

新疆吉木萨尔页岩油注 CO₂ 提高采收率先导试验项目

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：二〇二五年十月

目 录

1 概述	4
1.1 项目背景	4
1.2 建设项目主要特点	4
1.3 环境影响评价的工作过程	5
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	5
1.5 分析判定相关情况	6
1.6 环境影响评价的主要结论	7
2 总则	8
2.1 编制依据	8
2.2 评价目的与原则	12
2.3 评价时段	13
2.4 环境影响因素识别与评价因子确定	13
2.5 环境功能区划与评价标准	15
2.6 评价等级与评价范围	19
2.7 环境保护目标	27
2.8 评价内容和评价重点	28
2.9 相关规划及政策符合性分析	29
3 建设项目工程分析	47
3.1 现有工程概况及环境影响回顾	47
3.2 改扩建项目工程概况	58
3.3 污染源源强核算	82
3.4 总量控制指标	97
3.5 清洁生产分析	97
4 环境质量现状调查与评价	101
4.1 自然环境现状调查与评价	101

4.2 环境保护目标调查.....	104
4.3 环境质量现状调查与评价.....	104
5 环境影响预测与评价.....	130
5.1 施工期环境影响预测与评价.....	130
5.2 运营期环境影响预测与评价.....	137
5.3 退役期影响分析.....	154
5.4 环境风险分析.....	154
6 环境保护措施及其可行性论证.....	162
6.1 施工期环境保护措施及其可行性论证.....	162
6.2 运营期环境保护措施.....	165
6.3 温室气体管控措施.....	172
6.4 环境风险事故防范措施.....	173
6.5 退役期环境保护措施.....	177
6.6 环境保护措施可行性分析.....	180
6.7 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.....	185
7.4 企业环境信息公开.....	185
7.5 环境监测与监控.....	187
8 环境影响经济损益分析.....	191
8.1 环境社会效益分析.....	191
8.2 环境经济损益分析结论.....	191
9 环境影响评价结论.....	193

9.1 建设项目概况.....	193
9.2 环境质量现状.....	193
9.3 主要环境影响及环保措施.....	194
9.4 经济损益性分析结论.....	198
9.5 环境管理与监测计划结论.....	198
9.6 公众参与.....	198
9.7 总结论.....	199

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，行政隶属新疆维吾尔自治区吉木萨尔县和新疆生产建设兵团第六师红旗农场管辖。油区有多条公路穿过，交通较为便利。

为探索吉木萨尔页岩油藏有效补充能量、大幅度提高采收率的技术可行性，2018 年至今，吉木萨尔芦草沟组页岩油已经开展了矿场注返排液吞吐、注表面活性剂吞吐、注 CO₂ 吞吐三种介质的吞吐提产、提采试验。根据试验效果可知，返排液吞吐未达到提产效果，反而影响井的正常生产；注表面活性剂吞吐虽然在提采方面有一定的效果，但存在因纳米驱油剂被吸附后，产生水锁的风险。此外，纳米增渗驱油剂提高页岩油采收率的机理尚不明确，因此，仍需进一步攻关纳米增渗驱油剂的选材、吸附规律、吸附影响因素和增油机理后，待机理认识清楚，建立配套应用技术，才能在现场试验和推广，降低实施风险。注 CO₂ 吞吐提产效果好，且注 CO₂ 吞吐已在中国石油新疆油田分公司其他作业区投入生产。

为进一步研究注 CO₂ 吞吐提高页岩油采收率的情况，中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区拟对页岩油井区现有 12 口生产井进行改造，将其中 9 口井改造为注采井、1 口改造为采出气回注井、2 口改造为注水井；新建注采井场 9 座、采出气回注井场 1 座，注水井场 2 座，新建预处理注入站 1 座、计量站 2 座、单井采油管线 4.64km、集油干线 2.3km、注气管线 1.2km、转液管线 1.2km；并配套建设供配电、仪表自动化、消防等公用工程。拟改造井全部位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县，项目属于陆地石油开采业，其建设将提高区域整体开发效益，带动地区经济的发展和人民生活水平的提高，具有明显的社会效益。

1.2 建设项目主要特点

本项目具有如下特点：

(1) 项目为页岩油开采，油气集输采用管线密闭集输工艺，减少了油气集输

过程中的废气产生；伴生气中含有硫化氢，井口设有除硫加药装置。

(2) 页岩油开发项目是典型的兼具生态影响型和污染影响型项目。

(3) 本项目采用注 CO₂ 开采，不仅可以提高油田采收率，而且可以将二氧化碳永远封存于地下，有效减少了温室气体二氧化碳的排放量，为区域实现“碳达峰”目标和“碳中和”愿景贡献力量，对改善区域大气环境具有积极作用。为保证注气区内能有效封堵，本次拟部署 2 口注水井进行注水封堵防窜。

(4) 采出物伴生气中二氧化碳含量较高，不具备回收价值，经脱水处理后回注地层。

1.3 环境影响评价的工作过程

本项目为页岩油开采，属于《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》“五、石油和天然气开采业—7、陆地石油开采—石油开采新区块、页岩油开采、涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”类别，应编制环境影响报告书。

环境影响评价工作分为三个阶段，第一阶段包括资料收集、工程分析和影响识别等工作，第二阶段包括生态环境现状监测、现状调查与评价、环境影响预测与评价等工作，第三阶段包括提出预防或减缓不利影响的环境保护措施、制定环境监测计划、从生态环境影响的角度给出工程建设项目是否可行的结论等工作，具体流程见图 1.3-1。中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区于 2024 年 7 月委托中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司承担本项目的环境影响评价工作（附件 1）。环评单位接受委托后进行了现场踏勘并收集了有关资料，在此基础上严格按照环境影响评价相关技术导则、规范要求编制完成了《新疆吉木萨尔页岩油注 CO₂ 提高采收率先导试验项目环境影响报告书》。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本次评价针对施工期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提出的生态减缓措施是否将生态影响降至最低进行分析和论述，并针对以上环境影响所采取的污染防治措施、环境保护措施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、固体废物以及工程占地带来的生态影响；运营期无组织挥发性有机物、硫化氢、噪声、废水、固体废物等环境影响及事故状态对周围环境的影响分析。

1.5 分析判定相关情况

1.5.1 产业政策相符性分析

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

1.5.2 选址选线合理性分析

拟部署井均为老井，井场选址、巡检道路选线时已在钻试工程环评进行了论证，即选址选线合理；预处理注入站选址时考虑距离各井的距离，选址处距各井井口装置处距离最短，尽量减少单井采油管线的长度，单井采油管线和单井注气管线尽量趋直；集油支线沿油区已建道路敷设，尽量避开植被茂密区域，严格控制集油干支线施工作业带宽度，减少管线施工作业占地，减少对周围生态环境影响；评价范围内野生动物较少，对周围生态环境影响较小；无组织废气和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；项目区周围无自然保护区、风景名胜区、居民区、医院、学校等环境保护目标，不涉及生态保护红线。综上所述，项目选址选线合理。

1.5.3 相关规划及政策符合性分析

项目建设符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《昌吉州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆油田公司“十四五”发展规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》《昌吉回族自治州生态环境准入清单》中的相关要求。

1.6 环境影响评价的主要结论

项目符合国家相关规划、环保政策及“三线一单”的要求，项目选址选线合理。运营期废气、噪声能实现达标排放，废水和固体废物均可实现妥善处置，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；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。从生态环境保护角度论证建设可行。

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 09 月 01 日；
- (8) 《中华人民共和国环境保护税法》，2018 年 01 月 01 日；
- (9) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2022 年修正），2023 年 05 月 01 日；
- (10) 《中华人民共和国防沙治沙法》，2018 年 10 月 26 日；
- (11) 《中华人民共和国水土保持法》（2010 年修订），2011 年 03 月 01 日；
- (12) 《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) 《建设项目环境保护管理条例》，国务院令第 682 号，2017 年 10 月 01 日；
- (2) 《排污许可管理办法》，生态环境部 部令第 32 号，2024 年 04 月 01 日；
- (3) 《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；
- (4) 《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；
- (5) 《国家危险废物名录（2025 年版）》，生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部、国家卫生健康委员会，部令第 36 号，2025 年 01 月 01 日；
- (6) 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 7 号，2024 年 02 月 01 日；

- (7)《石油天然气开采业污染防治技术政策》，2012 年 03 月 07 日；
- (8)《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》，2018 年 10 月 01 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)《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；
- (12)《中华人民共和国野生植物保护条例》，国务院令第 204 号，2017 年 10 月 07 日；
- (13)《排污许可管理条例》，国务院令第 736 号，2021 年 03 月 01 日；
- (14)《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 14 日；
- (15)《建设项目危险废物环境影响评价指南》（原环境保护部公告 2017 年第 43 号），2017 年 10 月 01 日；
- (16)《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150 号），2016 年 10 月 26 日；
- (17)《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），2021 年 11 月 30 日；
- (18)《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），2021 年 12 月 31 日；
- (19)《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部 部令第 24 号），2021 年 12 月 21 日；
- (20)《关于印发〈“十四五”噪声污染防治行动计划〉的通知》，（环大气〔2023〕1 号），2023 年 01 月 03 日；
- (21)《地下水管理条例》（国务院令第 748 号），2021 年 10 月 21 日；
- (22)《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；

(23)《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；

(24)《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；

(25)《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；

(26)《关于发布〈固体废物分类与代码目录〉的公告》，生态环境部公告 2024 年第 4 号，2024 年 01 月 22 日；

(27)《关于印发〈固体废物污染环境防治信息发布指南〉的通知》（环办固体废物函〔2024〕37 号），2024 年 02 月 04 日；

(28)《空气质量持续改善行动计划》，国发〔2023〕24 号，2023 年 12 月 07 日。

2.1.3 地方有关环保法规

(1)《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（修订），2018 年 9 月 21 日；

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

(3)《新疆生态功能区划》，2005 年 07 月 14 日；

(4)《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》，2002 年 12 月。

(5)《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；

(6)《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》（新环环评发〔2020〕142 号），2020 年 07 月 30 日；

(7)《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，2018 年 08 月；

(8)《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；

(9)《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；

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

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

(12)《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的

通知》（新水〔2019〕4号）；

（13）《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；

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

（15）《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》，2024 年 11 月 15 日；

（16）《关于发布昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果的公告》2025 年 01 月 10 日；

（17）《吉木萨尔县国土空间总体规划》，2024 年 10 月。

2.1.4 相关导则及指南

（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 07 月 01 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》（HJ349-2023），2024 年 01 月 01 日；

（10）《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022），2022 年 10 月 01 日。

（11）《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），2017 年 06 月 01 日；

(12)《污染源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018), 2019 年 01 月 01 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)《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》, 2021 年 12 月 21 日;

(15)《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。

(16)《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012), 2013 年 03 月 01 日。

2.1.5 相关文件和技术资料

(1)《新疆吉木萨尔页岩油注 CO₂ 提高采收率先导试验项目环评委托书》, 2025 年 07 月;

(2)《新疆吉木萨尔页岩油注 CO₂ 提高采收率先导试验方案(地面工程)》, 2025 年 04 月;

(3)《新疆吉木萨尔页岩油注 CO₂ 提高采收率先导试验方案(采油工程方案)》, 2025 年 06 月;

(4)《新疆吉木萨尔页岩油注 CO₂ 提高采收率先导试验方案(地质油藏工程方案)》, 2025 年 03 月。

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

(1) 通过现场调查和环境质量现状监测, 了解建设项目所在地的自然环境、大气环境、水环境、声环境、土壤环境及生态环境情况, 掌握区域的环境质量现状。

(2) 通过工程分析, 明确施工期、运营期和退役期主要污染源、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可行性和合理性。

(4) 分析可能存在的环境风险事故隐患，分析环境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

贯彻执行国家和地方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

采用规范的环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.3 评价时段

根据项目特点，确定评价时段为施工期、运营期和退役期，其中以施工期和运营期为主。

2.4 环境影响因素识别与评价因子确定

环境影响因素包括：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、管道试压废水、混凝土养护废水、洗井废水、噪声、建筑垃圾及工程占地对生态环境的影响；

运营期——对环境的影响主要为无组织挥发性有机物和无组织硫化氢、洗井废水、井下作业废液、危险废物（废润滑油、废油桶、废含油抹布及劳保用品、废分子筛、沾油废防渗材料）和一般工业固体废物（废包装物）等，各要素的影响程度见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素识别一览表

时段	影响因素		环境要素					
			环境空气	地下水	声环境	土壤环境	植被	动物
施工期	生态	工程占地	0	0	0	++	+	+
	废气	施工机械及车辆尾气、施工扬尘、焊接烟气	+	0	0	0	+	+
	废水	管道试压废水、混凝土养护废水、洗井废水	0	0	0	0	0	0
	固废	建筑垃圾	0	0	0	+	+	+
	噪声	施工车辆、施工设备	0	0	+	0	0	+
运营期	废气	无组织挥发烃类、硫化氢	++	0	0	0	+	+
	废水	洗井废水、井下作业废液	0	++	0	+	+	+
	固废	危险废物和一般工业固体废物	0	+	0	++	+	+
	噪声	各类机泵、巡检车辆	0	0	+	0	0	0
	环境风险	管线泄漏、套管破损、井喷	+	+	0	+	+	+
退役期	废气	施工扬尘、汽车尾气	+	0	0	+	+	+
	噪声	施工车辆及机械	0	0	+	0	0	+
	废水	管道吹扫废水	0	++	0	+	+	+
	固废	拆卸后的建筑垃圾、废弃管线	0	0	0	+	+	+

注：0：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

根据环境影响因素和特征污染因子识别结果，结合本区环境质量状况，筛选本次评价因子，详见表 2.4-2。

表 2.4-2 环境影响评价因子筛选一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地下水	土壤	生态	噪声
油气集输工程	施工期	颗粒物	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	硫化氢、非甲烷总烃	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
油气处理工程	施工期	颗粒物	耗氧量、氨氮、石油类	/	地表扰动面积及类型、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/

	运营期	非甲烷总 烃、硫化 氢	pH 值、挥发酚、 耗氧量、氨氮、硫 化物、氯化物、石 油类、总硬度、溶 解性总固体、钡、 汞、砷、六价铬等	pH 值、石油 类、石油烃 (C ₁₀ ~ C ₄₀)、汞、 砷、六价 铬、土壤盐 分含量等	/	昼间等效声级 (L _d)、夜间 等效声级 (L _n)
--	-----	-------------------	---	---	---	---

2.5 环境功能区划与评价标准

2.5.1 环境功能区划

环境功能区划情况详见表 2.5-1。

表 2.5-1 区域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、风景名胜区和其 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	评价范围内存在耕地、 天然牧草地
生态环境	II 准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区—II ₅ 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农 业生态亚区—28 阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区	

2.5.2 评价标准

(1) 环境质量标准

①环境空气

SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 六项基本项目执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及修改单中的二级浓度限值；非甲烷总烃参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 2.0mg/m³ 执行，H₂S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中推荐值，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	μg/m ³	GB3095-2012 及修改单 (二级)
		24 小时平均	150		

序号	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
		1 小时平均	500		
2	NO ₂	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
3	PM ₁₀	年平均	70		
		24 小时平均	150		
4	PM _{2.5}	年平均	35		
		24 小时平均	75		
5	O ₃	日最大 8 小时平均	160		
		1 小时平均	200		
6	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	
		1 小时平均	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 ₂ S	1 小时平均	10	μg/m ³	HJ2.2-2018 附录 D 中的 1h 平均浓度限值

②地下水

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

表 2.5-3 地下水质量标准值 [单位 mg/L, pH 无量纲]

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

③声环境

声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区限值，见表 2.5-4。

表 2.5-4 声环境质量评价标准一览表

评价因子	标准值[dB (A)]		标准来源
	昼间	夜间	
等效连续 A 声级	60	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和石油烃执行《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，占地范围外的其余监测因子执行《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一览表

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

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)
38	苯并 (a) 蒽	15	44	茚并 (1, 2, 3-cd) 芘	15
39	苯并 (a) 芘	1.5	45	萘	70
40	苯并 (b) 荧蒽	15			
其他项目 (特征污染因子)					
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

井场和预处理注入站厂界无组织非甲烷总烃排放浓度执行《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 (4.0mg/m³)，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 二级新改扩建浓度 (0.06mg/m³)。

②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；运营期厂界噪声执行《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 2.5-7。

表 2.5-7 噪声排放标准一览表

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
场站厂界	60	50	GB12348-2008 2 类

③废水

采出水、洗井废水和井下作业废液均送至压裂返排液处理装置处理，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,标准限值见表 2.5-8。

表 2.5-8 压裂配液水质指标

水质指标	压裂液配液	酸液配液
悬浮物总固体 (mg/L)	≤30	≤30
含油量 (mg/L)	<50	/
悬浮物颗粒直径中值 (μm)	<5.0	<5.0

(3) 污染物控制标准

危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《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)中的相关要求。一般工业固体废物收集、贮存污染控制执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)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,本次评价选取 NMHC、H₂S 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, $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

(2) 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 90m×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

大气评价范围内通用地表类型为草地，通用地表湿度为干燥气候，该类型土地的经验参数，见表 2.6-1。

表 2.6-1 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	0.29	1.75	0.04025

③气象数据

以下资料为项目区近 20 年气象数据统计分析，具体详见表 2.6-2。

表 2.6-2 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	10m

(4) 估算模型参数

估算模型参数选择见表 2.6-3。

表 2.6-3 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		草地
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) 污染源参数

注采井场占地面积及污染物排放量均相同，占地面积相同及污染物排放相同的注采井场本次仅选取其中一座进行预测，无组织废气排放情况见表 2.6-4。

表 2.6-4 面源污染源参数一览表

位置	海拔高度	面源长度	面源宽度	有效排放高度	年排放小时数	排放工况	NMHC 排放量		硫化氢排放量	
							t/a	kg/h	kg/a	kg/h

	(m)	(m)	(m)	(m)	(h)					
1 号计量站	635	15	10	5	7200	正常工况	0.098	0.0136	0.026	0.0000036
预处理注入站	640	79	39	5	7200		1.24	0.176	0.333	0.0000463

(6) 预测结果

预测结果详见表 2.6-5。

表 2.6-5 大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

平台号	污染因子	最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率 (%)	最大落地浓度 对应距离 (m)
1 号计量站	NMHC	51.717	2.59	16
	H ₂ S	0.0137	0.14	
预处理注入站	NMHC	105.0	5.25	57
	H ₂ S	0.028	0.28	

由表 2.6-5 可知：各污染物最大落地浓度占标率最高为 5.25%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据（表 2.6-6），评价等级判定为二级。

表 2.6-6 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

本项目周边无地表水，且与地表水无水力联系，采出水与原油一起管输至页岩油联合站处理，洗井废水和井下作业废液送至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理达标后用于压裂液复配；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：“废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目，评价等级按照三级 B 开展评价”，本项目地表水环境影响评价等级为三级 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 2.6-7，评价工作等级分级表见表 2.6-8。

表 2.6-7 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

表 2.6-8 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

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）规定采油井场、注水井场和预处理注入站为 I 类建设项目，注气井场、单井采油管线、集油支线为 II 类建设项目，单井注气管线为 III 类建设项目，根据表 2.6-8 判定采油井场、注水井场和预处理注入站地下水评价等级为二级，注气井场、单井采油管线、集油干支线和单井注气管线地下水评价等级为三级。

（4）声环境影响评价等级

项目区属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类功能区，评价范围内无声环境敏感目标，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 2.6-9。

表 2.6-9 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
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、公益林和湿地
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 0.118881km 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	属于《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)6.1.2 评价等级确定原则 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，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	仅符合上述 g 条，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 2.6-9 可知，生态影响评价等级为三级。

(6) 土壤环境评价等级

项目所在区域土壤盐分含量为 5.4-57.7g/kg，为盐化地区，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) 中规定，项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作。

① 土壤污染影响型

土壤污染影响型项目根据评价类别、占地规模与敏感程度划分评价等级，见表 2.6-10。

表 2.6-10 污染影响型评价工作等级划分表

敏感程度 评价等级	I 类			II 类			III 类		
占地规模	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	-	-

※占地规模

永久占地面积约 0.6801hm²，占地规模为小型。

※土壤环境敏感程度

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 2.6-11。

表 2.6-11 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

项目评价范围内存在一般耕地、天然牧草地等环境敏感目标，环境敏感程度为敏感。

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）规定采油井场、注水井场和预处理注入站为 I 类建设项目，注气井场、单井采油管线、集油干支线为 II 类建设项目，单井注气管线为 IV 类建设项目，根据表 2.6-11 可知，采油井场、注水井场和预处理注入站土壤污染影响型评价等级为一级，注气井场、单井采油管线、集油干支线土壤污染影响型评价等级为二级，单井注气管线可不开展土壤环境影响评价。

②生态影响型

土壤生态影响型项目根据建设项目类别、生态影响型敏感程度分级结果划分评价工作等级，生态影响型敏感程度分级见表 2.6-12，评价工作等级划分表见表 2.6-13。

表 2.6-12 生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度 $a > 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $< 1.5\text{m}$ 的地势平坦区域；或土壤含盐量 $> 4\text{g/kg}$ 的区域	$\text{pH} \leq 4.5$	$\text{pH} \geq 9.0$
较敏感	建设项目所在地干燥度 > 2.5 且常年地下水位平均埋深 $\geq 1.5\text{m}$ 的，或 $1.8 < \text{干燥度} \leq 2.5$ 且常年地下水位平均埋深	$4.5 < \text{pH} \leq 5.5$	$8.5 \leq \text{pH} < 9.0$

	<1.8m的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度>2.5或常年地下水位平均埋深<1.5m的平原区；或2g/kg<土壤含盐量≤4g/kg的区域		
不敏感	其他	5.5<pH<8.5	

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

表 2.6-13 生态影响型评价工作等级划分表

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

项目区土壤盐分含量为 5.4~57.7g/kg，大于 4g/kg，生态影响型敏感程度为敏感；本项目属于陆地石油开采行业，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）规定采油井场、注水井场和预处理注入站为 I 类建设项目，注气井场、单井采油管线、集油干支线为 II 类建设项目，单井注气管线为 IV 类建设项目。根据表 2.6-13 可知，采油井场、注水井场和预处理注入站土壤生态影响型评价等级为一级，注气井场、单井采油管线和集油支线土壤生态影响型评价等级为二级，单井注气管线可不开展土壤环境影响评价。

（7）环境风险评价等级

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018），环境风险评价工作级别按表 2.6-14 进行划分。

表 2.6-14 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。

本项目涉及的风险物质为原油、伴生气，环境风险单元为单井采油管线、预处理注入站、集油支线、单井注气管线，危险物质与临界量的比值（Q 值）计算结果详见表 2.6-15。

表 2.6-15 风险单元 Q 值一览表

风险单元	规格	风险物质在线量 (t)	风险物质临界量 (t)	Q 值
------	----	----------------	----------------	-----

单井采油管线	长度 4.64km、 DN50、2.5MPa	原油	2.599	2500	0.0010
		伴生气	0.0054	10	0.00054
		硫化氢	极少量	2.5	/
集油干线	长度 2.3km、 DN100、3.5MPa	原油	5.153	2500	0.0021
		伴生气	0.0107	10	0.0011
		硫化氢	极少量	2.5	/
单井注气管线	长度 1.2km、 DN50、3.5MPa	原油	0.6722	2500	0.0003
		伴生气	0.0014	10	0.00014
		硫化氢	极少量	2.5	/
转液管线	长度 1.2km、 DN100、3.5MPa	原油	2.6886	2500	0.0011
		伴生气	0.0056	10	0.0006
		硫化氢	极少量	2.5	/
预处理注入站	/	原油	5.479	2500	0.0022
		伴生气	0.64	10	0.064
		硫化氢	极少量	2.5	/
合计	/	/	/	/	0.07308

注：预处理注入站内风险物质在线量按照 30min 的设计处理量计算

根据上表计算结果可知， $Q=0.07308$ ，小于 1，判断风险潜势为 I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，根据表 2.6-14 判定本次风险评价仅进行简单分析。

2.6.2 评价范围

根据各环境要素导则要求，结合周边环境，确定本项目各环境要素的评价范围见表 2.6-16 和图 2.6-1、图 2.6-2、图 2.6-3、图 2.6-4 和图 2.6-5。

表 2.6-12 各环境要素评价范围一览表

环境要素		范围
大 气		以注采井场、注气井场、计量站、预处理注入站为中心，边长为 5km 矩形形成的包络线。
地 下 水		以地下水流向为长轴，各采油井场、注气井场、计量站、注水井场和预处理注入站为中心，站场上游 1km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 0.5km；各类管线边界两侧向外延伸 200m 范围。
声 环 境		项目占地范围内及厂界向外延伸 200m 范围。
土壤 环境	污染影响型	采油井场、注水井场、计量站、注气井场、预处理注入站占地范围内及厂界向外延伸 1000m 形成的包络线。
	生态影响型	采油井场、注水井场、计量站、采气井场和预处理注入站占地范围内及厂界向外延伸 5km 形成的包络线。采气井场占地范围内及厂界外延 2km 范围。
	管线	单井采油管线、集油干线、注气管线和转液管线边界两侧向外延伸

环境要素	范围
	200m 范围。
生态环境	采油井场、注水井场、计量站、采气井场和预处理注入站厂界周围 50m 范围内，各类管线两侧外延 300m。
环境风险	不设评价范围。

2.7 环境保护目标

运营期废水全部送至压裂返排液处理系统处理，处理达标后用于压裂液复配，不外排，与下新湖水库不发生水力联系；根据现场调查，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、饮用水水源保护区，无基本草原、自然公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地；土壤评价范围内的一般耕地（农作物为南瓜、玉米和苜蓿）和天然牧草地，大气评价范围内的环境保护目标见表 2.7-1 和图 2.7-1，其余各环境要素保护级别见表 2.7-2。

2.7-1 大气环境保护目标

名称	坐标	保护对象	环境功能区	相对厂址方位及距离
张家庄子村		居民	环境空气二类区	J10002_H 井东南方向 2.2km
四分场一小队		居民	环境空气二类区	J10002_H 井西南方向 2.2km
六十户下村		居民	环境空气二类区	J10002_H 井西南方向 2.8km
十二户		居民	环境空气二类区	J10002_H 井西南方向 2.1km
四分场二小队		居民	环境空气二类区	J10002_H 井西南方向 1.8km
农九连		居民	环境空气二类区	J10002_H 井西侧方向 2.0km
零散居民点 1		居民	环境空气二类区	J10002_H 井西侧方向 1.3km
零散居民点 2		居民	环境空气二类区	J10002_H 井西北方向 1.7km
零散居民点 3		居民	环境空气二类区	J10002_H 井西北方向 2.0km
零散居民点 4		居民	环境空气二类区	J10002_H 井西侧方向 2.3km
零散居民点 5		居民	环境空气二类区	J10002_H 井西南方向 1.6km

表 2.7-1 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	评价范围内的土壤	/	占地范围内：GB36600-2018 第二类用地筛选值标准；占地范围外 GB15618-2018 表 1
	一般耕地	井场最近距离约 40m	GB15618-2018 表 1

	天然牧草地	占地范围内及土壤 评价范围内	GB15618-2018 表 1
地下水环境	评价范围内的潜水 含水层	/	GB/T14848-2017 III类
声环境	评价范围内的声环境	/	GB3096-2008 2 类
生态环境	评价范围内的野生 动植物		保护野生动植物生境不被破坏

2.8 评价内容和评价重点

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》(HJ2.1-2016)要求,结合项目特点、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,具体见表 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	项目基本情况、主体工程、公辅工程、环保工程、依托工程,根据污染物产生环节、方式及治理措施,核算污染物产生和排放强度,给出污染因子及其产生和排放的方式及数量等。
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、土壤环境和生态环境)。
3	环境影响预测与评价	分为施工期、运营期和退役期。对施工期和退役期扬尘、废水、噪声、固废、生态环境和土壤环境等进行分析。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,并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、土壤污染防治措施、生态环境保护措施和环境风险防范措施进行论证。
5	环境影响经济损益分析	从社会效益、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	根据上述各章节的相关分析结果,从环保角度给出建设可行性结论。

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、土壤、生态环境影响评价及环境风险分析；
- (3) 环境保护措施及其可行性论证。

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》中指出：“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”。本项目位于准噶尔盆地，属于陆地石油开采行业，项目实施后有利于提高准噶尔盆地原油产量，符合规划及纲要中的相关要求。

根据《昌吉州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》中“三、推进油气资源开发利用”：加快推动油气田开发。按照“发展下游、支持中游、协调上游”的原则，加快推进阜康、吉木萨尔油田、奇台天然气田开发力度，延伸石油天然气下游产业链……推动关联深加工产业链规模化发展。本项目属于页岩油开采建设项目，项目建成后将新建原油产能 $29.34 \times 10^4 \text{t/a}$ ，项目建设符合《昌吉州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》的相关要求。

(2) 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的符合性分析

本项目所在区域吉木萨尔县位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中的限制开发区域（国家级农产品主产区），为天山北坡主产区。该区要求位于农产品主产区的点状能源和矿产资源基地建设，必须进行生态环境影响评估，并尽可能减少对生态空间与农业空间的占用，同步修复生态环境。其中，在水资源严重短缺、环境容量很小、生态十分脆弱、地震和地质灾害频发的地区，要严格控制能源和矿产资源开发。

本项目不在主体功能区划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域内，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。项目所在区域不在生

态红线区内，所占土地类型为天然牧草地和其他草地，不占用林地、水库水域、河流水面、湖泊水面等。为了实现区域的生态功能，项目对开发活动严格控制，尽可能减少对生态系统的干扰；在项目实施过程中需要积极采取生态补偿措施，加强对荒漠生态功能区保护和恢复，高度注意保护荒漠植被，保护野生动物，保护地貌，维护自然生态环境，积极落实本次环评提出的各项生态环境保护措施。本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》对限制开发区的开发管制原则，与区域生态功能的保护相协调的。

(3) 行业发展规划及规划环评相符性分析

《新疆油田公司“十四五”发展规划》指出，地面系统总体能力满足“十四五”期间新区玛湖 500 万吨上产、吉木萨尔页岩油建产、南缘建产，老区千万吨稳产、天然气稳产的需要，非常规油气藏地面配套关键技术取得重大突破，数字化、标准化等指标达到股份公司先进水平，生产运行、能耗等指标超越股份公司一般水平。全面建成保障坚强、结构合理、安全可靠、运行灵活、节能环保、经济高效的水、电、路、讯保障系统。本项目属于页岩油开采项目，地理位置位于昌吉回族自治州吉木萨尔县，项目建设有助于实现《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，符合规划的相关要求。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	拟采取的相关措施	相符性分析
1	井下作业带罐作业，产生的井下作业废水采用专用收集罐集中收集后送至就近已有或配套新建的联合站污水处理系统处理。井下作业过程中所使用的各种化学药剂严格控制落地，落地残液要彻底清理干净，不得向环境排放。	本次环评要求井下作业带罐作业，洗井废水、井下作业废液集中收集后送至压裂返排液处理装置处理达标后，用于压裂液的复配。	符合
2	根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（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。	本项目对站场进行了分区防渗，并提出了利用现有水源井作为地下水监测井。	符合
3	含油污泥、废分子筛等危险废物交由有	固体废物主要为废包装物、废润滑	符合

序号	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
	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贮存场所必须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）的相关要求，并按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》《危险废物标志牌式样》设置明显标志。）工作人员的生活垃圾设置垃圾桶集中收集后交由当地的环卫部门及时清运	油、废油桶、废分子筛、沾油废防渗材料、废含油抹布和劳保用品。废润滑油、废油桶、沾油废防渗膜属于HW08废矿物油和含矿物油废物，废分子筛和废含油抹布和劳保用品属于HW49其他废物，临时贮存在页岩油联合站危险废物暂存场，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。吉庆油田作业区已与克拉玛依市博达生态环保科技有限责任公司签订了危险废物处置协议，产生的危险废物可得到妥善处置。废包装物由厂家回收处理。	
4	井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。	地面设施拆除、井场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。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
5	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。	本次环评提出的大气污染防治措施为：选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修；井口采出物汇集、输送及处理的全过程均采用密闭工艺流程，设有除硫加药装置。	符合
6	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
7	合理规划占地，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布设，避让梭梭、白梭梭等保护植物；严格控制管线施工作业带宽度，管沟分层开挖、分层堆放、分层回填；施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	对油田区域内的临时占地和永久占地合理规划，严格控制临时占地面积；施工结束后，对井场、预处理注入站进行地面硬化处理；设计选线过程中，尽量避开植被密集的区域，避免破坏荒漠植物；管线敷设时，严格控制施工作业带宽度，管沟应分层开	符合

序号	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
	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；开展环境监测；永久占地进行砾石铺垫，定期检查管线、井场等。	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，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地；施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复。并按相关规定对植被损失进行经济补偿；加强施工期环境监测。	

