
第八采油厂卫 11 地区集油系统优化改造工程 环境影响报告书

(征求意见稿)

建设单位：大庆油田有限责任公司第八采油厂

编制单位：黑龙江省合壹环保科技有限公司

编制日期：2025 年 1 月

第一章 概 述

1.1 建设项目的特点

1.1.1 项目建设背景

卫11转油站建于2004年，采用“四合一”处理工艺。由于注水井放大注水、油井措施井增液及产能油井投产等原因，目前“四合一”处理能力不足，系统处于超负荷运行状态，站内仪表老化、电缆故障，生产数据无法实现远传；与之外输串接的芳407转油站“四合一”处理能力不足，2座站场均需扩改建。

第八采油厂投资1478.19万元对油水管道进行优化改造，分别扩改建2座转油站，其中卫11站新建三合一2台、增设加热炉4台；芳407站新建加热炉1台。

1.1.2 建设项目的特点

本项目为陆地石油开采项目，对现有卫11、芳407站进行扩建，建设性质为改扩建。

根据《黑龙江省湿地名录》（黑龙江省林业和草原局，2022年8月18日），本项目附近无湿地。本项目涉及占用基本农田，不涉及自然保护区、风景名胜区、生态保护红线。综合分析，项目周边不涉及制约本项目建设的环境影响因素。

本项目分别扩改建2座转油站，其中卫11站新建三合一2台、增设加热炉4台；芳407站新建加热炉1台。拆除已建3台“四合一”，在原容器区及其北侧新建加热炉区，在原容器区东侧新建“三合一”2台。拆除已建排污池、排水坑，在场区北侧新建污油池1座，本次扩建新增占地面积484.9m²。

1.2 环境影响评价工作过程

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

本项目为油田已建场站改造项目，选址不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区、生态保护红线，基本草原、森林公园、地质公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，水土流失重点预防区及重点治理区、沙化土地封禁保护区和以居住、医疗卫生、文

化教育、科研、行政办公为主要功能的区域以及文物保护单位。但本项目场站占地外、评价范围内涉及永久基本农田，因此需要编制环境影响报告书。

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

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

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》（HJ349-2023）等国家有关环境影响评价规范、技术导则及环境保护管理部门的要求，依次完成以下环境影响评价工作：

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

其次，在仔细研究项目开发方案的基础上，进行了初步工程分析，并对项目所在区域进行实地踏勘和调研，了解项目周围情况。在此基础上，完成环境影响因素识别、评价因子筛选、评价重点和主要环境保护目标确定等工作。通过对项目概况及周围环境敏感性分析确定：确定本项目环境影响评价工作等级，并以此确定评价范围和评价标准，制定了工作方案。

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

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

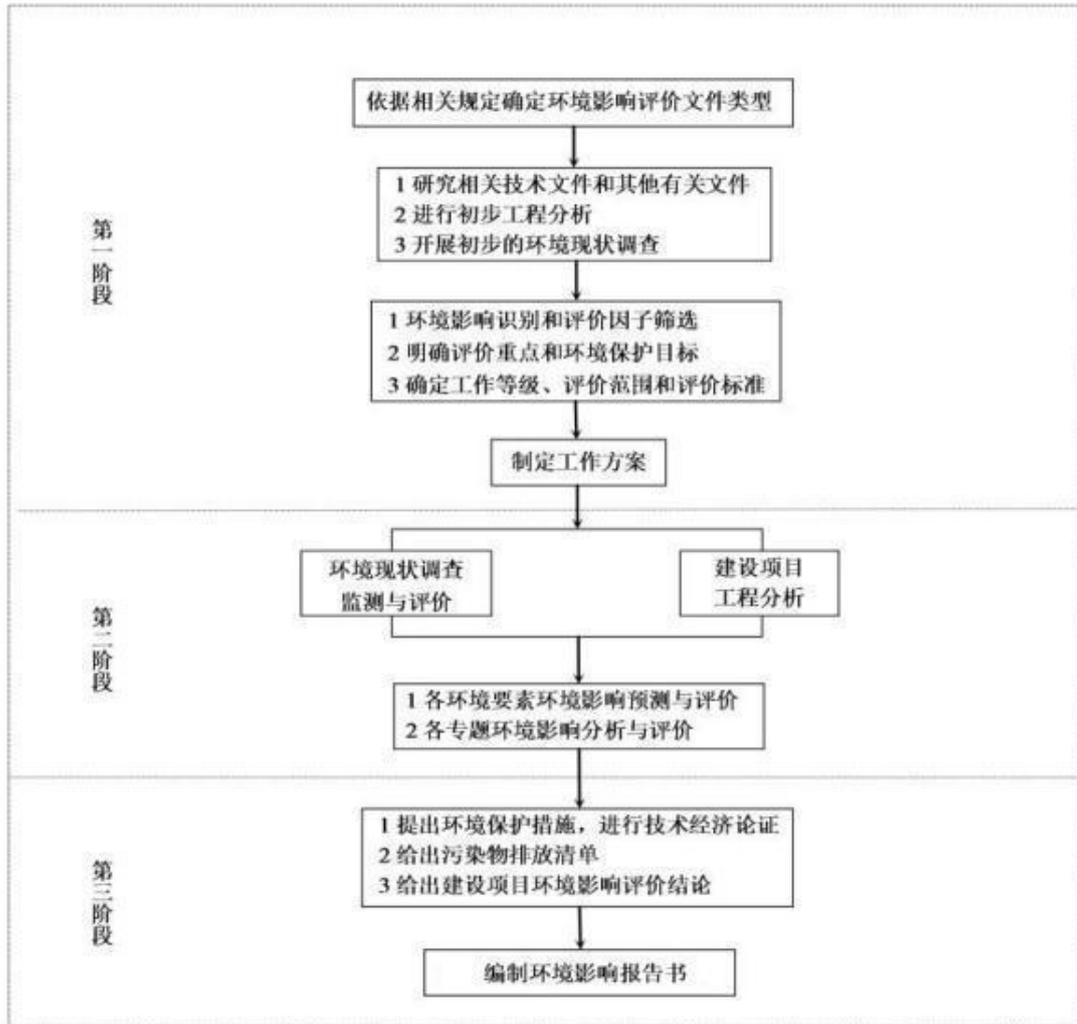


图 1-2-1 建设项目环境影响评价工作程序图

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环境影响评价公众参与说明。在环境影响评价期间，建设单位分别在当地公开网站上对本次环境影响评价工作进行了二次公示，并在此公示期间，进行了报纸公示，同时在附近行政村公告栏张贴了公告。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。

1.3 分析判定相关情况

1.3.1 与产业政策符合性判定

本项目已取得了黑龙江省企业投资项目备案证，本项目为《国民经济行业分类》中 B0711 陆地石油开采，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》鼓励类中“七、石

油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”的辅助配套工程，因此，该项目建设符合国家的产业政策。

1.3.2 功能区划符合性分析

1.3.2.1 与《黑龙江省主体功能区规划》符合性分析

本工程属于油田场站改造。根据现场调查，管线施工过程中会破坏作业坑及施工机械占地的原有地表植被，占地类型为建设用地，施工结束后及时对临时占地进行平整。施工期污染物主要为施工扬尘、焊接烟尘、噪声、弃土及施工人员产生的生活垃圾和生活污水等。随着施工期结束，施工期影响也随之消失。

本项目运行期分离出的含油污水进入含油污水处理站，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\ \mu\text{m}$ ”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注油层，不外排。产生的各类固体废物均进行了相应的处理，对外环境无影响。对环境的影响较小。

同时根据《黑龙江省主体功能区规划》第八章第二节能源开发利用中明确：“在大庆及周边地区，加大石油勘探开发力度，实施老油田二次开发工程和三次采油工程，稳定石油产量”，第三节主要矿产资源开发利用中明确：“鼓励开采石油、天然气、煤层气、地热、油页岩、铁、铜、铅、锌、岩金、铂、钯、水泥用大理岩、含钾岩石、熔炼水晶、玻璃用硅质原料、珍珠岩、陶粒用原料、岩棉用玄武岩、透辉石岩、饰面石岩等矿产资源”，本项目属于大庆油田产能建设项目的一部分，符合《黑龙江省主体功能区规划》要求。

1.3.2.2 与黑龙江省生态功能区划符合性分析

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

本项目为油田场站改造工程，项目不开采地下水，项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，因此本项目符合《黑龙江省生态功能区划》的要求。

1.3.2.3 国民经济和社会发展规划符合性分析

本工程为油田场站改造项目，项目实施有助于更好服务油田产能建设，本项目为油

田产能开发建设项目的一部分，符合《黑龙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》、《绥化市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》要求。

1.3.2.4 与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

本项目在场站油气采取了埋地的集油管线，运营期油气集输处理设施、阀门等均为密闭形式，可有效控制挥发性有机物无组织排放。运营期场站采取分区防渗措施，避免对场站周边地下水和土壤造成影响。根据企业提供资料及现场调查，《大庆油田有限责任公司第八采油厂环境突发事件专项应急预案》已于2023年6月15日在大庆市肇州生态环境局进行了备案（备案编号230621-2023-010-L），建设单位还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》《生产场所突发火灾、爆炸事件专项应急预案》《井喷失控突发事件专项应急预案》《油气集输系统突发事故专项应急预案》《洪涝灾害专项预案》等专项应急预案，预案中明确了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目运行期发生的风险事故得到及时救援和处理，降低了环境风险的危害，能够满足应急要求。符合《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》相关内容。

1.3.2.5 与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析

本项目为油田开发辅助工程，属于国家能源建设项目，本项目施工过程中，需遵守《大庆油（气）田建设工程用地规范》规定，严格控制施工作业面积，加强施工管理，规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物，确保不占优质黑土地。

本项目符合《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》要求。

1.3.4 与环境保护相关法规正常符合性分析

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

项目施工期试压废水通过管线进入含油污水处理站，处理后污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）标准中的：“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\ \mu\text{m}$ ”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相应标准后回注油层，不外排。本项目运营期密闭输送油田产液，可有效控制挥发性有机物无组织排放。施工期管线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。根据企业提供资料及现场调查，《大庆油田有限责任公司第八采油厂环境突发事件专项应急预案》已于2023年6月15日在大庆市肇州生态环境局进行了备案（备案编号230621-2023-010-L），建设单位还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》《生产场所突发火灾、爆炸事件专项应急预案》《井喷失控突发事件专项应急预案》《油气集输系统突发事故专项应急预案》《洪涝灾害专项预案》等专项应急预案，预案中明确了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目运行期发生的风险事故得到及时救援和处理，降低了环境风险的危害，能够满足应急要求。

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

1.3.4.3 与《基本农田保护条例》符合性分析

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

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

本项目符合《基本农田保护条例》（2011年修订）相关要求。

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

本项目为油田开发工程的一部分，属于国家能源建设项目，包括基本农田，项目选址无法避让耕地（黑土地）。

本工程实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。

本项目符合《黑龙江省黑土地保护利用条例》中要求。

1.3.4.5 与《关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见（试行）》符合性分析

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

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

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

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

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

本项目符合文件要求，具体如下：

①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络；

②运输道路、施工场地应定时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响；

③运料车辆在运输时，车辆应当采取全密闭措施，需要在运料顶部加盖篷布，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘；

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

⑤合理规划施工进度，表土剥离及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘：遇大风天气应停止土方工程施工作业；

⑥施工完成后，在绿化季节到来时应立即对临时占地进行植被恢复；

⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

1.3.4.6 与挥发性有机物治理方案符合性判定

本工程为油田产能建设项目的一部分，项目采用了密闭输送，有效防止了烃类气体的挥发，本项目与《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》（环大气[2019]53号）、《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》（黑环发[2019]153号）相符。

1.3.6 “三区三线”、“三区三线”划定成果符合性分析

“三区三线”是根据城镇空间、农业空间、生态空间三种类型的空间，分别对应划定的城镇开发边界、永久基本农田保护红线、生态保护红线三条控制线。根据《自然资源部办公厅关于依据“三区三线”划定成果报批建设项目用地用海有关事宜的函》（自然资办函〔2022〕2072号）和《自然资源部办公厅关于辽宁等省启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函》（自然资办函〔2022〕2341号），“三区三线”划定成果将作为本项目报批用地依据，本项目部分占用永久基本农田，项目为油田开发工程的一部分，属于国家能源建设项目，项目选址无法避让耕地（黑土地）。

本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程尽可能减少占地，工程建设过程中，对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地，如果没有条件开垦时，按

照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

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

根据《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号），“建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持‘用多少、批多少、占多少、恢复多少’，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。……临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。县（市）自然资源主管部门负责临时用地审批，其中涉及占用耕地和永久基本农田的，由市级或者市级以上自然资源主管部门负责审批。……油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。……临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的，经批准可以适当延长复垦期限。严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地”。

项目为油田开发工程的一部分，属于国家能源建设项目，项目选址无法避让耕地（黑土地）。

本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程尽可能减少占地，本工程建设过程中，对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地，如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。与《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）相符。

1.3.8 项目选址合理性判定

本项目占地范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区、基本草原、自然公园（森林公园、地质公园、海洋

公园等)、重要湿地、天然林、生态红线管控范围、重点保护野生动物栖息地,重点保护野生植物生长繁殖地,重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道,天然渔场、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等重要保护目标。

工程建设对周围的环境影响主要为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、土壤影响、声环境影响和固废对周围的环境影响。工程采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案,尽量避绕周围环境敏感点,周围敏感点主要为村屯、耕地(基本农田)、草地(非基本草原)。管线施工过程中尽量保护土地资源,不打乱土层,以便植被恢复,对占用的耕地按照“占一补一”原则缴纳补偿费用,并对临时占用的耕地及草地采取生态恢复及补偿措施,把对生态环境的影响降至最小。

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

综合分析,项目的选址合理可行。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本工程为油田产能建设配套项目,环境影响包括施工期和运行期污染物排放造成的环境污染。根据现状调查,本区块未在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内,主要环境敏感保护目标为评价范围内的耕地(基本农田)、项目周边分布的村屯。重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响;运行期场站加热炉废气、非甲烷总烃、油田产液分离的含油污水、场站内各种泵类噪声以及清罐污泥等对环境产生的影响。

1.5 环境影响评价的主要结论

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

第二章 总 则

2.1 编制依据

2.1.1 法律法规

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

2.1.2 环境保护相关法规

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

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

2.1.3 部门规章及规范性文件

- (1) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号，2021 年 1 月 1 日起施行）；
- (2) 《关于印发〈水污染防治行动计划〉的通知》（国发[2015]17 号，2015 年 4 月 2 日）；
- (3) 《关于印发〈土壤污染防治行动计划〉的通知》（国发[2016]31 号，2016 年 5 月 31 日）；
- (4) 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》；
- (5) 《全国主体功能区规划》（国发[2010]46 号，2011 年 6 月 8 日）；
- (6) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发[2012]77 号，2012 年 7 月 3 日）；
- (7) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发[2012]98 号，2012 年 8 月 7 日）；
- (8) 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019 年 1 月 1 日）；
- (9) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号，2019 年 12 月 13 日）；
- (10) 《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（2013 年 5 月 24 日）；
- (11) 《关于印发《全国生态功能区划（修编版）》的公告》（环境保护部公告 2015 年第 61 号）；
- (12) 《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）；
- (13) 《国家突发环境事件应急预案》（2014 年 12 月 29 日实施）；

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

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

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

(17) 《关于进一步加强生态保护工作的意见》（2007年3月15日）；

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

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

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

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

2.1.4 地方政策文件

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

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

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

(4) 《关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑龙江省人民政府，黑政发[2020]14号，2020年12月16日）；

(5) 《关于印发〈贯彻落实沙化土地封禁保护修复制度方案的实施意见〉的通知》（黑龙江省防沙治沙领导小组，黑防沙发[2020]3号，2020年5月21日）；

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

(7) 《黑龙江省生态功能区划》；

(8) 《黑龙江省生态保护红线划定实施方案》；

(9) 《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》（黑龙江省环境保护厅，黑环发[2019]153号，2019年12月5日）；

(9)《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》(黑环发[2019]153号)；

(10) 《黑龙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》（2021年3月2日黑龙江省十三届人大五次会议审议通过）；

