

2023 年升斜 2405 等区块葡萄花油层（绥化地区）产能建
设地面工程项目

环境影响报告书

建设单位：大庆油田有限责任公司第八采油厂

评价单位：黑龙江环盛环保科技开发有限公司

2022 年 8 月

目 录

一.概述.....	1
1.1 项目建设背景.....	1
1.2 环评文件类别判定.....	2
1.3 建设项目特点.....	4
1.4 环境影响评价工作过程.....	9
1.5 分析判定情况.....	10
1.6 主要关注的环境问题及环境影响.....	43
1.7 环境影响评价主要结论.....	46
二.总则.....	47
2.1 编制依据.....	47
2.2 评价目的及评价原则.....	52
2.3 环境影响识别与评价因子筛选.....	52
2.4 环境功能区划及环境评价标准.....	55
2.5 评价等级.....	63
2.6 评价范围.....	72
2.7 主要环境保护目标.....	74
2.8 评价工作内容及重点.....	78
三.建设项目概况与工程分析.....	79
3.1 建设项目概况.....	79
3.2 现有区块开发情况回顾.....	89
3.3 依托工程分析.....	93
3.4 公用工程.....	111
3.5 工艺流程及产污环节分析.....	113
3.6 污染源源强核算.....	120
3.7 污染物“三本账”汇总.....	132
3.8 清洁生产分析.....	133
四.环境现状调查与评价.....	135
4.1 自然环境现状调查与评价.....	135
4.2 环境保护目标调查.....	142
4.3 环境质量现状调查与评价.....	142
4.4 区域环境污染源调查.....	168
五.环境影响预测与评价.....	171
5.1 大气环境影响预测与评价.....	171
5.2 地表水环境影响评价.....	175
5.3 地下水环境影响预测与评价.....	178
5.4 声环境影响预测与评价.....	187
5.5 固体废物环境影响评价.....	190
5.6 土壤环境影响预测与评价.....	193
5.7 生态环境影响分析.....	197
5.8 环境风险分析.....	201
六.环保措施及其可行性论证.....	213
6.1 大气污染防治措施.....	213
6.2 地表水污染防治措施.....	214
6.3 地下水污染防治措施.....	216

6.4 噪声污染控制措施	218
6.5 固体废物污染防治措施	219
6.6 生态环境保护措施	222
6.7 土壤污染防治措施	226
6.8 环境风险防治措施	227
七.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 环境效益简要分析	234
7.4 环境经济损益综合分析	234
八.环境保护管理及监测计划	235
8.1HSE 管理体系的建立和运行	235
8.2 环境监控	236
8.3 环境管理与监测计划	237
8.4 项目污染物排放清单	240
8.5 总量控制清单	241
8.6“三同时”竣工环保验收	242
九.结论及建议	246
9.1 项目概况	246
9.2 环境质量现状调查结论	246
9.3 环境影响预测与评价及环境保护措施结论	247
9.4 环境影响经济损益分析结论	249
9.5 环境管理与监测计划结论	249
9.6 公众意见采纳情况	250
9.7 综合结论	250
附表 1：大气环境影响评价自查表	错误！未定义书签。
附表 2：声环境影响评价自查表	错误！未定义书签。
附表 3：土壤环境影响评价自查表	错误！未定义书签。
附表 4：建设项目环境风险评价自查表	错误！未定义书签。

- 附图 1-1 本项目区块位置图
- 附图 1-2 与安达市土地利用总体规划及基本农田位置关系图
- 附图 1-3 与绥化市水土保持规划位置关系图
- 附图 1-4 与黑龙江省主体功能区规划位置关系图
- 附图 1-5 与黑龙江省环境管控单元位置关系图
- 附图 1-6 与绥化市环境管控单元位置关系图
- 附图 1-7 与绥化市生态红线位置关系图
- 附图 1-8 与绥化市大气环境分区管控图位置关系图
- 附图 1-9 与绥化市水环境分区管控图位置关系图
- 附图 2-1 大气、地下水环境影响评价范围图
- 附图 2-2 声环境影响评价范围
- 附图 2-3 土壤环境影响评价范围
- 附图 2-4 生态环境影响评价范围
- 附图 2-5 环境保护目标分布图
- 附图 3-1 地理位置坐标图
- 附图 4-1 综合水文地质图
- 附图 4-2 水文地质剖面图
- 附图 4-3 区域水文地质柱状图
- 附图 4-4 承压水地下水等水位图
- 附图 4-5 潜水等水位线图
- 附图 4-6 土壤类型分布图
- 附图 4-7 监测点位布点图
- 附图 4-8 土地利用现状图
- 附图 4-9 植被类型图
- 附图 6-1 分区防渗图
- 附图 6-2 地下水、土壤跟踪监测点位示意图
- 附图 6-3 施工期生态修复措施分布图

- 附件 1 企业投资项目备案承诺书
- 附件 2 现有区块、依托场站环评、验收手续
- 附件 3 应急预案表
- 附件 4 排污许可证
- 附件 5 监测报告
- 附件 6 肇州县卫星牧场草原自然保护区调整请示的批复

一.概述

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，2021 年 3 月 2 日黑龙江省委在《黑龙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中明确当好标杆旗帜，建设百年油田，推进大庆油田常规油气资源稳油增气，建立地企共建共享机制，加快大庆页岩油气开发产业化商业化步伐，到 2025 年油气产量当量达到 4500 万吨以上，巩固石油大省地位。2021 年 09 月 07 日由大庆市人民政府发布的《大庆市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中明确提出：力争到 2025 年，大庆油田国内外油气产量当量达到 4500 万吨以上，天然气产量 70 亿立方米，有效保障国家油气安全稳定供应，肩负起“当好标杆旗帜、建设百年油田”的政治责任；支持油田打好提质增效攻坚战，全力服务保障油田，重点围绕长垣、长垣外围地区，做好加强勘探增资源、提高长垣采收率、有效动用难采储量、加快发展天然气产业四篇文章，实现油田可持续发展。

为了进一步落实黑龙江省省委省政府有关要求，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、三次采油提质增效、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。大庆油田有限责任公司第八采油厂负责开发的卫星油田、升平油田、宋芳屯油田是大庆油田本土原油继续稳产的关键区域。

根据纲要要求，为进一步提高原油产能，大庆油田有限责任公司第八采油厂拟建“2023 年升斜 2405 等区块葡萄花油层（绥化地区）产能建设地面工程项目”（以下简称“本项目”）。

本项目拟投资 1147.9 万元，基建油水井 23 口（其中油井 17 口，含 3 口代用井，水井 6 口，共形成 4 座丛式平台井，分别为 1#平台、2#平台、4 号平台、5#平台），配套建设原油集输工程、供配电工程、道路工程、数字化工程等，建成后产能 $0.99 \times 10^4 \text{t/a}$ ，企业投资项目备案承诺书见附件 1。

1.2 环评文件类别判定

1.2.1 项目类别

本项目为陆地石油开采项目，本项目涉及的 1#平台位于卫星油田芳 242-1 区块内，2#平台位于升平油田升斜 5705 区块内，4#平台位于宋芳屯油田芳斜 2806 区块内，5#平台位于宋芳屯油田芳斜 3401 区块内。

卫星油田：1976-1980 年卫星地区相继部署了卫 1、2、3、4、6、7 井，其中卫 1 井是卫星地区部署钻探的第一口井。该井于 1976 年 8 月 25 日开钻，9 月 12 日完钻，完钻井深 1588.0m，完钻层位为青二、三段。1981-1990 以扶余油层为主要目的层的勘探工作陆续展开，同时兼探葡萄花油层，相继部署了一批预探井和评价井，1999-2001 年针对卫星地区特殊的地质情况，为了进一步落实葡萄花油层在该区的发育特征，油藏评价又相继部署了卫 212、213、214、23、25、26、20、28、29、芳 32、芳 51、太 17、18、107、108 井，2004 年-2006 年先后投产芳 18、卫 281 区块，2011 年以后进行了滚动开发，本项目 1#平台位于该油田芳 242-1 区块，区块面积为 0.47km^2 。

升平油田：升平油田于 1960 年 5 月完钻第一口探井—升 1 井，1960 年 9-11 月葡萄花油层 1457.6-1475.8m，射开 3 层 7.4m，5.7mm 油咀间喷，日产油 13.00t；1961 年 4-5 月，采用深井泵抽油，泵深 907.68m，冲程 1.2m，冲数 9 次/分，日产油 20.00t。从而肯定了葡萄花油层的工业价值，发现了升平油田。葡萄花油层 1982 年完钻探井 12 口，评价井 21 口，其中取心井 31 口，试油 27 口 56 层，获工业油流 22 口。1989 年底投产采油井 234 口，注水井 73 口，葡萄花油层投产 1 年后，依据对油田的再认识以及储量参数研究工作的基础上，申报并经评审批准已开发探明石油地质储量 $2448.00 \times 10^4 \text{t}$ ，含油面积 46.60km^2 。2000 年在升 132 井区加密钻井 56 口，在升 54-15 井区加密钻井 30 口，在升 58-升 34-11 井区加密和局部扩边钻井 32 口。截止 2021 年 12 月底，第八采油厂升平油田动用含油面积 97.3km^2 ，动用地质储量 $4019.7 \times 10^4 \text{t}$ ；共投产油水井 1070 口。本项目 2#平台位于该油田升斜 5705 区块，区块面积为 0.67km^2 。

宋芳屯油田：宋芳屯油田勘探工作始于 1975 年，在重磁工作的基础上曾开展多次

地震勘探工作。1975 年以小幅度构造钻探，扶余油层为目的层部署肇 3 井。在 1984 年 5 月、1986 年 9 月分别开辟宋芳屯生产试验区和祝三试验区这两个实验区块的基础上，1990 年 11 月至 93 年，坚持滚动开发原则，陆续投产了宋芳屯油田北部，即宋芳屯地区的芳 707、芳 17、芳 6 井区、1994 年至 1996 年又陆续投产了宋芳屯油田南部，即模范屯地区的芳 907 井区、油田北部的芳 507 井区和以上井区的后续生产井，到 1996 年底，宋芳屯油田包括两个试验区共投产油水井 1109 口，经过合理加强注水、注水受效及采取压裂等综合措施，油田核实日产油水平达 2100t 以上。截至到 2021 年 12 月，宋芳屯油田动用储量 $17862.65 \times 10^4 \text{t}$ ，含油面积 544.53km^2 ，共投产油水井 5328 口。本项目 4# 平台、5# 平台位于该油田芳斜 2806 区块、芳斜 3401 区块，区块面积为 0.54km^2 、 0.36km^2 。

根据现场调查与企业提供资料，本项目升斜 5705 区块、芳斜 2806 区块、芳斜 3401 区块分别为卫星油田、升平油田、宋芳屯油田内的滚动开发区块，本项目涉及区块在油田位置见附图 1-1，区块内共现有 3 口代用井，因建设年限较早，未进行环境影响评价，本项目涉及的 20 口钻井已经在《升平-卫星油田葡萄花、扶余油层整体开发区块钻井工程》中进行了环境影响评价，该项目于 2021 年 11 月 24 日在绥化市生态环境局获得批复，批复文号绥环审[2021]54 号，目前本项目涉及 20 口钻井还未进行建设。现有区块涉及的环评批复详见附件 2。

所述，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。

1.2.2 项目选址及周边环境特点

本项目建设地点位于黑龙江省安达市昌德镇，区域内以草地（基本草原）为主，项目周边分布有二村、长胜村、立功村等村屯。与本项目平台距离最近的村屯为二村（1# 平台西南侧 1750m）。

本工程占地类型为草地（基本草原）。其中 1# 平台集油掺水管线利用新建钢跨桥跨越安肇新河，2# 平台距离肇州县卫星牧场草原自然保护区最近距离为 1050m，4# 平台距离畜牧场泡子 2 湿地最近距离为 1250m，4# 平台注水管线距离其 210m（畜牧场泡子 2 湿地，一般湿地，沼泽化草甸，湿地面积 35.52hm^2 ，由昌德镇管理），本项目占地不涉及自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内，也不涉及生态保护红线管控范围，不涉及重要湿地。

根据《绥化市土地利用总体规划（2006-2020）》、绥化市土地利用总体规划位置关系图、安达市基本农田保护规划位置关系图，本项目新建井场、管线、道路主要占用

草地（基本草原），本项目与安达市土地利用总体规划及基本农田位置关系图见附图 1-2。

根据《绥化市水土保持规划（2015-2030 年）》，绥化市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目拟建油水井位于绥化市安达市昌德镇，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 1-3。

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》，安达市不属于沙化土地所在县（区），根据现场调查，项目占地区域未出现沙漠化现象，为保护区域生态环境，针对本工程的具体特点，应制定生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。

综合分析，项目周边不涉及制约本项目建设的环境影响因素。

1.2.3 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 年升斜 2405 等区块葡萄花油层（绥化地区）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、基本农田，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。但本项目涉及基本草原，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于 2022 年 7 月委托黑龙江环盛环保科技开发有限公司承担了本项目的环境影响评价工作）。

1.3 建设项目特点

1.3.1 工程特点

本项目为油田产能建设项目，共基建油水井 23 口（其中油井 17 口，含 3 口代用井，

水井 6 口，共形成 4 座丛式平台井，分别为 1#平台、2#平台、4 号平台、5#平台），配套建设原油集输工程、注水工程、供配电工程、道路工程、数字化工程等。

本工程涉及的 3 口代用井，因建设年限较早，未进行环境影响评价，另外 20 口钻井已经在《升平-卫星油田葡萄花、扶余油层整体开发区块钻井工程》中进行了环境影响评价，该项目于 2021 年 11 月 24 日在绥化市生态环境局获得批复，批复文号绥环审[2021]54 号，目前本项目涉及 20 口钻井还未进行建设。

本项目开发区块为芳 242-1 区块内、升斜 5705 区块内、芳斜 2806 区块、芳斜 3401 区块，每个区块布设 1 座丛式平台，建成后产能 $0.99 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

（1）井场建设

油水井井场建设首先进行井台平整，平整井台后油井安装抽油机、采油树及电机，水井井口安装注水井口装置。

（2）原油集输工程

本项目采用单管环状掺水和就近挂接相结合的集油工艺，新建井产液就近接入周围已建集油管线。新建单井集油掺水管道 9.54km（ $\Phi 60 \times 3.5$ -5.44km， $\Phi 76 \times 4$ -4.1km）。其中：1#平台 4 口油井新建集油掺水管线搭接到现有集油掺水管线后接入卫 11-1 计量间，4 口油井产液进入卫 11#转油站初步处理后，进入宋一联合站进行脱水站处理，该集油掺水管线利用新建钢跨桥穿越安肇新河。

2#平台 5 口油井新建集油掺水管线搭接到现有集油掺水管线后，接入升 3 转油站，5 口油井产液进入升 3 转油站初步处理后，进入升一联合站进行脱水处理。

4#平台 4 口油井新建集油掺水管线搭接到现有集油掺水管线后接入芳 407-12 计量间，4 口油井产液进入芳 407 转油站初步处理后，最终进入宋一联合站脱水站处理。

5#平台 4 口油井新建集油掺水管线搭接到现有集油掺水管线后接入芳 407-12 计量间，4 口油井产液进入芳 407 转油站初步处理后，最终进入宋一联合站脱水站处理。

集油掺水管道埋深 2.0m，管道材质为内缠胶带硬质聚氨酯泡沫黄夹克管，管线铺设涉及钢顶穿跨越 5 处油田井排路、乡道。

（3）注水工程

本项目基建注水井 6 口，与 17 口油井形成 4 座丛式平台井，注水来源为升一联合油污水处理站、宋一联合油污水处理站。新建单井注水管线 4.89km（ $\Phi 48 \times 6$ ）。

（4）供配电工程

新建 8 座柱上变电站，新建 2.9km 的 10kV 线路。

（5）道路工程

新建 4.0m 宽低洼大平台砂石进井路 3.5km，维修改造水泥砼井排路 5km。

（6）数字化工程

本次产能对新建的 23 口油水井进行配套数字化改造建设。

1.3.2 工艺特点

本工程新建 23 口油水井，分布在 4 座丛式平台（1#平台、2#平台、4#平台、5#平台）。

1#平台 4 口油井产液进入卫 11#转油站初步处理后，进入宋一联合站进行脱水站处理。2#平台 5 口油井产液进入升 3 转油站初步处理后，进入升一联合站进行脱水处理。4#平台 4 口油井、5#平台 4 口油井产液进入芳 407 转油站初步处理后，最终进入宋一联合站脱水站处理。

经升一联“三合一”处理工艺、宋一联“两段脱水工艺”处理后，净化油管输至宋一联内外输油储罐；分离产生的含油污水进入、升一联、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）、《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ 要求后，回注地下开采油层。

井场作业产生的落地油、依托场站内罐内清淤产生的含油污泥，拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，拉运至大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站处理，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）标准限值（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ）。

1.3.3 排污特点及污染防治措施

施工期主要内容为 23 口油水井的地面工程建设（原油集输、注水管线、道路及供电工程），在钻井工程施工结束后本项目进行施工；运营期本工程新建的 17 口油井产液管输至升 3 转油站、卫 11 转油站、芳 407 转油站进行初步处理，处理后的含水油进入升一联、宋一联脱水站进行脱水处理，处理达标后回注地下开采油层。分离产生的伴生气用于场站自耗。

本项目为典型油田产能建设项目，兼具生态影响和污染影响的特点。生态环境影响主要体现在建设期占用土地、压占植被、破坏土壤、加大水土流失强度及生态景观破坏

等方面。污染影响中施工期主要有试压废水、设备噪声、施工扬尘、管道施工废料等；运营期主要有开采及集输过程无组织排放挥发性烃类废气、依托场站加热炉烟气，油田采出水、油水井作业污水、水井洗井废水、含油污泥、落地油、含油废弃防渗布等。

（1）废气

本项目施工期产生的废气主要为施工扬尘、管道焊接烟尘、运输车辆尾气；运营期废气主要为依托场站新增的燃烧烟气，井场、油气集输过程中挥发的烃类气体。

施工扬尘采取施工现场洒水抑尘、运输车辆及物料加盖防尘布等方式降低扬尘污染。

本项目依托场站（卫 11 转油站、芳 407 转油站、升 3 转油站、宋一联合站、升一联合站等）均使用清洁燃料天然气，同时站内采用数字化仪表监控，根据气温合理控制外输温度，减少天然气用量，减少了烟气排放量。

卫 11 转油站、芳 407 转油站、升 3 转油站、宋一联合站、升一联合站加热装置燃烧烟气可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉标准限值的要求。

油井井口均安装了密封垫，全部密闭；场站内设备阀门进行密封、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，能够确保井场、依托场站场界非甲烷总烃浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值要求；依托场站厂界非甲烷总烃浓度在 2023 年 1 月 1 日以后满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中无组织排放监控浓度限值要求。

（2）废水

本项目施工期废水包括管道试压废水和施工人员生活污水。

运营期正常工况下油气集输产液脱水处理后产生的含油污水，非正常工况下为油水井作业产生的作业污水、水井洗井废水。

（3）地下水

结合油田产能开发特点，本项目对地下水产生影响的因素主要为原油、油田采出水、油水井作业污水、洗井废水等，主要污染物为石油类、SS。

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：其中集油管道、注水管道划分为重点防渗区，运营期油水井作业永久占地内划分为一般防渗区，油井井场地面为简单防渗区。

地下集油、注水管道选用无缝钢管，设计壁厚的腐蚀余量大于 2mm 或采用管道内防腐，管道的外防腐等级采用特加强级，管道的连接方式采用焊接，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：等效黏土防渗层 $Mb \geq 65m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 。

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。

油水井作业时，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 $Mb \geq 1.5m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 。

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。

（4）噪声

本项目施工期噪声主要施工机械和车辆运行噪声；运营期噪声主要是抽油机、依托场站各类机泵产生的噪声。

运输车辆应选择合理时间和路线，避开居民休息时段；严格限定施工范围，选用噪音低的设备；注意对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度。

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，场站机泵等设备集中布置于室内，并安装减震基础。

（5）固体废物

施工期间固体废物主要为管道施工废料、施工人员生活垃圾。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，非正常工况下产生的落地油、含油废弃防渗布。

管道施工废料拉运至第八采油厂工业固废填埋场填埋；

生活垃圾分类收集后，委托环卫部门处理。

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 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚，含油污泥、落地油由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，拉运至大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站处理，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)标准限值(石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$)。

根据《国家危险废物名录（2021 年版）》、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，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。

（6）风险

本项目涉及环境风险事故类型较多，本工程的主要环境风险是原油泄漏（油井、管线、套损以及依托场站储运设施的泄露）、含油污水泄漏和火灾爆炸。

1.4 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，在仔细研究项目采油工程方案及地面工程建设方案的基础上，进行了初步工程分析，并对项目所在区域进行实地踏勘和调研，了解项目周围情况。在此基础上，完成环境影响因素识别、评价因子筛选、评价重点和主要环境保护目标确定等工作。

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

第三阶段：通过工程分析、环境影响分析的结果，确定项目所采取的环保措施，并对其技术、经济可行性进行论证，进一步完善环保措施，给出污染物排放清单，完成报告的编制。具体环境影响评价工作程序见图 1.3-1。

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。

2022 年 7 月 25 日，建设单位在绥化市绿色环保网站对本次环境影响评价工作进行第一次公示。

2022 年 8 月 5 日，在本项目环评报告书（征求意见稿）编制完成后，建设单位在绥化市绿色环保网站对本次环境影响评价工作进行了第二次公示，在二次公示期间，在绥化日报进行了报纸公示（报纸公示日期为 2022 年 8 月 9 日、2022 年 8 月 10 日），同时在附近行政村公告栏张贴了公告。

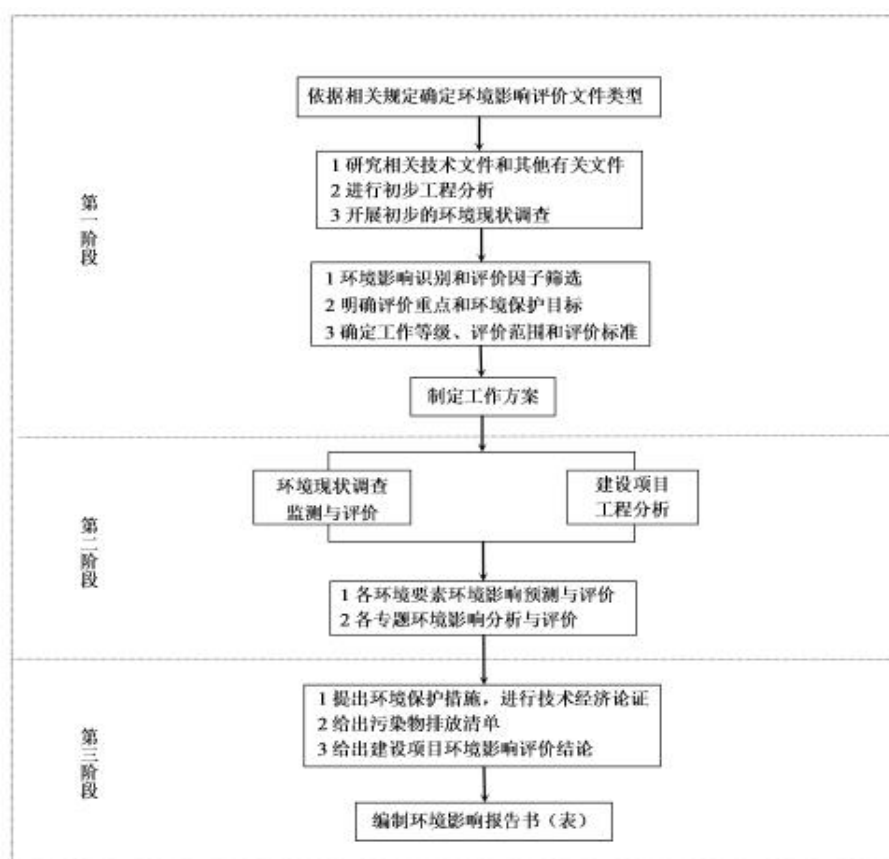


图 1.3-1 环境影响评价程序

1.5 分析判定情况

1.5.1 产业政策相符性判定

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第 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，项目代码：2208-231281-04-01-419375，综上所述，项目建设符合国家产业政策要求。

1.5.2 功能区划符合性分析

1.5.2.1 与《黑龙江省主体功能区规划》符合性分析

根据黑龙江省省政府发布《黑龙江省主体功能区规划》，规划将黑龙江省国土空间细分为：重点开发区域、限制开发区域（国家农产品主产区）、限制开发区域（国家重点生态功能区）和禁止开发区域。

本项目位于绥化市安达市境内，根据《黑龙江省主体功能规划》，安达市属于限制开发区域（国家农产品主产区），功能定位：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。根据《黑龙江省主体功能区规划》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。

本项目施工期较短，污染物产生少。运营期产生的废气主要为依托场站新增的燃烧烟气，井场、管线集输、场站分离过程中挥发的烃类气体。本项目依托场站（卫 11 转油站、芳 407 转油站、升 3 转油站、宋一联合站、升一联合站）均使用清洁燃料天然气（油田伴生气）；油井井口均安装了密封垫，原油和含油污水全部采用管线密闭集输；场站内设备阀门进行密封、防腐处理，最大程度减少了非甲烷总烃的无组织排放。

运营期产液分离的油田采出水、油水井作业污水、水井洗井废水经宋一联合站含油污水处理站、升一联合站含油污水处理站处理后，出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”要求后，回注

地下开采油层，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。

综上所述，本项目位于限制开发区域内，符合《黑龙江省主体功能区规划》要求，主体功能区规划图位置关系图见附图 1-4。

1.5.2.2 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规划》，本项目所在区域位于 I-5-2-2 松嫩平原中部农业与土壤保持生态功能区，该区位于绥化市、望奎县、巴彦县、青冈县、兰西县、克山县、克东县、拜泉县和木兰县部分地区组成，面积 31460km²，该功能区的主要生态问题为植被覆盖率低，草原三化和水土流失现象严重，土地生产力低。主要生态系统服务功能为土壤保持与沙漠化控制、农业生产。

本项目位于黑龙江省绥化市安达市境内，占地类型是草地（基本草原），项目占地面积较小，项目实施过程中，应加强防沙治沙措施的实施和水土保持措施的落实，尽量减少施工作业范围，施工过程中力求做到挖填平衡，施工结束后对破坏的土地进行平整并覆土压实，及时进行植被恢复等，且运行期作业、洗井等施工工作均在井场永久占地内进行，不会造成土地退化，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：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。

综上，本项目符合《黑龙江省生态功能区规划》要求。

1.5.2.3 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。

《绥化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》（2021 年 7 月 5 日）中提出：打造全省重要的精细化工基地。进一步壮大产业规模，形成独具特色的“化尾”产业承接平台，建成高附加值精细化工产业集群，推动产业向高端化、精细化发展。到 2025 年，全市精细化工产业产值达到 300 亿元。

本项目为油田产能开发建设项目，推进大庆油田常规油气资源稳油增气，为绥化市化尾产业提供原料，符合《黑龙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五

年远景目标纲要》、《绥化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》要求。

1.5.2.4 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《绥化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。在绥化市土地利用总体规划中的重点项目用地包含大庆油田用地在内。因此本工程的建设符合土地利用总体规划要求。

1.5.2.5 与《绥化市水土保持规划（2015-2030 年）》符合性分析

根据《绥化市水土保持规划（2015-2030 年）》，绥化市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目产能建设区域位于绥化市安达市，不属于市级水土流失重点治理区和重点预防区。本项目与绥化市水土保持规划位置关系图见附图 1-3。

本项目所在的区域为划分为西南部河谷平原轻度水蚀土壤保持区Ⅲ区。该区位于绥化市西南部，属于河谷平原区，行政区划范围包括安达市、肇东市、兰西县 3 个市县，总面积为 1040584.45hm²。本区地貌宽阔平坦，微向河流倾斜。海拔在 180-210m。该区水土保持功能以保护天然草地和基本农田为主，同时土壤保持、蓄水保水、生态维护、水质维护等功能。本区治理方向为：营造农田防护林、改良草地。对耕地以营造农田防护林，推广旱作农业技术、节水灌溉技术；对牧草地以营造草原防护林、草地改良和种草为主；对荒地和难利用地，选择抗盐碱和耐盐碱的树、草种，提高林草覆盖率。达到防治水土流失、改善生态环境的目的。加强油气开采区及井田沉降带的监督管理和水土流失治理，保护区域的生态环境。

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，用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。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。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，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《绥化市水土保持规划》（2015-2030 年）要求。

1.5.2.6 与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析

本项目与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》相关要求符合性分析见表 1.5-1。

表 1.5-1 与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析一览表

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度，划定耕地保护红线和永久基本农田控制线，严格落实耕地占补平衡、易地补充耕地、土地复垦等政策，确保完成规划期内黑土耕地保有量和永久基本农田保护任务。	本项目为油田开发工程，属于国家能源建设项目，工程 4 座平台井场、管线、通井路位于安达市境内草地（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）、草地（黑土地）。本项目占地面积为 10.855hm ² ，其中永久占地 1.059hm ² 、临时占地 9.796hm ² 。本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程尽可能减少占地。本工程建设过程中，无法避让基本草原，因此应按有《中华人民共和国草原法》的要求，由省级以上人民政府草原行政主管部门审核同意，并依照《中华人民共和国土地管理法》的规定给予补偿。本项目临时占地应在施工完毕后 1 年内，全部恢复原有植被类型。	符合
2	严格国土空间用途管制。划定一般农业区，把优质黑土耕地优先划入一般农业区。制定用途管制规则，实行严格的用途管制，严控非农建设用地规模，尽量少占优质黑土地。强化对占用黑土地的管控约束，使得城镇发展等非农建设尽量避让优质黑土地。	本项目施工过程中，需遵守《大庆油（气）田建设工程用地规范》规定，严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物，确保尽量少占优质黑土地。	符合
3	严格土地执法。建设项目占用耕地的，应当按规定进行表土剥离和利用。全面加大黑土耕地保护违法违规问题执法力度，及时发现、严肃查处土地违法特别是乱占耕地、破坏耕地、盗挖黑土等行为。	本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，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

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。	对于管线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。	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。

1.5.3 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，大庆油田有限责任公司第八采油厂编制《2023 年升斜 2405 等区块葡萄花油层（绥化地区）产能建设地面工程（绥化部分）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南部。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》。

1.5.4 “三线一单”符合性分析

1.5.4.1 项目与《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）符合性分析

表 1.5-2 本项目与《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）符合性分析

名称	文件要求	符合性分析	符合性
生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。	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《绥化市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（绥政发〔2021〕10 号），本工程井场、管道、道路等施工均位于优先保护单元（本项目与黑龙江省绥化市环境管控单元位置关系见附图 1-5 和附图 1-6），优先保护单元要求：以生态环境保护为主，依法禁止或限制大规模、高强度的工业和城镇建设。在功能受损的优先保护单元，优先开展生态保护修复活动，恢复生态系统服务功能；在生态保护红线区域，严格按照国家和省生态保护红线管理相关规定进行管控。 结合《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发[2020]14 号）中绥化市生态保护红线分布图进行对照，本项目位于绥化市安达市境内，本项目与绥化市生态保护红线位置关系图见附图 1-7，工程内容不涉及生态红线。 本项目为油田产能开发项目，施工阶段及运营阶段产生的污染物均可得到有效治理，可控制污染物排放；废水、固体废物等均不外排，且施工结束后对临时占地进行恢复，对永久占地进行平整。在环境风险防控方面采取加强施工管理、制定岗位操作规程并定期培训学习、实行岗位责任制，及施工单位制定可行的突发环境事件环境应急预案等措施，本项目为油田产能建设项目，不属于大规模高强度的工业项目，且本项目不涉及国家、省、市级自然保护区、自然文化遗产、风景名胜区、文物古迹、生态红线、饮用水水源保护区、重要湿地等区域。因此，项目建设符合生态红线要求。	符合
环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。	本项目开发区域环境空气功能为二类区，根据《绥化市环境质量年报》（2021 年度）及环境空气质量现状的监测数据，项目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，空气质量好，尚有容量进行项目建设。 通过分析可知，本项目实施后对区域内的大气、声、水和土壤等环境质量影响较小，本项目区域内环境空气质量可以满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，项目区域内声环境质量可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求，村屯声环境质量可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准要求。 本工程 1#平台集输管线利用新建钢跨桥跨越安肇新河，距离最近的地下水环境保护目标为 5#平台西侧 2300m 的立功村分散式水源井，根据地下水质量环境现状监测结果，评价范围内地下水质量可以满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参考执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准；本项目废	符合

名称	文件要求	符合性分析	符合性
		水均不外排，均能得到合理处置，正常情况下，不会对周围地表水和地下水环境产生污染影响，非正常状况下，采取积极有效的措施，污染事件均可防可控，对周边水环境影响较小。 本项目评价范围内土壤敏感保护目标主要为草地和村屯，根据土壤质量现状监测数据，永久占地内土壤可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内草地土壤可以满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。 因此本项目建设符合环境质量底线要求。	
资源利用上线	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。	本项目石油开采过程中分离出的伴生气（天然气），用于场站自耗，减少了天然气的消耗。井场、依托场站设备能源主要依托油田的电网供电，不消费煤炭，能源消耗符合绥化市能源利用上线及分区管控要求。 项目属于资源开发项目，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，基建的23口油水井形成了4座丛式平台，尽可能减少对土地的占用，土地资源消耗符合要求。 综上所述，本项目建设符合资源利用上线要求。	符合
生态环境准入清单	生态环境准入清单是基于生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，以清单方式列出的禁止、限制等差别化环境准入条件和要求。要在环评清单式管理试点的基础上，从布局选址、资源利用效率、资源配置方式等方面入手，制定环境准入负面清单，充分发挥负面清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用。	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）中黑龙江省环境管控单元分布图，《绥化市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（绥政发〔2021〕10号）中绥化市环境管控单元分布图，本工程位于优先保护单元，该管控单元要求：以生态环境保护为主，依法禁止或限制大规模、高强度的工业和城镇建设。在功能受损的优先保护单元，优先开展生态保护修复活动，恢复生态系统服务功能；在生态保护红线区域，严格按照国家和省生态保护红线管理相关规定进行管控。 本项目为油田产能开发项目，不属于大规模高强度的工业项目，施工阶段及运营阶段产生的污染物均可得到有效治理，可控制污染物排放；废水、固体废物等均不外排，且施工结束后对临时占地进行恢复，对永久占地进行平整。在环境风险防控方面采取加强施工管理、制定岗位操作规程并定期培训学习、实行岗位责任制，及施工单位制定可行的突发环境事件环境应急预案等措施。符合生态环境准入清单。	符合

名称	文件要求	符合性分析	符合性
		根据《市场准入负面清单（2020年版）》，本项目不属于禁止准入类事项，因此，本项目符合生态环境准入条件。	

1.5.4.2 项目与《绥化市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（绥政发〔2021〕10 号）符合性分析

根据《绥化市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（绥政发[2021]10 号），本项目位于绥化市安达市，位于绥化市优先保护单元，本项目与绥化市环境管控单元分布图位置示意图见附图 1-6）。

结合附图 1-8 本项目与绥化市大气环境分区管控图位置示意图，本工程拟建井场、管线位于大气环境一般管控区。

结合附图 1-9 本项目与绥化市水环境分区管控图位置示意图，本工程拟建井场、管线选址位于水环境城镇生活污染重点管控区。

本项目与绥化市总体准入要求符合性分析表见表 1.5-3，与绥化市安达市生态环境准入清单符合性分析见表 1.5-4。

表 1.5-3 项目与绥化市生态环境准入清单相符性分析

适用范围	管控维度	管控要求	本项目	是否符合
总体要求	空间布局约束	1、加大黑土地保护；农产品禁止生产区域，禁止种植食用农产品；禁止处理处置不达标的污泥进入耕地，取缔非法污泥堆放点。 2、严禁以任何名义、任何方式备案产能严重过剩行业的增加产能项目。对电力、钢铁、建材、有色、化工、石油石化、煤炭、印染、造纸、制革、染料、焦化、电镀等行业中，环保、能耗、安全、质量等不达标或生产、使用淘汰类产品的企业和产能，要依法依规有序退出。严控“两高”行业产能，严格执行钢铁、水泥等行业产能转换。	1、本项目为油田开发工程，属于国家能源建设项目，工程 4 座平台井场、管线、通井路位于安达市境内草地（基本草原）内，根据地下储层特性，项目选址无法避让草地（黑土地）。 本项目占地面积为 10.855hm²，其中永久占地 1.059hm²、临时占地 9.796hm²。本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程尽可能减少占地。本工程建设过程中，无法避让基本草原，因此应按有《中华人民共和国草原法》的要求，由省级以上人民政府草原行政主管部门审核同意，并依照《中华人民共和国土地管理法》的规定给予补偿。本项目临时占地应在施工完毕后 1 年内，全部恢复原有植被类型。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）。 2、本项目为油田产能开发，属于陆地石油开采项目，不属于有色、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业。不属于高污染、高能耗行业。	符合
	污染	1、相比于 2017 年，2025 年和 2035 年全	1、施工扬尘采取施工现场洒水抑尘、运输车辆及物料加盖防尘布等方	

物排放管控	市大气污染物二氧化硫、氮氧化物、一次细颗粒物 and 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。	式降低扬尘污染。 本项目依托场站（卫 11 转油站、芳 407 转油站、宋一联合站、升一联合站）均使用清洁燃料天然气，同时依托场站采用数字化仪表监控，根据气温合理控制外输温度，减少天然气用量，减少了烟气排放量。 依托场站加热装置燃烧烟气可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉标准限值的要求。 油井井口均安装了密封垫，全部密闭；场站内设备阀门进行密封、防腐处理，产液经集输管线密闭集输，确保了油田特征污染物非甲烷总烃挥发量降至最低，能够确保井场、场站场界非甲烷总烃浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值要求；依托场站厂界非甲烷总烃浓度在 2023 年 1 月 1 日以后满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中无组织排放监控浓度限值要求。 2、本次产能投产后，依托场站不新增员工，无新增生活污水。	
环境风险防控	各级人民政府及其有关部门和企业事业单位，应当依照《中华人民共和国突发事件应对法》的规定，做好突发环境事件的风险控制、应急准备、应急处置和事后恢复等工作。	大庆油田有限责任公司第八采油厂制定有《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》（2021 版），主要包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训等内容，并在 2021 年 9 月在肇州县生态环境局进行备案，备案编号 230621-2021-013-L（备案文件见附件 3）。目前第八采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《第八采油厂突发事件总体应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《井喷突发事件专项应急预案》、《油气泄漏事件专项应急预案》、《输油系统突发事件专项预案》等专项应急预案并定期开展应急演练。建议增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。	
资源利用效率要求	1、水资源： 全市 2030 年用水总量控制指标不高于省政府确定的指标。 2、土地资源： 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、能源：	1、本次产能投产后，依托场站不新增员工，不增生活用水量。 2、本项目新增占地面积为 10.855hm²，其中永久占地 1.059hm²、临时占地 9.796hm²，新增永久占地面积均为基本草原，满足省政府确定的指标。 3、本项目依托场站加热炉采用天然气为燃料，属于清洁燃料，不使用煤炭。	

		2025 年和 2035 年，全市煤炭消费上线不高于省政府确定的指标。	
--	--	-------------------------------------	--

表 1.5-4 项目与安达市生态环境准入清单相符性分析

环境管控单元编码	环境管控单元名称	管控单元类别	管控要求		本项目	是否符合
ZH2312810002	安达市一般生态空间区	优先保护单元	空间布局约束	区域执行本清单全市准入要求中“3.1 总体要求”：1、原则上按限制开发区域的要求进行管理。严格限制与生态功能不一致的开发建设活动。符合区域准入条件的新增建设项目，涉及占用生态空间中的林地、草原等，按有关法律法规规定办理；涉及占用生态空间中其他未作明确规定的用地，应当加强论证和管理。符合条件的农业开发项目，须依法由市县及以上地方人民政府统筹安排。除符合国家生态退耕条件的耕地，并纳入国家生态退耕总体安排，或因国家重大生态工程建设需要外，不得随意转用。 2、对依法保护的生态空间实行承载力控制，防止过度垦殖、放牧、采伐、取水、渔猎、旅游等对生态功能造成损害，确保自然生态系统的稳定。 3、避免开发建设活动损害其生态服务功能和生态产品质量。 4、已经侵占生态空间的，应建立退出机制、制定治理方案及时间表。	本项目占地类型是草地（基本草原）工程无法避让基本草原，因此应按有《中华人民共和国草原法》的要求，省级以上人民政府草原行政主管部门审核同意，并依照《中华人民共和国土地管理法》的规定给予补偿。本项目占地面积较小，项目实施过程中，应加强防沙治沙措施的落实和水土保持措施的落实，尽量减少施工作业范围，施工过程中力求做到挖填平衡，施工结束后对破坏的土地进行平整并覆土压实，及时进行植被恢复等，且运行期作业、洗井等施工工作均在井场永久占地内进行，不会造成土地退化，项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响。	符合
ZH23128120003	安达市水环境	重点管控	空间布局约束	除干旱地区外，新建咸区应全面实行雨污分流，鼓励对初期雨水进行收集、处理和资源化利用。	1、新建管道铺设完成后需要进行试压，试压废水由罐车拉运至宋一联含油污水处理站处理，处理后水满足《大庆油田	符合

	城镇生活污染重点管控单元	单元	污染排放管控	1、推进乡镇污水处理设施建设，采用适于北方寒冷地区的污水处理工艺；推进城镇污水处理厂提标改造工程；加强镇污水收集管网新建改造和配套管网建设。 2、强化坡中村、老旧城区和城乡结合部污水截流、收集。 3、推进合流制排水系统雨污分流改造，难以改造的，应采取截流、调蓄和治理等括施；推进现有污水处理设施配套管网建设；进一步提高城市、县城生活污水收集处理效能。	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$\leq 2\mu\text{m}$”后回注地下开采油层。 施工人员生活污水进入周边升 3-3 计量间、卫 11-1 计量间、芳 407-12 计量间等已建防渗旱厕，本项目施工现场距离周边集油阀组间距离约为 0-2km，施工人员步行或乘施工车辆进入附近集油阀组间防渗旱厕，防渗旱厕定期清掏。 2、运营期产液分离的油田采出水分别经宋一联含油污水处理站，升一联含油污水处理站，水质满足《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$\leq 2\mu\text{m}$”要求后回注地下开采油层，不外排。 油水井作业、水井洗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，铺设防渗布，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、水井洗井污水经施工现场设置的污水回收装置回收后泵入罐车内，经罐车拉运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）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$\leq 2\mu\text{m}$”要求后回注地下开采油层，不外排。 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。	
--	--------------	----	--------	--	---	--

1.5.5 与环境保护相关法律法规政策符合性分析

1.5.5.1 与《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》符合性分析

本项目与《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018 年修正）符合性分析见表 1.5-5。

表 1.5-5 符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气勘探开发单位应当加强新技术的研究，优先采用资源利用率高、污染物产生量少的清洁生产技术、工艺和设备，并需要对油气勘探开发实施清洁生产审核。	目前大庆油田石油勘探开采技术、工艺和设备已基本完善，资源利用率高，污染物产生量较少，且均能得到合理有效的处置。符合清洁生产要求。	符合
2	油气勘探开发单位对井下作业和测试时产生的废液、废水应当采取有效措施进行回收利用，严禁随意排放。 油气勘探开发单位在油气集输过程中应当对油水分离后产生的废水进行回收利用，确实需要排放的，应当达到污染物排放标准；产生的油沙、污泥应当进行无害化处理。	管道试压废水由罐车拉运至宋一联合油污水处理站处理。油水井作业污水、水井洗井废水经施工现场设置的污水回收装置回收后泵入罐车内，经罐车拉运至宋一联合油污水处理站处理；运营期产液分离的油田采出水经升一联合油污水处理站、宋一联合油污水处理站处理。 升一联、宋一联合油污水处理站出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中“含油量$\leq 10\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 5\text{mg/L}$、悬浮物颗粒直径中值$\leq 2\mu\text{m}$”要求后，处理后水回注地下开采油层，不外排。 运营期产生的油泥（砂）拉运至采油八厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处置后，拉运至大庆油田水务工程技术有限公司第八采油厂含油污泥无害化处理站处理，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）标准限值（石油类$\leq 3000\text{mg/kg}$）。	符合
3	新建井场投产时应当做到原油、化学药剂及其他有害物质不落地，发生落地现象的应当及时采取措施予以清除。	本工程原油开采与产液集输均为密闭流程，原油不落地。 运营期油水井作业、水井洗井期间铺设防渗布，作业后落地油回收率 100%。 事故状态下造成的原油外漏，按照《第八采油厂突发事件总体应急预案》进行紧急处置，减轻对环境的影响。	符合
4	废弃钻井液、岩屑、污油及其他工业固体废物、生活垃圾必须回收，不得排放或者弃置水体。	本工程不包含钻井工程，不会产生废弃钻井液、岩屑、污油。 施工期产生的管道施工废料拉运至第八采油厂工业固废填埋场填埋；	符合

		建筑垃圾按指定地点堆放，施工现场随干随清，施工结束后统一送城市建筑垃圾消纳场处理。 生活垃圾分类收集后委托环卫部门处理。 运营期产生的落地油、含油废弃防渗布及场站罐体清淤产生的含油污泥属于危险废物委托资质单位处置，不排放。	
5	新开发区域内埋设油、水、气管线不得改变原有的地形、地貌。油气勘探开发中的各项工程应当减少占地，施工中临时占地的，应当将腐植质层剥离移走，工程结束后及时恢复原有地貌。	本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。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
6	运输易挥发、易扬散、易泄漏的油气勘探开发原料或者产品，应当使用密闭运输工具或者采取有效防护措施。严禁运送油气、化学药剂的车辆泄漏、散落或者随意排放。	本项目施工期车辆运输包含易扬散的物料，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。 运营期油水井作业污水通过密闭罐车运输，禁止随意排放。	符合
7	油气勘探开发单位应当加强油气运输管线和油气储存设备的巡查、检测、维修，采取有效的防腐、防裂等措施，防止渗漏、溢流事故发生。	本项目安排人员对新建油水井、管线进行检查，以便及时发现腐蚀等情况并采取防漏措施。	符合
8	油气勘探开发单位应当采取保护性措施，防止地下水污染。油气勘探开发设施在运行过程中，出现油井套管破损、气井泄漏等直接污染地下水资源的事故，油气勘探开发单位应当立即采取保护性措施，并向当地环保部门和水行政主管部门报告。	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：其中集油管道、注水管道为重点防渗区，运营期油水井作业、水井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。 地下集油管道、注水管道设计壁厚厚的腐蚀余量大于 2mm 或采用管道内防腐，管道的外防腐等级采用特加强级，管道的连接方式采用焊接，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：等效黏土防渗层 $Mb \geq 65m$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$。 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。 油水井作业、水井洗井时，井场永久占地	符合

		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 $Mb \geq 1.5\text{m}$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$。 项目运营期对井口压力进行实时监控，定期对油水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。 配备必要的应急工具，当发生突发性事故时，可立即采取保护性措施，并按照应急预案要求，上报相关部门。	
9	油气生产、储存、集输过程中应当采取有效措施，减少经类及其他气体排放。 天然气、油田伴生气及其他可燃性气体应当回收利用。不具备回收利用条件需要向大气排放的，应当经过充分燃烧或者采取其他污染防治措施。由于安全因素必须排放的，油气勘探开发单位应当立即报所在地环保部门。	油井井口均安装了密封垫，全部密闭；场站内设备阀门进行密封、防腐处理，产液经密闭管线集输到卫 11 转油站、芳 407 转油站、升 3 转油站、宋一联合站、升一联合站，确保了油田特征污染物非甲烷总烃挥发量降至最低。 本项目采出伴生气用于依托场站加热装置自耗。	符合
10	油气勘探开发单位对产生噪声的设备和装置应当采取消音、隔音、防震等有效措施。 禁止夜间在居民区、文教区、疗养区等控制区域从事产生噪声污染的作业，因抢修、抢险作业和生产工艺要求或者特殊需要必须连续作业的，应当向环保部门报告，并且公告附近居民。	本项目抽油机选用低噪声设备，并采用减振等降噪措施；施工期禁止夜间进行高噪声施工作业，定期对油井、管线进行巡检，发现异常响动及时处理，注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态。因抢修、抢险和其他特殊要求需连续作业的，向环保部门报告，并告知附近居民。	符合
11	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。	大庆油田有限责任公司第八采油厂制定有《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》（2021 版），主要包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训等内容，并在 2021 年 9 月在肇州县生态环境局进行备案，备案编号 230621-2021-013-L（备案文件见附件 3）。目前第八采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《第八采油厂突发事件总体应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《井喷突发事件专项应急预案》、《油气泄漏事件专项应急预案》、《输油系统突发事件专项预案》等专项应急预案并定期开展应急演练。	符合

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

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）符合性见表 1.5-6。

表 1.5-6 与“环办环评函[2019]910 号”文符合性一览表

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 and 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。	本项目升斜 5705 区块、芳斜 2806 区块、芳斜 3401 区块分别为卫星油田、升平油田、宋芳屯油田内的滚动开发区块。 ①本项目基建油水井 23 口，配套建设原油集输工程、注水工程、供配电工程、道路工程、数字化工程等，建成后产能 $0.99 \times 10^4 \text{t/a}$，本报告已在第五章评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，第六章提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。 ②截止目前，区块内共现有 3 口代用井，因建设年限较早，未进行环境影响评价，本项目涉及的 20 口钻井已经在《升平-卫星油田葡萄花、扶余油层整体开发区块钻井工程》中进行了环境影响评价，该项目于 2021 年 11 月 24 日在绥化市生态环境局获得批复，批复文号庆环审[2021]54 号，目前还未进行建设。本项目周围有已建地面系统，周边为已开发区块，可以作为依托，建有较为完善的油、水、电、路等工程，区块附近场站主要为升 3 转油站、卫 11 转油站、芳 407 转油站、宋一联合站、升一联合站。 同时在 3.2 和 3.3 章节中对本项目区块现有工程环境影响进行回顾性评价，芳 242-1 区块、升斜 5705 区块、芳斜 2806 区块、芳斜 3401 区块均为油田区域内进行滚动开发的产能空白区，区块内没有投产井。区块内 3 口代用井施工过程中，及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物，井场泥浆槽、废弃泥浆集中固化点进行防渗处理；柴油罐下方设置防渗槽，并在防渗槽下方铺设防渗布，未对周围环境空气、土壤、地下水产生污染，施工产生的废弃钻井泥浆、废射孔液、钻井岩屑进行了固化，固化质量符合《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）要求，未发现现有环境问题。区块内临时占地生态恢复良好，未发现生态环境问题 and 环境风险隐患。 ③本项目产液依托升 3 转油站、卫 11 转油站、芳 407 转油站、宋一联合站、升一联合站，含油污水依托宋一联、升一联合含油污水处理站处理，含油污泥拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，拉运至大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站处理，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）标准限值（石油类	符合

		≤3000mg/kg），含油废弃防渗布委托资质单位处理，已在 3.3.2 章节中给出依托可行性分析，各依托设施均可有效依托。	
2	确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。	本项目为油田产能建设工程，非勘探项目，本项目涉及基建水井 23 口，不以单井形式开展环评。	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地石油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目不占用地表水体，1#平台集油掺水管线、注水管线利用新建钢跨桥跨越安肇新河，本项目施工期、运营期产生的废水均不外排，不会对周围地表水体产生影响。	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	施工期试压废水、运营期油水井作业污水、水井洗井废水经罐车拉运至宋一联合含油污水处理站； 运营期产液分离的油田采出水分别经宋一联合含油污水处理站，升一联合含油污水处理站处理。 施工期和运营期废水最终均进入含油污水处理站，处理达标后回注到现役油气藏层位，回注水指标执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）含油量≤10mg/L，悬浮固体含量≤5mg/L，悬浮物颗粒直径中值≤2μm 限制要求，回注同时满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）标准要求。回注过程采取防控、跟踪监测措施防止污染地下水。	符合
5	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。	项目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。集输系统产生的伴生气随产液一起进入“四合一”进行油气水分离，分离出的湿伴生气进入联合站内现有天然气除油器脱水除油后作为燃料自用，不外排。伴生气的处理均在密闭压力容器内进行，集输过程中均为密闭状态，有效的降低了非甲烷总烃的无组织挥发。	符合
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处理。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	本项目无钻井期，落地油、含油污泥拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，拉运至大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站处理，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）标准限值（石油类≤3000mg/kg），遵循了减量化、资源化、无害化原则。 本项目产生的危险废物主要为含油污泥和含油废弃防渗布，均按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求，涉及的危险物质必须按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）的要求处理处置。填写危险废物转移联单等。	符合

7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。	本项目共新建丛式平台井场 4 座，减少了工程占地，施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式，缩短了施工时间；严格控制施工作业面，尽量减少对草地的占用。	符合
8	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	大庆油田有限责任公司第八采油厂制定有《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》（2021 版），主要包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训等内容，并在 2021 年 9 月在肇州县生态环境局进行备案，备案编号 230621-2021-013-L（备案文件见附件 3）。	符合

1.5.5.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告 2012 年第 18 号）符合性见表 1.5-7。

