

玛湖油田达 13 井区三叠系百口泉组油藏开发及转气管线建
设工程

环境 影响 报告 书

(公示版)

建设单位：中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部

编制单位：中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司

编制时间：二〇二四年四月

目 录

1 概述	1
1.1 项目背景.....	1
1.2 建设项目主要特点.....	1
1.3 环境影响评价过程.....	2
1.4 分析判定相关情况.....	3
1.5 关注的主要环境问题及环境影响.....	3
1.6 报告书主要结论.....	4
2 总则	5
2.1 编制依据.....	5
2.2 评价目的与原则.....	10
2.3 评价时段.....	11
2.4 评价因子与标准.....	11
2.5 评价等级与评价范围.....	15
2.6 环境功能区划.....	22
2.7 环境保护目标.....	22
2.8 评价内容与重点.....	23
2.9 相关规划及政策符合性分析.....	24
3 建设项目工程分析	40
3.1 区域位置.....	40
3.2 油气资源概况.....	41
3.3 现有工程概况及环境影响回顾.....	44
3.4 建设项目概况.....	50
3.5 建设内容.....	50
3.6 生产工艺.....	63
3.7 环境影响因素识别及污染源分析.....	66

3.8 总量控制指标.....	77
3.9 清洁生产分析.....	77
4 环境质量现状调查与评价.....	84
4.1 自然环境现状调查与评价.....	84
4.2 环境保护目标调查.....	87
4.3 环境质量现状调查与评价.....	87
5 环境影响预测与评价	116
5.1 施工期环境影响预测与评价.....	116
5.2 运营期环境影响预测与评价.....	122
5.3 退役期影响分析.....	133
5.4 环境风险分析.....	134
6 环境保护措施论证分析.....	140
6.1 施工期环境保护措施.....	140
6.2 运营期环境保护措施.....	144
6.3 退役期环境保护措施.....	148
6.4 环境风险防范措施及应急要求.....	151
6.5 环境风险简单分析一览表.....	153
6.6 环保投资分析.....	153
6.7 依托可行性分析.....	154
7 环境管理与监测计划	161
7.1 环境管理机构.....	161
7.2 生产区环境管理.....	161
7.3 污染物排放的管理要求.....	166
7.4 企业环境信息公开.....	168
7.5 环境监测与监管.....	168

8 环境影响经济损益分析	172
8.1 环境效益分析.....	172
8.2 社会效益分析.....	172
8.3 环境经济损益分析结论.....	172
9 结论与建议	174
9.1 建设项目概况.....	174
9.2 环境质量现状结论.....	174
9.3 污染物排放情况结论.....	175
9.4 环境保护措施.....	177
9.5 公众意见采纳情况.....	177
9.6 经济损益性分析.....	178
9.7 环境管理与监测计划.....	178
9.8 总结论.....	178

1 概述

1.1 项目背景

达 13 井区行政隶属塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，毗邻玛纳斯湖，在克拉玛依市乌尔禾区南东方向 65km 处，距离克拉玛依东北方向 120km，区域构造位于准噶尔盆地中央拗陷玛湖凹陷玛东斜坡。2016 年，达 13 勘探井试油成功，标志着达 13 井区块三叠系百口泉组油藏的发现，2016 年~2020 年，该区块陆续布设了多口探井、评价井，钻试结果显示区块储量较大，具有开发价值。2021 年新疆油田公司开始对达 13 井区进行地面开发建设，首次开发部署了 15 口产能井，采用拉油方式生产；为提高区块密闭集输程度，提高区块原油产能，2022 年实施了二次开发，部署了 57 口生产井，配套建设了井区集输管线、达 13 转油站以及油气转输管线。

达 13 转油站设计采用油气分输工艺，设计转液能力 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采出液计划经新建 30km 转液管线转输至玛东集中处理站；设计转气能力 $20 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，伴生气计划增压后经新建 60km 转气管线转输至陆梁首站，最终进石西天然气处理站处理。根据达 13 井区最新产能预测数据，区块总体伴生气预测产量将达 $36 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，已建输气管线无法满足区块转输要求。

为解决上述问题，中国石油新疆油田公司玛湖勘探开发项目部拟新建 1 条达 13 转油站至玛 131 浅冷站的转气管线，设计转气能力 $20 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，线路全长 43km；同时为继续提高达 13 区块油气产能，新疆油田公司拟对该区块实施加密部署，新建 5 口采油井，新建原油产能 $4.74 \times 10^4 \text{t/a}$ ，新建伴生气产能 $1.67 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，配套建设单井管线、供配电、自动化、消防等设施。

1.2 建设项目主要特点

本次是对达 13 区块的加密开发，属于陆地石油开采项目。新建转气管线穿越了塔城地区和布克赛尔蒙古自治县、克拉玛依乌尔禾区两个行政区，且涉及和布克赛尔蒙古自治县水土流失重点治理区。建设内容包括钻井工程、产能井建设、单井管线和转气管线等的建设，主要特点为污染与生态影响并存，即因项目建设占地、

地表扰动等产生的生态影响与污染物排放导致的环境污染并存。

1.3 环境影响评价过程

本工程为油田老区块加密部署，项目区涉及和布克赛尔蒙古自治县水土流失重点治理区，按照《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》中相关要求，本工程属于“五、石油和天然气开采业—8、陆地天然气开采—涉及环境敏感区”，应编制环境影响报告书。

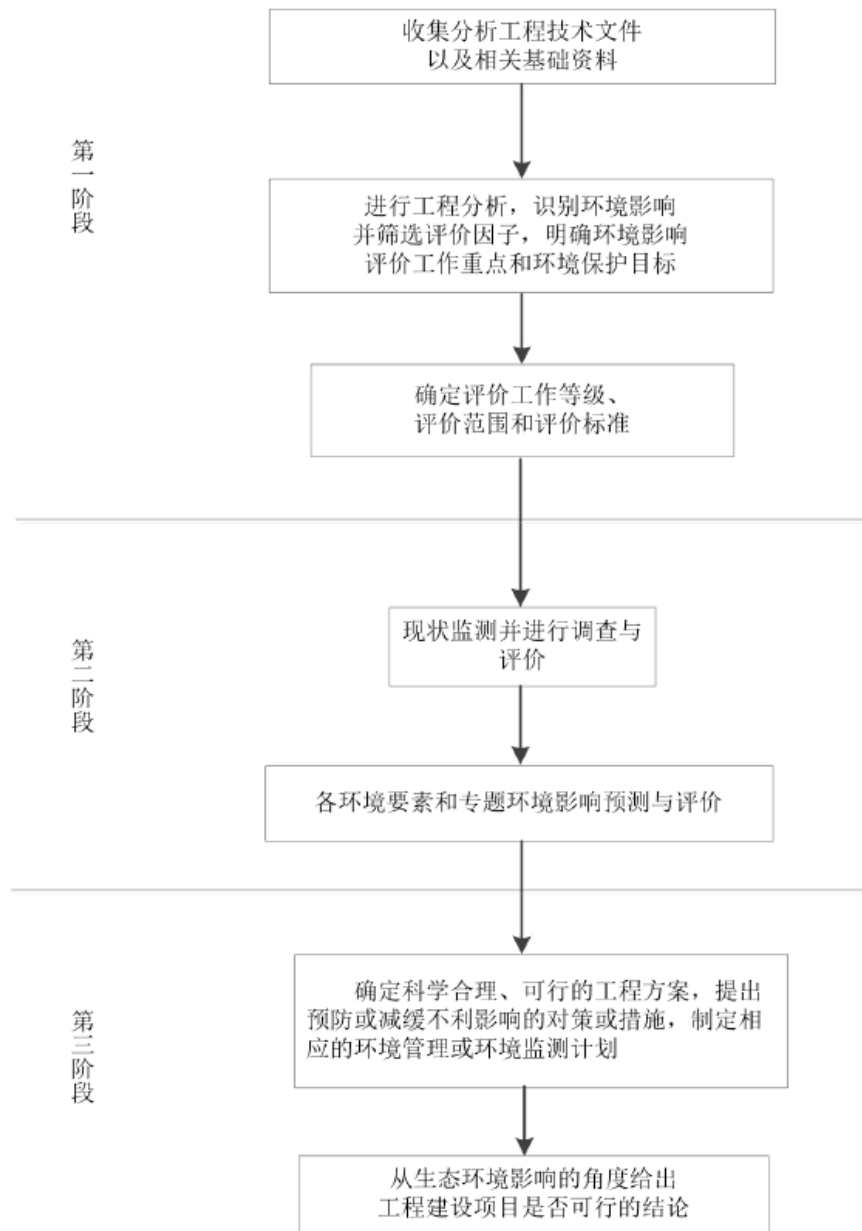


图 1.3-1 环境影响评价工作程序图

中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部于 2024 年 1 月委托中勘冶金勘察设计院有限责任公司承担本工程的环境影响评价工作（附件 1）。环评单位接受委托后收集了有关资料，并按照环境影响评价技术导则的要求编制完成本工程环境影响报告书，报告书经生态环境部门审批后将作为项目建设、运营过程中环境管理的技术依据。环境影响评价工作程序见图 1.3-1。

1.4 分析判定相关情况

1.5.1 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

本工程符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》中的相关要求，根据调查结果，本工程评价范围内除涉及水土流失重点治理区外，不涉及其他环境敏感区。本次新部署的生产井主要依据油气资源分布情况，井口装置、集输管线等在选址、选线时在避让植被生长茂盛地带，管线已尽量取直，最大限度的减少工程占地，降低工程实施对生态环境的影响。运营期井场、转油站边界油气无组织挥发废气可实现达标排放，井下作业废水及废液依托玛东集中处理站处理，废防渗材料及事故状态下的落地油均可妥善处置。在切实落实报告提出的环保措施、按规定办理征地手续的前提下，项目选址、选线合理。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

本工程为陆地石油开采项目，环境影响主要来源于钻井、地面工程建设、采油、井下作业和伴生气转输等工艺过程，主要特点为污染与生态影响并存，即因项目占地、施工作业地表扰动等产生的生态影响与污染物排放导致的环境污染影响并存。根据调查结果，本工程评价范围内除涉及和布克赛尔蒙古族自治县水土流失重点

治理区外，无其他环境敏感区分布。

本次评价主要针对工程建设和运营期产生的废气、废水、噪声的达标排放情况，固体废物的妥善处置情况、提出的生态减缓措施是否将生态影响降至最低以及可能发生的风险事故进行分析和论述，并针对以上环境影响所采取的环境保护及风险防范措施的可行性进行分析。

关注的主要环境问题有：施工期产生的废气、废水、噪声、固体废物以及施工临时占地带来的生态影响，运营期油气集输过程中产生的挥发性有机废气、井下作业废水、废防渗材料，以及事故状态下落地油对环境的影响分析。

综上所述，本工程环境影响评价以工程分析、大气、地下水、土壤、生态环境影响分析与评价、拟采取的环境保护措施及环境风险防范措施分析作为本次评价的重点。

1.6 报告书主要结论

本工程符合国家相关产业政策；运营期废气、噪声能实现达标排放，废水“零”排放，固体废物实现无害化处置；项目建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统或生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的。从环境保护角度论证项目建设可行。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 国家环保法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 01 月 01 日；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 01 月 01 日；
- (5) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 01 月 01 日；
- (6) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022 年 06 月 05 日；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年修订），2020 年 09 月 01 日；
- (8) 《中华人民共和国土地管理法》（2019 年修订），2020 年 01 月 01 日；
- (9) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2021 年修订），2021 年 09 月 21 日；
- (10) 《中华人民共和国环境保护税法》（2018 年修订），2018 年 10 月 26 日；
- (11) 《中华人民共和国野生动物保护法》，2018 年 10 月 26 日；
- (12) 《中华人民共和国防沙治沙法》，2018 年 10 月 26 日；
- (13) 《中华人民共和国水土保持法》（2010 年修订），2011 年 03 月 01 日；
- (14) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》（2011 年修订），2011 年 01 月 08 日；
- (15) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年修订），2012 年 07 月 01 日；
- (16) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010 年 10 月 01 日；
- (17) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017 年修订），2017 年 10 月 07 日；
- (18) 《建设项目环境保护管理条例》，2017 年 10 月 01 日；
- (19) 《排污许可管理条例》，2021 年 03 月 01 日。

2.1.2 环境保护规章

- (1) 《排污许可管理办法》，生态环境部部令第 32 号，2021 年 04 月 01 日；
- (2) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，生态环境部令第 16 号，2021 年 01 月 01 日；
- (3) 《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第 4 号，2019 年 01 月 01 日；
- (4) 《国家危险废物名录（2021 年版）》，环保部令第 15 号，2021 年 01 月 01 日；
- (5) 《产业结构调整指导目录（2024 本）》，国家发展和改革委员会令第 7 号，2024 年 2 月 1 日；
- (6) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》，2012 年第 18 号，2012 年 03 月 07 日；
- (7) 《水污染防治行动计划》，国发〔2015〕17 号，2015 年 04 月 02 日；
- (8) 《土壤污染防治行动计划》，国发〔2015〕31 号，2016 年 05 月 28 日；
- (9) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》，环办环环评〔2019〕910 号，2019 年 12 月 13 日；
- (10) 《国家重点保护野生植物名录》，国家林业和草原局、农业农村部公告，2021 年第 15 号，2021 年 09 月 07 日；
- (11) 《关于印发〈2020 年挥发性有机物治理攻坚方案〉的通知》（环大气〔2020〕33 号），2020 年 06 月 23 日；
- (12) 《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》（环大气〔2019〕53 号），2019 年 06 月 26 日；
- (13) 《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环环评〔2017〕84 号），2017 年 11 月 15 日；
- (14) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 第 43 号），2017 年 10 月 01 日；
- (15) 《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环环评〔2016〕150 号），2016 年 10 月 26 日；

(16) 《国家重点保护野生动物名录》，国家林业和草原局、农业农村部公告，2021 年第 3 号，2021 年 02 月 01 日；

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

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

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

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

(21) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，生态环境部公告，2021 年第 74 号，2021 年 12 月 22 日。

2.1.3 地方环保法律

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

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

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

2.1.4 地方环境保护相关文件

(1) 《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》，2010 年 05 月 01 日；

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

(3) 《新疆生态功能区划》，2005 年 07 月 14 日；

(4) 《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》，2002 年 12 月；

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

(6) 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发

(2020) 138号), 2020年09月04日;

(7) 《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》(新政发〔2021〕18号), 2021年02月22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06月26日;

(9) 《关于印发克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案(2023版)的通知》(新克政发〔2024〕22号), 2024年03月13日;

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

(11) 《塔城地区塔城市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01月13日;

(12) 《和布克赛尔蒙古自治县国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》, 2021年02月20日;

(13) 《克拉玛依市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11月11日;

(14) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》, 2021年12月24日;

(15) 《塔城地区生态环境保护“十四五”规划》, 2022年09月07日;

(16) 《克拉玛依市“十四五”生态环境保护规划》, 2022年01月28日;

(17) 《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;

(18) 《新疆国家重点保护野生植物名录》, 2022年03月08日;

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

(20) 《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;

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

(22) 《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;

(23) 《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)》,2018年06月。

2.1.5 环评有关技术规定

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

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

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

(4) 《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018),2019年7月1日;

(5) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022),2022年07月01日;

(6) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018),2019年03月01日;

(7) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016),2016年01月07日;

(8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018),2019年03月01日;

(9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023),2024年01月01日;

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

(11) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采业》(HJ1248-2022),2022年07月01日;

(12) 《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(公告2021年第24号),2021年06月09日;

(13) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》,2009年02月;

(14) 《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018),2019年01月01日;

(15) 《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017),2017年08月22日;

(16) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(公告2021年第74号),2021年12月21日;

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

2.1.6 相关文件和技术资料

(1) 《玛湖油田达 13 井区三叠系百口泉组油藏开发及转气管线建设工程环评委托书》, 中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部, 2024 年 01 月;

(2) 《玛湖油田达 13 井区三叠系百口泉组油藏开发地面工程》, 中油(新疆)石油工程有限公司, 2024 年 01 月。

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

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

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

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

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

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

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用, 坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.3 评价时段

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

2.4 评价因子与标准

2.4.1 评价因子

本工程的环境影响因素包括：

施工期——对环境的影响主要来自钻井井场柴油机和发电机燃烧烟气、钻井岩屑、施工扬尘、施工机械尾气、管线试压废水、噪声及建筑垃圾等污染影响，以及工程占地、施工活动对生态环境的影响；

运营期——对环境的影响主要来自油气集输过程中的 VOCs（以 NMHC 计）的无组织排放、生产废水、噪声、废防渗材料和事故状态下的落地油等，各要素的影响程度见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素识别一览表

环境要素	施工期					运营期					退役期			
	生态	废气	废水	固废	噪声	温室气体	废气	废水	固废	噪声	风险事故	废气	噪声	固废
	占地	柴油机、发电机烟气、施工机械尾气、扬尘	生活污水、管道试压废水	钻井岩屑、生活垃圾、建筑垃圾	施工机械及人员活动	二氧化碳、甲烷	油气无组织挥发废气	压裂返排液、洗井废液	废防渗材料、事故状态落地油	井下作业、场站机泵、运输及巡检车辆	管线泄漏、井壁破裂、泄漏	施工扬尘、施工机械尾气	施工机械及人员活动	拆卸后的建筑垃圾、废弃管线
环境空气	0	+	0	0	0	++	++	0	0	0	+	+	0	0
地下水	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	++	0	0	0
声环境	0	0	0	0	+	0	0	0	0	++	+	0	+	0
土壤	++	0	0	+	0	0	0	0	0	0	++	+	0	+
植被	+	+	0	+	0	++	+	0	0	0	++	+	0	+
动物	+	+	0	+	+	++	+	0	0	+	+	+	+	+

