

页岩油联合站 50 万吨/年原油处理
装置运维工程
环境影响报告书
(拟报批版)

建设单位：中国（新疆）石油工程有限公司

编制单位：新疆创青晨环保科技有限公司

二〇二四年十一月

目 录

| | |
|--------------------------|-----------|
| 1 概述 | 1 |
| 1.1 项目背景 | 1 |
| 1.2 建设项目主要特点 | 1 |
| 1.3 环境影响评价过程 | 2 |
| 1.4 分析判定相关情况 | 2 |
| 1.5 关注的主要环境问题及环境影响 | 3 |
| 1.6 报告书主要结论 | 3 |
| 2 总则 | 4 |
| 2.1 编制依据 | 4 |
| 2.2 评价目的与原则 | 9 |
| 2.3 评价时段 | 10 |
| 2.4 环境因素识别及评价因子确定 | 10 |
| 2.5 环境功能区划与评价标准 | 11 |
| 2.6 评价等级与评价范围 | 15 |
| 2.7 环境保护目标 | 21 |
| 2.8 评价内容与重点 | 22 |
| 2.9 相关规划及政策符合性分析 | 23 |
| 3 建设项目工程分析 | 40 |
| 3.1 区域位置 | 40 |
| 3.2 现有工程概况及环境影响回顾 | 40 |
| 北厂界..... | 48 |
| 3.3 在建项目概况及环境影响 | 51 |
| 3.4 改扩建项目工程分析 | 55 |
| 3.5 污染源源强核算污染源分析 | 66 |
| 3.6 总量控制指标 | 76 |

| | |
|----------------------------|------------|
| 3.7 清洁生产分析 | 76 |
| 4 环境质量现状调查与评价 | 79 |
| 4.1 自然环境现状调查与评价 | 79 |
| 4.2 环境保护目标调查 | 82 |
| 4.3 环境质量现状调查与评价 | 82 |
| Z4 | 90 |
| 5 环境影响预测与评价 | 104 |
| 5.1 施工期环境影响预测与评价 | 104 |
| 5.2 运营期环境影响预测与评价 | 106 |
| 5.3 退役期影响分析 | 117 |
| 5.4 环境风险分析 | 117 |
| 6 环境保护措施论证分析 | 122 |
| 6.1 施工期环境保护措施 | 122 |
| 6.2 运营期环境保护措施 | 125 |
| 6.3 退役期环境保护措施 | 130 |
| 6.4 环境风险防范措施及应急要求 | 132 |
| 6.5 环保投资分析 | 137 |
| 7 环境管理与监测计划 | 139 |
| 7.1 环境管理机构 | 139 |
| 7.2 生产区环境管理 | 139 |
| 7.3 污染物排放的管理要求 | 144 |
| 7.4 企业环境信息公开 | 147 |
| 7.5 环境监测与监管 | 147 |
| 8 环境影响经济损益分析 | 151 |
| 8.1 环境效益分析 | 151 |

| | |
|-------------------------|------------|
| 8.2 社会效益分析 | 151 |
| 8.3 环境经济损益分析结论 | 151 |
| 9 环境影响评价结论 | 152 |
| 9.1 建设项目概况 | 152 |
| 9.2 环境质量现状结论 | 152 |
| 9.3 污染物排放情况结论 | 153 |
| 9.4 环境保护措施 | 154 |
| 9.5 公众意见采纳情况 | 156 |
| 9.6 经济损益性分析 | 157 |
| 9.7 环境管理与监测计划 | 157 |
| 9.8 总结论 | 157 |

1 概述

1.1 项目背景

页岩油联合站行政隶于新疆生产建设兵团第六师红旗农场，西南距乌鲁木齐市约 123km，东南距吉木萨尔县约 22km，东北距红旗农场约 7.5km。该站于 2019 年开始建设，2021 年 10 月投产，主要包括原油处理系统、天然气处理装置，原油处理系统设计能力 $100\times 10^4\text{t/a}$ ；2024 年 4 月中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区实施了《新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦草沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）》，对页岩油联合站原油处理系统进行了扩建，新建一列 $50\times 10^4\text{t/a}$ 原油处理装置、1 套 $3000\text{m}^3/\text{d}$ 的压裂返排液处理系统，目前正在实施，在建项目实施后原油处理系统扩建至 $150\times 10^4\text{t/a}$ 。根据《吉庆油田作业区 2024 年-2028 年地质预测开发数据》可知，2025 年页岩油井区最高产油量为 $154\times 10^4\text{t/a}$ ，2028 年页岩油井区产油量达到最高为 $180\times 10^4\text{t/a}$ ，现有和在建原油处理系统设计处理能力不能满足原油处理需求。

为满足近期原油处理需求，中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区委托中油（新疆）石油工程有限公司拟在页岩油联合站内新建一列 $50\times 10^4\text{t/a}$ 原油处理装置及其配套设施。扩建后，页岩油联合站原油总体处理能力将达 $200\times 10^4\text{t/a}$ 。

1.2 建设项目主要特点

本工程拟对页岩油联合站进行扩建，项目不涉及油气生产井、集输管线等区块开发建设活动，站内新增 1 列原油处理系统，属于页岩油开采中的联合站扩建工程。施工期主要进行各项处理设施基础建设及设备安装，其污染影响随施工期结束而消失；运营期主要不利环境影响来自页岩油处理过程中 VOCs 的无组织排放和燃气锅炉燃烧烟气。采出水和装置排污水依托压裂返排液处理系统处理达标后，出水回用于压裂液的复配，不外排。废润滑油、废润滑油桶和废含油抹布及劳保用品，交由有相应危险废物处理资质的单位处置。项目施工期、运营期对环境的影响经采取相应措施后影响不大。本工程的实施将进一步提高吉木萨尔凹陷页岩油层富集区开发效益，对保障国家战略能源安全、带动地区经济的发展和人民生活水平的提高均具有积极的正效应。

1.3 环境影响评价过程

本项目属于页岩油开采项目，按照《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》中相关要求，本项目属于“五、石油和天然气开采业—7 陆地石油开采——石油开采新区块开发；页岩油开采；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。

中国（新疆）石油工程有限公司于 2024 年 9 月委托新疆创青晨环保科技有限公司承担本工程的环境影响评价工作（附件 1）。环评单位接受委托后收集了有关资料，并按照环境影响评价技术导则的要求编制完成本工程环境影响报告书，报告书经生态环境部门审批后将作为项目建设、运营过程中环境管理的技术依据。环境影响评价工作程序见图 1.3-1。

1.4 分析判定相关情况

1.5.1 产业政策相符性分析

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本工程属于“第一类 鼓励类——七、石油天然气——1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，符合国家产业政策。

1.5.2 选址合理性分析

本次扩建工程均在页岩油联合站内部实施，不新增占地，对周围植被、野生动物等影响较小。页岩油联合站厂界非甲烷总烃、锅炉燃烧烟气中各污染物均可实现达标排放，采出水和装置排污水送至压裂返排液处理系统处理达标后用于压裂液复配，废润滑油、废润滑油桶、废含油抹布及劳保用品等危险废物交由有资质的单位处置。根据调查结果，本项目评价范围内除涉及水土流失重点治理区外，不涉及其他环境敏感区。在切实落实报告提出的环保措施的前提下，项目选址合理。

1.5.3 相关规划及政策符合性分析

项目建设符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生产建设兵团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》《新疆生产建设兵团主体功能区规划》《新疆维吾尔自治

区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》《新疆生产建设兵团矿产资源总体规划（2021—2025 年）》《新疆油田公司“十四五”发展规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆生产建设兵团“十四五”生态环境保护规划》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》《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》《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《第六师五家渠市“三线一单”生态环境分区管控方案》《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》中的相关要求。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

本项目影响主要来源于页岩油处理系统建设和运营过程中产生的污染影响和生态影响，本次评价主要针对项目建设和运营期产生的废气、废水、噪声的达标排放情况，固体废物的妥善处置情况以及可能发生的风险事故进行分析和论述，并针对以上环境影响所采取的环境保护及风险防范措施的可行性进行分析。

关注的主要环境问题有：施工期产生的废气、废水、噪声影响以及固体废物处置情况，运营期油气处理过程中产生的无组织非甲烷总烃、锅炉燃烧烟气、采出水和装置排污水、噪声和固体废物（废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废破乳剂包装物）等影响分析，以及事故状态下各设备、管线泄漏对环境的影响分析。

1.6 报告书主要结论

本工程符合国家相关规划、产业政策及“三线一单”的要求，项目选址合理；运营期废气、噪声能实现达标排放，废水“零”排放，固体废物实现无害化处置；项目建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统或生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的；项目进行了三次网上公示、1 次张贴公告、2 次报纸公示，公示期间均未收到公众反馈意见。从环境保护角度论证项目建设可行。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 国家环保法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 01 月 01 日；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，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 01 月 01 日；
- (5) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 01 月 01 日；
- (6) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022 年 06 月 05 日；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年修订），2020 年 09 月 01 日；
- (8) 《中华人民共和国土地管理法》（2019 年修订），2020 年 01 月 01 日；
- (9) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2021 年修订），2021 年 09 月 21 日；
- (10) 《中华人民共和国环境保护税法》（2018 年修订），2018 年 10 月 26 日；
- (11) 《中华人民共和国野生动物保护法》，2018 年 10 月 26 日；
- (12) 《中华人民共和国防沙治沙法》，2018 年 10 月 26 日；
- (13) 《中华人民共和国水土保持法》（2010 年修订），2011 年 03 月 01 日；
- (14) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》（2011 年修订），2011 年 01 月 08 日；
- (15) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年修订），2012 年 07 月 01 日；
- (16) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010 年 10 月 01 日；
- (17) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017 年修订），2017 年 10 月 07 日；
- (18) 《建设项目环境保护管理条例》，2017 年 10 月 01 日；
- (19) 《排污许可管理条例》，2021 年 03 月 01 日。

2.1.2 环境保护规章

- (1) 《排污许可管理办法》，生态环境部部令第 32 号，2024 年 04 月 01 日；

- (2) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，生态环境部令第 16 号，2021 年 01 月 01 日；
- (3) 《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第 4 号，2019 年 01 月 01 日；
- (4) 《国家危险废物名录（2021 年版）》，环保部令第 15 号，2021 年 01 月 01 日；
- (5) 《产业结构调整指导目录（2024 本）》，国家发展和改革委员会令第 7 号，2024 年 2 月 1 日；
- (6) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》，2012 年第 18 号，2012 年 03 月 07 日；
- (7) 《水污染防治行动计划》，国发〔2015〕17 号，2015 年 04 月 02 日；
- (8) 《土壤污染防治行动计划》，国发〔2015〕31 号，2016 年 05 月 28 日；
- (9) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》，环办环评函〔2019〕910 号，2019 年 12 月 13 日；
- (10) 《国家重点保护野生植物名录》，国家林业和草原局、农业农村部公告，2021 年第 15 号，2021 年 09 月 07 日；
- (11) 《关于印发〈2020 年挥发性有机物治理攻坚方案〉的通知》（环大气〔2020〕33 号），2020 年 06 月 23 日；
- (12) 《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》（环大气〔2019〕53 号），2019 年 06 月 26 日；
- (13) 《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号），2017 年 11 月 15 日；
- (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 第 43 号），2017 年 10 月 01 日；
- (15) 《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150 号），2016 年 10 月 26 日
- (16) 《国家重点保护野生动物名录》，国家林业和草原局、农业农村部公告，2021 年第 3 号，2021 年 02 月 01 日；
- (17) 《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部 部令第

23 号），2022 年 01 月 01 日；

（18）《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部部令 第 24 号），2022 年 02 月 08 日；

（19）《关于印发〈企业环境信息依法披露格式准则〉的通知》（环办综合〔2021〕32 号），2022 年 02 月 08 日；

（20）《关于发布〈一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）〉的公告》（生态环境部公告 2021 年第 82 号），2021 年 12 月 31 日；

（21）《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 年 12 月 22 日；

（22）《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（试行）》，发改办气候〔2014〕2920 号，2014 年 12 月 03 日；

（23）《石油天然气开采企业二氧化碳排放计算方法》，2017 年 05 月 01 日。

2.1.3 地方环保法律

（1）《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2018 年修改），2018 年 09 月 21 日；

（2）《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例(2018 年修正)》，2018 年 9 月 21 日；

（3）《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，2018 年 09 月 21 日；

（4）《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》，2019 年 01 月 01 日。

2.1.4 地方环境保护相关文件

（1）《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管线法〉办法》，2022 年 11 月 01 日；

（2）《新疆生态功能区划》，2005 年 07 月 14 日；

（3）《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》，2002 年 12 月；

（4）《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》，2020 年 07 月 30 日；

（5）《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号），2020 年 09 月 04 日；

(6) 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》，2021 年 02 月 05 日；

(7) 《新疆生产建设兵团国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》，2021 年 01 月 08 日；

(8) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》，2021 年 12 月 24 日；

(9) 《新疆生产建设兵团“十四五”生态环境保护规划》，2021 年 12 月 17 日；

(10) 《第六师五家渠市“十四五”生态环境保护规划》(师市办发〔2022〕11 号)，2022 年 06 月 01 日；

(11) 《新疆维吾尔自治区国家重点保护野生动物名录(修订)》，2022 年 09 月 21 日；

(12) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》，2024 年 01 月 18 日；

(13) 《新疆国家重点保护野生植物名录》，2022 年 03 月 08 日；

(14) 《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》(SY/T7301-2016)，2017 年 05 月 01 日；

(15) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)，2017 年 05 月 30 日；

(16) 《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发〔2018〕20 号)，2018 年 12 月 20 日；

(17) 《关于印发〈新疆生产建设兵团“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》(新兵发〔2021〕16 号)，2021 年 04 月 14 日；

(18) 《第六师五家渠市生态环境分区管控更新成果(2023 版)》，2024 年 07 月 24 日。

2.1.5 环评有关技术规定

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)，2017 年 01 月 01 日；

(2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)，2018 年 12 月 01 日；

(3) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)，2022 年 07 月 01 日；

- (4) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），2019 年 7 月 1 日；
- (5) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），2022 年 07 月 01 日；
- (6) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），2019 年 03 月 01 日；
- (7) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），2016 年 01 月 07 日；
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），2019 年 03 月 01 日；
- (9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），2024 年 01 月 01 日；
- (10) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），2017 年 06 月 01 日；
- (11) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采业》（HJ1248-2022），2022 年 07 月 01 日；
- (12) 《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（公告 2021 年第 24 号），2021 年 06 月 09 日；
- (13) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，2009 年 02 月；
- (14) 《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018），2019 年 01 月 01 日；
- (15) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（公告 2021 年第 74 号），2021 年 12 月 21 日；
- (16) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018），2018 年 10 月 01 日；
- (17) 《危险废物管理计划和管理台账 制定技术导则》（HJ1259-2022），2022 年 10 月 01 日；
- (18) 《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T43936-2024），2024 年 08 月 01 日。

2.1.6 相关文件和技术资料

- (1) 《页岩油联合站 50 万吨/年原油处理装置运维工程环评委托书》，中油（新疆）石油工程有限公司，2024 年 9 月；

(2)《页岩油联合站 50 万吨/年原油处理装置运维工程》，中油（新疆）石油工程有限公司，2023 年 05 月。

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

(1) 通过调查和现状监测，了解建设项目所在地的自然环境、生态环境、自然资源及区域规划、产业政策情况，掌握项目所在区域的环境质量及生态现状。

(2) 通过工程分析，明确本工程施工期和运营期主要污染源、污染物种类、源强、排放强度、排放方式及排放去向，分析环境污染的影响特征，预测和评价本工程施工期、运营期及退役期对环境的影响程度，并对污染物达标排放进行分析。

(3) 提出预防或者减轻不良环境影响的对策和措施，并论述拟采取的环境保护措施的可性和合理性。

(4) 分析本工程可能存在的事故隐患，预测风险事故可能产生的环境影响程度，提出环境风险防范措施。

(5) 通过上述评价，论证项目对环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(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。

(3) 突出重点

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

2.3 评价时段

根据项目的建设规模和性质，确定本工程的评价时段为施工期、运营期和退役期，其中以施工期和运营期为主。

2.4 环境因素识别及评价因子确定

(1) 环境影响因素识别

施工期——对环境的影响主要来自站场施工过程中施工扬尘、施工机械及车辆尾气、焊接废气、管道试压废水、混凝土养护废水、噪声、建筑垃圾及焊接废渣等污染影响，以及工程占地、施工活动对生态环境的影响；

运营期——对环境的影响主要来自页岩油原油处理系统产生的无组织挥发性废气、锅炉燃烧烟气、采出水、装置排污水、废润滑油、废润滑油桶、废含油抹布及劳保用品、废破乳剂包装物和事故状态下的落地油等，各要素的影响程度见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素识别一览表

| 时段 | 影响因素 | | 环境要素 | | | | | |
|-----|------|-------------------------------|------|-----|-----|------|----|----|
| | | | 环境空气 | 地下水 | 声环境 | 土壤环境 | 植被 | 动物 |
| 施工期 | 生态 | 占地 | 0 | 0 | 0 | ++ | + | + |
| | 废气 | 施工扬尘、施工机械及车辆尾气、焊接废气 | + | 0 | 0 | 0 | + | + |
| | 废水 | 管道试压废水、混凝土养护废水 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 固废 | 建筑垃圾、焊接废渣 | 0 | 0 | 0 | + | + | + |
| | 噪声 | 施工车辆、施工机械 | 0 | 0 | + | 0 | 0 | + |
| 运营期 | 废气 | 无组织挥发烃类、锅炉燃烧烟气 | ++ | 0 | 0 | 0 | + | + |
| | 废水 | 采出水和装置排污水 | 0 | ++ | 0 | + | + | + |
| | 固废 | 废润滑油、废润滑油桶、废含油抹布、劳保用品和废破乳剂包装物 | 0 | + | 0 | ++ | + | + |
| | 噪声 | 三相分离器和多功能处理器 | 0 | 0 | + | 0 | 0 | 0 |
| | 环境风险 | 设备、管线泄漏 | + | + | 0 | + | + | + |
| 退役 | 废气 | 施工扬尘、汽车尾气 | + | 0 | 0 | + | + | + |
| | 噪声 | 施工车辆及机械 | 0 | 0 | + | 0 | 0 | + |

| 时段 | 影响因素 | | 环境要素 | | | | | |
|----|------|---------------|------|-----|-----|------|----|----|
| | | | 环境空气 | 地下水 | 声环境 | 土壤环境 | 植被 | 动物 |
| 期 | 废水 | 管道吹扫废水 | O | ++ | O | + | + | + |
| | 固废 | 拆卸后的建筑垃圾、废弃管线 | 0 | 0 | 0 | + | + | + |

注：O：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

(2) 评价因子确定

根据环境影响因素、特征污染因子识别结果、《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）附录 B 建设项目环境影响评价因子一览表，并结合本区环境质量状况，筛选本次评价因子，因《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618—2018）中未规定石油类、石油烃（C₆~C₉）限值要求，故本次土壤评价因子不考虑石油类、石油烃（C₆~C₉）；详见表 2.4-2。

表 2.4-2 建设项目环境影响评价因子一览表

| 环境要素 单项工程 | 时期 | 大气 | 地下水 | 土壤 | 噪声 |
|--------------|-----|--|---|---|--|
| 油气处理工程 | 施工期 | 颗粒物 | 耗氧量、氨氮、石油类等 | / | / |
| | 运营期 | SO ₂ 、NO _x 、硫化氢、非甲烷总烃（NMHC）、颗粒物、H ₂ S | 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、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等 | 昼间、夜间等效声级（L _d 、L _n ） |

2.5 环境功能区划与评价标准

2.5.1 环境功能区划

环境功能区划情况详见表 2.5-1 错误!未找到引用源。。

表 2.5-1 项目所在区域的环境功能区划一览表

| 环境要素 | 环境功能区划 |
|-------|--|
| 环境空气 | 《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类功能区 |
| 地下水环境 | 《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类功能区 |
| 声环境 | 《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类功能区 |
| 土壤环境 | 《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值 |
| 生态环境 | II 兵团准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态区—II ₃ 六、七、八、十二师准噶尔盆地南部灌木、半灌木荒漠、绿洲农业生态亚区—13 六师土墩子—奇台人工绿洲 |

| | |
|------|---------------------|
| | 农业生态功能区 |
| 水土保持 | 准噶尔盆地南缘兵团级水土流失重点治理区 |

2.5.2 评价标准

(1) 环境质量标准

①环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及修改单中的二级浓度限值；非甲烷总烃参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 2.0mg/m³ 执行，H₂S 参照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 中附录 D 推荐值。具体限值见表 2.5-2。

表 2.5-2 环境空气质量标准一览表

| 序号 | 污染物名称 | 取值时间 | 浓度限值 | 单位 | 标准来源 | |
|----|-------------------|------------|------|-------------------|------------------------|----------------------|
| 1 | SO ₂ | 年平均 | 60 | μg/m ³ | GB3095-2012 及修改单 二级 | |
| | | 24 小时平均 | 150 | | | |
| | | 1 小时平均 | 500 | | | |
| 2 | NO ₂ | 年平均 | 40 | | | |
| | | 24 小时平均 | 80 | | | |
| | | 1 小时平均 | 200 | | | |
| 3 | PM ₁₀ | 年平均 | 70 | | | |
| | | 24 小时平均 | 150 | | | |
| 4 | PM _{2.5} | 年平均 | 35 | | | |
| | | 24 小时平均 | 75 | | | |
| 5 | O ₃ | 日最大 8 小时平均 | 160 | | | |
| | | 1 小时评价 | 200 | | | |
| 6 | CO | 24 小时平均 | 4 | mg/m ³ | 《大气污染物综合排放标准》 详解 | |
| | | 1 小时评价 | 10 | | | |
| 7 | NMHC | 一次浓度限值 | 2.0 | mg/m ³ | | |
| 8 | H ₂ S | 1 小时平均 | 10 | μg/m ³ | | HJ2.2-2018 附录 D 参考限值 |

②水环境

运营期压裂返排液处理系统出水用于压裂液复配，不外排，地表水评价等级确定为三级 B，不开展地表水环境质量现状评价。

区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14843-2017)III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准，具体标准值见表 2.5-3。

表 2.5-3 地下水质量标准值 单位: mg/L, pH 无量纲

| 序号 | 监测项目 | 标准值 (III类) | 序号 | 监测项目 | 标准值 (III类) |
|----|-------------------|------------|----|------------------|------------|
| 1 | pH 值 | 6.5~8.5 | 14 | 六价铬 | ≤0.05 |
| 2 | 总硬度 | ≤450 | 15 | 汞 | ≤0.001 |
| 3 | 溶解性总固体 | ≤1000 | 16 | 铁 | ≤0.3 |
| 4 | 挥发性酚类 | ≤0.002 | 17 | 砷 | ≤0.01 |
| 5 | 氨氮 | ≤0.5 | 18 | 耗氧量 | ≤3 |
| 6 | 氰化物 | ≤0.05 | 19 | 铅 | ≤0.20 |
| 7 | 石油类 | ≤0.05 | 20 | 镉 | ≤0.005 |
| 8 | 氟化物 | ≤1.0 | 21 | 镍 | ≤0.02 |
| 9 | 氯化物 | ≤250 | 22 | 苯, μg/L | ≤10.0 |
| 10 | 硫酸盐 | ≤250 | 23 | K ⁺ | / |
| 11 | 硝酸盐 | ≤20 | 24 | Na ⁺ | ≤200 |
| 12 | 亚硝酸盐 | ≤1 | 25 | Ca ²⁺ | / |
| 13 | 总大肠菌群, N/100mL | ≤3.0 | 26 | Mg ²⁺ | / |

③声环境

声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类限值, 详见表 2.5-4。

表 2.5-4 声环境质量评价标准一览表

| 评价因子 | 标准值[dB(A)] | | 标准来源 |
|-----------|------------|-------|----------------|
| | 昼间 60 | 夜间 50 | |
| 等效连续 A 声级 | | | GB3096-2008 2类 |

④土壤环境

各监测因子均执行《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, 标准限值见表 2.5-5。

表 2.5-5 土壤环境质量评价标准 [单位: mg/kg, pH 无量纲]

| 序号 | 污染物项目 | 第二类用地筛选值 (mg/kg) | 序号 | 污染物项目 | 第二类用地筛选值 (mg/kg) |
|----------------|----------|------------------|----|------------|------------------|
| 基本项目 (重金属和无机物) | | | | | |
| 1 | 砷 | 60 | 5 | 铅 | 800 |
| 2 | 镉 | 65 | 6 | 汞 | 38 |
| 3 | 铬 (六价) | 5.7 | 7 | 镍 | 900 |
| 4 | 铜 | 18000 | / | / | / |
| 基本项目 (挥发性有机物) | | | | | |
| 8 | 四氯化碳 | 2.8 | 22 | 1,1,2-三氯乙烷 | 2.8 |
| 9 | 氯仿 | 0.9 | 23 | 三氯乙烯 | 2.8 |
| 10 | 氯甲烷 | 37 | 24 | 1,2,3-三氯丙烷 | 0.5 |
| 11 | 1,1-二氯乙烷 | 9 | 25 | 氯乙烯 | 0.43 |

| | | | | | |
|---------------|--|------|----|---------------|------|
| 12 | 1,2-二氯乙烷 | 5 | 26 | 苯 | 4 |
| 13 | 1,1-二氯乙烯 | 66 | 27 | 氯苯 | 270 |
| 14 | 顺-1,2-二氯乙烯 | 596 | 28 | 1,2-二氯苯 | 560 |
| 15 | 反-1,2-二氯乙烯 | 54 | 29 | 1,4-二氯苯 | 20 |
| 16 | 二氯甲烷 | 616 | 30 | 乙苯 | 28 |
| 17 | 1,2-二氯丙烷 | 5 | 31 | 苯乙烯 | 1290 |
| 18 | 1,1,1,2-四氯乙烷 | 10 | 32 | 甲苯 | 1200 |
| 19 | 1,1,2,2-四氯乙烷 | 6.8 | 33 | 间二甲苯+对二甲苯 | 570 |
| 20 | 四氯乙烯 | 53 | 34 | 邻二甲苯 | 640 |
| 21 | 1,1,1-三氯乙烷 | 840 | / | / | / |
| 基本项目（半挥发性有机物） | | | | | |
| 35 | 硝基苯 | 76 | 41 | 苯并（k）荧蒽 | 151 |
| 36 | 苯胺 | 260 | 42 | 蒽 | 1293 |
| 37 | 2-氯酚 | 2256 | 43 | 二苯并（a, h）蒽 | 1.5 |
| 38 | 苯并（a）蒽 | 15 | 44 | 茚并（1,2,3-cd）芘 | 15 |
| 39 | 苯并（a）芘 | 1.5 | 45 | 萘 | 70 |
| 40 | 苯并（b）荧蒽 | 15 | / | / | / |
| 其他项目 | | | | | |
| 46 | 石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀) | 4500 | / | / | / |

（2）污染物排放标准

①废气

页岩油联合站厂界无组织挥发性有机物参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）企业边界污染物控制要求，站内挥发性有机物无组织控制要求执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中相关要求，厂界无组织硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 限值要求。多功能处理器内置燃气锅炉燃烧烟气中各类污染物排放浓度执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 大气污染物排放限值要求。上述标准详见表 2.5-6。

表 2.5-6 大气污染物排放标准

| 无组织排放监控位置 | 污染物 | 排放限值（mg/m ³ ） | 标准来源 |
|------------------|------|--------------------------|------------------|
| 页岩油联合站厂界 | NMHC | 4 | GB39728—2020 |
| | 硫化氢 | 0.06 | GB14554-93 |
| 页岩油联合站内 | NMHC | 10 | GB37822-2019 |
| | | 30 | |
| 多功能处理器内置燃气锅炉燃烧烟气 | 二氧化硫 | 50 | GB13271-2014 表 2 |
| | 氮氧化物 | 200 | |
| | 颗粒物 | 20 | |

| | |
|-------|---|
| 林格曼黑度 | 1 |
|-------|---|

②废水

采出水和装置排污水依托现有和在建的压裂返排液处理装置处理后优先用于压裂液复配，回注不完的转输至吉 7 井区回注，出水水质须同时满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY 02012-2016）中相关水质指标、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中V级标准后，优先用于压裂液复配，回用不完的输送至吉 7 井区进行回注。

表 2.5-7 压裂配液水质指标

| 水质指标 | 《压裂酸化返排液处理技术规范》 (Q/SY 02012-2016) | | 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求 及分析方法》(SY/T5329-2022) |
|------------------|--------------------------------------|------|---|
| | 压裂液配液 | 酸液配液 | 储层空气渗透率≥2.0, V |
| 悬浮物总固体 (mg/L) | ≤30 | ≤30 | ≤35 |
| 含油量 (mg/L) | <50 | / | ≤100 |

③噪声

施工场界环境噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相关标准，运营期页岩油联合站场厂界环境噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类限值，具体见表 2.5-8。

表 2.5-8 环境噪声排放标准一览表 单位：dB（A）

| 执行地点 | 昼间[dB（A）] | 夜间[dB（A）] | 标准来源 |
|----------|-----------|-----------|------------------|
| 建筑施工场界 | 70 | 55 | GB12523-2011 |
| 页岩油联合站厂界 | 60 | 50 | GB12348-2008 2 类 |

（3）污染控制标准

危险废物的收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》中相关要求。

2.6 评价等级与评价范围

2.6.1 评价等级

（1）环境空气评价等级

根据工程特点和污染特征，选取 NMHC、二氧化硫、氮氧化物和颗粒物为预测因子，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的

AERSCREEN 估算模式来计算污染物的最大地面空气质量浓度占标率 (P_i)， P_i 定义如下：

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

其中： P_i ——第 i 种污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

①估算模式参数

AERSCREEN 估算模式参数选择见表 2.6-1，大气评价范围内通用地表类型为沙漠化荒地，通用地表湿度为干燥气候，该类型土地的经验参数，见表 2.6-2。

表 2.6-1 估算模型参数选择一览表

| 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/ $^{\circ}\text{C}$ | | 39.6 $^{\circ}\text{C}$ |
| 最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$ | | -37.4 $^{\circ}\text{C}$ |
| 土地利用类型 | | 荒漠 |
| 区域湿度条件 | | 干燥气候 |
| 是否考虑地形 | 考虑地形 | <input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否 |
| | 地形数据分辨率/m | 90 |
| 是否考虑岸线熏烟 | 考虑岸线熏烟 | <input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否 |
| | 岸线距离/km | / |
| | 岸线方向/ $^{\circ}$ | / |

表 2.6-2 地表特征参数一览表

| 扇区 | 时段 | 正午反照率 | BOWEN | 粗糙度 |
|-------|----|--------|-------|--------|
| 0~360 | 全年 | 0.3275 | 7.75 | 0.2625 |

②源强参数

源强参数见大气环境影响分析章节。

③预测结果

预测结果见表 2.6-3。

表 2.6-3 大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

| 污染源名称 | 污染物 | 落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) | 占标率 (%) | $D_{10\%}$ 最远距离 /m |
|--------|------|-----------------------------------|---------|--------------------|
| 原油处理装置 | NMHC | 180.69 | 9.03 | 45 |
| | 硫化氢 | 0.1293 | 1.293 | |
| 锅炉燃烧烟气 | 二氧化硫 | 0.3732 | 0.07 | 95 |
| | 氮氧化物 | 18.4886 | 9.24 | |
| | 颗粒物 | 0.4843 | 0.11 | |

由表 2.6-3 可知，本工程各污染物最大落地浓度占标率最高为 9.24%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据（表 2.6-4），评价等级判定为二级。

表 2.6-4 评价工作等级判定依据表

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

（2）地表水评价等级

运营期原油处理系统分离出的采出水和装置排污水经处理后回用于压裂液复配，不外排，地表水评价等级确定为三级 B。

（3）地下水评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的评价工作等级划分，建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感，不敏感三级，分级原则见表 2.6-5，评价工作等级分级表见表 2.6-6。

表 2.6-5 地下水环境敏感程度分级表

| 敏感程度 | 地下水环境敏感特征 |
|------|--|
| 敏感 | 集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，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水式饮用水水源，其它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它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《建设项目环境影响分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区

表 2.6-6 建设项目评价工作等级分级表

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

项目周边无“集中式水源区的准保护区、除集中水源地的国家或地方政府设定的地下水环境相关的保护区”，也无“集中式水源区的准保护区以外的补给径流区、分散式饮用水水源地、特殊地下水资源保护区”，敏感程度为“不敏感”。

本项目属于陆地石油开采行业，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）规定站场建设为I类建设项目，根据导则附录 A 及表 判定地下水评价等级为二级。

（4）声环境影响评价等级

项目区属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类功能区，页岩油联合站周边无声环境敏感目标，受影响人口数量变化不大。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的有关要求，确定声环境影响评价等级为二级。

（5）生态环境评价等级

本次扩建工程不新增占地，拟建原油处理设施均位于页岩油联合站内，基本对周围生态环境无影响，对周围环境的影响主要为污染影响，符合区域“三线一单”管控要求。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2021）6.1.8 条“符合生态环境分区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。”因此，本工程生态影响评价仅进行简单分析。

（6）土壤环境影响评价等级

根据现状监测数据，项目区土壤盐分含量大于 4g/kg，属于土壤盐化区域，pH 为 8.57~8.92，属于非酸化和非碱化地区。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），土壤盐化区域应按照土壤污染影响型和生态影响型，按照相应等级分别开展评价工作。据此对项目土壤环境影响评价等级进行

判定，结果如下：

①土壤污染影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018），土壤污染型评价等级按照项目类别、占地规模与敏感程度划分，见表 2.6-7。

表 2.6-7 土壤污染类项目评价工作等级划分表

| 敏感程度 评价等级 | 占地规模 | 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 | - | - |

建设项目所在地周边的环境影响敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据详见表 2.6-8。

表 2.6-8 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 |

页岩油联合站永久占地面积约 2.06hm²，小于 5hm²，占地规模为小型；评价范围内不存在环境敏感目标，环境敏感程度为不敏感；扩建工程位于已建站区页岩油联合站内，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）规定页岩油联合站扩建属于I类建设项目；根据表 2.6-7 判定，土壤污染影响型评价工作等级为二级。

②土壤生态影响型

土壤生态影响型项目根据建设项目类别、生态影响型敏感程度分级结果划分评价工作等级，生态影响型敏感程度分级见表 2.6-9，评价工作等级划分表见表 2.6-10。

表 2.6-9 生态影响型敏感程度分级表

| 敏感程度 | 判别依据 | | |
|------|--------------------------------------|---------------|---------------|
| | 盐化 | 酸化 | 碱化 |
| 敏感 | 建设项目所在地干燥度 $a > 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $<$ | $pH \leq 4.5$ | $pH \geq 9.0$ |

| | | | |
|-----|---|----------------------------|----------------------------|
| | 1.5m的地势平坦区域；或土壤含盐量 $>4\text{g/kg}$ 的区域 | | |
| 较敏感 | 建设项目所在地干燥度 >2.5 且常年地下水位平均埋深 $\geq 1.5\text{m}$ 的，或 $1.8 < \text{干燥度} \leq 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $< 1.8\text{m}$ 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度 >2.5 或常年地下水位平均埋深 $< 1.5\text{m}$ 的平原区；或 $2\text{g/kg} < \text{土壤含盐量} \leq 4\text{g/kg}$ 的区域 | $4.5 < \text{pH} \leq 5.5$ | $8.5 \leq \text{pH} < 9.0$ |
| 不敏感 | 其他 | $5.5 < \text{pH} < 8.5$ | |

^a是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值。

表 2.6-10 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

| 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 | 二 | 三 |
| 较敏感 | 二 | 二 | 三 |
| 不敏感 | 二 | 三 | / |

项目区土壤盐分含量 $>4\text{g/kg}$ ，生态影响型敏感程度为敏感；本项目属于陆地石油开采行业，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）规定页岩油联合站扩建为I类建设项目，根据表 2.6-10 可知，土壤生态影响型的评价等级为一级。

（7）环境风险评价等级

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018），环境风险评价工作级别按表 2.6-11 进行划分。

表 2.6-11 环境风险评价工作级别划分表

| 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说明。

施工期不涉及危险物质，运营期环境风险单元为新建原油处理装置，危险物质为原油、伴生气和伴生气中的硫化氢，则危险物质与临界量的比值（Q 值）计算结果详见表 2.6-12。

