

石西油田石西石炭系油藏 2025 年开发建设工程

环境影响报告书

(拟报批稿)

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

编制单位：中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司

编制时间：二〇二五年二月

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 环境影响评价过程	1
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	2
1.5 项目可行性分析判定	3
1.6 报告书的主要结论	5
2 总则	6
2.1 编制依据	6
2.2 评价目的与原则	12
2.3 评价时段	13
2.4 环境影响因素识别与评价因子确定	13
2.5 环境功能区划与评价标准	15
2.6 评价等级与评价范围	20
2.7 环境保护目标	29
2.8 评价内容与重点	29
2.9 相关规划及政策符合性分析	30
3 建设项目概况及工程分析	50
3.1 现有工程概况及环境影响回顾	50
3.2 建设项目工程分析	70
3.3 环境影响因素识别及污染源分析	98
3.4 总量控制指标	113
3.5 清洁生产分析	113
4 环境质量现状调查与评价	121

4.1 自然环境现状调查与评价	121
4.2 环境保护目标调查	123
4.3 环境质量现状调查与评价	123
4.4 生态环境现状调查与评价	145
5 环境影响预测与评价	158
5.1 施工期环境影响预测与评价	158
5.2 运营期环境影响预测与评价	172
5.3 退役期影响分析	189
5.4 环境风险分析	190
6 环境保护措施论证分析	200
6.1 施工期环境保护措施	200
6.2 运营期环境保护措施	212
6.3 退役期环境保护措施	222
6.4 环境风险防范措施及应急要求	225
6.5 环境保护措施可行性分析	233
6.6 环保投资分析	233
7 环境管理与监测计划	235
7.1 环境管理机构	235
7.2 生产区环境管理	235
7.3 企业环境信息公开	241
7.4 环境监测与监管	242
8 环境影响经济损益分析	246
8.1 环境效益分析	246
8.2 社会效益分析	246
8.3 环境经济损益分析结论	247

9 结论与建议	248
9.1 建设项目概况	248
9.2 环境质量现状结论	248
9.3 主要环境影响	249
9.4 环境保护措施	251
9.5 公众意见采纳情况	254
9.6 经济损益性分析	254
9.7 环境管理与监测计划	254
9.8 总结论	255
附件 1 委托书	错误！未定义书签。
附件 2 监测报告	错误！未定义书签。
附件 3 大气环境影响评价自查表	错误！未定义书签。
附件 4 声环境影响自查表	错误！未定义书签。
附件 5 土壤环境影响评价自查表	错误！未定义书签。
附件 6 生态环境影响自查表	错误！未定义书签。
附件 7 现有工程环保手续	错误！未定义书签。
附件 8 依托工程环保手续	错误！未定义书签。
附件 9 基础信息表	错误！未定义书签。

1 概述

1.1 项目背景

石西石炭系油藏位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠中，行政隶属于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，由石西油田作业区管理。项目距西北侧和布克赛尔蒙古自治县中心城区约 173km，距西侧克拉玛依市中心城区约 150km。项目区附近有油田道路，交通条件较为便利，油区油气配套系统具有良好的依托条件。

为探索石西石炭系油藏整体效益开发的技术路线，增加油气产能，中国石油新疆油田分公司开发公司拟在石西石炭系油藏开展《石西油田石西石炭系油藏 2025 年开发建设工程》。工程整体部署 21 口采油井，采用三开水平井井身结构，钻井总进尺 $11.20 \times 10^4 \text{m}$ 。新建单井采油井场 15 座，3 井式平台井场 2 座，采油井口装置 21 座，12 井式计量站 1 座；新建集油支线 2.32km，单井采油管线 21.75km，集油阀池 1 座，配套建设给排水，供电、仪表自动化、防腐、消防等工程，项目实施后新建产能 $15.15 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

1.2 建设项目主要特点

- (1) 项目涉及水土流失重点预防区。
- (2) 项目属于生态影响型和污染影响型兼有型项目。

1.3 环境影响评价过程

本项目为陆地石油开采项目，对石西石炭系油藏进行扩边开发，扩边区域为未进行过产能开发的新区块，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—石油开采新区块开发、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，环境影响评价工作程序见图 1.3-1。中国石油新疆油田分公司开发公司于 2024 年 12 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，并按照环境影响评价技术导则的要求编制完成环境影响报告书，报告书经生态环境部门审批后将作为项目建设、运营过程中环境管理的技术依据。

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、噪声的达标排放情况，废水、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环境保护及风险防范措施的可行性进行分析。

关注的主要环境问题有：施工期产生的废气、废水、噪声、固体废物以及施工占地带来的生态影响，运营期油气集输过程中产生的无组织挥发非甲烷总烃、硫化氢、井下作业过程中产生的洗井废水、井下作业废液、废润滑油、沾油废防渗膜以及事故状态下落地油及产生的含油污泥等危险废物对环境的影响分析。

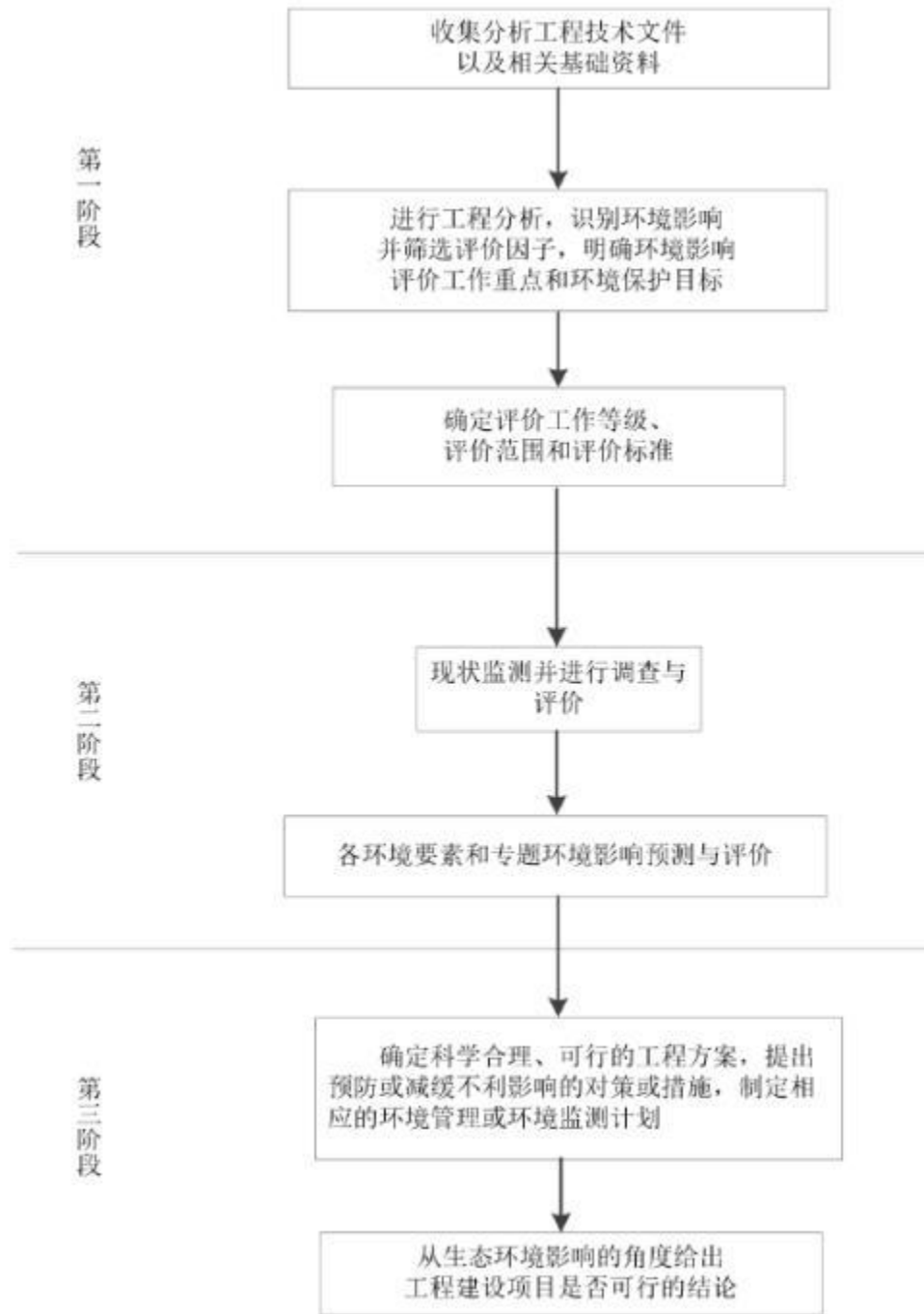


图 1.3- 1 环境影响评价工作程序图

1.5 项目可行性分析判定

1.5.1 产业政策相符性分析

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本工程属于“第一类 鼓励类——七、石油天然气——1. 石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，

页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，符合国家产业政策。

1.5.2 选址选线合理性分析

本项目位于古尔班通古特沙漠腹部，新部署井位于新区块，属于老区块扩边。周围为油田生产设施，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。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地、海洋特别保护区、饮用水源保护区，无基本草原、地质公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，不涉及生态保护红线。在切实落实报告书提出的环境保护措施和风险防范措施，并按规定办理征地手续的前提下，项目选址、选线合理，无重大环境制约因素。

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》《塔城地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》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆油田公司“十四五”发展规划》《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023 版）《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》《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》中的相关要求。

1.6 报告书的主要结论

本项目符合国家相关产业政策、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、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 2 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) 《中华人民共和国土地管理法》（2019 年修订），2020 年 01 月 01 日；
- (9) 《中华人民共和国环境保护税法》（2018 年修订），2018 年 10 月 26 日；
- (10) 《中华人民共和国野生动物保护法》，（2022 年修正），2023 年 05 月 01 日；
- (11) 《中华人民共和国防沙治沙法》，2018 年 10 月 26 日；
- (12) 《中华人民共和国水土保持法》（2010 年修订），2011 年 03 月 01 日；
- (13) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年修订），2012 年 07 月 01 日；
- (14) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010 年 10 月 01 日。

2.1.2 环境保护规章

- (1) 《排污许可管理办法（试行）》（2019 年修订），生态环境部部令第 7

号（6），2019 年 08 月 22 日；

（2）《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，生态环境部令第 16 号，2021 年 01 月 01 日；

（3）《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第 4 号，2019 年 01 月 01 日；

（4）《国家危险废物名录（2025 年版）》，环保部令第 36 号，2024 年 11 月 08 日；

（5）《产业结构调整指导目录（2024 本）》，国家发展和改革委员会令第 7 号，2024 年 2 月 1 日；

（6）《石油天然气开采业污染防治技术政策》，2012 年第 18 号，2012 年 03 月 07 日；

（7）《水污染防治行动计划》，国发〔2015〕17 号，2015 年 04 月 02 日；

（8）《土壤污染防治行动计划》，国发〔2015〕31 号，2016 年 05 月 28 日；

（9）《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2021 年修订），2021 年 09 月 21 日；

（10）《中华人民共和国水土保持法实施条例》（2011 年修订），2011 年 01 月 08 日；

（11）《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017 年修订），2017 年 10 月 07 日；

（12）《建设项目环境保护管理条例》，2017 年 10 月 01 日；

（13）《排污许可管理条例》，2021 年 03 月 01 日；

（14）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》，2018 年 10 月 01 日；

（15）《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；

（16）《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；

（17）《关于印发〈2020 年挥发性有机物治理攻坚方案〉的通知》（环大气

〔2020〕33 号），2020 年 06 月 23 日；

（18）《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》（环大气〔2019〕53 号），2019 年 06 月 26 日；

（19）《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号），2017 年 11 月 15 日；

（20）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 第 43 号），2017 年 10 月 01 日；

（21）《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

（22）《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；

（23）《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部 部令第 23 号），2022 年 01 月 01 日；

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

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

（26）《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；

（27）《地下水管理条例》（国务院令第 748 号），2021 年 10 月 21 日；

（28）《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；

（29）《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；

（30）《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；

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

2.1.3 地方有关环保法规

- (1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（修订），2018 年 9 月 21 日；
- (2) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》，2019 年 1 月 1 日；
- (3) 《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》，2010 年 5 月 1 日；
- (4) 《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》，2020 年 7 月 30 日；
- (5) 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》，2020 年 9 月 4 日；
- (6) 《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，2023 年 12 月；
- (7) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（2024 年 11 月 28 日新疆维吾尔自治区第十四届人民代表大会常务委员会第十六次会议修订），2025 年 1 月 1 日；
- (8) 《关于印发塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（塔行发〔2021〕48 号），2021 年 6 月 26 日；
- (9) 《关于印发新疆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》，2019 年 1 月 21 日；
- (10) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017），2017 年 5 月 30 日；
- (11) 《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T 3998-2017），2017 年 5 月 30 日；
- (12) 《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；
- (13) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》，2024 年 01 月 18 日；
- (14) 《新疆国家重点保护野生植物名录》，2022 年 03 月 08 日；
- (15) 《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；

- (16) 《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号），2018 年 12 月 20 日；
- (17) 《新疆生态功能区划》，2005 年 7 月 14 日；
- (18) 《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》，2002 年 12 月。
- (19) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》，2018 年 8 月；
- (20) 《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 6 月 4 日；
- (21) 《塔城地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 07 月 26 日；
- (22) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》，2021 年 12 月 24 日；
- (23) 《新疆油田公司“十四五”发展规划》，2022 年 08 月；
- (24) 《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》，2022 年 08 月
- (25) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；
- (26) 关于印发《新疆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》（新水水保〔2019〕4 号）。

2.1.4 环评有关技术规范

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016），2017 年 1 月 1 日；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），2018 年 12 月 1 日；
- (3) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），2022 年 7 月 1 日；
- (4) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），2019 年 7 月 1 日；
- (5) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），2022 年 7 月 1 日；

- (6) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），2019 年 3 月 1 日；
- (7) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），2016 年 1 月 7 日；
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），2019 年 3 月 1 日；
- (9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2023），2024 年 1 月 1 日；
- (10) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），2017 年 6 月 1 日；
- (11) 《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；
- (12) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022），2022 年 7 月 1 日；
- (13) 《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，环办〔2015〕104 号，2015 年 11 月 18 日；
- (14) 《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018），2019 年 1 月 1 日；
- (15) 关于印发《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》等七项危险废物环境管理指南的公告（公告 2021 年第 74 号），2021 年 12 月 22 日；
- (16) 《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022），2022 年 10 月 1 日；
- (17) 《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），2023 年 07 月 01 日；
- (18) 《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；
- (19) 《“十四五”噪声污染防治行动计划》；
- (20) 《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；

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

2.1.5 技术资料

(1) 《石西油田石西石炭系油藏 2025 年开发建设工程环评委托书》，中国石油新疆油田分公司开发公司，2024 年 12 月；

(2) 《石西油田石西石炭系油藏 2025 年开发建设工程实施意见》，中油(新疆)石油工程有限公司，2024 年 8 月 5 日。

(3) 《石西油田石西石炭系油藏 2025 年开发建设工程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) 通过现场调查和现状监测，了解建设项目所在地的自然环境、生态环境、自然资源及区域规划、产业政策情况，掌握区域的环境质量及生态现状。

(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可行性和合理性。

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

(5) 通过上述评价，论证环境可行性，给出环境影响评价结论，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.3 评价时段

根据项目的建设规模和性质，确定评价时段为施工期、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

2.4.1 环境影响因素

环境影响因素包括：

施工期——对环境的影响主要来自施工扬尘、施工机械及车辆尾气、柴油机和发电机燃烧烟气、管线焊接废气、储层改造废气、管道试压废水、混凝土养护废水、生活污水、噪声、生活垃圾、钻井岩屑、废润滑油、废润滑油桶、废防渗材料及建筑垃圾及工程占地对环境的影响。

运营期——对环境的影响主要为无组织挥发排放的非甲烷总烃、硫化氢、洗井废水、井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液、废洗井液）、噪声、废润滑油桶、废润滑油、废防渗材料以及事故状态含油污泥，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	影响因素	环境要素
---	------	------

段			环境 空气	地下 水	声 环境	土壤 环境	物种	生 境	生物 群落	生态 系统	生物 多样性	自然 景观
施 工 期	生态	占地	0	0	0	++	++	++	++	++	++	++
	废气	柴油机、发电机燃烧烟气、施工机械及车辆尾气、扬尘、管线焊接废气、储层改造废气	+	0	0	0	0	+	0	+	0	0
	废水	生活污水、管道试压废水、混凝土养护废水、压裂返排液、酸化返排液	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	固废	钻井岩屑、废润滑油、废润滑油桶、废防渗材料、建筑垃圾、生活垃圾	0	0	0	+	+	+	+	+	+	+
	噪声	施工车辆、施工设备	0	0	+	0	0	0	0	0	0	0
	风险	井喷、井漏	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
运 营 期	废气	无组织废气	++	0	0	0	+	+	+	+	+	+
	温室气体	二氧化碳、甲烷	++	0	0	0	0	0	++	0	0	0
	废水	洗井废水、井下作业废液	0	++	0	+	+	+	+	+	+	+
	固废	废润滑油、废润滑油桶、废防渗材料、事故状态含油污泥	0	+	0	++	+	+	+	+	+	+
	噪声	机泵、井下作业设备、巡检车辆	0	0	+	0	0	0	0	0	0	0
退 役 期	风险事故	管线泄漏、井壁破裂泄漏	0	0	++	0	+	+	+	+	+	+
	废气	施工扬尘、汽车尾气	+	0	0	+	+	+	+	+	+	0
	噪声	施工车辆及机械	0	0	+	0	0	+	0	+	0	0
	废水	管线吹扫废水	0	++	0	+	+	+	+	+	+	+
	固废	拆卸后的建筑垃圾、废弃管线	0	0	0	+	0	+	+	+	0	+

注：0：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

2.4.2 评价因子

根据项目环境影响因素和特征污染因子识别结果，结合区域环境质量状况，筛选评价因子见表 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、石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级 (Ld)、夜间等效声级 (Ln)
储层改造工程	施工期	非甲烷总烃	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级 (Ld)、夜间等效声级 (Ln)
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	非甲烷总烃	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级 (Ld)、夜间等效声级 (Ln)

2.5 环境功能区划与评价标准

2.5.1 环境功能区划

项目所在区域环境功能区划情况详见表 2.5-1。

表 2.5-1 环境功能区划一览表

环境要素	环境功能区划	划分依据
------	--------	------

环境空气	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类功能区	项目区不属于自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域
地下水环境	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类功能区	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	占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018） 第二类用地	占地属于第二类建设项目用地
生态环境	II 准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区—II ₃ 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区—23 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区	

2.5.2 评价标准

（1）环境质量标准

①环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）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 二级
		1 小时平均	500		
2	NO ₂	年平均	40		
		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	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	GB16297-1996
6	O ₃	日最大 8 小时平均	160	μg/m ³	
7	NMHC	一次浓度限值	2.0	mg/m ³	GB16297-1996
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	水温 (°C)	/	17	总硬度	≤450
2	浑浊度/NTU	>10	18	铁	≤0.3
3	色度/度	>25	19	锰	≤0.1
4	溶解性总固体	≤1000	20	K ⁺	/
5	高锰酸盐指数	/	21	Ca ²⁺	/
6	氨氮 (以 N 计)	≤0.50	22	Na ⁺	/
7	氟化物 (以 F 计)	≤1.0	23	Mg ²⁺	/
8	氯化物 (以 Cl ⁻ 计)	≤250	24	汞	≤0.001
9	硝酸盐 (以 N 计)	≤20	25	砷	≤0.01
10	硫酸盐 (以 SO ₄ ²⁻ 计)	≤250	26	CO ₃ ²⁻	/
11	亚硝酸盐氮 (以 N 计)	≤1.00	27	HCO ₃ ⁻	/
12	挥发酚类 (以苯酚计)	≤0.002	28	石油类	≤0.05
13	铬 (六价)	≤0.05	29	细菌总数 (CFU/mL)	≤100
14	氰化物	≤0.05	30	硫化物	≤0.02
15	总大肠菌群, MN/100mL	≤3.0	31	铅	≤0.01
16	总硬度	≤450	32	镉	≤0.005

③声环境

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

表 2.5-4 声环境质量评价标准一览表

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

④土壤环境

地面工程占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB36600-2018) 第二类用地风险筛选值, 见表 2.5-5。地面工程场站外土壤参照执行《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 筛选值标准, 见表 2.5-6。

表 2.5-5 建设用地土壤环境质量评价标准〔单位: mg/kg, pH 无量纲〕

序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)	序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)
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	/	/	/
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	/	/	/
半挥发性有机物					
35	硝基苯	76	41	苯并(k)荧蒽	151
36	苯胺	260	42	蒽	1293
37	2-氯酚	2256	43	二苯并(a, h)蒽	1.5
38	苯并(a)蒽	15	44	茚并(1, 2, 3-cd)芘	15
39	苯并(a)芘	1.5	45	萘	70
40	苯并(b)荧蒽	15	/	/	/
其他项目					
46	石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)	4500	/	/	/

表 2.5-6 农用地土壤污染风险筛选值

序号	项目	监测结果	标准限值 (mg/kg) pH>7.5
----	----	------	---------------------

		单位	
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

施工期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，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。运营期油气集输过程中产生的无组织挥发有机物执行《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；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
油气集输无组织废气	NMHC	4	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）

②废水

施工期废水主要为管道试压废水及生活污水，管道试压采用清水，产生的废水中污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘，对项目区地下水环境基本无影响。施工期生活污水排入防渗池，施工结束后生活污水由吸污车吸走，清运至乌尔禾区生活污水处理厂，临时储集池覆土填埋，防渗膜回收处置。运营期废水主要为洗井废水和井下作业废液，由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关标准后，回注油藏，不外排。

③噪声

施工场界环境噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-

2011) 相关标准, 运营期各井场、计量站场界环境噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类限值, 具体见表 2.5-8。

表 2.5-8 环境噪声排放标准一览表 [单位: dB(A)]

执行地点	昼间 [dB(A)]	夜间 [dB(A)]	标准来源
井场/计量站边界	60	50	GB12348-2008 2 类

(3) 污染控制标准

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); 一般固废执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB 18599-2020); 危险废物的收集、贮存、运输须符合收集、贮存、运输执行《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) 和《危险废物转移管理办法》要求。

2.6 评价等级与评价范围

2.6.1 评价等级

(1) 环境空气评价等级

根据工程特点和污染特征, 选取 NMHC 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, $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

源强参数见环境影响因素识别及污染源分析章节, 计算结果见表 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

污染源	污染因子	最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)
单井采油井场	NMHC	19.364	0.97
三井平台采油井场	NMHC	42.528	2.13

12 井式计量站	NMHC	35.438	1.77
----------	------	--------	------

由表 2.5-1 可知：本项目污染物的最大落地浓度占标率最高为 2.13%，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，项目产生的各类废水均得到妥善处置，无废水外排。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”，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。

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

项目评价范围内无“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”。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目采油井场和计量站属于 I 类建设项目，集输管道属于 II 类建设项目；根据表 2.6-4 判定采油井场和站场地下水评价等级为二级、集输管道地下水评价等级为三级。

表 2.6-4 评价工作等级分级表

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

（4）声环境影响评价等级

项目区属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类功能区，井场及站场周边无声环境敏感目标，集输管线运营期无噪声排放。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，将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级。本项目生态环境影响评价等级为三级，具体判定情况见表 2.6-5。

表 2.6-5 生态环境影响评价等级判定表

序号	《环境影响评价技术导则 生态影响》 （HJ19-2022）评价等级判定依据	本项目	判定 结果
1	a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产地，重要生境时，等级为一级	占地范围内不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境	/
2	b) 涉及自然公园时，评价等级为二级。	占地范围内不涉及自然公园	/
3	c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级。	占地范围内不涉及生态保护红线	/
4	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，生态环境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	/

5	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。	工程实施不影响地下水水位，土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标分布，建设项目生态影响主要是占地造成的土壤结构破坏和植被损失	/
6	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；	工程总占地面积约为0.3577km ² ，小于20km ²	/
7	除本条a)、b)、c)、d)、e)、f)以外的情况，评价等级为三级；	属于《环境影响评价技术导则生态影响》(HJ19-2022)6.1.2评价等级确定原则a)、b)、c)、d)、e)、f)以外的情况	评价等级为三级
8	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。	仅符合上述第7条的情况	评价等级为三级
9	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

(6) 土壤环境评价等级

根据现状监测数据，项目区土壤盐分含量大于 2g/kg，属于土壤盐化区域。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），土壤盐化区域应按照土壤污染影响型和生态影响型，按照相应等级分别开展评价工作。据此对项目土壤环境影响评价等级进行判定，结果如下：

①土壤污染影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）（试行）中附录 A 判定，石油开采为 I 类建设项目，土壤污染影响型，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。

1) 占地规模

本项目永久占地面积约 2.124hm²，占地规模为小型。

表 2.6-6 土壤污染类项目评价工作等级划分表

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

不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-
-----	----	----	----	----	----	----	----	---	---

2) 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

本项目属于陆地石油开采行业，项目占地类型为沙地，污染影响型敏感程度为不敏感，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支线为 II 类建设项目，根据表 2.5-7 可知，采油井场和计量站土壤污染影响型评价等级为二级，单井采油管线和集油支线土壤污染影响型评价等级为三级。

②土壤生态影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），生态影响型敏感程度分级见表 2.6-8，生态影响型评价工作等级划分见表 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 >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 $<1.5\text{m}$ 的地势平坦的，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 $<1.5\text{m}$ 的地平原区，或 $2\text{g/kg} < \text{土壤含盐量} \leq 4\text{g/kg}$ 的区域	$4.5 < \text{pH} \leq 4.5$	$4.5 \leq \text{pH} < 4.5$
不敏感	其他情况		$5.5 \leq \text{pH} < 8.5$

表2.6-9 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

项目区 $2\text{g/kg} < \text{土壤含盐量} \leq 4\text{g/kg}$ ，生态影响型敏感程度为较敏感；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支线为 II 类建设项目。根据表 2.6-9 可知，采油井场和计量站土壤生态影响型评价等级为二级，单井采油管线和集油支线土壤生态影响型评价等级为二级。

（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），建设项目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。

风险物质为柴油、原油、伴生气，风险单元为井场、计量站、单井采油管线、集油支线，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018）附录 C 计算 Q 值，危险物质与临界量的比值 $Q < 1$ 。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018）相关规定，判断风险潜势为 I，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 2.6-11、图 2.6-1、图 2.6-2、图 2.6-3。

表 2.6-11 各环境要素评价范围一览表

环境要素	范围
大 气	以井场、计量站为中心，边长为 5km 矩形形成的包络线范围
地 下 水	井场、站场：以地下水流向为长轴，各井场和站场四周边界上游 1.5km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 1km 范围 集输管道：管道两侧各向外延伸 200m 范围
声 环 境	井场、计量站边界外 200m 范围
土壤环境	生态影响型：井场、计量站边界向外延伸 2km，管线边界向外延伸 200m； 污染影响型：井场、计量站边界向外延伸 0.2km，管线边界向外延伸 200m
生态环境	采油井场、计量站厂界周围 50m 范围内，单井采油管线和集油支线两侧外延 300m。
环境风险	不设评价范围

图 2.6-1 大气、地下水、声环境、土壤环境评价范围示意图

图 2.6-2 地下水、声环境、土壤环境、生态环境评价范围示意图

图 2.6-3 地下水、声环境、土壤环境、生态环境评价范围示意图

2.7 环境保护目标

根据现场调查，项目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地、海洋特别保护区、饮用水源保护区，无基本草原、地质公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地。项目所在地和布克赛尔蒙古自治县属于自治区水土流失重点预防区，生态环境保护目标为保护区域野生动植物不被破坏，采取措施确保项目区沙化程度及水土流失程度不因本项目的实施而加剧，各环境要素及环境保护目标相关保护级别见表 2.7-1。

表 2.7-1 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	/	GB3095-2012 二级
土壤环境	评价范围内的土壤	/	(GB36600-2018) 二类用地筛选值和 (GB15618-2018) 农用地土壤污染风险筛选值标准要求
地下水环境	评价范围内的潜层地下水	/	GB/T14848-2017 III类
声环境	评价范围内的声环境	/	GB3096-2008 2类
生态环境	野生动植物	项目区内	保护野生动植物生境不被破坏
	水土流失重点预防区		做好植被恢复与水土保持工作，维持水土流失的程度不因项目建设而加剧
	防止沙化程度加剧		沙化程度不因项目实施而加剧

2.8 评价内容与重点

2.8.1 评价内容

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)要求，结合建设项目具体特点、周围区域环境现状、环境功能区划，确定本次评价内容包括工程分析、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、环境影响经济效益分析、环境管理与监测计划、环境影响评价结论，见表 2.8-1。

表 2.8-1 评价内容一览表

序号	评价专题	评价内容
1	工程分析	项目概况、主体工程、公用工程、环保工程、依托工程，根据污染物

		产生环节、方式及治理措施，核算施工期、运营期的污染源强和排放强度，给出污染因子及其产生和排放的方式、浓度及数量等
2	环境现状调查与评价	自然环境、环境保护目标调查、环境质量现状调查（包括环境空气、地下水、声环境、土壤和生态环境）
3	环境影响预测与评价	分为施工期和运营期。对施工期扬尘、废水、噪声、固废、生态环境和土壤环境等进行分析，并提出切实可行的减缓措施。运营期对废气、废水、噪声、固体废物、土壤进行了影响预测和分析。根据项目特点开展了环境风险评价
4	环保措施及其可行性论证	针对废气、废水、噪声、固体废物、土壤污染防治措施、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，给出项目环境管理制度和日常监测计划，给出污染物排放清单、制定环保三同时验收一览表
7	结论与建议	根据上述各章节的相关分析结果，从环保角度给出项目可行性结论及建议

2.8.2 评价重点

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

- （1）建设项目工程分析；
- （2）大气、地下水、土壤、生态环境影响评价及环境风险分析；
- （3）环境保护措施及环境风险防范措施分析论证。

2.9 相关规划及政策符合性分析

2.9.1 相关规划符合性分析

（1）区域发展规划符合性分析

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》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”。项目位于准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹部，属于陆地石油开采行业，符合规划及纲要中的相关要求。

《塔城地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：“建设国家大型石油储备基地。充分发挥玛湖油田、准噶尔盆地南缘、沙湾凹陷富集的油气资源优势，建设国家大型石油储备基地。积极推进油砂、油

页岩等非常规油气资源开发。支持中石油、中石化持续加大塔城区块油气资源勘探开发力度，鼓励地方企业参与或与中石油、中石化共同开发油田资源。进一步加强油地合作，积极争取中石油、中石化油气资源供应配额，以乌苏华泰石化为龙头，整合地区石油化工企业，积极培育和发展精细化石油石化产业。发挥市场机制作用，推动优势企业以资产资源和市场为纽带，通过整合参股及并购等方式，实现跨地域跨行业的兼并（联合）重组，提高产业的聚集度，形成资源共享、优势互补的现代石油石化产业集群。”。项目实施后可增加原油的产能，符合规划及纲要中的相关要求。

