

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）变更
环 境 影 响 报 告 书

（拟报批版）

建设单位：中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区

编制单位：中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司

编制时间：二〇二五年八月

目 录

1 概述	5
1.1 项目背景	5
1.2 建设项目主要特点	6
1.3 环境影响评价过程	6
1.4 分析判定相关情况	7
1.5 关注的主要环境问题及环境影响	7
1.6 报告书主要结论	8
2 总则	9
2.1 编制依据	9
2.2 评价目的与原则	14
2.3 评价时段	15
2.4 环境影响因素识别及评价因子	15
2.5 环境功能区划及评价标准	17
2.6 评价等级与评价范围	22
2.7 环境保护目标	28
2.8 评价内容与重点	29
2.9 相关规划及政策符合性分析	30
3 建设项目工程分析	46
3.1 区域位置	46
3.2 现有工程概况及环境影响回顾	46
3.3 改扩建项目工程概况	56
3.4 工艺流程	74
3.5 污染源源强核算	83
3.6 总量控制指标	104
3.7 清洁生产分析	104

4 环境质量现状调查与评价	108
4.1 自然环境现状调查与评价	108
4.2 环境保护目标调查	111
4.3 环境质量现状调查与评价	111
5 环境影响预测与评价	134
5.1 施工期环境影响预测与评价	134
5.2 运营期环境影响预测与评价	139
5.3 退役期影响分析	155
5.4 环境风险分析	156
6 环境保护措施论证分析	162
6.1 施工期环境保护措施	162
6.2 运营期环境保护措施	165
6.3 退役期环境保护措施	175
6.4 环境风险防范措施及应急要求	177
6.5 环境保护措施可行性分析	180
6.6 环保投资分析	180
7 环境管理与监测计划	182
7.1 环境管理机构	182
7.2 生产区环境管理	182
7.3 污染物排放的管理要求	187
7.4 企业环境信息公开	192
7.5 环境监测与监管	192
8 环境影响经济损益分析	197
8.1 环境效益分析	197
8.2 社会效益分析	197

8.3 环境经济损益分析结论.....	197
9 环境影响评价结论.....	198
9.1 建设项目概况.....	198
9.2 环境质量现状结论.....	198
9.3 污染物排放情况结论.....	199
9.4 环境保护措施.....	201
9.5 公众意见采纳情况.....	202
9.6 经济损益性分析.....	202
9.7 环境管理与监测计划.....	202
9.8 总结论.....	202

1 概述

1.1 项目背景

吉木萨尔凹陷页岩油层富集区位于新疆准噶尔盆地东部，2013 年在该区开展了先导试验，试验效果良好。2018 年正式开始大规模开发，并于 2019 年建设了页岩油联合站，设计原油处理能力 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ 。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。

根据《新疆油田公司“十四五”发展规划》，吉木萨尔凹陷页岩油建产工程是规划的重点工程，规划期计划新增产能 246.5 万吨，预计页岩油 2024 年产能将达 100 万吨以上，页岩油联合站现有处理能力将不能满足新增产能的处理需求。为满足规划近期处理需求，中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区于 2024 年拟实施《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）》，该项目 2024 年 6 月 14 日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。

随着页岩油井区滚动开发，产能逐年增加，由于原设计处理工艺“重力除油+电化学处理+生物处理”工艺药剂使用量大，导致污泥量较大，存在运营成本高、污泥量大的问题，同时设计处理规模不能满足压裂返排液的处理需求，为此中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区拟将压裂返排液处理系统设计处理规模由 $3000 \text{m}^3/\text{d}$ 变更为 $4800 \text{m}^3/\text{d}$ ，处理工艺由“重力除油+电化学处理+生物处理”变更为“重力除油+电化学处理+固液分离”，新增 1 套 $10 \text{m}^3/\text{h}$ 的压裂返排液中试试验装置；同时为了回收站内事故罐和卸油缓冲罐挥发的 VOCs，增加了 1 套处理规模 $1500 \text{Nm}^3/\text{d}$ 的大罐抽气装置；新增 1 套伴生气处理装置及燃气发电装置；为回收站外现有 15 万方池中 9#池的原油，在万方池 9#池旁新建 2 套老化油处理系统，并在万方池 8#池旁新建 1 座 2 车位卸油台、2 座 60m^3 的卸油罐。

压裂返排液处理系统处理能力增加了 $1800 \text{m}^3/\text{d}$ ，处理工艺亦发生变化导致新增

了污染物氯气和氯化氢，且新增了 2 套老化油处理系统、伴生气处理装置、燃气发电装置、卸油台及卸油罐等装置，根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）相关规定，本项目变动情况属于重大变动，应重新报批环境影响报告书。

1.2 建设项目主要特点

本项目拟对页岩油联合站进行扩建，并对 15 万方池中的老化油进行处理，项目不涉及油气生产井、集输管线等区块开发建设活动，不属于区块滚动开发项目，站内新增原油处理系统、压裂液处理系统，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主要来自页岩油、压裂返排液处理、老化油处理系统、伴生气处理系统、燃气发电装置、卸油设施等运行过程中废气排放，压裂返排液处理系统达标出水回用于压裂液的复配，不外排。含油污泥、清罐底泥、废防渗材料、废机油、废油桶、废含油抹布及劳保用品、废脱硫剂和废分子筛等危险废物，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。此外，为了节约能源、减少碳排放，低含水原油加热充分利用站内污水的余热，具有较好的环境效益。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

本工程属于页岩油开采项目，属于《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》中“五、石油和天然气开采业—8、页岩油开采”，应编制环境影响报告书。

中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区于 2025 年 4 月委托中勘冶金勘察设计院有限责任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

1.4.1 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——一七、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。

1.4.2 选址合理性分析

本项目评价范围内除涉及水土流失重点治理区、牧草地外，不涉及其他环境敏感区，无环境制约因素。原油处理系统、压裂返排液处理系统、大罐抽气装置均在页岩油联合站内部实施，不新增占地，老化油处理系统及卸油设施紧邻 15 万方池，伴生气处理装置及燃气发电装置紧邻页岩油联合站，选址处植被比较稀疏，野生动物很少，对区域生态环境影响较小。运营期各类废气、噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均可得到妥善处置，环境风险可防可控，对周围环境影响较小。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 关注的主要环境问题及环境影响

本工程为页岩油开采项目，环境影响主要来源于页岩油、压裂返排液处理、老化油处理系统、卸油设施、伴生气处理装置及燃气发电装置等工艺过程。本次评价主要针对工程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废气、废水、噪声和固体废物等影响分析，页岩油处理过程环境风险分析，以及事故状态下原油、伴生气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产业政策、相关规划、生态环境分区管控方案相关要求；运营期废气、噪声能实现达标排放，废水和固体废物均可得到妥善处置；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) 《中华人民共和国环境保护税法》（2018 年修订），2018 年 10 月 26 日；
- (10) 《中华人民共和国野生动物保护法》，2018 年 10 月 26 日；
- (11) 《中华人民共和国防沙治沙法》，2018 年 10 月 26 日；
- (12) 《中华人民共和国水土保持法》（2010 年修订），2011 年 03 月 01 日；
- (13) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年修订），2012 年 07 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（2025 年版）》，部令第 36 号，2025 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。

（24）《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；

（25）《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；

（26）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010 年 10 月 01 日；

（27）《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；

（28）《建设项目环境保护管理条例》，2017 年 10 月 01 日；

（29）《排污许可管理条例》，2021 年 03 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理法〉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）《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；

（16）《新疆生产建设兵团 2023 年度生态环境分区管控动态更新成果公告》，2024 年 12 月 16 日；

（17）《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》(HJ 1259-2022), 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）《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）变更环评委托书》，中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区，2025 年 4 月；

（2）《新疆昌吉油田芦草沟组页岩油产能建设项目（地面工程）初步设计》，中油（新疆）石油工程有限公司，2024 年 11 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行性和合理性。

（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响。

（3）突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，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 环境影响因素识别及评价因子

2.4.1 环境影响因素识别

（1）环境影响因素

施工期——对环境的影响主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气、混凝土养护废水、管道试压废水、噪声及建筑垃圾等污染影响，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原油处理系统、老化油处理系统、伴生气处理系统等处理过程的阀门、法兰等处产生的无组织废气，卸油设施阀门、法兰等处产生的无组织废气，采出液装卸废气、燃气发电机燃烧废气、含油污泥处理及暂存废气，电化学氧化装置废气，采出水、装置排污水、软化废水和锅炉排污水、含油污水、生活污水、噪声、含油污泥、清罐底泥、废包装物、废防渗材料、废机油、废油桶、废含油抹布及劳保用品、废脱硫剂和废分子筛、废离子交换树脂等，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	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	+	0	0	0	+	+
	废水	凝土养护废水、管道试压废水	0	0	0	0	0	0
	固废	建筑垃圾	0	0	0	+	+	+
	噪声	施工机械及人员活动	0	0	+	0	0	+
运营期	废气	原油处理系统、老化油处理系统、伴生气处理系统等处理过程	++	0	0	0	+	+

		的阀门、法兰等处产生的无组织废气，卸油设施阀门、法兰等处产生的无组织废气，采出液装卸废气、燃气发电机燃烧废气、含油污泥处理及暂存废气，电化学氧化装置废气						
	温室气体	二氧化碳、甲烷	++	0	0	0	++	++
	废水	采出水、装置排污水、软化废水和锅炉排污水、含油污水、生活污水	0	0	0	0	0	0
	固废	含油污泥、清罐底泥、废包装物、废防渗材料、废机油、废油桶、废含油抹布及劳保用品、废离子交换树脂、废脱硫剂和废分子筛	0	0	0	0	0	0
	噪声	机泵、风机等	0	0	++	0	0	+
	环境风险	各类设备泄漏	+	++	+	++	++	+
退役期	废气	施工扬尘、施工机械尾气	+	0	0	+	+	+
	噪声	施工机械及人员活动	0	0	+	0	0	+
	固废	拆卸后的建筑垃圾、废弃设备	0	0	0	+	+	+

注：0：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

2.4.2 评价因子

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）中未规定石油类、石油烃（ $C_6 \sim C_9$ ）限值要求，故本次土壤评价因子不考虑石油类、石油烃（ $C_6 \sim C_9$ ）；环境影响评价因子详见表 2.4-2，环境现状调查因子详见表 2.4-3。

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	硫化氢、非甲烷总烃（NMHC）、氯化氢、氯气、	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总	pH 值、石油烃（ $C_{10} \sim C_{40}$ ）、汞、砷、六价	昼间、夜间等效声级（ L_{eq} 、

		SO ₂ 、NO _x 、颗粒物和温室气体（CO ₂ 和甲烷）	硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	铬、土壤盐分含量等	L _n)
--	--	---	----------------------	-----------	------------------

表 2.4-3 环境现状调查因子筛选一览表

环境要素	评价因子
地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、TO 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、菌落总数、钠、硫化物
环境空气	PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、NMHC、H ₂ S、氯气和氯化氢
声环境	等效连续 A 声级
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）表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃、pH、土壤盐分含量和《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
生态环境	调查土地利用类型、植被类型、野生动物组成及分布特征；生态系统的类型、面积及空间分布、水土流失、土地沙化现状 地表扰动面积及类型、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性、植被覆盖度

2.5 环境功能区划及评价标准

2.5.1 环境功能区划

环境功能区划情况详见表 2.5-1。

表 2.5-1 区域的环境功能区划一览表

环境要素	环境功能区划	划分依据
环境空气	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类功能区	项目区不属于自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域
地下水环境	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类区	主要用于工业用水
声环境	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类功能区	位于 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）第二类用地筛选值	占地属于第二类建设项目用地
	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618—2018）表 1	评价范围内存在牧草地
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	

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 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 CO 、 O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级浓度限值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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 执行， H_2S 、氯气和氯化氢参照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 D 推荐值，各标准取值见表 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	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	GB3095-2012 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	$\text{PM}_{2.5}$	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	
		1 小时评价	10		
7	NMHC	一次浓度限值	2.0	mg/m^3	《大气污染物综合排放标准》详解
8	H_2S	1 小时平均	10	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	HJ2.2-2018 附录 D 参考限值
9	氯化氢	1 小时平均	50		
10	氯气	1 小时平均	100		

②水环境

运营期采出水、装置排污水、含油污水、锅炉排污水和软化废水均经压裂返排液处理系统出水用于压裂液复配，生活污水、锅炉排污水和高含盐废水送至吉木萨尔县生活污水处理厂处理，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	12	亚硝酸盐	≤1
2	总硬度	≤450	13	总大肠菌群, N/100mL	≤3.0
3	溶解性总固体	≤1000	14	六价铬	≤0.05
4	挥发性酚类	≤0.002	15	汞	≤0.001
5	氨氮	≤0.5	16	铁	≤0.3
6	氰化物	≤0.05	17	砷	≤0.01
7	石油类	≤0.05	18	耗氧量	≤3
8	氟化物	≤1.0	19	铅	≤0.20
9	氯化物	≤250	20	镉	≤0.005
10	硫酸盐	≤250	21	镍	≤0.02
11	硝酸盐	≤20	22	钠	≤200

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
等效连续 A 声级	昼间 60	夜间 50	GB3096-2008 2 类

④土壤环境

占地范围内全部监测因子及占地范围外的六价铬、石油烃均执行《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，占地范围外其余各监测点的重金属执行《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 限值要求。标准限值见表 2.5-5 和表 2.5-6。

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	蔡	70
40	苯并（b）荧蒽	15	/	/	/
其他项目					
46	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	4500	/	/	/

表 2.5-6 农用地土壤污染风险筛选值

序号	项目	单位	标准限值（mg/kg）pH>7.5
1	pH	无量纲	/
2	砷	mg/kg	25
3	镉	mg/kg	0.6
4	铜	mg/kg	100
5	铅	mg/kg	170
6	汞	mg/kg	3.4
7	镍	mg/kg	190
8	铬	mg/kg	200
9	锌	mg/kg	300

（2）污染物排放标准

①废气

页岩油联合站、老化油处理系统、卸油设施、伴生气处理系统及燃气发电装置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，页岩油联合站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，电化学氧化装置废气执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2

限值要求。

目前国家尚未颁布燃气发电机燃烧烟气的污染物排放标准，根据原国家环境保护总局《关于柴油发电机排气执行标准的复函》（环函〔2005〕350 号）及部长信箱 2017 年 01 月 11 日《关于〈大气污染物综合排放标准〉（GB16297-1996）的适用范围的回复》，柴油发电机污染物排放浓度按照《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的最高允许排放浓度指标进行控制，对排气筒高度和排放速率暂不作要求。燃气发电机、汽油发电机与柴油发电机工作原理相同，故燃气发电机燃烧烟气中各污染物均执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 限值要求。

各污染物执行的排放标准限值详见表 2.5-7。

表 2.5-7 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)	排放速率	标准来源
页岩油联合站、老化油处理系统、卸油设施厂界	NMHC	4	/	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）
页岩油联合站厂界	硫化氢	1.5	/	《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）
页岩油联合站、老化油处理系统和卸油设施厂界内	NMHC	10	/	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）
		30		
燃气发电机燃烧烟气	二氧化硫	550	/	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
	氮氧化物	240	/	
	颗粒物	120	/	
电化学氧化装置	氯气	65	0.52kg/h	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
	氯化氢	100	0.92kg/h	

②废水

压裂返排液经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/SY02012-2016）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 2.5-8 压裂配液水质指标

名称	Q/SY02012-2016 标准限值	SY/T5329-2022 V 级限值
pH	6~8	/
悬浮固体含量 (mg/L)	≤30	≤35.0

含油量(mg/L)	<50	≤100
硬度 (mg/L)	≤1000	/
总铁 (mg/L)	≤20	/
总溶解固体(mg/L)	≤10×10 ⁴	/
硫酸盐还原菌 (个/mL)	<25	/
铁细菌	<1×10 ⁴	/
腐生菌	<1×10 ⁴	/
悬浮物颗粒直径	<5.0	≤5.5

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、老化油处理系统、卸油设施、伴生气处理装置及燃气发电机机组边界环境噪声执行《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 2.5-9。

表 2.5-9 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
页岩油联合站边界	60	50	GB12348-2008 2 类
老化油处理系统、卸油设施、伴生气处理装置及燃气发电机机组边界	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、SO₂、NO_x、颗粒物、NMHC、H₂S、氯气为预测因子，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	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 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

源强参数见大气环境影响分析章节，计算结果见表 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
原油处理系统	硫化氢	0.113	1.13	117
	NMHC		95.658	
污泥处理及暂存		10.966	0.55	15
老化油处理系统		136.630	6.83	42
卸油设施		197.480	9.87	39
伴生气处理及燃气发电机			194.73	9.74
	硫化氢	0.234	2.34	
燃气发电机	二氧化硫	1.1596	0.23	15
	氮氧化物	0.9015	0.2	
	颗粒物	24.288	9.72	
电化学氧化装置	氯气	5.891	8.89	44

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 9.87%，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

运营期采出水、装置排污水、锅炉排污水和软化废水均经新建压裂返排液处理系统处理达标后优先用于压裂液复配，含油污水经已建压裂返排液处理系统处理达标后优先用于压裂液复配，生活污水、锅炉排污水及高含盐废水送至吉木萨尔县生活污水处理厂处理，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。

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

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

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 2.6-6 判定地下水评价等级为二级。

表 2.6-6 建设项目评价工作等级分级表

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

（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，项目区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

《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）依据建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度，评价等级划分为一级、二级和三级，具体判定情况见表 2.6-7。

表 2.6-7 生态环境影响评价等级判定一览表

判定原则	判定结果
a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	评价范围内不涉及
b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	评价范围内不涉及
c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	评价范围内不涉及

判定原则	判定结果
d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	不属于水文要素影响型建设项目
e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	评价范围内不涉及天然林和湿地
f) 当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定	新增占地 0.02052km ² ，小于 20km ²
g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	不属于 a)、b)、c)、d)、e)、f) 规定的情况，评价等级为三级
h) 当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	不属于 a)、b)、c)、d)、e)、f) 规定的情况，评价等级为三级
建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。	占地范围内不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域，无需上调评价等级

由表 2.6-7 可知，生态影响评价等级为三级。

(6) 土壤环境评价等级

根据现状监测数据，项目区土壤盐分含量大于 4g/kg、7.99<pH≤9，属于土壤盐化和碱化地区。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），土壤污染影响型评价等级按照项目类别、占地规模与敏感程度划分，见表 2.6-8。

表 2.6-8 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 2.6-9。

表 2.6-9 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

评价范围内存在牧草地，环境敏感程度为敏感；本工程永久占地面积约 4.122hm²（页岩油联合站 2.06hm² 和新增占地 2.052hm²）小于 5hm²，占地规模为小型；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）规定站场为 I 类建设项目，根据表 2.6-7 可知，本项目土壤污染影响型评价等级为一级。

②土壤生态影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，生态影响型评价工作等级划分见表 2.6-10。

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 $>4\text{g/kg}$ 、 $7.99<\text{pH}\leq 9$ ，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）规定站场为 I 类建设项目。根据表 2.6-10 可知，本项目土壤生态影响型评价等级为一级。

（7）环境风险评价等级

本工程主要风险单元为原油处理系统、燃气发电装置、老化油处理系统、卸油设施、伴生气处理装置及燃气发电装置，经判定项目风险潜势为 I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中工作级别划分依据，项目环境风险评价等级为简单分析。详见表 2.6-11。

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。

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、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、老化油处理系统、卸油设施、伴生气处理装置为中心，边长 5km 的矩形形成的包络线
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、老化油处理系统、卸油设施和伴生气处理系统为中心四周边界上游 1km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 2km
声 环 境	页岩油联合站、老化油处理系统、卸油设施、伴生气处理装置及燃气发电装置占地范围内及边界外延 200m
土壤	生态影响型 页岩油联合站、老化油处理系统、卸油设施、伴生气处理装置及燃气发电装置占地范围内及边界外延 5km 形成的包络线。
环境	污染影响型 页岩油联合站、老化油处理系统、卸油设施、伴生气处理装置及燃气发电装置占地范围内及边界外延 1km 形成的包络线。
生态环境	页岩油联合站、老化油处理系统、卸油设施、伴生气处理装置及燃气发电装置占地范围内及厂界周围 50m 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，土壤环境敏感目标为牧草地，保护要求为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	评价范围内的环境空气质量	/	GB3095-2012 二级
土壤环境	占地范围内和占地范围外的土壤	/	GB36600-2018 第二类用地筛选值标准和 GB15618-2018 表 1
	牧草地	项目区及周边区域	GB15618-2018 表 1
地下水环境	评价范围内的潜层地下水	/	GB/T14848-2017 III类，石油类参照 GB3838-2002 III类
声环境	评价范围内的声环境	/	GB3096-2008 2 类

生态环境	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。
	其他野生动植物		保护野生动植物生境不被破坏

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	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。

本工程为页岩油开采项目，行政隶属于新疆生产建设兵团第六师红旗农场，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；老化油处理系统可回收 15 万方池 9#池中的老化油，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益，符合纲要要求。

（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，新建老化油处理系统、卸油设施、伴生气处理装置及燃气发电机组紧邻页岩油联合站，均不占用耕地，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）》中的吐哈盆地吉木萨尔油气能源资源基地。项目建设符合规划相关要求。

吉庆油田矿区规划包含在《新疆油田公司“十四五”发展规划》中，该规划指出：“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、压裂返排液处	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。	理系统、老化油处理系统、卸油设施、伴生气处理装置及燃气发电机组处均进行了分区防渗，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《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）的相关要求，并按照《环境保护图形标志一固体废物贮存（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	固体废物主要为含油污泥、清罐底泥、废包装物、废防渗材料、废机油、废油桶、废含油抹布及劳保用品、废离子交换树脂、废脱硫剂和废分子筛，含油污泥、清罐底泥、废防渗材料、废机油、废油桶、废含油抹布及劳保用品、废脱硫剂和废分子筛临时贮存在页岩油联合站内新建危险废物贮存间，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。废包装物和离子交换树脂均由厂家回收。事故状态下的含油污泥交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。	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。	退役期地面设施拆除等工作会产生建筑垃圾集中收集及时清运。管线外运清洗后可回收利用，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	项目位于原油处理系统、压裂	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
	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。	返排液处理系统、燃气发电装置、大罐抽气装置均位于页岩油联合站内，不新增占地；老化油处理系统和卸油设施位于万方池旁，严格控制占地面积，永久占地进行砾石铺垫，定期检查各设施、管线等	

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、老化油处理系统、卸油设施、伴生气发电装置及燃气发电机组处的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；项目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。	项目位于原油处理系统、压裂返排液处理系统、大罐抽气装置均位于页岩油联合站内，不新增占地；老化油处理系统和卸油设施位于万方池旁，伴生气处理装置和燃气发电机组位于页岩油联合站东侧，不涉及环境敏感区、居民区和生态保护红线	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	采取的生态恢复措施符合规划环评报告书的要求，	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
	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。	含油污泥、清罐底泥、废防渗材料、废机油、废油桶、废含油抹布及劳保用品、废脱硫剂和废分子筛临时贮存在页岩油联合站内新建危险废物贮存间，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。废包装物和离子交换树脂均由厂家回收，生活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政府环卫部门指定地点填埋处理；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；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 and 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	VOCs 整治，加强 VOCs 源头、过程、末端全流程控制，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	本工程拟建设原油处理系统、卸油设施、大罐抽气装置、伴生气处理系统、燃气发电装置、压裂液处理系统和老化油处理系统，原油处理、老化油处理、伴生气处理装置均为密闭流程，大罐抽气装置可减少事故罐和卸油罐无组织废气产生。通过选用质量可靠的设备和加强检修进行防治	符合
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》，本项目新建伴生气处理系统及燃气发电机组由第三方负责运营管理，第三方服务机构在燃气发电机组排污前应申领排污许可证，并按证排污。项目建成后由吉庆油田作业区运营管理，依托其已建立的、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，优化危险废物跨区域转移审批手续等全过程监管	项目建成后由吉庆油田作业区运营，吉庆油田作业区已建立了完善的危废管理计划，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现有管理计划进行危废管理，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，原油处理系统、老化油处理系统、压裂返排液处理系统和伴生气处理装置均为密闭工艺流程，大罐抽气装置可减少事故罐和卸油罐无组织废气排放，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，项目产生的固体废物和废水均得到妥善处置，不会对区域土壤产生不利影响，符合规划相关要求。

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

本工程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 2.9-4。

表 2.9-4 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%	页岩油处理系统、压裂液处理系统及老化油处理系统检修时，铺设防渗膜，防止产生落地油	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	本项目不涉及井下作业，吉庆作业区页岩油井区的压裂返排液收集后集中送至页岩油联合站压裂液处理系统进行处理，处理达标后优先用于压裂液复配要求后回用，不外排	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%	页岩油处理系统、压裂液处理系统及老化油处理系统均为密闭流程，事故罐仅在事故状态下使用，且建设有大罐抽气装置可减少无组织非甲烷总烃的排放	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	原油处理系统、压裂返排液处理系统、大罐抽气装置均位于页岩油联合	符合

	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	站内，不新增占地；老化油处理系统、卸油设施位于万方池旁，伴生气处理装置及燃气发电机组位于页岩油联合站东侧，占地范围内植被较少，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	
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	页岩油处理系统分离出的采出水、装置排污水、含油污水、软化废水和锅炉排污水送至压裂返排液系统处理，处理合格后优先用于压裂液复配	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、含油污泥、清罐底泥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	工程建成投产后由吉庆油田作业区运营，建成内容将纳入吉庆油田作业区已有的 HSE 管理体系、突发环境污染事件应急预案及污染源日常监控计划	符合

由表 2.9-4 可知，本工程建设符合《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 2.9-5。

表 2.9-5 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）原则上应以区块为单位开展环评，一般包括	本工程为页岩油开发，在报告中对项目施工期、运营期环境影响和环境风	符合

	区内拟建的新井、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，还应对照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	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	运营期含油污泥、清罐底泥、废机油、废防渗材料、废油桶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	油气开采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、压裂返排液处理系统、老化油处理系统、伴生气处理装置均采用密闭流程，大罐抽气装置可减少事故罐及卸油罐的无组织废气排放	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	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	项目建成后归属吉庆油田作业区管辖，该厂具备完善的应急管理体系，本工程建成后，吉庆油田作业区应对其应急预案进行修编，将本工程纳入其应急预案	符合

（3）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 2.9-6。

表 2.9-6 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；吉庆作业区建有完善的 HSE 管理体系；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	本次页岩油、压裂返排液处理及老化油处理系统均选用符合国家要求的工艺，原油处理系统、压裂返排液处理系统、大罐抽气装置均位于页岩油联合站内，不新增占地；老化油处理系统和卸油设施位于万方池旁，伴生气处理装置及燃气发电机组位于页岩油联合站东侧，严格控制占地规模。	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	项目建成后由吉庆油田作业区管辖，吉庆油田作业区具备完善的应急管理体系，项目建成后应将本工程实施范围纳入现有应急预案，并及时对应急预案进行修编	符合
5	资源综合利用	按照减量化、资源化、再利用的原则	采出水、装置排污水、含油污水、软	符合

	合利用	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、回注或采取其他有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收	化废水和锅炉排污水送至压裂返排液处理系统进行处置，处理合格后优先回用于压裂液复配；危险废物交由有资质的单位处置	
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	吉庆油田作业区按要求开展了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	采用先进、适宜的计算机测控技术，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

由表 2.9-6 可知，本工程建设符合《陆上石油天然气开采绿色矿山建设规范》中的相关要求。

（4）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 2.9-7。

表 2.9-7 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
----	------	----------	-------

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。	施工期严格控制老化油处理系统、卸油设施作业面积，尽量减少施工占地、缩短施工时间，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。	页岩油处理系统、压裂液处理系统、老化油处理系统、伴生气处理装置均为密闭流程，采取相关措施后页岩油联合站、老化油处理系统、卸油设施、伴生气处理装置及燃气发电机组的边界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的相关要求，本项目不使用加热炉、燃气压缩机，不涉及高含硫天然气开采。	符合
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。	原油处理系统分离出的伴生气送至伴生气处理系统处理，事故状态下伴生气送至站内火炬燃烧放空，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、	本项目不使用酸化液、压裂液及钻井液，不进行井下作业，压裂返排液处理系统处理达标的净化水优先回用于压裂液的配制，不外排。	符合

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	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。		
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，鼓励废水处理后再回用于注汽锅炉。	压裂返排液处理系统处理达标的净化水优先回用于压裂液的配制。	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《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，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 100%。	本项目无钻井工程，不涉及钻井泥浆及岩屑；运营期产生的含油污泥、清罐底泥、废防渗材料、废机油、废油桶属于《国家危险废物名录（2025 年版）》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、废脱硫剂和废分子筛属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW49 其他废物，集中收集后分区暂存在新建危险废物暂存场，定期交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置；作业区制定有危险废物管理计划，建立了危险废物管理台账，项目实施后依托现有的危险废物管理计划和危险废物管理台账。	符合
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。	运营期噪声源主要为机泵、风机等，采用低噪声设备、基础减振等措施后，页岩油联合站、老化油处理系统及卸油设施、伴生气处理装置及燃气发电机组的边界噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区限值要求。	符合
9	对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路	对拟退役的页岩油联合站、	符合

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	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。	老化油处理系统、卸油设施应进行生态修复，报告根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）中的相关要求，提出了生态修复方案。	