表 2.6-12 各风险单元 Q 值一览表

| 风险单元 | | 风险物质在线量 (t) | | 风险物质临界量 (t) | Q 值 |
|--------|---------------------------------------|-------------|-------|-------------|-------|
| 原油处理系统 | 三相分离器 | 原油 | 94 | 2500 | 0.038 |
| | | 伴生气 | 1.5 | 10 | 0.15 |
| | 多功能处理器 (容积为 220m ³) | 原油 | 196.7 | 2500 | 0.079 |

| | | | | |
|----------------------------------|-------------|--------|------|--------|
| 管线（合计容积 20.12m ³ ） | 原油 | 18 | 2500 | 0.0072 |
| | 伴生气 | 0.014 | 10 | 0.0014 |
| | 伴生气中 硫化氢 | 0.0005 | 2.5 | 0.0002 |
| 合计 | / | / | / | 0.2758 |

三相分离器最大停留时间为 30min，在线量按照 30min 内的存在量计算

根据上表计算结果可知， $Q=0.2758$ ，小于 1，判断风险潜势为 I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，根据表 2.6-11 判定本次风险评价仅进行简单分析。

2.6.2 评价范围

根据各环境要素导则要求，结合周边环境，确定本工程各环境要素的评价范围见表 2.6-12 和图 2.6-1。

表 2.6-12 各环境要素评价范围一览表

| 环境要素 | 范围 |
|------|---|
| 大气 | 以页岩油联合站为中心，边长 5km 的矩形范围 |
| 地下水 | 按照查表法确定地下水评价范围，以地下水流向为长轴，页岩油联合站为中心四周边界上游 1km、下游 3km，水流垂直方向分别外扩 1km，评价范围约 6km ² |
| 声环境 | 页岩油联合站边界外延 200m 范围 |
| 土壤环境 | 生态影响型评价范围页岩油联合站边界外延 5km；污染影响型评价范围页岩油联合站边界外延 0.2km |
| 生态环境 | 新建设施均位于页岩油联合站内，评价范围为页岩油联合站占地范围内 |
| 环境风险 | 不设评价范围 |

2.7 环境保护目标

根据现场调查，本工程评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产、海洋特别保护区、饮用水保护区，无基本草原、地质公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地。项目涉及的生态环境敏感目标为水土流失重点治理区，本工程建设及运营时应保护项目区水土流失程度不因本工程的实施而加剧。本工程各环境要素及环境保护目标相关保护级别见表 2.7-1。

表 2.7-1 本工程环境保护目标一览表

| 保护要素 | 环境保护目标 | 与项目区的位置关系 | 各要素保护级别及要求 |
|-------|---------------------|-----------|--|
| 环境空气 | 项目区环境空气 | / | GB3095-2012 二级 |
| 土壤环境 | 评价范围内土壤环境 | / | GB36600-2018 第二类用地筛选值标准和 GB15618-2018 表 1 |
| 地下水环境 | 项目区地下水 | / | GB/T14848-2017 III类 |
| 声环境 | 项目区声环境 | / | GB3096-2008 2类 |
| 生态环境 | 准噶尔盆地南缘兵团级水土流失重点治理区 | 项目区及评价范围内 | 保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，使项目区现有生态环境不因项目的建设受到破坏，按照水土保持空间管控相关要求，办理水土保持方案审批手续，严格控制扰动范围。 |

2.8 评价内容与重点

2.8.1 评价内容

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》要求，结合建设项目具体特点、周围区域环境现状、环境功能区划，确定本次评价内容包括建设项目工程分析、环境现状调查与评价、环境影响预测与评价、环境保护措施及其可行性论证、环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划、环境影响评价结论，见表 2.8-1。

表 2.8-1 评价内容一览表

| 序号 | 评价专题 | 评价内容 |
|----|-------------|---|
| 1 | 工程分析 | 现有及在建工程概况及环境影响回顾，改扩建项目概况、主体工程、公用工程、环保工程、依托工程，根据污染物产生环节、方式及治理措施，核算污染物源强，给出污染因子及其产生和排放的方式、浓度及数量等。 |
| 2 | 环境现状调查与评价 | 自然环境、环境保护目标调查、环境质量现状调查（包括环境空气、地下水、声环境、土壤和生态环境）。 |
| 3 | 环境影响预测与评价 | 分为施工期和运营期。对施工期扬尘、废水、噪声、固废、生态环境和土壤环境等进行分析，并提出切实可行的减缓措施。运营期对废气、废水、噪声、固体废物、土壤进行了影响预测和分析。根据项目特点开展了环境风险评价。 |
| 4 | 环保措施及其可行性论证 | 针对废气、废水、噪声、固体废物、土壤污染防治、生态保护措施及风险防范措施进行论证。 |
| 5 | 环境影响经济损益分析 | 从项目社会效益、经济效益和环境效益等方面叙述。 |
| 6 | 环境管理与环境监测计划 | 根据国家环境管理与监测要求，给出项目环境管理制度和日常监测计划，给出污染物排放清单、制定环保三同时验收一览表。 |

| | | |
|---|-------|-----------------------------------|
| 7 | 结论与建议 | 根据上述各章节的相关分析结果，从环保角度给出项目可行性结论及建议。 |
|---|-------|-----------------------------------|

2.8.2 评价重点

根据工程特点及评价因子筛选的结果，结合区域环境状况，确定本次环境影响评价工作的重点为：

- (1) 建设项目工程分析；
- (2) 大气、地下水、声、土壤环境和环境风险影响评价；
- (3) 环境保护措施及环境风险防范措施分析论证。

2.9 相关规划及政策符合性分析

2.9.1 相关规划符合性分析

(1) 区域发展规划符合性分析

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》指出，要落实国家能源发展战略，建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。

根据《新疆生产建设兵团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》：①加强与央企和国内化工龙头企业合作，参与国家布局在新疆的重大油气生产和炼化加工基地建设，逐步建立完善石油天然气化工、煤化工、氯碱化工产业链。支持第一师阿拉尔市、二师铁门关市、三师图木舒克市、六师五家渠市、七师胡杨河市、十四师昆玉市等发展石油天然气深加工项目。②加大油气勘探开发力度。推动油气勘探开发在兵团辖区内扎根落户，弥补兵团油气生产短板，力争实现油气供给增储上产。加快石油天然气管网建设，充分利用现有原油、成品油管道，优化长输高压管线、城市次高压管线和园区中低压管线配套，形成兵团油气管道“由点成线”的配置格局。

本工程属于页岩油开采行业，新建原油处理系统主要处理页岩油井区井口采出物，处理合格的原油外输，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。项目建设与上述纲要相符。

(2) 主体功能规划相符性分析

本工程位于《新疆生产建设兵团主体功能区规划》中天山北坡农产品主产区，该区限制进行大规模、高强度城镇化工业化开发的农产品主产区。本次拟对页岩油联合站进行扩建，拟建设施均位于站内，不新增占地，不会影响区域农产品生产。项目建设符合《新疆生产建设兵团主体功能区规划》的功能定位。

(3) 行业发展规划及规划环评相符性分析

《新疆生产建设兵团矿产资源总体规划（2021—2025 年）》指出，将石油、天然气列为重点勘查开采矿种，项目所在区为环准噶尔北疆师市能源资源非金属矿产勘查开发区，“十四五”期间要参与准噶尔盆地克拉玛依-乌鲁木齐油气国家规划矿区及准噶尔克拉玛依、吐哈盆地吉木萨尔油气能源资源基地建设。依托和什托洛盖、塔城白杨河煤炭国家规划矿区，提升煤炭资源保障能力。稳定并扩大膨润土矿生产能力，推进砂石集中开发。探索红旗农场页岩气等清洁能源开发利用。本工程属于页岩油开发项目，地理位置位于新疆生产建设兵团第六师红旗农场，工程所在区域位于《新疆生产建设兵团矿产资源总体规划（2020-2025 年）》中的准噶尔盆地吉木萨尔油气能源资源基地。项目建设符合规划及规划环评的相关要求。

《新疆油田公司“十四五”发展规划》指出，地面系统总体能力满足“十四五”期间新区玛湖 500 万吨上产、吉木萨尔页岩油建产、南缘建产，老区千万吨稳产、天然气稳产的需要，非常规油气藏地面配套关键技术取得重大突破，数字化、标准化等指标达到股份公司先进水平，生产运行、能耗等指标超越股份公司一般水平。全面建成保障坚强、结构合理、安全可靠、运行灵活、节能环保、经济高效的水、电、路、讯保障系统。本工程属于页岩油开发项目，地理位置位于新疆生产建设兵团第六师红旗农场，项目的建设有助于实现《新疆油田公司“十四五”发展规划》中吉木萨尔页岩油建产的目标。项目建设符合规划及规划环评的相关要求。项目建设符合《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》污染防治措施及审查意见中的相关要求，具体见表 2.9-1、表 2.9-2。

表 2.9-1 与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》污染防治措施符合性分析

| 序号 | 规划环评规定（与项目有关） | 拟采取的相关措施 | 相符性分析 |
|----|---------------------|--------------|-------|
| 1 | 根据《环境影响评价技术导则地下水环境》 | 原油处理系统进行了分区防 | 符合 |

| 序号 | 规划环评规定（与项目有关） | 拟采取的相关措施 | 相符性分析 |
|----|---|--|-------|
| | (HJ610-2016)表7和《石油化工防渗工程技术规范》(GB/T50934-2013)对项目区进行防渗分区,防渗应满足相应防渗等级的防渗要求,并布设一定数量的长期监测井。 | 渗,并提出了利用现有水源井作为地下水监测井。 | |
| 2 | 含油污泥、废分子筛等危险废物交由有相应处理资质的单位进行无害化处置。危险废物贮存设施必须满足存场所必须满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023)的相关要求,并按照《环境保护图形标志—固体废物贮存(处置)场》、《危险废物标志牌式样》设置明显标志。)工作人员的生活垃圾设置垃圾桶集中收集后交由当地的环卫部门及时清运 | 固体废物主要为废润滑油、废润滑油桶、废含油抹布和劳保用品。废润滑油、废润滑油桶属于《国家危险废物名录》(2021年版)HW08废矿物油和含矿物油废物,废含油抹布和劳保用品属于《国家危险废物名录》(2021年版)HW49其他废物,临时贮存在页岩油联合站内在建危险废物贮存间,最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。废破乳剂包装物由厂家回收处理。 | 符合 |
| 3 | 井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物,对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集,管线外运经清洗后可回收再利用,废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。运输过程中,运输车辆均加盖篷布,以防止行驶过程中固体废物的散落。 | 地面设施拆除等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣,应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用,废弃建筑残渣外运至当地建筑垃圾填埋场,不得遗留在场地内影响土壤环境质量。运输过程中,运输车辆均加盖篷布,以防止行驶过程中固体废物的散落 | 符合 |
| 4 | 采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等,烃类机泵采用无泄漏;在油气集输过程中,为减轻烃类的排放,油田开发采用管道密闭集输流程,一旦发生泄漏事故,紧急切断油、气源,实施关井,从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修,以减少跑、冒、滴、漏的发生;设备或管线组件发生了泄漏,应开展修复工作。 | 选用质量可靠的设备、仪表、阀门等;定期对设备、阀门等检查、检修;定期开展泄漏检测与修复。 | 符合 |
| 5 | 尽量选用低噪声设备,对噪声强度较大的设备进行减噪处理;定期给机泵等设备加润滑油和减振垫,对各种机械设备定期保养。 | 尽量选用低噪声设备,对噪声强度较大的设备进行减噪处理。定期给机泵等设备加润滑油和减振垫,对各种机械设备定期保养;加强噪声防范,做好个人防护工作。 | 符合 |
| 6 | 合理规划占地,严格控制占地面积,尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布设,避让梭梭、白梭梭等保护植物;严格控制管线施工作业带宽度,管沟分层开挖、分层堆放、分层回填;施 | 项目位于页岩油联合站内,不新增占地。 | 符合 |

| 序号 | 规划环评规定（与项目有关） | 拟采取的相关措施 | 相符性分析 |
|----|--|----------|-------|
| | 工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的踩踏破坏，避免破坏荒漠植物；开展环境监理；永久占地进行砾石铺垫，定期检查管线、井场等。 | | |

表 2.9-2 项目与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》审查意见符合性分析

| 序号 | 规划环评审查意见 | 拟采取的相关措施 | 相符性分析 |
|----|---|--|-------|
| 1 | (一)严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能,积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解,严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作,开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容,并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。 | 本项目建设符合“三线一单”、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》要求；采取相关措施后，页岩油联合站厂界非甲烷总烃均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，锅炉燃烧烟气中各污染物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》表2限值要求；位于准噶尔盆地南缘兵团级水土流失重点治理区，报告中将油气开发对水土流失重点治理区的影响作为重点评价内容，并提出了相应的保护措施，项目实施不会明显加剧区域水土流失重点治理区的水土流失程度。 | 符合 |
| 2 | (二)合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求,依据生态环境影响评价结果，从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验,及时进行优化调整。 | 本项目位于页岩油联合站内，不新增占地 | 符合 |
| 3 | (三)严格生态环境保护，强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保 | 采取的生态恢复措施符合规划环评报告书的要求，废润滑油、废润滑油桶交由相应危险废物处理资质的单位回收处置，生活 | 符合 |

| 序号 | 规划环评审查意见 | 拟采取的相关措施 | 相符性分析 |
|----|---|---|-------|
| | 护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、4资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，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。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《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，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。 | 垃圾清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场，建筑垃圾收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理；产生的各类固体废物均得到合规处置；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对设备、阀门等检查、检修；不涉及采出水回注；原油处理系统处采取了相应的防渗措施。 | |
| 4 | (四)加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。 | 报告中提出了相应的生态环境保护措施，并制定了生态恢复方案。 | 符合 |
| 5 | (六)加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施。 | 报告中提出了运营期监测计划和环境影响后评价的要求。 | 符合 |

(4) 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

本工程与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相关符合性分析详见表 2.9-3。

表 2.9-3 本工程与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

| 序号 | 规划中相关要求 | 本工程拟采取措施 | 符合性分析 |
|----|---|---|-------|
| 1 | 加快发展现代煤化工、新材料、有色金属、煤炭、煤电、矿产开采及加工等优势产业，培育壮大先进装备制造、页岩油气加工、节能环保、新型建材、新能源等新兴产业和生产性服务业 | 本工程为页岩油开采项目，属于区域优势矿产资源 | 符合 |
| 2 | 推进石化、化工、工业涂装、家具制造、塑料、橡胶、包装印刷、汽修等重点行业领域 VOCs 整治，加强 VOCs 源头、过程、末端全流 | 本工程拟建设页岩油处理系统，页岩油处理为密闭流程，VOCs 排放水平小。通过选用质量可靠的 | 符合 |

| | | | |
|---|---|--|----|
| | 程控制，重点加强对光化学反应活性强的 VOCs 物质控制，开展企业深度治理和精细化管控 | 设备和加强检修进行防治；多功能处理器内置燃烧器采用低氮燃烧器、清洁燃料天然气 | |
| 3 | 严格落实排污许可制度，健全事前事中事后监管体系。加强企业环境治理责任制度建设，指导帮扶企业建立自我检查、自我纠正、自我完善的环境保护工作机制。督促企业严格执行法律法规，严格执行建设项目环境影响评价、环境保护“三同时”、排污许可证申领、自行监测、清洁生产与资源综合利用等环境保护管理制度，履行污染治理与排放控制、水资源节约和保护、生态保护与修复、突发环境事件应急管理法定义务和社会责任，并主动接受社会监督 | 根据《固定源排污许可分类管理名录》，本项目属于简化管理，在实际发生排污前应申领排污许可证。建设单位需建立完善的环境管理体系，本报告提出了严格落实环境保护“三同时”、运营期监测计划的要求，并依法公开 | 符合 |
| 4 | 加强危险废弃物安全处置。开展危险废物三年专项整治行动，强化危险废物经营单位和处置利用设施监督管理。严格落实危险废物经营许可证、转移等管理制度，坚决打击和遏制危险废物非法转移倾倒等环境违法犯罪行为，优化危废跨区域转移审批手续等全过程监管 | 项目实施后建设单位应制定危废管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照即定计划进行危废管理，针对本工程新增的危险废物，应建立危废台账，落实危废转移联单制度 | 符合 |

由表 2.9-3 可知，本工程建设符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》中的相关要求。

(5) 与《新疆生产建设兵团“十四五”生态环境保护规划》的符合性

《新疆生产建设兵团“十四五”生态环境保护规划》提出，“加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量”。“以保障农产品质量和人体健康为目标，坚持预防为主、保护优先、风险管控方针，构建土壤污染防治监管体系，强化各类土壤污染来源监管，加快推进受污染耕地安全利用，开展重点建设用地土壤环境风险管控，保障兵团土壤环境安全。”

本工程属于页岩油开发项目，油气处理采用密闭处理工艺流程，可有效控制烃类气体的挥发量。项目生产过程中事故状态下落地油均 100% 进行回收，受污染的土壤需进行换填，交由有相应处置资质单位转运、处置，确保项目在运营过程中不会对区域土壤产生不利影响。因此，项目建设与该规划相符。

(6) 与《新疆生产建设兵团第六师五家渠市国土空间规划（2021-2035 年）》（成果）符合性分析

项目建设符合《新疆生产建设兵团第六师五家渠市国土空间规划（2021-2035年）》（成果）中的相关要求，详见表 2.9-4。

表 294 项目与《新疆生产建设兵团第六师五家渠市国土空间规划（2021-2035年）》符合性分析

| 序号 | 规划中相关要求 | 本项目拟采取措施 | 符合性分析 |
|----|---|--|-------|
| 1 | 统筹划定落实永久基本农田、生态保护红线、城镇开发边界 3 三条控制线，将三条控制线作为调整经济结构、规划产业发展、推进城镇化不可逾越的红线。 | 本项目位于页岩油联合站内，项目占地范围主要为建设用地，不占用基本农田、生态保护红线。 | 符合 |
| 2 | 优化国土空间规划分区，构建保护环境和节约资源的可持续发展空间格局，科学实施国土空间用途管制，其中矿产资源发展区是为适应国家能源安全与矿业发展的重要陆域采矿区、战略性矿产储量区等区域。 | 项目属于页岩油开发，位于矿产资源发展区 | 符合 |
| 3 | 科学谋划三生空间，根据生态功能的不同将第六师国土空间由南向北划分为四个结构性生态控制区，包括天山水源涵养保护区、平原绿洲发展区、防风固沙控制区、生物多样性保育区。 | 项目占地为非沙化土地，对防止土地沙化提出了相应的防治措施 | 符合 |
| 4 | 落实最严格的耕地保护制度，确保耕地实至名归，农田就是农田而且必须是良田。严控非农建设占用耕地，非农建设经批准占用耕地要按照“占多少，补多少”、“占优补优、占水田补水田”的原则补充耕地。强化土地流转用途监管，坚决遏制耕地“非农化”，防止耕地“非粮化”。 | 本项目位于页岩油联合站内，项目占地范围主要为建设用地，不占用耕地，报告中对耕地提出了相应的保护措施。 | 符合 |

2.9.2 环保政策符合性分析

（1）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

运营期采取的各项环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中要求的相符性分析详见表 2.9-5。

表 2.9-5 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

| 序号 | 《政策》中相关规定 | 本工程采取的相关措施 | 相符性分析 |
|----|--|--|-------|
| 1 | 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% | 本项目为新建原油处理系统，不涉及井下作业。 | 符合 |
| 2 | 在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。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 | 本项目为新建原油处理系统，不涉及井下作业、酸化、压裂和试油气工程，亦不涉及注水工程。 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|----|
| 3 | 在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。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。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5% | 新建页岩油处理系统为密闭工艺流程，减少了烃类气体的排放。油气损耗率小于 0.5% | 符合 |
| 4 | 在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。井场周围应设置围堤或井界沟。应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染 | 本次新建设施均在页岩油联合站内，不新增占地，不会对项目区植被造成破坏；运营期对地下水提出了跟踪监测计划 | 符合 |
| 5 | 油气田退役前应进行环境影响后评价，油气田企业应按照后评价要求进行生态恢复 | 建设单位应在项目完成竣工环保验收并稳定运行 3 至 5 年后、退役前开展后评价工作 | 符合 |
| 6 | 在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排 | 项目为新建原油处理系统，不涉及钻井和井下作业，页岩油处理系统分离出的采出水和装置排污水送至压裂返排液系统处理，处理合格后用于压裂液复配 | 符合 |
| 7 | 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 | 事故状态下产生的落地油交由有相应处理资质的单位进行回收、处置 | 符合 |
| 8 | 1) 油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系；2) 加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理；3) 在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水；4) 建立环境保护人员培训制度；5) 油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故 | 建设单位应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系；施工期开展环境监理，不涉及油气井；编制突发环境事件应急预案并定期演练。 | 符合 |

由表 2.9-5 可知，项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关规定。

(2) 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的相符性分析

本工程的建设与《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》的相关要求相符，相关符合性分析见表 2.9-6。

表 2.9-6 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的符合性分析

| 序号 | 《通知》中相关规定 | 本工程采取的相关措施 | 相符性分析 |
|----|---------------------|------------------|-------|
| 1 | 油气开采项目（含新开发和滚动开发项目） | 本工程为页岩油开发，报告中对项目 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|----|
| | 原则上应以区块为单位开展环评，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，还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应在环评中论证其可行性和有效性 | 施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程环境影响也进行了回顾 | |
| 2 | 油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式综合处理和利用设施，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，应按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化源头控制措施、资源化利用路径、无害化处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置 | 运营期废润滑油、废润滑油桶、废含油抹布及劳保用品及事故状态下落地油等危险废物交由有相应危险废物处置资质的单位回收、处置，不会对区域环境造成不利影响 | 符合 |
| 3 | 陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放 | 油气处理过程中的无组织废气通过选用质量可靠的设备和加强检修进行防治；页岩油处理系统采用密闭流程，可有效减少 VOCs 的产生 | 符合 |
| 4 | 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。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施 | 项目的建设符合相关规划及区域“三线一单”要求，选址合理；施工期严格按照即定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减振措施，项目周边无声环境敏感目标，不会造成扰民现象；拟建设施均位于站内，不新增占地 | 符合 |
| 5 | 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 | 报告中已要求建设单位编制突发环境事件应急预案，并报五家渠市生态环境局备案 | 符合 |

(3) 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》要求的相符性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中要求的相符性分析详见表 2.9-7。

表 2.9-7 本工程与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相符性分析

| 序号 | 《条例》中相关规定 | 本工程采取的相关措施 | 相符性分析 |
|----|--|---|-------|
| 1 | 禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发 | 项目区域内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区 | 符合 |
| 2 | 开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况 | 针对本工程运营期排放的废气、噪声以及大气、土壤环境提出了运营期监测计划，建设单位应接受新疆生产建设兵团生态环境局、新疆兵团第六师五家渠市生态环境局的监督与管理，并按照《企业环境信息依法披露管理办法》等规定，公开运营期监测情况 | 符合 |
| 3 | 石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染 | 本报告提出运营期要定期对站场各设备设施进行检查检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等 | 符合 |
| 4 | 石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体；运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物品，应当采取防范措施，防止渗漏、泄漏、溢流和散落 | 选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生 | 符合 |
| 5 | 煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家 and 自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置 | 运营期产生的废润滑油、废润滑油桶、废含油抹布及劳保用品和事故状态下产生的落地油均交由相应危险废物处理资质的单位回收处理，其贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。运输过程中应执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求中有关运输的规定，采用有资质的车辆运输，运输车辆应加盖篷布，以免散落，应按规定的行驶路线运输 | 符合 |
| 6 | 煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放 | 页岩油处理系统分离出的伴生气送至站内天然气处理系统 | 符合 |
| 7 | 煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被： | 项目不新征土地，拟建设施均位于站内；场站均采取了地面硬化的措施，退 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|----|
| | (1) 建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石；(2) 震裂、压占等造成土地破坏的；(3) 占用土地作为临时道路的；(4) 油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的 | 役期场站内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理、平整；退役期应拆除地面设施，对场地进行清理平整，释放永久占地的 | |
| 8 | 煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生 | 报告中已要求建设单位编制突发环境事件应急预案，并报五家渠市生态环境局备案；发生突发环境事件后，应立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生。 | 符合 |

由表 2.9-6 可知，本工程建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相关规定。

(4) 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求的对比分析

本工程采取的各项环保措施符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》中相关要求，相符性分析详见表 2.9-8。

表 2.9-8 本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

| 序号 | 《规范》中相关规定 | | 本工程采取的相关措施 | 相符性分析 |
|----|-----------|---|--|-------|
| 1 | 总则 | 矿山应遵守国家法律法规和相关产业政策，依法办矿。矿山应贯彻创新、协调、绿色、开放、共享的发展理念。遵循因矿制宜的原则，实现矿产资源开发全过程的资源利用、节能减排、环境保护、土地复垦、企业文化和企地和谐等统筹兼顾和全面发展。矿山以人为本，保护职工身体健康，预防、控制和消除职业危害。新建、改扩建矿山应根据本标准建设，生产矿山应根据本标准进行升级改造。绿色矿山建设应贯穿设计、建设、生产、闭坑全过程 | 项目的建设符合国家和法律法规、相关规划相关要求，符合区域“三线一单”中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控、资源利用效率相关要求；报告提出，退役期要及时释放永久占地，对运营期污染影响采取环境保护措施，对退役期生产设施拆除污染影响和生态恢复均提出了保护措施 | 符合 |
| 2 | 资源开发方式 | 资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式；因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求；应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地 | | 符合 |

| | | | | |
|---|----------|--|--|----|
| 3 | 绿色开发 | 应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备；集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模 | 原油处理系统与站内现有原油处理系统工艺相同，且均符合国家要求的工艺，拟建设施均位于站内，不新增占地 | 符合 |
| | | 油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制 | 报告提出了地下水质量跟踪监测的要求，并给出了建议的监测计划 | 符合 |
| 4 | 矿区生态环境保护 | 防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资 | 报告中要求建设单位编制突发环境事件应急预案，并配备相应的应急物资 | 符合 |
| 5 | 资源综合利用 | 按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济；气田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于 90%；油气生产过程中产生的废液、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%；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，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收 | 采出水及装置排污水送至压裂返排液处理系统进行处置，处理合格后回用于压裂液复配；危险废物交由有资质的单位处置 | 符合 |
| 6 | 节能降耗 | 建立油气田生产全过程能耗核算体系，通过采取节能减排措施，控制并减少单位产品能耗、物耗、水耗，减少“三废”排放；生产主要环节应选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备 | 项目运行一定时间后建设单位应开展清洁生产审核与验收工作，针对节能降耗、新工艺、新设备等的环保效果进行严格把控，确保清洁生产水平保持先进 | 符合 |
| 7 | 科技创新与信息化 | 建设数字化油气田，实现企业生产、经营、管理的信息化；结合生产实际分级建立监控平台，达到油气生产、计量、集输与处理等主要环节自动化、数字化远程监控管理；建立场站区监控系统，实时采 | 采用先进、适宜的计算机测控技术，站数据实现集中监测和统一调度，达到“无人值守，故障巡检”自动化水平；联合站数据集中监控，维持“少人值守，远程监控，定期巡检”的自动化水平 | 符合 |

| | | |
|--|--|--|
| | 集流量、压力、液位、可燃气体浓度等信息，录入生产运行中人工化验或记录数据，进行系统化实时监控管理；利用人工智能、网络信息等技术，实现对油气田矿区经营、生产决策、环境监测治理、设备控制和安全生产的信息化管理 | |
|--|--|--|

(5) 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性分析

项目建设符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》中的相关要求，详见表 2.9-9。

表 2.9-9 项目与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性分析

| 序号 | 条件规定 | 拟采取的相关措施 | 符合性分析 |
|----|--|--|-------|
| 1 | 选址与空间布局 1.石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求,原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。 | 项目建设符合《新疆油田公司“十四五”发展规划》和《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》的要求。 | 符合 |
| 2 | 施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、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，有效降低生态环境影响。 | 项目位于页岩油联合站内，部新增占地；项目区周围无环境敏感区。 | 符合 |
| 3 | 污染防治与环境影响 陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728)要求。炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271)要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的,应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水 | 油气处理采用密闭处理工艺，油气损耗率小于 0.5%。选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对设备、阀门和管线等检查、检修，采取以上措施后井场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)；多功能处理器内置锅炉采用低氮燃烧器、清洁燃料天然气，燃烧烟气中各类污染物均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中的相关要求，硫化氢排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 二级新改扩建浓度中的相关要求。 | |

| 序号 | 条件规定 | 拟采取的相关措施 | 符合性分析 |
|----|--|--|-------|
| | 处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺,减少二氧化硫排放。 | | |
| 4 | 油气开发产生的伴生气应优先回收利用,减少温室气体排放,开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80% 以上;边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的,应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存(CCUS)技术用于油气开采,提高采收率、减少温室气体排放。 | 原油处理系统三相分离器分离出的伴生气送至站内天然气处理系统处理;伴生气可实现 100%回收。本项目不涉及碳捕集、利用与封存(CCUS)技术。 | 符合 |
| 5 | 陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用,无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放,工业废水回用率应达到 90% 以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液,配备完善的固控设备,钻井液循环率应达到 95% 以上,压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100% 返排入罐。 | 采出水和装置排污水均送至压裂返排液处理装置处理;处理达标后用于压裂液的复配;不涉及钻井、压裂工序。 | 符合 |
| 6 | 涉及废水回注的,应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,回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)《气田水注入技术要求》(SY/T6596)等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采,鼓励废水处理回用于注汽锅炉。 | 本项目不涉及废水回注,采出水和装置排污水水均送至压裂返排液处理装置处理。 | 符合 |
| 7 | 废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺,勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后,固相优先综合利用,暂时不利用或者不能利用的,应按照国家有关规定制定危险废物管理计划,建立危险废物管理台账,依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 | 不涉及钻井工程,无钻井岩屑产生;废润滑油、废润滑油桶和废含油抹布和劳保用品均交由有相应危险废物处理资质的单位回收处理;报告中已要求建设单位制定有危险废物管理计划,建立危险废物管理台账,固体废物均得到妥善处置。 | 符合 |

| 序号 | 条件规定 | 拟采取的相关措施 | 符合性分析 |
|----|--|--|-------|
| | 100%。 | | |
| 8 | 噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348)要求。 | 尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行基础减振等减噪处理；对各种机械设备定期保养；采取以上措施后井场厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类声功能区环境噪声限值要求。 | 符合 |
| 9 | 对拟退役的废弃井(站)场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油(气)井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求。 | 退役期拆除各类设备设施及管线的拆除；根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》和《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》(GB/T43936-2024)的相关要求，提出了生态修复方案。 | 符合 |

2.9.3 与“三线一单”符合性分析

(1) 生态保护红线

项目区位于第六师五家渠市红旗农场境内，位于页岩油联合站内，评价范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地和饮用水水源保护区，也无基本草原、森林公园、地质公园、重要湿地、天然林，重点野生保护动物栖息地，也无重点保护野生植物生长繁殖地。涉及生态环境敏感区为和准噶尔盆地南缘兵团级水土流失重点治理区，根据《第六师五家渠市生态环境分区管控更新成果（2023 版）》可知，项目区位于红旗农场一般管控单元（环境管控单元编码 ZH65761230001），不涉及生态红线。

(2) 环境质量底线

运营期废气主要为页岩油处理过程中的无组织非甲烷总烃、多功能处理器内置锅炉燃烧烟气，在落实各项环保措施的前提下，页岩油联合站厂界无组织非甲烷总烃可满足《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，硫化氢排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 二

级新改扩建浓度中的相关要求，燃气锅炉燃烧烟气中各污染物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 大气污染物排放限值要求；废水为采出水和装置排污水，进入压裂返排液处理系统进行处理，处理合格后用于压裂液复配；噪声源主要为各类处理设施，通过采取优选低噪声设备、基础减振等相应措施后站界噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准要求；废润滑油、废润滑油桶、废含油抹布及劳保用品和事故状态下产生的落地油等危险废物，集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。

综上所述，本工程产生的废气、噪声均可实现达标排放，工业废水实现“零”排放，固体废物均得到妥善处置。不会突破区域环境质量底线。

（3）资源利用上线

运营过程中会消耗少量的电能和水等，工程资源消耗量相对区域资源利用总量较少，符合资源利用上限要求。

（4）生态环境准入清单

根据《第六师五家渠市生态环境分区管控更新成果（2023 版）》可知，项目区位于红旗农场一般管控单元（环境管控单元编码 ZH65761230001），结合该单元管控要求，与本工程采取的相关措施对比分析，项目的建设符合第六师五家渠市红旗农场生态环境准入清单的要求，详见表 2.9-10。

表 2.9-10 本工程与第六师五家渠市红旗农场生态环境准入清单的符合性分析一览表

| 环境管控单元名称及编码 | “三线一单”要求 | | 本工程采取的相关措施 | 符合性分析 |
|-------------------------------|----------|--|--|-------|
| 红旗农场一般管控单元 (ZH65761230001) | 空间布局约束 | (1) 执行一般生态空间-生物多样性/防风固沙相关要求。 (2) 将保护现有荒漠植被作为防沙治沙的首要任务，持续开展防沙治沙工作，保护绿洲边缘荒漠林，避免营造高耗水的人工速生林。 | 项目位于页岩油联合站内，不新增占地，不会对生物多样性、防风固沙治沙工作产生影响。本项目符合空间布局约束要求。 | 符合 |
| | 污染物排放管控 | (1) 合理使用化肥农药，鼓励使用配方肥。加强废弃农膜回收利用，提高农膜质量，严厉打击违法生产和销售不合格农膜的行为。 | 项目不使用农药化肥，不产生废弃农膜。 | 符合 |

| | | | |
|--------|--|--|----|
| 环境风险防控 | (1) 对耕地面积减少或土壤环境质量下降的团场要进行预警提醒。 | 本项目不占用耕地，土壤评价范围内涉及耕地，采取源头控制、分区防渗和跟踪监测等土壤环境保护措施后，不会使土壤环境质量下降。 | 符合 |
| 资源利用效率 | (1) 推行秸秆还田、增施有机肥、少耕免耕、粮豆轮作、化肥农药减量、农膜减量与回收利用等措施，切实保护耕地土壤环境质量。 | 不涉及该款要求。 | 符合 |

3 建设项目工程分析

3.1 区域位置

页岩油联合站行政隶新疆生产建设兵团第六师红旗农场管辖，西南距乌鲁木齐市约 123km，东南距离吉木萨尔县约 22km，东北距红旗农场约 7.5km。详见图 3.1-1。

3.2 现有工程概况及环境影响回顾

3.2.1 页岩油联合站概况

页岩油联合站建于 2019 年，归属吉庆油田作业区管辖，承担着页岩油井区的油气处理任务站内建有页岩油处理系统、天然气处理系统、压裂返排液处理系统以及原油外输系统，是一座集油气处理和外输等功能为一体的联合处理站。

2018 年新疆油田分公司开发公司组织实施“吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏吉 305-吉 17-吉 37 井区联合站建设工程”，该项目于 2019 年 3 月 29 日取得原新疆兵团第六师五家渠市环境保护局批复（师环监函〔2019〕27 号），但因后续设计方案发生变动，该项目环境影响评价文件进行了重新报批，第六师生态环境局以市环监函（2019）38 号文予以批复。页岩油联合站于 2020 年建成投产，2021 年 10 月 28 日完成竣工环境保护验收，环保手续履行情况见表 3.2-1，批复及验收意见详见附件 2。

表 3.2-1 项目工程环保手续履行情况一览表

| 环评文件名称 | 环评批复机关、文号及时间 | 验收批复机关、文号及时间 |
|--|---|------------------------|
| 吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏吉 305-吉 17-吉 37 井区联合站建设工程环境影响评价报告表 | 原新疆兵团第六师五家渠市环境保护局；师环监函（2019）27 号；2019 年 03 月 29 日 | / |
| 吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏吉 305-吉 17-吉 37 井区联合站建设工程重大变更环境影响评价报告表 | 第六师五家渠市生态环境局；市环监函（2019）38 号；2019 年 06 月 17 日 | 2021 年 10 月 28 日完成自主验收 |

3.2.2 现有工程组成

页岩油联合站站内现建有原油处理系统、天然气处理系统。压裂返排液处理系统、压裂返排液暂储池位于站外南侧，由第三方负责运营管理，处理后的出水在站外东北方向 60 万方水池暂存，最终用于压裂液复配。现有工程组成详见表 3.2-2。