(11) 《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》；

(12) 《黑龙江省湿地名录》（黑龙江省林业和草原局，2022年8月18日）；

(13) 《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》（黑龙江省人民政府办公厅，黑政办规[2021]48号）；

(14) 《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021-2025年）》（黑龙江省人民政府办公厅，黑政办规[2021]40号）；

(15) 《黑龙江省地方标准用水定额》（DB23/T727-2021）。

2.1.5 技术导则及规范

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

(2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

(3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

(4) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

(5) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

(6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

(7) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

(8) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

(9) 《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）；

(10) 《石油石化工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）；

(11) 《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020）；

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

(13) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）；

(14) 《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018）；

(15) 《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）；

(16) 《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ953-2018)；

(17) 《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ 819-2017)。

2.1.6 其他资料

(1) 设计方案；

(2) 企业投资项目备案承诺书；

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

2.2 评价目的、原则、时段

2.2.1 评价目的

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

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

(3) 分析、预测、评价管线建设对评价区域内大气环境、地下水环境、声环境、生态环境和环境风险可能造成的影响程度和范围，是否符合项目所在地“三线一单”管控要求。

(4) 对项目建设、运行和退役过程中拟采取的环保措施进行论证，提出污染防治措施及生态保护对策与建议。

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

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

2.2.2.1 依法评价

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

2.2.2.2 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

2.2.2.3 突出重点

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

2.2.3 评价时段

施工期、运行期和退役期。

2.3 评价因子与评价标准

2.3.1 环境影响识别

本工程建设对环境的影响，根据其特征可分为施工期影响、生产运行期影响和退役期影响三部分。

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

运行期的环境影响主要为加热装置产生的燃烧废气、无组织挥发的非甲烷总烃、场站分离含油污水、清罐含油污泥、设备噪声等污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是长期的。运行期事故状态的环境影响包括场站发生原油泄漏，发生火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响，同时还涉及社会经济等问题。

退役期的环境影响主要为废弃管线清管废水、施工噪声、生活污水和生活垃圾，随着施工期结束相应影响随之消失。管线采取封堵直埋，不进行开挖拆除，不会对土壤、植被进行扰动和破坏。

2.3.2 评价因子

经过对项目产生污染物排放特点及周围环境情况进行分析后，确定本工程详细评价因子详见表 2-3-2。

表 2-3-2 评价因子筛选结果一览表

环境要素	环境质量评价因子	影响预测或分析因子	总量控制因子
环境空气	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃

地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、石油类、砷、汞、铬（六价）、镉、总硬度、铅、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、氰化物、氟化物、总大肠菌群、菌落总数	石油类	/
噪声	昼夜连续等效 A 声级	昼夜连续等效 A 声级	/
土壤环境	农用地：pH、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍 建设用地区：pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并（a）蒽、苯并（a）芘、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、蒽、二苯并（a,h）蒽、茚并（1,2,3-cd）芘、萘、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	/
生态环境	动物侵扰、植被破坏、生物量变化、土地利用状况变化	/	/
固体废物	/	清罐污泥、焊渣、废旧设施、生活垃圾	/
环境风险	/	油类物质或天然气泄露；火灾、爆炸伴生/次生污染物 CO	/

2.3.3 评价标准

2.3.3.1 环境功能区划

（1）环境空气

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准限值，评价区域内无自然保护区、风景名胜区和其它需要特殊保护的地区，项目所在区域主要为居住区和农村地区，因此本项目所在地环境空气属于二类功能区。

（2）水环境

本项目附近无地表水体。

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

（3）声环境

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）乡村声环境功能确定的要求，执行 1 类标准要求。

（4）土壤环境

本工程所在地区未划分土壤环境功能区，本工程所在区域及周边区域主要占地类型为耕地（包括基本农田）、建设用地及未利用地（其他草地，非基本草原），工程临时占地及占地外区域土壤环境执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》表 1 农用地风险筛选值。

（5）生态环境

根据《黑龙江省生态功能区划》，评价区属于“Ⅰ-6-1-3 安达-肇东-肇州农牧业与盐渍化控制生态功能区”。

2.3.3.2 环境质量标准

（1）环境空气质量标准

根据项目评价区环境空气功能区划要求，本项目区域环境空气中 TSP、SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、O₃、CO 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准，非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》相关要求，在环境质量现状评价中以 2.0mg/m³ 作为标准。具体见表 2-3-4。

表 2-3-4 环境空气质量标准

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

(2) 水环境质量标准

根据调查，评价区域地下水使用功能为农业灌溉用水及村民饮用水，区域地下水环境质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准，具体标准限值见表 2-2-5。

表 2-2-5 地下水质量分类指标 单位：mg/L

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

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

(3) 声环境质量标准

本项目管线 200m 范围外村屯等敏感点声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准；工程依托场站 200m 范围内声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。具体标准限值见表 2-2-6。

表 2-2-6 环境噪声限值 单位：dB（A）

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

(4) 土壤环境质量标准

本工程永久占地范围外的农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本工程）；场站永久占地内的建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本工程）中第二类用地风险筛选值及表 2 建设用地土壤污染风险筛选值（其他项目）中第二类用地风险筛选值，具体标准限值见表 2-2-7、表 2-2-8。

表 2-2-7 土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准 单位: mg/kg

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

表 2-2-8 建设用地土壤污染第二类用地筛选值 单位: mg/kg

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

2.3.3.3 污染物排放标准

(1) 废气污染物排放标准

本工程施工期扬尘执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控浓度限值;运行期场站厂界外 VOCs(以非甲烷总烃计)执行《陆上石油天然气开

采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.9 企业边界污染物控制要求限值。具体见表 2-2-9。

表 2-2-9 大气污染物排放标准 单位：mg/m³

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

场站厂区内非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中的相关标准要求。具体见表 2-2-10。

表 2-2-10 厂区内 VOCs 无组织排放限值 单位：mg/m³

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

运行期加热装置产生的燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉标准限值，具体见表 2-3-11。

表 2-3-11 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值 单位：mg/m³

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

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

A、挥发性有机液体储存排放控制要求执行标准中表 2 原油和 2 号稳定轻烃储存排放控制要求中原油储存排放控制要求，具体见 2-3-12。

表 2-3-12 原油储存排放控制要求

物料	现有或新建储罐	物料真实蒸气压, kPa	单罐设计容积, m ³	排放控制要求
原油	新建	>66.7	≥75	①
		≥27.6 但 ≤66.7	≥750	②
①符合下列要求之一： a) 采用压力罐或低压罐；b) 采用固定顶罐，采取油罐烃蒸气回收措施；c) 采取其他等效措施。				
②符合下列要求之一： a) 采用浮顶罐。外浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用双重密封，且一次密封采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式；内浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式；液式、机械式鞋形等高效密封方式；b) 采用固定顶罐并对排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 80%；c) 采用气相平衡系统；d) 采取其他等效措施。				

B、有组织排放控制要求：

a、非甲烷总烃排放浓度不超过 $120\text{mg}/\text{m}^3$ ；

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

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

D、废水集输和处理系统排放控制符合标准中 5.4 要求：油气田采出水、原油稳定装置污水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。

(2) 废水污染物排放标准

本工程产生的管线试压废水通过管线进入含油污水处理站处理，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 8\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg}/\text{L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中标准要求后回注地下，不外排。

(3) 噪声排放标准

本项目施工期噪声排放执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），见表2-2-11。

表 2-2-11 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

昼间	夜间
70	55

运营期场站厂界噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准值，见表2-2-12。

表 2-2-12 工业企业厂界噪声标准 单位：dB（A）

控制项目	标准值	
	昼间	夜间
噪声	60	50

(4) 固体废物

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

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

③运行期产生的清罐污泥属于危险废物，执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求，处理后执行《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）中泥渣利用污染物控制限值，具体见表 2-3-15。

表 2-3-15 油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值

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

2.4 评价工作等级

2.4.1 环境空气

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

根据项目污染源初步调查结果，分别计算项目排放主要污染物的最大地面空气质量浓度占标率 P_i （第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”），及第 i 个污染物的地面空气质量浓度达标准限值的 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ ，其中 P_i 定义见公式：

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

式中： P_i —第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

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

表 2-4-1 环境空气影响评价工作等级

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

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

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

2.4.2 地表水环境

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

水污染影响型建设项目根据排放方式和废水排放量划分评价等级，见表 2-4-5。

表 2-4-5 水污染影响型建设项目评价等级判定

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

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

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

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

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

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

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

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

本工程依托含油污水处理站处理，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2 μm”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中标准要求后回注地下，不外排。因此，项目不向地表水体排放废水，依据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目地表水评价等级为三级 B。

2.4.3 地下水环境

（1）划分依据

根据《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016），建设项目地下水评价等级由项目所属的地下水环境影响评价项目类别、地下水环境敏感程度判定。本工程地下水环境影响评价行业分类见表 2-4-6。

表 2-4-6 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	报告表	报告书	报告表
F 石油、天然气				
41、石油、天然气、成品油 管线（不含城市天然气管线）	200 公里及以上；涉 及环境敏感区的	其他	油 II 类，气 III 类	油 II 类，气 IV 类

建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表 2-4-7。

表 2-4-7 地下水环境敏感程度分级表

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

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

（2）本工程地下水评价等级判定

根据《全省地市级饮用水水源保护区基础信息名录（2022 年）》、《全省县区级饮用水水源保护区基础信息名录（2022 年）》、《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨等 11 个地市 384 个集中式饮用水水源保护区》（黑政函[2019]118 号）和《黑龙江省人民政府关于调整撤销哈尔滨等市（地）197 个集中式饮用水水源保护区》（黑政函[2020]97 号）的相关内容，本项目区域附近无集中式饮用水水源保护区。

结合《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016）附录 B，K 取 10m/d），选取质点运移距离公式的相应参数。

质点运移距离采用下述公式计算：

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

式中：L——下游迁移距离，m；

α ——变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

K——渗透系数；

I——水力坡度；

T——质点迁移天数，取 2000d；

n_e ——有效孔隙度。

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表 2-4-9。

表 2-4-9 评价工作等级分级表

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

因此本工程属于 II 类项目，不敏感区域，地下水环境影响评价工作等级为二级。

2.4.4 声环境

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中噪声环境影响评价等级划分的基本原则，本工程所在地功能区属于声功能区划的 1 类区，本工程主要噪声源分为施工噪声和依托场站调压装置产生的持续性噪声源，声环境评价等级为二级。

2.4.5 土壤环境

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（试行）（HJ964-2018）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），土壤环境影响评价工作等级的划分应依据建设项目所属行业分类和土壤环境敏感程度分级进行判定：

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

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

表 2-4-10 污染影响型敏感程度分级表

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

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

表 2-4-11 污染影响型评价工作等级划分表

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

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

综上所述，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中相关规定，本工程为污染影响型的二级评价。

2.4.6 生态环境

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

- (1) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；
- (2) 涉及自然公园时，评价等级为二级；
- (3) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；
- (4) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；
- (5) 根据 HJ 610、HJ 964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；
- (6) 当工程占地规模大于 20km^2 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；
- (7) 除本条（1）、（2）、（3）、（4）、（5）、（6）以外的情况，评价等级为三级；

(8) 当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。

本项目位于黑龙江省安达市境内，所在区域不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线；根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）判断本项目为水污染影响型项目，不属于水文要素影响型建设项目，且地表水评价等级为三级 B；根据《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016），本项目地下水评价等级为三级；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目土壤环境评价等级为三级；本项目总占地规模<20km²。

综上所述，确定本项目的生态环境评价等级确定为三级。

2.4.6 风险评价

本工程改造场站主要风险源为天然气除油干燥组合装置，根据场站装置规格、考虑处理液量含水率。

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

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

式中：q₁，q₂，…，q_n—每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁，Q₂，…，Q_n—每种危险物质的临界量，t；

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I；

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

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

经计算，施工期 Q 值=0<1，运行期 Q 值<1，则本工程环境风险潜势为 I，应进行简单分析。

表 2-4-13 环境风险评价工作等级

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

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

2.5 评价范围

2.5.1 大气环境

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，本项目大气环境影响评价工作等级为二级，项目大气环境影响评价范围分别以本项目 2 座场站厂址为中心区域，取边长为 5km 矩形区域。

2.5.2 地下水环境

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

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

式中：L——下游迁移距离，m；

α ——变化系数，一般取 2；

K：渗透系数，m/d；

I：水力坡度，无量纲；

T：质点迁移天数，取值不小于 5000d，本次取 T=5000；

n_e ：有效孔隙度，无量纲。

结合 L 值、水文地质条件情况，综合考虑项目以及周围水井的位置关系，确定评价范围为以管线区域为边界矩形区域。评价范围示意图见附图 2-2。

2.5.3 声环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ4.2-2009）的要求，结合建设项目特点，确定本工程声环境影响评价范围分别为 2 座场站占地厂界向外 200m 范围。

2.5.4 生态环境评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中评价工作范围确定的依据，本项目生态评价范围分别为 2 座场站场界周围 50m 范围，评价范围示意图见附图 2-5。

2.5.6 环境风险评价范围

根据《建设项目环境风险评价导则》（HJ/T169-2018）要求，结合建设项目特点，本工程环境风险潜势为 I，风险评价等级为简单分析，无需设置环境风险评价范围。

2.6 环境保护目标

本项目评价区内无国家、省、市级文物保护单位，不在自然保护区、名胜古迹、风景名胜游览区等敏感区域内，根据本项目特点及周边环境特征，确定本项目环境保护目标。

表 2-6-2 本工程土壤环境、生态环境保护目标一览表

环境要素	名称	方位/距离 (m)	环境特征	保护级别
土壤	场站周边耕地（基本农田）、村屯用地	永久占地边界外扩 200m 范围内土壤	基本农田	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）、《土壤环境质量标准 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）
生态	耕地（基本农田）	永久占地厂界外扩 50m	耕地（基本农田）	/

2.7 评价工作内容及重点

根据评价区域的环境特征建设项目的具体特点，在工程分析的基础上，以生态影响评价、地下水环境影响评价、环境风险评价及工程污染防治措施评价为重点，同时进行项目大气环境影响评价、声环境影响评价，环境影响经济损益分析、环境管理及监测计划等项目的评价与分析，在评价过程中力求工业污染防治与生态保护并重，提出相应的污染防治措施和生态保护措施及建议。

第三章 建设项目工程分析

3.1 拟建项目概况

3.1.1 拟建项目基本情况

项目名称：第八采油厂卫 11 地区集油系统优化改造工程

建设单位：大庆油田有限责任公司第八采油厂；

建设性质：改扩建；

建设地点：黑龙江省绥化市安达市境内；

项目投资：投资 1478.19 万元人民币；

工程进度：本工程施工期 2025 年 4 月，预计 2025 年 11 月投入使用；

劳动定员：本工程施工期人员 10 人，运营期巡线员工由第八采油厂内部统一调剂；

项目建设内容：分别扩改建 2 座转油站，其中卫 11 站新建三合一 2 台、增设加热炉 4 台；芳 407 站新建加热炉 1 台。

项目组成情况见表 3-1-1。

表 3-1-1 项目组成一览表

工程类别	工程名称	规模及建设内容	备注
主体工程	卫 11 转油站	卫 11 站新建三合一 2 台、增设加热炉 4 台。	改建
	芳 407 转油站	芳 407 站新建加热炉 1 台。	改建
公用工程	给水工程	站内施工期和运营期用水由站内现有供水管线供给。	依托
	排水工程	施工人员到场站已建防渗旱厕，定期清掏。项目各管段整体试压，试压废水经现有集输系统进入含油污水处理站处理，经处理后回注地下。	依托
	供暖工程	运营期项目管线无需采暖。	依托
	供配电工程	施工期用电依托现有供电系统。	依托
环保工程	废气防治	施工期施工场地采取洒水抑尘；运营期加热炉燃料全部采用清洁燃料天然气，采用低氮燃烧技术，产生的废气通过烟囱排放。阀门等采用密闭性良好的设备，确保密闭集输。	新建
	废水防治	生活污水依托站内现有化粪池，由第八采油厂委托大庆油田庆南工矿服务公司拉运至污水处理厂处理后排放。 对站内改造拆除废旧管线、汇管以及其他设备进行掺水冲洗，冲洗水由集输系统输至含油污水站处理后回注。 产液分离含油污水经含油污水站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2 μm”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022），回注地下，不外排。	依托
	噪声防治	合理安排施工时间、保养施工机械、设置围挡；定期对施工设备进行保养维护，在靠近民房施工区域，设置 2.5m 高	新建