2.9.3 与生态环境分区管控方案符合性分析

（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，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准噶尔盆地南缘兵团级水土流失重点治理区，土壤敏感目标为牧草地，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

页岩油联合站、老化油处理系统、卸油设施、伴生气处理装置及燃气发电机组的厂界无组织挥发性有机物满足《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，页岩油联合站厂界无组织硫化氢排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 限值要求，电化学氧化装置废气满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 限值要求，燃气发电机燃烧烟气中各污染物满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 限值要求。运营期生产废水为采出水、装置排污水、锅炉排污水和软化废水进入新建压裂返排液处理系统进行处理，含油污水进入已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，生活污水、锅炉排污水和高含盐废水送至吉木萨尔县生活污水处理厂处理；噪声源主要为各类机泵、风机、压缩机等，通过采取低

噪声设备、基础减振等相应措施后场界噪声可满足《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；运营期产生的含油污泥、清罐底泥、废防渗材料、废机油、废油桶属于《国家危险废物名录（2025 年版）》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、废脱硫剂和废分子筛属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW49 其他废物，集中收集后分区暂存在新建危险废物暂存场，定期交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。废包装物和废离子交换树脂均由厂家回收处置。

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

本工程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 2.9-8。

表 2.9-8 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。	原油处理系统、压裂返排液处理系统、大罐抽气装置均位于页岩油联合站内，不新增占地；老化油处理系统和卸油设施位于万方池旁，伴生气处理装置及燃气发电机组紧邻页岩油联合站，严格控制占地规模，永久占地铺垫砂砾石，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	(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	项目不使用农药化肥，不产生废弃农膜。	符合

	控	高农膜质量，严厉打击违法生产和销售不合格农膜的行为。		
	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。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 年由中国石油新疆油田分公司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。

表 3.2-1 项目依托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

页岩油联合站内建有原油处理系统、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 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ 的原油处理系统，总处理能力 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际处理量为 $90.5 \times 10^4 \text{t/a}$ ，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、2 台 2300kW 导热油炉、加药装置及泵房；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 $3 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，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，实际处理气量约 $2.6 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，其中 $1.2 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 作为燃料气站内自用， $1.4 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 输至东三线外销。
	油气外输系统	净化油外输系统设计规模为 $260 \times 10^4 \text{t/a}$ ，外输至北三台油库，外输管道规格为 $D273 \times 7.1/L450 \text{M}$ ，长度为 35km 。 已建 1 条至东三线 11 号阀室天然气外输管道（ $D114 \times 6/20 \text{G}$ ，长 8km 、设计压力 6.3MPa ）；混烃进混烃储罐橇，定期经定量装车橇装车外运。
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 $5 \text{km} \sim 8 \text{km}$ 范围内井站的覆盖；已建 1 套和利时 HOLLiS MACS-K 系列 DCS 系统，控制器型号 K-CU01；1 套 GDS 系统（安仕得 JB-TB-ASD5130）及独立操作站，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。
	给排水	页岩油联合站用水主要为生活用水、生产用水、锅炉房用水，用水水源由红旗农场已建的 10 口水源井，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 $22000 \text{m}^3/\text{d}$ ，作业区与新疆永辰三合市政服务有限公司签订了供水协议，供水能力不低于 $36000 \text{m}^3/\text{d}$ ，可满足作业区用水需要；废水主要为采出水、压裂返排液和生活污水、锅炉排污水，采出水、压裂返排液、锅炉排污水处理后用于压裂液复配，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
	通信	页岩油联合站已建 1 套 10GPTN 光传输设备，通过北三台油库接入数据公司已建通信系统最终接入数据公司已建多业务承载网。页岩油联合站办公网、工控网及视频网按照三网隔离方式进行实施。
	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、1 套消防稳压装置、1 套压力式泡沫比例混合装置，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暂存场暂存，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；生活污水依托吉木萨尔县生活污水处理厂处理
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 $4500\text{m}^3/\text{d}$ ，负责处理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。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	现有 4 座 4000m^3 的事故罐、2 座 1000m^3 的事故罐，罐区安装可燃气体检测仪、 H_2S 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 $90.5 \times 10^4\text{t/a}$ 。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 $125 \times 10^4\text{t/a}$ 。页岩油联合站至北三台油库的外输管道规格为 $\text{D}273 \times 7.1/\text{L}450\text{M}$ ，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 $2.6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，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（0.15~0.25MPa，20~40℃）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（D114×6/20G，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 万方暂存池暂存。

压裂返排液处理设计处理规模为 $4500 \text{m}^3/\text{d}$ ，负责处理联合站内来水及罐车拉运来的压裂返排液，目前实际处理量为 $3920 \text{m}^3/\text{d}$ 。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。

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 废气达标情况

页岩油联合站内建有 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。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 19m³ 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竣工环境保护验收监测报告表》，验收期间监测数据（以热媒炉为例），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；厂界无组织非甲烷总烃满足《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（周界外浓度最高点不应超过 4.0mg/m³）。监测数据详见表 3.2-3、表 3.2-4。

表 3.2-3 页岩油联合站有组织废气监测数据一览表

点位	时间 因子	2021 年 1 月 26 日		2021 年 1 月 27 日		标准限值	达标情况
		排放浓度 mg/m ³	排放速率 kg/h	排放浓度 mg/m ³	排放速率 kg/h	排放浓度 mg/m ³	
1#热媒炉 排气筒	二氧化硫	<2	<0.0052	<2	<0.0067	50	达标
		<2	<0.0056	<2	<0.0065		达标
		<2	<0.0059	<2	<0.0055		达标
	氮氧化物	94	0.23	92	0.29	200	达标
		96	0.26	90	0.27		达标
		96	0.27	87	0.22		达标
	颗粒物	3.3	0.0081	2.7	0.0083	20	达标
		2.8	0.0076	2.9	0.0087		达标
		3.4	0.0094	2.9	0.0074		达标
	林格曼黑度	<1	/	<1	/	≤1	达标

		<1	/	<1	/		达标
		<1	/	<1	/		达标
最大标干烟气流量：2930m ³ /h，氮氧化物最大浓度 96mg/m ³ 、二氧化硫检出限 2mg/m ³ 、颗粒物最大浓度 3.4mg/m ³							

表 3.2-4 页岩油联合站无组织废气非甲烷总烃监测结果一览表[单位：mg/m³]

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	<0.2×10 ⁻³	/	0.06	达标
		下风向	硫化氢	<0.2×10 ⁻³	/	0.06	达标
		下风向	硫化氢	<0.2×10 ⁻³	/	0.06	达标
		下风向	硫化氢	<0.2×10 ⁻³	/	0.06	达标
		下风向	非甲烷总烃	0.50~0.52	0.52	4	达标

②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、阀门及泵等密封点进行检测。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。

③废气污染物排放情况

根据验收期间监测数据，以及各锅炉、热媒炉耗气量计算页岩油联合站有组织废气排放情况，计算结果见下表。

表 3.2-5 页岩油联合站运营期有组织废气排放情况一览表

燃气设备	耗气量 (× 10 ⁴ m ³ /a)	烟气量 (× 10 ⁴ m ³ /a)	氮氧化物		二氧化硫		颗粒物	
			浓度 (mg/m ³)	排放量 (t/a)	浓度 (mg/m ³)	排放量 (t/a)	浓度 (mg/m ³)	排放量 (t/a)
一体化油气转接装置内置锅炉（2100kW）	94.9	1006.22	96	0.966	2	0.020	3.4	0.034

1#热媒炉 (2300kW)	73	774.02	96	0.743	2	0.015	3.4	0.026
2#热媒炉 (2300kW)	73	774.02	96	0.743	2	0.015	3.4	0.026
1#多功能处理 器 (2600kW)	109	1155.73	96	1.109	2	0.023	3.4	0.039
2#多功能处理 器 (2600kW)	109	1155.73	96	1.109	2	0.023	3.4	0.039
合计	458.9	4865.72	4.670		0.096		0.164	

备注：氮氧化物、二氧化硫、颗粒物浓度类比验收监测期间热媒炉监测浓度，烟气量按照《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018）中公式法计算。

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。

（2）废水

运营期废水主要为生活污水和采出水，生活污水产生量约 578m³/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 3.2-6），优先用于压裂液复配，剩余部分外输至吉 7 井区进行回注。

表 3.2-6 采出水处理系统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 3.2-7 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

根据竣工环保验收期间监测数据可知，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，监测数据详见表 3.2-8。

表 3.2-8 页岩油联合站厂界噪声监测结果一览表 [单位：dB (A)]

监测 点位	昼间				夜间			
	1 月 25 日	1 月 26 日	标准限值	达标情况	1 月 25 日	1 月 26 日	标准限值	达标情况
1	36	44	60	达标	34	35	50	达标
2	34	40	60	达标	32	34	50	达标
3	36	39	60	达标	32	34	50	达标
4	37	37	60	达标	32	34	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。生活垃圾定期清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场。

（5）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）》，页岩油联合站内的热媒炉等固定污染源实行排污许可登记管理，作业区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。

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。目前作业区已完成《新疆油田公司吉庆油田作业区 2025 年自行监测方案》（2025 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 2024 年自行监测方案》（2024 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	废气	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 2024 年为例，作业区委托国检测试控股集团新疆有限公司实施。经调查核实，2024 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第三方压裂返排液处理系统水质不稳定

页岩油联合站内分离出采出水、井区压裂返排液均进入第三方压裂返排液处理系统处理。在夏季压裂高峰期由于压裂返排液产生量大、含油量波动大，系统会超负荷运行，此外系统进入含油量超过设计指标时，装置多次被迫停运。处理工艺方面，由于超负荷运行，处理过程中需超量投加药剂，导致后端污泥量大、含水率高，存在运营成本增高、污泥处理难度增大等问题。亟须扩建。

整改措施：在页岩油联合站内新建 1 套压裂返排液处理系统，设计处理规模为 4800m³/d，站内原油系统分离出的采出水将进入新建处理系统处理，同时在夏季压裂作业高峰还可承担部分压裂返排液处理任务，进一步减小第三方压裂返排液处理系统处理负荷，确保其出水水质稳定达标。

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 441m² 的危险废物暂存场，以满足作业区日常暂存需求。

3.3 改扩建项目工程概况

3.3.1 建设项目基本情况

（1）项目名称

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）变更。

（2）建设单位

中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区。

（3）项目性质

本工程为页岩油联合站扩建，项目性质为改扩建。

（4）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。区域位置见图 3.1-1。

（5）建设规模

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 $4800 \text{m}^3/\text{d}$ 的压裂返排液处理系统、1 套处理规模 $1500 \text{Nm}^3/\text{d}$ 的大罐抽气装置、1 座占地 441m^2 的危险废物暂存场；在页岩油联合站旁新建 1 套伴生气处理装置及 1 套伴生气发电装置，在万方池旁新建 1 套 $10 \text{m}^3/\text{h}$ 的压裂返排液中试试验装置，在万方池 9#池旁新建 2 套老化油处理系统，在万方池 8#池旁新建 1 座 2 车位卸油台、2 座 60m^3 的卸油罐。扩建后原油处理能力从原来 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ 提升 $150 \times 10^4 \text{t/a}$ ；新建压裂返排液处理装置与第三方压裂返排液处理系统同时运行。

（6）工程投资

项目总投资 6477 万元，环保投资约 652 万元，占总投资的 10.07%。

（7）产品方案

产品主要为脱水后的净化原油，产生量为 $61.88 \times 10^4 \text{t/a}$ （页岩油联合站 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ 、两套老化油处理系统 $11.88 \times 10^4 \text{t/a}$ ），依托页岩油联合站内外输系统

外售至北三台油库；副产品主要为伴生气，产量为 $11126.7\text{Nm}^3/\text{d}$ ($367.18 \times 10^4\text{Nm}^3/\text{a}$)，去站内伴生气处理系统处理。

（8）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。

（9）劳动定员及工作制度

原油处理系统、压裂返排液处理装置、大罐抽气装置、卸油设施实施后由吉庆油田作业区现有工作人员负责运营管理，不新增劳动定员。伴生气处理装置及燃气发电机组、2 套老化油处理系统均由第三方机构负责运营管理，新增劳动定员 37 人，年运行时间为 7920h（330 天）。

3.3.2 项目变更前后变化情况

2024 年中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区拟实施《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）》，该项目于 2024 年 6 月 14 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）。

目前项目中的原油处理系统正在建设，压裂返排液处理系统尚未建设，随着页岩油井区滚动开发，产能逐年增加，原项目压裂返排液处理系统设计处理规模不能满足压裂返排液的处理需求，压裂返排液处理系统设计处理规模由 $3000\text{m}^3/\text{d}$ 变更为 $4800\text{m}^3/\text{d}$ ，处理工艺由“重力除油+电化学处理+生物处理”变更为“重力除油+电化学处理+固液分离”，新增 1 套 $10\text{m}^3/\text{h}$ 的压裂返排液中试试验装置；同时为了回收站内事故罐和卸油缓冲罐挥发的 VOCs，增加了 1 套处理规模 $1500\text{Nm}^3/\text{d}$ 的大罐抽气装置；新增 1 套伴生气处理装置及 1 套伴生气发电装置；为回收站外现有 15 万方池中 9#池的原油，在万方池 9#池旁新建 2 套老化油处理系统，并在万方池 8#池旁新建 1 座 2 车位卸油台、2 座 60m^3 的卸油罐。

压裂返排液处理系统处理能力增加了 $1800\text{m}^3/\text{d}$ ，处理工艺亦发生了变化并增加了新污染物氯气和氯化氢，且新增了老化油处理系统、伴生气发电装置、卸油台及

卸油罐等装置，根据《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）规定：“陆地油气开采区块项目环评批复后，产能总规模、新钻井总数量增加 30%及以上，回注井增加，占地面积范围内新增环境敏感区，井位或站场位置变化导致评价范围内环境敏感目标数量增加，开发方式、生产工艺、井类别变化导致新增污染物种类或污染物排放量增加，与经批复的环境影响评价文件相比危险废物实际产生种类增加或数量增加、危险废物处置方式由外委改为自行处置或处置方式变化导致不利环境影响加重，主要生态环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低等情形，依法应当重新报批环评文件”，本项目变动情况属于重大变动，应重新报批环境影响报告书。变动前后对比情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 变更前后建设内容变化情况一览表

类别	变更前	变更后	是否属于重大变动
原油处理系统	新建 1 列 50×10 ⁴ t/a 的原油处理系统紧邻现有的 2 列处理装置布置，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。	新建 1 列 50×10 ⁴ t/a 的原油处理系统紧邻现有的 2 列处理装置布置，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。	未发生变动
压裂返排液处理系统	新建 1 套设计处理规模为 3000m ³ /d 的压裂返排液处理装置，采用“重力除油+电化学处理+生物处理”工艺，出水水质同时满足《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。	新建 1 套设计处理规模为 4800m ³ /d 的压裂返排液处理装置，采用“重力除油+电化学处理+固液分离”工艺，出水水质同时满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）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。	处理规模增加了 1800m ³ /d，处理工艺发生了变化，导致新增污染物排放，属于重大变动
危险废物暂存场	新建 1 座占地 1200m ² 的危险废物暂存场	新建 1 座占地 441m ² 的危险废物暂存场	暂存场占地规模减小
配套设施	/	在万方池 9#池旁新建 2 套老化油处理系统	新增加内容，属于重大变动
	/	新增 1 套伴生气处理系统及 1 套伴生气发电装置	新增加内容，属于重大变动
	/	万方池 8#池旁新建 1 座 2 车位卸油台、2 座 60m ³ 的卸油罐	新增加内容，属于重大变动

3.3.3 页岩油井区油气性质及产能预测

(1) 地面原油性质

页岩油井区原油为中质原油，原油理化性质详见下表。

表 3.3-2 页岩油井区原油理化性质

层位	密度 (t/m ³)	40℃粘度 (mPa·s)	50℃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 平均: 94.20	20.21~121.42 平均: 48.90	7.4~19 平均: 10.8	14~26 平均: 20.03	123.30	30	35.6
下甜点	0.9033	24.8~603.5 平均: 152.23	16.91~410.36 平均: 103.52	1.7~14.8 平均: 4.8	-6~20 平均: 4.9	115.49		33.2

(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 3.3-3 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) 采出水

采出水主要为重碳酸钠型，组分分析见表 3.3-4。

表 3.3-4 页岩油井区采出水组分

监测项目	监测值
温度, °C	52
pH	8.1
碳酸根, mg/L	未检出
碳酸氢根, mg/L	5837.2
氢氧根, mg/L	未检出
钙离子, mg/L	47.2
镁离子, mg/L	10.2
氯离子, mg/L	2982.7
硫酸根离子, mg/L	181.5
钾+钠离子, mg/L	4332.7
矿化度, mg/L	13391.5
水型	重碳酸钠
含油量, mg/L	254
悬浮物, mg/L	289

COD, mg/L	2189
Zeta电位, mV	-36.5

（4）产能预测方案

根据页岩油井区产能预测数据（表 3.3-5），近 4 年产最大新建产能 $50.5 \times 10^4 \text{t/a}$ ，年总产油最大将达 $140.1 \times 10^4 \text{t/a}$ ，页岩油联合站已建原油处理系统设计处理能力为 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，将无法满足发展需求，为此，本项目将新建 1 列 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ 的原油处理系统。

表 3.3-5 吉庆油田作业区页岩油产能预测一览表

年份	年产油 (10^4t)	年产液 (10^4t)	日产气 (10^4m^3)	年产 CO_2 (10^4m^3)	含水率 (%)
2024	91.8	168.7	2.3	9.77	45.6
2025	140.1	240.0	3.8	51.51	41.6
2026	140.1	226.6	3.8	43.68	38.2
2027	140.1	216.6	3.8	33.93	35.3
2028	140.0	210.2	3.8	46.31	33.4
2029	140.4	202.0	3.8	54.73	30.5
2030	139.6	198.0	3.8	51.76	29.5
2031	110.3	151.1	3.0	13.39	27.0
2032	91.7	123.2	2.5	3.86	25.6
2033	76.5	102.0	2.1	2.52	25.0
2034	65.3	87.1	1.8	1.75	25.0
2035	55.1	73.4	1.5	1.24	25.0

3.3.4 工程组成

建设内容包括主体工程、公辅工程、依托工程和环保工程五个部分，具体介绍如下：

（1）主体工程

项目主体工程包括原油处理系统、压裂返排液处理系统、大罐抽气装置、老化油处理系统、伴生气处理系统及燃气发电装置、卸油台改造等。

①原油处理系统及大罐抽气装置

※原油处理系统

在现有 2 列原油处理装置旁新建 1 列 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ 的原油处理系统，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，项目实施后站内原油处理规模将达 $150 \times 10^4 \text{t/a}$ 。原油处理系统新增设备见表 3.3-6。本次新建原油处理系统拟利用站区污水余热给原油加热，配备电加热器作为辅助热源。新建 2 座 4000m^3 事故罐，原油系统发生故障时用于采出液的应急暂存，下游北三台油库收油不畅时也可用于净化油的暂存。事故罐容积按照新增原油处理系统装置处理能力确定，本次新增 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ 原油处理系统，平均约 1515t/d ，即 $1965 \text{m}^3/\text{d}$ ，本次拟建 2 座 4000m^3 事故罐，可满足新建原油处理系统 4 天暂存需要，足够原油处理系统完成检修。

表 3.3-6 原油处理系统新增设备一览表

编号	名称及规格	参数	单位	数量
1	三相分离器橇	D3.0m×16.8m-0.6	座	1
2	多功能处理器	$\phi 4\text{m} \times 30\text{m}-0.6$ ，设计处理规模为 $50 \times 104 \text{t/a}$ (1370t/d)，处理气量为 $0.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 处理液量 $2800 \text{m}^3/\text{d}$ ，设计压力 0.6MPa	座	1
3	浮头式换热器	热侧 $90-95/60-70^\circ\text{C}$ 、冷侧 $45/70^\circ\text{C}$ 单台换热面积： 1900m^2	台	3
4	加药装置	7.5m^3 储药罐 1 座，加药泵 3 台（计量泵， $Q=15 \text{L/h}$ $P=0.6 \text{MPa}$ ）	座	1
5	事故罐	容积为 4000m^3 ， $D=21\text{m}$ ， $H=11.5\text{m}$ ，拱顶罐	座	2

※大罐抽气回收装置

为回收 2 座 1000m^3 卸油缓冲罐及 6 座 4000m^3 事故罐运行时的 VOCs，新建 1 套处理规模 $1500 \text{Nm}^3/\text{d}$ 的大罐抽气装置，大罐抽气装置主要由抽气压缩机组（电驱、含空冷器及分液罐）及补气系统组成，配套设置压力检测连锁启停系统。抽气压缩机入口压力： $150 \text{Pa} \sim 800 \text{Pa}$ ，压缩机出口压力： 0.20MPa 。大罐抽气系统运行参数如下：罐顶压力超过 600Pa 时，启动压缩机变频运行；当压力低于 500Pa ，压缩机变频低速运行，始终保证大罐压力在设定值 $500 \text{Pa} \sim 600 \text{Pa}$ 范围内，确保大罐安全运行；当压力低于 150Pa 时，接自压缩机出口管线的天然气经自力式调节阀后给压缩机补气；当压力低于 250Pa 时，控制系统报警，打开补气管道上电动阀补气至 500Pa 后关闭；压力低于 150Pa 时，控制系统报警，压缩机关闭。

②压裂返排液处理系统

※处理规模

为了解决夏季压裂作业高峰期时压裂返排液处理系统超负荷运行的问题，本次拟在页岩油联合站内新建 1 套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，不再依托已建压裂返排液处理系统，降低其处理负荷；同时在夏季高峰期时，还可承担部分压裂返排液的处理任务，进一步降低其处理负荷，确保已建压裂返排液处理系统出水稳定达标。根据页岩油井区预测数据，压裂返排液及采出水处理缺口约为 $2885\text{m}^3/\text{d}$ ，为保证夏季高峰时压裂返排液的处理需求，新建压裂返排液处理系统规模设计为 $4800\text{m}^3/\text{d}$ 。

※中试试验

为寻找更经济且有效的处置方法，近年来新疆油田工程技术研究院不断探索压裂返排液处理新工艺，研究发现电絮凝预处理效果优于药剂絮凝，解决了药剂使用量大、污泥产生量高的问题。为验证该结论，中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区拟在 15 万方池旁新建 1 套压裂返排液中试试验装置，以验证室内实验参数并进一步优化新工艺的现场数据，采用电化学处理工艺，实现胍胶体系、聚合物体系返排液的水质净化。中试试验设计规模为 $10\text{m}^3/\text{h}$ ，采用“调节缓冲+电化学处理+过滤”的处理工艺，出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）限值要求，主要设备见表 3.3-7，中试时间为 360 天，试验结束后对中试试验装置进行拆除。

表 3.3-7 中试试验主要设备一览表

编号	名称及规格	参数	数量（台）
1	电化学反应器	$Q=10\text{m}^3/\text{h}$ ，外形尺寸：5000×2000×1300，布水器、电化学模块、混合槽、沉淀槽、刮渣系统排渣槽、液位控制系统。	2
2	缓冲水罐	容积为 20m^3 ，并联运行，缓冲时间 5~8 天	4

※压裂返排液处理装置

在页岩油联合站内新建 1 套处理规模为 $4800\text{m}^3/\text{d}$ 的压裂返排液处理装置，采用“重力除油+电化学处理+固液分离”处理工艺，通过重力除油去除水中的浮油，再经电化学除油及电化学氧化实现高效破乳分离后，实现油水分离，再通过固液分离装置去除水中悬浮物，净化水满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）限值要求和《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。主要设备见表 3.3-8。

表 3.3-8 压裂返排液处理装置主要设备一览表

序号	名称及规格	参数	数量
1	重力除油罐	容积为 3000m ³ ，大罐直径 D=18.9m、罐高 H=11.2m、有效停留时间 12.5h、有效沉降高度 8.9m、进水含油≤1000mg/L、出水含油≤150mg/L、进水悬浮物≤300mg/L、出水悬浮物≤200mg/L。	2 台
2	电化学处理装置	包含 50m ³ /h 电化学除油装置 4 座、50m ³ /h 电化学氧化装置 4 座、100m ³ /h 固液分离装置 2 座。进水含油≤150mg/L、出水含油≤20mg/L；进水悬浮物≤200mg/L、出水悬浮物≤20mg/L	4 座
3	污泥脱水撬	内设叠螺机 2 台，单台处理量为 Q=5~10m ³ /h，污泥脱水机主电机功率 30kW，副电机功率 11kW，配套：污泥脱水剂配投装置 1 套；新建螺旋输送机 1 台，输送能力 10t/h，N=3kW，单台长 10m，污泥脱水机控制柜 1 台。药剂配投装置 1 套、控制柜 2 台、加药泵 2 台	1 座
4	污泥处理集成装置	每套装置内含立式污泥浓缩罐 1 座，罐直径 3.0m，罐高 8.6m，容积 50m ³ ，含卧式污水罐 1 座，罐直径 2.4m，罐长 6.0m，设污水回收泵 2 台，1 用 1 备，单台参数 Q=15m ³ /h，H=30m，N=4kW。	2 套
5	泥渣回收撬	撬内设吸泥泵 2 台，1 用 1 备，单泵参数 Q=10m ³ /h，H=30m，N=4kW，设污泥泵 2 台，1 用 1 备，单泵参数 Q=10m ³ /h，H=30m，N=4kW。泥渣罐 4 座（D=2.4m、L=6m）、2 台污泥泵（Q=10m ³ /h，P=0.3MPa，N=3kW）	1 座
6	净化水罐	8m×4m×3m	2 座
7	外输水泵	Q=10m ³ /h，P=0.3MPa，N=3kW	2 台
8	污泥泵	Q=10m ³ /h，P=0.3MPa，N=3kW	2 台
9	污油泵	Q=10m ³ /h，P=0.3MPa，N=3kW	2 台
10	污水提升泵撬	内设污水提升泵 2 台 Q=200m ³ /h，H=30m，N=37kW	1 座
11	加药撬	/	3 座
12	碱液吸收装置	/	1 套

③老化油处理系统

在 15 万方池 9#池北侧新建 1 套 400m³/d 撬装老化油处理系统、1 套 380m³/d 撬装老化油处理系统，回收 9#池中的老化油。

※400m³/d 撬装老化油处理系统

采用多级离心固液分离技术及相关辅助设备将老化污油去固体杂质、脱水，处理后的老化油含水达到≤1%以下直接进入外输系统，污水直接送至已建压裂返排液处理系统进行处理，主要设备见表 3.3-9，平面布置见图 3.3-1。

表 3.3-9 主要设备一览表

序号	设备名称	规格	数量（台/座/套）
1	卧式螺旋沉降离心机	450×1800 型	1
2	撬块式缓冲罐	9m×2.4m	1
3	一号防爆电热水换热器	CWDR（W）1.05-85/65-D、额定热功率 1.05MW、工作压力 0.08MPa、出水温度 85℃、回水温度 65℃	1
4	二号防爆电热水换热器	CWDR（W）0.7-85/65-D、额定热功率 1.05MW、工作压力 0.08MPa、出水温度 85℃、回水温度 65℃	1
5	控制室	3.5m×7m	1
6	值班室	3.5m×6m	1
7	一号碟式离心机	转鼓转数 6600r/min、沉降面积 67×107cm ² ，处理能力 10m ³ /h	1
8	二号碟式离心机	转鼓转数 6600r/min、沉降面积 67×107cm ² ，处理能力 10m ³ /h	1
9	D 型单吸多级清水离心泵	型号 1.2-25×8、流量 12.5m ³ /h、扬程 200m	1
10	G 型单螺杆泵	G50-2、流量 20m ³ /h、功率 7.5kW、扬程 120m	3
11	过滤器	3m×1.5m	1
12	储油罐	60m ³	1（利旧）

※380m³/d 撬装老化油处理系统

采用“调质缓冲+粗分离装置+精分离装置”工艺对 9#池中的老化油进行回收，处理后的老化油含水达到≤1%以下直接进入外输系统，污水直接进入压裂返排液处理系统，主要设备见表 3.3-10，平面布置见图 3.3-2。

表 3.3-10 主要设备一览表

序号	设备名称	规格	数量（座/台）	用途
1	调制缓冲撬	6×2.4×2.4	1	调质、缓冲、融合
2	加药撬	3×2.4×2.6	1	药剂加注
3	粗分离装置	6×2.8×2.6	1	分离油泥重渣
4	精分离装置	7×2.8×2.6	1	分离合格油、污水、浮渣
5	电加热器	4×1.2×1.6	1	提供换热蒸汽
6	中控室	6×2.4×2.6	1	设备控制柜，主配电柜
7	工具房	6×2.4×2.6	1	工具、配件存放
8	值班室	6×2.4×2.6	1	资料存放，人员休息
9	调质罐进液泵	/	1	来液泵
10	净水器	/	1	蒸汽发生器用水净化
11	调质水泵	/	1	调制补水
12	清洗水泵	/	1	清洗设备

13	空压机	/	1	提供隔膜泵用压缩空气
14	渣罐	15m ³	1	/
15	储油罐	60m ³	1	进行缓冲，利旧

图

④伴生气处理装置及燃气发电装置

在页岩油联合站东侧空地新建 1 套伴生气处理装置及 1 套燃气发电机组，伴生气处理装置设计处理规模 $7.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ($3000 \text{m}^3/\text{h}$)，采用“固定床脱硫+分子筛脱水+脱烃”处理工艺，处理后的伴生气全部送至燃气发电装置进行发电，发电量约为 $23.1 \times 10^4 \text{kW} \cdot \text{h}/\text{d}$ ，主要设备见表 3.3-11，平面布置见图 3.3-3。

