

第一章 概 述

1.1 建设项目的特点

1.1.1 项目建设背景

芳深 2 转油站属于大庆油田有限责任公司第八采油厂第六作业区，位于黑龙江省大庆市大同区祝三乡境内，距离宋一联合站约 9.6km，始建于 2002 年，由转油站、注水站、小队点组成，目前共辖油井 414 口（其中应开掺水井 218 口、应开电加热井 168 口、提携井 28 口），管辖集油阀组间 9 座，采用“三合一”处理工艺，设计处理能力 5600t/d，分离出的含水油经升压、计量、升压后外输至宋一联合站进行进一步处理。

根据调查，目前芳深 2 转油站站内部分设备腐蚀老化严重和能力不足，影响站内外系统平稳运行，三合一单台检修及掺水加热能力不足。

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，保证场站安全、平稳生产，本次改造设施均为位于芳深 2 转油站内，无新增占地，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；同时结合“芳深 2 转油注水站无人值守改造工程”，并按照《大庆油田原油站场集中监控设计规定》（Q/SY DQ1677-2020），对芳深 2 无人值守转油站设备设施进行更新完善。

1.1.2 建设项目的特点

1.1.2.1 环评文件类别

（1）项目性质

本项目为陆地石油开采项目，对现有芳深 2 转悠注水站进行改造，建设性质为改扩建。本项目位置示意图见附图 1-1。

（2）项目选址及周边环境特点

本项目建设地点位于黑龙江省大庆市大同区，建设区块附近涉及的村屯主要有西后山屯、东后山屯、张义屯、前烧锅屯、双发村、邢凤竹屯、大青山村等。

根据《大庆市土地利用总体规划（2006-2020）》、大庆市土地利用总体规划位置关系图、大庆市基本农田保护规划位置关系图，本项目在现有场站内进行改造，不新增占地，占地类型为工业用地（油田设施用地），本项目与大庆市土地利用总体规划位置关系图见附图 1-2，与大庆市基本农田保护规划位置关系图见附图 1-3。

根据《大庆市水土保持规划（2015-2030 年）》，大庆市划定了市级水土流失重点

预防区和重点治理区，本项目位于大庆市大同区祝三乡邢凤竹屯北侧560m处，大同区祝三乡属于水土流失重点治理区，本项目与水土保持重点治理区、重点预防区示意图见附图1-4。

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

根据《黑龙江省湿地名录》（黑龙江省林业和草原局，2022年8月18日），本项目附近无湿地。

结合《大庆市土地利用总体规划（2006-2020）》、《大庆市水土保持规划（2015-2030年）》、《关于印发〈关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见〉的通知》、《黑龙江省湿地名录》，本项目不占用基本农田，评价范围涉及基本农田，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。

（3）环评文件类别判定

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

本项目为第八采油厂芳深 2 转油站改造工程项目，为老区块内依托场站改造项目，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，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。本项目在水土流失重点治理区内，评价范围涉及永久基本农田，因此需要编制环境影响报告书。

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

1.1.2.2 工程工艺特点

本次芳深2转油站原址改造为芳深2无人值守转油站，在现有场站内改造，不新增占地，拆除现有2台 $\Phi 3 \times 9.6\text{m}$ “三合一”，更换2台 $\Phi 4 \times 20\text{m}$ “三合一”，改造后单台处

理能力为8000t/d，沉降时间为20min。

设备正常运行时，最大负荷率 31%，当其中 1 台检修时检修负荷率为 58.9%，可以满足生产需求；更新天然气除油干燥组合装置 1 套，最大处理负荷为 42.5%-56.6%，满足生产需求；原址扩建加热炉区，更新加热炉 4 台，其中 1.8MW 掺水采暖炉 2 台、2.0MW 掺水外输炉 2 台；更新设备连接工艺，更换各类站内工艺管道 1.16km、各类阀门 73 个；拆除已建三合一、加热炉、天然气除油器、干燥器；平面布局不变，在满足安全防火间距及无人值守建设需求条件下，局部调整设备相对位置，扩建回车场 1 座，配套完善自控、数字化和电力系统。

1.2 环境影响评价工作过程

我单位在接受委托后，按照《建设项目环境影响评价技术导则总纲》（HJ2.1-2016）、《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（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。

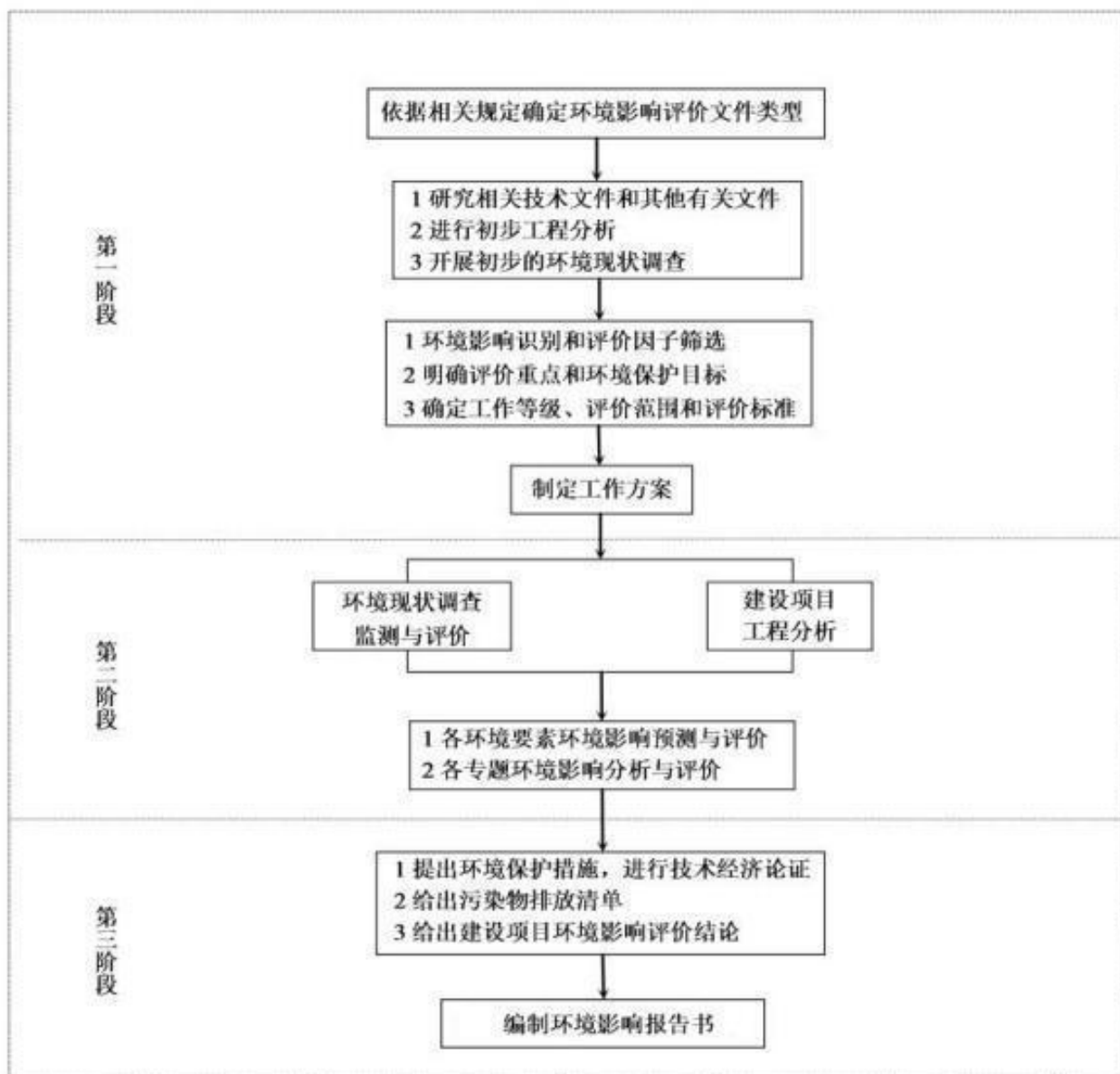


图 1-2-1 建设项目环境影响评价工作程序图

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：2405-230606-04-02-726099，本项目属于鼓励类中“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

本工程位于黑龙江省大庆市大同区祝三乡邢凤竹屯境内。根据《黑龙江省主体功能区划》中对大庆市大同区的功能定位为“国家重要的石油生产基地、石化产品及精深加工基地、石油石化装备制造基地，新材料和新能源基地、农副产品生产及加工基地，国家服务外包示范基地，国内著名自然生态和旅游城市”，属于重点开发区域。见图 1-3-1。



图 1-3-1 本项目在黑龙江省主体功能区划图中位置

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

本工程属于改扩建项目，运行期产生的废气主要为无组织挥发的非甲烷总烃和加热装置产生的烟气，项目加热装置使用的燃料为清洁能源天然气，且产生的污染物量较小；项目施工期产生的废水进入宋一联合油污水处理站处理，运行期分离出的含油污水进入宋一联合油污水处理站，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注油层，不外排。产生的各类固体废物均进行了相应的处理，对外环境无影响。

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配套辅助项目，属于油田场站改造项目，项目实施有助于更好服务油田产能建设，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-6-1-2 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区。本区位于黑龙江省西部的大庆市，总面积 5170km^2 ，该区为大庆油田的所在地，其出产的石油供往全国各地，为国家的经济发展提供了充足的物质基础。若不对该区的防洪功能进行有效保护，则会给区内的经济及社会带来巨大的危害，造成油田减产或停产，不仅对黑龙江省的经济发展造成影响，也会对全国的经济增长形成阻碍，甚至会影响到全社会的稳定。

本项目为油田场站改造工程，原址改造优化站内平面布局，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

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

《大庆市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》（庆

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

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

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

本工程为油田场站改造项目, 项目实施有助于更好服务油田产能建设, 建设符合该规划要求。

1.3.2.5 与土地利用总体规划符合性分析

根据《黑龙江省土地利用总体规划(2006-2020)》, 大庆油田开发建设属黑龙江省规划期重点基础设施建设项目, 因此本工程的建设符合土地利用总体规划要求。

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

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

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	第二章 土地利用战略、目标与基本策略 第一节 土地利用总体战略 进一步优化城镇工矿用地布局, 强化耕地保护, 提高节约集约用地水平, 改善土地生态环境, 统筹区域土地利用, 妥善处理保障发展和保护资源关系, 创新用地模式, 认真解决土地利用存在重大问题, 为保障全市经济社会全面、协调和可持续发展, 实现奔“小康”总体目标, 提供用地保障和服务。	本工程为油田场站改造项目, 项目实施有助于更好服务油田产能建设, 保障区域经济发展。	符合
2	第四章 土地利用布局优化 第四节 优化城乡建设用地布局 二、油田用地布局。大庆市范围内有 10 处油田, 沿滨州铁路、萨大公路, 呈 T 字型分布, 主	本工程在已建场站内进行改造, 不新增占地, 不改变占地类型。	符合

	要集中在让胡路、萨尔图、红岗区，为保持油田高产稳产，油田用地布局按石油生产、贮藏、运输要求，做好用地安排，对已划定的油田用地，不得安排与油田生产无关的各项建设用地，并做好油田内部用地挖潜，提高油田集约用地水平，对外围新增油田用地区按照地上服从地下的原则做好油田生产用地安排。		
3	第五章-第三节县级土地利用调控 肇州县位于大庆市域南部，地处松嫩平原南部，耕地面积大，分布集中，经济以农业为主，是全省产粮大县之一，土地利用以保护耕地面积为主，统筹安排各项建设用地，增加农田防护林面积，改善生态环境，提高土地资源可持续利用能力。	本项目为油田开发项目辅助工程，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。	符合

本项目为油田开发项目，属于国家能源设施重点建设项目，不新增占地，不改变土地性质，符合土地利用总体规划要求。

1.3.2.6 与《大庆市水土保持规划》（2015~2030年）符合性分析

根据《大庆市水土保持规划（2015-2030年）》，大庆市划定了市级重点预防区和重点治理区，市级重点预防区包括林甸县巨浪牧场，肇源县肇源镇，杜蒙县克尔台乡、烟筒屯镇、大山种羊场、绿色草原牧场，大同区和平牧场；市级重点治理区包括林甸县东兴乡、红旗镇、宏伟乡、花园镇、四季青镇、林甸镇、鹤鸣湖镇、四合乡，肇源县超等乡、大兴乡、二站镇、福兴乡、和平乡、茂兴镇、头台镇，杜蒙县敖林西伯乡、巴彦查干乡、连环湖镇、胡吉吐莫镇、江湾乡、他哈拉镇、腰新乡、一心乡，红岗区杏树岗镇，大同区八井子乡、大同镇、老山头乡、祝三乡。

本项目位于大庆市大同区祝三乡境内，属于水土流失重点治理区。项目为油田场站改造项目，原址改造，施工期用水较少，施工期较短，为了更好的保持水土，建议采取以下水土流失防治措施：施工建设期，施工车辆应固定行驶路线，建设完成后，对场站周围由于施工产生的植被损坏进行恢复。通过上述措施，可以尽快将临时占地的植被恢复至原有水平，符合大庆市水土保持规划。

1.3.2.7 与《大庆油气田地面工程“十四五”规划》符合性分析

根据《大庆油气田地面工程“十四五”规划》开发规划安排，“十四五”期间，溶解气产量逐年递减，主要通过加大松辽深层、川渝以及塔东地区的气层气开发力度，来提高气层气的产量。2025年，基本探明页岩油储量 $30 \times 10^8 \text{t}$ ，累计增加石油探明储量 $8 \times 10^8 \text{t}$ ，天然气探明储量 $3500 \times 10^8 \text{m}^3$ ；本土原油产量实现 $3000 \times 10^8 \text{t}$ 规模，天然气产量达到 $70 \times 10^8 \text{m}^3$ 以上。力争天然气产量达到 $70 \times 10^8 \text{m}^3$ ，其中溶解气 $16 \times 10^8 \text{m}^3$ ，气层气产量达到 $54 \times 10^8 \text{m}^3$ 。松辽地区老井递减控制在7%左右，新增产能 $3.3 \times 10^8 \text{m}^3$ 。松辽地区“十

四五”期间新增产能 $8.014 \times 10^8 \text{m}^3$ 。本工程地处松嫩平原中部，属嫩江冲积平原，在地质构造上属于松辽盆地中央拗陷区。芳深2转油站位于已开发的宋芳屯油田内，本次对场站进行原址改造，优化站内平面布局，本工程建设符合大庆油田油气开发规划。

1.3.2.8 与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

本项目与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析见表 1-3-2。

表 1-3-2 与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性一览表

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	推进扬尘精细化管控。全面推行绿色施工，严格落实施工工地扬尘管控责任，加强施工扬尘监管执法。推进低尘机械化湿式清扫作业，加大城市出入口、城乡结合部等重要路段冲洗保洁力度，渣土车实施全密闭运输，强化绿化用地扬尘治理。城市裸露地面、粉粒类物料堆放以及大型煤炭和矿石码头、干散货码头物料堆场，全面完成抑尘设施建设和物料输送系统封闭改造，鼓励有条件的码头堆场实施全封闭改造	①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络。②运输道路、施工场地应定时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，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施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。	符合
2	开展 VOCs（挥发性有机物）全过程综合整治。持续开展石化、化工、包装印刷、工业涂装等重点行业 VOCs 全过程综合整治。提高 VOCs 含量低（无）的绿色原辅材料替代比例，开展原油、成品油、有机化学品等涉 VOCs 物质储罐排查，按规定逐步取消炼油、石化、煤化工、制药、农药、化工、工业涂装、包装印刷等企业非必要 VOCs 废气排放系统旁路。	本项目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。	符合
3	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	（1）施工单位首先选用运行状况良好的施工机械，并注意维护保养，减少因为设备异常运行产生的噪声影响周边环境；（2）合理安排施工进度和施工时间，严格禁止夜间 22:00 时至次日 06:00 时进行高噪声施工，调整同时作业的施工机械数量，降低对周围环境的影响；（3）站内机泵等设备选用低噪声设备，定期维护保养，合理操作，保证机械保持在最佳状态，降低噪声源强度。 通过采取以上防治措施，可以降低施工机械设备、运营期站内设备噪声对周围环境的影响。	符合

4	加强空间布局管控。将土壤和地下水环境管理纳入国土空间规划，根据土壤污染的环境风险，合理确定土地用途。永久基本农田集中区禁止规划建设可能造成土壤污染的建设项目。对涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的建设项目，依法进行环境影响评价，按规划定提出并落实防腐蚀、防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施。	本项目原址改造优化站内平面布局。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。	符合
5	防范工矿企业新增土壤污染。动态更新土壤污染重点监管单位名录，监督全面落实土壤污染防治义务，依法纳入排污许可管理。鼓励土壤污染重点监管单位实施提标改造。各地定期组织开展土壤污染重点监管单位和地下水重点污染源周边土壤、地下水环境监测，督促企业定期开展土壤和地下水环境自行监测、污染隐患排查治理。防控矿产资源开发污染土壤，加强尾矿库安全管理。	大庆油田有限责任公司第八采油厂作为土壤重点企业每年对区域内土壤进行监测，并在大庆油田信息港进行信息公开。根据土壤信息公开结果，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，采油八厂定期对重点场站土壤进行跟踪监测点位，能够及时有效的跟踪调查项目土壤的受污染情况。	符合

1.3.2.9 与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析

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

表 1-3-3 与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度，划定耕地保护红线和永久基本农田控制线，严格落实耕地占补平衡、易地补充耕地、土地复垦等政策，确保完成规划期内黑土耕地保有量和永久基本农田保护任务。	本项目为油田开发辅助工程，属于国家能源建设项目，位于大庆市大同区祝三乡境内。在站内原址改造，不新增占地，不占用周围基本农田。	符合
2	严格国土空间用途管制。划定一般农业区，把优质黑土耕地优先划入一般农业区。制定用途管制规则，实行严格的用途管制，严控非农建设用地规模，尽量少占优质黑土地。强化对占用黑土地的管控约束，使得城镇发展等非农建设尽量避让优质黑土地。	本项目施工过程中，需遵守《大庆油（气）田建设工程用地规范》规定，严格控制施工作业面积，加强施工管理，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。	符合

在采取以上措施后，本项目符合《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》要求。

1.3.3 与环境保护相关法规正常符合性分析

1.3.3.1 与《大庆市生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

本项目与《大庆市生态环境保护“十四五”规划》符合性分析见表 1-3-4。

表 1-3-4 与《大庆市生态环境保护“十四五”规划》符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	推进扬尘精细化管控。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、粉粒类物料以及干散货物料堆场，全面完成抑尘设施建设和物料输送系统封闭改造，鼓励有条件的堆场实施全封闭改造。	①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络。②运输道路、施工场地应定时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，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施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。	符合
2	开展 VOCs 全过程综合整治。	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。	符合
3	加强地下水生态环境保护和污染防治。 全面开展地下水污染分区防治，提出地下水污染分区防治措施，实施地下水污染源分类监管。	本项目原址改造优化站内平面布局。运营期场站采取分区防渗措施，避免对场站周边地下水及土壤造成影响。	符合
4	强化土壤环境重点企业监管。 每年定期公布全市土壤污染重点监管单位名录，对土壤环境重点监管企业和全市工业园区周边土壤开展监督性监测，根据《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》，指导企业开展土壤污染隐患排查。	大庆油田有限责任公司第八采油厂作为土壤重点企业每年对区域内土壤进行监测，并在大庆油田信息港进行信息公开。根据土壤信息公开结果，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，采油八厂定期对重点场站土壤进行跟踪监测点位，能够及时有效的跟踪调查项目土壤的受污染情况。	符合
5	提升黑土区资源利用的可持续性。 严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度，对黑土耕地全面进行管控。落实“三线一单”生态环境分区中与耕地相关管控要求。	本项目施工过程中，需遵守《大庆油（气）田建设工程用地规范》规定，严格控制施工作业面积，加强施工管理，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。	符合

1.3.3.2 与大气污染防治符合性分析

根据《黑龙江省大气污染防治条例》（2018年12月27日修正）及《中共大庆市委大庆市人民政府关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的具体实施意见》（庆发[2018]17号），本工程与大气污染防治相关要求符合性详见表 1-3-5。

表 1-3-5 本项目与大气污染防治符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	完成生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线、环境准入清单编制工作，明确禁止和限制发展的行业、生产工艺和产业目录。强化节能环保标准约束，严格行业规范、准入管理，环境空气质量未达标地区应制订更严格的产业准入门槛。	本工程位于黑龙江省大同区境内，项目位置不属于大庆市生态红线范围，且区块内无自然保护区和风景名胜区分布，目前本工程选址区域暂无明确的环境准入负面清单，本工程属于油田开发辅助项目，不属于高污染、高能耗的产业类型，为环境准入允许类别。项目区块的空气、土壤环境背景值均满足国家标准要求，区域环境承载能力良好。	符合
2	将施工工地扬尘污染防治纳入建筑施工安全生产标准化文明施工管理范畴，建立扬尘控制责任制度，治理费用列入工程造价。工地要做到周边围挡、物料堆放覆盖、土方开挖湿法作业、路面硬化、出入车辆清洗、渣土车辆密闭运输。	<p>项目施工期采取如下措施抑制扬尘：</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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>⑤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。</p> <p>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，并确保绿化面积和植被成活率。</p> <p>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
3	开展石化、化工、包装印刷、工业涂装等行业 VOC _s 污染调查，按行业明确整治方案和要求。加强源头控制，提高 VOC _s 含量低（无）的绿色原辅材料替代比例，推广先进工艺、设备，加强 VOC _s 污染治理，提高重点行业有机废气收集率；加大餐饮油烟治理力度。继续深化油品储运销体系油气回收治理，对加油站、储油库、油罐车的油气回收设施加强运行监管。	<p>①采用密闭流程，最大限度降低烃类气体的挥发；</p> <p>②通过采取提高油气分离器及储罐的密闭程度，与此同时，加强运行管理，提高油气分离效率，最大限度的减少烃类气体挥发；</p> <p>③加强对设备和管道的检查和维护，控制烃类气体的无组织挥发。</p>	符合

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

1.3.3.3 与“水十条”符合性判定

根据《水污染防治行动计划》（国发〔2015〕17号）、《黑龙江省水污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕3号）及《大庆市加强水污染防治工作实施方案》（庆政办发〔2015〕55号），本工程与“水十条”相关要求符合性见表1-3-6。