注：0：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

根据项目环境影响因素和特征污染因子识别结果，结合本区环境质量状况，筛选评价因子见表 2.4-2。

表 2.4-2 环境影响评价因子筛选一览表

环境要素	项目	评价因子
地下水	现状评价	pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度、铅、氟化物、镉、耗氧量、硫酸盐、氯化物、石油类、水温、水位
地下水	影响分析	石油类
环境空气	现状评价	PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、H ₂ S、NMHC
	影响分析	NMHC
	温室气体影响分析	二氧化碳、甲烷
	总量控制因子	/
声环境	现状评价	等效连续 A 声级
	影响评价	等效连续 A 声级
土壤环境	现状评价	GB36600-2018 表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃、pH、土壤含盐量
	影响评价	石油烃
生态环境	现状评价	评价区域土地利用类型、植被类型、野生动物种类及分布、土壤类型、生态景观、水土流失现状、土地沙化现状
	影响评价	因项目建设可能对评价区域的植被、野生动物、土壤、生态景观和水土流失造成的影响
环境风险	影响分析	对运营期可能发生的油气泄漏、井漏事故进行分析

2.4.2 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 参照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 中附录 D 推荐值，各标准取值见表 2.4-3。

表 2.4-3 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
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
2	NO ₂	年平均	40		
		24 小时平均	80		

		1 小时平均	200		
3	PM ₁₀	年平均	70		
		24 小时平均	150		
4	PM _{2.5}	年平均	35		
		24 小时平均	75		
5	O ₃	日最大 8 小时平均	160		
		1 小时评价	200		
6	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	
		1 小时评价	10		
7	NMHC	一次浓度限值	2.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》详解》
8	H ₂ S	1 小时平均	10	μg/m ³	HJ2.2-2018 附录 D 参考限值

②水环境

运营期废水依托玛东集中处理站处理，地表水评价等级确定为三级 B，不开展地表水环境质量现状评价。

区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14843-2017) III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准，具体标准值见表 2.4-4。

表 2.4-4 地下水质量标准值 单位：mg/L, pH 无量纲

序号	监测项目	标准值 (III类)	序号	监测项目	标准值 (III类)
1	pH	6.5~8.5	10	六价铬	≤0.05
2	总硬度	≤450	11	镉	≤0.005
3	耗氧量	≤3	12	汞	≤0.001
4	氨氮	≤0.5	13	石油类	≤0.05
5	硝酸盐	≤20	14	氯化物	≤250
6	亚硝酸盐	≤1	15	挥发性酚类	≤0.002
7	硫酸盐	≤250	16	氟化物	≤1.0
8	氰化物	≤0.05	17	铅	≤0.20
9	砷	≤0.01		/	

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 2.4-5。

表 2.4-5 声环境质量评价标准一览表

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

④土壤环境

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）中第二类用地筛选值，标准限值见表 2.4-6。

表 2.4-6 土壤环境质量评价标准 [单位: mg/kg, pH 无量纲]

序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)	序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)
基本项目（重金属和无机物）					
1	砷	60	5	铅	800
2	镉	65	6	汞	38
3	铬（六价）	5.7	7	镍	900
4	铜	18000	/	/	/
基本项目（挥发性有机物）					
8	四氯化碳	2.8	22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
9	氯仿	0.9	23	三氯乙烯	2.8
10	氯甲烷	37	24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
11	1,1-二氯乙烷	9	25	氯乙烯	0.43
12	1,2-二氯乙烷	5	26	苯	4
13	1,1-二氯乙烯	66	27	氯苯	270
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	28	1,2-二氯苯	560
15	反-1,2-二氯乙烯	54	29	1,4-二氯苯	20
16	二氯甲烷	616	30	乙苯	28
17	1,2-二氯丙烷	5	31	苯乙烯	1290
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	32	甲苯	1200
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	33	间二甲苯+对二甲苯	570
20	四氯乙烯	53	34	邻二甲苯	640
21	1,1,1-三氯乙烷	840	/	/	/
基本项目（半挥发性有机物）					
35	硝基苯	76	41	苯并（k）荧蒽	151
36	苯胺	260	42	蒽	1293
37	2-氯酚	2256	43	二苯并（a, h）蒽	1.5
38	苯并（a）蒽	15	44	茚并（1,2,3-cd）芘	15
39	苯并（a）芘	1.5	45	萘	70
40	苯并（b）荧蒽	15	/	/	/
其他项目					
46	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	4500	/	/	/

(2) 污染物排放标准

①废气

计量分离橇厂界无组织挥发性有机物执行《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(站场边界非甲烷总烃浓度不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$)。上述标准详见表 2.4-7。

表 2.4-7 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
计量分离橇 边界	NMHC	4	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020)

②废水

生产废水主要为洗井废水及压裂返排液、修井废液,井下作业时进专用储罐集中进行收集,采用罐车拉运至玛东集中处理站处理,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)表 1 中 II 标准限值后回注油藏。

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、站场边界环境噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类限值,具体见表 2.4-8。

表 2.4-8 环境噪声排放标准一览表 单位: dB (A)

执行地点	昼间[dB (A)]	夜间[dB (A)]	标准来源
建筑施工场界	70	55	GB12523-2011
井场、计量分离橇边界	60	50	GB12348-2008 2 类

(3) 污染控制标准

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

2.5 评价等级与评价范围

2.5.1 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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

源强参数见大气环境影响分析章节，计算结果见表 2.5-1。

表 2.5-1 大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

污染源名称	污染物	落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	$D_{10\%}$ 最远距离/m
井场	NMHC	26.621	1.3311	10
计量分离橇	NMHC	3.698	0.1849	6

由表 2.5-1 可知，本工程各污染物最大落地浓度占标率最高为 1.3311%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 分级判据 (表 2.5-2)，评价等级判定为二级。

表 2.5-2 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

运营期生产废水依托玛东集中处理站处理，地表水评价等级确定为三级 B。

(3) 地下水评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 中的评价工作等级划分，建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感，不敏感三级，分级原则见表 2.5-3。

表 2.5-3 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	集中式饮用水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中水式饮用水水源，其它保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其它未列入上述敏感分级的环境敏感区 ^a
不敏感	上述地区之外的其它地区

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

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

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），井区产能建设属于陆地石油开采属于 I 类建设项目，根据导则附录 A 及表 2.5-4 要求，判定地下水评价等级为二级。

表 2.5-4 建设项目评价工作等级分级表

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

（4）声环境评价等级

项目区属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类功能区，井区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》（HJ19-2021）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。就本工程而言，评价范围内不涉及生态敏感区，也不属于水文要素型建设项目。经判定本工程生态环境影响评价等级为三级，判定依据及结果见表 2.5-5。

表 2.5-5 生态影响评价工作等级划分表

评价等级判定依据	评价等级	判定结果
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	一级	不涉及
b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	二级	不涉及

c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级		不涉及
d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态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
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
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 0.56km ² ，不涉及该款
除 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	三级	不涉及前述条款，评价等级确定为三级

(6) 土壤环境评价等级

根据现状监测数据，项目区土壤盐分含量大于 4g/kg，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)，土壤污染型评价等级按照项目类别、占地规模与敏感程度划分，见表 2.5-6。

表 2.5-6 土壤污染类项目评价工作等级划分表

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

建设项目所在地周边的环境影响敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据详见表 2.5-7。

表 2.5-7 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

本工程永久占地面积 6054m²，小于 5hm²，占地规模为小型，占地类型为戈壁，土壤环境敏感程度为不敏感。根据表 2.5-6 判定，项目区土壤环境影响评价工作等级为二级。

②土壤生态影响型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，生态影响型评价工作等级划分见表 2.5-8。

表 2.5-8 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

井区石油开采属于 I 类建设项目，项目区属于土壤盐化区域，环境敏感程度为敏感，据此判定井区产能井建设生态影响型评价等级为一级；新建转气管线属于天然气管道，属于 IV 类建设项目，不开展土壤环境影响评价。

(7) 环境风险评价等级

本工程主要风险单元为油气集输管线，经计算危险物质与临界量的比值(Q 值)为 0.069，小于 1，风险潜势为 I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中工作级别划分依据，项目环境风险评价等级为简单分析。详见表 2.5-9。

表 2.5-9 环境风险评价工作级别划分表

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

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

2.5.2 评价范围

根据各环境要素导则要求，结合周边环境，确定本工程各环境要素的评价范围见表 2.5-10、图 2.5-1。

表 2.5-10 各环境要素评价范围一览表

环境要素	范围
大 气	以计量分离橇、井场为中心，边长 5km 的矩形形成的包络线
地 下 水	按照查表法确定地下水评价范围，以地下水流向为长轴，以井区为中心四周边界上游 1km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 1km；单井管线、转气管线两侧外延 200m
声 环 境	各井场和计量分离橇边界、单井管线、转气管线中心线两侧外延 200m
土壤环境	生态影响型评价范围井场、计量分离橇边界外延 5km；污染影响型评价范围井场、计量分离橇边界外延 200m；单井管线、转气管线边界外延 200m
生态环境	井场、计量分离橇边界外延 50m；单井管线、转气管线两侧外延 300m
环境风险	不设评价范围

图 2.5-1 本工程评价范围示意图

2.6 环境功能区划

本工程环境功能区划情况详见表 2.6-1。

表 2.6-1 项目所在区域的环境功能区划一览表

环境要素	环境功能区划
环境空气	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类功能区
地下水环境	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类功能区
声环境	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类功能区
土壤环境	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值
生态环境	II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II 1 准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区—15 夏子街输水工程沿线人工生态建设生态功能区
水土保持	北方风沙区（新甘蒙高原盆地区）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）—荒漠平原风力侵蚀预防保护区—3-1 盐湖风力侵蚀保护预防区

2.7 环境保护目标

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

表 2.7-1 本工程环境保护目标一览表

保护要素	环境保护目标	与项目区的位置关系	各要素保护级别及要求
环境空气	项目区环境空气	/	GB3095-2012 二级
土壤环境	项目区土壤环境	/	GB36600-2018 第二类用地筛选值标准
地下水环境	项目区地下水	/	GB/T14848-2017 III类
声环境	项目区声环境	/	GB3096-2008 2类
生态环境	水土流失重点治理区	项目区	和布克赛尔蒙古自治县水土流失重点治理区
	野生动植物	项目区内	保护野生动植物及其生境不被破坏，不得破坏占地范围外的野生植物，不得捕杀野生动物
	受保护的野生动物（鹅喉羚、雀鹰、狼、沙狐、棕尾鹇、草原鹑）	项目区周边	国家二级保护动物

2.8 评价内容与重点

2.8.1 评价内容

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

表 2.8-1 评价内容一览表

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

2.8.2 评价重点

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

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

2.9 相关规划及政策符合性分析

2.9.1 相关规划符合性分析

(1) 区域发展规划符合性分析

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

《克拉玛依市国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》指出，进一步加大常规油气、页岩油、油砂等资源的勘探开发力度，提高勘探开发与效率，扩大勘探区域；积极争取中石油集团调整增加新疆油田排产计划。建设新疆油田大数据分析平台，加强新疆油田油气生产物联网示范工程，加快数字油田应用能力产品化，打造智能油田。推进能源综合改革试点工作，推动克拉玛依当地企业参与油气开采，促进地方经济发展。

达 13 井区于准噶尔盆地中央坳陷玛湖凹陷玛东斜坡，项目的建设有利于提高达 13 井区油气产能，进一步完善地面工程基础建设，为井区持续增产提供有力保障，进而提升新疆油田公司的油气供应能力，符合规划要求。

(2) 主体功能规划相符性分析

本工程位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中的准噶尔西部荒漠草原生态功能区，属于限制开发区，其主要发展方向是植树造林，退耕还草，加强以草原为主的生态建设，防治草场退化，禁止毁草开荒，保护珍稀野生物种。

本工程属于油气资源开发，所在区域为限制开发区，因工程建设带来的生态影响经采取生态保护措施后可逐步恢复至原有水平，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的功能定位。

(3) 行业发展规划及规划环评相符性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》指出，将石油天然气列为重点勘查开采矿种，并指出要加快玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘等大型

油气田建设，促进增储上产，支撑克拉玛依、吉木萨尔油气能源资源基地建设；《新疆油田公司“十四五”发展规划》指出，“十四五”期间本项目所在的玛湖新区上产500万吨。本工程的建设提高了区块油气采出程度，符合规划中“加快玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘等大型油气田建设，促进增储上产”的要求。报告按照《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》中的要求，对项目施工期废气、废水、噪声及固废和运营期噪声等污染影响采取相应的治理措施，并对项目实施过程中产生的生态影响提出了有效的减缓措施，符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评相关要求。

（4）与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

本工程与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相关符合性分析详见表2.9-1。

表 2.9-1 本工程与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	本工程拟采取措施	符合性分析
1	加快发展现代煤化工、新材料、有色金属、煤炭、煤电、矿产开采及加工等优势产业，培育壮大先进装备制造、页岩油气加工、节能环保、新型建材、新能源等新兴产业和生产性服务业	本工程为陆地石油开采项目，属于区域优势矿产资源	符合
2	推进石化、化工、工业涂装、家具制造、塑料、橡胶、包装印刷、汽修等重点行业领域VOCs整治，加强VOCs源头、过程、末端全流程控制，重点加强对光化学反应活性强的VOCs物质控制，开展企业深度治理和精细化管控	油气集输采用密闭集输方式，油气开采过程中的无组织废气通过选用质量可靠的设备和加强检修进行防治；伴生气增压后输送至玛131浅冷站处理	符合
3	严格落实排污许可制度，健全事前事中事后监管体系。加强企业环境治理责任制度建设，指导帮扶企业建立自我检查、自我纠正、自我完善的环境保护工作机制。督促企业严格执行法律法规，严格执行建设项目环境影响评价、环境保护“三同时”、排污许可证申领、自行监测、清洁生产与资源综合利用等环境保护管理制度，履行污染治理与排放控制、水资源节约和保护、生态保护与修复、突发环境事件应急管理法定义务和社会责任，并主动接受社会监督	根据《固定源排污许可分类管理名录》，本工程不涉及通用工序。项目建成后由陆梁油田作业区运营管理，依托其已建立的、完善的环境管理体系，本报告提出了严格落实环境保护“三同时”、运营期监测计划的要求，并依法公开	符合
4	加强危险废弃物安全处置。开展危险废物三年专项整治行动，强化危险废物经营单位和处置利用设施监督管理。严格落实危险废物经营许可证、转移等管理制度，坚决打击和遏制危险废物非法转移倾倒等环境违法犯罪行为，优化危险废物跨区域转移审批手续等全过程监管	项目建成后交由陆梁油田作业区运营，陆梁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即定计划进行危废管理，针对本工程新增的危险废物，应建立危废台账，落实危废转移联单制度	符合

由表 2.9-1 可知，本工程建设符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》中的相关要求。

(5) 与地方生态环境“十四五”规划的符合性分析

《塔城地区生态环境“十四五”规划》指出，要加强重点行业领域 VOCs 整治，完善 VOCs 污染防治全过程管控体系，重点推荐石油天然气开采、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；提升危险废物收集处理与利用能力，严格落实突发环境事件应急预案制度，提升涉危险废物突发环境事件应急处置水平。

《克拉玛依市“十四五”生态环境保护规划》指出，持续深化工业污染防治。一是加强挥发性有机物（VOCs）污染治理，抓好 VOCs 和氮氧化物协同治理。重点推进石油开采、石油炼化、包装印刷、工业涂装等重点行业 VOCs 污染防治，完成 VOCs 减排任务。加强油（气）资源开发集中区域土壤环境风险管控。以克拉玛依油田为重点，加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用。

本项目油气均采用密闭集输，油气开采过程中的无组织废气通过选用质量可靠的设备和加强检修进行防治，伴生气增压后输送至玛 131 浅冷站处理，整体而言项目运营期 VOCs 排放水平不高；项目建成后交由陆梁油田作业区运营，陆梁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即定计划进行危废管理，针对本工程新增的危险废物，应建立危废台账，落实危废转移联单制度。

综上所述，项目建设符合《塔城地区生态环境“十四五”规划》《克拉玛依市“十四五”生态环境保护规划》相关要求。

(6) 水土保持规划相符性分析

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）》，项目区水土保持区划属于北方风沙区（新甘蒙高原盆地区）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）—荒漠平原风力侵蚀预防保护区—3-1 盐湖风力侵蚀保护预防区。该区靠近克拉玛依地区，域属于限制开发区，应以生态保育为导向，重点加强梭梭林地的保护，避免梭梭大面积退化或死亡。

本工程为陆地石油开采行业，属于重要行业水土保持综合治理工程，建设单位应按照《中华人民共和国水土保持法》《中华人民共和国水土保持法实施条例》《开发建设项目水土保持方案管理办法》《生产建设项目水土流失防治标准》（GB 50434—2018）相关要求编制水土保持方案，执行一级标准。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。采取上述措施后，项目的建设符合《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）》相关要求。

（6）与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》的符合性分析

根据《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》，“十四五”期间计划实施玛湖油田 500 万吨地面建设工程，本工程实施区位于玛湖地区的玛中平台区。报告按照《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》中的要求，对项目施工期废气、废水、噪声及固废和运营期噪声等污染影响采取相应的治理措施，并对项目实施过程中产生的生态影响提出了有效的减缓措施，符合规划环评及其批复的相关要求。

2.9.2 环保政策符合性分析

（1）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中要求的相符性分析详见表 2.9-2。

表 2.9-2 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《政策》中相关规定	本工程采取的相关措施	相符性分析
1	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	井下作业时带罐，作业范围采取防渗措施，防止产生落地油	符合
2	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用	一开、二开采用水基非磺化钻井液，三开采用油基钻井液，钻井时配备了钻井液不落地设备，钻井液循环率大于 95%；二开、三开配备了井控装置	符合
3	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、	井下作业废液送至玛东集中处理站采出水处理系统，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）中相关标准后回注油藏，不外排	符合