		围挡,避免夜间(22:00-次日06:00)和午间(11:00-13:00)施工。 机泵等选用低噪声设备,采用基础减振等降噪措施,均安装在现有泵房内。	
	固废处置	施工人员产生的生活垃圾统一收集,集中收集送至肇州县生活垃圾处理厂处置。产生的建筑垃圾收集后拉运至大庆市建筑垃圾消纳场填埋处理。拆除的废旧设备送至第八采油厂财务资产部。清罐污泥运送至大庆市庆兴环保科技有限公司进行处理。	依托
	地下水防渗	沿用现有工程环评文件中已采取的污染防治措施,如场站分区防控措施、各类管理措施等。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)11.2.2.1条的要求,现有事故罐为重点防渗区,防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-10} cm/s$,加热装置、地上管线、容器区为一般防渗区,等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$,场站道路、办公区域为简单防渗,进行地面一般硬化。防渗施工应留有影像资料。	新建

3.1.2 主要工程量

表 3-1-2 主要工程量表

序号	设施名称	单位	数量	备注
一	芳 407 转油站			
(一)	新建			
1	2.5 MW 掺水炉	台	1	
2	炉前工艺管线及阀门	套	1	
3	联合梯子平台	座	1	
4	$\Phi 3m \times 9.6m$ 缓冲罐	台	1	
(二)	拆除			
1	$\Phi 2000 \times 6000$ 缓冲罐	台	1	
二	卫 11 转油站			
(一)	新建			
1	$\Phi 3.6 \times 16$ “三合一”装置	台	2	
2	2.5MW 掺水外输炉	台	2	
3	2.5MW 掺水炉	台	2	
4	阀门	个	89	
5	$\Phi 3m \times 9.6m$ 缓冲罐	台	1	
8	排污池 $10m \times 20m \times 1.5m$	座	1	
9	$\Phi 2200 \times 7616$ 天然气除油干燥组合装置	台	1	
(二)	拆除			
1	“四合一”装置及其配套工艺	套	3	
2	$\Phi 2000 \times 6000$ 缓冲罐	台	1	
3	排污池 $10m \times 20m \times 1.5m$	座	1	
4	排水坑 $4m \times 4m \times 1.2m$	座	1	
5	天然气除油器 $\Phi 1400 \times 5566$	台	1	
6	气井气分离器 $\Phi 800 \times 3666$	台	1	

3.1.3 平面布置

拆除已建3台“四合一”，在原容器区及其北侧新建加热炉区，在原容器区东侧新建“三合一”2台。拆除已建排污池、排水坑，在场区北侧新建污油池1座，本次扩建新增占地面积484.9m²。

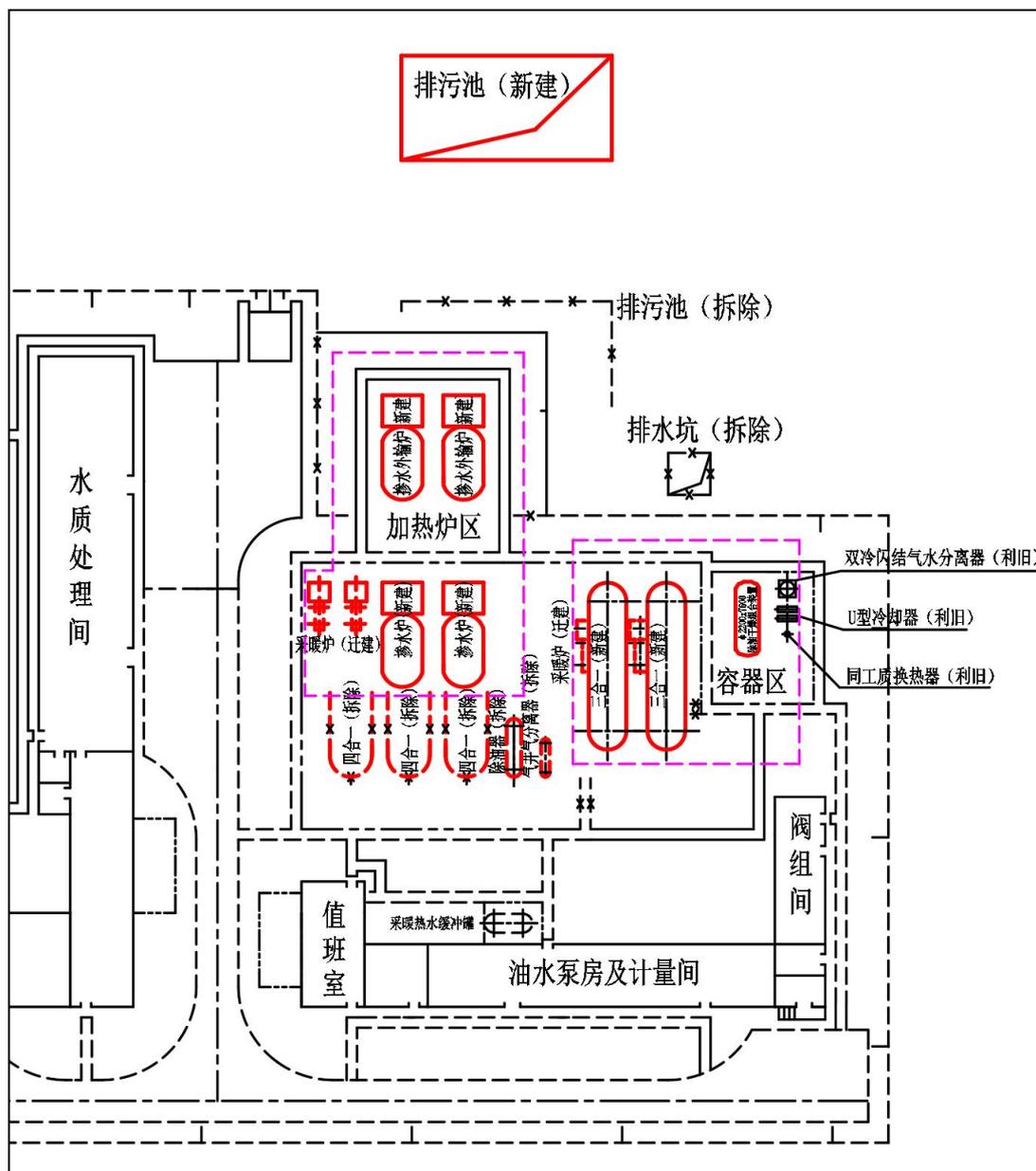


图 3-1-1 平面布置图

3.2 工艺流程及污染因素分析

3.2.1 工艺流程

a. 油系统

集油阀组间来液→来油阀组→“三合一”→外输泵→外输炉（新建真空相变炉）→

外输泵→计量→芳 407 转油站

b. 掺水系统

“三合一” → 掺水泵 → 掺水炉（新建真空相变炉） → 计量 → 掺水阀组 → 站外系统。

3.2.2 污染影响因素分析

3.2.2.1 施工期

施工期主要包括废旧设备拆除工程、土建工程以及更换设施设备的安装、管线铺设等，施工期污染物主要为施工扬尘、噪声、废旧设备及施工人员产生的生活垃圾和生活污水。

1、施工期废气防治措施

（1）施工扬尘

施工期扬尘主要来自设备运输、站内拆除及混凝土道路施工环节。参考土建工程现场扬尘实地监测结果，TSP 产生系数为 0.01-0.05mg/m²·s，本工程不涉及大型土建，TSP 产生系数取 0.05mg/m²·s。由于场站内部均进行地面硬化，站内施工裸露地面起尘量不大，施工期遇大风天气可采取洒水抑尘措施，控制扬尘产生。

为最大限度降低车辆行驶扬尘对周围的影响，提出以下控制措施和建议：

①对施工场地和进站施工道路实施洒水清扫抑尘作业，选择对周围环境影响较小的运输路线，定时对运输路线进行清扫。

②运输车辆出场时必须使用毡布或防尘网覆盖，避免在运输过程中出现抛洒，防止起尘，并加强管理，使运输车辆尽可能减速慢行。

③合理安排施工车辆路线和时间、施工车辆的运输。

（2）车辆尾气

各种施工车辆在燃油时会产生 SO₂、CO₂、CO、烃类等大气污染物，但这些污染源较分散，污染物排放量很少，且为间断排放，对施工区域及运输道路沿线的空气环境影响不大。施工单位必须使用污染物排放符合国家标准的运输车辆，加强车辆的保养，使车辆处于良好的工作状态，严禁使用报废车辆，以减小施工车辆尾气对周围大气环境的影响。

（3）焊接烟尘

项目站内更换汇管连接方式为电焊，焊接过程中会产生少量焊接烟尘，焊接烟气中 Toxic 有害气体的成份主要为 CO、CO₂、O₃、NO_x、CH₄ 等，其中以 CO 所占的比例最大，但由于项目主要是对汇管连接处作业，整体焊接量不大，产生的焊接烟尘量较小，且项目

位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

2、施工废水保护措施

施工人员生活污水排入场站原有防渗化粪池，定期清掏处置。严格施工管理、文明施工，加强对机器设备的维护和保养，防止发生漏油现象。

站内改造拆除废旧管线、汇管以及其他设备前，先利用站内集输系统对拆除管线和设备进行掺水冲洗，两次冲洗、每次 15 分钟，冲洗完毕后关闭阀门，进行拆除作业，冲洗水由集输系统输至宋一联合油污水处理站处理后回注。

采取上述措施控制和处理后，施工期产生的废水对地表水环境影响小。

3、施工噪声控制措施

①建设施工单位可选用低噪声设备、在噪声设备上安装减震装置、加强机械设备维护保养，分时段进行施工，降低施工噪声影响；

②科学地安排施工步骤，合理布置施工现场，机械设备不用时应关闭减少产噪，噪声经过距离衰减后，能够降低对周边声环境的影响；

③运输车辆在进入施工区附近时，要适当降低车速、减少鸣笛；

④加强对施工人员的管理，做到文明施工，避免人为噪声的产生；

综上所述，项目施工噪声经采取以上措施后，对周边环境影响不大，且随着施工的开始而结束。因此，施工噪声对周围环境的影响较小。

4、固体废物处置措施

本项目原址改造，不新增占地，产生的弃土全部回用。

(1) 生活垃圾

本项目施工人员产生的生活垃圾采取定点堆放，即产即清，由施工单位拉运至生活垃圾处理厂处理。

(2) 建筑垃圾

站内土建施工和拆除工程将产生建筑垃圾，由施工单位拉运至建筑垃圾消纳场。

(3) 废旧设备

拆除的设备送至第八采油厂财务资产部。

3.2.2.2 运行期

1、大气

(1) 加热炉烟气

本次卫 11 站新建三合一 2 台、增设加热炉 4 台。加热炉燃料为天然气。

源强核算过程：

加热炉烟气量参考《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018），天然气实际烟气量按以下经验公式计算：

$$V_{gy}=0.285Q_{net}+0.343 \quad \text{单位：Nm}^3/\text{m}^3$$

式中： V_{gy} ——基准烟气量， Nm^3/m^3

Q_{net} ——天然气低位发热量，本项目取 $38.5\text{MJ}/\text{m}^3$

经计算，天然气基准烟气量为 $11.3\text{Nm}^3/\text{m}^3$ 。

烟气污染物烟尘、二氧化硫和氮氧化物浓度参照本次工程实测场站内加热炉污染物排放现状浓度。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-20218）中 6.2.1 废气可行技术，燃气锅炉采用低氮燃烧技术是锅炉烟气污染防治可行技术。本项目加热炉采用低氮燃烧技术，加热炉满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉标准限值的要求，措施可行。

（2）场站无组织挥发烃类气体

本项目 2 座转油站扩建前后主要产品前一致，主要为含水油、含油污水及天然气，场站内无组织挥发烃类气体主要来自泵、阀门、法兰等设备。

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 $1.4175\text{g}/\text{kg}$ 原油，根据经验系数，其中井场挥发性有机物占比约 30%，阀组间和后续站场挥发性有机物占比约 70%，场站占比按 30%计。

本项目厂界无组织挥发非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 标准中的相关标准要求 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。厂区内无组织挥发非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 厂区内非甲烷总烃无组织排放限值。

（3）非正常工况

本工程在运行期间非正常工况主要是加热炉启动、停炉等，工况，以及故障等引起的炉温低、燃气流量过大、局部过热、燃烧不稳定、排放不达标等状况。

通过加强日常管理，定期对加热炉进行检查，检查燃气管线是否存在漏气，是否通畅，如存在污垢及时清洗，发现异常和事故请专业人员维修，减少人为原因和设备老化

原因引起的停炉。同时，加强联合站对加热炉以及其他设备的专业性知识的学习，提高环保意识；安排专门的技术人员以及其他设备的维护人员，加强设备维护，确保设备处于良好的运转状态，杜绝因设备不正常运转时产生的污染物超标现象。

2、废水

加热炉燃料为伴生气，运行不产生生产废水，产液分离含油污水经管线输送至污水处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022），回注地下，不外排。项目改造前后不新增废水排放，对环境影响不大。

3、噪声

本工程噪声源主要是各类机泵产生的噪声，噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表见表 3-5-2。

表 3-5-2 噪声污染源源强核算及相关要求一览表

噪声源	产生强度 dB(A)	降噪措施	排放强度 dB (A)	排放时间 h
加热炉、外输泵、掺水泵、采暖泵等	70-85	基础减振、泵房墙体隔声	50-60	8760

4、固体废物

本次不进行清淤工序，不对罐体进行改造，每年进行一次清淤，根据建设单位经验系数，一次清淤污泥量约 10t，根据《国家危险废物名录》（2021 年版），清淤含油污泥为危险废物，危废代码为 HW08/071-001-08，清罐污泥运送至大庆市庆兴环保科技有限公司进行处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 限值，处理后泥渣用于采油八厂油田作业区域内通井路和井场建设、筑路和铺路、作业场地地面覆盖、围堰等材料。

5、地下水和土壤

本项目事故情况下，会具有污染环境的潜在因素，如包括事故罐泄漏、管道泄漏等，可能对地下水、土壤环境产生不利影响，主要污染因子为非持久性污染物——石油烃。地下水影响虽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，不会影响饮用水源。

本项目非正常情况下事故罐罐区防渗层破损或老化失效造成的含油物质渗漏可能对地下水造成影响，选取事故罐罐区渗漏最不利环境影响（单位时间内渗漏量最大）进行预测分析，渗水量根据建筑材料渗透系数公式计算：

$$\frac{Q}{A} = K \cdot \frac{H}{L}$$

公式：Q—渗水量（m³/d）；

A—水面面积（m²）；

K—渗透系数（cm/s），事故罐灌区为重点防渗区，渗透系数取 1.0×10^{-7} cm/s（ 8.64×10^{-5} m/d）；

H—压力水头（m）；

L—渗透距离（材料厚度）（m）。

6、环境风险

项目场站运营期涉及的主要危险物质为石油和天然气，正常情况下无污染物排放，加热炉燃料天然气由管线密闭输送，涉及的风险为场站运行过程中装置腐蚀、管线阀门泄露破损造成的石油和天然气的泄漏。

本工程场站主要风险源为天然气除油干燥组合装置，根据场站装置规格、考虑处理液量含水率，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录C，当Q<1时，该项目环境风险潜势为I，当Q≥1时，按照危险物质及工艺系统危险性确定P值，并结合建设项目各环境敏感程度E值进行建设项目环境风险潜势的划分。