表 3.2-2 现有工程组成一览表

| 工程类别 | 工程量 | 备注 |
|------|------------|--|
| 主体工程 | 原油处理系统 | 2 列 50×10 ⁴ t/a 的原油处理系统，总处理能力 100×10 ⁴ t/a，处理工艺选用“油气分离及原油脱水采用密闭流程，脱水工艺选择热化学沉降脱水和电化学处理组合脱水工艺”，配套建设 4 座 4000m ³ 的事故罐、2 座 1000m ³ 的卸油缓冲罐、2 座 60m ³ 卸油罐；原油加热采用锅炉系统，燃料为天然气 |
| | 天然气处理系统 | 天然气处理规模 3×10 ⁴ Nm ³ /d，采用“分子筛脱水+丙烷外冷”工艺，主要处理装置包括脱硫橇、进站分离橇、往复压缩机橇、分子筛脱水橇、外冷橇、低温分离轻烃回收橇、混烃装车橇、干气调压橇 |
| | 油气外输系统 | 净化油外输系统设计规模为 260×10 ⁴ t/a，外输至北三台油库，外输管道规格为 D273×7.1/L450M，长度为 35km 经天然气外输管道（D114×6/20G，长 8km）输送至东三线 11 号阀室 |
| 公用工程 | 供电 | 电页岩油联合站电源引自 110kV 孚远变，站内建有中心变配电室 1 座，内设 10kV 配电室 1 间、变压器室 3 间、低压配电室 1 间及直流室 1 间 |
| | 自动化 | 已建 45m 通信塔 1 座，塔上已设置 3 套 5.8GHz 无线网桥 AP，实现了联合站周边约 5km~8km 范围内井站的覆盖；已建 1 套和利时 HOLLiASMACS-K 系列 DCS 系统，控制器型号 K-CU01，用于已建原油处理装置、伴生气回收装置、罐区以及其他辅助用房内可燃/有毒气体浓度检测、报警、联锁；已建 GDS 系统为专用可燃/有毒气体报警控制器 |
| | 给排水 | 页岩油井区清水水源由红旗农场已建的 10 口水源井和周边水库供给；采出水、压裂返排液处理后用于压裂液复配，压裂返排液处理系统废水回收进系统，页岩油联合站生活污水定期拉运至吉木萨尔县污水处理厂集中处理 |
| | 供热 | 供暖采用热媒炉供暖 |
| | 消防 | 页岩油联合站为三级站场，罐区采用固定式消防冷却水系统和固定式低倍数泡沫灭火临时高压系统。已建消防系统包括 2 座 1500m ³ 消防水罐、消防泵房 1 座，其中消防泵房与泡沫站合建 |
| 依托工程 | 危险废物 | 含油污泥、废机油、废含油抹布、劳保用品等危险废物集中收集后依托吉祥联合站危险废物贮存场暂存，交由克拉玛依博达环保科技有限公司；生活垃圾清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场 |
| 环保工程 | 压裂返排液处理系统 | 压裂返排液处理设计处理规模为 4500m ³ /d，负责处理联合站站内来水及罐车拉运来的压裂返排液，由采用氧化破胶+两级气浮+过滤处理工艺。出水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中标准限值要求，用于压裂液复配或输送至吉 7 井区回注 |
| | 噪声 | 优先选用低噪声设备，对高噪声设施采取基础减振、设置隔声间等措施 |
| | 地下水/土壤保护措施 | 工艺装置区及罐区为重点防渗区，污水输水管道（地下）为特殊防渗区 |
| | 环境风险防范措施 | 新建 4 座 4000m ³ 的事故罐、2 座 1000m ³ 的事故罐，罐区安装可燃气体探测器、H ₂ S 监测 |
| | 废气 | 热媒炉、处理装置内置锅炉以天然气为燃料，废气通过 8m 高排气筒排放；油气处理过程中的油气无组织挥发废气通过选用质量合格的产品，加强对阀门、法兰、管线等连接件的检修进行防治 |

3.2.3 现有工程工艺流程及运行现状

(1) 页岩油处理系统

页岩油联合站主要负责处理页岩油井区采出物，原油处理系统设计规模 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ （有 1.2 倍的弹性系数，最大处理能力可达 $120 \times 10^4 \text{t/a}$ ），目前处理量为 $71 \times 10^4 \text{t/a}$ 。原油处理采用“热电化学沉降脱水”工艺，集油区气液密闭混输进站（ $40^\circ\text{C} \sim 45^\circ\text{C}$ ， 0.4MPa ）与卸油缓冲罐来液（ $40^\circ\text{C} \sim 45^\circ\text{C}$ ， 0.4MPa ）在进站管汇混合后，先进三相分离器，分离出来的低含水原油（ $40^\circ\text{C} \sim 45^\circ\text{C}$ ）添加破乳剂后进入多功能处理装置。原油在多功能处理装置内经加热（ 60°C ）、化学脱水和电脱水后出净化油进入外输系统。三相分离器及多功能处理油气水分离段分离出的伴生气经除油器除油、天然气处理装置处理后供站内使用。三相器分离出的水去压裂返排液处理装置，处理合格后用于压裂液复配；多功能处理装置分离出的水与卸油台来液在卸油缓冲罐混合后回掺至进站管汇。

页岩油联合站处理后净化油和吉祥联合站净化原油混合后进入压力缓冲罐，经外输泵增压、换热器换热、计量后输送至北三台油库。净化油外输系统规模为 $260 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前外输量为 $107 \times 10^4 \text{t/a}$ 。页岩油联合站至北三台油库的外输管道规格为 $D273 \times 7.1/L450\text{M}$ ，长度为 35km 。

页岩油联合站原油处理系统工艺流程见图 3.2-1。

(2) 天然气处理系统

油区页岩油联合站天然气处理系统设计处理规模 $3 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，目前实际处理气量约为 $1.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用“分子筛脱水+丙烷外冷”工艺。原油处理系统三相分离器分离出的伴生气（ $0.15 \sim 0.25 \text{MPa}$ ， $20 \sim 40^\circ\text{C}$ ）经分离器分离出所携带液滴后，进入螺杆压缩机进行增压，增压后的伴生气依次进入脱硫橇、分子筛脱水橇进行脱硫脱水处理，脱水后的干气进混烃回收橇与低温干气换热，进丙烷外冷橇制冷后进入混烃回收橇低温分离器进行气液分离，分离出的低温干气与分子筛出口原料气换热，复热后的干气优先去自用气计量调压橇计量调压后供站内自用；剩余部分通过已建天然气外输管道（ $D114 \times 6/20\text{G}$ ，长 8km ）输送至东三线 11 号阀室。目前，因天然气处理系统来气仅能满足站内自用，无多余净化气输至东三线天然气管道，故往复式压缩机橇及外输气计量橇暂未投运。

混烃回收橇内低温分离器分离出来的液相进入橇内脱乙烷塔，塔顶富气去自用

气调压计量橇，与调压后的自用气汇合，经计量去站内自用气装置，塔底混烃进混烃储罐橇，定期经定量装车橇装车外售。

（3）压裂返排液处理及外输系统

吉庆油田作业区返排液在已建 15 万方暂储池暂存（该池为作业区建设，并负责运营管理），压裂液处理目前委托第三方处置单位（辽宁华孚环境工程股份有限公司）进行处理，处理系统由辽宁华孚环境工程股份有限公司负责建设及运营，处理区位于页岩油联合站南侧约 60m 处，压裂返排液在 5 万方暂存池暂存，处理后的净化水在页岩油联合站东北侧约 540m 处的 1 座 60 万暂存池暂存。

压裂返排液处理设计处理规模为 $4500\text{m}^3/\text{d}$ ，负责处理联合站站内来水及罐车拉运来的压裂返排液，目前实际处理量为 $1230\text{m}^3/\text{d}$ 。采用氧化破胶+两级气浮+过滤处理工艺，在混凝沉淀箱中分别投加 pH 调整剂、破胶剂、有机混凝絮凝剂等通过沉淀去除污水中的悬浮物和浮油，再通过两级气浮进一步去除乳化油和悬浮物，出水进双滤料过滤器进一步处理后出水，出水计划优先回用于压裂液复配，使用不完时送至吉 7 井区进行回注，页岩油联合站至吉祥联合站采出水外输规模设计为 $4500\text{m}^3/\text{d}$ ，因此出水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中标准限值要求。根据运行实际，井区压裂用水需求较高，净化水全部用于裂液复配，未向吉 7 井区输送。

压裂返排液处理系统总体流程见下图。

（4）公用工程

①给排水

页岩油井区清水水源由红旗农场已建的 10 口水源井和周边水库供给，单口水源井供水规模为 $100\text{m}^3/\text{d}$ ，水库最大供水规模为 $12000\text{m}^3/\text{d}$ ，合计供水能力为 $22000\text{m}^3/\text{d}$ 。作业区用水节点主要为日常生产、生活用水、消防用水等，压裂液复配优先使用处理后的净化水，不足时由清水补足。作业区与新疆永辰三合市政服务有限公司签订了供水协议（见附件 10），供水能力不低于 $36000\text{m}^3/\text{d}$ ，可满足作业区用水需要。

采出水、压裂返排液等井下作业废水进入压裂返排液系统进行处理，净化水用于压裂液复配，回用不完的送至吉 7 井区回注。页岩油联合站卫生间及建筑物拖洗

用水经排水管网收集后排至化粪池进行初步处理，定期拉运至吉木萨尔生活污水处理厂集中处理，生活污水产生量约 $1.58\text{m}^3/\text{d}$ 。

②供配电

页岩油联合站电源引自 110kV 孚远变，站内建有中心变配电室 1 座，内设 10kV 配电室 1 间、变压器室 3 间、低压配电室 1 间及直流室 1 间。10kV 配电室设 10kV 开关柜 12 面；其中 2 间变压器室分别设 S-M-NX1 型 2000kVA10/0.4kV 变压器 1 台，预留变压器室 1 间，变压器运行方式为分列运行。低压配电室内设 21 面 GGD 型低压配电柜，预留 12 个备用柜位，10kV 侧和 0.4kV 侧采用单母线分段接线方式，0.4kV 侧设集中自动无功电容补偿 500kvar，目前运行负荷为 1900.4kW。

③仪表自动化

页岩油联合站已建 45m 通信塔 1 座，塔上已设置 3 套 5.8GHz 无线网桥 AP，实现了联合站周边约 5km ~ 8km 范围内井站的覆盖；已建 1 套和利时 HOLLiASMACS-K 系列 DCS 系统，控制器型号 K-CU01，用于已建原油处理装置、伴生气回收装置、罐区以及其他辅助用房内可燃/有毒气体浓度检测、报警、连锁。已建 GDS 系统为专用可燃/有毒气体报警控制器，GDS 系统机柜内有空余空间，可扩容。

④消防

页岩油联合站为三级站场，站内罐区已建 4 座 4000m^3 、2 座 1000m^3 卸油缓冲罐，用于交油不畅或原油处理系统故障时原油/采出液的应急存储，罐区采用固定式消防冷却水系统和固定式低倍数泡沫灭火临时高压系统。已建消防系统包括 2 座 1500m^3 消防水罐、消防泵房 1 座，其中消防泵房与泡沫站合建。原油罐区周围设消防环状管网，其中冷却水环网管径 DN250；泡沫混合液环网管径为 DN200；在消防环网上按 $\geq 60\text{m}$ 的距离设室外地上式消火栓及泡沫栓。混烃罐区周围设消防环状管网，其中冷却水环网管径 DN200 在消防环网上设 2 套室外地上式消火栓。

3.2.4 现有工程环境影响回顾

(1) 废气

页岩油联合站运营期废气主要为锅炉、热媒炉烟气和油气处理过程中产生的油

气无组织挥发废气，以非甲烷总烃计。

①锅炉、热媒炉烟气

页岩油联合站建有 1 座一体化油气接转装置，内置 1 台 2100kW 的燃气锅炉；2 座多功能处理器，各内置 1 台 2600kW 的锅炉；此外还建有 2 台 2300kW 的热媒炉。各锅炉及热媒炉均以天然气为燃料，烟气中污染物主要为氮氧化物、二氧化硫和颗粒物，烟气经 8m 排气筒排放。根据各燃气设施消耗量及污染物排放浓度计算出氮氧化物、二氧化硫和颗粒物的排放量分别为 4.670t/a、0.096t/a、0.164t/a。根据吉庆油田作业区对页岩油联合站的燃气设施例行监测数据（2024 年 5 月）可知，燃气设施燃烧烟气中二氧化硫、颗粒物和氮氧化物排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》表 2 大气污染物排放限值要求。

表 3.2-3 有组织废气监测数据一览表

| 点位 | 监测因子 | 排放浓度 (mg/m ³) | 排放速率 (kg/h) | 烟气标干流 量 (m ³ /h) | 标准限值 (mg/m ³) | 达标 情况 |
|---|-------|------------------------------|----------------------|--------------------------------|------------------------------|----------|
| 页岩油 联合站 1#多功 能处理 器 1#燃 烧器 (2024. 5.14) | 二氧化硫 | <3 | / | 2255 | 50 | 达标 |
| | | <3 | / | 2202 | | 达标 |
| | | <3 | / | 2265 | | 达标 |
| | 氮氧化物 | 141 | 0.17 | 2255 | 200 | 达标 |
| | | 146 | 0.17 | 2202 | | 达标 |
| | | 144 | 0.17 | 2265 | | 达标 |
| | 颗粒物 | 3.3 | 4.1×10 ⁻³ | 2255 | 20 | 达标 |
| | | 2.9 | 3.3×10 ⁻³ | 2202 | | 达标 |
| | | 3.8 | 4.5×10 ⁻³ | 2265 | | 达标 |
| | 林格曼黑度 | <1 | / | / | 1 | 达标 |
| 页岩油 联合站 1#多功 能处理 器 2#燃 烧器 (2024. 5.10) | 二氧化硫 | <3 | / | 2084 | 50 | 达标 |
| | | <3 | / | 2018 | | 达标 |
| | | <3 | / | 1882 | | 达标 |
| | 氮氧化物 | 146 | 0.21 | 2084 | 200 | 达标 |
| | | 144 | 0.20 | 2018 | | 达标 |
| | | 139 | 0.17 | 1882 | | 达标 |
| | 颗粒物 | 1.8 | 2.5×10 ⁻³ | 2084 | 20 | 达标 |
| | | 2.2 | 3.0×10 ⁻³ | 2018 | | 达标 |
| 3.2 | | 4.0×10 ⁻³ | 1882 | 达标 | | |
| 林格曼黑度 | <1 | / | / | 1 | 达标 | |
| 页岩油 联合站 1#热媒 | 二氧化硫 | <3 | / | 1737 | 50 | 达标 |
| | | <3 | / | 1584 | | 达标 |
| | | <3 | / | 1640 | | 达标 |

| | | | | | | |
|------------------|-------|-----|----------------------|------|-----|----|
| 炉 (2024.5.10) | 氮氧化物 | 116 | 0.221 | 1737 | 200 | 达标 |
| | | 119 | 0.208 | 1584 | | 达标 |
| | | 124 | 0.221 | 1640 | | 达标 |
| | 颗粒物 | 1.3 | 2.4×10^{-3} | 1737 | 20 | 达标 |
| | | 1.5 | 2.5×10^{-3} | 1584 | | 达标 |
| | | 1.7 | 3.0×10^{-3} | 1640 | | 达标 |
| | 林格曼黑度 | <1 | / | / | 1 | 达标 |

②无组织废气

油气处理均为密闭流程，所用的阀门、法兰等连接件均为质量合格的产品，日常加强设备检维修，油气挥发量不大；混烃采用 2 座 19m^3 的压力罐暂存，装车采取底部装载，并采取气相平衡措施。根据《吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏吉 305-吉 17-吉 37 井区联合站建设工程重大变更环境影响评价报告表》及其批复文件，油气无组织挥发量为 50t/a。根据吉庆油田作业区对页岩油联合站厂界无组织非甲烷总烃和硫化氢的例行监测数据（2023 年 8 月、2024 年 5 月）可知，页岩油联合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）企业边界污染物控制要求，硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 二级新改扩建浓度限值要求。

表 3.2-4 厂界无组织非甲烷总烃监测结果一览表（单位： mg/m^3 ）

| 站场名称 | 监测时间 | 监测点位 | 污染物名称 | 监测值范围 | 周界外最大浓度 | 标准限值 | 达标情况 |
|-------------|----------------|------|-------|-----------------------|---------|------|------|
| 页岩油联合站 | 2024.1.30 | 上风向 | 非甲烷总烃 | 0.65~0.77 | 0.77 | 4 | 达标 |
| | | 下风向 | 非甲烷总烃 | 0.88~0.96 | 0.96 | 4 | 达标 |
| | | 下风向 | 非甲烷总烃 | 0.96~1.03 | 1.03 | 4 | 达标 |
| | | 下风向 | 非甲烷总烃 | 0.92~1.03 | 1.03 | 4 | 达标 |
| | 2024.5.13 | 上风向 | 硫化氢 | $<0.2 \times 10^{-3}$ | / | 0.06 | 达标 |
| | | 下风向 | 硫化氢 | $<0.2 \times 10^{-3}$ | / | 0.06 | 达标 |
| | | 下风向 | 硫化氢 | $<0.2 \times 10^{-3}$ | / | 0.06 | 达标 |
| | | 下风向 | 硫化氢 | $<0.2 \times 10^{-3}$ | / | 0.06 | 达标 |
| J10020-H 井场 | 2021.1.21-1.22 | 上风向 | 非甲烷总烃 | 0.48~0.50 | 0.50 | 4 | 达标 |
| | | 下风向 | 非甲烷总烃 | 0.53~0.64 | 0.64 | 4 | 达标 |
| | | 下风向 | 非甲烷总烃 | 0.49~0.54 | 0.54 | 4 | 达标 |
| | | 下风向 | 非甲烷总烃 | 0.50~0.52 | 0.52 | 4 | 达标 |

③页岩油联合站泄漏检测与修复（LDAR）

吉庆油田作业区于 2024 年 5 月-7 月对页岩油联合站开展了第一轮 LDAR 检测，检测主要是针对全年运行易产生 VOCs 泄漏的法兰、取样连接系统、开口阀或开口管线、泄压设备、压缩机、搅拌器、阀门及泵等密封点。本次监测对页岩油联合站内的 1764 个动密封点、2685 个静密封点进行泄漏检测，发现有 26 个泄漏点，泄漏点主要为多功能处理器上的取样连接线、法兰、阀门等，发现泄漏后，吉庆油田作业区在 15 日内进行了泄漏点修复，修复手段为拧紧螺丝，经复测，泄漏点均已修复。

(2) 废水

页岩油联合站运营期废水主要为生活污水和采出水，生活污水产生量约 1.58m³/d，经站内排水管网收集后，排入化粪池，定期清运至吉木萨尔县污水处理厂。原油处理系统分离出的采出水及压裂返排液产生量约 2885m³/d，进入第三方压裂返排液处理系统进行处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后（水质监测数据见表 3.2-5），优先用于压裂液复配，剩余部分外输至吉 7 井区进行回注。目前处理达标后的废水全部用于压裂液复配。

表 3.2-5 压裂返排液处理装置出水水质监测结果一览表

| 监测时间 | 污染物名称 | 监测值范围 | 标准限值 | 达标情况 |
|-------------------|---------------|-----------|------|------|
| 2024.3.5~ 3.26 | 悬浮固体含量 (mg/L) | 3~6 | ≤30 | 达标 |
| | 含油量 (mg/L) | 1.19~1.93 | <50 | 达标 |
| 2024.1.2~ 1.30 | 含油量 (mg/L) | 0.68~1.59 | <50 | 达标 |
| | 悬浮固体含量 (mg/L) | 1~3.5 | ≤30 | 达标 |

(3) 噪声

页岩油联合站内噪声源主要为机泵、风机、空压机、压缩机等，通过采用低噪声设备、基础减振、定期对各设备检维修、保养，将机泵布置在室内等措施进行防治。现状噪声源强详见下表。

表 3.2-6 页岩油联合站现有噪声源基本情况

| 名称 | 数量 (台) | 类型 | 源强[dB (A)] |
|----------|--------|-----|------------|
| 各类机泵 | 8 | 点声源 | 80~85 |
| 阀门及调压设备等 | 6 | 点声源 | 70~85 |
| 加热炉 | 5 | 点声源 | 70~85 |

| | | | |
|-------------|---|-----|---------|
| 压缩机 | 2 | 点声源 | 80~85 |
| 分离器、阀门、调压装置 | 7 | 点声源 | 70~85 |
| 系统超压、火炬放空 | 2 | 点声源 | 110~120 |

根据 2024 年吉庆油田作业区例行监测数据（见表 3.2-7）可知，页岩油联合站厂界昼夜噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类限值要求。

表 3.2-7 厂界昼夜噪声监测结果一览表

| 站场名称 | 监测时间 | 监测点 | 昼间[dB (A)] | | | 夜间[dB (A)] | | |
|--------|----------------|-----|------------|-----|------|------------|-----|------|
| | | | 监测值 | 标准值 | 达标情况 | 监测值 | 标准值 | 达标情况 |
| 页岩油联合站 | 2024.1.30-1.31 | 东厂界 | 41 | 60 | 达标 | 39 | 50 | 达标 |
| | | 南厂界 | 32 | 60 | 达标 | 32 | 50 | 达标 |
| | | 西厂界 | 39 | 60 | 达标 | 39 | 50 | 达标 |
| | | 北厂界 | 48 | 60 | 达标 | 44 | 50 | 达标 |

（4）固体废物

页岩油联合站内固体废物主要为含油污泥、废机油、废含油抹布、劳保用品和生活垃圾，产生量分别为 239t/a、0.82t/a、0.75t/a、8.32t/a。上述固体废物均属于危险废物，不在页岩油联合站暂存，即产即清，依托吉祥联合站危废贮存场暂存，最终统一交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司，处置协议见附件 4。生活垃圾定期清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场。

（5）土壤和地下水

页岩油联合站内产生的废水、固体废物均得到妥善处置，对页岩油联合站内进行了分区防渗，加强对站内各类储罐、管线、各类池体的日常维护和巡检，页岩油联合站卸油区的罐中均设有液位计，装车时出料口处设有残余液体收集装置，并定期清空；作业区定期对管线进行渗漏监测；各类传输泵进料端均安装了关闭控制阀门，加强对各类传输泵的维护。《中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区土壤污染隐患排查报告》中对页岩油联合站内土壤的进行了监测，根据监测结果可知，土壤中的各监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。根据吉庆油田作业区对附近现有地下水井例行监测数据可知，区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标

准》（GB3838-2002）中的III类标准要求。

（6）环境管理回顾

吉庆作业区油气开发始于 2018 年，目前正在组织开展第一轮环境影响后评价工作；根据《固定污染源排污许可分类管理名录(2019 年版)》，页岩油联合站站内的热媒炉等固定污染源实行排污许可登记管理，作业区于已取得了固定污染源排污登记回执（登记编号：91650200715597998M057Z）。

吉庆油田作业区编制了《中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区突发环境事件应急预案》，已在昌吉回族自治州生态环境局吉木萨尔县分局进行了备案（备案编号：652327-2023-016-L），见附件 4。

页岩油联合站内的废气排放口设置符合《排污口规范化整治技术要求（试行）》《<环境保护图形标志>实施细则》《环境保护图形标志》要求。

（7）现有工程污染物产生量及排放量汇总

现有工程污染物产生量及排放量汇总情况见表 3.2-8。

表 3.2-8 现有工程污染物产生量及排放量汇总情况一览表

| 类别 | 污染源 | 污染物名称 | 现有工程产生量 | 现有工程排放量 |
|------|-------------------|-----------------------------|----------------------|----------|
| 废气 | 原油、压裂返排液处理无组织排放废气 | 非甲烷总烃 | 50t/a | 50t/a |
| | 热媒炉、燃气设备等烟气 | NO _x | 4.670t/a | 4.670t/a |
| | | SO ₂ | 0.096t/a | 0.096t/a |
| | | 颗粒物 | 0.164t/a | 0.164t/a |
| 废水 | 装置排污 | 石油类、COD | 0 | 0 |
| | 生活污水 | COD、NH ₃ -N、SS 等 | 577m ³ /a | 0 |
| 噪声 | 站场机泵及罐车 | 连续等效 A 声级 | / | 0 |
| 固体废物 | 废机油 | 石油类 | 0.82t/a | 0 |
| | 废防渗材料 | 石油类 | 0 | 0 |
| | 废含油抹布、劳保用品 | 石油类 | 0.75t/a | 0 |
| | 含油污泥 | 泥砂、石油类 | 239t/a | 0 |
| | 生活垃圾 | / | 8.32t/a | 0 |

3.2.5 现有工程运营期监测方案制定及执行情况

（1）监测方案的制定

吉庆油田作业区制定有自行监测方案，并按年更新，其中包括页岩油联合自行监测方案。目前作业区以完成《新疆油田公司吉庆油田作业区 2024 年自行监测方

案》（2024 年 1 月）的编制，并初步完成第一季度的监测。本次评价以《新疆油田公司吉庆油田作业区 2023 年自行监测方案》（2023 年 1 月）为例，页岩油联合站自行监测方案主要包括废气、废水、噪声、地下水和土壤监测，周边环境土壤环境质量和地下水环境质量监测，详见下表。

表 3.2-9 页岩油联合站自行监测方案一览表

| 序号 | 类别 | | 监测点位 | 监测因子 | | 监测频次 |
|----|----------|-------|------------------|---|---------------------|-----------------------|
| 1 | 污染源监测 | 有组织废气 | 站内燃气设备排气筒 | 燃气设备燃烧烟气 | 颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、林格曼黑度 | 氮氧化物 1 次/月，其他指标 1 次/年 |
| | | 无组织废气 | 页岩油联合站厂界 | 油气无组织挥发废气 | NMHC | 1 次/季度 |
| 3 | | 噪声 | 页岩油联合站厂界 | 厂界噪声 | | 1 次/季度 |
| 6 | | 土壤环境 | 页联站事故罐旁 | 初次监测：GB 36600-2018《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》表 1 基本项目、表 2 中石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)； 后续监测：石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、曾超标项目 | | 1 次/年 |
| | | | 页联站十五万方池北侧 | | | |
| 7 | 环境质量跟踪监测 | 地下水环境 | 页岩油联合站地下水对照点监测井 | 初次监测：GB/T 14848-2017《地下水质量标准》表 1 常规指标(微生物指标、放射性指标除外)、HJ 164-2020《地下水环境监测技术规范》附录 F 中石油和天然气开采业特征项目； 后续监测：HJ 164-2020《地下水环境监测技术规范》附录 F 中石油和天然气开采业特征项目、曾超标项目 | | 1 次/半年 |
| | | | 15 万方池东南角监测井 | | | |
| | | | 15 万方池西南角监测井 | | | |
| | | | 15 万方池东北角监测井 | | | |
| | | | 页岩油联合站十五万方池北侧监测井 | | | |

(2) 监测方案执行情况

吉庆油田作业区自行监测方案委托第三方进行检测，以 2023 年为例，作业区委托乌鲁木齐京城检测技术有限公司实施。经调查核实，2023 年作业区废气及噪声严格落实了自行监测方案，各燃气设备烟气、厂界无组织废气及噪声均能稳定达标。2023 年吉庆油田作业区开展了《新疆油田公司吉庆油田作业区土壤污染隐患排查》工作，对作业区土壤及地下水进行了监测，其中包括自行监测方案中的土壤及地下水监测点，检测工作由新疆国环鸿泰检验检测有限公司承担，检测结果表明，土壤各监测因子浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求；地下水监测中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准要求，除了总硬度、溶解性总

固体、硫酸盐和氯化物超标外，其余各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

3.2.6 存在的环境问题及“以新带老”整改措施

①原油处理能力不能满足后续发展处理需求

页岩油联合站现有原油处理系统设计规模 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，在建原油处理系统设计处理规模为 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，2025 年页岩井区总体产能将超 $154 \times 10^4 \text{t/a}$ ，现有和在建原油处理系统将不能满足处理需求。

整改措施：为满足新增的原油处理需求，本次拟新建 1 列 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ 的原油处理系统，处理工艺与现有原油处理系统一致。

②站内无危险废物暂存设施

页岩油联合站目前未建设危险废物暂存设施，现有工程危险废物暂存需要依托吉祥联合站危险废物暂存设施。吉祥联合站同属吉庆油田作业区，位于页岩油联合站东南方向 18km 处，含油污泥等危险废物转运过程存在环境风险。

整改措施：新建 1 座占地 1200m^2 的危险废物暂存设施，以满足作业区日常暂存需求。危险废物暂存设施包含在《新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦苇沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）》中，该项目已取得新疆生产建设兵团出具的批复（兵环审〔2024〕16 号），目前正在建设。

3.3 在建项目概况及环境影响

3.3.1 在建项目概况

中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区实施了《新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦苇沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）》，该项目于 2024 年 6 月 14 日取得了新疆生产建设兵团生态环境局出具的《关于新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦苇沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）环境影响报告书的批复》（兵环审〔2024〕16 号），目前正在建设。

在建项目拟在页岩油联合站内新建 1 列 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ 的原油处理系统、1 套设计处理规模为 $3000 \text{m}^3/\text{d}$ 的压裂返排液处理系统，与第三方压裂返排液处理系统同时运行；新建 1 座占地 1200m^2 的危险废物贮存场；配套建设供配电、自动化、给排水、消防等公用工程。项目组成见表 3.3-1。

表 3.3-1 工程组成一览表

| 工程类别 | 工 程 量 | 备 注 |
|--------|---|--|
| 主体工程 | 原油处理系统 | 新建 1 列 50×10 ⁴ t/a 的原油处理系统，处理工艺与已建原油处理系统一致，油气分离及原油脱水采用密闭流程，脱水工艺选择热化学沉降脱水和电化学处理组合脱水工艺；配套建设 2 座 4000m ³ 的事故罐；原油加热优先采用污水余热，新建电加热器作为备用热源 |
| | 压裂返排液处理系统 | 压裂返排液处理规模设计为 3000m ³ /d，建设 1 座 8000m ³ 生物曝气池（从已建 15 万方暂存池内分隔、改造），配套建设 2 座 2000m ³ 重力储油罐。处理后的净化水 60 万方暂存池暂存，用于压裂液复配 |
| 公用工程 | 供电 | 新建水处理区变配电室 1 座，内设变压器室 2 间（S-NX2 2500kVA 10±2*2.5/0.4kV 变压器 2 台）、10kV 配电室 1 间（10kV 开关柜 12 面，预留 9 面备用柜位）、低压配电室 1 间（GGD 型低压配电柜 18 面，预留 14 个备用柜位）、直流室 1 间 |
| | 自动化 | 新增 1 套 DCS 控制站，DCS 操作站利旧；新增 1 套 32 通道 GDS 系统；已建消防联动控制器扩容 |
| | 给排水 | 供水依托站内已建供水系统，采出水、压裂返排液处理后用于压裂液复配，压裂返排液处理系统废水回收进系统，运营期无废水外排 |
| | 消防 | 改造已建固定式消防站泡沫系统，并新建 1 座泡沫间（新建泡沫间与新建变配电室合建） |
| 依托工程 | 危险废物 | 废机油、废防渗材料、含油污泥等危险废物暂存在新建危险废物贮存场，集中暂存、统一处理。最终交由有资质的单位进行处置 |
| | 压裂液暂存 | 依托已建 15 万方压裂液暂储池 |
| | 伴生气处理 | 依托站内已建天然气处理系统 |
| | 原油外输 | 依托现有外输设施，净化油外输至北三台油库 |
| 环保工程 | 污泥处置 | 压裂返排液处理系统产生的污泥采用浓缩+脱水工艺处理，新建 4 座污泥浓缩罐，交替使用，新建 1 座污泥脱水橇，内设污泥脱水机 2 台。脱水后的污含油污泥、废机油、废防渗材料等危险废物在新建危废贮存场暂存，集中暂存、统一处理。最终交由有资质的单位进行处置 |
| | 噪声 | 优先选用低噪声设备，对高噪声设施采取基础减振、设置隔声间等措施 |
| | 地下水/土壤保护措施 | 新建装置区采取分区防渗措施，原油处理系统、压裂返排液处理系统和危废贮存场均为重点防渗区 |
| | 废气 | 原油、压裂返排液处理系统均为密闭流程，通过选用质量合格的产品，加强对阀门、法兰、管线等连接件的检修，减少油气挥发 |
| | 含油污泥处理 | 压裂返排液系统污泥采取浓缩+脱水处理工艺，本次新建 4 座污泥浓缩罐，1 座污泥脱水橇；高噪声设备采取基础减振、设置隔声间等措施 |
| 危险废物暂存 | 新建 1 座危险废物贮存场，尺寸为 40m×30m，占地面积 1200m ² ，用于暂存含油污泥、废机油废防渗材料等危险废物 | |

3.3.2 在建项目环境影响

目前《新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦草沟组页岩油产能建设项目（页

岩油联合站二期扩建工程)》正在建设,建设过程中应严格落实环评文件及批复中的要求,在建项目的环境影响回顾引用该项目环境影响报告书的结论进行分析,具体如下:

(1) 生态环境

页岩油联合站改造均在站内进行,不新增占地,不改变土地利用类型,对植被、植物影响仅限于站内,站内植物稀少,不会对植被产生明显影响。

(2) 大气环境

施工期废气主要为扬尘、施工机械及车辆尾气等,施工期短暂,施工期的废气污染随施工的结束而消失。运营期废气主要为原油、压裂返排液处理过程中的挥发性有机物和氨,产生的废气为持续的长期影响,页岩油联合站所处地域空旷,无组织挥发性有机废气可以得到较好扩散,预测结果表明废气污染物对大气污染物浓度贡献值小,项目实施后不会对周围环境产生明显影响。

(3) 水环境

施工期废水主要为混凝土养护废水,为清净下水,自然蒸发处理。运营期废水主要为压裂返排液、采出水和装置排污废水,进入新建压裂返排液系统进行处理,达标后用于压裂液复配。

非正常工况下,储罐和破损泄漏导致油品外泄时,有可能导致石油类等污染物通过包气带土层渗漏进入地下含水层,对地下水造成污染影响。通过采用质量合格的生产设备,加强巡检,及时更换老旧设备等措施进行防范。

(4) 噪声

施工期的噪声源主要为施工机械和施工车辆,施工短暂,只对局部环境造成影响,待施工结束后这种影响也随之消失,施工期噪声仅对施工人员产生影响;运营期噪声主要为站场机泵产生的噪声以及罐车的交通噪声,运营期站场昼夜厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类区标准(昼间 60dB(A),夜间 50dB(A))。本工程周边无人居住等声敏感目标,项目开发建设中的噪声对声环境质量影响不大。

(5) 固体废物

施工期固体废物主要为建筑垃圾,集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填

埋处理。运营期固废主要包括日常检修及巡检产生的废防渗材料、废机油、含油污泥和事故状态下的落地油，集中收集后交由有相应危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理。综上所述，本工程产生的固体废物均得以妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。

(6) 土壤环境

施工期按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。页岩油联合站采出水、压裂返排液和装置排污废水均进入压裂返排液处理系统处理，处理达标后回用于压裂液复配，不外排；各类危险废物集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置；产生的各类废物均可得到妥善处置，从源头减少了污染物的产生；通过采取分区防渗措施可有效保护土壤。

(7) 环境风险

本工程涉及的危险物质为原油，风险潜势为I，项目可能发生的风险事故类型主要为储罐泄漏事故。油品发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；项目区包气带对石油类污染物的截留能力较强，泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

(8) 在建工程污染物排放量

本次评价引用《新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦草沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）环境影响报告书》中核算的污染物排放量，详见表 3.3-2。

表 3.3-2 在建工程污染物排放量情况一览表

| 类别 | 污染源 | 污染物名称 | 产生量 | 排放量 |
|----|------------------------------|-------|-----------|-----------|
| 废气 | 原油、压裂返排液处理无组织排放废气油气集输无组织排放废气 | 非甲烷总烃 | 1.8689t/a | 1.8689t/a |
| | 压裂返排液生化处理区、污泥处理区及暂存 | 氨 | 0.0303t/a | 0.0303t/a |

| | | | | |
|------|---------|-----------|----------------------|---|
| 废水 | 装置排污 | 石油类、COD | 141m ³ /a | 0 |
| 噪声 | 站场机泵及罐车 | 连续等效 A 声级 | / | / |
| 固体废物 | 废机油 | 石油类 | 0.1t/a | 0 |
| | 废防渗材料 | 石油类 | 0.1t/a | 0 |
| | 含油污泥 | 泥砂、石油类 | 3636t/a | 0 |

3.4 改扩建项目工程分析

3.4.1 项目基本情况

(1) 项目名称

页岩油联合站 50 万吨/年原油处理装置运维工程。

(2) 建设单位

中国（新疆）石油工程有限公司。

(3) 项目性质

页岩油联合由中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区管辖，吉庆油田作业区委托中国（新疆）石油工程有限公司在页岩油联合站内新建 1 列 50×10⁴t/a 的原油处理系统，建设和运营单位均为中国（新疆）石油工程有限公司，针对页岩油联合站，本项目性质为扩建。

(4) 建设地点

本项目扩建位于页岩油联合站内，页岩油联合站行政隶新疆生产建设兵团第六师红旗农场管辖，西南距乌鲁木齐市约 123km，东南距离吉木萨尔县约 22km，东北距红旗农场约 7.5km，新建装置地理坐标为 。