表 3.3-11 伴生气处理装置及燃气发电装置主要设备一览表

序号	设备名称	规格	数量（座/台）
1	气液分离器	/	1
2	脱硫塔	羟基氧化铁脱硫剂	2
3	活塞式水平对称（D 型）压缩机	进气压力设计 0.1~0.5MPa，排气压力 2~5MPa，排量 $3000 \text{Nm}^3/\text{h}$ ，功率 330KW，采用风冷方式冷却，电驱变频设计	2
4	吸附塔	分子筛吸附	2
5	加热器	/	1
6	冷凝器	/	1
7	分离过滤器	/	1
8	再生压缩机	/	1
9	三股流铝制板翅式换热器	/	1
10	制冷机组蒸发器	/	1
11	低温分离器	/	1
12	1.2MW 集装箱燃气发电机组	每台 1.2MW 集装箱燃气发电机组集成 4 台 300kW 燃气发电机单机	16 套

⑤卸油设施

15 万方池 8#池主要为单井卸液池，卸入万方池 8#池中的原油难以得到及时回收逐渐形成老化油，增加联合站原油脱水难度，为有效控制单井卸油至万方池，减少老化油形成，降低联合站运行难度，保证万方池在安全液位运行，本次在万方池 8#池旁新建 1 座卸油台、2 座 60m³的卸油罐（配套 4 座 90kW 电加热器）、2 座卸车槽，1 台装车泵（ $Q=60 \text{m}^3/\text{h}$ 、扬程 $H=30\text{m}$ ）及装车鹤管，卸油方罐置于长 16.1m×宽 4.2m×深 3.1m 的池体中，上部配套安装盖板及防水铁板（防止雨雪流入阀池内），卸油罐设有阻火器、雷达液位计。

项目实施后页岩油联合站原油及压裂返排液处理系统处理能力变化情况见表 3.3-12。

表 3.3-12 页岩油联合站原油及压裂返排液处理系统处理能力变化情况

系统名称	现状设计处理能力	本次新增处理能力	建成后总体处理能力
原油处理系统	$100 \times 10^4 \text{t/a}$	$50 \times 10^4 \text{t/a}$	$150 \times 10^4 \text{t/a}$
压裂返排液处理系统	$4500 \text{m}^3/\text{d}$	$4800 \text{m}^3/\text{d}$	$9300 \text{m}^3/\text{d}$

（2）公用工程

①供配电

新增设备用电负荷为二级，年有功用电量为 $7327 \times 10^4 \text{kW} \cdot \text{h}$ ，用电电源引自孚远变电站 10kV 配电室两段母线备用柜（AH27\AH28），并更换柜内的电流互感器。新建压裂返排液处理区变配电室 1 座，内设变压器室 3 间（预留 1 间，S20-NX2 2000kVA $10 \pm 2 \times 2.5/0.4 \text{kV}$ 变压器 2 台）、10kV 配电室 1 间（10kV 开关柜 14 面，预留 6 面备用柜位）、低压配电室 1 间（GGD 型低压配电柜 16 面，预留 16 个备用柜位）、直流室 1 间（内设 1 套 50Ah 的直流装置和 1 套 1kVA UPS 电源装置）。

②自动化

新增 1 套 DCS 控制站及 I/O 模块，与已建 DCS 组成 1 系统域，完成原油处理、水处理部分新增工艺设施数据采集处理、集中监控；新建 1 套可燃气体检测报警系统 GDS 系统（由可燃气体探测器、现场报警器及报警单元组成），安装在已建 GDS 机柜内，实现对站内生产场所有毒气体泄漏的实时监测、报警，GDS 操作站利旧；消防联动控制器 PLC 及操作站利旧。

③给排水

施工期用水主要为混凝土养护用水，依托站内已建供水系统，运营期用水主要为软化水处理装置用水，用水量为 $83556 \text{m}^3/\text{a}$ ；排水主要为采出水、装置排污水、老化油处理系统分离出的含油污水、软化废水和锅炉排污水，页岩油联合站内采出水和装置排污水经新建压裂返排液处理系统处理达标后优先用于压裂液复配，老化油处理系统分离出的含油污水排至万方池中，通过已建压裂返排液处理系统处理达标后优先用于压裂液复配，运营期无废水外排，软化废水和锅炉排污水送至新建压裂返排液处理系统处理。

④消防

在罐区西侧新建 1 座泡沫站，泡沫站内设 1 套平衡式比例混合装置，选用 3%型水成膜泡沫液，容积 8m^3 ，利旧已建消防泵房至原油罐区的泡沫混合液供水干管，并新建约 $50\text{mD}219\times 6$ 管线至新建泡沫站，泡沫供水泵至泡沫站之间管线充满水。新建 1 套平衡式比例混合装置，混合液流量 $Q=60\text{L/s}$ ，容积 8m^3 ，混合液 3%型水成膜。装置区新增一定量的移动式灭火器材。其余新增设施消防可依托于已建消防设施。

⑤供热

原油处理系统加热热源为压裂返排液处理系统出水中的热量和电锅炉，通过水源热泵将压裂返排液处理系统出水中的热量提取出来对三相分离器出口低含水原油进行加热，三相分离器出口低含水原油温度为 40°C ，加热后温度为 70°C ，原油加热热负荷需求为 $1892\text{kW}\sim 5961\text{kW}$ ，媒介需求为 $95/65^\circ\text{C}$ 热水，受采出水温度及水源热泵冷媒及能效限制，水源热泵最高能取制出 85°C 热水，需补充电锅炉作为辅助热源，水源热泵加热原油热量不足部分用电锅炉补充。本项目电锅炉设置还需考虑前端水处理设备故障或建设时序受影响未投产时，原油加热热负荷全部由电锅炉承担的特殊工况。主要设备见表 3.3-13。

表 3.3-13 主要设备一览表

编号	名称及规格	参数	数量 (台/座)
1	螺杆式水源热泵	水源热泵由电驱压缩机（包括驱动装置，如电动机、内燃机等）、冷凝器、节流膨胀部件、蒸发器等基本部件组成封闭回路；单台制热量 1500kW ，单独成撬，3 套总制热量为 4500kW ；额定制热工况下运行电功率为 548kW ，进/出口温度为 $35/25^\circ\text{C}$ ，热水进/出口温度为 $65/85^\circ\text{C}$ ；出水温度范围为 $60\sim 85^\circ\text{C}$ ；单台水源热泵配套 2 台螺杆式压缩机	3
2	浮头式换热器	换热器总规模定为 2.6MW ，单台浮头式换热器参数为：换热量 1.3MW ，换热面积 120m^2 ，承压 1.6MPa 。换热管材质为钛钢，壳体材质为铸钢。	3（2 用 1 备）
3	高压电极锅炉	3.2MW ，介质温度为常规工况下 $95/85^\circ\text{C}$ ；特殊工况下 $95/65^\circ\text{C}$ ，	2
4	热源侧循环水泵	离心泵，单台参数 $Q=120\text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=32\text{mH}_2\text{O}$ 、 $n=2900\text{r/min}$ 、 $N=55\text{kW}$ ，运行方式：变频控制，前期 2 用 1 备；后期 1 用 2 备。	3
5	热水侧循	离心泵，单台参数： $Q=110\text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=50\text{mH}_2\text{O}$ 、 $n=1450\text{r/min}$ 、	3

	环水泵	N=22kW，运行方式：变频控制，前期 2 用 1 备；后期 1 用 2 备。	
6	热源侧补水泵	离心泵，参数：Q=4.5m ³ /h、H=16mH ₂ O、n=2900r/min、N=0.75kW。变频控制方式	1
7	热水侧补水泵	离心泵，Q=4.5m ³ /h、H=16mH ₂ O、n=2900r/min、N=3kW。采用变频控制方式	1
8	水处理设备	热源侧和热水侧共用 1 套水处理设备，1 台 LDZN (SS) -20 型电脑自控钠离子交换器，设备最大处理水量为 25m ³ /h。包含 1 座 20m ³ 装配式不锈钢水箱（4000×2000×2500）	1 套
9	除污器	采出液侧进水管路上设 1 台自动刷式除污器，参数 DN200，PN1.6MPa。水源热泵热源侧回水管路上设 1 台卧式直通除污器，参数 DN250，PN1.6MPa。热水侧回水管路上设 1 台卧式直通除污器，参数 DN200，PN1.6MPa。	3
10	膨胀罐	水源热泵热源侧回水管路上设 1 座 200L 膨胀罐，热水侧回水管路上设 1 座 1m ³ 膨胀罐	2
11	配套管线		/

（3）环保工程

新建 1 套 1500Nm³/d 的大罐抽气装置，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，装车采用气相平衡管；新建 1 套 4800m³/d 压裂返排液处理装置；高噪声设备采取基础减振、设置隔声间等措施；新建 1 座危废暂存场，尺寸为 21m×21m，占地面积 441m²，用于暂存含油污泥、废机油、废防渗材料等危险废物；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险废物暂存场均为重点防渗区。

新建危险废物暂存场为棚式设计，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、贮存场基础、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。

（4）依托工程

伴生气依托已建天然气处理系统，原油外输依托已建外输设施，老化油处理系统分离出的含油污水依托已建压裂返排液处理装置处理；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，危险废物依托有相应危险废物处理资质的单位回收处置。各依托工程环保手续履行情况见表 3.3-14。

表 3.3-14 项目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
老化油处理系统分离出的含油污水	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
	吉庆油田作业区压裂返排液达标处理服务项目	新疆生产建设兵团第六师生态环境局 师环审（2024）73 号 2024 年 11 月 6 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输油管线（吉木萨尔县、阜康市境内）建设项目	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评（2019）32 号 2019 年 5 月 7 日	2021 年 10 月 27 日通过了企业自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：压裂返排液处理装置包含在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中。

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 125×10⁴t/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老化油处理系统分离出的含油污水处理依托可行性分析

现有压裂返排液处理系统目前委托辽宁华孚环境工程股份有限公司进行处理，处理区位于页岩油联合站南侧约 60m 处。压裂返排液处理装置负责处理联合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 $4500\text{m}^3/\text{d}$ ，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。现有压裂返排液处理装置设计处理规模为 $4500\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量为 $2500\text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理量为 $2000\text{m}^3/\text{d}$ 。目前该压裂返排液处理装置正在进行扩建，扩建后压裂返排液设计处理规模可达到 $12000\text{m}^3/\text{d}$ ，该工程已于 2024 年 11 月 6 日取得新疆生产建设兵团第六师生态环境局出具的《关于吉庆油田作业区压裂返排液达标处理服务项目环境影响报告表的批复》（师环审〔2024〕73 号）。

本项目两套老化油处理系统产生的含油污水量约为 $382\text{m}^3/\text{d}$ ，产生量相对于现有压裂返排液处理系统的处理规模所在比例较小，现有压裂返排液处理系统富余处理能力可满足本项目处理需求，依托可行。

③危险废物处置依托可行性分析

本工程归属吉庆油田作业区管辖，运营期危险废物暂存在新建危废贮存场，最终统一委托资质单位处置。2025 年作业区与克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司签订了危废处置协议。

克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司（危险废物经营许可证编号：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 类危废产生总量约 5768.81t/a ，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，吉庆油田作业区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。

④生活污水处理依托可行性分析

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 $195.4\text{m}^3/\text{a}$ ，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。

⑤生活垃圾处置依托可行性分析

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 $100\text{t}/\text{d}$ ，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 $130\text{t}/\text{d}$ ，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 $6.1\text{t}/\text{a}$ ，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) 工程组成

项目组成详见表 3.3-15。

表 3.3-15 项目工程组成一览表

工程类别	工 程 量	备 注
主体工程	原油处理系统	新建 1 列 $50\times 10^4\text{t}/\text{a}$ 的原油处理系统，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，项目实施后站内原油处理规模将达 $150\times 10^4\text{t}/\text{a}$ 。
	压裂返排液处理系统	新建 1 套设计处理规模为 $4800\text{m}^3/\text{d}$ 压裂返排液处理系统，采用“重力除油+电化学处理+固液分离”处理工艺，出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）限值要求和《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。
		新建 1 套设计规模为 $10\text{m}^3/\text{h}$ 中试试验，采用“调节缓冲+电化学处理+过滤”的处理工艺，出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）限值要求。
	大罐抽气装置	新建 1 套处理规模 $1500\text{Nm}^3/\text{d}$ 的大罐抽气装置。
	老化油处理系统	在万方池 9#池北侧新建 1 套 $400\text{m}^3/\text{d}$ 撬装老化油处理系统、1 套 $380\text{m}^3/\text{d}$ 撬装老化油处理系统，回收 9#池中的老化油。
	燃气发电装置	在页岩油联合站伴生气处理装置旁新建 1 套燃气发电机组，耗气量约

		为 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。
	卸油设施	在万方池 8#池旁新建 1 座卸油台、1 座 60m^3 的卸油方罐、2 座卸车槽、1 台装车泵及装车鹤管，卸油方罐置于长 $16.1\text{m} \times$ 宽 $4.2\text{m} \times$ 深 3.1m 的池体中，上部配套安装盖板及防水铁板。
公用工程	供电	新增设备用电负荷为二级，年有功用电量为 $7327 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h/a}$ ，用电电源引自孚远变电站 10kV 配电室两段母线备用柜（AH27\AH28），并更换柜内的电流互感器。新建压裂返排液处理区变配电室 1 座，内设变压器室 3 间（预留 1 间，S20-NX2 2000kVA $10 \pm 2 \times 2.5/0.4\text{kV}$ 变压器 2 台）、 10kV 配电室 1 间（ 10kV 开关柜 14 面，预留 6 面备用柜位）、低压配电室 1 间（GGD 型低压配电柜 16 面，预留 16 个备用柜位）、直流室 1 间（内设 1 套 50Ah 的直流装置和 1 套 1kVA UPS 电源装置）。
	自动化	新增 1 套 DCS 控制站及 I/O 模块，与已建 DCS 组成 1 系统域，完成原油处理、水处理部分新增工艺设施数据采集处理、集中监控；新建 1 套可燃气体检测报警系统 GDS 系统（由可燃气体探测器、现场报警器及报警单元组成），安装在已建 GDS 机柜内，实现对站内生产场所有毒气体泄漏的实时监测、报警，GDS 操作站利旧；消防联动控制器 PLC 及操作站利旧。
	给排水	施工期用水主要为混凝土养护用水，依托站内已建供水系统，运营期用水主要为软化水处理装置用水；排水主要为采出水、装置排污水、老化油处理系统分离出的含油污水、软化废水和锅炉排污水，页岩油联合站内采出水和装置排污水经新建压裂返排液处理系统处理达标后优先用于压裂液复配，老化油处理系统分离出的含油污水排至万方池中，通过已建压裂返排液处理系统处理达标后优先用于压裂液复配，软化废水和锅炉排污水去向送至新建压裂返排液处理系统处理，
	消防	在罐区西侧新建 1 座泡沫站，泡沫站内设 1 套平衡式比例混合装置，选用 3%型水成膜泡沫液，容积 8m^3 ，利旧已建消防泵房至原油罐区的泡沫混合液供水干管，并新建约 $50\text{mD}219 \times 6$ 管线至新建泡沫站，泡沫供水泵至泡沫站之间管线充满水。新建 1 套平衡式比例混合装置，混合液流量 $Q=60\text{L/s}$ ，容积 8m^3 ，混合液 3%型水成膜。装置区新增一定量的移动式灭火器材。其余新增设施消防可依托于已建消防设施。
	供热	原油处理系统加热热源为压裂返排液处理系统出水中的热量和电锅炉，通过水源热泵将压裂返排液处理系统出水中的热量提取出来对三相分离器出口低含水原油进行加热，三相分离器出口低含水原油温度为 40°C ，加热后温度为 70°C ，原油加热热负荷需求为 $1892\text{kW} \sim 5961\text{kW}$ ，媒介需求为 $95/65^\circ\text{C}$ 热水，受采出水温度及水源热泵冷媒及能效限制，水源热泵最高能取制出 85°C 热水，需补充电锅炉作为辅助热源，水源热泵加热原油热量不足部分用电锅炉补充。
依托工程	危险废物	废机油、废油桶、废含油抹布及劳保用品、废脱硫剂和废分子筛、含油污泥、清罐底泥等危险废物暂存在新建危险废物暂存场，集中暂存、统一处理，最终交由有资质的单位进行处置。
	含油污水	老化油处理系统分离出的含油污水依托已建压裂返排液处理装置处理。
	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	噪声	优先选用低噪声设备，对高噪声设施采取基础减振等措施。
	废水	新建 1 套 4800m ³ /d 的压裂返排液处理装置。
	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险废物暂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，新建 1 套 1500Nm ³ /h 的大罐抽气装置。
	含油污泥处理	含油污泥采取浓缩+脱水处理工艺，本次新建 2 套污泥处理集成装置、1 座污泥脱水橇、1 座泥渣回收撬。
	危险废物暂存	新建 1 座危险废物暂存场，尺寸为 21m×21m，占地面积 441m ² ，用于暂存含油污泥、废机油废防渗材料等危险废物。

（5）总平面布置

新建原油处理装置紧邻现有原油处理装置布置，位于站区中部，新建压裂返排液处理系统位于站区西南角，紧邻罐区；伴生气处理装置及燃气发电装置位于页岩油联合站东侧空地，老化油处理系统位于万方池 9#池北侧，卸油台及卸油罐位于万方池 8#池北侧。平面布置见图 3.3-4 和图 3.3-5。

3.3.5 主要指标

本次拟对页岩油联合进行改造，新建 1 列 50×10⁴t/a 的原油处理系统、1 套 4800m³/d 的压裂返排液处理系统、1 套 10m³/h 压裂返排液处理装置、2 套老化油处理装置、1 套 1500Nm³/h 的大罐抽气装置、1 座卸油设施、1 套伴生气处理装置及燃气发电装置。伴生气处理装置及燃气发电装置和 2 套老化油处理系统均由第三方机构运营管理，页岩油联合站内不新增劳动定员，伴生气处理装置及燃气发电装置和 2 套老化油处理系统新增 37 名劳动定员（均为第三方运营机构人员）。项目主要技术经济指标见表 3.3-16。

表 3.3-16 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	7327×10 ⁴ kW·h/a	永久占地面积	20520m ²
工作制度	年运行 330 天	总投资	6477 万元
在册职工人数	67（页岩油联合站 30 人+ 第三方运营机构 37 人）	环保投资	652 万元

3.4 工艺流程

3.4.1 施工期工艺流程及产污环节

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图 3.4-1。

施工期废气主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气；施工期不设生活营地，无生活污水和生活垃圾产生，废水主要为混凝土养护废水和管道试压废水，噪声源主要为施工机械及车辆噪声，固体废物主要建筑垃圾。

3.4.2 运营期工艺流程及产污环节

（1）原油处理工艺流程

本工程实施后，3 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（ $Q_{\text{油}}=3723.3\text{t/d}$ ， $Q_{\text{气}}=34233\text{Nm}^3/\text{d}$ ， $P=0.35\sim 0.4\text{MPa}$ ， $T=30^{\circ}\text{C}\sim 40^{\circ}\text{C}$ ，含水 40%~45%）先进三相分离器，分离出来的低含水原油（含水 $\leq 35\%$ ）添加破乳剂（100mg/L）后进入加热装置进行加热，换热后（65~70℃）进入多功能处理装置。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三部分，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（ $Q_{\text{油}}=3920.6\text{t/d}$ ， $P=0.20\sim 0.25\text{MPa}$ ， $T=65\sim 70^{\circ}\text{C}$ ，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。若下游交油不畅，或原油系统出故障停运，净化油/采出液进事故罐暂存。

三相分离器及多功能处理油气水分离段分离出的伴生气（ $Q_{\text{气}}=34233\text{Nm}^3/\text{d}$ ，

$P=0.2\sim 0.25\text{MPa}$ ）经除油器除油（液滴直径 $<100\mu\text{m}$ ）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（ $Q_{\text{水}}=2722\text{m}^3/\text{d}$ ， $T=50\sim 65^{\circ}\text{C}$ ）去压裂返排液处理装置，处理合格后优先用于压裂液复配。项目建成后页岩油联合站原油总体处理流程见图 3.4-2。

废气主要为阀门、法兰等处产生的无组织废气、事故罐产生的无组织废气，废水主要为采出水，噪声源主要为各类机泵，事故罐仅在事故状态下使用，事故结束后罐中物料全部送至原油处理系统处理，无清罐底泥产生，固体废物主要为废药剂包装物。

（2）压裂返排液系统处理工艺

①处理工艺选择

国内压裂返排液处理均采用氧化破胶降粘后，再进行气浮或混凝沉降处理，通过投加大量化学药剂达到水质净化的目的。国外采用电化学处理技术，在电场作用下，在特定的电化学反应器内，通过一定的化学反应，对废水中的污染物进行降解的过程。含油废水经电絮凝处理后，水中的有机污染物降解为二氧化碳、水和简单有机物，没有或很少产生二次污染，具有破乳、破胶、净化、除硬等能力，与化学絮凝法相比，因其电极材料易得，不需要另外添加化学药剂，避免二次污染，操作简便而逐渐成为广泛研究的一种绿色、环境友好的水处理技术。国内外压裂返排液处理技术对比见 3.4-1。

通过表 3.4-1 可以看出，目前国内压裂返排液处理基本处于通过投加大量化学药剂来达到水质净化的目的，而国外利用电化学处理技术进行处理，具有破乳、破胶、净化、除硬等能力，在电场作用下能有效破坏压裂返排液体系的稳定性，处理过程中不需投加水质净化所需的化学药剂，具有低碳、环保、二次污染少的特点，较国内化学加药处理技术更具先进性。

表 3.4-1 压裂返排液处理工艺对比情况一览表

项目	新疆油田				延长油田	长庆油田	美国 Marcellus 页岩区	美国 Woodford 气田
	聚结除油+生物 处理+过滤 (玛东)	氧化破胶+混凝 沉降+过滤 (风南4)	氧化破胶+磁分离+ 过滤/臭氧+混凝+ 过滤(百联站)	气浮+生物+吸附混 凝+过滤 (红联站)	破胶降粘-除油- 絮凝沉淀过滤- 脱硼处理-成分 调节	降黏+絮凝+气浮+ 压滤+精滤	水质调节+电絮凝+ 精细过滤	超声波催化+臭氧 高级氧化+电化学 沉淀+过滤
处理后污 水用途	回注油田	回注油田/复配 压裂液	回注油田	达标外排	复配压裂液	复配压裂液	配制滑溜水或交联 压裂液	复配压裂液
加药量	反相破乳剂 100mg/L; PAC1000mg/L; PAM20mg/L	助沉剂 300mg/L; PAC2000mg/L; PAM50mg/L	破胶剂500mg/L; 铁粉500mg/L; PAC800mg/L; PAM20mg/L	活性炭2000mg/L; PAC1300mg/L; PAM80mg/L	破胶剂 1200mg/L; PAC1100mg/L; PAM40mg/L	破胶剂800mg/L; PAC1200mg/L; PAM60mg/L	/	/
处理 费用	45.5元/m ³	4 元/m ³	41元/m ³	34 元/m ³	/	/	/	/
进水水质	含油≤500mg/L 悬浮物 ≤300mg/L	含油≤500mg/L 悬浮物 ≤200mg/L	含油≤1000mg/L 悬浮物≤300mg/L	石油类≤200mg/L 悬浮物≤300mg/L COD≤600mg/L	含油≤300mg/L 悬浮物 ≤2000mg/L	含油≤100mg/L 悬浮物≤2000mg/L COD≤5000mg/L	含油300~ 45000mg/L 悬浮物≤1000mg/L	/
出水水质	含油≤10mg/L 悬浮物≤15mg/L 抽滤时间60s	含油≤2mg/L 悬浮物≤8mg/L	含油≤5mg/L悬浮 物≤5mg/L抽滤时 间 60s	石油类≤8mg/L 悬浮物≤20mg/L COD≤100mg/L	含油≤50mg/L 悬浮物≤30mg/L pH6~9	含油≤10mg/L 悬浮物≤30mg/L	含油≤20mg/L 粒径中值≤1 μ m NTU≤10mg/L	含油≤20mg/L 悬浮物≤20mg/L

②压裂返排液设计进出水水质

页岩油井区油井压裂采用体积压裂工艺，压裂液为水基压裂液，主要成分有瓜尔胶、滑溜水等，压裂返排液主要含油未消耗完的压裂液、地层采出水、原油等组成，主要污染物为石油类、SS。根据现有压裂返排液进口水质检测数据，进水水质矿化度高，废水中主要污染物为石油类、悬浮物。详见表 3.4-2。

表 3.4-2 压裂返排液进水水质指标

检测项目	压裂返排液（站外池进口 2023 年 1 月 12 日取样）	压裂返排液（站外池出口 2023 年 2 月 3 日取样）
矿化度, mg/L	12919.6	13695.0
水型	重碳酸钠	重碳酸钠
含油量, mg/L	224.5	136.64
悬浮物, mg/L	240	148
Zeta 电位, mV	-39.3	-35.2
粘度, mPa·s	8	6

根据页岩油井区实际生产运营情况，压裂作业用水需求大，已建压裂返排液处理系统出水全部用于压裂液复配。根据近三年压裂用水量预测，综合考虑已建、新建压裂液处理系统设计总处理规模 9300m³/d，自然蒸发损失按 15×10⁴m³/a 计算，压裂用水仍需清水补足（见表 3.4-3）。因此近期本次新建压裂返排液处理系统出水全部用于压裂液复配，后期根据页岩油井区压裂作业实际需求，回用不完的净化水输送至吉 7 井区进行回注，出水水质需同时满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）、《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。系统设计进出水水质见表 3.4-4。

表 3.4-3 页岩油井区近三年压裂用水平衡情况

年份	净化水产生量 (×10 ⁴ m ³)	自然蒸发水量 (×10 ⁴ m ³)	压裂年用水量 (×10 ⁴ m ³)	补充水库水/清水水量 (×10 ⁴ m ³)
2025	148.5	15	600	466.5
2026	306.9	15	390	98.1
2027	306.9	15	330	38.1

表 3.4-4 压裂返排液处理系统设计进出水水质

名称	进水设计指标	出水设计指标	Q/SY02012-2016 标准限值	SY/T5329-2022 V 级限值
----	--------	--------	------------------------	------------------------

pH	/	/	6~8	/
水温 (°C)	55~70	15~20	/	/
悬浮固体含量 (mg/L)	≤300	≤20	≤30	≤35.0
含油量 (mg/L)	≤1000	≤20	<50	≤100
硬度 (mg/L)	/	/	≤1000	/
总铁 (mg/L)	/	/	≤20	/
总溶解固体 (mg/L)	/	/	≤10×10 ⁴	/
硫酸盐还原菌 (个/mL)	/	/	<25	/
铁细菌	/	/	<1×10 ⁴	/
腐生菌	/	/	<1×10 ⁴	/
悬浮物颗粒直径	/	/	<5.0	≤5.5

③压裂返排液处理工艺

压裂返排液处理系统采用“重力除油+电化学处理+固液分离”工艺，工艺原理、工艺流程见表 3.4-5，工艺流程见图 3.4-3。

表 3.4-5 工艺原理及工艺流程情况一览表

类别	具体内容
工艺原理	电化学处理装置包含电化学除油装置、电化学氧化装置及固液分离装置。在外电场作用下，使可溶性阳极（牺牲阳极）产生大量阳离子在水中水解、聚合，生成一系列多核水解产物，与原水中的胶体、悬浮物、可溶性污染物、细菌等结合生成较大絮状体，经沉淀、气浮被去除。它兼具絮凝和气浮二者的特点，可以有效地去除废水中的 COD、重金属、SS、油等各种有害污染物。
主体工艺流程	原油系统分离出的采出水、井区压裂返排液（T≈50~65℃、油≤1000mg/L、悬浮物≤300mg/L）进入新建2座3000m ³ 重力除油罐（污水沉降罐），通过重力除油、调储缓冲后，出水（油≤150mg/L、悬浮物≤200mg/L）自流进入4座电化学除油装置，经电化学高效破乳分离后，实现油水分离，出水（油≤30mg/L、悬浮物≤150mg/L）进入换热缓冲罐，经泵提升至水源热泵换热后自流进电化学氧化装置进行氧化破乳（出水油≤20mg/L、悬浮物≤150mg/L）后自流进固液分离装置去除悬浮物，出水（油≤20mg/L、悬浮物≤20mg/L）进新建净化水罐，经外输水泵增加输送至站外60万方池储存，池内净化水用于复配压裂液。
污油处理	重力沉降罐设置集油槽收集浮油，重力沉降罐收集的污油通过污油泵将污油回收至原油系统卸油缓冲罐进原油系统处理
污水处理	污泥浓缩罐排水和污泥脱水机排水总量为141m ³ /d，污泥浓缩罐上部污水排至污水回收罐，污泥脱水机排水排入新建50m ³ 集水池，统一由污水回收泵提升至压裂返排液处理系统前端进行处理。
污泥处理	重力除油罐排污（89m ³ /d、含水99.5%）排至新建污泥处理集成装置内污泥浓缩罐，2座污泥浓缩罐交替间歇运行，经污泥浓缩后，污泥量约为27.84m ³ /d（含水98%），浓缩后污泥进入污泥脱水撬。电化学处理装置（含固液分离装置）排污（19.3m ³ /d、含水98%），排至浮渣罐后，提升至污泥脱水撬进行脱水处理，经脱水

