据《国家危险废物名录（2021年）》，过硫酸钾废包装袋属于危险废物，危废代码为HW49其他废物中900-041-49含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质。废包装袋集中收集，暂存在井场设置的专用钢制垃圾桶内，钢制垃圾桶配备钢制盖子，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线，尽量避开村屯等敏感点，同时车内配备铁锹等应急工具。

(2) 生活垃圾

施工期共计 240 天，施工人数 100 人，每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，施工期生活垃圾产生量为 12t，统一收集送至肇州县生活垃圾处理厂处理。

(3) 废旧设施

项目转注井 40 口，施工时拆除油井井口装置 40 套，由第八采油厂财务资产部回收。

(4) 焊渣

管道焊接、补口时会产生焊渣、边角料（管道施工废料）等废料，产生量约 0.5t，根据《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020），焊渣等废料属于一般工业固体废物，代码为 711-999-99，执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求，拉运至第八采油厂工业固废填埋场。

3.6.2 运行期污染源强核算

运行期产污环节为井场储油装置及依托场站芳 6 转油站、芳 407 转油站、芳 507 转

油站、芳 707 转油站和宋一联合站加热装置产生的燃烧烟气，油井采油过程中无组织挥发烃类气体；产出液经脱水站加热分离后产生的含油污水；油井作业过程中产生的作业污水、落地油和废弃含油防渗布，井场以及依托场站噪声等。

3.6.2.1 正常工况

(1) 大气污染源及污染物分析

①无组织挥发烃类气体

本工程共基建 103 口油井，其中 54 口油井产液进入芳 507 转油站，16 口油井产液进入芳 707 转油站，15 口油井产液进入芳 6 转油站，18 口油井产液进入芳 407 转油站，初步处理后管输至输至宋一联合站。

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，本工程建成后年产能为 $5.5 \times 10^4\text{t}$ ，则本次产能非甲烷总烃总挥发量约为 77.96t/a ，主要排放位置有井场、集输管道阀门、阀组间、依托场站等位置，均以面源形式排放。油井开采、集输、处理全过程挥发性有机物挥发量为 0.21t/d (77.96t/a)，井场及集输管线按 30% 计算，井场及集输管道非甲烷总烃逸散量约为 0.063t/d ($0.21\text{t/d} \times 30\% = 0.063\text{t/d}$)，排放速率为 2.625kg/h ，依托场站非甲烷总烃逸散量约为 0.147t/d ($0.21\text{t/d} \times 70\% = 0.147\text{t/d}$)，排放速率为 6.125kg/h 。

②加热炉烟气

本工程运行期产生的废气主要为依托站场芳 507 转油站、芳 707 转油站、芳 6 转油站、芳 407 转油站、宋一联合站，加热装置产生的天然气燃烧烟气。

根据采油八厂提供的依托场站的燃气量与处理液量数据，类比计算出本次依托场站新增耗气量，具体见表 3-6-3。

表 3-6-3 依托场站现有耗气量及新增耗气量情况

场站名称	2022 年耗气量 (万 Nm^3/a)	2022 年处理液量 (万 t/a)	本工程新增处理液 量 (万 t/a)	本工程产液处理新增耗 气量 (万 Nm^3/a)
芳 507 转油站	400.48	39.60	6.72	67.94
芳 707 转油站	177.18	17.52	1.97	19.92
芳 6 转油站	367.31	36.32	1.86	18.80
芳 407 转油站	76.76	7.59	2.23	22.54
宋一联合站	4412.11	436.28	12.78	129.20

根据依托场站加热装置的监测数据及表 3-6-3 耗气量，依托场站加热装置新增燃烧烟气污染物排放量见表 3-6-4。

表 3-6-4 依托场站加热装置新增燃烧烟气污染物排放量

名称	污染源名称	燃气量 (万 Nm ³ /a)	烟气量 (万 Nm ³ /a)	污染物排放情况 (t/a)		
				SO ₂	NOx	颗粒物
芳 507 转油站	5 台加热装置 (2 台外输炉, 3 台掺水炉)	67.94	924.0	0.083	1.197	0.147
芳 707 转油站	5 台加热装置 (2 台外输炉、3 台掺水炉)	19.92	270.92	0.024	0.351	0.043
芳 6 转油站	6 台加热装置 (3 台外输炉、3 台掺水炉)	18.80	255.69	0.023	0.331	0.041
芳 407 转油站	6 台加热装置 (3 台外输炉、3 台掺水炉)	22.54	306.55	0.027	0.397	0.049
宋一联合站	8 台加热装置 (2 台脱水炉、 6 台掺水外输炉)	129.20	1757.16	0.158	2.276	0.280
总计		258.4	3514.32	0.315	4.552	0.56

(2) 水污染源及污染物分析

油井井场采出液进入宋一联转油脱水站进行脱水, 由开发工程方案可知, 工程 103 口油井投产后油井产液量 $13.1 \times 10^4 \text{t/a}$, 产油量 $5.5 \times 10^4 \text{t/a}$, 新增污水量最大约为 $83.63 \text{m}^3/\text{d}$ 、 $30525 \text{m}^3/\text{a}$, 分离出的含油污水进入宋一联含油污水处理站, 污水处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015) 限值要求“含油量 $\leq 10 \text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5 \text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2 \mu\text{m}$ ”后回注油层, 不外排。根据企业提供资料, 净化油含水率为 0.3%, 详见水平衡表 3-6-5。

表 3-6-5 宋一联水量平衡预测表

年份		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
污水系统	污水量 (m³/d)	8629.4	8984.4	9254.5	9565.1	9874.8	10176.0	10373.7	10574.8	10763.5	10957.8
	污水站负荷率 (%)	78.4	81.7	84.1	87.0	89.8	92.5	94.3	96.1	97.9	99.6
注水系统	宋一联注水站 (m³/d)	1754	1784	1816	1815	1814	1763	1763	1763	1763	1763
	芳深 2 注水站 (m³/d)	1939	1941	1963	1975	1987	1989	2011	2033	2055	2055
	芳 407 注水站 (m³/d)	2134	2141	2146	2153	2151	2158	2165	2165	2165	2156
	芳 6 注水站 (m³/d)	2030	2109	2168	2168	2147	2147	2127	2127	2117	2106
	芳 3 注水站 (m³/d)	1177	1192	1215	1234	1254	1249	1249	1249	1249	1249
	总注水量 (m³/d)	9034	9167	9308	9345	9353	9306	9315	9337	9349	9329
清水系	总清水补水量 (m³/d)	404.6	182.6	53.5	0	0	0	0	0	0	0
	水质站负荷	9.6	4.3	1.3	0	0	0	0	0	0	0

年份	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
统 率 (%)										

(3) 噪声

本工程噪声源主要是抽油机、依托场站各类机泵产生的噪声。主要噪声源为机泵、加热装置、抽油机等。主要声源强度见表 3-6-6。

表 3-6-6 本工程主要噪声声源一览表

工序	装置	噪声源	声源类型（频发、偶发等）	噪声源强		降噪措施		噪声值排放		排放时间 /h
				核算方法	噪声值	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值	
采油	油井	抽油机	频发	类比法	65-80	/	/	类比法	厂界外 1m 处昼间 53.0dB (A)、夜间 48.9dB (A)	8760
井下作业	油井井下作业施工设备	修井机、吊卡等设备	偶发		65-90	/	/	类比法	65-90	非正常工况
产液处理	转油站、联合站	卸油泵、输油泵、外输泵等机泵	频发		65-90	减震基础，墙体隔声	25	类比法	昼间厂界最大值 55.4dB (A)；夜间最大值 48.9dB (A)	8760
		加热装置	频发		65-75	低噪电机	/			

(4) 固体废弃物

运行期固体废物主要为依托站场转油站、宋一联合站定期清淤产生的含油污泥，运送至宋芳屯含油污泥处理站进行调质、离心初步处理，处理后运至大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站进一步处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）中泥渣利用污染物控制限值，用于铺设油田道路、井场。

根据与依托场站核实的2022年实际处理液量及清淤量，结合本工程新增处理液量计算出本工程含油污泥量，本次新增产液产生的含油污泥量见表3-6-7。

表 3-6-7 依托场站 2022 年清淤量及本次新增含油污泥量 单位：t/a

场站	2022 年处理液量	本工程新增处理液量	含油污泥产生量
芳 507 转油站	396000	67200	0.92
芳 707 转油站	175200	19700	
芳 6 转油站	363200	18600	
芳 407 转油站	75900	22300	
宋一联合站	4362800	127800	

依托场站储罐清淤过程中产生的含油污泥属于危险废物，危废代码为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚。含油污泥不在依

托场站内储存，直接在清淤施工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，运送至宋芳屯含油污泥处理站进行调质、离心初步处理，处理后运至大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站进一步处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）中泥渣利用污染物控制限值，用于铺设油田道路、井场。

3.6.2.2 非正常工况

(1) 废气

本工程在运行期间非正常工况主要是管道冻堵、各种设备需要维修和检修时产生的相关污染物。主要为气井测试作业过程中挥发的非甲烷总烃，放空火炬燃烧产生的烟气。设备维修作业、超压排放等产生的非甲烷总烃以及放空火炬燃烧产生的烟气量较小。

(2) 废水

①作业污水

井下作业是运行期的污染环节之一，主要对运营了一段时间的油井进行修井作业。根据采油八厂提供本工程相邻区块的油井作业记录，油井作业周期约2年，作业污水产生量为4m³/井次，103口油井共产生作业污水量为206m³/a；水井作业周期约2年，作业污水产生量为60m³/井次，45口水井共产生作业污水量为1350m³/a。主要污染物为石油类和悬浮物。油井作业污水经修井现场设置的污水回收装置回收后经罐车拉运至宋一联含油污水处理站，处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）标准中的：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2 μ m”要求后回注油层，不外排。

②洗井污水

油井热洗频次平均 4 次/年，洗井污水产生量约为 120m³/井·次，45 口水井共产生洗井污水量为 21600m³/a。采用高压蒸汽热洗方式，热水注入油井后不返排，直接进入井底集输系统。

项目废水污染源源强核算结果及相关参数一览表见表 3-6-7。

表 3-6-7 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
				核算	废水产生	产生浓度	产生量	工艺	效率	核算	废水	排放浓度	排放量	

				方法	量	mg/L	kg/a		/%	方法	排放量	mg/L	kg/a	间/h
作业	油水井	作业污水	石油类	类比法	1556 m ³ /a	1000	1556	横向流除油+两级过滤	100	类比法	0	不外排	不外排	/
采油	联合站分离	油田采出液	石油类		30525 m ³ /a	1000	30525		100		0	0	不外排	/

(3) 地下水源强

运行期废水主要为作业污水、洗井污水、井场采出液分离的含油污水，油井作业污水经污水回收装置回收后由罐车拉运至宋一联含油污水处理站处理；油井洗井污水直接进入井底集输系统；井场采出液分离的含油污水经宋一联含油污水处理站处理后回注油层，不外排。因此，运行期正常工况下对地下水产生影响的可能较小。

非正常状况下，行期管道腐蚀穿孔引起原油渗漏时会有一定量原油、含油污水溢出，会对地下水环境造成污染；油井套管破裂造成含油物质渗漏进而对地下水造成影响。

①油井套管破损

本工程油井套管发生破裂时，主要影响区域为承压水。工程单口油井最大产油量为 7.15t/d，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以单井产油量的 10%即 0.715t/d 计。

②集油管线泄漏

本工程管径最大、长度最长的集输管线规格为 $\Phi 76 \times 4.5\text{mm}$ ，长度为 13.56km，假设输油管道无缝钢管因破裂而导致泄漏，管道设有压力监控，一旦发生泄漏管道压力就会出现异常，工作人员可在 1h 内发现，并采取关闭机泵等措施进行控制，处置泄漏时间取 24h，泄漏源强以《给水排水管道工程施工及验收规范》（GB50268）中压力管道严密性泄漏试验允许渗水量中的 10 倍来计算，参照 DN100 钢管允许渗水量为 0.28L/(min·km)，原油密度按 0.86t/m³算，计算得原油泄漏量 47.01t。

(4) 固体废物

①落地油

工程作业期间落地油拉运至宋芳屯含油污泥处理站进行调质、离心初步处理，处理后运至大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站进一步处理，根据企业提供的本工程相邻区块油井作业污泥产生量，约 50kg/井·次，作业频次一般 2 年。落地油回收率为 100%，本工程共 103 口油井，产生落地油量为 5.15t/a。

油井作业过程中产生的落地油属于危险废物，危废代码为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚。落地油不在施工井场储存，

直接在作业施工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，运送至宋芳屯含油污泥处理站进行调质、离心初步处理，处理后运至大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站进一步处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）中泥渣利用污染物控制限值，用于铺设油田道路、井场。

②含油废弃防渗布

工程运行期油井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前企业使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用1-2年。单块防渗布重约250kg（12m×12m），每口井作业用2块，则本工程103口油井作业1次共产生废弃防渗布约51.5t。

作业过程中产生的含油废弃防渗布属于危险废物，危废代码为HW49中900-041-49含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，不在井场贮存，暂存至采油八厂第三油矿危险废物暂存间，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线，尽量避开村屯等敏感点，同时车内配备铁锹等应急工具。

本工程施工期及运营期产生的危险废物主要为落地油及含油污泥、废弃防渗布等。项目产生的危险废物汇总表见表 3-6-8。

表 3-6-8 危险废物汇总表

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	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.45t/a	油井作业	液态	石油类	油井作业2年/次	T、I	罐车拉运至宋芳屯含油污泥处理站进行调质、离心初步处理，处理后运至大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站进一
2	清罐污泥		071-001-08	0.79t/a	储罐清淤	固态	石油类	一年一次	T、I	

										步处理
3	含油废弃防渗布	危险废物 HW49 废其他废物	900-041-09	4.5t/a	油井作业	固态	石油类	油井作业 2 年/次	T、I	委托资质单位拉运处理
4	过硫酸钾废包装袋			18 个	油井压裂	包装袋	沾染过硫酸钾	压裂施工	T、I	委托资质单位拉运处理

3.6.2.3 环境风险分析

项目施工期为地面工程建设，均为土建施工，无风险单元；运行期涉及的主要危险物质为原油和石油气，正常情况下无污染物排放，涉及的风险为运行过程中集输管线破损造成的原油泄漏和天然气（油田伴生气）的泄漏。

原油属易燃液体，临界量为 2500t，工程集输管线全长 33.93km，根据采油八厂提供资料，选取管线最长，管径最大的 1 条管线计算储液量，管径为 $\phi 76 \times 4.5\text{mm}$ ，长约 13.56km，最大储液量 47.46m^3 。本工程气油比 $20.93\text{m}^3/\text{t}$ 、原油密度 $0.8177\text{g}/\text{cm}^3$ ，则集输管线最大储油量为 38.81t、最大储气量为 812.29m^3 。天然气（油田伴生气）标态密度 $0.72\text{kg}/\text{m}^3$ ，则管道中天然气（油田伴生气）最大储量为 0.585t。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I，当 $Q \geq 1$ 时，按照危险物质及工艺系统危险性确定 P 值，并结合建设项目各环境敏感程度 E 值进行建设项目环境风险潜势的划分。

表 3-6-9 风险物质辨识结果表

时期	储存装置	物质名称	CAS 号	临界量 (t)	最大储存量 (t)	Q	合计
运行期	集输管线、储油装置	油类物质(矿物油类,如石油、汽油、柴油等;生物柴油等)	/	2500	38.81	0.0155	0.074
		石油气(伴生气)	68476-85-7	10	0.585	0.0585	

经计算，运行期 Q 值 $= 0.074 < 1$ ，则本工程环境风险潜势为 I，应进行简单分析。

3.7 污染物汇总

由于本工程施工期产生的各种污染物将随施工活动的结束而消失，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。污染物排放量汇总见表 3-7-1。施工期产生的污染物排放源强见表 3-7-2，运行期产生的污染物排放源强见表 3-7-3，危险废物产生情况见表 3-7-4。

表 3-7-1 项目污染物排放情况一览表

污染物名称		单位	产生量	处理量	排放量
废气	烟气量	10 ⁴ m ³ /a	3514.32	0	3514.32
	SO ₂	t/a	0.315	0	0.315
	NOx	t/a	4.552	0	4.552
	颗粒物	t/a	0.56	0	0.56
	非甲烷总烃	t/a	77.96	0	77.96
废水	产液分离废水	m ³ /a	30525	30525	0（管输至宋一联含油污水处理站处理，不外排）
	作业污水	m ³ /a	1556	1556	0（经罐车拉运至宋一联含油污水处理站处理后回注油层，不外排）
固体废物	落地油	t/a	5.15	5.15	0（罐车拉运至宋芳屯含油污泥处理站进行调质、离心初步处理，处理后运至大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站进一步处理）
	清罐污泥	t/a	0.92	0.92	
	含油废弃防渗布	t/a	51.5	51.5	0（委托资质单位拉运处理）

3.8 清洁生产分析

3.8.1 井下作业的清洁生产工艺

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

(2) 起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。另外，对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

(3) 在井下作业过程中，产生的作业废水经宋一联含油污水处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015），处理后的水质执行限值：“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”回注油层，对作业过程中散落的落地油，采用“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，可使落地油的回收率达到 100%。

3.8.2 油气集输的清洁生产

(1) 优化布局

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

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

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

(2) 油气集输采用全密闭集输流程

本工程开发首先敷设集输管道，以保证投产井能立即进入集输流程。集输管道全密闭，减少挥发性有机物产生。

(3) 油田采出水处理

为了保护环境和节约用水，本工程运行期油田采出水经宋一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注油层，不外排。

(4) 在井场、道路、集输管道等系统施工完成后立即复垦绿化，植被恢复率要达

到 90%以上，可有效降低工程施工对环境的影响。

(5) 集输管线

管线材质为硬质聚氨酯泡沫夹克管，夹克管具有节约能源，防腐，绝缘性能好，使用寿命长特性，同时管线均设有渗漏报警线。一旦管道某处发生渗漏，通过报警线的传导，便可在专用检测仪表上显示出保温管道渗水、漏水的准确位置及渗漏程度的大小，以便通知检渗人员迅速处理漏水的管段，保证管网的安全运行。

3.8.3 先进的环境管理

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

3.8.4 合理有效的污染物处置措施

本工程运营期产生的废防渗布委托有资质单位处置；井下作业阶段及时回收落地油等废物，产生的含油污泥、落地油等危险废物由专用车辆运至送宋芳屯含油污泥处理站进行调质、离心初步处理，处理后运至大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站进一步处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》

（DB23/T3104-2022）中泥渣利用污染物控制限值，用于铺设油田道路、井场；洗井废水、作业废水由污油污水回收装置回收后泵入罐车，拉运至宋一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注油层，不外排。

根据上述分析，本工程将清洁生产贯穿于设计、建设与生产的全过程，符合清洁生产要求。

第四章 环境现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查

本项目位于大庆市肇州县榆树乡、大同区祝三乡境内，区块中心地理坐标 E125° 7' 23.85"，N45° 59' 49.49"。

4.1.1 地形、地貌

评价区处于松花江及嫩江冲积平原中部，地形呈北高南低的广阔波状平原。评价区位于大庆市肇州县、大同区行政区域内，地势平坦低洼，平均海拔 150m，地表径流条件较差。地貌成因类型及形态特征为冲湖积微波状起伏低平原，其上湖泊、沼泽湿地及盐碱低地较为发育。

4.1.2 水系

项目所在区域地表水文状况属于闭流区，无天然江河，但天然水泡较多，地表水多年径流深 15mm，全年平均径流量 3675 万 m³，最大量可拦蓄 250 万 m³，现有水利工程可拦蓄 1000m³。

肇州县地表水文状况属于闭流区，无江河，地表水多年径流深 15mm，全年平均径流量 3675 万 m³，最大量可拦蓄 250 万 m³，现有水利工程可拦蓄 1000m³，本项目区块北侧 4.2km 为西大干渠，西大干渠最终汇往治国水库。

4.1.3 地质概况

4.1.3.1 区域地层概况

区域地质构造位置属于徐家围子向斜构造一部分，位于向斜构造的南端。由于白垩系晚期和第三系以来，区域持续上升，上部地层剥蚀较大，第三系基本剥蚀，第四系沉积较薄。白垩系上统明水组比较发育，形成了一套河床相第三系和河湖相厚层砂砾岩，为地下水的富集创造了良好的空间条件。

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

(1) 白垩系明水组 (K₂m)

①明水组一段 (K₂m¹)

明水组一段由灰绿色砂岩、泥质砂岩夹厚度为 15.0-40.0m 的两层灰黑色、灰色泥岩组成的两个明显正旋回沉积物组成。明水组一段在区内的厚度变化较大，局部地区相差较大，一般为 120.0-163.5m，局部地区厚度大于 200.0m。明水组一段与下伏四方台

组地层呈不整合接触。

②明水组二段 (K_2m^2)

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

(2) 第三系大安组

本组地层主要发育区域的南部。地层上部地层为黄、黄褐色砂质泥岩，中部为黄、黄褐色泥岩夹黑色泥岩薄层，中下部为灰褐、灰黑色泥质粉砂岩，下部为河流相沉积的灰、灰白砂岩、含砾砂岩和砂砾岩。大安组地层厚度 25.0-48.5m。大安组岩性成岩较差，质地松散较软。大安组地层与下伏的白垩系地层呈不整合接触。

(3) 第四系 (Q)

①全新统冲积层 (Q_4)

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

②上更新统哈尔滨组 (Q_3)

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

③中更新统荒山组 (Q_2)

广泛分布区域，岩性为河湖相沉积的灰黑色粘土，地层厚度较为均匀，微显层理，局部夹有粉细砂层，致密坚硬，局部由铁质浸染，地层厚度为 12.0-22.5m。土质致密，渗透性较差，渗透系数一般在 1.0×10^{-7} - 1.0×10^{-6} cm/s，为区域弱透水层，由铁质浸染的斑点条带，含铁钙质结核及白色钙质斑点；

第四系与下伏地层为不整合接触。

4.1.3.2 地层构造

项目区位于松辽盆地北部区。松辽盆地是中、新生代形成的一北北东向菱形断拗盆地。沉积岩厚度最大可达 6000m 以上，区域地质构造位置属于徐家围子向斜构造一部分，

位于向斜构造的南端。区内上部由第四系松散堆积物所覆盖，未发现断裂构造分布。

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

4.1.4 水文地质条件

4.1.4.1 地下水的形成条件

评价区位于松辽盆地的北部，区域地质构造位置属于徐家围子向斜构造一部分，位于向斜构造的南端。中生界白垩系沉积了巨厚的碎屑岩，第三系砂岩，第四系则覆盖全区，不整合于第三系上新统地层之上。在各组岩层中沉积有厚薄不均的砂、砂砾石层及砂岩、砂砾岩层，为地下水的赋存提供了良好的条件。

根据地下水的埋藏条件及含水层介质、水力性质等，区内地下水类型可划分为第四系上更新统松散层孔隙潜水、第三系大安组孔隙裂隙承压水和白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水。详见区域综合水文地质图（图 4-1-1）、水文地质剖面图（图 4-1-2）、水井设计柱状图（图 4-1-3）。

4.1.4.2 地下水类型及含水岩组特性

（1）第四系上更新统松散层孔隙潜水

分布于全区，含水层岩性为上更新统哈尔滨组粉细砂组成，厚度 0.1-3.5m。地下水位埋深 2.4-5.5m，弱富水性，单井涌水量在 500-100m³/d，地下水化学类型以 HCO₃-Na、HCO₃-Na. Ca 型水为主。该层水为大气降水的垂直入渗补给，无开采供水条件。

（2）第三系大安组孔隙裂隙承压水含水层

大安组孔隙裂隙承压含水层区域均有分布厚度变化比较稳定。含水层岩性为含砾砂岩和砂砾岩，区域大安组孔隙裂隙含水层顶极埋深 17-30.0m，东部埋深较大，含水层厚度一般在 5.0-12.0m，最大厚度 14m，成岩性较差，胶结程度较差，结构松散，渗透性好，富水性一般，单井涌水量 500-1200m³/d。

（3）白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水含水层

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

明水组一段：岩性主要是含砾砂岩和砂砾岩组成，质软，成岩性较差，含水层分布稳定性较好，透水性一般、富水性一般，一段含砾砂岩含水层单层厚度较薄，层数一般 3.0-5.0 层，单层厚度 3.0-29.0m，累计含水层厚度 10.0-45.0m，含水层顶板埋深 60-120m。

明水组含水层的矿化度为 480-860g/L，总硬度为 66-95mg/L（以 CaCO_3 计），水质类型为重碳酸钠型水。

4.1.4.3 地下水化学特征

（1）第四系孔隙潜水含水层

分布于整个区域，水化学类型为 $\text{HCO}_3 \cdot \text{Na}$ 、 $\text{HCO}_3 \cdot \text{Na} \cdot \text{Ca}$ 、 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4\text{Na}$ 、 $\text{HCO}_3 \cdot \text{Cl Na} \cdot \text{Ca}$ 等水型。TDS 为 220-1230mg/L，硬度（以 CaCO_3 计）为 25.0-864.0mg/L，pH 为 7.1-7.82，Fe 为 0-1.4mg/L，Mn 为 0.01-0.64mg/L， NO_3^- 为 0-220.0mg/L， F^- 为 0.015-0.550mg/L。

（2）第三系大安组孔隙裂隙承压水含水层

化学类型为 $\text{HCO}_3 \cdot \text{Na}$ 、 $\text{HCO}_3 \cdot \text{Na} \cdot \text{Ca}$ 、水型。TDS 为 190-1380mg/L，硬度（以 CaCO_3 计）为 121.5-630.0mg/L，pH 为 6.60-8.06， Cl^- 为 0-207.5mg/L， SO_4^{2-} 为 165-432.5mg/L，Fe 为 0.01-6.16mg/L，Mn 为 0.01-1.03mg/L， NO_3^- 为 0.0-21.0mg/L， F^- 为 0-2.7mg/L，为低矿化度重碳酸钠水。

（3）白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水含水层

区域明水组含水层水化学类型为 $\text{HCO}_3 \cdot \text{Na} \cdot \text{Ca}$ 型。TDS 为 560-860，硬度（以 CaCO_3 计）为 66-95mg/L，pH 为 7.2-8.56， Cl^- 为 49-157.5mg/L， SO_4^{2-} 为 220-440.0mg/L，Fe 为 0.38-1.23mg/L，Mn 为 0.01-0.88mg/L， NO_3^- 为 0.07-0.27mg/L， F^- 为 0-0.45mg/L。

4.1.4.4 地下水的补给、径流和排泄条件

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

（1）地下水补给

①大气降雨补给

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

②地表水体的入渗补给

项目区内分布的湖泡水的入渗水量构成了第四系潜水补给的主要来源。

③侧向补给

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

（2）地下水径流规律

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

（3）地下水排泄

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

①潜水蒸发排泄

该区属干旱、半干旱季风气候区，区内水面和沼泽湿地较为发育，由于气候干燥，尤其是在多风少雨的春末初夏，降水量小 200mm，蒸发强度大（1100-1600mm），因此蒸发是潜水的主要排泄方式。

②侧向径流排泄

地下水通过同一含水层向区域南部径流流出区域。

③人工开采

区域是地下水人工开采主要地区。根据统计资料，钻凿工农业、生活用水井 20 多眼。区域地下现状年总开采量为 $75.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

4.1.4.5 区域地下水变化

（1）水位变化特征

区域潜水含水层埋深较浅，含水层岩性为粉细砂，水位变化主要受大气降水补给和人工开采影响较大，根据水位监测结果表明，区域潜水水位埋深 2.9m-6.8m 之间，区域潜水埋深变化较小，水位变化差 1.5m 左右（见图 4-1-4）。

（2）承压水水位变化特征

区域承压水主要含水层为白垩系明水组砂岩裂隙孔隙承压含水层，承压水受多年地下水开采，承压水地下水位总的趋势呈下降趋势。根据近年区域地下水动态监测井水位监测分析，地下水水位变化主要受开采量的影响，水位埋深由开采初期为 4.0-6.0m，到 2018 年水位下降到 8.6-12.8m。由于加强地下水资源管理，基本处于稳定状态（见图 4-1-5）。

（2）现状地下流场

①孔隙裂隙承压水

评价区内地下水流向由东北向西南，地下水水力坡度 0.6‰。区域地下水承压水流场见图 4-1-6。

②第四系上更新统松散层孔隙潜水

第四系上更新统松散层孔隙潜水含水层为粉细砂，地下水水平径流滞缓，以垂直交替作用为主，地下水流场随地形起伏而变化。区域地下水潜水流场图见图 4-1-7。

4.1.5 气候、气象

大庆地区处于中纬度东亚大陆东部边缘，属寒温带大陆性干旱草原性气候，受蒙古内陆冷空气和海洋暖流季风的影响较大，冬季漫长，受高纬西北气流控制，严寒少雪，多西北风；夏季短暂，受太平洋高压气流影响，高温多雨，多南风。春秋两季为过渡期，时间短，气流变化大；春季多大风，干燥少雨；秋季多晴朗天气。大庆市多年平均降雨量 442.0mm，多年平均蒸发量 1154.8-1500mm，多年平均气温 3.3℃，无霜期 140d，冬季最低气温-36.2℃，夏季最高气温 38.9℃，采暖期日平均气温-10.3℃，最大冻土深度 2200mm，冬季主要以西北风为主，夏季多为南风、西南风，年平均风速 3.7m/s；静风频率为 7%。

4.1.6 生态环境现状

4.1.6.1 土壤情况

大庆地区主要土壤类型为黑钙土、草甸土、盐土、碱土、风沙土、沼泽土和泛滥土等，大庆地区西部是嫩江冲积风沙地，形成西部以风沙土为主，东部以碳酸盐草甸黑钙土、草甸土为主的两条土壤带，江岸形成泛滥土，盐碱土镶嵌分布于两条土带之中，组成了复杂的土壤复区。

