

朝阳沟油田朝 65 区块加密 2022 年扶余油层产能
建设工程项目

环境影响报告书

建设单位：大庆油田有限责任公司第十采油厂

编制单位：河北奇正环境科技有限公司

编制日期：2022 年 2 月

目 录

1 概述	1
1.1 项目由来.....	1
1.2 项目概况.....	2
1.3 项目特点.....	2
1.4 环境影响评价工作过程.....	5
1.5 分析判定相关情况.....	7
1.6 关注的主要环境问题及环境影响.....	31
1.7 环境影响评价主要结论.....	34
2 总则	35
2.1 评价目的.....	31
2.2 评价原则.....	35
2.3 编制依据.....	35
2.4 环境影响识别与评价因子筛选.....	38
2.5 评价标准.....	40
2.6 评价等级.....	46
2.7 评价范围.....	54
2.8 环境保护目标.....	57
3 建设项目工程分析	60
3.1 项目概况.....	60
3.2 工程组成.....	60
3.3 工程方案.....	60
3.4 工程占地及土石方工程.....	64
3.5 总图布置及周边环境状况.....	错误！未定义书签。
3.6 公用工程.....	68
3.7 钻井物料消耗.....	69
3.8 现有区块开发情况回顾.....	73
3.9 依托工程分析.....	79
3.10 钻井工艺及产污环节.....	89
3.11 钻井施工环境影响因素识别.....	错误！未定义书签。
3.12 污染源项分析.....	错误！未定义书签。
4 环境现状调查与评价	101
4.1 自然环境状况.....	101
4.2 环境质量现状调查与评价.....	102
4.3 区域污染源调查.....	133
5 环境影响预测与评价	136
5.1 大气环境影响预测分析.....	136
5.2 声环境影响预测分析.....	137
5.3 固体废物环境影响预测分析.....	145
5.4 地表水环境影响分析.....	147

5.5 地下水环境影响预测分析.....	147
5.6 生态环境影响预测分析.....	150
5.7 土壤环境影响预测分析.....	161
5.8 环境风险分析.....	163
6 环境保护措施及其可行性论证.....	174
6.1 大气污染防治措施.....	174
6.2 废水污染防治措施.....	175
6.3 地下水污染防治措施.....	177
6.4 噪声污染防治措施.....	179
6.5 固体废物污染防治措施.....	180
6.6 生态保护措施.....	181
6.7 土壤污染防治措施.....	184
6.8 环境风险防范措施.....	185
6.9“三同时”环保验收一览表.....	191
7 环境影响经济损益分析.....	195
7.1 环境损失费估算.....	195
7.2 环保投资估算及环境效益分析.....	195
7.3 环境经济损益分析结论.....	196
8 环境管理与监测计划.....	197
8.1 环境管理机构的设置及人员配备.....	错误！未定义书签。
8.2 钻井期间环境管理要求.....	错误！未定义书签。
8.3 规章制度.....	错误！未定义书签。
8.4 本工程污染源排放清单.....	错误！未定义书签。
8.5 施工期环境管理与监测计划.....	错误！未定义书签。
8.6 总量控制.....	错误！未定义书签。
8.7 排污许可证制度衔接.....	204
9 环境影响评价结论.....	205
9.1 建设项目概况.....	205
9.2 产业政策符合性.....	205
9.3 选址合理性结论.....	205
9.4 环境质量现状评价结论.....	205
9.5 环境影响分析和污染防治措施可行性结论.....	206
9.6 总量控制指标.....	错误！未定义书签。
9.7 公众意见采纳情况.....	207
9.8 环境经济损益分析结论.....	207
9.9 环境管理与监测结论.....	212
9.10 综合评价结论.....	212
附表 1：建设项目大气环境影响评价自查表.....	213
附表 2：建设项目环境风险评价自查表.....	214
附表 3：土壤环境影响评价自查表.....	215

1 概述

1.1 项目由来

原油属于国家战略安全物资，特别是近几年随着国际油价的波动，国内需求持续增长，国家对国内石油资源的需求越来越大。随着原油含水率升高和产油量自然递减，大庆油田老区产量呈逐年下降的态势，按照国家的总体要求，大庆油田公司加大了油田老区的开发力度，为大庆油田的可持续发展提供保障。在这一总体部署下，大庆油田有限责任公司第十采油厂决定在大庆市肇州县朝阳沟镇朝阳乡境内实施朝阳沟油田朝 65 区块加密 2022 年扶余油层产能建设工程项目。

大庆油田有限责任公司第十采油厂是一个以石油天然气勘探开发为主营业务的大型地区公司，大庆油田有限责任公司第十采油厂属于大庆油田有限责任公司下属单位，负责大庆油田开发的其中一部分，开发区域遍布肇州县、双城区、肇东市，本次项目开发建设朝 65 区块，区块内无同期建设工程。

本项目建设内容为基建油井 4 口，均为水平井，分布在 2 座平台井场，均采用环状掺水集油流程，就近挂接已建集油间，新建单井集油掺水管道 2.4km，新建井场变电站 2 座，新建 10kV 产能线路 0.8km，新建土路长度为 80m，预计建成产能 $1.02 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本项目不涉及闭井期，闭井期另外单独履行环评手续。

受大庆油田有限责任公司第十采油厂委托，河北奇正环境科技有限公司承担了朝阳沟油田朝 65 区块加密 2022 年扶余油层产能建设工程项目的环境影响评价工作。本项目分布在朝 65 区块进行建设；本项目分布在朝 65 区块内进行建设；朝 65 区块隶属于朝 86 大区块，朝 86 区块共有油井投产油井 302 口，其中采油井 212 口，年产油 $4.6195 \times 10^4 \text{t}$ ，累积产油 $\times 10^4 \text{t}$ ，采油速度 0.74%，采出程度 9.77%；注水井 90 口，年注水 $31.8037 \times 10^4 \text{m}^3$ ，年注采比 1.91，累积注水 $332.0248 \times 10^4 \text{m}^3$ ，累积注采比 2.28，综合含水 59.0%，该区块已在《朝阳沟油田朝 86 区块 2015 产能建设工程环境影响报告书》中进行了评价，该项目环评文件由吉林东北煤炭环保研究有限公司于 2015 年 11 月编制完成，原大庆市环境保护局于 2015 年 12 月 31 日以庆环审[2015]395 号进行了批复。于 2020 年 1 月完成自主验收。

本目前前期钻井工程已在《朝 65 区块扶余油层水平井加密钻井工程环境影响报告书》中进行了评价，该项目环评文件由河北奇正环境科技有限公司于 2021 年 12 月编制完成，大庆市生态环境局于 2022 年 1 月 12 日以庆环审[2022]11 号进行了批复，目前正

在施工。因此本项目属于改扩建项目。根据大庆市土地利用规划图，本项目所占土地为永久基本农田。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），本项目属于第五项石油和天然气开采业“陆地石油开采 0711”中涉及环境敏感区的项目，项目不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区、基本草原、自然公园、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域、以及以医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域、文物保护单位、水土流失重点治理区、重点预防区等环境敏感区，本项目占用名录中第三条（二）中的涉及永久基本农田地区，因此编制环境影响报告书。

评价单位根据《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》及《建设项目环境保护管理条例》等有关规定开展了环境影响评价工作，现将项目环境影响评价报告书提交评审。

1.2 项目概况

项目名称：朝阳沟油田朝 65 区块加密 2022 年扶余油层产能建设工程项目；

建设单位：大庆油田有限责任公司第十采油厂；

建设地点：大庆市肇州县朝阳乡兰仁贵屯南侧 350m 处；

建设性质：改扩建；

建设内容：基建油井 4 口，均为水平井，分布在 2 座平台井场，均采用环状掺水集油流程，就近挂接已建集油间，新建单井集油掺水管道 2.4km，新建井场变电站 2 座，新建 10kV 产能线路 0.8km，新建土路长度为 80m，预计建成产能 $1.02 \times 10^4 \text{t/a}$ ；

投资规模：389.8 万元人民币；

工作进度：项目计划施工期为 2022 年 4 月至 2022 年 5 月，施工人数为 20 人，施工约 30d，施工井场设置营地。

1.3 项目特点

1.3.1 工艺特点

1.3.1.1 建设内容

本项目为产能建设地面工程，共基建油井 4 口，分布在 2 座平台井场。本项目施工期 4 口油井均不涉及射孔作业（射孔已在钻井工程完成），产能地面建设包括井场建设、

管线铺设、通井路的建设等。井场建设首先进行井台平整，井场垫高依据所在地区地势，地类及区域排水情况确定，井场垫高约 0.3m，平整井台后安装抽油机、采油树及电机；管线建设采用机械开挖直埋方式，部分道路穿越采用顶管施工；本项目新建的通井路均为土路，施工方式首先对线路进行清理平整，然后将拉运来的土方铺设在平整后的线路上进行压实。

1.3.1.2 临时工程

施工期各井场沿周边设置临时场地和临时便道，用于摆放施工设备。临时场地为临时占地，施工结束后进行生态恢复。本项目新建管道采用机械开挖方式。管沟开挖采用挖掘机等机械及人工辅助清理完成。回填完的管沟进行压实、整形。管道安装完成后，经检验合格，进行压力和严密性试验，本工程试压采用空气进行试压。

1.3.1.3 依托工程

项目运营期井场产液主要依托第十采油厂朝 16 转油站及朝一联合站。朝 16 转油站建于 1990 年，站内采用“三合一”处理工艺，含水油外输至朝一联脱水站。站外系统以环状掺水集油流程为主，辖集油间 9 座，油井 168 口（生产井数 158 口）。朝一联合站位于肇州县境内，朝一联脱水站于 1987 年建成投产，站内采用“三合一+电脱水”处理工艺，辖集油阀组间 38 座，生产油井 463 口，是采油十厂总外输口，站内设有脱水站、废压裂液处理站、含油污水深度处理站、含油污泥处理站等。

本项目运营期基建油井采出液由集油掺水管道进入朝 16 转油站，经油气分离后含水原油进入脱水站（朝一联脱水站）；伴生气经油气分离器装置处理后，进入天然气除油干燥器进行天然气脱水、干燥，处理后的伴生气用于依托场站加热炉的自耗。已建依托脱水站接纳转油站来液，进行油水分离处理，产生的含油污水转移至污水处理站（朝一联含油污水深度处理站）处理达标后输至注水站回注油层，用于注水驱油。

1.3.2 排污特点

1.3.2.1 施工期

(1) 本项目施工过程中产生的废水主要为生活污水。生活污水排入排入依托场站及阀组间的防渗旱厕，定期清掏用做农家肥。

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

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

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

1.3.2.2 运营期

(1) 运营期产生的废气主要为油气集输过程中产生的非甲烷总烃、场站油气处理加热炉产生的烟气。本项目油气集输全部采用密闭集油工艺流程, 井口安装密封垫, 集输管线采用密闭管道, 定期对设备和管道进行维修保养, 保证油气处理设施的平稳运行, 控制烃类气体的无组织挥发, 井场、场站挥发的无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 5.9 中规定要求; 场站加热炉燃料均采用天然气, 为清洁能源, 天然气经燃烧后均经 8m 高以上烟囱高空排放, 加热炉排放的废气能够达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 表 1 中在用燃气锅炉标准限值要求。

(2) 本项目运营期产生的废水主要为油田采出水、作业污水、洗井污水。油田采出水最终管输进入朝一联含油污水深度处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015) 中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”规定后回注油层。作业污水及洗井污水通过罐车回收后送朝一联含油污水深度处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015) 中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”规定后回注油层, 不外排。

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

(4) 项目运营期产生的固体废物主要有正常工况下产生的含油污泥, 非正常工况下产生的落地油、含油废防渗布。含油污泥及落地油全部回收, 由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站处理后再委托有资质单位处理, 满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022) 表 1 限值, 用作采油十厂油田垫井场和通井路; 含油废防

渗布经收集后有资质单位进行处理。

1.3.3 环境特点

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

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，确定朝阳沟油田朝 65 区块加密 2022 年扶余油层产能建设工程项目环境影响评价技术文件类型为环境影响报告书。

其次，在仔细研究项目开发方案的基础上，进行了初步工程分析，并对项目所在区域进行实地踏勘和调研，了解项目周围情况。在此基础上，完成环境影响因素识别、评价因子筛选、评价重点和主要环境保护目标确定等工作。通过对项目概况及周围环境敏感性分析确定：确定本项目大气环境影响评价工作等级为二级；声环境影响评价工作等级确定为二级；地表水环境影响评价工作等级为三级 B；地下水环境影响评价工作等级为二级；生态环境影响评价工作等级为三级；土壤环境影响评价工作等级为一级；环境风险影响评价工作等级为简单分析。并以此确定评价范围和评价标准，制定了工作方案。

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

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

告的编制。具体环境影响评价工作程序见下图。

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公众参与说明。公众参与工作采用网络公示、报纸公示（大庆油田报）以及张贴公告（兰仁贵屯、马家窝棚、西哈达沟、东哈达沟、郑旺屯、朝阳屯、三合屯、二站刘屯、薛宜峰屯、任天福屯、前怀家屯）等相结合的方式进行。项目首次环评公示及项目环境影响报告书征求意见稿公示时间分别为 2021 年 11 月 20 日及 2021 年 12 月 20 日至 2022 年 1 月 3 日；报纸公示时间为 2021 年 12 月 21 日及 2021 年 12 月 28 日；并于 2021 年 2 月 28 日在黑龙江环保技术服务网进行朝阳沟油田朝 65 区块加密 2022 年扶余油层产能建设工程项目环境影响报告书全本公示和项目公众参与说明全本公示。在公示期间建设单位及环评单位未收到相关反馈，建设单位承诺将加强企业环境管理，主动公开环保信息，接受公众监督。

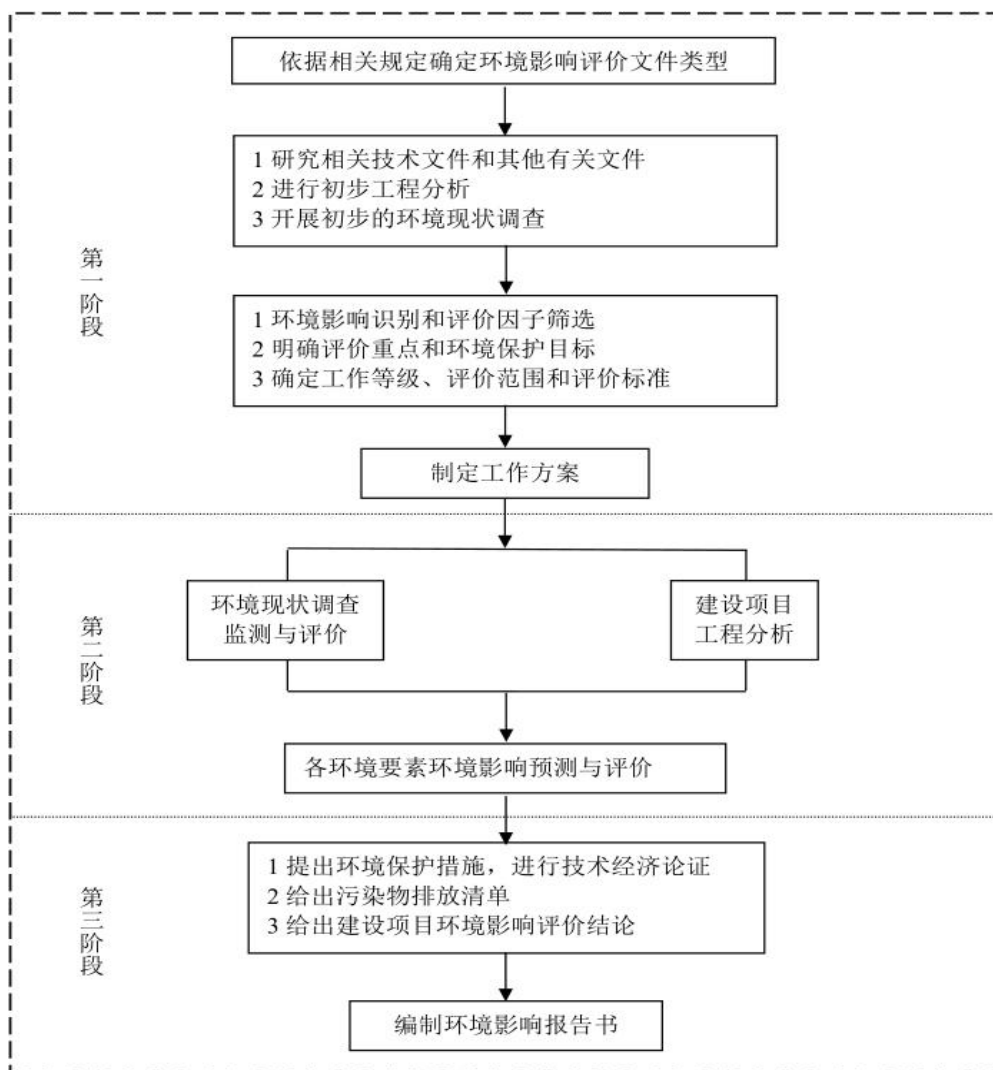


图 1-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.5 分析判定相关情况

1.5.1 产业政策符合性分析

本项目为石油开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2019 年）》，本项目属于鼓励类“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。根据《国民经济行业分类》（GB/T 4754-2017），本项目为 B-0711 陆地石油开采。

1.5.2 相关规划、政策符合性分析

1.5.2.1 与主体功能区划符合性分析

本项目位于大庆市肇州县朝阳乡，根据《黑龙江省主体功能区规划》，大庆市肇州县属于国家级重点开发区域，且项目开发区域不属于限制或禁止开发区，大庆市辖区的功能定位为国家重要的石油生产基地、石化产品及精深加工基地、石油石化装备制造基地，新材料和新能源基地、农副产品生产及加工基地。本项目属于油田开发项目，符合“全国重要的能源、石化、医药和重型装备制造基地”，且第八章第二节能源开发利用中明确：“在大庆及周边地区，加大石油勘探开发力度，实施老油田二次开发工程和三次采油工程，稳定石油产量”。因此，本项目符合《黑龙江省主体功能区规划》要求。

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划》，本工程所在区域位于 I-06-01-03 安达-肇州-肇东农、牧业与盐浸化控制生态功能区，该区位于黑龙江省肇东市、肇州县和安达市，总面积 10000km²，该功能区的主要生态系统服务功能为盐浸化控制、生态系统产品提供。

本项目位于黑龙江省大庆市肇州县朝阳乡内，建成后永久占地面积为 2.47hm²，占地类型为耕地，项目占地面积较小，井场施工临时占地表土留存，将适合植物生长的原有表土单独堆放，用于临时占地植被恢复，进行分土回填，临时占地全部恢复原有功能，通过采取以上恢复措施后，工程建设对生态环境的影响可接受。

在按照上述措施施工后，本项目不会造成大面积的土地退化，项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，同时，在项目实施过程中，加强防沙治沙和水土保持措施的实施。因此本项目符合《黑龙江省生态功能区划》的要求。

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

根据《大庆市城市总体规划（2011-2020 年）》中“第五章主城区总体布局规划中第八节工业、仓储用地规划”，石油开采工业：主要在萨尔图周围及萨大路两侧为油田开发带，以石油开采业为主，是大庆油田产能的核心地域，要保证采油“三次加密”的实施，推广新技术手段的应用，加大外围油田勘探和开采力度，建立多元油田开发机制，

在油田开采同时应兼顾城市生态环境的建设。本工程位于黑龙江省大庆市肇州县境内，符合该规划要求。

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，本工程属于大庆油田油气开发业务振兴发展规划中的一部分，工程的建设能够保证大庆油田油气产量，努力实现可持续发展。

1.5.2.4 国民经济和社会发展规划符合性分析

《中共大庆市委关于制定国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标的建议》中提出：完善百年油田建设专班推进工作机制；支持油田打好“提质增效”攻坚战，权利服务油田产能建设；拓展油田装备、油气储运、信息服务等产业合作领域，壮大混合所有制经济；加强油气资源和新能源开发利用；维护油田产业链供应链稳定；保障油田生产秩序。本工程为石油开采项目，因此本项目符合《中共大庆市委关于制定国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标的建议》要求。

《黑龙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中提出：当好标杆旗帜，建设百年油田，推进大庆油田常规油气资源稳油增气，建立地企共建共享机制，加快大庆页岩油气开发产业化商业化步伐，到 2025 年油气产量当量达到 4500 万吨以上，巩固石油大省地位。加快释放煤炭安全优质产能，提高煤炭自给率。坚持“源网荷储”协调，优化电力结构，打造“北电南送”重要保障基地。扩大对俄能源合作，建设全国重要的对俄能源合作基地和运输通道，完善油气资源储备体系。健全跨国油气输送管道保护机制，推进管道完整性管理，保障油气供给稳定和管道运行安全。提高能源基础设施安全运行水平，提升应急响应和网络安全风险应对能力。本工程为石油开采项目，因此本项目符合《黑龙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》要求。

1.5.2.5 《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020 年）符合性分析

本项目位于大庆市肇州县朝阳乡兰仁贵屯南侧 350m 处，参照《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020 年），本项目所在地为永久基本农田集中区，永久基本农田集中区的土地综合利用方向为：开展以永久基本农田为主的土地整理，大力推进永久基本农田标准化建设，围绕水利骨干工程，实行田水路林综合治理，改造中低产田，不断提高永久基本农田质量，建成高产稳产农区。土地利用以保护耕地为主，统筹城乡建设用地，提高节约集约用地水平。

本工程所占土地现状及规划利用类型为耕地（永久基本农田），本工程新增永久占

地面积为 0.036hm²。

根据《永久基本农田保护条例》（2011 年修订），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开永久基本农田保护区，需要占用永久基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的永久基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

本项目为油田开发项目，属于国家能源设施重点建设项目，根据油层地质勘查，本工程拟建平台井场均位于耕地内，确实无法避让永久基本农田，在本工程用地审批程序及占补要求满足《永久基本农田保护条例》等法律法规要求的“占一补一，质量相等”的前提下，符合土地利用总体规划要求。

本项目属于国家能源设施重点建设项目，根据本项目与大庆市土地利用总体规划的相对位置关系（图 1-3）。

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

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年），大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目井场均位于大庆市肇州县朝阳乡，不属于市级水土流失重点治理区，本项目基建平台所处水土保持重点治理区示意图见附图 12。

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

表 1.5-1 与《大庆市水保规划（2015~2030）》符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	失重点预防区和重点治理区的公告》，根据水土保持法第十二条，黑龙江省水土保持条例第十二条、十三条、十四条规定，在国家和省级水土流失重点预防区和重点治理区划定基础上，结合大庆市实际，划定市级水土流失重点预防区和重点治理区公告如下：重点治理区：肇州县杏树岗镇，大同区，林甸县，肇源县，杜蒙县。	本工程行政区域为大庆市肇州县，根据公告内容，本项目工程内容全部在肇州县朝阳乡境内，不属于水土流失重点治理区。	符合
2	3.3.1.4 工矿区治理中要求“治理措施以植	本项目在施工过程中尽量保护土地资源，	符合

	被恢复为主，采用种草、种树绿化方法，治理油田开采和砖厂取土生产等造成的地表植被破坏”。	不打乱土层，以便植被恢复，临时占用的耕地等质等量复耕。通过上述措施，可以尽快将临时占地的植被恢复至原有水平。	
3	3.3.3.3 次生盐渍化防治中要求“建立完善水利排水工程，避免工业污水浸泡农田；生产建设用地破坏植被应及时采取恢复植被措施，避免造成次生盐渍化”。	本项目产生的生产废水均进行回收处理后进行回注，不外排；施工结束后对临时占地进行植被恢复，对永久占地进行适当的人工绿化，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势。	符合
4	4.1.2 预防对象“全市范围的各种开发建设活动”4.2.1.2 技术措施中要求“在治理工程中，优先使用封禁等生态修复措施，保护自然植被，恢复采伐迹地植被”	本项目施工结束后对临时占地进行植被恢复。	符合
5	5.2.2 综合治理措施配置中要求“城市水土保持治理措施，结合生产建设项目类型具体设置措施”。	本工程为陆地石油开采类项目，结合本项目工程内容，因地制宜选择施工季节，避免大风及强降水期作业；施工材料合理堆放，降低对植物的扰动；规范运输车辆行驶路线，采用“一”字型作业法，禁止碾压和破坏地表植被；管沟挖、填方作业互补平衡，分层回填土方予以平整、压实；对临时占地原有植被生态恢复和人工绿化，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势；强化管理，树立保护耕地警示牌，减少人员随意践踏造成的水土流失。	符合

1.5.2.7 与《大庆油气田地面工程“十四五”规划》符合性分析

根据《大庆油气田地面工程“十四五”规划》开发规划安排，“十四五”期间，溶解气产量逐年递减，主要通过加大松辽深层、川渝以及塔东地区的气层气开发力度，来提高气层气的产量。2025 年，基本探明页岩油储量 30 亿吨，累计增加石油探明储量 8 亿吨，天然气探时储量 3500 亿立方米；本土原油产量实现 3000 万吨规模，天然气产量达到 70 亿立方米以上。力争天然气产量达到 $70 \times 10^8 \text{m}^3$ ，其中溶解气 $16 \times 10^8 \text{m}^3$ ，气层气产量达到 $54 \times 10^8 \text{m}^3$ 。松辽地区老井递减控制在 7% 左右，新增产能 3.3 亿方。松辽地区“十四五”期间新增产能 8.014 亿方。本项目地处松嫩平原中部，属嫩江冲积平原，在地质构造上属于松辽盆地中央坳陷区。在《大庆油气田地面工程“十四五”规划》总体部署下，大庆油田有限责任公司规划计划部下达了《大庆油田有限责任公司临时计划通知书》（庆油计建发〔2021〕19 号），将本项目列为 2021 年大庆油田产能计划中项目，本项目建设符合大庆油田油气开发规划。

1.5.2.8 与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

表 1.5-2 本项目与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》相关要求符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	<p>推进扬尘精细化管控。全面推行绿色施工，严格落实施工工地扬尘管控责任，加强施工扬尘监管执法。推进低尘机械化湿式清扫作业，加大城市出入口、城乡结合部等重要路段冲洗保洁力度，渣土车实施全密闭运输，强化绿化用地扬尘治理。城市裸露地面、粉粒类物料堆放以及大型煤炭和矿石码头、干散货码头物料堆场，全面完成抑尘设施建设和物料输送系统封闭改造，鼓励有条件的码头堆场实施全封闭改造</p>	<p>①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络。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遮盖、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。</p>	符合
2	<p>开展 VOCs（挥发性有机物）全过程综合整治。持续开展石化、化工、包装印刷、工业涂装等重点行业 VOCs 全过程综合整治。提高 VOCs 含量低（无）的绿色原辅材料替代比例，开展原油、成品油、有机化学品等涉 VOCs 物质储罐排查，按规定逐步取消炼油、石化、煤化工、制药、农药、化工、工业涂装、包装印刷等企业非必要 VOCs 废气排放系统旁路。鼓励涂装类工业园区和企业集群统筹规划建设集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心。加强汽修、餐饮等行业 VOCs</p>	<p>①采用合理工艺，选用优质材料，管道及设备在设计时充分考虑抗震，保证正常生产无泄露；②井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，最大限度降低烃类气体的挥发；③加强转油站运行管理，提高油气分离效率，减少油罐呼吸口的轻烃挥发；④加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发；⑤精细化管理，减少“跑、冒、滴、漏”现象，加强设备设施的日常管理，严格执行操作规程；⑥定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，确保井场及依托场站排放的非甲烷总烃厂界满足《陆</p>	符合

	<p>综合治理。</p>	<p>上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 5.9 中规定要求, 场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019) 附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求; ⑦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。</p>	
3	<p>在制定国土空间规划及交通运输等相关规划时, 合理划定防噪声距离, 明确规划设计要求。因特殊需要必须连续作业的, 必须有县级以上政府或者其有关主管部门的证明, 并公告附近居民。鼓励采用低噪声施工设备和工艺。依法将工业企业噪声纳入排污许可管理, 严厉查处工业企业噪声排放超标扰民行为。加强对文化娱乐、商业经营中社会生活噪声热点问题日常监管和集中整治。到 2025 年, 地级及以上城市全面实现功能区声环境质量自动监测, 声环境功能区夜间达标率达到国家要求</p>	<p>①井场电机等发声设备尽可能选用低噪声设备; ②对噪声值较高的设备, 根据其产生噪声的特性, 采用相应的减振、隔声等降噪措施; ③注意对设备的维护保养, 尤其加强村屯周围井场维护和保养, 保证设备保持在最佳运行状态, 降低噪声源强度, 能够确保井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2 类标准要求。</p>	符合
4	<p>加强空间布局管控。将土壤和地下水环境管理纳入国土空间规划, 根据土壤污染的环境风险, 合理确定土地用途。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。对涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的建设项, 依法进行环境影响评价, 按规划提出并落实防腐蚀、防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施。</p>	<p>①定期对油井套管情况进行检测, 发现异常情况及时处理, 防止污染地下水; ②油田生产过程中严格管理, 坚决杜绝含油污水及污油的随意排放, 井下作业产生的原油等污染物及时回收, 不遗落地面, 一旦发生原油落地事故, 及时回收并确保回收率达到 100%。 ③管线采用热熔式焊接和挤压式焊接, 在施焊前进行检查。 ④管道采用无缝钢管, 内外进行防腐保温。站内埋地不保温管道外防腐采用沥青防腐胶带特加强级, 带宽不小于 150mm, 防腐层厚度不小于 3.2mm。 ⑤管道补口采用配套的补口带, 补口层与原防腐层搭接宽度应不小于 100mm。 ⑥运行期定期检查、维修项目所有管道、机泵等, 确保各部分的使用性能。尤其在雨季</p>	符合

		<p>更要认真检查，清除隐患。</p> <p>⑦巡检过程一旦发现管道泄漏，应立即采取应急措施，关闭机泵，清理泄漏的原油、含油污水。。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。</p>	
5	<p>防范工矿企业新增土壤污染。动态更新土壤污染重点监管单位名录，监督全面落实土壤污染防治义务，依法纳入排污许可管理。鼓励土壤污染重点监管单位实施提标改造。各地定期组织开展土壤污染重点监管单位和地下水重点污染源周边土壤、地下水环境监测，督促企业定期开展土壤和地下水环境自行监测、污染隐患排查治理。防控矿产资源开发污染土壤，加强尾矿库安全管理。</p>	<p>大庆油田有限责任公司第十采油厂作为土壤重点企业每年对区域内土壤进行监测，并在大庆油田信息港进行信息公开。根据监测结果，各监测点位污染物浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值。同时，本次评价设置了地下水及土壤跟踪监测点位，能够及时有效的跟踪调查项目土壤的受污染情况。</p>	符合

1.5.2.9 与《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》符合性分析

根据《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》要求，2020 年 7 月 1 日起，全面执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》，重点区域应落实无组织排放特别控制要求。各地要加大标准生效时间、涉及行业及控制要求等宣贯力度，通过现场指导、组织培训、新媒体信息推送、发放明白纸等多种方式，督促指导企业对照标准要求开展含 VOCs 物料（包括含 VOCs 原辅材料、含 VOCs 产品、含 VOCs 废料以及有机聚合物材料等）储存、转移和输送、设备与管线组件泄漏、敞开液面逸散以及工艺过程等无组织排放环节排查整治，对达不到要求的加快整改。指导企业制定 VOCs 无组织排放控制规程，细化到具体工序和生产环节，以及启停机、检维修作业等，落实到具体责任人；健全内部考核制度，严格按照操作规程生产。

企业在无组织排放排查整治过程中，在保证安全的前提下，加强含 VOCs 物料全方位、全链条、全环节密闭管理。储存环节应采用密闭容器、包装袋，高效密封储罐，封闭式储库、料仓等。装卸、转移和输送环节应采用密闭管道或密闭容器、罐车等。生产和使用环节应采用密闭设备，或在密闭空间中操作并有效收集废气，或进行局部气体收集；非取用状态时容器应密闭。处置环节应将盛装过 VOCs 物料的包装容器、含 VOCs 废料（渣、液）、废吸附剂等通过加盖、封装等方式密闭，妥善存放，不得随意丢弃，7 月 15 日前集中清运一次，交有资质的单位处置；处置单位在贮存、清洗、破碎等环节应按要求对 VOCs 无组织排放废气进行收集、处理。高 VOCs 含量废水的集输、储存和

处理环节，应加盖密闭。企业中载有气态、液态 VOCs 物料的设备与管线组件密封点大于等于 2000 个的，应全面梳理建立台账，6-9 月完成一轮泄漏检测与修复（LDAR）工作，及时修复泄漏源；石油炼制、石油化工、合成树脂企业严格按照排放标准要求开展 LDAR 工作，加强备用泵、在用泵、调节阀、搅拌器、开口管线等检测工作，强化质量控制；要将 VOCs 治理设施和储罐的密封点纳入检测计划中。

本项目在石油开采集输过程中均采取了埋地的集油管线，运营期油气集输均为密闭形式，且采油井井口均安装了密封垫，可有效控制挥发性有机物无组织排放，满足《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》相关要求。

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

表 1.5-3 具体相关措施符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。	本项目油田采出液采用密闭管道集输方式进行输送处理，采出水最终经密闭管道输至朝一联含油污水深度处理站处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值要求“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1μm”后回注油层。	符合
2	重点地区油气集中处理站、天然气处理厂、储油库，载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料或质量占比≥10%的天然气的设备与管线组件的密封点≥2000 个的，应开展泄漏检测与修复工作。	项目所在地区不是重点地区，本项目依托的各场站制定有每日巡查制度，并定期开展设备及管道泄漏检测，有泄漏点及时发现及时修复。	符合
3	在需要采取原油稳定措施的油田或油田区块内，将油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程应采用密闭工艺流程。	本项目不涉及采取原油稳定措施，但本项目油气集输全过程采用密闭集输方式。	符合
4	对油气田放空天然气应予以回收。不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接空空的，应报生态环境主管部门备案。	本项目对油气分离产生的油田伴生气作为转油站加热炉燃料加以利用。	符合
5	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m ³ 。	本项目厂界非甲烷总烃排放浓度满足油气集中处理站边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m ³ 的限值要求。	符合
6	企业应按照有关法律、《环境监测管理办法》和 HJ 819 等规定，建立监测制度，	本项目制定了运行期非甲烷总烃监测计划，对本项目新建的井场四周 10m 处进	符合

制订监测方案，对大气污染物排放状况开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果。	行监测，监测频次为 1 次/年。	
---	------------------	--

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

1.5.2.11 大庆油田有限责任公司规划符合性分析

根据《大庆油田有限责任公司关于下达<2021 年大庆油田生产建设规划>的通知》（庆油发〔2020〕152 号）中要求，各单位、各部门要按照规划的总体安排部署，落实好油气产量等各项规划目标。油气勘探开发部门要进一步明确任务，突出高效勘探，推进精准开发，加大难采储量有效动用，加快天然气上产，积极做好 2021 年油气生产指标的分解落实工作，确保完成 2021 年各项生产任务目标。

2021 年油气生产指标已分解落实到大庆油田有限责任公司第十采油厂，本项目属于 2021 年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，符合 2021 年大庆油田生产建设规划的要求。

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

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

1.5.2.13 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

表 1.5-4 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析对照表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	规划环评应当结合油气开发区域的资源环境特征、主体功能区规划、自然保护区、生态保护红线管控等要求，切实维护生态系统完整性和稳定性，明确禁止开发区域和规划实施的资源环境制约因	根据现场调查，项目占地范围内本工程所在区域主要为耕地（永久基本农田），油田开发区域不涉及国家公园、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	符合

	<p>素，提出油气资源开发布局、规模、开发方式、建设时序等优化建议，合理确定开发方案，明确预防和减轻不良环境影响的对策措施。严格落实“三线一单”（生态保护红线，环境质量底线，资源利用上线，生态环境准入清单）管控要求，页岩气等开采应当明确规划实施的水资源利用上限。涉及自然保护地、生态保护红线的，还应当符合其管控要求。在重点污染物排放总量超过国家或者地方规定的总量控制指标区域内，应当暂停规划新增排放该重点污染物的油气开发项目。在具有重大地下水污染风险的地质构造区域布局开发项目应当慎重，确需开发的，应当深入论证规划实施的环境可行性，采取严格的环境风险防范措施。</p>	<p>保护区；也不涉及除上述敏感区以外的生态保护红线管控范围，基本草原、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，沙化土地封禁保护区、水土流失重点治理区及重点预防区、封闭及半封闭海域，也不在生态保护红线内。</p>	
2	<p>确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。</p>	<p>本项目为油田产能建设项目，不为勘探项目，本项目包括基建油井 4 口，不以单井形式开展环评。</p>	符合
3	<p>涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。</p>	<p>本项目施工期及运营期废水均不外排，不涉及向地表水体排放污染物。</p>	符合
4	<p>涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。</p>	<p>项目作业污水、洗井废水经朝一联合油污水深度处理站处理后回注油层，属于回注到现役油气藏层位。回注水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值要求“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1μm”。采取过程防控、跟踪监测来防止污染地下水。</p>	符合

5	<p>通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。</p>	<p>本项目运营期油气集输均为密闭形式，可有效控制挥发性有机物无组织排放。</p>	<p>符合</p>
6	<p>油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。</p>	<p>本工程为产能建设地面工程，施工期不产生废弃油基泥浆、含油钻屑。施工期生活垃圾送至肇州县生活垃圾综合处理厂；运营期新增的含油污泥、落地油防渗布属于危险废物，定期委托有资质单位进行处置。项目产生的危险废物均已按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求进行了评价。</p>	<p>符合</p>
7	<p>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。</p>	<p>施工期井场、管线均在临时用地内进行施工，施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式。环评中已提出基本农田的保护措施。</p>	<p>符合</p>
8	<p>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。</p>	<p>大庆油田有限责任公司已编制发布突发环境事件专项应急预案，该预案已于 2018 年 1 月 10 日在原大庆市环境保护局备案，新预案正在编制中。采油十厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《大庆油田有限责任公司第十采油厂突发事件总体应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《生产场所突发火灾、爆炸事件专项应急预案》、《井喷失控突发事件专项应急预案》、《油气集输系统突发事故专项应急预案》、《洪涝灾害专项预案》等专项应急预案，预案中明确了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目运行期发生的风险事故得到及时救援和处理，降低了环境</p>	<p>符合</p>

		风险的危害，能够满足应急要求，详见附件5。	
--	--	-----------------------	--

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

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

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

表 1.5-5 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求符合性

序号	相关要求	本工程符合性
1	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。	符合。本项目运行期作业废水回用率 100%，工业固废（含油污泥、落地油、含油废弃防渗布）均得到妥善处置。
2	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	符合。本项目为现有区块的改扩建项目，油气处置和废物收集处置均依托现有集中处置站场
3	井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	符合。大庆油田有限责任公司第十采油厂井下作业中配备泄油器、刮油器等配套措施，落地油在施工结束后 100%回收
4	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	符合。本项目不涉及压裂作业，地面工程建设过程中地面管线采取防刺、防漏、防溢等措施
5	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。	符合。本项目采出水均处理达标后回注
6	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	符合。本项目油气集输均采用密闭流程，集输过程中烃类挥发系数为 1.4175‰
7	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	符合。本项目开发过程中产生的伴生气经油气分离，分离出的湿伴生气进入转油站内现有天然气除油器脱水除油后作为燃料自用，不外排。各场站天然气均通过加热炉完全燃烧

8	应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	符合。在本项目区域上游、区域内、区域下游各布设 1 口潜水跟踪监测水井，定期对地下水进行跟踪监测。
9	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	符合。检修作业污水及洗井废水由施工现场污水回收装置回收后拉运至朝一联含油污水深度处理站处理达标后回注油层，不外排
10	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	符合。油气水分离器、储罐产生的油泥（砂）及落地油由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站处理后委托有资质单位处置满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）要求后用于铺垫井场及通井路

1.5.2.15 与《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》（黑环发〔2019〕153 号）符合性判定

表 1.5-6 本工程与《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》相关要求符合性判定

序号	类别	相关要求	本工程符合性
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。	本工程为石油开采工程，在石油开采集输的过程中采取了集油管线密闭输送等措施来控制挥发性气体的扩散，且本工程在采油井井口安装了密封垫，在采取了上述措施后，本项目的建设符合《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》。
2	加强设备与场所密闭管理	含 VOCs 物料应储存于密闭容器、包装袋，高效密封储罐，封闭式储库、料仓等。含 VOCs 物料转移和输送，应采用密闭管道或密闭容器、罐车等。	
3	推进使用先进生产工艺	通过采用全密闭、连续化、自动化等生产技术，以及高效工艺与设备等，减少工艺过程无组织排放。挥发性有机液体装载优先采用底部装载方式。	

1.5.2.16 与“《黑龙江省水污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕3 号）”符合性判定

表 1.5-7 本项目与本项目与“《黑龙江省水污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕

3 号) ”相关要求符合性一览表

级别	相关要求	本项目分析	符合性
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。	本工程正常生产情况下无生产废水和生活污水排入地表水体,对地表水无影响。	符合

综上所述,本项目符合《黑龙江省水污染防治实施方案》(黑政发〔2016〕3 号)。

1.5.2.17 与“《黑龙江省土壤污染防治实施方案》(黑政发〔2016〕46 号)符合性判定

表 1.5-8 本项目与“《黑龙江省土壤污染防治实施方案》(黑政发〔2016〕46 号)

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
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、石油类等有机污染物。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	本工程为陆地石油天然气开采项目,其建设单位大庆油田有限责任公司第十采油厂作为土壤重点监管重点企业每年对区域内土壤环境质量进行监测,并进行信息公开。	符合
	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,施工阶段占用耕地(基本农田),采取对耕地配套专门的补偿措施、植被恢复措施等,并在选址和布局上采用环境影响最小的布局方案,尽可能减少对占用面积和时间,进一步降低对土壤的影响	符合

	<p>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评价的内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。</p>	<p>本工程环评阶段开展了评价范围内土壤的环境质量现状调查、土壤环境影响分析及土壤污染防治措施及其可行性论证，提出土壤跟踪监测计划，并提出三同时验收的出落实要求</p>	<p>符合</p>
--	--	--	-----------

1.5.2.18 与《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 748 号，2021.12.1）符合性分析

表 1.5-9 本项目与《地下水管理条例》相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	<p>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；</p>	<p>①定期对油井套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水； ②油田生产过程中严格管理，坚决杜绝含油污水及污油的随意排放，井下作业产生的原油等污染物及时回收，不遗落地面，一旦发生原油落地事故，及时回收并确保回收率达到 100%。 ③管线采用热熔式焊接和挤压式焊接，在施焊前进行检查。 ④管道采用无缝钢管，内外进行防腐保温。站内埋地不保温管道外防腐采用沥青防腐胶带特加强级，带宽不小于 150mm，防腐层厚度不小于 3.2mm。 ⑤管道补口采用配套的补口带，补口层与原防腐层搭接宽度应不小于 100mm。 ⑥运行期定期检查、维修项目所有管道、机泵等，确保各部分的使用性能。尤其在雨季更要认真检查，清除隐患。 ⑦巡检过程一旦发现管道泄漏，应立即采取应急措施，关闭机泵，清理泄漏的原油、含油污水。</p>	<p>符合</p>
2	<p>化学品生产企业以及工业集聚区、矿山开采区、尾矿库、危险废物处置场、垃圾填埋场等的运营、管理单位，应当采取防渗漏等措施，并建设地下水水质监测井进行监测；</p>	<p>地下水环境监测委托具有资质的单位进行，监测报告建设单位存档，并存档本项目所在地及其影响区地下水环境跟踪监测数据，各生产设施、套管、钢制泥浆槽及污染防控措施等设施的运行状况、维护</p>	<p>符合</p>

		<p>记录，同时对监测结果定期进行信息公开。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一、二级评价的建设项目，跟踪监测点位一般不少于 3 个，应至少在建设项目场地，上、下游各布设 1 个。项目区域潜水地下水流向为由东北至西南，因此在上游的潜水设 1 个背景监测点，在本项目区域内侧向和下游设 2 个潜水跟踪监测点，进行长期监测。</p>	
--	--	--	--

1.5.3“三线一单”符合性分析

2020 年 12 月 16 日黑龙江省人民政府印发了《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），2021 年 6 月 28 日大庆市人民政府印发了《关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3 号），大庆市共涉及优先保护单元 17 个，重点管控单元 42 个，一般管控单元 12 个。本工程位于大庆市肇州县朝阳乡兰仁贵屯南侧 350m 处，为一般管控单元。结合意见要求和大庆地区环境管控单元的划分情况开展本工程的三线一单符合性分析。

1.5.3.1 生态保护红线

根据《黑龙江省生态保护红线划定实施方案》，生态保护红线主要包括：水源涵养功能区、水土保持功能区、防风固沙功能区、生物多样性维护区、重要生态敏感区、重要生态脆弱区、关键生态系统保护区、重点森林保护区、重点湿地保护区、重点草原保护区、国土安全保护区、重点水域保护区。

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

本项目位于大庆市肇州县朝阳乡兰仁贵屯南侧 350m 处，根据《关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14 号）及《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见（庆政规〔2021〕3 号）》，本项目井场均位于一般管控单元，不在优先保护单元与重点保护单元，本项目与分区管控要求符合性分析见表 1.5-11。且本项目施工区域内无自然保护区、风景名胜区、水源地保护区、野生动植物保护区及重要湿地分布，本项目选址不在特殊重要生态功能区域内，因此项目建设

符合生态保护红线要求，本项目与黑龙江省大庆市环境管控单元位置关系见图 1-2。

表 1.5-11 本项目与分区管控要求符合性分析

环境管控单元	分区管控要求	拟建项目情况	符合性
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。	本项目拟建井场均不在优先管控单元	符合
重点管控单元	重点管控单元突出污染物排放控制和环境风险防控，按照差别化的生态环境准入要求，优先空间和产业布局，不断提升资源利用效率，强化环境质量改善目标约束，解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。	本项目拟建井场均不在重点管控单元	符合
一般管控单元	以生态环境保护与适度开发相结合为主，落实生态环境管控相关要求，重点加强农业、生活等领域污染治理。	本项目基建平台均位于一般管控单元。本项目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

1.5.3.2 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。有关规划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。

根据《黑龙江省区域空间生态环境评价报告（大庆市部分）》（征求意见稿）中“环境质量底线及分区管控”，本工程位于大气环境一般管控区、水环境一般管控区，也不属于大庆市土壤污染风险重点管控区。根据分析可知，本工程符合大气环境、水环境、

土壤环境质量底线和分区管控的要求。

本项目开发区域环境空气功能为二类区，根据环境空气质量现状的监测数据，项目选址区域环境空气质量能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，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；本项目在采取措施不会对地下水及土壤环境产生影响，区域地下水环境质量除部分监测点位中锰超标外，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）III 类限值 $\leq 0.05\text{mg/L}$ 。经分析，其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的 Mn^{2+} 在 CO_2 作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境；本项目永久占地内土壤可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，永久占地石油烃满足表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围外耕地土壤可以满足《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 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中标准。因此本项目建设符合环境质量底线要求。

1.5.3.3 资源利用上线

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

根据意见及《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3 号）中资源利用上线及分区管控要求，本项目不涉及水资源重点管控区及一般管控区。本项目为油田开发项目，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，减少对土地的占用，消耗的水主要用于生活和管线试压需要，本工程无新建水源井，不开采地下水，由于施工期较短，且资源消耗均符合相关设计和标准要求，因此本项目建设符合资源利用上线要求。

1.5.3.4 环境准入清单

生态环境准入清单是基于生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，以清单方式列出的禁止、限制等差别化环境准入条件和要求。要在规划环评清单式管理试点的基

基础上，从布局选址、资源利用效率、资源配置方式等方面入手，制定生态环境准入清单，充分发挥生态环境准入清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用。

《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》庆政规{2021}3号)中附表 4 对肇州县生态环境准入的要求符合性见表 1.5-11。

采油十厂在规划布局之初就在场站设计中加强了安全防护措施的设计。如在区域布置中提出了埋地敷设的集输管道沿线与居民区、村镇、公共福利设施、工矿企业等的距离大于 10m，安全防护距离符合规范等要求；在总平面布置中提出了新建计量间的平面布置严格执行《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2015、《建筑设计防火规范》GB 50016-2014（2018 版）等要求；在防火防爆安全设施中提出了计量间等甲类厂房的通风方式、换气次数满足《油田油气集输设计规范》GB 50350-2015 附录 M 规定等要求。在防雷、防静电、防触电安全设施中提出了抽油机做防雷接地。接地电阻 $R \leq 10\Omega$ 等要求。满足环境风险防控。