表 1-3-6 本工程与“水十条”相关要求符合性一览表

级别	“水十条”的要求	本工程分析	符合性
国家	污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理后，禁止处理处置不达标的污泥进入耕地。非法污泥堆放点一律予以取缔。	本工程所依托宋一联合油污水处理站站站内采用“两级沉降+两级过滤”的处理工艺。回注的废水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中的限值，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相应标准。	符合
	七大重点流域干流沿岸，要严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等项目环境风险，合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施。	本工程位于大同区境内，项目周边无地表水体。进入宋一联合油污水处理站，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中限值：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相应标准后回注油层，不外排。且项目不属于石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等环境风险较大的项目。	符合
	加大执法力度，所有排污单位必须依法实现全面达标排放。逐一排查工业企业排污情况，达标企业应采取措施确保稳定达标；	本工程产出液经脱水站加热分离后产生的含油污水全部进入宋一联合油污水处理站处理后回注油层，回注水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中的“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”限值要求，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相应标准。	符合
黑龙江省	合理确定发展布局、结构和规模。严格控制缺水地区、水污染严重地区和敏感区域高耗水、高污染行业发展。松花江干流及一级支流沿岸，要着重防控石油加工、化学原料和化学品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等项目环境风险，合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施。	本工程位于大同区境内，周边无地表水体，同时不属于缺水地区、水污染严重地区，本工程不位于松花江干流以及支流沿岸，且石油天然气开采不属于高耗水、高污染及需严格控制的行业。	符合
	重点推进阿什河、呼兰河、安肇新河、乌裕尔河、讷谟尔河、穆	本工程正常生产情况下无生产废水和生活污水外排。本工程进入宋一联合油污水处理	符合

	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。	站,处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)标准中的:“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\ \mu\text{m}$ ”要求后回注油层,不进入外环境。	
大庆市	污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处置,对污水处理厂产生污泥实行储存、运输、处理处置全过程监管,禁止处理处置不达标的污泥进入耕地,配套完善市污泥处理厂应急储存池建设,非法污泥堆放点一律予以取缔。	本工程所依托宋一联合油污水处理站内采用“两级沉降+两级过滤”的处理工艺,处理设施无污泥产生。	符合
	加强工业水循环利用。进一步加强采油废水管理,确保全部用于油田回注。	本工程依托宋一联合油污水处理站,处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中的“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\ \mu\text{m}$ ”限值要求,回注油层。	符合

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

1.3.4.4 与地下水管理条例符合性判定

本项目与《地下水管理条例》(中华人民共和国国务院令 第748号,2021年9月15日国务院第149次常务会议通过,自2021年12月1日起施行)相关要求符合性见表1-3-7。

表 1-3-7 本工程与地下水管理条例相关要求符合性一览表

序号	地下水管理条例的要求	本工程分析	符合性
1	第二十六条:建设单位和个人应当采取措施防止地下工程建设对地下水补给、径流、排泄等造成重大不利影响。	本项目场站处理油田采出液、作业废水等均按现有处理流程处理后回注油层,回用率 100%;站内改造设施均为地上设备,地下管线均采用防腐钢管,清淤污泥等均得到妥善处置。本项目污染物采取合理处置措施,不会对地下水补给、径流、排泄等造成重大不利影响。	符合
2	第四十条:禁止下列污染或者可能污染地下水的行为:(一)利用渗井、渗坑、裂隙、溶洞以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物;(二)利用岩层孔隙、裂隙、溶洞、废弃矿坑等贮存石化原料及产品、农药、危险废物、城镇污水处理设施产生的污泥和处理后的污泥或者其他有毒有害物质;(三)利用无防渗措施的沟渠、坑塘等输送或者贮存含有毒污染物的废水、含病原体的污水和其他废弃物;(四)法律、法规禁止的其他污染或	本项目场站处理油田采出液、作业废水等均按现有处理流程处理后回注油层,回用率 100%;施工期生活污水排入站内现有防渗旱厕,定期清掏。废水得到合理收集和处置,不会采用渗井、渗坑等违法方式处理废水。	符合

	者可能污染地下水的行为。		
3	第四十一条：企业事业单位和其他生产经营者应当采取下列措施，防止地下水污染：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；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。	本项目采取分区防渗，并在西山后屯（区域上游）布设 1 个潜水背景值监测水井，芳深 2 转油站内、站外西南侧 20m 内各打 1 口潜水跟踪监测水井，定期进行监测	符合

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

1.3.4.5 与“土十条”符合性判定

根据《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31 号）、《黑龙江省土壤污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕46 号）及《大庆市土壤污染防治实施方案》（庆政规〔2017〕2 号），本工程与“土十条”相关要求符合性详见表 1-3-8。

表 1-3-8 本工程与“土十条”相关要求符合性一览表

级别	“土十条”的要求	本工程分析	符合性
国家	深入开展土壤环境质量调查。2020 年底前掌握重点行业企业用地中的污染地块分布及其环境风险情况。	大庆油田有限责任公司第八采油厂作为土壤重点企业每年对区域内土壤进行监测，并进行信息公开。 根据公示结果，监测点位为宋一联合站、宋芳屯污泥站，根据监测结果，各监测点位铜、铅、汞、镍、砷、镉、六价铬、石油烃总量（C ₁₀ ~C ₄₀ ）浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值。	符合
	切实加大保护力度。各地要将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。	本工程作为油田开发辅助工程，属于国家能源建设项目。项目原址改造，不新增占地。	符合
	防范建设用地新增污染。排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响的评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	本工程环评阶段开展了评价范围内土壤的环境质量现状调查、土壤环境影响分析及土壤污染防治措施及其可行性论证，提出土壤跟踪监测计划，并提出三同时验收的落实要求。	符合
	全面加强监管执法。明确监管重点。重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油烃等有机污染物，重点监管有色	本工程为陆地石油天然气开采辅助项目，其建设单位大庆油田有限责任公司第八采油厂作为	符合

	金属矿采选、有色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业，以及产粮（油）大县、地级以上城市建成区等区域。	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。	
	严控工矿污染。加强日常环境监管。各地要根据工矿企业分布和污染排放情况，确定土壤环境重点监管企业名单，实行动态更新，并向社会公布。列入名单的企业每年要自行对其用地进行土壤环境监测，结果向社会公开。		
黑龙江省	明确监管重点。重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油烃等有机污染物。重点监管有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业，以及产粮（油）大县、市级以上城市建成区等区。		
	切实加大保护力度。各地要将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。	本工程作为油田开发辅助工程，属于国家能源建设项目。项目原址改造，不新增占地。	符合
	防范建设用地新增污染。排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响的评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	本工程环评阶段开展了评价范围内土壤的环境质量现状调查、土壤环境影响分析及土壤污染防治措施及其可行性论证，提出土壤跟踪监测计划，并提出三同时验收的落实要求。	符合
大庆市	重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油烃等有机污染物。重点监管有色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业，以及产粮大县、市级城市建成区等区域。		
	加强日常环境监管。依据国家有关规定，2017 年底前，各县（区）、高新区、经开区根据工矿企业分布和污染排放情况，确定土壤环境重点监管企业名单，实行动态更新，并向社会公布。督促列入名单的企业自 2018 年起，每年要自行对其用地进行土壤环境监测，结果向社会公开。	大庆油田有限责任公司第八采油厂作为土壤重点监管重点企业每年对区域内土壤环境质量进行监测，并进行信息公开。	符合
	各县（区）要将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。对优先保护类耕地面积减少或土壤环境质量下降的县（区），市政府将对其进行预警提醒并依法采取环评限批等限制性措施。	本工程作为油田开发辅助工程，属于国家能源建设项目。项目原址改造，不新增占地。 本工程所在大同区不属于优先保护类耕地面积减少或土壤环境质量下降的区域，本工程环评不受限批限制。	符合
	排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响的评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	本工程环评阶段开展了评价范围内土壤的环境质量现状调查、土壤环境影响分析及土壤污染防治措施及其可行性论证，提出土壤跟踪监测计划，并提出三同时验收的落实要求。	符合

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

1.3.4.6 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。”

本项目为油田开发辅助项目，属于能源附属基本设施建设，服务于国家能源设施重点建设，项目原址改造，不新增占地，符合《基本农田保护条例》（2011年修订）相关要求。

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

本项目与《中华人民共和国黑土地保护法》、《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析见表 1-3-9。

表 1-3-9 本工程与黑土地保护相关要求符合性

序号	相关要求	本工程分析	符合性
1	第二十二条黑土地保护利用实行土地用途管制制度。严格限制农用地转为建设用地，严格控制耕地转为非耕地，禁止违法占用耕地	本项目为油田开发辅助项目，属于能源附属基本设施建设，服务于国家能源设施重点建设，项目原址改造，不新增占地	符合
2	第三十九条建立和完善建设用地增减挂钩机制。建设项目应当节约、集约使用黑土地，不占或者少占黑土地。	本项目原址改造，不新增占地。	符合

在采取以上措施后，本项目符合《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》中要求。

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

分析

表 1-3-10 本工程与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》相关要求符合性

序号	相关要求	本工程分析	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。	本项目场站处理油田采出液、作业废水经处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”标准后回注油层，不外排，回用率 100%。	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 $\geq 10\%$ 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；不能燃烧直接放空的，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联合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 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。	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 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 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，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。	本项目制定了运行期非甲烷总烃监测计划，对场站厂界处、场站内进行监测，监测频次为 1 次/年。	符合

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。

1.3.4 与挥发性有机物治理方案符合性判定

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

表 1-3-11 本工程与挥发性有机物治理方案相关要求符合性

序号	类别	相关要求	本工程符合性
1	重点行业挥发性有机物综合治理方案	石化行业 VOCs 综合治理。全面加大石油炼制及有机化学品、合成树脂、合成纤维、合成橡胶等行业 VOCs 治理力度。重点加强密封点泄漏、废水和循环水系统、储罐、有机液体装卸、工艺废气等源项 VOCs 治理工作,确保稳定达标排放。	本工程为油田场站改造工程,采用了密闭输送,有效防止了烃类气体的挥发,减少了挥发性有机物的无组织排放,所以本项目的建设符合相关要求。
2	黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案	加强政策引导:企业采用符合国家有关低 VOCs 含量产品规定的涂料、油墨、胶粘剂等,排放浓度稳定达标且排放速率、排放绩效等满足相关规定的,相应生产工序可不要求建设末端治理设施。使用的原辅材料 VOCs 含量(质量比)低于 10%的工序,可不要求采取无组织排放收集措施。	
		加强设备与场所密闭管理:含 VOCs 物料应储存于密闭容器、包装袋,高效密封储罐,封闭式储库、料仓等。含 VOCs 物料转移和输送,应采用密闭管道或密闭容器、罐车等。	
		推进使用先进生产工艺:通过采用全密闭、连续化、自动化等生产技术,以及高效工艺与设备等,减少工艺过程无组织排放。挥发性有机液体装载优先采用底部装载方式。	
3	大庆市生态环境局关于进一步做好重点行业挥发性有机物综合治理工作的通知	加大废水集输系统改造力度:哈尔滨市、大庆市现有重点企业通过采取密闭管道等措施逐步替代地漏、沟、渠、井等敞开式集输方式。	
		加强石化、化工、工业涂装、包装印刷、油品储运销等 VOCs 排放重点行业企业泄漏检测。加强设备与管线组件泄漏控制,企业中载有气态、液态 VOCs 物料的设备与管线组件,密封点数量大于等于 2000 个的,应按要求开展泄漏检测工作,建立管理平台,与市生态环境局联网,于 2020 年 6 月底前完成。	

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

1.3.5 “三线一单”符合性分析

根据 2024 年 8 月 11 日在黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台出具的项目《生态环境分区管控分析报告》,第八采油厂芳深 2 转油站改造工程项目位置涉及大庆市大同区;项目占地总面积小于 0.01 平方公里。与生态保护红线交集面积为 0.00 平方公里,占项目占地面积的 0.00%。与自然保护地整合优化方案数据交集面积为 0.00 平方公里,占项目占地面积的 0.00%。保护地涉及等类型。与自然保护地(现状管理数据)

交集面积为 0.00 平方公里，占项目占地面积的 0.00%。保护地涉及等类型。与饮用水水源保护区交集面积为 0.00 平方公里，占项目占地面积的 0.00%。与国家级水产种质资源保护区交集面积为 0.00 平方公里，占项目占地面积的 0.00%。与环境管控单元优先保护单元交集面积为小于 0.01 平方公里，占项目占地面积的 16.67%；与重点管控单元交集面积为小于 0.01 平方公里，占项目占地面积的 83.33%；一般管控单元交集面积为 0.00 平方公里，占项目占地面积的 0.00%。与地下水环境优先保护区交集面积为 0.00 平方公里，占项目占地面积的 0.00%；与地下水环境重点管控区交集面积为小于 0.01 平方公里，占项目占地面积的 100.00%，与地下水环境一般管控区交集面积为 0.00 平方公里，占项目占地面积的 0.00%。

（1）生态保护红线

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

本工程位于大庆市大同区祝三乡境内，根据项目《生态环境分区管控分析报告》，本项目选址不在生态红线内，因此项目建设符合生态红线要求，因此项目建设符合生态保护红线要求。

（2）环境质量底线

根据大庆市生态环境局 2024 年 6 月 5 日公布的《2023 年大庆市生态环境状况公报》，2023 年大庆市区基本污染物 $PM_{2.5}$ 、 PM_{10} 、 SO_2 、 NO_2 、 CO 、 O_3 监测项目均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准限值，大庆市属于达标区，根据补充现状监测结果，TSP 可以达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准限值，非甲烷总烃可以达到《大气污染物综合排放标准详解》中限值要求；本项目不排放废水，附近无地表水体，不会对周边地表水产生影响；本工程所在区域声环境功能为《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区，根据环境噪声现状监测结果，项目区域声环境质量现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求；本项目在采取措施后不会对地下水及土壤环境产生影响，项目评价范围内地下水监测点位监测项目均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准；石油类满足《地

表水环境质量标准》中 III 类水体石油类限值 ($\leq 0.05\text{mg/L}$)；本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，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内草地土壤可以满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。因此本项目建设符合环境质量底线要求。

（3）资源利用上线

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

本项目为油田场站改造项目，原址改造，施工期用水较少，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。

（4）生态环境准入清单

根据《大庆市生态环境准入清单》（2023 年版），本工程所在区域占用重点管控单元面积 < 0.01 平方公里，环境管控单元名称为大同区水环境城镇生活污染重点管控区，环境管控单元编码：ZH23060620004；占用优先保护单元面积 < 0.01 平方公里，环境管控单元名称为大同区一般生态空间，环境管控单元编码：ZH23060610002。

1.3.6 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

表 1-3-13 本工程与《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）相关要求符合性

序号	相关要求	本工程分析	符合性
1	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	本项目为油田场站改造项目，原址改造，施工期用水较少，随着施工期结束对周围环境影响也随之结束。	符合
2	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。海洋油气勘探开发溢油应急计划报相关海域生态环境监督管理局备案	第八采油厂根据生产实际编制了总体应急预案和专项应急预案，主要有火灾爆炸事故专项应急预案、集输系统突发事件专项应急预案、突发环境事故专项应急预案、自然灾害突发事件专项应急预案等	符合

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

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

项目为油田开发辅助工程，属于国家能源建设项目，在现有场站内进行原址改造，不新增占地，不占用附近基本农田。与《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发（2022）142号）相符。

1.3.8 项目选址合理性判定

结合本项目施工内容位于大庆市大同区祝三乡境内，在现有场站内原址改造，占地类型为建设用地，项目周围占地类型为耕地（包括基本农田）。

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

根据《大庆市水土保持规划（2015-2030年）》，本项目所在地大同区祝三乡属于水土流失重点治理区。

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

根据《黑龙江省湿地名录》（黑龙江省林业和草原局，2022年8月18日），本项目附近无湿地。

根据《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发[2020]14号）及《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规[2021]3号），本项目位于重点管控单元，建设内容与相关要求符合。

综上所述，本项目占地范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和

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

工程建设对周围的环境影响主要为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、土壤影响、声环境影响和固废对周围的环境影响。本项目不新增占地，现有场站内原址改造。

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；运行期场站无组织挥发的非甲烷总烃、场站内各种泵类等对环境产生的影响。

（1）环境空气

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

（2）水环境

本工程依托宋一联合油污水处理站，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg}/\text{L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注油层，不外排。

（3）声环境

本工程施工期对声环境的影响主要为施工机械、车辆运行产生的噪声，运行期对声环境的影响主要为场站机泵、加热装置运行产生的噪声。

（4）土壤环境

本工程施工不新增占地，在原址进行改造，对周围土壤环境影响较小。

(5) 生态环境

本工程施工不新增占地，在原址进行改造，对周围生态环境影响较小。

(6) 固体废物

本工程施工期产生的固体废物（废旧设施、废包装袋、焊渣、建筑垃圾、生活垃圾）及运行期产生的固体废弃物对环境的影响。

(7) 环境风险

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

1.5 环境影响评价的主要结论

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

第二章 总 则

2.1 编制依据

2.1.1 法律法规

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

2.1.2 环境保护相关法规

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

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

年第 61 号)；

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.1.4 地方政策文件

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

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

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

- (4) 《关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑龙江省人民政府，黑政发[2020]14 号，2020 年 12 月 16 日）；
- (5) 《关于印发〈贯彻落实沙化土地封禁保护修复制度方案的实施意见〉的通知》（黑龙江省防沙治沙领导小组，黑防沙发[2020]3 号，2020 年 5 月 21 日）；
- (6) 《关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见（试行）》（黑龙江省人民政府办公厅，黑政办规[2021]18 号）；
- (7) 《黑龙江省生态功能区划》；
- (8) 《黑龙江省生态保护红线划定实施方案》；
- (9) 《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》（黑龙江省环境保护厅，黑环发[2019]153 号，2019 年 12 月 5 日）；
- (9)《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》(黑环发[2019]153 号)；
- (10) 《黑龙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》（2021 年 3 月 2 日黑龙江省十三届人大五次会议审议通过）；
- (11) 《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》；
- (12)《大庆市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》（庆政发[2021]13 号）；
- (13) 《中共大庆市委大庆市人民政府关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的具体实施意见》（庆发[2018]17 号）；
- (14) 《大庆市土壤污染防治实施方案》（大庆市人民政府，庆政规[2017]2 号，2017 年 3 月 31 日）；
- (15) 《关于印发〈大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分〉的通知》（大庆市人民政府，庆政发[2019]11 号，2019 年 10 月 17 日）；
- (16) 《大庆市加强水污染防治工作实施方案》（大庆市人民政府办公室，庆政办发[2015]55 号，2015 年 12 月 31 日）；
- (17) 《大庆油田振兴发展纲要（2020）版》；
- (18) 《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（大庆市人民政府，庆政规[2021]3 号，2021 年 7 月 14 日）；
- (19) 《大庆市“十四五”生态环境保护规划》；
- (20) 《大庆市城市总体规划（2011-2020 年）》；

- (21) 《大庆市土地利用总体规划（2006-2020）》；
- (22) 《大庆市基本农田保护规划（2006-2020）》；
- (23) 《大庆市水土保持规划（2015-2030 年）》；
- (24) 《大庆市湿地保护管理办法》（庆政规[2017]10 号）；
- (25) 《黑龙江省湿地名录》（黑龙江省林业和草原局，2022 年 8 月 18 日）；
- (26) 《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》（黑龙江省人民政府办公厅，黑政办规[2021]48 号）；
- (27) 《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021-2025 年）》（黑龙江省人民政府办公厅，黑政办规[2021]40 号）；
- (28) 《大庆市国土空间总体规划（2021-2035年）》；
- (29) 《黑龙江省地方标准用水定额》（DB23/T727-2021）；
- (30) 《关于规范大庆市占用耕地和永久基本农田临时用地审批工作的通知（征求意见稿）》（大庆市自然资源局，2022.3.5）。

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) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号，2017 年 10 月 1 日）；
- (11) 《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020）；
- (12) 《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）；
- (13) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）；
- (14) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（环办便函[2020]492号）；
- (15) 《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）；

- (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》（HJ819-2017）；
- (18) 《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018）；
- (19) 《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则（试行）》（HJ944-2018）；
- (20) 《石油石化工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）；
- (21) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）。

2.1.6 其他资料

- (1) 第八采油厂芳深 2 转油站改造工程项目设计资料；
- (2) 企业投资项目备案承诺书；
- (3) 大庆油田有限责任公司第八采油厂提供的依托场站环评、批复、验收、检测报告及其他相关资料。

2.2 评价目的、原则、时段

2.2.1 评价目的

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

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

(3) 分析、预测、评价项目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，最大限度降低对环境的不利影响，确保经济、社会和环境的可持续发展。

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

2.2.2.1 依法评价

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

2.2.2.2 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

2.2.2.3 突出重点

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

2.2.3 评价时段

施工期和运行期。

2.3 评价因子与评价标准

2.3.1 环境影响识别

本工程建设对环境的影响，根据其特征可分为施工期影响和生产运行期影响两部分。

施工期的环境影响主要为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。

根据工程实际情况，结合工程区域的自然环境特征，采用矩阵法对工程建设期间和运行期产生的影响进行识别，具体见表 2-3-1。

表 2-3-1 环境影响因素识别

影响因素 环境要素	施工期					运行期					
	占地	废气 车辆 废气等	废水 施工 废水及 生活污水	固体 废物 废包装 袋、建 筑垃圾 等	噪声 施工 车辆 等噪 声	风险 风 险事 故	废气 加 热 炉 等 烟 气 无 组 织 挥 发 的 烃 类	废水 生 产 废 水	固体 废 物 油 气 集 输 、 处 理 产 生 的 油 泥 等	噪声 加 热 炉 及 机 泵 噪 声	风险 管 线 泄 漏 、 储 罐 泄 露 装 置 爆 炸 等
环境空气		-S				-SA	-L		-S		-SA
地下水			-S			-SA		-S			-SA
环境噪声					-S	-SA				-L	-SA
土壤	-S			-S		-SA					-SA
生态环境	-S			-S		-SA					-SA
固体废物				-S		-SA			-S		-SA

注：“-”：不利影响；“+”：有利影响；L：长期影响；S：短期影响；A：显著影响；空白：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关。

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

2.3.2 评价因子

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

表 2-3-2 评价因子筛选结果一览表

环境要素	环境质量评价因子	影响预测或分析因子	总量控制因子
环境空气	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃
地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、石油类、砷、汞、铬（六价）、镉、总硬度、铅、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、氰化物、氟化物、总大肠菌群、菌落总数	石油类	/
噪声	昼夜连续等效 A 声级	昼夜连续等效 A 声级	/
土壤环境	农用地：pH、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍 建设用地：pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,1,2,2-五氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并	石油烃	/