本项目位于大庆肇州县、大同区，项目区域以草甸土、黑钙土为主。

草甸土主要包括碳酸盐草甸土、盐化草甸土、碱化草甸土，主要分布在低平原和碟形洼地上。

草甸土的形成过程有两种，一种是在地下水或潜水（1~3m）的影响下，水分通过土壤毛细管作用，浸润土层上部。土壤中的氧化、还原过程也随水分的季节变化和干湿交替而交错进行，在土壤剖面上形成锈色斑纹和铁锰结核。由于各地气候以及母质和地下水的组成不同，在土壤剖面上有的出现白色二氧化硅粉末（东北地区），在接近地下水和潜水的地方，还可见到潜育层。第二种是腐殖质积累过程、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。本项目所在区域为盐化草甸土，盐分含量高低不一，是限制生物产量的主要因素。

有机质含量较高，腐殖质层也较厚。东北地区草甸土的有机质含量为 3~6%，高的可达 10%；厚度为 30~100cm 或 100cm 以上，土壤团粒结构较好，东北三江平原地区暗色草甸土的水稳性团粒结构可达 70~80% 左右，土壤水分较充分。因所在地区地势低平并有充足的地下水或潜水的供应，土壤含水量较高，有时过多。植物营养元素含量较高。如东北地区草甸土的全氮含量为 0.1~0.5%，全磷为 0.2%，全钾可达 2.0%。

4.1.6.2 动植物分布

工程所在区域植物资源以草本植物为主体，草原天然植被属于“蒙古植物区系”。在植物方面，目前主要为天然牧草，低洼地范围内生长有芦苇、三棱草、蒲草等植被；在地势较高处草原植被较为茂盛繁杂，羊草、菱菱菜和针茅为优势种，伴生种有蒿属等植物，同时还分布有碱草、碱蒿等耐盐碱植物；区域内农作物主要为玉米、土豆、白菜及其他应季蔬菜等。

由于人类活动频繁，评价区内野生动物很少，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。

区域野生动物主要为野兔、鼠类、鸟类等。

4.2 环境保护目标调查

本工程评价范围内不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、基本草原、自然公园、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、水土流失重点预防区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海

域、以及以医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域、文物保护单位等环境敏感区，也不在生态保护红线范围内，不属于《大庆市水土保持规划（2015~2030 年）》中划定的水土流失重点治理区，但项目占地均位于基本农田内，同时涉及以居住为主要功能的区域，地下水评价范围内涉及分散式饮用水源保护区。

（1）永久基本农田

本工程占用耕地涉及部分基本农田，其中临时占用基本农田面积 14.4427hm²，永久占用基本农田面积 0.855hm²。根据《基本农田保护条例》（2011 年 1 月 8 日修订），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，本工程需取得用地审批，且占补要求满足《基本农田保护条例》等法律法规要求的“占一补一，质量相等”。临时占用基本农田需要钻井结束后进行植被恢复，进行复垦。

（2）以居住为主要功能的区域

本工程评价范围内分布有村屯住宅，以居住为主要功能，评价范围内居民环境保护目标见表 4-2-1。

表 4-2-1 评价范围内居住区调查一览表

名称	坐标		保护对象	保护内容及规模	相对井场方位及最近距离
	X	Y			
李银匠屯	125° 14' 32.73"	45° 50' 55.61"	村屯	约 50 户，150 人	芳 45-斜 65 井场西北侧 1890m，集输管线西北 侧 1890m
崔华尖屯	125° 6' 28.54"	46° 2' 47.25"	村屯	约 200 户，600 人	芳 45-斜 65 井场西北侧 780m，集输管线西北侧 780m
韩家屯	125° 8' 14.14"	46° 1' 30.57"	村屯	约 120 户，360 人	芳 54-78 井场东南侧 160m
赵家屯	125° 9' 47.37"	46° 0' 41.70"	村屯	约 80 户，240 人	芳 67-斜 85 井场东北侧 1920m，集输管线东北 侧 1920m
农化村	125° 7' 42.97"	46° 0' 30.46"	村屯	约 80 户，240 人	芳 68-斜 80 井场南侧 130m
单家围子	125° 10' 57.97"	45° 50' 6.77"	村屯	约 40 户，120 人	芳 75-斜 83 井场东北侧 380m，集输管线东北侧 380m
东升村	125° 5' 55.63"	45° 57' 59.99"	村屯	约 50 户，150 人	芳 103-斜 78 井场北侧 380m，集输管线北侧 380m
东三马架	125° 6'	45° 58'	村屯	约 20 户，60 人	芳 97-斜 83 井场北侧

	54.17''	8.34''			150m
王连仲	125° 5' 10.36''	45° 57' 34.94''	村屯	约 40 户, 120 人	芳 108-72 井场东北侧 110m
孙广祥	125° 5' 10.36''	45° 57' 34.94''	村屯	约 50 户, 150 人	芳 124-斜 90 井场西侧 900m, 集输管线西侧 900m
日新村	125° 4' 59.24''	45° 55' 48.07''	村屯	约 70 户, 210 人	芳 120-80 井场西南侧 1530m
东南山屯	125° 4' 23.09''	45° 58' 16.58''	村屯	约 20 户, 60 人	芳葡 98-64 井场西南侧 1150m
付家屯	125° 5' 45.28''	45° 55' 6.81''	村屯	约 50 户, 150 人	芳 123-斜 90 井场西南侧 1820m, 集输管线西南侧 1820m
陈家店	125° 6' 25.29''	45° 54' 44.99''	村屯	约 60 户, 180 人	芳 123-斜 90 井场西南侧 2100m, 集输管线西南侧 2100m
乐业村	125° 7' 6.54''	45° 54' 58.42''	村屯	约 80 户, 240 人	芳 123-斜 90 井场东南侧 1750m, 集输管线东南侧 1750m
东风村	125° 7' 16.20''	45° 57' 44.82''	村屯	约 40 户, 120 人	芳 100-88 井场南侧 120m

4.3 环境质量现状评价

本次环评于 2023 年 5 月 10 日-18 日对区域内环境空气、地下水、声环境、包气带及土壤环境进行了监测, 项目环境现状监测布点示意图见附图 4-1。

本项目监测期间气象条件满足《环境空气质量手工监测技术规范》(HJ194-2017)对环境空气采样点的气象参数和《声环境质量标准》(GB3096-2008)中环境噪声监测中气象条件的要求——测量应在无雨雪、无雷电天气, 风速 5m/s 以下时进行。气象数据见表 4-3-1。

表 4-3-1 空气环境现状监测点位表

日期	气温	天气	风向、风速
2023 年 5 月 10 日	6~18℃	晴	南风, 1.2m/s
2023 年 5 月 11 日	14~24℃	多云	南风, 2.4m/s
2023 年 5 月 12 日	10~22℃	多云转小雨	南风, 3.5m/s
2023 年 5 月 13 日	10~19℃	多云	北风, 1.5m/s
2023 年 5 月 14 日	12~26℃	多云	东南风, 3.4m/s
2023 年 5 月 15 日	6~18℃	多云转阵雨	西风, 1.3m/s
2023 年 5 月 16 日	8~15℃	多云转晴	西南风, 1.8m/s
2023 年 5 月 17 日	11~21℃	晴	西南风, 1.0m/s
2023 年 5 月 18 日	9~24℃	晴	东南风, 2.5m/s

4.3.1 环境空气质量现状评价

4.3.1.1 环境空气质量现状监测

本项目所在区域环境质量达标情况的判定采用《2022 年大庆市生态环境状况公报》，补充监测因子为非甲烷总烃、TSP。本项目大气环境影响评价工作等级为二级，根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）中监测布点以近 20 年统计的当地的主导风向为轴向，在厂址及下风向 5km 范围内设置 1-2 个监测点，本项目共布设 2 个监测点。

（1）空气质量达标区判定

2022 年，大庆市共进行了 365 天有效环境空气质量自动监测，其中：全年环境空气质量优良天数为 344 天，环境空气质量优良率为 94.2%。

2022 年环境空气质量为 6 个监测项目，执行标准为《环境空气质量标准》（GB3095-2012），评价方法为环境空气质量指数（AQI）技术规定（HJ633-2012）。

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

通过判定可知 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 、 SO_2 、 NO_2 、CO、 O_3 总体达标，本项目所在区域属于城市环境空气质量达标区。本项目所在区域空气质量达标情况判定结果见表 4-3-2。

表4-3-2 本项目所在区域空气质量现状评价表 单位： $\mu g/m^3$

序号	污染因子	数值	2022 年	标准值	占标率%	达标情况
1	SO_2	年均值	7	60	1.67	达标
		日均值	3-27	150	18	
2	NO_2	年均值	16	40	40	
		日均值	3-62	80	77.5	
3	PM_{10}	年均值	38	70	54.3	
		日均值	8-213	150	/	

4	PM _{2.5}	年均值	26	35	74.3	
		日均值	5-186	75	/	
5	CO	24 小时平均	第 95 百分位数为 0.9	4mg/m ³	22.5	
		日均值	0.2-1.5 (mg/m ³)	10mg/m ³	15	
6	O ₃	日最大 8 小时平均	平均第 90 百分位数为 110	160	68.8	
		日均值	32-148	200	74	

根据表 4-3-2 可知, 2022 年大庆市区基本污染物 PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂、CO、O₃ 监测项目均能满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及其修改单中二级标准限值, 大庆市属于达标区。

(2) 其他特征污染物环境质量监测情况

1) 补充监测点位

补充监测点位基本信息见表 4-3-3。

表4-3-3 环境空气补充监测点位信息

监测点名称	监测点坐标		监测因子	监测时段	相对厂址方位	相对厂界距离
	X	Y				
农化村	125° 7' 38.22"	46° 0' 28.45"	非甲烷总烃、TSP	连续监测 7 天, 非甲烷总烃每天监测 4 次, 时间为每日 02、08、14、20 时, TSP 监测日均值, 每天 24h 采样时间	芳 68-斜 80 南侧 150m 处	区块内
乐业村	125° 7' 21.07"	45° 55' 1.11"			芳 124-92 东南侧 1750m 处	区块东南侧 1750m

2) 现状监测因子和监测方法

监测因子: 非甲烷总烃、TSP。

监测方法: 采样与分析方法按《环境监测技术规范》和《空气和废气的监测方法》进行, 监测项目分析方法具体见表 4-3-4。

表4-3-4 空气环境监测项目分析方法

序号	分析项目	监测方法	方法来源
1	非甲烷总烃	环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法	HJ 604-2017
2	TSP	环境空气 总悬浮颗粒物的测定 重量法	HJ1263-2022

3) 监测时间和频率

监测时间: 2023 年 5 月 10 日—5 月 11 日、5 月 13 日—5 月 14 日、5 月 16 日—5 月 18 日。

监测频率: 连续监测 7 天, 每天 4 次, 时间为每日 02、08、14、20 时。

4) 监测结果

非甲烷总烃的具体监测数据及统计结果见表 4-3-5。

表 4-3-5 大气环境质量现状监测结果 (小时均值) 单位: mg/m³

4.3.1.2 环境空气质量现状评价

(1) 评价标准

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

(2) 评价因子

非甲烷总烃、TSP。

(3) 评价结果

本项目其他污染物环境质量现状评价见表 4-3-6。

表 4-3-6 现状评价表 单位： mg/m^3

序号	监测因子	监测结果	标准值	最大占标率%	超标率%	达标情况
农化村	非甲烷总烃	0.49-0.81	2.0	40.5	0	达标
乐业村		0.48-0.85	2.0	42.5	0	达标
农化村	TSP	0.118-0.125	0.3	41.7	0	达标
乐业村		0.120-0.128	0.3	42.7	0	达标

(4) 结论

本项目位于达标区，根据表 4-3-2，评价区域 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、CO、 O_3 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中的二级标准，根据表 4-3-6，项目区域非甲烷总烃浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求，TSP 浓度满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中的二级标准，区域环境空气质量较好。

4.3.2 地下水环境现状评价

4.3.2.1 地下水现状监测

(1) 监测点位布设

根据《环境影响评价技术导则—地下水》（HJ610-2016），为查清区域地下水水质现状，对项目所在区域地下水进行监测，共布设地下水水质监测点 7 个、水位监测点 14 个，监测点位见附图 8。具体位置及与本项目距离、方位情况列于表 4-3-7。

表 4-3-7 地下水监测点位明细表

序号	监测点位	位置	经纬度	监测内容
1#	立功村水井 1	芳 43-斜 63 北侧 3450m (项目上游)	$125^\circ 6' 32.56''$ ， $46^\circ 4' 17.09''$	水质、水位
2#	立功村水井 2	芳 43-斜 63 北侧 3480m (项目上游)	$125^\circ 6' 24.83''$ ， $46^\circ 4' 14.52''$	水位
3#	韩家屯水井 1	芳 54-78 东侧 280m (区块内)	$125^\circ 8' 20.78''$ ， $46^\circ 1' 31.48''$	水质、水位

4#	韩家屯水井 2	芳 54-78 东南侧 490m (区块内)	125° 8' 29.071" , 46° 1' 27.40"	水位
5#	赵家屯水井 1	芳 63-斜 83 东南侧 2050m (项目侧向)	125° 9' 51.39" , 46° 0' 43.58"	水质、水位
6#	赵家屯水井 2	芳 63-斜 83 东南侧 1950m (项目侧向)	125° 10' 2.98" , 46° 0' 41.27"	水位
7#	石维俭屯水井 1	芳 81-斜 65 西侧 3050m (项目侧向)	125° 3' 13.41" , 46° 0' 13.32"	水质、水位
8#	石维俭屯水井 2	芳 81-斜 65 西侧 3310m (项目侧向)	125° 3' 2.91" , 46° 0' 12.46"	水位
9#	东升村水井 1	芳 103-斜 78 北侧 420m (区块内)	125° 5' 55.01" , 45° 58' 1.17"	水质、水位
10#	东升村水井 2	芳 103-斜 78 北侧 420m (区块内)	125° 5' 56.40" , 45° 58' 8.04"	水位
11#	乐业村水井 1	芳 124-92 东南侧 1820m (项目下游)	125° 7' 18.59" , 45° 54' 59.17"	水质、水位
12#	乐业村水井 2	芳 124-92 东南侧 1930m (项目下游)	125° 7' 13.03" , 45° 54' 53.69"	水位
13#	付家屯水井 1	芳 124-92 西南侧 1890m (项目下游)	125° 5' 43.73" , 45° 55' 6.81"	水质、水位
14#	付家屯水井 2	芳 124-92 西南侧 2020m (项目下游)	125° 5' 38.48" , 45° 55' 3.80"	水位

(2) 监测时间及频次

监测时间：2023 年 5 月 10 日。

监测频次：每天采样 1 次。

(3) 监测因子

监测项目为 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、石油类、砷、汞、铬（六价）、镉、总硬度、铅、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、氰化物、氟化物、总大肠菌群、菌落总数，同时记录井深及监测井位置。

(4) 监测结果统计

地下水水质现状监测结果见表 4-3-8，地下水水位信息见表 4-3-9。

表 4-3-8 地下水现状监测数据统计结果 单位：mg/L，pH 无量纲

表 4-3-8 地下水现状监测数据统计结果

序号	检测点位	经纬度	井深 (m)	水位(m)	功能	检测指标
1	立功村水井 1	125.063256, 46.041709	18	148.2	潜水	水质、水位
2	立功村水井 2	125.062483, 46.041452	22	137.8	潜水	水位
3	韩家屯水井 1	125.082078, 46.013148	85	138.4	承压水	水质、水位

4	韩家屯水井 2	125.0829071, 46.012740	18	136.7	潜水	水位
5	赵家屯水井 1	125.095139, 46.004358	90	137.6	承压水	水质、水位
6	赵家屯水井 2	125.100298, 46.004127	12	145.6	潜水	水位
7	石维俭屯水井 1	125.031341, 46.001332	16	148.4	潜水	水质、水位
8	石维俭屯水井 2	125.030291, 46.001246	10	141.7	潜水	水位
9	东升村水井 1	125.055501, 45.580117	24	141.2	潜水	水质、水位
10	东升村水井 2	125.055640, 45.580804	22	139.6	潜水	水位
11	乐业村水井 1	125.071859, 45.545917	18	140.8	潜水	水质、水位
12	乐业村水井 2	125.071303, 45.545369	18	142.9	潜水	水位
13	付家屯水井 1	125.054373, 45.550681	20	143.6	潜水	水质、水位
14	付家屯水井 2	125.053848, 45.550380	16	147.7	潜水	水位

(5) 区域地下水化学类型分析与八大离子平衡分析

根据舒卡列夫分类法,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 4-3-10。

表 4-3-10 舒卡列夫分类表

含量>25%Meq 的离子	HCO_3^-	$\text{HCO}_3^-+\text{SO}_4^{2-}$	$\text{HCO}_3^-+\text{SO}_4^{2-}+\text{Cl}^-$	$\text{HCO}_3^-+\text{Cl}^-$	SO_4^{2-}	$\text{SO}_4^{2-}+\text{Cl}^-$	Cl^-
Ca^{2+}	1	8	15	22	29	36	43
$\text{Ca}^{2+}+\text{Mg}^{2+}$	2	9	16	23	30	37	44
Mg^{2+}	3	10	17	24	31	38	45
$\text{Na}^++\text{Ca}^{2+}$	4	11	18	25	32	39	46
$\text{Na}^++\text{Ca}^{2+}+\text{Mg}^{2+}$	5	12	19	26	33	40	47
$\text{Na}^++\text{Mg}^{2+}$	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 HCO_3^- >25%Meq, 阳离子只有 Ca^{2+} 大于 25%Meq。49-D 型, 表示矿化度大于 40g/L 的 Cl^- - Na^+ 型水, 该型水可能是于海水及海相沉积有关的地下水, 或是大陆盐化潜水。

潜水监测点位地下水水质八大离子浓度评价结果见表 4-3-11, 承压水监测点位地下水水质八大离子浓度评价结果见表 4-3-12。

表 4-3-11 水质八大离子浓度评价结果

地下水类型	项目类别	监测值 (mg/L)	离子当量	毫克当量数	Meq	阴离子毫克当量数总和	阳离子毫克当量数总和	E	矿化度 (g/L)
1#立功村水井	HCO_3^-	684.0	61	11.21	0.469	11.5	12.4	0.036	0.9446
	CO_3^{2-}	0	30	0.00	0.000				
	Ca^{2+}	157.0	20	7.85	0.424				

	Mg ²⁺	15.7	12	1.31	0.071				
	Cl ⁻	3.6	35.5	0.10	0.005				
	SO ₄ ²⁻	9.8	48	0.20	0.011				
	K ⁺	0.49	39	0.01	0.001				
	Na ⁺	74.0	23	3.22	0.174				
4#石 维俭水 井	HCO ₃ ⁻	697.0	61	11.43	0.265	20.6	22.6	0.047	1.5123
	CO ₃ ²⁻	0	30	0.00	0.000				
	Ca ²⁺	214.0	20	10.70	0.265				
	Mg ²⁺	64.0	12	5.33	0.132				
	Cl ⁻	152.0	35.5	4.28	0.106				
	SO ₄ ²⁻	234.0	48	4.88	0.121				
	K ⁺	0.32	39	0.01	0.000				
	Na ⁺	151	23	6.57	0.162				
5#东 升村 水井	HCO ₃ ⁻	589.0	61	9.66	0.259	19.2	18.1	-0.029	1.3190
	CO ₃ ²⁻	0	30	0.00	0.000				
	Ca ²⁺	100.0	20	5.00	0.134				
	Mg ²⁺	80.1	12	6.68	0.179				
	Cl ⁻	156.0	35.5	4.39	0.118				
	SO ₄ ²⁻	246.0	48	5.13	0.138				
	K ⁺	0.92	39	0.02	0.001				
	Na ⁺	147	23	6.39	0.172				
6#乐 业村 水井	HCO ₃ ⁻	469.0	61	7.69	0.263	15.2	14.1	-0.037	1.0466
	CO ₃ ²⁻	0	30	0.00	0.000				
	Ca ²⁺	85.7	20	4.29	0.146				
	Mg ²⁺	51.4	12	4.28	0.146				
	Cl ⁻	132.0	35.5	3.72	0.127				
	SO ₄ ²⁻	181.0	48	3.77	0.129				
	K ⁺	0.51	39	0.01	0.000				
	Na ⁺	127	23	5.52	0.189				
7#付 家屯 水井	HCO ₃ ⁻	210.0	61	3.44	0.144	12.4	11.5	-0.039	0.8061
	CO ₃ ²⁻	0	30	0.00	0.000				
	Ca ²⁺	57.1	20	2.86	0.117				
	Mg ²⁺	23.8	12	1.98	0.081				
	Cl ⁻	197.0	35.5	5.55	0.227				
	SO ₄ ²⁻	165.0	48	3.44	0.140				
	K ⁺	0.19	39	0.00	0.000				
	Na ⁺	93	23	4.03	0.165				

通过对区域内潜水八大离子监测结果可知，本项目所在区域地下水类型为 4-A 型，即 HCO₃-Na. Ca，总矿化度<1g/L，属于淡水，地下水矿化度较低，同时，区域水质总阳离子（钠、钾、钙、镁）与阴离子（硫酸盐、氯化物、碳酸盐、重碳酸盐）毫克当量浓度相对误差不大于 5%，阴阳离子平衡，监测结果与水文地质资料相符。

表 4-3-12 承压水水质八大离子浓度评价结果

监测点位名称	项目类别	监测值 (mg/L)	离子当量	毫克当量数	Meq	阴离子毫克当量数总和	阳离子毫克当量数总和	E	矿化度 (g/L)
2#韩家屯水井	HCO ₃ ⁻	748.0	61	12.26	0.292	20.0	22.0	0.048	1.4711
	CO ₃ ²⁻	0	30	0.00	0.000				
	Ca ²⁺	200.0	20	10.00	0.258				
	Mg ²⁺	81.2	12	6.77	0.175				
	Cl ⁻	142.0	35.5	4.00	0.103				
	SO ₄ ²⁻	179.0	48	3.73	0.096				
	K ⁺	0.94	39	0.02	0.001				
	Na ⁺	120.0	23	5.22	0.135				
3#赵家屯水井	HCO ₃ ⁻	677.0	61	11.10	0.279	19.0	20.8	0.047	1.4139
	CO ₃ ²⁻	0	30	0.00	0.000				
	Ca ²⁺	186.0	20	9.30	0.249				
	Mg ²⁺	50.5	12	4.21	0.113				
	Cl ⁻	128.0	35.5	3.61	0.097				
	SO ₄ ²⁻	204.0	48	4.25	0.114				
	K ⁺	0.43	39	0.01	0.000				
	Na ⁺	168.0	23	7.30	0.196				

通过对区域内承压水八大离子监测结果可知,本项目所在区域地下水类型为4-A型,即 HCO₃-Na. Ca, 总矿化度<1g/L, 属于淡水, 地下水矿化度较低, 同时, 区域水质总阳离子(钠、钾、钙、镁)与阴离子(硫酸盐、氯化物、碳酸盐、重碳酸盐)毫克当量浓度相对误差不大于 5%, 阴阳离子平衡, 监测结果与水文地质资料相符。

4.3.2.2 地下水环境现状评价

(1) 评价因子

监测项目为 Na⁺、Cl⁻、SO₄²⁻、pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、石油类、砷、汞、铬(六价)、镉、总硬度、铅、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、氰化物、氟化物、总大肠菌群、菌落总数。

(2) 评价标准

采用《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中 III 类标准, 评价标准见表 4-3-13, 石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中 III 类标准要求限值≤0.05mg/L。

表 4-3-13 地下水质量评价标准

污染物	标准	依据标准
pH 值 (无单位)	6.5-8.5	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) 中 III 类标准
耗氧量 (COD _{mn} 法, 以 O ₂ 计) mg/L	≤3.0	
氨氮 mg/L	≤0.5	
挥发酚 mg/L	≤0.002	

六价铬 mg/L	≤0.05
硫酸盐 mg/L	≤250
硝酸盐 mg/L	≤20
亚硝酸盐 mg/L	≤1.00
氟化物 mg/L	≤1.0
氯化物 mg/L	≤250
溶解性总固体 mg/L	≤1000
铁 mg/L	≤0.3
锰 mg/L	≤0.1
总硬度 mg/L	≤450
菌落总数 (CPU/mL)	≤100
总大肠菌群 (CPU/100mL)	≤3.0
砷 mg/L	≤0.01
汞 mg/L	≤0.001
镉 mg/L	≤0.005
铅 mg/L	≤0.01
氰化物 mg/L	≤0.05
钠 mg/L	≤200

(3) 评价方法

采用标准指数法。模式如下：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{si}}$$

式中： P_i —第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i —第 i 个水质因子的监测浓度值 (mg/L)；

C_{si} —第 i 个水质因子的标准浓度值 (mg/L)。

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}}, \quad pH \leq 7.0$$

pH 的标准指数为：

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0}, \quad pH > 7.0$$

式中： P_{pH} —pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{su} —pH 值标准规定的上限值；

pH_{sd} —pH 标准规定的下限值。

(4) 评价结果及分析

地下水环境现状评价结果见表 4-3-14。

表 4-3-14 评价结果（标准指数）

从评价结果可以看出，地下潜水、承压水监测项目除部分总硬度超标外，总硬度超标可能是地质原因。其他监测项目评价指数中均 <1 ，满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准；石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ）。

4.3.2.3 包气带现状监测与评价

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），对于一、二级的改扩建项目，应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查，对包气带进行分层取样。项目于 2023 年 5 月 10 日对油田区域开展了包气带污染现状调查，对土壤包气带进行分层取样，根据工程污染源特征和包气带岩性、结构特征，在 0-20cm、20-40cm 范围内取两个样品，对样品进行浸溶试验，测试分析浸溶液成分，监测因子：pH、石油类、挥发酚、铅、铬（六价）、汞、砷，监测布点见表 4-3-15。监测结果见表 4-3-16。

表 4-3-15 包气带现状监测点位置

编号	点位	取样深度	备注
1	芳 507 转油站加热炉附近未硬化区域	0-20cm 一个，20-40cm 一个	污染控制点
2	芳 507 转油站东侧 100m 处	0-20cm 一个，20-40cm 一个	清洁对照点
3	芳 100-88 永久占地内	0-20cm 一个，20-40cm 一个	污染控制点
4	芳 100-88 南侧 100m 处	0-20cm 一个，20-40cm 一个	清洁对照点

表 4-3-16 包气带监测结果一览表

备注：pH 无量纲；Hg、As、Pb 单位 $\mu\text{g/L}$ ；其它项目单位 mg/L 。

从调查结果可知，评价区域内包气带中六价铬、汞未检出，且永久占地范围内与永久占地范围外油田特征污染物石油类、挥发酚所测数值相差不大，评价区域内包气带未被污染，企业对污染物排放措施的监管有效，建议企业进一步加强监管，控制污染物的排放，避免对土壤包气带带来污染。

4.3.3 声环境质量现状调查与评价

4.3.3.1 声环境质量监测

（1）监测点布设

声环境监测点位具体见表 4-3-17。

表 4-3-17 噪声现状监测点位置

点位名称	位置关系
农化村	芳 68-斜 80 南侧 130m
韩家屯	芳 54-78 东南侧 145m

东三马架屯	芳 97-斜 83 北侧 180m
王连仲屯	芳 108-72 西南侧 125m
拟建 27 号平台	区块内

(2) 监测时间与频率

2023 年 5 月 10 日-5 月 11 日，昼夜各监测 1 次，连续监测 2 天。

(3) 监测项目

连续等效 A 声级。

(4) 监测结果

噪声监测结果见表 4-3-18。

表 4-3-18 井场噪声的监测结果 单位：dB(A)

4.3.4.2 评价结论

由上表可见，本项目区块附近声环境昼间在 52.3—55.3dB(A)、夜间在 42.1—44.2dB(A)，拟建井场声环境昼间在 51.3—51.4dB(A)、夜间在 44.1—44.3dB(A)，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

4.3.4 土壤环境质量现状调查与评价

4.3.4.1 土壤类型

本次油田开发产能位于肇州县、大同区境内，根据现场踏勘及国家土壤信息服务平台（<http://www.soilinfo.cn/map/i> 未检出 ex.aspx）点查的数据，根据现场踏勘及国家土壤信息服本工程评价范围内土壤类型为草甸土、盐化草甸土、其他。

草甸土是温带低洼地区受地下水浸润作用，在腐殖质积累和潜育化过程下形成的具有腐殖质表层和潜育层的半水成土壤。主要分布在东北平原、内蒙古和西北地区的河谷平原或湖盆地区，其自然植被为湿生型与中生型草甸植被。

草甸土类是区域内比较肥沃的土壤，包含三个亚类：石灰性草甸土，盐化草甸土，碱化草甸土。

草甸土的植被，除了农田以外，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。项目区域土壤类型图见图 4-3-1。

4.3.4.2 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，主要包括土体构型、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等，具体土壤理化特性调查见表 4-3-19，土体构型见表 4-3-19。

表 4-3-19 土壤理化性质调查表

4.3.4.3 土壤监测

(1) 土地利用类型

从现场调查情况看，已建井场占地范围内为耕地（基本农田）、草地（非基本草原），由于工程所在区域人类活动频繁，野生动物较少。土地利用现状见附图 9。

(2) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目属于 I 类项目，污染影响型评价等级为一级，通过现场调查，根据土壤类型和项目情况，在区域内共设 11 个土壤监测点，其中区域内表层样 2 个，区域外表层样 4 个。区域内柱状样 5 个，监测布点见表 4-3-20，本项目土壤监测点位见附图 10。