经计算，Q值<1，则本工程环境风险潜势为I，应进行简单分析。

3.2.3 生态影响因素分析

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

3.3 清洁生产分析

3.3.1 优化工艺流程

针对目前存在的问题，对已建腐蚀老化严重的设备、工艺进行更新改造，消除站内安全隐患，保证站场安全、平稳生产。兼顾油田长远发展，合理确定建设规模，在确保安全隐患治理有效性的基础上，提高项目的长期适应性。优化站库平面布局、工艺流程和设备利旧方案，降低建设投资和后期运行费用，实现效益最大化。应用成熟工艺，兼顾技术进步，在保证系统平稳运行同时，方便生产管理，提高管理水平。

本次充分利用已建站场及设备设施，合理安排施工工序、充分考虑生产衔接所需临时工艺；根据开发预测，合理规划新设备更换规模；按照《大庆油田原油站场集中监控设计规定》（Q/SYDQ1677-2020），达到预期改造目的。

3.3.2 先进的环境管理

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

3.3.3 合理有效的污染物处置措施

本工程运营期产生的清罐污泥由专用车辆运至送大庆市庆兴环保科技有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）中泥渣利用污染物控制限值，最终返回油田作业区内可用于通井路和井场建设、筑路和铺路、作业场地地面覆盖、围堰等材料的活动；或者在油田作业区域外用于物流仓储用地、工业厂区道路与交通设施用地以及危险废物填埋场、固体废物填埋场封场等材料的活动；分离的含油污水管输至含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\ \mu\text{m}$ ”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注油层，不外排。

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

第四章 环境现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查

黑龙江省绥化市安达市境内。

4.1.1 地形、地貌

评价区位于松花江及嫩江冲积平原北部，地形呈北高南低的广阔波状平原。

4.1.2 水系

项目所在区域地表水文状况属于闭流区，无天然江河，但天然水泡较多。

4.1.3 地质概况

4.1.3.1 区域地层概况

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

4.1.3.2 地层构造

区域地质构造大庆长垣隆起构造的一部分，位于长垣隆起构造下部，由于白垩系晚期以来，白垩系明水组没有接受沉积剥蚀，第三系受地质运动影响全部被剥蚀，第四系以来长期处于上升阶段，第四系地层沉积较薄，形成了多级阶地。

项目区位于松辽盆地北部区。松辽盆地是中、新生代形成的一北北东向菱形断拗盆地。沉积岩厚度最大可达6000m以上，区域地质构造位置长垣隆起构造南端。区内上部由第四系松散堆积物所覆盖，未发现断裂构造分布。

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

4.1.4 水文地质条件

4.1.4.1 地下水的形成条件

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

根据地下水的埋藏条件及含水层介质、水力性质等，区内地下水类型可划分为第四系上更新统松散层孔隙潜水、第三系大安组孔隙裂隙承压水和白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水。

4.1.4.2 地下水类型及含水岩组特性

(1) 第四系上更新统松散层孔隙潜水

分布于全区，含水层岩性为上更新统哈尔滨组粉细砂组成，厚度 0-3.5m。地下水水位埋深 2.5-5.2m，弱富水性，单井涌水量在 500-100m³/d，该层水为大气降水的垂直入渗补给，无开采供水条件。

(2) 第三系大安组孔隙裂隙承压水含水层

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

(3) 白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水含水层

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

明水组一段：岩性主要是含砾砂岩和砂砾岩组成，质软，成岩性较差，含水层分布稳定性较好，透水性一般、富水性一般，一段含砾砂岩含水层单层厚度较薄，层数一般 3.0-5.0 层，单层厚度 3.0-29.0m，累计含水层厚度 10.0-45.0m，含水层顶板埋深 60-120m。单井涌水量（237mm 井管）一般都能达到 1000-1500m³/d，水质为重碳酸钠型水。明水组含水层的矿化度为 480-860g/L，总硬度为 66-95mg/L（以 CaCO₃ 计），水质类型为重碳酸钠型水。

4.1.4.3 地下水化学特征

(1) 第四系孔隙潜水含水层

分布于整个区域，水化学类型为 HCO₃·Na、HCO₃·Na·Ca、HCO₃·SO₄Na、HCO₃·Cl Na·Ca 等水型。TDS 为 220-1230mg/L，硬度（以 CaCO₃ 计）为 25.0-864.0mg/L，pH 为 7.1-7.82，Fe 为 0-1.4mg/L，Mn 为 0.01-0.64mg/L，NO₃⁻ 为 0-220.0mg/L，F⁻ 为 0.015-0.550mg/L。

(2) 第三系大安组孔隙裂隙承压水含水层

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

（3）白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水含水层

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

4.1.4.4 地下水的补给、径流和排泄条件

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

（1）地下水补给

①大气降雨补给

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

②地表水体的入渗补给

项目区内分布的湖泊水的入渗水量构成了第四系潜水补给的主要来源。

③侧向补给

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

（2）地下水径流规律

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

（3）地下水排泄

在人为活动影响条件下，项目区地下水的排泄主要有三种类型，即蒸发排泄、侧向

径流排泄、人工开采。

①潜水蒸发排泄

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

②侧向径流排泄

地下水通过同一含水层向区域南部径流流出区域。

③人工开采

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

4.1.4.5 区域地下水变化

（1）潜水地下水水位动态变化特征

区域第四系潜水含水层埋深较浅，含水层岩性为粉细砂，水位变化主要受大气降水补给和人工开采影响较大，根据水位监测结果表明，区域潜水水位埋深 2.92m-6.79m 之间，区域潜水埋深变化较小，水位变化差 1.5m 左右。水位变化差 1.5m 左右。

（2）承压水水位变化特征

区域承压水主要含水层为白垩系明水组砂岩裂隙孔隙承压含水层，承压水受多年地下水开采，承压水地下水位总的趋势呈下降趋势。根据近年区域地下水动态监测井水位监测分析，地下水水位变化主要受开采量的影响，水位埋深由开采初期为 4.0-6.0m，到 2016 年水位下降到 8.68m。由于加强地下水资源管理，基本处于稳定状态。

（2）现状地下流场

①白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水

评价区内地下水流向由东北向西南，项目区内地下水流向由东北向西南，地下水水力坡度 0.1-0.6‰。

②第四系上更新统松散层孔隙潜水

第四系上更新统松散层孔隙潜水水位监测孔为利用农村潜水井，项目区内地下水流由北向南，地下水水力坡度 0.5‰。

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

4.1.5 气候、气象

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

4.1.6 生态环境现状

4.1.6.1 土壤情况

区域以草甸土、黑钙土为主。

草甸土主要包括碳酸盐草甸土、盐化草甸土、碱化草甸土，主要分布在低平原和碟形洼地上。草甸土的形成过程有两种，一种是在地下水或潜水（1~3m）的影响下，水分通过土壤毛细管作用，浸润土层上部。土壤中的氧化、还原过程也随水分的季节变化和干湿交替而交错进行，在土壤剖面上形成锈色斑纹和铁锰结核。由于各地气候以及母质和地下水的组成不同，在土壤剖面上有的出现白色二氧化硅粉末（东北地区），在接近地下水和潜水的地方，还可见到潜育层。第二种是腐殖质积累过程、草甸化过程和盐分积聚过程。黑土层较厚，一般为 25-50cm，表层含有机质 2-4%，土壤水分比较足，易反润。本项目所在区域为盐化草甸土，盐分含量高低不一，是限制生物产量的主要因素。

黑钙土多见于松嫩平原的西南部。黑钙土存在明显的腐殖质积累过程和钙积过程。草原植物根系分布虽深，但大部分(约占总根量 85%)，集中在表层 15 厘米左右土层中，故有机质也以表层最集中，向下呈舌状延伸。夏季降水较集中，可溶盐被淋洗出底层，钙镁的碳酸盐淋滤至一定深度即淀积下来，形成有眼状斑、假菌丝体的钙积层，在淋滤作用较弱的干旱区，表层即有石灰反应。在地下水位较高的低平地形部位，伴存草甸化过程，有可溶盐积累。

4.1.6.2 动植物分布

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

由于人类活动频繁，评价区内野生动物很少，伴随人类生存的农田小型鼠类、麻雀、家燕等种群数量较多，使陆生动物区系具有典型的农田动物群色彩。

区域野生动物主要为野兔、鼠类、鸟类等。

4.2 环境保护目标调查

本工程评价范围内不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、基本草原、自然公园、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、水土流失重点预防区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域、以及以医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域、文物保护单位等环境敏感区，也不在生态保护红线范围内，不属于《大庆市水土保持规划（2015~2030年）》中划定的水土流失重点治理区，项目占地位于基本农田内，同时涉及以居住为主要功能的区域，地下水评价范围内不涉及分散式饮用水源保护区。所在区域无珍稀濒危野生动植物。

（1）永久基本农田

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

（2）以居住为主要功能的区域

本工程评价范围内分布有村屯住宅，以居住为主要功能。

4.3 环境质量现状评价

4.3.1 环境空气质量现状评价

4.3.1.1 环境空气质量现状监测

（1）空气质量达标区判定

2023年，通过判定可知PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃总体达标，本项目所在区域属于城市环境空气质量达标区。

4.3.1.2 环境空气质量现状评价

本项目位于达标区，评价区域 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 CO 、 O_3 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中的二级标准，区域环境空气质量较好。

4.3.2 水环境现状评价

4.3.2.1 地表水环境现状

项目附近无地表水体。

4.3.2.2 地下水现状监测

（1）监测点位布设

本项目地下水评价等级为三级，根据《环境影响评价技术导则—地下水》（HJ610-2016），为查清区域地下水水质现状，对项目所在区域地下水进行监测，结合区域水文地质资料，评价区内潜水和承压水地下水流向由东北向西南。为查清区域地下水水质现状开展区域地下水现状调查以留作背景值。

（2）监测时间及频次

监测时间：监测 1 天。

监测频次：每天采样 1 次。

（3）监测因子

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

（4）监测结果

通过对区域内地下水八大离子监测结果可知，本项目所在区域地下水类型为 4-A 型，即 HCO_3^- -Na. Ca，总矿化度 $< 1\text{g/L}$ ，属于淡水，地下水矿化度较低，同时，区域水质总阳离子（钠、钾、钙、镁）与阴离子（硫酸盐、氯化物、碳酸盐、重碳酸盐）毫克当量浓度相对误差不大于 5%，阴阳离子平衡，监测结果与水文地质资料相符。

地下水监测项目评价指数中均 < 1 ，满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准；石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ）。

4.3.3 声环境质量现状调查与评价

本项目位于黑龙江省安达市区域，拟建管线周边村屯属于声环境 1 类区。结合本

项目声环境影响预测情况，管线两侧外扩 200m 范围内无声环境敏感目标。

4.3.4 土壤环境质量现状调查与评价

4.3.4.1 土壤类型

本次油田开发产能位于安达市境内，根据现场踏勘及国家土壤信息服务平台 (<http://www.soilinfo.cn/map/i> 未检出 ex.aspx) 点查的数据，根据现场踏勘及国家土壤信息服本工程评价范围内土壤类型为黑钙土、草甸土。

(1) 黑钙土

黑钙土类是主要耕地土壤类型之一，成土母质为风积、冲积壤粘土。划分为平岗地碳酸盐黑钙土和碳酸盐草甸黑钙土两个土属。

①碳酸盐黑钙土：主要分布在岗坡地和远离地表水体的平地上，pH 值多在 8.0-8.5 左右，有机质含量 2-3%，全氮 0.1-0.2%，全磷 0.03-0.08%。碳酸盐黑钙土的土体构造基本有三个层次，黑土层（厚度因地形而异），碳酸盐积聚层，母质层（多为黄土状粘土）。

②碳酸盐草甸黑钙土：主要分布在平地和平缓坡地上，有机质含量 1.2-1.55%，全氮含量 0.11%左右，全磷含量 0.05-0.07%，总盐量在 0.04-0.08%左右。碳酸盐草甸黑钙土养分含量较高，属于盐渍化土壤。

黑钙土的植被，大部分为农田，草原植被茂盛繁杂，以羊草，和针茅为优势种，伴生种有地榆、萎菱菜属、胡枝子和蒿属等植物。

(2) 草甸土

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

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

草甸土的植被，除了农田以外，草原植被以羊草和拂子茅为优势种，伴生有萎菱菜、地榆、胡枝子、蒿属、虎尾草、星星草等。

4.3.4.2 理化特性调查

在充分收集资料的基础上，根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要，有针对性选择土壤理化特性调查内容，主要包括土体构型、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。

4.3.5 生态环境现状调查与评价

4.3.5.1 生态环境功能区划

根据《全国生态功能区划》（2015年版），本工程地理位置位于 I-6-1-3 安达-肇东-肇州农牧业与盐渍化控制生态功能区。该区域主要生态问题包括农田侵占、土壤肥力下降、农业面源污染严重。农产品提供功能区生态保护的主要方向为严格保护基本农田，培养土壤肥力；加强农田基本建设，增强抗自然灾害的能力等。在全国生态功能区划的基础上，根据黑龙江省人民政府批准的《黑龙江省生态功能区划》（黑政函[2006]75号），本工程所在区域属于东北平原西部草甸草原生态区。松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区，松嫩平原中部盐渍化控制与土壤保持生态功能区，《黑龙江省生态功能区划》第八章第二节能源开发利用中明确：“在大庆及周边地区，加大石油勘探开发力度，实施老油田二次开发工程和三次采油工程，稳定石油产量”。第四篇能源与资源中第八章能源与资源第三节主要矿产资源开发利用中指出，鼓励开采石油、天然气、煤层气、地热、油页岩等矿产资源。

本项目属于油田配套工程，对现有老化集油注水管线进行优化改造，改造后消除管道腐蚀老化的安全隐患，降低管道穿孔泄漏造成的环境风险，保证模范屯油田的正常生产运行，满足功能区划定位要求，符合《黑龙江省主体功能区规划》要求。区域生态功能区划详见表 4-3-14。

表 4-3-14 区域生态功能区划表

项目区生态功能分区单元			主要生态系统服务功能	保护措施与发展方向
I-06 松嫩平原西部草甸草原生态区	I-06-01 松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区	I-06-01-03 安达-肇东-肇源农、牧业与盐渍化控制生态功能区	盐渍化控制、生态系统产品提供	对草地进行恢复，禁止盲目开荒，对家畜实行圈养或轮牧，加大生态农业建设

4.3.5.2 生态环境现状调查与评价

建设项目生态环境现状调查与评价采用现场调查和卫星遥感影响图片解析相结合的方法，对评价区域生态环境现状作出评价。

利用该区域 TM 卫星影像及收集的相关资料，初步判断建设项目区周围土地利用、植被、敏感目标状况，从中找出分辨困难的点位，然后进行现场踏查，进一步明确评价区内土地利用类型、植被类型、敏感目标保护状况等生态环境质量现状，从而确定卫星影像中模糊点的生态环境组成。在实地踏查基础上，确定典型的群落地段进行调查。最后利用 TM 卫星影像与地形图、植被图进行解析，对生态环境现状给出定性分析评价。

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

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

(2) 盐生草甸植被

星星草草甸 (Form. *Puccinellia tenuiflora*)。广泛分布在退化草地的碱斑和盐碱化湖泡周围，但面积较小，生境较低湿，常有短期积水。此类草甸盖度变化很大，40%-80%。由于生境条件严酷，常以星星草为单优势，甚至无伴生种，可混有少量羊草、野大麦 (*Hordeum brevisublatum*)、朝鲜碱茅 (*Puccinellia chinampoensis*)、碱地风毛菊 (*Saussurea runcinata*)、碱地肤 (*Kochia sieversiana* var. *suaedaefolia*)、碱蒿 (*Artemisia anethifolia*)，以及常混有少量一年生的碱蓬 (*Suaeda glauca*) 和角碱蓬 (*S. corniculata*) 等。

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

splendens)，其次间或混有少量的各类杂类草。

碱蓬草甸 (Form. Suaedion 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。

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

(3) 农田植被

评价区属于松嫩平原区，粮食耕作历史悠久，栽培植被是最重要的植被类型，但是目前由于旱涝、盐碱、风沙等因素，区域内的农田粮食作物主要为玉米、小麦等。

(4) 野生动物现状调查

评价区域为典型农区，其动物的组成与分布具有明显的村栖型特点。主要分布有小家鼠 (*Mus musculus*)、大仓鼠 (*Tscherskia 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。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 (*Pica pica*)、小嘴乌鸦 (*Corvus corone*)、麻雀 (*Passer*)、家燕 (*Hirundo rustica*) 等村栖型鸟类。