(5) 建设规模

本次拟新建 1 列 50×10⁴t/a 的原油处理系统，扩建后原油处理能力从原来 150×10⁴t/a 提升 200×10⁴t/a，原油处理工艺与现有原油处理工艺一致（热化学沉降+电脱处理工艺）。

(6) 产品方案

产品主要为脱水后的净化原油，产生量为 50×10⁴t/a，依托页岩油联合站内外输系统外售至北三台油库。

(7) 建设周期

项目建设周期约 24 个月，施工人数 30 人，施工现场不设施工营地，施工人员食宿在红旗农场。

(8) 劳动定员和工作制度

项目实施后由中国（新疆）石油工程有限公司负责运营管理，设劳动定员 4 人，年运行时间为 8400h。

(9) 工程投资

项目总投资 1124.87 万元，环保投资约 62 万元，占总投资的 5.51%。

3.4.2 油气性质及产能预测

拟建原油处理系统主要处理页岩油井区来的采出物，采出物中原油、伴生气和采出水性质如下：

(1) 原油性质

原油为中质原油，原油理化性质见表 3.4-1。

表 3.4-1 页岩油井区原油理化性质

| 层位 | 密度 (t/m ³) | 40°C粘度 (mPa·s) | 50°C粘度 (mPa·s) | 含蜡量 (%) | 凝固点 (°C) | 初馏点 (°C) | 闪点 (°C) | 析蜡点 (°C) |
|-----|---------------------------|-------------------|-------------------|------------|-------------|-------------|------------|-------------|
| 上甜点 | 0.8854 | 37.5~202.3 | 20.21~121.42 | 7.4~19 | 14~26 | 123.30 | 30 | 35.6 |
| | | 平均: 94.20 | 平均: 48.90 | 平均: 10.8 | 平均: 20.03 | | | |
| 下甜点 | 0.9033 | 24.8~603.5 | 16.91~410.36 | 1.7~14.8 | -6~20 | 115.49 | 30 | 33.2 |
| | | 平均: 152.23 | 平均: 103.52 | 平均: 4.8 | 平均: 4.9 | | | |

(2) 伴生气性质

页岩油井区井口建有脱硫装置，伴生气脱硫后再集输进页岩油联合站。根据页岩油联合站天然气处理系统进口伴生气监测数据，硫化氢含量约 284.0mg/m³，天然气低位发热量为 45.20MJ/m³。伴生气组分详见下表。

表 3.4-2 页岩油井区伴生气组分

| 相对密度 | C ₁ | C ₂ | C ₃ | iC ₄ | nC ₄ | iC ₅ | nC ₅ | C ₆ | 二氧化碳 | 氮 |
|--------|----------------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------|------|-------|
| 0.9385 | 53.59 | 12.68 | 11.97 | 2.14 | 3.25 | 0.95 | 1.13 | 0.40 | 3.19 | 10.71 |

(3) 产能预测方案

根据页岩油井区产能预测数据（表 3.4-3），2025 年页岩油井区最高产油量为 154×10⁴t/a，2028 年页岩油井区产油量达到最高为 180×10⁴t/a。

表 3.4-3 吉庆油田作业区页岩油产能预测一览表

| 月份 | 日历天 数 | 日产液水平 (t/d) | 日产油水平 (t/d) | 日产气水平 (Nm ³ /d) | 折合年产油量 (10 ⁴ t/a) | 含水率 (%) |
|----------|----------|----------------|----------------|-------------------------------|---------------------------------|------------|
| 2024年1月 | 31 | | | | | |
| 2024年2月 | 28 | | | | | |
| 2024年3月 | 31 | | | | | |
| 2024年4月 | 30 | | | | | |
| 2024年5月 | 31 | | | | | |
| 2024年6月 | 30 | | | | | |
| 2024年7月 | 31 | | | | | |
| 2024年8月 | 31 | | | | | |
| 2024年9月 | 30 | | | | | |
| 2024年10月 | 31 | | | | | |
| 2024年11月 | 30 | | | | | |
| 2024年12月 | 31 | | | | | |
| 2025年1月 | 31 | | | | | |
| 2025年2月 | 28 | | | | | |
| 2025年3月 | 31 | | | | | |
| 2025年4月 | 30 | | | | | |
| 2025年5月 | 31 | | | | | |
| 2025年6月 | 30 | | | | | |
| 2025年7月 | 31 | | | | | |
| 2025年8月 | 31 | | | | | |
| 2025年9月 | 30 | | | | | |
| 2025年10月 | 31 | | | | | |
| 2025年11月 | 30 | | | | | |
| 2025年12月 | 31 | | | | | |
| 2026年1月 | 31 | | | | | |
| 2026年2月 | 28 | | | | | |
| 2026年3月 | 31 | | | | | |
| 2026年4月 | 30 | | | | | |
| 2026年5月 | 31 | | | | | |
| 2026年6月 | 30 | | | | | |
| 2026年7月 | 31 | | | | | |
| 2026年8月 | 31 | | | | | |
| 2026年9月 | 30 | | | | | |
| 2026年10月 | 31 | | | | | |
| 2026年11月 | 30 | | | | | |
| 2026年12月 | 31 | | | | | |
| 2027年1月 | 31 | | | | | |
| 2027年2月 | 28 | | | | | |
| 2027年3月 | 31 | | | | | |
| 2027年4月 | 30 | | | | | |
| 2027年5月 | 31 | | | | | |

| | | | | | | |
|----------|----|--|--|--|--|--|
| 2027年6月 | 30 | | | | | |
| 2027年7月 | 31 | | | | | |
| 2027年8月 | 31 | | | | | |
| 2027年9月 | 30 | | | | | |
| 2027年10月 | 31 | | | | | |
| 2027年11月 | 30 | | | | | |
| 2027年12月 | 31 | | | | | |
| 2028年1月 | 31 | | | | | |
| 2028年2月 | 28 | | | | | |
| 2028年3月 | 31 | | | | | |
| 2028年4月 | 30 | | | | | |
| 2028年5月 | 31 | | | | | |
| 2028年6月 | 30 | | | | | |
| 2028年7月 | 31 | | | | | |
| 2028年8月 | 31 | | | | | |
| 2028年9月 | 30 | | | | | |
| 2028年10月 | 31 | | | | | |
| 2028年11月 | 30 | | | | | |
| 2028年12月 | 31 | | | | | |

3.4.3 建设内容

本次拟在页岩油联合站内新建 1 列 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ 的原油处理系统及其配套设施，建设内容主要包括主体工程、公用工程、环保工程及依托工程，具体介绍如下：

(1) 主体工程

拟在页岩油联合站内现有原油处理系统旁新建 1 列 10^4t/a 的原油处理系统，新建设备见表 3.4-3，依托设备及依托可行性见表 3.4-4，在页岩油联合站内的位置见图 3.4-1。

表 3.4-3 主要设备一览表（新建）

| 序号 | 设备名称 | 主要参数 | 数量 (台/座) | 备注 |
|----|--------|--|-------------|--|
| 1 | 三相分离器橇 | D3.0m×16.8m-0.6，单台最大处理液量为 $4500 \text{m}^3/\text{d}$ ，处理气量为 $10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，停留时间为 30min。 | 1 | 与已建、在建的 3 座三相分离器橇并列同时运行，当 1 座检修时，另外 3 座可满足处理需求 |
| 2 | 多功能处理器 | 规格均为 D4m×30m-0.6，单台原油处理能力为 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ 。单列多功能处理器最大进液量约 $2260 \text{m}^3/\text{d}$ (2107t/d)，加热负荷 3000kW ，出油含水率小于 1%。 | 1 | 与已建、在建的 3 座多功能处理装置并列同时运行，当 1 座检修时，其余 3 座可满足要求 |

表 3.4-4 依托设备名称及依托可行性分析

| 序号 | 设备名称 | 依托可行性分析 |
|----|------------|--|
| 1 | 天然气除液器 | 站内现有 2 座天然气除液器橇，规格为 D1.6m×6.4m-0.6，单座处理气量为 $10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，根据预测，页岩油联合站最大来气量为 $3.45 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，故已建 2 座天然气除液器可满足本次新增气量的处理需求。 |
| 2 | 压力缓冲罐 | 站内现有 2 台压力缓冲罐，规格为 D3.0m×15m-0.6，缓冲时间为 10min-20min，2 台同时运行，液位控制在设备 1/2 处，最大缓冲液量为 $7900 \text{m}^3/\text{d}$ 。根据产量预测，页岩油联合站和吉祥联合站最大净化油量为 $5916.6 \text{m}^3/\text{d}$ （含水率 1%），可满足缓冲需求，故本次不需新增。 |
| 3 | 加药装置 | 站内加药间现有 1 座破乳剂加药装置、在建 1 座破乳剂加药装置，在建破乳剂加药装置已为本次新建多功能处理装置预留加药接口，依托可行，本次不新建。 |
| 4 | 火炬除液器及放空火炬 | 站外现有 1 座火炬除液器、1 座放空火炬，除液器规格为 D1.6m×6.4m-0.6，放空火炬规格为 DN200、H=25m，火炬除液器处理量和放空火炬放空量均为 $10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。根据产量预测，页岩油联合站最大放空气量为 $3.45 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，故已建火炬除液器及放空火炬均可满足处理及放空需求，本次不需新增。 |
| 5 | 事故罐 | 站内现有 4 座 4000m^3 事故罐，在建 2 座 4000m^3 事故罐，页岩油联合站净化原油最大产量为 $4985 \text{t}/\text{d}$ ，根据《油田油气集输设计规范》GB50350-2015 第 7.1.5 条“以管道外输的油田原油储存天数不应少于 3d”的规定，计算需求储罐的有效容积为 16615m^3 ，页岩油联合站内已建 4 座 4000m^3 事故罐和在建 2 座 4000m^3 事故罐可满足事故储存要求。 |

项目实施后 4 列处理装置一同运行，原油处理规模将达 $200 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ 。新建处理系统原油处理工艺与现有工程一致，油气分离及原油脱水采用密闭流程，脱水工艺选择热化学沉降脱水和电化学处理组合脱水工艺。

（2）公用工程

①供配电

本项目用电负荷为三级，新增年用电量 $115 \times 10^4 \text{kW} \cdot \text{h}$ ，新增设备电源引自己建变配电室，在现有配电室内新建 1 面低压配电柜，在三相分离器橇和多功能处理器橇旁各新建 1 面防爆动力配电箱。

②仪表自动化

对现有 DCS 系统扩容，新增 I/O 模块，将新建三相分离器、多功能处理器测控信号接入 DCS 集中监控，DCS 系统控制站及操作站均利旧。

③给排水

供水依托站内已建供水系统，采出水和装置排污废水处理用于压裂液复配，运营期无废水外排；生活污水排至站外化粪池中，定期清运至吉木萨尔县生活污水处理厂处理。

④消防

在三相分离器橇和多功能处理装置处各设 2 具 MF/ABC8 灭火器，其余消防设施依托页岩油联合站内现有消防设施。

⑤防腐保温

地上、埋地保温管道外壁：无溶剂环氧涂料三道，干膜厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ 。钢材表面除锈等级不低于 Sa2.5 级。

地面不保温管道外壁：采用二道环氧富锌底漆(80 μm)-二道环氧云铁中间漆(120 μm)-二道交联氟碳涂料(70 μm)，防腐层干膜厚度 $\geq 270\mu\text{m}$ 。

⑥供热

新建装置不涉及供暖设施，原油加热热源由多功能处理器内置燃气锅炉供给。

(3) 环保工程

采用质量合格的设备、阀门等，定期对原油处理系统进行泄漏检测与修复，加强对阀门、法兰、管线等连接件的检修；燃气锅炉采用低氮燃烧器，设置一根 8m 高的排气筒；新增设施采取基础减振措施；新建装置区采取分区防渗措施，原油处理系统装置区为重点防渗区。

(4) 依托工程

伴生气依托已建天然气处理系统，采出水和装置排污水依托压裂返排液处理装置处理，原油外输依托已建外输设施，生活污水依托吉木萨尔县生活污水处理厂处理，生活垃圾依托吉木萨尔县生活垃圾填埋场处理。各依托工程环保手续履行情况见表 3.4-5。

表 3.4-5 依托工程环保手续履行情况一览表

| 类别 | 环评文件名称 | 环评批复机关、文号及时间 | 验收批复机关、文号及时间 |
|------------------------|--|--|----------------------------|
| 原油、伴生气、采出水、洗井废水和井下作业废液 | 吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏吉 305-吉 17-吉 37 井区联合站建设工程重大变更环境影响报告表 | 第六师五家渠市生态环境局市环监函(2019)38号 2019年06月17日 | 2021年10月28日通过了企业自主竣工环境保护验收 |
| | 新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦草沟组页岩油产能建设项目(页岩油联合站二期扩建工程) | 新疆生产建设兵团生态环境局兵环审(2024)16号 2024年06月14日 | 正在建设 |
| 净化油外输系统 | 北三台油库扩建工程及吉 305-吉 17-吉 37 井区联合站至北三台油库 | 昌吉回族自治州生态环境局昌州环评(2019)32号 | 2021年10月27日通过了企业自 |

| | | | |
|------|-----------------------|--|---|
| | 输油管线（吉木萨尔县、阜康市境内）建设项目 | 2019年5月7日 | 主竣工环境保护验收 |
| 生活污水 | 吉木萨尔县污水处理厂工程 | 原昌吉回族自治州环境保护局 昌州环评（2015）48号 2015年6月1日 | 2018年9月14日 通过了竣工环保验收。 |
| 生活垃圾 | 吉木萨尔县生活垃圾处理工程 | 原新疆维吾尔自治区环境保护厅 新环监函（2008）537号 2008年12月 | 原昌吉回族自治州环境保护局 昌州环函（2015）358号 2015年9月29日 |

备注：页岩油联合站危险废物暂存场包含在新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦草沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）里。

①原油外输依托可行性分析

本工程原油处理系统处理后的净化油外输依托页岩油联合站已建外输系统。页岩油联合站处理后净化油和吉祥联合站净化原油混合后通过管道输（管道规格为 D273×7.1/L450M，长度为 35km）送至北三台油库，净化油外输系统规模为 260×10⁴t/a，目前外输量为 183.8×10⁴t/a（含吉祥联合站来油），本工程新增原油处理量 50×10⁴t/a，外输系统富余量可以满足项目需求，依托可行。

②伴生气处理及外输依托可行性

页岩油联合站天然气处理采用“分子筛脱水+丙烷外冷”工艺，处理规模为 3×10⁴Nm³/d（操作弹性为 120%，最大处理能力为 36000Nm³/d），根据区块产能预测地层采出物数据，现有、在建及新建原油处理系统的三相分离器分离出的伴生气约 34520m³/d。天然气外输系统最大处理能力为 36000Nm³/d，天然气处理系统处理及外输富余处理量可以满足项目需求，依托可行。

③采出水和装置排污水依托可行性分析

压裂返排液处理装置负责处理联合站站内来水及罐车拉运来的压裂返排液，采用氧化破胶+两级气浮+过滤处理工艺，在混凝沉淀箱中分别投加 pH 调整剂、破胶剂、有机混凝絮凝剂等通过沉淀去除污水中的悬浮物和浮油，再通过两级气浮进一步去除乳化油和悬浮物，出水进双滤料过滤器进一步处理后出水，出水计划优先回用于压裂液复配，页岩油联合站至吉祥联合站采出水外输规模设计为 4500m³/d，出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）中的相关标准后用于压裂液的复配。

另外吉庆油田作业区正在实施《新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦草沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）》，该工程中拟在页岩油联合站内新建 1 套 3000m³/d 压裂返排液处理系统，建成后站内分离出的采出水全部进入新建系统处理，同时还可承担部分压裂返排液的处理任务，采用重力除油+电化学处理+生物处理的组合处理工艺。该工程已取得新疆生产建设兵团生态环境局出具的《关于新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦草沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）环境影响报告书的批复》兵环审〔2024〕16 号，目前正在建设。

现有压裂返排液处理装置设计处理规模为 4500m³/d，在建压裂返排液处理系统设计处理能力为 3000m³/d，本项目新增采出水量 26.9×10⁴m³/a（737m³/d）、装置排污水量为 2.74m³/d（1000m³/a），富余处理能力可满足需求，依托可行。

现有及现有压裂返排液处理装置可满足本项目处理需求。

④危险废弃物贮存依托可行性分析

废润滑油、废润滑油油桶、含油废抹布劳保用品和沾油废防渗材料贮存依托吉庆油田作业区在建的危险废弃物暂存场内，该暂存场占地 1200m²的危险废弃物暂存场，新建危废暂存设施为棚式设计，为单层门钢架结构，三面建设钢混墙（高 1m），一面为钢铁门，方便运输车辆进出；顶部加盖彩钢板顶棚，具备防风、防雨、防晒功能，配套建设渗滤液收集池，池体、暂存场基础、地面及围墙采用人工防渗材料+抗渗混凝土，抗渗等级设计为 P8，总体防渗系数小于 10⁻¹⁰cm/s，危险废弃物暂存场满足《危险废弃物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求。该工程已取得新疆生产建设兵团生态环境局出具的《关于新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦草沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）环境影响报告书的批复》兵环审〔2024〕16 号，目前正在建设。拟建危险废弃物暂存场可满足本项目危险废弃物的贮存需求，依托可行。

⑤危险废弃物处置依托可行性分析

页岩油联合站附近有多家危险废弃物处置协议，比如克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司（危险废弃物经营许可证编号：6502040117，有效期 2022 年 2 月 11 日—2027 年 2 月 10 日），经营危险废弃物类别包括 HW08 废矿物油与含矿物油废物、

HW13 有机树脂类废物和 HW49 其他废物，具体类别包括本工程产生的 900-214-08、071-001-08、900-249-08、900-041-49。总经营规模 138.5 万吨/年（其中，含油污泥 30 万吨/年，含油泥废液 34 万吨/年，干化油泥及废矿物油 40.5 万吨/年、含油钻井废弃物 10.5 万吨/年、废防渗膜和废树脂 3.5 万吨/年，废油基泥浆 20 万吨/年）。

本工程 HW08 类危废产生总量较小，相较于克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司总体处理能力占比很小。此外，克拉玛依市附近多家具有相应处理资质及处理能力的危废处理单位，同时建设单位可根据需求及各危废处置单位接纳能力选择满足本工程及各项依托设施的危险废物处理需要。综上所述，项目危废处置依托可行。

⑥生活污水依托可行性分析

吉木萨尔县污水处理厂位于吉木萨尔县城东北 15km 处（张家庄子村北侧 500m），设计污水处理规模为 3 万 m^3/d ，实际处理规模约 1 万 m^3/d ，采用“强化脱氮改良 $\text{A}^2/\text{O}+\text{絮凝沉淀滤布滤池工艺}$ ”，目前正常运行，该厂可处理服务范围内的生活污水和工业企业污水，出水符合《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）表 1 中的一级 A 标准的要求。生活污水产生量约 $23.4\text{m}^3/\text{a}$ ，该污水处理厂富余处理能力可以满足项目处理需求，依托可行。

⑦生活垃圾依托可行性分析

吉木萨尔县生活垃圾填埋场位于吉木萨尔县新地乡，中心地理坐标为东经 $89^{\circ}04'15.8''$ ，北纬 $43^{\circ}59'10.1''$ ，近期工程生活垃圾清运处理量 100t/d，总库容 $63\times 10^4\text{m}^3$ ，服务年限 11 年；远期工程生活垃圾清运处理量 130t/d，总库容 $94.5\times 10^4\text{m}^3$ ，服务年限 12 年，采用卫生填埋工艺，主要处置城镇生活垃圾，不作为工业固体废物和危险废弃物处置场所。本项目生活垃圾产生量为 0.7t/a，生活垃圾填埋场富余处理规模可满足项目需求，依托可行。

（5）项目组成

项目组成详见表 3.4-6。

表 3.4-6 项目组成一览表

| 工程类别 | 工 程 量 | 备 注 |
|------|------------|--|
| 主体工程 | 原油处理系统 | 新建 1 列 50×10 ⁴ t/a 的原油处理系统，处理工艺与已建原油处理系统一致，油气分离及原油脱水采用密闭流程，脱水工艺选择热化学沉降脱水和电化学处理组合脱水工艺。 |
| 公用工程 | 供电 | 本项目用电负荷为三级，新增年用电量 115×10 ⁴ kW·h，新增设备电源引自己建变配电室，在现有配电室内新建 1 面低压配电柜，在三相分离器橇和多功能处理器橇旁各新建 1 面防爆动力配电箱。 |
| | 仪表自动化 | 对现有 DCS 系统扩容，新增 I/O 模块，将新建三相分离器、多功能处理器测控信号接入 DCS 集中监控，DCS 系统控制站及操作站均利旧。 |
| | 给排水 | 供水依托站内已建供水系统，采出水和装置排污废水处理用于压裂液复配，运营期无废水外排；生活污水排至站外化粪池中，定期清运至吉木萨尔县生活污水处理厂处理。 |
| | 消防 | 在三相分离器橇和多功能处理装置处各设 2 具 MF/ABC8 灭火器，其余消防设施依托页岩油联合站内现有消防设施。 |
| | 防腐保温 | 地上、埋地保温管道外壁：无溶剂环氧涂料三道，干膜厚度≥300μm。钢材表面除锈等级不低于 Sa2.5 级。 地面不保温管道外壁：采用二道环氧富锌底漆(80μm)-二道环氧云铁中间漆(120μm)-二道交联氟碳涂料(70μm)，防腐层干膜厚度≥270μm。 |
| | 供热 | 新建装置不涉及供暖设施，原油加热热源由多功能处理器内置燃气锅炉供给。 |
| 环保工程 | 废气 | 采用质量合格的设备、阀门等，定期对原油处理系统进行泄漏检测与修复，加强对阀门、法兰、管线等连接件的检修；燃气锅炉采用低氮燃烧器，设置一根 8m 高的排气筒。 |
| | 噪声 | 优先选用低噪声设备，新建设施采取基础减振措施。 |
| | 地下水/土壤保护措施 | 新建装置区采取分区防渗措施，为重点防渗区。 |
| | 废气 | 原油处理系统均为密闭流程，通过选用质量合格的产品，减少油气挥发。 |
| 依托工程 | 伴生气处理 | 依托站内已建天然气处理系统。 |
| | 采出水和装置排污水 | 依托压裂返排液处理装置处理。 |
| | 原油外输 | 依托现有外输设施，净化油外输至北三台油库。 |
| | 生活污水 | 依托吉木萨尔县生活污水处理厂处理。 |
| | 生活垃圾 | 依托吉木萨尔县生活垃圾填埋场处理。 |
| | 危险废物 | 含油污泥、废润滑油、废润滑油桶、废含油抹布及劳保用品依托页岩油联合站内建的危险废物贮存场暂存。最终交由有资质的单位进行处置。 |

3.4.4 主要指标

本次拟在页岩油联合站内新建 1 列 50×10⁴t/a 的原油处理系统，项目建成后新增 4 名劳动定员。项目主要技术经济指标见表 3.4-7。

表 3.4-7 主要技术经济指标一览表

| 类别 | 数量 | 类别 | 数量 |
|---------|--------------------------|--------|---------------------|
| 不同规模站场数 | 1 座 | 临时占地面积 | 0m ² |
| 电能消耗量 | 115×10 ⁴ kW·h | 永久占地面积 | 20608m ² |
| 工作制度 | 年运行 350 天 | 总投资 | 1124.87 万元 |
| 劳动定员 | 4 名 | 环保投资 | 62 万元 |

3.4.5 生产工艺及产污环节

(1) 施工期施工工艺及产污环节

施工期主要进行各项处理设施构筑物建设、设备安装及公用工程建设，施工工艺流程及产污节点见下图。

废气主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气和焊接废气，废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水，固体废物主要为建筑垃圾，噪声源主要为施工机械及车辆。

(2) 运营期工艺流程及产污环节

本工程实施后，4 列原油处理系统同时运行，原油总体处理流程如下：

集油区密闭集输来气液混合物（ $Q_{油}=4740t/d$ ， $Q_{气}=34520Nm^3/d$ ， $P=0.35\sim 0.4MPa$ ， $T=35^{\circ}C\sim 40^{\circ}C$ ，含水率 53%）和卸油台来液（ $Q_{油}=200t/d$ ， $P=0.35\sim 0.4MPa$ ， $T=35^{\circ}C\sim 40^{\circ}C$ ，含水率 53%）混合后先进 4 台三相分离器，1~3 列三相分离器分离出来的低含水原油（含水 $\leq 35\%$ ）分别进入换热器进行换热，换热后（ $70^{\circ}C$ ）添加破乳剂（ $150mg/L$ ）后进入多功能处理装置，新建（第 4 列）三相分离器分离出的低含水原油（含水 $\leq 35\%$ ）添加破乳剂（ $150mg/L$ ）后直接进入多功能处理装置进行加热、缓冲、分离、电脱。

多功能处理装置主体为卧式容器结构，分为热化学沉降段和电脱段两部分，低含水原油首先进入热化学沉降段，热化学沉降段上层低含水原油（含水 $< 20\%$ ）通过上部堰板翻入油室，油室内低含水油通过底部联通管进入电脱段，电脱段出净化油（ $Q_{油}=4984.7t/d$ ， $P=0.15\sim 0.2MPa$ ， $T=70$ ，含水 $< 1\%$ ）与吉祥联合站来油混合，经掺混器使均匀混合，进压力缓冲罐进行缓冲，然后经外输泵输送至北三台油库。

三相分离器及多功能处理油气水分离段分离出的伴生气（ $Q_{气}=34520Nm^3/d$ ， $P=0.15\sim 0.2MPa$ ）经除油器除油（液滴直径 $< 100\mu m$ ）后，去往天然气处理装置，

处理合格后的天然气部分作为站场燃料气，其余部分进入东三线天然气管道。

三相分离器及多功能处理器分离出的水（ $Q_{水}=5514.4\text{m}^3/\text{d}$ ）去压裂返排液处理装置处理后的水用于压裂液复配。工艺流程框图见图 3.4-3。

排污工艺：新建三相分离器和多功能处理器排污总管搭接至站内已建排污系统，排至站外已建排污池内。

冲砂流程：为定期对新建三相分离器和多功能处理器底部集砂进行冲洗，新建三相分离器和多功能处理器均设置冲砂流程，冲砂来水管线搭接至已建原油处理系统冲砂水管线，冲砂水排至站外已建排污池内。

废气主要为油气处理过程中的无组织挥发性废气（以非甲烷总烃计）和多功能处理器内置燃气锅炉烟气；废水主要为采出水和装置排污水；噪声源主要为新增设备运行噪声；固体废物主要为破乳剂包装物、废润滑油、废润滑油桶和废含油抹布及劳保用品。

（3）退役期施工工艺流程

退役期主要进行处理设施的拆除和场地的清理，释放永久占地。产生的污染物主要为施工扬尘、施工机械尾气、噪声、废弃处理设施、建筑垃圾等。

（4）原辅材料用量及资源、能源消耗情况

原料主要为采出液，辅助材料主要为原油处理系统消耗的破乳剂、润滑油，能源消耗主要为电能和新鲜水，消耗情况见表 3.4-7。

表 3.4-7 原辅材料及能源消耗情况

| 名称 | | 消耗量/处理量 | 备注 |
|----|-----|--|----------|
| 原料 | 采出液 | $76.92 \times 10^4 \text{t/a}$ | / |
| 辅料 | 破乳剂 | 133.3t/a | 原油处理系统消耗 |
| | 润滑油 | 0.4t/a | 设备检维修 |
| 能源 | 新鲜水 | $29.2 \text{m}^3/\text{a}$ | 工作人员生活用水 |
| | 电能 | $115 \times 10^4 \text{kW}\cdot\text{h}$ | / |
| | 天然气 | $286.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ | 伴生气处理系统 |

3.5 污染源源强核算污染源分析

3.5.1 施工期污染源源强核算

（1）废气

废气主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气、焊接废气。

①施工扬尘

扬尘主要来自于施工场地的清理、平整，施工建筑材料、设备及各类管线的装卸、运输、堆放以及施工车辆运输，污染物主要为 TSP。

②施工机械及施工车辆尾气

施工期各类机械及运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。

③焊接废气

站内新建配套管线组对连接过程中将产生一定量的焊接废气，对周围大气环境产生一定的影响。但由于施工期短暂，区域大气环境扩散条件好，管线焊接废气对环境空气质量影响不大。

(2) 废水

施工期不设生活营地，无生活污水产生，废水主要为站内管线试压时产生的试压废水和混凝土养护废水，管道试压采用清水试压，用水量很少；试压完毕后产生少量的试压废水，主要污染物为悬浮物，浓度在 40~60mg/L，产生的废水用于施工区域内的洒水降尘。混凝土养护过程中会产生少量的混凝土养护废水，属于清净水，自然蒸发处理。

③噪声

噪声源主要为施工机械噪声，噪声级在 60dB (A) ~100dB (A) 之间。各噪声源噪声排放情况见表 3.5-1。

表 3.5-1 施工期噪声排放情况一览表

| 噪声源名称 | 噪声源位置 | 声功率级[dB (A)] | 排放规律 | 噪声特性 | 降噪措施 |
|-------|--------|--------------|------|------|--|
| 施工机械 | 页岩油联合站 | 85~100 | 间歇 | 机械 | 设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减振措施 |
| 施工车辆 | | 60~90 | 间歇 | 机械 | 加强保养维修 |

(4) 固体废物

施工期不设置施工营地，无生活垃圾产生，施工产生的土石方全部回填，无弃方产生；固体废物主要为建筑垃圾，建筑垃圾主要为废边角料、废包装物等，产生量较少，集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场。

3.5.2 运营期污染源源强核算

(1) 废气

废气主要为油气处理过程中产生的无组织挥发性有机物（以非甲烷总烃计）、硫化氢和燃气锅炉燃烧烟气。

①无组织非甲烷总烃

新建设备处的阀门、法兰等连接件处会产生一定的无组织非甲烷总烃，目前无相应的源强核算技术指南，本次参考《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算，计算公式具体如下：

$$D_{\text{设备}} = \alpha \times \sum_{i=1}^n \left(e_{\text{TOC},i} \times \frac{WF_{\text{VOCs},i}}{WF_{\text{TOC},i}} \times t_i \right)$$

式中：

$D_{\text{设备}}$ ：—核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量，kg；

α —设备与管线组件密封点的泄漏比例，本次取 0.003；

$WF_{\text{VOCs},i}$ —流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数；

$WF_{\text{TOC},i}$ —流经密封点 i 的物料中总有机碳(TOC)平均质量分数；

$e_{\text{TOC},i}$ —密封点 i 的总有机碳(TOC)排放速率（泄漏浓度大于 2000umol/mol），kg/h；

n —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

t_i —核算时段内密封点 i 的运行时间，h，本次取 8400h。

本工程为原油开采项目， $WF_{\text{VOCs},i}/WF_{\text{TOC},i}$ 取 1，据此根据上述公式计算各装置无组织废气产生量见 3.5-2。

表 3.5-2 排放系数、设备类型数量及污染物排放量（NMHC）

| 设备类型 | | e_{TOC} (kg/h/排放源) | 设备数量 (个/台) | 污染物排放量 (t/a) |
|--------|-----|-----------------------------|------------|--------------|
| 原油处理系统 | 阀门 | 0.064 | 20 | 0.0323 |
| | 法兰 | 0.085 | 120 | 0.2570 |
| | 连接件 | 0.028 | 720 | 0.5080 |
| 合计 | | / | / | 0.7973 |

②无组织硫化氢

根据页岩油联合站天然气处理系统进口伴生气监测数据，硫化氢含量约

284.0mg/m³，根据采出物中硫化氢含量以及通过阀门、法兰等逸散的无组织废气计算出硫化氢的产生量，首先根据计算出的无组织非甲烷总烃产生量及非甲烷总烃在伴生气中的占比计算出泄漏的伴生气量，再根据伴生气的泄漏量和伴生气中的硫化氢浓度计算出硫化氢的产生量，详见表 3.3-6。

表 3.3-6 硫化氢产生情况一览表

| 名称 | 硫化氢含量 (mg/m ³) | 无组织废气产生 量 (t/a) | 天然气泄漏量 (t/a) | 硫化氢产生量 (kg/a) |
|--------|-------------------------------|--------------------|-----------------|------------------|
| 原油处理系统 | 284 | 0.7973 | 2.45 | 0.57 |

③锅炉燃烧烟气

多功能处理器内置功率为 3000kW 的燃气锅炉，天然气来源为站内伴生气处理系统处理后的天然气，年运行时间为 365 天（8400h），耗气量约为 286.3×10⁴m³/a。锅炉燃烧烟气污染物主要为氮氧化物、二氧化硫和颗粒物。

锅炉燃烧烟气量根据《污染源源强核算技术指南 锅炉》中产污系数法进行核算， $V_{\text{基准烟气量}}=0.285Q_{\text{net}}+0.343$ ，天然气低位发热量为 45.20MJ/m³，则基准烟气量为 13.225Nm³/m³。氮氧化物、二氧化硫和颗粒物类比站内现有 1#多功能处理器内置燃气锅炉的实测数据来核算各污染物的产生量，该锅炉的天然气来源为站内伴生气处理系统处理后的天然气，功率为 2600kW，采用低氮燃烧器。类比对象天然气来源与本项目相同，锅炉类型和规模与本项目相近，采取的污染控制措施与项目相似，类比对象满足《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ991-2018）中 5.2 中规定的类比条件，具有可类比性。按不利因素考虑，本次选取类比对象最大的监测数据，详见见表 3.5-3，其中二氧化硫的监测浓度小于 3mg/m³，按不利因素考虑，二氧化硫浓度按照 3mg/m³考虑。

表 3.5-3 页岩油联合站 1#多功能处理器 1#燃烧器燃烧烟气中各污染物产生情况

| 监测因子 | 排放浓度 (mg/m ³) | 排放速率 (kg/h) | 烟气标干流量 (m ³ /h) |
|-------|---------------------------|----------------------|----------------------------|
| 二氧化硫 | 3 | / | 2265 |
| 氮氧化物 | 144 | 0.17 | 2265 |
| 颗粒物 | 3.8 | 4.5×10 ⁻³ | 2265 |
| 林格曼黑度 | <1 | / | / |

根据类比数据计算出锅炉燃烧烟气中各类污染物的产生量，详见表 3.5-4。

表 3.5-4 燃烧烟气中各类污染物产生量情况一览表

| 耗气量 | 烟气量 | 监测因子 | 产生浓度 (mg/m ³) | 产生速率 (kg/h) | 产生量 (t/a) |
|---|---|------|---------------------------|-------------|-----------|
| 286.3×10 ⁴ m ³ /a | 3786.32×10 ⁴ m ³ /a | 二氧化硫 | 3 | 0.0131 | 0.11 |
| | | 氮氧化物 | 144 | 0.649 | 5.45 |
| | | 颗粒物 | 3.8 | 0.017 | 0.14 |

由表 3.5-4 可知，各污染物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 大气污染物排放限值要求。

综上所述，运营期大气有组织、无组织排放情况分别见表3.5-5和表3.5-6。

表 3.5-5 大气污染物有组织排放量核算表

| 序号 | 排放口编号 | 污染物 | 核算排放浓度 (mg/m ³) | 核算排放速率 (kg/h) | 核算年排放量 (t/a) | |
|---------|-------|-----------------|-----------------------------|---------------|--------------|------|
| 一般排放口 | | | | | | |
| 1 | P1 | 锅炉燃烧烟气 | NO _x | 144 | 0.649 | 5.45 |
| | | | SO ₂ | 3 | 0.0131 | 0.11 |
| | | | 颗粒物 | 3.8 | 0.017 | 0.14 |
| 主要排放口合计 | | NO _x | | | 5.45 | |
| | | SO ₂ | | | 0.11 | |
| | | 颗粒物 | | | 0.14 | |

表 3.5-6 大气污染物无组织排放量核算表

| 序号 | 排放口编号 | 产污环节 | 污染物 | 主要污染防治措施 | 国家污染物排放标准 | | 年排放量 |
|----|-------|---------|------|------------------------------|----------------|---------------------------|-----------|
| | | | | | 标准名称 | 浓度限值 (mg/m ³) | |
| 1 | M1 | 原油处理装置区 | NMHC | 选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对设备、阀门等检查 | GB39728-2020 | 4 | 0.7973t/a |
| | | | 硫化氢 | | GB14554-93 表 1 | 0.06 | 0.57kg/a |

表 3.3-12 各污染物排放量一览表

| 序号 | 污染物名称 | 污染物排放量 |
|----|-----------------|-----------|
| 1 | NMHC | 0.7973t/a |
| 2 | SO ₂ | 0.11t/a |
| 3 | NO _x | 5.45t/a |
| 4 | 颗粒物 | 0.14t/a |
| 5 | 硫化氢 | 0.57kg/a |

