

头台油田源 141 转油站腐蚀老化设备改造工程
环境影响报告书

建设单位：大庆头台油田开发有限责任公司

编制单位：湖南葆华环保科技有限公司

编制日期：2026 年 6 月

目 录

1.1 项目由来.....	1
1.2 项目特点.....	2
1.3 环境影响评价工作过程.....	5
1.4 分析判定相关情况.....	6
1.5 关注的主要环境问题及环境影响.....	32
1.6 环境影响评价主要结论.....	34
2 总则.....	35
2.1 评价目的.....	35
2.2 评价原则.....	35
2.3 编制依据.....	35
2.4 环境影响识别与评价因子筛选.....	40
2.5 评价标准.....	44
2.6 评价等级及评价范围.....	50
2.7 环境保护目标.....	63
3 建设项目工程分析.....	66
3.1 现有工程分析.....	66
3.2 项目概况.....	76
3.3 工程组成.....	77
3.4 建设规模.....	81
3.5 主要建设内容.....	81
3.6 设备及物料消耗.....	86
3.7 平面布置及土地利用.....	88
3.8 施工方式.....	90
3.9 施工进度及时序.....	90
3.10 依托工程分析.....	90
3.11 建设项目工程分析.....	92
3.12 清洁生产分析.....	113
4 环境现状调查与评价.....	115
4.1 自然环境状况.....	115
4.2 环境保护目标调查.....	120
4.3 环境质量现状调查与评价.....	121
4.4 区域污染源调查.....	160
5 环境影响预测与评价.....	163
5.1 大气环境影响预测与评价.....	163
5.2 地表水环境影响评价.....	166
5.3 地下水环境影响预测与评价.....	168
5.4 声环境影响预测与评价.....	174
5.5 固体废物环境影响分析.....	178
5.6 生态环境影响评价.....	182
5.7 土壤环境影响预测与评价.....	187

5.8 环境风险分析.....	191
6 环境保护措施及其可行性论证.....	198
6.1 污染防治措施.....	198
6.2“三同时”项目一览表.....	217
7 环境影响经济损益分析.....	221
7.1 环境损失费估算.....	221
7.2 环保投资估算及环境效益分析.....	221
7.3 环境经济损益分析结论.....	223
8 环境管理与监测计划.....	224
8.1 HSE 管理体系的建立和运行.....	224
8.2 环境监控.....	225
8.3 占地审批流程.....	232
9 环境影响评价结论.....	233
9.1 建设项目概况.....	233
9.2 环境质量现状评价结论.....	233
9.3 环境影响分析和污染防治措施可行性结论.....	234
9.4 公众意见采纳情况.....	236
9.5 环境经济损益分析结论.....	237
9.6 环境管理与监测计划结论.....	237
9.7 综合评价结论.....	237
附表.....	239
附表 1: 建设项目大气环境影响评价自查表.....	239
附表 2: 建设项目环境风险评价自查表.....	240
附表 3: 建设项目土壤环境影响评价自查表.....	241
附表 4: 地表水自查表.....	242
附表 5: 生态影响评价自查表.....	244
附表 6: 声环境影响评价自查表.....	245

1 概述

1.1 项目由来

大庆头台油田开发有限责任公司源 141 转油站于 2005 年建成投产，转油站采用“三合一”处理工艺。站内已建分离缓冲游离水脱除器、除油器、干燥器腐蚀严重，运行存在安全隐患。且由于头台油田葡萄花零散井投产、长关井治理工程启动后，源 141 转油站已建掺水炉设计能力不足，当 1 台掺水炉检修时，剩余掺水炉不能维持正常生产。

为解决上述隐患，大庆头台油田开发有限责任公司决定在大庆市肇源县头台镇实施头台油田源 141 转油站腐蚀老化设备改造工程。

本项目为现有区块内场站改造项目，项目占地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、饮用水水源保护区、永久基本农田、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，且项目不在生态保护红线内。根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年），本项目位于水土流失重点治理区，根据《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），本项目国民经济分类为 B0711 陆地石油开采，因此根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），判定本项目为“五、石油和天然气开采业-07、陆地石油开采 0711”中“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

根据 2017 年 7 月 16 日《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（中华人民共和国国务院令 第 682 号）、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（生态环境部部令第 16 号）及《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）等法律法规，为保证建设项目与环境保护协调发展，从环境保护角度评价建设项目的可行性，大庆头台油田开发有限责任公司委托湖南葆华环保科技有限公司编制环境影响报告书。接受委托后，项目负责人对项目的建设方案进行了详细分析，并对拟建井区域进行多次实地考察，并结合项目方案，分析了项目的类型、性质、建设规模及所在区域的环境状况，在详细研究了相关资料并进行类比调查分析的情况下，按照国家环境影响评价技术导则的要求，编制了《头台油田源 141 转油站腐蚀老化设备改造工程环境影响报告书》。

1.2 项目特点

1.2.1 项目建设内容介绍

源 141 转油站原位置更换分离缓冲游离水脱除器 2 台，拆除除油器、干燥器各 1 台，在容器区除油器位置新建除油干燥组合装置 1 台，新建 2.5MW 节能提效加热炉 1 台。改造后源 141 转油站改建后处理能力不变，可处理液量 9900t/d。

1.2.2 现有区块开发简介

源 23 区块共有运行的油水井 51 口，其中油井 38 口，平均单井产液量 2.78t/d，单井产油量 0.69t/d，综合含水 75.18%，年产油约 0.79×10^4 t。注水井 13 口，平均单井日注水 10m^3 ，年注水 $3.9 \times 10^4\text{m}^3$ 。

1.2.3 项目选址

本项目选址位于大庆市肇源县头台镇，项目新增总占地面积为 0.016hm^2 ，均为永久占地，占地类型为草地（非基本草原）。

根据《黑龙江省国土空间规划（2021-2035 年）》、《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》，以及黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台和黑龙江省生态保护红线分布图，本项目占地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、饮用水水源保护区、永久基本农田、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，且项目不在生态保护红线内，项目周边分布有双榆树屯、三合村、查干户屯等村屯。

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年），大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目位于大庆市肇源县头台镇，属于市级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》，大庆市肇源县属于沙化土地所在县（区），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。

1.2.4 工艺特点

本项目为油田场站改造工程，施工工艺包括废旧设备清淤、清洗、拆除、平整场地、基础施工、设备安装、试压等。

运营期源 141 转油站采用“三合一”处理工艺，站外来液经分离缓冲游离水脱除器（三

合一)处理后,分离出的含水油经升压、计量后进加热缓冲装置加热,再升压外输至源二联合站;分离出的污水经加热、升压、计量后通过掺水阀组输至站外集油阀组间;分离出的伴生气经除油、计量、调节后作为本站燃料气,燃料气不足部分由返输气补充。

退役期为场站服务期满后,停运、关闭、恢复土地使用功能的时段。场站退役期作业内容包括拆除退役的场站设备和设施、恢复场站场地土地使用功能等施工过程。

1.2.5 产污特点及措施

1.2.5.1 施工期

(1) 本项目施工过程中产生的废水主要为废旧设备清洗废水、新建装置试压废水、生活污水。废旧设备清洗废水及新建装置试压废水由罐车拉运至源二联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层;施工期施工人员产生的生活污水排入场站内生活污水收集装置,定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。

(2) 本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、施工车辆排放的尾气、焊接烟尘。对施工场地采取洒水抑尘,对易起尘的临时土方等加盖苫布,施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布,加强施工管理;施工车辆采用清洁燃料,降低污染物排放;项目焊接主要方式为电焊,由于项目焊接点较少,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。

(3) 施工期产生的噪声主要为站场施工过程中施工机械和车辆运行噪声。合理安排施工进度,减少施工时间,避免大量高噪声设备同时施工;施工严格禁止夜间进行。合理布置施工现场,避免在同一地点安排较多的动力机械;运输车辆选择避开居民区的路线,临近居民区应减少汽车鸣笛的次数,减速慢行。

(4) 施工过程中产生的含油废防渗布由建设单位收集后暂存于头台联危险废物暂存池,定期委托有资质单位处理。清淤产生的含油污泥经收集后暂存于头台联危险废物暂存池,定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。施工废料经收集后拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理。建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理;拆除的废旧设备全部回收至大庆头台油田开发有限责任公司物资库。生活垃圾统一收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

1.2.5.2 运营期

(1) 运营期产生的废气主要为油气处理过程中产生的非甲烷总烃、新建加热炉产生的烟气、温室气体。本项目油气处理采用密闭流程,新建阀组、法兰等动静密封系统要加

强密闭措施，控制烃类气体、温室气体的无组织挥发，源 141 转油站厂界非甲烷总烃可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求；源 141 转油站内新建的 2.5MW 节能提效加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经 8m 的烟囱高空排放，加热炉排放的废气能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求。

（2）项目运营期场站不新增生产废水及生活污水。场站处理采出液产生的油田采出水管输进入源二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；场站内生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。

（3）本项目运营期噪声源主要来自场站内新建设备及配套机泵运行噪声。选用低噪声设备，新建装置设置减震基础；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。采取以上措施后源 141 转油站厂界噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准的要求。

（4）项目运营期产生的固体废物主要有场站设备检修过程中产生的含油污泥、含油废防渗布、废润滑油、废润滑油桶、含油抹布及废劳保用品。含油污泥经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。含油废防渗布经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期委托有资质单位处理。废润滑油、废润滑油桶、含油抹布及废劳保用品经收集后暂存于头台油田危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

1.2.5.3 退役期

（1）退役设备清洗废水由罐车拉运至源二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。退役期施工人员产生的生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。

（2）本项目退役期施工过程中产生的废气主要为施工扬尘。施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施。

（3）本项目退役期装置内介质均输送至后续集输系统处理。退役期拆除的废旧设备全部回收至大庆头台油田开发有限责任公司物资库。拆除作业产生的建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理。退役设备清淤产生的含油污泥经收集后暂存

于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。生活垃圾统一收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

1.3 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，收集分析工程技术文件以及相关基础资料，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，确定头台油田源141转油站腐蚀老化设备改造工程环境影响评价技术文件类型为环境影响报告书。

其次，在仔细研究工程技术文件的基础上，进行了工程分析，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，识别环境影响并筛选评价因子，明确环境影响、评价工作重点和环境保护目标确定等工作。通过对项目概况、周围环境敏感性及导则要求分析确定：本项目大气环境影响评价工作等级为二级；声环境影响评价工作等级确定为二级；地表水环境影响评价工作等级为三级B；地下水环境影响评价工作等级为二级；生态环境影响评价工作等级为三级；土壤环境影响评价工作等级为二级，环境风险环境影响评价工作等级为简单分析。并以此确定评价范围和评价标准，制定了评价工作方案。

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，进行生态环境现状监测并进行调查与评价，在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、环境影响预测与评价的结果，确定科学合理、可行的工程方案，提出预防或减缓不利影响的环境保护措施，制定相应的环境管理或环境监测计划，从生态环境影响的角度给出工程建设项目是否可行的结论，完成报告的编制。

具体环境影响评价工作程序见图1.3-1。

2026年3月24日，大庆头台油田开发有限责任公司委托湖南葆华环保科技有限公司编制《头台油田源141转油站腐蚀老化设备改造工程环境影响报告书》，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。公众参与工作采用网络公示、报纸公示以及张

贴公告等相结合的方式进行。本项目首次环境影响评价信息公开之日为 2026 年 3 月 27 日（黑龙江环保技术服务网），征求意见稿公示日期为 2026 年 5 月 6 日~18 日（黑龙江环保技术服务网），报纸第一次公告日期为 2026 年 5 月 11 日（大庆油田报），报纸第二次公告日期为 2026 年 5 月 13 日（大庆油田报），现场张贴公示日期为 2026 年 5 月 6 日~18 日，公示地点为评价范围内村屯，并于 2026 年 6 月 1 日在黑龙江环保技术服务网公开发布平台进行头台油田源 141 转油站腐蚀老化设备改造工程环境影响报告书全本公示和项目公众参与说明全本公示。在公示期间建设单位及环评单位未收到相关反馈，建设单位承诺将加强企业环境管理，强化诚信意识，恪守环保信用，项目运行中主动公开环保信息，接受公众监督。

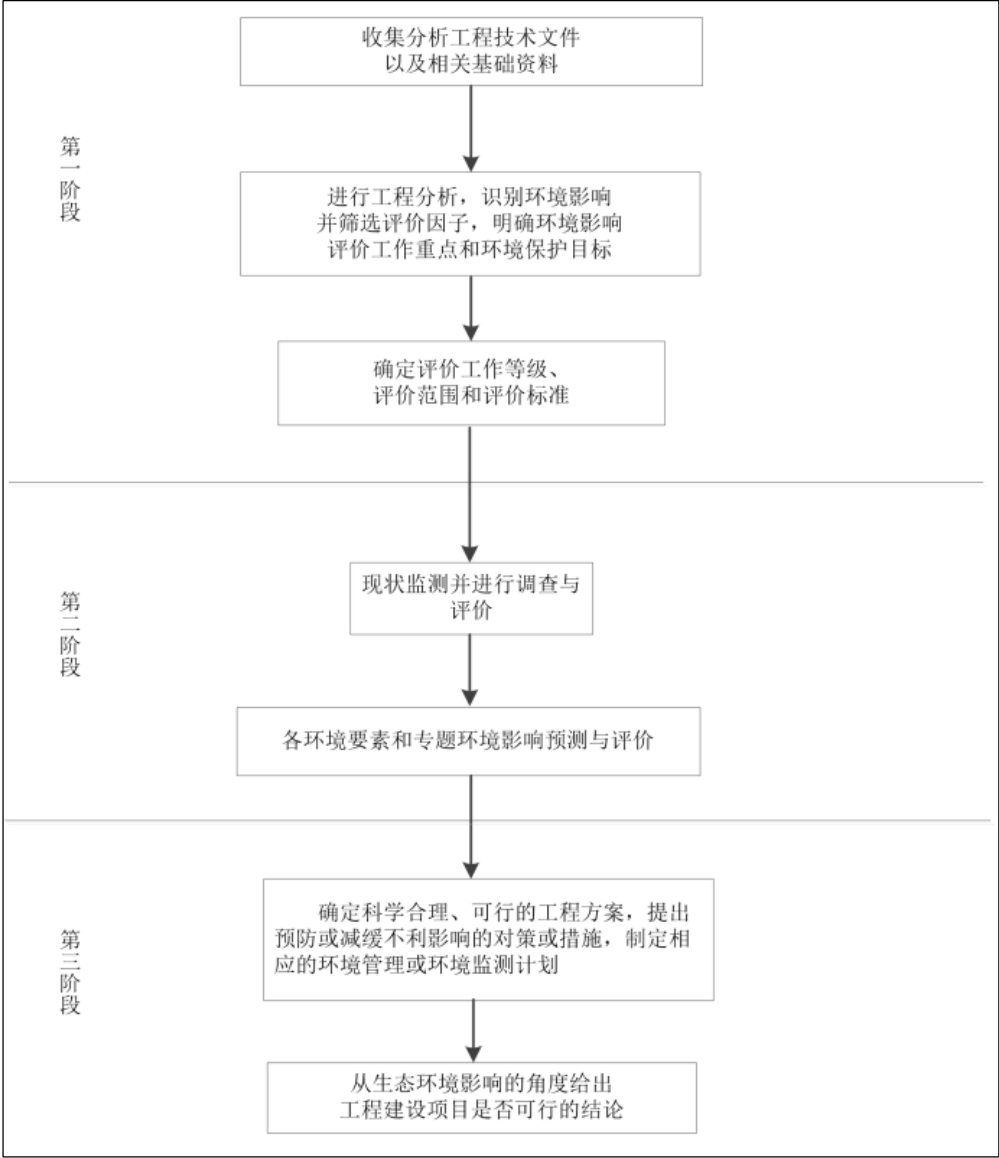


图 1.3-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性分析

本项目为石油开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于鼓励类“七、石油天然气”中“1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采”，因此，本项目建设符合国家的产业政策。

1.4.2 相关规划符合性分析

1.4.2.1 与《黑龙江省主体功能区划》符合性分析

本工程位于黑龙江省大庆市肇源县，根据《黑龙江省主体功能区划》，大庆市肇源县的功能定位为国家农产品主产区，属于限制开发区域。

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。

本工程属于改建项目，运营期产生的废气主要为油气处理过程中产生的非甲烷总烃、新建加热炉产生的烟气、温室气体。本项目油气处理采用密闭流程，新建阀组、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，控制烃类气体、温室气体的无组织挥发，源 141 转油站厂界非甲烷总烃可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求；源 141 转油站内新建的 2.5MW 节能提效加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经 8m 的烟囱高空排放，加热炉排放的废气能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求。近年大庆头台油田开发有限责任公司通过对加热炉采取低氮燃烧器等措施，实现了氮氧化物排放总量持续下降，且满足大庆头台油田开发有限责任公司主要污染物排放总量控制要求。项目运营期场站不新增生产废水及生活污水。本项目运营期噪声源主要来自场站内新建设备及配套机泵运行噪声。选用低噪声设备，新建装置设置减震基础；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。采取以上措施后源 141 转油站厂界噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准的要求。项目运营期产生的固体废物主要有场站设备检修过程中产生的含油污泥、含油废防渗布、废润滑油、废润滑油桶、含油抹布及废劳保用品。含油污泥经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。含油废防渗布经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期委托有资质单位处理。废润滑油、废润滑油桶、含油抹布及废劳保用品经收集后暂存于头台油田危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。项目运行期不新增用水，不进行地下水资源的开采。本项目满足限制开发区域的要求。

且根据《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石油开采中场站改造项目，符合《黑龙江省主体功能区规划》要求。

本项目与黑龙江省主体功能区位置关系见图 1.4-1。

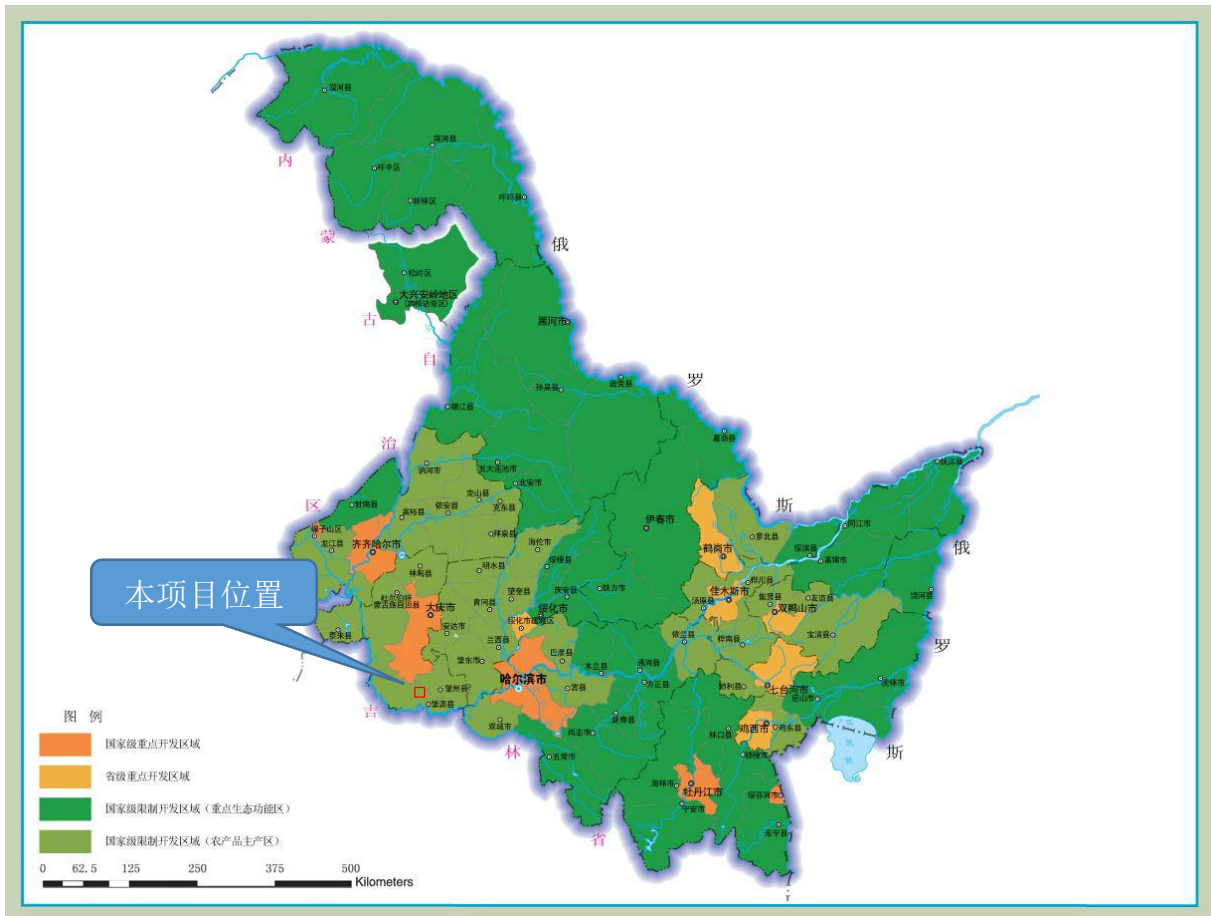


图 1.4-1 本项目与黑龙江省主体功能区位置关系图

1.4.2.2 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》，本项目所在区域位于I-6-1-1 嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区，该区由黑龙江省西南部的肇源县、杜尔伯特蒙古族自治县和泰来县组成，总面积 14200 平方公里，本项目与《黑龙江省生态功能区划》位置关系见图 1.4-2。该区主要生态环境问题为草地面积减小，草原沙化、碱化、退化现象严重，沙化动态仍呈扩展趋势；生态环境敏感性为西面大面积土地沙漠化敏感性为高度敏感，中度及轻度敏感地区也有分布；主要生态系统服务功能为沙漠化控制、防洪蓄洪、牧业生产、旅游；保护措施与发展方向为建立生态治沙体系，控制土地沙漠化趋势，充分发挥该地区的防洪

蓄洪能力，科学发展农牧业。

本项目与《黑龙江省生态功能区划》符合性分析见表 1.4-2。

表 1.4-1 本项目与《黑龙江省生态功能区划》相关要求符合性

序号	保护措施与发展方向	符合性分析	符合性
1	建立生态治沙体系，控制土地沙漠化趋势。	为减轻植被破坏可能导致的沙化现象，防患于未然，建设单位应采取以下措施进行控制：①施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，施工期间划定施工活动范围，项目在永久占地内进行施工，不新增临时占地，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，避免开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。②施工作业避免在大风天施工。③做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施，确保土方水土流失得到有效控制。通过以上措施，可有效防止土地沙化。	符合
2	充分发挥该地区的防洪蓄洪能力。	本项目占地面积较小，且不占用泡沼等，项目建设不改变区域地形地貌，因此项目建设不会影响该区域防洪蓄洪能力。	符合
3	科学发展农牧业。	本项目新增永久占地 0.016hm ² ，占地类型为草地（非基本草原），占地面积较小，本项目对新增永久占地 0.3m 厚表土进行剥离，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良。本项目建设对区域农牧业影响较小。	符合

由上表可知，本项目符合《黑龙江省生态功能区划》中相关规定。

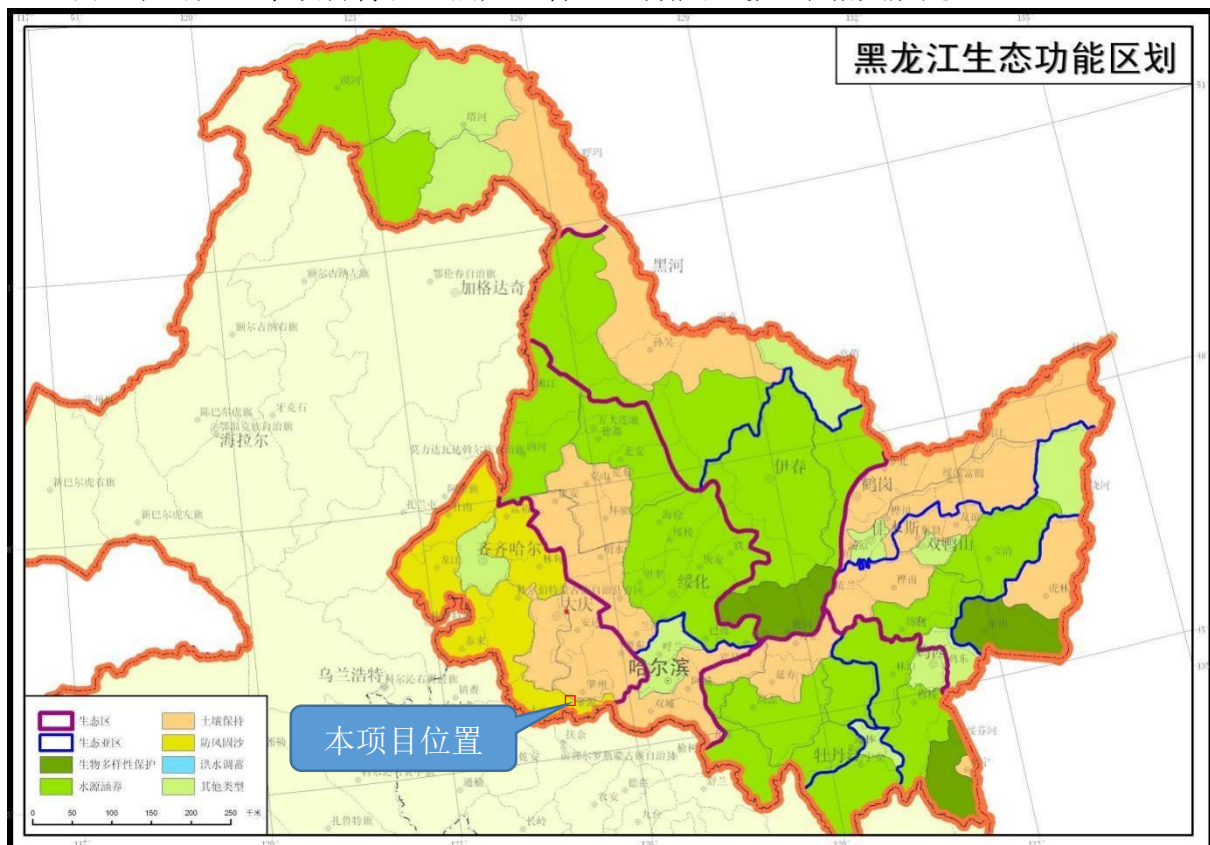


图 1.4-2 本项目与《黑龙江省生态功能区划》位置关系图

1.4.2.3 与国土空间总体规划符合性分析

根据《自然资源部办公厅关于依据“三区三线”划定成果报批建设项目用地用海有关事宜的函》（自然资办函〔2022〕2072号），“三区”即城镇空间、农业空间、生态空间，“三线”分别对应划定的城镇开发边界、永久基本农田保护红线、生态保护红线三条控制线。根据《大庆市国土空间总体规划（2021-2035年）》、《肇源县国土空间总体规划（2021-2035年）》，结合《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果（2023年版）》《大庆市生态环境准入清单》（2023年版）、永久基本农田查询平台及黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台查询结果，本项目不涉及占用永久基本农田，不在城镇开发边界及生态保护红线内。

根据《大庆市国土空间总体规划（2021-2035年）》，大庆市构建“一核、两轴、一带、六区”市域总体空间格局，本项目位于大庆市肇源县头台镇，属于南部粮食主产区，主要种植以玉米、大豆为主的农产品，培育肇州糯玉米、肇州香瓜、肇源鲜桃等特色农产品品牌。在永久基本农田、粮食生产功能区、特色农产品保护区外，可大力发展优质果蔬和药材产业，打造果蔬精品区和寒地龙药基地群。本项目占地类型为草地，不占用耕地，不影响区域内粮食产量。

同时《肇源县国土空间总体规划（2021-2035年）》中指出：矿藏开采、工程建设和修建工程设施应当不占或少占草原，除国家重点工程项目外，不得占用基本草原。工程建设、勘查、旅游等确需临时占用草原的，由县级以上地方人民政府草原行政主管部门依据权限分级审核。本项目建设占用一般草地，本项目按照“先临时、后永久”的政策，临时用地结束后，办理永久用地审批。大庆头台油田开发有限责任公司监督管理中心土地管理室由专业测绘队伍，组卷勘测定界成果，每年上报油田公司生态资源管理部，全油田全年组卷一次，经肇源县自然资源局、肇源县政府，大庆市自然资源局、大庆市政府，黑龙江省自然资源厅、黑龙江省政府，逐级上报自然资源部、国务院审批。组卷资料中需提供数十项资料，其中包括永久占用草地（非基本草原）的批复意见。永久占用草地（非基本草原）手续，需经肇源县林草主管部门、大庆市级林草主管部门、黑龙江省级林草主管部门逐级审批。

因此，本项目符合《大庆市国土空间总体规划（2021-2035年）》、《肇源县国土空间总体规划（2021-2035年）》要求。

1.4.2.4 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》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稳

油增气，建立地企共建共享机制，加快大庆页岩油气开发产业化商业化步伐，到 2025 年油气产量当量达到 4500 万吨以上，巩固石油大省地位。

《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》第三章中提出加快体制机制创新，全力推动百年油田建设。力争到 2025 年，大庆油田国内外油气产量当量达到 4500 万吨以上，天然气产量 70 亿立方米，有效保障国家油气安全稳定供应，肩负起“当好标杆旗帜、建设百年油田”的政治责任。支持油田打好提质增效攻坚战，服务保障油田产能建设，加强油田产能规划与大庆城市总体规划、国土空间规划等统筹衔接，支持拓宽油田勘探开发空间，保障生产建设用地。为油田开辟政务服务“绿色通道”，优化简化油田产能项目在环保、安全等方面审批流程，压缩审批时限。全力服务保障油田，重点围绕长垣、长垣外围地区，做好加强勘探增资源、提高长垣采收率、有效动用难采储量、加快发展天然气产业四篇文章，实现油田可持续发展。

本工程为陆地石油开采中的场站建设项目，因此本项目符合《黑龙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》及《大庆市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中要求。

1.4.2.5 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 1.4-3。

表 1.4-3 本项目与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》相关要求符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	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。	本项目施工期采取施工场地设置围护，对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布，加强施工管理。	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	本项目油气处理采用密闭流程，新建阀组、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，防止烃类气体的无组织挥发	符合

	刷等企业非必要 VOCs 废气排放系统旁路。		
3	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。	施工期选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声。施工场界能够满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中要求（昼间 70d（A）、夜间 55dB（A））。运营期场站选用低噪声设备，新建装置设置减震基础；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。能够确保场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求。	符合
4	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、应急响应全阶段进行控制。	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。	大庆头台油田开发有限责任公司作为土壤重点企业每年对区域内土壤进行监测，并在大庆油田信息港进行信息公开。根据监测结果，各监测点位污染物浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中风险筛选值。	符合

由上表可知，本项目符合《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》中相关规定。

1.4.2.6 与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析

本项目与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析见表 1.4-4。

表 1.4-4 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

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度，划定耕地保护红线和永久基本农田控制线，严格落实耕地占补平衡、易地补充耕地、土地复垦等	本项目为陆地石油开采项目，属于国家能源建设项目，本项目占地类型为草地。项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本项目尽可能减少占	符合

	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。	地。本项目建设过程中，对新增永久占地0.3m厚表土进行剥离，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良。	
2	严格国土空间用途管制。划定一般农业区，把优质黑土耕地优先划入一般农业区。制定用途管制规则，实行严格的用途管制，严控非农建设用地规模，尽量少占优质黑土地。强化对占用黑土地的管控约束，使得城镇发展等非农建设尽量避让优质黑土地。	本项目施工过程中，需遵守《大庆油（气）田建设工程用地规范》规定，严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被及黑土耕地，不准乱挖、乱采野生植物，确保不影响周边黑土耕地。	符合
3	严格土地执法。建设项目占用耕地的，应当按规定进行表土剥离和利用。全面加大黑土耕地保护违法违规问题执法力度，及时发现、严肃查处土地违法特别是乱占耕地、破坏耕地、盗挖黑土等行为。	本项目实施前编制土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。对新增永久占地0.3m厚表土进行剥离，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良。	符合

由上表可知，本项目符合《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》中相关规定。

1.4.2.7 与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

本项目与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析见表 1.4-5。

表 1.4-5 本项目与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》相关要求符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	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。	本项目施工期采取施工场地设置围护，对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布，加强施工管理。	符合

2	<p>在制定国土空间规划及交通运输等相关规划时，合理划定防噪声距离，明确规划设计要求。因特殊需要必须连续作业的，必须按照法律规定取得证明，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，全面实现功能区声环境质量自动监测，声环境功能区夜间达标率达到国家要求。</p>	<p>施工期选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声。施工场界能够满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中要求（昼间70d（A）、夜间55dB（A））。运营期场站选用低噪声设备，新建装置设置减震基础；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。能够确保场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类标准要求。</p>	符合
3	<p>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。推广保护性耕作模式。</p> <p>强化黑土耕地保护的监督管理。落实属地监督管理责任，实行黑土耕地动态监管、日常巡查。</p> <p>加快耕地水土流失综合治理。坚持山水林田湖草沙冰系统治理、综合治理，减轻风蚀水蚀，防治水土流失。</p>	<p>本项目实施前编制土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。对新增永久占地0.3m厚表土进行剥离，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良。</p>	符合
4	<p>推进地下水污染综合防治。建立地下水污染防治管理和环境监测体系，建设地下水信息平台。加强地下水污染与地表水、土壤等共生环境协同防治。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。推进地下水重点污染源风险防控，开展试点示范。</p> <p>配合生态环境部和省生态环境厅建立地下水环境监测网。2025年年底前，按照国家和行业相关监测、评价技术规范，开展地下水环境监测。</p>	<p>本项目针对场站采取了分区防渗措施，并在区域内布置3口潜水跟踪监测井，定期进行跟踪监测。</p>	符合

5	<p>推进重点产废单位“减量化、资源化、无害化”工作。抓好油田采油环节各类固废的源头减量、分类处置工作。加快构建与产生量相匹配处理规模的水基钻井泥浆综合利用项目。进一步推进历史遗留固体废物的排查整治，通过拓展工业固体废物的综合利用渠道和效率，最终实现产业绿色转型。</p>	<p>施工过程中产生的含油废防渗布由建设单位收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期委托有资质单位处理；清淤产生的含油污泥经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置；施工废料经收集后拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理；建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理；拆除的废旧设备全部回收至大庆头台油田开发有限责任公司物资库；生活垃圾统一收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。项目运营期产生的含油污泥全部回收，经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置；含油废防渗布经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期委托有资质单位处理；废润滑油、废润滑油桶、含油抹布及废劳保用品经收集后暂存于头台油田危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。</p>	符合
---	--	--	----

1.4.2.8 与《大庆市水土保持规划》（2015~2030年）符合性分析

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030年），大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目位于大庆市肇源县头台镇，属于水土流失重点治理区。本项目与水土保持重点治理区和重点预防区位置关系见附图4，本项目的开发建设与该规划的符合性分析见表1.4-6。

表 1.4-6 与《大庆市水土保持规划》（2015~2030年）符合性分析

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	3.3.1.4 工矿区治理中要求“治理措施以植被恢复为主，采用种草、种树绿化方法，治理油田开采和砖厂取土生产等造成的地表植被破坏”。	土方开挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。做好人工绿化工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量。	符合
2	3.3.3.3 次生盐渍化防治中要求“建立完善水利排水工程，避免工业污水浸泡农田；生产建设用地破坏植被应及时采取恢复植被措施，避免	本项目施工期产生的废旧设备清洗废水及新建装置试压废水由罐车拉运至源二联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油	符合

	造成次生盐渍化”。	藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层。运营期不新增工业废水产生。本项目对新增永久占地 0.3m 厚表土进行剥离,采用分层开挖,分层堆放,暂存于占地内的表土剥离临时堆放区,并采取苫布遮盖,防止水土流失,并定期采取洒水抑尘措施,永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良。	
3	5.2.2 综合治理措施配置中要求“城市水土保持治理措施,结合生产建设项目类型具体设置措施”。	项目不在永久占地范围外施工,严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围。	符合

本项目施工期开挖面积不大,施工期短,土石方就近占地进行临时堆放,无转运丢弃,实际新增水土流失量小。根据项目土石方平衡,项目不产生弃土。剥离表层土的临时堆场设置严格的水土保措施。施工结束后及时清理施工现场,永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良。在采取水土保持措施后,本项目满足《大庆市水土保持规划》(2015~2030年)要求。

1.4.3 相关政策符合性分析

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

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号)符合性分析见表 1.4-7。

表 1.4-7 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评),一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价,对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他	本项目为现有源 23 区块内场站改造项目。源 23 区块共有运行的油水井 51 口,其中油井 38 口,平均单井产液量 2.78t/d,单井产油量 0.69t/d,综合含水 75.18%,年产油约 0.79×10 ⁴ t。注水井 13 口,平均单井日注水 10m ³ ,年注水 3.9×10 ⁴ m ³ 。区块内现有场站为源 141 转油站。本次环评在 3.1 章节中详述了源 23 区块现有工程环境影响进行回顾性评价,区块内油田生产设施主要包括油水井场和集油管线。废气主要为井场和集输管线逸散的非甲烷总烃气体、场站加热炉废气;废水主要为油水井作业污水、洗井污水、油田采出水、场站生活污水,作业污水、洗井污水、油田采出水最终经源二联含油污水处理站处理后回注油层,场站生活污水排入场站内生活污水收集装置,定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处	符合

	防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	理；噪声主要来自抽油机及场站各类机泵噪声；固废主要为油水作业产生的落地油、清罐污泥、含油废防渗布、场站生活垃圾等，含油污泥经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置；含油废防渗布经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期委托有资质单位处理；生活垃圾统一收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。区域内生态恢复良好，未发现生态环境问题和环境风险隐患。 明确了现有区块的污染物排放情况，依托场站的依托可行性及其污染物产生及排放情况，各依托设施均可有效依托。	
2	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目施工期及运营期废水均不外排。	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	项目施工期及运营期产生的废水最终均经源二联含油污水处理站处理达标后回注油层，回注水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求。地下水防治措施采取过程防控、跟踪监测来防止污染地下水。	符合
5	通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	项目油气处理采用密闭流程，新建阀组、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，防止烃类气体的无组织挥发。	符合
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集	项目运营期产生的固体废物主要有场站设备检修过程中产生的含油污泥、含油废防渗布、废润滑油、废润滑油桶、含油抹布及劳保用品。含油污泥经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。含油废防渗布经收集后暂存	符合

	中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	于头台联危险废物暂存池，定期委托有资质单位处理。废润滑油、废润滑油桶、含油抹布及废劳保用品经收集后暂存于头台油田危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。本项目产生的危险废物已按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。	本项目施工期均在永久占地内进行，不新增临时占地，施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式。环评中已提出草地的保护措施，本项目不涉及钻井和压裂。	符合
8	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	大庆头台油田开发有限责任公司现有《环境突发事件专项应急预案》主要包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容。并于2025年在大庆市肇源生态环境局进行了备案，备案编号为230622-2025-027-M。	符合

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

1.4.3.2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性判定

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告 2012 年第 18 号）符合性分析见表 1.4-8。

表 1.4-8 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求符合性

序号	相关要求	本工程符合性
1	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90% 以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。	符合。本项目施工期及运营期生产废水均经污水处理站处理达标后回注油层，回用率 90% 以上，工业固废（施工期含油废防渗布、含油污泥、施工废料、建筑垃圾、废旧设备及运营期含油污泥、含油废防渗布、废润滑油、废润滑油桶、含油抹布及废劳保用品）均得到妥善处置，处置率达到 100%。
2	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	符合。本项目为现有区块的改建项目，油气处置和废物收集处置均依托现有集中处置站场。
5	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠	符合。项目运营期场站不新增生产废水及生活污水。场站处理采出液产生的油田采水管输

	油注汽开采，鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	进入源二联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；场站内生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。
6	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	符合。本项目油气集输均采用密闭流程，集输过程中烃类挥发系数为 1.4175%，不高于 0.5%。
8	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80% 以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	符合。本项目新建除油干燥组合装置 1 台，用于处理油田开采的伴生气，处理后的伴生气全部作为燃料自用，场站天然气均通过加热炉完全燃烧后由不低于 8m 的烟囱排放。
9	应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	符合。在本项目区域上游、区域内、区域下游各布设 3 口潜水跟踪监测水井，定期对地下水进行跟踪监测。
11	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90% 以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	符合。本项目场站设备检修产生的含有污泥经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置，含油污泥资源化利用率 100%。

1.4.3.3 与《中华人民共和国黑土地保护法》的符合性分析

本项目与《中华人民共和国黑土地保护法》相关要求符合性分析详见表 1.4-9。

表 1.4-9 与《中华人民共和国黑土地保护法》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	建设项目不得占用黑土地；确需占用的，应当依法严格审批，并补充数量和质量相当的耕地。	本项目建设无法避免占用黑土地，本项目场站改造新增永久占地 0.016hm ² ，占地类型为草地（非基本草原），本项目对新增永久占地 0.3m 厚表土进行剥离，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良。	符合
2	建设项目占用黑土地的，应当按照规定的标	本项目对新增永久占地 0.3m 厚表土进行剥离，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，	符合

	准对耕作层的土壤进行剥离。剥离的黑土应当就近用于新开垦耕地和劣质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等。	并采取苫布遮盖，防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良。	
--	--	--	--

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》中要求。

1.4.3.4 与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析

本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析见表 1.4-10。

表 1.4-10 本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	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。	本项目建设无法避免占用黑土地，本项目场站改造新增永久占地 0.016hm ² ，占地类型为草地（非基本草原），本项目对新增永久占地 0.3m 厚表土进行剥离，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良。	符合
2	禁止向黑土地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的清淤底泥、尾矿、矿渣等；禁止将有毒有害废物用作肥料或者用于造田和土地复垦。	本项目施工期废旧设备清洗废水及新建装置试压废水由罐车拉运至源二联合油污水处理站处理达标后回注油层；施工期生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。运营期不新增生产废水和生活污水。项目运营期设备检修产生含油污泥经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。含油废防渗布经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期委托有资质单位处理。废润滑油、废润滑油桶、含油抹布及废劳保用品经收集后暂存于头台油田危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理，固体废物处置率 100%。	符合
3	因突发事件造成黑土地污染或者破坏的，当事人应当立即采取补救措施，并向当地县级人民政府生态环境或者自然资源、农业农	为避免事故状态下对周边黑土地的影响，大庆头台油田开发有限责任公司已针对项目运行过程中可能产生的突发环境污染事件制定了《环境突发事件专项应急预案》，预案内容包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容，应急预案于 2025 年在大庆市肇源生态环境局进行了备案，备案编号为 230622-2025-027-M，具体见附	符合

	村、林业和草原主管部门报告。	件4。	
4	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。	本项目建设无法避免占用黑土地，本项目场站改造新增永久占地 0.016hm ² ，占地面积较少，占地类型为草地（非基本草原），本项目对新增永久占地 0.3m 厚表土进行剥离，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良。	符合
5	生产建设活动占用黑土地的，应当按照有关标准、规范和管理规定剥离表土。	本项目对新增永久占地 0.3m 厚表土进行剥离，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良。	符合

根据以上分析，本项目符合《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2021年12月23日发布，自2022年3月1日起施行）中要求。

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

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

本项目对新增永久占地 0.3m 厚表土进行剥离，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良。本项目施工过程中，需遵守《大庆油（气）田建设工程用地规范》规定，严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被及黑土地，不准乱挖、乱采野生植物，确保不影响周边黑土地。

在政府引导下，建设单位积极参与，并共布设 2 个土壤跟踪监测点，定期对土壤进行跟踪监测。

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

1.4.3.6 与《中华人民共和国草原法》符合性分析

本项目与《中华人民共和国草原法》（中华人民共和国主席令第 82 号，2021 年 4 月

29 日修正施行) 符合性分析见表 1.4-11。

表 1.4-11 本项目与《中华人民共和国草原法》相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	进行矿藏开采和工程建设，应当不占或者少占草原；确需征收、征用或者使用草原的，必须经省级以上人民政府草原行政主管部门审核同意后，依照有关土地管理的法律、行政法规办理建设用地审批手续。	本项目建设占用一般草地，本项目按照“先临时、后永久”的政策，临时用地结束后，办理永久用地审批。大庆头台油田开发有限责任公司监督管理中心土地管理室由专业测绘队伍，组卷勘测定界成果，每年上报油田公司生态资源管理部，全油田全年组卷一次，经肇源县自然资源局、肇源县政府，大庆市自然资源局、大庆市政府，黑龙江省自然资源厅、黑龙江省政府，逐级上报自然资源部、国务院审批。组卷资料中需提供数十项资料，其中包括永久占用草地（非基本草原）的批复意见。永久占用草地（非基本草原）手续，需经肇源县林草主管部门、大庆市级林草主管部门、黑龙江省级林草主管部门逐级审批。	符合
2	因建设征收、征用集体所有的草原的，应当依照《中华人民共和国土地管理法》的规定给予补偿；因建设使用国家所有的草原的，应当依照国务院有关规定对草原承包经营者给予补偿。	施工期间应划定施工活动范围，严格控制施工作业面积。针对新增永久占地 0.3m 厚表土进行剥离，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良。对永久占地按照规定进行经济补偿，补偿面积 0.016hm ² 。	符合
3	临时占用草原的期限不得超过二年，并不得在临时占用的草原上修建永久性建筑物、构筑物；占用期满，用地单位必须恢复草原植被并及时退还。	本项目不新增临时用地。	符合

根据以上分析，本项目符合《中华人民共和国草原法》（中华人民共和国主席令第 82 号，2021 年 4 月 29 日修正施行）中要求。

1.4.3.7 与《黑龙江省草原条例》符合性分析

本项目与《黑龙江省草原条例》（2018 年 6 月 28 日修订施行）符合性分析见表 1.4-12。

表 1.4-12 本项目与《黑龙江省草原条例》相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	<p>在草原上从事采土、采砂、采石等作业活动，应当报县级草原行政主管部门批准；开采矿产资源的，并应当依法办理有关手续。</p> <p>经批准在草原上从事本条第一款所列活动的，应当在规定的时、区域内，按照准许的采挖方式作业，并采取保护草原植被的措施。</p> <p>在他人使用的草原上从事本条第一款所列活动的，还应当事先征得草原使用者的同意。</p>	<p>本项目建设占用一般草地，本项目按照“先临时、后永久”的政策，临时用地结束后，办理永久用地审批。大庆头台油田开发有限责任公司监督管理中心土地管理室由专业测绘队伍，组卷勘测定界成果，每年上报油田公司生态资源管理部，全油田全年组卷一次，经肇源县自然资源局、肇源县政府，大庆市自然资源局、大庆市政府，黑龙江省自然资源厅、黑龙江省政府，逐级上报自然资源部、国务院审批。组卷资料中需提供数十项资料，其中包括永久占用草地（非基本草原）的批复意见。永久占用草地（非基本草原）手续，需经肇源县林草主管部门、大庆市级林草主管部门、黑龙江省级林草主管部门逐级审批。</p>	符合
2	<p>矿藏开采和工程建设，确需征用或者使用草原的，应当经省草原行政主管部门审核同意后，按照国家土地管理法律、法规的规定办理用地审批手续，在工程实施前由用地单位依法支付补偿费、植被恢复费、附着物补偿费和当年草原应有收益以及承包者进行草原建设和改良的实际投入。</p>	<p>施工期间应划定施工活动范围，严格控制施工作业面积。针对新增永久占地 0.3m 厚表土进行剥离，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良。</p>	符合
3	<p>临时使用草原单位应当按照批准的地点、面积、使用方式使用，并给予草原使用权单位补偿。在使用期满后，应当恢复草原植被。县以上草原行政主管部门对恢复植被的，应当及时退还恢复植被保证金；对未恢复植被的，用保证金代为恢复。恢复植被保证金的标准由草原行政主管部门根据恢复草原植被所需费用确定。</p>	<p>对永久占地按照规定进行经济补偿，补偿面积 0.016hm²。</p>	符合

根据以上分析，本项目符合《黑龙江省草原条例》（2018年6月28日修订施行）中要求。

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

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）符合性分析见表 1.4-13。

表 1.4-13 本项目与《地下水管理条例》相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	兴建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动，依法编制的环境影响评价文件中，应当包括地下水污染防治的内容，并采取防护性措施；	本项目已针对项目特点提出针对性地下水污染防治措施，主要包括采取分区防渗措施，根据可能对地下水造成污染的污染源分布制定一般防渗区、简单防渗区；根据区域潜水流向，本项目在区域上游设 1 个潜水背景监测点，在项目区域内及区域下游设 2 个潜水跟踪监测点，定期对地下水进行跟踪监测。	符合
2	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；		

根据以上分析，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）中要求。

1.4.3.9 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）符合性判定

本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》符合性分析见表 1.4-14。

表 1.4-14 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》相关要求符合性判定

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%	本项目施工期及运营期废水、固体废物均无害化处置，处置率 100%，运营期油气处理采用密闭流程，新建阀组、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，控制烃类气体、温室气体的无组织挥发。源 141 转油站内新建的 2.5MW 节能提效加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经 8m 的烟囱高空排放。	符合
2	油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达	项目运营期场站不新增生产废水，场站处理采出液产生的油田采出水管输进入源二联合油污水处理站处理满足《大庆油田地	符合

	标排放、回注或采取其他有效利用方式。	面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。	
3	油气开采过程中产生的落地原油应及时全部回收。	本项目设备检修产生的含油污泥全部回收，经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。	符合
4	油气开采过程中产生的含油污泥，采取技术措施进行原油回收处理和利用，处理后固体物含油率低于 2%。		

根据以上分析，本项目符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）中要求。

1.4.3.10 与《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24号）符合性判定

本项目与《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24号）符合性分析见表 1.4-15。

表 1.4-15 与《空气质量持续改善行动计划》相关要求符合性判定

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的二十大精神，深入贯彻习近平生态文明思想，落实全国生态环境保护大会部署，坚持稳中求进工作总基调，协同推进降碳、减污、扩绿、增长，以改善空气质量为核心，以减少重污染天气和解决人民群众身边的突出大气环境问题为重点，以降低细颗粒物（PM _{2.5} ）浓度为主线，大力推动氮氧化物和挥发性有机物（VOCs）减排；开展区域协同治理，突出精准、科学、依法治污，完善大气环境管理体系，提升污染防治能力；远近结合研究谋划大气污染防治路径，扎实推进产业、能源、交通绿色低碳转型，强化面源污染治理，加强源头防控，加快形成绿色低碳生产生活方式，实现环境效益、经济效益和社会效益多赢	本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、施工车辆排放的尾气、焊接烟尘。对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布，加强施工管理；施工车辆采用清洁燃料，降低污染物排放；项目焊接主要方式为电焊，由于项目焊接点较少，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。本项目运营期油气处理采用密闭流程，新建阀组、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，控制烃类气体、温室气体的无组织挥发。源 141 转油站内新建的 2.5MW 节能提效加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经 8m 的烟囱高空排放。	符合

根据以上分析，本项目符合《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24号）

中要求。

1.4.3.11 与《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67号）符合性判定

本项目与《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67号）符合性分析见表 1.4-16。

表 1.4-16 与《甲烷排放控制行动方案》相关要求符合性判定

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。	本项目新建除油干燥组合装置 1 台，用于处理油田开采的伴生气，处理后的伴生气全部作为燃料自用，场站天然气均通过加热炉完全燃烧后由不低于 8m 的烟囱排放。	符合
2	强化污染物与甲烷协同控制措施。充分利用现有生态环境法规标准政策，构建污染物减排与甲烷排放控制一体推进的治理体系。加强挥发性有机物与甲烷协同控制，妥善处置工业生产产生的含甲烷可燃性气体。	本项目产生的烃类气体与甲烷协同控制，运营期油气处理采用密闭流程，新建阀组、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，控制烃类气体、温室气体的无组织挥发	符合

根据以上分析，本项目符合《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67号）中要求。

1.4.4 “生态环境分区管控”符合性分析

1.4.4.1 生态保护红线

根据《自然资源部办公厅关于辽宁等省启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函》，本项目位于黑龙江省大庆市，属于“三区三线”划定启用的区域，其中的“三区”分别为城镇空间、农业空间、生态空间三种类型的国土空间；“三线”分别为城镇开发边界、永久基本农田、生态保护红线三条控制线。根据《大庆市市国土空间总体规划（2021-2035 年）》，以及黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台和黑龙江省生态保护红线分布图，本项目不在生态保护红线内，且本项目占地内不涉及国家、省、市级自然保护区、自然文化遗产、风景名胜区、文物古迹、饮用水水源保护区、重要湿地等区域，本项目与生态保护红线的位置关系见附图 3。根据《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果（2023 年版）》及《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》中划分的环境管控单元内容，本项目位于一般管控单元，本项目与环境管控单元位置关系见附图 5，本项目与分区管控要求符合性分析见表 1.4-17。

表 1.4-17 本项目与分区管控要求符合性分析

环境管控单元	分区管控要求	拟建项目情况	符合性
一般管控单元	以生态环境保护与适度开发相结合为主，落实生态环境管控相关要求，重点加强农业、生活等领域污染治理。	<p>本项目施工期及运营期产生的污染物均可得到有效治理，可控制污染物排放；废水、固体废物等均不外排。且施工结束后对永久占地进行平整。在环境风险防控方面采取加强施工管理、制定岗位操作规程并定期培训学习、实行岗位责任制，施工单位及大庆头台油田开发有限责任公司制定了可行的突发环境事件环境应急预案等措施。</p> <p>由以上分析，本项目满足一般管控单元分区管控要求。</p>	符合

1.4.4.2 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》，项目区域大气环境质量满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中过渡阶段二级浓度限值要求，项目区域属于达标区。根据补充现状监测结果：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，TSP 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中过渡阶段二级浓度限值要求；本项目在采取措施后不会对地下水及土壤环境产生影响，区域地下水质量除锰外可以满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，特征因子石油类可以满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 II 类标准限值要求；现有井场、场站内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，评价范围内农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值。因此本项目建设符合环境质量底线要求。

