

吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油 2025 年 JHW74-17 等 21 口水
平井产能建设项目

环 境 影 响 报 告 书

(征求意见稿)

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：二〇二四年十二月

目 录

1 概述	1
1.1 项目背景	1
1.2 建设项目主要特点	1
1.3 环境影响评价的工作过程	2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	2
1.5 分析判定相关情况	2
1.6 环境影响评价的主要结论	4
2 总则	6
2.1 编制依据	6
2.2 评价目的与原则	11
2.3 评价时段	12
2.4 环境影响因素识别与评价因子确定	12
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	25
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	28
3 建设项目工程分析	51
3.1 现有工程概况及环境影响回顾	51
3.2 改扩建项目工程概况	65
3.3 污染源源强核算	91
3.4 总量控制指标	108
3.5 清洁生产分析	108
4 环境质量现状调查与评价	113
4.1 自然环境现状调查与评价	113

4.2 环境保护目标调查.....	116
4.3 环境质量现状调查与评价.....	117
5 环境影响预测与评价.....	144
5.1 施工期环境影响预测与评价.....	144
5.2 运营期环境影响预测与评价.....	153
5.3 退役期影响分析.....	169
5.4 环境风险分析.....	170
6 环境保护措施及其可行性论证.....	180
6.1 施工期环境保护措施及其可行性论证.....	180
6.2 运营期环境保护措施.....	189
6.3 温室气体管控措施.....	197
6.4 环境风险事故防范措施.....	197
6.5 退役期环境保护措施.....	206
6.6 环境保护措施可行性分析.....	208
6.7 环保投资分析.....	209
7 环境管理与监测计划.....	211
7.1 环境管理机构.....	211
7.2 生产区环境管理.....	211
7.3 污染物排放的管理要求.....	214
7.4 企业环境信息公开.....	214
7.5 环境监测与监控.....	217
8 环境影响经济损益分析.....	221
8.1 环境社会效益分析.....	221
8.2 环境经济损益分析结论.....	221
9 环境影响评价结论.....	223

9.1 建设项目概况.....	223
9.2 环境质量现状.....	223
9.3 主要环境影响及环保措施.....	224
9.4 经济损益性分析结论.....	228
9.5 环境管理与监测计划结论.....	229
9.6 公众参与.....	229
9.7 总结论.....	229

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，距克拉玛依油田约 450km，距离乌鲁木齐市东北方向 150km，距离吉木萨尔县西北方向 22km，距离已开发的吉 7 井区西北方向 15km，横跨新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县和新疆生产建设兵团第六师红旗农场。油区有多条公路穿过，交通较为便利。

为探索吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏整体效益开发的技术路线，同时保障国家级陆相页岩油示范区建设指标任务顺利完成，中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区拟在吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏实施《吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油 2025 年 JHW74-17 等 21 口水平井产能建设项目》，拟部署采油井 21 口，钻井总进尺 $12.14 \times 10^4 \text{m}$ ，新建采油井口装置 21 座，新建 3 井式采油平台 1 座，4 井式采油平台 2 座，5 井式采油平台 2 座，新建采油平台计量站 5 座；新建 6m^3 除硫剂加药装置 4 座，新建 10m^3 除硫剂加药装置 1 座。新建单井采油管线 4.2km，集油支线 7.5km，集油干线 5.0km，配套建设给排水，供电、防腐、消防、油区道路等工程。新建产能 $10.8 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

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，采用平台井布设，采用天然能量开采；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生态影响型和污染影响型兼有型项目。

(3) 项目区涉及准噶尔盆地南缘兵团级水土流失重点治理区。

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 11 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《吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油 2025 年 JHW74-17 等 21 口水平井产能建设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、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。

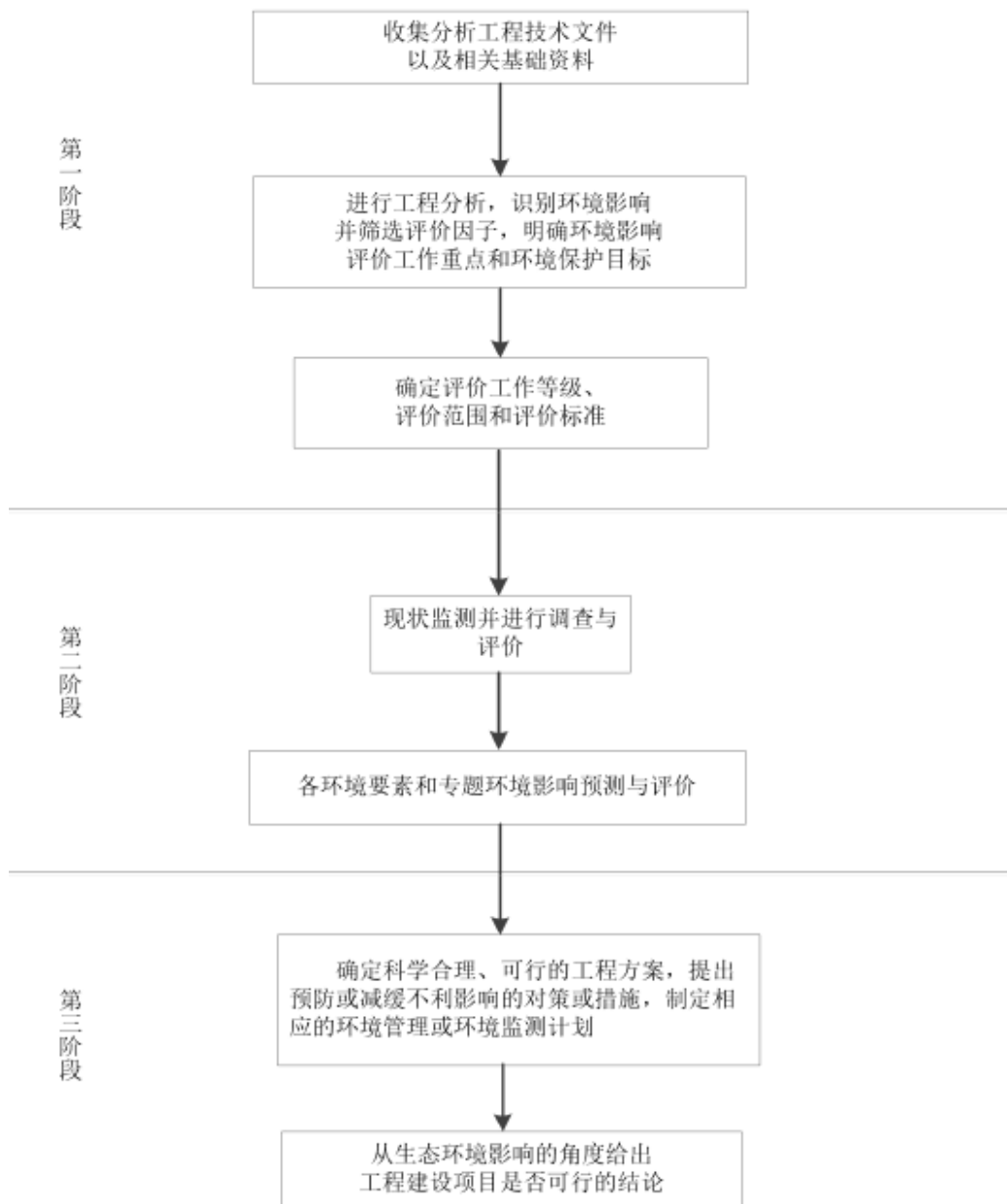


图 1.3-1 环境影响评价工作程序图

1.5.2 选址选线合理性分析

本项目评价范围内除涉及水土流失重点治理区外，不涉及其他环境敏感区，施工期及运营期严格落实水土保持措施，对生态环境恢复可以起到积极作用，可将水土流失的程度降低到最小限度；项目周围植被稀疏，野生动物较少，且各井场及计量站选址、各类管线沿线均位于植被比较稀疏区域，野生动物较少，对周围生态环境影响较小；管线力求线路顺直，缩短线路长度，减少管线占地；采油井井口处为

空地，与高压线及其他永久性设施的距离大于 75m，周边 200m 内无铁路、高速公路、学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所，选址符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）的相关要求，采油平台计量站选址时考虑距离各井的距离，在尽量避开植被茂密区域后，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，单井采油管线尽量趋直；集油干支线沿油区已建道路敷设，尽量避开植被茂密区域。新建采油平台、采油平台计量站各类集输管线及架空线路均避绕农田区域，不占用农田，同时严格控制集油干支线施工作业带宽度，减少施工作业占地，减少对周围生态环境影响；项目区周边分布有红旗农场的居民，项目区距居民的最近距离为 650m，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，加上区域大气扩散条件好，项目实施对附近居民的影响不大；项目区周围无自然保护区、风景名胜区、医院、学校等其他环境保护目标，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》《新疆生产建设兵团国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》《新疆生产建设兵团主体功能区规划》《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》《新疆生产建设兵团矿产资源总体规划（2021—2025 年）》《新疆油田公司“十四五”发展规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆生产建设兵团“十四五”生态环境保护规划》《石油天然气开采业污染防治技术政策》《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《第六师五家渠市生态环境分区管控更新成果（2023 版）》《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》中的相关要求。

1.6 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 年修订），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 年修订），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（6），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（2021 年版）》，生态环境部令第 15 号，2021 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。

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 年第 18 号，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 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 年 01 日；

(26)《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》，2021 年 12 月 28 日；

(27)《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；

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

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

(30)《关于“十四五”大宗固体废弃物综合利用的指导意见》（发改环资〔2021〕381 号），2021 年 03 月 18 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 09 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)《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018 年修订），2018 年 09 月 21 日；

(4)《新疆生态功能区划》，2005 年 07 月 14 日；

(5)《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》，2002 年 12 月。

(6)《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例(2018 年修正)》，2018 年 09 月 21 日；

(7)《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；

- (8)《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，2018 年 08 月；
- (9)《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；
- (10)《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；
- (11)《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》，2024 年 01 月 18 日；
- (12)《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)《新疆生产建设兵团国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》，2021 年 01 月 08 日；
- (15)《新疆生态环境保护“十四五”规划》，2021 年 12 月 24 日；
- (16)《新疆生产建设兵团“十四五”生态环境保护规划》，2021 年 12 月 17 日；
- (17)《第六师五家渠市“十四五”生态环境保护规划》（师市办发〔2022〕11 号），2022 年 06 月 01 日；
- (18)《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，2021 年 02 月 22 日；
- (19)《关于印发〈新疆生产建设兵团“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新兵发〔2021〕16 号），2021 年 04 月 14 日；
- (20)《第六师五家渠市生态环境分区管控更新成果（2023 版）》，2024 年 07 月 24 日；
- (21)《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，2012 年 12 月 27 日；
- (22)《关于印发〈新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）〉的通知》（新环环评发〔2024〕4 号），2024 年 06 月 09 日；
- (23)《新疆国家重点保护野生动物名录》，（新林护字〔2022〕8 号），2021 年 07 月 28 日；

(24)《新疆生产建设兵团第六师五家渠市国土空间规划(2021-2035 年)》(成果),2023 年 03 月;

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

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；

(17)《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(公告 2021 年第 24 号)，2021 年 6 月 11 日；

(18)《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1276-2022)，2023 年 07 月 01 日；

(19)《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018)，2018 年 10 月 01 日。

2.1.5 相关文件和技术资料

(1)《吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油 2025 年 JHW74-17 等 21 口水平井产能建设项目环评委托书》，2024 年年 11 月；

(2)《吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油 2025 年 JHW74-17 等 21 口水平井实施意见》，2024 年 11 月；

(3)《吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油吉 39 井区 JHW74-17 等 21 口水平井钻井工程方案》，2024 年 11 月；

(4)新疆昌吉油田芦草沟组页岩油产能建设项目(地面工程)初步设计说明书,2024 年 09 月。

(5)《吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油 2025 年 JHW74-17 等 21 口水平井产能建设项目环境质量现状检验检测报告》，2024 年 12 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的可行性和合理性。

(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，论证项目在环境方面的可行性，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、柴油机发电机燃烧烟气、施工机械及车辆尾气、焊接废气、管道试压废水、混凝土养护废水、生活污水、噪声、钻井岩屑、生活垃圾、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、建筑垃圾、焊接废渣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、无组织硫化氢、洗井废水、井下作业废液、危险废物（废润滑油、废润滑油桶、废含油抹布、废劳保用品、

沾油废防渗材料）和一般工业固体废物（废脱硫剂包装物）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	占地	0	0	0	++	+	+
	废气	施工扬尘、柴油机发电机燃烧烟气、施工机械及车辆尾气、焊接废气	+	0	0	0	+	+
	废水	管道试压废水、混凝土养护废水和生活污水	0	0	0	0	0	0
	固废	钻井岩屑、生活垃圾、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、建筑垃圾、焊接废渣	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（废润滑油、废润滑油桶、废含油抹布、劳保用品、废防渗材料）和一般工业固体废物（废脱硫剂包装物）	0	+	0	++	+	+
	噪声	各类机泵	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、特征污染因子识别结果、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349—2023）附录 B 建设项目环境影响评价因子一览表，并结合本区环境质量状况，筛选本次评价因子，因《土壤环境质量 建设用地土壤

污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618—2018）中未规定石油类、石油烃（ $C_6\sim C_9$ ）限值要求，故本次土壤评价因子不考虑石油类、石油烃（ $C_6\sim C_9$ ），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
钻前工程	施工期	颗粒物	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻井工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间、夜间等效连续 A 声级（L _d 、L _n ）
储层改造工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、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、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间、夜间等效连续 A 声级（L _d 、L _n ）
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	石油烃和含盐量	土壤肥力、生物多样性、生态系统完整性等	昼间、夜间等效连续 A 声级（L _d 、L _n ）
退役期		颗粒物	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型	昼间、夜间等效连续 A 声级（L _d 、L _n ）

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
生态环境	II 兵团准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态区—II ₃ 六、七、八十二师准噶尔盆地南部灌木、半灌木荒漠、绿洲农业生态亚区—13 六师土墩子-奇台人工绿洲农业生态功能区	

2.5.2 评价标准

（1）环境质量标准

①环境空气

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		
		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	12	亚硝酸盐	≤1
2	总硬度	≤450	13	总大肠菌群, N/100mL	≤3.0
3	溶解性总固体	≤1000	14	六价铬	≤0.05
4	挥发性酚类	≤0.002	15	汞	≤0.001
5	氨氮	≤0.5	16	铁	≤0.3
6	氰化物	≤0.05	17	砷	≤0.01
7	石油类	≤0.05	18	耗氧量	≤3
8	氟化物	≤1.0	19	铅	≤0.20
9	氯化物	≤250	20	镉	≤0.005
10	硫酸盐	≤250	21	镍	≤0.02
11	硝酸盐	≤20	22	钠	≤200

③声环境

声环境质量执行《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、石油烃、半挥发性和挥发性有机物均执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，占地范围外各监测点的重金属及无机物执行《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

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)
36	苯胺	260	42	蒽	1293
37	2-氯酚	2256	43	二苯并 (a, h) 蒽	1.5
38	苯并 (a) 蒽	15	44	茚并 (1, 2, 3-cd) 芘	15
39	苯并 (a) 芘	1.5	45	萘	70
40	苯并 (b) 荧蒽	15			
其他项目 (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
10	石油烃 (mg/kg)	mg/kg	4500

*石油烃参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB36600-2018) 第二类用地风险筛选值。

(2) 污染物排放标准

①废气

厂界无组织非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020) 企业边界污染物控制要求, 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), 详见表 2.5-7。

表 2.5-7 大气污染物排放标准

污染源	污染物	排放限值 (mg/m ³)	标准来源
井场	NMHC	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020)
	硫化氢	0.06	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)

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 2.5-8。

表 2.5-8 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) 污染物控制标准

钻井岩屑执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）；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。

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 和 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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

源强参数见 5.2.1 章节，预测结果见表 2.6-1。

表 2.6-1 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)
无组织废气	NMHC	25.822	1.29	198
	H ₂ S	0.0253	0.25	

由表 2.6-1 可知：各污染物最大落地浓度占标率最高为 9.07%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据（表 2.6-2），评价等级判定为二级。

表 2.6-2 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，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 2.6-3，评价工作等级分级表见表 2.6-4。

表 2.6-3 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中水式饮用水水源，其它保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其它未列入上述敏感分级的环境敏感区 ^a 。
不敏感	上述地区之外的其它地区

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

表 2.6-4 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）规定采油井场和计量站为 I 类建设项目，单井采油管线、集油干支线为 II 类建设项目，根据表 2.6-4 判定采油井场和计量站地下水评价等级为二级，单井采油管线、集油干支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 2.6-5。

表 2.6-5 生态环境影响评级等级判定一览表

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	占地范围内不涉及
b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	占地范围内不涉及
c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	占地范围内不涉及
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	占地范围内不涉及天然林和湿地，井场及管线沿线涉及国家公益林，评价等级为二级
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	新增占地约 0.36km ² ，小于 20km ²
g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，	项目不涉及 a)、b)、c)、d)、e)、f) 中

判定原则	判定结果
评价等级为三级	的相关内容
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	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 2.6-5 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 2.6-6。

表 2.6-6 污染影响型评价工作等级划分表

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

※占地规模

永久占地面积约 4.8hm², 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 2.6-7。

表 2.6-7 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居民区、耕地、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）规定采油井场和计量站为 I 类建设项目，单井采油管线和集油干支线为 II 类建设项目，根据表 2.6-7 可知，采油井场和采油平台计量站土壤污染影响型评价等级为一级，单井采油管线和集油干支线土壤污染影响型评价等级为二级。

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 2.6-8，评价工作等级划分表见表 2.6-9。

表 2.6-8 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 $< 1.8\text{m}$ 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度 > 2.5 或常年地下水位平均埋深 $< 1.5\text{m}$ 的平原区；或 $2\text{g/kg} < \text{土壤含盐量} \leq 4\text{g/kg}$ 的区域	$4.5 < \text{pH} \leq 5.5$	$8.5 \leq \text{pH} < 9.0$
不敏感	其他	$5.5 < \text{pH} < 8.5$	

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

表 2.6-9 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 $> 4\text{g/kg}$ ，生态影响型敏感程度为敏感；本项目属于陆地石油开采行业，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）规定采油井场和计量站为 I 类建设项目，单井采油管线和集油干支线为 II 类建设项目。根据表 2.6-9 可知，采油井场和采油平台计量站土壤生态影响型评价等级为一级，单井采油管线和集油干线土壤生态影响型评价等级为二级。

(7) 环境风险评价等级

依据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJT169-2018), 环境风险评价工作级别按表 2.6-10 进行划分。

表 2.6-10 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柴油、原油、伴生气、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、油基钻井液和油基钻井岩屑。

施工期钻井井场、施工过程中产生的危险废物(废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料, 不在井场和站场储存), 产生后直接由具有相应危险废物处置资质的单位处置; 典型油基钻井液中白油的含量为 30% (体积分数), 井场油基钻井液最大使用量 310m³, 白油密度取 0.84g/cm³, 井场油基钻井液中白油的最大在线量为 78.12t, 油基钻井岩屑钻井井场油基钻井岩屑最大暂存量为 100m³, 岩屑中的石油类含量为 12.5t。运营期涉及的风险物质为原油、伴生气和危险废物。运营期采油平台和采油平台计量站产生的废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布和劳保用品不在项目区暂存, 直接转运至吉祥联合站危险废物临时贮存点, 最终交由有相应危险废物处置资质的单位处置。

本项目涉及的环境风险单元为采油井场、单井采油管线、集油干线和集油支线, 危险物质与临界量的比值(Q 值)计算结果详见表 2.6-11。

表 2.6-11 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	风险潜势 等级
施工期	采油井场	柴油	20		2500	0.008	I
		油基钻井液	81.14		2500	0.033	
		危险废物（油基 钻井岩屑）	12.5		2500	0.005	
小计		/	/		/	0.046	
运营期	单井采油 管线	长度 200m、DN65 2.5MPa	原油	0.6	2500	0.00024	I
			伴生气	0.00072	10	0.000072	

	集油支线	长度 2.5km、 DN150 3.5MPa	原油	40.7	2500	0.0163	
			伴生气	0.04802	10	0.0048	
	集油干线	长度 1.7km、 DN200 3.5MPa	原油	49.2	2500	0.0197	
			伴生气	0.05805	10	0.0058	
小计		/	/	/	/	0.0469	

根据上表计算结果可知，Q 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 2.6-10 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 2.6-12 和图 2.6-1。

表 2.6-12 各环境要素评价范围一览表

环境要素		范围
大 气		以井场为中心，边长为 5km 矩形形成的包络线。
地 下 水		以地下水流向为长轴，各采油平台中心上游 1km、下游 3km，水流垂直方向分别外扩 1km；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、采油平台计量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、采油平台计量站占地范围内及厂界向外延伸 5km 形成的包络线。
	管线	单井采油管线和集油干支线边界两侧向外延伸 200m 范围。
生态环境		采油井场、采油平台计量站厂界周围 50m 范围内，单井采油管线和集油干支线两侧外延 300m。
环境风险		不设评价范围

2.7 环境保护目标

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；生态环境保护目标为评价范围内的水土流失重点治理区和国家二级保护植物黑果枸杞，大气环境保护目标为大气评级范围内红旗农场的居民，土壤环境保护目标为一般耕地（主要农作物为玉米）和天然牧草地；地表水环境保护目标主要为下新湖水库。各环境要素保护级

别见表 2.7-1 和图 2.7-1。

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
	红旗农场天山五场三队居民 (E, N)	约 80 人	
	红旗农场知青点 (E, N)	约 126 人, JHW77-13 井 东北侧约 1.8km	
	毛家庄居民 (E, N)	约 180 人	
	红旗农场部分居民点 (E, N)	约 84 人	
土壤环境	占地范围内和占地范围外的土壤	/	GB36600-2018 第二类用地 筛选值标准和 GB15618-2018 表 1
	项目区周边的一般耕地	项目区周边	GB15618-2018 表 1
	天然牧草地	项目区及周边区域	
地下水环境	评价范围内的潜层地下水	/	GB/T14848-2017 III类, 石油类参照 GB3838-2002 III类
地表水环境	下新湖水库	项目区南侧约 5km 处	GB3838-2002 中III类标准
声环境	评价范围内的声环境	/	GB3096-2008 2 类
生态环境	水土流失重点治理区	项目区及评价范围内	保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性, 保护土壤环境质量, 做好植被恢复与水土保持工作, 使项目区现有生态环境不因项目的建设受到破坏, 按照水土保持空间管控相关要求, 办理水土保持方案审批手续, 严格控制扰动范围。
	其他野生动植物		保护野生动植物生境不被破坏
	黑果枸杞	评价范围内	国家二级保护植物

图 2.6-1 评价范围示意图

图 2.7-1 大气环境保护目标分布示意图

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，符合规划及纲要中的相关要求。

根据《新疆生产建设兵团国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》：①加强与央企和国内化工龙头企业合作，参与国家布局在新疆的重大油气生产和炼化加工基地建设，逐步建立完善石油天然气化工、煤化工、氯碱化工产业链。支持第一师阿拉尔市、二师铁门关市、三师图木舒克市、六师五家渠市、七师胡杨河市、十四师昆玉市等发展石油天然气深加工项目。②加大油气勘探开发力度。推动油气勘探开发在兵团辖区内扎根落户，弥补兵团油气生产短板，力争实现油气供给增储上产。加快石油天然气管网建设，充分利用现有原油、成品油管道，优化长输高压管线、城市次高压管线和园区中低压管线配套，形成兵团油气管道“由点成线”的配置格局。

本工程为页岩油开采项目，位于新疆生产建设兵团第六师红旗农场，符合规划及纲要中的要求。

（2）主体功能区规划相符性分析

本工程位于《新疆生产建设兵团主体功能区规划》中天山北坡农产品主产区，该区限制进行大规模、高强度城镇化工业化开发的农产品主产区。本次属于页岩油开发项目，不占用耕地，不会影响区域农产品生产；项目建设符合《新疆生产建设兵团主体功能区规划》的功能定位。

（3）行业发展规划及规划环评相符性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》指出，将石油、天然气列为重点勘查开采矿种，并指出要加快玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘等大型油气田建设，促进增储上产，支撑克拉玛依、吉木萨尔油气能源资源基地建设。本项目属于页岩油开发项目，地理位置位于新疆生产建设兵团第六师红旗农场，工程所在区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2020—2025 年）》中的环

准噶尔能源资源勘查开发区。项目建设符合规划及规划环评的相关要求。

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

《新疆油田公司“十四五”发展规划》指出，地面系统总体能力满足“十四五”期间新区玛湖 500 万吨上产、吉木萨尔页岩油建产、南缘建产，老区千万吨稳产、天然气稳产的需要，非常规油气藏地面配套关键技术取得重大突破，数字化、标准化等指标达到股份公司先进水平，生产运行、能耗等指标超越股份公司一般水平。全面建成保障坚强、结构合理、安全可靠、运行灵活、节能环保、经济高效的水、电、路、讯保障系统。本项目属于页岩油开采项目，地理位置位于新疆生产建设兵团第六师红旗农场，项目的建设有助于实现《新疆油田公司“十四五”发展规划》中吉木萨尔页岩油建产的目标，项目建设符合规划的相关要求。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	本项目对井场、采油平台计量站进行了分区防渗，并提出了利用现有水源	符合

序号	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
	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。	井作为地下水监测井。	
3	含油污泥、废分子筛等危险废物交由有相应处置资质的单位进行无害化处置。危险废物贮存设施必须满足存场所必须满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)的相关要求, 并按照《环境保护图形标志—固体废物贮存(处置)场》、《危险废物标志牌式样》设置明显标志。)工作人员的生活垃圾设置垃圾桶集中收集后交由当地的环卫部门及时清运	固体废物主要为废脱硫剂包装物、清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布和劳保用品。清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、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属于《国家危险废物名录》(2025年版)HW49其他废物, 临时贮存存在吉祥联合站危险废物临时贮存场, 最终交由有相应危险废物处置资质的单位处理。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。废脱硫剂由厂家回收处理。	符合
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。	退役期地面设施拆除、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, 不得遗留在场地内影响土壤环境质量。运输过程中, 运输车辆均加盖篷布, 以防止行驶过程中固体废物的散落。	符合
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; 采用密闭集输工艺, 井口密封并设有紧急截断阀。	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,	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;	符合

序号	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
	避让梭梭、白梭梭等保护植物；严格控制管线施工作业带宽度，管沟分层开挖、分层堆放、分层回填；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的踩踏破坏，避免破坏荒漠植物；开展环境监测；永久占地进行砾石铺垫，定期检查管线、井场等。	施工结束后，对井场、计量站进行地面硬化处理；设计选线选址过程中，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，尽量不干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》结论符合性分析

序号	规划环评结论	拟采取的相关措施	相符性分析
1	规划生产运营期废气主要各燃气设备产生的燃烧尾气，油气集输及各类储罐暂存过程中无组织逸散的烃类等，主要大气污染物为烟尘、SO ₂ 和NO ₂ 、非甲烷总烃。规划所用各燃气设备（燃气加热炉、相变炉、锅炉等）燃料均为天然气，为清洁能源。燃烧后污染物排放量少，对环境影响较小。燃气设备排放的SO ₂ 、NO _x 均可符合《锅炉大气污染物排放标准》标准限值，对周围环境造成的影响较小。油气集输过程及各类储罐暂存过程中产生的烃类挥发是影响规划区域环境空气的主要污染源。油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发。严格按照GB39728 标准要求，对部分不符合标准的储罐、装载系统等进行改造。通过采取相应的污染防治措施，能够有效控制无组织烃类的污染，在运行过程中严格管理，确保废气控制措施正常运转，各站场场界浓度和最大落地浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）的场界标准限值（4mg/m ³ ）	油气集输采用密闭集输，原油采用电加热，井场、计量站厂界无组织废气可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）的场界标准限值（4mg/m ³ ）的要求。	符合
2	生产运营期产生的废水主要包括井场产生的井下作业废水、站场产生少量含油废水。井下作业严禁废水外排，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至各自区块污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》标准后，由各联合站统一调配，不外排进入环境，不会对地表水环境产生环境影响。生产运营期产生的采出水和井下作业废水拉运至各自区块污水处理系统处理，处理达标后回注地层	井下作业废液和洗井废水送至由罐车拉运至页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，处理达到《压裂酸化返排液处理技术规范》（Q/SY 02012-2016）中相关水质指标后用于压裂液复配，不外排	符合

表 2.9-3 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，采油井场、采油平台计量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；位于准噶尔盆地南缘兵团级水土流失重点治理区，报告中将油气开发对水土流失重点治理区的影响作为重点评价内容，并提出了相应的保护措施，项目实施不会明显加剧区域水土流失重点治理区的水土流失程度。	符合
2	(二)合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。	各井场及计量站选址、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	采取的生态恢复措施符合规划环评报告书的要求，水基岩屑由岩屑处置单位处理，油基岩屑、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料交由相应危险废物处置资质的单位回收处置，生活垃圾清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场，建筑垃圾收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理；运营期清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、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置资质的单位处理，废脱硫剂由厂家回收处理，产生的各类固体废物均得到合规处置；选	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
	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。	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、计量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 2.9-4。

表 2.9-4 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	支持企业实施智能化改造升级，推动石油开采、石油化工、煤化工、有色金属、钢铁、焦化、建材、农副产品加工等传统产业的重点企业改进工艺、节能降耗、提质增效，促进传统产业绿色化、智能化、高端化发展	井口采出物采用密闭集输工艺；生产过程中自动化程度较高，井口建设有自动化系统，可实现生产数据全过程自动化管理。	符合
2	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管理	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泄漏检测与修复工作进行防治；项目建成后交由吉庆油田作业区管辖。	符合
3	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

序号	规划中相关要求	本项目拟采取措施	符合性分析
	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	
4	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料利用总量较少，符合资源上线要求；符合“三线一单”的要求	符合
5	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、废润滑油桶、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，废脱硫剂包装物由厂家回收处置。	符合
6	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
7	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等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
8	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《新疆生产建设兵团“十四五”生态环境保护规划》的符合性

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

本工程属于页岩油开发项目，整体项目实施后油气采用密闭集输工艺，可有效控制烃类气体的挥发量。项目生产过程中事故状态下落地油均 100%进行回收，受污染的土壤收集后交由有相应处置资质单位转运、处置，确保项目在运营过程中不会对区域土壤产生不利影响。因此，项目建设与该规划相符。

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

项目建设符合《新疆生产建设兵团第六师五家渠市国土空间规划（2021-2035 年）》（成果）中的相关要求，详见表 2.9-5。

表 2.9-5 项目与《新疆生产建设兵团第六师五家渠市国土空间规划（2021-2035 年）》符合性分析

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

2.9.2 环保政策符合性分析

(1) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

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 2.9-6。

表 2.9-6 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，洗井液、压裂返排液和酸化返排液配制好，由罐车拉运至井场，井下作业时带罐作业，产生的压裂返排液、酸化返排液和废洗井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	本项目采用天然能量开采，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	伴生气通过单井采油管线、集油干支线管输至页岩油联合站伴生气处理装置处理，回收利用率达到 99.5%以上。	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。	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测计划	符合
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	钻井期分离出的钻井液循环利用，不外排；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	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
		标后用于压裂液复配。	
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	危险废物主要为清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和废含油抹布、废劳保用品，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修，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 2.9-7。