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，井场、预处理注入站厂界非甲烷总烃均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；项目所在区域不属于水土流失重点预防区和重点治理区。	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。	预处理注入站选址、各类管线选线过程中尽量选取植被稀疏区域，管线选线过程中尽量远离居民区	符合
3	（三）严格生态环境保护，强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，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	采取的生态恢复措施符合规划环评报告书的要求，建筑垃圾收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理；废润滑油、废油桶、废分子筛、沾油废防渗膜和废含油抹布和劳保用品最终交由有相应危险废物处理资质的单	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
	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。	位处理，废包装物由厂家回收处理，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；定期对井场的设备、阀门等检查、检修；不涉及采出水回注；井场、预处理注入站采取了相应的防渗措施。	
4	（四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。	报告中提出了相应的生态环境保护措施，并制定了生态恢复方案。	符合
5	（六）加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施。	报告中提出了运营期监测计划 and 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

项目建设符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》中的相关要求，详见表 2.9-3。

表 2.9-3 项目与《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	本项目拟采取措施	符合性分析
1	加快发展现代煤化工、新材料、有色金属、	本工程为页岩油开采项目，属于区域优	符合

	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	势矿产资源	
2	实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。	本项目不属于“高污染、高环境风险产品”项目；位于一般管控单元，不涉及生态红线；废气、噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均得到妥善处置，不会突破区域环境质量底线；施工期和运营期会消耗少量的电能和水，工程资源消耗量相对区域资源利用总量较少，符合资源上限要求；符合“三线一单”的要求	符合
3	积极引导重点产废企业自建危险废物利用设施，支持大型企业集团内部共享危险废物利用处置设施，推进工业废盐、废催化剂、煤焦油、电解铝大修渣等利用处置设施建设，适度发展水泥窑协同处置危险废物，引导推进有害废物处理处置能力建设，引导推进含油污泥处置、废矿物油回收利用能力过剩问题化解和布局优化。坚持兵地统筹、区域协同规划和建设危险废物利用处置设施，实现疆内危险废物处置能力与产废情况总体匹配。深入推进油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆、黄金选矿行业氰化尾渣、铜冶炼行业砷渣以及石棉矿选矿废渣等调查和污染治理	运营期危险废物为废润滑油、废油桶、废分子筛、沾油废防渗材料和废含油抹布、劳保用品，分类收集，集中收集后交由有相应资质的单位处置，废包装物由厂家回收处置。	符合
4	强化危险废物全过程环境监管。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	吉庆油田作业区已定期申报危险废物产生处置情况，并制定有危险废物管理计划，危险废物转移时执行危险废物转移联单制度	符合
5	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》，本工程不涉及通用工序。环境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
6	加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	吉庆油田作业区已编制突发环境事件应急预案并进行备案工作，并定期进行应急演练工作	符合

(5) 与《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》的符合性分析

《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》规定：“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”。本项目为页岩油开采，项目实施后提高区域页岩油产能，符合规划要求。

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

本项目采取的各项环保措施符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关要求，详见表 2.9-4。

表 2.9-4 项目与《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	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	本项目为页岩油开采项目，井下作业时产生的洗井废水和井下作业废液送至压裂返排液处理装置处理，井下作业时下部铺设防渗膜，落地油 100%回收。	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。	井下作业时，各井下作业用液均已配制好，由罐车拉运至井场，井下作业时带罐作业，产生的井下作业废液由罐车拉运至压裂返排液处理装置处理	符合
3	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	本项目采用注 CO ₂ 开采，不采用注水开发。	符合
4	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%。	油气采用密闭集输工艺，本项目不涉及新建储罐，油气损耗率在 0.5%以下。	符合
5	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	伴生气经预处理注入站脱水处理后回注地层。	符合
6	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。井场周围应设置围堤或井界沟。应设立地下水水质	报告中提出了生态环境保护措施，占地范围内的植被主要靠自然恢复，运营期监测计划章节提出了地下水的监	符合

序号	《政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
	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。	测计划	
7	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	
8	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	项目不涉及钻井工程，井下作业时产生的洗井废水和井下作业废液送至压裂液返排装置处理，出水水质达标后用于压裂液复配。	符合
9	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	危险废物主要为废润滑油、废油桶、废分子筛、沾油废防渗材料和废含油抹布、劳保用品，分类收集，集中收集后交由有相应资质的单位处置。	符合
10	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	运营后建设单位应将本项目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

(2) 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求的相符性分析

本项目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 2.9-5。

表 2.9-5 本项目与《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	拟采取的相关措施	相符性分析
1	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；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	项目建设符合相关规划，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；不涉及钻井工程，油气采用密闭集输工艺；严格控制管线施工作业带宽度；按照规定对占地进行补偿，施工结束后临时占	符合

序号	《规范》中相关规定	拟采取的相关措施	相符性分析
	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。	地要及时恢复，退役期要及时释放永久占地；植被主要靠自然恢复。	
2	应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆。	本项目不涉及钻井，不使用钻井液。	符合
3	对伴生有 CO ₂ 气体的油气藏，CO ₂ 气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定 CO ₂ 气体处置方案的油气藏不得开发。	拟开发井采用注 CO ₂ 开采，采出的伴生气中含 CO ₂ ，伴生气经预处理注入站内分子筛脱水装置脱水后，通过单井注气管线管输至注气井回注地层。	符合
4	对伴生有 H ₂ S 气体的油气藏，H ₂ S 气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定 H ₂ S 气体处置方案的油气藏不得开发。	井场设有除硫加药装置，去除采出物中的硫化氢	符合
5	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。	运营期利用油区已有地下水源井落实地下水监测计划。	符合
6	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。	吉庆油田作业区具备完善的应急管理体系，可依托其应急预案及应急物资。	符合
7	按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济；气田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于 90%；油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%；油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其他有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收。	井下作业时产生的洗井废水和井下作业废液送至压裂液返排装置处理，出水水质达标后用于压裂液复配。危险废物主要为废润滑油、废油桶、废分子筛、沾油防渗材料和废含油抹布、劳保用品，分类收集，集中收集后交由有相应资质的单位处置。	符合
8	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

(3) 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

本项目的建设符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中的相关要求，具体见表 2.9-6。

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

序号	《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书，重点就规划实施的累积性、长期性环境影响进行分析，提出预防和减轻不良环境影响的对策措施，自行组织专家论证，相关成果向省级生态环境主管部门通报	中国石油新疆油田分公司编制了《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》，规划环境影响报告书已取得自治区生态环境厅审查意见（新环函〔2022〕252号）。	符合
2	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，一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目，还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应在环评中论证其可行性和有效性。	本项目为页岩油开采，以区块为单位开展环评，在报告中对施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对拟转产井也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。相关部门及油气企业应当加强采出水等污水回注的研究，重点关注回注井井位合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等，提出从源头到末端的全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外	本项目采用注 CO ₂ 开发，回注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的限值要求，不使用钻井液。运营期井下作业时产生的洗井废水和井下作业废液送至压裂液返排装置处理，出水水质达标后用于压裂液复配。	符合
4	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 and 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	危险废物主要为废润滑油、废油桶、废分子筛、沾油废防渗材料和废含油抹布、劳保用品，分类收集，集中收集后交由有相应资	符合

序号	《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
	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	质的单位处置；废包装物由厂家回收处置，固体废物均得到妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。	
5	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。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。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当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	油气通过密闭集输工艺，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。	符合
6	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	施工期严格按照既定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减振措施，评价范围内无声环境敏感目标，不会造成扰民现象；施工结束后应及时对施工区进行平整、清理，恢复临时占地。	符合
7	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	吉庆油田作业区具备完善的应急管理体系，可依托其应急预案及应急物资。	符合

(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
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。	施工期严格控制施工作业面积，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。	井口采出物通过管线管输至预处理站处理，分离出的采出液经集气支线管输至 1 号混输泵站，最终管输至页岩油联合站原油处理系统处理，伴生气经分子筛脱水后经单井注气管线管输至注气井场回注地层。选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场、阀门和管线等检查、检修；项目不涉及燃煤、燃气锅炉、加热炉，井口设有除硫装置；采取以上措施后井场、预处理注入站厂界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）企业边界污染物控制要求，硫化氢排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 二级新改扩建浓度中的相关要求。	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。	井口采出物通过管线管输至预处理站处理，分离出的采出液经集气支线管输至 1 号混输泵站，最终管输至页岩油联合站采出水处理系统处理，伴生气经分子筛脱水后经单井注气管线管输至注气井场回注地层。本项目采用注 CO ₂ 开采，CO ₂ 部分封存于地下，减少了温室气体排放。	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	井下作业废液和采出水均送至压裂返排液处理装置处理；不使用	符合

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。	钻井液、不涉及储层改造。	
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，鼓励废水处理后回用于注汽锅炉。	本项目回注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的限值要求，井下作业废液和采出水均送至压裂返排液处理装置处理。	符合
7	废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《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%。	本项目不产生钻井岩屑；废润滑油、废油桶、废分子筛、沾油废防渗材料和废含油抹布和劳保用品均交由有相应危险废物处理资质的单位回收处理；吉庆油田作业区已制定有危险废物管理计划，建立了危险废物管理台账，固体无害化处置率达到 100%。	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。	尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行基础减振等减噪处理；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；合理布局使螺杆泵尽可能位于井场中心；采取以上措施后井场厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类声功能区环境噪声限值要求。	符合
9	对拟退役的废弃井（站）场、管道、道	报告对拟退役的废弃井进行封	符合

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处理。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。	井，拆除井场各类设备设施及管线的拆除、井区废弃管线的封堵等施工活动；根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求，提出了生态修复方案。	

(5) 与《关于规范临时用地管理的通知》要求的相符性分析

本项目建设符合《关于规范临时用地管理的通知》的相关规定，相符性分析详见表 2.9-8。

表 2.9-8 本项目与《关于规范临时用地管理的通知》的相符性分析

	相关要求	本工程情况	符合性
临时用地选址要求和 使用期限	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。	项目临时占地类型主要为天然牧草地。根据工程建设实际用地面积办理征地手续，并在施工结束后对占用的临时用地全部进行恢复，植被主要依靠自然恢复。	符合
	临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。	项目不占用耕地、基本农田。	符合
	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。临时用地使用期限，从批准之日起算。	根据吉庆油田作业区之前办理的临时用地手续，临时用地使用期限为两年。	符合
规范临时用地 审批	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。	本次为产能建设，本项目在施工前先办理临时用地手续，待临时用地期限到期前，办理建设用地审批手续。	符合
落实临时用地 恢复责任	临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，因气候、灾害等不可抗力	吉庆油田作业区不得对批准的临时用地进行转让、出租、抵押。本工程施工结束后对临时用地内的建筑物进行拆除，恢	符合

相关要求	本工程情况	符合性
因素影响复垦的，经批准可以适当延长复垦期限。	复；并按照相关部门的要求进行恢复等。	
严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。		

(6) 与《空气质量持续改善行动计划》符合性分析

项目建设符合《空气质量持续改善行动计划》中的相关要求，具体分析见表 2.9-9。

表 2.9-9 本项目与《空气质量持续改善行动计划》的相符性分析

计划相关要求	本工程情况	符合性
新改扩建项目严格落实国家产业规划、产业政策、生态环境分区管控方案、规划环评、项目环评、节能审查、产能置换、重点污染物总量控制、污染物排放区域削减、碳排放达峰目标等相关要求，原则上采用清洁运输方式。	项目建设符合国家产业政策、昌吉回族自治州生态环境分区管控方案、《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》等的相关要求，本项目不设总量控制指标。	符合
优化产业结构，促进产业产品绿色升级	本项目为页岩油开发项目，井口采出物通过管线管输至预处理站处理，分离出的采出液经集气支管线管输至 1 号混输泵站，最终管输至页岩油联合站原油处理系统处理，伴生气经分子筛脱水后经单井注气管线管输至注气井场回注地层，运营期加强巡检、设备阀门等巡检，井场和预处理注入站厂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）限值要求。	符合
优化能源结构，加速能源清洁低碳高效发展	井口采用电加热，不使用煤炭、石油、天然气等能源；本项目产生的伴生气经预处理注入站内分子筛脱水装置脱水后经单井注气管线管输至注气井场回注地层。	符合

计划相关要求		本工程情况	符合性
强化面源污染治理，提升精细化管理水平	鼓励经济发达地区 5000 平方米及以上建筑工地安装视频监控并接入当地监管平台；重点区域道路、水务等长距离线性工程实行分段施工。将防治扬尘污染费用纳入工程造价。到 2025 年，装配式建筑占新建建筑面积比例达 30%；地级及以上城市建成区道路机械化清扫率达 80%左右，县城达 70%左右。对城市公共裸地进行排查建档并采取防尘措施。城市大型煤炭、矿石等干散货码头物料堆场基本完成抑尘设施建设和物料输送系统封闭改造。	项目位于吉木萨尔县，属于页岩油开采项目，不属于重点区域。	符合
	新建矿山原则上要同步建设铁路专用线或采用其他清洁运输方式。到 2025 年，京津冀及周边地区原则上不再新建露天矿山（省级矿产资源规划确定的重点开采区或经安全论证不宜采用地下开采方式的除外）。对限期整改仍不达标的矿山，根据安全生产、水土保持、生态环境等要求依法关闭。	井口采出物通过管线管输至预处理站处理，分离出的采出液经集气支线管输至 1 号混输泵站，最终管输至页岩油联合站原油处理系统处理，伴生气经分子筛脱水后经单井注气管线管输至注气井场回注地层，报告对生态环境保护、水土保持等提出了相应的保护措施。	符合
强化多污染物减排，切实降低排放强度	强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。	井口采出物通过管线管输至预处理站处理，分离出的采出液经集气支线管输至 1 号混输泵站，最终管输至页岩油联合站原油处理系统处理，伴生气经分子筛脱水后经单井注气管线管输至注气井场回注地层，项目不涉及新建原油储罐、污水处理装置、汽车罐车等；项目位于吉木萨尔县，不属于重点区域。	符合

2.9.3 “三线一单”符合性分析

（1）生态保护红线

项目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。根据《关于发布昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果的公告》附件 3 可知，项目区位于重

点管控单元——吉木萨尔油页岩开采区（环境管控单元编码 ZH65232720004），不涉及生态保护红线。

（2）环境质量底线

废气主要为无组织非甲烷总烃和硫化氢，在落实各项环保措施的前提下，井场和预处理注入站厂界非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）企业边界污染物控制要求，硫化氢排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 二级新改扩建浓度。洗井废水和井下作业废液（压裂返排液和废洗井液）由罐车拉运至压裂液返排液处理装置处理，出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）中的相关要求后用于压裂液复配。噪声源主要为各类机泵，采取相应措施后站场边界昼夜噪声满足《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；固体废物主要为废包装物、废润滑油、废油桶、废分子筛、沾油废防渗材料、废含油抹布和劳保用品。废润滑油、废油桶、沾油废防渗材料属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，废分子筛和废含油抹布和劳保用品属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW49 其他废物，收集后交由有相应危险废物处理资质的单位处理。废包装物属于一般工业固体废物，由厂家回收处置。综上所述，废气、噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均得到妥善处置，符合环境质量底线的要求。

（3）资源利用上线

运营期消耗少量的电能和水，用量较少，不会突破区域总量控制指标，符合资源上限要求。

（4）与《昌吉回族自治州生态环境准入清单》的符合性分析

《关于发布昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果的公告》附件 3 昌吉回族自治州生态环境准入清单可知，项目区位于重点管控单元——吉木萨尔油页岩开采区（环境管控单元编码 ZH65232720004），结合该单元管控要求，与本工程采取的相关措施对比分析，项目的建设符合昌吉回族自治州生态环境准入清单的要求，详见表 2.9-10。

表 2.9-10 本工程与昌吉回族自治州生态环境准入清单的符合性分析一览表

环境管控	“三线一单”要求	本工程采取的相关措施	符合性
------	----------	------------	-----

单元名称及编码				分析
重点管控单元——吉木萨尔油页岩开采区（环境管控单元编码 ZH65232720004）	空间布局约束	1、矿产资源勘查开发活动应符合国土空间规划要求，不得影响区域主导生态功能。2、矿产资源勘查开发活动应符合矿产资源规划相关要求。	项目建设符合国土空间规划、《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评要求。	符合
	污染物排放管控	1、新（改、扩）建项目应执行最严格的大气污染物排放标准。2、采矿产生的固体废物，应在专用场所堆放，并采取措施防止二次污染；禁止向河流、湖泊、水库等水体及行洪渠道排放固体废物。3、固体废物堆场的建设及运营应符合《一般工业固体废弃物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2020）的有关要求。	厂界非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）企业边界污染物控制要求，硫化氢排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 二级新改扩建浓度；废润滑油、废油桶、废分子筛、沾油废防渗材料和废含油抹布和劳保用品均交由有相应危险废物处理资质的单位回收处理；废包装物由厂家回收。	符合
	环境风险防控	1、坚持分级负责、属地为主、部门协同的环境应急责任原则，健全防范化解突发生态环境事件风险和应急准备责任体系，严格落实企业主体责任。2、对矿山开采区及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。	运营后建设单位应将本项目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
	资源利用效率	1、按照“严控增量，优化存量，清洁利用”的要求，压减小型矿山数量，提高集约化、规模化开采能力。实行开采总量管控，设定约束性与预期性总量调控指标。	不涉及该款要求。	符合

3 建设项目工程分析

3.1 现有工程概况及环境影响回顾

3.1.1 区域位置

吉木萨尔凹陷页岩油层富集区位于新疆准噶尔盆地东部，距离乌鲁木齐市东北方向 150km，距离吉木萨尔县西北方向 23km，距离已开发的吉 7 井区西北方向 15km。现有工程行政隶属新疆维吾尔自治区吉木萨尔县和新疆生产建设兵团第六师红旗农场管辖。油区有多条公路穿过，交通较为便利。区域油气藏分布示意图见图 3.1-1。

吉庆油田作业区采矿权拐点坐标见表 3.1-1。

表 3.1-1 采矿权拐点坐标一览表

序号	经纬度坐标				
	经度	纬度	序号	经度	纬度
1			12		
2			13		
3			14		
4			15		
5			16		
6			17		
7			18		
8			19		
9			20		
10			21		
11			22		

3.1.2 现有工程概况

(1) 工程组成

页岩油井区已建有采油井 408 口、页岩油联合站 1 座、混输站 1 座，并配套建设有单井采油管线、集油干支线、道路等工程，油区和页岩油联合站的采出水处理装置均依托页岩油联合站外的压裂返排液处理系统处理。页岩油井区 408 口采油井的井口采出物全部进入页岩油联合站进行油气处理，目前，页岩油井区日产液量为 9555t/d，日产油量为 4287t/d，日产气量为 $8.13 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，日产采出水和压裂返排

液量为 5268m³/d。现有工程组成包括主体工程、公用工程和环保工程，详见表 3.1-2。

表 3.1-2 工程组成情况一览表

类别	具体内容		
主体工程	采油井		
	集输管线		
	联合站		
	混输泵站	1 座	负责将页岩油井区东南部采油井来液混输至页岩油联合站，设计转液规模为100×10 ⁴ t/a，实际转液规模5.92×10 ⁴ t/a。
公用工程	供配电		页岩油井区内已建变电站4座，分别为110kV团场变、35kV工业园变、35kV红旗中心变和110kV孚远变；35kV红旗中心变电站位于页岩油区块西北方约3km处，电压等级35/10kV，建设规模为主变容量为2×10MVA，最大供电能力约18MW；110kV孚远变电站位于页岩油联合站正南方向300m处，电压等级110/35/10kV，建设规模为主变容量为2×50MVA，最大供电能力约90MW。
			页岩油联合站属于110孚远变的供电范围，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。
	仪表自动化		页岩油井区采油井已建自动化，井口配置“LoRa+”无线网关，采油平台无线仪表数据经无线网关汇聚后再通过5.8GHz无线网桥上传至页岩油联合站生产监控系统；页岩油井区已建9套“LoRa+”无线网关。
			页岩油联合站2019年已建45m通信塔1座，塔上已设置3套5.8GHz无线网桥AP，实现了联合站周边约5km~8km范围内井站的覆盖。
	通信	油区	页岩油作业区已建有48芯主干光缆，光缆路由吉祥联合站-页岩油联合站-北三台油库-北十六联合站
		页岩油联合站	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。
	给排水		页岩油井区和页岩油联合站清水水源由红旗农场已建的10口水源井和周边水库供给；油区井下作业废液、洗井废水和页岩油联合站内的采出水均送至压裂返排液处理系统处理，处理达标后由于压裂液的复配；油区无生活污水产生，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。
	道路		油区道路约100.52km，包括油区干线公路、平台间支线道路、平台连接道路； 干线公路：采用三级公路的标准进行设计，设计行车速度40km/h；路基宽8.50m，路面宽6.0m，采用单面层沥青混凝土路面。 平台间支线道路：采用四级公路的标准进行设计，设计行车速度20km/h，支线公路主要连接油区平台计量间，路基宽6.5m，路面宽4.0m，采用撒铺式沥青表面。

类别	具体内容	
		平台连接道路用于平台单井生产维修、计量的需要。采用等外简易道路，路基、路面同宽均为4.5m，路面铺筑采用满铺的型式，路面结构层为厚25cm天然砂砾路面。
环保工程	废气	油气集输、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；页岩油联合站内热媒炉、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；拉油点伴生气通过放空火炬燃烧放空。
	噪声	选用低噪声设备，对高噪声设施采取基础减振；
	地下水	井场和页岩油联合站的防渗措施
	环境风险	页岩油联合站内已建 4 座 4000m ³ 的事故罐、2 座 1000m ³ 的卸油缓冲罐，罐区安装可燃气体检测仪，放空火炬；1 号混输泵站的 2 座 1500m ³ 事故罐，1 座 10m 高的放空火炬

(2) 工艺流程

①页岩油井区集输工艺

页岩油井区主体采用“采油井→计量站/拉油站→页岩油联合站的二级布站集输工艺”和“采油井→计量站→1 号混输泵站→页岩油联合站”的三级布站集输工艺，少数探井或评价井转为产能井因部署分散采用单井计量、单井拉油方式生产。井区已建采油井均采用单井电加热的方式生产，井口设有除硫加药装置。

②页岩油联合站原油处理系统

页岩油联合站主要负责处理页岩油井区采出物，原油处理采用“热电化学沉降脱水”工艺，集油区气液密闭混输进站（40℃~45℃，0.4MPa）与卸油缓冲罐来液（40℃~45℃，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℃~45℃）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℃）、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。三相分离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 260×10⁴t/a，目前外输量为 178.47×10⁴t/a（页岩油联合站 141.47×10⁴t/a、吉祥联合站约 37×10⁴t/a）。页岩油联合站至北三台油库的外输管道规格为 D273×7.1/L450M，

长度为 35km。

页岩油联合站原油处理系统工艺流程见图 3.1-2。

③页岩油联合站伴生气处理系统

油区页岩油联合站天然气处理系统设计处理规模 $3 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，目前实际处理气量约为 $1.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用“分子筛脱水+丙烷外冷”工艺。原油处理系统三相分离器分离出的伴生气（0.15~0.25MPa，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，脱水后的干气进入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，复热后的干气经自用气计量调压橇计量调压后供站内自用。

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。

④1 号混输泵站

油区来气液进入进站汇管，汇管出液进入一体化加热接转装置（分离、加热和接转），通过一体化加热接转装置加热、分离缓冲后，经一体化加热接转装置上的混输泵增压后通过混输管道混输至页岩油联合站。

一体化加热接转装置加热缓冲罐分离出的伴生气经除油器进一步处理后一部分作为一体化加热接转装置燃料气用，剩下的伴生气进入混输泵增压外输。

⑤退役设施

页岩油井区油气开发始于 2010 年，2018 年开始规模开发，井区目前尚未产生退役设施，考虑到未来老井利用的可能性，井区现有未生产井按照关井管理，未采取封井的措施，井场已平整，井场植被逐步自然恢复。

3.1.3 老井利用井情况

本次对现有 12 口生产井进行改造，将 JHW035、JHW036、JHW00526、JHW00525、J10064_H、JHW033、JHW032、JHW031、J10002_H 共 9 口井改造为注采井，将 JHW00421 井、JHW034 共 2 口井改造为注水井，将 JHW00422 改造为采出气回注井。

序号	井号	经纬度坐标		完井时间	固井质量	井类别
		北纬	东经			
1	J10002_H					
2	JHW031					
3	JHW032					
4	JHW033					
5	JHW035					
6	JHW036					
7	J10064_H					
8	JHW00525					
9	JHW00526					
10	JHW00422					
11	JHW00421					
12	JHW034					

页岩油井区、页岩油联合站、老井利用的环保手续履行情况见表 3.1-4。

[illegible]

(2) 废气

油区废气主要为油气集输过程中产生的无组织废气，页岩油联合站和 1 号混输泵站的废气主要为燃气设施（主要为锅炉和热煤炉）燃烧烟气。

①无组织废气

井区（包括本次改造的 12 口生产井）内油气集输过程中大部分采用管线密闭集输工艺，页岩油联合站和 1 号混输泵站均采用密闭流程，井区和站场所用阀门、法兰等连接件均为质量合格的产品，日常加强设备检维修。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》（2021 年 10 月）和吉庆油田作业区对页岩油联合站厂界无组织非甲烷总烃和硫化氢的例行监测数据（2025 年 3 月、2025 年 4 月）可知，采油井场和页岩油联合站厂界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）企业边界污染物控制要求，硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 二级新改扩建浓度限值要求。

表 3.1-5 厂界无组织非甲烷总烃监测结果一览表（单位：mg/m³）

季度	站场名称	监测时间	监测点位	污染物名称	监测值范围	标准限值	达标情况
第一季度	页岩油联合站						
第二季度	页岩油联合站						

J10020_H 井场							

②燃气设施燃烧烟气

页岩油联合站现有 1 台 2100kW 的燃气锅炉（一体化油气接转装置内置）、2 台 2600kW 的锅炉（2 座多功能处理器内置）和 2 台 2300kW 的热媒炉；1 号混输泵站现有 1 台 1000kW 加热炉（一体化加热接转装置内置）。各锅炉及热媒炉均以天然气为燃料，燃烧烟气中污染物主要为氮氧化物、二氧化硫和颗粒物，燃烧烟气经 8m 排气筒排放。根据 2025 年 1 月例行监测数据可知，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》（GB13271-2014）表 2 大气污染物排放限值要求。

表 3.1-6 有组织废气监测数据一览表

监测时间	类别		实测浓度 mg/m ³	折算排放浓度 mg/m ³	排放速率 kg/h
	1#热媒炉	颗粒物			
		氮氧化物			
		二氧化硫			
		林格曼黑度			
		烟气流量			
	2#热媒炉	颗粒物			
		氮氧化物			
		二氧化硫			
		林格曼黑度			
		烟气流量			
	1 号多功能处理器-1	颗粒物			
		氮氧化物			
		二氧化硫			
		林格曼黑度			
		烟气流量			
	1 号多	颗粒物			

功能处 理器-2		氮氧化物			
		二氧化硫			
		林格曼黑度			
		烟气流量			
2 号多 功能处 理器-1		颗粒物			
		氮氧化物			
		二氧化硫			
		林格曼黑度			
		烟气流量			
2 号多 功能处 理器-2		颗粒物			
		氮氧化物			
		二氧化硫			
		林格曼黑度			
		烟气流量			

③页岩油联合站泄漏检测与修复（LDAR）

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

④废气污染物排放情况

根据 2025 年 1 月例行监测数据可知，热媒炉及多功能处理器燃烧烟气中各有组织废气排放情况，计算结果见下表。

表 3.1-7 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	烟气量 (m ³ /d)	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)
1#热媒炉 (2300kW)							
2#热媒炉 (2300kW)							
1#多功能处理器 -1 (2600kW)							
1#多功能处理器 -2 (2600kW)							

2#多功能处理器 -1 (2600kW)							
2#多功能处理器 -2 (2600kW)							
合计							

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。

根据卸油台卸液量、卸油罐和卸油缓冲罐参数、站内动静密封点的数量计算出页岩油联合站内非甲烷总烃的排放量为 46.593t/a。

（3）废水

井区（包括本次改造的 12 口生产井）废水主要为洗井废水、井下作业废液，集中收集后拉运至页岩油联合站外的压裂返排液处理装置处理；页岩油联合站废水主要为采出水和生活污水，采出水管输至页岩油联合站外的压裂返排液处理装置处理，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。压裂返排液处理装置出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）标准要求后（水质监测数据见表 3.1-8），优先用于压裂液复配，目前处理达标后的废水全部用于压裂液复配。

表 3.1-8 压裂返排液处理装置出水水质监测结果一览表

监测时间	污染物名称	监测值范围	标准限值	达标情况
	悬浮固体含量（mg/L）			
	含油量（mg/L）			
	含油量（mg/L）			
	悬浮固体含量（mg/L）			

（4）噪声

井区（包括本次改造的 12 口生产井）噪声源主要为各类机泵和巡检车辆；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。页岩油联合站内现状噪声源强详见下表。

表 3.1-9 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 2025 年吉庆油田作业区例行监测数据可知，采油井场和页岩油联合站及采油井场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，监测数据详见下表。

表 3.1-10 厂界昼夜噪声监测结果一览表

站场名称	监测时间	监测点	昼间[dB (A)]			夜间[dB (A)]		
			监测值	标准值	达标情况	监测值	标准值	达标情况
页岩油联合站		东厂界						
		南厂界						
		西厂界						
		北厂界						
采油井场		东厂界						
		南厂界						
		西厂界						
		北厂界						

（5）固体废物

井区（包括本次改造的 12 口生产井）固体废物主要为设备检维修时产生的废机油、废含油抹布、劳保用品和沾油防渗材料；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；1 号混输泵站固体废物主要为废机油、废含油抹布、劳保用品；含油污泥、废机油属于《国家危险废物名录》HW08 类危险废物，废含油抹布、劳保用品和废滤料属于《国家危险废物名录》HW49 类危险废物，集中收集后依托吉祥联合站危废暂存场暂存，最终统一交由克拉玛依博达环保科技有限公司。生活垃圾定期清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场。

（6）土壤和地下水

井区（包括本次改造的 12 口生产井）和站场产生的废水、固体废物均得到妥善处置，吉庆油田作业区采取的土壤和地下水保护措施主要为：井场、页岩油联合站和 1 号混输泵站均进行了分区防渗，15 万压裂液储存池、60 万压裂液返排防渗池和

化粪池均进行了防渗处理，加强对各类储罐、管线、各类池体的日常维护和巡检，装车区及页岩油联合站卸油区的罐中均设有液位计，装车时出料口处设有残余液体收集装置，并定期清空；作业区定期对管线进行渗漏监测；各类传输泵进料端均安装了关闭控制阀门，加强对各类传输泵的维护。《中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区土壤污染隐患排查报告》中对页岩油井区、页岩油联合站和 1 号混熟泵站内土壤进行了监测，根据监测结果可知，土壤中的各监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。根据吉庆油田作业区对附近现有地下水井例行监测数据可知，区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准要求。

（7）生态环境

油田区域内钻井工程结束后，基本对临时占地范围内及周边的场地进行了清理及平整，恢复了原貌。对井场永久占地范围内地表结合井区荒漠的特点，油田道路铺设了砂石，站场周围做了平整和压实，减少了侵蚀量。根据现场踏勘情况，区域内井场至计量站的集输管线均采用了地下敷设方式，施工结束后恢复了地表原状。计量站已完成地面硬化，现有井场均已平整，由砾石铺垫，井场周边也形成了较稳定的生态结构，根据完井时间不同，各井场恢复程度不同。

（8）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），首次申领日期为 2020 年 11 月 26 日，分别于 2023 年 05 月 13 日、2024 年 06 月 13 日和 2024 年 10 月 31 日进行了变更。

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）。同时作业区制定有“突发环境事件应急演练计划”，每年进行 1 次突发环境事件应急演练，演练完成后编制了《突发环境事件应急评价总结》。

（9）现有工程污染物排放量汇总

现有工程污染物排放量见表 3.1-11。

表 3.1-11 现有工程污染物产生及排放情况一览表

类别	污染源	污染物名称	现有工程产生量	现有工程排放量
废气	无组织排放	非甲烷总烃		
		硫化氢		
	热媒炉、燃气设备等烟气	NO _x		
		SO ₂		
		颗粒物		
废水	采出水	石油类、COD		
	洗井废水	石油类、COD		
	井下作业废液	石油类、COD		
固体废物	含油污泥	石油类		
	废润滑油	石油类		
	废润滑油桶	石油类		
	废防渗材料	石油类		
	废含油抹布、劳保用品	石油类		
	生活垃圾	/		

3.1.5 存在的环境问题及“以新带老”整改措施

(1) 存在问题

井区内现有井场已进行平整，由砾石铺垫，井场及周边均没有污油出现。已完钻井的水基/油基岩屑已按照环评要求清理处置，现场踏勘时岩屑已全部清运完毕，井场未见遗留。但目前临时占地内植被尚未完全恢复。目前现有工程存在的环境问题为：井区部分地段有车辆乱碾乱轧的痕迹。

(2) “以新带老”整改措施

针对已开发区域遗留的环境问题，在本次开发建设过程中，要重点采取以下措施：拟建项目建设中应严格规定施工车辆、施工机械及施工人员的活动范围，不得乱碾乱轧，随意开设便道。