(2) 废水

废水主要为原油处理系统三相分离器分离出的采出水、新增设备的装置排污水

和生活污水。

①采出水

根据新建原油处理系统设计最大进液量和设计原油量可知，采出水产生量约为 $26.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （ $737 \text{m}^3/\text{d}$ ），污染物主要为石油类和悬浮物，产生浓度约为 1000mg/L 、 300mg/L ，产生量分别为 269t/a 、 80.7t/a ，采出水通过管线管输至站内压裂返排液处理装置处理达标后用于压裂液复配。

②装置排污水

新建三相分离器和多功能处理器需定期进行排污，根据建设单位提供资料可知，装置排污水产生量约为 $1000 \text{m}^3/\text{a}$ ，污染物主要为石油类和悬浮物，产生浓度约为 1000mg/L 、 300mg/L ，产生量分别为 1t/a 、 0.3t/a ，装置排污水通过管线管输至压裂返排液处理装置处理达标后用于压裂液复配。

③生活污水

项目新增 4 名劳动定员，根据《新疆维吾尔自治区生活用水定额》按每人每天用水量 20L 计算，则生活用水量 $29.2 \text{m}^3/\text{a}$ ，排水系数取 0.8，则生活污水产生量约 $23.4 \text{m}^3/\text{a}$ 。生活污水水质与一般城市生活污水相类似，主要的污染物为化学需氧量 350mg/L 、悬浮物 200mg/L 、氨氮 30mg/L 。生活污水排至站外化粪池内，施工结束后由吸污车吸走，清运至吉木萨尔县生活污水处理厂处理。

(3) 噪声

噪声主要为站内设备的运转噪声，噪声排放情况见表 3.5-7。

表 3.5-7 噪声源强清单

| 序号 | 名称 | 型号 | 空间相对位置 (m) | | | 源强 dB (A) | 数量 (座/台) | 声源控制措施 | 运行时段 |
|----|--------|--|------------|-----|-----|-----------|----------|-----------------------|--------|
| | | | X | Y | Z | | | | |
| 1 | 三相分离器橇 | $\Phi 3 \times 18-0.6$ | 166 | 254 | 603 | 85~90 | 1 | 优化站场总图布置，采用低噪声设备、基础减振 | 昼夜连续运行 |
| 2 | 多功能处理器 | $\phi 4 \text{m} \times 24 \text{m}-0.6$ | 164 | 216 | 603 | 85~90 | 1 | | 昼夜连续运行 |

备注：空间位置坐标以站场西南角为 (0,0) 点计算。

(4) 固体废物

固体废物主要为废破乳剂包装物、废润滑油、废润滑油桶、废含油抹布及劳保

用品和生活垃圾。

①废破乳剂包装物

原油处理系统添加破乳剂后会产生废破乳剂包装桶，根据破乳剂用量和桶的重量可知，废破乳剂包装物产生量约为 13.3t/a，废破乳剂包装物属于一般工业固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》可知，废破乳剂包装物的固体废物代码为 900-099-S59，根据由厂家回收利用。

②废润滑油

设备维修及井下作业时会产生废润滑油，产生量约为 0.1t/a，属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物（废物代码为 900-214-08，危险特性为 T、I），临时贮存在页岩油联合站内在建危险废物暂存间，最终交由有相应危险废物处理资质的单位接收、转运及处置。

③废润滑油桶

根据设备维修时使用润滑油的情况可知，废润滑油桶产生量为 0.01t/a，废润滑油桶《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，废物代码为 900-249-08（危险特性为 T，I），临时贮存在页岩油联合站内在建危险废物暂存间，最终交由有相应危险废物处理资质的单位接收、转运及处置。

④废含油抹布和劳保用品

设备检维修过程中会产生一定的废含油抹布、劳保用品，产生量约为 0.01t/a。废含油抹布和劳保用品属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW49 其他废物，废物代码为 900-041-49，危险特性为 T/In，临时贮存在页岩油联合站内在建的危险废物暂存间内，最终交由有相应危险废物处理资质的单位接收、转运及处置。

各类危险废物汇总情况见表 3.5-8。

表 3.5-8 危险废物汇总情况一览表

| 序号 | 危险废物名称 | 危险废物类别 | 危险废物代码 | 产生量 (t/a) | 产生工序及装置 | 形态 | 主要成分 | 有害成分 | 危险特性 | 污染防治措施 |
|----|--------|--------|------------|-----------|---------|----|------|------|------|-----------|
| 1 | 废润滑油 | HW08 | 900-214-08 | 0.1t/a | 设备检维修 | 液态 | 油类 | 油类 | T, I | 交由有相应危险废物 |

| | | | | | | | | | | |
|---|------------|------|------------|---------|-------|----|----|----|------|-----------|
| 2 | 废润滑油桶 | HW08 | 900-249-08 | 0.01t/a | 设备检维修 | 液态 | 油类 | 油类 | T, I | 处理资质的单位处理 |
| 3 | 废含油抹布、劳保用品 | HW49 | 900-041-49 | 0.01t/a | 设备检维修 | 固态 | 油类 | 油类 | T/In | |

⑤生活垃圾

项目新增 4 名劳动定员，按平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计算，则生活垃圾产生量为 0.7t/a，集中收集后送至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处理。

(5) 生态影响分析

运营期不新增占地，各类活动均在页岩油联合站内，站内植被和野生动物较少，不会对周围植被和野生动物造成不利影响。

3.5.3 退役期污染源源强核算

退役期的环境影响主要为站场停运后进行一系列的清理工作。处理设施中的橇装设备，拆除后可重复使用。拆除过程中将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。在施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，运至当地建筑垃圾填埋场。

3.5.4 温室气体排放影响因素分析及排放量核算

根据《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。就本工程而言，涉及碳排放的环节为三相分离器油气分离过程中 CH₄ 排放、天然气燃烧过程和净购入电力隐含的 CO₂ 排放。

(1) 三相分离过程中 CH₄ 排放量

三相分离过程中 CH₄ 排放量参照天然气处理环节计算方法，按照伴生气处理量进行估算，计算公示如下表：

$$E_{CH_4\text{-气处理逃逸}} = Q_{gas} \times EF_{CH_4\text{-气处理逃逸}}$$

$E_{CH_4\text{-气处理逃逸}}$ 为天然气处理过程 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

Q_{gas} 为天然气处理量，单位为亿 Nm³；

$EF_{CH_4\text{-气处理逃逸}}$ 为单位天然气处理量的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4 /亿 Nm^3 天然气，取 40.34(吨/亿 Nm^3)。

根据区块产能预测数据，新建原油处理系统的三相分离器分离出的伴生气约 8630 m^3 /d，据此计算本工程 CH_4 排放量为 1.27t/a。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，据此本工程排放的甲烷折算为 CO_2 排放量为 26.67t/a。

(2) 天然气燃烧过程中 CO_2 排放量

燃料燃烧 CO_2 排放量主要基于分品种的燃料燃烧量、单位燃料的含碳量和碳氧化率计算得到，公式如下：

$$E_{CO_2\text{-燃烧}} = \sum_i \left(AD_i \times CC_i \times OF_i \times \frac{44}{12} \right)$$

式中： $E_{CO_2\text{-燃烧}}$ 为分企业边界的化石燃料燃烧 CO_2 排放量，单位为吨；

i 为化石燃料的种类；

AD_i 为化石燃料品种 i 明确用作燃料燃烧的消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对气体燃料以万 Nm^3 为单位；天然气消耗量为 $298.5 \times 10^4 m^3/a$ 。

CC_i 为化石燃料 i 的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳/万 Nm^3 为单位； $CC_i = NCV_i \times EF_i$ (NCV_i 为化石燃料品种 i 的低位发热量，对固体和液体燃料以 GJ/吨为单位，对气体燃料以 GJ/万 Nm^3 为单位； EF_i 为燃料品种 i 的单位热值含碳量，单位为吨碳/GJ)，本次取 6.92 吨碳/万 Nm^3 。

OF_i 为化石燃料 i 的碳氧化率，单位为%，本次取 99%。

根据上述公式计算出燃料燃烧过程中 CO_2 排放量 $E_{CO_2} = 7498.2t/a$ 。

(3) 净购入电力隐含的 CO_2 排放量

购入电力生产的二氧化碳排放量按如下公式计算：

$$E_{CO_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中：

$E_{CO_2\text{-净电}}$ 为报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

AD 电力为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

EF 电力为电力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh。

本工程电力消耗约 1150MW·h，据此计算购入电力所产生的二氧化碳，详见下表。

表 3.5-1 年净购入电力所产生的二氧化碳排放情况

| 净购入电量（MW·h） | 排放因子（tCO ₂ /MW·h） | 排放量（tCO ₂ ） |
|-------------|------------------------------|------------------------|
| 1150 | 0.8922 | 1026 |

备注：排放因子来源于生态环境部 2020 年 12 月 29 日发布的《2019 年度减排项目中国区域电网基准线排放因子》中规定的西北电网的排放因子

综上所述，本工程运营期 CO₂ 的排放总量为 8550.87t/a。

3.5.5 非正常工况环境影响因素分析

由于腐蚀、误操作等原因，可能出现事故主要有原油处理装置压力容器泄漏、重力除油罐等泄漏事故，泄漏的原油、废水可能污染大气环境、土壤环境和地下水环境。

3.5.6 污染物排放量汇总

本工程污染物排放情况见表，本工程建成后，页岩油联合站总体污染物排放情况见下表。

表 3.5-9 污染物产生及排放一览表

| 类别 | 污染源 | 污染物名称 | 产生量 | 排放量 | 拟处理措施及排放去向 |
|----|----------------|-----------|--|-----------|---|
| 废气 | 原油处理系统无组织非甲烷总烃 | 非甲烷总烃 | 0.7973t/a | 0.7973t/a | 选用质量合格的设备，加强设施检维修，确保各装置正常运转，加强动静密封点巡检；废气以无组织形式排放至大气环境 |
| | 锅炉燃烧烟气 | 二氧化硫 | 0.11t/a | 0.11t/a | 安装低氮燃烧器，采用清洁燃料天然气，定期对锅炉进行检维修；通过 8m 高排气筒排放至大气环境 |
| | | 氮氧化物 | 5.45t/a | 5.45t/a | |
| 废水 | 采出水 | 石油类、COD | 26.9×10 ⁴ m ³ /a | 0 | 送至压裂返排液处理系统处理达标后回用于压裂液复配 |
| | 装置排污 | 石油类、COD | 1000m ³ /a | 0 | |
| | 生活污水 | COD、氨氮 | 23.4m ³ /a | 0 | 排至站外化粪池，清运至吉木萨尔县生活污水处理厂处理 |
| 噪声 | 多功能处理器、三相分离器 | 连续等效 A 声级 | / | / | 采取基础减振等消声降噪措施 |
| 固体 | 废润滑油 | 石油类 | 0.1t/a | 0 | 产生后清运至新建危废贮存场进行暂存，最终交由有资质的单位处置 |
| | 废润滑油桶 | 石油类 | 0.01t/a | 0 | |

| | | | | | |
|----|------------|--------|---------|---|----------------|
| 废物 | 废含油抹布及劳保用品 | 泥砂、石油类 | 0.01t/a | 0 | |
| | 废破乳剂包装物 | / | 13.3t/a | 0 | 由厂家回收利用 |
| | 生活垃圾 | / | 0.7t/a | 0 | 送至吉木萨尔县生活垃圾填埋场 |

表 3.5-10 本工程建成后页岩油联合站总体污染物排放情况

| 类别 | 污染源 | 污染物名称 | 现有工程排放量 | 在建工程排放量 | 本工程排放量 | 总排放量 |
|------|-------------|-----------------------------|----------|-----------|-----------|------------|
| 废气 | 原油处理无组织排放废气 | 非甲烷总烃 | 50t/a | 1.8689t/a | 0.7973t/a | 52.6662t/a |
| | 热媒炉、燃气设备等烟气 | NO _x | 4.670t/a | 0 | 5.45t/a | 10.12t/a |
| | | SO ₂ | 0.096t/a | 0 | 0.11t/a | 0.206t/a |
| | | 颗粒物 | 0.164t/a | 0 | 0.14t/a | 0.304t/a |
| 废水 | 装置排污 | 石油类、COD | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 生活污水 | COD、NH ₃ -N、SS 等 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 噪声 | 站场机泵及罐车 | 连续等效 A 声级 | 0 | / | / | 0 |
| 固体废物 | 废机油 | 石油类 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 废防渗材料 | 石油类 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 废含油抹布、劳保用品 | 石油类 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 含油污泥 | 泥砂、石油类 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 生活垃圾 | / | 0 | 0 | 0 | 0 |

3.6 总量控制指标

根据《“十四五”污染减排综合工作方案编制技术指南》，大气污染物减排因子为 NO_x、VOCs，水污染物减排因子为 COD 和氨氮。采出水和装置排污水经压裂返排液处理系统处理达标后回用于压裂液复配，不外排；本项目无有组织 VOCs 排放，氮氧化物排放量约为 5.45t/a，建议建设单位按照此量进行总量控制指标申请。

3.7 清洁生产分析

所谓清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目

标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

本工程为油田开发建设项目，生产过程主要包括原油处理及辅助生产等。针对项目特点，本次评价生产工艺与设备、资源与能源利用、原辅材料及产品、污染防治措施等几个方面进行分析，评述项目清洁生产水平。

(1) 生产工艺与设备

原油处理系统采用密闭处理工艺，与页岩油联合站内现有原油处理工艺保持一致，原油脱水工艺采用先脱出游离水再加热，页岩油联合站进站分离器为三相分离器，脱出的水去采出水处理系统，降低加热负荷，工艺安全、成熟、可靠；新建多功能处理器和三相分离器比较先进，各设备均为密闭装置，多功能处理器内置锅炉采用高效燃烧器，项目采用的生产工艺及设备均属于国内先进水平。

(2) 资源与能源利用

本项目实施后主要处理页岩油井区的井口采出物，能源消耗主要为电能和清洁燃料天然气，原油脱水工艺采用先脱出游离水再加热，降低了多功能处理器的加热负荷，减少了天然气的消耗；油气设施设备、主要管道、阀件均作保温，降低运行过程的热量损失；多功能处理内置锅炉选用高效燃烧器，提高多功能处理装置加热效率，降低了天然气的消耗。

(3) 原辅材料及产品

原料主要为各井场的井口采出物，通过三相分离器进行气液分离，分离出的伴生气送至天然气处理系统处理，采出水送至压裂返排液处理装置处理；分离出的原油经多功能处理器、缓冲罐缓冲后，外输至北三台油库。

(4) 污染防治措施

多功能处理器内置锅炉采用高效低氮燃烧器、清洁燃料天然气，减少了各污染物的产生；原油脱水工艺采用先脱出游离水再加热，降低了多功能处理器的加热负荷，减少了天然气的消耗，进而减少了燃烧烟气中各污染物的产生；原油处理系统分离出的采出水和装置排污水送至压裂返排液处理装置处理达标后用于压裂液的复配；采用低噪声设备、基础减振等措施减少噪声的影响；危险废物交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置，废破乳剂包装物由厂家回收利用，生活垃圾送至吉

木萨尔县生活垃圾填埋场。固体废物均得到妥善处置。

(5) 清洁生产分析结论

本项目采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。本项目采用较先进的生产工艺及设备，自动化生产水平较高，可减少各类污染物的排放，并有稳定可靠的环保治理措施，节能降耗措施可行，有健全的环境管理体系系统，本项目清洁生产水平为国内先进水平。

4 环境质量现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地理位置

页岩油联合站行政隶新疆生产建设兵团第六师红旗农场管辖，西北距克拉玛依油田约 450km，西南距乌鲁木齐市约 123km，东南距离吉木萨尔县约 22km，东北距红旗农场约 7.5km，属中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区管辖。

本项目中心坐标： ，地理位置详见图 4.1-1。

4.1.2 地形、地貌

红旗农场由东南向北呈锐角三角形状，东西平均长约 50km，南北平均长约 25km。地形南高北低，由东南向西北倾斜，东西略有起伏。海拔高度 550m~665m 之间，相对高差约 115m，平均自然坡降 3.33%。

红旗农场地貌由南而北为山地、冲积平原、沙漠，各地貌类型所占面积比例为：山地 32.1%、冲积平原 49.9%、沙漠 18.9%。是棉花、粮食、甜菜、西瓜、哈密瓜、油料、玉米和水产、禽蛋、肉类的主产地。东部的奇台农场为山前冲积洪积扇戈壁平原，地势南高北低，由东南向北倾斜，坡降 1‰~3‰，局部地区坡降较大，土层 0.3~1.5m，中下部是主要农田，适种小麦、甜菜、大麦、油菜等；吉木萨尔北部的红旗农场海拔 560~1220m，土壤含盐量较大，部分地区有泉水溢出，是小麦、红花的主产地。北塔山北段和东北的山地，海拔 1031~3290m。山体小，无终年积雪，四周被戈壁围绕，辐射强，干旱缺水，草场多用于荒漠，级低等劣，以畜牧业为主。

4.1.3 水文地质

(1) 地表水

吉木萨尔县境内主要有河流 10 条及一个后堡子泉水系，河流由西而东依次是二工河、西大龙口河、大东沟河、新地沟河、渭户沟河、东大龙口河、牛圈子沟、吾塘沟、小东沟、白杨河。河流均发源于天山北坡，流域独立。

河流流向由南向北与山脉走向大体垂直，源头高程一般在 3000m 以上，出山口高程在 1100m 以下，河流长一般不超过 50km，各河最终汇入平原绿洲为人类所利用。河流源头多接冰川，以山区降水量为主要补给源，河流径流具有明显的季节性变化。

(2) 地下水

吉木萨尔县东大龙口河流域，从南部山区—中部平原—北部沙漠，构成一个完整的流域体系。

(1) 南部山区

南部山区主要由全新世至上新世的砂、页岩、泥岩、灰色变质碎屑岩及火成岩组成，岩相变化大，厚度从几十米到几千米不等；由于强烈的构造运动，使山区基岩裂隙发育，大气降水入渗后，以裂隙水形式大量出露补给河流和平原区的地下水。在低山带分布有较厚的第三系地层，由于第三系一般比较松软，易遭受暴雨的冲刷，从而增大了河流的含沙量。

(2) 中部平原

在山前拗陷区，由于受山前深大断裂的影响，拗陷带内沉积了较厚的第四系松散沉积物，给地下水的赋存创造了巨大的空间，也是河水散失的主要去向。拗陷带内第四系沉积物厚度，一般为 400~600m。按水文地质分带，由南向北依次为山前冲洪积扇-扇缘潜水溢出带-细土平原，含水层颗粒也依次由卵砾石-砂砾石-中粗砂-中细砂-粉细砂-亚砂土、亚粘土，平原区地下水主要以潜水和承压水形式广泛分布。

本项目区域位于中部平原区。

①地下水赋存条件及分布规律

该项目分析范围内地层岩性为第四系更新世-全新世的冲洪积相砾石、砂砾石、

砂层和冲洪积-湖相和沼泽相粘质砂土、粘性土层。区内第四纪松散堆积物厚度超过 400m，为地下水的赋存、运移提供了良好空间，由于第四纪成因类型的多样性，使得含水层的岩性、粒度和组成结构复杂化。

——单一结构潜水含水层

主要分布在河流出山口至老台-三台-吉木萨尔县城一线，该带第四纪堆积物巨厚，含水层岩性以卵砾石、砂砾石为主，并由南向北颗粒逐渐变细，潜水位埋深由南向北逐渐变浅。南部潜水位埋深 $>150\text{m}$ ，乌奇公路沿线潜水位埋深在 90m 左右，单井涌水量 $2000\sim 3000\text{m}^3/\text{d}$ ，饱水带厚度 $>100\text{m}$ ，属地下水强富水带。

——多层结构潜水-承压含水层

主要分布在老台-三台-吉木萨县城一线以北的广大平原区。上部为潜水含水层，岩性为砂砾石、中粗砂、中细砂，并由南向北颗粒逐渐变细，富水性逐渐变弱，南部富水带单井涌水量 $500\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ；北部贫水带单井涌水量 $100\sim 500\text{m}^3/\text{d}$ 。潜水含水层底板埋深 $50\sim 100\text{m}$ ，渗透系数 $2\sim 5\text{m}/\text{d}$ 。下部为承压含水层，岩性主要为砂砾石、砾石、中细砂，单井涌水量 $1000\sim 3000\text{m}^3/\text{d}$ ，渗透系数 $5\sim 13\text{m}/\text{d}$ 。在 300m 以内分布有三个承压含水层组：第一承压含水层组顶板埋深 $50\sim 100\text{m}$ ，第二承压含水层组顶板埋深 $70\sim 140\text{m}$ ，第三承压含水层组顶板埋深 $110\sim 220\text{m}$ 。

项目区含水层类型为多层结构潜水-承压含水层，含水层岩性为砂砾石、中粗砂、中细砂，属地下水强富水带。

②地下水的补给、径流及排泄条件

——地下水的补给

分析范围内地下水的补给来源主要有南部山区冰雪融水、降水一部分形成地表径流，一部分沿基岩裂隙、断裂破碎带及冰水沉积物孔隙垂直入渗，以潜流形式补给山前平原潜水和深层承压水。河流在出山口后，有相当一部分水渗漏于山前砾石带，补给平原区潜水和深层承压水。平原灌区渠系入渗，库（塘）入渗，雨、洪入渗等直接补给平原区潜水。

——地下水的径流

项目区冲洪积松散层厚度大、粒径粗、坡度大、孔隙大、径流条件好，潜水埋

藏深、开采难度大。大部分地下水通过径流区流入下游细土平原区。

——地下水的排泄

项目区域内地下水的排泄途径主要有有人为开采，在细土平原水位浅埋地区，潜水可通过蒸发垂直排泄，延径流方向以潜流方式排出区外，入北部沙漠。

4.1.4 气候气象

第六师属中温带大陆性气候，深居亚欧大陆腹地，干旱、低温，光照时数多，昼夜温差大，气温变化剧烈。春秋季节不明显，冬寒夏热，具有显著的大陆性特征。垦区大致可分为 3 个气候区。即南部山区、北部沙漠和中部平原。山区特点是温凉多雨，差异分明；平原区地域辽阔，夏季炎热，冬季寒冷，降水量少，蒸发强烈，光照充足，热量丰富，春秋季节气温变化剧烈，温习大，完霜期较长，冬季有稳定的积雪；沙漠区气候干旱，降水量少，冬季严寒，夏季酷热，昼夜温差大，多风沙，差异明显；中部平原区年均气温 $6^{\circ}\text{C}\sim 7^{\circ}\text{C}$ ，最高气温 $40^{\circ}\text{C}\sim 42^{\circ}\text{C}$ ，最低气温 $-38^{\circ}\text{C}\sim -43^{\circ}\text{C}$ ，年均降水量 200mm，年蒸发量 2000mm，无霜期 155 天，日照 2600~3200 小时/年。

4.2 环境保护目标调查

本工程拟建设施均在页岩油联合站内，不新增占地，项目所涉及的保护目标为准噶尔盆地南缘兵团级水土流失重点治理区。

根据《新疆生产建设兵团水土保持规划》（2015-2030 年）第六师红旗农场位于准噶尔盆地南缘人居环境农田防护区，属于准噶尔盆地南缘兵团级水土流失重点治理区。结合项目区地理位置、地形地貌和气候环境特点，确定项目区水土流失类型主要为风力侵蚀。

4.3 环境质量现状调查与评价

本次评价采用资料收集的方法来说明区域大气环境、地下水环境、声环境和土壤环境质量现状，各监测点分布见图 4.3-1 和图 4.3-2。

4.3.1 大气环境质量现状调查与评价

(1) 区域大气环境质量达标判定

项目区位于第六师五家渠市红旗农场，评价范围内无环境空气质量监测网数据或公开发布的环境空气质量现状数据。本次评价选择距离项目区较近、气候、地形条件相似的吉木萨尔县环境监测站的六项基本污染物的监测数据来说明区域环境空气质量达标情况。

根据吉木萨尔县环境监测站 2022 年的监测数据，六项基本污染物中 SO₂、NO₂、CO、O₃ 的现状浓度均符合《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准，PM₁₀、PM_{2.5} 的现状浓度超标，属于环境空气质量不达标区，超标原因主要与当地风沙季有一定的原因。具体数据见表 4.3-1。

表 4.3-1 大气环境质量现状监测及评价结果一览表

| 污染物 | 年评价指标 | 现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) | 标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) | 占标率 (%) | 达标情况 |
|-------------------|-------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------|------------|------|
| SO ₂ | 年平均 | 8 | 60 | 13.33 | 达标 |
| | 24h 平均第 98 百分位数 | 16.72 | 150 | 11.15 | 达标 |
| NO ₂ | 年平均 | 20 | 40 | 50 | 达标 |
| | 24h 平均第 98 百分位数 | 59 | 80 | 73.72 | 达标 |
| PM ₁₀ | 年平均 | 73 | 70 | 104.29 | 超标 |
| | 24h 平均第 95 百分位数 | 224.3 | 150 | 149.53 | 超标 |
| PM _{2.5} | 年平均 | 37 | 35 | 105.71 | 超标 |
| | 24h 平均第 95 百分位数 | 133.8 | 75 | 178.40 | 超标 |
| CO | 24h 平均第 95 百分位数 | 1600 | 4000 | 40 | 达标 |
| O ₃ | 24h 最大 8h 滑动平均值的 第 90 百分位数 | 120 | 160 | 75 | 达标 |

(2) 特征污染物环境质量现状评价

①数据来源

本次评价引用《新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦苇沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）环境影响报告书》中的监测数据，监测时间为 2024 年 01 月 30 日~02 月 05 日，监测点位分别为 G1（位于页岩油联合站东北方向约 0.72km 处）、G2（位于页岩油联合站东北方向约 0.68km 处），监测因子分别为 NMHC、H₂S。监测因子、监测点位及监测因子均可满足本项目需求，可说明区域

环境空气质量现状，具有代表性。监测点位见图 4.3-1。

②评价标准

NMHC 参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中的推荐值 2.0mg/m³ 执行，氨、H₂S 参照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 D 推荐值。

③评价方法

采用最大占标率法来评价大气污染物在评价区域内的环境质量现状，计算公式如下：

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

P_i—第 i 种污染物的最大地面质量浓度占标率，%；

C_i—污染物 i 的实测浓度，μg/m³；

C_{oi}—污染物 i 的环境空气标准浓度，μg/m³。

⑤评价结果

具体监测数据及评价结果详见表 4.3-2。

表 4.3-2 大气环境质量现状监测及评价结果一览表

| 监测点位 | 监测因子 | 评价指标 | 现状浓度 (μg/m ³) | 标准值 (μg/m ³) | 最大占标 率 (%) | 达标 情况 |
|------|------------------|------|------------------------------|-----------------------------|---------------|----------|
| | NMHC | 一次值 | | | | 达标 |
| | H ₂ S | 一次值 | | | | 达标 |
| | NMHC | 一次值 | | | | 达标 |
| | H ₂ S | 一次值 | | | | 达标 |
| | NH ₃ | 小时值 | | | | 达标 |

根据表 4.3-2 可知，项目区 NMHC 监测浓度满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 2.0mg/m³ 要求，硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 D 推荐值。

4.3.2 水环境质量现状调查与评价

页岩油联合站东南方向 5.6km 处为下新湖水库，项目运营期废水全部回用，不外排，不与下新湖水库发生水力联系，因此本次不开展地表水环境质量现状评价。

(1) 监测点位

引用《吉木萨尔凹陷芦苇沟组页岩油 J10054 井区 JHW69-11 等 13 口井开发建

设工程环境影响报告书》中 5 口地下水井的水质和水位监测数据，采样时间为 2024 年 3 月 22 日；引用《吉康油田奇探 1 块二叠系芦草沟组夹层型页岩油开发先导试验方案环境影响报告书》中 1 口地下水井的监测数据，监测时间为 2024 年 6 月 24 日，监测单位为新疆天地鉴职业环境检测评价有限公司；引用《昌吉油田吉 28 块芦草沟组页岩油开发先导试验方案环境影响报告书》中 4 口地下水井的水位监测数据，监测时间为 2022 年 1 月 3 日，监测单位为新疆天熙环保科技有限公司。引用监测井位点分布见图 4.3-2，各监测点位基本信息见表 4.3-3。项目区地下水流向为从南向北，周边地下水监测井较少，本次引用的 10 口地下水监测井与项目区处于同一水文地质单元，地下水流场特征基本相同，项目区周边不存在地下水环境保护目标，监测时间、监测点位均可代表区域地下水环境质量现状，引用数据可行。

表 4.3-3 地下水监测坐标一览表

| 数据来源 | 原报告 编号 | 编号 | 坐标 | | 水位 (m) | 水井功 能 | 层位 |
|--|-----------|-----|----|----|-----------|----------|-----|
| | | | 北纬 | 东经 | | | |
| 吉木萨尔凹陷芦 草沟组页岩油 J10054 井区 JHW69-11 等 13 口井开发建设工 程环境影响报告 书 | W1 | W1 | | | 24 | 农田灌 溉 | 潜水层 |
| | W2 | W2 | | | 27 | | |
| | W3 | W3 | | | 25 | | |
| | W4 | W4 | | | 30 | | |
| | W5 | W5 | | | 30 | | |
| 吉康油田奇探 1 块二叠系芦草沟 组夹层型页岩油 开发先导试验方 案环境影响报告 书 | D2 | W6 | | | 18 | | |
| 昌吉油田吉 28 块 芦草沟组页岩油 开发先导试验方 案环境影响报告 书 | D9 | W7 | | | 20 | | |
| | D5 | W8 | | | 15 | | |
| | D8 | W9 | | | 30 | | |
| | D10 | W10 | | | 30 | | |

(2) 监测因子

监测因子： K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 的浓度，pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、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、硫酸盐、氯化物、石油

类、总大肠菌群、细菌总数、色、浑浊度、肉眼可见物、钠、硫化物，水位。

(3) 评价标准

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

(4) 评价方法

采用单项标准指数法对地下水进行评价。

$$P_i = C_i / C_{si}$$

式中： P_i ——水质单项标准指数；

C_{ij} ——水质评价因子 i 在第 j 取样点的浓度，mg/L；

C_{si} —— i 因子的评价标准，mg/L；

pH 的单项标准指数表达式为：

$$\text{pH}_j \leq 7.0 \text{ 时: } S_{\text{pH},j} = \frac{7.0 - \text{pH}_j}{7.0 - \text{pH}_{sd}}$$

$$\text{pH}_j > 7.0 \text{ 时: } S_{\text{pH},j} = \frac{\text{pH}_j - 7.0}{\text{pH}_{su} - 7.0}$$

式中： $S_{\text{pH},j}$ —pH 标准指数；

pH_j — j 点实测 pH 值；

pH_{sd} —标准中的 pH 值的下限值；

pH_{su} —标准中的 pH 值的上限值。

(5) 评价结果

水质监测及评价结果见表 4.3-4。

由表 4.3-4 可知，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准限值，其余各点、各监测因子均可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

表 4.3-4 地下水现状监测数据一览表 (单位: mg/L, pH 无量纲)

| 序号 | 监测因子 | 标准限值 (III类) | W1 | | | W2 | | | W3 | | | W4 | | | W5 | | |
|----|---|----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | | | 监测结果 | 标准指数 | 达标情况 | 监测结果 | 标准指数 | 达标情况 | 监测结果 | 标准指数 | 达标情况 | 监测结果 | 标准指数 | 达标情况 | 监测结果 | 标准指数 | 达标情况 |
| 1 | pH | 6.5~8.5 | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 2 | 水温 (°C) | / | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 3 | 浑浊度/NTU | >10 | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 4 | 色度/度 | >25 | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 5 | 溶解性总固体 | ≤1000 | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 6 | 高锰酸盐指数 | / | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 7 | 氨氮 (以 N 计) | ≤0.50 | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 8 | 氟化物 (以 F ⁻ 计) | ≤1.0 | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 9 | 氯化物 (以 Cl ⁻ 计) | ≤250 | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 10 | 硝酸盐 (以 N 计) | ≤20 | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 11 | 硫酸盐 (以 SO ₄ ²⁻ 计) | ≤250 | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 12 | 亚硝酸盐氮 (以 N 计) | ≤1.00 | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 13 | 挥发酚类 (以苯酚计) | ≤0.002 | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|-------------------------------|--------|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|----|
| 14 | 铬（六价） | ≤0.05 | | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 15 | 氰化物 | ≤0.05 | | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 16 | 总大肠菌群, MN/100mL | ≤3.0 | | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 17 | 总硬度 | ≤450 | | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 18 | 铁 | ≤0.3 | | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 19 | 锰 | ≤0.1 | | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 20 | K ⁺ | / | | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 21 | Ca ²⁺ | / | | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 22 | Na ⁺ | / | | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 23 | Mg ²⁺ | / | | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 24 | 汞 | ≤0.001 | | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 25 | 砷 | ≤0.01 | | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 26 | CO ₃ ²⁻ | / | | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 27 | HCO ₃ ⁻ | / | | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 28 | 石油类 | ≤0.05 | | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 29 | 细菌总数 (CFU/mL) | ≤100 | | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 30 | 硫化物 | ≤0.02 | | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 31 | 铅 | ≤0.01 | | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 32 | 镉 | ≤0.005 | | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |
| 33 | 肉眼可见物 | | | | | | | | | | | | | | | | | 达标 |

(5) 包气带质量现状监测

根据现场踏勘及问询结果，页岩油联合站运行至今，未发生包气带污染情况，原油处理装置区、罐区等场所未见漏油现象，本次引用《新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦草沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）环境影响报告书》中在页岩油联合站内油罐区调查的包气带质量现状监测数据，详见表 4.3-5。

表 4.3-5 包气带质量现状监测结果一览表

| 序号 | 监测点名称 | 采样点坐标 | 采样深度 | 监测因子 | 监测值 |
|----|------------|-------|------|------|-----|
| 1 | 页岩油联合站内油罐区 | | 0.2m | 石油类 | 未检出 |
| | | | | pH | 8.7 |
| | | | | 钡 | 未检出 |
| | | | | 汞 | 未检出 |
| | | | | 砷 | 未检出 |
| | | | | 六价铬 | 未检出 |

由表 4.3-5 可知，包气带监测数据中各监测因子中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准限值，其余各点、各监测因子均可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，现有工程的包气带未受到污染。

4.3.3 声环境质量现状调查与评价

(1) 数据来源

引用《新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦草沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）环境影响报告书》中对页岩油联合站厂界四周的监测数据，监测时间 2024 年 01 月 29 日，监测时间、监测点位及监测因子均可满足本项目需求。

(2) 评价标准

执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准限值。

(3) 评价方法

监测值与标准值直接比对，说明声环境质量现状是否超标。

(4) 评价结果

声环境现状监测结果见表 4.3-6。

表 4.3-6 声环境现状监测结果

| 监测点 | 监测点描述 | 昼间[dB (A)] | | | 夜间[dB (A)] | | |
|-----|-------|-------------|-----|------|-------------|-----|------|
| | | 监测值 | 标准值 | 达标情况 | 监测值 | 标准值 | 达标情况 |
| Z1 | 东厂界 | 46 | 60 | 达标 | 43 | 50 | 达标 |
| Z2 | 南厂界 | 47 | 60 | 达标 | 44 | 50 | 达标 |
| Z3 | 西厂界 | 46 | 60 | 达标 | 43 | 50 | 达标 |
| Z4 | 北厂界 | 48 | 60 | 达标 | 45 | 50 | 达标 |

由监测结果可知，项目区现状噪声监测值昼间、夜间均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求。

4.3.4 土壤环境质量现状评价

项目区仅有一种土壤类型——草甸土，土壤类型见图 4.3-3。

（1）数据来源

引用《新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦草沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）环境影响报告书》中对页岩油联合站站内和站外的监测数据，监测时间 2024 年 01 月 29 日，监测时间、监测点位及监测因子均可满足本项目需求。

（2）监测因子

监测因子包括《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中的基本项目、石油烃、pH 和土壤盐分，共计 48 项。

（3）理化性质调查

T1 理化性质调查包括土壤颜色、土壤结构、土壤质地、砂砾含量、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度。

（4）评价标准

占地范围内及占地范围外石油烃、六价铬执行《土壤环境质量标准 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 限值。

（5）评价方法

采用单因子标准指数法，计算公式为：

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

式中： $S_{i,j}$ —单项土壤参数 i 在 j 点的标准指数；

$C_{i,j}$ —土壤参数 i 在 j 点的监测浓度，mg/L；

C_{si} —土壤参数 i 的土壤环境质量标准，mg/L。

(6) 评价结果

监测结果见表 4.3-7。

由表 4.3-7 可知，各监测因子监测值均满足《土壤环境质量标准 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）第二类用地筛选值要求。