	防漏、防溢等措施。在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注		
4	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	油气集输采用密闭集输流程，油气损耗率较低，伴生气用增压后集输至玛 131 浅冷站	符合
5	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地	新钻 5 口井均为水平井，其中 2 井口井为平台井设计	符合
6	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80% 以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	伴生气增压后转输至玛 131 浅冷站，不外排	符合
7	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。井场周围应设置围堤或井界沟。应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染	项目建设及运营过程中，尽量避让植被生产密集地带，减少占地面积。受气候条件限制及项目区实际情况，区域干旱少雨，占地为盐碱地，不宜采取植物种植等措施。井场岩屑采用方罐收集，方罐下放铺设防渗膜，定期由岩屑处置单位负责清运、处置；运营期对地下水提出了跟踪监测计划	符合
8	油气田退役前应进行环境影响后评价，油气田企业应按照后评价要求进行生态恢复	建设单位应在项目完成竣工环保验收并稳定运行 3 至 5 年后、退役前开展后评价工作	符合
9	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	井下作业废液依托玛东集中处理站采出水处理系统处理达标后回注油藏	符合
10	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、覆膜作业，防止产生落地油；事故状态下产生的落地油交由有相应处理资质的单位进行回收、处置	符合
11	1) 油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系；2) 加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理；3) 在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水；4) 建立环境保护人员培训制度；5) 油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故	工程建成投产后交由陆梁油田作业区运营，建成内容将纳入陆梁油田作业区已有的 HSE 管理体系、突发环境污染事件应急预案及污染源日常监控计划	符合

由表 2.9-2 可知，本工程建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关规定。

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

本工程的建设与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的相关要求相符，相关符合性分析见表 2.9-3。

表 2.9-3 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》的符合性分析

序号	《通知》中相关规定	本工程采取的相关措施	相符性分析
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应以区块为单位开展环评，一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目，还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应在环评中论证其可行性和有效性	本工程为老区块加密开发，在报告中对项目施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程环境影响也进行了回顾	符合
2	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式综合处理和利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化源头控制措施、资源化利用路径、无害化处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置	运营期废防渗材料及事故状态下落地油等危险废物交由有相应危险废物处置资质的单位回收、处置，不会对区域环境造成不利影响	符合
3	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	油气开采过程中的无组织废气通过选用质量可靠的设备和加强检修进行防治	符合
4	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	项目的建设符合相关规划及区域“三线一单”要求，选址选线合理；施工期严格按照即定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；柴油机、发电机及各类施工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	符合

		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项目区进行清理、平整，恢复临时占地	
5	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	项目建成后归属陆梁油田作业区管辖，该厂具备完善的应急管理体系，本工程建成后，陆梁油田作业区应对其应急预案进行修编，将本工程纳入其应急预案	符合

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

本工程运营期采取的各项环保措施与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中要求的相符性分析详见表 2.9-4。

表 2.9-4 本工程与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相符性分析

序号	《条例》中相关规定	本工程采取的相关措施	相符性分析
1	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	项目区域内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区	符合
2	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况	针对本工程运营期排放的废气、噪声以及大气、土壤环境提出了运营期监测计划，建设单位应接受自治区生态环境厅、塔城地区生态环境局及塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局、克拉玛依市生态环境局及克拉玛依市生态环境局乌尔禾分局的监督与管理，并按照《企业环境信息依法披露管理办法》等规定，公开运营期监测情况	符合
3	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋	本报告提出，井场、站场及管线施工结束后，均应对施工场地进行清理平整，项目区气候干燥、少雨，无需设置挡水墙、雨水出口和防洪渠道等。运营期产生的废防渗材料和事故状态下产生的落地油均交由有相应处理资质的单位进行回收、处置	符合
4	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染	本报告提出运营期要定期对站场各设备设施及管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生	符合
5	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水；运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物品，应当采取防范措施，防止渗漏、泄漏、溢流和散落	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生	符合
6	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、	运营期产生的废防渗材料和事故状态下产生的落地油均交由相应危险废物处理资质的单位回收处理，其贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治	符合

	利用条件的，应当送交有资质的单位处置	法》。运输过程中应执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求中有关运输的规定，采用有资质的车辆运输，运输车辆应加盖篷布，以免散落，应按规定的行驶路线运输	
7	煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放	本工程伴生气增压后转输至玛 131 浅冷站，不排放	符合
9	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被：（1）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；（2）震裂、压占等造成土地破坏的；（3）占用土地作为临时道路的；（4）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的	项目管线施工时土方应分层开挖、分层堆放、分层回填，临时占地均进行场地平整清理，集输管线占地应及时平整，使其自然恢复。场站均采取了地面硬化的措施，退役期场站内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理、平整	符合
10	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生	项目建成后归属陆梁油田作业区管辖，该厂具备完善的应急管理体系，本工程建成后，陆梁油田作业区应对其应急预案进行修编，将本工程纳入其应急预案	符合

由表 2.9-4 可知，本工程建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相关规定。

(4) 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求的对比分析

本工程采取的各项环保措施符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》中相关要求，相符性分析详见表 2.9-5。

表 2.9-5 本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

序号	《规范》中相关规定		本工程采取的相关措施	相符性分析
1	总则	矿山应遵守国家法律法规和相关产业政策，依法办矿。矿山应贯彻创新、协调、绿色、开放、共享的发展理念。遵循因矿制宜的原则，实现矿产资源开发全过程的资源利用、节能减排、环境保护、土地复垦、企业文化和企地和谐等统筹兼顾和全面发展。矿山以人为本，保护职工身体健康，预防、控制和消除职业危害。新建、改扩建矿山应根据本标准建设，生产矿山应根据本标准进行升级改造。绿色矿山建设应贯穿设计、建设、生产、闭坑	项目的建设符合国家和法律法规、相关规划相关要求，符合区域“三线一单”中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控、资源利用效率相关要求；针对油藏类型选用专用开采设备，从采油及井下作业均符合清洁生产要求；陆梁作业区建有完善的 HSE 管理体系；报告提出，要按照规定对占地进行补偿，施工结束后释放临时占地，退役期要及时释放永久占地，对运营期污染影响采取环境保护措施，对退役期生产设施拆除污染影响和生态恢复均提出了保护措施	符合

		全过程		
2	资源开发方式	资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式；因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求；应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地		符合
3	绿色开发	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备；集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	本次开发方案结合油气藏特征、区块开发实际确定开采方案，所选抽油机为节能型，未使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备；制定施工方案时在满足施工要求的前提下，已尽量减少管线、站场施工作业带宽度，并按规定办理相关征地手续	符合
		应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	一开、二开采用水基非磺化钻井液，三开采用油基钻井液，钻井时配备了钻井液不落地设备，二开、三开配备了井控装置	符合
		油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制	报告提出了地下水质量跟踪监测的要求，并给出了建议的监测计划	符合
4	矿区生态环境保护	防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资	项目建成后归属陆梁油田作业区管辖，陆梁油田作业区具备完善的应急管理体系，项目建成后应将本工程实施范围纳入其应急预案，并及时对应急预案进行修编	符合
5	资源综合利用	按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济；气田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于 90%；油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%；油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收	采出水进油田采出水处理系统，出水用于油气田注水开发，不外排；井下作业带罐作业，防止落地油产生；危险废物交由有资质的单位处置	符合

6	节能降耗	建立油气田生产全过程能耗核算体系，通过采取节能减排措施，控制并减少单位产品能耗、物耗、水耗，减少“三废”排放；生产主要环节应选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备	陆梁油田作业区按要求开展了清洁生产审核与验收工作，针对节能降耗、新工艺、新设备等的环保效果进行严格把控，确保清洁生产水平保持先进	符合
7	科技创新与信息化	建设数字化油气田，实现企业生产、经营、管理的信息化；结合生产实际分级建立监控平台，达到油气生产、计量、集输与处理等主要环节自动化、数字化远程监控管理；建立场站区监控系统，实时采集流量、压力、液位、可燃气体浓度等信息，录入生产运行中人工化验或记录数据，进行系统化实时监控管理；利用人工智能、网络信息等技术，实现对油气田矿区经营、生产决策、环境监测治理、设备控制和安全生产的信息化管理	数据采集层为井场无线仪表及现场控制器（井场 RTU）及监控摄像机，负责对现场温度、压力等工艺参数、抽油机运行状态以及油区监控视频进行实时采集、处理及上传，并接受厂级生产调度中心的远程控制；管理监控层为陆梁油田作业区厂级生产调度中心，负责对集油区井、站数据的集中采集、监控和远程控制；配套建设相应的数据传输网络	符合

由表 2.9-5 可知，本工程建设符合《陆上石油天然气开采绿色矿山建设规范》中的相关要求。

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部，评价范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜區、世界文化和自然遗产地和饮用水水源保护区，也无基本草原、森林公园、地质公园、重要湿地、天然林，重点野生保护动物栖息地，也无重点保护野生植物生长繁殖地。涉及生态环境敏感区为和布克赛尔蒙古自治县水土流失重点治理区，不涉及生态红线。

(2) 环境质量底线

项目运营期排放废气主要为油气集输过程中的无组织挥发油气，在落实各项环保措施的前提下，非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中排放限值要求；运营期生产废水为井下作业废液，集中收集后由罐车拉运至玛东集中处理站进行处理，处理达标后回注油藏；噪声源主要

为井下作业、场站各类机泵及巡检车辆噪声，采取相应措施后井场厂界噪声可满足《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；运营期产生的废防渗材料、清罐底泥、废润滑油和事故状态下产生的落地油等危险废物，集中收集后送至陆梁油田作业区危废暂存点，统一交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。

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

（3）资源利用上线

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

（4）生态环境准入清单

①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

达 13 区块位于和布克赛尔蒙古自治县境内，本次拟建的采油井、单井管线以及 42.3km 转气管线位于和布克赛尔蒙古自治县，属于该县一般管控单元（环境管控单元编码：ZH6542013003），结合该单元管控要求，与本工程采取的相关措施对比分析，项目的建设符合和布克赛尔蒙古自治县生态环境准入清单的要求，详见下表。

表 2.9-6 本工程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	本工程采取的相关措施	符合性分析
一般管控单元 空间布局约束 (ZH6542013003)	<p>1. 执行自治区总体准入要求中【A1.4-1】【A1.4-2】条要求。</p> <p>【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。</p> <p>【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。</p> <p>2. 执行自治区管控单元分区管控要求【A7.1-1】条要求。</p> <p>【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</p>	<p>本工程不属于区域限制开发的行业，项目的建设符合相关规划要求；运营排放的污染物为 VOCs，排放水平较低，运营期仅消耗少量新鲜水和电能，不属于“高污染、高环境风险产品”，也</p>	符合

	<p>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。</p> <p>3. 执行塔城地区总体管控要求【1.6】【1.8】条要求。</p> <p>【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。</p> <p>【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。</p>	不是涉及农田、畜禽养殖等。符合区域空间布局约束	
--	---	-------------------------	--

②与乌尔禾区生态环境准入清单的符合性分析一览表

本工程 0.7km 转气管线位于乌尔禾区生态环境准入清单一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65020530002），结合该单元管控要求，与本工程采取的相关措施对比分析，项目的建设符合和乌尔禾区生态环境准入清单一般管控单元的要求，详见下表。

表 2.9-7 本工程与乌尔禾区生态环境准入清单一般管控单元的符合性分析一览表

环境管控单元名称及编码	“三线一单”要求	本工程采取的相关措施	符合性分析	
一般管控单元 (ZH65020530002)	空间布局约束	1、执行克拉玛依市总体管控要求中空间布局约束要求。 2、执行克拉玛依市一般管控单元分类管控要求中空间布局约束的相应管控要求。	本工程不属于区域限制开发的行业，项目的建设符合相关规划要求；项目选址不涉及水源涵养、饮用水水源保护区、和河流、湖泊、水库，也不涉及耕地；运营排放的污染物为 VOCs，排放水平较低，运营期仅消耗少量新鲜水和电能，不属于“高污染、高环境风险产品”，也不是涉及农田、畜禽养殖等。符合区域空间布局约束	符合
	污染物排放管控	1、执行克拉玛依市总体管控要求中污染物排放管控要求。 2、执行克拉玛依市一般管控单元分类管控要求中污染物排放管控的相应管控要求。	本工程不涉及农药使用，运营期油气均为密闭集输，VOCs 排放水平低；通过选用质量合格的设备、加强检修等措施，严防跑冒滴漏，运营期产生的危险废物、事故状态下产生的落地油均交由有资质的单位处置。符合区域污染物排放管控	符合
	环境风险防控	1、执行克拉玛依市总体管控要求中环境风险防控要求。 2、执行克拉玛依市一般管控单元分类管控要求中环境风险防控的相应管控要求。	本工程不涉及饮用水源地、公益林地，危险废物运输过程严格落实《危险废物转移管理办法》相关要求；项目运营后归属陆梁油田作业区管线，应及时对陆梁油田作业区应急预案进行修订。符合区域环境风险管控要求	符合
	资源利用效率	1、执行克拉玛依市总体管控要求中资源开发利用要求。 2、执行克拉玛依市一般管控单元分类管控要求中资源开发利用的相应管控要求。	项目运营期仅井下作业时洗井或洗井液配置消耗少量新鲜水，油气生产设施消耗电能，总体资源消耗量不大。符合区域资源利用效率管控要求	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》(新政发〔2021〕18号)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》，本工程涉及“北疆北部片区”，该片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功能维护、额尔齐斯河和额敏河环境风险防控。

本工程不涉及阿尔泰山、准噶尔西部山地等水源涵养功能和生物多样性功能维护、额尔齐斯河和额敏河。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)》，本工程涉及“北疆北部片区”，该片区管控要求为“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。”

本工程位于阿尔泰山西北部喀纳斯自然景观及南泰加林生态功能区、阿尔泰山、准噶尔西部山地，不涉及基本农田，不开采地下水，项目区评价范围内无地表水分布。集输管线选线时尽量取直，避让植被茂密地带，建设单位应足额缴纳生态补偿费用。符合自治区“三线一单”的总体管控要求。

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

根据《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》，全地区国土空间共划定 108 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。项目区位于塔城地区一般管控单元(见图 2.9-1)，主要落实生态

环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。报告针对项目施工期、运营期和退役期生态影响和污染影响均提出了有效措施，在严格落实环保措施的前提下，建设及运营过程中污染物均可实现达标排放，不会突破区域环境质量底线，项目建立了完善的风险防范及应急管控措施，在严格落实各项环境保护措施的前提下，不会发生风险事故。符合塔城地区“三线一单”的管控要求。

(8) 与《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案（2023 版）》相关要求的符合性分析

根据《克拉玛依市“三线一单”生态环境分区管控方案（2023 版）》，全市共划定环境管控单元 45 个（不含兵团），分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。其中一般管控单元 12 个，占全市国土面积的 91.29%。主要包括优先保护单元、重点管控单元以外的其他区域。项目区位于克拉玛依市一般管控单元（见图 2.9-2），一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。报告针对项目施工期、运营期和退役期生态影响和污染影响均提出了有效措施，在严格落实环保措施的前提下，建设及运营过程中污染物均可实现达标排放，不会突破区域环境质量底线，项目建立了完善的风险防范及应急管控措施，在严格落实各项环境保护措施的前提下，不会发生风险事故。符合克拉玛依市“三线一单”的管控要求。

图 2.9-1 本工程在塔城地区环境管控单元中的位置

图 2.9-2 本工程在克拉玛依市环境管控单元中的位置

3 建设项目工程分析

3.1 区域位置

达 13 井区行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，新建达 13 转油站至玛 131 浅冷站转气管线跨越了塔城地区和布克赛尔蒙古自治县、克拉玛依市乌尔禾区两个行政区。达 13 转油站西北距和布克赛尔蒙古自治县中心城区约 114km，东距玛东集中处理站约 22km，与玛 131 浅冷站的直线距离约 33km。详见图 3.1-1。

图 3.1-1 本工程地理位置示意图

3.2 油气资源概况

3.2.1 勘探开发简况

达 13 井区三叠系百口泉组油藏的勘探开发历程可划分为三个阶段：

第一阶段：探索发现阶段（2012 年～2016 年）。2012 年以来，按照“跳出断裂带，走向斜坡区”的勘探思路，油气勘探重点从构造、沉积、油气成藏等方面进行分析与评价，近年来在玛北、玛西斜坡区先后发现了玛 131、玛 18、风南 4、艾湖 2、玛湖 1 等多个三叠系百口泉组油藏。通过对玛湖凹陷斜坡区整体研究，认为玛东斜坡区具备与玛湖西斜坡区相似的成藏条件。为进一步深入开展构造及沉积储层研究工作，落实有利相带分布规律及油水关系分布特征，2015 年部署实施达 10 井区三维。利用新采集三维资料，在深入研究该区油藏地质特征的基础上，认为玛东斜坡区是寻找规模油藏的重要领域，并逐步落实了玛东斜坡夏盐扇、达巴松扇两大扇体有利储层分布范围，明确玛东斜坡发育大型宽缓平台区，具备与玛 18 井区相似构造背景。

2015 年至 2016 年间，在玛东斜坡达巴松扇有利前缘相带部署了多口勘探井，2016 年上交达 13 井区块三叠系百口泉组预测石油地质储量 $7458.00 \times 10^4 \text{t}$ 、溶解气地质储量 $164.37 \times 10^8 \text{m}^3$ ，含油面积 229.6km^2 。

第二阶段：整体评价阶段（2016 年～2019 年）。

为尽快落实达 13 井区油气资源规模，加快资源转化，2016 至 2018 年间，勘探评价一体化，整体部署探井、评价井 17 口。随着多口井相继获得油流，证实“扇控+断层”的成藏模式，前缘相带大面积整体含油，后续评价井按照“直井控面、侧钻水平井提产”的评价思路，整体部署，分步实施，有序推进。为了加快“探转采”，2019 年 11 月在井控程度较高的区域，上交达 13 井区块三叠系百口泉组探明石油地质储量 $1954.55 \times 10^4 \text{t}$ 、溶解气地质储量 $29.88 \times 10^8 \text{m}^3$ ，含油面积 45.33km^2 。