表 2.9-7 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	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；页岩油采用天然能量开采工艺，油气集输密闭集输工艺；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。	符合
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	本项目一开采用水基钻井液体系、二开采用油基钻井液体系，设有防喷器，钻井岩屑和钻井液进入不落地系统进行处理，分离	符合

序号	《规范》中相关规定	拟采取的相关措施	相符性分析
		出的液相回用，分离出的水基钻井岩屑交由岩屑处置单位处理，分离出的油基钻井岩屑属于危险废物，交由有相应危险废物处置资质的单位处置。	
3	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
4	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
5	按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济；气田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于 90%；油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%；油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收	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。危险废物主要为清罐底泥、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，分类收集，集中收集后交由有相应资质的单位处置。	符合
6	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 2.9-8。

表 2.9-8 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	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
		得自治区生态环境厅审查意见（新环函〔2022〕252 号）。	
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，以吉 39 井区所形成的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。	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	本项目采用天然能量开发，不涉及废水回注工程。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。一开采用水基钻井液（主要成分为坂土、 Na_2CO_3 、重晶石、复配铵盐等），二开采用油基钻井液（主要成分为白油、乳化剂、有机土等），具体成分涉及商业秘密，不宜公开	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，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式综合处理和利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应严格按照《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	危险废物主要为清罐底泥、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，分类收集，集中收集后交由有相应资质的单位处置；废脱硫剂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。	符合
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	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	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
	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	质量可靠的设备和加强检修进行防治。	
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	施工期严格按照即定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减震措施，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
8	(一) 油气田开发建设项目的建设运营单位（即项目业主单位）为油气田勘探开发活动环保责任单位，对在其作业区域内生产运营活动负有监督和管理责任。业主单位责任人为该油气田开发区域内环保第一责任人，要切实履行好监督管理的责任。	运行期由吉庆油田作业区运营管理。新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确了各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任。吉庆油田作业区属于新疆油田分公司的二级单位，其单位行政一把手是该单位的环保第一责任人，本次环评要求吉庆油田作业区行政一把手应按照《新疆油田分公司环境保护管理规定》及其他规定在本项目生产运营过程中负起相应法律责任和行政责任	8
9	(二) 严格落实油气田开发项目环评等级及权限。各油气田开发业主单位认真梳理区域内油气开发现	新疆油田分公司已明确了区域内油气开发现状，明确了环境影响	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
	状，明确环境影响已评价和开发范围（即老区块）、未评价和开发范围（即新区块）的范围坐标，整理形成油气田开发情况“一张图”报我厅环境影响评价处，凡属于环境影响评价文件批复区域内新增油气田开发建设行为，其增层开采、加密建井等均按照老区块开发建设编制环评文件，报地州市环保局审批；凡属于环境影响评价文件批复未涉及区域内的开发建设行为均按照新区块编报环评文件。未提交“一张图”的单位我厅暂不予受理其新申请项目环境影响评价审批文件。	已评价和开发范围、未评价和开发范围的范围坐标，整理形成油气田开发情况“一张图”。通过对比“一张图”，本项目属于环境影响评价文件批复区域内新增油气田开发建设行为，本次按照老区块开发建设编制了环评文件，拟报项目所在新疆生产建设兵团生态环境局进行审批	

（4）与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》要求的相符性分析

本项目采取的各项环保措施符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中的要求，详见表 2.9-9。

表 2.9-9 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相符性分析

序号	相关规定	拟采取的相关措施	符合性分析
1	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	项目周围无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地等生态敏感区。	符合
2	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况	针对运营期排放的废气、噪声以及地下水、土壤环境提出了监测计划，建设单位应接受新疆生产建设兵团生态环境局、新疆生产建设兵团第六师五家渠市生态环境局的监督与管理，并按照《企业环境信息依法披露管理办法》等规定，公开运营期监测情况。	符合
3	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋	施工结束后，应对施工场地进行清理平整，项目所在地干旱少雨，未设置挡水墙、雨水出口和防洪渠道。危险废物主要为清罐底泥、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，分类收集，集中收集后交由有相应资质的单位处置；废脱硫剂包装物由厂家回收处置。	符合
4	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者	定期对井场和计量站内的设备、阀门、法兰、管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门和管线等。	符合

序号	相关规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染		
5	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体；运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物品，应当采取防范措施，防止渗漏、泄漏、溢流和散落	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场内的设备、阀门、法兰、管线等进行检查、检修。	符合
6	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置	清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和废含油抹布、劳保用品集中收集后交由有相应资质的单位处置，其贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。运输过程中应执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求中有关运输的规定，运输过程中运输车辆应加盖篷布，以免散落，应按规定的行驶路线运输。	符合
7	煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放	伴生气通过单井采油管线、集油干支线管输至页岩油联合站伴生气处理装置处理，回收利用率达到 99.5% 以上。	符合
9	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被：（1）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；（2）震裂、压占等造成土地破坏的；（3）占用土地作为临时道路的；（4）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的	对临时占地进行场地平整清理，井区植被盖度较低，由于特殊的气候条件，不适宜采取植被复垦的生态保护措施，采用自然恢复。井场、计量治安处采用砾石铺垫或地面硬化，退役期井场、计量站内的砾石铺垫或地面硬化设施被清理，平整后依靠自然恢复。	符合
10	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生	实施区域纳入吉庆油田作业区现有应急管理体系，项目建成后，吉庆油田作业区应对其应急预案进行修编，将本项目纳入其应急预案。	符合

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

项目建设符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》中

的相关要求，详见表 2.9-10。

表 2.9-10 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页岩油联合站处理。选用质量可靠的设备、仪表、阀门等;定期对采油井场、阀门和管线等检查、检修;项目不涉及燃煤、燃气锅炉、加热炉,井口设有脱硫撬,对伴生气中的硫化氢进行脱硫;采取以上措施后井场厂界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020),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。	
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。	项目实施后井口采出物通过管线管输至页岩油联合站处理。采出物中的伴生气送至页岩油联合站伴生气处理系统处理,伴生气可实现 100%回收。本项目不涉及碳捕集、利用与封存(CCUS)技术。	符合

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
5	陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用,无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放,工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液,配备完善的固控设备,钻井液循环率应达到 95%以上,压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。	井下作业废液和采出水均送至压裂返排液处理装置处理;钻井采用水基钻井液和油基钻井液;储层改造使用环境友好的酸化液和压裂液。	符合
6	涉及废水回注的,应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染;在相关行业污染控制标准发布前,回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)《气田水注入技术要求》(SY/T6596)等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采,鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	本项目不涉及废水回注,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%。	钻井采用水基钻井液和油基钻井液,钻井液和岩屑经不落地系统处理后,水基钻井岩屑交由岩屑第三方处理,油基钻井岩屑交由有相应危险废物处置资质的单位处置;清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、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置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

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
9	对拟退役的废弃井(站)场、管道、道路等工程设施应进行生态修复,生态修复前应对废弃油(气)井、管道进行封堵或设施拆除,确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求。	报告对拟退役的废弃井进行封井,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。	符合

(6) 项目与《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》的符合性分析

《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》指出:“挥发性有机物综合整治工程。深化石化化工等行业挥发性有机物污染治理,全面提升废气收集率、治理设施同步运行率和去除率。对易挥发有机液体储罐实施改造,对浮顶罐推广采用全接液浮盘和高效双重密封技术,对废水系统高浓度废气实施单独收集处理。加强油船和原油、成品油码头油气回收治理。本项目油气采用密闭集输工艺,减少了无组织非甲烷总烃和硫化氢,符合通知要求。

(7) 项目与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020)的符合性分析

项目建设符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020)中的相关要求,具体分析见表 2.9-11。

表 2.9-11 项目与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020)符合性分析

序号	与项目有关的标准要求	拟采取的相关措施	符合性分析
1	设备与管线组件泄漏排放控制要求 重点地区油气集中处理站、天然气处理厂、储油库,载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料或质量占比 $\geq 10\%$ 的天然气的设备与管线组件的密封点 ≥ 2000 个的,应开展泄漏检测与修复工作。	本项目不涉及油气集中处理站、天然气处理厂、储油库等,且设备与管线组件的密封点远小于 2000 个,无需开展泄漏检测与修复工作。	符合
2	其他排放控制要求 在需要采取原油稳定措施的油田或油田区块内,将油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程应采用密闭工艺流程。	页岩油联合站内的原油处理系统未采取原油稳定措施,整体工程实施后油气实现了密闭集输	符合

序号	与项目有关的标准要求		拟采取的相关措施	符合性分析
3	企业边界污染物控制要求	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。	本次环评要求厂界非甲烷总烃排放浓度小于 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。	符合

2.9.3 “三线一单”符合性分析

(1) 生态保护红线

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

(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，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、酸化返排液和废洗井液）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，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；固体废物主要为废脱硫剂包装物、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布和劳保用品。废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料属于《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属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW49 其他废物，收集后交由有相应危险废物处置资质的单位处理。废脱硫剂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）生态环境准入清单

①与《新疆生产建设兵团“三线一单”生态环境分区管控方案》（新兵发〔2021〕16号）相关要求的符合性分析

根据《新疆生产建设兵团“三线一单”生态环境分区管控方案》，全兵团共划定 862 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。项目区位于一般管控单元，该区域以经济社会可持续发展为导向，生态环境保护与适度开发相结合，开发建设应落实现行生态环境保护基本要求。报告针对项目施工期、运营期和退役期生态影响和污染影响均提出了有效措施，在严格落实环保措施的前提下，建设及运营过程中污染物均可实现达标排放，不会突破区域环境质量底线，项目建立了完善的风险防范及应急管控措施，在严格落实各项环境保护措施的前提下，不会发生风险事故。符合《新疆生产建设兵团“三线一单”生态环境分区管控方案》的管控要求。

②与《第六师五家渠市生态环境分区管控更新成果（2023 版）》的符合性分析

根据《第六师五家渠市生态环境分区管控更新成果（2023 版）》可知，项目区位于红旗农场一般管控单元（环境管控单元编码 ZH65761230001），结合该单元管控要求，与本工程采取的相关措施对比分析，项目的建设符合第六师五家渠市红旗农场生态环境准入清单的要求，详见表 2.9-12。

表 2.9-12 本工程与第六师五家渠市红旗农场生态环境准入清单的符合性分析一览表

环境管控单元名称及编码	“三线一单”要求		本工程采取的相关措施	符合性分析
红旗农场一般管控单元 (ZH65761230001)	空间布局约束	(1) 执行一般生态空间-生物多样性/防风固沙相关要求。 (2) 将保护现有荒漠植被作为防沙治沙的首要任务,持续开展防沙治沙工作,保护绿洲边缘荒漠林,避免营造高耗水的人工速生林。	项目建设会造成占地范围内植被生物量损失,通过采取本环评提出的生态恢复措施后,临时占地内植被在完工后3~5年内可恢复原貌,不会对生物多样性、防风固沙治沙工作产生影响。本项目符合空间布局约束要求。	符合
	污染物排放管控	(1) 合理使用化肥农药,鼓励使用配方肥。加强废弃农膜回收利用,提高农膜质量,严厉打击违法生产和销售不合格农膜的行为。	项目不使用农药化肥,不产生废弃农膜。	符合
	环境风险防控	(1) 对耕地面积减少或土壤环境质量下降的团场要进行预警提醒。	本项目不占用耕地,土壤评价范围内涉及耕地,采取源头控制、分区防渗和跟踪监测等土壤环境保护措施后,不会使土壤环境质量下降。	符合
	资源利用效率	(1) 推行秸秆还田、增施有机肥、少耕免耕、粮豆轮作、化肥农药减量、农膜减量与回收利用等措施,切实保护耕地土壤环境质量。	不涉及该款要求。	符合

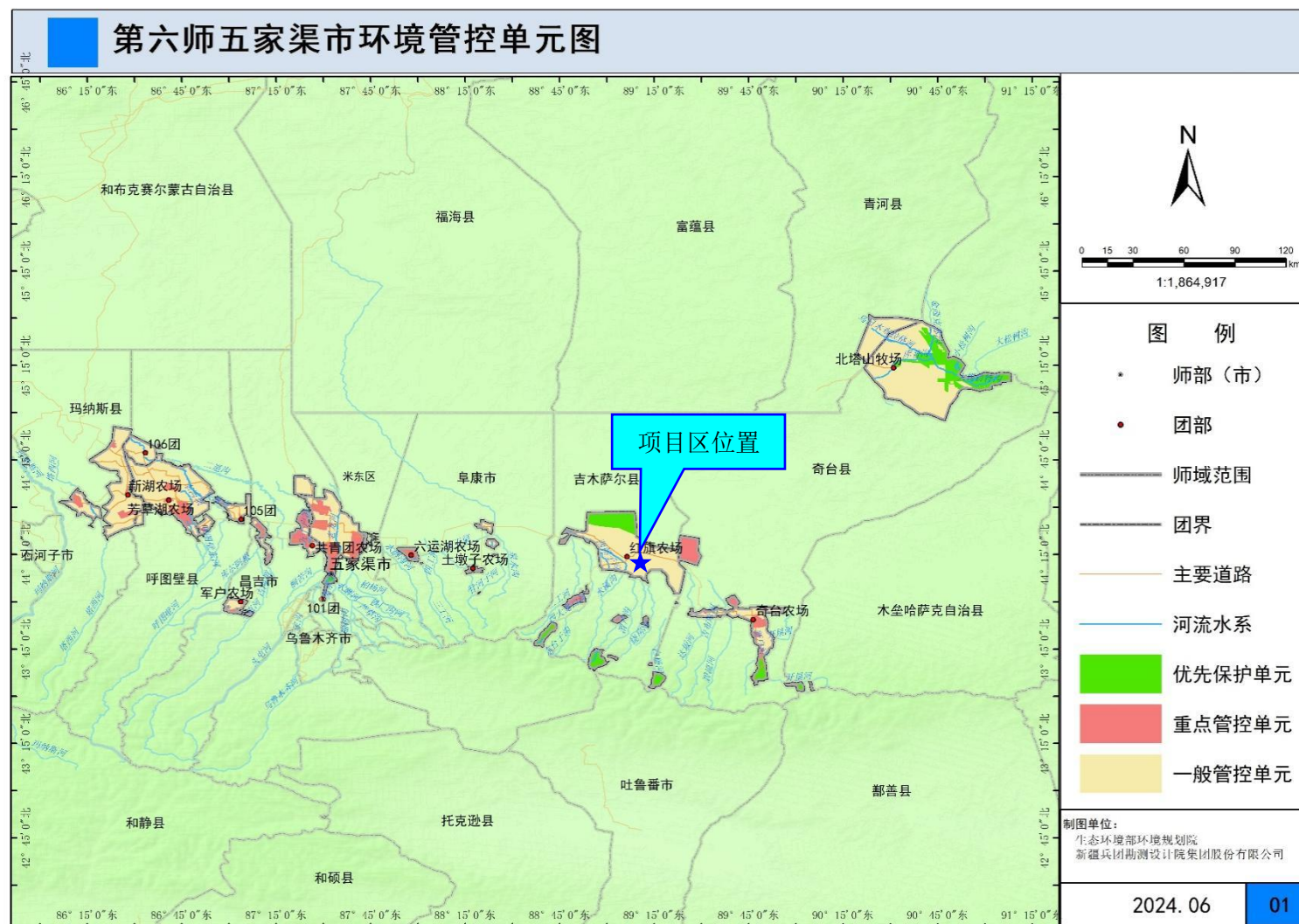


图 2.9-1 项目在第六师五家渠市环境管控单元图中的位置示意图

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。本项目行政隶属新疆维吾尔自治区吉木萨尔县管辖。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。

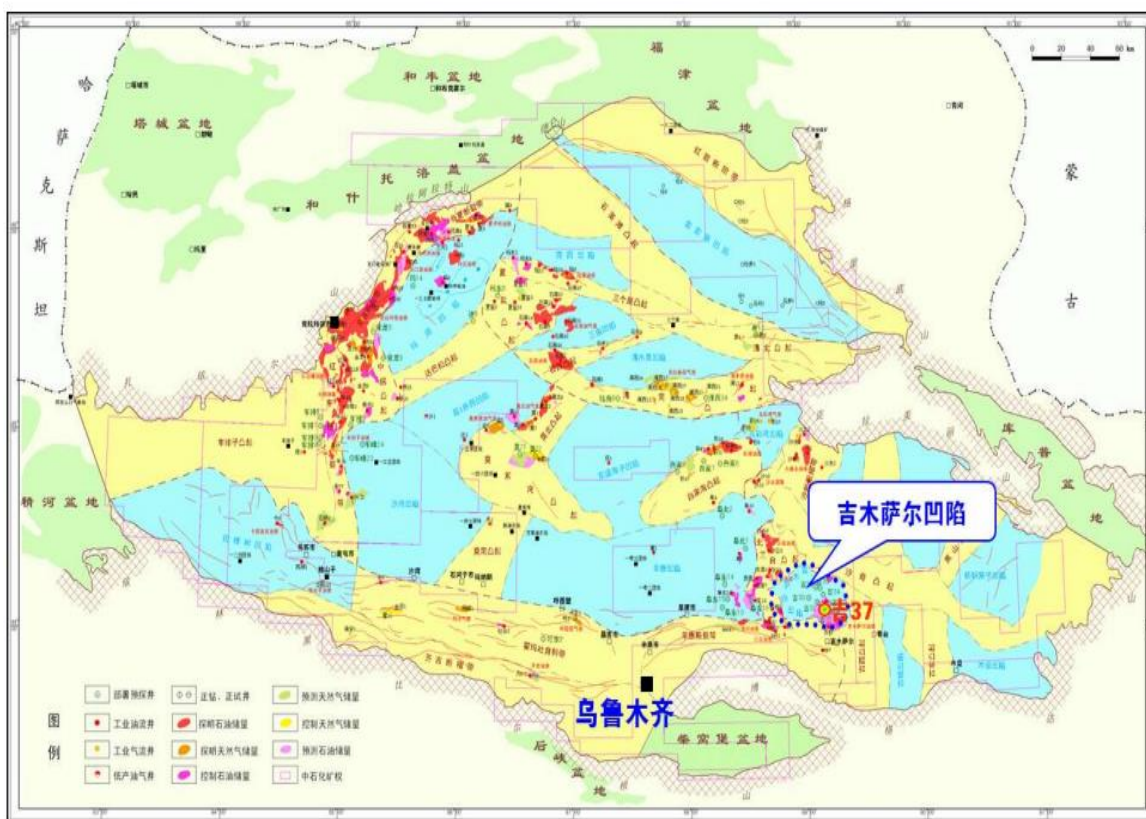


图 3.1-1 区域油气藏分布示意图

吉庆油田作业区探矿权拐点坐标见表 3.1-1。

表 3.1-1 区块拐点坐标一览表

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 区块开发简况

吉木萨尔页岩油油藏从发现到开发历程曲折，2010 年吉 171 井压裂投产的成功，推动了芦草沟组油藏从兼探层变为主要目的层，并相继在该层斜坡区布控 7 口探井，其中，吉 23 井第一次获得了二叠系芦草沟组工业油流，随后，在吉 25 井取芯普遍见原油外渗，大段气测异常明显，整体表现为源储一体的特征，具有甜点体特征，初步断定吉木萨尔凹陷东斜坡芦草沟组油藏为页岩油油藏，随后陆续探明了两套甜点体超 10 亿吨井控储量，2019 年，中国石油进行准噶尔盆地东部内部矿权流转，部分矿权划转给吉林油田、吐哈油田，形成三家共谋页岩油开发的局面，新疆油田吉木萨尔页岩油部分矿权面积 366km²，估算资源量 7.8 亿吨。现有工程概况

(1) 工程组成

页岩油井区已建有采油井 207 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。目前日产液量为 4348t/d，日产油量为 1957t/d，日产气量为 $2.24 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。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	207 口	其中报废井 1 口，关停井 16 口，生产井 190 口。
	集输管线	62.16km	主要包括集油干线（采用 3.5MPa 玻璃钢管道，规格为 DN300、DN250）、集油支线（采用 3.5MPa 玻璃钢管道，规格为 DN200、DN150、DN100）、单井采油管线（采用 DN65 2.5MPa 柔性复合管）。
	联合站	1 座	站内现有 2 列 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ 的原油处理系统，总设计处理能力 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际处理量为 $71 \times 10^4 \text{t/a}$ ，处理工艺选用“油气分离及原油脱水采用密闭流程，脱水工艺选择热化学沉降脱水和电化学处理组合脱水工艺”，配套建设 4 座 4000m ³ 的事故罐、2 座 1000m ³ 的卸油缓冲

类别	具体内容	
		罐、2座60m ³ 卸油罐；原油加热采用锅炉系统，燃料为天然气。
		天然气处理规模3×10 ⁴ m ³ /d，实际处理规模为2.24×10 ⁴ m ³ /d，采用“分子筛脱水+丙烷外冷”工艺，主要处理装置包括脱硫橇、进站分离橇、往复压缩机橇、分子筛脱水橇、外冷橇、低温分离轻烃回收橇、混烃装车橇、干气调压橇。
	外输系统	净化油外输系统设计规模为260×10 ⁴ t/a，实际外输规模为107×10 ⁴ t/a（包括页岩油联合站和吉祥联合站的净化油量），外输至北三台油库，外输管道规格为D273×7.1/L450M，长度为35km。
	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21.6×10 ⁴ t/a（591t/d）。
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。 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。

类别	具体内容	
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	页岩油联合站内的 4 座 4000m ³ 的事故罐、2 座 1000m ³ 的事故罐，罐区安装可燃气体探测器，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→1 号混输泵站/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，井口添加除硫剂。

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

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

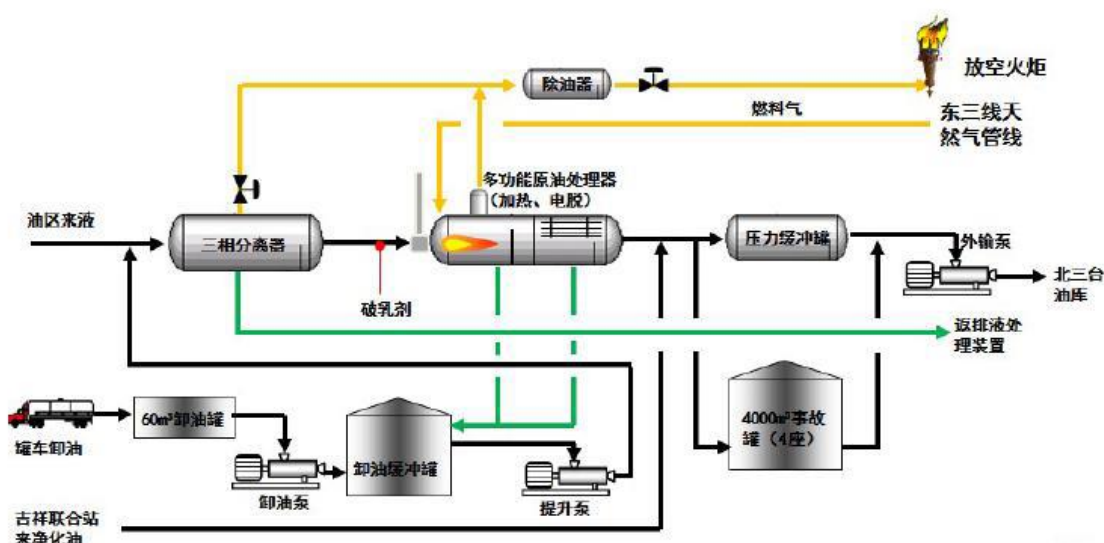


图 3.1-2 页岩油联合站原油处理工艺流程示意图

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 $2.24 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用“分子筛脱水+丙烷外冷”工艺。原油处理系统三相分离器分离出的伴生气（0.15~0.25MPa，20~40℃）经分离器分离出所携带液滴后，进入螺杆压缩机进行增压，增压后的伴生气依次进入脱硫橇、分子筛脱水橇进行脱硫脱水处理，脱水后的干气进混烃回收橇与低温干气换热，进丙烷外冷橇制冷后进入混烃回收橇低温分离器进行气液分离，分离出的低温干气与分子筛出口原料气换热，复热后的干气优先去自用气计量调压橇计量调压后供站内自用；剩余部分通过已建天然气外输管道（D114×6/20G，长 8km）输送至东三线 11 号阀室。目前，因天然气处理系统来气仅能满足站内自用，无多余净化气输至东三线天然气管道，故往复式压缩机橇及外输气计量橇暂未投运。

混烃回收橇内低温分离器分离出来的液相进入橇内脱乙烷塔，塔顶富气去自用气调压计量橇，与调压后的自用气汇合，经计量去站内自用气装置，塔底混烃进混烃储罐橇，定期经定量装车橇装车外售。

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 环境影响回顾

(1) 环保手续履行情况

页岩油井区和页岩油联合站的环保手续履行情况见表 3.1-3。

表 3.1-3 环保手续履行情况表

项目名称	环评批复机关、文号	环保竣工验收情况
吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油吉 303-吉 305 井区 2018 年开发试验吉木萨尔辖区地面建设工程	吉木萨尔县环境保护局 吉环项发〔2018〕4 号	2019 年 6 月 23 日通过企业自主验收
吉祥联合站至吉 305-吉 17 吉 37 井区联合站集输管线（吉木萨尔县境内）建设项目	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评〔2018〕31 号	2021 年 10 月 27 日通过企业自主验收
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	2021 年 10 月 27 日通过企业自主验收
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	新疆生产建设兵团生态环境局 兵环审〔2019〕14 号	2021 年 10 月 28 日通过企业第一批自主验收； 2023 年 9 月 6 日通过企业第二批自主验收
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项目	新疆兵团第六师五家渠市环保局 师环监函〔2019〕38 号	2021 年 10 月 28 日通过企业自主验收
吉 305-吉 17-吉 37 井区 JHW00421 等 22 口开发试验井建设工程	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评〔2019〕49 号	2021 年 10 月 28 日通过企业第一批自主验收
吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油 2023 年开发建设工程	新疆生产建设兵团生态环境局 兵环审〔2023〕2 号	正在建设
吉木萨尔凹陷昌吉油田 2023 年芦草沟组页岩油调整部署 18 号平台等 6 个平台产能建设	新疆生产建设兵团生态环境局 兵环审〔2024〕7 号	正在建设

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	正在建设
吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油 J10054 井区 13 口井钻试工程	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评（2024）62 号	正在建设
吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油 2025 年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅 新环审（2024）234 号	正在建设

（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（2023 年 8 月、2024 年 5 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 3.1-4 厂界无组织非甲烷总烃监测结果一览表（单位：mg/m³）

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

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。根据吉庆油田作业区对页岩油联合站和一号混输泵站的燃气设施例行监测数据（2024 年 5 月）可知，燃气设施燃烧烟气中二氧化硫、颗粒物和氮氧化物排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》表 2 大气污染物排放限值要求。

表 3.1-5 有组织废气监测数据一览表

点位	监测因子	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	烟气标干流 量 (m ³ /h)	标准限值 (mg/m ³)	达标 情况
页岩油联合站 1#多功能处理器 1#燃烧器 (2024.5.14)	二氧化硫	<3	/	2255	50	达标
		<3	/	2202		达标
		<3	/	2265		达标
	氮氧化物	141	0.17	2255	200	达标
		146	0.17	2202		达标
		144	0.17	2265		达标
	颗粒物	3.3	4.1×10^{-3}	2255	20	达标
		2.9	3.3×10^{-3}	2202		达标
		3.8	4.5×10^{-3}	2265		达标
	林格曼黑度	<1	/	/	1	达标
页岩油联合站 1#多功能处理器 2#燃烧器 (2024.5.10)	二氧化硫	<3	/	2084	50	达标
		<3	/	2018		达标
		<3	/	1882		达标
	氮氧化物	146	0.21	2084	200	达标
		144	0.20	2018		达标
		139	0.17	1882		达标
	颗粒物	1.8	2.5×10^{-3}	2084	20	达标
		2.2	3.0×10^{-3}	2018		达标
		3.2	4.0×10^{-3}	1882		达标
	林格曼黑度	<1	/	/	1	达标
页岩油联合站 1#热媒炉 (2024.5.10)	二氧化硫	<3	/	1737	50	达标
		<3	/	1584		达标
		<3	/	1640		达标
	氮氧化物	116	0.221	1737	200	达标
		119	0.208	1584		达标
		124	0.221	1640		达标
	颗粒物	1.3	2.4×10^{-3}	1737	20	达标

		1.5	2.5×10^{-3}	1584		达标
		1.7	3.0×10^{-3}	1640		达标
	林格曼黑度	<1	/	/	1	达标
一号混输泵站一体化油气接转装置 (2024.5.10)	二氧化硫	5	0.01	2367	50	达标
		<3	/	2031		达标
		<3	/	1843		达标
	氮氧化物	110	0.20	2367	200	达标
		102	0.16	2031		达标
		103	0.14	1843		达标
	颗粒物	2.2	4.0×10^{-3}	2367	20	达标
		2.1	3.2×10^{-3}	2031		达标
		1.7	2.4×10^{-3}	1843		达标
	林格曼黑度	<1	/	/	1	达标

③页岩油联合站泄漏检测与修复 (LDAR)

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

(3) 废水

井区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，用于压裂液复配。

(4) 噪声

井区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 3.1-6 页岩油联合站现有噪声源基本情况

名称	数量（台）	类型	源强[dB（A）]
各类机泵	8	点声源	80~85
阀门及调压设备等	6	点声源	70~85
加热炉	5	点声源	70~85
压缩机	2	点声源	80~85
分离器、阀门、调压装置	7	点声源	70~85
系统超压、火炬放空	2	点声源	110~120

根据 2024 年吉庆油田作业区例行监测数据和可知，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 3.1-7 厂界昼夜噪声监测结果一览表

站场名称	监测时间	监测点	昼间[dB（A）]			夜间[dB（A）]		
			监测值	标准值	达标情况	监测值	标准值	达标情况
页岩油联合站	2024.1.30-1.31	东厂界	41	60	达标	39	50	达标
		南厂界	32	60	达标	32	50	达标
		西厂界	39	60	达标	39	50	达标
		北厂界	48	60	达标	44	50	达标
采油井场	2021.1.23	东厂界	48	60	达标	46	50	达标
		南厂界	47	60	达标	46	50	达标
		西厂界	46	60	达标	46	50	达标
		北厂界	49	60	达标	46	50	达标

（5）固体废物

井区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》（2025 年版）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》（2025 年版）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生态环境科技有限责任公司。生活垃圾定期清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场。

（6）土壤和地下水

井区和站场产生的废水、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 方压裂液储存池、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 号混熟泵站内土壤的进行进行了监测，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，其余监测因子满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。现有工程周围无地下水环境保护目标，周围分布有耕地、天然牧草地及公益林，根据收集验收报告及例行监测报告可知，现有工程的运行未对周围耕地、天然牧草地和公益林产生明显不利影响。

（7）生态环境

井区开发建设项目总体开发过程中，对生态的影响主要为占地对生态环境造成的影响，主要包括对植被、野生动物、生态景观格局的影响。工程占地对植被、野生动物产生一定的影响，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。

根据资料和本次现场踏勘情况，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。

现有工程部分井及管线占用国家二级公益林，占用部分办理了征地补偿协议，

并足额缴纳了生态补偿费，永久占地范围内的植基本被清理干净，临时占地施工结束后进行了清理，植被正在恢复中，恢复程度因施工结束时间不同而不同。

（8）环境风险

根据现场调查及资料查阅，页岩油井区单井钻井、生产过程中，在预防措施上切实做好了防止井喷的各项措施，严格执行各类安全、环境保护管理制度。主要措施是安装井控装置（防喷器、简易封井器等），同时采用随时调整泥浆密度，做好固井质量等技术，严格做好管线、储罐的防腐、防渗措施，以最大限度地降低井喷、井漏以及管线、储罐的泄漏等突发环境事故的发生。经调查，该井区未发生井喷、井漏、管线和储罐泄漏事件。