（2）主体功能规划相符性分析

本项目位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中的自治区级重点生态功能区，为准噶尔西部荒漠草原生态功能区，属于限制开发区。限制开发区域的主体功能是保护生态环境或提供农产品，但在生态和资源环境可承受的范围内也可以发展特色产业，适度开发矿产资源。要求根据资源环境承载能力合理布局能源基地和矿产基地，尽可能减少对农业空间、生态空间的占用并同步修复生态环境。本项目合理布局管线、站场及井位，减少对生态空间的占用，符合主体功能区对中的开发管制原则。

（3）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》中相关要求，相符性分析详见表 2.9-1。

表 2.9-1 本项目与《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控	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；项目建成后交由石西油田作业区管辖。	符合
3	积极引导重点产废企业自建危险废物利用设施，支持	运营期产生的危险废物为废	符合

	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	润滑油、沾油废防渗膜以及事故状态含油污泥，均委托有相应处置资质的单位进行处置；产生的危险废物分类收集，最终交由有相应资质的单位处置	
4	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。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	建成后交由石西油田作业区运营，石西油田作业区已建立了完善的危废管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照既定计划进行危废管理	符合
5	加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	项目实施后由中国石油新疆油田分公司石西油田作业区运营管理，石西油田作业区已编制突发环境事件应急预案，进行了备案工作，并定期进行应急演练工作。	符合

(4) 与《塔城地区生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

项目建设符合《塔城地区生态环境保护“十四五”规划》中相关要求，相符性分析详见表 2.9-2。

表 2.9-2 本项目与《塔城地区生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	本项目拟采取措施	符合性分析
1	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，完善 VOCs 污染防治全过程管控体系，加强重点行业、重点企业的精细化管理，重点推进石油天然气开采、石化、化工、工业涂装、油品储运等涉 VOCs 排放等重点行业的 VOCs 污染防治，全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶黏剂、清洗剂等，强化汽修行业 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。强化 VOCs 污染防治措施推广使用低挥发性有机物原辅料，推动有条件的园区（工业集聚区）建设集中喷涂工程中心，配备高效治污设施，替代企业独立喷涂工序。	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；项目建成后交由石西油田作业区管辖。	符合
2	强化危废环境监管能力。建立完善危险废物环境重点监管单位清单，强化开展危险废物规范化环境管理排查整治，强化重点行业企业事中事后监管，严厉打击危险废物环境违法行为。加强危废经营许可审批，严	建成后交由石西油田作业区运营，石西油田作业区已建立了完善的危废管理计划，并定期向生态环境主管部门	符合

	格新建项目准入，优化危废跨区域转移审批手续等全过程监管。持续推进危险废物规范化环境管理。继续加强危险废物管理督查考核和环境执法检查，监督企业落实相关法律制度和标准规范要求，将危险废物规范化管理考核纳入对县(市)环境保护绩效考核的指标体系中，推动县(市)和相关部门落实监管职责。	上报备案，项目建成后总体按照既定计划进行危废管理	
3	完善应急体系建设。健全防范化解突发生态环境事件风险和应急责任体系，严格落实企业主体责任。	项目实施后由中国石油新疆油田分公司石西油田作业区运营管理，石西油田作业区已编制突发环境事件应急预案，进行了备案工作，并定期进行应急演练工作。	符合

(5) 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》（审批文号：自然资函〔2022〕1092 号）指出，要继续强化矿产资源对经济社会发展的基础支撑作业，保障矿产资源的有效供给，并将石油、天然气列为重点勘察开采矿种。本项目为陆上石油开采项目，项目实施能更好地给区域油气资源安全使用提供保障，符合规划中“强化矿产资源对经济社会发展的基础支撑作业，保障矿产资源的有效供给”的要求，并按照《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）环境影响报告书》（审查意见文号：环审〔2022〕124 号）中的要求，对项目施工期废气、废水、噪声及固废和运营期采出物开采过程中的废气、废水、固体废物采取相应的治理措施，并对实施过程中产生的生态影响提出了有效的减缓措施。

(6) 水土保持规划相符性分析

本项目位于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内，地处准噶尔盆地西北缘，水土流失类型为风力侵蚀为主，受风沙危害大，风蚀强烈。

根据《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018—2030 年）》，本项目属于 1-2 和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区。《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018—2030 年）》中指出，和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区水土保持重点是封育治理，减少过牧现象。本工程主体设计中应进一步优化施工工艺，加强防治措施以减小因工程建设带来的不利影

响，从而减少水土流失。综上所述，本项目选址符合《中华人民共和国水土保持法》《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018—2030 年）》《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T 50434-2018）要求。

（7）与《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评符合性分析

①与《新疆油田公司“十四五”发展规划》符合性分析

《新疆油田公司“十四五”发展规划》规定：“‘十四五’期间，除措施产能 100 万吨以外，稀油老区在西北缘新建产能 80.9 万吨、腹部新建产能 23.2 万吨、东部新建产能 209.8 万吨”，腹部主要包括石西油田作业区和中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区。本项目由石西油田作业区管辖，符合规划要求。

②与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》符合性分析

《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》于 2022 年 12 月 1 日通过了新疆维吾尔自治区生态环境厅的审查，文号新环审〔2022〕252 号，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、结论及审查意见中的相关要求，具体见表 2.9-3、表 2.9-4、表 2.9-5。

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》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，洗井废水和井下作业废液集中收集后送至石西集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注地层，不外排	符合
2	根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表7和《石油化工防渗工程技术规范》（GB/T50934-2013）对项目区进行防渗分区，防渗应满足相应防渗等级的防渗要求，并布设一定数量的长期监测井	本项目对站场进行了分区防渗，并提出了利用现有水井作为地下水监测井	符合
3	含油污泥、废分子筛等危险废物交由有相应处理资质的单位进行无害化处置。危险废物贮存设施必须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）的相关要求，并按照《环境保护图形标志—固体	固体废物主要为沾油废防渗膜、废润滑油；沾油废防渗膜、废润滑油集中收集后最终交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置	符合

序号	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
	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		
4	井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。	地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至当地建筑垃圾填埋场，不得遗留在场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；井口采出物汇集、输送及处理的全过程均采用密闭工艺流程	符合
6	尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理；定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养	尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；加强噪声防范，做好个人防护工作	符合
7	合理规划占地，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布设，避让梭梭、白梭梭等保护植物；严格控制管线施工作业带宽度，管沟分层开挖、分层堆放、分层回填；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的踩踏破坏，避免破坏荒漠植物；开展环境监理；永久占地进行砾石铺垫，定期检查管线、井场等	对油田区域内的临时占地和永久占地合理规划，严格控制临时占地面积；施工结束后，对井场、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；加强施工期环境监理	符合

表 2.9-4 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石西集中处理站采出水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后，全部回注地层，不外排	符合

表 2.9-5 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	本项目建设符合“三线一单”《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》要求；采取相关措施后，井场、计量站边界无组织非甲烷总烃均满足《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；厂界无组织硫化氢均满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中的表 1 限值要求，不会	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
	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。	对区域环境空气产生明显不利影响	
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。	各站场选址、各类管线选线过程中尽量选取植被稀疏区域，管线穿越公路时采用顶管穿越	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、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家 and 地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用率。	采取的生态恢复措施符合规划环评报告书的要求，产生的钻井岩屑交由岩屑处置单位处理，建筑垃圾收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理；生活垃圾集中收集后送至克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾填埋场处理；废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗膜及事故状态下的含油污泥均委托有资质的单位处置，产生的各类固体废物均得到合规处置；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修；井口采出物汇集、输送及处理的全过程均采用密闭工艺流程；石西集中处理站采出水处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）；井场、计量点、计量站及原料气增压站均采取了相应的防渗措施	符合
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	报告中提出了相应的生态环境保护措施，并制定了生态恢复治理方案	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
	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。		
5	（六）加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施。	报告中提出了运营期监测计划和环境影响后评价的要求	符合

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

本项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关规定，相符性分析详见表 2.9-6。

表 2.9-6 本项目与《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%	井下作业时带罐，防止产生落地原油。产生的落地原油后，及时回收，100%回收，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	符合
2	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	洗井废水、井下作业废液集中收集后由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，洗井废水和井下作业废液经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关水质指标后回注，不外排	符合
3	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	采用密闭集输工艺流程工艺，根据无组织废气排放量计算，油气损耗率在 0.5%以下。	符合
4	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	洗井废水、井下作业废液由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关水质指标后回注，不外排	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	油气全部密闭集输进站，不放空	符合

	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		
6	1) 油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系；2) 加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理；3) 在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水；4) 建立环境保护人员培训制度；5) 油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故	本项目建设实施过程中，将依托中国石油新疆油田分公司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），建成后由中国石油新疆油田分公司石西油田作业区统一管理，应将实施区域纳入中国石油新疆油田分公司石西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。同时运营期间需对生产过程产生的“三废”进行严格管理，定期对“三废”进行监测	符合
7	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别	井下作业时带罐作业，落地油 100%回收；事故状态下产生的含油污泥交由有相应处置资质的单位进行回收、处置	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	本项目采取的相关措施	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	建设符合相关规划，符合区域“三线一单”中相关管控要求；针对井型、油藏类型选用专用井控设备、开采设备，从采油及井下作业均符合清洁生产要求；报告提出，要按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	符合
2	建设数字化油气田，实现企业生产、经营、管理的信息化；结合生产实际分级建立监控	石西油田作业区建有完备的自动化管控系统，本次新增井场自动化设	符合

	平台，达到油气生产、计量、集输与处理等主要环节自动化、数字化远程监控管理；建立场站区监控系统，实时采集流量、压力、液位、可燃气体浓度等信息，录入生产运行中人工化验或记录数据，进行系统化实时监控管理；利用人工智能、网络信息等技术，实现对油气田矿区经营、生产决策、环境监测治理、设备控制和安全生产的信息化管理	备，实现全过程自动化管理	
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	井下作业带罐作业；运营期设水质监测井，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	建成后归属石西油田作业区管辖，石西油田作业区具备完善的应急管理体系，应对应急预案进行修编，将本项目实施范围纳入其应急预案	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共伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济；气田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于 90%；油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%；油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收	运营期井口采出物集输进石西集中处理站处理；井下作业过程中产生的洗井废水和井下作业废液进采出水处理系统，处理达标后回注油藏，不外排；井下作业带罐作业，防止落地油产生；事故状态下的含油污泥委托有资质的单位接收、转运和处置	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》的相关要求相符，相关符合性分析见表 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	《通知》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	编制油气开发相关专项规划，应该依法同步编制规划环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查。规划环评结论和审查意见，应当作为规划生态决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料和成果可与项目环评共享，项目环评可结合实际简化	中国石油新疆油田分公司编制了《新疆油田公司“十四五”发展规划》和《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》，规划环境影响报告书已取得自治区生态环境厅审查意见（新环函〔2022〕252 号）	符合
2	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应以区块为单位开展环评，一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整	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	符合

	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。	境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施	
3	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式综合处理和利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化源头控制措施、资源化利用路径、无害化处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置。	废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗膜交由有相应危废处理资质的单位进行回收处置	符合
4	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	建设符合相关规划及区域“三线一单”要求，选址选线合理；施工期严格按照既定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；电源自周边已建电网接入，各类机械均使用符合国家标准的油品；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减振措施，项目周边无声环境敏感目标，不会造成扰民现象；施工结束后应及时对施工场地进行平整、清理，恢复临时占地	符合
5	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	建成后归属石西油田作业区管辖，石西油田作业区具备完善的应急管理体系，应对其应急预案进行修编，将其纳入其应急预案	符合
6	（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。	运行期由石西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。石西油田作业区属于新	符合

		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，本次环评要求石西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	
7	(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。	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，本次按照新区块开发建设编制了环评文件，拟报项目所在新疆维吾尔自治区生态环境厅进行审批	符合

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

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

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

序号	条件规定		拟采取的相关措施	符合性分析
1	选址与空间布局	1. 石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	项目建设符合《新疆油田公司“十四五”发展规划》和《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响评价报告书》的要求。	符合
2	污染防治与环境影响	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		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	井口采出物通过管线管输至石西集中处理站处理。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	

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	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。	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。	井口采出物通过管线管输至石西集中处理站处理。采出物中的伴生气送至石西集中处理站天然气处理系统处理,伴生气可实现 100%回收。本项目不涉及碳捕集、利用与封存(CCUS)技术。	符合
5	陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用,无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放,工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液,配备完善的固控设备,钻井液循环率应达到 95%以上,压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。	井下作业废液和采出水均送至采出水处理系统处理;钻井液循环使用;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。	本项目不涉及废水回注,井下作业废液和采出水均送至石西集中处理站采出水处理系统处理。	符合

序号	条件规定	拟采取的相关措施	符合性分析
	对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉。		
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%。	废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料均交由有相应危险废物处理资质的单位回收处理；石西油田作业区已制定有危险废物管理计划，建立了危险废物管理台账，固体无害化处置率达到 100%。	符合
8	噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348) 要求。	尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行基础减振等减噪处理；定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；合理布局使螺杆泵尽可能位于井场中心；采取以上措施后井场厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类声功能区环境噪声限值要求。	符合
9	对拟退役的废弃井(站)场、管道、道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

2.9.3 与“三线一单”符合性分析

(1) 生态保护红线

项目区位于准噶尔盆地西北缘，评价范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜、世界文化和自然遗产地和饮用水水源保护区，也无永久基本农田、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，重点保护野生植物生长繁殖地，涉及生态环境敏感区为 1-2 和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区，不在红线范围内。符合生态保护红线管控要求。

（2）环境质量底线

项目运营期排放废气主要为无组织挥发有机废气，井场、计量站边界无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求。运营期废水为洗井废水及井下作业废液，洗井废水及井下作业废液由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关标准后，回注油藏，不外排。噪声源主要为井下作业、场站机泵及巡检车辆噪声，采取相应措施后井场及计量站厂界噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准要求；废润滑油、废润滑油桶、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，集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。

综上所述，本项目产生的废气、噪声均可实现达标排放，废水不外排，固体废物均得到妥善处置，不会突破区域环境质量底线。

（3）资源利用上线

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

（4）生态环境准入清单。

本项目位于一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65422610004），详见图 2.9-1），建设符合和布克赛尔蒙古自治县生态环境准入清单的要求，符合性分析详见下表。

表 2.9-10 本项目与和布克赛尔蒙古自治县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		本项目采取的相关措施	符合性分析
一般管控单元 (ZH65422610004)	空间布局约束	1. 执行自治区总体准入要求中【A1.4-1】【A1.4-2】条要求： 【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、城乡总体规划、土地利用规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。 【A1.4-2】重大项目原则上布局在优化开发区和重点开发区，并符合城乡规划和土地利用总体规划。 2. 执行自治区管控单元分区管控要求【A7.1-1】条要求。 【A7.1-1】限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，严格控制金属冶炼、石油化工、焦化等“高污染、高环境风险产品”工业项目，原则上不增加产能，现有“高污染、高环境风险产品”工业项目持续削减污染物排放总量并严格控制环境风险。原则上禁止建设涉及一类重金属、持久性有机污染物排放的工业项目。建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。加强基本农田保护，严格限制非农项目占用耕地。 3. 执行塔城地区总体管控要求【1.6】【1.8】条要求。 【1.6】严禁“三高”项目进塔城，对石化、有色、钢铁、建材、火电、煤炭、装备、纺织服装、轻工、电子产品制造十大产业类型，做好禁止类项目管控工作。 【1.8】全面规划、合理布局，优化规模化畜禽养殖场(小区)及其污染防治设施的布局，拟定畜禽养殖区划定方案，明确禁养、限养和适养区，实施禁养区关停，限养区总量控制。	1. 本项目为陆地石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录》中的鼓励类；项目区位于古尔班通古特沙漠西北缘，除水土流失重点预防区外，不涉及其他环境敏感区；项目建设符合自治区主体功能区规划、生态功能区划、国家经济发展规划。 2. 不属于高污染、高环境风险产品，项目位于古尔班通古特沙漠腹部，周围无居住商业区、耕地，项目占地类型为沙地。 3. 不属于“三高”项目，不属于禁止类项目，不涉及畜禽养殖。	符合

（5）与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2024 版）相关要求的符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，本项目属于北疆片区，该区重点突出阿尔泰山、准噶尔西部山地等水源涵养功能和生物多样性维护、额尔齐斯河环境风险防控。本项目油气集输采用密闭集输流程，污染物排放水平较低，资源能源消耗少，且能为区域经济发展提供助力，符合自治区“三线一单”的总体管控要求。

（6）与《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求（2021 年版）》（新政发〔2021〕162 号）相关要求的符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求（2021 年版）》，塔城地区属于北疆片区，该区管控要求“为加强对阿尔泰山西北部喀纳斯自然景观及南泰加林生态功能区内湖泊、湿地、森林和野生动植物保护，维护阿尔泰山、准噶尔西部山地等水源涵养功能和生物多样性功能。加大区域建设与管理力度，实现生态环境保护、矿产资源开发、旅游与畜牧业协调发展。

巩固塔额盆地绿洲农业生态功能区基本农田土壤环境质量。积极推进地下水超采治理，逐步压减超采量，实现地下水采补平衡。

强化额尔齐斯河、额敏河等跨界河流突发水环境污染事故的环境风险防控；严格管控河流两岸汇水区内分布的排污口、尾矿库以及沿河公路段危险品运输、上游山区段矿产资源开发等活动，建立风险防控体系。加强废弃矿区土壤重金属污染风险管控及修复治理。”

本项目位于准噶尔盆地腹部，不属于水源涵养及生态林等重要生态功能区，也无农田分布，亦不开采地下水，建设及运营过程中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，不会对区域土壤造成污染影响。综上所述，项目建设符合自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求。

（7）与《关于印发塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（塔行发〔2021〕48 号）相关要求的符合性分析

根据《关于印发塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（塔行发〔2021〕48 号），全地区国土空间共划定 108 个环境管控单元，其中优先保护单元 43 个、重点管控单元 41 个、一般管控单元 24 个。项目区位于一般管控单元，须落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。项目建设及运营过程中污染物均可实现达标排放和妥善处置，不会突破区域环境质量底线，符合塔城地区“三线一单”的管控要求。

图 2.9-1 项目区在塔城地区环境管控单元分布图中的位置

3 建设项目概况及工程分析

3.1 现有工程概况及环境影响回顾

本项目部署的 21 口产能井，其中 18 口井位于未确定产能规模的新区块，SHW25、SHW29、SHW30 位于现有石西 101 井区石西石炭系油藏范围内，本次对石西石炭系油藏现有工程进行环境影响回顾。

3.1.1 区域位置

石西石炭系油藏行政隶属于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，西北距克拉玛依市约 150km，北距和布克赛尔蒙古自治县约 173km。油区有多条公路穿过，交通较为便利。区域位置示意图见图 3.1-1。

图 3.1-1 区域位置示意图

石西 101 井区拐点坐标见表 3.1-1。

表 3.1-1 区块拐点坐标一览表

区块名称	序号	经纬度坐标	
		经度	纬度
石西 101 井区	1		
	2		
	3		
	4		
	5		
	6		
	7		
	8		

3.1.2 油气资源概况

石西石炭系油藏石西石炭系整体为北西-南东向的长轴背斜构造，内部发育北东-南西、北西-南东走向两组断裂，被断裂切割为 13 个断块。石西石炭系油藏储层岩性主要为爆发相的火山角砾岩类和溢流相的英安岩类，储集空间类型为裂缝-孔隙型，基质孔隙以粒内溶孔、气孔充填物溶孔、角砾间溶孔、微裂缝为主，裂缝主要为高角度平行缝、斜交缝、网状缝。油层孔隙度平均 13.1%，渗透率平均 0.44mD，为低孔、特低渗储集层。油藏类型为带底水的断块油藏。结合最新地质认识，计算石西石炭系油藏地质储量 $4833.77 \times 10^4 \text{t}$ ，含油面积 60.5km^2 ，动用地质储量 $3367 \times 10^4 \text{t}$ 。

3.1.3 石西石炭系油藏勘探开发概况

石西凸起石炭系油藏的发现井是石西 1 井，该井 1992 年 12 月射开石炭系 4431.0-4445.0m 井段试油，压裂后，7.0mm 油嘴自喷试产，获日产油 82.9t，日产气 17000m^3 的高产工业油气流，从而发现了石西油田石炭系火山岩油藏。1995 年～1997 年通过新钻评价井和三维地震资料解释，将油藏分为东区、西南区及西北区，并于 1995 年 1 月上报油藏东区探明储量 $3847 \times 10^4 \text{t}$ ，含油面积 30.4km^2 ，12 月上报油藏西南区探明储量 $1679 \times 10^4 \text{t}$ ，含油面积 17.2km^2 ，1997 年 12 月上报西北区探明储量 $1317 \times 10^4 \text{t}$ ，含油面积 14.1km^2 ，累积探明储量 $6843 \times 10^4 \text{t}$ 。随着对石西石炭

系油藏不断深化认识，2002 年对该油藏进行了储量复算，复算地质储量 $3838 \times 10^4 \text{t}$ ，含油面积 48.8km^2 。1995 年 5 月采用 565m 井距利用天然能量直井与水平井联合开发，投产 70 口，建成产能 $58.4 \times 10^4 \text{t}$ 。截止 2024 年 6 月，该油藏共有采油井 47 口，累积产油 $414.4 \times 10^4 \text{t}$ ，采出程度 12.3%。采油井开井数 37 口，日产液 1109t，日产油 179t，综合含水率 83.9%，采油速度 0.2%。

区域油气藏分布示意图见图 3.1-2。

图 3.1-2 区域油气藏分布示意图

3.1.4 地面工程建设现状及工艺流程

(1) 区块开发现状

石西石炭系油藏目前共有采油井 42 口，开井 23 口，总产液量 1238t/d，总产油量 212t/d，综合含水 84%；目前已建计量橇 5 座（石西 2 号、3 号、4 号、5 号和 17 号计量橇）。石西石炭系油藏已建单井出油管线采用 $D76 \times 4$ 的金属管线；集油支线采用 $D159 \times 4.5$ 的金属管线；集油干线采用 $D325 \times 7$ 金属管线。管材均为 20#钢。

(2) 工艺流程

①井区集输工艺

油区集输工艺采用“井口→计量橇→处理站”的二级布站方式。

②石西集中处理站原油处理系统

目前石西集中处理站设计能力 $70 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际处理量为 $40.8 \times 10^4 \text{t/a}$ 。原油处理系统采用“高效聚结游离水脱除器+相变加热炉+高效聚结热化学脱水器”脱水工艺。

原油处理系统主工艺流程为：油区来液（ $20 \sim 25^\circ\text{C}$ 、 $0.25 \sim 0.30 \text{MPa}$ ，含水 $\leq 90\%$ ）与莫北、石南、石南 31 转油站来液（含水 $\leq 30\%$ ）在管汇混合至游离水脱除器，分离出来的低含水原油（含水 $\leq 30\%$ ）经提升泵升压至 $0.65 \sim 0.75 \text{MPa}$ ，经与石西低含水原油—原稳塔顶气换热器换热后进相变加热炉加热至 $55 \sim 60^\circ\text{C}$ ，加热后含水原油至高效聚结热化学脱水器进行热化学脱水，合格净化油（ $55 \sim 60^\circ\text{C}$ 、 $0.50 \sim 0.55 \text{MPa}$ ，含水 $\leq 0.5\%$ ）自压进入原油稳定塔。分离出的伴生气经除油器脱液后，输送到天然气处理站；游离水脱除器脱出的含油污水进采出水处理站处理；高效聚结热化学脱水器脱出的含油污水回掺游离水脱除器前端。

石西集中处理站密闭改造后原油处理工艺流程图见图 3.1-3。

图 3.1-3 石西集中处理站原油处理工艺流程图

主要设备参数见表 3.1-2。

表 3.1-2 石西集中处理站主要装置工艺设备及参数表

序号	设备名称	规格型号	工作参数		数量
			压力 MPa	温度 $^\circ\text{C}$	
1					
2					
3					

4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					
17					
18					
19					
20					
21					
22					
23					
24					
25					
26					

③石西集中处理站原油稳定系统

石西集中处理站原油稳定装置设计处理规模为 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采用负压闪蒸工艺。2021 年扩建原油稳定装置 1 套（ $80 \times 10^4 \text{t}$ ），采用负压闪蒸工艺，负责陆梁、石南 21 和石西的原油稳定。扩建后原稳系统设计能力为 $180 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际处理量为 $112.2 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

陆梁、石南 21 净化油经站内相变炉加热到 $55-60^\circ\text{C}$ 后，与石西集中处理站净化油经集合管汇入压力缓冲罐，混合净化油进入原油稳定装置，边界条件：净化油含水 $\leq 0.5\%$ ；温度： $55-60^\circ\text{C}$ ；压力： 0.25MPa(a) 。净化油从原油稳定塔上部进入塔内，在塔内进行不凝气闪蒸，闪蒸温度为 $55-60^\circ\text{C}$ 。塔釜部分设置双液位计，并与原油稳定塔底泵联锁控制，维持塔底的液位稳定。稳定油经原油稳定塔塔底泵（高液位时可自压）增压输送至净化油储罐，根据外输调配计划进行动态交

油。

稳定塔顶部连接原稳气压缩机抽真空，操作压力为 60kPa(a)，不凝气压缩机出口压力为 0.43MPa，闪蒸出的塔顶气经不凝气压缩机增压后，在压缩机出口换热器与石西低含水油换热降温至 45℃，进入压缩机出口分液罐分离出凝液、含油污水和不凝气。分离出的凝液凝液泵输送到石西天然气站处理，含油污水输送到污水处理系统集中处理，不凝气输送至石西天然气站集中处理。

为了回收能量，压缩机出口换热器冷却介质采用石西集中处理站的含水原油。稳定原油的饱和蒸气压由稳定前的 160kPa 降低至 65kPa。

石西集中处理站原油稳定工艺流程图见图 3.1-3。

图 3.1-3 石西集中处理站原油处理工艺流程图

③石西天然气处理站天然气处理系统

西天然气处理站原料气来自石西、石南、莫北、石南 31、石南 21、陆梁、前哨 7 个区块。该站于 1998 年 10 月建成投产，由两套处理量为 $50 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 的平行装置构成，设计总处理规模为 $100 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，操作弹性为 60%~120%。产品为商品气、液化气与 2 号稳定轻烃。2018 年对石西天然气处理站 1#装置进行改造，采用“增压+丙烷制冷+节流制冷”工艺。目前石西天然气处理站原料气进气量约为 $75 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，其中前哨来气约 $30 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 进入原料气压缩机后端，外输干气约 $70 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，生产液化气 50t/d、2 号稳定轻烃 23t/d。液化气和轻质油作为工业原料拉运到独山子石化厂，石西天然气处理站处理后干气通过 DN250 管道输送至油气储运公司石西气站，由此进入彩石克管道。外输压力 3.0-3.5MPa。

天然气处理工艺流程见下图。

采出水处理依托石西集中处理站采出水处理系统，处理规模 50000m³/d，采用“重力除油—混凝沉降—过滤”处理工艺，主要处理来自石西、石南 4、石南 31 和莫北区块的稀油采出水，站内水型为 CaCl₂ 水型。2023 年日均处理采出水量 2493m³/d，目前，月平均最大处理水量为 2972m³/d。采出水处理至含油≤5mg/L，悬浮物≤5mg/L 后，1292m³/d 回注石西区块，剩余 1680m³/d 输至石南 31 注水系统。石西集中处理站的设计注水能力为 1920m³/d，实际最大注水量约为

1300m³/d；石南 31 的设计注水能力为 3800m³/d，2023 年月平均最大注水量约为 3100m³/d。采出水处理系统工艺流程：采出水经调储罐初步沉降（出水满足含油≤150mg/L，悬浮物≤150mg/L），由反应提升泵提升至加药反应罐与多功能处理罐（出水满足含油≤10mg/L，悬浮物≤15mg/L），处理后进入过滤缓冲罐，再通过提升泵增压后进行二级过滤、过滤后的采出水（出水满足含油≤5mg/L，悬浮物≤5mg/L）加杀菌剂、阻垢剂后分别输送至石西、石南 31 等区块回注。石西集中处理站采出水处理系统工艺流程见下图。

图 3.1-5 石西集中处理站采出水处理系统工艺流程示意图

（3）公用工程

①给排水

运营期井下作业用水，从石西油田作业区公寓拉运至井区。井下作业废水采用专用废液收集罐收集后，送至石西集中处理站的污水系统处理。采出水依托石西集中处理站的污水系统处理，处理后水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注地层，不向外环境排放。

②供配电

石西石炭系油藏属于石西 110kV 变电站供电范围，该变电站主变容量 2×25MVA，最大供电能力为 42.75MW，目前最大运行负荷为 22.9MW，平均运行负荷为

19.8MW；井区内已建 3 条 10kV 架空线路，分别为窑井一线、石炭井线、石二井区线，导线型号为 LGJ-95 型，线路经济输送容量为 1.48MW，3 条线路平均负荷分别为 1.38MW、1.29MW、0.79MW。

③消防

油区外部消防依托新疆油田应急抢险救援中心消防四大队石西中队，位于石西油田作业区公寓内，距石西集中处理站约 3km。该消防站配备有 4 辆消防车，其中：水、泡沫两用消防车 1 辆（4-02PM），高喷消防车 1 辆（4-09JP），水罐消防车 1 辆（4-03SG），抢险救援车 1 辆（4-13JY）。

④物联网

石西油田石炭系井区近端距离石西作业区生活基地约 3 公里，石西作业区中控室建在生活基地。在石西基地已建有通信塔 1 座（H=90m）。塔架上安装有无线数传电台设备和已建一个 120 度扇面的无线网桥设备和 2022 年产能配套建设的无线网桥设备 1 套（即 3 个 120 度扇面的无线网桥设备）。石西作业区除了少数老井老站在用的无线数传电台传输数据外，目前 85%以上井场及站场数据通过无线网桥上传至石西作业区中控室 SCADA 系统，实现石西油田油区自动化生产集中监控管理。本次工程石西石炭系井区在该石西基地中控室无线网桥基站信号的有效覆盖范围内。

3.1.5 现有工程环境影响回顾

（1）施工期环境影响回顾

井区部署的评价井和勘探井钻试过程中废气主要是施工扬尘、施工车辆及机械燃料燃烧废气，噪声主要是钻井用钻机、柴油发电机和泥浆泵噪声、井下作业噪声、机动车辆噪声等，对环境的影响是暂时的，影响时间短，钻试过程中产生的废气、噪声已随着钻试期的结束而消失；钻试过程中产生的试油废水均由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统进行了妥善处理；生活污水进入防渗污水收集池，施工结束生活污水清运至克拉玛依市乌尔禾区污水处理厂处理，防渗膜回收，防渗池覆土填埋。根据井区钻井实际情况，钻井期间钻井泥浆进入泥浆不落地系统，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，采用泥浆不落地技术

在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，完井后剩余泥浆由专业服务公司回收，分离出的钻井岩屑进入岩屑储存罐，委托第三方岩屑处置单位处理。现有井场已进行平整，由砾石铺垫，井场岩屑堆放场地上部已经覆土，井场及周边均没有油污出现，井场周边也形成了较稳定的生态结构，野生植被得到了一定程度的恢复。根据验收结果知井场土壤主要监测指标符合《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）第二类用地的筛选值标准要求。验收土壤环境质量监测结果见表 3.1-1。

表 3. 1-1 井场土壤监测数据一览表					单位：（mg/kg pH 除外）				
监测点	项目								
	pH	砷	汞	镉	铜	铅	镍	六价铬	石油烃