后的污泥含水率可达到80%，含油污泥产生量为8.28m ³ /d，最终交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

废水采用“重力除油+电化学处理装置+固液分离”工艺，采出水处理各设备均为密闭设备，转输采用密闭管线，采出处理主体工艺无废气产生，废气主要为污泥脱水处产生的无组织废气、电化学氧化产生的少量氯气和氯化氢，废水主要为装置排污水，噪声源主要为各类机泵、风机等，固体废物主要为含油污泥。

（3）压裂返排液中试试验工艺流程

压裂返排液中试试验采用“调节缓冲+电化学处理+过滤”工艺，中试试验原水为 15 万方暂存池内的返排液，设计进水水质为含油 $\leq 1000\text{mg/L}$ ，悬浮物 $\leq 300\text{mg/L}$ ，设计出水指标为含油 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 20\text{mg/L}$ ，出水满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）后主要用于压裂液的复配，详细工艺流程描述为：15 万方池中的压裂返排液进入中试试验中的调节水罐进行均质，出水经过电化学处理装置进行电化学反应，处理后再自流进入缓冲罐进行初沉，上清液进入袋式过滤器进行过滤，出水水质达到含油 $\leq 3\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 20\text{mg/L}$ 后用于压裂液的复配。电化学装置、缓冲罐具备底部排泥功能，系统产泥排入页岩油联合站内含油污泥处理系统。

废水采用“调节缓冲+电化学处理+过滤”工艺，处理各设备均为密闭设备，转输采用密闭管线，正常情况下无废气产生，废水主要为含油污水，噪声源主要为各类机泵，固体废物主要为含油污泥。

（4）老化油处理系统

①400m³/d 撬装老化油处理系统工艺流程

采用多级离心固液分离技术处理老化油，具体工艺流程如下：15 万方池中 9#池中的来液加药（加破乳剂）后泵送至电加热器进行加热，加热后进入一级卧式螺旋沉降离心机进行固液分离，分离出的固相暂存在新建危险废物暂存场暂存，分离出的高含水原油泵送至一号蝶式分离机和二号蝶式分离机进行二次分离，一号蝶式分离机和二号蝶式分离机为三相分离机，分离出的合格原油（含水 $\leq 1\%$ ）送至 60m³储油罐进行缓冲，最终送至页岩油联合站原油处理系统进一步处理，含油污水送至已建压裂返排液处理系统进行处理，固相（即含油污泥）暂存在新建危险废物暂存

场，交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。工艺流程及产污环节详见图 3.4-4。

②380m³/d 撬装老化油处理系统工艺流程

15 万方池中 9#池中的来液加入破乳剂，使来液与破乳剂混合均匀后经调质罐进液泵泵送至换热器，经蒸汽换热温度达到 80℃左右后进入调质缓冲撬调质反应，再经泵泵送至粗分离装置（卧螺离心机）进行初分，分离出的固相进入渣罐，液相（高含水原油）由精分离供液泵输送至精分离一级装置进行精分处理，分离出的合格油（含水≤1%）输送至 60m³ 储油罐进行缓冲，固相进入渣罐，水相进入精分二级装置；精分二级分离出的合格油（含水≤1%）输送至 60m³ 储油罐进行缓冲，固相进入渣罐，水相（即含油污水）排入已建压裂返排液处理装置，最终实现了油水渣的三相分离，60m³ 储油罐中的净化油通过管线管输至页岩油联合站内原油处理系统进一步处理，固相（即含油污泥）依托页岩油联合站内新建危险废物暂存场暂存，最终交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置，水相（即含油污水）最终送至已建压裂返排液处理装置处理。工艺流程及产污环节见图 3.4-5。

废气主要为阀门、法兰等处产生的无组织废气、60m³ 储罐暂存无组织废气，噪声源主要为各类机泵，废水主要为含油污水，固体废物主要为含油污泥（包括清罐底泥）和废药剂包装物。

（5）卸油工艺流程

高含水单井罐车拉液优先卸液至 8#池中，卸液过程有人监管，卸明水见油后改卸至 60m³ 的卸油罐，卸油罐液位由页联站中控室监控，液位达到 1.5m 时上报中心调度岗派罐车装液，将卸油罐中的含水原油装车卸至页岩油联合站卸油台最终进入页岩油联合站内原油处理系统进行处理。

废气主要为阀门、法兰等处产生的无组织废气和卸油罐产生的无组织废气，采出液装卸废气，噪声源主要为装车泵，正常情况下无废水产生，固体废物主要为清罐底泥。

（6）大罐抽气装置工艺流程

大罐抽气烃蒸气回收装置系统主要由抽气压缩机组（含空冷器及分液罐）及补气系统组成，配套设置压力检测连锁启停系统。自油罐罐顶挥发出来的气体通过集

气管线汇合后，进入压缩机入口分离器，分离掉气体中的液滴后进入抽气压缩机增压至 $P=0.2\text{MPa}$ ，增压后的气体经压缩机出口空冷器冷却至 50°C 以下，进入压缩机出口分液罐进行气液分离，分离出的气相进入伴生气处理系统，分离出的液相进入原油处理系统。

在固定顶油罐罐顶气相出口至压缩机入口之间的管线上设压力检测点，当储罐压力高于设定值（ 600Pa ）时，油罐烃蒸气回收装置自动运行，油罐顶压力控制系统：压缩机正常运行时将罐顶压力维持在 $150\sim 480\text{Pa}$ ，当压力低于 150Pa 时，连锁气系统自动向压缩机入口补气以保证压缩机的平稳运行及油罐压力稳定，当压力低于 100Pa 时，压缩机停止抽气；确保油储罐的安全储存及密闭状态。为了保证储罐安全，在每座罐顶气相出口设置阻火器 1 套，并在其前后设置远传压力表监控罐顶压力和阻火器是否堵塞。

油罐烃蒸气回收装置补气系统：站内燃料气作为气源，新建一条燃料气相管线与压缩机入口管线相连，在管线上设调压阀与压力检测点，配套设置压力检测连锁启停系统。当抽气压缩机入口压力降低至补气设定值 150Pa 时，控制调节阀打开自动向压缩机入口补气；当压缩机入口达到运行稳定值时，补气控制调节阀自动关闭。除燃料气补气外，分离器出口管线上设压缩机回流线，也可以通过自循环系统向压缩机入口进行补气。

大罐抽气装置进口总管上设置有补气阀组，在进口总管压力低于 150Pa 时，打开补气阀组，向系统内补充天然气，保证罐顶压力维持在 $+100\text{Pa}$ 左右，避免通过呼吸阀向罐内吸入空气；同时在每座储罐挥发气管道上设置有氧含量分析仪，当检测到氧含量高于 8% 时，也打开装置内的补气阀门，向抽气装置总管内补充天然气，控制抽气系统内氧含量，保证系统安全运行。

该装置无废气、废水和固体废物产生，装置实施后可减少卸油罐及事故罐的无组织废气排放，噪声源主要为压缩机。

（7）伴生气处理装置

伴生气处理采用“固定床脱硫+分子筛脱水+脱烃”处理工艺，具体处理工艺如下：页岩油联合站内分离出的伴生气（ $7.2\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ）管输至气液分离器中，分离出的液相管输至压裂返排液处理系统处理，分离出的气相进入固定床脱硫塔进行脱

硫，脱硫后的伴生气进入活塞式水平对称（D 型）压缩机进行三级压缩，压缩后的伴生气进入分子筛吸附塔①进行脱水，脱水后的伴生气由后置过滤器精滤后管输至脱烃单元。在分子筛吸附塔①进行干燥的同时，加热器、吸附塔②、冷凝器、分离过滤器和再生压缩机形成闭式再生回路。回路中气体由压缩机加压鼓动流至加热器，在加热器的作用下，温度迅速升高，将热量带到吸附塔②，使塔内的分子筛温度升高到一定程度，析出已被吸附的水分，由流动的高温干燥气体带走至冷却器，温度急速降低至零下四十度左右，其中的水汽凝结成水，由液气分离器分离，通过排污将水分排出。如此循环往复一定时间，饱和吸水的分子筛被活化再生，再次具备吸附水分的能力。脱水后的伴生气进入三股流铝制板翅式换热器，与脱烃后的低温净化气和低温烃液进行换热降温，再进入制冷机组蒸发器冷却到 -40°C 。被制冷机组冷却的原料气进入低温分离器分离出混烃。分离出的混烃返回到三股流铝制板翅式换热器复热到 $>0^{\circ}\text{C}$ 后，送入到烃液储罐储存，低温分离器的出口气返回铝制板翅式换热器进行复热后进入到后端发电系统。伴生气处理装置工艺流程及产污环节见图 3.4-6。

废气主要为无组织非甲烷总烃和燃气发电机组燃烧废气，废水主要为含油污水，固体废物主要为废脱硫剂、废分子筛，噪声预案主要为压缩机、燃气发电机组等。

（8）原辅材料用量及资源、能源消耗情况

运营期原油处理系统、压裂返排液处理系统、老化油处理系统会消耗药剂，设备检修会消耗机油，不消耗新鲜水，能源消耗主要为电能。运营期原辅材料及能源消耗情况详见表 3.4-6。

表 3.4-6 运营期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	$50 \times 10^4 \text{t/a}$	/
	压裂返排液、采出水	$4800 \text{m}^3/\text{d}$	/
辅料	破乳剂	109t/a	原油处理系统消耗
	反向破乳剂	1t/a	
	除氯剂	1t/a	
	破乳剂	200t/a	老化油处理系统
	润滑油	0.1t/a	/

	羟基氧化铁脱硫剂	42.78t/a	伴生气处理装置
	分子筛	1.2t/3a	
能源	电能	$7327 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}$	/

3.4.3 退役期工艺流程及产污环节

退役期主要为各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、装置排污水、固体废物等。

3.5 污染源源强核算

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。

①施工扬尘

扬尘主要来自施工场地的清理、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。

（2）废水

施工期不设生活营地，施工期废水主要为混凝土养护废水和管道试压废水，混凝土养护用水为清水，自然蒸发处理；管道试压采用清水试压，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，主要用于施工区域内的洒水降尘。

（3）噪声

噪声源主要为施工机械及车辆噪声，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、万方池 8#和 9#池旁	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。

（5）生态环境

原油处理系统、压裂返排液处理系统、大罐抽气装置均位于页岩油联合站内，不新增占地，占地主要为卸油设施（60m×50m）、老化油处理系统占地（单座 40m×22m）、伴生气处理装置及燃气发电机组（140m×100m），占地面积约 20520m²，均为永久占地，工程占地对植被、动物、土地利用类型、生态系统结构、功能等产生一定的影响。

3.5.2 运营期污染源强核算

（1）废气

原油处理系统分离出的采出水密闭输送至新建压裂返排液处理系统，处理过程中的重力除油、电化学处理均为密闭流程，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册 07 石油和天然气开采行业系数手册》（环境部公告 2021 年 第 24 号），压裂返排液处理系统产生的无组织废气可忽略不计；老化油处理系统利旧的两座 60m³ 储罐为现有储罐，现有工程废气中已包含该两座储罐的无组织废气，本次不再重复计算。运营期废气主要为原油处理系统、老化油处理系统、伴生气处理系统等处理过程的阀门、法兰等处产生的无组织废气，卸油设施阀门、法兰等处产生的无组织废气，8#采出液装卸废气、燃气发电机燃烧废气、含油污泥处理及暂存废气，电化学氧化装置废气。

①动静密封点产生的无组织废气

原油处理系统涉及物料主要为原油、伴生气和采出水，伴生气中含有硫化氢，动静密封点产生的无组织废气污染因子主要为非甲烷总烃和硫化氢；老化油处理系统、卸油设施涉及的物料主要为原油和采出水，动静密封点产生的无组织废气污染因子主要为非甲烷总烃，该工序无硫化氢产生；伴生气处理系统中需进行脱硫，动静密封点产生的无组织废气污染因子主要为非甲烷总烃和硫化氢。

※非甲烷总烃

油气处理过程中产生的无组织挥发废气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：

$D_{\text{设备}}$ ：一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 2000 $\mu\text{mol/mol}$ ），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 7920h。

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表 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	68	0.103
	法兰	0.085	136	0.275
	连接件	0.028	544	0.362
小计		/	/	0.740
400m ³ /d 老化油处理系统	阀门	0.064	50	0.076
	法兰	0.085	100	0.202
	连接件	0.028	600	0.399
	小计	/	/	0.677
380m ³ /d 老化油处理系统	阀门	0.064	50	0.076
	法兰	0.085	100	0.202
	连接件	0.028	600	0.399
	小计	/	/	0.677
卸油设施	阀门	0.064	10	0.015

	法兰	0.085	20	0.040
	连接件	0.028	120	0.080
	小计	/	/	0.135
伴生气处理装置	阀门	0.064	600	0.912
	法兰	0.085	1200	2.424
	连接件	0.028	4800	3.193
	压缩机	0.073	3	0.005
	合计	/	/	6.534
合计		/	/	8.763

※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 3.5-3。

表 3.5-3 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)	非甲烷总烃 占比 (%)	天然气泄漏 量 (t/a)	硫化氢产生量 (kg/a)
原油处理系统	284	0.74	32.52	2.28	0.889
伴生气处理装置	284	6.534	32.52	20.09	7.833
合计	/	/	/	/	8.722

②8#池采出液装卸废气

采出液装车时产生的无组织挥发性有机物无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《污染源强核算技术指南 石油炼制》（HJ982-2018）中挥发性有机液体装载过程挥发性有机物的产生量计算，计算公式如下：

$$D_{\text{产生量}} = \frac{L_L \times Q}{1000}$$

式中：D_{产生量}——核算时段内挥发性有机液体装载过程挥发性有机物的产生量，t/a；

Q-核算时段内物料装载量，m³/a；

L_L-挥发性有机液体装载过程的排放系数，kg/m³，计算公式如下：

$$L_L = 1.20 \times 10^{-4} \times \frac{S \times P_T \times M_{vap}}{273.15 + T}$$

式中：S——饱和系数，无量纲，一般取 0.6。

P_T ——温度 T 时装载物料的真实蒸气压，Pa；本次取 32kPa。

M_{vap} ——油气分子量，g/mol；本次取 50g/mol。

T——物料装载温度，℃；本次取 25℃。

根据 L_L 计算公式计算出 L_L 为 0.39，收油量为 20480.5m³/a，根据上述计算公式计算出采出液装车时产生的无组织挥发性有机物为 7.99t/a。

③卸油罐废气

卸油罐采用固定顶罐，储罐因大小呼吸作用排放无组织非甲烷总烃，卸油罐产生的无组织废气目前无相应的源强核算技术指南，本次参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中固定顶罐的损耗公式进行计算，固定顶罐的总损耗是静置损耗与工作损耗的总和：

$$L_T = L_S + L_W$$

式中： L_T ——总损失，1b/a；

L_S ——静置储藏损失，1b/a；

L_W ——工作损失，1b/a；

※静置储藏损耗

静置储藏损耗 L_S 是指由于罐体气相空间呼吸导致的储存气相损耗。其计算公式如下：

$$L_S = 365 V_V W_V K_E K_S$$

式中： L_S ——静置储藏损失，1b/a；

V_V ——气相空间容积，ft³， $V_V = \pi D^2 / 4 H_{V0}$ （D 罐径、 H_{V0} 气相空间高度，ft）；

W_V ——储藏气相密度，1b/ft³；

K_E ——气相空间膨胀因子，无量纲；

K_S ——排放蒸汽饱和因子，无量纲。

※工作损耗

工作损耗 L_W 与装料或卸料时所储蒸汽的排放有关，计算公式如下：

$$L_W = \frac{5.614}{RT_{LA}} M_V P_{VA} Q K_N K_P K_B$$

式中： L_w ——工作损耗，lb/a；

M_v ——气相分子量，lb/lb-mol；

P_{VA} ——真实蒸汽压，psia；

Q ——年周转量，bbl/a；

K_p ——工作损耗产品因子，无量纲量；对于原油 $K_p=0.75$ ；

K_N ——工作排放周转（饱和）因子，无量纲量；当周转数 >36 ， $K_N=(180+N)/6N$ ；当周转数 ≤ 36 ， $K_N=1$ ；

K_B ——呼吸阀工作校正因子。

根据上述公式计算出的静置储藏损耗和工作损耗分别为 1.035t/a、2.956t/a。

根据上述计算结果可知卸油罐的工作损失和采出液装车时产生的无组织非甲烷总烃合计为 10.946t/a，卸油罐、罐车采用气相平衡系统，使卸油罐、罐车储罐形成闭路循环，减少卸油罐及装车时产生的无组织废气；根据《利用气相平衡管原理控制有机污染物的无组织排放》（齐刚）研究可知，采用气相平衡系统之后无组织废气排放量可减少 90%以上，则卸油罐装车时无组织非甲烷总烃排放量约为 1.095t/a。

⑤燃气发电机燃烧废气

燃气发电机年运行时间 7920h，最大耗气量 $2310 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （70000 m^3/d ）。燃烧烟气中污染物主要为 SO_2 、 NO_x 和颗粒物，燃气发电机燃烧烟气中烟气量及各污染物的产生量目前无相应源强核算技术指南，烟气产生量和氮氧化物产生系统根据设计单位实测同类燃气发电机实际运行数据确定，烟气产生系数约为 15.7 m^3 烟气/ m^3 天然气，氮氧化物产生系数为 3.768g/ m^3 天然气，二氧化硫和颗粒物产生量参照《社会区域类环境影响评价》一书中天然气燃料产污系数（ SO_2 :0.18kg/ km^3 天然气，颗粒物：0.14kg/ km^3 天然气）进行核算，根据上述系数计算燃气发电机燃烧烟气各污染物排放情况，见表 3.5-4。

表 3.5-4 燃气发电机大气污染物排放统计表

污染源	天然气消耗量 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	烟气量 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	污染物排放量		
			SO_2 (t/a)	NO_x (t/a)	颗粒物 (t/a)
燃气发电机	2310	36267	4.158	87.04	3.23

每座1.2MW燃气发电机组设1根高7m、内径0.25m的排气筒排放，本次共设16根排气筒，每根排气筒中二氧化硫、氮氧化物和颗粒物的排放情况见表3.5-5。

表 3.5-5 单座 1.2MW 燃气发电机排气筒中各污染物排放情况表

污染源	天然气消耗量 (×10 ⁴ m ³ /a)	烟气量 (×10 ⁴ m ³ /a)	SO ₂ 排放情况		NO _x 排放情况		颗粒物情况	
			t/a	mg/m ³	t/a	mg/m ³	t/a	mg/m ³
单座1.2MW燃气发电机	144.375	2266.6875	0.2599	11.47	5.44	240	0.2019	8.91

由表3.5-5可知，单座1.2MW燃气发电机排气筒中二氧化硫、氮氧化物和颗粒物的排放浓度均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2限值要求。

⑥电化学氧化装置废气

电化学氧化装置在电场作用下氯离子转换为次氯酸等氧化剂，电解过程中可能有氯气产生，氯气类比同类中试试验装置（规模为10m³/h）的结果氯气排放速率约为24.6g/h，本项目压裂返排液处理装置设计处理规模为4800m³/d，则氯气产生量为11.81kg/h、93.54t/a，氯气和氯化氢通过碱液喷淋吸收装置处理后通过一根25m高排气筒排放。电解出的氯气有少量的氯气发生水解，水解过程中可能会极少量的氯化氢，再通过碱洗喷淋吸收装置处理后排放至大气环境中的氯化氢可忽略不计，氯气排放情况见表3.5-6。

表 3.5-6 电化学氧化装置废气

风机风量	污染物	产生情况			去除效率	排放情况		
		mg/m ³	kg/h	t/a		mg/m ³	kg/h	t/a
40000m ³ /h	氯气	295.3	11.81	93.54	98	5.91	0.236	1.87

由表3.5-6可知，电化学氧化装置废气中的氯气可满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2中的限值要求，且排气筒高度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求。

⑦含油污泥处理及暂存挥发性有机物产生量

含油污泥处理及暂存产生的挥发性有机物（以非甲烷总烃计）目前无相应的源强核算技术指南，本次参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》-07石油和天然气开采行业系数手册（环境部公告2021年 第24号）中污泥池产污系数（0.6kg/m³-产品）进行核算，污泥量约为5768.7t/a（含油量按照2%计），则非甲烷总烃产生量0.028t/a，以无组织形式逸散。

⑧大罐抽气装置减少无组织废气排放情况

大罐抽气装置主要回收2座1000m³卸油缓冲罐及6座4000m³事故罐运行时的VOCs，事故罐正常情况下不使用，仅在事故状态下使用，卸油缓冲罐卸液量约为200t/d（含水40%-45%），根据卸液量及卸油缓冲罐的尺寸计算出正常情况下由卸油罐产生的无组织非甲烷总烃量为22.4t/a。《联合站大罐抽气回收技术的应用》（刘波）研究了大罐抽气装置在双河联合站的应用，文献中描述：“双河联合站原油大罐采用大罐抽气技术后，使双河联合站95%以上的油气能被回收，大大降低了油气外逸”。本次取大罐抽气装置的回收效率为95%，项目实施后可减少站内无组织非甲烷总烃的量为21.28t/a，对区域大气环境具有正效益。

⑨有组织废气、无组织废气排放情况汇总

有组织废气排放情况见表3.5-7、无组织废气排放情况见表3.5-8，有组织和无组织废气汇总情况见表3.5-9。

表3.5-7 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	排气筒高度、内径、温度	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	DA001	高 25m、温度 25℃	电化学氧化装置废气	Cl ₂	5.91	0.236	1.87
2	DA002	高 7m、内径 0.25m、温度 150℃	燃气发电机废气	NO _x	240	0.689	5.44
				SO ₂	11.47	0.0328	0.2599
				颗粒物	8.91	0.0255	0.2019
3	DA003	高 7m、内径 0.25m、温度 150℃	燃气发电机废气	NO _x	240	0.689	5.44
				SO ₂	11.47	0.0328	0.2599
				颗粒物	8.91	0.0255	0.2019
4	DA004	高 7m、内径 0.25m、温度 150℃	燃气发电机废气	NO _x	240	0.689	5.44
				SO ₂	11.47	0.0328	0.2599
				颗粒物	8.91	0.0255	0.2019
5	DA005	高 7m、内径 0.25m、温度 150℃	燃气发电机废气	NO _x	240	0.689	5.44
				SO ₂	11.47	0.0328	0.2599
				颗粒物	8.91	0.0255	0.2019
6	DA006	高 7m、内径 0.25m、温度 150℃	燃气发电机废气	NO _x	240	0.689	5.44
				SO ₂	11.47	0.0328	0.2599
				颗粒物	8.91	0.0255	0.2019
7	DA007	高 7m、内径	燃气发电机	NO _x	240	0.689	5.44

序号	排放口编号	排气筒高度、内径、温度	污染物		核算排放浓度 (mg/m³)	核算排放速率 (kg/h)	核算年排放量 (t/a)
		0.25m、温度 150℃	废气	SO ₂	11.47	0.0328	0.2599
				颗粒物	8.91	0.0255	0.2019
8	DA008	高 7m、内径 0.25m、温度 150℃	燃气发电机 废气	NO _x	240	0.689	5.44
				SO ₂	11.47	0.0328	0.2599
				颗粒物	8.91	0.0255	0.2019
9	DA009	高 7m、内径 0.25m、温度 150℃	燃气发电机 废气	NO _x	240	0.689	5.44
				SO ₂	11.47	0.0328	0.2599
				颗粒物	8.91	0.0255	0.2019
10	DA010	高 7m、内径 0.25m、温度 150℃	燃气发电机 废气	NO _x	240	0.689	5.44
				SO ₂	11.47	0.0328	0.2599
				颗粒物	8.91	0.0255	0.2019
11	DA011	高 7m、内径 0.25m、温度 150℃	燃气发电机 废气	NO _x	240	0.689	5.44
				SO ₂	11.47	0.0328	0.2599
				颗粒物	8.91	0.0255	0.2019
12	DA012	高 7m、内径 0.25m、温度 150℃	燃气发电机 废气	NO _x	240	0.689	5.44
				SO ₂	11.47	0.0328	0.2599
				颗粒物	8.91	0.0255	0.2019
13	DA013	高 7m、内径 0.25m、温度 150℃	燃气发电机 废气	NO _x	240	0.689	5.44
				SO ₂	11.47	0.0328	0.2599
				颗粒物	8.91	0.0255	0.2019
14	DA014	高 7m、内径 0.25m、温度 150℃	燃气发电机 废气	NO _x	240	0.689	5.44
				SO ₂	11.47	0.0328	0.2599
				颗粒物	8.91	0.0255	0.2019
15	DA015	高 7m、内径 0.25m、温度 150℃	燃气发电机 废气	NO _x	240	0.689	5.44
				SO ₂	11.47	0.0328	0.2599
				颗粒物	8.91	0.0255	0.2019
16	DA016	高 7m、内径 0.25m、温度 150℃	燃气发电机 废气	NO _x	240	0.689	5.44
				SO ₂	11.47	0.0328	0.2599
				颗粒物	8.91	0.0255	0.2019
17	DA017	高 7m、内径 0.25m、温度 150℃	燃气发电机 废气	NO _x	240	0.689	5.44
				SO ₂	11.47	0.0328	0.2599
				颗粒物	8.91	0.0255	0.2019
一般排放口 合计			NO _x				87.04
			SO ₂				4.158
			颗粒物				3.23
			Cl ₂				1.87

表 3.5-8 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 t/a
					标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
1	M1	原油处理系统	硫化氢	选用质量可靠的设备, 加强设备检维修, 确保生物处理装置正常运行	GB14554-93 中表 1 二级限值	0.06	0.889kg/a
			NMHC		GB39728—2020	4.0	0.74
2	M2	400m ³ /d 和 380m ³ /d 老化油处理系统	NMHC				1.354
3	M3	卸油设施	NMHC				2.13
4	M4	含油污泥处理、暂存	NMHC				0.028
			NMHC				6.534
5	M5	伴生气处理装置	H ₂ S		GB14554-93 中表 1 二级限值	0.06	7.833kg

表 3.8-9 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	NO _x	87.04
2	SO ₂	4.158
3	颗粒物	3.23
4	Cl ₂	1.87
5	硫化氢	8.722kg/a
6	NMHC	10.921

(2) 废水

废水主要为采出水、压裂返排液处理系统装置排污废水、老化油处理系统产生的含油污水、软化废水、锅炉排污水和生活污水。

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 24.35×10⁴m³/a (738m³/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 243.54t/a、73.05t/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

装置排污水主要包括污泥浓缩罐排水、污泥脱水机排水。根据工艺特点及设计参数估算, 污泥浓缩罐排水量约 71m³/d, 污泥脱水机排水产生量约 70m³/d, 合计产生量为 141m³/d (46530m³/a), 污染物主要为石油类和悬浮物, 浓度分别为 200mg/L、150mg/L, 排放量分别为 0.0282t/a、0.021t/a, 污泥浓缩罐上部污水排

至污水回收罐，污泥脱水机排水排入新建 50m³ 集水池，统一由污水回收泵提升至新建压裂返排液处理系统前端进行处理。

③老化油处理系统和伴生气处理系统产生的含油污水

含油污水主要产生于两套老化油处理系统和伴生气处理系统，两套老化油处理系统产生的含油污水量合计为 126060m³/a（382m³/d），伴生气处理系统产生的含油污水量为 500m³/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 0.382t/a、0.115t/a，含油污水直接管输至已建压裂返排液处理系统处理。

④软化废水和锅炉排污水

软化废水和锅炉排污水根据《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ991-2018）5.4 产污系数法进行核算，产污系数参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》-4430 工业锅炉（热力供应）行业系数手册中天然气锅炉（锅外水处理）工业废水产生系数 13.56t/万 m³ 原料（锅炉排污水+软化处理废水）原料进行核算，则软化废水和锅炉排污水产生量为 7320m³/a，污染物主要为化学需氧量和溶解性总固体（全盐量），集中收集后送至新建压裂返排液处理装置进行处理。

⑤生活污水

原油处理系统、压裂返排液处理系统、燃气发电装置、大罐抽气装置、卸油设施均由中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区现有工作人员负责，不新增劳动定员，两套老化油处理系统交由第三方机构进行运行，新增劳动定员 37 名，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 224.2m³/a，排水系数取 0.8，则生活污水产生量约 195.4m³/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。生活污水排至页岩油联合站外化粪池内，最终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 3.5-10。