表 1.5-7 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性

序号	相关要求	本项目情况	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%。	施工期试压废水、运营期油水井作业污水、水井洗井废水经罐车拉运至宋一联含油污水处理站； 运营期产液分离的油田采出水经宋一联含油污水处理站、升一联含油污水处理站处理。 废水经处理达标后回注地下油层，工业废水回用率达到 90%以上； 落地油、含油废防渗布、含油污泥委托有危废处置资质的单位进行处置。	符合
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。	本项目已编制总体规划方案，其中 23 口油井形成了 4 座丛式平台，尽最大可能优化掺水集油管线走向，减少了占地和油气损失。	符合
3	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目不使用油田化学剂。	符合
4	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。采油平台设置防渗布，落地原油能及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	符合
5	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。	运营期产液分离的油田采出水分别经宋一联含油污水处理站，升一联含油污水处理站处理，出水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）含油量≤10mg/L，	符合

		悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ ，悬浮物颗粒直径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ 限制要求后回注地下油层。	
6	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	本项目油气集输采用密闭流程，油田油气集输损耗率 0.14175%，小于 0.5%。	符合
7	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	项目基建的 23 口油水井形成了 4 座丛式平台，减少了工程占地。	符合
8	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；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。	本项目开发过程中产生的伴生气全部回收利用，伴生气回收利用率达到 100%。	符合
9	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。井场周围应设置围堤或井界沟。应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	本项目开发过程中采取分层开挖、分层回填、管道平埋等措施减轻生态影响，井场周围设置了井界沟，并设立地下水水质监测井（依托村屯民用水井）。	符合
10	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	本项目井下作业过程中产生的作业污水、水井洗井废水经罐车拉运至宋一联含油污水处理站，处理达标后回注地下油层。	符合
11	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	本项目产生的落地油及含油污泥拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，拉运至大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站处理，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）标准限值（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ），遵循了减量化、资源化、无害化原则。	符合

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

本项目与《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》（黑环发[2019]153号）符合性见表 1.5-8。

表1.5-8 与黑环发[2019]153号文相关要求符合性

序号	类别	相关要求	本项目符合性
1	加强政策引导	企业采用符合国家有关低 VOCs 含量产品规定的涂料、油墨、胶粘剂等，排放浓度稳定达标且排放速率、排放绩效等满足相关规定的，相应生产工序可不要求建设末端治理设施。使用的原辅材料 VOCs 含量（质量比）低于 10%的工序，可不要求采取无组织排放收集措施。	本项目为石油的开采与初步处理工程，项目在石油开采集输过程中均采取了埋地的集油管线，转油站处理装置均密闭，且采油井井口均安装了密封
2	加强设备	含 VOCs 物料应储存于密闭容器、包装袋，高效密	

	与场所密闭管理	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。	垫，处理后原油、伴生气均通过管线外输，含油污水处理达标后通过管线回注地下开采油层。
3	推进使用先进生产工艺	通过采用全密闭、连续化、自动化等生产技术，以及高效工艺与设备等，减少工艺过程无组织排放。挥发性有机液体装载优先采用底部装载方式。	

1.5.5.5 与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》符合性分析

《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》指出：“VOCs 污染防治应遵循源头和过程控制与末端治理相结合的综合防治原则。在工业生产中采用清洁生产技术，严格控制含 VOCs 原料与产品在生产和储运销过程中的 VOCs 排放，鼓励对资源和能源的回收利用；鼓励在生产和生活中使用不含 VOCs 的替代产品或低 VOCs 含量的产品。”“鼓励研发的新技术、新材料和新装备，鼓励以下新技术、新材料和新装备的研发和推广：工业生产过程中能够减少 VOCs 形成和挥发的清洁生产技术。”“运行与监测：鼓励企业自行开展 VOCs 监测，并及时主动向当地环保行政主管部门报送监测结果。企业应建立健全 VOCs 治理设施的运行维护规程和台帐等日常管理制度，并根据工艺要求定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护，确保设施的稳定运行。”

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

1.5.5.6 与“气十条”符合性判定

根据《打赢蓝天保卫战三年行动计划》（国发[2018]22 号）、《绥化市打赢蓝天保卫战三年行动计划》（绥发[2018]21 号），本项目与“气十条”相关要求符合性详见表 1.5-9。

表 1.5-9 本项目与“气十条”等相关文件要求符合性一览表

级别	“气十条”等相关文件的要求	本项目分析	符合性
国家	加快发展清洁能源和新能源。加强扬尘综合治理。实施 VOCs 专项整治方案。完善环境监测监控网络。加强环境信息公开。	本项目施工期加强施工扬尘管理，运营期输油管线均密闭状态，降低了非甲烷总烃的无组织挥发。大庆油田有限责任公司第八采油厂于 2021 年 5 月完成固定污染源排污许可登记（排污许可证编号：91230607716675409L，见附件 4），并建立环境监测计划，在大庆市油田信息港网站进行环境信息公示。	符合
黑龙江省	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	本工程位于黑龙江省绥化市安达市境内，项目位置不属于绥化市生态红线范围，项目不占用肇州	符合

	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。	县卫星牧场草原自然保护区，距离该保护区最近距离为 1050m，区块内无风景名胜区分布，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。	
	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。	施工工地扬尘污染防治按照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，现场做周边围挡、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。	符合
	开展石化、化工、包装印刷、工业涂装等行业 VOCs 污染调查，按行业明确整治方案和要求。加强源头控制，提高 VOCs 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 VOCs 污染治理，提高重点行业有机废气收集率；到 2020 年 VOCs 排放总量累计削减 960 吨以上。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，对加油站、储油库、油罐车的油气回收设施加强运行监管。	项目在石油开采集输过程中均采取了埋地的集油管线，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
绥化市	开展石化、化工、包装印刷、工业涂装等行业 VOCs 污染调查，按行业明确整治方案和要求。加强源头控制，提高 VOCs 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 VOCs 污染治理，提高重点行业有机废气收集率；继续深化油品储运销体系油气回收治理，对加油站、储油库、油罐车的油气回收设施加强运行监管。	（1）项目在石油开采集输过程中均采取了埋地的集油管线，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。 （2）本项目依托场站加热炉采用天然气为燃料，属于清洁燃料。	符合

1.5.5.7 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）、《绥化市人民政府关于印发绥化市水污染防治行动计划工作方案的通知》修改（绥政发[2016]33 号），本项目与“水十条”相关要求符合性详见表 1.5-10。

表 1.5-10 本项目与“水十条”相关要求符合性一览表

级别	“水十条”的要求	本项目分析	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。	本项目施工期试压废水、运营期油水井作业污水由罐车拉运至宋一联含油污水处理站处理； 运营期油田采出水由宋一联、升	符合

		一联合含油污水处理站处理。 场站污水处理设施定期清淤产生的含油污泥，拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，拉运至大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站处理，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）标准限值（石油类≤3000mg/kg）。	
	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。	本工程位于绥化市安达市，不涉及七大重点流域干流。 本项目为产能建设项目，不属于需严格控制的石油加工、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。	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；	施工期试压废水、运营期油水井作业污水经罐车拉运至宋一联合含油污水处理站，处理达标后回注地下油层； 运营期产液分离的油田采出水分别经宋一联、升一联合含油污水处理站处理，处理达标后回注地下油层。	符合
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。	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，本项目不位于松花江干流及一级支流沿岸。	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。	施工期试压废水、运营期油水井作业污水经罐车拉运至宋一联合含油污水处理站，处理达标后回注地下油层； 运营期产液分离的油田采出水分别经宋一联合含油污水处理站，升一联合含油污水处理站处理，处理达标后回注地下油层，不外排，不进入外环境，对周边水体无影响。	符合
绥化市	（1）专项整治十大重点行业。 （2）防治地下水污染。应对石化生产存贮销售企业和工业园区、矿山开采区、矿山渣场、垃圾填埋场及危险废物堆放场等区域应进行必要的防渗处理。	本项目施工期试压废水、运营期油水井作业污水由罐车拉运至宋一联合站含油污水处理站处理；运营期油田采出水由宋一联、升一联油污水处理站处理。 场站污水处理设施定期清淤产生的含油污泥，拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，拉运至大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站处理，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）	符合

标准限值（石油类≤3000mg/kg）。

1.5.5.8 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），本项目与“土十条”相关要求符合性详见表 1.5-11。

表 1.5-11 与“土十条”相关要求符合性一览表

级别	“土十条”的要求	本项目分析	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，2020 年底前已掌握用地中的污染地块分布及其环境风险情况。	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，施工阶段占用草地（基本草原），采取对草地植被恢复措施等，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。	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。	本项目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
	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。	本项目为陆地石油天然气开采项目，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，并在大庆油田信息港网站进行信息公开。	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、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，施工阶段占用草地（基本草原），采取对耕地配套专门的补偿措施、草地植被恢复措施等，并在选址和布局上采用环境影响最小的布局方	符合

		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。	
	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。	本项目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

1.5.5.9 生态环境保护规划符合性分析

（1）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 1.5-12。

表 1.5-12 与黑龙江省“十四五”生态环境保护规划符合性分析一览表

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。	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。	符合
2	开展 VOCs（挥发性有机物）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线，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	加强地下水污染源预防与风险管控。	本项目在井下作业、水井洗井过程中铺设防渗布，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分别经宋一	

		联、升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）后回注地下开采油层。同时，本次评价要求项目采取分区防渗措施，最大程度保证不污染地下水及土壤等环境。	
4	强化土壤污染源系统防控。 加强空间布局管控。将土壤和地下水环境管理纳入国土空间规划，根据土壤污染的环境风险，合理确定土地用途。永久基本农田集中区禁止规划建设可能造成土壤污染的建设项目。对涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的建设项目，依法进行环境影响评价，按规划定提出并落实防腐蚀、防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施。 防范工矿企业新增土壤污染。动态更新土壤污染重点监管单位名录，监督全面落实土壤污染防治义务，依法纳入排污许可管理。鼓励土壤污染重点监管单位实施提标改造。各地定期组织开展土壤污染重点监管单位和地下水重点污染源周边土壤、地下水环境监测，督促企业定期开展土壤和地下水环境自行监测、污染隐患排查治理。防控矿产资源开发污染土壤，加强尾矿库安全管理。	大庆油田有限责任公司第八采油厂作为土壤重点企业每年对区域内土壤进行监测，并在大庆市油田信息港网站进行信息公开。 根据监测结果，各监测点位污染物浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值。同时，本次评价设置了土壤跟踪监测点位，能够及时有效的跟踪调查项目土壤的受污染情况。	符合
5	统筹推进山水林田湖草沙冰一体化保护和修复。全面加强天然林保护，开展大规模国土绿化行动，推行林长制。继续推进松嫩、三江平原农田防护林等重点防护林体系建设。坚持自然恢复为主，加强湿地保护，围绕三江、松嫩两大湿地平原和松花江沿岸，实施重大湿地保护修复工程。	本项目不占用湿地，4#平台距离湿地最近距离为1250m，4#注水管线距离湿地最近距离为210m，（畜牧场泡子2湿地，一般湿地，沼泽化草甸，湿地面积35.52hm²，由昌德镇管理），不涉及重要湿地。 项目的建设不会对地表水和湿地造成影响。施工结束时对临时占用草地进行播撒草籽。	符合

综上所述，本项目符合《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》要求。

1.5.5.10 与《绥化市“十四五”土壤地下水和农村生态环境保护规划》符合性分析

本项目与《绥化市“十四五”土壤地下水和农村生态环境保护规划》符合性分析见表1.4-6。

表 1.4-6 与绥化市“十四五”土壤地下水和农村生态环境保护规划符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	（一）加大土壤生态环境保护力度 1、加强土壤污染源头治理。 2、持续推进农用地分类管理。 3、提升黑土区资源利用可持续性。	1、本工程作为油田开发工程，施工阶段占用草地（基本草原），采取对草地植被恢复措施等，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。 2、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	符合

	4、提升黑土区生态环境可持续性。	的植被，不准乱挖、乱采野生植物，确保尽量少占优质黑土地。本项目新增永久占地主要为通井路、柱上变电器永久占地，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。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。提升黑土区生态环境可持续性。	
2	（二）推进地下水生态环境保护 1、建立地下水生态环境管理体系。建立地下水污染重点监管单位名录。建立地下水污染重点监管单位名录。加强污染源头预防与风险管控。 2、强化地下水型饮用水水源保护。	施工期试压废水、运营期油水井作业污水经罐车拉运至宋一联含油污水处理站，处理达标后回注地下油层；运营期产液分离的油田采出水分别经宋一联、升一联含油污水处理站处理，处理达标后回注地下油层。 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：其中集油管道、注水管道为重点防渗区，运营期油水井作业、水井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。 地下集油管道、注水管道设计壁厚的腐蚀余量大于 2mm 或采用管道内防腐，管道的外防腐等级采用特加强级，管道的连接方式采用焊接，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：等效黏土防渗层 $Mb \geq 65m$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$。 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。 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 $Mb \geq 1.5m$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$。 项目运营期对井口压力进行实时监控，定期对油水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。 配备必要的应急工具，当发生突发性事故时，可立即采取保护性措施，并按照应急预案要求，上报相关部门。	符合

综上所述，本项目符合《绥化市“十四五”土壤地下水和农村生态环境保护规划》要求。

1.5.5.11 与《地下水管理条例》（国务院令第 748 号）符合性分析

本项目与《地下水管理条例》（国务院令第 748 号）的符合性分析见表 1.5-14。

表 1.5-14 与地下水管理条例符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	第一章总则第六条 利用地下水的单位和个人应当加强地下水取水工程管理，节约、保护地下水，防止地下水污染。	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：其中集油管道、注水管道划分为重点防渗区，运营期油水井作业、水井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。 地下集油管道、注水管道选用无缝钢管，设计壁厚的腐蚀余量大于 2mm 或采用管道内防腐，管道的外防腐等级采用特加强级，管道的连接方式采用焊接，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：等效黏土防渗层 $Mb \geq 6m$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$。 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。 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 $Mb \geq 1.5m$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$。 项目运营期对管道、井口压力进行实时监控，定期对油水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，可有效防止地下水环境污染。	符合
2	第三章节约与保护第十六条 国家实行地下水取水总量控制制度。取用地下水的单位和个人应当遵守取水总量控制和定额管理要求，使用先进节约用水技术、工艺和设备，采取循环用水、综合利用及废水处理回用等措施，实施技术改造，降低用水消耗。 第二十一条 取用地下水的单位和个人应当遵守取水总量控制和定额	1、本项目不涉及“节约与保护”和“超采治理”的规定要求。 2、本项目不涉及取用地下水。 3、本项目施工期试压废水由罐车拉运至宋一联含油污水处理站处理，处理后水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值：“含油量 $\leq 10mg/L$、悬浮固体含量 $\leq 5mg/L$、粒径中值 $\leq 2\mu m$”后回注地下开采油层，不外排。 运营期产液分离的油田采出水分别经宋一联含油污水处理站，升一联含	符合

	管理要求，使用先进节约用水技术、工艺和设备，采取循环用水、综合利用及废水处理回用等措施，实施技术改造，降低用水消耗。 第二十六条 建设单位和个人应当采取措施防止地下工程建设对地下水补给、径流、排泄等造成重大不利影响。对开挖达到一定深度或者达到一定排水规模的地下工程，建设单位和个人应当于工程开工前，将工程建设方案和防止对地下水产生不利影响的措施方案报有管理权限的水行政主管部门备案。开挖深度和排水规模由省、自治区、直辖市人民政府制定、公布。	油污水处理站处理，水质满足《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$\leq 2\mu\text{m}$”要求后回注地下开采油层，不外排。 施工期，施工人员生活污水进入周边升 3-3 计量间、卫 11-1 计量间、芳 407-12 计量间等已建防渗旱厕，本项目施工现场距离周边集油阀组间距离约为 0-2km，施工人员步行或乘施工车辆进入附近集油阀组间防渗旱厕，防渗旱厕定期清掏。	
3	第四章超采治理 超采治理。	本项目不涉及超采治理。	符合
4	第五章污染防治 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。	（1）本项目不存在利用渗井、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。 （2）本项目产生的危险废物主要为含油污泥、含油废防渗布，其中含油污泥拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，拉运至大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站处理，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）标准限值（石油类$\leq 3000\text{mg/kg}$）；废弃含油防渗布委托有危废处置资质的单位进行处置，项目不涉及其他有毒有害物质。 （3）本项目不涉及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。	符合
5	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： 兴建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动，依法编制的环境影响评价文件中，应当包括地下水污染防治的内容，并采取防护性措施。	本项目为油田产能工程，本次环评已在 5.3、6.3 章节论述了地下水污染防治内容，并采取了相应的防护措施： 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：其中集油管道、注水管道划分为重点防渗区，运营期油水井作业、水井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。 地下集油管道、注水管道选用无缝钢管，设计壁厚的腐蚀余量大于 2mm 或采用管道内防腐，管道的外防腐等级采用特加强级，管道的连接方式采用	符合

		焊接，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：等效黏土防渗层 $Mb \geq 6m$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$。 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。 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 $Mb \geq 1.5m$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$。 项目运营期对管道、井口压力进行实时监控，定期对油水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，可有效防止地下水环境污染。	
6	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。	工程占用草地（基本草原），油水井作业、水井洗井过程可能会污染农田、草地的土壤环境，集油管线泄漏可能会污染地下水安全。在制定防治污染的方案时，包括了地下水污染防治的内容。具体见上述地下水污染防治措施。	符合

综合分析，本项目符合《地下水管理条例》（国务院令 第 748 号）相关要求。

1.5.5.12 与《中华人民共和国草原法》、《黑龙江省草原条例》符合性分析

根据《中华人民共和国草原法》第三十八条规定：进行矿藏开采和工程建设，应当不占或者少占草原；确需征收、征用或者使用草原的，必须经省级以上人民政府草原行政主管部门审核同意后，依照有关土地管理的法律、行政法规办理建设用地审批手续。第三十九条规定：因建设征收、征用集体所有的草原的，应当依照《中华人民共和国土地管理法》的规定给予补偿；因建设使用国家所有的草原的，应当依照国务院有关规定对草原承包经营者给予补偿。

因建设征收、征用或者使用草原的，应当交纳草原植被恢复费。草原植被恢复费专款专用，由草原行政主管部门按照规定用于恢复草原植被，任何单位和个人不得截留、挪用。草原植被恢复费的征收、使用和管理办法，由国务院价格主管部门和国务院财政部门会同国务院草原行政主管部门制定。

根据《黑龙江省草原条例》第十七条 矿藏开采和工程建设，确需征用或者使用草原的，应当经省草原行政主管部门审核同意后，按照国家土地管理法律、法规的规定办理用地审批手续，在工程实施前由用地单位依法支付补偿费、植被恢复费、附着物补偿费和当年草原应有收益以及承包者进行草原建设和改良的实际投入。第十九条因地质普查、勘探、工程建设以及其他需要临时使用草原的，应当经县以上草原行政主管部门审核同意，并收取恢复植被保证金。建设单位应经省草原行政主管部门批准同意后，按照国家土地管理法律、法规的规定办理用地审批手续，在工程实施前缴纳相关费用。本工程属国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，地质设计要求，工程无法避让基本草原，因此应按有《中华人民共和国草原法》的要求，省级以上人民政府草原行政主管部门审核同意，并依照《中华人民共和国土地管理法》的规定给予补偿。

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

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

本项目在政府引导下，建设单位积极参与，定期对在 2#平台井场、2#平台井南侧 60m 草地共布设 2 个土壤跟踪监测点，定期对土壤进行跟踪监测，监测因子为 pH、石

油烃，监测频次为 1 次/a。

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

1.5.5.14 与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析

本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析见表 1.5-15。

表 1.5-15 与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析一览表

序号	相关要求	符合性分析	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，工程 4 座平台井场、管线、通井路位于安达市境内草地（基本草原）内，根据地下储层特性，项目选址无法避让草地（黑土地）。本项目占地面积为 10.855hm ² ，其中永久占地 1.059hm ² 、临时占地 9.796hm ² 。本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程尽可能减少占地。本工程建设过程中，无法避让基本草原，因此应按有《中华人民共和国草原法》的要求，由省级以上人民政府草原行政主管部门审核同意，并依照《中华人民共和国土地管理法》的规定给予补偿。本项目临时占地应在施工完毕后 1 年内，全部恢复原有植被类型。	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。	本项目施工过程中，需遵守《大庆油（气）田建设工程用地规范》规定，严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物，确保尽量少占优质黑土地。	符合
3	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黑土地表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、柱上变压器永久占地，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。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	符合

要出现大型土堆或者大型洼地等情况。

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。

1.5.7 选址合理性分析

本项目位于绥化市安达市。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、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、基本农田、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，涉及基本草原，不占用肇州县卫星牧场草原自然保护区，其中 2#平台及其集输管线距离肇州县卫星牧场草原自然保护区最近距离为 1050m，不占用湿地，其中 4#平台距离畜牧场泡子 2 湿地最近距离为 1250m，4#平台注水管线距离畜牧场泡子 2 湿地，最近距离为 210m（畜牧场泡子 2 湿地，一般湿地，沼泽化草甸，湿地面积 35.52hm²，由昌德镇管理）。

本项目采用占地面积最小、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、草地（基本草原）以及一般湿地。

本项目在施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，以便植被恢复，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。

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《绥化市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（绥政发〔2021〕10 号），本项目拟建油井位于优先保护单元以生态环境保护为主，依法禁止或限制大规模、高强度的工业和城镇建设。在功能受损的优先保护单元，优先开展生态保护修复活动，恢复生态系统服务功能；在生态保护红线区域，严格按照国家和省生态保护红线管理相关规定进行管控。

工程建设对周围的环境影响主要为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、地表水影响、土壤影响、声环境影响和固废对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，本项目建设实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围。

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，根据《绥化市土地利用总体规划（2006-2020）》中

的要求，对列入国家和省重点建设计划的交通、水利、能源、环保等基础设施建设项目用地必须要优先安排，重点保障。在绥化市土地利用总体规划中的重点项目用地包含大庆油田用地在内。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、集油管线、道路等施工内容均位于绥化市安达市区域，本项目永久占用草地（基本草原），根据《黑龙江省草原条例》第十七条 矿藏开采和工程建设，确需征用或者使用草原的，应当经省草原行政主管部门审核同意后，按照国家土地管理法律、法规的规定办理用地审批手续，在工程实施前由用地单位依法支付补偿费、植被恢复费、附着物补偿费和当年草原应有收益以及承包者进行草原建设和改良的实际投入。第十九条因地质普查、勘探、工程建设以及其他需要临时使用草原的，应当经县以上草原行政主管部门审核同意，并收取恢复植被保证金。建设单位应经省草原行政主管部门批准同意后，按照国家土地管理法律、法规的规定办理用地审批手续，在工程实施前缴纳相关费用。本工程属国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，地质设计要求，工程无法避让基本草原，因此应按有《中华人民共和国草原法》的要求，省级以上人民政府草原行政主管部门审核同意，并依照《中华人民共和国土地管理法》的规定给予补偿。因此本项目建设符合《黑龙江省土地利用总体规划（2006-2020）》、《绥化市土地利用总体规划（2006-2020）》总体规划要求。

根据《绥化市水土保持规划（2015-2030 年）》，绥化市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目产能建设区域位于绥化市安达市，不属于市级水土流失重点治理区和重点预防区。根据现场调查，项目所在区域均为草地及耕地，不存在裸露的沙地，无严重的水土流失情况，临时占用的土地均在施工结束后进行恢复，同时施工期严格控制作业面积，不占用、碾压临时占地面积外的土地。项目在施工期间定期进行洒水，防止出现土壤沙化起尘。项目永久占地面积较小，永久占地进行铺设防渗布、洒水抑尘、地面硬化等措施，可以有效预防水土流失，因此项目的建设不会造成大范围的水土流失。

根据《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（黑防沙发[2020]3 号），本项目不涉及防沙治沙区。施工期须严格落实各项生态保护措施及生态减缓措施，严格控制施工作业占地范围，施工结束后对施工场地地表植被进行恢复，路基边坡采取种草措施护坡固土，尽量减少工程建设对土地沙化的影响。

综合分析，项目的选址合理可行。

1.6 主要关注的环境问题及环境影响

本项目为原油开采项目，主要进行井场建设、配套集输及注水管线、道路建设及石油开采作业，工程对环境影响主要包括生态影响及污染影响两部分，生态环境影响主要体现在建设期占用土地、压占植被、破坏土壤、加大水土流失强度及生态景观破坏等方面；污染影响中施工期主要有试压废水、设备噪声、施工扬尘等；运营期主要有开采及集输过程无组织排放废气，油田采出水等。

本区块不在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内。本次评价主要关注的环境问题为评价范围内的土壤环境、生态环境、声环境，工程周边的村屯大气环境、地下水环境，以及固体废物处置、水污染物处理对环境造成的影响。

（1）大气环境影响

本项目施工期对大气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘、焊接烟尘以及运输车辆尾气对环境空气产生的短期影响；

运营期对大气环境的影响主要为依托升 3 转油站、卫 11 转油站、芳 407 转油站、宋一联脱水站、升一联转油放水站加热装置产生的燃烧烟气，本项目新增燃气量为 49.97 万 m^3/a ，依托场站新增烟气量（分担量）720.1 万 m^3/a ；油井采油过程中产生的无组织挥发烃类气体 14.03t/a。

（2）水环境影响

本工程施工期废水主要为试压废水；运营期废水包括油水井作业污水、水井洗井废水及油田采出水等。

①施工期

清管试压废水产生量为 30.26 m^3 ，主要污染因子为 SS（铁锈、泥屑），由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设计处理能力为 12000 m^3/d ，目前实际处理量为 8420 m^3/d ，剩余处理能力能够满足试压废水处理需求。

②运营期

根据开发指标预测，十年内，运营期油井采出水即分离产生的含油污水最大产生量为 2032 年，约为 1.38 $\times 10^4\text{t/a}$ 。

2#平台 5 口油井产液脱水产生的含油污水 11.12 m^3/d ，通过管道输送至升一联含油污水处理站处理后回注地下开采油层，经计算该站运行负荷约为 66.0%，运营期油井采

出水能够依托该场站处理；除2#平台外的12口油井产液脱水产生的含油污水26.68m³/d，通过管道输送至宋一联合含油污水处理站处理后回注地下开采油层，该站处理负荷增至90.4%，运营期油井采出水能够依托该场站处理。

本工程油水井作业污水、水井洗井废水产生量约945m³/a，经现场设置的污水回收装置回收后经罐车拉运至宋一联合含油污水处理站处理，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）标准中的：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”要求后回注地下开采油层，不外排。

（3）地下水环境影响

可能对地下水产生的影响主要为套管破损、油水井管线泄漏，含油污水泄漏到含水层，对地下水产生污染影响。

（4）声环境

本项目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对周围声环境产生的影响，运营期对声环境的影响主要为井场抽油机、依托场站机泵等运行噪声对周围声环境产生的影响。

（5）固体废物

①施工期

管道施工废料2.9t/施工期，为焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产生的废防腐材料，属于一般固废，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处理。

施工人员生活垃圾1.8t/施工期，分类收集后，委托环卫部门处理。

第八采油厂工业固废填埋场，填埋场总容量为11624m³。目前实际容纳约8800m³，剩余能力为2824m³，本项目施工期管道施工废料产生量2.9t（约2m³），填埋场剩余容量能够容纳本项目产生的固体废物。第八采油厂工业固体废物填埋场依托可行。

②运营期

本工程运营期产生的含油污泥和落地油属于危险废物（HW08，071-001-08），拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，拉运至大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站处理，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）标准限值（石油类≤3000mg/kg）。

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

5m³/h（年运行 200 天，每天 24 小时），年最大处理量为 24000m³，目前处理量约为 19200m³/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线输送至宋一联合站进行处理。根据工程分析可知，本项目含油污泥产生量为 0.297t/a，非正常工况下落地油产生量为 0.85t/a，含油污泥和落地油合计 1.147t/a（约 1m³/a），宋芳屯含油污泥处理站剩余处理量为 4800m³/a，本项目产生的含油污泥和落地油可以依托该站处理。

大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站处理项目设计年处理含油污泥 4 万吨。该场站选用以“热解析”为核心工艺的减量化、资源化工艺路线。工艺原理为：采用回转炉加热到 370-410℃，将含油污泥中的石油烃进行热解，之后将蒸馏气冷凝回收，不凝气燃烧排放，燃烧尾气经雾化塔除尘、脱硫后排放。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）标准限值（石油类≤3000mg/kg）综合利用，目前该站实际处理量为 2 万 t/a，负荷率为 50%，本项目产生含油污泥量共计约 1.147t/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，该站负荷率为 50.003%，依托可行。

油水井井作业、水井洗井时产生的含油废弃防渗布 10.2t/a，属于危险废物（HW08，900-249-08），委托资质单位处理。

（6）生态环境的影响

本工程在施工期新建管道、道路时车辆碾压，机械推挖、人员践踏等对地表进行的平整将会对草地地表造成很大破坏。新增永久占地约 1.059hm²，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。

（7）环境风险

本工程的主要环境风险是原油泄漏（油水井、管线、套损以及依托场站储运设施的泄露）和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境和地下水环境有潜在危害性，分析风险防范措施的合理性。

（8）土壤环境

本工程井场施工、道路修建、管道铺设等发生的永久和临时占地，其中临时占地 9.796hm²、永久占地 1.059hm²，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。

1.7 环境影响评价主要结论

2023 年升斜 2405 等区块葡萄花油层（绥化地区）产能建设地面工程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。

二.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) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2018 年 12 月 29 日修正）；
- (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) 《中华人民共和国湿地保护法》（2021 年 12 月 24 日）。

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) 《黑龙江省环境保护条例》（2018 年 4 月 26 日修改）；
- (5) 《黑龙江省防沙治沙条例》（2018 年 6 月 28 日）；
- (6) 《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）；
- (7) 《黑龙江省土地管理条例》（2018 年 6 月 28 日修正）；
- (8) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018 年 12 月 27 日修正）；
- (9) 《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2022 年 3 月 1 日起施行）；

- (10) 《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 736 号）
- (11) 《地下水管理条例》（国务院令 第 748 号，2021 年 12 月 1 日起施行）；
- (12) 《湿地保护规定》（国家林业局令 第 48 号，2018 年 1 月 1 日起施行）；
- (13) 《黑龙江省湿地保护条例》（2018 年 6 月 28 日）；
- (14) 《黑龙江省湿地名录》（2016 年 12 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) 《打赢蓝天保卫战三年行动计划》（国发[2018]22 号，2018 年 7 月 3 日）；
- (3) 《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）；
- (4) 《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）；
- (5) 《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）；
- (6) 《国家危险废物名录》（生态环境部，第 15 号令，2021 年 1 月 1 日）；
- (7) 《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）；
- (8) 《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）；
- (9) 《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）；
- (10) 《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）；
- (11) 《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）；
- (12) 《危险废物污染防治技术政策》（环发[2001]199 号，2001 年 12 月 7 日）；
- (13) 《关于加强工业危险废物转移管理的通知》（2006 年 3 月 17 日）；
- (14) 《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（2013 年 5 月 24 日）；
- (15) 《全国主体功能区规划》（国发[2010]46 号，2011 年 6 月 8 日）；

（16）《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）；

（17）《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）；

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

（19）《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）；

（20）《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）；

（21）《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）；

（22）《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）；

（23）《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）；

（24）《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）；

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

（26）《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）；

（27）《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）；

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）《关于印发黑龙江省打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（黑龙江省人民

政府，黑政规[2018]19 号，2018 年 11 月 17 日）；

（5）《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）；

（6）《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）；

（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）；

（10）《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）；

（11）《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）；

（12）《大庆油田振兴发展纲要（2020）版》；

（13）《绥化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》（2021 年 7 月 5 日）；

（14）《绥化市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（绥政发〔2021〕10 号）

（15）《绥化市生态环境保护“十三五”规划》；

（16）《绥化市城市总体规划（2011-2020 年）》；

（17）《绥化市土地利用总体规划（2006-2020）》；

（18）《绥化市水土保持规划（2015-2030 年）》；

（19）《绥化市打赢蓝天保卫战三年行动计划》（绥发[2018]21 号）；

（20）《绥化市人民政府关于印发绥化市水污染防治行动计划工作方案的通知》修改（绥政发[2016]33 号）；

（21）《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》；

（22）《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）；

（23）《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）；

（24）《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）。

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）《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；
- （12）《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020）；
- （13）《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）2013 修改；
- （14）《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）；
- （15）《黑龙江省地方标准用水定额》（DB23/T727-2021）；
- （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）《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）；
- （22）《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）；
- （23）《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）；

（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 年升斜 2405 等区块葡萄花油层（绥化地区）产能建设地面工程项目方案》（大庆油田设计院有限公司，2022 年 7 月）；

（2）企业投资项目备案承诺书；

2.2 评价目的及评价原则

2.2.1 评价目的

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

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

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

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

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

2.2.2 评价原则

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

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

2.3 环境影响识别与评价因子筛选

2.3.1 评价时段

施工期和运营期，闭井期单独履行环评审批手续。

2.3.2 环境影响识别

本工程建设对环境的影响，根据其特征可分为施工期影响和运营期影响两部分。

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

运营期的环境影响主要为井场、依托场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。运营期事故状态的环境影响包括集油管线、井场和依托场站发生原油泄漏、火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响，同时还涉及社会经济等问题。

根据本工程实际情况，结合所在区域的自然环境特征，采用矩阵法对本工程建设期间和运营期产生的影响进行识别，具体见表 2.3-1。施工期生态影响评价因子筛选表见表 2.3-2，运营期生态影响评价因子筛选表见表 2.3-3。

表 2.3-1 项目环境影响因素识别

影响 因素 环境 要素	施工期						运营期				
	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
	占用 耕地	施工扬尘、焊 接烟尘、车辆 废气等	试压废 水、生 活污水	管道施 工废料、 建筑垃 圾、生 活垃圾	施工车 辆、挖 掘机等 施工机 械噪声	试压废 水泄漏	依托场站加 热炉等烟 气、井场、 阀门及罐区 无组织挥发 的烃类	生产废 水、作业 污水、洗 井废水	含油污 泥、落地 油、废防 渗布	采油 井	油水井套损 管线泄漏、火 灾、爆炸、危 险废物收集、 贮存和运输
环境 空气	/	-S	/	/	/	/	-L	/	-S	/	-S
地下水	/	/	/	/	/	-S	/	/	/	/	-S
地表水	/	/	-S	/	/	-S	/	-S	/	/	-S
声环境	/	/	/	/	-S	/	/	/	/	-L	/
土壤	-S	/	/	-S	/	-S	/	/	-S	/	-S
植被	-S	/	/	-S	/	-S	/	/	-S	/	-S
动物	-S	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
其他	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

备注：-表示不利影响；S 表示短期影响；L 表示长期影响；/表示此项环境因子不存在或与工程活动无关。

表 2.3-2 施工期生态影响评价因子筛选表

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	分布范围、种群数量、种群结构、行为	新建井场、道路、柱上变电站永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
		管线、柱上变电站施工临时占地产生的直接影响	短期、可逆	弱
生境	生境面积、质量、连通性	新建井场、道路、柱上变电站永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
		管线、柱上变电站施工临时占地产生的直接影响	短期、可逆	弱
生物群落	物种组成、群落结构等	新建井场、道路、柱上变电站永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
		管线、柱上变电站施工临时占地产生的直接影响	短期、可逆	弱
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能等	新建井场、道路、柱上变电站永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
		管线、柱上变电站施工临时占地产生的直接影响	短期、可逆	弱
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度等	新建井场、道路、柱上变电站永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
		管线、柱上变电站施工临时占地产生的直接影响	短期、可逆	弱

表 2.3-3 运营期生态影响评价因子筛选表

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	分布范围、种群数量、种群结构、行为	油水井井下作业、水井洗井作业产生的直接生态影响	短期、可逆	弱
		油水井套管破损、管线泄漏产生的直接生态影响	短期、不可逆	弱
生境	生境面积、质量、连通性	油水井井下作业、水井洗井作业产生的直接生态影响	短期、可逆	弱
		油水井套管破损、管线泄漏产生的直接生态影响	短期、不可逆	弱
生物群落	物种组成、群落结构等	油水井井下作业、水井洗井作业产生的直接生态影响	短期、可逆	弱
		油水井套管破损、管线泄漏产生的直接生态影响	短期、不可逆	弱
生态系统	植被覆盖度、生产	油水井井下作业、水井洗井作业产生的直接生态影响	短期、可逆	弱

	力、生物量、生态系统功能等	油水井套管破损、管线泄漏产生的直接生态影响	短期、不可逆	弱
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度等	油水井井下作业、水井洗井作业产生的直接生态影响	短期、可逆	弱
		油水井套管破损、管线泄漏产生的直接生态影响	短期、不可逆	弱

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

2.3.3 评价因子筛选

经过对油田产生污染物排放特点及油田周围环境情况进行分析后，确定本工程评价因子详见表 2.3-4。

表 2.3-4 项目环境影响评价因子一览表

环境要素	评价阶段	评价因子
环境空气	现状调查	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、O ₃ 、CO、SO ₂ 、NO ₂ 、非甲烷总烃、TSP
	影响预测	非甲烷总烃、SO ₂ 、NO _x 、TSP
地表水	环境现状评价	pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、石油类、硫化物
地下水	现状调查	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群、菌落总数、石油类
	影响预测	石油类
声环境	现状调查	连续等效 A 声级
	影响预测	连续等效 A 声级
固体废物	影响预测	施工期：管道施工废料、建筑垃圾、生活垃圾
		运营期：油泥（砂）、落地油、含油废防渗布、生活垃圾
环境风险	影响预测	油类物质或天然气泄露；火灾、爆炸伴生/次生污染物 CO
土壤	现状调查	建设用地： 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/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。 农用地： 镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌及石油烃。
	影响预测	石油烃
生态	现状调查	物种分布范围、生物群落结构和组成、生态系统中植被覆盖率等
	影响预测	土地利用、植被、野生动物

2.4 环境功能区划及环境影响评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的规定，评价区环境空气质量划分为二类区，本项目所在区域为环境空气二类功能区，其中肇州县卫星牧场草原自然保护区属于一类区。

2.4.1.2 水环境

评价区域内地表水体主要为 1#平台集油掺水管线跨越的安肇新河，其主要功能是防洪防涝。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。

2.4.1.3 声环境

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，其它区域执行 2 类标准要求。

2.4.1.4 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为草地（基本草原），工程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，工程占地外区域土壤环境执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》表 1 农用地风险筛选值。

2.4.1.5 生态环境

根据《黑龙江省生态功能区划》，评价区属于“松嫩平原中部农业与土壤保持生态功能区”。

2.4.2 环境评价标准

2.4.2.1 环境质量标准

（1）环境空气

区域环境空气中 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃、TSP 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准，具体见表 2.4-1。

非甲烷总烃采用《大气污染物综合标准详解》中规定的数值小时均值 2.0mg/m³。

表 2.4-1 环境空气标准限值单位：μg/m³

序号	污染物名称	二级标准值	
		1 小时平均	500
1	SO ₂	24 小时平均	150
		年平均	60
2	NO ₂	1 小时平均	200
		24 小时平均	80
		年平均	40
3	PM ₁₀	24 小时平均	150
		年平均	70
4	PM _{2.5}	24 小时平均	75
		年平均	35
5	CO	1 小时平均	10000

		24 小时平均	4000
6	O ₃	日最大 8 小时平均	160
		1 小时平均	200
7	TSP	24 小时平均	300
		年平均	200

(2) 地下水环境

评价区域内地下水质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参考执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准，具体标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准

序号	项目	标准值 mg/L	序号	项目	标准值 mg/L
1	pH	6.5-8.5	13	铅	≤0.01
2	总硬度	≤450	14	镉	≤0.005
3	耗氧量	≤3.0	15	铬（六价）	≤0.05
4	挥发酚	≤0.002	16	汞	≤0.001
5	氟化物	≤1.0	17	砷	≤0.01
6	硝酸盐（以 N 计）	≤20.0	18	氰化物	≤0.05
7	亚硝酸盐（以 N 计）	≤1.00	19	铁	≤0.3
8	氨氮	≤0.50	20	锰	≤0.10
9	石油类	≤0.05 (III 类标准)	21	溶解性总固体	≤1000
10	菌落总数（CFU/ml）	≤100	22	氯化物	≤250
11	总大肠菌群（MPN/100ml）	≤3.0	23	钠	≤200
12	硫酸盐	≤250	/	/	/

(3) 声环境

本项目评价区域执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，附近村屯执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准，具体标准值见表 2.4-3。

表 2.4-3 声环境质量标准

声环境功能区类别	时段单位 dB (A)	
	昼间	夜间
1 类	55	45
2 类	60	50

(4) 土壤环境

建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018），见表 2.4-4，农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值，见表 2.4-5。

表 2.4-4 建设用地土壤污染风险筛选值 单位：mg/kg

序号	污染物项目	CAS 编号	筛选值
			第二类用地
重金属和无机物			
1	砷	7440-38-2	60
2	镉	7440-43-9	65

3	铬（六价）	18540-29-9	5.7
4	铜	7440-50-8	18000
5	铅	7439-92-1	800
6	汞	7439-97-6	38
7	镍	7440-02-0	900
挥发性有机物			
8	四氯化碳	56-23-5	2.8
9	氯仿	67-66-3	0.9
10	氯甲烷	74-87-3	37
11	1, 1-二氯乙烷	75-34-3	9
12	1, 2-二氯乙烷	107-06-2	5
13	1, 1-二氯乙烯	75-35-4	66
14	顺-1, 2-二氯乙烯	156-59-2	596
15	反-1, 2-二氯乙烯	156-60-5	54
16	二氯甲烷	75-09-2	616
17	1, 2-二氯丙烷	78-87-5	5
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	630-20-6	10
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	79-34-5	6.8
20	四氯乙烯	127-18-4	53
21	1, 1, 1-三氯乙烷	71-55-6	840
22	1, 1, 2-三氯乙烷	79-00-5	2.8
23	三氯乙烯	79-01-6	2.8
24	1, 2, 3-三氯丙烷	96-18-4	0.5
25	氯乙烯	75-01-4	0.43
26	苯	71-43-2	4
27	氯苯	108-90-7	270
28	1, 2-二氯苯	95-50-1	560
29	1, 4-二氯苯	106-46-7	20
30	乙苯	100-41-4	28
31	苯乙烯	100-42-5	1290
32	甲苯	108-88-3	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	108-38-3, 106-42-3	570
34	邻二甲苯	95-47-6	640
35	硝基苯	98-95-3	76
36	苯胺	62-53-3	260
37	2-氯酚	95-57-8	2256
38	苯并[a]蒽	56-55-3	15
39	苯并[a]芘	50-32-8	1.5
40	苯并[b]荧蒽	205-99-2	15
41	苯并[k]荧蒽	207-08-9	151
42	蒽	218-01-9	1293
43	二苯并[a, h]蒽	53-70-3	1.5
44	茚并[1, 2, 3-cd]芘	193-39-5	15
45	蔡	91-20-3	70
其他项目			
46	石油烃（C ₁₀ —C ₄₀ ）	/	4500

表 2.4-5 农用地土壤污染风险筛选值 单位：mg/kg

序号	污染物项目		其他风险筛选值			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0
		其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	水田	30	30	25	20
		其他	40	40	30	25
4	铅	水田	80	100	140	240
		其他	70	90	120	170
5	铬	水田	250	250	300	350
		其他	150	150	200	250
6	铜	水田	150	150	200	200
		其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	200	250	300
9	石油烃（C ₁₀ —C ₄₀ ）		4500			

2.4.2.2 污染物排放标准

(1) 废气污染物排放标准

①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，见表 2.4-6。

表 2.4-6 大气污染物综合排放标准

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

②本项目运营期依托场站（芳 407 转油站、卫 11 转油站、升 3 转油站、宋一联合站、升一联合站）、井场厂界外 VOCs（以非甲烷总烃计），在 2023 年 1 月 1 日以前执行《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，运营期依托场站（芳 407 转油站、卫 11 转油站、升 3 转油站、宋一联合站、升一联合站）厂界外 VOCs（以非甲烷总烃计）在 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）中的相关标准要求。

表 2.4-7 厂区外 VOCs 无组织排放限值 单位：mg/m³

污染物项目	排放限值	标准名称	执行时间
非甲烷总烃	4.0	《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	2023 年 1 月 1 日前
	4.0	《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	2023 年 1 月 1 日后

依托场站内产生的挥发性有机物（非甲烷总烃）执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）排放限值。

表 2.4-8 厂区内 VOCs 无组织排放限值

污染物	排放限值 (mg/m ³)	限值含义	无组织排放监控位置
NMHC	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	

③本项目依托场站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）表 2 中新建燃气锅炉标准值，具体指标见表 2.4-9。

表 2.4-9 锅炉大气污染物排放浓度限值 单位：mg/m³

标准	锅炉类别	颗粒物	SO ₂	NO _x	烟气黑度（林格曼黑度，级）
表 2 新建	燃气锅炉	20	50	200	≤1

④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；设备与管线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，详见表 2.4-10。

表 2.4-10 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	≥75	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）噪声排放标准

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），具体见表 2.4-11。

表 2.4-11 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

昼间	夜间
70	55

运营期井场、依托场站噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准要求，具体标准见表 2.4-12。

表 2.4-12 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

标准类别	昼间	夜间
2 类	60	50

（3）回注水水质指标

项目产生的试压废水、油水井作业污水、水井洗井废水由罐车拉运至宋一联含油污水处理站处理后回注地下开采油层，不外排。

运营期产液分离的油田采出水经宋一联、升一联含油污水处理站处理后回注。

宋一联、升一联含油污水处理站回注水指标执行《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 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ 要求，同时《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准要求，标准限值见表 2.4-13。

表 2.4-13 回注水标准指标表

序号	项目	《大庆油田地面工程建设设计规定》标准
1	含油量，mg/L	≤ 10
2	悬浮固体含量，mg/L	≤ 5
3	悬浮物颗粒直径中值， μm	≤ 2

（4）固体废物

施工期产生的管道施工废料属于一般工业固体废物，执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）。

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）。

油水井作业产生的含油废弃防渗布属于危险废物，执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单。

油井作业生产的落地油和依托场站产生的含油污泥拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，拉运至大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站处理，处

理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准限值（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ）。具体见表 2.4-14。

表 2.4-14 含油污泥执行标准 单位：mg/kg

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

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）。

2.5 评价等级

2.5.1 大气环境

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

根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数为 1.4175g/kg 原油，其中井场、集油管线产生的非甲烷总烃约占总产生量的 $1/3$ ，结合产能开发的 4 个区块较分散：

芳 242-1 区块：长约 1.3km ，宽约 0.6km ，非甲烷总烃排放量 $(1.4175 \times 0.99 \times 10^4 \times 10^{-3}) \times (1/3) \times (4/17) = 1.10\text{t/a}$ (0.13kg/h)；升斜 5705 区块：长约 0.25km ，宽约 0.2km ，非甲烷总烃排放量 $(1.4175 \times 0.99 \times 10^4 \times 10^{-3}) \times (1/3) \times (5/17) = 1.37\text{t/a}$ (0.16kg/h)；芳斜 2806 区块：长约 0.36km ，宽约 0.13km ，非甲烷总烃排放量 $(1.4175 \times 0.99 \times 10^4 \times 10^{-3}) \times (1/3) \times (4/17) = 1.10\text{t/a}$ (0.13kg/h)；芳斜 3401 区块：长约 0.56km ，宽约 0.35km ，非甲烷总烃排放量 $(1.4175 \times 0.99 \times 10^4 \times 10^{-3}) \times (1/3) \times (4/17) = 1.10\text{t/a}$ (0.13kg/h)。其污染源参数见表 2.5-1。

表 2.5-1 污染物面源参数调查清单

名称	面源中心坐标		海拔高度/m	与正北方 向夹角/°	面源长度 /m	面源宽度/m	面源有效排放 高度/m	年排放小 时数/h	排放 工况	排放速率 (kg/h)
	经度	纬度								NMHC
芳 242-1 区块 区块	125°6'27.61"	46°9'10.23"	151	90	1300	400	3	8760	正常	0.13
升斜 5705 区块	125°12'54.47"	46°7'42.46"	151	90	250	200	3	8760		0.16
芳斜 2806 区块	125°8'18.23"	46°5'54.93"	151	0	360	130	3	8760		0.13
芳斜 3401 区块	125°8'20.24"	46°4'30.60"	151	0	560	350	3	8760		0.13

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），采用附录 A 推荐模型中估算模型计算项目最大环境影响，并进行等级判定。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标准值的 10% 所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义公式：

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

式中： P_i —第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。（一般选用《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中 1 小时平均取样时间的二级标准浓度限值，对该标准中未包含的非甲烷总烃，参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃的 1 次值）

大气评价等级的划分原则见表 2.5-2，通过估算模式计算，主要污染源估算模式计算结果见表 2.5-3。

表 2.5-2 大气环境影响评价等级判断依据

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

估算模型参数选取如下：

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

（2）环境温度取值来源于绥化市气象站二十年气象数据统计。

（3）本项目位于耕地中，本次评价的土地利用类型选取耕地。

（4）根据中国干湿湿度分布图判断，本地区属于中等湿润气候。

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

表 2.5-3 主要污染源估算模式计算结果

污染源	预测因子	最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率 (%)
芳 242-1 区块区块	NMHC	39	1.95
升斜 5705 区块	NMHC	135	6.74
芳斜 2806 区块	NMHC	142	7.11
芳斜 3401 区块	NMHC	55.5	2.78

由表 2.5-3 可知，本工程排放的大气污染物非甲烷烃的最大地面空气质量浓度占标率为 7.11%，小于 10%，因此确定大气评价等级为二级。

2.5.2 地表水环境

本项目施工期主要内容为地面工程（集油掺水管道、注水管道、供配电、道路）建设。

施工期产生的废水主要为管道试压废水和施工人员生活污水。试压废水由罐车拉运至宋一联合油污水处理站处理后，回注地下开采油层，不外排；施工人员生活污水进入周边升 3-3 计量间、卫 11-1 计量间、芳 407-12 计量间等已建防渗旱厕，定期清掏外运堆肥。

运营期产液分离的油田采出水经升一联、宋一联合油污水处理站处理后，出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中“含油量 $\leq 10\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”要求后，回注地下开采油层，不外排。

本项目产生的废水均不外排，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中关于地表水环境影响评价工作分级要求，建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价，因此本项目地表水评价等级为三级 B。

2.5.3 地下水环境

（1）项目分类

根据《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016）附录 A 中地下水环境影响评价行业分类表中规定，本项目属于石油开采类，地下水环境影响评价项目类别为 I 类项目，地下水环境影响评价行业分类见表 2.5-5。

表 2.5-5 地下水环境影响评价行业分类

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
F、石油、天然气			
37、石油开采	全部	—	I 类

(2) 地下水环境敏感程度

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 2.5-6。

表 2.5-6 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，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，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）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	

根据《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨等 11 个地市 384 个集中式饮用水水源保护区》（黑政函[2019]118 号）和《黑龙江省人民政府关于调整撤销哈尔滨等市（地）197 个集中式饮用水水源保护区》（黑政函[2020]97 号）的相关内容，本项目区域附近无集中式饮用水水源保护区。

经现场调查，本项目评价范围内村屯用水主要为联村分散式饮用水源井和单井分散式饮用水源井供水。

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》（HJ/T338-2018），地下水敏感性判定依据见图 2.5-1。



图 2.5-1 地下水环境敏感程度分区示意图

①联村分散式饮用水源井

根据调查，本项目最近的联村供水井为二村、龙德村联村饮用水井（125.085845°，46.130285°），位于 1#平台东南侧 2500m，参照地下水水质点运移 3000d 对应距离划分为较敏感区，并将较敏感区外界定为不敏感区。

质点运移距离采用下述公式计算：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha\geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；

I—水力坡度，无量纲；

T—质点迁移天数；

ne—有效孔隙度，无量纲，本次取 0.40。

项目所在区域分散式水源地供水含水层为白垩系四方台组承压含水层，岩性为粉砂岩、中砂岩，参照《环境影响评价技术导则地下水》（HJ610-2016）附录 B 水文地质参数经验值表，本次白垩系四方台组承压水含水层取 $K=10\text{m/d}$ ；根据区域等水位线与距离确定 $I_{\text{承压水}}=0.001$ ，承压水含水层各参数： $\alpha=2$ ， $K=10\text{m/d}$ ； $I=0.001$ ； $ne=0.4$ ，经计算得出：

$$L_{\text{承压水}}=2\times 10\times 0.001\times 3000/0.4=150\text{m}。$$

以村屯内联村分散式饮用水源井为中心 150m 区域内为较敏感区，以外为不敏感区。本项目 1#平台距离二村、龙德村联村饮用水井距离 2600km，位于不敏感区域内。

②单井分散式饮用水源井

本项目卫星牧场一分厂、东南地、畜牧场村屯家均有 1 口水井，供村民饮用，水深 15-80m，为承压水井、潜水井，其余村村均有 1 口单井分散式饮用水源井，均为承压水井，参照 50m 外地下水水质点运移 2000d 对应距离划定为较敏感区，并将较敏感区外界定为不敏感区。经计算得出：

$$L_{\text{承压水}}=2 \times 10 \times 0.001 \times 2000 / 0.4 = 100\text{m};$$

$$L_{\text{潜水}}=2 \times 5 \times 0.0006 \times 2000 / 0.4 = 30\text{m};$$

以村屯内单井分散式饮用水源井为中心 $50 + L_{\text{max}} = 150\text{m}$ 范围外的区域为不敏感区，本项目拟建油井平台距离单井分散式饮用水源井 2.3km 以上，均位于不敏感区域。