（9）环境管理回顾

①排污许可证执行情况

根据《固定污染源排污许可分类管理名录(2019 年版)》，页岩油联合站站内的热媒炉等固定污染源实行排污许可登记管理，作业区于已取得了固定污染源排污登记回执（登记编号：91650200715597998M057Z）。

②环境应急预案及应急演练情况

现有工程由吉庆油田作业区统一管理，吉庆油田作业区已编制《新疆油田公司吉庆油田作业区突发环境事件专项应急预案》，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》。

③自行监测情况

吉庆油田作业区已制定了《新疆油田公司吉庆油田作业区 2024 年自行监测方案》，为履行排污单位自行监测的职责，自行监测手段为手动监测。目前，吉庆油田作业区已完成 2024 年度上半年废气、生产废水、地下水等自行监测工作。

④现有工程环境影响后评价实施情况

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；

⑤清洁生产审核情况

吉庆油田作业区 2023 年 11 月开展了第一轮清洁生产审核工作，于 2023 年 12 月 13 日取得了昌吉回族自治州生态环境局出具的《关于中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司吉庆油田作业区清洁生产审核评估意见的函》，目前正在组织清洁生产审核验收。

⑥环境管理台账记录

吉庆油田作业区已经根据排污许可证中载明的台账记录要求，建立台账记录制度，并指定专人负责台账记录工作。记录形式包括电子和纸质台账两种。台账记录内容包括基本信息、监测记录信息、生产设施运行管理信息、污染治理措施运行管理信息和其他环境管理信息等。

(10) 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。

(11) 现有工程污染物排放量汇总

现有工程污染物排放量见表 3.1-8。

表 3.1-8 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	454.645t/a	454.645t/a
		硫化氢	/	/
	热媒炉、燃气设备等烟气	NO _x	4.670t/a	4.670t/a
		SO ₂	0.096t/a	0.096t/a
		颗粒物	0.164t/a	0.164t/a
废水	采出水	石油类、COD	2391m ³ /d	0
	洗井废水	石油类、COD	5615.91m ³ /a	0
	井下作业废液	石油类、COD	68100.93m ³ /a	0
固体废物	含油污泥	石油类	239t/a	0
	废润滑油	石油类	1.95t/a	0
	废润滑油桶	石油类	0.22t/a	0
	废防渗材料	石油类	9.35t/a	0
	废含油抹布、劳保用品	石油类	0.75t/a	0
	生活垃圾	/	8.32t/a	0

(12) 在建工程环境影响分析

根据调查可知，在建工程共有 5 个，正在进行钻井工程和配套的地面工程建设。在建工程已完钻井场废气、噪声已随施工活动的结束而消失，井场无废水、固体废物遗留，施工设备已全部搬离井场，施工场地进行了清理平整，井场临时占地已全部释放，永久占地范围内进行了砾石铺垫。正在钻井的井场，严格按照相关工程环境影响报告书的要求，钻井过程中产生的水基钻井岩屑排至岩屑收集罐，交由岩屑处置公司处置。油基钻井岩屑采用专用储罐进行收集，最终交由具有相应危废处置资质的单位进行处置。建筑垃圾定期进行清运。钻井井场产生的沾油废防渗材料交由具有相关危险废物处置资质的单位接收、转运以及处置；采油井场、采油平台、采油平台计量站和集输管网及页岩油联合站二期扩建工程等地面工程正在按照环评文件中规定的施工作业带宽度及占地范围进行施工，施工人员均在规定的区域内活动，未出现施工车辆及机械乱碾乱压的情况，未出现施工人员随意破坏砍伐野生植被和农作物的情况。

现场踏勘和调查过程中未发现在建工程建设过程中存在环境问题。

3.1.4 存在的环境问题及“以新带老”整改措施

（1）存在问题

根据现场调查结果可知：项目所在区域没有出现过套外返水、漏油、井喷等情况，区块内现有钻井工程井场及其他附属设施严格按照环评批复进行了占地和平面布置，未发生违规占地行为。现有井场已进行平整，由砾石铺垫，井场岩屑池已经覆土，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：

井区内现有井场已进行平整，由砾石铺垫，井场岩屑池已经覆土，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

吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油 2025 年 JHW74-17 等 21 口水平井产能建设项目。

(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

扩建。

(4) 建设地点

本项目行政隶属于新疆生产建设兵团第六师红旗农场，项目中心地理坐标为 N 、 E 。区域位置见图 3.2-1。

图 3.2-1 区域位置示意图

(5) 建设内容

拟部署采油井 21 口，钻井总进尺 $12.14 \times 10^4 \text{m}$ ，新建采油井口装置 21 座，新建采油井口装置 21 座，新建 3 井式采油平台 1 座，4 井式采油平台 2 座，5 井式采油平台 2 座，新建采油平台计量站 5 座；新建 6m^3 除硫剂加药装置 4 座，新建 10m^3 除硫剂加药装置 1 座。新建单井采油管线 4.2km，集油支线 7.5km，集油干线 5.0km，配套建设给排水，供电、防腐、消防、油区道路等工程。新建产能 $10.8 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

(6) 产能规模

拟部署 21 口井采油井，新建产能为 $10.80 \times 10^4 \text{t/a}$ ，产能预测表见表 3.2-1。拟部署井均采用天然能量开发。

表 3.2-1 吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油实施 21 口水平井指标预测表

年份 (年)	开井数 (口)	年产油 (10^4t)	年产液 (10^4t)	年产气 (10^4m^3)	累产油 (10^4t)	累产液 (10^4t)	累产气 (10^4m^3)	采出程度 (%)
2026	21	2.84	10.3	28.4	2.8	10.3	28.4	0.49
2027	21	10.80	18.0	108.0	13.6	28.3	136.4	2.36
2028	21	8.92	13.7	89.2	22.6	42.0	225.7	3.90
2029	21	7.60	10.9	76.0	30.2	52.9	301.6	5.21
2030	21	6.46	8.6	64.6	36.6	61.5	366.3	6.33
2031	21	5.50	7.3	55.0	42.1	68.8	421.3	7.28
2032	21	4.68	6.2	46.8	46.8	75.1	468.1	8.09
2033	21	3.99	5.3	39.9	50.8	80.4	508.0	8.78
2034	21	3.39	4.5	33.9	54.2	84.9	541.9	9.36
2035	21	2.89	3.8	28.9	57.1	88.8	570.7	9.86
2036	21	2.46	3.3	24.6	59.5	92.0	595.3	10.29
2037	21	2.09	2.8	20.9	61.6	94.8	616.2	10.65
2038	21	1.78	2.4	17.8	63.4	97.2	634.0	10.96
2039	21	1.51	2.0	15.1	64.9	99.2	649.2	11.22
2040	21	1.29	1.7	12.9	66.2	100.9	662.1	11.44

(7) 产品方案

产品主要为原油和伴生气，产生量分别为 $18 \times 10^4 \text{t/a}$ 、 $108 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。原油管输至页岩油联合站原油处理系统处理，伴生气通过管输至页岩油联合站伴生气处理系统处理。

(8) 建设周期

①施工天数及人数

单井钻井周期 42 天，施工人数 35 人，钻井期设一座生活营地；地面工程建设

周期为 12 个月，施工人数 30 人，地面工程施工现场不设施工营地，施工人员食宿在红旗农场。

②施工方式

单井采油管线、集油支线和集油干线均采用埋地敷设。

③施工时序

先进行钻前工程、钻井工程，完钻后建设单位根据实际情况，可同步建设单井采油管线、集油支线和集油干线、采油平台计量站内各设施及其他公用工程。施工组织方式主要为平行施工和流水施工相结合的组织方式。

④施工布局

钻井期严格按照钻井井场布设各设施，施工材料堆放在井场内，井场外不设材料堆放场，钻井期设置的生活营地布设在距离井口 200m 处，新建探临道路，连接井场至油区已建道路。

地面工程平面布置包括采油井场、计量站、单井采油管线、集油支线和集油干线等。井口装置等设施均位于井场内，采油平台计量站内的各设施均在站内堆放、施工，井场及采油平台计量站站外均不设材料堆放场地，采油平台计量站内各设施布置按照采油平台计量站的平面布置图布置；管线施工材料放置在管沟或道路一侧，另一侧堆放管沟开挖产生的土方及道路清表产生的土方，管线施工亦不设材料堆放场地。

（9）劳动定员和工作制度

项目实施后由吉庆油田作业区现有工作人员负责运营管理，不新增劳动定员。

（10）工程投资

项目总投资 78906.12 万元，环保投资约 2248 万元，占总投资的 2.85%。

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 3.2-2。

表 3.2-2 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	吉木萨尔页岩油二叠系芦草沟组2011年吉25井发现页岩油，历经勘探及开发先导试验、评价及工业化试验、示范区成立及规模化建产阶段三个阶段，实现了技术、产量、效益突破，曲折探索历程可归结为“两下三上”。2011~2015年为勘探及开发先导试验阶段，认识到满凹含油，具备效益开发潜力但有极大技术难度，开始积极探索水平井工厂化建产模式；2016~2020年为评价及工业化试验阶段，以上甜点为主体，开展200m井距水平井试验，认识到甜点强非均质性，确定密切割、高强度压裂方式，2020年1月23日国家能源局、自然资源部批复同意设立“新疆吉木萨尔国家级陆相页岩油示范区”，要求中国石油加大工作力度，努力实现示范区目标。2020年3月20日中国石油戴厚良董事长批示“示范区不仅要解决技术上可行，更要树立经济可行的目标，学习借鉴国外页岩油开发的成本倒逼机制，增强示范区的竞争力”；2020年至目前为规模化建产阶段，实现了薄层甜点可动性分级评价，落实以下甜点为建产主体。
地质构造	吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组北、西、南三个方向均被逆断裂切割控制，向东地层抬升剥蚀尖灭，总体上是一个东高西低、东陡西缓的“箕状凹陷”，芦草沟组埋深1800m~4800m，工区范围内埋深2800m~4200m，地层倾角主体3~5°，凹陷内部断裂不发育，东南部、中部区域发育部分走滑性质的小断层，断距一般小于5m，地震上难以识别，但对钻井和压裂存在一定的影响，目前实施过程中，结合随钻电测判断调整。
层系	$P_2I_1^{2-2}$ 、 $P_2I_1^{2-3}$
储层特征	(1) 岩性特征 吉木萨尔凹陷为咸化湖相混积沉积，受机械沉积、化学沉积及生物沉积作用而形成的粉细砂、泥及碳酸盐混积岩。总体上可以归结为碎屑岩和碳酸盐两大类，储层岩性主要为粉细砂岩、云质粉砂岩、粉砂质云岩、泥晶云岩，隔夹层岩性主要为云质泥岩和粉砂质泥岩、含少量碳质泥岩。$P_2I_2^{2-1}$储层主要发育粉砂质云岩，$P_2I_2^{2-2}$储层主要发育粉细砂岩和泥质粉砂岩、$P_2I_2^{2-3}$储层主要发育云质粉砂岩，$P_2I_1^1$主要为云质粉砂质、云质页岩，$P_2I_1^2$整体以云质粉砂岩为主。 (2) 物性特征 储集空间类型：芦草沟组页岩油储层储集空间以粒间溶孔为主，其次为剩余粒间孔、粒内溶孔，晶间孔、微裂缝等含量低。 孔喉结构特征：据压汞实验结果，吉木萨尔页岩油孔喉结构与岩性密切相关，自粉细砂岩、云质粉砂岩、砂屑云岩、泥晶云岩，最大孔喉半径、平均毛管半径、最大进汞饱和度逐渐减小，平均毛管半径分别为0.36um、0.18um、0.16um、0.09um。 (3) 物性特征 芦草沟组属于低孔超低渗的页岩储集层。粉细砂岩孔隙度最高，云质含量增加后孔隙度降低，孔隙结构与云质含量相关，相同渗透率条件下，云质含量高可动孔多。 (4) 含油性特征 芦草沟组发育源内聚集、源储共生的页岩油，储层润湿性中性-强亲油，粉砂岩润湿性偏中性，云岩偏亲油。密闭取心分析芦草沟组储层含油饱和度中值高达73.4%，属于高饱和度油藏。但页岩油含油性表现为较强的非均质性特征，含油性主要受储层的粘土矿物含量、源储组合类型、与储层紧邻烃源岩生烃能力等因素影响。$P_2I_2^{2-2}$为粉砂岩和泥质粉砂岩储层，没有生油能力，该层粘土矿物含量和储层物性平面变化快，层厚4m左右，源岩供烃，储层含油性受烃源岩排烃量及储层物性共同影响，因此其含油性变化较快。$P_2I_1^{2-2}$为云质粉砂岩储层，具有生油能力，该层低粘土含量储层平面分布范围广，层厚1-3m左右，源储共同供烃，含油性分布稳定。

油藏类型	中深层常温高压常规稀油源内页岩油藏
------	-------------------

(3) 流体性质

原油性质见表 3.2-3，伴生气性质见表 3.2-4，伴生气硫化氢的浓度在 0～254ppm；采出水性质见表 3.2-5。

3.2-3 原油性质一览表

层位	密度 t/m ³	40℃粘度 /mPa·s	50℃粘度 /mPa·s	含蜡量 /%	凝固点 (℃)	初馏点 /℃	闪点 /℃	析蜡 点/℃
P ₂ l ₂	0.8854	37.5～ 202.3	20.21～ 121.42	7.4～19	14～26	123.30	30	35.6
		平均： 94.20	平均：48.90	平均： 10.8	平均： 20.03			

表 3.2-4 伴生气性质一览表

层位	相对 密度	天然气组分 (%)										硫化 氢 /ppm
		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	
P ₂ l ₂	0.750	71.0 7	10. 53	9.81	1.45	1.96	0.35	0.29	0.04	1.00	3. 5	0～ 254

表 3.2-5 采出水性质一览表

层位	HCO ₃ ⁻ (mg/L)	Cl ⁻ (mg/L)	SO ₄ ²⁻ (mg/L)	Ca ²⁺ (mg/L)	Mg ²⁺ (mg/L)	矿化度 (mg/L)	pH 值	水型
P ₂ l ₂	2644.85	2531.13	581.14	20.2	3.06	8668.8	8.0	NaHC O ₃

3.2.3 建设内容

(1) 工程组成

本项目建设内容包括主体工程、公用工程、辅助工程、依托工程和环保工程五个部分，组成汇总见表 3.2-6。

表 3.2-6 工程组成情况一览表

类别	具体内容	
主体工程	钻前工程	钻前工程包括井场平整、铺垫、钻机基础、探临道路等建设，以及设备进场；21 口井位于 5 座采油平台内，本次新建 5 座采油平台、5 座生活营地、探临道路 4275m；钻前工程的材料均堆放在井场中的材料房内，不单独设材料堆放场。

类别	具体内容		
	钻井工程		新钻 21 口采油井，合计钻井进尺为 $12.14\times 10^4\text{m}$ ；每口井均采用二开井身结构，一开采用水基钻井液体系（钾钙基有机盐钻井液体系），二开采用油基钻井液体系（白油基钻井完井液体系）。
	采油井场	采油平台	新建采油平台 5 座。其中新建 3 井式采油平台 1 座，4 井式采油平台 2 座，5 井式采油平台 2 座。
		井口装置	新建 21 座井口装置，采用 DN65 105MPa 采油井口，井口采用投捞式电潜螺杆泵，配套电机功率 22kW。井口采用保温盒保温，保温盒内设 300W 防爆电加热器，同时设置热洗清蜡接口及安全标示牌。
		除硫加药装置	新建除硫剂加药装置 5 座。新建 6m^3 除硫剂加药装置 4 座，新建 10m^3 除硫剂加药装置 1 座。
	采油平台计量站		计量站与采油平台合建。新建采油平台计量站 5 座，均为 8 井式计量站，每座采油平台计量站设置电加热器，功率均为 200kW。每座计量站内设 1 座液量含水自动计量装置和 1 台电加热器。计量装置为彩钢板结构，分为计量间和仪控间 2 个房间，计量间尺寸为 $4.5\text{m}\times 2.7\text{m}\times 3\text{m}$ （长 $\times$ 宽 $\times$ 高），计量间内设备和管道内流体均为油气水混合物；仪控间内为电气设备，尺寸为 $1.5\text{m}\times 2.7\text{m}\times 3\text{m}$ （长 $\times$ 宽 $\times$ 高）。电加热器尺寸为 $4\text{m}\times 13\text{m}$ 管道式电加热器，容器内介质为油气水混合物。
	集输管线		新建井口至采油平台计量站的单井采油管线 4.2km，采油井场内的单井采油管线采用 $\text{D}76\times 5/20$ 无缝钢管，采油井场外的单井采油管线采用 DN65 2.5MPa 柔性复合管（II 型）。
			新建集油支线 7.5km，采用 DN150 3.5MPa 高压玻璃纤维管线管（耐温 70°C ）；新建集油干线 5.0km，采用 DN200 3.5MPa 高压玻璃纤维管线管（耐温 70°C ）。
储层改造工程		储层改造是为了提高油气井产量而对储层采取的一系列工程技术的总称；主要包括射孔、压裂。本项目单井压裂液（包括压裂液和酸化压裂液）用量为 36000m^3 ，21 口井合计用量 756000m^3 。	
辅助工程	放喷设施		每座钻井井场左右两侧各设置 1 条放喷管线，在井场一侧预留应急放喷池位置。应急放喷池仅在事故状态下开挖。井场旁有一辆挖机随时待命，一旦发生井喷，挖机可立即开挖放喷池，快速开挖至规定尺寸后，进行人工防渗层，防渗材料为 HDPE 防渗膜，渗透系数 $\leq 10^{-7}\text{cm/s}$ 。
公用工程	供配电		根据井组的布置形式，采用单变压器带多井的配电方式。新建 10kV 架空线路根据井场分布情况架设，集油区 10kV 电网采用环网供电模式，开环运行；集油区电源引自就近的 10kV 线路。新建 35kV 架空线路主导杆型为砼电杆，根据地方供电部门要求，主线导线截面 $1\times \text{JKLGYJ-240/30}$ ，在线路“T”接处及每隔 2.0km 处和联络处设柱上真空断路器（附一体式隔离开关）、避雷器、短路故障指示器组。新建杆架式变电站电源引自就近的 10kV 架空线路，变压器采用 S13-M 节能型，杆变低压侧设置低压无功补偿装置，补偿后，功率因数在 0.9 以上；

类别	具体内容	
	给排水	施工期给水主要为管道试压用水、混凝土养护用水、生活用水；运营期用水主要为井下作业用水。井区位于荒漠地区，周围无成熟的供水管网，用水由罐车从红旗农场拉运至用水场地。 施工期排水主要为混凝土养护废水、管道试压废水和生活污水，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；生活污水排至生活营地内的防渗收集池内，定期拉运至吉木萨尔县生活污水处理厂处理。运营期排水主要为洗井废水、井下作业废液，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/SY 02012-2016）中相关标准后，用于压裂液复配，不外排。
	仪表自动化	新增采油井场采用“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。单座采油平台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。采油平台计量站新建的一体化自动选井计量装置、电磁加热装置均自带相关测控仪表及 PLC。PLC 将相关含水率数据及计量数据、加热装置、井口机泵/井下温度压力数据进行处理及数据上传至页岩油联合站。
	消防	单座采油井口设置 2 具 MF/ABC8 手提式磷酸铵盐干粉灭火器、采油平台计量站计量装置设置 2 具 MF/ABC8 手提式磷酸铵盐干粉灭火器、采油平台计量站电加热器设置 2 具 MF/ABC8 手提式磷酸铵盐干粉灭火器、采油平台设置消防器材间 1 座（配消防斧、消防铲、消防桶及灭火毯等）。
	道路	新建 4275m 巡检道路，道路起点为已建的县道、乡道及油田道路，终点为各个采油平台计量站。路基宽 4.50m，路面宽 3.50m，均采用砂砾路面，路面结构为：25cm 厚天然级配砂砾+土基。
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	井场内投捞式电潜螺杆泵设置的基础减振，井下作业时各机泵设置的基础减振。
	地下水	井下作业时带罐作业；井场和计量站内的防渗措施以及井下作业过程中铺设的防渗材料。
	固体废物	各钻井井场分别设置 1 套钻井液不落地设备，一开钻井过程中分离出的水基钻井岩屑暂存于岩屑储罐区的岩屑储罐中，最终委托岩屑处置单位进行处置。二开钻井过程中分离出的油基岩屑暂存于油基岩屑专用储罐，储罐下方采用防渗膜防渗，最终交由具有相应危险废物处置资质的单位处置。

类别	具体内容	
	环境风险	安装防喷器和井控装置，配备的消防器材。井场按规范设置 H ₂ S 监测仪。
依托工程	原油	依托页岩油联合站原油处理系统处理。
	洗井废水和井下作业废液	依托页岩油联合站压裂返排液处理系统处理。
	伴生气	依托页岩油联合站内的伴生气处理装置处理。
	采出液和伴生气集输	采出液和伴生气集输依托阀池至页岩油联合站的集输管线
	废脱硫剂包装物	由厂家回收处置。
	废润滑油、废润滑油桶、含油废抹布劳保用品和沾油废防渗材料、油基岩屑	暂存：吉祥联合站危废暂存场分类暂存。 接收、转运和处置：交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置。
	水基钻井岩屑	依托岩屑处置单位处理。
	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

①钻前工程

钻前工程包括井场平整、铺垫、钻机基础、探临道路等建设，以及设备进场；21 口井位于 1 座井场内，本次新建 1 座采油井场、1 座生活营地、200m 探临道路。

②钻井工程

※井号及井位坐标

本次新钻 21 口井采油井，合计钻井进尺 12.14×10^4 m，完钻层位 $P_2I_1^{2-2}$ 、 $P_2I_1^{2-3}$ ；每口井均采用二开井身结构，单井水平段长度 1500m~1600m，平均长度 1557m，单井钻井井深 5725m~5889m，平均井深 5780.95m，井号、井位坐标、完钻井深见表 3.2-7，井位分布见图 3.2-2。

表 3.2-7 部署井号、井位坐标、钻井进尺等参数一览表

序号	井号	大地坐标		经纬度坐标	
		Y	X	E	N
1	JHW74-110				
2	JHW74-17				
3	JHW74-18				
4	JHW74-19				
5	JHW74-34				
6	JHW74-35				
7	JHW74-36				

8	JHW75-11				
9	JHW75-12				
10	JHW75-13				
11	JHW75-14				
12	JHW75-15				
13	JHW76-11				
14	JHW76-12				
15	JHW76-13				
16	JHW76-14				
17	JHW85-15				
18	JHW85-16				
19	JHW85-17				
20	JHW85-18				
21	JHW85-19				
/	合计			/	/

图 3.2-2 井位分布示意图

※井身结构

新钻井采用二开井身结构，井身结构设计见表 3.2-8 和图 3.2-3。

表 3.2-8 井身结构设计说明

开钻次数	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	设计说明
一开	Φ311.2	Φ244.5	采用Φ311.2mm钻头钻穿齐古组进入头屯河组稳定泥岩段表完，即头屯河组顶部20m左右表完（井深2300m左右），下入Φ244.5mm表层套管，固井水泥浆返至地面。
二开	Φ215.9	Φ139.7	采用Φ215.9mm 钻头钻至完钻井深，下入Φ139.7mm 油层套管，水泥浆返至地面。

※钻井设备

钻井设备主要为钻井、钻井泵、发电机、储罐等设备，主要设备见表 3.2-9。

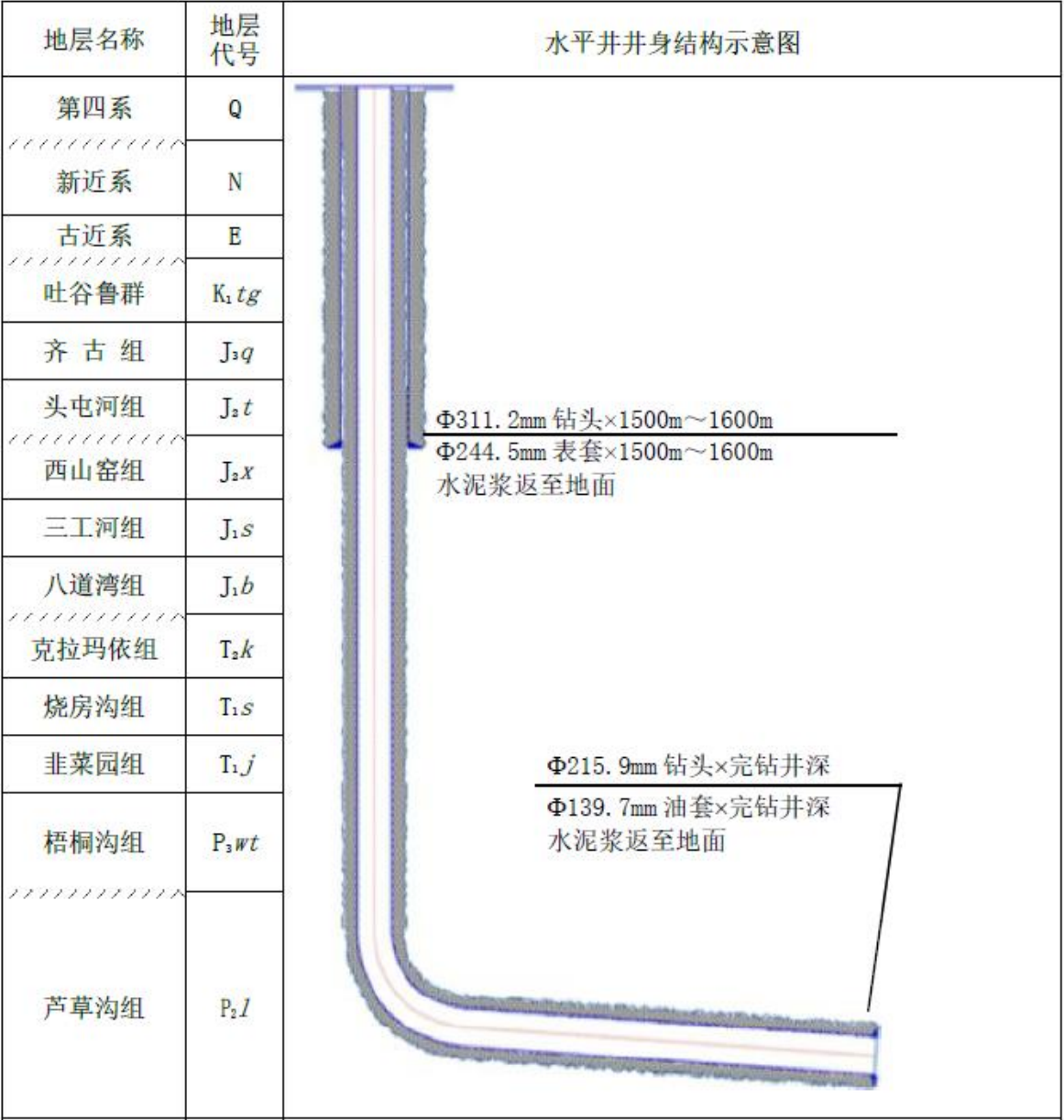


图 3.2-3 井身结构示意图

表 3.2-9 主要钻井设备一览表（单井）

序号	名称	型号	规格	数量
1	钻机	ZJ70D	4500（kN）	1 台
2	井架	JJ450/45-K8	4500（kN）	1 台
3	钻井泵	F-1600HL	960kw	3 台
4	钻井液罐	/	循环罐总容积 350m ³ 储备罐总容积 240m ³	1 套
5	柴油机	G12V190PILG-3	810kw	3 台
6	发电机组	C15	320kW	1 台
		G12V190ZLD1	700kW	1 台
		G12V190ZLD1-2	500kW	1 台

7	钻井液不落地设备	/	/	1 套
8	井控系统	二开	/	1 套
9	硫化氢检测仪	/	便携式	1 套
10	液压大钳	ZQ203/125	/	1 台
11	柴油储罐	/	最大储量 20t	1 座

※钻井液体系

本项目一开钻井使用钾钙基有机盐钻井液体系（主要成分为坂土、 Na_2CO_3 、重晶石、复配铵盐等），用量共计 4536m^3 ；二开使用油基钻井完井液体系（主要成分为白油、乳化剂、有机土等），用量共计 6510m^3 。各井钻井液体系及用量见表 3.2-10。

表 3.2-10 各井钻井液用量表

钻井液性质	开钻次序	钻井液体系	单井钻井液用量 (m^3)	21 口井合计 (m^3)
水基钻井液	一开	坂土+CMC	216	4536
油基钻井液	二开	油基钻井液体系	310	6510

※钻井井场平面布置

钻井期井场布置有值班房、钳工房、录井房、发电房、钻井液不落地系统、放喷管线和应急放喷池，探临道路主要为井场至已建道路网，施工生活营地距离井场约 200m 处，钻井期施工材料均在井场内暂存，井场外不设材料堆放场地，井场平面布置见图 3.2-4。

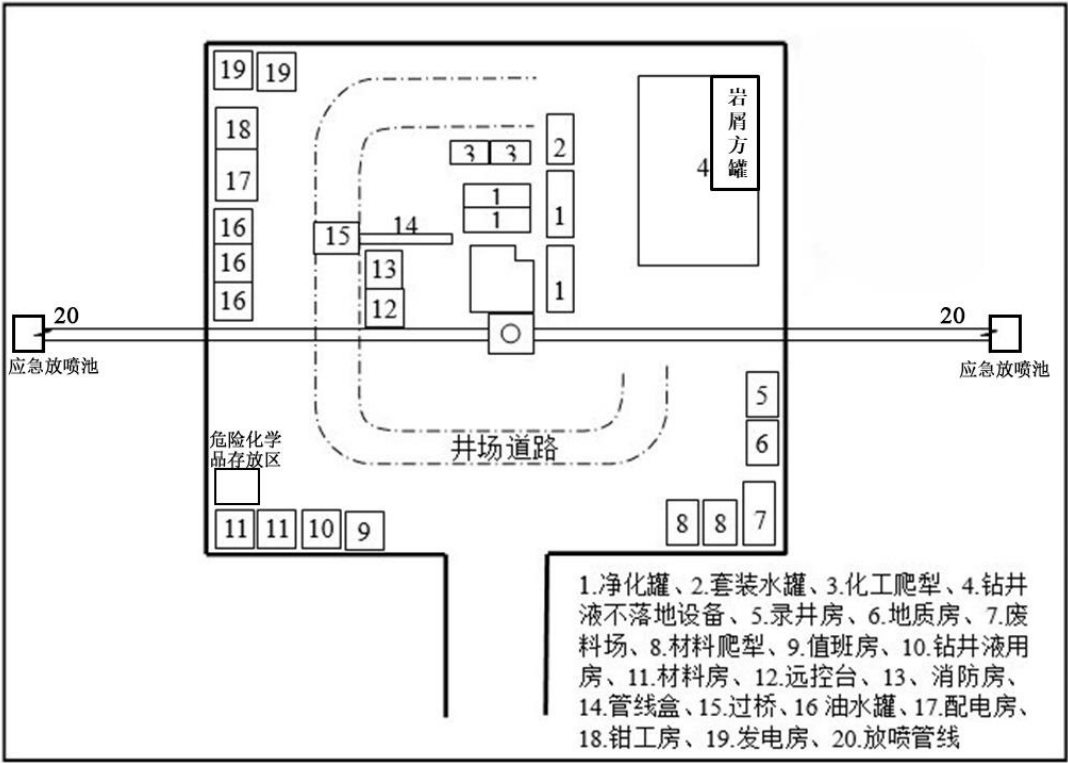


图 3.2-4 钻井期井场平面布置示意图

※单井钻井周期 42 天，施工人数 35 人。

③储层改造工程

储层改造是为了提高油气井产量而对储层采取的一系列工程技术措施的总称；主要包括射孔、压裂。本项目单井压裂液（包括压裂液和酸化压裂液）用量为 36000m³，21 口井合计用量 756000m³。射孔、压裂的主要设备见表 3.2-11。