（2）运营期环境影响回顾

①大气环境影响回顾评价

油区废气主要为油气集输过程中产生的无组织废气，石西集中处理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采用管线密闭集输工艺，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。根据竣工环境保护验收调查报告和石西油田作业区对石西集中处理站厂界无组织非甲烷总烃的例行监测数据（2024 年 1 月、2024 年 9 月）可知，采油井场和石西集中处理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）中企业边界污染物控制要求（厂界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m³）。井场厂界非甲烷总烃监测结果见表 3.1-2。

表 3.1-2 厂界无组织非甲烷总烃监测结果一览表（单位：mg/m ³ ）					
采样地点	监测点位	监测时间	非甲烷总烃		
			均值浓度范围	标准值	达标情况

				4.0	达标
				4.0	达标
				4.0	达标

2) 燃气设施燃烧烟气

石西集中处理站现有 4 台燃气锅炉（2 用 2 备）、2 台 5MW 燃气加热炉（1 用 1 备）；各锅炉及热媒炉均以天然气为燃料并采用低氮燃烧技术，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 15m 排气筒排放。根据石西油田作业区对石西集中处理站的燃气设施例行监测数据（2024 年 2 月、）可知，燃气设施燃烧烟气中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 3.3-4 石西集中处理站有组织废气监测数据一览表

点位	监测因子	排放浓度 (mg/m³)	排放速率 (kg/h)	烟气标干流量 (m³/h)	标准限值 (mg/m³)	达标情况

②水环境影响回顾

废水主要为采出水、压裂返排液、废洗井液和洗井废水，采出水随原油由管输至石西集中处理站内三相分离器，分离出的采水管输至石西集中处理站采出水处理系统处理达标后回注地层，不外排；压裂返排液、废洗井液和洗井废水采用罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，罐车按规定的行驶路线行驶并安装GPS。根据石西油田作业区对石西集中处理站采出水处理系统出水水质的例行监测数据可知，石西集中处理站采出水处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的相关标准后回注地层，不外排。

③声环境影响回顾评价

井区噪声源主要为各类机泵和巡检车辆。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。根据《石西油田石西 1-陆南 1 井区石炭系油藏评价井项目 2022 年地面工程(石西 101 井区)竣工环境保护验收调查报告》和石西油田作业区对石西集中处理站厂界噪声的例行监测数据可知，采油井场和石西集中处理站昼夜噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类限值要求。井场昼夜噪声监测结果见表 3.1-3、表 3.1-4。

表 3.1-3 厂界昼夜噪声监测结果一览表

监测点位		监测结果			
		2023 年 10 月 26 日 昼间[dB (A)]	2023 年 10 月 26 日 夜间[dB (A)]	2023 年 10 月 27 日 昼间[dB (A)]	2023 年 10 月 27 日 夜间[dB (A)]

表 3.1-4 厂界昼夜噪声监测结果一览表

监测点位		监测结果			
		2024 年 3 月 15 日昼 间[dB (A)]	2024 年 3 月 15 日夜间[dB (A)]	2024 年 5 月 23 日昼间[dB (A)]	2024 年 5 月 24 日夜间[dB (A)]

④固体废物环境影响回顾评价

井区固体废物主要为设备检维修时产生的废润滑油、废润滑油桶和沾油防渗材料；石西集中处理站产生的固体废物主要为清罐底泥、含油污泥、落地原油、沾油手套、大布及防渗膜、生活垃圾。废润滑油、废润滑油桶、沾油防渗材料、清罐底泥、含油污泥、落地原油、沾油手套、大布属于《国家危险废物名录》HW08 类危险废物，集中收集后依托石西油田作业区危废暂存场暂存，最终统一交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司。生活垃圾定期清运至克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾填埋场。

⑤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，石西油田作业区采取的土壤和地下水保护措施主要为：井场、站场均进行了分区防渗，加强对各类储罐、管线的日常维护和巡检；作业区定期对管线进行渗漏检测；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。根据《石西油田石炭系油藏滚动开发工程（第一批）竣工环境保护验收调查报告》和石西油田作业区对石西集中处理站土壤的例行监测数据可知监测结果可知，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

[illegible]

表 4.3-13 S4 监测点监测结果及评价结果一览表 (表层样)

[illegible]

根据石西油田作业区对附近现有地下水井例行监测数据可知，区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准要求。

⑥环境风险

根据现场调查及资料查阅，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。

（3）生态影响回顾

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，占地分为临时占地和永久占地。主要生态影响包括，对生态景观格局的影响、对植被的影响以及对土壤的影响。

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。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少。对土壤的影响主要是工程建设时对土壤（沙漠）的扰动、流失，以及落地原油对土壤（沙漠）的污染。

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，未对井场、站场、管线占地范围外的植被进行破坏。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。

(7) “三同时”执行情况

根据近年来的环评及验收文件，经审批后的环评文件作为生态环境主管部门环境管理的依据，为油田日常环保监督管理和排污许可提供技术支撑。石西石炭系油藏现有工程环保手续履行情况详见表 3.1-4，环评批复及验收意见见附件 3。

表 3.1-4 现有工程环保手续履行情况一览表

工程名称	环评批复机关、文号及时间	环保竣工验收批复机关、文号及时间
石西油田石西 1-陆南 1 井区石炭系油藏评价井 2022 年地面工程（石西 101 井区）	塔城地区生态环境局 塔地环字（2022）290 号 2022 年 9 月 2 日	2023 年 12 月 1 日通过自主竣工环境保护验收
石西油田石炭系油藏滚动开发工程	塔城地区生态环境局 塔地环字（2022）166 号 2022 年 5 月 20 日	2023 年 12 月 1 日第一批：SHW19、SHW21 井通过了自主竣工环境保护验收
石西油田石西 1-陆南 1 井区石炭系油藏评价井项目（昌吉市境内）	昌吉回族自治州生态环境局 昌州环评（2021）101 号 2021 年 8 月 27 日	2023 年 11 月 25 日第一批：石西 104 井通过了自主竣工环境保护验收
石西油田石西 1-陆南 1 井区石炭系油藏评价井项目	塔城地区生态环境局 塔地环字（2021）190 号 2021 年 9 月	2022 年 12 月，第一批通过了竣工环境保护验收； 2023 年 12 月 1 日第二批：SH1313 井通过了自主竣工环境保护验收

根据查阅竣工环境保护验收报告，实施项目从立项至建设过程中能够贯彻国家建设项目环境管理制度，执行了环境影响评价制度和“三同时”制度。在项目设计、建设和运行过程中，做到了污染治理设施同主体设施同步建设。项目建设过程中无环境投诉、违法或处罚记录。

(8) 现有工程污染物排放量

现有工程污染物产生排放情况见表 3.1-5。

表 3.1-5 现有工程产生排放情况一览表

名称	污染物	单位	现有工程产生量	总排放量
----	-----	----	---------	------

名称	污染物	单位	现有工程产生量	总排放量
	锅炉烟气	二氧化硫	t/a	0.043
		氮氧化物	t/a	2.63
		颗粒物	t/a	0.015
废气	无组织挥发非甲烷总烃	t/a	235.1616	235.1616
废水	采出水	m ³ /a	547500	0
	井下作业废水	m ³ /a	780.76	0
	生活污水	m ³ /a	2190	0
固体废物	油泥（砂）	t/a	90326.74	0
	生活垃圾	t/a	3.7	0

（9）环境管理现状

①现有工程排污许可证执行情况

中国石油新疆油田分公司石西油田作业区已进行了固定污染源排污登记，石西集中处理站登记编号为 91650200715597998M051Z，石西天然气处理站排污许可登记编号为 91650200715597998M067X，并填写了固定污染源排污登记表（登记回执及登记表详见附件 2）。

②环境应急预案及应急演练情况

现有工程由石西油田作业区统一管理，石西油田作业区已编制《新疆油田公司石西油田作业区突发环境事件专项应急预案》，在塔城地区生态环境局进行了备案（备案编号：654200-2023-012-MT）。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

根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《〈环境保护图形标志〉实施细则》《环境保护图形标志》《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），石西油田作业区建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行。已制定了《新疆油田公司石西油田作业区 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。根据调查，石西油田作业区落实了 2024 年自行监测方案。

④环境影响后评价

石西油田作业区于 2021 年 3 月 16 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅出具的《关于石西油田作业区 2010 年~2019 年环境影响后评价报告书的备案意见》（新环环评函〔2021〕240 号）。目前，正在开展第三轮环境影响后评价工作。

⑤清洁生产

生产运行管理单位石西油田作业区于 2022 年 8 月取得《关于中国石油新疆油田分公司石西油田作业区清洁生产审核报告的审查意见》（塔地环函字〔2022〕84 号）。

⑥绿色矿山

石西油田作业区通过 2019 年绿色矿山遴选，成为 2019 年新疆维吾尔自治区第一批绿色矿山企业。

（10）退役设施

石西石炭系油藏开发始于 1995 年，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。

3.1.6 存在环境问题及整改措施

（1）现有工程存在的环境问题

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：井区部分地段有车辆乱碾乱轧的痕迹。

（2）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 建设项目工程分析

3.2.1 建设项目概况

(1) 项目名称

石西油田石西石炭系油藏 2025 年开发建设工程。

(2) 建设单位

中国石油新疆油田分公司开发公司

(3) 建设性质

《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133 号）中规定：“各油气田开发业主单位认真梳理区域内油气开发现状，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；凡属于环境影响评价文件批复区域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；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”。本次拟部署 3 口井位于已进行过环境影响评价的老区块内，但 18 口井位于未进行过产能开发的新区块，项目性质为改扩建，与新疆油田公司“一张图”的相对位置关系见图 3.2-1。

(4) 建设地点

本项目位于石西石炭系油藏，行政区划属新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县管辖。距离和布克赛尔蒙古自治县中心城区西北方向 173km。区域位置见图 3.2-2。项目区拐点坐标见表 3.2-1，开发区域示意图见图 3.2-3。

表 3.2-1 项目区拐点坐标一览表

序号	经纬度坐标	
	东经	北纬
1		
2		
3		
4		
5		
6		

7		
8		
9		

(5) 生产计划和劳动定员

年运行时间 8400h，建成后由石西油田作业区负责运行管理，不新增劳动定员。

(6) 工程投资

工程总投资 14934.29 万元，环保投资约 1278 万元，占总投资的 8.56%。

(7) 建设内容

本次拟在石西油田石西石炭系油藏部署 21 口三开水平井，钻井总进尺 $11.20 \times 10^4 \text{m}$ ，新建采油井口装置 21 座，12 井式计量站 1 座，新建集油支线 2.32km，单井采油管线 21.75km，集油阀池 1 座，新建产能 $15.15 \times 10^4 \text{t/a}$ 。配套建设给排水，供电、仪表自动化、防腐、消防等工程。

(8) 开发方式及产能方案

①开发方式

采用天然能量开发。

②产能预测

本次共部署 21 口采油井，新建原油产能 $15.15 \times 10^4 \text{t/a}$ ，开发生产指标预测见表 3.2-2。

表 3.2-2 开发指标预测一览表

年度	井数	年产油量	年产液量	日产气量	气油比	含水
	(口)	(10^4t)	(10^4m^3)	($10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	(m^3/t)	(%)
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						

10						
11						
12						
13						
14						
15						

③产品方案

产品主要为原油，产生量为 $15.15 \times 10^4 \text{t/a}$ ，原油管输至石西集中处理站原油处理系统处理，伴生气管输至石西天然气处理站处理。

(9) 建设周期

①施工组织

单井钻井期 72 天，施工人数 35 人，设生活营地；地面工程建设周期约 24 个月，施工人员约 20 人，地面工程建设阶段不设生活营地，施工人员食宿在石西公寓。

②施工方式

单井采油管线、集油支线均采用埋地敷设。

③施工时序

钻前工程和钻井工程先施工建设，多口井可同时开钻；钻井工程钻井时，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

地面工程平面布置包括采油井场、计量站、单井采油管线、集油支线等。

施工现场布置主要为采油井场、计量站及集输管网、道路的布置，其中钻井井场以部署井井口为中心按照钻井期井场平面布置图布置，钻井结束后将钻井井场改为采油井场，井场在施工现场在项目区内点状分布；各类管线、道路严格控制施工作业宽度，施工现场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；计量站按照相应的平面布置图布置。

图 3.2-1 区域位置示意图

图 3.2-2 项目与中国石油新疆油田分公司报送给自治区生态环境厅的已开发区块环评范围“一张图”位置关系

图 3.2-3 项目开发范围示意图

3.2.2 油气资源概况

(1) 地质构造、层系、储层特征、油藏类型

石西石炭系油藏地质构造、层系、储层特征、油藏类型见表 3.2-3。

表 3.2-3 地质构造、层系、气藏类型情况一览表

井区	类别	内容
石西石炭系	地质构造	石西石炭系整体为北西-南东向的长轴背斜构造，内部发育北东-南西、北西-南东走向两组断裂，被断裂切割为13个断块。
	层系	石西地区自下而上钻遇的地层：石炭系（C），二叠系佳木河组（P _{1j} ）、乌尔禾组（P _{2w} ），三叠系百口泉组（T _{1b} ）、克下组（T _{2k1} ）、克上组（T _{2k2} ）、白碱滩组（T _{3b} ），侏罗系八道湾组（J _{1b} ）、三工河组（J _{1s} ）、西山窑组（J _{2x} ）、头屯河组（J _{2t} ）、白垩系吐谷鲁组（K _{1t} ）、第三系（R）及第四系（Q）。其中石炭系与二叠系佳木河组、佳木河组与乌尔禾组、乌尔禾组与三叠系百口泉组、三叠系白碱滩组与侏罗系八道湾组、侏罗系西山窑组与头屯河组、头屯河组与白垩系吐谷鲁组之间为不整合接触。完钻井钻揭石炭系深度55m-354m，平均160m。
	储层特征	石西石炭系油藏储层岩性主要为爆发相的火山角砾岩类和溢流相的英安岩类，储集空间类型为裂缝-孔隙型，基质孔隙以粒内溶孔、气孔充填物溶孔、角砾间溶孔、微裂缝为主，裂缝主要为高角度平行缝、斜交缝、网状缝。油层孔隙度平均13.1%，渗透率平均0.44mD，为低孔、特低渗储集层。油藏类型为带底水的断块油藏，不同断块具有独立的油水界面，油水界面为海拔-4009m~-4100m。油层厚度6m~105m，平均23.1m，主要分布在风化壳以下20m~150m内的构造高部位、岩性界面等物性好或裂缝发育区。油藏中部深度4372m，中部原始地层压力65.24MPa，温度120℃。
	油藏类型	石炭系油藏为火山机构背景下、受构造控制带底水的裂缝—孔隙型特低渗透断块油藏。
	开发进程	石炭系油藏1995年5月采用400m井距利用天然能量直井与水平井联合开发，投产68口，建成产能56.6×10 ⁴ t。截止2023年5月，共有油井44口，采出程度12.2%，采油速度0.2%。

(2) 油气水性质

石西石炭系油藏原油、伴生气及采出水性质分别见表 3.2-4、表 3.2-5 和表 3.2-6。

表 3.2-4 原油性质参数一览表

区块	密度 (g/cm ³)	粘度 (mPa·s)			凝固点 (℃)	含蜡 (%)	酸值 (mg/g)	初馏点 (℃)
		30℃	40℃	50℃				
石西石炭系	0.809	4.77	3.68	2.9	11.21	8.5	0.083	113

表 3.2-5 伴生气性质参数一览表

区块	相对密度	甲烷 (%)	乙烷 (%)	丙烷 (%)	丁烷 (%)	二氧化碳 (%)	氮气 (%)
石西石炭系	0.7270	78.426	5.263	3.632	3.345	0.158	6.565

注：根据检测结果，伴生气不含硫化氢

表 3.2-6 采出水性质参数一览表

区块	主要离子 (mg/L)				矿化度 (mg/L)	水型
	HCO ³⁻	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	Ca ²⁺		
石西石炭系	525.99	14529.35	908.59	2713.82	26273.09	CaCl ₂

3.2.3 建设内容

建设内容包括主体工程、公用工程、依托工程、储运工程和环保工程四个部分。主体工程包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程和油气集输工程。

(1) 主体工程

①钻前工程

钻前工程包括井场平整、钻机基础及进场道路建设等；平整采油井场 17 座（15 座单井井场，2 座 3 井式井场），新建 21 座钻机基础、进场道路，进场道路采用砂石路面，宽度为 7m。钻井井号及坐标见表 3.2-7。井位分布图见图 3.2-4。

②钻井工程

1) 钻井设计

本次新钻 21 口采油井。井身结构均为三开水平井设计。单井井深 5075m~5775m，合计钻井进尺 11.20×10^4 m。

2) 井身结构

井身结构设计详见表 3.3-8 及图 3.3-5。

表 3.2-8 单井井身结构设计数据表

开钻程序	钻头尺寸 (mm)	井深 (m)	套管尺寸 (mm)	固井水泥返高 (m)
一开	444.5	500	339.7	地面
二开	311.2	4000	244.5	2500
三开	215.9	设计井深	139.7	3000

图 3.2-5 井身结构示意图

3) 钻井设备

单井井场主要钻井设备见下表。

表 3.2-9 单井井场主要钻井设备一览表

序号	名称	型号	规格	备注
1	钻机	ZJ70	/	1 台
2	井架	JJ315/43A	/	1 台
3	钻井泵	F-1600	/	2 台
4	钻井液罐	/	总容量≥220m ³	1 座
5	柴油机	CAT3512	/	3 台
6	发电机	PZ8V-190D-2	/	2 台
7	钻井液不落地设备	/	/	1 套
8	井控系统	二开	/	1 套
		三开	/	1 套
9	硫化氢检测仪	便携式	/	≥1 台
10	液压大钳	/	Q10Y-M	1 套

11	柴油储罐	20m ³	/	1座
----	------	------------------	---	----

4) 钻井液体系

新钻 21 口采油井，一、二开、三开均采用水基钻井液（一开钻井液成分为坂土、CMC 等；二开、三开钻井液成分为坂土、Na₂CO₃、NaOH、KCl、MAN101、MAN10、复配铵盐、重晶石等）。

表 3.2-10 钻井液性能指标及用量一览表

钻井次序	钻头尺寸 (mm)	井段 (m)	密度 (g/cm ³)	钻井液体系	单井钻井液用量 (m ³)	水基钻井液总用量 (m ³)
一开	444.5	0~500	1.15~1.40	坂土、CMC	89	1869
二开	311.2	~4000	1.15~1.40	坂土、Na ₂ CO ₃ 、NaOH、	228	4788
三开	215.9	~设计井深	1.60~1.95	KCl、MAN101、MAN10、 复配铵盐、重晶石等	144	3024
合计						9681

5) 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、钻井液不落地系统和放喷管线和应急放喷池（容积为 20m×20m，在放喷管线两侧各预留一座应急放喷池，正常情况下不开挖，仅在事故状态下开挖），井场内不设危险废物暂存间和危险化学品暂存间，井场平面布置如图 3.2-6 所示。

图 3.2-4 井位分布示意图

表 3.2-7 新钻井井号及井口坐标

序号	井号	坐标：大地坐标（北京 54）		坐标：经纬度		钻井进尺 (m)	开采层位	井型
		X	Y	经度	纬度			
1	SHW23						C	水平井
2	SHW24						C	水平井
3	SHW25						C	水平井
4	SHW26						C	水平井
5	SHW27						C	水平井
6	SHW28						C	水平井
7	SHW29						C	水平井
8	SHW30						C	水平井
9	SHW31						C	水平井
10	SHW32						C	水平井
11	SHW36						C	水平井
12	SHW39						C	水平井
13	SHW40						C	水平井
14	SHW41						C	水平井
15	SHW43						C	水平井
平台 1	SHW33						C	水平井
	SHW34						C	水平井
	SHW35						C	水平井
平台 2	SHW37						C	水平井
	SHW38						C	水平井
	SHW42						C	水平井

图 3.2-6 钻井期井场平面布置示意图

6) 钻井周期

单井钻井周期 72 天，施工人数均为 35 人。

②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。本次部署水平井采用连续油管带底封水力喷射分段压裂工艺。本项目单井压裂液（包括压裂液和酸化压裂液）用量为 800m³，21 口井合计用量 16800m³。压裂液主要成分为机硼胍胶压裂液体系，前置液及携砂液全部采用冻胶，主加砂采用 30/50 目陶粒，前置段塞采用 40/70 目陶粒。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

③油气集输工程

1) 采油工程

※采油工艺：采用 12 型游梁式抽油机采油。

※采油井场：新建采油井场 17 座，其中单井采油井场 15 座，3 井式平台井场 2 座。平面布置见图 3.2-7。

※采油井口装置

采用耐压 70MPa 的 KQ70/78-65 井口，井口设保温盒保温，内设 10kW 防爆电加热器，压力表置于保温盒内；井口设置有清蜡和除砂接口，以及安全标志牌。

图 3.2-7 采油井场平面布置示意图

2) 计量站

新建计量站 1 座，内设 1 座 12 井式一体化自动选井计量装置，该设备包含计量装置 1 座和多通阀装置 1 座。计量站工艺流程为：单井来油采用多通阀自动选井工艺，经过含水分析仪测定含水率后进入计量装置，计量后输送至石西集中处理站。计量站平面布置示意图见图 3.2-8。

图 3.2-8 12 井式计量站平面布置示意图

3) 集输管线

新建井口至计量站的单井采油管线共计 21.75km。采油井场内的单井采油管线采用 D76×5/20 无缝钢管，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 2mm 高密度聚乙烯粘胶带，采用大开挖的方式，埋地敷设，管底埋深-1.7m；采油井场外的单井采油管线采用 DN65 PN2.5MPa 柔性复合管（II 型），管道自带保温层，采用大开挖的方式，埋地敷设，管底埋深-1.7m。

新建计量站至拟建阀池的集油支线 2.32km，采用 DN150 PN3.5MPa 耐温 70℃

热塑性塑料内衬玻璃钢复合管；集油支线与拟建阀池搭接，管线采用大开挖的方式，埋地保温敷设，管底标高-1.9m。

4) 各井进站情况

各井进站情况见表 3.2-12 和图 3.2-7。

表 3.2-12 各井进站情况一览表

序号	站号	空头数	接入井数	井号	备注
1	石西 2 号计量橇	7	6	SHW25、SHW26、SHW27 SHW28、SHW29、SHW30	/
2	石西 3 号计量橇	6	1	SHW31	/
3	石西 4 号计量橇	2	2	SHW32、SHW35	/
4	石西 5 号计量橇	4	3	SHW38、SHW41、SHW43	/
5	石西 17 号计量橇	3	2	SHW23、SHW24	/
6	新建计量橇	12	7	SHW33、SHW34、SHW36、SHW37 SHW39、SHW40、SHW42	12 井式

(2) 公用工程

①供配电

施工期用电由柴油发电机提供；运营期新建 10kV 架空线路引自就近已建石西 110kV 变电站，选用 1×JL/G1A-150/25 的钢芯铝绞线，新建 10kV 线路 8.5km。新建 50kVA 杆架式变电站 15 座，30kVA 杆架式变电站 2 座。

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，用水由罐车从石西油田作业区拉运至用水场地。

施工期排水主要为混凝土养护废水、管道试压废水、生活污水和储层改造产生的压裂返排液及酸化返排液。管道试压废水污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘；混凝土养护废水自然蒸发；生活污水排至防渗池中，施工结束后由吸污车吸走，清运至乌尔禾区生活污水处理厂处理；压裂返排液和酸化返排液由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关水质指标后回注，不外排。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石西集中处理站采出水处理系统处理，经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关水质指标后回注，不外排。

③仪表自动化

新增采油井井口仪表采用 ZigBee Pro 无线仪表，井场设置 RTU 和 5.8G 无线网桥从站；RTU 及三相电参模块安装在物联网抽油机电控箱内弱电仓预留位置。井场数据经 RTU 内配置的 Zigbee Pro 数据采集模块汇聚后通过新建 5.8G 无线网桥从站上传至石西油田作业区生产监控平台进行集中监控、管理。计量站设 PCL 控制箱，通过光缆接入油区 GPON 数据传输网络，最终传至石西油田作业区生产调度中心已建 SCADA 系统进行集中监控。

④消防

各井场设置灭火器。计量站设置 4 具 MF/ABC8 手提式磷酸铵盐干粉灭火器、2 具 MT7 手提式二氧化碳灭火器。

⑤道路

新建油田内部道路 0.35km，路面宽 6m，路基宽 6.5m，路面结构采用 25cm 厚天然砂砾。所需砂石料自周边料场购买。

（3）储运工程

施工期单井钻井井场设置柴油储罐区（1 座 30m^3 柴油储罐）、1 座 20m^3 的储水罐，设置钻井液储罐区（7 座 50m^3 的钻井液储罐，容积不小于 350m^3 ），4 座 25m^3 的水基钻井岩屑储罐。

（4）依托工程

施工期生活污水依托乌尔禾区生活污水处理厂处理，生活垃圾依托乌尔禾生活垃圾填埋场填埋处理，钻井岩屑依托岩屑处置单位处置，建筑垃圾送至克拉玛依市乌尔禾区建筑垃圾填埋场填埋；储层改造产生的压裂返排液和酸化返排液由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理；废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗膜依托有相应危险废物处置资质的单位进行处置。

运营期产生的洗井废水和井下作业废液依托石西集中处理站采出水处理系统处理。采出物在石西集中处理站三相分离器分离后，原油依托原油处理系统处理，采

出水依托采出水处理系统处理，伴生气依托石西天然气处理站处理；废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗膜以及事故状态下落地油依托石西油田作业区危险废物临时储存场暂存，交由具有相应危废处置资质的单位进行接收、转运和处置。

①依托工程概况

1) 石西集中处理站

石西集中处理站建设于 1998 年，是集原油处理、采出水处理、清水处理及注水为一体的集中处理站。石西集中处理站原油处理系统设计能力 $70 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际处理量为 $40.8 \times 10^4 \text{t/a}$ 。原油处理系统采用“高效聚结游离水脱除器+相变加热炉+高效聚结热化学脱水器”脱水工艺。石西集中处理站原油稳定装置设计处理规模为 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采用负压闪蒸工艺。2021 年扩建原油稳定装置 1 套（ $80 \times 10^4 \text{t}$ ），采用负压闪蒸工艺，负责陆梁、石南 21 和石西的原油稳定。扩建后原稳系统设计能力为 $180 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际处理量为 $112.2 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

石西集中处理站采出水处理系统，处理规模 $50000 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用“重力除油—混凝沉降—过滤”处理工艺，2023 年日均处理采出水量 $2493 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前，月平均最大处理水量为 $2972 \text{m}^3/\text{d}$ 。采出水处理至含油 $\leq 5 \text{mg/L}$ ，悬浮物 $\leq 5 \text{mg/L}$ 后， $1292 \text{m}^3/\text{d}$ 回注石西区块，剩余 $1680 \text{m}^3/\text{d}$ 输至石南 31 注水系统。

2) 石西天然气处理站

该站于 1998 年 10 月建成投产，由两套处理量为 $50 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 的平行装置构成，设计总处理规模为 $100 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，操作弹性为 60%~120%。产品为商品气、液化气与 2 号稳定轻烃。2018 年对石西天然气处理站 1#装置进行改造，采用“增压+丙烷制冷+节流制冷”工艺。目前石西天然气处理站原料气进气量约为 $75 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，其中前哨来气约 $30 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 进入原料气压缩机后端，外输干气约 $70 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，生产液化气 50t/d 、2 号稳定轻烃 23t/d 。液化气和轻质油作为工业原料拉运到独山子石化厂，石西天然气处理站处理后干气通过 DN250 管道输送至油气储运公司石西气站，由此进入彩石克管道。

3) 乌尔禾区生活污水处理厂

乌尔禾区污水处理厂建于 2010 年，2018 年进行提标改造，污水采用三级深度处理工艺，即：进水→粗格栅及进水泵房→细格栅及沉砂池→MBBR 生化池→反硝

化滤池→混凝沉淀池→转盘滤池→次氯酸钠接触消毒池→出水。出水水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准后用于生态灌溉。乌尔禾区污水处理厂设计处理规模为 $6000\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理规模约为 $4500\text{m}^3/\text{d}$ 。

4) 乌尔禾区生活垃圾填埋场

乌尔禾区生活垃圾填埋场位于克拉玛依市乌尔禾区乌尔禾镇西南方向约 7km 处，乌尔禾区生活垃圾填埋场包括管理区和填埋库区两部分，生活垃圾填埋场的设计库容量为 $77 \times 10^4\text{m}^3$ ，使用期限 13 年，实际填埋处理 $11 \times 10^4\text{m}^3$ ，尚有 $66 \times 10^4\text{m}^3$ 左右的库容余量。

5) 乌尔禾区建筑垃圾填埋场

克拉玛依市乌尔禾区建筑垃圾填埋场位于 217 国道西侧，距乌尔禾城区约 2km，距本项目约 182km，目前正常运行。

6) 石西油田作业区危险废物临时储存场

石西油田作业区危险废物临时储存场位于石西油田作业区公寓西北约 2.5km 处，占地约 650m^2 ，为半封闭式储存间，设计危险废物最大暂存量 400m^3 ，最长暂存时间为半年，设计使用年限 25 年，贮存场墙体及地坪防渗采用 2mm 厚高密度聚乙烯防渗膜，主要用于暂存石西油田井下作业过程中产生的含油污泥及沾染废物。

7) 岩屑处置单位

建设单位与岩屑处置单位签订有处置合同，技术服务范围包括现场清洁化不落服务、转运服务、岩屑无害化处理、岩屑资源化利用处置，对最终处理结果负责，并向建设单位提供处置记录、图像资料及检测报告。水基岩屑处置单位主要有新疆宇洲能源科技有限责任公司、新疆盛洁环境技术有限责任公司等公司，上述单位处置厂区开展了环境影响评价，并通过竣工环境保护验收，建设单位才与其签订处置合同，岩屑处置单位处置岩屑需满足法律法规、当地政府及新疆油田公司及建设单位的相关规定与要求。如进行综合利用，应满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关要求。

8) 危废处置单位

本项目可根据危险废物类型与下表所列处置单位或其他具有处置资质的单位签订危废处置合同。

表 3.2-13 危废处理单位一览表

序号	单位名称	经营设置地址	许可证编号	HW08 类危废处理规模 (t/a)	经营方式
1	克拉玛依顺通环保科技有限公司	克拉玛依市乌尔禾风城油田作业区重 32#区北侧	6502040039	300000	收集、贮存、处置
2	克拉玛依市克利达油脂化工公司	克拉玛依市五一区油田公路 6 号	6502040022	5000	收集、利用
3	克拉玛依博达生态环保科技有限公司	克拉玛依市白碱滩区三坪镇石化工业园区平南二路 880 号	6502040047	300000	收集、贮存、处置
4	新疆科力新技术发展股份有限公司	塔城地区和布克赛尔蒙古自治县新疆油田陆梁油田作业区陆梁油田集中处理站西侧	6502040046	60000	收集、贮存、处置、利用