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

(2) 水环境

本项目北侧距离安肇新河最近距离约 1.9km。根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发[2019]11号），执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 V 类标准。

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

(3) 声环境

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

(4) 土壤环境

本项目场站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。

(5) 生态环境

根据《黑龙江省生态功能区划》，评价区属于“I-6-1-2 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区”。

2.3.3.2 环境质量标准

(1) 环境空气质量标准

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

表 2-3-3 环境空气质量标准

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

(2) 水环境质量标准

本项目北侧距离安肇新河最近距离约 1.9km。根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发[2019]11 号），执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 V 类标准，具体见表 2-3-4。

表 2-3-4 地表水环境质量标准 单位: mg/L

序号	项目	单位	V 类标准	序号	项目	单位	V 类标准
1	pH 值	——	6~9	5	挥发酚	mg/L	≤0.1
2	化学需氧量 (COD)	mg/L	≤40	6	硫化物	mg/L	≤0.1
3	五日生化需氧 量 (BOD ₅)	mg/L	≤10	7	氨氮 (NH ₃ -N)	mg/L	≤2.0
4	石油类	mg/L	≤1.0				

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 2-3-5。

表 2-3-5 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 _m 法,以 O ₂ 计)	mg/L	≤3.0	15	铁	mg/L	≤0.3
5	菌落总数	CFU/mL	≤100	16	锰	mg/L	≤0.1
6	总大肠菌群	CFU100/mL	≤3.0	17	镉	mg/L	≤0.005
7	氟化物	mg/L	≤1.0	18	溶解性总固体	mg/L	≤1000
8	总硬度	mg/L	≤450	19	硫酸盐 (SO ₄ ²⁻)	mg/L	≤250
9	硝酸盐氮	mg/L	≤20	20	氯化物 (Cl ⁻)	mg/L	≤250
10	钠	mg/L	≤200	21	氰化物	mg/L	≤0.05
11	亚硝酸盐氮	mg/L	≤1.0	22	砷	mg/L	≤0.01

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

(3) 声环境质量标准

本工程永久占地外 200m 声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准;项目 200m 范围外村屯等敏感点执行 1 类标准。具体标准限值见表 2-3-6。

表 2-3-6 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),石油烃(C₁₀-C₄₀)参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地风险筛选值(4500mg/kg);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 2-3-7、表 2-3-8。

表 2-3-7 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 2-3-8 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；运行期厂界外 VOCs (以非甲烷总烃计)、井场厂界外 VOCs (以非甲烷总烃计) 执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中 5.9 企业边界污染物控制要求限值。具体见表 2-3-9。

表 2-3-9 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)

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 2-3-10。

表 2-3-10 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

本工程依托宋一联合油污水处理站处理，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 $\leq 10\text{mg}/\text{L}$ 、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2-3-13。

表 2-3-13 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

昼间	夜间
70	55

运营期厂界噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准值，见表2-3-14。

表 2-3-14 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} 。

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场站加热炉产生的燃烧烟气、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)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) 项目位于农村地区的耕地（包括基本农田），本次评价的土地利用利类型选取农作地。

(4) 根据中国干湿湿度分布图判断，本地区属于中等湿润气候。根据 EIA2018 大气预测软件的 DEM 地形文件，地形数据分辨率 90m。

估算模型参数见表 2-4-2，污染源计算参数见表 2-4-3。

表2-4-2 估算模型参数表

参数		取值
选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°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	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/°	/

表 2-4-3 本项目污染源面源计算参数统计表

名称	坐标		高度 m	内径 m	温度℃	年排放小时数 h	排放工况	污染物排放速率 kg/h		
	东经°	北纬°						颗粒物	SO ₂	NO _x
1#1.8MW 掺水、采暖炉	125.01692466	46.04902118	8	0.2	90	8760	连续	0.005	0.007	0.038
2#1.8MW 掺水、采暖炉	125.01695699	46.04897289	8	0.2	90	8760	连续	0.005	0.007	0.038
3#2.0MW 外输、掺水炉 2 台	125.01695698	46.04892450	8	0.2	90	8760	连续	0.006	0.007	0.042
4#2.0MW 外输、掺水炉 2 台	125.01692463	46.04887974	8	0.2	90	8760	连续	0.006	0.007	0.042

根据估算模式预测，本项目最大地面浓度占标率计算结果见表 2-4-4。

表 2-4-4 最大地面浓度占标率计算结果

名称	D10% (m)	颗粒物		SO ₂		NO _x	
		预测浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)	预测浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)	预测浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)
1#1.8MW 掺水、采暖炉	150	0.00029	0.07	0.00038	0.08	0.0021	0.84
2#1.8MW 掺水、采暖炉	150	0.00029	0.07	0.00038	0.08	0.0021	0.84
3#2.0MW 外输、掺水炉 2 台	150	0.00033	0.07	0.00042	0.08	0.0023	0.94
4#2.0MW 外输、掺水炉 2 台	150	0.00033	0.07	0.00042	0.08	0.0023	0.94

结合大气评价工作级别划分原则，由表 2-4-4 可知，本项目污染物最大地面浓度占标率 $P_{max}=0.94\%$ ，本项目污染物最大地面浓度占标率 $1\% < P_{max}$ ，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三级。

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/ (m ³ /d) 水污染物当量 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 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, 没有相关行业标准要求要求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 m³ /d, 评价等级为一级; 排水量<500 万 m³ /d, 评价等级为二级。

本工程依托宋一联合含油污水处理站处理, 处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015) 限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2 μm”, 同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中标准要求后回注地下, 不外排。因此, 项目不向地表水体排放废水, 依据《环境影响评价技术导则地表水环境》(HJ2.3-2018), 本项目地表水评价等级为三级 B。

2.4.3 地下水环境

(1) 划分依据

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

表 2-4-6 地下水环境影响评价行业分类表

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

建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级, 分级原则见表

2-4-7。

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。

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，分散式饮用水源分为单井和联村，单井一级保护区半径 R 为 50m、联村水井为质点运移 3000d 为较敏感区，较敏感区以外为不敏感区。根据《优化评价内容严控新增污染—〈环境影响评价技术导则 地下水环境〉解读》（梁鹏，环境保护部环境工程评估中心，2016.7），结合《饮用水水源保护区划分技术规范》，地下水敏感性判定依据见图 2-4-1。



图 2-4-1 地下水敏感性判定依据

根据现场调查及资料收集，本工程区域内西后山屯、东后山屯、张义屯、邢凤竹屯、董万义屯、双发村等村屯的供水井供水人数均小于 1000 人，不属于集中式水源地，为

单井分散式水源地，且未划定保护区。因此根据图 2-4-1 所示，以分散式水源地中单井井口为中心，50m 范围内为一级保护区，50m 范围外地下水水质点迁移距离 2000d 半径区域为较敏感区；较敏感区外为不敏感区。本项目所在区域均位于松辽盆地北侧，根据《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局）明水组承压含水层渗透系数按区内渗透系数的平均值（明水组岩性主要为细砂岩、中粗砂岩及含砾中粗砂岩组成，结合《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016）附录 B，K 取 25m/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，K=25m/d；

I——水力坡度，取 0.0006；

T——质点迁移天数，取 2000d；

n_e ——有效孔隙度，取 0.4。

根据计算结果， $L = \alpha \times k \times I \times T / n_e = 2 \times 25 \times 0.0006 \times 2000 / 0.4 = 150\text{m}$ ， $R = L2000d + 50 = 200\text{m}$ ，分散式水井 200m 以外为不敏感区。周边饮用水水源地分布情况及敏感程度见下表。

表 2-4-8 周边饮用水水源地分布情况及敏感程度分级表

序号	名称	敏感区	较敏感区	最近方位及距离	敏感程度
1	西后山屯水井	50m	200m	北侧 1320m	不敏感
2	东后山屯水井	50m	200m	北侧 1320m	不敏感
3	张义屯水井	50m	200m	东北侧 1800m	不敏感
4	邢凤竹屯水井	50m	200m	西南侧 840m	不敏感
5	董万义屯水井	50m	200m	西南侧 1260m	不敏感
6	双发村水井	50m	200m	东南侧 1760m	不敏感

本工程距离最近的敏感目标为西南侧 840m 处的邢凤竹屯，不在水井敏感区、不敏感区范围内，本工程位于分散式水源地的不敏感区域。

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表 2-4-9。

表 2-4-9 评价工作等级分级表

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

因此本工程地下水环境影响评价工作等级为二级。

2.4.4 声环境

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中噪声环境影响评价等级划分的基本原则，本工程所在地功能区属于声功能区划的 1 类、2 类区，本工程主要噪声源分为运行期场站的机泵、加热炉等装置产生的持续性噪声源。工程与居民距离最近为西南侧 560 处的邢凤竹屯，敏感目标噪声级增高量在 3dB(A) 以下，受噪声影响的人口无增加，因此，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），建设项目土壤环境影响评价工作等级的划分应依据建设项目所属行业分类和土壤环境敏感程度分级进行判定：

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

②土壤环境敏感程度分级：建设项目周边为耕地（基本农田）。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 20km²时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；

（7）除本条（1）、（2）、（3）、（4）、（5）、（6）以外的情况，评价等级为三级；

（8）当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。

本项目位于黑龙江省大庆市大同区祝三乡境内，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），本项目为污染影响型二级评价，土壤评价范围为占地范围边界外扩 1.0km 范围；本项目总占地规模占地规模 < 5hm²。

综上所述，确定本项目的生态环境评价等级确定为二级。

2.4.6 风险评价

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，容积 251.55m³，根据《芳深 2 转油站改造工程设计方案》中原油物性表，原油密度 0.8697g/cm³，气油比 21.1m³/t，区域产液综合含水率 81.2%，计算得出天然气除油干燥组合装置原油最大存在量为 251.55m³ × (1-81.2%) × 0.8697g/cm³ = 41.13t。

本工程产气主要用于场站自耗，根据企业提供资料，各站最大储气单元的容积为 60m^3 ，工作压力低于 0.2Mpa ，天然气密度按 $0.7\text{kg}/\text{m}^3$ 计算，则最大天然气储量为 $60 \times 0.7 \times 10^{-3} = 0.042\text{t}$ 。

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

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

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

Q_1, Q_2, \dots, Q_n —每种危险物质的临界量，t；

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

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

表 2-4-12 风险物质辨识结果表

场站名称	危险物质名称及临界量	储存装置	最大储存量 t	Q 值
芳深 2 转油站	石油气 10t	储气单元	0.042	0.020652
	油类物质 2500t	天然气除油干燥组合装置	41.13	

经计算，Q 值 = $0.020652 < 1$ ，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三级，不设大气评价范围。

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，《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局）明水组承压含水层渗透系数按区内渗透系数的平均值（明水组岩性主要为细砂岩、中粗砂岩及含砾中粗砂岩组成，结合《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016）附录 B）取 $K=25\text{m/d}$ ；

I：水力坡度，无量纲；取 0.0006；

T：质点迁移天数，取值不小于 5000d，本次取 $T=5000$ ；

n_e ：有效孔隙度，无量纲；取 0.4。

计算结果：

$$L = 2 \times 25 \times 0.0006 \times 5000 / 0.4 = 375 \text{ (m)}。$$

经计算， $L_{\max}=375\text{m}$ 。区域地下水总体流向为从东北至西南，结合 L 值、水文地质条件情况，综合考虑项目以及周围水井的位置关系，确定评价范围为以产能区域为边界，边界上游 3.5km、两侧为 3.5km，下游 7.0km 的东北→西南走向的矩形区域的矩形区域。评价范围示意图见附图 2-1。

2.5.3 声环境评价范围

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

2.5.4 土壤环境评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018），项目评价等级为污染影响型二级评价，评价范围为占地边界外扩 1000m 范围内土壤环境，评价范围示意图见附图 2-2。

2.5.5 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）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。

本项目生态环境评价等级为二级，考虑本项目所在区域的地形、地理特征，评价范围为场站占地外扩 1km 的区域的生态环境，评价范围示意图见附图 2-3。

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。不设环境风险评价范围。

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、风景游览区等敏感区域内，根据本项目特点及周边环境特征，确定本项目的大气保护目标见表 2-6-1，地下水环境保护目标详见表 2-6-2，土壤环境、生态环境保护目标详见表 2-6-3，环境风险保护目标详见表 2-6-4，项目保护目标分布图见附图 2-6。

表 2-6-1 大气环境主要保护目标一览表

环境要素	名称	坐标/m		保护对象	保护内容及规模	环境功能区	相对方位及最近距离
		X	Y				
环境空气	西后山屯	125.01244209	46.05991427	村屯	约 200 人	二类	北侧 1275m
	东后山屯	125.02039772	46.06112886	村屯	约 200 人	二类	北侧 1285m
	张义屯	125.03807105	46.05619182	村屯	约 300 人	二类	东北侧 1730m
	双发村	125.03854257	46.04163218	村屯	约 400 人	二类	东南侧 1760m
	腰窝棚	125.03323967	46.03220644	村屯	约 200 人	二类	东南侧 2200m
	邢风竹屯	125.01729014	46.04306102	村屯	约 300 人	二类	南侧 560m
	马家屯	125.01840869	46.02847030	村屯	约 150 人	二类	南侧 2230m
	大青山村	125.00926720	46.02790665	村屯	约 300 人	二类	西南侧 2340m
	董万义屯	125.00409493	46.04126418	村屯	约 200 人	二类	西南侧 1260m
张子元	124.98986527	46.03848182	村屯	约 80 人	二类	西南侧 2345m	

表 2-6-2 本工程地下水环境保护目标一览表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
地下水环境	西后山屯水井	北侧 1320m	与张义屯共用集中水井；其余分散式潜水水井（15-20m）用于灌溉	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准
	东后山屯水井	北侧 1320m	与张义屯共用集中水井；其余分散式潜水水井（15-20m）用于灌溉	
	张义屯水井	东北侧 1800m	集中饮用水井 1 口，井深为 110m，供水规模约为 700 人；村内水井井深 20-60m，供洗衣、牲畜饮用	
	邢风竹屯水井	西南侧 840m	与双发村共用集中水井；其余分散式潜水水井（15-20m）用于灌溉	
	董万义屯水井	西南侧 1260m	与双发村共用集中水井；其余分散式潜水水井（15-20m）用于灌溉	
	双发村水井	东南侧 1760m	集中饮用水井 1 口，井深 120m 的承压水井，位于村中部，供本村人饮用，供水规模约为 900 人；其余分散式潜水水井（15-20m）用于	

			灌溉	
区域内具有开发利用价值的潜水层				

表 2-6-3 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 1km 范围内土壤	基本农田、村屯用地	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)、《土壤环境质量标准 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)
生态	耕地(基本农田)	永久占地厂界外扩 1km	耕地(基本农田)	/

表 2-6-4 本工程环境风险保护目标一览表

环境要素	序号	保护目标	与本项目相对位置、距离	规模
环境风险	1	西后山屯	北侧 1275m	约 200 人
	2	东后山屯	北侧 1285m	约 200 人
	3	张义屯	东北侧 1730m	约 300 人
	4	前烧锅屯	东南侧 3000m	约 200 人
	5	双发村	东南侧 1760m	约 400 人
	6	腰窝棚	东南侧 2200m	约 200 人
	7	邢凤竹屯	南侧 560m	约 300 人
	8	马家屯	南侧 2230m	约 150 人
	9	大青山村	西南侧 2340m	约 300 人
	10	董万义屯	西南侧 1260m	约 200 人
	11	张子元	西南侧 2345m	约 80 人
	12	小门张	西北侧 2625m	约 150 人

2.7 评价工作内容及重点

根据评价区域的环境特征及建设项目的具体特点,在工程分析的基础上,以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、生态影响评价、土壤环境影响评价,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：第八采油厂芳深 2 转油站改造工程项目。

建设单位：大庆油田有限责任公司第八采油厂。

建设性质：改扩建。

建设地点：黑龙江省大庆市大同区邢凤竹屯北侧 560m 处（区域中心坐标：E125°00′ 59.965″，N46° 02′ 55.670″），地理位置见图 3-1-1。

总投资：701.85 万元。

工程进度：本工程施工期 2024 年 10 月，预计 2025 年 2 月投产。

劳动定员：原址改造为芳深 2 无人值守转油站。

工程占地：芳深 2 转油站占地面积 14964.8m²，本次改造不新增占地，原址改造。

建设内容及规模：本次芳深 2 转油站原址改造为芳深 2 无人值守转油站，拆除现有 2 台 $\Phi 3 \times 9.6\text{m}$ “三合一”，更换 2 台 $\Phi 4 \times 20\text{m}$ “三合一”，改造后单台处理能力为 8000t/d，沉降时间为 20min。设备正常运行时，最大负荷率 31%，当其中 1 台检修时检修负荷率为 58.9%，可以满足生产需求；更新天然气除油干燥组合装置 1 套，最大处理负荷为 42.5%-56.6%，满足生产需求；原址扩建加热炉区，更新加热炉 4 台，其中 1.8MW 掺水采暖炉 2 台、2.0MW 掺水外输炉 2 台；更新设备连接工艺，更换各类站内工艺管道 1.16km、各类阀门 73 个；拆除已建三合一、加热炉、天然气除油器、干燥器；平面布局不变，在满足安全防火间距及无人值守建设需求条件下，局部调整设备相对位置，扩建回车道 1 座，配套完善自控、数字化和电力系统。

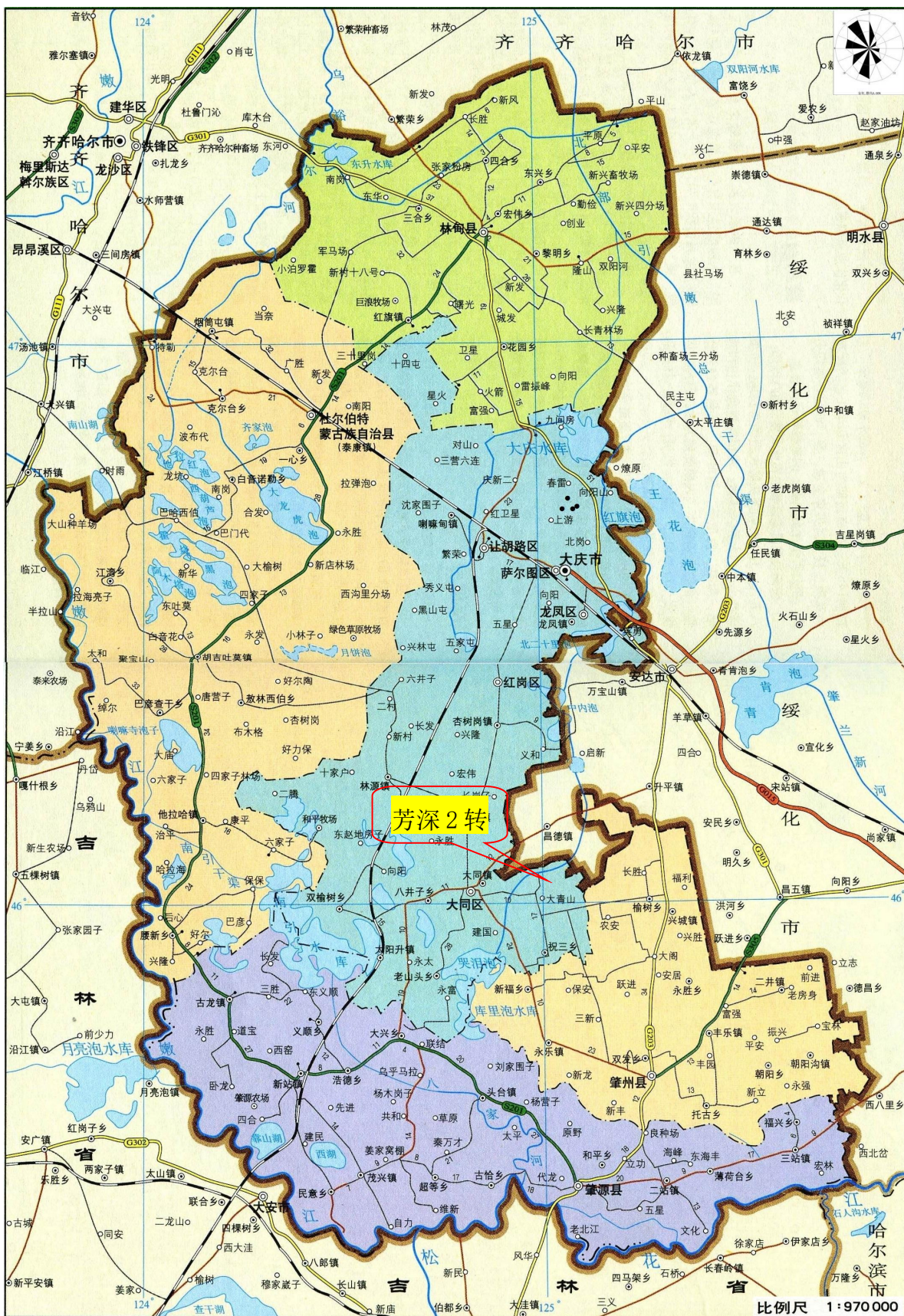


图 3-1-1 项目地理位置图

项目组成情况见表 3-1-1。

表 3-1-1 项目组成一览表

工程类别	工程名称	工程内容及规模	备注
主体工程	容器区	“三合一”： 拆除现有“三合一”2台，型号为 $\Phi 3 \times 9.6\text{m}$ 。更换2台 $\Phi 4 \times 20\text{m}$ “三合一”，改造后单台处理能力为8000t/d，沉降时间为20min。设备正常运行时，最大负荷率31%，当其中1台检修时检修负荷率为58.9%，可以满足生产需求。	拆除改造
		天然气除油干燥组合装置： 原址更新1套天然气除油干燥组合装置，型号为 $\Phi 2200 \times 7616$ ，伴生气处理能力为15000-20000Nm ³ /d，最大处理负荷率为42.5%-56.6%，满足生产需求。	更新
	加热炉区	原址更新4台真空加热炉。 拆除现有1台掺水外输炉（ZS1500-DY-Q，掺水1.17MW、外输0.34MW）、1台掺水外输炉（ZS2000-DY-Q，掺水1.56MW、外输0.44MW）、1台掺水采暖炉（ZS1500-DY-Q，掺水1.21MW、采暖0.29MW）、1台掺水外输采暖炉（ZS1800-DY-Q，掺水1.15MW、外输0.35MW、采暖0.3MW），现有掺水最大负荷5.09MW、外输最大负荷1.13MW、采暖最大负荷0.59MW。 拆除上述现有4台真空炉，原址更新1.8MW掺水、采暖炉2台（其中掺水加热能力1.5MW，采暖加热能力0.3MW），2.0MW外输、掺水炉2台（其中掺水加热能力1.5MW，外输加热能力0.5MW）。更新后总加热能力7.6MW（其中掺水加热能力6.0MW，外输加热能力1.0MW，采暖加热能力0.6MW）。掺水最大负荷率为93%，设备检修时最大负荷率为84%；外输最大负荷率为90%，设备检修时最大负荷率为80%；采暖最大负荷率为70%，设备冬季检修时采暖加热能力0.3MW，满足采暖负荷0.28MW（最大采暖负荷0.4MW的70%）需求。	拆除更新
管道	更换各类站内工艺管道1.16km、各类阀门73个，拆除各类工艺管道0.24km，迁建各类占压管线0.119km。	改造	
辅助工程	自控系统更新改造	结合《大庆油田2023年第八采油厂油气生产物联网建设工程》中的“芳深2转油注水站无人值守改造工程”S(22)0508KJ012-06-04，对芳深2转油站进行自控系统改造。 新建天然气除油干燥组合装置及配套采集仪表，新建“三合一”缓冲罐液位计，新建“三合一”仪表及电动阀至接线箱的控制线缆和天然气除油干燥组合装置接线箱至机柜间的控制线缆，按照“无人值守”要求配制4台真空加热炉配套采集仪表，新建控制电缆550m，具体工程量见表2-2。	改造
拆除工程	工艺部分	拆除已建2台三合、4台真空加热炉、1台干燥器、1台除油器。	拆除
土建工程	回车场地	新建水泥混凝土场地320m ² ，新建加热炉基础4座、天然气除油干燥组合装置基础1座、三合一基础2座、拆除新建2.2m高砖围墙41m，新建人行道65m。	改造
公用	供电工程	更换投光灯灯具1套，利旧投光灯灯具1套，新建接地网。	依托