根据调查，项目所在区域无珍稀濒危野生动植物。

4.3.5.1 生态系统评价

1、调查方法

基于卫星遥感影像、现场调查核实，按照《全国生态状况调查评估技术规范——生态系统遥感解译与野外核查》(HJ1166—2021) 要求，对评价区域生态系统开展遥感解译与调查，同时结合区域土地利用现状、植被类型等解译和调查结果，将评价范围内生态系统分为草甸生态系统、农田生态系统、城镇生态系统等大类，经过人机交互遥感解译、野外核查和精度验证，制作评价范围的生态系统类型图。

2、评价区生态系统分析

结合评价范围内生态系统类型图，对不同生态系统进行分析。

1) 草地生态系统

草地生态系统是以饲用植物和食草动物为主体的生物群落与其生存环境共同构成的开放生态系统，评价区域草地生态系统主要位于项目区南侧周边分布，优势种为地毯草，其次在路边防护林下及林间也有部分草地分布，优势植物有艾蒿、大白茅等，草地生态系统是评价范围内最主要的生态系统。生态系统的组成结构非常单一。

2) 农田生态系统

农田生态系统是人工的生态系统，主要分布于项目中部及北部两侧的耕地，农业生态系统组成简单，其植物主要以居民种植的人工粮食作物为主，间或生长些杂草和灌丛，种植的主要农作物为玉米，动物主要由土壤动物及小型啮齿目、鸟类等组成，共同构成简单的农业生态系统。

3) 城镇生态系统

城镇生态系统是居民与其环境相互作用而形成的统一整体，也是人类对自然环境的适应、加工、改造而建设起来的特殊的人工生态系统。本项目评价范围内的城镇生态系统主要包括各村屯、道路以及沿道路分布的防护林绿地，其中防护林主要为杨树林，比较单一。

4.3.5.2 项目区域内湿地情况

根据《黑龙江省湿地名录》（黑龙江省林业和草原局，2022年8月18），本项目评价区域不涉及湿地。

4.3.5.3 评价区域主要生态环境问题

(1) 生物多样性不高

通过评价区现状调查及区域资料分析，该区人为干扰较大，农耕区占地较广，自然植被以草地为主，评价区的森林植被以人工的纯林为主。评价区内地带性植被、垂直分布特征均不显著，植被类型较为单一。从动物种类组成与分布来看，大型兽类与保护种类较少，整体而言，整个区域的生物多样性不高。

(2) 土地盐渍化

本项目所在区域属于松嫩平原西部草甸草原生态区，松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区，嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区。项目评价范围现状盐碱土地较多，随着石油资源开发、地下水的开采及人类活动的加剧，区域土地盐渍化问题压力将增大，必须加强保护，及时开展修复治理、改良。

4.3.5.5 生态环境现状评价结论

本项目不属于重点预防区和重点治理区。本项目评价范围内生态系统类型主要包括草地生态系统、农田生态系统。评价区以耕地、草地为主，工程所在区域内主要土壤类

型以草甸土为主，评价范围内植被类型比较简单，以人工栽培植被为主，栽培植被主要为玉米等农作物。自然植被主要为草地和林地，评价范围内无珍稀保护植物和名木古树分布。项目区域生态环境总体质量较好。由于油田的开发用地，使区域生态环境中形成生态斑块，因此进行油田开发时必须加强保护，防止生态环境恶化。

4.4 区域环境污染源调查

通过现场调查，项目评价区域内主要为农田、林地、村庄以及油田生产设施等，油田生产设施主要包括油井井场、集油管线，暂无场站，周边无其他工业企业。

4.4.1 大气污染源调查

项目现有大气污染源主要包括油井井场、集油管线原油集输过程产生的烃类气体、井场等建设过程产生施工扬尘、施工机械及运输车辆尾气及钻井柴油发电机燃烧烟气。现有区域主要产生的废气污染物主要为非甲烷总烃等。

项目所在区块内施工过程废气主要为柴油发电机燃烧产生的烟气、施工扬尘，柴油发电机使用的燃料为高品质柴油，施工过程产生的扬尘采取洒水抑尘等控制措施后，对周围大气环境影响较小。区块内非甲烷总烃现状浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中无组织排放监控浓度限值。

项目区域内农村居民生活燃用燃料会排放燃烧烟气。

4.4.2 废水污染源调查

(1) 工业污水污染源

工业废水污染源主要为油田采出水、油井作业污水、修井污水，废水污染物为SS、石油类等，排放至含油污水处理站处理，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中限值：“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注油层，不外排。

(2) 生活污水污染源

区域生活污水污染源主要来源于场站办公设施，其污染物主要为COD、BOD₅、SS、NH₃-N等，排入场站防渗旱厕，拉运至污水处理厂处理后排放。

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

4.4.3 噪声污染源调查

项目评价区域内噪声污染源主要为周边油田运输车辆噪声等，声环境质量现状良好。

4.4.4 固体废物污染源分析

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

本次评价对评价区域内现有工程进行梳理，对现有工程“三废”排放情况进行分析统计，废气主要为井场和集输管线逸散的非甲烷总烃气体；废水主要为含油废水、油水井作业废水，经含油污水处理站处理达标后回注油层；噪声主要为井场抽油机噪声；固废主要为油井作业产生的落地油，集中收集，由罐车拉运委托处理。项目区域无其他工业企业等环境污染源。

第五章 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响预测与评价

5.1.1 环境空气影响预测与评价

5.1.1.1 施工期

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

(1) 施工场地扬尘

本工程地面工程施工扬尘主要来自平整土地、开挖土方、材料运输和装卸等过程。

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

表 5-1-1 施工场地洒水抑尘试验结果

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

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

为了防止施工污染物污染环境，在施工时，应采取以下措施：

- ①定时适量洒水，并在大风天加大洒水量及洒水次数，使作业面保持一定的湿度；
- ②运输车辆途经村屯附近时应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生；
- ③管道施工场地剥离的表土堆放时要遮盖苫布，设置边沟，洒水抑尘。防止大风天气产生扬尘；
- ④运输建筑材料车辆应采取封闭措施，必须装载规范；
- ⑤施工材料应集中堆放并遮盖苫布，避免产生扬尘；
- ⑥在民房附近施工时，采取移动围挡，并提前告知居民，征求谅解，不在夜间（22:00-次日 06:00）和午休（11:00-13:00）时间施工，尽量缩短施工天数，2-3d 完成相关区域施工工作。

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

(2) 汽车尾气

在工程施工期间，使用液体燃料的施工机械及运输车辆的发动机排放的尾气在含有NO₂、CO、HC等污染物，一般情况下，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。如果采用清洁燃料，同时保持车辆及有关设备化油器、空气滤清器等部分设备的清洁，废气污染的影响基本上是可以接受的。

油田开发各类工程及运输车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染，由于车辆排放的尾气为流动的线源，影响范围较大。运输物料的车辆必须封盖严密，严禁散落；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，如设置挡风板、上覆遮盖材料等。

采取上述措施后，对环境影响不大。经空气稀释、扩散后对周围大气环境影响较小。

(3) 焊接烟尘

由工程分析可知，项目管道施工过程中将产生焊接烟尘，产生量合计为0.1kg，本工程较为分散，焊接烟尘非集中排放，经空气稀释、扩散后对周围大气环境影响较小。

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

随着施工期结束，施工期对大气环境的影响也随之结束，区域能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准要求，环境影响是可接受的。

5.1.1.2 运营期

(1) 加热炉烟气

本次卫11站新建三合一2台、增设加热炉4台。加热炉燃料为天然气。

源强核算过程：

加热炉烟气量参考《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018），天然气实际烟气量按以下经验公式计算：

$$V_{gy}=0.285Q_{net}+0.343 \quad \text{单位：Nm}^3/\text{m}^3$$

式中：V_{gy}——基准烟气量，Nm³/m³

Q_{net}——天然气低位发热量，本项目取38.5MJ/m³

经计算，天然气基准烟气量为11.3Nm³/m³。

烟气污染物烟尘、二氧化硫和氮氧化物浓度参照本次工程实测场站内加热炉污染物排放现状浓度。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-20218）中6.2.1废气可行

技术，燃气锅炉采用低氮燃烧技术是锅炉烟气污染防治可行技术。本项目加热炉采用低氮燃烧技术，加热炉满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉标准限值的要求，措施可行。

（2）场站无组织挥发烃类气体

本项目 2 座转油站扩建前后主要产品前一致，主要为含水油、含油污水及天然气，场站内无组织挥发烃类气体主要来自泵、阀门、法兰等设备。

根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油，根据经验系数，其中井场挥发性有机物占比约 30%，阀组间和后续站场挥发性有机物占比约 70%，场站占比按 30%计。

本项目厂界无组织挥发非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 标准中的相关标准要求 4.0mg/m³。厂区内无组织挥发非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 厂区内非甲烷总烃无组织排放限值。

（3）非正常工况

本工程在运行期间非正常工况主要是加热炉启动、停炉等，工况，以及故障等引起的炉温低、燃气流量过大、局部过热、燃烧不稳定、排放不达标等状况。

通过加强日常管理，定期对加热炉进行检查，检查燃气管线是否存在漏气，是否通畅，如存在污垢及时清洗，发现异常和事故请专业人员维修，减少人为原因和设备老化原因引起的停炉。同时，加强联合站对加热炉以及其他设备的专业性知识的学习，提高环保意识；安排专门的技术人员以及其他设备的维护人员，加强设备维护，确保设备处于良好的运转状态，杜绝因设备不正常运转时产生的污染物超标现象。

（4）评价结论

经分析，本工程加热装置燃料为天然气，为清洁燃料，各加热炉采用低氮燃烧技术，燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉标准；运营期厂界无组织排放非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值；场站内非甲烷总烃排放浓度达到《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中厂区内非甲烷总烃无组织排放限值；本工程废气排放对周边环境影响较小，从环境空气角度讲，本项目建设可行。

通过采取上述措施，区域能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改

单二级标准要求。本项目大气环境评价等级为二级，环境影响是可接受的，大气环境影响评价自查表见附表。

5.2 地表水环境影响预测与评价

(1) 施工期

施工人员生活污水排入场站原有防渗化粪池，定期清掏处置。严格施工管理、文明施工，加强对机器设备的维护和保养，防止发生漏油现象。

站内改造拆除废旧管线、汇管以及其他设备前，先利用站内集输系统对拆除管线和设备进行掺水冲洗，两次冲洗、每次 15 分钟，冲洗完毕后关闭阀门，进行拆除作业，冲洗水由集输系统输至含油污水处理站处理后回注。

(2) 运营期

加热炉燃料为伴生气，运行不产生生产废水，产液分离含油污水经管线输送至污水处理站，含油污水处理站采用“横向流除油+两级过滤”处理工艺，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\ \mu\text{m}$ ”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022），回注地下，不外排。项目改造前后不新增废水排放，对环境影响不大。

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

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

5.3 地下水环境影响预测与评价

5.3.1 正常状况下地下水环境影响分析

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610/2016）和《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的要求，根据场地特性和项目特征，制定分区防渗，其中一般污染防治区的防渗层的防渗性能不低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能；重点污染防治区防渗层防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》

(HJ610-2016) 9.4.2 要求, 已依据 GB/T50934-2013、GB18597-2023 设计地下水污染防治措施的建设项目, 可不进行正常状况情景下的预测。

5.3.2 非正常状况下对地下水环境影响预测与评价

非正常状况指“建设项目的工艺设备或地下水环境保护措施因系统老化、腐蚀等原因不能正常运行或保护效果达不到设计要求时的运行状况”。

本次评价非正常状况情景选取事故罐罐区措施出现老化或破损, 地面出现裂缝, 含油废液渗漏进入潜水含水层进行预测。

本项目非正常情况下事故罐罐区防渗层破损或老化失效造成的含油物质渗漏可能对地下水造成影响, 选取事故罐罐区渗漏最不利环境影响(单位时间内渗漏量最大)进行预测分析, 渗水量根据建筑材料渗透系数公式计算:

$$\frac{Q}{A} = K \cdot \frac{H}{L}$$

公式: Q—渗水量 (m³/d);

A—水面面积 (m²);

K—渗透系数 (cm/s);

H—压力水头 (m);

L—渗透距离(材料厚度) (m)。

非正常状况下事故罐罐区渗漏源强以建筑材料渗透系数公式计算结果的 10 倍考虑, 考虑最不利因素, 罐区地面计划维修时间为 30d。

污染发生后 100d、1000d、5000d, 服务年限或能反映特征因子迁移规律的其它重点时间节点, 重点预测对地下水保护目标及区域地下水的影响。

6) 预测方法

由于本项目污染物的排放对地下水流场没有明显的影响, 项目区内含水层的基本参数(渗透系数、有效孔隙度)不会发生变化。因此采用解析模型预测污染物在含水层中的扩散预测。根据污染源的具体情况, 排放形式及排放规律将污染源概化为点源、连续恒定排放。

预测模型选择《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳态流动二维弥散点源模型进行预测。由于管道泄漏时可以及时发现并处理, 因此按瞬时点源计算。

①污染特征因子在包气带中的运移模型选择一维半无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型：

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L}} \operatorname{erfc}\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)$$

式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t)—t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/L；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/L；

u—水流速度，m/d；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

erfc () —余误差函数。

②瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源

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

式中：x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t 时刻点 x, y 处的浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M—瞬时注入的质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

5.3.3 地下水环境污染防治措施

5.3.3.1 施工期防止地下水污染控制措施

(1) 工程设计阶段地下水污染控制措施

采用无缝钢管，采用外防腐层+阴极保护的联合防护措施，选用挤塑聚乙烯三层加

强级外防腐，管道与阀门及附件采用法兰连接，其余为焊接连接，焊接采用氩电联焊。最大限度地控制事故的发生。

(2) 施工阶段地下水污染控制措施

依照《输气管道工程设计规范》(GB 50251-2003)的有关要求以及结合本工程的实际情况，所有环形焊缝采用 100%的射线照相检验。

管线试压用水为水罐车拉运至施工现场，施工期管线试压废水通过管线进入含油污水处理站处理后回注油层，不外排；施工期生活污水排入施工区域内设置的临时防渗旱厕，拉运至污水处理厂处理后排放，施工结束后旱厕进行卫生填埋处理。

在管道施工期应加强作业管理，原有管线清扫及试压均采取全线整体操作，避免原油及试压废水遗落地面。施工辅料做好防雨防渗工作，施工废料及时收集外运处理，避免施工废料在现场堆积，导致降雨淋滤浸出液进入地下含水层。

定期对集输管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理，防止泄漏事故的发生；提高自动化水平，对管道及井口的压力进行实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，然后采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施控制事故对周围环境造成的影响，进一步防止污染地下水

为减少对水资源的浪费，在试压过程中尽量对废水进行收集，重复使用(本工程试压水重复利用率最高可达 50%左右)，同时加强废水排放的管理与疏导工作，排放去向应符合当地的排水系统要求，杜绝不经处理任意排放的现象，避免造成地下水污染。

5.3.3.2 运行期防止地下水污染控制措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 11.2.2.1 条的要求，拟建项目地下水污染分区防渗要依据相关行业标准或防渗技术规范进行确定，其余改造设备对地下水和土壤所采取的污染防治措施沿用现有工程环评文件中已采取的污染防治措施，如场站分区防控措施、各类管理措施以及土壤现有跟踪监测计划等。

参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，结合本项目地下水现状监测井位置，根据地下水导则要求，将场站上游后西山屯居民水井作为背景值监测井，在各场站内、西南侧厂界围墙外(下游)各打 1 口井作为跟踪监测井，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。

5.3.4 地下水环境监测与管理

定期对地下水环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，大庆油田有限责任公司第八采油厂存档监测报告以及建设项目所在地及其影响区地下水环境跟踪监测数据，同时对监测结果定期进行信息公开。