表 4-3-20 土壤监测布点位置表

序号	点位	取样位置	取样点	经纬度
1	已建芳 100-88 井场永久占地内	占地范围内	柱状样点 0-0.5m (①)、0.5-1.5m (②)、1.5-3m (③) 各取 1 个样	125° 7' 15.22" , 45° 57' 48.29"
2	代用井芳 64-80 井场永久占地内			125° 8' 0.95" , 46° 0' 43.83"
3	拟建 27 号平台永久占地内			125° 6' 57.06" , 45° 57' 46.48"
4	拟建 22 号平台永久占地内			125° 6' 38.81" , 45° 59' 15.74"
5	拟建 11 号平台永久占地内			125° 8' 14.35" , 46° 0' 49.49"
6	芳 49-斜 72 井场永久占地内	占地范围内	表层样点 0-0.2m	125° 7' 21.75" , 46° 1' 51.15"
7	拟建 7 号平台永久占地内		表层样点 0-0.2m	125° 6' 41.86" , 46° 1' 56.53"
8	拟建 11 号平台永久占地北侧 50m 处	占地范围外	表层样点 0-0.2m	125° 8' 14.21" , 46° 0' 50.22"
9	拟建 22 号平台永久占地北侧 50m 处		表层样点 0-0.2m	125° 6' 38.72" , 45° 59' 16.34"
10	拟建 27 号平台永久占地西侧 50m 处		表层样点 0-0.2m	125° 6' 56.25" , 45° 47' 46.54"
11	拟建 7 号平台永久占地西侧 50m 处		表层样点 0-0.2m	125° 6' 41.47" , 46° 1' 56.52"

(3) 监测时间及频次

监测时间：监测时间为 2023 年 5 月 10 日。

监测频次：一次性采样。

取样深度：表层样采样深度 0-0.2m；柱状样取样深度分别为：0-0.5m、0.5m-1.5m、

1.5-3m。

(4) 监测项目

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

2#、3#、4#、5#、6#、7#、9#、10#监测点位：pH、石油烃。

8#、11#监测点位：pH、石油烃、砷、镉、铬（总铬）、铜、铅、汞、镍、锌。

(4) 监测结果

土壤监测结果见表 4-3-21、4-3-22。

表 4-3-21 农用地土壤监测值 单位：mg/kg（pH 除外）

表 4-3-22 建设用地土壤监测实测值（1） 单位：μg/kg

表 4-3-22 建设用地土壤监测实测值（2）

4.3.4.4 评价标准

农用地评价标准采用《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018），建设用地土壤评价标准采用《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值，具体见表 4-3-23、表 4-3-24。

表 4-3-23 农用地土壤污染风险筛选值 单位：mg/kg

污染物项目		风险筛选值			
		pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
镉	其他	0.3	0.3	0.3	0.6
汞	其他	1.3	1.8	2.4	3.4
砷	其他	40	40	30	25
铅	其他	70	90	120	170
铬	其他	150	150	200	250
铜	其他	50	50	100	100
镍		60	70	100	190
锌		200	200	250	300

表 4-3-24 建设用地土壤污染风险筛选值 单位：mg/kg

序号	污染物项目	筛选值	序号	污染物项目	筛选值
1	砷	60	24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
2	镉	65	25	氯乙烯	0.43
3	铬（六价）	5.7	26	苯	4
4	铜	18000	27	氯苯	270

5	铅	800	28	1, 2-二氯苯	560
6	汞	38	29	1, 4-二氯苯	20
7	镍	900	30	乙苯	28
8	四氯化碳	2.8	31	苯乙烯	1290
9	氯仿	0.9	32	甲苯	1200
10	氯甲烷	37	33	间二甲苯+对二甲苯	570
11	1, 1-二氯乙烷	9	34	邻二甲苯	640
12	1, 2-二氯乙烷	5	35	硝基苯	76
13	1, 1-二氯乙烯	66	36	苯胺	260
14	顺-1, 2-二氯乙烯	596	37	2-氯酚	2256
15	反-1, 2-二氯乙烯	54	38	苯并(a)蒽	15
16	二氯甲烷	616	39	苯并(a)芘	1.5
17	1, 2-二氯丙烷	5	40	苯并(b)荧蒽	15
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	10	41	苯并(k)荧蒽	151
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	6.8	42	蒽	1293
20	四氯乙烯	53	43	二苯并(a, h)蒽	1.5
21	1, 1, 1-三氯乙烷	840	44	茚并(1, 2, 3-cd)芘	15
22	1, 1, 2-三氯乙烷	2.8	45	萘	70
23	三氯乙烯	2.8	46	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	4500

4.3.4.5 评价结果

(1) 评价方法

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，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) 评价结果

土壤现状评价结果见表 4-3-25 至表 4-3-26。

表 4-3-25 农用地土壤环境质量现状评价结果

表 4-3-26 建设用地土壤监测实测值 (1) 单位：μg/kg

表 4-3-26 建设用地土壤监测实测值 (2)

根据上述监测结果可知，评价区域内农用地所监测到的各项污染物含量均不超过《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）标准要求，建设用地各项污染物含量均不超过《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，评价指数均<1，其特征污染物石油烃（C₁₀-C₄₀）占地范围内及占地范围外所测数值相差不大，区域土壤环境质量现状良好。

4.3.5 生态环境现状调查与评价

4.3.5.1 生态环境现状分析

(1) 生态功能区划

根据《全国生态功能区划》（修编版，2015），本项目位于 II-01-04 松嫩平原东部农产品提供功能区。该区主要生态问题包括农田侵占、土壤肥力下降、农业面源污染严重；在草地畜牧业区，过度放牧，草地退化沙化，抵御灾害能力低。农产品提供功能区生态保护的主要方向为严格保护基本农田，培养土壤肥力；加强农田基本建设，增强抗自然灾害的能力等。

在全国生态功能区划的基础上，结合黑龙江省详细的生态功能区划，对本项目所在的生态功能区划进行详细说明。根据黑龙江省人民政府批准的《黑龙江省生态功能区划》（黑政函〔2006〕75 号），本项目所在区域属于松嫩平原西部草甸草原生态区，松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区，安达-肇东-肇源农、牧业与盐渍化控制生态功能区。本项目区生态功能区划见表 4-3-27。

表 4-3-27 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-06-01-03 安达-肇东-肇源农、牧业与盐渍化控制生态功能区	盐渍化控制、生态系统产品提供	对草地进行恢复，禁止盲目开荒，对家畜实行圈养或轮牧，加大生态农业建设

(2) 土地利用现状

本工程生态评价范围内主要生态系统为耕地生态系统、草原生态系统，工程所在区域的主要功能为村屯住宅，人类活动频繁，野生动物较少。评价区土地利用类型包括耕地、草地、交通用地、建设用地等。耕地主要有旱地，建设用地为周边油田其他区块井场用地，交通用地主要为乡道用地，本工程占地为耕地（基本农田）、草地（非基本草原）。本工程土地利用类型见表 4-3-29，土地利用现状图见附图 1-2。

表 4-3-29 土地利用类型表

类别编号	类别名称及代码		统计面积 (km ²)	比例 (%)
	一级类	二级类		
1	耕地	013 旱地	46.2529	33.25
2	草地	043 其他草地	89.9997	64.71
3	林地	033 其它林地	2.865	2.04
合计			139.0876	100

(3) 水土流失重点治理区

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030），本工程位于肇州县、大同区，不属

于水土流失重点治理区。

(4) 生态系统现状调查

本次生态评价范围内有耕地、草地及林地。

①农田生态系统

农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，本项目区域农田为基本农田。农作物中主要以玉米为主，还有少量高粱、大豆。玉米、高粱等均为喜温高产作物，在该地一般年份均可正常成熟，产量约为 $7500\text{kg}/\text{hm}^2$ 。经济作物主要有花生、甜菜、芝麻、向日葵等；蔬菜类主要有茄子、豆角和白菜等。

②草原生态系统

评价区域内植被类型以草甸为主，主要包括草甸草原植被和盐生草甸植被。

A 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*-*Spodiopogon 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 virgata*)、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。

B 盐生草甸植被

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

碱蒿 (*Artemisia anethifolia*)，以及常混有少量一年生的碱蓬 (*Suaeda glauca*) 和角碱蓬 (*S. corniculata*) 等。

马蔺草甸 (Form. *Iris ensata*)。主要分布在严重退化草地的碱斑周围。组成以马蔺为优势，伴生种随着小生境土壤的盐分、湿润度的不同而有变化，主要有无脉苔草 (*Carex enervis*)、走茎苔草 (*C. reptabunda*)、寸草、羊草、赖草及芨芨草 (*Achnatherum splendens*)，其次间或混有少量的各类杂类草。

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

角碱蓬草甸 (Form. *Suaedetum corniculatae*)。角碱蓬的生境与碱蓬相似，常与其形成复合分布，也包括原生和次生群落，种类组成较单纯，角碱蓬占绝对优势。

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。

(4) 动物现状调查

项目区域位于已开发区块内，该区域人类活动频繁，评价区域内动物以伴人物种为主，常见的哺乳类动物有鼠、野兔等；鸟类活动性较大，常见的毛腿沙鸡、喜鹊，猛禽类的鹰等。

(5) 防沙治沙情况调查

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

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

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

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

项目区域现状照片见图 4-3-2。

4.3.5.2 生态环境现状评价结论

评价区以耕地、草地为主，由于油田的开发用地，使区域生态环境中形成生态斑块，因此进行油田开发时必须加强保护，防止生态环境恶化。工程所在区域内主要土壤类型以草甸土为主，项目区域生态环境总体质量较好。

4.4 区域环境污染源调查

本工程为石油开采项目，经现场调查，项目建设区域位于大庆油田已开发的宋芳屯油田芳 17-芳 507 区块内，开发范围外 3km 范围内主要为农田、荒草地、村庄以及周边油田生产设施，油田生产设施主要包括油田场站、油水井场和集油管线等，无其他工业企业，污染源主要为本工程依托的转油站、联合站产生的废气、废水、固废等污染物；以及芳 17-芳 507 区块内已建油井运行时产生的非甲烷总烃无组织挥发和抽油机运行噪声，项目区域无其他工业企业等环境污染源。

4.4.1 大气污染源调查

(1) 工业废气

主要包括各场站的加热炉烟气、场站及井场原油集输产生的工艺废气。产生的废气污染物主要包括 SO_2 、 NO_x 、颗粒物、非甲烷总烃等。

(2) 汽车尾气

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

项目区域内农村居民生活燃用燃料会排放燃烧烟气。

4.4.2 废水污染源调查

(1) 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、修井污水，废水污染物为 SS、石油类等，均排放至宋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）中限值：“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注油层，不外排。

(2) 生活污水污染源

区域生活污水污染源主要来源于场站办公设施，其污染物主要为 COD、BOD₅、SS、NH₃-N 等，排入场站防渗旱厕，定期清掏，用作农家肥。

建设项目地下水评价区域内地下水污染源主要为周边农业生产使用化肥、农药以及居民生活排放的生活污水等，随着地表径流携带污染物入渗地下水体。

4.4.3 噪声污染源调查

工业区工业噪声源主要分为 2 类，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)；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

根据现状调查和工程分析，区域排放的固体废弃物有一般工业固体废物、生活垃圾和危险废物。生活垃圾主要场站工作人员日常生活中产生的厨卫垃圾、废弃的日常用品等，运至生活垃圾填埋场处理；工业固废和危险废物主要来自于油田工业生产，一般工业固体废物送第八采油厂工业固废填埋场处理，危险废物委托资质单位处理，固体废物均按相关规范处置利用。

第五章 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响预测与评价

5.1.1 气候特点及污染气象特征

大庆地区处于中纬度东亚大陆东部边缘，属寒温带大陆性干旱草原性气候，受蒙古内陆冷空气和海洋暖流季风的影响较大，冬季漫长，受高纬西北气流控制，严寒少雪，多西北风；夏季短暂，受太平洋高压气流影响，高温多雨，多南风。春秋两季为过渡期，时间短，气流变化大；春季多大风，干燥少雨；秋季多晴朗天气。大庆市多年平均降雨量 442.0mm，多年平均蒸发量 1154.8-1500mm，多年平均气温 3.3℃，无霜期 140d，冬季最低气温-36.2℃，夏季最高气温 38.9℃，采暖期日平均气温-10.3℃，最大冻土深度 2200mm，冬季主要以西北风为主，夏季多为南风、西南风，年平均风速 3.7m/s；静风频率为 7%。全年风向玫瑰图见图 5-1-1。

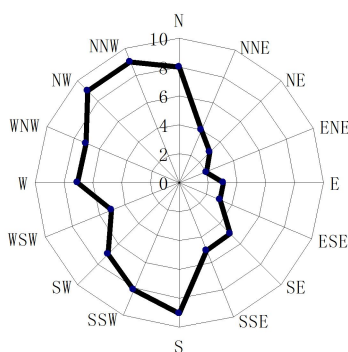


图 5-1-1 全年风向玫瑰图

5.1.2 环境空气影响预测与评价

5.1.2.1 施工期大气环境影响分析

(1) 施工场地扬尘

施工期大气污染源主要是管沟开挖、管道敷设、管沟覆土回填建设产生的扬尘、物料运输装卸过程中产生的扬尘。

项目工程量较小，如果在施工期间对施工区域及车辆行驶的路面实施洒水抑尘，施工场地洒水抑尘的试验结果见表 5-1-1。

表 5-1-1 施工场地洒水抑尘试验结果

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

结果表明：实施每天洒水 4-5 次进行抑尘，可使扬尘减少 70%左右，有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20-50m 范围。

根据现场调查，本项目施工场地距离最近敏感目标为芳 108-72 井场东北侧 110m 处的王连仲屯，敏感点不在施工扬尘影响范围内，施工期施工扬尘对周围敏感点产生影响的可能性极小。

为了防止施工污染物污染环境，在施工时，应采取以下措施：

- ①定时适量洒水，并在大风天加大洒水量及洒水次数，使作业面保持一定的湿度；
- ②运输车辆途经村屯附近时应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生；
- ③管道施工场地剥离的表土堆放时要遮盖苫布，防止大风天气产生扬尘；
- ④施工过程产生的残土及时清运，不能及时清运的应当采取封闭、遮盖等措施；运输建筑材料车辆应采取封闭措施，必须装载规范；
- ⑤道路施工时碎石等物料应集中堆放至临时料场并遮盖苫布，避免产生扬尘。

项目管道在施工结束后将临时占地及时恢复原有地表形态，因此施工扬尘对周围敏感目标影响具有一定的时段性，并且这种影响随着施工期的结束而消失。且项目施工现场距离附近敏感点较远，施工对周围村屯环境影响较小。

（2）汽车尾气

油田开发各类工程及运输车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染，由于车辆排放的尾气为流动的线源，影响范围较大，但其污染不集中且扩散能力相对较快，因此对环境空气的影响不是很大，施工区域距离最近敏感目标王连仲屯约 110m，汽车尾气对周围保护目标的影响较小。

（3）焊接烟尘

由工程分析可知，项目管道施工过程中将产生焊接烟尘，产生量合计为 2kg，本工程较为分散，焊接烟尘非集中排放，经空气稀释、扩散后对周围大气环境影响较小。

综上所述，项目施工期产生的废气主要为施工扬尘、少量车辆尾气和焊接烟尘，通过采取有效地抑尘、规划行车路线及管理养护措施，施工期场界扬尘浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求，对区域空气环境及环保目标的影响较小。

5.1.2.2 运行期大气环境影响预测与评价

（1）污染源调查

本工程依托场站污染源点源调查情况见表 5-1-2，新增本工程产能后依托场站污染源点源情况见表 5-1-3 和表 5-1-4。

表 5-1-2 依托场站现有污染源点源调查参数统计表（现有部分）

名称	排气筒底部中心坐标		排气筒底部海拔高度 m	排气筒折算高度 m	排气筒折算内径 m	烟气流速 m/s	烟气温度 ℃	年排放小时数 h	排放工况	污染物排放速率 t/a		
	东经	北纬								SO ₂	NO _x	颗粒物
芳 507 转油站	125° 7' 5.15"	45° 59' 58.13"	144	8	0.3	33.36	100	8760	正常	0.49	7.08	0.86
芳 707 转油站	125° 6' 20.37"	45° 56' 56.86"	142	8	0.3	14.76	100	8760	正常	0.22	3.13	0.38
芳 6 转油站	125° 9' 27.44"	45° 58' 17.81"	145	8	0.3	30.60	100	8760	正常	0.45	6.49	0.79
芳 407 转油站	125° 6' 26.53"	46° 4' 49.22"	139	8	0.3	6.39	100	8760	正常	0.09	1.36	0.17
宋一联合站	125° 5' 15.93"	45° 59' 4.62"	144	8	0.3	367.3	100	8760	正常	5.41	77.98	9.50

表 5-1-3 新增本工程产能依托场站污染源点源参数统计表（新增部分）

名称	排气筒底部中心坐标		排气筒底部海拔高度 m	排气筒折算高度 m	排气筒折算内径 m	烟气流速 m/s	烟气温度 ℃	年排放小时数 h	排放工况	污染物排放速率 t/a		
	东经	北纬								SO ₂	NO _x	颗粒物
芳 507 转油站	125° 7' 5.15"	45° 59' 58.13"	144	8	0.3	5.66	100	8760	正常	0.0095	0.1366	0.0168
芳 707 转油站	125° 6' 20.37"	45° 56' 56.86"	142	8	0.3	1.66	100	8760	正常	0.0027	0.0401	0.0049
芳 6 转油站	125° 9' 27.44"	45° 58' 17.81"	145	8	0.3	1.56	100	8760	正常	0.0026	0.0378	0.0047
芳 407 转油站	125° 6' 26.53"	46° 4' 49.22"	139	8	0.3	1.88	100	8760	正常	0.0031	0.0453	0.0056
宋一联合站	125° 5' 15.93"	45° 59' 4.62"	144	8	0.3	10.76	100	8760	正常	0.018	0.2598	0.032

本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，根据工程分析可知，整个原油集输过程中非甲烷总烃挥发量为 77.96t/a，主要排放位置有井场、集输管道阀门、阀组间等位置，均以面源形式排放。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（井场及集输管线按 30% 计算），阀组间及新建管线均位于区块内，考虑油井、集输管线、阀组间分布，确定本次预测范围，长为 12750m ，宽为 4800m ，则油井开采、集输、处理全过程挥发性有机物挥发量为 0.21t/d ，井场及集输管道非甲烷总烃逸散量为 0.063t/d ，排放速率为 2.625kg/h 。具体面源参数表见表 5-1-4。

表 5-1-4 污染源面源调查表

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	污染物排放速率 kg/h
	东经	北纬								非甲烷总烃
芳 17-芳 507 区块	$125^{\circ} 7' 23.85''$	$45^{\circ} 59' 49.49''$	146	12750	4800	/	3	8760	连续	2.625

(2) 评价等级判定

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，采用估算模式分别计算本工程正常排放情况下的主要污染物的最大影响程度和最远影响范围，然后按评价工作分级判据进行分级。本工程估算模型参数一览表见表 5-1-5。

表 5-1-5 估算模型参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		38.9
最低环境温度/°C		-36.2
土地利用类型		农作地
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	☞是 ☐否
	地形数据分辨率	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	是 ☞否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

经估算模式的计算结果统计见表 5-1-6 至 5-1-7。

表 5-1-6 点源加热装置燃烧废气估算模式计算结果

表 5-1-7 面源估算模式计算结果

从上表可以看出，本工程肇 II 转油站加热装置排放的主要污染物最大落地浓度距离 56m ， SO_2 、颗粒物、 NO_x 最大地面浓度分别为 $5.71 \times 10^{-5}\text{mg/m}^3$ 、 $1.03 \times 10^{-4}\text{mg/m}^3$ 、 $8.45 \times 10^{-4}\text{mg/m}^3$ ，占标率分别为 0.01%、0.02%、0.34%；肇一联合站加热装置排放的主要污

染物最大落地浓度距离 81m, SO_2 、颗粒物、 NO_x 最大地面浓度分别为 $2.83 \times 10^{-5} \text{mg/m}^3$ 、 $5.30 \times 10^{-5} \text{mg/m}^3$ 、 $4.28 \times 10^{-4} \text{mg/m}^3$, 占标率分别为 0.00566%、0.0118%、0.17%; 宋二联合站加热装置排放的主要污染物最大落地浓度距离 72m, SO_2 、 NO_x 、颗粒物最大地面浓度分别为 $2.50 \times 10^{-5} \text{mg/m}^3$ 、 $4.17 \times 10^{-5} \text{mg/m}^3$ 、 $3.67 \times 10^{-4} \text{mg/m}^3$, 占标率分别为 0.005%、0.00927%、0.147%。

本工程面源区域排放的主要污染物非甲烷总烃最大落地距离 685m, 最大地面浓度为 0.12736mg/m^3 , 占标率为 6.37%。

根据预测计算, 本工程排放主要污染物非甲烷总烃、 SO_2 、颗粒物、 NO_x 的最大地面空气质量浓度占标率分别为 6.37%、0.01%、0.02%、0.34%, 其中最大 $P_{\max}$ 为 6.37%, 根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018), 当 $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ 时, 环境空气评价等级为二级。

(3) 评价范围

根据导则要求及本工程周边敏感目标分布特点, 确定本工程大气评价范围为项目油井开发区域边界为起点, 外扩 2.5km 的矩形区域。

(4) 污染物排放量核算

根据导则要求, 二级评价项目不进行进一步预测与评价, 只对污染物排放量进行核算。本工程大气污染物有组织排放量核算表见 5-1-8、无组织排放量核算表见 5-1-9。

表 5-1-8 本工程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/m ³	核算排放速率 kg/h	核算年排放量 t/a
一般排放口					
1	芳 507 转油站	SO ₂	9	0.009	0.083
		NO _x	130	0.137	1.197
		颗粒物	15.8	0.017	0.147
2	芳 707 转油站	SO ₂	9	0.003	0.024
		NO _x	130	0.040	0.351
		颗粒物	15.8	0.005	0.043
3	芳 6 转油站	SO ₂	9	0.003	0.023
		NO _x	130	0.038	0.331
		颗粒物	15.8	0.005	0.041
4	芳 407 转油站	SO ₂	9	0.003	0.027
		NO _x	130	0.045	0.397
		颗粒物	15.8	0.006	0.049
5	宋一联合站	SO ₂	9	0.018	0.158
		NO _x	130	0.260	2.276
		颗粒物	15.8	0.032	0.280
有组织排放总计					
有组织排放总计		SO ₂			0.315

	NO _x	4.552
	颗粒物	0.56

表 5-1-9 本工程大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
1	产能区域	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 日起执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	4.0	77.96
无组织排放总计							
无组织排放总计				非甲烷总烃		77.96t/a	

5.1.3 大气环境影响评价结论

本工程施工期扬尘通过采取洒水抑尘、设置施工围挡、遮盖苫布等措施后对周围大气影响较小，且环境影响施工结束后影响即消除。

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018)计算，本项目厂界外无短期贡献浓度值超标情况，经计算不需设置大气环境保护距离。

工程运营期厂界外非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中5.9企业边界污染物控制要求限值(4.0mg/m³)；加热炉有组织排放的废气中污染物浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中排放浓度限值要求(颗粒物：30mg/m³，SO₂：100mg/m³，NO_x：400mg/m³)，对项目附近敏感点影响较小，项目建设对环境空气质量影响很小。项目大气环境影响评价自查表见表 5-1-10。

表 5-1-10 大气环境影响评价自查表

工作内容		2023 年宋芳屯油田芳 17-芳 507 区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目			
评价等级与评价范围	评价等级	一级 ☐	二级 ☒	三级 ☐	
	评价范围	边长=50km ☐	边长 5～50km ☐	边长=5km ☒	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a ☐	500~2000 t/a ☐	<500 t/a ☒	
	评价因子	基本污染物（PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ ）、其他污染物（TSP、非甲烷总烃）		包括二次 PM2.5 ☐ 不包括二次 PM2.5 ☒	
评价标准	评价标准	国家标准 ☒	地方标准 ☐	附录 D ☐	其他标准 ☒
现状评价	环境功能区	一类区 ☐	二类区 ☒	一类区和二类区 ☐	
	评价基准年	（ 2022 ） 年			
	环境空气质量现	长期例行监测数据 ☐	主管部门发布	现状补充监测 ☒	

	调查数据来源			的数据 ☒				
	现状评价	达标区 ☒				不达标区 ☐		
污染源调查	调查内容	本工程正常排放源 ☒ 本工程非正常排放源 ☐ 现有污染源 ☒		拟替代的污染源 ☐		其他在建、拟建项目污染源 ☐		区域污染源 ☐
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2 000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网络模型 ☐	其他 ☒
	预测范围	边长 $\geq 50\text{km}$ ☐			边长 $5\sim 50\text{km}$ ☐		边长 $=5\text{km}$ ☒	
	预测因子	预测因子 (TSP、SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃) ☐				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒		
	正常排放短期浓度贡献值	C 本工程最大占标率 $\leq 100\%$ ☐					C 本工程最大占标率 $> 100\%$ ☐	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本工程最大占标率 $\leq 10\%$ ☐				C 本工程最大占标率 $> 10\%$ ☐	
		二类区	C 本工程最大占标率 $\leq 30\%$ ☐				C 本工程最大占标率 $> 30\%$ ☐	
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h		C 非正常最大占标率 $\leq 100\%$ ☐			C 非正常最大占标率 $> 100\%$ ☐	
	保证率日平均浓度和年均浓度叠加值	C 叠加达标 ☐					C 叠加不达标 ☐	
区域环境质量的整体变化情况	K $\leq -20\%$ ☐				K $> -20\%$ ☐			
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、非甲烷总烃)		有组织废气监测 ☒ 无组织废气监测 ☒			无监测 ☐	
	环境质量监测	监测因子: (/)		监测点位数 (/)		无监测 ☒		
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐						
	大气防护距离	距 () 厂界最远 () 米						
	污染源年排放量	SO ₂ : (0.315) t/a		NO _x : (4.552) t/a		颗粒物: (0.56) t/a		NMHC: (77.96) t/a

注: “□”为勾选项, 填“√”, “()”为填写项

5.2 地表水环境影响预测与评价

5.2.1 施工期地表水环境影响分析

本工程施工期废水主要为射孔废水、管道试压废水、压裂返排液和施工人员的生活污水。

(1) 射孔废水

本工程 108 口新钻油水井需要射孔, 射孔液为清水, 共计产生射孔废水 3888t, 通过罐车拉运回收至宋一联含油污水处理站, 处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015) 限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ 标准后回注油层, 不外排。

(2) 压裂返排液

项目压裂过程产生的压裂返排液共 4120m³，泵入井场罐车后，送宋二联压裂返排液无害化处理站处理，不外排。

(3) 管线试压废水

项目管线试压过程产生的试压废水经罐车拉运至宋一联含油污水处理站处理，达标后回注油层，不外排。

(4) 生活污水

根据工程分析可知，项目施工期产生的生活污水量为 1536t。主要污染因子为 COD、SS、BOD₅、NH₃-N，施工场地设置临时旱厕，定期清掏用做农肥。

综上，项目施工期产生的施工废水均不排入外环境，生活污水均排入旱厕，定期清掏用作农家肥，因此对环境无影响。

5.2.2 运行期水环境影响分析

本工程运行期污水为产液分离废水、油水井作业污水及洗井污水。

油井产液分离废水主要为原油中分离出的含油污水，产生量约为 30525m³/d，管线输送至宋一联含油污水处理站处理；油井作业污水经现场污水回收装置回收后泵入罐车拉运至宋一联含油污水处理站处理。

宋一联含油污水处理站采用“横向流除油+两级过滤”处理工艺，处理后的污水满足“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2 μm”标准后回注油层，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中标准要求后回注油层。

宋一联含油污水处理站设计处理规模 11000m³/d，实际处理量为 8420m³/d，负荷 70.2%，新增后负荷率为 78.4-99.6%，可以满足本项目要求。

根据监测数据可知，宋一联含油污水处理站出水水质可以满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L”标准，回注油层不外排，不会对地表水体产生影响。

综上，项目正常状况下施工期和运行期产生的废水均能得到合理处置，不排入外环境。

项目地表水环境影响评价自查表见表 5-2-1。

表 5-2-1 地表水环境影响评价自查表

工作内容		2023 年宋芳屯油田芳 17-芳 507 区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程			
影响识别	影响类型	水污染影响型☐；水文要素影响型●			
	水环境保护目标	饮用水水源保护区☐；饮用水取水口☐；涉水的自然保护区☐；重要湿地☐；重点保护与珍稀水生生物的栖息地☐；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体☐；涉水的风景名胜区☐；其他☐			
	影响途径	水污染影响型		水文要素影响型	
		直接排放☐；间接排放☐；其他☐		水温☐；径流☐；水域面积☐	
影响因子	持久性污染物☐有毒有害污染物☐；非持久性污染物☐；pH 值☐；热污染☐；富营养化☐；其他☐		水温☐；水位（水深）☐；流速☐；流量☐；其他☐		
评价等级		水污染影响型		水文要素影响型	
		一级☐；二级☐；三级 A☐；三级 B☐		一级☐；二级☐；三级☐	
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源	
		已建☐；在建☐；拟建☐；其他☐	拟替代的污染源☐	排污许可证☐；环评☐；环保验收☐；既有实测☐；现场监测☐；入河排污口数据☐；其他☐	
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源	
		丰水期☐；平水期●；枯水期☐；冰封期☐ 春季☐；夏季☐；秋季☐；冬季☐		生态环境保护主管部门●；补充监测☐；其他●	
	区域水资源开发利用状况	未开发☐；开发量 40%以下☐；开发量 40%以上☐			
	水文情势调查	调查时期		数据来源	
		丰水期☐；平水期☐；枯水期☐；冰封期☐ 春季☐；夏季☐；秋季☐；冬季☐		水行政主管部门☐；补充监测☐；其他☐	
	补充监测	监测时期		监测因子	监测断面或点位
丰水期☐；平水期☐；枯水期☐；冰封期☐ 春季☐；夏季☐；秋季☐；冬季☐		()	监测断面或点位个数 () 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	(石油类、SS)			
	评价标准	河流、湖库、河口：I 类☐；II 类☐；III 类☐；IV 类☐；V 类☐ 近岸海域：第一类☐；第二类☐；第三类☐；第四类☐ 规划年评价标准 ()			
	评价时期	丰水期☐；平水期☐；枯水期☐；冰封期☐ 春季☐；夏季☐；秋季☐；冬季☐			
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况☐：达标☐；不达标☐ 水环境控制单元或断面水质达标状况：达标☐；不达标☐ 水环境保护目标质量状况：达标☐；不达标☐			达标区☐ 不达标区☐