工程			改造
	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	<p>改造后场站为无人值守站，不产生生活污水。施工期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大同市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。</p> <p>产液分离含油污水经管线进入宋一联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$\leq 2\mu\text{m}$”，回注地下，不外排。</p>	依托
供暖工程	本次更新改造的 1.8MW 掺水、采暖炉 2 台（其中掺水加热能力 1.5MW，采暖加热能力 0.3MW）供暖。	改造	
环保工程	废水	<p>改造后场站为无人值守站，不产生生活污水。施工期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大同市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。</p> <p>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宋一联含油污水站处理后回注。</p> <p>产液分离含油污水经宋一联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$\leq 8\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 3\text{mg/L}$、粒径中值$\leq 2\mu\text{m}$”，回注地下，不外排。</p>	依托
	废气	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
	噪声	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。	新建
	固废	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。清罐污泥运送至宋芳屯含油污泥处理站进行处理。	依托
	防渗措施及地下水跟踪监测	<p>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。防渗施工应留有影像资料。</p> <p>在西山后屯（区域上游）、芳深 2 转油站内、站外西南侧 20m 设置 3 口跟踪监测井</p>	新建
依托工程	宋芳屯含油污泥处理站	该站采用“密闭旋转蒸馏+冷凝分离”处理工艺，设计处理含油污泥量为 $4.0 \times 10^4\text{t/a}$ ，年运行 240d（24h/d），目前实际处理规模约为 112t/d，本次改造不新增污泥量，该站能力满足需要，处理达标后用于铺设油田道路、井场。	依托
	宋一联污水站	采用“横向流除油—两级过滤”的主工艺，设计处理规模 $11500\text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理量为 $8552\text{m}^3/\text{d}$ ，本次改造不新增污水量，可以满足本项目依托要求。	依托

3.1.2 主要工程量

本项目对场站进行改造，改造工程量见表 3-1-2。

表 3-1-2 芳深 2 转油站改造工程量一览表

序号	项目名称	单位	数量
一	拆除部分		
1	Φ3×9.6m “三合一”及配套工艺	台	2
2	1.51MW 掺水、外输炉及配套工艺	台	1
3	2.0MW 掺水、外输炉及配套工艺	台	1
4	1.5MW 掺水、采暖炉及配套工艺	台	1
5	0.65MW 掺水、采暖炉及配套工艺	台	1
6	分离缓冲沉降罐 Φ3000×9604 及配套工艺	台	2
7	天然气除油器 Φ1400×5562 及配套工艺	台	1
8	天然气干燥器 FNDDT-6000/0.6 DN1000 及配套工艺	台	1
9	管道拆除	m	240
10	阀门拆除	个	28
二	更新部分		
1	Φ4×20m “三合一”	台	2
2	Φ2200×7616 天然气除油干燥组合装置	套	1
3	1.8MW 掺水、采暖炉	台	2
4	2.0MW 掺水、外输炉	台	2
5	联合梯子平台	座	1
6	管道	m	1259
7	阀门	个	80
三	供配电系统		
1	更换投光灯灯具	套	1
	拆除并安装投光灯灯具	套	1
	拆除并安装混凝土电杆 Φ190×12000	基	1
	本安型消除人体静电装置	套	1
9	卸油台	座	1
10	站外道路及场地	m ²	1000
四	自控系统		
1	防爆浮球液位开关	套	4
2	防爆压力变送器	套	16
3	防爆一体化温度变送器	套	8
4	烟气温度检测模块	个	4
5	压力检测模块	个	4
6	防爆液位传感器	套	2
7	智能液位传感器	台	1
五	道路及土建系统		
1	人行道	m	65
2	回车场地	m ²	320
3	三合一基础	座	2
4	加热炉基础	座	4
5	天然气除油干燥组合装置基础	座	1
6	围墙	m	41

3.1.3 原辅材料及产能

芳深 2 转油站共辖油井 414 口（其中应开掺水井 218 口、应开电加热井 168 口、提携井 28 口），管辖集油阀组间 9 座，采用“三合一”处理工艺，设计处理能力不变仍为 5600t/d，分离出的含水油经升压、计量、升压后外输至宋一联合站进行进一步处理。

本次改造，拆除现有 1 台掺水外输炉（ZS1500-DY-Q，掺水 1.17MW、外输 0.34MW）、1 台掺水外输炉（ZS2000-DY-Q，掺水 1.56MW、外输 0.44MW）、1 台掺水采暖炉（ZS1500-DY-Q，掺水 1.21MW、采暖 0.29MW）、1 台掺水外输采暖炉（ZS1800-DY-Q，掺水 1.15MW、外输 0.35MW、采暖 0.3MW），原址更新 1.8MW 掺水、采暖炉 2 台（其中掺水加热能力 1.5MW，采暖加热能力 0.3MW），2.0MW 外输、掺水炉 2 台（其中掺水加热能力 1.5MW，外输加热能力 0.5MW）。

更新后总加热能力由 6.81MW（其中掺水最大负荷 5.09MW、外输最大负荷 1.13MW、采暖最大负荷 0.59MW）增加至 7.6MW（其中掺水加热能力 6.0MW，外输加热能力 1.0MW，采暖加热能力 0.6MW）。加热炉燃料为天然气。

表 3-1-3 场站燃气消耗情况表

序号	名称	改造前 (自用部分)	改造后 (自用部分)	变化量	烟囱 高度	来源
1	天然气	150.68 万 m ³ /a	168.17 万 m ³ /a	+17.49 万 m ³ /a	8m	站内分离

3.1.4 劳动定员及工作制度

预计 2024 年 10 月至 2025 年 2 月施工建设，工期 150 天，预计施工人数 20 人。

改造后，芳深 2 转油站全年运行，为无人值守站。

3.1.5 厂区平面布置

平面布置执行《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）和《建筑设计防火规范》（2018 年版）（GB50016-2014）。

拆除已建三合一、加热炉、干燥器、除油器，基于原平面布局，在满足安全防火间距及无人值守建设需求条件下，局部调整设备相对位置，新建回车场地，合理优化工艺流程走向。加热炉区设置在场站西北侧，容器区设置在场站中部（包括三合一、天然气除油干燥组合装置），北侧为 1 座 500m³事故罐，值班室、配电室、油水泵房、加药间和化药间设置在容器区西侧和南侧，平面布置图见图 3-1-2。

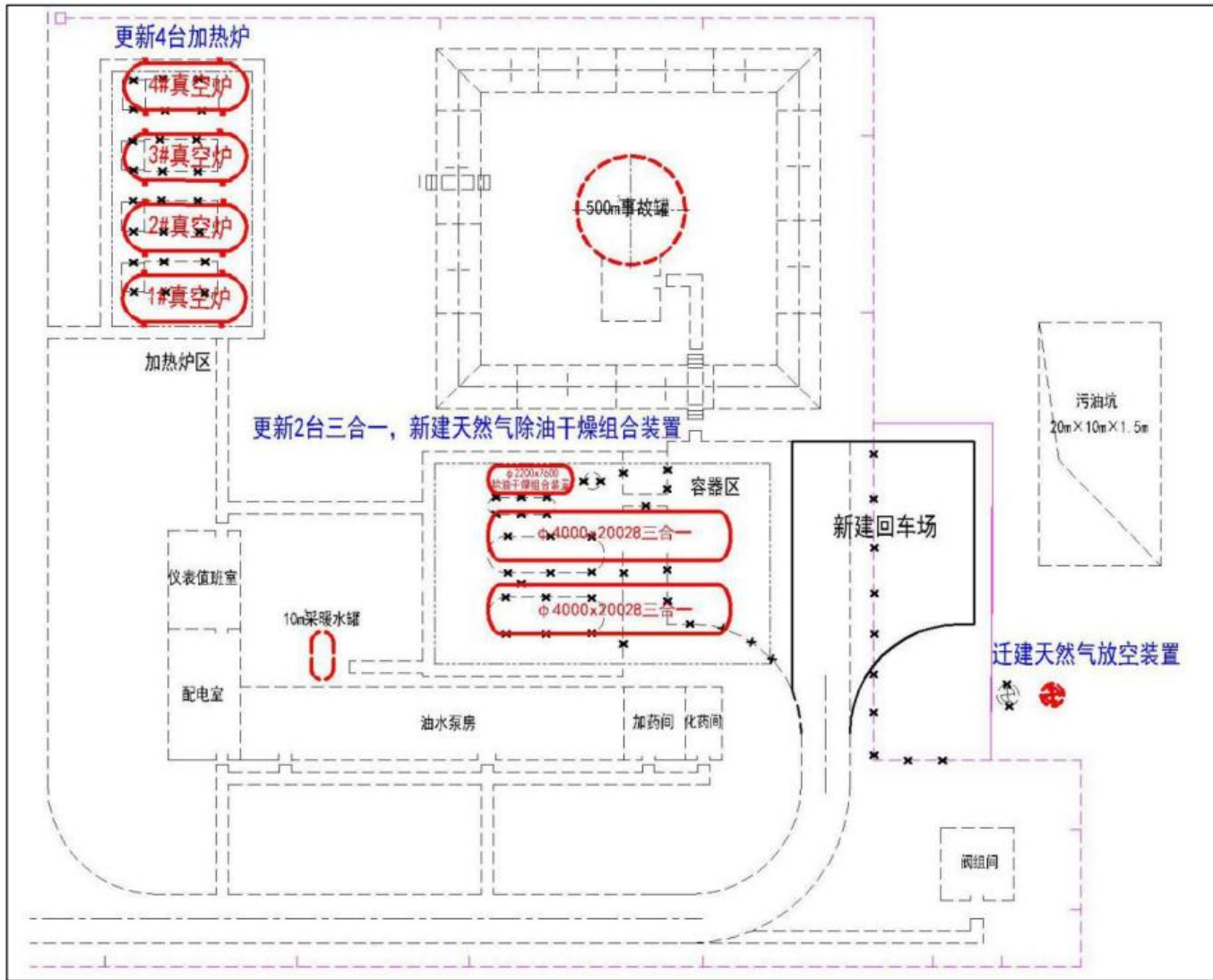


图 3-1-2 场站平面布置图

3.2 现有场站回顾性分析

1、现有工程环评及验收情况

本项目改造场站为芳深 2 转油站，其环评验收情况见表 3-2-1，环评报告批复文件和验收意见见附件。

表 3-2-1 项目场站环评验收情况一览表

序号	环评文件	环评批复文号	竣工环境保护验收情况
1	宋芳屯油田芳 10-27 区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程（大庆地区）	庆环审[2019]104 号	2021 年 6 月通过自主验收

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。

2、现有工程建设及运营现状调查

芳深 2 转油站属于大庆油田有限责任公司第八采油厂第六作业区，位于黑龙江省大庆市大同区祝三乡境内，距离宋一联合站约 9.6km，始建于 2002 年，由转油站、注水站、小队点组成，目前共辖油井 414 口（其中应开掺水井 218 口、应开电加热井 168 口、提捞井 28 口），管辖集油阀组间 9 座，采用“三合一”处理工艺，设计处理能力 5600t/d，分离出的含水油经升压、计量、升压后外输至宋一联合站进行进一步处理。站内工艺流程图见图 3-2-3，现有主要设备见表 3-2-2。

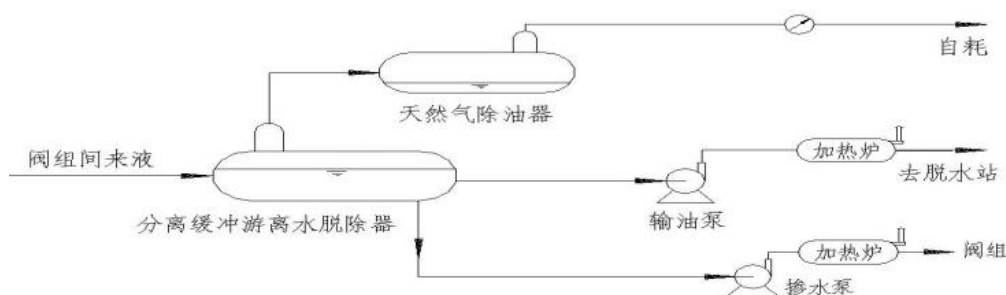


图 3-2-3 芳深 2 转油站工艺流程示意图

表 3-2-2 芳深 2 转油站主要设备表

设备名称	规格型号	年份	数量	设计能力		备注
				单台	合计	
三合一	Φ3000×9604mm	2002	2台	2800t/d	5600/d	/

外输泵	DY85-45×8	2023	2台	80m ³ /h	80m ³ /h	/
掺水泵	DF85-67×3	2017	2台	80m ³ /h	145m ³ /h	/
	YDJ65-50×4	2015	1台	65m ³ /h		/
除油器	Φ1400×5562	2004	1台	10m ³	10m ³	/
干燥器	FNDĐT-6000/0.6	2009	1台	1.7m ³	1.7m ³	/
真空炉	ZS1500-DY-Q	2002	1台	1.17MW	1.17MW	掺水
				0.34MW	0.34MW	外输
	ZS1800-DY-Q	2002	1台	1.15MW	1.15MW	掺水
				0.35MW	0.35MW	外输
				0.3MW	0.3MW	采暖
	ZS1500-DY-Q	2004	1台	1.21MW	1.21MW	掺水
0.29MW				0.29MW	采暖	
ZS2000-DY-Q	2002	1台	1.56MW	1.56MW	掺水	
			0.44MW	0.44MW	外输	
事故罐	Φ7810×10320	2002	1座	500m ³	500m ³	
外输管道	芳深2转至宋一联外输含水油 Φ168×5-9.6km, 设计压力4.0MPa, 2012年投产					

3、现有工程污染物实际排放情况及已采取的环保措施

现有工程产生的污染物主要为加热炉燃烧烟气、非甲烷总烃、含油污泥和噪声、生活垃圾和生活废水等。

(1) 废气

①非甲烷总烃

芳深 2 转油站处理油量为 $8.322 \times 10^4 \text{t/a}$ ，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，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，场站非甲烷总烃无组织挥发量为 35.389t/a 。

目前，站内采出液采取全过程密闭处理，三合一装置、管线及阀门等均采取密闭措施，站内设置泄露检测系统。根据验收监测期间 2021 年 1 月 23 日-24 日对芳深 2 转油站厂界外非甲烷总烃监测结果表明，无组织排放浓度范围为 $0.58\text{--}0.72 \text{mg/m}^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中厂界标准 4.0mg/m^3 。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》（GB37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求。

②加热炉烟气

现有 1 台掺水外输炉（ZS1500-DY-Q，掺水 1.17MW、外输 0.34MW）、1 台掺水外输炉（ZS2000-DY-Q，掺水 1.56MW、外输 0.44MW）、1 台掺水采暖炉（ZS1500-DY-Q，掺水 1.21MW、采暖 0.29MW）、1 台掺水外输采暖炉（ZS1800-DY-Q，掺水 1.15MW、外输 0.35MW、采暖 0.3MW）烟气均通过 8m 烟囱排放，根据验收监测期间 2021 年 1 月 23 日-24 日对芳深 2 转油站加热炉监测结果，废气中 SO₂ 浓度为 11-13mg/m³，NO_x 浓度为 67-73mg/m³，颗粒物浓度为 9.6-10.2mg/m³。场站运营期加热炉排放的烟气均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 在用燃气锅炉限值要求。

表 3-2-3 场站燃气量及大气污染物排放情况

场站名称	污染源	建设时间	污染物排放情况 t/a		
			SO ₂	NO _x	颗粒物
芳深 2 转油站	1#掺水外输炉 1.51MW	2002	0.221	1.243	0.174
	2#掺水外输炉 2.0MW	2002			
	3#掺水采暖炉 1.5MW	2004			
	4#掺水外输采暖炉 1.8MW	2002			

（2）废水

现有工程产液分离含油污水一部分用于场站掺水集油和热洗，剩余部分外输至污水处理站，处理后回注。根据验收监测期间 2021 年 1 月 23 日至 2021 年 1 月 24 日对宋一联合含油污水处理站的出水水质监测结果可知石油类为 4.79mg/L-5.15mg/L，悬浮固体含量为 1mg/L-3mg/L，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，即“含油量≤10.0mg/L、悬浮固体含量≤5.0mg/L”标准。

现有工程站内工作人员产生的生活污水排至站内原有防渗化粪池，定期清运处置。

（3）噪声

场站噪声污染源均为站内加热装置以及各种机泵运行产生的噪声，根据现场调查，各场站输油泵、掺水泵、加热装置等设备均加设了减噪装置，并且泵房设有隔声门窗。

根据验收监测期间 2021 年 1 月 23 日至 2021 年 1 月 24 日对该站厂界噪声的监测结果，厂界噪声昼间为 44.5dB(A)-52.7dB(A)、夜间为 42.4dB(A)-49dB(A)，噪声现状满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

（4）固体废物污染源现状

场站现有工程固体废物主要是在清淤过程中产生的含油污泥，根据企业提供资料，场站清淤产生的含油污泥由罐车拉运至宋芳屯含油污泥处理站处理。

场站生活垃圾由物业公司集中收集送至肇州县生活垃圾处理厂处置。

4、现有工程主要环境问题

根据调查，由于该站运行时间较长，站内部分设备腐蚀老化严重和能力不足，影响站内外系统平稳运行，给安全生产带来诸多隐患。

(1) “三合一”处理设备

1) 罐体局部开裂，腐蚀老化严重。芳深 2 转油站“三合一”已连续运行 21 年，腐蚀老化严重，先后对人孔开裂和外防腐进行维修，存在严重的安全隐患。

2) 恢复密闭流程后，处理能力不足。根据中石油天然气集团公司 2021 年下达的“关于做好 2021 年挥发性有机物治理攻坚工作的通知”，2022 年油田公司统一部署油田设计院编制《大庆油田油气生产单位 VOCs 治理规划方案》，方案规划将芳深 2 转油站处理工艺由大罐开式流程恢复“三合一”密闭流程，500m³沉降罐恢复为事故罐使用，改造内容随今后老区改造及产能工程实现。目前“三合一”单台处理能力 2800t/d，夏季处理液量 4784t/d，单台检修负荷率 171%，超过 120%，检修能力不足；“三合一”冬季处理负荷率 92%，已近满负荷运行，无法满足无人值守事故流程下缓冲液位的要求。

(2) 伴生气处理设备

1) 能力不足，处理效果差。天然气干燥器设计处理能力 6000m³/d，2023 年站内实际最大处理伴生气量 7477m³/d，处理能力严重不足，导致伴生气中含水高，加热炉燃烧器经常自熄火，管理困难，存在安全隐患。

2) 设备腐蚀严重。干燥器投产于 2009 年，除油器投产于 2004 年，已连续运行 14 年以上，目前设备腐蚀老化严重，伴热管道腐蚀穿孔，维修频繁，污油自动回收装置损坏，冬季收油困难。

(3) 加热炉设备

1) 炉体腐蚀严重，维修频繁。加热炉已运行 19 年以上，存在罐体腐蚀严重、壁厚减薄、进出口偏流、炉管结垢局部过热、热效率下降、提温困难等问题，2022 年以来共维修改造 9 次，并对加热炉盘管穿孔和真空阀不严等情况进行整改，厂家多次现场调试后，目前掺水最高提温至 64℃，无法达到 70℃生产用热需求，存在安全隐患和生产调控困难。

2) 掺水加热能力不足。芳深 2 转油站目前辖应开掺水井 218 口（正常生产井 200 口，低温临关井 15 口，待作业关 3 口），阀组间 9 座，按照设计单井掺水量 0.6m³/h，所需理论掺水量 3139m³/d，加热炉掺水温升由 35℃提升到 70℃，所需掺水总加热功率为 5.6MW，设计掺水总加热功率为 5.09MW，掺水加热能力不足，无法满足生产需求。

3) 发热功率不足, 炉效低, 冬季低温关井。2022 年冬季最大掺水量为 3296m³/d, 平均单井掺水量 0.63m³/h, 加热炉掺水温升由 38℃最高提升到 64℃, 实际掺水最大发热功率仅能达到 4.2MW, 为设计值 5.09MW 的 82.5%, 加热炉掺水发热功率不足, 加热炉炉效低。由于掺水出站温度最高仅为 64℃, 28 口井冬季无法启井, 累计影响天数 43 天, 年累计影响产油量 903 吨。