表 3.5-10 噪声源强清单

处理系统	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				
原油处理系统	1	三相分离器橇		$\Phi 3 \times 18-0.6$	126	188	0.5	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		$\Phi 4m \times 24m-0.6$	127	177	0.5	85~90	1		昼夜连续运行
	3	加药装置中的加药泵		/	126	147	0.5	85~90	3		昼夜连续运行
大罐抽气装置	1	抽气压缩机组 (电驱)			154	100	0.5	90	1		昼夜连续运行
压裂返排液处理系统	1	污水脱水橇	叠螺机	单台处理量为 $Q=5 \sim 10m^3/h$	72	125	0.5	85~90	2		昼夜连续运行
	2		脱水机		18	68	0.5	85~90	2		昼夜连续运行
	3		加药泵		30	78	0.5	85~90	2		昼夜连续运行
	4	污泥处理集成装置——污水回收泵		$Q=15m^3/h$, $H=30m$, $N=4kW$.	74	88	0.5	85~90	1		昼夜连续运行
	5	泥渣回收橇	吸泥泵	$Q=10m^3/h$, $H=30m$, $N=4kW$	19	45	0.5	85~90	1		昼夜连续运行
	6		污泥泵	$Q=10m^3/h$, $H=30m$, $N=4kW$	18	39	0.5	85~90	1		昼夜连续运行
	7		污泥泵	$Q=10m^3/h$, $P=0.3MPa$, $N=3kW$	12	38	0.5	85~90	2		昼夜连续运行
	8	外输水泵		$Q=10m^3/h$, $P=0.3MPa$, $N=3kW$	77	123	0.5	85~90	2		昼夜连续运行
	9	污油泵		$Q=10m^3/h$, $P=0.3MPa$, $N=3kW$	72	69	0.5	85~90	2		昼夜连续运行
	10	污水提升泵		$Q=200m^3/h$, $H=30m$, $N=37kW$	55	66	0.5	85~90	2		昼夜连续运行
	11	风机		/	80	128	0.5	90	1		昼夜连续运行

供热设施	1	螺杆式水源热泵	3 套总制热量为 4500kW；额定制热工况下运行电功率为 548kW，进/出口温度为 35/25℃，热水进/出口温度为 65/85℃；出水温度范围为 60~85℃；单台水源热泵配套 2 台螺杆式压缩机	136	195	0.5	85~90	3	昼夜连续运行
	2	螺杆式压缩机	/	133	174	0.5	90	6	昼夜连续运行
	3	热源侧循环水泵	离心泵，单台参数 Q=120m ³ /h、H=32mH ₂ O、n=2900r/min、N=55kW，运行方式：变频控制，前期 2 用 1 备；后期 1 用 2 备。	128	149	0.5	85~90	3	昼夜连续运行
	4	热水侧循环水泵	离心泵，单台参数：Q=110m ³ /h、H=50mH ₂ O、n=1450r/min、N=22kW，运行方式：变频控制，前期 2 用 1 备；后期 1 用 2 备。	127	159	0.5	85~90	3	昼夜连续运行
	5	热源侧补水泵	离心泵，参数：Q=4.5m ³ /h、H=16mH ₂ O、n=2900r/min、N=0.75kW。变频控制方式	128	153	0.5	85~90	1	昼夜连续运行
	6	热水侧补水泵	离心泵，Q=4.5m ³ /h、H=16mH ₂ O、n=2900r/min、N=3kW。采用变频控制方式	132	146	0.5	85~90	1	昼夜连续运行
老化油处理系统 (400m ³ /d)	1	一号碟式离心机	转鼓转数 6600r/min、沉降面积 67×107cm ² ，处理能力 10m ³ /h	23	31	0.5	85~90	1	昼夜连续运行
	2	二号碟式离心机	转鼓转数 6600r/min、沉降面积 67×107cm ² ，处理能力 10m ³ /h	23	34	0.5	85~90	1	昼夜连续运行
	3	D 型单吸多级清水离心泵	型号 1.2-25×8、流量 12.5m ³ /h、扬程 200m	13	37	0.5	85~90	1	昼夜连续运行
	4	G 型单螺杆泵	G50-2、流量 20m ³ /h、功率 7.5kW、扬程 120m	20	34	0.5	85~90	3	昼夜连续运行

老化油处理系统 (380m ³ /d)	5	螺旋卧式离心机	/	9	37				
	1	加药撬	/	19	6	0.5	85~90	1	昼夜连续运行
	2	粗分离装置	/	12	4	0.5	85~90	1	昼夜连续运行
	3	精分离装置	/	6	4	0.5	85~90	1	昼夜连续运行
	4	调质罐进液泵	/	21	4	0.5	85~90	1	昼夜连续运行
	5	调质水泵	/	17	4	0.5	85~90	1	昼夜连续运行
	6	清洗水泵	/	7	5	0.5	85~90	1	昼夜连续运行
	7	空压机	/	5	22	0.5	90	1	昼夜连续运行
	8	气浮加药撬	/	8	22	0.5	85~90	1	昼夜连续运行
伴生气处理装置及燃气发电装置	9	蒸汽发生器	/	21	20	0.5	85~90	1	昼夜连续运行
	1	活塞式水平对称（D型）压缩机	进气压力设计 0.1~0.5MPa，排气压力 2~5MPa，排量 3000Nm ³ /h	31	56	0.5	90	2	昼夜连续运行
	2	气液分离器	/	18	53	0.5	85~90	1	
	3	低温分离器	/	47	53	0.5	85~90	1	
	4	再生压缩机	/	41	56	0.5	90	1	昼夜连续运行
卸油设施	5	1.2MW 集装箱燃气发电机组	每台 1.2MW 集装箱燃气发电机组集成 4 台 300kW 燃气发电机单机	95	52	0.5	75-85	16	昼夜连续运行
	1	装车泵				0.5	85~90	2	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

固体废物主要为含油污泥、清罐底泥、废包装物、废防渗材料、废机油、废油桶、废含油抹布及劳保用品、废离子交换树脂、废脱硫剂、废分子筛和生活垃圾。

①含油污泥

压裂返排液处理系统含油污泥主要来自重力除油罐、电化学处理装置和固液分离装置，含油污泥采用浓缩+脱水处理工艺，根据设计参数，污泥产生量约 $108.3\text{m}^3/\text{d}$ ，经浓缩、脱水处理后含水率下降至 80%，含油污泥外排量为 $8.28\text{m}^3/\text{d}$ （污泥密度约 $1.4\text{t}/\text{m}^3$ ），即 $3825.4\text{t}/\text{a}$ ；两套老化油处理系统含油污泥产生量为 $1386\text{t}/\text{a}$ 。含油污泥属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW08 废矿物油和含矿物油废物（废物代码 071-001-08，危险特性为毒性，易燃性/T，I），送至新建危险废物暂存场进行临时贮，最终交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。

②清罐底泥

卸油罐需定期清罐，清罐时会产生一定的清罐底泥，目前无相应的源强核算技术指南，本次参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021 年第 24 号）中的《工业源产排污核算方法和系数手册》-07 石油和天然气开采行业系数手册——非稠油检修清罐、管线刺漏、晒水隔油池等清淤环节含油污泥产污系数（ $90.76\text{t}/10^4\text{t}$ 产品）来核算清罐底泥的产生量，年平均产油量约为 $6.14 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ ，据此计算清罐底泥产生量为 $557.3\text{t}/\text{a}$ 。清罐底泥属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW08 废矿物油和含矿物油废物（废物代码 071-001-08，危险特性为 T、I），送至新建危险废物暂存场进行临时贮，最终交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。

③废包装物

原油处理系统、老化油处理系统使用药剂过程中会产生少量的废包装物，根据药剂用量和包装物的重量可知，废包装物产生量约为 $6\text{t}/\text{a}$ ，废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，废包装物的固体废物代码为 900-099-S59，根据由厂家回收利用。

④废防渗材料

运营期检修过程中会有废防渗膜等废防渗材料产生，属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW08 废矿物油和含矿物油废物（废物代码：900-249-08，危险特性：毒性，易燃性/T，I），根据作业区实际产生数据，产生量约 0.1t/a。

⑤废机油

站内处理设备在保养和维护过程中会产生废机油，类比作业区实际运行数据，产生量约 0.1t/a。废机油属于《国家危险废物名录（2025 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），送至新建危险废物暂存场进行临时贮，最终交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。

⑥废油桶

根据设备维修时机油的使用量及油桶的重量可知，废油桶产生量为 0.01t/a，废油桶《国家危险废物名录（2025 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新建危险废物暂存场，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。

⑦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，类比站内现有原油处理系统设备检维修时废含油抹布和劳保用品的产生量可知，本项目废含油抹布和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（2025 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新建危险废物暂存场，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。

⑧废脱硫剂

脱硫塔中的脱硫剂需定期更换，更换频次为每 4 个月更换一次，2 台脱硫塔每次更换产生的废脱硫剂合计为 14.26t/a，则每年更换产生的废脱硫剂量为 42.78t/a，废脱硫剂属于《国家危险废物名录（2025 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新建危险废物暂存场，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。

⑨废分子筛

伴生气处理系统脱水装置中的分子筛需定期更换，更换频次为每三年更换一次，每次更换产生量为 1.2t/次，更换产生的废分子筛属于《国家危险废物名录（2025 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新建危险废物暂存场，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。

⑩废离子交换树脂

软化水处理装置中的离子交换树脂需定期更换，更换频率为每年一次，每次更换产生量为 2.34t/a，软化水处理装置是对自来水进行处理，产生的废离子交换树脂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，废包装物的固体废物代码为 900-009-S59，根据由厂家回收利用。

⑪生活垃圾

项目新增 37 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 6.1t/a，依托页岩油联合站生活垃圾收运系统集中收集，最终送至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处理。

危险废物产生及处置情况见表 3.5-11。

表 3.5-11 固体废物产生情况一览表

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	有害成分	危险特性	污染防治措施
1	含油污泥	HW08	071-001-08	5211.4	压裂返排液处理系统	液固混合	油类	T, I	交由有相应危险废物处理资质的单位处理
2	清罐底泥	HW08	071-001-08	557.3	卸油罐清罐	液固混合	油类	T, I	
3	废防渗材料	HW08	900-249-08	0.1	设备检维修	固态	油类	T, I	
4	废机油	HW08	900-214-08	0.1t/a	设备检维修	液态	油类	T, I	
5	废油桶	HW08	900-249-08	0.01t/a	设备检维修	液态	油类	T, I	

6	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	T/In
7	废脱硫剂	HW49	900-041-49	42.78t/a	伴生气处理系统	固态	硫化氢、油类	T/In
8	废分子筛	HW49	900-041-49	t/a	伴生气处理系统	固态	油类	T/In

（5）生态影响分析

运营期不新增占地，各类活动均在占地范围内，站内、老化油处理系统及卸油设施处的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。拆除及清洗过程中产生的含油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，装置排污水送至采用罐车就近拉至油田处理站处理；拆除过程中将产生少量扬尘、噪声、建筑垃圾等固体废物。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，运至当地政府环卫部门指定地点填埋。

3.5.4 事故状态环境影响因素分析

由于腐蚀、误操作等原因，可能出现的事故主要有原油处理装置三相分离器、多功能处理器等泄漏事故，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。多功能处理器出现故障，三相分离器分离出的原油送至站内事故罐暂存，采出水送至压裂返排液处理装置处理，分离出的伴生气出现送至站内现有火炬燃烧放空，假设多功能处理器发生故障后 6h 能恢复正常，根据油区来气量可知，多功能处理器发生故障后 6h 产生的伴生气量为 2157.5m³。火炬燃烧过程中产生的污染物主要为氮氧化物、二氧化硫和颗粒物，本次评价参照《社会区域类环境影响评价》一书中天然气燃料产污系数（SO₂:0.18kg/km³ 天然气，NO_x: 1.76kg/km³ 天然气，颗粒物: 0.14kg/km³ 天然气）核算各污染物的产生量，根据上述系数计算放空火炬燃烧烟气中各污染物排放情况，氮氧化物、二氧化硫和颗粒物的排放量分别为

0.4kg、3.8kg、0.3kg。运营期应加强设备的检维修，尽量减少各设备出现故障的频率，进而减少非正常工况下对周围大气环境的影响。

3.5.5 温室气体排放量核算

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、燃料燃烧 CO₂ 排放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，计算公式如下表：

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

$E_{CH_4\text{气处理逃逸}}$ —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 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/亿 Nm³天然气，取 40.34(吨/亿 Nm³)。

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 11126.7m³/d，据此计算本工程 CH₄ 排放量为 1.48t/a。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH₄ 相当于 21 吨 CO₂ 的增温能力，据此本工程排放的甲烷折算为 CO₂ 排放量为 31.08t/a。

伴生气处理系统处理量为 2310×10⁴m³/a，据此计算出伴生气处理系统过程中 CH₄ 排放量为 9.32t/a。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH₄ 相当于 21 吨 CO₂ 的增温能力，据此本工程排放的甲烷折算为 CO₂ 排放量为 195.72t/a。

（2）燃料燃烧过程 CO₂ 排放

燃料燃烧 CO₂ 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：

$$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}} = \sum_i \left(AD_i \times CC_i \times OF_i \times \frac{44}{12} \right)$$

式中：E_{CO₂-燃烧} 为分企业边界的化石燃料燃烧 CO₂ 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 Nm³ 为单位；天然气消耗量为 2310×10⁴m³/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 Nm³ 为单位；CC_i=NCV_i×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 Nm³ 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 Nm³。

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 CO₂ 排放量 E_{CO₂}=58026.3t/a。

（3）净购入电力隐含的 CO₂ 排放量

购入电力生产的二氧化碳排放量按如下公式计算：

$$E_{\text{CO}_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中：

E_{CO₂-净电} 为报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

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 73270MW·h，据此计算购入电力所产生的二氧化碳，详见下表。

表 3.5-12 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 ）
73270	0.8922	65371.5

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 123624.6t/a。

3.5.6 污染物排放量汇总

本工程污染物排放情况见表 3.5-13。

表 3.5-13 运营期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、老化油处理系统、卸油设施、含油污泥处理及暂存、伴生气处理装置	非甲烷总烃	10.921t/a	10.921t/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，废气以无组织形式逸散
	原油处理系统和伴生气处理装置	硫化氢	8.722kg/a	8.722kg/a	加强处理设施运营维护，确保其正常运行；加强厂区及厂界绿化
	燃气发电机燃烧烟气	二氧化硫	4.158t/a	4.158t/a	采用低氮燃烧器，加强燃气发电机的维修及保养
		氮氧化物	87.04t/a	87.04t/a	
	电化学氧化装置废气	颗粒物	3.23t/a	3.23t/a	
废水	电学氧化装置废气	氯气	4.677t/a	4.677t/a	采用碱液吸收装置处理后通过一根 25m 高排气筒排放
	采出水	石油类、悬浮物	243500m ³ /a	0	送至新建压裂返排液处理系统处理达标后回用于压裂液复配
	装置排污水	石油类、悬浮物	141m ³ /a		
	锅炉排污水及软化废水	化学需氧量和溶解性总固体	7320m ³ /a	0	送至新建压裂返排液处理系统处理达标后回用于压裂液复配
	老化油处理系统产生的含油污水	石油类、悬浮物	126560m ³ /a	0	送至已建压裂返排液处理系统处理达标后回用于压裂液复配
噪声	生活污水	悬浮物、COD 和氨氮	195.4m ³ /a		送至吉木萨尔县生活污水处理厂处理
	机泵、压缩机、风机等	连续等效 A 声级	/	/	采取基础减振等消声降噪措施
固体废物	废机油	石油类	0.1t/a	0	产生后清运至新建危废暂存场进行暂存，最终交由有资质的单位处置
	废油桶	石油类	0.01t/a	0	
	含油污泥	泥砂、石油类	5211.4t/a	0	
	清罐底泥	清罐底泥	557.3t/a	0	
	废防渗材料	废防渗材料	0.1t/a	0	
	废含油抹布及劳保用品	废含油抹布及劳保用品	0.01t/a	0	
	废脱硫剂	废脱硫剂	42.78t/a	0	
	废分子筛	废分子筛	1.2t/次	0	
	废包装物	废包装物	6t/a	0	由厂家回收处置
	废离子交换树脂	废离子交换树脂	2.34t/a	0	

	脂	脂			
	生活垃圾	生活垃圾	6.1	0	送至吉木萨尔县生活垃圾填埋场

采出水、装置排污水、软化废水和锅炉排污水经新建压裂返排液处理装置处理、含油污水经已建压裂返排液处理装置处理，处理后均用于压裂液的复配，生活污水送至吉木萨尔县生活污水处理厂处理，危险废物交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置，废包装物和废离子交换树脂由厂家回收处置，生活垃圾送至垃圾填埋场，固体废物和废水均得到妥善处置，故本次仅统计废气污染物排放量的“三本账”，详见表 3.5-14。

表 3.5-14 各类污染物排放量“三本账”一览表

类别	污染物名称	现有工程排放量	拟建工程排放量	以新带老削减量	总排放量
废气	非甲烷总烃	50t/a	10.921t/a	21.28t/a	39.64t/a
	硫化氢	/	8.722kg/a	0	8.722kg/a
	NO _x	4.670t/a	87.04t/a	0	91.71t/a
	SO ₂	0.096t/a	4.158t/a	0	4.254t/a
	颗粒物	0.164t/a	3.23t/a	0	3.394t/a
	氯气	/	4.677t/a	0	4.677

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。装置排污返回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，有组织氮氧化物排放量为 87.04t/a，建议建设单位按照此量申请氮氧化物排放总量。

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，本次评价对采油作业工艺清洁性、污染防治措施先进性进行清洁生产分析。

3.7.1 清洁生产水平技术指标对比分析

（1）指标分析

石油天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标和环境管理要求等。根据国家发展改革委、工业和信息化部 2009 年联合发布的《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》对本工程的清洁生产水平进行评价。

本工程采油和集输处理作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.7-1。

（2）综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数

P_1 —定量评价考核总分值；

P_2 —定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.7-2。

表 3.7-1 采油定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65 稠油：≤160 天然气：≤50	12.65	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	原油加热 采用污水 余热	10
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
(3) 污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	0	5
		COD	%	5	甲类区：≤100；乙类区： ≤150	0	5
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10

定性指标						
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本工程评分
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好	5	5
		采油方式		采油方式经过综合评价确定	20	20
		集输流程		密闭集输流程，原油真实蒸气压较小	20	20
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证			10	10
		开展清洁生产审核			20	20
		制定节能减排工作计划			5	5
(3) 环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况			5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况			5	5
		污染物排放总量控制与减排措施情况			5	5
		老污染源限期治理项目完成情况			5	5

表 3.7-2 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

由表 3.7-2 计算可得：

——采油和集输：定量指标 100 分，定性指标 100 分，综合评价 100 分。

综上所述，本工程清洁生产水平为清洁生产先进企业。

3.7.2 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本工程清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。本工程采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。针对施工期、运营期和退役期均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；使用油气处理效率高的先进工艺技术与设备；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了油气处理及压裂返排液处理过程中固体废物、废水、废气等污染物的产生量，实现了废物的循环利用与资源化利用。

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。页岩油联合站中心坐标：东经 $89^{\circ} 04' 40.27''$ ，北纬 $44^{\circ} 10' 23.97''$ ，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，草场多为荒漠，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，沿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，温差大，无霜期较长，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

新建原油处理系统、压裂返排液处理系统、燃气发电装置、大罐抽气装置均位于页岩油联合站内，不新增占地；老化油处理系统和卸油设施位于万方池旁，评价范围内无自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等环境保护目标，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

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空气质量达标区判定结论及数据。

根据吉木萨尔县环境监测站 2023 年的监测数据，六项基本污染物中 SO_2 、 NO_2 、 CO 、 O_3 的现状浓度均符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准， PM_{10} 、

PM_{2.5}的现状浓度超标，属于环境空气质量不达标区，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

点位名称	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
吉木萨尔县例行监测点	PM ₁₀	年平均值	70.1	70	100.1	超标
		日平均第 95 百分位数	199	150	132.7	超标
	PM _{2.5}	年平均值	36.3	35	103.7	超标
		日平均第 95 百分位数	146	75	194.7	超标
	SO ₂	年平均值	7.7	60	12.8	达标
		日平均第 98 百分位数	14	150	9.3	达标
	NO ₂	年平均值	22.6	40	56.5	达标
		日平均第 98 百分位数	64	80	80.0	达标
	CO	24 小时平均第 95 百分位数值	1800	4000	45.0	达标
	O ₃	日最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数值	116	160	72.5	达标

(2) 特征污染物环境质量现状评价

① 监测因子及监测点位

监测因子：NMHC、H₂S、氯气和氯化氢。

监测点位：本次在评价范围内设 2 个监测点，监测点坐标见表 4.3-2，点位分布见图 4.3-1。

表 4.3-2 大气监测点坐标一览表

序号	监测点描述	坐标	
		N	E
G1	页岩油联合站		
G2	页岩油联合站下风向 1km 处		

② 监测时间及监测单位

监测时间：2025 年 5 月 26 日-2025 年 6 月 1 日。

监测单位：新疆壹诺环保科技有限公司。

③ 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、氯气和氯化氢参照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 D 推荐值。

④ 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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

C_{oi} —污染物 i 的环境空气标准浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

⑤评价结果

具体监测数据及评价结果详见表 4.3-3。

表 4.3-3 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	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大占标率 (%)	达标情况
G1	NMHC	一次值	2000	890~1420	71	达标
	H ₂ S	一次值	10	1.0L	/	达标
	氯气	一次值	100	30L	/	达标
	氯化氢	一次值	50	20L	/	达标
G2	NMHC	一次值	2000	850~1380	69	达标
	H ₂ S	一次值	10	1.0L	/	达标
	氯气	一次值	100	30L	/	达标
	氯化氢	一次值	50	20L	/	达标

根据表 4.3-3 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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求，硫化氢、氯气和氯化氢均满足《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

（1）地表水

页岩油联合站东南方向 5.6km 处为下新湖水库，运营期废水均得到妥善处置，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。

（2）地下水

①监测点位

本次共引用 5 个地下水水质监测点，10 个地下水水位监测点，引用监测点位来源、监测时间具体如下：引用《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》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；其余 4 口井的地下水水位引用《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》中的监测数据，监测时间为 2024 年 11 月 7 日，监测单位为新疆环疆绿源环保科技有限公司。引用监测井位点位分布见图 4.3-1，各监测点位基本信息见表 4.3-4。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 4.3-4 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		
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	D2	W7			30		
	D6	W8			30		
	D9	W9			40		
	D10	W10			30		

②监测因子

W1-W5 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。

其余监测因子：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；

$C_{i,j}$ ——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：

$$pH_j \leq 7.0 \text{ 时；} \quad S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}}$$

$$pH_j > 7.0 \text{ 时；} \quad S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0}$$

式中： $S_{pH,j}$ ——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 4.3-5，水位监测结果见表 4.3-6。

表 4.3-5 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	7.7	0.4667	达标	7.6	0.4	达标	7.5	0.3333	达标	7.7	0.4667	达标	7.6	0.4	达标
2	水温 (°C)	/	3.4	/	达标	3.2	/	达标	3.6	/	达标	3.4	/	达标	3.4	/	达标
3	浑浊度/NTU	>10	≤0.3	/	达标	≤0.3	/	达标	≤0.3	/	达标	≤0.3	/	达标	≤0.3	/	达标
4	色度/度	>25	≤5	/	达标	≤5	/	达标	≤5	/	达标	≤5	/	达标	≤5	/	达标
5	溶解性总固体	≤1000	360	0.36	达标	425	0.425	达标	420	0.42	达标	395	0.395	达标	415	0.415	达标
6	高锰酸盐指数	/	0.4	/	达标	0.5	/	达标	0.5	/	达标	0.5	/	达标	0.5	/	达标
7	氨氮 (以 N 计)	≤0.50	0.042	0.084	达标	≤0.025	/	达标	0.034	0.068	达标	≤0.025	/	达标	0.071	0.142	达标
8	氟化物 (以 F ⁻ 计)	≤1.0	0.061	0.061	达标	0.062	0.062	达标	0.081	0.081	达标	0.079	0.079	达标	0.150	0.15	达标
9	氯化物 (以 Cl ⁻ 计)	≤250	43.2	0.1728	达标	86.9	0.3476	达标	43.4	0.1736	达标	84.0	0.336	达标	77.0	0.308	达标
10	硝酸盐 (以 N 计)	≤20	0.230	0.0115	达标	0.603	0.03015	达标	0.382	0.0191	达标	0.397	0.01985	达标	0.497	0.02485	达标
11	硫酸盐 (以 SO ₄ ²⁻ 计)	≤250	167	0.668	达标	155	0.62	达标	177	0.708	达标	144	0.576	达标	151	0.604	达标
12	亚硝酸盐氮 (以 N 计)	≤1.00	0.004	0.004	达标	0.004	0.004	达标	0.005	0.005	达标	0.005	0.005	达标	0.006	0.006	达标
13	挥发酚类 (以苯酚)	≤0.002	≤0.0003	/	达标	≤0.0003	/	达标	≤0.0003	/	达标	≤0.0003	/	达标	≤0.0003	/	达标

	计)																
14	铬（六价）	≤0.05	≤0.004	/	达标	≤0.004	/	达标	≤0.004	/	达标	≤0.004	/	达标	≤0.004	/	达标
15	氰化物	≤0.05	≤0.002	/	达标	≤0.002	/	达标	≤0.002	/	达标	≤0.002	/	达标	≤0.002	/	达标
16	总大肠菌群， MN/100mL	≤3.0	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	总硬度	≤450	240	0.533	达标	198	0.44	达标	235	0.522	达标	227	0.504	达标	188	0.417	达标
18	铁	≤0.3	≤0.03	/	达标	≤0.03	/	达标	≤0.03	/	达标	≤0.03	/	达标	≤0.03	/	达标
19	锰	≤0.1	≤0.01	/	达标	≤0.01	/	达标	≤0.01	/	达标	≤0.01	/	达标	≤0.01	/	达标
20	K ⁺	/	2.21	/	达标	6.40	/	达标	6.58	/	达标	2.24	/	达标	5.68	/	达标
21	Ca ²⁺	/	36.0	/	达标	30.2	/	达标	34.8	/	达标	33.4	/	达标	27.5	/	达标
22	Na ⁺	/	58.2	/	达标	59.7	/	达标	65.8	/	达标	65.1	/	达标	52.0	/	达标
23	Mg ²⁺	/	36.7	/	达标	31.8	/	达标	35.4	/	达标	35.0	/	达标	28.6	/	达标
24	汞	≤0.001	≤0.00004	/	达标	≤0.00004	/	达标	≤0.00004	/	达标	≤0.00004	/	达标	≤0.00004	/	达标
25	砷	≤0.01	≤0.0003	/	达标	≤0.0003	/	达标	≤0.0003	/	达标	≤0.0003	/	达标	≤0.0003	/	达标
26	CO ₃ ²⁻	/	0.00	/	达标	0.00	/	达标	0.00	/	达标	0.00	/	达标	0.00	/	达标
27	HCO ₃ ⁻	/	108	/	达标	122	/	达标	107	/	达标	121	/	达标	123	/	达标
28	石油类	≤0.05	≤0.01	/	达标	≤0.01	/	达标	≤0.01	/	达标	≤0.01	/	达标	≤0.01	/	达标
29	细菌总数 (CFU/mL)	≤100	26	0.26	达标	28	0.28	达标	28	0.28	达标	22	0.22	达标	24	0.24	达标
30	硫化物	≤0.02	≤0.003	/	达标	≤0.003	/	达标	≤0.003	/	达标	≤0.003	/	达标	≤0.003	/	达标
31	铅	≤0.01	≤0.01	/	达标	≤0.01	/	达标	≤0.01	/	达标	≤0.01	/	达标	≤0.01	/	达标
32	镉	≤0.005	≤0.001	/	达标	≤0.001	/	达标	≤0.001	/	达标	≤0.001	/	达标	≤0.001	/	达标
33	肉眼可见物		无	/	达标	无		达标	无		达标	无	/	达标	无	/	达标

表 4.3-6 地下水位监测数据

编号	水位埋深（m）	编号	水位埋深（m）
W1	24	W6	18
W2	27	W7	30
W3	25	W8	30
W4	30	W9	40
W5	30	W10	30

由表 4.3-5 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。

⑥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，压裂返排液处理区、原油处理装置区、罐区等场所未见漏油现象，综合考虑，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》中在页岩油联合站内油罐区、压裂返排液处理区周边空地处的包气带监测点监测数据来说明包气带质量现状，监测时间为 2024 年 1 月 29 日，监测点位于本项目的现有工程范围内，具有代表性，包气带质量现状监测结果见表 4.3-7。

表 4.3-7 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	页岩油联合站现有油罐区周边空地		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
2	压裂返排液处理区周边空地		0.2m	石油类	未检出
				pH	8.6
				钡	未检出
				汞	未检出
				砷	未检出
				六价铬	未检出

4.3.3 声环境质量现状调查与评价

（1）监测点位

在页岩油联合站厂界四周处布设 1 个监测点，在老化油处理系统、卸油台处各布设一个监测点，共布设 6 个监测点，监测点坐标见表 4.3-8 和图 4.3-2。

表 4.3-8 噪声监测点坐标一览表

序号	监测点	监测点描述	坐标	
			N	E
Z1	页岩油联合站	东厂界		
Z2		南厂界		
Z3		西厂界		
Z4		北厂界		
Z5	老化油处理系统处			
Z6	卸油台			

（2）监测单位及监测时间

监测时间：2025 年 5 月 27 日-2025 年 5 月 28 日。

监测单位：新疆壹诺环保科技有限公司。

（3）评价标准

执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准限值。

（4）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。

（5）评价结果

声环境现状监测结果见表 4.3-9。

表 4.3-9 声环境现状监测结果 [单位：dB (A)]

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	页岩油联合站	东厂界	45	60	达标	42	50	达标
Z2		南厂界	50	60	达标	47	50	达标
Z3		西厂界	54	60	达标	47	50	达标
Z4		北厂界	55	60	达标	46	50	达标
Z5	老化油处理系统处		53	60	达标	47	50	达标
Z6	卸油台		54	60	达标	48	50	达标