		对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况：达标 ☐ ；不达标 ☐ 底泥污染评价 ☐ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 ☐ 水环境质量回顾评价 ☐ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 ☐				
影响预测	预测范围	河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km ²				
	预测因子	（ ）				
	预测时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐ 设计水文条件 ☐				
	预测情景	建设期 ☐ ；生产运行期 ☐ ；服务期满后 ☐ 正常工况 ☐ ；非正常工况 ☐ 污染控制和减缓措施方案 ☐ 区（流）域环境质量改善目标要求情景 ☐				
	预测方法	数值解 ☐ ；解析解 ☐ ；其他 ☐ 导则推荐模式 ☐ ；其他 ☐				
影响评价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 ☐ ；替代削减源 ☐				
	水环境影响评价	排污口混合区外满足水环境管理要求 ☐ 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 ☐ 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标 ☐ 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求 ☐ 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 ☐ 水文要素影响型建设项目时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 ☐ 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排污口的建设项目，应包括排污口设置的环境合理性评价 ☐ 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 ☐				
	污染源排放量核算	污染物名称 （ ）		排放量/（t/a） （ ）		排放浓度/（mg/L） （ ）
	替代源排放情况	污染源名称 （ ）	排污许可证编号 （ ）	污染物名称 （ ）	排放量/（t/a） （ ）	排放浓度/（mg/L） （ ）
	生态流量确定	生态流量：一般水期（ ）m ³ /s；鱼类繁殖期（ ）m ³ /s；其他（ ）m ³ /s 生态水位：一般水期（ ）m；鱼类繁殖期（ ）m；其他（ ）m				

防治措施	环保措施	污水处理设施 ☒；水文减缓设施 ☐；生态流量保障设施 ☐；区域削减 ☐；依托其他工程措施 ☐；其他 ☐		
	监测计划		环境质量	污染源
		监测方式	手动 ☐；自动☐；无监测☒	手动 ☒；自动 ☐；无监测 ●
		监测点位	()	()
		监测因子	()	()
	污染物排放清单	见表 8-2-2		
评价结论		可以接受 ☒；不可以接受 ☐		
注：“☐”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。				

5.3 地下水环境影响预测与评价

5.3.1 正常状况下地下水环境影响分析

5.3.1.1 施工期

施工期废水主要为射孔废水、压裂返排液、管线试压废水及施工人员生活污水，压裂返排液由罐车拉运至宋二联压裂返排液无害化处理站处理；射孔废水、管线试压废水拉运至宋一联含油污水处理站处理达标后回注油层；施工人员生活污水排入临时防渗旱厕，定期清掏用作农家肥。

采取上述措施，项目施工期不会对地下水环境造成影响。

5.3.1.2 运行期

运行期废水主要为作业污水、洗井污水、井场采出液分离的含油污水，油井作业污水经污水回收装置回收后由罐车拉运至宋一联含油污水处理站处理；油井洗井污水直接进入井底集输系统；井场采出液分离的含油污水经宋一联含油污水处理站处理后回注油层，不外排。因此，运行期正常工况下对地下水产生影响的可能较小。

5.3.2 非正常状况下对地下水环境影响预测与评价

非正常状况下，管道腐蚀穿孔引起原油渗漏时会有一定量原油、含油污水溢出，会对地下水环境造成污染；油井套管破裂造成含油物质渗漏进而对地下水造成影响。

本工程预测情景模式见表 5-3-1。

表 5-3-1 地下水预测情景模式一览表

序号	泄漏类型	影响层位	场景选择	
			持续泄漏	瞬时泄漏
1	集输管线腐蚀造成的含油物质泄漏	潜水	——	√
2	油井套管破裂造成的含油物质泄漏	承压水	√	——

5.3.2.1 油井套损对地下水环境影响预测与评价

(1) 预测源强

本工程油井套管发生破裂时，主要影响区域为承压水。工程单口油井最大产油量为 7.15t/d，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以单井产油量的 10%即 0.715t/d 计。油井套管发生破损造成原油泄漏后，分别沿地下水流向和纵深向扩散，因此，本次预测石油类在承压水层泄漏的二维预测模式。

(2) 预测因子

油井套管发生泄漏，导致原油泄漏，污染物有石油类、挥发酚等。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。在井套管发生泄漏情景下，原油泄漏的主要污染因子为石油类，选取特征因子石油类作为预测因子。

(3) 预测模型

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

连续注入示踪剂——平面连续点源

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

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

式中：x，y——计算点处的位置坐标；

t——时间，100d、1000d、5000d；

C (x, y, t) ——t 时刻 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M——潜水含水层的厚度；

m_i ——单位时间注入的示踪剂质量；

U——水流速度；

ne——有效孔隙度；

D_L ——纵向弥散系数；

D_T ——纵向 y 方向的弥散系数；

π ——圆周率；

$K_0(\beta)$ ——第二类零阶修正贝塞尔函数；

$W(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta)$ ——第一类越流系统井函数。

(4) 预测参数

承压含水层的有效影响厚度 M：根据水文地质资料，含水层厚度为 5-12m，本次考虑最不利的情况，含水层厚度取 5m。

水流速度 u：根据达西定律 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ ，由区域水文地质资料可知，项目大安组承压含水层岩性为砂岩。根据《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局），参照《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016）附录 B 水文地质参数经验值表，承压水含水层取 $K = 5\text{m/d}$ 。根据区域等水位线与距离确定，承压水水力坡度 $I = 0.0006$ ，承压水有效孔隙度取 0.3，则水流速度为 0.01m/d 。

弥散系数：纵横弥散系数根据含水层岩性及渗透系数、水力坡度等因素，参照相同地区的经验值确定，区域地下水纵向弥散系数 $0.5\text{m}^2/\text{d}$ ，横向弥散系数 $0.05\text{m}^2/\text{d}$ 。化学反应常数为 0。各项参数的选取结果见表 5-3-2。

表 5-3-2 计算参数选取结果一览表

含水层	含水层岩性	M (m)	K (m/d)	u (m/d)	n (无量纲)	DL (m^2/d)	D _T (m^2/d)
承压水含水层	砂岩	5	5	0.01	0.3	0.5	0.05

(5) 预测结果

套损泄漏 100d、1000d、5000d 对地下水的影响预测结果见表 5-3-3 至 5-3-5，预测图见图 5-3-1 至 5-3-3。

表 5-3-3 套损泄漏 100 天石油类对地下水的影响预测结果表 单位：mg/L

图 5-3-1 套损泄漏 100 天石油类污染物浓度分布图

根据预测结果可知，预测时间 100d 时，随着时间、距离增加，污染范围有所增加，套损泄漏 100d 后，石油类浓度在地下水下游 52m 范围内浓度大于 0.05mg/L ，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ）。

表 5-3-4 套损泄漏 1000 天石油类对地下水的影响预测结果表 单位：mg/L

图 5-3-2 套损泄漏 1000 天石油类污染物浓度分布图

根据预测结果可知，预测时间 1000d 时，随着时间、距离增加，污染范围有所增加，套损泄漏 1000d 后，石油类浓度在地下水下游 170m 范围内浓度大于 0.05mg/L ，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ）。

表 5-3-5 套损泄漏 5000 天石油类对地下水的影响预测结果表 单位：mg/L

图 5-3-3 套损泄漏 5000 天石油类污染物浓度分布图

根据预测结果可知，预测时间 5000d 时，随着时间、距离增加，污染范围有所增加，套损泄漏 5000d 后，石油类浓度在地下水下游 405m 范围内浓度大于 0.05mg/L ，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ）。

5.3.2.2 集油管线泄漏对地下水环境影响预测与评价

(1) 预测源强

本工程管径最大、长度最长的集输管线规格为 $\Phi 76 \times 4.5\text{mm}$ ，长度为 13.56km，假设输油管道无缝钢管因破裂而导致泄漏，管道设有压力监控，一旦发生泄漏管道压力就会出现异常，工作人员可在 1h 内发现，并采取关闭机泵等措施进行控制，处置泄漏时间取 24h，泄漏源强以《给水排水管道工程施工及验收规范》（GB50268）中压力管道严密性泄漏试验允许渗水量中的 10 倍来计算，参照 DN100 钢管允许渗水量为 0.28L/(min·km)，原油密度按 0.86t/m³ 算，计算得原油泄漏量 47.01t。

(2) 预测因子

输油管道发生泄漏，导致原油泄漏，污染物有石油类、挥发酚等。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。在输油管道发生泄漏情景下，原油泄漏的主要污染因子为石油类，挥发酚的含量远低于石油，综合考虑，选取特征因子石油类作为预测因子。

(3) 预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中 9.7 节预测方法，将地下水泄漏时间概化为瞬时注入，再利用二维水动力弥散方程计算最大影响范围。二维水动力瞬时注入弥散方程如下：

$$C(x, y, t) = \frac{1000m_M/M}{4\pi n t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t}\right]}$$

式中：x, y—计算点处的位置坐标；T—时间，d；

C(x, y, t)—t 时刻点 x, y 处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；

m_M —长度为 M 的线源瞬时注入的污染物的质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数，m²/d；

D_T —横向 y 方向的弥散系数，m²/d；

π —圆周率。

(4) 预测参数

潜水含水层的有效影响厚度M：根据水文地质资料，含水层厚度取2m。

水流速度u：根据达西定律 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ ，潜水含水层渗透系数按区内渗透系数的平均值确定（ $K=1.5\text{m/d}$ ），水力坡度 $I=0.0006$ ，有效孔隙度 $n_e: 0.3$ ，水流速度为 0.003m/d 。

弥散系数：纵横弥散系数根据含水层岩性及渗透系数、水力坡度等因素，参照相同地区的经验值确定。

根据水文地质资料，区域地下水纵向弥散系数 $0.5\text{m}^2/\text{d}$ ，横向弥散系数 $0.05\text{m}^2/\text{d}$ 。选取区域地下水石油类 $\leq 0.05\text{mg/L}$ （参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准值），化学反应常数为0。各项参数的选取结果见表5-3-6。

表 5-3-6 计算参数选取结果一览表

含水层	含水层岩性	M (m)	K (m/d)	u (m/d)	n (无量纲)	DL (m^2/d)	D _T (m^2/d)
潜水含水层	粉细砂	2	1.5	0.003	0.3	0.5	0.05

(5) 预测结果

管线泄漏 100d、1000d、5000d 对地下水的影响预测结果见表 5-3-7 至 5-3-9，预测图见图 5-3-4 至 5-3-6。

表 5-3-7 管线泄漏 100 天石油类对地下水的影响预测结果表 单位：mg/L

图 5-3-4 管线泄漏 100 天石油类污染物浓度分布图

根据预测结果可知，预测时间 100d 时，随着时间、距离增加，污染范围有所增加，管线泄漏 100d 后，石油类浓度在地下水下游 51.3m 范围内浓度大于 0.05mg/L ，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中 III 类标准($\leq 0.05\text{mg/L}$)。

表 5-3-8 管线泄漏 1000 天石油类对地下水的影响预测结果表 单位：mg/L

图 5-3-5 管线泄漏 1000 天石油类污染物浓度分布图

根据预测结果可知，预测时间 1000d 时，随着时间、距离增加，污染范围有所增加，管线泄漏 1000d 后，石油类浓度在地下水下游 148m 范围内浓度大于 0.05mg/L ，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中 III 类标准($\leq 0.05\text{mg/L}$)。

表 5-3-9 管线泄漏 5000 天石油类对地下水的影响预测结果表 单位：mg/L

图 5-3-6 管线泄漏 5000 天石油类污染物浓度分布图

根据预测结果可知，预测时间 5000d 时，随着时间、距离增加，污染范围有所增加，管线泄漏 5000d 后，石油类浓度在地下水下游 313m 范围内浓度大于 0.05mg/L ，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中 III 类标准($\leq 0.05\text{mg/L}$)。

5.3.3 地下水环境影响评价结论

根据油井套管破损、管线渗漏和储油装置泄露情况对地下水的影响预测结果可以看出：

油井套管破损连续泄漏 100d 石油类污染物沿着地下水流向迁移距离最长为 52m，集输管线泄漏 100d 石油类污染物沿地下水流向迁移距离最长为 51.3m，油井套管破损连续泄漏 1000d 石油类污染物沿着地下水流向迁移距离最长为 170m，集输管线泄漏 1000d 石油类污染物沿地下水流向迁移距离最长为 148m，油井套管破损连续泄漏 5000d 石油类污染物沿着地下水流向迁移距离最长为 405m，集输管线泄漏 5000d 石油类污染物沿地下水流向迁移距离最长为 313m。本工程距离最近的地下水源井为芳 108-72 井场（转注井）东北侧 110m 的王连仲水井（上游），根据保护目标调查，影响范围内与村屯相近的井场均为水井（转注井），油井套损、管线渗漏及拉油井井场储油装置泄露不会对本工程距离最近的水井地下水质量产生影响，且工程管线、储油装置及油井在运行期均设置专人每天进行巡检、巡线，以便及时发现泄漏，因此，工程油井套损、管线泄漏和储油装置泄露对预测范围内地下水井的影响不大。

5.3.4 地下水环境污染防治措施

从以上分析表明，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。因此提出如下地下水环境分区防渗措施及建议：

（1）定期对油井套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；

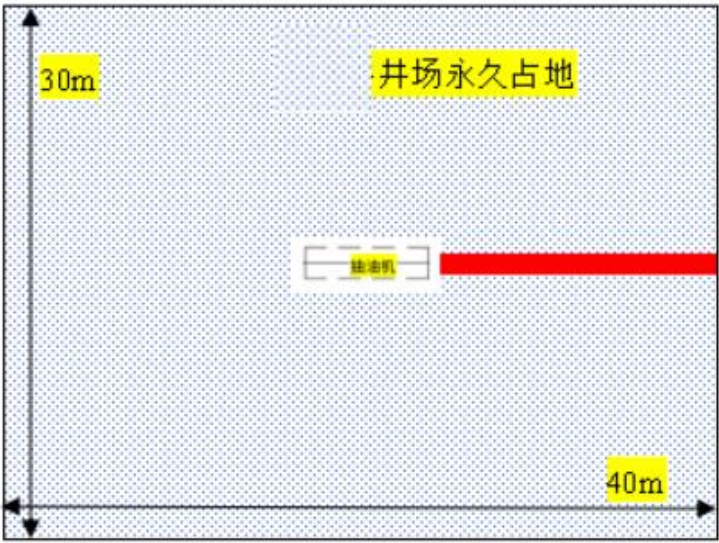
（2）油井井场地面属于简单防渗，执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中要求：进行地面一般硬化。项目 18 口井井场应采取地面平整夯实等措施进行简单防渗（施工时间 2022 年 6 月）。定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；油井作业结束后对井场进行清理，对被油水污染的井场填土回收，防止污染物进入潜水层造成污染。

（3）地下集油管道属于重点防渗区，应采用无缝钢管；管道设计壁厚的腐蚀余量不应小于 2mm 或采用管道内防腐；管道的外防腐等级应采用特加强级；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，发现问题及时处理，防止泄漏事故的发生；提高自动化水平，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，进一步防止污染地下水。

项目分区防渗具体见表 5-3-13，井场分区防渗示意图见图 5-3-9。

表 5-3-13 项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗要求
重点 防渗区	集油管线	采用无缝钢管、管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm 或采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式应采用焊接。施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。
简单 防渗区	井场地面	《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中要求：进行地面一般硬化，项目 18 口井井场应采取地面平整夯实等措施进行简单防渗。定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。



图例：□ 简单防渗区 ■ 重点防渗区（输油管线）

图 5-3-9 单井井场分区防渗示意图

5.3.5 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，大庆油田有限责任公司第八采油厂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。根据地下水影响预测结果，工程对环境敏感点产生影响的可能性小，所以根据地下水流向，结合项目区块分布及周围水井分布情况，在建设项目区域（芳 17-芳 507 区块）上游设 1 个背景监测点，在建设项目区域、区块下游各设 1 个跟踪监测点。跟踪监测井见表 5-3-14、跟踪监测点位见附图 5-1。

表 5-3-14 地下水环境影响跟踪监测计划表

序号	跟踪监测点位	功能	坐标	相对方位/ 距离	监测因子	位置	监测频次
1	崔华尖屯水井 （潜水）	背景监测点	E125° 6' 37.04"	芳 45-斜 65 井 场北侧 780m	石油类	上游	1 次/ 年

			N46° 2' 51.70"				
2	农化村水井 (潜水)	跟踪监测点	E125° 7' 43.93" N46° 0' 29.90"	芳 68-斜 80 井 场南侧 130m		区块内	
3	孙广祥屯水井 (潜水)	跟踪监测点	E125° 5' 59.34" N45° 55' 56.24"	芳 124-斜 90 井场西侧 900m		下游	

5.4 声环境影响预测与评价

5.4.1 施工期声环境影响预测与评价

5.4.1.1 主要噪声源强

本工程施工时产生的噪声源主要是各种施工机械产生的噪声、运输车辆噪声。

5.4.1.2 噪声源特点

施工设备中包括固定噪声源和移动噪声源，均为露天工作，排放的噪声直接辐射到周围的环境中，其传播距离比较远，在传播过程中噪声随距离的增加而衰减，且随着施工期的结束而消失。

5.4.1.3 施工期声环境影响预测

(1) 预测模型

根据各施工阶段不同施工机械产生的噪声，各声源在某一时刻的传播可以按点声源分析其影响范围和影响程度，利用噪声衰减公式对各种施工机械产生的噪声衰减情况进行计算，根据计算结果阐述施工噪声对周围环境的影响，噪声衰减公式如下：

$$L_P = L_{P0} - 20 \cdot \lg(R/R_0)$$

式中： L_P ——距声源 R 米处的噪声预测值，dB(A)；

L_{P0} ——距声源参考距离 R_0 米处的参考声级，dB(A)；

m ——声源个数。

(2) 预测结果

设备噪声距离衰减值见表 5-4-1。

表 5-4-1 施工机械噪声衰减一览表 单位：dB(A)

设备名称	离施工点不同距离处的噪声值								
	5m	10m	20m	30m	40m	60m	80m	100m	200m
挖掘机	91	85	79	75	73	69	67	65	59
推土机	76	70	64	60	58	54	52	50	44
电焊机	76	70	64	60	58	54	52	50	44
压裂车	91	85	79	75	73	69	67	65	59

运输车辆	66	60	54	50	48	44	42	40	34
叠加值	94	88	82	78	76	72	70	68	62

由表 5-4-1 可以看出，主要机械在 100m 以外（包括 100m）均能够达到建筑施工现场噪声昼间限值不超过 70dB(A)，本工程夜间不施工，本工程井场地面施工距离最近的敏感目标为芳 108-72 井场东北侧 110m 处的王连仲屯，且施工期噪声对环境的影响是暂时性的，随着施工结束，其影响也随之消失，因此，项目施工期产生的噪声对周围环境影响很小。

5.4.2 运行期声环境影响预测与评价

5.4.2.1 主要噪声源强

本工程运营期产生噪声的主要设备有油井井场、场站设备等。主要噪声源为机泵、加热装置、抽油机等。

表 5-4-2 工程主要噪声源强情况 单位 dB(A)

序号	噪声源	发声源	声源源强（dB(A)）
1	依托场站	卸油泵、输油泵、污水泵、转输泵等机泵	65~90
2		加热装置	65~75
3	井场	抽油机	65~80

5.4.2.2 噪声源特点

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

5.4.2.3 运营期声环境影响预测

(1) 井场噪声

①井场噪声

本工程运行期主要噪声源为采油井场抽油机，声源强度为 65-80dB(A)。项目对区域声环境进行了监测，根据监测结果，拟建井场声环境昼间在 51.3-51.4dB(A)、夜间在 44.1—44.3dB(A)，本项目区域噪声值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准值。项目建成后，其他井场噪声可以类比上述监测值，最近敏感点为芳 108-72 井场东北侧 110m 处的王连仲屯，项目运行不会对周边声环境产生影响。

②油井作业噪声

油井作业时噪声源主要为设备噪声。芳 108-72 井场东北侧 110m 处的王连仲屯。

几个声压级相加通用式：

$$L = 10 \lg \sum_{i=1}^m 10^{L_i/10}$$

式中：L——叠加后总声压级[dB(A)]；

L_i ——各声源的噪声值[dB(A)]；

m——声源个数。

点声源随距离增加的衰减模式计算：

$$\Delta L = 20 \lg r_1 / r_2$$

将油井作业使用的施工设备简化为 1 个点声源，依据预测点到声源距离，选用点声源计算模式及叠加规律，计算出距离施工设备不同距离处的噪声贡献值和叠加现状监测数据后的预测值，噪声源强表见表 5-4-3，噪声贡献值见表 5-4-4，噪声预测值见表 5-4-5。

表 5-4-3 油井作业施工设备噪声源强表 单位：dB(A)

点声源名称	设备	噪声值	数量/台	叠加后源强（参照点 $r_0=1m$ ）
作业设备	修井机	90	1	90.01
	吊卡	65	1	

表 5-4-4 油井作业时距离作业设备不同距离处的噪声贡献值 单位：dB(A)

点声源名称	源强	距离作业设备不同距离处的噪声贡献值											
		10m	20m	30m	40m	50m	60m	70m	80m	90m	100m	150m	200m
作业设备	90.01	70.01	63.99	60.46	57.97	56.03	54.45	53.11	51.95	50.93	50.01	46.49	43.99

表 5-4-5 油井作业时距离作业设备不同距离处的噪声预测值 单位：dB(A)

点声源名称	指标	距离作业设备不同距离处的噪声预测值（叠加现状监测数据）											
		10m	20m	30m	40m	50m	60m	70m	80m	90m	100m	150m	200m
作业设备	昼间	70.09	64.32	61.16	59.15	57.75	56.75	56.02	55.46	55.04	54.70	53.79	53.43
	夜间	70.04	64.12	60.75	58.47	56.78	55.50	54.48	53.66	53.00	52.46	50.81	50.0

根据计算可知，在距离油井作业井场 100m 处的噪声贡献值为 50.01dB(A)，叠加环境现状监测数据后噪声值昼间 53.77dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准。

(2) 依托站场噪声

本工程依托场站为转油站、联合站等，根据厂界噪声的监测结果可知，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准，因此，运营期产生的噪声对周围环境影响较小。

5.4.3 声环境影响分析结论

本工程运行期油井井场及依托场站产生的噪声影响可以控制在最小程度，不会对附近村屯声环境造成不良影响。

5.5 固体废物环境影响分析

5.5.1 施工期固体废物环境影响分析

本工程施工期固体废物主要为废包装袋、焊渣、拆除的水井井口设施、生活垃圾等。

(1) 一般固体废物

管道焊接、补口时会产生焊渣、边角料等废料，产生量约 0.5t，属于一般工业固体废物，集中收集后拉运至第八采油厂工业固废填埋场。项目转注井 40 口，施工时拆除油井井口装置 40 套，由第八采油厂财务资产部回收。

(2) 危险废物

压裂过程中使用过硫酸钾，过硫酸钾废包装袋产生量为 103 个。根据《国家危险废物名录（2021 年）》，过硫酸钾废包装袋属于危险废物，废物类别为 HW49 其他废物，废物代码为 900-041-49 含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质，应集中收集，暂存在井场专用的钢制垃圾桶内，钢制垃圾桶配备钢制盖子，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的运输路线，尽量避开村屯等敏感点，同时车内配备铁锹等应急工具。通过以上收集、储存、运输措施后，施工期产生的过硫酸钾废弃包装袋不会排入外环境。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定，“环评阶段已签订利用或者委托处置意向的，应分析危险废物利用或者处置途径的可行性。暂未委托利用或者处置单位的，应根据建设项目周边有资质的危险废物处置单位的分布情况、处置能力、资质类别等，给出建设项目产生危险废物的委托利用或处置途径建议。”

大庆油田有限责任公司第八采油厂原危废处置单位为大庆顺和环保科技有限公司，目前，大庆油田有限责任公司第八采油厂尚未续签危险废物处理单位合同，根据黑龙江省核发的危险废物处理资质单位名单中，有能力处理该危险废物的企业有大庆顺和环保科技有限公司、大庆圣德雷特化工有限公司和大庆蓝星环保工程有限公司，详细情况如下：

大庆顺和环保科技有限公司，经营范围为 HW08-废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、251-001-08），HW49 其他废物（900-041-49），核准经营规模 HW08 类 50000t/a，HW49 类废防渗布 5000t/a，目前实际处理量约为 30000t/a，能够满足本工程要求。

大庆圣德雷特化工有限公司，经营范围：HW08-废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08、900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-204-08、900-210-08、900-212-08、900-213-08、900-214-08、900-215-08、900-216-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08、900-221-08、900-222-08）、HW49（900-041-49）等危险废物类别，核准经营规模 HW08 类 50000t/a，HW49 类 25 万只/年，目前实际处理量为 22000t/a，能够满足本工程要求。

大庆蓝星环保工程有限公司也有能力处理废弃过硫酸钾包装袋，其经营类别为：HW49-其他废物(900-041-49)，核准经营规模为 30000t/a，目前实际处理量为 18000t/a，能够满足本工程要求。

建议大庆油田有限责任公司第八采油厂委托上述资质单位的一家处理本工程施工期产生的过硫酸钾废弃包装袋，大庆油田有限责任公司第八采油厂加强对危险废物转移和处置的管理，实行危险废物转移联单制度。

通过采取上述收集、储存、运输等措施，本工程施工期产生的过硫酸钾废弃包装袋不会对周围环境及敏感点产生影响。

（3）生活垃圾

施工期共计 100 天，施工期生活垃圾产生量为 12t，分类收集运至肇州县生活垃圾处理厂处理。

施工过程在采取上述防治措施前提下，施工期固体废物对环境影响可降至最低。

5.5.2 运行期固体废物环境影响分析

本工程运行期产生的固体废物主要包括含油污泥、落地油、含油废弃防渗布和清罐污泥。

（1）含油污泥

根据工程分析，依托场站内储罐每年进行清罐，清罐污泥产生量约为 0.92t/a，根据《国家危险废物名录（2021 年）》，属于危险废物，废物类别为 HW08 危险废物，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，含油污泥不在依托场站内储存，直接在清淤施工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，运送至宋芳屯含油污泥处理站进行调质、离心初步处理，处理后运至大

庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站进一步处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）中泥渣利用污染物控制限值，用于铺设油田道路、井场。根据 3.3.2 章节中对宋芳屯含油污泥处理站、大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站的依托分析可知，该站的工艺、设计处理量以及剩余负荷满足本工程依托需要。

通过采取上述收集、运输、处置等措施，本工程运行期产生的含油污泥不排入外环境，不会对周围环境及敏感点产生影响。

（2）落地油

工程作业频率一般 2 年/次，落地油回收率为 100%，共产生落地油 5.15t/a，根据《国家危险废物名录（2021 年）》，属于危险废物，废物类别为 HW08 危险废物，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。落地油不在施工井场储存，直接在作业施工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，运送至宋芳屯含油污泥处理站进行调质、离心初步处理，处理后运至大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站进一步处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）中泥渣利用污染物控制限值，用于铺设油田道路、井场。

根据 3.3.2 章节中对宋芳屯含油污泥处理站、大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站的依托分析可知，该站的工艺、设计处理量以及剩余负荷满足本工程依托需要。

通过采取上述收集、运输、处置等措施，本工程运行期产生的落地油不排入外环境，不会对周围环境及敏感点产生影响。

（3）含油废弃防渗布

项目运行期油井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前大庆油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 1-2 年。本工程产生废弃防渗布约 51.5t/a，根据《国家危险废物名录（2021 年）》，属于危险废物，废物类别为 HW49 中 900-041-49 含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，不在井场贮存，暂存至第八采油厂第三油矿危险废物暂存间（位于第八采油厂工业固废填埋场院内，彩钢结构，占地面积 200m²，设有危废标识，混凝土地面，已做防渗处理，防渗系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s，

主要暂存废防渗布、废机油、废机油桶、废油漆桶等），委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线，尽量避开村屯等敏感点，同时车内配备铁锹等应急工具。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定，“环评阶段已签订利用或者委托处置意向的，应分析危险废物利用或者处置途径的可行性。暂未委托利用或者处置单位的，应根据建设项目周边有资质的危险废物处置单位的分布情况、处置能力、资质类别等，给出建设项目产生危险废物的委托利用或处置途径建议。”

大庆油田有限责任公司第八采油厂原危废处置单位为大庆顺和环保科技有限公司，目前，大庆油田有限责任公司第八采油厂尚未续签危险废物处理单位合同，根据黑龙江省核发的危险废物处理资质单位名单中，有能力处理该危险废物的企业有大庆顺和环保科技有限公司、大庆圣德雷特化工有限公司和大庆蓝星环保工程有限公司，详细情况如下：

大庆顺和环保科技有限公司，经营范围为 HW08-废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、251-001-08），HW49 其他废物（900-041-49），核准经营规模 HW08 类 50000t/a，HW49 类废防渗布 5000t/a，目前实际处理量约为 30000t/a，能够满足本工程要求。

大庆圣德雷特化工有限公司，经营范围：HW08-废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08、900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-204-08、900-210-08、900-212-08、900-213-08、900-214-08、900-215-08、900-216-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08、900-221-08、900-222-08）、HW49（900-041-49）等危险废物类别，核准经营规模 HW08 类 50000t/a，HW49 类 25 万只/年，目前实际处理量为 22000t/a，能够满足本工程要求。

大庆蓝星环保工程有限公司也有能力处理废弃废防渗布，其经营类别为：HW08 废矿物油与含矿物油废物，核准经营规模为 54000t/a，目前实际处理量为 12000t/a；HW49-其他废物（900-041-49），核准经营规模为 30000t/a，目前实际处理量为 18000t/a，能够满足本工程要求。