1.4.4.3 资源利用上线

本项目为陆地石油开采中的场站改造项目，项目永久占地 0.016hm²，占地类型为草地（非基本草原），针对永久占地按当地相关规定进行补偿，土地资源消耗符合大庆市土地资源利用上线要求；本项目施工期新鲜水消耗量为 435m³，消耗的水主要用于生活及生产需要，用量不大；运营期不新增新鲜水消耗，区域的水资源消耗不大；场站设备能源主要依托油田的电网供电，生产用气主要为油田采出气，新增耗气量 257.34 万 m³/a，能源消耗符合大庆市能源利用上线及分区管控要求。因此本项目符合资源利用上限要求。

1.4.4.4 生态环境准入清单

本项目与《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》中环境管控单元进行对照，本

项目位于一般管控单元，根据黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台生成的生态环境分区管控分析报告，本项目位于肇源县其他区域，本项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析见表 1.4-18。

表 1.4-18 本项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析

大庆市总体准入要求			
适用范围	管控维度	管控要求	本项目符合性分析
大庆市	空间布局约束	<p>1.禁止在居民区、学校、医疗和养老机构等周边新建有色金属冶炼、焦化等行业企业。</p> <p>2.坚决遏制高耗能高排放项目盲目发展，严禁违规“两高”项目建设、运行。严把“两高”项目审批关和监督关，坚决遏制“两高”项目盲目发展。严格落实污染物排放区域消减要求。以钢铁、煤炭、水泥等行业为重点，依据能耗、环保、质量、安全、技术等五个标准依法依规推动落后产能退出。</p> <p>3.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业，现有相关行业企业要采用新技术、新工艺，加快提标升级改造步伐，对超标、超总量排放情形严重的，依法责令其停业、关闭。</p> <p>4.从严控制高能耗、高物耗、高水耗、低水平重复建设项目，以及涉危、涉重和其他重大环境风险项目。</p> <p>5.对严格管控类划定为特定农产品禁止生产区域的地块，禁止生产特定农产品。从严管控农药、化学等行业的重度污染地块规划用途，确需开发利用的，鼓励用于拓展生态空间。严格名录内地块的准入管理。未依法完成土壤污染状况调查和风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。</p> <p>6.禁燃区内禁止新建、改建、扩建燃用高污染燃料的锅炉、炉窑、炉灶等燃烧设施（城市集中供热应急调峰锅炉除外）；禁止销售和燃用高污染燃料。</p> <p>7.加大淘汰改造燃煤锅炉力度。一是县级及以上城市建成区原则上不再新建 35 蒸吨/小时及以下燃煤锅炉，其他地区原则上不再新建 10 蒸吨/小时及以下燃煤锅炉。二是积极推进地级及以上城市建成区 35 蒸吨/小时及以下燃煤锅炉淘汰，到 2025 年基本完成淘汰。三</p>	<p>符合。</p> <p>1.本项目属于石油天然气开采行业，不属于有色金属冶炼、焦化等行业企业。</p> <p>2.本项目不属于钢铁、煤炭、水泥等高耗能高排放项目。</p> <p>3.本项目不属于有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业。</p> <p>4.本项目不属于高能耗、高物耗、高水耗、低水平重复建设项目，不属于涉危、涉重和其他重大环境风险项目。</p> <p>5.本项目不涉及种植食用农产品。</p> <p>6.根据《大庆市人民政府关于调整高污染燃料禁燃区的通告》（庆政规〔2019〕3 号），本项目所在区域不属于禁燃区，且本项目新建加热炉采用清洁能源天然气为燃料。</p> <p>7.本项目新建的加热炉以天然气为燃料，并采用低氮燃烧器，不涉及燃煤锅炉使用。</p> <p>8.本项目新建的加热炉以天然气为燃料，为清洁能源。</p> <p>9.本项目不属于煤电项目。</p> <p>10.本项目不使用高挥发性有机物含量溶剂型涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂。</p> <p>本项目符合大庆市空间布局约束要求。</p>

	<p>是推进建成区 65 蒸吨及以上供热燃煤锅炉，以及年燃煤量在 5 万吨以上的燃煤大户实施超低排放改造。四是采取生物质锅炉替代的，需使用专用锅炉，配套布袋等高效除尘设施，若氮氧化物排放不能达标的需配备脱硝设施，使用过程中严禁掺烧煤炭、垃圾等其他物料。实施工业炉窑清洁能源替代，大力推进电能替代煤炭。</p> <p>8.大力发展新能源和清洁能源，逐步实现非化石能源成为能源消费增量主体并实施存量替代。严控煤炭消费增长，推进煤炭清洁高效利用。</p> <p>9.严控煤电项目审批，不再核准自备燃煤电厂项目。（关于印发《大庆市深入打好污染防治攻坚战任务清单台账》的通知）</p> <p>10.严格控制生产和使用高挥发性有机物含量溶剂型涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂，提高水性、高固体分、无溶剂、粉末等低挥发性有机物含量产品比重。（关于印发《大庆市深入打好污染防治攻坚战任务清单台账》的通知）</p>	
污染物排放管控	<p>1.2025 年和 2035 年全市大气污染物氮氧化物和 VOCs 重点工程削减量不低于省政府确定的削减量。</p> <p>2.2025 年和 2035 年全市水污染物化学需氧量和氨氮削减量不低于省政府确定的削减量。到 2025 年，全市地表水体消除劣 V 类，县级城市建成区基本消除黑臭水体。</p>	<p>符合。</p> <p>1.本项目不属于大庆市大气污染物氮氧化物和 VOCs 重点工程。</p> <p>2、本项目运营期不新增化学需氧量和氨氮的排放，不会对周边地表水体产生影响。</p>
资源利用效率要求	<p>1.全市 2025 年用水总量不得超过 34.38 亿立方米，2030 年用水总量控制指标不高于省政府确定的指标。</p> <p>2.全市 2025 和 2035 年耕地保有量不低于规划指标。</p> <p>3.全市 2025 年和 2035 年煤炭消费上线不高于省政府确定的指标。</p>	<p>符合。</p> <p>1. 本项目施工期新鲜水消耗量为 435m³，消耗的水主要用于生活及生产需要，用量不大；运营期不新增新鲜水消耗，区域的水资源消耗不大。</p> <p>2. 本项目为陆地石油开采项目，项目永久占地 0.016hm²，占地类型为草地（非基本草原），针对永久占地按当地相关规定进行补偿。</p> <p>3、场站设备能源主要依托油田的电网供电，生产用气主要为油田采出气，新增耗气量 257.34 万 m³/a，能源消耗符合大庆市能源利用上线及分区管控要求。</p>
高污染	1.禁燃区内禁止新建、改建、扩建燃用高	符合。

燃料禁燃区资源利用效率要求	<p>污染燃料的锅炉、炉窑、炉灶等燃烧设施（城市集中供热应急调峰锅炉除外）；禁止销售和燃用高污染燃料。</p> <p>2.禁燃区内对 20 蒸吨/小时以下锅炉及民用燃煤设备燃煤质量严格控制，稳步推进清洁能源替代改造。</p> <p>3.禁燃区内已建成使用高污染燃料设施在限期拆除或完成改造前，应采取燃用优质煤炭、改善燃烧工况、提高烟气治理设施效率等措施，使其排放的大气污染物达到国家相关标准要求。</p>	<p>根据《大庆市人民政府关于调整高污染燃料禁燃区的通告》（庆政规〔2019〕3 号），本项目所在区域不属于禁燃区，且本项目新建加热炉采用清洁能源天然气为燃料。</p>
---------------	--	--

大庆市肇源县生态环境准入清单

环境管控单元编码	环境管控单元名称	管控单元类别	管控要求	本项目符合性分析
ZH23062230002	肇源县其他区域	一般管控单元	<p>空间布局约束</p> <p>1.引导工业项目向开发区集中,促进产业集聚、资源集约、绿色发展。对电力、钢铁、建材、有色、化工、石油石化、煤炭、印染等行业中,环保、能耗等不达标或生产、使用淘汰类产品的企业和产能,依法依规改造升级或有序退出。</p> <p>2.建设用地污染风险管控区同时执行以下准入要求:各级自然资源等部门在编制土地利用总体规划、城市总体规划、控制性详细规划等相关规划时,应充分考虑污染地块的环境风险,合理确定土地用途。</p>	<p>符合要求。</p> <p>本项目为陆地石油开采项目,属于能源重点建设项目,严格贯彻实施国家、黑龙江省的污染物排放相关标准。项目产生的各类污染物在采取措施后均能达标排放,满足空间布局要求。同时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、应急响应全阶段进行控制。</p>
			<p>污染物排放管控</p> <p>建设用地污染风险管控区同时执行以下准入要求:各级自然资源等部门在编制土地利用总体规划、城市总体规划、控制性详细规划等相关规划时,应充分考虑污染地块的环境风险,合理确定土地用途。</p>	<p>符合要求。</p> <p>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、应急响应全阶段进行控制。</p>

根据上表分析,本项目符合《大庆市生态环境准入清单(2023年版)》中生态环境准入清单要求,本项目为环境准入允许类别。

1.4.5 选址选线合理性分析

本项目位于大庆市肇源县头台镇，根据《黑龙江省国土空间规划（2021-2035年）》、《大庆市市国土空间总体规划（2021-2035年）》、黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台和黑龙江省生态保护红线分布图，本项目占地范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜區、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区、永久基本农田、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，水土流失重点预防区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等重要保护目标。同时对照《黑龙江省湿地名录》，本项目占地范围内不涉及湿地。

本项目新增总占地面积为0.016hm²，均为永久占地，占地类型为草地（非基本草原）。本项目对新增永久占地0.3m厚表土进行剥离，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良，采取以上措施，满足占用草地的选址要求。

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030年），本项目所在区域属于水土流失重点治理区，针对可能造成的水土流失本项目土方开挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。做好人工绿化工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量，在采取以上措施后，项目建设满足《大庆市水土保持规划》（2015~2030年）要求。

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》，本项目施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，施工期间划定施工活动范围，项目在永久占地内进行施工，不新增临时占地，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，避免开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。通过以上措施，可有效防止土地沙化。

根据《大庆市生态环境准入清单（2023年版）》，本项目位于一般管控单元，根据黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台生成的生态环境分区管控分析报告，本项目位于肇源县其他区域，根据项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析，本项目建设符合分区管控要求。

工程建设对周围的主要环境影响为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、声环境影响和固体废物对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，工程建设

实施后，通过采取相应的废气、废水、噪声、固体废物等污染控制措施，周围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，项目周边不涉及制约本项目建设的环境影响因素，工程选址在环境保护方面较合理。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为陆地石油开采项目，环境影响主要来源于场站建设、油气处理等工艺过程，包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染影响和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本项目不在自然保护区、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生态环境、区块周边分布的居民区。本次评价重点关注施工期各种施工活动和工程占地对土壤、生态环境的影响，施工过程中产生的废气、废水、固体废物、噪声等对周围环境的影响；运营期站场无组织挥发的非甲烷总烃、加热炉烟气及场站设备的噪声、含油污泥等对环境产生的影响。

(1) 环境空气

本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、施工车辆排放的尾气、焊接烟尘。对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布，加强施工管理；施工车辆采用清洁燃料，降低污染物排放；项目焊接主要方式为电焊，由于项目焊接点较少，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。

运营期产生的废气主要为油气处理过程中产生的非甲烷总烃、新建加热炉产生的烟气、温室气体。本项目油气处理采用密闭流程，新建阀组、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，控制烃类气体、温室气体的无组织挥发，源 141 转油站厂界非甲烷总烃可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求；源 141 转油站内新建的 2.5MW 节能提效加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经 8m 的烟囱高空排放，加热炉排放的废气能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求，对大气环境影响较小。

(2) 水环境

本项目施工过程中产生的废旧设备清洗废水及新建装置试压废水由罐车拉运至源二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；施工期生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期由肇源县古恰镇太平油田

服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。

项目运营期场站不新增生产废水及生活污水。

本工程运营期分离缓冲游离水脱除器、除油干燥组合装置、节能提效加热炉等设备可能因老化、腐蚀穿孔引起原油泄漏，多发生在投产若干年后，一旦泄漏会有原油、含油污水溢出，若防渗层破损会对地下水环境造成污染。在采取源头控制、过程防控、分区防渗、跟踪监测后对区域的地下水环境影响较小。

（3）声环境

施工期产生的噪声主要为站场施工过程中施工机械和车辆运行噪声。合理安排施工进度，减少施工时间，避免大量高噪声设备同时施工；施工严格禁止夜间进行。合理布置施工现场，避免在同一地点安排较多的动力机械；运输车辆选择避开居民区的路线，临近居民区应减少汽车鸣笛的次数，减速慢行。采取以上措施后，对周边声环境敏感点影响较小。

本项目运营期噪声源主要来自场站内新建设备及配套机泵运行噪声。选用低噪声设备，新建装置设置减震基础；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。采取以上措施后源 141 转油站厂界噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准的要求。对周边声环境敏感点影响较小。

（4）固体废物

施工过程中产生的含油废防渗布由建设单位收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期委托有资质单位处理。清淤产生的含油污泥经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。施工废料经收集后拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理。建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理；拆除的废旧设备全部回收至大庆头台油田开发有限责任公司物资库。生活垃圾统一收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

项目运营期产生的固体废物主要有场站设备检修过程中产生的含油污泥、含油废防渗布、废润滑油、废润滑油桶、含油抹布及废劳保用品。含油污泥经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。含油废防渗布经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期委托有资质单位处理。废润滑油、废润滑油桶、含油抹布及废劳保用品经收集后暂存于头台油田危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

本项目施工期及运营期固体废物均合理处置，不会对周边环境产生影响。

（5）生态环境

本工程场站施工发生的永久占地，以及因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏等活动将会对地表植被造成一定程度的破坏。本项目对新增永久占地 0.3m 厚表土进行剥离，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良。同时对于永久占地应按当地相关规定对永久占地进行补偿，项目建设对生态环境影响较小。

(6) 土壤环境

油田生产过程中对土壤环境的影响主要为非正常工况下清淤含油污泥对土壤的影响及事故状态下原油或含油污水的泄露可能对土壤环境造成破坏，对土壤的化学、生物性质等方面造成影响。

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、应急响应全阶段进行控制后对区域的土壤环境影响较小。

(7) 环境风险

本工程的主要环境风险是原油或含油污水泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、水环境、土壤环境和生态环境有潜在危害性。

1.6 环境影响评价主要结论

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，石油、天然气勘探及开采属于鼓励类项目，本工程符合国家产业政策。本项目符合《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果（2023 年版）》及《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》中要求。按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019.1.1）的要求，本项目环评进行的过程中建设单位开展了公众参与调查，具体见《头台油田源 141 转油站腐蚀老化设备改造工程环境影响评价公众参与说明》。

本报告书较为详细地论述了建设项目环境概况、主要环境问题、主要环境影响和拟采取的环保措施。主要结论为：头台油田源 141 转油站腐蚀老化设备改造工程选址于大庆市肇源县头台镇，项目选址合理；项目符合现行产业政策；对产生的污染物采取行之有效的环保措施后，可以做到达标排放，满足总量控制要求，环境风险可防控，对区域环境影响较小；公众参与调查结果表明，公众参与对该项目无反对意见。在确保落实好各项环保措施并保证其正常运行的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

2 总则

2.1 评价目的

根据本工程特性及工程所在地的环境特点，确定建设项目环境影响评价目的：

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

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

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

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

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

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

2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.3 编制依据

2.3.1 环境保护相关法律

(1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015年1月1日；

- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（修订），2018年12月29日；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018年10月26日；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018年1月1日；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022年6月5日；
- (6) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019年1月1日；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020年4月29日修订，2020年9月1日起施行；
- (8) 《中华人民共和国黑土地保护法》（2022年8月1日起施行）；
- (9) 《中华人民共和国水土保持法》（中华人民共和国主席令第39号，2011年3月1日）。
- (10) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（中华人民共和国主席令第54号，2012年7月1日起施行）；
- (11) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2022年12月30日第十三届全国人民代表大会常务委员会第三十八次会议第二次修订，2023年5月1日起施行）；
- (12) 《中华人民共和国草原法》（中华人民共和国主席令〔2021〕81号，2021年4月29日修正施行）；
- (13) 《中华人民共和国防沙治沙法》（主席令2018年第16号（3），2018年10月26日修正施行）；
- (14) 《建设项目环境保护管理条例》（中华人民共和国国务院令第682号，2017.10.01）；
- (15) 《排污许可管理条例》（国令第736号，2021年3月1日起施行）；
- (16) 《排污许可管理办法》（中华人民共和国生态环境部令第32号，2024年7月1日实施）；
- (17) 《自然资源部关于依据“三区三线”划定成果报批建设项目用地用海有关事宜的函》（自然资办函〔2022〕2072号，2022年9月30日）；
- (18) 《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）；
- (19) 《中华人民共和国土地管理法》（2019修订），2019年8月26日修订，2020年1月1日起施行；
- (20) 《地下水管理条例》（2021年10月29日公布，自2021年12月1日起施行）；
- (21) 《土地复垦条例》（中华人民共和国国务院令第592号，2011.03.05）；

- (22) 《黑龙江省环境保护条例》（2018.04.26 修正）；
- (23) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27）；
- (24) 《黑龙江省水污染防治条例》（2023 年 12 月 1 日实施）；
- (25) 《黑龙江省防沙治沙条例》（2018 年 6 月 18 日修正）；
- (26) 《黑龙江省土壤污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕46 号，2016 年 12 月 30 日）；
- (27) 《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2023 年 12 月 24 日修订通过，2024 年 3 月 1 日起施行）；
- (28) 《黑龙江省草原条例》（2018 年 6 月 28 日修订施行）。

2.3.2 环境保护相关部门规章及规范性文件

- (1) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），2021 年 1 月 1 日起施行；
- (2) 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 7 号）；
- (3) 《国家危险废物名录（2025 年版）》（2024 年 11 月 26 日生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部、国家卫生健康委员会令第 36 号公布，自 2025 年 1 月 1 日起施行）；
- (4) 《危险废物排除管理清单（2021 年版）》（生态环境部公告 2021 年第 66 号）；
- (5) 《危险废物转移管理办法》（2022 年 1 月 1 日起施行）；
- (6) 《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）；
- (7) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77 号，2012.07.03）；
- (8) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2012〕98 号，2012.08.07）；
- (9) 《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）；
- (10) 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019.01.01）；
- (11) 《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）；
- (12) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告 2012 年第 18 号）；
- (13) 《关于印发“十四五”土壤、地下水和农村生态环境保护规划的通知》（环土壤

〔2021〕120号)；

(14) 《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)；

(15) 《黑龙江省主体功能区规划》；

(16) 《黑龙江省生态功能区规划》；

(17) 《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》；

(18) 《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》(黑政规〔2021〕18号)；

(19) 《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》(黑政发〔2021〕5号)；

(20) 《黑龙江省黑土地保护工程实施方案(2021-2025年)》(黑政办规〔2021〕40号)；

(21) 《黑龙江省人民政府办公厅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)》(黑政办规〔2021〕18号)；

(22) 《黑龙江省空气质量持续改善行动计划实施方案》(黑政发〔2023〕19号)(2023年12月30日)；

(23) 《关于更新黑龙江省湿地名录数据的公告》(黑龙江省林业和草原局,2022年8月18日)；

(24) 《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果(2023年版)》；

(25) 《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)；

(26) 《大庆市生态环境准入清单(2023年版)》；

(27) 《大庆市水土保持规划》(2015~2030年)；

(28) 《大庆油气田地面工程“十四五”规划》；

(29) 《大庆市“十四五”生态环境保护规划》(庆政规〔2022〕7号)；

(30) 《新时代大庆油田当好标杆旗帜建设百年油田发展规划》；

(31) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018)。

2.3.3 技术依据

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- (4) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；
- (5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；
- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；
- (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) 《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）；
- (11) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）；
- (12) 《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）；
- (13) 《工业企业土壤和地下水自行监测监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）；
- (14) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号，2017.10.1）；
- (15) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号，2021.12.21）；
- (16) 《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018）。
- (17) 《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南》；
- (18) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）；
- (19) 《油田注水工程施工技术规范》（SY/T4122-2020）；
- (20) 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）；
- (21) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐做法》（SY/T6628-2005）；
- (22) 《矿山生态修复技术规范 第 7 部分：油气矿山》（TD/T1070.7-2022）；
- (23) 《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T43936-2024）；
- (24) 《矿产资源“三率”指标要求第 2 部分：石油、天然气、煤层气、页岩气、二氧化碳气》（DZ/T0462.2-2023）；
- (25) 《危险废物鉴别技术规范》（HJ298-2019）；
- (26) 《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T50434-2018）；
- (27) 《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号）。

(28) 《地下水型饮用水水源补给区划定技术指南(试行)》(环办便函〔2022〕335号)。

2.3.4 其它相关依据及支持性文件

(1) 《头台油田源 141 转油站腐蚀老化设备改造工程设计方案》(大庆油田设计院有限公司, 2025 年 12 月)；

(2) 《头台油田源 23 区块外扩产能建设工程环境影响报告表》(2018 年 3 月)；

(3) 《关于头台油田源 23 区块外扩产能建设工程环境影响报告表的批复》(庆环审〔2018〕242 号)；

(4) 《头台油田源 23 区块外扩产能建设工程竣工环境保护验收调查表》(2020 年 3 月)；

(5) 《头台油田源 23 区块外扩产能建设工程竣工环境保护验收意见》(2020 年 3 月)；

(6) 《头台油田源 141 转油站腐蚀老化设备改造工程企业投资项目备案承诺书》；

(7) 《监测报告-头台油田源 141 转油站腐蚀老化设备改造工程》(报告编号: 中检(BH)字 2026 第 04-002 号, 大庆中环评价检测有限公司, 2026 年 4 月 16 日)。

2.4 环境影响识别与评价因子筛选

2.4.1 评价时段

施工期、运营期和退役期。

2.4.2 环境影响因素识别

本工程建设对环境的影响, 根据其特征可分为施工期影响和生产运营期影响两部分。

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

运营期的环境影响主要为场站产生的污染物排放对环境造成的不利影响, 这种影响是长期的。运营期事故状态的环境影响包括场站发生原油泄漏、火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响。

退役期的环境影响主要是退役场站设备、设施拆除过程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。

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营期产生的影响进行识别，具体见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素矩阵识别表

影响 因素	工程 占地	施工期				
		废气	废水	固体废物	噪声	风险
环境 因素		施工扬尘、 车辆尾气、 焊接烟尘	废旧设备清洗 废水、试压废 水、生活污水	含油废防渗布、含 油污泥、废旧设备 、施工废料、建筑 垃圾、生活垃	施工车辆、施 工机械噪声	试压废水、清洗 废水泄漏
环境 空气	/	-S	/	/	/	-S
地表 水	/	/	-S	/	/	-SA
地下 水	/	/	-S	/	/	-SA
声环 境	/	/	/	/	-S	/
土壤	-S	/	-S	-S	/	-S
生态	-S	/	/	-S	-S	-S

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

续表 2.4-1 环境影响因素矩阵识别表

影响 因素	永久 占地	运营期				
		废气	废水	固体废物	噪声	风险
环境 因素		加热炉烟气 、无组织挥 发的烃类、 温室气体	无	含油污泥、含油废防 渗布、废润滑油、废 润滑油桶、含油抹布 及废劳保用品	油气处 理设备 噪声	场站泄露 、火灾及 爆炸
环境空气	/	-L	/	-S	/	-SA
地表水	/	/	/	/	/	-SA
地下水	/	/	/	-S	/	-SA
声环境	/	/	/	/	-L	/
土壤	-S	/	/	-S	/	-SA
生态	-S	/	/	-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 /：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关

续表 2.4-1 环境影响因素矩阵识别表

环境因素	占地恢复	退役期			
		废气	废水	固体废物	噪声
		施工扬尘、 车辆尾气	生活污水。 清洗废水	含油污泥、废旧设 备、建筑垃圾、生 活垃圾	施工车辆、施 工机械噪声
环境空气	/	-S	/	/	/
地表水	/	/	-S	/	/
地下水	/	/	/	/	/
声环境	/	/	/	/	-S
土壤	+S	/	/	-S	/
生态	+S	/	/	-S	/

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

从上表可知，本项目的主要环境影响表现在工程占地对土壤、植被的影响，环境风险对地表水、地下水、土壤、植被的影响等方面。

2.4.3 评价因子筛选

经过对油田产生污染物排放特点及油田周围环境情况进行分析后，确定本工程评价因子详见表 2.4-2~表 2.4-5。

表 2.4-2 污染影响评价因子表

序号	评价内容	评价因子名称	
现状调查因子	1	空气	NO ₂ 、SO ₂ 、O ₃ 、CO、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、非甲烷总烃、TSP
	2	地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硫化物、钡
	4	包气带	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油类、挥发酚
	5	噪声	等效连续 A 声级
	6	土壤	建设用地：pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr（六价）、Cu、Ni、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒾、萘、苯并（a）蒾、苯并（b）荧蒾、苯并（k）荧蒾、苯并（a）芘、茚并（1,2,3-cd）芘、二苯并（a,h）蒾、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、水溶性盐总量

影响预测因子			农用地：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、水溶性盐总量
	7	生态	物种分布范围、生物群落结构和组成、生态系统中植被覆盖率等、水土流失、防沙治沙等；土壤类型、特征、组成和分布，土地利用状况、土壤状况等
	1	大气	非甲烷总烃、TSP、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO _x
	2	地下水	石油类
	3	噪声	昼间连续等效 A 声级、夜间连续等效 A 声级
	4	土壤	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
	5	环境风险	危险物质泄漏：石油、天然气 火灾、爆炸：一氧化碳
6	生态	土地利用、植被、野生动物	

表 2.4-3 建设项目环境影响评价因子一览表

环境要素	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
油气处理工程	施工期	颗粒物	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
	运营期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	/	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）

表 2.4-4 施工期生态影响评价因子筛选表

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	分布范围、种群数量、种群结构、行为	场站永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
生境	生境面积、质量、连通性	场站永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
生物群落	物种组成、群落结构	场站永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能	场站永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度	场站永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中

表 2.4-5 运营期生态影响评价因子筛选表

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	分布范围、种群数量、种群结构、行为	场站泄漏产生的直接生态影响	短期、可逆	弱
生境	生境面积、质量、连通性	场站泄漏产生的直接生态影响	短期、可逆	弱
生物群落	物种组成、群落结构	场站泄漏产生的直接生态影响	短期、可逆	弱
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能	场站泄漏产生的直接生态影响	短期、可逆	弱
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度	场站泄漏产生的直接生态影响	短期、可逆	弱

2.5 评价标准

2.5.1 环境质量标准及环境功能区划

2.5.1.1 环境空气质量标准

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），本项目所在地环境空气属于二类功能区，其环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中过渡阶段二级浓度限值要求，具体见表 2.5-1。

表 2.5-1 评价区域内各项污染物的浓度限值

序号	污染物项目	平均时间	过渡阶段浓度限值		浓度限值		单位
			一级	二级	一级	二级	
1	SO ₂	年平均	20	60	20	20	μg/m ³
		日平均	50	150	50	50	
		1小时平均	150	500	150	150	
2	NO ₂	年平均	40	40	30	30	
		日平均	80	80	50	50	
		1小时平均	200	200	200	200	
3	CO	日平均	4	4	4	4	mg/m ³
		1小时平均	10	10	10	10	
4	O ₃	日最大8小时平均	100	160	100	160	μg/m ³
		1小时平均	160	200	160	200	
5	PM ₁₀	年平均	40	60	20	50	
		日平均	50	120	50	100	
6	PM _{2.5}	年平均	15	30	10	25	

		日平均	35	60	25	50	
7	TSP	年平均	80	200	80	200	
		日平均	120	300	120	300	
8	NO _x	年平均	50	50	40	40	
		日平均	100	100	70	70	
		1小时平均	250	250	250	250	

注：1.自本标准实施之日起至 2030 年 12 月 31 日止，环境空气污染物基本项目实施过渡阶段浓度限值；自 2031 年 1 月 1 日起，在全国范围内实施基本项目浓度限值。2.自本标准实施之日起，其他项目由国务院生态环境主管部门或者省级人民政府根据实际情况，确定具体实施方式。

环境空气中非甲烷总烃允许浓度参考执行《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃浓度限值，具体见表 2.5-2。

表 2.5-2 评价区域内其他污染物的浓度限值 单位：mg/m³

标准	污染物名称	1h 平均浓度参考限值
《大气污染物综合排放标准详解》	非甲烷总烃	2.0

2.5.1.2 地下水质量标准

根据调查，评价区域地下水使用功能为农业灌溉用水、牲畜用水及村民饮用水，地下水质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参考执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 II 类标准限值要求，具体见表 2.5-3。

表 2.5-3 地下水质量标准

类别 项目	标准	标准来源
pH（无量纲）	6.5~8.5	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准
氨氮（mg/L）	≤0.5	
硝酸盐(以 N 计)（mg/L）	≤20	
亚硝酸盐(以 N 计)（mg/L）	≤1.0	
挥发性酚类（mg/L）	≤0.002	
氰化物（mg/L）	≤0.05	
砷（mg/L）	≤0.01	
汞（mg/L）	≤0.001	
铬（六价）（mg/L）	≤0.05	
总硬度（mg/L）	≤450	
铅（mg/L）	≤0.01	
氟化物（mg/L）	≤1.0	
镉（mg/L）	≤0.005	
钠（mg/L）	≤200	
铁（mg/L）	≤0.3	

锰 (mg/L)	≤0.1	
溶解性总固体 (mg/L)	≤1000	
耗氧量 (mg/L)	≤3.0	
硫酸盐 (mg/L)	≤250	
氯化物 (mg/L)	≤250	
总大肠菌群 (MPN/100mL)	≤3.0	
菌落总数 (CFU/mL)	≤100	
硫化物 (mg/L)	≤0.02	
钡 (mg/L)	≤0.70	
石油类	≤0.05	

2.5.1.3 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),无关于本项目区域的声环境功能区划分,本项目位于居住、工业混杂区域,根据《声环境质量标准》(GB3096-2008),项目所在区域为2类声环境功能区,声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类区标准。项目周边村屯等居住区为1类声环境功能区,声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中1类区标准,具体见表2.5-4。

表 2.5-4 声环境质量标准 单位: dB (A)

项目	昼间	夜间
《声环境质量标准》(GB3096-2008)中1类标准	55	45
《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类标准	60	50

2.5.1.4 土壤环境

本项目永久占地内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值,永久占地外居民区内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第一类用地筛选值,具体见表2.5-5。

表 2.5-5 土壤环境执行标准 单位: mg/kg

序号	监测项目	筛选值		标准名称
		第一类用地	第二类用地	
1	As	20	60	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)基本项目
2	Cd	20	65	
3	Cr(六价)	3.0	5.7	
4	Cu	2000	18000	
5	Pb	400	800	

6	Hg	8	38
7	Ni	150	900
8	四氯化碳	0.9	2.8
9	氯仿	0.3	0.9
10	氯甲烷	12	37
11	1,1-二氯乙烷	3	9
12	1,2-二氯乙烷	0.52	5
13	1,1-二氯乙烯	12	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	66	596
15	反-1,2-二氯乙烯	10	54
16	二氯甲烷	94	616
17	1,2-二氯丙烷	1	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	6.8
20	四氯乙烯	11	53
21	1,1,1-三氯乙烷	701	840
22	1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8
23	三氯乙烯	0.7	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5
25	氯乙烯	0.12	0.43
26	苯	1	4
27	氯苯	68	270
28	1,2-二氯苯	560	560
29	1,4-二氯苯	5.6	20
30	乙苯	7.2	28
31	苯乙烯	1290	1290
32	甲苯	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	163	570
34	邻二甲苯	222	640
35	硝基苯	34	76
36	苯胺	92	260
37	2-氯酚	250	2256
38	苯并[a]蒽	5.5	15
39	苯并[a]芘	0.55	1.5
40	苯并[b]荧蒽	5.5	15
41	苯并[k]荧蒽	55	151
42	蒽	490	1293
43	二苯并[a,h]蒽	0.55	1.5
44	茚并[1,2,3-cd]芘	5.5	15

45	萘	25	70	
46	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	826	4500	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》 (GB36600-2018) 其他项目

本项目周边农用地执行《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 基本项目筛选值标准。具体标准详见表 2.5-6。

表 2.5-6 农用地土壤环境执行标准 单位: mg/kg

序号	污染物项目		筛选值
			pH>7.5
1	镉	其它	0.6
2	汞	其它	3.4
3	砷	其它	25
4	铅	其它	170
5	铬	其它	250
6	铜	其它	100
7	镍		190
8	锌		300

2.5.2 污染物排放标准

2.5.2.1 废气

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

表 2.5-7 大气污染物综合排放标准 单位: mg/m³

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

(2) 本项目改造的源 141 转油站排放的 VOCs (以非甲烷总烃计) 执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020) 5.9 中规定要求, 见表 2.5-8。

表 2.5-8 陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准

标准	规定要求
《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0 mg/m ³ 。

(3) 本项目不在重点地区, 运营期源 141 转油站内新建的 2.5MW 节能提效加热炉燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271-2014) 表 2 中新建燃气锅炉标准限值, 具体见表 2.5-9。

表 2.5-9 新建锅炉大气污染物排放浓度限值 单位：mg/m³

区域	污染物项目	颗粒物	SO ₂	NO _x	烟气黑度（林格曼级）
非重点地区	加热炉（新建、燃气）	≤20	≤50	≤200	≤1

2.5.2.2 废水

本项目施工期废旧设备清洗废水及新建装置试压废水由罐车拉运至源二联含油污水处理站处理达标后回注油层。源二联含油污水处理站出水指标为含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、悬浮物颗粒直径中值≤2μm。回注污水需同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求。《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）标准限值见表 2.5-10，《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准限值见表 2.5-11。

表 2.5-10 大庆油田水驱注水水质主要控制指标

项目	空气渗透率 μm ²				
	<0.02	0.02-0.1	0.1-0.3	0.3-0.6	>0.6
含油量, mg/L	≤5.0	≤8.0	≤10.0	≤15.0	≤20.0
悬浮固体含量, mg/L	≤1.0	≤3.0	≤5.0	≤5.0	≤10.0
悬浮物颗粒直径中值, μm	≤1.0	≤2.0	≤2.0	≤3.0	≤3.0

表 2.5-11 水质主要控制指标

储层空气渗透率, μm ²	<0.01	[0.01-0.05)	[0.05-0.5)	[0.5-2.0)	≥2.0
悬浮固体含量, mg/L	≤8.0	≤15.0	≤20.0	≤25.0	≤35.0
悬浮物颗粒直径中值, μm	≤3.0	≤5.0	≤5.0	≤5.0	≤5.5
含油量, mg/L	≤5.0	≤10.0	≤15.0	≤30.0	≤100.0

2.5.2.3 噪声

项目施工期噪声排放执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025），见表 2.5-12。

表 2.5-12 建筑施工噪声排放标准 单位：dB（A）

主要噪声源	噪声限值	
	昼间	夜间
建筑施工	70	55

运营期改造场站噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，具体见表 2.5-13。

表 2.5-13 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

昼 间	夜 间
60	50

2.5.2.4 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）。

(1) 施工期产生的施工废料等一般固废参照执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中第 I 类一般工业固体废物处理要求。

(2) 本项目产生的含油污泥、含油废防渗布、废润滑油、废润滑油桶、含油抹布及废劳保用品等危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关规定。

2.6 评价等级及评价范围

2.6.1 环境空气

2.6.1.1 评价等级

根据对本项目的性质和环境要素分析可知，本工程运营期大气污染源主要为场站加热炉产生的燃烧烟气、油气处理过程中无组织排放的烃类气体。由于源 141 转油站改造后处理液量未增加，不新增烃类气体的排放，故只对新建的加热炉烟气进行预测。

(1) 点源调查

本项目有组织排放的污染物主要为加热炉烟气，加热炉烟气来源为源 141 转油站新建的 2.5MW 节能提效加热炉。根据工程分析，2.5MW 节能提效加热炉颗粒物排放量为 0.19t/a，SO₂ 排放量为 0.159t/a，NO_x 排放量为 1.955t/a，废气量为 2529.65 万 m³/a，年运行 8760h，因此颗粒物、SO₂、NO_x 排放速率分别为 0.022kg/h、0.018kg/h、0.223kg/h，烟气流速为 6.4m/s，烟囱高度 8m。

根据以上分析，本项目点源参数调查清单见表 2.6-1。

表 2.6-1 点源参数调查清单

名称	排气筒底部中心坐标		排气筒底部海拔高度/m	排气筒高度/m	排气筒出口内径/m	烟气流速/(m/s)	烟气温度/°C	年排放小时数/h	排放工况	污染因子	污染物排放速率(kg/h)
	经度	纬度									
源 141 转油站 2.5MW 节能提效加热炉	125.02187	45.66413	128	8	0.4	6.4	105	8760	正常	PM ₁₀	0.022
										SO ₂	0.018
										NO _x	0.223

(3) 大气污染物估算模式

① 评价因子和评价标准筛选

评价因子和评价标准见表 2.6-2。

表 2.6-2 评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值	标准来源
PM10	1 小时平均（注 1）	360 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	《环境空气质量标准》（GB3095-2026） 中过渡阶段二级浓度限值要求
二氧化硫	1 小时平均	500 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	
氮氧化物	1 小时平均	250 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	

注 1: PM₁₀ 仅有 24h 平均质量浓度限值（120 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ），此处按 3 倍折算为 360 $\mu\text{g}/\text{m}^3$

②估算模式的选取

估算模式选用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的估算模式 AERSCREEN 进行污染物浓度分布估算。

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

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

③估算范围

估算模型 AERSCREEN 在距污染源 10m 至 25km 处默认为自动设置计算点，最远计算距离不超过污染源下风向 50km。

④估算参数选取

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断进行分级。

a. 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 半径范围内一半以上为农村区域，故选取农村选项。

b. 环境温度取值来源于大庆市气象站二十年气象数据统计。

c. 拟建场站位于草地中，本次评价的土地利用类型选取草地。

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

表 2.6-3 估算模型参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村

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

⑤估算结果

根据 AERSCREEN 估算模式预测，本项目估算模型计算结果见表 2.6-4。

表 2.6-4 项目估算模型计算结果

下风向距离	源 141 转油站 2.5MW 节能提效加热炉					
	PM ₁₀ 浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	PM ₁₀ 占标 率(%)	SO ₂ 浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	SO ₂ 占标率 (%)	NO _x 浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NO _x 占标率 (%)
50.0	1.3213	0.3670	1.0811	0.2162	13.3932	5.3573
100.0	1.4662	0.4073	1.1996	0.2399	14.8619	5.9448
200.0	1.4260	0.3961	1.1667	0.2333	14.4545	5.7818
300.0	1.2699	0.3528	1.0390	0.2078	12.8722	5.1489
400.0	1.1840	0.3289	0.9687	0.1937	12.0015	4.8006
500.0	1.0639	0.2955	0.8705	0.1741	10.7841	4.3136
600.0	0.9690	0.2692	0.7928	0.1586	9.8220	3.9288
700.0	0.8686	0.2413	0.7107	0.1421	8.8047	3.5219
800.0	0.7765	0.2157	0.6353	0.1271	7.8705	3.1482
900.0	0.7214	0.2004	0.5902	0.1180	7.3125	2.9250
1000.0	0.6758	0.1877	0.5530	0.1106	6.8507	2.7403
1200.0	0.5902	0.1639	0.4829	0.0966	5.9821	2.3928
1400.0	0.5166	0.1435	0.4226	0.0845	5.2360	2.0944
1600.0	0.4697	0.1305	0.3843	0.0769	4.7606	1.9043
1800.0	0.4386	0.1218	0.3589	0.0718	4.4462	1.7785
2000.0	0.4175	0.1160	0.3416	0.0683	4.2318	1.6927
2500.0	0.3962	0.1101	0.3242	0.0648	4.0165	1.6066
3000.0	0.3251	0.0903	0.2660	0.0532	3.2957	1.3183
3500.0	0.2988	0.0830	0.2444	0.0489	3.0282	1.2113
4000.0	0.2896	0.0804	0.2370	0.0474	2.9356	1.1742
4500.0	0.2614	0.0726	0.2139	0.0428	2.6494	1.0598
5000.0	0.2492	0.0692	0.2039	0.0408	2.5255	1.0102
10000.0	0.1800	0.0500	0.1472	0.0294	1.8242	0.7297
11000.0	0.1486	0.0413	0.1216	0.0243	1.5067	0.6027
12000.0	0.1757	0.0488	0.1437	0.0287	1.7805	0.7122

13000.0	0.1698	0.0472	0.1389	0.0278	1.7209	0.6883
14000.0	0.1609	0.0447	0.1316	0.0263	1.6306	0.6523
15000.0	0.1496	0.0416	0.1224	0.0245	1.5164	0.6066
20000.0	0.1074	0.0298	0.0879	0.0176	1.0889	0.4356
25000.0	0.0864	0.0240	0.0707	0.0141	0.8763	0.3505
下风向最大浓度	1.4842	0.4123	1.2143	0.2429	15.0444	6.0178
下风向最大浓度 出现距离 (m)	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0
D10%最远距离 (m)	/	/	/	/	/	/

(4) 评价等级判定

本项目最大地面浓度占标率统计结果见表 2.6-5。

表 2.6-5 主要污染物最大地面浓度占标率统计结果

污染源	预测因子	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大地面空 气质量浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占 标率 (%)	D10% (m)
源 141 转油站 2.5MW 节能提效加 热炉	PM ₁₀	360	1.4842	0.4123	/
	SO ₂	500	1.2143	0.2429	/
	NO _x	250	15.0444	6.0178	/

《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中评价等级的划分原则见表 2.6-6。

表 2.6-6 评价等级判别表

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

计算结果可以看出，源 141 转油站加热炉排放的氮氧化物最大地面占标率 $P_{\max}=6.0178\%$ ， $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，评价等级为二级。

2.6.1.2 评价范围

本项目大气评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)，本项目大气评价范围为以源 141 转油站为中心边长取 5km 的矩形区域。

2.6.2 地表水

2.6.2.1 评价等级

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

环境保护目标等综合确定。

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

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

地表水环境评价等级判据见表 2.6-8。

本项目施工期废旧设备清洗废水及新建装置试压废水由罐车拉运至源二联含油污水处理站处理达标后回注油层。施工期生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。运营期不新增不新增生产废水及生活污水。

退役期装置内介质均输送至后续集输系统处理，生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。退役设备清洗废水由罐车拉运至源二联含油污水处理站处理达标后回注油层。

本项目排放的生活污水属于间接排放，其它废水均不外排，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中关于地表水环境影响评价工作分级要求，建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价，因此本项目评价等级为三级 B。

表 2.6-7 地表水环境影响评价分级判据

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

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

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

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

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

注 5：直接排放受纳水体影响范围涉及饮用水水源保护区、饮用水取水口、重点保护与珍稀水生生

物的栖息地、重要水生生物的自然产卵场等保护目标时，评价等级不低于二级。

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

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

注 8：仅涉及清净下水排放的，如其排放水质满足受纳水体水环境质量标准要求的，评价等级为三级A。

注 9：依托现有排放口，且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目，评价等级参照间接排放，定为三级 B。

注 10：建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级B评价。

2.6.2.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中关于地表水评价等级为三级 B 的评价范围要求，涉及地表水环境风险的，其评价范围应覆盖环境风险影响范围所涉及的地表水环境保护目标水域，因此地表水评价范围为以源 141 转油站为中心边长取 5km 的矩形区域内的地表水体，该范围内无地表水体。

2.6.3 地下水

2.6.3.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中要求，评价工作等级的划分应依据建设项目行业分类和地下水环境敏感程度分级进行判定，同时满足《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中关于评价等级的相关要求。

（1）地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），项目类别判定应依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 的规定，按照场站和内部集输管道分别判断行业类别，并分别判断项目类别。本项目涉及场站，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中关于项目类别的要求，常规石油开采站场工程按照 I 类建设项目开展地下水环境影响评价。

（2）地下水环境敏感程度

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

表 2.6-8 地下水环境敏感程度分级

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

	它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 ^a 。
不敏感	上述地区之外的其它地区。
注：a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理目录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。	

根据《全省地市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，本项目调查范围内无集中式饮用水水源地。根据调查，本项目地下水调查范围内主要涉及双榆树屯、三合村、查干户屯，各村屯饮用水由村屯水源井提供，供水人数均小于1000人，供水规模均小于5万m³/d。

根据《地下水型饮用水水源补给区划定技术指南（试行）》划定饮用水源井补给径流区，地下水饮用水源井补给径流区判定依据见表2.6-9。

表 2.6-9 地下水饮用水源井补给径流区判定表

地下水型饮用水水源划定保护区情况		补给区范围	
水源 开采 规模	大型≥5万 m ³ /d	已划定二级保护区的	以二级保护区边界为基准，按大型水源30年流程圈定的范围
		仅划定了一级保护区的	以水源一级保护区边界为基准，按大型水源30年+1000天流程圈定的范围
		未划定保护区的	以水源开采井为基准，按大型水源30年+1100天流程圈定的范围
	中小型<5 万m ³ /d	已划定二级保护区的	以二级保护区边界为基准，按中小型水源15年流程圈定的范围
		仅划定了一级保护区的	以水源一级保护区边界为基准，按中小型水源15年+1000天流程圈定的范围
		未划定保护区的	以水源开采井为基准，按中小型水源15年+1100天流程圈定的范围

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，m/d；

I—水力坡度，无量纲；

T—质点迁移天数；

n_e —有效孔隙度，无量纲。

根据《黑龙江省大庆市地下水资源调查评价报告》，含水层各参数值确定如下：承压含水层各参数值： $\alpha=2$ ， $K_{\text{承压水}}=55.95\text{m/d}$ ， $n_{e\text{承压水}}=0.335$ （根据《水文地质手册》表 17-5-7）， $I_{\text{承压水}}=0.0001$ （根据等水位线图量得）。潜水含水层各参数值： $\alpha=2$ ， $K_{\text{潜水}}=0.5\text{m/d}$ ， $n_{e\text{潜水}}=0.336$ （根据《水文地质手册》表 17-5-7）， $I_{\text{潜水}}=0.0002$ （根据等水位线图量得）。

经上述公式计算得出：

①分散式饮用水源（中小型，承压水，未划定保护区）

补给区 L 为以水源井为基准外扩 $L=2 \times 55.95 \times 0.0001 \times (15 \times 365 + 1100) / 0.335 = 219.6\text{m}$ 的区域；

不敏感区为 219.6m 以外的区域。

②分散式饮用水源（中小型，潜水，未划定保护区）

补给区 L 为以水源井为基准外扩 $L=2 \times 0.5 \times 0.0002 \times (15 \times 365 + 1100) / 0.336 = 4\text{m}$ 的区域；

不敏感区为 4m 以外的区域。

根据现场调查，距离本项目最近的承压水分散式饮用水源井为本项目源 141 转油站东北侧 1820m 的三合村饮用水井，且调查范围内双榆树屯、三合村、查干户屯饮用水井均位于本项目地下水流向上游，本项目不在调查范围内地下饮用水井敏感区及较敏感区内。且调查区域内潜水泵均不饮用，因此评价区域地下水环境属于“不敏感”区域。

（3）评价等级判别

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表 2.6-10。

表 2.6-10 评价工作等级表

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

根据以上分析，本项目场站项目类别为 I 类，环境敏感程度为不敏感，同时根据《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）要求，本项目地下水环境影响评价工作等级为“二级”。

2.6.3.2 评价范围

根据《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）要求：

井场、站场等工程评价范围应包括与建设项目相关的地下水保护目标，结合水文地质条件情况，依据 HJ 610 的规定，采用公式计算法、查表法或自定义法等确定。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），采用公式法确定本项目场站区域地下水评价范围。计算公式如下：

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

式中：L——下游迁移距离，m；

a——变化系数， $a \geq 1$ ，一般取 2，取 2；

K——渗透系数；

I——水力坡度，无量纲；

T——质点迁移天数，取值不小于 5000d；

n_e ——有效孔隙度，无量纲。

根据《黑龙江省大庆市地下水资源调查评价报告》，含水层各参数值确定如下：承压含水层各参数值： $\alpha=2$ ， $K_{\text{承压水}}=55.95\text{m/d}$ ， $n_{e\text{承压水}}=0.335$ （根据《水文地质手册》表 17-5-7）， $I_{\text{承压水}}=0.0001$ （根据等水位线图量得）。潜水含水层各参数值： $\alpha=2$ ， $K_{\text{潜水}}=0.5\text{m/d}$ ， $n_{e\text{潜水}}=0.336$ （根据《水文地质手册》表 17-5-7）， $I_{\text{潜水}}=0.0002$ （根据等水位线图量得）。

由此计算本项目区域承压水层下游迁移距离为 $L_{\text{承压水}}=2 \times 55.95 \times 0.0001 \times 5000 / 0.335 = 167\text{m}$ ；区域潜水层下游迁移距离为 $L_{\text{潜水}}=2 \times 0.5 \times 0.0002 \times 5000 / 0.336 = 3\text{m}$ 。

以最大迁移距离考虑评价范围，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目地下水调查评价范围应为源 141 转油站下游不小于 167m、两侧及上游不小于 83.5m 的区域。

结合地下水影响预测分析，地下水影响最远距离为场站下游 226.6m。

根据公式计算法的计算结果，同时综合考虑周边的地下水环境保护目标分布情况、地下水影响最远距离、现状布点情况，结合该区域地下水流向，最终确定本项目地下水评价范围为源 141 转油站上游外扩 1.34km、两侧外扩 0.23km 和 1km、下游外扩 0.38km 东北→西南走向的合围矩形区域，共计约 2.46km²。

2.6.4 声环境

2.6.4.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中规定的声环境影响评价工作等级划分原则：建设项目所处的声环境功能区为 GB3096 规定的 1 类、2 类地区，或建

设项目建设前后评价范围内声环境保护目标噪声级增高量达 3dB(A)~5dB(A)，或受噪声影响人口数量增加较多时，评价等级为二级评价。

本工程主要噪声源主要为生产运营期场站内新建设备及配套机泵运行噪声，噪声源的种类及数量较少，运营期噪声源强度不高，周围居民受影响人口数量增加不多，敏感目标噪声级增高量在 5dB(A)以下，且项目所处的声环境功能区为 GB3096 2 类地区，项目周边村屯所处的声环境功能区为 GB3096 1 类地区，因此，声环境评价等级为二级。

2.6.4.2 评价范围

本项目是以固定声源为主的建设项目，声环境评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)中要求，一级评价的要求一般以建设项目边界向外 200m 为评价范围，二级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区类别及敏感目标等实际情况适当缩小，且经后续预测分析，项目声源计算得到的贡献值到 200 m 处可以满足《声环境质量标准》中的二级标准，因此，本项目声环境影响评价范围为源 141 转油站边界外延至 200m 的声环境。

2.6.5 生态环境

2.6.5.1 评价等级

本项目新增占地 0.016hm² (0.00016km²)，均为永久占地，占地面积小于 20km²，本项目占地类型为草地（非基本草原），占地范围内没有自然保护区、世界文化和自然遗产地、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区等，项目不在生态保护红线内。项目土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标。因此根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)规定，本项目生态环境评价等级为三级。

本工程生态环境影响评价工作等级判定见表 2.6-11。

表 2.6-11 生态影响评价工作等级划分表

评价等级	判定内容	本项目
一级	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时	不涉及
二级	涉及自然公园	不涉及
不低于二级	①涉及生态保护红线时；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；②根据 HJ610、HJ964 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；③当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域）。	不涉及。本项目不涉及生态保护红线，地表水为水污染影响型，评价等级为三级 B；土壤范围内无天然林、公益林、湿地等生态保

		护目标，项目占地 0.00016km ² ，小于 20km ²
三级	以上之外的	涉及
说明	①改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；②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；③建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。④建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级。⑤在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级。⑥线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级。⑦涉海工程评价等级判定参照 GB/T 19485。	不涉及
简单分析	符合生态环境分区分管控要求且位于原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目，位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目，可不确定评价等级，直接进行生态影响简单分析。	不涉及，本项目新增永久占地 0.016hm ²

2.6.5.2 评价范围

根据《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）要求，本项目评价范围为源 141 转油站边界外扩 50m 范围的生态环境。

2.6.6 土壤环境

2.6.6.1 评价等级

（1）土壤环境影响评价项目类别

根据 2026 年 4 月 7 日对项目区域土壤监测结果，区域土壤 pH 值在 7.75~8.15 之间，土壤含盐量在 0.6~0.8g/kg 之间，对照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 D，本项目区域属于非土壤盐化、酸化和碱化地区，本项目按照土壤污染影响型开展土壤评价。

根据《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）要求，常规石油开采站场工程按照 I 类建设项目开展土壤环境影响评价。

（2）污染影响型敏感程度分级

根据建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分级判据见表 2.6-12。

表 2.6-12 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
------	------

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

本项目场站占地类型均为一般草地，由此判定，本项目土壤环境敏感程度分级为“较敏感”。

(3) 土壤环境影响评价等级

污染影响型评价工作等级划分依据见表 2.6-13。

表 2.6-13 污染影响型评价工作等级划分表

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

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

本项目新增永久占地 0.016hm²，占地面积属于“小型”规模，敏感程度为“较敏感”，项目类别为“I类”，因此本项目土壤评价工作等级为“二级”。

2.6.6.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中“表 5 现状调查范围”，确定本项目土壤环境评价范围为源 141 转油站边界外扩 0.2km 的土壤环境。

2.6.7 环境风险

2.6.7.1 评价等级

(1) 风险潜势初判

本工程运营期涉及的危险物质主要为原油和天然气，危险单元为源 141 转油站内分离缓冲游离水脱除器、掺水炉、外输炉、除油干燥组合装置。分离缓冲游离水脱除器内处理液综合含水率最小为 76.07%，原油密度为 0.8649g/cm³，气油比为 27.1m³/t，天然气密度约为 0.725kg/m³，有效容积为体积的 80%，设备规格为 2 台 Φ3000×9604（一用一备）、1 台 Φ3000×14000，由以上参数计算出分离缓冲游离水脱除器内原油最大存在量为 27.6t，天然气最大存在量为 0.54t。掺水炉内含油污水含油量约为 1000mg/L，规格为 5 台 Φ3000×16624，由以上参数计算出掺水炉内原油最大存在量约为 0.47t。外输炉内原油综合含水率约为 20%，设备规格为 2 台 Φ3000×16624，由以上参数计算出外输炉内原油最大存在量为 130t。除油干燥组合装置规格为 1 台 Φ1400×5566，设计压力为 0.45MPa，气油