第三阶段：开发试验阶段（2019 年～至今）。

2019 年达 13 井区百口泉组评价试油结果良好，具备工业开采的价值。2021 年为进一步落实井组投产效果，根据试验部署安排，计划于达 15 井断块实施水平井 9 口，其中北部 3 口井（DaHW1537、DaHW1545、DaHW1546）井距 350m，中部 6 口井

(DaHW1506、DaHW1507、DaHW1508、DaHW1509、DaHW1511、DaHW1512) 井距为 300m；达 13 井断块 6 口 (DaHW1312、DaHW1313、DaHW1314、DaHW1315、DaHW1316、DaHW1317)，新建产能 $14.91 \times 10^4 \text{t}$ 。2022 年实施了扩边开发，部署了 57 口生产井，新建产能 $50.44 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

3.2.2 地层特征

达 13 井区钻遇地层自下而上有二叠系下乌尔禾组，三叠系百口泉组、克拉玛依组、白碱滩组，侏罗系八道湾组、三工河组、西山窑组、头屯河组、齐古组及白垩系。其中，二叠系与三叠系、三叠系与侏罗系、侏罗系与白垩系为区域性不整合接触。根据岩性、电性特征，本区三叠系百口泉组自下而上分为百一段 (T_{1b_1})、百二段 (T_{1b_2}) 和百三段 (T_{1b_3})。达 13 井区百口泉组向玛湖凹陷中心延伸具有变厚趋势，上倾北东方向地层逐渐减薄尖灭。百口泉组地层整体厚度 119.9~177.6m，其中 T_{1b_3} 和 T_{1b_2} 地层分布较稳定， T_{1b_3} 厚度 55.4m~63.3m，平均 56.8m， T_{1b_2} 厚度 51.7m~67.2m，平均 59.3m；由于百口泉底部地层超覆沉积， T_{1b_1} 厚度由南向西向北东（斜坡高部位）减薄，变化较大， T_{1b_1} 厚度 16.7m~60.6m，平均 45.2m。

3.2.3 构造特征

达 13 井区三叠系百口泉组构造形态为向南倾的单斜，局部发育小型鼻凸，地层平缓、倾角小，平均 $0.7^\circ \sim 2.1^\circ$ 。达 13 井北断裂以北区域为洼槽构造，南部达 13 井断块为鞍部构造，向南过渡为平缓单斜。工区内主要发育 4 条逆断裂，由北向南分别为达 15 井北断裂、达 13 井北断裂、达 12 井北断裂和达 13 井南断裂，断开层位为石炭系-三叠系下克拉玛依组，断距自下而上逐渐变小。

3.2.4 沉积特征

达 13 井区块百口泉组沉积期，区域古地形相对比较平缓，古地貌控沉积作用明显，沉积物源主体来自北部的夏子街扇。百口泉组属盆地断陷-拗陷转换期末期沉积，在早中期扇三角洲平原厚层块状富泥砂砾岩沉积（夹杂相当比例的重力流沉积）沿主要沟槽填平补齐基础上，后期的牵引流沉积在扇三角洲平原相主槽沉积背景下逐渐向侧翼分支迁移。

三叠系百口泉组岩性主要以灰色中砾岩、砂质细砾岩、砂质小砾岩、含砾粗砂岩为主，其次为含砾粉砂岩、灰褐色泥岩及粉砂质泥岩。其中 T_1b_1 以灰色、褐色块状中砾岩为主，局部夹褐色、灰褐色泥岩、含砾泥岩、泥质粉砂岩，电性特征显示双侧向电阻率主要为低阻块状特征； T_1b_2 下部为灰色块状泥质中砾岩，较为致密，电性表现为中低阻块状特征；上部为灰色块状砂质细砾岩、砂质小砾岩、含砾中粗砂岩，夹褐色块状泥岩，电性特征为中-高阻块状、指状特征； T_1b_3 以褐色泥岩为主，夹薄层灰色泥质粉砂岩，电性表现为低阻指状、局部锯齿状特征。百口泉组从下至上，整体岩性粒度逐渐变细、泥岩发育变厚，自然伽马曲线能够清楚反映这一变化特征。

3.2.5 储层特征

(1) 岩性及岩矿特征

达 13 井区百口泉组储层岩性主要为灰色砂质细砾岩、砂质小砾岩，其次为中-粗砂岩、细砂岩，含油级别以荧光、油迹和油斑为主。 T_1b_2 取心显示，岩心以砂质细砾岩、砂质小砾岩为主，占 62.9%，其次为中-粗砂岩，占 8%，细砂岩占 9.2%。含油性与岩性有密切关系，含油显示集中在细砾岩、小砾岩，其次为细砂岩、中-粗砂岩，其他岩性含油显示少。

(2) 储层物性

178 块 T_1b_2 岩心样品分析表明， T_1b_2 储层孔隙度为 4.2%~15.7%，平均 9.7%；气测渗透率为 0.01mD~22.7mD，平均 0.28mD。其中， $T_1b_2^{63}$ 块油层段样品分析表明，油层孔隙度为 7.0%~15.7%，平均 11.2%；气测渗透率为 0.05 mD~22.7mD，平均 0.32mD。

对比玛东 2 井区 T_1b_2 、玛 18 井区 T_1b_1 、风南 4 井区 T_1b_2 、玛 131 井区 T_1b_2 储层，达 13 井区 T_1b_2 油层孔隙度较高，渗透率较低，与最低的玛东 2 井区 T_1b_2 渗透率相当，为低孔超低渗储层；具有相对较高孔隙度，超低渗透率的具体原因见后面孔隙喉特征部分。

(3) 储集空间类型

根据铸体薄片镜下观察， T_1b_2 储集岩孔隙类型主要为原生粒间孔，其次为粒内

溶孔、铸模孔及少量的剩余粒间孔，荧光薄片反映油气主要赋存于原生粒间孔、粒内溶孔。

3.2.6 油气藏流体性质

根据区块勘探成果，达 13 井区油藏原油具有低密度、低粘度、凝固点较低的特点；天然气主要成分是甲烷，不含硫化氢；根据区块内地层水分析资料，地下水为 CaCl_2 型，详见表 3.2-1~表 3.2-3。

表 3.2-1 达 13 井区百口泉组油藏地面原油性质表

密度 (g/cm^3)	50℃粘度 ($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	含蜡 (%)	凝固点 ($^{\circ}\text{C}$)	初馏点 ($^{\circ}\text{C}$)
0.8151	3.36	6.14	0.93	103.89

表 3.2-2 达 13 井区百口泉组油藏天然气组分含量表 (mol/mol , %)

相对密度	甲烷 (%)	乙烷 (%)	丙烷 (%)	正丁烷 (%)	异丁烷 (%)	二氧化碳 (%)	氮 (%)	其他 (%)
0.6454~0.7919	81.2	6.92	2.75	1.43	1.17	3.83	0.72	1.98

表 3.2-3 达 13 井区百口泉组油藏地层水性质表

主要离子 (mg/L)							矿化度	水型
CO_3^{2-}	HCO_3^{-}	Cl^{-}	SO_4^{2-}	Ca^{2+}	Mg^{2+}	K^{+} 和 Na^{+}	(mg/L)	
0	620.63	8689.62	17.29	1513.42	22.94	4099.75	14963.65	CaCl_2

3.3 现有工程概况及环境影响回顾

3.3.1 现有工程建设概况及环保手续履行情况

达 13 井区地面工程建设始于 2021 年，首次开发部署了 15 口产能井，采用拉油方式生产；为提高区块密闭集输程度，提高区块原油产能，2022 年实施了二次开发，部署了 57 口生产井，配套建设了井区集输管线、达 13 转油站以及油气转输管线。目前上述项目正在建设。现有工程建设内容、环保手续履行情况见下表。

表 3.3-1 现有工程建设内容及环保手续履行情况一览表

序号	项目名称	建设内容	环批复情况	竣工环保验收情况
1	玛湖油田达 13 区块开发建设工程	新钻 6 口井，老井利用 9 口，新建采油井场 15 座，新建原油产能 $15.94 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ ，伴生气产能 $5.99 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ；新建 2 座计量站、1 座集中拉油站；新建单井管线 6km，集油干线 5.5km	自治区生态环境厅于 2021 年 8 月 26 日以新环审(2021)145 号文予以批复	尚未竣工

2	玛湖油田达 13 井区三叠系百口泉组油藏开发地面工程	新钻 54 口井，老井利用 3 口，新建采油井场 57 座，新建原油产能 $50.44 \times 10^4 \text{t/a}$ 、伴生气产能 $0.7 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ；新建计量站 6 座、多通阀 2 座，新建 1 座转油站—达 13 转油站；新建单井管线 37.63km，集油干支线 17.6km；新建达 13 转油站至玛东集中处理站转油管线 30km，新建达 13 转油站至陆梁输气首站转气管线 60km；新建达 13 至玛东集中处理站道路 32km	自治区生态环境厅于 2022 年 4 月 6 日以新环审(2022) 59 号文予以批复	尚未竣工
---	----------------------------	--	--	------

3.3.2 现有工程组成

现有工程主要为达 13 区块已部署油气生产设施，包括 72 口采油井、8 座计量站、1 座转油站，以及油气集输管线。现有工程组成详见下表。

表 3.3-2 现有工程组成一览表

工程类别	工程量	建设内容
主体工程	采油工程	达 13 区块已部署 72 口采油井，其中 60 口新钻井，12 口老井利用，单套装置配备 14 型节能抽油机、37kW 电机；井口设保温盒保温，内设 150W 防爆电加热器
	集输工程	新建单井管线共计 43.63km，设计管径 DN65 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管，耐温 90℃；集油干支线共计 23.1km，设计管径为 DN250/DN200/DN150/D168×5/20 的钢管
	转油站	新建达 13 转油站，设计转液能力 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ 、转气能力 $20 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，站内设气液分离、采出液升温（电加热）增压转输、伴生气增压转输和生活区
	转液管线	新建达 13 转油站至玛东集中处理站转液管线 30km，采用 DN200 热塑性塑料内衬玻璃钢符合钢管
	转气管线	新建达 13 转油站—玛东集中处理站—陆梁输气首站伴生气转输管线合计 60km，采用 DN168 直缝钢管，前段与新建采出液管线同沟敷设，后段与玛东集中处理站至陆梁集中处理站转油管线并行敷设
公用工程	供配电	集油区用电负荷为二级，新建 10kV 供电线路 51km，就近接入周边已建供电线路，新建各类杆式变压器 49 座；达 13 转油站用电负荷为二级，电源自达 13 变电站接入站区，站内新建 1 座 10/0.4kV 变配电室，新建供电线路 2.5km
	自动化	达 13 转油站新建 1 套集中型火灾自动报警系统，1 套 OLT 装置，各计量站设 ONU，接入 OLT 注册后实现网络接入；通信光缆与架空电力线同杆架设，长约 40km；仪表自动化按照油气生产物联网建设标注要求，配套建设相关井、站的仪表自动化系统，井区共设 42 套 RTU
	给排水	用水节点主要为转油站值班人员生活用水、加药泵配置用水、消防用水和冬季采暖橇用水。水源自陆梁作业区生活公寓拉运，站内设 1 座 1000m^3 消防水罐，为消防系统供水；排水主要为转油站值班人员生活污水和站内装置排污废水。生活污水排至化粪池，定期拉运至陆梁生活公寓生活污水处理系统处理。装置检修废水排至站内埋地式污油罐橇，泵输至采出液转输区，与采出液一同转输、处理
	供热	转油站内通风采用自然通风和机械通风相结合的方式，夏季采用空调调节室内温度，站区冬季采用电采暖

	道路	新建油区巡检道路 17.5km、达 13 井区至夏盐 11 井区已建公路道路 32km，转油站内部道路 720m、人行道路 350m
	消防	新建转油站为 4 及站场，设置固定式消防冷却给水系统及固定式低倍数泡沫灭火系统，按规定配备一定数量的移动式灭火器材。新建 1 座消防泵房、1 座 1000m ³ 消防水罐
依托工程	生产废水	井下作业废液拉运至玛东集中处理站处理，转油站内装置检修排污时排至地理式排污池，经排污泵输送至采出液转输泵入口处，与采出液一同转输
	危险废物	油泥砂、清管废渣、沾油废物及事故状态下含油污泥交由有相应处理资质的单位处置；废润滑油排至污油罐橇内，与站内装置排污及污油一同转输、处理
	生活污水	排至化粪池，定期清运至陆梁公寓生活污水处理系统
	生活垃圾	定期清运至陆梁生活垃圾填埋场
环保工程	废水	转油站新建 1 座地理污油罐橇、1 座化粪池
	危废暂存间	新建 1 座危废暂存间，用于油泥砂、沾油废物、清管废渣及事故状态下含油污泥的暂存
	伴生气放空火炬	新建 1 套放空火炬装置，用于事故状态下伴生气的放空
	事故罐	转油站内设事故罐区，内设 1 座 1000m ³ 的事故罐，用于事故状态下采出液的暂存

3.3.3 现有工程环境影响回顾

由于现有工程正在建设，尚未投产运行，本次评价引用现有工程的环评文件及环评批复评价结论对地面工程建设环境影响进行回顾，现分述如下：

(1) 生态环境

地面工程建设对生态环境的影响主要表现在工程占地，施工活动和工程占地在井区油气集输范围内呈点、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。

由于油田开发的大部分区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。施工期施工作业和人员活动会对野生动物造成惊扰，但在施工作业结束后人员撤出，这种影响也随之消失。运营期仅在工作人员巡检道路及站场周围会野生动物造成一定的影响，总体而言，项目对野生动物的影响较小。

(2) 大气环境

本项目施工期废气主要包括施工扬尘以及施工车辆尾气、柴油机、柴油发电机组燃烧烟气等。项目施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失。

“玛湖油田达 13 井区三叠系百口泉组油藏开发地面工程”实施后，“玛湖油田达 13 区块开发建设工程”部署的集中拉油站将不再使用，站内相变炉烟气即被削减。因此，现有工程运营期废气主要为无组织挥发烃类和达 13 转油站甲醇注入橇甲醇无组织挥发废气；达 13 井区油气采用密闭集输，甲醇注入橇中储罐为内置，密闭性较好，且项目建设所用设备均应选用质量合格产品，且井区所处区域较为开阔，废气中污染物可以得到较好扩散，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。油气集输产生的非甲烷总烃排放浓度能够满足《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（非甲烷总烃浓度不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ），达 13 转油站边界甲醇无组织排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 周界外浓度最高点浓度限值要求。

（3）水环境

施工期废水主要为生活污水、管道试压废水，施工期生活污水产生量较少，在单井生活营地内设置容积不少于 30m^3 的生活污水临时储集池，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，清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置，临时储集池覆土填埋，防渗膜回收处置。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，用于周围沙漠植被的绿化，可起到改善生态环境作用。

运营期废水主要为井下作业废水、达 13 转油站内装置排污废水以及站内橇装厕所内的生活污水。井下作业废水、装置排污废水均送至玛东集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏。橇装厕所内的生活污水定期清运至陆梁油田作业区生活公寓生活污水一体化处理装置。

事故状态下对地下水的污染主要为管道、储罐泄漏、井漏、油水窜层等，管道、储罐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；井喷事故是以面源形式的原油渗漏污染地下水，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）噪声环境

本项目施工期的噪声是暂时的，只在短时期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抽油机、计量站和达 13 转油站内各类机泵产生的机械噪声以及巡检车辆产生的交通噪声，运营期井场、站场昼夜厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准（昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)）。本项目地处荒漠地区，周边无集中固定人群居住，项目开发建设中的噪声对环境有一定影响，但属于可接受范围。

（5）固体废物

施工期固体废物主要为钻井岩屑、建筑垃圾和生活垃圾。本项目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；油基钻井岩屑采用专用的方罐进行收集，并交由具有相应危废处置资质的单位进行转运、处置。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，定期送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理；生活垃圾集中收集后，定期由协议单位清运至指定生活垃圾填埋场填埋处置。

运营期产生的危险废物固废主要为清管废渣、油泥砂、废润滑油，均属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物；达 13 转油站还有生活垃圾产生。危险废物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，生活垃圾清运至陆梁生活垃圾填埋场填埋处理。井下作业时，均带罐作业，井口排出物全部进罐，防止落地原油产生。事故状态下由于落地原油产生的受侵染的土壤和含油污泥一并交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。

（6）土壤环境

项目施工期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，场地重要位置均铺设防渗膜，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原油，受污染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收处置，可降低对土壤环境质量的影响程度。

(7) 环境风险

项目涉及的风险物质为甲醇、原油和伴生气，风险潜势为 I，项目可能发生的风险事故类型主要包括井场事故风险、油气管线、设备及甲醇储罐泄漏事故风险。原油、甲醇和天然气发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；项目区包气带对石油类污染物的截留能力较强，泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

(8) 污染物排放情况

结合前节分析，以及《玛湖油田达 13 井区三叠系百口泉组油藏开发地面工程环境影响报告书》中分析结论，现有工程污染物排放情况见下表。

表 3.3-3 现有工程污染物排放情况

类别	污染源	污染物名称	产生量	排放量
废气	无组织排放	非甲烷总烃	5.476t/a	5.476t/a
		甲醇	0.028t/a	0.028t/a
	非正常工况 火炬放空	NO _x	5.2t	5.2t
		总烃	0.19t	0.19t
废水	井下作业废液	石油类、COD	10581.95t/a	0
	生活污水	COD、氨氮、SS	35m ³ /a	0
	装置排污废水	石油类、COD	40m ³ /a	0
噪声	站场机泵及罐车	连续等效 A 声级	/	/
固体废物	生活垃圾	/	1.1t/a	1.1t/a
	油泥砂	石油类	11.6t/a	0
	废润滑油	石油类	3t/a	0
	清管废渣	石油类	0.07t/a	0

3.3.4 现存环境问题及拟采取的整改方案

(1) 存在问题

达 13 转油站设计采用油气分输工艺，设计转液能力 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ 、转气能力 $20 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，伴生气计划增压后经新建 60km 转气管线转输至陆梁首站，最终进石西天然气处理站处理。根据达 13 井区最新产能预测数据，区块总体伴生气预测产量将达 $36 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，已建输气管线无法满足区块转输要求。