三、解决方法

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。

本次改造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; 同时结合“芳深 2 转油注水站无人值守改造工程”, 并按照《大庆油田原油站场集中监控设计规定》(Q/SYDQ1677-2020), 对芳深 2 无人值守转油站设备设施进行更新完善, 达到预期改造目的。

3.3 依托工程分析

3.3.1 依托工程环境影响评价及竣工验收情况

本工程依托的场站宋一联合站, 具体的环保手续见表 3-3-1。

表3-3-1 项目依托场站环保手续一览表

依托场站名称	环评文件	环评批复	竣工环境保护验收文件	验收文号
宋一联合站	第八采油厂宋一联污水站技术改造工程	庆环建字[2010]62号	第八采油厂宋一联污水站技术改造工程竣工环境保护验收报告表	庆环验[2011]210号

3.3.2 依托工程能力核实

宋一联合站始建于 1987 年, 接收处理采油八厂 10 座转油站(祝 3、芳 3、芳 5、芳深 2、卫 11、芳 407、芳 507、芳 6、芳 707、升 2)、2 座转油放水站(升一联、徐三联)的含水油, 含水油脱水后外输。同时还接收采油八厂宋二联、采油十厂朝一联、榆林油田榆二联及周边中亚、华油、方兴公司的净化油, 是大庆外围油田原油输送枢纽站。

(1) 转油脱水站

宋一联脱水站采用“游离水+电脱水”两段脱水工艺。站内设有 3 台游离水脱除器，其中 2 台单台设计能力为 10000t/d、1 台设计能力为 4000t/d，总设计能力为 24000t/d，负荷率 72.7%；设有 2 台电脱水器，单台设计能力为 2150t/d，总设计能力为 4300t/d，负荷率 79.4%；污水泵设计规模为 495m³/h，负荷率 76.4%，加热负荷设计规模为 9.6MW，负荷率 68.8%。工艺流程见图 3-3-1。

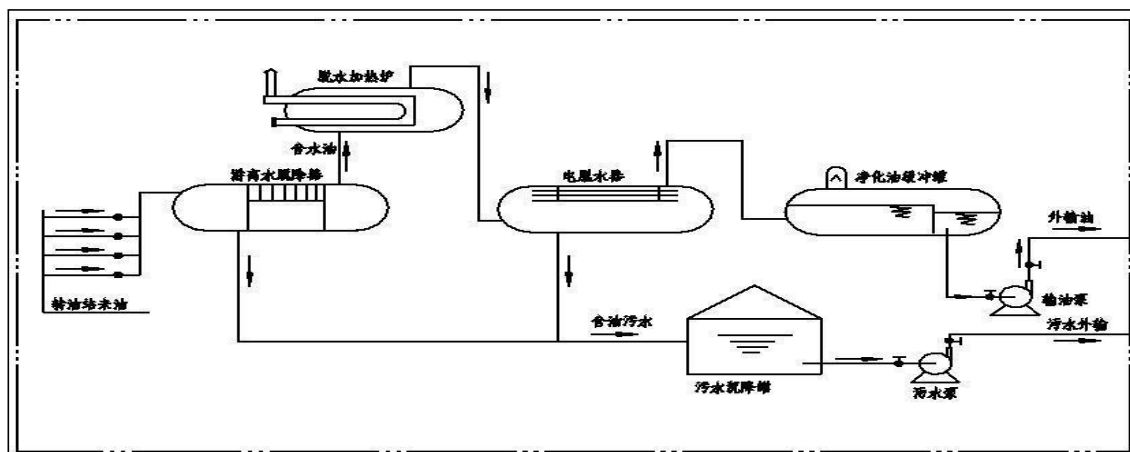


图 3-3-1 宋一联脱水站工艺流程示意图

②注水站

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

③水质站

采用“锰砂除铁—精细过滤”的主工艺，设计处理规模 4200m³/d，实际处理量为 1220m³/d，负荷 29.0%，可以满足本项目依托要求，工艺流程见图 3-3-2。

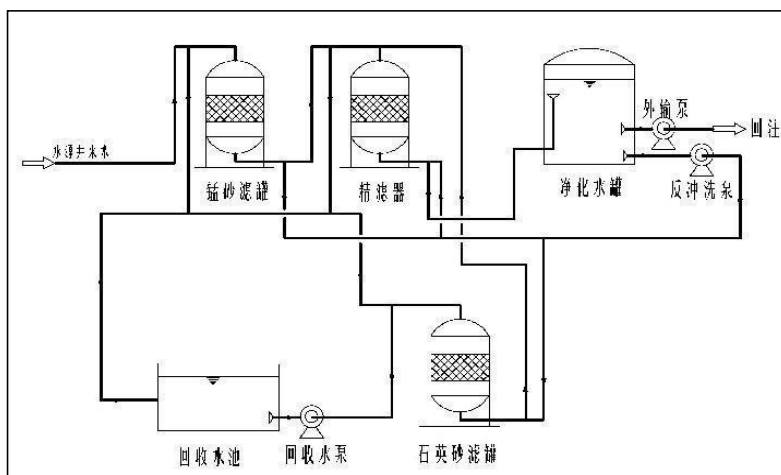


图 3-3-2 宋一联水质站处理工艺流程示意图

④污水站

采用“横向流除油—两级过滤”的主工艺，设计处理规模 11000m³/d，实际处理量

宋一联合站	8 台加热装置(2 台脱水炉、6 台掺水外输炉)	4412.11	60004.70	5.41	77.98	9.50
总计		5433.84	73900.24	6.66	96.04	11.7

3.3.3.2 废水

根据《宋芳屯油田芳 10-27 区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程》(监测时间 2021 年 5 月)，对依托的宋一联合站含油污水处理站出水水质进行监测，监测结果见表 3-3-3。

表3-3-3 污水站监测结果

监测点位	监测时间	含油量(mg/L)	悬浮物固体含量(mg/L)
宋一联合站含油污水处理站出口	2021.5.19	第一次	4.01
		第二次	3.20
		第三次	2.96
		第四次	3.05
	2021.5.20	第一次	4.10
		第二次	3.75
		第三次	3.25
		第四次	3.05

由上表可知，宋一联合站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 $\leq 5\text{mg/L}$ ”标准限值。

生活污水排入已建防渗旱厕内，由第八采油厂委托大庆油田庆南工矿服务公司拉运至大同市污水处理厂处理后排放。

3.3.3.3 噪声

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

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

3.3.3.4 固体废物

清淤过程中产生的含油污泥送大庆市云泰石化产品有限公司(龙凤)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；根据现场调查，污水站每 3~5 年对站内的滤罐进行滤料清洗更换，单次产生废滤料约 80t，更换

的废滤料不在厂区内储存，委托大庆蓝星环保工程有限公司拉运处理。

3.3.3.5 依托场站储罐现状

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

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

综上，本工程依托场站污染物均能达标排放，对环境影响较小。

3.4 建设工程

3.4.1 施工期工艺流程

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。施工期产污环节见图 3-4-1。

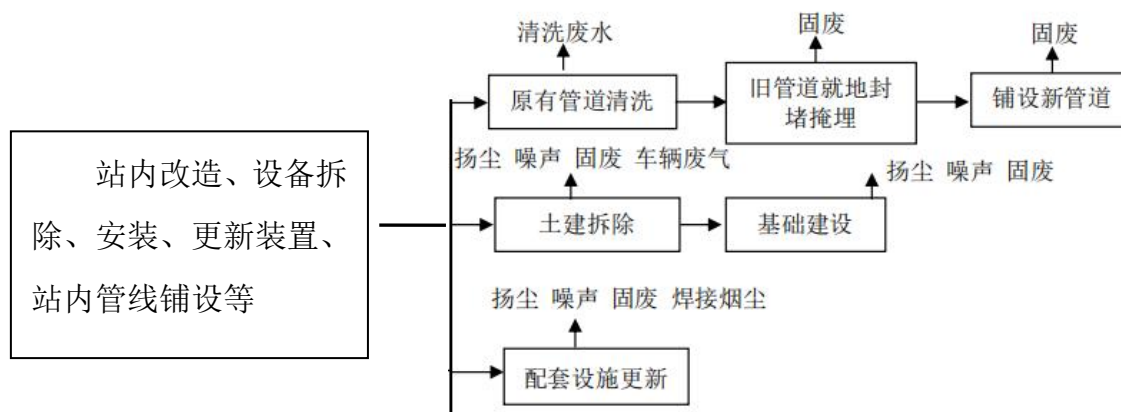


图 3-4-1 施工期废工艺流程和产污节点图

3.4.2 运营期工艺流程

本次为原址改造，将芳深 2 转油站改造为无人值守转油站，改造后，采用“三合一”处理工艺，设计处理能力不变仍为 5600t/d，分离出的伴生气用于站内加热炉加热，分离出的含水油经升压、计量、升温后外输至宋一联脱水站进行脱水处理，分离出的伴生

气经除油器处理后供本站自耗，不足部分由宋一联干气调压阀组间补给干气；分离出的含油污水经升压、计量、加热升温后用于站外系统掺水。工艺流程见图 3-4-2。

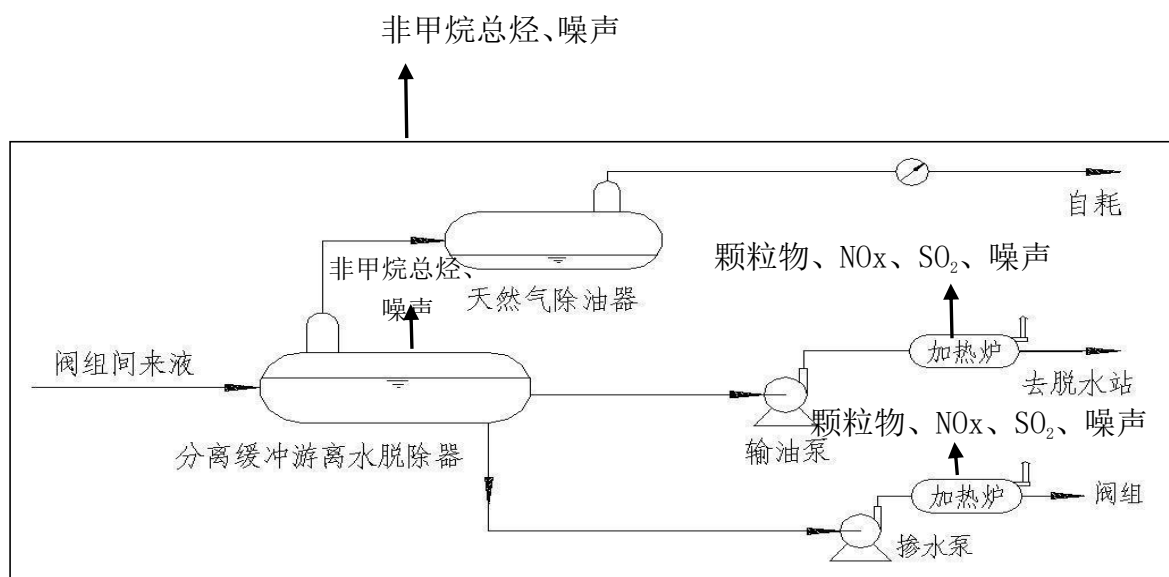


图 3-4-2 运营期工艺流程和产污节点图

运行过程中产生非甲烷总烃和噪声，各加热炉产生天然气燃烧烟气（主要为颗粒物、 NO_x 、 SO_2 ）、设备运行噪声，以及站内员工产生生活污水和生活垃圾。

3.4.3 产污环节

产排污环节见表 3-4-1。

表 3-4-1 产污环节汇总表

类别	产排污节点	主要污染物	排放规律	处理措施及排放去向
废气	设备更换、土建施工	TSP	间歇	规范管理、洒水抑尘
	各加热炉烟囱	烟尘、 SO_2 、 NO_x	连续	使用天然气为燃料，采用低氮燃烧技术，烟气经各自 8m 高烟囱高空排放，共计 4 个
	场站运行	非甲烷总烃	连续	更换阀门等采用密闭性良好的设备，确保密闭集输
废水	施工人员生活污水	COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$	间歇	排入站内现有防渗化粪池、定期清运
	管线冲洗水	SS	间歇	由集输系统输至宋一联合油污水站处理后回注
	产液分离含油水	石油类、SS	连续	由集输系统输至宋一联合油污水站处理后回注

噪声	施工期设备拆除、运输	A 声级	间歇	规范管理、选用低噪声运输车辆
	加热炉运行、机泵噪声	A 声级	连续	选用低噪设备、基础减振
固废	设备拆除	废旧设备	施工期	送至第八采油厂财务资产部
	土建工程	建筑垃圾	施工期	拉运至大庆市建筑垃圾消纳场填埋处理
	设备清淤	含油污泥	施工期	清罐污泥运送至宋芳屯含油污泥处理站进行处理
	施工人员	生活垃圾	施工期	集中收集送至肇州县生活垃圾处理厂处置

3.5 污染影响因素分析

3.5.1 施工期污染影响因素分析

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，焊接烟气中有毒有害气体的成份主要为 CO、CO₂、O₃、NO_x、CH₄等，其中以 CO 所占的比例最大，但由于项目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含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

(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，由施工单位拉运至肇州县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，由施工单位拉运至萨尔图区建筑垃圾消纳场。

(3) 废旧设备

拆除的 2 台“三合一”、4 台真空加热炉等设备送至第八采油厂财务资产部。

3.5.2 运营期影响因素分析

1、大气

(1) 加热炉烟气

本次改造，拆除现有 1 台掺水外输炉（ZS1500-DY-Q，掺水 1.17MW、外输 0.34MW）、1 台掺水外输炉（ZS2000-DY-Q，掺水 1.56MW、外输 0.44MW）、1 台掺水采暖炉（ZS1500-DY-Q，掺水 1.21MW、采暖 0.29MW）、1 台掺水外输采暖炉（ZS1800-DY-Q，掺水 1.15MW、外输 0.35MW、采暖 0.3MW），原址更新 1.8MW 掺水、采暖炉 2 台（其中掺水加热能力 1.5MW，采暖加热能力 0.3MW），2.0MW 外输、掺水炉 2 台（其中掺水加热能力 1.5MW，外输加热能力 0.5MW）。

更新后总加热能力由 6.81MW（其中掺水最大负荷 5.09MW、外输最大负荷 1.13MW、采暖最大负荷 0.59MW）增加至 7.6MW（其中掺水加热能力 6.0MW，外输加热能力 1.0MW，采暖加热能力 0.6MW）。加热炉燃料为天然气。

本次改造工程场站内加热炉污染物排放浓度引用验收监测期间 2021 年 1 月 23 日-24 日对芳深 2 转油站加热炉监测结果，废气中 SO₂ 浓度为 11-13mg/m³，NO_x 浓度为 67-73mg/m³，颗粒物浓度为 9.6-10.2mg/m³。场站运营期加热炉排放的烟气均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉限值要求。

表 3-5-1 改造后加热炉废气污染物产排情况统计表

排放源	产排环节	污染物种类	污染物产生		排放形式	治理设施	污染物排放	
			产生量 t/a	产生浓度 mg/m ³			排放量 t/a	排放浓度 mg/m ³
1#1.8MW 掺水、采暖炉	加热炉燃烧烟气	烟尘	0.046	10.2	通过各自 8m 高、0.2m 内径烟囱排放	/	0.046	10.2
		SO ₂	0.059	13			0.059	13
		NO _x	0.329	73			0.329	73
2#1.8MW 掺水、采暖炉		烟尘	0.046	10.2			0.046	10.2
		SO ₂	0.059	13			0.059	13
		NO _x	0.329	73			0.329	73
3#2.0MW 外输、掺水炉 2 台		烟尘	0.051	10.2			0.051	10.2
		SO ₂	0.065	13			0.065	13
		NO _x	0.365	73			0.365	73
4#2.0MW 外输、掺水炉	烟尘	0.051	10.2	0.051	10.2			
	SO ₂	0.065	13	0.065	13			

2 台		NO _x	0.365	73			0.365	73
-----	--	-----------------	-------	----	--	--	-------	----

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。加热炉污染物核算过程如下：

①烟气量

燃气锅炉烟气排放量核算如下：

$$Q_{\text{烟气量}}=168.17 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a} \times 11.3 \text{Nm}^3/\text{m}^3=1900.321 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a};$$

②烟尘

锅炉烟尘排放量及排放浓度核算如下：

$$G_{\text{烟尘}}=1900.321 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a} \times 10.2 \text{mg}/\text{m}^3 \times 10^{-9}=0.194 \text{t}/\text{a};$$

③二氧化硫

二氧化硫排放量及排放浓度核算如下：

$$G_{\text{SO}_2}=1900.321 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a} \times 13 \text{mg}/\text{m}^3 \times 10^{-9}=0.247 \text{t}/\text{a};$$

④氮氧化物

氮氧化物排放量及排放浓度计算如下：

$$G_{\text{NO}_x}=1900.321 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a} \times 73 \text{mg}/\text{m}^3 \times 10^{-9}=1.387 \text{t}/\text{a}。$$

本次改造后，加热炉采用低氮燃烧技术，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，改造后加热炉满足《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

本项目芳深 2 转油站改造后主要产品与改造前一致，主要为含水油、含油污水及天然气，处理油量为 8.322×10⁴t/a，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，场站非甲烷总烃无组织挥发量为 35.389t/a。

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。

2、废水

项目场站改造后，为无人值守转油站，无生活污水产生。

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宋一联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≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2 μm”，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改造后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

本项目运营期场站为无人值守转油站，无生活垃圾。

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，清罐污泥运送至宋芳屯含油污泥处理站进行处理，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，如包括卸油点卸油罐泄漏、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。

6、环境风险

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。

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，容积 251.55m³，根据《芳深 2 转油站改造工程设计方案》中原油物性表，原油密度 0.8697g/cm³，气油比 21.1m³/t，区域产液综合含水率 81.2%，计算得出天然气除油干燥组合装置原油最大存在量为 251.55m³×(1-81.2%)×0.8697g/cm³=41.13t。本工程产气主要用于场站自耗，根据企业提供资料，各站最大储气单元的容积为 60m³，工作压力低于 0.2Mpa，天然气密度按 0.7kg/m³ 计算，则最大天然气储量为 60×0.7×10⁻³=0.042t。

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。

表 3-5-3 风险物质辨识结果表

场站名称	危险物质名称及临界量	储存装置	最大储存量 t	Q 值
芳深 2 转油站	石油气 10t	储气单元	0.042	0.020652

	油类物质 2500t	天然气除油干燥 组合装置	41.13	
--	------------	-----------------	-------	--

经计算，Q 值=0.020652<1，则本工程环境风险潜势为 I，应进行简单分析。

3.6 污染物汇总

由于本工程施工期产生的各种污染物将随施工活动的结束而消失，因此本次评价只对该项目运行期污染物排放情况进行核定。污染物排放量汇总见表 3-6-1。污染物排放源强见表 3-6-2，危险废物产生情况见表 3-6-3。

表 3-6-1 项目污染物排放情况一览表

污染物名称	单位	产生量	处理量	排放量	
废气	SO ₂	t/a	0.247	0	0.247
	NO _x	t/a	1.387	0	1.387
	颗粒物	t/a	0.194	0	0.194
	非甲烷总烃	t/a	35.389	0	35.389
废水	产液分离废水	m ³ /a	/	/	0（管输至宋一联合油污水处理站处理，不外排）
固体废物	清罐污泥	t/a	10	0	0（罐车拉运至宋芳屯含油污泥处理站处理）

表 3-6-2 各污染物排放源强核算结果汇总表

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 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	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 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	排放浓度 (mg/m^3)		排放量 (t/a)
转油站	加热炉	加热炉烟气	SO ₂	排污系数法、类比法	1900.321	13	0.247	燃烧清洁能源	/	排污系数法、类比法	1900.321	13	0.247	8760
			NO _x			73	1.387					73	1.387	
			颗粒物			10.2	0.194					10.2	0.194	
油气开发	转油站	非甲烷总烃	产污系数法	/	/	35.389	密闭措施	/	/	/	/	35.389	8760	
废水污染物排放源强核算结果汇总														
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	废水产生量	产生浓度 (mg/l)	产生量 (t/a)	工艺	效率/%	核算方法	废水排放量 (m^3/a)		排放浓度 (mg/m^3)	排放量 (t/a)
含油污水	转油站、脱水站	采油废水	石油类	物料衡算法	/	/	/	经污水处理站处理后回注，不外排	100	/	0	0	0	8760
运行期固体废物污染物排放源强核算结果汇总														
工序	装置	固体废物名称	固废属性	产生情况		处置措施		去向						
				核算方法	产生量	工艺	处置量							
清罐	设备、储罐	油泥(砂)	危险废物	类比法	10t/a	流化预处理—调质—离心	10t/a	回收送宋一联含油污水处理站处理						
运行期噪声废物污染物排放源强核算结果汇总														
工序	装置	噪声源	声源类型	噪声源强		降噪措施		噪声排放值		持续时间/h				
				核算方法	噪声值 (dB(A))	工艺	dB(A)	核算方法	噪声值 (dB(A))					
场站运行	加热炉、机泵等	输油泵、掺水泵	连续稳态声源	类比法	65~90	选用低噪音设备，各种机泵置于厂房内，并采取	25	类比法	40~65	24				
		加热炉	连续稳态声源	类比法	65~75		25	类比法	40~50					

						取减振降噪措 施				
--	--	--	--	--	--	-------------	--	--	--	--

3.7 清洁生产分析

3.7.1 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。

3.7.2 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含油污泥处理站处理，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宋一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\ \mu\text{m}$ ”后回注油层，不外排。

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

第四章 环境现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查

本项目位于大庆市大同区邢凤竹屯北侧 560m 处，区块中心地理坐标 E125° 00' 59.965"，N46° 02' 55.670"。

4.1.1 地形、地貌

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

4.1.2 水系

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

4.1.3 地质概况

4.1.3.1 区域地层概况

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

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

(1) 白垩系明水组 (K₂m)

①明水组一段 (K₂m¹)

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

②明水组二段 (K₂m²)

明水组二段为棕红色、砖红、灰及灰绿色泥岩，泥质粉砂岩与灰、灰绿、灰白色细

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

(2) 第三系大安组

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

(3) 第四系 (Q)

①全新统冲积层 (Q₄)

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

②上更新统哈尔滨组 (Q₃)

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

③中更新统荒山组 (Q₂)