5.3.3 地下水环境影响评价结论

本项目评价范围内没有地下水集中式饮用水和分散式饮用水水源地，无地下水保护目标。因此，在各项地下水污染防治措施及应急措施落实到位的情况下，地下水环境影响可接受。

5.4 声环境影响预测与评价

5.4.1 施工期声环境影响预测与评价

本工程施工时产生的噪声源主要是各种施工机械产生的噪声、运输车辆噪声。

①建设施工单位可选用低噪声设备、在噪声设备上安装减震装置、加强机械设备维护保养，分时段进行施工，降低施工噪声影响；

②科学地安排施工步骤，合理布置施工现场，机械设备不用时应关闭减少产噪，噪声经过距离衰减后，能够降低对周边声环境的影响；

③运输车辆在进入施工区附近时，要适当降低车速、减少鸣笛；

④加强对施工人员的管理，做到文明施工，避免人为噪声的产生；

施工设备中包括固定噪声源和移动噪声源，均为露天工作，排放的噪声直接辐射到周围的环境中，其传播距离比较远，在传播过程中噪声随距离的增加而衰减，且随着施工期的结束而消失。

5.4.2 营运期声环境影响预测与评价

项目运营期噪声源主要为固定噪声源，改造站场内噪声均在室内产生，经过墙壁隔音，噪声排放强度有所降低。本次站内改造工程机泵首先选用低噪声设备，并加设了减振基础，现有泵房设有隔声门窗等措施，本工程噪声源主要是改造后各类机泵产生的噪声，从预测结果看出，本工程改造后芳深 2 转油注水站厂界能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求（昼间<60dB（A），夜间 50dB（A））。

5.4.3 声环境影响分析结论

采取上述措施后，施工期昼间、夜间能达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》

(GB12523-2011) 中限值 (昼间 $\leq 70\text{dB}(\text{A})$ 、夜间 $\leq 55\text{dB}(\text{A})$) 的要求。

从预测结果看出,本工程改造后芳深 2 转油注水站厂界能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准限值要求(昼间 $< 60\text{dB}(\text{A})$,夜间 $50\text{dB}(\text{A})$)。

5.5 固体废物环境影响分析

5.5.1 施工期固体废物环境影响分析

(1) 生活垃圾

本项目施工人员产生的生活垃圾采取定点堆放,即产即清,由施工单位拉运至生活垃圾处理厂处理。

(2) 建筑垃圾

站内土建施工和拆除工程将产生建筑垃圾,由施工单位拉运至建筑垃圾消纳场。

(3) 废旧设备

拆除的设备送至第八采油厂财务资产部。

施工过程在采取上述防治措施前提下,施工期固体废物对环境影响可降至最低。

5.5.2 营运期固体废物环境影响分析

本次改造不进行清淤工序,不对罐体进行改造,每年进行一次清淤,根据建设单位经验系数,一次清淤污泥量约 10t,根据《国家危险废物名录》(2021 年版),清淤含油污泥为危险废物,危废代码为 HW08/071-001-08,清罐污泥运送至大庆市庆兴环保科技有限公司进行处理,处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T3104-2022) 表 1 限值,处理后泥渣用于采油八厂油田作业区域内通井路和井场建设、筑路和铺路、作业场地地面覆盖、围堰等材料。

建议大庆油田有限责任公司第八采油厂大庆油田有限责任公司第八采油厂加强对危险废物转移和处置的管理,危险废物在运输工程中若发生散落、泄漏会对周围环境产生不良影响,项目危险废物运输过程中应严格控制运输车辆密闭性,避免“跑、冒、滴、漏”情况发生。项目危险废物的运输按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012) 要求进行运输管理,危废的转移过程按照《危险废物转移管理办法》(生态环境部、公安部、交通运输部部令第 23 号,2022 年 1 月 1 日起施行) 执行,运输路线的选择过程中尽量避开环境敏感点,一旦运输过程发生意外事故,运输单位及相关部门应根据风险程度采取如下措施:

-
- (1) 设立事故警戒线，启动应急预案，并及时向环境保护主管部门报告；
 - (2) 应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；
 - (3) 对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相应的清理和修复；
 - (4) 清理过程中产生的所有废物均应按危险废物进行管理和处置；
 - (5) 进入现场清理和包装危险废物的人员应受过专业培训，穿防护服，并佩戴相应的防护工具。

通过采取上述收集、运输、委托处置等措施，本工程运行期产生的固废不排入外环境，不会对周围环境及敏感点产生影响。

5.5.3 固体废物环境影响分析结论

本工程产生的固体废弃物按照相关处置要求进行，处置方式可行，对周围环境和人体健康不会造成危险，对周围环境基本无影响。

5.6 土壤环境影响评价

5.6.1 施工期土壤环境影响评价

本工程在施工过程中，会引起土壤理化性质的改变、肥力的降低。

机械设备的碾压，施工人员的践踏、材料堆放等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，加上道路修建时翻动土体，都会造成局部大片裸地出现，容易引起土壤风蚀和水土流失，特别是风蚀。

5.6.2 运行期土壤环境影响评价

5.6.2.1 土壤污染途径

转油站过程中对土壤环境的影响主要为装置泄漏以及事故状态下产生的落地油可能对土壤环境造成破坏，对土壤的化学、生物性质等方面造成影响。本项目事故情况下，会具有污染环境的潜在因素，如包括事故罐泄漏、管道泄漏等，可能对地下水、土壤环境产生不利影响，主要污染因子为非持久性污染物——石油烃。

5.6.2.2 对土壤环境的影响

根据对现有土壤监测结果可知，区域土壤中石油烃未检出，基本无污染。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，土壤环境污染的分布为：污染物主要集中在永久占地内，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，生产中一定要严防原油跑、冒事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对落地油进行回收，最大限度地恢复地表原貌，为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

5.6.2.3 土壤环境影响预测与评价

项目占地范围内及占地范围外 0.2km 范围。评价时段为运营期。评价因子为 pH、石油烃、挥发酚、Pb、Hg、Cr、As 等。占地范围内执行《土壤环境质量建设用地区域土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）风险筛选值中第二类用地限值要求，占地范围外执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准。

事故时排放的落地油量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤-植物及土壤-食物链系统的环境质量。因此，油田生产中一定要严防原油跑、冒事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对落地油进行回收，最大限度地恢复地表原貌，为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

5.6.3 土壤环境影响分析结论

综上所述，本工程在施工期及运营期采取上述相关防治措施后，项目的开发建设对区域土壤环境影响较小。

5.7 生态环境影响评价

5.7.1 生态环境影响评价

根据调查，项目所在地无裸露的沙地，项目占地区域未出现土壤沙化现象。为保护区域生态环境，大庆油田有限责任公司第八采油厂应针对本工程的具体特点，制定生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。应严格控制施工作业占地范围，尽量减小施工期对区域生态影响。

《黑龙江省防沙治沙条例》第二十六条规定：“油气勘探开发以及矿产资源开采应当按照规划组织实施，并将地表植被恢复和建设纳入规划。在开发和开采前，应当进行环境影响评价，依法提交包括有关防沙治沙内容的环境影响报告。县级以上人民政府林

业、国土资源、环境保护、草原等行政主管部门应当对开发和开采单位的地表植被恢复情况进行监督检查。”

第二十七条：“在沙化土地所在地区从事开发建设活动，应当事先就开发建设项目可能对当地及相关地区生态环境产生的影响进行环境影响评价和水资源论证。对不具备水源条件，且有可能造成土地沙化、水土流失等灾害，严重破坏生态环境的开发建设项目，不得批准立项。环境保护行政主管部门在审批环境影响报告时，应当就报告中有关防沙治沙的内容征得同级林业行政主管部门同意。”

根据现场调查，项目占地区域主要为耕地，项目所在地无裸露的沙地，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，制定生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。

①施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于被自然恢复。

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

③施工作业避免在大风天施工。

④路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

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

通过以上措施，可有效防止土地沙化。

（2）对基本农田的影响分析

本工程占地无法避开基本农田，在不可避免的条件下需占用基本农田时，根据《基本农田保护条例》（2011年1月8日修正），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

施工完毕后1年内，临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。临时占地恢复也可在征地过程中给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。项目建设占地面积较小，不会对基本农田产生明显影响。

（3）对动物的影响分析

本项目所在区域属于典型的农村区域，受人类长期干扰和开发影响，区内野生动物

种类、数量均较少，油田开发对其影响程度不明显。

经调查，本项目评价区不是国家重点保护野生动物的集中栖息地和繁殖地，区内野生动物仅为一些常见种类，例如小家鼠、普通田鼠、野兔，以及喜鹊、小嘴乌鸦、麻雀、家燕等村栖型动物。区块开发占用部分土地，会对当地野生动物栖息环境产生一定的影响，栖息地的减少使动物的活动空间减少。由于本项目占地面积较小，且区内主要为小型动物，其领地面积相对较小，因此，项目建设对其栖息地的影响并不十分明显。

（4）水土流失影响分析

本项目管线不属于水土流失重点预防区和重点治理区。

从改造中低产田入手，以造林种草为突破口，重点治理耕地和草原的干旱与风蚀危害。对耕地以营造农田防护林，推广旱作农业技术、节水灌溉技术和建立抗旱防蚀耕作制度为主。

本工程由于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。本项目施工季节避开雨季，施工结束后除永久占地外，其余占用草地恢复植被生长，所以工程建设引起的水土流失较轻微。

5.7.2 生态环境保护措施

①埋设管线时，根据管径的大小做到尽量窄控，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被。

②恢复土地生产能力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20cm左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌。

③恢复被破坏的地表形态，平整作业现场，改善土壤及植被恢复条件。

④本工程占用的耕地，占用单位按照相关规定缴纳复垦费和补偿费，专款用于复垦；将所占土地进行表土剥离，剥离的表土用于被损毁土地的复垦。

⑤加强施工管理，施工活动控制在占地范围内，临时占地剥离表层熟土。施工结束后，恢复临时占地表土及植被，补偿占用农田。

⑥管道建设工程结束后，回填开挖的管沟，路基采取护坡、养护措施，进行表土回覆、场地清理平整并恢复植被。

⑦对废水、固体废物进行严格管理，统一处理或回收，不得随意抛撒，防止污染土壤。

⑧施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，施工尽量缩小占地面积，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

⑨土方施工作业避免在大风天施工。

⑩基本农田补偿措施

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

本工程属国家能源设施重点建设项目工程之一，根据设计要求，工程无法避让基本农田，因此应按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准，对于永久占地，应纳入省土地利用规划，按有关土地管理部门要求认真执行。对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由大庆油田有限责任公司第八采油厂负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦，应当按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，基本农田的耕地恢复由当地政府负责开垦相应数量的耕地，进行耕地保护。

5.7.3 生态环境影响评价结论

只要采取必要的措施，该项目对生态环境的影响不会太大，在生态上是可行的。

5.8 环境风险评价

5.8.1 环境风险识别

5.8.1.1 主要危险物质及分布情况

项目改造场站运营期涉及的主要危险物质为石油和天然气，正常情况下无污染物排

放，加热炉燃料天然气由管线密闭输送，涉及的风险为场站运行过程中装置腐蚀、管线阀门泄露破损造成的石油和天然气的泄漏。

原油为低毒性物质。其火灾爆炸危险性主要表现在以下几方面：

1) 属易燃液体。

2) 原油的油蒸汽和空气混合达到一定浓度时，遇火即能爆炸。

3) 易蒸发，原油蒸发主要有静止蒸发和流动蒸发两种。原油容器内压力每降低0.1MPa 一般有 0.8-10m³ 油蒸气析出。蒸发出的油蒸气，由于密度比较大、不易扩散，往往在储存处或作业场地空间地面弥漫飘荡，在低洼处积聚不散。这就大大增加了火灾爆炸危险程度。

4) 容易产生静电。在易燃液体中石油产品的电阻率一般在 10¹²Ω·cm 左右。电阻率越高，电导率越小，积累电荷的能力越强。因此，石油产品在泵送、灌装、装卸、运输等作业中，流动摩擦、喷射、冲击、过滤都会产生静电。当能量达到或大于油品蒸气最小引燃能量时，就可能点燃可燃性混合气，引起爆炸或燃烧。

5) 容易受热膨胀、沸溢。原油受热膨胀，蒸气压升高，会造成储存容器鼓凸现象。相反，高温油品在储存中冷却，又会造成油品收缩而使储油容器产生负压，使容器被大气压瘪而损坏。含水油品着火受热还会发生沸溢，燃烧的油品大量外溢，甚至从罐中喷出，引燃其它物品而造成重大火灾和人身伤亡事故。

表 5-8-3 原油理化性质、燃烧爆炸特性和毒理性质一览表

中文名称	原油	英文名	Petroleum crude oil	
分子式	主要是烃类	分子量	根据组份确定	
CAS	8002-05-9	危险性类别	易燃液体	
理化性质	外观及性状	黑褐色粘稠液体		
	熔点(°C)	——	闪点(°C)	-6.67~32.2
	沸点(°C)	自然常温至500°C以上	最大爆炸压力(102kPa)	—
	相对密度(水=1)	0.78-0.97	最大爆炸压力上升速率(102kPa/c)	—
	相对密度(空气=1)	—	爆炸下限(V%)	1.1
	燃烧热(kcal/kg)	—	爆炸上限(V%)	8.7
	自燃温度(°C)	350		
	燃烧分解产物	一氧化碳、二氧化碳。		
溶解性	不溶于水，溶于多数有机溶剂。			
毒理及健康危害	毒性	LD50: 500-5000mg/kg (哺乳动物吸入)。		
	侵入途径	吸入、食入、经皮吸收。		
	健康危害	原油本身无明显毒性。其不同的产品和中间产品表现出不同的毒性。遇热分解释放出有毒的烟雾。吸入大量蒸气能引起神经麻痹。		

燃烧爆炸 危险性	危险特性	其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。
	稳定性	稳定。
	灭火方法	泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。
	储运注意事项	远离火种、热源。仓温不宜超过 30℃。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且要有接地装置，防止静电积聚。

5.8.1.2 风险事故发生途径分析

根据项目特点，本项目最可能发生的环境污染事故集中在集油注水管道泄漏、穿孔发生原油泄漏、含油污水泄漏等。本项目发生泄漏事故主要有以下几个方面的原因：

(1) 人为因素对油气集输管道的破坏主要有失误和人为蓄意破坏两种情况。

1) 失误产生的偶发事故

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。

2) 人为蓄意破坏造成的事故

破坏分子在管道上钻孔盗气、盗窃管道附属设施的部件等，均可引起管道破坏。

3) 自然风险因素是由于自然界发生异常，如洪水、地震对集输系统产生破坏作用，或由于自然环境条件恶劣，如土壤盐渍化造成管道腐蚀等威胁管道安全。

根据油田的运行经验，一般在油田开发 7~8 年后低洼地区的油水井管道可能发生腐蚀穿孔事故，而导致原油和含油污水泄漏到环境中。

(2) 场站风险因素分析

本工程依托联合站，处理的介质具有易燃性质，因此，本工程依托场站主要事故类型是火灾、爆炸和油、含油污水、天然气泄漏。

本工程依托场站的事故主要因素分析如下：

①组织不严密，管理不善，违章作业导致大量的油气泄漏遇明火爆炸燃烧；

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

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

④控制生产装置的仪表仪器失灵，造成设备操作失控，引发油气泄漏，形成火灾等；

⑤泄漏的油气遇明火发生火灾爆炸。

根据调查，依托场站内未发生过环境风险事故。

5.8.2 环境风险分析

场站产生的原油泄漏会对大气环境造成直接影响，事故会造成局部大气污染，但具有发生机率小、持续时间短的特性。由于该区块所处地势平坦，一次性事故形成的局部大气污染在一定的气象条件下会逐步自然净化，对周围大气环境的影响很小。

本项目改造的管线全部位于场站范围内，运营期可能因管道老化、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。

5.8.3 环境风险防范措施及应急要求

本工程防火间距严格执行《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）的要求。本项目运营期在油气集输以及场站的运营过程存在一定的环境风险。

在运营过程中，站内制定严密的操作规程，操作规程是安全生产的保证。所有操作人员必须熟悉规程并遵照执行。领导部门应定期检查操作人员对规程的掌握与执行情况，对不合格者进行处理，并可定期进行安全操作演习。对操作规程的不完善部分，经正常程序进行修订。定期巡查是预先或及时发现发生事故的有效措施。定期维护保养接收池和拉运车辆，定期对接收池和运输车辆进行检测，可以及时发现腐蚀状况，对必要的修补提供依据，及时维修。