(2) 整改方案

为解决上述问题，本次拟新建 1 条达 13 转油站至玛 131 浅冷站的转气管线，设计转气能力 $20 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，线路全长 43km，以满足达 13 区块发展需求。

3.4 建设项目概况

项目名称：玛湖油田达 13 井区三叠系百口泉组油藏开发及转气管线建设工程。

建设单位：中国石油新疆油田分公司玛湖勘探开发项目部。

项目性质：本工程为新老区块加密部署，项目性质为改扩建。

建设地点：达 13 井区行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，新建达 13 转油站至玛 131 浅冷站转气管线跨越了塔城地区和布克赛尔蒙古自治县、克拉玛依市乌尔禾区两个行政区。达 13 转油站西北距和布克赛尔蒙古自治县中心城区约 114km，东距玛东集中处理站约 22km，与玛 131 浅冷站的直线距离约 33km。

建设规模：项目拟部署 5 口生产井，均为新钻井，新建原油产能 $4.74 \times 10^4 \text{t/a}$ ，新建伴生气产能 $1.67 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，新建单井管线 2.4km，新建达 13 转油站至玛 131 浅冷站转气管线 43km，配套建设供电、自动化、道路、消防等公辅工程。

建设周期：项目建设周期约 24 个月。

3.5 建设内容

达 13 转油站目前正在建设，转气管线未实施，本次拟重新线建设。本工程未建设完成之前，达 13 转油站不得投产使用。

3.5.1 工程组成

本工程主体工程主要包括 5 口采油井的钻井工程、采油工程和集输工程，以及

达 13 转油站至玛 131 浅冷站转气管线的建设；公用工程主要为供配电、消防、自动化等工程；依托工程包括钻井期生活污水、生活垃圾和钻井岩屑的处置，以及运营期采出水、井下作业废水、危险废物的处置；环保工程主要包括计量分离橇收球筒、转气管线管廊上方草方格的建设。现分述如下：

(1) 主体工程

① 钻井工程

钻井工程主要包括钻前和钻井两部分。

※ 钻前工程

钻前工程包括井场平整、钻机基础、生活营地及进场道路建设等。本次新钻井 5 口井，其中 DaHW1310、DaHW1311 为 2 井式平台井，其余 3 口为单井，共计新建生活营地 4 座，进场道路采用砂石路面设计，宽 7m。

※ 钻井工程

本次拟新钻 5 口井，均为水平井，单井平均进尺 6300m，总钻井进尺约 31500m。拟钻井基本参数见表 3.5-1。

表 3.5-1 新钻井井号及井口坐标

各井均采用三开井身结构，详见表 3.5-2、图 3.5-1。

表 3.5-2 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	381.0	500	273.1	地面
二开	241.3	3817	193.7	3080
三开	165.1	6300	127.0	3617

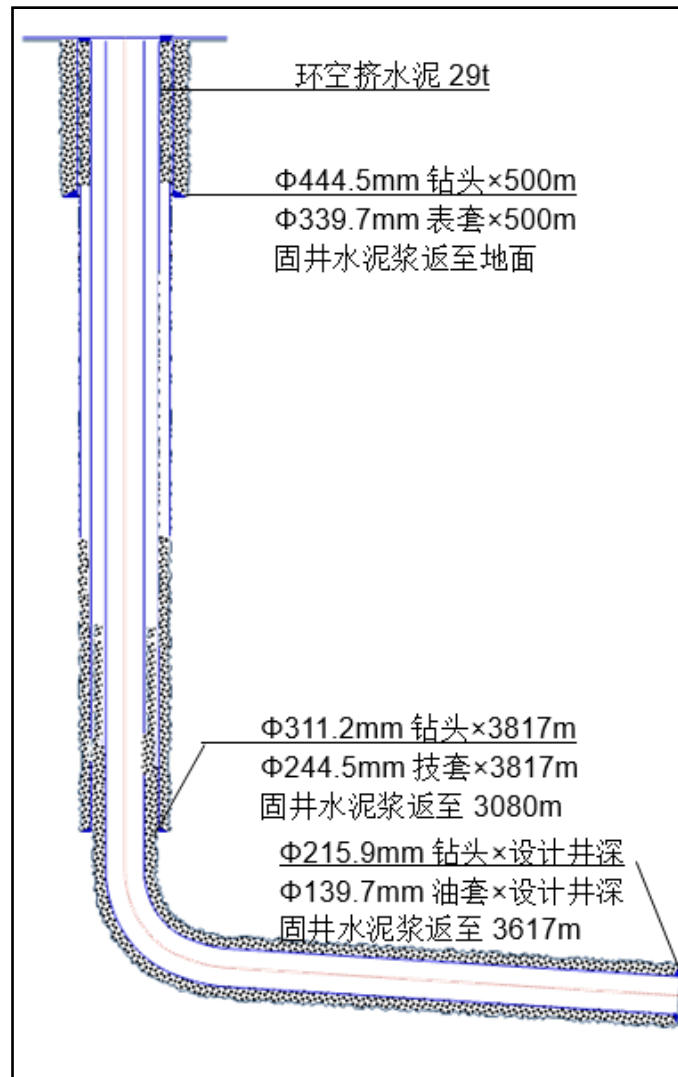


图 3.5-1 单井井身结构示意图

一开、二开采用非磺化水基钻井液，三开采用油基钻井液，钻井液性能及用量详见下表。

表 3.5-3 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)	钻井液总用量(m ³)
一开	381.0	0~500	1.15~1.40	坂土 CMC, 主要成分为坂土、Na ₂ CO ₃ 、重晶石等	206	11124
二开	241.3	~3817	1.15~1.40	钾钙基有机盐, 主要成分为坂土、Na ₂ CO ₃ 、CMC、KOH、KCl、CaO、重晶石等	315	17010
三开	165.1	~6300	1.60~1.95	油基钻井液体系, 柴油、乳化剂、增粘剂、KCl、CaO、重晶石等	838	45252

注：钻井液中各物质配比涉及商业机密，故不提供详细数据。

※钻井设备

单井井场主要钻井设备见下表。

本工程新钻井射孔工艺采用管柱传输射孔，该工艺技术成熟，实施情况良好。射孔参数推荐：枪型：127 型，弹型：欧文弹或 127 聚能弹，孔密：16 孔/米，校深方式：采用 GR+CCL 校深。

结合达 13 井已钻井储层改造工艺，本工程各井采用体积压裂工艺。体积压裂技术主要是通过对水力的整体压裂作用，在岩层中存在的天然裂缝中不断的形成一种扩张力，并在扩展的过程中形成脆性的岩石发生剪力的行为，并产生相应的滑移作用，从而形成一种天然裂缝的网格化系统模式。天然裂缝形成过程中，与岩石层的不断沟通，就会产生主裂缝的侧向力，进而形成一些次生裂缝，在这种作用下，裂缝的整体网络不断扩大，改造的体积不断增加，实现可进行渗流的有效储层的打碎处理，完成在储层中长宽高的三维立体化改造。经过体积压裂，储层渗流面积增加、导流能力提升，有效提高油藏的采收率。本工程体积压裂时采用水基压裂液（配方涉及商业机密，本次未给出配比），单井压裂液使用量约 1800m³，5 口井合计 9000m³。压裂返排液产生量为 5400m³，返排率为 60%。

压裂施工设备分为地面动力机械设备和井下工具，具体设备设施情况见表 3.5-5。

表 3.5-5 单座井场压裂施工所用机械一览表

设备或部件名称	数量	备注
2000 型主压车	8 辆	向井内注入高压的压裂液
供液车	1 辆	压裂液和返排液罐均位于车上
管汇车	1 辆	由高压三通、四通、单流阀、控制阀等部件组成
仪表车	1 辆	计量仪表
压裂液在线混配车	1 辆	在线混配压裂液
喷砂器	2 套	向地层喷砂液，同时形成节流压差
封隔器	2 套	分隔井的压裂层段
水力锚	2 套	固定井下管柱

③采油工程

本次新建 5 口采油井，各井储层改造完毕后下入油管，带压生产，前期依靠地层压力自喷生产，停喷后转抽。单井采油井场配备 14 型节能抽油机，抽油泵采用有杆机械采油方式，配套电机功率 37kW。采油树设有保温盒（内含压力表）、清蜡和

热洗接口以及安全标志。

表 3.5-6 采油井场设备一览表（单井）

序号	设备名称	建设内容		数量（套）
1	井口装置	水平井	采用 KY105/78-65 型井口、套管头承压 105MPa	1
		直井	采用 KY70/78-65 型井口、套管头承压 70MPa	1
2	抽油机	14 型节能抽油机，配套电机功率 37kW		1
3	抽油泵	有杆泵机械采油方式，采用 H 级杆三级组合		1
4	保温盒	/		1
5	压力表	/		1
6	安全标志	/		1

④集输工程

※集输流程

集输采用三级布站工艺，即“井口→计量站→达 13 转油站→玛东集中处理站/玛 131 浅冷站”。井口采出液经单井管线集输井计量站，经一体化自动选井计量装置计量后进达 13 转油站，经生产分离器进行气液分离，分离出的液相转输至玛东集中处理站，分离出的伴生气转输至玛 131 浅冷站。工程总体布局见图 3.5-3。

※集输管线

新建单井管线 2.4km，就近接入已部署计量站，单井管道采用 DN65、2.5MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（耐温 90℃），保温埋地敷设，管底埋深-1.90m。

⑤转气管线

※管线路由

管线起点为达 13 转油站，管线出站后向东敷设 2.26km，之后伴生气管线沿油田公路折向西北方向敷设约 40.74km 到达终点玛 131 浅冷站，线路全长 43km。管线规格 D168×7，材质为 L245M，管线管底埋深-1.9m。沿线设 1 座阀池（玛 19 转油站附近）。

转气管线接在玛 131 浅冷站原料气压缩机出口，近站压力 4.3MPa，在站外设置清管器接收筒 1 座、计量分离橇 1 座，新建近站管线 200m。

输气管线拐点坐标见表 3.5-7，管线走向见图 3.5-3。

图 3.5-3 本工程总体布局示意图

※管道保护

在输气管线上方敷设草方格，保护管道的同时还能防风固沙，草方格尺寸为 1.0m×1.0m，下料长度为 40cm，埋设地面 20cm，露出地面 20cm，固沙宽度 12m。

(2) 公用工程

①供配电

项目新增用电设施为采油井场、转油站转气管线发球筒等生产设施。运营期供电以电网供电为主，井区单井井场用电、转油站输气设施用电就近自己部署供电设施接入。

②给排水

井区运营期无用水节点。

生产废水主要为井下作业产生的废水、废液，集中收集后拉运至玛东集中处理站进行处理，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)中的有关标准后，回注油藏，不外排。

③仪表及自动化

井场无线仪表及现场控制器(井场 RTU)及监控摄像机，负责对现场温度、压力等工艺参数、抽油机运行状态以及油区监控视频进行实时采集、处理及上传，并接受厂级生产调度中心的远程控制；管理监控层为陆梁油田作业区厂级生产调度中心，负责对集油区井、站数据的集中采集、监控和远程控制；配套建设相应的数据传输网络。

④道路

巡检道路依托已部署道路，本次不新建道路。

⑤消防

单井井场设 2 具 MF/ABC8 型手提式磷酸铵盐干粉灭火器，配备灭火器箱；达 13 转油站依托已部署消防设施。

(3) 环保工程

①废气

施工期各类施工机械、柴油机等采用质量合格设备，燃料使用符合国家标准的油品；管线焊接使用无毒焊条；通过加强施工管理、合理安排施工时序、避免在大

风天气施工等对扬尘进行防治。运营期废气主要为油气开采和集输过程产生的无组织挥发油气，通过采用质量合格的产品，加强设备保养和检修进行防治。

②废水

施工期钻井井场生活营地建设生活污水防渗池，防渗层采用 2mm 厚的 HDPE 进行防渗，施工结束后生活污水清运至乌尔禾区污水处理厂；管线试压采用清水，试压废水就地用于洒水抑尘；储层改造产生的压裂返排液采用专用罐车拉运至玛东集中处理站处理。运营期井下作业废水、采出水玛东集中处理站处理。

③噪声

施工期噪声主要为施工活动人员噪声、施工设备机械噪声，施工期短暂且项目区地处沙漠，较为空旷，周边无声环境敏感目标分布，通过选用低噪声设备、加强施工管理进行防治。运营期噪声主要为采油井场采油设施噪声、计量分离橇运转噪声，通过选用低噪声设备、基础减振等措施进行防治。

④固体废物

施工期钻井生活营地生活垃圾集中收集，定期清运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处理；钻井岩屑采用专用储罐存放，水基岩屑交由岩屑处置单位处置，油基岩屑交由有相应处置资质的单位处置；建筑垃圾优先回收利用，不具备回收利用价值的送至乌尔禾区生活垃圾填埋场。达 13 转油站已部署天然气增压装置为集成橇装化设施，内置发球筒，本次无需新建，转气管线的收球筒拟建设在玛 131 浅冷站外，占地 50m²，产生的清管废渣与井区日常检检修产生的废防渗材料、废润滑油一同送至陆梁作业区危废暂存点暂存，统一委托有资质的单位进行无害化处置。

⑤生态环境

设计阶段管线已充分取直，避让植被生长茂密地带；建设单位按规定办理了征地手续，对项目造成的植被损失采取经济补偿措施；施工时加强管理，严格按照既定范围施工，严禁乱碾乱轧；转气管线上方建设草方格进行固沙，草方格尺寸为 1.0m×1.0m，固沙宽度 12m。

（4）依托工程

运营期井下作业废水、采出液处理依托玛东集中处理站，伴生气处理依托玛 131 浅冷站，危险废物暂存依托陆梁作业区已建危废暂存点，危废处置依托克拉玛

依博达生态环保科技有限责任公司等有资质的处置单位。

(5) 工程组成

项目组成详见表 3.5-8。

表 3.5-8 项目工程组成一览表

工程类别	工 程 量		备 注
主体工程	钻前工程	包括井场平整、钻机基础、生活营地及进场道路建设等	
	钻井工程	水平井	5 口 单井平均井深 6300m，采用三开井身设计，一开采用水基钻井液，二开采用钾钙基聚合物钻井液体系，三开为油基钻井液
		储层改造工程	5 口 包括射孔和压裂作业，压裂采用体积压裂，使用水基压裂液，单井使用量 1800m ³ ，返排率约 60%，压裂返排液产生总量约 5400m ³
	集输工程	采油井场	5 座 单井设抽油泵、抽油机、井口装置、保温盒等
		单井管线	2.4km 单井管道采用 DN65、2.5MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（耐温 90℃），保温埋地敷设，管底埋深-1.90m
转气管线		43km 管线起点为达 13 转油站，管线出站后向东敷设 2.26km，之后伴生气管线沿油田公路折向西北方向敷设约 40.74km 到达终点玛 131 浅冷站，线路全长 43km。管线规格 D168×7，材质为 L245M，管线管底埋深-1.9m。沿线设 1 座阀池（玛 19 转油站附近），在玛 131 浅冷站外设置清管器接收筒 1 座	
公用工程	供配电	运营期供电以电网供电为主，井区单井井场用电、转油站输气设施用电就近自己部署供电设施接入	
	道路	巡检道路依托已部署道路，本次不新建道路	
	给排水	钻井期用水自陆梁作业区拉运，运营期无用水节点；施工期生活污水排至防渗储集池，施工结束后清运至乌尔禾区污水处理厂，运营期生产废水主要为井下作业产生的废水、废液，集中收集后拉运至玛东集中处理站进行处理	
	仪表及自动化	井场无线仪表及现场控制器（井场 RTU）及监控摄像机，负责对现场温度、压力等工艺参数、抽油机运行状态以及油区监控视频进行实时采集、处理及上传，并接受厂级生产调度中心的远程控制	
	消防	单井井场设 2 具 MF/ABC8 型手提式磷酸铵盐干粉灭火器，配备灭火器箱；达 13 转油站依托已部署消防设施	
依托工程	生活污水	施工期钻井生活营地生活污水依托乌尔禾区生活污水处理厂	
	生活垃圾	施工期钻井生活营地生活垃圾依托乌尔禾区生活垃圾填埋场	
	钻井岩屑	水基岩屑依托第三方岩屑处置单位；油基岩屑依托有资质的单位处置	
	生产废水	生产废水主要为井下作业产生的废水、废液，集中收集后拉运至玛东集中处理站处理	
	危险废物	井区日常检修产生的废防渗材料、废润滑油、清管废渣依托陆梁油田作业区危废暂存点，集中暂存、统一处理，最终均交由有资质的单位进行处置	
	伴生气处理	依托玛 131 浅冷站	
环保工程	废气	施工期各类施工机械、柴油机等采用质量合格设备，燃料使用符合国家标准的油品；管线焊接使用无毒焊条；通过加强施工管理、合理安排施	

		工时序、避免在大风天气施工等对扬尘进行防治。运营期废气主要为油气开采和集输过程产生的无组织挥发油气，通过采用质量合格的产品，加强设备保养和检修进行防治
	废水	施工期钻井井场生活营地建设生活污水防渗池，防渗层采用 2mm 厚的 HDPE 进行防渗，施工结束后生活污水清运至乌尔禾区污水处理厂；管线试压采用清水，试压废水就地用于洒水抑尘；储层改造产生的压裂返排液采用专用罐车拉运至玛东集中处理站处理。运营期井下作业废水、采出水玛东集中处理站处理
	噪声	施工期噪声主要为施工活动人员噪声、施工设备机械噪声，施工期短暂且项目区地处沙漠，较为空旷，周边无声环境敏感目标分布，通过选用低噪声设备、加强施工管理进行防治。运营期噪声主要为采油井场采油设施噪声、计量分离橇运转噪声，通过选用低噪声设备、基础减振等措施进行防治
	固体废物	施工期钻井生活营地生活垃圾集中收集，定期清运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处理；钻井岩屑采用专用储罐存放，水基岩屑交由岩屑处置单位处置，油基岩屑交由有相应处置资质的单位处置；建筑垃圾优先回收利用，不具备回收利用价值的送至乌尔禾区生活垃圾填埋场。达 13 转油站已部署天然气增压装置为集成橇装化设施，内置发球筒，本次无需新建，转气管线的收球筒拟建设在玛 131 浅冷站外，占地 50m ² ，产生的清管废渣与井区日常检检修产生的废防渗材料、废润滑油一同送至陆梁作业区危废暂存点暂存，统一委托有资质的单位进行无害化处置
	生态环境	设计阶段管线已充分取直，避让植被生长茂密地带；建设单位按规定办理了征地手续，对项目造成的植被损失采取经济补偿措施；施工时加强管理，严格按照既定范围施工，严禁乱碾乱轧；转气管线上方建设草方格进行固沙，草方格尺寸为 1.0m×1.0m，固沙宽度 12m