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

第四系与下伏地层为不整合接触。

4.1.3.2 地层构造

项目区位于松辽盆地北部区。松辽盆地是中、新生代形成的一北北东向菱形断拗盆地。沉积岩厚度最大可达 6000m 以上，区域地质构造位置属于徐家围子向斜构造一部分，位于向斜构造的南端。区内上部由第四系松散堆积物所覆盖，未发现断裂构造分布。

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

4.1.4 水文地质条件

4.1.4.1 地下水的形成条件

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

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

4.1.4.2 地下水类型及含水岩组特性

(1) 第四系上更新统松散层孔隙潜水

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

(2) 第三系大安组孔隙裂隙承压水含水层

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

(3) 白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水含水层

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

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

明水组含水层的矿化度为 480-860g/L，总硬度为 66-95mg/L (以 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 $\text{HCO}_3 \cdot \text{Na}$ 、 $\text{HCO}_3 \cdot \text{Na} \cdot \text{Ca}$ 、 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4\text{Na}$ 、 $\text{HCO}_3 \cdot \text{Cl Na} \cdot \text{Ca}$ 等水型。TDS 为 220-1230mg/L, 硬度(以 CaCO_3 计)为 25.0-864.0mg/L, pH 为 7.1-7.82, Fe 为 0-1.4mg/L, Mn 为 0.01-0.64mg/L, NO_3^- 为 0-220.0mg/L, F^- 为 0.015-0.550mg/L。

(2) 第三系大安组孔隙裂隙承压水含水层

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

(3) 白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水含水层

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

4.1.4.4 地下水的补给、径流和排泄条件

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

(1) 地下水补给

① 大气降雨补给

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

② 地表水体的入渗补给

项目区内分布的湖泡水的入渗水量构成了第四系潜水补给的主要来源。

③ 侧向补给

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

(2) 地下水径流规律

项目区内地下水的径流方向在不同层位有所不同。上部潜水含水层主要由粉细砂组成,颗粒较细,分布不连续,透水性较差,且受地形影响,地下水径流滞缓,项目区范

围内地下水流向不明显，区域上总体流向随地势由东北向西南流。而承压含水层是该区供水的主要来源，地下水开采量较大而且相对集中，区域水位下降较大，由于人工流场的形成，改变了地下水的天然径流状态，地下水位是东北高西南低，地下水的径流方向则为东北向西南。

(3) 地下水排泄

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

① 潜水蒸发排泄

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

② 侧向径流排泄

地下水通过同一含水层向区域南部径流流出区域。

③ 人工开采

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

4.1.4.5 区域地下水变化

(1) 水位变化特征

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

(2) 承压水水位变化特征

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

(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‰。区域地下水承压水监测井情况及地下水位埋深及地下水位见表

4-1-1。

表 4-1-1 承压水地下水位监测结果

监测井位置	井深 m	水位埋深 m	地下水位 m
杏山乡	110.0	12.2	153.1
永胜乡	110.0	9.7	152.4
农化村	120	12.2	153.1
祝三乡	220	8.9	133.76
榆树乡	110	10.6	164.7
兴城镇	125	12.3	174.34
永乐镇	125	9.8	124.7
东太平	95.0	7.7	135.6
双发乡	95.0	14.1	135.54

②第四系上更新统松散层孔隙潜水

第四系上更新统松散层孔隙潜水水位监测孔为利用农村潜水井，地下水位监测结果见表 4-1-2，项目区内地下水流由偏北东向西南，地下水水力坡度 0.01-0.06‰。

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

表 4-1-2 地下水位监测结果

监测井位置	孔深 m	水位埋深 m	地下水位 m
杏山乡	18.0	4.2	154.7
永胜乡	20.0	6.7	155.4
农化村	25.0	3.2	162.1
祝三乡	20.0	2.8	139.8
榆树乡	20.5	5.6	169.7
兴城镇	25.5	7.3	179.3
永乐镇	20.5	2.9	132.9
东太平	20.0	2.5	140.8
双发乡	25.0	4.1	145.5

4.1.5 气候、气象

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

4.1.6 生态环境现状

4.1.6.1 土壤情况

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

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。

本项目评价区内无国家、省、市级文物保护单位，不在自然保护区、名胜古迹、风景游览区、居住区等敏感区域内，改造更换的废旧管线等全部位于场站内部。

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

本项目所在区域环境质量达标情况的判定采用《2023 年大庆市生态环境状况公报》，2023 年，大庆市共进行了 365 天有效环境空气质量自动监测，其中：全年环境空气质量

优良天数为 344 天，环境空气质量优良率为 94.2%。

2023 年环境空气质量为 6 个监测项目，执行标准为《环境空气质量标准》（GB3095-2012），评价方法为环境空气质量指数（AQI）技术规定（HJ633-2012）。

2023 年，大庆市城区环境空气中二氧化硫年均浓度为 7 微克/立方米，日均值浓度范围为 3~27 微克/立方米，优于国家环境空气质量一级标准限值；二氧化氮年均浓度为 16 微克/立方米，日均值浓度范围为 3~62 微克/立方米，优于国家环境空气质量一级标准限值；可吸入颗粒物（PM₁₀）年均浓度为 38 微克/立方米，日均值浓度范围为 8~213 微克/立方米，优于国家环境空气质量二级标准限值；细颗粒物（PM_{2.5}）年均浓度为 26 微克/立方米，日均值浓度范围为 5~186 微克/立方米，优于国家环境空气质量二级标准限值；一氧化碳 24 小时平均第 95 百分位数为 0.9 毫克/立方米，日均浓度范围为 0.2~1.5 毫克/立方米，优于国家环境空气质量一级标准限值；臭氧最大 8 小时平均第 90 百分位数为 110 微克/立方米，日均值浓度范围为 32~148 微克/立方米，优于国家环境空气质量二级标准限值。

通过判定可知 PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃ 总体达标，均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准限值，本项目所在区域属于城市环境空气质量达标区。

（2）其他特征污染物环境质量监测情况

1) 补充监测点位

本项目引用《宋芳屯油田北部零散补充区块葡萄花油层产能建设工程环境影响报告书》中 2023 年 9 月 25 日-10 月 1 日大庆弘义融利检测有限公司对项目南侧马家屯环境空气监测结果，补充监测点位基本信息见表 4-3-3。

表4-3-3 环境空气补充监测点位信息

监测点名称	监测点坐标		监测因子	监测时段	相对厂址方位	相对厂界距离
	X	Y				
马家屯	125.01797744 °	46.02805199 °	TSP、非甲烷总烃	2023年9月25日-10月1日	南侧	2230m

2) 现状监测因子和监测方法

监测因子：非甲烷总烃、TSP。

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

表4-3-4 空气环境监测项目分析方法

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

4.3.1.2 环境空气质量现状评价

(1) 评价标准

非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0mg/m³ 标准，TSP 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中的二级标准。

(2) 评价因子

非甲烷总烃、TSP。

(3) 评价结果

本项目位于达标区，评价区域 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中的二级标准，根据表 4-3-6，项目区域非甲烷总烃浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃 2.0mg/m³ 要求，TSP 浓度满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中的二级标准，区域环境空气质量较好。

4.3.2 水环境现状评价

4.3.2.1 地表水环境现状

本项目北侧距离安肇新河最近距离约 1.9km。本项目引用《宋芳屯油田北部零散补充区块葡萄花油层产能建设工程环境影响报告书》中 2023 年 9 月 25 日-27 日大庆弘义融利检测有限公司对安肇新河监测结果。

根据监测结果，除化学需氧量以外，其他指标均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 V 类标准，由于地表水体周围附近村屯较多，农业生产中的农药、化肥以及农田灌溉用水流入地表水体导致 COD 值高。

4.3.2.2 地下水现状监测

(1) 监测点位布设

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。引用《宋芳屯油田北部零散补充区块葡萄花油层产能建设工程环境影响报告书》中 2023 年 9 月 25 日大庆弘义融利检测有限公司对西山后屯许家水井、小围子孙家水井、老纪家屯尹家水井监测结果，详见下表。

表 4-3-8 地下水监测点位明细表

序号	监测点位	位置	经纬度	备注
1#	西山后屯 许家水井	芳深 2 转北侧 1320m (上游)	125.0131, 46.0607	潜水
2#	老纪家屯 尹家水井	芳深 2 转西南侧 4300m (下游)	124.9298, 46.0438	潜水
3#	小围子孙 家水井	芳深 2 转南侧 3400m (侧向)	125.0238, 46.0159	潜水

(2) 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。

(3) 监测结果统计

从评价结果可以看出，监测点位的监测指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848--2017）中的 III 类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中表 1 的 I 类标准限值。

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大同区境内，根据现场踏勘及国家土壤信息服务平台（<http://www.soilinfo.cn/map/i> 未检出 ex.aspx）点查的数据，根据现场踏勘及国家土壤信息服本工程评价范围内土壤类型为黑钙土。

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、菱菱菜属、胡枝子和蒿属等植物。

4.3.4.2 理化特性调查

在充分收集资料的基础上，根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要，有针对性地选择土壤理化特性调查内容，主要包括土体构型、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等，具体土壤理化特性调查见表 4-3-20。

4.3.5 生态环境现状调查与评价

调查方法采用现场实地调查、遥感调查并与查阅历史资料相结合的方法。

(1) 植被类型调查

植被类型调查主要采用 GPS 法。GPS 样点是卫星遥感影像判读各种景观类型的基础，根据室内判读的植被与土地利用类型初图，现场核实判读的正误率并对每个 GPS 取样点作如下记录：①海拔表读出测点的海拔值和经纬度；②记录样点植被类型，以群系为单位；③记录样点优势植物；④拍摄典型植被外貌与结构特征。

对于植被类型的调查，要调查记录群丛的植物种类组成（包括不同植物种名称、高度、盖度等），植物群丛的生境条件（包括地形类型与坡度、土壤质地等），植物群丛的结构外貌条件（包括主要层片结构、群落高度、群落盖度、群落生物量、季相变化等）。

(2) 陆生植物调查

陆生植物调查在遥感调查的基础上，主要采用样方法和路线法相结合进行，先进行路线调查以确定主要的植被类型及其分布；然后依据生境、海拔以及类型的不同设置调查样地，在每一样地以样方法进行调査，样方面积为草本群落 1m×1m，对每个样方所在地点均以 GPS 准确定位，并记录其环境要素特征。

在现场调查前，根据该地区有关文献资料，初步了解区域内维管植物种类和组成情况，并设置适当的样方调查面积。在样方调查过程中，同时进行植物观察和记录。

(3) 陆生动物调查

调查方法主要有资料搜集法、现场调查法。陆生脊椎动物采用实地调查、专家和公众咨询法，并结合历史资料进行。在调查过程中，确定评价区内动物的种类、资源状况及生存状况。查阅资料包括查阅当地相关科学研究和野外调查资料。比照相应的地理纬度和海拔高度，结合生境，核查和收集当地及相邻地区的动物资源和资料。

(4) 生物量核算

采用资料法获取样本中草本植被、农作物的单位面积生物量，结合评价区内各种植被类型数据，核算生态环境影响评价范围内植被总体生物量。

(5) 土地利用类型调查

采用野外定点调查与遥感影像室内解译结合的方法进行。首先，通过野外考察，运用 GPS 定位技术完成对评价区主要地物类型定点记录，建立室内影像解译标志。运用 ENVI 软件、ArcGIS 软件对评价区土地利用方式进行分类。

3、主要植物群落特征

根据植被类型图，结合现场调查及相关资料分析，评价区主要自然植被类型及特征如下。

(1) 自然植被

1) 草地

地毯草：（学名：*Axonopus compressus* (Sw.) Beauv.）是禾本科、地毯草属多年生草本植物。长匍匐枝。秆压扁，高可达 60 厘米，叶鞘松弛，压扁，叶片扁平，质地柔薄。生于荒野、路旁较潮湿处，为铺建草坪的草种，根有固土作用，是一种良好的保土植物；又因秆叶柔嫩，为优质牧草。评价范围内草地基本为地毯草，群落结构简单，无明显层次。



地毯草

野艾蒿-多年生杂草：野艾蒿（学名：*Artemisia lavandulifolia* DC.）是菊科、蒿属多年生草本植物，多生于低或中海拔地区的路旁、林缘、山坡、草地、山谷、灌丛及河湖滨草地等。评价范围内该群落主要分布于乔木林地林下或林间，群落盖度一般 80% 以上，高度 20-50cm，种类简单，群落结构层次不明显。



野艾蒿

多年生杂草

2) 湿地植被

芦苇从：芦苇学名：Phragmites australis (Cav.) Trin. ex Steud.，是多年水生或湿生的高大禾草，根状茎十分发达。秆直立，高达 1-3 米，具 20 多节。芦苇为全球广泛分布的多型种，生于江河湖泽、池塘沟渠沿岸和低湿地。在本项目评价范围内库里泡沿岸湿地、水中均有大量分布，



芦苇从

(2) 人工植被

区域内农作物主要为玉米。

结合资料、文献和现场调查，区域植被有 12 科 24 属 38 种。

表 4-3-35 评价范围植被名录

科	属	种	学名
藜科	轴藜属	轴藜	Axyris amaranthoides
	碱蓬属	碱蓬	Suaeda glauca
	藜属	灰绿藜	Chenopodium glaucum
		尖头叶藜	Chenopodium acuminatum
		藜	Chenopodium album
苋科	苋属	苋	Amaranthus tricolor
蔷薇科	龙牙草属	龙牙草	Agrimonia pilosa
	委陵菜属	委陵菜	Potentilla chinensis
		蒿叶委陵菜	Potentilla tanacetifolia
豆科	黄耆属	斜茎黄耆	Astragalus adsurgens
	大豆属	宽叶蔓豆	Glycine gracilis
大戟科	铁苋菜属	铁苋菜	Acalypha australis
唇形科	益母草属	益母草	Leonurus japonicus
车前科	车前属	车前	Plantago asiatica
		大车前	Plantago major
		平车前	Plantago depressa
菊科	紫菀属	紫菀	Aster tataricus
	旋覆花属	线叶旋覆花	Inula linariaefolia
		旋覆花	Inula japonica

	蒿属	黑蒿	<i>Artemisia palustris</i>
		万年蒿	<i>Artemisia sacrorum</i>
		红足蒿	<i>Artemisia rubripes</i>
		艾蒿	<i>Artemisia argyvi</i>
		野艾蒿	<i>Artemisia lavandulifolia</i>
	风毛菊属	草地风毛菊	<i>Saussurea amara</i>
		碱地风毛菊	<i>Saussurea runcinata</i>
	莴苣属	北山莴苣	<i>Lactuca sibirica</i>
		山莴苣	<i>Lactuca indica</i>
	蒲公英属	东北蒲公英	<i>faraxacum ohwianum</i>
戟片蒲公英		<i>Taraxacum asiaticum</i>	
禾本科	芦苇属	芦苇	<i>Phragmites australis</i>
	赖草属	羊草	<i>Leymus chinensis</i>
	狗尾草属	狗尾草	<i>Setaria viridis</i>
香蒲科	香蒲属	香蒲	<i>Typha orientalis</i>
莎草科	旱茅属	牛毛毡	<i>Eleocharis acicularis</i>
		羽毛学茅	<i>Heleocharis wichurai</i>
	三棱草属	三棱草	<i>Bolboschoenus maritimus</i>

4、植被覆盖度评价

采用植被覆盖度指标定量分析评价范围内植被现状。通过遥感手段，采用归一化植被指数（NDVI）方法，对评价区的植被覆盖度进行分析。NDVI 计算公式为如下：

$$NDVI = (NIR - R) / (NIR + R)$$

其中：NIR 为近红外波段，R 为红波段。

基于 NDVI，采用像元二分模型计算植被覆盖度，公式如下：

$$FVC = (NDVI - NDVI_s) / (NDVI_v - NDVI_s)$$

式中：FVC—所计算像元的植被覆盖度；

NDVI—所计算像元的 NDVI 值；

NDVI_v—纯植物像元的 NDVI 值；

NDVI_s—完全无植被覆盖像元的 NDVI 值。

本次计算采用评价区域（Sentinel-2）数据 L2A 级产品，影像分辨率 10m，数据经过辐射校正、几何校正、辐射定标和大气校正。采用 ENVI 软件平台计算 FVC，并用 GIS 软件制作评价范围内植被覆盖度空间分布图。

由植被覆盖度图可知，评价范围内植被覆盖度整体不高，高覆盖度区域主要分布于主要道路两侧（防护林地带）。基于植被覆盖度数据进行空间统计对覆盖度不同取值范围分区统计，覆盖度为≥75%的区域占比最高，达到 52.00%。

5、重要野生植物及古树名木调查

根据《国家重点保护野生植物名录》（2021年），本工程所在行政区内关于国家重点保护野生植物的相关资料，结合现场调查，评价范围内未发现重点野生保护植物分布。

根据《黑龙江省古树名木资源保护规划》（2020-2029）古树名木资源普查结果，全省现有古树名木 4322 株，其中，古树 4303 株，含 4 个古树群 2283 株，名木 19 株，涉及大庆市古树主要为肇源县大庙村古树群及萨尔图区城市森林公园古树群，本项目评价区域无古树名木。

4.3.5.3 野生动物资源调查

结合区域走访及实地样线调查情况，结果表明区域内现状野生动物种类和数量均较少，区域内原始动物中鸟类主要有喜鹊、麻雀、山雉、野鸭等，兽类主要有山兔、鼠、黄羊、狍子等，两栖类和爬行动物主要有黑斑蛙、蛇等。评价范围内数量较多的主要为伴随人类生存的农田小型鼠类、麻雀、家燕等种群，陆生动物区系具有典型的农田动物群色彩。

①两栖类与爬行类

根据查阅资料和现场走访，评价范围内有两栖类动物 1 目 3 科 6 种，其中蛙科 2 种、蟾蜍科 2 种、雨蛙科 2 种。爬行类动物共 2 目 3 科 6 种。

表 4-3-38 两栖类动物名录

目	科	种	学名
无尾目	蟾蜍科	中华蟾蜍	<i>Bufo gargarizans</i>
		花背蟾蜍	<i>Bufo raddei</i> Strauch
	蛙科	黑龙江林蛙	<i>Rana amurensis</i>
		中国林蛙	<i>Rana chensinensis</i>
	雨蛙科	无斑雨蛙	<i>Hyla immaculata</i>
		东北雨蛙	<i>Hyla japonica</i>

表 4-3-39 爬行类动物名录

目	科	种	学名
蜥蜴目	蜥蜴科	丽斑麻蜥	<i>Eremias argus</i>
		北草蜥	<i>Takydromus septentrionalis</i>
		黑龙江草蜥	<i>Takydromus amurensis</i>
蛇目	游蛇科	白条锦蛇	<i>Elaphe dione</i>
		棕黑锦蛇	<i>Elaphe schrencki</i>
	蝮蛇科	乌苏里蝮	<i>Gloydius ussuriensis</i>

②兽类

根据文献资料、实地调查和访问，评价范围有兽类 3 目 5 科 9 种，其中蝙蝠科、仓鼠科各 1 种；松鼠科、兔科各 2 种；鼠科 3 种。

表 4-3-40 兽类动物名录

目	科	种	学名
翼手目	蝙蝠科	普通蝙蝠	Vespertilio murinus
啮齿目	松鼠科	花鼠	Eutamias sibiricus
		松鼠	Sciurus vulgaris
	仓鼠科	田鼠	Microtus arvalis
	鼠科	大林姬鼠	Apodemus peninsulae
		褐家鼠	Rattus norvegicus
		小家鼠	Mus musculus
兔形目	兔科	东北兔	Lepus mandschuricus Radde
		草兔	Lepus capensis

③鸟类

根据文献资料、实地调查和访问，评价范围有鸟类 9 目 14 科 19 种。其中，纵纹腹小鸮为国家二级重点保护物种。

表 4-3-41 鸟类动物名录

序号	目	科	种	学名	居留型
1	鸡形目	雉科	雉鸡	Phasianus colchicus	留鸟
2	雁形目	鸭科	赤膀鸭	Anas strepera	夏候鸟
3	鸕鹚目	鸕鹚科	凤头鸕鹚	Podiceps cristatus	夏候鸟
4	鹈鹕形目	鹭科	大麻鳎	Botaurus stellaris	夏候鸟
5			苍鹭	Ardea cinerea	夏候鸟
6	鸻形目	反嘴鹬科	黑翅长脚鹬	Himantopus himantopus	夏候鸟
7		丘鹬科	青脚鹬	Tringa nebularia	旅鸟
8		鸥科	普通燕鸥	Sterna hirundo	夏候鸟
9			白翅浮鸥	Chlidonias leucopterus	夏候鸟
10	鸽形目	鸠鸽科	山斑鸠	Streptopelia orientalis	夏候鸟
11	鸱形目	杜鹃科	大杜鹃	Cuculus canorus	夏候鸟
12	鸮形目	鸮鸮科	纵纹腹小鸮	Athene noctua	留鸟
13	雀形目	鸦科	喜鹊	Pica pica	留鸟
14			秃鼻乌鸦	Corvus frugilegus	留鸟
15			大嘴乌鸦	Corvus macrorhynchos	留鸟
16		山雀科	远东山雀	Parus minor	留鸟
17		燕科	家燕	Hirundo rustica	夏候鸟
18			金腰燕	Cecropis daurica	夏候鸟
19		雀科	麻雀	Passer montanus	留鸟

结合 2021 年最新颁布的《国家重点保护野生动物名录》，评价范围没有发现有重要野生动物分布。

4.3.5.4 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) 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。

2) 城镇生系统

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。

4.3.5.5 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。大庆市气候类型属中温带大陆性季风气候，为半干旱向半湿润过渡地带，是我国土地盐碱化比较严重的地区之

一，大庆市也位于松嫩平原腹地的河谷冲洪积平原上，具有形成盐碱土地的特殊条件。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。

(3) 水土流失

本项目位于大庆市大同区邢凤竹屯北侧 560m 处，根据《大庆市水土保持规划》(2015-2030)，大同区祝三乡属于水土流失重点治理区。

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

为保护区域生态环境，采油八厂在施工时采取了一系列的生态保护措施保护区域生态系统，例如尽可能增加丛式井比例，严格控制井场的临时及永久占地，井场施工结束后及时的进行了生态恢复，通过采取了一系列的生态保护措施后，油田的开发对农田生态系统、草原生态系统没有造成明显影响。目前所采取的各项环保措施是有效的，未发现生态环境问题。

下一阶段要求建设单位严格控制该区域油田作业范围，严格运行期管理，尽量减小对区域生态系统的扰动，保证不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐碱化等。