表 4.3-7 土壤监测及评价结果一览表

| 序号 | 名称 | 标准限值 (mg/kg) | 监测值 单位 | T1 | | | T2 (0~0.5m) | | | T2 (0.5~1.5m) | | | T2 (1.5~3m) | | | T3 (0~0.5m) | | |
|----|--------------|-----------------|-----------|-------|----------|----------|-------------|----------|----------|---------------|----------|----------|-------------|----------|----------|-------------|----------|----------|
| | | | | 监测值 | 标准 指数 | 达标 情况 | 监测值 | 标准 指数 | 达标 情况 | 监测值 | 标准 指数 | 达标 情况 | 监测值 | 标准 指数 | 达标 情况 | 监测值 | 标准 指数 | 达标 情况 |
| 1 | 砷 | 60 | mg/kg | 0.615 | 0.010 | 达标 | 0.775 | 0.013 | 达标 | 0.441 | 0.007 | 达标 | 0.370 | 0.006 | 达标 | 0.320 | 0.005 | 达标 |
| 2 | 镉 | 65 | mg/kg | 0.23 | 0.004 | 达标 | 0.15 | 0.002 | 达标 | 0.17 | 0.003 | 达标 | 0.10 | 0.002 | 达标 | 0.14 | 0.002 | 达标 |
| 3 | 六价铬 | 5.7 | mg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 4 | 铜 | 18000 | mg/kg | 26 | 0.001 | 达标 | 38 | 0.002 | 达标 | 38 | 0.002 | 达标 | 17 | 0.0009 | 达标 | 39 | 0.002 | 达标 |
| 5 | 铅 | 800 | mg/kg | 19 | 0.024 | 达标 | 20.6 | 0.026 | 达标 | 21.2 | 0.027 | 达标 | 16.4 | 0.021 | 达标 | 23.4 | 0.029 | 达标 |
| 6 | 汞 | 38 | mg/kg | 0.077 | 0.002 | 达标 | 0.084 | 0.002 | 达标 | 0.105 | 0.003 | 达标 | 0.110 | 0.003 | 达标 | 0.118 | 0.003 | 达标 |
| 7 | 镍 | 900 | mg/kg | 32 | 0.036 | 达标 | 63 | 0.07 | 达标 | 48 | 0.053 | 达标 | 24 | 0.027 | 达标 | 51 | 0.057 | 达标 |
| 8 | 四氯化碳 | 2.8 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 9 | 氯仿 | 0.9 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 10 | 氯甲烷 | 37 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 11 | 1,1-二氯乙烷 | 9 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 12 | 1,2-二氯乙烷 | 5 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 13 | 1,1-二氯乙烯 | 66 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 14 | 顺-1,2-二氯乙烯 | 596 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 15 | 反-1,2-二氯乙烯 | 54 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 16 | 二氯甲烷 | 616 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 17 | 1,2-二氯丙烷 | 5 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 18 | 1,1,1,2-四氯乙烷 | 10 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 19 | 1,1,2,2-四氯乙烷 | 6.8 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 20 | 四氯乙烯 | 53 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 21 | 1,1,1-三氯乙烷 | 840 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 22 | 1,1,2-三氯乙烷 | 2.8 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 23 | 三氯乙烯 | 2.8 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|----------------|------|-------|------|-------|----|------|-------|----|------|-------|----|------|---|----|-------|---|----|
| 24 | 1,2,3-三氯丙烷 | 0.5 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 25 | 氯乙烯 | 0.43 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 26 | 苯 | 4 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 27 | 氯苯 | 270 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 28 | 1,2-二氯苯 | 560 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 29 | 1,4 二氯苯 | 20 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 30 | 乙苯 | 28 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 31 | 苯乙烯 | 1290 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 32 | 甲苯 | 1200 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 33 | 间二甲苯+对二甲苯 | 570 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 34 | 邻二甲苯 | 640 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 35 | 硝基苯 | 76 | mg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 36 | 苯胺 | 260 | mg/kg | 未检出 | / | / | / | / | / | / | / | / | / | / | / | / | / | / |
| 37 | 2-氯酚 | 2256 | mg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 38 | 苯并[a]蒽 | 15 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 39 | 苯并[a]芘 | 1.5 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 40 | 苯并[b]荧蒽 | 15 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 41 | 苯并[k]荧蒽 | 151 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 42 | 蒽 | 1293 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 43 | 二苯并[a,h]蒽 | 1.5 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 44 | 茚并[1,2,3-cd]芘 | 15 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 45 | 萘 | 70 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 46 | pH | / | / | 8.74 | / | / | 8.69 | / | / | 8.63 | / | / | 8.70 | / | / | 8.57 | / | / |
| 47 | 石油烃 | 4500 | mg/kg | 18 | 0.004 | 达标 | 22 | 0.005 | 达标 | 21 | 0.005 | 达标 | 24 | | 达标 | 0.005 | | 达标 |
| 48 | 水溶性总盐 (含盐量) | / | g/kg | 5.1 | / | / | 5.4 | / | / | 6.2 | / | / | 5.5 | / | / | 5.2 | / | / |

续表 4.3-7 土壤监测及评价结果一览表

| 序号 | 名称 | 标准限值 (mg/kg) | 监测值 单位 | T3 (0.5~1.5m) | | | T3 (1.5~3m) | | | T4 (0.5~1.5m) | | | T4 (1.5~3m) | | | T4 (0~0.5m) | | |
|----|--------------|-----------------|-----------|---------------|----------|----------|-------------|----------|----------|---------------|----------|----------|-------------|----------|----------|-------------|----------|----------|
| | | | | 监测值 | 标准 指数 | 达标 情况 | 监测值 | 标准 指数 | 达标 情况 | 监测值 | 标准 指数 | 达标 情况 | 监测值 | 标准 指数 | 达标 情况 | 监测值 | 标准 指数 | 达标 情况 |
| 1 | 砷 | 60 | mg/kg | 0.468 | 0.008 | 达标 | 0.163 | 0.003 | 达标 | 0.628 | 0.010 | 达标 | 0.783 | 0.013 | 达标 | 0.746 | 0.012 | 达标 |
| 2 | 镉 | 65 | mg/kg | 0.14 | 0.002 | 达标 | 0.15 | 0.002 | 达标 | 0.17 | 0.003 | 达标 | 0.16 | 0.002 | 达标 | 0.17 | 0.003 | 达标 |
| 3 | 六价铬 | 5.7 | mg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 4 | 铜 | 18000 | mg/kg | 35 | 0.002 | 达标 | 33 | 0.002 | 达标 | 32 | 0.002 | 达标 | 34 | 0.002 | 达标 | 32 | 0.002 | 达标 |
| 5 | 铅 | 800 | mg/kg | 23.4 | 0.029 | 达标 | 21.0 | 0.026 | 达标 | 22.1 | 0.028 | 达标 | 22.3 | 0.028 | 达标 | 23.3 | 0.029 | 达标 |
| 6 | 汞 | 38 | mg/kg | 0.142 | 0.004 | 达标 | 0.163 | 0.004 | 达标 | 0.159 | 0.004 | 达标 | 0.169 | 0.004 | 达标 | 0.173 | 0.005 | 达标 |
| 7 | 镍 | 900 | mg/kg | 43 | 0.048 | 达标 | 54 | 0.06 | 达标 | 56 | 0.062 | 达标 | 50 | 0.056 | 达标 | 45 | 0.05 | 达标 |
| 8 | 四氯化碳 | 2.8 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 9 | 氯仿 | 0.9 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 10 | 氯甲烷 | 37 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 11 | 1,1-二氯乙烷 | 9 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 12 | 1,2-二氯乙烷 | 5 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 13 | 1,1-二氯乙烯 | 66 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 14 | 顺-1,2-二氯乙烯 | 596 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 15 | 反-1,2-二氯乙烯 | 54 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 16 | 二氯甲烷 | 616 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 17 | 1,2-二氯丙烷 | 5 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 18 | 1,1,1,2-四氯乙烷 | 10 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 19 | 1,1,2,2-四氯乙烷 | 6.8 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 20 | 四氯乙烯 | 53 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 21 | 1,1,1-三氯乙烷 | 840 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 22 | 1,1,2-三氯乙烷 | 2.8 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 23 | 三氯乙烯 | 2.8 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|----------------|------|-------|------|-------|----|------|-------|----|------|-------|----|------|-------|----|------|-------|----|
| 24 | 1,2,3-三氯丙烷 | 0.5 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 25 | 氯乙烯 | 0.43 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 26 | 苯 | 4 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 27 | 氯苯 | 270 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 28 | 1,2-二氯苯 | 560 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 29 | 1,4 二氯苯 | 20 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 30 | 乙苯 | 28 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 31 | 苯乙烯 | 1290 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 32 | 甲苯 | 1200 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 33 | 间二甲苯+对二甲苯 | 570 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 34 | 邻二甲苯 | 640 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 35 | 硝基苯 | 76 | mg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 36 | 苯胺 | 260 | mg/kg | / | / | / | / | / | / | / | / | / | / | / | / | / | / | / |
| 37 | 2-氯酚 | 2256 | mg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 38 | 苯并[a]蒽 | 15 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 39 | 苯并[a]芘 | 1.5 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 40 | 苯并[b]荧蒽 | 15 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 41 | 苯并[k]荧蒽 | 151 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 42 | 蒽 | 1293 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 43 | 二苯并[a,h]蒽 | 1.5 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 44 | 茚并[1,2,3-cd]芘 | 15 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 45 | 萘 | 70 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 46 | pH | / | / | 8.61 | / | / | 8.69 | / | / | 8.78 | / | / | 8.70 | / | / | 8.59 | / | / |
| 47 | 石油烃 | 4500 | mg/kg | 21 | 0.005 | 达标 | 27 | 0.006 | 达标 | 19 | 0.004 | 达标 | 19 | 0.004 | 达标 | 17 | 0.004 | 达标 |
| 48 | 水溶性总盐 (含盐量) | / | g/kg | 5.3 | / | / | 4.4 | / | / | 4.6 | / | / | 3.2 | / | / | 3.4 | / | / |

续表 4.3-7 土壤监测及评价结果一览表

| 序号 | 名称 | 标准限值 (mg/kg) | 监测值 单位 | T5 | | | T6 | | | T7 | | | T8 | | | T9 | | |
|----|--------------|-----------------|-----------|-------|----------|----------|-------|----------|----------|-------|----------|----------|-------|----------|----------|-------|----------|----------|
| | | | | 监测值 | 标准 指数 | 达标 情况 | 监测值 | 标准 指数 | 达标 情况 | 监测值 | 标准 指数 | 达标 情况 | 监测值 | 标准 指数 | 达标 情况 | 监测值 | 标准 指数 | 达标 情况 |
| 1 | 砷 | 60 | mg/kg | 0.642 | 0.011 | 达标 | 0.848 | 0.014 | 达标 | 0.801 | 0.013 | 达标 | 0.764 | 0.013 | 达标 | 0.733 | 0.012 | 达标 |
| 2 | 镉 | 65 | mg/kg | 0.18 | 0.003 | 达标 | 0.18 | 0.003 | 达标 | 0.18 | 0.003 | 达标 | 0.16 | 0.002 | 达标 | 0.20 | 0.003 | 达标 |
| 3 | 六价铬 | 5.7 | mg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 4 | 铜 | 18000 | mg/kg | 29 | 0.002 | 达标 | 31 | 0.002 | 达标 | 27 | 0.002 | 达标 | 29 | 0.002 | 达标 | 34 | 0.002 | 达标 |
| 5 | 铅 | 800 | mg/kg | 25.2 | 0.032 | 达标 | 28.7 | 0.036 | 达标 | 27.0 | 0.034 | 达标 | 25.9 | 0.032 | 达标 | 24.8 | 0.031 | 达标 |
| 6 | 汞 | 38 | mg/kg | 0.172 | 0.005 | 达标 | 0.186 | 0.005 | 达标 | 0.182 | 0.005 | 达标 | 0.195 | 0.005 | 达标 | 0.194 | 0.005 | 达标 |
| 7 | 镍 | 900 | mg/kg | 49 | 0.054 | 达标 | 44 | 0.049 | 达标 | 42 | 0.047 | 达标 | 42 | 0.047 | 达标 | 55 | 0.061 | 达标 |
| 8 | 四氯化碳 | 2.8 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 9 | 氯仿 | 0.9 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 10 | 氯甲烷 | 37 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 11 | 1,1-二氯乙烷 | 9 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 12 | 1,2-二氯乙烷 | 5 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 13 | 1,1-二氯乙烯 | 66 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 14 | 顺-1,2-二氯乙烯 | 596 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 15 | 反-1,2-二氯乙烯 | 54 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 16 | 二氯甲烷 | 616 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 17 | 1,2-二氯丙烷 | 5 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 18 | 1,1,1,2-四氯乙烷 | 10 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 19 | 1,1,2,2-四氯乙烷 | 6.8 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 20 | 四氯乙烯 | 53 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 21 | 1,1,1-三氯乙烷 | 840 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 22 | 1,1,2-三氯乙烷 | 2.8 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 23 | 三氯乙烯 | 2.8 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 24 | 1,2,3-三氯丙烷 | 0.5 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|----------------|------|-------|------|-------|----|------|-------|----|------|-------|----|------|-------|----|------|-------|----|
| 25 | 氯乙烯 | 0.43 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 26 | 苯 | 4 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 27 | 氯苯 | 270 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 28 | 1,2-二氯苯 | 560 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 29 | 1,4 二氯苯 | 20 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 30 | 乙苯 | 28 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 31 | 苯乙烯 | 1290 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 32 | 甲苯 | 1200 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 33 | 间二甲苯+对二甲苯 | 570 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 34 | 邻二甲苯 | 640 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 35 | 硝基苯 | 76 | mg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 36 | 苯胺 | 260 | mg/kg | / | / | / | / | / | / | / | / | / | / | / | / | / | / | / |
| 37 | 2-氯酚 | 2256 | mg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 38 | 苯并[a]蒽 | 15 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 39 | 苯并[a]芘 | 1.5 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 40 | 苯并[b]荧蒽 | 15 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 41 | 苯并[k]荧蒽 | 151 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 42 | 蒽 | 1293 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 43 | 二苯并[a,h]蒽 | 1.5 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 44 | 茚并[1,2,3-cd]芘 | 15 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 45 | 萘 | 70 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 46 | pH | / | / | 8.71 | / | / | 8.77 | / | / | 8.92 | / | / | 8.59 | / | / | 8.58 | / | / |
| 47 | 石油烃 | 4500 | mg/kg | 23 | 0.005 | 达标 | 19 | 0.004 | 达标 | 25 | 0.005 | 达标 | 11 | 0.002 | 达标 | 18 | 0.004 | 达标 |
| 48 | 水溶性总盐 (含盐量) | / | g/kg | 4.7 | / | / | 4.1 | / | / | 4.0 | / | / | 4.4 | / | / | 5.2 | / | / |

续表 4.3-7 土壤监测及评价结果一览表

| 序号 | 名称 | 标准限值 (mg/kg) | 监测值 单位 | T10 | | | T11 | | | T12 | | | T13 | | | T14 | | |
|----|--------------|-----------------|-----------|-------|----------|----------|-------|----------|----------|-------|----------|----------|-------|----------|----------|-------|----------|----------|
| | | | | 监测值 | 标准 指数 | 达标 情况 | 监测值 | 标准 指数 | 达标 情况 | 监测值 | 标准 指数 | 达标 情况 | 监测值 | 标准 指数 | 达标 情况 | 监测值 | 标准 指数 | 达标 情况 |
| 1 | 砷 | 60 | mg/kg | 1.01 | 0017 | 达标 | 0.957 | 0.016 | 达标 | 0.857 | 0.014 | 达标 | 0.210 | 0.004 | 达标 | 0.203 | 0.003 | 达标 |
| 2 | 镉 | 65 | mg/kg | 0.15 | 0.002 | 达标 | 0.20 | 0.003 | 达标 | 0.27 | 0.004 | 达标 | 0.20 | 0.003 | 达标 | 0.16 | 0.002 | 达标 |
| 3 | 六价铬 | 5.7 | mg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 4 | 铜 | 18000 | mg/kg | 26 | 0.001 | 达标 | 29 | 0.002 | 达标 | 32 | 0.002 | 达标 | 36 | 0.002 | 达标 | 25 | 0.001 | 达标 |
| 5 | 铅 | 800 | mg/kg | 24.1 | 0.030 | 达标 | 25.5 | 0.032 | 达标 | 27.3 | 0.034 | 达标 | 23.7 | 0.030 | 达标 | 25.2 | 0.032 | 达标 |
| 6 | 汞 | 38 | mg/kg | 0.192 | 0.005 | 达标 | 0.194 | 0.005 | 达标 | 0.197 | 0.005 | 达标 | 0.210 | 0.006 | 达标 | 0.203 | 0.005 | 达标 |
| 7 | 镍 | 900 | mg/kg | 51 | 0.057 | 达标 | 44 | 0.049 | 达标 | 58 | 0.064 | 达标 | 54 | 0.060 | 达标 | 54 | 0.060 | 达标 |
| 8 | 四氯化碳 | 2.8 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 9 | 氯仿 | 0.9 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 10 | 氯甲烷 | 37 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 11 | 1,1-二氯乙烷 | 9 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 12 | 1,2-二氯乙烷 | 5 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 13 | 1,1-二氯乙烯 | 66 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 14 | 顺-1,2-二氯乙烯 | 596 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 15 | 反-1,2-二氯乙烯 | 54 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 16 | 二氯甲烷 | 616 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 17 | 1,2-二氯丙烷 | 5 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 18 | 1,1,1,2-四氯乙烷 | 10 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 19 | 1,1,2,2-四氯乙烷 | 6.8 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 20 | 四氯乙烯 | 53 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 21 | 1,1,1-三氯乙烷 | 840 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 22 | 1,1,2-三氯乙烷 | 2.8 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 23 | 三氯乙烯 | 2.8 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 24 | 1,2,3-三氯丙烷 | 0.5 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|----------------|------|-------|------|-------|----|------|-------|----|------|-------|----|------|-------|----|------|-------|----|
| 25 | 氯乙烯 | 0.43 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 26 | 苯 | 4 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 27 | 氯苯 | 270 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 28 | 1,2-二氯苯 | 560 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 29 | 1,4 二氯苯 | 20 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 30 | 乙苯 | 28 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 31 | 苯乙烯 | 1290 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 32 | 甲苯 | 1200 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 33 | 间二甲苯+对二甲苯 | 570 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 34 | 邻二甲苯 | 640 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 35 | 硝基苯 | 76 | mg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 36 | 苯胺 | 260 | mg/kg | / | / | / | / | / | / | / | / | / | / | / | / | / | / | / |
| 37 | 2-氯酚 | 2256 | mg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 38 | 苯并[a]蒽 | 15 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 39 | 苯并[a]芘 | 1.5 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 40 | 苯并[b]荧蒽 | 15 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 41 | 苯并[k]荧蒽 | 151 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 42 | 蒽 | 1293 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 43 | 二苯并[a,h]蒽 | 1.5 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 44 | 茚并[1,2,3-cd]芘 | 15 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 45 | 萘 | 70 | µg/kg | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 | 未检出 | / | 达标 |
| 46 | pH | / | / | 8.62 | / | / | 8.74 | / | / | 8.57 | / | / | 8.63 | / | / | 8.75 | / | / |
| 47 | 石油烃 | 4500 | mg/kg | 14 | 0.003 | 达标 | 16 | 0.004 | 达标 | 11 | 0.002 | 达标 | 13 | 0.003 | 达标 | 10 | 0.002 | 达标 |
| 48 | 水溶性总盐 (含盐量) | / | g/kg | 5.7 | / | / | 6.3 | / | / | 6.5 | / | / | 5.4 | / | / | 3.6 | / | / |

(7) 土壤理化性质

本次对项目区土壤理化特性进行了调查，点位位于页岩油联合站站內新建装置区，调查结果见下表。

表 4.3-8 项目区土壤理化特性调查表

| | | |
|-------|--------------------------------|-------------------------|
| 点位 | | 页岩油联合站站外北侧空地 |
| 坐标 | | |
| 分析日期 | | 2024 年 1 月 30 日~2 月 6 日 |
| 深度 | | 0~0.2m |
| 现场记录 | 颜色 | 黄色 |
| | 结构 | 块状结构 |
| | 质地 | 壤土 |
| | 砂砾含量 (%) | 20 |
| | 其他异物 | 无 |
| | 氧化还原电位 (mV) | 371 |
| 实验室测定 | pH 值 | 8.71 |
| | 阳离子交换量 (cmol ⁺ /kg) | 11.8 |
| | 土壤容重 (g/cm ³) | 1.52 |
| | 孔隙度 (%) | 31.4 |
| | 饱和导水率 (mm/min) | 8.52 |

4.3.5 生态环境现状调查与评价

(1) 生态功能区划

根据《新疆生产建设兵团生态功能区划简表》，本项目所在区域属于II兵团准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态区—II₃ 六、七、八十二师准噶尔盆地南部灌木、半灌木荒漠绿洲农业生态亚区—13 六师土墩子-奇台人工绿洲农业生态功能区。具体的生态功能见下表，详见下表。

表 4.3-9 项目区沿线生态功能区划

| | | |
|----------|-------|--|
| 所属生态功能区 | 生态区 | II兵团准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态区 |
| | 生态亚区 | II ₃ 六、七、八十二师准噶尔盆地南部灌木、半灌木荒漠、绿洲农业生态亚区 |
| | 生态功能区 | 13 六师土墩子-奇台人工绿洲农业生态功能区 |
| 隶属师团场 | | 六师的土墩子农场、红旗农场、107~110 团、奇台农场的平原区 |
| 主要生态环境问题 | | 水资源不足、荒漠草场退化 |
| 主要生态服务功能 | | 荒漠化控制、农产品生产 |
| 主要保护目标 | | 保护荒漠植被、保护绿洲生态环境 |
| 适宜发展方向 | | 发展节水农业和以番茄酱、红花为代表的特色农业；同时稳定粮、油生产 |

| | |
|--------|------------------------|
| 主要保护措施 | 荒漠草场禁牧或休牧，节水灌溉，完善防护林体系 |
|--------|------------------------|

(2) 区域生态类型及特征

项目区地处天山东端北麓、准噶尔盆地东部。项目区位于吉木萨尔凹陷北部，地表为第四系黄土覆盖，属于冲洪积平原细土带，地面海拔 580~660m，地形开阔平坦。项目区所处区域属于荒漠草地生态系统，主要由荒漠灌木、半灌木、小灌木、荒漠草本植物，荒漠野生动物及其栖息地，戈壁砾幕层、裸土地构成。土壤以草甸土为主。该区域干旱、缺乏水分，异质性程度低，结构单一，其稳定性差，抗外界干扰能力弱。

项目区土地利用现状图见图 4.3-4。

(3) 植被类型

项目区所在地生态环境属于荒漠草地生态系统，主要植被类型为荒漠植被，按中国植被自然地理区划划分，项目所在区域属新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、乌苏—奇台州。区域植被类型以多枝柽柳、琵琶柴荒漠为主，伴生猪毛菜、梭梭、驼绒藜等耐干旱、盐碱的植物。

根据现场调查，项目占地范围植被类型主要有多枝柽柳、琵琶柴荒漠。评价区域野生高等植物估算在近 20 科 90 种以上，这里仅将油区主要分布的 9 科 22 种野生高等植物分布状况见表 4.3-10。根据《新疆国家重点保护野生植物名录》(2022)、《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》(2024)，评价范围内无受保护的野生植物分布。

表 4.3-10 主要植物名录

| 中文名 | 学名 | 分布 |
|-------|---------------------------------|----|
| 一、禾本科 | <i>Gramineae</i> | |
| 羽状三芒草 | <i>Aristida pennata</i> | + |
| 二、杨柳科 | <i>Salicaceae</i> | |
| 白柳 | <i>Sect alba</i> | + |
| 三、藜科 | <i>Chenopodiaceae</i> | |
| 盐节木 | <i>Halocnemum strobilaceum</i> | ++ |
| 盐穗木 | <i>Halostachys caspica</i> | - |
| 猪毛菜 | <i>Salsola collina</i> | ++ |
| 盐爪爪 | <i>Kalidium cuspidatum</i> | - |
| 角果碱蓬 | <i>Suaeda corniculata</i> | - |
| 驼绒藜 | <i>Ceratoides ewersmanniana</i> | ++ |
| 盐生草 | <i>Halogeton glomeratus</i> | ++ |
| 叉毛蓬 | <i>Petrosimonia sibirica</i> | ++ |

| | | |
|--------|--------------------------------|----|
| 盐生假木贼 | <i>Anabasis salsa</i> | ++ |
| 短叶假木贼 | <i>Anabasis brevifolia</i> | ++ |
| 小蓬 | <i>Nanophyton erinaceum</i> | ++ |
| 梭梭 | <i>Haloxyton ammodendron</i> | + |
| 四、十字花科 | <i>Cruciferae</i> | |
| 荒漠庭荠 | <i>Alyssum desertorum</i> | ++ |
| 五、蒺藜科 | | |
| 西伯利亚白刺 | <i>Nitraria sibirica</i> | + |
| 六、大戟科 | <i>Euphorbiaceae</i> | |
| 沙生大戟 | <i>Euphorbia turazaninovii</i> | + |
| 七、菊科 | <i>Compositae</i> | |
| 苦艾蒿 | <i>Artemisia santolina</i> | + |
| 地白蒿 | <i>Areemisia terrae-ablae</i> | + |
| 沙地千里光 | <i>Senecio subdentatus</i> | ++ |
| 八、莎草科 | | |
| 囊果苔草 | <i>Carex physodes</i> | + |
| 九、柽柳科 | <i>Tamaricaceae</i> | |
| 琵琶柴 | <i>Reaumuria soongorica</i> | ++ |
| 多枝柽柳 | <i>Tamarix ramosissima</i> | + |

注：++多见，+少见，-偶见。

(3) 动物资源

本油田区的动物区系类型属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。主要分布有适于荒漠及荒漠草原和人工绿洲生活的动物。爬行动物的蜥脚类种数较多，如快步麻蜥、变色沙蜥等。鸟类中麻雀、斑鸠等较为常见。哺乳类大沙鼠、小家鼠等啮齿动物在该区分布很广，数量较大。

由于项目区所在准噶尔盆地边缘严酷的气候条件，野生动物分布种类少，主要为小型爬行类、啮齿类动物。根据《国家重点保护野生动物名录》（2021）及《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021），项目区域内未发现国家重点保护野生动物及其生境。野生动物种类见下表。

表 4.3-11 评价区及周围主要脊椎动物的种类

| | 中文名 | 学名 | 分布 | |
|----|------|----------------------------------|------|----|
| | | | 荒漠草原 | 农田 |
| 1 | 变色沙蜥 | <i>Phrynocephalus Versicolor</i> | ++ | |
| 2 | 快步麻蜥 | <i>Eryx tataricus</i> | + | + |
| 3 | 黄脊游蛇 | <i>Coluber spinalis</i> | + | - |
| 鸟类 | | | | |
| 4 | 家燕 | <i>Hirundo rustica</i> | + | ++ |

| | | | | |
|-----|-------|------------------------------|----|----|
| 5 | 麻雀 | <i>Passer domesticus</i> | ++ | ++ |
| 6 | 斑鸠 | <i>Streptopelia decaocta</i> | | ++ |
| 7 | 乌鸦 | <i>Corvus Spp.</i> | + | ++ |
| 8 | 黑尾地鸦 | <i>Podoces hendersoni</i> | + | |
| 哺乳类 | | | | |
| 9 | 小五趾跳鼠 | <i>Allactage elater</i> | + | + |
| 10 | 小家鼠 | <i>Mus musculus</i> | + | ++ |
| 11 | 毛脚跳鼠 | <i>Dipus sagitta</i> | + | - |
| 12 | 大沙鼠 | <i>Rhombomys opimus</i> | + | - |
| 13 | 子午沙鼠 | <i>Meriones meridianus</i> | + | - |

注：“+”常见种；“-”偶见种。

(5) 站内生态环境现状

本次拟建设施均位于页岩油联合站预留空地，占地类型为建设用地，现场踏勘时站内植被稀疏。

4.3.6 土地沙化现状

页岩油联合站位于红旗农场，紧邻吉木萨尔县。由于《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》（2015年3月）中未表明红旗农场的沙化相关情况，因此以吉木萨尔县的沙化土地变化情况作为项目区的土地沙化现状调查内容。项目区为非沙化土地，详见图 4.3-6。

土地沙化形成的自然因素主要为气候干旱、降水稀少，多风的动力条件是沙化土地发生发展的主要自然营力，丰富的沙物质是发生土地沙化的物质基础。人口快速增长，盲目开垦土地，过度放牧，过度樵采和不合理的水资源利用等是土地沙化的人为因素。

4.3.7 水土流失现状调查

根据《新疆生产建设兵团水土保持规划》（2015-2030年）第六师红旗农场位于准噶尔盆地南缘人居环境农田防护区，属于准噶尔盆地南缘兵团级水土流失重点治理区。结合项目区地理位置、地形地貌和气候环境特点，确定项目区水土流失类型主要为风力侵蚀，侵蚀强度主要以轻度为主。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响预测与评价

5.1.1 施工期大气环境影响分析

废气主要为施工扬尘、施工机械及施工车辆尾气。

(1) 施工扬尘

站内设施建设施工扬尘主要产生于场地清理平整、设施基础建设以及设备进场和安装过程。施工扬尘对环境空气造成一定的影响，类比区域同类工程，本工程施工过程中产生的扬尘不会对环境空气产生明显影响。

(2) 施工燃油机械排放废气和汽车尾气

施工运输车辆燃料燃烧产生的汽车尾气会对环境空气造成影响，各施工机械及车辆均采用合格油品，对周围大气环境影响较小。

(3) 焊接烟尘

管道组对连接过程中将有一定量的焊接烟尘产生，主要污染物为 CO、CO₂、NO_x、CH₄，该废气排放量很少，焊条使用国家合格产品，且为间歇不连续排放，施工场地位于开阔通风状况良好的户外，焊接烟尘易于扩散，焊接烟尘随着施工期的结束而消失，对周围大气环境影响很小。

5.1.2 施工期水环境影响分析

废水主要为混凝土养护废水和站内管道试压废水，混凝土养护采用清水，废水主要靠自然蒸发处理；管道试压采用清水，废水中污染物主要为悬浮物，试压结束后用于项目区的洒水抑尘；施工期废水均得到妥善处置不会对周围水环境产生不利影响。

5.1.3 施工期声环境影响分析

噪声源主要为施工机械及车辆，源强一般为 60~100dB (A)。根据现场调查，本工程声环境评价范围内没有固定居住人群等声敏感目标，不会造成扰民现象，施工期的噪声仅对施工人员产生影响。通过类比调查可知，施工期场界外 200m 处可达到《建筑施工场界噪声排放标准》(GB12523-2011) 中限值要求。

5.1.4 施工期固体废物环境影响分析

施工过程中的挖方全部回填，无弃方产生，固体废物主要为建筑垃圾。施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，原油处理装置各设备基础建设及安装过程中产生的建筑垃圾，定期送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。固体废物均得到了妥善处置，正常情况下不会对周围环境产生不利影响。

5.1.5 施工期土壤环境影响分析

(1) 人为扰动对土壤的影响分析

项目实施过程中不可避免地会对土壤造成扰动，主要是设施基础建设过程中对土壤的开挖，以及车辆行驶、机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，设备碾压、人员踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响，而开挖作业则会改变土壤层次。机械碾压和人员踩踏致使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。

(2) 废弃物排放对土壤环境的影响分析

施工期各种原辅料堆放，如各类施工设备、原辅料堆放及各类施工废弃物暂存等，若遇防渗措施破损或大雨淋滤等情况，导致物料泄漏、废弃物渗滤液直接进入土壤，对土壤造成污染影响。

5.1.6 施工期生态环境影响分析

(1) 对土地利用类型的影响分析

本次改造均在站内进行，不新增占地，不会改变土地利用类型。

(2) 对植被、植物的影响分析

页岩油联合站改造均在站内进行，不新增占地，对植被、植物影响仅限于站内，站内植物稀少，不会对植被产生明显影响。

(3) 对土地沙化的影响分析

页岩油联合站改造均在站内进行，不新增占地，不会造成土地沙化。

5.1.7 水土流失影响分析

对水土流失影响的方式包括地表扰动破坏原地貌、植被损坏、地表土壤结构。建设期间，场地平整、土方堆放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

通过对施工过程中临时土方采用防尘布（或网）苫盖，设施基础采用钢混结

构，地面采取水泥硬化或砾石铺垫等硬化措施，采取上述措施后，可将本工程对水土流失的影响将至最低，本工程实施不会明显加剧区域水土流失重点预防区的水土流失程度。

5.1.8 土地沙化影响分析

项目所在区域为非沙化土地，原油处理系统建设将扰动原有地貌，施工过程中对地表的碾压，使项目区的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀沙化的过程加剧，降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成局部土地沙化。施工结束后对永久占地进行地面硬化，以减少风蚀量，建设过程中严格落实防沙治沙措施，严格控制施工占地范围。综上所述，本项目对区域土地沙化影响不大。

5.2 运营期环境影响预测与评价

5.2.1 运营期大气环境影响预测与评价

(1) 相关判定

本工程大气环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

(2) 模型选用

采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的 AERSCREEN 模型进行估算。

(3) 估算模型使用数据来源

①地形数据

估算模型使用的原始地形数据为美国 NASA 和 NIMA 联合测量并公布的全球 90×90m 地形数据，自 CSI 的 SRTM 网站获取（<http://srtm.csi.cgiar.org>），符合导则要求。

②地表参数

项目大气评价范围占地类型主要为荒漠，地表特征参数为该类型土地的经验参数，见表 5.2-1。

表 5.2-1 本工程地表特征参数一览表

| 扇区 | 时段 | 正午反照率 | BOWEN | 粗糙度 |
|-------|----|--------|-------|--------|
| 0~360 | 全年 | 0.3275 | 7.75 | 0.2625 |

③气象数据

以下资料为项目区内近 20 年气象数据统计分析，具体详见表 5.2-2。

表 5.2-2 气象数据一览表

| 统计时间 | 最低温度 | 最高温度 | 最小风速 | 测风高度 |
|------|---------|--------|--------|------|
| 20 年 | -26.0°C | 38.9°C | 0.5m/s | 10 |

(4) 估算模型参数

估算模型参数选择见表 5.2-3。

表 5.2-3 估算模型参数选择一览表

| 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 | | 39.8 |
| 最低环境温度/°C | | -26.0 |
| 土地利用类型 | | 荒漠 |
| 区域湿度条件 | | 干燥气候 |
| 是否考虑地形 | 考虑地形 | <input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否 |
| | 地形数据分辨率/m | 90 |
| 是否考虑岸线熏烟 | 考虑岸线熏烟 | <input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否 |
| | 岸线距离/km | / |
| | 岸线方向/° | / |

(5) 污染物源强

污染物源强及排放参数见表 5.2-4 和表 5.2-5。

表 5.2-4 面源污染源参数一览表

| 名称 | 海拔高度 (m) | 面源长度 (m) | 面源宽度 (m) | 有效排放高度 (m) | 年排放小时数 (h) | 排放工况 | 排放速率 | |
|-----------|----------|----------|----------|------------|------------|------|-----------|----------|
| | | | | | | | NMHC | 硫化氢 |
| 原油处理系统装置区 | 604 | 85 | 20 | 5 | 8400 | 正常工况 | 0.7973t/a | 0.57kg/h |

表 5.2-10 点源污染源参数一览表

| 名称 | 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 | 污染物排放速率 (kg/h) | | |
|----|---------------|-----------|-------------|------------|-----------|------------|------|-----------------|-----------------|------------------|
| | | | | | | | | SO ₂ | NO _x | PM ₁₀ |

| | | | | | | | | | | |
|----------------|-----|---|-----|------|-----|------|----------|--------|-------|-------|
| 锅炉 燃烧 烟气 | 604 | 8 | 0.3 | 17.7 | 100 | 8400 | 正常 工况 | 0.0131 | 0.649 | 0.017 |
|----------------|-----|---|-----|------|-----|------|----------|--------|-------|-------|