比为 27.1m³/t，天然气密度约为 0.725kg/m³，由以上参数计算出除油干燥组合装置内原油最大存在量为 1.4t，天然气最大存在量为 0.028t。

由以上分析源 141 转油站内原油最大存在量合计约 159.47t，天然气最大存在量合计约 0.568t。

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

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

式中：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；

项目所涉及的危险物质数量与临界量的比值计算结果及环境风险潜势判定见表 2.6-14。

表 2.6-14 运营期危险物质数量与临界量的比值

序号	危险物质	CAS 号	最大存在总量 q _n (t)	临界量 Q _n (t)	该种危险物质 Q 值
1	原油（石油）	/	159.47	2500	0.063788
2	天然气（甲烷）	74-82-8	0.568	10	0.0568
项目 Q=Σq _n /Q _n					0.120588

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中评价等级的判定方法，本项目运营期 Q=0.120588<1，环境风险潜势为I。

（2）评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中关于环境风险评价工作等级的划分，具体见表 2.6-15，本项目风险潜势为 I，应进行简单分析。

表 2.6-15 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。				

2.6.7.2 评价范围

本项目风险评价等级为简单分析，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），无关于简单分析的评价范围说明，结合大气环境、地表水环境、地下水环境的评价范围及保护目标分布情况，拟定环境风险评价范围包括地表水、地下水、大气评价范围，因此本项目环境风险评价范围为以源 141 转油站为中心边长取 5km 的矩形区域。

2.6.8 各环境要素评价等级及评价范围汇总

各环境要素评价等级及评价范围详见表 2.6-16，各环境要素评价范围图见附图 6。

表 2.6-16 评价范围表

项目	评价等级	评价范围
大气环境	二级	以源 141 转油站为中心边长取 5km 的矩形区域
声环境	二级	源 141 转油站边界外延至 200m
地表水环境	三级 B	源 141 转油站为中心边长取 5km 的矩形区域内的地表水体，该范围内无地表水体
地下水环境	二级	源 141 转油站上游外扩 1.34km、两侧外扩 0.23km 和 1km、下游外扩 0.38km 东北→西南走向的合围矩形区域，共计约 2.46km ² 。
土壤环境	二级	源 141 转油站边界外扩 0.2km
生态环境	三级	源 141 转油站边界外扩 50m 范围
环境风险	简单分析	以源 141 转油站为中心边长取 5km 的矩形区域

2.7 环境保护目标

本项目位于大庆市肇源县头台镇，根据调查，本项目评价范围内不涉及国家公园、风景名胜、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、永久基本农田、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、文物保护单位等环境敏感区，且本项目不在生态红线范围内。

本项目评价范围内无声环境、地表水环境保护目标，项目主要大气环境保护目标见表 2.7-1，地下水、土壤、生态环境保护目标见表 2.7-2，环境风险保护目标见表 2.7-4，主要环境保护目标分布图见附图 6。

表 2.7-1 大气主要环境保护目标表

名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对厂址方位	相对厂界距离/m
	经度	纬度					
双榆树屯	125.05531	45.67788	居民	35 户，约 108 人	二类	源141转油站东北侧	2740
三合村	125.02549	45.68460	居民	82 户，约 286 人	二类	源141转油站东北侧	1820
查干户屯	124.99532	45.68043	居民	32 户，约 105 人	二类	源141转油站西北侧	2580

表 2.7-2 地下水、土壤、生态环境保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别

地下水环境	区域内第四系上更新统孔隙潜水含水层	含水层厚度 10-40m，地下水水位埋深 23.0-42.0m。评价范围内有部分潜水水井，用于居民灌溉和喂养 牲畜。	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类，石油类参考执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 II 类标准限值要求
	第四系中下更新统孔隙承压含水层	顶板埋深为 75.0~85.0m，底板埋深 76.0~109.5m。含水层厚度为 2.0-25.0m。	
	新近系泰康组孔隙承压含水层	顶板深度 60-160m，富水性较好，评价区以北单井涌水量（273mm 井管）可达 3000m ³ /d。	
	区域内饮用水源井	经调查，调查范围内无集中式饮用水水源地，项目周边分布有三合村饮用水井和查干户屯饮用水井，供水人数均小于 1000 人，三合村饮用水井位于源 141 转油站东北侧 1820m，查干户屯饮用水井位于源 141 转油站西北侧 2580m，距离本项目较远，且均位于本项目地下水流向上游，均不在本项目评价范围内。	
土壤环境	本项目永久占地范围内，土壤类型为为草甸土		《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值
	源 141 转油站边界外扩 0.2km 的农用地土壤，主要为草地，土壤类型为草甸土		《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中农用地土壤污染风险筛选值
生态环境	源 141 转油站边界外扩 50m 范围的生态环境，主要为草地		永久占用草地按照规定进行经济补偿
	本项目位于大庆市肇源县头台镇，属于市水土流失重点治理区		场站施工期间在永久占地范围内施工，挖、填方作业尽量做到互补平衡。
	大庆市肇源县为沙化土地所在区县		本项目对新增永久占地 0.3m 厚表土进行剥离，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良。

表 2.7-3 环境风险保护目标

类别	环境敏感性			
环境空气	以源 141 转油站为中心边长取 5km 的矩形区域			
	序号	敏感目标名称	相对方位、距离	保护内容
	1	双榆树屯	源 141 转油站东北侧 2740m	35 户，约 108 人
	2	三合村	源 141 转油站东北侧 1820m	82 户，约 286 人
	3	查干户屯	源 141 转油站西北侧 2580m	32 户，约 105 人
	以源 141 转油站为中心边长取 5km 的矩形区域			

地表水	序号	敏感目标名称	相对方位、距离		环境敏感特征	
	1	/	/		/	
地下水	序号	敏感目标名称	相对方位、距离	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能
	1	区域内饮用水源井	经调查，评价范围内无集中式饮用水水源地，无分散式饮用水源井。	不敏感 G3	III类	D2

3 建设项目工程分析

3.1 现有工程分析

3.1.1 现有区块开发情况

(1) 现有区块开发历程

本项目改造的源 141 转油站位于永乐油田源 23 区块，源 141 转油站及源 23 区块已进行过环境影响评价，2018 年 3 月，编制了《头台油田源 23 区块外扩产能建设工程环境影响报告表》，于 2018 年 10 月 26 日由大庆市环境保护局（现大庆市生态环境局）进行了批复，批复文号为庆环审〔2018〕242 号，并于 2020 年 3 月完成自主验收。2020 年 3 月，编制了《头台油田肇 262 零散补充井、源 13 西扩水平井产能建设工程环境影响报告表》，于 2020 年 5 月 7 日由大庆市生态环境局进行了批复，批复文号为庆环审〔2020〕91 号，并于 2023 年 2 月完成自主验收。

截至目前，源 23 区块共有运行的油水井 51 口，其中油井 38 口，平均单井产液量 2.78t/d，单井产油量 0.69t/d，综合含水 75.18%，年产油约 0.79×10^4 t。注水井 13 口，平均单井日注水 10m^3 ，年注水 $3.9 \times 10^4\text{m}^3$ 。

(2) 现有场站介绍

①基本简介

源 141 转油站于 2005 年建成投产，目前主要担负源 23、源 141、源 13、源 272、源 201、台 103 共 6 个区块及第八采油厂 51 口油井的原油集输任务，下辖 7 座集油阀组间、油井 268 口。站内采用“三合一”处理工艺，站外来液经“三合一”处理后，分离出的含水油经升压、计量后进加热缓冲装置加热，再升压外输至源二联转油放水站；分离出的污水经加热、升压、计量后通过掺水阀组输至站外集油阀组间；分离出的伴生气经除油、计量、调节后作为本站燃料气，燃料气不足部分由返输气补充。源 141 转油站油系统处理流程见图 3.1-1，水系统处理流程见图 3.1-2。

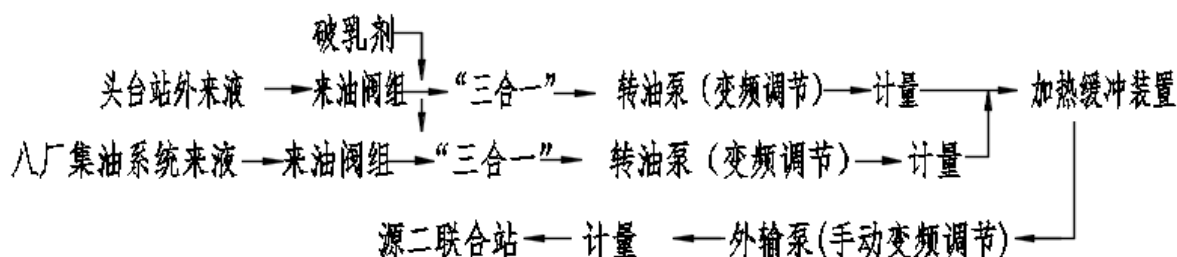


图 3.1-1 源 141 转油站油系统处理流程图

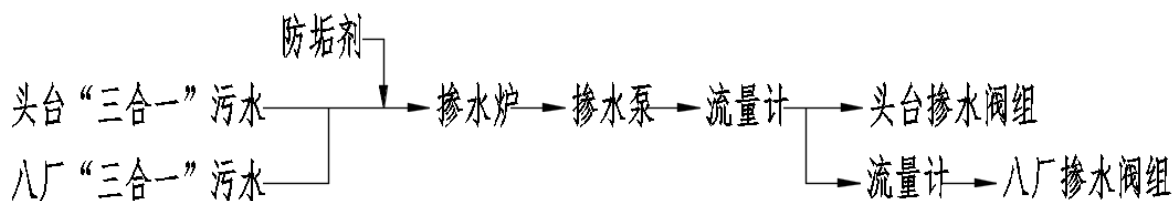


图 3.1-2 源 141 转油站水系统处理流程图

(2) 现有工程主要内容

源 23 区块为已开发水驱区块，建有较为完善的油、气、水、电、道路等工程，现有工程的主要内容见表 3.1-1。

表 3.1-1 现有工程的主要内容汇总表

工程类别	现有工程组成	建设内容及规模
主体工程	井场	源 23 区块共有运行的油水井 51 口，其中油井 38 口，平均单井产液量 2.78t/d，单井产油量 0.69t/d，综合含水 75.18%，年产油约 0.79×10 ⁴ t。注水井 13 口，平均单井日注水 10m ³ ，年注水 3.9×10 ⁴ m ³ 。
	油气处理工程	源 23 区块现有依托且运行的场站主要有源 141 转油站，区块外依托的场站为源二联合站（包括源二联转油放水站、源二联含油污水处理站）、头台联合站（包括头台联脱水站、头台联合含油污水处理站）。目前这些场站均稳定运行。
辅助工程	集输管线	源 23 区块站外集油系统采用双管掺水集油工艺和环状掺水集油工艺，现有站间集油掺水管线 12.5km，单井集油掺水管线 45.6km。
	内部道路	源 23 区块注水系统主要采用单干管单井配水工艺，现有注水管道 32.3km。
公用工程	供水系统	源 23 区块现有井排路 23.6km，通井路 51km。
	排水系统	现有区块内场站生活用水采用桶装水，生活用水量约 185m ³ /a；运营期油水井作业用水、洗井用水、回注水来源为源二联含油污水处理站的深度处理水，水质为含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、悬浮物颗粒直径中值≤2μm，作业用水量约 520m ³ /a，洗井用水量约 1640m ³ /a，年注水量 3.9×10 ⁴ m ³ 。
	供热系统	现有场站生活污水排放量约 146m ³ /a，生活污水排入站内生活污水收集装置，定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。现有区块油田采出水量为 23930t/a，油水井作业（修井）产生的作业污水共计约 490m ³ /a，水井洗井产生的洗井污水共计约 1560m ³ /a，油田采出水、油水井作业污水、洗井污水进入源二联含油污水处理站处理达标后回注油层。
	供电系统	现有区块内场站供热依托现有天然气采暖炉进行供热。
环保工程	废气处理工程	现有区块内主要由源一变电所、源二变电所进行供电，电力供应依托油田已建电网。
环保工程	废气处理工程	现有区块场站内加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，每个加热炉单独设 1 根烟囱，加热炉燃烧产生的废气均经不低于 8m 的烟囱高空排放。

		现有工程在油气集输过程采取了全密闭工艺流程，油井井口均安装了密封垫、管线均埋地敷设、依托场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，有效的控制了无组织气体的挥发。
废水处理工程		现有区块油田采出水、油水井作业污水、洗井污水最终由源二联合油污水处理站处理达标后回注油层。
		现有场站生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。
噪声防治工程		现有区块内噪声源主要来自抽油机及场站。抽油机电机等发声设备选用了低噪声设备，定期对进场设备进行维护和保养；场站机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强。
固体废物收集处理处置工程		现有区块内油水井在进行作业过程中产生的油污泥经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。
		现有区块内油水井作业产生的含油废防渗布委托有资质单位处置。
		现有区块内场站生活垃圾集中收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。
地下水分区防渗措施		现有工程集油管道采用了内缠胶带硬质聚氨酯泡沫黄夹克管，注水管道采用了防腐无缝钢管，连接方式为焊接，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区防渗要求。注配间、阀组间地面采取了一般防渗措施，撬装钢板房结构，地面涂刷 1.5mm 厚防渗材料，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区的要求。油水井井场地面已进行平整夯实，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》简单防渗区防渗要求。源 141 转油站事故排污池采取了重点防渗，采取铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，其它地上式设备区采取了一般防渗，采取铺设 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，站内空地为一一般防渗，采取地面夯实碾压平整进行防渗。
环境风险防控工程		源 141 转油站西侧 12m 处设事故排污池 1 座，有效容积 280m ³ ，可在事故状态下将设备内原油或含油污水转移至事故排污池暂存。大庆头台油田开发有限责任公司已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《突发事件综合（总体）应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《生产场所火灾、爆炸事件专项应急预案》、《集输系统突发事件专项应急预案》等专项应急预案，并定期开展了应急演练。
退役工程		目前现有区块内没有退役的油水井、管线、场站等。

(3) 现有区块环评及验收手续

现有工程环评及验收情况见表 3.1-2。

表 3.1-2 现有工程环评及验收情况调查表

项目名称	环评批复	验收情况	排污许可证证书编号
头台油田源 23 区块外扩产能建设工程环境影响报告表	庆环审 (2018) 242 号	于 2020 年 3 月 完成自主验收	912306001269768181001X
头台油田肇 262 零散补充井、源 13 西扩水平井产能建设工程项目	庆环审 (2020) 91 号	于 2023 年 2 月 完成自主验收	912306001269768181001X



图 3.1-3 源 23 区块内井场及场站建设情况

(3) 现有区块排污许可执行情况

根据调查，大庆头台油田开发有限责任公司排污许可管理类别为登记管理，已在“全

国排污许可证管理信息平台公开端”填报了污染物相关排放情况，并于 2024 年 10 月 25 日取得登记回执，登记编号为 912306001269768181001X，有效期为 2024 年 10 月 25 日至 2029 年 10 月 24 日。

(4) 总量控制指标

根据调查，大庆头台油田开发有限责任公司对氮氧化物总量进行了控制，总量控制指标为 70t，目前尚有 3.5t 余量。现有区块排放的污染物满足了大庆头台油田开发有限责任公司总量控制指标。

3.1.2 现有工程污染防治设施运行和排放情况

(1) 废气

①非甲烷总烃

现有工程排放的非甲烷总烃主要为区块内井场、集输管线及场站在运行过程中无组织挥发的非甲烷总烃，根据建设单位提供资料，源 23 区块目前产油约 $0.79 \times 10^4 \text{t/a}$ 。根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油，则现有区块非甲烷总烃挥发量为 11.2t/a 。

现有工程在油气集输过程采取了全密闭工艺流程，油井井口均安装了密封垫、管线均埋地敷设、依托场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，有效的控制了无组织气体的挥发，根据现有工程竣工环境保护验收调查报告中对井场的验收监测结果（验收意见见附件 2），现有井场厂界非甲烷总烃浓度在 $0.47 \sim 0.88 \text{mg/m}^3$ 之间，根据本次对区块内场站的监测结果可知，源 141 转油站厂界非甲烷总烃浓度在 $0.41 \sim 0.62 \text{mg/m}^3$ 之间。现有区块内井场、场站排放的非甲烷总烃边界能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求。

②加热炉烟气

现有区块运营期产生的加热炉烟气主要来自区块内的源 141 转油站。站内设有 1.5MW 掺水炉 2 台、 2.5MW 掺水炉 2 台、 0.6MW 外输炉 2 台、采暖炉 1 台，每座加热炉设置 1 根烟囱，均站内加热炉均使用清洁燃料天然气，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经不低于 8m 的烟囱高空排放。本次在源 141 转油站内选取了 1 台功率最大的 2.5MW 掺水炉进行了监测，监测期间该加热炉运行负荷率为 90.13% ，该加热炉在该场站内功率最大，且各加热炉气源相同，该加热炉污染物排放浓度可代表该站其它加热炉的污染物排放浓度，排放浓度统计结果见表 3.1-3。

表 3.1-3 现有区块内场站加热炉污染物排放浓度统计表

场站名称	废气量 (m ³ /h)		颗粒物排放浓度 (mg/m ³)		NO _x 排放浓度 (mg/m ³)		SO ₂ 排放浓度 (mg/m ³)		烟气黑度 (级)
	最大	平均	最大	平均	最大	平均	最大	平均	
源 141 转油站 2.5MW 掺水炉	1818	1795	8	7.5	84	77.3	8	6.3	<1

由以上统计可知，各场站加热炉废气的排放均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求。

根据建设单位提供的资料，现有区块内场站各加热炉天然气使用情况及污染物排放量统计结果见表 3.1-4。

表 3.1-4 现有区块内场站加热炉污染物排放量统计表

场站	加热炉	排气筒高度 (m)	耗气量 (万 m ³ /a)	年运行时间 (h)	烟气 (万 m ³ /a)	污染物排放情况 (t/a)		
						颗粒物	SO ₂	NO _x
源 141 转油站	2.5 MW 掺水炉	15	231.94	8760	2280	0.171	0.144	1.762
	2.5 MW 掺水炉	15	231.94	8760	2280	0.171	0.144	1.762
	1.5 MW 掺水炉	15	139.16	8760	1367.94	0.103	0.086	1.057
	1.5 MW 掺水炉	15	139.16	8760	1367.94	0.103	0.086	1.057
	0.6MW 外输炉	15	30.9	8760	303.75	0.023	0.019	0.235
	0.6MW 外输炉	15	30.9	8760	303.75	0.023	0.019	0.235
	采暖炉	8	11.8	4320	116	0.009	0.007	0.090
合计			815.8	/	8019.38	0.603	0.505	6.198

由以上分析可知，现有区块内场站排放的加热炉烟气中颗粒物排放量为 0.603t/a，NO_x 排放量为 6.198t/a，SO₂ 排放量为 0.505t/a。满足大庆头台油田开发有限责任公司主要污染物排放总量控制指标。

(2) 废水

现有区块产能 0.79×10⁴t/a，综合含水 75.18%，则现有区块油田采出水量为 23930t/a，油水井作业（修井）产生的作业污水共计约 490m³/a；现有区块水井洗井产生的洗井污水共计约 1560m³/a。现有区块油田采出水、油水井作业污水、洗井污水最终均由源二联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。根据本次对源二联含油污水处理站的监测结果可知，源二联含油污水处理站处理后的含油污水含油量在 1.87~2.71mg/L 之间，悬浮固体含量在 2~3mg/L 之间，悬浮物颗粒直径中值为 1μm，处理后的污水均满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求。

现有区块场站内的生活污水产生量约 146m³/a，生活污水排入场站内生活污水收集装

置，定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。

(3) 噪声

现有区块内噪声源主要来自抽油机及场站，抽油机噪声源强为 65~80dB(A)，为连续稳态声源，场站噪声主要为各类机泵噪声，源强约在 80~85dB(A)之间。抽油机电机等发声设备选用了低噪声设备，定期对进场设备进行维护和保养；场站机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，根据现有区块内验收调查报告中对区域内已建井场的监测结果可知，现有区块内已建井场厂界噪声能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准；根据本次对区块内已建场站的监测数据可知，源 141 转油站厂界昼间噪声在 45.8~48.5 dB(A)之间、夜间噪声在 41.3~44.6 dB(A)之间，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

(4) 固体废物

现有区块内油水井在进行作业过程中产生的含油污泥量约 1.6t/a，区块内场站清罐污泥产生量约为 10t/a，含油污泥经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。现有区块内油水井在进行作业过程中产生的含油废防渗布量约 0.8t/a，含油废防渗布经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期委托有资质单位处理。现有区块内场站共产生生活垃圾 1.8t/a，产生的生活垃圾统一收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

现有工程污染物产排污情况汇总表见表 3.1-5。

表 3.1-5 现有工程污染物产排污情况汇总表

类别	污染物		产生量	削减量/固废处置量	排放量
废气	非甲烷总烃		11.2t/a	0	11.2t/a
	颗粒物		0.603t/a	0	0.603t/a
	SO ₂		0.505t/a	0	0.505t/a
	NO _x		6.198t/a	0	6.198t/a
废水	油田采出水		23930m ³ /a	23930m ³ /a	0
	作业污水		490m ³ /a	490m ³ /a	0
	洗井污水		1560m ³ /a	1560m ³ /a	0
	生活污水 (146m ³ /a)	COD	0.044t/a	0	0.044t/a
		氨氮	0.0044t/a	0	0.0044t/a
固废	作业含油污泥		1.6t/a	1.6t/a	0
	场站清罐污泥		10t/a	10t/a	0
	含油废防渗布		0.8t/a	0.8t/a	0
	生活垃圾		1.8t/a	1.8t/a	0

3.1.3 滚动开发区块回顾性分析

(1) 地下水及土壤防护措施及效果

现有工程集油管道采用了内缠胶带硬质聚氨酯泡沫黄夹克管，注水管道采用了防腐无缝钢管，连接方式为焊接，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)中重点防渗区防渗要求。注配间、阀组间地面采取了一般防渗措施，撬装钢板房结构，地面涂刷 1.5mm 厚防渗材料，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)中一般防渗区的要求。油水井井场地面已进行平整夯实，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》简单防渗区防渗要求。源 141 转油站事故排污池采取了重点防渗，采取铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，其它地上式设备区采取了一般防渗，采取铺设 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，站内空地为一类防渗，采取地面夯实碾压平整进行防渗。

根据本次对区块内的地下水井监测结果显示，现有区块内地下水水质除潜水中锰外均满足《地下水质量标准》(GB/T148488-2017)中的III类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) II 类标准。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的 Mn^{2+} 在 CO_2 作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。说明在采取地下水防护措施后现有工程对区域地下水无明显影响。

根据本次对现有井场、场站、占地外农用地的土壤监测结果显示，井场及场站永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值标准，占地外农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)基本项目筛选值标准，现有工程在运行阶段未对区域土壤产生明显影响。

(2) 生态环境保护措施及效果

为保护区域生态环境，大庆头台油田开发有限责任公司在钻井工程时采取了生态保护措施保护区域内耕地、草地生态系统。例如严格控制了井场的临时及永久占地，井场钻井工程施工结束后及时对临时占地进行了生态恢复，最大力度降低了油田开发对区域耕地及草地生态系统的影响。并严格控制了该区域油田作业范围，严格运营期管理，减小了对区域生态系统的扰动，保证了不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐碱化等。针对区块内水土流失重点治理区，大庆头台油田开发有限责任公司采取了井场平整、压实，开挖土方已合理利用填埋，施工期间未对占地外的地表植被造成碾压和破坏；在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置了钢筋砼板涵，保证了道路两侧洪沟

的畅通；生产期已严格作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证了各类设施的泄洪能力；管道工程施工期间，划定了施工活动范围，车辆均采用“一”字型作业法，严格避免开辟新路，管沟挖、填方作业做到了互补平衡，未造成弃土方堆积和过多借土，未增加新的水土流失，管沟回填阶段均按层回填，回填后予以平整、压实，施工期间对开发建设施工材料划定了适宜的堆料场，未破坏占地外的植被，未增加裸地面积而新增的水土流失。

根据现场勘查，现有区块内井场永久占地已平整，井场及管线施工时临时占用的耕地及草地均已进行了恢复，且生态恢复良好。



图3.1-4 源23区块现有井场及管线周边生态恢复情况

3.1.4 现有工程存在的环境问题

根据调查可知，现有区块运行至今内无投诉、督查及检查情况。本工程区域内已建井的井场永久性占地面积符合要求，井场地面均进行了平整，无油污。站场环境清洁，地面未发现油污，站内道路两侧和厂区院墙内外均已绿化，生态恢复较好。井场永久性占地面积符合设计要求，井场地面均进行了平整，在临时性占地范围内，地表基本进行了平整，并已完成了生态恢复。

区块内加热炉能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2中新建

燃气锅炉标准限值要求；现有站场原油集输均采用密闭集输管线、装置，场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，可有效控制烃类物质的排放，目前现有井场、场站厂界非甲烷总烃浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求。由监测结果可知，现有场站厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。油田产生的含油污水经源二联含油污水处理站处理后全部回注，出水水质指标能够达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求，均不外排；作业和清罐产生的含油污泥经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。

目前，大庆头台油田开发有限责任公司排污许可管理类别为登记管理，已在“全国排污许可证管理信息平台公开端”填报了污染物相关排放情况，并于 2024 年 10 月 25 日取得登记回执，登记编号为 912306001269768181001X，有效期为 2024 年 10 月 25 日至 2029 年 10 月 24 日。

为保护区域生态环境，大庆头台油田开发有限责任公司在钻井工程时采取了生态保护措施保护区域内耕地、草地生态系统。例如严格控制了井场的临时及永久占地，井场钻井工程施工结束后及时对临时占地进行了生态恢复，最大力度降低了油田开发对区域耕地及草地生态系统的影响。并严格控制了该区域油田作业范围，严格运营期管理，减小了对区域生态系统的扰动，保证了不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐碱化等。针对区块内水土流失重点治理区，大庆头台油田开发有限责任公司采取了井场平整、压实，开挖土方已合理利用填埋，施工期间未对占地外的地表植被造成碾压和破坏；在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置了钢筋砼板涵，保证了道路两侧洪沟的畅通；生产期已严格作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证了各类设施的泄洪能力；管道工程施工期间，划定了施工活动范围，车辆均采用“一”字型作业法，严格避免开辟新路，管沟挖、填方作业做到了互补平衡，未造成弃土方堆积和过多借土，未增加新的水土流失，管沟回填阶段均按层回填，回填后予以平整、压实，施工期间对开发建设施工材料划定了适宜的堆料场，未破坏占地外的植被，未增加裸地面积而新增的水土流失。

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

环境风险相关措施：源 141 转油站西侧 12m 处设事故排污池 1 座，有效容积 280m³，可在事故状态下将设备内原油或含油污水转移至事故排污池暂存。大庆头台油田开发有

限责任公司已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《突发事件综合（总体）应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《生产场所火灾、爆炸事件专项应急预案》、《集输系统突发事件专项应急预案》等专项应急预案并定期开展应急演练，《环境突发事件专项应急预案》于 2025 年在大庆市肇源生态环境局进行了备案，备案编号为 230622-2025-027-M。建议增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。经调查，大庆头台油田开发有限责任公司源 23 区块近 3 年未发生过环境风险事故。

经调查，源 141 转油站内已建分离缓冲游离水脱除器、除油器、干燥器腐蚀严重，运行存在安全隐患。根据以上分析及现场勘查，除上述存在的隐患外，现有区块内未发现其它环境问题。

3.1.5 整改措施

针对上述源 141 转油站内已建分离缓冲游离水脱除器、除油器、干燥器腐蚀严重问题，为彻底解决安全隐患，保证生产平稳运行，本项目在源 141 转油站原位置更换分离缓冲游离水脱除器 2 台，拆除除油器、干燥器各 1 台，在容器区除油器位置新建除油干燥组合装置 1 台，拆除的废旧设备全部回收至大庆头台油田开发有限责任公司物资库。

3.2 项目概况

项目名称：头台油田源 141 转油站腐蚀老化设备改造工程；

建设单位：大庆头台油田开发有限责任公司；

建设性质：改建；

建设地点：大庆市肇源县头台镇；

投资规模：项目总投资 445.5 万元人民币，环保投资 21.29 万元人民币，环保投资占比为 4.78%；

占地面积：本项目新增总占地面积为 0.016hm²，均为永久占地，占地类型为草地（非基本草原）；

建设内容：源 141 转油站原位置更换分离缓冲游离水脱除器 2 台，拆除除油器、干燥器各 1 台，在容器区除油器位置新建除油干燥组合装置 1 台，新建 2.5MW 节能提效加热炉 1 台。

处理规模：源 141 转油站改建后处理能力不变，可处理液量 9900t/d；

建设周期：本项目计划施工期为 2026 年 10 月至 2026 年 11 月，施工约 60d；

劳动定员：施工期施工人数约 20 人，运营期场站不新增定员。

3.3 工程组成

本项目工程组成见表 3.3-1。

表 3.3-1 工程组成一览表

工程类别	工程组成		建设内容及规模	备注
主体工程	站场工程	源 141 转油站改造	拆除站内已建 2 台 $\Phi 3000 \times 9604\text{mm}$ 分离缓冲游离水脱除器，原址新建 2 台 $\Phi 3000 \times 9604\text{mm}$ 分离缓冲游离水脱除器。	拆除后新建
			拆除已建除油器和干燥器各 1 台，在容器区新建 $\Phi 1400 \times 5566$ 天然气除油干燥组合装置 1 台。	拆除后新建
			由于站内掺水炉不满足生产负荷需求，本项目新建 2.5MW 节能提效加热炉 1 台，燃料为天然气。	新建
公辅工程	供水系统		施工期废旧设备清洗用水、新建装置试压废水由水罐车运送，生活用水采用桶装纯净水。运营期场站不新增人员，不新增生活用水，站内人员生活用水采用桶装纯净水。	/
	排水系统		<p>施工期生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。废旧设备清洗废水及新建装置试压废水由罐车拉运至源二联含油污水处理站处理达标后回注油层。</p> <p>运营期场站不新增处理液量，不新增人员，因此不新增生产废水及生活污水。场站处理采出液产生的油田采出水管输进入源二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；场站内生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。</p>	依托
	供热系统		本项目施工期不设施工营地，不需供热。运营期场站依托现有天然气采暖炉进行供热，不新增供热面积。	依托
	供电系统		本项目施工期用电由附近已建线路引接。运营期为新建 2.5MW 加热缓冲装置配电，包括燃烧器风机、燃烧器控制元件、节能提效装置控制元件和控制柜。燃烧器风机电源引自配电室已建 6# 配电柜备用回路，燃烧器控制元件、节能提效装置控制元件电源引自配电室已建配电箱备用回路，控制柜电源引自控制室已建配电箱备用回路，电缆采用交联聚乙烯绝缘铜芯电缆。本项目投产后，新增耗电 $40 \times 10^4 \text{kW} \cdot \text{h/a}$ 。	新建
	土建工程		拆除现有部分围墙、三合一卧式罐基础、除油器卧式罐基础。	拆除
新建围墙、分离缓冲游离水脱除器基础、除油干燥组合装置基础、加热缓冲装置基础，采用 C30 钢筋混凝土现浇。			新建	

	防腐工程	对新建的 2 台分离缓冲游离水脱除器、节能提效加热缓冲装置、天然气除油干燥组合装置做内外防腐，外部做保温。	新建	
	数字化工程	对新建的 1 台 2.5MW 加热缓冲装置、新建的 2 台分离、缓冲游离水脱除器、新建的 1 台天然气除油器组合装置配套建设仪表，二次表显示位于仪表值班室内。	新建	
环保工程	施工期	废气处理工程	施工场地设置围护，对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布，加强施工管理。	新建
		废水处理工程	废旧设备清洗废水及新建装置试压废水由罐车拉运至源二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。	依托
			施工期生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。	依托
		噪声防治工程	合理安排施工进度，减少施工时间，避免大量高噪声设备同时施工；施工严格禁止夜间进行。合理布置施工现场，避免在同一地点安排较多的动力机械；运输车辆选择避开居民区的路线，临近居民区应减少汽车鸣笛的次数，减速慢行。	新建
		固体废物收集及处理处置工程	生活垃圾统一收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。	依托
			施工废料属于一般固体废物，统一收集后由施工单位拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理。	依托
			废旧设备清淤产生的含油污泥经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。	依托
	废旧设备全部回收至大庆头台油田开发有限责任公司物资库。		依托	
	废旧设备清淤需在施工场地铺设防渗布，产生的含油废防渗布经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期委托有资质单位处理。		依托	
	建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理。	依托		
	运营期	废气处理工程	源 141 转油站内新建的 2.5MW 节能提效加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气经 8m 的烟囱高空排放。	新建
			油气处理采用密闭流程，新建阀组、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，防止烃类气体的无组织挥发。	新建
		废水处理工程	运营期场站不新增处理液量，不新增生产废水。场站处理采出液产生的油田采出水管输进入源二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。	依托

		运营期不新增人员，不新增生活污水，场站内生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。	依托
	噪声防治工程	选用低噪声设备，新建装置设置减震基础；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。	新建
	固体废物收集及处理处置工程	设备清淤产生的含油污泥经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。	依托
		设备检修产生的含油废防渗布经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期委托有资质单位处理。	
		设备检修产生的废润滑油及废润滑油桶暂存于头台油田危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。	
		设备检修产生的含油抹布及废劳保用品由塑料桶收集密闭暂存于头台油田危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。	依托
退役期	废气处理工程	施工场地设置围护，运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施，对易起尘的临时土方加盖苫布。	新建
	废水处理工程	退役设备清洗废水由罐车拉运至源二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。	依托
		退役期生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。	依托
	噪声防治工程	合理安排施工进度、减少施工时间，避免大量高噪声设备同时施工；选用低噪声设备，合理布置施工现场，降低设备噪声；运输车辆选择避开居民区的路线，尽量不鸣笛。	新建
	固体废物收集及处理处置工程	本项目退役期拆除的废旧设备全部回收至大庆头台油田开发有限责任公司物资库。	依托
		拆除作业产生的建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理。	依托
		退役设备清淤产生的含油污泥经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。	依托
		生活垃圾统一收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。	依托
地下水及土壤防护	在本项目区域上游三合村潜水井（坐标 125.02549, 45.6846）布设 1 口潜水背景值监测水井，在区域内头台油田 3#潜水跟踪监测井（坐标 125.02192, 45.66495）、区域下游散户 2 潜水井（坐标 125.0222, 45.65854）各布设 1 口潜水跟踪监测水井，定期对地下水进行跟踪监测。	依托 周边已建水井	
	源 141 转油站事故排污池附近、源 141 转油站西北侧 100m 草地共布设 2 个土壤跟踪监测点，定期对土壤进行跟踪监测，监	新建	

		测因子为 pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬，监测频次为 1 次/年。		
		站内新建的分离缓冲游离水脱除器区域、除油干燥组合装置区域、2.5MW 节能提效加热炉区域为一般防渗区，采取区域地面防渗层铺设 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 1.0×10 ⁻¹⁰ cm/s。新增永久占地其它区域为简单防渗区，采用地面夯实碾压平整进行防渗。	新建	
	生态治理	施工期间应划定施工活动范围，严格控制施工作业面积。针对新增永久占地 0.3m 厚表土进行剥离，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良。对永久占地按照规定进行经济补偿，补偿面积 0.016hm ² 。	补偿	
	风险防范措施	在工程设计上提高设计强度，加强防腐；定期检测管道、容器及设备的内外腐蚀及防腐层破损情况，及时更换或维修；制定操作规程、巡检、检测、应急等安全管理措施。并定期进行应急演练。	/	
储运工程	表土剥离临时堆放区	施工场地设置 1 处表土剥离临时存放区，用于暂存永久占地剥离的表土层，采取分层堆放的方式，表土堆放设置挡板、上覆遮盖材料，占地面积约 30m ² （5m×6m）。	新建	
依托工程	含油污水处理站	源二联含油污水处理站	源二联含油污水处理站采用“一级沉降罐+气浮处理装置+两级双层滤料过滤罐”处理工艺，设计出水水质指标为“含油量≤8mg/L、悬浮固体≤3mg/L、悬浮物颗粒直径中值≤2μm”，设计污水处理量为 1800m ³ /d，目前实际污水处理量为 1220m ³ /d，本项目废旧设备清洗废水及新建装置试压废水产生量约 322.1m ³ ，新增污水后源二联含油污水处理站处理量为 1542.1m ³ /d，负荷率为 85.67%，满足废水处理需求。	依托，无需扩建
	一般工业固废填埋场	第七采油厂工业固废填埋场	第七采油厂工业固废填埋场位于大同区大庆油田有限责任公司第七采油厂东北 9km 一处盐碱地内，于 2013 年通过环保验收（验收文号为庆环验[2013]12 号），总容量为 14000m ³ ，设计年处理能力为 581.2m ³ ，目前填埋总量约为 11000m ³ ，剩余填埋量约为 3000m ³ ，本项目施工废料产生量约 0.05t，约 0.1m ³ ，填埋场剩余容量能够容纳本项目产生的固体废物，依托可行。	依托、无需扩建
	危废贮存点	头台联危险废物暂存池	头台联危险废物暂存池位于黑龙江省大庆市肇源县头台联合站的西北侧，池体规格为 30m×15m×2m，有效容积 820m ³ ，池体分为两部分，包括有效容积 680m ³ 含油污泥暂存池、有效容积 140m ³ 含油废防渗布暂存池，危险废物暂存池呈长方形布局，含油废防渗布和含油污泥采取同一暂存池内分区储存。危险废物暂存池于 2023 年 12 月竣工投入使用，目前，含油废防渗布暂存池剩余储存量 80m ³ ，含油污泥暂存池剩余储存量 560m ³ ，本项目运营期新增含油废防渗布约 0.2t/a，含油污泥 6t/a，头台联危险废物暂存池能够满足需要含油污泥、防渗布贮存要求。	依托、无需扩建

		头台油田危险废物贮存库	头台油田危险废物贮存库划分为废铅酸蓄电池贮存区及废润滑油、废机油、废三滤贮存区，总建筑面积 504m ² 。各贮存区防渗层敷设 2mm 厚高密度聚乙烯耐酸地面隔离层，保证防渗系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s，且库房内地面全部做防腐防渗硬化处理，并设置堵截泄漏的裙脚，其中废铅酸蓄电池贮存区设置导流沟（0.1×0.1×0.1m）、事故池（0.5×0.5×0.5m）对泄漏的电解液进行收集。本项目废润滑油产生量为 0.1t/a，废润滑油桶产生量为 0.002t/a，含油抹布及废劳保用品产生量约 0.003t/a，头台油田危险废物贮存库能够满足本项目废润滑油、废润滑油桶、含油抹布及废劳保用品的暂存需求。	依托、无需扩建
--	--	-------------	--	---------

本项目主要技术经济指标见表 3.3-2。

表 3.3-2 本项目主要技术经济指标汇总表

类别	指标
设计动用资源储量	/
设计井数	/
不同规模站场数	改造源 141 转油站 1 座。
管道长度	/
能源消耗情况	本项目新增耗气量 257.34 万 m ³ /a。本项目投产后，新增耗电 40×10 ⁴ kW·h/a。
工程临时占地及永久占地面积	本项目新增总占地面积为 0.016hm ² ，均为永久占地，占地类型为草地（非基本草原）。
工作制度	年生产 365d，每天 24 小时。
在册职工人数	施工期施工人数约 20 人，运营期场站不新增定员。
总投资及环境保护投资	总投资 445.5 万元，环保投资 21.29 万元，环保投资占比 4.78%。

3.4 建设规模

本项目建设后，源141转油站处理能力不变，可处理液量9900t/d。根据项目方案预测，源141转油站处理的采出液综合含水在76.07%~87.77%之间，处理后原油物性见表3.4-1，产出水性质见表3.4-2。

表 3.4-1 原油物性表

目的层	密度 (g/cm ³ , 20℃)	粘度 (mPa·s, 50℃)	凝固点 (℃)	含蜡 (%)	胶质 (%)	气油比 (m ³ /t)
葡萄花油层	0.8649	48.4	35	28.7	16	27.1

表 3.4-2 产出水性质表

油（气）田名称	目的层	总矿化度 (mg/l)	pH 值	氯离子 Cl ⁻ (mg/l)	水型	Ca 离子	Mg 离子	K ⁺ /Na ⁺	SO ₄ ²⁻
永乐	葡萄花	9399.40	7.90	3833.60	NaHCO ₃	26.08	9.26	1195.1	306.91

3.5 主要建设内容

3.5.1 站场工程

近年来随着源 141 转油站管辖油井增多，总掺水量逐年增大，由于头台油田葡萄花零散井投产、长关井治理工程启动后，夏季最大掺水负荷为 8.01MW，已建设备热负荷 8.0MW，当一台炉子检修时，负荷率 123.2%~145.6%。已建掺水炉能力不满足生产需求，需扩建。同时随着站内“三合一”、除油器、干燥器使用时间长，设备腐蚀、穿孔等现象频发，影响生产平稳运行，急需治理。

因此本项目拆除站内已建 2 台 $\Phi 3000 \times 9604\text{mm}$ 分离缓冲游离水脱除器，原址新建 2 台 $\Phi 3000 \times 9604\text{mm}$ 分离缓冲游离水脱除器。拆除已建除油器和干燥器各 1 台，在容器区新建 $\Phi 1400 \times 5566$ 天然气除油干燥组合装置 1 台。新建 2.5MW 节能提效加热炉 1 台，燃料为天然气。源 141 转油站改造新增永久占地面积 160m^2 。站场工程主要工程量见表 3.5-1。

表 3.5-1 站场工程主要工程量

序号	设施名称	单位	数量
一	新建		
1	$\Phi 3000 \times 9604\text{mm}$ 分离缓冲游离水脱除器	台	2
2	$\Phi 1400 \times 5566$ 天然气除油干燥组合装置	台	1
3	2.5MW 节能提效加热炉	台	1
二	拆除		
1	$\Phi 3000 \times 9604\text{mm}$ 分离缓冲游离水脱除器	台	2
2	除油器	台	1
3	干燥器	台	1

3.5.2 防腐工程

本项目对拟建设备进行防腐保温，设备均为预制件，防腐施工不在施工现场进行。

(1) 分离、缓冲、游离水脱除器防腐保温

分离、缓冲、游离水脱除器保温采用 60mm 厚普通硬质复合硅酸盐板材，保护层采用 0.5mm 镀锌铁皮，防腐结构见表 3.5-2。

表 3.5-2 分离、缓冲、游离水脱除器防腐结构

防腐部位		防腐层结构
壳体内壁及内件	加热盘管外壁	环氧酚醛涂料，2 底（干膜厚度 $\geq 100\mu\text{m}$ ）3 面（干膜厚度 $\geq 150\mu\text{m}$ ），涂层干膜总厚度不小于 $250\mu\text{m}$
	其余内壁及其内件	溶剂型液体环氧涂料，2 底（干膜厚度 $\geq 100\mu\text{m}$ ）3 面（干膜厚度 $\geq 150\mu\text{m}$ ），涂层干膜总厚度不小于 $250\mu\text{m}$
壳体外壁及附件	筒体外壁保温部分	溶剂型液体环氧涂料，2 底（干膜厚度 $\geq 100\mu\text{m}$ ）3 面（干膜厚度 $\geq 150\mu\text{m}$ ），涂层干膜总厚度不小于 $250\mu\text{m}$

防腐部位	防腐层结构
鞍座、接管等筒体不保温部分	环氧底漆+丙烯酸聚氨酯面漆，2底（干膜厚度 $\geq 80\mu\text{m}$ ）2面（干膜厚度 $\geq 40\mu\text{m}$ ），涂层干膜总厚度不小于 $120\mu\text{m}$

(2) 节能提效加热缓冲装置防腐保温

炉区梯子平台、炉前操作平台防腐采用环氧底漆（2道，干膜厚度 $\geq 80\mu\text{m}$ +丙烯酸聚氨酯面漆（2道，干膜厚度 $\geq 40\mu\text{m}$ ），涂层总干膜厚度 $\geq 120\mu\text{m}$ 。节能提效加热缓冲装置保温采用80mm厚普通硬质复合硅酸盐板材，保护层采用0.5mm镀锌铁皮。节能提效加热缓冲装置防腐结构见表3.5-3。

表 3.5-3 节能提效加热缓冲装置防腐结构

防腐部位	防腐层结构	
节能提效加热缓冲装置内壁	烟火管、烟火管箱外表面、烟箱侧封头内表面	有机硅高温涂料，2底（干膜厚度 $\geq 40\mu\text{m}$ ）2面（干膜厚度 $\geq 40\mu\text{m}$ ），涂层干膜总厚度不小于 $80\mu\text{m}$
	其余内壁及其内件	环氧酚醛涂料，2底（干膜厚度 $\geq 100\mu\text{m}$ ）3面（干膜厚度 $\geq 150\mu\text{m}$ ），涂层干膜总厚度不小于 $250\mu\text{m}$
节能提效加热缓冲装置外壁	烟箱及两侧连接的防爆门、弯头、短接、烟囱内外表面、烟箱侧封头外表面	有机硅高温涂料，2底（干膜厚度 $\geq 40\mu\text{m}$ ）2面（干膜厚度 $\geq 40\mu\text{m}$ ），涂层干膜总厚度不小于 $80\mu\text{m}$
	加热缓冲装置外壁其余保温部分	环氧酚醛涂料，2底（干膜厚度 $\geq 100\mu\text{m}$ ）3面（干膜厚度 $\geq 150\mu\text{m}$ ），涂层干膜总厚度不小于 $250\mu\text{m}$
	鞍座、接管等不保温部分	环氧底漆+丙烯酸聚氨酯面漆，2底（干膜厚度 $\geq 80\mu\text{m}$ ）2面（干膜厚度 $\geq 40\mu\text{m}$ ），涂层干膜总厚度不小于 $120\mu\text{m}$

(3) 天然气除油干燥组合装置防腐保温

天然气除油干燥组合装置保温采用60mm厚普通硬质复合硅酸盐板材，保护层采用0.5mm镀锌铁皮，防腐结构见表3.5-4。

表 3.5-4 天然气除油干燥组合装置防腐结构

防腐部位	防腐层结构	
壳体内壁及内件	加热盘管外壁	环氧酚醛涂料，2底（干膜厚度 $\geq 100\mu\text{m}$ ）3面（干膜厚度 $\geq 150\mu\text{m}$ ），涂层干膜总厚度不小于 $250\mu\text{m}$
	其余内壁及其内件	溶剂型液体环氧涂料，2底（干膜厚度 $\geq 100\mu\text{m}$ ）3面（干膜厚度 $\geq 150\mu\text{m}$ ），涂层干膜总厚度不小于 $250\mu\text{m}$
壳体外壁及附件	筒体中心线以下外壁保温部分外防腐	溶剂型液体环氧涂料，2底（干膜厚度 $\geq 100\mu\text{m}$ ）3面（干膜厚度 $\geq 150\mu\text{m}$ ），涂层干膜总厚度不小于 $250\mu\text{m}$
	鞍座、筒体、防雨檐、中心线以上接管等不保温部分	环氧底漆+丙烯酸聚氨酯面漆，2底（干膜厚度 $\geq 80\mu\text{m}$ ）2面（干膜厚度 $\geq 40\mu\text{m}$ ），涂层干膜总厚度不小于 $120\mu\text{m}$

3.5.3 数字化工程

对新建的1台2.5MW加热缓冲装置、新建的2台分离、缓冲游离水脱除器、新建的

1 台天然气除油器组合装置配套建设仪表，二次表显示位于仪表值班室内。数字化工程改造内容见表表 3.5-5。

表 3.5-5 数字化工程改造内容

序号	采集/控制参数名称	仪表类型	新建数量	备注
一	2.5MW 加热缓冲装置 1 台			
1	进口汇管温度显示	温度变送器	1	利旧温度计位置
2	出口支管温度显示	温度变送器	1	高报警
3	出口支管压力显示	压力变送器	1	
4	加热段温度显示、报警、控制、 连锁	温度变送器	1	由燃烧器控制器控制、 连锁停炉
5	加热段低位报警、连锁停炉	液位开关	1	
6	缓冲段高低液位显示、报警	液位变送器、液位开关	1+2	
7	收油低位报警	液位开关	1	连锁收油阀
8	收油电动阀	电动阀	1	
9	燃烧器自带控制系统采集的数据			
二	分离、缓冲游离水脱除器 2 台			
1	缓冲段高、高高、低液位显示、 报警、调节、连锁	液位变送器、液位开关	2+4	与外输油泵变频（一拖二） 连锁、低液位连锁、 停外输油
2	气出口汇管压力显示、报警、联 锁放气	压力变送器	1	
3	水出口汇管紧急泄放	电动阀	1	
三	天然气除油器组合装置 1 台			
1	液位指示、高低液位报警	液位变送器、液位开关	1+2	
2	气相压力显示	压力变送器	1	

3.5.4 公用工程

3.5.4.1 供水、排水系统

（1）施工期

施工期废旧设备清洗用水、新建装置试压废水由水罐车运送，生活用水采用桶装纯净水，产生的废水主要为生活污水、废旧设备清洗废水、新建装置试压废水。

①生活用水及生活污水

项目施工期生活用水采用桶装水，施工约 60d，施工人数 20 人。根据黑龙江省地方标准《用水定额》（DB23/T727-2025），施工期生活用水量每人 80L/d，生活用水量共计 96m³。生活污水产生量按生活用水的 80% 计算，则生活污水产生量为 76.8m³。施工期生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运

至古恰镇古恰村污水处理厂处理。

②废旧设备清洗用水及清洗废水

本项目对废旧设备回收前，需对废旧设备进行清洗，本项目拟拆除的废旧设备包括 2 台 $\Phi 3000 \times 9604\text{mm}$ 分离缓冲游离水脱除器、除油器和干燥器各 1 台，单台分离缓冲游离水脱除器清洗用水量约为 70m^3 ，除油器清洗用水量约为 2m^3 ，干燥器清洗用水量约为 3m^3 ，则废旧设备清洗用水量为 145m^3 。清洗废水按用水量的 95% 计算，则废旧设备清洗废水产生量为 137.8m^3 。废旧设备清洗废水由罐车拉运至源二联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

③新建装置试压用水及试压废水

本工程新建装置采取清水试压的方式，本项目新建 $\Phi 3000 \times 9604\text{mm}$ 分离缓冲游离水脱除器 2 台、 $\Phi 1400 \times 5566$ 天然气除油干燥组合装置 1 台、 $\Phi 3000 \times 16624$ 节能提效加热炉 1 台，试压用水量为，根据新建装置尺寸，试压用水总量约为 194m^3 ，试压废水按用水量的 95% 计算，试压废水产生量为 184.3m^3 。新建装置试压废水由罐车拉运至源二联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

（2）运营期

运营期场站不新增人员，不新增生活用水，站内人员生活用水采用桶装纯净水，同时运营期场站不新增处理液量，因此本项目运营期不新增生产废水及生活污水。

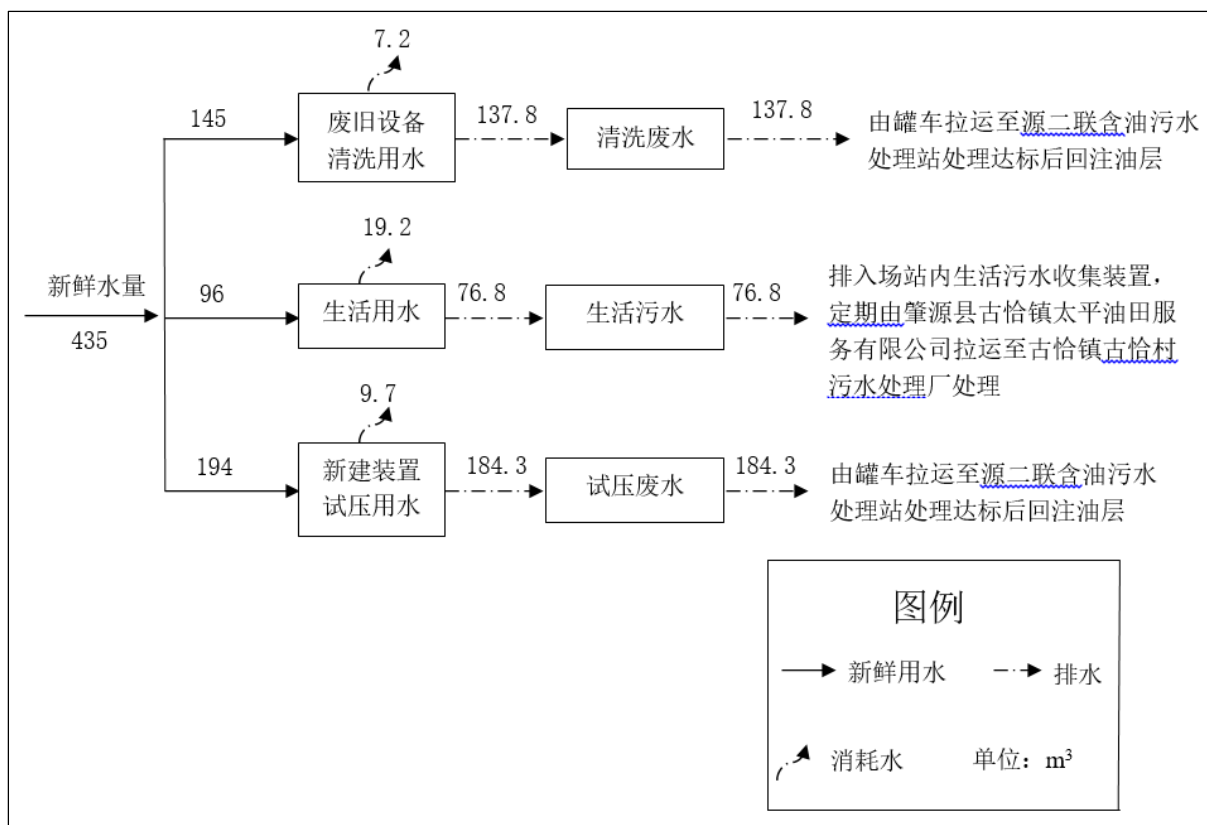


图 3.5-1 施工期水平衡图

3.5.4.2 供电系统

本项目施工期用电由附近已建线路引接。运营期为新建 2.5MW 加热缓冲装置配电，包括燃烧器风机、燃烧器控制元件、节能提效装置控制元和控制柜。燃烧器风机电源引自配电室已建 6#配电柜备用回路，燃烧器控制元件、节能提效装置控制元件电源引自配电室已建配电箱备用回路，控制柜电源引自控制室已建配电箱备用回路，电缆采用交联聚乙烯绝缘铜芯电缆。本项目投产后，新增耗电 $40 \times 10^4 \text{kW} \cdot \text{h/a}$ 。