3.2 改扩建项目工程概况

3.2.1 建设项目基本情况

(1) 项目名称

新疆吉木萨尔页岩油注 CO₂ 提高采收率先导试验项目。

(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

改建。

(4) 建设地点

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县，西南距吉木萨尔县城约 14km，西北距红旗农场约 14km。区域位置见图 3.2-1。

(5) 建设内容

本次拟对现有 12 口生产井进行改造，将 JHW035、JHW036、JHW00526、JHW00525、J10064_H、JHW033、JHW032、JHW031、J10002_H 共 9 口井改造为注采井，将 JHW00421 井、JHW034 共 2 口井改造为注水井，将 JHW00422 改造为采出气回注井。建设内容主要为：新建注采井场 9 座、采出气回注井场 1 座，注水井场 2 座，新建预处理注入站 1 座、计量站 2 座、单井采油管线 4.64km、集油干线 2.3km、注气管线 1.2km、转液管线 1.2km；并配套建设供配电、仪表自动化、消防等公用工程。

(6) 产能规模及吞吐轮次

① 产能情况

本次拟部署 9 口注采井、1 口采出气回注井、2 口注水井，采用注 CO₂ 吞吐开发，采用交替注采、自喷生产，注水井为注水封堵，9 口井的产能预测见表 3.2-1。

表 3.2-1 页岩油井区二氧化碳吞吐注采产量预测表

年度 (年)	注气井 (口)	注水井 (口)	生产井 (口)	回注井 (口)	年注 CO ₂ 10 ⁴ t	年购 气量 10 ⁴ t	年产油 10 ⁴ t	年产液 10 ⁴ t	含水 (%)	年产气 10 ⁴ m ³	CO ₂ 含量 %	气油比 m ³ /m ³	开井 天数 d
2025	9	2	9	1	12.2	12.2	0.43	1.58	72.8	99.2	79.0	230.7	60
2026	9	2	9	1	8.1	8.1	2.68	6.57	59.2	311.8	191.8	116.3	300
2027	9	2	9	1	8.1	8.1	2.50	6.70	62.7	326.0	215.8	130.4	300
2028			9	1			2.05	4.65	55.9	275.7	186.8	134.5	300
2029			9	1			2.02	4.24	52.4	72.3	42.2	35.8	300
2030			9	1			1.54	3.21	52.0	18.8	2.8	12.2	300
2031			9	1			1.15	2.40	52.1	13.8	0.6	12.0	300
2032			9	1			0.87	1.81	51.9	10.4	0.4	12.0	300

年度 (年)	注气井 (口)	注水井 (口)	生产井 (口)	回注井 (口)	年注 CO ₂ 10 ⁴ t	年购 气量 10 ⁴ t	年产油 10 ⁴ t	年产液 10 ⁴ t	含水 (%)	年产气 10 ⁴ m ³	CO ₂ 含量 %	气油比 m ³ /m ³	开井 天数 d
2033			9	1			0.65	1.35	51.9	7.8	0.3	12.0	300
2034			9	1			0.49	1.01	51.5	5.8	0.2	11.8	300

②吞吐轮次

9 口水平井 CO₂ 吞吐 3 个轮次，CO₂ 用量 28.4 万吨，单井首轮注碳 13500t，第二轮注碳 9000t，第三轮注碳 9000t，焖井 30 天，生产 12 个月，控产生产（初期日产 <15t），生产至平均地层压力 26MPa，开始下一轮次注气。吞吐井注气期间，JHW00421 井（140m³/d）、JHW034 井（90m³/d）提前 3~5 天开始注水，注水、注气同步结束，可维持封堵井井底流压高于注气井井底压力，满足封闭要求。CO₂ 吞吐轮次生产情况见表 3.2-2，注 CO₂ 指标：为保证施工安全，注入压力应控制在 21.8MPa 以内，要求注入气 CO₂ 含量 ≥90%，采出气注入压力应控制在 5MPa。

表 3.2-2 CO₂ 吞吐轮次生产情况表（第一年至第三年）

CO ₂ 吞吐轮次	CO ₂ 用量 (万吨)	单井日注气 (t/d)	注气时间 (月)	焖井时间 (天)	轮次生产时间 (月)
1	12.2	150	3	30	12
2	8.1	150	2	30	12
3	8.1	150	2	30	12

(7) 产品方案

产品主要为原油，产生量为 2.68×10^4 t/a，原油最终管输至页岩油联合站原油处理系统处理。

(8) 建设周期

地面工程建设周期为 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) 劳动定员和工作制度

预处理注入站设工作人员 10 名，每座井场设工作人员 10 名，年运行时间 300 天（7200h）。

(10) 工程投资

项目总投资 5908.52 万元，环保投资约 281 万元，占总投资的 4.76%。

(11) 原辅材料消耗

施工期和运营期原辅材料消耗情况见表 3.2-3。

表 3.2-3 原辅材料消耗情况一览表

阶段	名称	消耗量	来源
施工期	水基环空保护液	500t	外购，汽车拉运
	防膨液	200t	外购，汽车拉运
运营期	采出液	$6.70 \times 10^4 \text{t/a}$ （最大）	/
	液态 CO ₂	$28.4 \times 10^4 \text{t}$ （最大）	外购、罐车拉运
	回注水	48300m ³	压裂返排液处理装置处理达标后的净化水，由罐车拉运
	除硫剂	6750m ³ /a	外购，汽车拉运
	封堵剂	1936m ³ /a	外购，汽车拉运
	缓蚀剂（主要成分为喹啉季铵盐缓蚀剂+HEDP（羟基亚乙基二膦酸））	27t	外购，汽车拉运

3.2.2 勘探开发现状及油气水性质

（1）勘探开发概况、地质构造、层系、储层特征

勘探开发概况、地质构造、层系、储层特征、油藏类型及开发进程见表 3.2-4。

表 3.2-4 勘探开发概况、地质构造、层系、储层特征、油藏类型及开发进程一览表

类别	内容
勘探开发概况	
地层特征	
构造及断裂特征	
储层特征	
油藏类型	

（3）流体性质

本次参照页岩油区块已建吞吐井的原油性质来确定本项目原油性质，详见表 3.2-5；吞吐井采出气中 CO₂ 含量较高，伴生气性质见表 3.2-6，伴生气硫化氢的浓度在 0~30ppm；采出水水型为重碳酸钠，矿化度较高，性质见表 3.2-7。

3.2-5 吞吐井原油性质一览表

名称	层位	密度 (g/cm ³)	40℃粘度 (mPa·s)	50℃粘度 (mPa·s)	含蜡 (%)	凝固点 (℃)	初馏点 (℃)	析蜡点 (℃)
JHW00722	上甜	0.8935	122	74	6.97	34	150	42

JHW00724	点	0.8988	113	69.5	4.07	22	142	30
均值		0.89615	117.5	71.75	5.52	28	146	36

表 3.2-6 吞吐井伴生气性质一览表

层位	相对密度	烃类组份 (%)									
		甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷以上	二氧化碳	氮
JHW00724	1.4422	7.46	3.58	3.88	0.57	0.94	0.19	0.17	0.03	81.93	1.25
JHW00722	1.4405	8.03	2.26	2.69	0.55	1.12	0.32	0.32	0.06	82.26	2.4
均值	1.44135	7.745	2.92	3.285	0.56	1.03	0.255	0.245	0.045	82.095	1.825

表 3.2-7 采出水性质一览表

检测项目	站外池进口检测结果	检测项目	站外池进口检测结果
温度, °C	50	钾+钠离子, mg/L	4131.6
pH	8.22	矿化度, mg/L	12919.6
碳酸根, mg/L	未检出	水型	重碳酸钠
碳酸氢根, mg/L	5327.8	含油量, mg/L	224
氢氧根, mg/L	未检出	悬浮物, mg/L	240
钙离子, mg/L	37.7	COD, mg/L	2473
镁离子, mg/L	13.2	Zeta 电位, mV	-39.3
氯离子, mg/L	3290.7	聚合物分子量, g/mol	1197
硫酸根离子, mg/L	118.5	粘度, mPa·s	13

3.2.3 建设内容

建设内容包括主体工程、公用工程、依托工程和环保工程四个部分，工程组成汇总见表 3.2-8。

表 3.2-8 工程组成一览表

类别	具体内容	
主体工程	井筒改造	对注采井和回注井进行改造，注采井管柱结构采用笼统注入工艺，交替注采，自喷生产；完井管柱由 Φ73mm×5.51mmP110 镍钨镀层防腐油管+封隔器+剪切球座+腐蚀测试筒+引鞋等组成。封隔器推荐采用半永久式或永久式插管耐腐蚀、气密封封隔器；自喷生产阶段可沿用注气管柱。回注井油管采用 Φ73mm×5.51mmP110 钨镍合金镀层气密封油管+气密封耐蚀封隔器+剪切球座+腐蚀测试筒+引鞋等组成，采用半永久式或永久式插管气密封封隔器，防腐采用油套环空添加水基环空保护液。
	注采井场	新建注采井场 9 座，注采井采用 DN65 35MPa 采油井口，井口利旧已建设捞式电潜螺杆泵，配套电机功率 22kW；井口采用保温盒进行保温，保温盒内设 150W 防爆电加热器，同时设置热洗清蜡接口及安全标示牌，井口采用保温油嘴套。每座井场内设 1 座 DN65 35MPa 井口装置、井口设 1 座 60kW 电加热器、利旧井场现有 1 座除硫加药橇（采用第三代三嗪类硫化氢处理剂）；CO ₂ 注入部分建设内容主要为每座注采井场内设 2 座 50m ³ 液体二氧化碳储罐、2 台高压往复泵、2 台二氧化碳专用泵、1 台隔爆屏蔽泵，CO ₂ 采用汽车拉运至

类别	具体内容
	井场。
计量站	新建 2 座计量站，编号分别为 1 号计量站和 2 号计量站，其中 2 号计量站与预处理注入站合建，每座计量站内设 8 井式一体化自动选井计量装置。
集输管线	JHW031、JHW032、JHW033、JHW035、JHW036 注采井的单井采油管线利旧，该 5 口井的单井采油管线材质为柔性复合管，本次将 5 口注采井的已建单井出油管道的钢接头更换为 S31603 不锈钢接头。新建 J10002_H、J10064_H、JHW00525、JHW00526 注采井至计量站的单井采油管线 4.64km，采用 DN50 PN2.5MPa 的柔性复合管；新建计量站至预处理注入站的集油干线 2.3km，采用 DN100 PN4.0MPa 的高压玻璃纤维管。
采出气回注井场及管线	新建采出气回注井场 1 座（井号为 JHW00422），采用 DN65 35MPa 井口，注入管道设止回阀。新建预处理注入站至采出气回注井场的单井注气管线 1.2km，管径选用 D60×3.5mm、管道材质选用 20#无缝钢管。
注水工程	新建注水井场 2 座，井号分别为 JHW00421 和 JHW034 井，设计注水规模分别为 140m ³ /d、90m ³ /d，每座井场内新建撬装注水泵橇 2 座（1 座转液泵、1 座注水泵）、4 座 60m ³ 水罐等设施，回注水由罐车拉运至注水井场。作用主要为注水封堵防窜
预处理注入站	新建 1 座预处理注入站（预处理注入站与 2 号计量橇合建），包括采出物预处理系统、注入系统和辅助系统，其中预处理系统主要设备为 2 座油气分离橇、1 台除液器橇、1 台 200kW 电磁加热器、1 座转油泵橇等，设计转液能力为 263t/d；注入系统设备主要为 1 座分子筛脱水装置、2 座往复式压缩机（单台能力为 1.0×10 ⁴ Nm ³ /d），设计注气规模 1.65×10 ⁴ m ³ /d；1 套缓蚀剂加药橇（包括 1 座 2.5m ³ 的加药罐、2 台加药泵）、放空系统（包括火炬除液器、15m 高放空火炬）和排污系统（主要包括 1 座污油罐、1 台污油泵）
转液管线	新建预处理注入站至已建 4 号采油平台预留阀池空头处的转液管线 1.2km，选用 DN100 3.5MPa 玻璃纤维管线管（耐温 65℃），新建玻璃钢管钢塑转换接头材质选用 S31603 不锈钢。
公用工程	集油区用电负荷为三级负荷，预处理注入站用电负荷以二级负荷为主，站内仪控用电负荷为重要负荷，采用 UPS 供电；用电负荷电压等级为 AC10/0.38/0.22kV。年有功耗电量为 521×10⁴（kW·h）。 JHW035、JHW036、JHW00526、JHW033 井将已建杆架式变电站变压器容量均调整为 250kVA，变压器采用二级能效型变压器，电源引接自原有 10kV 架空线路并更换配电箱，其余井更换配电箱。 预处理注入站区内设置 1 座 10/0.4kV 预装式变电站，内含 1 间 10kV 配电室、2 间变压器室、1 间 0.4kV 配电室，新建 10kV 架空线路长度约为 5.3km，导线采用 JL/G1A-95/20，线路距离为 45~55m，采用复合绝缘子。
	施工期给水主要为管道试压用水、混凝土养护用水和洗井用水；运营期用水主要为生活用水和井下作业用水。井区位于荒漠地区，周围无成熟的供水管网，用水由罐车从周边村庄供水点拉运。 施工期排水主要为混凝土养护废水、管道试压废水和洗井废水，管道试压废水和混凝土养护废水的污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘；洗井废水由罐车拉运至压裂返排液处理装置处理。运营期排水主要为洗井废水、井下作业废液和生活污水，洗井废水和井下作业废液由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，经处理后出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）中相关标准后，用于压裂液复配，不外

类别	具体内容	
		排。生活污水送至吉木萨尔县污水处理厂处理。
	仪表自动化	采油井场采用“LoRa+2.0”协议的无线仪表+“LoRa+2.0”网关的数据采集模式，用于采油平台无线仪表数据采集。单座计量站合适位置设置监控杆，杆上设置“LoRa+2.0”无线网关（部分井站设置）及监控摄像机和音柱，实时采集井场生产数据和视频信号。“LoRa+2.0”网关数据通过光缆上传至页岩油联合站已建生产监控系统集中监控，再通过骨干光缆上传至吉庆油田作业区生产监控平台集中监控。 在预处理注入站内新建1套BPCS系统、1套GDS系统（GDS系统包括现场可燃/有毒气体探测器、声光报警器及气体报警控制器等），BPCS系统完成预处理注入站内工艺设施数据采集处理、集中监控，实现对站内生产场所有毒气体泄漏的实时监测、报警；数据通过新建通信链路上传至吉庆油田作业区生产调度中心生产监控系统集中监控。
	通信	油区：在新建1号计量站内设置1套落地式通信网络机柜，柜内设置2套工业以太网交换机，1套用于自控数据传输；新建交换机通过新建光缆接入预处理注入站拟建交换机，经拟建传输通道接入新疆油田逻辑专网，将自控及视频数据上传至吉庆作业区公寓中心机房。 预处理注入站：在预处理注入站新建仪控间内设置1套落地式通信网络机柜，柜内设置2套工业以太网交换机，新建交换机通过新建光缆接入1号混输站已建交换机，经已建传输通道接入新疆油田逻辑专网，将自控及视频数据上传至吉庆作业区公寓中心机房。 在预处理注入站新建1套区域型火灾自动报警系统，壁挂式火灾报警控制器及智能电源箱安装在24h有人值守的仪控间，在橇装仪控间内设置感烟火灾探测器、手动报警按钮、声光报警器及消防电话分机，火灾报警信号接入仪控间火灾报警控制器。在各配电室内设置感烟火灾探测器、手动报警按钮及声光报警器，变压器室及电缆沟内设置缆式线型感温探测器，火灾报警信号接入仪控间火灾报警控制器。在压缩机房设置隔爆型火焰探测器、隔爆型手动报警按钮及隔爆型声光报警器。
	消防	预处理注入站属于五级站场，站场不设置消防给水设施，配备18具MF/ABCE8P手提式磷酸铵盐干粉灭火器、2具MT/BE7手提式二氧化碳灭火器和1套消防工具架。
	供热及采暖	供暖建筑为值班室、仪柜间、变频器室，供暖热负荷19.3kW，周围无可依托的供热热源，本次采用电采暖。
环保工程	废气	施工期材料及临时土方采用防尘布覆盖，逸散性材料运输采用苫布遮盖；运营期井口设置除硫加药装置；
	噪声	转油泵和排污泵采取基础减振，井下作业时各机泵设置的基础减振。
	地下水	井场和预处理注入站的防渗措施以及井下作业过程中铺设的防渗材料；
	环境风险	安装防喷器和井控装置，配备的消防器材。
依托工程	原油	原油依托1号混输泵站转输，处理依托页岩油联合站进行处理；净化油外输依托页岩油联合站内现有净化油外输系统。
	采出水、洗井废水和井下作业废液	压裂返排液处理装置处理
	废分子	暂存依托页岩油联合站内危险废物暂存场暂存，处置依托有相应危险废物处

类别	具体内容
筛、废润滑油、废油桶、含油废抹布劳保用品和沾油废防渗材料	理资质的单位回收处置。
生活污水	依托吉木萨尔县污水处理厂处理
生活垃圾	依托吉木萨尔县生活垃圾填埋场处理

(1) 主体工程

拟部署井均为老井利用，主体工程主要包括井筒改造、新建注采井场、计量橇、集输管线、采出气回注井场和预处理注入站。

①井筒改造

拟部署注采井固井质量合格、采用平式油管，井况良好，但 CO₂ 吞吐时存在腐蚀、气体漏失、气窜风险，为此需对井筒进行改造，对注采井和回注井进行改造，注采井管柱结构采用笼统注入工艺，交替注采，自喷生产；完井管柱由 $\Phi 73\text{mm} \times 5.51\text{mm}$ P110 镍钨镀层防腐油管+封隔器+剪切球座+腐蚀测试筒+引鞋等组成。封隔器推荐采用半永久式或永久式插管耐腐蚀、气密封封隔器；自喷生产阶段可沿用注气管柱。回注井油管采用 $\Phi 73\text{mm} \times 5.51\text{mm}$ P110 钨镍合金镀层气密封油管+气密封耐蚀封隔器+剪切球座+腐蚀测试筒+引鞋等组成，采用半永久式或永久式插管气密封封隔器，防腐采用油套环空添加水基环空保护液。

② 注采井场

新建注采井场 9 座，注采井采用 DN65 35MPa 采油井口，井口利旧已建投捞式电潜螺杆泵，配套电机功率 22kW；井口采用保温盒进行保温，保温盒内设 150W 防爆电加热器，同时设置热洗清蜡接口及安全标识牌，井口采用保温油嘴套。每座井场内设 1 座 DN65 35MPa 井口装置、井口设 1 座 60kW 电加热器、利旧井场现有 1 座除硫加药橇（采用第三代三嗪类硫化氢处理剂）；CO₂ 注入部分建设内容主要为每座注采井场内设 2 座 50m³ 液体二氧化碳储罐、2 台高压往复泵（型号 Q400RC-10/55、排气量 10m³/h）、2 台二氧化碳专用泵[型号 GPB-90E(GTB-230)]、1 台隔爆屏蔽泵（型号 N34-222HBM-40-25-200-F，流量 12m³/h），CO₂ 采用汽车拉运至井场。井场平面布

置见图 3.2-2。

③ 计量橇

新建 2 座计量站，编号分别为 1 号计量站和 2 号计量站，其中 2 号计量站与预处理注入站合建，每座计量站内设 8 井式一体化自动选井计量装置，自动计量装置含各类测控仪表、可燃有毒气体泄漏检测及报警系统、PLC 控制系统等。集中计量站内工艺流程为：单井来气液先进一体化自动选井计量装置，在装置内对需要计量的单井进行自动选井计量，将计量后的原油和天然气与未计量的油井来液混合后进入集油支线输至新建预处理注入站进行转输。1 号计量站平面布置见图 3.2-3。

表 3.2-9 9 口注采井进计量站情况一览表

计量站号	井号	井数
1 号计量站	JHW031、JHW032、JHW033、JHW035、JHW036、J10002_H	6
2 号计量站	J10064_H、JHW00525、JHW00526	3

③集输管线

JHW031、JHW032、JHW033、JHW035、JHW036 注采井的单井采油管线利旧，该 5 口井的单井采油管线材质为柔性复合管，本次将 5 口注采井的已建单井出油管道的钢接头更换为 S31603 不锈钢接头。新建 J10002_H、J10064_H、JHW00525、JHW00526 注采井至计量站的单井采油管线 4.64km，采用 DN50 PN2.5MPa 的柔性复合管（接头材质选用 S31603 不锈钢）；新建计量站至预处理注入站的集油干线 2.3km，采用 DN100 PN4.0MPa 的高压玻璃纤维管（耐温 65℃，钢塑转换接头材质选用 S31603 不锈钢）。管道均保温后埋地敷设，柔性复合管保温层由厂家自带，玻璃钢管保温层为 30mm 厚聚氨酯泡沫塑料、防护层采用高密度聚乙烯塑料，新建单井出油管道管底埋深-1.7m，新建集油干支线管底埋深-1.9m。

④采出气回注井场及管线

新建采出气回注井场 1 座（井号为 JHW00422），采用 DN65 35MPa 井口，注入管道设止回阀，防止伴生气倒流，井口采用保温盒进行保温。

新建预处理注入站至采出气回注井场的单井注气管线 1.2km，管径选用 D60×3.5mm、管道材质选用 20#无缝钢管。管线保温后埋地敷设，保温层采用 30mm 厚聚氨酯泡沫塑料、防护层采用高密度聚乙烯塑料，管底埋深-1.9m，与新建转液

管线同沟敷设。

④ 注水井场

新建 2 座注水井场，井号分别为 JHW00421 和 JHW034 井，设计注水规模分别为 140m³/d、90m³/d，每座井场内新建撬装注水泵撬 2 座（每座内设 1 台 Q=6m³/h、25MPa 柱塞泵、1 套变频器）、4 座 60m³ 水罐等设施，回注水由罐车拉运至注水井场。平面布置见图 3.2-5。

⑤ 预处理注入站

在拟部署油区新建 1 座预处理注入站（预处理注入站与 2 号计量撬合建），包括采出物预处理系统、注入系统和辅助系统，其中预处理系统主要设备为 2 座油气分离撬、1 台除液器撬、1 台 200kW 电磁加热器、1 座转油泵撬等，设计转液能力为 263t/d；注入系统设备主要为 1 座分子筛脱水装置、2 座往复式压缩机（单台能力为 1.0×10⁴Nm³/d），设计注气规模 1.65×10⁴m³/d；1 套缓蚀剂加药撬（包括 1 座 2.5m³ 的加药罐、2 台加药泵）、放空系统（包括火炬除液器、15m 高放空火炬）和排污系统（主要包括 1 座污油罐、1 台污油泵）。主要设备参数见表 3.2-10，平面布置见图 3.2-6，占地面积 6651m²。

表 3.2-10 主要设备一览表

序号	项目名称	数量	单位	型号或参数
1	8 井式 1 一体化自动选井计量装置	座	1	
2	预处理系统			
1)	油气分离撬	2	座	D2000×6000, 1.6MPa, 设计液量处理能力 263t/d, 气量 16533Nm ³ /d, 材质选用 S31603
2)	采出气除液器撬	1	台	Φ1m×3m, 设计处理能力为 2×10 ⁴ m ³ /d, 设计压力 1.0MPa, 操作压力 0.2~0.3MPa, 操作温度为 15~30℃ 设备及管道材质选用 S31603。出液口设置开关阀与除液器液位连锁；出气口设置调节阀控制设备压力稳定在 0.2~0.25MPa, S31603 不锈钢材质。
3)	缓蚀剂加药撬	1	套	设计加药量为 2L/h, 出口压力 0.6MPa, 缓蚀剂加药撬内包括 1 座 2.5m ³ 的缓蚀剂加药罐 (D1.5m×1.5m、钢质圆罐)、2 台加药泵 (计量隔膜泵, 1 用 1 备),

序号	项目名称	数量	单位	型号或参数
4)	200kW 电磁加热器	1	座	电磁加热器由 2 根 100kW 电加热棒组成，当 1 根 100kW 电加热棒检修时，另外 1 根 100kW 电加热棒可满足加热需求。
5)	转油泵撬	1	座	转油泵撬内设 2 台单螺杆泵，单泵规格为 Q=14m ³ /h P=1.2MPa，1 用 1 备，变频 1 拖 1 运行。S31603 不锈钢材质。
6)	不锈钢快开篮式过滤器	2	套	DN65 1.6MPa
7)	腐蚀挂片检测	10	套	/
8)	流体用不锈钢无缝钢管 34*3mm	0.2	km	/
9)	流体用不锈钢无缝钢管 60*3.5mm	0.2	km	/
10)	流体用不锈钢无缝钢管 89*3.5mm	0.2	km	/
11)	流体用不锈钢无缝钢管 114*4mm	0.2	km	/
12)	流体用不锈钢无缝钢管 168*4mm	0.2	km	/
13)	流体用不锈钢无缝钢管 219*5mm	0.2	km	/
14)	流体用不锈钢无缝钢管 273*6mm	0.2	km	/
3	采出气回注系统			
1)	分子筛脱水装置	1	座	包括干燥塔 2 台、再生气压缩机 2 台、再生器电加热器 1 台、再生气冷却器 1 台、再生气分离器 1 套及出口粉尘过滤器 2 台，干燥塔单塔装填分子筛 1m ³ 。设计能力 2×10 ⁴ m ³ /d，进气压力 0.25~3MPa、进气温度≤40℃、出气压力 0.2~0.25MPa。
2)	往复式压缩机	2	座	电驱压缩机，单座处理规模 1×10 ⁴ m ³ /d，合计设计处理气量 2×10 ⁴ m ³ /d，进气压力 0.25~3MPa、进气温度 35~40℃、排气压力 5.1~5.5MPa，排气温度≤80℃，冷却方式为空冷。
3)	旋进旋涡流量计	1	台	压缩机进口流量计
4)	放空系统	1	座	1 套 2×10 ⁴ m ³ /d，含火炬除液器、放空火炬等，除液器采用立式重力分离器结构，设计规格 D0.6m×1.8m-0.6。低热值放空火炬 DN50 H=15m。站内设有高低压两套放空管线，压力≤4MPag 放空气进入低压放空管线，压力>4MPag 放空气进入高压放空管线，两条放空管线分别出站，在火炬除液器前端汇合后进入火炬除液器。
5)	WE0.4X1.2-0.6 火炬除液器	1	座	/
6)	流体用不锈钢无缝钢管 89×3.5mm	0.1	km	/
7)	流体用不锈钢无缝钢管 105×5.5mm	0.1	km	/
8)	流体用不锈钢无缝钢管 168×4mm	0.1	km	/
9)	流体用不锈钢无缝钢管 219×5mm	0.1	km	/

序号	项目名称	数量	单位	型号或参数
10)	流体用不锈钢无缝钢管 273×6mm	0.1	km	/
4	排污系统			
1)	排污罐（装置排污含油污水）	1	座	D1.2m×4.2m-0.6，布置在污油坑内， 材质 S31603 不锈钢
2)	污油泵	1	座	Q=4m ³ /h，P=0.6MPa，功率 3kW

⑦转液管线

新建预处理注入站至已建 4 号采油平台预留阀池空头处的转液管线 1.2km，选用 DN100 3.5MPa 玻璃纤维管线管(耐温 65℃)，新建玻璃钢管钢塑转换接头材质选用 S31603 不锈钢。管道保温后埋地敷设，保温层为 30mm 厚聚氨酯泡沫塑料、防护层采用高密度聚乙烯塑料，管底埋深-1.9m。

各井场及管线走向见图 3.2-7。

(2) 公用工程

①供配电

集油区用电负荷为三级负荷，预处理注入站用电负荷以二级负荷为主，站内仪控用电负荷为重要负荷，采用 UPS 供电；用电负荷电压等级为 AC10/0.38/0.22kV。年有功耗电量为 521×10⁴kW·h。

JHW035、JHW036、JHW00526、JHW033 井将已建杆架式变电站变压器容量均调整为 250kVA，变压器采用二级能效型变压器，电源引接自原有 10kV 架空线路并更换配电箱，其余井更换配电箱。

预处理注入站区内设置 1 座 10/0.4kV 预装式变电站，内含 1 间 10kV 配电室、2 间变压器室、1 间 0.4kV 配电室，新建 10kV 架空线路长度约为 5.3km，导线采用 JL/G1A-95/20，线路档距为 45~55m，采用复合绝缘子。

②给排水

施工期给水主要为管道试压用水、混凝土养护用水和洗井用水；运营期用水主要为生活用水和井下作业用水。井区位于荒漠地区，周围无成熟的供水管网，用水由罐车从周边村庄供水点拉运。

施工期排水主要为混凝土养护废水、管道试压废水和洗井废水，管道试压废水和混凝土养护废水的污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘；洗井废水由罐车拉运至压裂返排液处理装置处理。运营期排水主要为洗井废水、井下作业废液和

生活污水，洗井废水和井下作业废液由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，经处理后出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）中相关标准后，用于压裂液复配，不外排。生活污水送至吉木萨尔县污水处理厂处理。

③仪表自动化

采油井场采用“LoRa+2.0”协议的无线仪表+“LoRa+2.0”网关的数据采集模式，用于采油平台无线仪表数据采集。单座计量站合适位置设置监控杆，杆上设置“LoRa+2.0”无线网关（部分井站设置）及监控摄像机和音柱，实时采集井场生产数据和视频信号。“LoRa+2.0”网关数据通过光缆上传至页岩油联合站已建生产监控系统集中监控，再通过骨干光缆上传至吉庆油田作业区生产监控平台集中监控。

在预处理注入站内新建 1 套 BPCS 系统、1 套 GDS 系统（GDS 系统包括现场可燃/有毒气体探测器、声光报警器及气体报警控制器等），BPCS 系统完成预处理注入站内工艺设施数据采集处理、集中监控，实现对站内生产场所有毒气体泄漏的实时监测、报警；数据通过新建通信链路上传至吉庆油田作业区生产调度中心生产监控系统集中监控。

④通信

油区：在新建 1 号计量站内设置 1 套落地式通信网络机柜，柜内设置 2 套工业以太网交换机，1 套用于自控数据传输；新建交换机通过新建光缆接入预处理注入站拟建交换机，经拟建传输通道接入新疆油田逻辑专网，将自控及视频数据上传至吉庆作业区公寓中心机房。

预处理注入站：在预处理注入站新建仪控间内设置 1 套落地式通信网络机柜，柜内设置 2 套工业以太网交换机，新建交换机通过新建光缆接入 1 号混输站已建交换机，经已建传输通道接入新疆油田逻辑专网，将自控及视频数据上传至吉庆作业区公寓中心机房。

在预处理注入站新建 1 套区域型火灾自动报警系统，壁挂式火灾报警控制器及智能电源箱安装在 24h 有人值守的仪控间，在橇装仪控间内设置感烟火灾探测器、手动报警按钮、声光警报器及消防电话分机，火灾报警信号接入仪控间火灾报警控制器。在各配电室内设置感烟火灾探测器、手动报警按钮及声光警报器，变压器室

及电缆沟内设置缆式线型感温探测器，火灾报警信号接入仪控间火灾报警控制器。在压缩机房设置隔爆型火焰探测器、隔爆型手动报警按钮及隔爆型声光报警器。

⑤消防

预处理注入站属于五级站场，站场不设置消防给水设施，配备 18 具 MF/ABCE8P 手提式磷酸铵盐干粉灭火器、2 具 MT/BE7 手提式二氧化碳灭火器和 1 套消防工具架。

⑥供热及采暖

供暖建筑为值班室、仪柜间、变频器室，供暖热负荷 19.3kW，周围无可依托的供热热源，本次采用电采暖。

⑦防腐

集油区：埋地无缝钢管外壁：防腐层采用熔结环氧粉末一次成膜结构，防腐层厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$ ；保温层采用聚氨酯泡沫塑料，厚度 $\geq 30\text{mm}$ ，保温管轴向偏心量 $\pm 3\text{mm}$ ；防护层采用聚乙烯专用料，厚度 $\geq 1.4\text{mm}$ 。采用“一步法”成型工艺。补口防腐层采用无溶剂环氧涂料和辐射交联聚乙烯热缩补口带，保温层材料同管体，外防护层采用补口套。集油区埋地无缝钢管保温管单根预制合格后，端面必须加防水帽密封防水，然后方可出厂。钢接头外壁防腐：弹性聚氨酯防腐漆一道底漆-二道面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 0.20\text{mm}$ 。柔性复合管保温层补口采用 30mm 厚憎水型复合硅酸盐毡。保温层外缠弹性聚氨酯漆及玻璃布做防护层，防护层结构为：一层玻璃布~二道聚氨酯涂料面漆~一层玻璃布~二道聚氨酯涂料面漆，防护层干膜厚度 $\geq 0.4\text{mm}$ 。