综上所述，评价区域地下水环境属于“不敏感”区域。

（3）评价等级确定

依据表 2.5-7 的评价工作等级划分原则，本项目为 I 类项目，地下水环境敏感程度为不敏感，地下水评价工作等级为二级。

表 2.5-7 地下水评价工作等级判定表

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

2.5.4 声环境

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中噪声环境影响评价等级划分的基本原则，建设项目所处的声环境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生产运营期井场抽油机产生的持续性噪声源及油水井作业过程中产生的间断性噪声源两大类，噪声源的种类及数量较少，运营期噪声源强度不高，周围居民受影响人口数量增加不多，敏感目标噪声级增高量在 5dB（A）以下，因此，声环境影响评价等级为二级。

2.5.5 土壤环境

（1）项目类别

根据《环境影响评价技术导则·土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中相关分类，本项目主要引起土壤环境污染影响，对照附录 A 中的“采矿业”中“石油开采”，土壤环境影响评价项目类别为 I 类。

（2）环境影响类型和途径

该项目油田开发过程中对土壤环境的影响主要表现为油田运营期井场作业产生的落地油，集油管道破裂导致的原油渗透对土壤环境的污染，可对土壤的化学、生物性质等方面造成影响。建设项目土壤环境影响类型与影响途径见表 2.5-8。

表 2.5-8 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
运营期	/	/	√	/

根据上表可知，本项目属于污染型影响建设项目，污染型影响型土壤环境影响源及影响因子识别见表 2.5-9。

表 2.5-9 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染指标	特征因子	备注
井场、管线	油气集输	大气沉降	/	/	/
		地面漫流	/	/	/
		垂直入渗	石油烃	石油烃	事故

（3）占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）：将建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5-50\text{hm}^2$ ）、小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）。本项目永久占地面积 1.059hm^2 ，临时占地面积为 9.796hm^2 ，占地面积属于“中型”规模。

（4）环境敏感程度划分

建设项目所在地土壤环境敏感程度判别依据见表 2.5-10。本项目井位位于草地（基本草原），所以本项目所在地土壤环境敏感程度为敏感。

表 2.5-10 污染影响型环境敏感程度分级表

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

（5）评价等级的确定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中关于评价等级的规定，本项目污染影响型评价等级划分见表 2.5-11。

表 2.5-11 污染影响型评价工作等级划分表

	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

本项目为 I 类中型占地项目，环境敏感程度为“敏感”，污染影响型评价工作等级为一级。

2.5.6 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 20km² 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绥化市安达市昌德镇境内，距离肇州县卫星牧场草原自然保护区最近距离为 1050m（2#平台），项目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项目区域边界上游、两侧 0.5km，下游 1.0km 的东→西走向的矩形区域，地下水评价范围共计达 115.5km²。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、拟建管线、通井路占地范围和占地边界外扩 0.2km 范围。本项目 4#平台距离畜牧场泡子 2 湿地最近距离为 1250m，4#平台注水管

线距离畜牧场泡子 2 湿地最近距离为 210m（畜牧场泡子 2 湿地，一般湿地，沼泽化草甸，湿地面积 35.52hm²，由昌德镇管理），本项目土壤影响范围内不涉及一般湿地；

本项目总占地规模为 108550m²（0.10855km²）<20km²。

综上所述，确定本项目的生态环境评价等级确定为三级。

2.5.7 环境风险

（1）风险潜势初判

本工程涉及的物质主要为原油和天然气，环境风险评价的功能单元确定为集油管线。

本项目集油管线存储单元为井场至计量间管道，危险物质量按照管线内原油及天然气量进行核算。最长的单条集油管线约为 3800m（整个集油掺水管道），管径为φ76×4，原油密度为 0.8594t/m³，气油比约 16.34m³/t，天然气密度为 0.6567kg/m³，则集油管道内的原油量为 $0.068^2 \times 3.14 / 4 \times 3800 \times 0.8594 = 11.85\text{t}$ ，同时产生的伴生气量为 $11.85 \times 16.34 \times 0.6567 / 1000 = 0.127\text{t}$ 。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q），见表 2.5-12。

表 2.5-12 危险物质数量与临界值的比值 Q 值确定表

序号	位置	危险物质名称	CAS 号	最大总存在量 q _n /t	临界量 Q _n /t	该种危险物质 Q 值
1	集油管线	原油（石油）	/	11.85	2500	0.0047
2		伴生气（甲烷）	74-82-8	0.127	10	0.0127
项目 Q=Σq _n /Q _n						0.0174

（2）评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中评价等级的判定方法（见表 2.5-13），本项目 $Q=0.0174 < 1$ ，环境风险潜势为 I，则本工程风险评价等级为简单分析。

表 2.5-13 评价工作等级划分

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。见附录导则 A。

2.6 评价范围

2.6.1 大气环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，本项目评价工作等级为二级，评价范围取各井场边界外扩 2.5km 范围的区域，评价范围总面积 90km²，大气环境影响评价范围图见附图 2-1。

2.6.2 地表水环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中关于地表水评价等级为三级 B 的评价范围要求，涉及地表水环境风险的，应覆盖环境风险影响范围所及的水环境保护目标水域。因此本项目地表水评价范围为区域内地表水体安肇新河，其主要功能是防洪防涝。

2.6.3 地下水环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）要求，采用公式计算法确定评价范围，计算公式为：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；

I—水力坡度，无量纲；

T—质点迁移天数，取 5000d；

n_e —有效孔隙度，无量纲。

参照《绥化市地下水开发利用规划报告》、《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：潜水含水层各参数值确定如下： $\alpha=2$ ， $K=5\text{m/d}$ ， $I=0.0006$ ， $T=5000$ ， $n_e=0.4$ ；承压水含水层各参数值确定如下： $\alpha=2$ ， $K=10\text{m/d}$ ， $I=0.001$ ， $n_e=0.4$ ；

得出 $L_{\text{潜水}}=2 \times 5 \times 0.0006 \times 5000 / 0.4 = 75\text{m}$ ； $L_{\text{承压水}}=2 \times 10 \times 0.001 \times 5000 / 0.4 = 250\text{m}$ 。

经计算， $L_{\text{max}}=250\text{m}$ ，区域地下水总体流向为从东至西，根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016），地下水调查评价范围应为下游不小于 250m、两侧及上游不小于 125m。本项目基建的油水井、配套建设集油掺水管道，结合该区域地下水流向、工程周边村屯取水井分布的实际情况以及现状布点情况，确定地下水评价范围为项目整体区块上游、两侧 0.5km，下游 1km 范围，本项目评价范围共计达 115.5km²，地下水评价范围见附图 2-1。

2.6.4 声环境影响评价范围

本工程声环境评价范围为拟建井场边界外扩 200m 及新建管道、道路两侧各 200m 范围内的声环境，声评价范围图见附图 2-2。

2.6.5 土壤环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中相关规定，污染型建设项目一级评价，调查范围包括项目占地和占地范围外 1.0km 区域，因此确定本次土壤环境影响评价范围包括拟建井场占地范围和占地边界外扩 1.0km 范围，管道、道路中心线两侧 200m 范围，土壤影响评价范围见附图 2-3。

2.6.6 生态环境影响评价范围

本工程生态环境评价范围为拟建井场占地内及边界外扩 1000m、及管道、道路中心线两侧各 300m 的生态环境，生态环境影响评价范围图见附图 2-4。

2.6.7 环境风险评价范围

本项目环境风险潜势为 I，风险评价等级为简单分析，无需设置评价范围。

2.6.8 各环境要素评价范围汇总

各环境要素评价范围详见表 2.6-1。

表 2.6-1 评价范围表

项目	评价等级	评价范围
环境空气	二级	各井场边界外扩 2.5km 范围的区域，评价范围总面积 90km ² 。
地表水环境	三级 B	安肇新河。
声环境	二级	拟建井场边界外扩 200m 及新建管道、道路两侧各 200m 范围内的声环境。
地下水环境	二级	整体区块上游、两侧 0.5km，下游 1km 范围，本项目评价范围共计达 115.5km ² 。
土壤环境	一级	拟建井场占地范围和占地边界外扩 1km，管道、道路中心线两侧 200m 范围内的土壤环境。
生态环境	三级	生态环境评价范围为拟建井场占地内及边界外扩 1km，及管道、道路中心线两侧各 300m 的生态环境。
环境风险	简单分析	/

2.7 主要环境保护目标

本项目不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区；也不涉及除上述敏感区外的生态保护红线管控范围，永久基本农田、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林，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。

项目主要大气环境保护目标见表 2.7-1，地下水环境保护目标见表 2.7-2，工业企业声环境保护目标调查表见表 2.7-3，环境风险保护目标见表 2.7-4，其他环境要素保护目标见表 2.7-5，主要环境保护目标分布图见附图 2-5。

表 2.7-1 大气环境保护目标统计表

序号	名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对方位	相对距离
		经度	纬度					
1	二村	125.100588	46.139403	约 30 户，90 人	居住区空气质量	二类区	1#平台西南侧	1750m
2	龙德村	125.095567	46.134526	约 60 户，180 人			1#平台西南侧	2430m
3	长胜村	125.186634	46.115892	约 80 户，240 人			2#平台西南侧	2300m
4	立功村	125.110588	46.072337	约 240 户，720 人			5#平台西侧	1940m
5	卫星牧场六分厂	125.132474	46.172104	约 40 户，120 人			1#平台东北侧	2650m
6	卫星牧场总厂	125.144147	46.165090	约 60 户，180 人			1#平台东北侧	2680m
7	畜牧场	125.151486	46.122124	约 15 户，45 人			4#平台东北侧	2550m
8	崔华尖	125.118999	46.053458	约 200 户，600 人			5#平台西南侧	2520m

表 2.7-2 地下水环境保护目标表

地下水井名称	相对井场方位及最近距离	规模	保护级别
卫星牧场一分厂分散式饮用水井	1#平台西东北 4300-5600m	约 50 口承压水井，井深约 80-120m，潜水井约 40 口井深约 15-30m，村民每家均有 1 口水井，用于居民生活饮用水，每口井供水人数约 1-4 人，属于分散式饮用水水源。	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准
东南地分散式饮用水井	2#平台北侧 3780-4100m	约 10 口承压水井，井深约 80-120m，潜水井约 30 口井深约 15-30m，村民每家均有 1 口水井，用于居民生活饮用水，每口井供水人数约 1-4 人，属于分散式饮用水水源。	
龙德村联村分散式饮用水井	1#平台西南侧 2600m	1 口承压水井，井深约 100m，主要用于龙德村和二村居民生活饮用水，供水人数约 270 人，属于联村分散式饮用水水源。	
立功村分散式饮用水井	5#平台西侧 2300m	1 口承压水井，井深约 120m，主要用于立功村居民生活饮用水，供水人数约 720 人，属于分散式饮用水水源。	
畜牧场分散式饮用水井	4#平台东北侧 2550-2900m	3 口承压水井，井深约 80-120m，潜水井约 12 口井深约 15-30m，村民每家均有 1 口水井，用于居民生活饮用水，每口井供水人数约 1-4 人，属于分散式饮用水水源。	
长胜村分散式饮用水井	2#平台西南侧 2600m	1 口承压水井，井深约 100m，主要用于全村居民生活饮用水，供水人数约 240 人，属于分散式饮用水水源。	
卫星四分场分散式饮用水井	2#平台东南侧 5100m	1 口承压水井，井深约 100m，主要用于全村居民生活饮用水，供水人数约 150 人，属于分散式饮用水水源。	

表 2.7-3 环境风险保护目标统计表

环境要素	保护属性	保护目标	保护对象	相对方位及距离
环境风险	大气	二村	约 30 户，90 人	1#平台西南侧 1750m
		龙德村	约 60 户，180 人	1#平台西南侧 2430m
		长胜村	约 80 户，240 人	2#平台西南侧 2300m
		立功村	约 240 户，720 人	5#平台西侧 1940m
		卫星牧场六分厂	约 40 户，120 人	1#平台东北侧 2650m
		卫星牧场总厂	约 60 户，180 人	1#平台东北侧 2680m
		畜牧场	约 15 户，45 人	4#平台东北侧 2550m
		崔华尖	约 200 户，600 人	5#平台西南侧 2520m
	地表水	安肇新河	未划分水体功能，不降低现有水质	本项目 1#平台集油掺水管线跨越（0m）
	地下水	评价范围内第四系潜水含水层、承压水含水层。		《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准

表 2.7-4 其他环境因素保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
地表水	安肇新河	0m（1#平台集油掺水管线跨越）	主要功能是防洪防涝	/
土壤环境	建设项目井场、道路、柱上变电站永久占地范围内，土壤类型为草甸土。			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值。
	拟建井场外延 1km 区域，道路道路中心线两侧各 200m 内的土壤环境，主要为草地，土壤类型为草甸土。			《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中农用地土壤污染风险筛选值。
生态环境	拟建井场外延 1km 区域，道路道路中心线两侧各 300m 内的生态环境，主要为草地（基本草原）、一般湿地。			本项目施工完毕后 1 年内，临时占草地全部恢复原有植被类型。永久、临时占用草地应经省级以上人民政府草原行政主管部门审核同意，并依照《中华人民共和国土地管理法》的规定给予补偿。
	畜牧场泡子 2 湿地	4#平台注水管线东侧 210m	一般湿地，沼泽化草甸，湿地面积 35.52hm ² ，由昌德镇管理。	本项目不占用湿地，施工时应严格控制施工面积，避免施工对周围一般湿地造成影响。

2.8 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、地表水环境影响评价、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。

三.建设项目概况与工程分析

3.1 建设项目概况

3.1.1 基本情况

项目名称：2023 年升斜 2405 等区块葡萄花油层（绥化地区）产能建设地面工程项目；

建设单位：大庆油田有限责任公司第八采油厂；

建设地点：绥化市安达市境内（地理位置图见附图 3-1）；

建设性质：改扩建；

总投资：1147.9 万元；

工程规模：本项目基建油水井 23 口（其中油井 17 口，含 3 口代用井；水井 6 口。共形成 4 座丛式平台井，分别为 1#平台、2#平台、4 号平台、5#平台），配套建设原油集输工程、注水工程、供配电工程、道路工程、数字化工程等，建成后产能 $0.99 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

占地面积：总占地面积为 10.855hm^2 ，其中永久占草地（基本草原） 1.059hm^2 ，临时占草地（基本草原） 9.796hm^2 。

工作进度：项目计划施工期为 2022 年 10 月至 2022 年 12 月，累计施工约 60 天，施工人员约 60 人。

本项目基建的油水井分布情况见表 3.1-1，工程内容组成详见表 3.1-2，拟建井场相对位置关系见附图 2-5。

表 3.1-1 项目拟建井位置及类别表

编号	平台	新井	井别	井型	井位坐标		占地类型	所属 计量间	所属 油田区块
					横坐标	纵坐标			
1	1# 平台	卫 1-16-斜 49	油井	正常井	21663241.9	5115017.7	草地 （基本 草原）	卫 11-1 计 量间	卫星油田 芳 242-1 区块
2		卫 1-15-斜 49	油井	首钻井	21663241.9	5115011.7			
3		卫 1-15-斜 48	油井	正常井	21663241.9	5114999.7			
4		卫 1-13-斜 47	油井	正常井	21663241.9	5114993.7			
5		卫 1-14-斜 49	水井	正常井	21663241.9	5115005.7		卫 11-12 计量间	
6	2# 平台	升斜 5705	油井	代用井	21670560.0	5112505.1	草地 （基本 草原）	升 3 转油站	升平油田 升斜 5705 区 块
7		升 59-斜 027	油井	首钻井	21670566.0	5112505.1			
8		升 58-斜 025	油井	正常井	21670572.0	5112505.1			
9		升 59-斜 026	油井	正常井	21670578.0	5112505.1			
10		升 60-斜 032	油井	正常井	21670596.0	5112505.1			
11		升 59-斜 025	水井	正常井	21670584.0	5112505.1			
12		升 60-斜 034	水井	正常井	21670590.0	5112505.1		升 3-3 计 量间	
13	4# 平台	芳斜 2806	油井	代用井	21664738.2	5109288.2	草地 （基本 草原）	芳 407-12 计量间	宋芳屯油 田芳斜 2806 区 块
14		芳 8-斜 78	油井	缓钻井	21664738.2	5109282.2			
15		芳 9-斜 76	水井	正常井	21664738.2	5109276.2			
16		芳 10-斜 76	油井	正常井	21664738.2	5109270.2			
17		芳 10-斜 78	油井	正常井	21664738.2	5109264.2			
18		芳 11-斜 77	水井	正常井	21664738.2	5109258.2			
19	5# 平台	芳斜 3401	油井	代用井	21665357.3	5106610.9	草地 （基本 草原）	芳 407-12 计量间	宋芳屯油 田芳斜 3401 区 块
20		芳 22-斜 86	油井	首钻井	21665357.3	5106604.9			
21		芳 18-斜 86	油井	正常井	21665357.3	5106604.9			
22		芳 20-斜 88	水井	正常井	21665357.3	5106598.9			
23		芳 20-斜 86	油井	正常井	21665357.3	5106592.9			

表 3.1-2 项目组成一览表

类别	工程名称		规模及建设内容	备注
主体工程	采油工程	油井	本项目基建油井 17 口，与 6 口水井形成 4 座丛式平台井，采用抽油机采油方式（CYJY8-3-37HB 型抽油机），建成后产能 $0.99 \times 10^4 \text{t/a}$ 。	新建
		原油集输工程	本项目采用就近挂接的集油工艺，新建井产液就近接入周围已建集油管线。新建单井集油掺水管道 9.54km（$\Phi 60 \times 3.5-5.44\text{km}$，$\Phi 76 \times 4-4.1\text{km}$）。其中：1#平台 4 口油井新建集油掺水管线搭接到现有集油掺水管线后接入卫 11-1 计量间，4 口油井产液进入卫 11#转油站初步处理后，进入宋一联合站进行脱水站处理，该集油掺水管线利用新建 1 座 80m 宽钢跨桥穿越安肇新河。 2#平台 5 口油井新建集油掺水管线搭接到现有集油掺水管线后，接入升 3 转油站，5 口油井产液进入升 3 转油站初步处理后，进入升一联合站进行脱水处理。 4#平台 4 口油井新建集油掺水管线搭接到现有集油掺水管线后接入芳 407-12 计量间，4 口油井产液进入芳 407 转油站初步处理后，最终进入宋一联合站脱水站处理。 5#平台 4 口油井新建集油掺水管线搭接到现有集油掺水管线后接入芳 407-12 计量间，4 口油井产液进入芳 407 转油站初步处理后，最终进入宋一联合站脱水站处理。	新建

			集油掺水管道埋深 2.0m, 管道材质为内缠胶带硬质聚氨酯泡沫黄夹克管, 管线铺设涉及钢顶穿跨越 5 处油田井排路、乡道。	
辅助工程	注水工程	注水井	本项目基建注水井 6 口, 与 17 口油井形成 4 座丛式平台井, 注水来源为升一联合站污水处理站、宋一联合站污水处理站。	新建
		注水管线	新建单井注水管线 4.89km ($\Phi 48 \times 6$)。	新建
	数字化工程		对新建的 23 口油水井进行配套数字化建设。	新建
公用工程	给水工程		施工期管线试压用水由水罐车运送, 生活用水采用桶装水。运营期依托的卫 11 转油站、芳 407 转油站、升 3 转油站、宋一联合站、升一联合站, 均无新增劳动定员, 无新增生活用水。	依托
	排水工程		管线试压废水、油水井作业污水、水井洗井废水由罐车拉运至宋一联合站污水处理站处理, 出水水质满足《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$\leq 5\text{mg/L}$、悬浮物颗粒直径中值$\leq 2\mu\text{m}$ 要求后, 回注地下开采油层。 施工人员生活污水进入周边升 3-3 计量间、卫 11-1 计量间、芳 407-12 计量间等已建防渗旱厕, 本项目施工现场距离周边集油阀组间距离约为 0-2km, 施工人员步行或乘施工车辆进入附近集油阀组间防渗旱厕, 防渗旱厕定期清掏。 运营期依托的卫 11 转油站、芳 407 转油站、升 3 转油站、宋一联合站、升一联合站, 均无新增劳动定员, 无新增生活污水。 运营期 2#平台 5 口油井采出液最终进入升一联合站放水站进行脱水处理, 其脱出的含油污水由管线输送至升一联合站污水处理站, 出水水质满足《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$\leq 5\text{mg/L}$、悬浮物颗粒直径中值$\leq 2\mu\text{m}$ 要求后, 回注地下开采油层。 其余 3 座平台 12 口油井采出液最终进入宋一联合站脱水站处理, 其脱出的含油污水由管线输送至宋一联合站污水处理站处理, 出水水质满足《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$\leq 5\text{mg/L}$、悬浮物颗粒直径中值$\leq 2\mu\text{m}$ 要求后, 回注地下开采油层。	依托
	供电工程		本次产能新增用电负荷 374kW, 区域内的宋芳屯 1 次变电站、升 3 变电站供电, 能力满足要求。 新建 8 座柱上变电站, 新建 2.9km 的 10kV 线路。	新建
	道路工程		新建 4.0m 宽低洼大平台砂石进井路 3.5km, 维修改造水泥砼井排路 5km。	新建
依托工程	卫 11 转油站		卫 11 转油站始建于 2004 年, 目前该站管辖油井 209 口, 辖集油阀组间 10 座。站内采用“四合一”处理工艺, 处理后含水油输往宋一联。根据表 3.3-5, 本项目 4 口油井产液进入该站后, “四合一”加热装置负荷率最大为 48.2%, 卫 11 转油站设备能力满足要求。	依托
	芳 407 转油站		芳 407 转油站始建于 2004 年, 目前该站管辖油井 287 口, 辖集油阀组间 10 座。站内采用“四合一”处理工艺, 处理后含水油输往宋一联。根据表 3.3-7, 本项目 8 口油井产液进入该站后, “四合一”加热装置负荷率最大为 55.6%, 芳 407 转油站设备能力满足要求。	依托
	升 3 转油站		升 3 转油站建于 2010 年, 目前该站共管辖油井 192 口, 集油阀组间 6 座。站内采用“四合一”处理工艺, 处理后含水油输往升一联合站放水站。根据表 3.3-3, 本项目 5 口油井产液进入该站后, “四合一”加热装置负荷率最大为 56.8%, 升 3 转油站设备能	依托

		力满足要求。	
宋一联合站	宋一联脱水站	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)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,根据表 3.3-10。本次产能 17 口油井最终进入到本站,全部新井投产后,宋一联脱水器负荷率最大为 89.8%,宋一联脱水站设备能力满足要求。	依托
	宋一联含油污水处理站	宋一联含油污水处理站采用“横向流除油→两级过滤”主处理工艺,总设计处理规模 12000m ³ /d,出水水质满足“10、5、2”标准(含油量≤10.0mg/L,悬浮固体含量≤5.0mg/L,悬浮物颗粒直径中值≤2.0μm/L),目前处理量为 8420m ³ /d,负荷率为 70.2%,根据开发指标预测,十年内,运营期油井采出水即分离产生的含油污水最大产生量为 2032 年,约为 1.38×10 ⁴ t/a (37.8t/d),本次产能 1#、4#、5#平台 13 口油井产液分离水宋一联含油污水处理站处理,进入后该站运行负荷约为 70.4%,运营期油井采出水能够依托该场站处理。	
升一联合站	升一联转油放水站	升一联合站始建于 1987 年,站内采用“三合一”处理工艺。升 3 转油站来液和升 4 转油站来液与升一转油放水站本站来液一起进入“三合一”进行油气水分离,处理后的 30%-40%的含水油经加热外输至宋一联,分离出的含油污水部分用于本站所辖油井掺水,多余部分输至含油污水处理站处理回注,伴生气作为本站加热炉燃料气,不足部分由本站已建干气管线补充,本次产能 5 口油井及同期建设产能油井产液经升 3 转油站初步处理后,进入升一转油放水站处理。“三合一”加热装置负荷率最大为 63.1%,升一联设备能力满足要求。	依托
	升一联含油污水处理站	升一联含油污水处理站采用“两级沉降→两级过滤”主处理工艺,总设计处理规模 3500m ³ /d,出水水质满足“10、5、2”标准(含油量≤10.0mg/L,悬浮固体含量≤5.0mg/L,悬浮物颗粒直径中值≤2.0μm/L),目前处理量为 2300m ³ /d,负荷率为 65.7%,十年内,运营期油井采出水即分离产生的含油污水最大产生量为 2032 年,约为 1.38×10 ⁴ t/a (37.8t/d)。2#平台共计 4 口油井产液脱水产生的含油污水 11.12m ³ /d,通过管道输送至升一联含油污水处理站处理后回注地下开采油层,经计算该站运行负荷约为 66.0%,运营期油井采出水能够依托该场站处理。	
	第八采油厂三矿危废暂存间	第八采油厂三矿危废暂存间占地面积 200m ² ,室内净高 4.0m,地面、墙面和顶棚材料全部进行了相应的防腐防渗和硬化处理,满足防渗层为至少 1 m 厚粘土层(渗透系数≤10 ⁻⁷ cm/s),或 2mm 厚高密度聚乙烯,或至少 2mm 厚的其它人工材料,渗透系数≤10 ⁻¹⁰ cm/s,满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)(2013 年修订)。室内分为五个 40m ² 区域分别存储硒鼓墨盒、废旧电瓶、实验室废液和含油废物,废旧电瓶和实验室废液存储区进行防腐防酸处理。该危废暂存间服务范围是整个八厂。目前三矿危废暂存间暂存废防渗布量为 8.47t,现有负荷为 21.18%,本项目废防渗布产生量 10.2t/a,新增本项目废防渗布后负荷为 46.68%,尚有足够余量能够满足本项目处置需求。	依托
	第八采油厂工业固废填埋场	第八采油厂工业固废填埋场于 2013 年建成投运,填埋总容量为 14000m ³ ,主要处理的工业固体废物包括:废弃岩棉被、废	依托

环保工程			弃黄夹克、分子筛等。服务年限为 20 年，目前存储量约 8495m³，剩余填埋量约为 5505m³。设计平均每年垃圾填埋处理量为 581.2m³/a，约合 700t/a。 本工程管道施工废料产生量为 2.9t（约 2m³），第八采油厂工业固废填埋场剩余能力满足本项目需求。	
		第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站	本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送大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站，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 5m³/h（年运行 200 天，每天 24 小时），年最大处理量为 24000m³，目前处理量约为 19200m³/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线输送至宋一联合站进行处理。根据工程分析可知，本项目含油污泥产生量为 0.297t/a，非正常工况下落地油产生量为 0.85t/a，含油污泥和落地油合计 1.147t/a（约 1m³/a），宋芳屯含油污泥处理站剩余处理量为 4800m³/a，本项目产生的含油污泥和落地油可以依托该站处理。	依托
		废矿物油及含矿物油废物无害化处理项目（大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站）	该站建设地点位于大庆市肇州县永乐镇郝家窝铺东南侧 690m，设计年处理含油污泥 4 万吨。该场站选用以“密闭旋转蒸馏+冷凝分离”为核心工艺，采用密闭旋转蒸馏炉加热到 370-410℃，将含油污泥中的石油烃进行热解，之后将石油气、水蒸气冷凝回收，不凝气回收再利用，同时对燃烧后的尾气进行处理。含油污泥最终处理后泥渣满足含油量≤3%要求。该场站目前处理含油污泥总量为 2 万 t/a，负荷率为负荷约为 50%，本项目产生含油污泥量共计约 1.147t/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，该站负荷率为 50.003%，依托可行。	依托
	施工期	废气治理	井场等施工现场洒水消尘，表土及建材堆放上覆遮盖材料，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布。	新建
		废水治理	管线试压废水由罐车拉运至宋一联合含油污水处理站处理，出水水质满足《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、悬浮物颗粒直径中值≤2μm 要求后，回注地下开采油层。 施工人员生活污水进入周边升 3-3 计量间、卫 11-1 计量间、芳 407-12 计量间等已建防渗旱厕，本项目施工现场距离周边集油阀组间距离约为 0-2km，施工人员步行或乘施工车辆进入附近集油阀组间防渗旱厕，防渗旱厕定期清掏。	新建
		噪声治理	合理安排施工进度，避免大量高噪声设备同时施工；施工期选用低噪声设备；定期对施工设备进行保养维护，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度，运输车辆选择避开居民区的路线。	新建
		固废治理	管道施工废料产生量 2.9t，属于一般固废，拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。 施工人员产生的生活垃圾约 1.8t，分类收集，委托环卫部门处理。	依托
		生态措施	施工期作业带清理、管沟开挖、道路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 9.796hm² 草地进行播撒草籽。 临时占地：先挖表土层，单独堆放，底土层另外堆放，复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复植被。 永久占地：本项目永久占用基本草原 1.059hm²，应尽量减少	新建

			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。	
	运营期	燃烧烟气	17 口油井产液分别依托升 3 转油站、芳 407 转油站、卫 11 转油站，初步处理后输至升一联转油放水站、宋一联脱水站进行脱水处理。 上述涉及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。	/
		烃类气体	井场井口安装密封垫，油气集输过程采用密闭措施，大量减少挥发性有机气体的无组织挥发。	/
		废水治理	油水井作业污水、水井洗井污水由罐车拉运至宋一联含油污水处理站处理，出水水质满足《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 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ 要求后，回注地下开采油层。 油井采出水分别经宋一联含油污水处理站、升一联含油污水处理站回注地下油层，出水满足“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。	依托
		地下水分区防渗	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：其中本项目新建的集油管道、注水管道划分为重点防渗区、运营期油水井作业、水井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。 地下集油掺水、注水管道选用无缝钢管，设计壁厚的腐蚀余量大于 2mm 或采用管道内防腐，管道的外防腐等级采用特加强级，管道的连接方式采用焊接，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：等效黏土防渗层 $M_b \geq 6\text{m}$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 。 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。 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 $M_b \geq 1.5\text{m}$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 。	新建
		地下水跟踪监测井	依托 3 口村屯地下水井作为背景值，定期对地下水进行跟踪监测： 在本项目区域上游卫星四分场水井（E125.225772，N6.083590）布设 1 个潜水背景值监测水井，在区域下游华君村水井（E125.078315，N46.147491）、区域下游立功村水井（E125.108013，N46.074302）各布设 1 口潜水跟踪监测水井，定期对地下水进行跟踪监测。	依托
		土壤跟踪监测	考虑本项目产能开发区域主要占地草地（基本草原），选择了本次平台内油井数量最多的 2#平台永久占地内深层土壤、2#平台井场南侧 60m 草地（表层土壤）进行跟踪监测，监测频次为 1 次/年。	/
		生态跟踪监测	本项目 1#平台、2#平台、4#平台、5#平台管线临时占地，1 次/a，直到植被恢复原有状态。	/
		噪声治理	抽油机尽可能选用低噪声设备；并采用减振等降噪措施；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。	/
		固体废物	落地油及含油污泥统一收集后拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，拉运至大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站处理，处理后泥渣含油量满足《油田含油污	依托

			泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准限值（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ）。	
			含油废弃防渗布统一收集后，暂存在第八采油厂三矿危废暂存间后，委托有资质单位进行处置。	
临时工程			本工程不设施工营地和料场，井场、管道和道路施工时需使用挖掘机、推土机、吊装机、电焊机等施工机械。	临时

3.1.2 开发建设方案

3.1.2.1 产能预测

根据开发预测，本项目 17 口油井预测期内平均单井产油量 0.8t/d-1.9t/d，平均单井产液量 3.1t/d-3.6t/d，开发指标预测见表 3.1-3，本次产能区块油层原油物性、产出水性质见表 3.1-4 和表 3.1-5。

表 3.1-3 升西-徐家围子向斜区卫 9-升斜 2405 区块（绥化部分）开发指标预测表

项 目	年 份	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
油井数		17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
水井数		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
平均单井日产油 (t)		1.9	1.9	1.6	1.4	1.2	1.1	1.0	0.9	0.9	0.8
平均单井日产液 (t)		3.2	3.6	3.1	3.1	3.2	3.3	3.3	3.4	3.5	3.6
年产油 (10^4t)		0.25	0.99	0.79	0.70	0.63	0.55	0.50	0.46	0.43	0.40
年产液 (10^4t)		0.41	1.83	1.60	1.60	1.64	1.65	1.65	1.68	1.72	1.78
年注水 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)		0.75	3.29	2.85	2.85	2.85	2.41	2.41	2.41	2.41	2.63
平均单井日注水量 (m^3/d)		15	15	13	13	13	11	11	11	11	12
井口注水压力 (MPa)		11	12	13	13	14	15	16	17	18	19
综合含水 (%)		40.0	45.7	50.3	56.3	61.7	66.5	69.6	72.4	75.1	77.5

表 3.1-4 升西-徐家围子向斜区卫 9-升斜 2405 区块（绥化部分）原油物性表

层位	密度 (g/cm^3)	粘度 ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	凝固点 ($^{\circ}\text{C}$)	含蜡 (%)	胶质 (%)	气油比 (m^3/t)
葡萄油层	0.8594	50.1	31.0	19.7	22.0	16.34

表 3.1-5 升西-徐家围子向斜区卫 9-升斜 2405 区块（绥化部分）产出水性质表

总矿化度 mg/l	pH 值	氯离子 Cl^-
9691.2	7.7	3631.7

3.1.2.2 采油工程方案

(1) 采油方式

本次产能基建油井 17 口，采用抽油机采油方式，油井机型及配电装置统计见表 3.1-6。

表 3.1-6 采油机型及配电装置统计表

名称	型号	数量	单位
抽油机	CYJY8-3-37HB	台	17
电机	抽油机配套电机 380V 30kW	台	17

控制箱	常规伺服控制类控制柜 380V 30kW	台	17
-----	----------------------	---	----

(2) 油井清防蜡方式

该区块油井清防蜡技术采用以固体防蜡器为主，洗井清防蜡为辅。

3.1.2.3 原油集输工程

本项目原油集输系统主要技术界线及设计参数见表 3.1-7。

表 3.1-7 原油集输系统设计参数表

集油系统		脱水系统	
分类	参数	分类	参数
井口回压 (MPa)	≤1.0	进脱水站压力 (MPa)	≤0.4
进转油放水站压力 (MPa)	≤0.20	游离水操作温度 (°C)	40
进转油放水站温度 (°C)	凝固点	电脱操作压力 (MPa)	0.2~0.3
掺水出站温度 (°C)	≤70	电脱来液含水率 (%)	≤30
/	/	电脱操作温度 (°C)	55
/	/	脱后污水含油量 (mg/L)	≤1000
/	/	脱后油含水率 (%)	≤0.3

本工程共基建油井 17 口，与 6 口水井形成 4 座丛式平台。本次产能采用近挂接相的集油工艺，新建井产液就近接挂接已建集油管线。新建单井集油掺水管道 9.54km ($\Phi 60 \times 3.5$ -5.44km, $\Phi 76 \times 4$ -4.1km)，管道穿越占地为草地（基本草原），集油掺水管道埋深 2.0m，施工作业面宽 10m，材质为内缠胶带硬质聚氨酯泡沫黄夹克管。新井就近挂接明细见表 3.1-1，集油掺水管道布局走向见附图 2-5。

3.1.2.4 注水工程

本次产能共基建注水井 7 口，注入水质为深度处理水，最高井口注水压力为 19MPa，平均单井注水量为 11-15m³/d。

1、配水流程

本次新建注水井采用多井配水工艺，配水阀组设在已建配水间内。

2、注水井挂接方案

根据新井井位布置以及已建注水系统建设情况，本次新建注水井分别由卫 11-12 计量间、升 3-3 计量间、芳 407-12 计量间供注水，各间皆有预留位置，共计扩建数字化配水阀组 6 套。共新建单井注水管线 4.89km ($\Phi 48 \times 6$)，管线材质采用防腐钢管，新井就近挂接明细见表 3.1-1，注水管道布局走向见附图 2-5。

3.1.2.4 道路工程

本次产能建设共基建油水井 23 口，形成丛式平台井场 4 座，位于草地的平台通过 4.0m 宽的砂石进井通道连接于井排路上，新建低洼地大平台通井路 2.3km，本次产能建

设完成后,407 转油站以西的近 30 口油水井及 3 座计量间要通过目前现有的一条砂石路与 407 站相连。由于这条路地势低洼,故按路面宽 4m 的水泥砼标准重新建设,长度为 5.0km,路基宽 6.5m。道路走向示意图见附图 2-5。道路工程量见 3.1-8。

表 3.1-8 道路工程量汇总表

序号	道路名称	长度 (km)	道路宽 (m)		建设标准
			路基	路面	
1	井排路维修改造	5	6.5	4.0	20cm 水泥砼+20cm 水泥稳定砂砾碎石 (5: 75: 20) +30cm 水泥稳定土。
2	低洼地大平台通井路	2.3	4.5	3.5	2cm 砂土磨耗层+10cm 泥结碎石+30cm 水泥稳定土

3.1.2.5 供配电工程

本次产能新增用电负荷 374kW,区域内的宋芳屯 1 次变电站、升 3 变电站供电,能力满足要求。

新建油井就近由已建 10kV 供电线路引接电源,新建 8 座柱上变电站,新建 2.9km 的 10kV 线路。

3.1.2.6 临时工程

本工程不设施工营地和料场,井场、管道和道路施工时需使用挖掘机、推土机、吊装机、电焊机等施工机械,但均设置在本工程已征地范围内,施工完毕后将临时工程的占地进行恢复。

3.1.3 占地及土石方平衡

3.1.3.1 工程占地

本工程井场永久占地均已在钻井工程中进行了征占,井场施工均在永久占地中施工不新增占地。本项目新增占地主要为管线、柱上变电站施工发生的临时占地,道路建设、柱上变电站产生的永久占地。

(1) 临时占地

本项目新建集油掺水管道共计 9.54km (集油、掺水管线同沟敷设),注水管道 4.89km,施工作业面宽度为 10m,管线施工临时占用临时占用草地 (基本草原) 面积为 9.66hm²。

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,本项目新建 8 座柱上变电站,则柱上变电站临时草地 (基本草原) 面积为 0.136hm²。

(2) 永久占地

①道路

项目新建 3.5m 宽低洼地大平台通井路，路基宽度为 4.5m，平台通井土路长度 2.3km，道路永久占地按道路长度×路基宽度计算，则道路永久占用草地（基本草原）1.035hm²。井排路维修改造在现有井排路上进行，不新增占地。

③柱上变电站

单座柱上变电站永久占地面积按 30m² 计算，则 8 座柱上变电站永久占用草地（基本草原）0.024hm²。

工程占地情况一览表见表 3.1-9。

表 3.1-9 工程新增占地面积和类型 单位：hm²

序号	建设项目	永久占地	临时占地
		基本草原	基本草原
1	管线占地	/	9.66
2	柱上变电站	0.024	0.136
3	通井路	1.035	/
4	合计	1.059	9.796
5	总计	10.855	

3.1.3.2 土石方平衡

本项目涉及土石方的工程主要包括管道施工、道路施工。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。

管道施工方式为机械、人工开挖相结合，横截面为梯形，管沟挖深为 2m，集油掺水管沟带上宽 2m，下宽 0.5m，管沟截面积为 2.5m²，管沟施工长度为 4.77km（集油掺水管道同沟敷设），则集油掺水管道挖方量为 11925m³；注水管道管沟挖深为 2.5m，管沟带上宽 2m，下宽 0.5m，管沟截面积为 3.125m²，注水管道管沟长度为 4.89km，则注水管道挖方量为 15281m³。

本项目道路、柱上变电器施工产生的表土临时集中堆放在管线置土带内占地范围内，加盖苫布，待施工结束后，及时用于周围土壤治理；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；本工程土石方平衡见表 3.1-10。

表 3.1-10 项目土石方平衡表

序号	工程名称	挖方 m ³	借方 m ³	填方 m ³	弃方 m ³	备注
1	管道施工	27206	0	27206	0	挖填平衡
2	道路	3105	3105	3105	3105	外购垫土，道路垫高 0.3m
3	柱上变电站	72	72	72	72	外购垫土，柱上变

						电站垫高 0.3m
合计	18000	2106	20106	0		/

3.1.4 施工工期和劳动定员

项目计划施工期为 2022 年 10 月至 2023 年 12 月，累计施工约 60 天，施工人员约 60 人。

3.2 现有区块开发情况回顾

3.2.1 现有区块开发情况及环评验收情况

3.2.1.1 区块开发情况

大庆油田有限责任公司第八采油厂产能油田包括永乐油田、宋芳屯油田、肇州油田、徐家围子油田、升平油田、卫星油田。本项目涉及的 1#平台位于卫星油田芳 242-1 区块内，2#平台位于升平油田升斜 5705 区块内，4#平台位于宋芳屯油田芳斜 2806 区块内，5#平台位于宋芳屯油田芳斜 3401 区块内。

卫星油田：1976-1980 年卫星地区相继部署了卫 1、2、3、4、6、7 井，其中卫 1 井是卫星地区部署钻探的第一口井。该井于 1976 年 8 月 25 日开钻，9 月 12 日完钻，完钻井深 1588.0m，完钻层位为青二、三段。1981-1990 以扶余油层为主要目的层的勘探工作陆续展开，同时兼探葡萄花油层，相继部署了一批预探井和评价井，1999-2001 年针对卫星地区特殊的地质情况，为了进一步落实葡萄花油层在该区的发育特征，油藏评价又相继部署了卫 212、213、214、23、25、26、20、28、29、芳 32、芳 51、太 17、18、107、108 井，2004 年-2006 年先后投产芳 18、卫 281 区块，2011 年以后进行了滚动开发，本项目 1#平台位于该油田芳 242-1 区块，区块面积为 0.47km²，区块范围见图 3.2-1。

升平油田：升平油田于 1960 年 5 月完钻第一口探井—升 1 井，1960 年 9-11 月葡萄花油层 1457.6-1475.8m，射开 3 层 7.4m，5.7mm 油咀间喷，日产油 13.00t；1961 年 4-5 月，采用深井泵抽油，泵深 907.68m，冲程 1.2m，冲数 9 次/分，日产油 20.00t。从而肯定了葡萄花油层的工业价值，发现了升平油田。葡萄花油层 1982 年完钻探井 12 口，评价井 21 口，其中取心井 31 口，试油 27 口 56 层，获工业油流 22 口。1989 年底投产采油井 234 口，注水井 73 口，葡萄花油层投产 1 年后，依据对油田的再认识以及储量参数研究工作的基础上，申报并经评审批准已开发探明石油地质储量 2448.00×10⁴t，含油面积 46.60km²。2000 年在升 132 井区加密钻井 56 口，在升 54-15 井区加密钻井 30 口，在升 58-升 34-11 井区加密和局部扩边钻井 32 口。截止 2021 年 12 月底，第八采油厂升平油田动用含油面积 97.3km²，动用地质储量 4019.7×10⁴t；共投产油水井 1070 口。本项

目 2#平台位于该油田 5705 区块，区块面积为 0.67km^2 ，区块范围见图 3.2-1。

宋芳屯油田：宋芳屯油田勘探工作始于 1975 年，在重磁工作的基础上曾开展多次地震勘探工作。1975 年以小幅度构造钻探，扶余油层为目的层部署肇 3 井。在 1984 年 5 月、1986 年 9 月分别开辟宋芳屯生产试验区和祝三试验区这两个实验区块的基础上，1990 年 11 月至 93 年，坚持滚动开发原则，陆续投产了宋芳屯油田北部，即宋芳屯地区的芳 707、芳 17、芳 6 井区、1994 年至 1996 年又陆续投产了宋芳屯油田南部，即模范屯地区的芳 907 井区、油田北部的芳 507 井区和以上井区的后续生产井，到 1996 年底，宋芳屯油田包括两个试验区共投产油水井 1109 口，经过合理加强注水、注水受效及采取压裂等综合措施，油田核实日产油水平达 2100t 以上。截至到 2021 年 12 月，宋芳屯油田动用储量 $17862.65 \times 10^4\text{t}$ ，含油面积 544.53km^2 ，共投产油水井 5328 口。本项目 4#平台、5#平台位于该油田芳斜 2806 区块、芳斜 3401 区块，区块面积为 0.54km^2 、区块面积 0.36km^2 ，区块范围见图 3.2-1。

本项目新布设的 20 口油水井未施工，本项目拟建设平台现状环境照片见图 3.2-2。

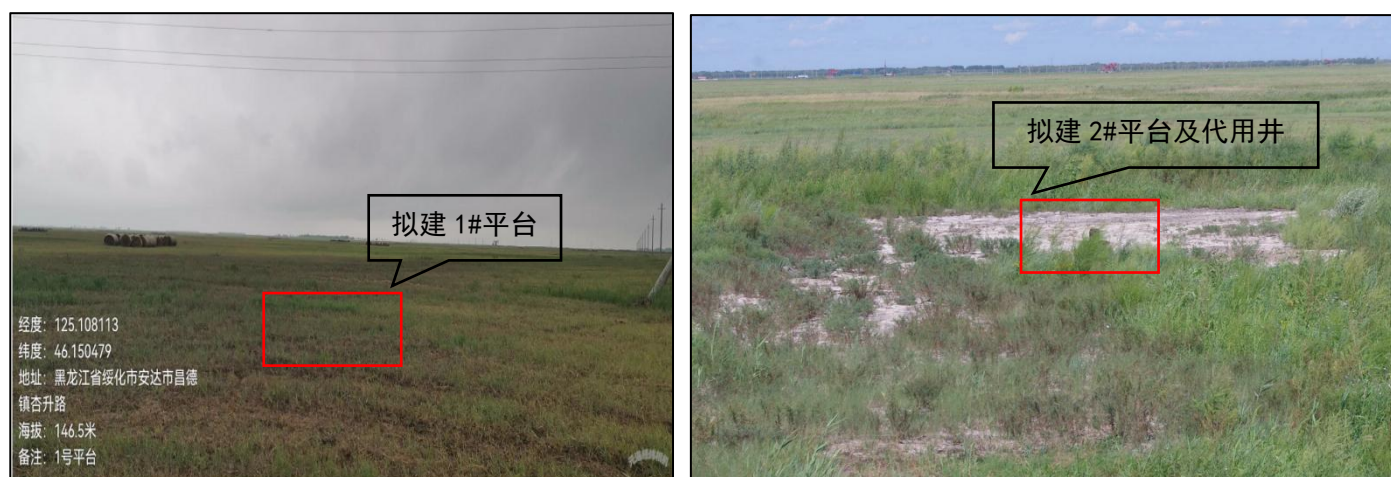


图 3.2-2 拟建设平台现状环境照片

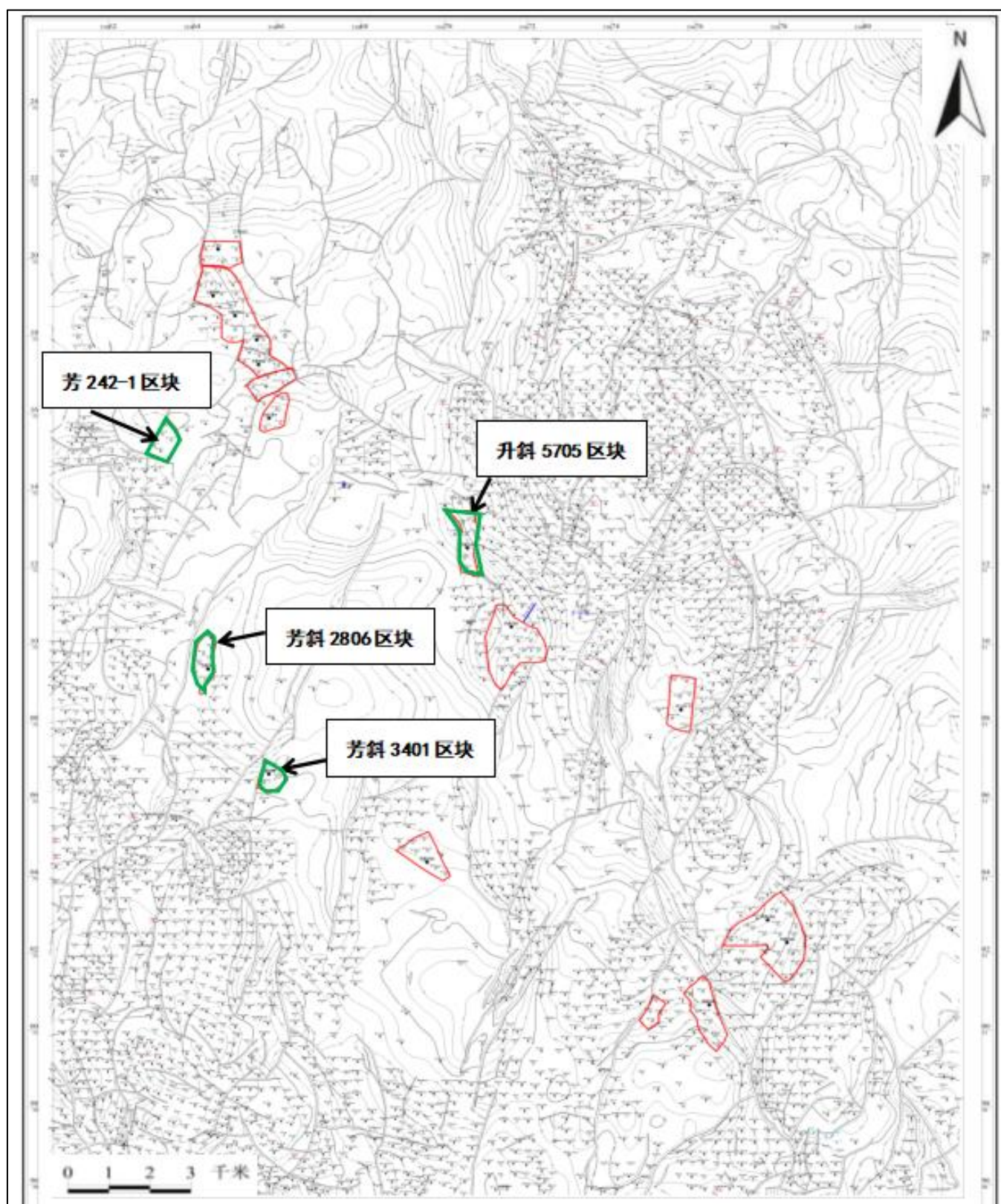


图 3.2-1 现有区块范围图

（2）区块内场站建设情况

本项目涉及芳 242-1 区块、升斜 5705 区块、芳斜 2806 区块、芳斜 3401 区块分别为卫星油田、升平油田、宋芳屯油田内的滚动开发区块，区块内共现有 3 口代用井，区块周边为油田内部已开发区块，可以作为依托，建有较为完善的油、水、电、路等工程。本次产能依托油田内部的卫星油田、升平油田、宋芳屯油田内升 3 转油站、卫 11 转油站、芳 407 转油站、宋一联合站、升一联合站，详见表 3.2-1。

表 3.2-1 本项目依托各类站统计表

序号	类别	数量（座）	站名
1	转油站	3	升 3 转油站、卫 11 转油站、芳 407 转油站
2	联合站（脱水站、含油污水处理站）	2	宋一联合站、升一联合站

3.2.1.2 区块环保手续履行情况

本项目升斜 5705 区块、芳斜 2806 区块、芳斜 3401 区块涉及 3 口代用井因建设年限较早，未进行环境影响评价，芳 242-1 区块、升斜 5705 区块、芳斜 2806 区块、芳斜 3401 区块内涉及的 20 口钻井已经在《升平-卫星油田葡萄花、扶余油层整体开发区块钻井工程》中进行了环境影响评价，该项目于 2021 年 11 月 24 日在绥化市生态环境局获得批复，批复文号绥环审[2021]54 号，目前本项目涉及 20 口钻井还未进行建设。现有区块涉及的环评批复详见附件 2。

3.2.2 现有区块内生态环境恢复情况

根据现场调查，芳 242-1 区块、升斜 5705 区块、芳斜 2806 区块、芳斜 3401 区块内生态环境主要为草地（基本草原）。

升斜 5705 区块、芳斜 2806 区块、芳斜 3401 区块内 3 口代用井井场涉及到永久占地、临时占地，其中永久占地平整，临时占地平整后通过播撒草籽后植被恢复较好，永久占用面积较小，没有改变项目区的生态系统结构与功能，项目区的生态组分及生物多样性未受影响，生态格局变化不大。代用井井场恢复情况见图 3.2-2。

3.2.3 现有区块开发环保措施落实和效果回顾调查

根据现场调查及建设单位提供的本项目产能工程资料，芳 242-1 区块、升斜 5705 区块、芳斜 2806 区块、芳斜 3401 区块均为油田区域内进行滚动开发的产能空白区，区块内没有投产井。区块内 3 口代用井施工过程中，及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物，井场泥浆槽、废弃泥浆集中固化点进行防渗处理；柴油罐下方设置防渗槽，并在防渗槽下方铺设防渗布，未对周围环境空气、土壤、地下水产生污染，施工产生的废弃

钻井泥浆、废射孔液、钻井岩屑进行了固化，固化质量符合《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）要求，未发现现有环境问题。