3.5.4.3 供热系统

本项目施工期不设施工营地，不需供热。运营期场站依托现有天然气采暖炉进行供热，不新增供热面积。

3.6 设备及物料消耗

3.6.1 设备

(1) 施工期

本项目施工主要设备见表 3.6-1。

表 3.6-1 本项目施工及运营期主要设备表

序号	时期	设备	数量	单位
1	施工期	挖掘机	1	台
2		推土机	1	台
3		吊装机	1	台
4		电焊机	3	台
5		运输车辆	3	台

(2) 运营期

运营期源 141 转油站内主要设备统计见表 3.6-2。

表 3.6-2 运营期源 141 转油站内主要设备统计表

项目名称	规格	数量 (台)	单台设计能力	备注
分离缓冲游离水脱除器	Φ3000×9604	2	2800t/d	新建, 运 1 备 1
	Φ3000×14000	1	4300t/d	利旧
掺水炉	1.5MW 加热炉	1	1.5MW	利旧
	2.5MW 加热炉	1	2.5MW	
	1.5MW 加热炉	1	1.5MW	
	2.5MW 加热炉	1	2.5MW	
	2.5MW 节能提效加热炉	1	2.5MW	新建
采暖炉	XG0290-N/1.0-Q-CN	1	0.29MW	利旧
外输炉	真空相变炉	2	0.6MW	利旧
掺水泵	WDSZ50-50×5A	1	Q=50m ³ /h H=240m	利旧, 运 3 备 1
	DY46-50×5	1	Q=50m ³ /h H=240m	
	DG100-50×5	1	Q=100m ³ /h H=240m	
		1	Q=100m ³ /h H=240m	
输油泵	GY85-50×3	2	Q=60m ³ /h H=150m	利旧, 运 1 备 1
	DF25-50×3	1	Q=35m ³ /h H=150m	利旧
采暖泵	DG15-20×3	2	Q=15m ³ /h H=60m	利旧, 运 1 备 1
除油干燥组合装置	Φ 1400×5566	1	/	新建

本项目新建设备设计规格统计见表 3.6-3。

表 3.6-3 本项目新建设备设计规格统计表

设备名称	台数	规格尺寸	设计压力(MPa)	介质	设计温度(℃)	材质	结构形式	单台设备质量(t)
分离缓冲游离水脱除器	2	Φ 3000×9604	0.45	含水油	60	Q245R	卧式	20

设备名称	台数	规格尺寸	设计压力(MPa)	介质	设计温度(℃)	材质	结构形式	单台设备质量(t)
天然气除油干燥组合装置	1	Φ1400×5566	0.45	湿气	60	Q245R	卧式	4.5
2.5MW 节能提效加热缓冲装置	1	Φ3000×16624	0.45	含油污水	90	Q245R	卧式	42.5

3.6.2 物料消耗

(1) 施工期

生活用水消耗：由公用工程可知，本项目生活用水消耗总量为 96m³；

新建装置试压用水消耗：由公用工程可知，本项目新建装置试压用水消耗总量为 194m³；

混凝土消耗：本项目新建围墙、分离缓冲游离水脱除器基础、除油干燥组合装置基础、加热缓冲装置基础混凝土用量约为 100m³。

(2) 运营期

新增耗电 40 万 kW h/a；

源 141 转油站内新建 2.5MW 节能提效加热炉新增耗气量约 257.34 万 m³/a。

本工程主要消耗物料具体见下表：

表 3.6-4 本工程主要物料消耗

序号	时期	项目	原辅材料	用量
1	施工期	办公生活	生活用水 (m ³)	96
2		新建装置试压	试压用水 (m ³)	194
3		围墙及设备基础建设	混凝土 (m ³)	100
1	运营期	生产运营	耗电 (万 kWh/a)	40
2		2.5MW 节能提效加热炉	耗气量 (万 m ³ /a)	257.34

3.7 平面布置及土地利用

3.7.1 平面布置

本项目原位置更换分离缓冲游离水脱除器 2 台，拆除除油器、干燥器各 1 台，在容器区除油器位置新建除油干燥组合装置 1 台，在厂区东侧新建 2.5MW 节能提效加热炉 1 台，本项目源 141 转油站平面布置见附图 2。

3.7.2 工程占地情况

本项目场站改造新增永久占地 0.016hm²，不新增临时占地。根据《2020 年国家重要湿

地名录》、《黑龙江省湿地名录》（2022年），本项目不占用重要湿地、一般湿地，根据现场勘查，本项目占地类型为草地（非基本草原）。

3.7.3 土石方平衡

本项目涉及土石方的工程主要包括永久占地的表土剥离及再利用、场站填筑。

本项目对新增永久占地 0.3m 厚表土进行剥离，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良。场站垫土不足的部分由建设单位外购，履行相关手续，本项目不设取弃土场。本项目土石方情况见表 3.7-1，土石方平衡图见图 3.7-1。

表 3.7-1 本项目土石方情况 单位：m³

序号	类别	挖方量	填方量	借方量	弃方量	易地再利用土方量	备注
1	表土剥离	48	0	0	0	48	本项目永久占地 0.016hm ² ，表土剥离高度 0.3m，永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良
2	场站垫土	0	80	80	0	0	源 141 转油站新增永久占地 0.016hm ² ，平均填高 0.5m
合计		48	80	80	0	48	/

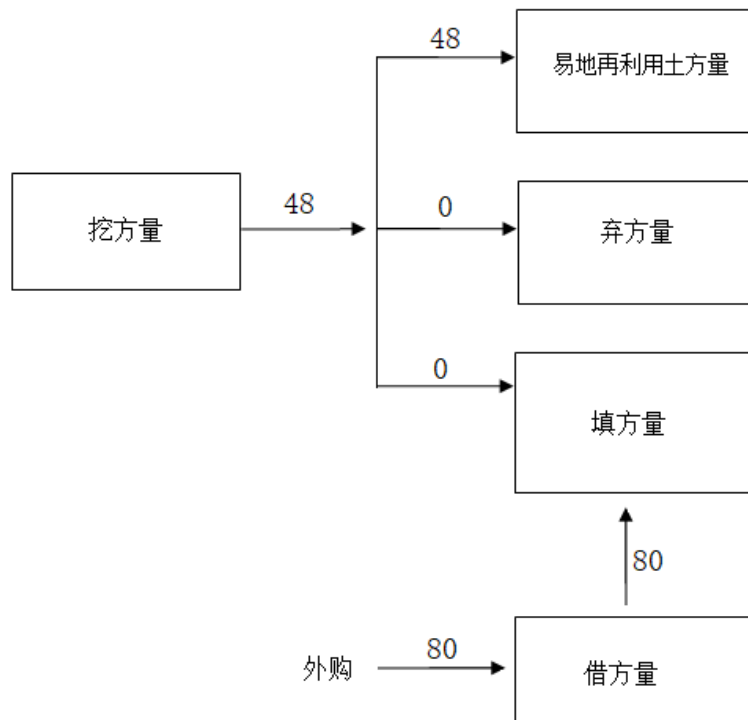


图 3.7-1 土石方平衡图（单位：m³）

3.8 施工方式

本项目改造源141转油站，施工工艺包括废旧设备清淤、清洗、拆除、平整场地、基础施工、设备安装、试压等。工艺流程及产污节点见下图。

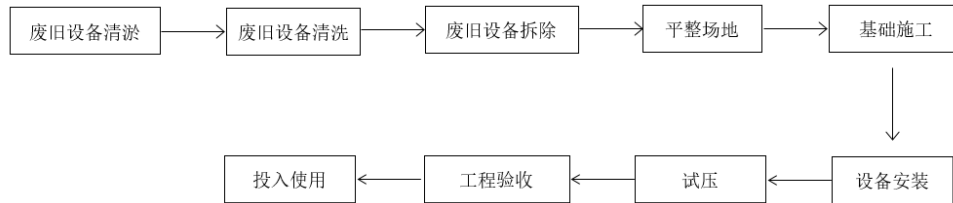


图3.8-1 场站施工建设过程

3.9 施工进度及时序

本项目计划施工期为 2026 年 10 月至 2026 年 11 月，施工约 60d。

3.10 依托工程分析

3.10.1 依托工程能力核实及运行现状分析

本项目废旧设备清洗废水及新建装置试压废水依托源二联合油污水处理站处理，含油污泥依托头台联危险废物暂存池贮存，废润滑油及废润滑油桶依托头台油田危险废物贮存库贮存，施工废料依托第七采油厂工业固废填埋场处理。

(1) 源二联合油污水处理站

源二联合油污水处理站采用“一级沉降罐+气浮处理装置+两级双层滤料过滤罐”处理工艺，设计出水水质指标为“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 3\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”，设计污水处理量为 $1800\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际污水处理量为 $1220\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目废旧设备清洗废水及新建装置试压废水产生量约 322.1m^3 ，新增污水后源二联合油污水处理站处理量为 $1542.1\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 85.67%，满足废水处理需求。源二联合油污水处理站工艺流程见图 3.10-1。

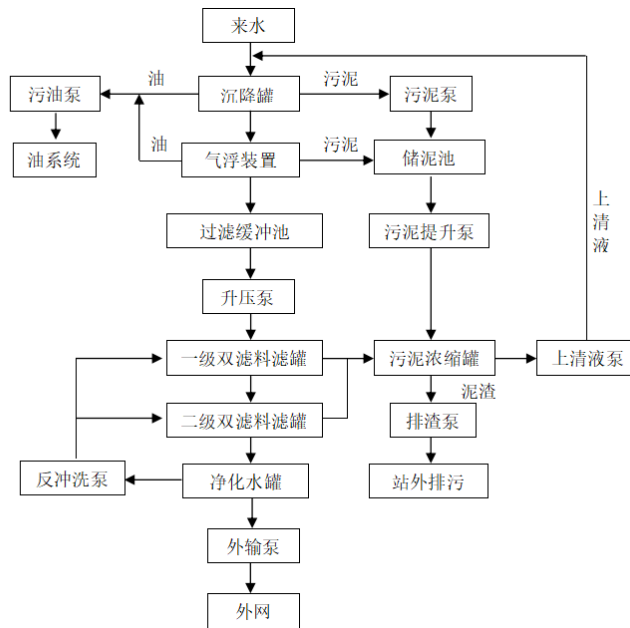


图 3.10-1 源二联合油污水处理站工艺流程图

(2) 第七采油厂工业固废填埋场

第七采油厂工业固废填埋场位于大同区大庆油田有限责任公司第七采油厂东北 9km 一处盐碱地内，于 2013 年通过环保验收（验收文号为庆环验[2013]12 号），总容量为 14000m³，设计年处理能力为 581.2m³，目前填埋总量约为 11000m³，剩余填埋量约为 3000m³，本项目施工废料产生量约 0.05t，约 0.1m³，填埋场剩余容量能够容纳本项目产生的固体废物，依托可行。

(3) 头台联危险废物暂存池

头台联危险废物暂存池位于黑龙江省大庆市肇源县头台联合站的西北侧，池体规格为 30m×15m×2m，有效容积 820m³，池体分为两部分，包括有效容积 680m³ 含油污泥暂存池、有效容积 140m³ 含油废防渗布暂存池，危险废物暂存池呈长方形布局，含油废防渗布和含油污泥采取同一储存池内分区储存。危险废物暂存池于 2023 年 12 月竣工投入使用，目前，含油废防渗布暂存池剩余储存量 80m³，含油污泥暂存池剩余储存量 560m³，本项目运营期新增含油废防渗布约 0.2t/a，含油污泥 6t/a，头台联危险废物暂存池能够满足需要含油污泥、防渗布贮存要求。含油防渗布定期委托有资质单位进行处置。运营期设备清淤产生的含油污泥定期委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司进行处置，该公司核准经营类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，核准经营方式为收集、贮存、利用，排污许可证编号为 91230622551348740X001V。

(4) 头台油田危险废物贮存库

头台油田危险废物贮存库划分为废铅酸蓄电池贮存区及废润滑油、废机油、废三滤贮存区，总建筑面积 504m²。各贮存区防渗层敷设 2mm 厚高密度聚乙烯耐酸地面隔离层，

保证防渗系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s,且库房内地面全部做防腐防渗硬化处理,并设置堵截泄漏的裙脚,其中废铅酸蓄电池贮存区设置导流沟(0.1×0.1×0.1m)、事故池(0.5×0.5×0.5m)对泄漏的电解液进行收集。本项目废润滑油产生量为0.1t/a,废润滑油桶产生量为0.002t/a,含油抹布及废劳保用品产生量约0.003t/a,头台油田危险废物贮存库能够满足本项目废润滑油、废润滑油桶、含油抹布及废劳保用品的暂存需求。

3.10.2 依托工程环境影响评价及竣工验收情况

本项目依托工程环境影响评价及竣工验收情况见表 3.10-2。

表 3.10-2 依托工程环评验收情况一览表

序号	依托场站	环评项目名称	环评批复	验收情况	排污许可证编号
1	源二联含油污水处理站	源二联站内工艺设备优化改造工程环境影响报告表	庆环审〔2015〕386号	2020年1月完成自主验收	912306001269768181001X
2	第七采油厂工业固废填埋场	大庆油田有限责任公司第七采油厂工业固废处置场工程环境影响报告书	庆环建字〔2009〕23号	庆环验〔2013〕12号	91230607716675409L018R
3	头台联危险废物暂存池	头台公司2022年危险废物暂存池建设工程环境影响报告表	庆环建字〔2009〕23号	庆环验〔2013〕12号	912306001269768181001X
4	头台油田危险废物贮存库	头台油田茂503、茂509水平井产能建设工程环境影响报告表	庆环承诺审〔2020〕44号	2022年11月完成自主验收	912306001269768181001X

3.11 建设项目工程分析

3.11.1 污染影响因素分析

3.11.1.1 施工期

本项目为源141转油站设备更新改造工程,具体工艺流程如下:

(1) 废旧设备清淤

对转油站现有容器(包括待更换的分离缓冲游离水脱除器、待拆除的除油器、干燥器)进行停产清空,采用密闭清淤方式清理容器内残留的含油污泥、介质,清淤过程中做好防渗、防泄漏措施,避免含油污染物扩散。

(2) 废旧设备清洗

对清淤完成的设备,采用清水进行清洗,去除设备内壁附着的油污、结垢等污染物,清洗废水统一收集处理,确保拆除作业前设备内部无残留有害介质,降低拆除过程中的环境风险。

（3）废旧设备拆除

依次拆除站内现有废旧设备及设备基础，包括分离缓冲游离水脱除器 2 台、除油器 1 台、干燥器 1 台，拆除作业过程中采取湿式作业、围挡隔离等措施控制扬尘与噪声，拆除的废旧设备全部回收至大庆头台油田开发有限责任公司物资库，拆除设备基础产生的建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理。

（4）平整场地

对拆除作业完成后的施工区域进行场地清理与平整、清理建筑垃圾，对新建设备的安装位置进行整平，为后续基础施工创造条件，同时对永久占地内表土进行剥离并暂存，施工结束后永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良，新增永久占地会对地表植被造成破坏。

（5）基础施工

按照设备安装设计要求，开展新建设备的基础施工，施工过程同步落实防渗措施。

（6）设备安装

按设计图纸依次完成新设备的安装作业：同步完成配套阀门、仪表的连接与安装。

（7）试压

设备安装完成后，按规范开展水压试验，对新建设进行强度和严密性试压，检查设备的密封性能，排查泄漏点，确保系统无泄漏、运行安全。

（8）工程验收

试压合格后，组织开展工程竣工验收，对设备安装质量、施工环保措施落实情况、管线连接规范性等进行全面核查，同步完成环保设施、安全设施的专项验收。

（9）投入使用

工程验收合格后，设备系统联动调试正常，项目正式投入运行。

施工期工艺流程及产污节点见图 3.11-1。

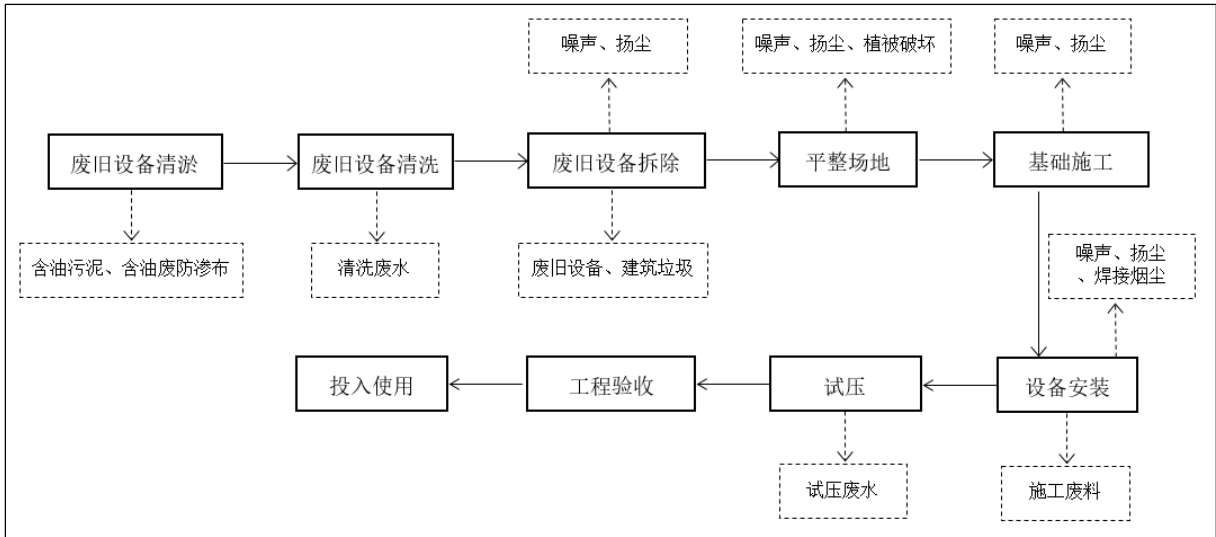


图3.11-1 施工期工艺流程及产污节点图

3.11.1.2 运营期

源 141 转油站采用“三合一”处理工艺，站外来液经分离缓冲游离水脱除器（三合一）处理后，分离出的含水油经升压、计量后进加热缓冲装置加热，再升压外输至源二联合站；分离出的污水经加热、升压、计量后通过掺水阀组输至站外集油阀组间；分离出的伴生气经除油、计量、调节后作为本站燃料气，燃料气不足部分由返输气补充。

本工程运营期的主要环境影响因素为正常工况下场站原油处理过程中产生的非甲烷总烃、温室气体，场站内加热炉燃烧废气，改造场站设备产生的噪声等。及场站内设备检修、罐体清淤等非正常工况下产生的含油污泥、含油废防渗布、废润滑油、废润滑油桶、含油抹布及废劳保用品。运营期工艺流程及主要产污节点见图 3.11-2、图 3.11-3。

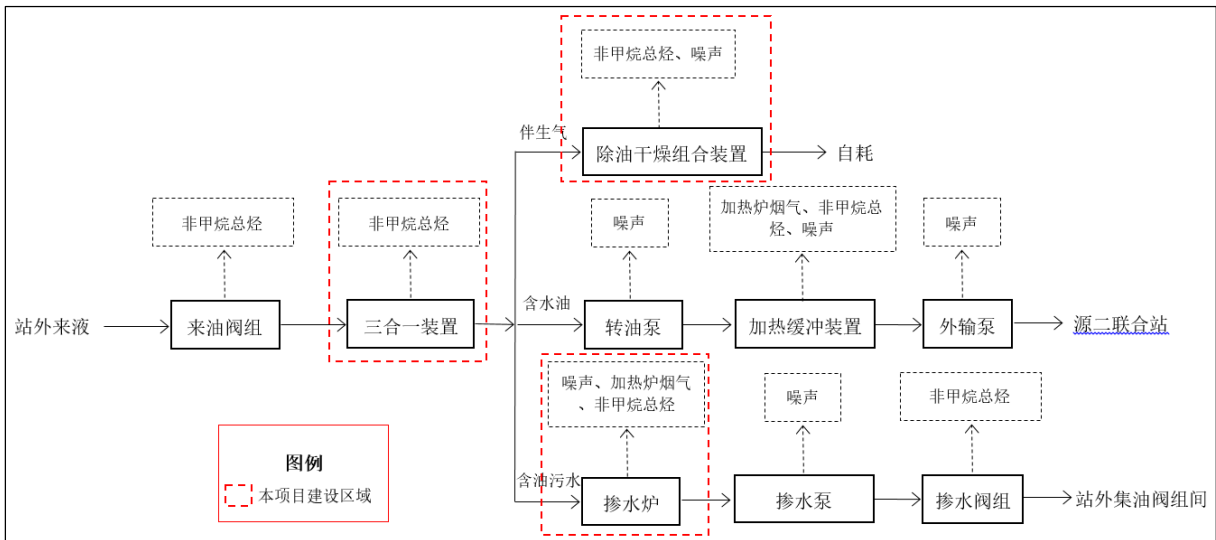


图3.11-2 运营期正常工况下工艺流程及产污节点图

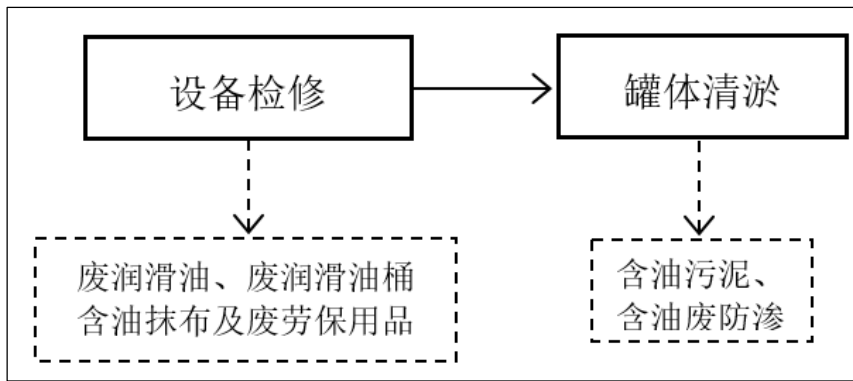


图3.11-3 运营期非正常工况下工艺流程及产污节点图

3.11.1.3 退役期

退役期为场站服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能的时段。场站退役期作业内容包括拆除退役的场站设备和设施、恢复场站场地土地使用功能等施工过程。

首先对场站设备用热水进行冲洗，将设备内残留的原油置换出来，再利用压缩空气进行吹扫作业，将设备内含残留含油污水推入后续集输系统；然后拆除场站设备、设施，最后对场站场地进行平整、翻松后复耕或恢复植被。

退役期工艺流程及主要产污节点见图 3.11-4。

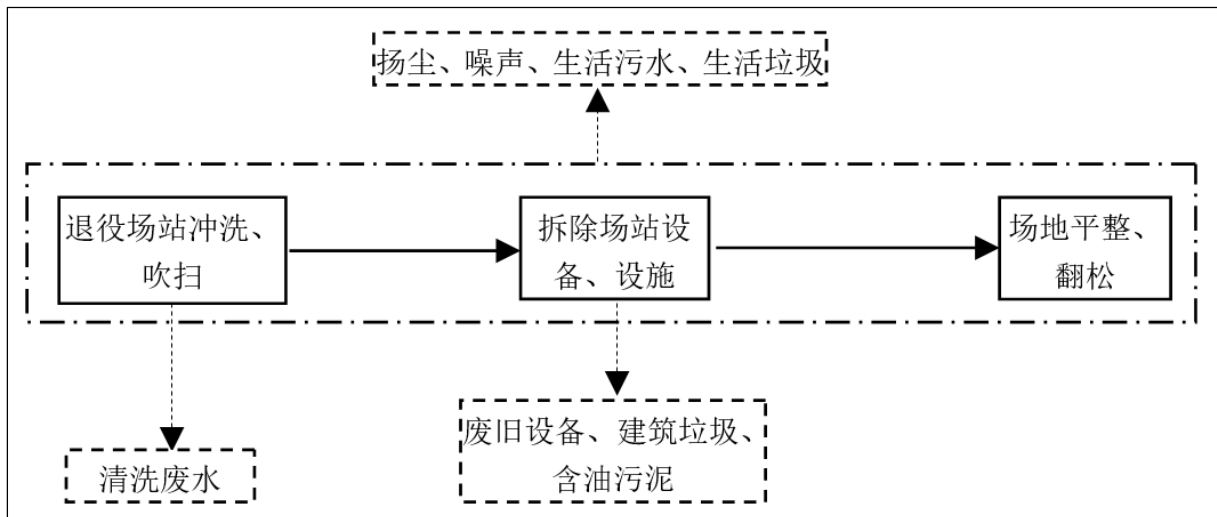


图 3.14-4 退役期工艺流程及主要产污节点图

3.11.2 生态影响因素分析

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

(1) 新建场站永久占地对生态的影响

本项目改建场站新增永久占地 0.016hm²，永久占地对周围生态环境影响主要体现在新增占地使原来连续分布的生态环境中形成斑块，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。

(2) 对土壤侵蚀的影响

施工对土地的开挖，造成土地裸露，加剧沿线的土壤风蚀。

(3) 对植被的影响

对植被最主要的影响是施工期占地范围内对植被破坏，另外土地开挖、车辆运输带起的扬尘自然沉降在周围植物的叶片上，阻塞气孔，影响植物呼吸作用和光合作用，有碍作物生长，还有车辆运行和施工机械的尾气含有 NO_x 等气体，可破坏敏感植物的叶组织，造成褪色伤斑。不过以上这些不利影响主要是短期的，随着施工期结束，这些影响也随之消失。

(4) 对野生动物的影响

本次开发工程均在原有区块内进行开发生产，由于农村生活噪声及原有区块采油噪声，对区内动物的干扰早已存在。本项目生产期虽然会使区域噪声有所提高，但其影响贡献程度均较低，对附近鸟类等野生动物的噪声干扰相对较轻。项目运行后，将在原有的区块内增加一些新的油田建筑景观，在一段时间内将可能对附近鸟类等造成一定的干扰。

3.11.3 污染源源强核算

3.11.3.1 施工期污染源源强核算

(1) 废气

施工期废气主要为施工时占地表土剥离、土方堆填、车辆运输等过程中产生的粉尘、二次扬尘，以及施工设备和运输车辆尾气、焊接烟尘等。

① 施工粉尘

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

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

A. 施工扬尘

根据项目建设内容，本项目产生扬尘的施工区域为改造场站施工占地区域，施工区域面积约 5000m²，均在源 141 转油站永久占地内施工，参考《扬尘源颗粒物排放清单编制技术指南（试行）》中施工扬尘源排放量的计算方法。

$$W_{Ci}=E_{Ci}\times A_{C}\times T$$

$$E_{Ci}=2.69\times 10^{-4}\times (1-\eta)$$

TSP 排放量根据施工积尘的粒径分布情况估算获得，参考粒径系数为：TSP 为 1。
式中：

W_{Ci} 为施工扬尘源中 TSP 总排放量，t。

E_{Ci} 为整个施工工地 TSP 的平均排放系数，t/（m²·月）。

A_{C} 为施工区域面积，m²，5000m²。

T 为工地的施工月份数。根据项目施工进度计划表，本项目施工期为 2 个月。

η 为污染控制技术对扬尘的去除效率，%，本项目施工阶段采取洒水抑尘措施，参考《扬尘源颗粒物排放清单编制技术指南（试行）》表 9 中的施工扬尘控制措施的控制效率，其中 TSP 去除效率取 96%。

经计算本项目施工期施工场地扬尘产生量约 0.11t/施工期。

B. 运输车辆产生的扬尘

当车辆通过干燥且路况较差路段时，在行车道两侧扬尘的 TSP 浓度短期内可达 8~10mg/m³。类比油田地区类似地面工程的起尘数据，施工场地起尘浓度约 1.15mg/m³。

② 施工车辆排放的尾气

在工程施工期间，使用液体燃料的施工机械及运输车辆的发动机排放的尾气在含有 NO₂、CO、HC 等污染物，一般情况下，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。如果采用清洁燃料，降低污染物排放，废气污染的影响基本上是可以接受的。

③ 焊接烟尘

项目焊接主要方式为电焊，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，但由于项目焊接点较少，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) 废水

① 试压废水

本工程新建装置采取清水试压的方式，本项目新建 $\Phi 3000\times 9604$ mm 分离缓冲游离水脱除器 2 台、 $\Phi 1400\times 5566$ 天然气除油干燥组合装置 1 台、 $\Phi 3000\times 16624$ 节能提效加热炉 1 台，试压用水量为，根据新建装置尺寸，试压用水总量约为 194m³，试压废水按用水量的 95% 计算，试压废水产生量为 184.3m³，试压废水中污染因子主要为 SS。新建装置试压废水由罐车拉运至源二联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规

定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层,不外排。

②废旧设备清洗废水

本项目对废旧设备回收前,需对废旧设备进行清洗,本项目拟拆除的废旧设备包括 2 台 Φ3000×9604mm 分离缓冲游离水脱除器、除油器和干燥器各 1 台,单台分离缓冲游离水脱除器清洗用水量约为 70m³,除油器清洗用水量约为 2m³,干燥器清洗用水量约为 3m³,则废旧设备清洗用水量为 145m³。清洗废水按用水量的 95%计算,则废旧设备清洗废水产生量为 137.8m³,废旧设备清洗废水中污染因子主要为石油类、SS。废旧设备清洗废水由罐车拉运至源二联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层,不外排。

③生活污水

项目施工约 60d,施工人数 20 人。根据黑龙江省地方标准《用水定额》(DB23/T727-2025),施工期生活用水量每人 80L/d,生活用水量共计 96m³。生活污水产生量按生活用水的 80%计算,则生活污水产生量为 76.8m³。施工期生活污水排入场站内生活污水收集装置,定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。

项目施工期废水产生及排放情况详见表 3.11-1。

表 3.11-1 施工期废水污染物排放量表

序号	污染物名称	产生量	主要污染物	去向及措施
1	新建装置试压废水	184.3m ³	SS	由罐车拉运至源二联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层。
2	废旧设备清洗废水	137.8m ³	石油类、SS	
3	生活污水	76.8m ³	COD、NH ₃ -N	排入场站内生活污水收集装置,定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。

(3) 噪声污染源项分析

施工期产生的噪声主要为站场施工过程中施工机械和车辆运行噪声,参考《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)附录 A 中的噪声源强数据,本项目部分设备噪声源强根据产噪方式进行类比,本项目施工期噪声源统计情况见表 3.11-2。

表 3.11-2 本项目施工期噪声源统计表

序号	设备名称	声源性质	噪声值 dB(A)	测点距声源距离	运行时段
1	挖掘机	非连续稳态声源	82~90	5m	昼间

2	推土机	非连续稳态声源	83~88	5m	
3	吊装机	非连续稳态声源	82~90	5m	
4	电焊机	连续稳态声源	60~70	5m	
5	运输车辆	非连续稳态声源	82~90	5m	

(4) 固体废物

施工期固体废物主要为含油废防渗布、含油污泥、废旧设备、施工废料、建筑垃圾、生活垃圾等。

①含油废防渗布

为防止分离缓冲游离水脱除器、除油器、干燥器清淤及拆除过程中污染地面从而造成对土壤、地下水的影响，需要在清淤和拆除装置附近铺设防渗布。根据施工方案，本工程需铺设防渗布约 300m²，重量以 500g/m² 计，本项目施工期共计产生含油废防渗布约 0.15t，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，含油废防渗布属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 900-249-08，由建设单位收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期委托有资质单位处理。

②含油污泥

本项目废旧设备拆除前需先进行清淤，结合油田实际产生情况和多年统计数据，含油污泥产生量约为 5t，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，含油污泥为危险废物，危废类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08，含油污泥经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。

③施工废料

本项目施工废料主要为焊接施工中产生的废焊条，属于一般工业固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号），施工废料的分类代码为 900-099-S59。施工废料约为焊条用量的十分之一，本项目焊条用量约 0.5t，则施工废料产生量约为 0.05t。施工废料经收集后拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理。

④建筑垃圾

本项目拆除废旧设备的基础会产生废砼块、废砖块等建筑垃圾，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号），建筑垃圾的分类代码为 900-001-S72。建筑垃圾产生量约为 40m³，建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理。

⑤废旧设备

本项目拆除对象主要包括分离缓冲游离水脱除器 2 台、除油器及干燥器各 1 台，产生废旧设备 4 台，拆除的废旧设备全部回收至大庆头台油田开发有限责任公司物资库。

⑥生活垃圾

项目施工约 60d，施工人数 20 人。施工期每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，施工期生活垃圾产生量为 0.6t。生活垃圾统一收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

本项目施工期危险废物具体情况见表 3.11-3，本项目施工期固体废物产生量统计见表 3.11-4。

表 3.11-3 施工期危险废物情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	含油污泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	5t/a	清淤	半固体	废矿物油	废矿物油	施工期间	T、I	经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置
2	含油废防渗布	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-08	0.15t/a	场地清理环节	固体	废矿物油	废矿物油	施工期间	T、I	收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期委托有资质单位处理

表 3.11-4 本工程施工期固体废物产生量统计表

序号	污染物名称	产生量	处置去向
1	含油废防渗布	0.15t	由建设单位收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期委托有资质单位处理
2	清淤含油污泥	5t	经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。
3	施工废料	0.5t	拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理
4	建筑垃圾	40m ³	统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理
5	废旧设备	4 台	全部回收至大庆头台油田开发有限责任公司物资库
6	生活垃圾	0.6t	统一收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理

3.11.3.2 运营期污染源源强核算

(1) 废气

① 烃类气体

本项目源 141 转油站内油气集输及处理全部采用密闭工艺流程，烃类气体的排放主要是某些设备的超压放空，处理设备和管线的油气挥发以及天然气使用过程中的泄漏所致，由于源 141 转油站不新增处理液量，故本项目不新增非甲烷总烃的排放。

② 加热炉烟气

本项目运营期新增加热炉烟气主要来自源 141 转油站内新建的 2.5MW 节能提效加热炉。加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气经 8m 的烟囱高空排放。

各加热炉最大耗气量=燃气锅炉功率×时间/燃料热值/燃气锅炉热值利用率，加热炉最大耗气量汇总见表 3.11-5。

表 3.11-5 各加热炉最大耗气量汇总表

场站	加热炉	锅炉功率	燃烧时间 (s)	燃料热值 (MJ/m ³)	热值利用率 (%)	最大耗气量 (万 m ³ /a)
源 141 转油站	节能提效加热炉	2.5MW	365×24×3600	33.3	92	257.34

本项目新建加热炉烟气量参考《排污许可证申请与核发技术规范锅炉》经验公式估算，本项目天然气基准烟气量按以下公式计算：

$$V_{gy}=0.285Q_{net}+0.343$$

式中：

V_{gy} ——基准烟气量，m³/m³；

Q_{net} ——燃料收到基低位发热量，MJ/m³，取 33.3MJ/m³；

经计算，天然气烟气量为 9.83m³/m³。

新建加热炉烟气浓度引用本次对源 141 转油站加热炉的的监测数据，由于同一场站不同加热炉的气源一致，且采出油田伴生气物化性质一致，因此引用数据可行，根据监测结果，加热炉燃烧烟气中颗粒物的最大排放浓度为 8mg/m³，平均排放浓度为 7.5mg/m³；SO₂ 最大排放浓度为 8mg/m³，平均排放浓度为 6.3mg/m³，NO_x 最大排放浓度为 84mg/m³，平均排放浓度为 77.3mg/m³，烟气黑度 1 级，能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求。

加热炉污染物排放量汇总见表 3.11-6。

表 3.11-6 各加热炉污染物排放量汇总表

场站名称	加热炉	排气筒高度	燃气量 (万 Nm ³ /a)	烟气量 (万 Nm ³ /a)	污染物排放情况 (t/a)		
					颗粒物	SO ₂	NO _x
源 141 转油站	节能提效加热炉	8m	257.34	2529.65	0.19	0.159	1.955

③温室气体

本项目温室气体排放涉及运行期源 141 转油站采出液处理环节，产生的温室气体主要为油田伴生气中含有的甲烷及新建加热炉燃烧烟气中的 CO₂，本项目产生的烃类气体与甲烷协同控制，加热炉使用清洁燃料等措施，最大限度减少温室气体的逸散。黑龙江省不属于大气污染重点管控区域，因此，本评价不做定量分析。

(2) 废水

运营期场站不新增处理液量，不新增人员，因此不新增生产废水及生活污水。场站处理采出液产生的油田采出水管输进入源二联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层；场站内生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。

(3) 噪声

本项目运营期噪声源主要来自场站内新建设备及配套机泵运行噪声，参考《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)附录 A 中的噪声源强数据，本项目运营期主要噪声污染源强核算结果及相关参数一览表见表 3.11-7。

表 3.11-7 运营期噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表 单位：dB(A)

工序/生产线	装置	噪声源	数量	声源类型	噪声声源		
					核算方法	距声源距离	噪声值/dB (A)
油气处理	油气处理装置	分离缓冲游分离水脱除器	2 台	连续	类比法	5m	88~95
	油气处理装置	除油干燥组合装置	1 台	连续	类比法	5m	88~95
	掺水炉	2.5MW 节能提效加热炉	1 台	连续	类比法	5m	88~95

(4) 固体废物

本项目运营期场站不新增处理液量，正常工况下场站不新增含油污泥产生量，项目运营期产生的固体废物主要有非正常工况下产生的含油污泥、含油废防渗布、废润滑油、废润滑油桶、含油抹布及废劳保用品。

①含油污泥

本工程新建设备每年检修时，需先清理其中的含油污泥，产生的含油污泥量约 6t/a。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，含油污泥为危险废物，危废类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08，含油污泥经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。

②含油废防渗布

本工程新建设备每年检修时，为防止污油泥散落，需铺设防渗布。根据类比调查，作业面积约 400m²，本项目每年检修一次，防渗布重量以 500g/m² 计，本项目运营期共计产生含油废防渗布约 0.2t/a，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，含油废防渗布属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 900-249-08，由建设单位收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期委托有资质单位处理。

③废润滑油

本项目新建设备及配套机泵检修时，会产生少量废润滑油，产生量约 0.1t/a，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，废润滑油属于危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-214-08 车辆、轮船及其它机械维修过程中产生的废发动机油、制动器油、自动变速器油、齿轮油等废润滑油，废润滑油由塑料桶收集密闭暂存于头台油田危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

④废润滑油桶

本项目新建设备及配套机泵检修时，会更换润滑油，产生废润滑油桶，产生量约 0.002t/a，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，废润滑油桶属于危险废物，废物类别为 HW49 其他废物，废物代码为 900-041-49 含有或者沾染毒性、感染性危险废物的废弃的包装物、容器、过滤吸附介质，废润滑油桶经收集后暂存于头台油田危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

⑤含油抹布及废劳保用品

本项目新建设备及配套机泵检修时，会产生少量含油抹布及废劳保用品，本项目新建设备及配套年检修一次，含油抹布及废劳保用品产生量约 0.003t/a，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，含油抹布及废劳保用品属于危险废物，废物类别为 HW49 其他废物，废物代码为 900-041-49 含有或者沾染毒性、感染性危险废物的废弃的包装物、容器、过滤吸附介质，含油抹布及废劳保用品由塑料桶收集密闭暂存于头台油田危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

本项目运营期危险废物具体情况见表 3.11-8。

表 3.11-8 运营期危险废物情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	含油污泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	6t/a	集输与处理环节	半固体	废矿物油	废矿物油	设备清淤每年一次	T、I	经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置
2	含油废防渗布	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-08	0.2t/a	场地清理环节	固体	废矿物油	废矿物油	作业 1.5 年/次	T、I	
3	废润滑油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-214-08	0.1t/a	检修	液态	废矿物油	废矿物油	1 年	T, I	
4	废润滑油桶	HW49 其它废物	900-041-49	0.002 t/a	检修	固体	废矿物油	废矿物油	1 年	T	
5	含油抹布及废劳保用品	HW49 其他废物	900-041-49	0.003 t/a	检修	固体	废矿物油	废矿物油	1 年	T	

3.11.3.3 退役期污染源强核算

(1) 废气

①施工扬尘

本项目退役期施工扬尘主要来自平整土地、材料运输、装卸等过程。本项目所在区域平坦空旷，大气扩散条件好，且施工时间较短，在采取车辆密闭运输、洒水抑尘等措施后，退役期施工扬尘影响较小。

②车辆尾气

在退役期施工期间，使用液体燃料的施工机械及运输车辆的发动机排放的尾气在含有 NO₂、CO、HC 等污染物，一般情况下，施工车辆选用高标号汽柴油，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。

(2) 废水

①生活污水

退役期施工约 60d，施工人数 20 人，根据黑龙江省地方标准《用水定额》(DB23/T727-2025)，生活用水量每人 80L/d，生活用水量共计 96m³。生活污水产生量按生活用水的

80%计算,则生活污水产生量为 76.8m³。退役期生活污水排入场站内生活污水收集装置,定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。

②清洗废水

退役设备回收前,需对退役设备进行清洗,清洗用水量约为 194m³。清洗废水按用水量的 95%计算,则退役设备清洗废水产生量为 184.3m³,退役设备清洗废水中污染因子主要为石油类、SS。退役设备清洗废水由罐车拉运至源二联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层,不外排。

(3) 噪声污染源项分析

退役期产生的噪声主要施工机械和运输车辆噪声,参考《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)附录 A 中的噪声源强数据,本项目噪声源具体排放情况见表 3.11-9。

表 3.11-9 本项目退役期噪声源统计表

序号	设备名称	声源性质	噪声值 dB(A)	测点距声源距离
1	挖掘机	非连续稳态声源	82~90	5m
2	吊装机	非连续稳态声源	82~90	5m
3	推土机	非连续稳态声源	83~88	5m
4	运输车辆	非连续稳态声源	82~90	5m

(4) 固体废物

本项目退役期装置内介质均输送至后续集输系统处理。退役期固体废物主要为拆除过程中产生的含油污泥、废旧设备、建筑垃圾、生活垃圾。

①含油污泥

退役期设备拆除前,需先清理其中的含油污泥,产生的含油污泥量约 6t。根据《国家危险废物名录(2025年版)》,含油污泥为危险废物,危废类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物,危废代码为 071-001-08,含油污泥经收集后暂存于头台联危险废物暂存池,定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。

②废旧设备

本项目退役期拆除对象主要包括分离缓冲游离水脱除器 2 台、除油干燥组合装置 1 台、2.5MW 节能提效加热炉 1 台,产生废旧设备 4 台,拆除的废旧设备全部回收至大庆头台油田开发有限责任公司物资库。

③建筑垃圾

本项目退役期场面地面设施拆除、场地清理过程会产生建筑垃圾,建筑垃圾产生量约

为 60m³，建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理。

④生活垃圾

本项目退役期施工人员 20 人，施工约 60d，退役期每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，退役期生活垃圾产生量为 0.6t。生活垃圾统一收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

表 3.11-10 本项目退役期固体废物产生量统计表

序号	污染物名称	产生量	废物类型	处置去向
1	含油污泥	6t	危险废物	暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置
2	废旧设备	4 台	一般废物	全部回收至大庆头台油田开发有限责任公司物资库
3	建筑垃圾	60m ³	/	统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理
4	生活垃圾	0.6t	/	统一收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理

本项目施工期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.11-11~表 3.11-14，运营期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.11-15~表 3.11-17，退役期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.11-18~表 3.11-21。

表 3.11-11 施工期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间
				核算方法	废气产生量 m ³	产生浓度 mg/m ³	产生量 t	工艺	效率%	核算方法	废气排放量 m ³	排放浓度 mg/m ³	排放量 t	
场站施工	场地	施工扬尘	颗粒物	/	/	/	2.69	去除效率 96%		/	/	/	0.11	施工期
	车辆	车辆尾气	NO ₂ 、CO、HC	由于车辆数量和每辆车行驶的公里数不易确定，固不对其进行定量计算				施工车辆选用高标号汽柴油，尾气达标排放		/	/	/	/	施工期
	焊机	焊接烟尘	CO、CO ₂ 、O ₃ 、NO _x 、CH ₄	焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小				/		/	/	/	/	施工期

表 3.11-12 施工期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施			污染物排放				排放时间		
				核算方法	废水产生量 m ³	产生浓度 mg/L	产生量 t	工艺	效率/%	核算方法	废水排放量 m ³	排放浓度 mg/L	排放量 t			
废旧设备清洗	废旧设备	废旧设备清洗废水	石油类、SS	类比法	137.8	/	/	由罐车拉运至源二联合油污水处理站处理			100	类比法	0	0	0	废旧设备清洗期间

新建装置试压	三合一、除油干燥组合装置、加热缓冲装置	试压废水	SS	类比法	184.3	/	/	由罐车拉运至源二联合油污水处理站处理	100	0	0	0	新建装置试压期间
施工	生活	生活污水	COD	类比法	76.8	300	0.023	施工期生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。	/	76.8	300	0.023	施工期
			氨氮			30	0.0023		/		30	0.0023	

表 3.11-13 施工期噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	噪声源	声源类型（频发、偶发等）	噪声源强		降噪措施		噪声值排放		持续时间
				核算方法	噪声值/dB(A)	工艺	降噪效果/dB(A)	核算方法	噪声值/dB(A)	
场站施工	施工机械	挖掘机	非连续稳态声源	类比法	82~90	定期维护保养	/	类比法	82~90	施工期
		推土机	非连续稳态声源		83~88	定期维护保养	/	类比法	83~88	
		吊装机	非连续稳态声源		82~90	减振、定期维护保养	-10	类比法	72~80	
		电焊机	连续稳态声源		60~70	选取低噪声设备	/	类比法	60~70	
		运输车辆	非连续稳态声源		82~90	定期维护保养	/	类比法	82~90	

表 3.11-14 施工期固体废物污染源强核算结果表

工序	固体废物名称	产生情况		处置措施		最终排放去向
		核算方法	产生量	工艺	处置量	
钻井及地面建设	含油废防渗布	类比法	0.15t	委托无害化处理	0.15t	收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期委托有资质单位处理。
	含油污泥	类比法	5t	委托无害化处理	5t	
	生活垃圾	类比法	0.6t	无害化处理	0.6t	统一收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理
	施工废料	类比法	0.05t	填埋处理	0.05t	由施工单位拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理
	建筑垃圾	类比法	40m ³	填埋处理	40m ³	统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理
	废旧设备	实测法	4台	回收再利用	4台	全部回收至大庆头台油田开发有限责任公司物资库

表 3.11-15 运营期废气污染源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间/h
				核算方法	废气产生量万m ³ /a	产生浓度mg/m ³	产生量t/a	工艺	效率/%	核算方法	废气排放量万m ³ /a	排放浓度mg/m ³	排放量t/a	
油气处理	三合一、除油干燥组合装置、加热缓冲装置	无组织排放	非甲烷总烃	—	—	—	—	—	0	—	—	—	—	8760
油气处理	三合一、除油干燥组合装置、加热缓冲装置	无组织排放	温室气体	少量				密闭集输	0	—	—	—	—	8760
油气处理	源 141 转油站	掺水炉	颗粒物	类比法	2529.65	7.5	0.19	—	0	类比法	2529.65	7.5	0.19	8760

			SO ₂			6.3	0.159		0			6.3	0.159	
			NO _x			77.3	1.955		0			77.3	1.955	

表 3.11-16 运营期噪声污染源源强核算结果及相关参数表

工序/生产线	装置	噪声源	声源类型	噪声声源		降噪措施		噪声排放值		持续时间 (h)
				核算方法	噪声值 dB (A)	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值 dB (A)	
油气处理	油气处理装置	分离缓冲游离水脱除器	连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减震、定期保养	-15	类比法	73~80	8760
	油气处理装置	除油干燥组合装置	连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减震、定期保养	-15	类比法	73~80	8760
	掺水炉	2.5MW 节能提效加热炉	连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减震、定期保养	-15	类比法	73~80	8760

表 3.11-17 运营期固体废物污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序/生产线	装置	固体废物名称	固废属性	产生情况		处置措施		最终去向
				核算方法	产生量 (t/a)	工艺	处置量 (t/a)	
设备检修	油气处理装置	含油污泥	危险废物	类比法	6	委托无害化处理	6	经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置
	油气处理装置	含油废防渗布	危险废物	类比法	0.2	委托无害化处理	0.2	
	油气处理装置	废润滑油	危险废物	类比法	0.1	委托无害化处理	0.1	
	油气处理装置	废润滑油桶	危险废物	类比法	0.002	委托无害化处理	0.002	经收集后暂存于头台油田危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理
	油气处理装置	含油抹布及废劳保用品	危险废物	类比法	0.003	委托无害化处理	0.003	

表 3.11-18 退役期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间 d
				核算方法	废气产生量 m ³	产生浓度 mg/m ³	产生量 t	工艺	效率%	核算方法	废气排放量	排放浓度 mg/m ³	排放量 t	
施工	施工场地	施工扬尘	颗粒物	/	/	/	少量	车辆密闭运输、施工材料覆盖、洒水抑尘	/	/	/	少量	60	
	车辆	车辆尾气	NO ₂ 、CO、HC	/	/	/	少量	施工车辆选用高标号汽柴油，尾气达标排放	/	/	/	少量	60	

表 3.11-19 退役期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间 d
				核算方法	废水产生量 m ³	产生浓度 mg/L	产生量 t	工艺	效率/%	核算方法	废水排放量 m ³	排放浓度 mg/L	排放量 t	
施工	生活	生活污水	COD	类比法	76.8	300	0.023	排入场站内生活污水收集装置，定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。	/	类比法	76.8	300	0.023	60
			氨氮			30	0.0023		/			30	0.0023	
退役设备清洗	退役设备	清洗废水	石油类、SS	类比法	184.3	/	/	由罐车拉运至源二联合油污水处理站处理	100	类比法	0	0	0	退役设备清洗期间

表 3.11-20 退役期噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	噪声源	声源类型（频发、偶发等）	噪声源强		降噪措施		噪声值排放		持续时间 d
				核算方法	噪声值/dB（A）	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值/dB（A）	
退役场站 施工	施工机械	挖掘机	非连续稳态声源	类比法	82~90	减振、定期维护保养	/	类比法	82~90	60
		吊装机	非连续稳态声源		82~90		-10	类比法	72~80	
		推土机	非连续稳态声源		83~88		/	类比法	83~88	
		运输车辆	非连续稳态声源		82~90		/	类比法	82~90	

表 3.11-21 退役期固体废物污染源强核算结果表

工序	固体废物名称	产生情况		处置措施		最终排放去向
		核算方法	产生量	工艺	处置量	
工序	含油污泥	类比法	6t	委托无害化处理	6t	经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置
	生活垃圾	类比法	0.6t	委托无害化处理	0.6t	统一收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理
	建筑垃圾	类比法	60m ³	填埋处理	60m ³	统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理
	废旧设备	类比法	4 台	回收再利用	4 台	全部回收至大庆头台油田开发有限责任公司物资库

3.11.4 污染物“三本帐”汇总

由于本项目施工期、退役期产生的各种污染物将随施工活动的结束而消失，本项目运营期废水、固体废物不排入外环境，因此，本次评价只对本项目运营期大气污染物排放情况进行核定，污染物“三本帐”汇总见表 3.11-22。

表 3.11-22 污染物“三本帐”汇总一览表

污染物名称		单位	现有工程排放量	以新代老消减量	本工程排放量	总排放量	排放增减量
废气	烟气量	10 ⁴ m ³ /a	8019.38	0	2529.65	10549.03	+2529.65
	颗粒物	t/a	0.603	0	0.19	0.793	+0.19
	SO ₂	t/a	0.505	0	0.159	0.664	+0.159
	NO _x	t/a	6.198	0	1.955	8.153	+1.955
	非甲烷总烃	t/a	11.2	0	0	11.2	0
废水	废水量	万 m ³ /a	0.0146	0	0	0.0146	0
	COD	t/a	0.044	0	0	0.044	0
	氨氮	t/a	0.0044	0	0	0.0044	0
固体废物		t/a	0	0	0	0	0

3.12 清洁生产分析

3.12.1 油气集输的清洁生产

(1) 优化布局

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

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

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

(2) 油气集输采用全密闭集输流程

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

(3) 油田采出水处理

为了保护和节约用水，本项目运营期油田采出水全部经源二联合油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

3.12.2 先进的环境管理

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

通过与《石油天然气开采业污染防治技术政策》对比分析本项目清洁生产水平，本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中对清洁生产的各项指标对比见表 3.12-1。

表 3.12-1 清洁生产分析一览表

序号	《石油天然气开采业污染防治技术政策》有关清洁生产的要求	本项目处理方式	符合性
1	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本项目油气处理采用密闭工艺，可有效减少油气损失，各种废弃物均得到合理有效集中处理	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂	使用无毒无害油气田化学剂	符合
3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	本工程新建设备每年检修时，为防止油污泥散落，需铺设防渗布，含油污泥回收率达到 100%	符合
7	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回注于注汽锅炉	场站处理采出液产生的油田采出水管输入源二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层	符合
8	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统	油气处理采用密闭工艺	符合

根据上表，本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中对清洁生产的各项指标的要求，符合清洁生产要求，清洁生产水平达到国内先进水平。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境状况

4.1.1 地理位置

本项目位于大庆市肇源县头台镇，地理坐标为东经 125° 01'16.226"，北纬 45° 39'51.869"。本项目地理位置见附图 1。

4.1.2 地形地貌

工程所在地属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，地面海拔高程在 127-139m 之间，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，其沼泽湿地及盐碱低地较为发育。

4.1.3 气象特征

该地区属北温带大陆性季风气候，四季分明，受蒙古内陆冷空气和海洋暖流季风影响较大，冬季漫长而寒冷干燥，夏季短暂而温湿多雨，春秋季风交替，气温变化大，冰封期长，无霜期短，冻土深达 2-2.2m。