由表 4.3-9 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

（1）监测点位

本项目土壤类型为草甸土（见图 4.3-3）。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）、《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），工程所在区域属于土壤盐化地区，拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。根据项目位置和 HJ964-2018 布点要求，本次评价在占地范围内设置 5 柱状样和 5 表层样，占地范围外设置 6 个表层样，共布设 16 个土壤监测点；土壤监测布点符合 HJ964-2018、HJ349-2023 中污染影响型和生态影响型项目布点要求。监测点坐标见表 4.3-10，点位分布见图 4.3-4。

表 4.3-10 土壤监测点位

编号		坐标		性质	采样要求
		N	E		
占地范围内	T1			柱状样	0~0.5m, 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
	T2				
	T3				
	T4				
	T5				
	T6			表层样	0~0.2m 处取样
	T7				
	T8				
	T9				
	T10				
占地范围外	T11			表层样	0~0.2m 处取样
	T12				
	T13				
	T14				
	T15				
	T16				

（2）监测因子

T9 监测因子为：pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1, 1-二氯乙烷、1, 2-二氯乙烷、1, 1-二氯乙烯、顺-1, 2-二氯乙烯、反-1, 2-二氯乙烯、二氯甲烷、1, 2-二氯丙烷、1, 1, 1, 2-四氯乙烷、1, 1, 2, 2-四氯乙烷、四氯乙烯、1, 1, 1-三氯乙烷、1, 1, 2-三氯乙烷、三氯乙烯、1, 2, 3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1, 2-二氯苯、1, 4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并（a）蒽、苯并（a）芘、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、蒽、二苯并（a, h）蒽、茚并（1, 2, 3-cd）芘、萘、石油烃、土壤盐分含量，共计 48 项。

T11-T16 监测因子为：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃、六价铬和土壤盐分含量。

其余监测因子：pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃和土壤盐分含量。

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。

（3）监测单位及监测时间

采样日期：2025 年 5 月 26 日。

监测单位：新疆壹诺环保科技有限公司。

（4）评价标准

占地范围内土壤各监测因子和占地范围外各监测点石油烃、六价铬执行《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要求，占地范围外各监测因子均执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）。

（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 4.3-11、表 4.3-12 和表 4.3-13。

表 4.3-11 T9 监测点挥发性、半挥发性监测因子监测结果及评价结果一览表

序号	名称	标准限值	监测值单位	监测值	标准指数	达标情况
1	四氯化碳	2.8	$\mu\text{g/kg}$	1.3L	/	达标
2	氯仿	0.9	$\mu\text{g/kg}$	1.1L	/	达标
3	氯甲烷	37	$\mu\text{g/kg}$	1.0L		达标
4	1,1-二氯乙烷	9	$\mu\text{g/kg}$	1.2L	/	达标
5	1,2-二氯乙烷	5	$\mu\text{g/kg}$	1.3L	/	达标
6	1,1-二氯乙烯	66	$\mu\text{g/kg}$	1.0L	/	达标
7	顺-1,2-二氯乙烯	596	$\mu\text{g/kg}$	1.3L	/	达标
8	反-1,2-二氯乙烯	54	$\mu\text{g/kg}$	1.4L	/	达标
9	二氯甲烷	616	$\mu\text{g/kg}$	1.5L	/	达标
10	1,2-二氯丙烷	5	$\mu\text{g/kg}$	1.1L	/	达标
11	1,1,1,2-四氯乙烷	10	$\mu\text{g/kg}$	1.2L	/	达标
12	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	$\mu\text{g/kg}$	1.2L	/	达标
13	四氯乙烯	53	$\mu\text{g/kg}$	1.4L	/	达标
14	1,1,1-三氯乙烷	840	$\mu\text{g/kg}$	1.3L	/	达标
15	1,1,2-三氯乙烷	2.8	$\mu\text{g/kg}$	1.2L	/	达标
16	三氯乙烯	2.8	$\mu\text{g/kg}$	1.2L	/	达标
17	1,2,3-三氯丙烷	0.5	$\mu\text{g/kg}$	1.2L	/	达标
18	氯乙烯	0.43	$\mu\text{g/kg}$	1.0L	/	达标
19	苯	4	$\mu\text{g/kg}$	1.9L	/	达标
20	氯苯	270	$\mu\text{g/kg}$	1.2L	/	达标
21	1,2-二氯苯	560	$\mu\text{g/kg}$	1.5L	/	达标
22	1,4-二氯苯	20	$\mu\text{g/kg}$	1.5L	/	达标
23	乙苯	28	$\mu\text{g/kg}$	1.2L	/	达标
24	苯乙烯	1290	$\mu\text{g/kg}$	1.1L	/	达标
25	甲苯	1200	$\mu\text{g/kg}$	1.3L	/	达标
26	间二甲苯+对二甲苯	570	$\mu\text{g/kg}$	1.2L	/	达标
27	邻二甲苯	640	$\mu\text{g/kg}$	1.2L	/	达标
28	硝基苯	76	mg/kg	0.09L	/	达标
29	苯胺	260	mg/kg	0.08L	/	达标
30	2-氯酚	2256	mg/kg	0.04L	/	达标
31	苯并[a]蒽	15	$\mu\text{g/kg}$	0.1L	/	达标
32	苯并[a]芘	1.5	$\mu\text{g/kg}$	0.1L	/	达标

序号	名称	标准限值	监测值单位	监测值	标准指数	达标情况
33	苯并[b]荧蒽	15	$\mu\text{g/kg}$	0.2L	/	达标
34	苯并[k]荧蒽	151	$\mu\text{g/kg}$	0.1L	/	达标
35	蒽	1293	$\mu\text{g/kg}$	0.1L	/	达标
36	二苯并[a,h]蒽	1.5	$\mu\text{g/kg}$	0.1L	/	达标
37	茚并[1,2,3-cd]芘	15	$\mu\text{g/kg}$	0.1L	/	达标
38	萘	70	$\mu\text{g/kg}$	0.09L	/	达标

由表 4.3-11、表 4.3-12 和表 4.3-13 评价结果可知，占地范围内土壤各监测因子和占地范围外各监测点石油烃、六价铬均满足《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，占地范围外各监测因子均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）。

（7）土壤理化性质

本次对监测点 T1 的土壤理化特性进行了调查，调查结果见表 4.3-14。

表 4.3-14 土壤理化性质一览表

点号		T1		
层次		0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m
现场记录	颜色	棕色	棕色	棕色
	结构	块状结构	块状结构	块状结构
	质地	轻壤土	轻壤土	轻壤土
	其他异物	无	无	无
	砂砾含量（%）	10	5	5
	氧化还原电位（mV）	124	52	-150
实验室测点	pH 值	8.58	8.61	8.73
	阳离子交换量（cmol/kg）	11.8	12.4	10.8
	土壤容重（g/cm ³ ）	1.38	1.30	1.32
	饱和导水率（mm/min）	36.2	34.2	37.3
	孔隙度（%）	5.76	5.81	5.78

表 4.3-12 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	0m~0.5m			0.5m~1.5m			1.5m~3m		
				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
T1												
1	汞	38	mg/kg	0.01	0.0003	达标	0.011	0.0003	达标	0.008	0.0002	达标
2	砷	60	mg/kg	7.16	0.1193	达标	7.34	0.1223	达标	7.14	0.1190	达标
3	铅	800	mg/kg	16.2	0.0203	达标	11.3	0.0141	达标	9.5	0.0119	达标
4	镉	65	mg/kg	0.06	0.0009	达标	0.06	0.0009	达标	0.08	0.0012	达标
5	铜	18000	mg/kg	40	0.0022	达标	33	0.0018	达标	35	0.0019	达标
6	镍	900	mg/kg	52	0.0578	达标	36	0.0400	达标	38	0.0422	达标
7	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
8	石油烃	4500	mg/kg	50	0.0111	达标	29	0.0064	达标	29	0.0064	达标
9	土壤盐 分含量	/	g/kg	15	/	/	18.6	/	/	17.8	/	/
10	pH	/	/	8.58	/	/	8.61	/	/	8.73	/	/
T2												
1	汞	38	mg/kg	0.02	0.0005	达标	0.019	0.0005	达标	0.017	0.0004	达标
2	砷	60	mg/kg	7.19	0.1198	达标	7.14	0.1190	达标	8.86	0.1477	达标
3	铅	800	mg/kg	16.7	0.0209	达标	17.3	0.0216	达标	16.3	0.0204	达标
4	镉	65	mg/kg	0.09	0.0014	达标	0.1	0.0015	达标	0.1	0.0015	达标
5	铜	18000	mg/kg	52	0.0029	达标	53	0.0029	达标	44	0.0024	达标
6	镍	900	mg/kg	45	0.0500	达标	42	0.0467	达标	47	0.0522	达标
7	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
8	石油烃	4500	mg/kg	55	0.0122	达标	44	0.0098	达标	44	0.0098	达标
9	土壤盐 分含量	/	g/kg	28.8	/	/	27.6	/	/	24.4	/	/
10	pH	/	/	8.82	/	/	8.7	/	/	8.65	/	/
T3												

1	汞	38	mg/kg	0.016	0.0004	达标	0.011	0.0003	达标	0.02	0.0005	达标
2	砷	60	mg/kg	7.31	0.1218	达标	6.84	0.1140	达标	6.9	0.1150	达标
3	铅	800	mg/kg	18.1	0.0226	达标	21.3	0.0266	达标	21.1	0.0264	达标
4	镉	65	mg/kg	0.09	0.0014	达标	0.09	0.0014	达标	0.09	0.0014	达标
5	铜	18000	mg/kg	46	0.0026	达标	37	0.0021	达标	33	0.0018	达标
6	镍	900	mg/kg	46	0.0511	达标	43	0.0478	达标	36	0.0400	达标
7	六价铬	5.7	mg/kg	0.58L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
8	石油烃	4500	mg/kg	10	0.0022	达标	24	0.0053	达标	21	0.0047	达标
9	土壤盐分含量	/	g/kg	11	/	/	9.5	/	/	10.3	/	/
10	pH	/	/	8.37	/	/	8.4	/	/	8.36	/	/

T4

1	汞	38	mg/kg	0.016	0.0004	达标	0.014	0.0004	达标	0.016	0.0004	达标
2	砷	60	mg/kg	7.17	0.1195	达标	7.82	0.1303	达标	7.66	0.1277	达标
3	铅	800	mg/kg	17.9	0.0224	达标	25.8	0.0323	达标	24.7	0.0309	达标
4	镉	65	mg/kg	0.13	0.0020	达标	0.13	0.0020	达标	0.16	0.0025	达标
5	铜	18000	mg/kg	42	0.0023	达标	35	0.0019	达标	38	0.0021	达标
6	镍	900	mg/kg	46	0.0511	达标	44	0.0489	达标	44	0.0489	达标
7	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
8	石油烃	4500	mg/kg	17	0.0038	达标	32	0.0071	达标	67	0.0149	达标
9	土壤盐分含量	/	g/kg	13.1	/	/	19.2	/	/	18.6	/	/
10	pH	/	/	8.64	/	/	8.51	/	/	8.64	/	/

T5

1	汞	38	mg/kg	0.009	0.0002	达标	0.014	0.0004	达标	0.021	0.0006	达标
2	砷	60	mg/kg	7.23	0.1205	达标	6.93	0.1155	达标	8.87	0.1478	达标
3	铅	800	mg/kg	22.2	0.0278	达标	19.6	0.0245	达标	19.9	0.0249	达标

4	镉	65	mg/kg	0.1	0.0015	达标	0.1	0.0015	达标	0.11	0.0017	达标
5	铜	18000	mg/kg	30	0.0017	达标	31	0.0017	达标	46	0.0026	达标
6	镍	900	mg/kg	38	0.0422	达标	37	0.0411	达标	47	0.0522	达标
7	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
8	石油烃	4500	mg/kg	34	0.0076	达标	31	0.0069	达标	37	0.0082	达标
9	土壤盐分含量	/	g/kg	34.9	/	/	30.1	/	/	36.8	/	/
10	pH	/	/	8.84	/	/	8.76	/	/	8.49	/	/
/	/	/	/	T6 (0m~0.2m)			T7 (0m~0.2m)			T8 (0m~0.2m)		
1	汞	38	mg/kg	0.008	0.0002	达标	0.018	0.0005	达标	0.005	0.0001	达标
2	砷	60	mg/kg	6.44	0.1073	达标	7.77	0.1295	达标	9.01	0.1502	达标
3	铅	800	mg/kg	23.1	0.0289	达标	24.9	0.0311	达标	29.8	0.0373	达标
4	镉	65	mg/kg	0.17	0.0026	达标	0.11	0.0017	达标	0.12	0.0018	达标
5	铜	18000	mg/kg	28	0.0016	达标	35	0.0019	达标	41	0.0023	达标
6	镍	900	mg/kg	39	0.0433	达标	44	0.0489	达标	46	0.0511	达标
7	六价铬	5.7	mg/kg	0.05L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
8	石油烃	4500	mg/kg	66	0.0147	达标	31	0.0069	达标	20	0.0044	达标
9	土壤盐分含量	/	g/kg	15.1	/	/	12	/	/	8.7	/	/
10	pH	/	/	9	/	/	8.37	/	/	8.1	/	/
/	/	/	/	T9 (0m~0.2m)			T10 (0m~0.2m)					
1	汞	38	mg/kg	0.008	0.0002	达标	0.015	0.0004	达标			达标
2	砷	60	mg/kg	6.56	0.1093	达标	8.16	0.1360	达标			达标
3	铅	800	mg/kg	26.5	0.0331	达标	21.6	0.0270	达标			达标
4	镉	65	mg/kg	0.13	0.0020	达标	0.17	0.0026	达标			达标
5	铜	18000	mg/kg	0.5L	/	达标	41	0.0023	达标			达标
6	镍	900	mg/kg	35	0.0389	达标	48	0.0533	达标			达标
7	六价铬	5.7	mg/kg	43	7.5439	达标	0.5L	/	达标			达标

8	石油烃	4500	mg/kg	42	0.0093	达标	32	0.0071	达标			达标
9	土壤盐分含量	/	g/kg	19.2	/	/	18.9	/	/			/
10	pH	/	/	8.68	/	/	8.64	/	/			/

表 4.3-13 占地范围外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	T11 (0m~0.2m)			T12 (0m~0.2m)			T13 (0m~0.2m)		
				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	汞	3.4	mg/kg	0.024	0.0071	达标	0.014	0.0041	达标	0.017	0.0050	达标
2	砷	25	mg/kg	9.14	0.3656	达标	7.51	0.3004	达标	7.9	0.3160	达标
3	铅	170	mg/kg	21.4	0.1259	达标	18.4	0.1082	达标	22.7	0.1335	达标
4	镉	0.6	mg/kg	0.11	0.1833	达标	0.2	0.3333	达标	0.2	0.3333	达标
5	铜	100	mg/kg	41	0.4100	达标	35	0.3500	达标	33	0.3300	达标
6	镍	60	mg/kg	49	0.8167	达标	41	0.6833	达标	40	0.6667	达标
7	铬	250	mg/kg	32	0.1280	达标	30	0.1200	达标	30	0.1200	达标
8	锌	300	mg/kg	96	0.3200	达标	98	0.3267	达标	81	0.2700	达标
9	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.51	/	达标	0.5L	/	达标
10	石油烃	4500	mg/kg	37	0.0082	达标	29	0.0064	达标	34	0.0076	达标
11	土壤盐分含量	/	/	47.8	/	/	33.1	/	/	33.3	/	/
12	pH	/	/	8.48	/	/	8.7	/	/	8.54	/	/
序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值单位	T14 (0m~0.2m)			T15 (0m~0.2m)			T16 (0m~0.2m)		
				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	汞	3.4	mg/kg	0.017	0.0050	达标	0.019	0.0056	达标	0.009	0.0026	达标
2	砷	25	mg/kg	9.24	0.3696	达标	8.02	0.3208	达标	7.95	0.3180	达标
3	铅	170	mg/kg	16.3	0.0959	达标	21.7	0.1276	达标	24.9	0.1465	达标
4	镉	0.6	mg/kg	0.05	0.0833	达标	0.11	0.1833	达标	0.11	0.1833	达标
5	铜	100	mg/kg	39	0.3900	达标	32	0.3200	达标	31	0.3100	达标

6	镍	60	mg/kg	49	0.8167	达标	41	0.6833	达标	40	0.6667	达标
7	铬	250	mg/kg	34	0.1360	达标	40	0.1600	达标	37	0.1480	达标
8	锌	300	mg/kg	97	0.3233	达标	85	0.2833	达标	84	0.2800	达标
9	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
10	石油烃	4500	mg/kg	27	0.0060	达标	30	0.0067	达标	34	0.0076	达标
11	土壤盐分含量	/	/	6.9	/	/	18	/	/	20.4	/	/
12	pH	/	/	8.04	/	/	8.7	/	/	8.82	/	/
序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值单 位	T17 (0m~0.2m)			T18 (0m~0.2m)			T19 (0m~0.2m)		
				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	汞	3.4	mg/kg	0.025	0.0074	达标	0.014	0.0041	达标	0.019	0.0056	达标
2	砷	25	mg/kg	8.39	0.3356	达标	7.69	0.3076	达标	9.54	0.3816	达标
3	铅	170	mg/kg	17.3	0.1018	达标	20.3	0.1194	达标	21.2	0.1247	达标
4	镉	0.6	mg/kg	0.09	0.1500	达标	0.16	0.2667	达标	0.07	0.1167	达标
5	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
6	铜	100	mg/kg	45	0.4500	达标	35	0.3500	达标	35	0.3500	达标
7	镍	60	mg/kg	52	0.8667	达标	34	0.5667	达标	59	0.9833	达标
8	石油烃	4500	mg/kg	57	0.0127	达标	23	0.0051	达标	19	0.0042	达标
9	土壤盐分含量	/	/	48.3	/	达标	32.8	/	达标	6.8	/	达标
10	pH	/	/	8.53	/	达标	8.8	/	达标	7.99	/	达标
序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值单 位	T20 (0m~0.2m)								
				监测值	标准指数	达标情况						
1	汞	3.4	mg/kg	0.014	0.0041	达标						
2	砷	25	mg/kg	7.9	0.3160	达标						
3	铅	170	mg/kg	26.7	0.1571	达标						
4	镉	0.6	mg/kg	0.1	0.1667	达标						

5	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标						
6	铜	100	mg/kg	27	0.2700	达标						
7	镍	60	mg/kg	43	0.7167	达标						
8	石油烃	4500	mg/kg	16	0.0036	达标						
9	土壤盐分含量	/	/	8.6	/	/						
10	pH	/	/	8.63	/	/						

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 4.3-14 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。

项目区土地利用为中覆盖度草地，详见图 4.3-5。

（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怪柳、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，详见图 4.3-6。

根据现场调查，项目占地范围植被类型主要有多枝怪柳、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 4.3-15。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 4.3-15 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>Haloxylon 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>Artemisia 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、怪柳科	<i>Tamaricaceae</i>	
琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>	++
多枝怪柳	<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 4.3-16 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。

4.3.6 土地沙化现状调查

页岩油联合站位于红旗农场，紧邻吉木萨尔县。根据《新疆第六次沙化监测报告（2021 年）》可知，项目区占地为非沙化土地，详见图 4.3-7。

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，详见图 4.3-7。该区的主要任务是加强绿洲外围防风固沙林建设和荒漠植被保护，完善绿洲内部农田防护林，改良盐渍化土地，控制农田面源污染。加强河道侵蚀治理，美化村镇环境，控制污水废物排放，维护平原区河、湖、库、渠水环境，构筑生态安全的绿洲灌区水土流失综合防治体系，减轻水土流失危害，提高居民经济收入，提升人居环境质量。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。

4.3.8 现有工程生态环境现状调查

原油处理系统、压裂返排液处理系统、大罐抽气装置均位于页岩油联合站预留空地，基本无植被，站内采用砾石铺垫或水泥地面硬化处理，老化油处理系统、卸油设施、伴生气处理装置及燃气发电机组均位于页岩油联合站外，紧邻页岩油联合站，未对周围生态环境产生不利影响。

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。

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配套管道试压废水，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 80dB（A）~105dB。根据现场调查，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。

参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表 A.2 和类比油气田开发工程中站场建设实际情况，本工程各类建筑施工机械产噪值及噪声监测点与设备距离见表 5.1-1。

表 5.1-1 主要施工机械在不同距离处的噪声估算值

序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]	序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]
1	装载机	93/5	4	吊装机	95/5
2	推土机	86/5	5	运输车辆	86/5
3	挖掘机	84/5	—	—	—

本评价采用点源衰减模式，预测计算施工机械噪声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减，预测公式如下：

$$L_r = L_{r_0} - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： L_r ——距声源 r 处的A声压级，dB(A)；

L_{r_0} ——距声源 r_0 处的A声压级，dB(A)；

r ——预测点与声源的距离，m；

r_0 ——监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算拟建工程主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.1-2。

表 5.1-2 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]							施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
1	装载机	74.9	71.4	67.0	61.0	57.4	54.9	53.0	土石方道路 管线
2	挖掘机	65.9	62.4	58.0	52.0	48.4	45.9	44.0	
3	推土机	67.9	64.4	60.0	54.0	50.4	47.9	46.0	
4	运输卡车	67.9	64.4	60.0	54.0	50.4	47.9	46.0	物料运输
5	吊装机	76.9	73.4	69.0	63.0	59.4	56.9	55.0	设备安装

由表 5.1-2 可知，在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）厂界噪声限值要求；设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）厂界噪声限值要求。项目区 2km 内无居民，并且施工期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围声环境造成的影响在可接受范围内。

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，不能回收利用的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

施工期对土壤环境的影响主要为人员活动和施工机械扰动，以及各种废弃物污染影响。

（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

原油处理系统、压裂返排液处理系统、燃气发电装置、大罐抽气装置均在页岩油联合站内，不会改变页岩油联合站的土地利用类型，老化油处理系统和卸油设施在 15 万方池旁建设，仅改变了占地范围内的土地利用类型，由牧草地变为建设用地，类比页岩油井区 15 万方池旁的压裂返排液处理系统对周围土地利用类型的影响来说明老化油处理系统、卸油设施对周围土地利用类型的影响，压裂返排液处理系统占地面积较小，未对区域土地利用类型产生不利影响，本次新建的老化油处理系统、卸油设施占地面积较小，不会对区域土地利用类型产生明显影响。

（2）对植被、植物的影响分析

原油处理系统、压裂返排液处理系统、燃气发电装置、大罐抽气装置均在页岩油联合站内，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。老化油处理系统和卸油设施在 15 万方池旁建设，施工作业对植被的主要影响是土地的占用和施工阶段清场过程中对地表植被的清理和碾压，占地范围内被永久构筑物或砾石覆盖，永久性地改变了原有土地的土地利用类型，对植被造成了永久的破坏，由于项目区占地面积小，且万方池旁植被稀疏，施工过程中严格规定施工人员项目实施不会改变区域的植被类型，亦不会对区域植物造成明显不利影响。

（3）对野生动物影响分析

原油处理系统、压裂返排液处理系统、燃气发电装置、大罐抽气装置均在页岩油联合站内，站内基本无野生动物，项目实施不会对区域野生动物产生明显不利影响。老化油处理系统和卸油设施在 15 万方池旁建设，由于老化油处理系统和卸油设施距离 15 万方池较近，项目区很少有动物出没，项目实施基本不会对区域野生动物产生明显不利影响。

（4）对生态系统结构、功能的影响分析

原油处理系统、压裂返排液处理系统、燃气发电装置、大罐抽气装置均在页岩油联合站内，不会改变区域生态系统结构、功能，老化油处理系统和卸油设施在 15 万方池旁建设活动对原有生态系统结构的完整性有一定的影响，会降低生态系统的生态力，由于老化油处理系统和卸油设施周边有已建压裂返排液处理系统、页岩油联合站和 15 万方池，项目区占地面积较小，不会改变区域生态系统结构和功能。

（5）对区域景观影响分析

景观是指地表空间相对稳定的景物或景象，是一个空间高度异质性的区域，由相互作用的景观元素或生态系统，按一定的空间组合规律及相似的形式重复出现而形成。

原油处理系统、压裂返排液处理系统、燃气发电装置、大罐抽气装置均在页岩油联合站内，老化油处理系统和卸油设施周边有已建压裂返排液处理系统、页岩油联合站和 15 万方池，项目实施区已形成自然体系和人工体系的复合，项目占地面积较小，实施后可与周围现有景观相协调，不会对区域景观产生明显不利影响。

5.1.7 对土地沙化的影响分析

原油处理系统、压裂返排液处理系统、燃气发电装置、大罐抽气装置均在页岩油联合站内，施工结束后采用砾石铺垫，基本不会造成土地沙化。老化油处理系统和卸油设施在 15 万方池旁建设，施工活动将扰动原有地貌，施工过程中对地表的大面积碾压，使所经过地段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。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）如乱碾压行驶，将使经过的土壤变得紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。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。

5.1.8 水土流失影响分析

施工活动对水土流失影响的方式包括地表扰动、植被损坏及破坏原地貌、地表土壤结构。工程占地呈点状分布，施工期土方堆放、机械作业人员活动等都会加剧项目区水土流失。

原油处理系统、压裂返排液处理系统、燃气发电装置、大罐抽气装置均在页岩油联合站内，施工结束后采用砾石铺垫，可减少风蚀量；老化油处理系统和卸油设施施工时施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，施工作业活动使地表保护层变得松散都会加剧风蚀影响。占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。

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降至最低，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。

5.2 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 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℃	38.9℃	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/℃		38.9
最低环境温度/℃		-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	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 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。

（6）预测结果

预测结果详见表 5.2-6、表 5.2-7。

表 5.2-4 点源污染源参数一览表

编号	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 (℃)	年排放小时数 (h)	排放工况	氯气排放速率及排放量		氮氧化物排放速率及排放量		二氧化硫排放速率及排放量		颗粒物排放速率及排放量	
									kg/h	t/a	kg/h	t/a	kg/h	t/a	kg/h	t/a
DA001	电化学氧化废气		25	1	14.2	25	7920	正常工况	0.591	4.677	/	/	/	/	/	/
DA002	燃气发电机废气		7	0.25	16.2	150	7.92	正常工况	/	/	0.687	5.44	0.0328	0.2599	0.0255	0.2019

表 5.2-5 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 (kg/h)	
							非甲烷总烃	硫化氢
原油处理系统装置区	605	126	78	5	7920	正常工况	0.093	0.00011
含油污泥处理暂存	606	21	21	5	7920	正常工况	0.0035	/
老化油处理系统	605	44	80	7	7920	正常工况	0.171	/
卸油设施	605	60	50	8	7920	正常工况	0.269	/
伴生气处理装置及燃气发电装置区	605	140	100	10	7920	正常工况	0.825	0.00099

表 5.2-6 有组织废气预测结果一览表

下风向距离 (m)	电化学氧化装置		燃气发电机燃烧烟气						
			下风向距离 (m)	二氧化硫		颗粒物		氮氧化物	
	预测质量浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)		预测浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	预测浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	预测浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)
10	0.0422	0.04	10	0.8585	0.17	0.6674	0.15	17.9808	7.19
100	2.6455	2.65	15	1.1596	0.23	0.9015	0.2	24.2880	9.72
200	4.3857	4.39	100	0.5465	0.11	0.4249	0.09	11.4469	4.58
300	5.5256	5.53	200	0.2533	0.05	0.1969	0.04	5.3052	2.12
400	5.823	5.82	300	0.1426	0.03	0.1109	0.02	2.9866	1.19
444	5.891	5.89	400	0.1157	0.02	0.0900	0.02	2.4240	0.97
500	5.8147	5.81	500	0.1178	0.02	0.0916	0.02	2.4678	0.99
600	5.4515	5.45	600	0.1157	0.02	0.0900	0.02	2.4242	0.97
700	4.9925	4.99	700	0.1118	0.02	0.0869	0.02	2.3423	0.94
800	4.5374	4.54	800	0.1073	0.02	0.0834	0.02	2.2478	0.9
900	4.1204	4.12	900	0.1028	0.02	0.0799	0.02	2.1525	0.86
1000	3.7622	3.76	1000	0.0984	0.02	0.0765	0.02	2.0613	0.82
1100	3.4561	3.46	1100	0.0943	0.02	0.0733	0.02	1.9758	0.79
1200	3.1879	3.19	1200	0.0905	0.02	0.0704	0.02	1.8965	0.76
1300	2.9519	2.95	1300	0.0871	0.02	0.0677	0.02	1.8233	0.73
1400	2.7415	2.74	1400	0.0838	0.02	0.0652	0.01	1.7557	0.7
1500	2.5555	2.56	1500	0.0808	0.02	0.0628	0.01	1.6932	0.68
1600	2.3885	2.39	1600	0.0781	0.02	0.0607	0.01	1.6353	0.65
1700	2.2382	2.24	1700	0.0755	0.02	0.0587	0.01	1.5815	0.63