3.2.4 现有区块存在的环境问题

根据对现有区块内生态环境恢复情况，现有区块环保措施落实和效果回顾调查情况可知，现有区块内 3 口代用井井场临时占地地表基本进行了平整，草地植被生长已经基本恢复到油田开发前状态，没有环境问题。

3.3 依托工程分析

3.3.1 依托工程环评及验收手续

本项目施工期产生的管道施工废料拉运至第八采油厂工业固废填埋场填埋。运营期依托场站为卫 11 转油站、芳 407 转油站、升 3 转油站、宋一联合站、升一联合站，依托的含油污泥处理站为宋芳屯含油污泥处理站和大庆油田水务工程技术公司第八采油厂含油污泥处理站，运营期油水井作业、水井洗井产生的含油防渗布暂存在第八采油厂三矿危废暂存间。

依托场站环保手续情况见表 3.3-1，环评批复及验收文件见附件 2。

表 3.3-1 项目依托的现有工程统计表

序号	名称		环评文件名称	环评批复	竣工环保验收
1	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	庆环验(2014)38号
2	芳 407 转油站		《宋芳屯油田芳 14-4 区块 2015 年产能建设工程环境影响报告书》	庆环审[2015]81号	2019 年 12 月完成自主验收
			《宋芳屯油田芳 407 加密区块产能建设工程地面工程环境影响报告表》	绥环函[2018]187号	2019 年 12 月完成自主验收
3	卫 11 转油站		《宋芳屯油田芳 407 加密区块产能建设工程地面工程环境影响报告表》	绥环函[2018]187号	2019 年 12 月完成自主验收
4	宋一联合站	脱水站	《宋芳屯油田芳 407 加密区块产能建设工程地面工程环境影响报告表》	绥环函[2018]187号	2019 年 12 月完成自主验收
		含油污水处理站			
5	升一联合站	脱水站	《升平油田升 134 区块葡萄花油层产能建设地面工程环境影响报告书》	黑环审[2018]2号	2020 年 3 月完成自主验收
		含油污水处理站			
6	升 3 转油站				
7	宋芳屯含油污泥处理站		《采油八厂永乐油田加密区块产能建设工程环境影响报告书》	庆环建字[2012]227号	庆环验[2014]40号

8	大庆油田水务工程技术公司第八采油厂含油污泥处理站	《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环境影响报告书》	庆环审[2020]155号	2022 年 3 月完成自主验收
9	第八采油厂三矿危险废物暂存间	《第八采油厂三矿危险废物暂存项目报告表》	州环发[2020]17 号	正在组织验收

3.3.2 依托工程能力核实

3.3.2.1 转油脱水站站能力核实

本次产能新建 17 口油井，其中 2#平台 5 口油井产液进入升 3 转油站后最终进入升一联转油放水站进行脱水处理，1#平台 4 口油井产液进入卫 11 转油站、4#、5#平台 8 口油井产液进入芳 407 转油站后最终进入宋一联脱水站进行脱水处理。

(1) 升 3 转油站

升 3 转油站建于 2010 年，目前该站共管辖油井 192 口，集油阀组间 6 座。站内采用“四合一”处理工艺，处理后含水油输往升一联转油放水站。站内工艺流程图见图 3.3-1，站内主要设备及能力核实情况见表 3.3-2、表 3.3-3，根据表 3.3-3，本项目 5 口油井产液进入该站后，“四合一”加热装置负荷率最大为 56.8%，升 3 转油站设备能力满足要求。

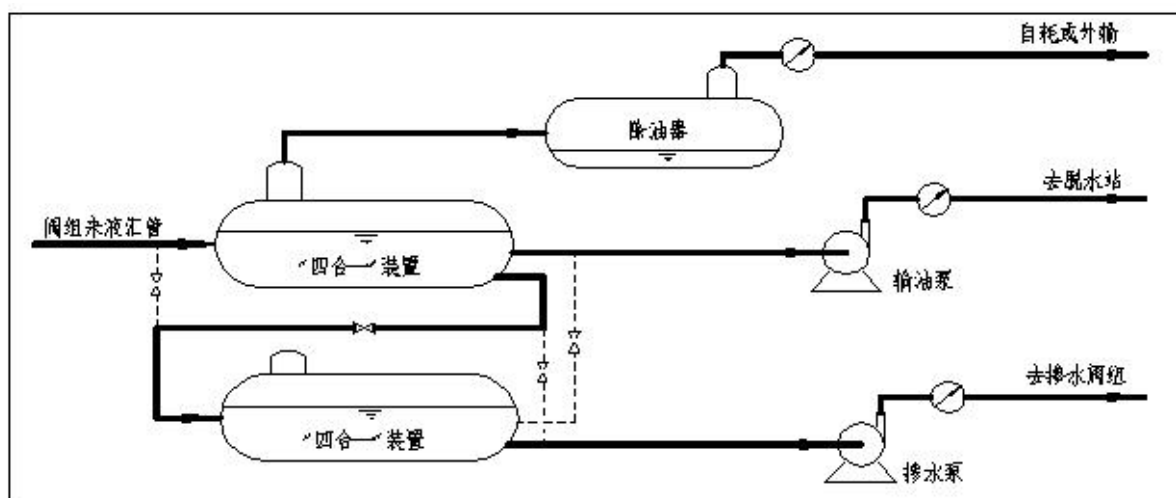


图 3.3-1 升 3 转油站工艺流程图

表 3.3-2 升 3 转油站主要设备表

项目名称	规格	数量	设计能力		备注
			单台	合计	
“四合一”	Φ4000×18000	2	2500t/d2.5MW	2500t/d2.5MW	单台检修
外输泵	DYGZ46-40×3	2	46m³/h	46m³/h	运 1 备 1
掺水泵	DF85-50×5	3	85m³/h	170m³/h	运 2 备 1
加热炉	2.5MW	1	/	/	/
外输管道	Φ159×6 PN2.5~3.91km		/	/	/

表 3.3-3 升 3 转油站主要设备能力负荷表

时间（年）	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	备注
处理液量（t/d）	2775	2796	2803	2819	2835	2837	2838	2839	2840	2842	夏季
“四合一”负荷率（%）	55.5	55.9	56.0	56.3	56.7	56.7	56.7	56.7	56.8	56.8	/
外输液量（m ³ /h）	33.9	34.7	34.8	35.3	35.9	35.9	35.8	35.8	35.8	35.8	/
外输泵负荷率（%）	73.8	75.4	75.7	76.8	78.1	78.1	77.9	77.8	77.8	77.8	运一备一
掺水量（m ³ /h）	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	/
掺水泵负荷率（%）	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0	运二备一
掺水炉负荷（MW）	2.37	2.38	2.38	2.38	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	/
掺水炉负荷（%）	47.5	47.6	47.6	47.7	47.7	47.7	47.7	47.7	47.7	47.7	/

(2) 卫 11 转油站

卫 11 转油站始建于 2004 年，目前该站管辖油井 209 口，辖集油阀组间 10 座。站内采用“四合一”处理工艺，处理后含水油输往宋一联。站内主要设备及能力核实情况见表 3.3-4、表 3.3-5，根据表 3.3-5，本项目 4 口油井产液进入该站后，“四合一”加热装置负荷率最大为 48.2%，卫 11 转油站设备能力满足要求。

表 3.3-4 卫 11 转油站主要设备表

项目名称	规格	数量	设计能力		备注
			单台	合计	
“四合一”	Φ4566×18000	3	2000t/d, 2.0MW	4000t/d, 4MW	单台检修
外输泵	DY85-45×4	2	85m ³ /h	85m ³ /h	运 1 备 1
掺水泵	DG100-30×7	3	100m ³ /h	200m ³ /h	运 2 备 1
外输管道	φ159×6 PN4.0~7.5km		/	/	

表 3.3-5 卫 11 转油站主要设备能力负荷表

时间（年）	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	备注
处理液量（t/d）	3683	3717	3749	3783	3817	3853	3853	3853	3854	3854	夏季
“四合一”负荷率（%）	46.0	46.4	46.8	47.3	47.7	48.1	48.1	48.1	48.1	48.2	/
外输液量（m ³ /h）	70.2	71.4	72.5	73.8	75.1	76.5	76.3	76.3	76.2	76.1	/
外输泵负荷率（%）	87.7	89.3	90.7	92.2	93.9	95.6	95.4	95.3	95.2	95.2	运一备一
掺水量（m ³ /h）	85.2	85.2	85.2	85.2	85.2	85.2	85.2	85.2	85.2	85.2	/
掺水泵负荷率（%）	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	运二备一

(3) 芳 407 转油站

芳 407 转油站始建于 2004 年，目前该站管辖油井 287 口，辖集油阀组间 10 座。站内采用“四合一”处理工艺，处理后含水油输往宋一联。站内主要设备及能力核实情况见

表 3.3-6、表 3.3-7，根据表 3.3-7，本项目 8 口油井产液进入该站后，“四合一”加热装置负荷率最大为 55.6%，芳 407 转油站设备能力满足要求。

表 3.3-6 芳 407 转油站主要设备表

项目名称	规格	数量	设计能力		备注
			单台	合计	
“四合一”	Φ4000×20000	3	2400t/d, 2.5MW	4800t/d, 5MW	单台检修
外输泵	DY85-45×8	1	75m³/h	75m³/h	运 1 备 1
外输泵	DY60-50×7	1	60m³/h	60m³/h	/
外输泵	DYGA45-50×7	1	45m³/h	45m³/h	/
掺水泵	DYGA115-48×5	1	115m³/h	115m³/h	运 2 备 1
掺水泵	DY100-48×5	1	100m³/h	100m³/h	/
掺水泵	DYGA115-50×5	1	115m³/h	115m³/h	/
外输管道	φ159×6 PN4.0~10.3km		/	/	/

表 3.3-7 芳 407 转油站主要设备能力负荷表

时间（年）	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	备注
处理液量（t/d）	5468	5496	5511	5534	5557	5559	5559	5560	5561	5563	夏季
“四合一”负荷率（%）	54.7	54.9	55.1	55.3	55.5	55.6	55.6	55.6	55.6	55.6	单台检修
外输液量（m³/h）	48.1	49.2	49.6	50.5	51.3	51.3	51.2	51.2	51.2	51.2	/
外输泵负荷率（%）	45.9	46.8	47.3	48.1	48.9	48.9	48.8	48.8	48.7	48.8	运一备一
掺水量（m³/h）	181.2	181.2	181.2	181.2	181.2	181.2	181.2	181.2	181.2	181.2	/
掺水泵负荷率（%）	84.3	84.3	84.3	84.3	84.3	84.3	84.3	84.3	84.3	84.3	运二备一

3.3.2.2 脱水站站能力核实

（1）升一联转油放水站

升一联合站始建于 1987 年，经过以后的陆续扩建，到 2000 年，建有转油脱水站、地下水深度处理站、注水站、含油污水处理站、变电所、卸油点六部分。自 1987 年建站到 2001 年作为脱水站使用。由于后期产量下降，净化油外输量达不到外输管道最低输量要求，在 2002 年升一联转油脱水站进行了流程改造，改造后作为转油放水站使用。目前该站管辖油井 186 口（正常生产井 180 口），集油阀组间 9 座，同时接收升 4 转、升 3 转油站的来液，外输管道与升 2 转油站外输管道搭接。

站内采用“三合一”处理工艺。升 3 转油站来液和升 4 转油站来液与升一转油放水站本站来液一起进入“三合一”进行油气水分离，处理后的 30%-40% 的含水油经加热外输至宋一联，分离出的含油污水部分用于本站所辖油井掺水，多余部分输至含油污水处理站处理回注，伴生气作为本站加热炉燃料气，不足部分由本站已建干气管线补充，升一联转油放水站工艺流程图见图 3.3-2，升一联转油放水站主要设备表见 3.3-8。本次产能 5 口油井及同期建设产能油井产液经升 3 转油站初步处理后，进入升一转油放水站处理。升一联转油放水站能力核实情况见表 3.3-9。“三合一”加热装置负荷率最大为 63.1%，升一联设备能力满足要求。

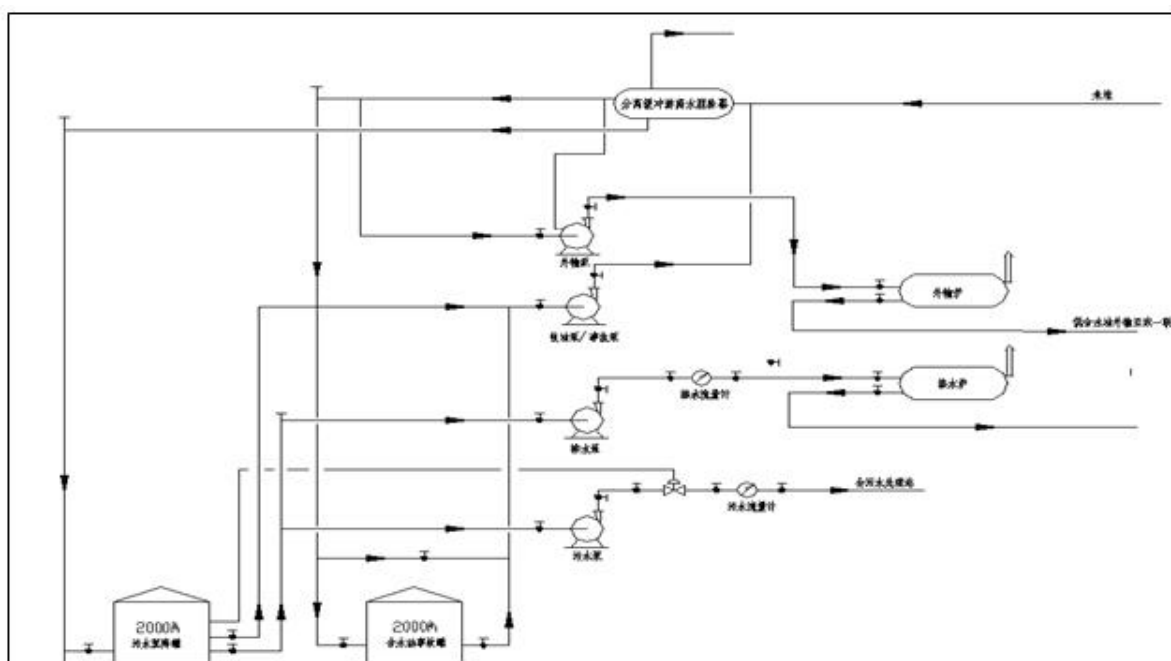


图 3.3-2 升一联转油放水站工艺流程图

表 3.3-8 升一联转油放水站主要设备表

项目名称	规格	数量	投产时间	设计能力		备注
				单台	合计	
“三合一”	Φ4.0×16	2 台	2010 年 9 月	8500 t/d	8500 t/d	单台检修
掺水泵	DY80-50×5	1 台	2019 年 9 月	Q=80m³/h; H=250m	172m³/h	运 3 备 1
	DYGA80-50×5	1 台	2010 年 9 月	Q=80m³/h; H=250m		
	DY46-50×5	1 台	2019 年 9 月	Q=46m³/h; H=250m		
	DGL46-50×5	1 台	2010 年 9 月	Q=46m³/h; H=250m		
外输泵	DYGA35-50×9	2 台	2010 年 9 月	Q=35m³/h; H=450m	55m³/h	运 2 备 1
	DYGA20-50×9	1 台	2010 年 9 月	Q=20m³/h; H=450m		
污水泵	DYGA65-25×2	2 台	2010 年 9 月	Q=65m³/h; H=50m	115 m³/h	运 2 备 1
	DG150-14.5×3	1 台	2010 年 9 月	Q=50m³/h; H=43.5m		
掺水炉	2KJ2000-SY/2.5-Q	3 台	2005 年 11 月	2.0MW	4.0MW	单台检修
外输炉	XG1000-Y/6.3-Q	2 台	2010 年 9 月	1.0MW	1.0MW	单台检

污水沉降罐	2000m ³	1 座	2010 年 9 月	/	/	/
外输管道	φ159×6 PN6.3-25.7km		1980 年 5 月	/	/	/

表 3.3-9 升一联转油放水站主要设备负荷预测表

时间（年）	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	备注
处理液量（t/d）	5434	5500	5547	5607	5668	5671	5671	5672	5674	5677	夏季
“三合一”负荷率（%）	60.4	61.1	61.6	62.3	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.1	单台检修
外输液量（m³/h）	27.1	24.4	21.9	20.6	18.6	17.6	17.7	17.7	17.9	18.2	/
外输泵负荷率（%）	77.3	69.7	62.6	58.7	53.1	50.4	50.6	50.7	51.1	52.0	运二备一
外输负荷（MW）	0.46	0.42	0.36	0.33	0.31	0.29	0.29	0.30	0.30	0.31	运一备一
外输炉负荷率（%）	46.1	42.1	35.8	33.5	30.6	28.9	29.4	29.6	30.2	30.7	运一备一
污水总量（t/d）	2320	2444	2544	2630	2734	2754	2749	2746	2740	2733	/
总沉降量（m³/h）	96.7	101.8	106.0	109.6	113.9	114.8	114.5	114.4	114.2	113.9	/
污水泵负荷率（%）	84.1	88.6	92.2	95.3	99.1	99.8	99.6	99.5	99.3	99.0	/
污水沉降时间（h）	17.6	16.7	16.0	15.5	14.9	14.8	14.8	14.9	14.9	14.9	/

根据能力核实情况，新增产能后，升一联转油放水站主要设备能力均满足需求，无需扩建。

(2) 宋一联脱水站

宋一联合始建于 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）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，宋一联脱水站工艺流程图见图 3.3-3，宋一联脱水站设备能力核实情况表见表 3.3-10。本次产能 17 口油井最终进入到本站，全部新井投产后，宋一联脱水站主要设备负荷预测表见表 3.3-11。脱水器负荷率最大为 89.8%，宋一联脱水站设备能力满足要求。

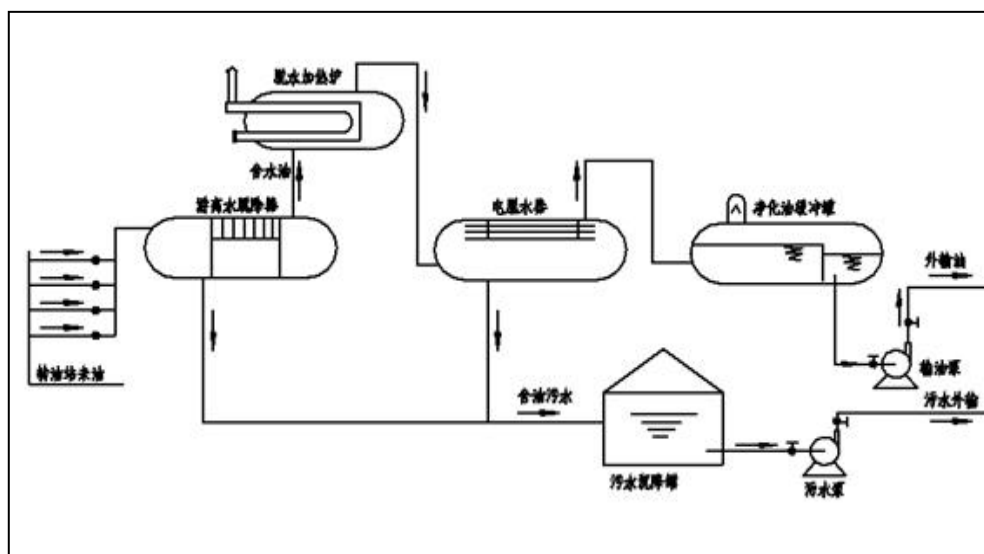


图 3.3-3 宋一联脱水站工艺流程图

表 3.3-10 宋一联脱水站设备能力核实情况表

项目名称	规格	数量	投产时间	设计能力		备注
				单台	合计	
游离水脱除器	Φ36000×16000	3 台	1987-11-09	10000t/d	10000t/d	1 台检修时
电脱水器	Φ4000×16008	3 台	1987-11-09	2150t/d	4300t/d	1 台检修时
脱水炉	FS3200-Y/6.3/0.09	1 台	2005-12-01	3.2MW	3.2MW	
污水泵	150AY 150	2 台	2015-10-19	210m³/h	500m³/h	运 3 备 1
	PC180-75B	2 台	2008-10-15	145m³/h		
外输油泵	KND165-150×4	1 台	2014-03-27	165m³/h	485m³/h	运三备一
	KND165-150×4	1 台	2014-04-03	165m³/h		
	KDY160-150×4	1 台	2016-11	160m³/h		
	KDY160-150×4	1 台	2016-11	160m³/h		
1#外输加热炉	FS3200-Y/6.3/0.09	1 台	2005-12-01	3.2MW	3.2MW	/
2#两用炉（外输、脱水）	FS3200-Y/6.3/0.09	1 台	2005-12-01	3.2MW	3.2MW	/
污水沉降罐	φ23624×12500	1 台	1987-11-09	5000m³	/	/

表 3.3-11 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）	12567	12423	12336	12297	12390	12364	12323	12290	12270	12253	/
游离水脱除器负荷率（%）	89.8	88.7	88.1	87.8	88.5	88.3	88.0	87.8	87.6	87.5	单台检修
电脱水器负荷率（%）	76.2	67.7	60.6	54.4	49.5	44.6	40.2	36.2	32.7	29.7	/
脱水炉负荷（MW）	2.1	1.9	1.7	1.5	1.4	1.2	1.1	1.0	0.9	0.8	/
脱水炉负荷率（%）	65.9	58.9	52.5	47.1	42.8	38.6	34.8	31.4	28.3	25.8	/
外输油量（m³/h）	484.8	459.0	424.0	395.7	372.5	351.0	331.3	313.7	297.8	292.3	/
外输泵负荷率（%）	100.0	94.6	87.4	81.6	76.8	72.4	68.3	64.7	61.4	60.3	运三备一
总沉降量（m³/h）	382.1	391.2	401.4	411.4	424.3	432.4	438.8	444.7	450.4	455.2	/
污水泵负荷率（%）	76.4	78.2	80.3	82.3	84.9	86.5	87.8	88.9	90.1	91.0	/
污水沉降罐沉降时间（h）	11.1	10.9	10.6	10.3	10.0	9.8	9.7	9.6	9.4	9.3	/

3.3.2.3 含油污水处理站能力核实

本次产能新建 17 口油井，其中 2#平台 5 口油井产液最终经升一联转油放水站脱水，处理产生的含油污水经升一联含油污水处理站处理，其余 12 口油井产液最终经宋一联脱水站进行脱水处理产生的含油污水经宋一联含油污水处理站处理，出水水质均满足“10、5、2”标准（含油量≤10.0mg/L，悬浮固体含量≤5.0mg/L，悬浮物颗粒直径中值≤2.0μm/L）回注地下开采油层。

（1）升一联含油污水处理站

升一联含油污水处理站采用“两级沉降→两级过滤”主处理工艺，总设计处理规模 3500m³/d，出水水质满足“10、5、2”标准（含油量≤10.0mg/L，悬浮固体含量≤5.0mg/L，悬浮物颗粒直径中值≤2.0μm/L），目前处理量为 2300m³/d，负荷率为 65.7%，升一联含油污水处理站处理工艺流程示意图见图 3.3-4。根据开发指标预测，十年内，运营期油井采出水即分离产生的含油污水最大产生量为 2032 年，约为 1.38×10⁴t/a（37.8t/d）。2#平台共计 5 口油井产液脱水产生的含油污水 11.12m³/d，通过管道输送至升一联含油污

水处理站处理后回注地下开采油层，经计算该站运行负荷约为 66.0%，运营期油井采出水能够依托该场站处理。

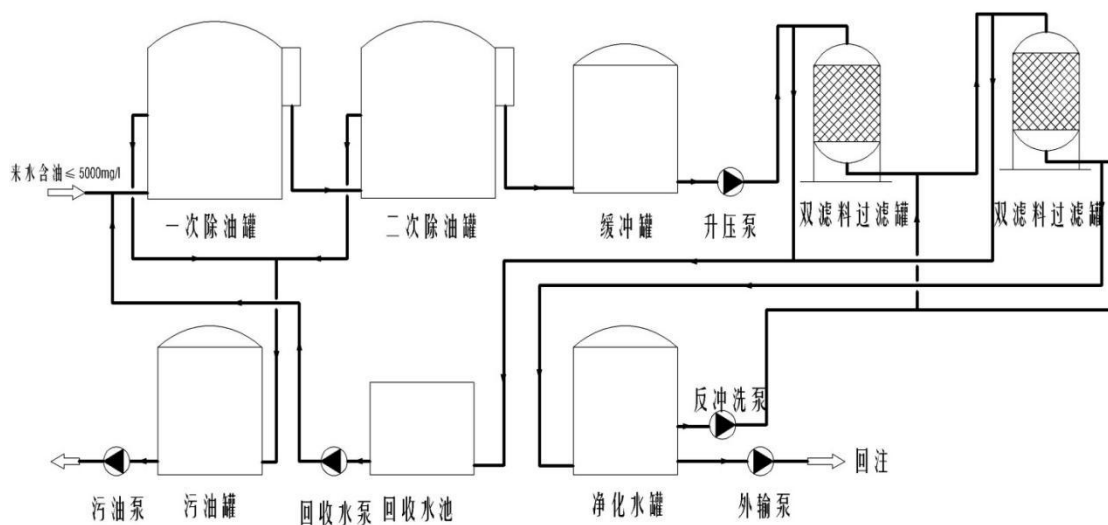


图 3.3-4 升一联合含油污水处理站处理工艺流程示意图

（2）宋一联合含油污水处理站

宋一联合含油污水处理站采用“横向流除油→两级过滤”主处理工艺，总设计处理规模 12000m³/d，出水水质满足“10、5、2”标准（含油量≤10.0mg/L，悬浮固体含量≤5.0mg/L，悬浮物颗粒直径中值≤2.0μm/L），目前处理量为 8420m³/d，负荷率为 70.2%，宋一联合含油污水处理站处理工艺流程示意图见图 3.3-5。根据开发指标预测，十年内，运营期油井采出水即分离产生的含油污水最大产生量为 2032 年，约为 1.38×10⁴t/a（37.8t/d），一般含油污水浓度约为 2000mg/L。

本次产能 1#、4#、5#平台 13 口油井产液最终进入宋一联脱水站进行脱水处理，产生的含油污水通过管道输送至宋一联合含油污水处理站处理，处理水达标后回注地下开采油层，经计算该站运行负荷约为 70.4%，运营期油井采出水能够依托该场站处理。

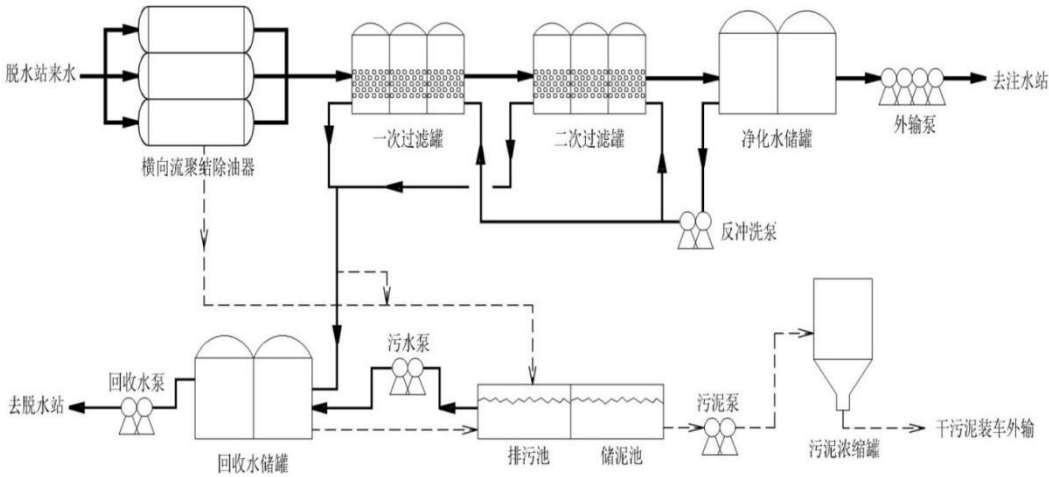


图 3.3-5 宋一联合含油污水处理站处理工艺流程示意图

3.3.2.3 注水站能力核实

(1) 卫 11 注水站

本次共有 1 口新建注水井由卫 11 注水站提供高压水。卫 11 注水站设计规模为 3200m³/d，计入新增水量后，注水站负荷率预测见表 3.3-12。根据上表可知，计入本次新井注水量后，卫 11 注水站负荷率为 100.9%-108.6%，不能满足本次开发需求。根据现场了解，卫 11 注水站目前实际注水量为 2100m³/d，实际注水量要低于开发预测注水量，为节约投资，本次暂不考虑扩建卫 11 注水站，待今后实际注水量上升后，择机规划扩建。

表 3.3-12 卫 11 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)	3213	3255	3297	3339	3381	3423	3462	3462	3462	3462
新井注水量(m ³ /d)	15	15	13	13	13	11	11	11	11	12
总注水量(m ³ /d)	3228	3270	3310	3352	3394	3434	3473	3473	3473	3474
负荷率(%)	100.9	102.2	103.4	104.8	106.1	107.3	108.5	108.5	108.5	108.6

(2) 升一联注水站

本次共有 2 口新建注水井由升一联注水站提供高压水，考虑同期建设项目共有 8 口注水井进入升一联。升一联注水站建有新、老两个注水泵房，总设计规模为 6600m³/d，计入新增水量后，升一联注水站负荷率预测见表 3.3-11，根据上表可知，计入本次新井注水量后，升一联注水站负荷率为 74.4%-78.7%，满足本次开发需求。

表 3.3-11 升一联注水站负荷预测表

年份	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
老井注水量(m ³ /d)	4764	4840	4917	4993	5069	5069	5069	5069	5069	5069
新井注水量(m ³ /d)	144	144	125	125	125	106	106	106	106	115
总注水量(m ³ /d)	4908	4984	5042	5118	5194	5175	5175	5175	5175	5184
负荷率(%)	74.4	75.5	76.4	77.5	78.7	78.4	78.4	78.4	78.4	78.5

根据上表可知，计入本次新井注水量后，升一联注水站负荷率为 74.4%-78.7%，满足本次开发需求。

（3）芳 407 注水站

本次共有 3 口新建注水井由芳 407 注水站提供高压水。芳 407 注水站设计规模为 2600m³/d，计入新增水量后，注水站负荷率预测见表 3.3-12。根据上表可知，计入本次新井注水量后，芳 407 注水站负荷率为 76.9%-78.4%，满足本次开发需求。

表 3.3-12 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
新井注水量(m ³ /d)	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
总注水量(m ³ /d)	1999	2006	2011	2018	2025	2032	2039	2039	2039	2039
负荷率(%)	76.9	77.2	77.3	77.6	77.9	78.2	78.4	78.4	78.4	78.4

3.3.2.4 含油污泥处理站能力核实

（1）宋芳屯含油污泥处理站

随着《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）的出台和实施，要求含油污泥最终处理指标满足石油类≤3000mg/kg 标准要求。该含油污泥处理站不能满足要求，将该站作为含油污泥减量化处理站运行，用于降低污泥中含油和含水，实现减量化后含油污泥委托大庆油田水务工程技术有限公司进行达标处理，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）标准限值（石油类≤3000mg/kg）综合利用。

本工程产生的含油污泥送宋芳屯含油污泥处理站进行减量化处理，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 24000m³，目前处理量约为 19200m³/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线输送至宋一联合站进行处理。根据工程分析可知，本项目含油污泥产生量为 0.297t/a，非正常工况下落地油产生量为 0.85t/a，含油污泥和落地油合计 1.147t/a（约 1m³/a），宋芳屯含油污泥处理站剩余处理量为 4800m³/a，本项目产生的含油污泥和落地油可以依托该站处理。处理工艺流程见图 3.3-6。

(2) 大庆油田水务工程技术有限公司采油八厂污泥处理站

The diagram illustrates the process flow for treating oil sludge. It begins with '含油污泥储池' (Oil Sludge Storage Pond) feeding into '含油污泥(进料)' (Oil Sludge (Feed)). This feed enters the '油泥密闭旋转蒸馏炉加热 (370-410℃)' (Closed rotary distillation furnace heating). The furnace also receives '天然气' (Natural gas) and has exhaust gases 'G1' and 'N1'. From the furnace, '脱油泥' (De-oiled sludge) goes to a '集气罩' (Gas collector), which discharges '卸料扬尘' (Discharge dust) to a '雾化塔' (Atomization tower). The atomization tower has inputs 'G3' (combustion smoke), 'G4' (discharge dust), and 'N3' (equipment noise), and outputs 'S1' (atomization tower bottom mud). The furnace's main output is '蒸馏气' (Distillate gas), which passes through a '分气包冷凝 (350-370℃)' (Fractionation condenser). This stage separates '混合油 (主要为C₄以上重油)' (Mixed oil, mainly C₄ and above heavy oil) sent to a '重油罐' (Heavy oil tank) from '不凝气' (Non-condensable gas). The heavy oil tank outputs 'S2' (bottom mud) and sends '混合油' to a '混合油罐' (Mixed oil tank). The mixed oil tank has inputs 'N5' and 'G5' and outputs 'S4' (bottom mud). The remaining '蒸馏气' goes to a '冷凝器冷凝 (30℃)' (Condenser condensing), which produces '油水混合物 (轻油)' (Water-oil mixture (light oil)) sent to a '轻油罐' (Light oil tank). The light oil tank outputs 'S3' (bottom mud) and sends '混合油' to the '混合油罐'. The condenser also has an input 'W1' (condenser wastewater) and outputs 'N4' (equipment noise) and '不凝气'. Finally, the '不凝气' is treated by a '二级水封' (Secondary water seal), which outputs 'S5' (bottom mud).

```

graph LR
    A[含油污泥储池] -- "含油污泥(进料)" --> B["油泥密闭旋转蒸馏炉  
加热 (370-410℃)"]
    B -- "天然气" --> B
    B -- "G1 N1" --> G1_N1[G1 N1]
    B -- "脱油泥" --> C[集气罩]
    C -- "卸料扬尘" --> D[雾化塔]
    E[雾化塔] -- "G3 G4 N3" --> G3_G4_N3[G3 G4 N3]
    E -- "S1" --> S1[S1]
    B -- "蒸馏气" --> F["分气包冷凝  
(350-370℃)"]
    F -- "混合油  
(主要为C4以上重油)" --> G[重油罐]
    G -- "S2" --> S2[S2]
    G -- "混合油" --> H[混合油罐]
    I[N5 G5] --> H
    H -- "S4" --> S4[S4]
    F -- "蒸馏气" --> J["冷凝器冷凝  
(30℃)"]
    K[W1] --> J
    J -- "油水混合物  
(轻油)" --> L[轻油罐]
    L -- "S3" --> S3[S3]
    L -- "混合油" --> H
    J -- "N4" --> N4[N4]
    J -- "不凝气" --> M[二级水封]
    M -- "S5" --> S5[S5]
    
```

G1、G2、G5：非甲烷总烃
G3：燃烧烟气（颗粒物、SO₂、NOx、非甲烷总烃）
G4：卸料粉尘（颗粒物）
N1-N5：设备噪声
W1：冷凝器排水
S1：雾化塔底泥；S2-S4：清罐底泥；S5：水封箱底泥
 旋转蒸馏炉烟气（加热阶段）与卸料扬尘（卸料阶段）不同时通过雾化塔

图 3.3-7 水务公司采油八厂含油污泥处理站工艺流程图

本项目施工期产生的一般工业固体废物依托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 1.91hm²，填埋场总容量为 11624m³。第八采油厂工业固废填埋场该填埋场现阶段运行稳定，目前实际容纳约 8800m³，剩余能力为 2824m³，本项目施工期管道施工废料产生量 2.9t(约 2m³)，填埋场剩余容量能够容纳本项目产生的固体废物。第八采油厂工业固体废物填埋场依托可行。

3.3.2.6 第八采油厂三矿危废暂存间

第八采油厂三矿危废暂存间占地面积 200 平方米，室内净高 4.0m，地面、墙面全部进行了相应的防腐防渗和硬化处理，操作条件下的单位面积渗透量不小于厚度为 6m 粘土层、渗透系数不超过 10⁻⁷cm/s，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）（2013 年修订）。室内分为四个 40m² 区域分别存储硒鼓墨盒、废旧电瓶、实验室废液和含油废物，废旧电瓶和实验室废液存储区进行防腐防酸处理。该危废暂存间服务范围是整个八厂。目前三矿危废暂存间暂存废防渗布量为 8.47t，现有负荷为 21.18%，本项目废防渗布产生量 10.2t/a，新增本项目废防渗布后负荷为 46.68%，尚有足够余量能够满足本项目处置需求。

3.3.3 依托工程污染物排放情况

本次产能区域涉及已建转油站 3 座（芳 407 转油站、卫 11 转油站、升 3 转油站），已建联合站 2 座（宋一联合站、升一联合站），第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站、第八采油厂工业固废填埋场，其污染情况分析如下：

3.3.3.1 废气

依托工程的废气主要为芳 407 转油站、卫 11 转油站、升 3 转油站，宋一联合站、升一联合站加热装置产生的燃烧烟气和站内油气处理设备无组织挥发的烃类气体。

（1）非甲烷总烃

根据现场对站内储罐调查，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。

①排放达标情况

监测点位：涉及依托场站（芳 407 转油站、卫 11 转油站、升 3 转油站，宋一联合站、升一联合站）厂界上下风向。

宋一联合站监测时间为 2021 年 1 月 23 日-24 日，监测 2 天，每天 3 次（引用《宋

芳屯油田芳 10-27 区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程（大庆地区）》，监测单位：大庆中环评价检测有限公司，监测数据见附件 5）。

升一联合站、芳 407 转油站、卫 11 转油站、升 3 转油站监测时间为 2021 年 4 月 19 日，1 次性监测（引用《升平油田加热炉隐患治理工程》，监测单位黑龙江省国信大成技术服务有限公司，监测数据见附件 5）。

无组织废气监测结果统计表见表 3.3-10。

表 3.3-10 依托场站厂界无组织废气监测结果统计表

依托场站	监测时间	监测点位	污染物	厂界外监测浓度 mg/m ³
宋一联合站	2021.1.23-2021.1.24	厂界上风向 1#	非甲烷总烃	0.52-0.61
		厂界下风向 2#	非甲烷总烃	0.55-0.66
		厂界下风向 3#	非甲烷总烃	0.63-0.69
		厂界下风向 4#	非甲烷总烃	0.62-0.77
升一联合站	2021.4.19	厂界上风向 1#	非甲烷总烃	0.98
		厂界下风向 2#	非甲烷总烃	1.15
		厂界下风向 3#	非甲烷总烃	1.12
		厂界下风向 4#	非甲烷总烃	1.25
升 3 转油站	2021.4.19	厂界上风向 1#	非甲烷总烃	0.83
		厂界下风向 2#	非甲烷总烃	0.95
		厂界下风向 3#	非甲烷总烃	1.08
		厂界下风向 4#	非甲烷总烃	1.20
卫 11 转油站	2021.4.19	厂界上风向 1#	非甲烷总烃	0.99
		厂界下风向 2#	非甲烷总烃	1.26
		厂界下风向 3#	非甲烷总烃	1.14
		厂界下风向 4#	非甲烷总烃	1.21
芳 407 转油站	2021.4.19	厂界上风向 1#	非甲烷总烃	1.03
		厂界下风向 2#	非甲烷总烃	1.11
		厂界下风向 3#	非甲烷总烃	1.20
		厂界下风向 4#	非甲烷总烃	1.24

根据表 3.3-10 的监测数据统计情况可知，涉及的依托场站厂界外 10m 处非甲烷总烃无组织排放浓度，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16397-1996）中 4.0mg/m³ 限值要求。

②排放量核算

根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数为 1.4175g/kg 原油，场站无组织挥发有机物站总产生量的 2/3 计算，挥发性有机物排放见表 3.3-11。

表 3.3-11 依托工程原油处理量及挥发性有机物排放表

工段	原油处理量 (10 ⁴ t/a)	污染物	工艺过程源挥发性有机物排 放系数 g/kg	排放量 t/a
升 3 转油站	6.9	非甲烷总烃	0.945	65.21
卫 11 转油站	7.7			72.76
芳 407 转油站	7.0			66.15
宋一联合站	119.6			1130.22
升一联合站	14.2			134.19
合计		/	/	1468.53

(2) 燃烧烟气

①排放达标情况

监测点位：涉及依托场站（芳 407 转油站、卫 11 转油站、升 3 转油站，宋一联合站、升一联合站）加热装置燃烧烟气。

宋一联合站监测时间为 2021 年 1 月 23 日-24 日，监测 2 天，每天 3 次（引用《宋芳屯油田芳 10-27 区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程（大庆地区）》，监测单位：大庆中环评价检测有限公司，监测数据见附件 5）。

升一联合站、芳 407 转油站、卫 11 转油站、升 3 转油站监测时间为 2021 年 4 月 19 日，1 次性监测（引用《升平油田加热炉隐患治理工程》，监测单位黑龙江省国信大成技术服务有限公司，监测数据见附件 5）。

加热装置燃烧烟气监测结果见表 3.3-12。

表 3.3-12 转油站加热装置烟气监测结果 单位：mg/m³

宋一联合站				
检测项目	监测点位	2#加热炉（烟囱 8m 高）		
	检测时间	第一次	第二次	第三次
SO ₂	2021.1.23	16	19	21
	2021.1.24	18	19	18
NO _x	2021.1.23	89	87	86
	2021.1.24	85	86	83
颗粒物	2021.1.23	11.0	10.8	11.2
	2021.1.24	10.8	10.7	11.7
烟气黑度	2021.1.23	<1	<1	<1
	2021.1.24	<1	<1	<1
升一联合站				
检测项目	监测点位	3#真空加热炉 （烟囱 8m 高）	1 号真空外输炉 （烟囱 8m 高）	2#真空外输炉 （烟囱 8m 高）
	检测时间	1 次性监测	1 次性监测	1 次性监测
SO ₂	2021.4.19	--	--	--
NO _x	2021.4.19	187	128	147
颗粒物	2021.4.19	12.6	16.2	12.9
烟气黑度	2021.4.19	<1	<1	<1
升 3 转油站				

检测项目	监测点位	2#真空加热炉（烟囱 8m 高）	
	检测时间	1 次性监测	
SO ₂	2021.4.19	16	
NO _x	2021.4.19	96	
颗粒物	2021.4.19	14.1	
烟气黑度	2021.4.19	<1	
卫 11 转油站			
监测项目	监测点位	1#真空加热炉（烟囱 12m 高）	2#真空加热炉（烟囱 12m 高）
	检测时间	1 次性监测	1 次性监测
SO ₂	2021.4.20	--	--
NO _x	2021.4.20	124	115
颗粒物	2021.4.20	12.0	9.9
烟气黑度	2021.4.20	<1	<1
芳 407 转油站			
监测项目	监测点位	1#真空加热炉（烟囱 8m 高）	2#真空加热炉（烟囱 8m 高）
	检测时间	1 次性监测	1 次性监测
SO ₂	2021.4.20	3	--
NO _x	2021.4.20	142	97
颗粒物	2021.4.20	13.5	12.6
烟气黑度	2021.4.20	<1	<1

根据监测可知，芳 407 转油站、卫 11 转油站、升 3 转油站，宋一联合站、升一联合站加热装置 SO₂ 浓度约为未检出-21mg/m³，NO_x 浓度约为 83-187mg/m³，颗粒物浓度约为 9.9-13.5mg/m³，烟气黑度均小于 1，场站加热装置燃烧烟气可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉标准限值的要求（SO₂≤50mg/m³，NO_x≤200mg/m³，颗粒物≤20mg/m³）。

②排放量核算

依托场站大气污染物排放情况见表 3.3-13。

表 3.3-13 依托工程大气污染物排放情况

名称	污染源名称	高度（m）	燃气量万 m ³ /a	烟气量万 m ³ /a	污染物量 t/a		
					SO ₂	NO _x	颗粒物
升 3 转油站	2 台 2.5MW“四合一”，1 台 2.5MW 真空加热炉	8-20	267.9	3860.43	0.81	7.22	0.52
芳 407 转油站	3 台 2.5MW“四合一”	8-24	336.4	4847.52	1.02	9.06	0.65
卫 11 转油站	2 台 0.4MW 真空加热炉，3 台 2.0MW “四合一”	8-18	272.3	3923.8	0.82	7.34	0.53
升一联转油放水站	3 台 2.0MW 掺水炉，2 台 1.0MW 外输掺水炉	8	200.4	2887.76	0.61	5.40	0.39
宋一联脱水站	1 台 3.2MW 脱水炉，2 台 3.2MW 外输炉	8	470.9	6785.66	1.42	12.69	0.92
合计		/	1547.9	6785.66	4.68	41.71	3.01

3.3.3.2 废水

宋一联合站含油污水处理站监测时间为 2021 年 1 月 23 日-24 日，升一联合站含油污水处理站监测时间为 2021 年 2 月 25 日-26 日，监测 2 天，每天 4 次（引用《宋芳屯油田芳 10-27 区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程（大庆地区）》、《2021 年升平油田升 72-斜 8 等高产井区块产能建设地面工程》，监测单位：大庆中环评价检测有限公司，监测数据见附件 5）。

含油污水处理站监测结果见表 3.3-15。

表 3.3-15 含油污水处理站监测结果

监测点位	监测时间		石油类 (mg/L)	悬浮物 (mg/L)	悬浮物颗粒直径中值 (μm)
宋一联合站含油污水处理站出口	2021.01.23	第一次	5.11	2	/
		第二次	4.84	3	/
		第三次	5.15	1	/
		第四次	5.06	1	/
	2021.01.24	第一次	4.79	2	/
		第二次	5.03	2	/
		第三次	4.96	3	/
		第四次	5.09	2	/
升一联合站含油污水处理站出口	2021.02.25	第一次	4.64	2	/
		第二次	4.73	2	/
		第三次	5.21	3	/
		第四次	5.19	2	/
	2021.02.26	第一次	4.98	1	/
		第二次	5.18	2	/
		第三次	5.22	2	/
		第四次	4.84	1	/

由上表可知，宋一联合站含油污水处理站、升一联合站 2 座含油污水处理站出水水质均满足《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 $\leq 5\text{mg/L}$ ”标准限值，满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）要求，处理达标后回注地下油层，不外排。

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。

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。

本次产能引用宋一联合站厂界噪声监测时间为 2021 年 1 月 23 日-24 日，监测 2 天，每昼夜各 1 次（引用《宋芳屯油田芳 10-27 区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建

设工程（大庆地区）》，监测单位：大庆中环评价检测有限公司，监测数据见附件 5）。

升一联合站、芳 407 转油站、卫 11 转油站、升 3 转油站监测时间为 2021 年 4 月 19 日，1 次性监测（引用《升平油田加热炉隐患治理工程》，监测单位黑龙江省国信大成技术服务有限公司，监测数据见附件 5）。

噪声监测结果见表 3.3-16。

表 3.3-16 依托场站厂界噪声监测结果 单位：dB（A）

序号	监测场站	监测时段	厂界东	厂界南	厂界西	厂界北
1	宋一联合站	2021.1.23	昼间	47.3	46.5	51.4
			夜间	45.3	46.7	49.2
		2021.1.24	昼间	47.7	46.8	51.9
			夜间	45.4	46.1	49.4
2	升一联合站	2021.4.19	昼间	53.5	51.2	48.6
			夜间	48.3	47.2	46.7
3	升 3 转油站	2021.4.19	昼间	47.6	53.2	52.2
			夜间	43.9	48.6	47.2
4	芳 407 转油站	2021.4.19	昼间	49.0	50.7	49.8
			夜间	45.9	46.1	47.3
5	卫 11 转油站	2021.4.19	昼间	52.8	49.5	47.2
			夜间	48.2	47.6	45.1

根据监测结果可知，依托场站厂界噪声能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

3.3.3.4 固体废物

依托的场站固体废物主要为各座转油站及脱水站油气处理系统在清淤过程中产生的含油污泥和含油污水处理站滤罐内滤料更换产生的废滤料。

根据现场调查，升 3 转油站 2021 年含油污泥清淤量为 2.8t/a，卫 11 转油站 2021 年含油污泥清淤量为 2.5t/a，芳 407 转油站 2021 年含油污泥清淤量为 3.0t/a。宋一联合站 2021 年含油污泥清淤量为 50t/a，升一联合站 2021 年含油污泥清淤量为 5.5t/a。

含油污泥为危险废物，类别为 HW08，危废代码为 071-001-08（石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚），拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，拉运至大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站处理，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）标准限值（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ）。

根据本工程依托大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站验收报告，该站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）标准（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ）。

3.3.3.5 依托工程污染物排放情况统计

本项目依托工程污染物排放情况统计表见表 3.3-18。

表 3.3-18 依托工程污染物排放情况统计

类别	污染物（单位）	产生量	排放量
废气	废气量 10^4 (m^3/a)	6785.66	6785.66
	SO ₂ (t/a)	4.68	4.68
	NO _x (t/a)	41.71	41.71
	颗粒物 (t/a)	3.01	3.01
	非甲烷总烃 (t/a)	1468.53	1468.53
废水	含油污水 (m^3/a)	391.2×10^4	0
固体废物	含油污泥 (t/a)	63.8	0

3.3.4 依托工程存在的现有环境问题

根据查阅现有资料、现场踏勘、对依托工程污染源排放的污染物进行现场监测，分析污染源达标排放情况。

(1) 根据监测，依托场站（升 3 转油站、卫 11 转油站、芳 407 转油站、宋一联合站、升一联合站）厂界上下风向无组织排放的非甲烷总烃浓度均满足《大气污染物综合排放标准》表 2 无组织排放监控浓度限值，即 $\leq 4.0mg/m^3$ 限值；

升 3 转油站、卫 11 转油站、芳 407 转油站、宋一联合站、升一联合站加热装置燃烧烟气可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉标准限值的要求（SO₂ $\leq 50mg/m^3$ ，NO_x $\leq 200mg/m^3$ ，颗粒物 $\leq 20mg/m^3$ ）。

(2) 依托的宋一联合含油污水处理站、升一联 2 座含油污水处理站出水浓度均符合《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中含油量 $\leq 10mg/L$ ，悬浮固体含量 $\leq 5mg/L$ ，悬浮物颗粒直径中值 $\leq 2\mu m$ 要求，处理后的废水全部回注地下开采油层不外排。

(3) 依托的升 3 转油站、卫 11 转油站、芳 407 转油站、宋一联合站、升一联合站设备通过采取减振隔声等有效措施后，厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。

(4) 产生的含油污泥、落地油根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》，采用危险废物专用联单，拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，拉运至大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站处理，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）标准限值（石油类 $\leq 3000mg/kg$ ）。

综上所述，依托站场环境清洁，地面看不到污油，站内道路两侧和厂区院墙内外均

已绿化，生态恢复较好，目前依托场站所采取的各项环保措施有效，没有环境问题。

3.4 公用工程

3.4.1 给水

3.4.1.1 施工期

本项目施工期用水主要为管线试压用水、施工人员生活用水，管线试压用水由水罐车运送，生活用水采用桶装水。

（1）管线试压用水

新建管道要进行试压作业，各管道试压用水量见表 3.4-1。

表 3.4-1 管线试压用水情况表

管道类型	管道规格 mm	管道长度 km	试压用水量 m ³
集油掺水管道	Φ76×4	4.1	14.88
	Φ60×3.5	5.44	12.00
注水管道	Φ48×6	4.89	4.97
总计			31.85

（2）生活用水

根据《黑龙江省地方标准用水定额》（DB23/T727-2021）中相关内容，农村居民生活用水定额为 80L/人·d，施工时间为 60 天，施工人员约 60 人，施工期生活用水量为 288m³。

3.4.1.2 运营期

（1）油水井作业用水、水井洗井用水

结合大庆油田有限责任公司第八采油厂多年运营作业结果可知，油井作业周期 1.5 年 1 次，作业用水量为 5m³/井·次，则 17 口油井作业用水量为 56.7m³/a。水井作业周期为 2 年，作业用水量为 75m³/井次，6 口水井作业用水量为 225m³/a。水井洗井周期为 1 年，洗井用水量为 150m³/井次，6 口水井洗井用水量为 900m³/a。

（2）生活污水

本项目运营期用水主要为依托场站员工生活用水。本项目依托场站不新增员工，无新增生活用水。

3.4.2 排水

3.4.2.1 施工期

施工期废水包括管道试压废水和生活污水。

（1）管道试压废水

试压废水按用水量的 95% 计算，清管试压废水产生量为 30.26t，主要污染因子为 SS，由罐车拉运至宋一联合油污水处理站处理，达标后回注地下开采油层。

（2）生活污水

生活污水产生量按用水量的 80% 计，则生活污水量 230m³，施工人员生活污水进入周边升 3-3 计量间、卫 11-1 计量间、芳 407-12 计量间已建防渗旱厕，本项目施工现场距离周边集油阀组间距离约为 0-2km，施工人员步行或乘施工车辆进入附近计量间防渗旱厕，防渗旱厕定期清掏。

3.4.2.2 运营期

运营期废水包括油井采出水、油井作业污水、员工生活污水。

（1）油井采出水

本工程产生的废水主要为新建油井产液中分离出的油田采出水，根据开发指标预测，十年内，含油污水最大产生量为 2032 年，约为 $1.38 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