气温：年平均气温 3.3℃，年极端最高气温 38.9℃，年极端最低气温-36.2℃。

风速：平均风速 3.7 m/s，年最大风速为 22.7m/s。

降水量：年平均 442.0mm，年最大降水量 651.2 mm。

降雪量：平均积雪 158d，最大积雪深度 220.0mm。

蒸发量：年平均蒸发量 1531.4mm，年最大蒸发量 1711.0mm，年最小蒸发量 1378.4mm。

湿度：年平均相对湿度为 63%。

年日照时数：2595.8 小时。

4.1.4 地表水体

大庆市内没有天然河流，松花江、嫩江均为边际河流，由于地形和气候的影响，大庆市的地表水文状况属闭流区。大气降水汇集到低洼处，通过排水干渠排出。该地区有许多天然季节性水泡和积水沼泽地，其特点主要为泡底平缓，水位线，泡沿岸常与低湿草原相连。

大庆市先后建成以嫩江为水源的北部、中部、南部三大引水工程以及相应的蓄水工程。排水系统由南线排水和东线排水两部分组成，南线排水通过排水系统将市区的自然降水和城市污水排入松花江，西排干与安肇新河汇合后进入库里泡，最终排入松花江。

4.1.5 区域地质条件

4.1.5.1 地质构造

项目区位于松辽盆地的中央坳陷带，二级构造单元为龙虎泡-大安阶地。区内基底多为前古生代变质岩，主要由白垩系组成，其次为新近系和第四系，尤其是新近系上统泰康组比较发育，因而形成了一套河床相厚层砂砾岩，为地下水的富集创造了良好的空间条件。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。

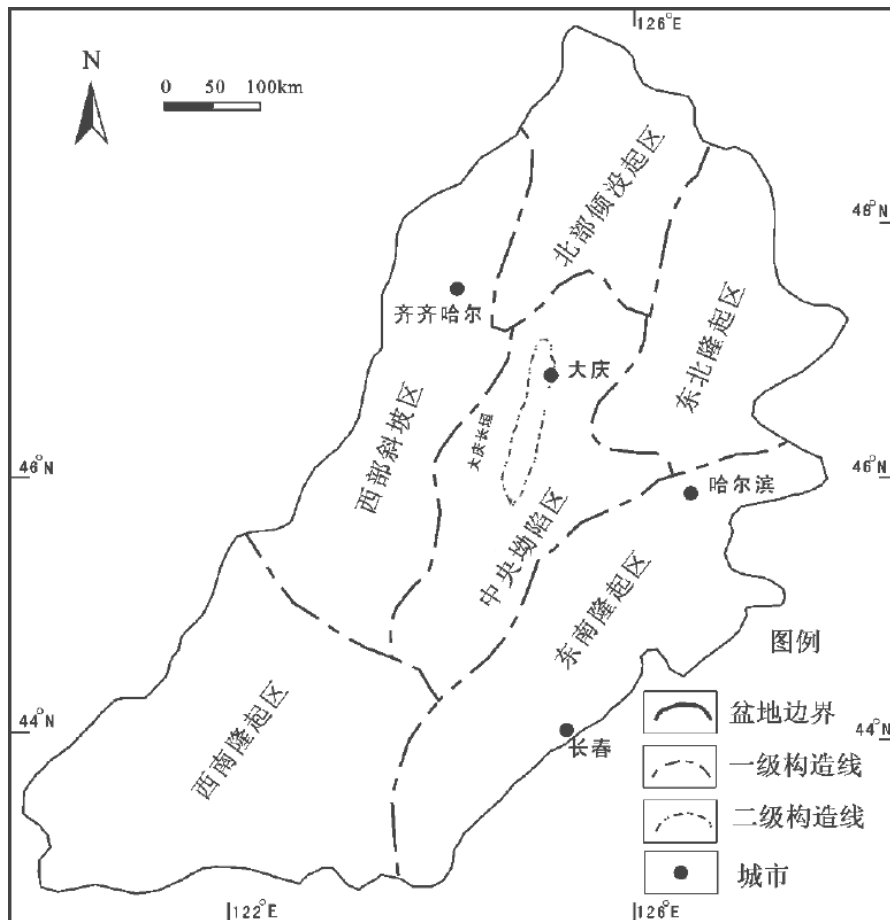


图 4.1-1 区域地质构造图

4.1.5.2 地质条件

根据区域地质钻探资料分析，区域浅部地层从上到下依次为第四系上更新同及全新统底层。根据勘探资料分析，现有老到新分述如下：

(1) 白垩系上统明水组（K_{2m}）

地层广泛分布于区域内，由于受地质沉积作用的影响，地层埋藏较深，地层顶部埋深为115~134m，上部为砖红、褐红、灰绿色泥岩，含有钙质结核夹灰白色细，中砂岩

及含砾砂岩。下部为灰黑、灰绿色泥页岩，呈块状、细腻致密其下均有薄层黄铁矿，中间和底部均为灰绿色中细砂岩和含砾砂岩。与下伏地层整合接触。

(2) 新近系泰康组 (N_{2t})

区内泰康组广泛分布，发育良好。变化趋势由东向西厚度逐渐增大并趋于稳定，地层顶部埋深厚度 65.0m-75.0m，上部为较薄的灰绿色、黄绿色泥岩，局部为砂质泥岩、泥质砂岩或粉砂岩构成厚度不等的交互层，中下部为厚层块状河床相沉积的灰白色砂砾岩。地层结构表现为上细下粗的明显正旋回特征。泰康组地层与下伏白垩系上统明水组呈角度不整合接触。

(3) 第四系 (Q)

① 上更新统 (Q₃)

区内零星分布，上部为黄土状亚粘土，大孔隙及垂直节理均较明，下部为黄色灰白色细粉砂层，局部地区含砾石或夹黑色淤泥薄层。

② 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。

4.1.6 区域水文地质条件

4.1.6.1 地下水类型及赋存条件

根据评价区地层岩性、地下水的埋藏、分布特征将其划分为三个含水岩组，各含水岩组的水文地质特征如下：

(1) 第四系上更新统孔隙潜水含水层

分布于评价区表层粘土之下，含水层岩性为亚砂土，含透镜体，厚度一般 10-40m，局部有少量的杂色砂砾石沉积层，分布不稳定。含水层底板埋深 23.0~42.0m。富水性较差，主要接受大气降水、地表水的垂直入渗补给，以人工开采、垂直蒸发和径流方式排泄，地下水动态随季节变化明显。

(2) 第四系中下更新统孔隙承压含水层

含水层在评价区内分布广泛，埋藏于第四系中-下更新统地层之下，由东南向西北逐渐增厚，厚度一般为 2.0~25.0m，最大厚度达 29.5m。含水层顶板埋深为 75.0~85.0m，底板埋深 76.0~109.5m。岩性主要为灰白色夹杂色砂砾石，孔隙较大，连通、渗透性好，主要接受同一含水层的侧向径流补给，以开采和径流方式排泄。

(3) 新近系泰康组孔隙承压含水层组

该含水层埋藏于第四系地层之下，含水层岩性为细、中砂岩，含砾砂岩，砂砾岩等。含水层分布稳定性较好，是一个多层次的含水岩组，岩性上粗下细，累计厚度约 90m，顶板深度 60-160m，富水性较好，评价区以北单井涌水量（273mm 井管）可达 3000m³/d。主要接受同一含水层的侧向径流补给，以开采和径流方式排泄。矿化度小于 1g/L，水化学类型主要为重碳酸钠型水。

4.1.6.2 地下水补给、径流、排泄特征

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

(1) 地下水补给

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上更新统含水层。地表水体的入渗补给构成了第四系潜水补给的主要来源。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。

(2) 地下水径流评价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、砂砾石组成，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，评价区范围内地下水流向不明显，区域上总体流向随地势由东南向西北。下部

(3) 地下水排泄在人为活动影响条件下，评价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。

4.1.6.3 地下水的动态变化

(1) 潜水含水层

区域潜水含水层埋深较浅，水位变化主要受大气降水补给和人工开采影响较大。根据该区域水文地质资料，地下水水位年变化幅度为 1.50m 左右，丰水期为 8 月下旬至 9 月上旬，年水位最高；枯水期为 3 月下旬到 4 月上旬。地下水流动缓慢，潜水位的高低起伏与地表地势的高低起伏基本一致，评价区内潜水流向主要由东北向西南。

(2) 承压含水层

评价区内第四系上更新统承压水受多年地下水开采，承压水地下水位总的趋势也有所下降，泰康组地下水水位埋深 27~34m，年变幅为 0.45m，评价区内其主要流向是从西北向东南。

4.1.6.4 包气带现状

(1) 建设场地地质概况

根据地勘资料，厂区包气带厚度为 2.0~6.0m，厂区钻孔揭露深度内地层由自然地面自上而下划分为 2 个工程地质层：

①粉质黏土：黄褐色-褐黄色，可塑，土质不均匀，局部夹有粉土，手捻有砂粒感，含氧化铁斑点，中压缩性，干强度中等，韧性中等，稍有光滑，无摇振反应，地层厚度 2.0-3.5m。

②粉细砂：黄色，稍密，饱和，颗粒均一，级配差，主要矿物成份由石英、长石组成，含少量暗色矿物。土层分布不连续，地层厚度 1.5-2.5m。

(2) 建设场地包气带防污性能

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）天然包气带防污性能分级参照表，本项目建设场地区包气带防污性能分级见表 4.1-2。

表 4.1-2 包气带防污性能分级

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

本区域包气带厚度 2.0~6.0m（大于 1.0m），根据厂区地质资料，项目区包气带岩性主要为粉质粘土、粉细砂及粘土（未穿透），参照各类土的渗透系数经验值，单层土体的厚度大于 1.0m，渗透系数满足 $1 \times 10^{-6}cm/s < K \leq 1 \times 10^{-4}cm/s$ ，且分布连续、稳定，厂区包气带防污性能为中。

4.1.7 土壤类型与植被分布

评价区地处松嫩平原，根据现场踏勘及国家土壤信息服务平台（<http://www.soilinfo.cn/map/>）资料显示，本项目评价范围内土壤种类主要为草甸土。本项目区域土壤类型分布图见附图 9。

草甸土是形成农田和草原的主要土壤类型。草甸土主要是在草甸植被下变化而成。因为分布地形较低，地下水较高和气候因素，多数附加有盐化过程，部分附加有潜育化过程。草甸子肥力较高，一般黑土层 20~40cm，有机质含量在 3~4%，全氮在 0.1~0.2%，全磷在 0.09~0.12%。土浆粘重，冷浆，耕性不好，通透性差，该类土壤适宜发展水稻、向日葵、甜菜等作物。

4.1.8 植被情况

项目所在区域天然植被主要由草甸草原、盐生草甸和沼泽植被构成，以中旱生的多年生草本植物为建群种，主要为羊草、针茅和杂类草类型。植被群落着生在沙质漫岗上，其土壤干燥，完全依赖大气降水。在地势低洼地带，以星星草、芦苇和杂草等中旱生植物为主。由于气候的变化和人类活动的影响，地区内森林植物退却，原生林木很少，林木主要以农田防护林、护村林和护路林等为主，品种以速生林杨树为主。农田植被以旱田植被为主，水田植被为辅，粮食作物包括玉米、大豆、高粱、谷子、小麦、水稻等，经济作物有向日葵、蓖麻子、油菜子、花生等。

4.1.9 动植分布

区域内野生动物种类和数量均较少，由于受人为因素影响明显，荒野被开垦为农田，工业迅速发展，管道沿线大型鸟兽基本绝迹，伴随人类生存的耕地小型鼠类、麻雀、家燕等种群数量较多，使陆生动物区系具有典型的耕地动物群色彩。

4.2 环境保护目标调查

本项目区域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、饮用水水源保护区，不涉及永久基本农田、基本草原、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、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，不涉及以医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域，以及文物保护单位等环境敏感区，也不在生态保护红线范围内。项目占地类型为草地（非基本草原）。根据《大庆市水土保持规划（2015~2030）》，本项目位于水土流失重点治理区。

（1）水土流失重点治理区

本项目建设地点位于大庆市肇源县头台镇，根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030年），本项目位于水土流失重点治理区，该区土壤退化、盐渍化、水体污染等水土流失较严重、对当地和下游易造成较大危害，土壤侵蚀强度为轻度以上，多为轻中度侵蚀。且区域内人为活动较为剧烈，容易发生严重水土流失。该区域工作重点是采取工程、林草、封育治理和耕地等措施，进行水、田、林、草、路统一规划、综合治理，增强防洪排涝、抗御干旱等自然灾害的能力。推广先进适用的科技成果，加快治理进度。治理后应强化监督管理和管护，巩固治理成果，促进区域生态环境恢复和经济发展。

(2) 防沙治沙区

根据《黑龙江省防沙治沙条例》，大庆市肇源县为防沙治沙区，重点治理流动、半流动沙地的风沙危害。本工程施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，施工期间划定施工活动范围，项目在永久占地内进行施工，不新增临时占地，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，避免开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

(3) 居住区

本项目周边 2.5km 范围内主要分布双榆树屯、三合村、查干户屯等村屯，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），区域内环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中过渡阶段二级浓度限值要求，项目所在区域声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，项目区域周边居住区声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类区标准。

(4) 占地类型

根据工程占地统计情况，本项目总占地面积为 0.016hm²，均为永久占地，根据土地利用现状调查，占地类型为草地（非基本草原）。

(5) 地下饮用水源保护区

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新建哈尔滨市等市（地）197 个集中式饮用水水源保护区》（黑政函〔2020〕97 号）以及现场实际勘察，调查区域内无集中式饮用水水源，调查区域内双榆树屯、三合村、查干户屯等村屯饮用水由村屯水源井提供，供水人数均小于 1000 人，供水规模均小于 5 万 m³/d。

4.3 环境质量现状调查与评价

委托大庆中环评价检测有限公司于 2026 年 4 月 7 日~13 日对评价范围内环境空气、地表水环境、地下水环境、包气带、声环境、土壤环境质量现状进行了监测。

4.3.1 环境空气质量现状监测与评价

4.3.1.1 环境空气质量达标区判定

本项目区域环境空气质量引用《2023 年大庆市生态环境状况公报》，2023 年，大庆市城区环境空气中二氧化硫年均浓度为 6μg/m³，日均值浓度范围为 3~15μg/m³，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 17μg/m³，日均值浓度范围为 5~

48 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, 优于国家环境空气质量一级标准限值;可吸入颗粒物(PM_{10})年均浓度为 41 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, 日均值浓度范围为 7~252 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, 优于国家环境空气质量二级标准限值;细颗粒物($\text{PM}_{2.5}$) 年均浓度为 26 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, 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 0.8 mg/m^3 , 24 小时平均浓度范围为 0.2~1.5 mg/m^3 , 优于国家环境空气质量一级标准限值;臭氧日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 116 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, 日最大 8 小时平均浓度 范围为 24~190 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, 优于国家环境空气质量二级标准限值。

本项目区域空气质量现状评价见表 4.3-1。

表 4.3-1 区域空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	6 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	60 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	10%	达标
NO ₂	年平均质量浓度	17 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	40 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	42.5%	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	41 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	60 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	68.33%	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	26 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	30 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	86.67%	达标
CO	第 95 位日平均质量浓度	0.8 mg/m^3	4 mg/m^3	20%	达标
O ₃	第 90 位 8h 平均质量浓度	116 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	160 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	72.5%	达标

以上统计结果表明,项目所在区域内空气污染因子 PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2026)中过渡阶段二级浓度限值要求,判定项目所在区域为达标区。

4.3.1.2 环境空气质量现状补充监测

(1) 监测点位布设

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018),以近 20 年统计的当地主导风向为轴向,在厂址及主导风向下风向 5 km 范围内设置 1~2 个监测点,因此本项目共布设 2 个环境空气监测点位。

本项目委托大庆中环评价检测有限公司于 2026 年 4 月 7 日-13 日对评价区域特征污染物进行环境质量现状监测,区域特征污染物为非甲烷总烃、TSP,具体点位见表 4.3-2,现状监测布点见附图 11。

表 4.3-2 环境空气现状监测点位

序号	监测点名称	监测点坐标		监测因子	监测时段	相对厂址方位	相对厂界距离
		经度	纬度				
1	源 141 转油站	125.02140	45.66421	非甲烷总烃、TSP	2026.4.7-13	拟改造场站	--
2	源 141 转油站东南侧 500m 处	125.02515	45.66002			源 141 转油站东南侧	500m

(2) 监测项目

根据当地的环境空气质量特征,结合本项目大气污染物排放特点,确定环境空气质量

监测因子为非甲烷总烃、TSP。

(3) 监测频次

连续监测七天。非甲烷总烃取 02、08、14、20 时的小时浓度值，TSP₀取日均值。

(4) 评价方法

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

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

式中：I_i—第 i 种污染物的最大浓度占标率，%；

C_i—第 i 种污染物平均浓度，mg/m³；

C_{oi}—第 i 种污染物环境质量标准，mg/m³。

若 I_i≥100%，表明该项指标超过了相应的环境空气质量标准，不能满足使用功能要求。

若 I_i<100%，则该指标满足环境空气质量标准，可以满足使用功能要求。

(5) 评价标准

非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 标准限值，TSP 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中过渡阶段二级浓度限值要求。

(6) 监测及评价结果

特征污染物现状监测及评价结果详见表 4.3-3。

表 4.3-3 特征污染物现状监测及评价结果 **单位：mg/m³**

监测点位	监测点坐标		污染物	平均时间	评价标准 μg/m ³	监测浓度 范围 μg/m ³	最大 浓度 占标 率%	超 标 率 %	达 标 情 况
	经度	纬度							
源 141 转油站	125.021 40	45.664 21	非甲烷 总烃	1h	2000	410-620	31.0	0	达标
源 141 转油站东 南侧 500m 处	125.025 15	45.660 02			2000	410-630	31.5	0	达标
源 141 转油站	125.021 40	45.664 21	TSP	24h	300	51-63	21.0	0	达标
源 141 转油站东 南侧 500m 处	125.025 15	45.660 02			300	50-61	20.3	0	达标

评价结果表明，评价区域特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 标准限值，TSP 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中过渡阶段二级浓度限值要求，说明评价区域内大气环境质量较好。

4.3.2 地下水环境质量现状评价

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

表 4.3-4 地下水环境现状监测频率参照表

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

a “二期”的间隔有明显水位变化，其变化幅度接近年内变幅。

一般情况下，地下水水位监测点数宜大于相应评价级别地下水水质监测点数的 2 倍。二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 2-4 个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 2 个。因此本项目共布设 7 个水质监测点和 24 个水位监测点。

4.3.2.1 地下水位监测

(1) 监测点位

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），项目区域内共布设 24 个地下水水位监测点，其中，潜水水位监测点 14 个，承压水水位监测点 10 个，地下水水位监测具体见下表。

表 4.3-5 地下水水位信息统计表

序号	编号	CGCS2000		水位 (m)	埋深 (m)	井深 (m)	地下水 类型	位置
		X(m)	Y(m)					
1	1#	657219.91	5069277.33	136.49	3	15	潜水	新立屯
2	2#	654674.19	5066556.88	135.71	3.2	20	潜水	头台油田 TT-01
3	3#	654476.99	5062841.73	134.92	3.1	20	潜水	头台油田 TT-02
4	4#	654954.01	5062861.91	135.03	3.2	10	潜水	头台油田 TT-30
5	5#	651460.46	5060638.41	133.91	3.1	20	潜水	羊营子屯
6	6#	652920.35	5059379.87	134.06	3.1	20	潜水	头台油田 TT-04

序号	编号	CGCS2000		水位 (m)	埋深 (m)	井深 (m)	地下水 类型	位置
		X(m)	Y(m)					
7	7#	653287.57	5058069.71	133.93	3.3	20	潜水	头台油田 TT-05
8	8#	650662.61	5058651.72	133.48	3.7	13	潜水	七家子村
9	9#	654313.56	5058021.91	134.28	4	22	潜水	瓦房村
10	10#	649311.77	5055367.37	132.67	3.5	15	潜水	叶家岗子屯
11	11#	655993.08	5067357.49	135.78	3.8	65	承压水	之平村
12	12#	651712.61	5060915.55	135.48	4.1	65	承压水	羊营子屯
13	13#	657445.97	5069258.81	135.82	3.9	70	承压水	新立屯承压水
14	14#	654357.35	5069914.66	136.02	3.2	13	潜水	散户 1
15	15#	652638.19	5066827.06	135.16	3.9	18	潜水	黑水屯
16	16#	649247.99	5062305.14	136.02	4.2	65	承压水	柳树窝棚屯
17	17#	660407.38	5062443.27	134.71	4	70	承压水	双榆树屯
18	18#	656286.35	5064929.47	135.47	3.8	65	承压水	腰窝棚屯
19	19#	657798.31	5062967.26	135.82	4.1	20	潜水	三合村
20	20#	653102.27	5057822.72	134.87	3.3	15	承压水	瓦房村
21	21#	650684.35	5054903.55	132.89	3.5	13	潜水	张连生屯
22	22#	647523.44	5057598.38	135.61	3.9	65	承压水	永合屯
23	23#	649038.85	5054808.28	135.12	4.2	70	承压水	叶家岗子屯
24	24#	656295.91	5057868.46	134.53	4	65	承压水	五百拢屯

(2) 监测频率

本项目位于松嫩平原区低平原区，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中表 4 中的要求，本次地下水位监测频率为一期。

(3) 现状地下水流场

①第四系孔隙潜水流场

第四系上更新统松散层孔隙潜水含水层岩性为亚砂土，项目区内地下水流总体上由东北向西南，地下水水力坡度 0.0002。潜水地下水等水位线图见附图 12。

②承压水流场

第四系中下更新统孔隙承压含水层岩性主要为灰白色夹杂色砂砾石，区域地下水流总体上由西北向东南，区域地下水水力坡度约为 0.0001。区域承压水等水位线图见附图 13。

4.3.2.2 地下水水质监测

(1) 地下水水质监测因子

监测因子： K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、

镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硫化物、钡。

(2) 水质监测布点

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次共布设 7 个水质监测点。地下水水质监测布点见附图 11。

地下水水质监测布点信息见表 4.3-6。

表 4.3-6 地下水水质监测布点信息表

编号	监测点位	监测层位	坐标	与村屯相对位置及距离	井深 (m)	与地下水流向关系	水井功能
1	三合村潜水井	潜水	125.02549, 45.6846	源 141 转油站东 北侧 1820m	20.0	上游水井	灌溉
2	查干户屯潜水井	潜水	124.99532, 45.68043	源 141 转油站西 北侧 2580m	18.0	侧向水井	灌溉
3	散户 1 潜水井	潜水	125.02501, 45.66403	源 141 转油站东 南侧 170m	15.0	侧向水井	灌溉
4	头台油田 3# 潜水跟踪监测井	潜水	125.02192, 45.66495	源 141 转油站北 侧 40m	13.0	区域内水井	灌溉
5	散户 2 潜水井	潜水	125.0222, 45.65854	源 141 转油站东 南侧 580m	22.0	下游水井	灌溉
6	三合村承压水井	承压水	125.02613, 45.68595	源 141 转油站东 北侧 1820m	65.0	上游水井	灌溉
7	养殖场承压水井	承压水	125.04122, 45.66595	源 141 转油站东 北侧 1510m	65.0	下游水井	养殖

(3) 监测时间及频次

2026 年 4 月 7 日监测，取样 1 次，并进行水质分析。

(4) 分析方法

地下水各监测因子分析方法见表 4.3-7。

表 4.3-7 地下水监测分析方法

监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	仪器编号	方法检出限
K ⁺	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11904- 1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 16050002	0.03mg/ L
Na ⁺	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11904- 1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 16050002	0.010mg /L
Ca ²⁺	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法	GB/T 11905- 1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 16050002	0.02mg/ L

Mg ²⁺	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法	GB/T 11905- 1989	原子吸收分光光 度计 AA320N	0309160202 16050002	0.002mg /L
CO ₃ ²⁻	地下水水质分析方法 第 49 部 分：碳酸根、重碳酸根和氢 氧根离子的测定 滴定法	DZ/T 0064.49-2021	滴定管	T011	5mg/L
HCO ₃ ⁻	地下水水质分析方法 第 49 部 分：碳酸根、重碳酸根和氢 氧根离子的测定 滴定法	DZ/T 0064.49-2021	滴定管	T011	5mg/L
SO ₄ ²⁻	水质 无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、 NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、 SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ）的测定 离子 色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 CIC-200	12185	0.018mg /L
Cl ⁻	水质 无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、 NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、 SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ）的测定 离子 色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 CIC-200	12185	0.007mg /L
pH	水质 pH 的测定 电极法	HJ 1147-2020	便携式水质检测 仪 pH- 03/618/K13	—	—
总硬度	水质钙和镁的总量的测定 EDTA 滴定法	GB/T 7477- 1987	滴定管	T015	5.00mg/ L
溶解性 总固体	地下水水质分析方法第 9 部 分：溶解性固体总量的测定 重量法	DZ/T 0064.9- 2021	精密电子天平 FA2004	12011164	4mg/L
耗氧量 （高锰 酸盐指 数）	水质 高锰酸盐指数测定	GB/T 11892- 1989	滴定管	T005	0.5mg/L
挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 （方法 1 萃取分光光度法）	HJ 503-2009	可见分光光度计 722N	0707220202 22020043	0.0003m g/L
氟化物	水质 无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、 NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、 SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ）的测定 离子 色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 CIC-200	12185	0.006mg /L
硝酸盐 氮	水质 无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、 NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、 SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ）的测定 离子 色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 CIC-200	12185	0.004mg /L
亚硝酸 盐 （氮）	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法	GB/T 7493- 1987	紫外可见分光光 度 752N	7521712023 N	0.003mg /L

氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	可见分光光度计 722N	0707220202 22020043	0.025mg/L
六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 7467-1987	可见分光光度计 722N	0707220202 22020043	0.004mg/L
砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	双道原子荧光光度计 AFS-230E	230E/21115 65	0.0003mg/L
铅	铜、铅、镉 石墨炉原子吸收法	《水和废水监测分析方法》（第四版）国家环境保护总局（2002年）	石墨炉原子吸收分光光度计 GA3202	0307160101 16050008	1.0μg/L
铁	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 16050002	0.03mg/L
锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	3091602021 6050002	0.01mg/L
汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	双道原子荧光光度计 AFS-230E	230E/21115 65	0.00004mg/L
菌落总数	生活饮用水标准检验方法 微生物指标（4.1 平皿计数法）	GB/T5750.12-2023	电热恒温培养箱 DH-250A	GL-278	-
总大肠菌群	多管发酵法	《水和废水监测分析方法》（第四版）国家环境保护总局（2002年）	电热恒温培养箱 DH-250A	GL-278	2MPN/100mL
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）	HJ 970-2018	紫外可见分光光度计 UV752	AE1104016	0.01mg/L
氰化物	水质 氰化物的测定 容量法和分光光度法（方法2 异烟酸-吡啶啉酮分光光度法）	HJ 484-2009	可见分光光度计 722N	0707220202 22020043	0.004mg/L
镉	铜、铅、镉 石墨炉原子吸收法	《水和废水监测分析方法》（第四版）国家环境保护总局（2002年）	石墨炉原子吸收分光光度计 GA3202	0307160101 16050008	0.10μg/L
硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法	HJ1226-2021	可见分光光度计 722N	0707220202 22020043	0.01mg/L
钡	水质 32种元素的测定 电感耦合等离子体发射光谱法	HJ 776-2015	电感耦合等离子体发射光谱仪 ICP2100DV	N0800540	0.01mg/L

(5) 监测结果

地下水水质现状监测结果见表 4.3-8、表 4.3-9。

表 4.3-8 地下水潜水水质现状监测结果

监测项目	三合村孙家潜水井	查干户屯周家潜水井	散户 1 苏家潜水井	头台油田 3#潜水跟踪监测井(潜水)	散户 2 张家潜水井	标/限值
K ⁺ (mg/L)	2.27	3.02	2.76	2.01	1.95	-
Na ⁺ (mg/L)	56.2	61.3	56.3	51.3	55.2	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	46.3	52.4	48.2	41.1	46.3	-
Mg ²⁺ (mg/L)	8.91	9.11	8.11	8.48	9.12	-
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	224	235	212	202	211	-
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	5L	5L	5L	5L	5L	-
Cl ⁻ (mg/L)	48	51	48	43	46	≤250
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	35	44	39	34	31	≤250
pH (无量纲)	7.7	7.8	7.6	7.8	7.8	6.5~8.5
总硬度 (mg/L)	153	169	154	138	154	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	497	540	492	451	477	≤1000
耗氧量 (mg/L)	2.1	2.3	2.0	2.2	2.2	≤3.0
挥发性酚类 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物 (mg/L)	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.23	0.19	0.18	0.21	0.21	≤1.0
硝酸盐 (mg/L)	2.44	2.57	1.95	2.31	1.75	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.282	0.343	0.261	0.212	0.206	≤0.5
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01
铅 (mg/L)	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.01
铁 (mg/L)	0.27	0.26	0.27	0.26	0.26	≤0.3
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰 (mg/L)	0.09	0.11	0.10	0.11	0.12	≤0.1
镉 (mg/L)	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.005
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群 (MPN/100mL)	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	11	12	11	13	10	≤100
硫化物 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.02

钡 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.70
----------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

表 4.3-9 地下水承压水水质现状监测结果

监测项目	三合村李家承压水井	养殖场承压水井	标准限值
K ⁺ (mg/L)	1.12	1.23	-
Na ⁺ (mg/L)	42.3	41.1	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	36.1	33.2	-
Mg ²⁺ (mg/L)	6.11	6.06	-
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	164	161	-
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	5L	5L	-
Cl ⁻ (mg/L)	31	33	≤250
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	24	21	≤250
pH (无量纲)	7.7	7.6	6.5~8.5
总硬度 (mg/L)	116	108	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	362	351	≤1000
耗氧量 (mg/L)	1.6	1.8	≤3.0
挥发性酚类 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物 (mg/L)	0.002L	0.002L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.13	0.16	≤1.0
硝酸盐 (mg/L)	1.46	1.51	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.146	0.143	≤0.5
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	≤0.05
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	≤0.01
铅 (mg/L)	0.001L	0.001L	≤0.01
铁 (mg/L)	0.21	0.22	≤0.3
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰 (mg/L)	0.02	0.03	≤0.1
镉 (mg/L)	0.0001L	0.0001L	≤0.005
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群 (MPN/100mL)	2L	2L	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	7	8	≤100
硫化物 (mg/L)	0.003L	0.003L	≤0.02
钡 (mg/L)	0.01L	0.01L	≤0.70

4.3.2.3 地下水水质现状评价

(1) 评价标准

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

(2) 评价方法

采用单因子标准指数法对地下水水质现状监测结果进行评价，评价模式如下：

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

式中： $S_{i,j}$ ——水质单因子 i 在第 j 点的标准指数；

C_{ij} ——水质评价因子 i 在第 j 点的监测值，mg/L；

C_{si} —— i 因子的评价标准，mg/L。

pH 的标准指数公式：

pH_j ≤ 7.0 时

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

pH_j > 7.0 时

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

式中： $S_{pH,j}$ ——pH 值的单项指数；

pH_j—— j 点 pH 值监测值；

pH_{su}——水质标准中 pH 值上限；

pH_{sd}——水质标准中 pH 值下限。

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

(3) 单因子标准指数

地下水单因子标准指数计算结果见表 4.3-10、表 4.3-11。

表 4.3-10 地下水潜水单因子标准指数计算结果

监测项目	三合村孙家潜水井	查干户屯周家潜水井	散户 1 苏家潜水井	头台油田 3# 潜水跟踪监测井（潜水）	散户 2 张家潜水井
Na ⁺	0.28	0.31	0.28	0.26	0.28
Cl ⁻	0.19	0.20	0.19	0.17	0.18
SO ₄ ²⁻	0.14	0.18	0.16	0.14	0.12
pH	0.47	0.53	0.40	0.53	0.53
总硬度	0.34	0.38	0.34	0.31	0.34
溶解性总固体	0.50	0.54	0.49	0.45	0.48
耗氧量	0.70	0.77	0.67	0.73	0.73
挥发性酚类	ND	ND	ND	ND	ND

氰化物	ND	ND	ND	ND	ND
氟化物	0.23	0.19	0.18	0.21	0.21
硝酸盐	0.12	0.13	0.10	0.12	0.09
亚硝酸盐	ND	ND	ND	ND	ND
氨氮	0.56	0.69	0.52	0.42	0.41
六价铬	ND	ND	ND	ND	ND
砷	ND	ND	ND	ND	ND
铅	ND	ND	ND	ND	ND
铁	0.90	0.87	0.90	0.87	0.87
汞	ND	ND	ND	ND	ND
锰	0.90	1.10	1.00	1.10	1.20
镉	ND	ND	ND	ND	ND
石油类	ND	ND	ND	ND	ND
总大肠菌群	ND	ND	ND	ND	ND
菌落总数	0.11	0.12	0.11	0.13	0.10
硫化物	ND	ND	ND	ND	ND
钡	ND	ND	ND	ND	ND

表 4.3-11 地下水承压水单因子标准指数计算结果

监测项目	三合村李家承压水井	养殖场承压水井
Na ⁺	0.21	0.21
Cl ⁻	0.12	0.13
SO ₄ ²⁻	0.10	0.08
pH	0.47	0.40
总硬度	0.26	0.24
溶解性总固体	0.36	0.35
耗氧量	0.53	0.60
挥发性酚类	ND	ND
氰化物	ND	ND
氟化物	0.13	0.16
硝酸盐	0.07	0.08
亚硝酸盐	ND	ND
氨氮	0.29	0.29
六价铬	ND	ND
砷	ND	ND
铅	ND	ND
铁	0.70	0.73
汞	ND	ND

锰	0.20	0.30
镉	ND	ND
石油类	ND	ND
总大肠菌群	ND	ND
菌落总数	0.07	0.08
硫化物	ND	ND
钡	ND	ND

由以上地下水单因子标准指数分析可知，评价区域地下水水质除潜水中锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T148488-2017）中的III类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II类标准。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的 Mn^{2+} 在 CO_2 作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。

（4）区域地下水化学类型分析

根据舒卡列夫分类法，按地下水中 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^+ 、 K^+ 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、 HCO_3^- 含量，将 Meq（毫克当量）百分数大于 25% 的阴、阳离子进行组合，每种类型以阿拉伯数字为代号，共 49 类。舒卡列夫分类表见表 4.3-12。

表 4.3-12 舒卡列夫分类表

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

按矿化度又分为 4 组：A 组矿化度 < 1.5g/L，B 组 1.5~10g/L，C 组 10~40g/L，D 组 > 40g/L。命名时在数字与字母间加连接号，如 1-A 型：指的是 $M < 1.5g/L$ ，阴离子只有 $HCO_3^- > 25\% Meq$ ，阳离子只有 Ca 大于 25% Meq。49-D 型，表示矿化度大于 40g/L 的 Cl-Na 型水，该型水可能是于海水及海相沉积有关的地下水，或是大陆盐化潜水。

根据本项目地下水监测结果，分别计算承压水、潜水各监测点位中 SO_4^{2-} 、 Cl^- 、 HCO_3^- 、 CO_3^{2-} 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^+ 、 K^+ 浓度均值，进而计算各离子 Meq（毫克当量）百分数及监测点位矿化度，从而对工程区域内承压水、潜水的水化学类型进行分类，工程所在地潜水水质八大离子浓度统计结果见表 4.3-13，工程所在地承压水水质八大离子浓度统计

结果见表 4.3-14。

表 4.3-13 潜水水质八大离子水化学类型分析结果

监测井点位	离子名称	毫克当量/升 (mg/L)	毫克当量百 分比 (%)	离子毫克当量 合计 (mg/L)	相对误 差%	矿化度
三合村孙家潜 水井	K ⁺	0.058	1.047	5.559	-1.88	0.42
	Na ⁺	2.443	43.954			
	Ca ²⁺	2.315	41.643			
	Mg ²⁺	0.743	13.356			
	HCO ₃ ⁻	3.672	63.612	5.773		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.371	23.757			
	SO ₄ ²⁻	0.729	12.631			
查干户屯周家 潜水井	K ⁺	0.077	1.265	6.122	-0.85	0.46
	Na ⁺	2.665	43.536			
	Ca ²⁺	2.620	42.798			
	Mg ²⁺	0.759	12.401			
	HCO ₃ ⁻	3.852	61.874	6.226		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.457	23.403			
	SO ₄ ²⁻	0.917	14.723			
散户 1 苏家潜 水井	K ⁺	0.071	1.263	5.604	-0.49	0.41
	Na ⁺	2.448	43.677			
	Ca ²⁺	2.410	43.002			
	Mg ²⁺	0.676	12.059			
	HCO ₃ ⁻	3.475	61.410	5.659		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.371	24.233			
	SO ₄ ²⁻	0.813	14.357			
头台油田 3# 潜水跟踪监测 井 (潜水)	K ⁺	0.052	1.022	5.044	-1.99	0.38
	Na ⁺	2.230	44.223			
	Ca ²⁺	2.055	40.744			
	Mg ²⁺	0.707	14.011			
	HCO ₃ ⁻	3.311	63.095	5.248		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.229	23.409			
	SO ₄ ²⁻	0.708	13.496			
散户 2 张家潜	K ⁺	0.050	0.905	5.525	0.97	0.40

水井	Na ⁺	2.400	43.439	5.419		
	Ca ²⁺	2.315	41.900			
	Mg ²⁺	0.760	13.756			
	HCO ₃ ⁻	3.459	63.830			
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.314	24.253			
	SO ₄ ²⁻	0.646	11.918			

表 4.3-14 承压水水质八大离子浓度评价结果

监测井点位	离子名称	毫克当量/升 (mg/L)	毫克当量百 分比 (%)	离子毫克当量 合计 (mg/L)	相对误 差%	矿化度
三合村李家承 压水井	K ⁺	0.029	0.687	4.182	1.31	0.30
	Na ⁺	1.839	43.977			
	Ca ²⁺	1.805	43.161			
	Mg ²⁺	0.509	12.175	4.074		
	HCO ₃ ⁻	2.689	65.988			
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	0.886	21.739			
	SO ₄ ²⁻	0.500	12.272			
养殖场承压水 井	K ⁺	0.032	0.792	3.983	-0.45	0.30
	Na ⁺	1.787	44.859			
	Ca ²⁺	1.660	41.672			
	Mg ²⁺	0.505	12.677	4.020		
	HCO ₃ ⁻	2.639	65.660			
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	0.943	23.456			
	SO ₄ ²⁻	0.438	10.884			

通过对区域内地下水八大离子监测结果可知，本项目所在区域地下水化学类型以 HCO₃-Na+Ca，4-A 型淡水型为主，地下水矿化度较低，水质情况较好。根据上表可知，项目区域水质总阳离子（钠、钾、钙、镁）与阴离子（硫酸盐、氯化物、碳酸盐、重碳酸盐）毫克当量浓度相对误差不大于 5%，阴阳离子平衡。

4.3.2.4 地下水环境质量现状评价结论

由以上地下水单因子标准指数分析可知，评价区域地下水水质除潜水中锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T148488-2017）中的III类标准要求。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的 Mn²⁺在 CO₂ 作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。评价区域地下水化学类型主要

为 4-A 型 $\text{HCO}_3^- \text{-Na+Ca}$ 淡水。

4.3.2.5 包气带污染现状调查

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

（1）监测点位

本项目在现有区块内选取代表性井场、场站布设 4 个包气带监测点，每个点在 0-20cm 深度取 1 个样，在 20-40cm 深度取 1 个样。包气带现状调查见表 4.3-15。

表 4.3-15 包气带监测点

序号	监测点	采样深度	与拟建工程相对位置	备注
1	已建 Y37-105 井场	0~20cm、20~40cm	源 141 转油站南侧 220m	污染控制点 (125.02153, 45.66202)
2	已建 Y37-105 井场西南 侧 200m 草地	0~20cm、20~40cm	源 141 转油站东南侧 160m	清洁对照点 (125.02017, 45.66043)
3	源 141 转油站排污池附 近	0~20cm、20~40cm	拟改造场站	污染控制点 (125.02052, 45.66443)
4	源 141 转油站排污池西 北侧 200m 草地	0~20cm、20~40cm	源 141 转油站排污池 西北侧 200m	清洁对照点 (125.01904, 45.66588)

（2）监测因子

根据区块内已建场站及井场的污染特点，选取可能对地下水造成污染的特征因子进行监测，即监测 pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油类、挥发酚，共 11 项指标。

（3）监测时间

2026 年 4 月 7 日。

（4）分析方法

表 4.3-16 包气带监测分析方法

监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	仪器编号	方法检出限
pH	水质 pH 的测定 电极法	HJ 1147-2020	pH 计 PHS-3C-02	4102435	—
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法 (试行)	HJ 970-2018	紫外可见分光光度计 UV752	AE1104016	0.01mg/L
砷	水质 汞、砷、硒、 铋和锑的测定 原子 荧光法	HJ 694-2014	双道原子荧光光度计 AFS-230E	230E/21115 65	0.0003mg/L

汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	双道原子荧光光度计 AFS-230E	230E/21115 65	0.00004mg/L
铅	铜、铅、镉 石墨炉原子吸收法	《水和废水监测分析方法》（第四版）国家环境保护总（2002年）	原子吸收分光光度计 AA320N	0307160101 16050008	1.0μg/L
镉	铜、铅、镉 石墨炉原子吸收法	《水和废水监测分析方法》（第四版）国家环境保护总（2002年）	原子吸收分光光度计 AA320N	0307160101 16050008	0.10μg/L
总铬	水质 总铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 7466-1987	可见分光光度计 722N	0707220202 22020043	0.004mg/L
铜	铜、铅、镉 石墨炉原子吸收法	《水和废水监测分析方法》（第四版）国家环境保护总（2002年）	原子吸收分光光度计 AA320N	0307160101 16050008	0.001mg/L
镍	水质 镍的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11912-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 16050002	0.05mg/L
锌	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法	GB/T 7475-1987	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 16050002	0.02mg/L
挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法（方法1 萃取分光光度法）	HJ 503-2009	紫外可见分光光度计 722N	0707220202 22020043	0.0003mg/L

（5）监测结果

包气带现状调查结果见表 4.3-17。

表 4.3-17 包气带现状调查结果

监测项目	已建 Y37-105 井场		已建 Y37-105 井场西南侧 200m 草地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	7.9	8.1	8.0	7.8
铅	4.5	4.7	4.9	5.0
镉	0.08	0.10	0.07	0.09
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.09	0.07	0.10	0.08
石油类	0.07	0.06	0.09	0.07
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0012	0.0015	0.0009	0.0013

铜	0.006	0.009	0.010	0.008
镍	0.08	0.09	0.07	0.06
锌	0.09	0.08	0.09	0.07
监测项目	源 141 转油站排污池附近		源 141 转油站排污池西北侧 200m 草地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	7.8	8.0	7.9	8.1
铅	4.9	4.7	5.1	4.6
镉	0.11	0.08	0.09	0.07
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.09	0.07	0.08	0.09
石油类	0.06	0.09	0.08	0.07
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0014	0.0015	0.0012	0.0010
铜	0.007	0.011	0.008	0.009
镍	0.11	0.09	0.06	0.08
锌	0.08	0.11	0.07	0.08
注：实测值数值后面的“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”； 计量单位：pH 无量纲，铅、镉、汞和砷 MG/L，总铬和石油类、铜、镍、锌、挥发酚为 mg/L。				

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

4.3.3 地表水环境质量现状

本项目属于水污染影响型三级 B 评价，可不开展区域污染源调查。本项目地表水评价范围为源 141 转油站为中心边长取 5km 的矩形区域内的地表水体，该范围内无地表水体，因此本次未对地表水体进行监测。

4.3.4 声环境质量现状监测与评价

4.3.4.1 声环境质量现状监测

(1) 监测点布设

根据《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)要求，滚动开发区块建设项目应列表给出代表性的场站厂界、各声环境保护目标现状值和达标情况分析。因此本项目拟改造场站周边 200m 范围内无声环境保护目标，因此本项目仅选有区块内代表性的场站厂界进行布点，监测点布设见表 4.3-18。

表 4.3-18 声环境现状监测点位表

序号	监测点	监测坐标	项目位置关系	备注
1	源 141 转油站	125.02140, 45.66421	拟改造场站	测东、南、西、北厂界

(2) 监测时间

于 2026 年 4 月 7 日~8 日监测。

(3) 监测频次

连续监测 2 天，昼夜各 1 次。

(4) 分析方法

声环境监测方法及分析仪器见表 4.3-19。

表 4.3-19 声环境监测方法及分析仪器表

监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	仪器编号	方法检出限
厂界噪声	工业企业厂界环境噪声排放标准	GB 12348-2008	多功能声级计 AWA5688	10341725	--

(5) 监测结果

声环境现状监测结果见表 4.3-20。

表 4.3-20 声环境现状监测结果表 单位：dB (A)

监测点位	2026.4.7		2026.4.8	
	昼间	夜间	昼间	夜间
源 141 转油站厂界东侧外 1m	45.9	41.3	45.8	41.7
源 141 转油站厂界南侧外 1m	48.1	44.2	48.5	44.6
源 141 转油站厂界西侧外 1m	46.5	42.5	46.6	42.7
源 141 转油站厂界北侧外 1m	47.3	43.2	47.7	43.5

4.3.4.2 声环境质量现状评价

本项目评价范围内噪声源主要来自抽油机及场站，抽油机噪声源强为 65~80dB(A)，为连续稳态声源，场站噪声主要为各类机泵噪声，源强约在 80~85dB(A)之间，为连续稳态声源。

(1) 评价标准

执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

(2) 评价方法

采用对标法进行评价。

(3) 评价结论

由场站厂界噪声监测结果与执行评价标准限值对比分析可知，现有区块内源 141 转油站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

4.3.5 土壤质量现状监测与评价




4.3.5.1 土壤理化特性调查

本项目评价范围内主要为草甸土，在充分收集资料的基础上，根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要，有针对性地选择土壤理化特性调查内容，具体土壤理化特性调查见表 4.3-21，区域内土壤构型（土壤剖面）见表 4.3-22。

表 4.3-21 土壤理化特性调查表

时间		2026.04.07		
点号		拟更换2号三合一装置处		
经纬度		125.02100, 45.66422		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	黑色	黑色	黑色
	结构	块状	面状	面状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	25%~45%	25%~45%	25%~45%
	其他异物	植物根系	--	--
实验室测定	pH 值	7.88	8.01	7.96
	阳离子交换量(cmol+/kg)	12.3	11.5	10.9
	氧化还原电位 (mv)	177	198	204
	饱和导水率(mm/min)	1.230	1.267	1.295
	土壤容重 (g/cm ³)	1.36	1.42	1.44
	孔隙度(%)	48.7	46.4	45.7
点号		源141转油站东北侧200m草地	源141转油站西南侧200m草地	
经纬度		125.02329, 45.66658	125.01936, 45.66280	
层次		0-20cm	0-20cm	
现场记录	颜色	黑色	黑色	
	结构	块状	块状	
	质地	壤土	壤土	
	砂砾含量	25%~45%	25%~45%	
	其他异物	植物根系	植物根系	
实验室测定	pH 值	8.07	7.83	
	阳离子交换量(cmol+/kg)	10.6	11.2	
	氧化还原电位 (mv)	196	184	
	饱和导水率(mm/min)	1.365	1.313	
	土壤容重 (g/cm ³)	1.40	1.45	
	孔隙度(%)	47.2	45.3	

表 4.3-22 区域内土体构型（土壤剖面）

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
拟更换 2号三 合一装 置处	 <p>经纬度：125.0227908 45.666445 地址：黑龙江省大庆市肇源县头台镇 备注：拟更换2号三合一装置处</p>	/	0-0.5m 块状结构 壤土
			0.5-1.5m 面状结构 壤土
			1.5-3m 面状结构 壤土
源 141 转油站 东北侧 200m 草 地	 <p>经纬度：125.029367 45.668738 地址：黑龙江省大庆市肇源县头台镇 备注：源141转油站东北侧200m草地</p>	/	0-0.2m 块状结构 壤土
源 141 转油站 西南侧 200m 草 地	 <p>经纬度：125.027484 45.666067 地址：黑龙江省大庆市肇源县头台镇 备注：源141转油站西南侧200m草地</p>	/	0-0.2m 块状结构 壤土

4.3.5.2 土壤环境质量现状监测

(1) 采样点布设

本项目土壤环境影响类型属于污染影响型项目，评价等级为二级，确定本项目占地范围内共布设 2 个表层样监测点，5 个柱状样监测点，占地范围外农用地共布设 4 个表层样点，区域已建井场布设 1 个表层样点，土壤现状监测点位详见表 4.3-23，监测点位置见图 11。

表 4.3-23 土壤现状监测点位

编号	监测点名称	坐标	执行标准	土壤类型	备注
1	拟更换 2 号三合一装置处	125.021, 45.66422	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值	草甸土	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
2	拟更换 3 号三合一装置处	125.02109, 45.66422		草甸土	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
3	拟建天然气除油干燥组合装置处	125.02115, 45.66425		草甸土	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
4	拟建节能提效加热炉处	125.02188, 45.66412		草甸土	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
5	现有 1 号三合一装置处	125.02092, 45.66418		草甸土	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
6	现有泵房处	125.02124, 45.66445		草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取样
7	排污池附近	125.02064, 45.66429		草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取样
8	区域已建源 141 井场	125.0236, 45.66566		草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取样
9	源 141 转油站西北侧 200m 草地	125.0195, 45.66603	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中的筛选值	草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取样
10	源 141 转油站东北侧 200m 草地	125.02329, 45.66658		草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取样
11	源 141 转油站西南侧 200m 草地	125.01936, 45.6628		草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取样
12	源 141 转油站东南侧 200m 草地	125.02315, 45.66275		草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取样

(2) 监测项目

1#~8#点位监测项目：pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr（六价）、Cu、Ni、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒽、萘、苯并（a）蒽、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、苯并（a）芘、茚并（1, 2, 3-cd）芘、二苯并（a,h）蒽、石油烃（C₁₀-C₄₀）、石油类、石油烃（C₆-C₉）、水溶性盐

总量，共 50 项。

9#~12#点位监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C₁₀-C₄₀）、石油类、石油烃（C₆-C₉）、水溶性盐总量，共 13 项。

(3) 监测时间

2026 年 4 月 7 日。

(4) 监测频次

采样 1 次，分别对各采样土壤进行监测因子全分析。

(5) 监测结果

表 4.3-24 建设用地土壤环境质量现状监测结果 单位：mg/kg (pH 无量纲)

监测项目	测点位及监测结果								
	拟更换 2 号三合一装置处			拟更换 3 号三合一装置处			拟建天然气除油干燥组合装置处		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
pH	7.88	8.01	7.96	8.06	7.75	7.91	7.97	8.11	8.02
镉 (Cd)	0.07	0.11	0.09	0.10	0.07	0.11	0.09	0.08	0.10
汞 (Hg)	0.018	0.021	0.016	0.022	0.018	0.020	0.016	0.021	0.019
砷 (As)	3.35	3.44	3.27	3.39	3.28	3.41	3.23	3.37	3.40
铅 (Pb)	17	21	19	18	20	17	19	21	14
铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铜 (Cu)	16	12	17	12	17	15	18	14	19
镍 (Ni)	24	21	23	25	20	19	22	19	23
水溶性盐总量	700	600	800	600	800	700	700	600	800
石油类	11	12	14	12	10	11	11	13	10
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
间二甲苯+对二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
蒈	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
萘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二苯并[a,h]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃(C ₆ -C ₉)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

续表 4.3-24 建设用地土壤环境质量现状监测结果 单位: mg/kg (pH 无量纲)

监测项目	测点位及监测结果								
	拟建节能提效加热炉处			现有 1 号三合一装置处			现有泵房处	排污池附近	区域已建源 141 井场
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
pH	8.08	7.93	7.75	7.97	7.88	8.02	8.06	7.93	8.15
镉 (Cd)	0.08	0.10	0.11	0.09	0.10	0.08	0.08	0.09	0.11
汞 (Hg)	0.020	0.017	0.022	0.018	0.020	0.019	0.024	0.023	0.018
砷 (As)	3.38	3.41	3.29	3.44	3.33	3.27	3.36	3.40	3.37
铅 (Pb)	16	20	18	21	22	19	24	18	20
铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铜 (Cu)	19	23	21	18	16	14	19	16	18
镍 (Ni)	25	21	22	23	20	19	24	19	25
水溶性盐总量	600	800	700	700	600	800	800	600	700
石油类	12	10	14	10	13	11	13	10	12
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
间二甲苯+对二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
蒈	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
萘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二苯并[a,h]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃(C ₆ -C ₉)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

表 4.3-25 农用地土壤环境质量现状监测结果 单位: mg/kg (pH 无量纲)

监测项目	监测点位及监测结果			
	源 141 转油站西 北侧 200m 草地	源 141 转油站东 北侧 200m 草地	源 141 转油站西 南侧 200m 草地	源 141 转油站东 南侧 200m 草地
	0-20cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm
pH	7.99	8.07	7.83	8.12
镉	0.09	0.07	0.10	0.09
汞	0.018	0.023	0.021	0.017
砷	3.35	3.24	3.42	3.39
铅	17	21	19	23
铬	52	49	41	57
铜	16	13	17	20
镍	25	19	23	22
锌	62	53	47	59
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃(C ₆ -C ₉)	未检出	未检出	未检出	未检出
水溶性盐总量	700	600	800	600
石油类	12	14	11	13

4.3.5.3 土壤环境质量现状评价

(1) 评价方法

评价方法采用标准指数法进行土壤环境质量现状评价，即通过指数的大小反应土壤环境受污染的程度，公式为：

$$K_i = X_i / X_{0i}$$

式中：K_i——第 i 项分指数；

X_i——土壤中 i 污染物的实测含量，mg/kg；

X_{oi} ——土壤中 i 污染物的标准值，mg/kg。

(2) 评价标准

1#~8#监测点位土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，9#~12#监测点位土壤执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中农用地土壤风险筛选值。

(3) 土壤现状评价结果分析

建设用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-26。农用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-27。