综上所述，本项目属于油田产能项目，不属于高污染、高能耗和资源型的产业类型。因此本项目为环境准入允许类别。

表1.5-11 本项目与《大庆市生态环境准入清单》（2021年 3月）符合性分析

环境管控单元编码	环境管控单元名称	管控要求	符合性分析	结论
ZH23062130001	肇州县永久永久基本农田	资源利用效率要求 1.永久永久基本农田一经划定，任何单位和个人不得擅自占用或改变用途。一般建设项目不得占用永久永久基本农田。 2.在永久永久基本农田集中区域，不得新建可能造成土壤污染的建设项目；已经建成的，应当限期关闭拆除。 3.禁止任何单位和个人在永久基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏永久基本农田的活动。 4.禁止任何单位和个人占用永久基本农田发展林果业和挖塘养鱼。 5.永久永久基本农田内不得种植破坏耕作层难以恢复的杨树、桉树、构树等林木，不得种植草坪、草皮等用于绿化装	《黑龙江省基本农田保护条例（2011 年修正本）》： “第十一条基本农田保护区划定后，任何单位和个人不得改变和占用。国家能源、交通、水利等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或征用土地的，必须经国务院批准。第十二条非农建设经国务院批准占用基本农田的，除按照国家和省规定缴纳有关税费外，用地	符合

		<p>饰的植物，不得种植其他破坏耕作层的植物。</p> <p>6.禁止任何单位和个人破坏永久永久基本农田耕作层。</p> <p>7.禁止以设施农用地为名违规占用永久永久基本农田建设休闲旅游、仓储厂房等设施。</p> <p>8.禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的清淤底泥、尾矿、矿渣等。</p>	<p>单位和个人负责开垦与所占耕地数量和质量相当的耕地；没有条件开垦或开垦的耕地不符合要求的，必须按《黑龙江省土地管理条例》的规定，向县级以上人民政府缴纳耕地开垦费。”</p> <p>本工程为油田开发项目，属于能源附属基本设施建设，服务于国家能源设施重点建设，根据油层地质勘查，项目井位确实无法避让基本农田，本工程建设单位对永久和临时占用的基本农田向土地管理部门进行申报，经批准后方可占用。</p>
--	--	--	---

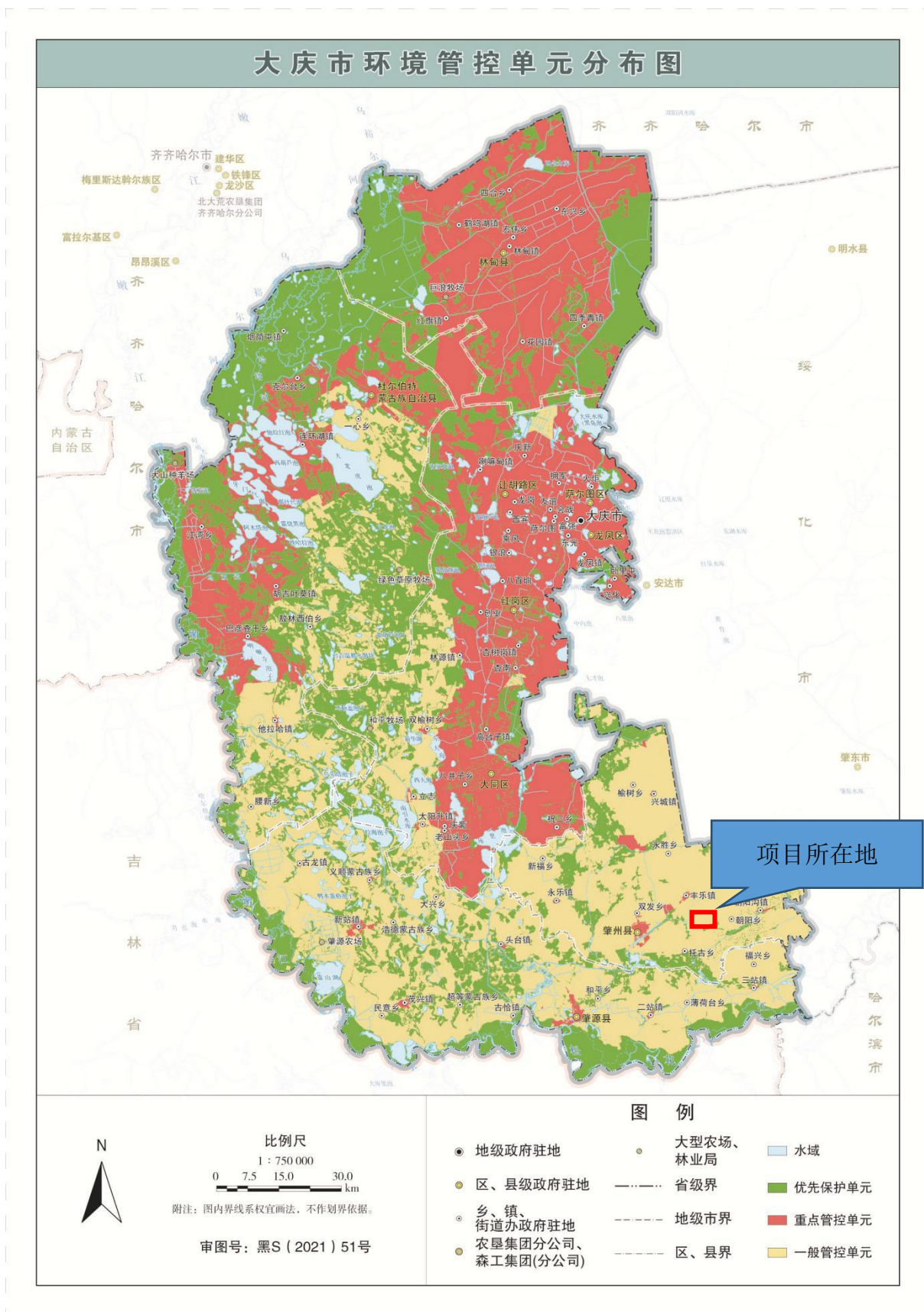


图 1-2 本项目与大庆市环境管控单元位置关系

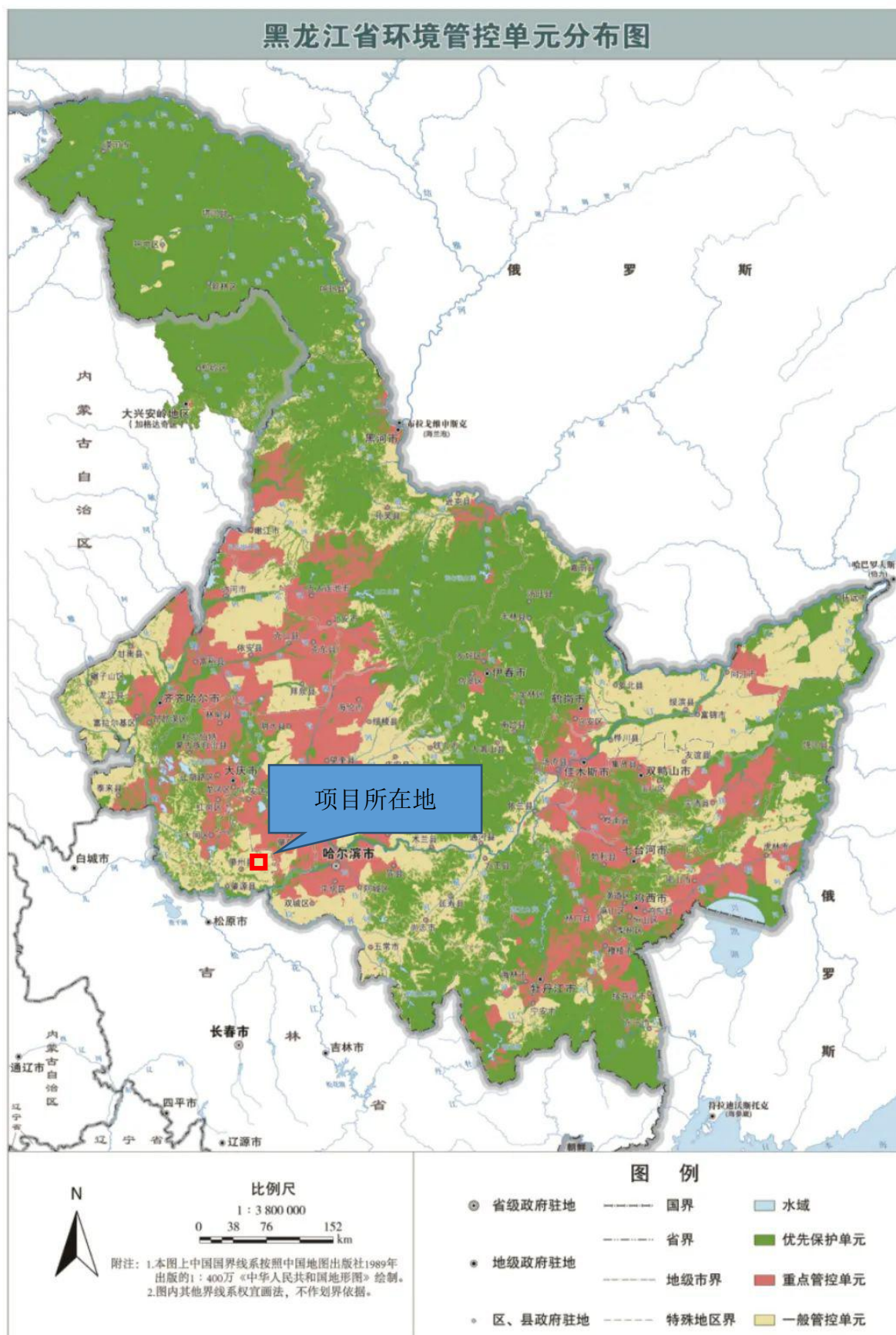


图 1-3 本项目与黑龙江省环境管控单元位置关系

大庆市土地利用总体规划（2006—2020）

大庆市土地利用总体规划图

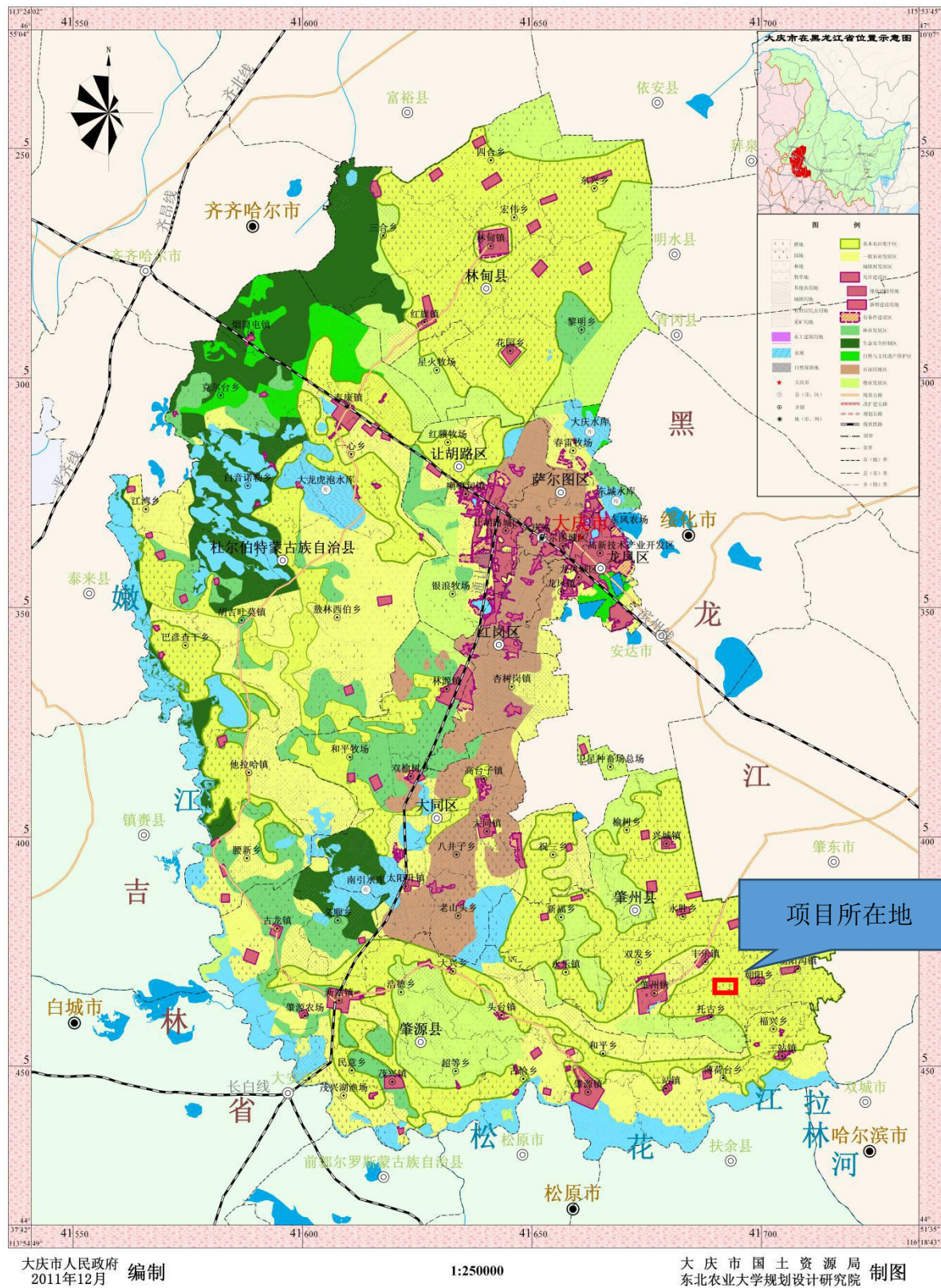


图 1-4 本项目与大庆市土地利用总体规划位置关系

1.5.4 选址合理性分析

本项目位于大庆市肇州县朝阳乡兰仁贵屯南侧350m处，基建4口油井，为产能建设工程，施工区域周围敏感点主要为村屯，占地为永久基本农田，根据《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3号）中大庆市环境管控单元分布图，项目位于肇州县一般管控区。

根据现场调查，项目占地范围内本工程所在区域主要为耕地（永久基本农田），油田开发区域不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区；也不涉及除上述敏感区以外的生态保护红线管控范围，基本草原、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，沙化土地封禁保护区、水土流失重点治理区及重点预防区、封闭及半封闭海域，也不在生态保护红线内。

按照《永久基本农田保护条例》（2011修订），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开永久基本农田保护区，需要占用永久基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的永久基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

本工程属于国家能源设施重点建设项目，根据设计要求，项目选址无法避让永久基本农田，因此应按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准，对于永久占地，应纳入省土地利用规划，按有关土地管理部门要求认真执行。对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦，应当按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，永久基本农田的耕地恢复由当地政府负责开垦相应数量的耕地，进行耕地保护。

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030年），项目不位于水土流失重点治理区及重点预防区，根据现场调查，项目所在区域均为耕地，不存在裸露的沙地，无严重的水土流失情况，项目占用土地均为耕地，其中永久占地面积为 0.036hm^2 ，临时占地面积为 2.434hm^2 ，大部分为临时占地，临时占用的土地均在施工结束后进行恢复，同时施工期严格控制作业面积，不占用、碾压临时占地面积外的土地。项目在施工期间定期进行洒水，防止出现土壤沙化起尘。项目永久占地面积较小，永久占地进行铺设防渗布、洒水抑尘、地面硬化等措施，可以有效预防水土流失，因此项目的建设不会造成大范围的水土流失。

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

1.6 评价目的

根据本工程特性及工程所在地的环境特点，确定建设项目环境影响评价目的：

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

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

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

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

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

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

1.7 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为油田开采项目，环境影响主要来源于原油集输、井下作业、管道和道路施工等工艺过程，环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染影响和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本区块未在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内，主要环境敏感保护目标为评价范围内的农田生态环境、区块周边分布的村屯。重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；运行期井场及站场无组织挥发的非甲烷

总烃、井场抽油机的噪声、含油污泥等对环境产生的影响。

(1) 空气环境

本项目施工期对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘，施工扬尘采取施工现场洒水抑尘、运输运输车辆及物料加盖防尘布等方式降低扬尘污染，采取措施后施工现场颗粒物可以满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中的无组织排放监控浓度限值，施工期对空气环境的影响较小。

运营期原油集输采用密闭流程，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，能够确保井场排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求；依托场站排放的非甲烷总烃厂界满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》

（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；本工程依托场站加热炉使用清洁燃料天然气，燃烧烟气中各项污染物排放浓度能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 1 中在用燃气锅炉排放标准限值要求。

(2) 地表水环境

本工程施工期产生的废水主要为施工人员的生活污水。施工期生活污水排入排入依托场站及阀组间的防渗旱厕，定期清掏用做农家肥。施工期废水不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

运行期产生的废水主要为油田采出水、作业污水、洗井污水。油田采出水、作业污水、洗井污水均进入朝一联含油污水深度处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。运行期废水均不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

(3) 地下水环境

项目运行期可能对地下水产生影响的主要为油井作业污水、落地油及油田采出水等。作业和洗井过程中的污水通过作业污油污水回收装置回收进系统；产生的落地油及时进行回收，回收率 100%；场站的检维修时含油污泥送至送朝一联含油污泥处理站处理后委托有资质单位处置。定期对管线进行巡检，检测，发现渗漏情况及时处理。所以正常工况下，不会对地下水环境产生影响。

(3) 声环境

本工程施工期对声环境的影响主要为地面建设施工机械、车辆运行产生的噪声，本项目合理安排施工时间，尽量避免大量高噪声设备同时施工，避免夜间施工，选用低噪

声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声。施工期不会对周边环境产生影响。

运行期对声环境的影响主要为抽油机机械噪声，井场电机等发声设备尽可能选用低噪声设备，采用相应的减振、隔声等降噪措施。井场经距离衰减后可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求，不会对周边环境产生影响。

（4）生态环境

工程建设对生态的影响主要在施工期，施工过程对环境的影响主要来自管道施工作业带清理、开挖管沟、井场、道路建设等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对植被的破坏，对沿途的动物形成惊扰，造成的土地裸露加剧水土流失。本项目埋设集油管线时，根据管径的大小做到尽量窄控，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；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（20 cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌；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；施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对永久占用耕地按“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地的恢复及补偿；对临时占用耕地进行表土留存，分层回填，整平翻松，确保恢复等质等量面积的耕地。恢复过程由环境监理全程监督，以确保生态恢复效果。采取以上措施后本项目对生态环境影响较小。

（5）土壤环境

油田生产过程中，石油类进入土壤的途径主要通过油井作业、洗井和事故时产生的落地油，本工程对土壤的影响主要集中在井场附近。本项目井场、设计工艺、管道、设备等污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；井场地面采取防渗措施和泄漏、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；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。采取以上措施，对区域土壤环境影响较小。

（6）固体废物

本工程施工期产生的固体废物（施工废料、施工人员产生的生活垃圾）及运行期产生的固体废弃物（含油污泥、落地油和含油废防渗布）对环境的影响。本项目施工废料最大限度回收利用后，剩余废料拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集后运至肇州县生活垃圾综合处理厂处理；含油污泥、落地油统一收集送朝一联合油

污泥处理站处理；含油废防渗布属于危险废物，委托有资质单位进行处置。通过采取有效的固体废物处置措施，对环境的影响较小。

（7）环境风险

本工程的主要环境风险包括油井套损、集输管道泄漏、井下作业等导致的原油泄漏，可诱发风险事故类型包括火灾、爆炸，伴生/次生环境污染事件。本工程通过对事故状态下对大气环境影响分析，以及地下水环境影响的分析，在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。

1.8 环境影响评价主要结论

根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，石油、天然气勘探及开采属于鼓励类项目，本工程符合国家产业政策。本项目井位平台均位于一般管控单元，不在优先保护单元与重点保护单元，符合《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14 号）中相关要求。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满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，项目区域内声环境质量满足《声环境质量标准》

（GB3096-2008）2 类标准；本项目不排放废水，不会对周边地表水产生影响；本项目在采取措施不会对地下水及土壤环境产生影响，区域地下水质量除部分监测点位中锰超标外，其他监测项目均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中标准限值；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 中第二类用地筛选值标准，评价范围内耕地土壤可以满足《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）中标准限值。

按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019.1.1）的要求，本项目环评进行的过程中建设单位开展了公众参与调查，具体见《朝阳沟油田朝 65 区块加密 2022 年扶余油层产能建设工程项目环境影响评价公众参与说明》。

本报告书较为详细地论述了建设项目工程概况、施工期主要环境问题、主要环境影响和拟采取的环保措施。主要结论为：朝阳沟油田朝 65 区块加密 2022 年扶余油层产能建设工程项目符合国家产业政策和当地经济发展规划，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施后，各项污染物能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以防控，从环境保护角度看，本项目选址合理，建设是可行的。

2 总则

2.1 评价目的

根据本工程特性及工程所在地的环境特点，确定建设项目环境影响评价目的：

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

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

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

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

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

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

2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.3 编制依据

2.3.1 环境保护相关法律

(1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015 年 1 月 1 日修订施行）；

- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修正施行）；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 10 月 26 日修正施行）；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018 年 1 月 1 日修正施行）；
- (5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2018 年 12 月 29 日修订施行）；
- (6) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019 年 1 月 1 日起施行）；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 9 月 1 日起施行）；
- (8) 《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月 1 日修订施行）。

2.3.2 环境保护相关法规

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》（中华人民共和国国务院令第 682 号，2017.10.01）；
- (2) 《土地复垦条例》（中华人民共和国国务院令第 592 号，2011.03.05）；
- (3) 《黑龙江省环境保护条例》（2018.06.28）；
- (4) 《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018.04.26）；
- (5) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27）；
- (6) 《黑龙江省湿地保护条例》（2018.6.28）；
- (7) 《永久基本农田保护条例》（2011.01.08）
- (8) 《水土保持法实施条例》（2011.1.8）
- (9) 《地下水管理条例》（国令第 748 号，2021 年 12 月 1 日修订施行）。

2.3.3 环境保护相关部门规章及规范性文件

- (1) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号，2021 年 1 月 1 日起施行）；
- (2) 《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》（国发〔2013〕37 号，2013.09.10）；
- (3) 《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发〔2015〕17 号，2015.04.02）；
- (4) 《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》（国发〔2016〕31 号，2016.05.28）；
- (5) 《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（发改委 29 号令，2020 年 1 月 1 日起施行）；
- (6) 《国家危险废物名录（2021 年版）》（部令第 15 号，2021 年 1 月 1 日起施行）；
- (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，

2012.07.03)；

(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, 2012.08.07)；

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

(10) 《黑龙江省水污染防治工作方案》(黑政发[2016]3 号, 2016.01.10)；

(11) 《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, 2018.11.17)；

(12) 《黑龙江省土壤污染防治实施方案》(黑政发[2016]46 号, 2016.12.30)；

(13) 《大庆市打赢蓝天保卫战三年行动计划》(庆政规〔2019〕5 号, 2019.03.08)；

(14) 《大庆市加强水污染防治工作实施方案》(庆政办发〔2015〕55 号, 2015.12.31)；

(15) 《大庆市土壤污染防治实施方案》(庆政规〔2017〕2 号, 2017.03.31)；

(16) 《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)；

(17) 《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》(庆政发〔2019〕11 号, 2019.10.17)。

(18) 《突发环境事件应急管理办法》，环境保护部令第 34 号 (19) 《全国地下水污染防治规划(2011-2020 年)》，环发[2011]128 号, 2011 年 10 月 28 日；

(20)《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》，环环评[2018]11 号, 2018 年 1 月 25 日；

(21) 《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；

(22) 《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》，环办环评[2017]84 号；

(23) 《危险废物排除管理清单(2021 年版)》(生态环境部公告 2021 年第 66 号, 2021.12.2)；

(24) 《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)。

2.3.4 技术依据

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；

(2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)；

(3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018)；

(4) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009)；

- (5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016);
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011);
- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018);
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018);
- (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, 2017.10.1);
- (11) 《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020);
- (12) 《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001) 及 2013 年修改;
- (13) 《污染源源强核算技术指南 准则》(HJ884-2018);
- (14) 《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)。

2.4 环境影响识别与评价因子筛选

2.4.1 评价时段

本项目为油田产能建设工程,评价时段主要为施工期及运营期,闭井期单独履行环评审批手续。

2.4.2 环境影响因素识别

本工程建设对环境的影响,根据其特征可分为施工期影响和生产运营期影响两部分。

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

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

结合工程区域的自然环境特征,参照《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)中表 1 对本项目对环境产生的影响进行识别,具体见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素矩阵识别表

影响 因素	工程 占	施工期					运营期				
		废气	废水	固体 废物	噪声	风险	废气	废水	固体 废物	噪声	风险

环境要素	地	施工扬尘	生活污水	建筑垃圾、生活垃圾	车辆、施工机械	/	加热炉烟气、无组织挥发的烃类	作业污水、洗井污水、油田采出水	含油污泥、落地油、含油废防渗布	抽油机噪声	输油管线、场站火灾爆炸
大气环境		-S					-L		-S		-SA
地表水											
地下水			-S					-S			-SA
声环境					-S		-L			-L	-SA
土壤环境	-L		-S	--S					-S		-SA
植被	-L	-S		-S					-S		-SA
注：表中“-”表示不利影响，数值大小表示影响程度											

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

2.4.3 评价因子筛选

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

表 2.4-2 评价因子表

环境要素	评价类别	评价因子
环境空气	环境现状评价	NO ₂ 、SO ₂ 、O ₃ 、CO、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、非甲烷总烃
	环境影响评价	TSP、SO ₂ 、NO _x 、烟尘、CO、非甲烷总烃
声环境	环境现状评价	等效连续 A 声级 Leq (A)
	环境影响评价	等效连续 A 声级 Leq (A)
地下水	地下水现状评价	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH 值、溶解性总固体、总硬度、铁、锰、铜、锌、铝、耗氧量、氨氮、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氟化物、氰化物、六价铬、镉、汞、砷、铅、石油类
	地下水影响分析	石油类
土壤环境	现状评价	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)蒽、苯并(k)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)
	环境影响评价	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
环境风险	环境影响评价	石油类、非甲烷总烃
生态环境	现状评价	动物、植被、生物量、土地利用现状
	影响分析	占地影响

2.5 评价标准

2.5.1 环境质量标准

1、环境空气质量标准

评价区域环境空气质量执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单中的二级标准。

表 2.5-1 评价区域内各项污染物的浓度限值

污染物名称		TSP	PM ₁₀	PM _{2.5}	SO ₂	NO ₂	CO	O ₃
单位		μg/m ³	μg/m ³	μg/m ³	μg/m ³	μg/m ³	mg/m ³	μg/m ³
(GB3095-2012) 中 二级浓度限值	年平均	200	70	35	60	40	-	
	24 小时平均	300	150	75	150	80	4	
	8 小时平均	-	-	-	-	-	-	160
	1 小时平均	-	-	-	500	200	10	200

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

表 2.5-2 大气污染物综合排放标准详解

单位: mg/m³

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

2、声环境

结合《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》(庆政发〔2019〕11号)及《肇州县人民政府办公室关于印发肇州县声环境功能区划分技术报告的通知》(州政办规〔2019〕3号),项目所在区域不属于大庆市市区,也不属于肇州县城市建设区,未划分声环境

功能区。

因此本项目开发区域执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类区标准，开发区域周边村屯执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 1 类区标准，具体见表 2.5-3。

表 2.5-3 声环境质量标准 单位：dB（A）

项 目	昼 间	夜 间
《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准	55	45
《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准	60	50

3、土壤环境

本项目井场永久占地内土壤评价执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地石油烃筛选值标准。具体见表 2.5-4。

表 2.5-4 土壤环境执行标准 单位：mg/kg

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

21	1,1,1-三氯乙烷	701	840	《土壤环境质量 建设用 地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB36600-2018) 其他项目
22	1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8	
23	三氯乙烯	0.7	2.8	
24	1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5	
25	氯乙烯	0.12	0.43	
26	苯	1	4	
27	氯苯	68	270	
28	1,2-二氯苯	560	560	
29	1,4-二氯苯	5.6	20	
30	乙苯	7.2	28	
31	苯乙烯	1290	1290	
32	甲苯	1200	1200	
33	间二甲苯+对二甲苯	163	570	
34	邻二甲苯	222	640	
35	硝基苯	34	76	
36	苯胺	92	260	
37	2-氯酚	250	2256	
38	苯并[a]蒽	5.5	15	
39	苯并[a]芘	0.55	1.5	
40	苯并[b]荧蒽	5.5	15	
41	苯并[k]荧蒽	55	151	
42	蒽	490	1293	
43	二苯并[a,h]蒽	0.55	1.5	
44	茚并[1,2,3-cd]芘	5.5	15	
45	萘	25	70	
46	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	826	4500	

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

表 2.5-5 农用地土壤环境执行标准

单位: mg/kg

序号	污染物项目		筛选值			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	其它	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	其它	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	其它	40	40	30	25

4	铅	其它	70	90	120	170
5	铬	其它	150	150	200	250
6	铜	其它	50	50	100	100
7	镍		60	70	1000	190
8	锌		200	200	250	300

4、地下水质量标准

评价区域内地下水环境质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参考执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中环境质量标准基本项目标准限值。

表 2.5-6 地下水质量标准

项目类别	标准	标准来源
pH	6.5~8.5（无纲量）	《地下水质量标准》 （GB/T14848-2017） 中III类标准
氨氮（mg/L）	≤0.5	
硝酸盐(以 N 计)（mg/L）	≤20	
亚硝酸盐(以 N 计)（mg/L）	≤0.1	
挥发性酚类（mg/L）	≤0.002	
氰化物（mg/L）	≤0.05	
砷（mg/L）	≤0.05	
汞（mg/L）	≤0.001	
铬（六价）（mg/L）	≤0.05	
总硬度（mg/L）	≤450	
铅（mg/L）	≤0.05	
氟化物（mg/L）	≤1.0	
镉（mg/L）	≤0.01	
铁（mg/L）	≤0.3	
锰（mg/L）	≤0.1	
铜（mg/L）	≤1.0	
镍（mg/L）	≤0.05	
锌（mg/L）	≤1.0	
钠（mg/L）	≤200	
溶解性总固体（mg/L）	≤1000	
耗氧量（mg/L）	≤3.0	
硫酸盐（mg/L）	≤250	
氯化物（mg/L）	≤250	
总大肠菌群（CFU/100mL）	≤3.0	

菌落总数 (CFU/mL)	≤100	
石油类 (mg/L)	≤0.05	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 表 1 中环境质量标准基本项目标准限值
注：石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类（均为 0.05mg/L）标准执行。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 8.4.1.1“对于不属于 GB/T14848 水质指标的评价因子，可参照国家（行业、地方）相关标准”；《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中将源头水、国家自然保护区的地表水划分为 I 类，集中式生活饮用水地表水源地一级保护区划为 II 类、集中式生活饮用水地表水源地二级保护区划为 III 类，本项目区域地下水主要功能为生活饮用水，本项目石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类执行。		

2.5.2 污染物排放标准

1、废气

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

(2) 井场运行期排放的 VOCs（以非甲烷总烃计）执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 5.9 中规定要求，厂区内执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019) 附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求，见表 2.5-8 及 2.5-9；

(3) 本项目依托场站满足本项目开发需求，不进行改扩建，场站排放的 VOCs（以非甲烷总烃计）执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 5.9 中规定要求，见表 2.5-8。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。

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

(5) 运营期依托场站内加热装置燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 在用燃气锅炉标准，具体见表 2.5-10。

表 2.5-7 大气污染物综合排放标准 单位：mg/m³

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

表 2.5-8 陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准

标准		规定要求
《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)	5.2.2.1 要求	<p>现有设计容积>100m³，物料真实蒸气压>66.7kPa 的原油储罐需符合下列要求之一：①采用压力罐或低压罐。②采用固定顶罐，采取油罐烃蒸气回收措施。③采取其他等效措施。</p> <p>现有设计容积>500m³，物料真实蒸气压≥27.6 但≤66.7kPa 的原油储罐需符合下列要求之一：①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。②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%。③采用气相平衡系统。④采取其他等效措施。</p>
	5.2.3 要求	①固定顶罐罐体应保持完好。②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。③应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求
	5.3 要求	①装载方式要求：挥发性有机液体装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式；采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于 200 mm。②油气集中处理站、天然气处理厂、储油库装载真实蒸气压≥27.6 kPa 的原油应符合下列规定之一：a) 对装载排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 80%。b) 采用气相平衡系统。
	5.4 要求	油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。
	5.9 要求	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0 mg/m ³ 。
污染物		规定要求
非甲烷总烃		油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0 mg/m ³

表 2.5-9 场站内非甲烷总烃排放浓度限值 单位：mg/m³

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

表 2.5-10 燃气锅炉大气污染物排放标准 单位：mg/m³

污染物项目	颗粒物	SO ₂	NO _x	烟气黑度（林格曼级）
加热炉（在用、燃气）	≤30	≤100	≤400	≤1

2、噪声

项目施工期噪声排放执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），见表 2.5-11。

表 2.5-11 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

主要噪声源	噪声限值	
	昼间	夜间
建筑施工	70	55

运营期井场噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，具体见表 2.5-12。

表 2.5-12 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

昼间	夜间
60	50

3、废水污染物排放标准

本工程产生的油田采出水、检修作业污水、清防蜡洗井废水依托朝一联合油污水深度处理站处理，朝一联合油污水深度处理站进水指标为含油量 $\leq 150\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 150\text{mg/L}$ ；处理后的水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”。

4、固体废物

（1）施工期管道敷设产生的施工废料执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 II 类场标准。

（2）项目运行期产生的含油污泥由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站处理后再委托有资质单位处理，满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 限值，用作采油十厂油田垫井场和通井路，具体标准值见表 2.5-13。

表 2.5-13 油田含油污泥处置与利用污染控制要求污染控制指标

序号	控制项目	污染限值
1	石油类	≤ 3000
2	As	≤ 30
3	Hg	≤ 0.8
4	Cr ⁶⁺	≤ 5
5	Cu	≤ 150
6	Zn	≤ 600
7	Ni	≤ 150
8	Pb	≤ 375

9	Cd	≤3
10	pH 值	6.5~9
11	含水率	≤40

2.6 评价等级

2.6.1 环境空气

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

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

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

(1) 烃类气体

本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输采用密闭流程，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14.46t/a，主要排放位置有井场、集输管道阀门、转油站、联合站等位置，其中井场及集输管线占比约30%。本次评价对2座平台井场（1#平台、2#平台）进行预测分析。根据区块开发指标预测表，本项目1#平台、2#平台产油量均为 $0.51 \times 10^4 \text{t/a}$ ，根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》，石油开采挥发性有机物产生系数为1.4175g/kg，则1#平台井场井场非甲烷总烃逸散量为 $5100 \times 1.4175 / 1000 \times 30\% / 365 = 0.0059 \text{t/d}$ ，2#平台井场井场非甲烷总烃逸散量为 $5100 \times 1.4175 / 1000 \times 30\% / 365 = 0.0059 \text{t/d}$ 。污染物面源参数调查清单见表2.6-1。

表 2.6-1 污染物面源参数调查清单

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度 /m	与正北方向夹角/ $^\circ$	面源长度 /m	面源宽度 /m	面源有效排放高度/m	污染物排放速率 (kg/h)
	经度	纬度						NMHC
1#平台井场	125.50389	45.71781	162	0	43	30	4	0.25
2#平台井场	125.50729	45.71763	163	0	43	30	4	0.25

(2) 加热装置烟气

针对本工程而言，本项目基建的 4 口油井均采用密闭集输方式通过管道输至区域内朝 16 转油站进行油气分离，所以本项目有组织废气的产生主要由依托转油站的加热炉燃烧所产生的。通过检测报告可知，朝 16 转油站加热装置污染物排放浓度均能满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271—2014）标准限值 $SO_2 \leq 100mg/m^3$ ， $NO_x \leq 400mg/m^3$ ，颗粒物 $\leq 30mg/m^3$ 的要求，因此对区域环境空气影响较小。污染源参数见表 2.6-2。

表 2.6-2 污染物点源参数调查清单

点源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒高度 m	出口内径 m	烟气流速 m/s	烟气温度 °C	年排放小时数 h	排放工况	污染物排放速率 kg/h		
	经度	纬度							SO ₂	NO _x	PM ₁₀
朝 16 转油站	125.55288	45.71978	25m	0.6	10.2	98	8760	正常	0.0097	0.0297	0.0038

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

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

(2) 环境温度取值来源于大庆市气象站二十年气象数据统计。

(3) 拟建项目位于农村地区的耕地中，本次评价的土地利用类型选取耕地。

(4) 根据中国干湿分布图判断，本地区属于中等湿润气候。根据 EIA2018 大气预测软件的 DEM 地形文件，地形数据分辨率 90m。估算模型具体参数见下表 2.6-3。

表 2.6-3 估算模型参数一览表

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

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

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

根据 AERSCREEN 估算模式预测，本项目最大地面浓度占标率计算结果见表 2.6-4。

表 2.6-4 主要污染物最大地面浓度占标率计算结果

污染源	预测因子	最大浓度占标率 (%)
1#平台井场	非甲烷总烃	5.89
2#平台井场	非甲烷总烃	5.89
朝 16 转油站	SO ₂	0.0179
	NO _x	0.1097
	颗粒物	0.0078

《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中评价等级的划分原则见表 2.6-5。

表 2.6-5 评价等级判别表

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

计算结果可以看出，平台井场无组织排放的非甲烷总烃最大地面占标率 $P_{\max} = 5.89\%$ ， $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，评价等级为二级。

2.6.2 地表水

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

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

直接排放建设项目评价等级分为一级、二级和三级 A，根据废水排放量、水污染物污染当量数确定；间接排放建设项目评价等级为三级 B。

地面水环境评价等级判据见表 2.6-6。

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》中关于地表水环境影响评价工作分级要求，本项目评价等级为三级 B。

表 2.6-6 地表水环境影响评价分级判据

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

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

2.6.3 地下水

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

1、地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）附录 A，建设项目地下水环境影响评价行业分类见表 2.6-7。

表 2.6-7 地下水环境影响评价行业分类表

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

2、地下水环境敏感程度

建设项目场地的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表 2.6-8。

表 2.6-8 地下水环境敏感程度分级

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的

	补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 ^a 。
不敏感	上述地区之外的其它地区。

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

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

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



图 2.6-1 地下水敏感性判定依据

对于本项目涉及的分散式水源地（单井），一级保护区的距离为 50m，较敏感区为地下水水质点运移 2000 天对应距离，较敏感区外为不敏感区。

根据地下水水质点运移距离计算公式：

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

式中：L：下游迁移距离，m；

α：变化系数，一般取 2；

K：渗透系数，m/d，根据《水文地质勘察报告》（石油管理局）及区域含水层特点综合确定，本次取平均 K=1.5；

I：水力坡度，无量纲；根据区域等水位线与距离确定本次取 I=0.006；

T: 质点迁移天数, 取值不小于 2000d; 本次取 T=2000;

ne: 有效孔隙度, 无量纲; 本次取 ne=0.40

$L_{2000} = \alpha \times K \times I \times T / ne = 2 \times 1.5 \times 0.006 \times 2000 / 0.4 = 90m$

$L = 50 + L_{2000} = 140m$

即: 分散式饮用水水源井 140m 以外区域属于“不敏感”区域。

本工程开发区域内井场距兰仁贵屯分散式供水井最近距离为 2#平台北侧 350m, 大于 140m (分散式饮用水水源地地下水水源保护范围为 50m+L2000d 之和), 可见本工程对单井分散式饮用水水源为不敏感。

3、评价等级判别

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表 2.6-9。

表 2.6-9 评价工作等级表

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

综上所述, 建设项目地下水环境敏感程度为“不敏感”, 本项目为 I 类项目, 依据评价工作等级划分原则, 地下水评价工作等级为二级。

2.6.4 声环境

根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009) 中规定的声环境影响评价工作等级划分的基本原则: 建设项目所处的声环境功能区为 GB3096 规定的 1 类、2 类地区, 或建设项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高量达 3dB(A)~5dB(A) (含 5dB(A)), 或受噪声影响人口数量增加较多时, 评价等级为二级评价。

本工程主要噪声源分为施工期重型车辆沿途产生的噪声、钻机振动产生的噪声, 噪声源的种类及数量较少, 施工期较短, 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, 声环境评价等级为二级。

2.6.5 生态环境

根据《环境影响评价技术导则-生态影响》(HJ19-2011) 中关于评价等级的规定, 具体见表 2.6-10。本项目基建油井 4 口, 工程总占地 2.47hm², 即 0.025km², 小于 2km², 项目主要占地为耕地, 不占用自然保护区、世界文化和自然遗产地、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区等且项目周边 1km 范围之内没有自然保护区等生态敏感目标, 属于一般区域, 因此项目的生态评价等级确定

为三级。

表 2.6-10 生态影响评价工作等级划分表

影响区域生态敏感性	工程占地（含水域）范围		
	面积≥20km ² 或长度≥100km	面积 2km ² ~20km ² 长度 50km~100km	面积≤2km ² 或长度≤50km
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

2.6.6 土壤环境

1、土壤环境影响评价项目类别

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

2、环境影响类型和途径

土壤是环境的重要组成要素，与水、大气、生物等环境要素之间相互作用、相互影响。该项目油田开发过程中对土壤的影响主要表现在：①施工期收集措施失效发生泄漏可能使污染物通过地面漫流、垂直入渗途径污染井场周边土壤；②运行期井场洗井修井产生的落地油，在防渗措施失效若发生泄漏，可能通过下雨地面漫流、垂直入渗途径污染场地周边土壤环境；③运行过程中管道若发生泄漏事故，可能会通过垂直入渗途径污染土壤环境。。本项目土壤环境影响类型与影响途径见表 2.6-11。

表2.6-11 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
建设期	/	/	√	/
运营期	/	/	/	/
服务期满后	/	/	/	/

注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

根据上表可知，本项目属于污染型影响建设项目，污染型影响型土壤环境影响源及影响因子识别见表2.6-12。

表2.6-12 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
井场	洗井，修井落地油	地面漫流	石油烃	石油烃	非正常
		垂直入渗	石油烃	石油烃	非正常

管线	管道泄漏	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故
----	------	------	-----	-----	----

3、污染影响型敏感程度分级

本项目井场占地类型为永久基本农田，污染影响型项目敏感程度分级见表 2.6-13，本工程土壤环境敏感程度为敏感。

表 2.6-13 污染影响型敏感程度分级表

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

4、土壤环境影响评价等级

本项目井场新增永久占地面积为 0.036hm²，属于小型占地规模，污染影响型评价工作等级划分依据见表 2.6-14。

表 2.6-14 污染影响型评价工作等级划分表

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

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

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

2.6.7 环境风险

2.6.7.1 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。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）；本项目危险物质按照最长管线内原油、天然气最大存在量进行核算，根据项目方案可知，本项目集油管线约为 2.4km，管径以 DN60 计算，则管线内原油为 $V = \pi r^2 L = 3.14 \times 0.03^2 \times 2.4 \times 1000 = 6.78 \text{m}^3$ ，原油密度以 0.86t/m³ 计算，则管线原油最大存在量为 5.83t；该区块气油比约 20.62m³/t，天然气密度按 0.72kg/m³ 计算，则天然气的最大存在量为 0.09t。

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

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

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

Q_1, Q_2, \dots, Q_n ——每种危险物质的临界量，t；

项目所涉及的危险物质数量与临界量的比值计算结果及环境风险潜势判定见表 2.6-15。

表 2.6-15 危险物质数量与临界量的比值

序号	危险物质	CAS 号	最大存在总量 q_n (t)	临界量 Q_n (t)	物质 Q 值
1	原油（石油）	/	5.83	2500	0.002
2	天然气（甲烷）	74-82-8	0.09	10	0.009
项目 $Q=\sum q_n/Q_n$					0.011

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中评价等级的判定方法，本项目 $Q=0.011 < 1$ ，环境风险潜势为 I。

2.6.7.2 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中关于环境风险评价工作等级的划分，具体见表 2.6-16，本项目风险潜势为 I，应进行简单分析。

表 2.6-16 环境风险评价工作等级

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

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

2.7 评价范围

2.7.1 环境空气

本项目大气评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），评价范围为井场边界外扩 2.5km 范围的区域。

2.7.2 地表水

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目废水均不排放，确定本项目地表水评价等级为三级 B，项目周边地表水体距离较远，不设置评价范围。

2.7.3 地下水

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），采用公式法确定本

项目地下水评价范围。计算公式如下：

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

式中：L——下游迁移距离，m；

a——变化系数， $a \geq 1$ ，一般取 2，取 2；

K——渗透系数，取 1.5m/d；

I——水力坡度，无量纲，0.006；

T——质点迁移天数，取值不小于 5000d，取 5000d；

n_e ——有效孔隙度，无量纲，取 0.4。

地下水参数选取来源为《朝阳沟油田朝 44 区块北二次加密和 2021 年更新井钻井工程环境影响评价》；由此计算 $L=225\text{m}$ ，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场地下游 $L\text{m}$ 及两侧各 $L/2\text{m}$ 构成的区域范围。项目所在区域地下水流向为由东北向西南，结合查表法、L 值、水文地质结构、地下水源及地下水保护目标分布情况，最终确定地下水评价范围为南北走向 3200m、东西走向 3400m，共 10.88km^2 ，地下水评价范围见附图 4。

2.7.4 声环境

本项目是以固定声源为主的建设项目，声环境评价等级为二级，根据《建设项目环境影响评价技术导则 声环境》中要求，一级评价的要求一般以建设项目边界向外 200m，二级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区类别及敏感目标等实际情况适当缩小，且经后续预测分析，项目声源计算得到的贡献值到 200 m 处可以满足《声环境质量标准》中的二级标准，因此，本项目声环境影响评价范围为拟建井场边界外延至 200m 及道路中心线两侧各 200m 范围内的声环境。

2.7.5 生态环境

根据评价工作等级要求，考虑本项目所在区域的地形、地理特征，评价范围为井场边界外扩 1km 的区域及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 区域的生态环境，具体评价范围见附图 3。

2.7.6 土壤环境

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中“表 5 现状调查范围”，确定本项目土壤评价范围为井场边界外扩 1km 区域及新建管线两侧向外延伸 200m 区域的土壤环境，具体评价范围见附图 3。

2.7.7 环境风险

本项目环境风险潜势为 I，风险评价等级为简单分析，参照大庆油田同类报告，本项目环境风险范围设置为井场边界外扩 3000m 范围的区域。

2.7.8 各环境要素评价范围汇总

各环境要素评价范围详见表 2.7-1，土壤环境、生态环境和声环境评价范围见附图 3，地下水环境评价范围见附图 4。

表 2.7-1 评价范围表

项目	评价等级	评价范围
环境空气	/	井场边界外扩 2500m 范围内
声环境	二级	井场外 1m 处外延至 200m 范围内，集油管线两侧 200m 范围内
地表水环境	三级 B	/
地下水环境	二级	10.88km ²
土壤环境	一级	井场外延 1km 范围内，集油管线两侧 200m 范围内
生态环境	三级	井场区域及周围外延 1km 范围内，集油管线两侧 200m 范围内
环境风险	简单分析	井场边界外扩 3000m 范围内

2.8 环境保护目标

根据调查，本项目不占用湿地，施工区域内无自然保护区、风景名胜区、文物古迹和饮用水水源保护区分布，不在生态红线范围内。项目主要大气环境保护目标见表 2.8-1，地下水环境保护目标见表 2.8-2，环境风险保护目标见表 2.8-3，其他环境要素保护目标见表 2.8-4，主要环境保护目标分布图见附图 5。

表 2.8-1 大气主要环境保护目标表

名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对方位及距离
	东经	北纬				
兰仁贵屯	125.50768	45.71978	居民	约 360 人	二类	2#平台北侧 350m
朝阳屯	125.48876	45.72865	居民	约 180 人	二类	1#平台西北侧 1684m
郑旺屯	125.48472	45.72146	居民	约 400 人	二类	1#平台西北侧 1432m
马家窝棚	125.49889	45.70342	居民	约 500 人	二类	2#平台西南侧 1361m
西哈达沟屯	125.51931	45.70963	居民	约 350 人	二类	2#平台东南侧 1159m
东哈达沟屯	125.52815	45.71179	居民	约 300 人	二类	2#平台东南侧 1422m
前怀家	125.47151	45.72038	居民	约 380 人	二类	1#平台西北侧 2500m
二站刘屯	125.49288	45.73734	居民	约 660 人	二类	1#平台西北侧 2233m
三合村	125.51030	45.73344	居民	约 520 人	二类	2#平台东北侧 1576m
薛宜峰屯	125.51837	45.73446	居民	约 330 人	二类	2#平台东北侧 1908m

任天福屯	125.52429	45.73440	居民	约 410 人	二类	2#平台东北侧 2038m
------	-----------	----------	----	---------	----	---------------