其中 2#平台 5 口油井产液脱水产生的含油污水 $0.41 \times 10^4 \text{t/a}$ ，通过管道输送至升一联合油污水处理站，处理达标后，回注地下开采油层；其余 12 口油井产液脱水产生的含油污水 $0.97 \times 10^4 \text{t/a}$ ，通过管道输送至宋一联合油污水处理站处理，达标后回注地下开采油层，不外排。

（2）油水井作业污水、水井洗井废水

油水井作业用水、水井洗井用水损耗率按 20% 计算，则本工程油井作业污水产生量约为 45m³/a、水井作业废水产生量约为 180m³/a、水井洗井废水产生量约为 720m³/a，由罐车拉运至宋一联合油污水处理站，处理后回注地下油层，不外排。

（3）生活污水

本项目依托场站不新增人员，生活污水量不新增，依托场站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。

项目水平衡图见图 3.4-1。

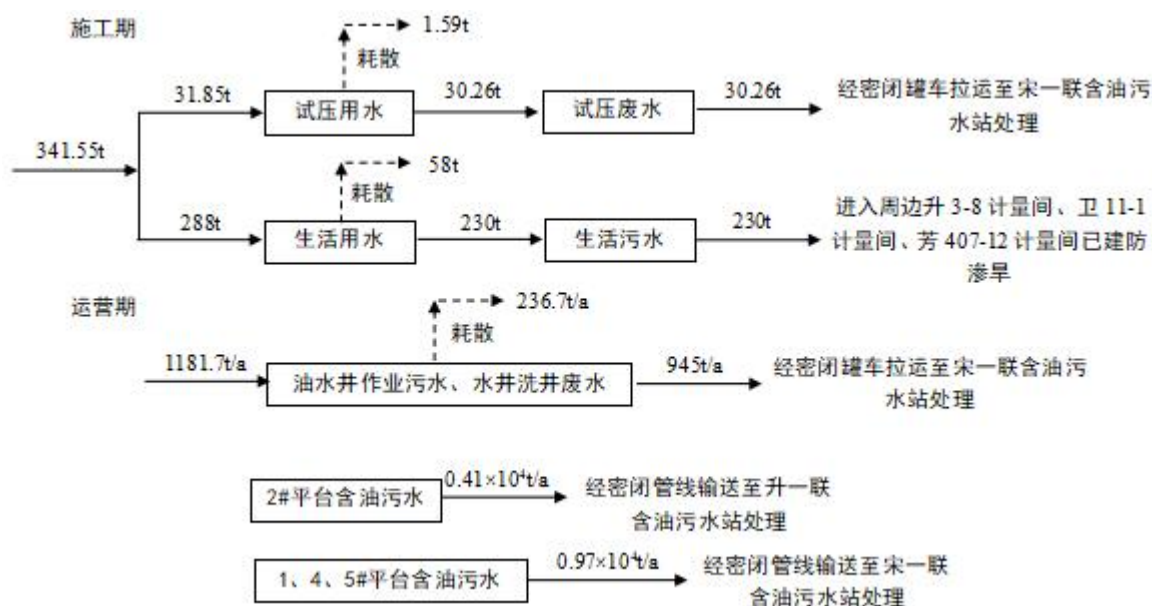


图 3.4-1 本项目水平衡图

3.4.3 供电工程

本次产能新增用电负荷 374kW，区域内的宋芳屯 1 次变电站、升 3 变电站供电。

宋芳屯 1 次变电站内现有 2 台 63000kVA 主变电器，目前负荷为 93000kW，负荷率为 73.8%，本次产能新增 110kW 依宋芳屯 1 次变电站，负荷率增至 73.9%。

升 3 变电站内现有 2 台 8000kVA 主变电器，目前负荷为 6689kW，负荷率为 41.80%，本次产能新增 264kW 依托升 3 变电站，负荷率增至 43.45%。

本项目可直接依托宋芳屯 1 次变电站、升 3 变电站，无需扩建。

3.4.4 供暖工程

本项目依托场站冬季供暖均为站内采暖炉供热。

3.5 工艺流程及产污环节分析

3.5.1 原辅材料消耗

本项目主要物料消耗表见表 3.5-1。

表 3.5-1 本项目主要物料消耗表

序号	时期	项目	原辅材料	总用量
1	施工期	管线试压用水	水	31.85t/施工期
2		施工期生活用水	水	288t/施工期
3	运营期	油水井作业、水井洗井	水	1181.7m³/a
4		生产运营	耗电	374kW
5		油气水分离	耗气量	49.97 万 m³/a

3.5.2 施工期

3.5.2.1 施工期工艺流程

（1）井场施工

首先进行井台平整，平整井台后安装抽油机、采油树、电机以及注水井口装置，主要施工工序有紧固、平衡等。

（2）管道施工

管线施工程序为：测量定线，施工作业带清理，然后开挖管沟，再组焊管道、下沟管道，回填，清水试压，管线施工产污节点图见图 3.5-1。

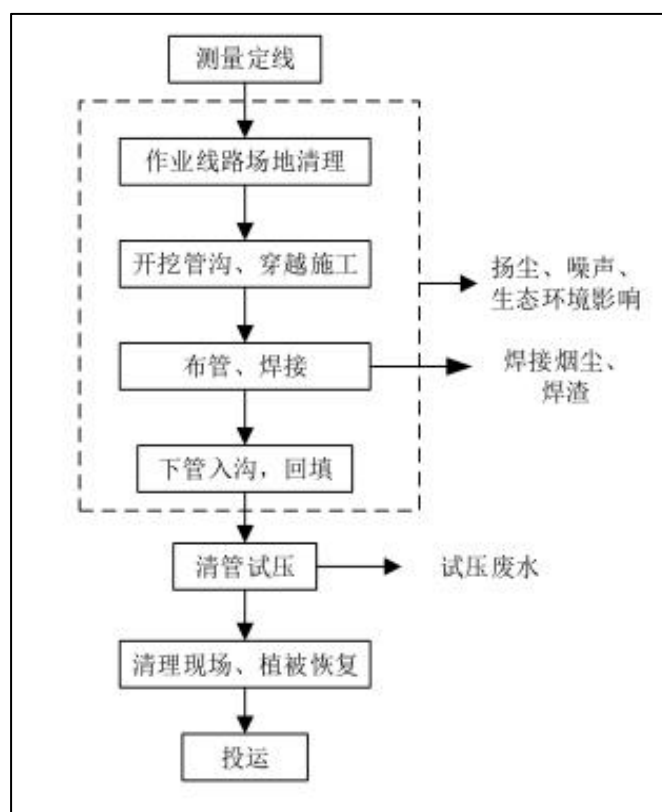


图 3.5-1 管道施工产污节点图

①施工作业带清理

管沟开挖以机械开挖为主，施工初期，首先要对施工作业带进行清理和平整，进行布管、开挖管沟及焊接等施工作业。在场地清理过程中，施工带范围内的土壤、植被和农作物都将受到扰动和破坏，不过其造成的影响仅局限在施工带宽度的范围内，管道施工平面布置图见图 3.5-2。施工作业面宽 10m，其中施工便道宽 4m，管沟带宽 2m，置土带 4m。

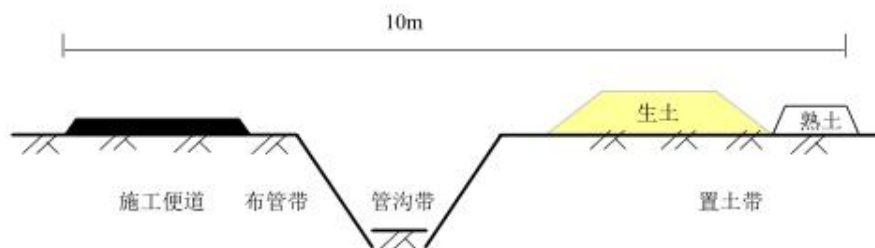


图 3.5-2 管道施工平面布置图

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管沟回填

开挖管沟时将表层耕植土和下层土分别堆放。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。

④清管试压、干燥

管道在下沟回填后应试压。采用清水进行试压，管道试压时，由水罐车在管线一端注水，管线另一端接入另一台水罐车，同时管线与罐车接口处设有截断阀，注水时关闭截断阀，试压结束后，注水端水罐车停止注水，打开截断阀，起点处水罐车配套基本压力推送，将管线内残余水量推送至终点水罐车，并由罐车拉运至宋一联含油污水处理站处理。

（3）管道钢顶穿越施工

本工程涉及有 5 处管道钢顶穿越井排路、乡道。

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

顶管施工工艺流程主要为：施工准备、顶管井施工、设备安装调试、管材吊装入井、顶进、出洞、管材吊装入井、顶进、出洞、检查井施工、回填、路面恢复。顶管施工示意图见图 3.5-3。

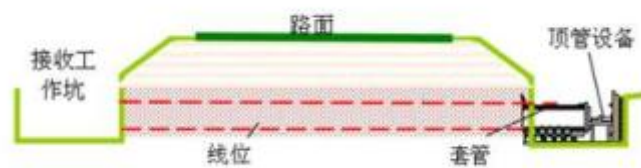


图 3.5-3 顶管施工示意图

（4）钢架桥

本工程 1#平台集油掺水管线需要跨越安肇新河，需要建设 1 座钢架桥，长度为 80m。钢架桥施工不扰动水面，支墩在渠两端陆地范围内埋设，桁架用吊装机安装。施工工艺流程：施工放样、埋设预制支墩、支座安转、析架吊装、敷设管线-结束。

（5）道路施工

施工范围内的地表草地杂草等用人工或推土机予以清除并且将道路进行平整，水泥道路铺设水泥并压实。

3.5.2.2 施工期产污环节

本项目施工期主要内容为 23 口油水井的地面工程，配套建设原油集输、注水、道路及供配电工程等。在井场、道路建设以及集输、注水管线挖沟敷设等过程都会对地表植被造成破坏，此外还会产生扬尘、噪声、生活污水和生活垃圾等污染物。施工期产污节点图见图 3.5-4。

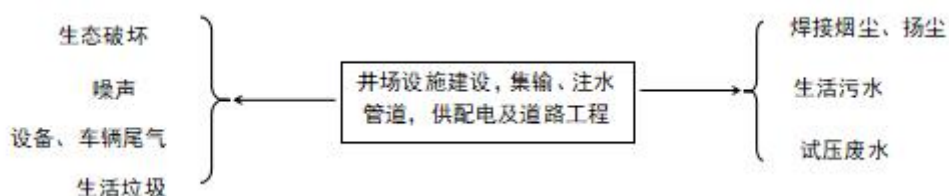


图 3.5-4 施工期产污节点图

3.5.3 运营期工艺流程及影响因素分析

3.5.3.1 正常工况

本工程新建的 17 口油井产液分别管输至升 3 转油站、卫 11 转油站、芳 407 转油站进行初步处理，最后进入宋一联脱水站、升一联转油放水站进行脱水处理，含油污水进入宋一联含油污水处理站、升一联含油污水处理站处理站处理达标后回注地下开采油层，分离产生的伴生气用于场站自耗。

正常工况下，本工程运营期的主要环境影响因素为依托场站新增的燃烧烟气；井场、油气集输过程中挥发的烃类气体；井场抽油机产生的噪声；油气集输产液脱水处理后产

生的含油污水和清罐产生的含油污泥；依托场站员工产生的生活污水和生活垃圾。本工程工艺流程及产污节点见下图 3.5-5。

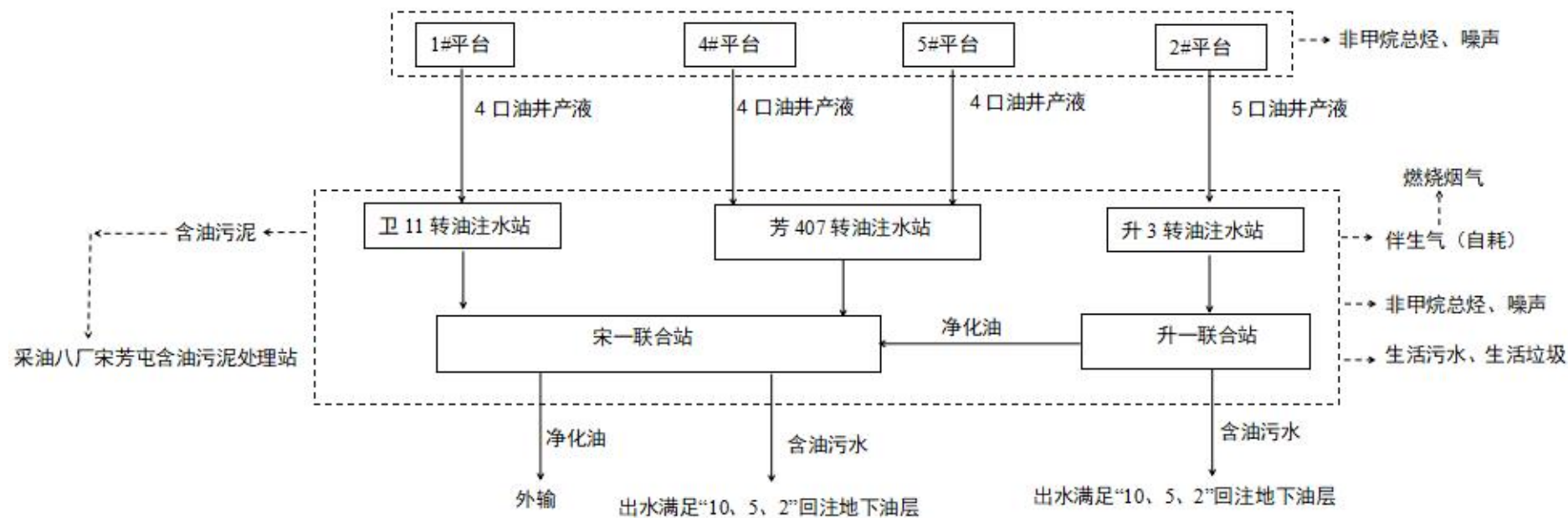


图 3.5-5 运营期正常工况产污节点图

3.5.3.2 非正常工况

项目运营过程中的非正常工况主要为油水井井下作业，水井洗井作业，油井下作业主要指对营运了一段时间的油井进行维修或零部件的更换，包括换泵换杆、修井等作业（机修、井场设备冲洗等都已包括在井下作业内），此过程中会产生油井作业污水、落地油、废含油防渗布等，水井井下作业、洗井作业会产生作业污水和洗井废水。运营期非正常工况产污节点图见图 3.5-6。

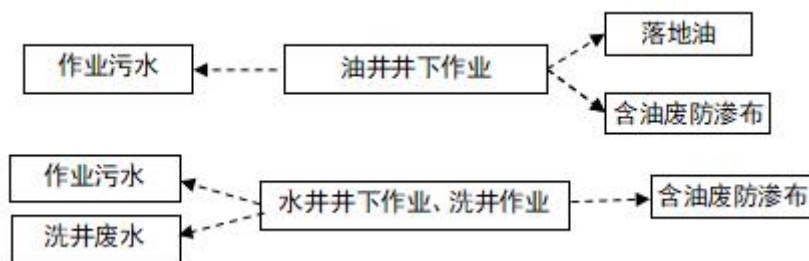


图 3.5-6 运营期非正常工况产污节点图

3.5.4 生态影响因素分析

本工程部署基建 23 口油水井，配套建设集油掺水管道 9.54km、注水管线 4.89km，新建通井路 2.3km，新建 8 座柱上变电站，主要占地为草地（基本草原），不占用湿地，新增永久占地面积 1.059hm²，临时占地面积 9.796hm²。

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

（1）管道敷设、道路、井场建设

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

（2）对土壤侵蚀的影响

施工对土地的开挖，造成土地裸露，加剧沿线的土壤风蚀。

（3）对植被的影响

对植被最主要的影响是施工期占地范围内对植被破坏，另外土地开挖、车辆运输带起的扬尘自然沉降在周围植物的叶片上，阻塞气孔，影响植物呼吸作用和光合作用，有

碍作物生长，还有车辆运行和施工机械的尾气含有 NO_x 等气体，可破坏敏感植物的叶组织，造成褪色伤斑。不过以上这些不利影响主要是短期的，随着施工期结束，这些影响也随之消失。

油田运营期对生态系统的影响主要是井下作业、管线穿孔对生态的影响。油水井作业均在井场的永久占地范围内进行，同时在油井作业时铺设防渗布，产生的作业污水经罐车拉运至一联含油污水处理站，处理达标后回注地下开采油层，防止了污油、污水排入外环境，不会对井场周围的植被产生影响。但如果作业时管理不善，导致大量污油水喷溅到植物上或散落到土壤中，就会影响植物的光合作用，导致其生产力下降。

3.6 污染源强核算

3.6.1 施工期污染源强核算

3.6.1.1 废气

施工期产生的大气污染物主要来源于施工时产生的扬尘、焊接烟尘、车辆尾气排放中的 CO 、氮氧化物和碳氢化合物。

（1）施工扬尘

本项目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。

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

①井场、管线及道路施工产生的施工扬尘

本项目井场、管线、道路施工面积约为 11hm^2 。参考土建工程现场扬尘实地监测结果， TSP 产生系数为 $0.01\text{--}0.05\text{mg/m}^2\cdot\text{s}$ ，考虑最不利情况， TSP 产生系数取 $0.05\text{mg/m}^2\cdot\text{s}$ ，取施工现场的扰动面积为 70% ，按每天施工时间 8h 计算，施工扬尘产生量为 110.9kg/d （ 13.9kg/h ）。

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，在行车道侧扬尘的 TSP 浓度短期内可达 $8\text{--}10\text{mg/m}^3$ 。类比大庆地区类似地面工程的起尘数据，施工场地起尘浓度约 1.15mg/m^3 。

（2）焊接烟尘

本项目在管线接口处进行焊接时，采用二氧化碳气体保护焊技术，使用药芯焊丝焊接，利用二氧化碳气体做为保护气体，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 CO₂ 保护焊丝 1kg，产生烟尘量 7-10g，本项目焊丝使用总量约为 150kg，焊接烟尘（主要为金属氧化物）的产生最大量为 0.0015t。

（3）施工机械、运输车辆排放的废气

油田开发时各类运输车辆较多，排放的尾气会对大气环境造成一定污染。但由于车辆数量与每辆车行驶里程不易确定，因此，本次评价仅简单分析。

3.6.1.2 废水

施工期废水包括管道试压废水和生活污水。

（1）管道试压废水

新建管道要进行试压作业，本工程新建集油掺水管道 9.54km（Φ60×3.5-5.44km，Φ76×4-4.1km）注水管道 4.89km（48×6），试压用水量根据 $V=\pi r^2 L$ 计算，各管道试压用水量见表 3.4-1，试压用水量为 31.85m³，试压废水按用水量的 95%计算，清管试压废水产生量为 30.26m³，主要污染因子为 SS（铁锈、泥屑），由罐车拉运至宋一联含油污水处理站处理，出水满足《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、悬浮物颗粒直径中值≤2μm”后回注地下开采油层。

（2）生活污水

根据《黑龙江省地方标准用水定额》（DB23/T727-2021）表 H.2 中规定农村居民生活用水为 80L/人·d，本项目施工期为 60 天，施工人员约 60 人，施工期生活用水总量为 288m³。生活污水按用水量的 80%计算，则本工程施工期共产生生活污水 230m³。施工人员生活污水进入周边升 3-3 计量间、卫 11-1 计量间、芳 407-12 计量间已建防渗旱厕，本项目施工现场距离周边集油阀组间距离约为 0-2km，施工人员步行或乘施工车辆进入附近集油阀组间防渗旱厕，防渗旱厕定期清掏。

3.6.1.3 噪声

本项目施工期噪声主要来源于施工机械噪声和运输车辆噪声。施工期噪声具有阶段性、临时性和不固定性的特征，不同的施工设备产生的机械噪声声级各不相同。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013），本项目施工期主要噪声源强（声压级）如下表 3.6-1。

表 3.6-1 施工机械噪声统计表 单位：dB（A）

序号	噪声源	距声源（m）	噪声强度 dB（A）
1	挖掘机	5	82-90
2	吊装机	5	80-86
3	推土机	5	83-88
4	电焊机	5	90-96
5	冲击式钻机	5	88-92
6	压路机	5	80-90
7	混凝土振捣棒	5	80-88
8	重型运输车	5	82-90

3.6.1.4 固体废物

施工期间固体废物主要为管道施工废料、施工人员生活垃圾。

（1）管道施工废料

管道施工废料产生量以 200kg/km 管道计，本项目新建管道 14.43km，施工废料产生量为 2.9t，主要为焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产生的废防腐材料施工废料，属于一般工业固废。

（2）生活垃圾

本工程施工人员为 60 人，施工期 60 天，每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，施工期生活垃圾产生量为 1.8t。

3.6.1.5 施工期污染源源强核算统计

施工期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表见表 3.6-2，施工期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表见表 3.6-3，施工期噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表见表 3.6-4，施工期固体废物污染源源强核算结果及相关参数一览表见表 3.6-5。

表 3.6-2 施工期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间
				核算方法	废气产生量 m³	产生浓度 mg/m³	产生量 kg/h	工艺	效率 /%	核算方法	废气排放量 m³	排放浓度 mg/m³	排放量 kg/h	
井场、管线、道路等地面工程建设	施工场地	施工扬尘	颗粒物	系数法	/	/	13.9	直排	/	系数法	/	/	13.9	施工期
	管道焊接	焊接烟尘	颗粒物		/	/	0.0063		/		/	/	0.0063	240h
	施工机械	汽车尾气	NO _x	由于车辆数量和每辆车行驶的公里数不易确定，固不对其进行定量计算				直排	/	/	/	/	/	施工期
			SO ₂											
			CO											
			THC											

表 3.6-3 施工期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施%		污染物排放				排放时间
				核算方法	废水产生量 m³	产生浓度 mg/L	产生量 t	工艺	效率 /%	核算方法	废水排放量 m³	排放浓度 mg/L	排放量 t	
管道试压	集输管道	试压废水	SS	类比法	30.26	10	3.03×10 ⁻⁴	罐车拉运至宋一联含油污水处理站处理，达标后回注地下开采油层，不外排。	100	类比法	0	0	0	施工期试压
生活区	生活区	生活污水	COD	系数法	230	300	0.069	施工人员生活污水进入周边升 3-3 计量间、卫 11-1 计量间、芳 407-12 计量间等已建防渗旱厕，防渗旱厕定期清掏。	100	类比法	0	0	0	施工期
			SS			150	0.035							
			NH ₃ -N			30	0.007							

表 3.6-4 施工期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表 单位：dB（A）

工序	装置	噪声源	声源类型	噪声源强		降噪措施		噪声值排放		持续时间
				核算方法	噪声值	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值	
管线、道路等地面工程施工	施工机械	挖掘机	流动声源	类比法	82-90	选用低噪声设备、定期维护保养	/	类比法	82-90	施工期
		吊装机	流动声源	类比法	80-86		/	类比法	80-86	
		推土机	流动声源	类比法	83-88		/	类比法	83-88	

		电焊机	流动声源	类比法	90-96		/	类比法	90-96	
		冲击式钻机	流动声源	类比法	88-92		/	类比法	88-92	
		压路机	流动声源	类比法	80-90		/	类比法	80-90	
		混凝土振捣棒	流动声源	类比法	80-88		/	类比法	80-88	
		重型运输车	流动声源	类比法	82-90		/	类比法	82-90	

表 3.6-5 施工固体废物源强统计表

工序	装置	固体废物名称	固废属性	产生情况		处置措施		最终去向
				核算方法	产生量	核算方法	处置量	
管道施工	管道施工	管道施工废料	一般工业固废	系数法	2.9t	系数法	2.9t	拉运至第八采油厂工业固体废物填埋场填埋处理。
生活	施工人员	生活垃圾	/		1.8t		1.8t	生活垃圾分类收集后，委托环卫部门处理。

3.6.2 运营期污染源强核算

3.6.2.1 正常工况

(1) 废气

①无组织挥发烃类气体

本工程新建的 17 口油井产液分别管输至卫 11 转油站、芳 407 转油站、升 3 转油站进行初步处理，最后进入宋一联脱水站、升一联转油放水站进行脱水处理。烃类气体主要排放地点为油井井场、依托的转油站、联合站。

本工程油气集输全部采用密闭集油工艺流程，根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》，油田开采为 1.4175g/kg 原油，本项目建成后产能为 $0.99 \times 10^4\text{t/a}$ ，则本次产能非甲烷总烃挥发量为 14.03t/a 。

②加热装置燃烧烟气

本工程没有新建加热装置，不产生燃烧烟气。但新建油井产液在集输过程中需要伴热，增加了依托转油站（卫 11 转油站、芳 407 转油站、升 3 转油站、宋一联脱水站、升一联转油放水站）加热炉烟气排放量。

根据第八采油厂提供的依托场站燃气量与处理油量数据，类比计算出本次依托场站新增耗气量，具体见表 3.6-6。

表 3.6-6 依托场站现有耗气量及新增耗气量（分担量）情况

场站名称	2021 年实际 处理油量 10^4t/a	2021 年实际 耗气量 $10^4\text{m}^3/\text{a}$	本工程新增 处理油量 10^4t/a	本工程新增 耗气量 $10^4\text{m}^3/\text{a}$
升 3 转油站	6.9	267.9	0.29	11.26
卫 11 转油站	7.7	272.3	0.23	8.13
芳 407 转油站	7.0	336.4	0.47	22.59
宋一联合站	119.6	470.9	0.99	3.90
升一联合站	14.2	200.4	0.29	4.09

根据本项目原油物性表可知，开采原油的气油比为 $16.34\text{m}^3/\text{t}$ ，则本项目伴生气产生量为 $0.99 \times 10^4 \times 16.34 / 10^4 = 16.18$ 万 m^3/a ，分离的伴生气全部用于场站自耗，缺少的 $33.79 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ 天然气量由宋一联合站提供。

根据依托场站加热装置的监测数据及表 3.6-6 耗气量，依托场站加热装置新增燃烧烟气污染物分担量见表 3.6-7。

表 3.6-7 依托场站加热装置新增燃烧烟气污染物分担量

名称	污染源名称	新增燃气量 万 m ³ /a	烟气分担量 万 m ³ /a	污染物分担量 t/a		
				SO ₂	NO _x	颗粒物
升 3 转油站	2 台 2.5MW“四合一”，1 台 2.5MW 真空加热炉	11.26	162.3	0.034	0.304	0.022
卫 11 转油站	2 台 0.4MW 真空加热炉，3 台 2.0MW “四合一”	8.13	117.2	0.025	0.219	0.016
芳 407 转油站	3 台 2.5MW“四合一”	22.59	325.5	0.068	0.609	0.044
宋一联合站	1 台 3.2MW 脱水炉，2 台 3.2MW 外输炉	3.90	56.2	0.012	0.105	0.008
升一联合站	3 台 2.0MW 掺水炉，2 台 1.0MW 外输掺水炉	4.09	58.9	0.012	0.110	0.008

(2) 废水

本项目运营期废水为油井采出水、生活污水。

①油井采出水

本工程产生的废水主要为新建油井产液中分离出的油田采出水，根据开发指标预测，十年内，含油污水最大产生量为 2032 年，约为 1.38×10^4 t/a。

含油污水分别管输至宋一联合站含油污水处理站，升一联合站含油污水处理站处理，处理后水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）标准中的：“含油量 ≤ 10 mg/L、悬浮固体含量 ≤ 5 mg/L、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”要求后回注地下开采油层，不外排。

②生活污水

本项目依托场站不新增人员，生活污水量不新增。

(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，参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013），声源强度 70-100dB（A）。

(4) 固体废物

运营期固体废物包括含油污泥、生活垃圾。

①含油污泥

项目运营期产生的固体废物主要依托工程产生的含油污泥。结合油田实际产生情况和多年统计数据，生产万吨原油的排泥量（固相）一般按约 0.3t 计算，本项目年产能 0.99×10^4 t/a，则本项目含油污泥产生量 0.297t/a。根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，含油污泥为危险废物，类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08，

拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，拉运至大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站处理，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）标准限值（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ）。

②生活垃圾

本项目依托场站不新增人员，生活垃圾量不新增。

3.6.2.2 非正常工况

（1）污水

①油水井作业污水

井下作业是运营期的污染环节之一，主要对营运了一段时间的油水井进行维修或零部件的更换。

结合大庆油田有限责任公司第八采油厂多年运营作业结果可知，油井作业周期 1.5 年 1 次，作业污水产生量 $4\text{m}^3/\text{井}\cdot\text{次}$ ，本项目基建油井 17 口，则本工程油井作业污水产生量约 $68\text{m}^3/1.5\text{a}$ （折算为 $45\text{m}^3/\text{a}$ ），作业污水中污染物主要为石油类、SS，其浓度一般在 1000mg/L 、 50mg/L ，作业污水经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，处理后满足《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 $\leq 2\mu\text{m}$ ”要求后回注地下开采油层，不外排。

水井作业周期为 2 年，作业污水产生量为 $60\text{m}^3/\text{井}\cdot\text{次}$ ，6 口水井共产生作业污水量为 $180\text{m}^3/\text{a}$ ，作业污水经作业施工现场设置的污水回收装置回收后经罐车拉运至宋一联污水站处理，宋一联污水站处理满足《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 $\leq 2\mu\text{m}$ ”要求回注油层，不外排。

②水井洗井污水

水井洗井周期平均 1 次/年，污水产生量约 $100\text{--}120\text{m}^3/\text{井}\cdot\text{次}$ ，本次按照 $120\text{m}^3/\text{井}\cdot\text{次}$ 计算，本工程共 6 口水井，约 $720\text{m}^3/\text{a}$ ，洗井污水经现场设置的污水回收装置回收后经罐车拉运至宋一联污水站处理，宋一联污水站处理满足《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 $\leq 2\mu\text{m}$ ”要求回注油层，不外排。

（2）固体废物

①落地油

在采油井投产一段时间后，由于腐蚀结垢，机具损坏等原因，往往要进行修井，修井时要将油管全部拔出，以更换损坏的油管和机具。修井时往往会有一部分原油散落于井场内，成为落地油。根据对本项目各区块调查，修井平均一般 1.5 年一次。

近年来大庆油田通过在油井修井前实施压井技术（即对油井修井前向其注入高压水，冲刷油管和套管）以及安装井下卸油器，修井时落地油产生量大幅减少，每口井产生落地油按最不利状态考虑，约 0.05t/次。

项目共 17 口油井，运营期修井时产生的落地油约为 0.85t/a。根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，含油油泥为危险废物，类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08，为防止原油散落于井场内，井场均铺设防渗布。落地油拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，拉运至大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站处理，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）标准限值（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ）。

②含油废防渗布

运营期油水井作业、水井洗井时在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。单块防渗布重量按 250kg（12m×12m）计，平均每口井作业用 2 块，油井作业频次为 1 次/1.5a，水井作业频次为 1 次/2a，水井洗井频次为 1 次/a，本项目 17 口油井、6 口水井，废弃含油防渗布最大产生量约 10.2t/a。根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，废弃含油防渗布为危险废物，类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物”。含油废防渗布直接集中收集后在钢制危废暂存桶，油井作业结束后，暂存在第八采油厂三矿危废暂存间，定期委托有危废处置资质的单位进行处置。

3.6.2.3 运营期污染源强核算

废气污染源源强核算结果及相关参数一览表见表 3.6-8，废水污染源源强核算结果及相关参数一览表见表 3.6-9，噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表见表 3.6-10，固体废物污染源源强核算结果及相关参数一览表见表 3.6-11。

本工程产生的危险废物主要为含油废防渗布和含油污泥，随时产生随时清理，危险废物汇总表见表 3.6-12。

本项目运营期各种污染物产生与排放情况见表 3.6-13。

表 3.6-8 运营期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放 时间 /d
				核算方法	废气产生量 ×10 ⁴ m ³ /a	产生 浓度 mg/m ³	产生量 t/a	工 艺	效 率 /%	核算 方法	废气排放量 ×10 ⁴ m ³ /a	排放 浓度 mg/m ³	排放 量 t/a	
原油 集输	井场、集油 管道、场站	无组织 排放烃 类气体	NMHC	产污系数 法	/	/	14.03	/	0	产污系 数 法	/	/	14.03	365
原油 处理	升 3 转油站 加热装置	燃烧 烟气	SO ₂	排污系数 法、类比 法	162.3 (分担量)	21	0.034	/	0	排污系 数法、 类比法	162.3 (分担量)	21	0.034	365
			NO _x			187	0.304					187	0.304	
			颗粒物			13.5	0.022					13.5	0.022	
	卫 11 转油 站加热装置	燃烧 烟气	SO ₂		117.2 (分担量)	21	0.025	/	0		117.2 (分担量)	21	0.025	365
			NO _x			187	0.219					187	0.219	
			颗粒物			13.5	0.016					13.5	0.016	
	芳 407 转油 站加热装置	燃烧 烟气	SO ₂		325.5 (分担量)	21	0.068	/	0		325.5 (分担量)	21	0.068	365
			NO _x			187	0.609					187	0.609	
			颗粒物			13.5	0.044					13.5	0.044	
	宋一联合站 加热装置	燃烧 烟气	SO ₂		56.2 (分担量)	21	0.012	/	0		56.2 (分担量)	21	0.012	365
			NO _x			187	0.105					187	0.105	
			颗粒物			13.5	0.008					13.5	0.008	
	升一联合站 加热装置	燃烧 烟气	SO ₂		58.9 (分担量)	21	0.012	/	0		58.9 (分担量)	21	0.012	365
			NO _x			187	0.110					187	0.110	
			颗粒物			13.5	0.008					13.5	0.008	

表 3.6-9 运营期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污 染 物	污染物产生			治理措施%		污染物排放				排放 时间 /d	
				核算 方法	废水产生 量 m³/a	产生 浓度 mg/L	产生 量 t/a	工 艺	效 率 /%	核 算 方 法	废 水 排 放 量 m³	排 放 浓 度 mg/L		排 放 量 t/a
原油 处理	转油 站、脱 水站	油井 采出 水	石 油 类	物料 衡算 法	13800	/	/	含油污水分别管输至宋一联含油污水处理站，升一联含油污水处理站处理，处理后回注地下油层，不外排	100	/	0	0	0	365
井下 作业	油水井 作业	作业 污水	石 油 类	类 比 法	225	1000	0.225	罐车拉运至宋一联含油污水处理站，处理后回注地下油层，不外排	100	/	0	0	0	14
			SS			50	0.011			/	0	0	0	
	水井 洗井	洗井 废水	石 油 类	类 比 法	720	500	0.36		100	/	0	0	0	6
			SS			50	0.036			/	0	0	0	

表 3.6-10 运营期噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	噪声源	声源类型	噪声源强		降噪措施		噪声值排放		持续时间/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	连续稳态声源	类比法	70-80	选用低噪音设备，定期维护	/	类比法	70-80	8760
场站运行	机泵	外输泵、掺水泵	连续稳态声源	类比法	90-100	选用低噪音设备，设置减震基础，机泵设置于厂房	20	类比法	70-80	8760
	加热炉	加热炉	连续稳态声源	类比法	70-80		/	类比法	70-80	8760

表 3.6-11 运营期固体废物污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	固体废物名称	固废属性	产生情况		处置措施		最终去向
				核算方法	产生量 t/a	工艺	处置量 t/a	
原油集输	含油污泥	油泥（砂）	危险废物	类比法	0.297	流化预处理—调质—离心	0.297	拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，拉运至大庆油田水务
井下作业	油井	落地油	危险废物	类比法	0.85		0.85	

								工程技术有限公司八厂污泥处理站处理，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）标准限值（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ）。
	井场	含油废防渗布	危险废物	类比法	10.2	/	10.2	暂存在第八采油厂三矿危废暂存间，定期委托有危废处置资质的单位进行处置。

表 3.6-12 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	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	含油污泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	1.147t/a	油井作业及依托场站设备清淤	固液混合态	石油类	石油类	油井作业 1.5 年/次，设备清淤 1 年/次	T、I	拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，拉运至大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站处理，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）标准限值（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ）。
2	含油废防渗布	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-08	10.2t/a	油井作业	固态	油、塑料	石油类	油井作业 1.5 年/次	T、I	暂存在第八采油厂三矿危废暂存间，定期委托有危废处置资质的单位进行处置。

表3.6-13 项目运营期各类污染物排放情况汇总表

污染物		产生量	处理措施	排放量
井场、集油管道无组织挥发烃类气体	非甲烷总烃	14.03t/a	/	14.03t/a
	烟气分担量	720.1万m ³ /a		720.1万m ³ /a
依托场站加热炉燃烧废气	SO ₂	0.151t/a	/	0.151t/a
	NO _x	1.347t/a		1.347t/a
	颗粒物	0.098t/a		0.098t/a
油井采出水	含油污水	13800t/a	含油污水分别管输至宋一联含油污水处理站，升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）标准中的：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”要求后回注地下开采油层。	13800t/a
固体废物	含油污泥	0.297t/a	拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，拉运至大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站处理，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）标准限值（石油类≤3000mg/kg）。	0.297t/a
	落地油	0.85t/a		0.85t/a
	含油废防渗布	10.2t/a	暂存在钢制危废暂存桶内，油井作业结束后，直接委托资质单位进行处理。	10.2t/a
非正常工况下	油水井作业污水	废水量	罐车拉运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）标准中的：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”要求后回注地下开采油层。	225t/a
		石油类		0.225t/a
		SS		0.011t/a
	水井洗井	废水量		720
		石油类		0.36
		SS		0.036

3.7 污染物“三本账”汇总

由于本项目施工期产生的各种污染物将随施工活动的结束而消失，本项目运营期废水、固体废物不排入外环境，因此，本次评价只对本项目运营期大气污染物排放情况进行核定，污染物“三本账”汇总见表 3.7-1。

表 3.7-1 污染物“三本账”汇总一览表 单位：t/a

类别	污染物	单位	现有工程排放量	本工程分担量/产生量	“以新带老”削减量	改扩建后全厂排放量	增减量变化
废气	烟气量	10 ⁴ m ³ /a	6785.66	720.1	0	720.1	+720.1（分担量）
	SO ₂	t/a	4.68	0.151	0	0.151	+0.151（分担量）
	NO _x	t/a	41.71	1.347	0	1.347	+1.347（分担量）
	颗粒物	t/a	3.01	0.098	0	0.098	+0.098（分担量）
	非甲烷总烃	t/a	1468.53	14.03	0	14.03	+14.03

3.8 清洁生产分析

3.8.1 井下作业清洁生产分析

（1）在井场，加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发，控制分离器压力，杜绝放空，并对设备的选型设计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，产生的作业废水经升一联合油污水处理站处理后回注地下开采油层，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。

（2）油气集输采用密闭集输流程

本工程开发首先敷设集输管道，以保证投产并能立即进入集输流程，油田输气系统处于密闭集输状态，以减少油气集输过程中烃类的无组织挥发。

（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分别经宋一联合油污水处理站，升一联合油污水处理站，处理后水质满足《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≤2μm”后回

注地下开采油层，不外排。

（4）本工程依托转油站加热炉采用天然气作为燃料，清洁环保。

（5）本项目管道、道路、井场施工时不设施工营地和料场，对临时占地进行等质等量恢复。

3.8.3 先进的环境管理

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

3.8.4 合理有效的污染物处置措施

本工程运营期产生的含油废防渗布暂存在钢制危废暂存桶内，油井作业结束后，暂存在第八采油厂三矿危废暂存间，定期委托有危废处置资质的单位进行处置。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拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，拉运至大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站处理，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）标准限值（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ）；作业污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后《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 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注地下开采油层，不外排。根据上述分析，本工程将清洁生产贯穿于设计、建设与生产的全过程，符合清洁生产要求，清洁生产水平达到国内先进水平。

四.环境现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地理位置

本项目葡萄花油田 2405 外扩区块位于绥化市安达市，区域构造位于松辽盆地北部中央坳陷区三肇凹陷过渡的斜坡区，主要目的层为下白垩统姚家组一段葡萄花油层。本项目地理坐标为东经 125°4′28.19″-125°7′7.01″，北纬 46°4′34.17″-46°9′1.14″。具体地理位置见附图 3-1。

4.1.2 地形地貌

安达市地质构造上属松辽盆地的一部分，全境处于长期缓慢下降作用为主的松辽中断陷中央拗陷期东部。地貌类型属松花江、嫩江冲积一级阶地。全市地势平坦开阔，由东北向西南逐渐低下，海拔由 212 米降至 134 米，相对高差 78 米，地面坡度 1/600-1/300。苗家围子、十八里、扬青屯、高子和屯到三井子一线，为两个地貌单元的分界线。以东属小兴安岭山前冲积、洪积倾斜高平原区，海拔 180-210 米；以西属乌裕尔河、双阳河冲积泛滥低平原区，海拔 130-180 米。高原区属剥蚀堆积地形，低平原区属堆积地形。东部低平原区泡沼较多，为浅洼地。

4.1.3 气候气象

本工程所在区域属于半湿润温带大陆性季风气候，冬季受蒙古西北气流控制及东部鄂霍次克寒流影响，因此冬季漫长、寒冷而干燥。夏季多受太平洋西伸北跃西南气流的影响，炎热多雨。春秋两季短促，多风且干燥。极端最低温度-36.2℃，极端最高温度为 38.9℃，年平均气温 5.3℃，最大冻土深度为 1.85m，结冰期 176 天左右。年平均降水量为 514.5mm 左右，年平均蒸发量 1491.6mm，最大积雪深度 18cm，年日照时长 2527.4h，年平均相对湿度约 63%。区域内盛行风向为西南风和西风，西南风频率为 19%，西风频率为 9%，静风频率为 12%，夏季盛行西南和东风，冬季盛行西南风和西风，年平均风速为 2.5m/s，最大风速出现在 4 月，平均风速为 2.6m/s，最小风速出现在 8 月，月平均风速均为 1.7m/s。

4.1.4 评价区水文地质条件

4.1.4.1 地形地貌

评价区处于松花江及嫩江冲积平原北部，地形呈北高南低的广阔波状平原。评价区

位于绥化市安达市。区域地势平坦低洼，海拔高度在 130-210m 之间，东北部高西南部低，地表径流条件较好。区内分布着大面积草地、农田和村庄。

4.1.4.2 地质概况

本工程区域白垩系明水组没有接受沉积操守剥蚀，第三系受地质运动影响，沉积大安组地层。第四系长期处于上升阶段，第四系地层沉积较薄，形成了多级阶地。根据地质钻探资料分析，区域浅部地层从上到下依次为第四系、白垩系明水组地层。

（1）第四系（Q）

①全新统冲积层（Q₄）主要分布在河漫滩冲积层、低平原内残留湖泊的沉积层及近代风砂层等。厚度不等，只有数米，分布不稳定。

②上更新统哈尔尔组（Q₃）广泛分布于区域，岩性为粉质粘土和粉细砂。粉质粘土：黄褐色-褐黄色，软塑~可塑，土质不均匀，局部夹有粉土，手捻有砂粒感，含氧化铁斑点，中压缩性，干强度中等，韧性中等，稍有光滑，无摇振反应，地层厚度为 5~10.5m。局部夹粉土、粉细砂层，微显层理，裂隙较发育，具有大的孔隙。分布于评价区表层。

③中更新统荒山组（Q₂）广泛分布区域，岩性为河湖相沉积的灰黑色粘土，地层厚度较为均匀，微显层理，局部夹有粉细砂层，致密坚硬，局部由铁质浸染，地层厚度为 25.0~30.5m。土质致密，渗透性较差，渗透系数一般在 $1.0 \times 10^{-6} \sim 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，为区域弱透水层，由铁质浸染的斑点条带，含铁钙质结核及白色钙质斑点；第四系与下伏第三系泰康组地层为不整合接触。

（2）白垩系明水组（K_{2m}）

①明水组一段（K_{2m}¹）

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。

4.1.4.3 地质构造

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。

4.1.4.4 水文地质条件

4.1.5.1 地下水的形成条件

新生界第三系沉积了巨厚的碎屑岩砂岩，第四系则覆盖全区，不整合于第三系上新统地层之上。在各组岩层中沉积有厚薄不均的砂、砂砾石层及砂岩、砂砾岩层，为地下水的赋存提供了良好的条件。

根据地下水的埋藏条件及含水层介质、水力性质等，区内地下水类型可划分为第四系上更新统松散层孔隙潜水、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（附图 4-1）及水文地质剖面图（附图 4-2）、区域水文地质柱状图（附图 4-3）。

4.1.5.2 地下水类型及含水岩组特征

（1）第四系上更新统松散层孔隙潜水

第四系上更新统松散层孔隙潜水分布于全区，含水层岩性为上更新统哈尔滨组粉细砂组成，厚度 0~3.5m。地下水水位埋深 3.0~7.5m，弱富水性，单井涌水量在 500~100m³/d，地下水化学类型以 HCO₃-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）白垩系明水组

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 7.0~45.0m，含水层顶板埋深 60~120m。单井涌水量一般都能达到 1000-1500m³/d，水质为重碳酸钙型水。

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

4.1.5.3 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明水组含水层。

②地表水体的入渗补给

项目区内分布的湖泊水的入渗水量构成了第四系潜水补给的主要来源。

③侧向补给

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

（3）地下水排泄

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

①潜水蒸发排泄

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

②侧向径流排泄

地下水通过同一含水层向区域西南部径流流出区域。

③人工开采

区域是地下水人工开采主要地区。根据统计资料，目前区域已建成分散及集中地下水水井 20 多眼。区域地下现状年总开采量为 $75.00 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

4.1.5 区域地下水变化特征

4.1.5.1 区域地下水变化特征

1、潜水地下水水位动态变化特征

区域潜水含水层埋深较浅，含水层岩性为粉细砂，水位变化主要受大气降水补给和人工开采影响较大，根据水位监测结果表明，区域潜水水位埋深 2.92m-6.79m 之间，区域潜水埋深变化见图 4.1-1。

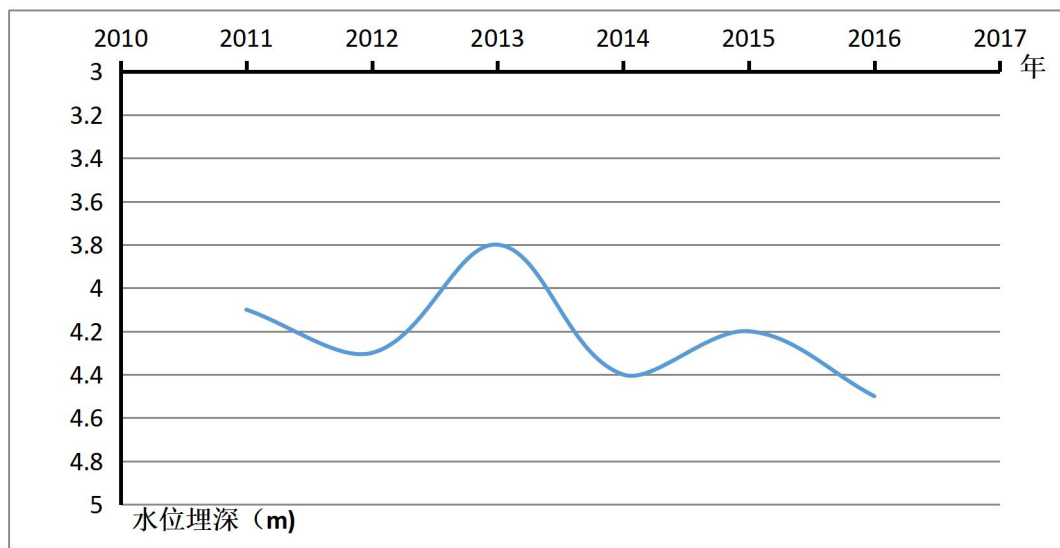


图 4.1-1 区域潜水水位埋深变化曲线

2、承压水地下水水位动态变化特征

区域承压水主要含水层为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 2015 年水位下降到 12.1m。由于加强地下水资源管理，基本处于稳定状态，见图 4.1-2。

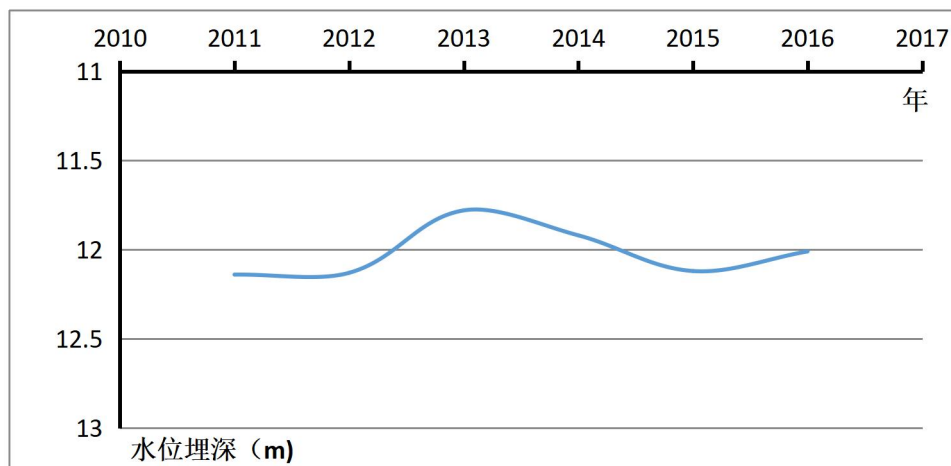


图 4.1-2 区域地下水承压水水位埋深变化曲线

4.1.5.2 地下水流程

1、孔隙裂隙承压水

监测井情况及地下水等水压线图见附图 4-4。项目区内地下水流由东向西，地下水水力坡度 0.5-1‰。

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水位监测孔为利用农村潜水井，地下水等水位线图见附图 4-5。项目区内地下水整体流向由东向西，地下水水力坡度 0.3-0.6‰。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。

4.1.5.3 包气带现状

1、建设场地地质概况

项目区内包气带均为第四系松散堆积层，堆积厚度大，分布范围广。按地貌成因形态类型主要为冲积低平原沉积地层。根据项目区潜水地下水埋深特征，包气带厚度 2.4-3.6m。

粉质粘土：黄褐色-褐黄色，可塑，土质不均匀，局部夹有粉土，手捻有砂粒感，含氧化铁斑点，中压缩性，干强度中等，韧性中等，稍有光滑，无摇振反应，地层厚度 3.6-4.5m。

粉细砂：黄色，稍密，饱和，颗粒均一，级配差，主要矿物成份由石英、长石组成，含少量暗色矿物。土层分布不连续，地层厚度 2.1-2.4m。

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

2、建设场地包气带防污性能

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

表 4.1-1 包气带防污性能分级

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

本区域包气带厚度 2.4-3.6m（ $>1.0m$ ），根据地质资料，项目包气带岩性主要为粘土、细砂，参照水文地质参数表，黏土、细砂渗透系数 5.79×10^{-5} - $2.89 \times 10^{-4}cm/s$

($>1 \times 10^{-6} \text{cm/s}$, $<1 \times 10^{-4} \text{cm/s}$)，由此可知，项目区域包气带防污性能为中。

4.1.6 土壤情况

评价区属嫩江的冲积地带，区内土壤早期为洪积、冲、风积而成。是第四全新统疏松沉积物所覆盖，质地粘重，地形平坦，祇稍现坡状起伏。此地土壤受气候、地形、地质、水文地质、生物等影响，逐步形成现在土壤类型。根据调查本项目评价范围内土壤类型主要为草甸土，本项目区域土壤类型分布图见附图 4-6。

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。

4.1.7 植被情况

安达有各种野生植物 240 多种，其中天然花卉 40 多种，中药材 110 多种。安达是世界三大优质草场之一，年产优质牧草 2 亿公斤，草原植被以驰名中外的羊草为主，是亚洲东部特有的建群植物种，素有“世界明珠”之称。植物区系成分主要包括长白植物区系、蒙古植物区系、华北植物区系和大兴安岭植物区系。

4.1.8 动植分布

区域内原始动物中鸟类主要有喜鹊、麻雀、云雀等，两栖类的中华大蟾蜍，花背蟾蜍和无斑雨蛙，爬行类的白条锦蛇及红点锦蛇；鸟类有白尾鹞（*Circus cyaneus*）、白头鹞（*C.aeruginosus*）、环颈雉（*P.colchicus karpowi Rothschild*）、蒙古百灵（*Melanocorypha mongolica*）、小沙百灵（*Calandrella cheleensis cheleensis*）、云雀（*Alauda arvensis intermedia*）、白鹡鸰（*Motacilla alba*）、灰鹡鸰（*Motacilla cinerea*）、角百灵（*Eremophila alpestris*）、家燕（*Hirundo rustica*）等、兽类有普通刺猬（*Erinaceus europaeus rinnaeus*）、蒙古兔（*Repus capensis rinnaeus*）、草原黄鼠（*Citellus dauricus Rranolt*）、五趾跳鼠（*Allactagasibirica Forsten*）、黑线仓鼠、布氏田鼠、草原鼯鼠、巢鼠，以及狐（*Vulpus vulpus rinnaeus*）、艾鼬（*Mustela eversmanni lesson*）等，附近泡沼内鱼类主要有鲤鱼、鲢鱼、鲫鱼、草鱼等。由于受人为因素影响明显，荒野被开垦为农田，工业迅速发展，管道沿线大型鸟兽基本绝迹，大群雁鸭等主要集中在湖泊湿地中。