表 4.3-26 建设用地土壤环境质量现状评价结果（ K_i 值）

监测项目	监测点位及评价结果								
	拟更换 2 号三合一装置处			拟更换 3 号三合一装置处			拟建天然气除油干燥组合装置处		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
镉 (Cd)	0.0011	0.0017	0.0014	0.0015	0.0011	0.0017	0.0014	0.0012	0.0015
汞 (Hg)	0.0005	0.0006	0.0004	0.0006	0.0005	0.0005	0.0004	0.0006	0.0005
砷 (As)	0.0558	0.0573	0.0545	0.0565	0.0547	0.0568	0.0538	0.0562	0.0567
铅 (Pb)	0.0213	0.0263	0.0238	0.0225	0.0250	0.0213	0.0238	0.0263	0.0175
铬 (六价)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
铜 (Cu)	0.0009	0.0007	0.0009	0.0007	0.0009	0.0008	0.0010	0.0008	0.0011
镍 (Ni)	0.0267	0.0233	0.0256	0.0278	0.0222	0.0211	0.0244	0.0211	0.0256
苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
乙苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
间二甲苯+对二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
邻二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯仿	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
2-氯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[b]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[k]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
茚并[1,2,3-cd]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二苯并[a, h]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

续表 4.3-26 建设用地土壤环境质量现状评价结果 (K_i 值)

监测项目	监测点位及评价结果								
	拟建节能提效加热炉处			现有 1 号三合一装置处			现有泵房处	排污池附近	区域已建源 141 井场
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
镉 (Cd)	0.0012	0.0015	0.0017	0.0014	0.0015	0.0012	0.0012	0.0014	0.0017
汞 (Hg)	0.0005	0.0004	0.0006	0.0005	0.0005	0.0005	0.0006	0.0006	0.0005
砷 (As)	0.0563	0.0568	0.0548	0.0573	0.0555	0.0545	0.0560	0.0567	0.0562
铅 (Pb)	0.0200	0.0250	0.0225	0.0263	0.0275	0.0238	0.0300	0.0225	0.0250
铬 (六价)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
铜 (Cu)	0.0011	0.0013	0.0012	0.0010	0.0009	0.0008	0.0011	0.0009	0.0010
镍 (Ni)	0.0278	0.0233	0.0244	0.0256	0.0222	0.0211	0.0267	0.0211	0.0278
苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
乙苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
间二甲苯+对二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
邻二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯仿	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

反-1,2-二氯 乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯丙 烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1,2-四氯 乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1,2-四氯 乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1-三氯 乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2-三氯 乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2,3-三氯 丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
2-氯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[b]荧 蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[k]荧 蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
茚并[1,2,3- cd]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二苯并[a, h]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
石油烃 (C ₆ -C ₉)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

表 4.3-27 农用地土壤环境质量现状评价结果 (K_i 值)

监测项目	监测点位及监测结果			
	源 141 转油站西 北侧 200m 草地	源 141 转油站东 北侧 200m 草地	源 141 转油站西 南侧 200m 草地	源 141 转油站东 南侧 200m 草地
	0-20cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm
镉	0.1500	0.1167	0.1667	0.1500
汞	0.0053	0.0068	0.0062	0.0050
砷	0.1340	0.1296	0.1368	0.1356
铅	0.1000	0.1235	0.1118	0.1353
铬	0.2080	0.1960	0.1640	0.2280
铜	0.1600	0.1300	0.1700	0.2000
镍	0.1316	0.1000	0.1211	0.1158
锌	0.2067	0.1767	0.1567	0.1967
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	ND	ND	ND	ND

土壤现状评价统计结果见表 4.3-28、表 4.3-29。

表 4.3-28 建设用地二类用地土壤现状评价统计结果

监测因子	样本数量	最大值 (mg/kg)	最小值 (mg/kg)	均值 (mg/kg)	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)	最大 超标 倍数
pH	18	8.15	7.75	7.97	0.107	100	0	/
镉 (Cd)	18	0.11	0.07	0.09	0.013	100	0	/
汞 (Hg)	18	0.024	0.016	0.02	0.002	100	0	/
砷 (As)	18	3.44	3.23	3.35	0.061	100	0	/
铅 (Pb)	18	24	14	19	2.283	100	0	/
铬 (六价)	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
铜 (Cu)	18	23	12	17	2.807	100	0	/
镍 (Ni)	18	25	19	22	2.157	100	0	/
水溶性盐总量	18	800	600	706	81.650	100	0	/
石油类	18	14	10	12	1.339	100	0	/
苯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
甲苯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
乙苯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
氯苯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯乙烯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
间二甲苯+对二甲苯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
邻二甲苯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
氯乙烯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,2-二氯苯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/

1,4-二氯苯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
四氯化碳	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
氯仿	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
氯甲烷	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1-二氯乙烷	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,2-二氯乙烷	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1-二氯乙烯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
顺-1,2-二氯乙烯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
反-1,2-二氯乙烯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
二氯甲烷	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,2-二氯丙烷	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1,1,2-四氯乙烷	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1,1,2,2-四氯乙烷	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
四氯乙烯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1,1-三氯乙烷	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1,2-三氯乙烷	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
三氯乙烯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,2,3-三氯丙烷	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
硝基苯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯胺	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
2-氯酚	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
蒽	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
萘	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯并[a]蒽	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯并[b]荧蒽	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯并[k]荧蒽	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯并[a]芘	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
茚并[1,2,3-cd]芘	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
二苯并[a, h]蒽	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
石油烃 (C ₆ -C ₉)	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/

表 4.3-29 农用地土壤现状评价统计结果

监测因子	样本数量	最大值 (mg/kg)	最小值 (mg/kg)	均值 (mg/kg)	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)	最大超标倍数
pH	4	8.12	7.83	7.99	0.110	100	0	/
镉	4	0.1	0.07	0.09	0.011	100	0	/
汞	4	0.023	0.017	0.02	0.002	100	0	/
砷	4	3.42	3.24	3.34	0.068	100	0	/
铅	4	23	17	20	2.236	100	0	/
铬	4	57	41	50	5.804	100	0	/
铜	4	20	13	17	2.500	100	0	/
镍	4	25	19	22	2.165	100	0	/
锌	4	62	47	55	5.761	100	0	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	4	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
石油烃 (C ₆ -C ₉)	4	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
水溶性盐总量	4	800	600	683	95.743	100	0	/
石油类	4	14	11	13	1.291	100	0	/

(4) 评价结论

从表中可以看出，评价区域内土壤环境质量较好，没有出现超标情况。现有井场、场站内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值标准，评价范围内农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1农用地土壤风险筛选值。

4.3.6 生态环境现状评价

(1) 生态功能区划

根据《全国生态功能区划》(修编版, 2015), 本工程位于 I-02-04 松嫩平原生物多样性保护与洪水调蓄功能区。该区主要生态问题包括不合理围垦和过度开发导致湿地面积减小和破碎化, 湿地严重缺水且盐碱化问题突出, 生物多样性受到威胁, 湿地生态系统功能下降, 农业生产带来的面源污染日趋严重。该区生态保护主要措施为开展湿地修复、保护工作, 加强现有湿地资源和生物多样性的保护, 禁止疏干、围垦湿地, 严格限制耕地扩张和湿地人工化; 改变粗放的生产经营方式, 发展生态农业, 控制农药化肥使用量。

在全国生态功能区划的基础上, 结合黑龙江省详细的生态功能区划, 对本工程所在的生态功能区划进行详细说明。根据黑龙江省人民政府批准的《黑龙江省生态功能区划》(黑政函〔2006〕75号), 本项目所在区域属于松嫩平原西部草甸草原生态区, 松嫩平原西部

草甸草原与农业生态亚区，嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区。本工程区生态功能区划见表 4.3-30。

表 4.3-30 本工程区域生态功能区划表

项目区生态功能分区单元			主要生态环境问题	主要生态系统服务功能	保护措施与发展方向
I-6 松嫩平原西部草甸草原生态区	I-6-1 松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区	I-6-1-1 嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区	草地面积减小，草原沙化、碱化、退化现象严重，沙化动态仍呈扩展趋势	沙漠化控制、防洪蓄洪、牧业生产、旅游	建立生态治沙体系，控制土地沙漠化趋势，充分发挥该地区的防洪蓄洪能力，科学发展农牧业

4.3.6.1 土地利用类型调查

本工程生态评价范围为拟改造场站边界外扩 50m 范围，主要为草地。由于工程所在区域为油田开发区域，人类活动频繁，野生动物较少。评价区土地利用类型包括草地、交通运输用地、工矿仓储用地。草地主要为区域内荒草地；交通运输用地主要为城镇村道路用地；工矿仓储用地主要为现有油田设施及区域其他工厂等。评价区内土地利用现状分析结果见下表，项目区域土地利用现状图见附图 10。

表 4.3-31 评价区土地利用现状表

序号	土地类型		面积 (hm ²)	占评价区面积比例 (%)
	一级类	二级类		
1	草地	其他草地	2.64	68.27
2	工矿仓储用地	工业用地	1.083	28.01
3	交通运输用地	城镇村道路用地	0.144	3.72

4.3.6.2 植被及植物多样性

本次植被及植物多样性调查工作采取资料收集、现场调查与遥感调查相结合的方法开展。

根据调查，项目评价区域无《国家重点保护野生植物名录》中的重点保护野生植物。大庆市位于松嫩平原中部，地势低，地带性植被为草甸草原，是我国温带草原的一部分，也是欧亚大陆草原的最东端，以丛生禾草和根茎禾草为其主要成分。由于湖泊、沼泽和盐碱化洼地的大面积分布，非地带性植被面积也较大，并有较多的盐生植物群落。

(1) 植物区系特征

本区植物区系成分主要包括长白植物区系、蒙古植物区系、华北植物区系和大兴安岭植物区系。以蒙古草原植物区系成分占优势，常见的优势种和伴生种多属蒙古植物区系成分，如羊草(*Aneurolepidium chinense*)、贝加尔针茅(*Stipa baicalensis*)、大针茅(*S. grandis*)、线叶菊(*Filifolium sibiricum*)、星星草(*Puccinellia tenuifolia*)等。长白植物区系，也称

满洲植物区系，在本区分布的种数仅次于蒙古植物区系，如木贼（*Equisetum hyemale*）、普通蓼（*Polygoeum manshuricum*）、野大豆（*Glycine soja*）、水车前（*Ottelia alimoides*）、狼爪瓦松（*Orostachys cartilaginous*）等。华北植物区系成分所占比例不大，主要有细叶地榆（*Samguisorba tenuifolia*）、柴胡（*Bupleurum scorzonerifolium*）、糙隐子草（*C. squarrosa*）等。

（2）主要植被类型

评价区域内植被类型以草甸为主，评价区域内草甸主要包括草甸草原植被和盐生草甸植被。

草甸草原植被：羊草草甸草原（*Form. Leymus chinensis*）。羊草草甸草原是欧亚大陆草原区东部一种特有和优势的草原类型，也是本市主要的草甸草原类型。由于羊草具有强烈的根茎繁殖能力，排挤其它植物侵入，故种类组成比较单纯，在群落中羊草占绝对优势，是稳定的建群成分。但由于小生境，尤其是土壤类型和土壤盐碱含量的变化，群落组成结构有明显差异，可以区分若干群丛。如羊草-野古草群丛（*Leymus chinensis-Spodipogon sibiricus*）、羊草-箭头唐松草群丛（*Leymus chinensis-Thalictretum simplex*）、羊草-拂子茅群丛（*Leymus Chinensis-Calamagrostis epigejos*）、羊草-糙隐子草群丛（*Leymus Chinensis-Cleistogenes squarrosa*）、羊草-野大麦群丛（*Leymus Chinensis-Hordetum*）、羊草-虎尾草群丛（*Leymus Chinensis-Chioris vigata*）、羊草-碱蒿群丛（*Leymus Chinensis-Artemisetum*）等。羊草草甸草原是草原植被中经济价值最高的类型。由于羊草营养价值在整个生长季都很高，适口性强，适于调制干草，是最重要的自然割草场和放牧场。但目前因过度放牧和碱化，草场退化严重。

盐生草甸植被：星星草草甸（*Form. Puccinellia tenuiflora*）。广泛分布在退化草地的碱斑和盐碱化湖泡周围，但面积较小，生境较低湿，常有短期积水。此类草甸盖度变化很大，40%~80%。由于生境条件严酷，常以星星草为单优势，甚至无伴生种，可混有少量羊草、野大麦（*Hordeum brevisublatum*）、朝鲜碱茅（*Puccinellia chinampoensis*）、碱地风毛菊（*Saussurea runcinata*）、碱地肤（*Kochia sieversiana var. suaedaefolia*）、碱蒿（*Artemisia anethifolia*），以及常混有少量一年生的碱蓬（*Suaeda glauca*）和角碱蓬（*S. corniculata*）等。马蔺草甸（*Form. Iris ensata*）。主要分布在严重退化草地的碱斑周围。组成以马蔺为优势，伴生种随着小生境土壤的盐分、湿润度的不同而有变化，主要有无脉苔草（*Carex enervis*）、走茎苔草（*C. reptabunda*）、寸草、羊草、赖草及芨芨草（*Achnatherum splendens*），其次间或混有少量的各类杂类草。碱蓬草甸（*Form. Suaedion glancae*）。广泛分布在碱湖周围的碱土和严重退化草地的碱斑上，是草地土壤严重碱化

的标志之一，在土壤碱化度达到 50% 以上的地段仍能正常生长。它包括原生和次生的群落，一般面积较小，但在村庄附近、放牧点、饮水点、极度放牧的地方也可连成大片。组成群落的种类简单，多为盐生植物，碱蓬和碱蒿在群落中占主要地位，虎尾草在某些地段也可有较多数量。该群落只在夏季雨水充足的情况才有很好的发育，否则植物稀疏。角碱蓬草甸 (*From. Suaedetum corniculatae*)。角碱蓬的生境与碱蓬相似，常与其形成复合分布，也包括原生和次生群落，种类组成较单纯，角碱蓬占绝对优势。

4.3.6.3 动物现状调查

根据调查，项目评价区域无《国家重点保护野生动物名录》中的重点保护野生动物，无《中国生物多样性红色名录》中珍稀濒危野生动物，无国家列入拯救保护的极小种群、特有种等动物资源的主要的天然集中分布区和繁殖区。

(1) 陆生哺乳动物

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

(2) 鸟类

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

4.3.6.4 生态景观类型调查

采用地理信息系统技术并结合地面实际调查，对油田开发区所涉及区域内的生态景观构成进行调查。景观调查以工程用地为中心，采用国家生态环境现状调查所用分类系统进行分类。区域内的景观主要由草甸景观构成，草甸景观为本项目区域最大景观类型，大面积的分布于油田开发区内，草甸分布不连续。

4.3.6.5 生态敏感区调查

本项目位于大庆市肇源县头台镇，根据勘查，项目区域内无国家公园、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、饮用水水源保护区、生态保护红线等区域，无重要物种的天然集中分布区、栖息地，重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，迁徙鸟类的重要繁殖地、停歇地、越冬地以及野生动物迁徙通道等重要

生境，无其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。项目所在区域为一般区域。

4.3.6.6 水土流失现状调查

根据《大庆市水土保持规划（2015~2030）》，大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目位于大庆市肇源县头台镇，属于市级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。

目前我省经济社会发展的重要时期，经济社会发展总体形势对水土保持工作提出了新要求。全省水土流失综合防治逐步进入法制化轨道，重点地区水土流失治理成效显著，植被保护和生态修复初见成效，退耕还林还草面积得到巩固，黑土区保土蓄水功能持续增强，水土流失面积和强度呈现总体下降趋势。

4.3.6.7 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。”

本项目位于大庆市肇源县，根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发〈关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见〉的通知》，肇源县属于沙化土地所在区。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，为保护区域生态环境，针对本工程的具体特点，应制定生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。

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

4.3.6.8 既有工程实际生态影响到及措施调查

根据现场调查，为保护区域生态环境，大庆头台油田开发有限责任公司在施工过程中采取了生态保护措施保护区域内生态系统，例如严格控制了井场的临时及永久占地，井场钻井工程施工结束后及时对临时占地进行了生态恢复，最大力度降低了油田开发对区域草地生态系统的影响。并严格控制了该区域油田作业范围，严格运营期管理，减小了对区域生态系统的扰动，保证了不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐碱化等。针对水土流失，大庆头台油田开发有限责任公司采取了井场平整、压实，开挖土方已合理利用填埋；施工期间未对占地外的地表植被造成碾压和破坏；在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置了钢筋砼板涵，保证了道路两侧洪沟的畅通；生产期已严格作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证了各类设施的泄洪能力；管道工程施工期间，划定了施工活动范围，车辆均采用“一”字型作业法，严格避免开辟新路，管沟挖、填方作业做到了互补平衡，未造成弃土方堆积和过多借土，未增加新的水土流失，管沟回填阶段均按层回填，回填后予以平整、压实，施工期间对开发建设施工材料划定了适宜的堆料场，未破坏占地外的植被，未增加裸地面积而新增的水土流失。

在生产运营期，区块内油水井作业均在永久占地范围内进行，同时在作业时铺设防渗布，并将产生的污水用罐车拉运到大庆头台油田开发有限责任公司含油污水处理站处理，防止了污油污水污染周围生态环境，运营期间区域土壤环境质量整体良好，该区域油田开发对区域生态环境影响不大。

本工程区域内已建井的井场永久性占地面积符合要求，井场地面均进行了平整，场站内道路两侧和场站院墙内外均已绿化，生态恢复较好。井场永久性占地面积符合设计要求，井场地面均进行了平整，在临时性占地范围内，地表基本进行了平整，并已完成了生态恢复。

综上所述，现有区块内生态环境保护措施都基本得到了落实，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。

4.3.6.9 主要生态环境问题

根据现场调查，本项目所在区域内生态环境以草地生态系统为主，为保护区域生态环

境，大庆头台油田开发有限责任公司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措施，通过采取了一系列的生态保护措施后，油田的开发对区域生态系统没有造成明显影响。下一阶段要求建设单位严格控制该区域油田作业范围，严格运营期管理，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盐碱地生态系统的退化、沙化、盐碱化等。

4.3.6.10 生态环境现状评价结论

本项目评价范围内生态系统类型主要为草地生态系统。本项目评价范围内土地利用类型以草地为主，工程所在区域内主要土壤类型以草甸土为主，工程所在区域人类活动频繁，野生动物较少，区域生态环境总体质量较好。

4.4 区域污染源调查

本工程为石油开采项目，经现场调查，区域内污染源主要为油田场站及井场，场站主要为源 141 转油站，污染物主要为油田场站及区块内已建油井产生的废气、废水、噪声、固废等污染物。

4.4.1 大气污染源调查

(1) 常规污染因子

本项目区域场站源 141 转油站加热炉燃烧产生的烟气，包括颗粒物、二氧化硫、氮氧化物。根据监测数据可知，源 141 转油站加热炉排放的废气中颗粒物浓度最大值为 $8\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 最大值为 $84\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 最大值为 $8\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度小于 1 级。加热炉废气均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求。区域加热炉烟气排放量约为 $8019.38 \text{万 m}^3/\text{a}$ ，颗粒物排放量为 $0.603\text{t}/\text{a}$ ， NO_x 排放量为 $6.198\text{t}/\text{a}$ ， SO_2 排放量为 $0.505\text{t}/\text{a}$ 。

(2) 特征污染因子

本项目所在区块为永乐油田源 23 区块，根据调查，源 23 区块共有运行的油水井 51 口，油水目前实际产能 $0.79 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ 。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 $1.4175\text{g}/\text{kg}$ 原油，则现有区域非甲烷总烃挥发量为 $11.2\text{t}/\text{a}$ 。

(3) 汽车尾气

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

(4) 区域空气质量变化状况

根据收集的滚动开发区块建设项目近 5 年的区域环境质量情况，项目区域内环境质量良好，各污染物浓度没有明显增加，且均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中过渡阶段二级浓度限值要求，说明滚动开发区块未对区域环境空气质量造成明显影响。

同时区域内源 141 转油站加热炉均使用清洁燃料天然气，并采用低氮燃烧器，加热炉排放的污染物能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求；现有站场原油集输均采用密闭集输管线、装置，场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，可有效控制烃类物质的排放，目前现有井场边界、站场厂界非甲烷总烃浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求。

由以上分析，建设项目所在区域的不存在大气环境问题。

4.4.2 废水污染源调查

（1）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，区域场站内的生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。

（2）工业污水污染源

工业废水污染源主要为油田采出水、油水井作业污水、洗井污水，废水污染物为 pH、SS、石油类等。

区域内油田采出水量为 23930t/a，区域内油水井作业（修井）产生的作业污水共计约 490m³/a，区域内水井洗井产生的洗井污水共计约 1560m³/a。区域内油田采出水、油水井作业污水、洗井污水最终进入源二联含油污水处理站处理达标后回注油层。

4.4.3 噪声污染源调查

工业区工业噪声源主要分为 2 类，分别如下：

第一类是工业企业噪声：主要为泵类、风机类、抽油机井等设备噪声，主要噪声源为源 141 转油站、抽油机井等；第二类是交通噪声：主要是井排路、通井路的运输车辆产生的噪声。

根据现有区块内验收调查报告中对区域内已建井场的监测结果可知，现有区块内已建井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准；根据本次对区块内已建场站的监测数据可知，区域内源 141 转油站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

4.4.4 固体废物污染源分析

根据现状调查分析，区域内油水井在进行作业过程中产生的含油污泥量约 1.6t/a，区域现有场站清罐污泥产生量约为 10t/a，含油污泥经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置；区域内油水井在进行作业过程中产生的含油废防渗布量约 0.8t/a，含油废防渗布经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期委托有资质单位处理。区域内场站共产生生活垃圾 1.8t/a，产生的生活垃圾集中收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

5 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响预测与评价

5.1.1 施工期

本工程施工期对大气环境的影响主要是施工产生的扬尘、运输车辆排放的尾气、焊接烟尘。

(1) 施工扬尘

运输车辆行驶扬尘与车辆行驶速度、风速、路面积尘量和积尘湿度等因素有关。当车辆通过干燥且路况较差路段时，在行车道两侧扬尘的 TSP 浓度短期内可达 8-10mg/m³。

一般情况下，施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内，本项目施工区域 100m 范围内无环境敏感点，建设过程中产生的施工扬尘不会对周边环境产生较大影响。根据本工程特点，在施工过程中应采取以下措施：

- 1) 本项目施工采用商品混凝土，不设置混凝土拌合站；
- 2) 材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料洒落、风刮起的粉尘；
- 3) 施工场地干燥时适当洒水抑尘，建材堆放应定位定点，并采取防尘、抑尘措施，如设置挡风板、上覆遮盖材料等；
- 4) 运输车辆进入居民区附近施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生。
- 5) 在施工过程中，应定时适量洒水，并在大风天加大洒水量及洒水次数，使作业面保持一定的湿度；
- 6) 加强回填土方堆放场的管理，要采取土方表面压实、覆盖等措施；
- 7) 施工阶段设置围挡等方式降低施工噪声及扬尘对周边村屯的影响，围挡设置在永久占地范围内，优先选用环保、可回收利用的材料，围挡高度不低于 1.8m，围挡应连续设置，不得有缺口、裂缝或破损，确保施工现场的封闭性。

采取上述措施后，可有效降低施工期过程中产生的扬尘，颗粒物浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值要求。施工扬尘对沿线敏感目标影响具有一定的时段性，这种影响随着施工期的结束而消失。

(2) 施工车辆尾气

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

(3) 焊接烟尘

项目焊接主要方式为电焊，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，但由于项目焊接点较少，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。

采取以上措施后，对大气环境的影响较小，且施工期结束后对环境的影响即消失，对周围环境产生的影响较小。

5.1.2 运营期

本工程运营期大气污染源主要为场站加热炉产生的燃烧烟气、油气处理过程中无组织排放的烃类气体。

(1) 大气评价等级

根据 2.6.1 节估算模式计算结果，本工程排放的大气污染物的最大地面空气质量浓度占标率为 6.0178%， $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，因此确定大气评价工作等级为二级。

(2) 污染物排放量核算

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），对于二级评价项目一般性要求是不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算，提出污染源监测计划。由于源 141 转油站改造后处理液量未增加，不新增烃类气体的排放，故不对油气处理产生的非甲烷总烃进行核算。本项目大气污染物有组织排放量核算见表 5.1-1。

表 5.1-1 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)
主要排放口					
/	/	/	/	/	/
主要排放口合计			/		/
一般排放口					
1	源 141 转油站 2.5MW 节能提效加 热炉	颗粒物	7.5	0.022	0.19
		SO ₂	6.3	0.018	0.159
		NO _x	77.3	0.223	1.955
一般排放口合计		颗粒物			0.19
		SO ₂			0.159
		NO _x			1.955
有组织排放总计					
有组织排放总计		颗粒物			0.19
		SO ₂			0.159
		NO _x			1.955

本项目大气污染物年排放量核算见表 5.1-2。

表 5.1-2 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	颗粒物	0.19
2	SO ₂	0.159
3	NO _x	1.955

(3) 大气环境保护距离的设置

本项目大气环境影响评价等级定为二级，根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)的 8.7.5 条要求“对于项目厂界浓度满足大气污染物厂界浓度限值，但厂界外大气污染物短期贡献浓度超过环境质量浓度限值的，可以自厂界向外设置一定范围的大气环境保护区域，以确保大气环境保护区域外的贡献浓度满足环境质量标准”，根据估算结果，本项目污染物最大浓度占标率为 6.0178%，满足《环境空气质量标准》(GB3095-2026)中二级浓度限值要求，故无需设置大气环境保护距离。

(4) 大气环境影响分析

本项目新建加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，燃烧产生的废气经 8m 的烟囱高空排放，污染物排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 中新建燃气锅炉标准限值。通过估算模式的计算结果可知，本项目排放的氮氧化物最大地面浓度为 15.0444 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《环境空气质量标准》(GB3095-2026)中过渡阶段二级浓度限值要求，本项目污染物在过渡阶段及过渡阶段后最大浓度占标率均为 6.0178%，对周围大气环境的影响较小，无需设置大气环境保护区域。

5.1.3 退役期

本项目退役期对大气环境的影响主要是施工产生的扬尘、运输车辆排放的尾气。

(1) 施工扬尘

运输车辆行驶扬尘与车辆行驶速度、风速、路面积尘量和积尘湿度等因素有关。施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内，在退役期施工过程中应采取以下措施：

- 1) 材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料洒落、风刮起的粉尘；
- 2) 运输车辆进入居民区附近施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生。
- 3) 在施工过程中，施工场地应定时适量洒水，并在大风天加大洒水量及洒水次数，使作业面保持一定的湿度；

采取上述措施后，可有效降低退役期施工过程中产生的扬尘，颗粒物浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 中无组织排放监控浓度限值要求。

施工扬尘对周边敏感目标影响具有一定的时段性，这种影响随着施工的开始而消失。

(2) 车辆尾气

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

5.1.4 大气环境影响评价结论

项目施工期产生的废气主要为施工扬尘、施工机械废气和少量焊接烟尘，通过采取采用洒水抑尘、设置施工围挡、遮盖苫布，车辆控制燃油消耗量、定期保养，优化焊接工艺等措施后对周围大气影响较小，且环境影响施工结束后影响即消除，施工期场界颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2中无组织排放监控浓度限值要求，对区域空气环境及环保目标的影响较小。

运营期放的污染物为加热炉烟气及烃类气体，主要的污染物为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃，加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，燃烧产生的废气经8m的烟囱高空排放，污染物排放满足《锅炉大气污染物排放标准》

（GB13271-2014）表2中新建燃气锅炉标准限值。源141转油站内油气集输及处理全部采用密闭工艺流程，场站内设备阀门进行密封、防腐处理，确保了油田特征污染物非甲烷总烃挥发量降至最低，通过采取上述措施，能够确保源141转油站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）5.9中规定要求，通过估算模式的计算结果可知，本项目排放的氮氧化物最大地面浓度为15.0444μg/m³，满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中二级浓度限值要求，对周围大气环境的影响较小，无需设置大气环境防护区域。大气环境影响评价自查表见附表1。

5.2 地表水环境影响评价

本项目评价范围内无地表水体，施工期对地表水体可能造成污染的污染源主要是废旧设备清洗废水、新建装置试压废水、生活污水、污染因子主要为石油类、COD、氨氮、SS。运营期不新增废水污染物排放。根据《环境影响评价技术导则地表水》（HJ2.3-2018）中 8.1.2，水污染影响型为三级 B 评价，主要评价内容包括：水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价，及依托污水处理站的环境可行性评价。

5.2.1 施工期

项目施工期废旧设备清洗废水及新建装置试压废水由罐车拉运至源二联含油污水处

理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。施工期生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。

（2）依托污水处理站的环境可行性

①含油污水处理站处理工艺及处理能力可行性分析

源二联合油污水处理站采用“一级沉降罐+气浮处理装置+两级双层滤料过滤罐”处理工艺，设计出水水质指标为“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 3\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”，设计污水处理量为 $1800\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际污水处理量为 $1220\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目废旧设备清洗废水及新建装置试压废水产生量约 322.1m^3 ，新增污水后源二联合油污水处理站处理量为 $1542.1\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为85.67%，满足废水处理需求。

②含油污水处理站处理达标后回注的环境可行性分析

本次委托大庆中环评价检测有限公司对源二联合油污水处理站出水水质进行监测，根据监测结果可知，源二联合油污水处理站处理后的含油污水含油量在 $1.87\sim 2.71\text{mg/L}$ 之间，悬浮固体含量在 $2\sim 3\text{mg/L}$ 之间，悬浮物颗粒直径中值为 $1\mu\text{m}$ 。处理后的污水均满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求，处理后污水回注油层，符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）中相关要求。

综上所述，本项目施工期废水均得到合理有效的处理，对区域内地表水环境影响较小。

5.2.2 运营期

本项目正常工况下不新增废水污染物排放，不会对区域地表水体造成影响，本项目事故状态下可能对地表水体造成污染的污染途径主要为场站内设备及管道泄漏事故，从而可能导致原油或污水泄漏直接进入或者通过地表径流进入周边地表水，对地表水环境造成污染影响。

在油田生产建设及运营过程中，应加强管理，同时确保各项污染控制措施及事故应急措施切实落实，可有效的避免原油或含油污水的泄漏对周围地表水的环境影响，主要控制措施如下：

（1）站内新建的分离缓冲游离水脱除器区域、除油干燥组合装置区域、2.5MW节能提效加热炉区域为一般防渗区，采取区域地面防渗层铺设 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行

防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，能有效防止设备泄漏污染地表水。

(2) 定期对场站内设备及管道腐蚀情况进行检测，定期检测管道壁厚，发现问题及时处理，可有效的防止泄漏事故发生。

(3) 项目新建压力监控系统进行实时压力监控，一旦发生泄漏压力就会出现异常，工作人员可第一时间发现，发现后采取关闭机泵等措施进行控制。

(5) 大庆头台油田开发有限责任公司在运营管理中制定严格有效的日常管理和抢险维修制度，加强日常巡检和各种内外检测工作，做好应急抢险演练。

(6) 大庆头台油田开发有限责任公司配备有围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，若一旦原油泄漏到地表水体，可在发生泄漏事故时对产生的污水进行及时回收和处理。可将事故造成的影响降至最小，避免对周围地表水环境产生大面积污染。

综上，事故状态下，在采取以上措施后，运营期对地表水环境产生的影响较小。

5.2.3 退役期

本项目退役期装置内介质均输送至后续集输系统处理，退役设备清洗废水由罐车拉运至源二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层，不外排，不会对周边地表水产生影响。退役期生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。本项目退役期废水均得到合理有效的处理，不会对区域内地表水体产生不良影响。

5.2.4 地表水环境影响评价结论

本项目在施工期、运营期、退役期情况下，采取了较为完善的环境保护措施，对地表水环境不会产生不良影响。在事故状态下，尤其是发生原油泄漏的情况下，若发现或处理不及时会对地表水环境产生一定影响。因此，运营期应加强检测、巡检巡视，及时发现问题及时处理，尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

5.3 地下水环境影响预测与评价

5.3.1 正常情况下地下水环境影响分析

(1) 施工期

本项目施工期可能对地下水产生影响的因素主要为废旧设备清洗废水、试压废水、生活污水、含油污泥等。为了避免污染地下水和土壤，本项目废旧设备清洗废水及新建装置试压废水由罐车拉运至源二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-

2022) 限值要求后回注油层。施工期生活污水排入场站内生活污水收集装置, 定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。废旧设备清淤期间, 作业区铺设防渗布, 防止清淤含油污泥滴落地面污染土壤和地下水, 施工结束后含油污泥及含油废防渗布经收集后暂存于头台联危险废物暂存池, 定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。采取以上措施后, 本项目施工期正常情况下不会对地下水产生影响。

(2) 运营期

项目运营期不新增废水排放, 项目运营期可能对地下水产生影响的污染物主要为含油污泥、含油废防渗布、废润滑油、废润滑油桶、含油抹布及废劳保用品等。新建设备检修期间, 为防止污油泥散落, 需铺设防渗布, 检修结束后含油污泥及含油废防渗布经收集后暂存于头台联危险废物暂存池, 定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置, 检修期间产生的废润滑油、废润滑油桶、含油抹布及废劳保用品均不在厂区存储, 经密闭收集后暂存于头台油田危险废物贮存库, 定期委托有资质单位处理。因此, 项目运营期正常工况下对地下水产生影响的可能较小。

为防止事故状态下原油或含油污水泄露, 站内新建设备区域采取了分区防渗措施, 站内新建的分离缓冲游离水脱除器区域、除油干燥组合装置区域、2.5MW 节能提效加热炉区域为一般防渗区, 采取区域地面防渗层铺设 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗, 同时场站内新建设备均为地上式, 且均设置了压力监控系统接入站内仪表台, 若发生泄露能够且正常状况站场运行不会对地下水造成影响。

(3) 退役期

建设项目退役期间, 场站退役设备清淤产生的含油污泥经收集后暂存于头台联危险废物暂存池, 定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。拆除退役的场站设备和设施, 恢复场站场地土地使用功能, 切断了地下水污染源, 区域内的潜水含水层和承压含水层均不再受石油开采场站的影响。

5.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

(1) 污染途径

运营期间, 分离缓冲游离水脱除器、除油干燥组合装置、节能提效加热炉等设备可能因老化、腐蚀穿孔引起原油泄漏, 多发生在投产若干年后, 一旦泄漏会有原油、含油污水溢出, 若防渗层破损会对环境造成污染, 但发生泄漏时因压力变化较易发现, 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。设备泄漏原油、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，泄漏一般不会对承压水造成影响。

(2) 预测情景模式

根据以上分析，本项目最有可能对地下水造成污染且不易被发现的情景包括设备泄露。

本项目预测情景模式见表 5.3-1。

表 5.3-1 地下水预测情景模式一览表

序号	泄漏类型	影响层位	场景选择	
			持续泄漏	短时泄漏
1	设备腐蚀造成的含油物质渗漏	潜水	√	—

根据以上情景模式，预测事故状态下对区域潜水层（第四系上更新统孔隙潜水含水层）的影响。

情景二：池体渗漏

(1) 预测源强

本项目新建的分离缓冲游离水脱除器、除油干燥组合装置、2.5MW 节能提效加热炉可能因腐蚀、老化造成原油或含油污水泄露，同时防渗层破损，可能造成对地下水的污染，正常工况下，设备区域采取区域地面防渗层铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 。项目选取最不利环境影响（单位时间内渗漏量最大），即分离缓冲游离水脱除器渗漏及防渗层破损的情景进行预测分析。

本项目单台分离缓冲游离水脱除器防渗层面积约 40m^2 ，考虑最不利情况，假设防渗层完全不发挥作用，参考《给水排水构筑物工程施工及验收规范》（GB50141-2008）中满水试验合格标准：渗水量不得超过 $2\text{L} / (\text{m}^2 \cdot \text{d})$ ，事故状态下渗漏源强以最大允许渗水量 10 倍考虑，即泄漏量为 $20\text{L} / (\text{m}^2 \cdot \text{d})$ ，由于新建的分离缓冲游离水脱除器均为地上式，且均设置压力监控系统进行实时压力监控，若发生泄露可在 1h 内发现并处理，则分离缓冲游离水脱除器事故状态下泄漏量为 33.3L，原油密度为 0.8649g/cm^3 ，则原油泄露量为 28830g。由于地上式设备泄露容易被发现，所以按照瞬时泄露考虑。

(2) 预测因子

分离缓冲游离水脱除器发生泄漏，导致原油泄漏，污染物有石油类、挥发性酚类等。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。在分离缓冲游离水脱除器发生泄漏情景下，原油泄漏的主要污染因子为石油类，挥发性酚类的含量远低于石油类，本次评价最终选取石油类作为预测特征因子。预测第 100 天、1000 天、5475d（15 年）石油类在潜水中的运移情况。

(3) 预测模型

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

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

式中：

x, y —计算点处的位置坐标；

t —时间，d；

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M —含水层的厚度，m；

m_M —单位时间注入的质量，kg；

u —水流速度，m/d；

n —有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d 。

π —圆周率。

④参数选取

根据达西定律 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ ，根据《黑龙江省大庆市地下水资源调查评价报告》，本项目所在区域潜水为第四系上更新统孔隙潜水，岩性为亚砂土，参照《环境影响评价技术导则地下水》（HJ610-2016）附录 B 水文地质参数经验值表， $K_{\text{潜水}} = 0.5\text{m/d}$ ， $n_e \text{ 潜水} = 0.336$ ，根据区域潜水等水位线与距离确定 $I_{\text{潜水}} = 0.0002$ ，有效评价区内潜水含水层地下水流速为 0.000298m/d 。潜水含水层厚度 10-40m，考虑最不利情况，潜水含水层厚度取 10m。弥散系数：区域地下水纵向弥散系数 $0.5\text{m}^2/\text{d}$ ，横向弥散系数 $0.03\text{m}^2/\text{d}$ 。

选取地下水石油类 $\leq 0.05\text{mg/L}$ （参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准执行），石油类最低检出限为 0.01mg/L ，化学反应常数为 0。

(5) 预测结果

设备渗漏 100d、1000d、5475d 对潜水的的影响预测结果见表 5.3-2、图 5.3-1~图 5.3-3。

表 5.3-2 池体渗漏对地下水的影响预测结果表

污染物	预测时间	超标最远距离	超标面积	最远影响距离 (最大迁移距离)	影响面积

石油类	100 天	38m	1078m ²	42m	1325.25m ²
	1000 天	98.3m	7249m ²	113.3m	9719m ²
	5475 天	183.6m	25400m ²	226.6m	38940m ²

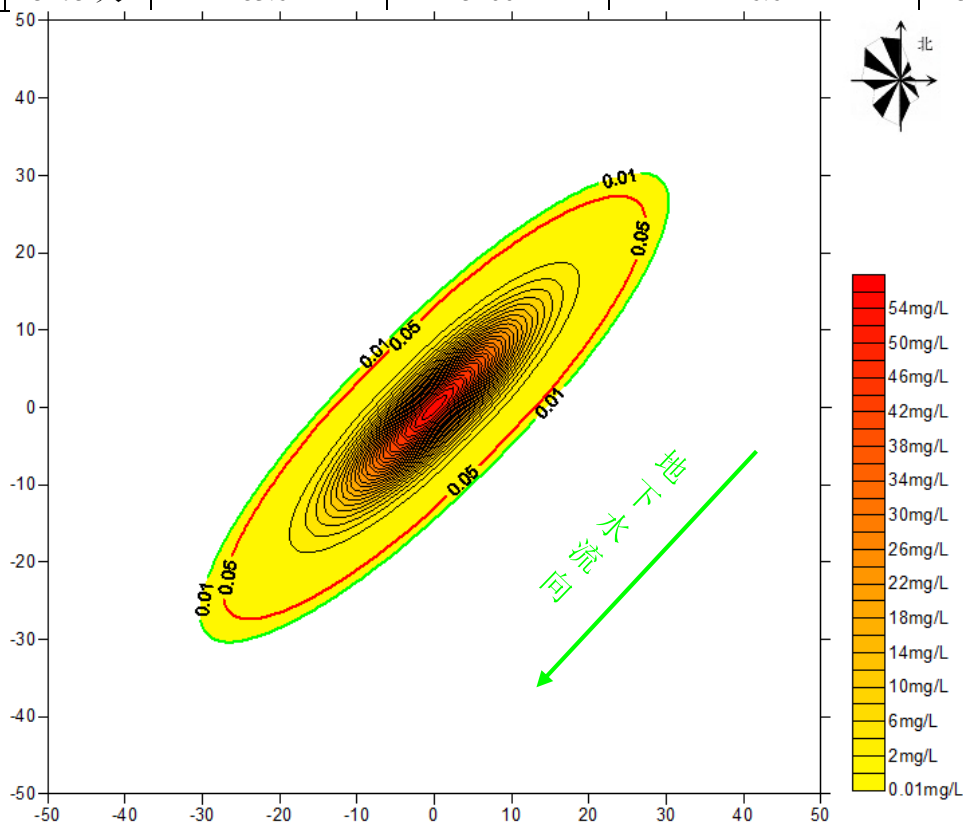


图 5.3-1 设备渗漏后 100 天污染物浓度分布图 (污染源点: 0, 0)

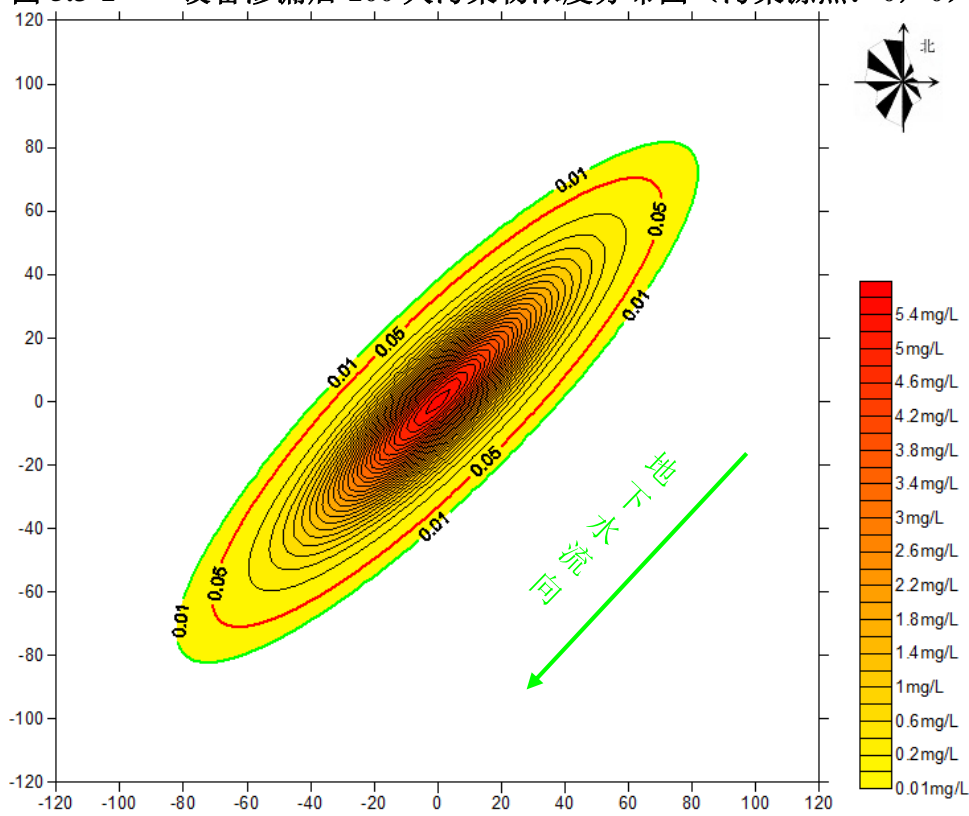


图 5.3-2 设备渗漏后 1000 天污染物浓度分布图 (污染源点: 0, 0)

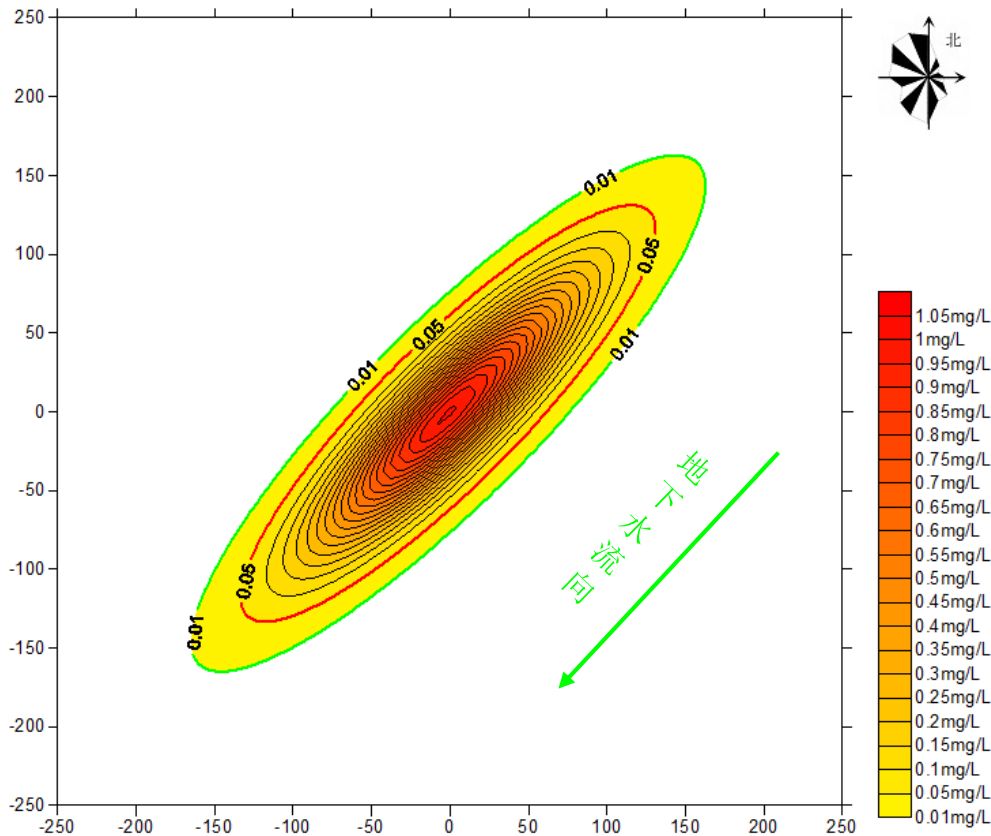


图 5.3-3 设备渗漏后 5475 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，设备泄漏 100d 后，超标距离最远为 38m，影响距离最远为下游 42m；设备泄漏 1000d 后，超标距离最远为 98.3m，影响距离最远为下游 113.3m；设备泄漏 5475d 后，超标距离最远为 183.6m，影响距离最远为下游 226.6m。距离本项目最近的饮用水源井为源 141 转油站东北侧 1820m 的三合村饮用水井，该饮用水井不在设备泄漏影响范围内，因此本项目设备泄漏对周边村屯地下水环境的影响较小。

本项目非正常情况下设备渗漏可能会对区域内潜水产生影响，为避免设备渗漏对潜水的影 响，本项目设备区域采取一般防渗措施，采取区域地面防渗层铺设 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，每天对设备运行情况及设备区域防渗层进行检查，发现泄露停止设备运行，及时将设备内原油或含油污水输送至事故排污池暂存，并在泄漏点周围修筑围堤，控制含油污水扩散范围，并对设备及防渗层进行修补，修补完成后及时清理被污染的土壤。采取以上措施后可有效预防设备渗漏，非正常情况下可有效阻止原油泄漏进入地下水，对潜水的影 响较小。

5.3.3 地下水环境影响评价结论

项目正常情况下不会对周边地下水造成明显影响，非正常状态下，当设备泄漏 100d、1000d、5475d 时，随着时间增加，污染物超标范围有所增加，下游 38m、98.3m、113.3m

范围内石油类超出了《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 II 类标准限值。非正常状态下地下水影响范围内无地下水饮用水井，因此本项目对周边村屯地下水环境的影响较小。

5.4 声环境影响预测与评价

5.4.1 施工期

项目施工期噪声主要来源于站场施工过程中施工机械和车辆运行噪声。

本工程施工期主要噪声源包括挖掘机、推土机、吊装机、电焊机等设备噪声及运输车辆的交通噪声。将各种施工机械等近似为点声源，采用最大噪声值，仅考虑距离衰减进行计算，可得到施工期各种机械等在不同距离处的噪声贡献值，采用无指向性点声源几何发散衰减的基本公式。

无指向性点声源几何发散衰减的基本公式：

$$L_P(r) = L_P(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_P(r)$ ——预测点处声压级，dB；

$L_P(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声压级，dB；

r ——预测点距声源的距离；

r_0 ——参考位置距声源的距离。

施工机械噪声衰减结果见表 5.4-1。

表 5.4-1 施工期施工机械噪声统计表 单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值						
	5m	10m	50 m	100 m	150 m	200 m	300m
挖掘机	90	83.98	70.00	63.98	60.46	57.96	54.44
推土机	88	81.98	68.00	61.98	58.46	55.96	52.44
吊装机	90	83.98	70.00	63.98	60.46	57.96	54.44
电焊机	70	63.98	50.00	43.98	40.46	37.96	34.44
运输车辆	90	83.98	70.00	63.98	60.46	57.96	54.44

本项目夜间不施工，由上表可知，本项目的施工噪声经过距离的衰减，在 50m 以外能够达到《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）昼间≤70dB 的要求，根据现场调查，本工程 200m 范围内无声环境敏感点，施工噪声对周边声环境敏感点基本无影响。为确保施工场界达标施工期拟采取以下措施：

①降低设备噪声。选用低噪声设备，注意对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度。

②合理安排施工进度，减少施工时间，不在夜间施工，调整同时作业的施工机械数量，

降低对周围环境的影响。

③合理布置施工现场，避免在同一地点安排较多的动力机械。

④施工期运输车辆的运行路线应远离周围的居民区，合理选择路线进行绕行、避让措施，临近居民区应减少汽车鸣笛的次数，减速慢行，减少车辆噪声对居民区的不利影响。

⑤在施工场界设置施工围挡，降低噪声影响。

在采取了上述措施后，场站施工场界噪声可以满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）标准要求。施工噪声对周围环境的影响较小，且施工期噪声对环境的影响是暂时性的，随着施工结束，其影响也随之消失。

5.4.2 运营期

(1) 声源源强

本项目运营期噪声源主要来自场站内新建设备及配套机泵运行噪声，由于本项目分离缓冲游离水脱除器、除油干燥组合装置均为原址更换，因此本项目仅选择新增的加热炉进行预测，分析本项目源 141 转油站工业企业噪声源强调查清单（室外声源）见表 5.4-2。

表 5.4-2 源 141 转油站工业企业噪声源强调查清单（室外声源）

序号	声源名称	空间相对位置/m			声源源强/ dB(A)	声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z			
1	2.5MW 节能提效加热炉	82.11	8.41	1.2	95		

(2) 环境数据

通过资料收集，影响声波传播的各类参数见表 5.4-3。

表 5.4-3 影响声波传播的各类参数统计

序号	参数	取值
1	年平均风速和主导风向	3.7m/s，西北风
2	项目区域年平均气温	3.3℃
3	年平均相对湿度	63%
4	大气压强	101325Pa
5	声源和预测点间的地形、高差	平原，1.2m
6	声源和预测点间障碍物（如建筑物、围墙等）的几何参数	无
7	声源和预测点间树林、灌木等的分布情况以及地面覆盖情况	草地

(3) 预测方法

本次评价采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）中推荐的室外声源模式对场站厂界噪声贡献值和进行预测。

$$L_p(r) = L_w + DC - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

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

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

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

式中：

$L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

L_w ——由点声源产生的声功率级（A计权或倍频带），dB；

DC ——指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} ——几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} ——地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} ——障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} ——其他多方面效应引起的衰减，dB

α ——空气吸收系数，dB/100m；取相对湿度 63%，温度 3.7°C 时的值；

r 、 r_0 ——声源至预测点和测量点的距离。

(4) 预测结果

源 141 转油站厂界噪声贡献值预测结果见表 5.4-4，源 141 转油站厂界叠加现状后噪声贡献值预测结果见表 5.4-5，源 141 转油站噪声贡献值预测结果图见图 5.4-1。

表 5.4-4 源 141 转油站厂界噪声贡献值预测结果 单位：dB(A)

预测场站	昼间噪声				夜间噪声			
	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
源 141 转油站	45.7	45.32	29.01	30.47	45.7	45.32	29.01	30.47

表 5.4-5 源 141 转油站厂界叠加现状后噪声贡献值预测结果 单位：dB(A)

源 141 转油站	噪声现状值		噪声贡献值		噪声预测值		噪声标准值		超标和达标情况	
	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
东厂界	45.9	41.7	45.7	45.7	48.81	47.16	60	50	达标	达标
南厂界	48.5	44.6	45.32	45.32	50.2	47.98	60	50	达标	达标
西厂界	46.6	42.7	29.01	29.01	46.68	42.88	60	50	达标	达标
北厂界	47.7	43.5	30.47	30.47	47.78	43.71	60	50	达标	达标