(6) 预测结果

预测结果详见表 5.2-6 和表 5.2-7。

表 5.2-6 NMHC 和硫化氢估算模型计算结果一览表

| 下风向距离 (m) | 非甲烷总烃 | | 硫化氢 | |
|--------------|-------------------------------------|---------|-------------------------------------|---------|
| | 预测质量浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) | 占标率 (%) | 预测质量浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) | 占标率 (%) |
| 10 | 124.4100 | 6.22 | 0.0891 | 0.89 |
| 45 | 180.6900 | 9.03 | 0.1293 | 1.29 |
| 100 | 153.8900 | 7.69 | 0.1102 | 1.1 |
| 200 | 101.0800 | 5.05 | 0.0724 | 0.72 |
| 300 | 76.3990 | 3.82 | 0.0547 | 0.55 |
| 400 | 62.2380 | 3.11 | 0.0445 | 0.45 |
| 500 | 51.8920 | 2.59 | 0.0371 | 0.37 |
| 600 | 44.0620 | 2.2 | 0.0315 | 0.32 |
| 700 | 38.1030 | 1.91 | 0.0273 | 0.27 |
| 800 | 33.2980 | 1.66 | 0.0238 | 0.24 |
| 900 | 29.4340 | 1.47 | 0.0211 | 0.21 |
| 1000 | 26.2750 | 1.31 | 0.0188 | 0.19 |
| 1100 | 23.6540 | 1.18 | 0.0169 | 0.17 |
| 1200 | 21.4510 | 1.07 | 0.0154 | 0.15 |
| 1300 | 19.5790 | 0.98 | 0.0140 | 0.14 |
| 1400 | 17.9720 | 0.9 | 0.0129 | 0.13 |
| 1500 | 16.5790 | 0.83 | 0.0119 | 0.12 |
| 1600 | 15.3630 | 0.77 | 0.0110 | 0.11 |
| 1700 | 14.2940 | 0.71 | 0.0102 | 0.1 |
| 1800 | 13.3470 | 0.67 | 0.0096 | 0.1 |
| 1900 | 12.5040 | 0.63 | 0.0090 | 0.09 |
| 2000 | 11.7490 | 0.59 | 0.0084 | 0.08 |
| 2100 | 11.0700 | 0.55 | 0.0079 | 0.08 |
| 2200 | 10.4570 | 0.52 | 0.0075 | 0.07 |
| 2300 | 9.8998 | 0.49 | 0.0071 | 0.07 |
| 2400 | 9.3926 | 0.47 | 0.0067 | 0.07 |
| 2500 | 8.9290 | 0.45 | 0.0064 | 0.06 |
| D10%最远 距离 | 45m | | | |
| 最大占标率 (%) | 9.03 | | 1.29 | |

表 5.2-7 锅炉燃烧烟气中主要污染源估算模型计算结果一览表

| 下风向距离 (m) | 二氧化硫 | | 氮氧化物 | | 颗粒物 | |
|--------------|--|------------|--|---------|--|------------|
| | 预测质量浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) | 占标率 (%) | 预测质量浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) | 占标率 (%) | 预测质量浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) | 占标率 (%) |
| 10 | 0.0112 | 0 | 0.5572 | 0.28 | 0.0146 | 0 |
| 65 | 0.3732 | 0.07 | 18.4886 | 9.24 | 0.4843 | 0.11 |
| 100 | 0.3160 | 0.06 | 15.6568 | 7.83 | 0.4101 | 0.09 |
| 200 | 0.1728 | 0.03 | 8.5623 | 4.28 | 0.2243 | 0.05 |
| 300 | 0.1102 | 0.02 | 5.4585 | 2.73 | 0.1430 | 0.03 |
| 400 | 0.0815 | 0.02 | 4.0380 | 2.02 | 0.1058 | 0.02 |
| 500 | 0.0664 | 0.01 | 3.2903 | 1.65 | 0.0862 | 0.02 |
| 600 | 0.0561 | 0.01 | 2.7790 | 1.39 | 0.0728 | 0.02 |
| 700 | 0.0480 | 0.01 | 2.3763 | 1.19 | 0.0622 | 0.01 |
| 800 | 0.0412 | 0.01 | 2.0422 | 1.02 | 0.0535 | 0.01 |
| 900 | 0.0386 | 0.01 | 1.9102 | 0.96 | 0.0500 | 0.01 |
| 1000 | 0.0370 | 0.01 | 1.8327 | 0.92 | 0.0480 | 0.01 |
| 1100 | 0.0354 | 0.01 | 1.7543 | 0.88 | 0.0460 | 0.01 |
| 1200 | 0.0339 | 0.01 | 1.6785 | 0.84 | 0.0440 | 0.01 |
| 1300 | 0.0324 | 0.01 | 1.6062 | 0.8 | 0.0421 | 0.01 |
| 1400 | 0.0311 | 0.01 | 1.5385 | 0.77 | 0.0403 | 0.01 |
| 1500 | 0.0298 | 0.01 | 1.4739 | 0.74 | 0.0386 | 0.01 |
| 1600 | 0.0286 | 0.01 | 1.4157 | 0.71 | 0.0371 | 0.01 |
| 1700 | 0.0276 | 0.01 | 1.3666 | 0.68 | 0.0358 | 0.01 |
| 1800 | 0.0272 | 0.01 | 1.3491 | 0.67 | 0.0353 | 0.01 |
| 1900 | 0.0267 | 0.01 | 1.3219 | 0.66 | 0.0346 | 0.01 |
| 2000 | 0.0261 | 0.01 | 1.2947 | 0.65 | 0.0339 | 0.01 |
| 2100 | 0.0256 | 0.01 | 1.2678 | 0.63 | 0.0332 | 0.01 |
| 2200 | 0.0251 | 0.01 | 1.2412 | 0.62 | 0.0325 | 0.01 |
| 2300 | 0.0245 | 0 | 1.2151 | 0.61 | 0.0318 | 0.01 |
| 2400 | 0.0240 | 0 | 1.1896 | 0.59 | 0.0312 | 0.01 |
| 2500 | 0.0235 | 0 | 1.1645 | 0.58 | 0.0305 | 0.01 |
| D10%最远 距离 | 65m | | | | | |
| 最大占标率 (%) | 0.07 | | 9.24 | | 0.11 | |

由预测结果可知，本工程各大气污染物占标率较小，其短期浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生明显改变，厂界 NMHC 浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）企业边界污染物控制要求，硫

化氢排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中的表 1 限值要求, 锅炉燃烧烟气中二氧化硫、氮氧化物和颗粒物满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 限值要求; 项目区地域空旷, 无集中固定人群居住, 项目运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

5.2.2 运营期地下水环境影响分析

(1) 区域水文地质概况

第四系松散岩地层沉积厚度数十米至上百米不等, 含水层为一套冲积—湖积的双层结构, 上部为潜水, 下部为承压水, 含水层岩性以粗砂为主, 承压含水顶板埋深多大于 100m, 潜水位埋深较大(10~50m), 矿化度 $>10\text{g/l}$, 水化学类型主要以 CaCl_2 型为主; 水量小, 无开采利用价值。

第三系碎屑岩类孔隙—裂隙水广泛分布于准噶尔盆地广大地区, 为主要的生产用水开采水源。其含水层岩性主要是砂岩和泥质砂岩, 承压水顶板埋深在 50~100m 以下, 矿化度 3~10g/L, 水化学类型主要以 CaCl_2 型为主; 富水性极不均匀, 单井涌水量 90~500m³/d。

油田区域地层岩性为: 表层为第四系干燥松散的风成沙沉积, 厚约 200m 左右; 向下为第三系, 地层由以泥岩、砂岩、粉砂岩为主的碎屑沉积物组成, 含水层以砂岩为主, 厚度在 50~150m; 底部为第三系的粉砂岩、泥岩沉积。地下水主要为第三系碎屑岩类承压水, 顶板埋深大于 100m。本区主要含水层水文地质特征如下:

①白垩系含水岩组: 含水层为砂岩、砾岩, 富水性为贫乏~中等, 一般水质较差, 为咸水。

②第三系含水岩组: 岩性为中、粗粒砂岩、砾岩、泥岩互层, 泥岩将含水的中粗粒砂岩、砾岩分隔成若干层, 岩石颗粒越粗, 相对富水性越好。因第三系地层在项目区内厚度很大, 分布广泛, 主要为承压水, 为项目区内重要的含水岩组。

③第四系含水岩组: 岩性主要为风成沙, 该套岩层基本不含水, 富水特征多为潜水性。

(2) 补径排条件

本项目位于准噶尔古尔班通古特沙漠东南缘。山区以及丘陵区为中生界碎屑岩

中孔隙裂隙潜水及层间水提供赋存条件。现代河流及间隙水山口外，呈扇形堆积，由洪积造成山麓带，为灰色砾石层，由各种变质岩及火成岩构成，近平原地带，则颗粒变细夹亚砂土层或砂质黏土层，厚度不等 10~210.4m；倾斜平原区砂石层为松散岩类孔隙裂隙水提供了良好地下水储存场所。

本项目区域上属于南部的天山水系地下水系统，从南部天山山区分水岭到平原、沙漠构成一个完整的水文地质单元。按区域地下水运动规律，南侧的博格达高山区是地下水的总发源地和补给区，中山带是地下水补给、迳流、排泄交替带，山前倾斜砾质平原及细土平原区是地下水迳流、排泄区，沙漠地带是以蒸发为主的地下水排泄区。

本项目区域地层水的水型为 CaCl_2 型，地下水径流方向基本由南向北。

本工程区域水文地质见图 5.2-1。

(2) 正常工况下对地下水环境影响分析

本项目运营期废水主要为采出水和装置排污废水，均进入压裂返排液处理系统进行处置，处理达标后的净化水用于压裂液复配，不外排。运营期正常工况下无废水外排，不会对地下水产生不利影响。

(3) 事故状态下对地下水的影响

①地下水污染途径分析

非正常工况，三相分离器破裂导致原油泄漏，泄漏的原油可能通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。

②预测情景设定

据前节工程分析，本次针对三相分离器泄漏对地下水产生的影响进行预测。

※泄漏量预测

三相分离器的最大处理液量为 $4500\text{m}^3/\text{d}$ ，三相分离器位于地面上，发生泄漏后易发现，泄漏时间按照 30min 考虑，则泄漏量为 93.8m^3 ，约为 84.7t/a。按照土壤表层对污染物截留率 90% 计算，管线泄漏后可能进入含水层的物料为 8.47t。

③影响预测

预测因子为石油类，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中

的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。

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

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—含水层厚度(m)；

m_M —瞬时注入的质量(kg)；

U—水流速度(m/d)；

n_e —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；

模型中所需参数及来源见表 5.2-9。

表 5.2-9 模型所需参数一览表

| 序号 | 参数符号 | 参数名称 | 参考数值 |
|----|-------|--------------|---------------|
| 1 | m_M | 瞬时注入的质量 | 8.47t |
| 2 | t | 时间 | 100d、1000d |
| 3 | M | 含水层厚度 | 50m |
| 4 | u | 水流速度 | 0.33m/d |
| 5 | D_L | 纵向弥散系数 | 0.12 m^2/d |
| 6 | D_T | 横向 y 方向的弥散系数 | 0.012 m^2/d |
| 7 | n_e | 有效孔隙度 | 0.12 |

当三相分离器发生泄漏时，石油类物质经过 100d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表。

表 5.2-10 地下水影响预测结果一览表

| 泄漏点名称 | 污染物 | 预测时间/d | 最大浓度 (mg/L) | 下游最大浓度对应距离 (m) | 下游达标浓度 (mg/L) | 下游达标浓度对应距离 (m) | III类标准 (mg/L) |
|-------|-----|--------|-------------|----------------|---------------|----------------|---------------|
| 三相分 | 石油类 | 100 | 1.82 | 33 | 0.03 | 47 | ≤0.05 |

| | | | | | | |
|-----|------|------|-----|------|-----|--|
| 分离器 | 1000 | 0.18 | 330 | 0.04 | 356 | |
|-----|------|------|-----|------|-----|--|

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，三相分离器发生泄漏后 100d 和 1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为 47m、188m 和 356m；项目区土壤在消除土体裂隙和根孔影响的试验条件下，石油类下渗下移的深度不会超过 30cm，项目区地下水埋深约在 60~90m，泄漏的原油进入地下水的概率很小，并定期对设备进行检修，将事故发生的概率将至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

5.2.3 运营期声环境影响分析

噪声源主要为新建的多功能处理器和三相分离器，站四周设有围墙，各设备采取基础减振等措施，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2021）中所推荐的预测模式，计算式如下：

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

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级；

r —预测点距声源距离，m；

r_0 —参考位置距离声源距离，m。

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Ain,i}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为 $t_{in,i}$ ；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Aout,j}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为 $t_{out,j}$ ，则预测点的总等效声级按照下列公式进行计算：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \left[\sum_{i=1}^N t_{in,i} 10^{0.1L_{Ain,i}} + \sum_{j=1}^M t_{out,j} 10^{0.1L_{Aout,j}} \right] \right)$$

式中：

T——计算等效声级的时间；

N——为室外声源个数；

M——为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级 (L_{eq}) 计算公式:

$$L_{eq} = 10\lg(10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqb}})$$

式中: L_{eqg} ——建设项目声源在预测点的等效声级贡献值, dB (A);

L_{eqb} ——预测点的背景值, dB (A)。

(2) 噪声源源强及分布

新增设备噪声源强在 85~90dB (A) 之间, 设备选用低噪设备, 设置隔声间, 并采取基础减振等措施, 衰减量按 20dB (A) 计, 其运行噪声不高于 70dB (A)。工程运营期新增主要噪声源及源强详见前节**错误!未找到引用源。**。

(3) 预测结果

根据以上公式, 预测项目建成后厂界四周噪声贡献值见表 5.2-11。

表 5.2-11 厂界噪声贡献值预测结果 [单位: dB (A)]

| 预测点编号 | 预测点位置 | 现状监测值 | 贡献值 | 预测值 | 评价标准 | 评价结果 |
|--------|-------|-------|-----|-----|----------------|------|
| 页岩油联合站 | 东厂界 | 47 | 28 | 47 | 昼间 60 夜间 50 | 达标 |
| | 南厂界 | 47 | 29 | 47 | | |
| | 西厂界 | 46 | 29 | 46 | | |
| | 北厂界 | 48 | 29 | 48 | | |

由预测结果可知: 页岩油联合厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准限值要求, 且周边无声环境敏感点, 因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

5.2.4 运营期固体废物环境影响分析

运营期固体废物主要为检维修过程中产生的废润滑油、废润滑油桶、废含油抹布及劳保用品、废破乳剂包装物等, 根据《国家危险废物名录》(2021 年版) 废润滑油、废润滑油桶属于 HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物, 废含油抹布及劳保用品属于 HW49 类危险废物, 集中收集后在临时贮存在页岩油联合站内的在建危险废物暂存间, 统一交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。废破乳剂包装物由厂家回收利用。项目产生的危险废物可得到妥善处置。综上所述, 固体废物均得到妥善处理, 不会对周围环境造成不利影响。

5.2.5 运营期土壤环境影响分析

(1) 污染影响型

正常工况下无废水及固体废物等污染物外排，不会造成土壤环境污染。事故状态下可能对土壤环境产生一定的影响，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），事故状态下对土壤环境的影响主要为污染影响型，对土壤环境的影响主要为站内新增设备发生破裂泄漏的原油垂直入渗对土壤的影响，运营期土壤环境影响源及影响因子识别详见表 5.2-12。

表 5.2-12 运营期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 |
|------|----------|------|---------|------|
| 新增设备 | 新增设备发生泄漏 | 垂直入渗 | 石油烃 | 石油烃 |

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-02018）8.7.3 污染影响型——评价工作等级为二级的建设项目，预测方法可参见附录 E 或类比分析进行预测。本次评价采用类比分析法预测项目实施对土壤环境的影响。

新增设备发生泄漏后，泄漏的采出液通过垂直入渗的方式进入下方及周边土壤，使受浸染的土壤理化性状发生变化，对土壤产生一定的影响。本次评价采用类比分析法预测项目实施对土壤环境的影响。本次类比页岩油联合站现有生产设施实际运行情况来说明新增设备对土壤的影响，根据页岩油联合站环境质量现状监测数据可知，站内砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃等污染物检测结果低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1、表 2 第二类用地筛选值要求。根据环境风险分析结论，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，且发生事故后及时采取相应的治理措施，将受污染的土壤及时收集、处理，不会对土壤环境产生明显影响。

(2) 生态影响型

正常工况下，原油均在设备内部，项目运营期无废水、固体废物外排，不会造成土壤环境污染。根据现有工程采出水水质检测数据，废水矿化度高达 13695.0mg/L，含盐量较高，项目所处区域为盐化地区，若废水泄漏会加剧土壤盐化程度。原油处理系统中三相分离器分离出的采出水通过管线管输至压裂返排液处理系统进行处理，当连接的管线破裂后泄漏的废水直接进入土壤中。设备及转接管线均设有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可在 10min 内切断最近阀门，并在

2h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。根据设计资料初步估算，发生泄漏到封堵，预计从管线中泄漏的废水量为 61m^3 ，废水中含盐量按照 13695mg/L 计，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=61 \times 13695 = 835395\text{g}$ 。

本次预测采用 HJ964-2018 附录 E.1.3 中预测方法，预测公式如下：

①单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s) / (\rho_b \times A \times D)$$

式中： ΔS -单位质量表层土壤中某种物质的增量， g/kg ；

I_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量， g ；

L_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量， g ；

R_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量， g ；

ρ_b -表层土壤容重， kg/m^3 ；

A -预测评价范围， m^2 ；

D -表层土壤深度，一般取 0.2m ，可根据实际情况适当调整；

n -持续年份， a 。

②单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

式中： S -单位质量土壤中某种物质的预测值， g/kg ；

S_b -单位质量土壤中某种物质的现状值， g/kg 。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 $100\text{m} \times 100\text{m}$ 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 1.52g/cm^3 ，根据项目区土壤盐分监测结果，单位质量土壤中含盐量的现状值最大为 6.5g/kg 。预测年份为 $1a(365\text{天})$ 。

根据上述计算结果，在 1 年内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.275g/kg ，叠加现状值后的预测值为 6.775g/kg 。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，但增加量不大。在发生泄漏后，作业区会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理或置换，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

5.2.6 运营期生态环境影响分析

运营期不新增占地，临时占地正在进行自然恢复。施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，野生动物对新环境适应后的活动和分布范围将恢复。运营期正常的巡检等活动也会对野生动物的生存及栖息造成影响，但是由于建设单位加强对环境保护的宣传工作，员工的环保意识，特别是对野生动物的保护意识不断加强，对野生动物不会产生太大影响。

5.2.7 温室气体影响分析

温室气体排放会加剧温室效应，导致气候异常、破坏生态环境，进而影响农、林、牧、渔等方方面面，对人类生存环境造成威胁。本工程涉及温室气体排放环节为三相分离器伴生气中 CH_4 排放、伴生器燃烧产生的 CO_2 排放和净购入电力隐含的 CO_2 排放， CO_2 排放量为 8550.87t/a。项目运营期在工艺技术、节能设备及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本工程 CO_2 排放强度相对较低，温室气体排放对环境的影响不大。

5.3 退役期影响分析

退役期内，各种机械设备停用，工作人员陆续撤离，大气污染物、废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐步消失。

退役期的清理工作包括地面设施拆除。在此过程中，会产生设备清洗废水、废弃设备等，此外还会产生少量扬尘、部分废弃设备和废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃设备、残渣等进行集中清理收集，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

5.4 环境风险分析

5.4.1 评价依据

本工程涉及的风险物质为原油、伴生气。风险单元为原油处理系统，原油主要分布在三相分离器、多功能处理器等容器内。本次评价按照原油处理系统各处理设备、管线容积计算，据此计算原油最大在线量，据此计算危险物质与临界量的比值（Q 值）计算结果详见表 5.4-1。

表 5.4-1 各风险单元 Q 值一览表

| 风险单元 | | 风险物质在线量 (t) | | 风险物质临界量 (t) | Q 值 |
|--------|---------------------------------------|-------------|--------|-------------|--------|
| 原油处理系统 | 三相分离器 | 原油 | 94 | 2500 | 0.038 |
| | | 伴生气 | 1.5 | 10 | 0.15 |
| | 多功能处理器 (容积为 220m ³) | 原油 | 196.7 | 2500 | 0.079 |
| | 管线(合计容积 20.12m ³) | 原油 | 18 | 2500 | 0.0072 |
| | | 伴生气 | 0.014 | 10 | 0.0014 |
| | 伴生气中 | 硫化氢 | 0.0005 | 2.5 | 0.0002 |
| 合计 | | / | / | / | 0.2758 |

三相分离器最大停留时间为 30min，在线量按照 30min 内的存在量计算

根据上表计算结果，Q 值小于 1，风险潜势为 I。

5.4.2 评价等级判定及评价范围

(1) 评价等级

本项目环境风险潜势为 I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ T169-2018) 判定，本项环境风险评价等级为简单分析。

表 5.4-2 环境风险评价工作级别划分

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

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

(2) 评价范围

评价等级为简单分析，不设评价范围。

5.4.3 环境敏感目标

简单分析不设评价范围，无环境敏感目标。

5.4.4 环境风险识别

(1) 物质危险性识别

危险物质主要为原油、伴生气和伴生气中的硫化氢，危险物质的主要物化、毒理性质、危险等级划分见表 5.4-3。

表 5.4-3 原油的理化性质及危险级别分类情况

| 序号 | 名称 | 组分 | 毒性 | 燃烧爆炸特性参数 | 危险级别 |
|----|----|------------|----------------------------------|-----------------------------|---------|
| 1 | 原油 | 由各种烃类和非烃类化 | 本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾，吸入大量可引起危害；有刺激 | 热值：41870kJ/kg 火焰温度：1100℃ | 属于高闪点液体 |

| 序号 | 名称 | 组分 | 毒性 | 燃烧爆炸特性参数 | 危险级别 |
|----|-----|-------------------------|---|--|---------------|
| | | 合物所组成的复杂混合物 | 和麻痹作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头晕、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状 | 沸点：300°C~325°C 闪点：23.5°C 爆炸极限 1.1%~6.4% (V) 自然燃点 380°C~530°C | |
| 2 | 伴生气 | 多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷等 | 天然气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空气中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废 | 热值：50009KJ/kg 爆炸极限 5%~14% (v) 自然燃点 482°C~632°C | 属于 5.1 类中易燃气体 |
| 3 | 硫化氢 | 硫化氢气体 | 本品是强烈的神经毒物，对粘膜有强烈刺激作用。 急性中毒：短期内吸入高浓度硫化氢后出现流泪、眼痛、眼内异物感、畏光、视物模糊、流涕、喉部灼热感、咳、胸闷、头痛、头晕、乏力、意识模糊等。部分患者可有心肌损害。重者可出现脑水肿、肺水肿。极高浓度(1000mg/m ³ 以上)时可在数秒钟内突然昏迷，呼吸和心跳骤停，发生闪电型死亡。高浓度接触眼结膜发生水肿和角膜溃疡。长期低浓度接触，引起神经衰弱综合征和植物神经功能紊乱。 | 易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热可引起燃烧炸。与浓硝酸、发烟硝酸或其它强氧化剂剧烈反应，发生爆炸。气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 | 易燃，具强刺激性。 |

(2) 生产设施危险性识别

三相分离器、多功能处理器等设计、设备制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为设备容器发生破裂造成的原油泄漏，事故发生时会有大量的原油溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的原油遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

(3) 风险类型识别

环境风险类型主要为原油、伴生气泄漏，进而引发火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

(4) 危险物质向环境转移的可能途径和影响方式

原油处理设备容器泄漏，泄漏的原油对周围大气环境和土壤环境产生一定的污染影响，可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的伴生气及硫化氢对周围大气环境产生一定的污染影响，泄漏的原油和伴生气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

5.4.5 环境风险分析

原油发生泄漏后，可能对周围土壤环境、大气环境、地下水环境产生一定的影响，具体影响分析如下：

（1）对土壤的影响分析

站内设备生泄漏后相当于向土壤中直接注入油品，油品渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。根据类比调查结果可知，油品泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小，在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。根据非正常工况下土壤环境影响分析结果可知，站内设备原油事故发生后及时采取措施并将受污染的土壤清理，不会对土壤环境产生明显不利影响。

②对植被的影响

原油泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏油品直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的油品中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

③对地下水环境的影响

站内设备发生泄漏后，泄漏的油品下渗，进而导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时发现、及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过

包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：土壤尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90% 以上的泄漏原油。项目区土壤在消除土体裂隙和根孔影响的试验条件下，石油类下渗下移的深度不会超过 30cm，承压水顶板埋深在 50~100m 以下，泄漏的原油进入地下水的概率很小，并定期对设备进行检修，将事故发生的概率降至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

综上所述，发生原油泄漏事故后，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水环境产生大的影响。

⑤对大气环境的影响分析

站内设备发生泄漏事故后，油气进入环境空气，其中的 NMHC 和硫化氢可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区周围无环境敏感目标，且地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

6 环境保护措施论证分析

6.1 施工期环境保护措施

6.1.1 施工期大气污染防治措施

(1) 合理规划运输道路线路，尽量利用现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。

(2) 材料及临时土方等在施工场地临时堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖，运输车辆在施工区域应尽量低速行驶，严禁超载。

(3) 优化施工组织，缩短施工时间。

(4) 严格控制施工作业面积，施工区域定期洒水抑尘，避免在大风天气作业。

(5) 施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整。

(6) 运输车辆及施工机械采用符合国家标准的油品，定期对施工机械及运输车辆保养维护。

(7) 管线焊接时，使用国家合格的焊条产品。

6.1.2 施工期废水污染防治措施

(1) 管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为悬浮物，试压结束后，用于项目区洒水抑尘。

(2) 混凝土养护废水污染物为悬浮物，自然蒸发处理。

6.1.3 施工期噪声污染防治措施

(1) 在设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减振措施。

(2) 加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.1.4 施工期固体废物防治措施

(1) 建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场。

(2) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

(3) 施工结束后，站场废物全部进行清理，对可回收物优先回收处理，做到

“工完、料尽、场地清”。

(4) 施工单位应严格按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求对建筑垃圾进行妥善处置，具体措施如下：

①编制建筑垃圾处理方案，采取污染防治措施，并报相关人民政府环境卫生主管部门备案。

②及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾等固体废物，并按照当地环境卫生主管部门的规定进行利用或者处置。施工建筑垃圾中的一部分如建筑废模块、建筑材料下角料、废管材、断残钢筋头等可以回收利用的优先回收利用；另一部分无法回收利用的，施工单位集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理。

③不得擅自倾倒、抛撒或者堆放工程施工过程中产生的建筑垃圾，做到及时处置，避免占用土地对城市景观造成不良影响。

6.1.5 施工期土壤环境保护措施

(1) 应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

6.1.6 施工期生态环境保护措施

(1) 施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的境界。

(2) 施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期植被自然恢复；对永久占地进行砾石铺垫等地面硬化处理，以减少风蚀量；尽量利用施工时产生的表层土对临时占地进行覆盖，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定；采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，临时占地内植被在未来 3~5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复；恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率。

(3) 环境管理措施

①确保各环保设施正常运行，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的荒漠植被；避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

②加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动植物的观念，严禁捕杀任何野生动物。

③加强施工期环境监理，监理的重点内容：原油处理系统施工情况、施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

6.1.7 水土流失防治措施

(1) 对站场占地范围内进行夯实，永久占地的地表层铺压砾石层或采取水泥硬化，减少扬尘，定期洒水抑尘。

(2) 严格控制和管理运输车辆的运行范围，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

(3) 土方回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。经过的斜坡、土坎等地段，工程设计中应修筑护坡堡坎的方式来防止水土流失。

6.1.8 防沙治沙措施

为避免项目区土壤沙化，建设单位应严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）中有关规定，执行以下防沙治沙防治措施：

(1) 土地临时使用过程中发现土地沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

(2) 大力宣传《防沙治沙法》，使施工人员知法、懂法、守法，自觉保护林草植被，自觉履行防治义务。禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。

(3) 施工结束后对占地进行平整，清运现场遗留的污染物。

(4) 严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。

(5) 对项目永久占地范围硬化，采用水泥地面或铺垫。

(6) 加强对野生植物的保护，严禁破坏梭梭、怪柳等优良固沙植被；加强运营期管理，严禁随意开设巡检道路，防止因人为扰动而导致项目区沙化。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 运营期大气环境保护措施

(1) 选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场内各设备、阀门等密封点每周进行目视观察，以防止跑、冒、漏、漏现象的发生；阀门、取样连接系统至少每 6 个月检测一次；法兰及其他连接件、其他密封设备至少每 12 个月检测一次；设备与管线组件初次启用或检维修后，应在 90d 内进行泄漏检测。当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识并及时修复。发现泄漏之日起 5d 内进行首次修复，应在发现泄漏之日起 15d 内完成修复。

(2) 原油处理设备应保持完好，不应有孔洞和裂隙；除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭。

(3) 每个停工检修期内对各类处理设备的完好情况进行检查，发现有不符合要求的，应在该停工检修期内完成修复；若延迟修复，应将相关方案报送生态环境主管部门确定；编制检查与修复记录并至少保存 3 年。

(4) 多功能处理器内置锅炉采用低氮燃烧器、清洁燃料伴生气，加强多功能处理器的维修保养。锅炉采用低氮燃烧器属于《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018）中的污染防治可行技术，采取的污染防治措施可行。

在采取上述措施后，页岩油联合站厂界 NMHC 的浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）企业边界污染物控制要求，硫化氢排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中的表 1 限值要求，锅炉燃烧烟气中各类污染物排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 大气污染物排放限值要求。

6.2.2 运营期废水污染防治措施

(1) 废水处置措施

采出水和装置排污废水均进入新建压裂返排液处理系统进行处理，处理达标后用于压裂液复配，不外排。

(2) 地下水污染防治措施

① 源头控制

建设单位要大力推行清洁生产，站内管道、设备、污水贮存构筑物要严格施工质量，加强巡检力度，防止跑冒滴漏现象的发生，并注意在生产过程中对废水收集系统的保护，定时对管道接口检查、维修。

采用高质量的油气处理设备，防止油水泄漏；定期对站内的设备、阀门进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

②分区防控

根据站内可能泄漏至地面区域污染物的性质和生产单元的构筑方式，以及潜在的地下水污染源分类分析，本次将新建多功能处理器和三相分离器处划为重点防渗区，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中地下水分区防控措施要求，重点防渗区的单元或设施的防渗性能需满足等效黏土防渗层 $MB \geq 6.0m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 。

③污染监控

依托页岩油联合站周围已有地下水监测井，定期对水质进行监控，监测因子主要为 pH、石油类、砷、六价铬，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准，其余执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，监测频次为每年一次。

④应急响应

针对应急工作需要，参照相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，成立应急指挥中心，负责编制应急方案，组建应急队伍，组织实施演习，协调各级、各专业应急力量支援行动。

6.2.3 运营期噪声污染防治措施

（1）合理布局各生产设备，设备选型尽可能选择低噪声设备。

（2）定期给新增设备保养维修。

（3）提高工艺过程自动化水平，尽量减少人员与噪声的接触时间，加强噪声防范，做好个人防护工作。

经以上措施，页岩油联合站厂界昼夜噪声值能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类声功能区环境噪声限值要求。

6.2.4 运营期固体废物污染防治措施

(1) 固体废物产生及处置情况

根据《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号)、《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),本项目危险废物主要为废润滑油、废润滑油桶、废含油抹布及劳保用品,收集后依托页岩油联合站内在建危险废物暂存设施,统一交由有相应危险废物处置资质单位接收处置。废破乳剂包装物由厂家回收处理。

(2) 危废收集、贮存和运输过程污染防治措施

废润滑油、废润滑油桶、废含油抹布及劳保用品的收集、贮存、运输须符合《危险废物收集 贮存 运输 技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移管理办法》(生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号)要求,相关资料存档备查。具体如下:

①危废收集过程污染防治措施

在危险废物收集过程中应采取以下防治措施:

※危险废物的收集应根据危险废物产生的工艺特征、排放周期、危险废物特性、废物管理计划等因素制定收集计划。收集计划应包括收集任务概述、收集目标及原则、危险废物特性评估、危险废物收集量估算、收集作业范围和方法、收集设备与包装容器、安全生产与个人防护、工程防护与事故应急、进度安排与组织管理等。

※危险废物的收集应制定详细的操作规程,内容至少应包括适用范围、操作程序和方法、专用设备和工具、转移和交接、安全保障和应急防护等。

※危险废物收集和转运作业人员应根据工作需要配备必要的个人防护装备,如手套、防护镜、防护服、防毒面具或口罩等。

※在危险废物的收集和转运过程中,应采取相应的安全防护和污染防治措施,包括防爆、防火、防中毒、防感染、防泄露、防飞扬、防雨或其它防止污染环境的措施。

※危险废物收集时应根据危险废物的种类、数量、危险特性、物理形态、运输

要求等因素确定包装形式，具体包装应符合如下要求：各类危险废物使用符合标准的容器盛装，装载危险废物的容器及材质要满足相应的强度要求，容器必须完好无损，材质和衬里要与危险废物相容（不相互反应）；性质类似的废物可收集到同一容器中，性质不相容的危险废物不应混合包装；危险废物包装应能有效隔断危险废物迁移扩散途径，并达到防渗、防漏要求；容器上必须粘贴符合标准的标签，标签信息填写完整翔实；盛装危废后的废包装桶及时转运至处置场所进行处置；盛装过危险废物的包装袋或包装容器破损后应按危险废物进行管理和处置；在危险废物的收集和转运过程中，应采取相应的安全防护和污染防治措施，包括防爆、防火、防中毒、防感染、防泄漏、防飞扬、防雨等其他防治污染环境的措施。

②危险废物的收集污染防治措施

设置作业界限标志和警示牌；收集时应配备必要的收集工具和包装物，以及必要的应急监测设备及应急装备；收集时应填写记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存；收集结束后应清理和恢复收集作业区域，确保作业区域环境整洁安全；收集过危险废物的容器、设备、场所及其他物品转作它用时，应消除污染，确保使用安全。

③危险废物贮存污染防治措施

本工程产生的含油污泥、废机油和废防渗材料临时贮存在新建危险废物贮存场，该危险废物贮存场满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关要求，运营期间应加强环境管理，危险废物存入危险废物贮存场前应对危险废物类别和特性与危险废物标签等危险废物识别标志的一致性进行核验，不一致的或类别、特性不明的不应存入；应定期检查危险废物贮存场状况，及时清理贮存场地面，更换破损泄漏的危险废物贮存容器和包装物，保证堆存危险废物的防雨、防风、防扬尘等设施功能完好；作业设备及车辆等结束作业离开危险废物贮存场时，应对其残留的危险废物进行清理，清理的废物或清洗废水应收集处理；贮存设施运行期间，应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存。

④危险废物的运输

危险废物运输应由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组织实施，承担危险废物运输的单位应获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质；

危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》(交通部令〔2005 年〕第 9 号)、JT617 以及 JT618 执行；运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照 GB18597 附录 A 设置标志；危险废物公路运输时，运输车辆应按 GB13392 设置车辆标志；危险废物运输时的中转、装卸过程应遵守如下技术要求：卸载区的工作人员应熟悉废物的危险特性，并配备适当的个人防护装备，装卸剧毒废物应配备特殊的防护装备；卸载区应配备必要的消防设备和设施，并设置明显的指示标志；危险废物装卸区应设置隔离设施，液态废物卸载区应设置收集槽和缓冲罐。

(3) 按照《环境保护图形标志固体废物贮存(处置)场》(GB15562.2)等有关规定，对危险废物的容器和包装物设置危险废物识别标志。

(4) 建设单位按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》有关要求制定，制定完善的危险废物管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案。

(6) 建设单位应建立污染环境防治责任制度，建立危险废物产生、收集、贮存、处置等全过程的污染环境防治责任制度；

(7) 建设单位应建立危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则。

6.2.5 运营期土壤环境保护措施

(1) 源头控制

页岩油联合站采出水和装置排污废水均进入压裂返排液处理系统处理，处理达标后回用于压裂液复配，不外排；各类危险废物集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置；产生的各类废物均可得到妥善处置，从源头减少了污染物的产生。

(2) 防渗措施

详见前节 6.2.2 章节。

6.2.6 运营期生态环境保护措施

(1) 定时巡查页岩油联合站内的设备设施，及时清理落地油，降低土壤污染。

(2) 加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。严禁砍伐植被。

(3) 严禁捕杀任何野生动物，在站场周边设置宣传牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

6.2.7 温室气体管控措施

(1) 原油脱水工艺采用先脱出游离水再加热，页岩油联合站进站分离器为三相分离器，脱出的水去采出水处理系统，降低加热负荷，减少天然气的用量，进一步减少二氧化碳排放。

(2) 选用电容器，自动进行无功补偿，以提高系统的功率因数。

(3) 新建多功能处理装置燃烧器选用高效燃烧器，提高多功能处理装置加热效率，降低燃气消耗。

(4) 站用电中的照明灯采用高效节能光源；配电网设置了无功补偿装置，线路功率因数不低于 0.85，站区功率因数不低于 0.95。

6.3 退役期环境保护措施

6.3.1 退役期大气环境保护措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(2) 在退役清理施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