其余埋地保温管道外壁：保温层采用聚氨酯泡沫塑料，厚度为 30mm，保温管轴向偏心量 $\pm 3\text{mm}$ ；防护层采用聚乙烯专用料，厚度 $\geq 3\text{mm}$ 。采用“管中管”施工工艺。保温层材料及结构同管体，外防护层采用聚乙烯补口套。其余埋地保温管道保温管端面：弹性聚氨酯防腐漆一道底漆-二道面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 0.2\text{mm}$ 。地面保温碳钢管道外壁防腐层：采用无溶剂环氧防腐涂料，喷涂二道，防腐层干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$ 。管道防腐层补口结构同管体。碳钢表面采用喷砂除锈方式，除锈后的表面应达到 GB/T8923.1 中 Sa2.5 级，喷砂除锈的金属表面粗糙度宜在 40~75 μm 。钢接头外壁采用机械除锈，除锈等级不低于 St3 级

预处理注入站：保温碳钢管道外壁防腐层：采用无溶剂环氧防腐涂料，喷涂二

道，防腐层干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$ 。管道防腐层补口结构同管体。埋地保温管道外壁：保温层采用聚氨酯泡沫塑料，厚度为 30mm，保温管轴向偏心量 $\pm 3\text{mm}$ ；防护层采用聚乙烯专用料，厚度 $\geq 3\text{mm}$ 。采用“管中管”施工工艺。保温层材料及结构同管体，外防护层采用聚乙烯补口套。碳钢表面采用喷砂除锈方式，除锈后的表面应达到 GB/T8923.1 中 Sa2.5 级，喷砂除锈的金属表面粗糙度宜在 $40\sim 75 \mu\text{m}$ 。

（3）环保工程

环保工程主要为施工期材料及临时土方采用防尘布覆盖，逸散性材料运输采用苫布遮盖；运营期井口设置除硫加药装置；预处理站内转油泵、排污泵的基础减振，井下作业时各机泵设置的基础减振。井下作业时带罐作业；井场和预处理注入站的防渗措施以及井下作业过程中铺设的防渗材料；安装防喷器和井控装置，配备的消防器材。

（4）依托工程

原油转输依托 1 号混输泵站转输，处理依托页岩油联合站进行处理；净化油外输依托页岩油联合站内现有净化油外输系统；原油处理系统分离出的采出水、洗井废水和井下作业废液依托压裂返排液处理系统处理；废润滑油、废油桶、含油废抹布劳保用品和沾油废防渗材料贮存依托页岩油联合站在建危险废物暂存场，危险废物处置依托有相应危险废物处理资质的单位回收处置；生活污水依托吉木萨尔县污水处理厂处理，生活垃圾依托吉木萨尔县生活垃圾填埋场。各依托工程环保手续见表 3.2-11，依托可行性分析如下：

表 3.2-11 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
原油、采出水、洗井废水和井下作业废液	吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏吉 305-吉 17-吉 37 井区联合站建设工程重大变更环境影响报告表	第六师五家渠市生态环境局 师环监函（2019）38 号 2019 年 6 月 17 日	2021 年 10 月 28 日通过了企业自主竣工环境保护验收
	新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦草沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）	新疆生产建设兵团生态环境局 兵环审（2024）16 号 2024 年 06 月 14 日	正在建设
净化油外输系统	北三台油库扩建工程及吉 305-吉 17-吉 37 井区联合站至北三台油库输油管线（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

危险废物 暂存	新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井 区芦草沟组页岩油产能建设项目 (页岩油联合站二期扩建工程)	新疆生产建设兵团生态环境局 兵环审(2024)16 号 2024 年 06 月 14 日	正在建设
生活污水	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
生活垃圾	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

①采出液转输依托可行性分析

预处理注入站分离出的采出液通过 1 号混输泵站转输至页岩油联合站, 1 号混输泵站内转输工艺流程为: 油区来气液进入进站汇管, 汇管出液进入一体化加热接转装置, 通过一体化加热接转装置加热缓冲后, 经一体化加热接转装置上的混输泵增压, 再通过混输管道混输至页岩油联合站。一体化加热接转装置加热缓冲罐分离出的伴生气经除油器进一步处理后分离出的伴生气作为加热缓冲罐燃料气用, 剩下的伴生气进入混输泵增压外输。

1 号混输泵站设计转液规模为 $100 \times 10^4 \text{t/a}$, 实际转液量 $5.92 \times 10^4 \text{t/a}$, 富余能力 $94.08 \times 10^4 \text{t/a}$, 本项目新增转液量为 $8 \times 10^4 \text{t/a}$, 1 号混输泵站富余转液能力可满足本项目需求。

②原油处理系统依托可行性分析

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

缓冲罐混合后回掺至进站管汇。

原油处理系统设计规模 $200 \times 10^4 \text{t/a}$ （已建 2 列 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ 的原油处理系统，在建 2 列 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ 原油处理系统，总处理能力 $150 \times 10^4 \text{t/a}$ ），实际处理量为 $141.47 \times 10^4 \text{t/a}$ ，本项目新增产能为 $2.68 \times 10^4 \text{t/a}$ ，富余处理能力可满足需求。

②压裂返排液处理装置

压裂返排液暂存在处理区的 1 座 15 万方暂存池，吉庆油田作业区压裂返排液处理目前委托第三方处置单位进行处理，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，出水经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 $4500 \text{m}^3/\text{d}$ 。根据运行实际，井区压裂用水需求较高，净化水全部用于压裂液复配，未向吉 7 井区输送。

另外吉庆油田作业区正在实施《新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦苇沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）》，该工程拟在页岩油联合站内新建 1 套 $3000 \text{m}^3/\text{d}$ 压裂返排液处理系统，建成后站内分离出的采出水全部进入新建系统处理，同时还可承担部分压裂返排液的处理任务，采用重力除油+电化学处理+生物处理的组合处理工艺。该工程已取得新疆生产建设兵团生态环境局出具的《关于新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦苇沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）环境影响报告书的批复》兵环审（2024）16 号。该项目实施过程中因压裂返排液处理装置的设计处理规模及处理工艺发生变动，目前变更项目的环境影响报告书已上报至五家渠市生态环境局，正在审批过程中。

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 $5268 \text{m}^3/\text{d}$ ，在建压裂返排液处理装置设计处理规模为 $4800 \text{m}^3/\text{d}$ 。本项目新增采出水量为 $4.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （ $140 \text{m}^3/\text{d}$ ）、洗井废水和井下作业废液合计量为 $1932.06 \text{m}^3/\text{a}$ （ $193.206 \text{m}^3/\text{d}$ ，井下作业时间按照 10 天考虑），富余处理能力可满足需求，依托可行。

③净化油外输系统依托可行性分析

本项目原油经页岩油联合站原油处理系统处理合格后，依托现有净化油外输管线管输至北三台油库，净化油外输系统设计规模为 $260 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际外输规模为 $107 \times 10^4 \text{t/a}$ ，富余外输能力为 $153 \times 10^4 \text{t/a}$ ，本项目新增产能为 $2.68 \times 10^4 \text{t/a}$ ，现有外输系统可满足输送需求，依托可行。

北三台油库最大设计周转量为 $359.04 \times 10^4 \text{t/a}$ ，本项目新增产能为 $2.68 \times 10^4 \text{t/a}$ ，项目新增产能占北三台油库最大设计周转量比例相对较小，北三台油库现有设施可满足本项目需求，依托可行。

④危险废物贮存依托可行性分析

废分子筛、废润滑油、废油桶、含油废抹布劳保用品、沾油废防渗材料贮存依托页岩油联合站在建的危险废物暂存场。新建危险废物暂存场，新建危废暂存设施占地 1200m^2 ，为棚式设计，为单层门钢架结构，三面建设钢混墙（高 1m），一面为钢铁门，方便运输车辆进出；顶部加盖彩钢板顶棚，具备防风、防雨、防晒功能，配套建设渗滤液收集池，池体、暂存场基础、地面及围墙采用人工防渗材料+抗渗混凝土，抗渗等级设计为 P8，总体防渗系数小于 10^{-10}cm/s ，危险废物暂存场满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求。该工程已取得新疆生产建设兵团生态环境局出具的《关于新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦苇沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）环境影响报告书的批复》兵环审〔2024〕16 号，目前正在准备建设。拟建危险废物暂存场可满足本项目危险废物的贮存需求，依托可行。

⑤危险废物处理

2025 年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危废处置协议。克拉玛依博达环保科技有限公司（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 1.71t/a，HW49 类危险废物约 1.25t/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。

⑥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 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 624m³/a，该污水处理厂富余处理能力可以满足项目处理需求，依托可行。

⑦生活垃圾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° 04′ 15.8″，北纬 43° 59′ 10.1″，近期工程生活垃圾清运处理量 100t/d，总库容 63×10⁴m³，服务年限 11 年；远期工程生活垃圾清运处理量 130t/d，总库容 94.5×10⁴m³，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 19.5t/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。

3.2.4 主要技术经济指标

主要技术经济指标见表 3.2-12。

表 3.2-12 主要技术经济指标一览表

类别	数量	类别	数量
设计动用资源储量	2.68×10 ⁴ t/a	临时占地面积	112080m ²
设计井数	12 口	永久占地面积	6801m ²
不同规模站场数	2 座（1 座计量站、2 号计量站和预处理注入站合建）	电能消耗量	521×10 ⁴ kW·h/a
管道长度	11.8km	总投资	5908.52 万元
劳动定员	新增工作人员 130 名	环保投资	281 万元
工作制度	年运行 300 天		

3.2.5 生产工艺及环境影响因素分析

(1) 井筒改造施工工艺及环境影响因素分析

拟部署井固井质量合格，井况良好，但套管均为非气密封丝扣套管，并且水泥返高较低（主要在 800-1300m 之间），存在丝扣气体漏失的风险和套外窜风险。油套管均不防腐，存在油管 and 套管腐蚀的风险，随 CO₂ 分压增加，腐蚀速率加剧，并且使用的固井水泥是非防 CO₂ 腐蚀水泥，存在着套管外腐蚀的问题；采用固井桥塞分段压裂工艺，单段 3 簇，储层改造规模较大，CO₂ 吞吐存在气窜风险。为此，施工期需对井筒进行改造，施工工艺主要为：施工准备→停井静压测试→挤压井→下入油管堵塞器→拆卸井口采油树→安装防喷作业设备→打捞堵塞器→循环压井→防喷起管→通井、刮削、洗井→井况检测→下注气管柱至预定井段→连接双公短节、坐好油管挂、上全拧紧顶丝→拆除作业设备→安装采油树并试压合格→替油套环空保护液→投球、封隔器坐封、验封→打掉坐封钢球及球座→交井。其中通洗井、通径、刮管、下注气管柱、按照采油树要求如下：

①通洗井要求

按规范要求进行通洗井作业，必须用不小于 60℃ 的清水充分冲洗井筒，避免地层流体及杂质附着在套管上或残留在井筒，从而导致 CO₂ 注入后引起井筒堵塞或腐蚀。

②通径、刮管要求

下入通径管柱，通径至封隔器坐封处以下 10m，用 Φ139.7mm 套管刮管器，对封隔器坐封段上下反复刮管 6 次，同时下入试注管柱。

③下注气管柱要求

※按标准检查全部预下井管柱，确认油管完好后，采用 10m 以上的钢卷尺，反复丈量 3 次，丈量误差在 0.2m/1000m 以下；

※在地面用 Φ59mm 的通径规将全部下井油管逐根通管；

※油管下井前丝扣要清洗干净，涂匀丝扣油，油管丝扣要按标准扭矩上牢上紧，防止管柱漏失；

※下放注气管柱时严格按照气密封油管作业要求，下放速度控制在 2m/s 以内；

※完井施工时，每个扣必须严格按照上扣扭矩要求进行上扣和气密封检测，发现不合格的扣及时更换；

※注气封隔器下至预定座封位置后，测上提下放负荷并作记录，并进行校深，确认入井管柱数量和深度无误；封隔器座封前，从油套环空挤注水基环空保护液，将封隔器以上的油套环空内全部充满环空保护液；

※连接双公短节、油管挂，在油管挂上面连接提升油管，慢慢下放管柱，坐入油管挂，坐好井口附件。

④安装采油树

安装井口采油树，根据 GB/T22513-2013 标准执行，保证气密封合格，符合工程安装和生产要求。井口装置安装完毕后地面用清水或高压气对井口进行试压，保证不渗不漏，气密封合格，确保投产后井口装置密封良好。

油管采用钨镍镀层防腐油管，封隔器以上环空加注环空保护液，注 CO₂ 期间不同时间段注入缓蚀剂溶液段塞，生产时产出保护井下管柱。推荐采用防冻型水基环空保护液对套管防腐保护。

废气主要为施工机械及车辆尾气，废水主要为通洗井废水，噪声源主要为各类施工机械及车辆，本次改造不涉及原有设备拆除，固体废物主要为通井、刮井时产生的含油废渣和建筑垃圾。

(2) 对 A、B 区的边部井 JHW00421 井、JHW034 井采用注水封堵防窜，选择“CO₂ 响应型柔性颗粒+CO₂ 响应凝胶+CO₂ 响应自增稠流体”三级控窜组合段塞，实现多级控缝，一级段塞采用 CO₂ 响应型柔性颗粒体系，深部封堵主窜流通道；二级段塞采用 CO₂ 响应凝胶体系，封堵主体气窜通道；三级段塞采用响应增稠体系，维持封堵主流窜流通道时间及封堵次级窜流通道，延缓绕流时间。封堵剂用量及各段塞用量见表 3.2-13 和表 3.2-14。

表 3.2-13 封堵剂用量设计表

井号	压裂砂量 (m ³)	35%孔隙度裂缝孔隙体积 (m ³)	堵剂用量 占比	堵剂用量 (m ³)
JHW00421	4781	1674	2/3	1116
JHW034	3510	1229	2/3	820

表 3.2-14 气窜封堵段塞设计

段塞名称	段塞组成	用量 (m ³)	备注
------	------	----------------------	----

		JHW00421	JHW034	
段塞 1	CO ₂ 响应型柔性颗粒	200	100	控缝
段塞 2	CO ₂ 响应凝胶	816	620	控主流通道
段塞 3	CO ₂ 响应自增稠流体	100	100	延缓绕流

考虑地层各段渗透性差异，采用笼统注入工艺，让封堵剂自适应封堵。注入压力低于地层破裂压力，注入速度与前期临井注水/气速度持平，满足安全施工要求。水平井气窜封堵工艺参数可根据试验井气窜情况调整，具体按照单井封窜工程设计执行。

(3) 地面工程施工工艺流程及产污环节示意图

施工期主要包括井场、预处理注入站建设、管线建设及公用工程建设，其施工工艺及产污节点见图 3.2-8。

管线保温后埋地敷设，单井采油管线、注气管线埋深-1.7m，集油干线和转液管线埋深-1.9m，保温层均采用 30mm 厚聚氨酯泡沫塑料，防护层采用高密度聚乙烯塑料；穿越沥青路面采用顶管穿越，穿越简易道路采用大开挖方式，穿越道路时加套管；施工作业带宽度控制在 8m 范围内。

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

(2) 运营期工艺流程及环境影响因素分析

① 油气集输工艺

单井采用加热密闭集输工艺，油气集输采用“井口→计量站→新建预处理注入站→1 号混输泵站→处理站”三级布站加热密闭集输工艺，具体流程如下：页岩油井区采油井来气液混合物通过单井采油管线先进入计量站计量后进入集输干线，采出阶段采出气液先通过新建集输管道进入新建预处理注入装置区，经油气分离器进行气液分离后，分离出的液经加热、增压后管输至 1 号混输泵站进行转输，最终管输至页岩油联合站原油处理系统进行处理；分离出的气去采出气回注系统，通过增压后注入指定的注入井。

废气主要为油气集输过程中产生的无组织挥发性有机物和硫化氢；脱硫产物为水溶性液体，与采出物一同管输至页岩油联合站，除硫加药装置无废水产生，废水

主要为井下作业时产生的洗井废水和井下作业废液，固体废物主要废润滑油、废油桶、沾油废防渗材料。

②井场除硫工艺

※除硫原理

除硫采用三嗪化合物，三嗪化合物是一种大分子活性剂，分子链上富含氮原子，并且含有活泼氢原子，能与 H₂S 里的 S²⁻ 发生不可逆化学反应生成噻二嗪，从而达到去除天然气中 H₂S 的目的。其脱硫产物均为水溶性液体，安全性高，而且不需回收，可直接回注地层。三嗪及其衍生物的合成示意图见图 3.2-10，三嗪脱硫剂和 H₂S 亲核取代反应见图 3.2-11。三嗪类硫化氢处理剂与硫化氢反应产物可以很好地溶解在水中，不会生成不溶性沉淀物。

三嗪类硫化氢处理剂是一种非再生型新型高效硫化氢处理剂，通常为无色或淡黄色透明粘稠状液体，无刺激性气味。三嗪化合物是一种大分子活性剂，分子链上富含氮原子，并且含有活泼氢原子，能与 H₂S 里的 S²⁻ 发生不可逆化学反应生成噻二嗪，从而达到去除天然气中 H₂S 的目的。该除硫剂及其脱硫产物均为水溶性液体，安全性高，而且不需回收，同采出物由管线管输至页岩油联合站进行处理。井场不储存除硫剂，由工作人员根据每个除硫加药装置除硫剂的使用情况进行添加。除硫剂技术指标见表 3.2-15。本项目除硫剂消耗量为 6750m³/a。

表 3.2-15 硫化氢处理剂技术指标

项目	指标
外观	均匀液体
pH 值	6.0~9.0
密度 (20℃), g/cm ³	1.00~1.20
残余硫化氢, mg/m ³	≤5
可溶性硫化物去除率, %	≥95
硫容, mg/L	≥50

※除硫工艺

本项目采用连续加药除硫工艺，除硫剂通过加药撬加入井口采出物中，能够有效清除硫化氢井的 H₂S 气体，井口 H₂S 浓度低于安全限值，含除硫剂的采出物管输至预处理注入站进行预处理，最终管输至页岩油联合站处理。

脱硫过程中无废气、废水和噪声产生，固体废物主要为废脱硫剂包装物。

③CO₂注入工艺

CO₂ 注入采用单泵单井增压注入工艺，具体工艺流程为：罐车拉运的液相 CO₂ 卸至液相 CO₂ 储罐，再由泵将液相 CO₂ 注入井内。

④预处理注入站工艺

※主体工艺：集油区来气液（ $Q_{液}=263\text{t/d}$ 、 $Q_{气}=16533\text{Nm}^3/\text{d}$ 、 $P=0.3\sim0.35\text{MPa}$ 、 $T=30\sim40^\circ\text{C}$ 、CO₂ 浓度 79.6%）加入缓蚀剂后进入站内生产分离器进行气液分离，液相（0.25~0.3MPa，30~40℃）通过转油泵增压至 0.6MPa~0.9MPa 后，经加热（ $T=40\sim50^\circ\text{C}$ ）、计量后输往 1 号混输站；分离出的气相进入除油器进一步除液，除油器出气（ $Q_{气}=16533\text{Nm}^3/\text{d}$ 、 $P=0.25\sim0.3\text{MPa}$ 、 $T=30\sim40^\circ\text{C}$ 、CO₂ 浓度：79.6%）去分子筛脱水装置脱水，脱水后干气（水露点 $\leq-40^\circ\text{C}$ ）经伴生气压缩机增压至 5.1~5.5MPa、温度 50~60℃后井单井注气管线管输至采出气回注井回注。

※事故流程：事故状态下，自动打开转输泵进、出口越站电动旁通阀，旁通阀与两相分离器液位进行联锁，采出液自压通过越站旁通直接出站去开除液器出口紧急放空阀，通过除液器气相稳压阀稳定两相分离器压力调整为 0.9MPa。

※加药系统

为减缓 CO₂ 对预处理站及后端管线和设备的腐蚀，在站内加入缓蚀剂。

※放空系统

放空系统主要用于排放生产分离器、除液器和压缩机组事故泄压状态安全阀排出的油田伴生气，站内来放空气先进入放空除液器除去伴生气中大于燃烧后放空。

※排污系统

排污系统用于收集站内各单位检维修过程的排污，设污油罐当液位达到设定值时自动启动污油泵，将污油罐内含水污油回掺至进站管汇。

预处理工艺及采出气回注工艺流程见图 3.2-12。

废气主要为油气处理过程中产生的无组织挥发性有机物和硫化氢；废水主要为装置排污水，固体废物主要为废分子筛、废润滑油、废油桶、沾油废防渗材料。

⑤注水工艺流程及产污环节

注水水源由罐车拉运至井场，卸入转液罐中，由转液泵泵送至储液罐中，再由撬装泵泵送至注水井口进行回注，工艺流程及产污环境见图 3.2-13。注水井井号分

别为 JHW00421 和 JHW034 井，设计注水规模分别为 140m³/d、90m³/d

（3）役期运营期工艺流程及环境影响因素分析

退役期主要包括注采井和采出气回注井、预处理注入站各设备及其他公用工程等设施的拆除、清理等施工活动，管线封堵等。工艺及产污节点分析见图 3.2-14。

退役期废气主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气、吹扫废水、噪声、建筑垃圾等。

3.3 污染源源强核算

3.3.1 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和焊接废气。

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、设备及管线的装卸、运输、堆放以及施工车辆运输，污染物主要为 TSP。

②施工机械及施工车辆尾气

施工期各类机械及运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。

③管线焊接废气

无缝钢管管道组对连接过程中将产生一定量的焊接烟尘，对周围大气环境产生一定的影响。但由于施工期短暂，区域大气环境扩散条件好，管线焊接废气对环境质量影响不大。

（2）废水

施工期不设施工营地，无生活污水产生，废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水和洗井废水。管道试压采用清水试压，从附近村庄拉运至施工区，根据新建管线管径计算出管道试压用水量约为 12.4m³；试压完毕后产生少量的试压废水，主要污染物为悬浮物，浓度在 40~60mg/L，产生的废水用于施工区域内的洒水降尘。混凝土养护过程中会产生少量的混凝土养护废水，属于清净下水，自然蒸发处理；洗井废水排至专用储罐中，由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理装置处理。

(3) 噪声

噪声源主要为施工机械及施工车辆噪声，噪声级在 60dB (A) ~100dB (A) 之间。各噪声源噪声排放情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 施工期噪声排放情况一览表

噪声源名称	声功率级[dB (A)]	排放规律	噪声特性	降噪措施
施工机械	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和通井、刮井时产生的含油废渣，建筑垃圾主要为废边角料、废包装物等，产生量较少，集中收集后由施工单位清运，根据《固体废物分类与代码目录》可知建筑垃圾废物代码为 900-001-S72。通井、刮井时产生的含油废渣属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW08 类废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-249-08，危险特性为 T，I，不在项目区暂存，临时暂存在吉祥联合站危险废物暂存间暂存，最终交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

(5) 生态影响分析

①工程占地

本项目部署井均为老井利用，井场占地已进行过环境影响评价，本次不再重复计算，本次工程占地主要为 1 号计量站、预处理注入站（包括 2 号计量站）、单井采油管线、集油干线、转液管线、单井注气管线等，总占地面积为 118881m²，其中永久占地 6801m²，临时占地 112080m²，详见表 3.3-2。

表 3.3-2 占地概况一览表

序号	建设内容	数量	占地面积 (m ²)			备注	占地类型
			永久征地	临时占地	合计		
1	1号计量站	1座	150	0	150	尺寸 15m×10m	
2	预处理注入站（包括2号计量站）	1座	6651	0	6651	/	牧草地
3	单井采油管线	4.64km	0	55680	55680	施工作业带宽度 12m	牧草地
4	集油干线	2.3km	0	27600	27600	施工作业带宽度 12m	牧草地

5	单井注气管线	1.2km	0	14400	14400	施工作业带宽度 12m	牧草地
6	转液管线	1.2km	0	14400	14400	施工作业带宽度 12m	牧草地
	合计	/	6801	112080	118881	/	/

※土石方平衡

土石方主要产生于单井采油管线、集油支线、单井注气管线、预处理注入站等建设过程中，土石方全部回填，无弃方产生。具体土石方平衡见表 3.3-3。

表 3.3-3 土石方平衡一览表

序号	建设内容	数量	埋深	管线施工方案	挖方量 (m ³)	填方量 (m ³)
1	单井采油管线	4.64km	-1.7m	沟底开挖宽度0.9m，坡比1:0.33	12478	12478
2	集油支线	2.3km	-1.9m	沟底开挖宽度1m，坡比1:0.33	7110	7110
3	单井注气管线	1.2km	-1.9m	沟底开挖宽度1m，坡比1:0.33	3710	3710
4	转液管线	1.2km	-1.9m	沟底开挖宽度1m，坡比1:0.33	3710	3710
5	预处理注入站	1座	/	/	1995	1995
6	合计	/	/	/	29003	29003

3.3.2 运营期污染源强核算

(1) 废气

本次拟改造井均为现有生产井改造，9 口改造为注采井，井口阀门、法兰等连接件数量未发生变化，故无新增废气产生，9 口井的废气已进行核算过，本次不再重复核算；拟将 JHW00421 井、JHW034 共 2 口生产井改造为注水井，注水井运行过程中无废气产生；将 JHW00422 改造为采出气回注井，采出气回注井的阀门、法兰等连接件数量未发生变化，但回注气中 $WF_{VOCs,i}$ （流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数）/ $WF_{TOC,i}$ （流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数）的比值相比于采油井减少了，故采出气回注井由阀门、法兰等连接件产生的无组织非甲烷总烃排放量减少了。废气主要为 1 号计量站、预处理注入站（包括 2 号计量站）油气集输、处理过程中阀门、法兰等部位产生的无组织挥发性有机物（以非甲烷总烃计）和无组织硫化氢。

①无组织挥发性有机物

无组织挥发性有机物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_{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_{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_{TOC,i}—流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数；

e_{TOC,i}—密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率（泄漏浓度大于 10000umol/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 7200h。

根据上述公式计算油气集输过程中的无组织挥发性废气产生量见表 3.3-4。

表 3.3-4 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型		排放速率 (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (t/a)
1 号计量站	阀门	0.064	8	0.011
	法兰	0.085	16	0.029
	连接件	0.028	96	0.058
	小计	/	/	0.098
预处理注入站（包括 计量橇）	阀门	0.064	100	0.138
	法兰	0.085	200	0.367
	连接件	0.028	1200	0.726
	压缩机	0.073	2	0.003
	泵	0.074	4	0.006
	小计	/	/	1.24
合计	/	/	/	1.338

②硫化氢

根据伴生气性质可知，伴生气硫化氢的浓度在 0~30ppm（41.7mg/m³），本次按照不利因素考虑，硫化氢浓度取值为 30ppm（41.7mg/m³）；硫化氢目前无相应的源强核算技术指南，本次根据硫化氢含量及通过阀门、法兰等逸散的伴生气量核算硫化氢的产生量，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，计算结果详见表 3.3-5。

表 3.3-5 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)	伴生气泄漏量 (m ³ /a)	硫化氢产生量 (kg/a)
1 号计量站	41.7	0.098	631.957	0.026
预处理注入站	41.7	1.24	7996.16	0.333
合计	/	1.338	8628.117	0.359

③温室气体排放

根据《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）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧和 CH₄ 排放、工艺放空 CO₂ 和 CH₄ 排放、设备泄漏 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，公式如下：

$$E_{GHG} = E_{CO_2\text{燃烧}} + E_{GHG\text{火炬}} + \sum_s (E_{GHG\text{工艺}} + E_{GHG\text{逃逸}})_s - R_{CH_4\text{回收}} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2\text{回收}} + E_{CO_2\text{净电}} + E_{CO_2\text{净热}}$$

本项目无燃料燃烧 CO₂ 排放、工艺回收工艺放空 CO₂ 和 CH₄ 排放、无净购热力隐含的 CO₂ 排放，涉及温室气体排放的环节为原油开采、处理过程中 CH₄ 排放、火炬燃烧 CO₂ 排放和 CH₄ 排放、净购入电力隐含的 CO₂ 排放。

※原油开采过程中 CH₄ 逃逸排放量

页岩油开采过程中 CH₄ 逃逸排放量按照下式计算：

$$E_{CH_4\text{开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中：E_{CH₄-开采逃逸}为原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

j 为不同的设施类型；

Num_{oil,j} 为原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

EF_{oil,j} 为原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）；

$Num_{gas, j}$ 为天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas, j}$ 为天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

本项目为页岩油开采，亦属于原油开采，涉及 CH₄ 排放的设施主要为井口装置和预处理注入站，9 口注采井均为现有采油井改造，故本次不考虑 9 口注采井的温室气体排放，相关参数取值及计算结果见表 3.3-6。

表 3.3-6 页岩油开采过程甲烷逃逸排放排放量计算参数及结果一览表

场所	逃逸设施	设施逃逸	数量（座）	甲烷排放量（t/a）
1 口注气井（参照采气井）	井口装置	2.5t/年·个	1	2.5
预处理注入站	联合站	1.40t/年·个	1	1.40

根据表中参数，结合公式计算可知，CH₄ 逃逸排放量为 3.9t。

※火炬燃烧 CO₂ 排放和 CH₄ 排放

事故火炬燃烧放空过程中 CO₂ 和 CH₄ 的排放量公式如下：

$$E_{CO_2\text{-事故火炬}} = \sum_j GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times \left(CC_{(\text{非}CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{CH_4\text{-事故火炬}} = \sum_j \left[GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

式中： $E_{CO_2\text{-事故火炬}}$ 为由于事故火炬产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

$E_{CH_4\text{-事故火炬}}$ 为事故火炬产生的 CH₄ 排放，单位为吨 CH₄。

j 为事故次数；

$GF_{\text{事故},j}$ 为报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 m³/小时，本次取 0.06875 万 m³/h；

$T_{\text{事故},j}$ 为报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；本次取 6 小时；

$CC_{(\text{非}CO_2)_j}$ 为第 j 次事故火炬气中除 CO₂ 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 m³，计算公式如下：

$$CC_{\text{非}CO_2} = \sum_n \left(\frac{12 \times V_n \times CN_n \times 10}{22.4} \right)$$

V_n 为火炬气中除 CO₂ 外的第 n 种含碳化合物（包括一氧化碳）的体积浓度，取值范围 0~1，如某含碳化合物的体积浓度为 90%；根据伴生气中各组分含量

计算出 $CC_{(非CO_2)}$ 为 11.288;

CN_n 为火炬气中第 n 种含碳化合物（包括一氧化碳）化学分子式中的碳原子数目。

OF 为火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98;

$V_{(CO_2)_j}$ 为第 j 次事故火炬气中 CO₂ 的体积浓度，本次取 1%;

V_{CH_4} 为事故火炬气中 CH₄ 的体积浓度，本次取 71.07%。

根据上述公式计算出 CH₄ 和 CO₂ 排放量分别为 0.04t、16.8t。

※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：

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

式中： $E_{CO_2-净电}$ 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 5210MW·h/a，据此计算购入电力所产生的二氧化碳，详见表 3.3-7。

表 3.3-7 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 ）
5210	0.8922	4648.362

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

根据上述计算可知，本项目 CH₄ 排放量为 3.94t/a，CO₂ 排放量为 4664.562t/a。

④区域削减量

本次拟将 JHW00421 井、JHW034 共 2 口采油井改造为注水井，注水井运行过程中无废气产生，由采油时产生的无组织非甲烷总烃和硫化氢也随之消失，则由采油井改造为注水井时非甲烷总烃的削减量为 0.148t/a、硫化氢削减量为 0.04kg/a；将 JHW00422 改造为采出气回注井，采出气回注井的阀门、法兰等连接件数量未发生变化，但回注气中 $WF_{VOCs,i}$ （流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数）/ $WF_{TOC,i}$ （流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数）的比值相比于采油井减少

了，则非甲烷总烃和硫化氢排放量亦减少，减少量分别为 0.01t/a、0.003kg/a。综上所述，本项目实施后区域非甲烷总烃削减量为 0.158t/a、硫化氢削减量为 0.043kg/a。

项目实施后无组织废气排放量核算表见表 3.3-8。

表 3.3-8 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
					标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
1	M1	1 号计量站 阀门、法兰 及连接件等	NMHC	选用质量可靠的设 备、仪表、阀门 等；定期对站场的 设备、阀门等检查	GB39728—2020	4	0.098t/a
			硫化氢		GB14554-93 表 1	0.06	0.026kg/a
3	M2	预处理注入 站阀门、法 兰及连接件 等	NMHC	选用质量可靠的设 备、仪表、阀门 等；定期对站场的 设备、阀门等检查	GB39728—2020	4	1.24t/a
			硫化氢		GB14554-93 表 1	0.06	0.333kg/a

(2) 废水

废水主要为洗井废水和井下作业废液（压裂返排液和废洗井液）和生活污水。

①洗井废水

洗井废水产生量无相应的源强核算技术指南，本次评价参照《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》-1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数（见表 3.3-9）进行核算。

表 3.3-9 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

工艺名称	规模 等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技 术名称	排污 系数
非低渗透油 井洗井作业	所有 规模	工业废水量	t/井次-产品	76.0	回收回注	0
		化学需氧量	g/井次-产品	104525	回收回注	0
		石油类	g/井次-产品	17645	回收回注	0
低渗透油井 洗井作业	所有 规模	工业废水量	t/井次-产品	27.13	回收回注	0
		化学需氧量	g/井次-产品	34679	回收回注	0
		石油类	g/井次-产品	6122	回收回注	0