表 2.8-2 地下水环境保护目标表

环境要素	保护目标	坐标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
地下水环境	兰仁贵屯水井	125.50768 45.71978	2#平台北侧 350m	单村供水，水源井已划定一级保护区，一级保护区以水源井井口为中心，50m 为半径的范围，供水人数约 360 人，村内有 2 口承压水井深度为 75m 及 110m，另有分散水井 20 口井深 15~40m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III 类
	郑旺屯水井	125.48472 45.72146	1#平台西北 侧 1432m	单村供水，水源井已划定一级保护区，一级保护区以水源井井口为中心，50m 为半径的范围，供水人数约 360 人，供水人数约 400 人，村内有 1 口承压水井深度为 110m，另有分散水井 10 口，井深 15~20m 主要用于牲畜饮用和灌溉。	
	马家窝棚水井	125.49889 45.70342	2#平台西南 侧 1361m	单村供水，水源井已划定一级保护区，一级保护区以水源井井口为中心，50m 为半径的范围，供水人数约 360 人，供水人数约 500 人，村内有 1 口承压水井深度为 75m，另有分散水井 15 口，井深 15~35m 主要用于牲畜饮用和灌溉。	
	西哈达沟屯水井	125.51931 45.70963	2#平台东南 侧 1159m	单村供水，水源井已划定一级保护区，一级保护区以水源井井口为中心，50m 为半径的范围，供水人数约 360 人，供水人数约 350 人，村内有 2 口承压水井深度为 80~100m，另有分散水井 30 口，井深 8~20m 主要用于牲畜饮用和灌溉。	
	东哈达沟屯水井	125.52815 45.71179	2#平台东南 侧 1422m	单村供水，水源井已划定一级保护区，一级保护区以水源井井口为中心，50m 为半径的范围，供水人数约 360 人，供水人数约 300 人，村内有 1 口承压水井深度为 75m，另有分散水井 20 口，井深 15~40m 主要用于牲畜饮用和灌溉。	

表 2.8-3 其他环境因素保护目标表

环境	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
----	------	---------	----	-----------

要素				
声环境	兰仁贵屯	输油管线西北侧 115m	约 360 人	《声环境质量标准》（GB3096-2008） 中 1 类标准
土壤环境	井场永久占地范围内土壤			《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
	拟建区域边界外扩 1km 及管道中心线两侧各 200m 的村屯土壤环境			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018） 第一类用地筛选值
	建设项目井场边界外延 1km 管线周边 200m 范围 内的土壤环境，主要为耕地			《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	草地生态系统、农田生态系统	井场边界外扩 1km，管线周边 200m 区域范围内		生态环境不受到破坏

表 2.8-4 环境风险主要环境保护目标表

名称	坐标		保护对象	保护内容	相对方位及距离
	东经	北纬			
兰仁贵屯	125.50768	45.71978	居民	约 360 人	2#平台北侧 350m
朝阳屯	125.48876	45.72865	居民	约 180 人	1#平台西北侧 1684m
郑旺屯	125.48472	45.72146	居民	约 400 人	1#平台西北侧 1432m
马家窝棚	125.49889	45.70342	居民	约 500 人	2#平台西南侧 1361m
西哈达沟屯	125.51931	45.70963	居民	约 350 人	2#平台东南侧 1159m
东哈达沟屯	125.52815	45.71179	居民	约 300 人	2#平台东南侧 1422m
前怀家	125.47151	45.72038	居民	约 380 人	1#平台西北侧 2500m
二站刘屯	125.49288	45.73734	居民	约 660 人	1#平台西北侧 2233m
三合村	125.51030	45.73344	居民	约 520 人	2#平台东北侧 1576m
薛宜峰屯	125.51837	45.73446	居民	约 330 人	2#平台东北侧 1908m
任天福屯	125.52429	45.73440	居民	约 410 人	2#平台东北侧 2038m

3 建设项目工程分析

3.1 项目概况

项目名称：朝阳沟油田朝 65 区块加密 2022 年扶余油层产能建设工程项目；

建设单位：大庆油田有限责任公司第十采油厂；

建设地点：大庆市肇州县朝阳乡兰仁贵屯南侧 350m 处；

建设性质：改扩建；

建设内容：基建油井 4 口，均为水平井，分布在 2 座平台井场，均采用环状掺水集油流程，就近挂接已建集油间，新建单井集油掺水管道 2.4km，新建井场变电站 2 座，新建 10kV 产能线路 0.8km，新建土路长度为 80m，预计建成产能 $1.02 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

投资规模：389.8 万元人民币；

工作进度：项目计划施工期为 2022 年 4 月至 2022 年 5 月，施工人数为 20 人，施工约 20d，施工不设置营地，运营期不新增劳动定员。

3.2 工程组成

建设项目工程组成见表 3.2-1。

表 3.2-1 工程组成一览表

工程组成		建设内容及规模	备注
主体工程	采油工程	本项目基建 4 口油井，形成丛式井平台 2 座，均位于耕地（基本农田）内，采用注水驱油、抽油机采油方式运行，构筑井台并配套安装抽油机 4 台、采油树井口设备及采油动力配电设施。建成后预计产能 $1.02 \times 10^4 \text{t/a}$ 。	新建
辅助工程	集输管线工程	基建涉及 4 口抽油机井，站外集油工艺采用单管环状掺水集油工艺，配套建设单井集油掺水管道 $\Phi 60 \times 3.5 \sim 2.4 \text{km}$ ，为硬质聚氨酯泡沫夹克管。	新建
	道路工程	本次产能新建油井 4 口，均位于耕地内，附近均有已建井排路可以直接利用，直接通过土路挂接到已建井排路上。本项目建设 4m 的进井通道土路 0.08km。	新建
公用工程	给水工程	施工期生产用水由水罐车运送，生活用水采用桶装水；运营期油井作业用水、洗井用水来源为朝一联含油污水深度处理站的深度处理水，由水罐车运送。	依托
	排水工程	施工人员产生的生活污水排入本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥；运营期油田采出水管输进入朝一联含油污水深度处理站处理达标后回注油层；油井检修作业污水及清防蜡洗井污水通过罐车回收后送朝一联含油污水深度处理站处理达标后回注油层。	依托

	供暖工程	本项目不设施施工营地，不涉及供暖。	/
	供电工程	本项目电力供应均来自油田已建电网，新建油井电源由附近已建 10kV 供电线路引接。新建 10kV 线路 0.8km，采用 LGJ-50 型导线，每座平台配 1 座柱上变电站，共新建 2 座柱上变电站。	新建
环 保 工 程	废气治理措施	通井路施工过程中，要采取喷水压实、洒水抑尘措施，严格控制施工扬尘的产生；对进出场地的运输道路洒水抑尘，加强施工管理，降低施工扬尘对周围环境产生的影响。	新建
		依托的朝 16 转油站加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，加热炉燃烧产生的废气均经高于 8m 的烟囱高空排放（朝 16 转油站烟囱高 25m）；新建集油掺水管道、依托场站阀组、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，防止烃类气体的无组织挥发。	依托
	废水治理措施	施工人员产生的生活污水排入本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥。	依托
		油井检修作业污水以及清防蜡洗井污水经罐车拉运至朝一联含油污水深度处理站处理满足会回注水标准后回注油层。	依托
		运营期油田采出水经集输系统最终输至朝一联含油污水深度处理站处理后回注油层，出水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）中“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1μm”限值要求。	依托
	噪声治理措施	井场电机、抽油机等发声设备尽可能选用低噪声设备；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度；定期对井场进行巡检，发现异常响动及时处理。	新建
	固体废物治理措施	施工期生活垃圾统一收集，由环卫部门拉运至肇州县生活垃圾综合处理厂进行处理。	依托
		施工废料送至第八采油厂工业固废填埋场处理。	依托
		含油污泥、落地油及油砂运至朝一联含油污泥处理站处理后再委托有资质单位处理，满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 限值，用作采油十厂垫井场和通井路。	依托
		油井作业产生的含油废防渗布定期委托有资质单位处置。	依托
地下水及土壤防护	在 2#平台北侧 350m（区域上游）布设 1 个潜水背景值监测水井，该井为兰仁贵屯水井（125.50768，45.71978），在 1#平台西北侧 1432m（区域侧向）布设 1 口潜水跟踪监测水井，该井为郑旺屯水井（E125.48472，N45.72146），在 2#平台西南侧 1361m（区域下游）布设 1 口潜水跟踪监测水井，该井为马家窝棚水井（E125.49889，N45.70342），定期对地下水进行跟踪监测。	依托钻井跟踪监测点	
	在 2#平台井场、2#平台井场东侧 100m 耕地共布设 2 个土壤跟踪监测点，定期对土壤进行跟踪监测，监测因子为 pH、石油烃，监测频次为 1 次/3 年。	依托钻井跟踪监测点	
	运营期分区防渗：集油掺水管道为重点防渗，管道采用无缝钢管、管道设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道	新建	

		的连接方式采用焊接；井场永久占地内为简单防渗，采用地面夯实碾压平整进行防渗。		
	生态治理	本项目生态恢复主要是对管线铺设临时占地进行恢复，需恢复的面积为 2.434hm ² 。对临时占用土地采取表土留存，分层回填，翻松整平，植被恢复等措施；对永久占用耕地 0.036hm ² 进行补偿，对于占用的基本农田执行“占一补一”规定进行补偿并按规定缴纳补偿费。	恢复、补偿	
依托工程	朝 16 转油站	本项目 4 口油井采出液依托朝 16 转油站处理。朝 16 转油站建设于 1990 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 5000t/d 的分离沉降缓冲装置（三合一）2 台、2.32MW 真空炉 4 台；站内采用“分离、沉降、缓冲”三合一处理工艺，三合一设计处理规模为 5000t/d，目前实际处理量为 3123.6/d，本项目 4 口油井新增采出液量约为 56.7t/d，新增产能后朝 16 转油站三合一装置负荷率为 63.61%，满足开发需求。	依托，无需扩建	
	朝一联脱水站	本项目 4 口油井产液依托朝一联脱水站处理，站内主要设备有：单台设计处理能力 5000t/d 的游离水脱除器 6 台、单台设计处理能力 2150t/d 的电脱水器 3 台、2.0MW 脱水炉 2 台。站内采用“游离水+电脱水”两段脱水工艺，该站游离水脱除能力 25000t/d，目前实际处理量为 9308t/d，负荷率为 37.23%；电脱能力为 4300t/d，目前实际处理量为 1591.8t/d，负荷率为 37.02%。本项目 4 口油井新增产能后，游离水脱除负荷为 37.46%，电脱负荷率为 38.34%，可满足本项目依托，满足开发需求。	依托，无需扩建	
	朝一联合站	朝一联合含油污水深度处理站	本项目 4 口油井采出水依托朝一联合含油污水深度处理站处理，站内主要工艺为“原水→沉降曝气除硫→气浮除油→两级过滤→超滤”，设计出水水质指标为“5、1、1”，设计污水处理量为 7000m ³ /d。目前实际污水处理量为 5595m ³ /d，负荷率为 80%，本项目新增污水 19.97m ³ /d，本项目投产后朝一联合含油污水深度处理站负荷率为 80.2%，可以满足新增产能污水处理要求。	依托、无需扩建
	朝一联合站	朝一联合含油污泥处理站	本项目产生的含油污泥及落地油依托朝一联合含油污泥处理站处理，站内采用机械调质+超声分离+离心处理技术工艺，设计规模为 5m ³ /h（年运行 180 天，每天 24 小时，年最大处理量为 21600t），目前实际处理量约 3.2×10 ⁴ t/a，负荷率为 62%。本次产能建设落地油及含油污泥产生量为 0.436t/a，依托该站可行，可满足本项目需要，能够满足本项目含油污泥处理需求。	依托、无需扩建
	第八采油厂工业固废填埋场	第八采油厂工业固废填埋场位于大庆市肇州县新福乡双龙山北侧 1.8km、乐业村东南 1.05km 处，占地面积 1.91hm ² 。第八采油厂工业固废填埋场现阶段运行稳定，总容量为 11624m ³ ，目前实际容纳约 8800m ³ ，剩余能力为 2824m ³ /a，本项目产生施工废料约 0.49t，填埋场剩余容量能够容纳本项目产生的固体废物，本项目依托可行。	依托、无需扩建	
临	本工程管道和道路施工时不设施工营地和料场，直接将管材和筑路材料拉运到		临时	

时 工 程	施工现场进行施工，在新建井场施工时需设置塔吊、焊机房和小型料场，施工完毕后拆除塔吊和焊机房，并对临时占地进行等质等量恢复。	
-------------	---	--

3.3 工程方案

3.3.1 基建井及井位分布

本项目基建油井4口，4口油井形成丛式井平台2座，分布在朝65区块内，占地类型为耕地（基本农田）。本项目油田产能井位布设情况见表3.3-1。

表3.3-1 本项目油田产能井位布设情况

序号	平台	井号	井位坐标		井型	井别	占地类型	区块
			井口横坐标	井口纵坐标				
1	1#平台	朝 67-平 1	21694955.3	5067848.3	水平井	油井	基本农田	朝 65 区块
2		朝 67-平 2	21694955.3	5067848.3	水平井	油井	基本农田	
3	2#平台	朝 68-平 1	21695206.6	5067836.1	水平井	油井	基本农田	
4		朝 68-平 2	21695206.6	5067836.1	水平井	油井	基本农田	

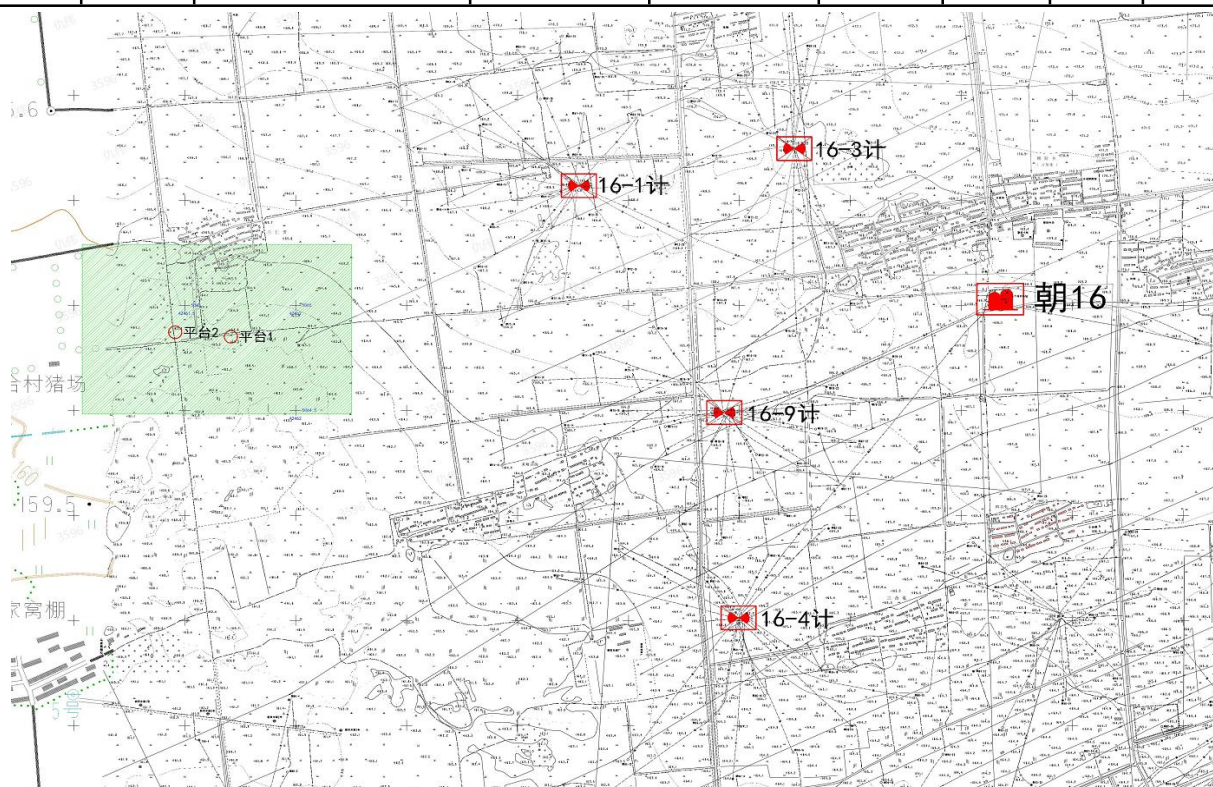


图3.3-1 井位分布图

3.3.2 开发指标预测

本项目共部署基建开发油井4口，建成产能 1.02×10^4 t/a。水平井初期日产油量8.5t，年均综合含水40.0%。总体开发生态指标预测见表3.3-2；地面原油密度为 $0.8570 \text{g/cm}^3 \sim 0.8775 \text{g/cm}^3$ ，平均为 0.8657g/cm^3 ；原油粘度为 $16.69 \sim 118.80 \text{mPa}\cdot\text{s}$ ，平均为 $56.2 \text{mPa}\cdot\text{s}$ ；凝固点为 $35.0 \sim 38.0^\circ\text{C}$ ，平均为 36.3°C ；含蜡量为 $26.0 \sim 26.25\%$ ，平均为 26.12% ；含胶量为 $11.3 \sim 13.5\%$ ，平均为 12.4% ，原油物性表及产出水性质见表3.3-3、表3.3-4。

表3.3-2 朝65区块基建井开发指标预测表

项目	时间(年)										
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
水平井数(口)	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
平均单井产油量(t/d)	8.5	6.8	5.4	4.4	3.6	3	2.6	2.4	2.1	1.9	
平均单井产液量(t/d)	14.2	11.5	9.3	7.7	6.4	5.5	4.8	4.5	4.0	3.7	
年产油量(10^4 t/a)	1.02	0.82	0.65	0.52	0.43	0.36	0.32	0.28	0.26	0.23	
年产液量(10^4 t/a)	1.7	1.38	1.13	0.92	0.76	0.65	0.59	0.54	0.49	0.45	
综合含水(%)	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	

表3.3-3 原油物性表

区块	密度(g/cm^3)	粘度(mPa·s)	凝固点($^\circ\text{C}$)	含蜡(%)	含胶量(%)
朝 65 区块	0.8657	56.2	36.3	26.12	12.4

表3.3-4 产出水性质表

区块	$\text{K}^+ + \text{Na}^+$ (mg/L)	Ca^{2+} (mg/L)	HCO_3^- (mg/L)	Cl^- (mg/L)	CO_3^{2-} (mg/L)	总矿化度 (mg/L)	水型
朝 65 区块	1768	122.75	884.79	2357.89	60.02	5193.46	NaHCO_3

3.4 主要建设内容

本项目基建油井 4 口，建成后产能 1.02×10^4 t/a。

本项目钻井工程于 2021 年 12 月在《朝 65 区块扶余油层水平井加密钻井工程环境影响报告书》中进行了评价，2022 年 1 月 12 日，大庆市生态环境局对其进行了批复，批复文号为庆环审〔2022〕11 号，现钻井工程已施工完毕。

地面工程主要建设内容包括采油工程、原油集输工程、道路工程、供配电工程等。

3.4.1 采油工程

(1) 采油方式

本工程产能基建油井 4 口，全部采用抽油机举升方式，根据采油工程方案，拟建油井机型及配电装置统计表见表 3.4-1。

表 3.4-1 拟建油井机型及配电装置统计表

项目分类		名称、规格、型号	单位	数量
抽油机及配 套	机型	CYJY8-3-37HB	台	4
	电机	额定电压 660V、额定功率 30kW 的 Y 系列电动机	套	4
	控制箱	自适应抽汲综合伺服控制配电箱 DCZS-18.5kW 660V	套	4

(2) 油井清防蜡方式

采用电加热清防蜡+高压蒸汽热洗清蜡，平均热洗周期为 156 天。

3.4.2 原油集输工程

(1) 原油集输工艺

本项目开发区块基建油井 4 口，站外集油系统单管环状掺水集油工艺，本次规划新建 4 口油井单独成环，就近接入已建的朝 16 转油站所辖 16-11 间，新建单井集油掺水管道Φ60×3.5~2.4km，管道材质采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管道。临时占地类型为耕地（非基本农田），管线埋深在 2.0m，管线上部开挖宽度在 1.5-2.0m，底部 0.8m 左右。作业带宽度一般 10m。集油工艺流程示意图见图 3.4-1。

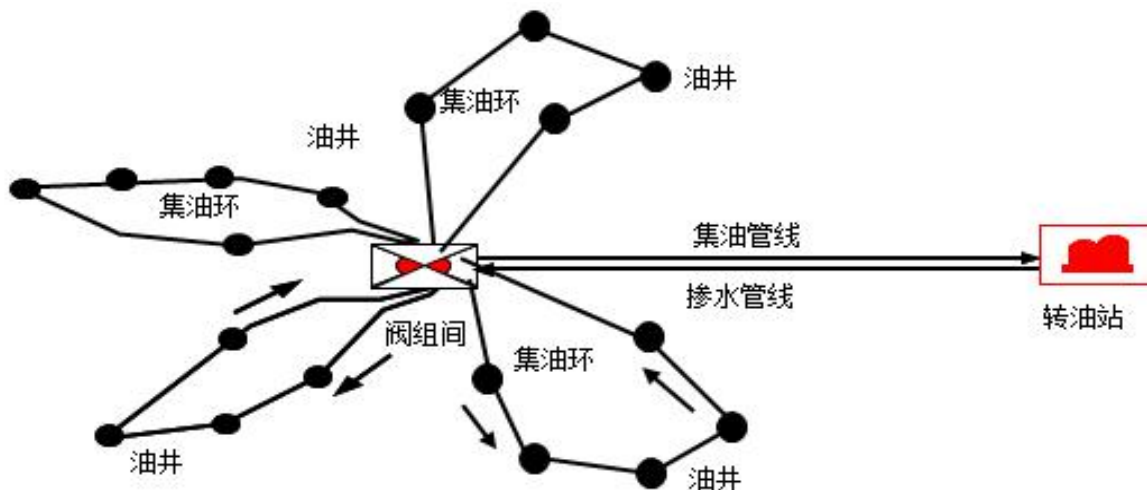


图 3.4-1 单管环状掺水集油流程示意图

原油集输工程主要工程量见表 3.4-2。

表 3.4-2 原油集输工程主要工程量表

序号	单 项 工 程 项 目 名 称	单 位	数 量
1	基建油井	口	4
2	新建单井集油掺水管道	km	2.4
3	公路穿越	处	2

(2) 站外集油系统

本项目基建油井利用已建转油站和计量间的剩余能力，就近挂接至已建计量间。油井集输关系统计见表 3.4-3。掺水集油管线路由示意图见图 3.4-2。

表 3.4-3 油井集输关系统计

序号	转油站	阀组间	平台号	井类	单井井号	新建管道 km	集油方式	临时占地类型	备注
1	朝 16 转油站	朝 16-11 阀组间	1#平台	油井	朝 67-平 1	集油 1.2 掺水 1.2	双管	耕地	管道均为新建，集油和掺水管道同路由
2				油井	朝 67-平 2				
3			2#平台	油井	朝 68-平 1				
4				油井	朝 68-平 2				

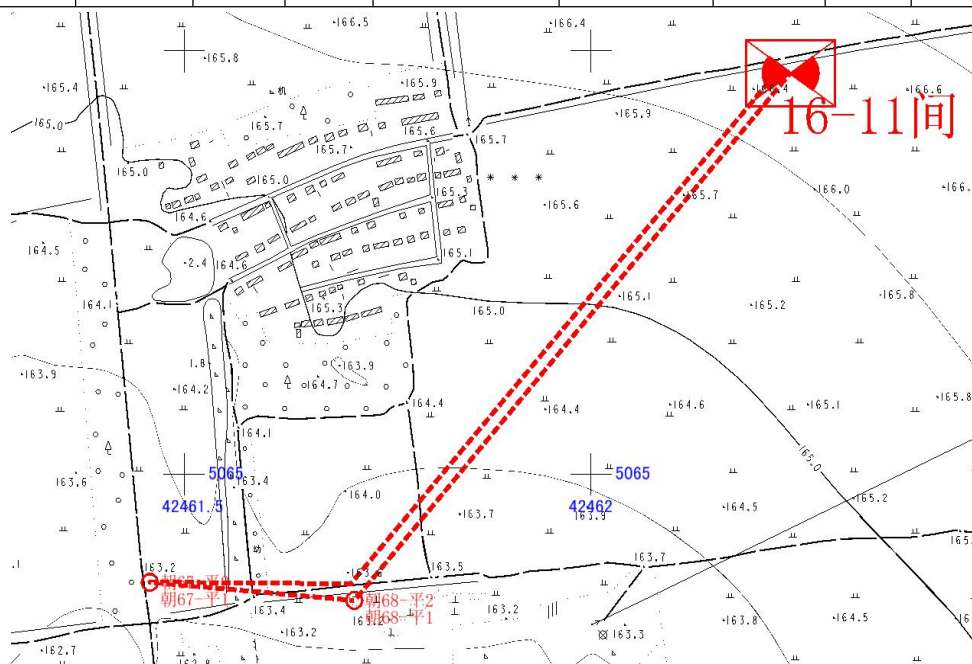


图 3.4-2 管线路由图

3.4.3 道路工程

本项目基建井附近均有已建井排路可以直接利用，基建井直接通过土路挂接到已建井排路上。本项目新建 4m 宽低洼耕地井通井土路 80m。本项目道路工程主要工程量见表 3.4-4。

表 3.4-4 道路工程主要工程量

序号	道路名称	单位	长度	道路宽 (m)		建设标准
				路基	路面	
1	低洼耕地井通井路	km	0.08	4.0	--	土路

3.4.4 供电工程

本项目电力供应均来自油田已建电网，新建油井电源由附近已建 10kV 供电线路引接。新建 10kV 线路 0.8km，每座平台配 1 座柱上变电站，共新建 2 座柱上变电站。供配电工程主要工程内容见表 3.4-5。

表 3.4-5 供配电工程主要工程量汇总表

序号	工程内容	单位	合计
1	井场柱上变	座	2
2	10kV 线路	km	0.8

3.4.5 临时工程

本工程管道和道路施工时不设施工营地和料场，直接将管材和筑路材料拉运到施工现场进行施工，在新建井场施工时需设置塔吊、焊机房和小型料场，施工完毕后拆除塔吊和焊机房，并对临时占地进行等质等量恢复。

3.5 工程占地及土石方工程

3.5.1 工程占地

本工程占地主要为 4 口油井在铺设管线发生的临时占地、修建道路发生的永久占地、柱上变电站永久占地。本项目井场四周均为耕地（基本农田），集油管道沿线为耕地（基本农田），井场施工均在井场永久占地及临时占地范围内（此部分占地已在钻井工程环境影响评价中征用，本项目地面工程建设过程中不新增占地）；集油管线临时占地作业面宽度为 10m，为临时占地；道路按道路长度×路基宽度计算；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。本项目占地情况统计见表 3.5-1。

表 3.5-1 本项目新增占地类型及面积表

单位：hm²

序号	建设项目	耕地（基本农田）	
		永久占地	临时占地
1	集油管线	/	2.4
2	道路	0.032	/
3	柱上变电站	0.006	0.034
合计		0.036	2.434
总计		2.47	

3.5.2 土石方工程

本项目涉及土方工程主要包括部分井场垫土（垫高0.3m）、放喷坑（1座/井场，容量约30m³）的开挖及回填、施工便道开挖及回填（对施工便道临时占地内的0.2m高表土单独留存，待临时占地恢复时回填），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，因此不产生弃土量。本项目所需土方由施工单位外购，履行相关手续，建议采用含油率≤3‰的脱油泥铺垫井场，以减少外购土方。本项目土石方平衡见表3.5-2。

表3.5-2 土石方平衡表

单位：m³

项目	挖方量	填方量	弃方量	借方量（外购）	备注
井场垫土	0	774	0	774	施工场地范围内的表土堆场集中堆存，施工结束后覆土回填。井场垫高及施工便道垫高需要土方由施工方外购，外购土方量838m ³
放喷坑的开挖及回填	60	60	0	0	
施工便道开挖及回填	0	64	0	64	
合计	60	898	0	838	

3.6 公用工程

3.6.1 给、排水工程

（1）施工期

本项目施工期用水主要为施工生活用水，产生的废水主要为生活污水。

根据《黑龙江省地方标准-用水定额》（DB23/T727-2021），施工期生活用水量每人 80L/d，地面建设期施工人员 20 人，施工期间生活用水量为 1.6t/d，生活污水按用水量的 80%计算，则生活污水量为 1.28t/d。本项目施工期约 20d，则本工程产生生活污水 25.6t。生活污水排入附近计量间或场站内旱厕，定期清掏外运堆肥处理。

（2）运营期

本项目运行期不新增新鲜水用量，运营期油井检修作业用水、清防蜡洗井用水来源为朝一联含油污水深度处理站的深度处理水，废水主要为油田采出水、检修作业污水、清防蜡洗井污水。

①油田采出水

根据开发指标预测，本项目 4 口油井最大产液量为 $1.7 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，年生产 365d，含

水率为 40%，则本项目油田采出水量为 6800t/a。油田采出水进入朝一联合油污水深度处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”规定后回注油层。

②检修作业污水

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

结合大庆油田有限责任公司第十采油厂多年运营作业结果可知，油井作业周期 1.5 年，作业污水产生量 $4\text{m}^3/\text{井次}$ ，油井作业污水量约 $10.7\text{m}^3/\text{a}$ 。主要污染物为石油类、悬浮物，作业时需铺设防渗布。此部分污水通过罐车回收后送朝一联合油污水深度处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。

③清防蜡洗井污水

项目油井清防蜡方式为热洗，热洗周期为 156d，热洗强度为 $20\text{m}^3/\text{h}$ ，单口井洗井时间为 2.5-3h，则单口井热洗 1 次产生最大废水量为 60m^3 ，项目油井共 4 口，共产生热洗废水量约为 $240\text{m}^3/\text{次}$ ，一年大约洗井两次，共产生洗井废水 $480\text{m}^3/\text{a}$ ，热洗废水通过罐车回收后送朝一联合油污水深度处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。

3.6.2 供电工程

本次产能建设新增总负荷 108 kW，其中 48 kW 为井口电机负荷，其余 60 kW 为井口清蜡装置负荷。本项目电力供应均来自油田已建电网，新建油井电源由附近已建 10kV 供电线路引接。新建 10kV 线路 0.8km，采用 LGJ-50 型导线，每座平台配 1 座柱上变电站，共新建 2 座柱上变电站。

3.6.3 采暖工程

本项目不设施工营地，不涉及供暖。

3.7 施工方式

3.7.1 管道施工

3.7.1.1 一般管道施工

管道施工过程为先清理作业线路场地，然后开挖管沟，再组焊管道、下沟管道，特

殊地段根据实际情况合理穿插各工序。管沟开挖以机械开挖为主，施工作业面宽10m。施工完毕清理现场、恢复地貌。管道施工建设过程见图3.7-1。

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

工艺管线施工技术要求及验收均按国家标准《工业金属管道工程施工及验收标准》(GB50235-2010)、《现场设备、工业管道焊接工程施工及验收规范》(GB50236-98)、《油田集输管道施工及验收规范》(SY/T0422-2010)以及有关国家及行业标准执行。

管道施工作业断面见图3.7-2，管道开挖施工平面布置示意图见图3.7-3。

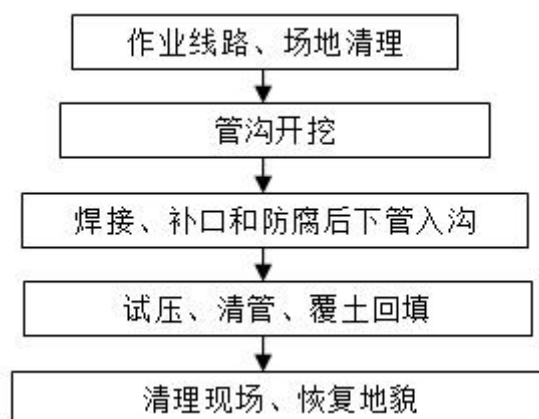


图3.7-1 管道施工建设过程

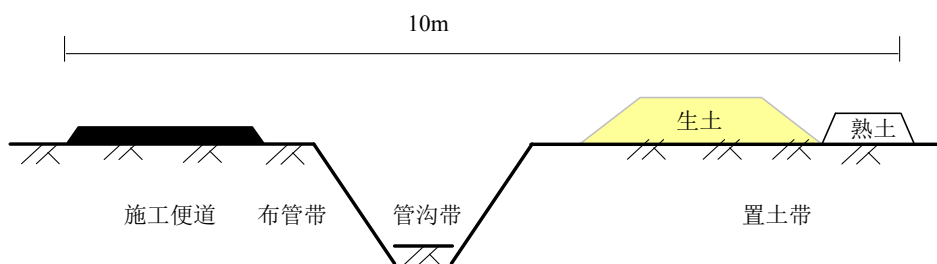


图3.7-2 管道施工作业断面图



图3.7-3 管道开挖施工平面布置示意图

3.7.1.2 管道钢顶穿越施工

本工程7处管道穿越井排路/通井路，穿越采用顶管施工方案。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。施工流程图见图3.7-4、施工示意图见图3.7-5。

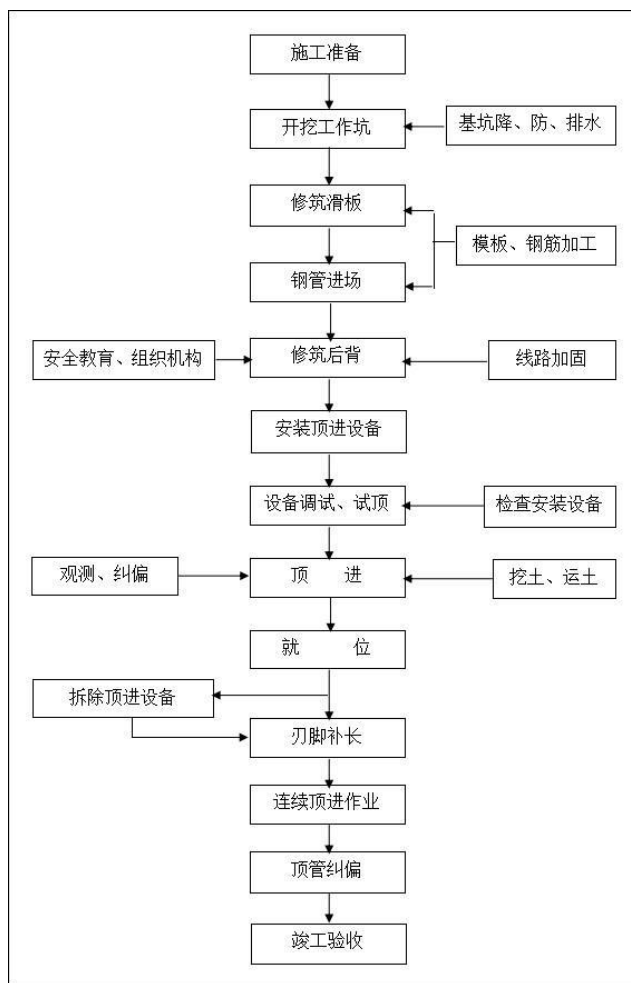


图3.7-4 顶管施工工艺流程图

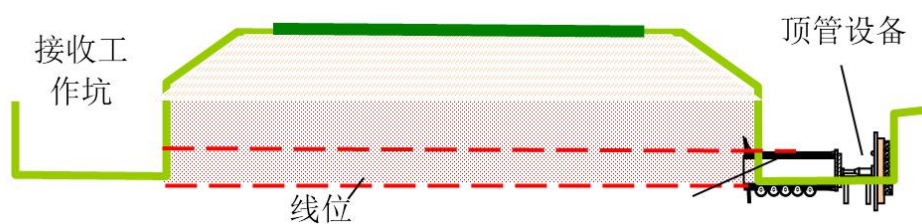


图3.7-5 顶管施工示意图

3.7.2 道路施工

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

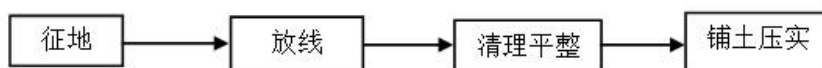


图3.7-6 通井路施工建设过程

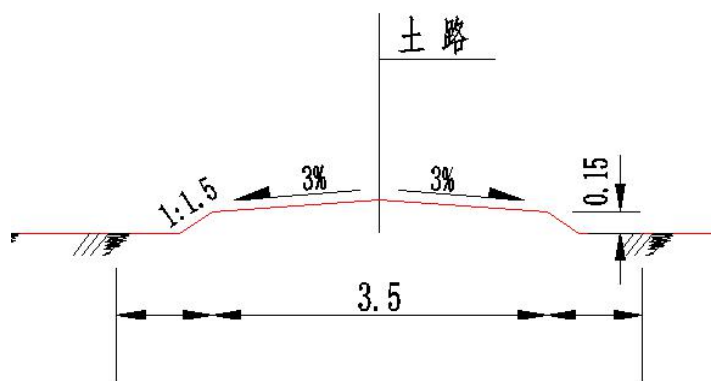


图3.7-7 通井路横断面图

3.7.3 典型井场施工

首先进行井台平整，井场垫高依据所在地区地势，地类及区域排水情况确定，井场垫高约0.3m；平整井台后安装抽油机、采油树及电机，主要施工工序有紧固、平衡等。

3.7.4 施工进度及时序

施工进度见下表。

表 3.7-1 施工进度计划表

工程名称	2022 年		备注，管道和道路项目同时建设
	4 月	5 月	
井场	_____		
集油掺水管道		_____	
道路		_____	

3.8 现有区块开发情况回顾

3.8.1 现有区块开发情况

朝阳沟油田位于黑龙江省肇州、肇源、肇东三县接壤部位。构造属于松辽盆地中央坳陷区，朝阳沟阶地及长春岭背斜中段，由朝阳沟、翻身屯、薄荷台、大榆树四个三级构造组成，是一个由二级构造带控制的复合型油藏。

朝 86 区块共有油井投产油井 302 口，其中采油井 212 口，年产油 $4.6195 \times 10^4 \text{t}$ ，累积产油 $\times 10^4 \text{t}$ ，采油速度 0.74%，采出程度 9.77%；注水井 90 口，年注水 $31.8037 \times 10^4 \text{m}^3$ ，年注采比 1.91，累积注水 $332.0248 \times 10^4 \text{m}^3$ ，累积注采比 2.28，综合含水 59.0%。

项目区域主要分布场站为朝一联合站、朝 16 转油站、朝 20 转油站等场站。

朝阳沟油田地面生产系统布局图见图 3.8-1。

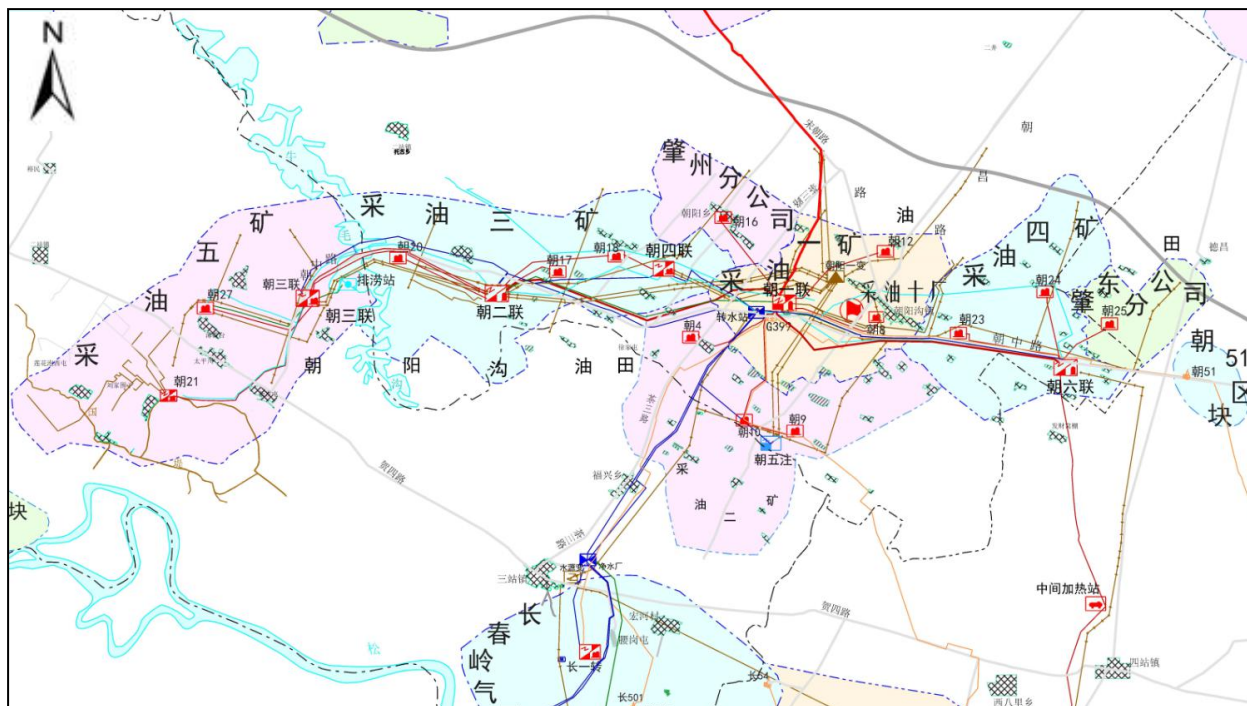


图3.8-1 朝阳沟油田地面生产系统布局图

朝 86 区块为已开发区块，区块投入开发时间为 2015 年，2015 年由吉林东北煤炭环保研究有限公司完成《朝阳沟油田朝 86 区块 2015 产能建设工程环境影响报告书》，批复文号为庆环审（2015）395 号；2016 年由东北师范大学环境科学研究院完成《朝阳沟油田朝 86 区块 2016 产能建设工程环境影响报告书》，批复文号为庆环审（2016）214 号；2021 年 11 月由河北奇正环境科技有限公司完成《朝 65 区块扶余油层水平井加密钻井工程环境影响报告书》，批复文号为庆环审（2022）11 号，本项目朝 65 区块隶属于朝 86 区块内。

项目现有工程环评批复及环保验收情况见下表 3.8-1。

表 3.8-1 区块内现有工程环评及验收情况表

序号	区块内现有项目名称	环评批复	验收情况
1	朝阳沟油田朝86区块2015产能建设工程环境影响报告书	庆环审（2015）395号	2020年1月完成自主验收
2	朝阳沟油田朝86区块2016产能建设工程环境影响报告书	庆环审（2016）214号	2020年1月完成自主验收
3	朝65区块扶余油层水平井加密钻井工程环境影响报告书	庆环审（2022）11号	正在组织验收

3.8.2 现有区块污染物排放情况

(1) 废气

①非甲烷总烃

本项目位于朝 86 区块，现有工程排放的非甲烷总烃主要为区块内井场、集输管线及场站在运行过程中无组织挥发的非甲烷总烃，根据建设单位提供资料，朝 86 区块目前产油约 $4.6195 \times 10^4 \text{t/a}$ 。根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油，则现有区块非甲烷总烃挥发量为 65.48t/a 。

现有工程在油气集输过程采取了全密闭工艺流程，油井井口均安装了密封垫、管线均埋地敷设、区块内场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，有效的控制了无组织气体的挥发，根据《朝阳沟油田朝 86 区块 2016 产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》对区域内已建井场及场站的监测结果（验收意见见附件），现有区块内井场及场站排放的非甲烷总烃厂界能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控浓度限值。

②锅炉烟气

现有区块运行期产生的锅炉烟气主要来自区块内的朝 16 转油站、朝 20 转油站、朝一联合站加热炉排放的烟气。燃料为天然气，产生的烟气较为清洁。根据《朝阳沟油田朝 86 区块 2016 产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》及大庆中环评价检测有限公司于 2022 年 1 月 17 日-17 日对区块内场站的监测结果可知（见附件），朝 16 转油站加热炉排放的废气中颗粒物平均值约为 9.7mg/m^3 ， NO_x 平均值约为 75.8mg/m^3 ， SO_2 平均值约为 24.8mg/m^3 ；朝 20 转油站加热炉排放的废气中颗粒物平均值约为 5.26mg/m^3 ， NO_x 平均值约为 43mg/m^3 ， SO_2 平均值约为 26mg/m^3 ；朝一联合站加热炉排放的废气中颗粒物平均值约为 10.8mg/m^3 ， NO_x 平均值约为 86.3mg/m^3 ， SO_2 平均值约为 20.8mg/m^3 。能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 中在用燃气锅炉标准限值要求。根据建设单位提供的场站燃气情况，朝 16 转油站年燃气量为 $125 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，朝 20 转油站年燃气量为 $105 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，朝一联合站年燃气量为 $304 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，现有区块内场站加热炉烟气污染物排放见表 3.8-2。

表 3.8-2 现有区块内场站加热装置污染物排放量

场站名称	污染源名称	排气筒高度	燃气量（万 Nm^3/a ）	烟气量（万 Nm^3/a ）	污染物排放情况（t/a）		
					颗粒物	NO_x	SO_2
朝 16 转油站	2 台“三合一”	25m	125	1412.5	0.137	1.07	0.35
朝 20 转油站	2 台“三合一”	25m	105	1186.5	0.062	0.51	0.31

朝一联合站	6 台“三合一”	8m	304	3435.2	0.128	1.02	0.25
合计			534	6034.2	0.327	2.6	0.91

由以上分析可知，区块内场站排放的锅炉烟气中颗粒物排放量为 0.327t/a，NO_x 排放量为 2.6t/a，SO₂ 排放量为 0.91t/a，区块内场站锅炉烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 中在用燃气锅炉标准限值要求。

（2）废水

现有区块产能 4.6195×10⁴t/a，综合含水 85.6%，则现有区块油田采出水量为 3.95×10⁴t/a；现有区块油井作业（修井）产生的作业污水共计约 805m³/a；现有区块水井洗井产生的洗井污水共计约 8053m³/a。现有区块油田采出水、油井作业污水、洗井污水均由朝一联合油污水深度处理站处理达标后回注油层，根据本次对朝一联合油污水深度处理站的监测结果可知（见附件），处理后的污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1μm”限值要求。

现有区块场站内的生活污水产生量约 1460m³/a，生活污水依托场站内现有防渗旱厕，定期清掏。

（3）噪声

现有区块内噪声源主要来自抽油机及场站，抽油机噪声源强为 65~80dB(A)，为连续稳态声源，场站噪声主要为各类机泵噪声，源强约在 80~85dB(A)之间。抽油机电机等发声设备选用了低噪声设备，定期对进场设备进行维护和保养；场站机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，根据《朝阳沟油田朝 86 区块 2016 产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》中对区域内已建井场的监测结果可知，现有区块内已建井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准；根据本次对区块内已建场站的监测数据可知（见附件），区域内朝 16 转油站、朝 20 转油站、朝一联合站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

（4）固体废物

现有工程区块内油井在进行作业过程中产生的含油污泥量约 11.5t/a，依托场站清罐污泥产生量约为 4.6t/a，含油污泥由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站处理后委托有资质单位处理，委托处理后的污泥满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 限值，用作采油十厂垫井场和通井路。

工程依托场站共产生生活垃圾 9.1t/a，产生的生活垃圾集中收集后拉运至肇州县生

活垃圾综合处理厂进行处理。

工程依托场站废滤料产生量约为 10t/a，定期由大庆蓝星环保工程有限公司回收处理。

(5) 地下水防治措施

现有区块内管道采取重点防渗措施，管道采用无缝钢管、管道设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式采用焊接；区块内井场永久占地内采取简单防渗措施，采用地面夯实碾压平整进行防渗；现有区块内场站均已按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)要求采取防渗措施。现有区块已定期对地下水进行跟踪监测，根据《朝阳沟油田朝 86 区块 2016 产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》，该项目于 2020 年 1 月完成自主验收，现有区块内地下水特征因子石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)表 1 中的 III 类标准限值要求，说明现有区块内地下水防治措施较为完善，对区域地下水影响不大。

(6) 土壤防治措施

现有区块运营期可能造成土壤污染的因素主要为油井作业期间落地油对土壤的污染，区块内油井在作业期间在井场均铺设 2mm 厚人工材料防渗布，并设置围堰，对落地油进行收集，收集后的落地油由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站处理后委托有资质单位处理，委托处理后的污泥满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)表 1 限值，用作采油十厂垫井场和通井路。现有区块已定期对土壤进行跟踪监测，根据《朝阳沟油田朝 86 区块 2016 产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》，该项目于 2020 年 1 月完成自主验收，区块内已建井场占地内及占地外土壤特征因子石油烃满足《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 2(其他项目)中第二类用地石油烃筛选值标准，对区域土壤影响不大。

现有工程污染物产排污情况汇总表见表 3.8-2。

表 3.8-2 现有工程污染物产排污情况汇总表

类别	污染物	产生量	削减量/固废处置量	排放量
废气	非甲烷总烃	65.48t/a	0	65.48t/a
	颗粒物	0.327t/a	0	0.327t/a
	NO _x	2.6t/a	0	2.6t/a
	SO ₂	0.91t/a	0	0.91t/a
废水	油田采出水	3.95×10 ⁴ t/a	3.95×10 ⁴ t/a	0
	作业污水	805m ³ /a	805m ³ /a	0
	洗井污水	8053m ³ /a	8053m ³ /a	0
	生活污水	1460m ³ /a	1460m ³ /a	0