表 3.2-11 射孔、压裂工艺主要设备一览表

阶段	设备名称	主要型号	数量（台/座）
储层改造	压裂车	2500 型	20
	混砂车	/	2
	仪表车	/	1
	砂罐车	/	4
	连续输砂撬	/	1
	柔性储水罐	200m ³	8
	地面储水池	800m ³	1
射孔	射孔车	/	1
	射孔工具车	/	1
	BOP 井口防喷器	105MPa	1

	防喷管	105MPa	1
--	-----	--------	---

④采油井场

※采油平台

新建采油平台 5 座，其中 3 井式采油平台 1 座，4 井式采油平台 2 座，5 井式采油平台 2 座，每座采油平台包含井号及井数见表 3.2-12。

表 3.2-12 每座采油平台包含井号及井数一览表

井区	平台号	井号	井数 (口)	
吉 39 井区	74C 号采油平台	JHW74-19、JHW74-110、JHW74-36	3	7
	74D 号采油平台	JHW74-17、JHW74-34、JHW74-18、JHW74-35	4	
	75 号采油平台	JHW75-11、JHW75-12、JHW75-13、JHW75-14、JHW75-15	5	5
	76 号采油平台	JHW76-11、JHW76-12、JHW76-13、JHW76-14	4	4
	85 号采油平台	JHW85-15、JHW85-16、JHW85-17、JHW85-18、JHW85-19	5	5

※井口装置

新建 21 座井口装置，采用 DN65 105MPa 采油井口，井口采用投捞式电潜螺杆泵，配套电机功率 22kW。井口采用保温盒保温，保温盒内设 300W 防爆电加热器，同时设置热洗清蜡接口及安全标示牌。

※除硫加药装置

因伴生气中含有硫化氢，故在采油平台计量站设置除硫加药装置，本项目部署 21 口井分布在 5 座采油平台，本次新建 6m³ 除硫剂加药装置 4 座，新建 10m³ 除硫剂加药装置 1 座。

本次采用第三代三嗪类硫化氢处理剂。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 3.2-13。本项目除硫剂消耗量为 15482m³/a。

表 3.2-13 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

⑤采油平台计量站

新建采油平台计量站 5 座，每座采油平台计量站均设 1 座一体化自动选井计量装置和 1 座加热装置，功率为 300kW。平面布置见图 3.2-5。

⑥集输管线

新建井口至计量站的单井采油管线 4.2km，采油平台内的单井采油管线采用 DN65 3.5MPa 高压玻璃纤维管线管（耐温 90℃），管道保温后埋地敷设，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-1.7m；采油井场外的单井管线采用 DN65 2.5MPa 柔性复合管（II 型），管道自带保温层，埋地敷设，管底埋深-1.7m。

新建集油支线 7.5km，采用 DN100、DN150 3.5MPa 高压玻璃纤维管线管（耐温 70℃），管底埋深-1.9m。

新建集油干线 5.0km，采用 DN200 3.5MPa 高压玻璃纤维管线管（耐温 70℃），管底埋深-1.9m。

拟部署井、计量站位置及各类管线走向见图 3.2-6。

图 3.2-5 采油平台计量站

图 3.2-6 拟部署井、计量站位置和集油干线走向示意图

（2）公辅工程

①供配电

电源主要由页岩油变电站配出架空线路供电。本次沿已建道路新建 10kV 的架空线路 22km。

根据井组的布置形式，采用单变压器带多井的配电方式。新建 10kV 架空线路根据井场分布情况架设，集油区 10kV 电网采用环网供电模式，开环运行；集油区电源引自就近的 10kV 线路。10kV 架空线路主导杆型为砼电杆，根据地方供电部分要求，主线导线截面 $2 \times \text{JKLGYJ}-120/25$ ，分支线路导线截面 $1 \times \text{JKLGYJ}-95/20$ ，在线路“T”接处、每隔 2.0km 处和联络处设柱上真空断路器（附一体式隔离开关）、避雷器、短路故障指示器组，下设一组 $R \leq 10 \Omega$ 接地装置。钻井线路兼用于生产用线路，电压裂线路待压裂线停用后，35kV 降压至 10kV 运行用于生产井供电。

新建杆架式变电站电源引自就近的 10kV 架空线路，变压器采用 S13-M 节能型，杆变低压侧设置低压无功补偿装置，补偿后，功率因数在 0.9 以上。

②给排水

施工期给水主要为管道试压用水、混凝土养护用水和生活用水；运营期用水主要为井下作业用水。井区位于荒漠地区，周围无成熟的供水管网，用水由罐车从红旗农场拉运至用水场地。

施工期排水主要为混凝土养护废水、管道试压废水和生活污水，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，生活污水排至防渗收集池中，定期拉运至吉木萨尔县生活污水处理厂处理。运营期排水主要为洗井废水、井下作业废液，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。

③仪表自动化

新增采油井场采用“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。单座采油平台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。采油平台计量站新建的一体化自动选井计量装置、电磁加热装置均自带相关测控仪表及 PLC。PLC 将相关含水率数据及计量数据、加热装置、井口机泵/井下温度压力数据进行处理及数据上传至页岩油联合站。

④消防

单座采油井口设置 2 具 MF/ABC8 手提式磷酸铵盐干粉灭火器、采油平台计量站计量装置设置 2 具 MF/ABC8 手提式磷酸铵盐干粉灭火器、采油平台计量站电加热器设置 2 具 MF/ABC8 手提式磷酸铵盐干粉灭火器、采油平台设置消防器材间 1 座（配消防斧、消防铲、消防桶及灭火毯等）。

⑤道路

新建 4275m 巡检道路，拟建道路起点为已建的县道、乡道及油田道路，终点为各个采油平台计量站。路基宽 4.50m，路面宽 3.50m，均采用砂砾路面，路面结构为：25cm 厚天然级配砂砾+土基，砂石料自周边料场购买。

⑥供热

新建采油平台计量站新建电加热装置，原油加热热源为电能。

（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；井场内投捞式电潜螺杆泵设置的基础减振，井下作业时各机泵设置的基础减振。井下作业时带罐作业；井场和计量站内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

原油依托页岩油联合站原油处理系统处理，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页岩油联合站压裂返排液处理系统处理，伴生气依托页岩油联合站内的伴生气处理装置处理，处理合格后的净化油依托现有净化油外输系统外输至北三台油库；清罐底泥、废润滑油、废润滑油油桶、含油废抹布劳保用品和沾油废防渗材料交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置，生活污水依托吉木萨尔县生活污水处理厂处理，生活垃圾依托吉木萨尔县生活垃圾填埋场处理。各

依托工程环保手续见表 3.2-14，依托可行性分析如下：

表 3.2-14 项目依托工程环保手续履行情况一览表

类别	环评文件名称	环评批复机关、文号及时间	验收批复机关、文号及时间
原油、伴生气、废压裂液、采出水、洗井废水和井下作业废液	吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏吉 305-吉 17-吉 37 井区联合站建设工程重大变更环境影响报告表	第六师五家渠市生态环境局市环监函（2019）38 号 2019 年 06 月 17 日	2021 年 10 月 28 日通过了企业自主竣工环境保护验收
	新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦草沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）	新疆生产建设兵团生态环境局兵环审（2024）16 号 2024 年 06 月 14 日	正在建设
废压裂液、采出水、洗井废水和井下作业废液	吉庆油田作业区压裂返排液达标处理服务项目	新疆生产建设兵团第六师生态环境局师环审（2024）73 号 2024 年 11 月 6 日	正在建设
净化油外输系统	北三台油库扩建工程及吉 305-吉 17-吉 37 井区联合站至北三台油库输油管线（吉木萨尔县、阜康市境内）建设项目	昌吉回族自治州生态环境局昌州环评（2019）32 号 2019 年 5 月 7 日	2021 年 10 月 27 日通过了企业自主竣工环境保护验收
吉祥联合站危险废物临时贮存场	昌吉油田吉 7 井梧桐沟组中深层稠油油藏常规水驱开发建设项目	原自治区环境保护厅新环函（2014）918 号 2014 年 07 月 31 日	2018 年 8 月 19 日通过了企业自主竣工环境保护验收
生活污水	吉木萨尔县污水处理厂工程	原昌吉回族自治州环境保护局昌州环评（2015）48 号 2015 年 6 月 1 日	2018 年 9 月 14 日通过了竣工环保验收。
生活垃圾	吉木萨尔县生活垃圾处理工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅新环监函（2008）537 号 2008 年 12 月	原昌吉回族自治州环境保护局昌州环函（2015）358 号 2015 年 9 月 29 日

备注：压裂返排液处理装置及 15 万方压裂液暂存池均包含在吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏吉 305-吉 17-吉 37 井区联合站建设工程重大变更中。

①原油处理依托可行性分析

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℃）、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 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ （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 $71 \times 10^4 \text{t/a}$ ，富余处理能力为 $29 \times 10^4 \text{t/a}$ ，本项目新增产能为 $2.7 \times 10^4 \text{t/a}$ ，可满足需求，依托可行。

另外吉庆油田作业区正在实施《新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦草沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）》，该工程中拟在页岩油联合站内新建 1 列 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ 的原油处理系统，建成后站内原油处理系统设计处理规模将达到 $150 \times 10^4 \text{t/a}$ ，新建处理系统原油处理工艺与现有工程一致，油气分离及原油脱水采用密闭流程，脱水工艺选择热化学沉降脱水和电化学处理组合脱水工艺。目前页岩油联合站扩建工程已取得新疆生产建设兵团生态环境局出具的《关于新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦草沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）环境影响报告书的批复》兵环审〔2024〕16 号，目前正在准备建设。

页岩油联合站内燃气设施燃烧烟气、厂界无组织非甲烷总烃、硫化氢和噪声均可实现达标排放（具体分析详见 3.1.5 环境影响回顾章节）。综上所述，页岩油联合站内原油处理系统可满足本项目需求，依托可行。

②伴生气处理依托可行性分析

油区页岩油联合站天然气处理系统采用“分子筛脱水+丙烷外冷”工艺。原油处理系统三相分离器分离出的伴生气（0.15~0.25MPa，20~40℃）经分离器分离出所携带液滴后，进入螺杆压缩机进行增压，增压后的伴生气依次进入脱硫橇、分子筛脱水橇进行脱硫脱水处理，脱水后的干气进混烃回收橇与低温干气换热，进丙烷外冷橇制冷后进入混烃回收橇低温分离器进行气液分离，分离出的低温干气与分子筛出口原料气换热，复热后的干气优先去自用气计量调压橇计量调压后供站内自用；剩余部分通过已建天然气外输管道（D114×6/20G，长 8km）输送至东三线 11 号阀室。目前，因天然气处理系统来气仅能满足站内自用，无多余净化气输至东三

线天然气管道，故往复式压缩机橇及外输气计量橇暂未投运。混烃回收橇内低温分离器分离出来的液相进入橇内脱乙烷塔，塔顶富气去自用气调压计量橇，与调压后的自用气汇合，经计量去站内自用气装置，塔底混烃进混烃储罐橇，定期经定量装车橇装车外售。

天然气处理系统设计处理规模 $3 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，目前实际处理气量约为 $2.24 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理能力为 $0.76 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，本项目新增伴生气量为 $0.082 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ($26.98 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$)，富余处理能力可满足需求，依托可行。

③废水依托可行性分析

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辽宁华孚环境工程股份有限公司进行处理，处理区位于页岩油联合站南侧约 60m 处。压裂返排液处理装置负责处理联合站站内来水及罐车拉运来的压裂返排液，采用氧化破胶+两级气浮+过滤处理工艺，在混凝沉淀箱中分别投加 pH 调整剂、破胶剂、有机混凝絮凝剂等通过沉淀去除污水中的悬浮物和浮油，再通过两级气浮进一步去除乳化油和悬浮物，出水进双滤料过滤器进一步处理后出水，出水计划优先回用于压裂液复配，页岩油联合站至吉祥联合站采出水外输规模设计为 $4500 \text{m}^3/\text{d}$ ，出水水质满足《压裂酸化返排液处理技术规范》(Q/SY02012-2016)中的相关标准后用于压裂液的复配。现有压裂返排液处理装置设计处理规模为 $4500 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量为 $2500 \text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理量为 $2000 \text{m}^3/\text{d}$ 。目前该压裂返排液处理装置正在进行扩建，扩建后压裂返排液设计处理规模可达到 $12000 \text{m}^3/\text{d}$ ，该工程已于 2024 年 11 月 6 日取得新疆生产建设兵团第六师生态环境局的出具的《关于吉庆油田作业区压裂返排液达标处理服务项目环境影响报告表的批复》(师环审〔2024〕73 号)。

另外吉庆油田作业区正在实施《新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦草沟组页岩油产能建设项目(页岩油联合站二期扩建工程)》，该工程中拟在页岩油联合站内新建 1 套 $3000 \text{m}^3/\text{d}$ 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 井区芦草沟组页岩油产能建设项目(页岩

油联合站二期扩建工程）环境影响报告书的批复》兵环审（2024）16 号，目前正在准备建设。现有及现有压裂返排液处理装置可满足本项目处理需求。

施工期每口井废压裂液产生量约为 36000m^3 ，压裂时间约为 15 天，每天废压裂液产生量约为 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，21 口井不同时压裂，一口井压裂完成后再进行下一口井的压裂，且压裂返排液处理装置旁有 1 座 15 万方压裂液暂存池，不能及时处理的废压裂液可暂存在 15 万方池内；压裂返排液处理装置处理能力可满足施工期废压裂液的处理需求。

运营期新增采出水最大量为 $7.46 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ （ $226.06\text{m}^3/\text{d}$ ）、洗井废水和井下作业废液合计量为 $7478.52\text{m}^3/\text{a}$ （ $22.66\text{m}^3/\text{d}$ ），压裂返排液处理装置富余处理能力可满足需求，依托可行。

④危险废物贮存依托可行性分析

废润滑油、废润滑油油桶、含油废抹布劳保用品和沾油废防渗材料贮存依托吉祥联合站危险废物临时贮存场，该危险废物贮存场于 2017 年 12 月建成并投产。危险废物临时贮存场占地尺寸为 $24\text{m} \times 12\text{m}$ ，采取了防渗措施；该危险废物临时贮存场每月转运一次危险废物，每次周转量约为 333t，本项目依托吉祥联合站危险废物临时贮存场的危险废物量约为 $1.33\text{t}/\text{a}$ ，危险废物相对较少，且不在同一时间产生，现有危险废物临时贮存场可满足贮存需求。

另外吉庆油田作业区正在实施《新疆油田昌吉油田吉 305-吉 17 井区芦草沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）》中新建 1 座占地 1200m^2 的危险废物暂存场，新建危废暂存设施为棚式设计，为单层门钢架结构，三面建设钢混墙（高 1m），一面为钢铁门，方便运输车辆进出；顶部加盖彩钢板顶棚，具备防风、防雨、防晒功能，配套建设渗滤液收集池，池体、暂存场基础、地面及围墙采用人工防渗材料+抗渗混凝土，抗渗等级设计为 P8，总体防渗系数小于 $10^{-10}\text{cm}/\text{s}$ ，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 井区芦草沟组页岩油产能建设项目（页岩油联合站二期扩建工程）环境影响报告书的批复》兵环审（2024）16 号，目前正在准备建设。现有危险废物暂存设施和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危险废物处置依托可行性分析

2024 年吉庆油田作业区与克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司签订了危废处置协议。克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司（危险废物经营许可证编号：6502040117，有效期 2022 年 2 月 11 日—2027 年 2 月 10 日）经营危险废物类别包括 HW08 废矿物油与含矿物油废物、HW13 有机树脂类废物和 HW49 其他废物，具体类别包括本工程产生的 900-214-08、071-001-08、900-249-08、900-041-49。总经营规模 138.5 万吨/年（其中，含油污泥 30 万吨/年，含油泥废液 34 万吨/年，干化油泥及废矿物油 40.5 万吨/年、含油钻井废弃物 10.5 万吨/年、废防渗膜和废树脂 3.5 万吨/年，废油基泥浆 20 万吨/年）。

本工程 HW08 类危废产生总量约 1.26t/a，HW49 类危险废物约 0.07t/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置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生活污水依托可行性分析

吉木萨尔县污水处理厂位于项目区东南约 11km，位于吉木萨尔县城东北 15km 处，设计污水处理规模为 3 万 m^3/d ，实际处理规模约 1 万 m^3/d ，采用“强化脱氮改良 $\text{A}^2/\text{O}+$ 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。本项目生活污水单次最大拉运量约 30 m^3 ，该污水处理厂富余处理能力可以满足项目处理需求，依托可行。

⑦生活垃圾依托可行性分析

吉木萨尔县生活垃圾填埋场位于吉木萨尔县新地乡，中心地理坐标为东经 ，北纬 ，位于项目区西南方向约 24km。该填埋场近期工程生活垃圾清运处理量 100t/d，总库容 $63 \times 10^4 \text{m}^3$ ，服务年限 11 年；远期工程生活垃圾清运处理量 130t/d，总库容 $94.5 \times 10^4 \text{m}^3$ ，服务年限 12 年，采用卫生填埋工艺，主要处置城镇生活垃圾，不作为工业固体废物和危险废弃物处置场所。本项目施工期生活垃圾产生量为 15.5t，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 3.2-15。

表 3.2-15 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	$10.8 \times 10^4 \text{t/a}$	临时占地面积	308730m^2
设计井数	21 口井	永久占地面积	48037.5m^2
不同规模站场数	5 座	电能消耗量	$6.1 \times 10^4 \text{kW}\cdot\text{h}$
管道长度	16.7km	总投资	78906.12 万元
劳动定员	依托现有劳动定员，不新增	环保投资	2248 万元
工作制度	年运行 330 天		

3.2.5 生产工艺及环境影响因素分析

(1) 施工期施工工艺及环境影响因素分析

① 钻前工程

钻前工程主要包括井场平整、钻机基础、生活营地建设及进场道路建设等，产生的环境影响主要为施工扬尘、施工机械及车辆尾气、噪声、建筑垃圾以及对周围环境产生的生态影响等。

② 钻井工艺流程及产污环节

钻井是采用旋转的钻头给所钻的地层一定的压力，使钻头的牙齿嵌入地层，然后旋转钻头，利用旋转钻头的扭矩来切削地层，并用循环的钻井液将钻屑带出井眼，以保证持续钻进。钻井工程作业流程见图 3.2-7。

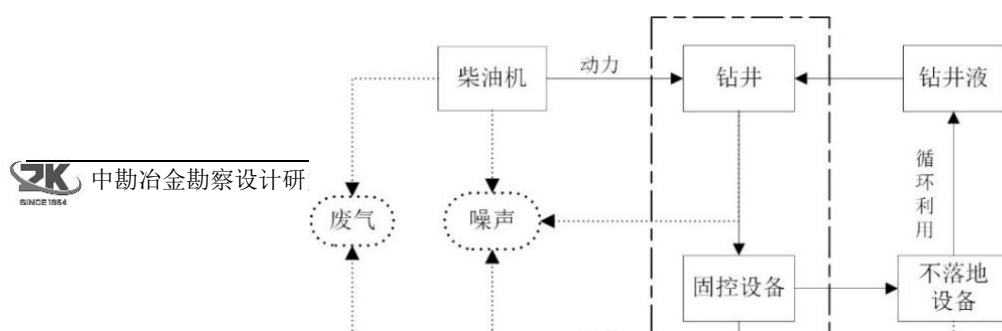


图 3.2-7 钻井工艺流程及产污节点示意图

废气主要为柴油机、发电机燃烧烟气、施工扬尘和施工机械、车辆尾气；废水主要为生活污水；噪声源主要为施工机械、车辆；固体废物主要为钻井岩屑和生活垃圾。

③管线、计量站及公用工程施工工艺及产污环节

施工期主要包括采油井场、采油平台和采油平台计量站等建（构）筑物建设、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。

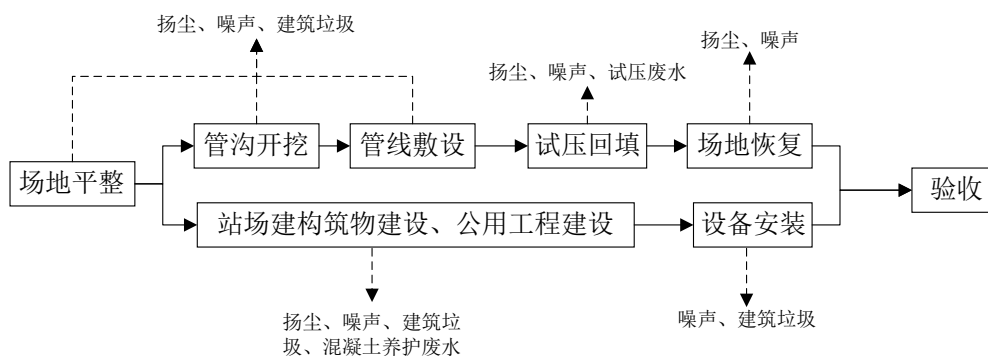


图 3.2-8 施工工艺及产污节点示意图

管线保温后埋地敷设，单井采油管线埋深-1.7m，集油支线和集油干线埋深-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。

施工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和混凝土养护废水，固体废物主要为建筑垃圾和生活垃圾，噪声源主要为

施工机械及车辆。

④储层改造

储层改造主要包括射孔和压裂。

射孔工艺：投产井基本采用电缆传输射孔，射孔设备为 DP-89 射孔枪；射孔参数为：孔密 16~20 孔/m；射孔前用泡沫或清水替出井筒内泥浆。

压裂工艺：笼统压裂采用光油管压裂，对于有分层压裂需求的直井，推荐采用油管+封隔器分层压裂工艺，储层跨度大于 70m 井采用投球暂堵工艺；压裂设备为：2000 型压裂车一组；压裂施工时，选用配伍性、降滤失性及返排性能好的低伤害有机硼水基胍胶压裂液体系，配方中加入 2%左右的氯化钾或防膨性能达到要求的其它防膨液。用泵车将压裂液挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂（如石英砂等）充填进裂缝，提高油气层的渗透能力，压力扩散后采用自喷+抽汲方式退液。

酸化压裂工艺：对需要进行酸化压裂的井，用酸化压裂液清洗裂隙，以扩大裂隙，增加目的层的连通性。将酸化压裂液挤入油层，溶解石块后加入支撑剂填充裂缝。通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率，使含油层的油气资源通过裂隙采出，压力扩散后采用自喷+抽汲方式退液。

储层改造工序无废气、固体废物产生，废水主要为压裂返排液，噪声源主要为各类机泵。

（2）运营期工艺流程及环境影响因素分析

本项目为页岩油开采，页岩油开采与常规石油的区别见表 3.2-16。

表 3.2-16 页岩油与常规石油的区别

类别	页岩油	常规石油
定义	指以页岩为主的页岩层系中所含的石油资源。其中包括泥页岩孔隙和裂缝中的石油，也包括泥页岩层系中的致密碳酸岩或碎屑岩邻层和夹层中的石油资源。	石油又称原油，是从地下深处开采的棕色可燃粘稠液体，主要是各种烷烃、环烷烃、芳香烃的混合物。它是古代海洋或湖泊中的生物经过漫长的演化形成的混合物。油气田可以用传统的技术（自喷、人工举升、注水气）采油等进行开发。主要是各种烷烃、环烷烃、芳香烃的混合物。

流体状态	有气、水、油三相，以液相为主	有气、水、油三相，以液相为主
井结构	水平井和分段压裂技术	直井、水平井、定向井等
开发方式	采用天然能量开发，井口压力大	采用天然能量开发、注水开发、注聚合物开发、注蒸汽开发等
油气集输	采用管线密闭集输、拉油生产	采用管线密闭集输、拉油生产
油气处理	采取各种工艺脱除页岩油中的水	采取各种工艺脱除原油中的水
污染物产生情况	无组织挥发性废气、采出水、含油污泥	无组织挥发性废气、采出水、含油污泥

采用单井计量、一级布站方式密闭集输工艺，具体工艺流程为：单井采出物通过新建的单井采油管线管输至采油平台集中计量站中计量后，经除硫加药装置除去 H_2S 、井口加热装置加热后，通过新建的集油干支线管输至页岩油联合站处理，分离出的原油进站内原油处理系统，分离出的伴生气进站内伴生气处理系统处理，分离出的采出水进压裂返排液处理装置处理。工艺流程简图及产污环节见图 3.2-9。

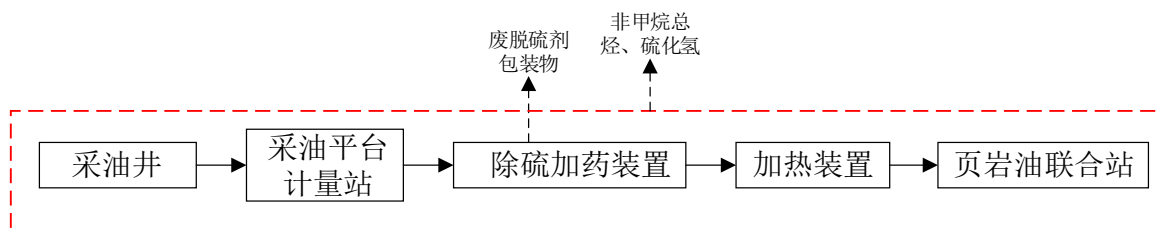


图 3.2-9 运营期工艺流程及产污环节示意图

※除硫工艺

除硫原理：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 H_2S 里的 S^{2-} 发生不可逆化学反应生成噻二嗪，从而达到去除天然气中 H_2S 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 H_2S 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的溶解在水中，不会生成不溶性沉淀物。

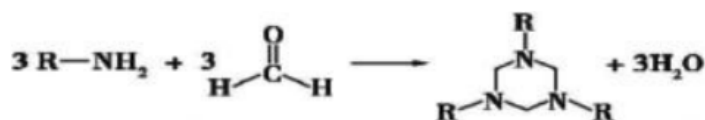
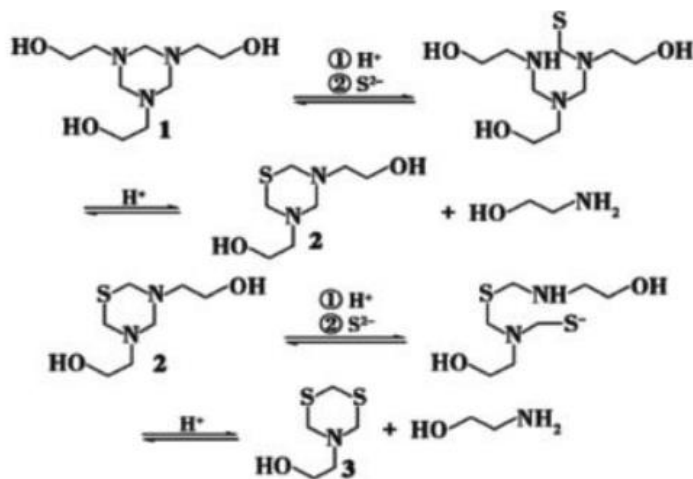


图 3.2-10 三嗪及其衍生物的合成示意图

图 3.2-11 三嗪脱硫剂和 H_2S 亲核取代反应

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，能够有效清除高硫化氢井的 H_2S 气体，井口 H_2S 浓度低于安全限值，含除硫剂的采出物管输至页岩油联合站进行处理。

废气主要为油气集输过程中的无组织废气；废水主要为洗井废水和井下作业废液，固体废物主要为清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和废脱硫剂包装材料。

(3) 退役期运营期工艺流程及环境影响因素分析

退役期主要包括采油井封井、井场、计量站设施及其他公用工程等设施的拆除、清理等施工活动。工艺及产污节点分析见图 3.2-12。

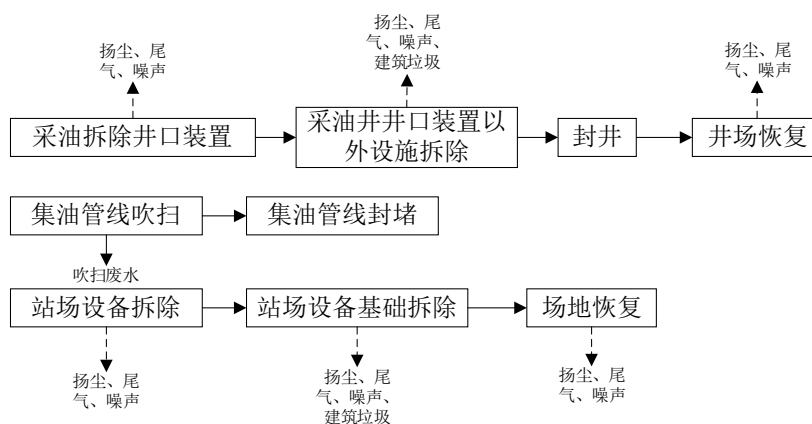


图 3.2-12 退役期工艺流程及产污环节示意图

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。

(4) 原辅材料消耗情况

项目原辅材料消耗主要为压裂液和除硫剂，消耗量分别为 $756000\text{m}^3/\text{a}$ 、 $15482\text{m}^3/\text{a}$ 。

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

施工期废气主要为柴油机、发电机组燃烧烟气、施工扬尘、施工机械及车辆尾气和焊接废气。

① 柴油机、发电机组燃烧烟气

钻井期单井井场动力系统共设 3 台柴油机和 2 台柴油发电机，为钻机及井场提供动力、电力和照明，柴油机、发电机工作时消耗的燃料主要为柴油。根据设计资料，单井钻井期柴油消耗量为 84t，21 口井柴油消耗总量为 34440t。柴油燃烧烟气中各污染物的产生量参考国家环境工程评估中心编制的《社会区域类环境影响评价》一书中提供的柴油燃烧产污系数进行核算（ SO_2 2.24kg/t， NO_x 2.92kg/t，总烃 2.13kg/t），则污染物排放总量为： SO_2 77.15t、 NO_x 100.56t、总烃 73.36t。

② 施工扬尘

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

③ 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。

④ 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

施工期废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水、生活污水和储层改造产生的废压裂液。

① 管道试压废水和混凝土养护废水

管道试压采用清水试压，从附近村庄拉运至施工区，用水量约为 365m^3 ；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 $40\sim 60\text{mg/L}$ ，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。

②废压裂液

储层改造过程中会产生一定的废压裂液，每口井废压裂产生量约为 36000m^3 ，每口井压裂时间约为 15 天，每天废压裂液产生量约为 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，21 口井合计产生量约为 756000m^3 ，21 口井不同时压裂，压裂完一口井再进行下一口井的压裂，产生的废压裂液排至收集罐中，集中收集后送至压裂液处理装置处理达标后用于压裂液的复配，不外排。