项目区为低渗透油井，采用表 3.3-9 低渗透油井洗井作业产污系数计算洗井废水及废水中各污染物的产生量，计算结果详见表 3.3-10。

表 3.3-10 洗井废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	12 井合计产生量 (t/a)
工业废水量	27.13t/井次-产品	325.56
化学需氧量	34679g/井次-产品	0.416
石油类	6122g/井次-产品	0.073

②井下作业废液

注气井户和注水井不进行压裂作业，无井下作业废液产生；注采井井下作业进行压裂工序时，根据建设单位提供资料可知，压裂过程中不使用酸化液，故无酸化压裂返排液产生，压裂时会产生一定的压裂返排液，修井时会产生一定的废洗井液，井下作业废液主要包括压裂返排液和废洗井液，其产生量无相应的源强核算指南，本次评价采用《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中的《工业源产排污核算方法和系数手册》-1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数进行核算，产污系数见表 3.3-11。

表 3.3-11 压裂返排液及废洗井液产生量一览表

污染物名称		产污系数	9 口井合计产生量
低渗透油井	压裂返排液	153.21m ³ /井·次	1378.89m ³ /a
	废洗井液	25.29t/井	227.61t/a

压裂返排液及废洗井液收集至专用储罐中，由罐车拉运至压裂返排液处理系统处理，出水水质达到《压裂酸化返排液处理技术规范》(Q/SY02012-2016) 后用于压裂液复配。

③装置排污水

预处理注入站内各设备检维修时会产生装置排污水，主要为含油污水，产生量约为 45.6m³/a，污染物主要为石油类和悬浮物，参照采出水的浓度可知，装置排污水中石油类和悬浮物的产生浓度及产生量分别为石油类 254mg/L、0.0116t/a，悬浮物 289mg/L、0.0132t/a。装置排污水排至排污罐中，由污油泵将排污罐中的液体管输至进站管汇。

④生活污水

预处理注入站和每座井场均设有 10 名劳动定员，共设有 130 名劳动定员，根据《新疆维吾尔自治区生活用水定额》按每人每天用水量 20L 计算，单座站场生活用水量 60m³/a，本项目合计生活用水量为 780m³/a；生活污水排水系数取 0.8，则单座

站场生活污水产生量约 48m³/a，本项目合计生活污水产生量为 624m³/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、悬浮物和氨氮，排放浓度和排放量分别为化学需氧量 350mg/L、0.218t/a，悬浮物 200mg/L、0.125t/a，氨氮 30mg/L、0.019t/a。生活污水排至站场外化粪池内，最终清运至吉木萨尔县生活污水处理厂处理。

(3) 噪声

噪声源主要为井场内的机泵、巡检车辆等，噪声排放情况见表 3.3-12。

表 3.3-12 运营期噪声排放情况一览表

井号	名称	数量 (台)	源强dB (A)	空间位置			声源控制 措施	运行时段
				X	Y	Z		
JHW035	投捞式电潜螺杆泵	1	85-90	27	25	0.5	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
	高压往复泵	2	85-90	14	12	0.5		
	二氧化碳专用泵	2	85-90	14	8	0.5		
	隔爆屏蔽泵	1	85-90	20	21	0.5		
JHW036	投捞式电潜螺杆泵	1	85-90	27	25	0.5		
	高压往复泵	2	85-90	14	12	0.5		
	二氧化碳专用泵	2	85-90	14	8	0.5		
	隔爆屏蔽泵	1	85-90	20	21	0.5		
JHW00526	投捞式电潜螺杆泵	1	85-90	27	25	0.5		
	高压往复泵	2	85-90	14	12	0.5		
	二氧化碳专用泵	2	85-90	14	8	0.5		
	隔爆屏蔽泵	1	85-90	20	21	0.5		
JHW00525	投捞式电潜螺杆泵	1	85-90	27	25	0.5		
	高压往复泵	2	85-90	14	12	0.5		
	二氧化碳专用泵	2	85-90	14	8	0.5		
	隔爆屏蔽泵	1	85-90	20	21	0.5		
J10064_H	投捞式电潜螺杆泵	1	85-90	27	25	0.5		
	高压往复泵	2	85-90	14	12	0.5		
	二氧化碳专用泵	2	85-90	14	8	0.5		
	隔爆屏蔽泵	1	85-90	20	21	0.5		
JHW032	投捞式电潜螺杆泵	1	85-90	27	25	0.5		
	高压往复泵	2	85-90	14	12	0.5		
	二氧化碳专用泵	2	85-90	14	8	0.5		
	隔爆屏蔽泵	1	85-90	20	21	0.5		
JHW033	投捞式电潜螺杆泵	1	85-90	27	25	0.5		
	高压往复泵	2	85-90	14	12	0.5		

	二氧化碳专用泵	2	85-90	14	8	0.5
	隔爆屏蔽泵	1	85-90	20	21	0.5
JHW031和 JHW032	投捞式电潜螺杆泵	2	85-90	27	25	0.5
	高压往复泵	2	85-90	14	12	0.5
	二氧化碳专用泵	2	85-90	14	8	0.5
	隔爆屏蔽泵	1	85-90	20	21	0.5
J10002_H	投捞式电潜螺杆泵	1	85-90	27	25	0.5
	高压往复泵	2	85-90	14	12	0.5
	二氧化碳专用泵	2	85-90	14	8	0.5
	隔爆屏蔽泵	1	85-90	20	21	0.5
JHW00422	注气井口装置	1	65-80	10	10	0.5
JHW034	注水泵	1	85-90	16	20	0.5
	转液泵	1	85-90	32	10	0.5
JHW00421	注水泵	1	85-90	16	20	0.5
	转液泵	1	85-90	32	10	0.5
预处理注 入站	油气分离橇	2	65-80	51	11	0.5
	伴生气除液器橇	1	65-80	41	13	0.5
	缓蚀剂注入泵	1	85-90	74	21	0.5
	转油泵	2	85-90	36	14	0.5
	分子筛脱水橇	1	65-80	26	12	0.5
	往复式注入压缩机	2	90	14	11	0.5
	排污泵	1	85-90	66	6	0.5

(4) 固体废物

固体废物主要为一般工业固体废物——废包装物、危险废物——废润滑油、废油桶、沾油废防渗材料、废分子筛、废含油抹布和劳保用品和生活垃圾。

①废包装物

注采井设除硫加药装置，脱硫剂主要为三嗪类硫化氢处理剂，主要采用桶装，使用过程中会产生一定的废脱硫剂包装物，产生量约为 0.1t/a，废脱硫剂包装物属于一般工业固体废物，直接由厂家回收利用；缓释剂和消泡剂使用过程中会产生一定的废包装物，产生量为 0.1t/a，缓蚀剂主要成分为喹啉季铵盐缓蚀剂+HEDP（羟基亚乙基二膦酸），废缓释剂和消泡剂包装物属于一般工业固体废物，直接由厂家回收利用。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。

②废润滑油

设备维修会产生一定的废润滑油，根据现有采油井场实际产生情况估算，单井废润滑油产生量约为 0.05t/a，则 12 口井合计产生量为 0.6t/a，预处理注入站设备检维修产生的废润滑油约为 0.2t/a，则废润滑油合计产生量为 0.8t/a。废润滑油属于《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，临时贮存在页岩油联合站危险废物临时暂存场，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。

③废油桶

设备检维修过程中使用润滑油时会产生一定的废油桶，根据润滑油的使用量计算出废油桶的产生量为 0.07t/a，废油桶属于《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 900-249-08，危险特性为 T、I，临时贮存在页岩油联合站危险废物暂存场，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。

④沾油废防渗材料

注采井场日常巡检、检修过程中会产生一定的沾油废防渗膜，沾油废防渗膜属于《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，危险特性为 T、I，根据现有采油井场实际产生情况估算，单井产生量约 0.07t/a，则 12 口井沾油废防渗膜产生量约为 0.84t/a，临时贮存在页岩油联合站危险废物暂存场，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。

⑤废含油抹布和劳保用品

设备检维修过程中会产生一定的废含油抹布、劳保用品，产生量约为 0.05t/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，废含油抹布和劳保用品单独收集后临时贮存在页岩油联合站危险废物暂存场，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。

⑥废分子筛

伴生气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 2m³/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的危险废物暂存场，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生活垃圾

预处理注入站和每座井场均设有 10 名劳动定员，共设有 130 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 19.5t/a，集中收集后送至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处理。

各类危险废物汇总情况见表 3.3-13。

表 3.3-13 危险废物汇总情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量 (t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性	污染防治措施
1	废润滑油	HW08	900-214-08	0.8t/a	设备检维修	液态	油类	油类	T, I	交由有相应危险废物处理资质的单位处理
2	废油桶	HW08	900-249-08	0.07 t/a	设备检维修	液态	油类	油类	T, I	
3	沾油废防渗材料	HW08	900-249-08	0.84t/a	井下作业	固态	油类	油类	T, I	
4	废含油抹布、劳保用品	HW49	900-041-49	0.05t/a	设备检维修	固态	油类	油类	T/In	
5	废分子筛	HW49	900-041-49	2m ³ /次	伴生气脱水	固态	分子筛、油类	油类	T/In	

(5) 生态影响

运营期不新增占地，不会造成新的生态破坏，临时占地范围内的植被正在自然恢复，人类活动及巡检车辆可能对项目区及周边野生动植物产生一定的影响。

(6) 污染物排放量汇总

运营期污染物排放情况见表 3.3-14。废水经压裂返排液处理装置处理后用于压裂液的复配，固体废物均得到妥善处置，故本次仅统计废气污染物排放量的“三本账”，详见表 3.3-15。

表 3.3-14 运营期污染物产生及排放一览表

类别	污染源	污染物名称	污染因子	产生量	排放量	处理措施及排放去向
废气	井场油气集输、预处理注入站油	无组织挥发性有机物	非甲烷总烃	1.338t/a	1.338t/a	选用质量可靠的设备、仪表、阀门

	气处理过程的阀门、法兰等	无组织硫化氢	硫化氢	0.359kg/a	0.359kg/a	等；定期对井场、预处理注入站的设备、阀门等检查排放至大气环境
废水	井下作业	压裂返排液	压裂返排液	1378.89m ³ /a	0	送至压裂返排液处理系统处理
	井下作业	废洗井液	废洗井液	227.61m ³ /a	0	
	井下作业	洗井废水	洗井废水	325.56m ³ /a	0	
	预处理注入站内各设备检维修	装置排污水	装置排污水	45.6m ³ /a	0	排至排污罐中，由污油泵将排污罐中的液体管输至进站管汇
	工作人员	生活污水	生活污水	624m ³ /a	0	送至吉木萨尔县污水处理厂处理
噪声	各类机泵及巡检车辆	噪声	连续等效 A 声级	/	/	采用低噪声设备、基础减振
固体废物	设备检维修	废润滑油	废润滑油	0.8t/a	0	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
	设备检维修	废油桶	废油桶	0.07t/a	0	
	设备检维修	废含油抹布、劳保用品	废含油抹布、劳保用品	0.05t/a	0	
	井下作业	沾油废防渗材料	沾油废防渗材料	0.84t/a	0	
	伴生气脱水	废分子筛	废分子筛	2m ³ /次	0	
	脱硫加药装置、缓蚀剂、消泡剂加入	废包装物	废包装物	0.2t/a	0	厂家回收利用
	工作人员	生活垃圾	生活垃圾	19.5t/a	0	送至吉木萨尔县生活垃圾填埋场

表 3.3-15 本工程及现有工程排放量“三本账”一览表

类别	污染源	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	无组织排放	非甲烷总烃				
		硫化氢				
	热媒炉、燃气设备等烟气	NO _x				
		SO ₂				
		颗粒物				

3.3.3 退役期污染源分析

退役期施工过程中会产生少量的扬尘、废弃管线、建筑垃圾等。

3.3.4 非正常工况环境影响分析

可能出现的事故主要有井喷、井漏和管线泄漏事故和预处理注入站分离单元、伴生气增压单元发生故障，伴生气送至火炬系统燃烧放空。

①井喷事故

井喷主要是在油田钻井和井下作业过程中发生的事故。在井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，伴生气、采出水、原油和钻井液一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

②井漏事故

井漏事故一般发生在井下作业修井过程中，通常是由于套管破损或者固井质量不好，导致修井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度，因漏失层位各不相同，变化很大，一旦发生井漏，使大量修井液漏失，除造成经济损失外，还可能对地下含水层造成一定的污染和危害。

③管线泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，单井采油管线和拉油罐发生破裂导致原油、伴生气泄漏，泄漏的原油可能污染土壤和地下水。

④伴生气燃烧放空情况

预处理注入站内设备检维修操作、发生超压泄放等事故状态下伴生气送至放空火炬燃烧放空，根据设计方案可知，事故状态下伴生气最大量为 687.5m³/h（16500m³/d），单次放空最大时长均为 6h，放空火炬直径为 50mm。参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中火炬焚烧排放废气产污系数法进行核算：

$$D_{\text{火炬}} = \begin{cases} 2 \times \sum_{i=1}^n (S_i \times Q_i \times t_i) & \text{(二氧化硫)} \\ \sum_{i=1}^n (\alpha \times Q_i \times t_i) & \text{(氮氧化物)} \end{cases}$$

式中：D—核算时段内火炬排放废气中某种污染物产生量，kg；

n—火炬个数，量纲一的量；

S_i—核算时段内火炬气中的硫含量，kg/m³；

Q_i—核算时段内火炬气流量，m³/h；

t_i—火炬年运行时间，h；

α —排放系数, kg/m³, 氮氧化物取 0.054。

本项目伴生气中硫化氢含量为 41.7mg/m³, 放喷废气污染物主要为氮氧化物、二氧化硫, 事故状况下氮氧化物、二氧化硫排放情况见表 3.3-16。

表 3.3-16 事故状态下氮氧化物、二氧化硫排放量核算表

序号	污染源	事故排放原因	污染物	非正常排放速率 (kg/h)	单次持续时间 (h)	非正常排放量 (kg)	应对措施
1	预处理注入站	设备检维修及井喷	氮氧化物	37.125	6	222.75	通过放空火炬燃放空
			二氧化硫	0.054	6	0.324	

3.4 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。洗井废水、压裂返排液和废洗井液集中收集后送至压裂返排液处理系统处理, 处理达标后用于压裂液复配, 不外排; 生活污水送至吉木萨尔县污水处理厂处理; 本项目无氮氧化物排放, 非甲烷总烃为无组织排放, 故本次不进行总量控制指标申请。

3.5 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。

(1) 指标分析

①指标

根据《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》进行清洁生产水平评价。井下作业、采油作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.5-1 和表 3.5-2。

表 3.5-1 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
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	作业液消耗	m³/井次	10	≤5.0	<5	10
		新鲜水消耗	m³/井次	10	≤5.0	0	10
		单位能耗	—	10	行业基本水平	基本水平	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m³/井次	10	≤3.0	<3	10
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	232	0
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	1375	0
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5

定性指标						
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本项目评分
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施		具备	5	5
		地面管线防刺防漏措施		按标准试压	5	5
		防溢设备（防溢池设置）		具备	5	5
		防渗范围		废水、使用液、原油等可能落地处	5	5
		作业废液污染控制措施		集中回收处理	10	10
		防止落地原油产生措施		具备原油回收设施	10	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证			15	15
		开展清洁生产审核			20	20
		制定节能减排工作计划			5	5
(3) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求			20	20

表 3.5-2 采油定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							本项目				
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		<65	30		
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率		%	10	≥60		100	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	本项目评分			
(1) 生产工艺及设备要求	45		井筒质量			井筒设施完好		5	5		
			采气	/		10	采油	套管气回收装置		10	10
				/		20		防止落地原油产生措施		20	20
			采油方式			采油方式经过综合评价确定		10	10		
			集输流程			全密闭流程		10	10		
(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			

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表 3.5-3。

表 3.5-3 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	$75 \leq P < 90$

——井下作业：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

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

根据综合评价指数得分判定，本项目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）；制定合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少井下作业、油气开采过程中固体废物、废水、废气等污染物的产生量，从源头上减少了污染物的排放。

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

本项目行政隶属新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县，该县位于天山山脉东段北麓、准噶尔盆地南缘，北纬 43° 30′ ~45° 30′，东经 88° 30′ ~89° 30′，东同奇台县为邻，西与阜康市接壤，北与富蕴县相连，南以博格达山分水岭同吐鲁番市、乌鲁木齐县为界。县城距乌鲁木齐公路里程 165 千米，距昌吉回族自治州首府昌吉市 200 千米，东离伊州 550 千米，吐乌大高等级公路、国道 216 线及省道 303 线贯穿全境，交通便利。地理位置见图 4.1-1。

4.1.2 地形地貌

吉木萨尔县地势南北高、中间低，地貌可分为南部山区、中部平原、北部沙漠三种类型。南部山区为高山雪岭，北部为卡拉麦里山岭的低山残丘，两山之间是山前倾斜平原和低缓起伏的沙丘，最高点是二工河源头的雪峰，海拔 500m。

准噶尔盆地东部海拔为 1000m 左右，中部海拔在 600m 左右，西部艾比湖最低，海拔为 189m。中部是面积近 $5 \times 10^4 \text{km}^2$ 的古尔班通古特沙漠，占盆地面积的 16.3%，是我国第二大沙漠。沙漠区海拔 360~400m，地表形态多表现为蜂窝状固定或半固定沙丘，其次为活动性沙丘和新月形沙丘，沙丘链长度一般有百米至数公里不等，延伸方向随风向而异。地势由东南向西北倾斜，地形平坦宽阔，地质构造条件较好，自然坡度约为 3-8%。

项目区地处天山纬向构造体系凸弧形构造带的东翼，南部中低山区属天山地槽区北天山褶皱带，总地势南高北低。北有卡拉麦里山，南部靠近天山山脉，中部地势由东南向西北倾斜，东西高差较大。东部、西部和南部均为沙漠区。

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，潜水位埋藏深、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为人为开采，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

吉木萨尔地处欧亚大陆的腹地，远离海洋属典型的温带大陆性干旱气候。其特点为：日照充足，热量丰富，气温变化大，降水少，蒸发大，气候干燥；春季增温快，此时多风，多冷空气入侵；夏季干热；秋季凉爽；冬季寒冷漫长。

春季通常在 3 月下旬开春。升温迅速而不稳，天气多变，平均每月有一到两次强冷空气入侵，使气温变化幅度较大，降水增多。夏季炎热干燥，空气湿度小，无闷热感，多阵性风雨天气，降水较多。秋季秋高气爽，晴天日数最多。平均每月有一到两次强冷空气入侵，使得气温下降迅速。冬季严寒而漫长，有稳定积雪，空气湿度明显加大。冬季上空多有逆温形成，平均风速为四季最小。

表 4.1-2 吉木萨尔县气象站常规气象项目统计

统计项目		统计值
多年平均气温 (°C)		8.1
累年极端最高气温 (°C)		38.9
累年极端最低气温 (°C)		-26.0
多年平均气压 (hPa)		933.8
多年平均水汽压 (hPa)		6.3
多年平均相对湿度 (%)		55.4
多年平均降雨量 (mm)		193.5
灾害天气统计	多年平均沙暴日数 (d)	1.0
	多年平均雷暴日数 (d)	5.4
	多年平均冰雹日数 (d)	0.0
	多年平均大风日数 (d)	10.7
多年实测极大风速 (m/s)、相应风向		24.4 WNW
多年平均风速		1.8
多年主导风向、风向频率 (%)		WNW 12.6%
多年静风频率 (风速≤0.2m/s) (%)		10.5

4.2 环境保护目标调查

评价范围内无自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护、自然公园等环境敏感区，土壤环境保护目标为一般耕地和牧草地，大气环境保护目标主要为评价范围内的居民区。

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

项目区位于吉木萨尔县，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 SO₂、NO₂、CO、O₃ 的现状浓度均符合《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准，PM₁₀、PM_{2.5} 的现状浓度超标，属于环境空气质量不达标区，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) 特征污染因子环境质量现状评价

① 监测因子及监测点位

监测因子：非甲烷总烃、硫化氢。

监测点位：本次在评价范围内布设 2 个大气环境监测点，监测点坐标见表 4.3-2 和图 4.3-1。

表 4.3-2 大气监测点坐标一览表

序号	监测点描述	井位坐标	
		N	E
G1	项目区下风向 2.0km 处		
G2	项目区下风向 2.0km 处		

② 监测频次

非甲烷总烃和硫化氢均连续监测 7 天，其中非甲烷总烃每天测 4 次，每次取 4

次样；硫化氢每天测 4 次。

③监测时间及监测单位

监测时间：2025 年 8 月 1 日～8 月 8 日。

监测单位：新疆壹诺环保科技有限公司。

④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，H₂S 执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值。

⑤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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

⑥评价结果

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	850-1440	72	达标
	H ₂ S	一次值	10	0.005L	/	达标
G2	NMHC	一次值	2000	1100-1580	79	达标
	H ₂ S	一次值	10	0.005L	/	达标

由表 4.3-3 可知，NMHC 监测浓度满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 2.0mg/m³ 要求，H₂S 监测浓度满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值要求。

（3）区域特征污染物环境质量现状

①基本污染物

本次收集了 2019 年～2023 年，近 5 年的区域特征污染物六项基本污染物的监

测数据，详见表 4.3-4。

表 4.3-4 2019 年~2023 年基本污染物大气质量及评价结果一览表

监测因子		SO ₂	NO ₂	PM ₁₀	PM _{2.5}	CO	O ₃
年评价指标		年平均 值	年平均 值	年平均 值	年平均 值	24 小时平均第 95 百分位数	最大 8 小时平均 第 90 百分位数
标准值 (μg/m ³)							
2019 年	现状浓度 (μg/m ³)						
	占标率 (%)						
	达标情况						
2020 年	现状浓度 (μg/m ³)						
	占标率 (%)						
	达标情况						
2021 年	现状浓度 (μg/m ³)						
	占标率 (%)						
	达标情况						
2022 年	现状浓度 (μg/m ³)						
	占标率 (%)						
	达标情况						
2023 年	现状浓度 (μg/m ³)						
	占标率 (%)						
	达标情况						

根据表 4.3-4 分析可知，区域基本污染物中各污染物浓度变化幅度不大，2023 年 PM_{2.5} 较前四年相比呈向好趋势，从超标降为达标，环境质量有所改善。

②特征污染物

本次收集了 2021 年、2022 年、2024 年三年的区域特征污染物非甲烷总烃、硫化氢的监测数据，详见表 4.3-5。

表 4.3-5 2021 年~2024 年区域基本污染物和特征污染物非甲烷总烃、硫化氢的监测数据

监测点位	监测因子	评价指标	标准值 (μg/m ³)	现状浓度 (μg/m ³)	最大占标 率 (%)	达标 情况
2021	NMHC	一次值				
	H ₂ S	一次值				
2022	NMHC	一次值				

	H ₂ S	一次值				
2024	NMHC	一次值				
	H ₂ S	一次值				

由表 4.3-5 可知，区域硫化氢浓度变化不大，非甲烷总烃浓度稍有增加。

4.3.2 水环境质量现状调查与评价

运营期废水全部送至压裂返排液处理系统处理，处理达标后用于压裂液复配，不外排，与下新湖水库不发生水力联系，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中的相关要求，地表水评价等级为三级 B，不需对地表水环境质量现状调查，本次仅对地下水环境质量现状进行调查和评价。

（1）数据来源

本次评价采用资料收集的方法来说明区域地下水环境质量现状，

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（报告编号：B24HP005），采样时间为 2024 年 3 月 22 日，监测单位为新疆环疆绿源环保科技有限公司；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（检测报告编号为 HJN24025），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》中水位的监测数据，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 4.3-2，各监测点位基本信息见表 4.3-6。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、监测点位及监测因子均可代表区域地下水环境质量现状，引用数据可行。

表 4.3-6 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						农田灌溉 潜水层	
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							
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							

(2) 监测因子

监测因子： K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 的浓度，pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、石油类、总大肠菌群、细菌总数、色、浑浊度、肉眼可见物、钠、硫化物。

(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：

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

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

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 4.3-7 和表 4.3-8。

表 4.3-8 地下水位监测数据

编号	水位埋深 (m)	编号	水位埋深 (m)

表 4.3-7 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															
2	水温 (°C)	/															
3	浊度/NTU	>10															
4	色度/度	>25															
5	溶解性总固体	≤1000															
6	高锰酸盐指数	/															
7	氨氮 (以 N 计)	≤0.50															
8	氟化物 (以 F ⁻ 计)	≤1.0															
9	氯化物 (以 Cl ⁻ 计)	≤250															
10	硝酸盐 (以 N 计)	≤20															
11	硫酸盐 (以 SO ₄ ²⁻ 计)	≤250															
12	亚硝酸盐氮 (以 N 计)	≤1.00															
13	挥发酚类 (以苯酚计)	≤0.002															

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

由表 4.3-7 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，井区运行至今，未发生包气带污染情况，综合考虑，本次在现有井场内布设 1 个包气带监测点，样品进行浸溶实验，包气带质量现状监测结果见表 4.3-9。根据监测结果，参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，各项因子均达标，表明项目区包气带未受到现有工程油气开采活动的污染。

表 4.3-9 包气带质量现状监测结果一览表

采样点坐标	采样深度	监测因子	执行标准 (Ⅲ类)	监测值	标准指数	评价结果
	0.2m	石油类				
		pH				
		汞				
		砷				
		六价铬				

4.3.3 声环境质量现状调查与评价

（1）监测点位

在井场及预处理站厂界四周处布设 1 个监测点，共布设 44 个监测点，监测点坐标见表 4.3-10 和图 4.3-3。

表 4.3-10 噪声监测点坐标一览表

编号	井号		N	E
Z1	JHW036	东厂界		
Z2		南厂界		
Z3		西厂界		
Z4		北厂界		
Z5	JHW035	东厂界		
Z6		南厂界		
Z7		西厂界		
Z8		北厂界		
Z9	JHW034	东厂界		

Z10		南厂界		
Z11		西厂界		
Z12		北厂界		
Z13	JHW033	东厂界		
Z14		南厂界		
Z15		西厂界		
Z16		北厂界		
Z17	JHW032	东厂界		
Z18		南厂界		
Z19		西厂界		
Z20		北厂界		
Z21	J10002_H	东厂界		
Z22		南厂界		
Z23		西厂界		
Z24		北厂界		
Z25	JHW00525	东厂界		
Z26		南厂界		
Z27		西厂界		
Z28		北厂界		
Z29	J10064_H	东厂界		
Z30		南厂界		
Z31		西厂界		
Z32		北厂界		
Z33	JHW00526	东厂界		
Z34		南厂界		
Z35		西厂界		
Z36		北厂界		
Z37	JHW00422	东厂界		
Z38		南厂界		
Z39		西厂界		
Z40		北厂界		
Z41	预处理注 入站	东厂界		
Z42		南厂界		
Z43		西厂界		
Z44		北厂界		

(2) 监测单位及监测时间

监测时间：2025 年 8 月 2 日~8 月 5 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, 说明噪声源及是否超标。

(5) 评价结果

声环境现状监测结果见表 4.3-11。

表 4.3-11 声环境现状监测结果

监测点	监测点描述		昼间[单位: dB (A)]			夜间[单位: dB (A)]		
			监测值	标准值	达标情况	监测值	标准值	达标情况
Z1	JHW036	东厂界	47	60	达标	42	50	达标
Z2		南厂界	45	60	达标	40	50	达标
Z3		西厂界	44	60	达标	40	50	达标
Z4		北厂界	45	60	达标	41	50	达标
Z5	JHW035	东厂界	45	60	达标	41	50	达标
Z6		南厂界	43	60	达标	39	50	达标
Z7		西厂界	46	60	达标	41	50	达标
Z8		北厂界	46	60	达标	42	50	达标
Z9	JHW034	东厂界	51	60	达标	44	50	达标
Z10		南厂界	49	60	达标	43	50	达标
Z11		西厂界	45	60	达标	41	50	达标
Z12		北厂界	49	60	达标	43	50	达标
Z13	JHW033	东厂界	46	60	达标	39	50	达标
Z14		南厂界	47	60	达标	41	50	达标
Z15		西厂界	47	60	达标	40	50	达标
Z16		北厂界	48	60	达标	42	50	达标
Z17	JHW032	东厂界	50	60	达标	44	50	达标
Z18		南厂界	50	60	达标	45	50	达标
Z19		西厂界	44	60	达标	39	50	达标
Z20		北厂界	45	60	达标	43	50	达标
Z21	J10002_H	东厂界	50	60	达标	48	50	达标
Z22		南厂界	48	60	达标	44	50	达标
Z23		西厂界	52	60	达标	43	50	达标
Z24		北厂界	53	60	达标	46	50	达标
Z25	JHW00525	东厂界	46	60	达标	42	50	达标
Z26		南厂界	43	60	达标	42	50	达标

Z27		西厂界	41	60	达标	39	50	达标
Z28		北厂界	42	60	达标	39	50	达标
Z29	J10064_H	东厂界	45	60	达标	42	50	达标
Z30		南厂界	44	60	达标	40	50	达标
Z31		西厂界	46	60	达标	41	50	达标
Z32		北厂界	44	60	达标	41	50	达标
Z33	JHW00526	东厂界	42	60	达标	39	50	达标
Z34		南厂界	45	60	达标	42	50	达标
Z35		西厂界	42	60	达标	42	50	达标
Z36		北厂界	43	60	达标	39	50	达标
Z37	JHW00422	东厂界	45	60	达标	40	50	达标
Z38		南厂界	44	60	达标	43	50	达标
Z39		西厂界	41	60	达标	38	50	达标
Z40		北厂界	41	60	达标	39	50	达标
Z41	预处理注入站	东厂界	41	60	达标	38	50	达标
Z42		南厂界	42	60	达标	38	50	达标
Z43		西厂界	43	60	达标	39	50	达标
Z44		北厂界	42	60	达标	40	50	达标

由表 4.3-11 可知，各监测点昼、夜噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。

4.3.4 土壤环境质量现状调查与评价

根据国家土壤信息服务平台数据，项目区土壤类型为盐土，土壤类型见图 4.3-4。

（2）土壤环境质量现状调查及评价

①监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-02018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）判定，土壤污染影响型评价等级为一级评价，土壤生态影响型评价等级为一级评价，根据导则要求，土壤污染影响型应在占地范围内布设 5 个柱状样、2 个表层样，占地范围外布设 4 个表层样；土壤生态影响型应在占地范围内布设 5 个表层样，占地范围外布设 6 个；综合考虑，占地范围内布设 5 个柱状样、5 个表层样，占地范围外布设 6 个表层样，共计 16 个监测点，监测点坐标见表 4.3-12 和图 4.3-1。

表 4.3-12 实测土壤监测点位

编号			坐标		性质	采样要求
			N	E		
占地范围内	T1	JHW036			柱状样	0~0.5m, 0.5~1.5m、 1.5~3m 分别 取样
	T5	JHW032				
	T7	JHW00525				
	T8	J10006_H				
	T11	预处理站				
	T2	JHW035			表层样	0~0.2m 处取 样
	T4	JHW033				
	T6	J10002_H				
	T9	JHW00526				
	T10	JHW00422				
占地范围外	T3	JHW034				
	T12	管线沿线				
	T13	管线占地范围内				
	T14	管线占地范围内				
	T15	牧草地				
	T16	耕地处				

②监测因子

T4、T9、T12 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。

T2、T13-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。

③理化性质调查

T5 和 T11 理化性质调查包括土壤颜色、土壤结构、土壤质地、砂砾含量、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度。

④监测单位及监测时间

采样时间：2025 年 8 月 1 日。

监测单位：新疆壹诺环保科技有限公司。

⑤评价标准

占地范围内土壤各监测因子和占地范围外石油烃和六价铬执行《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，占地范围外其余监测因子执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）。