建议大庆油田有限责任公司第八采油厂委托上述资质单位的一家处理本工程运行

期产生的含油废弃防渗布，大庆油田有限责任公司第八采油厂加强对危险废物转移和处置的管理，实行危险废物转移联单制度。

危险废物在运输工程中若发生散落、泄漏会对周围环境产生不良影响，项目危险废物运输过程中应严格控制运输车辆密闭性，避免“跑、冒、滴、漏”情况发生。项目危险废物的运输按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）要求进行运输管理，危废的转移过程按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部部令第 23 号，2022 年 1 月 1 日起施行）执行，运输路线的选择过程中尽量避开环境敏感点，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，并及时向环境保护主管部门报告；
- （2）应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；
- （3）对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相应的清理和修复；
- （4）清理过程中产生的所有废物均应按危险废物进行管理和处置；
- （5）进入现场清理和包装危险废物的人员应受过专业培训，穿防护服，并佩戴相应的防护工具。

通过采取上述收集、运输、委托处置等措施，本工程运行期产生的含油废弃防渗布不排入外环境，不会对周围环境及敏感点产生影响。

5.5.3 固体废物环境影响分析结论

本工程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，对周围环境基本无影响。

5.6 土壤环境影响评价

5.6.1 施工期土壤环境影响评价

本工程对土壤的影响主要来自井场、管道施工时期对土地的临时占用、对植被的碾压、挖掘等活动，会引起土壤理化性质的改变、肥力的降低。

（1）管道建设对土壤的影响

施工期管道建设时大型、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，加上管道敷设时翻动土体，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。施工期对土壤的影响主要表现为：

①破坏土壤结构

土壤结构的形成需要漫长的时间，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

不同土层的特征及理化性质差异较大，就养分状况而言，表土层（腐殖质层、耕作层）远较心土层好，其有机质、全氮、全磷均较其他层次高。施工作业对原有的土体构型产生扰动，使土壤性质发生变化，土壤养分流失，从而影响植物的生长。

（2）永久占地对土壤的影响

本工程新建油水井、道路、变电装置等，新增永久占地 11.2583hm²，占地类型为耕地（基本农田）、草地（非基本草原），建设过程中施工机械和人员可能会对植被进行碾压和践踏，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。施工结束后对周边地表植被进行恢复，可有效减轻建设过程中对土壤环境的影响。

5.6.2 运行期土壤环境影响评价

5.6.2.1 土壤污染途径

油田生产过程中对土壤环境的影响主要为油井作业时污油污水回收装置泄漏以及事故状态下产生的落地油可能对土壤环境造成破坏，对土壤的化学、生物性质等方面造成影响。

5.6.2.2 对土壤环境的影响

（1）油井作业污油污水对土壤的影响

由于油井作业时采用污油污水回收装置回收污油污水，同时将作业范围严格控制在井场占地范围内，可有效减少石油类进入土壤。根据本次评价中对现有井场土壤监测结果可知，油井井场永久占地内土壤中石油烃监测值满足标准要求，污染程度小；永久占地范围外，土壤中石油烃监测值也满足标准要求，污染程度低于井场内数值。从平面上看，石油烃集中在井场永久占地范围内，永久占地范围外土壤中石油烃含量迅速降低，在距离井场 100m 处已经接近背景值。在垂直方向上，土壤中石油烃主要集中在 0-20cm 的表层土壤中。由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油烃在土壤中的迁

移深度较浅。因此，油田土壤环境污染的分布为：污染物主要集中在井场永久占地内，各种污染物尤其是石油类污染物主要集中在土壤表层，迁移深度较浅。

(2) 事故状态下落地油对土壤的影响

事故时排放的落地油量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤-植物及土壤-食物链系统的环境质量。因此，油田生产中一定要严防原油跑、冒事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对落地油进行回收，最大限度地恢复地表原貌，为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

5.6.2.3 土壤环境影响预测与评价

(1) 评价范围

项目占地范围内及占地范围外 1km 范围。

(2) 评价时段

评价时段为运营期。

(3) 评价因子

pH、石油烃、石油类、挥发酚、Pb、Hg、Cr、As。

(4) 评价标准

占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）风险筛选值中第二类用地限值要求，占地范围外执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准。

(5) 评价方法

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本工程采用类比法对土壤环境影响进行评价。选取本工程大庆油田采油八厂及采油八厂周边区块已投产产能项目验收阶段监测数据达标情况，判定本工程拟建油井对区域内土壤环境的影响。本项目与类比项目类比情况对照表见表 5-6-1。

表 5-6-1 本项目与类比项目类比情况对照表

序号	项目	本项目	类比项目	
			大庆油田有限责任公司第八采油厂宋芳屯油田芳 167-斜 1 区块产能建设工程	大庆油田有限责任公司第八采油厂宋芳屯油田芳 248-124 以西区块产能建设工程
1	地理位置	大庆市肇州县、大同区境内	大庆市大同区、肇州县境内	大庆市肇州县永乐镇

2	环保手续	——	2018 年 3 月、6 月通过了大庆市环保局审批（庆环审〔2018〕77 号，庆环审〔2018〕155 号），并于 2020 年 4 月完成企业自主验收	2018 年 1 月、5 月通过了大庆市环保局审批（庆环审〔2018〕14 号，庆环审〔2018〕137 号），并于 2020 年 4 月完成企业自主验收
3	建设内容	共基建油水井 148 口，配套集输管线和供配电工程	建设油水井 59 口，配套集输管线和供配电工程	建设油水井 8 口，配套集输管线和供配电工程
4	主要工艺流程	抽油机举升方式开采，产液集输工艺均为单管环状集油掺水，采出液均经管线（采油初期第 1 年有 3 口油井拉运，第 2 年以后全部管线集输）输送至相应的转油站和脱水站进行油气水的分离处理	开采均为抽油机举升方式开采，产液集输工艺均为单管环状集油掺水，采出液均经管线输送至相应的转油站和脱水站进行油气水的分离处理	
5	主要产污环节	采出液在处理过程中加热装置产生的废气、无组织挥发的非甲烷总烃；采出液分离的含油污水、清罐污泥以及滚动开发期间油水井进行作业、洗井等活动产生的含油污泥、含油污水等	采出液在处理过程中加热装置产生的废气、无组织挥发的非甲烷总烃；采出液分离的含油污水、清罐污泥以及滚动开发期间油水井进行作业、洗井等活动产生的含油污泥、含油污水等	采出液在处理过程中加热装置产生的废气、无组织挥发的非甲烷总烃；采出液分离的含油污水、清罐污泥以及滚动开发期间油水井进行作业、洗井等活动产生的含油污泥、含油污水等
6	主要依托场站	芳 507、芳 407、芳 6、芳 707 转油站、宋一联合站	宋 II-3 转油站、宋 II-4 转油站、宋 II-5 转油站、肇 II 转油站、肇一联合站、宋二联合站	宋 II-5 转油站、宋二联合站
7	土壤影响途经	垂直入渗	垂直入渗	垂直入渗
8	土壤影响因子	石油烃	石油烃	石油烃
9	土壤影响	施工临时占地大型、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏、材料堆放等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，对土壤产生影响；运营期油井作业时污油污水回收装置泄漏以及事故状态下产生的落地油可能对土壤环境造成破坏		
10	土壤环保措施落实情况	拟采取的措施： 及时恢复临时占地，油井作业时安装污油污水回收装置，产生的含油污水运至肇一联合站含油污水处理站处理，含油污泥运送至宋芳屯含油污泥处理站进行处理	根据项目验收调查报告，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。油水井作业时安装了污油污水回收装置，产生的含油污水运送至肇一联合站、宋二联合站含油污水处理站处理，含油污泥送至宋芳屯含油污泥处理站进行处理	根据项目验收调查报告，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。油水井作业时安装了污油污水回收装置，产生的含油污水运送至宋二联合站含油污水处理站处理，含油污泥送至宋芳屯含油污泥处理站进行处理

由表 5-6-1 可知，上述项目均为项目附近区块大庆油田内实施的产能项目，建设内容均为基建油水井及配套集输管线和供配电工程等。建成投产后进行原油开采，开采均

为抽油机举升方式开采，产液集输工艺均为单管环状集油掺水，采出液均经管线输送至相应的转油站和脱水站进行油气水的分离处理。主要产污环节与本工程基本相同，均为采出液在处理过程中加热装置产生的废气、无组织挥发的非甲烷总烃；采出液分离的含油污水、清罐污泥以及滚动开发期间油水井进行作业、洗井等活动产生的含油污泥、含油污水等，影响途经均为垂直入渗，影响因子均为石油烃，上述污染物中加热装置由于是采用的清洁能源天然气，因此直接外排入外环境，含油污水均由相应的含油污水处理站进行处理，处理达标后回注地下，含油污泥均拉运至相应的含油污泥处理站处理，处理后用于铺垫油田道路、井场。且上述类比项目均取得相关环保手续，类比的项目与本工程地理位置相近，均属大庆市，自然环境与土壤类型均相似，在施工结束进行了地表植被恢复，上述项目均正常运行，环保措施有效，因此具有类比性。

(6) 评价结果

根据类比项目验收调查报告，土壤质量监测结果见表 5-6-2。

根据表 5-6-2 可知，占地范围内的建设用地与占地范围外的农用地土壤 pH 值相差不大，挥发酚监测浓度范围为 0.014-0.022mg/kg，监测值较小，且部分点位未检出，同时项目占地范围内土壤中的六价铬未检出，石油烃、铅、汞、总铬、砷、镉、铜、锌、镍等污染物均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）风险筛选值中第二类用地限值要求，占地范围外的耕地土壤中石油烃、铅、汞、总铬、砷、镉、铜、锌、镍等污染物均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准，说明大庆油田有限责任公司第八采油厂在项目实施之后较好的落实了污染防治措施，油田滚动开发对土壤环境影响较小。类比得出，只要大庆油田有限责任公司第八采油厂严格落实污染防治措施，本工程对土壤环境影响较小。

5.6.3 土壤环境影响分析结论

综上所述，本工程在施工期及运营期采取上述相关防治措施后，项目的开发建设对区域土壤环境影响较小，土壤环境影响评价自查表见表 5-6-3。

表 5-6-3 土壤环境影响评价自查表

工作内容		2023 年宋芳屯油田芳 17-芳 507 区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目	备注
影像识别	影响类型	污染影响型 ☒ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☐	
	土地利用类型	建设用地 ☒ ；农用地 ☒ ；未利用地 ☐	土地利用现状图
	占地规模	(139.0876) hm ²	/
	敏感目标信息	敏感目标（ ）、方位（ ）、距离（ ）	表 2-6.-4

	影响途径	大气沉降 ☐ ; 地面漫流 ☐ ; 垂直入渗 ☒ ; 地下水位 ☐ ; 其他 ☐				/
	全部污染物	/				/
	特征因子	石油烃				/
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类 ☒ ; II 类 ☐ ; III 类 ☐ ; IV 类 ☐				/
	敏感程度	敏感 ☒ ; 较敏感 ☐ ; 不敏感 ☐				/
评价工作等级		一级 ☒ ; 二级 ☐ ; 三级 ☐				
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ; b) ☒ ; c) ☐ ; d) ☒ ;				/
	理化特性	/				见表 4-3-20
	现状监测点位	/	占地范围内	占地范围外	深度	/
		表层样点数	2 个	4 个	0-0.2m	
		柱状样点数	5 个	/	0-0.5m 0.5-1.5m 1.5-3m	
现状监测因子	GB15618、GB36600 中规定的基本因子以及石油烃				/	
现状评价	评价因子	GB15618、GB36600 中规定的基本因子以及石油烃				/
	评价标准	GB15618 ☒ ; GB36600 ☒ ; 表 D.1 ☐ ; 表 D.2 ☐ ; 其他 ()				/
	现状评价结论	农用地中各项污染物含量均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中标准限值, 建设用地中各项污染物含量均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中第二类用地风险筛选值, 项目建设区域及已开发区域的监测点位特征污染物石油烃相差不大。				/
影响预测	预测因子	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)				/
	预测方法	附录 E ☒ ; 附录 F ☐ ; 其他 ()				/
	预测分析内容	影响范围 () 影响程度 ()				/
	预测结论	达标结论: a) ☒ ; b) ☒ ; c) ☒ 不达标结论: a) ☐ ; b) ☐				/
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☒ ; 源头控制 ☒ ; 过程防控 ☒ ; 其他 ()				/
	跟踪监测	监测点数	/		监测频次	
		3	/		1 次/3 年	
	信息公开指标	/				/
评价结论		/				/

注 1: “☐”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容

5.7 生态环境影响评价

5.7.1 生态环境影响评价

5.7.1.1 施工期环境影响分析

本工程井场建设、管沟开挖、管道敷设、覆土回填等建设会对周围生态环境造成不同程度的影响和破坏。主要有以下几个方面:

(1) 永久占地对耕地、草地的影响

本工程永久占地在原来连续分布的生态环境中形成斑块, 产生地表温度等物理性质发生异常, 以及干扰地面植被, 影响生态环境的类型和结构。本工程占地类型为耕地(基

本农田)、草地(非基本草原),工程投产后其影响是长期不可逆的。

项目永久占用耕地面积 2.545hm^2 ,地表农作物主要为玉米,玉米损失量按 $7500\text{kg}/\text{hm}^2 \cdot \text{a}$ 计算,则每年损失玉米量为 1.9086t ,价格按 1500 元/ t 计,则每年玉米损失费用约为 2863.1 元。

项目永久占用草地面积 4.4113hm^2 ,牧草损失量按 $1125\text{kg}/\text{hm}^2 \cdot \text{a}$ 计算,则每年损失牧草量为 0.496t ,价格按 700 元/ t 计,则每年损失费用为 347.2 元,项目永久占地面积比较小,不会产生较大影响。项目建成投产后,永久性占地无法恢复。

(2) 临时占地对生态环境的影响

本工程在施工期发生的临时占地是新建管道对沿线耕地、草地产生的影响。施工过程中,车辆碾压,机械推挖、人员践踏等对地表进行的平整将会对耕地地表造成很大破坏,这种影响是短期可逆的,施工结束后,被占用土地开始恢复。

本工程临时占用耕地面积为 43.7079hm^2 ,耕地农作物为玉米,玉米损失量按 $7500\text{kg}/\text{hm}^2$ 计算,耕地在施工后第一、二年产量将下降 $20\%-40\%$,随后恢复正常产量,两年间总共损失粮食产量为 262.25t ,价格按 1500 元/ t 计,耕地损失为 39.3375 万元。

本工程临时占用草地面积为 85.5884hm^2 ,牧草损失量按 $1125\text{kg}/\text{hm}^2$ 计算,草地在施工后第一、二年产量将下降 $20\%-40\%$,随后恢复正常产量,两年间总共损失牧草量为 7.03t ,价格按 700 元/ t 计,牧草损失为 4921 元。

根据《中华人民共和国土地管理法》第四十七条规定:征收土地的,按照被征收土地的原用途给予补偿。被征收土地上的附着物和青苗的补偿标准,由省、自治区、直辖市规定。

由于本工程临时占地的占用期限很短,在完工后可以及时恢复,所以不会对当地植被产生大的影响。生态影响减缓及恢复见表 5-7-1。

表 5-7-1 生态影响减缓及恢复措施表 单位: hm^2

序号	项目	占地类型	措施	补偿恢复类型	占地工程内容
1	永久占地补偿	耕地	耕地补偿 2.545	占一补一	井场、道路
2		草地	草地补偿 4.4113	经济补偿	井场、道路、柱上变电站
3	临时占地恢复	耕地	平整、恢复耕地 43.7079	恢复地表形态	井场、道路集油掺水管道
4		草地	恢复草地补偿 85.5884	恢复地表形态	井场、道路、集油掺水管道、柱上变电站

(3) 对土地沙化的影响

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），要全面加强沙区环境影响评价制度的执行。本工程位于肇州县境内，根据《黑龙江省防沙治沙条例》（2018 年修正）第三十一条，无重点要求治理土地沙化和草原退化、沙化、碱化危害。

本工程占地主要为耕地、草地，临时占地面积 131.8163hm²，永久占地面积 0.042hm²，根据调查，项目所在地无裸露的沙地，项目占地区域未出现土壤沙化现象。为保护区域生态环境，大庆油田有限责任公司第八采油厂应针对本工程的具体特点，制定生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。应严格控制施工作业占地范围，尽量减小施工期对区域生态影响。

（4）项目对水土流失的影响

项目工程的开挖和填埋行为将会破坏土壤结构，项目通过对剥离表层土临时堆场地设置截排水沟等严格的水保措施防止水土流失，同时，利用土工布或塑料膜遮盖或采用水泥砂浆抹面的方法来减少水土流失。施工完成后作表层的覆土复植用，对临时堆放场地也进行复垦。施工完成后，随着生态保护和临时占地植被恢复措施的进行，井场对生态环境的影响将得到尽快恢复。

（5）对基本农田的影响分析

本工程油田开发占地无法避开基本农田，在不可避免的条件下需占用基本农田时，根据《基本农田保护条例》（2011年1月8日修正），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

施工完毕后1年内，临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。临时占地恢复也可在征地过程中给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。项目建设占地面积较小，不会对基本农田产生明显影响。

5.7.1.2 运营期对生态环境的影响

油田生产运营期对生态环境的影响主要来自两方面，一方面是在油井井下作业过程中可能对周围生态环境产生影响，另一方面是事故状态下对周围生态环境产生的影响。井下作业的临时占地范围均在井场永久占地范围内，同时在作业时铺设防渗布，产生的污水经污油污水回收装置收集后泵入罐车拉运至宋一联合油污水处理站处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）标准中的：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2 μm”要求后回注油层。防止了污油污水排入外环

境，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，降低井场周边的耕地产量，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。

5.7.2 生态环境保护措施

（1）施工期

①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。

②恢复土地生产能力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20cm 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。

③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。

④本工程占用的耕地，占用单位按照相关规定缴纳复垦费和补偿费，专款用于复垦；将所占土地进行表土剥离，剥离的表土用于被损毁土地的复垦。

⑤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，补偿占用农田。

⑥管道建设工程结束后，回填开挖的管沟，路基采取护坡、养护措施，进行表土回覆、场地清理平整并恢复植被。

⑦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。

（2）运行期

①严格控制油井作业施工的占地，普通井下作业不新征临时占地。

②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”。

③加强管理，杜绝落地油在清理和运输过程的跑冒滴漏，污泥回收后不随意堆弃，集中收集，罐车拉运至宋芳屯含油污泥处理站进行调质、离心初步处理，处理后运至大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站进一步处理。

④油井作业时在井场周围堆筑临时围堰，洗井废水、作业废水由污油污水回收装置回收后泵入罐车，拉运至宋一联含油污水处理站处理，禁止作业时产生的油水进入周围

环境。

（3）水土流失防治措施

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

①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、填方作业应尽量做到互补平衡，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管道穿越基本农田区域，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。

（4）基本农田补偿措施

根据《基本农田保护条例》中规定：国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地必须经国务院批准。经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占用的基本农田数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合的要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。占用基本农田的单位应按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用的基本农田耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

本工程属国家能源设施重点建设项目工程之一，根据设计要求，工程无法避让基本

农田，因此应按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准，对于永久占地，应纳入省土地利用规划，按有关土地管理部门要求认真执行。对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由大庆油田有限责任公司第八采油厂负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地 15.2977hm²；如果没有条件开垦，应当按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，基本农田的耕地恢复由当地政府负责开垦相应数量的耕地，进行耕地保护。

（5）防沙治沙措施

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），要全面加强沙区环境影响评价制度的执行。本工程位于肇源县、大同区境内。

本工程占地为耕地（基本农田）、草地（非基本草原），临时占地面积 131.8163hm²，永久占地面积 7.2713hm²。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，制定以下生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。

①施工期：

A、管线敷设时，根据实际管径尽量减少施工作业面宽度，控制在 10m 以内，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；管道施工结束后，回填开挖的管沟，路基采取护坡、养护措施，进行表土回覆、场地清理平整并恢复植被。

B、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。

C、施工作业避免在大风天施工。

D、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。

E、根据当地际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，施工结束后，及时恢复地表形态，恢复为耕地、草地，禁止土壤裸露。

施工期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。

②运行期：

A、严格控制油井作业施工的占地，井下作业不新增临时占地，均在永久占地范围内进行。

B、油井作业时严格执行环保措施，在井场周围堆筑临时围堰，防止作业时产生的油水进入周围环境，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”，作业后无落地油遗留井场。

C、回收落地油后，对井场夯实，减少土壤的剥离量。

D、加强管理，减少落地油在清理和运输过程跑冒滴漏的量，含油污泥及落地油运至宋芳屯含油污泥处理站进行调质、离心初步处理，处理后运至大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站进一步处理，处理达标后铺设油田道路、井场。

E、发生管线泄漏时，及时采取应急措施，启动施工应急预案，减少泄漏量，并及时对泄漏的污染物进行清理，防止污染环境。

5.7.3 生态环境影响评价结论

本工程施工期对生态系统的影响较大，主要来自管道施工对土地的影响，这部分土地的土地利用性质会发生改变，但由于项目开发面积较小，永久占地面积较小，本工程不会对区域内的土地利用结构有大的改变。

根据对该项目油田生态系统结构、功能和生态环境现状评价及项目开发对生态环境的影响分析，得出如下结论：

(1) 该项目管道建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使项目区内的农作物有一定程度的下降。在施工建设过程中严格控制施工范围，则可在最大程度减小对生态环境的不利影响，加快生态环境在尽可能短的时间内得到恢复；

(2) 项目运行期对生态系统的影响主要是管道泄漏对生态的影响，运行期应加强管道巡检，减少事故发生的可能性，运行期对生态环境的影响较小；

(3) 本工程建设不可避免会改变原有的生态环境，但经过合理规划和建设，有利于当地及周边地区的经济发展，能够与周围生态环境协调共处。

可见，只要采取必要的措施，该项目对生态环境的影响不会太大，在生态上是可行的。

5.8 环境风险评价

5.8.1 评价依据

5.8.1.1 风险调查

本工程新建集输管线全长 33.93km，根据采油八厂提供资料，选取管线最长，管径最大的 1 条管线计算储液量，管径为 $\Phi 76 \times 4.5\text{mm}$ ，长约 13.56km，最大储液量 47.46m^3 。

本工程气油比 $20.93\text{m}^3/\text{t}$ 、原油密度 $0.8177\text{g}/\text{cm}^3$ ，则集油管线最大储油量为 38.81t 、最大储气量为 812.29m^3 。天然气（油田伴生气）标态密度 $0.72\text{kg}/\text{m}^3$ ，则管道中天然气（油田伴生气）最大储量为 0.585t 。

5.8.1.2 风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 表 B.1-突发环境事件风险物质及临界量对上述物质进行风险识别。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值 Q ：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n}$$

式中：

$q_1, q_2, \dots, q_n$ —每种危险物质的最大存在总量， t ；

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ —每种危险物质的临界量， t ；

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $100 \leq Q$ 。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I，当 $Q \geq 1$ 时，按照危险物质及工艺系统危险性确定 P 值，并结合建设项目各环境敏感程度 E 值进行建设项目环境风险潜势的划分。

本工程风险物质辨识结果详见表 5-8-1。

表 5-8-1 风险物质辨识结果表

时期	储存装置	物质名称	CAS 号	临界量 (t)	最大储存量 (t)	Q	合计
运行期	集油管线	油类物质(矿物油类,如石油、汽油、柴油等;生物柴油等)	/	2500	38.81	0.0155	0.074
		石油气(伴生气)	68476-85-7	10	0.585	0.0585	

根据辨识结果，本工程运行期 Q 值 $= 0.074 < 1$ ，因此，判定本工程环境风险潜势为 I。

5.8.1.3 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中关于环境风险评价工作等级的划分，具体见表 5-8-2。

表 5-8-2 环境风险评价工作等级

环境风险潜势	IV、IV ⁺	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a
^a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。				

综上，确定本工程环境风险应进行简单分析。

5.8.2 环境敏感目标情况

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），环境风险评价范围应根据环境敏感目标的分布情况，事故后果预测结果对环境产生危害的范围综合确定。项目周边所在区域，评价范围外存在需要特别关注的环境敏感目标，评价范围需延伸至所关心的目标。本工程环境风险评价工作等级为简单分析，结合本工程为油田开采项目，环境风险评价范围为自每座井场边界外扩 3km，管线沿线 200m 范围，环境风险敏感目标表见 2-7-2，风险评价范围图见附图 2-5。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 主要危险物质及分布情况

运行期涉及的主要危险物质是油井套损、输油管线泄漏的原油，以及油井作业时泄漏的含油污水、落地油等。因此，判断油田开发的主要危险物质为原油、天然气（油田伴生气）。物料的危险性分析如下：

（1）原油

原油是多种碳氢化合物组成的可燃性液体，该项目开采的原油密度为 0.867kg/cm³，凝固点 34.6℃，含蜡量 25.3%，原油为低毒性物质。根据《石油化工企业设计防火规范》（GB50160-2008），其为火灾危险性甲类物质。原油的特性见表 5-8-3。

表 5-8-3 原油理化性质、燃烧爆炸特性和毒理性质一览表

中文名称	原油	英文名	Petroleum crude oil	
分子式	—	分子量	—	
CAS	8002-05-9	危险性类别	易燃液体	
理化性质	外观及性状	黑褐色粘稠液体		
	熔点（℃）	——	闪点（℃）	-6.67～32.2
	沸点（℃）	自然常温至500℃以上	最大爆炸压力（102kPa）	—
	相对密度(水=1)	0.78-0.97	最大爆炸压力上升速率(102k Pa/c)	—
	相对密度(空气=1)	—	爆炸下限(V%)	1.1
	燃烧热(kcal/kg)	—	爆炸上限(V%)	8.7
	自燃温度(℃)	350		
	燃烧分解产物	一氧化碳、二氧化碳。		

	溶解性	不溶于水，溶于多数有机溶剂。
毒理及健康危害	毒性	LD50: 500-5000mg/kg（哺乳动物吸入）。
	侵入途径	吸入、食入、经皮吸收。
	健康危害	原油本身无明显毒性。其不同的产品和中间产品表现出不同的毒性。遇热分解释放出有毒的烟雾。吸入大量蒸气能引起神经麻痹。
燃烧爆炸危险性	危险特性	其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。
	稳定性	稳定。
	灭火方法	泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。
	储运注意事项	远离火种、热源。仓温不宜超过 30℃。配备相应品种和数量的消防器材。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。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且要有接地装置，防止静电积聚。

原油火灾爆炸危险性主要表现在以下几方面：

①属易燃液体；

②原油的油蒸汽和空气混合达到一定浓度时，遇火即能爆炸；

③易蒸发。原油容器内压力每降低 0.1MPa 一般有 0.8-10m³ 油蒸气析出。新蒸发出的油蒸气，由于密度比较大、不易扩散，往往在储存处或作业场地空间地面弥漫飘荡，在低洼处积聚不散，这就大大增加了火灾爆炸危险程度；

④容易产生静电。在易燃液体中石油产品的电阻率一般在 10-12 Ω 左右。电阻率越高，电导率越小，积累电荷的能力越强。因此，石油产品在泵送、运输等作业中，流动摩擦、喷射、冲击、过滤都会产生静电。当能量达到或大于油品蒸气最小引燃能量时，就可能点燃可燃性混合气，引起爆炸或燃烧；

⑤容易受热膨胀、沸溢。原油受热膨胀，蒸气压升高，会造成储存容器鼓凸现象。相反，高温油品在储存中冷却，又会造成油品收缩而使储油容器产生负压，使容器被大气压瘪而损坏。含水油品着火受热还会发生沸溢，燃烧的油品大量外溢，甚至从罐中喷出，引燃其它物品而造成重大火灾和人身伤亡事故。

（2）天然气

天然气以甲烷（CH₄）气为主，并含有总量不多、各自数量不等的轻烃（C₂-C₅）气。其危险特性见表 5-8-4。

表 5-8-4 甲烷理化性质、燃烧爆炸特性和毒理性质一览表

中文名称	甲烷	英文名	methane
分子式	CH ₄	分子量	16.98
CAS	74-82-8	危险性类别	易燃气体

理化性质	外观及性状	无色无臭气体		
	熔点 (°C)	-178.9	闪点 (°C)	-188
	沸点 (°C)	-161.5	最大爆炸压力 (102kPa)	——
	相对密度(水=1)	0.76	最大爆炸压力上升速率(102k Pa/c)	——
	相对密度(空气=1)	——	爆炸下限 (V%)	15
	燃烧热 (kcal/kg)	884768.6	爆炸上限 (V%)	5
	自燃温度 (°C)	/	/	/
	燃烧分解产物	一氧化碳、二氧化碳。		
	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚。		
毒理及健康危害	毒性	属微毒类。允许气体安全地扩散到大气中或当作燃料使用。		
	侵入途径	吸入、食入、经皮吸收。		
	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。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。		
燃烧爆炸危险性	危险特性	易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。		
	稳定性	稳定。		
	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。		
	储运注意事项	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。		

5.8.3.2 风险事故发生途径分析

(1) 井下作业过程的风险因素分析

本工程运行期井下作业主要包括油井作业，主要风险是油、气、废水的泄漏和井喷。通常由以下因素引起：

①未按要求安装井口溢流回收装置、作业废水收集装置和井场含油废防渗布，或者设备故障无法使用，导致作业废水废液、油污泄漏进入环境，造成污染；

②作业时地层压力高，井口溢流较大，而未及时采取压井或关闭封井器等措施，导致油、水、气大量冒溢，甚至井喷、污染环境。

由于该工程地层压力比较低，不能自喷，要靠抽油机采油，因此，作业时发生井喷的几率不大。

大庆油田有限责任公司第八采油厂实施全过程风险因素控制，为井下作业配备了井口溢流回收器、作业废水进站装置、污水罐车，制定了详细的操作规程和应急预案，因此，在管理到位的情况下，出现作业油、气、废水泄漏的几率大大减少。

（2）油井套损

采油过程的主要环境风险是油井套损，原油、含油污水泄漏进入含水层，污染地下水。本工程油井套管采用双层套管（由表层套管、技术套管组成），运行期造成套损的因素主要有地质因素、工程技术因素和套管腐蚀三大类。