固废	作业含油污泥	11.5t/a	11.5t/a	0
	场站清罐污泥	4.6t/a	4.6t/a	0
	废滤料	10t/a	10t/a	0
	生活垃圾	9.1t/a	9.1t/a	0

3.8.3 区域现有环境问题

通过现场调查可知，本工程区域内已建井的井场永久性占地面积符合要求，井场地面均进行了平整，无油污。站场环境清洁，地面未发现油污，站内道路两侧和厂区院墙内外均已绿化，生态恢复较好。井场永久性占地面积符合设计要求，井场地面均进行了平整，在临时性占地范围内，地表基本进行了平整，并已完成了生态恢复。

本工程依托转油站能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 在用锅炉排放浓度限值要求；油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，目前依托站场厂界非甲烷总烃浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值，依托场站排放的 VOCs（以非甲烷总烃计）厂区内能够满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求。通过实测，依托场站厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。油田产生的含油污水经朝一联合含油污水深度处理站处理后全部回注，出水水质指标能够达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1μm”规定要求，均不外排；作业和清罐产生的含油污泥由罐车拉运至朝一联合含油污泥处理站处理后委托有资质单位处理，委托处理后的污泥满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 限值，用作采油十厂垫井场和通井路。

目前，第十采油厂已取得排污许可证，该许可证已经包含本工程依托场站排放的相关污染物。许可证编号为 91230607716675409L008X，行业类别为陆地石油开采、锅炉、工业炉窑、水处理通用工序，有效期为 2021 年 5 月 24 日至 2026 年 5 月 23 日。

为保护区域生态环境，第十采油厂在钻井工程时采取了生态保护措施保护区域内草地及耕地生态系统。例如严格控制了井场的临时及永久占地，井场钻井工程施工结束后及时对临时占地进行了生态恢复，最大力度降低了油田开发对区域生态系统的影响。并严格控制了该区域油田作业范围，严格运行期管理，减小了对区域生态系统的扰动，保证了不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐碱化等，采取了井场平整、压实，开挖土方已合理利用填埋；施工期间未对占地外的地表植被造成碾压和破坏；在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置了钢筋砼板涵，保证了道路两侧洪沟的畅通；生产期已严格作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证了各类设施的泄洪

能力；管道工程施工期间，划定了施工活动范围，车辆均采用“一”字型作业法，严格避免开辟新路，管沟挖、填方作业做到了互补平衡，未造成弃土方堆积和过多借土，未增加新的水土流失，管沟回填阶段均按层回填，回填后予以平整、压实，施工期间对开发建设施工材料划定了适宜的堆料场，未破坏占地外的植被，未增加裸地面积而新增的水土流失。

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

环境风险相关措施：经调查，第十采油厂朝 86 区块未发生过环境风险事故。第十采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《第十采油厂突发事件总体应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《井喷突发事件专项应急预案》、《油气泄漏事件专项应急预案》、《输油系统突发事件专项预案》等专项应急预案并定期开展应急演练。建议增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

根据以上分析及现场勘查，现有区块内未发现环境问题。



图 3.8-2 1#平台现状照片



图 3.8-3 2#平台现状照片

3.9 依托工程分析

3.9.1 依托工程能力核实及运行现状分析

本项目油井产液经集输管道进入朝 16 转油站。经朝 16 转油站处理后的含水油输至朝一联脱水站经“游离水+电脱水”两段脱水工艺进行脱水处理，分离出的污水进入朝一联合油污水深度处理站处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》

(Q/SYDQ0639-2015)限值要求:“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”后进行回注。

3.9.1.1 原油集输系统

①朝 16 转油站

朝 16 转油站建于 1990 年，站内采用“三合一”处理工艺，含水油外输至朝一联脱水站。站外系统以环状掺水集油流程为主，辖集油间 9 座，油井 168 口（生产井数 158 口）。朝 16 转油站设计处理能力 5000t/d，目前实际处理量为 3123.6t/d，负荷率为 62.47%。本次产能进新井 4 口，均就近接入已建集油间。进新井后，朝 16 转油站产量预测见表 3.9-1，站内主要设备见表 3.9-2，站场能力核实见表 3.9-3。

表 3.9-1 新井进入后朝 16 转油站产液量预测表

区块	项 目	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
老站	产油量 (t/d)	190	172	151	138	128	120	110	101	93	83
	产液量 (t/d)	581	558	528	513	501	492	482	475	465	456
新井	产油量 (t/d)	/	34	27.2	21.6	17.6	14.4	12	10.4	9.6	8.4
	产液量 (t/d)	/	56.7	46.1	37.2	30.9	25.7	21.8	19.3	18.1	16.2
合计	产油量 (t/d)	190	206.0	178.2	159.6	145.6	134.4	122.0	111.4	102.6	91.4
	产液量 (t/d)	581	614.7	574.1	550.2	531.9	517.7	503.8	494.3	483.1	472.2

表 3.9-2 朝 16 转油站站內主要设备

设备名称	规格型号	投产时间	数量	设计能力		备注
				单台	合计	
“三合一”	Φ 3.6m×16m	1990	2	5000t/d	6000t/d	
掺水炉	Φ 3×15	1990	2	2.32 MW	9.28MW	
	Φ 3×15	2018	2	2.32 MW		
外输泵	CH-DYDJ25-30×6A	2011	1	43m ³ /h	43m ³ /h	H=180m
	YDJ25-30A×6	2020	1	43m ³ /h		H=180m
掺水泵	DF80-50×8	2020	1	80m ³ /h	260m ³ /h	H=400m
	DY85-45×5	2019	1	85m ³ /h		H=225m
	YDJ60-50×5	2016	3	60m ³ /h		H=250m
回掺泵	SJ-3	2005	1	0.18m ³ /h	0.18m ³ /h	H=22m

表 3.9-3 朝 16 转油站站內主要设备能力核实表

项 目	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
处理量 (t/d)	3123.6	3157.3	3116.7	3092.8	3074.5	3060.3	3046.4	3036.9	3025.7	3014.8
“三合一”负荷率 (%)	62.47	63.15	62.33	61.86	61.49	61.21	60.93	60.74	60.51	60.30
掺水加热负荷 (MW)	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08
掺水炉负荷率 (%)	44.25	44.25	44.25	44.25	44.25	44.25	44.25	44.25	44.25	44.25
掺水量 (m ³ /h)	105.9	105.9	105.9	105.9	105.9	105.9	105.9	105.9	105.9	105.9
掺水泵负荷率	40.75	40.75	40.75	40.75	40.75	40.75	40.75	40.75	40.75	40.75

项 目	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
(%)										
外输量 (m ³ /h)	25.43	26.93	25.06	23.95	23.10	22.43	21.78	21.31	20.79	20.26
外输泵负荷率 (%)	59.13	62.64	58.29	55.70	53.71	52.17	50.64	49.56	48.35	47.12

朝 16 转油站站外系统采用单管环状掺水流程，站内均采用“三合一”流程，含水油采用掺水外输方式，站外来液经“三合一”处理后，含油污水进入“二合一”升温后，一部分作为站外系统掺水，一部分由回掺泵掺入外输泵入口，为外输含水油升温。工艺流程示意图见图 3.9-1。

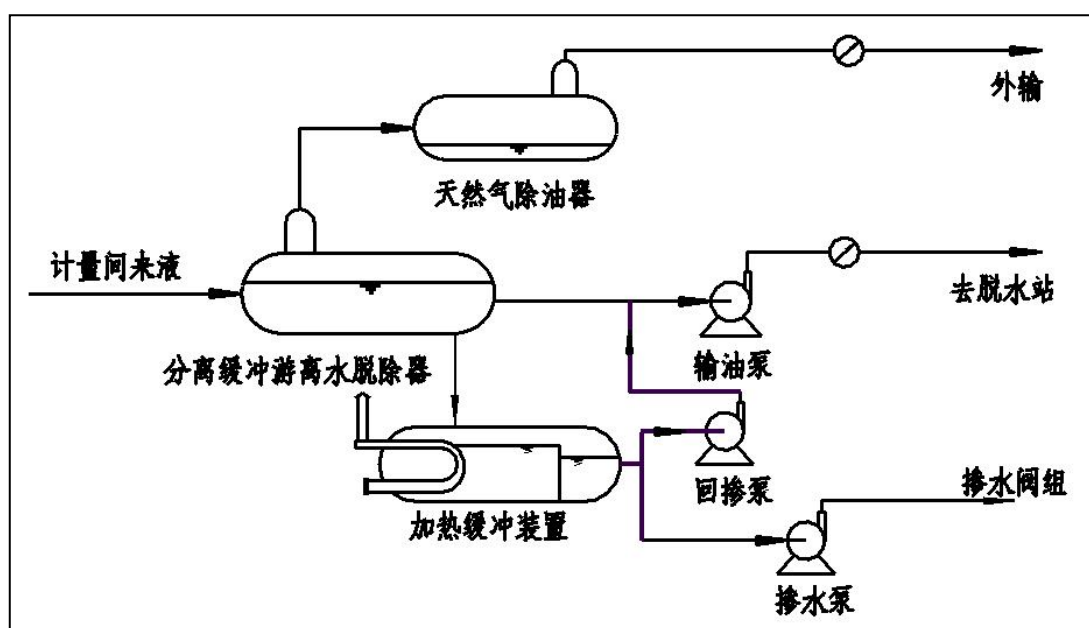


图 3.9-1 朝 16 转油站工艺流程图

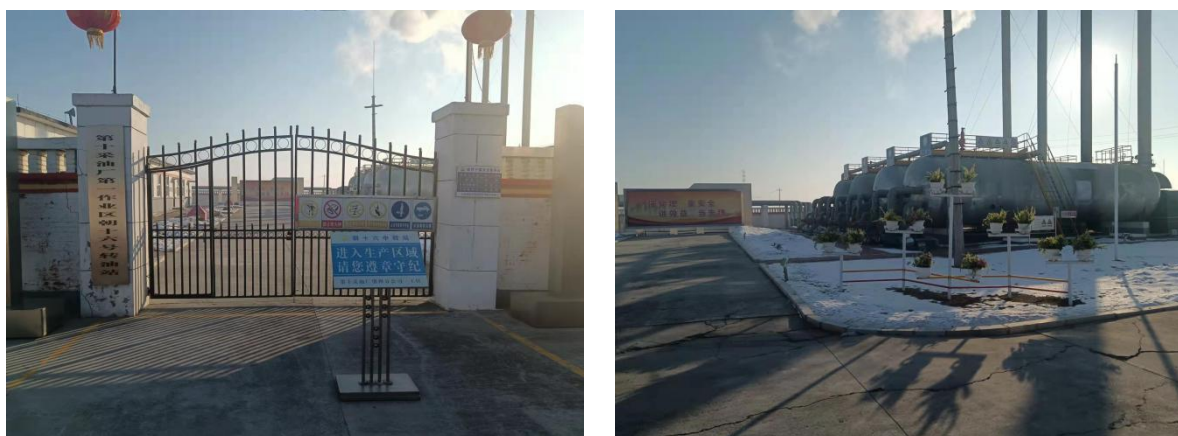


图 3.9-2 朝 16 转油站现状

本项目 4 口油井新增采出液量约为 56.7t/d，新增产能后朝 16 转油站三合一装置处理量为 3180.3t/d，负荷率为 63.61%，满足开发需求。

根据现场勘查,目前朝 16 转油站运行正常,根据大庆中环评价检测有限公司于 2022 年 2 月 17 日-18 日对朝 16 转油站的监测结果可知(见附件),朝 16 转油站加热炉颗粒物浓度为 9.1~10.0mg/m³,NO_x 浓度为 72~80mg/m³,SO₂ 浓度为 22~27mg/m³,烟气黑度 <1,朝 16 转油站加热炉排放的颗粒物、NO_x、SO₂、烟气黑度可以满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 1 中在用燃气锅炉标准,朝 16 转油站排放的非甲烷总烃厂界浓度 0.48~0.79mg/m³之间,满足《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996)表 2 中无组织排放监控浓度限值;朝 16 转油站排放的非甲烷总烃泵房外监控点 1h 平均浓度值在 0.59~0.74mg/m³之间,任意一次浓度值在 0.70~0.71mg/m³之间,满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求;朝 16 转油站厂界噪声昼间在 46.5~51.7dB(A)之间,夜间在 43.8~48.7dB(A)之间,可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准,本项目依托可行。

②朝一联脱水站

朝一联脱水站于 1987 年建成投产,站内采用“三合一+电脱水”处理工艺,辖集油阀组间 38 座,生产油井 463 口,是采油十厂总外输口,该站游离水脱除设计能力 25000t/d,目前实际处理量为 9308t/d,负荷率为 37.23%;电脱设计能力为 4300t/d,目前实际处理量为 1591.8t/d,负荷率为 37.02%。

本次产能朝 16 转的 4 口新井产液最终均进入朝一联脱水站,新井进入后,朝一联脱水站产量预测、主要设备及能力核实分别见表 3.9-4~6。

表3.9-4 朝一联脱水站产量预测表

类别	时间(年)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
老站	产油量(t/d)	796	745	692	637	599	562	525	490	467	439
	产液量(t/d)	1808	1771	1729	1695	1677	1663	1650	1627	1617	1598
	外输量(m ³ /d)	2211	2060	1868	1731	1597	1476	1366	1268	1179	1100
新井	产油量(t/d)		34	27.2	21.6	17.6	14.4	12	10.4	9.6	8.4
	产液量(t/d)		56.7	46.1	37.2	30.9	25.7	21.8	19.3	18.1	16.2
合计	产油量(t/d)	796	779	719.2	658.6	616.6	576.4	537	500.4	476.6	447.4
	产液量(t/d)	1808	1827.7	1775.1	1732.2	1707.9	1688.7	1671.8	1646.3	1635.1	1614.2
总外输油量(m ³ /d)		2211	2211.0	1866.7	1806.4	1757.1	1728.1	1705.3	1685.6	1658.2	1646.1

表3.9-5 朝一联脱水站站主要设备

设备名称	规格型号	数量	设计能力		备注
			单台	合计	
“三合一”	Φ3.6m×16m	6	5000t/d	30000t/d	

设备名称	规格型号	数量	设计能力		备注
			单台	合计	
除油器	Φ3×9.6m	3	1000m³/h	3000m³/h	
脱水炉	ZS2000-Y/1.0-Q	2	2.0MW	4.0MW	
电脱水器	Φ4m×16m	3	2150t/d	6450t/d	
外输泵	DY85-67×9	2	85m³/h	170m³/h	H=603m
	SLKDY125-64×10	1	125m³/h		H=640m
脱水泵	150kY180-275 II	1	128m³/h	128m³/h	
	150ZSW50	1	150m³/h		

表3.9-6 朝一联脱水站负荷表

时间（年）	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
处理量（t/d）	9308	9346.9	9294.3	9251.4	9227.1	9207.9	9191.0	9165.5	9154.3	9133.4
“三合一”负荷率（%）	37.23	37.39	37.18	37.01	36.91	36.83	36.76	36.66	36.62	36.53
30%含水油量（m³/h）	52.34	51.22	47.29	43.30	40.54	37.90	35.31	32.90	31.34	29.42
脱水泵负荷率	40.89	40.01	36.94	33.83	31.67	29.61	27.58	25.70	24.48	22.98
电脱负荷率（%）	37.02	36.23	33.45	30.63	28.68	26.81	24.98	23.27	22.17	20.81
脱水加热负荷（MW）	0.54	0.53	0.49	0.44	0.42	0.39	0.36	0.34	0.32	0.30
脱水加热负荷率（%）	26.86	26.28	24.27	22.22	20.81	19.45	18.12	16.88	16.08	15.10
掺水加热负荷（MW）	9.08	9.11	9.11	9.11	9.11	9.11	9.11	9.11	9.11	9.11
掺水炉负荷率（%）	72.67	72.86	72.86	72.86	72.86	72.86	72.86	72.86	72.86	72.86
掺水量（m³/h）	312.50	313.30	313.30	313.30	313.30	313.30	313.30	313.30	313.30	313.30
掺水泵负荷率（%）	62.50	62.66	62.66	62.66	62.66	62.66	62.66	62.66	62.66	62.66
外输量（m³/h）	92.13	79.41	76.57	74.25	72.85	71.74	70.81	69.59	69.05	68.06
外输泵负荷率（%）	54.19	46.71	45.04	43.67	42.85	42.20	41.65	40.94	40.62	40.04
外输加热负荷（MW）	1.40	1.20	1.16	1.13	1.11	1.09	1.07	1.06	1.05	1.03
外输炉负荷率（%）	34.95	30.12	29.05	28.17	27.64	27.22	26.86	26.40	26.19	25.82

朝一联脱水站采用“三合一+电脱水”两段处理工艺，分离出的游离水经掺水泵升压后掺入系统；净化油（含水率<3%）外输。分离出的天然气经过天然气除油器和干燥器处理后自耗，工艺流程示意图见图 3.9-3。

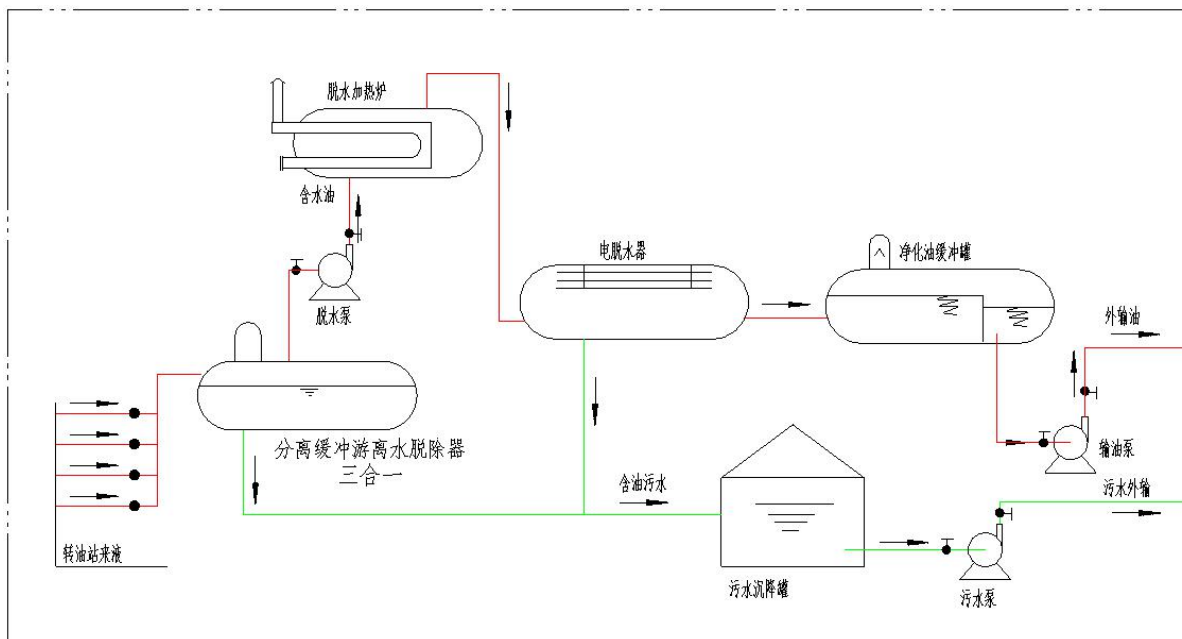


图 3.9-3 朝一联脱水站工艺流程图



图 3.9-2 朝一联脱水站现状

本项目 4 口油井新增产能后，游离水脱除负荷为 37.46%，电脱负荷率为 38.34%，可满足本项目依托。

根据现场勘查，目前朝一联脱水站运行正常，根据大庆中环评价检测有限公司于 2022 年 2 月 17 日-18 日对朝一联脱水站的监测结果可知（见附件），朝一联脱水站加热炉颗粒物浓度为 10.4~11.3mg/m³，NO_x 浓度为 83~89mg/m³，SO₂ 浓度为 18~23mg/m³，烟气黑度<1，朝一联脱水站加热炉排放的颗粒物、NO_x、SO₂、烟气黑度可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 中在用燃气锅炉标准，朝一联脱水站排放的非甲烷总烃厂界浓度 0.60~0.82mg/m³ 之间，满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值；朝一联脱水站排放的非甲烷总烃泵房外监控点 1h 平均浓度值在 0.59~0.70mg/m³ 之间，任意一次浓度值在 0.68~0.71mg/m³ 之间，满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；朝一联脱水站厂界噪声昼间在 47.6~51.4dB(A)之间，夜间在 45.2~48.8dB(A) 之间，可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，本项目依托可行。

3.9.1.2 污水处理系统

本项目生产废水依托朝一联含油污水深度处理站，朝一联含油污水深度处理站设计规模为 7000m³/d，目前实际处理量为 5595m³/d，负荷率为 80%，出水水质为“5、1、1”（含油 5mg/L、SS1 mg/L、粒径中值 1μm），污水经过处理后回注地下。本项目新增污水 19.97m³/d，本项目投产后朝一联含油污水深度处理站负荷率为 80.2%，可以满足新增产能污水处理要求。

朝一联含油污水深度处理站主要采用“原水→沉降曝气除硫→气浮除油→两级过滤→超滤”处理工艺。朝一联含油污水深度处理站处理过程中产生的含油污泥由朝一联含油污泥处理站处理。工艺流程图如下：

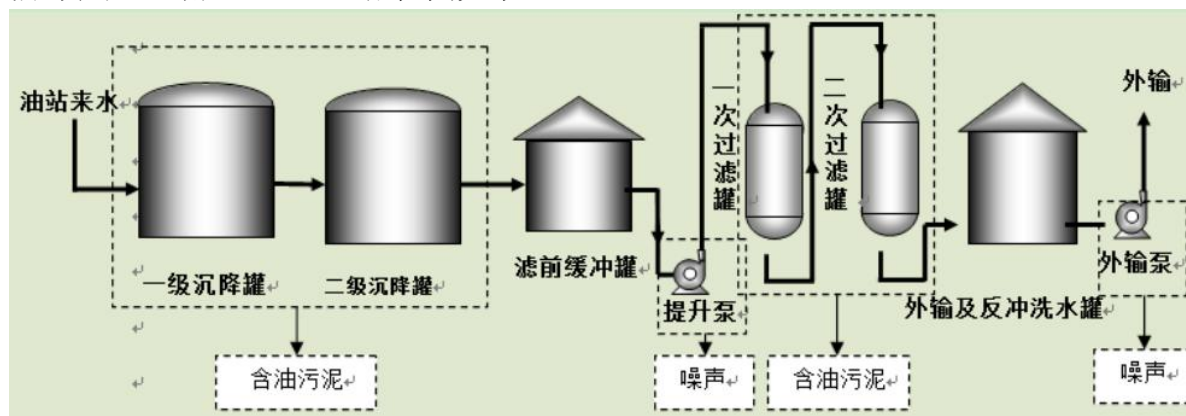


图 3.9-5 朝一联含油污水深度处理站工艺流程



图 3.9-6 朝一联含油污水深度处理站现状

根据现场勘查，目前朝一联含油污水深度处理站运行正常，根据大庆中环评价检测有限公司于 2021 年 9 月 6 日-7 日朝一联含油污水深度处理站的监测结果可知(见附件)，处理后的污水含油量为 2.76~3.07mg/L，悬浮固体含量为 1mg/L，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1μm”限值要求；朝一联含油污水深度处理站排放的非甲烷总烃泵房外监控点 1h 平均浓度值在 0.63~0.72mg/m³ 之间，任意一次浓度值在 0.71~0.73mg/m³ 之间，满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；朝一联含油污水深度处理站厂界噪声昼间在 46.5~51.3dB（A）之间，夜间在 43.2~49.2dB（A）之间，可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，本项目依托可行。

3.9.1.3 含油污泥处理站

本项目落地油及含油污泥依托朝一联含油污泥处理站进行处理，该站采用机械调质+超声分离+离心的处理工艺流程，设计规模 5m³/h，24h/d 连续运行，工作 180d/a，每年 4 月 30 日-10 月 30 日运行。年处理量为 3.2×10⁴ t/a，负荷率为 62%。本次产能建设落地油及含油污泥产生量为 0.436t/a，依托该站可行，可满足本项目需要。

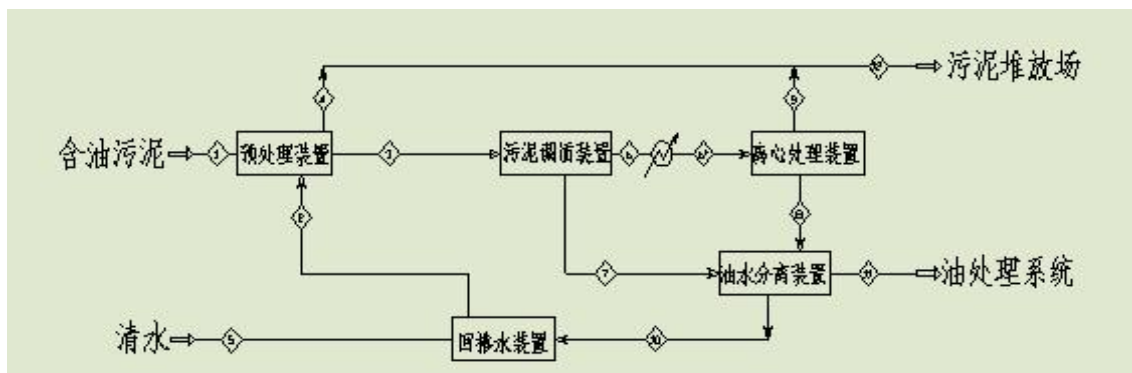


图 3.9-7 含油污泥处理工艺流程图



图 3.9-8 朝一联合油污泥处理站现状

根据现场勘查，目前朝一联合油污泥处理站运行正常，根据大庆中环评价检测有限公司对朝一联合油污泥处理站的监测结果可知（见附件），朝一联合油污泥处理站排放的非甲烷总烃厂界浓度 0.54~0.77mg/m³ 之间，满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值；朝一联合油污泥处理站排放的非甲烷总烃厂房外监控点 1h 平均浓度值在 0.57~0.70mg/m³ 之间，任意一次浓度值在 0.66~0.67mg/m³ 之间，满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；朝一联合油污泥处理站厂界噪声昼间在 47.6~52.2dB（A）之间，夜间在 45.5~49.9dB（A）之间，可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准；朝一联合油污泥处理站处理后的含油污泥石油类为 1.10×10³~1.11×10³mg/kg，含油污泥经朝一联合油污泥处理站处理后再委托有资质单位处理，满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 限值，用作采油十厂垫井场和通井路，本项目依托可行

3.9.1.5 采油八厂一般工业固废填埋场

该填埋场设计容纳能力为 34000t，目前处理量 23800t，剩余处理能力为 10200t，处理能力满足本工程需求。该填埋场已取得大庆市环境保护局批复（批复文号：庆环建字 [2011]171 号），并通过竣工环保验收（批复文号：庆环监字 [2014]38 号），本工程产生一般固废约 0.49t，本工程建成后，该填埋场负荷率为 70%，能满足本工程依托需求，项目排污许可证正在申领中。

3.9.2 依托工程审批情况

本项目依托场站环保手续详见表 3.9-7。

表 3.9-7 本项目现有工程即依托场站环保验收手续

序	名称	环评文件	环评批复文号	工程运行及验收情况
---	----	------	--------	-----------

号				
1	朝一联脱水站	第十采油厂朝一联改造工程	庆环建字【2013】136号	2019.10 通过环评验收
2	朝一联含油污水深度处理站	第十采油厂朝一联改造工程	庆环建字【2013】136号	2019.10 通过环评验收
3	朝16转油站	朝阳沟油田朝66区块加密井2015年产能建设工程	庆环审【2015】165号	2020.1通过环评验收
4	朝一联含油污泥处理站	第十采油厂朝阳沟油田朝 94 区块加密井产能建设工程	庆环建字【2012】189号	2019.10 通过环评验收
5	采油八厂工业固废填埋场	工业固废处置工程	庆环建字(2011)171号	庆环验(2014)38号

3.10 建设项目工程分析

3.10.1 污染影响因素分析

3.10.1.1 施工期

地面建设内容包括 4 口油井的原油集输、供配电及道路等系统工程。在井场、道路建设以及管线挖沟敷设等过程都会对地表植被造成破坏，此外还会产生扬尘、噪声、生活污水、生活垃圾、施工废料等污染物。本项目施工期产污环节详见图 3.10-1。

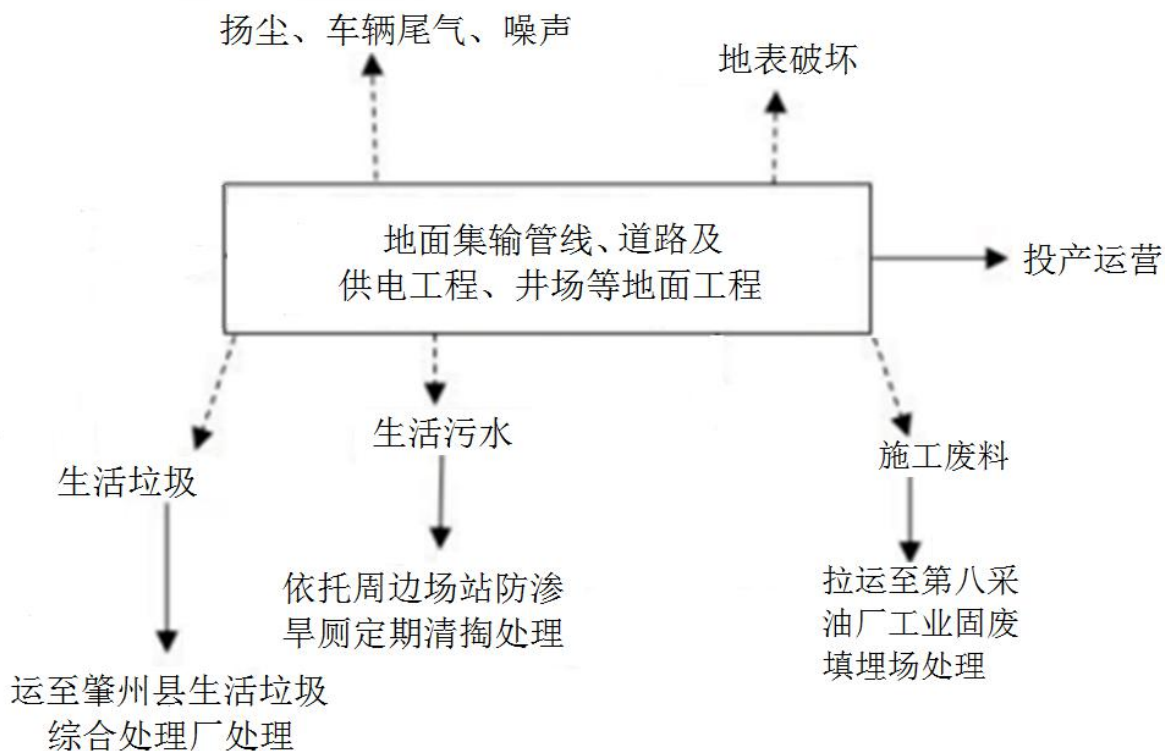


图 3.10-1 本项目施工期产污环节图

3.10.1.2 运行期

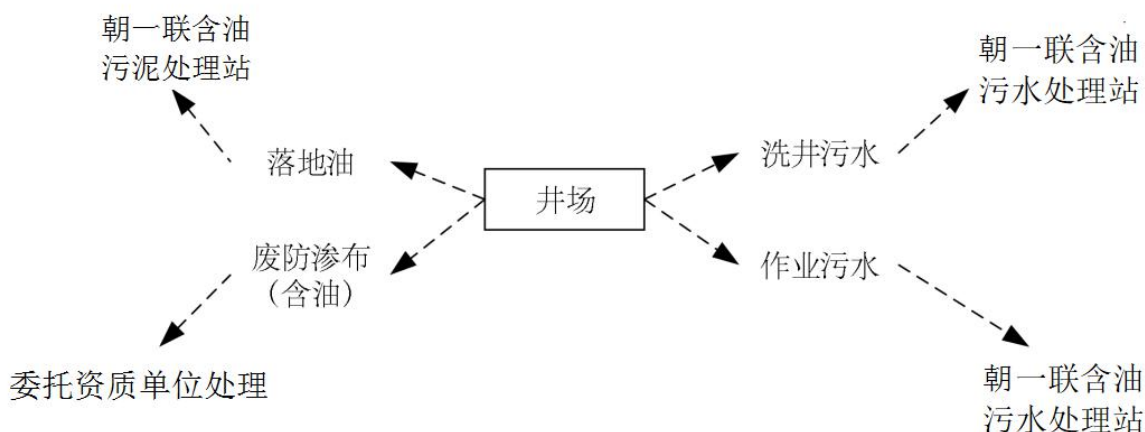


图 3.10-3 运营期非正常工况工艺流程及产污示意图

3.10.2 生态影响因素分析

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

(1) 管道敷设、道路及场站建设

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、道路建设等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对土壤的扰动和植被的破坏，对沿途的动物形成惊扰，造成的土地裸露加剧水土流失。本工程管道和道路施工作业带宽度约 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。

3.10.3 污染源源强核算

3.10.3.1 施工期污染源源强核算

(1) 废气

本项目施工期大气污染源项主要是井场施工、管沟开挖、道路敷设、土方堆填、车辆运输、恢复原有地面等过程中产生的扬尘及二次扬尘。

①地面工程施工车辆排放的尾气及施工产生的扬尘

本项目施工活动包括井场地面建设、集输管道及通井路、供配电等地面工程。施工车辆排放的尾气，道路、管道施工产生的扬尘，尤其是灰土运输将给运输道路的沿线带来扬尘污染。扬尘粒径分布为： $<5\mu\text{m}$ 约占 8%、 $5\sim 30\mu\text{m}$ 约占 24%、 $>30\mu\text{m}$ 约占 68%。根据相关工程的现场模拟数据调查，施工时运输车辆下风向 50m 处的浓度约为 $11.63\text{mg}/\text{m}^3$ 。

②管线施工产生的扬尘

本项目管线施工临时占地面积 2.4hm^2 ，参考对土建工程现场扬尘实地监测结果，TSP 产生系数为 $0.01\sim 0.05\text{mg}/\text{m}^2\cdot\text{s}$ ，考虑本项目实际情况，TSP 产生系数取 $0.02\text{mg}/\text{m}^2\cdot\text{s}$ ，取施工现场的扰动面积比为 70%，按每天施工时间 8h 计算，管线施工产生的扬尘为 $9.88\text{kg}/\text{d}$ 。

(2) 废水

①生活污水

根据《黑龙江省地方标准-用水定额》（DB23/T727-2021），施工期生活用水量每人 $80\text{L}/\text{d}$ ，地面建设期施工人员 20 人，施工期间生活用水量为 $1.6\text{t}/\text{d}$ ，生活污水按用水量的 80% 计算，则生活污水量为 $1.28\text{t}/\text{d}$ 。本项目施工期约 20d，则本工程产生生活污水 25.6t 。生活污水排入附近计量间或场站内旱厕，定期清掏外运堆肥处理。

项目施工期废水产生及排放情况详见表 3.10-1。

表 3.10-1 施工期废水污染物排放量表

序号	污染物名称	产生量	主要污染物	去向及措施
1	生活污水	25.6t	COD、 NH ₃ -N	施工人员产生的生活污水排入本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥

(3) 噪声污染源项分析

施工期产生的噪声主要施工机械和车辆运营噪声，具体排放情况见表 3.10-2。

表 3.10-2 本工程施工期噪声源统计表

噪声源	噪声值 dB (A)
挖掘机	70-90
搅拌机	60-70
推土机	70-90
电焊机	60-70
压路机	80-90
运输车辆等交通噪声	75-80

(4) 固体废物

②施工废料

本项目施工废料主要为焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产生的废防腐材料。管道施工废料产生量以 200kg/km 管道计，本项目新建管道 2.4km，因此，施工废料产生量约为 0.49t。施工废料最大限度回收利用后，剩余废料拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。

③生活垃圾

地面建设期间施工人员 20 人，施工期 20 天，每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，施工期生活垃圾产生量为 0.2t，生活垃圾统一收集后运至肇州县生活垃圾综合处理厂处理。

表 3.10-3 本工程施工期固体废物产生量统计表

序号	污染物名称	产生量	废物类型	处置去向
1	生活垃圾	0.2t	/	由环卫部门拉运至肇州县生活垃圾综合处理厂进行处理
2	施工废料	0.49t	一般废物	拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理

3.10.3.2 运行期污染源强核算

(1) 废气

①烃类气体

由于本项目油气集输全部采用密闭集油工艺流程，烃类气体的排放主要是某些设备的超压放空，储罐和管线的油气挥发以及天然气使用过程中的泄漏所致，主要排放地点为采油井场及集输场站。非甲烷总烃挥发量按《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中的规定，油田开采为 1.4175g/kg 原油，本工程建成后年产原油 1.02×10^4 t/a，则本次产能非甲烷总烃挥发量为 14.46t/a。

②加热炉烟气

本工程运行期产生的废气主要来自依托转油站锅炉产生烟气，加热炉为燃气炉，产生的烟气较为清洁。根据实测数据（监测时间为 2022 年 2 月 17 日-18 日，见附件），

朝 16 转油站加热炉排放的废气中 SO₂ 平均值约为 24.8mg/m³，NO_x 平均值约为 75.8mg/m³，颗粒物平均值约为 9.7mg/m³。能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 中在用燃气锅炉标准限值要求。本项目建成后，新增耗气量为 30.2×10⁴m³/a，新增废气量约为 341.26×10⁴m³/a，SO₂ 0.060t/a，NO_x 0.18t/a，颗粒物 0.023t/a。

本项目建成后，依托场站加热炉新增烟气污染物排放见表 3.10-4。

表 3.10-4 依托场站加热装置新增污染物排放量

场站名称	排气筒高度	燃气量（万 Nm ³ /a）	烟气量（万 Nm ³ /a）	污染物排放情况（t/a）		
				SO ₂	NO _x	颗粒物
朝 16 转油站加热炉	25m	30.2	341.26	0.085	0.26	0.033
合计		30.2	341.26	0.085	0.26	0.033

（2）废水

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

①油田采出水

根据开发指标预测，本项目 4 口油井最大产液量为 1.7×10⁴m³/a，年生产 365d，含水率为 40%，则本项目油田采出水量为 6800t/a。油田采出水进入朝一联含油污水深度处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1μm”规定后回注油层。

②检修作业污水

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

结合大庆油田有限责任公司第十采油厂多年运营作业结果可知，油井作业周期 1.5 年，作业污水产生量 4m³/井次，油井作业污水量约 10.7m³/a。主要污染物为石油类、悬浮物，作业时需铺设防渗布。此部分污水通过罐车回收后送朝一联含油污水深度处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1μm”规定后回注油层，不外排。

③清防蜡洗井污水

项目油井清防蜡方式为热洗，热洗周期为 156d，热洗强度为 20m³/h，单口井洗井时间为 2.5-3h，则单口井热洗 1 次产生最大废水量为 60m³，项目油井共 4 口，共产生热洗废水量约为 240m³/次，一年大约洗井两次，共产生洗井废水 480m³/a，热洗废水通过

罐车回收后送朝一联合油污水深度处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1μm”规定后回注油层，不外排。

（3）噪声

本项目运营期依托工程不新增设备，项目运行期噪声源主要来自抽油机机械噪声、加热装置运行产生的噪声，主要噪声污染源强核算结果及相关参数一览表见表 3.10-5。

表 3.10-5 噪声污染源强核算结果及相关参数一览表 单位：dB(A)

工序/生产线	装置	噪声源	声源类型	噪声声源	
				核算方法	噪声值 dB (A)
井场	抽油	抽油机	连续	类比法	65-80
依托场站	机泵	机泵	连续	类比法	75-90
	压缩机	压缩机	连续	类比法	80-85
	风机	风机	连续	类比法	70-80

（4）固体废物

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

①含油污泥

结合油田实际产生情况和多年统计数据，生产万吨原油的排泥量（固相）一般按约 0.3t 计算，本项目产能 1.02×10^4 t/a，则本项目含油污泥产生量 0.306t/a，为危险废物，危废代码为 HW08/071-001-08，统一收集送朝一联合油污泥处理站处理。

②落地油

由于该区块地层压力较低，加上检修作业期间污油污水采用作业污油污水回收装置，因此产生的落地油量很少。考虑意外情况且按最不利状态，一般每口井检修作业期间产生的落地油可按 50kg/井·次，检修作业频率一般 1.5 年，因此检修作业产生的落地油为 0.13t/a，落地油全部回收拉运至朝一联合油污泥处理站处理，落地油回收率为 100%。

③含油废防渗布

根据油田现场的实际生产情况调查，每口油井作业面积约 400m²，防渗布重量按 500g/m² 计，可计算单井产生量约 0.2t，本项目油井共计 4 口，则含油废防渗布产生量约为 0.8t/a，为危险废物，危废代码为 HW49/900-041-49，最终由有资质单位进行处理。

本项目危险废物具体情况见表 3.10-6。

表 3.10-6 危险废物情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	含油污泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.306t/a	设备清淤	液态	油泥砂	石油类	设备清淤每年一次	T、I	送朝一联合含油污泥处理站处理
2	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.13t/a	油井作业	液态	油泥砂	石油类	油井作业 1.5 年/次	T、I	送朝一联合含油污泥处理站处理
3	作业废防渗布	HW49 其他废物	900-041-49	0.8t/a	作业	固态	油泥砂	石油类	油井作业 1.5 年/一次	T、I	由有资质单位进行处理

本项目污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.10-7~表 3.10-10。

表 3.10-7 废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间/h
				核算方法	废气产生量万 m ³ /a	产生浓度 mg/m ³	产生量 t/a	工艺	效率 %	核算方法	废气排放量万 m ³ /a	排放浓度 mg/m ³	排放量 t/a	
原油开采	井场、场站、管线等	无组织排放	非甲烷总烃	产污系数法	—	—	14.46	—	0	产污系数法	—	—	14.46	8760
油气集输	朝 16 转油站	加热炉排气筒	SO ₂	实测法、类比法、产污系数法	341.26	24.8	0.060	—	0	实测法、类比法、产污系数法	341.26	24.8	0.060	8760
			NO _x			75.8	0.18		0			75.8	0.18	
			颗粒物			9.7	0.023		0			9.7	0.023	

表 3.10-8 废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施	污染物排放				排放时间 (h)
				核算方法	产生废水量 (t/a)	产生浓度 (mg/L)	产生量 (t/a)		核算方法	排放废水量 (t/a)	排放浓度 (mg/L)	排放量 (t/a)	
油井检修作业	油井	作业污水	石油类	类比法	10.7	1000	0.01	通过罐车回收后送朝一联含油污水深度处理站处理后最终回注油层，不外排	/	/	/	/	/
油井洗井	油井	洗井污水	石油类	类比法	480	1000	0.48		/	/	/	/	/
原油集输	原油处理装置	油田采出水	石油类	物料衡算法	6800	1000	6.8	进入朝一联含油污水深度处理站处理后最终回注油层，不外排	/	/	/	/	/

表 3.10-9 噪声污染源源强核算结果及相关参数表

工序/生产线	装置	噪声源	声源类型	噪声声源		降噪措施		噪声排放值		持续时间 (h)
				核算方法	噪声值 dB (A)	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值 dB (A)	
井场	抽油	抽油机	连续	类比法	65-80	低噪声设备、定期保养	/	类比法	65-80	8760
依托场站	机泵	机泵	连续	类比法	75-90		/	类比法	75-90	8760
	压缩机	压缩机	连续	类比法	80-85		/	类比法	80-85	8760
	风机	风机	连续	类比法	70-80		/	类比法	70-80	8760

表3.10-10 固体废物污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序/生产线	装置	固体废物名称	固废属性	产生情况		处置措施		最终去向
				核算方法	产生量 (t/a)	工艺	处置量 (t/a)	
原油集输	场站	含油污泥	危险废物	类比法	0.306	采用机械调质+超声分离+离心处理工艺	0.306	送朝一联合油污泥处理站处理
油井作业	油井	落地油	危险废物	类比法	0.13	采用机械调质+超声分离+离心处理工艺	0.13	送朝一联合油污泥处理站处理
油井作业	油井	含油废防渗布	危险废物	类比法	0.8	由有资质单位进行处理	0.8	由有资质单位进行处理

3.10.4 污染物“三本帐”汇总

由于本项目施工期产生的各种污染物将随施工活动的结束而消失，因此本次评价只对拟开发区块运行期污染物排放情况进行核定。污染物排放量汇总见表 3.10-11。

表 3.10-11 项目污染物排放情况

污染物名称	单位	现有工程排放量	本工程排放量	总排放量	排放增减量
烟气量	10 ⁴ m ³ /a	6034.2	341.26	6375.46	6375.46
SO ₂	t/a	0.91	0.085	0.995	0.995
NO _x	t/a	2.6	0.26	2.86	2.86
颗粒物	t/a	0.327	0.033	0.36	0.36
非甲烷总烃	t/a	65.48	14.46	79.94	79.94

3.11 清洁生产分析

3.11.1 井下作业的清洁生产工艺

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

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

(3) 在井下作业过程中，产生的作业废水经区块含油污水处理站处理后回注油层，对作业过程中散落的落地油，采用“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，可使落地油的回收率达到 100%。

3.11.2 油气集输的清洁生产

(1) 优化布局

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

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

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

(2) 油气集输采用全密闭集输流程

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

(3) 油田采出水处理

为了保护环境和节约用水，本项目运行期油田采出水全部经朝一联合油污水深度处理站处理达标后回注油层，不外排。

(4) 在井场、道路、集输管线等系统施工完成后立即复垦绿化，植被恢复率要达到 90%以上，可有效降低工程施工对环境的影响。

3.11.3 先进的环境管理

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

通过与《石油天然气开采业污染防治技术政策》对比分析本项目清洁生产水平，本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中对清洁生产的各项指标对比见表 3.11-1。

表 3.11-1 清洁生产分析一览表

序号	《石油天然气开采业污染防治技术政策》有关清洁生产的要求	本项目处理方式	符合性
1	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本项目油气集输采用密闭工艺，可有效减少油气损失，各种废弃物均得到合理有效集中处理	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂	使用无毒无害油气田化学剂	符合
3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	配备泄油器、刮油器。落地原油及时回收，回收率达到 100%	符合
4	酸化、压裂作业和试油（气）过程应采用防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	本项目、地面管线采取防刺、防漏、防溢等措施	符合
5	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注气开采，鼓励采出水处理后回注于注气锅炉	采出水经朝一联合油污水深度处理站处理满足标准后回注油层	符合
6	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统	油气集输采用密闭工艺，油气集输过程中烃类挥发系数为 1.4175‰，集输损耗率小于 0.5%	符合
	新、改、扩建油气田油气集输损耗不高于 0.5%，2010 年 12 月 31 日前建设的油气田油气集输损耗不高于 0.8%		

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境状况

4.1.1 地理位置

本工程位于大庆市肇州县朝阳乡兰仁贵屯南侧 350m 处，地理坐标为东经 124°54'40.99"~124°52'30.36"，北纬 45°48'11.51"~45°47'51.05"。具体地理位置见附图 1。

4.1.2 地形地貌

本工程位于松花江、嫩江一级阶地上，境内无山岭，地势平坦，总体地势呈东高西低。地貌表现为波状起伏的低平原，稍高处为平缓漫岗，平地上为耕地和草地。本工程主要位于耕地中，兼有少量盐碱化草地，地貌类型较单一。

4.1.3 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 2-2.2m，年平均气温 5.0℃，月平均最低气温-19.6℃，极端最低气温-37.5℃，月平均最高气温 23.6℃，极端最高气温 36.2℃。

4.1.4 水文地质

油田开发区所处松辽盆地属于我国东部新华夏第二沉积带，即中生代的一个大型沉积盆地，周围被山脉所环绕，中间是一片广阔的大平原，从而构成一个良好的地下水汇集径流贮存盆地。地区内含水层岩组主要为第四系上更新统沼泽沉积粉细砂潜水含水层和第三系含砾岩承压水含水层，其分布规律大致呈现从西到东、从南向北逐渐变薄；其埋藏深度呈现从东北到西南由深而浅。包气带厚度为 8-9m。第四系潜水埋藏深度一般为 3~12m，单井涌水量 2~5t/h，上部为黄土状亚粘土或亚砂土。第三系承压水含水层单井涌水量为 20~40t/h，地下水承压水头为 20~40m 不等，上部为中细砂、泥岩、砂质泥岩。地下水动态变化及形成途径有三个方面的影响而产生的液态水。

4.1.5 土壤类型与植被分布

该区土壤类型主要有石灰黑钙土等。

野生植物有蒲公英、车前子、地丁、防风、艾蒿、狼毒、龙胆草、苍耳、甘草、荆芥、柴胡、三棱草、茅草、杨树、榆树、柳树、碱草、芦苇等。粮食作物有玉米、高粱、谷子等。经济作物有线麻、芝麻、甜菜、向日葵、大豆等。