4.3.5.6 防沙治沙情况调查

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

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

本项目位于大庆市大同区邢凤竹屯北侧 560m 处，根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发〈关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见〉的通知》，大同区属于沙化土地所在县（区），应当重点增加、恢复和保护林草植被，治理土地沙化和草原退化、沙化、碱化。

根据现场调查，项目占地区域未出现土壤沙化现象，项目不新增占地，在现有厂区内改造，为保护区域生态环境，针对本项目的具体特点，应制定生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。

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

4.3.5.8 生态环境现状评价结论

评价区以耕地为主，工程所在区域内主要土壤类型以黑钙土为主，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

本工程为石油开采辅助工程项目，经现场调查，本项目区域内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，在临时占地范围内，地表进行了平整，区域内钻井临时占用的耕地已恢复耕种，已开发区域的生态得到一定程度的恢复。依托站场环境清洁，地面无油污，站内道路两侧和厂区院墙内外均已绿化，生态恢复较好。

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

项目现有区块内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。

项目所在区块内新钻油井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。

根据现状监测数据可知，区域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，均排放至宋一联含油污水处理站处理，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中限值：“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\ \mu\text{m}$ ”后回注油层，不外排。

(2) 生活污水污染源

区域生活污水污染源主要来源于场站办公设施，其污染物主要为 COD、BOD₅、SS、NH₃-N 等，排入场站防渗旱厕，由第八采油厂委托大庆油田庆南工矿服务公司拉运至大同市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。根据现状监测数据可知，区域内声环境能够满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中相应标准要求，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，运至肇州县和平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，废气主要为井场逸散的非甲烷总烃气体；废水主要为含油废水经宋一联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；固废主要为清罐污泥，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 施工期大气环境影响分析

(1) 施工场地扬尘

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

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

表 5-1-1 施工场地洒水抑尘试验结果

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

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

根据现场调查，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。敏感点不在施工扬尘影响范围内，施工期施工扬尘对周围敏感点产生影响的可能性极小。

为了防止施工污染物污染环境，在施工时，应采取以下措施：

①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。

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

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，焊接烟气中有毒有害气体的成份主要为 CO、CO₂、O₃、NO_x、CH₄等，其中以 CO 所占的比例最大，但由于项目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。

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，柴油发电机排放尾气满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 年修改单中第三阶段标准限值：CO≤3.5g/kWh，HC+NO_x≤6.4g/kWh，PM≤0.2g/kWh，同时柴油发电机柴油燃烧排气的不透光发烟度（光吸收系数）和林格曼黑度级数能够满足《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB36886-2018）表 1 中 II 类限值要求，对区域空气环境及环保目标的影响较小。

5.1.2.2 运行期大气环境影响预测与评价

(1) 污染源调查

本次改造，拆除现有 1 台掺水外输炉（ZS1500-DY-Q，掺水 1.17MW、外输 0.34MW）、1 台掺水外输炉（ZS2000-DY-Q，掺水 1.56MW、外输 0.44MW）、1 台掺水采暖炉（ZS1500-DY-Q，掺水 1.21MW、采暖 0.29MW）、1 台掺水外输采暖炉（ZS1800-DY-Q，掺水 1.15MW、外输 0.35MW、采暖 0.3MW），原址更新 1.8MW 掺水、采暖炉 2 台（其中掺水加热能力 1.5MW，采暖加热能力 0.3MW），2.0MW 外输、掺水炉 2 台（其中掺水加热能力 1.5MW，外输加热能力 0.5MW）。

更新后总加热能力由 6.81MW（其中掺水最大负荷 5.09MW、外输最大负荷 1.13MW、采暖最大负荷 0.59MW）增加至 7.6MW（其中掺水加热能力 6.0MW，外输加热能力 1.0MW，采暖加热能力 0.6MW）。加热炉燃料为天然气。

表 5-1-2 改造后加热炉废气污染物产排情况统计表

排放源	产排	污染物	污染物产生	排放	治理	污染物排放
-----	----	-----	-------	----	----	-------

	污环 节	种类	产生量 t/a	产生浓 度 mg/m ³	形式	设施	排放量 t/a	排放浓 度 mg/m ³
1#1.8MW 掺 水、采暖炉	加热 炉燃 烧烟 气	烟尘	0.046	10.2	通过各 自 8m 高、 0.2m 内 径烟囱 排放	/	0.046	10.2
		SO ₂	0.059	13			0.059	13
		NO _x	0.329	73			0.329	73
2#1.8MW 掺 水、采暖炉		烟尘	0.046	10.2			0.046	10.2
		SO ₂	0.059	13			0.059	13
		NO _x	0.329	73			0.329	73
3#2.0MW 外 输、掺水炉 2 台		烟尘	0.051	10.2			0.051	10.2
		SO ₂	0.065	13			0.065	13
		NO _x	0.365	73			0.365	73
4#2.0MW 外 输、掺水炉 2 台		烟尘	0.051	10.2			0.051	10.2
		SO ₂	0.065	13			0.065	13
		NO _x	0.365	73			0.365	73

本项目芳深 2 转油站改造后主要产品与改造前一致，主要为含水油、含油污水及天然气，处理油量为 8.322×10^4 t/a，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，场站非甲烷总烃无组织挥发量为 35.389t/a。

(2) 废气排放口情况

改造后，废气排放口基本情况见表 5-1-3。

表 5-1-3 废气排放口基本情况统计表

名称	类型	地理坐标		高度 m	内径 m	温度℃
		东经°	北纬°			
1#1.8MW 掺水、 采暖炉	一般	125.01692466	46.04902118	8	0.2	90
2#1.8MW 掺水、 采暖炉	一般	125.01695699	46.04897289	8	0.2	90
3#2.0MW 外输、 掺水炉 2 台	一般	125.01695698	46.04892450	8	0.2	90
4#2.0MW 外输、 掺水炉 2 台	一般	125.01692463	46.04887974	8	0.2	90

(3) 执行标准和监测要求

各场站现有加热炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 在用燃气锅炉标准限值的要求。本次改造后，加热炉采用低氮燃烧技术，改造后加热炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉标准限值的要求。

各场站站内非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求。

根据《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》（HJ820-2017），结合油田运营期环境污染的特点，本项目监测计划具体见表 5-1-4。

表 5-1-4 工程运营期污染源监测计划表

时段	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
运营期	大气	NO _x	各场站加热炉烟囱	1 次/月
		颗粒物、SO ₂ 、烟气黑度	各场站加热炉烟囱	1 次/年
		非甲烷总烃	厂界、厂房外	1 次/年
		挥发性有机物	集输管线连接处的密封点	1 次/周
场站内的机泵、阀门、法兰等	1 次/月			

本项目所在区域属于环境空气质量达标区，各场站周边 500m 范围内没有大气环境保护目标，芳深 2 转油站整体上改造前后场站处理能力无变化，加热炉增加负荷对周边大气环境影响不会产生显著影响。

(4) 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。

(5) 污染物排放量核算

本项目大气污染物有组织排放量核算见表 5-1-5、无组织排放量核算见表 5-1-6。

表 5-1-5 本工程大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 mg/m ³	核算排放速率 kg/h	核算年排放量 t/a
一般排放口					
1	1#1.8MW 掺水、	烟尘	10.2	0.009	0.046

	采暖炉	SO ₂	13	0.137	0.059
		NO _x	73	0.017	0.329
2	2#1.8MW 掺水、采暖炉	烟尘	10.2	0.003	0.046
		SO ₂	13	0.040	0.059
		NO _x	73	0.005	0.329
3	3#2.0MW 外输、掺水炉 2 台	烟尘	10.2	0.003	0.051
		SO ₂	13	0.038	0.065
		NO _x	73	0.005	0.365
4	4#2.0MW 外输、掺水炉 2 台	烟尘	10.2	0.003	0.051
		SO ₂	13	0.045	0.065
		NO _x	73	0.006	0.365
有组织排放总计					
有组织排放总计		SO ₂			0.247
		NO _x			1.387
		颗粒物			0.194

表 5-1-6 本工程大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
1	场站	原油集输	非甲烷总烃	密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	4.0	35.389
无组织排放总计							
无组织排放总计				非甲烷总烃		35.389t/a	

本项目大气污染物年排放量核算见表 5-1-7。

表 5-1-7 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	35.389
2	SO ₂	0.247
3	NO _x	1.387
4	颗粒物	0.194

5.1.1.3 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，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一级，环境影响是可接受的，大气环境影

响评价自查表见表 5-1-8。

表 5-1-8 大气环境影响评价自查表

工作内容		第八采油厂芳深 2 转油站改造工程项目						
评价等级与评价范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>		三级 <input checked="" type="checkbox"/>		
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000 t/a <input type="checkbox"/>		<500 t/a <input checked="" type="checkbox"/>		
	评价因子	基本污染物 (PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃)、其他污染物 (TSP、非甲烷总烃)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" 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 checked="" type="checkbox"/>	
	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"/>		
现状评价	评价基准年	(2023) 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	本工程正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本工程非正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 现有污染源 <input checked="" type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input checked="" type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input checked="" 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	AERM OD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2 000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网络模型 <input type="checkbox"/> 其他 <input type="checkbox"/>	
	预测范围	边长≥50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子 (非甲烷总烃)			包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
	正常排放短期浓度贡献值	C 本工程最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>				C 本工程最大占标率>100% <input type="checkbox"/>		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本工程最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>			C 本工程最大占标率>10% <input type="checkbox"/>		
		二类区	C 本工程最大占标率≤30% <input checked="" type="checkbox"/>			C 本工程最大占标率>30% <input type="checkbox"/>		
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时间长 (1) h	C 非正常最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>			C 非正常最大占标率>100% <input type="checkbox"/>		
	保证率日平均浓度和年均浓度叠加值	C 叠加达标 <input checked="" 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: (SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、非甲烷总烃)		有组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>			无监测 <input type="checkbox"/>	
	环境质量监测	监测因子: (/)		监测点位数 (/)		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>						
	大气防护距离	距 () 厂界最远 () 米						
	污染源年排放量	SO ₂ : (0.247) t/a		NO _x : (1.387) t/a		颗粒物: (0.194) t/a NMHC: (35.389)		

					t/a
注：“□”为勾选项，填“√”，“（ ）”为填写项					

5.2 地表水环境影响预测与评价

5.2.1 施工期地表水环境影响分析

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含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。

5.2.2 运行期水环境影响分析

项目场站改造后，为无人值守转油站，无生活污水产生。

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宋一联污水处理站，宋一联含油污水处理站采用“横向流除油+两级过滤”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≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2 μm”，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。

宋一联含油污水处理站设计处理规模 11000m³/d，实际处理量为 8420m³/d，负荷 70.2%，可以满足本项目要求。根据监测数据可知，宋一联含油污水处理站出水水质可以满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L”标准，回注油层不外排，不会对地表水体产生影响。

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

项目地表水环境影响评价自查表见表 5-2-1。

表 5-2-1 地表水环境影响评价自查表

工作内容		第八采油厂芳深 2 转油站改造工程项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文要素影响型 <input type="checkbox"/>	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ；饮用水取水口 <input type="checkbox"/> ；涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ；重要湿地 <input type="checkbox"/> ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 <input type="checkbox"/> ；涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放 <input type="checkbox"/> ；间接排放 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；径流 <input type="checkbox"/> ；水域面积 <input type="checkbox"/>

	影响因子	持久性污染物 <input type="checkbox"/> 有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ; 非持久性污染物 <input type="checkbox"/> ; pH 值 <input type="checkbox"/> ; 热污染 <input type="checkbox"/> ; 富营养化 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>		水温 <input type="checkbox"/> ; 水位(水深) <input type="checkbox"/> ; 流速 <input type="checkbox"/> ; 流量 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	
评价等级		水污染影响型		水文要素影响型	
		一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 A <input type="checkbox"/> ; 三级 B <input checked="" type="checkbox"/>		一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 <input type="checkbox"/>	
现状调查	区域	调查项目		数据来源	
	污染源	已建 <input checked="" type="checkbox"/> ; 在建 <input type="checkbox"/> ; 拟建 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	拟替代的污 染源 <input type="checkbox"/>	排污许可证 <input checked="" type="checkbox"/> ; 环评 <input checked="" type="checkbox"/> ; 环保验收 <input checked="" type="checkbox"/> ; 既有实测 <input type="checkbox"/> ; 现场监测 <input checked="" type="checkbox"/> ; 入河排污 口数据 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	
	受影响水 体水环境 质量	调查时期		数据来源	
		丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>		生态环境保护主管部门 <input type="checkbox"/> ; 补充监测 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	
	区域水资源开 发利用状况	未开发 <input type="checkbox"/> ; 开发量 40%以下 <input type="checkbox"/> ; 开发量 40%以上 <input type="checkbox"/>			
	水文情势 调查	调查时期		数据来源	
丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰 封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>		水行政主管部门 <input type="checkbox"/> ; 补充监测 <input type="checkbox"/> ; 其 他 <input type="checkbox"/>			
补充监测	监测时期		监测因子	监测断面或点位	
	丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封 期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>		()	监测断面或点位个 数 () 个	
现状评价	评价范围	河流: 长度 () km; 湖库、河口及近岸海域: 面积 () km ²			
	评价因子	(石油类、SS)			
	评价标准	河流、湖库、河口: I类 <input type="checkbox"/> ; II类 <input type="checkbox"/> ; III类 <input type="checkbox"/> ; IV类 <input type="checkbox"/> ; V类 <input type="checkbox"/> 近岸海域: 第一类 <input type="checkbox"/> ; 第二类 <input type="checkbox"/> ; 第三类 <input type="checkbox"/> ; 第四类 <input type="checkbox"/> 规划年评价标准 ()			
	评价时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>			
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况 <input type="checkbox"/> : 达标 <input type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标状况 : 达标 <input type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 水环境保护目标质量状况 : 达标 <input type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 : 达标 <input type="checkbox"/> ; 不 达标 <input type="checkbox"/> 底泥污染评价 <input type="checkbox"/> 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 <input type="checkbox"/> 水环境质量回顾评价 <input type="checkbox"/> 流域(区域)水资源(包括水能资源)与开发利用总体状况、生 态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流 状况与河湖演变状况 <input type="checkbox"/>			达标区 <input type="checkbox"/> 不达标区 <input type="checkbox"/>
影	预测范围	河流: 长度 () km; 湖库、河口及近岸海域: 面积 () km ²			

响 预 测	预测因子	()				
	预测时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/> 设计水文条件 <input type="checkbox"/>				
	预测情景	建设期 <input type="checkbox"/> ; 生产运行期 <input type="checkbox"/> ; 服务期满后 <input type="checkbox"/> 正常工况 <input type="checkbox"/> ; 非正常工况 <input type="checkbox"/> 污染控制和减缓措施方案 <input type="checkbox"/> 区(流)域环境质量改善目标要求情景 <input type="checkbox"/>				
	预测方法	数值解 <input type="checkbox"/> ; 解析解 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/> 导则推荐模式 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>				
影 响 评 价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区(流)域水环境质量改善目标 <input type="checkbox"/> ; 替代削减源 <input type="checkbox"/>				
	水环境影响评价	排污口混合区外满足水环境管理要求 <input type="checkbox"/> 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 <input type="checkbox"/> 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标 <input type="checkbox"/> 满足重点水污染物排放总量控制指标要求, 重点行业建设项目, 主要污染物排放满足等量或减量替代要求 <input type="checkbox"/> 满足区(流)域水环境质量改善目标要求 <input type="checkbox"/> 水文要素影响型建设项目同时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 <input type="checkbox"/> 对于新设或调整入河(湖库、近岸海域)排污口的建设项目, 应包括排污口设置的环境合理性评价 <input type="checkbox"/> 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 <input type="checkbox"/>				
	污染源排放量核算	污染物名称	排放量/(t/a)	排放浓度/(mg/L)		
		()	()	()		
	替代源排放情况	污染源名称	排污许可证编号	污染物名称	排放量/(t/a)	排放浓度/(mg/L)
		()	()	()	()	()
生态流量确定	生态流量: 一般水期 () m ³ /s; 鱼类繁殖期 () m ³ /s; 其他 () m ³ /s 生态水位: 一般水期 () m; 鱼类繁殖期 () m; 其他 () m					
防 治 措 施	环保措施	污水处理设施 <input checked="" type="checkbox"/> ; 水文减缓设施 <input type="checkbox"/> ; 生态流量保障设施 <input type="checkbox"/> ; 区域削减 <input type="checkbox"/> ; 依托其他工程措施 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>				
	监测计划	环境质量		污染源		
		监测方式	手动 <input type="checkbox"/> ; 自动 <input type="checkbox"/> ; 无监测 <input checked="" type="checkbox"/>		手动 <input checked="" type="checkbox"/> ; 自动 <input type="checkbox"/> ; 无监测 <input type="checkbox"/>	
		监测点位	()		()	
		监测因子	()		()	
污染物排放清单	见表 8-2-2					

评价结论	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不可以接受 <input type="checkbox"/>
注: “□”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。	

5.3 地下水环境影响预测与评价

本项目事故情况下, 会具有污染环境的潜在因素, 如包括卸油点卸油罐泄漏、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。

项目分区防渗具体见表 5-3-1, 分区防渗示意图见图 5-3-1。

表 5-3-1 项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗要求
重点防渗区	现有事故罐、污油坑	防渗性能等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-10} cm/s$
一般防渗区	加热装置、地上管线、容器区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$
简单防渗区	场站道路、办公区域	进行地面一般硬化

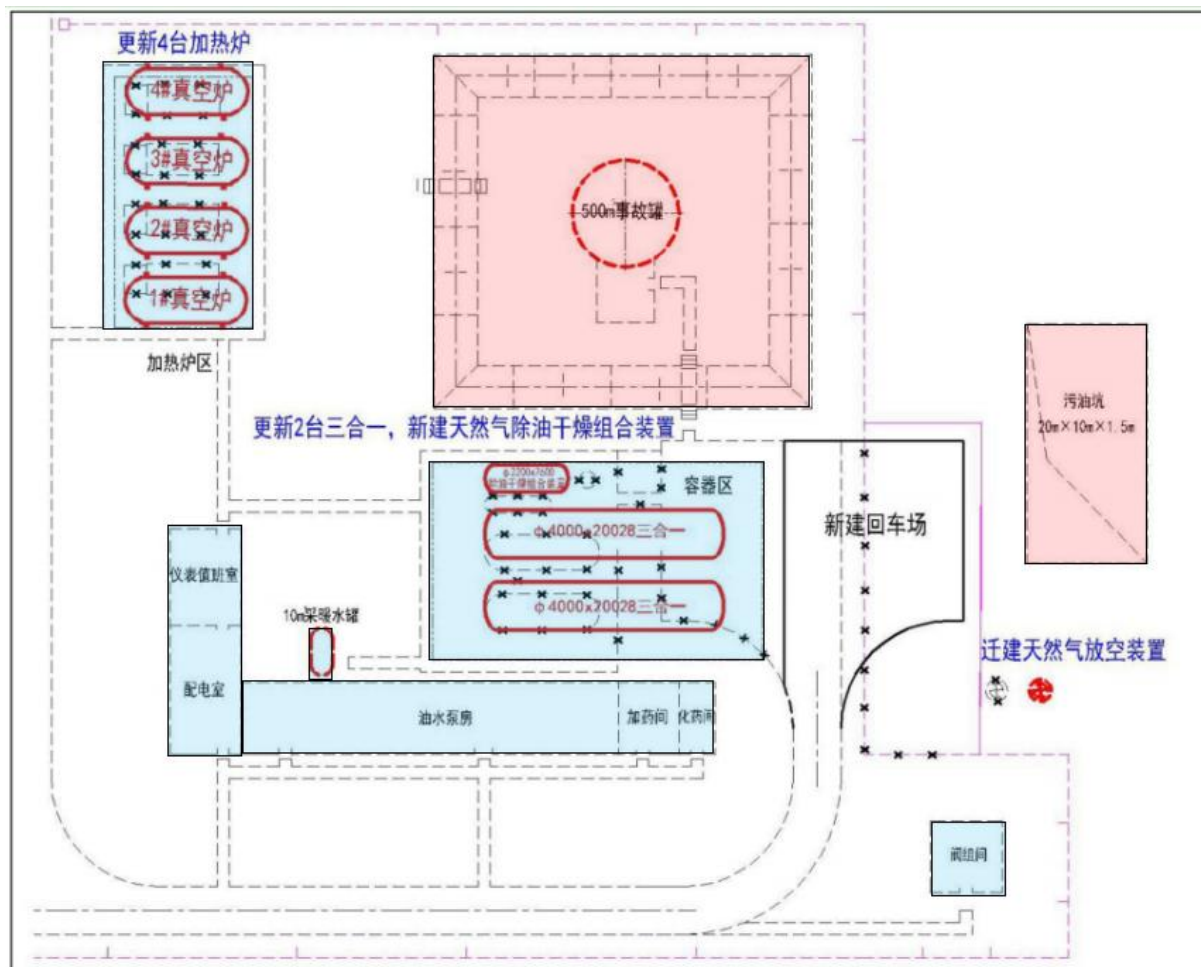


图 5-3-1 分区防渗示意图

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。

表 5-3-2 地下水环境影响跟踪监测计划表

点位	监测内容	位置	监测因子	监测频次
1#	地下水跟踪监测点	后西山屯(区域上游)、芳深 2 转油站内、站外西南侧 20m	pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、石油类、砷、汞、铬(六价)、镉、总硬度、铅、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、氰化物、氟化物、总大肠菌群、菌落总数	1 次/年

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 运行期声环境影响预测与评价

本工程噪声源主要是改造后各类机泵产生的噪声，见表 5-4-1。

表 5-4-1 工程主要噪声源强情况 单位 dB(A)

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

项目运营期噪声源主要为固定噪声源，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，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。

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，由施工单位拉运至肇州县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，由施工单位拉运至萨尔图区建筑垃圾消纳场。

(3) 废旧设备

拆除的 2 台“三合一”、4 台真空加热炉等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的影响可降至最低。

5.5.2 运行期固体废物环境影响分析

本项目运营期场站为无人值守转油站，无生活垃圾。

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，清罐污泥运送至宋芳屯含油污泥处理站进行处理，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

本项目事故情况下，会具有污染环境的潜在因素，如包括卸油点卸油罐泄漏、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。