4.1.9 自然保护区

本工程位于黑龙江省绥化市安达市境内，油田区块开发区内无自然保护区、风景名胜區、水源保护区等环境敏感区域。卫星牧场草原自然保护区实验区位于本项目 2#平台北侧 1050m，缓冲区位于 1#平台北侧 1100m。卫星牧场草原自然保护区是大庆市肇州县 2003 年 5 月建设的自然生态系统类县级保护区。2017 年 12 月，肇州县卫星牧场草原自然保护区范围和功能分区进行了调整（具体附件 6），后根据《关于做好自然保护区范围及功能分区优化调整前期有关工作的函》自然资函〔2020〕71 号，对自然保护区各功能区进行了完善，卫星牧场草原自然保护区是肇州县具有代表性的自然生态系统，以草原及栖息于其中野生动物为保护对象，是生物多样性保护、资源可持续利用的综合性自然保护区，同时也是开展草甸草原生态系统和野生动植物物种研究和保护的重要基地。

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、自然公园、基本农田、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。

结合安达市土地利用总体规划及基本农田位置关系图（附图 1-2），本项目占用基本草原；根据《绥化市水土保持规划（2015-2030 年）》，绥化市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目拟建油水井位于绥化市安达市，不属于市级水土流失重点治理区和重点预防区；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》，安达市不属于沙化土地所在县（区），项目涉及以居住为主要功能的区域。

本工程所在区域环境空气属于二类功能区，周边肇州县卫星牧场草原自然保护区属于一类区，主要环境保护目标为二村、龙德村、长胜村、立功村等村屯。评价范围内居民环境保护目标见表 2.7-1-表 2.7-4。

4.3 环境质量现状调查与评价

本项目委托黑龙江省星科环境监测有限公司于 2022 年 7 月 22 日至 7 月 28 日对本

项目所在区域环境空气、土壤、地下水、包气带、声环境进行了监测（监测报告见附件 5），项目环境现状监测布点示意图见附图 4-7。

4.3.1 大气环境质量现状调查与评价

4.3.1.1 基本污染物环境空气质量现状

根据《绥化市环境质量年报》（2021 年度）中的数据，具体数据见表 4.3-1。

表 4.3-1 环境空气质量现状结果

监测项目	平均时间	单位	浓度	标准限值	占标率%	达标情况
SO ₂	年平均	μg/m ³	8	60	13.3	达标
NO ₂	年平均		16	40	40.0	达标
PM ₁₀	年平均		49	70	70.0	达标
PM _{2.5}	年平均		33	35	94.3	达标
O ₃	8 小时最大平均第 90 百分位数		121	160	75.6	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	mg/m ³	1.0	4	25.0	达标

由表 4.3-1 可知，2021 年，环境空气中细颗粒物（PM_{2.5}）年均值为 33μg/m³；可吸入颗粒物（PM₁₀）年均值为 49μg/m³；二氧化硫年均值为 8μg/m³；二氧化氮年均值为 16μg/m³；CO24 小时平均第 95 百分位数为 1.0mg/m³；O₃ 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 121μg/m³，均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准。绥化市环境空气为达标区。

4.3.1.2 环境空气质量现状补充监测

（1）监测点位布设

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2—2018），以近 20 年统计的当地主导风向为轴向，在厂址及主导风向下风向 5km 范围内设置 1-2 个监测点。项目区域主导风向为西风，根据区域井位分布特点，本项目共布设 2 个环境空气监测点位，具体点位见表 4.3-2。

表 4.3-2 环境空气现状监测点位

序号	监测点名称	监测点坐标		监测因子	监测时段	相对厂址方位	相对厂界距离
		经度	纬度				
1	拟建 4#平台	125.137359	46.100220	NMHC、TSP	NMHC：监测 7 天，每天 4 次；	本项目平台	--
2	拟建 2#平台东侧 1km	125.226287	46.128221	NMHC、TSP	TSP 监测 7 天，监测日均值	本项目平台东侧	1km

（2）监测项目

监测因子：非甲烷总烃、TSP。

（3）监测频次

非甲烷总烃：2022 年 7 月 22 日-2022 年 7 月 28 日，连续监测 7 天，每天采样 4 次。

TSP：2022 年 7 月 22 日-2022 年 7 月 28 日，连续监测 7 天，监测日均值。

（4）监测及评价结果

特征污染物现状监测及评价结果详见表 4.3-3。

表 4.3-3 特征污染物现状监测及评价结果 单位：mg/m³

监测点 位	监测点坐标		污染物	平均时 间	评价 标准 mg/m ³	监测浓度 范围 mg/m ³	最大浓 度占标 率%	超 标 率 %	达 标 情 况
	经度	纬度							
拟建 4# 平台	125.137359	46.100220	NMHC	1h	2	0.29-0.33	16.5	0	达标
			TSP	日均值	0.3	0.131-0.138	46.0	0	
拟建 2# 平台东 侧 1km	125.226287	46.128221	NMHC	1h	2	0.32-0.38	19.0	0	
			TSP	日均值	0.3	0.131-0.139	46.3	0	

由表 4.3-3 可知，评价区域环境空气监测点位非甲烷总烃符合《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 标准要求，TSP 符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准要求。评价区域环境空气质量现状良好。

4.3.2 地下水环境质量现状评价

4.3.2.1 地下水位监测

一般情况下，地下水水位监测点数宜大于相应评价级别地下水水质监测点数的 2 倍。二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 2-4 个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 2 个。因此本项目共布设 7 个水质监测点和 14 个水位监测点，地下水位监测点位监测结果表见表 4.3-4。

表 4.3-4 地下水水位监测结果表

编号	监测点位置	点位坐标	井深 m	监测含水层	地下水位 (m)
1#	卫星四分场马家水井	125.225772, 46.083590	20	潜水监测井	165.5
2#	东南地江家水井	125.200195, 46.161344	22	潜水监测井	164.8
3#	华君屯王家水井	125.078315, 46.147491	21	潜水监测井	163.4
4#	立功村刘家水井	125.108013, 46.074302	20	潜水监测井	163.1
5#	龙德村陈家水井	125.092306, 46.133575	25	潜水监测井	163.3
6#	二村陈家水井	125.097627, 46.137917	70	承压水监测井	146.2
7#	龙德村毕家水井	125.089645, 46.130541	70	承压水监测井	145.5
8#	卫星四分场马家水井	125.228712, 46.083843	22	潜水监测井	165.5
9#	东南地刘家水井	125.202813, 46.162637	21	潜水监测井	164.8

10#	华君屯王家水井	125.080257, 46.148874	20	潜水监测井	163.4
11#	立功村张家水井	125.105974, 46.072441	22	潜水监测井	163.1
12#	龙德村马家水井	125.094709, 46.133322	21	潜水监测井	163.3
13#	二村王家水井	125.100331, 46.138199	70	承压水监测井	146.2
14#	立功村王家水井	125.106639, 46.070729	70	承压水监测井	145.3

4.3.2.2 地下水水质监测

（1）地下水水质监测因子

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

（2）水质监测布点

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次共布设 7 个水质监测点。地下水水质监测布点见附图 23。地下水水质监测布点信息见表 4.3-5。

表 4.3-5 地下水水质监测布点信息表

编号	监测点位	监测层位	坐标	相对位置	井深 (m)	与地下水流向关系	水井功能
1	卫星四分场 马家水井	潜水	125.225772, 46.083590	2#平台东南侧 4950m	20	上游水井	灌溉及喂 养牲畜
2	东南地江家 水井	潜水	125.200195, 46.161344	2#平台西北侧 3900m	22	侧向水井	灌溉及喂 养牲畜
3	华君屯王家 水井	潜水	125.078315, 46.147491	1#平台西侧 2850m	21	下游水井	灌溉及喂 养牲畜
4	立功村刘家 水井	潜水	125.108013, 46.074302	5#平台西侧 2200m	20	下游水井	灌溉及喂 养牲畜
5	龙德村陈家 水井	潜水	125.092306, 46.133575	1#平台西南侧 2650m	25	下游水井	灌溉及喂 养牲畜
6	二村陈家水 井	承压水	125.097627, 46.137917	2#平台西南侧 2000m	70	下游水井	灌溉及喂 养牲畜
7	龙德村毕家 水井	承压水	125.089645, 46.130541	1#平台西南侧 3000m	70	下游水井	灌溉及喂 养牲畜

（3）监测时间及频次

2022 年 7 月 22 日对地下水水质监测井取样 1 次，并进行水质分析。

(4) 监测结果

地下水水质现状监测结果见表 4.3-6。

表 4.3-6 地下水水质现状监测结果

监测时间	2022.7.22							
监测项目	1#	2#	3#	4#	5#	6#	7#	标准限值
K ⁺ (mg/L)	8.34	8.68	10.4	13.7	12.1	3.76	2.85	-
Na ⁺ (mg/L)	24.2	22.5	32.1	28.6	33.2	52.4	45.5	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	33.3	45.2	26.4	44.6	37.6	36.5	37.6	-
Mg ²⁺ (mg/L)	14.6	8.48	7.46	7.52	8.84	7.62	7.75	-
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	184	164	168	188	201	212	204	
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	0	0	0	0	0	0	0	-
Cl ⁻ (mg/L)	12.6	33.2	22.3	44.4	23.2	35.5	33.4	≤250
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	32.1	33.5	24.5	26.4	37.3	29.4	26.2	≤250
pH (无量纲)	7.62	7.66	7.64	7.82	7.60	7.60	7.60	6.5-8.5
总硬度 (mg/L)	184	204	164	182	185	167	152	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	285	321	320	294	274	252	262	≤1000
耗氧量 (mg/L)	1.62	1.64	1.44	1.58	1.62	1.22	1.55	≤3.0
挥发酚 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物 (mg/L)	0.0004L	0.0004L	0.0004L	0.0004L	0.0004L	0.0004L	0.0004L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.47	0.48	0.46	0.44	0.52	0.38	0.36	≤1.0
硝酸盐 (mg/L)	0.31	0.38	0.33	0.34	0.28	0.20	0.24	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.247	0.218	0.247	0.244	0.244	0.131	0.144	≤0.5

六价铬（mg/L）	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷（mg/L）	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01
铅（mg/L）	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	≤0.01
铁（mg/L）	0.53	0.66	0.54	0.54	0.68	0.22	0.26	≤0.3
汞（mg/L）	0.00004L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.001
锰（mg/L）	0.35	0.33	0.39	0.31	0.38	0.05	0.07	≤0.1
镉（mg/L）	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	≤0.005
石油类（mg/L）	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群 （MPN/100mL）	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数 （CFU/mL）	40	44	44	42	40	32	31	≤100
硫化物（mg/L）	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	-

4.3.2.3 地下水环境现状评价

(1) 评价因子

选择监测数据中的监测因子作为评价因子。

(2) 评价标准

采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，石油类参考执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准。

(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）。

pH 的标准指数为：

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

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

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 4.3-7。

表 4.3-7 地下水单因子标准指数计算结果

监测项目	1#	2#	3#	4#	5#	6#	7#
Na ⁺	0.12	0.11	0.16	0.14	0.17	0.26	0.23
Cl ⁻	0.05	0.13	0.09	0.18	0.09	0.14	0.13
SO ₄ ²⁻	0.13	0.13	0.10	0.11	0.15	0.12	0.10
pH	0.41	0.44	0.43	0.55	0.40	0.40	0.40
总硬度	0.41	0.45	0.36	0.40	0.41	0.37	0.34
溶解性总固体	0.29	0.32	0.32	0.29	0.27	0.25	0.26
耗氧量	0.54	0.55	0.48	0.53	0.54	0.41	0.52

挥发酚	/	/	/	/	/	/	/
氰化物	/	/	/	/	/	/	/
氟化物	0.47	0.48	0.46	0.44	0.52	0.38	0.36
硝酸盐	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01
亚硝酸盐	/	/	/	/	/	/	/
氨氮	0.49	0.44	0.49	0.49	0.49	0.26	0.29
六价铬	/	/	/	/	/	/	/
砷	/	/	/	/	/	/	/
铅	/	/	/	/	/	/	/
铁	1.77	2.20	1.80	1.80	2.27	0.73	0.87
汞	/	/	/	/	/	/	/
锰	3.50	3.30	3.90	3.10	3.80	0.50	0.70
镉	/	/	/	/	/	/	/
石油类	/	/	/	/	/	/	/
总大肠菌群	/	/	/	/	/	/	/
菌落总数	0.40	0.44	0.44	0.42	0.40	0.32	0.31

从上表可以看出，地下水环境质量除部分监测点位中铁、锰超标外，其他监测项目均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类标准。铁、锰超标可能是地质原因引起的，项目上游区存在较多的盐碱土，在水文地质的影响下，土壤中的无机物经过上游来水或区域降水溶解进入地下水。

（4）区域地下化学类型分析

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

表 4.3-8 舒卡列夫分类表

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

按矿化度又分为 4 组：A 组矿化度<1.5g/L，B 组 1.5-10g/L，C 组 10-40g/L，D 组>40g/L。命名时在数字与字母间加连接号，如 1-A 型：指的是 $\text{M}<1.5\text{g/L}$ ，阴离子只有 $\text{HCO}_3^->25\%$ Meq，阳离子只有 Ca 大于 25%Meq。49-D 型，表示矿化度大于 40g/L 的 Cl-Na 型水，该型水可能是于海水及海相沉积有关的地下水，或是大陆盐化潜水。

根据本项目地下水监测结果，分别计算承压水、潜水各监测点位中 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^{+} 、 K^{+} 、 Cl^{-} 、 SO_4^{2-} 、 HCO_3^{-} 、 CO_3^{2-} 浓度均值，进而计算各离子 Meq（毫克当量）百分数及监测点位矿化度，从而对工程区域内承压水、潜水的水化学类型进行分类，工程所在地潜水水质八大离子浓度统计结果见表 4.3-9，工程所在地承压水水质八大离子浓度统计结果见表 4.3-10。

表 4.3-9 潜水水质八大离子水化学类型分析结果

监测井 点位	离子名 称	毫克当量 (mg/L)	毫克当量百分比 (%)	离子毫克当量合计 (mg/L)		相对误 差%	矿化 度
				阴离子	阳离子		
1#	HCO_3^{-}	3.02	0.368	4.04	4.15	1.31	0.309
	CO_3^{2-}	0.00	0.000				
	Ca^{2+}	1.67	0.203				
	Mg^{2+}	1.22	0.149				
	Cl^{-}	0.35	0.043				
	SO_4^{2-}	0.67	0.082				
	K^{+}	0.21	0.026				
	Na^{+}	1.05	0.129				
2#	HCO_3^{-}	2.69	0.317	4.32	4.17	-1.82	0.316
	CO_3^{2-}	0.00	0.000				
	Ca^{2+}	2.26	0.266				
	Mg^{2+}	0.71	0.083				
	Cl^{-}	0.94	0.110				
	SO_4^{2-}	0.70	0.082				
	K^{+}	0.22	0.026				
	Na^{+}	0.98	0.115				
3#	HCO_3^{-}	2.75	0.367	3.89	3.60	-3.85	0.291
	CO_3^{2-}	0.00	0.000				
	Ca^{2+}	1.32	0.176				
	Mg^{2+}	0.62	0.083				
	Cl^{-}	0.63	0.084				
	SO_4^{2-}	0.51	0.068				
	K^{+}	0.27	0.036				
	Na^{+}	1.40	0.186				
4#	HCO_3^{-}	3.08	0.330	4.88	4.45	-4.62	0.353
	CO_3^{2-}	0.00	0.000				
	Ca^{2+}	2.23	0.239				
	Mg^{2+}	0.63	0.067				
	Cl^{-}	1.25	0.134				
	SO_4^{2-}	0.55	0.059				
	K^{+}	0.35	0.038				
	Na^{+}	1.24	0.133				
5#	HCO_3^{-}	3.30	0.362	4.73	4.37	-3.91	0.353
	CO_3^{2-}	0.00	0.000				
	Ca^{2+}	1.88	0.207				
	Mg^{2+}	0.74	0.081				

	Cl ⁻	0.65	0.072				
	SO ₄ ²⁻	0.78	0.085				
	K ⁺	0.31	0.034				
	Na ⁺	1.44	0.159				

表 4.3-10 承压水水质八大离子浓度评价结果

监测井 点位	离子名称	毫克当量 (mg/L)	毫克当量百 分比 (%)	离子毫克当量合计 (mg/L)		相对误 差%	矿化 度
				阴离子	阳离子		
6#	HCO ₃ ⁻	3.48	0.350	5.09	4.83	-2.55	0.377
	CO ₃ ²⁻	0.00	0.000				
	Ca ²⁺	1.83	0.184				
	Mg ²⁺	0.64	0.064				
	Cl ⁻	1.00	0.101				
	SO ₄ ²⁻	0.61	0.062				
	K ⁺	0.10	0.010				
	Na ⁺	2.28	0.230				
7#	HCO ₃ ⁻	3.34	0.355	4.83	4.58	-2.70	0.357
	CO ₃ ²⁻	0.00	0.000				
	Ca ²⁺	1.88	0.200				
	Mg ²⁺	0.65	0.069				
	Cl ⁻	0.94	0.100				
	SO ₄ ²⁻	0.55	0.058				
	K ⁺	0.07	0.008				
	Na ⁺	1.98	0.210				

通过对区域内地下水八大离子监测结果可知，本项目所在区域地下水化学类型以 HCO₃-Ca+Mg，HCO₃-Na+Ca，2-A、5-A 型淡水型为主，地下水矿化度较低，水质情况较好。根据上表可知，项目区域水质总阳离子（钠、钾、钙、镁）与阴离子（硫酸盐、氯化物、碳酸盐、重碳酸盐）毫克当量浓度相对误差不大于 5%，阴阳离子平衡。

4.3.2.4 地下水环境质量现状评价结论

由以上地下水单因子标准指数分析可知，评价区域第四系孔隙潜水水质除铁、锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T148488-2017）中的Ⅲ类标准要求。铁、锰超标可能是地质原因引起的，项目上游区存在较多的盐碱土，在水文地质的影响下，土壤中的无机物经过上游来水或区域降水溶解进入地下水。项目所在区域地下水化学类型以 HCO₃-Ca+Mg，HCO₃-Na+Ca，2-A、5-A 型淡水型为主，地下水矿化度较低，水质情况较好。

4.3.2.5 包气带污染现状调查

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

内已建井场。

（1）监测点位

本项目布设 4 个包气带监测点，每个点在 0-20cm 深度取 1 个样，在 20-40cm 深度取 1 个样。包气带现状调查见表 4.3-11。

表 4.3-11 包气带监测点

序号	监测点	采样深度	与拟建工程相对位置	备注
B1	4#平台芳斜 2806 代用井井场内	0-20cm、20-40cm	拟建 4#平台	污染控制点 (125.137359, 46.100220)
B2	4#平台井场东侧 200m 草地	0-20cm、20-40cm	4#平台井场东侧 200m 草地	清洁对照点 (125.140006, 46.100193)
B3	已建芳 17-斜 78 井场内	0-20cm、20-40cm	拟建 5#平台东北侧 1550m	污染控制点 (125.142624, 46.085945)
B4	已建芳 17-斜 78 井场外 东侧 200m 草地	0-20cm、20-40cm	拟建 5#平台东北侧 1620m	清洁对照点 (125.145521, 46.085852)

（2）监测因子

pH、汞、砷、铅、总铬、石油类、挥发酚，共 7 项指标。

（3）监测时间

监测时间为 2022 年 7 月 22 日。

（4）监测结果

包气带现状监测结果见表 4.3-12。

表 4.3-12 包气带现状调查结果 单位：mg/L（pH 无量纲）

监测时间	2021.7.22			
监测项目	4#平台芳斜 2806 代用井井场内		4#平台芳斜 2806 代用井井场东侧 200m 草地	
	0-20cm	20-40cm	0-20cm	20-40cm
pH	7.92	7.88	7.84	7.83
铅	0.0032	0.0030	0.0024	0.0024
总铬	0.164	0.160	0.132	0.130
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
石油类	0.54	0.51	0.42	0.51
挥发酚	0.0041	0.0040	0.0033	0.0040
注：实测值数值后面的“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”。				
计量单位：pH 无量纲。				
监测时间	2022.7.22			
监测项目	已建芳 17-斜 78 井场内		已建芳 17-斜 78 井场外东侧 200m 草地	
	0-20cm	20-40cm	0-20cm	20-40cm
pH	7.79	7.79	7.8	7.80
铅	0.0036	0.0036	0.0024	0.0024
总铬	0.175	0.172	0.128	0.126
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
石油类	0.55	0.52	0.41	0.40

挥发酚	0.0043	0.0039	0.0031	0.0029
注：实测值数值后面的“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”。				
计量单位：pH 无量纲。				

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

4.3.3 地表水环境质量现状监测与评价

本项目不排放废水，属于水污染影响型三级 B 评价，可不开展区域污染源调查。本项目评价范围内主要地表水体为安肇新河（1#平台集油掺水管线跨越），为了解区域内地表水现状，本项目于 2022 年 7 月 22 日-2022 年 7 月 24 日对安肇新河水质进行监测。

（1）监测点位

本次评价在跨越安肇新河处布设 1 个地表水监测点，监测点布设情况见表 4.3-13。

表 4.3-13 监测点布设情况

监测点	与本项目位置关系	坐标
安肇新河	1#平台集油掺水管线跨越	125.101404, 46.153378

（2）监测因子

pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、硫化物、石油类、水温。

（3）监测频次

pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、硫化物、石油类、连续取 3 天，每天一次。

（4）监测结果

水质监测数据见表 4.3-14。

表 4.3-14 地表水监测数据表 单位：mg/L（pH 无量纲）

监测时间	2022.7.22	2022.7.23	2022.7.24
监测点位	安肇新河		
pH	7.54	7.58	7.45
CODcr	48	46	51
氨氮	1.32	1.28	1.23
石油类	0.06L	0.06L	0.06L
硫化物	0.005L	1.27	1.38
高锰酸盐指数	5.4	5.1	5.3

4.3.4 声环境质量现状监测与评价

4.3.4.1 声环境质量现状监测

本项目于 2022 年 7 月 24 日-2022 年 7 月 25 日对本项目区域声环境监测数据。

（1）监测点布设

根据本项目井场布置情况，在本项目所在区域共布设 2 个监测点，监测点布设见表 4.3-15，具体监测点位见附图 4-6。

表 4.3-15 声环境现状监测点位表

序号	监测点	监测坐标	项目位置关系
N1	拟建 1#平台	125.116982, 46.145648	拟建平台
N2	拟建 5#平台	125.136251, 46.072724	拟建平台

(2) 监测时间及频次

监测时间：2022 年 7 月 24 日-2022 年 7 月 25 日。

监测频次：连续监测 2 天，昼夜各 1 次。

(3) 监测结果

声环境现状监测结果见表 4.3-16。

表 4.3-16 声环境现状监测结果表 单位：dB (A)

监测点位	2022.7.24		2022.7.25	
	昼间	夜间	昼间	夜间
拟建 1#平台	46	44	43	43
拟建 5#平台	43	41	42	42
2 类标准值	60	50	60	50

4.3.4.2 声环境质量现状评价

(1) 评价标准

评价区域内声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

(2) 评价方法

声环境质量现状评价采用对标法进行评价。

(3) 评价结论

由建设项目区域声环境质量现状监测结果与执行评价标准限值对比分析可知，评价区域内声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

4.3.5 土壤质量现状监测与评价

4.3.5.1 土壤类型

根据现场踏勘及国家土壤信息服务平台（<http://www.soilinfo.cn/map/>）资料显示，本项目占地范围（包括现有工程）内土壤类型为“盐化草甸土”。项目区域土壤类型图见附图 4-6。

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。

4.3.5.2 土壤理化特性调查

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、植被、地下水位埋深、地下水溶解性总固体等，本项目于 2022 年 7 月 22 日对评价区域土壤理化特性调查结果，具体土壤理化特性调查见表 4.3-17，区域内土壤构型（土壤剖面）见表 4.3-18。

表 4.3-17 土壤理化特性调查

时间		2022.7.22		
点号		拟建 4#平台		
经纬度		125.137359, 46.100220		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	棕灰色	浅棕色	浅棕色
	结构	团粒状	团粒状	粒状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	低	低	低
	其他异物	草根	无	无
实验室测定	pH 值	7.9	8.0	7.9
	阳离子交换量（ cmol^+/kg ）	16	18	19
	氧化还原电位（mv）	411	312	189
	饱和导水率（ mmm/min ）	1.65	1.52	0.93
	土壤容重（ g/cm^3 ）	1.34	1.33	1.29
	孔隙度（%）	52.2	43.1	36.7

表 4.3-18 区域内土壤构型（土壤剖面）

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次 a
T1			0-0.5m 棕灰色、表土层、团粒状
			0.5-1.5m 浅棕色、心土层、团粒状
			1.5-3m 底土层、粒状
注：应给出带标尺的土壤剖面照片及景观照片			
a 根据土壤分层情况描述土壤的理化性质			

4.3.4.3 土壤环境质量现状监测

(1) 采样点布设

本项目土壤环境影响类型属于污染影响型项目，评价等级为一级，评价范围内的每种土壤类型应至少设置 1 个表层样监测点，本项目评价范围内土壤均为草甸土；因此本项目占地范围内共布设 2 个表层样监测点，5 个柱状样监测点，占地范围外共布设 4 个表层样点，本项目于 2022 年 7 月 22 日对项目区域内、外土壤进行了监测，土壤现状监测点位详见表 4.3-19，监测点位置见附图 4-6。

表 4.3-19 土壤现状监测点位

编号	监测点名称	坐标	占地类型	监测层位
T1	拟建 4#平台井场	125.137359, 46.100220	建设用地	采取柱状样，在 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样
T2	拟建 1#平台井场	125.115737, 46.151118		采取柱状样，在 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样
T3	拟建 2#平台井场	125.213338, 46.127441		采取柱状样，在 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样
T4	拟建 5#平台井场	125.136251, 46.072724		采取柱状样，在 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样
T5	区域内已建芳 17-斜 78 井场	125.142624, 46.085945		采取柱状样，在 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样
T6	拟建 1#平台集油掺水管线	125.106811, 46.152902	农用地	采取表层样，在 0-0.2m 取样
T7	拟建 5#平台集油掺水管线	125.139341, 46.075493		采取表层样，在 0-0.2m 取样
T8	拟建 4#平台南侧 500m 草地	125.136959, 46.095659	农用地	采取表层样，在 0-0.2m 取样
T19	拟建 2#平台南侧 500m 草地	125.213584, 46.123016		采取表层样，在 0-0.2m 取样
T10	拟建 5#平台东侧 500m 草地	125.142560, 46.072694		采取表层样，在 0-0.2m 取样
T11	区域内已建芳 17-斜 78 井场东侧 500m 草地	125.149276, 46.085792		采取表层样，在 0-0.2m 取样

(2) 监测项目

T1 点位监测项目：pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr（六价）、Cu、Ni、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒽、萘、苯并（a）蒽、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、苯并（a）芘、

茚并（1, 2, 3-cd）芘、二苯并（a,h）蒽、石油烃（C₁₀-C₄₀），共 47 项。

T8 点位监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C₁₀-C₄₀），共 10 项。

T2-T7、T9-T11 点位监测项目 pH、石油烃（C₁₀-C₄₀）。

（3）监测时间及频次

其中 T1-T11 监测时间为 2022 年 7 月 22 日，均为一次性采样。

（4）监测结果

建设用地土壤环境质量现状监测结果见表 4.3-20，农用地土壤环境质量现状监测结果见表 4.3-21。

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

监测时间	2022.7.22														
监测项目	监测点位及监测结果														
	T1			T2			T3			T4			T5		
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
pH	7.9	8.0	7.9	7.9	7.7	7.8	7.4	7.8	7.7	7.8	7.9	7.9	7.7	7.6	7.7
Cd	0.48	0.84	0.43	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
Hg	0.134	0.354	0.326	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
As	3.66	4.51	3.18	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
Pb	27.5	21.1	24.8	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
Cr ⁶⁺	0.5L	0.5L	0.5L	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
Cu	26	33	20	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
Ni	26	33	23	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
甲苯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
乙苯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯苯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯乙烯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
间二甲苯+对二甲苯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
邻二甲苯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯乙烯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯苯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,4-二氯苯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
四氯化碳	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯仿	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯甲烷	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
二氯甲烷	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
四氯乙烯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
三氯乙烯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
硝基苯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯胺	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
2-氯酚	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
蒽	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
萘	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并[a]蒽	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

苯并[b]荧蒽	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并[k]荧蒽	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并[a]芘	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
茚并[1,2,3-cd]芘	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
二苯并[a, h]蒽	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	44	34	39	33	24	23	38	22	22	32	23	23	48	38	32

表 4.3-21 农用地土壤环境质量现状监测结果 单位：mg/kg（pH 无量纲）

监测时间	2022.7.22					
监测项目	监测点位及监测结果					
	T6	T7	T8	T9	T10	T11
	（0-0.2m）	（0-0.2m）	（0-0.2m）	（0-0.2m）	（0-0.2m）	（0-0.2m）
pH	7.8	7.8	7.8	7.4	7.9	7.9
镉	/	/	0.33	/	/	/
汞	/	/	0.321	/	/	/
砷	/	/	3.43	/	/	/
铅	/	/	26.2	/	/	/
铬	/	/	121	/	/	/
铜	/	/	24	/	/	/
镍	/	/	25	/	/	/
锌	/	/	37	/	/	/
石油烃	28	24	12	11	8	6L

4.3.5.4 土壤环境质量现状评价

（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）评价标准

T1-T7 监测点位土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；

T8-T11 监测点位土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

（3）评价结果

建设用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-22。农用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-23。

表 4.3-22 建设用地土壤环境质量现状评价结果

监测时间	2022.7.22														
监测项目	监测点位及监测结果														
	T1			T2			T3			T4			T5		
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
Cd	0.0074	0.0129	0.0066	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
Hg	0.0035	0.0093	0.0086	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
As	0.0610	0.0752	0.0530	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
Pb	0.0344	0.0264	0.0310	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
Cr ⁶⁺	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
Cu	0.0014	0.0018	0.0011	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
Ni	0.0289	0.0367	0.0256	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
甲苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
乙苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
间二甲苯+对二甲苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
邻二甲苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,4-二氯苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
四氯化碳	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯仿	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯甲烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1-二氯乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1-二氯乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
顺-1,2-二氯乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
反-1,2-二氯乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
二氯甲烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯丙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,1,2-四氯乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,2,2-四氯乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
四氯乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,1-三氯乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,2-三氯乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
三氯乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,2,3-三氯丙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
硝基苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯胺	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
2-氯酚	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
蒽	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
萘	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并[a]蒽	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并[b]荧蒽	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并[k]荧蒽	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并[a]芘	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
茚并[1,2,3-cd]芘	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

二苯并[a,h]蒽	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	0.0098	0.0076	0.0087	0.0073	0.0053	0.0051	0.0084	0.0049	0.0049	0.0071	0.0053	0.0051	0.0107	0.0080	0.0071

表 4.3-23 农用地土壤环境质量现状评价结果

监测时间	2022.7.22					
监测项目	监测点位及监测结果					
	T6	T7	T8	T9	T10	T11
	(0-0.2m)	(0-0.2m)	(0-0.2m)	(0-0.2m)	(0-0.2m)	(0-0.2m)
镉	/	/	0.5500	/	/	/
汞	/	/	0.0944	/	/	/
砷	/	/	0.1372	/	/	/
铅	/	/	0.1541	/	/	/
铬	/	/	0.4840	/	/	/
铜	/	/	0.2400	/	/	/
镍	/	/	0.1316	/	/	/
锌	/	/	0.1233	/	/	/
石油烃	0.0062	0.0053	0.0027	0.0024	0.0018	/

（4）评价结论

从表中可以看出，评价区域内土壤环境质量较好，没有出现超标情况。本项目永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内草地土壤满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中标准。

4.3.6 生态环境现状评价

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）要求及判定（详见本报告“2.5.6 生态环境”章节），本项目生态环境评价等级为三级，对评价范围内的土地利用现状、植被现状、野生动物现状等进行分析。根据要求，本项目生态环境现状调查如下：

（1）土地利用现状

按照《土地利用现状分类》（GB210210-2017）的分类系统，《土地利用现状分类》国家标准采用一级、二级两个层次的分类体系，共分 12 个一级类、73 个二级类。

评价范围土地利用现状分类系统按照全国土地利用分类系统标准，调查采用 2021 年 8 月 31 日的哨兵 2 号遥感卫星影像（分辨率 10m），在 ArcGIS10.2 软件支持下，进行数据解译、编绘成图。在此基础上，分析评价范围土地利用现状。

本项目生态评价范围内主要以草地（基本草原）为主。由于工程所在区域为已开发区，人类活动频繁，野生动物较少。本次评价将评价区土地利用类型主要分为耕地、草地、住宅用地、工矿仓储用地、交通运输用地等。耕地主要为旱田地，种植玉米等农作物；林地主要为防护林，位于道路两侧，按照《土地利用现状分类》（GB210210-2017）的分类系统，本项目评价区域没有成片林木均为道路两侧，在评价时地类划入交通运输用地；工矿仓储用地主要为油田开采用地；住宅用地主要为城镇住宅用地、农村宅基地；交通运输用地主要为城镇村道路用地、农村道路用地。评价区土地利用分类见表 4.3-24，区域生态评价范围内土地体利用现状见图附图 4-8。

表4.3-24 评价区土地利用分类

一级类		二级类		含义
编码	名称	编码	名称	
01	耕地	0103	旱地	指无灌溉设备，主要靠天然降水种植旱生农作物的耕地，包括没有灌溉设施，紧靠引洪淤灌的耕地。
04	草地	0401	天然牧草地	指以天然草本植物为主，用于放牧或割草的草地，包括实施禁牧措施的草地，不包括沼泽草地。
12	盐碱地	1204	盐碱地	指表面盐碱聚集，生长天然耐盐植物的土地
06	工矿仓储用地	0601	工业用地	指工业生产、产品加工制造、机械和设备维修及直接为工业生产等服务的附属设施用地。
10	交通运输用地	1003	公路用地	指用于国道、省道、县道和乡道的用地，包括征地范围内的路堤、路堑、道沟、桥梁、汽车停靠站、林木及直接为其服务的附属用地。
11	水域及水力设施用地	1107	沟渠	指人工修建南方宽度 ≥ 1.0 m，北方宽度 ≥ 2.0 m 用于引、排、灌的集道，包括集槽、集堤、护堤林及小型泵站

表 4.3-25 评价区土地利用结构

序号	地类	面积 (km ²)	比例 (%)
1	旱地	0.99	6.95
2	天然牧草地	10.24	71.91
3	盐碱地	2.74	19.24
4	工业用地	0.04	0.28
6	公路用地	0.08	0.56
7	沟渠	0.15	1.05
8	合计	14.24	100

从表中可以看出，本评价区内天然牧草地占主要地位，面积 10.24km²，占评价区总体面积的 71.91%；其次为盐碱地、旱地、沟渠等，占评价区总面积的比例较小。

(2) 植被现状调查

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

(1) 植物区系特征

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

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

（2）主要植被类型

评价区域内植被类型以草地为主、主要为羊草、杂草类。根据卫星解译结果，结合实地调查和专家咨询，评价区植被类型主要羊草、杂类草、玉米、早熟大豆等，评价区植被面积统计见表 4.3-26，植被类型图见附图 4-9。

表 4.3-26 评价区各类型植被的面积统计

类型	评价区	
	面积(km ²)	比例(%)
玉米、早熟大豆	0.99	7.09
羊草、杂类草	12.98	92.91
合 计	13.97	100

由上表可见，评价区内以羊草、杂草类占优势，为 92.91%。

A、农田植被

评价区属于松嫩平原区，粮食耕作历史悠久，栽培植被是最重要的植被类型，但是目前由于旱涝、盐碱、风沙等因素，区域内的农田多属于中、低产农田。粮食作物主要为玉米，经济作物以花生为主。

B、草甸植被

评价区域内草甸主要包括草甸草原植被和盐生草甸植被。

草甸草原植被：羊草草甸草原（*Form. Leymus chinensis*）。羊草草甸草原是欧亚大陆草原区东部一种特有和优势的草原类型，也是本市主要的草甸草原类型。由于羊草具有强烈的根茎繁殖能力，排挤其它植物侵入，故种类组成比较单纯，在群落中羊草占绝对优势，是稳定的建群成分。但由于小生境，尤其是土壤类型和土壤盐碱含量的变化，群落组成结构有明显差异，可以区分若干群丛。如羊草-野古草群丛（*Leymus chinensis-Spodipogon sibiricus*）、羊草-箭头唐松草群丛（*Leymus chinensis-Thalictretum simplex*）、羊草-拂子茅群丛（*Leymus chinensis-Calamagrostis epigejos*）、羊草-糙隐子草群丛（*Leymus chinensis-Cleistogenes squarrosa*）、羊草-野大麦群丛（*Leymus chinensis-Hordetum*）、羊草-虎尾草群丛（*Leymus chinensis-Chloris vigata*）、羊草-碱蒿群丛（*Leymus chinensis-Artemisetum*）等。羊草草甸草原是草原植被中经济

价值最高的类型。由于羊草营养价值在整个生长季都很高，适口性强，适于调制干草，是最重要的自然割草场和放牧场。但目前因过度放牧和碱化，草场退化严重。盐生草甸植被：星星草草甸（Form. *Puccinellia tenuiflora*）。广泛分布在退化草地的碱斑和盐碱化湖泡周围，但面积较小，生境较低湿，常有短期积水。此类草甸盖度变化很大，40%-80%。由于生境条件严酷，常以星星草为单优势，甚至无伴生种，可混有少量羊草、野大麦（*Hordeum brevisublatum*）、朝鲜碱茅（*Puccinellia chinampoensis*）、碱地风毛菊（*Saussurea runcinata*）、碱地肤（*Kochia sieversiana* var. *suaedaefolia*）、碱蒿（*Artemisia anethifolia*），以及常混有少量一年生的碱蓬（*Suaeda glauca*）和角碱蓬（*S. corniculata*）等。马蔺草甸（Form. *Iris ensata*）。主要分布在严重退化草地的碱斑周围。组成以马蔺为优势，伴生种随着小生境土壤的盐分、湿润度的不同而有变化，主要有无脉苔草（*Carex enervis*）、走茎苔草（*C. 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。

C、经济林

在评价区内经济林主要为杨树林（Form. *Populus canadensis*）。杨树林是评价区人工防护林的主要林种之一，也是评价区内分布最多，最广泛的林木，主要分布在道路两侧。杨树林平均树高 10-15m，平均胸径 15-25cm，平均冠幅 2.5m×2.5m。

4.3.6.4 区域陆生野生动物调查

本区域动物区划：古北界—东北亚界—东北区—松辽平原亚区。

（1）陆生哺乳动物

评价区域为典型农区，其动物的组成与分布具有明显的村栖型特点。主要分布有小家鼠（*Mus musculus* L.）、大仓鼠（*Cricetulus triton*）、普通田鼠（*Microtus arvalis*）等

啮齿目动物。由于人类活动的干扰，较大型哺乳类动物基本绝迹，但小型哺乳类特别是鼠类仍为常见种。

（2）鸟类

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

（4）水土流失现状调查

根据《绥化市水土保持规划（2015-2030 年）》，绥化市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目产能建设区域位于绥化市安达市，不属于市级水土流失重点治理区和重点预防区。本项目与绥化市水土保持规划位置关系图见附图 1-3。

本项目所在的区域为划分为西南部河谷平原轻度水蚀土壤保持区 III 区。该区位于绥化市西南部，属于河谷平原区，行政区划范围包括安达市、肇东市、兰西县 3 个市县，总面积为 1040584.45hm²。本区地貌宽阔平坦，微向河流倾斜。海拔在 180-210m。该区水土保持功能以保护天然草地和基本农田为主，同时土壤保持、蓄水保水、生态维护、水质维护等功能。

（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《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（黑防沙发[2020]3 号），本项目不涉及防沙治沙区。根据现场调查，项目占地区域未出现土壤沙化现象，为保护区域生态环境，针对本工程的具体特点，应制定生态环境影响减

缓措施和防沙治沙措施。

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

4.3.6.2 生态环境现状评价结论

本项目评价范围内生态系统类型主要为草地、农田生态系统生态系统。本项目评价范围内土地利用类型以草地、耕地为主，工程所在区域内主要土壤类型以草甸土为主，工程所在区域人类活动频繁，野生动物较少。本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，区域内污染源主要为油田场站及井场，场站主要包括升 3 转油站、芳 407 转油站、卫 11 转油站、宋一联合站、升一联合站等，污染物主要为油田场站及区块内已建油井产生的废气、废水、噪声、固废等污染物。

4.4.1 大气污染源调查

（1）常规污染因子

包括升 3 转油站、芳 407 转油站、卫 11 转油站、宋一联合站、升一联合站加热炉燃烧烟气产生的烟气，包括颗粒物、二氧化硫、氮氧化物。

升 3 转油站、芳 407 转油站、卫 11 转油站、宋一联合站、升一联合站加热炉烟气排放量根据本报告第 3.3.3 依托工程污染物排放情况章节核算。

（2）特征污染因子

包括升 3 转油站、芳 407 转油站、卫 11 转油站、宋一联合站、升一联合站产生的挥发性有机废气，以非甲烷总烃计，其非甲烷总烃排放量根据报告第 3.3.3 依托工程污染物排放情况章节核算。

4.4.2 废水污染源调查

区块产生的水污染物主要为转油站油水分离产生产生的含油污水以及涉及场站的工作人员产生的生活污水，含油污水输送至宋一联、升一联合站含油污水站处理达标后回注油层。根据现场调查，区域水污染物排放情况详见表 4.4-1。

表 4.4-1 区域水污染物排放情况

序号	场站名称	主要污染源	主要污染物	治理措施
1	升 3 转油站	含油污水	SS、石油类	升一联合站含油污水处理站
2		生活污水	COD、氨氮	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
3	卫 11 转油站	含油污水	SS、石油类	宋一联合含油污水处理站
4		生活污水	COD、氨氮	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
5	芳 407 转油站	含油污水	SS、石油类	宋一联合含油污水处理站
6		生活污水	COD、氨氮	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
7	升一联合站	含油污水	SS、石油类	升一联合含油污水处理站
8		生活污水	COD、氨氮	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
9	宋一联合站	含油污水	SS、石油类	宋一联合含油污水处理站
10		生活污水	COD、氨氮	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

4.4.3 噪声污染源调查

噪声污染源包括区域已建成并投产各井场处的抽油机，升 3 转油站、芳 407 转油站、卫 11 转油站、宋一联合站、升一联合站等各场站机泵等机械设备。各类机械设备噪声源强约 70-100dB（A）。

4.4.4 固体废物污染源分析

区域内产生的固体废物主要是场站油气处理系统中清淤产生的含油污泥及场站生活垃圾，含油污泥拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，拉运至大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站处理，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）标准限值（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ），综合利用，生活垃圾分类收集委托环卫部门处理。区域固体废物产生情况详见表 4.4-2。

表 4.4-2 区域固体废物产生情况

序号	场站名称	固体废物	产生量
1	升 3 转油站	含油污泥	2.8t/a
2		生活垃圾	0.9t/a
3	卫 11 转油站	含油污泥	2.5t/a
4		生活垃圾	0.9t/a
5	芳 407 转油站	含油污泥	3.0t/a
6		生活垃圾	0.9t/a

7	升一联合站	含油污泥	5.5t/a
8		生活垃圾	1.8t/a
9	宋一联合站	含油污泥	50t/a
10		生活垃圾	3.6t/a

五.环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响预测与评价

5.1.1 施工期大气环境影响分析

施工期废气主要是施工扬尘、管道焊接烟尘、运输车辆排放的尾气。

（1）施工扬尘

施工场地的扬尘主要是由运输车辆的行驶、计量间、配水间土建施工，管道管沟的开挖、铺设、回填、开挖土方及铺路使用的材料的露天堆放产生。

运输车辆行驶扬尘与车辆行驶速度、风速、路面积尘量和积尘湿度等因素有关。当车辆通过干燥且路况较差路段时，在行车道两侧扬尘的 TSP 浓度短期内可达 $8-10\text{mg}/\text{m}^3$ 。

一般情况下，施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内，本工程施工中产生的污染源强较大，距离项目施工建设的最近敏感点为 1#平台西南侧 1750m 的二村，在井场建设和集输管线建设过程中产生的施工扬尘会对其产生一定影响。根据本工程特点，在施工过程中应采取以下措施：

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；运输车辆驶出工地前须除泥降尘，严禁泥土尘沙带出工地。

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。

⑥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。

只要采取上述的相关措施，施工时产生的场界扬尘浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求，加上施工期产生的废气都是暂时性的，并且这种影响随着施工期的结束而消失。

（2）焊接烟尘

管线接口处进行焊接时，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。施工焊接烟尘的最大产生量为 0.0015t。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。

（3）运输车辆排放的尾气

本项目运输车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染，排放主要污染物为 NO_x 、 CO 、 SO_2 、 TSP 等，均属于无组织排放，施工所处地区宽阔，地形简单，污染物在大气中可快速扩散，由于车辆排放的尾气为流动的线源，影响范围较大，但其污染不集中且扩散能力相对较快，因此对环境的空气的影响较小。

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 运营期大气环境影响分析

5.1.2.1 气候特点及污染气象特征

本地区属北温带大陆性季风气候，四季分明，受蒙古内陆冷空气和海洋暖流季风影响较大，冬季漫长而寒冷干燥，夏季短暂而温湿多雨，春秋季风交替，气温变化大，冰封期长，无霜期短，冻土深达 2.21m，年平均气温 $1.3\sim 4^\circ\text{C}$ ，月平均最低气温 $-21.1^\circ\text{C}\sim -23^\circ\text{C}$ ，极端最低气温 -44.9°C ，月平均最高气温 $21.4^\circ\text{C}\sim 23.4^\circ\text{C}$ ，极端最高气温 38.3°C ，全年风向玫瑰图见图 5.2-1。

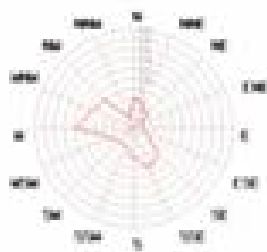


图 5.1-1 全年风向玫瑰图

5.1.2.2 污染源调查

本工程新建的 17 口油井产液分别管输至升 3 转油站、卫 11 转油站、芳 407 转油站进行初步处理，最后进入升一联转油放水站、宋一联脱水站进行脱水处理，依托场站内加热炉满足负荷要求，依托场站未新建加热炉，故未对加热炉烟气进行预测。

油田运行期的大气污染主要来自油田集输运行期间无组织挥发的烃类气体。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 14.03t/a 。其中井场、集油管线产生的非甲烷总烃约占总产生量的 $1/3$ ，结合产能开发的 5 个区块较

分散。芳 242-1 区块：长约 1.3km，宽约 0.6km，非甲烷总烃排放量 $(1.4175 \times 0.99 \times 10^4 \times 10^{-3}) \times (1/3) \times (4/17) = 1.10\text{t/a}$ （0.13kg/h）；升斜 5705 区块：长约 0.25km，宽约 0.2km，非甲烷总烃排放量 $(1.4175 \times 0.99 \times 10^4 \times 10^{-3}) \times (1/3) \times (5/17) = 1.37\text{t/a}$ （0.16kg/h）；芳斜 2806 区块：长约 0.36km，宽约 0.13km，非甲烷总烃排放量 $(1.4175 \times 0.99 \times 10^4 \times 10^{-3}) \times (1/3) \times (4/17) = 1.10\text{t/a}$ （0.13kg/h）；芳斜 3401 区块：长约 0.56km，宽约 0.35km，非甲烷总烃排放量 $(1.4175 \times 0.99 \times 10^4 \times 10^{-3}) \times (1/3) \times (4/17) = 1.10\text{t/a}$ （0.13kg/h）。其污染源参数见表 5.1-1。

表 5.1-1 面源污染物排放源强及参数表

名称	面源中心坐标		海拔高度/m	与正北方向夹角/°	面源长度/m	面源宽度/m	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	排放速率(kg/h)
	经度	纬度								NMHC
芳 242-1 区块区块	125°6'27.61"	46°9'10.23"	151	0	1300	400	3	8760	正常	0.13
升斜 5705 区块	125°12'54.47"	46°7'42.46"	151	60	250	200	3	8760		0.16
芳斜 2806 区块	125°8'18.23"	46°5'54.93"	151	60	360	130	3	8760		0.13
芳斜 3401 区块	125°8'20.24"	46°4'30.60"	151	60	560	350	3	8760		0.13

5.1.2.3 评价等级判断

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）以估算模式分别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。

（1）评价因子和评价标准筛选

评价因子和评价标准筛选表见表 5.1-2。

表 5.1-2 评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值/（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	标准来源
非甲烷总烃	1 小时平均	2000	《大气污染物综合标准详解》

（2）估算模型参数

估算模型参数选取见表 5.1-3。

表 5.1-3 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		38.3
最低环境温度/°C		-44.9
土地利用类型		草地
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率/m	90

是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/m	/
	岸线方向/°	/

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，面源主要污染源估算模式计算结果见表 5.1-4。

表 5.1-4 主要污染源估算模式计算结果

污染源	预测因子	最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率 (%)
芳 242-1 区块区块	NMHC	39	1.95
升斜 5705 区块	NMHC	135	6.74
芳斜 2806 区块	NMHC	142	7.11
芳斜 3401 区块	NMHC	144	2.78

从上表可以看出，本工程排放的大气污染物非甲烷烃的最大地面空气质量浓度占标率为 7.11%，小于 10%，因此确定大气评价等级为二级。

5.1.2.4 污染物排放量核算

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）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。本工程大气污染物无组织排放量核算见表 5.1-5，大气污染物年排放量核算表见表 5.1-6。

表 5.1-5 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/(t/a)
					标准名称	浓度限值/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	
1	G1	原油集输	NMHC	密闭集输	《大气污染物综合排放标准》 (GB16397-1996)	4000	14.03
无组织排放总计							
无组织排放总计				VOCs		14.03t/a	

表 5.1-6 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量/(t/a)
1	NMHC	14.03

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

5.1.2.5 大气环境防护距离

本次大气环境影响评价等级定为二级，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的 8.7.5 条要求“对于项目厂界浓度满足大气污染物厂界浓度限值，但厂界外大气污染物短期贡献浓度超过环境质量浓度限值的，可以自厂界向外设置一定范围的大气环境防护区域，以确保大气环境防护区域外的贡献浓度满足环境质量标准”，根

据预测结果，本项目无组织排放的非甲烷总烃厂界浓度值满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准限值，故无需计算大气环境保护距离，无需设置大气环境保护区域。

5.1.2.6 大气环境影响评价结论

通过在施工期采用洒水抑尘、车辆采取密闭措施可以满足厂界周边颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求，对周围大气影响较小，且环境影响施工结束后影响即消除。

在运行期油田生产过程中采用全密闭工艺流程，烃类气体的损失量可以控制在合理范围以内，井场场界非甲烷总烃浓度值满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值要求。

正常工况下，油田开发区域产生的非甲烷总烃对大气环境影响较小；非正常工况为油井井下作业，作业过程中使用作业污水回收装置，整个过程非甲烷总烃排放量很小，且作业时间很短，对大气环境影响较小。

通过采取上述措施，区域能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准要求。本项目大气环境评价等级为二级，环境影响是可接受的，大气环境影响评价自查表见附表 1。

5.2 地表水环境影响评价

5.2.1 本项目井场与地表水体位置关系

本项目地表水评价范围为环境影响范围所及的水环境保护目标，根据本项目与区域地表水的位置关系，确定为距离项目开发区块较近的地表水体，主要为 1#平台集油掺水管线穿跨越安肇新河。

5.2.2 施工期

本项目施工期废水主要为管道试压废水与施工人员生活污水。

（1）管道试压废水

管道试压废水的主要污染因子为 SS（铁锈、泥屑），其浓度约为 10mg/L，废水产生量为 30.26m³，管道试压时，由水罐车在管线一端注水，管线另一端接入另一台水罐车，试压结束后，注水端水罐车停止注水，改为水罐车配套基本压力推送，将管线内残余水量推送至终点水罐车，并由罐车拉运至宋一联含油污水处理站处理，出水满足《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”后，回注地下开采油层，不外排，对周围地表水环境影响较小。

（3）施工人员生活污水

施工人员生活污水进入周边升 3-3 计量间、卫 11-1 计量间、芳 407-12 计量间等已建防渗旱厕，本项目施工现场距离周边集油阀组间距离约为 0-2km，施工人员步行或乘施工车辆进入附近计量间防渗旱厕，防渗旱厕定期清掏。

宋一联合油污水处理站采用“横向流除油→两级过滤”主处理工艺，总设计处理规模 12000m³/d，出水水质满足“10、5、2”标准（含油量≤10.0mg/L，悬浮固体含量≤5.0mg/L，悬浮物颗粒直径中值≤2.0μm/L），目前处理量为 8420m³/d，负荷率为 70.2%，剩余处理量能够接纳本项目施工期产生的试压废水。

根据大庆中环评价检测有限公司于 2021 年 1 月 23 日-24 日对依托的宋一联合油污水处理站出水水质监测结果可知：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，满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）要求，处理达标后回注地下油层，不外排，不会对地表水环境产生影响。