③ 生活污水

钻井工程井场设生活营地，单井钻井周期为 42 天，钻井人数为 35 人，根据《新疆维吾尔自治区生活用水定额》按每人每天用水量 20L 计算，则单井生活用水 29.4m^3 ，21 口井用水共 617.4m^3 。排水系数取 0.8，则生活污水产生量约 493.9m^3 。生活污水水质与一般城市生活污水相类似，主要的污染物为化学需氧量 350mg/L 、悬浮物 200mg/L 、氨氮 30mg/L 。钻井期生活污水暂存在生活营地内设置的临时防渗池内，施工结束后由吸污车吸走，清运至吉木萨尔县生活污水处理厂处理。

(3) 噪声

噪声源主要为施工机械及施工车辆噪声，噪声级在 $60\text{dB}(\text{A})\sim 105\text{dB}(\text{A})$ 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	噪声源位置	声功率级[dB(A)]	排放规律	噪声特性	降噪措施
柴油发电机	钻井井场	80~90	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震措施
钻机		100~105		机械	
钻井液循环泵		95~100		机械	
施工机械		85~100		机械	
施工车辆	交通噪声	60~90	间歇	机械	加强保养维修

(4) 固体废物

施工产生的土石方全部回填，无弃方产生；固体废物主要为钻井岩屑、建筑垃圾、生活垃圾、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和焊接废渣。

①钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和钻井液的研磨而破碎成岩屑，随钻井液排出井口，进入钻井液不落地系统进行处理，分离出的液相（即为钻井液，或称钻井泥浆）回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队带至下一个井场继续使用，不外排。分离出固相即为钻井岩屑，进井场岩屑储罐，交由岩屑处置单位处理。岩屑产生量与井身结构有关，可按式计算：

$$W=1/4 \times \pi \times D^2 \times h \times d$$

式中：W——产生的岩屑量，m³；

D——井眼平均井径，m；

h——裸眼长度，m；

d——岩屑膨胀系数，使用水基钻井液体系时取 P=2.2；油基钻井液体系取 P=4，岩屑密度 2.5g/cm³。

根据井身结构计算钻井期岩屑产生量见表 3.3-2。

表 3.3-2 钻井岩屑产生情况表

井段	钻井液体系	钻头尺寸 (mm)	井段 (m)	单井岩屑产生量	21 口井岩屑量合计
一开	水基钻井液	311.2	0~1557	651t	13671t
二开	油基钻井液	215.9	1557~5780.95	1546t	32466t

由表 3.3-2 可知，21 口井钻井期间产生的水基钻井岩屑共计约为 13671t，油基钻井岩屑共计约为 32466。根据《固体废物分类与代码目录》可知水基岩屑废物代码为 071-001-S12，油基岩屑属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 类危险废物，废物代码：071-002-08。

钻井时产生的钻井液和岩屑一起经不落地系统进行处理，分离出的液相即为钻井液，回用于钻井液配置，根据吉庆油田作业区同类钻井资料可知，钻井液的循环利用率约为 95%，剩余未利用的 5%为沾到钻井岩屑上未完全分离，同钻井岩屑一同处置，钻井岩屑量计算时已考虑到未完全分离的钻井液，则水基钻井液的循环利用量为 4309.2m³，油基钻井液的循环利用量为 6184.5m³。根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2017）中规定：“任何不需要修复和加工即可用于其原始用途的物质，可不作为固体废物管理”，分离出的钻井液，回用于钻井液配置，故钻井液不按固

体废物管理。

②生活垃圾

单井钻井周期为 42 天、钻井人数为 35 人，按平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计算，则单井井场生活垃圾产生量为 0.74t，则 21 口井生活垃圾产生量为 15.5t，集中收集后送至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处理。

③建筑垃圾

建筑垃圾主要为废边角料、废包装物等，产生量较少，集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场。

④废润滑油

钻井井场中的发电机、钻机和钻井液循环泵及其他动力设备，需要定期保养维护，保养维修过程中会产生一定量的废润滑油，参照新疆油田其他使用相同动力设备的井在钻井过程中产生废润滑油的数量可知，单井井场钻井期产生的废润滑油为 0.05t，则 21 口井废润滑油产生量约为 1.1t。废润滑油属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，废物代码为 900-214-08，危险特性为 T，I，交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

⑤废润滑油桶

使用润滑油时会产生一定的废润滑油桶，根据润滑油的使用量计算出废润滑油桶的产生量为 0.09t/a，废润滑油桶属于《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，交由有相应危险废物处置资质的单位处理。

⑥沾油废防渗材料

场地清理时拆除的未破损且未沾油的防渗材料由施工单位集中回收利用，沾油废防渗材料属于危险废物（HW08 类危险废物，废物代码：900-249-08），危险特性为毒性和易燃性，施工结束后交由具有相关危险废物处置资质的单位接收、转运以及处置。参照新疆油田其他使用相同动力设备的井在钻井过程中产生废润滑油的数量可知，单井井场钻井期产生的废防渗材料为 0.07t，则 21 口井废润滑油产生量 1.47t。

⑦焊接废渣

管线施工过程中会产生少量的焊接废渣，根据《固体废物分类与代码目录》可知焊接废渣废物代码为 900-099-S59，在每个焊接作业点配备铁桶或纸箱，焊接废渣直接放入容器中，施工结束后集中回收处置。

(5) 生态影响分析

①工程占地

工程占地主要为采油井场、采油平台计量站、单井采油管线、集油干支线和油田道路等，总占地面积为 356767.5m²，其中永久占地 48037.5m²，临时占地 308730m²，详见表 3.3-3。

临时占地类型为天然牧草地和其他林地，目前建设单位正在办理项目用地手续。

表 3.3-3 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	采油井场	74C号采油平台	3井平台	2800	10790	13590	钻井井场：单座尺寸 90×151m 永久占地：尺寸 50×56m	天然牧草地和其他草地
2		74D号采油平台	4井平台	6300	8010	14310	钻井井场：单座尺寸 90×159m 永久占地：尺寸 50×126m	
3		75号采油平台	5井平台	6700	16160	22860	钻井井场：单座尺寸 90×254m 永久占地：尺寸 50×134m	
4		76号采油平台	4井平台	6300	8010	14310	钻井井场：单座尺寸 90×159m 永久占地：尺寸 50×126m	
5		85号采油平台	5井平台	6700	16160	22860	钻井井场：单座尺寸 90×254m 永久占地：尺寸 50×134m	
6	单井采油管线		4.2km	0	33600	33600	施工作业带宽度 8m	
7	集油干支线		12.5km	0	150000	150000	施工作业带宽度 12m	
8	架空线路		22km	0	66000	66000	施工作业带宽度 3m	
9	油田道路		4275m	19237.5	0	19237.5	路基宽 4.5m	
10	合计		/	48037.5	308730	356767.5	/	/

备注：采油平台计量站位于采油井场内，故额外计算面积。

② 土石方平衡

土石方主要产生于单井采油管线、集油干支线建设过程中，土石方全部回填，无弃方产生。具体土石方平衡见表 3.3-4。

表 3.3-4 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	4.2km	-1.7m	沟底开挖宽度0.9m，坡比 1:0.33	7778	7778
2	集油干支线	12.5km	-1.9m	沟底开挖宽度1m，坡比 1:0.33	38713	38713
3	合计	/	/	/	46491	46491

3.3.2 运营期污染源源强核算

(1) 废气

废气主要为油气集输过程中阀门、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 10000μmol/mol），kg/h；

n—挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

t_i—核算时段内密封点 i 的运行时间，h，本次取 7920h。

每座采油井井口装置中阀门数量为 5 个、法兰数量为 10 个、连接件数量为 60 个，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 3.3-5。

表 3.3-5 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

平台号	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)
74C 号 采油平台	3 口井	阀门	0.064	15	0.0228
		法兰	0.085	30	0.0606
		连接件	0.028	180	0.1198
		小计	/	/	0.2032
74D 号 采油平台	4 口井	阀门	0.064	20	0.0304
		法兰	0.085	40	0.0808
		连接件	0.028	240	0.1597
		小计	/	/	0.2709
75 号 采油平台	5 口井	阀门	0.064	25	0.0380
		法兰	0.085	50	0.1010
		连接件	0.028	300	0.1996
		小计	/	/	0.3386
76 号 采油平台	4 口井	阀门	0.064	20	0.0304
		法兰	0.085	40	0.0808
		连接件	0.028	240	0.1597
		小计	/	/	0.2709
85 号 采油平台	5 口井	阀门	0.064	20	0.0380
		法兰	0.085	40	0.1010
		连接件	0.028	240	0.1996
		小计	/	/	0.3386
74C 号采油平台 (8 井式)		阀门	0.064	9	0.0137
		法兰	0.085	18	0.0364
		连接件	0.028	108	0.0719
		小计	/	/	0.1220
74D 号采油平台 计量站 (8 井式)		阀门	0.064	9	0.0137
		法兰	0.085	18	0.0364
		连接件	0.028	108	0.0719
		小计	/	/	0.1220
75 号采油平台 计量站 (8 井式)		阀门	0.064	9	0.0137
		法兰	0.085	18	0.0364
		连接件	0.028	108	0.0719
		小计	/	/	0.1220
76 号采油平台		阀门	0.064	9	0.0137

计量站 (8 井式)	法兰	0.085	18	0.0364
	连接件	0.028	108	0.0719
	小计	/	/	0.1220
85 号采油平台 计量站 (8 井式)	阀门	0.064	9	0.0137
	法兰	0.085	18	0.0364
	连接件	0.028	108	0.0719
	小计	/	/	0.1220
	小计	/	/	0.1220

②硫化氢

根据伴生气性质可知，伴生气硫化氢的浓度在 0~254ppm，本次按照不利因素考虑，伴生气中硫化氢的浓度为 0~254ppm (353mg/m³)，本次按照不利因素考虑，硫化氢浓度取值为 254ppm (353mg/m³)；根据井口采出物中硫化氢含量以及通过阀门、法兰等逸散的无组织废气计算出每座采油平台硫化氢的产生量，首先根据计算出的无组织非甲烷总烃产生量及非甲烷总烃在伴生气中的占比计算出泄漏的伴生气量，再根据伴生气的泄漏量和伴生气中的硫化氢浓度计算出硫化氢的产生量，详见表 3.3-6。

表 3.3-6 硫化氢产生情况一览表

平台号	硫化氢含量 (mg/m ³)	无组织废气 产生量 (t/a)	伴生气泄 漏量 (t/a)	硫化氢产生 量 (kg/a)
74C 号采油平台	353	0.2032	0.6124	0.3035
74D 号采油平台	353	0.2709	0.8165	0.4046
75 号采油平台	353	0.3386	1.0205	0.5057
76 号采油平台	353	0.2709	0.8165	0.4046
85 号采油平台	353	0.3386	1.0205	0.5057
74C 号采油平台计量站 (8 井式)	353	0.1220	0.3677	0.1822
74D 号采油平台计量站 (8 井式)	353	0.1220	0.3677	0.1822
75 号采油平台计量站 (8 井式)	353	0.1220	0.3677	0.1822
76 号采油平台计量站 (8 井式)	353	0.1220	0.3677	0.1822
85 号采油平台计量站 (8 井式)	353	0.1220	0.3677	0.1822
合计	/	2.0322	6.1249	3.0351

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 CO_2 和 CH_4 排放、设备泄漏 CH_4 逃逸排放、 CH_4 回收利用量、 CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放，公式如下：

$$E_{\text{GHG}} = E_{\text{CO}_2\text{燃烧}} + E_{\text{GHG}\text{火炬}} + \sum_s (E_{\text{GHG}\text{工艺}} + E_{\text{GHG}\text{逃逸}})_s - R_{\text{CH}_4\text{回收}} \\ \times \text{GWP}_{\text{CH}_4} - R_{\text{CO}_2\text{回收}} + E_{\text{CO}_2\text{净电}} + E_{\text{CO}_2\text{净热}}$$

本项目无燃料燃烧、放空火炬、工艺回收和净购热力，涉及温室气体排放的环节为原油开采过程中 CH_4 排放和净购入电力隐含的 CO_2 排放。

1) 原油开采过程中 CH_4 逃逸排放量

页岩油开采过程中 CH_4 逃逸排放量按照下式计算：

$$E_{\text{CH}_4\text{开采逃逸}} = \sum_j (\text{Num}_{\text{oil},j} \times EF_{\text{oil},j}) + \sum_j (\text{Num}_{\text{gas},j} \times EF_{\text{gas},j})$$

式中： $E_{\text{CH}_4\text{开采逃逸}}$ 为原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ； j 为不同的设施类型；

$\text{Num}_{\text{oil},j}$ 为原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{\text{oil},j}$ 为原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $\text{CH}_4/(\text{年} \cdot \text{个})$ ；

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

$EF_{\text{gas},j}$ 为天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $\text{CH}_4/(\text{年} \cdot \text{个})$ 。

本项目为页岩油开采，亦属于原油开采，涉及 CH_4 排放的设施主要为井口装置和计量站，相关参数取值及计算结果见表 3.3-7。

表 3.3-7 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	井场个数	甲烷排放量 (t/a)
21 口采油井	井口装置	0.23 吨/年·个	21	4.83
计量站	接转站	0.18t/年·个	9	1.62

根据表中参数，结合公式计算可知， CH_4 逃逸排放量为 6.45t/a。

2) 净购入电力隐含的 CO_2 排放量

购入电力生产的二氧化碳排放量按如下公式计算：

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

式中： $E_{\text{CO}_2\text{-净电}}$ 为报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{\text{电力}}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{\text{电力}}$ 为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/MWh 。

本工程电力消耗约 $61\text{MW} \cdot \text{h}$ ，据此计算购入电力所产生的二氧化碳，详见表 3.3-8。

表 3.3-8 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（ $\text{tCO}_2/\text{MW} \cdot \text{h}$ ）	排放量（ tCO_2 ）
61	0.8922	54.42

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 CH_4 排放量为 6.45t/a ， CO_2 排放量为 54.42t/a 。

项目实施后无组织废气排放量核算表见表 3.3-9。

表 3.3-9 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	采油井场和采油平台计量站阀门、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	GB16297-1996 无组织排放监控浓度限值	4	2.0322t/a
			硫化氢		GB14554-93 表 1	0.06	3.0351kg/a

（2）废水

废水主要为洗井废水和井下作业废液（酸化返排液、压裂返排液和废洗井液）。

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 3.3-10）进行核算。

表 3.3-10 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 3.3-10 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 3.3-11。

表 3.3-11 洗井废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	21 口井合计产生量 (t/a)
工业废水量	27.13t/井次-产品	569.73
化学需氧量	34679g/井次-产品	0.73
石油类	6122g/井次-产品	0.13

②井下作业废液

井下作业进行压裂工序时，会产生一定的压裂返排液和酸化返排液，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、酸化返排液和废洗井液。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 3.3-12。

表 3.3-12 压裂返排液、酸化返排液及废洗井液产生量一览表

污染物名称	产污系数	21 口井合计产生量
低渗透油井	压裂返排液	153.21m ³ /井·次
	酸化返排液	150.49m ³ /井·次
	废洗井液	25.29t/井

压裂返排液、酸化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/SY 02012-2016)中相关标准后，用于压裂液复配。

(3) 噪声

运营期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 3.3-13。

表 3.3-13 运营期噪声排放情况一览表（室外声源）

序号	噪声源所在场站	井号	噪声源名称	型号	空间相对位置			数量 (台)	源强dB (A)	声源控制措施	运行时段
					X	Y	Z				
1	74C号采油平台	JHW74-19	投捞式电潜螺杆泵	/			0.5	1	85~90	优化站场总图布置，采用低噪声设备、基础减振	昼夜连续运行
2		JHW74-110	投捞式电潜螺杆泵	/			0.5	1	85~90		昼夜连续运行
3		JHW74-36	投捞式电潜螺杆泵	/			0.5	1	85~90		昼夜连续运行
13	74D号采油平台	JHW74-17	投捞式电潜螺杆泵	/			0.5	1	85~90		昼夜连续运行
14		JHW74-34	投捞式电潜螺杆泵	/			0.5	1	85~90		昼夜连续运行
15		JHW74-18	投捞式电潜螺杆泵	/			0.5	1	85~90		昼夜连续运行
16		JHW74-35	投捞式电潜螺杆泵	/			0.5	1	85~90		昼夜连续运行
19	75号采油平台	JHW75-11	投捞式电潜螺杆泵	/			0.5	1	85~90		昼夜连续运行
20		JHW75-12	投捞式电潜螺杆泵	/			0.5	1	85~90		昼夜连续运行
21		JHW75-13	投捞式电潜螺杆泵	/			0.5	1	85~90		昼夜连续运行
		JHW75-14	投捞式电潜螺杆泵				0.5		85~90		昼夜连续运行
22		JHW75-15	投捞式电潜螺杆泵	/			0.5	1	85~90		昼夜连续运行
23	76号采油平台	JHW76-11	投捞式电潜螺杆泵	/			0.5	1	85~90		昼夜连续运行
24		JHW76-12	投捞式电潜螺杆泵	/			0.5	1	85~90		昼夜连续运行
		JHW76-13	投捞式电潜螺杆泵				0.5		85~90		昼夜连续运行
25		JHW76-14	投捞式电潜螺杆泵	/			0.5	1	85~90		昼夜连续运行
27	85号采油平台	JHW85-15	投捞式电潜螺杆泵	/			0.5	1	85~90		昼夜连续运行
29		JHW85-16	投捞式电潜螺杆泵	/			0.5	1	85~90		昼夜连续运行
30		JHW85-17	投捞式电潜螺杆泵	/			0.5	1	85~90		昼夜连续运行
33		JHW85-18	投捞式电潜螺杆泵	/			0.5	1	85~90		昼夜连续运行
34		JHW85-19	投捞式电潜螺杆泵	/			0.5	1	85~90		昼夜连续运行

备注：所有采油平台均以采油井场的西南角作为（0.0）点

(4) 固体废物

固体废物主要为一般工业固体废物——废脱硫剂包装物和危险废物——废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布和劳保用品。

① 废脱硫剂包装物

每座采油平台设井口脱硫橇，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 0.4t/a，属于一般工业固体废物，废物代码为 900-099-S59，直接由厂家回收利用。

② 废润滑油

设备维修会产生废润滑油，单井产生量约为 0.05t/a，则 21 口井合计产生量为 1.1t/a，废润滑油属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-214-08，危险特性为 T、I，临时贮存在吉祥联合站危险废物临时贮存点，最终交由有相应危险废物处置资质的单位处置。

③ 废润滑油桶

设备检维修过程中使用润滑油时会产生一定的废润滑油桶，根据润滑油的使用量计算出废润滑油桶的产生量为 0.09t/a，废润滑油桶属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-249-08，危险特性为 T、I，临时贮存在吉祥联合站危险废物临时贮存点，最终交由有相应危险废物处置资质的单位处置。

④ 沾油废防渗材料

采油井场日常巡检、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》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油废物，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，其单井产生量约 0.07t/a，则 21 口井沾油废防渗膜产生量约为 1.47t/a，临时贮存在吉祥联合站危险废物临时贮存点，最终交由有相应危险废物处置资质的单位处置。

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 0.07t/a。废含油抹布和劳保用品属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW49 其他废物，废物代码为 900-041-49，危险特性为 T/In，临时贮存在吉祥联合站危险废物临时贮

存点，最终交由有相应危险废物处置资质的单位处置。

各类危险废物汇总情况见表 3.3-14。

表 3.3-14 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	1.1t/a	设备检维修	液态	油类	油类	T, I	交由有相应危险废物处置资质的单位处置
2	废润滑油桶	HW08	900-249-08	0.09t/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	0.07t/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	0.07t/a	设备检维修	固态	油类	油类	T/In	

(5) 生态影响

运营期不新增占地，临时占地植被进行自然恢复，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 3.3-15。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 3.3-16。

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。

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。在钻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钻井及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，导致钻井液/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，使大量钻井液/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。

表 3.3-15 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	采油井场和采油平台计量站油气集输过程中的阀门、法兰等	无组织挥发性有机物	非甲烷总烃	2.0322t/a	2.0322t/a	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场和计量站的设备、阀门等检查排放至大气环境
		硫化氢	硫化氢	3.0351kg/a	3.0351kg/a	
废水	井下作业	压裂返排液	压裂返排液	3217.41m ³ /a	0	送至压裂返排液处理系统处理
	井下作业	酸化返排液	酸化返排液	3160.29m ³ /a	0	
	井下作业	废洗井液	废洗井液	531.09t/a	0	
	井下作业	洗井废水	洗井废水	569.73t/a	0	
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、基础减震
固体废物	设备检维修	废润滑油	废润滑油	1.1t/a	0	集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置
	设备检维修	废润滑油桶	废润滑油桶	0.09t/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	0.07t/a	0	
	井下作业	沾油废防渗材料	沾油废防渗材料	0.07t/a	0	
	脱硫橇	废脱硫剂包装物	废脱硫剂包装物	0.4t/a	0	厂家回收利用

表 3.3-16 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	在建项目排放量	以新带老削减量	总排放量
废气	无组织排放	非甲烷总烃	454.645t/a	2.0322t/a	/	0	456.6772t/a
		硫化氢	/	3.0351kg/a	/	0	3.0351kg/a

③管线泄漏

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

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、酸化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；放空火炬燃烧烟气中的氮氧化物为无组织排放，本项目无有组织氮氧化物排放，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～表 3.5-3。

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；

P₂—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 3.5-4，根据本项目实际情况判定的各作业评价指标见表 3.5-7。

表 3.5-4 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	$75 \leq P < 90$

表 3.5-5 清洁生产评价指标

作业	定量指标	定性指标	综合指标
钻井作业	100	100	100
井下作业	90	100	94
采油工程	100	100	100

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，本项目采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。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。

表 3.5-1 钻井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	占地面积	m ²	15	符合行业标准要求	符合	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	符合	15
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95%	100	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：2000m 以下； 2000m~3000m；3000m 以上	10	≥40%； ≥50%； ≥60%	95	10
		柴油机效率	%	10	≥80	>85	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
(4) 污染物产生指标	35	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区： ≤30； 乙类区： ≤35	<35	10
		废弃钻井液	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	<10	10
		采油机烟气	-	5	符合排放标准要求	符合	5
		石油类	mg/L	5	≤10	<10	5
		COD	mgL	5	甲类区： ≤100； 乙类区： ≤150	<150	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) 原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液			10	10
		柴油消耗	具有节油措施			5	5
(2) 生产工艺及设备要求	30	钻井设备	国内领先			5	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术			5	5
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地			5	5
		固井设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备			5	5
		井控措施	具备			5	5
		有无防噪措施	有			5	5
		(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证			10
开展清洁生产审核，并通过验收				20	20		
制定节能减排工作计划				5	5		
(4) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	废弃钻井液处置措施满足法规要求			10	10	
		污染物排放总量控制与减排措施情况			5	5	
		满足其他法律法规要求			5	5	

表 3.5-2 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	m ³ /井次	10	≤5.0	<5	10
		新鲜水消耗	m ³ /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	m ³ /井次	10	≤3.0	<3	10
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	226	0
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	1278	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 3.5-3 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			

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

本项目行政隶属于新疆生产建设兵团第六师红旗农场，红旗农场位于五家渠市东北 190km，吉木萨尔县北 30km，总面积约 664km²。地理位置见图 4.1-1。

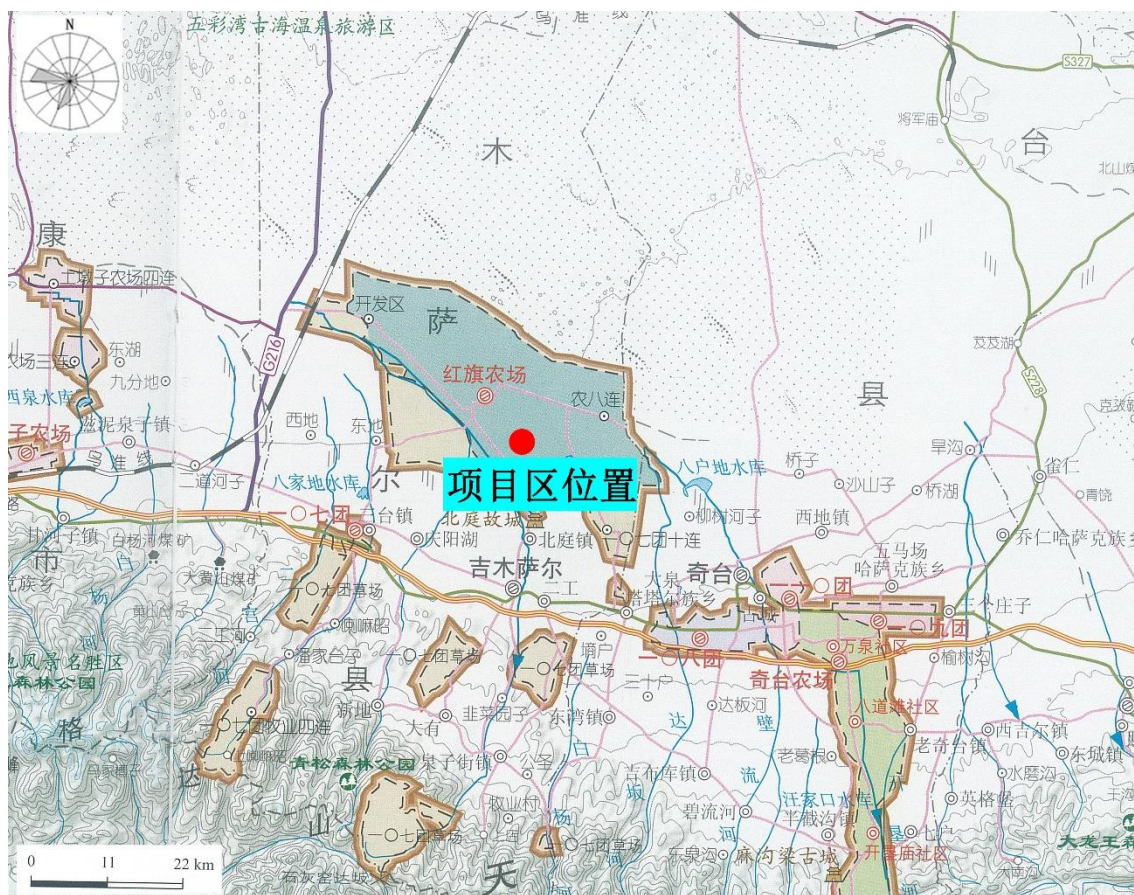


图 4.1-1 地理位置示意图

4.1.2 地形地貌

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

红旗农场地貌由南而北为山地、冲积平原、沙漠，各地貌类型所占面积比例为：山地 32.1%、冲积平原 49.9%、沙漠 18.9%。是棉花、粮食、甜菜、西瓜、哈密瓜、

油料、玉米和水产、禽蛋、肉类的主产地。东部的奇台农场为山前冲积洪积扇戈壁平原，地势南高北低，由东南向北倾斜，坡降 1‰~3‰，局部地区坡降较大，土层 0.3~1.5m，中下部是主要农田，适种小麦、甜菜、大麦、油菜等；吉木萨尔北部的红旗农场海拔 560~1220m，土壤含盐量较大，部分地区有泉水溢出，是小麦、红花的主产地。北塔山北段和东北的山地，海拔 1031~3290m。山体小，无终年积雪，四周被戈壁围绕，辐射强，干旱缺水，草场多为荒漠，级低等劣，以畜牧业为主。

4.1.3 水文地质

(1) 地表水

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

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

(2) 地下水

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

(1) 南部山区

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

(2) 中部平原

在山前拗陷区，由于受山前深大断裂的影响，拗陷带内沉积了较厚的第四系松散沉积物，给地下水的赋存创造了巨大的空间，也是河水散失的主要去向。拗陷带内第四系沉积物厚度，一般为 400~600m。按水文地质分带，由南向北依次为山前冲

洪积扇-扇缘潜水溢出带-细土平原，含水层颗粒也依次由卵砾石-砂砾石-中粗砂-中细砂-粉细砂-亚砂土、亚粘土，平原区地下水主要以潜水和承压水形式广泛分布。

本项目区域位于中部平原区。

①地下水赋存条件及分布规律

该项目分析范围内地层岩性为第四系更新世-全新世的冲洪积相砾石、砂砾石、砂层和冲洪积-湖相和沼泽相粘质砂土、粘性土层。区内第四纪松散堆积物厚度超过 400m，为地下水的赋存、运移提供了良好空间，由于第四纪成因类型的多样性，使得含水层的岩性、粒度和组成结构复杂化。

——单一结构潜水含水层

主要分布在河流出山口至老台-三台-吉木萨尔县城一线，该带第四纪堆积物巨厚，含水层岩性以卵砾石、砂砾石为主，并由南向北颗粒逐渐变细，潜水位埋深由南向北逐渐变浅。南部潜水位埋深 $>150\text{m}$ ，乌奇公路沿线潜水位埋深在 90m 左右，单井涌水量 $2000\sim3000\text{m}^3/\text{d}$ ，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 $500\sim1000\text{m}^3/\text{d}$ ；北部贫水带单井涌水量 $100\sim500\text{m}^3/\text{d}$ 。潜水含水层底板埋深 50~100m，渗透系数 $2\sim5\text{m}/\text{d}$ 。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 $1000\sim3000\text{m}^3/\text{d}$ ，渗透系数 $5\sim13\text{m}/\text{d}$ 。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 50~100m，第二承压含水层组顶板埋深 70~140m，第三承压含水层组顶板埋深 110~220m。

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

②地下水的补给、径流及排泄条件

——地下水的补给

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

带，补给平原区潜水和深层承压水。平原灌区渠系入渗，库（塘）入渗，雨、洪入渗等直接补给平原区潜水。

——地下水的径流

项目区冲洪积松散层厚度大、粒径粗、坡度大、孔隙大、径流条件好，潜水埋藏深、开采难度大。大部分地下水通过径流区流入下游细土平原区。

——地下水的排泄

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

4.1.4 气候气象

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

4.2 环境保护目标调查

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、医院、学校等环境敏感目标。项目区位于水土流失重点治理区——准噶尔盆地南缘兵团级水土流失重点治理区，生态环境保护目标为评价范围内的水土流失重点治理区和国家公益林，大气环境保护目标为居民区，土壤环境保护目标为一般耕地和天然牧草地。

（1）水土流失重点治理区

根据《新疆生产建设兵团水土保持规划》（2015-2030 年）第六师红旗农场位于

准噶尔盆地南缘人居环境农田防护区，属于准噶尔盆地南缘兵团级水土流失重点治理区。结合项目区地理位置、地形地貌和气候环境特点，确定项目区水土流失类型主要为风力侵蚀。

(2) 居民区

大气环境保护目标为天山五场三队、红旗农场知青点、毛家庄、红旗农场部分居民点，约 1067 人，各大气保护目标与项目区的相对位置关系详见前文表 2.7-1 和图 2.6-1。

(3) 耕地

本项目不占用耕地，但土壤评价范围内存在耕地，最近距离为 105m，耕地为一般耕地，不属于永久基本农田，种植农作物主要为玉米、小麦和瓜地。

4.3 环境质量现状调查与评价

4.3.1 大气环境质量现状调查与评价

(1) 区域大气环境质量达标判定

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

根据吉木萨尔县环境监测站 2022 年的监测数据，六项基本污染物中 SO_2 、 NO_2 、 CO 、 O_3 的现状浓度均符合《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准， PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 的现状浓度超标，属于环境空气质量不达标区，超标原因主要与当地风沙季有一定的原因。具体数据见表 4.3-1。