②依托工程环保手续履行情况

本项目依托工程环保手续履行情况见下表。

表 3.2-14 依托工程环保手续履行情况一览表

项目名称	环评情况	验收情况
石西集中处理站/石西天然气处理站		
石西油田作业区采油废水回注（再利用）工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅；新环函〔2014〕191 号	原新疆维吾尔自治区环境保护厅；新环函〔2015〕1155 号
新疆油田陆梁和石西原油密闭处理与稳定改造工程（石西部分）	原和布克赛尔蒙古自治县和生环评函字〔2019〕27 号 2019 年 7 月 12 日	正在组织验收
新疆石油管理局石西油田开发建设环境影响报告书	原国家环境保护总局；环发〔1998〕201 号 1998 年 8 月 4 日	原国家环境保护总局环验〔2005〕007 号 2005 年 1 月 3 日
中国石油新疆油田作业区环境影响后评价报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅；新环函〔2014〕191 号； 2014 年 2 月 21 日	/
石西油田作业区 2010~2019 年环境影响后评价报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅；新环环评函〔2021〕240 号； 2021 年 3 月 16 日	/
石西油田作业区危险废物临时储存场		
中国石油新疆油田分公司石西	原自治区环境保护厅；	原自治区生态环境厅；

油田作业区生活垃圾填埋场及危险废物临时储存场新建工程	新环函〔2017〕616 号）； 2017 年 4 月 27 日	新环环评函〔2019〕516 号； 2019 年 4 月 29 日
乌尔禾区污水处理厂		
乌尔禾区城乡污水处理厂建设工程	原自治区环境保护厅 新环评审函〔2010〕116 号 2010 年 11 月 10 日	原克拉玛依市环境保护局 克环保函〔2014〕437 号 2014 年 10 月 29 日
乌尔禾区污水处理厂提标改造工程环境影响报告表	原克拉玛依市乌尔禾区环境保护局 克乌环函〔2018〕17 号 2018 年 3 月 24 日	2019 年 6 月通过竣工环境保护验收
乌尔禾区生活垃圾填埋场		
克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾处理系统工程	原克拉玛依市环境保护局 克环保函〔2016〕376 号 2016 年 7 月 27 日	2018 年 12 月通过竣工环境保护验收

③依托工程依托能力平衡

本项目依托工程依托能力平衡情况见下表。

表 3.2-15 依托工程各系统能力平衡表

项目名称	单位	设计能力	运行现状	本项目新增负荷	在建项目新增负荷	平衡情况
石西集中处理站						
原油处理（油量）	10 ⁴ t/a	70	40.8	15.15	2.72	9.59
原油稳定（油量）	10 ⁴ t/a	180	112.2	15.15	2.72	48.19
原油外输	10 ⁴ t/a	180	112.2	15.15	2.72	48.19
采出水处理	m ³ /d	2600	2493	52.8	36.06	18.14
石西天然气处理站						
天然气处理及外输	10 ⁴ m ³ /d	100	75	8.14	3.33	13.53
乌尔禾区生活污水处理厂						
生活污水处理	m ³ /d	6000	4500	28.2	/	1471.8
乌尔禾区生活垃圾填埋场						
生活垃圾填埋	10 ⁴ m ³	77	11	0.0054	/	65.9946
石西油田作业区危险废物临时储存场						
危险废物临时储存	m ³	400	100	10	/	290
石西 110kV 变电站						
供配电	MW	42.75	22.9	0.201	0.02	19.63

（5）环保工程

施工期环保工程主要为 24 座钻井井场设置的钻井液不落地系统、岩屑方罐、放喷管线、防渗池；运营期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。

(6) 工程组成

工程组成详见表 3.2-16。

表 3.2-16 工程组成一览表

工程类别	名称	工 程 量		备 注
主体工程	钻前工程	/		平整井场 17 座，其中 15 座单井井场，2 座 3 井式井场，新建 21 座钻机基础、进场道路，进场道路采用砂石路面，宽度为 7m。
	钻井工程	采油井	21 座	新钻 21 口采油井，采用三开井身设计，其中一、二开、三开均采用水基钻井液。单井进尺 5075m~5775m，合计钻井进尺 11.20×10^4 m。
	采油工程	采油井场	17 座	新建采油井场 17 座，其中 15 座单井井场，2 座 3 井式井场。采油井口装置 21 座，采用 12 型节能抽油机，配套电机功率 37kW，井口设保温盒保温，内设 150W 防爆电加热器，压力表置于保温盒内。
	集输工程	计量站	1 座	计量站设 1 座 12 井式一体化自动选井计量装置。
		单井采油管线	21.75km	新钻井单井采油管线共计 21.75km，采用 DN65 2.5MPa 柔性复合管（II 型），管线埋地保温敷设，保温采用 30mm 厚发泡保温橡塑海绵，防护层采用 2mm 厚聚乙烯胶粘带，管底标高-1.7m。
		集油支线	2.32km	采用 DN100、DN150、DN250 3.5MPa 高压玻璃纤维管线管，耐温 70℃，埋地保温敷设，管底标高-1.9m。
公用工程	供配电			施工期用电由柴油发电机提供；运营期新建 10kV 架空线路引自就近已建石西 110kV 变电站，选用 1×JL/G1A-150/25 的钢芯铝绞线，新建 10kV 线路 8.5km。新建 50kVA 杆架式变电站 15 座，30kVA 杆架式变电站 2 座。
	给排水			给水主要为井下作业用水、管道试压用水和生活用水，井区位于荒漠地区，周围无成熟的供水管网，用水由罐车从石西油田作业区拉运至用水场地。排水主要为洗井废水、井下作业废液、管道试压废水设备排污水和生活污水，洗井废水和井下作业废液由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关标准后，回注油藏，不外排；设备排污水定期用排污泵增压后，接入转油站油气分离器前端；管道试压废水污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘；生活污水排至防渗池中，施工结束后由吸污车吸走，清运至乌尔禾区生活污水处理厂。
	仪表自动化			新增采油井井口仪表采用 ZigBee Pro 无线仪表，井场设置 RTU 和 5.8G 无线网桥从站；RTU 及三相电参模块安装在物联网抽油机电控箱内弱电仓预留位置。井场数据经 RTU 内配置的 Zigbee Pro 数据采集模块汇聚后通过新建 5.8G 无线网桥从站上传至石西油田作业区生产

		监控平台进行集中监控、管理。计量站设 PCL 控制箱，通过光缆接入油区 GPON 数据传输网络，最终传至石西油田作业区生产调度中心已建 SCADA 系统进行集中监控。	
	巡检道路	新建油田内部道路 0.35km，路面宽 6m，路基宽 6.5m，路面结构采用 25cm 厚天然沙砾。	
	消防	施工期各井场设置灭火器。运营期计量站设置 4 具 MF/ABC8 手提式磷酸铵盐干粉灭火器、2 具 MT7 手提式二氧化碳灭火器。	
储运工程	施工期单座钻井井场设置柴油储罐区（1 座 30m ³ 柴油储罐）、1 座 20m ³ 的储水罐，设置钻井液储罐区（7 座 50m ³ 的钻井液储罐，容积不小于 350m ³ ），4 座 25m ³ 的水基钻井岩屑储罐。		
依托工程	生活污水	依托乌尔禾区生活污水处理厂处理	
	生活垃圾	依托乌尔禾生活垃圾填埋场填埋处理	
	废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗膜	依托相应危险废物处置资质的单位进行处置	
	洗井废水、井下作业废液（压裂返排液、酸化返排液、废洗井液）	依托石西集中处理站采出水处理系统处理	
	伴生气	依托石西天然气处理站	
环保工程	施工期	放喷设施	单井井场左右两侧各设置 1 条放喷管线，预留应急放喷池位置，应立即通过放喷管线将井喷液体排放至应急放喷池内，放喷池场地进行防渗。待事故结束后，将放喷池内放喷液运至油石西集中处理站处理。井喷气体由排气管线充分燃烧后放空。
		防渗池	共设 21 座，池内采用 HDPE 防渗膜防渗，暂存钻井期生活污水
		钻井井场关键区域铺设防渗膜	井场内的柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐、井口方罐、采出液方罐和岩屑方罐处采用 HDPE 防渗膜进行防渗，其防渗系数不低于 1×10 ⁻¹⁰ cm/s。
		岩屑处置系统	钻井期钻井岩屑采用不落地处理系统处置
	运营期	防渗膜	井下作业及修井作业过程中井口设置收集罐，修井及井下作业过程铺设防渗膜

图 3.3-7 管网敷设示意图

(7) 主要指标

项目主要经济技术指标见下表。

表 3.2-17 主要经济技术指标一览表

指标	内容		
产能 ($\times 10^4\text{t}$)	15.15		
实际井数 (口)	21		
不同规模站场数 (座)	新建 12 井式采油平台计量站 1 座		
管道长度 (km)	新建单井管线 21.75km、集油支线 2.32km		
能源消耗情况	施工期	生活用水	1058.4m ³
		压裂液	16800m ³
		柴油	4777.92t
		钻井液	9681m ³
	运营期	洗井用水	12600m ³
		电	0.201MW·h
工程临时占地 (m ²)	336425		
工程永久占地 (m ²)	21240		
职工人数	依托现有劳动定员, 不新增		
工作制度	依托现有劳动定员, 不新增, 井场及计量站、管线采取巡井制		
总投资 (万元)	14934.29		
环保投资 (万元)	1278		

3.2.4 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、噪声及建筑垃圾等。

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。由于石西 101 断块部署水平井避水高度较小, 因此要求石西 101 断块部署的 4 口水平井 (SHW23、SHW24、SHW25、SHW26) 采用带封隔器筛管完井, 其余断块部署水平井采用油层套管固井完井, 水泥返高至地面。钻井工程作业流程见图 3.2-8。

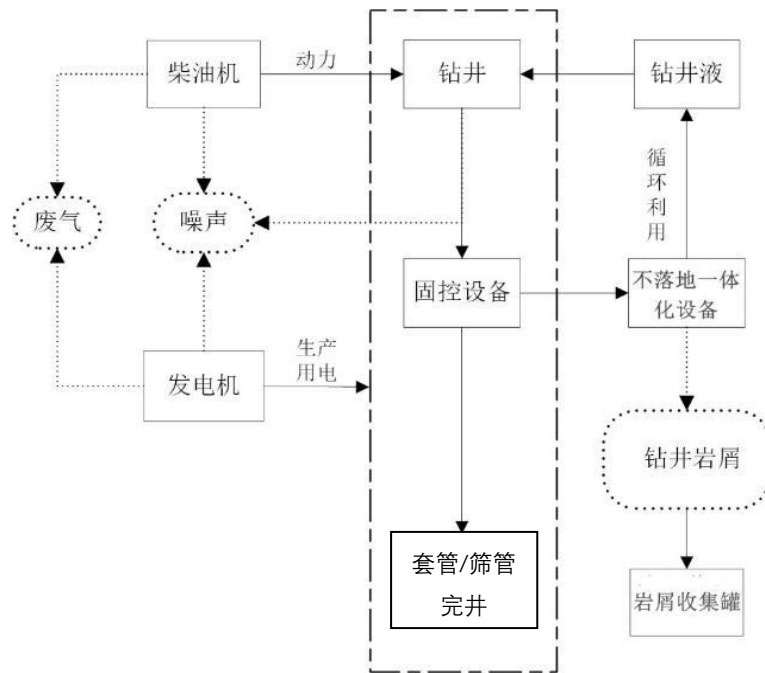


图 3.2-8 钻井工艺流程及产污节点示意图

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；噪声源主要为施工机械、车辆；废水主要为生活污水；固体废物主要为建筑垃圾、生活垃圾、钻井岩屑、废润滑油、废润滑油桶、废防渗膜。

③储层改造工艺

1) 射孔工艺：本次水平井采用连续油管带底封水力喷射分段压裂工艺。射孔砂采用 20/40 目的石英砂，射孔液采用压裂液原液。砂浓度 $100\sim120\text{kg}/\text{m}^3$ 。为了保证含砂射孔液能射穿套管和水泥环，要求喷嘴处的射流速度 $140\sim160\text{m}/\text{s}$ ，单层喷射时间大于 10min。

2) 压裂工艺：采用原液射孔+冻胶启缝+冻胶段塞+冻胶连续携砂+原液顶替，单段 1 簇，最高砂浓度控制在 $360\text{kg}/\text{m}^3$ ，前置液比例 50%左右，平均砂比 15%左右，考虑射孔及顶替用液，折算液砂比 $40\sim50\text{m}^3/\text{m}^3$ 。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（如陶粒等）充填进裂缝，提高油气层的渗透能力。

3) 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。

4) 压裂液返排

压裂施工前准备好返排管线，要求返排管线带有针阀、除砂器、地面控制阀组、双通道油嘴管汇，足量的 1.5mm 及 2~10mm 油嘴；最后一级施工结束后，关井 4h，待压裂液充分破胶及地层闭合后返排，同时返排过程中避免排液压力（返排速度）的突然变化；初期采用 1.5mm 或 2mm 油嘴返排；之后压力每降低 5MPa，油嘴可以提高 1~2mm，当压力接近 15MPa 或开始产气，可以开始转试产或后期生产措施，排液期间每半小时记录一次出口液量、井口压力及含砂量情况，排液要求及时以确保压裂效果；放喷过程中应经常检查油嘴磨损情况，并准备好备用油嘴及时更换；整个返排过程需要连续监测返排压力以及返排物。

储层改造工程过程中产生无组织挥发性的废气、噪声、压裂返排液、酸化返排液、废防渗膜。其施工工艺及产污节点见图 3.2-9。

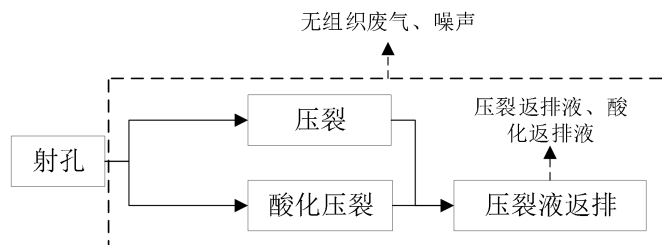


图 3.2-9 储层改造工程工艺及产污节点示意图

④油气集输工程

油气集输工程主要包括井口装置、计量站、单井采油管线、集油支线的建设，其施工工艺及产污节点见图 3.2-10。

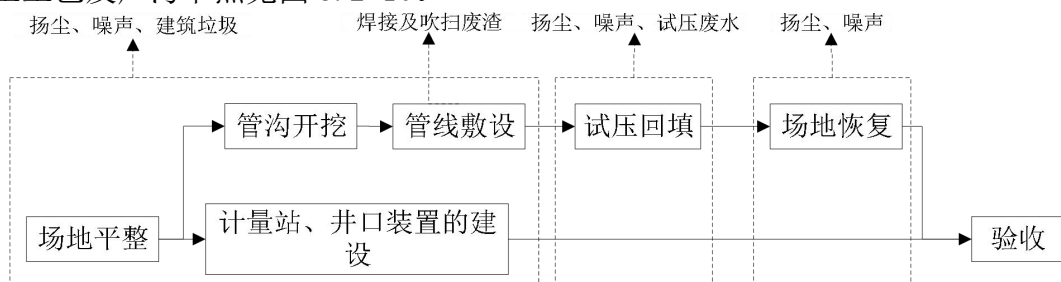


图 3.2-10 施工工艺及产污节点示意图

⑤公用工程

公用工程施工工艺及产污节点见图 3.2-11。

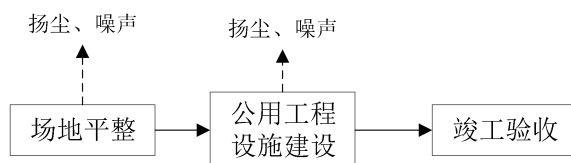


图 3.2-11 施工工艺及产污节点示意图

(2) 运营期工艺流程及环境影响因素分析

本项目油气全部密闭集输，采用“井口→计量站→处理站”的二级布站工艺。采油井口采出气、液经计量站计量后集输至石西集中处理站，在站内进行气液分离，分离出的采出液输送至原油处理系统进行处理，分离出的伴生气输送至石西天然气处理站处理。工艺流程及产污环节见图 3.2-12。

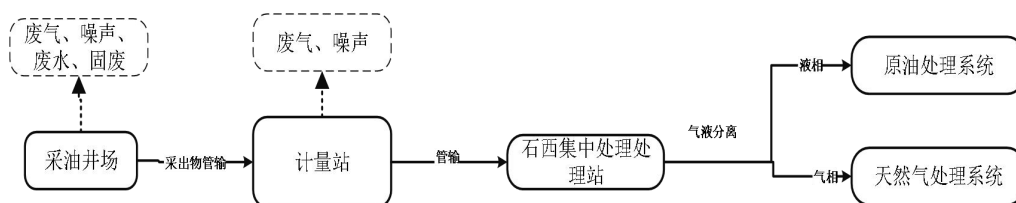


图 3.2-12 油气集输工艺流程及产污节点示意图

废气主要为油气集输过程中产生的无组织挥发性有机物；废水主要为井下作业时产生的洗井废水和井下作业废液，固体废物主要为废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料。

(3) 退役期

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

首先采用清水清洗注水通道，然后将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井。由于清洗后井筒中仍存在被油污、垢体和泥沙堵塞的区域，使固化堵剂和水泥浆无法进入这些区域，但是由于固化堵剂具有优良的胶结性能，且在凝固的过程中存在膨胀性，使该区域的堵塞物被挤压得更结实且能与固化堵剂胶合在一起，完成井筒的封固，使得地层的水在此井筒中无法形成窜流，达到了封井的目的。

退役期环境影响因素主要表现在井场、计量站及各类管线等设施的拆除、封

井、井场清理等施工活动，退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，建筑垃圾收集后送当地工业固体废物填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。产生的污染物主要为扬尘、噪声、清洗废水、废弃管线、建筑垃圾等。退役期工艺及产污节点见下图。

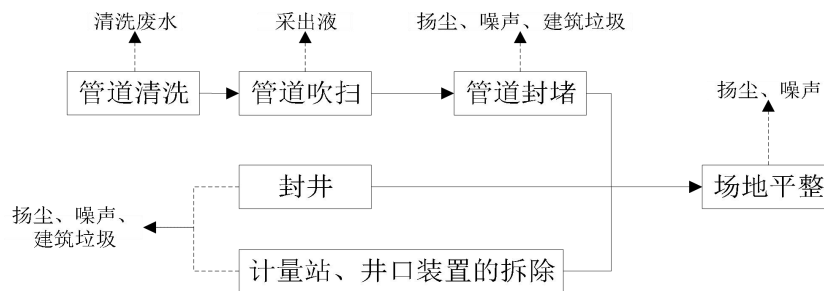


图 3.2-13 退役期工艺及产污节点示意图

3.3 环境影响因素识别及污染源分析

本项目分为施工期、运营期和退役期三个阶段。对环境的影响主要表现在施工期和运营期，影响结果包括生态影响和污染影响，退役期场地清理、设备拆除等施工活动也会对环境产生一定影响。

3.3.1 施工期环境影响因素识别及污染源分析

施工期环境影响因素主要表现在钻井、管线、井场入场道路及井场建设、场站建设、供电线架设等施工活动中。废气主要来自钻井、管线、井场入场道路及井场建设、场站建设、供电线架设等施工活动中产生的扬尘、柴油机、发电机组燃烧烟气以及施工机械、施工车辆尾气等；废水主要为生活污水和管道试压废水；噪声主要为施工机械及施工车辆噪声；固体废物为钻井岩屑、生活垃圾、建筑垃圾、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗膜、焊接及吹扫废渣。储层改造过程环境影响因素主要表现在射孔、压裂过程产生的无组织废气、噪声、压裂返排液、酸化返排液及废防渗膜。此外，施工人员和相关施工活动会对施工范围内的生态环境造成一定影

响。

(1) 废气

废气主要为柴油机、发电机组燃烧烟气，施工扬尘，施工机械及施工车辆尾气，柴油储罐无组织挥发废气，钻井岩屑暂存扬尘，管线焊接废气，储层改造废气。

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 227.52t，21 口井柴油消耗总量为 4777.92t。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 10.71t、 NO_x 13.95t、总烃 10.17t。

②施工扬尘

扬尘主要来自施工场地的清理、平整，土方的开挖、堆放、回填，施工建筑材料的装卸、运输、堆放以及施工车辆运输。

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钻井岩屑暂存扬尘

钻井岩屑暂存于岩屑专用方罐，暂存过程中会产生少量的扬尘，不落地系统分离出的钻井岩屑含水率较高且及时清运，钻井岩屑临时暂存产生的扬尘量很少，不会对周围大气环境产生不利影响。

⑤柴油储罐无组织挥发废气

井场设 1 座柴油储罐，柴油临时贮存时会产生一定的无组织挥发性废气，柴油储罐采用固定顶罐，柴油周转量较小，柴油真实蒸汽压比较低，挥发性低，由柴油储罐临时储存产生的挥发性废气量较小。

⑥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

空气质量影响不大。

⑦储层改造废气

储层改造过程废气主要来源于压裂液、酸化压裂液现场暂存过程、压裂液、酸化压裂液注入过程以及压裂返排液、酸化返排液暂存过程中产生的废气，主要成分为非甲烷总烃、HCl 等，采取压裂液、酸化压裂液和压裂返排液、酸化返排液密闭罐存放措施，有效降低无组织废气排放。

(2) 废水

①生活污水

钻井期井场设生活营地，单井钻井周期为 72 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 50.4m^3 ，21 口井用水共 1058m^3 ，排水系数取 0.8，则生活污水产生量约 846.4m^3 ，其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储集池内，施工结束后由吸污车吸走，清运至乌尔禾区生活污水处理厂处理。

②管道试压废水、混凝土养护废水

地面工程建设不设施工营地，废水主要为管道试压废水及混凝土养护废水，产生量约 20m^3 。本次采用清水试压，试压完毕后产生少量的试压废水，主要污染物为悬浮物，浓度在 $40\sim 60\text{mg/L}$ ，产生的废水用于施工区域内的洒水降尘。混凝土养护废水自然蒸发。

③压裂返排液、酸化返排液

压裂期间单井使用压裂液、酸化压裂液共计 800m^3 ，根据同类项目施工数据可知，压裂液返排量约 20%~50%，取最大值 50% 计算，产生压裂返排液 400m^3 ，主要污染物为石油类、悬浮物等。21 口井不同时压裂，压裂完一口井再进行下一口井的压裂，项目共产生压裂返排液 8400m^3 。产生的废压裂液排至收集罐中，集中收集后送至石西集中处理站采出水处理系统处理。

(3) 噪声

噪声源主要为施工机械噪声及施工车辆交通噪声，噪声级在 $60\sim 105\text{dB}(\text{A})$ 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	运行时段
柴油发电机	钻井井场	80~90	间歇	机械	在设备选型上要求采用低噪声的设备, 施工设备要经常检查维修, 对噪声较大的设备采取基础减振措施	钻井工程
钻机		100~105		机械		
钻井液循环泵		95~100		机械		
施工机械		85~100		机械		钻前工程、 钻井工程
施工车辆	交通噪声	60~90	间歇	机械	加强保养维修	储层改造
压裂车/混砂车/ 仪表车/砂罐车	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; 施工期固体废物包括钻井岩屑、生活垃圾、焊接及吹扫废渣、建筑垃圾、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗膜。

① 钻井废弃物

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, 可按下式计算:

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

式中: W ——产生的岩屑量, m^3 ;

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 $d=4$ 。

根据上述公式及井身结构计算岩屑产生量, 本项目 21 口井水基钻井岩屑产生量为 $34314m^3$ 。

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, 根据石西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 9196.95m³，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 72 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 21 座井场生活垃圾产生总量约为 26.5t，集中收集后送至乌尔禾区生活垃圾填埋场。

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废润滑油及废润滑油桶

由于钻井井场有发电机、钻机和钻井液循环泵及其他动力设备，需要定期保养维护，产生一定量的废润滑油及废润滑油桶，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机油的数量可知，单井井场钻井期产生的废润滑油及废润滑油桶为 0.05t，整个施工期废润滑油及废润滑油桶的产生量共计 1.05t。废润滑油、废润滑油桶均属于《国家危险废物名录》（2025 年版）中的 HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，废物代码分别为 900-217-08（危险特性：毒性、易燃性）、900-249-08（危险特性：毒性、易燃性），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。

⑤沾油废防渗膜

钻井结束对场地进行清理时会产生废防渗膜。沾油的废防渗膜属于《国家危险废物名录》（2025 年版）中的 HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物（废物代码为 900-249-08，危险特性为毒性和易燃性），施工结束后委托具有相应危险废物处置资质的单位进行处置。根据建设单位提供的经验数据，废防渗材料产生量约 0.03t/井次，则本项目施工期沾油废防渗膜产生量为 0.63t。

⑥焊接及吹扫废渣

管线焊接及吹扫产生少量废渣（废物种类：SW59 其他工业固体废物，废物代

码：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。

施工期固体废物产生、处置及防治措施情况具体如下：

表 3.3-2 施工期固体废物产生及排放一览表

序号	名称	产生量	属性	排放量	排放去向
1	水基钻井岩屑	34314m ³	一般工业固废，代码：900-999-99	0	交由岩屑处置单位处理
2	生活垃圾	26.5t	/	0	乌尔禾区生活垃圾填埋场
3	建筑垃圾	少量	/	0	当地建筑垃圾填埋场
4	废润滑油及废润滑油桶	1.05t	废润滑油：HW08 类，危险废物，危废代码：900-217-08； 废润滑油桶：HW08 类，危险废物，危废代码：900-249-08	0	交由具有危废处置资质的单位处置
5	沾油废防渗膜	0.63t	HW08 类，危险废物，危废代码：900-249-08	0	交由具有危废处置资质的单位处置
6	焊接及吹扫废渣	0.01t	SW59 其他工业固体废物，废物代码：900-099-S59	0	回收处置

(5) 生态影响分析

① 占地面积

本工程占地分为永久占地和临时占地，永久占地主要为井场、计量站和道路，临时占地为管线、输电线路。根据估算，本工程总占地面积 35.7665hm²，其中永久性占地面积为 2.124hm²，临时占地面积 33.6425hm²，工程占地类型主要为沙地。详见表 4.4-2。

表 3.3-2 占地概况一览表

序号	建设项目	面积 (m ²)		备注	土地利用类型
		永久占地	临时占地		
1	井场	18900	130725	新建井场 21 座，其中 15 座单井井场，单座临时占地面积 85m×75m，永久占地面积 30m×30m；2 座 3 井平台井场，单座临时占地面积 105m×75m，永久占地面积 90m×30m。	沙地
2	计量站	750	0	单座占地面积 750m ²	沙地
3	道路	1400	0	0.35km，砂石路面	沙地
4	单井采油管	0	174000	单井采油管线长度共计 21.75km，施	沙地

	线			工作业带宽度 8m	
4	集油支线	0	23200	集油支线长度共计 2.32km, 施工作业带宽度 10m	沙地
5	输电线路	190	8500	新建 10kV 架空线路 8.5km	沙地
合计		21240	336425	/	/
总计		357665		/	/

②土石方

本项目土石方开挖主要为单井采油管线敷设过程, 单井采油管线作业带宽 8m, 采用埋地敷设方式, 管底埋深-1.7m, 管沟沟底宽度一般为管外径加 0.5m, 管沟边坡比为 1:0.75。集油支线作业带宽 10m, 采用埋地敷设方式, 管底埋深-1.9m。管线作业时无弃方产生, 全部回填或就地平整, 多余土方敷设于管线上方作为管廊, 无弃方产生。土石方平衡见表 3.3-3。

表 3.3-3 土石方平衡一览表

工程分区	挖方量 (m ³)	填方量 (m ³)	借方量 (m ³)	弃方量 (m ³)
单井采油管线	48585	48585	0	0
集油支线	7173	7173	0	0
道路	304	304	0	0
合计	56062	56062	0	0

3.3.2 运营期环境影响因素识别及污染源分析

运营期环境影响因素主要体现在油气集输过程中产生的无组织排放的挥发性有机物; 废水主要为井下作业过程中产生的洗井废水和井下作业废液(压裂返排液、酸化返排液、废洗井液); 噪声源主要为井下作业及井下作业废水运输车辆; 固体废物主要为废润滑油、沾油废防渗膜。

(1) 废气

①非甲烷总烃

运营期无组织废气主要为油气集输过程中的阀门、法兰等部位产生的油气挥发废气, 该过程中的无组织挥发废气尚无相应的污染源强核算技术指南, 其产生量参考《污染源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018)中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算, 计算公式具体如下:

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

式中：

$D_{\text{设备}}$ ：一核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量，kg；

α —设备与管线组件密封点的泄漏比例，本次取 0.003；

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

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

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

n —挥发性有物流经的设备与管线组件密封点数；

t_i —核算时段内密封点 i 的运行时间，h，本次取 8400h。

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 3.3-4。

表 3.3-4 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型		e_{TOC} (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (t/a)	小计 (t/a)	总计 (t/a)
单井井场	阀门					
	法兰					
	连接件					
3 井平台式井场	阀门					
	法兰					
	连接件					
计量站	阀门					
	法兰					
	连接件					
合计	/	/	/	/	/	1.6963

表 3.3-5 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家污染物排放标准		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m^3)	
1	M1	油气集输	NMHC	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；定期对集输管线进行巡检；	GB39728-2020 中企业边界污染物控	4	1.6963

序号	排放口 编号	产污 环节	污染 物	主要污染防治措施	国家污染物排放标准		年排放 量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
				加强对密闭管线及密封点的巡检；定期对设备及管线组件的密封点进行 VOCs 泄漏检测	制要求		

②温室气体排放量核算

根据《石油天然气开采企业二氧化碳排放量计算方法》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放，公式如下：

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

就本工程而言，涉及温室气体排放的环节为石油开采过程中 CH₄ 排放和净购入电力隐含的 CO₂ 排放。

1) 开采过程中 CH₄ 逃逸排放量

开采过程中 CH₄ 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_{CH₄开采逃逸}为原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

j 为不同的设施类型；

Num_{oil,j} 为原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

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

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

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

本项目为石油开采，涉及 CH₄ 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 3.3-6。

表 3.3-6 石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	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
1 座计量站	计量装置	0.18 吨/年·个	1	0.18

根据表中参数，结合公式计算可知，CH₄ 逃逸排放量为 5.01t。

2) 净购入电力隐含的 CO₂ 排放量

购入电力生产的二氧化碳排放量按如下公式计算：

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

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

AD_{电力}——为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

EF_{电力}——为电力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh。

本工程电力消耗约 0.201MW·h，据此计算购入电力所产生的二氧化碳，详见表 3.3-7。

表 3.3-7 年净购入电力所产生的二氧化碳排放情况

净购入电量 (MW·h)	排放因子 (tCO ₂ /MW·h)	排放量 (tCO ₂)
0.201	0.8922	0.179

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

根据上述计算可知，本项目 CH₄ 排放量为 5.01t/a，CO₂ 排放量为 0.179t/a。

(2) 废水

运营期废水主要为洗井废水、井下作业废液。

①洗井废水

洗井废水产生量参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 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。具体产生量见 3.3-8。

表 3.3-8 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品	原料	工艺名称	规模	污染物指标	单位	产污系	末端治理	排污
----	----	------	----	-------	----	-----	------	----

名称	名称		等级			数	技术名称	系数
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次—产品	76.0	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次—产品	104525	回收回注	0
				石油类	克/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	吨/井次—产品	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次—产品	34679	回收回注	0
				石油类	克/井次—产品	6122	回收回注	0

井区为低渗透区，井下作业每年 1 次。采用表 3.3-7 低渗透油井洗井作业产污系数计算运营期洗井废水及废水中各污染物的产生量，计算结果详见表 3.3-9。

表 3.3-9 洗井废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	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