地质因素主要包括泥岩遇水膨胀使岩压转移到套管使其变形损坏，断层运移可能对套管产生剪切破坏，由于地壳运动和地震引起的套管损坏以及地面下沉及油层压实导致应力变化，从而使套管在拉张力及剪切力的作用下发生弯曲或错断。

工程技术因素主要有套管强度计算及井深结构设计不合理，泥岩吸水蠕变、滑移产生的横向层间位移侧压力、纵向地层位移产生的拉伸力及纵横向位移产生的弯曲应力对套管的破坏作用；固井质量不好时，会使泥岩吸水蠕变、滑移，对套管产生破坏作用。另外，由于井眼不规则或固井时存在混浆井段，在封固井段内，水泥浆候凝期间放热不均匀，温度的变化使套管热胀冷缩，也易导致套管变形破裂。当不合理的注水开发时，注释压力超过地层上覆压力，也会导致套管的破损。

套管腐蚀是套管损坏的一种主要诱因，一旦套管腐蚀穿孔则会多点破漏，并会加速套管的疲劳进而过早变形和损坏。它是由原油天然气中含有的硫、 CO_2 及地层水和注入水中含有的各种腐蚀性物质与套管中 Fe 或 Fe^{2+} 发生反应引起的。腐蚀条件包括一定的温度、压力、 Fe^{2+} 浓度及地层水中存在还原菌等，大多与硫酸盐还原菌的作用有关。

根据大庆油田对套损井的统计，套损绝大部分是发生在油层附近，主要形式是变形和错断。浅层套损的主要原因是腐蚀，形式是外漏，约占全部套损井的 5%。对地下水的污染主要来自浅层套损油水渗入含水层，或深层套损油水窜槽进入含水层。因此，预防套损污染地下水的合理设计井身结构，采取表套、技术套管双层套管结构，固井水泥均返至井口进行全程固井，对含水层段的套管采取防腐措施，采取以上措施后，发生套损后对地下水的污染几率很小。

（3）集输管道风险因素分析

本工程管道内的介质主要是原油，由于管材本身的质量、施工、运行和管理等各环节都可能出现缺陷和失误，从而导致事故发生。集输管道的常见事故是管线穿孔或破裂导致管道内介质泄漏，会导致原油和含油污水外泄，对环境污染较大。泄漏的油气如遇

明火将引起火灾、爆炸。导致管线事故的主要因素分析如下：

- ①管道由于腐蚀造成穿孔，焊缝开裂出现裂纹；
- ②管道材料缺陷或焊接缺陷；
- ③不法分子在管线上打孔或偷油；
- ④由于外物撞击而造成管线破裂；
- ⑤由于地震、洪水自然灾害而引起的管线破裂；
- ⑥由于误开挖造成管道破裂；
- ⑦操作失误。

根据油田的运营经验，一般在油田开发7~8年后低洼地区的管道可能发生腐蚀穿孔事故，而导致原油泄漏到环境中。

（4）依托场站风险因素分析

本工程依托场站为芳 407 转油站、芳 507 转油站、芳 6 转油站、芳 707 转油站、宋一联合站，处理的介质具有易燃性质，因此，本工程依托场站主要事故类型是火灾、爆炸和油、含油污水、天然气泄漏。

本工程依托场站的事故主要因素分析如下：

- ①组织不严密，管理不善，违章作业导致大量的油气泄漏遇明火爆炸燃烧；
- ②设备缺陷主要包括因选材错误而引起的设备、管线的腐蚀、侵蚀等引发火灾、爆炸；
- ③设备安装时考虑不周不细，施工时施工质量差，不符合设计要求和施工验收规范，从而导致投产后发生事故；
- ④控制生产装置的仪表仪器失灵，造成设备操作失控，引发油气泄漏，形成火灾等；
- ⑤泄漏的油气遇明火发生火灾爆炸。

根据调查，依托场站内未发生过环境风险事故。

5.8.4 环境风险分析

5.8.4.1 事故状态下对大气环境的影响

对大气环境产生影响事故为原油泄漏，会对大气环境造成直接影响。原油集输过程中事故泄漏会造成局部地区大气污染，类比同类工程，烃类气体的事故性泄漏可使泄漏区 100m 左右的范围内烃类气体浓度接近 $83.3\text{mg}/\text{m}^3$ ，造成严重危害，500m 左右的范围内烃类气体浓度接近 $5.37\text{mg}/\text{m}^3$ ，出现超标，若处理不当，很可能发生火灾等事故。

原油泄漏如不及时处理，对空气环境的影响相对较大，原油中的轻组分烃类会挥发进入大气，若事故处理不及时，则烃类挥发的时间会较长。如果一次泄漏的量很大，会形成的局部空气环境的严重污染，这时大气中烃类气体的浓度要高于正常情况的数倍之多。如果引发了火灾，则原油燃烧形成的黑烟会对周围居民区造成较重的大气污染。且原油泄漏产生的烃类气体挥发事故通常只会造成局部大气污染，由于大气本身具有稀释净化能力，因此，不会造成大面积的严重污染。

5.8.4.2 事故状态下对地下水的影响

①原油泄漏对地下水环境的影响

资料研究表明：石油类污染物在一般土壤中绝大部分集中在 $0\sim 10\text{cm}$ 及 $10\sim 30\text{cm}$ 层位中，主要积聚在土壤表层 80cm 以内，一般很难下渗至 2m 以下。该地区主要土质紧实干硬，在 1m 深度左右已形成一层钙积层，渗透率较低。该工程区域地下水潜水埋深大于 1.05m ，不会对潜水含水层造成影响。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，也不会对承压水层产生影响。因此，油田发生事故性原油泄漏，只要及时发现及时处理，一般不会对地下水造成影响。

②套损对地下水环境的影响

事故状态下对地下水的环境影响主要为套管发生破裂导致泄漏。由于井管是由不同长度的节管连接而成，容易在节点处发生破损。根据大庆油田生产实际统计，套管破损的机率一般为万分之一至五万分之一，破损在某一固定结点的机率约为百分之一，则套损泄漏污染地下水的最大概率约为二百万分之一。可见，套管破损的情况虽然存在，但经过层层防护，危险逐级递减，破损后最终发生气水串层或是油气直接泄漏到含水层造成污染的概率并不大。

5.8.4.3 事故状态下对土壤环境的影响

原油泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。一般而言，原油集中于土壤表层 $0\sim 30\text{cm}$ 的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。

石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。事故性原油的大规模泄漏可影响耕地和荒草地的生态环境，危害植物生长。其危害最显著的表现是植物，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。

5.8.4.4 事故状态下对生态环境的影响

该项目区域内的生态系统主要是耕地和荒草地，大量含油污水泄漏可对耕地产生影响，其危害最大的是植物，含油物质黏附于枝叶上，就会影响植物的光合作用，可使植物枯萎死亡；含油污水喷溅到植物上或散落到土壤中，黏附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质，导致植物死亡，通过根系吸收，影响其品质，使其生产力下降。

5.8.5 环境风险防范措施及应急要求

5.8.5.1 风险防范措施

本工程可能在运行期油井作业、油气集输以及依托场站的运营过程存在一定的环境风险。针对本工程运行期产生的风险事故提出相应防治措施。

(1) 井下作业事故风险防范措施

①为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油井作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业；

②施工准备过程要在管、杆桥下铺垫高强度防渗布，防渗布四周围出 10cm 高围堰；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水收集装置，安装完好后，通电调试；

③作业前要打开生产阀门、套管放空阀门，观察溢流量大小。如果溢流量较大，采取清水或泥浆进行压井；起下抽油杆、管柱过程要注意井口变化，井口溢流较小时，将污水排入污水回收装置，溢流较大时，立即停止操作，迅速关闭封井器，采取清水或泥浆压井；

④打开套管闸门，启动作业废水收集装置和油水收集器，使废水废液由套管排出，经收集后处理；

⑤在井下作业施工有溢流时，必须下单流阀，套管出口接到废水回收装置；

⑥井下作业前，必须认真检查水龙带有无破皮、断丝、油壬丝扣完好状态，水泥车井口管线试打压 4.0MPa 检验密封性；作业时随时注意进出口排量压力，防止井喷，观察拉力计悬重变化，防止沙堵憋泵。遇阻憋压时，要立即将管柱上提，防止管线爆裂。

(2) 集输系统事故风险防范措施

①严格挑选施工队伍，施工单位应持有劳动行政部门颁发的压力管道安装许可证，以确保管道施工质量，同时对工程中使用的设备及附件应严格进行施工安装前的质量检验，检验合格后方可进行施工安装；

②对已建集输系统定期维修保养，及时更换老化管线、设备；

③定时对采油井和管线进行巡查，及时发现管线、阀门、设备渗漏、穿孔问题；

④生产时密切关注系统压力变化，一旦系统压力有大的降低，要及时报告，找到管线泄漏点，及时处理，避免污水大量泄漏；

⑤当发生油水泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；

⑥将被泄漏原油污染的土壤拉运至宋芳屯含油污泥处理站进行调质、离心初步处理，处理后运至大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站进一步处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）中泥渣利用污染物控制限值；

⑦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；

⑧建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理；

⑨运营初期，拉油车拉运路线尽量避开村屯，对拉油车辆配备必要的收油工具，一旦在行驶过程中发生原油泄漏，立即停车，对泄漏的原油用木粉及时清理带走，如发现恶性事故，要及时报告，及时处理，减轻对耕地等生态系统的影响。

（3）依托场站事故风险防范措施

①建议对地层压力进行监控，合理安排注采比，预防套损事故的发生；

②站内定时巡检，及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免出现大量油水泄漏；

③平稳操作，避免系统压力超高放空；

④定期维护保养容器、设备和站内管线；

⑤站内配备了干粉灭火器、吸油毡、铁锹、消防沙等应急物资，站内现有风险物资可满足本工程投产需要。

（4）火灾、爆炸风险防范措施

①为防止系统憋压或误操作造成密闭设备的超压破坏或爆炸，所有压力容器及油罐均设有安全阀、呼吸阀等泄压设施。场站可燃气体设备的安全阀出口泄放管应接至火炬系统或其它安全泄放设施；

②场站的架空输油管线及油罐均设计防雷、防静电接地装置；对生产场所超过安全电压的电气设备均采取了保护接零或接地措施；

③场站内的防雷接地设施及报警装置必须定期校检，保证安全设施可靠有效。

5.8.5.2 应急要求

风险事故应急预案是在贯彻预防为主的前提下，对建设项目可能出现事故，为及时控制危害源，抢救受害人员，指导居民防护和组织撤离，消除危害后果而组织的救援活动的预想方案，需要大庆油田有限责任公司第八采油厂和社会救援相结合。事故应急救援预案是为了加强对重大事故的处理能力，减少风险事故的损失。

（1）事故应急预案

《大庆油田有限责任公司第八采油厂环境突发事件专项应急预案》已于 2021 年 9 月 15 日在大庆市肇州生态环境局进行了备案（备案编号 230621-2021-013-L），大庆油田有限责任公司第八采油厂属于第八采油厂管辖公司，大庆油田有限责任公司第八采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《大庆模范屯油田突发事件总体应急预案》，建设单位还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《生产场所突发火灾、爆炸事件专项应急预案》、《井喷失控突发事件专项应急预案》、《油气集输系统突发事故专项应急预案》、《洪涝灾害专项预案》等专项应急预案，预案中明确了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目运行期发生的风险事故得到及时救援和处理，降低了环境风险的危害，能够满足应急要求。

根据《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发〔2015〕4 号），环境应急预案每 3 年至少修订一次，因此大庆油田有限责任公司第八采油厂应及时对环境应急预案进行修订，并及时将本工程纳入预案系统内。

大庆油田有限责任公司第八采油厂应根据《国家突发环境事件应急预案》要求，按照“分类管理，分级响应，区域联动”的原则，编制本工程的突发环境事件应急预案。具体内容见表 5-8-5。

表 5-8-5 突发环境事件应急预案包括的主要内容一览表

序号	项目	内容及要求
1	总则	编制依据、适用范围、工作原则等
2	事故风险分析	风险分析、事件分级等
3	应急组织及职责	应急组织机构、职责等
4	处置程序	预警、接警与报告、响应行动、指挥和协调、应急状态解除等

5	处置措施	人员防护、现场检测与评估、现场应急处置措施、次生灾害防范、善后处置等
6	应急保障	通讯与信息、物资与装备、应急队伍、医疗救护、应急技术等
7	附则	名词与定义、预案签署和解释、预案实施等

(2) 应急救援指挥部的组成、职责和分工

根据应急组织机构，设置环境突发事件应急领导小组、环境突发事件应急办公室及环境突发事件应急工作组等，具体分工表见表 5-8-6。

表 5-8-6 应急组织、职责分工表

组成	职责
应急领导小组	负责本单位应急预案的制定、修订；组建应急救援专业队伍，并组织实施和演练；检查督促做好重大事故的预防措施和应急救援的各项准备工作；发生事故时，由模范屯公司发布和解除应急救援命令、信号；组织指挥救援队伍实施救援行动；向上级汇报和向友邻单位通报事故情况，必要时向有关单位发出救援请求；组织事故调查，总结应急救援工作经验教训。
应急抢修组	负责环境污染事故时抢修和事故紧急处理。
消防组	担负或配合专业消防队伍完成灭火、洗消和抢救伤员任务。
通讯组	负责各专业小组的联络工作。
物资供应组	负责抢险物资的组织、运输、分配。
医疗队	负责伤员的救护。
治安队	担负或配合相关的政府部门进行现场治安，警戒，群众疏散。

(3) 应急分级相应系统

应急分级响应系统建设是应急救援预案的重要内容。针对大庆油田有限责任公司第八采油厂已制定的分级响应情况，本工程应急分级响应系统分为三级，具体见下表。

表 5-8-7 应急分级响应系统表

响应级别	应急状态
三级响应	生产场所发生环境污染，各基层小队或作业现场依靠自身能力，可以立即控制或需矿(大队)级单位予以协调援助紧急事件。
二级响应	①因环境污染导致人员发生轻微中毒，但不会导致伤残后果的。 ②因环境污染疏散、转移人员 100 人以下的。 ③因环境污染造成直接经济损失 50 万元以下的。 ④因环境污染造成跨乡镇行政区域纠纷的。
一级响应	①因环境污染直接导致 10 人以下中毒或重伤的。 ②因环境污染疏散、转移人员 100 人以上 5000 人以下的。 ③因环境污染造成直接经济损失 50 万元以上 100 万元以下的。 ④因环境污染造成跨县级行政区域纠纷，引起一般性群体影响的。

(4) 应急状态地企联动

企业环保部门与地方社会力量保持应急状态联动，事故发生后，消防部门、医疗部门、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 5-8-8 地企联动各部门联系方式

名称	联系电话
----	------

火警	119
医疗急救	120
大庆市人民政府	0459-4609222/6373055
大庆市生态环境局	0459-4623818
大庆市公安局	110
大庆市城市管理局	0459-4688501
大庆市安全生产委员会办公室	0459-4600048
大庆油田总医院	0459-5886408
大庆市第二医院	0459-5202621
龙南医院	0459-5910114
大庆市气象台值班室	0459-8151615/8151030
大庆油田有限责任公司第八采油厂环保部	0459-4511255
肇州县人民政府	0459-8526193
肇州生态环境局	0459-8523628
肇州县人民医院	0459-8545025
肇州县应急管理局	0459-8511212

(5) 应急演练及培训情况

企业应定期进行应急演练。此外，项目应急组织管理机构应对岗位人员加强日常的应急处理能力的培训，提高事故应急处理能力，对应急预案中有关的每个人的职责能够明确分工，对大多数应急计划都能够进行定期训练和演练，做到有条不紊，各负其责，发生事故时，能立即赶赴现场，进行有效的处理和防护工作，同时能够对周围居民的应急教育和宣传工作。

5.8.6 风险评价结论

通过以上分析内容可知，本工程在认真采取防控措施，最大限度消除隐患的前提下，事故概率可以降到可接受程度（主要是泄漏事故），一旦发生事故，按应急预案计划处理，也会使事故损失降到最小程度。项目设计、施工、生产运行中，在切实落实各项环保、安全措施基础上，在可控的范围内，项目产生的环境风险环境可接受。

本工程环境风险简单分析内容表见表 5-8-9，本项目环境风险评价自查表见表 5-8-10。

表 5-8-9 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	2023 年宋芳屯油田芳 17-芳 507 区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目				
建设地点	(黑龙江) 省	(大庆) 市	(肇州县、大同区)	肇州县境内	
地理坐标	经度	E125° 7′ 23.85″		纬度	N45° 59′ 49.49″
主要危险物质及分布	本次评价将集输管线划分为危险单元。集输管线原油最大储存量为 38.81t、天然气最大储存量为 0.585t。				

环境影响途径及危害后果	大气	事故时原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度比正常情况高出数倍甚至数十倍,对大气环境造成短时的严重污染。若遇明火,引发的火灾事故可在短时间内产生大量燃烧烟气,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,一次性事故形成的局部大气污染在一定的气象条件下聚集成高浓度的可能性较小,对周围大气环境的影响不会太严重。
	地下水	管线泄漏及套损,最终发生气水串层或是油气直接泄漏到含水层造成污染的概率并不大。只要及时发现及时处理,一般不会对地下水造成影响。
	土壤	原油泄漏渗入土壤孔隙,会降低土壤的通透性,抑制土壤中酶活性,使土壤生物减少。一般而言,原油集中于土壤表层 0~30cm 的范围内,使得根系分布于此深度的植物不能生长。石油烃对土壤的污染,可使土地肥力下降,改变土壤的理化性质,影响局部区域土壤正常的结构和功能。
风险防范措施要求		针对环境风险制定井下作业事故、集输系统事故、场站事故、火灾及爆炸风险防范措施。
本工程危险物质数量与临界量比值 $Q=0.074<1$, 环境风险潜势为 I。		

表5-8-10 环境风险评价自查表

工作内容		完成情况														
风险调查	危险物质	名称	原油、天然气													
		存在总量/t	集油管线原油最大储存量为 38.81t、天然气最大储存量为 0.585t。													
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口 <u>1170</u> 人		5km 范围内人口 <u><1</u> 万人											
			每公里管段周边 200m 范围内人口数(最大) <u>1000</u> 人													
		地表水	地表水功能敏感性	F1□	F2□	F3□										
			环境敏感目标分级	S1□	S2□	S3□										
		地下水	地下水功能敏感性	G1□	G2□	G3□										
			包气带防污性能	D1□	D2□	D3□										
物质及工艺系统危险性		Q 值	Q<1 ☒	1≤Q<10□	10≤Q<100□	Q>100□										
		M 值	M1□	M2□	M3□	M4□										
		P 值	P1□	P2□	P3□	P4□										
环境敏感程度		大气	E1□	E2□		E3□										
		地表水	E1□	E2□		E3□										
		地下水	E1□	E2□		E3□										
环境风险潜势		IV ⁺ □	IV□	III□	II□	I ☒										
评价等级		一级□		二级□	三级□	简单分析 ☒										
风险识别	物质危险性	有毒有害 ☒			易燃易爆 ☒											
	环境风险类型	泄漏 ☒			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 ☒											
	影响途径	大气 ☒		地表水□		地下水 ☒										
事故情形分析		源强设定方法	计数法□	经验估算法□		其他估算法□										
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB□	AFTOX□		其他□										
		预测结果	C0 大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 <u> </u> m													
			C0 大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 <u> </u> m													
	地表水	最近环境敏感目标 <u> </u> / <u> </u> , 到达时间 <u> </u> / <u> </u> h														
	地下水	下游厂区边界到达时间 <u> </u> / <u> </u> d														
		最近环境敏感目标 <u> </u> / <u> </u> , 到达时间 <u> </u> / <u> </u> h														

重点风险防范措施	针对环境风险制定井下作业事故、集输系统事故、场站事故、火灾及爆炸风险防范措施。
评价结论与建议	本工程在认真采取防控措施，最大限度消除隐患的前提下，事故概率可以降到可接受程度（主要是泄漏事故），一旦发生事故，按应急预案计划处理，也会使事故损失降到最小程度。项目设计、施工、生产运行中，在切实落实各项环保、安全措施基础上，在可控的范围内，项目产生的环境风险环境可接受。
注：“□”为勾选项，可√；“____”为内容填写项。	

第六章 环境保护措施及其可行性论证

6.1 施工期污染防治措施

6.1.1 废气污染防治措施

本工程地面工程的工程量较小，施工期的环境空气影响主要来源于施工活动引起的扬尘、焊接烟尘、车辆尾气。施工过程中采取以下污染防治措施：

①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，应在施工初期合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络。

②运输道路、施工场地应定时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。

③运料车辆在运输时，车辆应当采取苫布遮盖，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。

④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位。

⑤管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；最大限度控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失，同时施工过程中定期洒水抑尘，防止施工扬尘量大对环境造成污染。

⑥合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；遇大风天气应停止土方工程施工作业。

⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

施工期采取的上述技术方案是施工过程中常见的扬尘和大气污染防治措施，采取以上大气污染防治措施后，能够确保施工场界颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求，不会对大气环境产生较大影响，施工期大气污染防治措施可行。

6.1.2 废水处理措施

（1）施工期生活污水进入施工场地暂设的临时防渗旱厕，定期清掏作农家肥，施工结束清掏后进行清理并回填。

（2）施工车辆和设备坚持日常检查制度，控制跑、冒、滴、漏现象的发生，以杜绝环境污染事件；设备修理时，要采取相应措施，如：地面上平铺油毡、塑料布等方法，

避免水、油等流体介质落在地表；

(3) 施工期产生的压裂返排液集中收集，拉运至宋二联压裂返排液无害化处理站处理。处理后污水进入宋二联含油污水处理站，处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015) 限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”标准后回注油层，不外排。

(4) 项目射孔液采用清水，项目新建管道铺设完成后需要进行试压，试压废水、射孔废水采用罐车拉运到宋一联污水站，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 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注油层，不外排。

(5) 施工单位在罐车拉运各类物料应填写各项物料的转出废水台账，包括种类、数量、转出时间，运输车辆牌号、转入单位信息等，应建立台账和运行管理档案，进行备案，并向当地生态环境主管部门报备。在各类废物转出地和转入地应设置视频监控系统，车辆应安装定位系统，便于加强过程管理，防治各项废物随意倾倒入外环境。

(5) 合理安排施工时间，避开雨季。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，施工料场及罐车位置应尽可能对地表水体进行避让，选取远离地表水体的位置设置。

(6) 废弃物严格按照管理规定处置，避免遗落井场导致雨天随地表径流进入附近地表水体。

(7) 施工运输车辆合理规划行车路线，对施工运输合理规划、布局，利用既有道路，运输车辆按指定路线运行，尽量远离地表水体。车辆配备必要的收油工具，一旦在行驶过程中发生原油泄漏，立即停车，对泄漏的原油用接油桶和木粉及时清理带走，如发现恶性事故，要及时报告，及时处理，减轻危害；选择带有密闭油罐的油罐车，制定检维修制定，平时定期对油罐车进行检修，保持油罐的密闭性。

(8) 确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，以便在发生泄漏事故时对产生的油污污水进行及时回收和处理。避免对周围地表水环境产生大面积污染。

综合分析，采取以上措施，施工期地表水污染防治措施可行。

6.1.3 地下水污染防治措施

废弃物拉运车辆须在转运过程做好转运台账，严格执行废弃物转运签认和交接清单制度；运输前规划运输路线，转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；

运输过程中应尽量避免避开环境敏感区；对拉运过程进行严格监督管理，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废弃物过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废弃物。

6.1.4 噪声污染防治措施

施工期产生的噪声主要施工机械和车辆运行噪声。

(1) 降低设备噪声。选用低噪声设备，注意对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度。

(2) 合理安排施工进度，减少施工时间，禁止在夜间（22:00-次日 6:00）和午休时间（12:00-14:00）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) 施工期运输车辆的运行路线应远离周围的居民区，合理选择路线进行绕行、避让措施，临近居民区应减少汽车鸣笛的次数，减速慢行，减少车辆噪声对居民区的不利影响。

(4) 合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械。

通过采取上述措施，能够确保施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）：昼间 $\leq 70\text{dB}(\text{A})$ ，夜间 $\leq 55\text{dB}(\text{A})$ 要求，不会对声环境产生较大影响，施工期噪声治理措施技术合理可行。

6.1.5 固体废物污染防治措施

(1) 废过硫酸钾包装袋属于危险废物，危废代码为HW49其他废物中900-041-49含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质，应集中收集，暂存在井场专用的钢制垃圾桶内，委托资质单位定期拉运处理，不排入外环境，对外环境无影响。

(2) 施工产生的生活垃圾执行《城市生活垃圾管理办法》（中华人民共和国建设部令第 157 号令），应分类收集，防止因暴雨、大风等冲入外环境，并及时清运至肇州县生活垃圾填埋场处理，做到工完、料净、场地清；

(3) 焊渣属于一般固体废物，执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）要求，拉运至第八采油厂工业固废填埋场；项目水井转抽油机井8口，施工时拆除水井井口装置8套，由第八采油厂财务资产部回收处理；

(4) 施工期弃土、弃渣等建筑垃圾运至大庆市建筑垃圾消纳场填埋处理。

6.1.6 生态污染防治措施

本工程施工期占地主要为管道施工、柱上变电站施工、道路施工发生的临时占地和永久占地，占地类型为耕地（基本农田、非基本农田）、交通运输用地、坑塘水面及未利用地（其他草地，非基本草原）。

施工过程中，车辆碾压、机械推挖、人员践踏等对地表进行的平整将会对地表造成很大破坏，这种影响是短期可逆的，施工结束后及时对施工迹地地表植被进行恢复。为降低项目对生态环境的影响，施工期采取如下措施：

（1）一般性生态保护措施

①加强井场管理及设备养护，防止原油、含油污水以及各种废液的跑冒滴漏，如发生跑冒滴漏，及时处理；

②埋设集油管道时，严格控制施工作业带宽度，减量减少施工作业带占地面积，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；管道钢顶穿越道路时，道路两端的接收坑严格控制面积大小，施工结束后，对接收坑进行平整和恢复，并进行复垦。

③柱上变电站施工时，严格控制临时占地面积，施工不能在临时占地外进行，施工过程中尽量保护土地资源，施工结束后要及时平整临时占地，并进行复垦。

④恢复土地生产能力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（30cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌；

⑤加强管理，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被；

⑥施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对永久占用耕地按“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地的恢复及补偿，对永久占用的草地进行土地补偿；对临时占用耕地进行表土留存，分层回填，整平翻松，确保恢复等质等量面积的耕地，对临时占用的草地进行地面平整，播撒草籽。恢复过程由环境监理全程监督，以确保生态恢复效果。

⑦施工中缩小影响范围，提高工程施工效率，尽量缩短施工时间，减少工程在空间上、时间上对生态环境的影响。

（2）针对性保护措施

①对于临时占地，应严格控制临时占地范围，施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对于临时占用的耕地，尽量减小对农田破坏，施工结束后，进行复垦，即占用农

田全部恢复为等质等量面积的耕地。

对于临时占用的荒草地，应在施工结束后，及时播撒草籽，在施工结束后 2-3 年内逐步恢复原有植被类型。井场施工产生的表土集中堆放在各平台井永久占地范围内，加盖苫布，待施工结束后，及时回填利用；管道开挖产生的表土堆放在置土带内的熟土区域，加盖苫布，待施工结束后，分层回填，开挖土方均原地回填。

②对永久占用耕地（基本农田、非基本农田），按照“占一补一”原则进行占补平衡，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，应当按照黑龙江省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。永久占用耕地的耕作层土壤集中堆放在管道置土带区域，施工结束后用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。对永久占用的荒草地表土剥离后用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良，同时应当进行经济补偿。

③本项目为油田开发工程，属于国家能源建设项目，根据地下储层特性，项目选址无法避让耕地（黑土地）。项目施工过程中，需遵守《大庆油（气）田建设工程用地规范》规定，严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物，确保尽量少占优质黑土地。本工程实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。

本项目新增永久占地主要为通井路永久占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。管道施工作业带除去管道一侧设置的置土带外，管沟及设备区在分段施工前剥离表土，剥离的表土放在置土带外侧，管沟挖方土放置在置土带内侧（靠近管沟侧），置土带采取先设置编织袋压护，在采用单行十字形压护，加强防护的方式防止水土流失。剥离表土在工程施工结束后及时用于回填，分层回填压实，保护有耕作能力种植价值的表层土壤，完毕覆土回填的时候一定要做好生态恢复，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失，保障农民利益不受损失，不要出现大型土堆或者大型洼地等情况。对于管道施工临时占地剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被，对井场内临时占用的耕地采用深松深耕进行复垦。

④恢复过程应由环境监理全程监督，以确保生态恢复效果。

生态保护措施见表 6-1-1，生态环境保护措施设计图见附图 6-1。

表 6-1-1 生态保护措施

序号	项目	占地类型	恢复措施	生态恢复投资	实施时间	实施单位
1	永久占地	耕地	将表层土剥离进行其他土地改良，占地后按照“占一补一”原则缴纳 2.545hm ² 耕地补偿费。	123.18 万元（根据 2021 年大庆市征地青苗补偿费标准，大田作物 2.1 元/m ² ，占地补偿按照 46.3 万元/hm ² 计）	施工完毕后 1 年内	大庆油田有限责任公司第八采油厂
		草地	永久占用 4.4113hm ² 非基本草原进行经济补偿。（其中永久占地涉及的 0.6hm ² 湿地按照“先补后占、占补平衡”的原则进行补偿）	207.33 万元（根据 2021 年大庆市征地青苗补偿费标准，天然草补偿标准为 0.7 元/m ² ，占地补偿按照 46.3 万元/hm ² 计）		
2	临时占地	耕地	分层开挖，分层回填，并通过生态植被恢复措施可逐年恢复原有农田质量和产量，耕地复耕 43.7079hm ² 。	43.71 万元（根据国家临时占地补偿标准，生态恢复费用按 1 万元/hm ² 计）		
		草地	分层开挖，分层回填，撒播草籽恢复草地 85.5884hm ² 。（对于临时占地涉及的 0.9hm ² 湿地，企业应当编制湿地临时占用方案，方案中需明确本项目临时占用湿地的名称、范围、期限、用途、相应的保护措施以及使用期满后的恢复措施等，且占用期限不得超过 2 年，临时占用期限届满后，企业应当按照湿地临时占用方案将临时占用的湿地恢复原状）。	85.59 万元（根据国家临时占地补偿标准，生态恢复费用按 1 万元/hm ² 计）		