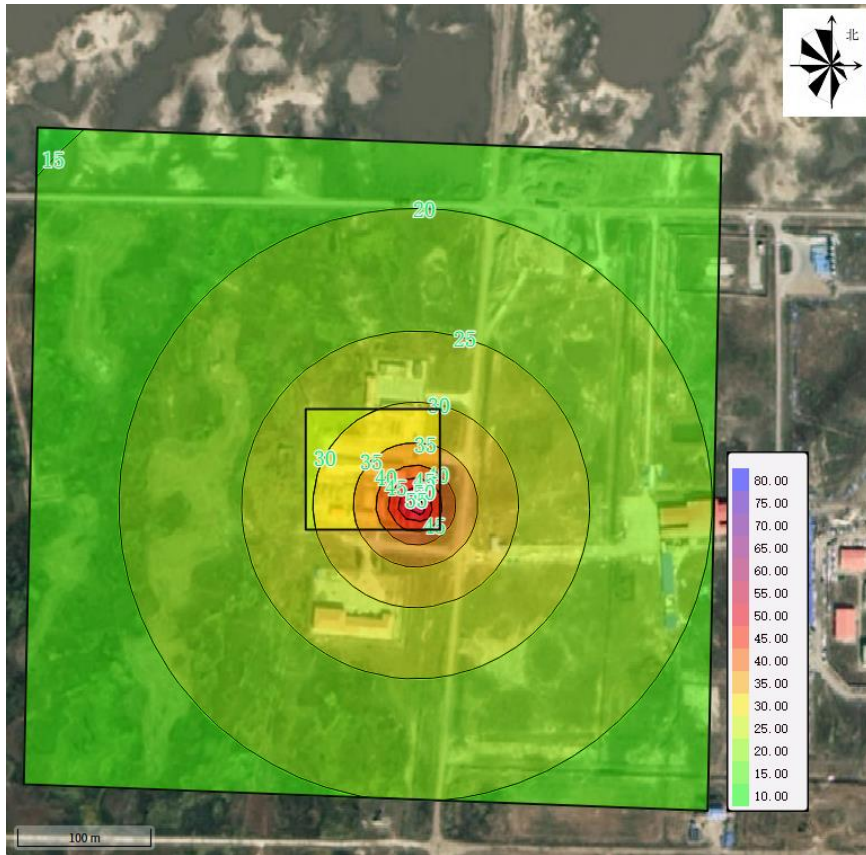


图 5.4-1 源 141 转油站噪声贡献值预测结果图

由预测结果可知，源 141 转油站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，源 141 转油站 200m 范围内无声环境敏感点，源 141 转油站运行对周边声环境影响较小。

5.4.3 退役期

本项目退役期产生的噪声主要施工机械和运输车辆噪声。退役期施工机械噪声衰减结果见表 5.4-6。

表 5.4-6 退役期施工机械噪声统计表 单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	5m	10m	50 m	100 m	200 m	300 m
挖掘机	90	83.98	70.00	63.98	57.96	54.44
推土机	88	81.98	68.00	61.98	55.96	52.44
吊装机	90	83.98	70.00	63.98	57.96	54.44
运输车辆	90	83.98	70.00	63.98	57.96	54.44

本项目退役期仅在昼间施工，由上表可以看出，主要施工机械在 50m 以外均能够满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中昼间限值不超过 70dB（A）的要求。根据现场调查，本工程 200m 范围内无声环境敏感点，项目退役期产生噪声对周边声环境

影响较小，且噪声对环境的影响是暂时性的，随着施工结束，其影响也随之消失。

5.5 固体废物环境影响分析

5.5.1 施工期

施工过程中产生的固体废物主要为含油废防渗布、含油污泥、废旧设备、施工废料、建筑垃圾、生活垃圾等。

(1) 一般工业固体废物

① 施工废料

本项目施工废料主要为焊接施工中产生的废焊条，属于一般工业固体废物，施工废料经收集后拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理，对周围环境影响较小。

② 废旧设备

本项目拆除的废旧设备全部回收至大庆头台油田开发有限责任公司物资库，对环境影响较小。

(2) 危险废物

① 含油废防渗布

根据《国家危险废物名录（2025年版）》，施工期产生的含油废防渗布属于HW08类危险废物，危险废物代码为900-249-08，由建设单位收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期委托有资质单位处理，不排入外环境，对环境影响较小。

② 含油污泥

根据《国家危险废物名录（2025年版）》，清淤产生的含油污泥为危险废物，危废类别为HW08废矿物油与含矿物油废物，危废代码为071-001-08，含油污泥经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置，不排入外环境，对环境影响较小。

(3) 建筑垃圾

本项目拆除废旧设备的基础产生的建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理，对环境影响较小。

(4) 生活垃圾

项目施工期生活垃圾统一收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

综上所述，施工期产生的固体废物均得到分类收集，妥善、有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

5.5.2 运营期

本项目运营期产生的固体废物主要是非正常工况下产生的含油污泥、含油废防渗布、废润滑油、废润滑油桶、含油抹布及废劳保用品。

(1) 含油污泥

本工程新建设备每年检修时，需先清理其中的含油污泥，含油污泥含有石油类等有害成份，主要成份是水、砂和石油类。根据《国家危险废物名录（2025年版）》及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，属于危险废物，废物类别均为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，含油污泥危废代码为 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚。含油污泥经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。含油污泥均由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，拉运过程中按照指定的拉运路线、尽量避开村屯等敏感点进行运输，同时罐车上配备铁锹等应急工具。

项目运营期含油污泥只要采取合理的废物回收、处置方案，对环境影响较小。

(2) 含油废防渗布

本工程新建设备每年检修时，为防止油污泥散落，需铺设防渗布，检修期间产生的含油污泥可能会滴落到防渗布上，会产生含油废防渗布，根据《国家危险废物名录（2025年版）》，含油防渗布属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 900-249-08，由建设单位收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期委托有资质单位处理。

(3) 废润滑油

本项目新建设备及配套机泵检修时，会产生少量废润滑油，根据《国家危险废物名录（2025年版）》，废润滑油属于危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-214-08 车辆、轮船及其它机械维修过程中产生的废发动机油、制动器油、自动变速器油、齿轮油等废润滑油，废润滑油由塑料桶收集密闭暂存于头台油田危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

④废润滑油桶

本项目新建设备及配套机泵检修时，会更换润滑油，产生废润滑油桶，根据《国家危险废物名录（2025年版）》，废润滑油桶属于危险废物，废物类别为 HW49 其他废物，废物代码为 900-041-49 含有或者沾染毒性、感染性危险废物的废弃的包装物、容器、过滤吸附介质，废润滑油桶经收集后暂存于头台油田危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

⑤含油抹布及废劳保用品

本项目新建设备及配套机泵检修时，会产生少量含油抹布及废劳保用品，根据《国家危险废物名录（2025年版）》，含油抹布及废劳保用品属于危险废物，废物类别为HW49其他废物，废物代码为900-041-49含有或者沾染毒性、感染性危险废物的废弃的包装物、容器、过滤吸附介质，含油抹布及废劳保用品由塑料桶收集密闭暂存于头台油田危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

5.5.3 危险废物环境影响评价

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

从事危险废物收集、贮存、运输经营活动的单位应具有危险废物经营许可证。在收集、贮存、运输危险废物时，应根据危险废物收集、贮存、处置经营许可证核发的有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等；危险废物产生单位内部自行从事的危险废物收集、贮存、运输活动应遵照国家相关管理规定，建立健全规章制度及操作流程，确保该过程的安全、可靠。

危险废物转移过程应按《危险废物转移管理办法》执行。

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

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

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

5.5.3.1 危险废物收集及储存分析

本项目产生的含油污泥，废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物，废物代码均为071-001-08；含油废防渗布、废润滑油废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物，含油废防渗布废物代码为900-249-08，废润滑油废物代码为900-214-08；废润滑油桶、含油抹布及废劳保用品废物类别为HW49其他废物，废物代码为900-041-49。

本工程产生的危险废物即产集运，不在站内暂存，危险废物均由有资质的单位按照《危险废物收集贮存运输技术规范》要求进行运输管理。

5.5.3.2 危险废物转运

危险废物转移过程中应按《危险废物转移管理办法》执行。

本工程危险废物转运将严格执行危险废物转移制度。危险废物在运输工程中严格控制运输车辆密闭性，避免“跑、冒、滴、漏”情况发生。危险废物的运输由资质单位按照《危险废物收集贮存 运输技术规范》要求进行运输管理，危险废物的转移过程应按照《危险废物转移管理办法》执行。在运输过程中，尽量选择硬质路面的路线进行运输，同时要在厂区内的运输路线上经常洒水降尘，减少扬尘污染；运输过程中要避开居住区等敏感区，合理安排运输时间，避免夜间运输，减少噪声污染；同时尽量挑选较好的天气进行运输，避免在雨雪大风等天气条件下运输。

一旦运输过程发生意外事故，运输单位及相关部门应根据风险程度采取如下措施：

(1) 设立事故警戒线，启动应急预案，并按《突发环境事件信息报告办法》（2011年5月1日起施行）要求进行报告；

(2) 应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；

(3) 对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相应的清理和作复；

(4) 清理过程中产生的所有废物均应按危险废物进行管理和处置；

(5) 进入现场清理和包装危险废物的人员应受过专业培训，并佩戴相应的防护工具。

采取本环评提出的预防及治理措施后，危险废物转运对周围环境影响较小。

5.5.3.3 危险废物处置

本工程产生的含油污泥经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置；含油废防渗布收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期委托有资质单位处理；废润滑油、废润滑油桶、含油抹布及废劳保用品经收集后密闭暂存于头台油田危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定，“环评阶段已签订利用或者委托处置意向的，应分析危险废物利用或者处置途径的可行性。暂未委托利用或者处置单位的，应根据建设项目周边有资质的危险废物处置单位的分布情况、处置能力、资质类别等，给出建设项目产生危险废物的委托利用或处置途径建议。”

本工程建设单位尚未签订含油废防渗布、废润滑油、废润滑油桶、含油抹布及废劳保用品的委托处置协议。根据黑龙江省核发的危险废物处理资质单位名单，有能力处理该类危险废物的企业有大庆圣德雷特化工有限公司和大庆市云泰石化产品有限公司，详细情况如下：

大庆圣德雷特化工有限公司经营范围包括 HW08-废矿物油与含矿物油废物(071-001-

08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08、900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-204-08、900-210-08、900-212-08、900-213-08、900-214-08、900-215-08、900-216-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08、900-221-08、900-222-08、900-249-08），HW08 类核准经营规模 50000t/a，HW49 类 25 万只/年。

大庆市云泰石化产品有限公司经营范围包括 HW08 废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、900-199-08、900-200-08、900-210-08、900-214-08、900-221-08、900-222-08、900-249-08）；HW49 其他废物，HW08（80000t/a），HW49（20000t/a）。

大庆圣德雷特化工有限公司、大庆市云泰石化产品有限公司有资质处理本工程产生的危险废物，且处理能力均能够满足本工程处理需求。

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

5.5.4 退役期

退役期产生的固体废物主要为含油污泥、废旧设备、建筑垃圾、生活垃圾。

含油污泥经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。拆除的废旧设备全部回收至大庆头台油田开发有限责任公司物资库。建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理。生活垃圾统一收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

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

5.5.5 固体废物环境影响评价结论

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

5.6 生态环境影响评价

本项目生态影响评价等级为三级评价，按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），本次评价采用类比分析法预测分析工程对土地利用、植被、野生动植物等的影响。

本项目开发区域无重要物种分布，因此工程开发不会造成重要物种的活动、分布及重要生境变化，同时，本项目评价区不是国家重点保护野生动物的集中栖息地和繁殖地，区

域内野生动物仅为一些常见种类。工程场站建设对周围生态环境造成影响较小。

5.6.1 施工期生态环境影响分析

5.6.1.1 对土地利用的影响分析

本项目生态评价范围内主要以草地为主。本项目新增永久占地 0.016hm²，本工程永久占地在原来连续分布的生态环境中形成斑块，但由于本项目永久占地面积较小，对项目区域土地利用结构影响较小。

5.6.1.2 占地对生态环境的影响

(1) 永久占地生态环境影响

本工程建设永久占用的土地主要是场站占地，永久占用草地 0.016hm²。本工程永久占地在原来连续分布的生态环境中形成生态斑块，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。本工程永久占地虽然在一定程度上影响到地表植被生长，使部分土地失去了原有的生物生产功能和生态功能，土地利用类型转变为工业用地，但由于永久占地面积较小，因此对区域生态环境不会造成较大影响。该项目投产后在生产期内永久占地的生物量将永久损失，其影响是长期且不可逆的。

本项目施工前应剥离永久占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良。本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。

(2) 取弃土的影响

本工程没有弃土不设弃土场，工程需要取土量为 80m³，用于场站的筑高。工程取土采用外购方式，不自行开采，卖方负责取土后的取土场的生态恢复。

5.6.1.3 工程建设对生态环境的影响

该项目工程建设对生态环境的影响主要来自场永久占因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏、材料占地等活动，造成土壤板结、植被剥离，在原来连续分布的生态环境中，产生生态斑块，造成地貌及地表温度、水分等物理异常，进而影响生态环境的类型和结构；但由于本项目永久占地较小，且施工前对永久占地内的表土进行了剥离再利用，对油田开发区的生态系统影响有限。

5.6.1.4 对植被的影响分析

本项目区域内未发现珍稀保护植物。由于本工程永久占地面积较小，且施工前对永久占地内的表土进行了剥离再利用，建设单位按相关规定对进行补充。所以不会对当地地表植被产生大的影响。

本项目永久占用草地 0.016hm²。草地上干草产量按 2.5t/hm² 计算，共损失干草 0.6t（永久占地按 15 年计算），干草价格按 700 元/t 计算，本工程损失干草经济价值约为 0.042 万元，永久占用草地采取经济补偿措施。

5.6.1.5 对动物的影响分析

本工程所在区域属于传统油田开发区域，长期受人为干扰和开发影响，区内野生动物种类、数量较少，本项目建设对动物影响程度不明显。

（1）对哺乳类动物的影响

项目建设过程中，在局部地区由于人类活动的加剧，垃圾、食物等会随之增加，从而吸引一些鼠类，可能会造成这些区域鼠类的种群数量上升，导致这些区域的小型兽类种群结构发生改变。同时，施工期对土地的占用都会直接破坏地表原有植被，使区域内分布的部分野生动物特别是草食性动物的食物减少，从而影响野生动物觅食。与此同时，工程建设造成动物栖息地减少，对它们的生存产生一定影响。

（2）对鸟类的影响

麻雀、喜鹊、灰喜鹊等均为本区常见种，由于鸟类活动受空间限制较小，工程建设对鸟类的觅食影响不大。但由于鸟类容易受到强频振动和噪声的影响，且噪声级大小是影响鸟类繁殖的重要因素，因此，施工期的噪声可能对项目沿线附近的鸟类繁殖产生一定的影响。此外，作业车辆与施工人员的增加与流动也会对鸟类产生影响。沿线未发现珍稀鸟类，项目建设与运行对鸟类繁殖影响不是很大。

本项目完工后，随着施工范围内施工影响的消失和植被的逐渐恢复，动物的生存环境逐步得以复原，部分暂时离开的动物可以回到原来的栖息地，部分动物可能在新的地点建立新的适生环境。施工造成的对动物活动的影响消失。

由现场调查可知，项目附近区域内的野生动物的种类和数量较少，区域内野生动物已基本适应存在多年油田开发的现有生态环境，种类和数量无明显变化，油田开发不会使整个评价区动物种类组成发生明显变化，也不会造成某一动物物种的消失。说明运行多年的油田作业对油田开发区域的野生动物的影响在可接受范围内，本项目的建设对周围野生动物的影响较小。

5.6.1.6 防沙治沙影响分析

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

《黑龙江省防沙治沙条例》第二十六条规定：“油气勘探开发以及矿产资源开采应当按照规划组织实施，并将地表植被恢复和建设纳入规划。在开发和开采前，应当进行环境

影响评价，依法提交包括有关防沙治沙内容的环境影响报告。县级以上人民政府林业、国土资源、环境保护、草原等行政主管部门应当对开发和开采单位的地表植被恢复情况进行监督检查。”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。”

根据现场勘查，本工程开发区域沙化土壤分布较少，主要地类为土壤性能良好的草地，区域内沙化土地所占的比重较小，为减轻植被破坏和受工程影响可能导致的沙化现象，防患于未然，建设单位应采取以下措施进行控制：

①施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，施工期间划定施工活动范围，项目在永久占地内进行施工，不新增临时占地，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，避免开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

②施工作业避免在大风天施工。

③做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施，确保土方水土流失得到有效控制。通过以上措施，可有效防止土地沙化。

5.6.1.7 对区域水土流失环境影响分析

本项目位于大庆市肇源县头台镇，根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030年），本项目所在地属于市级水土流失重点治理区，该区域的工作重点是采取工程、林草、封育治理和耕作等措施，进行水、田、林、草、路统一规划、综合治理，增强防洪排涝、抗御干旱等自然灾害的能力。推广先进适用的科技成果，加快治理进度。治理后应强化监督管理和管护，巩固治理成果，促进区域生态环境恢复和经济发展。

本工程由于场站施工时车辆对土壤的碾压，人员对土壤的践踏，将改变原地表地貌状况，扰动原地貌，改变原地貌的状况和性质。工程施工破坏植被，新地貌失去植物根系的固土作用，雨水直接冲刷疏松、裸露的地表土，易造成水土流失；施工过程中，开挖回填后产生的弃渣松散堆积，结构疏松，胶结力差，抗侵蚀能力极低，遇暴雨产生径流，加大水土流失。为了更好的保持水土，建议采取以下水土流失防治措施。

①项目不在永久占地范围外施工，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围。

②土方开挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。

③做好人工绿化工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土

流失量。

④严禁在大风、大雨天气下施工，严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。

5.6.1.8 对黑土地的环境影响分析

根据项目的特点，项目场站工程选址无法避让草地（黑土地）。本项目新增总占地面积为 0.016hm²，均为永久占地，占地类型为草地（非基本草原）。本工程实施前编制土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。

本项目对新增永久占地 0.3m 厚表土进行剥离，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良。在采取以上措施后，项目对区域黑土地的影响较小。

5.6.2 运营期生态环境影响分析

油田生产运营期对植被的影响主要是事故状态下对周围生态环境产生的影响。本项目在设备腐蚀老化导致原油或含油污水泄漏、污染周围生态环境，对生态环境的影响主要表现为降低土壤透气、透水性，使植物生产受阻，同时如果附着在植物上会影响植物的光合作用，造成植物枯萎。因此发生事故时应将泄露的原油或含油污水控制在永久占地内，并及时对泄漏的油水进行回收，对被污染的土壤进行清理，清理结束后对受影响的区域进行恢复。

5.6.3 退役期生态环境影响分析

本项目在拆除各类设施的过程中会造成地表扰动，水土流失，产生一定的生态影响。因此本项目在拆除作业的过程中应合理安排作业计划和作业时间，尽量避开雨天作业，尽量减少场地的裸露时间，尽可能减少拆除作业造成的生态影响。拆除工作结束后，在开展场地土壤环境调查与评价，对永久占地内土壤环境质量进行检测，与环评时期背景值进行对比，确定本项目对土壤无污染后，应及时对受扰动场地进行平整，草地进行植被恢复。采取上述措施后项目退役期拆除作业对原有生态环境影响很小。

5.6.4 生态环境影响评价结论

本项目的开发建设将使区域内的生物量有一定程度的下降，在采取必要的生态保护措施后，可以最大程度减小对生态的不利影响，对生态的影响可以接受，在生态上是可行的。

5.7 土壤环境影响预测与评价

5.7.1 施工期土壤环境影响分析

本项目改造场站新增永久占地 0.016hm²，占地类型为草地（非基本草原），施工期间大型、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏、材料堆放等使土壤紧实度增高，加上施工期间对永久占地的表土剥离，容易引起土壤风蚀和水土流失，特别是风蚀，对土壤环境的影响表现在：

（1）破坏土壤结构

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

（2）土壤养分流失

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

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

（3）土壤侵蚀

本项目场站施工过程中地表植被被完全破坏，新增一定量的土壤侵蚀，挖出的表层土临时就近堆放，如果防护措施不当也会引起水土流失。本项目对新增永久占地 0.3m 厚表土进行剥离，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良，可有效减轻场站建设过程中对土壤环境的影响。

（4）施工期污染物对土壤的影响

施工期可能对土壤产生影响的污染物为清淤含油污泥，本项目场站内设备清淤阶段，地面铺设防渗布，可有效减少石油类进入土壤。

5.7.2 运营期土壤环境影响预测与分析

5.7.2.1 土壤污染途径

油田生产过程中对土壤环境的影响主要为非正常工况下清淤含油污泥对土壤的影响及事故状态下原油或含油污水的泄露可能对土壤环境造成破坏，对土壤的化学、生物性质等方面造成影响。

5.7.2.2 对土壤环境的影响

(1) 清淤含油污泥对土壤的影响

本项目场站内设备清淤阶段，地面铺设防渗布，同时将作业范围严格控制在场站占地范围内，可有效减少石油类进入土壤。

由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油烃在土壤中的迁移深度较浅。因此，油田土壤环境污染的分布为：污染物主要集中在场站永久占地内，各种污染物尤其是石油类污染物主要集中在土壤表层，迁移深度较浅。

(2) 原油或含油污水的泄露对土壤的影响

事故时排放的原油或含油污水量大且集中，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，及时对原油进行回收，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。

本项目土壤环境影响类型与影响途径见表 5.7-1。

表 5.7-1 本项目土壤影响类型与影响途径表

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

注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

根据上表可知，污染型影响型土壤环境影响源及影响因子识别见表 5.7-2。

表 5.7-2 污染影响型本项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
场站	设备腐蚀老化	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故

5.7.2.3 土壤环境影响预测与评价

(1) 预测评价范围

土壤预测评价范围与调查评价范围一致，为源 141 转油站边界外扩 0.2km 的土壤环境。

(2) 预测评价时段

评价时段为运营期。

(3) 情景设置

按项目正常状态情形为预测情景。

(4) 预测与评价因子

评价因子为石油烃（C₁₀-C₄₀）。

(5) 预测评价标准

《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。

(6) 预测评价方法

本次评价采用类比分析法，对项目运营过程中对土壤环境产生的影响进行定性分析。

(7) 预测结果分析

本项目为源 141 转油站改造项目，且分离缓冲游离水脱除器（三合一）、除油干燥组合装置均为原址更换，本次土壤评价通过类比现有场站永久占地内与占地外土壤监测监测数据对比情况，来判定本项目拟建油井对区域内土壤的影响。

本次对现有场站永久占地内及占地外土壤进行了监测，监测报告编号为中检（BH）字 2026 第 04-002 号，监测时间为 2026 年 4 月 7 日，场站永久占地内与占地外土壤监测数据对比情况见表 5.7-3。

表 5.7-3 场站永久占地内与占地外土壤监测数据对比表 单位：mg/kg

监测项目	监测点位及监测结果		风险筛选值 (建设用地 2 类)
	源 141 转油站永久占地内土壤 (拟更换 2 号三合一装置处、 拟更换 3 号三合一装置处、拟 建天然气除油干燥组合装置 处、拟建节能提效加热炉处、 现有 1 号三合一装置处、现有 泵房处、排污池附近)	永久占地外土壤（源 141 转油站西北侧 200m 草地、 源 141 转油站东北侧 200m 草地、源 141 转油站西南 侧 200m 草地、源 141 转油 站东南侧 200m 草地)	
pH	7.75~8.11	7.83~8.12	/
镉 (Cd)	0.07~0.11	0.07~0.1	65
汞 (Hg)	0.016~0.024	0.017~0.023	38
砷 (As)	3.23~3.44	3.24~3.42	60
铅 (Pb)	14~24	17~23	800
铬 (六价)	0~0	/	5.7
铜 (Cu)	12~23	13~20	18000
镍 (Ni)	19~25	19~25	900
水溶性盐总量	600~800	600~800	/
石油类	10~14	11~14	/

苯	未检出	/	4
甲苯	未检出	/	1200
乙苯	未检出	/	28
氯苯	未检出	/	270
苯乙烯	未检出	/	1290
间二甲苯+对二甲苯	未检出	/	570
邻二甲苯	未检出	/	640
氯乙烯	未检出	/	0.43
1,2-二氯苯	未检出	/	560
1,4-二氯苯	未检出	/	20
四氯化碳	未检出	/	2.8
氯仿	未检出	/	0.9
氯甲烷	未检出	/	37
1,1-二氯乙烷	未检出	/	9
1,2-二氯乙烷	未检出	/	5
1,1-二氯乙烯	未检出	/	66
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	/	596
反-1,2-二氯乙烯	未检出	/	54
二氯甲烷	未检出	/	616
1,2-二氯丙烷	未检出	/	5
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	/	10
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	/	6.8
四氯乙烯	未检出	/	53
1,1,1-三氯乙烷	未检出	/	840
1,1,2-三氯乙烷	未检出	/	2.8
三氯乙烯	未检出	/	2.8
1,2,3-三氯丙烷	未检出	/	0.5
硝基苯	未检出	/	76
苯胺	未检出	/	260
2-氯酚	未检出	/	2256
蒽	未检出	/	1293
萘	未检出	/	70
苯并[a]蒽	未检出	/	15
苯并[b]荧蒽	未检出	/	15
苯并[k]荧蒽	未检出	/	151
苯并[a]芘	未检出	/	1.5

茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	/	15
二苯并[a, h]蒽	未检出	/	1.5
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	4500
石油烃 (C ₆ -C ₉)	未检出	未检出	/

根据监测结果，该项目建设完成后，运营期源 141 转油站内永久占地内特征污染物石油烃的监测数值与占地外石油烃的监测数值差别不大，且均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值中第二类用地标准要求，监测报告见附件 6。以上分析说明企业在项目实施之后较好的落实污染防治措施，油田开发对土壤环境影响较小。

5.7.3 评价结论

综上所述，本项目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。本项目土壤环境影响评价自查表见附表 3。

5.8 环境风险分析

5.8.1 风险调查

本工程运营期涉及的主要危险物质是场站内的原油和伴生气，具有易燃、易爆的性质。物料的危险性分析如下：

(2) 原油

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

表 5.8-1 原油安全技术说明书

理化常数	序号	1967		
	CAS 号	/		
	中文名称	原油		
	英文名称	CrudeoU; Petrolemn		
	别名	石油		
	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体		
	闪点	<28℃		
	凝固点	18.3~19℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂。
	密度	相对密度（水=1）0.84~0.86	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（体积）	自燃温度	280℃~380℃

主要用途	主要用于生产汽油、航空煤油、柴油等发动机燃料以及液化气、石脑油、润滑油、石蜡、沥青、石油焦等，通过其馏分的高温热解，还用于生产乙烯、丙烯、丁烯等基本有机化工原料。
危险特性	易燃，蒸气与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高温能引起燃烧爆炸。与硝酸、浓硫酸、高锰酸钾、重铬酸盐等强氧化剂接触会剧烈反应，甚至发生燃烧爆炸。
健康危害	毒性：IV（轻度危害），属低毒类。 侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。 健康危害：未见原油引起急慢性中毒的报道。原油在分馏、裂解和深加工过程中的产品和中间产品表现出不同的毒性。长期接触可引起皮肤损害。
泄漏应急处理	根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。消除所有点火源。应急人员应佩戴正压式空气呼吸机，穿防火服，使用防爆等级达到要求的通讯工具。采取关闭阀门或堵漏等措施切断泄漏源。如果槽车或储罐发生泄漏，可通过倒罐转移尚未泄漏的液体。构筑围堤或挖坑收容泄漏物，防止流入河流、下水道、排洪沟等地方。收容的泄漏液用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。用砂土吸收残液。
防护措施	工程控制：生产过程密闭，全面通风。呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴正压式空气呼吸机。眼睛防护：必要时，戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴橡胶手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。
急救措施	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。食入：误服者给充分漱口、饮水，就医。
灭火方法	消防人员须穿全身防火防毒服，佩戴空气呼吸器，在上风向灭火。喷水冷却燃烧罐和临近罐，直至灭火结束。处在火场中若发生异常变化或发出异常声音，须马上撤离。 灭火剂：泡沫、干粉、砂土、二氧化碳。

(3) 伴生气（天然气）

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

表 5.8-2 天然气安全技术说明书

CAS 号		74-82-8	
中文名称		天然气	
分子式	CH ₄	外观与性状	无色无臭气体。
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃
沸点	-161.5℃	闪点	-188℃
熔点	-182.5℃	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚。

密度	相对密度（空气=1）0.55	稳定性	稳定
爆炸极限	空气中 5.3~15%（体积）	自燃温度	538°C
主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。		
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体 燃烧与爆炸特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。 燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳。		
健康危害	侵入途径：吸入 健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。		
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。		
防护措施	呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩带自吸过滤式防毒面具（半面罩）。眼睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴一般作业防护手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。		
急救措施	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。		
灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。		

5.8.2 风险识别

5.8.2.1 物料危险性识别

本项目涉及的危险物质为场站处理设备内的原油和天然气。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，项目各危险物质分类情况详见表 5.8-3。

表 5.8-3 危险物质分类表

时期	场站名称	危险特性		危险物质	最大存在总量 (t)
运营期	源 141 转油站	易燃物质	易燃气体	天然气（甲烷）	159.47
			易燃液体	原油	0.568

5.8.2.2 生产系统危险性识别

本工程涉及场站处理的介质具有易燃性质，因此，本工程场站主要事故类型是火灾、爆炸和原油油、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、管道的腐蚀、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。
- ⑥站场储罐破损，导致含油污水、原油泄露，污染土壤、地下水。

(5) 事故伴生/次生风险分析

在原油天然气发生火灾事故情况下，各装置及储运系统主要气态伴生/次生危害物质为物质燃烧、不完全燃烧所产生的 CO 及黑烟、飞灰等。

CO 危险特性：一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。**健康危害：**一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒：轻度中毒者出现头痛、耳鸣、心悸、呕吐、无力，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 10%；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤粘膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳、浅至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 30%；重度患者深度昏迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于 50%。**慢性影响：**能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。**环境危害：**对大气可造成污染。

本工程主要作业场所、生产设备设施环境风险识别见表 5.8-4。

表 5.8-4 工程环境风险识别表

主要设备及场所名称	危险介质	主要危险特性	影响环境
源 141 转油站	原油、含油污水、 天然气	火灾、爆炸、中毒、油水泄漏 污染	空气、地下水、地表 水、土壤

5.8.3 环境风险分析

5.8.3.1 事故状态下对大气环境影响

(2) 场站泄漏对环境空气的影响

项目场站原油均在设备中密闭处理，不具备发生火灾爆炸的条件。但是由于设备的阀门、法兰连接处泄漏，操作失误等情况下，导致大量原油泄漏或天然气释放，在空气中形成易爆炸气体，一旦遇有有点火源即可引发火灾、爆炸事故。

事故时天然气或原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量燃烧烟气、次生 CO，对大气环境造成短时的严重污染。

但由于场站各处均设有可燃气体报警装置，同时各设备均设有液面控制装置及压力监控装置，并进行信息化统计，当出现泄漏时，可及时切断泄露源，指挥人员进行处理，对周围环境影响是可接受的。

5.8.3.2 事故状态下对地表水环境影响

本项目运营期事故状态下对水体产生污染的途径主要为站场处理设备泄漏。本项目在运营期对处理设备定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起原油、含油污水泄漏污染环境。另外加强巡检巡视，及时发现问题及时处理事故，对泄漏原油及含油污水及时回收处理，本地区发生泄漏随地表径流进入水体的可能性不大，但可能在事故情况下对区块外的水体产生原油、含油污水泄漏污染环境，应该通过加强检测、巡检巡视、事故应急措施等事故预防和控制措施尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

5.8.3.3 事故状态下对地下水环境影响

本工程事故状态下对地下水污染途径主要是站场处理设备事故泄漏。一旦发生泄漏，含油污水就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。资料研究结果表明：石油类污染物在一般土壤中绝大部分集中在泄漏层以下 0-10cm 及 10-30cm 范围，一般下渗深度在 80cm 以内，一般很难下渗 2m 以下，存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此对承压水层产生影响的可能性很小。站场储罐配备液面控制装置及压力监控装置，能够及时发现事故，各截断阀在事故情况下及时关闭，破损处理设备内物料转移至事故排污池内，避免大量原油及含油污水泄露，对周边影响较小。

5.8.3.4 对土壤环境的影响

原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。一般而言，原油集中于土壤表层 0~30 cm 的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。本项目处理设备区域采取一般防渗措施，从源头控制原油及含油污水的泄漏，且只要溢出事故按相应的环境风险事故预案严格控制并彻底清理溢出的石油类污染物，并将污染土壤清理并拉运至含油污泥站处理，泄漏事故不会对周边土壤造成明显污染影响。

5.8.3.5 对生态环境的影响

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

漏可引起原生植被生态系统退化，次生植被生态系统的演替，含油污水相对而言危害较小。本项目处理设备配备压力监控系统连接至站内仪表台，站内人员每天对处理设备进行站内巡查，发现泄漏及时处理，清理溢出的原油或含油污水，并将污染土壤清理并拉运至含油污泥站处理，清理结束后及时平整并恢复地表植被，泄漏事故对周边生态环境影响较小。

5.8.4 环境风险评价结论

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

表 5.8-5 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	头台油田源 141 转油站腐蚀老化设备改造工程				
建设地点	黑龙江省	大庆市	肇源县	(头台镇)	() 园区
地理坐标	经度	125° 01'16.226"	纬度	45° 39'51.869"	
主要危险物质及分布	原油、天然气：源 141 转油站				
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	<p>大气环境：天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时天然气或原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。</p> <p>地表水环境：如果事故状态下一旦泄露时，原油或含油污水外泄，一旦大量原油进入地表水体将会污染地表水体。</p> <p>地下水环境：本工程事故状态下对地下水污染途径主要是设备的事故泄漏。原油、含油污水就可能渗透到含水层中，造成地下水环境污染。</p> <p>土壤环境：原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。</p> <p>生态环境：原油及含油污水泄漏可影响农田和草地的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。</p>				
风险防范措施要求	制定严格的操作规程，发生异常情况及时进行处理；运行期定期巡查、检测、应急等管理措施。				
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）					
项目相关信息：运营期源 141 转油站内原油最大存在量 159.47t，天然气 0.568t。					
本项目危险物质数量与临界量的比值运营期 $Q=0.120588 < 1$ ，环境风险潜势为 I，风险评价等级为简单分析。					

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

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 污染防治措施

6.1.1 大气污染防治措施

6.1.1.1 施工期

本项目施工期的环境空气影响主要来自施工时占地表土剥离、土方堆填、车辆运输等过程中产生的粉尘、二次扬尘，设备焊接过程产生的焊接烟尘，以及施工设备和运输车辆尾气。

(1) 施工扬尘污染防治措施

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

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

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

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

⑤合理规划施工进度，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。

(2) 施工车辆尾气

①采用节能环保型动力机械，减少污染物排放对环境空气的影响；

②加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放；

③严禁在施工现场焚烧任何废弃物和可能产生有毒有害气体、烟尘和臭气的物质。

(3) 焊接烟尘

项目焊接主要方式为电焊，由于项目焊接点较少，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。

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

施工期大气污染防治措施可行。

6.1.1.2 运营期

本工程运营期的大气污染主要来自油田采出液集输及处理过程中无组织挥发的烃类气体，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源 141 转油站内油气集输及处理全部采用密闭工艺流程，最大限度降低烃类气体的挥发；

③加强场站运行管理，提高油气分离效率，减少油罐呼吸口的轻烃挥发；

④新建场站阀组、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，防止烃类气体的无组织挥发；

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

⑥罐体应保持完好，不应有孔洞和裂隙；应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求；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；

⑦挥发性有机液体装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式；采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于 200mm。

⑧伴生气的处理均在密闭压力容器内进行，集输过程中均为密闭状态，可有效降低非甲烷总烃的无组织挥发。

⑨加强对集输设备的日常巡检和及时维护，控制各部位无组织挥发的非甲烷总烃总量，合理控制外输温度，在满足生产的前提下降低加热温度，减少天然气用量，减少烟气排放量。

⑩加强油田气放空的管理，定期对设备进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，尽量减少事故性油田气放空，在进行放空时，应经过充分燃烧，并控制放空量，在系统可承受的压力范围内时应停止放空。

⑪定期对设备和管道进行检查、维修和保养，保证油气处理设施的平稳运行，最大限度降低场站及某些设备的超压放空、除油干燥器排气、储罐和管线的油气挥发以及天然

气使用过程中非甲烷总烃的无组织挥发，确保源 141 转油站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）5.9 中规定要求中无组织排放监控浓度限值。

（2）加热炉燃烧烟气

源 141 转油站内新建的 2.5MW 节能提效加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经 8m 的烟囱高空排放，能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求（颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 ≤ 1 ）。

（3）温室气体管控措施

- ①采出液处理采用采用密闭工艺流程，最大限度减少温室气体的逸散；
- ②加强对设备和管道的检查和维护，定期检查站内储罐，保证均无孔洞和裂隙，采样口等均处于密闭状态，控制场站各部位温室气体的逸散；
- ③场站加热装置采用清洁燃料天然气，减少化石燃料燃烧 CO_2 排放；
- ④油田开发实行连续生产，杜绝大功率设备频繁启动，减少设备启停对用电的影响；
- ⑤增加厂区绿化面积，扩大生态修复范围，通过植树造林和森林碳汇建设，采取多方面碳中和举措；
- ⑥建立健全的能源利用和消费统计制度和管理制度。

通过采取以上措施，可以将项目建设对大气环境的影响减小到最小程度，运营期大气污染防治措施可行。

6.1.1.3 退役期

（1）机械尾气

加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，采取高标号燃油以控制尾气的排放；

（2）施工扬尘污染防治措施

- ①材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料洒落、风刮起的粉尘；
- ②运输车辆进入居民区附近施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生；
- ③在施工过程中，施工场地应定时适量洒水，并在大风天加大洒水量及洒水次数，使作业面保持一定的湿度。
- ④施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

采取以上大气污染防治措施后，能够确保施工场界颗粒物浓度满足《大气污染物综合

排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值要求，不会对大气环境产生较大影响，退役期大气污染防治措施可行。

6.1.2 水污染防治措施及其可行性论证

6.1.2.1 施工期废水处理措施

（1）施工期废水处理措施及其可行性论证

①施工期生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。

②废旧设备清洗废水及新建装置试压废水由罐车拉运至源二联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

（2）施工期地表水保护措施

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

②施工期间各类固体废物应及时清运，施工期间严禁将污水及固体废物直接排放至周围地表水体中。

③合理选择施工季节，避免雨季施工，保证施工废水不随地表径流流入地表水中；

④确保大庆头台油田开发有限责任公司应急物资库的围油栏、铁锹、吸油毡、消油剂等应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围环境产生污染。

⑤宣传教育：施工单位应加强对施工人员爱护环境防止地表水体破坏的宣传教育活动，在施工过程中，应做到井然有序的组织实施设计，做到文明施工。

综合分析，采取以上措施，施工期地表水污染防治措施可行。

6.1.2.2 运营期废水处理措施及地表水保护措施

（1）运营期废水处理措施及其可行性论证

运营期场站不新增处理液量，不新增人员，因此不新增生产废水及生活污水。场站处理采出液产生的油田采出水管输进入源二联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；场站内生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。

（2）运营期地表水保护措施

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

①为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入地表水体，在生产过程中严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；

②设备检修及清淤过程中地面铺设防渗布，防止含油污泥落地，全部及时回收。

③定期巡检，每天有专职人员对设备进行检查，确保场站应急工具和设备齐备完好

④准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水环境产生大面积污染。

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

6.1.2.3 退役期废水处理措施及地表水保护措施

(1) 退役期废水处理措施

①退役期生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理；

②退役设备清洗废水由罐车拉运至源二联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

(2) 退役期地表水保护措施

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

②退役期间各类固体废物应及时清运，施工期间严禁将生活污水直接排放。

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

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

6.1.3 地下水污染防治措施

本项目地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应进行控制。

6.1.3.1 施工期地下水污染防治措施

①本项目选址避开集中式饮用水源保护区、集中式饮用水源的补给区、径流区；

②废旧设备清洗废水及试压废水严格控制不落地，做好收集工作，罐车拉运至含油污水处理站处理后回注地层，不外排；

③为防止分离缓冲游离水脱除器、除油器、干燥器清淤及拆除过程中污染地面从而造成对土壤、地下水的影 响，在清淤和拆除装置附近铺设防渗布；

④废弃物等拉运车辆须在转运过程做好转运台账，严格执行废弃物转运签认和交接清单制度；运输前规划运输路线，转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避免开 环境敏感区；对拉运过程进行严格监督管理，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废弃物过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废弃物。

6.1.3.2 运营期地下水污染防治措施

①泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，对设备防腐及腐蚀情况定期检测，及时维修或更新；

②油井运营期间应参照 GB/T 17745 要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

③油田生产过程中严格管理，坚决杜绝含油污水及污油的随意排放，设备清淤产生的含油污泥等污染物及时回收，不遗落地面；

④提高自动化水平，对设备的压力进行实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，然后采取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，防止污染地下水；

⑤运营期定期检查、维修项目所有管道、机泵等，确保各部分的使用性能。尤其在雨季更要认真检查，清除隐患。

6.1.3.3 分区防渗措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）11.2.2.1 条的要求，本项目采取分区防渗措施，本项目地下水污染物为石油类，属持久性有机污染物，区域天然包气带防污性能等级为“中”，本项目设备均为地上式，且设置压力监控系统进行实时压力监控，污染物泄漏后，可及时发现和处理，因此本项目设备建设区域划分为一般防渗区，新增永久占地其它区域划分为简单防渗区。项目分区防渗具体见表 6.1-1，场站分区防渗图见附图 15。

表 6.1-1 项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗措施	防渗要求
一般防渗区	新建的分离缓冲游离水脱除器区域	采取区域地面防渗层铺设 1.5mm 厚高密度	满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中

	新建的除油干燥组合装置区域	聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 。	关于一般防渗区等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
	2.5MW 节能提效加热炉区域		
简单防渗区	新增永久占地其它区域	采用地面夯实碾压平整进行防渗	满足一般地面硬化防渗技术要求

6.1.3.4 地下水环境跟踪监测

定期对地下水环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，结合《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）制定本项目运营期监测计划，同时在当地对监测结果进行信息公开，每年公开一次，随时监测地下水的变化，及时发现和解决问题；如发生重大污染事故且已对地下水造成污染，应进行信息公开，并与政府相关部门进行联动，聘请专家进行讨论，制定减轻地下水污染程度及控制地下水污染范围的措施，防止地下水污染加剧。

项目区域潜水流向为从东北向西南，及地下水评价等级，在区块上游设 1 个潜水背景监测点，在项目区域内及区域下游布设 2 个潜水跟踪监测点，定期对地下水进行跟踪监测，地下水跟踪监测井结构类型为单管单层监测，井管的内径要求不小于 50 mm，井管材料为钢管、不锈钢管、PVC 材质的井为宜，井的滤水管顶部位置位于多年平均最低水位面以下 1m。具体设置情况见表 6.1-2。地下水跟踪监测布点图附图 16。

表 6.1-2 地下水环境监测计划表

点位	功能	监测因子	坐标	位置	井深	监测层位	监测频次
三合村潜水井	背景监测点	pH、石油类、石油烃（ $C_6 \sim C_9$ ）、	125.02549 , 45.6846	源 141 转油站 东北侧 1820m	20m	潜水	1 次/ 半年
头台油田 3#潜水跟踪监测井	跟踪监测点	石油烃（ $C_{10} \sim C_{40}$ ）、汞、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	125.02192 , 45.66495	源 141 转油站 北侧 40m	13m	潜水	
散户 2 潜水井	跟踪监测点		125.0222, 45.65854	源 141 转油站 东南侧 580m	22m	潜水	

6.1.3.5 退役期地下水污染防治措施

退役期主要污染源是设备拆除产生的扬尘和固体废物等，主要污染防治措施如下：

(1) 退役设备清淤阶段地面铺设防渗布防止含有污泥落地污染地下水。

(2) 退役阶段，场站应按照《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T 6628）的相关要求进行拆除，对清洗设备的污水严格控制不落地，做好收集工作，罐车拉运至含油污水处理站处理后回注地层，不外排。

6.1.4 噪声污染控制措施

6.1.4.1 施工期

施工期产生的噪声主要为站场施工过程中施工机械和车辆运行噪声。

(1) 降低设备噪声。选用低噪声设备，注意对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度。

(2) 合理安排施工进度，减少施工时间，不在夜间施工，调整同时作业的施工机械数量，降低对周围环境的影响。

(3) 合理布置施工现场，避免在同一地点安排较多的动力机械。

(4) 施工期运输车辆的运行路线应远离周围的居民区，合理选择路线进行绕行、避让措施，临近居民区应减少汽车鸣笛的次数，减速慢行，减少车辆噪声对居民区的不利影响。

(5) 加强对施工人员的培训及责任教育，做好施工机械和运输车辆的调度和交通疏导工作，运输车辆选择避开居民区的路线，限制车速，禁止鸣笛，降低交通噪声；

(6) 在施工场界设置施工围挡，降低噪声影响。

通过采取上述措施，能够确保各施工场界噪声满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）要求，不会对施工场地周边敏感点产生较大影响，施工期噪声治理措施可行。

6.1.4.2 运营期

选用低噪声设备，新建装置设置减震基础；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。

本项目运营期噪声源主要来自场站内新建设备及配套机泵运行噪声。

(1) 场站内分离缓冲游离水脱除器等设备尽可能选用低噪声设备，并安装减震基础；

(2) 配套机泵设置减震基础，并采取隔声措施

(4) 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，能够确保源 141 转油站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，不会对周围声环境产生较大影响，运营期噪声治理措施可行。

6.1.4.3 退役期

退役期产生的噪声主要施工机械和运输车辆噪声。

退役期施工时应加强施工管理工作，合理安排施工进度，避免大量高噪声设备同时施工；选用低噪声设备；运输车辆选择避开居民区的路线。

通过采取上述措施，能够确保退役期施工场界噪声满足《建筑施工噪声排放标准》

(GB12523-2025)要求,且不会对施工场地周边敏感点产生较大影响,退役期噪声治理措施可行。

6.1.5 固体废弃物控制措施

6.1.5.1 施工期

(1)根据《国家危险废物名录(2025年版)》,施工期产生的含油废防渗布及含油污泥属于HW08类危险废物,含油废防渗布危险废物代码为900-249-08,含油污泥危废代码为071-001-08,由建设单位收集后暂存于头台联危险废物暂存池,定期委托有资质单位处理。

(2)本项目施工废料主要为焊接施工中产生的废焊条,属于一般工业固体废物,施工废料经收集后拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理。

(3)本项目拆除的废旧设备全部回收至大庆头台油田开发有限责任公司物资库。

(4)本项目拆除废旧设备的基础产生的建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理。

(5)施工人员生活垃圾统一收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。施工产生的生活垃圾等固体废物在固定地点集中存放,防止因暴雨、大风等冲入外环境,并及时清运,做到工完、料净、场地清。

通过采取上述措施,本项目施工期产生的固体废物均能按照“资源化、减量化、无害化”原则,合理安全处置。

6.1.5.2 运营期

(1)根据《国家危险废物名录(2025年版)》,本工程运营期设备清淤产生的含油污泥于危险废物,废物类别均为HW08废矿物油与含矿物油废物,含油污泥危废代码为071-001-08石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚,经收集后暂存于头台联危险废物暂存池,定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。含油污泥均由施工人员回收至罐车内,罐车采用密闭的专用罐车,拉运过程中按照指定的拉运路线、尽量避开村屯等敏感点进行运输,同时罐车上配备铁锹等应急工具。

(2)运营期设备检修期间产生的含油废防渗布属于危险废物,危险废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物,废物代码为900-249-08,经收集后暂存于头台联危险废物暂存池,定期委托有资质单位处理。

头台联危险废物暂存池池体规格为30m×15m×2m,有效容积820m³,池体分为两部分,包括有效容积680m²含油污泥暂存池、有效容积140m²含油废防渗布暂存池,目前,

含油废防渗布暂存池剩余储存量 80m³，含油污泥暂存池剩余储存量 560m³，本项目运营期新增含油废防渗布约 0.2t/a，含油污泥 6t/a，头台联危险废物暂存池能够满足需要含油污泥、防渗布贮存要求。

(3) 运营期新建设备及配套机泵检修时产生的废润滑油属于危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-214-08 车辆、轮船及其它机械维修过程中产生的废发动机油、制动器油、自动变速器油、齿轮油等废润滑油，废润滑油由塑料桶收集密闭暂存于头台油田危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

(4) 运营期设备检修产生的废润滑油桶、含油抹布及废劳保用品属于危险废物，废物类别为 HW49 其他废物，废物代码为 900-041-49 含有或者沾染毒性、感染性危险废物的废弃的包装物、容器、过滤吸附介质，经收集后暂存于头台油田危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

头台油田危险废物贮存库划分为废铅酸蓄电池贮存区及废润滑油、废机油、废三滤贮存区，总建筑面积 504m²。各贮存区防渗层敷设 2mm 厚高密度聚乙烯耐酸地面隔离层，保证防渗系数≤10⁻¹⁰cm/s，且库房地面全部做防腐防渗硬化处理，并设置堵截泄漏的裙脚，其中废铅酸蓄电池贮存区设置导流沟（0.1×0.1×0.1m）、事故池（0.5×0.5×0.5m）对泄漏的电解液进行收集。本项目废润滑油产生量为 0.1t/a，废润滑油桶产生量为 0.002t/a，含油抹布及废劳保用品产生量约 0.003t/a，头台油田危险废物贮存库能够满足本项目废润滑油、废润滑油桶、含油抹布及废劳保用品的暂存需求。

(5) 在作业现场管理中，严格落实作业前后环保交接制度，作业队伍必须严格遵守相应的无污染作业准则，确保无污染作业率达到 100%；

(6) 本工程产生的危险废物及时进行收集运输工作，严格执行《危险废物转移管理办法》。在收集过程中确保危险废物不遗撒、泄漏。运输路线的选择过程中尽量避开环境敏感点。

综上所述，本项目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。

6.1.5.3 退役期

(1) 退役期拆除的废旧设备全部回收至大庆头台油田开发有限责任公司物资库；

(2) 退役设备清淤产生的含油污泥收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。

(3) 生活垃圾统一收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理，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）；

(4) 建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理。

6.1.6 生态保护措施

6.1.6.1 施工期

(1) 加强管理，规范施工人员行为，施工活动控制在占地范围内，本项目在永久占地范围内施工，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被；

(2) 充分利用现有道路，不再开辟新的临时通道；

(3) 本项目对新增永久占地 0.3m 厚表土进行剥离，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良；

(4) 为避免施工期对植被的影响，对易产生扬尘的场所必要时加以遮挡，以减轻对植物的影响

(5) 设备清淤期间铺设防渗布，防止含油污泥的跑冒滴漏，如发生跑冒滴漏，及时处理；

(6) 规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被；

(7) 施工结束后，料场做到工完、料净、场地清，施工时所产生的生活污水、生活垃圾等废弃物，严禁随意倾倒，防止污染土壤；

(8) 施工结束后，对永久占用的草地进行土地补偿。

(9) 本工程实施前编制表土剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用，表土剥离方案由大庆头台油田开发有限责任公司编制后报大庆市自然资源局备案。

本工程应在施工完毕后进行生态影响减缓及恢复措施，具体见表 6.1-3。典型生态保护措施平面布置示意图见附图 17。

表 6.1-3 生态影响减缓及恢复措施

项目	占地类型	恢复措施	生态恢复投资	实施时间	实施单位
永久占地	草地	剥离的表土用于复垦土地的土壤改良，永久占用 0.016hm ² 草地进行经济补偿	1.23 万元（根据《大庆市人民政府关于调整大庆市征地区片综合地价执行标准的通告》庆政规[2023]2 号，永久征地费用为 77 元/m ² ）	施工完毕后 1 年内	大庆头台油田开发有限责任公司

采取上述施工期生态保护措施后，项目施工期对生态环境的影响将降至最低，因此施

工期生态保护措施是可行的。

6.1.6.2 运营期

(1) 场站检修期间加强作业队伍管理，严格执行占地标准，规范作业范围，严禁随意碾压地表植被；

(2) 现场作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”，作业后无落地油遗留现场。

本项目通过采取上述生态保护措施，能够确保本项目对区域生态环境的破坏得到有效控制，不会对区域生态环境产生较大影响，生态保护措施可行。

6.1.6.3 退役期生态恢复与重建措施

油田退役期，根据立地条件和宜林则林、宜草则草、宜农则农的原则，对生态环境进行恢复和重建，评价建议分区采取生态恢复与重建措施。

(1) 场站退役后，应当及时拆除场站设备、设施，挖松固化地面，并对场站土地进行平整、翻松，同步实施复垦还田还草措施。

(2) 保留各类绿化、防洪工程、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变生态环境质量不低于目前现状。

综上所述，项目退役期在采取生态恢复与重建措施后，可有效地将生态环境的影响降到最低程度。

6.1.6.4 黑土地保护措施

根据《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》中要求，本项目采取以下措施。

(1) 本项目对新增永久占地 0.3m 厚表土进行剥离，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良。

(2) 本项目需遵守《大庆油（气）田建设工程用地规范》规定，严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物，确保尽量少占优质黑土地。

在采取以上措施后，项目对区域黑土地的影响较小。

6.1.6.5 水土流失保护措施

为防止区域水土流失，采取以下措施：

①项目不在永久占地范围外施工，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围。

②土方开挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。

③做好人工绿化工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量。

④严禁在大风、大雨天气下施工，严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。

采取以上措施后，可有效防治区域水土流失。

6.1.6.6 防沙治沙保护措施

为减轻植被破坏可能导致的沙化现象，防患于未然，建设单位应采取以下措施进行控制：

①施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，施工期间划定施工活动范围，项目在永久占地内进行施工，不新增临时占地，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，避免开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

②施工作业避免在大风天施工。

③做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施，确保土方水土流失得到有效控制。

通过以上措施，可有效防止土地沙化。

6.1.6.7 植被恢复措施及补偿措施

建设单位在施工过程中，应严格执行《中华人民共和国土地管理法》、《石油天然气工程项目用地控制指标》的相关规定，切实采取有效的保护措施，对生态环境进行正确的保护，并进行补偿和恢复。

(1) 按照国家“水土保持法”要求，凡是占用和破坏植被的单位或个人均应向水土保持主管部门缴纳一定的水土保持费用。国家为了加大水土保持工作力度，对水土保持费不断进行了调整，建设单位应按标准向水土保持主管部门缴纳水保费用。

(2) 本项目对新增永久占地 0.3m 厚表土进行剥离，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良。

通过采取上述生态保护措施，能够确保本项目对区域生态的破坏得到有效控制，不会对区域生态产生较大影响，生态保护措施可行。

6.1.7 环境风险防范措施

6.1.7.1 场站事故风险防范措施

①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；

②平稳操作，避免系统压力超高放空；

③定期维护保养容器、设备和站内管线。

④站内配备干粉灭火器、吸油毡、铁锹、消防沙等应急物资，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水、地下水、土壤等环境产生污染；