1800	2.107	2.11	1800	0.0731	0.01	0.0568	0.01	1.5314	0.61
1900	1.9849	1.98	1900	0.0721	0.01	0.0561	0.01	1.5102	0.6
2000	1.877	1.88	2000	0.0729	0.01	0.0567	0.01	1.5272	0.61
2100	1.7809	1.78	2100	0.0734	0.01	0.0570	0.01	1.5370	0.61
2200	1.6861	1.69	2200	0.0736	0.01	0.0572	0.01	1.5409	0.62
2300	1.6065	1.61	2300	0.0735	0.01	0.0572	0.01	1.5400	0.62
2400	1.5311	1.53	2400	0.0733	0.01	0.0570	0.01	1.5352	0.61
2500	1.4693	1.47	2500	0.0729	0.01	0.0567	0.01	1.5274	0.61
D10%最远距离	444		D10%最远距离	15		15		15	
最大占标率(%)	5.89		最大占标率(%)	0.23		0.2		9.72	

表 5.2-7 无组织废气预测结果一览表

原油处理系统					污泥暂存			老化油处理系统			卸油设施			伴生气处理及燃气发电装置				
下风向 距离 (m)	NMHC		H ₂ S		NMHC			NMHC			NMHC			下风向 距离 (m)	NMHC		H ₂ S	
	预测浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)	预测浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)	下风向 距离 (m)	预测浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)	下风向 距离 (m)	预测浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)	下风向 距离 (m)	预测浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)		预测浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)	预测浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)
10	40.680	2.03	0.048	0.48	10	9.665	0.48	10	98.821	4.94	10	126.150	6.31	10	128.91	6.45	0.155	1.55
100	94.532	4.73	0.112	1.12	15	10.966	0.55	42	136.630	6.83	39	197.480	9.87	76	194.73	9.74	0.234	2.34
117	95.658	4.78	0.113	1.13	100	5.640	0.28	100	127.400	6.37	100	143.660	7.18	100	183.81	9.19	0.221	2.21
200	82.647	4.13	0.098	0.98	200	3.702	0.19	200	107.100	5.36	200	126.950	6.35	200	171.2	8.56	0.205	2.05

300	67.426	3.37	0.080	0.8	300	2.807	0.14	300	86.726	4.34	300	108.970	5.45	300	163.85	8.19	0.197	1.97
400	56.852	2.84	0.067	0.67	400	2.290	0.11	400	71.611	3.58	400	93.647	4.68	400	154.88	7.74	0.186	1.86
500	48.346	2.42	0.057	0.57	500	1.910	0.1	500	61.018	3.05	500	81.139	4.06	500	145.68	7.28	0.175	1.75
600	41.532	2.08	0.049	0.49	600	1.629	0.08	600	54.297	2.71	600	71.713	3.59	600	136.8	6.84	0.164	1.64
700	36.089	1.8	0.043	0.43	700	1.404	0.07	700	48.831	2.44	700	64.251	3.21	700	128.58	6.43	0.154	1.54
800	31.728	1.59	0.038	0.38	800	1.227	0.06	800	44.569	2.23	800	58.527	2.93	800	120.99	6.05	0.145	1.45
900	28.167	1.41	0.033	0.33	900	1.085	0.05	900	41.045	2.05	900	54.259	2.71	900	114.04	5.7	0.137	1.37
1000	25.207	1.26	0.030	0.3	1000	0.968	0.05	1000	37.903	1.9	1000	50.499	2.52	1000	107.79	5.39	0.129	1.29
1100	22.745	1.14	0.027	0.27	1100	0.872	0.04	1100	35.135	1.76	1100	47.250	2.36	1100	101.98	5.1	0.122	1.22
1200	20.672	1.03	0.024	0.24	1200	0.791	0.04	1200	32.687	1.63	1200	44.477	2.22	1200	96.6690 1	4.83	0.116	1.16
1300	18.904	0.95	0.022	0.22	1300	0.722	0.04	1300	30.649	1.53	1300	42.076	2.1	1300	91.826	4.59	0.110	1.1
1400	17.370	0.87	0.021	0.21	1400	0.662	0.03	1400	28.686	1.43	1400	40.110	2.01	1400	87.493	4.37	0.105	1.05
1500	16.039	0.8	0.019	0.19	1500	0.611	0.03	1500	26.926	1.35	1500	38.113	1.91	1500	83.723	4.19	0.100	1
1600	14.879	0.74	0.018	0.18	1600	0.566	0.03	1600	25.341	1.27	1600	36.276	1.81	1600	80.223	4.01	0.096	0.96
1700	13.855	0.69	0.016	0.16	1700	0.527	0.03	1700	23.909	1.2	1700	34.581	1.73	1700	77.054	3.85	0.092	0.92
1800	12.945	0.65	0.015	0.15	1800	0.492	0.02	1800	22.610	1.13	1800	33.015	1.65	1800	74.115	3.71	0.089	0.89
1900	12.137	0.61	0.014	0.14	1900	0.461	0.02	1900	21.426	1.07	1900	31.565	1.58	1900	71.364	3.57	0.086	0.86
2000	11.413	0.57	0.013	0.13	2000	0.433	0.02	2000	20.346	1.02	2000	30.219	1.51	2000	68.791	3.44	0.083	0.83
2100	10.762	0.54	0.013	0.13	2100	0.408	0.02	2100	19.355	0.97	2100	28.968	1.45	2100	66.377	3.32	0.080	0.8
2200	10.240	0.51	0.012	0.12	2200	0.385	0.02	2200	18.445	0.92	2200	27.802	1.39	2200	64.103	3.21	0.077	0.77
2300	9.695	0.48	0.011	0.11	2300	0.365	0.02	2300	17.607	0.88	2300	26.715	1.34	2300	62.091	3.1	0.074	0.74
2400	9.198	0.46	0.011	0.11	2400	0.346	0.02	2400	16.832	0.84	2400	25.698	1.28	2400	60.522	3.03	0.073	0.73
2500	8.744	0.44	0.010	0.1	2500	0.329	0.02	2500	16.115	0.81	2500	24.747	1.24	2500	59.03	2.95	0.071	0.71
D10%最	117				D10%最	15			D10%最	42			D10%最	39		D10%最远	76	

远距离				远距离				远距离				距离		
最大占 标率 (%)	4.78	0.113	1.13	最大占 标率 (%)	0.55	最大占 标率 (%)	6.83	最大占 标率 (%)	9.87	最大占标 率 (%)	9.74		2.34	

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，且项目区地域空旷，周边无固定人群居住，对区域大气环境影响较小。

（7）大气环境影响评价结论

本工程运营时期为持续的长期影响，项目区大气扩散条件较好，经预测对大气污染物浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生显著改变，厂界 NMHC 浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值（周界外浓度最高点不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ），硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中表 1 二级限值，氯气、二氧化硫、氮氧化物和颗粒物均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放限值要求。此外，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 $>10\text{g}/\text{l}$ ，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 90~500 m^3/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、径流、排泄交替带，山前倾斜砾质平原及细土平原区是地下水径流、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

运营期废水主要为采出水、装置排污水、软化废水和锅炉排污水送至新建压裂返排液处理系统进行处理，含油污水送至已建压裂返排液处理系统处理，处理达标后的净化水优先用于，压裂液复配，不外排。生活污水最终送至吉木萨尔县生活污水处理厂处理，各类废水均得到妥善处置，不会对区域地下水产生明显不利影响。

（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，重力除油罐、卸油罐、集水池破裂导致原油、装置排污水泄漏，泄漏的原油、装置排污水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 3000m³重力除油罐、60m³卸油罐和 50m³集水池泄漏对地下水产生的影响进行预测。

※泄漏量预测

按最不利情况考虑假设条件，假设重力除油罐和卸油罐在距离底部 0.5m 处发生 20cm 孔径破裂，泄漏速度 Q_L 用伯努利方程计算：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：

Q_L ——液体泄漏速度，kg/s；

C_d ——液体泄漏系数，取 0.65；

A ——裂口面积，m²；

ρ ——泄漏液体密度；

P ——容器内介质压力，Pa；

P_0 ——环境压力，Pa；

g ——重力加速度，9.8m/s²；

h ——裂口之上液位高度，m。

经计算，在设定事故条件下污水的泄漏速率见表 5.2-8。

表 5.2-8 设定事故条件下重力除油罐的泄漏速率计算结果

泄漏	泄漏口面积 (m ²)	泄漏口之上液位 高度(m)	底部压力 (MPa)	环境压力 (MPa)	液体密度 (kg/m ³)	泄漏速度 (kg/s)
重力除油罐	0.0003	8.5	0.168	0.101	903.3	3.13
卸油罐	0.0003	2.5	0.123	0.101	903.3	1.74

由表 5.2-8 可知，重力储油罐和卸油罐的泄漏速率分别为 3.13kg/s、1.74kg/s。假定发现泄漏后 30min 处理完毕，切断事故阀门，则重力储油罐和卸油罐的泄漏量分别为 5.63t、3.13t。按照土壤表层对污染物截留率 90%计算，重力除油罐和卸油罐泄漏后可能进入含水层的物料分别为 0.56t、0.31t。

集水池防渗层发生破损后，泄漏的废水可能对区域地下水环境产生一定的影

响，发现泄漏并修复时间为 10d、渗漏量参照《给水排水构筑物工程施工及验收规范》（GB50141-2008）规定验收指标（1m²池体泄漏量 2L/d）的 10 倍进行计算，即 1m²池体泄漏量为 20L/d，50m³集水池池底及四壁有效水深面积约为 65m²，设定泄漏面积为总面积的 20%，约 13m²，则 50m³集水池产生泄漏的污水量为：
 $13\text{m}^2 \times 20\text{L/d} \times 10\text{d} \times 10^{-3} = 2.6\text{m}^3$ 。集水池中石油类含量为 200mg/L，则石油类产生量为 0.00052t/a。

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。

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

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（m²/d）；

D_T—横向 y 方向的弥散系数（m²/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	0.56t、0.31t、0.00052t
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	$0.12\text{m}^2/\text{d}$
6	D_T	横向 y 方向的弥散系数	$0.012\text{m}^2/\text{d}$
7	n_e	有效孔隙度	0.12

当重力除油罐、卸油罐和集水池发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表 5.2-10。

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)
重力除油罐	石油类	100	1957.25	33	0.03	56	≤ 0.05
		1000	195.72	330	0.039	394	
卸油罐	石油类	100	879.71	33	0.037	55	≤ 0.05
		1000	108.35	330	0.047	391	
集水池	石油类	100	1.82	33	0.031	47	≤ 0.05
		1000	0.182	330	0.044	356	

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，重力除油罐发生泄漏后 100d、1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为 56m、394m；集水池发生泄漏后 100d、1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为 47m、356m；卸油罐发生泄漏后 100d、1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为 55m、391m；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可能性很小，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。

5.2.3 运营期声环境影响分析

噪声源主要为各类机泵、压缩机、风机等，各产噪设备选用低噪声设备并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一声环境》（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：

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

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：

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

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

新增产噪设备噪声源强在 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表。

（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 和表 5.2-12。

表 5.2-11 页岩油联合站厂界噪声贡献值预测结果 [单位：dB（A）]

位置	昼间[dB（A）]					夜间[dB（A）]				
	现状监测值	拟建工程贡献值	预测值	标准值	达标情况	现状监测值	拟建工程贡献值	预测值	标准值	达标情况

东厂界	45	28	45	60	达标	42	28	42	50	达标
南厂界	50	31	50	60	达标	47	31	47	50	达标
西厂界	54	34	54	60	达标	47	34	47	50	达标
北厂界	55	37	55	60	达标	46	37	46	50	达标

表 5.2-12 老化油处理系统和卸油设施边界噪声贡献值预测结果一览表

位置		昼间[dB (A)]			夜间[dB (A)]		
		贡献值	标准值	达标情况	预测值	标准值	达标情况
老化油处理系统 (400m ³ /d)	东厂界	43	60	达标	43	50	达标
	南厂界	35	60	达标	35	50	达标
	西厂界	38	60	达标	38	50	达标
	北厂界	49	60	达标	49	50	达标
老化油处理系统 (380m ³ /d)	东厂界	44	60	达标	44	50	达标
	南厂界	49	60	达标	49	50	达标
	西厂界	44	60	达标	44	50	达标
	北厂界	45	60	达标	45	50	达标
伴生气处理装置及燃气发电装置	东厂界	32	60	达标	32	50	达标
	南厂界	31	60	达标	31	50	达标
	西厂界	35	60	达标	35	50	达标
	北厂界	32	60	达标	32	50	达标

由预测结果可知：页岩油联合厂界、老化油处理系统边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含油污泥、清罐底泥、废包装物、废防渗材料、废机油、废油桶、废含油抹布及劳保用品、废脱硫剂和废分子筛、废离子交换树脂和生活垃圾。含油污泥、清罐底泥、废防渗材料、废机油、废油桶属于《国家危险废物名录（2025 年版）》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、废脱硫剂和废分子筛属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW49 其他废物，集中收集后分区暂存在新建危险废物暂存场，定期交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。吉庆油田作业区与克拉玛依博达环保科技有限公司签订了处置协议，项目产生的危险废物可得到妥善处置。废包装物和废离子交换树脂均由厂家回收处置，生活垃圾送至吉木萨尔县生活垃圾填埋场。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废等污染物外排，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 5.2-13。

表 5.2-13 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

项目区的 pH 为 $7.99 < \text{pH} \leq 9$ ，为碱化地区，属于背景值 pH 偏高，项目区的废水和固体废物均得到妥善处置，不会造成区域碱化程度加剧；正常工况下，原油、压裂返排液、老化油、采出液等均在设备内部，项目运营期无废水、固体废物外

排，不会造成土壤环境污染；根据现有工程压裂返排液处理系统进口水质检测数据，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。新建压裂返排液处理系统主要处理设施位于页岩油联合站内，处理设备多为地面橇装设备，发生泄漏后可及时发现。集水池建设过程中采取严格的防渗措施，发生渗漏的可能性较小，压裂返排液处理系统连接各个处理设施的输水管线，部分为埋地敷设，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，压裂返排液处理系统水泵最大流量为 150m³/h，初步估算，发生泄漏到封堵，预计从转接管线中泄漏的废水量为 25m³，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 $=25 \times 13695 = 342375\text{g}$ 。

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：△S-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/m³；

A-预测评价范围，m²；

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 $1.38\text{g}/\text{cm}^3$ ，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 $47.8\text{g}/\text{kg}$ 。预测年份为 1a(365 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 $0.124\text{g}/\text{kg}$ ，叠加现状值后的预测值为 $47.924\text{g}/\text{kg}$ 。

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，但是由于作业区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、燃烧天然气、净购入电力隐含的 CO_2 排放， CO_2 排放量为 88010.18t 。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、清

罐底泥、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。拆除及清洗过程中产生的含油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，装置排污水采用罐车就近拉至油田处理站处理；固体废物和废水均得到妥善处理，不会对区域环境造成明显不利影响。

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、硫化氢、废机油。风险单元为原油处理系统、老化油处理系统、卸油设施、伴生气处理系统、燃气发电机、危险废物暂存场和燃气发电装置。本次评价按照原油处理系统各处理设备、管线容积计算，原油密度取 0.9033t/m^3 ，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	原油	413.74	2500	0.165
	伴生气	0.168	10	0.017
老化油处理系统	原油	14.7	2500	0.006
卸油罐	原油	108.4	2500	0.043
燃气发电机	伴生气	1.77	10	0.177
伴生气处理装置	伴生气	1.77	10	0.177
危废贮存场	废机油	0.1	2500	0.00004
伴生气中的硫化氢	硫化氢	0.000066	2.5	0.000026
合计	/	/	/	0.585066

备注：原油处理系统伴生气量按照 30min 的气量进行核算；老化油处理系统原油在线量按照 30min 计算，燃气发电机中伴生气量按照 30min 进行核算

根据上表计算结果，Q 值为 0.585066，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，本项目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、废机油和伴生气中的硫化氢，废机油为石油制品，其理化性质与原油类似，原油主要分布在原油处理系统、老化油处理系统、卸油设施，伴生气主要分布在原油处理系统和燃气发电装置，废机油主要分布在危险废物暂存场，本工程涉及危险废物的主要物化、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合物所组成的复杂混合物	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	热值：41870kJ/kg 火焰温度：1100℃ 沸点：300℃~325℃ 闪点：23.5℃ 爆炸极限 1.1%~6.4%（V） 自然燃点 380℃~530℃	属于高闪点液体
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℃~632℃	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	易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧。与浓硝酸、发烟硝酸或其他强氧化剂剧烈反应，发生爆	易燃，具强刺激性。

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
			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。	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。	

（2）生产设施危险性识别

原油处理系统、老化油处理系统、卸油设施、燃气发电机、伴生气处理装置、危险废物暂存场等设计、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油品、伴生气和硫化氢泄漏，事故发生时会有大量的油品、伴生气溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的原油、伴生气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、硫化氢、废机油泄漏，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

原油处理系统、老化油处理系统、卸油设施、危险废物暂存场等设备发生泄漏事故，泄漏的油品对周围大气环境产生一定的影响，泄漏的油品对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；原油处理系统、燃气发电机、伴生气处理装置发生泄漏事故，泄漏的伴生气、硫化氢对周围大气环境产生一定的影响；泄漏的油品、伴生气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

（5）风险识别结果

本项目环境风险识别结果见表 5.4-4。

表 5.4-4 环境风险识别结果一览表

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境保护目标
1	原油处理	三相分离器、多	原油、伴	原油、伴	原油处理系统、老化油处	评价范围内的

	系统	功能分离器及配 套管线等	生气、硫 化氢	生气、硫 化氢、废 机油泄 漏，进而 引发火 灾、爆炸 等引发的 伴生/次生 污染物排 放。	理系统、卸油设施、危险 废物暂存场等设备发生泄 漏事故，泄漏的油品对周 围大气环境产生一定的影 响，泄漏的油品对土壤环 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；原油处理系统、燃气 发电机发生泄漏事故，泄 漏的伴生气、硫化氢对周 围大气环境产生一定的影 响；泄漏的油品、伴生气 若遇明火，发生火灾、爆 炸，污染大气环境。	大气环境、地 下水环境、土 壤环境等
2	老化油处 理系统	缓冲罐、调制 罐、离心机、粗 精分离装置等	原油			
3	卸油设施	卸油罐	原油			
4	燃气发电 装置	燃气设施、伴生 气处理装置	伴生气和 硫化氢			
5	危险废物 暂存场所	危险废物暂存场 所	废机油			

5.4.5 环境风险分析

原油、废机油、伴生气和伴生气中的硫化氢发生泄漏后，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

泄漏的伴生气和伴生气中的硫化氢基本对土壤环境无影响，设备生泄漏后泄漏的油品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，站内设备原油泄漏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

泄漏的伴生气和伴生气中的硫化氢基本对植被无影响，泄漏的油品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

泄漏的伴生气和伴生气中的硫化氢基本对地下水环境无影响，设备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，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

⑤对大气环境的影响分析

设备发生泄漏事故后，泄漏的油品、伴生气和硫化氢进入环境空气，对周围环境空气产生影响，若遇明火，泄漏的油品和伴生气可发生火灾、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。

6.1.2 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，用于项目区洒水抑尘。

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）老化油处理系统和卸油设施选址时尽量避开植被密集区域，各类设备合理布局，尽量减少占地面积。

（2）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，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

（3）施工结束后对永久占地进行砾石铺垫等地面硬化处理，以减少风蚀量。

（4）补偿措施：建设单位应按照《中华人民共和国土地管理法》《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》和新疆生产建设兵团财政局、林业局《关于调整兵团森林植被恢复费征收标准等有关问题的通知》中的有关规定，

依法办理占地手续，足额缴纳经济补偿费。因项目占地造成的植被损失应按规定进行经济补偿，专款用于植被恢复。本工程经济补偿费用由建设单位按规定向林业主管部门缴纳，具体补种及植被恢复由林业主管部门负责实施。

（5）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、压裂返排液处理等工程施工情况、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《中华人民共和国防沙治沙法》，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；泵、压缩机、搅拌器（机）、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、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、重力储油罐罐体应保持完好，不应有孔洞和裂隙；储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭。应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求。

（3）每个停工检修期内对各类处理设备、重力除油罐、事故罐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）加强压裂返排液处理系统的检维修，确保其正常运行；加强厂区及厂界绿化。

（5）电化学氧化装置产生的废气通过碱液吸收装置后通过一根 25m 高排气筒排放。加强老化油处理系统的设备检维修，卸油罐采用固定顶罐，采出液采用顶部

浸没式装车，采用底部装载方式卸车。

（6）事故罐及页岩油联合站内已建卸油罐采用大罐抽气装置以减少无组织非甲烷总烃的排放。

（7）燃气发电机组使用低氮燃烧技术，以减少氮氧化物的排放。

在采取上述措施后，厂界 NMHC 排放满足《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）表 1 限值要求，电化学氧化装置废气和燃气发电机燃烧烟气各污染物排放浓度均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 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、装置排污废水、软化废水和装置排污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。含油污水送至已建压裂返排液处理系统处理，生活污水送至吉木萨尔县生活污水处理厂处理。

①含油污水依托可行性分析

含油污水依托已建压裂返排液处理系统处理，该处理系统采用“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。现有压裂返排液处理装置设计处理规模为 4500m³/d，实际处理规模为 3920m³/d，富余处理规模为 580m³/d，含油污水产生量约为 382m³/d，富余处理能力可满足需求，依托可行。

②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 m³/d，实际处理规模约 1 万 m³/d，采用“强化脱氮改良 A²/O+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 $195.4\text{m}^3/\text{a}$ ，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。

（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、集水池等构筑物要严格控制施工质量，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，将站内划分为简单防渗区、一般防渗区和重点防渗区。

一般防渗区：指地面以上的生产功能单元，污染地下水环境的物料泄漏容易及时发现和处理的区域，主要为进站管汇、燃气发电机组等装置区。

重点防渗区：指位于地下或半地下的生产功能单元，污染地下水环境的物料长期储存或泄漏不容易及时发现或处理的区域。主要包括气液分离器处理装置、原油储罐区、地埋式污水罐区、集水池、危险废物暂存场、老化油处理系统、卸油设施伴生气处理系统等区域。

简单防渗区：主要为老化油处理系统中的配电室、值班室、页岩油联合站内的配电室等。

※防渗要求

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 $MB \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ ；一般防渗区的防渗层防渗性能需满足等效黏土防渗层 $MB \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 。设备、地下管道或建构筑物防渗的设计使用年限分别不低于相应设备、地下管道或建、构筑物的设计使用年限，防渗层由单一或多种防渗材料组成，地下水污染设防的单元或设施的地面坡向排水口或排水沟，当污染物有腐蚀性时，防渗材料具有耐腐蚀性能或采取防腐处理。

本工程各生产单元分区及防渗要求见表 6.2-1。

表 6.2-1 各生产单元分区防渗要求一览表

防渗分区	生产单元	防渗性能
简单防渗区	配电室、值班室	一般地面硬化
一般防渗区	进站管汇、燃气发电机组等装置区。	等效黏土防渗层 $MB \geq 1.5m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$
重点防渗区	原油处理系统、压裂液返排液处理系统、老化油处理系统、伴生气处理系统及卸油装置区	等效黏土防渗层 $MB \geq 6.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$

③污染监控

依托页岩油联合站已有地下水监测井，定期对水质进行监控。

④应急响应

制定地下水污染防控应急预案，并定期演练，随时做好抢修准备。

罐区设有围堰，对于机、泵基础周边设置废液收集设施，确保事故状态下泄漏物料可得到有效收集。

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) 定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

(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、老化油处理系统和卸油设施边界能够满足《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。

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

运营期固体废物主要为含油污泥、清罐底泥、废包装物、废防渗材料、废机油、废油桶、废含油抹布及劳保用品、废离子交换树脂、废脱硫剂和废分子筛。含油污泥、清罐底泥、废防渗材料、废机油、废油桶属于《国家危险废物名录（2025 年版）》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、废脱硫剂

和废分子筛属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW49 其他废物，集中收集后分区暂存在新建危险废物暂存场，定期交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。吉庆油田作业区与克拉玛依博达环保科技有限公司签订了处置协议，项目产生的危险废物可得到妥善处置。废包装物和废离子交换树脂均由厂家回收处置，生活垃圾送至吉木萨尔县生活垃圾填埋场。

（2）危废暂存可行性分析

新建危险废物暂存场为棚式设计，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系统，危废贮存场底部及四周建有导流槽，对渗滤液收集进渗滤液收集池，经泵输至压裂返排液处理系统进行处理，不外排，池体、贮存场基础、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。地面防渗设计、挡墙防渗设计详见图 6.2-1，其中防渗膜做法自上而下为“600g/m² 长丝无纺布+1.5mm 厚高密度聚乙烯膜+600g/m² 长丝无纺布”。经采取上述措施，危废贮存场总体防渗系数满足小于 10⁻¹⁰cm/s 的要求。

拟建废物暂存设施满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求，相关符合性分析见表 6.2-2。

表 6.2-2 项目建设与《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的符合性分析

《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中选址要求		本项目情况	符合性分析
选址要求	贮存设施选址应满足生态环境保护法律法规、规划和“三线一单”生态环境分区管控的要求，建设项目应依法进行环境影响评价	在页岩油联合站内建设危废贮存场，不新增占地，选址符合相关符合、“三线一单”要求	符合
	集中贮存设施不应选在生态保护红线区域、永久基本农田和其他需要特别保护的区域内，不应建在溶洞区或易遭受洪水、滑坡、泥石流、潮汐等严重自然灾害影响的地区	位于已建站区场地内，选址处不涉及生态保护红线、永久基本农田和其他需要特别保护的区域。项目区气候干燥，选址不在溶洞区或易遭受洪水、滑坡、泥石流、潮汐等严重自然灾害影响的地区	符合
	贮存设施不应选在江河、湖泊、运河、渠道、水库及其最高水位线以下的滩地和岸坡，以及法律法规规定禁止贮存危险废物的其他地点	拟建危废贮存场距离下新湖水库 5.6km 处，距离较远，选址位于页岩油联合站内部，不属于法律法规规定禁止贮存危险废物的地点	符合
	贮存设施场址的位置以及其与周围环境敏感目标的距离应依据环境影响评价文件确定	评价范围内无环境敏感目标	符合

污染控制要求	贮存设施应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式和污染物迁移途径，采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不应露天堆放危险废物	新建危废贮存场为单层门钢架结构，地面、围墙等均采取了防渗措施；贮存场三面建设钢混墙，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	符合
	贮存设施应根据危险废物的类别、数量、形态、物理化学性质和污染防治等要求设置必要的贮存分区，避免不相容的危险废物接触、混合		符合
	贮存设施或贮存分区内地面、墙面裙脚、堵截泄漏的围堰、接触危险废物的隔板和墙体等应采用坚固的材料建造，表面无裂缝	池体、贮存场基础、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。其中防渗膜做法自上而下为“600g/m ² 长丝无纺布+1.5mm 厚高密度聚乙烯膜+600g/m ² 长丝无纺布”。项目运营期产生的危险废物有含油污泥、废防渗材料、废机油等，危废贮存场内部按照危废种类划分暂存区，其中含油污泥堆放在地面，废机油采用密封性良好的桶暂存，废防渗材料采用吨包布存放，可有效避免各类危废接触、混合	符合
	贮存设施地面与裙脚应采取表面防渗措施；表面防渗材料应与所接触的物料或污染物相容，可采用抗渗混凝土、高密度聚乙烯膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料。贮存危险废物直接接触地面的，还应进行基础防渗，防渗层为至少 1m 厚黏土层（渗透系数不大于 10 ⁻⁷ cm/s），或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10 ⁻¹⁰ cm/s），或其他防渗性能等效的材料		
	同一贮存设施宜采用相同的防渗、防腐工艺（包括防渗、防腐结构或材料），防渗、防腐材料应覆盖所有可能与废物及其渗滤液、泄漏液等接触的构筑物表面；采用不同防渗、防腐工艺应分别建设贮存分区		
	贮存设施应采取技术和管理措施防止无关人员进入	新建危废贮存场按规范设置环境标识，非工作人员禁止入内	符合
	贮存场应设置径流疏导系统，保证能防止当地重现期不小于 25 年的暴雨流入贮存区域，并采取措施防止雨水冲淋危险废物，避免增加渗滤液量	危废贮存场设计有顶棚围墙，可有效避免雨水冲淋危险废物；底部及四周建有导流槽，对渗滤液进行收集，渗滤液泵输至压裂返排液处理系统进行处理，不外排	符合
	贮存场可整体或分区设计液体导流和收集设施，收集设施容积应保证在最不利条件下可以容纳对应贮存区域产生的渗滤液、废水等液态物质	新建危废贮存场为棚式设计，具备防雨功能，含油污泥暂存正常工况下无渗滤液产生；含油污泥、废防渗材料和废机油分区暂存，其中废机油采用密封性良好的桶暂存，废防渗材料采用吨包布存放	符合
贮存过程	贮存场应采取防止危险废物扬散、流失的措施	新建污泥贮存场为棚式设计，围堰高 1m，具备防风、防雨功能，可有效避免含油污泥扬散、流失	符合
	在常温常压下不易水解、不易挥发的固态危险废物可分类堆放贮存，其他固态危险废物	含油污泥含油率不小于 10%，不宜水解和挥发；废机油采用密封性良好的	符合