（3）防沙治沙措施

项目占地区域未出现土壤沙化现象，为保护区域生态环境，针对本工程的具体特点，施工期内采取以下防沙治沙措施：

①施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

②根据当地际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，施工结束后，及时恢复地表形态，恢复为耕地、草地，禁止土壤裸露。

通过采取上述措施，施工期严格控制控制施工作业占地范围，不会对项目所在区域生态环境产生较大影响，施工期生态保护措施可行。

6.1.7 土壤污染防治措施

（1）加强施工中的环境管理，控制和消除土壤污染源。严禁随意倾倒污水、随意

堆放固体废物，防止因“三废”处理不合理或处置措施不当对土壤造成污染。

(2) 井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定，严格控制施工作业面积，以减少地表植被和土壤的破坏。本工程建设期间主要进行地面工程的建设、铺设管线及井下等作业。对环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。根据油田地面工程规划方案，本工程对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，按照省市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

(3) 充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时通道。

(4) 对于临时占地，在对土壤进行开挖施工时要采取措施降低土壤风蚀，减少水土流失：对土壤要分层开挖、分别堆放，按原土层回填（先填心土，后覆盖表土）平埋方式（不起土坝）进行，以便其尽快恢复植被生长。

6.1.8 环境风险防范措施

(1) 对工程中所使用的设备及附件，应严格进行施工安装前的质量检验，检验合格后方可进行施工安装；

(2) 管道接头采用一次成型涂料新技术，使用寿命可达 30 年以上，并采用技术上成熟可靠的强制电流阴极保护法；

(3) 在施工过程中，加强监理，确保焊接和涂层等施工质量；

(4) 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，强化检验手段；制定严格的规章制度，发现缺陷，及时正确修补并做好记录；

(5) 进行水压试验，排除焊缝和母材的缺陷，增加管道的安全性。

(6) 压裂过程采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施，增加压裂过程的安全性。

6.2 运行期污染防治措施及可行性分析

6.2.1 废气污染防治措施

本工程运行期的大气污染主要来自运营过程中产液集输及依托场站处理过程无组织挥发的烃类气体、依托场站加热装置燃烧烟气。

(1) 挥发性有机物污染防治措施

①采用合理工艺，选用优质材料，管道及设备在设计时充分考虑抗震，保证正常生产无泄露；

②井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，最大限度降低烃类气体的挥发；

③加强转油站运行管理，提高油气分离效率，减少油罐呼吸口的轻烃挥发；

④加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发；

⑤精细化管理，减少“跑、冒、滴、漏”现象，加强设备设施的日常管理，严格执行操作规程；

⑥定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发；

⑦建立“泄漏检测与修复”管理制度，定期开展泄漏检测与修复，对易泄漏环节制定针对性改进措施，通过源头控制减少挥发性有机物泄漏排放。

根据《宋芳屯油田芳 606 等区块产能建设工程竣工环境保护验收报告表》（监测时间 2019 年 11 月 8-9 日）中监测数据可知，宋一联合站厂界外 10m 处非甲烷总烃无组织排放浓度为 0.81-0.96mg/m³，可以满足《大气污染物综合排放标准》（GB16397-1996）中无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m³），同时满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.9 企业边界污染物控制要求限值 4.0mg/m³。

（2）依托的芳 507 转油站、芳 707 转油站、芳 6 转油站、芳 407 转油站、宋一联合站加热装置燃料均采用清洁能源天然气（油田伴生气），产生的烟气经已建的烟囱排放，能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉标准限值要求（颗粒物≤20mg/m³、NO_x≤200mg/m³、SO₂≤50mg/m³，烟气黑度≤1）。根据 2022 年 12 月 20 日大庆油田水务环保研究院出具的各依托场站加热装置检测报告，芳 6 转油站 SO₂ 浓度<3mg/m³，NO_x 浓度约为 142-144mg/m³，颗粒物浓度约为<20mg/m³；芳 507 转油站 SO₂ 浓度<3mg/m³，NO_x 浓度约为 152-156mg/m³，颗粒物浓度约为<20mg/m³；芳 707 转油站 SO₂ 浓度<3mg/m³，NO_x 浓度约为 151-153mg/m³，颗粒物浓度约为<20mg/m³；宋一联合站 SO₂ 浓度<3mg/m³，NO_x 浓度约为 103-144mg/m³，颗粒物浓度约为<20mg/m³。可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉标准限值的要求，污染物核算取上述监测最大值进行核算。

通过采取以上措施，可以将项目建设对大气环境的影响减小到最小程度，挥发的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.9 企业边界污染物控制要求限值 4.0mg/m³，依托场站加热装置排放烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉标准要求。

6.2.2 废水污染防治措施

(1) 运行期产液分离的含油污水经站内管线输送至宋一联合含油污水处理站处理，宋一联合含油污水处理站处理后污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015) 限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注油层；

(2) 油井作业范围限制在油井永久占地范围内，同时作业过程中设置临时围堰，围堰为粘土夯筑，避免作业油污污水进入井场永久占地范围以外的环境，作业结束后及时清理井场；油井作业污水经修井现场设置的污水回收装置回收后泵入罐车内，拉运至宋一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015) 标准中的：“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”要求后回注油层，不外排；油井洗井污水直接进入井底集输系统，不外排；

宋一联合站始建于 1987 年，接收处理采油八厂 10 座转油站（祝 3、芳 3、芳 5、芳深 2、卫 11、芳 407、芳 507、芳 6、芳 707、升 2）、2 座转油放水站（升一联、徐三联）的含水油，含水油脱水后外输。同时还接收采油八厂宋二联、采油十厂朝一联、榆树林油田榆二联及周边中亚、华油、方兴公司的净化油，是大庆外围油田原油输送枢纽站。采用“横向流除油—两级过滤”的主工艺，设计处理规模 $11000\text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理量为 $8420\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷 70.2%，新增后负荷率为 78.4–99.6%，依托可行。

(3) 强化生产运行管理，杜绝含油污水及油污的随意排放，落地原油要及时回收，提高落地油回收率，并及时处理被落地油污染的土壤，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油污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；

(5) 定期检查维修管线、阀门及收油装置，确保设备的使用性能良好；

(6) 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%；

(7) 泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，对集输管线防腐及腐蚀情况定期检测，及时维修或更新；对油井的套损情况也要定期检测，防止套管破裂上返油水污染地下水；

(8) 依托场站员工生活污水经站内埋地式生活污水处理装置处理后，排入站外已建生活污水防渗池自然蒸发，由油田物业公司定期清淤。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程产生的各类废水都可以得到有效处置，作业过程中产生的污油污水可以有效进行回收，项目的水污染防治措施合理可行。

6.2.3 地下水污染防治措施

(1) 泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，对集输管道防腐及腐蚀情况定期检测，及时维修或更新；对油水井的套损情况也要定期检测，防止套管破裂上返油水污染地下水。

(2) 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，提高落地油回收率，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。

(3) 做好预防突发性自然灾害的工作，加强与水文气象、地震部门的信息沟通，制定有关应对措施。

(4) 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、压裂返排液、含油污水的跑、冒、滴、漏，如处理不及时则可能对地下水造成污染，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 11.2.2.1 条的要求，将本项目涉及区域划分为简单防渗区、一般污染防渗区、重点污染防渗区，因此对工程实施污染分区防治措施：

①重点防渗区防渗措施

地下集油管道属于重点防渗区，应采用无缝钢管；管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm 或采用管道内防腐；管道的外防腐等级应采用特加强级；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，发现问题及时处理，防止泄漏事故的发生；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，进一步防止污染地下水。

②简单防渗措施

本工程油井井场属于简单防渗区。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 中要求，项目 148 口油水井井场应采取地面平整夯实等措施进行简单防渗（施工时间 2023 年 6 月）。

表 6-2-1 分区防渗布

类别	项目涉及区域	防渗要求
重点 防渗区	集油管线	采用无缝钢管、管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm 或采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式应采用焊接。施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。
简单 防渗区	井场地面	《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中要求：进行地面一般硬化，项目 18 口井井场应采取地面平整夯实等措施进行简单防渗。定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。

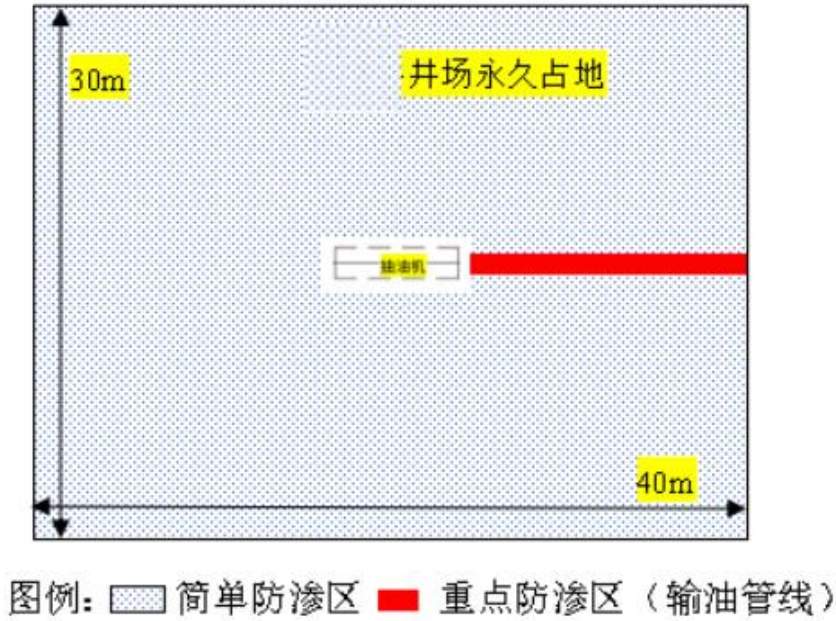


图 6-2-1 单井井场分区防渗示意图

(5) 地下水跟踪监测

根据地下水影响预测结果，工程对环境敏感点产生影响的可能性小，所以根据地下水流向，结合项目区块分布及周围水井分布情况，在建设项目区域（芳 17-芳 507 区块）上游设 1 个背景监测点，在建设项目区域、区块下游各设 1 个跟踪监测点。跟踪监测井见表 6-2-2、跟踪监测点位见附图 5-1。

表 5-3-14 地下水环境影响跟踪监测计划表

序号	跟踪监测点位	功能	坐标	相对方位/ 距离	监测 因子	位置	监测 频次
1	崔华尖屯水井 (潜水)	背景监测点	E125° 6' 37.04" N46° 2' 51.70"	芳 45-斜 65 井 场北侧 780m	石油类	上游	1 次/ 年
2	农化村水井 (潜水)	跟踪监测点	E125° 7' 43.93" N46° 0'	芳 68-斜 80 井 场南侧 130m		区块内	

			29.90''				
3	孙广祥屯水井 (潜水)	跟踪监测点	E125° 5' 59.34'' N45° 55' 56.24''	芳 124-斜 90 井场西侧 900m		下游	

定期对周围地下水井进行监测，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。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程产生的各类废水都可以得到有效处置，作业过程中产生的污油污水可以有效进行回收，项目的水污染防治措施合理可行。以上控制措施能从源头上有效地控制和减少污染物对地下水的污染，措施可行。

6.2.4 噪声污染控制措施

运营期噪声源主要是井场抽油机、依托场站各类机泵、加热装置产生的噪声。

- (1) 井场抽油机、电机，场站机泵等发声设备尽可能选用低噪声设备；
- (2) 对噪声值较高的设备，根据其产生噪声的特性，采用相应的减振、消音、隔声等降噪措施；
- (3) 场站机泵等设备集中布置于室内，并采取减震降噪措施（安装减震基础）；
- (4) 场站集中布置机泵的房间加装隔声门窗；
- (5) 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。
- (6) 油井作业时罐车拉运污水应尽量避免多频次拉运；为减少运输带来的影响，运输时间为 8:00-11:30 和 13:30-18:00，禁止夜间运输，这样既避开了人流、车流高峰期，也避免了午休、夜间运输对沿途居民生活环境的影响；为防止噪声污染，经过附近村屯时，应限速行驶，并禁止鸣笛；规范行车路线，在拉运路线确认后通知当地村民，告知村民具体拉运频次及拉运时间；按期保养车辆，使保持车辆良好工况，尽可能将运输噪声控制到最低程度。

通过采取以上措施后，能够确保厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准：昼间 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$ ，夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$ 要求，不会对周围声环境产生较大影响，运行期噪声治理措施可行。

6.2.5 固体废物治理措施

运营期固体废物主要为依托场站罐体清淤产生的含油污泥、含油污水处理过程中产生废滤料、油井作业过程中井场落地油、含油废弃防渗布，生活垃圾。

6.2.5.1 危险废物防治措施

(1) 收集、贮存及处置措施

①含油污泥、落地油

根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，本工程运营期产生的含油污泥和落地油属于危险废物，危险废物编号为 HW08 废矿物油与含矿物油废物 071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚。含油污泥及落地油均不进行储存，直接在施工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，拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，委托大庆市云泰石化产品有限公司处理，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/T 3104-2022）标准限值（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ）。

第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站作为含油污泥减量化处理站，将含油污泥减量化处置后的固化物委托大庆市云泰石化产品有限公司处理，第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站采用预处理+调质+离心的处理工艺，处理能力 $5\text{m}^3/\text{h}$ （年运行 200 天，每天 24 小时），年最大处理量为 24000m^3 ，目前处理量约为 $19200\text{m}^3/\text{a}$ ，负荷约 80%。宋芳屯含油污泥处理站处理后产生的废水由管道输送至宋一联合站进行处理。

根据工程分析可知，宋芳屯含油污泥处理站剩余处理量为 $4800\text{m}^3/\text{a}$ ，本项目产生的含油污泥和落地油可以依托该站处理，宋芳屯含油污泥处理站剩余处理量为 $4800\text{m}^3/\text{a}$ ，本项目产生的含油污泥和落地油可以依托该站处理。

大庆市云泰石化产品有限公司位于黑龙江省大庆市龙凤区龙凤镇刘高手村老村部西侧，北距南七路 0.4 km，南距南八路 1.0 km，设计年处理含油污泥 18 万吨。该站采用减量化处理装置生产线和序批式热解析装置生产工艺，含油污泥后泥渣含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）标准限值（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ）综合利用。目前该站实际处理量约为 8 万 t/a，负荷率为 44.4%，本项目产生含油污泥量共计约 5.15t/a，经第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化后进入该站后，几乎不改变负荷率，依托可行。

②含油废弃防渗布

油井作业时产生的含油废弃防渗布，产生量约 51.5t/a，属于危险废物，危废编号为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 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。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集在钢制危废暂存桶，送第八采油厂三矿危废暂存间暂存，定期委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线，尽量避开村屯等敏感点，同时车内配备铁锹等应急工具。同时含油物质运输、转移应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单要求，执行危废转移联单制度。

建设单位应该加强对含油防渗布转移和处置的管理，严格按照《危险废物转移联单管理办法》执行；并要求在含油防渗布的运输过程中严格控制运输车辆密闭性，避免“跑、冒、滴、漏”情况发生。本工程危险废物运输应按照《危险废物收集贮存运输技术规范》要求进行运输管理；运输路线的选择过程中尽量避开环境敏感点，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) 应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；

3) 对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相应的清理和作复；

4) 清理过程中产生的所有废物均应按危险废物进行管理和处置；

5) 进入现场清理和包装危险废物的人员应受过专业培训，并佩戴相应的防护工具。

通过采取上述收集、储存、运输、处置等措施，本过程施工期产生的危险废物可得到妥善处置，不会对周围环境及敏感点产生影响。

目前建设单位还未明确委托的危险废物处理单位，建设单位应加强对危险废物的管理。

本次环评建议将其送至黑龙江云水环境技术服务有限公司进行无害化处理。黑龙江云水环境技术服务有限公司（2017 年 1 月 22 日黑龙江辰能环境技术服务有限公司更名为黑龙江云水环境技术服务有限公司）。该公司成立于 2009 年 10 月 12 日，由哈尔滨云水工大环保科技股份有限公司及黑龙江省环境工程评估中心为股东单位共同发起设立的国有有限责任公司，公司注册资本 3000 万元人民币。经营范围为除 HW01、HW10、HW15、HW29、HW43、HW44 外其他类别危险废物的收集、贮存、处置。危险废物治理技术开发、技术转让、技术咨询等业务。

公司建设经营的黑龙江省危险废物集中处置场项目采用欧洲国家的设计及工艺控

制标准，是一个危险废物处置设施齐全，技术先进可靠的一站式危险废物处置基地。该项目危险废物处置能力 3.8 万吨/年（其中焚烧 9800 吨/年、填埋 24380 吨/年）。危险废物处置的工艺过程包括：稳定化固化处置、物理化学处置、焚烧及尾气净化处置、安全填埋处置等几大处置系统。2012 年 11 月该项目工程建设全部完成，进入试生产阶段。2016 年 1 月正式获得黑龙江省环境保护厅颁发的危险废物经营许可证。

因此，本项目产生的含油防渗布送黑龙江云水环境技术服务有限公司是可行的。

③废滤料

宋一联含油污水处理站处理含油污水过程中，会产生废滤料，属于危险废物，类别为 HW49，危废代码为 900-041-49（含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质）。

根据现场调查，含油污水处理站每年会对过滤罐内滤料进行检验，一旦检测不合格会对滤料进行更换，废滤料送往大庆蓝星环保工程有限公司进行处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线，尽量避开村屯等敏感点，同时车内配备铁锹等应急工具。同时含油物质运输、转移应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单要求，执行危废转移联单制度。

（2）运输措施

①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%。

②本工程危险废物的运输按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）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》。

③运输路线的选择过程中尽量避开环境敏感点。

6.2.5.2 生活垃圾防治措施

依托场站生活垃圾分类收集后，全部运至肇州县生活垃圾填埋场填埋处理。

综上所述，依托场站罐体清淤产生的含油污泥、油井作业过程中井场落地油在采取密闭罐车拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，委托大庆市云泰石化产品有限公司处理，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/T 3104-2022）标准限值（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ）。产生的含油废弃防渗布委托资质单位处理，危废处置过程应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求，同时执行危废转移联单制度；产生的生活垃圾全部运至肇州县生活垃圾填埋场填埋处理。

本项目运营期产生的固体废物均能按照“资源化、减量化、无害化”原则，处理方式可行。

6.2.6 生态保护措施

(1) 严格控制油水井作业、水井洗井占地，普通井下作业不新征临时占地。严格控制油水井作业、水井洗井施工的占地，普通井下作业不新征临时占地，大修占地不超过 $50 \times 50\text{m}$ 。

(2) 油水井作业、水井洗井过程中缩小影响范围，提高工程施工效率，减少工程在空间上、时间上对生态环境的影响。

(3) 油水井作业、水井洗井时应在井场周围堆筑临时围堰，防止作业时产生的油水进入周围环境。

(4) 油水井作业、水井洗井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。

(5) 加强井场管理及设备养护，防止原油、含油污水以及各种废液的跑冒滴漏，如发生跑冒滴漏，及时处理。

(6) 井场夯实，回收落地油时，减少土壤的剥离量。

(7) 加强管理，减少落地油在清理和运输过程跑冒滴漏的量，污泥回收后做无害化处理，处理后油水回收。

(8) 运行期油水井作业、水井洗井时禁止碾压和破坏道路及井场永久占地外的耕地、草地。

本工程通过采取上述生态保护措施，能够确保本工程对区域生态环境的破坏得到有效控制，不会对区域生态环境产生较大影响，生态保护措施可行。

6.2.7 耕地补偿及土地复垦

6.2.7.1 耕地补偿

按照《中华人民共和国土地管理法》第三十一条：国家实行占用耕地补偿制度。非农业建设经批准占用耕地的，按照“占多少，垦多少”的原则，由占用耕地的单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。省、自治区、直辖市人民政府应当制定开垦耕地计划，监督占用耕地的单位按照计划开垦耕地或者按照计划组织开垦耕地，并进行验收。

第三十二条规定：县级以上地方人民政府可以要求占用耕地的单位将所占用耕地耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

6.2.7.2 土地复垦

按照《土地复垦条例》第三条规定：生产建设活动损毁的土地，按照“谁损毁，谁复垦”的原则，由生产建设单位或者个人（以下称土地复垦义务人）负责复垦。第十六条规定：土地复垦义务人应当建立土地复垦质量控制制度，遵守土地复垦标准和环境保护标准，保护土壤质量与生态环境，避免污染土壤和地下水。

土地复垦义务人应当首先对拟损毁的耕地、草地进行表土剥离，剥离的表土用于被损毁土地的复垦。

①施工结束后，临时占地应及时恢复地貌原状，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。

②对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管道中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水环境，防止水土流失。管道所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。

6.2.7.3 耕作层保护措施

本工程实施前应编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，在方案中明确剥离时间、剥离范围、剥离厚度及剥离量、剥离工艺、表土堆场要求等，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。

本项目新增永久、临时占地为通井路永久占地、集油掺水管线临时占地、柱上变电站永久占地和临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，临时集中堆放在井场临时占地范围内，每座井场表土堆场面积为 1200m^2 ），表土剥离临时堆放区周围设置排水沟（深度为 30cm，宽度为 40cm），加盖苫布，待施工结束后，临时占地内剥离的表土及时回填，保护有耕作能力种植价值的表层土壤，完毕覆土回填的时候一定要做好生态恢复，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失，保障农民利益不受损失，不要出现大型土堆或者大型洼地等情。永久占地剥离的表土用于周围土壤整治。

6.2.8 基本农田保护措施

由于本工程为油田开采工程，其“地下决定地上”的特点，实际施工时无法避免评价范围内有基本农田。为减少工程建设及生产运行对基本农田的影响，需采取以下保护措施：

(1) 根据《中华人民共和国土地管理法》及《基本农田保护条例》的有关规定：基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确定无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征地，必须经国务院批准。所以本项目开工前必须取得基本农田的占地手续，本项目永久占用耕地（基本农田） 0.855hm^2 ，临时占用耕地（基本农田） 14.4427hm^2 。

(2) 严格规范井场施工建设和作业活动，限制施工、作业范围和时限，确保项目施工不占用井场外基本农田，避免对基本农田造成影响。

(3) 本工程期间有农忙期（主要是生长期和收获期）要为农民的农业生产提前安排出行路线，并在临时路线上设置明显的引导标识。

(4) 加强管理措施，作好对施工及油田生产人员的管理、教育工作。杜绝工程废料及用料进入基本农田，不得向基本农田内随意倾倒垃圾和生活污水。

6.2.9 对湿地生态减缓措施

本项目工程建设对湿地不会构成破坏性影响。但如果工程生产过程产生的落地油不能完全得到回收，则落地油在暴雨时随地表径流汇入湿地，将会对湿地植被的正常生长产生不利影响。

因此针对上述环境影响，提出以下污染防治措施以减缓对湿地植被的破坏：要严格控制永久占地，临时占地使用要及时恢复，并尽可能清除残留的污染物，复土回填要保持土壤的基本层次，以减轻对农作物及土壤的影响。

井下作业的临时占地范围均在井场永久占地范围内，同时在作业时铺设防渗布，并将产生的污水用罐车拉运到宋一联含油污水处理站，防止了污油污水排入外环境，因此不会对井场周围的植被产生影响。

事故状态下如管线泄漏、油井发生套损等可能对地下水环境造成影响，但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，对地下水环境影响较小。油田开发过程中的突发事件如原油和含油污水的泄漏将对湿地、土壤和生态环境造成严重影响。因

此必须采取有效的预防和应急处理措施，加强监督管理，在事故发生时将事故危害降至最低。

在鸟类产卵孵化期必须降低噪声，避免惊吓、驱赶野生动物的行为；限制车辆、人员的活动范围、频率，避免夜间施工，减少对野生动物的惊扰。提倡油田机械和设施实施“绿色工程”，以避免强烈色调刺激动物的栖息和繁殖等。

综上所述，以上生态恢复措施在大庆油田开发过程得到运用，效果良好。因此以上恢复措施是可行的。

6.2.10 生态环境跟踪监测措施

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），应结合项目规模、生态影响特点及所在区域的生态敏感性，针对性提出常规的生态监测计划。

本工程制定生态环境跟踪监测措施，根据项目分布情况设置生态监测点位 4 个，具体跟踪监测计划见表 6-2-3。

表 6-2-3 生态环境监测计划表

点位	跟踪监测点位	监测内容	监测频次
1	4#平台、10#平台、25#平台、32#平台及集油 掺水管线临时占地	植被恢复情况	1 次/年

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向建设单位安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开，特别是对项目所在区域的公众进行公开，满足法律中关于知情权的要求。

6.2.11 土壤环境保护措施

针对工程可能发生的土壤污染，按照源头控制、末端防治、污染监控、应急响应相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应等全阶段进行控制。

（1）源头控制措施

主要包括在油井井口、井场储油装置、依托场站工艺、设备、污水储罐、原油储罐及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物及原油跑、冒、滴、漏，将泄漏的环境风险事故降到最低程度。

（2）末端控制措施

主要包括场地内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

为及时了解工程油井永久占地内及周边土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化,根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ964-2018)、《排污单位自行监测技术指南总则》(HJ819-2017)相关要求,本工程制定土壤环境跟踪监测措施,包括制定跟踪监测计划,科学、合理地设置土壤监测点位,建立完善的跟踪监测制度,配备必要的取样设备,以便及时发现并有效控制。根据项目区块分布情况设置土壤监测点位 3 个,具体跟踪监测计划见表 6-2-4、跟踪监测点位见附图 6-2。

表 6-2-4 土壤环境跟踪监测计划表

点位	位置	坐标	监测项目	监测频次
1#	16#平台永久占地内	E125° 6' 23.73" , N46° 0' 2.83"	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	1 次/3 年
2#	31#平台永久占地内	E125° 5' 48.42" , N45° 56' 41.26"		
3#	31#平台永久占地外南侧 100m	E125° 5' 48.23" , N45° 56' 39.90"		

(4) 应急响应措施

一旦发现土壤污染事故,立即采取应急措施控制土壤污染,并使污染得到有效治理。

6.2.12 环境风险防范措施

本工程采取如下环境风险防范措施。

- (1) 工程投产运行前,应制定出正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册,并对操作、维修人员进行培训,持证上岗,避免因操作失误导致事故发生;
- (2) 提高管道的防腐等级,集油管道采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管;
- (3) 定期检测集油管线防腐及腐蚀情况,及时维修或更新;
- (4) 制定应急操作规程,在规程中应说明发生井喷、管道泄漏、火灾爆炸和生产装置区泄漏事故时应采取的操作步骤,规定抢修进度,减少事故的影响;
- (5) 日常监督、隐患整改、事故发生、操作失误等各项安全行为应建立档案;
- (6) 生产部门和环保部门建立安全环保管理工作考核细则,实行量化考核;
- (7) 严格岗位责任制,定期对工人进行安全和环境保护意识教育;
- (8) 《大庆油田有限责任公司第八采油厂环境突发事件专项应急预案》已于 2021 年 9 月 15 日在大庆市肇州生态环境局进行了备案(备案编号 230621-2021-013-L),建设单位还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《生产场所突发火灾、爆炸事件专项应急预案》、《井喷失控突发事件专项应急预案》、《油气集输系统突发事故专项应急预案》、《洪涝灾害专项预案》等专项应急预案,预案中明确了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急

响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目运行期发生的风险事故得到及时救援和处理，降低了环境风险的危害，能够满足应急要求。

（9）应急预案联动

一旦发生火情企业要与地方建立地企联动制度，保障将风险降至最低，上报企业应急预案，由地区有关部门进行审查，并纳入地区应急预案执行程序中的分预案，由地区应急预案执行部门统一演习训练；

具体衔接操作（需启动地区环境应急预案的风险事故预案）：事故发生后，企业应及时向上级部门、政府反馈事故信息，要求启动区域环境风险应急预案，并选取对事故较为了解的小组成员作为区域环境应急预案执行过程中的技术指导；

企业内部应急程序启动，并将各独立功能组织分配到地区应急程序中，进行有机组合、成员和物资的合理分工，以实现两项应急程序和谐执行；

地区应急程序执行目的在于保护区域范围内的人员、环境安全，保证风险事故影响控制在区域最小范围内，从而对保护范围外的环境起到间接保护作用；企业应急预案执行目的在于保护企业内部人员的安全、确保风险事故的环境影响不扩张到企业外界环境。为减少环境风险事故对外环境的影响。企业内部的应急程序应成为地区环境风险事故应急预案的起点，地区应急预案应以首先确保企业内部应急预案执行程序顺利进行为前提，风险事故发生后，应以控制其影响不超出企业范围为基本目的，两项应急程序相互配合，并以企业应急预案为主，地区应急预案为辅；

在风险事故发生后，事故影响已跨越企业范围，影响到外部环境，此时应以地区风险事故应急预案为主，其目的在于确保企业事故影响不会扩大，保护区域环境少受影响；大庆油田有限责任公司第八采油厂与当地政府、邻近企业建立定期交流机制，充分发挥信息互通、资源共享的区域联防优势，提高应急响应效率，有效控制环境事件的扩大。

按照《国家突发环境事件应急预案》、黑龙江省、大庆市人民政府各级预案的相关规定，当区域发生的突发环境事故超出区域的应急处置能力和范围时，立即按规定报告当地政府，请求支援，并接受政府的应急指挥机构指挥，积极参加应急救援行动。