⑤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；

⑥场站设置事故排污池，可在事故状态下暂存装置内残余的原油或含油污水。

⑦对场站内设备定期维修保养，及时更换老化设备；

⑧定时对场站设备进行巡查，及时发现管线、阀门、设备渗漏、穿孔问题；

⑨加强应急预案和紧急切断等措施，加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡；

⑩生产时密切关注系统压力变化，一旦系统压力有大的降低，要及时报告，找到泄漏点，及时处理，避免原油及污水大量泄漏；

⑪当发生油水泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；

⑫当发生油田伴生气泄漏应划出警戒线，告知围观群众危险性，劝之不要动用火源，防止火灾及爆炸事故发生；同时根据泄漏情况有组织性的疏散周围相关人员；

⑬建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理；

⑭对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率。

(2) 泄漏、火灾、爆炸风险防范措施

①为防止系统憋压或误操作造成密闭设备的超压破坏或爆炸，所有压力容器及油罐均设有安全阀、呼吸阀等泄压设施。场站可燃气体设备的安全阀出口泄放管应接至火炬系统或其它安全泄放设施；

②场站的油罐均设计防雷、防静电接地装置；对生产场所超过安全电压的电气设备均采取保护接零或接地措施；

③场站内的防雷接地设施及报警装置必须定期校检，保证安全设施可靠有效。

(4) 危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》本项目涉及的危险物质必须按照《危险

废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）的要求处理处置。

①从事危险废物收集贮存运输的单位在进行生产活动时应按照有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等。并建立健全规章制度及操作流程，确保改过程安全可靠；

②危险废物转移过程中应按《危险废物转移管理办法》执行，单位应编制应急预案；

③运输的车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求；运输车辆、设备及管道进行定期的维护和检查，防患于未然，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常；

④担任储运人员必须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步步扩大和恶化；

⑤运输、储存原料、溶剂、产品危险化学品所用的槽车、容器、设备必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。设备区设计应按照《石油化工企业设计防火标准》（GB50160-2018）要求进行必要的围堰、防火设计、修复。

针对上述风险情况，本工程建设单位已经针对可能发生的风险事故提出相应风险防范措施，企业结合所处区域的自然条件、环境状况、地理位置等特点，制定了较完善的事故风险应急预案，本工程为改建工程，如发生风险事故，可按已建立的事故风险应急预案执行。

6.1.7.2 事故应急救援预案

大庆油田公司突发事件应急管理归口部门为公司生产运行部门，为及时应对突发事件，快速调动应急资源，以消防支队为依托，组建了国家级专业应急救援队伍 1 支，以及作业井喷应急救援队伍、原油泄漏应急救援队伍、天然气泄漏应急救援队伍、电力系统故障应急救援队伍、水上溢油应急救援队伍、医疗卫生救援队伍 7 个油田公司级应急救援队伍，在各二级单位建设综合应急救援队伍，基本形成了覆盖油田生产各专业的应急救援队伍体系。

根据突发环境事件级别确定上报部门及应急队伍响应级别。从发现环境事件后要上报突发环境事件初报，初判发生Ⅲ级突发环境事件时，由三级单位负责应对工作，具体为现场人员、三级单位应急救援队伍或区域消防队进行应对；初判发Ⅱ级突发环境事件时，由二级单位负责应对工作，具体为二级单位综合应急救援队伍和区域消防队进行应对，必

要时向油田公司求援，调集油田公司级应急救援队伍；初判发生 I 级突发环境事件时，30 分钟内向突发环境事件应急办公室初报，启动油田公司突发事件应急响应程序，启动油田公司级专业工作组、综合工作组、专业应急救援队伍。

建设单位目前拥有的应急预案内容较为完善，已有应急预案能够满足建设项目的要求。本工程为改建工程，目前大庆头台油田开发有限责任公司已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《突发事件综合（总体）应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《生产场所火灾、爆炸事件专项应急预案》、《集输系统突发事件专项应急预案》等专项应急预案，《环境突发事件专项应急预案》于 2025 年在大庆市肇源生态环境局进行了备案，备案编号为 230622-2025-027-M。其中总体预案适用于本公司范围内发生的、造成或可能造成人员伤亡、环境污染、停产和较大社会影响等突发事件的应对工作，主要包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容，重点明确各分项预案所述事件类型及事件各级应急组织机构框架内容，起到总体掌控、督查的作用；《环境突发事件专项应急预案》中不仅包含了原油泄漏污染、污水泄漏污染、给排水系统泄漏污染、天然气泄漏污染和施工时发生井喷造成污油、污水排放污染等事故的分类、应急响应等内容，而且明确了环境突发事件应急储备物资清单、应急联络单等重要内容。该《环境突发事件专项应急预案》进行了组织机构及职责明确、预防与预警设置、应急响应与应急处置、应急保障内容确定以及大庆头台油田开发有限责任公司突发事故的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。

总体上看，大庆头台油田开发有限责任公司应急预案涵盖了环境突发事件、井喷、油气泄漏、输油系统突发事件等事故情况，依托合理，现有应急预案依托可行。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）》（2015）4 号），环境应急预案每 3 年至少修订一次，因此建设单位应及时对环境应急预案进行修订，且建议建设单位加强对应急预案的定期风险应急演练及员工培训。

通过分析，工程在发生事故状态下可依托已经制定了相关应急预案及相关应急资源。不需对本工程提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，定期进行地企联动应急演练，提高突发事件的应急处理能力。

1、确定危害和风险

本项目潜在的环境风险事故是泄漏、火灾和爆炸。

通过正确地判别和评价本项目潜在的环境风险事故，制定相应的应急措施，可将风险

和影响降到合理实际并尽可能低的水平，最大程度地保护人、环境和财产不受或少受影响。

2、应急预案基本内容

针对本项目可能发生的风险事故，制定相应的应急预案，以处理突发事故，降低风险，并与当地政府应急预案衔接，报当地政府备案。本工程位于已建区块内，可以纳入大庆头台油田开发有限责任公司油田原有应急体系内，不需对本工程提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，发生事故必要时可直接向邻近企业、单位和政府部门、消防队、环保局、安全生产监督管理局和市政府报告，申请求援并要求周围企业单位启动应急计划。该应急预案需补充内容如下：

(1) 依托大庆油田公司监测机构建立事故应急监测机制，及时进行事故环境影响监测。

(2) 环境监测内容

本项目发生污染事故时，对环境的影响主要是对生态（包括土壤、植被）和大气环境的影响，应急监测主要是这几方面的内容。

①生态方面：对事故现场及周围区域的植物、土壤进行危害监测，并在事故后不定期的对生态环境的恢复状况进行监测；

②大气环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近的敏感区域进行大气监测；

③水环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）所影响的地表水环境和地下水环境进行监测；

④土壤环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近的敏感区域进行土壤监测；

⑤负责单位要根据监测结果编制事故污染报告，确定事故影响范围，为制定治理措施提供依据。

3、应急预案有效性分析

大庆头台油田开发有限责任公司编制了《环境突发事件专项应急预案》，该应急预案主要针对项目运营过程中可能突发的各种环境风险事故等制定了详细的安全应急救援预案。预案中包含了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目运营期发生的风险事故得到及时救援和处理。降低了环境风险的危害。

应急预案制定完毕后，大庆头台油田开发有限责任公司各作业区平均每月开展一次应急预案的宣传教育及应急演练，保证每一个工作人员都熟悉预案的内容，熟练应急措施，检查预案的有效性和符合性，对存在的不足及时修正。

4、应急状态地企联动

大庆头台油田开发有限责任公司已在大庆油田有限责任公司备案登记，由大庆油田有限责任公司向市政府有关部门及集团公司申请备案。大庆头台油田开发有限责任公司已备案登记《环境突发事件专项应急预案》、《生产场所火灾、爆炸事件专项应急预案》、《集输系统突发事件专项应急预案》等专项应急预案，发生事故时，多个应急预案联动响应。同时，企业环保部门与地方社会力量保持应急状态联动，事故发生后，消防部门、医疗部门、生态环境部门及公安部门启动相应紧急预案，保障事故控制及事故救援得到有效迅捷地处理，详见下表。

表 6.1-4 地企联动各部门联系方式

序号	单位	电话
1	火警	119
2	医疗急救	120
3	大庆市人民政府	0459-4609222/6373055
4	大庆市生态环境局	0459-4623818
5	大庆市应急管理局	0459-6377119
6	大庆市公安局	110
7	大庆市安监局	0459-6367656
8	大庆市安全生产委员会办公室	0459-4600048
9	大庆油田总医院	0459-5886408
10	大庆市气象台值班室	0459-8151615/8151030
11	大庆头台油田开发有限责任公司环保部	0459-5663071
12	肇源县人民政府	0459-8222580
13	肇源县中医院	0459-8236125
14	肇源县应急管理局	0459-8222160
15	大庆市肇源生态环境局	0459-8222470

由前述分析可知以上提出的各项环境保护措施是切实有效的，同时工程对油田生产全过程采取环境保护管理措施和技术措施，有效的预防和减缓本次产能建设可能带来的不良环境影响。

6.1.8 土壤保护措施

6.1.8.1 施工期土壤污染防治措施

(1) 加强施工中的环境管理，控制和消除土壤污染源。严禁随意倾倒污水、随意堆

放固体废物，防止因“三废”处理不合理或处置措施不当对土壤造成污染；

(2) 为防止分离缓冲游离水脱除器、除油器、干燥器清淤及拆除过程中污染地面从而造成对土壤、地下水的影响，在清淤和拆除装置附近铺设防渗布；

(3) 充分利用现有道路，不再开辟新的临时通道；

(4) 加强管理，杜绝跑冒滴漏，杜绝污染物泄漏对土壤造成影响；

(6) 加强管理，提高职工的环境保护意识，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被。

6.1.8.2 运营期土壤污染防治措施

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

(1) 源头控制措施

检修作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”，作业后无污水遗留现场；设备清淤作业时铺设防渗布，防止落地油溅落污染土壤；工作人员每日对辖区内设备巡视，如发现有破损现象及时上报维修，有效控制因管线泄漏造成的不利环境影响。

(2) 过程控制措施

对设备防腐情况定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏污染环境，同时企业在管理方面严加管理，并采取相应的防渗措施可有效防止站场贮存设施发生含油污水及原油泄漏事故造成对区域土壤环境的污染。

(3) 末端控制措施

主要包括场站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。

(4) 应急响应措施

包括一旦发现土壤污染事故，立即采取应急措施控制土壤、地下水污染，并使污染得到治理。

(5) 污染监控体系

为了及时了解项目场区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 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）相关要求，本项目拟制定土壤环境跟踪监测措施，

包括制定跟踪监测计划，科学、合理地设置土壤监测点位，建立完善的跟踪监测制度，配备必要的取样设备，以便及时发现并有效控制。

根据土壤环境影响分析结果，定期对重点影响区及土壤环境敏感点附近土壤环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，监测报告应存档，同时对监测结果进行信息公开。根据项目分布情况、现状监测布点情况和土壤类型分布情况，布置土壤监测点位 2 个。跟踪监测计划见表 6.1-5，土壤跟踪监测布点图见附图 16。

表 6.1-5 土壤环境跟踪监测计划表

点位	位置	坐标	监测因子	监测频次	执行标准
1	源 141 转油站事故 排污池附近	125.02054, 45.66442	pH、石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、 砷、六价铬	1 次/年	《土壤环境质量 建设用地土壤污 染风险管控标准 (试行)》 (GB36600- 2018) 中第二类 用地筛选值
2	源 141 转油站西北 侧 100m 草地	125.01981, 45.66508			

上述监测结果应按照相关规定及时建立数据档案，并定期向社会公开监测信息。如发现异常或发生事故，需加密监测频次，确定影响源位置，分析影响结果，并及时采取应急措施。

6.1.8.3 退役期土壤环境保护措施

场站退役期应按照《污染地块土壤环境管理办法（试行）》的有关规定，开展土壤环境调查及风险评估，并按照相关管理规定对污染地块采取治理与修复措施。通过采取以上污染控制措施，可保证场站退役后项目用地土壤满足相关标准要求，处置措施可行。

6.2“三同时”项目一览表

为进一步落实本项目工程设计和环境影响评价提出的各项环保措施，确保环保工程发挥真正作用，本评价列出“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 6.2-1、表 6.2-2。

表 6.2-1 “三同时”项目一览表

防治内容		环保措施	验收标准
废 气	施 工 期	对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布，加强施工管理	施工场界执行《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996) 表 2 中无组织排放监控浓度限 值
		由于项目焊接点较少，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	

	运营期	场站非甲烷总烃	油气处理采用密闭流程，新建阀组、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，防止烃类气体的无组织挥发	场站厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求
		加热炉燃烧烟气	源 141 转油站内新建的 2.5MW 节能提效加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经 8m 的烟囱高空排放	燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值
废水	施工期	生活污水	排入场站内生活污水收集装置，定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理	不直接排放
		新建装置试压废水	由罐车拉运至源二联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层	不外排
		废旧设备清洗废水		
噪声	施工期	施工场地噪声	合理安排施工进度，减少施工时间，避免大量高噪声设备同时施工；施工严格禁止夜间进行。合理布置施工现场，避免在同一地点安排较多的动力机械；运输车辆选择避开居民区的路线，临近居民区应减少汽车鸣笛的次数，减速慢行	执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中限值要求
	运营期	场站噪声	选用低噪声设备，新建装置设置减震基础；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	《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准限值：昼间≤60dB（A），夜间≤50dB（A）
固废	施工期	含油污泥	经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。	执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关规定，实行危险废物转移制度
		含油废防渗布	经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期委托有资质单位处理。	
		建筑垃圾	统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理	100% 处置
		施工废料	统一收集后由施工单位拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理	执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）要求

		废旧设备	全部回收至大庆头台油田开发有限责任公司物资库	100%处置
		生活垃圾	统一收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理	100%处置
	运营期	含油防渗布	经收集后暂存于头台联危险废物暂存池,定期委托有资质单位处理	执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)中的相关规定,实行危险废物转移制度
		含油污泥	经收集后暂存于头台联危险废物暂存池,定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。	
废润滑油及废润滑油桶		经收集后暂存于头台油田危险废物贮存库,定期委托有资质单位处理。		
含油抹布及废劳保用品				
生态治理	永久占地	对永久占地按照规定进行经济补偿,补偿面积0.016hm ² 。	按相关要求要求进行征地补偿	
	水土流失	针对新增永久占地0.3m厚表土进行剥离,采用分层开挖,分层堆放,暂存于占地内的表土剥离临时堆放区,并采取苫布遮盖,防止水土流失,并定期采取洒水抑尘措施,永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良。	防治水土流失	
	防沙治沙	施工期间划定施工活动范围,项目在永久占地内进行施工,不新增临时占地,严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围,避免开辟新路,以减少风蚀沙化活动的范围	防治土壤沙化	
地下水及土壤防护	站内新建的分离缓冲游离水脱除器区域、除油干燥组合装置区域、2.5MW节能提效加热炉区域为一般防渗区,采取区域地面防渗层铺设1.5mm厚高密度聚乙烯膜进行防渗,渗透系数为1.0×10 ⁻¹⁰ cm/s。新增永久占地其它区域为简单防渗区,采用地面夯实碾压平整进行防渗。		执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中关于分区防渗技术要求	
	在本项目区域上游三合村潜水井(坐标125.02549, 45.6846)布设1口潜水背景值监测水井,在区域内头台油田3#潜水跟踪监测井(坐标125.02192, 45.66495)、区域下游散户2口潜水井(坐标125.0222, 45.65854)各布设1口潜水跟踪监测水井,定期对地下水进行跟踪监测。		执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准,石油类执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)表1中的II类标准限值要求	
	源141转油站事故排污池附近、源141转油站西北侧100m草地共布设2个土壤跟踪监测点,定期对土壤进行跟踪监测,监测因子为pH、		执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》	

	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬，监测频次为1次/年。	（GB36600-2018）中第二类用地筛选值
风险防控	在工程设计上提高设计强度，加强防腐；定期检测管道、容器及设备的内外腐蚀及防腐层破损情况，及时更换或维修；制定操作规程、巡检、检测、应急等安全管理措施。并定期进行应急演练。	

表 6.2-2 竣工验收监测与调查主要内容

项目	内容
环境保护管理检查	项目各阶段环境保护法律、法规、规章制度的执行情况
	环境保护审批手续及环境保护档案资料
	环保组织机构及规章管理制度
	环保设施建成及运行情况，占地补偿等措施的落实情况
	本项目环评报告及其批复提出的环保措施落实情况及其效果
	运营期环境保护监测计划实施情况
	本项目事故风险的环保应急计划，包括物质配备、防范措施，应急处置等
	施工期、运营期扰民现象的调查
	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
	无组织排放烃类气体监测
污染物达标排放监测	燃烧烟气排放监测
	厂界噪声环境达标排放监测
	含油污水达标监测
	事故时对大气，地下水、地表水、土壤等进行事故监测
	环境保护敏感点环境质量监测
生态调查主要内容	油田开发区域内的环境空气、地下水以及生态环境质量
	项目在施工、运营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
	永久占地补偿情况 针对水土流失、防沙治沙环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况

7 环境影响经济损益分析

油田的开发建设,除对所在区域的经济的发展起着促进作用外,也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。本评价将通过对拟建项目的经济和环境效益分析,对项目建设的合理性进行分析。

7.1 环境损失费估算

本项目建设过程中,由于场站建设,需要占用一定面积土地,而且由此产生的污染物对周围环境也会造成一定污染,因此引起的环境损失费往往很难直接用经济价值来计算,因此,我们仅用植被损失费来估算。

本项目新增永久占地 0.016hm²,不新增临时占地,占地类型均内草地(非基本草原)。草地上干草产量按 2.5t/hm² 计算,共损失干草 0.6t(永久占地按 15 年计算),干草价格按 700 元/t 计算,本工程损失干草经济价值约为 0.042 万元。

7.2 环保投资估算及环境效益分析

7.2.1 环保投资估算

本项目总投资 445.5 万元,其中环保投资 21.29 万元,环保投资占总投资的 4.78%,本工程环保投资详见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资统计

环保工程名称	措施内容	工程量	环保投资(万元)	
施工期	废气	施工场地洒水抑尘,临时土方等加盖苫布等遮盖物,施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布	1 万元/场地,共 1 座施工场地	1
	废水	废旧设备清洗废水及新建装置试压废水由罐车拉运至源二联含油污水处理站处理	0.005 万元/m ³ ,共计 322.1m ³	1.61
		生活污水排入场站内生活污水收集装置,定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理	0.005 万元/m ³ ,共计 76.8m ³	0.38
	噪声	选用低噪声设备,且采取基础减震等设施	0.5 万元/场地,共 1 座施工场地	0.5
	固体废物	含油废防渗布经收集后暂存于头台联危险废物暂存池,定期委托有资质单位处理。	0.2 万元/吨,共计 0.15t	0.03
		含油污泥收集后暂存于头台联危险废物暂存池,定期交由大庆市	0.2 万元/吨,共计 5t	1

		肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置		
		施工废料拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理	0.2 万元/吨，共计 0.05t	0.01
		建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理	0.01 万元/m ³ ，共计 40m ³	0.4
		生活垃圾统一收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理	0.1 万元/吨，共计 0.6t	0.06
		拆除的废旧设备全部回收至大庆头台油田开发有限责任公司物资库。	/	1.5
	生态	对于项目永久占地进行经济补偿，补偿面积 0.016hm ²	根据《大庆市人民政府关于调整大庆市征地区片综合地价执行标准的通告》庆政规[2023]2 号，永久征地费用为 77 元/m ²	1.23
		水土流失防护、防沙治沙、黑土地保护	2 万元/hm ² ，本项目新增总占地面积为 0.016hm ²	0.03
运营期	噪声	低噪声设备、基础减振	1 万元/台设备，合计 4 台	4
	固体废物	含油污泥经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置	0.2 万元/吨，共计 6t/a	1.2
		含油废防渗布经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期委托有资质单位处理。	0.2 万元/吨，共计 0.2t/a	0.04
		废润滑油、废润滑油桶、含油抹布及废劳保用品经收集后暂存于头台油田危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。	0.2 万元/吨，共计 0.2t/a	0.02
退役期	废气	施工扬尘采取车辆密闭运输、洒水抑尘	1 万元/场地，共 1 座场地	1
	废水	退役设备清洗废水由罐车拉运至源二联含油污水处理站处理	0.005 万元/m ³ ，共计 184.3m ³	0.92
	固体废物	建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理	0.01 万元/m ³ ，共计 60m ³	0.6
		生活垃圾统一收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理	0.1 万元/吨，共计 0.6t	0.06
风险防范	站内配备干粉灭火器、吸油毡、铁锹、消防沙等应急物资，定期进行应急演练等风险防范措施及应急措施	配备 1 套	2	

地下水及土壤防范措施	场站采取分区防渗措施	/	3
	依托周边已建水井布设3口跟踪监测井，定期跟踪监测地下水	0.1万元/点位，共3个监测点位	0.3
	设2个土壤跟踪监测点，定期跟踪监测土壤	0.2万元/点位，共2个监测点位	0.4
合计			21.29

7.2.2 环境效益简要分析

项目建设运营中排放的污染物采取了一系列治理措施，大大降低了排入环境中污染物的数量，将取得一定的环境效益。

7.3 环境经济损益分析结论

本项目的建设有效的解决了场站设备因腐蚀老化可能带来的环境风险隐患，项目实施后有效的解决了存在的一系列安全问题，具有良好的社会效益和环境效益。本项目实施后满足大庆头台油田开发有限责任公司油田稳产的需要，对促进企业发展而促进当地经济发展的效益明显。因此，从各方面讲，本项目的开发建设将带来较大的社会、经济、环境效益。

8 环境管理与监测计划

8.1 HSE 管理体系的建立和运行

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

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

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

（3）退役期 HSE 管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

油田开发建设对环境主要影响是建设期的各种施工作业活动和运营期的风险事故。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，减少温室气体的排放，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

本项目严格实施 HSE 环境管理体系，本项目环境管理归头台油田管理，逐级落实岗位责任制，各层下属单位设环保员一名，相应基层单位经理为 HSE 管理体系的第一负责人，对单位日常生产过程中的相关环境工作进行管理。

8.1.2 规章制度

油田环保工作必须严格执行国家、黑龙江省的环保法律法规，同时还应制定相应的环境管理规章制度，环保法规及油田内部的各种环境管理规章制度应下发到相应人员，并组织有关人员学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。相关法规和规章制度详见表 8.1-1。

表 8.1-1 环保法规和规章制度一览表

序号	规章名称	主要内容
1	国家、省市级的相关环保法律法规	国家、省市颁发的环境保护法律、法规。
2	油田公司制定的相关环保法律法规	油田公司的环境管理规定及环境管理规章制度（或环境保护条例及事故预案）。

3	环保技术规程及标准	各级有关环境管理的技术规程、标准，主要包括：国家及省市颁布的相关污染物排放控制标准；油田公司及厂矿等各单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括油田开发建设期及生产运营期废水、废气、废渣及噪声等方面的管理制度；在油田投入正常生产过程后，三废管理制度主要应包括油田正常运行过程中对含油污泥、含油污水及挥发烃的治理（回收及利用）等方面的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括油田建设期场站建设过程对区域内生态产生的影响后所做出的生态补偿措施；在油田进入正常生产运行期后，生态保护制度主要包括油田在生产过程中对于一些突发事件可能对周围生态产生的影响而制定的生态恢复计划和补偿措施等内容。
7	事故管理预案	明确油田开发建设过程中的场站可能存在的突发事件的预防管理措施。

8.1.3 管理措施

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

8.2 环境监控

8.2.1 环境监控实施计划

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

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

8.2.2 环境管理工作的重点

工程投产运行后，油田环境管理工作由大庆头台油田开发有限责任公司安全环保部负责，在油田生产运营期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及场站事故后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为场站各种处理设备，监控内容为运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。

8.2.3 环境管理人员的基本职责

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

8.2.4 环境监控基本内容

为了油田开发区域内环境的持续改进，对油田开发建设的各项活动进行全过程、全方位的监控。包括场站建设及相应配套设施建设，以及油田正常生产情况下的相应作业施工建设等过程。油田运营期的环境监控主要是油气处理过程中的环境保护措施执行情况。日常监控主要由本站的环保员组织定期进行，由上级部门核查。核查采用检查现场、检查记录、与员工座谈等形式进行；检查和核查应形成记录。

8.2.5 本工程污染源排放清单

本工程施工期污染物排放清单见表 8.2-1。

8.2-1 施工期污染物排放清单

污染物种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
废气	扬尘	颗粒物	0.11t	对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布，加强施工管理	执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值要求
	焊接烟尘	颗粒物	少量	由于项目焊接点较少，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	

废水	生活污水	COD、NH ₃ -N	76.8m ³	排入场站内生活污水收集装置，定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理	不直接排放
	新建装置试压废水	SS	184.3m ³	由罐车拉运至源二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层	不外排
	废旧设备清洗废水	石油类、SS	137.8m ³		
固废	含油污泥	石油类	5t	经收集后暂存于头台联危险废物暂存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置	执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关规定，实行危险废物转移制度
	含油防渗布	石油类	0.15t		
	施工废料	/	0.05t	统一收集后由施工单位拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理	100%处置
	建筑垃圾	/	40m ³	统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理	100%处置
	废旧设备	/	4台	全部回收至大庆头台油田开发有限责任公司物资库	回收再利用
	生活垃圾	/	0.6t	统一收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理	100%处置
噪声	机械噪声	噪声	60~90dB(A)	合理安排施工进度，减少施工时间，避免大量高噪声设备同时施工；施工严格禁止夜间进行。合理布置施工现场，避免在同一地点安排较多的动力机械；运输车辆选择避开居民区的路线，临近居民区应减少汽车鸣笛的次数，减速慢行	执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）要求

本工程运营期污染物排放清单见表 8.2-2。

表 8.2-2 本工程运营期污染物排放清单

种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
废气	烃类气体	非甲烷总烃	/	油气处理采用密闭流程，新建阀组、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，防止烃类气体的无组织挥发	场站厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求

	加热炉 烟气	SO ₂ 、 NO _x 、颗 粒物	2529.65 万 m ³	源 141 转油站内新建的 2.5MW 节能提效加热炉 采用清洁能源天然气作 为燃料，并采用低氮燃 烧器，加热炉燃烧产生 的废气均经 8m 的烟囱 高空排放	执行《锅炉大气污染物排放 标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值 要求
固废	含油污 泥	石油类	6t/a	经收集后暂存于头台联 危险废物暂存池，定期 交由大庆市肇源县晨晰 非金属废料加工有限公 司处置	执行《危险废物贮存污染控 制标准》（GB18597-2023） 中的相关规定，实行危险废 物转移制度
	含油废 防渗布	石油类	0.2t/a		
	废润滑 油	石油类	0.1t/a	经收集后暂存于头台油 田危险废物贮存库，定 期委托有资质单位处理	
	废润滑 油桶	石油类	0.002t/a		
	含油抹 布及废 劳保用 品	石油类	0.003t/a		
噪声	场站新 建设备 及配套 机泵噪 声	噪声	88~ 95dB(A)	选用低噪声设备，新建 装置设置减震基础；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	执行《工业企业厂界环境噪 声排放标准》（GB 12348- 2008）中 2 类标准

8.2.6 总量控制

本工程新增废气污染物为源 141 转油站内新建的 2.5MW 节能提效加热炉排放的 SO₂、NO_x、颗粒物。本项目外排污染物涉及的总量控制因子为 NO_x，根据调查，大庆头台油田开发有限责任公司对氮氧化物总量进行了控制，总量控制指标为 70t，目前尚有 3.5t 余量，本项目氮氧化物排放量可以满足大庆头台油田开发有限责任公司总量控制要求。本项目污染物排放总量情况见表 8.2-3。

表 8.2-3 本项目污染物排放总量一览表

序号	污染物	核定排放量 (t/a)
1	NO _x	1.955

8.2.7 施工期环境管理与监测计划

8.2.7.1 加强工程承包方管理

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

(1) 在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位；

(2) 在承包合同中应明确有关环境保护条款，如环境保护目标，采取的水、气、声和生态保护措施等，将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一；

(3) 各分承包方应按照项目部的环境管理制度要求，建立相应的环境管理机构，明确环保管理人员，明确人员职责等；

(4) 各分承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的生态环境部门，批准后方可开工。

8.2.7.2 注重人员培训

施工作业之前必须对全体施工人员进行包括环保知识、意识和能力的培训。其中环保能力的培训主要包括：保护生态环境的规定；减少和收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险品的方法；国家及当地政府的环境保护法律、法规等。

8.2.7.3 施工期环境监测计划

施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。施工单位可委托取得相关资质的地方环境监测站对施工场界的噪声、扬尘等进行一次性监测，发生事故时对周围的空气、土壤等进行监测。对作业场所的控制监测根据当地具体情况、当地生态环境部门要求等情况而定。施工期监测计划见下表 8.2-4。

表 8.2-4 工程施工期污染物排放监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	噪声	连续等效 A 声级	场界外 1m	1 次/施工期
2	废气	颗粒物	场界外 10m 范围内	1 次/施工期
3	事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃；地下水：石油类；地表水：石油类	空气及土壤为事故地点；地下水、地表水为事故地点周围区域	事故发生 24 小时内

8.2.8 运营期环境管理与监测计划

8.2.8.1 运营期环境管理

(1) 进行环境监测，掌握污染现状；

(2) 定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；

(3) 落实环境管理制度；

(4) 制定环保经济责任考核制度，提高各部门对环境保护的责任感；

(5) 强化专业人员培训。

8.2.8.2 运营期环境监测计划

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

运营期根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《工业企业土壤和地下水自行监测监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）、《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）及生态环境部门要求，结合油田运营期环境污染的特点，主要针对油田污染物排放、事故等，同时考虑已批复现有工程等制定监测计划，包括污染源监测计划、环境质量监测计划，具体见下表：

表 8.2-5 项目运营期污染源监测计划表

序号	监测内容	监测因子	监测点位	监测频次
1	废气	非甲烷总烃	源 141 转油站上风向 1 个、下风向 3 个	1 次/季
		SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、林格曼黑度	源 141 转油站内新建的 2.5MW 节能提效加热炉	1 次/年
2	噪声	连续等效 A 声级	源 141 转油站厂界外 1m	1 次/季，昼、夜间监测
3	事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃；地下水：石油类；地表水：石油类	空气及土壤为事故地点；地表水及地下水为事故地点周围区域。	事故发生 24 小时内

表 8.2-6 项目运营期环境质量监测计划表

序号	监测内容	监测因子	监测点位	坐标	与本项目的位置关系	监测频次
1	地下水	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、	三合村潜水井	125.02549, 45.6846	源 141 转油站东北侧 1820m	1 次/半年
			头台油田 3#潜水跟踪监测井	125.02192, 45.66495	源 141 转油站北侧 40m	

		汞、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	散户 2 潜水井	125.0222, 45.65854	源 141 转油站东南侧 580m	
2	土壤	pH、石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬	源 141 转油站事故排污池附近	125.02054, 45.66442	拟改造场站	1 次/年
			源 141 转油站西北侧 100m 草地	125.01981, 45.66508	源 141 转油站西北侧 100m	

8.2.9 退役期环境管理

对退役场站进行场地土壤环境调查与评价，确定未造成场地污染后，应跟踪其生态恢复情况。

- (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) 检查环保措施可行性。

8.2.10 排污许可管理

依据《排污许可管理条例》中相关要求，环境影响评价制度是建设项目的环境准入门槛，排污许可制是企业单位在生产运营期排污的法律依据，必须做好充分衔接，实现从污染预防到污染治理和排放控制的全过程监管。新建项目必须在发生实际排污行为之前申领排污许可证，不得无证或不按证排污，环境影响评价文件及批复中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证。

大庆头台油田开发有限责任公司主行业类别为石油开采，排污许可管理类别为登记管理，已在“全国排污许可证管理信息平台公开端”填报了污染物相关排放情况，并于 2024 年 10 月 25 日取得登记回执，登记编号为 912306001269768181001X，有效期为 2024 年 10 月 25 日至 2029 年 10 月 24 日。根据生态环境部部令第 11 号《固定污染源排污许可证分类管理名录（2019 年版）》的有关规定，本项目均属于“三、石油和天然气开采业 07 中的 4 石油开采 071”，相关要求为“涉及通用工序重点管理的实施重点管理，涉及通用工序简化管理的实施简化管理，其他实施登记管理”。本项目在大庆头台油田开发有限责任公司源 141 转油站新建 1 台 2.5MW 节能提效加热炉，不涉及“单台或者合计出力 20 吨/小时（14 兆瓦）及以上的锅炉”，且大庆头台油田开发有限责任公司未纳入重点排污单位名录，因此本项目实施登记管理，需在更新排污许可证时，在申请表中填写补充登记表。

8.3 占地审批流程

本项目总占地面积为 0.016hm²，均为永久占地，占地类型为草地（非基本草原）。

永久征用草原工作流程为：大庆头台油田开发有限责任公司监督管理中心土地管理室准备永久征用草原申请材料。大庆头台油田开发有限责任公司监督管理中心土地管理室依据项目设计资料、投资计划等基础资料，核实项目用地范围、面积、类型，提交永久征用草原申请表、草原植被恢复方案、勘测定界确权图、建设项目环境影响评价报告批复等文件材料。肇源县林业和草原主管部门初审。肇源县自然资源局组织对大庆头台油田开发有限责任公司监督管理中心土地管理室提交的永久征用草原资料进行初审，开展实地探勘核验，审查同意的出具意见。大庆市林业和草原主管部门逐级审批。大庆市林业和草原主管部门对肇源县林业和草原主管部门初审后的永久征用草原等资料进行审核，出具审核意见，符合要求的上报黑龙江省林业和草原局。黑龙江省林业和草原局对经市级主管部门审核上报的占用草原征用资料进行核查，组织审批，下发审批文件。

本项目按照“先临时、后永久”的政策，临时用地结束后，办理永久用地审批。大庆头台油田开发有限责任公司监督管理中心土地管理室由专业测绘队伍，组卷勘测定界成果，每年上报油田公司生态资源管理部，全油田全年组卷一次，经肇源县自然资源局、肇源县政府，大庆市自然资源局、大庆市政府，黑龙江省自然资源厅、黑龙江省政府，逐级上报自然资源部、国务院审批。组卷资料中需提供数十项资料，其中包括永久占用草地（非基本草原）的批复意见。永久占用草地（非基本草原）手续，需经肇源县林草主管部门、大庆市级林草主管部门、黑龙江省级林草主管部门逐级审批。

9 环境影响评价结论

9.1 建设项目概况

大庆头台油田开发有限责任公司拟建头台油田源 141 转油站腐蚀老化设备改造工程，为改建项目，位于大庆市肇源县头台镇，地理坐标为东经 125° 01'16.226"，北纬 45° 39'51.869"。

本项目主要建设内容为：在源 141 转油站原位置更换分离缓冲游离水脱除器 2 台，拆除除油器、干燥器各 1 台，在容器区除油器位置新建除油干燥组合装置 1 台，新建 2.5MW 节能提效加热炉 1 台。源 141 转油站改建后处理能力不变，可处理液量 9900t/d。本项目新增总占地面积为 0.016hm²，均为永久占地，占地类型为草地（非基本草原）。本项目总投资 445.5 万元，其中环保投资 21.29 万元，环保投资占比为 4.78%。

9.2 环境质量现状评价结论

9.2.1 大气环境质量现状评价结论

根据《2023 年大庆市生态环境状况公报》统计数据可知，项目所在区域属于达标区，均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中过渡阶段二级浓度限值要求。根据补充监测可知，区域特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 标准要求，TSP 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中过渡阶段二级浓度限值要求，评价区域内大气环境质量较好。

9.2.2 地表水环境质量现状评价结论

本项目属于水污染影响型三级 B 评价，可不开展区域污染源调查。本项目地表水评价范围为源 141 转油站为中心边长取 5km 的矩形区域内的地表水体，该范围内无地表水体，因此本次未对地表水体进行监测。

9.2.3 地下水环境质量现状评价结论

评价区域地下水水质除潜水中锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T148488-2017）中的 III 类标准要求。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的 Mn²⁺在 CO₂ 作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。评价区域地下水化学类型主要为 4-A 型 HCO₃⁻-Na+Ca 淡水。

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

9.2.4 声环境质量现状评价结论

本项目拟改造场站周边 200m 范围内无声环境保护目标，由场站厂界噪声监测结果与执行评价标准限值对比分析可知，现有区块内源 141 转油站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

9.2.5 土壤现状评价结论

评价区域内土壤环境质量较好，没有出现超标情况。现有井场、场站内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，评价范围内农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值。

9.2.6 生态环境现状评价结论

本项目评价范围内生态系统类型主要为草地生态系统。本项目评价范围内土地利用类型以草地为主，工程所在区域内主要土壤类型以草甸土为主，工程所在区域人类活动频繁，野生动物较少，区域生态环境总体质量较好。

9.3 环境影响分析和污染防治措施可行性结论

9.3.1 大气环境影响分析和污染防治措施可行性结论

施工期对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布，加强施工管理，施工期界外扬尘满足《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。

运营期油气处理采用密闭流程，新建阀组、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，防止烃类气体的无组织挥发。场站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）5.9 中规定要求。

源 141 转油站内新建的 2.5MW 节能提效加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经 8m 的烟囱高空排放，能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求。

9.3.2 水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

施工期生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司拉运至古恰镇古恰村污水处理厂处理。废旧设备清洗废水及新建装置试压废水由罐车拉运至源二联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-

2022) 限值要求后回注油层, 不外排。

运营期不新增生活污水和生产废水排放。

本工程产生的种类废水均进行了妥善处理, 不排入地表水体, 不会对地表水环境产生影响。

9.3.3 地下水境影响分析和污染防治措施可行性结论

本工程在正常且各项环境保护措施落实到位情况下对地下水环境影响较小, 但在事故状态下可能对地下水环境造成影响, 但在各项地下水污染防控措施及应急措施落实到位的情况下, 对地下水环境影响较小。

9.3.4 声环境影响分析和污染防治措施可行性结论

施工期合理安排施工进度, 减少施工时间, 避免大量高噪声设备同时施工; 施工严格禁止夜间进行。合理布置施工现场, 避免在同一地点安排较多的动力机械, 施工期场界噪声满足《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025) 要求。运营期选用低噪声设备, 新建装置设置减震基础; 注意对设备的维护保养, 保证设备保持在最佳运行状态, 场站厂界噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准要求, 对周围环境及环保目标影响很小。

9.3.5 固体废物环境影响分析和污染防治措施可行性结论

本项目施工期产生的含油污泥经收集后暂存于头台联危险废物暂存池, 定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。含油废防渗布经收集后暂存于头台联危险废物暂存池, 定期委托有资质单位处理。施工废料统一收集后由施工单位拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理。建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理。拆除的废旧设备全部回收至大庆头台油田开发有限责任公司物资库。生活垃圾统一收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

运营期产生的含油污泥经收集后暂存于头台联危险废物暂存池, 定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。含油废防渗布经收集后暂存于头台联危险废物暂存池, 定期委托有资质单位处理。设备检修过程中产生的废润滑油、废润滑油桶、含油抹布及废劳保用品属于危险废物, 经收集后暂存于头台油田危险废物贮存库, 定期委托有资质单位处理。

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

9.3.6 生态环境影响分析和生态保护减缓措施可行性结论

该项目的场站建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。通过选择适当时机施工，并在建设过程中采取必要的生态保护措施，可最大程度减小该项目建设对生态环境的不利影响，使生态环境在尽可能短的时间内得到恢复。

项目永久占用草地，使土地利用类型转变为工业用地，本项目对新增永久占地 0.3m 厚表土进行剥离，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，永久占地剥离的表土用于复垦土地的土壤改良，对区域内生态环境不会造成较大影响。

在制定相应的生态保护及恢复措施，并能够确保其切实执行的前提下，工程建设不会对现有生态环境造成太大的影响，在生态上是可行的。

9.3.7 土壤环境影响分析和保护措施可行性结论

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，非正常工况如清淤含油污泥等，可能会对土壤造成影响，但项目设备检修过程中均铺设防渗布，含油污泥不会污染土壤，因此项目对土壤环境影响较小。

9.3.8 环境风险分析可行性结论

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

9.4 公众意见采纳情况

本项目首次环境影响评价信息公开之日为 2026 年 3 月 27 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=941>）；

征求意见稿公示日期为 2026 年 5 月 6 日~18 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=942>）；

报纸第一次公告日期为 2026 年 5 月 11 日（大庆油田报），报纸第二次公告日期为 2026 年 5 月 13 日（大庆油田报）；

现场张贴公示日期为 2026 年 5 月 6 日~18 日，公示地点为评价范围内村屯。

报批前公示日期为 2026 年 6 月 1 日（黑龙江环保技术服务网）。

至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

网络公示起到了应有的告知作用。在现场公示期间，对居民进行了必要的讲解和说明，让附近居民充分了解本项目的各项情况。选择了黑龙江环保技术服务网和《大庆油田报》进行公示，起到了网络和报纸传播较广，受众广泛的作用。在网上两次公示过程中、公示期间及问卷调查过程中没有接到任何人反映意见或建议的电话和邮件、传真等。

建设单位的公参调查结果表明，头台油田源 141 转油站腐蚀老化设备改造工程的建设周围民众是支持的。建设单位认真执行环保“三同时”制度，加强环境管理，使环境的负效应降至最低。并对周围环境的影响减至最小程度，达到公众对项目建设的环要求愿望。

9.5 环境经济损益分析结论

本项目的建设有效的解决了场站设备因腐蚀老化可能带来的环境风险隐患，项目实施后有效的解决了存在的一系列安全问题，具有良好的社会效益和环境效益。本项目实施后满足大庆头台油田开发有限责任公司油田稳产的需要，对促进企业发展而促进当地经济发展的效益明显。因此，从各方面讲，本项目的开发建设将带来较大的社会、经济、环境效益。

9.6 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头台油田开发有限责任公司安全环保部负责，在油田生产运营期，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生产和管理情况及场站事故后油水泄漏等事故的预防和处理上。施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象施工作业废气和噪声等。运营期根据《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）和油田运营期环境污染的特点，环境监测计划主要针对油田污染物排放、事故而制定。

9.7 综合评价结论

综上所述，头台油田源 141 转油站腐蚀老化设备改造工程符合国家产业政策和区域发展规划。油田正常生产情况下对环境的影响较小，工程施工及生产运行过程中可能出现的各类风险事故，在相应的污染防治措施、生态保护措施及事故应急措施得以切实有效实施的前提下，能够确保区域环境不受污染。公众参与调查结果表明，公众参与对该项目无反对意见。在确保落实好各项环保措施并保证其正常运行的前提下，从环境保护角度分

析，本项目的建设可行。

附表

附表 1：建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>	
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input checked="" type="checkbox"/>		边长<5km <input type="checkbox"/>	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>	
	评价因子	基本污染物：PM ₁₀ 、NO ₂ 、SO ₂ 、PM _{2.5} 、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"/>	
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>	
	评价基准年	(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	建设项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 建设项目非正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>	区域污染源 <input checked="" type="checkbox"/>	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>
	预测范围	边长 ≥ 50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长 < 5km <input type="checkbox"/>	
	预测因子	预测因子 ()			包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率 ≤ 100% <input type="checkbox"/>			C _{建设项目} 最大占标率 > 100% <input type="checkbox"/>		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率 ≤ 10% <input type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率 > 10% <input type="checkbox"/>	
		二类区	C _{本项目} 最大占标率 ≤ 30% <input type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率 > 30% <input type="checkbox"/>	
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h		C _{非正常} 占标率 ≤ 100% <input type="checkbox"/>		C _{非正常} 占标率 > 100% <input type="checkbox"/>	
	保证率日平均浓度和年评价浓度叠加值	C _{叠加} 达标 <input type="checkbox"/>			C _{叠加} 不达标 <input type="checkbox"/>		
区域环境质量的整体变化情况	k ≤ -20% <input type="checkbox"/>			K > -20% <input type="checkbox"/>			
环境监测计划	污染源监测	监测因子：(非甲烷总烃、颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、林格曼黑度)			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"/>
环评结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>					
	大气防护距离	距 () 厂界最远 () m					
	污染源年排放量	NO _x : (1.955) t/a	SO ₂ : (0.159) t/a	颗粒物: (0.19) t/a	NMHC: () t/a		

注：“□”为勾选项，填“√”；“()”为内容填写项

附表 2：建设项目环境风险评价自查表

工作内容		完成情况					
风险 调查	危险物质	名称	原油	天然气			
		存在总量	159.47t	0.568t			
	环境 敏感性	大气	500m 范围内人口数___人		5km 范围内人口数___人		
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）			___人	
		地表水	地表水功能敏感性	F1 <input type="checkbox"/>	F2 <input type="checkbox"/>	F3 <input type="checkbox"/>	
			环境敏感目标分级	S1 <input type="checkbox"/>	S2 <input type="checkbox"/>	S3 <input type="checkbox"/>	
		地下水	地下水功能敏感性	G1 <input type="checkbox"/>	G2 <input type="checkbox"/>	G3 <input type="checkbox"/>	
包气带防污性能	D1 <input type="checkbox"/>		D2 <input type="checkbox"/>	D3 <input type="checkbox"/>			
物质及工艺系数 危险性		Q 值	Q<1 <input checked="" type="checkbox"/>	1≤Q<10 <input type="checkbox"/>	10≤Q<100 <input type="checkbox"/>	Q>100 <input type="checkbox"/>	
		M 值	M1 <input type="checkbox"/>	M2 <input type="checkbox"/>	M3 <input type="checkbox"/>	M4 <input type="checkbox"/>	
		P 值	P1 <input type="checkbox"/>	P2 <input type="checkbox"/>	P3 <input type="checkbox"/>	P4 <input type="checkbox"/>	
环境风险潜势		IV+ <input type="checkbox"/>	IV <input type="checkbox"/>	III <input type="checkbox"/>	II <input type="checkbox"/>	I <input checked="" type="checkbox"/>	
评价等级		一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>	简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>	
风险 识别	物质 危险性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>			易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>		
	环境 风险类型	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>		
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>	地表水 <input checked="" type="checkbox"/>		地下水 <input checked="" type="checkbox"/>		
事故情形分析		源强设定方法	计算法 <input type="checkbox"/>	经验估算法 <input type="checkbox"/>	其他估算法 <input checked="" type="checkbox"/>		
风险 预测 与 评价	大气	预测模型	SLAB <input type="checkbox"/>	AFTOX <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>		
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围___m				
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围___m				
	地表水	最近敏感目标_____, 到达时间___h					
	地下水	下游厂区边界到达时间___d					
最近环境敏感目标_____, 到达时间___d							
重点风险 防范措施		运营期制定操作规程、巡查、检测、应急等管理措施					
评价结论与建议		本工程的主要环境风险是泄漏和火灾爆炸,对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境和土壤植被危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后,可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。					
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，“___”为内容填写项							

附表 3：建设项目土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；未利用地 <input type="checkbox"/>				土地利用类型图
	占地规模	(0.016) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 ()、距离 ()				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
	特征因子	石油烃				
	土壤环境影响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input type="checkbox"/> ；较敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>				
评价工作等级	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>					
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input checked="" type="checkbox"/> ；c) <input checked="" type="checkbox"/> ；d) <input checked="" type="checkbox"/>				
	理化特性	-				见 5.8
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	3	4	0-20cm	
		柱状样点数	5	0	0-50cm 50-150cm 150-300cm	
现状监测因子	50 项 (包括建设用地土壤基本项目 45 项, 其他项目石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) 及 pH 值、石油类、石油烃 (C ₆ -C ₉)、水溶性盐总量) 及农用地土壤监测项目 (pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、石油类、石油烃 (C ₆ -C ₉)、水溶性盐总量)					
现状评价	评价因子	50 项 (包括建设用地土壤基本项目 45 项, 其他项目石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) 及 pH 值、石油类、石油烃 (C ₆ -C ₉)、水溶性盐总量) 及农用地土壤监测项目 (pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、石油类、石油烃 (C ₆ -C ₉)、水溶性盐总量)				
	评价标准	GB 15618 <input checked="" type="checkbox"/> ；GB 36600 <input checked="" type="checkbox"/> ；表 D.1 <input type="checkbox"/> ；表 D.2 <input type="checkbox"/> ；其他 ()				
	现状评价结论	现有井场、场站内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB36600-2018) 中第二类用地筛选值标准, 评价范围内农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB15618-2018) 表 1 农用地土壤风险筛选值。				
影响预测	预测方法	附录 E <input type="checkbox"/> ；附录 F <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>				
	预测分析内容	影响范围 () 影响程度 ()				
	预测结论	达标结论: a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/> ；c) <input type="checkbox"/> 不达标结论: a) <input type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/>				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input type="checkbox"/> ；源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ；过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 (跟踪监测)				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		2	pH、石油类、石油烃 (C ₆ -C ₉)、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、汞、砷、六价铬		1 次/年	
	信息公开指标	监测点位和监测值				
评价结论	采取环评提出的措施, 影响可接受					
注 1: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。						
注 2: 需要分别开展土壤环境影响评价工作的, 分别填写自查表。						

附表 4：地表水自查表

工作内容		自查项目		
影响识别	影响类型	水污染影响型√；水文要素影响型 □		
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 □；饮用水取水口 □；涉水的自然保护区 □；重要湿地 □；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 □；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 □；涉水的风景名胜区 □；其他 √		
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型	
		直接排放 □；间接排放 □；其他√	水温 □；径流 □；水域面积 □	
影响因子	持久性污染物 □；有毒有害污染物 □；非持久性污染物 □；pH 值 □；热污染 □；富营养化 □；其他 √	水温 □；水位（水深） □；流速□；流量 □；其他 □		
评价等级	水污染影响型		水文要素影响型	
	一级 □；二级 □；三级 A □；三级 B √		一级 □；二级 □；三级 □	
现状调查	区域污染源	调查项目		
		已建 □；在建 □；拟建 □；其他 □	拟替代的污染源 □	
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源
		丰水期 □；平水期 □；枯水期□；冰封期□ 春季√；夏季 □；秋季 □；冬季□		生态环境保护主管部门 □；补充监测 □；其他 □
	区域水资源开发利用状况	未开发 □；开发量 40%以下 □；开发量 40%以上 □		
	水文情势调查	调查时期		数据来源
丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □ 春季 □；夏季 □；秋季 □；冬季□		水行政主管部门 □；补充监测 □；其他 □		
补充监测	监测时期		监测因子	
	丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期□ 春季 □；夏季 □；秋季 □；冬季□		（） 监测断面或点位 个数（）个	
现状评价	评价范围	河流：长度（）km；湖库、河口及近岸海域：面积（）km ²		
	评价因子	（）		
	评价标准	河流、湖库、河口：I类 □；II类 □；III类 □；IV类 □；V类 □ 近岸海域：第一类 □；第二类 □；第三类 □；第四类 □ 规划年评价标准（）		
	评价时期	丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □ 春季 □；夏季 □；秋季 □；冬季 □		
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况□：达标 □；不达标 □ 水环境控制单元或断面水质达标状况 □：达标 □；不达标 □ 水环境保护目标质量状况 □：达标 □；不达标 □ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 □：达标 □；不达标□ 底泥污染评价 □ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 □ 水环境质量回顾评价 □ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 □		达标区□ 不达标区□
影响预测	预测范围	河流：长度（）km；湖库、河口及近岸海域：面积（）km ²		
	预测因	（）		

测	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	排放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)排放口的建设项目, 应包括排放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	<table border="1"> <thead> <tr> <th>污染物名称</th> <th>排放量/(t/a)</th> <th>排放浓度/(mg/L)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>()</td> <td>()</td> <td>()</td> </tr> </tbody> </table>		污染物名称	排放量/(t/a)	排放浓度/(mg/L)	()	()	()						
	污染物名称	排放量/(t/a)	排放浓度/(mg/L)												
	()	()	()												
	替代源排放情况	<table border="1"> <thead> <tr> <th>污染源名称</th> <th>排污许可证编号</th> <th>污染物名称</th> <th>排放量/(t/a)</th> <th>排放浓度/(mg/L)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>()</td> <td>()</td> <td>()</td> <td>()</td> <td>()</td> </tr> </tbody> </table>		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)	()	()	()	()	()		
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	污水处理设施 <input 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 checked="" type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>														
防治措施	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 type="checkbox"/> ; 自动 <input type="checkbox"/> ; 无监测 <input checked="" type="checkbox"/>										
		监测点位	()		()										
		监测因子	()		()										
污染物排放清单	√														
评价结论	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不可以接受 <input type="checkbox"/>														
注: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。															

附表 5：生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input checked="" type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （分布范围、种群数量、种群结构、行为） 生境 <input checked="" type="checkbox"/> （生境面积、质量、连通性） 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> （物种组成、群落结构） 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能） 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> （物种丰富度、均匀度、优势度） 生态敏感区 <input type="checkbox"/> （ ） 自然景观 <input type="checkbox"/> （ ） 自然遗迹 <input type="checkbox"/> （ ） 其他 <input type="checkbox"/> （ ）
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input type="checkbox"/> 三级 <input checked="" type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积：（ ）km ² ；水域面积：（ ）km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input checked="" type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input type="checkbox"/> ；沙漠化 <input type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；污染危害 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input checked="" type="checkbox"/> ；定性和定量 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input type="checkbox"/> ；减缓 <input type="checkbox"/> ；生态修复 <input type="checkbox"/> ；生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input type="checkbox"/> ；常规 <input type="checkbox"/> ；无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可行 <input type="checkbox"/>
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

附表 6：声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级 与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/>					
	评价范围	200 m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200 m <input type="checkbox"/> 小于 200 m <input type="checkbox"/>					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/> 地方标准 <input type="checkbox"/> 国外标准 <input type="checkbox"/>					
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>	中期 <input type="checkbox"/>		远期 <input type="checkbox"/>
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/> 现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/> 收集资料 <input type="checkbox"/>					
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 <input checked="" type="checkbox"/> 已有资料 <input checked="" type="checkbox"/> 研究成果 <input type="checkbox"/>					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/> 其他 <input type="checkbox"/> _____					
	预测范围	200 m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200 m <input type="checkbox"/> 小于 200 m <input type="checkbox"/>					
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>					
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>					
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input type="checkbox"/> 无监测 <input type="checkbox"/>					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（ ）		监测点位数（ ）		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>					
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。							