洗井废水由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关水质指标后回注，不外排。

②井下作业废液

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。井下作业进行酸化、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。上述物质的产生量根据《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，井下作业每 1 年 1 次，具体产污系数及产生量见表 3.3-10。

表 3.3-10 井下作业废液产生量一览表

污染物名称	产污系数	产生量
压裂返排液	153.21m ³ /井	3217.41m ³ /a
酸化返排液	150.49m ³ /井	3160.29m ³ /a
废洗井液	25.29t/井	531.09t/a

压裂返排液、酸化返排液及废洗井液收集至专用储罐中，由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关水质指标后回注，不外排。

(3) 噪声

噪声主要包括井下作业噪声和巡检车辆噪声等，噪声排放情况见表 3.3-11。

表 3.3-11 运营期噪声排放情况一览表

平台	名称	数量 (台)	空间相对位置 (m)			源强 dB (A)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
单井井场	投捞式电潜螺杆泵	1	15	15	-20	100	优化站场总图布置，采用低噪声设备、基础减振、加强保养维修	昼夜连续运行
	电加热器	1	15	15	1	85		昼夜连续运行
3 井平台井场	投捞式电潜螺杆泵	3	45	15	-20	100		昼夜连续运行
	电加热器	3	45	15	1	85		昼夜连续运行
计量站	计量装置	1	1	1	1	85		昼夜连续运行
巡检车辆	交通噪声	/	/	/	/	60~90	加强保养维修	间断

备注：采油井场均以井场的西南角作为 (0,0) 点

(4) 固体废物

井下作业时要求带罐作业，并安装接液盒防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收；固体废物主要为废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗膜。

①废润滑油

设备维修会产生废润滑油，产生量约为 0.05t/a，则 21 口井合计产生量为 1.05t/a，属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，废物代码为 900-214-08，危险特性为 T、I，临时贮存在石西油田作业区危险废物临时贮存点，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。

②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 0.1t/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，临时贮存在石西油田作业区危险废物临时贮存点，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。

③沾油废防渗膜

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 HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08，危险特性为 T、I），根据作业区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，临时贮存在石西油田作业区危险废物临时贮存点，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。

④事故状态下含油污泥

落地油主要来自突发环境事件和井下作业等。对于突发环境事件产生的落地油（如管线泄漏等），可根据《危险废物豁免管理清单》，按《中国石油新疆油田分公司石西油田作业区突发环境事件应急预案》进行运输、利用、处置，不按危险废物管理。本项目井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到落地油 100%回收。落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，交由具有相应危废处置资质的单位清运处置，严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

各类危险废物汇总情况见表 3.3-12。

表 3.3-12 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	1.05t/a	设备检维修	液态	油类	油类	T, I	交由有相应危险废物处理资质的单位处理
2	废润滑油桶	HW08	900-249-08	0.1t/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	1.47t/a	井下作业	固态	油类	油类	T, I	

（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 3.3-13。

表 3.3-13 运营期污染物产生及排放一览表

类别	污染源	污染物名称	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	1.6963t/a	1.6963t/a	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场、计量站的设备、阀门等检查排放至大气环境
废水	井下作业	压裂返排液	压裂返排液	3217.41m ³ /a	0	送至采出水处理系统处理
	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	531.09m ³ /a	0	
	井下作业	洗井废水	洗井废水	569.73m ³ /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	1.05t/a	0	集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置
	设备检维修	废润滑油桶	废润滑油桶	0.1t/a	0	
	井下作业	沾油废防渗材料	沾油废防渗材料	1.47t/a	0	

3.3.3 退役期环境影响因素分析

退役期的环境影响主要为井区停采后进行一系列的清理工作。计量站的橇装设备，拆除后可重复使用。井区内退役期施工内容包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，运至当地建筑垃圾填埋场。

3.3.4 事故状态环境影响因素分析

本项目开发建设可能出现的事故主要有井喷、井漏、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。本项目中在井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生

井喷事故时，伴生气、采出水、原油和钻井液一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

(2) 井漏事故

井漏事故一般发生在钻井过程或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，导致钻井液或修井液漏入地层。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，使大量钻井液或修井液漏失，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。

(3) 管道泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，单井采油管线发生破裂，采出液泄漏，造成环境污染。

3.3.5 污染物排放量汇总

本项目实施后，污染源包括现有工程和本次拟建工程，污染物排放情况汇总如表 3.3-14 所示。

表 3.3-14 本工程及现有工程排放量“三本账”一览表

类别	污染源	污染物名称	现有工程排放量	拟建工程排放量	以新带老削减量	总产生量	总排放量
废气	无组织排放	非甲烷总烃	5.95t/a	1.6963t/a	/	7.8079t/a	7.8079t/a
	有组织排放	SO ₂	2.63t/a	/	/	2.63t/a	2.63t/a
		NO _x	0.043t/a	/	/	0.043t/a	0.043t/a
		烟尘	0.015t/a	/	/	0.015t/a	0.015t/a
废水	洗井废水	石油类、COD	304/a	569.73t/a	/	873.73t/a	/
	井下作业废液	石油类、COD	496t/a	6908.79t/a	/	7404.79t/a	/
	采出水	石油类、COD	16.18t/a	34.64t/a	/	50.82t/a	/
噪声	采油井场	连续等效 A 声级	井下作业	/	80~105dB (A)	/	80~105dB (A)
			各类机泵	/	85~100dB (A)	/	85~100dB (A)
	巡检车辆	交通噪声	/	60~90dB (A)	/	60~90dB (A)	60~90dB (A)
固体废物	废润滑油	石油类	/	1.05t/a	/	1.05t/a	/
	废润滑油桶	石油类	/	0.1t/a	/	0.1t/a	/

物	废防渗材料	石油类	/	1.47t/a	/	1.47t/a	/
	含油污泥	石油类	120t/a	/	/	120t/a	/

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。洗井废水由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，井下作业废液集中收集后由罐车拉运至石西集中处理站处理，洗井废水和井下作业废液经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关水质指标后回注，不外排。故不对化学需氧量、氨氮进行总量控制；本项目无氮氧化物排放，非甲烷总烃为无组织排放，无有组织非甲烷总烃排放，故不设总量控制指标。

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。

3.5.1 清洁生产水平技术指标对比分析

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

（1）评价指标体系

清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的一系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

——定量评价指标

选取有代表性的、能反映“节约能源、降低消耗、减轻污染、增加效益”等有关清洁生产最终目标的指标，建立评价模式；通过对比各项指标的实际达到值、评价基础值和指标权重值，经过计算和评分，综合考评清洁生产的状况和水平。

——定性评价指标

根据国家有关推行清洁生产的产业发展和技术进步政策、资源环境保护政策规定以及行业发展规划选取，用于定性考核建设单位对有关政策、法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

（2）评价依据

在定量评价指标体系中，各指标的评价基准值是衡量该项指标是否符合清洁生产基本要求的评价基准。本评价指标体系确定各定量评价指标的评价基准值的依据是：

——凡国家或行业在有关政策、规划等文件中对该项指标已有明确要求的，执行国家要求的数值。

——凡国家或行业对该项指标尚无明确要求值的，则选用国内重点大中型油气勘探开发企业近年来清洁生产所实际达到的中上等以上水平的指标值。

——定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

在定性评价指标体系中，衡量该项指标是否贯彻执行国家有关政策、法规的情况，按“是”或“否”两种选择来评定。

（3）权重分值

清洁生产评价指标的权重值反映了该指标在整个清洁生产评价指标体系中所占的比重。它原则上是根据该项指标对油气勘探开发企业清洁生产实际效益和水平的影响程度大小及其实施的难易程度来确定的。

（4）评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标又分为一级指标和二

级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的钻井液循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

钻井作业、井下作业、采油和集输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。

（5）评价指标考核评分计算

（1）定量评价考核总分值计算

① 单项评价指数计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{xi} / S_{oi}$$

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{oi} / S_{xi}$$

式中： S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数。

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值

本评价指标体系各二级指标的单项评价指数的正常值一般在 1.0 左右，但当实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的 S_i 值就会越大，计算结果就会偏离实际，对其他评价指标的单项评价指数产生较大干扰。为了消除这种不合理影响，应对此进行修正处理。修正的方法是：当 $S_i > k/m$ 时（其中 k 为该类一级指标的权重值， m 为该类一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取 S_i 值为 k/m 。

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	1.6	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
		柴油机烟气	-	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	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	27.13	0
		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	27.13	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	219	0
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	1429	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	
(5) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求			20	20	

表 3.5-2 采油定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							本项目		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分		
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65 稠油：≤160 天然气：≤50	<65	30		
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	0	0		
		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	采气过程醇回收设施		10	采油	套管气回收装置	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高		20		防止落地原油产生措施	20	20
		集输流程			全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	10	
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证				10	10		
		开展清洁生产审核				20	20		
		制定节能减排工作计划				5	5		
(3) 环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况				5	5		
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	5		
		污染物排放总量控制与减排措施情况				5	5		
		老污染源限期治理项目完成情况				5	5		

②定量评价考核总分值计算

定量评价考核总分值计算的计算公式为：

$$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \cdot K_i$$

式中：P₁—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i—第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i—第 i 项评价指标的权重值。

(2) 定性评级指标的考核评分计算

定性评级指标的考核总分值的计算公式为：

$$P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$$

式中：P₂—定性评价二级指标考核总分值；

F_i—定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

(3) 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

P₁—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数见表 3.5-3。

表 3.5-3 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.5-1、表 3.5-2 计算可得：

——钻井作业：定量指标 100 分，定性指标 100 分，综合评价 100 分。

——井下作业：定量指标 70 分，定性指标 100 分，综合评价 82 分。

——采油和集输：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

3.5.2 清洁生产水平结论

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

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维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，该县位于新疆维吾尔自治区西北部，准噶尔盆地西北部。东邻阿勒泰地区，西与额敏县、托里县以白杨河为界，南部与玛纳斯县、沙湾市接壤，北部与哈萨克斯坦共和国毗邻，县城和布克赛尔镇距乌鲁木齐市公路里程 495km。总面积为 $3.06 \times 10^4 \text{km}^2$ 。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

石西油田作业区所在区域为浅度的沙漠地貌，即半固定沙丘和沙梁。地表植被稀少，地貌类型单一，地形起伏较大，地面海拔一般为 402.7~440.9m，平均 422.4m。沙丘呈长垄状，以南北走向为主，地势呈北高南低，沙梁高度一般为 150~30m，沙梁宽度一般 20~100m 不等。作业区所在区域内没有自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，没有固定集中的人群活动区。

4.1.3 气候气象

项目区位于准噶尔盆地东部的古尔班通古特沙漠，属于大陆北温带干旱、半干旱性气候，冬季寒冷，夏季炎热，干旱少雨，日照充足，春秋季节气温变化快，日较差和年较差可达 $-35^{\circ}\text{C}\sim 35^{\circ}\text{C}$ ，蒸发量大，风沙日多。区域内气候具有以下几个明显特征：

(1) 降水稀少，年积温 $3000^{\circ}\text{C}\sim 3500^{\circ}\text{C}$ ，年平均降水量 70mm~150mm，年蒸发量在 2000mm 以上，年日照时数 2800h 左右，降水的分布具有边缘高并向腹地逐渐减少的趋势。在季节分配上与其它沙漠地区相比较为均匀，各月都有一定数量的降水，尤其是冬季有较稳定的积雪，稳定积雪日数 100d~160d，最大积雪深度多在 20cm 以上。冬春两季降水量合计约占全年的 30%~45%，这一特征使得该区域冬春干旱不明显，为春季短命、类短命植物提供了生存条件。

(2) 温度变化大、冬季漫长而寒冷，年平均气温为 6.4°C ，月平均气温在 0°C 以下的时段达 5 个月之久(11 月~3 月)。1 月平均气温在 $-10^{\circ}\text{C}\sim -20^{\circ}\text{C}$ 之间，7 月平均最高气温(7 月~8 月)在 $28^{\circ}\text{C}\sim 33^{\circ}\text{C}$ 左右。进入冬季，该地区稳定积雪日数 100d~160d，最大积雪深度多在 20cm 以上。沙漠腹地冻土深度可达 2m 以上。

(3) 风大、风频、起沙风向集中，影响本区域的全年主导风向为 N 和 NE，频率为 10%~15%，在强劲北风和东北风侵蚀下形成纵向沙丘，沙丘走向为 NE—SW，每年 9 月至次年 3 月多为东北风，风力最高可达 10 级。大风天气以春季居多。

4.1.4 地表水

项目区地处准噶尔盆地腹部的古尔班通古特沙漠，评价范围内无地表水体。

4.1.5 地下水

(1) 地下水类型、含水层及富水特征

评价区位于准噶尔盆地的腹地，玛纳斯湖东侧的隆起区，根据地下水赋存条件、水理性质及水利特征，将评价区内地下水划分为第三系碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水，具有双层或多层结构。其中浅层承压水含水层顶板埋深小于 50m，含水层为第三系粉砂岩、细砂岩；深部承压水含水层的顶板埋深一般大于 100m，含水层岩性为砂岩、砾质砂岩夹薄层砂质泥岩。根据区内已施工的供水井资料，单井涌水量均在 $500\text{m}^3/\text{d} \sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，属于中等富水。地下水矿化度较高，一般在 10g/L 左右。

(2) 地下水补给、径流、排泄条件

受区域水文地质条件控制，评价区地下水补给来源较少，浅层承压水主要接受盆地北部山区以及上游玛纳斯湖等地表径流垂向渗漏补给，同时向深部承压水进行径流补给。浅层地下水的总体径流方向由西北向东南进行径流，径流速度缓慢，浅层承压水的径流强度比深部地下承压水的径流强度要大。深部承压水除主要接受北部以及浅层承压水还可能接受盆地南部补给，无论是来自北部和南部的补给，汇集于此的深部承压水径流速度缓慢，几乎处于滞缓状态。由于气候干燥，浅层的地下水由水平运动转化为垂直运动，大量的消耗、蒸发排泄。

4.2 环境保护目标调查

本项目所在区域为荒漠生态系统。评价区范围内无自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，无固定集中的人群活动区，生态环境保护目标为水土流失重点预防区——沙漠风力侵蚀预防保护区。

4.3 环境质量现状调查与评价

4.3.1 大气环境质量现状调查与评价

(1) 区域大气环境质量达标判定

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）可知，评价范围

内没有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的，可选择符合 HJ664 规定，并且与评价范围地理位置临近，地形、气候条件相近的环境空气质量城市点或区域点监测数据。

本工程位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内，距离克拉玛依市的国控监测点距离为 158km，根据《新疆维吾尔自治区 2023 年生态环境状况公报》，克拉玛依市属于环境空气达标区。中华人民共和国生态环境部环境工程评估中心发布的“环境空气质量模型技术支持服务系统”数据显示，2023 年克拉玛依市 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 长期浓度均可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，详见 4.3-1。

表 4.3-1 大气质量及评价结果一览表

监测因子	年评价指标	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标 情况
SO ₂	年平均值	60	7	11.7	达标
NO ₂	年平均值	40	28	70	达标
PM ₁₀	年平均值	70	43	61.4	达标
PM _{2.5}	年平均值	35	22	62.9	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	4 (mg/m ³)	1 (mg/m ³)	25	达标
O ₃	最大 8 小时平均第 90 百分 位数	160	123	76.8	达标

(2) 特征污染物环境质量现状评价

①数据来源

采用现场实测法。

监测因子：伴生气中未检出硫化氢，但为保留本底值，本次评价对非甲烷总烃、硫化氢进行实测。

监测时间：2024 年 12 月 14 日～20 日。

监测单位：新疆环疆绿源环保科技有限公司。

监测点位：本次共布设 4 个大气环境质量现状监测点，具体坐标见表 4.3-2 和图 4.3-1。

表 4.3-2 大气环境质量现状监测监测点坐标

点位编号	监测点位位置	经纬度坐标
G1	项目区上风向	N: 45° 26' 27.35", E: 86° 55' 18.59"

G2	项目区上风向	N: 45° 24' 44.29", E: 86° 56' 50.12"
G3	项目区下风向	N: 45° 25' 19.39", E: 86° 47' 45.62"
G4	项目区下风向	N: 45° 24' 44.11", E: 86° 48' 27.53"

②评价标准

NMHC 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。

③评价方法

采用最大占标率评价法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：

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

式中：P_i—第 i 种污染物的最大地面质量浓度占标率，%；

C_i—某种污染物的实际监测浓度，μg/m³；

C_{oi}—某种污染物的环境空气标准浓度，μg/m³。

④评价结果

监测及评价结果见表 4.3-3。监测结果表明，项目区 NMHC 满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值，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。

表 4.3-3 大气监测值及评价结果一览表

点位编号	监测因子	浓度范围 (μg/m ³)	标准值 (μg/m ³)	最大值占标率 (%)	超标率 (%)
G1	NMHC	610~970	2000	48.5	0
	H ₂ S	<1	10	/	0
G2	NMHC	500~940	2000	47	0
	H ₂ S	<1	10	/	0
G3	NMHC	590~930	2000	46.5	0
	H ₂ S	<1	10	/	0
G4	NMHC	520~850	2000	42.5	0
	H ₂ S	<1	10	/	0

(3) 区域内各类大气污染物环境质量现状变化趋势

①基本污染物

本工程位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县境内，距离克拉玛依市的国控监

测点距离为 158km，本次收集了 2019 年~2023 年，近 5 年的区域特征污染物六项基本污染物的监测数据，详见表 4.3-4。

表 4.3-4 大气质量及评价结果一览表

监测因子		SO ₂	NO ₂	PM ₁₀	PM _{2.5}	CO	O ₃
年评价指标		年平均 值	年平均 值	年平均 值	年平均 值	24 小时平 均第 95 百分位数	最大 8 小时 平均第 90 百分位数
标准值 (μg/m ³)		60	40	70	35	4000	160
2019 年	现状浓度 (μg/m ³)	6	25	59	26	1.3	126
	达标率 (%)	10	62.5	84.3	74.3	32.5	78.8
	达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标
2020 年	现状浓度 (μg/m ³)	6	21	54	26	1.4	117
	达标率 (%)	10	52.5	77.1	74.3	35	73.1
	达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标
2021 年	现状浓度 (μg/m ³)	6	22	48	23	1.1	119
	达标率 (%)	10	55	68.57	65.71	27.57	74.38
	达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标
2022 年	现状浓度 (μg/m ³)	7	20	50	26	1.2	119
	达标率 (%)	11.67	50	71.43	74.29	30	74.4
	达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标
2023 年	现状浓度 (μg/m ³)	7	28	43	22	1	123
	达标率 (%)	11.67	70	61.4	62.9	25	76.8
	达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标

根据表 4.3-4 分析可知，区域基本污染物中各污染物浓度变化幅度不大，2023 年 PM₁₀、PM_{2.5}较前四年相比呈向好趋势，从超标降为达标，环境质量有所改善。

②特征污染物

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

表4.3-5 2021 年、2022 年、2024年特征污染物非甲烷总烃、硫化氢的监测数据

监测点位	监测因子	评价指标	标准值 (μg/m ³)	现状浓度 (μg/m ³)	最大超标率 (%)	达标 情况
2021	NMHC	一次值	2000	530~980	49	达标
	H ₂ S	一次值	10	ND	/	达标
2022	NMHC	一次值	2000	350~690	34.5	达标
	H ₂ S	一次值	10	5~6	60	达标
2024	NMHC	一次值	2000	610~970	48.5	达标

	H ₂ S	一次值	10	<1	/	达标
--	------------------	-----	----	----	---	----

由表 4.3-5 可知，区域硫化氢浓度变化不大，非甲烷总烃浓度稍有增加，增加的主要原因是区块近期进入了规模化产能开发，随着产能开发项目的投产，区域非甲烷总烃的排放量略有增加，增加幅度不大，不会对区域大气环境产生明显的影响。

图 5.3.1 基本污染物浓度变化趋势示意图

图 5.3-2 CO 浓度变化趋势示意图

图 4.3-1 大气、土壤、声环境质量现状监测布点示意图

图 5.4-2 地下水环境质量现状监测布点示意图

4.3.2 地下水环境质量现状调查与评价

(1) 地表水

项目周边无地表水体，地表水评价等级为三级 B，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，不需对地表水环境质量现状调查，因此本次不开展地表水环境质量现状评价。

(2) 地下水

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，W1~W4 点引用《石西油田石西 1—陆南 1 井区石炭系油藏评价井地面工程（石西 101 井区）环境影响报告书》中 5 口地下水井的水质和水位监测数据，采样时间为 2022 年 6 月 1 日；W5 点引用《石南 4 井区单井支线腐蚀隐患治理工程环境影响报告书》中 1 口地下水井的水质和水位监测数据，采样时间为 2022 年 7 月 3 日；W6~W8 点引用《石西油田作业区石南 4 原油转输管线安全隐患治理工程环境影响报告书》中 3 口地下水井的水位监测数据，监测时间为 2022 年 07 月。监测井与项目区处于同一水文地质单元，数据引用可行。引用监测井位点位分布见图 4.3-2，各监测点位基本信息见表 4.3-4。引用地下水监测井与项目区处于同一水文地质单元，可代表区域地下水环境质量现状，引用数据可行。

表 4.3-4 地下水监测井基本信息

编号	数据来源	井号名称	水位 (m)	水井功能	层位	与项目区位置关系
W1						
W2						
W3						
W4						
W5						
W6						
W7						
W8						
W9						

W10						
-----	--	--	--	--	--	--

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、水温。

（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）评价方法及结果

采用单项标准指数法对地下水进行评价。

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

式中： P_i ——水质单项标准指数；

$C_{i,j}$ ——水质评价因子 i 在第 j 取样点的浓度，mg/L；

C_{si} —— i 因子的评价标准，mg/L；

pH 的单项标准指数表达式为：

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

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

式中： $S_{pH,j}$ ——pH 标准指数；

pH_j —— j 点实测 pH 值；

pH_{sd} ——标准中的 pH 值的下限值；

pH_{su} ——标准中的 pH 值的上限值。

地下水水质监测及评价结果见表 4.3-5，水质监测及评价结果表明，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、氯化物、氟化物、硫酸盐外均满足《地下水环境

质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准。总硬度、溶解性总固体、氯化物、氟化物、硫酸盐超标与区域水文地质条件有关，反应的是干旱区浅层地下水的共性。

(单位: mg/L, pH 无量纲)

[illegible]

续表 5.3- 4 地下水现状监测数据一览表 （单位：mg/L，pH 无量纲）

注：低于检出限的用“L”表示

(5) 包气带质量现状监测

根据现场踏勘及问询结果，井区运行至今，未发生包气带污染情况，综合考虑，本次在可能发生漏油概率较大的在已建石西 3 计量撬、石西集中处理站罐区各布设 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 4.3-6。根据监测结果，参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，各项因子均达标，表明项目区包气带未受到现有工程油气开采活动的污染。

表 4.3-6 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

4.3.3 声环境质量现状调查与评价

(1) 监测点位

评价范围内无声环境敏感目标，在井场、站场共布设 20 个监测点，监测点坐标见表 4.3-7 和图 4.3-1。

表 4.3-7 噪声监测点坐标一览表

序号	井位坐标		备注
	E	N	

[illegible]

4.3.4 土壤环境质量现状评价

根据国家土壤信息服务平台数据，项目区土壤类型为风沙土，土壤类型见图 5.3-3。本次采用现场实测的方法来评价项目区土壤环境质量现状。

(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，本项目土壤污染影响为二级评价，土壤生态影响为二级评价。具体如下：

污染影响型评价等级判定：本项目土壤类型为风沙土，土地利用类型为沙地，I 类项目，土壤敏感类型为敏感，永久占地 2.887hm²，占地规模为小型（<5hm²），污染影响型土壤环境评价工作等级为二级，应布设 6 个监测点（占地范围内 3 个柱状样，1 个表层样；占地范围外 2 个表层样）。

生态影响型评价等级判定：根据项目区周边土壤盐分实测数据，2g/kg<土壤含盐量≤4g/kg，敏感程度为较敏感，土壤生态影响评价等级为二级，应布设 7 个监测点（占地范围内 3 个表层样；占地范围外 4 个表层样）。

综合考虑，本次共布设 14 个监测点，（占地范围内 3 个柱状样，5 个表层样，占地范围外 6 个表层样），监测点坐标见表 4.3-9 和图 4.3-1。

表 4.3-9 土壤监测点位

监测点位	井号/站号	经纬度坐标		采样性质
		E	N	

新疆环疆绿源环保科技有限公司。

2024 年 12 月 14 日。

S1~S3 均为柱状样，采样深度为 0m~0.5m，0.5m~1.5m，1.5~3m 各取一个样，分别取样，不混合。

S4 监测点监测因子为：pH、砷、镉、铬（六价）、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、蔡、石油烃、土壤含盐量，共计 48 项。

S1、S2、S3 柱状样监测点监测因子为：pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃、土壤盐分含量，共计 10 项。

S5、S6、S7、S8 监测点监测因子为：pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃、土壤盐分含量，共计 10 项。

S9、S10、S11、S12、S13、S14 占地范围外监测点监测因子为：pH、镉、镍、铬、铜、铅、汞、砷、锌、石油烃、土壤含盐量，共计 11 项。

(3) 评价标准

占地范围内执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。

占地范围外 pH、镉、镍、铬、铜、铅、汞、砷、锌执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准；其余因子执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值。

(4) 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。

(5) 评价结果

土壤环境质量监测及评价结果见表 4.3-10～表 4.3-20。

表 4.3-10 S1 监测点监测结果及评价结果一览表（柱状样）

序号	监测因子	标准限值	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	

[illegible][illegible]

[illegible]

由表 4.3-10～表 4.3-20 可知：项目区占地范围内土壤各监测因子浓度均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。占地范围外的土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准；土壤中石油烃含量较低，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。项目区土壤含盐量最大值为 3.9g/kg，属于重度盐化。

表 4.3-14 S5、S6、S7 监测点监测结果及评价结果一览表（表层样）

序号	监测因子	标准限值	检测值（mg/kg）								达标情况
			S5		S6		S7		S8		
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	

表 4.3-19 土壤监测结果一览表（占地范围外） 单位：mg/kg

序号	检测项目	筛选值 (pH>7.5)	监测点位						达标情况
			S9		S10		S11		
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	

表 4.3-20 土壤监测结果一览表（占地范围外） 单位：mg/kg

序号	检测项目	筛选值（pH ＞7.5）	监测点位						达标 情况
			S12		S13		S14		
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	

4.4 生态环境现状调查与评价

4.4.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 4.4-1。

表 4.4-1 项目区生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区
	生态亚区	II 3 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区
	生态功能区	23 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区
主要生态服务功能		荒漠化控制、生物多样性维护
主要生态环境问题		人为干扰范围扩大、工程建设引起沙漠植被破坏、鼠害严重、植被退化、沙漠化构成对南缘绿洲的威胁
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性及其生境高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土地侵蚀高度敏感、土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护沙漠植被、防止沙丘活化
主要保护措施		对沙漠边缘流动沙丘、活化沙地进行封沙育林、退耕还林（草），禁止樵采和放牧，禁止开荒
主要发展方向		维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘，遏制蔓延

4.4.2 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，项目区的土地利用类型为沙地，详见图 4.4-1。

4.4.3 区域土地沙化现状

项目位于古尔班通古特沙漠腹地，属于固定沙地，具体位置见图 4.4-2。古尔班通古特沙漠面积 48695km²，占全疆沙漠的 11.05%；沙漠中的沙化土地面积 449.44×10⁴hm²，其中：流动沙地 3.57×10⁴hm²，半固定沙地 96.92×10⁴hm²，固定沙地 344.54×10⁴hm²，沙化耕地 4.41×10⁴hm²。该沙漠地貌特征是高山与盆地相间，沙漠四周为高山环抱，地形十分闭塞。该区属温带大陆性气候，气候干旱，降雨少，生态环境比较脆弱。该沙漠北部主要是南北走向的树枝状沙垅，南部为蜂窝状复合沙垄，新月型沙丘及丛草沙丘，东部分布着复合型沙垄，格状沙丘和

线状沙垄等。沙丘高度一般在 50m 以下，有的可高达 100m。沙漠年降水量 100~120mm（沙漠中年蒸发量 1400~2000mm），四季均匀，植被发育较好，春雨型短命植物较多，在固定沙丘上植被覆盖度可达 40%~50%，在半固定沙丘上也有 15%，主要生长梭梭、柽柳和一些草本植物。土地沙化形成的自然因素主要为气候干旱、降水稀少是土地沙化的主要自然因素，多风的动力条件是沙化土地发生发展的主要自然营力，丰富的沙物质是发生土地沙化的物质基础。人口快速增长，盲目开垦土地，过度放牧，过度樵采和不合理的水资源利用等是土地沙化的人为因素。本项目所在区域的土地沙化形成的主要原因多为自然因素。沙化土地分布示意图见图 4.4-3。

4.4.4 水土流失

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，项目所在地属于北方风沙区（新甘蒙高原盆地 II）-北疆山地盆地区（II-3）-准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区（II-3-1hw）

根据《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030 年）》对水土保持区划的划分，本项目属于 3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区。具体见表 4.4-2 及图 4.2-2。

表 4.4-2 和布克赛尔蒙古自治县水土保持区划表

一级区名称及代码	二级区名称及代码	三级区名称及代码	四级区名称及代码	区域	面积 (km ²)	周长 (km)	比例 (%)
北方风沙区（新甘蒙高原盆地）II	北疆山地盆地区（II-3）	准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区（II-3-1）	北部山地、草原水源涵养区	1-1 中低山冻融侵蚀预防保护区	3373.71	845.47	11.72
				1-2 和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区	5087.40	670.64	17.67
				1-3 北部丘陵风力、水力混合侵蚀治理区	6612.10	607.96	22.97
			中部谷地丘陵平原荒漠—绿洲产业发展区	2-1 绿洲区人工生态建设风力侵蚀治理区	897.03	213.37	3.12
				2-2 白杨河流域风力、水力侵蚀治理区	882.90	181.73	3.07
			荒漠平原	3-1 盐湖风力侵蚀预	4569.40	323.92	15.87

一级区 名称及 代码	二级区 名称及 代码	三级区名 称及代码	四级区名 称及代码	区域	面积 (km ²)	周长 (km)	比例 (%)
			风力侵蚀 预防保护 区	防保护区			
				3-2 沙漠风力侵蚀预 防保护区	3862. 47	462. 88	13. 42
				3-3 荒漠平原风力侵 蚀预防保护区	3499. 00	386. 70	12. 16
合计					28784. 00	3692. 67	100. 00

图 4.4-2 水土保持防治分区图

3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区：本区位于县域境内东南部古尔班通古特沙漠，包括夏孜盖乡，该区域属于限制开发区。其适宜发展方向是维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘，遏制蔓延。以恢复、保护植被为重点，在准噶尔盆地北缘荒漠区实施生态修复工程，将荒漠林管护及生态体系建设结合起来，结

合土地荒漠化治理，采取防风固沙林营造、飞播造林和封育等措施，增加节水型沙区碳汇植被。鼓励在适宜条件下结合荒漠植被建设进行大芸种植，鼓励个人和集体发展防风林、经济林建设，遏制土地沙漠化的扩展。加强土地开发监管，严禁随意开荒。