4.1.6 野生动物分布

区域内原始动物中鸟类主要有喜鹊、麻雀、云雀、家燕、丹顶鹤等，兽类主要有狐、鼬、兔、鼠、黄羊、狍子、狼等，两栖类和爬行动物主要有无斑雨蛙、黑斑蛙、蛇等，鱼类主要有鲤鱼、鲢鱼、鲫鱼、草鱼、鲈鱼、鳊鱼等。由于受人为因素影响明显，荒野被开垦为农田，工业迅速发展，管道沿线大型鸟兽基本绝迹，大群雁鸭等主要集中在湖泊湿地中。

4.1.7 环境敏感区调查

本工程位于黑龙江省大庆市肇州县境内，油田区块开发区内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等环境敏感区域。距离本项目最近自然保护区为 1#平台东北侧 37km 处的卫星牧场。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，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 环境质量现状调查与评价

委托大庆中环评价检测有限公司于 2022 年 2 月 17 日至 2 月 23 日对评价范围内环境空气、土壤环境、地表水环境、地下水环境、声环境质量现状进行了监测。

4.2.1 环境空气质量现状监测与评价

4.2.1.1 环境空气质量达标区判定

本项目区域环境空气质量引用《2020 年大庆市生态环境状况公报》，2020 年，大庆市共进行了 366 天有效环境空气质量自动监测，其中全年环境空气质量优良天数为 326 天，环境空气质量优良率为 89.1%。2020 年，大庆市城区环境空气中二氧化硫年均浓度为 $9\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，日均值浓度范围为 $3\sim 39\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量一级标准限值；二氧化氮年均浓度为 $18\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，日均值浓度范围为 $4\sim 59\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量一级标准限值；可吸入颗粒物（ PM_{10} ）年均浓度为 $45\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量二

级标准限值；细颗粒物（PM_{2.5}）年均浓度为 28μg/m³，优于国家环境空气质量二级标准限值；一氧化碳 24 小时平均第 95 百分位数为 1.1mg/m³，日均浓度范围为 0.2~2.0mg/m³，优于国家环境空气质量一级标准限值；臭氧最大 8 小时平均第 90 百分位数为 130μg/m³，日均值浓度范围为 26~219μg/m³，优于国家环境空气质量二级标准限值。

本项目区域空气质量现状评价见表 4.2-1。

表 4.2-1 区域空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	9μg/m ³	60μg/m ³	15%	达标
NO ₂	年平均质量浓度	18μg/m ³	40μg/m ³	45%	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	45μg/m ³	70μg/m ³	64.3%	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	28μg/m ³	35μg/m ³	80%	达标
CO	第 95 位日平均质量浓度	1.1mg/m ³	4mg/m ³	27.5%	达标
O ₃	第 90 位最大 8h 平均质量浓度	130μg/m ³	160μg/m ³	81.25%	达标

以上统计结果表明，项目所在区域内空气污染因子 PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃ 均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准的要求，判定项目所在区域为达标区。

4.2.1.2 特征污染物环境空气质量现状补充监测

(1) 监测点位布设

本项目委托大庆中环评价检测有限公司于 2022 年 2 月 17 日至 2 月 23 日对评价区域特征污染物进行环境质量现状补充监测，区域特征污染物为非甲烷总烃，具体点位见表 4.2-2，现状监测点位见附图 7。

表 4.2-2 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
		东经	北纬				
A1	兰仁贵屯	125.50768	45.71978	非甲烷总烃	2022.2.17-2022.2.23	2#平台北侧 350m	350m
A2	马家窝棚	125.49901	45.70471		2022.2.17-2022.2.23	2#平台西南侧 1361m	1361m

(2) 监测项目

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

(3) 监测频次

监测频次为连续 7 天，每天采样 4 次。

(4) 评价方法

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

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

式中： I_i —第 i 种污染物的最大浓度占标率，%；

C_i —第 i 种污染物平均浓度， mg/m^3 ；

C_{oi} —第 i 种污染物环境质量标准， mg/m^3 。

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

(5) 评价标准

《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准限值。

(6) 监测及评价结果

特征污染物现状监测及评价结果详见表 4.2-3。

表 4.2-3 特征污染物现状监测及评价结果 单位： mg/m^3

监测点位	监测点坐标		污染物	平均时间	评价标准 mg/m^3	监测浓度范围 mg/m^3	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况
	东经	北纬							
兰仁贵屯	125.50768	45.71978	非甲烷	1h	2	0.43-0.80	40	0	达标
马家窝棚	125.49901	45.70471	总烃		2	0.48-0.72	36	0	达标

评价结果表明，特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准要求。说明评价区域内大气环境质量较好，未受油田开发影响。

4.2.2 地下水环境质量现状评价

4.2.2.1 水文地质条件调查

(1) 地形地貌

查区地表普遍被第四系覆盖。地表为缓波状起伏的低平原地貌景观。地面海拔高程在 121.79-193.21m 之间，相对高差 71.42m。地势起伏较大，区内分布着大面积农田、林带、油井，局部分布有村庄。

(2) 地层岩性

调查区内浅部地层从老到新依次为新近系大安组 (N_{1d}) 和第四系 (Q)。

1) 新近系大安组 (N_{1d})

新近系大安组地层在调查区内大部分分布，仅在调查区南部缺失。地层厚度一般为 0-46.0m。岩性：上部为黄、黄褐色砂质泥岩；中上部为黄色，黄褐色泥岩夹黑色泥岩薄层；下部为灰褐、土褐色泥质粉砂岩。砂质泥岩、泥岩和泥质粉砂岩质软、成岩性较差。普遍含黑色碳粒、钙质斑点及团块。底部为河流相沉积的灰、灰白、杂色砂岩、含砾砂岩及砂砾岩。岩石颗粒以石英为主，含少量岩石碎屑，分选性较差，磨圆度中等为次圆状。地层结构表现为下粗上细的明显正旋回特征。

本组地层与下伏地层为不整合接触。

2) 第四系(Q)

调查区广泛分布，其厚度一般 9.0-20.0m。上部为黄褐色粉质黏土，广泛分布；底部砂砾石含水层在调查区南部分布，调查区北部缺失。

本组地层与下伏地层为不整合接触。

根据收集的浅部钻孔资料，所揭露的地层按照岩土成因、结构、性质综合划分 2 层。对地层结构及特征描述如下：

①粉质黏土：黄褐色，冲积成因。土质较均匀。无地震反应，稍有光泽，干强度中等，韧性中等，软塑-可塑。渗透系数实验值 $K=0.099\text{m/d}$ ，孔隙度实验值 $n=44\%$ 。

②粉砂：灰色，淤积成因，颗粒较均匀，矿物成分以石英、长石等暗色矿物为主，含大量暗色矿物，中密，饱和。渗透系数实验值 $K=1.5\text{m/d}$ ，孔隙度实验值 $n=44\%$ 。

(3) 包气带

根据本次勘察地下水及浅部地层特征，调查区包气带厚度最大值为 5.5m，主要为粉质黏土，垂向渗透系数可取 0.099m/d ，分布连续稳定。

(4) 含水层

1) 第四系含水层

第四系潜水含水层岩性主要是粉质黏土，分布稳定，第四系承压含水层在调查区南部分布，北部缺失，岩性为灰白色砂砾石。

2) 新近系大安组承压含水层

新近系组含水层分布在调查区大部分地区分布，在调查区南部缺失。为承压含水层，含水层顶板埋深在 0-47.0m 之间，厚度在 0-17.0m 之间。含水层岩性为砂砾岩，孔隙较大，连通性好，渗透性好，富水性中等。

(5) 地下水补径排

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

1) 地下水补给

第四系潜水含水层地下水补给主要为大气降水入渗补给；

第四系承压含水层地下水补给主要为地下水径流补给和潜水垂向渗透补给；

新近系大安组含水层地下水补给主要为地下水径流补给和第四系垂向渗透补给。

2) 地下水径流

从潜水地下水等水位线图可看出，地下水的总径流方向为由北向南，局部地区潜水流向受地势控制。从承压水地下等水位线图可看出，第四系承压水在调查区整体流向为从西向东，主要受松花江影响。

3) 地下水的排泄

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

(6) 地下水动态

区域潜水含水层埋深较浅，水位变化主要受大气降水补给影响较大。根据已有资料，地下水枯水期为 1-3 月份，丰水期为 7-9 月份。调查期间(2021 年 3 月)潜水埋深 1.0m-5.5m 之间，潜水埋深变化较大，水位变化差 4.5m 左右。地下水流动缓慢，潜水位的高低受地形控制，调查区内潜水流向主要由北向南。

调查区内第四系承压水含水层主要受大气降水补给和人工开采影响较大。调查期间(2020 年 8 月)水位埋深 1.72m-3.5m 之间，水位埋深变化较大，水位变化差 1.78m。流向主要由西向东。

(7) 地下水开发利用现状

调查区大部分村镇用水及油田生产用水来自松花江，调查区南部周边零星联合站开采第四系承压水。

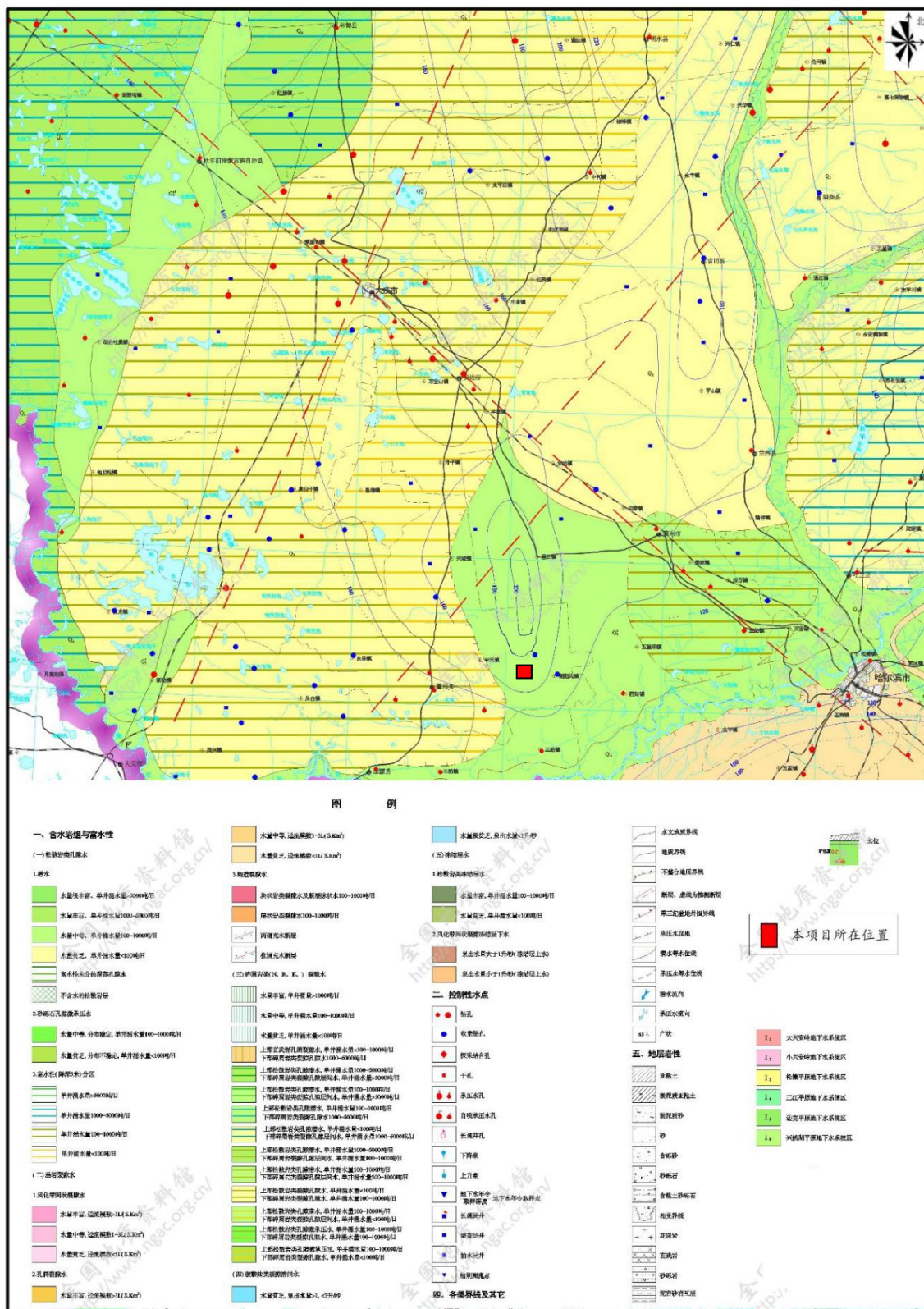


图 4-1 调查区综合水文地质图

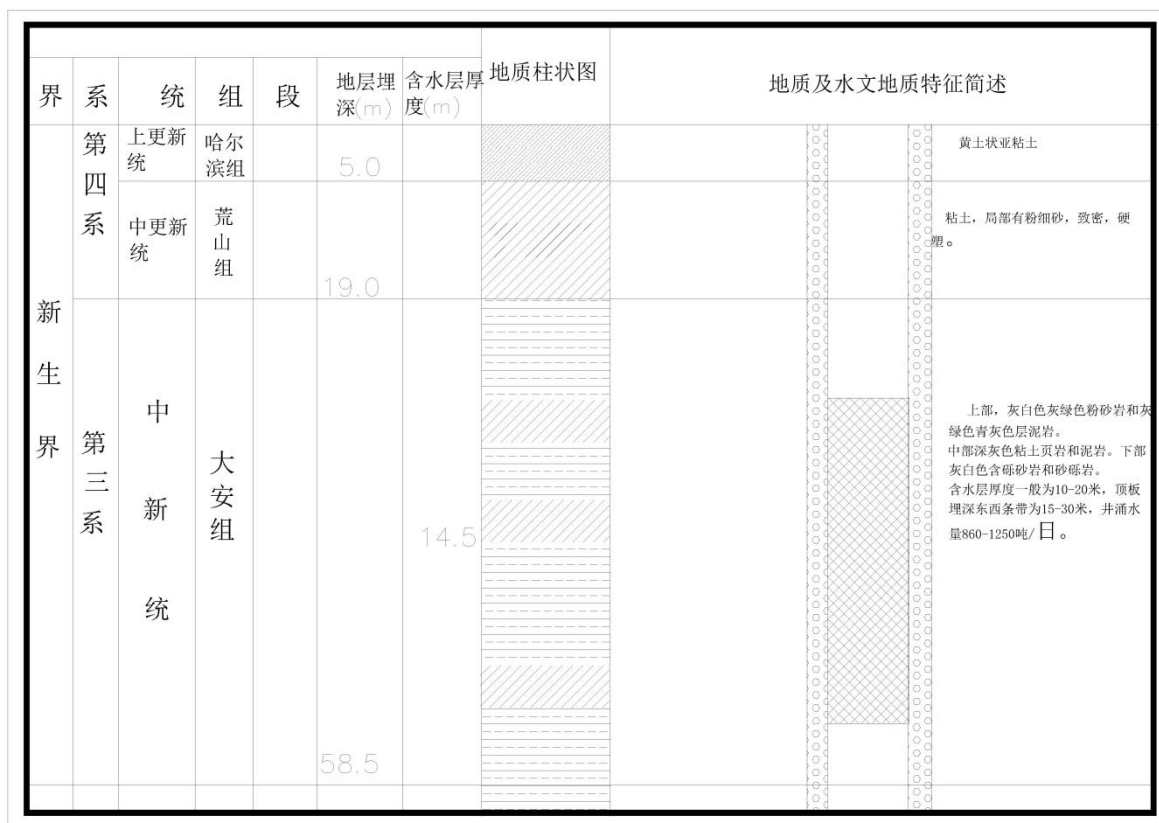


图 4-2 调查区水文地质柱状图

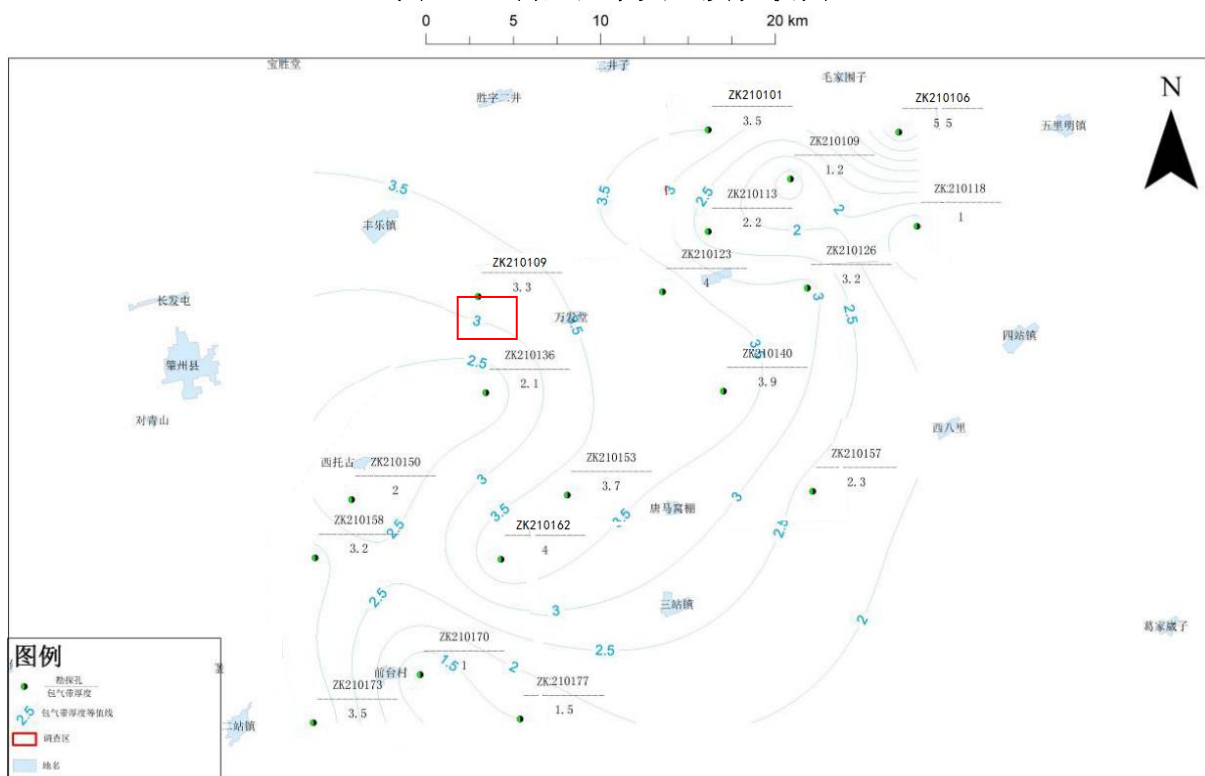


图 4-3 调查区包气带厚度等值线图

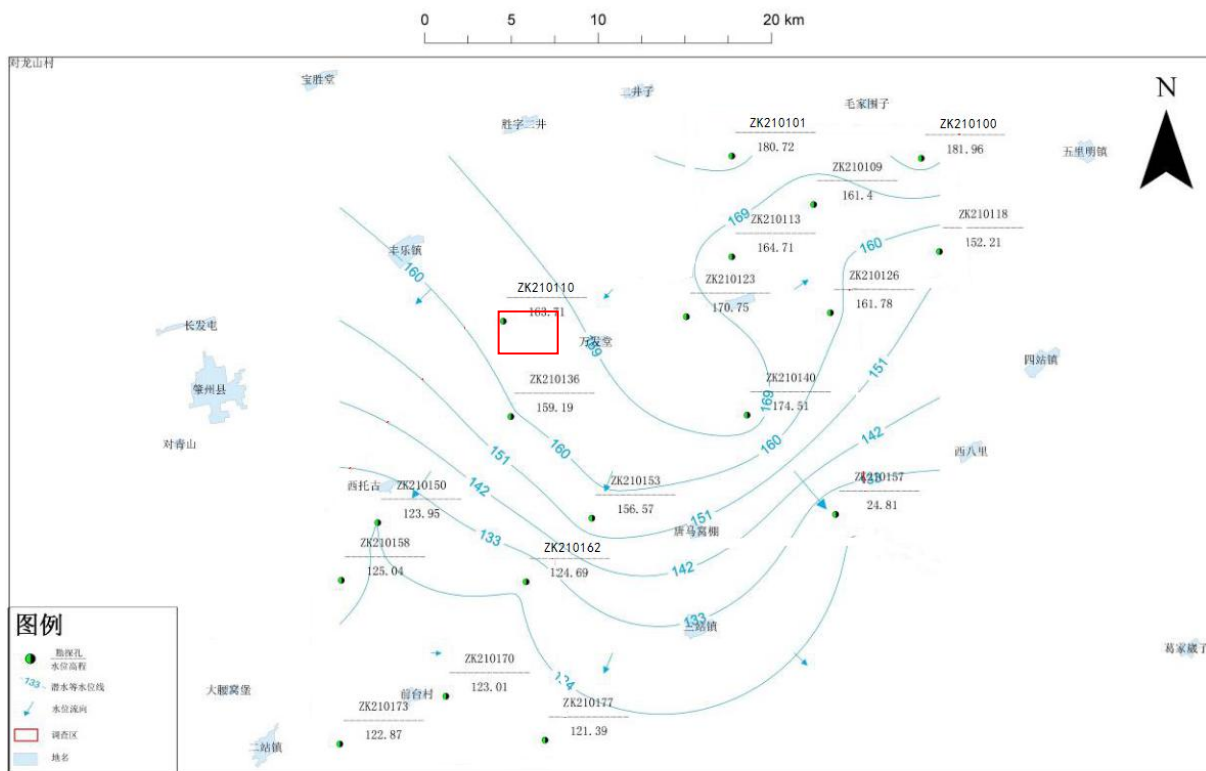


图 4-4 调查区潜水等水位线图

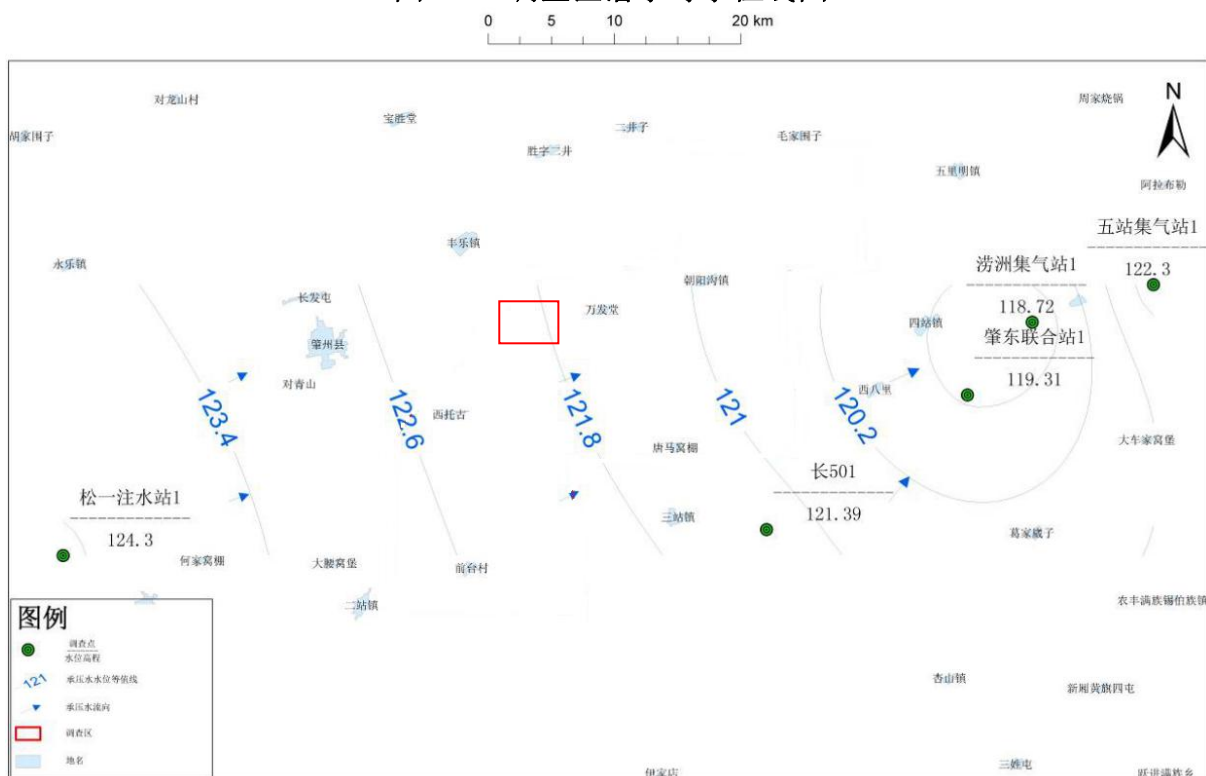


图 4-5 调查区承压水等水位线图

4.2.2.2 地下水环境现状监测

(1) 现状地下流场

根据本项目地层特征,以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况,参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016),确定本项目需要一期地下水水位资料,详见下表。

表 4.2-4 地下水环境现状监测频率参照表

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

a “二期”的间隔有明显水位变化,其变化幅度接近年内变幅。

结合本项目地下水水位监测结果,本次地下水水位环境现状共布设了 14 个水位监测点,其中潜水井监测点 10 个,承压水井监测点 4 个。

(2) 承压水水位现状调查

结合监测报告,项目区域监测井地下水位见表 4.2-5,承压水地下水等水位线图见图 4-4。评价区内承压水地下水流向总体由西向东。

表 4.2-5 承压水地下水位监测结果

编号	监测点位置	井深m	水位埋深 (m)	地下水位m
S1	马家窝棚水井	75	6.8	122.3
S2	兰仁贵屯水井	110	9.5	122.1
S3	赵成玉屯	100	8.1	122.4
S4	东长发屯	90	7.5	122.5

(3) 潜水水位现状调查

潜水水位监测孔为利用农村现有的灌溉井进行地下水监测,见表 4.2-6,潜水地下水等水位线图见图 4-3。评价区内潜水地下水流向由东北向西南。

表 4.2-6 潜水地下水位监测结果

编号	监测点位置	井深m	水位埋深 (m)	地下水位m
Q1	兰仁贵屯水井	15	4.8	163.2
Q2	马家窝棚水井	20	4.7	162.5
Q3	西哈达沟	13	7.12	162.1

Q4	东哈达沟	17	4.6	162.2
Q5	郑旺屯	18	6.8	161.5
Q6	朝阳屯	8	4.7	161.3
Q7	前怀家	10	4.1	161.1
Q8	赵成玉屯	15	3.8	160.8
Q9	东长发电	20	3.9	160.7
Q10	三合村	10	4.1	163.5

4.2.2.3 地下水水质现状监测

1、监测因子

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

2、监测布点

根据本项目区域地下水流场特征，结合地下水评价等级，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求，本次共布设 7 个水质监测点。地下水水质监测布点见附图 7。

地下水水质监测布点信息见表 4.2-7。

表 4.2-7 地下水水质现状监测布点信息表

编号	监测点位	监测层位	坐标	相对位置	井深 (m)
U1	兰仁贵屯水井	潜水	125.50703 45.72073	2#平台北侧 350m	20
U2	马家窝棚水井	潜水	125.49901 45.70471	2#平台西南侧 1361m	15
U3	西哈达沟水井	潜水	125.51931 45.70963	2#平台东南侧 1159m	22
U4	东哈达沟水井	潜水	125.52815 45.71179	2#平台东南侧 1422m	18
U5	郑旺屯水井	潜水	125.48472 45.72146	1#平台西北侧 1432m	25
U6	马家窝棚水井	承压水	125.49901 45.70471	2#平台西南侧 1411m	70
U7	兰仁贵屯水井	承压水	125.50703 45.72073	2#平台北侧 389m	80

3、监测时间及频次

2022 年 2 月 17 日对地下水水质监测井取样 1 次，并进行水质分析。

4、监测单位

大庆中环评价检测有限公司

5、监测方法

地下水水质现状监测分析方法见表 4.2-8。

表 4.2-8 地下水现状监测分析方法及仪器

序号	监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	方法检出限
1	钾	水质钾和钠的测定火焰原子吸收分光光度法	GB/T11904-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0.03mg/L
2	钠				0.010mg/L
3	钙	水质钙和镁的测定			0.02mg/L
4	镁	原子吸收分光光度法			0.002mg/L
5	CO ₃ ²⁻	地下水水质检验方法	DZ/T0064.49-93	滴定管	5mg/L
6	HCO ₃ ⁻	滴定法测定碳酸根、重碳酸根和氢氧根			5mg/L
7	SO ₄ ²⁻	水质 无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 PIC-10	0.018mg/L
8	Cl ⁻	水质 无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 PIC-10	0.007mg/L
9	pH	水质 pH 的测定玻璃电极法	GB/T 6920-1986	酸度计 PHS-25	0.01
10	总硬度	水质钙和镁的总量的测定 EDTA 滴定法	GB/T7477-1987	滴定管	5.00mg/L
11	溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标(8.1 称量法)	GB/T5750.4-2006	精密电子天平 FA2004	4mg/L
12	耗氧量	水质高锰酸盐指数测定	GB 11892-1989	滴定管	0.5mg/L
13	挥发酚	水质挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法	HJ 503-2009	可见分光光度计 721	0.0003mg/L
14	氟化物	水质无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 PIC-10	0.006mg/L
15	硝酸盐氮				0.004mg/L
16	亚硝酸盐(氮)	水质亚硝酸盐氮的测定 分光光度法	GB7493-87	可见分光光度计 721	0.003mg/L
17	氨氮	水质氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	可见分光光度计 721	0.025mg/L
18	石油类	水质石油类的测定紫外分光光度法 (试行)	HJ 970-2018	紫外分光光度计	0.01mg/L
19	六价铬	水质六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 7467-1987	可见分光光度计 721	0.004mg/L

20	氰化物	水质 氰化物的测定 容量法和分光光度法（异烟酸-吡啶酮分光光度法）	HJ 484-2009	可见分光光度计 721	0.004mg/L
21	镉	生活饮用水标准检验方法金属指标(9.1 无火焰原子吸收分光光度法)	GB/T 5750.6-2006	原子吸收分光光度计 AA320N	0.5µg/L
22	砷	水质汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法	HJ 694-2014	原子荧光光度计 AFS-8220	0.0003mg/L
23	铅	生活饮用水标准检验方法金属指标(11.1 无火焰原子吸收分光光度法)	GB/T5750.6-2006	原子吸收分光光度计 AA320N	0.0025mg/L
24	铁	水质铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB 11911-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0.03mg/L
25	锰				0.01mg/L
26	汞	水质汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法	HJ 694-2014	原子荧光光度计 AFS-8220	0.00004mg/L
27	菌落总数	水质细菌总数的测定 平板计数法	《水和废水监测分析方法》（第四版增补版）国家环境保护总局（2002 年）	恒温培养箱 GL-278	-
28	总大肠菌群	多管发酵法	《水和废水监测分析方法》（第四版）国家环境保护总局（2002 年）	恒温培养箱 GL-278	2MPN/100 mL

6、监测结果

地下水水质现状监测结果见表 4.2-9。

表 4.2-9 地下水水质现状监测结果

单位：mg/L

监测时间	2022.2.17				
监测项目	U1	U2	U3	U4	标准限值
K ⁺ (mg/L)	2.05	1.78	2.71	1.98	-
Na ⁺ (mg/L)	61.3	56.3	66.8	57.2	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	50.8	49.8	54.5	48.7	-
Mg ²⁺ (mg/L)	10.1	9.44	13.6	11.1	-
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	243	212	290	204	
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	0	0	0	0	-

Cl ⁻ (mg/L)	47.2	51.2	47.2	52.2	≤250
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	36.1	44.6	33.5	49.3	≤250
pH (无量纲)	7.9	7.7	7.7	7.8	6.5~8.5
总硬度 (mg/L)	169	164	193	168	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	535	507	605	508	≤1000
耗氧量 (mg/L)	2.2	2.3	2.0	1.9	≤3.0
挥发酚 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.612	0.534	0.541	0.498	≤1.0
硝酸盐 (mg/L)	2.65	3.01	2.76	2.17	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.212	0.301	0.275	0.198	≤0.5
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01
铅 (mg/L)	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	≤0.01
铁 (mg/L)	0.28	0.27	0.26	0.28	≤0.3
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰 (mg/L)	0.12	0.13	0.10	0.14	≤0.1
镉 (mg/L)	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	≤0.005
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群 (MPN/100mL)	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	10	12	13	11	≤100

续表 4.2-9 地下水水质现状监测结果

单位: mg/L

监测时间	2022.2.17			
监测项目	U5	U6	U7	标准限值
K ⁺ (mg/L)	2.44	1.13	1.25	-
Na ⁺ (mg/L)	62.2	51.4	52.3	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	57.1	44.6	46.2	-
Mg ²⁺ (mg/L)	12.7	7.47	8.08	-
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	271	224	231	
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	0	0	0	-
Cl ⁻ (mg/L)	46.3	33.7	37.5	≤250
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	38.5	24.6	26.4	≤250
pH (无量纲)	7.9	7.5	7.6	6.5~8.5
总硬度 (mg/L)	196	143	149	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	588	458	477	≤1000
耗氧量 (mg/L)	2.1	1.7	1.8	≤3.0
挥发酚 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.541	0.498	0.479	≤1.0

硝酸盐 (mg/L)	2.03	1.48	1.52	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.196	0.165	0.171	≤0.5
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01
铅 (mg/L)	0.0025L	0.0025L	0.0025L	≤0.01
铁 (mg/L)	0.27	0.23	0.24	≤0.3
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰 (mg/L)	0.12	0.04	0.03	≤0.1
镉 (mg/L)	0.0005L	0.0005L	0.0005L	≤0.005
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群 (MPN/100mL)	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	12	7	8	≤100

4.2.2.4 地下水水质现状评价

1、评价标准

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

2、评价方法

采用单因子标准指数法对地下水水质现状监测结果进行评价,评价模式如下:

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

式中: $S_{i,j}$ ——水质单因子 i 在第 j 点的标准指数;

C_{ij} ——水质评价因子 i 在第 j 点的监测值, mg/L;

C_{si} ——i 因子的评价标准, mg/L。

pH 的标准指数公式:

pH_j≤7.0 时

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

pH_j>7.0 时

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

式中: $S_{pH,j}$ ——pH 值的单项指数;

pH_j——j 点 pH 值监测值;

pH_{su}——水质标准中 pH 值上限;

pH_{sd}——水质标准中 pH 值下限。

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

3、评价结果

地下水单因子标准指数计算结果见表 4.2-10。

表 4.2-10 地下水环境质量现状评价结果一览表

类别	U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7
钠	0.31	0.28	0.33	0.29	0.31	0.26	0.26
总硬度	0.38	0.36	0.43	0.37	0.44	0.32	0.33
溶解性总固体	0.535	0.507	0.605	0.508	0.588	0.458	0.477
耗氧量	0.73	0.77	0.67	0.63	0.70	0.57	0.60
氟化物	0.612	0.534	0.541	0.498	0.541	0.498	0.479
硝酸盐氮	0.13	0.15	0.14	0.11	0.10	0.07	0.08
氨氮	0.42	0.60	0.55	0.40	0.39	0.33	0.34
铁	0.93	0.90	0.87	0.93	0.90	0.77	0.80
锰	1.2	1.3	1.0	1.4	1.2	0.4	0.3
菌落总数	10	12	13	11	12	7	8
氯化物	0.19	0.20	0.19	0.21	0.19	0.13	0.15
硫酸盐	0.14	0.18	0.13	0.20	0.15	0.10	0.11
亚硝酸盐氮	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
砷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
汞	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铅	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
挥发酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油类	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
六价铬	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
总大肠菌群	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

从上表可以看出，地下水环境质量除部分监测点位中锰超标外，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）III 类限值≤0.05mg/L。经分析，其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的 Mn^{2+} 在 CO_2 作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。

4.2.2.5 地下化学类型分析

根据舒卡列夫分类法，按地下水中 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^+ 、 K^+ 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、 HCO_3^- 含量，将 Meq（毫克当量）百分数大于 25% 的阴、阳离子进行组合，每种类型以阿拉伯数字为代号，共 49 类。舒卡列夫分类表见表 4.2-11。

表 4.2-11 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 $\text{HCO}_3^- > 25\%\text{Meq}$ ，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 SO_4^{2-} 、 Cl^- 、 HCO_3^- 、 CO_3^{2-} 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^+ 、 K^+ 浓度均值，进而计算各离子 Meq（毫克当量）百分数及监测点位矿化度，从而对工程区域内承压水、潜水的水化学类型进行分类，工程所在地潜水水质八大离子浓度统计结果见表 4.2-12，工程所在地承压水水质八大离子浓度统计结果见表 4.2-13。

表 4.2-12 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	浓度值 (mg/L)	毫克当量 (mmol/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
兰仁贵屯	K^+	2.05	0.053	0.862	6.099	0.12	0.45
	Na^+	61.3	2.665	43.696			
	Ca^{2+}	50.8	2.540	41.643			
	Mg^{2+}	10.1	0.842	13.799			
	HCO_3^-	243	-3.984	65.474	-6.084		
	CO_3^{2-}	0	0.000	0.000			
	Cl^-	47.2	-1.349	22.165			
	SO_4^{2-}	36.1	-0.752	12.361			
马家窝棚	K^+	1.78	0.046	0.791	5.770	0.84	0.43
	Na^+	56.3	2.448	42.422			

	Ca ²⁺	49.8	2.490	43.153	-5.867		
	Mg ²⁺	9.44	0.787	13.633			
	HCO ₃ ⁻	212	-3.475	59.232			
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	51.2	-1.463	24.932			
	SO ₄ ²⁻	44.6	-0.929	15.836			
西哈达沟	K ⁺	2.71	0.069	1.017	6.832	0.23	0.51
	Na ⁺	66.8	2.904	42.510			
	Ca ²⁺	54.5	2.725	39.885			
	Mg ²⁺	13.6	1.133	16.588			
	HCO ₃ ⁻	290	-4.754	69.907	-6.801		
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	47.2	-1.349	19.830			
	SO ₄ ²⁻	33.5	-0.698	10.263			
东哈达沟	K ⁺	1.98	0.051	0.861	5.898	0.30	0.42
	Na ⁺	57.2	2.487	42.168			
	Ca ²⁺	48.7	2.435	41.287			
	Mg ²⁺	11.1	0.925	15.684			
	HCO ₃ ⁻	204	-3.344	57.042	-5.863		
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	52.2	-1.491	25.439			
	SO ₄ ²⁻	49.3	-1.027	17.519			
郑旺屯	K ⁺	2.44	0.063	0.937	6.680	0.85	0.49
	Na ⁺	62.2	2.704	40.483			
	Ca ²⁺	57.1	2.855	42.738			
	Mg ²⁺	12.7	1.058	15.843			
	HCO ₃ ⁻	271	-4.443	67.645	-6.568		
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	46.3	-1.323	20.142			
	SO ₄ ²⁻	38.5	-0.802	12.213			

表 4.2-13 承压水水质八大离子浓度评价结果

监测井点位	离子名称	浓度值 (mg/L)	毫克当量 (mmol/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
马家窝棚	K ⁺	1.13	0.029	0.566	5.116	0.30	0.39
	Na ⁺	51.4	2.235	43.680			
	Ca ²⁺	44.6	2.230	43.587			
	Mg ²⁺	7.47	0.623	12.167			

	HCO ₃ ⁻	224	-3.672	71.338	-5.147		
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	33.7	-0.963	18.705			
	SO ₄ ²⁻	24.6	-0.513	9.956			
兰仁贵屯	K ⁺	1.25	0.032	0.606	5.289	1.11	0.40
	Na ⁺	52.3	2.274	42.991			
	Ca ²⁺	46.2	2.310	43.673			
	Mg ²⁺	8.08	0.673	12.730			
	HCO ₃ ⁻	231	-3.787	70.020	-5.408		
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	37.5	-1.071	19.811			
	SO ₄ ²⁻	26.4	-0.550	10.170			

通过对区域内地下水八大离子监测结果可知，据上表核实本项目所在区域潜水地下水化学类型为 HCO₃-Na+Ca，4-A 型淡水及 HCO₃+Cl-Na+Ca，25-A 型淡水，承压水地下水化学类型为 HCO₃-Na+Ca，4-A 型淡水，地下水矿化度较低，水质情况较好。根据表 4.2-12 和表 4.2-13，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。

4.2.2.6 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锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 III 类标准要求。石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准限值。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的 Mn²⁺在 CO₂ 作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。评价区域地下水化学类型主要为 4-A 型 HCO₃- Na+Ca 淡水及 HCO₃+Cl-Na+Ca，25-A 型淡水。

4.2.2.7 包气带污染现状调查

（1）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。调查因子为 pH、汞、砷、铅、铬、石油类、挥发酚。监测点位见表 4.2-14，监测结果见表 4.2-15。

表 4.2-14 包气带监测点

序号	调查点	采样深度	备注
V1	已建朝 72-斜 8 井场	0~20cm、20-40 cm	污染控制点

V2	1#平台	0~20cm、20-40 cm	清洁对照点
----	------	-----------------	-------

表 4.2-15 包气带现状调查结果 单位: mg/L (pH 除外)

监测时间	2021.11.23			
监测项目	朝 72-斜 8 井场		1#平台	
	BQD220217K01	BQD220217K02	BQD220217K03	BQD220217K04
	0~20CM	20~40CM	0~20CM	20~40CM
pH	8.4	8.3	7.7	7.9
铅	5.7	5.4	5.2	5.0
总铬	0.17	0.14	0.12	0.10
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.19	0.14	0.17	0.13
挥发酚	0.0030	0.0022	0.0020	0.0024

注: 实测值数值后面的“L”, 表示此检测项目实测值为“未检出”。
 计量单位: pH 无量纲, 铅、汞和砷 $\mu\text{g/L}$, 总铬和石油类、挥发酚为 mg/L。

从调查结果可知, 评价区域内包气带中铅、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, 监测结果显示污染调查点包气带现状均未受到污染, 表明工作人员现场操作管理规范, 以后更要加强环境保护管理, 将环境保护措施常态化。

4.2.3 地表水环境质量现状

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。项目周边地表水体为库里泡。

4.2.4 声环境质量现状监测与评价

4.2.4.1 声环境质量现状监测

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 4.2-16, 具体监测点位见附图 7。

表 4.2-16 声环境现状监测点位表

序号	监测点	监测坐标	项目位置关系
N1	兰仁贵屯	125.50703 45.72073	2#平台北侧 350m
N2	1#平台	125.50402 45.71770	/

2、监测时间及频次

监测时间: 2022 年 2 月 17 日~2022 年 2 月 18 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 4.2-17；

表 4.2-17 声环境现状监测结果表 **单位：dB (A)**

监测点位	2022.02.17		2022.02.18	
	昼间 (12:00~12:20)	夜间 (02:00~02:20)	昼间 (12:00~12:20)	夜间 (02:00~02:20)
兰仁贵屯	ZS220217K01	ZS220217K02	ZS220218K01	ZS220218K02
	47.2	44.6	47.9	44.5
监测点位	2022.02.17		2022.02.18	
	昼间 (12:30~12:50)	夜间 (02:30~02:50)	昼间 (12:30~12:50)	夜间 (02:30~02:50)
1#平台	ZS220217K03	ZS220217K04	ZS220218K03	ZS220218K04
	44.3	43.7	44.8	43.4

4.2.4.2 声环境质量现状评价

1、评价标准

根据建设项目区域声环境功能区划，建设项目 1#平台声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，兰仁贵屯声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准。

2、评价方法

声环境质量现状评价采用对标法进行评价。

3、评价结论

由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，建设项目区域声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，村屯声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准。

4.2.5 土壤质量现状监测与评价

4.2.5.1 土壤理化特性调查



区域土壤类型为石灰黑钙土，在充分收集资料的基础上，根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要，有针对性地选择土壤理化特性调查内容，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，具体土壤理化特性调查见表 4.2-18，土体构型见表 4.2-19。

表 4.2-18 土壤理化特性调查表

点号		1#平台井场内南侧		
经纬度		125.50402 45.71770		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	褐色	褐色	褐色
	结构	块状	面状	面状
	质地	砂壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	25~45%	25~45%	25~45%
	其他异物	植物根系	--	--
实验室测定	pH 值	8.24	8.12	8.01
	阳离子交换量 (cmol+/kg)	14.2	12.4	11.9
	氧化还原电位 (mv)	235	212	198
	饱和导水率 (mmm/min)	1.212	1.028	0.972
	土壤容重 (g/cm ³)	1.31	1.49	1.29
	孔隙度(%)	50.6	43.8	51.3
点号		2#平台井场内东侧		
经纬度		125.50724 45.71752		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	褐色	褐色	褐色
	结构	块状	面状	面状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	25~45%	25~45%	25~45%
	其他异物	植物根系	--	--
实验室测定	pH 值	7.83	8.09	7.91
	阳离子交换量 (cmol+/kg)	13.7	11.5	14.4
	氧化还原电位 (mv)	199	215	227
	饱和导水率 (mmm/min)	1.068	1.054	0.996
	土壤容重 (g/cm ³)	1.45	1.34	1.38
	孔隙度(%)	45.3	49.4	47.9

表 4.2-19 土壤剖面调查表 (1#平台)

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
----	------	--------	----

1#平台占地范围内			0-0.5m 块状结构 壤土
			0.5-1.5m 面状结构 壤土
			1.5-3.0m 面状结构 壤土
			上粘下粘型

4.2.5.2 土壤环境质量现状监测

1、采样点布设

本项目土壤环境影响类型属于污染影响型项目，评价等级为一级，根据土壤类型、土地利用分布情况以及《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018），确定本项目占地范围内共布设 2 个表层样监测点，5 个柱状样监测点，占地范围外共布设 4 个表层样点，土壤现状监测点位详见表 4.2-20，监测点位置见附图 7。

表 4.2-20 土壤现状监测点位

编号	监测点名称	坐标	执行标准	备注	土壤类型
S1	1#平台井场内南侧	125.50402 45.71770	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样	耕地（基本农田）
S2	1#平台井场内北侧	125.50402 45.71770		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样	耕地（基本农田）
S3	1#平台井场内南侧	125.50402 45.71770		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样	耕地（基本农田）
S4	2#平台井场内东侧	125.50724 45.71752		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样	耕地（基本农田）
S5	2#平台井场内南侧	125.50724 45.71752		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样	耕地（基本农田）
S6	2#平台井场内西侧	125.50724 45.71752		采取表层样，在 0~0.2m 取样	耕地（基本农田）
S7	2#平台井场内北侧	125.50724 45.71752		采取表层样，在 0~0.2m 取样	耕地（基本农田）
S8	兰仁贵屯南	125.50768	《土壤环境质量 农	采取表层样，在 0~0.2m 取样	耕地（基本

	侧 50m 耕地	45.71978	用地土壤污染风险 管控标准（试行）》 （GB 15618—2018） 中的筛选值		农田）
S9	西哈达沟北 侧 50m 耕地	125.51893 45.71094		采取表层样，在 0~0.2m 取样	耕地（基本 农田）
	S10	2#平台南侧 200m 草地		125.50747 45.71572	采取表层样，在 0~0.2m 取样
S11		马家窝棚北 侧 50m 草地		125.49756 45.70631	采取表层样，在 0~0.2m 取样

2、监测项目

S1#~S7#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。

S8#~S11#点位监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃，共 10 项。

3、监测时间

2022 年 2 月 17 日。

4、监测频次

2022 年 2 月 17 日采样 1 次，分别对各采样土壤进行监测因子全分析。

5、监测结果

建设用地土壤监测结果见表 4.2-21 和表 4.2-22，农用地土壤监测结果见表 4.2-23。

表 4.2-21 建设用地柱状样土壤监测实测值 单位：mg/kg（pH 除外）

序号	监测项目	监测点位					
		S1#			S2#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	pH	8.08	7.83	7.95	7.99	8.06	7.88
2	镉（Cd）	0.07	0.09	0.08	0.09	0.10	0.07
3	汞（Hg）	0.017	0.011	0.019	0.015	0.018	0.013
4	砷（As）	3.36	3.21	3.27	3.30	3.33	3.24
5	铅（Pb）	14	17	15	18	16	19
6	铬（六价）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
7	铜（Cu）	12	18	16	13	17	14