表 4.3-1 大气环境质量现状监测及评价结果一览表

污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO_2	年平均	8	60	13.33	达标
	24h 平均第 98 百分位数	16.72	150	11.15	达标
NO_2	年平均	20	40	50	达标
	24h 平均第 98 百分位数	59	80	73.72	达标
PM_{10}	年平均	73	70	104.29	超标

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
	24h 平均第 95 百分位数	224.3	150	149.53	超标
PM _{2.5}	年平均	37	35	105.71	超标
	24h 平均第 95 百分位数	133.8	75	178.40	超标
CO	24h 平均第 95 百分位数	1600	4000	40	达标
O ₃	24h 最大 8h 滑动平均值的 第 90 百分位数	120	160	75	达标

(2) 特征污染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 4 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			
G2			
G3			
G4			

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

采样时间：2024 年**月**日～**月**日。

监测单位：新疆环疆绿源环保科技有限公司。

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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 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。

图 4.3-1 环境空气质量监测布点示意图

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			达标
	H ₂ S	一次值	1			达标
G2	NMHC	一次值	2000			达标
	H ₂ S	一次值	1			达标
G3	NMHC	一次值	2000			达标
	H ₂ S	一次值	1			达标
G4	NMHC	一次值	2000			达标
	H ₂ S	一次值	1			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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 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) 区域内特征污染物环境质量现状

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 4.3-4。

表 4.3-4 2021 年、2022 年、2024 年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 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大占标率 (%)	达标情况
------	------	------	-------------------------------------	--------------------------------------	-----------	------

2021	NMHC	一次值	2000	950~1160	58	达标
	H ₂ S	一次值	10	ND	/	达标
2022	NMHC	一次值	2000	480~760	38	达标
	H ₂ S	一次值	10	ND~7	70	达标
2024	NMHC	一次值	2000	820~1240	62	达标
	H ₂ S	一次值	10	ND	/	达标

由表 4.3-4 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

项目区西南方向 4.7km 处有下新湖水库，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，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 21 口井地下水井的水质和水位监测数据，采样时间为 2024 年 3 月 22 日；引用《吉康油田奇探 1 块二叠系芦草沟组夹层型页岩油开发先导试验方案环境影响报告书》中 1 口地下水井的监测数据，监测时间为 2024 年 6 月 24 日，监测单位为新疆天地鉴职业环境检测评价有限公司；引用《昌吉油田吉 28 块芦草沟组页岩油开发先导试验方案环境影响报告书》中 4 口地下水井的水位监测数据，监测时间为 2022 年 1 月 3 日，监测单位为新疆天熙环保科技有限公司。引用监测井位点分布见图 4.3-2，各监测点位基本信息见表 4.3-5。项目区地下水流向为从南向北，周边地下水监测井较少，本次引用的 10 口地下水监测井与项目区处于同一水文地质单元，地下水流场特征基本相同，项目区周边不存在地下水环境保护目标，监测时间、监测点位均可代表区域地下水环境质量现状，引用数据可行。

表 4.3-5 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)	与项目区的相对位置 关系		水井 功能	层位
			北纬	东经		距离方位	上下游 关系		
吉木萨尔凹陷 芦草沟组页岩 油 J10054 井 区 JHW69-11 等 13 口井开 发建设工程环 境影响报告书	W1	W1			24		侧向	农田 灌溉	潜水 层
	W2	W2			27		侧向		
	W3	W3			25		下游		
	W4	W4			30		上游		
	W5	W5			30		上游		
吉康油田奇探 1 块二叠系芦 草沟组夹层型 页岩油开发先 导试验方案环 境影响报告书	D2	W6			18		下游		
昌吉油田吉 28 块芦草沟 组页岩油开发 先导试验方案 环境影响报告 书	D9	W7			20		下游		
	D5	W8			15		下游		
	D8	W9			30		下游		
	D10	W10			30		下游		

图 4.3-2 地下水监测布点示意图 (a)

图 4.3-2 地下水监测布点示意图 (b)

(2) 监测因子

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

氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、石油类、总大肠菌群、细菌总数、色、浑浊度、肉眼可见物、钠、硫化物，水位。

(3) 评价标准

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

(4) 评价方法

采用单项标准指数法对地下水进行评价。

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

式中： P_i ——水质单项标准指数；

$C_{i,j}$ ——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：

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

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

式中： $S_{\text{pH},j}$ ——pH 标准指数；

pH_j —— j 点实测 pH 值；

pH_{sd} ——标准中的 pH 值的下限值；

pH_{su} ——标准中的 pH 值的上限值。

(5) 评价结果

水质监测及评价结果见表 4.3-6。

表 4.3-6 地下水现状监测数据一览表 (单位: mg/L, pH 无量纲)

序号	监测因子	标准限值 (III 类)	W1			W2			W3			W4			W5		
			监测结果	标准指数	达标情况	监测结果	标准指数	达标情况	监测结果	标准指数	达标情况	监测结果	标准指数	达标情况	监测结果	标准指数	达标情况
1	pH	6.5~8.5	7.7	0.4667	达标	7.6	0.4	达标	7.5	0.3333	达标	7.7	0.4667	达标	7.6	0.4	达标
2	水温 (℃)	/	3.4	/	达标	3.2	/	达标	3.6	/	达标	3.4	/	达标	3.4	/	达标
3	浑浊度/NTU	>10	≤0.3	/	达标	≤0.3	/	达标	≤0.3	/	达标	≤0.3	/	达标	≤0.3	/	达标
4	色度/度	>25	≤5	/	达标	≤5	/	达标	≤5	/	达标	≤5	/	达标	≤5	/	达标
5	溶解性总固体	≤1000	360	0.36	达标	425	0.425	达标	420	0.42	达标	395	0.395	达标	415	0.415	达标
6	高锰酸盐指数	/	0.4	/	达标	0.5	/	达标	0.5	/	达标	0.5	/	达标	0.5	/	达标
7	氨氮 (以 N 计)	≤0.50	0.042	0.084	达标	≤0.025	/	达标	0.034	0.068	达标	≤0.025	/	达标	0.071	0.142	达标
8	氟化物 (以 F ⁻ 计)	≤1.0	0.061	0.061	达标	0.062	0.062	达标	0.081	0.081	达标	0.079	0.079	达标	0.150	0.15	达标
9	氯化物 (以 Cl ⁻ 计)	≤250	43.2	0.1728	达标	86.9	0.3476	达标	43.4	0.1736	达标	84.0	0.336	达标	77.0	0.308	达标
10	硝酸盐 (以 N 计)	≤20	0.230	0.0115	达标	0.603	0.03015	达标	0.382	0.0191	达标	0.397	0.01985	达标	0.497	0.02485	达标
11	硫酸盐 (以 SO ₄ ²⁻ 计)	≤250	167	0.668	达标	155	0.62	达标	177	0.708	达标	144	0.576	达标	151	0.604	达标
12	亚硝酸盐氮 (以 N 计)	≤1.00	0.004	0.004	达标	0.004	0.004	达标	0.005	0.005	达标	0.005	0.005	达标	0.006	0.006	达标
13	挥发酚类 (以苯酚计)	≤0.002	≤0.0003	/	达标	≤0.0003	/	达标	≤0.0003	/	达标	≤0.0003	/	达标	≤0.0003	/	达标
14	铬 (六价)	≤0.05	≤0.004	/	达标	≤0.004	/	达标	≤0.004	/	达标	≤0.004	/	达标	≤0.004	/	达标

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

由表 4.3-6 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。

（7）包气带污染现状调查

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 4.3-7。

表 4.3-7 包气带质量现状监测结果一览表

监测点名称	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
井区现有井场		0.2m	石油类	≤0.05		/	达标
			pH	6.5~8.5		0.8	达标
			汞	≤0.001		/	达标
			砷	≤0.01		/	达标
			六价铬	≤0.05		/	达标

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。

4.3.3 声环境质量现状调查与评价

（1）监测点位

本项目共布设 9 个监测点，监测点坐标见表 4.3-8 和图 4.3-3。

表 4.3-8 噪声监测点坐标一览表

序号	监测点描述	坐标	
		N	E
Z1			
Z2			
Z3			
Z4			
Z5			
Z6			
Z7			
Z8			
Z9			

图 4.3-3 声环境质量监测布点示意图

(2) 监测单位及监测时间

采样时间：2024 年*月*日。

监测单位：新疆环疆绿源环保科技有限公司。

(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 4.3-9。

表 4.3-9 声环境现状监测结果

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
Z1		60	达标		50	达标
Z2		60	达标		50	达标
Z3		60	达标		50	达标
Z4		60	达标		50	达标
Z5		60	达标		50	达标
Z6		60	达标		50	达标
Z7		60	达标		50	达标
Z8		60	达标		50	达标
Z9		60	达标		50	达标

由表 4.3-8 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，项目区土壤类型为草甸土，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,采油井场和计量站土壤生态影响型评价等级为一级,单井采油管线和集油干支线土壤生态影响型评价等级为二级;采油井场和计量站土壤污染影响型评价等级为一级,单井采油管线和集油干支线土壤污染影响型评价等级为二级。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 4.3-10 和图 4.3-5。

图 4.3-4 土壤类型示意图

表 4.3-10 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	S1	井场内			柱状样	0~0.5m, 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
	S2	井场内				
	S3	井场内				
	S4	计量站内				
	S5	管线沿线				
	S6	井场内			表层样	0~0.2m 处取样
	S7	井场内				
	S8	井场内				
	S9	井场内				
	S10	管线沿线				
占地范围外	S11	井场外			表层样	0~0.2m 处取样
	S12	井场外				
	S13	井场外				
	S14	管线沿线外				
	S15	管线沿线外				
	S16	管线沿线外				

图 4.3-5 土壤监测布点示意图

②监测因子

S1~S10 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。

S11~S16 监测因子为：pH、砷、镉、六价铬、总铬、铜、锌、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、蒈、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 50 项。

③理化性质调查

S5 和 S10 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。监测单位及监测时间

④采样时间：2024 年*月*日。

监测单位：新疆环疆绿源环保科技有限公司。

⑤评价标准

占地范围内土壤各监测因子和占地范围外各监测点石油烃、六价铬和挥发性、半挥发性有机物均执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求，占地范围外各监测点的重金属及无机物执行《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 4.3-11、表 4.3-12、表 4.3-13 和表 4.3-14，理化性质调查见表 4.3-15。

表 4.3-11 挥发性、半挥发性监测因子监测结果及评价结果一览表

序号	名称	标准限值	监测值单位	监测值	标准指数	达标情况
1	四氯化碳	2.8	$\mu\text{g/kg}$	1.3L	/	达标
2	氯仿	0.9	$\mu\text{g/kg}$	1.1L	/	达标
3	氯甲烷	37	$\mu\text{g/kg}$	1.0L		达标
4	1,1-二氯乙烷	9	$\mu\text{g/kg}$	1.2L	/	达标
5	1,2-二氯乙烷	5	$\mu\text{g/kg}$	1.3L	/	达标
6	1,1-二氯乙烯	66	$\mu\text{g/kg}$	1.0L	/	达标
7	顺-1,2-二氯乙烯	596	$\mu\text{g/kg}$	1.3L	/	达标
8	反-1,2-二氯乙烯	54	$\mu\text{g/kg}$	1.4L	/	达标
9	二氯甲烷	616	$\mu\text{g/kg}$	1.5L	/	达标
10	1,2-二氯丙烷	5	$\mu\text{g/kg}$	1.1L	/	达标
11	1,1,1,2-四氯乙烷	10	$\mu\text{g/kg}$	1.2L	/	达标
12	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	$\mu\text{g/kg}$	1.2L	/	达标
13	四氯乙烯	53	$\mu\text{g/kg}$	1.4L	/	达标
14	1,1,1-三氯乙烷	840	$\mu\text{g/kg}$	1.3L	/	达标
15	1,1,2-三氯乙烷	2.8	$\mu\text{g/kg}$	1.2L	/	达标
16	三氯乙烯	2.8	$\mu\text{g/kg}$	1.2L	/	达标
17	1,2,3-三氯丙烷	0.5	$\mu\text{g/kg}$	1.2L	/	达标
18	氯乙烯	0.43	$\mu\text{g/kg}$	1.0L	/	达标
19	苯	4	$\mu\text{g/kg}$	1.9L	/	达标
20	氯苯	270	$\mu\text{g/kg}$	1.2L	/	达标
21	1,2-二氯苯	560	$\mu\text{g/kg}$	1.5L	/	达标
22	1,4-二氯苯	20	$\mu\text{g/kg}$	1.5L	/	达标
23	乙苯	28	$\mu\text{g/kg}$	1.2L	/	达标
24	苯乙烯	1290	$\mu\text{g/kg}$	1.1L	/	达标
25	甲苯	1200	$\mu\text{g/kg}$	1.3L	/	达标
26	间二甲苯+对二甲苯	570	$\mu\text{g/kg}$	1.2L	/	达标
27	邻二甲苯	640	$\mu\text{g/kg}$	1.2L	/	达标
28	硝基苯	76	mg/kg	0.09L	/	达标
29	苯胺	260	mg/kg	0.08L	/	达标
30	2-氯酚	2256	mg/kg	0.04L	/	达标
31	苯并[a]蒽	15	$\mu\text{g/kg}$	0.1L	/	达标
32	苯并[a]芘	1.5	$\mu\text{g/kg}$	0.1L	/	达标
33	苯并[b]荧蒽	15	$\mu\text{g/kg}$	0.2L	/	达标
34	苯并[k]荧蒽	151	$\mu\text{g/kg}$	0.1L	/	达标
35	蒽	1293	$\mu\text{g/kg}$	0.1L	/	达标
36	二苯并[a,h]蒽	1.5	$\mu\text{g/kg}$	0.1L	/	达标

序号	名称	标准限值	监测值单位	监测值	标准指数	达标情况
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 4.3-12 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
S1												
1	pH	/	/	8. 78	/	/	8. 72	/	/	8. 70	/	/
2	砷	60	mg/kg	7. 86	0. 1310	达标	7. 55	0. 1258	达标	6. 96	0. 1160	达标
3	汞	38	mg/kg	0. 024	0. 0006	达标	0. 027	0. 0007	达标	0. 051	0. 0013	达标
4	铅	800	mg/kg	10. 0	0. 0125	达标	11. 7	0. 0146	达标	11. 4	0. 0143	达标
5	镉	65	mg/kg	0. 16	0. 0025	达标	0. 17	0. 0026	达标	0. 14	0. 0022	达标
6	六价铬	5. 7	mg/kg	0. 5L	/	达标	0. 5L	/	达标	0. 5L	/	达标
7	铜	18000	mg/kg	30	0. 0017	达标	30	0. 0017	达标	26	0. 0014	达标
8	镍	900	mg/kg	32	0. 0356	达标	33	0. 0367	达标	34	0. 0378	达标
9	石油烃	4500	mg/kg	23	0. 0051	达标	32	0. 0071	达标	36	0. 0080	达标
10	土壤盐分含量	/	g/kg	2. 4	/	/	2. 3	/	/	2. 2	/	/
S2												
1	pH	/	/	8. 92	/	/	8. 90	/	/	8. 96	/	/
2	砷	60	mg/kg	7. 14	0. 1190	达标	8. 10	0. 1350	达标	8. 82	0. 1470	达标
3	汞	38	mg/kg	0. 146	0. 0038	达标	0. 073	0. 0019	达标	0. 042	0. 0011	达标
4	铅	800	mg/kg	13. 7	0. 0171	达标	8. 5	0. 0106	达标	8. 2	0. 0103	达标
5	镉	65	mg/kg	0. 15	0. 0023	达标	0. 11	0. 0017	达标	0. 13	0. 0020	达标
6	六价铬	5. 7	mg/kg	0. 5L	/	达标	0. 5L	/	达标	0. 5L	/	达标
7	铜	18000	mg/kg	29	0. 0016	达标	28	0. 0016	达标	21	0. 0012	达标
8	镍	900	mg/kg	29	0. 0322	达标	36	0. 0400	达标	25	0. 0278	达标
9	石油烃	4500	mg/kg	14	0. 0031	达标	24	0. 0053	达标	35	0. 0078	达标

10	土壤盐分含量	/	g/kg	1.3	/	/	1.3	/	/	1.4	/	/
S3												
1	pH	/	/	8.52	/	/	8.48	/	/	8.55	/	/
2	砷	60	mg/kg	10.2	0.1700	达标	10.3	0.1717	达标	9.40	0.1567	达标
3	汞	38	mg/kg	0.026	0.0007	达标	0.046	0.0012	达标	0.033	0.0009	达标
4	铅	800	mg/kg	12.4	0.0155	达标	13.4	0.0168	达标	14.1	0.0176	达标
5	镉	65	mg/kg	0.15	0.0023	达标	0.11	0.0017	达标	0.15	0.0023	达标
6	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
7	铜	18000	mg/kg	31	0.0017	达标	29	0.0016	达标	31	0.0017	达标
8	镍	900	mg/kg	38	0.0422	达标	32	0.0356	达标	36	0.0400	达标
9	石油烃	4500	mg/kg	24	0.0053	达标	26	0.0058	/	25	0.0056	达标
10	土壤盐分含量	/	g/kg	2.1	/	/	2.0	/	/	1.9	/	/
S4												
1	pH	/	/	8.25	/	/	8.20	/	/	8.22	/	/
2	砷	60	mg/kg	8.97	0.1495	达标	9.24	0.1540	达标	10.0	0.1667	达标
3	汞	38	mg/kg	0.078	0.0021	达标	0.027	0.0007	达标	0.027	0.0007	达标
4	铅	800	mg/kg	7.6	0.0095	达标	11.6	0.0145	达标	7.5	0.0094	达标
5	镉	65	mg/kg	0.08	0.0012	达标	0.13	0.0020	达标	0.11	0.0017	达标
6	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
7	铜	18000	mg/kg	25	0.0014	达标	28	0.0016	达标	26	0.0014	达标
8	镍	900	mg/kg	29	0.0322	达标	36	0.0400	达标	33	0.0367	达标
9	石油烃	4500	mg/kg	25	0.0056	达标	11	0.0024	达标	19	0.0042	达标
10	土壤盐分含量	/	g/kg	3.1	/	/	2.9	/	/	3.0	/	/
S5												

1	pH	/	/	8.32	/	/	8.22	/	/	8.20	/	/
2	砷	60	mg/kg	8.15	0.1358	达标	8.42	0.1403	达标	8.26	0.1377	达标
3	汞	38	mg/kg	0.049	0.0013	达标	0.032	0.0008	达标	0.090	0.0024	达标
4	铅	800	mg/kg	12.9	0.0161	达标	9.0	0.0113	达标	10.0	0.0125	达标
5	镉	65	mg/kg	0.15	0.0023	达标	0.11	0.0017	达标	0.14	0.0022	达标
6	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
7	铜	18000	mg/kg	28	0.0016	达标	29	0.0016	达标	30	0.0017	达标
8	镍	900	mg/kg	31	0.0344	达标	34	0.0378	达标	38	0.0422	达标
9	石油烃	4500	mg/kg	10	0.0022	达标	33	0.0073	/	20	0.0044	达标
10	土壤盐分含量	/	g/kg	4.1	/	/	4.0	/	/	3.9	/	/
/	/	/	/	S6 (0m~0.2m)			S7 (0m~0.2m)			S8 (0m~0.2m)		
1	pH	/	/	8.61	/	/	8.18	/	/	8.82	/	/
2	砷	60	mg/kg	9.83	0.1638	达标	8.87	0.1478	达标	8.36	0.1393	达标
3	汞	38	mg/kg	0.059	0.0016	达标	0.076	0.0020	达标	0.038	0.0010	达标
4	铅	800	mg/kg	10.1	0.0126	达标	8.8	0.0110	达标	11.3	0.0141	达标
5	镉	65	mg/kg	0.11	0.0017	达标	0.10	0.0015	达标	0.11	0.0017	达标
6	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
7	铜	18000	mg/kg	30	0.0017	达标	34	0.0019	达标	32	0.0018	达标
8	镍	900	mg/kg	37	0.0411	达标	39	0.0433	达标	37	0.0411	达标
9	石油烃	4500	mg/kg	41	0.0091	达标	70	0.0156	达标	52	0.0116	达标
10	土壤盐分含量	/	g/kg	0.8	/	/	1.7	/	/	1.0	/	/
/	/	/	/	S9 (0m~0.2m)			S10 (0m~0.2m)					
1	pH	/	/	8.34	/	/	8.27	/	/			
2	砷	60	mg/kg	10.1	0.1683	达标	7.36	0.1227	达标			

3	汞	38	mg/kg	0.032	0.0008	达标	0.036	0.0009	达标			
4	铅	800	mg/kg	12.7	0.0159	达标	10.9	0.0136	达标			
5	镉	65	mg/kg	0.13	0.0020	达标	0.12	0.0018	达标			
6	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标			
7	铜	18000	mg/kg	28	0.0016	达标	26	0.0014	达标			
8	镍	900	mg/kg	30	0.0333	达标	30	0.0333	达标			
9	石油烃	4500	mg/kg	48	0.0107	达标	32	0.0071	达标			
10	土壤盐分含量	/	g/kg	2.8	/	/	2.9	/	/			

表 4.3-13 占地范围外土壤监测及评价结果一览表

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	监测值 单位	S11(0m~0.2m)			S12(0m~0.2m)			S13(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	pH	/	/	8.30	/	/	8.24	/	/	8.01	/	/
2	砷	25	mg/kg	9.14	0.3656	达标	9.56	0.3824	达标	8.37	0.3348	达标
3	汞	3.4	mg/kg	0.070	0.0206	达标	0.038	0.0112	达标	0.034	0.0100	达标
4	铅	170	mg/kg	12.1	0.0712	达标	12.7	0.0747	达标	11.2	0.0659	达标
5	镉	0.6	mg/kg	0.14	0.2333	达标	0.14	0.2333	达标	0.13	0.2167	达标
6	总铬	250	mg/kg	52	0.2080	达标	40	0.1600	达标	29	0.1160	达标
7	铜	100	mg/kg	26	0.2600	达标	25	0.2500	达标	24	0.2400	达标
8	镍	60	mg/kg	33	0.5500	达标	30	0.5000	达标	31	0.5167	达标
9	锌	300	mg/kg	52	0.1733	达标	55	0.1833	达标	40	0.1333	达标
10	石油烃	4500	mg/kg	17	0.0038	达标	14	0.0031	达标	48	0.0107	达标
11	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
12	土壤盐分含量	/	g/kg	3.8	/	/	4.2	/	/	2.5	/	/
	名称			S14(0m~0.2m)			S15(0m~0.2m)			S16(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	pH	/	/	8.48	/	/	8.54	/	/	8.35	/	/
2	砷	25	mg/kg	8.18	0.3272	达标	9.41	0.3764	达标	10.0	0.4000	达标
3	汞	3.4	mg/kg	0.040	0.0118	达标	0.057	0.0168	达标	0.045	0.0132	达标
4	铅	170	mg/kg	13.0	0.0765	达标	9.8	0.0576	达标	15.1	0.0888	达标
5	镉	0.6	mg/kg	0.14	0.2333	达标	0.13	0.2167	达标	0.17	0.2833	达标
6	总铬	250	mg/kg	63	0.2520	达标	31	0.1240	达标	38	0.1520	达标
7	铜	100	mg/kg	25	0.2500	达标	31	0.3100	达标	25	0.2500	达标
8	镍	60	mg/kg	33	0.5500	达标	38	0.6333	达标	35	0.5833	达标
9	锌	300	mg/kg	39	0.1300	达标	53	0.1767	达标	37	0.1233	达标
10	石油烃	4500	mg/kg	66	0.0147	达标	43	0.0096	达标	19	0.0042	达标
11	六价铬	5.7	mg/kg	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标	0.5L	/	达标
12	土壤盐分含量	/	g/kg	6.8	/	/	3.6	/	/	4.5	/	/

表 4.3-14 土壤理化性质一览表

点号		S5		
层次		0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m
现场记录	颜色	黄色	黄色	黄色
	结构	块状	块状	块状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量 (%)	40	35	40
	其他异物	无	无	无
实验室测点	pH 值	8.32	8.22	8.20
	阳离子交换量 (cmol/kg)	12.7	11.6	10.5
	氧化还原电位 (mV)	250	340	375
	饱和导水率 (mm/min)	8.28	8.34	8.73
	土壤容重 (g/cm ³)	1.20	1.11	1.04
	孔隙度 (%)	33.8	31.5	26.2
点号		S10		
层次		0~0.2m		
现场记录	颜色	黄色		
	结构	块状		
	质地	壤土		
	砂砾含量 (%)	40		
	其他异物	无		
实验室测点	pH 值	8.27		
	阳离子交换量 (cmol/kg)	12.6		
	氧化还原电位 (mV)	250		
	饱和导水率 (mm/min)	8.28		
	土壤容重 (g/cm ³)	1.08		
	孔隙度 (%)	30.9		

由表 4.3-11、表 4.3-12、表 4.3-13 和表 4.3-14 可知：占地范围内土壤各监测因子和占地范围外各监测点石油烃、六价铬和挥发性、半挥发性有机物的监测浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求，占地范围外各监测点的重金属及无机物监测浓度满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）。

4.3.5 生态环境现状调查与评价

(1) 生态功能区划

根据《新疆生产建设兵团生态功能区划简表》，本项目所在区域属于Ⅱ兵团准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态区—Ⅱ₃六、七、八十二师准噶尔盆地南部灌木、半灌木荒漠绿洲农业生态亚区—13 六师土墩子-奇台人工绿洲农业生态功能区。具体的生态功能见表 4.3-15。

表 4.3-15 区域生态功能区划

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

(2) 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，土地利用类型为中覆盖度草地（天然牧草地和其他草地），不占用耕地，草场等级为四等六级，集油干线沿线分布有一般耕地，详见图 4.3-6。

图 4.3-6 土地利用现状示意图

(3) 植物现状调查与评价

① 植被类型

项目区所在地生态环境属于荒漠草地生态系统，主要植被类型为荒漠植被，按中国植被自然地理区划划分，项目所在区域属新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、乌苏—奇台县。评价范围内的植被类型分布有多枝柽柳灌丛、盐节木及农田，优势种为多枝柽柳、盐节木和花花柴，关键种为多枝柽柳。植被类型见图 4.3-7。

根据现场调查，项目占地范围植被类型主要有多枝柽柳群系和盐节木群系。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 4.3-16。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），评价范围内分布有国家二级保护植物黑果枸杞。评价范围内的生态系统主要为草原生态系统和农田生态系统，其中草原生态系统占比为 70%。

图 4.3-7 植被类型示意图

表 4.3-16 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>Salix 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>Haloxydon ammodendron</i>	+
藜	<i>Chenopodium album</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 turazanianovii</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>	++
花花柴	<i>Karelinia caspia</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>	+
十、茄科		
黑果枸杞	<i>Lycium ruthenicum Murr</i>	+

注：++多见，+少见，-偶见。

(4) 动物资源调查

① 动物种类调查

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》（2021），项目区域内未发现国家重点保护野生动物及其生境。野生动物种类见表 4.3-17。

表 4.3-17 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

本项目位于红旗农场，紧邻吉木萨尔县。由于《新疆维吾尔自治区第五次沙化

土地监测报告》（2015 年 3 月）中未表明红旗农场的沙化相关情况，因此以吉木萨尔县的沙化土地变化情况作为项目区的土地沙化现状调查内容。项目区为非沙化土地，详见图 4.3-8。

图 4.3-8 区域沙化现状示意图

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

4.3.7 水土流失现状调查

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

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，有效的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、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

施工废气主要为施工扬尘、柴油机及发电机燃烧烟气、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) 柴油机及发电机燃烧烟气

钻井过程中柴油机、柴油发电机组均使用符合国家标准的燃料，钻井周期短暂、周边无居民区、地域空旷，大气扩散条件良好，随着钻井工程的结束而停止排放，不会对周围环境产生明显影响。

(3) 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。

(4) 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 、 CO_2 、 NO_x 、 CH_4 ，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

施工期废水主要为管道试压废水、混凝土养护废水、压裂返排液和生活污水，

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；压裂返排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；生活污水排至防渗收集池，最终清运至吉木萨尔县生活污水处理厂处理；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）钻井作业对地下水含水层影响分析

钻井作业正常工况下不会对地下水造成影响，钻井对水环境的影响主要表现为钻井过程中可能发生井漏、钻井液进入地层等事故。钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；表层套管的下土深度可满足地下水保护需要，可有效的保护地下水环境不受污染。井场产生的岩屑均进罐，水基钻井岩屑由岩屑处置单位拉走处置，油基钻井岩屑交由有相应危险废物处置资质的单位处理，不会对地下水造成影响；井场柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐、岩屑储罐等关键部位均采用防渗膜防渗，正常情况下，项目对水环境影响不大。

5.1.3 施工期声环境影响分析

施工期噪声源主要为钻机、发电机等施工机械及施工车辆，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，固体废物主要为钻井岩屑、生活垃圾、建筑垃圾、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和焊接废渣。

(1) 钻井岩屑

一开钻井采用水基钻井液，钻井时井筒返排的钻井液及岩屑经不落地设备分离，分离出的液相回用于钻井液配置，分离出的水基钻井液进专用储罐暂存，委托岩屑处置单位直接拉运处置。二开钻井采用油基钻井液，钻井时井筒返排的钻井液及岩屑经不落地进行初步分离，液相回用于钻井液配置；固相再由甩干机进行第一次固液分离，然后由离心机对甩干机排出的液体进行第二次固液分离，从而实现深度分离，分离出的液相回用于钻井液配置，分离出的固相（即油基钻井岩屑）属于 HW08 类危险废物（废物代码：071-002-08），采用专用储罐进行收集，委托具有相应危险废物处置资质的单位进行处置。油基钻井岩屑临时贮存在专用储罐内，储罐底部铺设防渗膜，油基钻井岩屑在井场临时贮存应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求。

(2) 生活垃圾

生活垃圾采用垃圾箱收集，定期由协议单位清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场，禁止随意抛洒。

(3) 废润滑油和废润滑油桶

施工期产生的废润滑油和废润滑油桶均属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

(4) 沾油废防渗材料

沾油废防渗材料属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，废物代码：900-249-08），危险特性为毒性和易燃性，集中收集后交由具有相关危险废物处置资质的单位接收、转运以及处置。

(5) 施工过程产生的建筑垃圾中，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。

(6) 焊接废渣

管线施工过程中会产生少量的焊接废渣，在每个焊接作业点配备铁桶或纸箱，焊接废渣直接放入容器中，施工结束后集中回收处置。

综上所述，产生的各类固体废物均按相应类类别进行了收集，且均得到了妥善处置，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，主要是井场、计量站设备建设、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。

（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、集油干线、生活营地等施工临时占用，永久占地主要为采油井场、计量站、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）生态环境影响因素分析

环境影响因素识别实际上是对主体（开发建设项目）的识别，包括主要工程和辅助工程。对于本项目来讲，主要从油气田开发工程（钻井、地面设施建设、配套设施等）、油气田内部油气集输管道工程等诸多方面分析环境影响因素。

①钻井

本项目共新钻 21 口井，井场的平整会产生土方；钻井过程中废物的排放、钻井机械的运输等施工活动均可对地表原生结构造成破坏，对生态环境带来不利影响。在井场选址过程中，应尽量选择动土作业量小的地段，场地平整所产生的土方随地势进行处置，尽可能填入低洼地带；井场材料整齐堆放，严格管理，不得随地洒落，完井后全部回收外运；施工机械划定运行线路，不得随意开行便道，以减少对地表原生结构的破坏。各种措施的采用，可有效减轻钻井过程对生态环境的影响。