4.4.5 土壤类型及特征

根据国家土壤信息服务平台数据，项目区土壤类型只有风沙土一种，详见图 4.4-4。

风沙土主要处于温带半干旱、干旱、极端干旱的草原、荒漠草原及荒漠地带。气温变化大，年温差和日温差悬殊，常年多风，风期长，风力大，是风沙土形成的基本动力。风沙土是在风沙性母质上发育起来的，质地较粗，物理性粘粒很少，因风蚀风积交替作用，使土壤发育处于不断的复幼状况下，植被稀疏，生物作用微弱，使有机物质积累很少，成土过程十分微弱，只在土壤表层 0.5cm~1cm 有微弱的分化，有机质含量明显高于下层。这是由于古尔班通古特沙漠冬季有稳定的积雪，在春季积雪融化后，沙土层中便得到一定量的水分补给，在 4 月~5 月间，土壤含水率可达 20g/kg~30g/kg，为短命和类短命植物生长提供了生存条件。正是这些短命和类短命植物生长和循环过程，使沙土层地表形成了微弱的有机质积累，其它土壤理化性状无明显差异，剖面层次分化不明显。风沙土可分为流动风沙土、半固定风沙土和固定风沙土三个亚类。

4.4.6 植被现状调查与评价

评价区主要植被类型为荒漠植被，按中国植被自然地理区划划分，项目所在区域属北方植物界—新疆荒漠区—准噶尔荒漠区—古尔班通古特沙漠。

评价区所在区域生态条件较差，地域特征决定了该区域内植被组成简单、类型单一、分布稀疏、种类贫乏。根据现场和以往研究资料，古尔班通古特沙漠区域分布高等植物约 135 种，评价区分布植物约 20 余种，主要集中在藜科、十字花科、柽柳科、禾本科和菊科。评价区内的藜科、菊科植物多为旱生或超旱生的灌木和一年生旱生植物；十字花科植物多为一年生短营养期植物（中生性一年生短

命植物)；柽柳科植物均为鳞型叶旱生灌木。见表 4.4-3 和图 4.4-5。根据《新疆国家重点保护野生植物名录》(2022)、《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》(2024)，评价范围内无受保护的野生植物分布。

表 4.4-3 区域内主要高等植物及分布一览表

序号	中 文 名	学 名	分 布		保护级别
			沙丘	丘间	
一、	禾本科	<i>Gramineae</i>			
1	东方旱麦草	<i>Eremopyrum orientale</i>	++		
2	羽状三芒草	<i>Aristida pennata</i>	++		
3	施母草	<i>Schismus arabicus</i>	++		
	二、蓼科	<i>Polygonaceae</i>			
4	红皮沙拐枣	<i>Calligonum rubicundum</i>	++		
	三、藜科	<i>Chenopodiaceae</i>			
5	沙米	<i>Agriophyllum arenarium</i>	++		
6	白梭梭	<i>Haloxylon persicum</i>	++	-	
7	梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	+	++	
8	猪毛菜	<i>Salsola collina</i>		+	
9	散枝梯翅蓬	<i>Salsola brachiata</i>		+	
10	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>	+		
11	犁苞滨藜	<i>Atriplex patens dimorphotegria</i>	++	++	
12	雾滨藜	<i>Bassia dasyphylla</i>	+	+	
13	倒披针叶虫实	<i>Corispermum lehmannianum</i>	++	-	
14	角果藜	<i>Ceratocarpus arenarius</i>	++	+	
15	对节刺	<i>Horaninowia ulicina</i>	++		
16	叉毛蓬	<i>Petrosimomia sibirica</i>	+		
17	角果碱蓬	<i>Suaeda Comiculata</i>		+	
18	囊果碱蓬	<i>Suaeda physophora</i>		+	
四、	十字花科	<i>Cruciferae</i>			
19	螺喙芥	<i>Spirorrhynchus sabulosus</i>	++	+	
20	四齿芥	<i>Tetracme quadricornis</i>	++	++	
21	灰白糖芥	<i>Ergsimum cheiranthides</i>	++	+	
22	荒漠庭芥	<i>Alyssum desertorum</i>	++		
23	卷果涩芥	<i>Malclomia scorpioides</i>	++	+	
五、	蒺藜科	<i>Zygophyllaceae</i>			
24	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>		+	
六、	柽柳科	<i>Tamaricaceae</i>			
25	琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>		+	
	七、茄科	<i>Solanaceae</i>			
26	黑刺	<i>Lycium ruthenicum</i>		+	

	八、菊科	<i>Compositae</i>			
27	沙蒿	<i>Artemisia desterorum</i> <i>Spreng</i>	++	++	
28	苦艾蒿	<i>Artemisia santolina</i>	++	-	
29	地白蒿	<i>Artemisia terrae-ablae</i>	++	-	
30	沙地千里光	<i>Senecio subdentatus</i>	+	++	
31	九、麻黄科	<i>Ephedraceae</i>			
32	蛇麻黄	<i>Ephedra distachya</i>	+	+	

注：++多见，+少见，-偶见。

图 4.4-1 土地利用类型示意图

图 4.4-3 沙化土地分布示意图

图 4.4-4 土壤类型示意图

图 4.4-5 植被类型示意图

4.4.7 野生动物现状

按中国动物地理区划的分级标准，油田开发区域属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。因该区域地处准噶尔盆地的古尔班通古特沙漠腹地，气候极端干燥，按气候区划为酷热干旱区。野生动物的栖息生境极为单一，白梭梭荒漠一种景观类型。

在上述动物生境类型单元中共栖息分布着野生脊椎动物约 30 种，以鸟类和小型哺乳动物为主。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。

野生动物种类详见表 4.4-6。

表 4.4-6 项目区及周围主要脊椎动物的种类

种 类		分布状况			保护级别
		多见种	少见种	偶见种	
爬 行 类					
1、变色沙蜥	<i>Phrynocephalus versicolor</i>		+		
2、东疆沙蜥	<i>P. grumgrizimaloi</i>	+			
3、快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>	+			
4、东方沙蟒	<i>Eryx tataricus</i>			+	
5、黄脊游蛇	<i>Coluber spinalis</i>			+	
鸟 类					
6、鸢	<i>Milvus korschun</i>		+		
7、雀 鹰	<i>Accipiter nisus</i>		+		国家二级、自治区Ⅱ级保护野生动物
8、草原鹞	<i>Circus macrourus</i>		+		国家二级、自治区Ⅱ级保护野生动物
9、棕尾鵟	<i>Buteo rufinus</i>		+		国家二级、自治区Ⅱ级保护野生动物
10、红 隼	<i>Falco tinnunculus</i>		+		国家二级、自治区Ⅱ级保护野生动物
11、毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>		+		
12、黑腹沙鸡	<i>Pterocles orientalis</i>		+		
13、短趾沙百灵	<i>Calandrella cinerea</i>		+		

14、小沙百灵	<i>C. rufescens</i>		+		
15、凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>		+		
16、云 雀	<i>Alauda arvensi</i>			+	
17、沙鹀	<i>Oenanthe isabellina</i>		+		
18、红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>		+		
19、黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>			+	
哺 乳 类					
20、鹅喉羚	<i>Gozella subgutturosa</i>		+		国家二级、自治区 II 级保护野生动物
21、狼	<i>Canis lupus</i>			+	国家二级、自治区 II 级保护野生动物
22、沙 狐	<i>Vulpes corsac</i>			+	国家二级、自治区 II 级保护野生动物
23、虎 鼬	<i>Vormela peregusna</i>			+	
24、草 兔	<i>Lepus capensis</i>		+		
25、小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>		+		
26、西伯利亚五趾跳鼠	<i>A. sibirica</i>		+		
27、小地兔	<i>Alactagulus pygmaeus</i>		+		
28、毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	+			
29、大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	+			
30、子午沙鼠	<i>Meriones meridixnus</i>	+			

由于准噶尔盆地严酷的气候条件，夏季酷热，冬季严寒而且极为干旱，所以野生动物种类分布较少，没有区域特有种类。项目区紧邻石西集中处理站，人类活动频繁，因此大型哺乳动物种类相对较少，偶见沙狐出没。本次现场调查和走访中，未发现大型野生动物和受保护野生动物。

4.4.8 区域存在的主要生态问题

根据《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030 年）》和《新疆第六次沙化监测报告》等相关资料调查可知，项目所在区主要的生态问题为水土流失，水土流失类型主要为风力侵蚀，侵蚀强度主要以轻度为主。

4.4.9 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。临时占地内的野生植被在自然缓慢恢复。既有工程不存在生态环境问题。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响预测与评价

5.1.1 施工期大气环境影响分析

废气主要为施工扬尘、施工机械及施工车辆尾气、柴油机及发电机组燃烧烟气、焊接烟尘。

(1) 施工扬尘

在井场平整、铺垫以及其他设备进场及安装等钻前工程施工过程和管沟开挖、回填及井口装置、输电线敷设、道路建设等地面工程建设过程中都会产生扬尘，对环境空气造成一定的影响。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。

在油田区块开发前期，由于主要进行地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。随油气田开发进入产液期，区块道路面硬化，这部分扬尘影响大大减轻。

(2) 施工燃油机械排放废气和汽车尾气

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

(3) 焊接烟尘

管道组对连接过程中将有一定量的焊接烟尘产生，主要污染物为 CO 、 CO_2 、 NO_x 、 CH_4 ，该废气排放量很少，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，对周围大气环境影响很小。

(4) 柴油机及发电机组燃烧烟气

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。

(5) 钻井岩屑暂存扬尘

钻井岩屑暂存于岩屑专用方罐，暂存过程中会产生少量的扬尘，不落地系统分离出的钻井岩屑含水率较高且及时清运，钻井岩屑临时暂存产生的扬尘量很少，不会对周围大气环境产生不利影响。

（6）柴油储罐无组织挥发废气

单井井场设 1 座柴油储罐，柴油临时贮存时会产生一定的无组织挥发性废气，柴油储罐采用固定顶罐，柴油周转量较小，柴油真实蒸汽压比较低，挥发性低，由柴油储罐临时储存产生的挥发性废气量较小，不会对周围大气环境产生明显不利影响。比新疆油田其他类似钻井井场，井场场界外非甲烷总烃的浓度低于《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）周界外无组织排放浓度限值 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求。

（7）储层改造废气

储层改造过程废气主要来源于压裂液、酸化压裂液现场暂存过程、压裂液、酸化压裂液注入过程以及压裂返排液、酸化返排液暂存过程中产生的废气，主要成分为非甲烷总烃、HCl 等，采取压裂液、酸化压裂液和压裂返排液、酸化返排液密闭罐存放措施，有效降低无组织废气排放。

5.1.2 施工期水环境影响分析

（1）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因固井不严而导致的油水窜层、钻井液进入含水层等事故。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。井场排放的岩屑均进罐，直接由岩屑处置单位直接拉走处置，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。

（2）管道试压废水及混凝土养护废水

管道试压采用清水，产生的废水中污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水

抑尘，混凝土养护废水自然蒸发，对项目区地下水环境基本无影响。

（3）管线施工对地下水的影响

拟建单井采油管线、集油支线、伴生气输气管线采用埋地敷设，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，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。

（4）生活污水

施工期生活污水产生量较少，不宜采用生化处理设施，在生活营地内设置防渗池，池内采用 HDPE 防渗膜防渗，施工结束后生活污水由吸污车吸走，清运至乌尔禾区生活污水处理厂，临时储集池覆土填埋，防渗膜回收处置。采取上述措施后，不会对所在区域地下水产生影响。

（5）压力返排液、酸化返排液

储层改造产生的压裂返排液、酸化返排液由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关水质指标后回注，不外排。处理达标后的净化水回注层位为开采油层，采出净化水回注层位与地下水处于不同层系，远远超出区域地下水含水层的深度，且回注井在钻井过程中对潜水所在的地层进行了水泥浆固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，且固井深度远远超过了含水层埋深，有效隔离含水层与井内采出液的交换，有效保护地下水层。因此，运营期废水不会对地下水水质产生不利影响。

5.1.3 施工期声环境影响分析

（1）钻井过程声环境影响分析

①噪声源分析

钻井过程中的噪声源主要是发电机、钻机和各类泵的噪声，钻井期各类建筑施工机械产噪值及噪声点与设备距离见表 5.1-1

表 5.1-1 钻井期施工机械产噪一览表

序号	设备名称	噪声值/距离 (dB(A)/m)	序号	设备名称	噪声值/距离 (dB(A)/m)
1	发电机	95/5	3	钻井液循环泵	95/5
2	钻机	100/0	4	运输车辆	90/5

②敏感点分析

根据现场调查,评价范围内无自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标,工程区周围 200m 范围内无声环境敏感点。

③施工噪声贡献值

本次评价采用点源衰减模式,预测计算声源至受声点的几何发散衰减,计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减。预测公式如下:

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

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。

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

表 5.1-2 钻井期施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机械	不同距离处的噪声贡献值 (dB(A))					
		10m	20m	50m	100m	150m	200m
1	发电机	77	73	69	63	58	53
2	钻机	80	78	73	66	60	55
3	钻井液循环泵	77	74	69	63	59	55
4	运输车辆	75	71	67	61	57	53

(2) 地面工程施工声环境影响分析

①噪声源分析

本项目地面工程施工期噪声主要包括井场、计量站和管道铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声,物料运输车辆交通噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ2034-2013)中表 A.2 和类比油气田开发工程中内部道路和管线铺设实际情况,本项目各类建筑施工机械产噪值及噪声监测点与设备距离见表

5.1-4。

表 5.1-4 施工机械产噪一览表

序号	设备名称	噪声值/距离 (dB(A)/m)	序号	设备名称	噪声值/距离 (dB(A)/m)
1	装载机	90/5	5	夯土机	95/5
2	推土机	88/5	6	吊机	85/5
3	挖掘机	90/5	7	发电机	95/5
4	运输车辆	90/5	--	--	--

②敏感点分析

根据现场调查，地面工程施工范围大，距离长，但是施工范围内无任何居民区居住点。对施工人员的影响随着施工期的结束而结束。

③施工噪声贡献值

本次评价采用点源衰减模式，预测计算声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减。预测公式如下：

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

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。

利用上述公式，预测计算拟建工程主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.1-5。

表 5.1-5 地面工程施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机械	不同距离处的噪声贡献值 (dB(A))					
		10m	20m	50m	100m	150m	200m
1	装载机	75	71	67	61	57	53
2	推土机	68	64	60	54	50	46
3	挖掘机	75	71	67	61	57	53
4	运输车辆	75	71	67	61	57	53
5	夯土机	77	74	69	63	59	55
6	吊机	66	62	58	52	48	44
7	发电机	77	74	69	63	59	55

(3) 储层改造工程施工声环境影响分析

①噪声源分析

本项目地面工程施工期噪声主要包括井场、计量站和管道铺设等过程中各种

机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表 A.2 和类比油气田开发工程中内部道路和管线铺设实际情况，本项目各类建筑施工机械产噪值及噪声监测点与设备距离见表 5.1-6。

表 5.1-6 施工机械产噪一览表

序号	设备名称	噪声值/距离 (dB(A)/m)	序号	设备名称	噪声值/距离 (dB(A)/m)
1	压裂车	85/5	4	砂罐车	80/10
2	混砂车	80/10	5	射孔车	85/5
3	仪表车	80/10	6	射孔工具车	80/10

②敏感点分析

根据现场调查，储层改造工程位于井场内，施工范围小，周围无居住区，对施工人员的影响随着施工期的结束而结束。

③施工噪声贡献值

本次评价采用点源衰减模式，预测计算声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减。预测公式如下：

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

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。

利用上述公式，预测计算储层改造工程主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.1-7。

表 5.1-7 储层改造工程施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机械	不同距离处的噪声贡献值 (dB(A))					
		10m	20m	50m	100m	150m	200m
1	压裂车	75	71	67	61	57	53
2	混砂车	66	62	58	52	48	44
3	仪表车	66	62	58	52	48	44
4	砂罐车	66	62	58	52	48	44
5	射孔车	77	74	69	63	59	55
6	射孔工具车	66	62	58	52	48	44

(4) 施工期声环境影响分析

根据《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）（即昼间 70dB（A），夜间 55dB（A））的限值要求；从各种施工机械噪声预测结果可以看出，昼间距施工设备 50m，夜间 200m 外即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求。施工噪声不会产生噪声扰民现象，施工期影响对象主要是施工人员，影响范围小，噪声影响随着施工活动结束而消失。

5.1.4 施工期固体废物环境影响分析

管沟施工过程中的挖方全部回填，无弃方。固体废物主要为钻井过程产生的钻井岩屑、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗膜、生活垃圾和工程建设过程中产生的建筑垃圾。

（1）钻井岩屑

一开、二开、三开均采用水基钻井液，钻井液不落地设备分离出的水基钻井岩屑进岩屑专用方罐，方罐装满后由岩屑处置单位负责拉运并进行处理，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）相关要求后进行综合利用。

（2）建筑垃圾

施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，废包装物、废砖块等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。

（3）废润滑油、废润滑油桶

施工过程中，若遇到机械、设备需要检修与维护的情况会产生一定量的废润滑油及废润滑油桶，属于间歇产生。废润滑油、废润滑油桶均属于《国家危险废物名录》（2025 年版）中的 HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，废物代码分别为 900-217-08（危险特性：毒性、易燃性）、900-249-08（危险特性：毒性、易燃性），施工结束后由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处置。

（4）沾油废防渗材料

施工结束对场地进行清理，拆除的未沾油的防渗材料由施工单位集中回收利用，沾油的废防渗材料属于《国家危险废物名录》（2025 年版）中的 HW08 废矿物

油与含矿物油类危险废物（废物代码为 900-249-08，危险特性为毒性和易燃性），施工结束后由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处置。

（5）生活垃圾

生活垃圾集中收集后，定期由协议单位清运至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处置，禁止随意抛洒。

（6）焊接及吹扫废渣

管线焊接及吹扫产生少量废渣（废物种类：SW59 其他工业固体废物，废物代码：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。

5.1.5 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤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

项目实施过程中不可避免地会对土壤造成扰动，主要是井场建设、生活营地建设、道路建设、管道敷设和输电线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。井场和管道的施工场地都存在这种影响；土壤在形成过程中具有一定的分层特性，一般来说表层为腐殖质层，中层为淋溶积淀层，底层为成土母质层。腐殖质层是植物根系分布密集区，是土壤肥力、水分集中分布区。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）施工期污染影响分析

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，临时占地主要为井场、生活营地、单井采油管线、集油支线、输电线路施工临时占用，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（钻前、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钻前

本项目共新钻 21 口井，井场的平整会产生土方；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。

②钻井

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。

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。

③集输管线

单井采油管线和集油支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。

④地面构筑物的修建

本工程井场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 5.1-8。

表 5.1-8 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

工程占地类型为沙地，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。

本项目位于沙漠，在施工结束的 2a~3a 中，将影响占地范围之内的植被初级生产力，其生物损失量根据《陆地石油天然气开发建设工程环境影响评价技术导则》（HJ/T349-2007）中荒漠化量化指标 $1.5\text{t}/(\text{hm}^2 \cdot \text{a})$ 计算，约为 53.65t/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。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，项目实施不会改变区域的植被类型。

②施工人员活动对植物的影响分析

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

（3）对动物影响分析

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

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

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

（4）对土地利用类型的影响分析

施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，井场占地范围内的土地利用类型由沙地变为了工矿用地，巡检道路占地范围内的土地利用类型由沙地变为了交通用地，项目永久占地面积相对较小，不会使区域土地利用类型发生明显改变。单井采油管线和输电线路（除电杆占地）均为临时占地，施工结束后对临时占地进行恢复平整，植被主要靠自然恢复，不改变占地范围内的土地利用类型。类比石西油田作业区现有油田生产设施对土地利用类型的影响来说明项目实施后对土地利用类型的影响分析，根据《石西油田作业区 2010~2019 年环境影响后评价报告书》评价结论：“通过对比开发时段内作业区土地利用现状图，分析结果表明：作业区土地利用类型在油田开发前后有一定的变化，但变化幅度很小，土地利用类型主要由荒漠变为建筑、道路用地。”本项目与石西油田现有生产设施基本相同、集输工艺相近、气候相似，具有可类比性。综上所述，项目实施后对土地利用类型影响不大。

（3）对景观及生态系统结构、功能影响分析

①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。

②对生态系统结构、功能的影响

钻前工程、管线工程、场站工程、采油井场、道路及输电线路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域人为干扰的力度，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。项目占地类型为沙地，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。

③生态系统稳定性、完整性分析

项目区内的生态系统以荒漠生态系统为主，生态系统较为简单，由于区域地表较干燥，导致自然植被盖度较低，在 10%左右，植物种类少。从现场调查来看，目前项目所在区域内的人为干扰较小，基本保持自然荒漠生态环境，生态完整性较好。本项目建设施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，施工迹地植被将消失而形成裸地，会造成一定生态系统的破坏，但施工区域与周围植被没有明显的隔离，临时占地一般在 3~5 年或更长时间内将向原生植被群落演替。本项目开发建设过程中，临时占地和永久占地的影响范围相对较小，并且施工结束后，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，则建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。

5.1.7 水土流失影响分析

项目建设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。工程占地呈点、线状分布，建设期间，开挖管沟、土方堆放、机械作业人员活动等都会加剧项目区水土流失程度。

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，使风蚀荒漠化的过程加剧；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。

本项目地面建设的内容主要为单井井场建设、计量站、井场入场道路、单井采油管线、集油支线、道路及输电线路敷设等。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。管线敷设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。

通过对施工过程中临时土方采用防尘布（或网）苫盖，井场道路用砾石铺垫，井场永久占地范围进行硬化，管沟开挖土方全部回填等减少风蚀的水土保持工程措施，以及加强施工过程中水土保持管理，严格控制各项工程作业面积和管理运输车辆的运行范围，同时要求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。采取上述措施后，可将本项目对水土流失的影响降至最低，加上项目占地呈点、线状分布，占地面积不大，本项目实施不会明显加剧区域水土流失程度。

5.1.8 土地沙化环境影响分析

井场、道路、单井采油管线和输电线路等地面工程施工过程中将会破坏占地范围内的土壤表层稳定砾幕和地表荒漠植被，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。项目所在区域具有多风、降水量偏低等气候特征，地表稳定结皮被破坏后，在大风天气条件下，项目施工会使占地范围内的土地就地起沙，局部形成沙化土地。

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。

5.1.9 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自

然生境所应包含的全部本土生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

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

油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由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。

根据项目区动物、植物影响分析，本项目的建设对区域陆生动植物的种群数量、物种丰富度、分布情况、群落结构不会产生较大影响；不会产生明显的生境分割、阻隔、破碎化，且在评价区周边分布有适宜野生动植物生存的替代生境，对生境的影响较小；通过植被恢复，将大大弥补生态功能损失，对区域生态系统结构和功能不会造成明显影响。综合上述对物种、生境及生态系统的影响程度，可判定本项目建设对区域生物多样性的影响较低。

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：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

(2) 模型选用

采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中推荐的估算模型 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 90×90m 地形数据,自 CSI 的 SRTM 网站获取 (<http://srtm.csi.cgiar.org>),符合导则要求。

②地表参数

大气评价范围内通用地表类型为沙漠化荒地,通用地表湿度为干燥气候,该类型土地的经验参数,见表 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	0.3275	7.75	0.2625

③气象数据

以下资料为项目区内近 20 年气象数据统计分析,具体详见表 5.2-2。

表 5.2-2 气象数据一览表

统计时间	最低温度	最高温度	最小风速	测风高度
20 年	-34.5℃	42.3℃	0.5m/s	10

(4) 估算模型参数

估算模型参数选择见表 5.2-3。

表 5.2-3 估算模型参数选择一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市选项时)	/
最高环境温度/℃		42.3
最低环境温度/℃		-34.5
土地利用类型		沙漠化荒地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否

	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(5) 污染物源强

污染物源强及排放参数见表 5.2-4。

表 5.2-4 运营期大气污染物排放参数一览表

污染源	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	
							t/a	kg/h
单井采油井场	600	30	30	5	8400	正常 工况	0.0718	0.0085
3 井平台式井 场	607	90	30	5	8400		0.2154	0.0256
计量站	597	25	30	5	8400		0.1185	0.0141

(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

单井井场			3 井平台井场			计量站		
非甲烷总烃			非甲烷总烃			非甲烷总烃		
离源距 离/m	浓度 /ug/m ³	占标率/%	离源距离 /m	浓度/ug/m ³	占标率/%	离源距离/m	浓度/ug/m ³	占标率/%
10	14.994	0.75	10	24.513	1.23	10	28.281	1.44
21	19.364	0.97	25	31.179	1.56	19	35.438	1.77
25	17.817	0.89	50	41.581	2.08	25	30.846	1.54
50	14.985	0.75	64	42.528	2.13	50	35.965	1.30
75	14.334	0.72	75	42.098	2.10	75	24.299	1.22
100	13.157	0.66	100	39.404	1.97	100	22.3	1.12
125	11.892	0.59	125	35.911	1.80	125	20.057	1.00
150	10.713	0.54	150	32.44	1.62	150	17.999	0.90
200	8.8602	0.44	200	26.82	1.34	200	14.828	0.74
250	7.6421	0.34	250	23.073	1.02	250	12.757	0.64
300	6.7572	0.28	300	20.395	0.83	300	11.266	0.56
400	5.5291	0.23	400	16.668	0.70	400	9.2022	0.46
500	4.6215	0.20	500	13.939	0.59	500	7.6891	0.38
600	3.9333	0.17	600	11.861	0.51	600	6.5328	0.33
700	2.9679	0.15	700	10.232	0.45	700	5.6606	0.28
900	2.6361	0.13	900	7.910	0.40	900	4.3735	0.22
1000	2.3533	0.12	1000	7.090	0.35	1000	3.9043	0.20
1100	2.1187	0.11	1100	6.383	0.32	1100	3.515	0.18
1300	1.7538	0.09	1300	5.284	0.26	1300	2.9097	0.15

1500	1.4852	0.07	1500	4.4742	0.22	1500	2.464	0.12
2000	1.0526	0.05	2000	3.171	0.16	2000	1.7463	0.09
2500	0.7999	0.04	2500	2.0499	0.12	2500	1.3271	0.07

由预测结果可知，本项目油气集输过程中产生的无组织排放的非甲烷总烃占标率较小，其短期浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生明显改变，厂界 NMHC 浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）企业边界污染物控制要求；且项目区地域空旷，周边无固定人群居住，对区域大气环境影响较小。

（7）温室气体环境影响分析

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 CH₄ 排放和净购入电力隐含的 CO₂ 排放。项目运营期在工艺技术、节能设备及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，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 CO₂ 排放强度相对较低，温室气体排放对环境的影响不大。项目实施后加强巡检、检维修，减少逸散 CH₄ 排放，采用节能设备，温室气体甲烷和二氧化碳排放量相对较小，区域空旷，扩散条件较好，不会对周围大气环境产生明显影响。

（8）大气环境影响评价结论

运营期对大气的影晌为持续的长期影响，产生的废气污染物虽为无组织排放，但项目区大气扩散条件较好，经预测对大气污染物浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生显著改变，加上项目区地域空旷，无集中固定人群居住，运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

5.2.2 运营期水环境影响分析

（1）水文地质条件概况

①区域地下水的补给、径流、排泄条件

由于盆地中部干旱少雨，蒸发强烈，降水对区域地下水的补给意义不大，盆地边缘河流沿程地下水的漏失成为盆地中部地下水的主要补给源。

油田开发及运营中地下水的开采是该区地下水重要的排泄方式，地下水补给

丰富或开采量不大时，地下水在该区形成的汇流仍可能以径流方式向深层（盆地中心）排泄。

②区域地下水的分布

和布克赛尔蒙古自治县地下水可开采量 $0.78 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，因地质条件复杂，开采难度较大，利用量少。地下水根据水理性质及含水层时代划分为第四系孔隙潜水、第三系孔隙潜水和第三系孔隙承压水。

第四系孔隙潜水：主要分布于哈拉迪尔克山以北，含水层主要由中更新统冲砂砾石组成，厚度 15m~40m，换算单井涌水量（管径 DN377，降深 5m），单井出水量 $500 \text{ m}^3/\text{d} \sim 1000 \text{ m}^3/\text{d}$ ，渗透系数 5m/d~10m/d。根据水井抽水试验资料，水埋深约为 67m，涌水量 $131.230 \text{ m}^3/\text{d}$ ，换算单井涌水量 $606.380 \text{ m}^3/\text{d}$ ，渗透系数 6.680m/d。

第三系孔隙潜水：主要分布在哈姆图斯隐伏断裂以北的山前倾斜平面一带，上部为透水不含水的第四季松散沙砾石，下部为第三系潜水。含水层岩性为弱胶结的含砾岩石，水位埋深由北部的大于 50m 向南部逐渐变浅至小于 25m，换算单井涌水量 $500 \text{ m}^3/\text{d} \sim 10000 \text{ m}^3/\text{d}$ ，渗透系数 1m/d~5m/d，根据水井抽水实验资料，水位埋深 57.01m，涌水量 $87.090 \text{ m}^3/\text{d}$ ，换算单井涌水量 $426.060 \text{ m}^3/\text{d}$ ，渗透系数 0.94m/d。

第三系孔隙承压水：主要分布于哈姆图斯隐伏断裂以南，含水层岩性为含砾沙岩石，砂砾岩石为多层结构含水，局部为自流，换算单井水量 $500 \text{ m}^3/\text{d} \sim 1000 \text{ m}^3/\text{d}$ ，渗透系数为 1m/d~5m/d。

本项目区域水文地质见图 5.2-1，区域水文地质柱状图见图 5.2-2。

图 5.2-1 项目区水文地质示意图

图 5.2-2 项目区水文地质柱状图

(2) 正常工况下对地下水环境影响分析

洗井废水、井下作业废液由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关水质指标后回注，不外排。处理达标后的净化水回注层位为开采油层，采出净化水回注层位与地下水处于不同层系，远远超出区域地下

水含水层的深度，且回注井在钻井过程中对潜水所在的地层进行了水泥浆固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，且固井深度远远超过了含水层埋深，有效隔离含水层与井内采出液的交换，有效保护地下水层。因此，运营期废水不会对地下水水质产生不利影响。项目硬化面积较小，不会对地下水的补给产生影响。

（5）事故状态下对地下水的影响

①井喷对地下水的影响分析

井喷事故主要在井下作业过程中发生。井喷随油藏地层压力的不同，其发生概率和强度有所不同，大多数情况下是难以估计的。据国内油田资料统计，井喷事故发生的概率为 0.1%~0.3%，根据现场调查，油区采用抽油机进行开采，随着开采年限的增加，区块地层压力逐渐减小，加上油井自喷能力弱，采取了严格的井控制度和井控措施，发生井喷的概率较小。

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。井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。类比新疆境内多个油田的环境影响评价报告，石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

②油水窜层对地下水的污染影响

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。

1) 地下水污染途径分析

井漏油水窜层污染的主要原因一般是由于表层套管和油气层套管的固井效果变差导致窜层使地下水受污染。井漏油水窜层而污染到地下水的现象，在开发前期不会发生，待井开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐

蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过径流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对项目区第三系碎屑岩类承压水含水层水质的影响，针对污染物进入到第三系孔隙潜水含水层后的运移进行重点预测、评价。