3.5.2 主要指标

本工程拟新建部分油气产能，不对达 13 转油站主体工程进行改动，仅新建达 13 转油站至玛 131 浅冷站的转气管线。项目建成后由已部署人员运营管理，不新增劳动定员。项目主要技术经济指标见表 3.5-9。

表 3.5-9 主要技术经济指标一览表

类别	数量	类别	数量
不同规模站场数	0	临时占地面积	554446m ²
新建原油产能	4.74×10 ⁴ t/a	新建伴生气产能	新建伴生气产能 1.67×10 ⁴ m ³ /d
电能消耗量	644×10 ⁴ kW·h	永久占地面积	6054m ²
工作制度	年运行 330 天	总投资	11342.43 万元
在册职工人数	30	环保投资	502 万元

3.6 生产工艺

3.6.1 施工期施工工艺

施工期主要建设内容包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场及站场和油气集输管线的建设，各工程施工工艺现分述如下：

(1) 钻前工程

钻前工程包括井场平整、铺垫、钻机基础建设、探临道路和生活营地建设，以及设备进场。施工工艺流程详见下图。

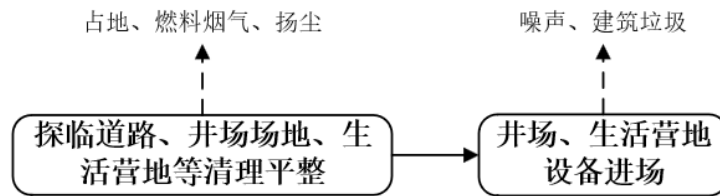


图 3.6-1 钻前工程施工工艺流程

(2) 钻井工程

钻井是破岩和加深井眼的过程，首先埋设导管后下钻达下表层套管深度后，再下入表层套管并固井试压；然后继续钻进，待安全钻达目标深度后下油层套管；最后根据钻井设计要求，及时进行储层改造等其他作业。施工工艺流程见下图。

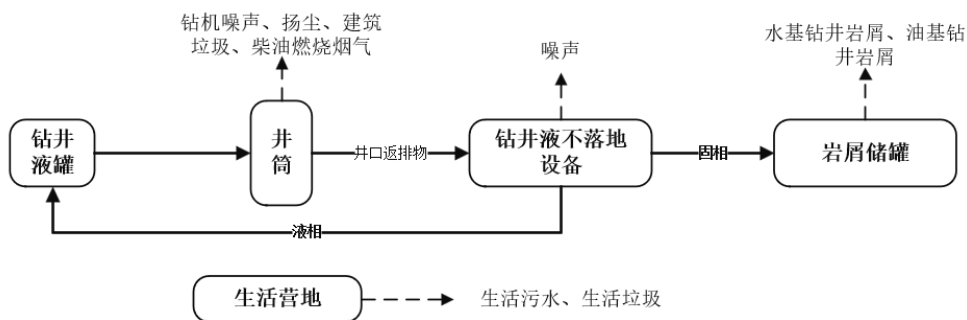


图 3.6-2 钻井工程施工工艺流程

(3) 储层改造工程

储层改造主要包括射孔和压裂两道工序，立足于细分切割体积压裂理念，采用固井桥塞+分簇射孔分段压裂工艺，桥塞选用速钻桥塞。

射孔方式采用首段油管射孔，其余段采用电缆传输射孔，采用 86mm 射孔枪，

等孔径射孔弹，为尽可能促进各簇均衡起裂，首段 2 簇，单簇 16 孔；其余段单段 3 簇，单簇 8 孔，孔密 16 孔/m，等孔径射孔弹，螺旋布孔，相位角 60° 。

压裂采用体积压裂工艺，使用水基压裂液，配比好的成品压裂液采用罐车拉运至井场，通过加压泵由井口泵注压裂液，依靠水力的整体压裂作用实现增加储层渗流面积、提高储层导流能力的目的。停泵后，压裂返排液自喷返排至地面专用废液收集罐中，拉运至玛东集中处理站压裂返排液处理系统处理。根据前期分析，地层闭合压力约 80MPa，压裂后需采用石英砂、陶粒作为支撑剂，确保地层不闭合、保障储层渗流畅通。

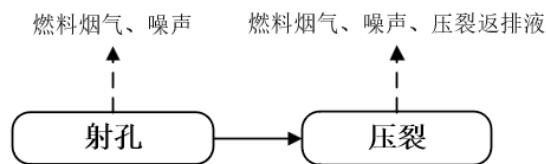


图 3.6-3 储层改造工程施工工艺流程

(4) 集输工程

集输工程主要包括采油井口、计量分离橇基础建设及设备安装、采油井口抽油机等设备安装和集输管线敷设。

①站场施工

采油井口、计量分析橇建设首先需对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将采油设备或计量分离橇装设备拉运至施工场地，进行安装调试。施工结束后对临时占地进行清理、平整恢复。

②管线施工

管线总体采用大开发方式施工，总体施工流程为“放线→扫线→管沟开挖→管线组装→管线下沟→吹扫、试压→调试运行”。

放线时施工单位对照图示进行现场校核，根据图纸打桩，标桩上注明标号、里程、高程，转角桩应注明角度、外矢矩及切线长度，在地形起伏及较大拐弯处应打加密桩。施工时按管道两侧土地占用范围划定临时用地边界线，并对临时占地范围进行清扫，为管沟开挖做准备。

管沟开挖可采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，有地下障碍物时，障碍物两侧 5m 范围内，应采用人工开挖。管沟沟底单管开挖宽度为 0.8m，管沟边坡比为

1:1.5。管沟成型后，应进行检查。本工程单井管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，输气管线作业带宽控制在 12m 以内。

管线整体敷设完后进行吹扫、试压作业。采用空气吹扫清理管道内部杂质，再用清水进行强度试验和严密性试验。

③穿越奎北铁路

输气管线拟穿越奎北铁路，采用顶管方式穿越，该部分施工交由铁路专业部门施工。

集输工程总体施工工艺流程及产污节点见下图。

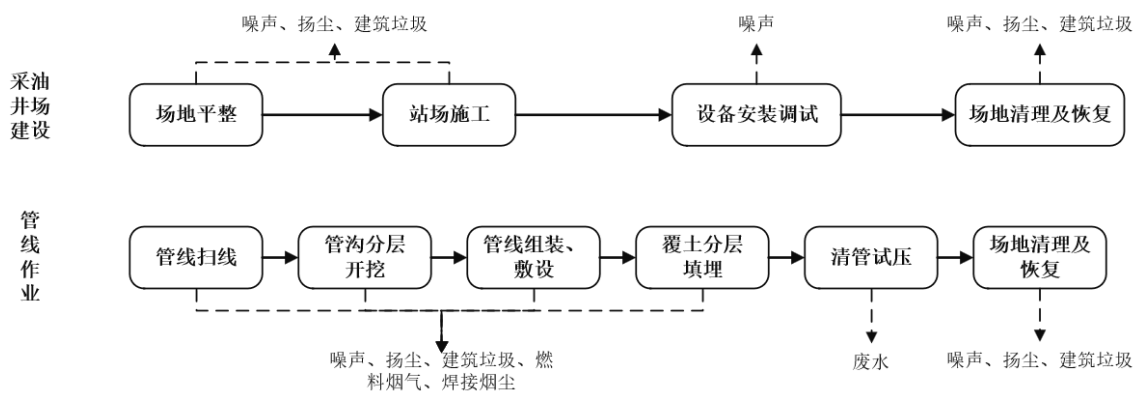


图 3.6-4 集输工程总体工艺流程

(5) 施工组织

单口井钻井周期约 50 天，单井施工人员约 35 人；地面工程建设周期约 24 个月，施工人员食宿在陆梁作业区。

3.6.2 运营期生产工艺

运营期油气采用密闭集输，采用三级布站工艺，即“井口→计量站→达 13 转油站→玛东集中处理站/玛 131 浅冷站”。井口采出液经单井管线集输并计量站，经一体化自动选井计量装置计量后进达 13 转油站，经生产分离器进行气液分离，分离出的液相转输至玛东集中处理站，分离出的伴生气转输至玛 131 浅冷站。井区油气总体集输流程及产污环节见图 3.6-5。

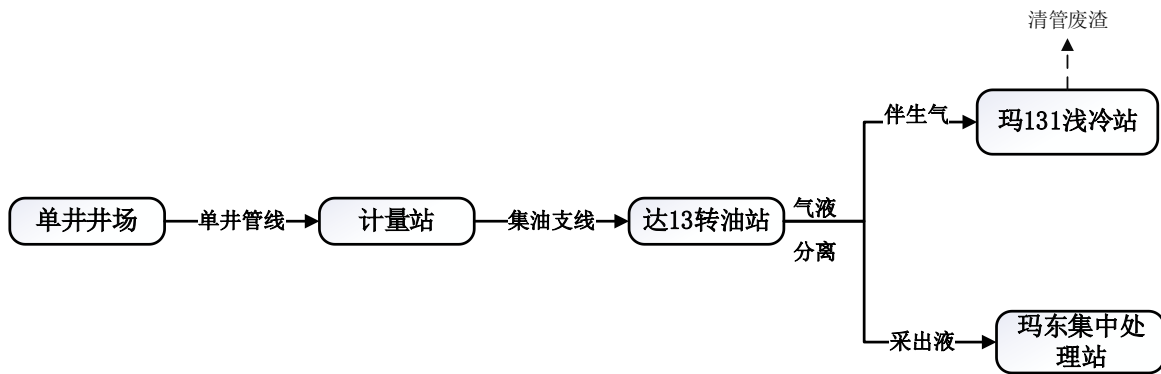


图 3.6-5 运营期油气总体集输流程示意图

3.6.3 退役期施工工艺

退役期主要进行采油设施的拆除、管线封堵和场地的清理，释放永久占地。产生的污染物主要为施工扬尘、施工机械尾气、噪声、废弃管线、废弃采油设施、建筑垃圾等。施工工艺流程见下图。

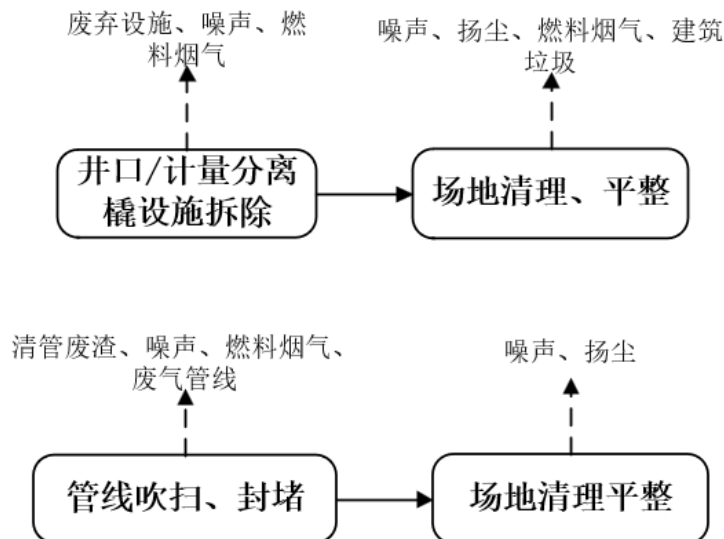


图 3.6-6 退役期施工工艺流程

3.7 环境影响因素识别及污染源分析

3.7.1 施工期影响因素分析及污染源分析

施工期环境影响因素主要表现在钻井、各类管线（单井采油管线、转气管线）建设等施工活动中。废气主要来自钻井期柴油机、发电机烟气、管线等建设过程中产生的扬尘和施工机械尾气等；废水主要为钻井期生活营地生活污水和管道试压废水；噪声主要为钻井、发电机、柴油机等各类施工机械及施工车辆噪声；固体废物

为钻井岩屑、生活垃圾和建筑垃圾。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、管线焊接烟尘、施工机械及车辆尾气。

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 100t，新钻 5 口井柴油消耗总量为 500t。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（SO₂ 2.24kg/t，NO_x 2.92kg/t，总烃 2.13kg/t）。钻井期污染物排放总量为：SO₂ 0.448t、NO_x 0.584t、总烃 0.426t。

②施工扬尘

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

③焊接烟尘

项目管道采用焊接方式，焊接过程使用合格无毒焊条，污染物主要为金属氧化物。管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

④施工机械及施工车辆尾气

施工期各类机械及运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。

(2) 废水

钻井期设生活营地，地面工程建设不设施工营地，施工期废水主要为生活污水和管道试压废水。

①生活污水

钻井工程井场设生活营地，单井钻井周期为 50 天，钻井人数为 35 人，按每人每天用水量 20L 计算，则单井生活用水 35m³，5 口井总用水量 175m³。排水系数取

0.8, 则生活污水产生量约 140m³。生活污水水质与一般城市生活污水相类似, 主要的污染物为化学需氧量 350mg/L、悬浮物 200mg/L、氨氮 30mg/L。钻井期生活污水暂存在生活营地内设置的临时防渗池内, 施工结束后由吸污车吸走, 清运至乌尔禾区污水处理厂处理。

②试压废水

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 40~60mg/L, 产生的废水用于施工区域内的洒水降尘。

(3) 噪声

噪声源主要为施工机械噪声, 噪声级在 60dB(A)~105dB(A)之间。各噪声源噪声排放情况见表 3.7-1。

表 3.7-1 施工期噪声排放情况一览表

噪声源名称	噪声源位置	声功率级[dB(A)]	排放规律	噪声特性	降噪措施
柴油发电机	钻井井场	80~90	间歇	机械	设备选型上要求采用低噪声的设备, 施工设备要经常检查维修, 对噪声较大的设备采取基础减振措施
钻机		100~105		机械	
钻井液循环泵		95~100		机械	
施工机械		85~100		机械	
施工车辆	交通噪声	60~90	间歇	机械	加强保养维修

(4) 固体废物

施工期固体废物主要为钻井岩屑、生活垃圾和少量的建筑垃圾。

①钻井岩屑

钻井过程中, 岩石经钻头和钻井液的研磨而破碎成岩屑, 随钻井液排出井口, 进入钻井液不落地系统进行处理, 分离出的液相回用于钻井液配置, 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, m³;

D ——井眼平均井径, m;

h ——裸眼长度, m;

d ——岩屑膨胀系数, 使用水基钻井液体系时取 $d=2.2$; 使用油基钻井液

体系时取 $d=3$ ，钻井岩屑密度均取 $\rho = 2.5\text{g/cm}^3$ 。

根据上述公式及井身结构计算岩屑产生量见表 3.3-2。

表 3.3-2 岩屑产生量一览表

井号	水基岩屑		油基岩屑		
	井段	体积 (m ³)	井段	体积 (m ³)	质量 (t)
单井	一开	103	三开	159	398
	二开	373	/	/	/
单井小计	/	476	/	159	398
5 口井合计	/	2380	/	795	1990

②生活垃圾

单井钻井周期为 50 天、钻井人数为 35 人，按平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计算，则单井井场生活垃圾产生量为 0.88t，钻井期生活垃圾产生量为 4.4t，集中收集后送至乌尔禾区生活垃圾填埋场。

③建筑垃圾

建筑垃圾主要为管线废边角料、废包装物等，可作为废品进行回收，无法回收利用的集中收集后送至乌尔禾区建筑垃圾填埋场。

(5) 生态影响因素

①占地面积

本工程占地类型为盐碱地、戈壁，总占地面积为 560500m²，其中永久占地 6054m²，临时占地 554446m²。详见表 3.7-2。

表 3.7-2 本工程占地概况一览表

工程占地		临时占地 (m ²)	永久占地 (m ²)	总占地 (m ²)	占地类型
工程内容					
采油井场	2 井式	3700	2400	6100	盐碱地
	单井	15525	3600	19125	
单井管线		19200	0	19200	盐碱地
转气管线		516000	0	516000	盐碱地、戈壁
阀池		5	4	9	盐碱地
收球筒		16	50	66	盐碱地
合计		554446	6054	560500	/

②土石方平衡

单井管线作业带宽 8m，转气管线作业带宽 12m；管线施工作业时无弃方产生，

挖方全部回填，多余土方敷设于管线上方作为管廊；井场建设场地平整时挖方就地回填，无弃方产生。

3.7.2 运营期环境影响因素识别及污染源分析

运营期废气主要为油气开采及集输过程中产生的无组织挥发废气；废水主要为井下作业废液；噪声源主要为井场抽油设备、转气管线终点计量设备、井下作业及运输车辆；固体废物主要为清管废渣、废防渗材料等。

(1) 废气

油气开采及集输过程中的油气无组织挥发主要产生于油气集输过程中阀门、法兰等组件处，主要污染物为 NMHC。该废气目前无相应的源强核算技术指南，本次参考《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018)中设备与管线组件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 $\mu\text{mol}/\text{mol}$ ），kg/h；

n —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

t_i —核算时段内密封点 i 的运行时间，h，本次取 7920h。

据此根据上述公式计算无组织废气产生量见表 3.7-3。

表 3.7-3 排放系数、设备类型数量及污染物排放量 (NMHC)