8	镍 (Ni)	22	18	23	24	20	25
9	石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
序号	监测项目	监测点位					
		S3#			S4#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	pH	8.11	7.84	7.91	7.74	7.93	7.81
2	镉 (Cd)	0.11	0.08	0.09	0.10	0.07	0.08
3	汞 (Hg)	0.019	0.013	0.016	0.014	0.017	0.013
4	砷 (As)	3.24	3.35	3.21	3.27	3.30	3.23
5	铅 (Pb)	17	19	15	18	12	16
6	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
7	铜 (Cu)	15	18	11	14	11	17
8	镍 (Ni)	20	25	21	25	21	20
9	石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
序号	监测项目	监测点位					
		S5#			S6#	S7#	
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m	0-0.2m	
1	pH	7.90	8.02	8.10	7.84	7.95	
2	镉 (Cd)	0.07	0.11	0.10	0.09	0.10	
3	汞 (Hg)	0.015	0.018	0.014	0.016	0.014	
4	砷 (As)	3.36	3.21	3.32	3.24	3.33	
5	铅 (Pb)	17	19	15	16	18	
6	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	
7	铜 (Cu)	15	12	13	17	19	
8	镍 (Ni)	20	24	19	21	23	
9	石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	

表 4.2-22 建设用地柱状及表层样土壤监测实测值 单位: mg/kg (pH 除外)

序号	监测项目	监测点位	序号	监测项目	监测点位
		S1#~S7#点			1#~7#点
1	四氯化碳	未检出	20	氯苯	未检出
2	氯仿	未检出	21	1,2-二氯苯	未检出
3	氯甲烷	未检出	22	1,4-二氯苯	未检出
4	1,1-二氯乙烷	未检出	23	乙苯	未检出
5	1,2-二氯乙烷	未检出	24	苯乙烯	未检出
6	1,1-二氯乙烯	未检出	25	甲苯	未检出
7	顺-1,2-二氯乙烯	未检出	26	间, 对二甲苯	未检出
8	反-1,2-二氯乙烯	未检出	27	邻二甲苯	未检出

9	二氯甲烷	未检出	28	硝基苯	未检出
10	1,2-二氯丙烷	未检出	29	苯胺	未检出
11	1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	30	2-氯酚	未检出
12	1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	31	苯并[a]蒽	未检出
13	四氯乙烯	未检出	32	苯并[a]芘	未检出
14	1,1,1-三氯乙烷	未检出	33	苯并[b]荧蒽	未检出
15	1,1,2-三氯乙烷	未检出	34	苯并[k]荧蒽	未检出
16	三氯乙烯	未检出	35	蒽	未检出
17	1,2,3-三氯丙烷	未检出	36	二苯并[a, h]蒽	未检出
18	氯乙烯	未检出	37	茚并[1,2,3-cd]芘	未检出
19	苯	未检出	38	萘	未检出

表 4.2-23 农用地土壤监测实测值 单位: mg/kg (pH 除外)

监测时间	2021.11.23	
监测项目	监测点位及监测结果	
	S8# (0m-0.2m)	S9# (0m-0.2m)
pH	7.81	7.66
镉 (Cd)	0.07	0.08
汞 (Hg)	0.015	0.013
砷 (As)	3.21	3.30
铅 (Pb)	18	15
铬 (Cr)	47	41
铜 (Cu)	13	16
镍 (Ni)	21	19
锌(Zn)	44	50
石油烃	未检出	未检出
监测项目	监测点位及监测结果	
	S10# (0m-0.2m)	S11# (0m-0.2m)
pH	7.74	7.82
镉 (Cd)	0.09	0.06
汞 (Hg)	0.016	0.011
砷 (As)	3.24	3.32
铅 (Pb)	16	17
铬 (Cr)	43	48
铜 (Cu)	12	14
镍 (Ni)	23	20
锌(Zn)	42	47
石油烃	未检出	未检出

4.2.5.3 土壤环境质量现状评价

1、评价方法

土壤环境背景值评价采用单因子污染指数法，评价公式如下：

$$P_i = \frac{C_i}{S_i}$$

式中：P_i-土壤中 i 种污染物污染指数；

C_i-土壤中 i 种污染物污染实测值（mg/kg）；

S_i-土壤中 i 种污染物评价标准（mg/kg）。

P_i≤1 表明污染物未超标；P_i>1 表明污染物超标，且 P_i 值越大，表明污染越严重。

2、评价标准

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

3、评价结果

建设用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.2-24 和表 4.2-25。农用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.2-26。

表 4.2-24 建设用地土壤环境质量现状评价结果

序号	监测项目	监测点位					
		S1#			S2#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	镉（Cd）	0.001	0.001	0.001	0.001	0.002	0.001
2	汞（Hg）	0.0004	0.0003	0.0005	0.0004	0.0005	0.0003
3	砷（As）	0.056	0.054	0.055	0.055	0.056	0.054
4	铅（Pb）	0.018	0.021	0.019	0.023	0.020	0.024
5	铬（六价）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
6	铜（Cu）	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
7	镍（Ni）	0.024	0.020	0.026	0.027	0.022	0.028
8	石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
序号	监测项目	监测点位					
		S3#			S4#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	镉（Cd）	0.002	0.001	0.001	0.002	0.001	0.001

2	汞 (Hg)	0.0005	0.0003	0.0004	0.0004	0.0004	0.0003
3	砷 (As)	0.054	0.056	0.054	0.055	0.055	0.054
4	铅 (Pb)	0.021	0.024	0.019	0.023	0.015	0.020
5	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
6	铜 (Cu)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
7	镍 (Ni)	0.022	0.028	0.023	0.028	0.023	0.022
8	石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
序号	监测项目	监测点位					
		S5#			S6#	S7#	
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m	0-0.2m	
1	镉 (Cd)	0.001	0.002	0.002	0.001	0.002	
2	汞 (Hg)	0.0004	0.0005	0.0004	0.0004	0.0004	
3	砷 (As)	0.056	0.054	0.055	0.054	0.056	
4	铅 (Pb)	0.021	0.024	0.019	0.020	0.023	
5	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	
6	铜 (Cu)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	
7	镍 (Ni)	0.022	0.027	0.021	0.023	0.026	
8	石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	

表 4.2-25 建设用地土壤环境质量挥发性及半挥发性有机物现状评价结果

序号	监测项目	监测点位	序号	监测项目	监测点位
		S1#~S7#点			S1#~S7#点
1	四氯化碳	/	20	氯苯	/
2	氯仿	/	21	1,2-二氯苯	/
3	氯甲烷	/	22	1,4-二氯苯	/
4	1,1-二氯乙烷	/	23	乙苯	/
5	1,2-二氯乙烷	/	24	苯乙烯	/
6	1,1-二氯乙烯	/	25	甲苯	/
7	顺-1,2-二氯乙烯	/	26	间二甲苯+对二甲苯	/
8	反-1,2-二氯乙烯	/	27	邻二甲苯	/
9	二氯甲烷	/	28	硝基苯	/
10	1,2-二氯丙烷	/	29	苯胺	/
11	1,1,1,2-四氯乙烷	/	30	2-氯酚	/
12	1,1,2,2-四氯乙烷	/	31	苯并[a]蒽	/
13	四氯乙烯	/	32	苯并[a]芘	/
14	1,1,1-三氯乙烷	/	33	苯并[b]荧蒽	/
15	1,1,2-三氯乙烷	/	34	苯并[k]荧蒽	/

16	三氯乙烯	/	35	蒽	/
17	1,2,3-三氯丙烷	/	36	二苯并[a, h]蒽	/
18	氯乙烯	/	37	茚并[1,2,3-cd]芘	/
19	苯	/	38	萘	/

表 4.2-26 农用地土壤环境质量现状评价结果

监测项目	评价结果	
	S8# (0m-0.2m)	S9# (0m-0.2m)
镉 (Cd)	0.117	0.133
汞 (Hg)	0.0044	0.0038
砷 (As)	0.128	0.132
铅 (Pb)	0.106	0.088
铬 (Cr)	0.1880	0.1640
铜 (Cu)	0.130	0.160
镍 (Ni)	0.111	0.100
锌(Zn)	0.147	0.167
石油烃	未检出	未检出
监测项目	评价结果	
	S10# (0m-0.2m)	S11# (0m-0.2m)
镉 (Cd)	0.150	0.100
汞 (Hg)	0.0047	0.0032
砷 (As)	0.130	0.133
铅 (Pb)	0.094	0.100
铬 (Cr)	0.1720	0.1920
铜 (Cu)	0.120	0.140
镍 (Ni)	0.121	0.105
锌(Zn)	0.140	0.157
石油烃	未检出	未检出

4、评价结论

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

（GB36600-2018）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）中第二类用地石油烃筛选值标准；评价范围外草地土壤满足《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 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

4.2.6 生态环境现状调查

(1) 生态景观类型调查

采用地理信息系统技术并结合地面实际调查，对油田开发区所涉及区域内的生态景观构成进行调查。景观调查以工程用地为中心，采用国家生态环境现状调查所用分类系统进行分类。区域内的景观共分为五类，主要由耕地景观、草甸景观、水域景观、林地景观和人工建筑景观构成。

1) 耕地景观为本区内面积最大的景观类型，大面积的分布于油田开发区内，总面积8887.5公顷，占评价区域总面积的75.0%。耕地内主要种植以玉米、水稻为主的农作物。

2) 草甸景观是第二大类景观，是区域内的一个重要景观类型。总面积1777.5公顷，占评价区总面积的15.0%，分布在项目所在地周围地区。草甸分布不连续，面积较小，斑块数量多。

3) 人工建筑景观主要指油田生产生活设施用地及农村住宅用地，占地面积592.5hm²，占评价区总面积的5.0%。

4) 水域景观主要为苇塘和沟渠，总面积237hm²，占评价区总面积的2.0%。

5) 林地景观主要为人工防护林用地，总面积355.5hm²，占评价区总面积的3.0%。

评价区域以耕地生态系统为主，兼有少量草地生态系统。

1) 农田生态系统

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

2) 草地生态系统

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

①草甸草原植被

羊草草甸草原 (Form. *Leymus chinensis*)。羊草草甸草原是欧亚大陆草原区东部一种特有和优势的草原类型，也是本市主要的草甸草原类型。由于羊草具有强烈的根茎繁殖能力，排挤其它植物侵入，故种类组成比较单纯，在群落中羊草占绝对优势，是稳定的建群成分。但由于小生境，尤其是土壤类型和土壤盐碱含量的变化，群落组成结构有明显差异，可以区分若干群丛。如羊草-野古草群丛 (*Leymus chinensis*-*Spodiopogon*

sibiticus)、羊草-箭头唐松草群丛 (*Leymuschinensis-Thalictretum simplex*)、羊草-拂子茅群丛 (*LeymusChinensis-Calamagrostis epigejos*)、羊草糙隐子草群丛 (*LeymusChinensis-Cleistogenes*)、羊草-野大麦群丛 (*LeymusChinensis-Hordetum*)、羊草-虎尾草群丛 (*Leymus Chinensis-Chioris vigata*)、羊草-碱蒿群丛 (*Leymus Chinensis-Artemisetum*) 等。羊草草甸草原是草原植被中经济价值最高的类型。由于羊草营养价值在整个生长季都很高,适口性强,适于调制干草,是最重要的自然割草场和放牧场。但目前因过度放牧和碱化,草场退化严重。

②盐生草甸植被

星星草草甸 (Form. *Puccinellia tenuiflora*)。广泛分布在退化草地的碱斑和盐碱化湖泊周围,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 (*Puccinelliachinampoensis*)、碱地风毛菊 (*Saussurea runcinata*)、碱地肤 (*Kochia sieversiana var. suaedaefolia*)、碱蒿 (*Artemisia anethifolia*),以及常混有少量一年生的碱蓬 (*Suaeda glauca*) 和角碱蓬 (*S.corniculata*) 等。

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

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。

3) 经济林

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

(3) 野生动物

1) 陆生哺乳动物

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

2) 鸟类

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

(4) 基本农田调查

根据现场调查，项目所在区域主要含有大片基本农田，不存在其他工业企业，工程施工不可避免占用基本农田。

按照《土壤污染防治行动计划》（简称“土十条”）中第八条规定：基本农田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。依据《基本农田保护条例》中规定：国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的必须经国务院批准。经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占用基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。占用基本农田的单位应当按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用基本农田耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

本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，工程无法避让基本农田，因此应按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准，对于永久占地，应纳入省土地利用规划，按有关土地管理部门要求认真执行。对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由大庆油田有限责任公司第十采油厂负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，应当按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，基本农田的耕地恢复由当地政府负责开垦相应数量的耕地，进行耕地保护。同时采取以下保护措施：

1) 严格控制在耕地内的施工活动，限制施工范围和施工时限，将施工期对农业损失降至最小，例如优化工程施工周期，尽量避开农作物的生长期进行施工；

2) 施工时应将农田 30cm 的耕作层土转移到其他农田上或附近荒地上，用于新垦耕地。

3) 占用基本农田的单位应当按照大庆市人民政府的要求, 将所占用基本农田耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。对于临时占用的耕地给付耕地补偿费, 保证耕地按质量得到恢复。

4.2.7 生态环境现状评价

该区原生生态系统为多年生草本植物群落, 现部分转变为人工种植的作物群体, 使区域内的生态环境发生了变化。

(1) 土壤环境

土壤抗冲刷和风蚀的能力强弱与根系根量、结构状况以及分布类型关系密切。

草原表层土由于植物根系纵横交错, 土壤结构紧密, 通气透水状况较差, 开垦为农田土壤后, 表层土变疏松, 通气透水良好, 坚固性变差, 有机成分增加, 农药等有毒有害成分也增加。

草原原生草本植物根系量大, 其根系结构体系固持的土壤对抗冲刷和风蚀的能力特别强; 农作物多为一年生植物, 根系种类单纯, 多为直根和须根, 层次结构简单, 主要分布在10~30cm 的土层中, 表层土根系很少, 加之人为耕作, 表土疏松, 抗风蚀能力较低。

管道敷设对土壤进行开挖和填埋, 破坏土壤结构, 混合土壤层次, 改变土壤质地, 造成土壤养分流失, 另外道路建设和井场作业使土壤紧实度增高, 加上井场、道路修建造成局部大片裸地出现, 这些容易引起土壤风蚀和水土流失。

(2) 植物群落

由于人工种植系统的发展, 地区植物种群由多样化部分变为某种单一化作物, 植物群体结构由多层次变为同一层次, 群体相互作用由多样性变为单一性。植物群体根系由多年生自然植物群体根系的多样化(根茎系、丛根系、块根系、直根系等), 部分变为一年生丛根、直根、须根等, 使地下根际系统单一化。

(3) 水文效应的改变

根据对草原植被和农作物地面空气绝对湿度、相对湿度、地表温度进行观测的结果表明: 5、6 月草原地表绝对湿度和相对湿度高于农田, 7、8 月农田地表绝对湿度和相对湿度又高于草原; 5、6 月农田地表气温高于草原, 7、8 月农田地表气温低于草原。

从春季干旱时期调节气候的角度看农田不如草原。

4.3 区域污染源调查

4.3.1 大气污染源

建设项目位于农村地区，区域大气污染源主要来自农村居民生活燃用燃料（煤、植物秸秆等）排放的烟气，污染物主要为 SO₂、NO_x 及颗粒物等。

本项目区域分布有部分油田场站，主要排放油田特征污染物非甲烷总烃，联合站站内加热炉排放的主要污染物为 SO₂、NO_x 及颗粒物等。项目区域无其他工业企业等环境污染源。

现有区块运行期产生的大气污染物主要来自区块内的朝 16 转油站、朝 20 转油站、朝一联合站加热炉排放的烟气及无组织挥发的非甲烷总烃。

根据建设单位提供资料，本区块目前产油约 4.6195×10⁴t/a。根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油，则现有区块非甲烷总烃挥发量为 65.48t/a。

场站燃料为天然气，产生的烟气较为清洁。根据《朝阳沟油田朝 86 区块 2016 产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》及大庆中环评价检测有限公司于 2022 年 1 月 17 日-17 日对区块内场站的监测结果可知（见附件），朝 16 转油站加热炉排放的废气中颗粒物平均值约为 9.7mg/m³，NO_x 平均值约为 75.8mg/m³，SO₂ 平均值约为 24.8mg/m³；朝 20 转油站加热炉排放的废气中颗粒物平均值约为 5.26mg/m³，NO_x 平均值约为 43mg/m³，SO₂ 平均值约为 26mg/m³；朝一联合站加热炉排放的废气中颗粒物平均值约为 10.8mg/m³，NO_x 平均值约为 86.3mg/m³，SO₂ 平均值约为 20.8mg/m³。能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 中在用燃气锅炉标准限值要求。根据建设单位提供的场站燃气情况，朝 16 转油站年燃气量为 125×10⁴m³/a，朝 20 转油站年燃气量为 105×10⁴m³/a，朝一联合站年燃气量为 304×10⁴m³/a，现有区块内场站加热炉烟气污染物排放见下表。

表 4.3-1 现有区域内场站加热装置污染物排放量

场站名称	污染源名称	排气筒高度	燃气量（万 Nm ³ /a）	烟气量（万 Nm ³ /a）	污染物排放情况（t/a）		
					颗粒物	NO _x	SO ₂
朝 16 转油站	2 台“三合一”	25m	125	1412.5	0.137	1.07	0.35
朝 20 转油站	2 台“三合一”	25m	105	1186.5	0.062	0.51	0.31
朝一联合站	6 台“三合一”	8m	304	3435.2	0.128	1.02	0.25
合计			534	6034.2	0.327	2.6	0.91

由以上分析可知，区块内场站排放的锅炉烟气中颗粒物排放量为 0.327t/a，NO_x 排放量为 2.6t/a，SO₂ 排放量为 0.91t/a，区块内场站锅炉烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 中在用燃气锅炉标准限值要求。

4.3.2 地表水污染源

建设项目评价区域地表水污染源，主要为乡镇生活设施排放的生活污水、区域农业生产农药、化肥使用形成的面源，雨季随地表径流携带污染物汇入地表水体。

4.3.3 地下水污染源

建设项目评价区域地下水污染源，主要为区域农业生产农药、化肥使用形成的面源，雨季随地表径流携带污染物入渗地下水体。

4.3.4 噪声污染源

建设项目评价区域空旷，无工业噪声污染源存在；区域声环境主要受道路交通噪声、农村生活噪声影响。

4.3.5 土壤污染源

油田生产过程中，石油类进入土壤的途径主要通过油井作业和事故时产生的落地油。由于油井作业时采用污油污水回收装置和洗井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，因此可有效减少石油类进入土壤，根据对现有井场土壤的调查结果，得出在采油井井场附近，石油对土壤的污染程度与距井口距离成反比，即离井位越近，土壤中石油的含量越多，污染程度越重；反之，离井位越远，土壤中石油含量越低，污染程度越轻。从平面上看，石油污染物集中在离井 20~30m 的范围内，约占总量的 90%以上。在此范围之外，土壤中的石油含量迅速降低，在离井 100m 处已经接近背景值。在垂直方向上，土壤石油污染主要集中在 0~20cm 的表层土壤中。由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油在土壤中的迁移深度较浅。

5 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响预测分析

5.1.1 施工期

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

(1) 施工车辆扬尘

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

表5.1-1 运输车辆扬尘监测结果

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

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

为了防止道路施工污染物污染环境，在施工时，应采取以下措施：

- ①施工中路拌机采用密封拌合的方式；
- ②材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料洒落、风刮起的粉尘；
- ③施工场地干燥时适当洒水抑尘，建材堆放应定位定点，并采取防尘、抑尘措施，如设置挡风板、上覆遮盖材料等；
- ④在敏感点处采取洒水、减慢车速，控制运输车辆的扬尘污染。

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

(2) 施工场地扬尘

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

表 5.1-2 施工场地洒水抑尘试验结果

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

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

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

（3）施工车辆尾气

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

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

5.1.2 运行期

本项目运行期的大气污染主要来自油田集输过程中烃类的无组织挥发、依托场站加热装置新增负荷增加的烟气。

（1）烃类气体

本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输采用密闭流程，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 14.46t/a，主要排放位置有井场、集输管道阀门、转油站、联合站等位置，其中井场及集输管线占比约 30%。本次评价对 2 座平台井场（1#平台、2#平台）进行预测分析。根据区块开发指标预测表，本项目 1#平台、2#平台产油量均为 0.51×10⁴ t/a，根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》，石油开采挥发性有机物产生系数为 1.4175g/kg，则 1#平台井场非甲烷总烃逸散量为

$5100 \times 1.4175 / 1000 \times 30\% / 365 = 0.0059 \text{t/d}$ ，2# 平台井场井场非甲烷总烃逸散量为 $5100 \times 1.4175 / 1000 \times 30\% / 365 = 0.0059 \text{t/d}$ 。污染源参数见表 5.1-3。

表 5.1-3 项目新增非甲烷总烃排放面源参数统计表

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度 /m	与正北方向夹角/°	面源长度 /m	面源宽度 /m	面源有效排放高度/m	污染物排放速率 (kg/h)
	经度	纬度						NMHC
1#平台井场	125.50389	45.71781	162	0	43	30	4	0.25
2#平台井场	125.50729	45.71763	163	0	43	30	4	0.25

(2) 依托场站加热装置烟气点源预测

本工程运营期产生的废气主要来自依托场站加热炉烟气量，预测因子为 SO₂、NO_x、颗粒物，依托场站新增污染物排放量见表 5.1-4。

表 5.1-4 点源污染源强参数统计表

点源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒高度 m	出口内径 m	烟气流速 m/s	烟气温 度/°C	年排 放小 时数 h	排放 工况	污染物排放速率 kg/h		
	经度	纬度							SO ₂	NO _x	颗粒物
朝 16 转油站	125.55288	45.71978	25m	0.6	10.2	98	8760	正常	0.0097	0.0297	0.0038

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的规定，采用估算模式计算本工程正常排放情况下的主要污染物的最大影响程度和最远影响范围，然后按评价工作分级判据进行分级。本项目估算模型参数一览表见表 5.1-5。

表 5.1-5 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		40.8
最低环境温度/°C		-39.5
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/km	/
	岸线方向/°	/

通过采用 AERSCREEN 软件对拟建工程主要污染物烃类气体对大气环境质量的影响进行分析，估算模式的计算结果见表 5.1-6、表 5.1-7、表 5.1-8。

表5.1-6 项目1#平台井场烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	1#平台井场	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
28.0	117.7900	5.8895
50.0	101.0000	5.0500
100.0	88.8170	4.4408
200.0	57.5290	2.8765
300.0	37.6910	1.8846
400.0	26.7920	1.3396
500.0	20.2790	1.0139
600.0	16.3350	0.8168
700.0	13.3030	0.6652
800.0	11.1210	0.5561
900.0	9.4887	0.4744
1000.0	8.2285	0.4114
2000.0	3.2013	0.1601
2500.0	2.3596	0.1180
5000.0	0.9140	0.0457
10000.0	0.3542	0.0177
20000.0	0.1375	0.0069
25000.0	0.1013	0.0051
下风向最大浓度	117.7900	5.8895
下风向最大浓度出现距离	28.0	28.0
D10%最远距离	/	/

表5.1-7 项目2#平台井场烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	1#平台井场	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
28.0	117.7900	5.8895
50.0	101.0000	5.0500
100.0	88.8170	4.4408
200.0	57.5290	2.8765
300.0	37.6910	1.8846
400.0	26.7920	1.3396
500.0	20.2790	1.0139
600.0	16.3350	0.8168
700.0	13.3030	0.6652

800.0	11.1210	0.5561
900.0	9.4887	0.4744
1000.0	8.2285	0.4114
2000.0	3.2013	0.1601
2500.0	2.3596	0.1180
5000.0	0.9140	0.0457
10000.0	0.3542	0.0177
20000.0	0.1375	0.0069
25000.0	0.1013	0.0051
下风向最大浓度	117.7900	5.8895
下风向最大浓度出现距离	28.0	28.0
D10%最远距离	/	/

表5.1-8 朝16转油站估算模式计算结果

下风向距离	朝 16 转油站					
	SO ₂ 浓度 (μg/m ³)	SO ₂ 占标 率(%)	NO _x 浓度 (μg/m ³)	NO _x 占标 率(%)	PM ₁₀ 浓度 (μg/m ³)	PM ₁₀ 占标 率(%)
50.0	0.0325	0.0065	0.0996	0.0399	0.0127	0.0028
100.0	0.0793	0.0159	0.2427	0.0971	0.0311	0.0069
200.0	0.0816	0.0163	0.2498	0.0999	0.0320	0.0071
300.0	0.0663	0.0133	0.2029	0.0811	0.0260	0.0058
400.0	0.0681	0.0136	0.2087	0.0835	0.0267	0.0059
500.0	0.0707	0.0141	0.2164	0.0866	0.0277	0.0062
600.0	0.0699	0.0140	0.2140	0.0856	0.0274	0.0061
700.0	0.0681	0.0136	0.2086	0.0834	0.0267	0.0059
800.0	0.0666	0.0133	0.2040	0.0816	0.0261	0.0058
900.0	0.0643	0.0129	0.1969	0.0788	0.0252	0.0056
1000.0	0.0613	0.0123	0.1878	0.0751	0.0240	0.0053
1200.0	0.0552	0.0110	0.1691	0.0676	0.0216	0.0048
1400.0	0.0502	0.0100	0.1536	0.0614	0.0197	0.0044
1600.0	0.0461	0.0092	0.1411	0.0564	0.0181	0.0040
1800.0	0.0435	0.0087	0.1332	0.0533	0.0170	0.0038
2000.0	0.0420	0.0084	0.1286	0.0515	0.0165	0.0037
2500.0	0.0379	0.0076	0.1161	0.0465	0.0149	0.0033
3000.0	0.0342	0.0068	0.1046	0.0419	0.0134	0.0030
3500.0	0.0308	0.0062	0.0944	0.0377	0.0121	0.0027
4000.0	0.0280	0.0056	0.0857	0.0343	0.0110	0.0024
4500.0	0.0256	0.0051	0.0783	0.0313	0.0100	0.0022
5000.0	0.0235	0.0047	0.0720	0.0288	0.0092	0.0020
10000.0	0.0418	0.0084	0.1278	0.0511	0.0164	0.0036

11000.0	0.0486	0.0097	0.1487	0.0595	0.0190	0.0042
12000.0	0.0442	0.0088	0.1352	0.0541	0.0173	0.0038
13000.0	0.0407	0.0081	0.1245	0.0498	0.0159	0.0035
14000.0	0.0390	0.0078	0.1194	0.0478	0.0153	0.0034
15000.0	0.0350	0.0070	0.1071	0.0429	0.0137	0.0030
20000.0	0.0254	0.0051	0.0779	0.0311	0.0100	0.0022
25000.0	0.0187	0.0037	0.0574	0.0230	0.0073	0.0016
下风向最大浓度	0.0896	0.0179	0.2743	0.1097	0.0351	0.0078
下风向最大浓度出现距离	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0
D10%最远距离	/	/	/	/	/	/

本项目 Pmax 最大值出现在 1#井场排放的非甲烷总烃，Pmax 值为 5.89%，Cmax 为 117.79 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，确定本项目大气环境影响评价工作等级为二级。

(3) 污染物排放量核算

①正常工况下大气污染物年排放量核算

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），对于二级评价项目一般性要求是不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算，提出污染源监测计划。本项目大气污染物有组织排放量核算见表 5.1-8、无组织排放量核算见表 5.1-9。

表 5.1-8 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度	核算排放速率	核算年排放量
一般排放口					
1	朝 16 转油站加热装置	SO ₂	24.8mg/m ³	0.0097kg/h	0.085 t/a
		NO _x	75.8mg/m ³	0.0297kg/h	0.26 t/a
		颗粒物	9.7mg/m ³	0.0038kg/h	0.033t/a
有组织排放总计					
有组织排放总计		SO ₂			0.085 t/a
		NO _x			0.26 t/a
		颗粒物			0.033t/a

表 5.1-9 大气污染物无组织排放量核算

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m^3)	

1	井场、管线等	油气集输	非甲烷总烃	油气集输采用密闭流程,井口安装密封垫	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 5.9 中规定要求	4.0	14.46
2	场站	油气集输	非甲烷总烃	油气集输采用密闭流程			
无组织排放总计							
无组织排放总计				非甲烷总烃		14.46	

本项目大气污染物年排放量核算见表 5.1-10。

表 5.1-10 本项目大气污染物年排放量核算

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	非甲烷总烃	14.46
2	SO ₂	0.26
3	NO _x	0.085
4	颗粒物	0.033

②非正常工况下大气污染物年排放量核算

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

(3) 大气环境保护距离

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

5.1.3 评价结论

通过在施工期采用洒水抑尘、设置施工围挡、遮盖苫布等措施后对周围大气影响较小,且环境影响施工结束后影响即消除;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、场站排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中无组织排放监控浓度限值,根据预测分析,本项目井场排放的非甲烷总烃最大落地浓度为 117.79μg/m³,最大

占标率为 5.89%，满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 标准限值，项目运行后对周边环境敏感点影响较小；依托场站排放的非甲烷总烃厂界满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求。通过采取过程全控制的措施，满足相关标准的要求。通过预测可知，本项目对大气环境影响较小，无需设置大气环境防护区域。大气环境影响评价自查表见附表 1。

5.2 声环境影响预测分析

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）中噪声环境影响评价等级划分的基本原则，本工程噪声源主要为生产运行期井场抽油机和场站机泵产生的持续性噪声源。本工程噪声源的种类及数量较少，周围较空旷，敏感目标噪声级增高量在 5 dB(A) 以下，因此，声环境评价等级为二级。

5.2.1 施工期

本工程产生的主要噪声源包括挖掘机、搅拌机、推土机、压路机等设备噪声及运输车辆的交通噪声，施工机械噪声衰减结果见表 5.2-1。

表 5.4-1 施工期施工机械噪声统计表 单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	50 m	100 m	150 m	200 m	300m
挖掘机	70	57	50	46	44	41
推土机	70	57	50	46	44	41
压路机	70	57	50	46	44	41
电焊机	50	36	30	26	24	21
搅拌机	50	37	30	26	24	21
运输车辆交通噪声	72	58	52	48	46	42

由上表可以看出，主要机械在 100m 以外均能够达到建筑施工场界噪声昼间限值不超过 70dB(A) 的要求，本项目最近敏感目标为 2#平台北侧 350m 的兰仁贵屯，项目施工期产生噪声对其影响较小。

本工程建设施工噪声对周围环境的影响是可以接受的，通过采取相应的管理措施，可以保证施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，对周围环境及环保目标影响可以接受。

5.2.2 运行期

(1) 声源源强

本工程运行期主要噪声源为采油井场。噪声源强主要为井场抽油机，为机械噪声。主要声源强度见表 5.2-2。

表 5.2-2 本工程运行期主要声源强度统计

序号	噪声源	发声源	噪声源强度 dB (A)
1	采油井	抽油机	65~80

(2) 影响分析

油田运行期所产生的噪声污染贯穿油田生产的全过程，具有点多、分散的特点，其影响程度视油田生产中的设备发声强度和周围环境的功能要求而定。本工程主要噪声源为平台井井场。

采用《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）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)；

L_{WA} —已知点声源 A 声级值(dB)；

A_{div} —声级几何发散引起的 A 声级衰减量(dB)；

A_{atm} —空气吸收引起的 A 声级衰减量 (dB)；

A_{exc} —地面效应引起的附加衰减量 (dB)；

α —空气吸收系数，dB/100m；取相对湿度 80%，温度 15℃时的值；

r、 r_0 —声源至预测点和测量点的距离。

按照以上公式对井场进行预测，可得出不同距离的噪声衰减结果，见下表。

表 5.2-3 噪声源衰减预测结果表 单位：dB (A)

噪声名称	噪声源强	距离不同处的噪声值								
		10m	20m	30m	40m	50m	60m	100m	150m	200m
2#平台井场预测值	84.2	64.2	58.2	54.7	52.2	50.2	48.6	44.2	40.7	38.2

本项目井场长度 $\geq 40\text{m}$ ，宽度 $\geq 30\text{m}$ ，由预测结果可知，平台井场运营期在井场厂界 30m 处噪声值为 54.7 dB(A)，可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准的要求；抽油机产生的噪声在昼间 30m 以内、在夜间 50m 以内对敏感点有一定影响，但在距井口 60m 处，环境噪声基本可以满足《声环境质量标准》1 类区标准要求。距离最近村屯为 2#平台北侧 350m 的兰仁贵屯，产生的噪声源强极小，2#平台噪声源强经距离衰减后与兰仁贵屯声环境现状叠加后源强昼间约为 48.4 dB (A)，夜间约为 44.7 dB (A)，周围敏感点声环境可以满足《声环境质量标准》1 类区标准要求。项目建设和运行对周边声环境影响较小，不会发生噪声扰民问题。

(3) 结论

本工程运行期，采油井场在经过一定距离衰减后能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准的要求，对区域声环境影响不大。

5.3 固体废物环境影响预测分析

5.3.1 施工期

本工程施工期排放的一般固体废物主要包括生活垃圾、施工废料等。

(1) 施工废料

本项目施工废料主要为焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产生的废防腐材料。最大限度回收利用后，剩余废料拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理，对周围环境影响较小。

(2) 生活垃圾

施工人员产生生活垃圾产生量为 0.9t。生活垃圾统一收集后运至肇州县生活垃圾综合处理厂处理。

通过采取以上措施，施工期产生的固体废物均得到有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

5.3.2 运行期

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

含油污泥、落地油含有石油类等有害成份。根据《国家危险废物名录（2021 年）》，为危险废物，危废代码为 HW08/ 071-001-08。含油废防渗布属于 HW49 含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物，危险废物编号为 900-041-49。危险废物不能直接进行填埋处理。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定，本工程依托场站污水处理和作业产生的含油污泥、落地油由罐车拉运至朝一联合含油污泥处理站处理后再委托有资质单位处理，满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 限值，用作采油十厂垫井场和通井路；废防渗布待施工结束后委托有资质单位处置。

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、包装并设置相应的标志及标签。

生产的单位和接收单位严格执行《危险废物转移联单管理办法》。在收集过程中确保危险废物不遗撒，泄露。从事落地油和油泥砂运输的单位在接到通知后，按照《危险废物污染防治技术政策》和《危险废物转移联单管理办法》等有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等。建立健全规章制度及操作流程。同时在危险废物转移过程中按《危险废物转移联单管理

办法》执行，该单位应编制应急预案。运输的车辆是专用车并符合相关要求；运输车辆、设备及管道进行定期的维护和检查，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常。担任储运人员须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步步扩大和恶化。

含油污泥的主要成份是水、砂和石油类。对油泥的处置措施是主要是将含油污泥进行减量化、资源化处理。本工程产生的含油污泥由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站处理后再委托有资质单位处理，满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 限值，用作采油十厂垫井场和通井路，大大缓解了油田含油污泥集中堆放的现状，实现了油田含油污泥的减量化、资源化处理，有一定的经济效益，具有很高的环境效益和社会效益。

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

5.3.3 结论

由上述分析可知，本工程对施工期和运行期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境影响较小。

5.4 地表水环境影响分析

本项目地表水评价范围为环境影响范围所及的水环境保护目标，本工程开发区周边无地表水体。

5.4.1 施工期

施工人员少、施工时间短，施工期生活污水中主要污染物浓度较低，无有毒有害物质，排入周边场站防渗旱厕内，定期清掏外运堆肥处理。

综上，在采取了上述措施后，施工期能够有效防止各类污染物进入附近地表水体造成污染事故，不会周边地表水环境产生影响。

5.4.2 运行期

5.4.2.1 正常工况下地表水环境影响分析

正常工况下，运行期油田采出水进入朝一联合油污水深度处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”规定后回注油层；检修作业污水及洗井污水通过罐车回收后送

朝一联合油污水深度处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。综上所述，本项目废水均得到合理有效的处理，不排入外环境，因此，正常工况下对区域内地表水体几乎不产生影响。

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

（1）地表水环境保护措施有效性

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

①为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入地表水体，在生产过程中严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；生产过程中修井及其它井下作业通过安装防喷器、卸油器、作业污水回收装置、井口溢流控制器等井口及井下装置，防止井喷、泄漏等事故的发生，减少含油污泥的产生量，一旦发生原油落地，全部及时回收；距离地表水体东大海较近的井场可设置护坡，护坡高度应高出水泡最高水位 50~80cm，将事故产生的污油污水截留在井场内。

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

③在进行油井井下作业时，严格按照要求使用污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置及罐车对作业污水进行回收，防止作业产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

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

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

（2）依托污水处理站的环境可行性

①污水站处理工艺及处理能力可行性分析

本项目 4 口油井采出水依托朝一联合油污水深度处理站处理，站内主要工艺为“原水→沉降曝气除硫→气浮除油→两级过滤→超滤”，设计出水水质指标为“5、1、1”，设

计污水处理量为 7000m³/d。目前实际污水处理量为 5595m³/d，本项目新增污水后处理量为 5612.97m³/d，负荷率为 80.02%，满足开发需求。

②污水站处理达标后回注的环境可行性分析

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

本次委托大庆中环评价检测有限公司于 2022 年 1 月 17 日-17 日对朝一联合油污水深度处理站出水水质进行监测，处理后的污水含油量为 2.76~3.07mg/L，悬浮固体含量为 1mg/L，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量≤5.0mg/L、悬浮固体含量≤1.0mg/L、粒径中值≤1μm”标准，处理后污水回注油层，符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）中相关要求。

5.4.2.2 非正常工况下地表水环境影响分析

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

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

（2）作业过程中严格限制作业范围，作业范围不超出井场占地范围外，距离地表水体较近油井井场四周设置围堰，作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水不会污染外环境。

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

综上，非正常工况下，通过上述的相应措施，项目对地表水体不会产生影响。

5.4.3 地表水环境影响评价结论

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

5.5 地下水环境影响预测分析

5.5.1 正常情况下地下水环境影响分析

5.5.1.1 施工期

本项目施工期可能对地下水产生影响的因素主要为生活污水。为了避免污染地下水和土壤，本项目产生的生活污水排入本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥，本项目施工期正常情况下不会对地下水产生影响。

5.5.1.2 运行期

项目运行期可能对地下水产生影响的主要为油井作业污水、落地油及油田采出水等。本工程油田采出水进入朝一联含油污水深度处理站、处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排；检修作业污水通过罐车回收后送朝一联含油污水深度处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排；产生的落地油及时进行回收，回收率 100%。因此项目运行期正常情况下不会对地下水产生影响。

5.5.2 事故状态下对地下水环境影响分析

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

（1）运营期间，可能因管道老化、腐蚀穿孔引起原油、含油污水泄漏，多发生在投产若干年后，一旦管道泄漏会有原油、含油污水溢出，对环境造成污染，但发生管线泄漏时因管道的压力变化较易发现，及时采取必要的处理措施后，使造成的污染可控制在局部地区，不会造成大面积的区域性污染。管道泄漏原油、含油污水首先进入土壤，经过土壤下渗到达潜水层，会对土壤、潜水产生影响；承压水含水层上有隔水层阻隔，管道泄漏一般不会对承压水造成影响。

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

本项目预测情景模式见表 5.5-1。

表 5.5-1 地下水预测情景模式一览表

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

情景一：输油管道泄漏

(1) 预测源强

本项目集油掺水管道规格为 $\phi 60 \times 3.5$ ，长度为 2.4km，假设输油管道无缝钢管因破裂而导致泄漏，根据现场调查和大庆油田多年统计数据，管道设有压力监控，一旦发生泄漏管道压力就会出现异常，工作人员可在 1h 内发现，并采取关闭机泵等措施进行控制，泄漏时间取 1h，本项目单口油井平均产油量约为 8.5t/d，工程有 2 口油井位于一个平台，假设拟建油井集油管道完全断裂发生泄漏，泄漏 1h 的原油量为 $8.5 \times 2 / 24 \times 1 \times 1000 = 708\text{kg}$ 。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天、5000 天石油类在潜水中的运移情况。

(2) 预测因子

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

(3) 预测模型

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M —长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n —有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d 。

π —圆周率。

(4) 参数选取

根据《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局）及区域含水层特点综合确定，潜水地下水流速度 $0.0174m/d$ ；根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）水文地质参数经验值表数据及相关地勘资料，区域地下水纵向弥散系数 $0.5m^2/d$ ，横向弥散系数 $0.03m^2/d$ ，有效孔隙度为 0.4 ，水力坡度 $I=0.6\%$ ，潜水含水层厚度采用 $5m$ ，化学反应常数为 0 。

(5) 预测结果

集油管道泄漏 100d、1000d、5000d 对潜水的的影响预测结果见表 5.5-2、图 5.5-1~图 5.5-3。

表 5.5-2 集油管道泄漏对地下水的影响预测结果表

污染物	预测时间	下游最大浓度	超标最远距离	最远影响距离
石油类	100 天	3552.28mg/L	47m	52m
	1000 天	355.2mg/L	151m	162m
	5000 天	71.04mg/L	357m	385m

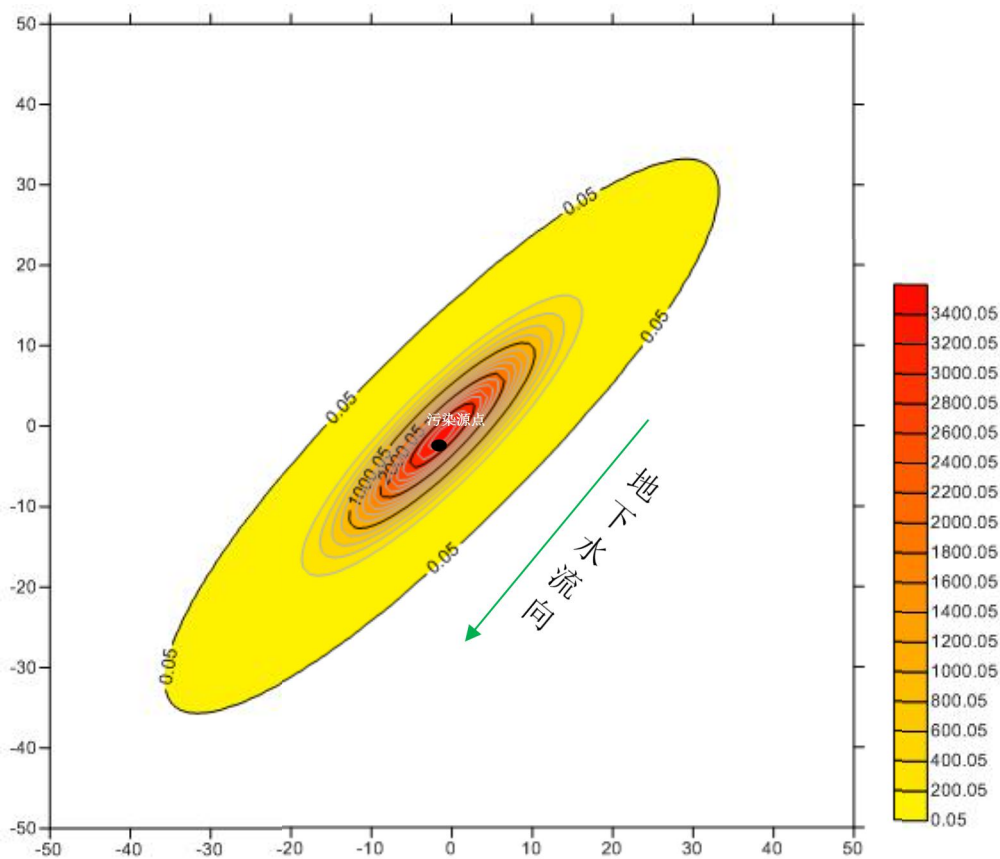


图 5.5-1 集油管道泄漏后 100 天污染物浓度分布图

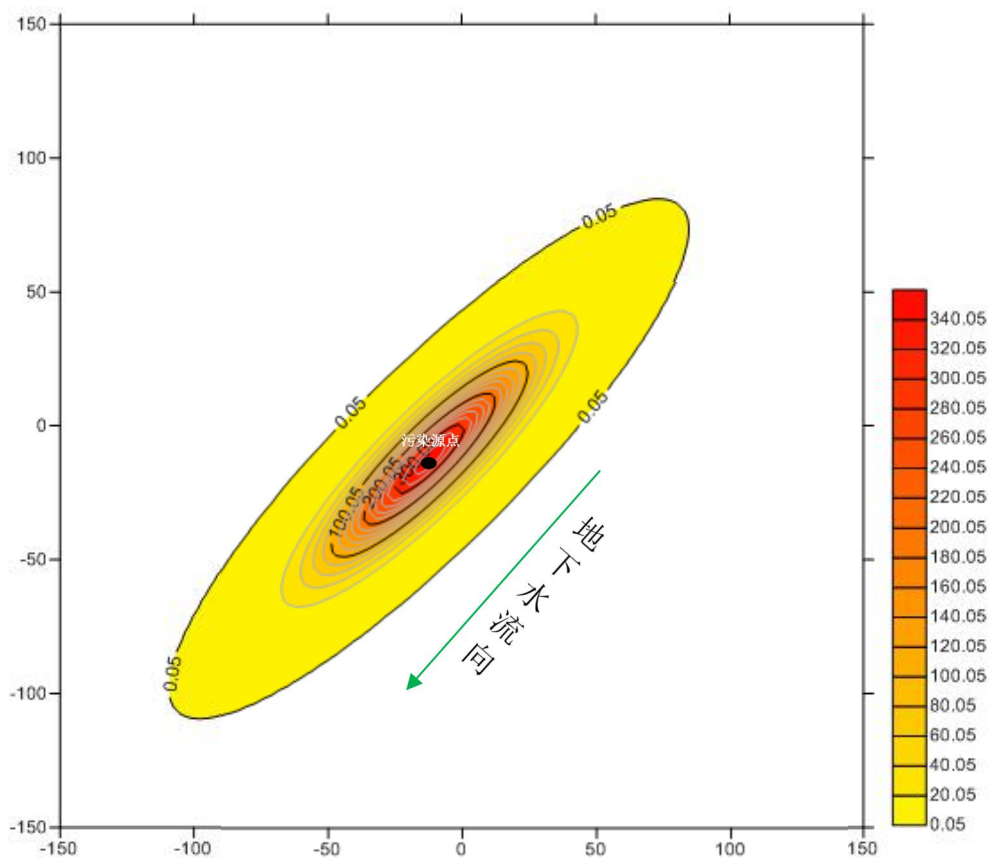


图 5.5-2 集油管道泄漏后 1000 天污染物浓度分布图

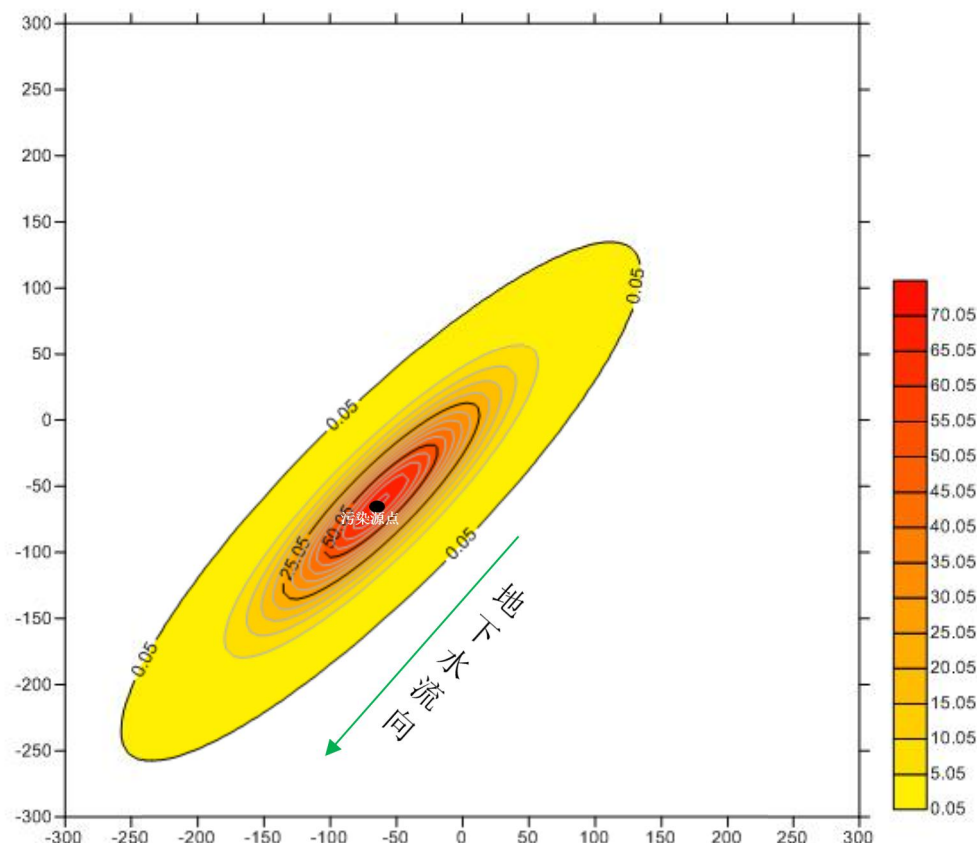


图 5.5-3 集油管道泄漏后 5000 天污染物浓度分布图

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，集油管道泄漏 100d 后，下游最大浓度为：3552.28mg/L，超标距离最远为 47m，影响距离最远为下游 52m；集油管道泄漏 1000d 后，下游最大浓度为：355.2mg/L，超标距离最远为 151m，影响距离最远为下游 162m；集油管道泄漏 5000d 后，下游最大浓度为：71.04mg/L，超标距离最远为 357m，影响距离最远为下游 385m，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）III 类标准。由于地下水层自净能力有限，几乎不存在自然降解，进入地下水的石油类污染物在污染范围内会对地下水水质产生影响。