2) 预测情景设定

考虑最不利情况，当发生油水窜层时，污染物进入第三系碎屑岩类承压水含水层中，对地下水产生的影响进行预测。

3) 泄漏量和影响预测

考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生油水窜层后，工程区内的污染物通过孔隙、裂隙径流至下游第三系孔隙潜水含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄漏点源的水动力弥散问题。采用解析法对地下水环境影响进行预测。本次选取石油类作为预测特征因子。本次按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录 D 中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

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

以上式中： x —距注入点的距离，m；

t —时间，d；

$C(x, t)$ — t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/L；

C_0 —注入的示踪剂浓度，g/L；参照美国石油协会石油烃标准化工作组 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，本次取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值，作为本次预测的源强。

u —水流速度，m/d；

n —有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

$\operatorname{erfc}()$ —余误差函数。

模型中所需参数及来源见表 5.2-6。

表 5.2-6 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	C_0	污染物浓度	18mg/L	参照美国石油协会石油烃标准化工作组 TPHCWG (1997) 中关于石油类污染物的溶解度等相关文献
2	t	时间	100d、1000d	HJ610-2016 预测时段要求
3	u	水流速度	0.29m/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 0.29m/d
4	D_L	纵向弥散系数	$0.668m^2/d$	$D_L=a_L u$, a_L 为纵向弥散度, 根据项目所在区域含水层特征, 参考前人研究成果确定 D_L 为 $0.668m^2/d$
5	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

当油水窜层发生泄漏时, 石油类物质经过 100d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表 5.2-7。

表 5.2-7 地下水影响预测结果一览表

泄漏点名称	污染物	预测时间 d	下游达标浓度 (mg/L)	下游达标浓度对应距离 (m)	III类标准 (mg/L)
油水窜层	石油类	100	0.0384	47	≤ 0.05
		1000	0.0496	373	

从预测结果可知: 随着时间的增加, 污染范围有所增加, 油水窜层发生泄漏后 100d 和 1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为 47m 和 373m。油井套管发生泄漏后, 采出液中的石油类在含水层中的迁移随着时间、距离增加, 污染物污染范围也呈增加趋势。由于项目区地下水影响范围内无集中式饮用水源和分散式饮用水源地等地下水环境保护目标, 流经的孔隙、裂隙对石油类的拦截作用, 进入含水层的石油类量是有限的。为防止套管破损污染地下水, 表层套管严格封闭含水层, 定期维护, 定期检查固井质量, 保证其合格, 若发现固井质量不合格以及套管破损的情况后, 及时进行修复, 尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

③管线泄漏对地下水的影响分析

※预测情景设定

据前节工程分析, 本次评价针对单井采油管线、集油支线泄漏对地下水产生的

影响进行预测。

※泄漏量预测

按最不利情况考虑假设条件，假设单井采油管线发生全管径泄漏，集油支线发生泄漏孔为 10% 的孔径泄漏，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，在设定事故条件下原油的泄漏速率见表 5.2-8。

表 5.2-8 设定事故条件下管线的泄漏速率计算结果

泄漏	泄漏孔径 大小 (mm)	泄漏口 面积 (m^2)	泄漏口之 上液位高 度 (m)	底部压 力 (MPa)	环境压 力 (MPa)	液体密度 (kg/m^3)	泄漏速度 (kg/s)
集油支线泄漏	10	0.0008	0	3.5	0.1	809	12.195
单井采油管线 泄漏	65	0.003	0	2.5	0.1	809	38.418

备注：液体密度为前文表 3.2-1 原油平均密度。

根据上表可知，单井采油管线、集油支线的泄漏速率分别为 38.418kg/s、12.195kg/s。假定发现泄漏后 30min 处理完毕，切断事故阀门，则单井采油管线、集油支线的泄漏量分别为 69.152t、21.951t。按照土壤表层对污染物截留率 90% 计算，单井采油管线、集油支线泄漏后可能进入含水层的物料分别为 6.9152t、2.1951t。

※影响预测

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。

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

式中：

- x、y—计算点处的位置坐标；
- t—时间（d）；
- C(x, y, t)—t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度（g/L）；
- M—含水层厚度（m）；
- m_M—瞬时注入的质量（kg）；
- U—水流速度（m/d）；
- n_e—孔隙度，无量纲；
- D_L—纵向弥散系数（m²/d）；
- D_T—横向 y 方向的弥散系数（m²/d）；
- Π—圆周率；

模型中所需参数见表 5.2-9。

表 5.2-9 模型所需参数一览表

单井采油管线、集油支线发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表 5.2-10。

表 5.2-10 地下水影响预测结果一览表

泄漏点名称	污染物	预测时间 (d)	最大浓度 (mg/L)	下游最大浓度对应距离 (m)	下游达标点对应距离 (m)	III类标准 (mg/L)

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，单井采油管线发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为 33m、165m 和 330m；集油支线发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为 33m、165m 和 330m；项目区土壤在消除土体裂隙和根孔影响的试验条件下，石油类下渗下移的深度不会超过 30cm，项目区地下水埋深约在 10~50m，泄漏的原油进入地下水的可能性很小，并定期对设备进行检修，将事故发生的概率降至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

5.2.3 运营期声环境影响分析

(1) 噪声预测模型

噪声源主要为采油井场井下作业过程中机泵，井场四周未设围栏，是开放式的，故只考虑传播距离引起的衰减，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2021）中所推荐的预测模式，计算式如下：

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

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级；

r —预测点距声源距离，m；

r_0 —参考位置距声源距离，m。

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Ain, i}$ ，在 T 时间内该声源工作时

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

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

式中：

T——计算等效声级的时间；

N——为室外声源个数；

M——为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级 (L_{eq}) 计算公式：

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

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

L_{eqb} ——预测点的背景值，dB(A)。

(2) 噪声源源强及分布

噪声源主要为采油井场井下作业过程中的机泵等，本次评价以平台井为例，对运营期平台井井场厂界噪声进行预测，井场噪声不高于 55dB(A)。室外噪声源强在 78~95dB(A) 之间，设备选用低噪设备，并采取基础减振等措施，衰减量按 20dB(A) 计，其运行噪声不高于 58dB(A)~75dB(A)，噪声源强见表 4.4 污染源源强核算章节。噪声源强见表 5.2-11。

表 5.2-11 主要噪声源强

平台	名称	数量 (台)	空间相对位置 (m)			源强 dB (A)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
单井井场	投捞式电潜螺杆泵	1	15	15	-20	100	优化站场总图布置，采用低噪声设备、基础减振、加强保养维修	昼夜连续运行
	电加热器	1	15	15	1	85		昼夜连续运行
3 井平台井场	投捞式电潜螺杆泵	3	45	15	-20	100		昼夜连续运行
	电加热器	3	45	15	1	85		昼夜连续运行
计量站	计量装置	1	1	1	1	85		昼夜连续运行
巡检车辆	交通噪声	/	/	/	/	60~90	加强保养维修	间断

备注：采油井场均以井场的西南角作为 (0.0) 点

(3) 预测结果

根据以上公式，预测项目建成后采油井井场厂界四周噪声贡献值，详见表 5.2-12。

表 5.2-12 厂界噪声贡献值预测结果 [单位: dB (A)]

预测点编号	预测点位置	贡献值	评价标准	评价结果
单井井场	东厂界	43	昼间 60 夜间 50	达标
	南厂界	42		
	西厂界	46		
	北厂界	42		
3 井平台井场	东厂界	44		
	南厂界	43		
	西厂界	45		
	北厂界	43		
计量站	东厂界	44		
	南厂界	42		
	西厂界	46		
	北厂界	46		

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

5.2.4 运营期固体废物环境影响分析

固体废物主要为废润滑油、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，临时贮存在石西油田作业区危险废物临时贮存点，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。石西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

① 管线泄漏

正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。事故状态下可能对土壤环境产生一定的影响，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），事故状态下对土壤环境的影响主要为污染影响型，对土壤环境的影响主要为单井采油管线、集油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 5.2-13。

表 5.2-13 运营期土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子
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 5.2-14。

表 5.2-14 《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

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，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，在继续落实石西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，并将泄漏污油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。

187

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。事故状态下计量站设备、输油管线破裂后，泄漏的采出物中采出液进入土壤中，设备、输油管线设有压力和远传信号，假设当发生管道破裂时，可在 10 分钟内切断最近阀门，并在 2h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从管线中泄漏的采出水量为 41.2m^3 ，则采出液中矿化度为 26273.09mg/L ，则估算进入土壤中的盐分含量为 1082451.308g 。

本次预测采用 HJ964-2018 附录 E. 1. 3 中预测方法，预测公式如下：

①单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中： ΔS -单位质量表层土壤中某种物质的增量， g/kg ；

I_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量， g ；

L_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量， g ；

R_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量， g ；

ρ_b -表层土壤容重， kg/m^3 ；

A -预测评价范围， m^2 ；

D -表层土壤深度，一般取 0.2m ，可根据实际情况适当调整；

n -持续年份， a 。

②单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

式中： S -单位质量土壤中某种物质的预测值， g/kg ；

S_b -单位质量土壤中某种物质的现状值， g/kg 。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值

均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 $100\text{m} \times 100\text{m}$ 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.28 \times 10^3 \text{kg/m}^3$ ，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 3.9g/kg 。预测年份为 1a(365 天)。

根据上述计算结果，在 1 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.43g/kg ，叠加现状值后的预测值为 4.33g/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，但在发生泄漏后，石西油田作业区会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，临时占地随着施工作业结束将逐步自然恢复。施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，野生动物对新环境适应后，活动和分布范围将恢复。运营期正常的巡检等活动会对野生动物的生存及其生境造成一定的影响，石西油田作业区通过加强对环境保护的宣传工作，增强员工的环保意识，特别强调对野生动物、受保护的野生植物的保护，可将对野生动物的影响降至最低。

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，废气、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、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。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，退役期工程施工单位应编制建筑垃圾处理方案，并报地方人民政府环境卫生主管部门备案。工程施工单位应及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场。废弃管线等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用。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。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影

响。

退役期各采油井均使用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染，退役期对地下水环境没有不良影响。

井场及计量站经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台被清理，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场及其他占地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、原油和伴生气、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料。

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；运营期采油井场和采油计量站产生的废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料不在项目区暂存，直接转运至石西集中处理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。

风险单元为井场、计量站、单井采油管线和集油支线，且为相互独立的风险单元，本次评价按照对环境最不利条件进行考虑，本次选取最长单井采油管线、集油支线来计算单井采油管线、集油支线危险物质最大存在量，据此计算该风险单元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	危险物质在线量（t）		危险物质临界量（t）	Q 值	风险潜势等级
施工期					
采油井场	柴油	20	2500	0.008	I
运营期					
单井采油管线	原油	2.736	2500	0.0011	I
	伴生气	0.070	10	0.0070	
集油支线	原油	50.04	2500	0.0200	I
	伴生气	0.037	10	0.0037	

计量站	原油	3.400	2500	0.0014	I
	伴生气	0.004	10	0.0004	
合计	/			0.0336	I

根据上表计算结果可知， $Q=0.0336<1$ ，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，无环境敏感目标。

5.4.3 环境风险识别

（1）物质危险性识别

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，其主要物化、毒理性质、危险等级划分见表 5.4-2。

表 5.4-2 原油、天然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	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 $3.3 \times 10^7 \text{J/L}$ 沸点范围有 $180^\circ\text{C} \sim 370^\circ\text{C}$ 和 $350^\circ\text{C} \sim 410^\circ\text{C}$ 两类 闪点： 38°C	属于高闪点液体
2	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°C 沸点： $300 \sim 325^\circ\text{C}$ 闪点： 23.5°C 爆炸极限 1.1%~6.4%（V）自然燃点 $380 \sim 530^\circ\text{C}$	属于高闪点液体
3	天然气	多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷等	天然气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空气中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废	热值：50009kJ/kg 爆炸极限 5%~14%（V）；自然燃点 $482 \sim 632^\circ\text{C}$	属于 5.1 类中易燃气体，在危险货物物品名表中编号 21007

（2）生产设施危险性识别

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，原油、伴生气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，井下作业时可能引发油水窜层，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管线危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、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油气泄漏，事故发生时会有大量的油品和伴生气溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油品、伴生气等易燃物质遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

③井下作业废水（液）拉运过程危险性识别

井下作业废水（液）拉运过程中常见的事故主要是因腐蚀或者交通事故造成罐车罐体发生破裂，造成井下作业废水（液）泄漏，泄漏后可能污染大气和土壤环境。

④站场危险性识别

计量站设备、管线因本身设计、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为设备、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，而且泄漏的伴生气遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。

（3）风险类型识别

环境风险类型主要为柴油、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

施工期井喷、井漏、柴油储罐泄漏造成油气泄漏，污染大气环境和土壤环境，泄漏的油品可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；运营期管线、站场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 施工期环境风险分析

（1）井漏事故影响分析

井漏事故一般发生在钻井过程或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，导致钻井液或修井液漏入地层。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，使大量钻井液或修井液漏失，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 500m，远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。

（2）井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，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，井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时项目所在区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。事故性释放的伴生气可能立即着火，形成喷射燃烧对周围产生热辐危害；也可能在扩散过程中着火或爆炸，产生的次污染物环境；或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，仅污染周边环境空气。

（3）油水窜层事故影响分析

油水窜层一般是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。生产井的窜层的主要原因是：下入的表层套管未封住含水层；固井质量差；工艺措施不合理或未实施。油水窜层事故发生后，采出液漏失于地下水含水层中，由于采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。本项目采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

（3）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中后，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，一是泄漏物直接黏附于植物体上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分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

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，采取钢质储罐，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。

5.4.5 运营期环境风险分析

（1）井喷事故影响分析

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

井喷事故主要在井下作业过程中发生。井喷随油藏地层压力的不同，其发生概率和强度有所不同，大多数情况下是难以估计的。据国内油田资料统计，井喷事故发生的概率为 0.1%~0.3%，根据现场调查，油区采用抽油机进行开采，随着

开采年限的增加，区块地层压力逐渐减小，加上油井自喷能力弱，采取了严格的井控制度和井控措施，发生井喷的概率较小。

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。井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。类比新疆境内多个油田的环境影响评价报告，石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

③对植被及沙地的影响分析

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

(2) 井漏环境影响分析

井漏事故对地下水的污染途径主要是钻井液漏失于地下水含水层中，造成地下含水层水质污染。钻井液漏失于地下含水层其径流型污染的范围不大，主要发生在局部且持续时间较短；使用清洁无害的水基钻井液，严格控制使用有毒有害钻井液；同时严格要求套管下入深度、确保固井质量等措施，可有效控制钻井液在含水层中的漏失。因此，井漏事故对地下水环境的影响在可接受范围内。

(3) 管线和设备泄漏事故环境影响分析

①对大气环境影响分析

单井采油管线、集油支线均为埋地敷设，泄漏事故对大气环境的影响较小；

管线发生泄漏事故后，油气进入环境空气，其中的 NMHC 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。

②对土壤环境影响分析

站内管线及地面以上设备发生泄漏后及时将泄漏的物料进行清理，不会对土壤环境产生不利影响；单井采油管线、集油支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，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）。

③对植被的影响

计量站部分地面进行了硬化，植被比较稀少，事故状态下不会对植被产生明显影响；油区原油发生泄漏后可能对周围植被产生一定的影响，对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏油品直接黏附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的油品中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

④对地下水环境的影响

拉运井下作业废水（液）的罐车装载液体量少，即使发生泄漏，可以及时发现，泄漏液体基本都在地表，加上表层土壤的拦截作用，几乎不会对地下水环境产生影响。

管线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。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体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论“风沙土尽管颗粒较粗、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 0cm~10cm 或 0cm~20cm 表层土壤中，其中表层 0cm~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。由此可以推断，油田环境非敏感区其他颗粒较细、质地比较黏重的土壤类型，如盐土、林灌草甸土、龟裂土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移的范围也不超过 20cm；对于颗粒较粗、结构较松散、空隙比较多的棕漠土，在消除土体裂隙和根孔影响的实验条件下，石油类下渗迁移的深度也不超过 30cm。在排除土体裂隙和腐烂根孔影响的条件下，当 20mg/L 的含油污水（三级污水排放标准浓度）甚至更高浓度的含油污水持续排放于石油勘探开发的各类土壤上，石油类污染物在土体中下渗迁移程度有限，很难穿透包气带而进入地下水。”因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对当地地下水环境产生大的影响。

⑤酸化液及压裂液泄漏事故风险分析

酸化液和压裂液罐车发生泄漏后，泄漏的酸化液和压裂液可能对土壤和地下水产生一定的影响。采用质量合格的储罐；液体装车时检查罐体情况，确保罐体完好再装车；储罐设有液位装置，装车时及时观察液位装置，以免溢出；罐车司机驾驶技术娴熟，发生交通事故的概率较低；日常加强管理和维护，发生泄漏事故的概率很小。一旦发生泄漏事故，及时采取相应的措施，不会对周围环境产生明显影响。

⑥洗井废水及井下作业废液拉运过程中泄漏事故风险分析

洗井废水及井下作业废液拉运由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统

处理，事故状态下罐车发生泄漏，泄漏的各类废水可能对沿线土壤和地下水产生一定的影响。采用质量合格的储罐；液体装车时检查罐体情况，确保罐体完好再装车；储罐设有液位装置，装车时及时观察液位装置，以免溢出；罐车司机驾驶技术娴熟，发生交通事故的概率较低；日常加强管理和维护，发生泄漏事故的概率很小。一旦发生泄漏事故，及时采取相应的措施，不会对周围环境产生明显影响。

6 环境保护措施论证分析

6.1 施工期环境保护措施

6.1.1 施工期大气环境保护措施

(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撒土石方的作业。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，增强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。

(9) 柴油储罐采用固定顶罐，固定顶罐罐体应保持完好，不应有孔洞；储罐附件开口（孔），除采样、计量和例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；定期监测呼吸阀的定压是否符合设定要求。

(10) 及时清运钻井岩屑。

(11) 井场配备有硫化氢检测仪，用于检测硫化氢浓度。

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，应尽可能重复利用，试压结束后，就地洒水抑尘。混凝土养护废水自然蒸发。

(2) 钻井期生活污水排至生活营地污水防渗池，钻井结束后清运至乌尔禾区污水处理厂。乌尔禾区污水处理厂设计处理规模为 $6000\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理规模约为 $4500\text{m}^3/\text{d}$ ，富余量 $1500\text{m}^3/\text{d}$ ，出水水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002) 一级 A 标准。本项目钻井期生活污水产生量共计 846.4m^3 ，水质与一般城镇生活污水相似，满足污水处理厂设计进水水质要求，间歇产生且水量小，远低于污水处理厂的富余处理能力，可满足处理需求。

(3) 储层改造工程产生的压裂返排液、酸化返排液由专用方罐收集后，拉运至石西集中处理站采出水处理系统进行处理，处理达标后全部回注油藏。石西集中处理站采出水处理系统设计处理规模为 $2600\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理规模 $2100\text{m}^3/\text{d}$ ，富余 $500\text{m}^3/\text{d}$ 。处理完的采出水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 的相关标准后全部回注油藏。本项目储层改造工程产生的压裂返排液、酸化返排液单日最大量为 280m^3 ，产生量较小。综上所述，石西集中处理站采出水处理系统余量可满足本项目试气废水处理需求，依托可行。

(4) 钻井作业中一开、二开、三开使用水基钻井液，钻井时采用两层套管技术，在钻井过程中，严格要求套管下入深度，可以有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。由于拟部署采油井钻井目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，在施工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，有效保护地下水层。钻井过程中产生的废水不与当地水体发生水力联系，同时对产生的废水排放进行严格管理，因此基本不会对所在区域地下水产生影响。加上区域内气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。

(5) 施工期间钻井井场分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区。生活营地生活污水收集池为一般防渗区。

分区防渗情况详见表 6.1-1 和图 6.1-1。

表 6.1-1 项目分区防渗表

时期	防渗分区	生产单元	防渗性能要求
----	------	------	--------

钻井井场	一般防渗区	化工爬犁、材料爬犁、材料房	等效黏土防渗层 $MB \geq 1.5m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$
	重点防渗区	净化罐、油水罐区、废料场、钻井液用房、发电房、废料场、不落地系统、岩屑储罐区、钻井井口、危险化学品存放处	铺设 2mm 厚的 HDPE 防渗膜（渗透系数不大于 10^{-10}cm/s ）或者采取铺设渗透系数不大于 10^{-10}cm/s 、至少 2mm 厚的其他人工材料的防渗措施
	简单防渗区	套装水罐区、地质房、录井房、值班房、远控台、远控台、消防房、管线盒、过桥、配电房、钳工房	一般地面硬化
生活营地	一般防渗区	生活污水收集池	等效黏土防渗层 $MB \geq 1.5m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$

建设单位应监督施工单位严格按照表 6.1-1 的分区防渗要求执行，以确保防渗措施的落实和有效性。

分区防渗见图 6.1-1。

图 6.1-1 钻井期井场分区防渗示意图

(5) 使用无毒，环境友好型压裂液。

(6) 钻井时采用套管与地层隔离开、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。

(7) 钻井时严格落实套管下入深度合格和固井质量合格，对产生的压裂返排液、生活污水、水基钻井岩屑、沾油废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶及生活垃圾严格管理，禁止乱排。

(8) 项目部署的采油井设计、建造和改造应满足以下要求：

①油井套管技术状况合格，按《套管柱试压规范》（SY/T5467-2007）的要求进行套管试压。

②表层套管、技术套管、生产套管固井水泥应返至地面，固井质量合格。

③井口装置结构完整、密封良好，压力级别满足要求，材质满足防腐要求。

(9) 管理措施

①压裂返排液、酸化返排液和生活污水应建立台账管理制度，并实施全过程管理，记录废水的产生量、转移量及去向等。

②加强施工单位和运输车辆的管理，严禁废水随意排放或倾倒。

③加强对工作人员防治水污染的宣传教育及管理。

6.1.3 施工期噪声污染防治措施

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

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

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》(GB12523-2011) 中的相关要求。

6.1.4 施工期固体废物防治措施

(1) 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、建筑材料下脚料、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，施工单位办理建筑垃圾清运手续，并严格按照划定的运输路线清运当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。

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，避免占用土地对周边景观造成不良影响。

(2) 沾油废防渗材料

施工结束后清理场地时产生的未沾油防渗材料由施工单位集中回收利用，沾油废防渗材料（废物代码为 900-249-08，危险特性为毒性和易燃性），产生后由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处置。

(3) 废润滑油、废润滑油桶

施工过程中机械、设备检修和维护过程中产生的废润滑油、废润滑油桶分区暂存在井场设置的危废暂存点，定期由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处置。

(4) 水基钻井岩屑处置措施

项目采用水基钻井液，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暂存于岩屑专用方罐，委托岩屑处置单位直接拉运处置。水基钻井岩屑处理工艺流程如图 6.1-2 所示。

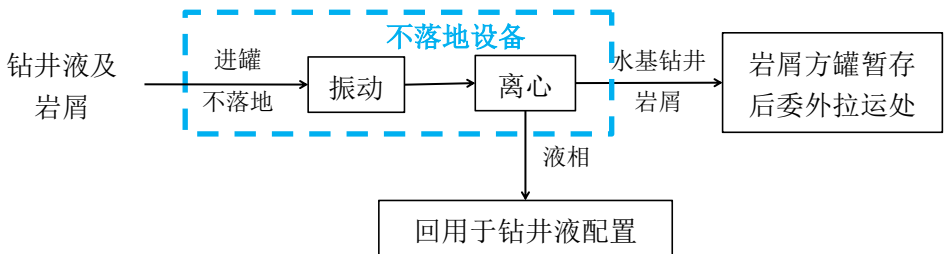


图 6.1-2 水基钻井岩屑井场处理工艺流程

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 6.1-1 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。钻井废弃物采用不落地系统处理，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队带至下一个钻井井场继续使用，不外排。水基钻井岩屑进岩屑专用方罐，由岩屑处置单位直接拉走进行处理，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）相关要求后进行综合利用。

(5) 井场和生活营地设置生活垃圾收集箱，箱底铺设防渗膜，上部遮盖篷布。生活垃圾集中收集后清运至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋。乌尔禾区生活垃圾填埋场设计库容量为 $77 \times 10^4 \text{m}^3$ ，使用期限 13 年，实际填埋处理 $11 \times 10^4 \text{m}^3$ ，尚有 $66 \times 10^4 \text{m}^3$ 左右的库容余量。本项目产生的生活垃圾相对于垃圾填埋场的库容所占比例很小，可满足本项目需求，依托可行。

(6) 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。

(7) 施工结束后，施工场地废物全部进行清理，对可回收物优先回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

(8) 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，并实施压平整水土保持措施，不产生集中弃土。

(9) 危险废物环境管理要求

施工期间产生的废润滑油、废润滑油桶和沾油的废防渗材料应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》中的相关要求对环境管理：

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沾油废防渗材料应装入闭口容器或包装物内贮存。容器或包装物材质、内衬应与盛装的沾油废防渗材料相容，并满足相应的防渗、防漏、防腐和强度等要求。容器或者包装物外表面应保持清洁。

③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》（GB 15562.2）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。

④按照《危险废物产生单位管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259—2022）等有关要求落实危险废物管理计划制度，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。并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。

⑥按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求贮存。

（10）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，本项目施工期产生的固体废物均可得到妥善处置，对生态环境造成的影响较小。

6.1.5 施工期土壤污染防治措施

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

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

（3）钻井井场内的柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐等均铺设 HDPE 防渗膜，施工产生的生活垃圾、建筑垃圾、钻井岩屑、废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗膜、焊接废渣不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

6.1.6 施工期生态环境保护措施

（1）井区建设工程施工期生态保护措施

①避让

施工过程中，尽量避开植被密集的区域，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减缓

在遵循避让原则进行选址后，应在设计中明确各井场、站场建设位置及占地面积，施工作业严格按照设计规定的位置进行建设，不得随意改变、调整施工区域。合理规划井场和计量站永久占地面积；

③修复

施工结束后，对井场永久占地进行地面硬化处理，以减少风蚀量。

(2) 管线及道路施工期生态保护措施

①避让

设计选线过程中，尽量避开植被密集的区域，集油支线尽可能沿油区已建道路敷设，尽可能避免破坏自然植物。

②减缓

1) 施工时严格按照既定方案施工，严格控制单井采油管线、集油支线和巡检道路施工作业带宽度，以减少工程占地；其中单井采油管线不得超过 8m，集油支线不得超过 10m，道路施工作业带宽度不得超过 6.5m。严禁毁坏占地范围外的自然植被。

2) 加强施工期管理，对施工人员宣讲生态环境保护相关保护措施，施工期禁止掩埋废弃污染物，应派专人监管。

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；土石方不得随意堆放，应集中堆置于管沟一侧，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。并在管线上方设置管线走向标志。

4) 根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

5) 管线施工过程中要做到分段施工、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，减少裸地和土方的暴露面积。

6) 管线及道路施工中尽可能利用就近油田现有道路，减少对地表和植被的破坏。

③修复

施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期野生植被的自然恢复。

④恢复措施

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

⑤补偿措施

施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期野生植被的自然恢复，临时占地内植被在未来 3~5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复；恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率。建设单位作为责任主体，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》相关规定，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。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。

（2）施工管理措施

①施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，不得毁坏占地范围外的植被，尽量不干扰野生动物的栖息地。施工车辆和运输车辆应结合梭梭地分布情况，在限定的路线范围内行驶，禁止乱碾乱轧。

②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植被；避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

③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。

④加强施工期环境监理，监理对象为采油井场、计量站、管线等工程的施工、施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及施工过程中的环境管理等内容。

⑤在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

（3）生态影响的治理

①针对井场、管线工程生态治理措施

1) 管线施工时管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水

土流失。

2) 及时清理施工现场,做到“工完、料净、场地清”。项目结束后,建设单位应承担恢复生态的责任,及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌,使占地造成的影响逐步得以恢复。

②针对野生动植物的生态治理措施

注意施工后的地表修复,管道回填时,应注意尽量恢复原有紧实度,或留足适宜的堆积层,防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

6.1.7 水土保持措施

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定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按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,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。由专人监督负责，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，切实增强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，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行植被恢复。

（1）严格控制各项工程作业面积，严禁毁坏占地范围外的自然植被。

（2）对施工过程中产生的临时土方采用防尘布（或网）进行苫盖。

（3）井场道路用砾石铺垫，减少扬尘；对井场永久占地范围采用 0.5m 厚夯实黏土+砂砾层铺垫，减少扬尘。

（4）严禁施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大。

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

（6）管沟开挖土方全部回填，避免弃方产生。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。经过的斜坡、土坎等地段，工程设计中应修筑护坡堡坎的方式来防止水土流失。地面建设挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多惜土。

(7) 对管线及井场边缘土坎的边侧进行平整压实处理。

(8) 工程主管部门积极主动，加强水土保持管理，加强水土保持法制宣传和水土保持执法管理，将其纳入依法办事的轨道上来，并对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被，宣传保护生态环境和防治荒漠化的重要性。

(9) 工程建设主管部门，应严格要求施工单位，对技术文件中的有关环境保护条款认真执行，全面落实，确保各类环保措施在工程施工中得到体现，保证同时设计，同时施工，同时验收的“三同时”落到实处。

(10) 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；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。

6.1.8 防沙治沙措施

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《中华人民共和国防沙治沙法》，使施工人员知法、懂法、守法，自觉保护林草植被，自觉履行防治义务。禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。

(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，井场永久占地范围内用砾石铺垫，所有车辆尽量走统一车辙，避免开辟新路，以减少风沙活动。

(4) 加强对野生植物的保护，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。

(5) 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。

(6) 项目采油井场、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。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 运营期大气环境保护措施

(1) 无组织废气防治措施

根据《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中的相关要求，针对废气提出如下防治措施：

①井口采出物采用密闭集输工艺。

②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，以防止跑、冒、漏现象的发生。

③定期对单井采油管线及集油支线进行巡检，以便及时发现问题，防止采出液、伴生气泄漏进入环境中污染大气、土壤、地下水等。

④加强生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好采油井的压力监测，并准备应急措施。

⑤应加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏事故立即切断控制阀，切断油、气源，最大限度地减少油气集输过程中烃类的排放量。设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作，并在 5 日内完成修复。

⑥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。

在采取上述措施后，井场、计量站边界 NMHC 的浓度满足《陆上石油天然气开

采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求（厂界非甲烷总烃浓度不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

（2）碳减排措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

①工艺技术减污降碳措施分析

拟建工程井场开采采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

②电气设施减污降碳措施

本工程在电气设备设施上采用了多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO_2 排放量。具体措施主要有：

1）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

2）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

3）各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

③碳排放控制管理

管理区建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细的规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

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）由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的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，其余区域为一般防渗区，重点防渗区防渗性能不应低于 6m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} 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 1.0×10^{-7} 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。分区防渗图具体如下。

图 6.2-1 单井采油井场分区防渗示意图

图 6.2-2 3 井式采油平台井分区防渗示意图



图 6.2-3 计量站分区防渗示意图

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，建设单位可利用石西油田作业区已有水源井作为地下水监测井，地下水监测点数量应不少于 3 个，监测因子主要为 pH、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。

(3) 井筒完整性管理应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用标准》(GB/T 17745-2011) 相关要求对井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

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) 加强噪声防范，做好个人防护工作。

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

6.2.4 运营期固体废物污染防治措施

(1) 固体废物主要为废润滑油、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，临时贮存在石西油田作业区危险废物临时贮存点，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。石西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。