⑥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。

⑦评价结果

土壤监测及评价结果见表 4.3-13、表 4.3-14 和表 4.3-15，理化性质调查见表 4.3-16，土壤剖面调查见表 4.3-17。

表 4.3-13 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	μg/kg	1.3L	/	达标
2	氯仿	0.9	μg/kg	1.1L	/	达标
3	氯甲烷	37	μg/kg	1.0L		达标
4	1,1-二氯乙烷	9	μg/kg	1.2L	/	达标
5	1,2-二氯乙烷	5	μg/kg	1.3L	/	达标
6	1,1-二氯乙烯	66	μg/kg	1.0L	/	达标
7	顺-1,2-二氯乙烯	596	μg/kg	1.3L	/	达标
8	反-1,2-二氯乙烯	54	μg/kg	1.4L	/	达标
9	二氯甲烷	616	μg/kg	1.5L	/	达标
10	1,2-二氯丙烷	5	μg/kg	1.1L	/	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
11	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	10	μ g/kg	1. 2L	/	达标
12	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	6. 8	μ g/kg	1. 2L	/	达标
13	四氯乙烯	53	μ g/kg	1. 4L	/	达标
14	1, 1, 1-三氯乙烷	840	μ g/kg	1. 3L	/	达标
15	1, 1, 2-三氯乙烷	2. 8	μ g/kg	1. 2L	/	达标
16	三氯乙烯	2. 8	μ g/kg	1. 2L	/	达标
17	1, 2, 3-三氯丙烷	0. 5	μ g/kg	1. 2L	/	达标
18	氯乙烯	0. 43	μ g/kg	1. 0L	/	达标
19	苯	4	μ g/kg	1. 9L	/	达标
20	氯苯	270	μ g/kg	1. 2L	/	达标
21	1, 2-二氯苯	560	μ g/kg	1. 5L	/	达标
22	1, 4 二氯苯	20	μ g/kg	1. 5L	/	达标
23	乙苯	28	μ g/kg	1. 2L	/	达标
24	苯乙烯	1290	μ g/kg	1. 1L	/	达标
25	甲苯	1200	μ g/kg	1. 3L	/	达标
26	间二甲苯+对二甲苯	570	μ g/kg	1. 2L	/	达标
27	邻二甲苯	640	μ 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	μ g/kg	0. 1L	/	达标
32	苯并[a]芘	1. 5	μ g/kg	0. 1L	/	达标
33	苯并[b]荧蒽	15	μ g/kg	0. 2L	/	达标
34	苯并[k]荧蒽	151	μ g/kg	0. 1L	/	达标
35	蒽	1293	μ g/kg	0. 1L	/	达标
36	二苯并[a, h]蒽	1. 5	μ g/kg	0. 1L	/	达标
37	茚并[1, 2, 3-cd]芘	15	μ g/kg	0. 1L	/	达标
38	萘	70	μ g/kg	0. 09L	/	达标

表 4.3-14 占地范围内监测结果及评价结果一览表

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	0.04	0.0011	达标	0.039	0.0010	达标	0.04	0.0011	达标
2	砷	60	mg/kg	8.7	0.1450	达标	8.2	0.1367	达标	8.07	0.1345	达标
3	铅	800	mg/kg	14.2	0.0178	达标	13	0.0163	达标	14.4	0.0180	达标
4	镉	65	mg/kg	0.12	0.0018	达标	0.21	0.0032	达标	0.08	0.0012	达标
5	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
6	铜	18000	mg/kg	28	0.0016	达标	30	0.0017	达标	25	0.0014	达标
7	镍	900	mg/kg	37	0.0411	达标	51	0.0567	达标	41	0.0456	达标
8	pH	/	/	8.35	/	/	8.69	/	/	8.67	/	/
9	土壤盐分含量	/	g/kg	6.6	/	/	23.2	/	/	12.2	/	/
10	石油烃	4500	mg/kg	29	0.0064	达标	13	0.0029	达标	16	0.0036	达标
T5												
1	汞	38	mg/kg	0.044	0.0012	达标	0.045	0.0012	达标	0.048	0.0013	达标
2	砷	60	mg/kg	8.82	0.1470	达标	9.38	0.1563	达标	8.2	0.1367	达标
3	铅	800	mg/kg	15.4	0.0193	达标	16.9	0.0211	达标	15.9	0.0199	达标
4	镉	65	mg/kg	0.1	0.0015	达标	0.27	0.0042	达标	0.25	0.0038	达标
5	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
6	铜	18000	mg/kg	34	0.0019	达标	25	0.0014	达标	25	0.0014	达标
7	镍	900	mg/kg	56	0.0622	达标	47	0.0522	达标	55	0.0611	达标
8	pH	/	/	8.78	/	/	8.61	/	/	8.87	/	/
9	土壤盐分含量	/	g/kg	28.2	/	/	21.3	/	/	16.9	/	/

10	石油烃	4500	mg/kg	13	0.0029	达标	9	0.0020	达标	11	0.0024	达标
----	-----	------	-------	----	--------	----	---	--------	----	----	--------	----

T7

1	汞	38	mg/kg	0.08	0.0021	达标	0.062	0.0016	达标	0.066	0.0017	达标
2	砷	60	mg/kg	8.3	0.1383	达标	8.14	0.1357	达标	8.96	0.1493	达标
3	铅	800	mg/kg	9.6	0.0120	达标	18.8	0.0235	达标	16.3	0.0204	达标
4	镉	65	mg/kg	0.14	0.0022	达标	0.35	0.0054	达标	0.27	0.0042	达标
5	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
6	铜	18000	mg/kg	36	0.0020	达标	32	0.0018	达标	29	0.0016	达标
7	镍	900	mg/kg	31	0.0344	达标	41	0.0456	达标	43	0.0478	达标
8	pH	/	/	8.8	/	/	8.9	/	/	8.66	/	/
9	土壤盐分含量	/	g/kg	15.6	/	/	21.4	/	/	19.3	/	/
10	石油烃	4500	mg/kg	11	0.0024	达标	8	0.0018	达标	9	0.0020	达标

T8

1	汞	38	mg/kg	0.063	0.0017	达标	0.052	0.0014	达标	0.057	0.0015	达标
2	砷	60	mg/kg	8.37	0.1395	达标	8.76	0.1460	达标	8.3	0.1383	达标
3	铅	800	mg/kg	17.4	0.0218	达标	17.8	0.0223	达标	17.1	0.0214	达标
4	镉	65	mg/kg	0.09	0.0014	达标	0.11	0.0017	达标	0.09	0.0014	达标
5	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
6	铜	18000	mg/kg	30	0.0017	达标	33	0.0018	达标	38	0.0021	达标
7	镍	900	mg/kg	38	0.0422	达标	38	0.0422	达标	51	0.0567	达标
8	pH	/	/	8.42	/	/	8.55	/	/	8.28	/	/
9	土壤盐分含量	/	g/kg	23	/	/	18.7	/	/	14.7	/	/
10	石油烃	4500	mg/kg	7	0.0016	达标	11	0.0024	达标	9	0.0020	达标

T11

1	汞	38	mg/kg	0.059	0.0016	达标	0.055	0.0014	达标	0.02	0.0005	达标
2	砷	60	mg/kg	8.52	0.1420	达标	8.51	0.1418	达标	7.64	0.1273	达标
3	铅	800	mg/kg	20.2	0.0253	达标	18.5	0.0231	达标	17.8	0.0223	达标
4	镉	65	mg/kg	0.23	0.0035	达标	0.16	0.0025	达标	0.14	0.0022	达标
5	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
6	铜	18000	mg/kg	26	0.0014	达标	24	0.0013	达标	25	0.0014	达标
7	镍	900	mg/kg	27	0.0300	达标	51	0.0567	达标	55	0.0611	达标
8	pH	/	/	8.49	/	/	8.61	/	/	8.76	/	/
9	土壤盐分含量	/	g/kg	20.4	/	/	19.2	/	/	20	/	/
10	石油烃	4500	mg/kg	7	0.0016	达标	6	0.0013	达标	9	0.0020	达标
/	/	/	/	T3 (0m~0.2m)			T4 (0m~0.2m)			T6 (0m~0.2m)		
1	汞	38	mg/kg	0.046	0.0012	达标	0.031	0.0008	达标	0.074	0.0019	达标
2	砷	60	mg/kg	7.62	0.1270	达标	9.06	0.1510	达标	7.87	0.1312	达标
3	铅	800	mg/kg	14.8	0.0185	达标	16	0.0200	达标	17.3	0.0216	达标
4	镉	65	mg/kg	0.15	0.0023	达标	0.15	0.0023	达标	0.12	0.0018	达标
5	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
6	铜	18000	mg/kg	34	0.0019	达标	27	0.0015	达标	21	0.0012	达标
7	镍	900	mg/kg	46	0.0511	达标	54	0.0600	达标	52	0.0578	达标
8	pH	/	/	8.77	/	/	8.81	/	/	8.88	/	/
9	土壤盐分含量	/	g/kg	27.6	/	/	57.7	/	/	22.6	/	/
10	石油烃	4500	mg/kg	19	0.0042	达标	10	0.0022	达标	8	0.0018	达标
/	/	/	/	T9 (0m~0.2m)			T10 (0m~0.2m)					
1	汞	38	mg/kg	0.051	0.0013	达标	0.053	0.0014	达标			
2	砷	60	mg/kg	8.63	0.1438	达标	8.35	0.1392	达标			

3	铅	800	mg/kg	19.4	0.0243	达标	20.2	0.0253	达标			
4	镉	65	mg/kg	0.15	0.0023	达标	0.2	0.0031	达标			
5	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标			
6	铜	18000	mg/kg	34	0.0019	达标	24	0.0013	达标			
7	镍	900	mg/kg	47	0.0522	达标	46	0.0511	达标			
8	pH	/	/	8.48	/	/	8.62	/	/			
9	土壤盐分含量	/	g/kg	27.4	/	/	18.9	/	/			
10	石油烃	4500	mg/kg	12	0.0027	达标	8	0.0018	达标			

表 4.3-15 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	T2 (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	0.044	0.0129	达标	0.025	0.0074	达标	0.019	0.0056	达标
2	砷	25	mg/kg	8.86	0.3544	达标	8.44	0.3376	达标	9.96	0.3984	达标
3	铅	170	mg/kg	14.9	0.0876	达标	20.4	0.1200	达标	16.1	0.0947	达标
4	镉	0.6	mg/kg	0.09	0.1500	达标	0.15	0.2500	达标	0.19	0.3167	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	28	0.2800	达标	28	0.2800	达标	10	0.1000	达标
7	镍	190	mg/kg	42	0.2211	达标	50	0.2632	达标	30	0.1579	达标
9	pH	/	/	8.44	/	/	8.62	/	/	8.69	/	/
10	土壤盐分含量	/	g/kg	19	/	/	5.4	/	/	43.1	/	/
8	石油烃	4500	mg/kg	21	0.0047	达标	11	0.0024	达标	7	0.0016	达标
11	铬	250	mg/kg	56	0.2240		/	/		37	0.1480	
12	锌	300	mg/kg	40	0.1333	达标	/	/	达标	30	0.1000	达标
	名称			T14 (0m~0.2m)			T15 (0m~0.2m)			T16 (0m~0.2m)		

序号		标准限值 (mg/kg)	监测值 单位	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	0.019	0.0056	达标	0.02	0.0059	达标	0.018	0.0053	达标
2	砷	25	mg/kg	8.91	0.3564	达标	8.41	0.3364	达标	8.58	0.3432	达标
3	铅	170	mg/kg	17.7	0.1041	达标	20.9	0.1229	达标	19	0.1118	达标
4	镉	0.6	mg/kg	0.2	0.3333	达标	0.24	0.4000	达标	0.17	0.2833	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	27	0.2700	达标	23	0.2300	达标	27	0.2700	达标
7	镍	190	mg/kg	53	0.2789	达标	47	0.2474	达标	45	0.2368	达标
8	pH	/	/	8.66	/	/	8.35	/	/	8.15	/	/
9	土壤盐分含量	/	g/kg	24.6	/	/	26.6	/	/	13.2	/	/
10	石油烃	4500	mg/kg	8	0.0018	达标	9	0.0020	达标	42	0.0093	达标
11	铬	250	mg/kg	52	0.2080	达标	46	0.1840	达标	54	0.2160	达标
12	锌	300	mg/kg	52	0.1733	达标	55	0.1833	达标	61	0.2033	达标

表 4.3-16 土壤理化性质一览表

点号		T5		
层次		0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m
现场记录	颜色	黄棕色		
	结构	核状结构		
	质地	砂土		
	砂砾含量 (%)	5	5	5
	其他异物	无		
	氧化还原电位 (mV)	190	172	156
实验室测点	pH 值	8.78	8.61	8.87
	阳离子交换量 (cmol/kg)	16.0	14.3	14.9
	饱和导水率 (mm/min)	5.53	5.57	5.55
	土壤容重 (g/cm ³)	1.23	1.31	1.30
	孔隙度 (%)	38.1	37.7	39.1
点号		T11		
层次		0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m
现场记录	颜色	黄棕色		
	结构	核状结构		
	质地	砂土		
	其他异物	无		
	砂砾含量 (%)	5	5	5
	氧化还原电位 (mV)	182	147	127
实验室测点	pH 值	8.49	8.61	8.76
	阳离子交换量 (cmol/kg)	14.1	11.2	8.73
	土壤容重 (g/cm ³)	1.19	1.17	1.14
	孔隙度 (%)	33.5	31.8	32.6
	饱和导水率 (mm/min)	5.06	5.23	5.19

表 4.3-17 土壤剖面示意图

点号	景观找照片	土壤剖面照片	层次
T5			

由表 4.3-13、表 4.3-14 和表 4.3-15 可知：占地范围内土壤各监测因子和占地范围外石油烃和六价铬监测浓度均满足《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，占地范围外其余监测因子监测浓度满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）。

4.3.5 生态环境现状调查与评价

(1) 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 4.3-18。

表 4.3-18 区域生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区
	生态亚区	II ₅ 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区
	生态功能区	28 阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区
主要生态服务功能		农牧业产品生产、人居环境、荒漠化控制
主要生态环境问题		地下水超采、荒漠植被退化、沙漠化威胁、局部土壤盐渍化、河流萎缩、滥开荒地
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性及其生境中度敏感，土壤侵蚀轻度敏感，土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护基本农田、保护荒漠植被、保护土壤环境质量
主要保护措施		节水灌溉、草场休牧、对坡耕地和沙化土地实施退耕还林（草），在水源无保障、植被稀少、生态脆弱地带禁止开荒、加强农田投入品的使用管理
适宜发展方向		农牧结合，发展优质、高效特色农业和畜牧业

(2) 土地利用现状与评价

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，通过现场踏勘及收集资料绘制土地利用类型示意图，土地利用类型为中低覆盖度草地，占地均为天然牧草地，均不占用耕地，详见图 4.3-5。

(3) 植物现状调查与评价

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—奇台县。区域内植被类型分布有樟味藜、短叶假木贼荒漠、多枝怪柳灌丛、盐节木盐漠、芨芨草草甸及农田。植被类型见图 4.3-6。根据现场调查，项目评价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 4.3-19。评价范围内植被覆盖度约 20%，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 4.3-19 主要植物名录

中文名	学名	分布
一、禾本科	<i>Gramineae</i>	
羽状三芒草	<i>Aristida pennata</i>	+
二、杨柳科	<i>Salicaceae</i>	
白柳	<i>Sect alba</i>	+
三、藜科	<i>Chenopodiaceae</i>	
盐节木	<i>Halocnemum strobilaceum</i>	++
盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>	-
猪毛菜	<i>Salsola collina</i>	++
盐爪爪	<i>Kalidium cuspidatum</i>	-
角果碱蓬	<i>Suaeda corniculata</i>	-
驼绒藜	<i>Ceratoides ewersmanniana</i>	++
盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>	++
叉毛蓬	<i>Petrosimonia sibirica</i>	++
盐生假木贼	<i>Anabasis salsa</i>	++
短叶假木贼	<i>Anabasis brevifolia</i>	++
小蓬	<i>Nanophyton erinaceum</i>	++
梭梭	<i>Haloxyton ammodendron</i>	+
白梭梭	<i>Haloxyton persicum</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、柽柳科	<i>Tamaricaceae</i>	
琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>	++
多枝柽柳	<i>Tamarix ramosissima</i>	+

注：++多见，+少见，-偶见。

(4) 动物资源

项目区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（2022）》，现场调查期间未发现国家重点保护野生动物及其生境。野生动物种类见表 4.3-20。

表 4.3-20 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 区域沙化土地现状

本项目位于吉木萨尔县，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。本项目所在区域的土地沙化形成的主要原因多为自然因素。

4.3.7 水土流失现状调查

根据《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划（2021-2030 年）》，本项目不涉及水土流失重点治理区和重点预防区，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 既有工程实际生态影响及采取的生态保护措施

（1）既有工程实际生态影响

本项目为改扩建项目，既有工程对生态的影响主要表现在占地对土壤结构破坏、植被损失、对景观格局的影响以及各种机械产生的噪声和人员活动对野生动物的影响。

既有工程对土壤的影响主要是工程建设时对土壤的扰动、流失，对植被的影响主要表现为工程建设过程中，占地范围内的植被灭失，以及永久占地范围内植被生产力的减小。对景观生态格局的影响主要表现在油田道路、管线及各类场站的建设，对生态景观的切割，增大了区域景观生态格局的破碎化程度。对野生动物的影响主要为占地范围内植被的灭失和减少对野生动物生境和食源的影响。既有工程已开发区域内植被状况恢复较好的地段，动物活动的痕迹较多，而在井场和站场附近则很少有活动的迹象，这主要是由于现有工程各类生产井数量多，开发活动使得区域内自然植被的覆盖度降低，影响了爬行类及鼠类动物生存及栖息的基本环境条件。

（2）既有工程实际采取的生态保护措施有效性评价

根据现场踏勘可知，既有工程已建井场永久性占地范围内进行了砾石铺垫，站场地面进行了水泥或砾石铺垫等硬化，有效地防止了因既有工程临时占地引起的水土流失和土地沙化。临时占地内的梭梭、白梭梭、多枝怪柳等野生植被在自然缓慢恢复。

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、焊接烟尘。

(1) 施工扬尘

在井场建设、管沟开挖、回填等地面工程施工过程中都会产生扬尘，同时运输车辆行驶以及所用材料的装卸、运输及堆放等均会产生扬尘，对周围环境空气产生一定的影响，污染物主要为 TSP。项目区远离人群居住区，周围空旷，扩散条件良好，类比同类工程，本项目施工过程中产生的扬尘不会对环境空气产生明显影响。

(2) 施工机械及施工车辆尾气

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

(3) 焊接烟尘

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

5.1.2 施工期水环境影响分析

(1) 废水对周围水环境影响分析

废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水、洗井废水。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；混凝土养护废水污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘；洗井废水由罐车拉运至压裂返排液处理装置处理。项目产生的各类废水均得到妥善处置，不会对周围水环境产生不利影响。

(2) 管线施工对地下水环境影响分析

拟建管线采用埋地敷设，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液，可能进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于管线施工期短，项目区少雨，发生降水淋滤的可能性很小，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设不会对地下水造成不利影响。

（3）井筒改造对地下水的影响分析

井筒改造过程中可能对地下水环境产生一定的影响，现有井均采用水泥固井，且目前固井质量合格，井筒改造过程中不会对地下水环境产生明显不利影响。

5.1.3 施工期声环境影响分析

噪声源主要为施工机械及车辆，源强一般为 60~105dB (A)。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。通过类比调查可知，施工期场界外 200m 处可达到《建筑施工场界噪声排放标准》(GB12523-2011) 中限值要求。

5.1.4 施工期固体废物环境影响分析

施工过程中的挖方全部回填，无弃方产生，固体废物主要为建筑垃圾和通井、刮井时产生的含油废渣，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，无法再利用的集中堆放，定期送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。通井、刮井时产生的含油废渣属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW08 类废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-249-08，危险特性为 T，I，不在项目区暂存，临时暂存在吉祥联合站危险废物暂存间暂存，最终交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。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

施工期对土壤环境质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、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，主要是站场各设备建设、管道敷设等工程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。各种车辆（尤其是重型卡车）反复碾压后的土壤，植物很难再生长。管道的开挖和回填过程中势必会对土壤原有层次产生扰动和破坏，若不同质地、不同层次的土壤混合，将直接影响植物的生长。井场距离耕地的最近距离为 100m，项目不占用耕地，施工期各种施工机械及车辆沿已有道路行驶，施工人员在施工区范围内活动，施工期产生的废水、固体废物禁止乱排，尤其是禁止排至耕地里，施工期不会对耕地内的土壤环境产生不利影响。

(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

施工期生态影响主要表现为占地影响，临时占地主要为单井采油管线、集油支线、单井注气管线等施工临时占用，永久占地主要为采油井场、预处理注入站、道路占地。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤—植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤—植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤—植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

（1）对植物影响分析

①工程占地对植物的影响分析

工程占地主要为采油井场、预处理注入站、单井采油管线、集油支线、道路等，总占地面积为 118881m²，其中永久占地 6801m²，临时占地 112080m²，占地类型为牧草地。各项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。场站施工过程中有一部分地表土地被各种构筑物或砾石覆盖，永久性地改变了原有土地的利用类型，对原有植被造成了永久的破坏。临时占地范围内地表植被及地表结构却发生了较大的变化，地表保护层被破坏后，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。在工程施工结束后，土地将不再受人为扰动，逐步自然恢复，重新回到原来的自然状态。

工程占地及施工人员、机械活动会对区域植物产生一定的影响，本项目占地类型为天然牧草地，属于正在发展的荒漠化，在施工结束的 2a~3a 中，将影响占地范围之内的植被初级生产力，其生物损失量参照《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ/T349-2007）中荒漠化量化指标 $2.9t/(hm^2 \cdot a)$ 计算，约为 34.5t/a，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将逐渐减少。通过加强环保宣传教育，以及严格的环境保护管理措施，可以有效地避免施工及人员活动对保护植物的破坏。

建设单位正在严格按照有关规定办理用地审批手续，按照正式征地文件对所占用的天然牧草地进行经济补偿，施工结束后及时对占地进行植被恢复；运输车辆沿道路行驶，禁止乱压乱碾；通过加强环保宣传教育，普及野生动物保护相关法律法规，以及严格的环境保护管理措施，可以有效地避免施工及人员活动对保护植物的破坏，项目实施不会对项目区的植被类型及植被覆盖度产生太大影响。

②施工人员活动对植物的影响分析

井区开发建设过程中大量人员、机械进入项目区，使项目区环境中人类活动频率大幅度增加，对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的踩踏和碾压，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少，使工程区域内局部地带沙漠化的可能性增加。

③污染物排放对植物的影响分析

施工期产生的试压废水、混凝土养护废水和洗井废水，管道试压废水和混凝土养护废水污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘；洗井废水主要产生于井场内，集中收集后由罐车拉运至压裂返排液处理装置处理；建筑垃圾及时清运，废水和固体废物均得到妥善处置，不会对周围植物产生明显不利影响。

④对农作物的影响分析

项目区周围有耕地，农作物主要为玉米、苜蓿等，项目不占用耕地，施工期严格控制施工作业带宽度，并加强施工人员活动范围，禁止随意踩踏农作物，禁止将废水及固体废物倒入耕地中，加强施工期的环境管理，不会对周围农作物产生明显不利影响。

（3）对野生动物影响分析

地面工程施工和运营对陆栖动物的影响具体表现为破坏植被导致动物栖息地受到损害，道路和管线施工可能阻断动物活动路线，以及施工与运营噪声、废气对动物的不良影响等方面。

施工期对野生动物的影响分为直接影响和间接影响两个方面，主要表现在对生存环境、分布范围和种群数量的影响。直接影响主要表现为建设项目占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。钻井工程和地面工程等施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰、人群活动的增加，使区域内单位面积上的动物种群数量下降。但此类影响对爬行类和小型啮齿动物的干扰不大，它们能很快适应当地的环境，并重建新栖息地。

本项目建成后人类活动降低，仅日常巡井和管线巡检等检查活动，对区域野生动物影响较小。

（4）对生态系统结构、功能的影响

管线工程、采油井场、道路等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产力，导致生态系统部分物质循环受阻，能量流动中断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时项目区内系统自我调节能力减弱，受扰动后恢复能力降低，生态稳定性降低，生物种群、数量将受到一定程度的

影响，但项目占地面积小，对生态系统结构和功能的影响较小，对评价范围内生态系统完整性影响亦较小，生态系统完整性变化主要受区域自然环境变化影响。项目建设加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势。项目占地类型为天然牧草地，地表植被稀疏，由于工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降，加上占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响，项目实施造成的不利影响均在可接受的范围内。

（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。

油田开发区属于景观生态等级自然体系和人工体系的复合体，它是由荒漠生态系统和道路等景观相间组成。项目区属于页岩油老区块开发建设，区域已形成了油田生产设施、道路及荒漠生态系统的景观，本项目占地面积不大，实施后可以与现有的区域景观相协调。

（6）生态系统稳定性、完整性分析

本项目开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油田开发如井场、站场、管线、道路等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于本项目占地面积较小，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.1.7 水土流失影响分析

项目对水土流失影响的方式包括地表扰动、植被损坏、管沟开挖及破坏原地貌、地表土壤结构。施工时场地平整、土方堆放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。油田开发过程中加剧水土流失的不良影响主要表现在以下几个方面：

①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，降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若在施工过程中不加以治理和防护，遇大风天气易产生严重的水土流失现象。

②井场、预处理注入站、集输管线、道路的敷设及配套工程的建设，使临时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。井场、预处理注入站、道路等永久占地范围内采用砾石铺垫，可减少区域水土流失。

③管线施工采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放，施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

建设单位在采取一系列的水土保持措施后，对防止荒漠化促进生态环境的恢复起到了良好的作用，可将水土流失的程度降低到最低限度。

5.1.8 土地沙化环境影响分析

项目所在区域为非沙化土地，井场平整、管沟开挖、车辆碾压等工程将扰动原有地貌，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，使风蚀荒漠化的过程加剧，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。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。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，对临时占地范围内场地进行平整和清理，尽量利用施工时产生的表层弃土对临时占地进行覆盖，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，建设过程中严格落实防沙治沙措施，严格控制施

工占地范围。综上所述，本项目对区域土地沙化影响不大。

5.2 运营期环境影响预测与评价

5.2.1 运营期大气环境影响预测与评价

(1) 相关判定

本项目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，本次采用 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）中推荐的估算模型 AERSCREEN 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 90m×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

大气评价范围内通用地表类型为草地，通用地表湿度为干燥气候，该类型土地的经验参数，见表 5.2-1。

表 5.2-1 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	0.29	1.75	0.04025

③气象数据

以下资料为项目区近 20 年气象数据统计分析，具体详见表 5.2-2。

表 5.2-2 气象数据一览表

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

(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		草地
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) 污染源参数

注采井场占地面积及污染物排放量均相同，占地面积相同及污染物排放相同的注采井场本次仅选取其中一座进行预测，无组织废气排放情况见表 5.2-4。

表 5.2-4 面源污染源参数一览表

位置	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	NMHC 排放量		硫化氢排放量	
							t/a	kg/h	kg/a	kg/h
1 号计量站	635	15	10	5	7200	正常 工况	0.098	0.0136	0.026	0.0000036
预处理注入站	640	79	39	5	7200		1.24	0.176	0.333	0.0000463

(6) 预测结果

预测结果详见表 5.2-5。

表 5.2-5 预测结果一览表

1 号计量站					预处理注入站				
非甲烷总烃			硫化氢		离源距离 /m	非甲烷总烃		硫化氢	
离源距离 /m	浓度/ μ g/m ³	占标率/%	浓度/ μ g/m ³	占标率/%		浓度/ μ g/m ³	占标率/%	浓度/ μ g/m ³	占标率/%
10	49.4760	2.47	0.0131	0.13	10	57.846	2.89	0.0152	0.15
16	51.7170	2.59	0.0137	0.14	57	105.00	5.25	0.0276	0.28
100	18.6680	0.93	0.0049	0.05	100	77.787	3.89	0.0205	0.2
200	14.8560	0.74	0.0039	0.04	200	43.637	2.18	0.0115	0.11
300	12.3490	0.62	0.0033	0.03	300	34.715	1.74	0.0091	0.09
400	10.4260	0.52	0.0028	0.03	400	31.764	1.59	0.0084	0.08

500	8.9520	0.45	0.0024	0.02	500	29.610	1.48	0.0078	0.08
600	7.8456	0.39	0.0021	0.02	600	27.935	1.4	0.0073	0.07
700	6.9792	0.35	0.0018	0.02	700	26.497	1.32	0.0070	0.07
800	6.2779	0.31	0.0017	0.02	800	25.255	1.26	0.0066	0.07
900	5.7076	0.29	0.0015	0.02	900	24.153	1.21	0.0064	0.06
1000	5.2213	0.26	0.0014	0.01	1000	23.161	1.16	0.0061	0.06
1100	4.8028	0.24	0.0013	0.01	1100	22.232	1.11	0.0058	0.06
1200	4.4394	0.22	0.0012	0.01	1200	21.487	1.07	0.0057	0.06
1300	4.1752	0.21	0.0011	0.01	1300	20.675	1.03	0.0054	0.05
1400	3.9671	0.2	0.0011	0.01	1400	19.920	1	0.0052	0.05
1500	3.7760	0.19	0.0010	0.01	1500	19.215	0.96	0.0051	0.05
1600	3.5999	0.18	0.0010	0.01	1600	18.555	0.93	0.0049	0.05
1700	3.4374	0.17	0.0009	0.01	1700	17.935	0.9	0.0047	0.05
1800	3.2871	0.16	0.0009	0.01	1800	17.352	0.87	0.0046	0.05
1900	3.1477	0.16	0.0008	0.01	1900	16.802	0.84	0.0044	0.04
2000	3.0204	0.15	0.0008	0.01	2000	16.283	0.81	0.0043	0.04
2100	2.9038	0.15	0.0008	0.01	2100	15.792	0.79	0.0042	0.04
2200	2.7985	0.14	0.0007	0.01	2200	15.327	0.77	0.0040	0.04
2300	2.6995	0.13	0.0007	0.01	2300	14.886	0.74	0.0039	0.04
2400	2.6093	0.13	0.0007	0.01	2400	14.467	0.72	0.0038	0.04
2500	2.5261	0.13	0.0007	0.01	2500	14.069	0.7	0.0037	0.04

由预测结果可知：非甲烷总烃和硫化氢的短期浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生明显改变；厂界 NMHC 浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）企业边界污染物控制要求，硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 二级新改扩建浓度限值要求。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。

大气环境影响评价自查表见附件 5。

（7）硫化氢对周围农业的影响分析

伴生气中硫化氢含量 30ppm（41.7mg/m³），注采井场设有除硫加药装置去除采出物中的硫化氢；项目区地域空旷，扩散条件较好，且评价范围内的农业大部分位于采油平台的上风向，伴生气中的硫化氢不会对周围农业产生明显不利影响。

（8）对大气环境敏感目标的影响分析

大气评价范围内存在居民区，项目产生的各类废气均可实现达标排放，居民区

主要位于项目区的上风向和侧风向，且项目区地域空旷，扩散条件较好，项目实施不会对大气环境敏感目标产生明显不利影响。

5.2.2 运营期水环境影响分析

(1) 区域水文地质概况

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

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

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

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

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

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

(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 CaCl₂ 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

废水主要为洗井废水、压裂返排液、废洗井液和装置排污水；井下作业时带罐作业，废水采用储罐收集后，由罐车拉运至压裂液返排液处理装置处理，出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）中的相关要求用于压裂液复配，不外排；装置排污水排至排污罐中，由污水泵将排污罐中的液体管输至进站管汇。项目各类废水均得到妥善处置，正常情况下不会对地下水产生不利影响。

（3）非正常工况对地下水环境影响分析

本次评价非正常工况主要考虑集油支线泄漏、套管破损泄漏对地下水环境的影响分析。

①集油支线泄漏对地下水的影响

※预测情景设定

非正常工况下，单井采油管线和集油干支线破裂导致原油泄漏，泄漏的原油可能通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。据前节工程分析，本次针对集油支线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，假设集油干线发生孔径 10mm 的泄漏和排污罐在距离底部 0.5m 处发生 0.01m 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，在设定事故条件下泄漏速率见表 5.2-6。

表 5.2-6 设定事故条件下泄漏速率计算结果

类别	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)
集油干线	0.0000785	0	1.353	0.101	896.2	2.42
排污罐	0.0000785	3.7	0.13726	0.101	1000	0.551

由表 5.2-6 可知，集油干线泄漏速率为 2.42kg/s，排污罐泄漏速率为 0.551kg/s。参照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中物质泄漏时间设定情况来确定泄漏时间，项目未设置紧急隔离系统，泄漏时间设定为 30min，事故发生后，切断事故阀门，则集油干线的泄漏量为 4.356t、排污罐的泄漏量为 1.322t，排污罐中污水主要为设备检维修时产生的含油污水，其中石油类含量约为 254mg/L，则排污罐中石油类含量为 0.00033t。按照土壤表层对污染物截留率 90%计算，集油干线和排污罐泄漏后可能进入含水层的石油类分别为 0.4536t 和 0.000033t。

※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 5.2-7。

表 5.2-7 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值	参数来源
1	m_M	瞬时注入的质量	0.4536t 和 0.000033t	泄漏量计算
2	t	时间	100d、1000d	HJ610-2016 预测时段要求
3	M	含水层厚度	50m	根据项目所在区域含水层特征
4	u	水流速度	0.33m/d	$u=KI/n$ ，根据项目所在区域含水层特征，参考前人研究成果确定水流速度为 0.33m/d
5	D_L	纵向弥散系数	0.12m ² /d	$D_L=a_L u$ ， a_L 为纵向弥散度，根据项目所在区域含水层特征，参考前人研究成果确定 D_L 为 0.12m ² /d
6	D_T	横向 y 方向的弥散系数	0.012m ² /d	根据项目所在区域含水层特征，参考前人研究成果确定 D_T 为 0.012m ² /d
7	n_e	有效孔隙度	0.12	根据所在区域含水层特征，确定有效孔隙度为 0.12

当集油干线和排污罐发生泄漏时，石油类物质经过 100d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表 5.2-8。