情景二：油井套管破损泄漏

(1) 预测源强

假设油井套管破损发生泄漏，本项目单口油井最大产油量为 8.5t/d，最大平台油井数为 2 口，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以平台井产油量的 10%计，由于油井泄漏不能实时控制，因此该泄漏是不易被发现的，只能在井下作业时对油井套管检测等措施进行控制，泄漏的原油量为 1700kg/d。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天、第 5000 天石油类在地下水中的运移情况。

(2) 预测因子

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

(3) 预测模型

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

连续注入示踪剂——平面连续点源

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t时刻点 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

mt—单位时间注入示踪剂的质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

DL—纵向弥散系数，m²/d；

DT—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

π—圆周率。

$K_0(\beta)$ —第二类零阶修正贝塞尔函数；

$W(u^2t/4D_L, \beta)$ —第一类越流系统井函数。

(4) 参数选取

根据《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局）及区域含水层特点综合确定，区域地下水纵向弥散系数 $0.5\text{m}^2/\text{d}$ ，横向弥散系数 $0.03\text{m}^2/\text{d}$ ，承压水地下水流速 $0.071\text{m}/\text{d}$ ，承压水含水层厚度 57.5m ，有效孔隙度为 0.4 ，化学反应常数为 0 。

(4) 预测结果

套管破损泄漏 100d、1000d、5000d 对承压水的影响预测结果见表 5.5-3、图 5.5-4~图 5.5-6。

表 5.5-3 油井套管泄漏对地下水的影响预测结果表

污染物	预测时间	超标距离	最远影响距离	超标面积
石油类	100 天	55m	58m	1739m ²
	1000 天	219m	229m	17299m ²
	5000 天	676m	699m	97226m ²

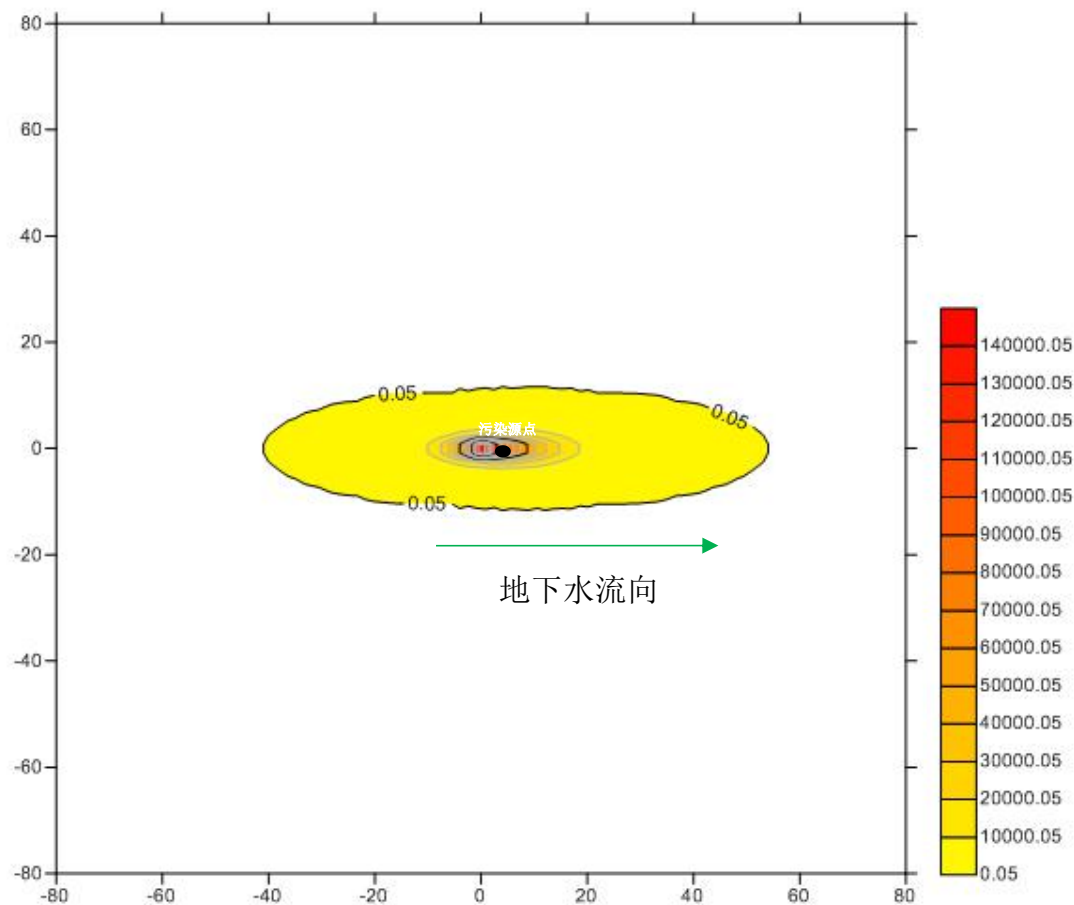


图 5.5-4 油井套管泄漏 100 天石油类污染扩散平面图

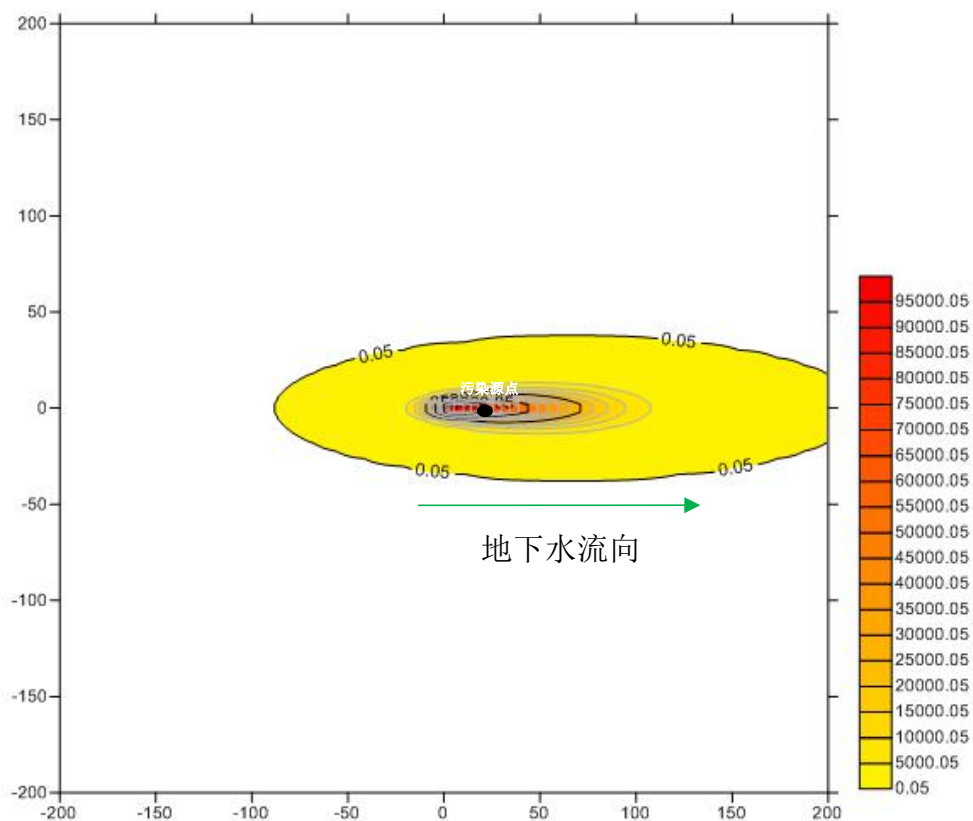


图 5.5-5 油井套管泄漏 1000 天石油类污染扩散平面图

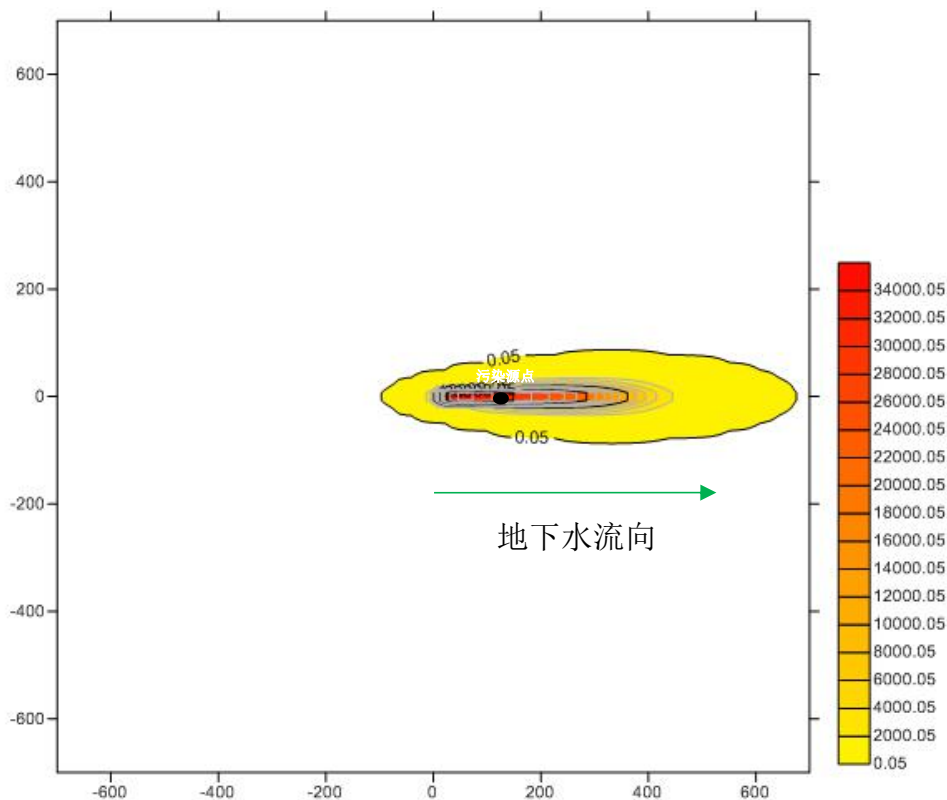


图 5.5-6 油井套管泄漏 5000 天石油类污染扩散平面图

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，套损并固井层破损泄漏 100d 后，超标距离为下游 55m，影响距离为下游 58m，预测范围内超标面积为 1739m²；套损泄漏 1000d 后，超标距离为下游 219m，影响距离为下游 229m，预测范围内超标面积为 17299m²；套损泄漏 5000d 后，超标距离为下游 676m，影响距离为下游 699m，预测范围内超标面积为 97226m²，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）III 类标准。

本区块油井距离最近的下游水井为 2#平台西南侧 1361m 的马家窝棚屯潜水井，污染物在此处的浓度值极小，近似为零，所以本项目对环境敏感点的影响较小，但是应定期监测。

5.3.3 地下水环境影响评价结论

项目正常工况下不会对地下水环境产生影响。事故状况下，根据上述对油井套管破损、管线泄漏两种情况对地下水的预测，由于地下水层自净能力有限，几乎不存在自然降解，进入地下水的石油类污染物在污染范围内会对地下水水质产生影响。但本区块油井距离下游饮用水井最近距离超过 1000m，污染物在敏感点的浓度值极小，近似为零，所以本项目对环境敏感点的影响较小。

5.6 生态环境影响预测分析

油田开发过程是集井下作业、采油、地面建设等多种工程的系统工程，由于工艺技术、设备、人员素质等原因不可避免地会对周围生态环境造成不同程度的影响和破坏。对生态环境的影响主要有以下几个方面。

5.6.1 对占地影响分析

本项目总占地 2.47hm²，其中永久占地为 0.036hm²，临时占地为 2.434hm²，主要为新建通井路的永久占地及施工作业人员管道施工过程中，车辆碾压、机械推挖、人员践踏及道路修建临时占地，占地类型为耕地，临时占地时间约 20d。本项目的临时占地在占用完毕后都可在较短时间内恢复，根据现场调查，项目新增临时占地在当地现有土地利用类型中所占比例很小，不会导致区域土地利用格局的变化，对区域土地利用格局产生的影响甚微。本工程永久占地在原来连续分布的生态环境中形成生态斑块，产生地表温度等物理性质发生异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。本工程井场占地类型为耕地，工程投产后其影响是长期不可逆的。

5.6.2 对永久基本农田的影响分析

油田开发工程占地完全避开永久基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用永久基本农田时，根据《永久基本农田保护条例（2017 修正）》，国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开永久基本农田保护区，需要占用永久基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的永久基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。油田开发工程占地完全避开永久基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用永久基本农田时，施工完毕后 1 年内，临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。临时占地恢复也可在征地过程中给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。永久占用永久基本农田面积共 0.036hm²，补偿可按永久基本农田标准给予农民。对于占用的永久基本农田应按照《中华人民共和国土地管理法》中“占多少、垦多少”的原则，补充数量和质量相当的永久基本农田。

本项目对农业生产的直接影响主要体现为占用耕地而造成粮食减产，对于临时占地造成的农作物减产，除应对其进行经济补偿外，工程开工前，应先剥离占地范围内表层土，管线范围表层土堆置于管线两侧临时占地内，并对堆放场做好水保措施，待施工结束后，回填占地范围，并采用表土复耕，增肥作业，恢复临时占用耕地的生产力，本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。

5.6.3 对土壤环境影响分析

工程对土壤的影响主要体现在工程建设期的开挖、填埋行为对土壤结构的破坏。对井场施工剥离的表层土集中临时堆放，施工结束后用于场地覆土。对耕植土堆放场进行苫盖防止水土流失。本工程没有弃土不设弃土场，工程需要取土量为 838m³，用于井场及道路的垫高或筑高。工程取土采用外购方式，不自行开采，卖方负责取土后的取土场的生态恢复。随着工程施工的结束，生态保护和临时占地的植被恢复措施的进行，有效的保护和恢复措施能保证工程对井场周边的土壤和植物的影响得到尽快的恢复。通过上述措施，本项目建设对项目所在地土壤环境影响在当地环境可接受范围内。

5.6.4 对植被环境影响分析

本项目区域内未发现珍稀保护植物。本工程在施工期发生的临时占地是施工期产生影响的一个主要环节。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，被占用土地开始恢复。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，10 年后可达到原来的顶级群落。

高于地表的管线培埂和油田道路网络形成了对原有生态系统的分割，破坏了生态系统的连续性，可能会阻隔地表径流的原有流向，改变了水分因子的分布，而水分因子对农田产量的影响较大。另外，管线培埂网格的大小体现了油井的密度，反映出油田开发建设对地表植被的破坏强度。当井间距小时，管网密度大时，对植被影响较大。当管网密度较小时，对植被的影响较小。就本工程而言，新建集油管线采取平埋方式铺设，避免了管道铺设对地表径流的截流；管线走向力求线路顺直，缩短线路长度，并利用道路路肩敷设，以减少管道建设对生态环境的影响。油田开发区内道路尽量利用现有道路，不存在道路网络对地表径流的截流，道路网络产生的分割效应不大，对油田开发区的生态系统影响有限

本工程临时占用耕地面积 2.434hm²。施工期应严格控制临时占地范围，尽量减小对植被破坏，施工结束后，全部恢复地表形态。由于本工程临时占地的占用期限很短，在完工后可以及时恢复，所以不会对当地植被产生大的影响。

采取上述措施后，本项目建设对当地植被环境影响在可接受范围内。

5.6.5 对陆生动物环境影响分析

本次评价区内野生动物种类较少，未见大型野生哺乳动物出没迹象，现有的野生动物多为一些常见的啮齿类、鸟类及昆虫等，无珍稀保护动物。

本项目新增占地面积较小，对当地地表植被的影响也是局部的，不会引起该区域野生动物生存环境大面积的明显改变，因此，本项目的建设对野生动物影响不大。施工期对野生动物的影响主要来自施工过程中人类活动、生产机具噪声等影响，但这种影响是局部和暂时的，随施工期的结束而消失，不会引起该区域野生动物大面积迁移或消亡。

5.6.6 对区域水土流失环境影响分析

本项目井场、道路、管线均位于大庆市肇州县朝阳乡境内，根据《大庆市水土保持规划（2015~2030 年）》，本项目所在地不属于市级水土流失重点治理区及重点预防区。

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

5.6.7 运行期生态环境影响分析

油田生产运营期对植被的影响主要是在油井井下作业过程的占地和施工时排放的污水、污油两方面。井下作业的临时占地范围均在井场永久占地范围内，同时在作业时

铺设防渗布，并将产生的污水用罐车拉运到朝一联合油污水深度处理站，防止了污油污水排入外环境，因此，不会对井场周围的植被产生影响。

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

5.6.8 生态环境影响评价结论

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

(1) 该项目的管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。在采取必要的保护措施后，可以最大程度减小对生态环境的不利影响，加快生态环境的恢复。

(2) 油田采油、集输及其它生产过程中产生的污染物对油井周围环境中的植物生长发育及作物品质有一定的影响。在采取必要的环保措施后，其对环境的污染程度是较小的，不会影响油田区域内植被的生长发育。

(3) 油田开发工程不可避免会改变原有的生态环境，但若合理规划和建设，石油产业有利于当地及周边地区的经济发展，能够与周围生态环境协调共处。

可见，只要采取必要的措施，该项目油田开发对生态环境的影响不会太大，在生态上是可行的

5.7 土壤环境影响预测分析

5.7.1 施工期土壤环境影响分析

(1) 管线建设对土壤的影响

本工程新建集油掺水管道 $\Phi 60 \times 3.5 \sim 2.4 \text{km}$ ，管线建设时施工人员将会对管沟开挖上方的地表植被进行清理，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。施工结束后对施工地地表植被进行恢复，可有效减轻管线建设过程中对土壤环境的影响。

(2) 道路建设对土壤的影响

本工程新建道路共计 0.08km，建设方式为直接对道路占地范围进行覆土压实，道路

建设过程中施工机械和人员将会对道路两侧的植被进行碾压和践踏，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。施工结束后对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻道路建设过程中对土壤环境的影响。

5.7.2 运营期土壤环境影响预测与分析

5.7.2.1 土壤污染途径

油田生产过程中，石油类进入土壤的途径主要通过油井作业和事故时产生的落地油、含油污水。

由于油井作业时采用污油污水回收装置回收污油污水，同时将作业范围严格控制在井场占地范围内，可有效减少石油类进入土壤，根据本次评价中现有井场土壤监测结果可知，采油井井场永久占地内土壤中检出石油烃，但监测值小，污染测程度小。从平面上看，石油烃集中在井场永久占地范围内，永久占地范围外土壤中石油烃含量迅速降低，在距离井场 100m 处已经接近背景值。在垂直方向上，土壤中石油烃主要集中在 0~20cm 的表层土壤中。由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油烃在土壤中的迁移深度较浅。

因此，油田土壤环境污染的分布为：污染物主要集中在井场永久占地内，各种污染物尤其是石油类污染物主要集中在土壤表层，迁移深度较浅。

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。

5.7.2.2 土壤污染类比

大庆油田有限责任公司第十采油厂《朝阳沟油田朝 86 区块 2016 产能建设工程环境影响报告书环境影响报告书》于 2016 年 8 月 21 日取得了环评批复，批复文号为庆环审[2016]214 号，并于 2021 年 1 月完成自主验收。该项目建设和运营过程中，采取的土壤环保措施与本项目一致，且与本项目所属区域生态环境基本一致，该项目施工阶段临时占用了耕地，在施工过程中机械设备的碾压，施工人员的践踏等都会破坏地表植被，使

土壤紧实度增高，加上项目施工时翻动土体，都会造成局部大片裸地出现，容易引起土壤风蚀和水土流失。根据验收调查报告，项目投产运营至今，区域地表在施工阶段产生的临时占地形成的裸地基本已得到了恢复。

本次类比分析引用大庆油田有限责任公司第十采油厂《朝阳沟油田朝 86 区块 2016 产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》中的土壤监测数据，对 2 座建成井场（1#平台、4#平台）各布设 1 个土壤监测点，监测深度 0~20cm，根据监测结果，该项目环评阶段石油类浓度为 33.1~36.7mg/kg，验收阶段石油类为 42.3~44.6mg/kg；环评阶段挥发性酚类浓度为 0.017~0.033mg/kg，验收阶段挥发性酚类为小于等于 0.002，可见该项目环评阶段与验收阶段对比土壤中石油类、挥发性酚类浓度变化不大，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）筛选值中第二类用地标准要求，说明企业在项目实施之后较好的落实污染防治措施，油田开发对土壤环境影响较小。

5.7.3 评价结论

根据张海玲等人进行的油田井场石油类物质自然迁移规律的研究结果：井口周围的石油类物质含量与油井开采时间和井场油井数量呈正相关，开采年限越长，含量越高；油井数越多，污染物含量也越高。原油在横向上主要集中在距井口 40m 范围内，其中距油井 0~10m 含量最高，随着水平距离的增大而减少，在 40m 之外降低到安全水平（300mg/kg）之内。运行期，建设单位要落实标准化井场建设，加强环境管理，将落地油的污染控制在井场范围内。

根据顾廷富等人进行的大庆油田落地油对土壤污染的研究结果：落地原油在土壤中的迁移主要有横向迁移和纵向迁移。原油横向迁移对土壤的污染成敷设状分布，污染强度随污染源的增加而迅速降低；污染源周围污染最重的区域在 0m-40m 范围内，占含量 90%以上，落地原油横向迁移范围确定在 150m 以内，单口油井污染面积达 0.071km²。落地原油纵向迁移绝大部分集中在距土壤表面 0cm-10cm 范围内。在事故状态下产生落地油时，建设单位及时将落地油及其污染的土壤进行收集，由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站进行处理，确保占地范围内土壤满足《土壤环境质量-建设用土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）标准要求，永久占地外土壤满足《土壤环境质量-农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）表 1 基本项目筛选值标准。

综上所述，本项目事故状态下及时对落地油进行处理，避免其对土壤产生影响，同时可以利用土壤自净作用尽可能短的时间使土壤环境得到恢复，不会对其产生影响。

5.8 环境风险分析

5.8.1 风险潜势

本次评价主要危险物质是石油开采过程中井场及集输管线内的原油和伴生气，具有易燃、易爆的性质。物料的危险性分析如下。

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。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）；本项目危险物质质量按照最长管线内原油、天然气最大存在量进行核算，根据项目方案可知，本项目集油管线约为 2.4km，管径以 DN60 计算，则管线内原油为 $V = \pi r^2 L = 3.14 \times 0.03^2 \times 2.4 \times 1000 = 6.78 \text{m}^3$ ，原油密度以 0.86t/m^3 计算，则管线原油最大存在量为 5.83t；该区块气油比约 $20.62 \text{m}^3/\text{t}$ ，天然气密度按 0.72kg/m^3 计算，则天然气的最大存在量为 0.09t。

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

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

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

Q_1, Q_2, \dots, Q_n ——每种危险物质的临界量，t；

项目所涉及的危险物质数量与临界量的比值计算结果及环境风险潜势判定见表 5.8-1。

表 5.8-1 危险物质数量与临界量的比值

序号	危险物质	CAS 号	最大存在总量 q_n (t)	临界量 Q_n (t)	物质 Q 值
1	原油（石油）	/	5.83	2500	0.002
2	天然气（甲烷）	74-82-8	0.09	10	0.009
项目 $Q = \sum q_n / Q_n$					0.011

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中评价等级的判定方法，本项目 $Q = 0.011 < 1$ ，环境风险潜势为 I。

5.8.2 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中关于环境风险评价工作等级的划分，具体见表 5.8-2，本项目风险潜势为 I，应进行简单分析。

表 5.8-2 环境风险评价工作等级

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

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

5.8.3 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及集输管线内的原油和伴生气，具有易燃、易爆的性质。物料的危险性分析如下：

(1) 原油

原油闪点小于 28℃，属甲 B 类易燃、易爆物。原油闪点范围较宽，凝固点较高，其蒸气与空气形成爆炸混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，遇高热可分解出有毒烟雾。

表 5.8-3 原油安全技术说明书

理化常数	序号	1967		
	CAS 号	/		
	中文名称	原油		
	英文名称	CrudeoU; Petrolemn		
	别名	石油		
	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体		
	闪点	<28℃		
	凝固点	18.3~19℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂。
	密度	相对密度（水=1）0.84~0.86	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（体积）	自燃温度	280℃~380℃
主要用途	主要用于生产汽油、航空煤油、柴油等发动机燃料以及液化气、石脑油、润滑油、石蜡、沥青、石油焦等，通过其馏分的高温热解，还用于生产乙烯、丙烯、丁烯等基本有机化工原料。			
危险特性	易燃，蒸气与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与硝酸、浓硫酸、高锰酸钾、重铬酸盐等强氧化剂接触会剧烈反应，甚至发生燃烧爆炸。			
健康危害	毒性：IV（轻度危害），属低毒类。 侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。 健康危害：未见原油引起急慢性中毒的报道。原油在分馏、裂解和深加工过程中的产品和中间产品表现出不同的毒性。长期接触可引起皮肤损害。			
泄漏应急处理	根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。消除所有点火源。应急人员应佩戴正压式空气呼吸器，穿防护服，使用防爆等级达到要求的通讯工具。采取关闭阀门或堵漏等措施切断泄漏源。如果槽车或储罐发生泄漏，可通过倒罐转移尚未泄漏的液体。构筑围堤或挖坑收容泄漏物，防止流入河流、下水道、排洪沟等地方。收容的泄漏液用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。用砂土吸收残液。			

防护措施	工程控制：生产过程密闭，全面通风。呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴正压式空气呼吸器。眼睛防护：必要时，戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴橡胶手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。
急救措施	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。食入：误服者给充分漱口、饮水，就医。
灭火方法	消防人员须穿全身防火防毒服，佩戴空气呼吸器，在上风向灭火。喷水冷却燃烧罐和临近罐，直至灭火结束。处在火场中若发生异常变化或发出异常声音，须马上撤离。 灭火剂：泡沫、干粉、砂土、二氧化碳。

(2) 伴生气（天然气）

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

过去，大庆油田普遍被认为是含硫量低的油田，20 世纪九十年代中期以后，发现大庆老油区的伴生气中含有硫化氢，并且含量略显上升趋势，根据《大庆油田伴生气中硫化氢成因的探讨》一文中可知大庆油田伴生气中硫化氢含量大约为 183mg/m³。

表 5.8-4 天然气安全技术说明书

CAS号		74-82-8	
中文名称		天然气	
分子式	CH ₄	外观与性状	无色无臭气体。
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃
沸点	-161.5℃	闪点	-188℃
熔点	-182.5℃	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚。
密度	相对密度（空气=1）0.55	稳定性	稳定
爆炸极限	空气中5.3~15%（体积）	自燃温度	538℃
主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。		
危险特性	危险性类别：第2.1类易燃气体 燃烧与爆炸特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。		

	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳。
健康危害	<p>侵入途径：吸入</p> <p>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。</p>
泄漏应急处理	<p>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。</p>
防护措施	<p>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。</p>
急救措施	<p>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。</p>
灭火方法	<p>切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。</p> <p>灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。</p>

5.8.4 风险识别

1) 井下作业过程的风险因素分析

本项目运营期井下作业主要包括油井作业，主要风险是油、气、废水的泄漏和井。通常由以下因素引起：

①未按要求安装井口溢流回收装置、作业废水收集装置和井场含油废防渗布，或者设备故障无法使用，导致作业废水废液、油污泄漏进入环境，造成污染；

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

由于该项目地层压力比较低，不能自喷，要靠抽油机采油，因此，作业时发生井喷的几率不大。

第十采油厂实施全过程风险因素控制，为井下作业配备了井口溢流回收器、作业废水进站装置、污水罐车，制定了详细的操作规程和应急预案，因此，在管理到位的情况下，出现作业油、气、废水泄漏的几率大大减少。

2) 油井套损

采油过程的主要环境风险是油井套损，原油、含油污水泄漏进入含水层，污染地下水。本项目油井套管采用双层套管（由表层套管、技术套管组成），运营期造成套损的因素主要有地质因素、工程技术因素和套管腐蚀三大类。

地质因素主要包括泥岩遇水膨胀使岩压转移到套管使其变形损坏，断层运移可能对套管产生剪切破坏，由于地壳运动和地震引起的套管损坏以及地面下沉及油层压实导致应力变化，从而使套管在拉张力及剪切力的作用下发生弯曲或错断。

工程技术因素主要有套管强度计算及井深结构设计不合理，泥岩吸水蠕变、滑移产生的横向层间位移侧压力、纵向地层位移产生的拉伸力及纵横向位移产生的弯曲应力对套管的破坏作用；固井质量不好时，会使泥岩吸水蠕变、滑移，对套管产生破坏作用。另外，由于井眼不规则或固井时存在混浆井段，在封固井段内，水泥浆候凝期间放热不均匀，温度的变化使套管热胀冷缩，也易导致套管变形破裂。

套管腐蚀是套管损坏的一种主要诱因，一旦套管腐蚀穿孔则会多点破漏，并会加速套管的疲劳进而过早变形和损坏。它是由原油天然气中含有的硫、 CO_2 及地层水和注入水中含有的各种腐蚀性物质与套管中 Fe 或 Fe^{2+} 发生反应引起的。腐蚀条件包括一定的温度、压力、 Fe^{2+} 浓度及地层水中存在还原菌等，大多与硫酸盐还原菌的作用有关。

根据大庆油田对套损井的统计，套损绝大部分是发生在油层附近，主要形式是变形和错断。浅层套损的主要原因是腐蚀，形式是外漏，约占全部套损井的 5%。对地下水的污染主要来自浅层套损油水渗入含水层，或深层套损油水窜槽进入含水层。因此，预防套损污染地下水的关键是合理设计井身结构，采取表套、技术套管、油层套管三层套管结构，固井水泥均返至井口进行全程固井，对含水层段的套管采取防腐措施，采取以上措施后，发生套损后对地下水的污染几率很小。

3) 依托场站风险因素分析

本项目依托场站为朝 16 转油站、朝一联合站，处理的介质具有易燃性质，因此，本项目依托场站主要事故类型是火灾、爆炸和油、含油污水、天然气泄漏。

本项目依托场站的事故主要因素分析如下：

①组织不严密，管理不善，违章作业导致大量的油气泄漏遇明火爆炸燃烧；

②设备缺陷主要包括因选材错误而引起的设备、管线的腐蚀、侵蚀等引发火灾、爆炸；

③设备安装时考虑不周不细，施工时施工质量差，不符合设计要求和施工验收规范，从而导致投产后发生事故；

④控制生产装置的仪表仪器失灵，造成设备操作失控，引发油气泄漏，形成火灾等；

⑤泄漏的油气遇明火发生火灾爆炸。

本工程主要作业场所、生产设备设施环境风险识别见表 5.8-5。

表 5.8-5 工程环境风险识别表

主要设备及场所名称	危险介质	主要危险特性	影响环境
井场	原油、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
集油管道	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
转油站、联合站等 场站	原油、含油污水、 天然气	火灾、爆炸、中毒、油水泄漏 污染	空气、地下水

5.8.5 环境风险分析

5.8.5.1 事故状态下对大气环境影响

天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量燃烧烟气，对大气环境造成短时的严重污染；原油及天然气中含有少量硫化氢，混合气密度小于空气密度，大量泄漏可能导致泄漏局部地区硫化氢含量超标，由于原料中硫化氢含量浓度并不高，因此在出现大量泄露时硫化氢浓度不能达到爆炸极限，只能出现中毒的危险，因此在维修时必须采取防护措施，如使用空气呼吸器或长管呼吸器、佩戴化学安全防护眼镜、穿防静电工作服、佩戴防化学品手套进行处理。上述情况综合考虑了大量泄漏的极端情况，由于本地区所处地势平坦，扩散条件好，在一定的气象条件下一次性事故形成的局部大气污染中烃类气体聚集成高浓度的可能性较小，对周围大气环境的影响不会太严重。

集油管道原油泄漏会对大气环境造成直接影响，事故会造成局部大气污染，但具有发生机率小、持续时间短的特性。由于该区块所处地势平坦，一次性事故形成的局部大

气污染在一定的气象条件下会逐步自然净化，对周围大气环境的影响很小。

根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向 1km，事故区域范围内的非甲烷总烃的含量可达到 500-2000mg/Nm³，短时间内严重破坏了局部地区空气质量。

发生井喷事故时，大量原油等物质外泄，并伴随各种伴生气泄出，伴生气组分中含有 H₂S 等有毒气体，会对区域内村屯居民造成严重影响。集油管道、场站产生的原油泄漏会对大气环境造成直接影响，事故会造成局部大气污染，但具有发生机率小、持续时间短的特性。由于该区块所处地势平坦，一次性事故形成的局部大气污染在一定的气象条件下会逐步自然净化，对周围大气环境的影响很小。

5.8.5.2 事故状态下对地表水环境影响

本工程事故状态下对地表水污染途径主要是油水的事故泄漏。泄漏污油污水在雨季期间可能随地表径流流向下游。集输管道事故泄漏可以通过站内仪表监控或巡检及时发现事故，及时关闭管道阀门或筑堤限制事故影响范围，然后彻底清理周边粘滞原油和被油水污染的泥沙、树枝、杂草等含油废弃物，同时展开对事故管段或设备的抢修。只要溢出事故按相应的环境风险事故预案严格控制并彻底清理溢出的石油类污染物，泄漏事故不会对地表水体造成污染影响。

5.8.5.3 事故状态下对地下水环境影响

(1) 地面设施泄漏对地下水的影响

本工程事故状态下对地下水污染途径主要是油水的事故泄漏。原油、含油污水就可能渗透到含水层中，造成地下水环境污染。资料研究结果表明：石油类污染物在一般土壤中绝大部分集中在泄漏层以下 0~10cm 及 10~30cm 范围，一般下渗深度在 80cm 以内，一般很难下渗 2m 以下，存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此对承压水层产生影响的可能性很小。

(2) 套损对地下水的影响

在采油过程中，由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损，使原油泄漏窜入地下水层造成污染。大庆油田套损统计表明，98%以上的套管断裂发生在 700m 以下，表层套管基本没有断裂发生，且套管破损机率一般为 1/1 万至 1/5 万，而因套损污染地下水的最大概率约为 1/200 万。

因此，套管损坏虽然对地下水存在潜在污染隐患，但发生几率极小。只要防护得当，一般不会形成套损，即使套损，能发生油水泄漏污染地下水的概率也很小。

(3) 油气集输管道破损

油水管道泄漏环境污染事故集中在油、水管线在地面改造和运行的过程中，发生油水集输管道泄漏、油水管线腐蚀穿孔发生油泄漏、含油污水泄漏等。发生泄漏事故的人为因素原因：

- 1) 管道焊接不严，检测有误，造成泄漏；
- 2) 管道防腐涂层质量差，造成管道腐蚀；
- 3) 管材或连接缺陷，造成管道断裂，油气泄漏；
- 4) 操作失误引发的憋压等造成的风险事故；
- 5) 设备故障、机械失灵、老化造成的泄漏；
- 6) 动力故障引发的事故，如停电造成的阀门无法关闭、通讯线路中断无法传递控制指令等导致事故发生；
- 7) 在管道近旁或上方进行其它生产活动时的挖掘，造成管道破裂；
- 8) 其它选线不当或设计有误导导致的风险事故。自然风险因素是由于自然环境条件恶劣，如土壤盐渍化造成管道腐蚀等威胁管道安全。结合本项目工程内容分析，本次改造项目施工期间对油气管线进行暂停处理，施工后进行严格的测压和检测，因此，不会产生大规模的油气泄漏事故。管道断裂、气阀漏气等事故，通常是通过巡回检查及监控对此加以控制。

5.8.5.4 对土壤环境的影响

原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。一般而言，原油集中于土壤表层 0~30 cm 的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。

5.8.5.5 对生态环境的影响

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

害较小。

5.8.6 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，对区域内的地下水环境、地表水环境、土壤环境和空气环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，火灾爆炸等事故影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

表 5.8-6 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	朝阳沟油田朝 65 区块加密 2022 年扶余油层产能建设工程项目				
建设地点	黑龙江省	大庆市	肇州县	朝阳乡境内	() 园区
地理坐标	经度	124°52'50.59"~124°50'40.64"	纬度	46°17'0.61"~46°15'54.96"	
主要危险物质及分布	原油、天然气；井场、集输管道、场站等				
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	<p>大气环境：天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时天然气或原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。</p> <p>地表水环境：如果事故状态下一旦发生井喷时，原油外泄，一旦大量原油进入地表水体将会污染地表水体。</p> <p>地下水环境：本工程事故状态下对地下水污染途径主要是油井管线、设备的事故泄漏。原油、含油污水就可能渗透到含水层中，造成地下水环境污染。</p> <p>土壤环境：原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。</p> <p>生态环境：原油及含油污水泄漏可影响农田的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。</p>				
风险防范措施要求	<p>场站、管线泄漏的主要预防和处理措施：</p> <p>(1) 对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，如采取耐腐蚀管线进行铺设。从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；</p> <p>(2) 加强应急预警和紧急切断等措施，加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低</p>				

程度。当管线发生泄漏时应及时修筑围堤，控制油水的扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；

井下作业事故风险防范措施

(1) 为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油水作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业。

(2) 施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接，完好后，通电调试；

填表说明（列出项目相关信息及评价说明）：

本项目危险物质数量与临界量的比值 Q 为原油与天然气的和 $0.011 < 1$ ，环境风险潜势为 I，风险评价等级为简单分析。

本工程的主要环境风险是油气水泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地下水环境、地表水环境和土壤植被等危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，避免污染事故的发生。

。

6 环境保护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

本项目地面工程的工程量较小，施工期的环境空气影响主要来源于施工活动引起的扬尘。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措施，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。

④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位。

⑤管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；最大限度控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失，同时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，能够确保施工场界颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值要求，不会对大气环境产生较大影响，施工期大气污染防治措施可行。

6.1.2 运行期

本工程运行期的大气污染主要来自运营过程中产液集输及依托场站处理过程无组织挥发的烃类气体、依托场站加热装置燃烧烟气。

（1）挥发性有机物污染防治措施

①采用合理工艺，选用优质材料，管道及设备在设计时充分考虑抗震，保证正常生产无泄露；

②井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，最大限度降低烃类气体的挥发；

③加强转油站运行管理，提高油气分离效率，减少油罐呼吸口的轻烃挥发；

④加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发；

⑤精细化管理，减少“跑、冒、滴、漏”现象，加强设备设施的日常管理，严格执行操作规程；

⑥定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，确保井场及依托场站排放的非甲烷总烃厂界满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；

⑦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。

（2）本项目依托的转油站加热装置燃料均采用清洁能源（天然气），产生的烟气经高于 8m 高的烟囱排放（朝 16 转油站烟囱高 25m），能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 在用锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉标准限值要求（颗粒物 $\leq 30\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 400\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{SO}_2 \leq 100\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 ≤ 1 ）。

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。

6.2 废水污染防治措施

6.2.1 施工期

（1）施工期废水处理措施及其可行性论证

施工人员生活污水排入排入依托场站及阀组间的防渗旱厕，定期清掏用做农家肥。

（2）施工期地表水保护措施

①合理规划：施工单位严格按照有关规定安排施工作业；合理进行施工组织和场地布置；对施工运输合理规划、布局，利用既有道路，运输车辆按指定路线运行；施工运输车辆加盖棚布，防止运输材料洒落，产生扬尘，影响区域内环境。

②施工期间各类固体废物应及时清运，施工期间严禁将生活污水直接排放。

③宣传教育：施工单位应加强对施工人员爱护环境防止地表水体破坏的宣传教育活动，在施工过程中，应做到井然有序的组织实施设计，做到文明施工。

通过采取以上措施，施工期能够有效防止各类污染物进入附近地表水体造成污染事故，减少对周边水环境的影响。

6.2.2 运营期

(1) 运营期废水处理措施及其可行性论证

①运营期废水处理措施

运营期油井采出液分离出的含油污水由管线输送至朝一联合含油污水深度处理站处理，作业污水及洗井污水由罐车拉运至朝一联合含油污水深度处理站处理达标后回注油层，不外排。

②处理工艺可行性分析

本项目依托朝一联合含油污水深度处理站，朝一联合含油污水深度处理站主要接收处理朝阳沟油田区块的含油污水，该站采用“原水→沉降曝气除硫→气浮除油→两级过滤→超滤”，设计出水水质指标为“5、1、1”。

③处理工艺达标可行性分析

朝一联合含油污水深度处理站设计出水指标为《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 5.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”。本次委托大庆中环评价检测有限公司于 2022 年 2 月 17 日-18 日对朝一联合含油污水深度处理站出水水质进行监测，处理后水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求，工艺可行。

④处理规模的可行性分析

朝一联合含油污水深度处理站设计污水处理量为 $7000\text{m}^3/\text{d}$ 。目前实际污水处理量为 $5595\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目新增污水 $19.97\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目投产后朝一联合含油污水深度处理站负荷率为 80.2%。因此，从规模上本项目依托可行。

本项目拉运污水要建设拉运视频监控装置，并接入市局监控平台，废水拉运前向市局申报，明确拉运量、拉运时间，并接受视频监管。采取以上措施后，本项目运营期废水均不外排，对环境的影响较小。

(2) 运营期地表水保护措施

在油田生产建设及运营过程中，必须加强管理，同时确保各项污染控制措施及事故应急措施能够切实落实，运营期还应做到如下要求：

①为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入地表水体，在生产过程中严格管

理，杜绝含油污水及污油的随意排放；生产过程中修井及其它井下作业通过安装防喷器、卸油器、作业污水回收装置、井口溢流控制器等井口及井下装置，防止井喷、泄漏等事故的发生，减少含油污泥的产生量，一旦发生原油落地，全部及时回收；距离地表水体东大海较近的井场可设置护坡，护坡高度应高出水泡最高水位 50~80cm，将事故产生的污油污水截留在井场内；

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

③在进行油井井下作业时，严格按照要求使用污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置及罐车对作业污水进行回收，防止作业产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

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

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

6.3 地下水污染防治措施

6.3.1 地下水防治措施

(1) 源头控制措施

①定期对油井套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；

②油田生产过程中严格管理，坚决杜绝含油污水及污油的随意排放，井下作业产生的原油等污染物及时回收，不遗落地面，一旦发生原油落地事故，及时回收并确保回收率达到 100%。

③管线采用热熔式焊接和挤压式焊接，在施焊前进行检查。

④管道采用无缝钢管，内外进行防腐保温。站内埋地不保温管道外防腐采用沥青防腐胶带特加强级，带宽不小于 150mm，防腐层厚度不小于 3.2mm。

⑤管道补口采用配套的补口带，补口层与原防腐层搭接宽度应不小于 100mm。

⑥运行期定期检查、维修项目所有管道、机泵等，确保各部分的使用性能。尤其在雨季更要认真检查，清除隐患。

⑦巡检过程一旦发现管道泄漏，应立即采取应急措施，关闭机泵，清理泄漏的原油、含油污水。

6.3.2 分区防控措施

(1) 地下井管防渗措施

对使用双层套管技术进行清洁生产审计，使表层套管固井水泥浆必须返至井口，保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；油井作业结束后对井场进行清理，对被油水污染的井场填土回收，防止污染物进入潜水层造成污染。

(2) 井场防渗措施

①井场地面属于简单防渗区，地面应压实。作业期间的防渗措施为搭建防渗围堰及防渗布。

②定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；油井作业结束后对井场进行清理，对被油水污染的井场填土回收，防止污染物进入潜水层造成污染。

(3) 集油管线防渗措施

本工程集油管线集油管线采用重点防渗，应采用钢管，其防渗措施主要为：

- ①管道外防腐等级应采用加强级；
 - ②管道连接方式应采用焊接；
 - ③管道设计壁厚的腐蚀余量不应小于 2mm 后采用管道内防腐；
 - ④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；
- 本项目分区防渗情况见表 6.3-1。

表 6.3-1 本项目分区防渗情况

防渗分区	防渗地点	防渗措施	导则中防渗技术要求
重点防渗	集油管线	管道采用无缝钢管，管道连接方式应采用焊接，管道设计壁厚的腐蚀余量不应小于 2mm 后采用管道内防腐	满足等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s 要求
简单防渗	井场	采取地面压实	满足一般地面硬化要求

6.3.3 地下水环境监测与管理

根据地下水环境影响评价结果，如果工程发生事故性泄漏，将会对地下水环境造成潜在威胁，因此一定要落实好各项污染防治措施及监测计划的实施，本项目地下水跟踪

监测井已在钻井工程中进行布设，定期对周围地下水井进行观测和检测，随时监测地下水的变化，及时发现和解决问题；如发生重大污染事故且已对地下水造成污染，应进行信息公开，并与政府相关部门进行联动，聘请专家进行讨论，制定减轻地下水污染程度及控制地下水污染范围的措施，防止地下水污染加剧。

跟踪监测计划见表 6.3-2，地下水跟踪监测布点图见附图 4。

表 6.3-2 地下水环境监测计划表

序号	水井名称	经纬度	方位距离	上、下游	井深	备注	监测因子	监测频次
1	兰仁贵屯水井	125.50768 45.71978	2#平台北侧 350m	上游	17m	背景值监测点、潜水	pH、石油类	1 次/年
2	郑旺屯水井	125.48472 45.72146	1#平台西北侧 1432m	下游	20m	地下水污染调查点、潜水		
3	马家窝棚水井	125.49889 45.70342	2#平台西南侧 1361m	下游	15m			

6.4 噪声污染防治措施

本项目井场周边 200m 范围内无声环境保护目标，最近保护目标距离 2#井场 350m，为了减轻噪声对周边环境的影响，须采取以下噪声污染控制措施：

6.4.1 施工期

- (1) 合理安排施工时间。尽量避免大量高噪声设备同时施工，避免夜间施工。
- (2) 合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械。
- (3) 降低设备噪声。选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声。
- (4) 运输车辆选择避开居民点路线，尽量不鸣笛。
- (5) 加强对施工人员的培训及责任教育，做好施工机械和运输车辆的调度和交通疏导工作，运输车辆选择避开居民区的路线，限制车速，禁止鸣笛，降低交通噪声；
- (6) 禁止夜间（22:00~次日 6:00）施工，避免对周围敏感点产生影响。

通过采取上述措施，能够确保施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）要求，不会对声环境产生较大影响，施工期噪声治理措施可行。

6.4.2 运行期

(1) 井场电机等发声设备尽可能选用低噪声设备；

(2) 对噪声值较高的设备，根据其产生噪声的特性，采用相应的减振、隔声等降噪措施；

(3) 注意对设备的维护保养，尤其加强村屯周围井场维护和保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。

通过采取以上措施后，能够确保井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求，不会对周围声环境产生较大影响，运行期噪声治理措施可行。

6.5 固体废物污染防治措施

6.5.1 施工期

(1) 施工产生的生活垃圾执行《城市生活垃圾管理办法》（中华人民共和国建设部令第 157 号令），应集中存放，防止因暴雨、大风等冲入外环境，并及时拉运至肇州县生活垃圾综合处理厂进行处理，做到工完、料净、场地清；

(2) 施工活动产生的施工废料最大限度回收利用后，剩余废料拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理；

6.5.2 运行期

1、收集、贮存及处置措施

(1) 本工程产生的落地油及清淤油泥（砂）属于危险废物，危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码为 071-001-08，由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站处理后再委托有资质单位处理，满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 限值，用作采油十厂垫井场和通井路；含油废防渗布属于危险废物，危险废物类别为 HW49 其他废物，代码为 900-041-49，经收集后委托有资质单位处理。

(2) 油井作业结束后及时清理井场，对施工范围内的油污及泥土（HW08/071-001-08）收集清理，由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站处理后再委托有资质单位处理，满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 限值，用作采油十厂垫井场和通井路。

(3) 在井场作业现场管理中，严格落实作业前后环保交接制度，作业队伍必须严格遵守相应的无污染作业准则，确保无污染作业率达到 100%。

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) 本项目危险废物的运输按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）要求进行运输管理，危废的转移过程应按照《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。

综上所述，本项目产生的固体废物均可得到妥善处理，不外排，本项目固体废弃物处置措施可行。

6.6 生态保护措施

6.6.1 施工期

(1) 一般性生态保护措施

①加强井场管理及设备养护，防止原油、含油污水以及各种废液的跑冒滴漏，如发生跑冒滴漏，及时处理；

②埋设集油管线时，根据管径的大小做到尽量窄控，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；

③恢复土地生产能力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌；

④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；

⑤施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对永久占用耕地按“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地的恢复及补偿；对临时占用耕地进行表土留存，分层回填，整平翻松，确保恢复等质等量面积的耕地。恢复过程由环境监理全程监督，以确保生态恢复效果。

(2) 针对性保护措施

1) 永久基本农田保护措施

根据《基本农田保护条例》中规定：国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开永久基本农田保护区，需要占用永久基本农田，涉及农用地转用或者征用土地必须经国务院批准。经国务院批准占用永久基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的永久基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占用的永久基本农田数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合的要求的，应当按照省、