②集输管线

单井采油管线、集油干线敷设过程中的地沟挖掘、下管及填埋过程中，对生态环境的影响主要是对土地的占用、对原生地表及管沟开挖范围内土层结构的破坏，施工期结束后，这种影响将随即消失，受影响的地表将在一定时期内逐步恢复到原生状态。

③地面构筑物的修建

本工程采油平台和计量站等地面建筑修建过程中土方的产生及堆放、占地为主要的生态影响因素。设计中已经充分考虑了这些影响，各站场的选址尽可能选在地势平坦，且地表植被较少的地段，最大限度减少土方量，将对植被的影响限制到最小。

生态环境影响因素见表 5.1-1。

表 5.1-1 生态环境影响因素一览表

工程活动	主要影响
钻井工程	1、永久占地改变土地的使用功能。 2、钻前施工过程中对井场周围植被和土壤产生不利影响。
开挖管沟	1、工程扰动使土壤结构、组成及理化特性发生变化。 2、开挖过程对周边植被造成破坏。 3、土方处置不当加剧风蚀
地面构筑物建设	1、永久占地改变土地的使用功能，使未利用土地得以利用。 2、施工过程中对四周植被和土壤产生不利影响。

(2) 对植物影响分析

①工程占地对植物的影响分析

工程占地类型为天然牧草地和其他草地，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。井场和计量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。

工程占地及施工人员活动将破坏占地范围的野生植物，施工阶段对占地范围内的植物进行了清理，井场、站场等永久占地范围内对植物造成了永久的破坏，使生物量降低，植被种类可能会减少。但由于项目占地范围内植被稀疏，施工期不会对区域的生物量产生明显影响。施工阶段对占地范围内的植物进行了清理，临时占地范围内地表结构、土壤理化性质发生了变化，随着地表结构及土壤理化性质的恢复，地表植被在一定时期内得到初步恢复，由施工人员踩踏及机械碾压的植被在一定时间内得到恢复，项目实施后不会使区域植被覆盖度发生明显变化；临时占地范围内的植被逐渐恢复至与周边植被相同，项目实施不会使区域植被类型发生明显变化。项目占地面积小，永久占地范围内的植被造成了永久的破坏，临时占地范围的野生植物逐渐自然恢复至与周围生态环境相协调，项目实施不会改变改变区域的植被类型。

本项目草地占用面积 356767.5m²，草场等级为四等六级。永久占地范围内的植

被消失，临时占地在施工结束的 2a~3a 中，将影响占地范围之内的植被初级生产力。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 $2.9\text{t}/(\text{hm}^2 \cdot \text{a})$ 计算，约为 t/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草地和林地进行经济补偿，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，可以有效的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荒漠化的可能性增加。

④对耕地、农作物的影响分析

采油平台及管线沿线有耕地分布，种植的农作物主要为玉米和小麦，目前农作物已全部收割，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，施工期尽量避开农作物的生长和收获期，不会对周围农田内的土壤及农作物产生明显不利影响。

（3）对野生动物影响分析

钻井和地面工程施工、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。原有的野生动物将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，远离影响范围；施工期设备及车辆发出的噪声、人为活动会惊扰项目区附近的野生动物，影响其觅食、活动等行为。采油平台、采油平台计量站和道路等永久占地范围内对植物造成了永久的破坏，使生物量降低，植被种类可能会减少，进而破坏了赖以生存的野生动物的生境，使生境连通性变差，生境破碎化程度加重，生物多样性受到影响。但由于项目区及周边野生动物主要为伴人型鸟类如麻雀、家燕、鼠类、爬行类和小型啮齿类动物等，麻雀、鼠类等伴人型野生动物一般在离施工区不远处活动，待无噪声干扰时较常见于施工区附近，施工活动对爬行类和小型啮齿类动物干扰不大，加上工程占地面积较小，该区域替代生境较多，项目区不是野生动物的唯一栖息地，故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。而且施工结束后，各种机械噪声显著减少，且人类活动也大大减少。由于生活习惯，野生动物有可能逐渐返回原来的区域。故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。

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、采油平台计量站、道路及生活营地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。项目占地类型为国家二级公益林和天然牧草地，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，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。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

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。

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。永久占地范围内采用砾石铺垫，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。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。

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，使风蚀沙化的过程加剧，降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成局部土地沙化。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	-43℃	42℃	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/℃		42℃
最低环境温度/℃		-43℃
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(5) 污染源参数

本次预测过程中对于占地面积相同及污染物排放相同的采油平台及采油计量站

仅选取其中 1 座进行预测，各无组织排放源非甲烷总烃排放情况见表 5.2-4。

无组织非甲烷总烃和硫化氢的排放情况见表 5.2-4。

表 5.2-4 面源污染源参数一览表

平台号	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
74C号采油平台		56	50	3	7920	正常 工况				
74D号采油平台		126	50	3	7920					
75号采油平台		134	50	3	7920					
76号采油平台		126	50	3	7920					
85号采油平台		134	50	3	7920					

(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

74C 号采油平台（3 井平台）					74D 号采油平台（4 井平台）				
非甲烷总烃			硫化氢		非甲烷总烃			硫化氢	
离源距离/m	浓度/ ug/m ³	占标率/%	浓度/ ug/m ³	占标率/%	离源距离/m	浓度/ ug/m ³	占标率/%	浓度/ ug/m ³	占标率/%
10	4.79	0.24	0.0047	0.05	10	6.23	0.31	0.0061	0.06
50	8.10	0.4	0.0080	0.08	50	9.43	0.47	0.0092	0.09
75	9.55	0.48	0.0094	0.09	75	11.11	0.56	0.0108	0.11
97	9.93	0.5	0.0098	0.1	100	11.86	0.59	0.0115	0.12
100	9.92	0.5	0.0098	0.1	113	12.07	0.60	0.0117	0.12
125	9.37	0.47	0.0092	0.09	125	11.81	0.59	0.0115	0.11
150	8.46	0.42	0.0083	0.08	150	10.83	0.54	0.0105	0.11
200	6.85	0.34	0.0067	0.07	200	8.76	0.44	0.0085	0.09
300	5.14	0.26	0.0051	0.05	300	6.53	0.33	0.0064	0.06
400	4.27	0.21	0.0042	0.04	400	5.33	0.27	0.0052	0.05
500	3.64	0.18	0.0036	0.04	500	4.60	0.23	0.0045	0.04
600	3.19	0.16	0.0031	0.03	600	4.04	0.20	0.0039	0.04
700	2.86	0.14	0.0028	0.03	700	3.62	0.18	0.0035	0.04
800	2.60	0.13	0.0026	0.03	800	3.29	0.16	0.0032	0.03
900	2.40	0.12	0.0024	0.02	900	3.03	0.15	0.0029	0.03
1000	2.22	0.11	0.0022	0.02	1000	2.81	0.14	0.0027	0.03

1100	2.08	0.1	0.0020	0.02	1100	2.63	0.13	0.0026	0.03
1200	1.96	0.1	0.0019	0.02	1200	2.47	0.12	0.0024	0.02
1500	1.67	0.08	0.0016	0.02	1500	2.11	0.11	0.0021	0.02
2000	1.44	0.07	0.0014	0.01	2000	1.83	0.09	0.0018	0.02
75 号采油平台（5 井平台）					76 号采油平台（4 井平台）				
非甲烷总烃			硫化氢		非甲烷总烃			硫化氢	
离源距 离/m	浓度 /ug/m ³	占标 率/%	浓度 /ug/m ³	占标 率/%	离源距 离/m	浓度 /ug/m ³	占标 率/%	浓度 /ug/m ³	占标 率/%
10	7.60	0.38	0.0075	0.08	10	13.35	0.67	0.0131	0.13
50	10.63	0.53	0.0105	0.11	50	15.91	0.8	0.0156	0.16
75	12.23	0.61	0.0121	0.12	100	18.68	0.93	0.0183	0.18
100	13.52	0.68	0.0134	0.13	125	19.93	1	0.0196	0.2
125	13.65	0.68	0.0135	0.13	150	21.11	1.06	0.0207	0.21
134	13.87	0.69	0.0137	0.14	161	21.41	1.07	0.0210	0.21
150	13.21	0.66	0.0131	0.13	175	21.35	1.07	0.0210	0.21
200	10.73	0.54	0.0106	0.11	200	20.53	1.03	0.0202	0.2
300	7.93	0.4	0.0078	0.08	300	14.96	0.75	0.0147	0.15
400	6.45	0.32	0.0064	0.06	400	12.02	0.6	0.0118	0.12
500	5.55	0.28	0.0055	0.05	500	10.18	0.51	0.0100	0.1
600	4.87	0.24	0.0048	0.05	600	8.92	0.45	0.0088	0.09
700	4.37	0.22	0.0043	0.04	700	7.98	0.4	0.0078	0.08
800	3.97	0.2	0.0039	0.04	800	7.26	0.36	0.0071	0.07
900	3.66	0.18	0.0036	0.04	900	6.68	0.33	0.0066	0.07
1000	3.39	0.17	0.0034	0.03	1000	6.20	0.31	0.0061	0.06
1100	3.17	0.16	0.0031	0.03	1100	5.80	0.29	0.0057	0.06
1200	2.98	0.15	0.0029	0.03	1200	5.45	0.27	0.0054	0.05
1500	2.55	0.13	0.0025	0.03	1500	4.66	0.23	0.0046	0.05
2000	2.20	0.11	0.0022	0.02	2000	4.03	0.2	0.0040	0.04
85 号采油平台（5 井平台）									
非甲烷总烃			硫化氢						
离源距 离/m	浓度 /ug/m ³	占标 率/%	浓度 /ug/m ³	占标 率/%					
10	7.60	0.38	0.0075	0.08					
50	10.63	0.53	0.0105	0.11					
75	12.23	0.61	0.0121	0.12					
100	13.52	0.68	0.0134	0.13					
125	13.65	0.68	0.0135	0.13					
134	13.87	0.69	0.0137	0.14					
150	13.21	0.66	0.0131	0.13					
200	10.73	0.54	0.0106	0.11					

300	7.93	0.4	0.0078	0.08					
400	6.45	0.32	0.0064	0.06					
500	5.55	0.28	0.0055	0.05					
600	4.87	0.24	0.0048	0.05					
700	4.37	0.22	0.0043	0.04					
800	3.97	0.2	0.0039	0.04					
900	3.66	0.18	0.0036	0.04					
1000	3.39	0.17	0.0034	0.03					
1100	3.17	0.16	0.0031	0.03					
1200	2.98	0.15	0.0029	0.03					
1500	2.55	0.13	0.0025	0.03					
2000	2.20	0.11	0.0022	0.02					

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，硫化氢排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中的表 1 限值要求；放空火炬燃烧烟气中二氧化硫、氮氧化物和颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值要求；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。

（7）硫化氢对周围农业的影响分析

伴生气中硫化氢含量 254ppm（353mg/m³），计量站和采油平台上设有除硫加药装置去除伴生气中的硫化氢；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天山五场三队、红旗农场知青点、毛家庄、红旗农场部分居民点，项目产生的各类废气均可实现达标排放，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。

大气环境影响评价自查表见附件 5。

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 90~500 m^3/d 。

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

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

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

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

(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、迳流、排泄交替带，山前倾斜砾质平原及细土平原区是地下水迳流、排泄区，沙漠地带是以蒸发为主的地下水排泄区。本项目区域地层水的水型为 CaCl_2 型，地下水径流方向基本由南向北。区域水文地质见图 5.2-1。

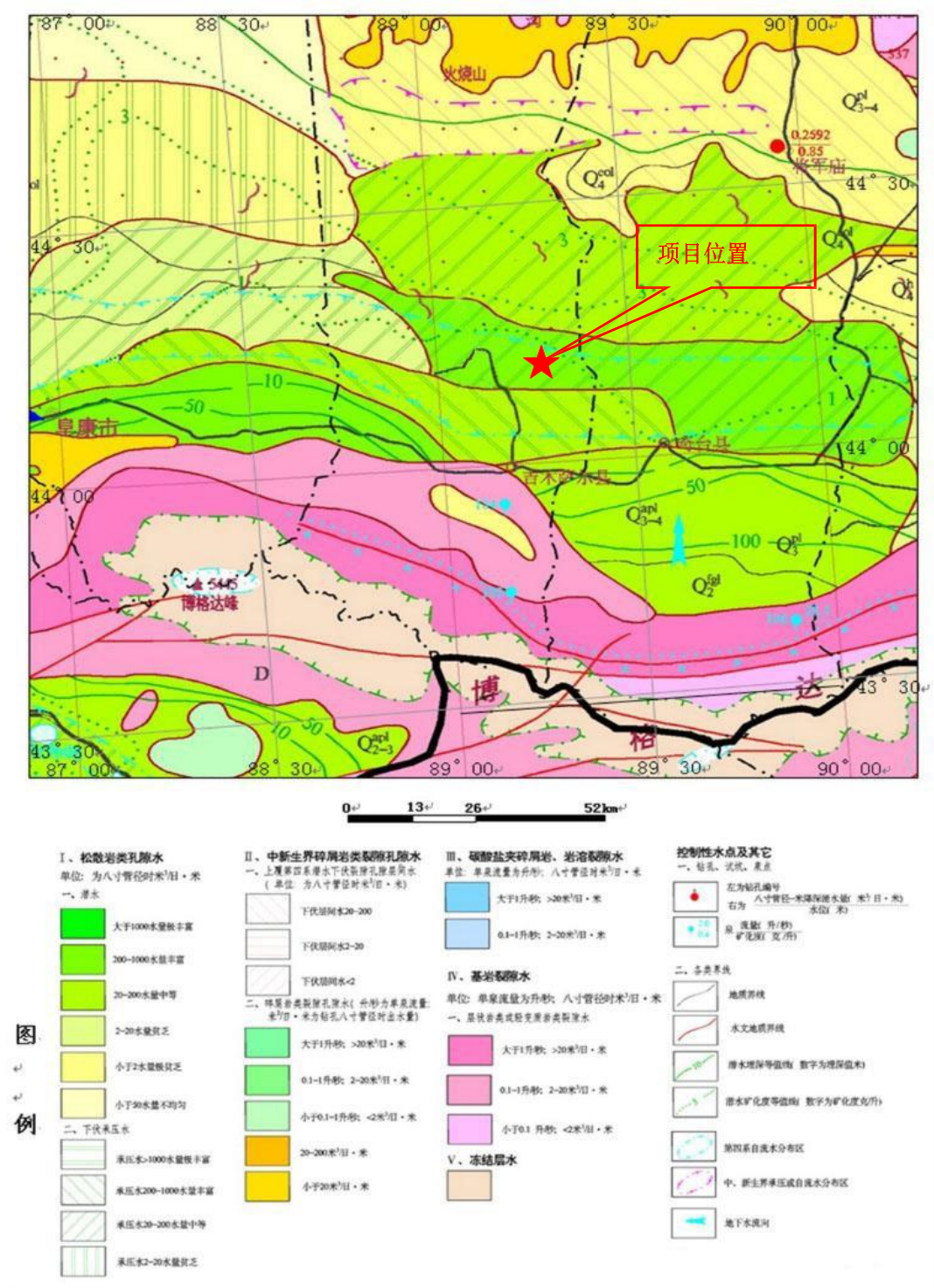


图 5.2-1 项目区水文地质示意图

(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、酸化返排液和废洗井液，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。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的影响分析

① 管线泄漏对地下水的影响

1) 地下水污染途径分析

非正常状况下，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。

2) 预测情景设定

据前节工程分析，考虑最不利情况，本次针对集油干线泄漏对地下水产生的影响进行预测。

3) 泄漏量预测

按最不利情况考虑假设条件，假设集油干线发生全管径泄漏，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， m^2 ；

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， $9.8m/s^2$ ；

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)	管道内压力(MPa)	环境压力(MPa)	液体密度(kg/m ³)	泄漏速度(kg/s)
集油干线	0.0314	0	1.4	0.101	920.8	998.26

由表 5.2-6 可知，集油干线泄漏速率为 998.26kg/s，结合项目可研报告提供相关数据可知，集油干线的最大输送油量为 1004.9m³/d (11.63kg/s)，由伯努利方程计算的泄漏量大于实际泄漏量，则本次按照实际泄漏量进行核算，集油干线假定发现泄漏后 30min 处理完毕，切断事故阀门，则集油干线的泄漏量为 20.93t。按照土壤表层对污染物截留率 90%计算，集油干线泄漏后可能进入含水层的物料为 2.093t。

4) 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_i	瞬时注入的质量	2.093t	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	$0.12\text{m}^2/\text{d}$	$D_L=a_L u$, 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 $0.12\text{m}^2/\text{d}$
6	D_T	横向 y 方向的弥散系数	$0.012\text{m}^2/\text{d}$	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 $0.012\text{m}^2/\text{d}$
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	7315	33	0.045	57	≤ 0.05
		1000	731.5	330	0.048	398	

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 57m 和 398m。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。

②采油井固井质量不合格, 井漏油水窜层对地下水的影响

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。

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。

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一声环境》（HJ2.4-2021）中所推荐的预测模式，计算式如下：

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

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级；

r —预测点距声源距离，m；

r_0 —参考位置距离声源距离，m。

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

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

式中：

T——计算等效声级的时间；

N——为室外声源个数；

M——为等效室外声源个数。

(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，并采取基础减震等措施，衰减量按 25dB(A) 计，噪声不高于 65dB(A)，噪声源强见表 3.3-13。

(3) 预测结果

根据前文分析可知，74D 号采油平台和 76 号采油平台占地面积、机泵数量及源强相同；75 号采油平台和 85 号采油平台占地面积、机泵数量及源强相同。

本次预测过程中对于占地面积、机泵数量及源强相同的采油平台仅选取其中 1 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 5.2-9。

表 5.2-9 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
74C 号采油平台 (3 井平台)	东厂界	36	60	达标	36	50	达标
	南厂界	31	60	达标	31	50	达标
	西厂界	44	60	达标	44	50	达标
	北厂界	37	60	达标	37	50	达标
74D 号采油平台 (4 井平台)	东厂界	42	60	达标	42	50	达标
	南厂界	37	60	达标	32	50	达标
	西厂界	43	60	达标	43	50	达标
	北厂界	32	60	达标	32	50	达标
75 号采油平台 (5 井平台)	东厂界	40	60	达标	40	50	达标
	南厂界	32	60	达标	32	50	达标
	西厂界	40	60	达标	40	50	达标
	北厂界	32	60	达标	32	50	达标

由预测结果可知：各采油平台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

运营期固体废物主要为一般工业固体废物——废脱硫剂包装物和危险废物——废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布和劳保用品。

一般工业固体废物——废脱硫剂包装物，废物代码为 900-099-S59，由厂家回

收处置。废润滑油、废润滑油桶、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属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW49 其他废物，危险废物临时贮存在吉祥联合站危险废物临时贮存场，最终交由有相应危险废物处置资质的单位处理，废脱硫剂包装物由厂家回收处置；井下作业时铺设防渗膜，落地油 100%回收，由罐车拉运至页岩油联合站原油处理系统处理。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。综上所述，固体废物均得到妥善处理，不会对周围环境造成不利影响。

5.2.5 运营期土壤环境影响分析

（1）污染影响型

正常工况下无废水及固体废物等污染物外排，不会造成土壤环境污染。事故状态下可能对土壤环境产生一定的影响，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），事故状态下对土壤环境的影响主要为污染影响型，对土壤环境的影响主要为单井采油管线、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 5.2-10。

表 5.2-10 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、集油干支线	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 5.2-11。

表 5.2-11 《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 5.2-11 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处置措施有效，应急处置措施具体如下：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（主要为黄色壤土），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和草甸土的渗透性好，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（ $C_{10}\sim C_{40}$ ）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，采取应急处置措施封堵泄漏点，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 30min 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 $7.7m^3$ ，采出液中平均含水量为 30.02%，根据前文表 3.2-5 可知，采出液中氯根为 2531.13mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为 $7.7 \times 30.02\% \times 2531.13 \times 58.5 \div 35.5 = 9641.47g$ 。

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

①单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b -表层土壤容重，kg/m³；

A-预测评价范围，m²；

D-表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n-持续年份，a。

②单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

式中：S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b -单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 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 $1.21 \times 10^3 \text{kg/m}^3$ ，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 g/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 0.02g/kg，叠加现状值后的预测值为 g/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过程中 CH_4 逃逸排放量、正常工况火炬燃烧伴生气过程中的 CO_2 、 CH_4 排放和净购入电力隐含的 CO_2 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，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目 CO_2 排放强度相对较低，温室气体排放对环境的影响不大。

5.3 退役期影响分析

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

退役期的清理工作包括地面设施拆除、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以及落地油等危险废物，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。

井场及计量站经过清理后，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柴油、原油、伴生气、油基钻井液以及危险废物（废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和油基钻井岩屑）。

施工期钻井井场及施工过程中产生的废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料不在井场和站场储存，产生后直接由具有相应危险废物处置资质的单位处置；典型油基钻井液中白油的含量为 30%（体积分数），井场油基钻井液最大使用量 310m^3 ，白油密度取 $0.84\text{g}/\text{cm}^3$ ，井场油基钻井液中白油的最大在线量为 78.12t ，油基钻井岩屑钻井井场油基钻井岩屑最大暂存量为 100m^3 ，岩屑中的石油类含量为 12.5t 。运营期采油平台和采油平台计量站产生的废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布和劳保用品不在项目区暂存，直接转运至吉祥联合站危险废物临时贮存点，最终交由有相应危险废物处置资质的单位处置。

风险单元为采油井场、单井采油管线、集油支线和集油干支线，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	风险潜势 等级
施工期	采油井场	柴油	20		2500	0.008	I
		油基钻井液	78.12		2500	0.031	
		危险废物（油基 钻井岩屑）	12.5		2500	0.005	
小计		/	/		/	0.044	
运营期	单井采油 管线	长度 200m、DN65 2.5MPa	原油	0.6	2500	0.00024	I
			伴生气	0.00072	10	0.000072	
	集油支线	长度 2.5km、 DN150 3.5MPa	原油	40.7	2500	0.0163	
			伴生气	0.04802	10	0.0048	
	集油干线	长度 1.7km、 DN200 3.5MPa	原油	49.2	2500	0.0197	
			伴生气	0.05805	10	0.0058	
小计		/	/	/	/	0.0469	

根据上表计算结果可知，Q 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

施工期涉及的风险物质为柴油，运营期涉及的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	多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷等	伴生气中甲烷含量在 65.38%~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。	热值：50009KJ/kg 爆炸极限 5%~14% (v) 自然燃点 482℃~632℃	属于 5.1 类中易燃气体
3	柴油	复杂烃类(碳原子数约 10~22)混合物	柴油的毒性类似于煤油，但由于添加剂(如硫化酯类)的影响，毒性可能比煤油略大。主要有麻醉和刺激作用。柴油的雾滴吸入后可致吸入性肺炎。皮肤接触柴油可致接触性皮炎。多见于两手、腕部与前臂。	热值为 3.3×10^7 J/L 沸点范围有 180~370℃ 和 350~410℃ 两类闪点：38℃	属于高闪点液体

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	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

质	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 50 ppm。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~50 ppm) 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 将会出现肺浮肿, 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、管线和采油平台计量站。

①井场危险性识别

井场主要发生的风险事故为井喷、井漏及钻井期柴油储罐泄漏。井喷主要是在钻井或井下作业中发生的事故。本项目中，在钻井和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、凝析油和地层水一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。井漏主要由于生产井固井质量不好，井下作业是可能引发油水窜层，污染地下水。钻井期柴油储罐因质量、操作运行和管理等环节存在缺陷和失误，可能会发生泄漏，对周围地下水、土壤、大气等环境造成污染。

②站场危险性识别

采油平台计量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。发生的事故主要为采油平台计量站内设备、管线破裂造成的原油、伴生气泄漏，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

单井采油管线和集油干支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、伴生气泄漏，对周围土壤环境、地下水环境和大气环境造成直接污染。

（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

施工期柴油储罐发生泄漏或发生井喷事故，泄漏的柴油、原油对大气、土壤和地下水环境产生一定的影响；运营期井场、管线、采油平台计量站内设备发生破损造成原油和伴生气发生泄漏，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

(1) 钻井期环境风险分析

钻井期环境风险主要为井喷和柴油储罐泄漏。

①井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的原油和伴生气喷出井口，泄漏的原油和伴生气可能造成局部地区浓度过高，极易造成小范围的缺氧，可引起头痛、头晕等症状，若遇明火，可发生火灾、爆炸，其伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响；由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边大气环境产生影响。

②柴油储罐泄漏环境影响分析

钻井过程中会在井场布置柴油储罐，一旦储罐发生泄漏，会对周围环境空气、水体、土壤和植被会造成一定的不利影响。

1) 对大气环境影响分析

柴油储罐泄漏后，柴油进入环境空气，其中的非甲烷总烃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。

2) 对土壤环境影响分析

泄漏的柴油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能。

柴油储罐发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入柴油，泄漏的柴油进入土壤后，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。

柴油储罐铺设防渗膜，储罐发生泄漏后，及时清理，不能回收的柴油以及受污染的土壤应集中收集后交由有相应处置资质的单位进行回收处置。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

3) 对植被影响分析

柴油泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏物直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是柴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；三是泄漏的柴油中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

4) 对地下水环境影响分析

柴油储罐泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，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。储罐底部铺设防渗膜，采取钢制储罐，发生泄漏的概率极小，同时一旦发生泄漏会在较短时间内发现并采取的堵漏措施，出现长期连续性泄漏的可能性很低，发生渗漏污染地下水的风险事故概率较低。

(2) 运营期环境风险分析

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

①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) 对草地及农田的影响分析

井喷发生时，原油中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围农田、公益林及植物产生影响，井场周围半径 200m 范围内的草地及农田中的植被和农作物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为 1500m~1600m，超出本区域地下水含水层深度，在钻井过程中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管线和设备泄漏事故影响分析

1) 对土壤的影响分析

井场、采油平台计量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对植被的影响

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

③对地下水环境的影响

采油井场、采油平台计量站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置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。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 57m 和 398m；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；采油井场和采油平台计量站站内设备发生泄漏事故后，油气进入环境空气，其中的 NMHC、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。

（4）事故状态下对大气环境敏感目标的影响分析

事故状态下泄漏的油气及火灾、爆炸产生伴生/次生污染物可能对天山五场三队、红旗农场农一连、红旗农场农二连、红旗农场知青点、毛家庄、红旗农场部分居民点产生一定的影响，运营过程加强各类设备巡检、检修，项目区设置禁止烟火标识，事故发生概率较低；四厂湖和农一连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）事故状态下对集输管线沿线的天然牧草地和耕地的影响分析

集油干线为埋地敷设，发生泄漏事故后，泄漏的原油很难透过土壤扩散到大气环境中，进而对草地和耕地中的农作物产生影响；泄漏的原油可能污染土壤造成土壤理化性质变化，间接影响草地和耕地中的农作物的生长。运营期加强管线巡检，发生泄漏事故后及时采取措施并清理被污染的土壤，不会对管线沿线的敏感目标——天然牧草地和耕地内的农作物产生明显不利影响。

（6）硫化氢泄漏环境风险分析

根据建设单位提供油气藏流体性质资料，本项目开采过程中硫化氢含量为 0~254ppm，含量较高，若采油井场和采油平台计量站站内设备站内的设备发生泄漏可

能对周围大气环境尤其是大气环境保护目标产生一定的影响，大气环境保护目标天山五场三队、红旗农场农一连、红旗农场农二连、红旗农场知青点、毛家庄、红旗农场部分居民点要位于项目区的上风向和侧风向，事故状态不会对大气环境保护目标产生影响，采油平台计量站内设有除硫加药装置，可去除伴生气中的硫化氢，大大降低伴生气中的硫化氢浓度，且地域空旷、扩散条件良好，不会对周围大气环境产生明显不利影响。仅对施工作业人员产生影响，作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器，接受 H₂S 危害及人身防护措施的培训。

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。

(8) 使用高质量柴油机、柴油发电机和符合国家标准的柴油，并定期对设备进行保养维护。

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) 生活污水排至生活污水防渗收集池内，施工结束后清运至吉木萨尔县生活污水处理厂处理。

(4) 废压裂液由罐车拉运至压裂液返排装置处理，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。

6.1.3 施工期噪声污染防治措施

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

(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) 钻井岩屑

①不落地系统

水基岩屑和油基岩屑均经不落地系统进行固液分离, 分离出的液相回用于钻井液配置, 固相即为水基岩屑和油基岩屑, 水基岩屑由岩屑处置单位拉运处置, 油基岩屑交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置。不落地系统由振动筛、除砂器、除泥器、离心机、甩干机等设备组成。



不落地设备



大颗粒筛分器

②水基岩屑

一开采用水基钻井液, 钻井时井筒返排的钻井液及岩屑经不落地设备分离, 分离出的液相回用于钻井液配置, 分离出的水基钻井岩屑进专用储罐暂存, 委托岩屑处置单位直接拉运处置, 处置后的岩屑中各污染物均满足《油气田钻井固体废弃物综合

利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）相关要求后可进行综合利用，主要用于铺设油田生产的各种内部道路、铺垫井场等。水基钻井岩屑处理工艺流程如图 6.1-1 所示。

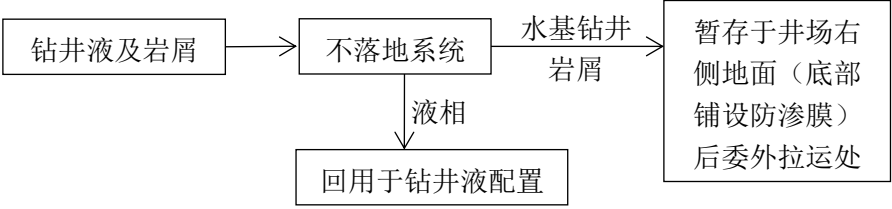


图 6.1-1 水基钻井岩屑处理工艺流程图

本次评价采用新疆油田某井的水基钻井岩屑监测数据（见表 6.1-1）来说明水基钻井岩屑处置的可行性和合理性。

表 6.1-1 水基钻井岩屑检测结果

检测项	单位	某井检测值		标准限值	判定结果
		一开、二开	三开		
pH	无量纲	7.31	7.53	2.0-12.5	达标
六价铬	mg/kg	<2.0	9.40	≤13	达标
铜	mg/kg	51.9	89.2	≤600	达标
锌	mg/kg	15.9	26.0	≤1500	达标
镍	mg/kg	41.3	27.5	≤150	达标
铅	mg/kg	1.8	1.5	≤600	达标
镉	mg/kg	0.1	<0.1	≤20	达标
砷	mg/kg	0.00687	0.00783	≤80	达标
苯并[a]芘	mg/kg	0.318	0.293	≤0.7	达标
含油率	%	0.003	0.003	≤2	达标
含水率	%	2	3	≤60	达标
化学需氧量	mg/L	131	132	≤150	达标

由表 14 可知，水基钻井岩屑中的各项检测项目均满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）限值要求。

③油基岩屑

二开采用油基钻井液，钻井时井筒返排的钻井液及岩屑经不落地设备进行初步分离，液相回用于钻井液配置；固相再由甩干机进行第一次固液分离，然后由离心机对甩干机排出的液体进行第二次固液分离，从而实现深度分离，分离出的液相回用于钻井液配置，分离出的固相（即油基钻井岩屑）属于 HW08 类危险废物（废物代码：071-