(2) 废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗膜的收集、贮存、运输须符合《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012) 和《危险废物转移管理办法》(生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号) 要求，相关资料存档备查。具体如下：

①危废收集过程污染防治措施

在危险废物收集过程中应采取以下防治措施：

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，标签信息填写完整详实；盛装危废后的废包装桶及时转运至处置场所进行处置；盛装过危险废物的包装袋或包装容器破损后应按危险废物进行管理和处置；在危险废物的收集和转运过程中，应采取相应的安全防护和污染防治措施，包括防爆、防火、防中毒、防感染、防泄漏、防飞扬、防雨等其他防治污染环境的措施。

②危险废物的收集作业应满足如下要求：设置作业界限标志和警示牌；收集时应配备必要的收集工具和包装物，以及必要的应急监测设备及应急装备；收集时应填写记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存；收集结束后应清理和恢复收集作业区域，确保作业区域环境整洁安全；收集过危险废物的

容器、设备、场所及其他物品转作他用时，应消除污染，确保使用安全。

③危险废物贮存污染防治措施

本项目产生的危险废气临时贮存在石西油田作业区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；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）石西油田作业区已按照年度建立了完善的危险废物管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照既定计划进行危险废物管理。

（5）石西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) 石西油田作业区已按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》有关要求制定，按年度建立了完善的危险废物管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照既定计划进行危险废物管理。

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

(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，不得将其擅自倾倒入海；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。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则。

(10) 运营期危废处置依托可行性分析

本项目可根据危险废物类型与下表所列处置单位或其他具有处置资质的单位签订危废处置合同。

表 6.2-3 危废处理单位一览表

序号	单位名称	经营设置地址	许可证编号	HW08 类危 废处理规 模 (t/a)	经营方 式
1	克拉玛依顺通环保科技有限公司	克拉玛依市乌尔禾风城油田作业区重 32#区北侧	6502040039	300000	收集、 贮存、 处置
2	克拉玛依市克利达油脂化工公司	克拉玛依市五一区油田公路 6 号	6502040022	5000	收集、 利用
3	克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司	克拉玛依市白碱滩区三坪镇石化工业园区平南二路 880 号	6502040047	300000	收集、 贮存、 处置
4	新疆科力新技术发展股份有限公司	塔城地区和布克赛尔蒙古自治县新疆油田陆梁油田作业区陆梁油田集中处理站西侧	6502040046	60000	收集、 贮存、 处置、 利用

本项目发生事故的概率较小，且事故状态下产生的无法收集的原油及受浸染土壤的量相对于上述单位危险废物处理能力所占比例很小，故可满足本项目需求。

6.2.5 运营期土壤环境保护措施

（1）源头控制

井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，洗井废水采用的专用收集罐集中收集后送至石西集中处理站处理。井下作业废液集中收集后由罐车拉运至石西集中处理站处理，经处理达标后回注油藏，不外排。

（2）防渗措施

井场、计量站的具体防渗措施见“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）管线上方设标示桩、警示桩，防止其他工程施工活动对管线造成破坏；定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。

（2）定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。

（3）定时巡查井场设备设施等，防止“跑冒滴漏”，降低土壤污染。

（4）加强环境保护宣传工作，增强环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被。

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

（6）加强对道路沿线生态环境的管理、保护、巡护工作。禁止道路维修和检

查人员对动物栖息地产生新的破坏，实施维护工作时应尽力避免影响野生动物正常的活动。

(7) 强化项目沿线的固体废弃物污染治理的监督工作，除向司乘人员加强宣传教育工作外，项目沿线的固体废弃物定期进行清理。强化道路沿线固体废弃物污染治理的监督工作，严禁过往车辆乱扔方便袋、饮料罐等固体垃圾。运输含尘物料的汽车要求加盖篷布。

(8) 加强环境保护宣传工作，增强环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

(9) 严禁捕杀任何野生动物，在井场设置宣传牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

6.2.7 温室气体管控措施

(1) 原油采用密闭集输工艺，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。

6.3 退役期环境保护措施

6.3.1 退役期大气环境保护措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(2) 在闭井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。

(3) 退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

6.3.2 退役期水环境保护措施

闭井期的清管废水由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理达标后回注地层，不外排。对废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，废弃

井应根据《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T6628-2005）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《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，防止发生井漏事故，污染地下水资源。

6.3.3 退役期噪声污染防治措施

- （1）选用低噪声机械和车辆。
- （2）加强设备检查维修，保证其正常运行。
- （3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

（1）退役期工程施工单位应编制建筑垃圾处理方案，并报地方人民政府环境卫生主管部门备案。工程施工单位应及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾，清运至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。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，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（2）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，自然植被区域自然恢复。

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

（4）对进入退役期的设施进行土壤隐患排查，如发现污染场地，还应进行土壤污染修复。

6.3.5 退役期生态环境保护措施

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

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

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

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

6.3.6 生态恢复治理方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

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

①禁止在依法划定的饮用水水源保护区内进行开采。

②采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

③坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

④贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

⑤遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。

（2）井场生态恢复治理

各井封井时需拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，并按照《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，防止发生油水窜层；拆除井场各项生产设施，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、集油支线维持现状，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，应对井场和站场的临时占地内的土地进行平整，做到“工完、料净、场地清”。经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

6.4 环境风险防范措施及应急要求

6.4.1 钻井风险防范措施

（1）钻井井场风险防范管理措施

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/SY1002.1-2013）；《健康、安全与环境管理体系第 2 部分：实施指南》（Q/SY1002.2-2014）；《健康、安全与环境管理体系第 3 部分：审核指南》（Q/SY1002.3-2015）；《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》（Q/SY08053-2017）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。钻井井场设应急放喷池、柴油储罐设围堰。柴油机排气管出口避免指向柴油罐区。

（2）钻井井场风险防范措施

拟部署采油井钻井井口设置防喷器，防喷器远程控制台距井口不小于 25m。同

时按照要求在井场配备相应的消防器材，消防砂应堆放在柴油储罐和发电机房附近。

（2）钻井井场应急放喷设施

在井场设放喷管线和放散管各一条，若遇伴生气排出井口，需经放散管点燃后放空，要加强对放喷管线、放散管及其点火装置等放喷系统的维护与检修，一旦发现问题，及时整改，放喷过程中若发现管线泄漏、点火装置发生故障等非正常工况，应立即关闭井口，停止放喷作业。

（3）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他性能符合设计要求，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，做好记录、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。

（4）井漏事故防范措施

钻井时采用水泥浆固井与下套管相结合的方式将井筒与地层分隔开。一开下入表层套管，水泥浆返至地面；二开下入技术套管，水泥浆返至 500m。通过采取上述固井及下套管措施，可以有效避免发生井漏事故，从而也避免了钻井液或净化后的采出水漏失发生窜层污染事故。

（5）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。

（6）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 井下作业事故风险防范措施

(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》（GB50160-2008）、《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尽快采取措施回收原油；事故处理中要有专人负责，管好电源、火源，以免火灾发生。井喷时，泄漏的落地油 100% 进行回收，收集的废油运至石西集中处理站处理。受污染的土壤需进行换填，交由具有相应危险废物处置资质单位收集、转运、处置。

(8) 硫化氢防范措施：井下作业时应至少配备 1 套便携式硫化氢检测仪做好硫化氢检测工作，制定防硫化氢应急预案；在井场大门口、坐岗房、防喷器液控房等处设立风向标（风袋、风飘带、风旗或其他适用的装置），并在不同方向上

划定两个紧急集合点，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向疏散。

6.4.3 集输管线泄漏事故风险防范措施

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

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

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

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

(5) 泄漏环境应急处置

管线泄漏发生后，迅速关闭截断阀，并及时封堵泄漏源；泄漏的原油尽可能回收至石西集中处理站，无法收集的泄漏原油及被污染的土壤集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置；泄漏油品环境应急处置过程需要注意安全防爆，防止次生爆炸等安全事故发生。

(6) 第三方损坏控制

按照以下内容对管道的运行及环境风险状况进行日常巡护：配置专职或兼职管道巡护人员，设立 24h 联系方式；每年至少开展两次专门的管道保护知识宣传；使用电子巡查系统或其他方式来保证巡护质量；配备相关管道探查设备。

设置管道安全标识，建议设置禁止下列危害管道安全行为的警示标识：擅自开启、关闭管道阀门；移动、毁损、涂改管道标识；在地上管道上行走或者放置重物；在埋地管道两侧 5m 范围内打桩、打井、钻探、取土等作业；定期对管道标识进行检查。对设置位置不合理或不醒目或已遭受破坏的管道标识进行修复或更

换；建议在埋地管道上方巡查便道上设置禁止重型车辆行驶的路障。

（7）泄漏预防

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

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

6.4.4 站场环境风险防范措施

（1）各设备采用质量合格的产品，定期进行巡检、维修及保养。

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

（3）设置硫化氢气体检测装置。

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

（5）配备一定的消防设施，定期进行消防培训与实战演练，要求岗位工作人员具有较强的消防安全意识，加强巡检，确保无异常情况出现。

6.4.5 洗井废水及井下作业废水（液）运输风险防范措施

为有效减少洗井废水及井下作业废水（液）运输风险危险情况的发生，应事先计划好运输路线，并在装卸和拉运过程中采取以下防范措施：

（1）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。

（2）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。

（3）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。

（4）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。

（5）建立转运台账。

（6）行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车厢底部四周有无泄漏液体，若有泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行转运、接收和处置。

6.4.6 环境风险应急处置要求

（1）应急处置要求

发生事故时，如井喷、管线泄漏等事故时，应立即查询泄漏源，及时关闭截断阀，清除受污染的土壤；对于固井质量不合格的生产井，应及时采取有效措施进行修井，以减少井漏对区域地下水的污染。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开发公司环境突发事件专项应急预案》，由应急领导小组对事故进行处理。

（2）应急预案

本项目投产后归属中国石油新疆油田分公司开发公司管理，将其纳入石西油田作业区现有应急预案—《中国石油新疆油田分公司开发公司突发环境污染事件

应急预案》，从而对环境风险进行有效防治。中国石油新疆油田分公司开发公司应及时对《中国石油新疆油田分公司开发公司突发环境污染事件应急预案》进行修订。项目环境风险简单分析内容详见表 7.4-1。

表 7.4-1 环境风险简单分析一览表

建设项目名称	石西油田石西石炭系油藏 2025 年开发建设工程
建设地点	本项目位于石西石炭系油藏，行政区划属新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县管辖。距离和布克赛尔蒙古自治县中心城区西北方向 173km。
地理坐标	N 45° 25' 29.56", E 86° 55' 38.65"
主要危险物质及分布	施工期危险物质主要为柴油，运营期危险物质主要为原油、伴生气。柴油主要分布在柴油储罐中；原油和伴生气主要分布在单井采油管线、集油支线、计量站
环境影响途径及危害后果	施工期井喷、井漏、柴油储罐泄漏造成油气泄漏，污染大气环境和土壤环境，泄漏的油品可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；运营期管线发生破损造成油品和伴生气泄漏，以及井下作业废水（液）拉运罐车破裂，导致井下作业废水（液）泄漏，污染土壤和大气，管线发生破损泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境；事故发生概率较低，发生事故时及时采取相应的应急措施，不会对周围环境产生明显影响
环境风险防范措施要求	（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、妥善处理。 （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石西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 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石西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石西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《石西油田石炭系油藏滚动开发工程（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；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、井下作业废液送至石西集中处理站采出水处理系统处理；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石西油田作业区现有的环境保护措施基本相同，均为技术可行、经济合理、稳定可靠、便于实施的成熟措施，在油田开发过程中得到广泛应用。综上所述，本次采取的环境保护措施为技术可行、经济合理、可以达到长期稳定运行和达标排放。

6.6 环保投资分析

项目总投资 14934.29 万元，环保投资约 1278 万元，占总投资的 8.56%，环保投资估算见表 6.5-1。

表 6.5-1 环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	名称	环保措施	工程量	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	336425m ²	20
		临时占地和永久占地	防沙治沙措施：按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿，对采油口地面进行 0.5m 厚夯实黏土+砂砾层铺垫	357665m ²	100
	废气	井场和管线等	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘	/	10

		施工产生的施工扬尘	布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖。		
		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；使用符合国家标准的焊条	/	20
	废水	生活污水	生活污水排至生活营地临时生活污水储集防渗池，清运至乌尔禾生活污水处理厂处理	/	4
		压裂返排液、酸化返排液	由地面储罐收集后，拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理	/	10
	固体废物	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	/	20
钻井岩屑		不落地系统，采用方罐临时贮存，最终交由岩屑处置单位处理	/	800	
生活垃圾		清运至生活垃圾填埋场处理	/	10	
沾油废防渗膜		交由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、运输和处置	/	2	
废润滑油、废润滑油桶			/	2	
运营期	废气	无组织废气	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门	/	20
	废水	洗井废水、井下作业废液	采用专用废液收集罐收集，洗井废水及井下作业废液由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理		50
	噪声	井场噪声	采用低噪声设备	/	10
	固体废物	废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶	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		20
退役期	固体废物	井场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下 1m 内管头；井口封堵，建筑垃圾按照环境卫生主管部门的规定进行利用或者处置	各井场及相关地面设施	20
	生态恢复	临时占地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来井场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	/	20
环境管理		环境监理	严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	/	30
环境监测		环境监测	按照监测计划开展环境监测	/	50
地下水保护预防措施		各钻井井场为一般防渗区，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，井场永久占地防渗措施基层为 0.5m 厚夯实黏土+砂砾层			40
风险防范措施		井场设置明显地禁止烟火标志；在井架上、井场路口等处设置风向标；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程			20
合计					1278

7 环境管理与监测计划

7.1 环境管理机构

7.1.1 环境管理机构

本项目依托石西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《石西油田作业区质量、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。

7.1.2 环境管理体制

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，其他行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，生态环境部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

7.2 生产区环境管理

7.2.1 日常环境管理

（1）搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测井场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管

理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

废水管理应按达标排放的原则，在生产过程中，运营期洗井废水、井下作业废水由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关水质指标后回注，不外排。从废水排放方式看，用于生产回用是比较合理的油田废水排放途径，提高了生产用水的重复利用率，充分发挥污水的再次利用价值。防止了环境的再污染，获得污水处理与资源化的最佳效益，具有较高的环境效益、经济效益。

废气污染源的控制是重点加强油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻对周围环境产生的污染，达到污染物排放总量控制的环境保护目标。

（2）加强环保设备的管理

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

（3）落实管理制度

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

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

7.2.2 环境污染事故的预防与管理

（1）对事故隐患进行监护

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

（2）强化专业人员培训和建立安全信息数据库

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

（3）加强风险管理

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

7.2.3 HSE 管理工作内容

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

7.2.4 环境监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅审批本项目的环境影响报告书，塔城地区生态环境局、塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局监督所辖行政区内该工程的环保竣工验收制度执行情况以及日常环境管理。

7.2.5 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	实施时间	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，禁止侵扰野生动物栖息地。施工产生的土方，应合理规划，合理利用。对于开挖管线产生的土方，全部回填，对于拟永久使用的各井场建设完成后，应因地制宜地进行硬化或地表恢复。	工程承包商	施工期	环境监理公司及所在行政区环境保护行政主管部门
2	水环境	管线试压废水用于施工洒水抑尘，生活污水排至生活营地内设置的生活污水临时储集池中，定期清运至乌尔禾区生活污水处理厂，压裂返排液、酸化返排液集中收集后送至石西集中处理站采出水处理系统处理。			
3	土壤环境	按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，施工产生的建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染			
4	声环境	在钻井工程、管线敷设、井场入场道路建设、输电线敷设等地面工程施工过程中，选用效率高、噪声低的设备，并注意设备的正确使用和经常性维护，保持较低噪声水平。运输车辆限速、尽量减少鸣笛			
5	大气环境	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；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。材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，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			
6	水土流失、土地沙化	合理安排时间，挖、填方尽量避开大风天气，堆放土方时，尽量减小土方坡度。管沟开挖、填方作业时应尽量做到互补平衡，避免土方堆积。严格按规划的施工范围进行施工作业，不得随意开辟施工便道。施工后期，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，防止水土流失及土地沙化			
7	固体废物	钻井井场设置不落地设备，用于分离钻井液和钻井岩屑；水基钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后进岩屑专用方罐，交由岩屑处置单位处理，沾油废防渗膜和废润滑油、废润滑油桶集中收集后交由有相应处置资质的单位进行回收处置；工程施工单位应编制建筑垃圾处理方案，并报地方人民政府环境卫生主管部门备案。工程施工单位应及时清运工程施工过程中产生的建筑垃圾，将其清运至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理；生活垃圾集中收集后，送至乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处理			

7.2.6 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以及处理结果，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) 为确保项目环保实施的落实，最大限度地减轻生产开发对环境的影响，运营期管理的主要内容见表 7.2-2。

表 7.2-2 运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位
1	生态环境	继续做好施工地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季降雨使地貌慢慢得以自然恢复。培训巡检人员相关环境保护知识，更好的保护沿线植被	中国石油新疆油田分公司开发公司	运营期	塔城地区生态环境局及和布克赛尔蒙古自治县分局
2	大气环境	采出物采用管线密闭集输，加强对各场站的设备和管线的巡检，定期对设备及管线组件的密封点进行泄漏检测			
3	声环境	定期对设备进行检修和维护，使其处于运行良好的状态。对场站的厂界噪声进行定期监测			
4	水环境	井下作业时铺设防渗膜，洗井废水、井下作业废水采用的专用收集罐集中收集后送至石西集中处理站采出水处理系统处理，经处理达标后回注油藏，不外排			
6	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	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			
8	固体废物处置	废药剂包装物由厂家回收，废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料以及事故状态产生的含			

		油污泥交由具有相应危废处置资质的单位进行接收、处置和转运			
--	--	------------------------------	--	--	--

7.2.7 排污许可管理

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

7.2.8 退役期环境管理

退役期主要内容见表 7.2-3。

表 7.2-3 退役期的环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	做好退役期的地表恢复工作，拆卸、迁移井场设备，恢复地貌	中国石 油新疆 油田分 公司石 西油田 作业区	退役期	塔城地区 生态环境局、塔城地区生态 环境局和布克赛尔蒙古自治 县分局	纳入退 役期闭 井管理 费用
2	声环境	退役期间加强施工设备维护保养，合理安排施工时间				
3	大气环境	在对原有的设备拆卸、转移过程中会产生一定的扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气造成影响				
4	水环境	管线拆除排出的废液，由罐车拉运至石西集中处理站，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响				
5	固体废物处置	固体废弃物分类收集，及时清运				

7.2.9 事故风险的预防与管理

（1）对风险事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效的措施，防止事故的发生。根据国内外油气田开发过程中相关设施操作事故统计和分析，工程运行风险主要来自第三方破坏、管道腐蚀和失误操作。对以上已确认的重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、经济等方面能够解决

的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监管措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查。

（2）制定事故应急预案建立应急系统

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

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

7.3 企业环境信息公开

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

（1）企业基本信息，包括中文名称、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，包括污染防治设施，污染物排放，有毒有害物质排放，工业固体废物和危险废物产生、贮存、流向、利用、处置，自行监测等方面的信息；

（4）生态环境应急信息，包括突发环境事件应急预案、重污染天气应急响应

等方面的信息；

- (5) 生态环境违法信息；
- (6) 本年度临时环境信息依法披露情况；
- (7) 法律法规规定的其他环境信息。

7.4 环境监测与监管

7.4.1 施工期开展环境工程现场监理建议

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

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

(1) 环境监理人员要求

①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境保护相关法律法规、标准和政策，了解当地生态环境行政主管部门的环保要求。

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油气田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

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

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

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

环境监理工作计划及重点见表 7.4-1。

表 7.4-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	各井场建设现场	1) 井位选址布设是否满足环评要求; 2) 各井场、计量站施工是否严格按设计方案执行, 施工质量是否能达到要求; 3) 施工作业是否超出了限定范围, 施工结束后, 施工现场是否进行了及时清理; 4) 各场站硬化是否达到要求; 5) 废气、废水、固体废物、噪声等污染是否达标排放和妥善处理; 6) 地下水防渗措施是否达到要求	环评中环保措施落实到位
2	管线敷设现场	1) 管线选线是否满足环评要求。 2) 施工作业是否超越了施工宽度; 3) 挖土方放置是否符合要求, 管沟开挖是否做到挖填平衡。土方是否进行了及时回填, 管沟开挖过程中是否采取有效可行的扬尘污染防治措施。 4) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业; 5) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被	
3	井场入场道路建设现场	1) 道路是否满足环评要求; 2) 施工作业是否超越了限定范围; 3) 临时堆放的土石方是否采取了防尘措施; 4) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业	
4	其他	1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌, 是否及时采取了生态恢复和水土保持措施; 2) 有无砍伐、破坏施工区以外的植被, 有无伤害野生动物等行为。	

7.4.2 运营期环境保护监测计划

运营期间需对生产过程产生的“三废”进行严格管理, 根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022) 等标准规范, 制定本工程的监测计划和工作方案。环境监测计划见表 7.4-2。

表 7.4-2 运营期环境监测计划

监测对象	类别	监测点	监测因子	监测频率	执行标准
地下水环境	环境质量	利用下游已有水源井进行监测, 一般不少于 3 个监测点	石油类、砷、六价铬	1 次/年	GB/T14843-2017III 和 GB3838-2002III 类
土壤环境		采油井各布设 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, 井场临	植被覆盖率、植物多样性组成	1 次/3 年	/

		时占地 50m 范围内			
--	--	-------------	--	--	--

7.4.3 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。环保验收建议清单见表 7.4-3。

表 7.4-3 “三同时” 竣工验收调查建议清单

治理项目	污染源	污染因子	位置	防治措施	治理要求	验收标准
废气	无组织废气	NMHC	各井场、计量站	对设备进行定期检修和工艺运行管理	保持正常运行，减少无组织排放	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020)
废水	洗井废水、井下作业废液	COD、石油类	各井场	集中收集后由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理达标后用于压裂液复配	处理达标后回注油藏，不外排	查阅拉运记录
噪声	各类机泵	等效连续 A 声级	各井场、计量站	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
固废	废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料	HW08 类	井场、集输管线	由厂家回收交由具有相应危废处置资质的单位进行接收、转运和处置		签订危险废物处置协议，落实危险废物转移联单制度

生态环境	工程占地	植被破坏 土壤压覆 地表扰动 水土流失	各井场、 计量站、 集输管线 沿线	严格控制占地范围， 采油井场、计量站处 砾石铺垫或地面硬化， 管线管沟开挖时产生的土方， 采用防尘布（或网）进行苫盖。 施工结束后对场地进行清理、 平整。按正式征地文件进行 经济补偿，临时占地范围的 植被主要依靠自然恢复。	生态保护措施落实情况； 防沙治沙措施、水土保持措施 落实情况；井场、井场周边及 管线沿线植被恢复情况
地下水 污染防治措施	井场永久占地防渗措施基层为 0.5m 厚夯实黏土+砂砾层				采油井场防渗措施落实情况
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；突发事故污染造成的环境损失和其他环境损失。

工程占地主要为井场、单井采油管线、集油支线、计量站、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；临时性占地的植被得到初步恢复后，生物损失将会逐渐减少；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。但在事故状态下，由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏、井壁破裂泄漏事故，将对周围环境造成一定的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各种补偿费用来体现。

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

8.2 社会效益分析

本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。本项目开发是支持地区经济发展的一项重大举措，对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地的 GDP，提高当地税收有着积极的作用。

8.3 环境经济损益分析结论

综上所述，在建设过程中，由于井场、地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，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 结论与建议

9.1 建设项目概况

本次拟在石西油田石西石炭系油藏部署了 21 口采油井，井身结构为三开水平井，钻井总进尺 $11.20 \times 10^4 \text{m}$ ，新建采油井口装置 21 座，12 井式计量站 1 座，新建集油支线 2.32km，单井采油管线 21.75km，集油阀池 1 座，新建产能 $15.15 \times 10^4 \text{t/a}$ 。配套建设给排水，供电、仪表自动化、防腐、消防等工程。项目总投资 14934.29 万元，环保投资约 1278 万元，占总投资的 8.56%。

9.2 环境质量现状结论

(1) 环境空气

SO_2 、 NO_2 、CO、 O_3 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 长期浓度均可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，属于环境空气质量达标区；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

水质监测及评价结果表明，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、氯化物、氟化物、硫酸盐外均满足《地下水环境质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准类标准。总硬度、溶解性总固体、氯化物、氟化物、硫酸盐超标与区域水文地质条件有关，反映的是干旱区浅层地下水的共性。

(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，项目所在区域背景声环境质量现状较好。

(4) 土壤

项目区占地范围内土壤各监测因子浓度均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）（GB36600-2018）第二类用地风险筛

选值标准。占地范围外的土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 $pH > 7.5$ 所列标准；土壤中石油烃含量较低，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。

9.3 主要环境影响

（1）生态环境

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在项目区范围内呈点、线状分布，对土壤、野生植物和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。由于项目区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，对野生动物的影响较小。综上所述，项目建设对生态环境影响较小。

（2）大气环境

施工期废气主要为柴油机、发电机组燃烧烟气，施工扬尘，施工机械及施工车辆尾气，柴油储罐无组织挥发废气，钻井岩屑暂存扬尘，管线焊接废气，储层改造废气，施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失；运营期废气主要为油气集输、处理过程中阀门、法兰等部位产生的无组织废气，井场、计量站厂界非甲烷总烃排放浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中企业边界污染物控制要求。项目区所处地域空旷，无组织废气可以得到较好扩散。预测结果表明对大气污染物浓度贡献值小，项目实施后不会对周围环境产生明显影响。

（3）水环境

施工期废水主要为钻井井场生活污水和管道试压废水、混凝土养护废水、压裂返排液、酸化返排液，管道试压废水产生量较小，主要污染物为 SS，管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，洒水抑尘；混凝土养护废水自然蒸发；生活污水

排至生活污水防渗池，钻井结束后清运至乌尔禾区污水处理厂处理。储层改造产生的压裂返排液、酸化返排液由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关水质指标后回注，不外排。运营期废水主要为洗井废水、井下作业废水，洗井废水、井下作业废水由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关水质指标后回注，不外排。

事故状态下对地下水的污染主要为管道泄漏、井漏等，管道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；井漏事故对水环境的污染是油气窜层，造成地下含水层水质污染。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

施工期的噪声源主要为施工机械和施工车辆，施工短暂，只对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声仅对施工人员产生影响；运营期噪声主要为井场、计量站各类机泵产生的噪声，和井下作业各设备及巡检车辆等，源强 75~100dB（A），井场、计量站边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〔昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）〕。评价范围内无声环境敏感目标，不会出现扰民影响，对声环境质量影响不大。

（5）固体废物

施工期固体废物主要为钻井岩屑、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗膜、生活垃圾、焊接及吹扫废渣和建筑垃圾，钻井岩屑采用经不落地系统进行处理，钻井时井筒返排的钻井液及岩屑经固液分离装置进行分离，分离出的液相回用于钻井液配置，水基钻井岩屑进岩屑专用方罐，由岩屑处置单位直接拉走进行处理，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）相关要求后进行综合利用。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。生活垃圾集中收集后清运至乌尔禾区生活垃圾填埋场。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。沾油废防渗膜、废润

滑油、废润滑油桶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。运营期废润滑油、废润滑油桶、废防渗材料和事故状态下含油污泥集中收集后交由有相应危废处置资质的单位负责转运、接收、无害化处理。本项目产生的固体废物均得以妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。

（6）土壤环境

施工期按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。运营期巡检车辆按油田巡检道路行驶，井下作业采取“带罐上岗”的作业模式，加强井场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受浸染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收处置，可降低对土壤环境质量的影响程度。

（7）环境风险

施工期涉及的风险物质为柴油，本项目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井场事故风险、油气管线破损导致油气泄漏事故、站内设备发生泄漏和拉运罐车破裂导致井下作业废水（液）泄漏。泄漏物对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本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；项目区包气带对石油类污染物的截留能力较强，泄漏事故发生时，及时、彻底清除被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

9.4 环境保护措施

（1）生态环境

对油田区域内的临时占地和永久占地合理规划，严格控制临时占地面积；施工结束后，对装置区进行地面硬化处理；设计选线选址过程中，尽量避开植被密集的区域；管沟开挖分层开挖、分层堆放和分层回填；管线敷设时，严格控制施工作业带宽度，各类集输管线宽度不得超过最小施工作业带宽度，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

施工期定期对施工设备进行保养维护；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；管线焊接时，使用国家合格的焊条产品；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；柴油储罐采用固定顶罐，固定顶罐罐体应保持完好，不应有孔洞；优化施工组织，道路和管线分段施工，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。

运营期选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场、计量站的设备、阀门等检查、检修；井口采出物输送采用密闭工艺流程，定期对单井采油管线和集油支线进行巡检；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏事故立即切断控制阀，切断油、气源。

（3）水环境

生活污水排至生活污水防渗池，钻井结束后清运至乌尔禾区污水处理厂处理。管道试压废水产生量较小，主要污染物为 SS，试压结束后，管道试压废水洒水抑尘，混凝土养护废水自然蒸发处理。压裂返排液、酸化返排液排至收集罐中，集中收集后送至石西集中处理站采出水处理系统处理，经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关水质指标后回注，不外排。

运营期废水为洗井废水、井下作业废水，洗井废水、压裂返排液、废洗井液、酸化返排液由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关水质指标后回注，不外排。

井下作业均带罐作业，定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不

合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格。

（4）噪声

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

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

（5）固体废物

施工期固体废物主要为生活垃圾、建筑垃圾、钻井岩屑、废润滑油、废润滑油桶、沾油废防渗材料和焊接废渣。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；钻井岩屑采用岩屑储罐收集后交由岩屑处置单位处置；废润滑油、废润滑油桶和沾油废防渗膜属于《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；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；生活垃圾集中收集后清运至克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾填埋场填埋处理。

运营期废润滑油、废润滑油桶、废防渗材料以及事故状态下产生的含油污泥集中收集后交由有相应危废处置资质的单位负责转运、接收、无害化处置。

（6）土壤环境

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

井下作业按照“带罐上岗”的作业模式石西集中处理站分离出的采出水经站内采出水处理系统处理，经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关水质指标后回注，不外排；洗井废水、压

裂返排液、废洗井液和酸化返排液由罐车拉运至石西集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注地层，不外排；废润滑油、沾油废防渗膜集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

（7）环境风险

钻井井口设置防喷器，防喷器远程控制台距井口不小于 25m；井场配备相应的消防器材；钻井时采用水泥浆固井与下套管相结合的方式将井筒与地层分隔开；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；定期对单井采油管线、集油支线进行巡检；井下作业时要求带罐操作，井场设置明显地禁止烟火标志；在井架上、井场路口等处设置风向标；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，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；纳入中国石油新疆油田分公司石西油田作业区突发环境应急预案。

9.5 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，已进行了 2 次网上公示，2 次报纸公示，1 次张贴公告。公示期间没有收到反馈。

9.6 经济损益性分析

本项目在建设过程中，由于地面设施建设等都需要占用一定量的土地，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。

9.7 环境管理与监测计划

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

9.8 总结论

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”，工业废水不外排，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环境风险，但采取相应环境风险防范措施后，其影响是可防可控的。从环境保护角度论证建设可行。