自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。占用永久基本农田的单位应按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用的永久基本农田耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

本工程属国家能源设施建设项目，根据设计要求，工程无法避让永久基本农田，因此应按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准，对于永久占地，应纳入省土地利用规划，按有关土地管理部门要求认真执行。对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦，应当按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，永久基本农田的耕地恢复由当地政府负责开垦相应数量的耕地，进行耕地保护。

及时落实生态补偿和恢复措施，对临时占用的耕地进行整平翻松，对永久占用的基本农田按“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于耕地的恢复及补偿。

2) 防沙治沙措施

项目占地区域未出现土壤沙化现象，为保护区域生态环境，针对本项目的具体特点，施工期内采取以下防沙治沙措施：

①施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

②根据当地际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系。裸露沙地，以种植草本和灌木植物为主。

通过采取上述措施，施工期严格控制控制施工作业占地范围，不会对项目所在区域生态环境产生较大影响，施工期生态保护措施可行。

3) 水土流失防治措施

①井场

井场予以平整、压实，以免发生水土流失。对于建设开挖、回填产生的弃土石方要合理填埋、堆放、利用，并采取适当的压实平整措施。地面建设产生的弃方不得随处堆放，应合理利用。

②道路

严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能减少原有植被和土壤的破坏。油区道路施工作业面宽度控制在永久占地范围内；新建道路应在推平后加以机械碾压压实或铺设砂石硬化，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。

利用现有公路和已有便道行车，不新建道路，避免造成新的裸露地表；执行“无捷

径”原则，规范车辆行驶路线，不在道路、井场以外的地方行驶和作业，禁止碾压和破坏地表植被。在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置钢筋砼板涵，以保证道路两侧洪沟的畅通。生产期及时作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证各类设施的泄洪能力。

③管线

对输油管道采取防腐措施，防止管道泄漏对植被、土壤造成影响；长距离输油管道采用阴极保护，减缓管道腐蚀，减小原油管道因腐蚀穿孔泄漏的概率。

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。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，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势，尽量改善当地的生态环境。

综上所述，通过上述生态污染防治措施，本项目对生态环境造成的影响在环境可接受范围之内，措施技术可行

6.6.2 运行期

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

(1) 严格控制油井作业占地，普通井下作业不新征临时占地；施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。井场临时占地主要为设备

放置地，在设备放置时尽量不破坏原有地貌，施工结束后及时对现场进行清理，对破坏的土地进行平整并压实，利于植被自然恢复。

(2) 油井作业过程中缩小影响范围，提高工程施工效率，减少工程在空间上、时间上对生态环境的影响；在完钻后，要立即对施工现场进行平整，并尽可能覆土压实，基本程序是回填—平整—覆土—压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填平衡”。

(3) 油井作业要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。油井作业结束后，应针对作业过程中的不同破坏类型，恢复被破坏的地表形态，降低工程对周围生态环境的影响。

(4) 油井作业避免在大风天施工。作业时在井场周围堆筑临时围堰，防止作业时产生的油水进入周围环境。

(5) 油井作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”，作业后无落地油遗留井场。

(6) 回收落地油时，减少土壤的剥离量。加强管理，减少落地油在清理和运输过程跑冒滴漏的量，污泥回收后做无害化处理，处理后油水回收。

(7) 运行期各种车辆应在已修建的道路上行驶，不得随意行驶。

本项目通过采取上述生态保护措施，能够确保本项目对区域生态环境的破坏得到有效控制，不会对区域生态环境产生较大影响，生态保护措施可行。

6.7 土壤污染防治措施

6.7.1 施工期

(1) 加强施工中的环境管理，控制和消除土壤污染源。严禁随意倾倒污水、随意堆放固体废物，防止因“三废”处理不合理或处置措施不当对土壤造成污染。

(2) 井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定，严格控制施工作业面积，以减少地表植被和土壤的破坏。本工程建设期间主要进行地面工程的建设、各种管线与道路的铺设等作业。对环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。根据油田地面工程规划方案，本工程对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，按照省市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

(3) 充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时通道。

(4) 对于临时占地，在对土壤进行开挖施工时要采取措施降低土壤风蚀，减少水土流失：对土壤要分层开挖、分别堆放，按原土层回填（先填心土，后覆盖表土）平埋

方式（不起土坝）进行，以便其尽快恢复植被生长。

6.7.2 运行期

(1) 油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) 油井作业时，井场应铺设防渗布，防止落地油溅落，污染土壤；

(3) 加强管理，杜绝分离污水运输过程跑冒滴漏，管道采用钢管进行重点防渗处理，分离污水全部通过污水外输管道输送至朝一联合油污水深度处理站进行处理；

(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

6.7.3 土壤环境跟踪监测

本项目土壤跟踪监测点已在钻井工程中进行布设，监测委托具有资质的单位进行，监测报告应存档，同时对监测结果进行信息公开，跟踪监测计划见表 6.7-1 和附图 10。

表 6.7-1 土壤环境跟踪监测计划表

点位	坐标	位置	监测因子	监测频次
1	东经 125.50729 北纬 45.71763	2#平台井场	石油烃、pH	1 次/3 年
2	东经 125.51264 北纬 45.71782	2#平台井场东侧 100m 耕地		

6.8 环境风险防范措施

6.8.1 施工期环境风险防范措施

(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) 提高管道的防腐等级，集油掺水管道采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管；

(3) 定期检测集输管线防腐及腐蚀情况，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。

6.8.2 运营期环境风险防范措施

(1) 集输系统事故风险防范措施

1) 严格挑选施工队伍，施工单位应持有劳动行政部门颁发的压力管道安装许可证，以确保管道施工质量，同时对工程中使用的设备及附件应严格进行施工安装前的质量检验，检验合格后方可进行施工安装。

- 2) 对已建集输系统定期维修保养, 及时更换老化管线、设备。
- 3) 定时对采油井和管线进行巡查, 及时发现管线、阀门、设备渗漏、穿孔问题。
- 4) 生产时密切关注系统压力变化, 一旦系统压力有大的降低, 要及时报告, 找到管线泄漏点, 及时处理, 避免污水大量泄漏。
- 5) 当发生油水泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤, 控制油水扩散范围, 保护周围生态环境; 同时明确泄漏可能导致的后果, 泄漏危急周围环境的可能性, 隔离泄漏区, 周围设警告标志。
- 6) 确保第十采油厂财务资产库的围油栏、铁锹、吸油毡、消油剂等应急工具和设备齐备完好, 以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理, 避免对周围地表水、地下水、土壤等环境产生污染。
- 7) 将被泄漏原油污染的土壤清理后由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站处理后再委托有资质单位处理, 满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022) 表 1 限值, 用作采油十厂垫井场和通井路。
- 8) 当发生油田伴生气泄漏应划出警戒线, 告知围观群众危险性, 劝之不要动用火源, 防止火灾及爆炸事故发生; 同时根据泄漏情况有组织性的疏散周围相关人员。
- 9) 建立应急响应机构, 配备快捷的交通通讯工具, 以便对泄漏事故及时作出反应和处理。
- 10) 对油田设施采用新技术, 提高油田设施的抗蚀防腐能力, 从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率。
- 11) 制定定期巡查制度, 发现异常及时处理和报告。
- 12) 建立应急响应机构, 配备快捷的交通通讯工具, 以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

(2) 依托场站事故风险防范措施

- 1) 建议对地层压力进行监控, 合理安排注采比, 预防套损事故的发生;
- 2) 站内定时巡检, 及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题, 避免出现大量油水泄漏;
- 3) 平稳操作, 避免系统压力超高放空;
- 4) 定期维护保养容器、设备和站内管线。

(3) 火灾、爆炸风险防范措施

- 1) 为防止系统憋压或误操作造成密闭设备的超压破坏或爆炸, 所有压力容器及油罐均设有安全阀、呼吸阀等泄压设施。场站可燃气体设备的安全阀出口泄放管应接至火

炬系统或其它安全泄放设施；

2) 场站的油罐均设计防雷、防静电接地装置；对生产场所超过安全电压的电气设备均采取保护接零或接地措施；

3) 场站内的防雷接地设施及报警装置必须定期校检，保证安全设施可靠有效。

(4) 危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》本项目涉及的危险物质必须按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（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、产品危险化学品所用的槽车、容器、设备必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。设备区设计应按照《石油化工企业设计防火标准》（GB50160-2018）要求进行必要的围堰、防火设计、修复。

(5) 管理措施

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) 当发生泄漏时应及时修筑围堤，控制油水的扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；

3) 对被泄漏原油污染的土壤清理干净后送朝一联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) 加强管理, 建立并严格执行安全生产责任制度, 科学监控设备运行, 消除故障隐患;
- 6) 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;
- 7) 制定定期巡查制度, 发现异常及时处理和报告;
- 8) 建立应急响应机构, 配备快捷的交通通讯工具, 以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

针对上述风险情况, 本工程建设单位已经针对可能发生的风险事故提出相应风险防范措施, 企业结合所处区域的自然条件、环境状况、地理位置等特点, 制定了较完善的事故风险应急预案, 本工程为扩建工程, 如发生风险事故, 可按已建立的事故风险应急预案执行。

6.8.3 事故应急救援预案

大庆油田公司突发事件应急管理归口部门为公司生产运行部门, 为及时应对突发事件, 快速调动应急资源, 以消防支队为依托, 组建了国家级专业应急救援队伍 1 支, 以及作业井喷应急救援队伍、原油泄漏应急救援队伍、天然气泄漏应急救援队伍、电力系统故障应急救援队伍、水上溢油应急救援队伍、医疗卫生救援队伍 7 个油田公司级应急救援队伍, 在各二级单位建设综合应急救援队伍, 基本形成了覆盖油田生产各专业的应急救援队伍体系。

根据突发环境事件级别确定上报部门及应急队伍响应级别。从发现环境事件后要上报突发环境事件初报, 初判发生 III 级突发环境事件时, 由三级单位负责应对工作, 具体为现场人员、三级单位应急救援队伍或区域消防队进行应对; 初判发 II 级突发环境事件时, 由二级单位负责应对工作, 具体为二级单位综合应急救援队伍和区域消防队进行应对, 必要时向油田公司求援, 调集油田公司级应急救援队伍; 初判发生 I 级突发环境事件时, 30 分钟内向突发环境事件应急办公室初报, 启动油田公司突发事件应急响应程序, 启动油田公司级专业工作组、综合工作组、专业应急救援队伍。

建设单位目前拥有的应急预案内容较为完善, 已有应急预案能够满足建设项目的要求。本工程为改扩建工程, 目前第十采油厂已建立较完善的应急预案体系, 综合性预案为《第十采油厂突发事件总体应急预案》, 还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《井喷突发事件专项应急预案》、《油气泄漏事件专项应急预案》、《输油系统突发事件专项预案》、《蓄滞洪区人员、设备撤离预案》、《洪涝灾害专项

预案》等专项应急预案。其中总体预案适用于自然灾害、事故灾难、公共卫生、社会安全四类突发事件的应对工作，主要包括应急组织机构及职责明确、风险分析与应急能力评估、预防与预警、应急响应与保障等内容，重点明确各分项预案所述事件类型及事件各级应急组织机构框架内容，起到总体掌控的作用；《环境突发事件专项预案》中不仅包含了风险分析与事件分级、应急响应等内容，而且明确了环境突发事件应急储备物资清单、应急联络单等内容；《输油系统突发事件专项预案》中根据自然灾害、人为破坏、人为操作失误和设备缺陷等原因，在生产、使用、贮存、运输和油气处置工艺过程中易出现原油、天然气等危化品泄漏现象确定突发事件类型，主要涵盖 4 类风险：①油气等生产过程中输送物料管线发生泄漏。②产品储存区等出现泄漏事故。③作业环境由于设备、管道、阀门、法兰等容器使用、腐蚀、损伤或密封圈损坏等原因，出现泄漏。④装卸过程中，由于泵、法兰、管道、密闭等处发生泄漏或者由于装料过满、受热膨胀等发生泄漏。针对这四种风险，该《应急预案进行了组织机构及职责明确、预防与预警设置、应急响应与保障内容确定以及油气集输突发事件的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。总体上看，第十采油厂应急预案涵盖了环境突发事件、井喷、油气泄漏、输油系统突发事件等事故情况，依托合理，现有应急预案依托可行。但建议建设单位加强对应急预案的定期风险应急演练及员工培训。上述制定的事故应急预案，已报当地政府备案，并定期进行演练。

通过分析，工程在发生事故状态下可依托已经制定了相关应急预案及相关应急资源。不需对本工程提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，定期进行地企联动应急演练，提高突发事件的应急处理能力。

1、确定危害和风险

本项目潜在的环境风险事故是泄露、火灾和爆炸。

通过正确地判别和评价本项目潜在的环境风险事故，制定相应的应急措施，可将风险和影响降到合理实际并尽可能低的水平，最大程度地保护人、环境和财产不受或少受影响。

2、应急预案基本内容

针对本项目可能发生的风险事故，制定相应的应急预案，以处理突发事故，降低风险，并与当地政府应急预案衔接，报当地政府备案。本工程位于已建区块内，可以纳入第十采油厂油田原有应急体系内，不需对本工程提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，

发生事故必要时可直接向邻近企业、单位和政府部门、消防队、环保局、安全生产监督管理局和市政府报告，申请求援并要求周围企业单位启动应急计划。该应急预案需补充内容如下：

(1) 依托大庆油田公司监测机构建立事故应急监测机制，及时进行事故环境影响监测。

(2) 环境监测内容

本项目发生污染事故时，对环境的影响主要是对生态（包括土壤、植被）和大气环境的影响，应急监测主要是这几方面的内容。

①生态方面：对事故现场及周围区域的植物、土壤进行危害监测，并在事故后不定期的对生态环境的恢复状况进行监测。

②大气环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近的敏感区域进行大气监测。

③水环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）所影响的地表水环境和地下水环境进行监测。

④土壤环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近的敏感区域进行土壤监测。

⑤负责单位要根据监测结果编制事故污染报告，确定事故影响范围，为制定治理措施提供依据。

3、应急预案有效性分析

大庆油田有限责任公司第十采油厂编制了《环境突发事件专项应急预案》，该应急预案主要针对项目运营过程中可能突发的各种环境风险事故等制定了详细的安全应急救援预案。预案中包含了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目运营期发生的风险事故得到及时救援和处理。降低了环境风险的危害。

应急预案制定完毕后，大庆油田有限责任公司第十采油厂各油矿平均每月开展一次应急预案的宣传教育及应急演练，保证每一个工作人员都熟悉预案的内容，熟练应急措施，检查预案的有效性和符合性，对存在的不足及时修正。

4、应急状态地企联动

大庆油田有限责任公司第十采油厂已在大庆油田有限责任公司备案登记，由大庆油田有限责任公司向市政府有关部门及集团公司申请备案。大庆油田有限责任公司第十采油厂已备案登记《环境突发事件专项应急预案》、《井喷突发事件专项应急预案》、《油

气泄漏事件专项应急预案》、《输油系统突发事件专项预案》、《蓄滞洪区人员、设备撤离预案》、《洪涝灾害专项预案》等专项应急预案，发生事故时，多个应急预案联动响应。同时，企业环保部门与地方社会力量保持应急状态联动，事故发生后，消防部门、医疗部门、环保部门及公安部门启动相应紧急预案，保障事故控制及事故救援得到有效迅捷地处理，详见下表。

表 6.8-1 地企联动各联系方式

名称	联系电话
火警	119
医疗急救	120
大庆市人民政府	0459-4609222/6373055
大庆市生态环境局	0459-4623818
大庆市肇州县环境保护局	0459-6170900
大庆市应急管理局	0459-6377119
大庆市安全生产委员会办公室	0459-4600048
大庆油田总医院	0459-5886408
大庆市气象站	0459-8151030
大庆油田有限责任公司第十采油厂环保部	0459-4494387

由前述分析可知以上提出的各项环境保护措施是切实有效的，同时工程对油田生产全过程采取环境保护管理措施和技术措施，有效的预防和减缓本次产能建设可能带来的不良影响。

6.9 油田开发后期及闭井期环保措施

本工程闭井期另外单独履行环评手续。

6.10“三同时”环保验收一览表

为进一步落实本项目工程设计和环境影响评价提出的各项环保措施，确保环保工程发挥真正作用，本项目“三同时”环境污染防治措施及环保验收具体内容见表 6.10-1。

表 6.10-1 “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	施工期	施工期扬尘 及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物	施工场界执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 中无组织排放监控浓度限值
	运营	采油井场 场站非甲 管线和场站均采取密闭性良好的阀门等， 确保密闭集输，加强对设备和管道的检查	边界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》

	期	烷总烃	和维护	(GB39728-2020) 5.9 中规定要求), 厂区内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019) 附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求
		加热炉燃烧烟气	依托场站加热装置采用清洁能源天然气为燃料	燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 在用燃气锅炉标准
废水	施工期	施工人员生活污水	排入依托场站及阀组间的防渗旱厕, 定期清掏用做农家肥	不外排
	运营期	作业污水	由罐车拉运至朝一联含油污水深度处理站处理达标后回注油层, 不外排	执行《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015) 中“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1μm”限制要求
		洗井污水	由罐车拉运至朝一联含油污水深度处理站处理达标后回注油层, 不外排	
		油田采出水	进入朝一联含油污水深度处理站处理达标后回注油层	
噪声	施工期	施工场地噪声	合理安排施工时间, 避免大量高噪声设备同时施工, 选用低噪声设备, 注意设备维护和保养	执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 中限值要求
	运营期	井场噪声	低噪声设备、基础减振	《工业企业厂界噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准限值: 昼间≤60dB(A), 夜间≤50dB(A)
固废	施工期	施工废料	经收集后拉运至第八采油厂工业固废处置场处理	执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB 18599-2020) 要求
		生活垃圾	统一收集后运至肇州县生活垃圾综合处理厂处理	不外排
	运营期	含油防渗布	由建设单位统一收集后委托有资质单位处置	不贮存, 实行危险废物转移联单制度
		含油污泥、落地油	属于危险废物, 集中收集, 由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站处理后再委托有资质单位处理, 处理后的脱油泥用作油田垫井场和通井路	执行《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022), 处理后含油污泥含油量≤3‰

生态恢复	对临时占用的土地进行恢复、平整，恢复临时占地 2.434hm ²	施工时分层开挖、分层堆放、分层回填，场地平整，不改变原有地势，不起垄，耕作层进行翻松。施工时留有影像资料，保留生态恢复前后的影像资料。当年恢复原有地貌，3~5 年恢复原有农田产量。
	永久占用耕地按照规定进行经济补偿，补偿面积 0.036hm ² 。	按相关要求征地补偿
地下水及土壤防护	运营期分区防渗：集油掺水管道重点防渗，管道采用无缝钢管、管道设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式采用焊接，满足等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s 要求；井场永久占地内为简单防渗，采用地面夯实碾压平整进行防渗。	执行《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中关于分区防渗技术要求
	在 2#平台北侧 350m（区域上游）布设 1 个潜水背景值监测水井，该井为兰仁贵屯水井（125.50768，45.71978），在 1#平台西北侧 1432m（区域侧向）布设 1 口潜水跟踪监测水井，该井为郑旺屯水井（E125.48472，N45.72146），在 2#平台西南侧 1361m（区域下游）布设 1 口潜水跟踪监测水井，该井为马家窝棚水井（E125.49889，N45.70342）	pH、挥发性酚类执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 III 类标准限值要求
	在 2#平台井场、2#平台井场东侧 100m 耕地共布设 2 个土壤跟踪监测点，定期对土壤进行跟踪监测，监测因子为 pH、石油烃，监测频次为 1 次/3 年。	石油烃执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2（其他项目）中第二类用地石油烃筛选值
风险防控	运营期工作区域均铺设防渗布，防渗布边缘设置围堰；车辆采用密闭罐车，配备收油工具，场站定期进行应急演练。	
水土流失	合理选择施工季节，井场施工控制作业面积，管线施工回填平整、压实	
防沙治沙	对临时占用的耕地进行恢复；对永久占地平整压实，路基边坡采取种草措施护坡固土	

表6.10-2 竣工验收监测与调查主要内容

项目	内容
环境保护管理检查	项目各阶段环境保护法律、法规、规章制度的执行情况

	环境保护审批手续及环境保护档案资料
	环保组织机构及规章管理制度
	污水回收装置等环保设施建成及运行情况，生态恢复、占地补偿等措施的落实情况
	本项目环评报告及其批复提出的环保措施落实情况及其效果
	运行期环境保护监测计划实施情况
	本项目事故风险的环保应急计划，包括物质配备、防范措施，应急处置等
	施工期、运行期扰民现象的调查
	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
污染物达标排放监测	无组织排放烃类气体监测
	厂界噪声声达标排放监测
	事故时对大气，地下水、地表水、土壤等进行事故监测
环境保护敏感点环境质量监测	油田开发区域内的地下水以及生态环境质量
生态调查主要内容	项目在施工、运行期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	平整及恢复 2.434hm ² ；补偿 0.036hm ²
	针对环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况

7 环境影响经济损益分析

油田项目的开发建设，除对所在区域的经济的发展起着促进作用外，也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。本评价将通过对拟建项目的经济和环境效益分析，对项目建设的合理性进行分析。

7.1 环境损失费估算

本项目开发过程中，由于井场建设，需要占用一定面积土地，而且由此产生的污染物对周围环境也会造成一定污染，因此引起的环境损失费往往很难直接用经济价值来计算，因此，我们仅用植被损失费和资源损失费来估算。

本项目损失主要为占用耕地的损失，本工程永久占用耕地 0.036hm²；损失玉米按 500kg/亩（7.5t/hm²）计算，按 10 年算，损失玉米量为 2.7t。

施工期结束后对临时占地进行复垦，复垦地由于土壤自然结构的破坏造成的土壤板结、透气性差、肥力下降，可能对农作物的生产产生影响，这种影响预计 2~3 年可逐渐减弱，并且随着时间的推移最终使农作物恢复到原来的产量。农田在 2~3 年可恢复生产力，农作物单位面积产量以玉米计，按 500kg/亩（7.5t/hm²）计算，本项目临时占用农田的面积为 2.434hm²，按 3 年计，计算得出本项目施工期农作为暂时性损失量为 54.765t。

表 7.1-1 本项目临时占地损失的农作物统计

年份	植被/农作物类型	面积 (hm ²)	单位产量 (t/hm ²)	产量降低率 (%)	总损失量(t)
3 年	玉米	2.434	7.5	100%	54.765
合计	/	2.434	/	/	54.765

该项目投产后临时占地与永久占地造成的玉米损失按 2200 元/吨计，则投产十年间耕地损失 12.64 万元。

7.2 环保投资估算及环境效益分析

7.2.1 环保投资估算

本项目环保投资共 19.478 万元，总投资 389.8 万元，占总投资的 5.0%，本工程环保投资详见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资统计表

序号	项目	建设内容	金额 (万元)	备注
1	废气治理	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物	0.2	0.1 万元/井场，共 2 座井场
2	废水治	作业污水及洗井污水由罐车拉运至朝一联合	4.7	0.01 万元/m ³ ，共计

	理	油污水处理站处理		490.7m ³ /a
3	固体废物治理	含油污泥、落地油拉运至朝一联合油污泥处理站处理后送有资质单位处理	0.218	0.5 万元/吨, 共计 0.436t/a
		含油防渗布由建设单位统一收集后委托有资质单位处置	0.1	0.5 万元/吨, 共计 0.2t/a
		生活垃圾运至大庆市生活垃圾综合处理厂处理	0.02	0.1 万元/吨, 共计 0.2t
5	地下水防治	油井井场采取简单防渗, 集油管线采取重点防渗	0.8	0.4 万元/井场, 共 2 座井场
6	环境风险防控	配备围油栏、吸油毡、消油剂等应急物资, 定期进行应急演练等风险防范措施及应急措施。	0.8	0.4 万元/井场, 共 2 座井场
7	生态恢复	临时用地恢复与补偿 2.434hm ² , 永久占耕地 0.036hm ² 补偿	12.64	损失玉米量, 按 2200 元/吨计
总计			19.478	

7.2.2 环境效益分析

项目建设运营中排放的污染物采取了一系列治理措施, 大大降低了排入环境中污染物的数量, 将取得一定的环境效益。

7.3 环境经济损益分析结论

本工程的建设为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证, 对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展, 都将发挥重要的作用。同时, 该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展, 提高当地的生活水平, 实现当地经济环境的协调发展。

8 环境管理与监测计划

8.1 HSE 管理体系的建立和运行

本项目应依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-1997）的要求，在项目的建设期、运营期和退役期等 3 个阶段建立和实施 HSE 管理体系。建设期、运营期和退役期的 HSE 管理分别包括以下内容：

（1）建设期 HSE 管理主要包括良好的工程（高产、节水、节能）设计、安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用，安全、绿色施工等；

（2）运营期 HSE 管理主要包括：HSE 组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等；

（3）退役期 HSE 管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

油田开发建设对环境主要影响是建设期的各种施工作业活动和运行期的风险事故。为最大限度地减轻油田生产对区域内空气环境、水环境及生态环境的影响，减少事故的发生，以确保油田安全运行，必须建立科学有效的环境管理体制，制定详细周密的环境保护管理计划。

8.1.1 组织结构

本工程环境管理工作由第十采油厂负责。在项目建设期引入环境监理制度，推行环保监理和检查制度。由第十采油厂施工业务主管部门对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，控制施工阶段的环境污染和生态破坏。施工期除设置 1 名专职环保员外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HSE 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

8.1.2 规章制度

在项目运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、井场和场站管理、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道、场站。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备

器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

油田环保工作必须严格执行国家、黑龙江省的环保法律法规，同时还应制定相应的环境管理规章制度，环保法规及油田内部的各种环境管理规章制度应下发到相应人员，并组织有关人员学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。相关法规和规章制度详见表 8.1-1。

表 8.1-1 环保法规和规章制度一览表

序号	规章名称	主要内容
1	国家、省市级的相关环保法律法规	国家、省市颁发的环境保护法律、法规。
2	油田公司制定的相关环保法律法规	油田公司的环境管理规定及环境管理规章制度（或环境保护条例及事故预案）。
3	环保技术规程及标准	各级有关环境管理的技术规程、标准，主要包括：国家及省市颁布的相关污染物排放控制标准；油田公司及厂矿等各级单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括油田开发建设期及生产运行期废水、废气、废渣及噪声等方面的管理制度；在油田投入正常生产过程后，三废管理制度主要应包括油田正常运行过程中对含油污泥、含油污水及挥发烃的治理（回收及利用）等方面的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括油田建设期井场、道路和管道的建设过程对区域内生态环境产生的影响后所做出的恢复计划及生态补偿措施等；在油田进入正常生产运行期后，生态保护制度主要包括油田生产过程中所进行的油井作业过程，同时包括在生产过程中对于一些突发事件可能对周围生态环境产生的影响而制定的生态恢复计划和补偿措施等内容。
7	事故管理预案	明确油田开发建设过程中的诸如油水井作业、集油管道所可能存在的突发事件的预防管理措施。

8.1.3 管理措施

- (1) 最高领导层将 HSE 管理放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上；
- (2) 公司员工时刻将 HSE 责任放在心中；
- (3) 制定和落实一岗一责制；
- (4) 加强生产技术及 HSE 教育和培训；
- (5) 做好现场审核和整改；
- (6) 奖优罚劣，持续改进 HSE 表现。

8.2 环境监控

8.2.1 环境监控实施计划

由第十采油厂安全环保部对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，以加强设计和施工阶段的环境管理，控制施工阶段的环境污染和生态破坏；同时在日常生产管理过程中对相应的环境管理机构、人员及环境管理制度必须切实落实和执行。尤其在建设施工期，除设置油田专职环保员一名外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HS 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

HSE 机构在环境管理上的主要任务包括：负责制定本油田施工作业的环境管理方案，制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，负责协调与地方环保、水利、土地等部门的关系以及负责有关环保文件、技术资料的收集建档等。

8.2.2 环境管理工作的重点

工程投产运行后，油田环境管理工作由第十采油厂安全环保部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、场站事故、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

8.2.3 环境管理人员的基本职责

- (1) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作；
- (2) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；
- (3) 对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；
- (4) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；
- (5) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

8.2.4 环境监控基本内容

为了油田开发区域内环境的持续改进，对油田开发建设的各项活动进行全过程、全方位的监控。包括井场、场站建设及相应配套设施建设，以及油田正常生产情况下的相应作业施工建设等过程。油田运营期的环境监控主要是采油、井下作业和原油集输过程中的环境保护措施执行情况。日常监控主要由本站的环保员组织定期进行，由上级部门核查。核查采用检查现场、检查记录、与员工座谈等形式进行；检查和核查应形成记录。

8.2.5 本工程污染源排放清单

本工程施工期污染物排放清单见表 8.2-1。

8.2-1 施工期污染物排放清单

污染物种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
废气	扬尘	颗粒物	/	排入大气	执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值要求
废水	生活污水	COD、NH ₃ -N	25.6m ³	施工人员产生的生活污水排入本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥	不外排
固废	施工废料	/	0.49t	拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理	不外排
	生活垃圾	/	0.2t	统一收集后拉运至肇州县生活垃圾综合处理厂处理	100%处置
噪声	机械噪声	噪声	60~105dB(A)	排入周围环境	执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）要求

本工程运行期污染物排放清单见表 8.2-2。

表 8.2-2 本工程运行期污染物排放清单

种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
废气	烃类气体	非甲烷总烃	14.46t/a	排入大气	井场及场站厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定

					要求), 场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求
	加热炉烟气	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	30.2 万 m ³		符合《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 1 中在用燃气锅炉要求
废水	油田采出水	石油类	6800t/a	进入朝一联合油污水深度处理站处理达标后回注油层	处理后的废水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SY DQ0639-2015) 要求, “含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1μm”后, 回注油层
	作业污水	石油类、悬浮物	10.7m ³ /a	罐车回收送朝一联合油污水深度处理站处理达标后回注油层	
	洗井污水	石油类、悬浮物	480m ³ /a		
固废	含油污泥	石油类	0.306t/a	由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站处理后再委托有资质单位处理, 处理后的脱油泥用作油田垫井场和通井路	执行《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022), 处理后含油污泥含油量≤3‰
	落地油	石油类	0.13t/a		
	含油废防渗布	石油类	0.2t/a	送有资质单位处理	
噪声	采油井	噪声	65~80dB(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)中 2 类标准

8.2.6 总量控制

目前, 第十采油厂已取得排污许可证, 该许可证已经包含本工程依托场站排放的加热炉废气污染物排放量。许可证编号为 91230607716675409L008X。本工程依托转油站未新增加热炉, 产生的污染量在原有申请总量内, 整体区域总量不增加。本工程新增非甲烷烃排放量 14.46t/a, 建议按实际排放总量进行控制。

表 8.2-3 本工程污染物排放总量一览表

序号	污染物	核定排放量 (t/a)
1	颗粒物 (分担量)	0.033
2	NO _x (分担量)	0.26
3	SO ₂ (分担量)	0.085

4	非甲烷总烃	14.46
---	-------	-------

8.2.7 施工期环境管理与监测计划

8.2.7.1 加强工程承包方管理

要与具有相关资质的施工作业单位签定《工程服务安全生产合同》，执行 HSE 管理体系，对项目实施 HSE 立卷管理，并按其内容执行。针对工程的承包方，应加强环境管理，制定出严格的环保管理制度：

- (1) 在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位；
- (2) 在承包合同中应明确有关环境保护条款，如环境保护目标，采取的水、气、声和生态保护措施等，将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一；
- (3) 各分承包方应按照项目部的环境管理制度要求，建立相应的环境管理机构，明确环保管理人员，明确人员职责等；
- (4) 各分承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的环保部门，批准后方可开工。

8.2.7.2 注重人员培训

施工作业之前必须对全体施工人员进行包括环保知识、意识和能力的培训。其中环保能力的培训主要包括：保护生态环境的规定；减少和收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险品的方法；国家及当地政府的环境保护法律、法规等。

8.2.7.3 施工期环境监测计划

施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有施工作业废气和噪声。对作业场所的控制监测根据当地具体情况、当地环保部门要求等情况而定。施工期监测计划见下表 8.2-4。

表 8.2-4 工程施工期污染物排放监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	噪声	连续等效 A 声级	施工场界四周	1 次/施工期
2	废气	颗粒物	施工场地上、下风向	1 次/施工期

8.2.8 运营期环境管理与监测计划

8.2.8.1 运营期环境管理

- (1) 进行环境监测，掌握污染现状；
- (2) 定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；
- (3) 落实环境管理制度；

(4) 制定环保经济责任考核制度，提高各部门对环境保护的责任感；

(5) 强化专业人员培训。

8.2.8.2 运营期环境监测计划

本工程生产运行期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测站进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

施工期主要是对施工场界的噪声、扬尘等进行一次性监测，发生事故时对周围的空气、土壤等进行监测。运行期根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）要求，结合油田运行期环境污染的特点，主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故等制定监测计划，包括污染源监测计划、环境质量监测计划及生态调查方案，具体见下表：

表 8.2-5 工程运行期污染物排放监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	井场噪声	连续等效 A 声级	油井井场永久占地外 1m	1 次/季
2	废气	非甲烷总烃	油井井场厂界	1 次/年
2	事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃；地下水：石油类；地表水：石油类	空气及土壤为事故地点；地表水及地下水为事故地点周围区域。	事故发生 24 小时内

表 8.2-6 工程运行期周边环境质量影响监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	地下水	pH、挥发性酚类、石油类	在 2#平台北侧 350m（区域上游）布设 1 个潜水背景值监测水井，该井为兰仁贵屯水井（125.50768，45.71978），在 1#平台西北侧 1432m（区域侧向）布设 1 口潜水跟踪监测水井，该井为郑旺屯水井（E125.48472，N45.72146），在 2#平台西南侧 1361m（区域下游）布设 1 口潜水跟踪监测水井，该井为马家窝棚水井（E125.49889，N45.70342）	1 次/年
2	土壤	石油烃、pH	在 2#平台井场、2#平台井场东侧 100m 耕地共布设 2 个土壤跟踪监测点，定期对土壤进行跟踪监测。	1 次/3 年

表 8.2-7 生态调查方案

序号	调查内容	调查方法	点位	监测频次
----	------	------	----	------

1	植被、耕地恢复情况	样方调查	临时占地内	1 次/年，直至恢复原有覆盖度
---	-----------	------	-------	-----------------

8.7 排污许可证制度衔接

依据《国务院办公厅关于印发<控制污染物排放许可制度实施方案>的通知》（国办发[2016]81 号）中相关要求，环境影响评价制度是建设项目的环境准入门槛，排污许可制是企业单位在生产运营期排污的法律依据，必须做好充分衔接，实现从污染预防到污染治理和排放控制的全过程监管。新建项目必须在发生实际排污行为之前申领排污许可证，不得无证或不按证排污，环境影响评价文件及批复中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证。

根据《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号）及生态环境部部令第 11 号《固定污染源排污许可证分类管理名录（2019 年版）》的有关规定，本项目属于“三、石油和天然气开采业 07 中的 4 石油开采 071”，相关要求为“涉及通用工序重点管理的实施重点管理，涉及通用工序简化管理的实施简化管理，其他实施登记管理”。本项目不涉及通用工序，本项目为陆地石油开采，第十采油厂已按照相关要求申请排污许可证，实行排污许可登记管理，证书编号为 91230607716675409L008X，行业类别为陆地石油开采、锅炉、工业炉窑、水处理通用工序，有效期为 2021 年 5 月 24 日至 2026 年 5 月 23 日。

9 环境影响评价结论

9.1 建设项目概况

朝阳沟油田朝 65 区块加密 2022 年扶余油层产能建设工程项目位于大庆市肇州县朝阳乡兰仁贵屯南侧 350m 处。本项目基建油井 4 口，均为水平井，分布在 2 座平台井场，均采用环状掺水集油流程，就近挂接已建集油间，新建单井集油掺水管道 2.4km，新建井场变电站 2 座，新建 10kV 产能线路 0.8km，新建土路长度为 80m，预计建成产能 $1.02 \times 10^4 \text{t/a}$ ；建设项目总占地面积为 2.47hm^2 ，其中永久占地面积为 0.036hm^2 ，临时占地面积为 2.434hm^2 ，占地类型为耕地（永久基本农田）。

9.2 产业政策符合性

本项目为石油开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2019 年）》，本项目属于鼓励类“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。

9.3 选址合理性结论

本工程所在区域内为耕地，在选址时充分考虑了“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，区域内无文物古迹、风景名胜区、自然保护区和珍稀濒危野生动植物分布，也不在生态红线内，工程采用环境影响最小的布局方案，减少占地和损耗，节约资源可行；利于环境风险的防范和应急反应。工程严格执行占地标准，尽量减少对耕地的占用，并对占地进行了补偿。工程建设对周围的主要环境影响为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、声环境影响和固废对周围的环境影响。通过环境影响预测与分析，工程建设实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均能满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围，工程选址在环境保护方面较合理。

9.4 环境质量现状评价结论

9.4.1 大气环境质量现状评价结论

根据《2020 年大庆市生态环境状况公报》统计数据可知，项目所在区域属于环境空气质量达标，评价指标均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m^3 标准要求。

9.4.2 地下水环境质量现状评价结论

评价区域部分监测井地下水监测因子除锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 III 类标准要求，其中，锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要

是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的 Mn^{2+} 在 CO_2 作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境，致使地下水中铁含量超标的原因是受原生地质环境影响所致。

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

9.4.3 声环境质量现状评价结论

建设项目区域声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，村屯声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准。

9.4.4 土壤现状评价结论

评价区域内土壤环境质量较好，没有出现超标情况。本项目永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用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）中第二类用地石油烃筛选值标准；评价范围外土壤满足《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。

9.5 环境影响分析和污染防治措施可行性结论

9.5.1 大气环境影响分析和污染防治措施可行性结论

施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布，严禁散落；控制车速，运输车辆驶出工地前须除泥降尘，严禁泥土尘沙带出工地；施工场地干燥时适当洒水抑尘，物料堆放应定点，并采取防尘、抑尘措施，如上覆遮盖材料等；拉运固井水泥车辆采用罐装。

施工场地占地清理表土等措施，可以防止刮风扬尘弥漫，降低对区域空气环境的影响，产生的场界扬尘可降至 $1.0mg/m^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 排放限值要求。对区域内大气环境影响较小。

运营期依托场站内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）排放限值，项目井场及依托场站厂界外非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16397-1996）中无组织排放控制浓度限值。

依托场站加热装置燃烧烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 在用燃气锅炉标准。

9.5.2 水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

本工程产生的种类废水均进行了妥善处理，不排入地表水体，不会对地表水环境产

生影响。

9.5.3 地下水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

本工程在正常且各项环境保护措施落实到位情况下对地下水环境影响较小，但在事故状态下可能对地下水环境造成影响，但在各项地下水污染防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

9.5.4 声环境影响分析和污染防治措施可行性结论

在采取选用低噪声设备，采用减振、隔声等降噪措施，注意对设备的维护保养适当的降噪措施后，本工程施工期场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》

(GB12523-2011) 要求，运行期井场噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》

(GB12348-2008) 2 类标准要求，对周围环境及环保目标影响很小。

9.5.5 固体废物环境影响分析和污染防治措施可行性结论

本工程对施工期和运行期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境的影响较小。

9.5.6 生态环境影响分析和生态保护减缓措施可行性结论

该项目的管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。通过选择适当时机施工，并在建设过程中采取必要的生态保护措施，可最大程度减小该项目建设对生态环境的不利影响，使生态环境在尽可能短的时间内得到恢复。

9.5.7 土壤环境影响分析和保护措施可行性结论

本项目所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，本项目对土壤环境的影响较小。

9.5.8 环境风险分析可行性结论

本工程的主要环境风险是泄漏和火灾爆炸，对区域内的地下水环境和生态环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。同时建设单位已建立了较为完善的应急预案，基本上能满足本工程发生突发性事件时应急的需要，环境风险可控。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

9.6 公众意见采纳情况

建设项目首次环境影响评价信息公开之日为 2022 年 11 月 20 日（黑龙江环保技术

服务网 <http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=457>）。公示截图见图 9.6-1。

征求意见稿公示日期为 2021 年 12 月 20 日~2022 年 1 月 3 日，共 10 个工作日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=458>）。公示截图见图 9.6-2。



图 9.6-1 首次信息公开网页截图



图 9.6-2 征求意见稿公示截图

报纸第一次公告日期为 2021 年 12 月 21 日（大庆油田报），报纸第二次公告日期为 2021 年 12 月 28 日（大庆油田报）。公示截图见图 9.6-3 和图 9.6-4。



图 9.6-3 报纸第一次公示



图 9.6-4 报纸第二次公示

现场张贴公示日期为 2021 年 12 月 25 日，公示地点为附近村屯。至信息公告的截

止日期没有收到相关反馈信息。



马家窝棚张贴公告照片



兰仁贵屯张贴公告照片



西哈达沟张贴公告照片



东哈达沟张贴公告照片



郑旺屯张贴公告照片



朝阳屯张贴公告照片



三合屯张贴公告照片



二站刘屯张贴公告照片



肇宜峰屯张贴公告照片



任天福屯张贴公告照片



前怀家张贴公告照片

建设单位于 2022 年 2 月 28 日进行了报批前公示，公开了环境影响报告书全文以及公众参与说明，公开载体为黑龙江环保技术服务网

<http://www.hljbhjsfw.cn/NewsDetail.aspx?id=416>。公示截图见图 9.6-5。

网络公示起到了应有的告知作用。在现场公示期间，对居民进行了必要的讲解和说明，让附近居民充分了解本项目的各项情况。选择了黑龙江环保技术服务网和《大庆油田报》进行公示，起到了网络和报纸传播较广，受众广泛的作用。在网上两次公示过程中、公示期间及问卷调查过程中没有接到任何人反映意见或建议的电话和邮件、传真等。

建设单位的公参调查结果表明，朝阳沟油田朝65区块加密2022年扶余油层产能建设工程项目的建设周围民众是支持的。建设单位认真执行环保“三同时”制度，加强环境管理，使环境的负效应降至最低。并对周围环境的影响减至最小程度，达到公众对项目建设的对环境要求愿望。

图 9.6-5 报批前公示截图

9.7 环境经济损益分析结论

该项目的建设，为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。因此本项目的建设从环境经济损益的角度分析是可行的。

9.8 环境管理与监测结论

项目通过加强建设期间的环境管理与监控，建立健全安全生产管理制度，制订科学严谨的操作规程，通过职工操作技能培训，提高危险识辨、防护和保护能力，落实责任到人。增强岗位职责和环保、安全意识，保证生产设施和环保治理设施运行的可靠性、稳定性。

9.9 综合评价结论

朝阳沟油田朝 65 区块加密 2022 年扶余油层产能建设工程项目选址于大庆市肇州县朝阳乡兰仁贵屯南侧 350m 处，项目选址合理；项目符合现行产业政策；对产生的污染物采取行之有效的环保措施后，可以做到达标排放，对区域环境影响较小；公众参与调查结果表明，公众参与对该项目无反对意见。在确保落实好各项环保措施并保证其正常运行的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

附表 1：建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>			三级 <input type="checkbox"/>		
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input type="checkbox"/>		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>			<500t/a <input type="checkbox"/>		
	评价因子	基本污染物 () 其他污染物 ()				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>			
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>	附录 D <input type="checkbox"/>		其他标准 <input type="checkbox"/>		
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>			一类区和二类区 <input type="checkbox"/>		
	评价基准年	(2020) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>			现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>				不达标区 <input type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域污染源 <input type="checkbox"/>		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMO D <input type="checkbox"/>	ADM S <input type="checkbox"/>	AUSTAL200 0 <input type="checkbox"/>	EDMS/AED T <input type="checkbox"/>	CALPUF F <input type="checkbox"/>	网络模型 型 <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>	
	预测范围	边长 ≥50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>			
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率 ≤100% <input type="checkbox"/>				C _{本项目} 最大占标率 >100% <input type="checkbox"/>			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区		C _{本项目} 最大占标率 ≤10% <input type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率 >10% <input type="checkbox"/>		
		二类区		C _{本项目} 最大占标率 ≤30% <input type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率 >30% <input type="checkbox"/>		
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h		C 非正常占标率 ≤100% <input type="checkbox"/>			C 非正常占标率 >100% <input type="checkbox"/>		
	保证率日平均浓度和年评价浓度叠加值	C 叠加达标 <input type="checkbox"/>				C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>			
区域环境质量的整体变化情况	k ≤ -20% <input type="checkbox"/>				K > -20% <input type="checkbox"/>				
环境监测计划	污染源监测	监测因子: ()			有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input type="checkbox"/>		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
	环境质量监测	监测因子: ()			监测点位数 ()		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
环评结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>							
	大气环境防护距离	距 () 厂界最远 () m							
	污染源年排放量	NO _x : () t/a		SO ₂ : () t/a		颗粒物: () t/a		VOCs: () t/a	

注：“”为勾选项，填“”；“()”为内容填写项

附表 2：建设项目环境风险评价自查表

工作内容		完成情况					
风险调查	危险物质	名称	氢氧化钾	柴油			
		存在总量 t	1.2	40			
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数_____人			5km 范围内人口数_____人	
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）				人
		地表水	地表水功能敏感性	F1 <input type="checkbox"/>	F2 <input type="checkbox"/>	F3 <input type="checkbox"/>	
			环境敏感目标分级	S1 <input type="checkbox"/>	S2 <input type="checkbox"/>	S3 <input type="checkbox"/>	
		地下水	地下水功能敏感性	G1 <input type="checkbox"/>	G2 <input type="checkbox"/>	G3 <input type="checkbox"/>	
包气带防污性能	D1 <input type="checkbox"/>		D2 <input type="checkbox"/>	D3 <input type="checkbox"/>			
物质及工艺系数危险性	Q 值	Q<1 <input checked="" type="checkbox"/>	1≤Q<10 <input type="checkbox"/>	10≤Q<100 <input type="checkbox"/>	Q>100 <input type="checkbox"/>		
	M 值	M1 <input type="checkbox"/>	M2 <input type="checkbox"/>	M3 <input type="checkbox"/>	M4 <input type="checkbox"/>		
	P 值	P1 <input type="checkbox"/>	P2 <input type="checkbox"/>	P3 <input type="checkbox"/>	P4 <input type="checkbox"/>		
环境风险潜势	IV+ <input type="checkbox"/>	IV <input type="checkbox"/>	III <input type="checkbox"/>	II <input type="checkbox"/>	I <input checked="" type="checkbox"/>		
评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>	简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>		
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input type="checkbox"/>		易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>			
	环境风险类型	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>			
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>		地表水 <input checked="" type="checkbox"/>		地下水 <input checked="" type="checkbox"/>	
事故情形分析	源强设定方法	计算法 <input type="checkbox"/>		经验估算法 <input type="checkbox"/>	其他估算法 <input type="checkbox"/>		
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB <input type="checkbox"/>	AFTOX <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>		
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 m				
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 m				
	地表水	最近敏感目标，到达时间 h					
	地下水	下游厂区边界到达时间 d					
最近环境敏感目标，到达时间 d							
重点风险防范措施	加强施工过程中的井控管理，采取有效措施加以防范，设计上采取严格的预防井喷、井漏及固井等环境风险防范措施。						
评价结论与建议	项目主要环境风险是井喷、泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境和土壤植被危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。						
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，“”为内容填写项							

附表 3：土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影像识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input type="checkbox"/> ；未利用地 <input type="checkbox"/>				土地利用类型图
	占地规模	(4.048) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 ()、距离 ()				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
	全部污染物	/				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II 类 <input type="checkbox"/> ；III 类 <input type="checkbox"/> ；IV 类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>				
评价工作等级	一级 <input checked="" type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>					
现状调查内容	资料收集					
	理化特性					见表 4.2-21
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	2 个	4 个	0-0.2m 0-0.5m 0.5-1.5m 1.5-3m	
现状监测因子	GB15618、GB36600 中规定的基本因子以及石油烃					
现状评价	评价因子	GB15618、GB36600 中规定的基本因子以及石油烃				
	评价标准	GB15618 <input checked="" type="checkbox"/> ；GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ；表 D.1 <input type="checkbox"/> ；表 D.2 <input type="checkbox"/> ；其他 ()				
	现状评价结论	农用地中各项污染物含量均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中标准限值，建设用地中各项污染物含量均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中第二类用地风险筛选值				
影响预测	预测因子					
	预测方法	附录 E <input type="checkbox"/> ；附录 F <input type="checkbox"/> ；其他 ()				
	预测分析内容	影响范围 () 影响程度 ()				
	预测结论	达标结论：a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/> ；c) <input type="checkbox"/> 不达标结论：a) <input type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/>				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input type="checkbox"/> ；源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ；过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 ()				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		4	pH、石油烃		1 次/3 年	
信息公开指标						
评价结论						
注 1：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“()”为内容填写项；“备注”为其他补充内容						