6.3.2 退役期水环境保护措施

本项目退役期主要是对各项处理设施的拆除，各项油气处理设备清洗过程会产生清洗废水，主要污染物为石油类、悬浮物，采用罐车就近拉至油田处理站处理。

6.3.3 退役期噪声污染防治措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.3.4 退役期固体废物及土壤污染防治措施

(1) 地面设施拆除、清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中

清理收集。拆除设备外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至当地建筑垃圾填埋场，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(2) 油气处理装置中的容器设备清理时会产生少量的含油污泥，应交由有资质的单位进行无害化处置。

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.3.5 退役期生态环境保护措施

随着井区开采时间的延长，其储量将逐年降低，页岩油联合站最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场内设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

站场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使站场恢复到相对自然的一种状态。

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，严禁随意踩踏破坏植物；不得捕杀野生动物。加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.3.6 生态恢复治理方案

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井回填技术指南》（试行）和《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T43936-2024）的相关要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

②坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

（2）站场生态恢复治理

拆除联合站站各项生产设施，清除地面硬化、砾石铺垫，释放永久占地。最后进行场地清理，清除各种固体废物，并对占地进行平整，避免影响植被自然恢复。

（3）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，应对站场的临时占地内的土地进行平整，做到“工完、料净、场地清”。页岩油联合站各项处理装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，站场无油污、无垃圾。各类机动车辆固定线路，禁止随意开路。

工程施工结束后应按照《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）和《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T43936-2024）中矿山工业场地生态恢复要求，进行景观和植被恢复。站场拆除作业完成后应及时清理施工迹地，平整、压实，以便自然恢复。各项清退工作完成后，应向生态环境主管部门提出验收申请，按规定完成退役工程的验收。

6.4 环境风险防范措施及应急要求

6.4.1 站场事故风险防范措施

（1）原油处理系统新增设备采用质量合格的产品，定期进行巡检、维修及保养。

（2）对操作、维修人员进行培训，持证上岗。制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。运营期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

（3）设置可燃气体报警装置，设置明显的禁止烟火标志。

（4）加强管线接口的检查工作，防止腐蚀穿孔。定期进行壁厚检测，腐蚀余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换。

（5）配备一定的灭火器，其余消防设施依托页岩油联合站内现有消防设施，定期进行消防培训与实战演练，要求岗位工作人员具有较强的消防安全意识，加强

巡检，确保无异常情况出现。

6.4.2 环境风险应急处置要求

(1) 应急处置要求

发生泄漏事故时，上层能收集的原油回收至原油处理系统处理，无法收集的原油和受浸染的土壤等含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。若发生不可控风险事故，应立即启动应急预案，由应急领导小组对事故进行处理。

(2) 应急预案

建设单位应编制突发环境事件应急预案，并按照《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》中的规定上报相关行政主管部门备案。预案应包括但不限于以下基本内容：

①总则

※简述应急预案编制目的；

※简述应急预案编制所依据的法律、法规和规章，以及有关行业管理规定、技术规范 and 标准等；

※说明应急预案适用的范围，以及突发环境事件的类型、级别；

※说明应急预案体系的构成情况；

※说明公司应急工作的原则。

②基本情况

阐述项目基本概况、环境风险源基本情况、周边环境状况及环境保护目标调查结果。

③环境风险源与环境风险评价

阐述本项目的环境风险源识别及环境风险评价结果，以及可能发生事件的后果和波及范围。

④组织机构及职责

※组织体系

公司应成立应急救援指挥部，根据项目实际运行情况设置分级应急救援的组织

机构，尽可能以组织结构图的形式将构成单位或人员表示出来。

※指挥机构组成及职责

明确由公司主要负责人担任指挥部总指挥和副总指挥，环保、安全、设备等部门组成指挥部成员单位；车间应急救援指挥机构由车间负责人、工艺技术人员和环境、安全与健康人员组成；生产工段应急救援指挥机构由工段负责人、工艺技术人员和环境、安全与健康人员组成。

应急救援指挥机构根据事件类型和应急工作需要，可以设置相应的应急救援工作小组，并明确各小组的工作职责。

在明确企业应急救援指挥机构职责的基础上，应进一步明确总指挥、副总指挥及各成员单位的具体职责。

⑤预防与预警

※环境风险源监控

明确对环境风险源监测监控的方式、方法，以及采取的预防措施。说明生产工艺的自动监测、报警、紧急切断及紧急停车系统，可燃气体、有毒气体的监测报警系统，消防及火灾报警系统等。

※预警行动

明确事件预警的条件、方式、方法。

※报警、通讯联络方式

应包括以下内容：24 小时有效的报警装置；24 小时有效的内部、外部通讯联络手段；运输危险化学品、危险废物的驾驶员、押运员报警及与本单位、生产厂家、托运方联系的方式。

⑥信息报告与通报

明确信息报告时限和发布的程序、内容和方式，应包括内部报告、信息上报、信息通报。事件信息报告至少应包括事件发生的时间、地点、类型和排放污染物的种类、数量、直接经济损失、已采取的应急措施，已污染的范围，潜在的危害程度，转化方式及趋向，可能受影响区域及采取的措施建议等。

以表格形式列出上述被报告人及相关部门、单位的联系方式。

⑦应急响应与措施

※分级响应机制

针对突发环境事件严重性、紧急程度、危害程度、影响范围、公司控制事态的能力以及需要调动的应急资源，将本项目突发环境事件分为不同的等级。根据事件等级分别制定不同级别的应急预案，上一级预案的编制应以下一级预案为基础，超出公司应急处置能力时，应及时请求上一级应急救援指挥机构启动上一级应急预案。并且按照分级响应的原则，明确应急响应级别，确定不同级别的现场负责人，指挥调度应急救援工作和开展事件应急响应。

※应急措施

根据污染物的性质，事件类型、可控性、严重程度和影响范围，确定突发环境事件现场应急措施。

※应急监测

发生突发环境事件时，环境应急监测小组或单位所依托的环境应急监测部门应迅速组织监测人员赶赴事件现场，根据实际情况，迅速确定监测方案，及时开展应急监测工作，在尽可能短的时间内，用小型、便携仪器对污染物种类、浓度、污染范围及可能的危害做出判断，以便对事件及时、正确进行处理。

公司应根据事件发生时可能产生的污染物种类和性质，配置（或依托其他单位配置）必要的监测设备、器材和环境监测人员。

※应急终止

明确应急终止的条件以及应急终止后的行动。

⑧后期处置

※善后处置

受灾人员的安置及损失赔偿。组织专家对突发环境事件中长期环境影响进行评估，提出生态补偿和对遭受污染的生态环境进行恢复的建议。

※保险

明确公司办理的相关责任险或其他险种，对公司环境应急人员办理意外伤害保险。

⑨应急培训和演练

※培训

依据对公司员工、外部公众情况的分析结果，应明确应急救援人员的专业培训内容和方式；应急指挥人员、监测人员、运输司机等特别培训的内容和方式；员工环境应急基本知识培训的内容和方式；外部公众环境应急基本知识宣传的内容和方式；应急培训内容、方式、记录、考核表。

※演练

明确公司根据突发环境事件应急预案进行演练的内容、范围和频次等内容。

⑩奖惩

明确突发环境事件应急救援工作中奖励和处罚的条件和内容。

⑪保障措施

※经费及其他保障：明确应急专项经费（如培训、演练经费）来源、使用范围、数量和监督管理措施，保障应急状态时单位应急经费的及时到位。

※应急物资装备保障：明确应急救援需要使用的应急物资和装备的类型、数量、性能、存放位置、管理责任人及其联系方式等内容。

※应急队伍保障：明确各类应急队伍的组成，包括专业应急队伍、兼职应急队伍及志愿者等社会团体的组织与保障方案。

※通信与信息保障：明确与应急工作相关联的单位或人员通信联系方式，并提供备用方案。建立信息通信系统及维护方案，确保应急期间信息通畅。

根据公司应急工作需求而确定的其他相关保障措施（如：交通运输保障、治安保障、技术保障、医疗保障、后勤保障等）。

⑫预案的实施和生效时间

明确预案实施和生效的具体时间；预案更新的发布与通知。

6.4.3 环境风险简单分析表

本工程环境风险简单分析内容详见表 6.5-1。

表 6.5-1 环境风险简单分析一览表

| | |
|--------|---|
| 建设项目名称 | 页岩油联合站 50 万吨/年原油处理装置运维工程 |
| 建设地点 | 页岩油联合站行政隶新疆生产建设兵团第六师红旗农场管辖，西北距克拉玛依油田约 450km，西南距乌鲁木齐市约 123km，东南距离吉木萨尔县约 22km，东北距红旗农场约 7.5km。 |
| 地理坐标 | |

| | |
|-------------|--|
| 主要危险物质及分布 | 主要危险物质为原油、伴生气，主要分布在新建原油处理装置区 |
| 环境影响途径及危害后果 | 新建三相分离器、多功能处理器发生破损造成油品泄漏，污染土壤和大气，泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境；事故发生概率较低，发生事故时及时采取相应的应急措施，不会对周围环境产生明显影响 |
| 环境风险防范措施要求 | 原油处理系统新增设备采用质量合格的产品，定期进行巡检、维修及保养；设置可燃气体报警装置，设置明显的禁止烟火标志；加强管线接口的检查工作，防止腐蚀穿孔。定期进行壁厚检测，腐蚀余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换；配备一定的灭火器；建设单位应编制突发环境事件应急预案，并按照《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》中的规定上报相关行政主管部门备案。 |

6.5 环保投资分析

项目总投资 1124.87 万元，环保投资约 62 万元，占总投资的 5.51%。本工程环保投资估算见表 6.6-1

表 6.5-1 环境保护投资估算一览表

| 阶段 | 环境要素 | 项目名称 | 环保措施 | 投资 (万元) |
|---------|-------|-------------------------------|--|------------|
| 施工期 | 废气 | 施工机械尾气 | 使用达标油品，加强设备维护 | 3 |
| | | 站场等施工产生的施工扬尘 | 运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖 | 4 |
| | 固体废物 | 建筑垃圾 | 送至当地建筑垃圾填埋场 | 5 |
| | 噪声 | 施工机械及车辆噪声 | 选用低噪声设备、基础减振等 | 1 |
| 运营期 | 废气 | 无组织废气 | 选用质量合格的设备、阀门等，定期巡检 | 3 |
| | | 锅炉燃烧烟气 | 采用低氮燃烧器，烟气通过一根 8m 排气筒排放 | 10 |
| | 废水 | 采出水、装置排污水处理 | 依托压裂返排液系统处理 | 5 |
| | 固废 | 废润滑油、废润滑油桶、废含油抹布及劳保用品 | 交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置 | 5 |
| | 噪声 | 站场噪声 | 采用低噪声设备，高噪声设备采用基础减振、设置隔声间等措施 | 2 |
| 退役期 | 固体废物 | 站场拆除的建筑垃圾 | 建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场 | 2 |
| | 生态恢复 | 临时占地和永久占地 | 完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来站场的永久占地释放后植被和土壤的恢复 | 5 |
| 环境管理 | 环境监理 | 严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施 | 10 | |
| | 废气排放口 | 根据相关要求设置废气排放口标识 | | |
| 地下水保护措施 | | 站内新建设施装置区采取分区防渗 | 5 | |

| | | |
|----------|----------------------------|---|
| 环境风险防范措施 | 站内设置明显的禁止烟火标志；在站内路口等处设置风向标 | 2 |
| 合计 | | |

7 环境管理与监测计划

7.1 环境管理机构

7.1.1 环境管理机构

根据国家有关规定要求，为切实加强环境保护工作，搞好全场污染源的监控，建设单位应配备专职或兼职环保管理人员 1~2 人，负责项目的环保工作，其主要职责及工作内容如下：

①贯彻执行《中华人民共和国环境保护法》及其有关法律、法规，按国家的环保政策、环境标准及环境监测要求，指定环境管理规章制度，并监督执行；

②掌握本企业各污染源治理措施工艺、设备、运行及维护等资料，掌握废物综合利用情况，建立污染控制管理档案及管理台账；

③制定生产过程中各项污染物排放指标以及环保设施的运行参数，并定期考核统计；

④推广应用先进的环保技术和经验，组织开展环保专业技术培训，搞好环境保护的宣传工作，提高全场人员的环境保护意识；

⑤监督项目环保设施的安装、调试等工作，坚持“三同时”原则，保证环保设施的设计、施工、运行与主体工程同时进行；

⑥组织开展本单位环境保护专业技术培训，提高人员素质；

⑦认真落实企业污染物排放总量控制指标，解决落实过程出现的问题。

7.1.2 环境监督机构

新疆生产建设兵团生态环境主管部门审批本工程的环境影响报告书，第六师五家渠市生态环境局监督所辖行政区内该工程的环保竣工验收制度执行情况、排污许可证核发以及日常环境管理。

7.2 生产区环境管理

7.2.1 日常环境管理

(1) 搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测站场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理

的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

废水管理应按达标排放的原则，在生产过程中，运营期的采出水和装置排污废水均进入压裂返排液处理系统，处理达标后回用于压裂液复配。从废水排放方式看，用于生产回用是比较合理的油气田废水排放途径，提高了生产用水的重复利用率，充分发挥污水的再次利用价值。防止了环境的再污染，获得污水处理与资源化的最佳效益，具有较高的环境效益、经济效益。

废气污染源的控制是重点加强页岩油联合站原油处理过程中的无组织排放源和燃烧烟气的管理，以加强管理作为控制手段，减轻对周围环境产生的污染，达到污染物排放总量控制的环境保护目标。

（2）加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备和场所的操作规程及安排专门操作人员进行管理，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

（3）落实管理制度

除了加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

7.2.2 环境污染事故的预防与管理

（1）对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、经济等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故应急预案。

（2）强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像

和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

(3) 加强风险管理

由于本工程不确定潜在事故因素无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别不利影响因素，从而将项目运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

7.2.3 本工程 HSE 管理工作内容

应结合本工程施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：工艺流程分析、污染生态危害和影响分析、泄漏事故危害和风险影响分析、建立预防危害的防范措施、制定环境保护措施以及建立准许作业手册和应急预案。

7.2.4 施工期环境管理

建设单位在本工程施工期应加强对施工单位环境保护工作的监督与管理，施工单位应遵守相关环境保护法律法规，并严格落实本报告以及环评批复中提出的施工期环境保护要求；建立环境保护档案，对施工期采取的环境保护工作进行记录，保留施工前后施工区域的影像资料，便于建设单位进行监督检查。施工期相关的施工期环境保护行动计划见表 7.2-1。

表 7.2-1 施工期环境保护行动计划

| 序号 | 影响因素 | 环保措施 | 实施单位 | 实施时间 | 监督单位 | 资金保证 |
|----|------|--|-------|------|----------------------------|--------|
| 1 | 生态环境 | 施工过程中严格控制占地面积，规定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。站场建设施工前，也要严格规定临时占地范围。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，将施工期对生态环境影响降到最低。严禁施工人员踩踏植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地。 | 工程承包商 | 施工期 | 新疆生产建设兵团生态环境局、第六师五家渠市生态环境局 | 纳入工程费用 |
| 2 | 水环境 | 管道试压废水试压结束后，用于项目区洒水抑尘；混凝土养护废水污染物为悬浮物，自然蒸发处理 | | | | |
| 3 | 土壤环境 | 按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，施工产生的建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环 | | | | |

| | | | | | | |
|---|------|---|--|--|--|--|
| | | 境造成污染 | | | | |
| 4 | 声环境 | 在站场等地面工程施工过程中，选用效率高、噪声低的设备，并注意设备的正确使用和经常性维护，保持较低噪声水平。运输车辆限速、尽量减少鸣笛 | | | | |
| 5 | 大气环境 | 逸散性材料运输、装卸和堆放过程中采取加盖苫布等抑尘措施，严禁散落和尘土飞扬。施工期各机械设备应使用高品质的柴油，加强设备的维护，减少大气污染物的排放量 | | | | |
| 6 | 水土流失 | 合理安排时间，挖、填方尽量避开大风天气，堆放土方时，尽量减小土方坡度。表土剥离后单独存放，管沟开挖、填方作业时应尽量做到互补平衡，避免土方堆积。严格按规划的施工范围进行施工作业，不得随意开辟施工便道。施工期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等，防止水土流失 | | | | |
| 7 | 固体废物 | 建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场 | | | | |

7.2.5 运营期环境管理

- (1) 建立和实施建设单位运营期的健康、安全与环境（HSE）管理体系。
- (2) 贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律及法规。
- (3) 加强环保管理人员的培训、教育，学习先进的环保管理理念，提高管理人员的技术水平与业务能力，定期对运营期环境保护工作进行总结和分析，根据环保水平的发展进步持续改进、强化运营期的环境保护与管理要求。
- (4) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果；参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况及其处理结果，协同有关部门制定防治污染事故措施，并监督实施。
- (5) 项目运行后 3 至 5 年内，须组织开展环境影响后评价工作，对实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施。

为确保项目环保实施的落实，最大限度地减轻生产开发对环境的影响，本工程在运营期管理的主要内容见表 7.2-2。

表 7.2-2 运营期环境保护行动计划

| 序号 | 影响因素 | 环保措施 | 实施单位 | 监督单位 |
|----|--------|---|----------------|----------------------------|
| 1 | 生态环境 | 培训巡检人员相关环境保护知识，更好的保护沿线植被 | 中国（新疆）石油工程有限公司 | 新疆生产建设兵团生态环境局、第六师五家渠市生态环境局 |
| 2 | 声环境 | 定期对设备进行检修和维护，使其处于运行良好的状态。对页岩油联合站的厂界噪声进行定期监测 | | |
| 3 | 大气环境 | 加强对站场的设备和管线的巡检，减少油气的跑、冒、滴、漏。多功能处理器内置的燃气锅炉采用低氮燃烧器和清洁燃料天然气，定期对锅炉进行检维修，落实运营期废气监测计划 | | |
| 4 | 水环境 | 加强压裂返排液处理设施的检修，落实井处理过程中的环保措施 | | |
| 5 | 环境管理 | 建立环境管理体系和事故应急体系，实施环境监测计划 | | |
| 6 | 风险防范措施 | 编制突发环境事件应急预案，建立应急管理体系，对重大隐患和重大事故能够快速做出反应并及时处理 | | |
| 7 | 固体废物处置 | 危险废物委托具备相应危废处理资质的单位进行接收、转运和无害化处理 | | |

7.2.6 退役期环境管理

退役期环境管理主要内容见表 7.2-3。

表 7.2-3 退役期的环境保护行动计划

| 序号 | 影响因素 | 环保措施 | 实施单位 | 实施时间 | 监督单位 |
|----|--------|--|----------------|------|--------------|
| 1 | 生态环境 | 做好退役期的地表恢复工作，拆卸、迁移场站设备，恢复地貌 | 中国（新疆）石油工程有限公司 | 退役期 | 第六师五家渠市生态环境局 |
| 2 | 声环境 | 退役期间加强施工设备维护保养，合理安排施工时间 | | | |
| 3 | 大气环境 | 在对原有的设备拆卸、转移过程中会产生一定的扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气造成影响 | | | |
| 4 | 水环境 | 设备拆除如产生废液可拉运至压裂返排液处理装置处理，不排入周围环境，避免对周围环境造成的影响 | | | |
| 5 | 固体废物处置 | 固体废弃物分类收集，及时清运 | | | |

7.2.7 事故风险的预防与管理

（1）对风险事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效的措施，防止事故的发生。根据国内外油气田开发过程中相关设施操作事故统计和分析，工程运行风险主要来自第三方破坏、管道腐蚀和失误操作。对以上已确认的重大事故隐

患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、经济等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监管措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故应急预案。

（2）制定事故应急预案建立应急系统

首先根据本工程特点、国内外油气田开发事故统计与分析，制定突发事件的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，向上级汇报事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有的通讯设备，建立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

（3）制定事故应急预案培训

强化专业人员培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。在日常生活中要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员能及时查询到所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

7.3 污染物排放的管理要求

本工程污染物排放清单及管理要求见表 7.3-1、表 7.3-2。

表 7.3-1 有组织废气污染物排放清单

| 排气筒编号 | 污染物名称 | 污染因子 | 废气量 m ³ /a | 产生情况 | | | 治理设施 | 排放情况 | | | 执行标准 | 排放源参数 | | | 运行时间 |
|-------|--------|------|-------------------------|-------------------|--------|------|--------------------------|-------------------|--------|------|------|----------------------|------|------|------|
| | | | | mg/m ³ | kg/h | t/a | | mg/m ³ | kg/h | t/a | | 浓度 mg/m ³ | 高度 m | 直径 m | |
| DA001 | 锅炉燃烧烟气 | 二氧化硫 | 3947.66×10 ⁴ | 3 | 0.0131 | 0.11 | 安装低氮燃烧器、清洁燃料天然气，加强设备的检维修 | 3 | 0.0131 | 0.11 | 50 | 8 | 0.3 | 100 | 8400 |
| | | 氮氧化物 | | 144 | 0.649 | 5.45 | | 144 | 0.649 | 5.45 | 200 | | | | |
| | | 颗粒物 | | 3.8 | 0.017 | 0.14 | | 3.8 | 0.017 | 0.14 | 20 | | | | |

表 7.3-2 无组织废气污染物排放清单

| 类别 | 污染源 | 污染物 | 产生量 | 治理措施 | 污染物排放量 | 厂界浓度 (mg/m ³) | 面源排放参数 | | | 排放时间 (h/a) |
|-------|-----------|------|-----------|--------------------------|-----------|---------------------------|--------|-------|----------|------------|
| | | | | | | | 长 (m) | 宽 (m) | 排放高度 (m) | |
| 无组织废气 | 原油处理系统装置区 | NMHC | 0.7973t/a | 选用质量可靠的阀门、阀门等连接件，运营期加强检修 | 0.7973t/a | 4 | 85 | 20 | 5 | 8400 |
| | | 硫化氢 | 0.57kg/a | | 0.57kg/a | 0.06 | | | | |

表 7.3-3 噪声及固废等污染物排放清单

| 类别 | 环保措施 | 运行参数 | 污染物种类 | 排放标准 | |
|------|------------|----------------------------------|--|--------|--------------------|
| 噪声 | 设备噪声 | 选用低噪声设备+加防振垫+基础减振等 | 85~105dB(A) | 噪声 | 昼 60dB(A)夜 50dB(A) |
| 废水 | 采出水 | 送至压裂返排液处理系统，达标后回用于压裂液复配 | 26.9×10 ⁴ m ³ /a | 石油类 | / |
| | 装置排污水 | | 1000m ³ /a | 石油类 | / |
| | 生活污水 | 送至吉木萨尔县生活污水处理厂 | 23.4m ³ /a | COD、氨氮 | / |
| 固体废物 | 废润滑 | 集中收集后交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置 | 0.1t/a | 石油类 | / |
| | 废润滑油桶 | | 0.01t/a | 石油类 | / |
| | 废含油抹布及劳保用品 | | 0.01t/a | 石油类 | / |

| | | | | | |
|--|---------|----------------|---------|---|---|
| | 废破乳剂包装物 | | 13.3t/a | / | / |
| | 生活垃圾 | 送至吉木萨尔县生活垃圾填埋场 | 0.7t/a | / | / |

7.4 企业环境信息公开

建设单位应参照《企业环境信息依法披露管理办法》（部令第 24 号）等规定，并结合地方生态环境主管部门要求，依法披露企业环境信息。企业应公开以下内容：

- （1）企业基本信息，包括企业生产和生态环境保护等方面的基础信息；
- （2）企业环境管理信息，包括生态环境行政许可、环境保护税、环境污染责任保险、环保信用评价等方面的信息；
- （3）污染物产生、治理与排放信息，包括污染防治设施，污染物排放，有毒有害物质排放，工业固体废物和危险废物产生、贮存、流向、利用、处置，自行监测等方面的信息；
- （4）生态环境应急信息，包括突发环境事件应急预案、重污染天气应急响应等方面的信息；
- （5）生态环境违法信息；
- （6）本年度临时环境信息依法披露情况；
- （7）法律法规规定的其他环境信息。

7.5 环境监测与监管

7.5.1 施工期开展环境工程现场监理建议

为减轻建设项目对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本工程充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实施工程环境监理。

由于建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油新疆油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本工程的建设符合有关相关要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业阶段进行环境监理工作。

（1）环境监理人员要求

- ①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境保护相关法律、法规、

标准和政策，了解当地生态环境行政主管部门的环保要求。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油气田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②协助 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律、法规和政策。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作计划及重点见表 7.5-1。

表 7.5-1 现场环境监理工作计划

| 序号 | 场地 | 监督内容 | 监理要求 |
|----|---------|--|-------------|
| 1 | 各站场建设现场 | 1) 站场选址布设是否满足环评要求； 2) 站场施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； 3) 施工作业是否超越了限定范围，施工结束后，施工现场是否进行了及时清理； 4) 站场硬化是否达到要求； 5) 废水、废气、固体废物、噪声等污染是否达标排放和妥善处理 | 环评中环保措施落实到位 |
| 22 | 其它 | 1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； 2) 施工季节是否合适； 3) 有无砍伐、破坏施工区以外的植被，有无伤害野生动物等行为 | |

7.5.2 运营期环境保护监测计划

拟建装置均位于页岩油联合站，中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区已对页岩油联合站制定了详细的废气、噪声、泄漏检测与修复、土壤、地下水等监测计划，本项目运营期无组织废气、噪声、地下水等监测计划均依托吉庆油田作业区现有监测计划，监测因子、监测频次等均满足本项目需求，可以依托。

本次仅对锅炉燃烧烟气和土壤环境根据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-

2022) 相关规定, 制定监测计划, 详见表 7.5-2。

表 7.5-2 运营期环境监测计划

| 监测类型 | 监测对象 | 监测频率 | 监测点 | 监测因子 | 执行标准 | 监测时间 | 监测单位 |
|--------|--------------|-------|-----------------|---|-----------------------|---------|---------------|
| 污染源 | 废气 | 1 次/年 | 拟建多功能处理器内置锅炉排气筒 | 二氧化硫、氮氧化物、颗粒物和林格曼黑度 | GB13271-2014 表 2 | 竣工验收后开始 | 委托监测或建设单位自行监测 |
| 环境质量现状 | 土壤环境质量跟踪监测计划 | 1 次/年 | 原油处理装置区旁非地面硬化区域 | 石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬 | GB36600-2018 第二类用地筛选值 | | |

7.5.3 环境设施验收建议

(1) 验收范围

①与项目有关的各项环保设施, 包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段, 以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

(2) 验收内容

按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》中有关规定开展验收, 工程分两期建设, 应分期验收。环保验收建议清单见表 7.5-3。

表 7.5-3 “三同时”竣工验收调查建议清单

| 治理项目 | 污染源 | 污染因子 | 位置 | 防治措施 | 治理要求 | 验收标准 |
|------|------------|---------------------|---------------|------------------|-----------------|--|
| 废气 | 原油处理 | NMHC | 页岩油联合站 | 对设备进行定期检修和工艺运行管理 | 保持正常运行, 减少无组织排放 | 《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 中 4.0mg/m ³ |
| | | 硫化氢 | | | | 《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 中表 1 |
| | 锅炉燃烧烟气 | 二氧化硫、氮氧化物、颗粒物和林格曼黑度 | 多功能处理器内置锅炉排气筒 | 采用低氮燃烧器、清洁燃料天然气 | 达标排放 | 《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 表 2 |
| 废水 | 采出水和装置排污废水 | 石油类 | 页岩油联合站 | 进压裂返排液处理系统 | 处理达标后用于压裂液复配 | 处理系统出水水质监测数据 |
| 噪声 | 各类机泵 | 噪声 | 页岩油联合站 | 基础减振, 采用低噪声设备 | 厂界噪声达标排放 | 《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类 |
| 固废 | 废润滑油 | 危险废物 | 页岩油联 | 暂存于在建的危 | 交由有资质的 | 签订危险废物处置协议, |

| | | | | |
|--------------------|---|-------------------------|------|--------------|
| 油、废润滑油桶、废含油抹布及劳保用品 | 合站 | 废暂存间，交由有相应危险废物处理资质的单位处置 | 单位处置 | 落实危险废物转移联单制度 |
| 环境管理 | 环境管理制度是否建立并完善，环境管理制度及人员是否设置到位；施工期是否有环境监理报告或施工环保检查记录，是否保留必要的影像资料 | | | |

7.5.4 排污许可管理

本工程属于页岩油开采项目，涉及通用工序——锅炉，根据《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019 年版）规定，应实行登记管理。工程建成后应当在全国排污许可证管理信息平台填报排污登记表，登记基本信息、污染物排放去向、执行的污染物排放标准以及采取的污染防治措施等信息。

8 环境影响经济损益分析

8.1 环境效益分析

项目开发建设对环境造成的损失主要表现在突发事故污染造成的环境损失和其它环境损失。

本工程开发建设工程施工期短，施工“三废”和噪声影响较小。项目施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工期的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周边环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起设备泄漏事故，将对周围环境造成较严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各种补偿费用来体现。

本工程建成投产后，对该地区的资源开发、经济结构的优化及其它相关产业的带动发展都具有非常重要的意义。

8.2 社会效益分析

本工程开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展以及人民生活水平的提高具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本工程开发是支持地区经济发展的一项重大举措，对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地的 GDP，提高当地税收有着积极的作用。

8.3 环境经济损益分析结论

综上所述，在建设过程中存在一些不稳定因素，可能导致突发环境事件，因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

9 环境影响评价结论

9.1 建设项目概况

本次拟新建 1 列 50×10⁴t/a 的原油处理系统，紧邻现有的 2 列原油处理装置和在建原油处理装置布置，建成后 4 列处理装置一同运行，原油处理规模将达 200×10⁴t/a。新建处理系统原油处理工艺与现有工程一致，油气分离及原油脱水采用密闭流程，脱水工艺选择热化学沉降脱水和电化学处理组合脱水工艺。项目总投资 1124.87 万元，环保投资约 62 万元，占总投资的 5.51%。

9.2 环境质量现状结论

(1) 环境空气

项目区环境空气质量基本污染物中除了 PM_{2.5}、PM₁₀ 超标外，其余监测因子均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中的二级标准限值要求，超标原因主要与当地风沙季有一定的原因，属于环境空气质量不达标区。特征污染因子非甲烷总烃小时值浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的一次浓度限值(2000μg/m³) 要求；硫化氢浓度满足《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018) 中附录 D 限值要求。

(2) 地下水

评价结果表明，水质监测及评价结果表明，除 D2、D3 点溶解性总固体、总硬度有不同程度的超标，其余各点、各监测因子可满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III 类标准限值。分析 D2、D3 点溶解性总固体、总硬度因子超标原因，属于天然背景值超标。

(3) 声环境

各噪声监测点位均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类声功能区标准限值。

(4) 土壤

各监测因子监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准

（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。

9.3 污染物排放情况结论

（1）生态环境

页岩油联合站改造均在站内进行，不新增占地，不改变土地利用类型，对植被、植物影响仅限于站内，站内植物稀少，不会对植被产生明显影响。

（2）大气环境

施工期废气主要为扬尘、施工机械及车辆尾气和焊接废气等，施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失。运营期废气主要为原油处理过程中产生的无组织非甲烷总烃和多功能处理器内置锅炉燃烧烟气，产生的废气为持续的长期影响，页岩油联合站所处地域空旷，无组织挥发性有机废气可以得到较好扩散，预测结果表明各废气污染物对大气污染物浓度贡献值小，项目实施后不会对周围环境产生明显影响。

（3）水环境

施工期废水主要为管道试压废水和混凝土养护废水，管道试压采用清水，试压结束后用于项目区洒水抑尘，混凝土养护废水自然蒸发处理。运营期废水主要为采出水、装置排污水和生活污水，采出水和装置排污水管输至压裂返排液系统进行处理，达标后用于压裂液复配；生活污水送至吉木萨尔县生活污水处理厂处理，各类废物均得到妥善处置，不会对周围水环境产生明显不利影响。

非正常工况下，新建设备和管线破损泄漏导致油品外泄时，有可能导致石油类等污染物通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。通过采用质量合格的生产设备，加强巡检，及时更换老旧设备等措施进行防范。

（4）噪声

施工期的噪声源主要为施工机械和施工车辆，施工短暂，只对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声仅对施工人员产生影响；运营期噪声主要为多功能处理器、三相分离器等运行噪声，选用低噪声设备、基础减振等措施，经预测页岩油联合站厂界昼夜噪声值均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准（昼间 60dB（A），夜间 50dB（A））。

本工程周边无人群居住等声敏感目标，项目开发建设中的噪声对声环境质量影响不大。

(5) 固体废物

施工期固体废物主要为建筑垃圾，集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。运营期固废主要包括日常检修及巡检产生的废润滑油、废润滑油桶、含油抹布及劳保用品、废破乳剂包装物、生活垃圾和事故状态下的落地油，废润滑油、废润滑油桶、含油抹布及劳保用品和事故状态下的含油污泥集中收集后交由有相应危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理，废破乳剂包装物由厂家回收利用，生活垃圾送至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处理。综上所述，本工程产生的固体废物均得以妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。

(6) 土壤环境

施工期按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。采出水、压裂返排液和装置排污废水均进入压裂返排液处理系统处理，处理达标后回用于压裂液复配，不外排；生活污水送至吉木萨尔县生活污水处理厂处理；各类危险废物集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置；产生的各类废物均可得到妥善处置，从源头减少了污染物的产生；通过采取分区防渗措施可有效保护土壤。

(7) 环境风险

本工程涉及的危险物质为原油和伴生气，风险潜势为I，项目可能发生的风险事故类型主要为新增设备和管线泄漏事故。油品发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；项目区包气带对石油类污染物的截留能力较强，泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

9.4 环境保护措施

(1) 生态环境

施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界；施工结束后，及时对施工场地进行平整；对永久占地进行砾石铺垫等地面硬化处理；加强施工期环境监理。

定时巡查站场设备设施等，及时清理落地油，降低土壤污染；加强环境保护宣传工作，提高环保意识；严禁砍伐植被；严禁捕杀任何野生动物，在站场周边设置宣传牌。

（2）大气环境

定期对设备进行保养维护；合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。严禁在大风天气进行土方作业；逸散性材料运输采用苫布遮盖；优化施工组织，管线分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

选用质量可靠的设备、仪表、阀门等，定期巡检，对新建的设备、阀门、法兰、管线等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；燃气锅炉采用低氮燃烧器、清洁燃料天然气，加强对锅炉的维修保养。

（3）水环境

施工期废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水。管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为悬浮物，试压结束后，用于项目区洒水抑尘，混凝土养护废水主要靠自然蒸发处理。运营期采出水和装置排污水管输至页岩油联合站外的压裂返排液处理装置，出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）中的相关要求后用于压裂液的复配，生活污水排至站外化粪池，清运至吉木萨尔县生活污水处理厂处理。

（4）噪声

施工期设备选型上采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减震措施；加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意鸣笛。

运营期尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理；定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；加强噪声防范，做好个人

防护工作。

(5) 固体废物

固体废物主要为建筑垃圾，集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。运营期固体废物主要为废破乳剂包装物、废润滑油、废润滑油桶、废含油抹布及劳保用品和生活垃圾，废破乳剂包装物由厂家回收利用，废润滑油、废润滑油桶、废含油抹布及劳保用品属于危险废物，集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置，生活垃圾送至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处理。

(6) 土壤环境

施工期应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动；施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失；施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

运营期加强废水和固体废物管理，新建装置区采用砾石铺垫，加强站场设备、阀门、法兰、管线的巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受浸染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收处置。

(7) 环境风险

原油处理系统新增设备采用质量合格的产品，定期进行巡检、维修及保养；设置可燃气体报警装置，设置明显的禁止烟火标志；加强管线接口的检查工作，防止腐蚀穿孔。定期进行壁厚检测，腐蚀余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换；配备一定的灭火器；建设单位应编制突发环境事件应急预案，并按照《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》中的规定上报相关行政主管部门备案。

9.5 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，已进行了两次网上公示，在第二次公示期间发布了两次报纸公示并张贴了公告，公示期间没有收到公众意见反馈。

9.6 经济损益性分析

本工程在建设过程中存在一些不稳定因素，可能导致突发环境事件，因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

9.7 环境管理与监测计划

本次评价根据工程的特点，提出了相关的环境管理要求和监测计划，要求建设单位务必按照环评要求落实各项措施。

9.8 总结论

本工程符合国家相关产业政策。运营期废气能实现“达标排放”，工业废水零排放，固体废物实现“无害化”处置；建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统的或生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的。项目公示期间均未收到公众反馈意见。从环境保护角度论证建设可行。建设单位应在项目完成竣工环保验收并稳定运行 3 至 5 年后、退役前均开展后评价工作。