表 5.2-8 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)
集油干线	石油类	100	468.08	12	0.048	33	≤0.05
		1000	56.46	120	0.04	179	
排污罐	石油类	100	0.034	12	泄漏点处达标		
		1000	0.0041	121	泄漏点处达标		

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，集油干线发生泄漏后 100d 和 1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为 33m 和 179m；排污罐发生泄漏后 100d 和 1000d 时泄漏点处石油类就达标。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。

②固井质量不合格，油井套管破损泄漏对地下水的影响分析

若采油井固井质量不合格，油井套管破裂，发生井漏，石油类污染物有可能通过破裂的套管附近的孔隙、裂隙径流渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。

※地下水污染途径分析

井漏油水窜层污染的主要原因一般是由于表层套管和油气层套管的固井效果变差导致窜层使地下水受污染。井漏油水窜层而污染到地下水的现象，在开发前期不会发生，待井开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过径流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对项目区承压水含水层水质的影响，针对污染物进入承压水含水层后的运移进行重点预测、评价。

※预测情景设定

考虑最不利情况，当发生油水窜层时，污染物进入含水层对地下水产生的影响进行预测。

※泄漏量和影响预测

考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生油水窜层后，工程区内的污染物通过孔隙、裂隙径流至下游承压水含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄漏点源的水动力弥散问题。采用解析法对地下水环境影响进行预测。本次选取石油类作为预测特征因子。本次按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录 D 中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

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

式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t)—t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/L；

C₀——注入的示踪剂浓度，g/L；参照美国石油协会石油烃标准化工作组 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，本次取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值，作为本次预测的源强。

u——水流速度，m/d；

n——有效孔隙度，无量纲；

D_L——纵向弥散系数，m²/d；

erfc（）——余误差函数。

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	C ₀	污染物浓度	18mg/L（参照美国石油协会石油烃标准化工作组 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献）
2	t	时间	100d、1000d
3	u	水流速度	0.33m/d
4	D _L	纵向弥散系数	0.12m ² /d
5	n _e	有效孔隙度	0.12

当油水窜层发生泄漏时，石油类物质经过 100d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表 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	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)
油水窜层	石油类	100	0.0384	47	≤0.05
		1000	0.0406	374	

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，油水窜层发生泄漏后 100d 和 1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为 47m 和 374m。采油井套管发生泄漏后，采出液中的石油类在含水层中的迁移随着时间、距离增加，污染物污染范围也呈增加趋势。由于项目区地下水影响范围内无集中式饮用水源和分散式饮用水源地等地下水环境保护目标，流经的孔隙、裂隙对石油类的拦截作用，进入含水层的石油类量是有限的。为防止套管破损污染地下水，表层套管严格封闭含水层，定期维护，定期检查固井质量，保证其合格，若发现固井质量不合格以及套管破损的情况后，及时进行修复，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

(3) 回注井对地下水环境影响分析

注采井和注气井回注的介质均为气体，基本不会对地下水环境产生不利影响。

①注水井井筒完整性分析

注水井 JHW00421 和 JHW034 井均为水平井井身结构，固井质量合格，采用表层套管、技术套管和油层套管，井筒无套损、套变、严重腐蚀，能够承受设计回注压力和防腐，采用水泥固井，对含水层进行了固封处理。

②回注层可注性分析

先导试验区目标层为芦二段二亚段 $P_2I_2^{2-2}$ ，平均地层厚度 50m，试验区 $P_2I_2^{2-1}$ 储层主要为粉砂质云岩， $P_2I_2^{2-2}$ 储层主要为粉细砂岩， $P_2I_2^{2-3}$ 储层主要为云质粉砂岩，隔夹层（烃源岩）岩性主要为云质泥岩和粉砂质泥岩，含少量碳质泥岩；上甜点有效孔隙度平均 12.7%，油层水平渗透率为 0.061mD，属于低孔、特低超低渗储层；试验区有效孔隙度均值为 14.4%，油层水平渗透率 0.22mD；储层厚度 0.5~2.5m，源岩厚度 0.3~1.5m，甜点段以邻源供烃为主，充注效率高，含油饱和度高；注水水质

满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 中的限值要求, 注水水质不会形成二次沉淀堵塞地层, 回注层有足够的储集空间, 能满足油气田生产期内的回注要求。

③回注层的封闭性

先导试验区目标层为芦二段二亚段 $P_2I_2^2$, 平均地层厚度 50m, 顶界构造形态表现为东高西低、东陡西缓的西倾单斜, 地层倾角为 $4^\circ \sim 8^\circ$; $P_2I_2^2$ 整体为深湖-半深湖相细粒沉积, 局部发育异重流相沉积, 其微相类型主要为异重流朵叶体、异重流侧缘, 异重流水道微相规模较小; 试验区 $P_2I_2^{2-1}$ 储层主要为粉砂质云岩, $P_2I_2^{2-2}$ 储层主要为粉细砂岩, $P_2I_2^{2-3}$ 储层主要为云质粉砂岩, 隔夹层(烃源岩) 岩性主要为云质泥岩和粉砂质泥岩, 含少量碳质泥岩; 试验区储集空间以剩余粒间孔和溶蚀孔为主, 呈微米孔、纳米喉特征, 孔隙半径多介于 $0.04\sim0.16\mu\text{m}$ 之间; 上甜点有效孔隙度平均 12.7%, 油层水平渗透率为 0.061mD, 属于低孔、特低超低渗储层; 试验区有效孔隙度均值为 14.4%, 油层水平渗透率 0.22mD, 整体略优于上甜点; 从水敏实验和岩屑浸泡实验来看, 岩心浸泡前后的岩石稳定率基本都在 99% 以上, 总体上呈中等偏弱水敏; 试验区内源岩与储层频繁互层发育, 储层厚度 $0.5\sim2.5\text{m}$, 源岩厚度 $0.3\sim1.5\text{m}$, 甜点段以邻源供烃为主, 充注效率高, 含油饱和度高; 地层封闭性好; 试验区整体处于构造相对稳定的状态, 总回注量影响范围内无断层、无地表露头或出露点, 回注不会对潜水含水层造成影响。

5.2.3 运营期声环境影响分析

(1) 预测模式

采油井场的产噪设备均位于室外, 本次只考虑传播距离引起的衰减, 鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度, 各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则—声环境》(HJ2.4-2021) 中所推荐的预测模式, 计算式如下:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级;

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级;

r —预测点距声源距离，m；

r_0 —参考位置距离声源距离，m。

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

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

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。

(2) 噪声源源强及分布

噪声源强主要为井场内的各类机泵，噪声源强在 85~90dB (A) 之间，设备选用低噪设备，并采取基础减振等措施，衰减量按 25dB (A) 计，噪声不高于 65dB (A)，噪声源强见表 3.3-16。

(3) 预测结果

因注采井场占地面积、机泵数量及源强相同，本次选取其中一座进行预测。根据以上公式，预测运营期厂界四周噪声贡献值，详见表 5.2-11。

表 5.2-11 厂界噪声贡献值预测结果

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
注采井场	东厂界	38	60	达标	38	50	达标
	南厂界	45	60	达标	45	50	达标
	西厂界	43	60	达标	43	50	达标
	北厂界	39	60	达标	39	50	达标
JHW031 和 JHW032 注 采井场	东厂界	39	60	达标	39	50	达标
	南厂界	45	60	达标	45	50	达标
	西厂界	44	60	达标	44	50	达标
	北厂界	40	60	达标	40	50	达标
注气井场	东厂界	37	60	达标	37	50	达标

	南厂界	37	60	达标	37	50	达标
	西厂界	37	60	达标	37	50	达标
	北厂界	37	60	达标	37	50	达标
注水井场	东厂界	37	60	达标	37	50	达标
	南厂界	41	60	达标	41	50	达标
	西厂界	39	60	达标	39	50	达标
	北厂界	38	60	达标	38	50	达标
预处理注入站	东厂界	46	60	达标	46	50	达标
	南厂界	46	60	达标	46	50	达标
	西厂界	42	60	达标	42	50	达标
	北厂界	48	60	达标	48	50	达标

由预测结果可知：各井场和预处理注入站厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求。声环境评价范围内无声环境敏感点，不会出现扰民现象，不会对周围声环境产生明显的影响。

5.2.4 运营期固体废物环境影响分析

固体废物主要为一般工业固体废物——废包装物和危险废物——废润滑油、废油桶、废分子筛、沾油废防渗材料、废含油抹布和劳保用品。废润滑油、废油桶、沾油废防渗膜属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW08 废矿物油和含矿物油废物，废含油抹布和劳保用品和废分子筛属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW49 其他废物，临时贮存在页岩油联合站危险废物临时暂存场，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理，吉庆油田作业区已与克拉玛依市博达环保科技有限公司签订了危险废物处置协议，产生的危险废物可得到妥善处置。一般工业固体废物——废包装物由厂家回收处置。综上所述，固体废物均得到妥善处理，不会对周围环境造成不利影响。

5.2.5 运营期土壤环境影响分析

（1）污染影响型

①管线泄漏对土壤环境的影响分析

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

影响主要为单井采油管线、集油干支线发生破裂泄漏的原油垂直入渗对土壤的影响，运营期土壤环境影响源及影响因子识别详见表 5.2-12。

表 5.2-12 运营期土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子
单井采油管线、集油支线	管道破损发生泄漏	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——评价工作等级为一级的建设项目，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。

管线发生泄漏后，泄漏的采出液通过垂直入渗的方式进入管线、新增设备污染下方及周边土壤，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。

本次评价引用的《石西油田作业区石南 4 原油转输管线安全隐患治理工程》中发生过原油泄漏并进行过应急处置的管段土壤环境质量现状监测数据来进行类比分析说明本项目单井采油管线事故状态下原油泄漏对土壤环境的影响，监测数据详见表 5.2-13。

表 5.2-13 《石西油田作业区石南 4 原油转输管线安全隐患治理工程》土壤监测结果一览表

点位 编号	监测因子	（柱状样）检测值（mg/kg）						达标 情况
		0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3m		
		监测 值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
S1	pH	8.37	/	8.39	/	8.45	/	达标
	石油烃 (C ₁₀ ~ C ₄₀)	63	0.0140	35	0.0078	10	0.0022	达标
	镉	0.07	0.0011	0.05	0.0008	0.05	0.0008	达标
	镍	13	0.0144	15	0.0167	13	0.0144	达标
	铬	0.5L	/	0.5L	/	0.5L	/	达标
	铜	24	0.0013	25	0.0014	25	0.0014	达标
	铅	33	0.0413	34	0.0425	26	0.0325	达标
	汞	0.062	0.0016	0.062	0.0016	0.058	0.0015	达标
	砷	6.13	0.1022	6.22	0.1037	6.22	0.1037	达标
S2	pH	8.49	/	8.54	/	8.62	/	达标
	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	44	0.0098	15	0.0033	10	0.0022	达标
	镉	0.06	0.0009	0.05	0.0008	0.05	0.0008	达标
	镍	14	0.0156	12	0.0133	13	0.0144	达标
	铬	0.5L	/	0.5L	/	0.5L	/	达标

	铜	25	0.0014	23	0.0013	25	0.0014	达标
	铅	36	0.0450	34	0.0425	41	0.0513	达标
	汞	0.055	0.0014	0.06	0.0016	0.083	0.0022	达标
	砷	6.45	0.1075	6.42	0.1070	6.43	0.1072	达标
S3	pH	8.65	/	8.92	/	8.95	/	达标
	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	31	0.0069	18	0.0040	9	0.0020	达标
	镉	0.04	0.0006	0.04	0.0006	0.05	0.0008	达标
	镍	14	0.0156	15	0.0167	14	0.0156	达标
	铬	0.5L	/	0.5L	/	0.5L	/	达标
	铜	25	0.0014	25	0.0014	25	0.0014	达标
	铅	37	0.0463	34	0.0425	37	0.0463	达标
	汞	0.121	0.0032	0.121	0.0032	0.129	0.0034	达标
	砷	5.97	0.0995	5.86	0.0977	5.97	0.0995	达标

本次类比的石西油田作业区石南 4 原油转输管线已发生过数次泄漏事故，表 5.2-13 中 3 个监测点均为位于发生过原油泄漏并进行过应急处置的管段沿线的柱状样监测点，表 5.2-11 监测数据表明，发生过泄漏事件的管段土壤环境质量监测的柱状样点石油烃 (C₁₀~C₄₀) 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，说明输油管线泄漏应急措施有效，应急措施具体如下：当发生管线泄漏后，快速做出响应，关闭单井采油管线物料来源，挖出管线破点，可回收原油回收至处理站原油处理系统；采用管卡对管线破点进行修复，挖出的含油污泥全部清理，交由具有相应危废处置资质的单位负责接收、转运和处置。应急处理完成后，用外购砂土回填管沟。

本项目管线输送的介质与石南 4 井区已经完成原油泄漏事故治理的管段类似，均为含水原油，对土壤的污染途径均为垂直入渗，石南 4 井区土壤类型为沙地，项目区的土壤类型为盐土，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 B 可知，沙地的渗透性比盐土的渗透性好，石南 4 原油转输管线发生泄漏后，发生过泄漏事件的管段土壤环境质量中石油烃 (C₁₀~C₄₀) 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，通过类比分析可知，即使本项目运营期发生了管线等泄漏事故，在继续落实吉庆油田作业区现有应急管理要求，建设单位及时响应，采取应急措施封堵泄漏点，并将泄漏油污和含油污泥全部清理的情况下，不会对项目区土壤环境产生不良影响。

②套管破损泄漏对土壤环境的影响分析

若采油井固井质量不合格，油井套管破裂，发生井漏，石油类污染物有可能通过破裂的套管附近的孔隙、裂隙径流渗漏对周围土壤环境产生一定的影响。为防止套管破损污染周围土壤，对采油井的套管进行定期维护，定期检查固井质量，保证其合格，若发现固井质量不合格以及套管破损的情况后，及时进行修复，尽量避免套管破损对周围土壤环境产生影响。

(2) 生态影响型

正常工况下采出液通过管线转输至页岩油联合站，运营期无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。事故状态下集油干支线破裂后，泄漏的采出液中的采出水进入土壤中，单井采油管线、集油干支线沿线设有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可在 30 分钟内切断最近阀门，并在 2h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从集油干线中泄漏的采出液量为 17m³，采出液中含水量为 33%，则采出液中氯根为 3290.7mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为 $17 \times 33\% \times 3290.7 \times 58.5 \div 35.5 = 30421.36\text{g}$ 。

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，Ls 和 Rs 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 100m×100m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.31 \times 10^3 \text{kg/m}^3$ ，根据项目区土壤盐分监测结果，单位质量土壤中某种物质的现状值为 57.7g/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 0.012g/kg，叠加现状值后的预测值为 57.712g/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；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D 可知，项目所在区属于重度盐化地区，集油干线泄漏后，泄漏的采出液不会改变项目所在区域的土壤盐化分级，不会明显改变区域土壤盐分含量。但在发生泄漏后，吉庆油田作业区按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，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。随着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原油开采、处理过程中 CH₄ 逃逸排放量、事故火炬 CH₄ 排放和 CO₂ 排放、净购入电力隐含的 CO₂ 排放。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，加强各设备的检维修，减少事故状态发生，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 CO₂ 排放强度相对较低，温室气体排放对环境的影响不大。同时项目采用二氧化碳注入地下驱油，不仅可以提高油

田采收率，而且可以将二氧化碳永远封存于地下，有效减少了温室气体二氧化碳的排放量，为区域实现“碳达峰”目标和“碳中和”愿景贡献力量，对改善区域大气环境具有积极作用。

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、井筒用水泥灌注封井、设水泥标桩、井场清理、管线封堵等。项目封井水泥全部由混凝土供应商提供，现场不设置搅拌点。在此过程中，将会产生少量扬尘、部分废弃管线和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，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场处理。地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的防渗膜或油渣等危险固废，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。固体废物均妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场及预处理注入站经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

5.4 环境风险分析

5.4.1 评价依据

本项目涉及的风险物质为原油、伴生气和少量的硫化氢。风险单元为单井采油管线、集油支线、预处理注入站、单井注气管线、转液管线等，则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	规格	风险物质在线量 (t)		风险物质临界量 (t)	Q 值
单井采油管线	长度 4.64km、 DN50、2.5MPa	原油	2.599	2500	0.0010
		伴生气	0.0054	10	0.00054

		硫化氢	极少量	2.5	/
集油干线	长度 2.3km、 DN100、3.5MPa	原油	5.153	2500	0.0021
		伴生气	0.0107	10	0.0011
		硫化氢	极少量	2.5	/
单井注气管线	长度 1.2km、 DN50、3.5MPa	原油	0.6722	2500	0.0003
		伴生气	0.0014	10	0.00014
		硫化氢	极少量	2.5	/
转液管线	长度 1.2km、 DN100、3.5MPa	原油	2.6886	2500	0.0011
		伴生气	0.0056	10	0.0006
		硫化氢	极少量	2.5	/
预处理注入站	/	原油	5.479	2500	0.0022
		伴生气	0.64	10	0.064
		硫化氢	极少量	2.5	/
合计	/	/	/	/	0.07308

注：预处理注入站内风险物质在线量按照 30min 的设计处理量计算

根据上表计算结果可知， $Q=0.07308$ ，小于 1，判断风险潜势为 I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，本次评价仅对可能存在的环境风险进行简单分析。

5.4.2 环境敏感目标

简单分析不设评价范围，项目区周围无环境风险敏感目标。

5.4.3 环境风险识别

（1）物质危险性识别

危险物质主要为原油、伴生气和硫化氢，原油、伴生气和硫化氢的主要物化、毒理性质、危险等级划分见表 5.4-2 和表 5.4-3。

表 5.4-2 原油、伴生气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	伴生气中甲烷含量在 65.38%~	热值：50009KJ/kg	属于 5.1

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
		体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷等	71.07%，伴生气中含有的甲烷，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，伴生气中硫化氢的浓度在 0~254ppm。	爆炸极限 5%~14% (v) 自然燃点 482℃~632℃	类中易燃气体

表 5.4-3 硫化氢理化性质及危险特性

标识	中文名	硫化氢	英文名	/	
	分子式	H ₂ S	分子量	34	
理化性质	外观与性状：无色气体，比空气略重				
	可燃性：溶于水，可混溶于醇、醚等多数有机溶剂。				
	熔点(℃)	-82.9	自燃点(℃)	260	
	沸点(℃)	-60.2	水溶液 pH 值	/	
暴露极限	美国职业安全与健康局规定硫化氢可接受的上限浓度（ACC）为 20ppm，超过可接受的上限浓度（ACC）的每班 8h 能接受的最高值为 50ppm。美国政府工业卫生专家联合会推荐的阈限值为 10ppm；15min 短期暴露极限是 15ppm，每天暴露于短期暴露极限下的次数不能超过 4 次，连续两次间隔时间至少为 60min。				
生理影响	硫化氢是一种剧毒、可燃气体，常在天然气生产、高含硫原油生产、原油馏分、伴生气和水的生产中可能遇到。因硫化氢比空气重，所以能在低洼地区聚集。过多暴露于硫化氢中能毒害呼吸系统细胞，导致死亡。有实例表明血液中存在酒精能加剧硫化氢的毒性。即使在低浓度（10ppm～50ppm）时，硫化氢也会刺激眼睛和呼吸道。间隔时间短的多次低浓度暴露也会刺激眼、鼻、喉，低浓度重复暴露引起的症状常在离开硫化氢环境后的一段时间消失。即使开始没有出现症状，频繁暴露最终也会引起刺激。				
操作注意事项	严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、酸类、卤素接触。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。				
人体危害	空气中浓度（ppm）	暴露于硫化氢的典型特征			
	0.13	有明显的令人讨厌的气味；在大气中含量为 4.6ppm 时，就显而易见。随着浓度的增加，嗅觉就会疲劳，气体不再能通过气味来辨别。			
	10	有令人讨厌的气味，眼睛可能受刺激。美国政府工业卫生专家联合会推荐的阈限值（8h 加权平均值）。			
	15	美国政府工业卫生专家联合会推荐的 15min 短期暴露范围平均值。			
	20	在暴露 1h 或更长长时间后，眼睛有烧灼感，呼吸道受到刺激，美国职业和健康局的可接受上限值。			
	50	暴露 15min 或 15min 以上的长时间后嗅觉就会丧失，如果时间超过 1h，可能导致头痛、头晕和摇晃。超过 50ppm 将会出现肺水肿，也会对人的眼睛产生严重刺激或伤害。			

100	3min~5min 就会出现咳嗽、眼睛受刺激和失去嗅觉。在 5min~20min 过后，呼吸就会变样，眼睛就会疼痛并昏昏欲睡，在 1h 后就会刺激喉道。延长暴露时间将逐渐加重这些症状。
300	明显的结膜炎和呼吸道刺激，危害生命和健康。
500	短期暴露就会不省人事，如不迅速处理就会停止呼吸。头晕、失去理智和平衡感。患者需要迅速进行人工呼吸和（或）心肺复苏技术。
700	意识快速丧失，如果不迅速营救，呼吸就会停止并导致死亡，应立即采取人工呼吸和（或）心肺复苏技术。
1000	立即丧失知觉，结果将会产生永久性的脑伤害或脑死亡。应迅速进行营救，应用人工呼吸和（或）心肺复苏。

（2）生产设施危险性识别

可能发生风险事故的单元为井场、管线和计量站。

①井场危险性识别

单井井场主要发生的风险事故为井漏和井喷。井漏主要由于生产井固井质量不好，井下作业时可能引发油水窜层，污染地下水。本项目井喷主要是在井下作业中发生的事故，井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故，发生井喷事故时，天然气、原油和地层水一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故，对周围大气环境、土壤环境、地下水环境和生态环境产生一定的影响。

②站场内危险性识别

预处理注入站内设备因设备本身设计、管材制造、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。发生的事故主要为站内设备、管线破裂造成的原油、伴生气、硫化氢泄漏，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油气遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。

③管线危险性识别

单井采油管线、集油支线和单井注气管线因管线本身的设计、管材制造、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。发生的事故主要为管线破裂造成的原油、伴生气、硫化氢泄漏，对周围土壤环境、地下水环境、大气环境和生态环境造成直接污染。

（3）风险类型识别

环境风险类型主要为原油、伴生气、硫化氢泄漏，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

运营期井场、管线、预处理注入站内设备发生破损造成原油、伴生气、硫化氢发生泄漏，污染土壤和大气，泄漏原油可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

5.4.4 环境风险分析

原油、伴生气、硫化氢发生泄漏后，可能对周围土壤环境、大气环境、地下水环境和生态环境产生一定的影响，具体影响分析如下：

(1) 井喷事故环境影响分析

①对土壤环境影响分析

井喷是油田开发过程中的意外事故，一次井喷可抛洒大量的天然气和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成严重的污染。井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。但根据已有的相关资料，井喷事故主要影响事故区域内的表层土壤，对地表 20cm 以下深度的土壤影响不大。

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围主要集中在 200m×200m 范围内，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、水环境产生一定影响。井场进行了分区防渗，一旦发生事故，可减缓对地表土壤环境的影响。

②对水环境影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，喷出的液量较大，一般需要 1-2d 才能得以控制。据类比资料显示，井喷污染范围在半径 200m 左右时，井喷持续时间 2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土

壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，对地下水体的影响概率不大，及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

③对植被、农田的影响分析

井喷发生时，原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围农田及植物产生影响，井场周围半径 200m 范围内的农田及植被将全部由于石油类污染而使其呼吸受阻，不能进行正常光合作用而死亡；原油进入土壤后与土壤结合，渗入土壤孔隙，使土壤透气性和呼吸作用减弱，改变了土壤质地和结构，影响到土壤的生物功能，进而造成生长其上的植物和土壤动物的死亡，这种影响会导致污染地段多年无法生长植物或长势减弱，甚至使这一区域变为裸地。由于这一影响使土壤结构受石油类污染而发生变化，因此，被污染区域的植被不易恢复。若井喷时发生火灾，结果将使燃烧范围内的植被全部死亡，必须采取严格有效的风险防范措施，防止、降低井喷事故风险发生。

（2）井漏事故影响分析

本项目井漏事故一般发生在井下作业修井过程中，通常是由于套管破损或者固井质量不好，导致修井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度，因漏失层位各不相同，变化很大，一旦发生井漏，使大量修井液漏失，除造成经济损失外，还可能对地下含水层和油层造成一定的污染和危害。本次拟部署采油井钻井表层套管下入深度超出本区域地下水含水层深度，拟部署井采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，发生井漏的可能性较小，不会对地下水环境产生明显影响。

（3）管线、设备泄漏事故影响分析

①对土壤的影响分析

井场、预处理注入站内设备和管线发生泄漏后相当于向土壤中直接注入油品，油品渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能，进而影响荒漠植被的生长（尤其是对农田农作物的影响），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，站内设备和管线等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对生态环境的影响

管线为埋地敷设，预处理注入站设备均位于站内，发生泄漏事故时基本不会对区域的野生动物产生影响，事故状态下对生态环境的影响主要为原油泄漏对植被的影响，原油泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏油品直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的油品中的轻组分挥发，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

井场、预处理注入站内设备和管线发生泄漏后，泄漏的油品下渗，进而导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时发现、及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：土壤尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。

根据事故状态下对地下的预测可知，集油干线发生泄漏后 100d 和 1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为 33m 和 179m；排污罐发生泄漏后 100d 和 1000d 时泄漏点处石油类就达标。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。

④对大气环境的影响分析

管线埋地敷设，管线发生泄漏后，油气和硫化氢很难透过土壤扩散到大气环境中，泄漏物对大气环境影响较小；井场和预处理注入站内设备发生泄漏事故后，油气和硫化氢进入环境空气，泄漏的油气（主要成分为废 NMHC）和硫化氢可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区周围无环境敏感目标，且地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

（3）事故状态下对大气环境保护目标的影响分析

事故状态下泄漏的油气及火灾、爆炸产生废伴生/次生污染物可能对大气环境保护目标产生一定的影响，运营过程中加强各类设备巡检、检修，项目区设置禁止烟火标识，事故发生概率较低；大气环境保护目标主要位于项目区的上风向和侧风向，且项目区地域空旷，扩散条件较好，项目实施不会对大气环境敏感目标产生明显不利影响。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 施工期环境保护措施及其可行性论证

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，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。运输车辆应加盖篷布，不能超载过量；严禁车辆在行驶中沿途振漏建筑材料及建筑废料。

(2) 粉状材料及临时土方等在施工区堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖。

(3) 优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方的作业。合理安排施工工期，严禁在大风天气进行土方作业。

(4) 施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

(5) 加强对施工人员的环保教育，提高全体施工人员的环保意识，坚持文明施工、科学施工，减少施工期的大气污染。

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

(7) 管线焊接时，使用国家合格的焊条产品。

6.1.2 施工期废水污染防治措施

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

(2) 混凝土养护废水污染物为悬浮物，用于项目区洒水抑尘。

(3) 洗井废水由罐车拉运至压裂返排液处理装置处理达标后回用于压裂液复配，不外排。

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，施工设备定期检维修，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。

采取以上措施后，施工边界噪声符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》(B12523-2011) 中的相关要求。

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进行填埋处理。

(2) 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。

(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。

(4) 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”。

(5) 新建管线施工产生的土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不产生集中弃土。

(6) 通井、刮井时产生的含油废渣不在项目区暂存，临时暂存在吉祥联合站危险废物暂存间暂存，最终交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

6.1.5 施工期土壤污染防治措施

(1) 严格控制施工期占地面积，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。

(4) 表层土壤集中堆放，用于临时占地复垦；管沟开挖，做到土壤的分层堆放，分类回填，在施工完毕后回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。

6.1.6 施工期生态环境保护措施

(1) 井场和预处理注入站生态环境保护措施

①避让措施：预处理注入站选址时尽可能避开植被密集区域，尽可能距各井口距离较短。

②合理布置预处理注入站和井场内的各类设备，尽量减少工程占地，严禁超范围施工。

③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，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

④站场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场；对采油平台和计量站采用砾石铺垫等地面硬化处理；

(2) 管线工程生态环境保护措施

①避让措施：单井采油管线、集油支线和单井注气管线选线过程中在满足设计需求的前提下，尽量避开植被密集区域，集油支线尽可能沿油区已建道路敷设；施工过程中尽量避免破坏野生植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②严格控制施工作业带宽度，管线施工作业带宽度不超过 12m。

③管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填，特别是表层土壤分层堆放，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失；表层土单独堆放，主要用于临时占地恢复；土石方不得随意堆放，应集中堆置于管

沟一侧，且

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 运营期大气污染防治措施

参照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中相关要求中的相关要求，针对废气提出如下防治措施：

（1）油气通过管线密闭集输至预处理注入站内，在预处理注入站进行气液分离，分离出的液相管输至 1 号混输泵站进行转输，最终输送至页岩油联合站进行处理；预处理注入站内分离出的伴生气经站内伴生气处理装置处理后回注注气井场，采出物处理均采用密闭工艺流程；采油井口密封并设有紧急截断阀，可有效减少无组织挥发性有机物的产生。

（2）选用质量可靠的设备、仪表、阀门、管线等；定期对井场、预处理注入站内各设备、阀门及各类管线等检查、检修，以防止跑、冒、漏、漏现象的发生。

（3）建设单位应建立台账，记录 VOCs 原辅材料及含 VOCs 产品的名称、使用量、回收量、去向及 VOCs 含量等信息，台账保存期限不少于 3 年。

（4）井口设除硫加药装置，去除采出物中的硫化氢，本次选用第三代三嗪类硫化氢处理剂去除硫化氢，三嗪类硫化氢处理剂是一种非再生型新型高效硫化氢处理剂，通常为无色或淡黄色透明粘稠状液体，无刺激性气味。三嗪化合物是一种大分子活性剂，分子链上富含氮原子，并且含有活泼氢原子，能与 H₂S 里的 S²⁻发生不可逆化学反应生成噻二嗪，从而达到去除 H₂S 的目的。其脱硫产物均为水溶性液体，安全性高，而且不需回收，可直接回注地层。

在采取上述措施后，场站厂界无组织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）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 二级新改扩建浓度。

6.2.2 运营期废水污染防治措施

（1）废水处理方案

①废水主要为洗井废水、压裂返排液、废洗井液和装置排污水；洗井废水、井下作业废液（压裂返排液和废洗井液）由罐车拉运至页岩油联合站旁的压裂液返排液处理装置处理，压裂返排液处理装置出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）中的相关要求后用于压裂液复配；装置排污水排至排污罐中，由污油泵将排污罐中的液体管输至进站管汇。

②井下作业过程需建立完善的运行台账，严禁废水随意倾倒。

（2）地下水污染防治措施

①采取源头控制措施，使用先进、成熟、可靠的工艺技术，良好合格的防渗材料，尽可能从源头上减少污染物泄漏风险；同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量；定期做好站井场、计量站内设备、阀门、管线等巡检，一旦发现异常，及时采取措施，防止“跑、冒、滴、漏”的发生。

②建设单位应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

③回注井运行过程中，应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，注水水质满足《气田注入技术要求》（SY/T6596-2016）要求；定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。新启用或检维修后初次启用的回注井运行前，应进行井筒完整性测试；本项目 JHW00421 和 JHW034 的设计注水量分别为 140m³/d、90m³/d，小于 300m³/d，注采井设计注入二氧化碳量为 150t/d，注气井设计规模为 1.65×10⁴m³/d，平均注入量大于 300m³/d，回注井应至少每年进行 1 次井筒完整性检测，检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。

③分区防渗

项目主要污染物为石油类，根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中表 5 污染控制难易程度分级参照表、表 6 天然包气带防污性能分级参照表、表 7 地下水污染防渗分区参照表，将井场井口、预处理注入站排污罐处划为重点防渗区，注采井场值班室、注水井场值班室和预处理注入站的撬装值班室、

仪控橇、撬装变电站划为简单防渗区，注采井场和预处理注入站的其他区域、注气井场、注水井场和 1 号计量站全部划为一般防渗区，重点防渗区防渗性能不应低于 6m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能，一般防渗区防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能，简单防渗区采取一般地面硬化处理。采油井场采用砾石铺垫，井下作业时铺设防渗膜，管线采用无缝钢管，管道设计壁厚的腐蚀余量不应小于 2mm，管道的连接方式采用焊接。详见图 6.2-1~6.2-5。

④污染监控

按照《环境影响评价技术导则 地下水》(HJ610-2016)中的相关规定并结合工程实际情况，建设单位可利用吉庆油田作业区已有水源井作为地下水监测井，地下水监测点数量应不少于 3 个，监测因子主要为 pH、硫化物、石油类钡、汞、砷、六价铬，石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中 III 类标准，其余监测因子执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准。

对跟踪监测点监测结果应按有关规定及时建立档案，并定期向安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

⑤应急响应

制定地下水污染应急响应预案，与其他类型事故的应急预案相协调，并纳入到作业区应急预案中，组建应急队伍，组织实施演习，协调各级、各专业应急力量支援行动。地下水污染应急响应预案的内容主要包括应急预案的日常协调和指挥机构；各部门在应急预案中的职责和分工；确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施：如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施；一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案；查明并切断污染源；探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑥完整性监测：定期采用超声波定点测试结构完整性、壁厚、腐蚀缺陷、埋藏缺陷检测。定期开展环空压力监测；定期测试环空保护液液面，距井口大于 50m 及时补加。