5.2.3 运营期

5.2.3.1 正常工况

本项目正常工况下运营期废水主要为油井采出水，生活污水。

（1）油井采出水

油田采出水为新建油井产液中分离出的含油污水，根据开发指标预测，十年内，运营期油井采出水即分离产生的含油污水最大产生量为 2032 年，约为 1.38×10⁴t/a（37.8t/d），一般含油污水浓度约为 2000mg/L。

其中 2#平台 5 口油井产液脱水产生的含油污水 11.2m³/d，通过管道输送至宋升一联合油污水处理站处理；其余 3 座平台 12 口油井产液脱水产生的含油污水 26.6m³/d，通过管道输送至宋一联合油污水处理站处理。

升一联合油污水处理站采用“两级沉降→两级过滤”主处理工艺，总设计处理规模 3500m³/d，出水水质满足“10、5、2”标准（含油量≤10.0mg/L，悬浮固体含量≤5.0mg/L，悬浮物颗粒直径中值≤2.0μm/L），目前处理量为 2300m³/d，负荷率为 65.7%，2#平台共计 5 口油井产液脱水产生的含油污水 11.12m³/d，通过管道输送至升一联合油污水处理站处理后回注地下开采油层，经计算该站运行负荷约为 66.0%，运营期油井采出水能够依托该场站处理。宋一联合油污水处理站采用“横向流除油→两级过滤”主处理工艺，总

设计处理规模 12000m³/d，出水水质满足“10、5、2”标准（含油量≤10.0mg/L，悬浮固体含量≤5.0mg/L，悬浮物颗粒直径中值≤2.0μm/L），目前处理量为 8420m³/d，负荷率为 70.2%，本次产能 1#、4#、5#平台 13 口油井产生的含油污水通过管道输送至宋一联合油污水处理站处理，处理水达标后回注地下开采油层，经计算该站运行负荷约为 70.4%，运营期油井采出水能够依托该场站处理。

根据大庆中环评价检测有限公司于 2021 年 1 月 23 日-24 日对依托的宋一联合油污水处理站出水水质、2021 年 2 月 25 日-26 日对依托的升一联合油污水处理站出水水质进行监测可知：升一联、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，满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）要求，处理达标后回注地下油层，不外排，不会对地表水环境产生影响。

（2）生活污水

本项目依托场站不新增员工，生活污水不新增，依托场站的员工生活污水经站内埋地式生活污水处理装置处理后，排入站外已建的生活污水防渗池自然蒸发，由油田物业公司定期清淤。

5.2.3.2 非正常工况

本项目非正常工况下运营期废水主要为油水井作业污水、水井洗井废水。

根据工程分析可知，23 口油水井作业污水、洗井废水产生量为 945m³/a，均由经现场设置的污水回收装置回收后经罐车拉运至宋一联合油污水处理站处理，达标后回注地下开采油层，不外排，不会对地表水环境产生影响。

5.2.3.3 事故状态下对地表水环境影响分析

本项目事故状态下运行期对水体产生污染的途径主要为集输管线泄漏。本项目在运行期对集输管线定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起原油、含油污水泄漏污染环境，同时对位于土壤腐蚀性较强的低洼地带，采用外防腐管道，以延长埋地管道使用寿命。另外加强巡检巡视，及时发现问题及时处事故，对泄漏原油、含油污水及时回收处理。所以本地区发生集输管道泄漏随地表径流进入水体和低洼草地的可能性不大，但可能在事故情况下对区块外的水体产生原油、含油污水泄漏污染环境，应该通过加强检测、巡检巡视、事故应急措施等事故预防和控制措施尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

本项目的开发建设在施工期及正常生产情况下，由于采取了较为完善的环境保护措施，对安肇新河等水体产生影响的可能性较小。但在事故状态下，尤其是发生集输管线泄漏的情况下，若发现或处理不及时会对地表水环境产生一定影响，建议对地表水附近的现有油水井设置围堰，控制事故情况下影响范围，加强检测、巡检巡视，及时发现问题及时处理，尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

5.2.4 地表水环境影响结论

本项目的开发建设在施工期、正常生产及非正常工况情况下，由于采取了较为完善的环境保护措施，对地表水环境安肇新河产生影响的可能性较小。为进一步降低风险条件对地表水的影响，建议对地表水附近的现有油井设置围堰，控制事故情况下影响范围，加强检测、巡检巡视，及时发现问题及时处理，尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

5.3 地下水环境影响预测与评价

5.3.1 正常工况地下水环境影响分析

5.3.1.1 施工期

施工期废水主要为管线试压废水及施工人员生活污水。

管道试压时，由水罐车在管线一端注水，管线另一端接入另一台水罐车，试压结束后，注水端水罐车停止注水，改为水罐车配套机泵压力推送，将管线内残余水量推送至终点水罐车，并由罐车拉运至宋一联含油污水处理站处理；全程密闭运输，管道试压废水不会泄漏对地下水环境造成影响，管线试压废水处理达标后回注地下开采油层。

施工人员生活污水进入周边升 3-3 计量间、卫 11-1 计量间、芳 407-12 计量间等已建防渗旱厕，本项目施工现场距离周边集油阀组间距离约为 0-2km，施工人员步行或乘施工车辆进入附近集油阀组间防渗旱厕，防渗旱厕定期清掏。

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 运营期

本项目运行期正常情况可能对地下水产生影响的因素主要为油田采出水、生活污水。本工程油田采出水分别经宋一联脱水站、升一联转油放水站进行脱水，产生的含油污水由管线密闭分别输送至宋一联含油污水处理站，升一联含油污水处理站处理，处理达标后全部回注地下开采油层，不外排；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。

正常工况下，运营期产生的油田采出水、生活污水不会对周围地下水产生影响。

5.3.2 非正常工况地下水环境影响分析

本项目非正常工况主要为油井井下作业过程中产生的作业污水。井下作业时，井口设置作业污水回收装置，油井作业污水经作业污水回收装置通过罐车回收送升一联含油污水处理站处理后回注；产生的落地油及时进行回收，回收率 100%。在采取上述措施后，油井作业污水和落地油不会对地下水环境造成影响。

本项目运行期非正常工况下，可能对地下水产生影响的因素主要为油水井套管破损和集油掺水、注水管线渗漏情况下，原油及含油污水通过包气带对地下水产生一定的影响。

5.3.2.1 污染途径

（1）如果钻井时固井质量不高，密封不严，可使原油由井下深层上升进入含水层而污染地下水。这些井孔不仅是下部原油上升污染地下水的通道，同时也可成为地表污水进入地下水层的通道，使污染物随地下径流扩散迁移，造成地下水的污染而长期无法补救和恢复。

随着油田的开发时间的逐渐后移，运行了一段时间的油井可能会发生套管破裂造成含油物质渗漏进而对地下水造成影响。

（2）因管道及设备腐蚀穿孔引起的原油泄漏事故多发生在油田投产若干年后，事故发生时会有大量原油溢出，对环境造成污染。但发生管线泄漏时因管道的压力变化较易发现，及时采取必要的处理措施后，使造成的污染可控制在局部地区，不会造成大面积的区域性污染。人为破坏等因素也可造成管道破裂，使大量原油漏出，造成环境污染。若原油直接进入地层包气带，则因渗透作用会对浅层地下水产生影响。

5.3.2.2 预测情景模式

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表

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

5.3.2.3 油井套管破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。本工程单口油井最大产油量

为 1.9t/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 0.19t/d 计。套管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

预测因子选取油田特征污染物石油类。

（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：

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C (x, y, t) —t 时刻点 x, y 处的浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m t—单位时间注入的质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

（4）参数选取

参照《绥化市地下水开发利用规划报告》、《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，评价区内承压水含水层的渗透系数为 10m/d，水力坡度为 0.001，区域地下水纵向弥散系数 0.2m²/d，横向弥散系数 0.02m²/d，承压水含水层厚度 20m，有效孔隙度为 0.4，化学反应常数为 0。区域承压水流向为东向西。

(5) 预测结果

套管破损泄漏 100d、1000d、3000d 对地下水的影响预测结果见表 5.3-2，预测图见图 5.3-1-图 5.3-3。

表 5.3-2 油井套管破损泄漏预测结果表

污染物	预测时间	超标距离 m	超标面积 m ²	最远影响距离 m	影响面积 m ²
石油类	100d	31	858	33	981
	1000d	103	8628	109	9788
	3000d	190	25920	201	29460

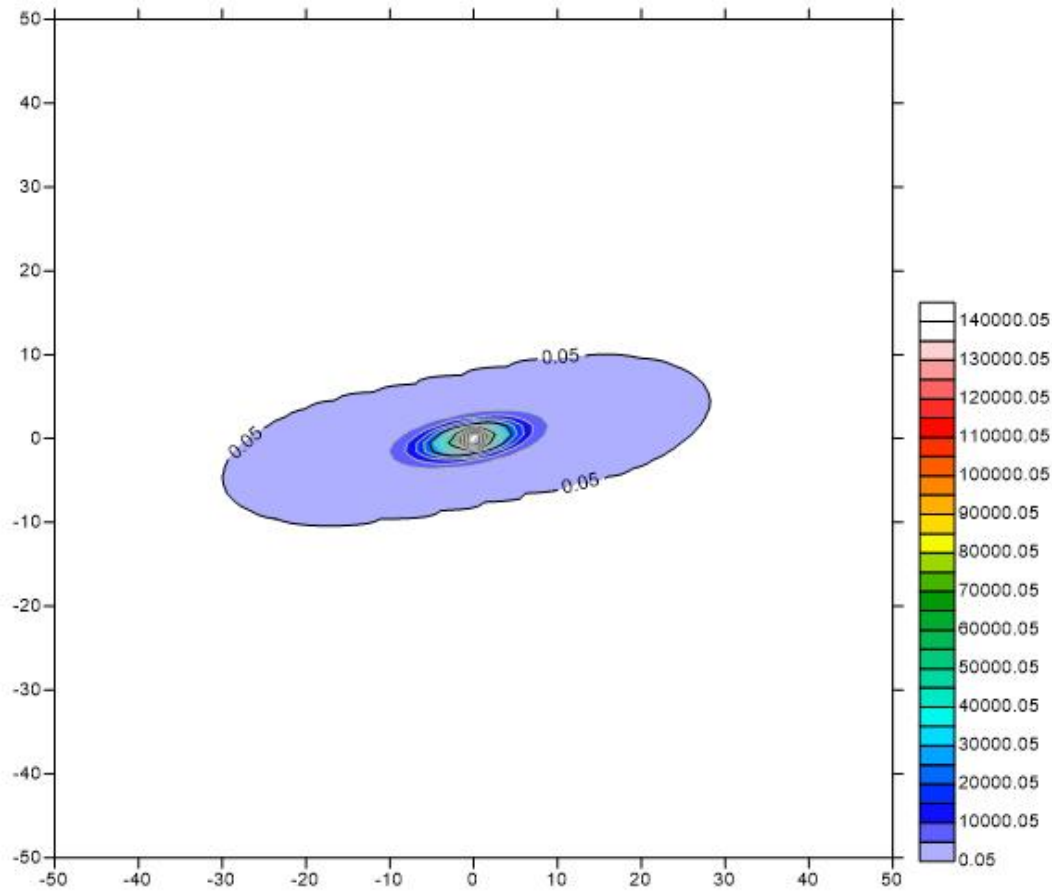


图 5.3-1 套管破损泄漏 100d 石油类对承压水的影响预测结果图

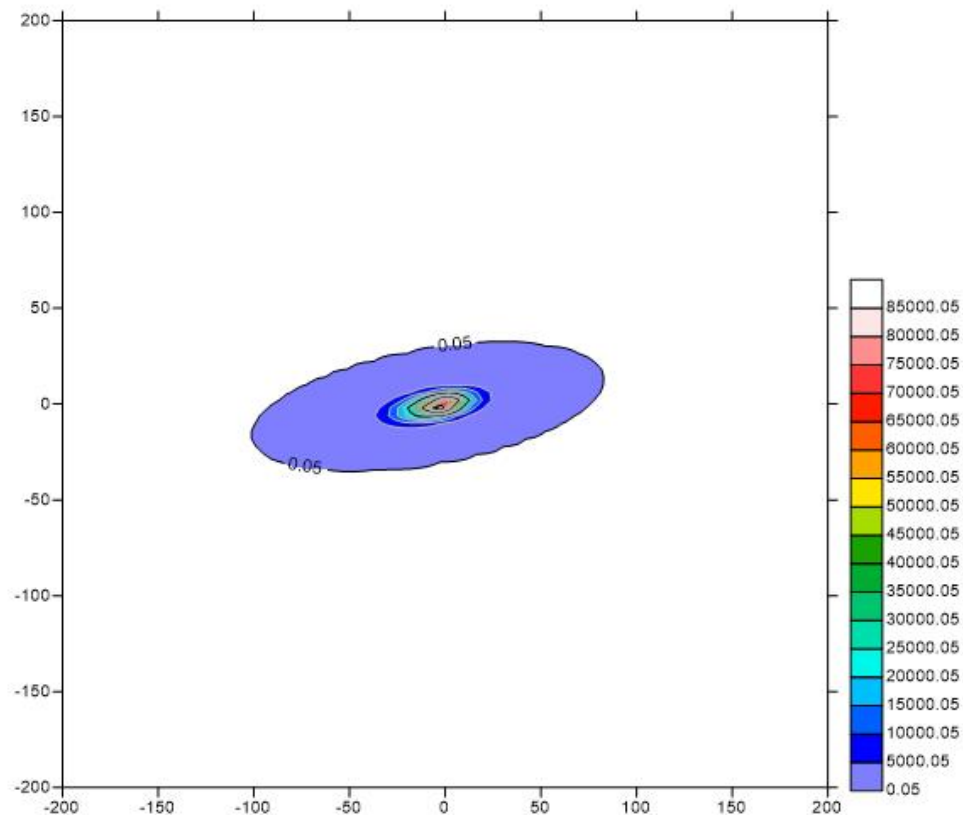


图 5.3-2 套管破损泄漏 1000d 石油类对承压水的影响预测结果图

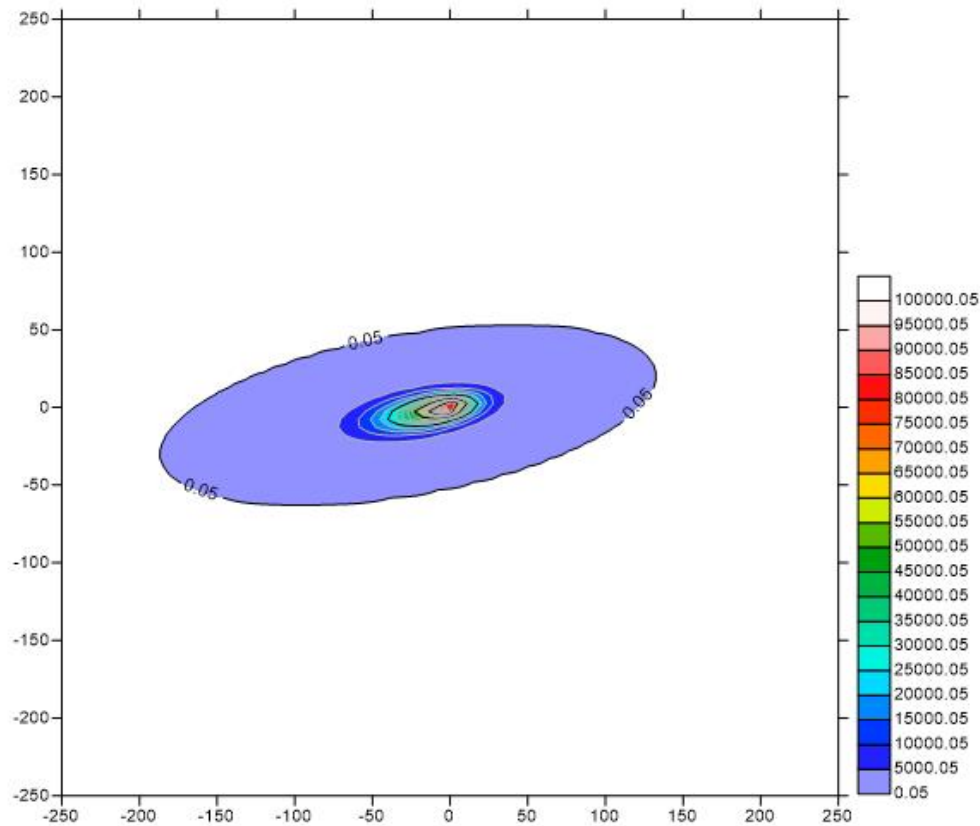


图 5.3-3 套管破损泄漏 3000d 石油类对承压水的影响预测结果图

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，油井套管破损泄漏 100d 后，超标距离为下游 31m，预测超标面积为 858m²，其余范围石油类浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准（≤0.05mg/L）；油井套管破损泄漏 1000d 后，超标距离为下游 103m，预测超标面积为 8628m²，其余范围石油类浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准（≤0.05mg/L）；油井套管破损泄漏 3000d 后，超标距离为下游 190m，预测超标面积为 25920m²，其余范围石油类浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准（≤0.05mg/L）。

本项目拟建油井距离周边村屯水井距离大于 1750m，油井套管破损泄漏对周边村屯地下水环境的影响较小。

5.3.2.4 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（整个集油参水管道）规格为Φ76×4，长度为 3800m，假设集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，工作人员可及时发现，一般情况 24h 内可发现。假设工作人员 24h 内发现，并采取关闭机泵等措施进行控制，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 0.8594t/m³ 算，计算得原油泄漏量 15.32t。

（2）预测因子

预测因子选取油田特征污染物石油类。

（3）预测模型

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：

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

式中：

x, y —计算点处的位置坐标；

t —时间，d；

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 x, y 处的浓度，g/L；

M —含水层的厚度，m；

m_M —单位时间注入的质量，kg/d；

u —水流速度，m/d；

n —有效孔隙度；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d 。

（4）参数选取

参照《绥化市地下水开发利用规划报告》、《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，评价区内潜水含水层的渗透系数为 5m/d，水力坡度为 0.0006，区域地下水纵向弥散系数 0.2 m^2/d ，横向弥散系数 0.02 m^2/d ，潜水含水层厚度 3.5m，有效孔隙度为 0.4，化学反应常数为 0。

（5）预测结果

管线泄漏 100d、1000d、3000d 对地下水的影响预测结果见表 5.3-3，预测图见图 5.3-4~图 5.3-6。

表 5.3-3 集油管线破损泄漏预测结果表

污染物	预测时间	超标距离 m	超标面积 m^2	最远影响距离 m	影响面积 m^2
石油类	100d	34	1144	36	1278
	1000d	101	9688	107	10944
	3000d	171	26312	183	30232

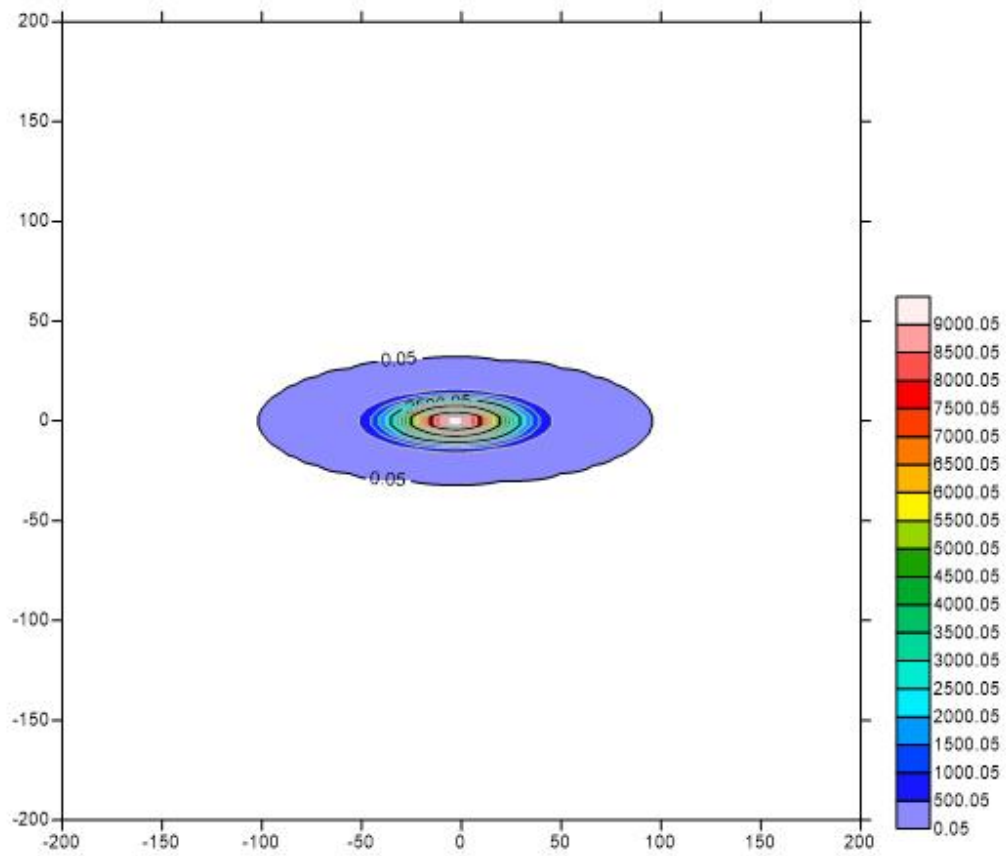


图 5.3-4 管线泄漏 100d 石油类对潜水的影响预测结果图

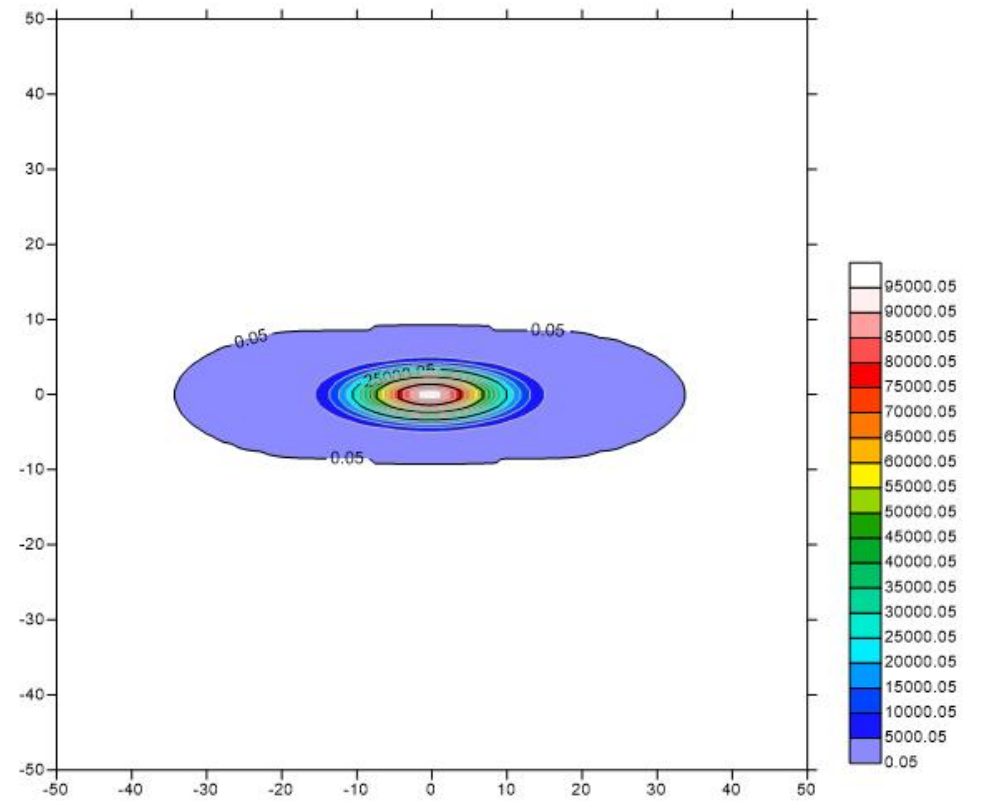


图 5.3-5 管线泄漏 1000d 石油类对潜水的影响预测结果图

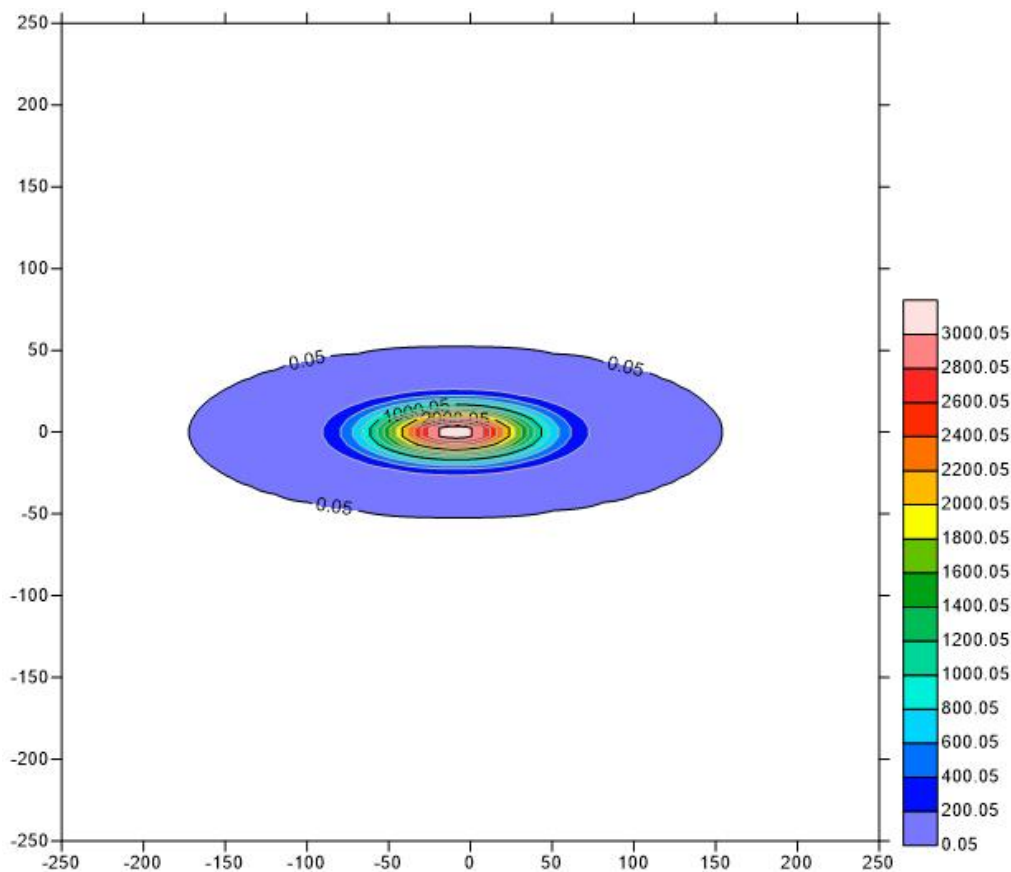


图 5.3-6 管线泄漏 3000d 石油类对潜水的影响预测结果图

由上述内容可知，管线泄漏后，随着时间增加，污染范围有所增加。管线泄漏 100d 后，超标距离为下游 34m，预测超标面积为 1144m²，其余范围石油类浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ）；管线泄漏 1000d 后，超标距离为下游 101m，预测超标面积为 9688m²，其余范围石油类浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ）；管线泄漏 3000d 后，超标距离为下游 171m，预测超标面积为 26312m²，其余范围石油类浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ）。

本项目新建 1#平台至集油掺水管线与二村最近水井（农业水井，非饮用功能）距离为 1580m，本项集油掺水管线泄漏对周围村屯地下水环境影响较小。

5.3.3 地下水环境影响评价结论

正常工况下，油田采出水分别经宋一联脱水站、升一联转油放水站进行分离，产生的含油污水由管线密闭分别输送至宋一联含油污水处理站，升一联、葡四联含油污水处理站共同处理，处理达标后全部回注地下开采油层，不外排，不会对地下水产生影响。

非正常工况下，油井作业时，井场铺设防渗布，井口设置作业污水回收装置，油井

作业污水经作业污水回收装置通过罐车回收送升一联含油污水处理站处理后回注；产生的落地油及时进行回收，回收率 100%。在采取上述措施后，油井作业污水和落地油不会对地下水环境造成影响。

只有在由于套管破损、管线破损致使含油物质下渗至地下水，会对地下水产生一定的影响。根据预测结果，油井套管破损泄漏 3000d 后，超标距离为下游 190m，预测超标面积为 25920m²，其余范围石油类浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准（≤0.05mg/L）。本项目拟建油井距离周边村屯水井距离大于 1750m，油井套管破损泄漏对周边村屯地下水环境的影响较小。

管线泄漏 3000d 后，超标距离为下游 171m，预测超标面积为 26312m²，其余范围石油类浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准（≤0.05mg/L），本项目新建 1#平台至 1#计量间集油掺水管线与二村最近水井（农业水井，非饮用功能）距离为 1580m，本项集油掺水管线泄漏对周围村屯地下水环境影响较小。

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

（1）井场、管线施工噪声

本工程施工期对声环境的影响主要是由地面建设施工机械、车辆造成的，主要噪声源包括挖掘机、推土机、吊装机、电焊机等。施工期机械噪声衰减值一览表见表 5.4-1。

表 5.4-1 离施工机械不同距离的噪声值 单位：dB（A）

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	50m	100m	150m	200m	300m
挖掘机	84	70	64	60	58	54
吊装机	80	66	60	56	54	50
推土机	82	68	62	58	56	52
电焊机	90	76	70	66	64	60
冲击式钻机	86	72	66	62	60	56
压路机	84	70	64	60	58	54
混凝土振捣棒	82	68	62	58	56	52
重型运输车	84	70	64	60	58	54

本项目施工期仅在昼间进行施工，由表 5.4-1 可知，施工机械噪声在 10m 处的噪声为 80-86dB（A），施工期厂界噪声不达标。

施工机械噪声距离施工场界 100m 处可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中昼间≤70dB（A）排放限值要求。

根据现场调查，本项目 200m 范围内没有敏感目标，施工噪声对周围环境的影响较小，且施工期噪声对环境的影响是暂时性的，随着施工结束，其影响也随之消失。

（2）拉运噪声

施工期施工试压废水等污染物拉运过程中会产生一定的运输噪声，运输过程中车辆噪声会对沿线村屯产生一定影响，根据实际情况，本项目拟采取以下措施：

①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；

②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；

③为防止噪声污染，经过附近村屯时，应限速行驶，并禁止鸣笛；

④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，本项目运输车辆对沿线村屯产生的噪声影响较小。

5.4.2 运营期声环境影响预测与评价

（1）井场噪声

本项目新建 23 口油水井，油井 17 口，抽油机井噪声约为 80dB（A），单井油井井场占地为 30×40m，平台井油井间距为 8m，采用《环境影响评价技术导则 声环境》

（HJ2.4-2021）中推荐的室外声源模式，户外声传播衰减包括几何发散（ A_{div} ）、大气吸收（ A_{atm} ）、地面效应（ A_{gr} ）、屏障屏蔽（ A_{bar} ）、其他多方面效应（ A_{misc} ）引起的衰减。根据现场实际情况，本次计算只考虑几何发散（ A_{div} ）、大气吸收（ A_{atm} ）、地面效应（ A_{gr} ）三种情况。

$$L_{A(r)} = L_{WA} - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr})$$

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

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

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

式中： $L_{A(r)}$ —距声源 r 处的 A 声级值，dB（A）；

L_{WA} —已知点声源 A 声级值，dB（A）；

α —空气吸收系数，dB/100m；取相对湿度 60%，温度 20℃时的值；

r 、 r_0 —声源至预测点和测量点的距离。

本次选取油井数量最多的 2#平台作为代表井位进行预测，通过噪声预测软件

(EIAN2.0.63) 中的噪声衰减分布计算模式计算, 本项目各噪声源对厂界的贡献声级值见表 5.4-2, 项目噪声贡献值预测图见图 5.4-1 和 5.4-2。

表 5.4-2 厂界噪声贡献值 单位: dB (A)

噪声源	距厂界距离	噪声源贡献值
2#平台	井场北侧边界	45.96
	井场东侧边界	50.89
	井场南侧边界	40.86
	井场西侧边界	50.47

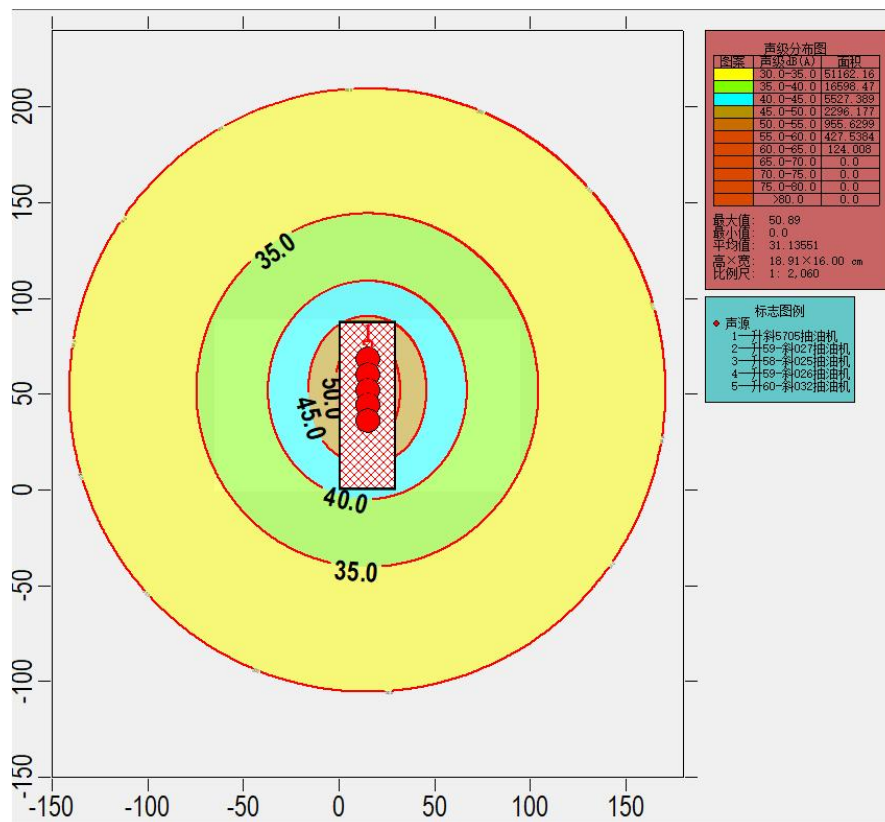


图 5.4-1 2#平台井场噪声预测结果图

从预测结果看出, 2#平台井井场边界处噪声贡献值为 40.86dB (A) -50.89dB (A), 经过距离衰减, 在厂界外 20m 能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中的 2 类标准。

本工程拟建 2#平台井场周围 200m 范围内没有村屯, 不会对周围村屯声环境产生影响, 周围村屯声环境满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 1 类标准要求, 因此本工程运行噪声不会对周围环境敏感点产生影响。

(2) 依托场站噪声

本工程各依托场站站内均无改造, 无新增噪声源。

根据大庆中环评价检测有限公司于 2021 年 1 月 23 日-24 日对宋一联合站厂界噪声监

测结果，2021 年 4 月 19 日对升一联合站、升 3 转油站、芳 407 转油站、卫 11 转油站厂界噪声监测结果可知，依托场站噪声均满足《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。

5.5 固体废物环境影响评价

5.5.1 施工期固体废物环境影响分析

本项目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，外购土方进行道路垫土，无弃方产生。

施工期固体废物主要为管道施工废料、施工人员生活垃圾。

（1）管道施工废料

管道施工废料为管线焊接产生的废焊条和废防腐材料等，产生量为 2.9t，属于一般工业固废，拉运至第八采油厂工业固废填埋场填埋。

（2）生活垃圾

地面建设期间生活垃圾产生量为 1.8t，生活垃圾分类收集后，委托环卫部门处理。

5.5.2 运营期固体废物环境影响分析

5.5.2.1 正常工况固体废物环境影响分析

本工程正常工况下运营期产生的固体废物主要包括含油污泥。

根据工程分析，本项目产生的含油污泥量为 0.297t/a，为依托场站分离油井产液时储罐内产生，根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，属于危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚，含油污泥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，拉运至大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站处理，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）标准限值（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ）。

根据 3.3.2.4 章节中对葡萄花含油污泥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。

5.5.2.2 非正常工况固体废物环境影响分析

运营期非正常工况主要包括落地油和含油废防渗布。

（1）落地油

一般每口井作业期间产生的落地油可按 50kg/井·次，作业频率一般 1.5 年，落地油回收率为 100%，本项目 17 口油井落地油产量为 0.85t/a，根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，属于危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚。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，拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，拉运至大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站处理，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）标准限值（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ）。

根据 3.3.2.4 章节中对葡萄花含油污泥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。

（2）含油废弃防渗布

运营期油水井作业时在作业场地下方铺设防渗布，废弃含油防渗布最大产生量约 10.2t/a。根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，废弃含油防渗布为危险废物，类别为 HW49 其他废物，属于“含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质”，危废代码为 900-041-49。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，暂存在第八采油厂三矿危废暂存间，定期委托有危废处置资质的单位进行处置，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。

5.5.3 危险废物环境影响分析

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定，危险废物收集、贮存、运输的一般要求：

（1）从事危险废物收集、贮存、运输经营活动的单位应具有危险废物经营许可证。在收集、贮存、运输危险废物时，应根据危险废物收集、贮存、处置经营许可证核发的有

关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等；危险废物产生单位内部自行从事的危险废物收集、贮存、运输活动应遵照国家相关管理规定，建立健全规章制度及操作流程，确保该过程的安全、可靠。

（2）危险废物转移过程应按《危险废物转移联单管理办法》执行。

（3）危险废物收集、贮存、运输单位应建立规范的管理和技术人员培训制度，定期针对管理和技术人员进行培训。培训内容至少应包括危险废物鉴别要求、危险废物经营许可证管理、危险废物转移联单管理、危险废物包装和标识、危险废物运输要求、危险废物事故应急方法等。

（4）危险废物收集、贮存、运输单位应编制应急预案。应急预案编制可参照《危险废物经营单位编制应急预案指南》，涉及运输的相关内容还应符合交通行政主管部门的有关规定。针对危险废物收集、贮存、运输过程中的事故易发环节应定期组织应急演练。

（5）危险废物收集、贮存、运输时应按危险特性对危险废物进行分类、包装并设置形影的标志及标签。

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

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。”

目前第八采油厂尚未明确委托的危险废物处理单位，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、900-249-08）等危险废物类别，核准经营规模 HW08 类 50000t/a，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 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，能够满足本工程要求。

建议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，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》要求进行运输管理，危废的转移过程按照《危险废物转移联单管理办法》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，并按《突发环境事件信息报告办法》（2011 年环境保护部令 第 17 号）要求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。

5.5.4 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 土壤环境影响预测与评价

5.6.1 施工期对土壤环境生态影响分析

施工期包括井场平整、道路建设、管线建设对土地的占用以及对地表环境的影响。

（1）施工期临时占地对土壤影响

本项目临时占地主要是各类管线、柱上变电器占地，占地类型为草地（基本草原），合计临时占地 9.796hm²。大型、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏、材料堆放等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，加上道路修建时翻动土体，都会造成局部大片裸

地出现，容易引起土壤风蚀和水土流失，特别是风蚀，对土壤环境的影响表现在：

①破坏土壤结构

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

②混合土壤层次，改变土壤质地

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

③土壤养分流失

在土壤剖面中各个土层中，就养分状况而言，表土层（腐殖质层、耕作层）远较心土层好，其有机质、全氮、全磷均较其他层次高。施工作业对原有的土体构型产生扰动，使土壤性质发生变化，土壤养分流失，从而影响植物的生长。

根据国内外有关资料，即使在实行分层堆放、分层覆土的措施下，土壤的有机质还将下降 30%~40%，土壤养分下降 30%~50%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。若不实行分层堆放和分层覆土，土壤养分流失量更大。

（2）土壤侵蚀

本项目管道建设过程中将开挖管沟，管沟上方的地表植被被完全破坏，新增一定量的土壤侵蚀，挖出的表层土和下层土临时就近分别堆放，如果防护措施不当也会引起水土流失。开挖管沟对土体的扰动将使土壤的结构、组成及理化性质等发生变化，进而影响土壤的侵蚀状况。同时管道施工过程中施工机械的碾压和人员的践踏会破坏管沟两侧施工范围内自然植被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。管道建设施工结束后，管沟回填先填下层土再填表土，同时对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻管道建设过程中对土壤环境的影响。

本项目道路主要为通井路。低洼大平台通井道路结构为砂石路，建设方式为直接对道路占地范围进行覆土、碎石、砂土层压实，可能会对道路两侧的植被进行碾压和践踏，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。由于本项目道路建设长度较短，因此对地表扰动面积相对来说较小，同时施工结束后对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻道路建设过程中对土壤环境的影响。

5.6.2 运营期对土壤环境影响评价

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水井作业、水井洗井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）油水井作业、水井洗井污油污水对土壤的影响

由于油水井作业、水井洗井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。

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、Pb、Hg、Cr、As。

（4）评价标准

井场占地范围内执行《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。类比项目基本情况见表 5.6-1。

表 5.6-1 类比项目基本情况一览表

序号	项目	地理位置	建设内容	环保手续	土壤影响	土壤环保措施落实情况
1	宋芳屯油田芳 407 加密区块产能建设工程	绥化市安达市境内	建设油水井 69 口	2018.6 通过了绥化市生态环境局审批（绥环函[2018]187 号），并于 2019.12 完成企业自主验收。	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； 运营期油水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。	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、含油污泥均运送至相应依托的场站进行处理。

由表 5.6-1 可知，上述项目均为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烟气、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等活动产生的含油污泥、含油污水等，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，含油污泥均拉运至相应的含油污泥处理站处理。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，均属绥化市，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，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。

表 5.6-2 类比项目土壤质量监测结果一览表 单位: mg/kg (除 pH 外)

项目	监测点	项目					
		pH	石油烃	Pb	Hg	Cr/Cr ⁶⁺	As
宋芳屯油田芳 407 加密区块产能建设工程	6#平台永久占地（建设用地）	8.45	未检出	30	0.146	未检出	6.3
	6#平台永久占地外 10m（农用地）	8.30	未检出	25	0.140	20	5.8
	13#平台永久占地（建设用地）	8.40	未检出	26	0.245	未检出	6.2
	13#平台永久占地外 10m（农用地）	8.30	未检出	24	0.235	22	5.9
以上项目监测深度均为 0~20cm							

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，同时项目占地范围内土壤中的石油烃、Pb、Hg、Cr、As 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，占地范围外的草地、耕地土壤中 Pb、Hg、Cr、As 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附表 2。

5.7 生态环境影响分析

5.7.1 施工期生态环境影响分析

本工程井场平整建设、管沟开挖、管道敷设、覆土回填，柱上变电站施工、道路建设过程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。永久占用草地改变了土壤的原有表土层，直接造成经济损失。

项目永久占用草地 1.059hm²，占用的草地包括均为基本草原，草地损失草量按 1125kg/hm² 计算，价格按 700 元/t 计，则每年草地损失费用为 0.083 万元。项目投产后在生产期内永久占用的，生物量将永久损失，其影响是长期且不可逆的。

（2）临时占地生态环境影响

本工程在施工期发生的临时占地主要是新建管道对沿线草地产生的影响。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占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。

本项目临时占用草地地面积为 9.796hm²。

临时占地自然植被演替的规律是先是一、二年生的植物，3-5 年后可恢复到冷蒿、杂草类，草地损失草量按 1125kg/hm² 计算，价格按 700 元/t 计，则临时占地草地损失为 1.23 万元。

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。由于本工程临时占地的占用期限很短（管线施工约为 60 天），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：hm²

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	草地（基本草原）	平整 1.059	/	通井路，柱上变电站占地
2	临时占地恢复	草地（基本草原）	草地平整 9.796	播撒草籽	管道施工、柱上变电站施工

（3）对一般湿地的影响分析

根据《黑龙江省湿地名录》（2016 版），本项目不占用湿地，管线距离湿地最近距离为 210m（畜牧场泡子 2 湿地，一般湿地，沼泽化草甸，湿地面积 35.52hm²，由昌德镇管理），不涉及重要湿地。施工过程中施工机械和施工人员不到项目占地外碾压，项目的建设不会对地表水和湿地造成影响。

（4）对动物的影响分析

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

由于本项目占地面积较小，且区内主要为小型动物，其领地面积相对较小，整体来说，项目建设对其栖息地的影响并不十分明显。

（5）对防沙治沙区的影响分析

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

《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。

根据现场调查，项目占地区域未出现土壤沙化现象，主要地类为土壤性能良好的基本草原，周边村屯、道路两侧杨树林绿化较高，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。

①施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。

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

③施工作业避免在大风天施工。

④路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

⑤根据当地际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系。裸露沙地，以种植草本和灌木植物为主。

通过以上措施，可有效防止土地沙化。

（6）对水土流失的影响分析

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

本工程由于管道、道路、柱上变电站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，造成水土流失；施工过程中，开挖回填后产生的弃渣松散堆积，结构疏松，胶结力差，抗侵蚀能力极低，遇暴雨产生径流，加大水土流失。为了更好的保持水土，建议采取以下水土流失防治措施。

①严格控制油田内各井场、管道、柱上变电站施工的作业面积，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围。

②在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置钢筋砼板涵，以保证

道路两侧洪沟的畅通。

③管道工程施工时，应划定施工活动范围，严格控制车辆及重型机械的运行范围，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管道上部，堆放后人工进行修整、拍实。

④做好原有植被恢复工作和人工绿化工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量，保护当地较脆弱的草原生态系统。

⑤严禁在大风、大雨天气下施工，特别是管沟开挖、管道回填作业等。在便道出入口，竖立保护植被的警示牌，已提醒施工作业人员，减少人员随意践踏造成的水土流失。严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。

5.7.2 运营期生态环境影响分析

油田生产运营期对植被的影响主要是在油水井井下作业过程的占地和施工时排放的污水、污油两方面。

井下作业的临时占地范围均在井场永久占地范围内，同时在作业时铺设防渗布，并将产生的污水用罐车拉运到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。

原油及含油污水泄漏可影响草地、农田的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。其危害最显著的表现是植物，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。所以，原油泄漏可引起原生植被生态系统退化，次生植被生态系统的演替，含油污水相对而言危害较小。

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

5.7.3 生态环境影响总结

根据对本项目油田生态系统结构、功能和生态环境现状评价及油田开发对生态环境的影响分析，得出如下结论：

（1）项目井场、管线、柱上变电站和道路的建设对土地的侵占、对植被的破坏，将使油田开发区内的植物量有一定程度的下降。在施工建设过程中采取严格控制施工范围等保护措施，可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）项目井下作业产生落地油、含油污水，对油水井周围环境中的植物生长发育及作物品质有一定的影响。但通过采取油水井作业、水井洗井时敷设防渗布等必要的环保措施，其对环境的污染程度是较小的，不会影响开发区域内植被生长；

（3）管道泄漏含油物质会对生态产生一定的影响，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；

（4）油田开发工程不可避免会改变原有的生态环境，但若合理规划和建设，石油产业有利于当地及周边地区的经济发展，能够与周围生态环境协调共处。可见，只要采取必要的措施，该项目对生态环境的影响不会太大，在生态上可行。

5.8 环境风险分析

5.8.1 风险调查

本工程涉及的主要危险物质是石油开采过程中井场、集输管道内的原油、伴生气（天然气），具有易燃、易爆的性质。物料的危险性如下：

5.8.1.1 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 0.8594kg/cm^3 ，凝固点 37°C ，含蜡量 25.8%，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 5.8-1。

表 5.8-1 原油理化性质、燃烧爆炸特性和毒理性质一览表

标识	中文名称：原油		英文名：petroleum	
	分子式：主要是烃		CAS 号：	/
	分子量：（根据组分确定）		危险性类别	易燃液体
理化性质	外观与形状	黑褐色黏稠液体		
	熔点（ $^\circ\text{C}$ ）	——	闪点（ $^\circ\text{C}$ ）	-6.67-32.2
	沸点（ $^\circ\text{C}$ ）	常温至 500°C 以上	凝固点（ $^\circ\text{C}$ ）	18.3-19
	相对密度（水=1）	0.78-0.97	最大爆炸压力（102kPa）	——
	相对密度（空气=1）	——	最大爆炸压力上升速率（102k Pa/c）	
	燃烧热（kcal/kg）	——	爆炸下限（V%）	1.1

	自燃温度（℃）	350	爆炸上限（V%）	8.7
	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		
毒性及健康危害	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		
危险特性	危险特性	其蒸气与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生剧烈反应。遇高热分解出有毒的烟雾。其燃烧、爆炸危险性与轻汽油相似		
	泄漏处理	根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。消除所有点火源。应急人员应佩戴正压式空气呼吸器，穿防火服，使用防爆等级达到要求的通讯工具。采取关闭阀门或堵漏等措施切断泄漏源。如果槽车或储罐发生泄漏，可通过倒罐转移尚未泄漏的液体。构筑围堤或挖坑收容泄漏物，防止流入河流、下水道、排洪沟等地方。收容的泄漏液用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。用砂土吸收残液		
	储运	存于密闭容器内，置于通风、远离火种、热源，避免阳光直射处；严禁烟火，应与氧化剂分开存放，操作时使用专用工具，禁止采用易产生火花的机械设备和工具；罐装应注意流速，且有接地装置，防止静电积聚		
	稳定性	稳定		
	急救措施	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。食入：误服者给充分漱口、饮水，就医		
	灭火方法	消防人员须穿全身防火防毒服，佩戴空气呼吸器，在上风向灭火。喷水冷却燃烧罐和临近罐，直至灭火结束。处在火场中若发生异常变化或发出异常声音，须马上撤离。 灭火剂：泡沫、干粉、砂土、二氧化碳。		

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 10-12Ω·cm 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。

5.8.1.2 伴生气（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 5.8-2。属甲 B 类易燃易爆气体，含有大量的低分子烷烃混合物，其与空气混合形成爆炸性混合物遇明火极易燃烧爆炸。如果出现泄漏，易与空气形成爆炸性混合物，而且能顺风飘动，形成着火爆炸和蔓延扩散的重要条件，遇明火回燃。天然气主要成分为甲烷，甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调，若不及时脱离，可致窒息死亡。其危险特性表见表 5.8-2。

表 5.8-2 烃类物质理化性质、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	16.04	
CAS号	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		
	沸点	-161.5	闪点（℃）	-188
	熔点	-178.9	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（102kPa/c）	——
	相对密度（空气=1）	0.55	爆炸下限（V%）	15
	燃烧热（kcal/kg）	884768.6	爆炸上限（V%）	56=
	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		
主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造			
危险特性	燃烧与爆炸特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应			
健康危害	侵入途径：吸入 健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达25%～30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤			

泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用
防护措施	呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩带自吸过滤式防毒面具（半面罩）。眼睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴一般作业防护手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护
急救措施	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医
灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉

5.8.2 风险识别

本项目涉及的危险单元主要为油井井场、集输管道、依托场站等。

（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水井作业、水井洗井作业，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、污油泄漏进入环境，造成污染；

②作业时地层压力高，井口溢流较大，而未及时采取压井或关闭封井器等措施，导致油、水、气大量冒溢，甚至井喷、污染环境。

由于该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。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。

（3）油井套管破损的风险因素分析

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：

①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。

②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，注水压力超过地层上覆压力，也会导致套管的破损。

③套管腐蚀是套管损坏的一种主要诱因，一旦套管腐蚀穿孔则会多点破漏，并会加速套管的疲劳进而过早变形和损坏。它是由原油天然气中含有的硫、 CO_2 及地层水和注入水中含有的各种腐蚀性物质与套管中 Fe 或 Fe^{2+} 发生反应引起的。腐蚀条件包括一定的温度、压力、 Fe^{2+} 浓度及地层水中存在还原菌等，大多与硫酸盐还原菌的作用有关。

根据大庆油田对套损井的统计，套损绝大部分是发生在油层附近，主要形式是变形和错断。浅层套损的主要原因是腐蚀，形式是外漏，约占全部套损井的 5%。对地下水的污染主要来自浅层套损油水渗入含水层，或深层套损油水窜槽进入含水层。因此，预防套损污染地下水的关键是合理设计井身结构，采取表套、技术套管双层套管结构，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。

（4）集输管道风险因素分析

工程管道内的介质主要是原油、含油污水，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。

(5) 依托场站风险因素分析

本工程依托转油站和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，依托场站未发生过环境风险事故。

本工程主要作业场所、生产设备设施环境风险识别见表 5.8-3。

表 5.8-3 工程环境风险识别表

主要设备及场所名称	危险介质	主要危险特性	影响环境
井场	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、油水泄漏污染	空气、地表水、地下水、土壤
集输管道	原油、天然气、含油污水	火灾、爆炸、油水泄漏污染	空气、地表水、地下水、土壤
升 3 转油站、芳 407 转油站、卫 11 转油站、宋一联合站、升一联合站	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、中毒、油水泄漏污染	空气、地表水、地下水、土壤

5.8.3 环境风险分析

5.8.3.1 事故状态下大气环境风险分析

(1) 井喷事故对环境空气的影响

井喷具有突发性、意外性和短暂性的特点，井喷时喷出的大量天然气（含少量原油的烃类物质），短时间内会造成局部大气环境中的烃含量激增，造成了短期局部大气环境中污染物超标。