污染控制要求	应装入容器或包装物内贮	桶暂存	
污染物排放控制要求	贮存设施产生的废气（含无组织废气）的排放应符合 GB16297 和 GB37822 规定的要求	页岩油联合站厂界可满足《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（周界外浓度最高点不应超过 4.0mg/m ³ ）	符合
	贮存设施排放的环境噪声应符合 GB12348 规定的要求	新建危废贮存场内无产生明显噪声的设备	符合
环境监测要求	贮存设施的环境监测应纳入主体设施的环境监测计划	本次评价针对废气、噪声提出了污染源监测计划，土壤及地下水跟踪监测方案依托作业区总体监测计划及管理要求	符合
	贮存设施所有者或运营者应依据《大气污染防治法》《水污染防治法》《土壤污染防治法》等有关法律、《排污许可管理条例》等行政法规和 HJ819、HJ1250 等规定制订监测方案，对贮存设施污染物排放状况开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果		
	HJ1259 规定的危险废物环境重点监管单位贮存设施地下水环境监测点布设应符合 HJ164 要求，监测因子应根据贮存废物的特性选择具有代表性且能表征危险废物特性的指标，地下水监测因子分析方法按照 GB/T14848 执行		
	贮存设施无组织气体排放监测因子应根据贮存废物的特性选择具有代表性且能表征危险废物特性的指标；采样点布设、采样及监测方法可按 HJ/T55 的规定执行，VOCs 的无组织排放监测还应符合 GB37822 的规定	废气监测因子及监测频次参照《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248—2022）要求	符合
环境应急要求	贮存设施所有者或运营者应按照国家有关规定编制突发环境事件应急预案，定期开展必要的培训和环境应急演练，并做好培训、演练记录	本项目应纳入作业区现有应急预案，《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县分局进行了备案，备案编号为 652327-2023-016-L	符合
	贮存设施所有者或运营者应配备满足其突发环境事件应急要求的应急人员、装备和物资，并应设置应急照明系统	新建危废贮存场按规范要求设计消防设施、应急照明设施，配有专门的环境管理人员	符合

综上所述，拟建危废贮存场符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求，可以满足项目运营期危废暂存需求。

（3）危废收集、贮存和运输过程污染防治措施

含油污泥、废机油和废防渗材料的收集、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、防泄漏、防飞扬、防雨或其他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他用时，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、清罐底泥、废机油、废油桶和废防渗材料临时贮存在新建危险废物暂存场，该危险废物暂存场满足《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暂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暂存场状况，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暂存场时，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》（交通运输部令〔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。

（4）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。

（5）吉庆油田作业区已按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》有关要求制定，按年度建立了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，项目建成后总体按照现有危险废物管理计划进行危险废物管理。

（6）吉庆油田作业区已建立了污染环境防治责任制度，建立了危险废物产生、收集、贮存、处置等全过程的污染环境防治责任制度；

（7）运营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

采出水、装置排污废水、软化废水和装置排污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；含油污水送至已建压裂返排液处理系统处理；采出水、装置排污废水、软化废水和装置排污水、含油污水处理达标后优先回用于压裂液复配，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。

（2）防渗措施

详见前节 6.2.2 章节。

（3）跟踪监测

在原油处理系统、压裂返排液处理系统、老化油处理系统和卸油设施处各设 1 个土壤监测点，监测因子为砷、六价铬、石油烃（ $C_{10}\sim C_{40}$ ），监测频次为每三年监测 1 次。

6.2.6 运营期生态环境保护措施

（1）定时巡查站场设备设施等，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）提高驾驶人员技术素质、加强责任心，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，杜绝疲劳驾车等行为，减少对道路两侧植被的破坏。

（4）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）站区原油换热优先采用污水余热，新建电加热器作为备用热源，可减少天然气用量，进而减少了由燃料燃烧产生的 CO₂ 排放。

（2）项目实施后原油处理系统、压裂返排液处理系统、老化油处理系统等均实现了密闭处理，并对污油进行了回收，减少了温室气体甲烷的产生。

（3）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、废水处理设施清洗过程会产生装置排污水，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 退役期固废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、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。

（2）储罐、油气处理装置中的容器设备清理，以及集水池清理会产生含油污泥，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，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，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

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）《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。

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）中的生态恢复要求，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 环境风险管理目标

环境风险管理目标是采用最低合理可行原则管控环境风险。采取的环境风险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应，运用科学的技术手段和管理方法，对环境风险进行有效地预防、监控、响应。

6.4.2 事故废水环境风险防范措施

本项目新建 2 座 4000m^3 的事故罐，原油系统发生故障时用于采出液的应急暂存，下游北三台油库收油不畅时也可用于净化油的暂存。事故罐容积按照新增原油处理系统装置处理能力确定，本次新增 $50 \times 10^4\text{t/a}$ 原油处理系统，平均约 1515t/d ，即 $1965\text{m}^3/\text{d}$ ，本次拟建 2 座 4000m^3 事故罐，可满足新建原油处理系统 4 天暂存需要，足够原油处理系统完成检修。

页岩油联合站内现有 4 座 4000m^3 的事故罐、2 座 1000m^3 的事故罐，可以满足事故状态下的废水储存要求；老化油处理系统事故状态下废水可排至 15 万方池中，15 万方池容积可满足项目需求。

6.4.3 地下水风险防范措施

（1）源头控制

建设单位要大力推行清洁生产，站内管道、设备、集水池等构筑物要严格控制施工质量，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，将项目区划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗，并加强地下水环境的监控、预警，对地下水进行跟踪监测。

6.4.4 环境风险监控及应急监测系统

（1）页岩油联合站内设置可燃气体检测报警系统（GDS），GDS 系统包括现场可燃气体探测器、声光报警器及盘柜气体报警控制器等。当现场探测器检测到气体泄漏时，GDS 系统产生报警，同时启动相关现场声光报警器提醒操作人员。

（2）页岩油联合站、老化油处理系统和卸油设施配备一定的应急物资。

6.4.5 储罐泄漏事故风险防范措施

（1）建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

（2）选用质量合格的储罐、阀门及连接件，定期对各站场易损及老化部件进行更换，防止储罐泄漏事故的发生。

（3）储罐罐区设置围堰，罐区按照重点防渗区要求建设防渗设施，即使发生泄漏事故也能将事故影响降低到最小。

6.4.6 火灾爆炸事故风险防范措施

（1）完善各站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

（2）站场设置明显的禁止烟火标志。

（3）页岩油联合站罐区设有可燃气体报警装置用于紧急情况发生时保护人员及设备安全。可燃气体检测报警仪的设置符合《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》（GB50493-2009）的要求。

（4）对操作、维修人员进行培训，持证上岗。制订应急操作规程，在规程中说明发生储罐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。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。

6.4.7 环境风险应急处置要求

（1）应急处置要求

发生事故时，如储罐泄漏事故时，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

本工程投产后归属吉庆油田作业区管理，项目建成后应对现有应急预案进行修编，将项目实施区域纳入中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区突发环境污染事件应急预案，从而对环境风险进行有效防治。

6.4.8 环境风险简单分析一览表

本工程环境风险简单分析内容详见表 6.4-1

表 6.4-1 环境风险简单分析一览表

建设项目名称	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）变更
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、废机油和伴生气中的硫化氢，主要分布在原油处理系统、老化油处理系统、卸油设施、危险废物暂存场、燃气发电装置和伴生气处理系统等单元。

环境影响途径及危害后果	原油处理系统、老化油处理系统、卸油设施、危险废物暂存场等设备发生泄漏事故，泄漏的油品对周围大气环境产生一定的影响，泄漏的油品对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；原油处理系统、燃气发电机发生泄漏事故，泄漏的伴生气、硫化氢对周围大气环境产生一定的影响；泄漏的油品、伴生气若遇明火，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	站内设置明显的禁止烟火标志；在罐区、路口等处设置风向标；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程；吉庆作业区应对现有应急预案进行修编，将本工程实施区域纳入中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区应急预案。

6.5 环境保护措施可行性分析

本次评价类比中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区同类项目来说明采取的环境保护措施的技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性。中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区开发多年来，油气处理采用密闭集输工艺，且近年来实际生产运行过程均未发生环境风险事故，各类油气生产和储存设备、设施运转、维护基本正常。

根据《吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏吉 305-吉 17-吉 37 井区开发地面工程（第一批）竣工环境保护验收调查报告》结论可知，厂界非甲烷总烃《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， H_2S 满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-1993）标准限值；声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值；采出水、井下作业废液送至压裂返排液处理装置处理；产生的危险废物均交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置，没有对周围环境产生重大不利影响；永久性占地地面均进行了硬化处理，临时性占地范围内草本植被正在恢复。

综上所述，本次采取的环境保护措施与中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区现有的环境保护措施基本相同，均为技术可行、经济合理、稳定可靠、便于实施的成熟措施，在油田开发过程中得到广泛应用。综上所述，本次采取的环境保护措施为技术可行、经济合理、可以达到长期稳定运行和达标排放。

6.6 环保投资分析

项目总投资 6477 万元，环保投资约 652 万元，占总投资的 10.07%。本工程环

保投资估算见表 6.6-1。

表 6.6-1 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	70
		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	10
	固体废物	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	5
运营期	废水	采出水、装置排污水、软化废水和锅炉排水水处理	进新建压裂返排液系统处理	350
	固废	危废贮存场	新建 1 座危废贮存场，占地 441m ² ；生活垃圾送至吉木萨尔县生活垃圾填埋场	50
	噪声	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	15
	废气	电化学氧化废气、燃气发电机废气及无组织废气	新建 1 套碱洗装置及一根排气筒，燃气发电机采用低氮燃烧技术，站内新建一套大罐抽气装置	100
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	15
	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	20
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
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；在罐区、站内路口等处设置风向标		2
合计				652

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

中国石油新疆油田分公司下设质量健康安全环保部，负责中国石油新疆油田分公司范围内的环境保护工作，各二级单位下设环保科，各生产单位设专职环保员，负责生产单位的环保工作。

吉庆油田作业区的环保工作由新疆油田公司质量健康安全环保部领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设工作。建设项目经理部设专职环境管理人员，全面负责该作业区开发建设期的环境管理工作。本工程进入生产运行期后，页岩油联合站的主要管理工作均依托吉庆油田作业区完成，设一名专（兼）职环保工程技术人员负责本工程建设期的环保工作及站场内外环保设施的运行和检查工作，以及环境污染事故处理和报告。

7.1.2 环境管理体制

中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区《质量、健康、安全与环境管理手册》依据 GB/T19001-2016、ISO9001:2015《质量管理体系要求》、GB/T24001-2016、ISO14001:2015《环境管理体系要求及使用指南》、GB/T45001-2020《职业安全健康管理体系要求》、Q/SY1002.1-2013《健康、安全与环境管理体系第一部分：规范》和中国石油天然气集团公司《HSE 管理体系管理手册》《新疆油田公司综合管理体系管理手册》新疆油田分公司《质量管理手册》《HSE 管理体系管理手册》的要求，结合吉庆油田作业区生产经营实际编制。2020 年 5 月 28 日发布《吉庆油田作业区质量、健康、安全与环境管理体系管理手册》（版本号：A/0）的要求，2020 年 6 月 8 日开始实施。

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、装置排污水、软化废水和锅炉排污水均进入新建压裂返排液处理系统，含油污水进入已建压裂返排液处理系统，各类废水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和压裂返排液处理过程中无组织排放源的管理，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，在管理上要加强制度的落实，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 环境监督机构

第六师五家渠市生态环境局审批本项目的环境影响报告书，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。

7.2.5 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	监督单位
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。对于拟永久使用各站场，建设完成后，应因地制宜地进行硬化或地表恢复	第六师五家渠市生态环境局
2	水环境	混凝土养护废水为清净下水，自然蒸发处理，混凝土养护废水用于项目区洒水抑尘	
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	

7.2.6 运营期环境管理

- (1) 建立和实施作业区运营期的健康、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 & 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。

（6）运营期各环境要素的污染防治措施见表 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	监督单位
1	生态环境	培训巡检人员相关环境保护知识，更好地保护周围植被	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。对页岩油联合站厂界、老化油处理系统边界和卸油设施边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。加强废气处理设施检修，落实运营期废气监测计划，电化学氧化处理装置废气采用碱液吸收装置处理后通过一根 25m 高排气筒排放	
4	水环境	加强压裂返排液处理设施的检修，落实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	依托吉庆油田作业区应急管理体系，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，废包装物和废离子交换树脂由厂家回收利用	

7.2.7 退役期环境管理

本工程在退役期的主要内容见表 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	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	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吉祥联合站，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响	
5	固体废物处置	固体废弃物分类收集，及时清运	

7.2.8 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 和表 7.3-3。

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 m³/h	产生情况			治理设施	排放情况			执行标准 浓度 mg/m³	排放源参数			运行 时间 h/a
				mg/m³	kg/h	t/a		mg/m³	kg/h	t/a		高度 m	直径 m	温度℃	
DA001	电化学氧化废气	氯气	40000	295.3	11.81	93.54	碱液吸收装置 (效率 95%) 处理后通过一根排气筒排放	5.91	0.236	1.87	65	25	1	25	7920
DA002	燃气发电 机废气	NO _x	2862	240	0.689	5.44	采用处理后的 伴生气作为燃料，燃气发电 机组采用低氮 燃烧技术	240	0.689	5.44	240	7	0.25	150	7920
SO ₂		11.47		0.0328	0.2599	11.47		0.0328	0.2599	550					
颗粒物		8.91		0.0255	0.2019	8.91		0.0255	0.2019	120					
DA003		NO _x	2862	240	0.689	5.44		240	0.689	5.44	240	7	0.25	150	7920
SO ₂		11.47		0.0328	0.2599	11.47		0.0328	0.2599	550					
颗粒物		8.91		0.0255	0.2019	8.91		0.0255	0.2019	120					
DA004		NO _x	2862	240	0.689	5.44		240	0.689	5.44	240	7	0.25	150	7920
SO ₂		11.47		0.0328	0.2599	11.47		0.0328	0.2599	550					
颗粒物		8.91		0.0255	0.2019	8.91		0.0255	0.2019	120					
DA005		NO _x	2862	240	0.689	5.44		240	0.689	5.44	240	7	0.25	150	7920
SO ₂		11.47		0.0328	0.2599	11.47		0.0328	0.2599	550					
颗粒物		8.91		0.0255	0.2019	8.91		0.0255	0.2019	120					
DA006		NO _x	2862	240	0.689	5.44		240	0.689	5.44	240	7	0.25	150	7920
SO ₂		11.47		0.0328	0.2599	11.47		0.0328	0.2599	550					
颗粒物		8.91		0.0255	0.2019	8.91		0.0255	0.2019	120					
DA007		NO _x	2862	240	0.689	5.44		240	0.689	5.44	240	7	0.25	150	7920
SO ₂		11.47		0.0328	0.2599	11.47		0.0328	0.2599	550					
颗粒物		8.91		0.0255	0.2019	8.91		0.0255	0.2019	120					

排气筒 编号	污染物名 称	污染因 子	废气量 m³/h	产生情况			治理设施	排放情况			执行标准 浓度 mg/m³	排放源参数			运行 时间 h/a
				mg/m³	kg/h	t/a		mg/m³	kg/h	t/a		高度 m	直径 m	温度℃	
DA008		NO _x	2862	240	0.689	5.44		240	0.689	5.44	240	7	0.25	150	7920
		SO ₂		11.47	0.0328	0.2599		11.47	0.0328	0.2599	550				
		颗粒物		8.91	0.0255	0.2019		8.91	0.0255	0.2019	120				
NO _x		2862	240	0.689	5.44	240		0.689	5.44	240	7	0.25	150	7920	
SO ₂			11.47	0.0328	0.2599	11.47		0.0328	0.2599	550					
颗粒物			8.91	0.0255	0.2019	8.91		0.0255	0.2019	120					
DA010		NO _x	2862	240	0.689	5.44		240	0.689	5.44	240	7	0.25	150	7920
		SO ₂		11.47	0.0328	0.2599		11.47	0.0328	0.2599	550				
		颗粒物		8.91	0.0255	0.2019		8.91	0.0255	0.2019	120				
DA011		NO _x	2862	240	0.689	5.44		240	0.689	5.44	240	7	0.25	150	7920
		SO ₂		11.47	0.0328	0.2599		11.47	0.0328	0.2599	550				
		颗粒物		8.91	0.0255	0.2019		8.91	0.0255	0.2019	120				
DA012		NO _x	2862	240	0.689	5.44		240	0.689	5.44	240	7	0.25	150	7920
		SO ₂		11.47	0.0328	0.2599		11.47	0.0328	0.2599	550				
		颗粒物		8.91	0.0255	0.2019		8.91	0.0255	0.2019	120				
DA013	NO _x	2862	240	0.689	5.44	240	0.689	5.44	240	7	0.25	150	7920		
	SO ₂		11.47	0.0328	0.2599	11.47	0.0328	0.2599	550						
	颗粒物		8.91	0.0255	0.2019	8.91	0.0255	0.2019	120						
DA014	NO _x	2862	240	0.689	5.44	240	0.689	5.44	240	7	0.25	150	7920		
	SO ₂		11.47	0.0328	0.2599	11.47	0.0328	0.2599	550						
	颗粒物		8.91	0.0255	0.2019	8.91	0.0255	0.2019	120						
DA015	NO _x	2862	240	0.689	5.44	240	0.689	5.44	240	7	0.25	150	7920		
	SO ₂		11.47	0.0328	0.2599	11.47	0.0328	0.2599	550						

排气筒 编号	污染物名 称	污染因 子	废气量 m ³ /h	产生情况			治理设施	排放情况			执行标准 浓度 mg/m ³	排放源参数			运行 时间 h/a
				mg/m ³	kg/h	t/a		mg/m ³	kg/h	t/a		高度 m	直径 m	温度℃	
DA016		颗粒物	2862	8.91	0.0255	0.2019		8.91	0.0255	0.2019	120	7	0.25	150	7920
		NO _x		240	0.689	5.44		240	0.689	5.44	240				
		SO ₂		11.47	0.0328	0.2599		11.47	0.0328	0.2599	550				
		颗粒物		8.91	0.0255	0.2019		8.91	0.0255	0.2019	120				
DA017		NO _x	2862	240	0.689	5.44		240	0.689	5.44	240	7	0.25	150	7920
		SO ₂		11.47	0.0328	0.2599		11.47	0.0328	0.2599	550				
		颗粒物		8.91	0.0255	0.2019		8.91	0.0255	0.2019	120				

表 7.3-2 本工程无组织废气污染物排放清单

类别	污染源	污染物	产生量 (t/a)	治理措施	处理效率 (%)	污染物排放量 (t/a)	执行标准	面源排放参数			排放时间 (h/a)
							厂界浓度 (mg/m ³)	长 (m)	宽 (m)	排放高 度 (m)	
无组织 废气	原油处理系统	H ₂ S	0.889kg/a	选用质量可靠的设备，加强设备检维修，确保生物处理装置正常运行	/	0.889kg/a	0.06	126	78	5	7920
			0.74		/	0.74	1.0				
	老化油处理系统	NMHC	1.354		/	1.354		21	21	5	7920
	卸油设施		2.13		/	2.13		44	80	7	7920
	含油污泥处理及暂存		0.028		/	0.028		60	50	8	7920
	伴生气处理装置		6.534		/	6.534		140	100	10	7920
		H ₂ S	7.833kg/a	/	7.833kg/a	0.06					

表 7.3-3 本工程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		低噪声设备、基础减振	85~105dB (A)	噪声	昼 60dB (A) 夜 50dB (A)
废水	采出水	送至新建压裂返排液处理系统处理达标后回用于压裂液复配	243500m ³ /a	石油类、悬浮物	/
	装置排污水		141m ³ /a	石油类、悬浮物	/
	锅炉排污水及软化废水		7320m ³ /a	化学需氧量和溶解性总固体	/
	老化油处理系统产生的含油污水	送至已建压裂返排液处理系统处理达标后回用于压裂液复配	126560m ³ /a	石油类、悬浮物	/
	生活污水	送至吉木萨尔县生活污水处理厂处理	195.4m ³ /a	悬浮物、COD 和氨氮	/
固体废物	含油污泥	清运至新建危废暂存场进行暂存，最终交由有资质的单位处置	5211.4t/a	含油污泥	/
	清罐底泥		557.3t/a	清罐底泥	/
	废防渗材料		0.1t/a	废防渗材料	/
	废机油		0.1t/a	废机油	/
	废油桶		0.01t/a	废油桶	/
	废含油抹布及劳保用品		0.01t/a	废含油抹布及劳保用品	/
	废脱硫剂		42.78t/a	废脱硫剂	/
	废分子筛		1.2t/次	废分子筛	/
	废包装物	厂家回收处置	6t/a	废包装物	/
	废离子交换树脂		2.34t/a	废离子交换树脂	/
	生活垃圾	送至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处理	6.1t/a	生活垃圾	/

7.4 企业环境信息公开

吉庆油田作业区应参照《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) 施工作业是否超出了限定范围，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
2	其他	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

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，噪声、厂区内和厂界的无组织废气监测计划见表 7.5-2。

表 7.5-2 吉庆油田作业区噪声、厂区内和厂界的无组织废气监测计划一览表

序号	类别		监测点位	监测因子	监测频次
1	污染源监测	无组织	厂区内	NMHC、硫化氢	1 次/季度
		废气	厂界	NMHC、硫化氢	1 次/季度

2		噪声	页岩油联合站厂界	厂界噪声	1 次/季度
3		废水	压裂返排液处理系统出口	石油类、悬浮物	1 次/半年
4	环境质量	地下水	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	GB/T14848-2017《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：HJ164-2020《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

本项目运营期页岩油联合站厂界无组织废气、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，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。本次仅对电化学氧化装置废气、废水、老化油处理系统、卸油设施边界无组织废气、噪声和土壤环境根据《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 7.5-3。

表 7.5-3 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	电化学氧化装置 废气排气筒	氯气和氯化氢	GB16297-1996 表 2	竣工验收后开始	委托监测或建设单位自行监测
		1 次/年	燃气发电设施	二氧化硫、氮氧化物和颗粒物	GB16297-1996 表 2		
		1 次/季度	老化油处理系统和卸油设施边界	非甲烷总烃和硫化氢	GB39728—2020		
	设备与管线组件密封点	1 次/半年	泵、压缩机、阀门、泄压设备等	泄漏检测值	/		
		1 次/年	法兰及其他连接件、其他密封设备	泄漏检测值	/		
	噪声	1 次/季度	老化油处理系统和卸油设施边界	昼间、夜间等效连续 A 声级	GB12348-2008 2 类		
	废水	1 次/季度	新建压裂返排液处理系统出水口	悬浮物和石油类	Q/SY02012-2016		

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、压裂返排液、老化油处理系统、卸油设施旁非地面硬化区域	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬	GB36600-2018 第二类用地筛选值		
--------	--------------	-------	-----------------------------------	--	-----------------------	--	--

7.5.3 环保设施验收建议

（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 7.5-4。

表 7.5-4 “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	原油处理系统、老化油处理系统、卸油设施和伴生气处理装置	NMHC	页岩油联合站厂界和老化油处理系统、卸油设施和伴生气处理装置边界	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	GB39728—2020 4.0mg/m ³
	原油处理系统	H ₂ S	页岩油联合站厂界	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	GB14554-93 表 1
	电化学氧化装置废气	氯气和氯化氢	电化学氧化装置废气排气筒	采用碱洗吸收处理（效率 95%）后通过排气筒排放	达标排放	GB16297-1996 表 2
	燃气发电装置	二氧化硫、氮氧化物和颗粒物	页岩油联合站东侧	采用低氮燃烧器	达标排放	GB16297-1996 表 2
废水	采出水、装置排污废水、锅炉排污水和软化废水	石油类、悬浮物	页岩油联合站压裂返排液处理系统	进压裂返排液处理系统	处理达标后用于压裂液复配	Q/SY02012-2016
噪声	各类机泵	噪声	页岩油联合站、老化油处	隔声、基础减振，采用低噪声设备	厂界噪声达标排放	GB12348-2008 2 类

			理系统和卸油设施			
固废	含油污泥、清罐底泥、废防渗材料、废机油、废油桶、废含油抹布及劳保用品、废脱硫剂和废分子筛	危险废物	页岩油联合站、老化油处理系统、卸油设施	危废暂存在新建危废贮存场，发生事故后及时处理和清运落地油及浸染土壤	交由有资质的单位处置	签订危险废物处置协议，落实危险废物转移联单制度
	废包装物和废离子交换树脂	一般工业固体废物	原油处理系统、老化油处理系统和软化水处理系统	由厂家回收处置	项目区无固体废物遗留	项目区无固体废物遗留
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，涉及水处理通用工序，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，在排放污染物之前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；本项目新建燃气发电机，燃气发电机燃烧烟气属于固定污染源，根据《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019 年版）规定，燃气发电机实行登记管理，燃气发电机由第三方服务机构负责建设及运营，工程建成后，在排放污染物之前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他环境损失。

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，引起储罐泄漏事故，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他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

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 $4800 \text{m}^3/\text{d}$ 的压裂返排液处理系统、1 套 $1500 \text{Nm}^3/\text{d}$ 的大罐抽气装置、1 套伴生气处理装置、1 套伴生气发电装置、1 座占地 441m^2 的危险废物暂存场；新增 1 套 $10 \text{m}^3/\text{h}$ 的压裂返排液中试验装置，在 15 万方池 9#池旁新建 2 套老化油处理系统，在 15 万方池 8#池旁新建 1 座 2 车位卸油台、2 座 60m^3 的卸油罐。项目总投资 6477 万元，环保投资约 652 万元，占总投资的 10.07%。

9.2 环境质量现状结论

（1）环境空气

项目所在区域环境空气质量属于不达标区，超标污染物为 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 。项目区各监测点位大气环境中 SO_2 、 NO_2 、 CO 、 O_3 浓度满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准要求；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（ $2000 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ）要求；硫化氢、氯气和氯化氢浓度满足《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，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。

（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

占地范围内土壤各监测因子和占地范围外各监测点石油烃、六价铬的监测浓度

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，占地范围外各监测点的重金属及无机物监测浓度满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）。

9.3 污染物排放情况结论

（1）生态环境

原油处理系统、压裂返排液处理系统、大罐抽气装置、燃气发电装置均在页岩油联合站内进行，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。老化油处理系统、卸油设施位于 15 万方池旁，占地范围内植被稀疏，项目实施改变了占地范围内的土地利用类型，占地面积较小，对区域土地利用类型、野生动植物等不会产生明显影响。

（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处理系统、老化油处理系统等处理过程的阀门、法兰等处产生的无组织废气，卸油设施阀门、法兰等处产生的无组织废气，8#采出液装卸废气、燃气发电机燃烧废气、含油污泥暂存废气，电化学氧化装置废气，产生的废气为持续的长期影响，项目所在区域地域空旷，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和管道试压废水，混凝土养护废水为清净下水，自然蒸发处理；管道试压废水用于项目区的洒水抑尘。运营期废水主要为采出水、装置排污废水、软化废水和装置排污水、含油污水和生活污水，采出水、装置排污废水、软化废水和装置排污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。含油污水送至已建压裂返排液处理系统处理，生活污水送至吉木萨尔县生活污水处理厂处理，各类废水均得到妥善处置，不会对区域水环境产生不利影响。非正常工况下，储罐池体破损泄漏导致物料外泄时，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，运营期页岩油联合站、老化油处理系统、卸油设施场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。运营期固体废物主要为含油污泥、清罐底泥、废包装物、废防渗材料、废机油、废油桶、废含油抹布及劳保用品、废离子交换树脂、废脱硫剂和废分子筛。含油污泥、清罐底泥、废防渗材料、废机油、废油桶属于《国家危险废物名录（2025 年版）》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、废脱硫剂和废分子筛属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW49 其他废物，集中收集后分区暂存在新建危险废物暂存场，定期交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置，废包装物和废离子交换树脂均由厂家回收处置，生活垃圾送至吉木萨尔县生活垃圾填埋场。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。各类废水均得到妥善处置，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、伴生气、废机油和伴生气中的硫化氢，风险潜势为 I，项目可能发生的风险事故类型主要为原油、伴生气、硫化氢、废机油泄漏，进而引发火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。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）施工期

本工程施工过程中将产生一定量的废气、废水、固体废物和噪声，施工期短暂，上述影响随着施工期的结束而消失。

（2）运营期

选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站内的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；定期对设备进行巡检；加强生产管理，减少原油的跑、冒、滴、漏，做好井口压力监测，并准备应急措施；加强油气处理设备及动静密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并在 5 日内完成修复；储罐周围设置防火堤，储罐罐体应保持完整，不应有孔洞和裂隙，储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求，确保厂界 NMHC 排放满足《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）表 1 限值要求，电化学氧化装置废气和燃气发电机燃烧烟气各污染物排放浓度均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 限值要求。

运营期废水主要为采出水、装置排污废水、软化废水和装置排污水、含油污水和生活污水，采出水、装置排污废水、软化废水和装置排污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。含油污水送至已建压裂返排液处理系统处理，生活污水送至吉木萨尔县生活污水处理厂处理。

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。

运营期固体废物主要为含油污泥、清罐底泥、废包装物、废防渗材料、废机油、废油桶、废含油抹布及劳保用品、废包装物、废离子交换树脂、废脱硫剂和废分子筛。含油污泥、清罐底泥、废防渗材料、废机油、废油桶属于《国家危险废物名录（2025 年版）》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、废脱硫剂和废分子筛属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW49 其他废物，集中收集后分区暂存在新建危险废物暂存场，定期交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置，废包装物和废离子交换树脂均由厂家回收处置，生活垃圾送至吉木萨尔县生活垃圾填埋场。

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，已进行了三次网上公示，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 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。