针对本项目运营期产生的风险事故提出相应防治措施。

①火灾、爆炸风险防范措施

a、采取密闭集输工艺。

b、原油、天然气为易燃易爆物质。为了防止设备、管道爆破泄漏，严格遵循有关设计规范进行规划设计，严格要求设备、材料的质量和工程的施工质量，保证工艺过程的密闭性，避免事故的发生；站内配备必要的消防器材。

c、爆炸危险区域内所用的电气设备、自控仪表设备均采用防爆型，并符合相应的防爆等级；值班室设置火灾自动报警系统。

d、严格执行各项安全生产制度，在油气泄露场所严禁静电和携带火种。场站的输油管线均设计防雷、防静电接地装置；对生产场所超过安全电压的电气设备均采取了保护接零或接地措施。

e、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。

f、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。

g、芳深 2 转油站所在区域消防依托宋芳屯消防站，该站属二级消防站，现有执勤消防车 5 台，车载灭火剂水 44 吨，泡沫 6 吨，干粉 3 吨，执勤人员 75 人，事故状态下 30min 内可以赶到本工程建设区域，可以满足区域消防的要求。

②场站事故风险防范措施

a、改造后，利用本站已建 1 座 500m³事故罐，用于该站事故状态下暂存处理液。事故罐周边建有防火堤。事故罐配套建设高、低液位报警，低液位联锁停泵等设施；

b、加强场站管理，建立并严格执行安全生产责任制度，科学监控设备运行，消除故障隐患；

c、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；

d、定期维护保养容器、设备和站内管线。

③管线泄露风险防范措施

管线采用热熔式焊接和挤压式焊接，在施焊前进行检查。管道采用无缝钢管，内外进行防腐保温。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。运行期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。

④泄露 H₂S 风险防范措施

由于管线设备的腐蚀或密封不严等造成硫化氢的泄露，严重时污染会造成中毒伤亡

事故。因此，必须遵守以下规定：①严格工艺要求，加强平稳操作，防止跑、冒、滴、漏；②装置内安装固定式的硫化氢测报仪；③对有硫化氢泄露的地方要加强通风措施，防止硫化氢的聚集；④对有硫化氢的容器、管线阀门等设备，要定期进行检查更换；⑤发现硫化氢浓度高，要先报告，采取一定的防护措施，才能进入现场和处理。

当中毒事故或泄露事故发生时，需要人员到事故现场进行抢救处理，这时必须做到：发现事故应立即呼叫或报告，不能个人贸然去处理；佩带合适的防毒面具，有二人以上的监护；进入事故现场，需携带好安全绳。有问题应按联络信号立即撤离现场；如事故现场感觉头痛，恶心及脉搏加快等症状，应立即停止并撤离。

⑤应急预案

《大庆油田有限责任公司第八采油厂环境突发事件专项应急预案》已于 2023 年 6 月 15 日在大庆市肇州生态环境局进行了备案（备案编号 230621-2023-010-L），大庆油田有限责任公司第八采油厂已建立较完善的应急预案体系，建设单位还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《生产场所突发火灾、爆炸事件专项应急预案》、《井喷失控突发事件专项应急预案》、《油气集输系统突发事件专项应急预案》、《洪涝灾害专项预案》等专项应急预案，预案中明确了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目运行期发生的风险事故得到及时救援和处理，降低了环境风险的危害，能够满足应急要求。

根据《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发〔2015〕4 号），环境应急预案每 3 年至少修订一次，因此大庆油田有限责任公司第八采油厂应及时对环境应急预案进行修订，并及时将本工程纳入预案系统内。

5.8.4 风险评价结论

通过以上分析内容可知，本工程在认真采取防控措施，最大限度消除隐患的前提下，事故概率可以降到可接受程度（主要是泄漏事故），一旦发生事故，按应急预案计划处理，也会使事故损失降到最小程度。项目设计、施工、生产运行中，在切实落实各项环保、安全措施基础上，在可控的范围内，项目产生的环境风险环境可接受。

第六章 环境保护措施及其可行性论证

6.1 施工期污染防治措施

6.1.1 废气污染防治措施

本工程地面工程的工程量较小，施工期的环境空气影响主要来源于施工活动引起的扬尘、柴油机燃烧排放的烟气、焊接烟尘、车辆尾气。施工过程中采取以下污染防治措施：

①对施工场地和进站施工道路实施洒水清扫抑尘作业，选择对周围环境影响较小的运输路线，定时对运输路线进行清扫。

②运输车辆出场时必须使用毡布或防尘网覆盖，避免在运输过程中出现抛洒，防止起尘，并加强管理，使运输车辆尽可能减速慢行。

③合理安排施工车辆路线和时间、施工车辆的运输。

④施工单位必须使用污染物排放符合国家标准运输车辆，加强车辆的保养，使车辆处于良好的工作状态，严禁使用报废车辆。

施工期采取的上述技术方案是施工过程中常见的扬尘和大气污染防治措施，采取以上大气污染防治措施后，能够确保施工场界颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表2无组织排放监控浓度限值 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求。不会对大气环境产生较大影响，施工期大气污染防治措施可行。

6.1.2 废水处理措施

施工人员生活污水排入场站原有防渗化粪池，定期清掏处置。严格施工管理、文明施工，加强对机器设备的维护和保养，防止发生漏油现象。

站内改造拆除废旧管线、汇管以及其他设备前，先利用站内集输系统对拆除管线和设备进行掺水冲洗，两次冲洗、每次15分钟，冲洗完毕后关闭阀门，进行拆除作业，冲洗水由集输系统输至联合油污水处理站处理后回注。

综合分析，采取以上措施，施工期地表水污染防治措施可行。

6.1.3 地下水污染防治措施

①提高环保意识，提高全员的环保意识和应急能力，严格执行各项规章制度，避免因误操作造成的严重污染后果；

②健全管理制度；

③定期跟踪监测计划，委托资质单位进行定期监测。

6.1.4 噪声污染防治措施

施工期产生的噪声主要施工机械和车辆运行噪声。

①建设施工单位可选用低噪声设备、在噪声设备上安装减震装置、加强机械设备维护保养，分时段进行施工，降低施工噪声影响；

②科学地安排施工步骤，合理布置施工现场，机械设备不用时应关闭减少产噪，噪声经过距离衰减后，能够降低对周边声环境的影响；

③运输车辆在进入施工区附近时，要适当降低车速、减少鸣笛；

④加强对施工人员的管理，做到文明施工，避免人为噪声的产生。

通过采取上述措施，能够确保施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）：昼间 $\leq 70\text{dB}(\text{A})$ ，夜间 $\leq 55\text{dB}(\text{A})$ 要求，不会对声环境产生较大影响，施工期噪声治理措施技术合理可行。

6.1.5 固体废物污染防治措施

（1）生活垃圾

本项目施工人员产生的生活垃圾采取定点堆放，即产即清，由施工单位拉运至生活垃圾处理厂处理。

（2）建筑垃圾

站内土建施工和拆除工程将产生建筑垃圾，由施工单位拉运至建筑垃圾消纳场。

（3）废旧设备

拆除的设备送至第八采油厂财务资产部。

6.2 运行期污染防治措施及可行性分析

6.2.1 废气污染防治措施

本工程运行期的大气污染主要来自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；

③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；

④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；

⑤建立“泄漏检测与修复”管理制度，定期开展泄漏检测与修复，对易泄漏环节制定针对性改进措施，通过源头控制减少挥发性有机物泄漏排放。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-20218）中6.2.1废气可行技术，燃气锅炉采用低氮燃烧技术是锅炉烟气污染防治可行技术。本项目加热炉采用低氮燃烧技术，加热炉满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建燃气锅炉标准限值的要求，措施可行。

项目运营期应采取以下措施减少烃类气体挥发：

①阀门等采用密闭性良好的设备，确保密闭集输。集输管线连接处的密封点每周进行检查，检查是否出现泄漏现象；场站内的机泵、阀门、法兰等每月检测一次其密闭性；

②当出现管线维修等工作时，维修结束运行后在90d内进行泄漏检测；

③定期对储油设施等进行检查，确保罐体无孔洞、缝隙、呼吸阀和自动通气阀等密封性保持良好；

④巡检后应进行记录，形成台账，记录巡检时间、巡检人员、巡检过程有无异常情况，是否正常运行等信息。

通过采取以上措施，可以将项目建设对大气环境的影响减小到最小程度，挥发的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中5.9企业边界污染物控制要求限值 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，场站加热装置排放烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉标准要求。

6.2.2 废水污染防治措施

加热炉燃料为伴生气，运行不产生生产废水，产液分离含油污水经管线输送至污水处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg}/\text{L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022），回注地下，不外排。项目改造前后不新增废水排放，对环境影响不大。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程产生的各类废水都可以得到有效处置，作业过程中产生的污油污水可以有效进行回收，项目的水污染防治措施合理可行。

6.2.3 地下水污染防治措施

本项目事故情况下，会具有污染环境的潜在因素，如包括储罐泄漏、管道泄漏等，可能对地下水、土壤环境产生不利影响，主要污染因子为非持久性污染物——石油烃。地下水影响虽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，不会影响饮用水源。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)11.2.2.1条的要求，拟建项目地下水污染分区防渗要依据相关行业标准或防渗技术规范进行确定，其余改造设备对地下水和土壤所采取的污染防治措施沿用现有工程环评文件中已采取的污染防治措施，如场站分区防控措施、各类管理措施以及土壤现有跟踪监测计划等。

①重点防渗区

现有事故罐属于重点防渗区，执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中重点防渗要求，防渗性能满足等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-10}cm/s$ 要求；发现问题及时处理，防止泄漏事故的发生；提高自动化水平，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，然后采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施控制事故对周围环境造成的影响，进一步防止污染地下水。

②一般防渗区

加热装置、地上管线、容器区属于一般防渗区，执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中一般防渗要求，等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7}cm/s$ 。

③简单防渗措施

场站道路、办公区域属于简单防渗区。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中要求，地面进行一般硬化。

(4) 地下水跟踪监测

根据地下水影响预测结果，工程对环境敏感点产生影响的可能性小，所以根据地下水流向，结合项目区块分布及周围水井分布情况，结合本项目地下水现状监测井位置，根据地下水导则要求，将场站上游后西山屯居民水井作为背景值监测井，在各场站内、西南侧厂界围墙外（下游）各打1口井作为跟踪监测井，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。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程产生的各类废水都可以得到有效处置，作业过程中产生的污油污水可以有效进行回收，项目的水污染防治措施

合理可行。以上控制措施能从源头上有效地控制和减少污染物对地下水的污染，措施可行。

6.2.4 噪声污染控制措施

运营期噪声源主要是场站各类机泵、加热装置产生的噪声。

- (1) 场站机泵等发声设备尽可能选用低噪声设备；
- (2) 对噪声值较高的设备，根据其产生噪声的特性，采用相应的减振、消音、隔声等降噪措施；
- (3) 场站机泵等设备集中布置于室内，并采取减震降噪措施（安装减震基础）；
- (4) 场站集中布置机泵的房间加装隔声门窗；
- (5) 注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。

通过采取以上措施后，本次站内改造工程机泵首先选用低噪声设备，并加设了减振基础，现有泵房设有隔声门窗等措施，各场站本分一般位于厂区中部，距离围墙较远，各场站厂界噪声能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准，不会对周围声环境产生较大影响，运行期噪声治理措施可行。

6.2.5 固体废物治理措施

本次改造不进行清淤工序，不对罐体进行改造，每年进行一次清淤，根据建设单位经验系数，一次清淤污泥量约10t，根据《国家危险废物名录》（2021年版），清淤含油污泥为危险废物，危废代码为HW08/071-001-08，清罐污泥运送至大庆市庆兴环保科技有限公司进行处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表1限值。

本项目运营期产生的固体废物均能按照“资源化、减量化、无害化”原则，处理方式可行。

6.2.6 耕地补偿及土地复垦

针对工程可能发生的土壤污染，按照源头控制、末端防治、污染监控、应急响应相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应等全阶段进行控制。

(1) 源头控制措施

主要包括在场站工艺、设备、污水储罐、原油储罐及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物及原油跑、冒、滴、漏，将泄漏的环境风险事故降到最低程度。

(2) 末端控制措施

主要包括场地内污染区地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来集中处理；末端控制采取分区防渗原则。

(3) 污染监控体系

为及时了解工程油井永久占地内及周边土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）相关要求，本工程制定土壤环境跟踪监测措施，包括制定跟踪监测计划，科学、合理地设置土壤监测点位，建立完善的跟踪监测制度，配备必要的取样设备，以便及时发现并有效控制。

6.2.7 环境风险防范措施

本工程防火间距严格执行《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）的要求。本项目运营期在油气集输以及场站的运营过程存在一定的环境风险。

在运营过程中，站内制定严密的操作规程，操作规程是安全生产的保证。所有操作人员必须熟悉规程并遵照执行。领导部门应定期检查操作人员对规程的掌握与执行情况，对不合格者进行处理，并可定期进行安全操作演习。对操作规程的不完善部分，经正常程序进行修订。定期巡查是预先或及时发现发生事故的有效措施。定期维护保养接收池和拉运车辆，定期对接收池和运输车辆进行检测，可以及时发现腐蚀状况，对必要的修补提供依据，及时维修。

针对本项目运营期产生的风险事故提出相应防治措施。

①火灾、爆炸风险防范措施

a、采取密闭集输工艺。

b、原油、天然气为易燃易爆物质。为了防止设备、管道爆破泄漏，严格遵循有关设计规范进行规划设计，严格要求设备、材料的质量和工程的施工质量，保证工艺过程的密闭性，避免事故的发生；站内配备必要的消防器材。

c、爆炸危险区域内所用的电气设备、自控仪表设备均采用防爆型，并符合相应的防爆等级；值班室设置火灾自动报警系统。

d、严格执行各项安全生产制度，在油气泄露场所严禁静电和携带火种。场站的输油管线均设计防雷、防静电接地装置；对生产场所超过安全电压的电气设备均采取了保护接零或接地措施。

e、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。

f、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。

g、芳深 2 转油站所在区域消防依托宋芳屯消防站，该站属二级消防站，现有执勤消防车 5 台，车载灭火剂水 44 吨，泡沫 6 吨，干粉 3 吨，执勤人员 75 人，事故状态下 30min 内可以赶到本工程建设区域，可以满足区域消防的要求。

②场站事故风险防范措施

a、改造后，利用本站已建 1 座 500m³事故罐，用于该站事故状态下暂存处理液。事故罐周边建有防火堤。事故罐配套建设高、低液位报警，低液位联锁停泵等设施；

b、加强场站管理，建立并严格执行安全生产责任制度，科学监控设备运行，消除故障隐患；

c、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；

d、定期维护保养容器、设备和站内管线。

③管线泄露风险防范措施

管线采用热熔式焊接和挤压式焊接，在施焊前进行检查。管道采用无缝钢管，内外进行防腐保温。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。运行期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。

④泄露 H₂S 风险防范措施

由于管线设备的腐蚀或密封不严等造成硫化氢的泄露，严重时污染会造成中毒伤亡事故。因此，必须遵守以下规定：①严格工艺要求，加强平稳操作，防止跑、冒、滴、漏；②装置内安装固定式的硫化氢测报仪；③对有硫化氢泄露的地方要加强通风措施，防止硫化氢的聚集；④对有硫化氢的容器、管线阀门等设备，要定期进行检查更换；⑤发现硫化氢浓度高，要先报告，采取一定的防护措施，才能进入现场和处理。

当中毒事故或泄露事故发生时，需要人员到事故现场进行抢救处理，这时必须做到：发现事故应立即呼叫或报告，不能个人贸然去处理；佩带合适的防毒面具，有二人以上的监护；进入事故现场，需携带好安全绳。有问题应按联络信号立即撤离现场；如事故现场感觉头痛，恶心及脉搏加快等症状，应立即停止并撤离。