本工程开采的油层原始地层压力较低，不能自喷，要靠抽油机采油，且已在钻井时期采用了防喷措施，如加自封、半封、全封等封井器，因此发生井喷的概率很小。

（2）依托场站原油储罐、天然气储罐泄漏对环境空气的影响

升 3 转油站、芳 407 转油站、卫 11 转油站，原油主要存在于“三合一”、“四合一”装置内，天然气主要存在于天然气干燥器内；宋一联合站、升一联合站内原油主要存在于脱水器和沉降罐内，天然气主要存在于天然气干燥器和外输管线内。

原油、天然气均在储罐中密闭贮存，不具备发生火灾爆炸的条件。但是由于储罐的阀门、法兰连接处泄漏，操作失误等情况下，导致大量原油泄漏或天然气释放，在空气中形成易爆炸气体，一旦遇有点火源即可引发火灾、爆炸事故。

事故时天然气或原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。若遇明火，引发的火灾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。

但由于依托场站各处均设有可燃气体报警装置，同时各储罐均设有液面控制装置，并进行信息化统计，当出现泄漏时，可及时切断泄露源，指挥人员进行处理，对周围环境影响是可接受的。

5.8.3.2 事故状态下地表水环境风险分析

本项目附近地表水体主要为安肇新河，若发生井喷等事故可能造成原油随地表径流进入附近水体，可能造成水体中石油类升高等变化，原油进入水体可能造成地表水水质及沿岸生态环境造成破坏，溶入水中的石油类组份对水生生物有直接的危害。

为预防可能发生井喷事故，避免造成地表水污染。事故情况下，应迅速在井喷点周围修筑围堤，防止油污扩散。同时组织人员抢修，抢修结束后，清理现场，避免造成环境污染。

由于本项目所在区地层压力较低，要靠抽油机采油，并且在钻井作业中采取了相应的井控防喷措施，一般不会发生井喷事故。如发生井喷事故，一般采取井喷发生后应在油井周围设土堤以防止原油任意流淌，在加强巡视并完善环境风险防范措施的前提下，发生污染地表水的环境风险事故发生的概率是极小的。

井下作业过程中，井场铺设防渗布、有效阻挡了罐车在井场处泄漏的可能性，同时定时定员对罐车进行检查，确保罐车内药剂不会泄漏。

5.8.3.3 事故状态下地下水环境风险分析

（1）套管破损对地下水影响分析

事故状态下对地下水的环境影响主要为套管发生破裂发生泄漏。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，则套管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。

（2）集输管道泄漏对地下水的影响分析

本工程事故状态下对地下水污染途径主要是集输管道的事故泄漏。

一旦发生泄漏，原油、含油污水就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。资料研究结果表明：石油类污染物在一般土壤中绝大部分集中在泄漏层以下 0~10cm 及 10~30cm 范围，一般下渗深度在 80cm 以内，一般很难下渗 2m 以下，存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此对承压水层产生影响的可能性很小。

集输管线站场配备压力阀，能够及时发现事故，集输管线各截断阀在事故情况下及时关闭，避免大量凝析油、废水泄露。且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，对周边影响较小。

5.8.3.4 事故状态下对土壤环境风险分析

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。

5.8.3.5 事故状态下对生态环境的风险分析

该项目区域内的生态系统主要是草地，大量含油污水泄漏可对草地产生影响，减少牧草产量，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。

5.8.3.6 事故状态下对一般湿地的风险分析

本项目不占用湿地，管线距离湿地最近距离为 210m（畜牧场泡子 2 湿地，一般湿地，沼泽化草甸，湿地面积 35.52hm²，由昌德镇管理），不涉及重要湿地。

运营期油井采用双层套管、集油管道采用防腐无缝钢管埋地敷设，泄漏的含油物质对表土层的湿地影响较小。

5.8.4 环境风险防范措施

5.8.4.1 管道泄漏的主要预防和处理措施

（1）对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；

（2）加强应急预警和紧急切断等措施，加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管道进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管道上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。当管道发生泄漏时应及时修筑围堤，控制油水的扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；

（3）对被泄漏原油污染的土壤清理干净后送第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站进行处理；

（4）当发生油田伴生气泄漏应划出警戒线，告知围观群众危险性，劝之不要动用火源，防止火灾及爆炸事故发生；同时根据泄漏情况有组织性的疏散周围相关人员；

（5）定期检测管道的内外腐蚀及防腐层破损情况，及时更换或维修；

（6）制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告；

（7）建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

5.8.4.2 井下作业事故风险防范措施

（1）为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油井作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业；

（2）施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接，完好后，通电

调试；

（3）作业前要打开生产阀门、套管放空阀门，观察溢流量大小。如果溢流量较大，采取清水或泥浆进行压井；起下抽油杆、管柱过程要注意井口变化，井口溢流较小时，将污水排入污水回收装置，溢流较大时，立即停止操作，迅速关闭封井器；采取清水或泥浆压井；

（4）打开套管闸门，启动作业废水进站装置和油水收集器，使废水废液由套管排出经作业废水进站装置回站；

（5）在压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣施工有溢流时，必须下单流阀，套管出口接到作业废水进站装置；

（6）压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣前，必须认真检查水龙带有无破皮、断丝、油壬丝扣完好状态，水泥车井口管道试打压 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，防止管道爆裂。

（7）冲沙过程中井口要坐好简易控制器，出口水龙带连接到罐车，然后将污水拉运到宋一联合油污水站处理。

5.8.4.3 作业污水风险防范措施

（1）本项目进行油水井作业、水井洗井前，井场铺设防渗布；

（2）进行油水井作业时井口安装防溢流装置，同时安装污水回收装置，产生的废水经污水回收装置收集后进入罐车；

5.8.4.4 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、管道和阀门的泄漏、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、设备和站内管道。

（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。

5.8.4.5 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）场站的架空输油管道及油罐均设计防雷、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。

5.8.4.5 危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》，本项目涉及的危险物质必须按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）的要求处理处置。

（1）从事危险废物收集贮存运输的单位在进行生产活动时应按照有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等。并建立健全规章制度及操作流程，确保改过程安全可靠。

（2）危险废物转移过程中应按《危险废物转移联单管理办法》执行，单位应编制应急预案。

（3）运输的车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求；运输车辆、设备及管道进行定期的维护和检查，防患于未然，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常。

（4）担任储运人员必须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步步扩大和恶化。

（5）运输、储存原料、溶剂、产品危险化学用品所用的槽车、容器、设备必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。设备区设计应按照《石油化工企业设计防火规范》（GB50160-2008）要求进行必要的围堰、防火设计、修复。

5.8.5 环境风险应急要求

本工程为改扩建工程，目前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，预案为《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》，在大庆市油田有限责任公司应急管理办公室进行了备案，并在 2021 年 9 月在肇州县生态环境局进行备案，备案编号 230621-2021-013-L（备案文件见附件 3）。

《环境突发事件专项预案》中包含了风险分析与事件分级、应急响应等内容，而且明确了环境突发事件应急储备物资清单、应急联络单等内容。根据自然灾害、人为破坏、人为操作失误和设备缺陷等原因，在生产、使用、贮存、运输和油气处置工艺过程中易出现原油等危化品泄漏现象确定突发事件类型，主要涵盖 4 类风险：①油气等生产过程中输送物料管道发生泄漏。②产品储存区等出现泄漏事故。③作业环境由于储罐、管道、阀门、法兰等容器使用、腐蚀、损伤或密封圈损坏等原因，出现泄漏。④装卸过程中，由于泵、法兰、管道、密闭等处发生泄漏或者由于装料过满、受热膨胀等发生泄漏。针对这四种风险，该《应急预案进行了组织机构及职责明确、预防与预警设置、应急响应与保障内容确定以及油气集输突发事件的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。总体上看，建设单位目前拥有的应急预案内容较为完善，已有应急预案能够满足建设项目的要求，但应加强对应急预案的定期风险应急演练及员工培训。上述制定的事故应急预案，已报当地政府备案，并定期进行演练。

通过分析，工程在发生事故状态下可依托已经制定了相关应急预案及相关应急资源。不需对本工程提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，定期进行地企联动应急演练，提高突发事件的应急处理能力。

5.8.6 环境风险评价结论

通过对本工程产能建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是泄露、火灾和爆炸，对区域内的地表水环境、地下水环境、土壤环境和空气环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，火灾爆炸等事故影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。建设项目环境风险简单分析内容表见附表 3。

六.环保措施及其可行性论证

6.1 大气污染防治措施

6.1.1 施工期大气污染防治措施

本工程施工期的环境空气影响主要来源于地面工程建设时产生的施工扬尘、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，同时在施工过程中定期洒水抑尘，防止施工扬尘量大对环境造成污染。

（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，能够确保施工场地处厂界扬尘排放浓度满足《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：颗粒物周界外浓度最高点 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ 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 运营期大气污染防治措施

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，原油集输采用密闭流程，最大限度降低烃类气体的挥发。

③定期对设备和管道进行检查、维修和保养，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。

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。

通过采取上述措施，能够确保井场、依托场站场界非甲烷总烃浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值要求；依托场站厂界非甲烷总烃浓度在 2023 年 1 月 1 日以后满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中无组织排放监控浓度限值要求。

（3）本项目依托的升 3 转油站、芳 407 转油站、卫 11 转油站、宋一联合站、升一联合站加热装置燃料均采用清洁能源天然气（即油田伴生气），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 中新建燃气锅炉标准值要求（颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 ≤ 1 ）。

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，运营期大气污染防治措施可行。

6.2 地表水污染防治措施

6.2.1 施工期地表水污染防治措施

施工期废水包括管道试压废水和施工人员生活污水。施工过程中采取以下污染防治措施：

（1）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；

（2）项目新建管道铺设完成后需要进行试压，试压废水由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）限值：“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ ”后回注地下开采油层。

（4）施工人员生活污水进入周边升 3-3 计量间、卫 11-1 计量间、芳 407-12 计量间等已建防渗旱厕，防渗旱厕定期清掏。

（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。

（6）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，施工机械及表土堆放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。

（7）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。

（8）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，制定检维修制度，平时定期对油罐车进行检修，保持油罐的密闭性。

（9）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。

6.2.2 运营期地表水污染防治措施

（1）运行期产液分离的油田采出水分别经升一联、宋一联含油污水处理站处理，处理后水质满足《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 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注地下开采油层，不外排。

（2）油水井作业范围限制在油水井永久占地范围内，同时作业过程中设置临时围堰，铺设防渗布，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；油水井作业污水经施工现场设置的污水回收装置回收后

泵入罐车内，经罐车拉运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）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 $\leq 2\mu\text{m}$ ”要求后回注地下开采油层，不外排。

（3）在井场作业现场管理中，严格落实作业前后环保交接制度，作业队伍必须严格遵守相应的无污染作业准则，确保无污染作业率达到 100%。

（4）确保应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，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）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。

（7）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。

6.3 地下水污染防治措施

本项目地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、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、应急响应进行控制。

6.3.1 施工过程地下水防治措施

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。

6.3.2 运营期地下水防治措施

（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。

（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）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、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，因此对工程实施污染分区防治措施。

（4）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。

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。

6.3.3 分区防渗措施

《环境影响评价技术导则 地下水环境》中地下水污染防渗分区参照表见表 6.3-1。

表 6.3-1 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机物 污染物	等效黏土防渗层 Mb≥6m、 K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB18598 执行
	中——强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易——难	其他类型	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m、 K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB16889 执行
	中——强	难	重金属、持久性有机物 污染物	
	中	易		
	强	易		
简单防渗区	中——强	易	其他类型	一般地面硬化

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，分区防渗表见表 6.3-3，分区防渗图见附图 6-1。

表 6.3-3 分区防渗表

类别	项目涉及区域	防渗要求
重点防渗区	集油管道、注水管道	应采用无缝钢管、管道设计壁厚的腐蚀余量不小于 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。防渗性能等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ ，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。 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。
一般防渗区	运营期油水井作业、水井洗井永久占地内	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）中一般防渗区的要求：等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 。

简单防渗区	油水井井场	油水井井场自身采用平整夯实的简单防渗，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于简单防渗区一般地面硬化的技术要求。
-------	-------	---

防渗层施工时序：

- （1）重点防渗层：管沟土地夯实，放置内外防腐加强级的无缝钢管。
- （2）一般防渗区：运营期油水井作业、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 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ）；
- （3）简单防渗区：井场采取地面平整硬化。

6.3.4 地下水跟踪监测

运营期应定期对地下水环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，结合《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）制定本项目运营期监测计划，同时在当地对监测结果进行信息公开，每年公开一次，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。

项目区域潜水层总体流向为自东向西，根据项目分布、周边地下水井分布情况、同时结合钻井环评地下水跟踪监测点位情况，在区块上游的设 1 个潜水背景监测点，本项目区域内及下游设 2 个潜水跟踪监测点，具体设置情况见表 6.3-4，地下水跟踪监测点位示意图见附图 6-2。

表 6.3-4 地下水环境监测计划表

序号	跟踪监测点位	监测井类型	经纬度	相对位置	监测因子
1	卫星四分场水井	背景监测点	E125.225772, N6.083590	2#平台东南侧 4950m	石油类、挥发性酚类、耗氧量、氨氮
2	华君屯水井	跟踪监测井	E125.078315, N46.147491	1#平台西侧 2850m	
3	立功村水井	跟踪监测井	E125.108013, N46.074302	5#平台西侧 2200m	

6.4 噪声污染控制措施

6.4.1 施工期噪声污染控制措施

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（22:00-6:00）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）不可避免需要夜间施工时，应向附近居民进行公告，取得民众谅解，并合理安排施工机械数量，严格限定施工范围，选用噪音低的设备，同时控制夜间灯光数量和照射范围。

（4）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。

（5）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。

6.4.2 运营期噪声污染控制措施

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，尤其加强孙车铺村村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。

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。

6.5 固体废物污染防治措施

6.5.1 施工期固体废物污染防治措施

施工期间固体废物主要为管道施工废料、施工人员生活垃圾。

（1）管道施工废料

管道施工废料为焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产生的废防腐材料，属于一般固废，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处理。

（2）生活垃圾

施工人员生活垃圾分类收集后，委托环卫部门处理。

第八采油厂工业固废填埋场于 2013 年建成投运，填埋总容量为 14000m³，主要处理的工业固体废物包括：废弃岩棉被、废弃黄夹克、分子筛等。服务年限为 20 年，目前存储量约 8495m³，剩余填埋量约为 5505m³。设计平均每年垃圾填埋处理量为 581.2m³/a，约合 700t/a。

本工程管道施工废料产生量为 2.9t（约 2m³），第八采油厂工业固废填埋场剩余能力满足本项目需求。

通过采取上述措施，本项目施工期产生的固体废物均能按照“资源化、减量化、无害化”原则，合理安全处置。

6.5.2 运营期固体废物污染防治措施

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、油井作业过程中井场落地油、含油废弃防渗布，生活垃圾。

6.5.2.1 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，拉运至大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站处理，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）标准限值（石油类≤3000mg/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送大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站，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，本项目含油污泥产生量为 0.297t/a ，非正常工况下落地油产生量为 0.85t/a ，含油污泥和落地油合计 1.147t/a （约 $1\text{m}^3/\text{a}$ ），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。

大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站位于大庆市肇州县永乐镇郝家窝铺东南侧 690m，设计年处理含油污泥 4 万吨。该场站选用以“密闭旋转蒸馏+冷凝分离”为核心工艺，采用密闭旋转蒸馏炉加热到 $370\text{--}410^\circ\text{C}$ ，将含油污泥中的石油烃进行热解，之后将石油气、水蒸气冷凝回收，不凝气回收再利用，同时对燃烧后的尾气进行处理。含油污泥最终处理后泥渣满足含油量 $\leq 3\%$ 要求。该场站目前处理含油污泥总量为 2 万 t/a ，负荷率为负荷约为 50%，本项目产生含油污泥量共计约 1.147t/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，该站负荷率为 50.003%，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。

（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《危险废物转移联单管理办法》（总局令 第 5 号）执行。

③运输路线的选择过程中尽量避开环境敏感点。

6.5.2.2 生活垃圾防治措施

依托场站生活垃圾分类收集后，委托环卫部门处理。

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，拉运至大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站处理，处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准限值（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》（GB18597-2001）及其修改单要求，同时执行危废转移联单制度；产生的生活垃圾委托环卫部门处理。

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。

6.6 生态环境保护措施

6.6.1 施工期生态环境保护措施

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，占地类型为草地（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埋设集油管线时，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；管线钢顶穿越道路时，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，并撒播草籽；

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。

施工期生态修复措施分布图见附图 6-3。

6.6.2 运营期生态环境保护措施

（1）严格控制油水井作业占地，普通井下作业不新征临时占地。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，大修占地不超过 50×50m。

（2）油井作业过程中缩小影响范围，提高工程施工效率，减少工程在空间上、时间上对生态环境的影响。

（3）油水井作业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）运行期油井作业禁止碾压和破坏道路及井场永久占地外的草地。

本项目通过采取上述生态保护措施，能够确保本项目对区域生态环境的破坏得到有效控制，不会对区域生态环境产生较大影响，生态保护措施可行。

6.6.3 一般湿地保护措施

根据《黑龙江省湿地名录》（2016 版），本项目不占用湿地，管线距离湿地最近距离为 210m（畜牧场泡子 2 湿地，一般湿地，沼泽化草甸，湿地面积 35.52hm²，由昌德镇管理），不涉及重要湿地。施工过程中施工机械和施工人员不到项目占地外碾压，项目的建设不会对地表水和湿地造成影响。

6.6.5 水土流失保护措施

根据《绥化市水土保持规划（2015-2030 年）》，绥化市划定了水土流失重点预防区和重点治理区，本项目产能建设区域位于绥化市安达市，不属于市级水土流失重点治理区和重点预防区。结合工程实际和项目区水土流失特点，因地制宜，因害设防，提出总体防治思路，明确综合防治措施体系，工程措施、植物措施以及临时措施有机结合。主要措施如下：

（1）井场

严格控制油田内各井场的地面作业面积，按设计标准规定，严格控制施工作业带（开挖）面积，道路和管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，并尽量沿道路纵向平行布设，以减少地表植被破坏，减少裸地和土方的暴露面积。禁车辆离路行驶。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。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。

（2）道路

严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能减少原有植被和土壤的破坏。油区道路施工作业面宽度控制在永久占地范围内；新建道路应在推平后加以机械碾压压实或铺设砂石硬化，如遇水土流失较严重区域，应在道路一侧开挖简易土质排水沟。

油井作业尽量利用原有公路，沿已有车辙行驶，杜绝车辆乱碾、乱轧的情况发生，执行“无捷径”原则，规范车辆行驶路线，不在道路、井场以外的地方行驶和作业，禁止碾压和破坏地表植被。

油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置钢筋砼板涵，以保证道路两侧洪沟的畅通。生产期及时做好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证各类设施的泄洪能力。

（3）管线

对集油、注水管道采取防腐措施，防止管道泄漏对植被、土壤造成影响。

管线敷设地表开挖施工时，对管沟区土壤，做到分层开挖，生熟土分开堆放，分层循序回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，使土壤尽快恢复生产力，同时减少水土流失。施工时应将草地 30cm 的表土层土转移到其他草地上。

管道工程施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，

避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。

管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分作出水土保持要求，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。项目区低洼地段，降雨季节施工的应先建好防洪、导流和泄洪设施后开工，以防洪水冲毁工程、机械，造成不必要的损失。

（4）生物防治措施

本项目水土保持生物措施主要根据油田地面植被情况，做好原有植被恢复工作和人工绿化工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量，保护当地较脆弱的草原生态系统，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势，尽量改善当地的生态环境。

临时占地主要是原油集输管线、柱上变电站施工占用的草地 9.796hm²。施工结束后应将临时占地全部恢复为草地。

（5）管理措施

因地制宜选择施工季节，尽量避开植被生长季节，减少损失，同时避开大风及强降水季节。施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆、重型机械设备作业范围，以及施工人员的活动范围，由专人负责管理，减少施工作业对周围土壤和植被的破坏范围和程度。

严禁在大风、大雨天气下施工，特别是管沟开挖、管道回填作业等。在便道出入口，竖立保护植被的警示牌，已提醒施工作业人员，减少人员随意践踏造成的水土流失。严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。

综上所述，通过上述生态污染防治措施，本项目对生态环境造成的影响在环境可接受范围之内，措施可行。

6.6.6 防沙治沙保护措施

根据《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（黑防沙发[2020]3 号），本项目不涉及防沙治沙区。为减轻植被破坏和草原生态系统受工程影响可能导致的沙化现象，防患于未然，建设单位应采取以下措施进行控制：

(1) 管道采用沟埋敷设，施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。

(2) 在施工活动结束后，要立即对施工现场进行回填平整，形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填—平整—覆土—压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填平衡”。

(3) 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。

(4) 施工作业避免在大风天施工。

(5) 路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

(6) 根据当地际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系。

6.7 土壤污染防治措施

6.7.1 施工期土壤污染防治措施

(1) 加强施工中的环境管理，控制和消除土壤污染源。严禁随意倾倒污水、随意堆放固体废物，防止因“三废”处理不合理或处置措施不当对土壤造成污染。

(2) 井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定，严格控制施工作业面积，以减少地表植被和土壤的破坏。

(3) 充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时通道。

(4) 恢复土地生产能力，提高土壤肥力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（30cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复植被。

6.7.2 运营期土壤污染防治措施

针对工程可能发生的土壤污染，按照源头控制、末端防治、污染监控、应急响应相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应等全阶段进行控制。

(1) 源头控制措施

主要包括在油水井井口、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。

①油水井作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”，作业后无分离污水遗留井场。

②井场应铺设防渗布，防止落地油溅落，污染土壤。

③加强管理，管线采用重点防渗处理，杜绝分离污水运输过程跑冒滴漏。

④提高职工的环境保护意识，在生产管理中杜绝人为破坏植被的现象。

（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）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）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。根据项目分布情况设置土壤监测点位 2 个，具体跟踪监测计划见表 6.7-1，土壤跟踪监测点位示意图见附图 6-2。

表 6.7-1 土壤环境监测计划表

点位	跟踪监测点位	经纬度	监测项目	监测频次
1	2#平台井场（深层土壤）	125.213338 ， 46.127441	pH、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、 镉、汞、砷、铅、六价铬、 铜、镍	1 次/年
2	2#平台井场南侧 60m 草地 （表层土壤）	125.213198 ， 46.126377	pH、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、 镉、汞、砷、铅、铬、铜、 镍、锌	

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。

（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。

6.8 环境风险防范措施

6.8.1 施工期风险防范措施

(1) 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。

(2) 集油掺水管道采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管。

(3) 定期检测集输防腐及腐蚀情况，及时维修或更新。

(4) 在施工过程中，加强监理，确保焊接和涂层等施工质量。

(5) 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。

(6) 进行水压试验，排除焊缝和母材的缺陷，增加管道的安全性。

6.8.2 运营期风险防范措施

(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) 制定应急操作规程，在规程中应说明发生井喷、管道泄漏、火灾爆炸和场站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。另外还应说明与管道操作人员有关的安全问题。

(3) 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。

(4) 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。

(5) 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。

(6) 对事故应急预案进行补充完善，使其更加合理有效。

(7) 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。

(8) 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。

(9) 泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，对集输管线腐蚀情况定期检测，及时维修或更新。

(10) 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。

(11) 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。

(12) 安排专人每天对井场、管线进行巡检，确保管线不发生泄漏情况。

(13) 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。

(14) 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，预案为《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》，在大庆市油田有限责任公司应急管理办公室进行了备案，并在 2021 年 9 月在肇州县生态环境局进行备案，备案编号 230621-2021-013-L（备案文件见附件 3）。

(15) 大庆油田有限责任公司第八采油厂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《大庆油田有限责任公司第八采油厂突发环境事件专项应急预案》形成联动机制，定期进行应急演练。

由于本次产能建设采用常规工艺，油气集输和污染治理工艺成熟、可靠，由前述分析可知以上提出的各项环境保护措施是切实有效的，同时工程对油田生产全过程采取环境保护管理措施和技术措施，有效的预防和减缓本次产能建设可能带来的不良环境影响。

6.8.3 突发环境事件应急预案

6.8.3.1 突发环境事件应急预案适用范围

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，预案为《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》，在大庆市油田有限责任公司应急管理办公室进行了备案，并在 2021 年 9 月在肇州县生态环境局进行备案，备案编号 230621-2021-013-L（备案文件见附件 3），《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》根据环境突发事件的发生过程、性质和机理，将大庆模范屯油田有限责任公司环境突发事件主要风险分为五类，分别为：原油泄漏污染、污水泄漏污染、给排水系统泄漏污染、天然气泄漏污染和施工时发生井喷造成污油、污水排放污染。适用范围为大庆模范屯油田有限责任公司所发生的一级（I 级）环境突发事件的应急救援工作，作为指导大庆模范屯油田有限责任公司所属各单位相关应急预案编制依据。

6.8.3.2 突发环境事件应急预案机构和职责

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，具体分工见表 6.8-1。

表 6.8-1 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，由大庆模范屯油田有限责任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。
应急监测组	负责突发环境事件中及事件发生后的环境影响监测。

6.8.3.3 突发环境事件应急联动及防控措施

本工程位于已建卫星油田、升平油田、宋芳屯油田区块，可以纳入大庆油田有限责任公司第八采油厂原有应急体系内，不需对本工程提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，发生事故必要时可直接向向邻近企业、单位和政府部门、消防队、环保局、安全生产监督管理局和市政府报告，申请求援并要求周围企业单位启动应急计划。该应急预案需补充内容如下：

（1）依托大庆油田公司监测机构建立事故应急监测机制，及时进行事故环境影响监测。

（2）环境监测内容

本项目发生污染事故时，对环境的影响主要是对生态（包括土壤、植被）、水环境、大气环境的影响，应急监测主要是这几方面的内容。

①生态方面：对事故现场及周围区域的植物、土壤进行危害监测，并在事故后不定期的对生态环境的恢复状况进行监测。

②大气环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近的敏感区域进行大气监测。

③水环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）所影响的地表水环境和地下水环境进行监测。

④土壤环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近的敏感区域进行土壤监测。

⑤负责单位要根据监测结果编制事故污染报告，确定事故影响范围，为制定治理措施提供依据。

（3）泄漏污染物处置去向

区域内一旦发生泄漏事故，泄漏的含油污水在通过设立围堰，应急泵抽至密闭罐车拉运至宋一联含油污水处理站处理；泄漏点的含油污泥拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，拉运至大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站处理，处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准限值（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ）。

（4）突发环境事件应急预案修订

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定期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。

按照环境突发事件严重性、紧急程度和可能波及的范围，由项目主管安全环保负责人将环境突发事件应急领导小组上报厂应急领导小组，请求发布预警，同意后厂应急管理办公室发布预警信息，进行预警工作部署。

立即宣布进入应急响应状态。转移、撤离或者疏散可能受到危害的人员，并进行妥善安置。指令应急救援队伍进入应急状态，环境监测部门立即开展应急监测，随时掌握并报告事态进展情况。针对环境突发事件可能造成的危害，封闭、隔离或者限制使用有关场所，中止可能导致危害扩大的行为和活动。调集所需物资和设备，确保应急保障工作。

现场指挥部负责组织群众的安全防护工作，确定群众疏散的方式，在事发地安全边界以外，设立紧急避难场所。厂安全环境监督检测中心负责本项目环境突发事件区域环境应急监测工作。根据监测结果，综合分析环境突发事件污染变化趋势，并通过专家咨询和讨论的方式，预测并报告环境突发事件的发展情况和污染物的变化情况，作为环境突发事件应急决策的依据。

事件得到控制后，在确保现场人员安全的情况下，应立即组织恢复生产和现场清理工作，直至彻底消除事件对环境造成的不良影响。

厂所属单位应配备充足的环境污染事件应急装备，对库里泡应配置围油栏、撇油器等应急装备，定期对抢险资源进行检查，确保抢险设施始终保持可用状态。

本项目环境突发事件专项应急预案应与《第八采油厂环境突发事件专项应急预案》、大庆油田有限责任公司的《企业事业单位突发环境事件应急预案》实施联动，形成层次分明有效连接的统一的应急预案系统。

七.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。通过对拟建项目的经济和环境效益分析，对项目建设的合理性进行分析。

7.1 环境损失费估算

本油田开发过程中，由于井场、管道铺设、道路建设等，需要占用一定面积土地，而且由此产生的污染物对周围环境也会造成一定污染，因此引起的环境损失费往往很难直接用经济价值来计算，因此，我们仅用植被损失费和资源损失费来估算。

（1）植被损失费

本项目永久占用草地 1.059hm²，草地损失草量按 1125kg/hm² 计算，价格按 700 元/t 计，则每年草地损失费用为 0.083 万元。

本项目临时占用草地面积为 9.796hm²，临时占地自然植被演替的规律是先是一、二年生的植物，3-5 年后可恢复到冷蒿、杂草类，草地损失草量按 1125kg/hm² 计算，价格按 700 元/t 计，则临时占地草地损失为 1.23 万元。

（2）资源损失费

该项目资源损失主要为油田开发过程中伴生气损失，油田投产 10 年间该项目将有 140.3t 烃类排入大气，每吨按 1529.7 元计，相当于损失 21.46 万元。

两项合计为 22.77 万元。

7.2 环保投资估算及环境效益分析

本项目总投资 1147.9 万元，其中环保投资 37.97 万元，环保投资占总投资的 3.31%，根据本项目建设方案的地面投资估算数据，环保投资见表 7.2-1。

表 7.2-1 本项目环保投资一览表 单位：万元

环保工程名称		环保措施	投资估算	备注
废气	施工扬尘	施工场地洒水抑尘，表土及建材堆放设置挡风板、上覆遮盖材料，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布。	4	1 万元/施工场地，本项目共计 4 处。
废水	管道试压废水	由罐车拉运至宋一联含油污水处理站进行处理。	1	/
	作业污水、洗井废水	由罐车拉运至宋一联含油污水处理站进行处理。	1	/
地下水	井场作业围堰	根据油田地面运行期多年统计，作业时需采用临时围堰。	2	每井场按 0.5 万元，涉及 4 个井场。
	地下水分区防渗	新建的集油管道、注水管道划分为重点防渗区，运营期油水井作业、水井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。 地下集油掺水、注水管道选用无缝钢管，设计壁厚的腐蚀余量大于 2mm 或采用管道内防腐，管道的外防腐等级采用特加强级，管道的连接方式采用焊接，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：等效黏土防渗层 $Mb \geq 6m$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$。 油水井井场地面采取地面平整夯实，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。 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 $Mb \geq 1.5m$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$。	10	/
噪声	机械噪声	选用低噪声设备，定期维护保养，17 台抽油机设置减震基础，噪声相对较小设备。	3.4	0.2 万元/设备
固体废物	管道施工废料	属于一般固废，收集后拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。	1	/
	含油废防渗布	属于危险废物，分类集中收集后委托有危废处置资质的单位进行处置。	1.9	1890 元/吨，本工程共计产生含油废弃防渗布 10.2t/a。
	含油污泥	落地油、油泥（砂）及清罐污泥拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，拉运至大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站处理，处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准限值（石油类 $\leq 3000 mg/kg$ ）。	2	/
生	临时占地	施工期作业带清理、管沟开挖、井场、道路的建设对土壤造成扰动和植被的破坏，工程	7.80	根据国家临时占地补偿标准，生态恢复费用

态恢复		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 9.796hm ² 草地进行植被恢复。		按 1 万元/hm ² 计。
	永久占地	对永久占地 1.059hm ² （草地，基本草原）。	2.86	根据 2021 年大庆市征地天然草补偿标准为 0.7 元/m ² ，占地补偿按照 2 万元/hm ² 计。
跟踪监测	地下水跟踪监测井	依托 3 口村屯地下水井作为背景值，定期对地下水进行跟踪监测： 在本项目区域上游卫星四分场水井（E125.225772，N6.083590）布设 1 个潜水背景值监测水井，在区域下游华君村水井（E125.078315，N46.147491）、区域下游立功村水井（E125.108013，N46.074302）各布设 1 口潜水跟踪监测水井，定期对地下水进行跟踪监测。	/	依托，无费用
	土壤跟踪监测	本项目设置 2 个土壤跟踪监测点位，每年监测 1 次，监测数据应公开。	2	1 万元/每个点位
合计				37.97

7.3 环境效益简要分析

（1）密闭输送措施效益估算

本工程油气集输采用密闭输送流程可使油气损失由 0.5%（开式流程）降到 0.14175%（油气密闭集输流程），10 年间可减少油气损失 346t，按每吨 1529.7 元计，这一项可创价值 52.92 万元。

（2）含油污水回用效益估算

本工程对油田含油污水采取处理回注措施，不仅减少了含油污水对地面水体污染，而且可大大节约水资源。本工程 10 年累计产生含油污水 9.86 万 t，如每吨水按 5.9 元计，回收利用污水的总价值约 58.14 万元。

以上两个方面环境经济总效益合计 111.06 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。

7.4 环境经济损益综合分析

总体而言，本项目的建设，为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，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。

八.环境保护管理及监测计划

8.1HSE 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、运行期阶段建立和实施 HSE 管理体系。建设期、运行期期的 HSE 管理分别包括以下内容：

（1）建设期 HSE 管理主要包括良好的工程设计、安全、健康与环境保护设施的同時设计、同時施工和同時投入使用，安全、绿色施工等；

（2）运营期 HSE 管理主要包括：HSE 组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等；

油田开发建设对环境主要影响是建设期的各种施工作业活动和运行期的风险事故。为最大限度地减轻油田生产对区域内空气环境、水环境及生态的影响，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；油田公司及厂矿等各级单位制定的生产工艺、

		设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括油田开发建设期及生产运营期废水、废气、废渣及噪声等方面的管理制度；在油田投入正常生产过程后，三废管理制度主要应包括油田正常运行过程中对含油污泥、含油污水及挥发烃的治理（回收及利用）等方面的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括油田建设期井场、场站、道路和管道的建设过程对区域内生态环境产生的影响后所做出的恢复计划及生态补偿措施等；在油田进入正常生产运营期后，生态保护制度主要包括油田生产过程中所进行的油井作业过程，同时包括在生产过程中对于一些突发事件可能对周围生态环境产生的影响而制定的生态恢复计划和补偿措施等内容。
7	事故管理预案	明确油田开发建设过程中的诸如油井作业、集油管道所可能存在的突发事件的预防管理措施。

8.1.3 管理措施

- （1）最高领导层将 HSE 管理放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上；
- （2）公司员工时刻将 HSE 责任放在心中；
- （3）制定和落实一岗一责制；
- （4）加强生产技术及 HSE 教育和培训；
- （5）做好现场审核和整改；
- （6）奖优罚劣，持续改进 HSE 表现。

8.2 环境监控

8.2.1 环境监控实施计划

本工程由大庆油田有限责任公司第八采油厂安全环保部对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，以加强设计和施工阶段的环境管理，控制施工阶段的环境污染和生态破坏；同时在日常生产管理过程中对相应的环境管理机构、人员及环境管理制度必须切实落实和执行。尤其在建设施工期，除设置油田专职环保员一名外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HSE 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

HSE 机构在环境管理上的主要任务包括：负责制定本油田施工作业的环境管理方案，制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，

负责协调与地方环保、水利、土地等部门的关系以及负责有关环保文件、技术资料的收集建档等。

8.2.2 环境管理工作的重点

工程投产运行后，油田环境管理工作由大庆油田有限责任公司第八采油厂安全环保部负责，在油田生产运营期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油水井作业过程管理、场站事故、集输管道破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

8.2.3 环境管理人员的基本职责

- (1) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作；
- (2) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；
- (3) 对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；
- (4) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；
- (5) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

8.2.4 环境监控基本内容

为了油田开发区域内环境的持续改进，对油田开发建设的各项活动进行全过程、全方位的监控。包括井场、场站建设及相应配套设施建设，以及油田正常生产情况下的相应作业施工建设等过程。油田运营期的环境监控主要是采油、井下作业和原油集输过程中的环境保护措施执行情况。日常监控主要由本站的环保员组织定期进行，由上级部门核查。核查采用检查现场、检查记录、与员工座谈等形式进行；检查和核查应形成记录。

8.3 环境管理与监测计划

8.3.1 施工期环境管理与监测计划

8.3.1.1 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。

8.3.1.2 注重人员培训

施工作业之前必须对全体施工人员进行包括环保知识、意识和能力的培训。其中环保能力的培训主要包括：保护环境的规定；减少和收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险品的方法；国家及当地政府的环境保护法律、法规等。

8.3.1.3 施工期环境监测计划

施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要是对施工场界的噪声、扬尘等进行一次性监测，发生事故时对周围的空气、土壤等进行监测。具体见表 8.3-1。

表 8.3-1 本工程施工期污染物排放监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	场界扬尘	颗粒物	场界外 10m 范围内	1 次/施工期
2	场界噪声	连续等效 A 声级	场界外 1m	1 次/施工期
3	事故监测	空气：非甲烷总烃； 土壤：石油烃； 地表水：石油类 地下水：石油类	空气及土壤为事故地点；地表水、地下水为事故地点周围区域。	事故发生 24 小时内

8.3.2 运营期环境管理与监测计划

8.3.2.1 运营期环境管理

- （1）进行环境监测，掌握污染现状；
- （2）定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；

(3) 落实环境管理制度；

(4) 制定环保经济责任考核制度，提高各部门对环境保护的责任感；

(5) 强化专业人员培训。

8.3.2.2 运营期环境监测计划

本工程生产运营期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测站进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）要求，结合油田运营期环境污染的特点，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，具体见表 8.3-1、表 8.3-2。

表 8.3-1 项目运营期监测计划表

序号	监测内容	监测项目	监测点位			监测时间及频次
1	大气	非甲烷总烃	1#平台井场上风向 1 个、下风向 3 个			1 次/季
2	地下水	石油类、挥发性酚类、耗氧量、氨氮	卫星四分场水井	背景监测点	E125.225772, N6.083590	1 次/年
			华君村水井	跟踪监测井	E125.078315, N46.147491	
			立功村水井	跟踪监测井	E125.108013, N46.074302	
3	厂界噪声	连续等效 A 声级	1#平台井场厂界外 1m			昼夜各 1 次/季度
4	土壤	永久占地内：pH、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、镉、汞、砷、铅、六价铬、铜、镍	2#平台永久占地内深层土壤、2#平台井场南侧 60m 草地（表层土壤）进行跟踪监测			1 次/年
		永久占地外：pH、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌				
6	事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃；地表水：石油类；地下水：石油类	空气及土壤为事故地点；地表水、地下水为事故地点周围区域			事故发生 24 小时内

表 8.3-2 生态调查方案

序号	调查内容	调查方法	临时占地内	监测频次
1	植被恢复情况	样方调查	临时占地内	1 次/年，直至恢复原有覆盖度

8.3.3 排污许可管理

本工程属于石油天然气开采行业，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于 2021 年 5 月完成固定污染源排污许可，排污许可证编号：912306217336497473001W。

8.4 项目污染物排放清单

8.4.1 施工期污染物排放清单

本工程施工期污染物排放清单见表 8.4-1。

表 8.4-1 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	/	排入大气	场界扬尘浓度符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求
2	废水	生活污水	COD、NH ₃ -N	230m ³	施工人员生活污水进入周边升 3-3 计量间、卫 11-1 计量间、芳 407-12 计量间等已建防渗旱厕，防渗旱厕定期清掏	/
		试压废水	SS	30.26m ³	由罐车拉运至宋一联合油污水处理站处理	处理后水质满足《大庆油田地面工程建设设计规范》（Q/SYDQ0639-2015）标准中的：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”要求后回注地下开采油层
3	固废	管道施工废料	/	2.9t	送第八采油厂工业固废填埋场	/
		生活垃圾	/	1.8t	分类收集后，委托环卫部门处理	/
4	噪声	机械噪声	噪声	80-96dB(A)	排入周围环境	场界噪声符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）要求

8.4.2 运营期污染物排放清单

本工程运行期污染物排放清单见表 8.4-2。

表 8.4-2 本工程运行期污染物排放清单

序号	污染物种类	污染物	主要污染因子	排放量	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	14.03t/a	排入大气	井场厂界非甲烷总烃浓度符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求
		燃烧烟气	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	720.1×10 ⁴ m ³		符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）要求
2	废水	油田采出水	石油类	13800t/a	含油污水管输至升一联、宋一联含油污水处理站处理	处理后水质满足《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≤2μm”要求后回注地下开采油层
		作业污水、洗井废水	石油类、悬浮物	945t/a	罐车拉运至宋一联含油污水处理站处理	
3	固废	含油污泥	石油类	0.297t/a	拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，拉运至大庆油田水务工程有限公司八厂污泥处理站处理	处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准限值（石油类≤3000mg/kg）
		落地油	石油类	0.85t/a		
		含油废防渗布	石油类	10.2t/a	委托资质单位处理	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其 2013 修改单要求
4	噪声	机械噪声	噪声	70-100 dB（A）	排入周围环境	符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）要求

8.5 总量控制清单

本项目外排污染物涉及的总量控制因子为 SO₂、NO_x、颗粒物及挥发性有机物，项目未新建加热炉，SO₂、NO_x、颗粒物为新增负荷后依托场站的分担量。本工程新增废气污染物按实际排放总量进行控制。

表 8.5-1 本工程污染物新增排放总量一览表

序号	污染物	核定排放量（t/a）
1	颗粒物	0.098（分担量）
2	二氧化硫	0.151（分担量）
3	氮氧化物	1.347（分担量）
4	非甲烷总烃	14.03

8.6“三同时”竣工环保验收

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 8.6-1、表 8.6-2。

表 8.6-1 “三同时”环境污染防治措施及环保验收一览表

防治内容		环保措施	验收标准
废气	施工扬尘、焊接烟尘	井场洒水抑尘，表土及建材堆放设置挡风板、上覆遮盖材料，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布	施工场界颗粒物执行满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）颗粒物无组织排放限值： $\leq 1.0\text{mg}/\text{m}^3$
	非甲烷总烃	管道采取密闭性良好的阀门，确保密闭集输	井场厂界、依托场站非甲烷总烃浓度符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996） $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求。 依托场站厂界外无组织排放的非甲烷总烃在 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）中企业边界限值： $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$
	燃烧烟气	采用清洁燃料天然气（油田伴生气）作为原料	燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉标准值：颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ ， $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ ， $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$
废水	施工期生活污水	施工人员生活污水进入周边升 3-3 计量间、卫 11-1 计量间、芳 407-12 计量间等已建防渗旱厕，防渗旱厕定期清掏	不外排
	依托场站生活污水	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	不外排
	试压废水	由罐车拉运至宋一联含油污水处理站处理，处理达标后回注地下开采油层，不外排	《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）和《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中“含油量 $10\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮固体 $5\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $2.0\mu\text{m}$ ”
	油水井作业污水、水井洗井废水		
地下水	分区防渗	含油污水管输至升一联、宋一联含油污水处理站，处理达标后回注地下开采油层，不外排	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
		运营期油水井作业、水井洗井永	防渗性能等效黏土防渗层

		久占地内划分为一般防渗区：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 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ），机泵区地面采用抗渗混凝土（抗渗等级为 P8）	$Mb \geq 1.5\text{m}$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区的要求
		新建的集油管道、注水管道划分为重点防渗区：地下集油掺水、注水管道选用无缝钢管，设计壁厚的腐蚀余量大于 2mm 或采用管道内防腐，管道的外防腐等级采用特加强级，管道的连接方式采用焊接。管道内、外防腐需满足《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）要求。提高自动化水平，对管道及井口压力进行实时监控	防渗性能要求达到等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区的要求；施工期留存影像资料
	跟踪监测井	在区块地下水流向上游设 1 口监测井（利用卫星四分场水井），下游设 2 口监测井（利用华君村、立功村水井），定期监测地下水水质	地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参考执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准
噪声	井场噪声	抽油机选用低噪声设备，安装减震基础	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准的要求：昼间 60dB（A）、夜间 50dB（A）
固废	生活垃圾	委托环卫部门处理	不污染环境
	管道施工废料	拉运至第八采油厂工业固体废物填埋场填埋处理	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）
	落地油、含油污泥	属于危险废物，类别为 HW08 矿物油与含矿物油废物，拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，拉运至大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站处理，处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准限值（石油类 $\leq 3000 \text{mg/kg}$ ）	处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准限值（石油类 $\leq 3000 \text{mg/kg}$ ）
	含油废弃防渗布	均属于危险废物，分类集中收集后暂存在第八采油厂三矿危废暂存间，委托有危废处置资质单位处置	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其 2013 修改单规定
土壤保护		考虑本项目产能开发区域主要占地草地，选择了本次平台内油井数量最多的 2#平台永久占地内深层土壤、2#平台井场南侧 60m 草地（表层土壤）进行跟踪监测	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	临时占地类型为草地，合计临时占地 9.796hm ² 。施工结束后及时清理施工现场，对临时占地采取播撒草籽等措施	施工结束后地表平整，及时恢复地表形态、生态修复
	永久占地	永久占地面积 1.059hm ² ，类型为草地，依照《中华人民共和国土地管理法》的规定给予补偿	对占用草地（基本草原）按照相关要求办理土地占用手续，并按照规定进行补偿
	水土流失防治措施	严格控制油田内各井场的地面作业面积，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	施工过程中采取水土流失措施，并留存影像资料
	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，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系，裸露沙地，以种植草本和灌木植物为主等措施。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，并留存影像资料
环境风险防范	井下作业	作业井场周围设置临时围堰，防止作业油污污水进入外环境	环境风险可防可控
	事故应急设施	防渗布、围油栏、铁锹、镐等	

表 8.6-2 竣工验收监测与调查主要内容

项目	内容
环境保护管理检查	项目各阶段环境保护法律、法规、规章制度的执行情况
	环境保护审批手续及环境保护档案资料
	环保组织机构及规章制度
	环保设施建成及运行情况，生态恢复、占地补偿、绿化等措施的落实情况
	本项目环评报告及其批复提出的环保措施落实情况及其效果
	运行期环境保护监测计划实施情况
	本项目事故风险的环保应急计划，包括物质配备、防范措施，应急处置等
	施工期、运行期扰民现象的调查
	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况

污染物达标排放监测	厂界烃类气体无组织排放监测
	厂界噪声达标排放监测
环境保护敏感点环境质量监测	油田开发区内的环境空气、地表水、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、草地植被恢复
	针对水土流失、防沙治沙环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况

九.结论及建议

9.1 项目概况

2023 年升斜 2405 等区块葡萄花油层（绥化地区）产能建设地面工程项目，为改扩建工程，位于绥化市安达市境内。

本项目基建油水井 23 口（其中油井 17 口，含 3 口代用井；水井 6 口。共形成 4 座丛式平台井，分别为 1#平台、2#平台、4 号平台、5#平台），配套建设原油集输工程、注水工程、供配电工程、道路工程、数字化工程等，建成后产能 $0.99 \times 10^4 \text{t/a}$ 。项目永久占地 1.059hm^2 ，临时占地 9.796hm^2 ，总投资 1147.9 万元，其中环保投资 37.97 万元。

9.2 环境质量现状调查结论

9.2.1 大气环境

本项目位于达标区，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 、TSP 浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准，非甲烷总烃浓度优于《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，工程所在地区环境空气质量总体状况良好。

9.2.2 地表水环境

安肇新河 pH8.745-7.58，COD46-51mg/L，氨氮 1.23-1.32mg/L，高锰酸盐指数 5.1-5.4mg/L，石油类、硫化物未检出。

9.2.3 地下水环境

根据现状地下水监测数据可知，除潜水铁、锰出现超标外，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》（GB3838-2002）中III类标准限值（ $\leq 0.05 \text{mg/L}$ ）。

9.2.4 声环境

监测结果显示，评价区域内声环境能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，现状良好。

9.2.5 土壤环境

本次评价期间对拟建井场及周边农田土壤环境进行监测，结果表明项目拟建井场占地内土壤满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2

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

9.2.6 生态现状

该区以草地生态系统为主，兼有农田、林地的复合生态系统，由于本地区气候干旱、多风沙等气候特点，对土壤固持能力降低，春季干旱时调节气候的能力降低。

9.3 环境影响预测与评价及环境保护措施结论

9.3.1 环境空气

施工期产生的扬尘通过洒水抑尘、临时土方等加盖苫布等措施，扬尘浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值，污染对敏感点影响较小，且这种影响将随着施工期的结束而消失。

运营期挥发性有机物满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）排放限值；油气集输过程无组织挥发的烃类气体，采取集输采用密闭流程，加强对设备和管道的检查和维护，控制各部位无组织挥发的烃类总量，井场厂界外非甲烷总烃执行《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。依托场站运营期产生的 VOCs（以非甲烷总烃计），在 2023 年 1 月 1 日以前执行《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，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）中企业边界污染物控制要求。本项目依托升 3 转油站、芳 407 转油站、卫 11 转油站、升一联合站、宋一联合站加热装置燃料均采用清洁能源天然气（即油田伴生气），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 中新建燃气锅炉标准值要求（颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 ≤ 1 ）。

通过估算模式的计算结果可知，本工程大气环境评价等级为二级，对周围空气环境的影响较小。

9.3.2 地表水环境

施工期废水排放主要来自于施工人员生活废水、管道试压废水。施工人员生活污水进入周边升 3-3 计量间、卫 11-1 计量间、芳 407-12 计量间等已建防渗旱厕，防渗旱厕定期清掏，对水环境影响很小；管道试压废水由罐车拉运至宋一联合站污水处理站处理，处理达标后回注，不外排，不会对水环境造成不利影响。

运营期正常工况条件下，本工程油田采出水在含油污水处理站处理后回注油田，不外排；非正常工况下产生的油水井作业污水、水井洗井废水通过污油污水回收装置回收后送含油污水处理站处理后回注，不外排，对水环境影响较小。

9.3.3 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道泄漏、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。

9.3.4 声环境

在采取选用低噪声设备，采用减振、消音、隔声等降噪措施，注意对设备的维护保养适当的降噪措施后，本工程施工期场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求。

在采取适当的降噪措施后，井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008），本工程距离油井井场最近的敏感目标为二村（1#平台西南侧 1750m）。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 类标准要求，对区域声环境影响较小。

9.3.5 固体废物

施工期管道施工废料拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理；施工人员产生的生活垃圾分类收集后，委托环卫部门处理。

运营期固体废物包括含油污泥、落地油、含油废弃防渗布和生活垃圾。含油污泥、落地油为危险废物，HW08，危废代码为 071-001-08（石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚），统一收集拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，拉运至大庆油田水务工程技术有限公司八厂污泥处理站处理，处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准限值（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ）；含油废弃防渗布为危险废物，类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物”，油水井作业施工结束后，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，油井作业结束后，暂存在第八采油厂三矿危废暂存间，定期委托有危废处置资质的单位进行处置。生活垃圾运委托环卫部分处理。

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。

9.3.6 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。

9.3.7 生态环境

本项目在井场施工、集输管道敷设、柱上变电器施工等过程对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区域内的第一生产者的生物量有一定程度的下降，在施工建设过程中采取必要的保护措施，则能最大程度减小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。

项目永久占用部分草地，使土地利用类型转变为工业用地，但永久占地面积很小，占地后采用分层剥离的方式保存所占用草地表土层土壤，用于周围劣质地或者其他土壤改良等土壤保护措施，对临时占用的草地进行播撒草籽进行恢复。

在制定相应的生态保护及恢复措施，并能够确保其切实执行的前提下，工程建设不会对现有生态环境造成太大的影响，在生态上是可行的。

9.3.8 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、地表水环境、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 环境影响经济效益分析结论

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、集油管道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、施工作业废气和噪声等。

本工程生产运营期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测站进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）要求，结合油田运营期环境污染的特点，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。

9.6 公众意见采纳情况

项目公众参与由建设单位大庆模范屯油田有限责任公司负责实施，征求意见的对象为二村、龙德村、长胜村、立功村、卫星牧场一分厂、东南地、畜牧场、卫星四分场等等公民、法人和其他组织。

首次环境影响评价公众参与相关信息通过绥化绿色环境网（网址为 http://www.shlshj.com/nd.jsp?id=923#_np=2_577）公开，时间为 2022 年 7 月 25 日，2022 年 1 月 18 日，在本项目环评报告书（征求意见稿）编制完成后，建设单位在绥化绿色环境网（http://www.shlshj.com/nd.jsp?id=945#_np=2_577）对本次环境影响评价工作进行了第二次公示，在二次公示期间，在绥化日报进行了报纸公示（报纸公示日期为 2022 年 8 月 9 日、2022 年 8 月 10 日），同时在附近行政村公告栏张贴了公告。

9.7 综合结论

2023 年升斜 2405 等区块葡萄花油层（绥化地区）产能建设地面工程项目，在产业政策方面，本工程为石油开采项目，符合《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）要求，属于鼓励类建设项目。

在规划政策方面，本工程符合《地下水管理条例》、《黑龙江省主体功能区划》、《黑龙江省生态功能区划》、《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》、《绥化市城市总体规划（2011-2020 年）》、《绥化市土地利用总体规划（2006-2020）》、《绥化市水土保持规划》（2015-2030）、《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》等主体功能区划要求，符合当地城市总体规划、土地利用规划等。

同时，本工程满足《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发[2020]14 号）、《绥化市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（绥政发〔2021〕10 号）、《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（黑政规[2018]19 号）等政策要求，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。