设备类型		e_{TOC} (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (t/a)	备注
单井	阀门	0.064	5	0.008	原油集输， $WF_{\text{VOCs},i}/WF_{\text{TOC},i}$ 取 1
	法兰	0.085	10	0.020	
单井	连接件	0.028	60	0.040	
小计		/	/	0.068	/

5 口井合计			0.340	/	
计量分离橇	阀门	0.064	10	0.030	根据伴生气组分, $WF_{VOCs,i}$ 取 12.27, $WF_{TOC,i}$ 取 93.47
	连接件	0.085	2		
小计		/	/	0.007	/
合计				0.347	/

表 3.7-4 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家污染物排放标准		年排放量
					标准名称	浓度限值 (mg/m^3)	
1	M1	采油井场	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	GB39728-2020 中企业边界污染物控制要求	4	0.068t/a
2	M2	计量分离橇	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			0.007t/a

(2) 废水

① 井下作业废液

井下作业进行压裂工序时，会产生一定的压裂返排液，修井时会产生废洗井液，上述污染物的产生量根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 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，压裂作业频次按照 1 次/年、洗井作业按照 1 次/2 年计，具体产污系数及产生量见表 3.7-5。

表 3.7-5 压裂返排液及废洗井液产生量一览表

污染物名称	产污系数	产生量
压裂返排液	263.98 $\text{m}^3/\text{井}\cdot\text{次}$	1320 m^3/a
废洗井液	25.29 $\text{t}/\text{井}\cdot\text{次}$	63t/a

(3) 噪声

噪声主要包括单井井场抽油机、输气管线终点计量分离橇的运转噪声、井下作业噪声和罐车等交通噪声等，均为室外声源，噪声排放情况见表 3.7-6。

表 3.7-6 运营期噪声源强清单

序号	噪声源所在站场	空间相对位置			噪声源名称	数量	声功率级[dB (A)]	声源控制措施	降噪后声功率级[dB (A)]	排放规律	噪声特性
		X	Y	Z							
1	单井井场	2	1	263.01	抽油设施、井下作业	3	75~80	选用低噪声设备、基础减振	60~65	连续	机械
2	2 井式平台井	2	2	260.07	抽油设施、井下作业	1	75~80	选用低噪声设备、基础减振	60~65	连续	机械
3	输气管线终点计量分离橇	3	3	413.73	各类机泵	1	85	选用低噪声设备、基础减振	70	连续	机械
4	罐车	/	/	/	交通噪声	若干	60~90	禁止随意鸣笛	75~80	间歇	机械

备注：井场、计量分离橇坐标系原点为站界西南角。

(4) 固体废物

井下作业时要求带罐作业，井口敷设防渗膜防止产生落地油，井口排出物全部进罐。运营期转气管线会产生清管废渣；区块日常巡检维护还会产生废防渗膜等废防渗材料。

①清管废渣

输气管线运营期会产生清管废渣，输送介质为达 13 转油站分离出的伴生气，其中可能含油少量凝析油，因此清管废渣属于 HW08 类危险废物（废物代码：251-001-08，危险特性：毒性/T）。管线作业清管每年 1 次，清管废渣主要为沾染凝析油的管线老化碎屑和机械杂质，根据油田公司同类管线运行实际，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，本项目集输管线长 43km，每次废渣量约 0.05t/a。

②废防渗材料

运营期井场日常巡检、检修过程中会有废防渗膜等废防渗材料产生，属于 HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08，危险特性：毒性，易燃性/T，I），根据作业区生产实际，单井产生量约 0.07t/a，管线终点计量分离橇参照计量站产生量约 0.1t/a，则项目运营期废防渗材料产生量约 0.45t/a。

③废润滑油

抽油机、计量分离设备及井下作业时各类机械设备，在保养和维护过程中会产生废润滑油，类比作业区实际运行数据，单井井场产生的废润滑油约为 0.05t/a，计量分离橇参照计量站产生量约 0.1t/a，则项目运营期废润滑油产生量约为 0.65t/a。废润滑油属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物（废物代码为 900-214-08，危险特性为 T、I），依托陆梁油田作业区暂存设施进行临时贮，最终交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。

表 3.7-7 固体废物产生情况一览表

名称	类别	代码	主要成分	物料性状	危险特性	产生量
废润滑油	危险废物	900-214-08	石油类	液态	毒性、易燃性/T, I	0.65t/a
清管废渣	危险废物	251-001-08	泥砂、石油类	液固混合	毒性，易燃性/T, I	0.05t/a
废防渗材料	危险废物	900-249-08	石油类	固态	毒性	0.45t/a

3.7.3 温室气体排放影响因素分析及排放量核算

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

(1) 油气开采过程中 CH₄ 逃逸排放量

油气开采过程中 H₄ 逃逸排放量按照下式计算：

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

式中，

$E_{CH_4\text{-开采逃逸}}$ —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—不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ —原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ —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）；

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

$EF_{gas,j}$ —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）。

拟建工程为同时涉及原油开采和天然气开采，相关参数取值及计算结果见下表

表 3.7-8 油气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	天然气系统	设施逃逸	井场个数	甲烷排放量 (t/a)
5 座采油井场	井口装置	0.23 吨/年·个	5	1.15

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 1.15 吨，折算成 CO₂ 排放量为 81.48 吨。

(2) 伴生气输送过程中的 CH₄ 排放量

伴生气输送过程中的 CH₄ 排放量按照下式计算：

$$E_{CH_4\text{-气输放空}} = \sum_j (Num_j \times EF_j)$$

式中，

$E_{CH_4\text{-气输放空}}$ 为天然气输送环节产生的工艺放空排放量，单位为吨 CH₄；

j 为天然气输送环节不同的设施类型，包括压气站/增压站、计量站/分输站、管线（逆止阀）、清管站等；

Num_j 为第 j 个油气输送设施的数量，单位为个；

EF_j 为第 j 个油气输送设施的工艺放空排放因子，单位为吨 CH₄/(年·个)。

转气管线沿线设 1 座阀池，终点设计量分离橇、收球筒，本工程伴生气输送过程中甲烷排放量计算相关参数及计算结果见下表。

表 3.7-9 油气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	天然气系统	设施逃逸	个数	甲烷排放量 (t/a)
阀池	伴生气接转装置	0.85 吨/年·个	1	0.85
计量分离橇	伴生气计量装置	31.50 吨/年·个	1	31.50
收球筒	清管装置	0.001 吨/年·个	1	0.001
合计	/	/	/	32.351

(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：

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

式中：

$E_{CO_2\text{-净电}}$ 为报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

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

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

本工程电力消耗约 6.44MW·h，据此计算购入电力所产生的二氧化碳，详见下表。

表 3.7-10 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)
6.44	0.8922	5.746

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 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH₄ 相当于 21 吨 CO₂ 的增温

能力，本工程 CH₄ 排放量为 33.501t/a，折算为 CO₂ 排放量为 703.521t/a。拟建工程运营期 CO₂ 总排放量为 709.267t/a。

3.7.4 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。井场、转气管线的计量橇装设备，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。

3.7.5 事故状态环境影响因素分析

(1) 井喷事故

井喷主要是在井下作业过程中发生的事故，井喷影响范围一般是以井场为圆心，半径 200m 的范围内。本工程中，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，天然气、地层水、原油和洗井液等一同冲出井口，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，集输管线发生破裂导致油品、伴生气泄漏，造成环境污染。

3.7.6 污染物排放量汇总

拟建工程污染物排放情况见表 3.7-11。

表 3.7-11 拟建工程运营期污染物产生及排放一览表

类别	污染源	污染物名称	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	油气集输无组织排放废气	非甲烷总烃	0.347t/a	0.347t/a	采出液和伴生气采用密闭集输工艺，定期巡检维护，减少 VOCs 无组织排放
废水	井下作业废液	石油类、COD	1383m ³ /a	0	送玛东集中处理站采出水处理系统处理达标后回注油藏
噪声	站场机泵及罐车	连续等效 A 声级	/	/	采取基础减振等消声降噪措施
固体废物	废润滑油	石油类	0.65t/a	0	产生后清运至陆梁油田作业区危废暂存点进行暂存，最终交由有资质的单位处置
	废防渗材料	石油类	0.45t/a	0	
	清管废渣	泥砂、石油类	0.05t/a	0	

本工程建成后，达 13 井区污染物排放“三本账”见下表。

表 3.7-12 本工程建成后达 13 井区总体污染物排放情况

类别	污染源	污染物名称	现有工程排放量	本工程排放量	总排放量
废气	无组织排放废气	非甲烷总烃	5.746t/a	0.347t/a	6.093t/a
		甲醇	0.028t/a	0	0.028t/a
废水	装置排污	石油类、COD	40m ³ /a	0	0
	井下作业废液	石油类、COD	10581.95m ³ /a	1383m ³ /a	11970.95m ³ /a
	生活污水	COD、NH ₃ -N、SS 等	35m ³ /a	0	35m ³ /a
噪声	站场机泵及罐车	连续等效 A 声级	/	/	/
固体废物	废润滑油	石油类	3t/a	0.65t/a	3.65t/a
	废防渗材料	石油类	0	0.45t/a	0.45t/a
	油泥砂	泥砂、石油类	11.6t/a	0	11.6t/a
	清罐废渣	石油类	0.07t/a	0.05t/a	0.12t/a
	生活垃圾	/	1.1t/a	0	1.1t/a

3.8 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。本工程运营期洗井废水、压裂返排液等集中收集后送至玛东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；本项目 VOCs 无组织排放总量为 0.347t/a。

3.9 清洁生产分析

所谓清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效

率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

本工程为油田开发建设项目，生产过程主要包括采油、集输和及辅助生产等。针对项目特点，本次评价对钻井、井下作业工艺清洁性、污染防治措施先进性及集输工艺先进性进行清洁生产分析。

3.9.1 清洁生产水平技术指标对比分析

(1) 指标分析

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

本工程钻井、井下作业、采油和集输处理作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 4.6-1~表 3.9-4。

(2) 综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数

P_1 —定量评价考核总分值；

P_2 —定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标表 3.9-1。

表 3.9-1 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 3.9-2~表 3.9-4 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 85 分，定性指标 100 分，综合评价 91 分。

——采油和集输：定量指标 100 分，定性指标 95 分，综合评价 98 分。

综上所述，本工程清洁生产水平为清洁生产先进企业。

表 3.9-2 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				本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	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	2.59	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%	100	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	0	10
		废弃钻井液	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	0	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	0	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		定性指标					
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本工程评分	
(1) 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	0
		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 3.9-3 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						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	25.29	0
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	0	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m ³ /井次	10	≤3.0	0	5
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	0	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		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	本工程评分	
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备		5	5	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压		5	5	
		防溢设备（防溢池设置）	具备		5	5	
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处		5	5	
		作业废液污染控制措施	集中回收处理		10	10	
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施		10	10	
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证			15	15	
		开展清洁生产审核			20	20	
		制定节能减排工作计划			5	5	
(3) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求			20	20	

表 3.9-4 采油定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油: ≤65 稠油: ≤160 天然气: ≤50	12.65	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	≥60	不涉及	10
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
(3) 污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	0	5
		COD	%	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	0	5
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本工程评分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好	5	5	
		采油方式		采油方式进过综合评价确定	10	10	
		集输流程		密闭集输	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	

3.9.2 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本工程清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。本工程采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发各阶段、各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了天然气开采过程中固体废物、废水、废气等污染物的产生量，实现了废物的循环利用与资源化利用。

4 环境质量现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地理位置

达 13 井区行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，新建达 13 转油站至玛 131 浅冷站转气管线跨越了塔城地区和布克赛尔蒙古自治县、克拉玛依市乌尔禾区两个行政区。达 13 转油站西北距和布克赛尔蒙古自治县中心城区约 114km，东距玛东集中处理站约 22km，与玛 131 浅冷站的直线距离约 33km。地理位置详见下图。

图 4.1-1 本工程地理位置示意图

4.1.2 地形、地貌

项目区为盐碱地，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 340~500m。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 15~30m，沙梁宽度一般 20~100m 不等。

4.1.3 水文地质

(1) 地表水

评价范围内无地表水体，达 13 井区西侧为玛纳斯湖。

玛纳斯湖是玛纳斯河尾间，玛纳斯河发源于北天山中段依连哈比尔尕山五代肯尼河的 43 号冰川，全长 420km。20 世纪 50 年代以来，由于玛纳斯河流域大规模开垦，河水引入灌区，仅在丰水年份会有洪水入湖。湖泊在干涸与被水充满之间反复发生。在每次充水期之前，湖区绝大部分已结晶成盐，充水后，湖水很快变咸。20 世纪 50 年代末至 1999 年，玛纳斯河下游断流，玛纳斯湖也在 1962 年彻底干涸。1999 年以后，玛纳斯河只有在丰水年汛期才有少量水可以流到玛纳斯湖。目前，玛纳斯湖已成为和布克赛尔蒙古自治县盐化工的原料来源之一，是新疆较大的食盐生产基地。

(2) 地下水

评价区地处准噶尔盆地西北缘、玛纳斯湖东侧的隆起区。远离盆地南部的天山山脉，也远离盆地北部的谢米斯赛山、阿勒泰山脉，同时也远离南部天山山脉的山前冲洪积平原，因此区内水文地质条件相对复杂。

玛纳斯湖是区内浅层地下水的排泄基准面，从区域上分析，注入玛纳斯湖的地表水系主要有玛纳斯河、和布克尔河。发育于天山山脉北麓的玛纳斯河汇集了玛纳斯河、安集海河、金沟河、塔西河、呼图壁河，这些河流由南向北径流，在泉水地—莫索湾地区转向西径流，而在小拐地区汇合后折向北流入玛纳斯湖地区。这些河流径流方向的改变，主要是由于地质历史条件的改变引起的，即地质构造作用和玛纳斯湖沉积中心的不断变迁引起的。而实际上，由于各流域灌区的大量引水灌溉，加上沿程河道渗漏和蒸发，现已无地表水流入玛纳斯湖，基本上是以地下径流方式汇入盆地中心。

总体而言，八道湾组、三工河组、西山窑组矿化度、氯离子都是从西北和西南向东北方向降低的，代表来自盆1井西凹陷和玛湖凹陷的压实水向陆梁隆起的运移方向，而头屯河组矿化度、氯离子降低方向比较混乱，说明八道湾组、三工河组、西山窑组地层水同属于中层压实驱动型系统，而头屯河组受剥蚀严重，应属于该系统向上层系统的过渡带。

4.1.4 气候气象

区域位于准噶尔盆地西部，属于大陆北温带干旱、半干旱性气候，具有典型的荒漠大陆性气候特征，即冬季寒冷，夏季炎热，干旱少雨，日照充足，春秋季节气温变化快，蒸发量大，风沙日多。项目所在区域各项常规气象数据详见表4.1-1。

表 4.1-1 项目所在区域常规气象数据统计一览表

名称	单位	数值	
气温	最冷月平均	℃	-20.8
	最热月平均	℃	27.7
	极端最高	℃	42.3
	极端最低	℃	-34.5
	年平均	℃	7.6
相对湿度	冬季	%	79
相对湿度	夏季	%	35
	年平均	%	53
平均风速	冬季	m/s	1.4
	夏季	m/s	3.0
	年平均	m/s	2.6
主导风及频率	冬季	%	NE/15
	夏季	%	NE/10
	年平均	%	NE/13
极大风速及风向	风速	m/s	27
	风向	\	NW
最大积雪厚度 厚度		mm	140
最大冻土深度 平均值 / 极值		cm	114/167
年蒸发量		mm	2590.7
大气压力	冬季	102pa	982.9
	夏季	102pa	867.0
降水量	一日最大值	mm	14.3
	历年平均值/极大值	mm	26.2/96.1
	年降水天数平均值/极大值	d/a	43/53

4.2 环境保护目标调查

本工程所在区域为沙漠，以荒漠生态系统为主，评价区范围内无自然保护区、文物古迹等特殊敏感目标，生态环境主要保护目标为项目区分布的受保护的野生动植物。

4.2.1 和布克赛尔蒙古自治县水土流失重点治理区

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）》，项目区涉及 1-2 和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区、属于 3-1 盐湖风力侵蚀预防保护区。该区靠近克拉玛依地区，域属于限制开发区，应以生态保育为导向，重点加强梭梭林地的保护，避免梭梭林大面积退化或死亡。

本工程为陆地石油开采行业，属于重要行业水土保持综合治理工程，建设单位应按照《中华人民共和国水土保持法》《中华人民共和国水土保持法实施条例》《开发建设项目水土保持方案管理办法》《生产建设项目水土流失防治标准》（GB 50434—2018）相关要求编制水土保持方案，执行一级标准。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。采取上述措施后，项目的建设符合《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）》相关要求。

4.3 环境质量现状调查与评价

4.3.1 大气环境质量现状调查与评价

（1）区域大气环境质量达标判定

项目区位于玛纳斯湖南部荒漠区，评价范围内无环境空气质量监测网数据或公开发布的环境空气质量现状数据。本次评价选择距离项目区较近、气候、地形条件相似的克拉玛依市环境空气质量达标区判定结论及数据。

根据《2022 年新疆维吾尔自治区生态环境状况公报》中结论，克拉玛依市属于环境空气质量达标区。2022 年各项基本污染物（数据来源：生态环境部环境工程评估中心“环境空气质量模型技术支持服务系统”）均满足环境空气质量满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，详见表 4.3-1。

表 4.3-1 大气环境质量现状监测及评价结果一览表

监测因子	评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均值	7	60	11.67	达标
NO ₂	年平均值	20	40	50.00	达标
PM ₁₀	年平均值	50	70	71.43	达标
PM _{2.5}	年平均值	26	35	74.29	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	1.2	4 (mg/m^3)	30.00	达标
O ₃	最大 8 小时平均第 90 百分位数	119	160	74.38	达标

(2) 特征污染物环境质量现状评价

① 监测因子及监测点位

监测因子：特征污染物为 NMHC。

监测点位：本次在区块设 2 个监测点，编号分别为 G1（位于达 13 转油站东南方向约 2.54km 处）、G2（位于 DaHW1311 井东南方向约 1.9km 处），点位分布见图 4.3-2。