002-08)，采用专用储罐进行收集，待储罐盛满后委托具有相应危废处置资质的单位进行处置。油基钻井岩屑处理工艺流程如图 6.1-2 所示。

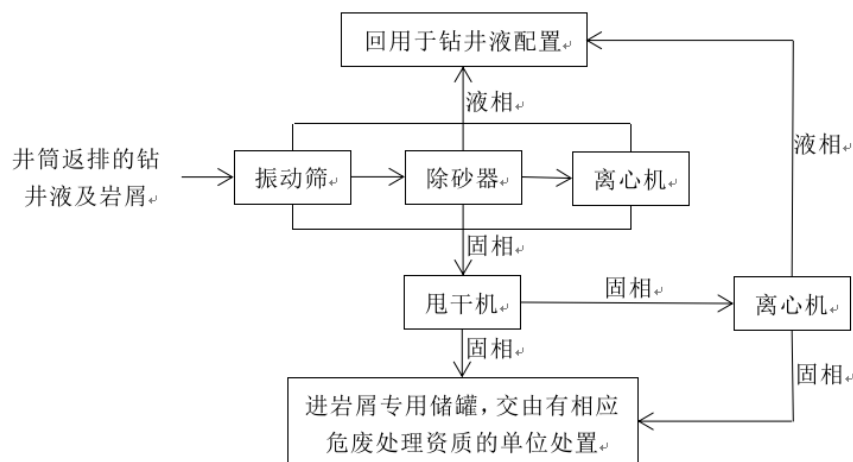


图 6.1-2 油基钻井岩屑处理工艺流程图

油基钻井岩屑临时贮存在专用储罐内，储罐底部铺设防渗膜，油基钻井岩屑在井场临时贮存应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求。

（2）废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料

施工期产生的废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

（3）生活垃圾

生活垃圾集中收集后定期由协议单位清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场。

（4）建筑垃圾

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。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。

(5) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

(6) 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”。

(7) 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。

(8) 危险废物环境管理要求

油基岩屑、废润滑油、废润滑油桶和沾油的废防渗材料按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》中的危险废物环境管理要求进行管理，具体如下：

①落实污染防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染防治责任制度。

②落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志 固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）、《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）等有关规定，对危险废物的容器和收集、贮存、危险废物的场所设置危险废物识别标志。

③落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

④落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

⑤落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

(9) 管线施工过程中会产生少量的焊接废渣，在每个焊接作业点配备铁桶或纸箱，焊接废渣直接放入容器中，施工结束后集中回收处置。

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) 采油平台和采油平台计量站生态环境保护措施

①避让措施：采油平台和采油平台计量站选址时尽可能避开植被密集区域尤其是避开黑果枸杞，尽可能距各井口距离较短。

②合理规划采油平台永久占地，井场尽量采用平台井方式布置，在保证正常施工和安全的前提下，严格控制采油平台、采油平台计量站等占地面积，减少工程占地面积。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；对采油平台和采油平台计量站采用土压实或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：单井采油管线和集油干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，集油干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，根据管径的大小尽可能少占地，单井采油管线施工作业带宽度不超过 8m，集油干支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，应集中堆置与管沟一侧，且不影响施工安全的距离内，施工完毕后全部用于回填并分层压实。

④施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

（3）道路工程生态环境保护措施

①对油田内的道路合理规划，道路严格控制施工作业带（开挖）面积，道路施工作业带宽度不得超过 4.5m。选线避开农田区域，在满足设计需求的前提下，尽量避开植被密集区域。

②尽量利用原有道路及设施，沿已有车辙行驶，杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生，不随意开设便道。

③施工机械不得在道路作业范围以外的区域行驶和作业，保持地表不被扰动。

（4）恢复措施：施工结束后，做到井场整洁、无杂物，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低。对于地面工程建设临时扰动的地表要及时进行植被恢复工作，植被恢复主要采用自然恢复的方式，尽量利用施工时产生的表层土对临时占地进行覆盖，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定；施工为分段施工，建议“边施工、边修复”。

（5）补偿措施：建设单位应按照《中华人民共和国土地管理法》《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》中的有关规定，依法办理占地手续，足额缴纳生态补偿费。因项目占地造成的植被损失应按规定进行经济补偿，专款用于植被恢复。本工程经济补偿费用由建设单位按规定向林业主管部门缴纳，具体补种及植被恢复由林业主管部门负责实施。

（6）环境管理措施

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

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

③加强施工期环境监理，监理的重点内容：站场改造、管线等工程施工情况、施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

（7）天然牧草地及农田保护措施

①管线选线过程中尽量避开植被茂密区，减少破坏荒漠植物。

②本项目虽然不占用农田，但周边有农田分布，建设施工过程严格控制作业范围，严禁超范围施工作业，尽量远离农田，严禁占用农田施工；对施工材料进行必要的围挡、加盖篷布等，以减少对周边农田的影响。因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长和收获期，减少因施工对农田土壤影响造成农作物当季损失。

③严格控制井场永久占地，尽量采用平台井方式，尽量减小占地范围，不得随意扩大占地面积。井场表层土壤集中堆放，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。

④施工过程中严格规定各类工作人员活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对地表植被生存环境的践踏破坏。

⑤占用天然牧草地和其他草地工程需办理相关征地补偿协议后方可开工建设。严格控制井场永久占地，采用平台井方式，尽量减小占地范围，不得随意扩大占地面积。

6.1.7 水土流失防治措施

本次评价将从开发建设过程中扰动地表地貌、破坏植被等不利水土保持的因素制订合理可行的水土保持措施，防止砾幕层被破坏造成的土壤沙化，尤其是防止在风力作用下形成的风沙流对邻近区域造成危害。项目建设过程中应严格参照水土保持措施执行，防止区域水土流失的加剧。

（1）水土流失防治责任范围

结合《开发建设项目水土保持方案技术规范》（GB50433-2008）中的有关规定，根据工程特点和总体布局，确定本项目水土流失防治责任范围包括工程建设区和直接影响区。

项目建设区：指开发建设单位工程建设征用、占用、租用及管辖等的土地范围，是建设项目直接造成的损坏和扰动的区域。其中用地范围包括井场、采油平台计量

站、管线及道路区。

直接影响区：项目建设区以外因开发建设活动而造成的水土流失及其直接危害的范围，包括施工过程可能造成践踏、碾压的周边地带，以及因工程建设改变原地貌汇流路径，对周边地区带来潜在水土流失危害的区域。

（2）水土保持措施

①严格控制各项工程作业面积，井场范围采取彩条旗县界措施，控制施工边界减少扰动地表面积；严禁毁坏占地范围外的自然植被。

②采油井场、采油平台计量站处采用砾石铺垫，各类管线选线时尽量避开植被密集区域，严格控制管线施工作业带宽度，管线管沟开挖时产生的临时土方临时堆放管沟旁，采用防尘布（或网）进行苫盖；道路采用砂石路面结构。

③严格控制和管理运输车辆的运行范围，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人负责监督，以防破坏土壤和植被。

④建设单位自行或委托有资质的单位编制水土保持方案，并报相关部门审批；并根据相关技术规范进行水土保持监测，并将监测情况定期上报当地水行政主管部门。

⑤管沟开挖土方全部回填，管沟回填应分层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

⑥工程主管部门积极主动，加强水土保持管理，对工作人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，不随意乱采乱挖沿线植被。

⑦施工区域设置水土保持宣传警示牌，切实提高保护生态环境的意识。

⑧优化施工组织，避免大风、雨天气下施工，特别是管线管沟开挖和回填作业；合理安排施工进度与时序，缩小裸露面积和减少裸露时间，减少施工过程中因降水和风等水土流失影响因素可能产生的水土流失。

⑨管线施工作业结束后，对现场进行回填平整，并尽可能覆土压实，以防水土流失。

⑩采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，植被类型应于原有类型相似，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。

6.1.8 防沙治沙措施

在防沙、治沙方面，要坚持“因地制宜、因害设防、保护优先、综合治理”的原则，坚持宜乔则乔、宜灌则灌、宜草则草，采取以林草植被建设为主的综合措施，加强地表覆盖，减少尘源。建设单位应严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）中有关规定，执行以下防沙治沙防治措施：

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

（2）施工结束后对占地进行平整，清运现场遗留的污染物，按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿。

（3）严格控制各项工程作业面积，井场、采油平台计量站等永久占地范围内用砾石铺垫，道路采用砂石路面结构，所有车辆尽量走统一车辙，避免加行开辟新路，以减少风沙活动。

（4）加强对野生植物的保护，严禁破坏梭梭等受保护的优良固沙植被；加强运营期管理，严禁随意开设巡检道路，防止因人为扰动而加剧项目区沙化程度。

（6）优化施工组织，避免在大风天气进行土方作业。缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，开挖的土方应分层开挖、分层堆放、分层回填，挖方全部回填，管廊上方土方平整压实；管线施工产生的临时堆土采用防尘网苫盖。

（7）项目采油井场、采油平台计量站及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，尽可能避开植物分布密集区域，不占用、不破坏。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

（8）加强工作人员的培训和教育，不随意采挖沿线植被；施工结束后对井场等临时占地进行清理、平整。

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《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）油气集输采用密闭集输工艺，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、阀门等；定期对井场、计量站内各设备、阀门等检查、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；载有 VOCs 物料的设备及其管道在开停工、检维修和清洗时，应在退料阶段将残存物料退净，并用密闭容器盛装。

（4）井口设除硫加药装置，去除伴生气中的硫化氢，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 H_2S 里的 S^{2-} 发生不可逆化学反应生成噻二嗪，从而达到去除天然气中 H_2S 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。

第三代三嗪类硫化氢处理剂去除硫化氢的效率达到 95%以上，本次评价采用新疆油田公司某高硫化氢井口的实际去除效果来说明采用第三代三嗪类硫化氢处理剂去除硫化氢的可行性，某采油井口的硫化氢实测值为 200ppm，通过除硫加药装置连续加药处理后，井口硫化氢浓度约为 1.2ppm，硫化氢去除效率达到 99%以上。综上所述，本项目采用第三代三嗪类硫化氢处理剂去除硫化氢的工艺可行。

在采取上述措施后，井场和站场厂界无组织非甲烷总体排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值要求（周界外浓度最高点不应超过 $4.0mg/m^3$ ），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洗井废水、井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液和废洗井液）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，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。

②对洗井废水、井下作业废液转移车辆全程 GPS 定位，并保存相关影像资料。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。

②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。

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，将采油井场井口处、井场管线区域划为重点防渗区，井场其余区域和采油平台计量站划为一般防渗区，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。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。

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，本次评价利用地下水环境质量现状调查中的 W3、W4、W5 监测点开展地下水跟踪监测，监测因子主要为 pH、石油类、砷、六价铬，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准，其余执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，监测频次为每年一次。

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，与其它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。

6.2.3 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，平台井场厂界能够满足《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。

6.2.4 运营期固体废物污染防治措施

(1) 固体废物主要为废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料、废含油抹布和劳保用品和废脱硫剂包装物。废润滑油、废润滑油桶、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属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW49 其他废物，危险废物均临时贮存在

吉祥联合站危险废物临时贮存场，最终交由有相应危险废物处置资质的单位处理。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。井下作业时铺设防渗膜，落地油 100%回收，由罐车拉运至页岩油联合站原油处理系统处理，转移车辆安装具有行驶记录功能的卫星定位装置，并保存相关影像资料。废脱硫剂包装物由厂家回收处理。

（2）废润滑油、废润滑油桶、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）、《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：

1）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。

2）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。

3）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。

4）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、防雨或其它防止污染环境的措施。

5）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与，确保作业区域环境整洁安全；收集过危险废物的容器、设备、场所及其他物品转作它用时，应消除污染，确保安全。

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吉祥联合站危险废物临时贮存点，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具体如下：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即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即定计划进行危险废物管理。

（7）运营单位应建立危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》（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）运营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置资质的单位签订处置协议，协议中要明确双方的义务和责任，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、酸化返排液和废洗井液）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，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；各类危险废物集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置；产生的各类废物均可得到妥善处置，从源头减少了污染物的产生。

(2) 防渗措施

防渗措施见“6.2.2 运营期废水污染防治措施”章节。

(3) 选择耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好的管材。

(4) 加强井场、计量站及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

(5) 定期开展土壤跟踪监测。

6.2.6 运营期生态环境保护措施

(1) 集油干支线上方设置标志，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、采油平台计量站、管线等，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；严格规定巡检人员的活动范围，加强巡检人员的管理。

(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) 整体工程实施后原油采用密闭集输工艺，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。

6.4 环境风险事故防范措施

6.4.1 施工期环境风险防范措施

(1) 管理措施

建设单位以及施工钻井队结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员，把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节，为防止事故的发生能起到非常积极的作用。现场作业严格按照《健康、安全与环境管理体系 第 1 部分：规范》(Q/SY 1002.1-2013)；《健康、安全与环境管理体系 第 2 部分：实施指南》(Q/SY 1002.2-2014)；《健康、安全与环境管理体系 第 3 部分：审核指南》(Q/SY 1002.3-2015)；《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》(Q/SY 08053-2017) 的要求执行。

建设单位依托项目管理部门负责指导本项目的环境保护和安全工作，建立事故应急领导小组，设置抢险组、消防组、救护组、警戒组 and 环境保护组，负责整个工程的环境风险管理，建立与地方政府的环境风险应急联动机制。本项目按照二级井控要求落实好环境风险防范、应急措施以及管理措施。

(2) 井喷失控风险防范措施

① 钻井工程中确保钻井液密度及其它性能符合设计要求，并按设计要求储备压

井液、加重剂、堵漏材料和其它处理剂，储备加重钻井液定期循环处理，防止沉淀；准备一根防喷单根或防喷立柱（上端接旋塞），防喷单根（防喷立柱）在提下钻铤前，应置于坡道或便于快速取用的位置；各岗位必须按分工规定，对井控装置进行维护、保养、检查，保证井控装置及工具灵活好用，始终处于待命状态；落实溢流监测岗位、关井操作岗和钻井队干部 24h 值班制度；严格执行钻开油气层前的申报、审批制度以及程序。

②钻进油藏后：落实专人坐岗观察井口和循环池液面变化，发现溢流立即关井，加强溢流预兆显示的观察，及时发现溢流。坐岗人员发现溢流、井漏及气体显示等异常情况，应立即报告司钻；钻开气层后，每次起下钻（活动时间间隔超过 5d）对闸板防喷器及手动锁紧装置开关活动一次，定期对井控装置进行试压；起钻杆时每 3~5 柱向环空灌满钻井液，起钻铤要连续灌浆，作好记录、校对，若灌入钻井液量大于或小于灌入量，均应停止起钻作业，进行观察。如有溢流，应及时关井。如有井漏，应及时采取相应措施。起完钻要及时下钻，检修设备时应保持井内有一定数量的钻具，并安排专人观察出口罐钻井液返出情况。严禁在空井情况下检修设备；钻开油气层后，所有车辆应停放在距井口 30m 以外，必须进入距井口 30m 以内的车辆，应安装阻火器，车头朝外停放。

③井喷事件发生时，通过放喷管线将井喷液体排放至应急放喷池内，待事故结束后，对应急放喷池内物体进行清理，污染的土壤由有相应处置资质单位转运、处理。

④溢流处理和压井措施：最大允许关井套压不得超过井口装置额定工作压力、套管抗内压强度的 80%和薄弱地层破裂压力所允许关井套压三者中的最小值。在允许关井套压内严禁放喷。在等候加重材料或加重过程中，视情况间隔一段时间向井内灌注加重钻井液，同时用节流管汇控制回压，保持井底压力要略大于地层压力，排放井口附近含气钻井液。若等候时间长，应及时实施司钻法第一时间排除溢流，防止井口压力过高。空井溢流关井后，根据溢流的严重程度，可采用强行下钻分段压井法、置换法、压回法等方法进行处置。

⑤测井、固井、完井等作业时，要严格执行安全操作规程和井控措施，避免发生井下复杂情况和井喷失控事故。

⑥一旦发生井喷突发事件，应立即启动相应的环境突发事件专项应急预案，立即关闭井口切断污染源，根据需要建设应急放喷池（20m×10m），控制原油污染面积，对放喷液进行集中收集处理。同时及时通知可能受影响的人员进行疏散；切断一切可能扩大污染范围的环节，严防污染区域的扩大。采取围、堵等措施限制固体废弃物和溢油扩散范围；将溢油最大限度地回收，对少量确实无法回收的油，采用铲除油泥层等有效方法，以降低残油对生态环境的污染程度；迅速布点监测，在第一时间确定污染物种类和浓度，出具监测数据，评估污染物转移、扩散速率；对污染状况进行跟踪调查，根据监测数据分析，预测污染迁移强度、速度和影响范围，及时调整对策。

（3）柴油罐环境风险防范措施

柴油储罐底部铺设防渗膜；罐区周边设置警示标识，严禁烟火和不相关人员靠近；日常加强油罐的管理及安全检查，防止发生泄漏等安全事故。

（4）环境风险应急预案

钻井施工队应制定《井喷及井喷失控应急预案》，主要包括针对井喷失控的应急监测、抢险、救援、疏散及消除、减缓、控制技术方法和设施等相关内容。应急演练应定期开展，通过演练掌握应急人员在应急抢险中对预案的熟悉程度和能力，同时加强抢险应急设备的维护保养，检查是否备足所需应急材料。

6.4.2 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）、《石油化工企业设计防火规范》（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) 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。

(5) 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。

(6) 按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其它消防器材。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。

(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处理事故；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 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、风旗或其它适用的装置），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。

6.4.3 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少，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) 井场设置风向标，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) 井下作业时采用防渗膜铺垫井场，严禁产生落地油。

6.4.4 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) 建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

(6) 新建集油干线为高压玻璃纤维管线管（耐温 70℃），属于非金属材料，具有良好的耐腐蚀性，单井采油管线为钢制结构，采用防腐层进行防腐；集油干线设置阴极保护系统。

(7) 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置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。

(8) 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，定期对管道的防腐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。

(9) 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。

6.4.5 居民区风险防范措施

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

(2) 井场、计量站设硫化氢检测仪。

(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，及时疏散天山五场三队、红旗农场农一连、红旗农场农二连、红旗农场知青点、毛家庄、红旗农场部分的居民。

6.4.6 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；定期对定

期对单井采油管线、集油支线和集油干线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，产生的落地油集中收集后交由有相应危险废物处置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。

(6) 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，定期对管道的服饰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。

(7) 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。

6.4.7 洗井废水及井下作业废水（液）运输风险防范措施

洗井废水及井下作业废水（液）运输风险防范措施：罐车运输的驾驶员和押运员必须经过专门培训才能上岗作业。出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查，发现故障排除后方可投入运行。要特别注意检查罐车罐体的安全性能，逐个部

位检查液位计、压力表、阀门、温度表、紧急切断阀、导静电装置等安全装置是否安全可靠，杜绝“跑、冒、滴、漏”。保持驾驶室干净，不得有发火用具。参照《汽车运输危险货物规则》（JT617-2004）配装表中进行，车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置，并配装符合 JT230 规定的导静电橡胶拖地带装置。行车要遵守交通、消防、治安等法律法规。控制车速，保持与前车安全距离，严禁违法超车，不能疲劳驾驶。

6.4.8 管线沿线敏感目标——天然牧草地和农作物的风险防范措施

（1）选用质量合格的管线，管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查。

（2）加强对管线沿线的巡检，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，

（3）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）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置资质的单位回收处置。

6.4.9 硫化氢风险防范措施

（1）硫化氢监测与安全防护应按照《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T6277-2017）和《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》（SY/T6137-2017）要求进行。

（2）作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪，第 1 级预警阈值应设置为 15mg/m³（或 10ppm），第 2 级报警阈值应设置为 30mg/m³（或 20ppm），进入上述区域应注意是否有报警信号。

（3）作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

（4）在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受 H₂S 危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方可持证上岗。

（5）采油平台计量站设有除硫加药装置，去除伴生气中的硫化氢。

6.4.10 原油、天然气泄漏事故防范措施

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；所有区段的管道设计均要符合《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）的要求；加强《石油天然气管道保护条例》的宣传力度，普及原油、天然气储存及管道输送知识，发现问题及时报告；管道均采用保温无缝钢管，使用防腐降阻剂进行防腐；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损老化部件，防止原油和天然气泄漏事故发生；完善站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生；按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用；管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井；在断裂或泄漏点筑堤，防止泄漏的原油漫流，汇集在堤内的地表油，用罐车及时拉运至页岩油联合站处理，转移车辆安装具有行驶记录功能的卫星定位装置，并保存相关影像资料；将受污染的土壤委托具有相应危险废物处置资质单位进行处置。

6.4.11 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。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	吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油 2025 年 JHW74-17 等 21 口水平井产能建设项目
建设地点	本项目行政隶属于新疆生产建设兵团第六师红旗农场
地理坐标	
主要危险物质及分布	施工期风险物质为柴油，运营期危险物质主要为原油、伴生气。施工期柴油主要分布在井场，运营期原油和伴生气主要分布在单井采油管线和集油支线。
环境影响途径及危害后果	施工期柴油储罐发生泄漏或发生井喷事故，泄漏的柴油、原油对大气、土壤和地下水环境产生一定的影响；运营期井场、管线、采油平台计量站内设备发生破损造成原油和伴生气发生泄漏，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。
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、消防铁锹和其它消防器材。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；将全场内的明火点控制到最少，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）》中的相关要求进行了封井回填；单井采油管线、集油干线清扫确保管内无残留采出物，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，植被靠自然恢复。

6.5.5 退役期生态环境保护措施

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，确保无环境遗留问题后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使站场恢复到相对自然的一种状态。

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）站场生态恢复治理

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

（3）管线生态恢复

单井采油管线和集油干支线维持现状，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。

（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，植被类型应于原有类型相似，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《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）企业边界污染物控制要求， H_2S 满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-1993）标准限值；声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值；采出水、井下作业废液送至压裂返排液处理装置处理；产生的危险废物均交由有相应危险废物处置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 78906.12 万元，环保投资约 2248 万元，占总投资的 2.85%，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	临时占地	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
		临时占地和永久占地	按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿，对永久占地进行地面硬化	420
	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	10
		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	10
	废水	废压裂液	送至压裂返排液处理装置处理	11
		生活污水	排至防渗收集池中，由协议单位清运至吉木萨尔县生活污水处理厂处理	10
	噪声	噪声	采用低噪声设备、基础减震，加强维修	10
	固体	钻井岩屑	采用不落地系统处理，分离出的水基钻井岩屑交由	630

阶段	环境要素	类别	环保措施	投资 (万元)
	废物		岩屑处置单位处理，油基钻井岩屑交由有相应危险废物处置资质的单位处置	
		废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料	交由有相应危险废物处置资质的单位处置	30
		生活垃圾	送至吉木萨尔县生活垃圾填埋场	10
		建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	10
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	21
		无组织硫化氢	设置除硫加药装置	210
	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	10
	噪声	站场噪声	采用低噪声设备、基础减震	10
	固体废物	废润滑油、废润滑油桶、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置资质的单位回收处置	3
		废药剂包装物	由厂家回收处置	3
退役期	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	5
	废水	管线吹扫废水	送至压裂返排液处理装置处理	3
	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	30
环境风险		井控装置	井场设置防喷器，防止井喷；井场左右两侧各设置 1 条放喷管线和应急放喷池	706
		硫化氢监测	对硫化氢气体浓度进行检测。	21
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；	5
		环境监测	废气、噪声、生态环境、土壤和地下水跟踪监测	50
地下水保护措施		井场的防渗措施		10
合计		/		2248

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、完全的执行；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	新疆生产建设兵团生态环境局、第六师五家渠市生态环境局
2	水环境	管线试压废水和混凝土养护废水用于施工洒水抑尘，生活污水送至吉木萨尔县生活污水处理厂处理，废压裂液送至压裂返排液处理装置处理。		

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。		
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	水基钻井岩屑交由岩屑处置单位处理，油基钻井岩屑、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置，生活垃圾由协议单位清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处理，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、法律及法规。
- (3) 加强环保管理人员的培训、教育，学习先进的环保管理理念，提高管理人员的技术水平与业务能力，定期对运营期环境保护工作进行总结和分析，根据环保水平的发展进步持续改进、强化运营期的环境保护与管理要求。
- (4) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果；参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故措施，并监督实施。
- (5) 项目运行后 3 至 5 年内，须组织开展环境影响后评价工作，对实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施。
- (6) 运营期各环境要素的污染防治措施见表 7.2-2。

表 7.2-2 运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	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。	中国石油新疆油田分公司吉庆油田作业区	新疆生产建设兵团生态环境局、第六师五家渠市生态环境局
2	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。		
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	清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、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置资质的单位回收处置；废脱硫剂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，更好的保护沿线植被；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，无需申领排污许可证。

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	新疆生产建设兵团生态环境局、第六师五家渠市生态环境局
2	声环境	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 和表 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	厂界浓度 (mg/m ³)
1	采油井场	NMHC		选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对设备、阀门等检查		4
		硫化氢				0.06
2	采油平台计量站	NMHC		选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对设备、阀门等检查		4
		硫化氢				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+基础减震等	85~90dB（A）	噪声	昼 60dB（A）、夜 50dB（A）
废水	洗井废水	罐车拉运至压裂返排液处理装置处理	569.73m ³ /a	COD、SS、石油类	/
	压裂返排液		3217.41m ³ /a	COD、SS、石油类	/
	酸化返排液		3160.29m ³ /a	pH、COD、SS、石油类	/
	废洗井液		531.09t/a	COD、SS、石油类	/
固体废物	废脱硫剂包装物	厂家回收管理	0.4t/a	/	/
	废润滑油	集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位回收处置	1.1t/a	石油类	/
	废润滑油桶		0.09t/a	石油类	/
	废含油抹布和劳保用品		0.07t/a	石油类	/
	沾油废防渗材料		0.07t/a	石油类	/

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单位对施工单位、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、采油平台计量站建设现场	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	其它	1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌, 是否及时采取了生态恢复和水土保持措施; 2) 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》(HJ 1248-2022) 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 7.5-2 生态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	环境 质量	采油平台和采油平台计量站厂界外	非甲烷总烃、硫化氢	1 次/季度	GB39728—2020 GB14554-93 表 1
噪声		采油平台厂界四周	昼夜等效连续 A 声级	1 次/季度	GB12348-20082 类
地下水环境		利用下游已有水源井进行监测, 一般不少于 3 个, 本次利用地下水环境质量现状调查中的 W3、W4、W5 监测点	pH、石油类、砷、六价铬	1 次/半年	GB/T14843-2017III 和 GB3838-2002III 类
土壤环境		在采油平台和采油平台计量站站内各布设 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	/

注: 当地下水监测指标出现异常时, 可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测; 当土壤监测指标出现异常时, 可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。吉庆油田作业区可根据现有工程及其他在建、拟建工程统筹考虑进行地下水监测点位的布设, 但须满足本项目监测计划要求。

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	无组织挥发性废气	NMHC、硫化氢	采油井场、采油平台计量站	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场内各设备、阀门和管线等检查、检修；采油平台计量站设除硫加药装置；采用固定顶罐，装车采用顶部浸没式装载；及时检维修	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	采油井场	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	采油井场和采油平台计量站厂界	隔声、基础减震，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		采油井场和采油平台计量站	集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置		签订处置协议，落实危险废物转移联单
	废脱硫剂包装物		采油井场、采油平台计量站	由厂家回收处置		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	采用井场、计量站、单井采油管线、集油干支线等	严格控制占地范围，采油井场、采油平台计量站处砾石铺垫或地面硬化		砾石铺垫或地面硬化，管沟开挖表层土单独堆放情况
				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
				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		井场和计量站的防渗措施				
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它环境损失。

占地主要为井场、采油平台、采油平台计量站、管线、架空线路、道路等工程占地，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 环境经济损失分析结论

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

本项目拟在吉木萨尔凹陷芦草沟组油藏加密部署采油井 21 口，钻井总进尺 $12.14 \times 10^4 \text{m}$ ，新建采油井口装置 21 座，新建 3 井式采油平台 1 座，4 井式采油平台 2 座，5 井式采油平台 2 座，新建采油平台计量站 5 座；新建 6m^3 除硫剂加药装置 4 座，新建 10m^3 除硫剂加药装置 1 座。新建单井采油管线 4.2km，集油支线 7.5km，集油干线 5.0km，配套建设给排水，供电、防腐、消防、油区道路等工程。新建产能 $10.8 \times 10^4 \text{t/a}$ 。项目总投资 78906.12 万元，环保投资约 2248 万元，占总投资的 2.85%。

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 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 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/m^3 要求， H_2S 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各监测点石油烃、六价铬和挥发性、半挥发性有机物的监测浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标

准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求，占地范围外各监测点的重金属及无机物监测浓度满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）。

9.3 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、柴油机及发电机燃烧烟气和焊接烟尘等，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，采油平台和采油平台计量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、压裂返排液和生活污水。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，压裂返排液送至压裂返排液处理装置处理达标后用于压裂液复配，生活污水送至吉木萨尔县生活污水处理厂处理。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；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干支线泄漏，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)，根据预测采油平台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

施工产生的土石方全部回填，无弃方产生；固体废物主要为钻井岩屑、建筑垃圾、生活垃圾、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和焊接废渣，水基岩屑交由岩屑处置单位处理，油基钻井岩屑、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料交由岩屑处置单位处理，生活垃圾集中收集后送至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处理，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；在每个焊接作业点配备铁桶或纸箱，焊接废渣直接放入容器中，施工结束后集中回收处置。运营期固体废物主要为废脱硫剂包装物、清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、废含油抹布、劳保用品，废脱硫剂包装物由厂家回收利用，清罐底泥、废润滑油、废润滑油桶、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置资质的单位回收处置；井下作业时铺设防渗膜，落地油 100%回收，由罐车拉运至页岩油联合站原油处理系统处理转移车辆安装具有行驶记录功能的卫星定位装置，并保存相关影像资料；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置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

施工期涉及的风险物质为柴油，运营期涉及的危险物质为原油和伴生气，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，井场尽量采用平台井方式布置，在保证正常施工和安全的前提下，严格控制临时占地面积，减少工程占地面积。单井采油管线和集油干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，站场采用砾石铺垫；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；井口设除硫加药装置，去除伴生气中的硫化氢。

（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、压裂返排液和生活污水。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，压裂返排液送至压裂返排液处理装置处理，生活污水由协议处理单位送至吉木萨尔县生活污水处理厂处理。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。

（4）噪声

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

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

（5）固体废物

固体废物主要为钻井岩屑、建筑垃圾、生活垃圾、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和焊接废渣，水基岩屑交由岩屑处置单位处理，油基钻井岩屑、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗材料交由岩屑处置单位处理，生活垃圾集中收集后送至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处理，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；在每个焊接作业点配备铁桶或纸箱，焊接废渣直接放入容器中，施工结束后集中回收处置。运营期固体废物主要为废脱硫剂包装物、废润滑油、废润滑油桶、废含油抹布、劳保用品，废脱硫剂包装物由厂家回收利用，清罐底泥、

废润滑油、废润滑油桶、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置资质的单位回收处置；井下作业时铺设防渗膜，落地油 100%回收，由罐车拉运至页岩油联合站原油处理系统处理转移车辆安装具有行驶记录功能的卫星定位装置，并保存相关影像资料。

（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、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置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、消防铁锹和其它消防器材。井场设置明显的禁止烟火标志；井下作业时应至少配 1 套便携式硫化氢监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、计量站、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 总结论

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。