⑦腐蚀监测：定期在吞吐井、回注井井口采用超声波定点测试厚度，判断井口腐蚀情况。自喷阶段每天监测试验井的套压、产液、含水变化，定期取套气，要求分析气体各组分组成及含量。定期取产出水，分析铁离子、钙离子等含量变化，为缓蚀剂的加药量及周期调整提供依据。在采油井修井作业时，在监测井油管上和封隔器下部加装腐蚀测试筒，监测油管内壁及油管外壁腐蚀情况。定期取现场水，并用原样在室内高温高压釜进行腐蚀实验，测定现场水在 CO₂ 环境下的腐蚀性，用于指导防腐工艺参数调整。

⑧窜流监测：定期监测试验区邻井油压、套压、产液、含水变化，生产情况，定期取套气，要求分析气体各组分组成及含量，综合分析判断是否发生气窜。转为注气井前应先对套管完整性、承压能力、套管壁厚等进行检测评价，评价合格方可转为注二氧化碳井。

6.2.3 运营期噪声污染防治措施

- (1) 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。
- (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) 合理布局使各产噪设备尽可能位于站场中心。
- (4) 加强噪声防范，做好个人防护工作。

经以上措施，井场、预处理注入站厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类声功能区环境噪声限值要求。

6.2.4 运营期固体废物污染防治措施

(1) 固体废物主要为废包装物、废润滑油、废油桶、废分子筛、沾油废防渗材料、废含油抹布和劳保用品。废润滑油、废油桶、沾油废防渗膜属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW08 废矿物油和含矿物油废物，废分子筛、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，临时贮存在页岩

油联合站危险废物临时暂存场，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理；建设单位应根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1267-2022）中的相关规定应在危险废物临时暂存场设置危险废物贮存分区标志、危险废物标签等；吉庆油田作业区已与克拉玛依市博达环保科技有限公司签订了危险废物处置协议，产生的危险废物可得到妥善处置。废包装物由厂家回收处理。

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

①危废收集过程污染防治措施

在危险废物收集过程中应采取以下防治措施：

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

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

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

※在危险废物的收集和转运过程中，应采取相应的安全防护和污染防治措施，包括防爆、防火、防中毒、防感染、防泄漏、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危险废物的收集作业应满足如下要求：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

本项目产生的危险废气临时贮存在页岩油联合站危险废物暂存场，该危险废物临时贮存点满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关要求，危险废物暂存间运营管理要求：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，及时清理暂存场地面，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，在委托运输协议中应明确双方的义务和责任；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。

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

(4) 吉庆油田作业区已按照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既定计划进行危险废物管理。

(5) 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；

(6) 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既定计划进行危险废物管理。

(7) 建设单位应建立危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部令第23号）的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

(8) 建设单位应按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物；危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行，禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。

(9) 建设单位应与有相应危险废物处理资质的单位签订处置协议，协议中要约定处置方应依法合规处置危险废物，处置完毕后报告委托方。

(10) 建设单位应根据《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》相关规定建立一般工业固体废物管理台账，如实记录一般工业固体废物的种类、数量、流向、处置等信息。鼓励建设单位建立一般工业固体废物管理电子台账，简化数据填写、台账管理等工作；设立专人负责台账的管理与归档，一般工业固体废物管理台账保存期限不少于5年。

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 运营期土壤污染防治措施

（1）源头控制

洗井废水、井下作业废液（压裂返排液和废洗井液）由罐车拉运至压裂液返排液处理装置处理，压裂返排液处理装置出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）中的相关要求后用于压裂液复配；装置排污水排至排污罐中，由污油泵将排污罐中的液体管输至进站管汇。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；建设单位应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查；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

防渗措施见“6.2.2 运营期废水污染防治措施”章节。

6.2.6 运营期生态环境保护措施

（1）集油支线上方设置标志，以防止附近的各类施工活动对管线的破坏；定期检查管线，如发现管线刺漏，需采取补救措施，并对受浸土壤回收处理。

（2）定时巡查井场、管线、预处理注入站等，严防跑、冒、滴、漏，避免泄漏油品污染周围生态环境。

（3）日常巡检时应控制车速，减少对野生动物的惊扰。

（4）加强作业人员宣传教育工作，严禁捕杀野生动物，在道路边和井区内，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等环境保护警示牌。

（5）永久占地采取砾石覆盖，减少风蚀量。

（6）提高车辆拉运驾驶人员技术素质、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。

（7）地表要及时进行植被恢复工作，防止水土流失。管道维修二次开挖回填时，尽量按原有土壤层次进行回填。

（8）巡检车辆严格按照现有道路行驶，不得驶入农田中。

6.3 温室气体管控措施

（1）原油采用密闭集输工艺，伴生气通过单井注气管线回注至地层，减少了

温室气体甲烷的产生。

(2) 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。

(3) 加强各设备、阀门、法兰、管线等巡检、维护。

(4) 本项目采用二氧化碳注入地下驱油，可以将二氧化碳永远封存于地下，有效减少了温室气体二氧化碳的排放量。

6.4 环境风险事故防范措施

6.4.1 井下作业及井喷事故防范措施

(1) 井场井控严格执行《新疆油田钻井井控实施细则》，防止井喷、井喷失控和井喷着火，设计、施工和生产各单位严格遵守《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2015)、《石油石化企业设计防火规范》(GB 50160-2008)、《石油和天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产管理规定》(SY/T5225-2019)

(2) 设置专职安全环保管理人员，设计、生产中采取有效的预防措施，在生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

(3) 井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。

(4) 在井架、井场路口等处设风向标，发生事故时人员迅速向上风向疏散。

(5) 按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其他消防器材。井场设置明显的禁止烟火标志。

(6) 井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地油产生，而泄漏物料和落地原油应及时回收、妥善处置。

(7) 一旦发生井喷，绝大多数井都通过防喷器关闭，再采取压井措施控制井喷；最后还可采用向事故井打定位斜井等方法尽快采取措施回收原油；事故处理中要有专人负责，管好电源、火源，以免火灾发生。井喷时，泄漏的落地油 100%进行回收，收集的废油运至页岩油联合站处理。受污染的土壤需进行换填，交由具有相

应危险废物处置资质单位收集、转运、处置。

(8) 硫化氢防范措施：井下作业时应至少配备 1 套便携式硫化氢检测仪做好硫化氢检测工作，制定防硫化氢应急预案；在井场大门口、坐岗房、防喷器液控房等处设立风向标（风袋、风飘带、风旗或其他适用的装置），并在不同方向上划定两个紧急集合点，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向疏散。

6.4.2 站场环境风险事故防范措施

(1) 平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全场内的明火点控制到最小，并布置在油气生产区场地边缘部位。

(2) 按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持有效性及完好可用。

(3) 加强设计单位相互间的配合，做好衔接，减少设计失误；站场内的装置区等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

(4) 加强对职工的教育培训，实行上岗证制度，增强职工风险意识，提高事故自救能力，制定和强化各种安全管理、安全生产的规程，减少人为风险事故（如误操作）的发生。

(5) 预处理注入站设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(6) 在油气可能泄漏和积聚的区域设置可燃气体浓度检测报警装置。

(7) 检维修时采用防渗膜铺垫井场，严禁产生落地油。

6.4.3 油气集输事故风险防范措施

(1) 定期对管线进行巡检，严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

(2) 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。

(3) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡；定期对管线进行

超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(4) 严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

(5) 泄漏环境应急处置

管线泄漏发生后，迅速关闭截断阀，并及时封堵泄漏源；泄漏的原油尽可能回收至页岩油联合站，无法收集的泄漏原油及被污染的土壤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；泄漏油品环境应急处置过程需要注意安全防爆，防止次生爆炸等安全事故发生。

(7) 泄漏预防

原油管道的工艺、设备运行规程参照《原油管道运行规范》(SY/T5536-2016) 中的相关要求执行；建议对外腐蚀控制，定期检测管地电位，识别、测试杂散电流对管道的影响，并采取措施减缓杂散电流对管道的影响；建议对内腐蚀进行控制，对输送采出液的腐蚀性进行分析；建议定期对监控与数据采集系统进行维护，定期对管道的腐蚀情况和防腐保护系统进行检验、监测；管道在停运工况下，阴极保护系统不宜停止运行；当管道出现局部管壁减薄，建议对局部管道进行更换或降压运行，降压运行宜经管道压力评定。

(8) 建议开展突发环境事件隐患排查，明确排查频次、排查规模、排查项目等，对排查出的隐患根据可能造成的危害程度、治理难度等实施分级管理，并建立隐患排查治理档案。突发环境事件隐患排查内容宜包括环境应急管理、环境风险防控措施、管段与环境风险受体之间的通道等；建立管道环境风险信息管理系统。

6.4.4 居民区风险防范措施

(1) 加强井场、预处理注入站内的设备、阀门、法兰和管线等巡检、检维修，防止跑冒滴漏。

(2) 井场、预处理注入站设有硫化氢检测仪。

(3) 加强除硫加药装置的检维修，保证其正常运行。

(4) 发生泄漏事故后，及时疏散附近的居民。

6.4.5 环境风险应急措施

(1) 应急处置措施

发生事故时，如管线、设备发生泄漏事故时，上层能收集的原油回收送页岩油联合站处理，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（2025 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《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》，由应急领导小组对事故进行处理。

(2) 应急预案

项目投产后应纳入《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。吉庆油田作业区已在昌吉回族自治州生态环境局吉木萨尔县分局进行了突发环境事件应急预案备案（备案编号：652327-2023-016-L）。项目实施后建设单位应根据实际建设情况对应急预案中的环境风险源基本情况、环境风险源识别、装置风险识别进行修改完善，其余与现有应急预案保持一致，并根据风险等级要求对现有应急预案进行修订。

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	新疆吉木萨尔页岩油注 CO ₂ 提高采收率先导试验项目。
建设地点	本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县，西南距吉木萨尔县城约 14km，西北距红旗农场约 14km。
地理坐标	中心点坐标
主要危险物质及分布	危险物质主要为原油、伴生气和硫化氢。原油和伴生气主要分布在单井采油管线和集油干线、预处理注入站内各设备中。
环境影响途径及危害后果	运营期井场、管线、预处理注入站内设备发生破损造成原油、伴生气、硫化氢发生泄漏，污染土壤和大气，泄漏原油可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。事故发生概率较低，发生事故后，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	(1) 严格遵守钻井的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置；井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的

安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明；在井架、井场路口等处设风向标，发生事故时人员迅速向上风向疏散；按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其他消防器材。井场设置明显的禁止烟火标志；井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地油产生，而泄漏物料和落地原油应及时回收、妥善处置。

（2）平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将场内的明火点控制到最小，并布置在油气生产区场地边缘部位；按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持有效性及完好可用；站场内的装置区等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；加强对职工的教育培训，实行上岗证制度，增强职工风险意识；井场设置风向标；在油气可能泄漏和积聚的区域设置可燃气体浓度检测报警装置。

（3）定期对管线进行巡检，严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

（4）项目投产后应纳入《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。项目实施后建设单位应根据实际建设情况对应急预案中的环境风险源基本情况、环境风险源识别、装置风险识别进行修改完善，其余与现有应急预案保持一致，并根据风险等级要求对现有应急预案进行修订。

6.5 退役期环境保护措施

6.5.1 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。

6.5.2 退役期水环境保护措施

对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，废弃井应根据《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/T6646-2017）、《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T6628-2005）、《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）中的相关要求行封井回填，并拆除相关设施，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题；单井采油管线和集油支线清扫确保管线内无残留采出物，管线两端使用盲板封堵。清扫的废

水集中收集后送至压裂返排液处理装置处理。

6.5.3 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。

6.5.4 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。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) 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) 对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，植被主要依靠自然恢复。

6.5.5 退役期生态环境保护措施

退役期对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置及其他设施，截去地下 1m 内管头；对永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，并清除各种固体废弃物，确保无环境遗留问题；挖松固化地面，对井场、预处理注入站进行平整、覆土，植被主要靠自然恢复，使站场恢复到相对自然的一种状态。

6.5.6 生态恢复治理方案

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求，制定生态环境保护与恢复治理方案时需遵循以下要求：

①禁止在依法划定的饮用水水源保护区内进行开采。

②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。

③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。

④贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

⑤遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，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。

（2）井口封井

油田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，封井过程中严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》中要求进行封井回填，要求如下：

①对管鞋封隔：采取顶替法，水泥塞在套管鞋上下的长度至少应各为 30m；也可采取水泥承留器法，在套管鞋以上位置放置一个水泥承留器，向该器下方挤水泥进行封堵，水泥浆的量应填满水泥承留器以下 30m 的裸眼井段，且留在水泥承留器上部的水泥塞长度应大于 15m。

②裸眼井段内的封隔：裸眼井段悬空水泥塞应封堵封层上下 30m；裸眼井段井壁垮塌，施工管柱无法下至待封井段的井，可在井壁垮塌位置以上裸眼井段挤注打水泥塞。垮塌深度较浅的井，从垮塌部位开始采取全井灌注水泥至井口进行封井。

③对套管井的封隔：套管被切割后，当余留套管下部地层没有产液运移或漏失时，可用顶替法来封堵余留套管；若在余留套管中地层有产液或有漏失时，则应采用挤水泥法。

（3）站场生态恢复治理

拆除井场、预处理注入站各项生产设施，清除地面硬化、砾石铺垫，释放永久占地。最后进行场地清理，清除各种固体废物，并对施工场地进行平整，避免影响植被自然恢复。

（3）管线生态恢复

单井采油管线、集油支线和单井注气管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出物，管线两端使用盲板封堵，吹扫废水由罐车拉运至压裂返排液处理装置处理。

(4) 植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，做到“工完、料净、场地清”。经治理后应做到不漏油、不漏气、不漏电，无油污、无垃圾。各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行植被恢复。

6.6 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，油气集输大部分采用密闭集输工艺，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，H₂S 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。

6.7 环保投资分析

项目总投资 5908.52 万元，环保投资约 281 万元，占总投资的 4.76%，见表 6.7-

1。

表 6.7-1 环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	类别	环保措施	投资 (万元)
施工期	生态环境	工程占地	对占地造成的生态破坏进行经济补偿	50
			完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	10
	废气	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	2
		施工机械和施工车辆尾气、焊接废气	使用达标油品，加强设备维护；使用符合国家标准焊条	3
	噪声	噪声	采用低噪声设备、基础减振，加强维修	4
	固体废物	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	1
运营期	废气	无组织挥发烃类	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门，加强巡检	30
		无组织硫化氢	设置除硫加药装置	90
	废水	洗井废水和井下作业废液	送至压裂返排液处理装置处理	5
	噪声	站场噪声	采用低噪声设备、基础减振	10
	固体废物	废润滑油、废油桶、废分子筛、沾油废防渗材料及含油废抹布、劳保用品	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	10
		废包装物	由厂家回收处置	1
	固体废物	站场及管线拆除的建筑垃圾	建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场	3
退役期	废水	管线吹扫废水	送至压裂返排液处理装置处理	2
	生态恢复	临时占地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和永久占地释放后植被和土壤的恢复	10
环境管理		环境监理	防渗措施落实情况；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；	15
		环境监测	废气、噪声、生态环境、土壤和地下水跟踪监测	30
地下水保护措施		井场和预处理注入站的防渗措施		5
合计		/		281

7 环境管理与监测计划

7.1 环境管理机构

本项目依托吉庆油田作业区在环境管理上建立的健康、安全与环境管理体系（HSE 管理体系），减少建设期和运营期对周围环境的影响，落实各项环保和安全措施，作业区编制有《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/0，2020 年 6 月 8 日实施）。

作业区在环境管理机构设置上实行逐级负责制，作业区管理体系最高管理者负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障等；日常环境管理工作由安全环保科负责，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等；作业区安全环保科负责环境标准的贯彻实施，确保所有有关管理体系方面要求和管理文件能正确、完全地执行；各单位安全环保负责人负责解决油田开发过程中出现的各类环境问题以及发生污染事故的处理等。

7.2 生产区环境管理

7.2.1 施工期环境管理

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

表 7.2-1 施工期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	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。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快自然恢复，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。	施工单位	新疆维吾尔自治区生态环境厅、昌吉回族自治州生态环境局、昌
2	水环境	管线试压废水、混凝土养护废水用于施工洒水抑尘，洗井废水由罐车拉运至压裂返排液处理装置处理达标后回用于压裂液的复配，不外排。		

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
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。		吉回族自治州生态环境局吉木萨尔县分局
4	声环境	选用低噪声设备，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符合国家标准的油品，加强设备的维护，减少大气污染物的排放量。		
6	水土流失	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。施工后期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作，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处理。		

7.2.2 运营期环境管理

- (1) 建立和实施运营期的健康、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	实施单位	监督单位
1	大气环境	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、各类管线等检查、检修。	中国石化新疆油田分公司吉	新疆维吾尔自治区生态环境厅、昌吉回族自治州生态环
2	水环境	洗井废水和井下作业废液由罐车拉运至压裂返排液处理装置处理，出水水质达标后用于压裂液复配；装置排污		

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
		水排至排污罐中，由污油泵将排污罐中的液体管输至进站管汇	庆油田作业区	境局、昌吉回族自治州生态环境局吉木萨尔县分局
3	声环境	选用低噪声设备，定期对设备进行检修和维护，使其处于运行良好的状态。对站场厂界噪声进行定期监测		
4	固体废物处置	废润滑油、废油桶、废分子筛、沾油废防渗材料和含油废抹布、劳保用品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；废包装物由厂家回收处置		
5	生态环境	继续做好施工地的地表恢复工作，培训巡检人员相关环境保护知识，更好地保护沿线植被；对管道设施定期巡查，及时维修保养		
6	风险防范措施	制定事故应急预案，对重大隐患和重大事故能够快速做出反应并及时处理		
7	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		

7.2.3 排污许可管理

《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019 年版）第六条规定：“属于本名录第 1 至 107 类行业的排污单位，按照本名录第 109 至 112 类规定的锅炉、工业炉窑、表面处理、水处理等通用工序实施重点管理或者简化管理的，只需对其涉及的通用工序申请取得排污许可证，不需要对其他生产设施和相应的排放口等申请取得排污许可证”。本项目不涉及锅炉、工业炉窑、表面处理和热处理等通用工序，不申领排污许可证。

7.2.4 退役期环境管理

退役期环境管理的主要内容见表 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	实施单位	监督单位
1	生态环境	做好退役期的地表恢复工作，拆卸、迁移设备，恢复地貌。	中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区	新疆维吾尔自治区生态环境厅、昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局吉木萨尔县分局
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，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	管线进行清扫封堵，产生的废液送至压裂返排液处理装置处理。		
5	固体废物	固体废弃物分类收集，及时清运。		

7.3 污染物排放的管理要求

污染物排放清单及管理要求见表 7.3-1、表 7.3-2。

7.4 企业环境信息公开

中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区应根据《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部 部令第 24 号）、《企业环境信息依法披露格式准则》（环办综合〔2021〕32 号）规定，并结合新疆维吾尔自治区的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公司应公开以下内容：

（1）企业基本信息，包括中文名称、法定代表人、注册地址、生产地址、行业类别、企业联系人及联系方式、企业性质，以及属于重点排污单位、实施强制性清洁生产审核的企业等情况，还包括主要产品与服务、生产工艺的名称，以及生产工艺属于国家、地方等公布的鼓励类、限制类或淘汰类目录（名录）的情况；

（2）环境管理信息，主要为有效期内或正在申请核发或变更的全部生态环境行政许可（包括但不限于排污许可、建设项目环境影响评价等）的相关信息；还包括环境保护税缴纳信息、依法投保环境污染责任保险信息、环保信用评价等级等情况；

（3）污染物产生、治理与排放信息，包括主要污染防治设施的名称、对应的产污环节、处理的污染物、对应排污口的名称、编号、年度非正常运行的设施名称、排放的污染物、次数、日期及时长、主要原因；污染防治设施由第三方负责运行维护的应当提供运维方信息；

（4）企业应当就排污许可、建设项目环境影响评价等生态环境行政许可新获得、变更、撤销等情况，披露变更事项、批复机关、批复文件文号、批复时间、批复原文内容等信息；

（5）突发环境事件应急预案；

（6）其他应当公开的环境信息。

表 7.3-1 无组织废气污染物排放清单

序号	污染源	污染物	产生量	治理措施	实际排放量 (t/a)	厂界浓度 (mg/m ³)
1	1 号计量站	NMHC	0.098t/a	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对设备、阀门等检查	0.098t/a	4
		硫化氢	0.026kg/a		0.026kg/a	0.06
2	预处理注入站	NMHC	1.24t/a		1.24t/a	4
		硫化氢	0.333kg/a		0.333kg/a	0.06

表 7.3-2 噪声、废水及固废等污染物排放清单

类别		环保措施	运行参数	污染物种类	排放标准
噪声	设备噪声	选用低噪声设备+加防振垫+基础减振等	85~98dB(A)	噪声	昼 60dB(A)、夜 50dB(A)
废水	洗井废水	送至压裂返排液处理系统处理	325.56m ³ /a	COD、SS、石油类	/
	压裂返排液		1378.89m ³ /a	COD、SS、石油类	/
	废洗井液		227.61m ³ /a	COD、SS、石油类	/
	装置排污水	排至排污罐中，由污油泵将排污罐中的液体管输至进站管汇	45.6m ³ /a	SS、石油类	/
	生活污水	送至吉木萨尔县污水处理厂处理	624m ³ /a	COD、SS、氨氮	/
固体废物	废包装物	厂家回收管理	0.2t/a	/	/
	废润滑油	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	0.8t/a	石油类	/
	废油桶		0.07t/a	石油类	/
	废分子筛		2m ³ /次	石油类	/
	废含油抹布和劳保用品		0.05t/a	石油类	/
	沾油废防渗材料		0.84t/a	石油类	/
	生活垃圾	送至吉木萨尔县生活垃圾填埋场	19.5t/a	/	/

7.5 环境监测与监控

7.5.1 施工期开展环境工程现场监理建议

为减轻对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议实施环境监理。

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，确保项目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	井场、计量站建设现场	1) 施工作业是否超越了限定范围，施工结束后，施工现场是否进行了及时清理； 2) 废气、噪声是否达标排放，废水、固体废物是否妥善处理； 3) 防渗措施是否满足要求	环评中环保措施落实到位

序号	场地	监督内容	监理要求
2	管线敷设建设现场	1) 管线选线是否满足环评要求。 2) 管线施工作业是否超越了施工宽度; 3) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业; 4) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被	
3	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) 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 运营期环境监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017) 和《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) 相关规定需定期对污染源和环境质量进行监测, 监测计划见表 7.5-2。

表 7.5-1 环境监测计划一览表

监测对象	类别	监测点	监测因子	监测频率	执行标准
废气	污染源	预处理注入站厂界外	非甲烷总烃、硫化氢	1 次/季度	GB39728—2020 GB14554-93 表 1
噪声		预处理注入站厂界外	昼夜等效连续 A 声级	1 次/季度	GB12348-20082 类
地下水环境	环境质量	利用下游已有水源井进行监测, 一般不少于 3 个监测点, 利用环境质量现状监测中的 W2、W3 和 W4 点作为地下水跟踪监测点	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬	1 次/年	GB/T14843-2017III 和 GB3838-2002III 类
土壤环境		在采油平台各布设 1 个表层样	砷、六价铬、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	1 次/年	GB36600-2018 第二类用地筛选值
生态环境	污染源	临时占地范围内	植被覆盖率、植物多样性组成	1 次/3 年	/
	环境质量	管线临时占地范围外 300m 范围内, 井场、计量站临时占地 50m 范围内	植被覆盖率、植物多样性组成	1 次/3 年	/

7.5.3 环境设施验收建议

(1) 验收范围

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

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

(2) 验收内容

按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》中有关规定开展验收，根据建设进度分期开展自主环保竣工验收并应当依法向社会公开验收报告。环保验收建议清单见表 7.5-3。

表 7.5-3 工程“三同时”竣工验收调查建议清单

污染源		污染因子	位置	防治措施	治理要求	验收标准
废气	无组织废气	NMHC、硫化氢	1 号计量站及预处理注入站	采出物通过密闭集输及处理工艺；选用质量可靠的设备、仪表、阀门、管线等；定期对站场内各设备、阀门和管线等检查、检修；井场设除硫加药装置	达标排放	《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《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 二级新改扩建
废水	洗井废水和井下作业废液	石油类、COD	井场及预处理注入站	送至压裂返排液处理装置处理	处理达标后用于压裂液复配	出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）要求
噪声	各类机泵	噪声	井场及预处理注入站	隔声、基础减振，采用低噪声设备	厂界噪声达标排放	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类
固体废物	废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和废含油抹布、劳保用品		采油平台和计量站	井场及预处理注入站		签订处置协议，落实危险废物转移联单
	废脱硫剂包装物		计量站和采油平台	井场及预处理注入站		现场无废脱硫剂包装物遗留
生态环境	工程占地	植被破坏 土壤压覆 地表扰动 水土流失	井场、预处理注入站、单井采油管线、集油支线和单井注气管线等	严格控制占地范围，井场、预处理注入站处砾石铺垫或地面硬化		砾石铺垫或地面硬化
				管线管沟开挖时产生的土方，采用防尘布（或网）进行苫盖。		临时土方苫盖情况，管沟开挖表层土单独堆放情况
				施工结束后对场地进行清理、平整		井场、管线沿线平整情况
				按正式征地文件进行经济补偿		是否按征地文件进行经济补偿
				临时占地范围的植被主要依靠自然恢复		管线等临时占地范围内及周边自然植被恢复情况
防渗措施	井场和预处理注入站的防渗措施					
环境管理	环境管理制度是否建立并完善，环保机构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					

8 环境影响经济损益分析

8.1 环境社会效益分析

8.1.1 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：工程占地造成的环境损失，突发事件污染造成的环境损失和其他环境损失。

占地主要为井场、预处理注入站、管线等工程占地，对生态环境的影响包括破坏原有地表构造，使地表裸露，加剧水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复措施后，对生态环境的影响是可以接受的。

本项目施工期较短，施工“三废”和噪声影响较小；在初期的3~5年内，植被破坏后不易恢复，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少；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，不会对周边环境产生影响。运营期废气、噪声均可实现达标排放，废水及固体废物均可实现妥善处置，正常情况下不会对周围环境产生明显影响。

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

8.1.2 社会经济效益分析

本项目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。油田开发是支持当地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。

8.2 环境经济损益分析结论

综上所述，在建设过程中，由于工程占地会带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，实施相应的环保措

施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

9 环境影响评价结论

9.1 建设项目概况

本次拟对现有 12 口生产井进行改造，将 JHW035、JHW036、JHW00526、JHW00525、J10064_H、JHW033、JHW032、JHW031、J10002_H 共 9 口井改造为注采井，JHW00421 井、JHW034 共 2 口井改造为注水井，将 JHW00422 改造为采出气回注井。建设内容主要为：新建注采井场 9 座、采出气回注井场 1 座，注水井场 2 座，新建预处理注入站 1 座、计量站 2 座、单井采油管线 4.64km、集油干线 2.3km、注气管线 1.2km、转液管线 1.2km；并配套建设供配电、仪表自动化、消防等公用工程。项目总投资 5908.52 万元，环保投资约 281 万元，占总投资的 4.76%。

9.2 环境质量现状

（1）环境空气

项目区环境空气质量基本污染物中除了 PM_{2.5}、PM₁₀ 超标外，其余监测因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准限值要求，超标原因主要与当地风沙季有一定的原因；NMHC 满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 2.0mg/m³ 要求，H₂S 监测浓度满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值要求。

（2）地下水

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

（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石油烃和六价铬监测浓度均满足《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，占地范围外其余监测因子监测浓度满足《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 主要环境影响及环保措施

9.3.1 主要环境影响

（1）生态环境

对生态环境的影响主要表现在工程占地，施工活动和工程占地对植物、野生动物、生态系统功能和结构等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。油田开发的大部分区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少，项目建设对野生动物的影响较小。因此总体上对生态环境影响较小。

（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。运营期废气主要为无组织挥发烃类和硫化氢，井场和预处理注入站厂界无组织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）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 二级新改扩建浓度；项目区地域空旷，各污染物预测贡献值较低，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。

（3）水环境

施工期废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水和洗井废水。管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为悬浮物，试压结束后，用于项目区洒水抑尘，混凝土养护废水用于项目区洒水抑尘；洗井废水由罐车拉运至压裂返排液处理装置处理。运营期洗井废水和井下作业废液由罐车拉运至页岩油联合站外的压裂返排液处理装置，出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）中的相关要求后用于压裂液的复配；装置排污水排至排污罐中，由污油泵将排污罐中的液体管输至进站管汇；各类废水均得到妥善处置，正常情况

下不会对周围水环境产生明显影响。

事故状态下对地下水的污染主要为集油支线泄漏，泄漏是以点源形式污染地下水，其污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层。事故发生后，及时采取相应的措施，不会对地下水环境产生明显影响。

（4）噪声

施工期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；运营期噪声主要为各类机泵及巡检车辆等，源强 80~95dB（A），根据预测井场和预处理注入站厂界昼夜噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准要求。评价范围内无声环境敏感目标，不会出现扰民影响，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和通井、刮井时产生的含油废渣，集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。通井、刮井时产生的含油废渣不在项目区暂存，临时暂存在吉祥联合站危险废物暂存间暂存，最终交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。运营期固体废物主要为废脱硫剂包装物、废润滑油、废油桶、废含油抹布、劳保用品，废包装物由厂家回收利用，废润滑油、废油桶、废分子筛、废含油抹布及劳保用品属于危险废物，集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置；固体废物得到妥善处置，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。运营期加强废水和固体废物管理，采油平台、计量站采用砾石铺垫，加强站场设备、阀门、法兰、管线的巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受浸染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收处置，可降低对土壤环境质量的影响程度。

（7）环境风险

项目涉及的危险物质为原油、伴生气和硫化氢，风险潜势为 I，可能发生的风

险事故类型主要包括原油泄漏事故和火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。发生泄漏时，泄漏的油气对周围大气环境产生一定的影响，对土壤、地下水及植被影响较小，泄漏的原油对土壤、植被、地下水会产生一定的影响；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。发生事故后，在严格落实本报告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。

9.3.2 环境保护措施

（1）生态环境

合理规划永久占地和临时占地，合理布局井场和预处理注入站内各设备布局，减少工程占地面积。单井采油管线、单井注气管线和集油支线选线过程中在满足设计需求的前提下，尽量避开植被密集区域；施工过程中尽量避免破坏野生植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境；施工结束后，井场和预处理注入站采用砾石铺垫；管沟开挖分层开挖、分层堆放和分层回填；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，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地；施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿；加强施工期环境监理。

（2）大气环境

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

选用质量可靠的设备、仪表、阀门等，定期巡检，对站场的设备、阀门、法兰、管线等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生。

（3）水环境

施工期废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水和洗井废水。管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为悬浮物，试压结束后，用于项

目区洒水抑尘，混凝土养护废水用于项目区洒水抑尘；洗井废水由罐车拉运至压裂返排液处理装置处理。运营期洗井废水和井下作业废液由罐车拉运至页岩油联合站外的压裂返排液处理装置，出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY02012-2016）中的相关要求后用于压裂液的复配；装置排污水排至排污罐中，由污油泵将排污罐中的液体管输至进站管汇。

（4）噪声

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

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

（5）固体废物

施工期固体废物主要为建筑垃圾和通井、刮井时产生的含油废渣，集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。通井、刮井时产生的含油废渣不在项目区暂存，临时暂存在吉祥联合站危险废物暂存间暂存，最终交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。运营期固体废物主要为废脱硫剂包装物、废润滑油、废油桶、废含油抹布、劳保用品，废脱硫剂包装物由厂家回收利用，废润滑油、废油桶、废分子筛、废含油抹布、劳保用品属于危险废物，集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

（6）土壤环境

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

运营期加强废水和固体废物管理，采油平台、计量站采用砾石铺垫，加强站场设备、阀门、法兰、管线的巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受浸染的土壤交由具备相应危

废处理资质的单位进行回收处置。

（7）环境风险

井场井控严格执行《新疆油田钻井井控实施细则》，防止井喷、井喷失控和井喷着火；井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训；井场设置明显的禁止烟火标志；在井架、井场路口等处设风向标，发生事故时人员迅速向上风向疏散；按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其他消防器材。井场设置明显的禁止烟火标志；井下作业时应至少配备 I 套便携式硫化氢检测仪做好硫化氢检测工作，制定防硫化氢应急预案；定期对管线进行巡检，严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收；管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物；项目投产后应纳入《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》。

9.4 经济损益性分析结论

本项目在建设过程中，由于井场、管线都占用一定量的土地，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。

9.5 环境管理与监测计划结论

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。

9.6 公众参与

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，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。

9.7 结论

项目符合国家相关规划、环保政策及“三线一单”的要求，选址选线合理。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建设可行。