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。

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

本项目不新增占地，在现有场站内进行改造，不会对场站外生态环境造成影响。

根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发〈关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见〉的通知》，大庆市让胡路区、红岗区、大同区、肇源县、杜蒙县属于沙化土地所在县（区），要全面加强沙区环境影响评价制度的执行。本工程位于大同区境内，属于沙化土地所在县（区）。

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。

(4) 项目对水土流失的影响

本项目位于大庆市大同区邢凤竹屯北侧 560m 处，根据《大庆市水土保持规划(2015-2030 年)》，大同区祝三乡属于水土流失重点治理区。本项目不新增占地，在现有场站内进行改造，不会对场站外生态环境造成影响。

5.7.2 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 评价依据

5.8.1.1 风险调查

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。

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，容积 251.55m³，根据《芳深 2 转油站改造工程设计方案》中原油物性表，原油密度 0.8697g/cm³，气油比 21.1m³/t，区域产液综合含水率 81.2%，计算得出天然气除油干燥组合装置原油最大存在量为 251.55m³×(1-81.2%)×0.8697g/cm³=41.13t。本工程产气主要用于场站自耗，根据企业提供资料，各站最大储气单元的容积为 60m³，工作压力低于 0.2Mpa，天然气密度按 0.7kg/m³ 计算，则最大天然气储量为 60×0.7×10⁻³=0.042t。

5.8.1.2 风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 表 B.1-突发环境事件风险物质及临界量对上述物质进行风险识别。

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

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

式中：

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）100≤Q。

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

本工程风险物质辨识结果详见表 5-8-1。

表 5-8-1 风险物质辨识结果表

场站名称	危险物质名称及临界量	储存装置	最大储存量 t	Q 值
芳深 2 转油站	石油气 10t	储气单元	0.042	0.020652
	油类物质 2500t	天然气除油干燥 组合装置	41.13	

根据辨识结果，Q 值=0.020652<1，则本工程环境风险潜势为 I，应进行简单分析。

5.8.1.3 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中关于环境风险评价工作等级的划分，具体见表 5-8-2。

表 5-8-2 环境风险评价工作等级

环境风险潜势	IV、IV ⁻	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a
^a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。				

综上，确定本工程环境风险应进行简单分析。

5.8.2 环境敏感目标情况

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），环境风险评价范围应根据环境敏感目标的分布情况，事故后果预测结果对环境产生危害的范围综合确定。项目周边所在区域，评价范围外存在需要特别关注的环境敏感目标，不设置评价范围。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 主要危险物质及分布情况

运行期涉及的主要危险物质为原油、天然气（油田伴生气）。物料的危险性分析如下：

（1）原油

原油是多种碳氢化合物组成的可燃性液体，该项目开采的原油密度为 0.867kg/cm³，凝固点 34.6℃，含蜡量 25.3%，原油为低毒性物质。根据《石油化工企业设计防火规范》（GB50160-2008），其为火灾危险性甲类物质。原油的特性见表 5-8-3。

表 5-8-3 原油理化性质、燃烧爆炸特性和毒理性质一览表

中文名称	原油	英文名	Petroleum crude oil	
分子式	—	分子量	—	
CAS	8002-05-9	危险性类别	易燃液体	
理化性质	外观及性状	黑褐色粘稠液体		
	熔点（℃）	—	闪点（℃）	-6.67~32.2
	沸点（℃）	自然常温至 500℃以上	最大爆炸压力（102kPa）	—
	相对密度（水=1）	0.78-0.97	最大爆炸压力上升速率（102k Pa/c）	—
	相对密度（空气=1）	—	爆炸下限（V%）	1.1
	燃烧热（kcal/kg）	—	爆炸上限（V%）	8.7
	自燃温度（℃）	350		
	燃烧分解产物	一氧化碳、二氧化碳。		
溶解性	不溶于水，溶于多数有机溶剂。			

毒理及健康危害	毒性	LD50: 500-5000mg/kg (哺乳动物吸入)。
	侵入途径	吸入、食入、经皮吸收。
	健康危害	原油本身无明显毒性。其不同的产品和中间产品表现出不同的毒性。遇热分解释放出有毒的烟雾。吸入大量蒸气能引起神经麻痹。
燃烧爆炸危险性	危险特性	其蒸汽与空气形成爆炸性混合物, 遇明火、高热或极易燃烧爆炸, 与氧化剂能发生强烈反应, 若遇高热, 容器内压增大, 有开裂和爆炸的危险。
	稳定性	稳定。
	灭火方法	泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。
	储运注意事项	远离火种、热源。仓温不宜超过 30℃。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速 (不超过 3m/s), 且要有接地装置, 防止静电积聚。

原油火灾爆炸危险性主要表现在以下几方面:

①属易燃液体;

②原油的油蒸汽和空气混合达到一定浓度时, 遇火即能爆炸;

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

④容易产生静电。在易燃液体中石油产品的电阻率一般在 10-12 Ω 左右。电阻率越高, 电导率越小, 积累电荷的能力越强。因此, 石油产品在泵送、运输等作业中, 流动摩擦、喷射、冲击、过滤都会产生静电。当能量达到或大于油品蒸气最小引燃能量时, 就可能点燃可燃性混合气, 引起爆炸或燃烧;

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

(2) 天然气

天然气以甲烷 (CH₄) 气为主, 并含有总量不多、各自数量不等的轻烃 (C₂-C₅) 气。其危险特性见表 5-8-4。

表 5-8-4 甲烷理化性质、燃烧爆炸特性和毒理性质一览表

中文名称	甲烷	英文名	methane
分子式	CH ₄	分子量	16.98
CAS	74-82-8	危险性类别	易燃气体
理化	外观及性状	无色无臭气体	

性质	熔点 (°C)	-178.9	闪点 (°C)	-188
	沸点 (°C)	-161.5	最大爆炸压力 (102kPa)	——
	相对密度(水=1)	0.76	最大爆炸压力上升 速率(102k Pa/c)	——
	相对密度(空气=1)	——	爆炸下限(V%)	15
	燃烧热(kcal/kg)	884768.6	爆炸上限(V%)	5
	自燃温度(°C)	/	/	/
	燃烧分解产物	一氧化碳、二氧化碳。		
	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚。		
毒理及健康危害	毒性	属微毒类。允许气体安全地扩散到大气中或当作燃料使用。		
	侵入途径	吸入、食入、经皮吸收。		
	健康危害	甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。		
燃烧爆炸危险性	危险特性	易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。		
	稳定性	稳定。		
	灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。		
	储运注意事项	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。		

5.8.3.2 风险事故发生途径分析

本项目涉及风险场站为芳深 2 转油站及卸油点，风险源主要为天然气除油干燥组合装置以及天然气储存器。处理的介质具有易燃性质，因此本项目油田站场的主要事故类型是火灾、爆炸和油、含油污水、天然气泄漏。

原油泄漏不会直接影响地下水，而通过土壤的渗透会影响浅层地下水，而不会造成深层地下水的污染。石油由于粘度比较大，乳化能力低，土壤中的石油基本上不会随土壤中的水分上下移动。另外，原油是大分子有机物，比重比较小，毛细管水对石油产生顶托作用，出现毛细引力排挤石油的现象，因此石油在土壤中的垂直移动能力很弱。据资料记载，石油在 20cm 厚的表层土壤内残留率为 86%，原油加清水淋滤下渗深度相对小，土壤对石油的截留能力较强，表层残留率高达 87.9% 以上。所以，泄漏的原油对地下水环境的影响较小。但如果处理不及时，石油在土壤中残存时间过长，终将会随雨水的下渗而逐渐污染浅层地下水。

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。伴生气组分中含油 H_2S 等有毒气体，会对周边居民造成一定影响。

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，场站内未发生过环境风险事故。

5.8.4 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。

5.8.5 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。

5.8.6 风险评价结论

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

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。

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宋一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，由施工单位拉运至肇州县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，由施工单位拉运至萨尔图区建筑垃圾消纳场。

（3）废旧设备

拆除的2台“三合一”、4台真空加热炉等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。

本次改造后，加热炉采用低氮燃烧技术，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，改造后加热炉满足《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

项目场站改造后，为无人值守转油站，无生活污水产生。

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宋一联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 $\leq 2\ \mu\text{m}$ ”，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。

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

联)的含水油,含水油脱水后外输。同时还接收采油八厂宋二联、采油十厂朝一联、榆林油田榆二联及周边中亚、华油、方兴公司的净化油,是大庆外围油田原油输送枢纽站。采用“横向流除油—两级过滤”的主工艺,设计处理规模 $11000\text{m}^3/\text{d}$,实际处理量为 $8420\text{m}^3/\text{d}$,负荷 70.2%,依托可行。

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,如包括卸油点卸油罐泄漏、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、污油坑属于重点防渗区,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 $M_b \geq 6.0\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-10}\text{cm/s}$ 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 $M_b \geq 1.5\text{m}$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 。

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。

表 6-2-1 分区防渗布

类别	项目涉及区域	防渗要求
重点 防渗区	现有事故罐、污 油坑	防渗性能等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-10} cm/s$
一般 防渗区	加热装置、地上 管线、容器区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$
简单 防渗区	场站道路、 办公区域	进行地面一般硬化

(5) 地下水跟踪监测

根据地下水影响预测结果，工程对环境敏感点产生影响的可能性小，所以根据地下水流向，结合项目区块分布及周围水井分布情况，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。跟踪监测井见表 6-2-2。

表 5-3-14 地下水环境影响跟踪监测计划表

点 位	监测内 容	位置	监测因子	监测频次
1#	地下水 跟踪监 测点	后西山屯（区域 上游）、芳深 2 转油站内、站外 西南侧 20m	pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、石油类、砷、汞、铬（六价）、镉、总硬度、铅、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、氰化物、氟化物、总大肠菌群、菌落总数	1 次/年

定期对周围地下水井进行监测，随时监测地下水的变化，及时发现和解决问题；如发生重大污染事故且已对地下水造成污染，应进行信息公开，并与政府相关部门进行联动，聘请专家进行讨论，制定减轻地下水污染程度及控制地下水污染范围的措施，防止地下水污染加剧。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程产生的各类废水都可以得到有效处置，作业过程中产生的污油污水可以有效进行回收，项目的水污染防治措施合理可行。以上控制措施能从源头上有效地控制和减少污染物对地下水的污染，措施可

行。

6.2.4 噪声污染控制措施

运营期噪声源主要是场站各类机泵、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

本项目运营期场站为无人值守转油站，无生活垃圾。

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，清罐污泥运送至宋芳屯含油污泥处理站进行处理，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。

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 土壤环境保护措施

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

(1) 源头控制措施

主要包括在场站工艺、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。具体跟踪监测计划见表 6-2-4。

表 6-2-4 土壤环境跟踪监测计划表

点位	位置	坐标	监测项目	监测频次
1#	土壤跟踪监测点	站外 10m 内草地	pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、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（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 ）	1 次/3 年

(4) 应急响应措施

一旦发现土壤污染事故，立即采取应急措施控制土壤污染，并使污染得到有效治理。

6.2.7 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、6-3-2。

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	经宋一联合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 $\leq 10\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg}/\text{L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ），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 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$ 、夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$
固体废物	清罐污泥	收集宋芳屯含油污泥处理站进行处理	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，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
地下水保护		分区防渗	现有事故罐、油污坑重点防渗，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-10}\text{cm}/\text{s}$ ；加热装置、地上管线、容器区一般防渗，等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7}\text{cm}/\text{s}$ ；场站道路、

			办公区域进行地面一般硬化
		后西山屯（区域上游）、芳深 2 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

项目的建设，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

本工程建设过程中，不新增占地，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

本项目环保投资共 20 万元，总投资 701.85 万元，占总投资的 2.85%，环保投资估算情况见表 7-2-1。

表 7-2-1 环境保护投资估算表 单位：万元

序号	项目	环保投资内容	金额
1	废气治理	施工期站内施工现场采取洒水抑尘措施；改造后加热炉采用低氮燃烧技术	4
2	噪声治理	各类机泵等选用低噪声设备、采取基础减振措施	1
3	固废治理	施工人员产生的生活垃圾统一收集，送至拉运至肇州县生活垃圾处理厂处理。拆除的废旧设备送至第八采油厂财务资产部。运营期清淤污泥运送至宋芳屯含油污泥处理站进行处理	5
4	防渗措施	现有事故罐、污油坑采取重点防渗措施；加热炉区、容器区一般防渗	5
5	风险防范措施	配套液位报警器、可燃气体浓度报警探测器等设施	2
6	地下水跟踪监测	西后山屯（区域上游）、芳深 2 转油站内、站外西南侧 20m 设置 3 口	3
总计			20

由于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。

第八章 环境管理与监测计划

8.1 HSE 管理体系的建立和运行

本工程依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求，在项目的建设期、运行期和退役期等3个阶段建立和实施HSE管理体系。建设期、运行期和退役期的HSE管理分别包括以下内容：

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

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

（3）退役期HSE管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

油田开发建设及其相关辅助性设施对环境主要影响是建设期的各种施工作业活动和运行期的风险事故。为最大限度地减轻油田生产对区域内空气环境、水环境及生态环境的影响，减少事故的发生，以确保油田安全运行，必须建立科学有效的环境管理体制，制定详细周密的环境保护管理计划。

8.1.1 组织结构

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

8.1.2 规章制度

油田环保工作必须严格执行国家、黑龙江省的环保法律法规，同时还应制定相应的环境管理规章制度，环保法规及油田内部的各种环境管理规章制度应下发到相应人员，并组织有关人员学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。相关法规和规章制度详见表 8-1-1。

表 8-1-1 环保法规和规章制度一览表

序号	规章名称	主要内容
1	国家、省市级的相关环保法律法规	国家、省市颁发的环境保护法律、法规。
2	油田公司制定的相关环保法律法规	油田公司的环境管理规定及环境管理规章制度（或环境保护条例及事故预案）。
3	环保技术规程及标准	各级有关环境管理的技术规程、标准，主要包括：国家及省市颁布的相关污染物排放控制标准；油田公司

		及指挥部等各级单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括本工程油井、管线等建设期及生产运行期废水、废气、噪声等方面的管理制度；本工程投入正常生产过程后，三废管理制度主要应包括工程正常运行过程中对含油污泥等固体废物、产液处理产生的含油污水、油井作业产生的含油污水、燃烧烟气及烃类气体的治理等方面的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括油井、管线等建设过程对区域内生态环境产生的影响后所做出的恢复计划及生态补偿措施等；在项目进入正常运行期后，生态保护制度主要包括原油泄漏等一些突发事件可能对周围生态环境产生的影响而制定的生态恢复计划和补偿措施等内容。
7	事故管理预案	明确工程开发建设及运营过程中可能存在的泄漏、火灾爆炸等突发事件的预防管理措施。

8.1.3 管理措施

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

8.2 项目污染物排放清单

本工程运行期污染物排放清单见表 8-2-1。

表 8-2-1 污染物排放清单

序号	污染物种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
1	废气	烃类气体	非甲烷总烃	35.389 t/a	排入大气	场站及井场厂界外 VOCs（以非甲烷总烃计）执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的相关标准要求
			SO ₂	0.247t/a		
		燃烧烟气	NO _x	1.387t/a		
			颗粒物	0.194t/a		符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉排放限值（SO ₂ ≤50mg/m ³ 、NO _x ≤200mg/m ³ 、颗粒物≤20mg/m ³ ）
2	废水	含油污水	石油类	/	管线输送至宋一联含油污水处理站处理	符合《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值（含油量≤5.0mg/L、悬浮固体含

序号	污染物种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
						量 $\leq 1.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 1\mu\text{m}$), 回注油层
3	固体废物	清罐污泥	石油类	5.15t/a	罐车拉运至宋芳屯含油污泥处理站处理	《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T3104-2022)中泥渣利用污染物控制限值;《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)
4	噪声	机械噪声	噪声	75~90dB(A)	排入周围环境	符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2类要求

8.3 总量控制及“三本账”分析

本次改造,拆除现有 1 台掺水外输炉(ZS1500-DY-Q, 掺水 1.17MW、外输 0.34MW)、1 台掺水外输炉(ZS2000-DY-Q, 掺水 1.56MW、外输 0.44MW)、1 台掺水采暖炉(ZS1500-DY-Q, 掺水 1.21MW、采暖 0.29MW)、1 台掺水外输采暖炉(ZS1800-DY-Q, 掺水 1.15MW、外输 0.35MW、采暖 0.3MW)。原址更新 1.8MW 掺水、采暖炉 2 台(其中掺水加热能力 1.5MW, 采暖加热能力 0.3MW), 2.0MW 外输、掺水炉 2 台(其中掺水加热能力 1.5MW, 外输加热能力 0.5MW), 加热炉燃料为天然气, 建议按实际排放总量进行控制。

本项目建成后“三本账”情况见下表。

表 8-3-1 本工程“三本账”汇总表 单位: t/a

类别	名称	现有工程排放量	扩建工程排放量	以新带老削减量	排放总量	增加量
废气	烟尘	0.174	0.194	0.174	0.194	+0.02
	SO ₂	0.221	0.247	0.221	0.247	+0.026
	NO _x	1.243	1.387	1.243	1.387	+0.144
	非甲烷总烃	35.389	35.389	35.389	35.389	0

8.4 环境监控

8.4.1 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。

HSE 机构在环境管理上的主要任务包括: 负责制定本油田施工作业的环境管理方案, 制定发生事故的应急计划, 监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收, 负责

协调与地方环保、水利、土地等部门的关系以及负责有关环保文件、技术资料的收集建档等。

8.4.2 环境管理工作的重点

工程投产运行后，环境管理工作由大庆油田有限责任公司第八采油厂负责，在油田生产运行期，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。

8.4.3 环境管理人员的基本职责

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

8.4.4 环境监控基本内容

为了油田开发区域内环境的持续改进，对油田开发建设的各项活动进行全过程、全方位的监控。日常监控主要由本站的环保员组织定期进行，由上级部门核查。核查采用检查现场、检查记录、与员工座谈等形式进行；检查和核查应形成记录。

8.5 项目环境管理与监测计划

8.5.1 施工期环境管理与监测计划

8.5.1.1 加强工程承包方管理

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

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

起呈报项目经理部以及有关的环保部门，批准后方可开工。

8.5.1.2 注重人员培训

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

8.5.1.3 施工期环境监测计划

本项目施工期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

8.5.2 运行期环境管理与监测计划

8.5.2.1 运行期环境管理

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

8.5.2.2 运行期环境监测计划

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

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/季度
		SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	加热炉	1 次/季度
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、pH、氨氮、挥发酚、耗氧量	后西山屯(区域上游)、芳深 2 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	站外 10m 内草地	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；本项目及其依托场站不新建加热炉，污染物排放口位置、排放方式、排放去向、种类、排放量及排放浓度均未发生变化，根据《排污许可管理条例》（2021 年 3 月 1 日施行）第十五条要求，本项目继续沿用大庆油田有限责任公司第八采油厂已有排污许可证管理。

第九章 环境影响评价结论

9.1 项目概况

本工程位于大庆市大同区邢凤竹屯北侧 560m 处，本次芳深 2 转油站原址改造为芳深 2 无人值守转油站，拆除现有 2 台 $\Phi 3 \times 9.6\text{m}$ “三合一”，更换 2 台 $\Phi 4 \times 20\text{m}$ “三合一”，改造后单台处理能力为 8000t/d，沉降时间为 20min。设备正常运行时，最大负荷率 31%，当其中 1 台检修时检修负荷率为 58.9%，可以满足生产需求；更新天然气除油干燥组合装置 1 套，最大处理负荷为 42.5%-56.6%，满足生产需求；原址扩建加热炉区，更新加热炉 4 台，其中 1.8MW 掺水采暖炉 2 台、2.0MW 掺水外输炉 2 台；更新设备连接工艺，更换各类站内工艺管道 1.16km、各类阀门 73 个；拆除已建三合一、加热炉、天然气除油器、干燥器；平面布局不变，在满足安全防火间距及无人值守建设需求条件下，局部调整设备相对位置，扩建回车场 1 座，配套完善自控、数字化和电力系统。

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 地表水环境

根据监测结果，除化学需氧量以外，其他指标均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 V 类标准，由于地表水体周围附近村屯较多，农业生产中的农药、化肥以及农田灌溉用水流入地表水体导致 COD 值高。

9.2.4 生态环境

项目区块周围均为基本农田，本项目所在区域属于松嫩平原西部草甸草原生态区，松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区，I-6-1-2 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区。由于本区块位于油田开发老区，人类活动频繁，使该系统内植被覆盖度降低。

9.3 环境影响预测与评价结论

9.3.1 环境空气

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

项目场站改造后，为无人值守转油站，无生活污水产生。

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宋一联污水处理站，宋一联含油污水处理站采用“横向流除油+两级过滤”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 10mg/L、悬浮固体含量 \leq 5mg/L、粒径中值 \leq 2 μ m”，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 土壤环境

本工程所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，正常工况下本工程对土壤环境的影响较小，非正常工况如产生落地油等，可能会对土壤造成影响，但项目施工过程中均铺设防渗布，落地油不会污染土壤，因此项目对土壤环境的影响较小。

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。

9.5 环境管理与监测计划结论

工程投产运行后油田环境管理工作由大庆油田有限责任公司第八采油厂负责，在生产运行期，环境管理除抓好环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输、处理和管理情况及油水泄漏等事故的预防和处理上。施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。运行期根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）和油田运行期环境污染的特点，环境监测计划主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故而制定。

9.6 公众意见采纳情况

本工程公众参与由建设单位大庆油田有限责任公司第八采油厂负责实施，大庆油田有限责任公司第八采油厂于2024年6月确定黑龙江省合壹环保科技有限公司为该项目的环境影响评价报告编制单位，本项目于2024年6月24日在黑龙江环保技术服务网上进行了首次网络公示；在该项目环境影响报告书征求意见稿形成之后，2024年7月23日—2024年8月5日通过黑龙江环保技术服务网、项目所在地公众易于知悉的场所张贴公告、报纸公告等形式，进行了征求意见稿公示。2024年8月15日，通过黑龙江环保技术服务网进行了报告书报批前公开。

9.7 综合结论

综上所述，第八采油厂芳深2转油站改造工程项目为油田场站改造工程，本项目符合相关规划及政策，本工程虽然在建设和生产运行过程中会对环境产生一定的影响，但工程施工和运行过程中采取了相应的治理措施，对周围环境影响较小；而且本站经改造后能保证正常生产运行，对保护环境有积极的作用。在各项污染防治措施落实，确保全部污染物达标排放的前提下，对当地及区域的环境质量影响不大，从环境保护角度而言是可行的。