根据《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发〔2015〕4号），大庆油田有限责任公司第八采油厂应至少每三年对环境应急预案进行一次回顾性评估并根据评估内容进行相应的修订，修订完成后立即在当地生态环境局进行变更备案；

（10）建设单位应根据项目具体环境风险情况编制相应的现场处置方案，并与《大

庆采油八厂突发事件总体应急预案》形成联动机制，定期进行应急演练；

(11) 加强对工程附近居民的宣传教育，减少、避免第三方破坏事故；

(12) 加强油田保卫工作，保证油田各种生产设施安全运行，杜绝安全、环保事故的发生；

(13) 配备防渗布、铁锹、镐等应急工具和设备，巡检发现油水泄漏时，找出泄漏点，在周围铺上防渗布，四周用土围好，防止污油、污水扩散。然后，组织人员抢修，抢修结束后，清理现场，避免造成环境污染；

(14) 泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，定期用超声波检测仪，测量管线的内外防腐情况，若管壁厚度减薄，及时更换管段。

由于本次产能建设采用常规工艺，油气集输和污染治理工艺成熟、可靠，由前述分析可知以上提出的各项环境保护措施是切实有效的，同时工程对油田生产全过程采取环境保护管理措施和技术措施，环保措施和环保投资的结合有效的预防和减缓本次产能建设可能带来的不良环境影响。

6.3 “三同时”一览表

为进一步落实本工程工程设计和环境影响评价提出的各项环保措施，确保环保工程发挥真正作用，本评价列出“三同时”项目表和竣工验收监测与调查的相关要求，具体内容见表 6-3-1、6-3-2。

污染防治内容		环保措施	验收标准
废气	施工期扬尘、焊接烟尘	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物	施工场界执行《大气污染物排放标准》(GB16297-1996) 颗粒物无组织排放限值： $\leq 1.0\text{mg}/\text{m}^3$
	VOCs (以非甲烷总烃计)	管线采取密闭性良好的阀门等，确保密闭集输	依托场站永久占地范围外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 5.9 企业边界污染物控制要求限值 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$
	燃烧烟气	采用清洁能源天然气(油田伴生气)为燃料，通过烟囱排放	燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 表 2 新建燃气锅炉排放限值 ($\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ 、颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$)
废水	施工人员生活污水	排入临时设置的防渗旱厕，定期清掏用做农家肥	不外排
	压裂返排液	罐车拉运至宋二联压裂返排液无害化处理站处理	不外排
	射孔废水、管线试压废水、含油污水	经宋一联含油污水处理站处理达标后回注油层	执行《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015) 限值(含油

	作业污水	经修井现场设置的污水回收装置回收后泵入罐车拉运至宋一联含油污水处理站处理达标后回注油层；油井热洗污水直接进入井底集输系统，不外排	量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ，回注油层
噪声	井场噪声	低噪声设备、机泵等设备安装减震基础	执行《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 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$ 、夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$
固体废物	施工人员生活垃圾	统一收集运至肇州县生活垃圾处理厂处理	不外排
	落地油、含油污泥、清罐污泥	收集宋芳屯含油污泥处理站进行调质、离心初步处理，处理后运至大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站进一步处理	执行《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）中泥渣利用污染物控制限值
	焊渣	属于一般固废，统一收集拉运至第八采油厂工业固废填埋场	执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）要求
	建筑垃圾	统一收集拉运至大庆市建筑垃圾消纳场填埋处理	《城市建筑垃圾管理规定》（中华人民共和国建设部令第 139 号）
	废旧设施	拆除水井井口装置由第八采油厂财务资产部回收	由第八采油厂财务资产部回收
	含油废防渗布	属于危险废物，委托资质单位定期拉运处置	执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
	废过硫酸钾包装袋	属于危险废物，委托资质单位处置	执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
地下水保护	井场防渗		井场地面属于简单防渗区，采取地面平整夯实、地面硬化等措施执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中要求：进行一般地面硬化。
		管线防渗	集油管线均埋于地面下，属于重点防渗区：①管线均采用钢制防腐管线，管线内、外防腐需满足《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）要求。②提高自动化水平，对管道及井口压力进行实时监控。施工期留存影像资料
		结合区块分布，本工程在崔华尖屯（上游）布设 1 口潜水跟踪监测水井，在农化村（区块内）布设 1 口潜水跟踪监测井，在孙广祥屯（下游）布设 1 口潜水跟踪监测水井	布设 3 口地下水跟踪监测井，定期监测，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准
土壤保护		结合区块分布，在 16#平台永久占地内、31#平台永久占地内以及 31#平台永久占地外南侧 100m 分别布设土壤跟踪监测点	布设 3 个土壤跟踪监测点，定期对土壤环境进行监测，井场永久占地内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值；井场永久占地外执行《土壤环境质量 农用地土壤

			污染风险管控标准（试行）》 (GB15618-2018) 表 1 农用地土壤污染 风险筛选值
生态 恢复	临时占地	临时占地进行经济补偿。施工结束后恢复地表形态，并留存影像资料	施工结束后恢复临时占地
	永久占地	永久占地中基本农田按照“占一补一”进行补偿，基本农田应取得土地管理部门的占地许可手续	补偿永久占地
	水土流失防治措施	严格控制油田内各单井的地面作业面积，严禁车辆离路行驶； 做好原有植被恢复工作和人工绿化工作，对表土进行剥离，设置表土剥离临时堆放场，同时进行养护和管理；因地制宜选择施工季节；严禁在大风、大雨天气下施工，在便道出入口，竖立保护植被的警示牌，严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场	施工过程中采取防沙治沙措施，并留存影响资料
	防沙治沙	施工均在临时占地内进行，车辆采用“一”字型作业法，本工程施工期主要是管线的临时占地，施工结束后及时恢复占地，耕地由当地农民进行复垦等措施。施工过程中采取防沙治沙措施，并留存影像资料	施工过程中采取防沙治沙措施，并留存影响资料

表 6-3-2 竣工验收监测与调查主要内容

项目	内容
环境保护管理检查	项目各阶段环境保护法律、法规、规章制度的执行情况
	环境保护审批手续及环境保护档案资料
	环保组织机构及规章制度
	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
	本工程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
	本工程事故风险的环保应急计划，包括物质配备、防范措施，应急处置等
	施工期、运行期扰民现象的调查
	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
污染物达标排放监测	加热装置烟道气排放监测
	厂界烃类气体无组织排放监测
	厂界噪声达标排放监测
环境保护敏感点环境质量监测	油田开发区内的环境空气、地下水及生态环境质量
生态调查主要内容	项目在施工、运行期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	耕地复垦、耕地异地补偿
	针对环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况

第七章 环境影响经济损益分析

油田产能项目的开发建设，除对所在区域的经济发展起着促进作用外，也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。本评价将通过对拟建项目的经济和环境效益分析，对项目建设的合理性进行分析。

7.1 环境损失费估算

本工程油田开发过程中，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，项目仅用植被损失费和资源损失费来估算。

(1) 植被损失费

项目永久占用耕地面积 2.545hm^2 ，地表农作物主要为玉米，玉米损失量按 $7500\text{kg}/\text{hm}^2 \cdot \text{a}$ 计算，则每年损失玉米量为 1.9086t ，价格按 1500 元/ t 计，则每年玉米损失费用约为 2863.1 元。项目永久占用草地面积 4.4113hm^2 ，牧草损失量按 $1125\text{kg}/\text{hm}^2 \cdot \text{a}$ 计算，则每年损失牧草量为 0.496t ，价格按 700 元/ t 计，则每年损失费用为 347.2 元。

本工程临时占用耕地面积为 43.7079hm^2 ，耕地农作物为玉米，玉米损失量按 $7500\text{kg}/\text{hm}^2$ 计算，耕地在施工后第一、二年产量将下降 $20\%-40\%$ ，随后恢复正常产量，两年间总共损失粮食产量为 262.25t ，价格按 1500 元/ t 计，耕地损失为 39.3375 万元。

本工程临时占用草地面积为 85.5884hm^2 ，牧草损失量按 $1125\text{kg}/\text{hm}^2$ 计算，草地在施工后第一、二年产量将下降 $20\%-40\%$ ，随后恢复正常产量，两年间总共损失牧草量为 7.03t ，价格按 700 元/ t 计，牧草损失为 4921 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 779.6t 烃类排入大气，每吨按 1529.7 元计，相当于损失 119.26 万元。

两项合计为 159.41 万元。

7.2 环保投资估算及环境效益分析

7.2.1 环保措施投资估算

本工程总投资 32343.6 万元，环保投资 351.54 万元，环保投资所占比例为 1.09% ，环保投资估算情况见表 7-2-1。

表 7-2-1 环境保护投资估算表 单位：万元

环保工程名称	措施内容	环保投资	备注
--------	------	------	----

施 工 期	废气	洒水抑尘、设置遮盖苫布等	36	根据油田地面工程多年统计，每个井场/平台扬尘处置按 0.5 万元计
	废水	射孔废水、管线试压废水罐车拉运至宋一联污水站进行处理	10	/
		压裂返排液罐车拉运至宋二联压裂返排液无害化处理站进行处理	8.24	800 元/井
		生活污水排放至施工区域内的防渗旱厕，施工结束后清掏填埋	7.2	每个井场按 0.1 万元计
	地下水污染防治	井场施工时设置井场围堰（一般高度 30cm，宽度 40cm，材料为粘土夯筑）	18	0.25 万/座井场
	噪声	施工机械降噪，设备定期维护保养	3	/
	固体废物	过硫酸钾废包装袋委托资质单位拉运处置；生活垃圾拉运至肇州县生活垃圾处理厂处理；焊渣拉运至第八采油厂工业固废填埋场；建筑垃圾统一收集拉运至大庆市建筑垃圾消纳场填埋处理；拆除的水井井口装置由第八采油厂财务资产部回收	10	共 105 个过硫酸钾废包装袋；生活垃圾共 12t；焊渣 0.5t；废旧设施 40 套
	生态	对永久占地 11.2583hm ² 进行经济补偿，永久占地中基本农田按照“占一补一”进行补偿，基本农田应取得土地管理部门的占地许可手续	141.5	根据 2021 年大庆市征地青苗补偿费标准，大田作物 2.1 元/m ² ，占地补偿按照 2 万元/hm ² 计
施工期作业带清理、管沟开挖对土壤造成扰动和植被的破坏，工程施工均在临时占地内进行施工，并且施工结束后及时清理施工现场，对临时占用的 95.5432hm ² 土地进行植被恢复		根据国家临时占地补偿标准，生态恢复费用按 1 万元/hm ² 计		
运 行 期	固体废物	落地油、油泥（砂）及清罐污泥拉运宋芳屯含油污泥处理站进行调质、离心初步处理，处理后运至大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站进一步处理	8	/
		含油废防渗布委托资质单位拉运处理	9.7	1890 元/吨，本工程共计产生含油废弃防渗布 51.5t/a
	地下水分区防渗	井场地面属于简单防渗区，采取地面平整夯实、地面硬化等措施进行简单防渗；地下集油管道属于重点防渗区，应采用无缝钢管；管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm 或采用管道内防腐；管道的外防腐等级应采用特加强级。	93.9	/
	地下水跟踪监测	在区块内新建 1 口潜水地下水跟踪监测井，在区块上游、下游各新建 1 口潜水地下水跟踪监测井	3	/
	风险防范	配备围油栏、吸油毡、消油剂等应急物资，定期进行环境风险员工培训、定期进行应急演练等风险防范措施及应急措施	3	/
合计			351.54	

7.2.2 环境效益简要分析

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 197.04t，按每吨 1529.7 元计，这一项可创价值 301.41 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。

第八章 环境管理与监测计划

8.1 HSE 管理体系的建立和运行

本工程依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求，在项目的建设期、运行期和退役期等3个阶段建立和实施HSE管理体系。建设期、运行期和退役期的HSE管理分别包括以下内容：

（1）建设期HSE管理主要包括良好的工程（高产、节水、节能）设计、安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用，安全、绿色施工等；

（2）运行期HSE管理主要包括：HSE组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、HSE管理体系的运行及保持、清洁生产等；

（3）退役期HSE管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

油田开发建设及其相关辅助性设施对环境主要影响是建设期的各种施工作业活动和运行期的风险事故。为最大限度地减轻油田生产对区域内空气环境、水环境及生态环境的影响，减少事故的发生，以确保油田安全运行，必须建立科学有效的环境管理体制，制定详细周密的环境保护管理计划。

8.1.1 组织结构

本工程严格实施 HSE 环境管理体系，本工程环境管理归大庆油田有限责任公司第八采油厂管理，逐级落实岗位责任制；各层下属单位设环保员一名，相应基层单位经理为 HSE 管理体系的第一负责人，对单位日常生产过程中的相关环境工作进行管理。

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

		及指挥部等各级单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括本工程油井、管线等建设期及生产运行期废水、废气、噪声等方面的管理制度；本工程投入正常生产过程后，三废管理制度主要应包括工程正常运行过程中对含油污泥等固体废物、产液处理产生的含油污水、油井作业产生的含油污水、燃烧烟气及烃类气体的治理等方面的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括油井、管线等建设过程对区域内生态环境产生的影响后所做出的恢复计划及生态补偿措施等；在项目进入正常运行期后，生态保护制度主要包括原油泄漏等一些突发事件可能对周围生态环境产生的影响而制定的生态恢复计划和补偿措施等内容。
7	事故管理预案	明确工程开发建设及运营过程中可能存在的泄漏、火灾爆炸等突发事件的预防管理措施。

8.1.3 管理措施

- (1) 最高领导层将 HSE 管理放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上；
- (2) 公司员工时刻将 HSE 责任放在心中；
- (3) 制定和落实一岗一责制；
- (4) 加强生产技术及 HSE 教育和培训；
- (5) 做好现场审核和整改；
- (6) 奖优罚劣，持续改进 HSE 表现。

8.2 项目污染物排放清单

本工程施工期污染物排放清单见表 8-2-1，本工程运行期污染物排放清单见表 8-2-2。

表 8-2-1 施工期污染物排放清单

序号	污染物种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
1	废气	扬尘	颗粒物	265.75 kg/d	排入大气	符合《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 要求
		焊接烟尘	/	2kg		
2	废水	压裂返排液	COD、SS	4120m ³	罐车拉运至宋二联压裂返排液无害化处理站处理	不外排
		射孔废水	SS	3888t	由罐车拉运至宋一联含油污水处理站处理达标后回注油层	不外排
		试压废水	SS	204.37m ³		
		生活污水	COD、	1536t	施工场地设置临时旱厕，定	不外排

			NH ₃ -N、SS		期清掏用做农肥	
3	固废	废过硫酸钾包装袋	/	103 个	委托有资质单位定期拉运处理	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023) 要求
		生活垃圾	/	12t	统一收集运至肇州县生活垃圾处理厂处理	不外排
		废旧设施	/	40 套	由第八采油厂财务资产部回收	不外排
		焊渣	/	0.5t	统一拉运至第八采油厂工业固废填埋场	不外排
4	噪声	机械噪声	噪声	70~105dB(A)	选用低噪音设备, 源头降噪	符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 要求

表 8-2-2 运行期污染物排放清单

序号	污染物种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
1	废气	烃类气体	非甲烷总烃	77.96t/a	排入大气	依托场站(已建)及井场厂界外 VOCs(以非甲烷总烃计)执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中的相关标准要求
			SO ₂	0.315t/a		符合《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉排放限值(SO ₂ ≤50mg/m ³ 、NO _x ≤200mg/m ³ 、颗粒物≤20mg/m ³)
		燃烧烟气	NO _x	4.552t/a		
			颗粒物	0.56t/a		
2	废水	含油污水	石油类	30525m ³ /a	管线输送至宋一联含油污水处理站处理	符合《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值(含油量≤5.0mg/L、悬浮固体含量≤1.0mg/L、粒径中值≤1μm), 回注油层
		作业污水	石油类、悬浮物	1556m ³ /a	集中收集, 罐车拉运至宋一联含油污水处理站; 油井热洗污水直接进入井底集输系统, 不外排	符合《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值(含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm), 回注油层
3	固体废物	落地油	石油类	0.92t/a	罐车拉运至宋芳屯含油污泥处理站进行调质、离心初步处理, 处理后运至大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站进一步处理	《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T3104-2022)中泥渣利用污染物控制限值; 《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)
		清罐污泥	石油类	5.15t/a		

序号	污染物种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
		废弃防渗布	石油类	51.5t/a	委托资质单位拉运处理	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)
4	噪声	机械噪声	噪声	75~90dB(A)	排入周围环境	符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类要求
		井场		60~80dB(A)		

8.3 总量控制及“三本账”分析

本工程依托场站为芳 407 转油站、芳 507 转油站、芳 707 转油站、芳 6 转油站、宋一联合站，依托场站均具有环保手续，项目不新增加热装置，废气总量均已核算在依托场站环评中，油井新增产能 5.5×10^4 t/a，废气新增 SO_2 分担量 0.315t/a、 NO_x 分担量 4.552t/a、颗粒物分担量 0.56t/a，非甲烷烃排放量 77.96t/a，建议按实际排放总量进行控制。

表 8-3-1 本工程污染物排放总量一览表

序号	污染物	排放量
1	颗粒物 (t/a)	0.56 (分担量)
2	NO_x (t/a)	4.552 (分担量)
3	SO_2 (t/a)	0.315 (分担量)
4	非甲烷总烃 (t/a)	77.96

本项目建成后“三本账”情况见下表。

表 8-3-2 本工程“三本账”汇总表

指标			现有工程排放量 (t/a)	本项目排放量 (t/a)	“以新带老”削减量 (t/a)	排放增减量 (t/a)
大气污染物	依托场站加热装置	颗粒物	11.7	0.56 (分担量)	0	0.56 (分担量)
		SO_2	6.06	4.552 (分担量)	0	4.552 (分担量)
		NO_x	96.04	0.315 (分担量)	0	0.315 (分担量)
	依托场站	非甲烷总烃	1048.8	77.96	0	77.96
水污染物	含油污水处理站	废水量	1715500m ³ /a	30525m ³ /a	0	0
固体废物	含油污泥		56m ³ /a	0.92	0	0.92
	落地油		0	5.15	0	5.15
	废弃含油防渗布		0	51.5	0	51.5

8.4 环境监测

8.4.1 环境监测实施计划

本工程由大庆油田有限责任公司第八采油厂对项目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。

8.4.2 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大庆油田有限责任公司第八采油厂负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、集输管线破裂后采出液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油管道。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。集油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。

8.4.3 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环保人员进行环保安全方面的培训；
- (4) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；
- (5) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

8.4.4 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。油田运行期的环境监控主要是采油、井下作业等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。

8.5 项目环境管理与监测计划

8.5.1 施工期环境管理与监测计划

8.5.1.1 加强工程承包方管理

要与具有相关资质的施工作业单位签定《工程服务安全生产合同》，执行 HSE 管理体系，对项目实施 HSE 立卷管理，并按其内容执行。针对工程的承包方，应加强环境管理，制定出严格的环保管理制度：

- (1) 在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位；
- (2) 在承包合同中应明确有关环境保护条款，如环境保护目标，采取的水、气、声和生态保护措施等，将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一；
- (3) 各分承包方应按照项目部的环境管理制度要求，建立相应的环境管理机构，明确环保管理人员，明确人员职责等；
- (4) 各分承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的环保部门，批准后方可开工。

8.5.1.2 注重人员培训

施工作业之前必须对全体施工人员进行环保知识、意识和能力的培训，其中环保能力的培训主要包括：保护生态环境的规定；减少和收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险品的方法等，此外，人员培训的内容还包括有国家的法规和规章制度，主要为国家及当地政府的环境保护法律、法规等。

8.5.1.3 施工期环境监测计划

本项目施工期为 240 天，施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。施工期主要是对施工场界的噪声、扬尘等进行一次性监测，对作业场所的控制监测根据当地具体情况、当地环保部门要求等情况而定。

表 8-5-1 工程施工期环境监测计划表

监测类别	监测项目	监测点位置	测点数（个）	监测频次
厂界噪声	施工厂界 Leq(A)	施工场界四周	4	施工期一次
环境空气	TSP	施工场地上、下风向	2	施工期一次

8.5.2 运行期环境管理与监测计划

8.5.2.1 运行期环境管理

- (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。

8.5.2.2 运行期环境监测计划

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单位进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

施工期主要是对施工场界的噪声、扬尘等进行一次性监测，发生事故时对周围的空气、土壤等进行监测。运行期根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）要求，结合油田运行期环境污染的特点，主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故等制定监测计划，包括污染源监测计划、环境质量监测计划及生态调查方案，具体见下表：

表 8-5-2 工程运行期环境监测计划表

序号	监测内容	监测项目	监测点位			监测时间及频率
1	大气	非甲烷总烃	油井井场及依托站场厂界外			1 次/半年
			油井井场及依托站场占地范围内			1 次/半年
		SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	芳 407 转油站、芳 507 转油站、芳 707 转油站、芳 6 转油站、宋一联合站加热炉			依托现有监测计划
2	地下水	pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、石油类、砷、汞、铬（六价）、镉、总硬度、铅、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、氰化物、氟化物、总大肠菌群、菌落总数	1#跟踪监测井（潜水）	上游	背景监测点	1 次/年
			2#跟踪监测井（潜水）	区块内	跟踪监测点	
			3#跟踪监测井（潜水）	下游	跟踪监测点	
3	厂界噪声	连续等效 A 声级	10#平台场厂界外 1m			昼夜各 1 次/季度
4	土壤	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、pH	结合区块油水井分布情况，在 16#平台永久占地内、31#平台永久占地外南侧 100m 处以及 31#永久占地内分别布设土壤跟踪监测点			1 次/3 年

5	事故 监测	空气：非甲烷总烃	事故地点	事故发生 24 小时内
		土壤：石油烃	事故地点	
		地下水：石油类	事故地点周围区域	

8.5.3 排污许可管理

本项目属于石油天然气开采行业，建设单位应做好《建设项目环境影响评价分类管理名录》和《固定污染源排污许可分类管理名录》的衔接，按照建设项目对环境的影响程度、污染物产生量和排放量，实行统一分类管理，根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》，大庆油田有限责任公司第八采油厂涉及的场站加热炉属于“五十一 通用工序 109 锅炉”中单台或者合计出力 20 吨/小时（14 兆瓦）及以上的锅炉（不含电热锅炉），因此实行简化管理。大庆油田有限责任公司第八采油厂于 2021 年 5 月 13 日取得排污许可证，排污许可证编号为 912306217336497473001W；本项目及其依托场站不新建加热炉，污染物排放口位置、排放方式、排放去向、种类、排放量及排放浓度均未发生变化，根据《排污许可管理条例》（2021 年 3 月 1 日施行）第十五条要求，本项目继续沿用大庆油田有限责任公司第八采油厂已有排污许可证管理。

第九章 环境影响评价结论

9.1 项目概况

本工程位于大庆市肇州县、大同区境内，区域中心坐标：E125° 7′ 23.85″，N45° 59′ 49.49″，本次共基建油水井 148 口（其中油井 103 口，水井 45 口），其中 103 口油井全部为新钻井，45 口水井中老井转注 40 口、新钻井 4 口、代用井 1 口。集油系统新建单井集油掺水管道 25.45km，更换站间管道 8.3km，新建集肤电热管道 0.18km，新建井口电加热器 2 套，新建掺水流量控制装置 5 套。扩改建配水间 9 座，新建单井注水管线 24.76km。新建井场变电站 36 座，新建 10kV 产能线路 2.4km，新建线路无功补偿装置 1000kVar。增压间低压配电改造 5 项。新建 5.231km 通井砂石路、0.818km 通井土路。预计建成产能约 $5.5 \times 10^4 \text{t/a}$ ，总投资 32343.6 万元，其中环保投资 351.54 万元。

9.2 环境质量现状结论

9.2.1 环境空气

评价区域环境空气监测点位 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、CO、 O_3 均满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级标准，非甲烷总烃浓度满足《大气污染物综合标准详解》中规定的小时均值 2.0mg/m^3 要求，TSP 浓度满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中的二级标准 0.3mg/m^3 要求，工程所在地区环境空气质量总体状况良好。

9.2.2 地下水环境

根据现状地下水监测数据可知，除个别点位总硬度出现超标外，其他地下水监测点位监测项目均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准；石油类满足《地表水环境质量标准》中 III 类水体限值（ $\leq 0.05 \text{mg/L}$ ）。

9.2.3 声环境

根据监测结果，评价区域声环境能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，现状良好。

9.2.4 土壤环境

根据监测结果，评价区域内的土壤中各项目指标能够满足相应的土壤标准限值，区域内土壤环境质量状况良好。

9.2.5 生态环境

该区生态系统是以石油开采为主的人工生态系统为主，兼有农田等生态系统，项目区块周围均为基本农田，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，安达-肇东-肇源农、牧业与盐渍化控制生态功能区。由于本区块位于油田开发老区，人类活动频繁，使该系统内植被覆盖度降低。

9.3 环境影响预测与评价结论

9.3.1 环境空气

通过估算模式的计算结果可知，本工程排放的大气污染物中非甲烷烃最大地面浓度为 $0.12736\text{mg}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准详解》相关 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求；肇 II 转油站加热装置排放的主要污染物最大落地浓度距离 56m， SO_2 、颗粒物、 NO_x 最大地面浓度分别为 $5.71 \times 10^{-5}\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $1.03 \times 10^{-4}\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $8.45 \times 10^{-4}\text{mg}/\text{m}^3$ ；肇一联合站加热装置排放的主要污染物最大落地浓度距离 81m， SO_2 、颗粒物、 NO_x 最大地面浓度分别为 $1.24 \times 10^{-4}\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $2.23 \times 10^{-4}\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $1.82 \times 10^{-3}\text{mg}/\text{m}^3$ ；宋二联合站加热装置排放的主要污染物最大落地浓度距离 72m， SO_2 、 NO_x 、颗粒物最大地面浓度分别为 $2.50 \times 10^{-5}\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $4.17 \times 10^{-5}\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $3.67 \times 10^{-4}\text{mg}/\text{m}^3$ ，满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准，对环境影响较小。

9.3.2 地下水环境

本工程在正常且各项环境保护措施落实到位情况下无废水排放，对地下水环境影响较小，但在事故状态下如管线泄漏、油井发生套损等可能对地下水环境造成影响，但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，对地下水环境影响较小。

9.3.3 声环境

运营期井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。本工程距离井场最近的敏感目标为王连仲屯，距离约 110m。根据预测结果，经过距离衰减，敏感点处声环境能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准。

9.3.4 固体废物

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，均不直接排入外环境，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境影响较小。

9.3.5 土壤环境

本工程所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，正常工况下本工程对土壤环境的影响较小，非正常工况如产生落地油等，可能会对土壤造成影响，但项目施工过程中均铺设防渗布，落地油不会沾染土壤，因此项目对土壤环境影响较小。

9.3.6 生态环境

该项目的井场、管道建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一

生产者的生物量有一定程度的下降。通过选择适当时机施工，并在建设过程中采取必要的生态保护措施，可最大程度减小该项目建设对生态环境的不利影响，使生态环境在尽可能短的时间内得到恢复。施工完毕后 1 年内，临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。临时占地恢复也可在征地过程中给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。项目建设占地面积较小，不会对基本农田产生明显影响。

9.3.7 环境风险

本工程的主要环境风险是原油和天然气泄漏，对区域内的大气环境、地下水环境和生态环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，原油及天然气泄漏影响可控，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 环境影响经济损益分析结论

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。

9.5 环境管理与监测计划结论

工程投产运行后油田环境管理工作由大庆油田有限责任公司第八采油厂负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输、处理和管理情况及油井作业过程管理、集油管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。运行期根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）和油田运行期环境污染的特点，环境监测计划主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故而制定。

9.6 公众意见采纳情况

本工程公众参与由建设单位大庆油田有限责任公司第八采油厂负责实施，征求意见的对象为立功村、李银匠屯、崔华尖屯、韩家屯、农化村、单家围子、石维俭屯、东升村、东三马架屯、王连仲屯、东风村、孙广祥屯、乐业村、付家屯、陈家店、日新村等村民。首次环境影响评价公众参与相关信息通过黑龙江环保技术服务网（网址为 <http://www.hljbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=530>）公开，时间为 2023 年 2 月 9 日，

征求意见稿公示日期为 2023 年 5 月 23 日 (<http://www.hljbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=558>)；报纸公告日期为 2023 年 6 月 5 日、6 月 6 日（大庆油田报）；现场公示日期为 2023 年 5 月 23 日，公示地点为附近村屯（李银匠屯、崔华尖屯、韩家屯、农化村等），至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息，2023 年 6 月 9 日，项目报批前在黑龙江环保技术服务网对报告书全文和公众参与说明进行了公开。

9.7 综合结论

综上所述，2023 年宋芳屯油田芳 17-芳 507 区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程在产业政策方面符合《产业结构调整指导目录（2019 年本）》要求，属于鼓励类建设项目。

在规划政策方面，本工程符合《黑龙江省主体功能区划》、《黑龙江省生态功能区划》、《大庆市城市总体规划（2011-2020 年）》、《大庆市土地利用总体规划（2006~2020）》、《中共大庆市委关于制定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的建议》、《2021 年大庆油田生产建设规划》（庆油发〔2020〕152 号）、《大庆市水土保持规划》（2015~2030）等主体功能区划要求，符合当地城市总体规划、土地利用规划等。根据《基本农田保护条例》（2011 年 1 月 8 日修订），本工程为石油开采工程，属于国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目，根据勘查设计要求，本工程占地无法避开基本农田，因此按照“占一补一”的补偿原则进行补偿。本工程选址合理。

同时，本工程满足相关政策要求，在石油开采行业管理方面，满足《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》（黑环发〔2019〕153 号）、《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告 2012 年第 18 号）等管控要求。

油田正常生产情况下对环境的影响较小，工程施工及生产运行过程中可能出现的各类风险事故，在相应的污染防治措施、生态保护措施及事故应急措施得以切实有效实施的前提下，能够确保区域环境不受污染。从环境保护角度分析，本工程是可行的。