⑤应急预案

《大庆油田有限责任公司第八采油厂环境突发事件专项应急预案》已于 2023 年 6 月 15 日在大庆市肇州生态环境局进行了备案（备案编号 230621-2023-010-L），大庆油田有限责任公司第八采油厂已建立较完善的应急预案体系，建设单位还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《生产场所突发火灾、爆炸事件专项应急预案》、《井喷失控突发事件专项应急预案》、《油气集输系统突发事故专项应急预案》、《洪涝灾害专项预案》等专项应急预案，预案中明确了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目运行期发生的风险事故得到及时救援和处理，降低了环境风险的危害，能够满足应急要求。

根据《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发〔2015〕4 号），环境应急预案每 3 年至少修订一次，因此大庆油田有限责任公司第八采油厂应及时对环境应急预案进行修订，并及时将本工程纳入预案系统内。

由于本次产能建设采用常规工艺，油气集输和污染治理工艺成熟、可靠，由前述分析可知以上提出的各项环境保护措施是切实有效的，同时工程对油田生产全过程采取环境保护管理措施和技术措施，环保措施和环保投资的结合有效的预防和减缓本次产能建设可能带来的不良环境影响。

6.3 “三同时”一览表

为进一步落实本工程工程设计和环境影响评价提出的各项环保措施，确保环保工程发挥真正作用，本评价列出“三同时”项目表和竣工验收监测与调查的相关要求，具体内容见表 6-3-1。

表 6-3-1 “三同时”项目表和竣工验收监测与调查一览表

污染防治内容		环保措施	验收标准
废气	施工期扬尘、焊接烟尘	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物	施工场界执行《大气污染物排放标准》（GB16297-1996）颗粒物无组织排放限值： $\leq 1.0\text{mg}/\text{m}^3$
	VOCs（以非甲烷总烃计）	管线采取密闭性良好的阀门等，确保密闭集输	依托场站永久占地范围外无组织排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.9 企业边界污染物控制要求限值 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$
	燃烧烟气	采用清洁能源天然气（油田伴生气）为燃料，通过烟囱排放	燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉排放限值（ $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ 、颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ ）

废水	含油污水	经含油污水处理站处理达标后回注油层	执行《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值(含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$)，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)，回注油层
噪声	噪声	低噪声设备、机泵等设备安装减震基础	执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准限值，昼间 $\leq 60\text{dB(A)}$ 、夜间 $\leq 50\text{dB(A)}$
固体废物	清罐污泥	大庆市庆兴环保科技有限公司进行处理	执行《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T3104-2022)中泥渣利用污染物控制限值
地下水保护		分区防渗	现有事故罐重点防渗，防渗性能等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-10}\text{cm/s}$ ；加热装置、地上管线、容器区一般防渗，等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ ；场站道路、办公区域进行地面一般硬化
		转油站内、站外西南侧 20m	定期监测，地下水水质执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中 III类标准
土壤保护		布设土壤跟踪监测点	定期对土壤环境进行监测，永久占地内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地风险筛选值；永久占地外执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1农用地土壤污染风险筛选值
生态恢复	水土流失防治措施	严格控制油田内各单井的地面作业面积，严禁车辆离路行驶；做好原有植被恢复工作和人工绿化工作，对表土进行剥离，设置表土剥离临时堆放场，同时进行养护和管理；因地制宜选择施工季节；严禁在大风、大雨天气下施工，在便道出入口，竖立保护植被的警示牌，严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场	施工过程中采取防沙治沙措施，并留存影响资料
	防沙治沙	施工结束后及时恢复占地，施工过程中采取防沙治沙措施，并留存影像资料	施工过程中采取防沙治沙措施，并留存影响资料

表 6-3-2 竣工验收监测与调查主要内容

项目	内容
环境保护管理检查	项目各阶段环境保护法律、法规、规章制度的执行情况
	环境保护审批手续及环境保护档案资料
	环保组织机构及规章制度
	环保设施建成及运行情况，生态恢复、占地补偿、绿化等措施的落实情况

	本工程环评报告及其批复提出的环保措施落实情况及其效果
	运行期环境保护监测计划实施情况
	本工程事故风险的环保应急计划，包括物质配备、防范措施，应急处置等
	施工期、运行期扰民现象的调查
污染物达标排放监测	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
	加热装置烟道气排放监测
	厂界烃类气体无组织排放监测
环境保护敏感点环境质量监测	厂界噪声达标排放监测
	环境空气、地下水及生态环境质量
生态调查主要内容	项目在施工、运行期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	针对环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况

第七章 环境影响经济损益分析

7.1 环境损失费估算

本工程建设过程中，项目运行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。

7.2 环保投资估算及环境效益分析

该项目对排放的污染物采取了一系列治理措施，不仅大大降低了排入环境中污染物的数量，取得巨大环境效益，而且还会取得一定的经济效益。

7.3 环境经济损益分析结论

该项目的建设，为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。

第八章 环境管理与监测计划

8.1 HSE 管理体系的建立和运行

本工程依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求，建立和实施HSE管理体系。建设期、运行期和退役期的HSE管理分别包括以下内容：

（1）建设期HSE管理主要包括良好的工程设计、安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用，安全、绿色施工等；

（2）运行期HSE管理主要包括：HSE组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、HSE管理体系的运行及保持、清洁生产等。

项目设施对环境主要影响是建设期的各种施工作业活动和运行期的风险事故。为减轻对区域内空气环境、水环境及生态环境的影响，减少事故的发生，必须建立科学有效的环境管理体制，制定详细周密的环境保护管理计划。

8.1.1 组织结构

本工程严格实施 HSE 环境管理体系，本工程环境管理归大庆油田有限责任公司第八采油厂管理，逐级落实岗位责任制；各层下属单位设环保员一名，相应基层单位经理为 HSE 管理体系的第一负责人，对单位日常生产过程中的相关环境工作进行管理。

8.1.2 规章制度

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	公司制定的相关环保法律法规	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；公司及指挥部等各级单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括本工程管线建设期及生产运行期废水、废气、噪声等方面的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括管线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。
7	事故管理预案	明确工程开发建设及运营过程中可能存在的泄漏、火灾爆炸等突发事件的预防管理措施。

8.1.3 管理措施

- (1) 最高领导层将 HSE 管理放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上；
- (2) 公司员工时刻将 HSE 责任放在心中；
- (3) 制定和落实一岗一责制；
- (4) 加强生产技术及 HSE 教育和培训；
- (5) 做好现场审核和整改；
- (6) 奖优罚劣，持续改进 HSE 表现。

8.2 总量控制

本项目属于管线建设工程，本项目运营期采用密闭工艺输送天然气，建成后管线正常运营期无废气、废水污染物排放。污染物只在施工期产生，故无需设置总量控制指标。

8.3 环境监控

8.3.1 环境监控实施计划

本工程由大庆油田有限责任公司第八采油厂对项目环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，以加强设计和施工阶段的环境管理，控制施工阶段的环境污染和生态破坏；同时在日常生产管理过程中对相应的环境管理机构、人员及环境管理制度必须切实落实和执行。尤其在建设施工期，除设置环保员一名外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HSE 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

HSE 机构在环境管理上的主要任务包括：负责制定本油田施工作业的环境管理方案，制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，负责协调与地方环保、水利、土地等部门的关系以及负责有关环保文件、技术资料的收集建档等。

8.3.2 环境管理工作的重点

工程投产运行后，环境管理工作由大庆油田有限责任公司第八采油厂负责，除抓好各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对管线破裂后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。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，以杜绝泄漏。

8.3.3 环境管理人员的基本职责

- (1) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作；
- (2) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；
- (3) 对领导和职工特别是环保人员进行环保安全方面的培训；
- (4) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；
- (5) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

8.3.4 环境监控基本内容

为了区域内环境的持续改进，对各项活动进行全过程、全方位的监控。日常监控主要由中转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。

8.4 项目环境管理与监测计划

8.4.1 施工期环境管理与监测计划

8.4.1.1 加强工程承包方管理

要与具有相关资质的施工作业单位签定《工程服务安全生产合同》，执行 HSE 管理体系，对项目实施 HSE 立卷管理，并按其内容执行。针对工程的承包方，应加强环境管理，制定出严格的环保管理制度：

- (1) 在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位；
- (2) 在承包合同中应明确有关环境保护条款，如环境保护目标，采取的水、气、声和生态保护措施等，将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一；
- (3) 各分承包方应按照项目部的环境管理制度要求，建立相应的环境管理机构，明确环保管理人员，明确人员职责等；
- (4) 各分承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的环保部门，批准后方可开工。

8.4.1.2 注重人员培训

施工作业之前必须对全体施工人员进行环保知识、意识和能力的培训，其中环保能力的培训主要包括：保护生态环境的规定；减少和收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险品的方法等，此外，人员培训的内容还包括有国家的法规和规章制度，

主要为国家及当地政府的环境保护法律、法规等。

8.4.1.3 施工期环境监测计划

本项目施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。施工期主要是对施工场界的噪声、扬尘等进行一次性监测，对作业场所的控制监测根据当地具体情况、当地环保部门要求等情况而定。

表 8-5-1 工程施工期环境监测计划表

监测类别	监测项目	监测点位置	测点数(个)	监测频次
厂界噪声	Leq(A)	施工场界四周	4	施工期一次
环境空气	TSP	施工场地上、下风向	2	施工期一次

8.4.2 运行期环境管理与监测计划

8.4.2.1 运行期环境管理

- (1) 进行环境监测，掌握污染现状；
- (2) 定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；
- (3) 落实环境管理制度；
- (4) 制定环保经济责任考核制度，提高各部门对环境保护的责任感；
- (5) 强化专业人员培训。

8.4.2.2 运行期环境监测计划

本工程生产运行期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测单位进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

运行期根据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ 819-2017)、《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南(试行)》(HJ1209-2021)及《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022)要求，结合运行期环境污染的特点，主要针对污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故等制定监测计划，包括污染源监测计划、环境质量监测计划及生态调查方案，具体见下表：

表 8-5-2 工程运行期污染物排放监测计划表

序号	监测内容	监测项目	监测点位	监测时间及频率
1	大气	非甲烷总烃	场站厂界外	1次/季度
			场站占地范围内	1次/半年

		SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、林格曼黑度	加热炉	1次/年
2	地下水	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、汞	站外东北侧、转油站内、站外西南侧 20m	1次/半年
3	厂界噪声	连续等效 A 声级	场站占地四周外 1m	昼夜各 1 次/季度
4	土壤	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、汞	站外 10m 内耕地	1次/年
5	事故监测	空气：非甲烷总烃	事故地点	事故发生 24 小时内
		土壤：石油烃	事故地点	
		地下水：石油类	事故地点周围区域	

8.5.3 排污许可管理

本项目属于石油天然气开采行业，建设单位应做好《建设项目环境影响评价分类管理名录》和《固定污染源排污许可分类管理名录》的衔接，按照建设项目对环境的影响程度、污染物产生量和排放量，实行统一分类管理，根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》，大庆油田有限责任公司第八采油厂涉及的场站加热炉属于“五十一 通用工序 109 锅炉”中单台或者合计出力 20 吨/小时（14 兆瓦）及以上的锅炉（不含电热锅炉），因此实行简化管理。大庆油田有限责任公司第八采油厂于 2021 年 5 月 13 日取得排污许可证，排污许可证编号为 912306217336497473001W；本项目场站加热炉污染物排放口位置、排放量及排放浓度均发生变化，排放方式、排放去向、种类未发生变化，根据《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令第 736 号）要求，本项目仍为登记管理，本项目建设单位大庆油田有限责任公司第八采油厂按照相关要求，结合变化情况，对已有排污许可证进行变更。

第九章 环境影响评价结论

9.1 项目概况

本项目分别扩改建 2 座转油站，其中卫 11 站新建三合一 2 台、增设加热炉 4 台；芳 407 站新建加热炉 1 台。

9.2 环境质量现状结论

9.2.1 环境空气

评价区域环境空气监测点位 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 CO 、 O_3 均满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级标准，非甲烷总烃浓度满足《大气污染物综合标准详解》中规定的小时均值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求，TSP 浓度满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中的二级标准 $0.3\text{mg}/\text{m}^3$ 要求，工程所在地区环境空气质量总体状况良好。

9.2.2 地下水环境

根据现状地下水监测数据可知，地下水监测点位监测项目均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准；石油类满足《地表水环境质量标准》中 III 类水体限值（ $\leq 0.05\text{mg}/\text{L}$ ）。

9.2.3 声环境

根据监测结果，评价区域声环境能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准，现状良好。

9.2.4 土壤环境

根据监测结果，评价区域内的土壤中各项目指标能够满足相应的土壤标准限值，区域内土壤环境质量状况良好。

9.2.5 生态环境

该区生态系统是以石油开采为主的人工生态系统为主，兼有农田等生态系统，项目占用部分基本农田，本项目所在区域属于松嫩平原西部草甸草原生态区，松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区，安达-肇东-肇源农、牧业与盐渍化控制生态功能区。项目区域人类活动频繁，使该系统内植被覆盖度降低。

9.3 环境影响预测与评价结论

9.3.1 环境空气

本工程加热装置燃料为天然气，为清洁燃料，改造后各加热炉采用低氮燃烧技术，燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉标准；

运营期厂界无组织排放非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值；场站内非甲烷总烃排放浓度达到《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中厂区内非甲烷总烃无组织排放限值；本工程废气排放对周边环境的影响较小，从环境空气角度讲，本项目建设可行。

9.3.2 水环境

加热炉燃料为伴生气，运行不产生生产废水，产液分离含油污水经管线输送至污水处理站，含油污水处理站采用“横向流除油+两级过滤”处理工艺，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\ \mu\text{m}$ ”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022），回注地下，不外排。项目改造前后不新增废水排放，对环境的影响不大。

9.3.3 声环境

本次站内改造工程机泵首先选用低噪声设备，并加设了减振基础，现有泵房设有隔声门窗等措施，各场站本分一般位于厂区中部，距离围墙较远，各场站厂界噪声能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。

9.3.4 固体废物

本工程对施工期和运行期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，均不直接排入外环境，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境的影响较小。

9.3.5 生态环境

该项目建设对土地的侵占，对植被的破坏，通过选择适当时机施工，并在建设过程中采取必要的生态保护措施，可最大程度减小该项目建设对生态环境的不利影响，使生态环境在尽可能短的时间内得到恢复。施工完毕后1年内，临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。临时占地恢复也可在征地过程中给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。项目建设占地面积较小，不会对基本农田产生明显影响。

9.3.6 环境风险

本工程的主要环境风险是原油和天然气泄漏，对区域内的大气环境、地下水环境和生态环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，原油及天然气泄漏影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。

9.4 环境影响经济损益分析结论

该项目的建设,为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证,对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展,都将发挥重要的作用。同时,该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展,提高当地的生活水平,实现当地经济环境的协调发展。

9.5 环境管理与监测计划结论

工程投产运行后环境管理工作由大庆油田有限责任公司第八采油厂负责,在管线运行期,环境管理除抓好环保设施的运行、维护等工作外,工作重点应针对管线破裂后泄漏等事故的预防和处理上。施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。运行期根据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ 819-2017)和运行期环境污染的特点,制定环境监测计划。

9.6 公众意见采纳情况

本工程公众参与由建设单位大庆油田有限责任公司第八采油厂负责实施,征求意见的对象为附近村民。首次环境影响评价公众参与相关信息、征求意见稿通过网络公开,并在征求意见期间进行报纸公告和张贴信息,至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息,项目报批前通过网络对报告书全文和公众参与说明进行了公开。

9.7 综合结论

综上所述,本项目在产业政策方面符合《产业结构调整指导目录(2024年本)》要求,属于鼓励类建设项目。

本工程符合当地城市总体规划、土地利用规划等。根据《基本农田保护条例》(2011年1月8日修订),本工程占地无法避开基本农田,因此按照“占一补一”的补偿原则进行补偿。本工程选址合理。

正常生产情况下对环境的影响较小,工程施工及生产运行过程中可能出现的各类风险事故,在相应的污染防治措施、生态保护措施及事故应急措施得以切实有效实施的前提下,能够确保区域环境不受污染。从环境保护角度分析,本工程是可行的。