② 监测时间及监测单位

监测时间：2024 年 03 月 04 日~03 月 11 日。

监测单位：新疆钧仪衡环境技术有限公司。

③ 评价标准

NMHC 参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中的推荐值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 执行，H₂S 参照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 D 推荐值。

④ 评价方法

采用最大占标率法来评价大气污染物在评价区域内的环境质量现状，计算公式如下：

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

P_i —第 i 种污染物的最大地面质量浓度占标率，%；

C_i —污染物 i 的实测浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

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

图 4.3-1 本工程声、环境空气、土壤质量现状监测布点示意图

图 4.3-2 本工程地下水质量现状监测布点示意图

⑤评价结果

具体监测数据及评价结果详见表 4.3-2。

表 4.3-2 大气环境质量现状监测及评价结果一览表

根据表 4.3-2 可知，项目区 NMHC 监测浓度满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求，硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 D 推荐值。

4.3.2 水环境质量现状调查与评价

(1) 数据来源

本次引用区块已有监测数据对地下水环境质量现状进行调查，点位分布见图 4.3-2，数据来源、点位基本信息及与项目区的位置关系见下表。

表 4.3-3 地下水监测井基本信息

(2) 监测因子

监测因子包括监测因子包括 pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度、铅、氟化物、镉、耗氧量、硫酸盐、氯化物、石油类、水温、水位，共 22 项。

(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：

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

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

式中： $S_{\text{pH},j}$ ——pH 标准指数；

pH_j —— j 点实测 pH 值；

pH_{sd} ——标准中的 pH 值的下限值；

pH_{su} ——标准中的 pH 值的上限值。

地下水监测及评价结果见表 4.3-4。评价结果表明，各点氯化物、硫酸盐均有不同程度的超标，盐水 1 井、盐水 3 井总硬度，其余监测因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准限值。分析氯化物、硫酸盐、总硬度等因子超标原因，属于天然背景值超标。

(5) 包气带质量现状监测

根据现场踏勘及问询结果，达 13 转油站正在建设，玛 131 浅冷站运行至今，未发生包气带污染情况。综合考虑，本次在达 13 井区达 17 井处、玛 131 浅冷站周边空地分别布设 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 4.2-13。

表 4.2-13 包气带质量现状监测结果一览表

4.3.3 声环境质量现状调查与评价

(1) 监测点位

根据井场、站场及管线分布特点，本次共布设 9 个监测点，监测点坐标见表 4.3-5，点位分布见图 4.3-2。

表 4.3-5 噪声监测点坐标一览表

(2) 监测单位及监测时间

监测时间：2024 年 03 月 04 日~06 日。

监测单位：新疆钧仪衡环境技术有限公司。

(3) 评价标准

执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准限值。

(4) 评价方法

监测值与标准值直接比对，说明声环境质量现状是否超标。

(5) 评价结果

声环境现状监测结果见表 4.3-6，由监测结果可知，项目区现状噪声监测值昼间、夜间均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准要求。

表 4.3-6 声环境现状监测结果 [单位：dB (A)]

4.3.4 土壤环境质量现状评价

(1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)、《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，工程所在区域属于土壤盐化地区，拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。根据项目位置和 HJ964-2018 布点要求，本次评价在占地范围内设置 3 柱状样和 5 表层样，占地范围外设置 6 个表层样；达 13 井区土壤类型为盐土，转气管线沿线有半固定风沙土、石膏灰棕漠土分布。土壤监测布点符合 HJ964-2018、

HJ349-2023 中污染影响型和生态影响型项目布点要求。监测点坐标见表 4.3-7，点位分布见图 4.3-2。

表 4.3-7 土壤监测点位

(2) 监测因子

S9、S10、S11 监测因子为《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中的基本项目、pH、石油烃、土壤盐分含量，共计 48 项。其余各点监测因子为 pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、土壤盐分含量和石油烃，共计 10 项。

(3) 监测单位及监测时间

采样日期为 2024 年 03 月 06 日，监测单位为新疆钧仪衡环境科技有限公司。

(4) 评价标准

各监测因子执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。

(5) 评价方法

采用单因子标准指数法，计算公式为：

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

式中： $S_{i,j}$ —单项土壤参数 i 在 j 点的标准指数；

$C_{i,j}$ —土壤参数 i 在 j 点的监测浓度，mg/L；

C_{si} —土壤参数 i 的土壤环境质量标准，mg/L。

(6) 评价结果

各点监测结果见表 4.3-8~表 4.3-10。由评价结果可知，各点监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。

表 4.3-8 S1~S4 土壤监测及评价结果一览表

表 4.3-9 S5~S8、S12~S14 土壤监测及评价结果一览表

表 4.3-10 S9~S11 点监测及评价结果一览表

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

(7) 土壤理化性质

本次对项目区土壤理化特性进行了调查，点位位于达13转油站站外空地。调查结果见下表。

表 4.3-11 项目区土壤理化特性调查表

4.3.5 生态环境现状调查与评价

(1) 项目区生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目区位于“II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II₅准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区—18.大拐一小拐农业开发生态功能区”，详见下表。

表 4.3-12 项目区沿线生态功能区划

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功能区
	生态亚区	II ₅ 准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区
	生态功能区	夏子街输水工程沿线人工生态建设生态功能区 (15)
主要生态服务功能	荒漠化控制、农畜产品生产	
主要生态环境问题	地下水开采过度、荒漠植被衰败、土地荒漠化、野生动物过渠受阻	
生态敏感因子敏感程度	土地沙漠化轻度敏感，土壤侵蚀极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感	
保护目标	保护天然荒漠植被、防止土壤次生盐渍化	
保护措施	建设渠道沿线绿化带和野生动物过渠通道、加强防护林建设、农灌区逐步开发	

(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项目区的土地利用类型示意图，项目区的土地利用类型主要是盐碱地和戈壁，目前主要为油田已开发区域。项目区内景观生态体系较为脆弱，虽有一定的生产能力但受到干扰以后的恢复能力较弱。详见图 4.3-3。

图 4.3-3 项目区土地利用类型示意图

图 4.3-4 项目区植被类型示意图

图 4.3-5 项目区土壤类型示意图

(3) 土壤类型

项目作业区开发建设区分布的土壤发育较差，土壤类型有灰棕漠土、盐土和风沙土，详见图 4.3-5。

①灰棕漠土

灰棕漠土是新疆北部地区温带荒漠的地带性土壤，也是项目所在区域的主要土壤类型之一。灰棕漠土是在北疆温带地区干旱荒漠气候条件和粗骨质（砾质—砂质）成土母质上形成的，它的形成和分布与大风的作用密切相关。灰棕漠土分布区的平均风速多在 $4\text{m/s}\sim 6\text{m/s}$ ，最大风速可达 $20\text{m/s}\sim 50\text{m/s}$ ，平均大风日数多在 $70\text{d}\sim 160\text{d}$ 。在大风的作用下，地表细颗粒物质被强大的风力搬运殆尽，留存的砾石和砂粒在风和短暂暴雨的作用下，互相镶嵌形成部分较密实的砾幕，也就是黑褐色的“荒漠漆皮”。因而其生产性能较差，植物生长极少，部分区域甚至为不毛之地。在灰棕漠土的形成过程中，砾质化作用起了主导性的作用，砾质化过程是土壤矿物质的弱风化作用与大风吹蚀作用相结合的过程。在干旱气候条件下，成土母质的细土物质特别是粉粒和粘粒含量本来就不高，在不断遭受大风吹蚀后，致使砾石和砂粒在土壤表层的比重越来越大，粗骨性越来越强，当地表细颗粒被强大的风力搬运殆尽时，大小砾石和砂粒在风力和短暂暴雨作用下互相镶嵌形成部分较密实的砾幕。在灰棕漠的形成过程中，生物累积作用很小，土壤表层的有机质含量仅为 $3\text{g/kg}\sim 5\text{g/kg}$ ，在剖面中无明显聚积层。

②盐土

盐化过程是导致盐土形成的主要原因。在干旱、半干旱地区，溶有各种盐类的地下水因蒸发作用而沿土壤毛细管孔隙上升至地表，其中的液态水分子汽化，水中的各种盐类则残留于土壤表面及土体，久而久之，土壤即因水溶性盐类日益增多而盐化成为盐土。盐土腐殖质含量低、含可溶性盐过高，不利于植物生长。

③风沙土

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 $0.5\sim 1\text{cm}$ 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 4~5 月间，土壤含水率可达 20~30g/kg，为短命和类短命植物生长提供了生存条件，地表植被覆盖度可达 40~60%，到 7~8 月处于休眠状态。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。

④动植物现状调查与评价

※植物资源

按中国植被自然地理区划划分，本工程所在区域属北方植物界、新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、古尔班通古特洲。评价区主要植被类型为温性荒漠，常见植物种类主要为耐旱的灌木及短命植物。植物以梭梭为优势种，草本植物常见种有对节刺、猪毛菜、盐生草等。项目区植被类型详见图 4.3-4。评价区主要植被名录见下表。

表 4.3-13 主要植物名录

序号	中文名	学名	分布	
			沙丘	丘间
一、	禾本科	<i>Gramineae</i>		
1	东方旱麦草	<i>Eremopyrum orientale</i>	++	
	二、蓼科	<i>Polygonaceae</i>		
2	白杆沙拐枣	<i>Calligonum leucocladum</i>	++	
	三、藜科	<i>Chenopodiaceae</i>		
3	白梭梭	<i>Haloxylon persicum</i>	++	-
4	梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	+	++
5	猪毛菜	<i>Salsola collina</i>		+
6	散枝梯翅蓬	<i>Salsola brachiata</i>		+
7	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>	+	
8	犁苞滨藜	<i>Atriplex patens dimorphotegria</i>	++	++
9	雾滨藜	<i>Bassia dasyphylla</i>	+	+
10	倒披针叶虫实	<i>Corispermum lehmannianum</i>	++	-
11	角果藜	<i>Ceratocarpus arenarius</i>	++	+
12	对节刺	<i>Horaninowia ulicina</i>	++	
13	叉毛蓬	<i>Petrosimomia sibirica</i>	+	
14	角果碱蓬	<i>Suaeda Comiculata</i>		+
15	囊果碱蓬	<i>Suaeda physophora</i>		+
四、	十字花科	<i>Cruciferae</i>		
16	螺喙芥	<i>Spirorrhynchus sabulosus</i>	++	+
17	四齿芥	<i>Tetracme quadricornis</i>	++	++

18	灰白糖芥	<i>Ergsimum cheiranthides</i>	++	+
19	荒漠庭荠	<i>Alyssum desertorum</i>	++	
20	卷果涩芥	<i>Malcolmia scorpioides</i>	++	+
五、	蒺藜科	<i>Zygophyllaceae</i>		
21	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>		+
	八、菊科	<i>Compositae</i>		
22	沙地千里光	<i>Senecio subdentatus</i>	+	++

注：++多见，+少见，-偶见。

※动物资源

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，气候极端干燥，按气候区划为酷热干旱区。植被盖度极低，所以野生动物种类分布较少。野生动物的栖息生境极为单一，梭梭、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。野生动物种类见下表。

表 4.3-14 评价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>		+		国家二级保护野生动物
8、草原鹞	<i>Circus macrourus</i>		+		国家二级保护野生动物
9、棕尾鵟	<i>Buteo rufinus</i>		+		国家二级保护野生动物
10、红 隼	<i>Falco tinnunculus</i>		+		
11、毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptis 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 arvensis</i>			+	
17、沙鸻	<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>		+		国家二级保护野生动物
21、狼	<i>Canis lupus</i>			+	国家二级保护野生动物
22、沙狐	<i>Vulpes corsac</i>			+	国家二级保护野生动物
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，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。

4.3.6 区域沙化土地现状

(1) 沙化现状

本项目输气管线穿越了克拉玛依乌尔禾区和塔城地区和布克赛尔蒙古自治县两个行政区，根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测面积汇总表》（2014年）可知，项目区为大部分为非沙化土地，转气管线沿线穿越了半固定沙地，位于和布克赛尔蒙古自治县境内详见图 4.3-6。

据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测面积汇总表》（2014年）可知，项目所在区域沙化土地类型主要分为三类，分别为沙化土地（面积 2022340hm²）、有明显沙化趋势的土地（面积 19165.56hm²）和其他土地类型（面积 832719.68hm²），合计 2874225.27hm²，具体见表 4.3-15。

表 4.3-15 项目所在区域土地沙化现状情况一览表

区域位置	序号	沙化土地类型		面积 (hm ²)		
塔城地区 和布克赛尔 蒙古自治县	1	沙化土地	流动沙地		0	
			半固定沙地	人工半固定沙地	0	184170.75
				天然半固定沙地	184170.75	
			固定沙地	人工固定沙地	0	659004.02
				天然固定沙地	659004.02	
			露沙地		0	
			沙化耕地		1329.82	
			非生物治沙工程地		0	
			风蚀残丘		48010.65	
			风蚀劣地		14240.9	
	戈壁		1115584			
	小计		2022340			
	2	有明显沙化趋势的土地		19165.56		
3	其他土地类型		832719.68			
合计				2874225.27		

(2) 沙化封禁保护区

根据国家林业局发布的《61 个国家沙化土地封禁保护区名单》，全疆沙化土地封禁保护区 17 个，封禁保护面积达 362.55 万亩，本工程所在区域不涉及土地封禁保护区。

4.3.7 区域防沙治沙现状

荒漠化是当前全球面临的重大环境问题之一。中国 58% 的土地属于干旱、半干旱类型，几乎 1/3 的国土遭受荒漠化影响，沙化土地占国土面积的 18%。新疆又是全国沙化土地面积最大、分布最广、危害最严重的省区。沙化土地 74.63×10⁴km²，占全国沙化土地的 43%。

准噶尔盆地的古尔班通古特沙漠、乌苏沙漠、福海沙漠等是新疆主要的沙化策源地和国家重点防沙治沙区域之一，也是新疆整体生态环境建设的重要组成部分，整个盆地现有沙化土地面积 556×10⁴hm²。

本项目位于古尔班通古特沙漠边缘，玛纳斯湖东侧及北侧。项目西侧为盐湖平原，地表被盐结皮覆盖，几乎无植被生长。东侧为梭梭荒漠，野生植被相对盐湖平

原较为丰富，已形成稳定的荒漠生态系统。据调查，评价范围内除勘探期已部署钻试工程和在建地面工程，无其他工业项目。已建防沙治沙措施主要为道路边坡、管廊上方、输电线杆基部的草方格。

图 4.3-6 项目区土地沙化现状示意图

4.3.8 区域水土流失现状

本项目位涉及塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土流失重点治理区，根据《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）》，项目区涉及 1-2 和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区、属于 3-1 盐湖风力侵蚀预防保护区。盐湖风力侵蚀预防保护区不适宜做封育措施，要加强监督和管理。具体见表 4.3-16 和图 4.3-7。

和布克赛尔蒙古自治县水土流失类型以风力侵蚀为主，兼有水力侵蚀。风力侵蚀主要分布在丘陵区、沙漠区、盐湖区和平原荒漠区、绿洲区；水力侵蚀主要分布在丘陵区 and 绿洲区，主要为面蚀、沟蚀；个别地区存在堆土、河道坡面等重力侵蚀。山区主要以冻融侵蚀为主。根据 2018 年民政部门公布数据，和布克赛尔蒙古自治县土地总面积 28784km²。根据《新疆维吾尔自治区 2018 年度水土流失动态监测年报》数据，和布克赛尔蒙古自治县水土流失总面积为 25229.39km²，占全县土地面积的 87.65%，其中冻融侵蚀面积 1.71km²，占水土流失面积的 0.01%；水力侵蚀面积 110.02km²，占水土流失面积的 0.44%；风力侵蚀面积 25117.66km²，占水土流失面积的 99.56%；无明显侵蚀面积为 13554.61km²，占土地面积的 12.35%。影响和布克赛尔蒙古自治县水土流失状况的自然因素有气候、地形、地质、土壤、植被等。和布克赛尔蒙古自治县降雨量大而集中、暴雨强度大、历时短，地表径流大，为土壤侵蚀提供了原动力。项目区水土流失类型以风力侵蚀为主，侵蚀强度主要以轻度为主。

表 4.3-16 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-3-1hw)	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
	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)	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
北方风沙	北疆山地	准噶尔盆地	荒漠平原风	3-1 盐湖风力侵蚀预防	4569.40	323.92	15.87

区（新甘 蒙高原盆 地区）II	盆地区 （II-3）	北部水源涵 养生态维护 区（II-3- 1hw）	力侵蚀预防 保护区	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 4.3-7 项目区水土保持防治分区图

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、柴油机及发电机燃烧烟气、施工机械及施工车辆尾气。

(1) 施工扬尘

钻井期扬尘主要产生在井场平整、铺垫，井场进场道路等钻前工程建设，钻井期设备进场、钻井期及完钻后清场等作业。地面工程建设施工扬尘主要产生于管沟开挖及回填、井口装置、计量分离橇等设备进场和安装过程。施工扬尘对环境空气造成一定的影响，类比区域同类工程，本工程施工过程中产生的扬尘不会对环境空气产生明显影响。

(2) 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。

(3) 焊接烟尘

金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，可为环境所接受。

施工期焊接作业时使用无毒低尘焊条，从源头减少焊接烟尘对环境的影响。

(4) 施工燃油机械排放废气和汽车尾气

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

5.1.2 施工期水环境影响分析

(1) 生活污水、管道试压废水和废压裂液对周围水环境影响分析

废水主要为生活污水和管道试压废水。施工期生活污水产生量较少，不宜采用生化处理设施，每个平台井均建有生活营地，内设 1 座生活污水防渗池，池体容积为 80m^3 ，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，清运至乌尔禾区污水处理厂处理，临时储集池覆土填埋，防渗膜回收处置。管道试压采用清水，废水中污染物主要为悬浮物，试压结束后用于项目区的洒水抑尘；废压裂液排至收集罐中，集中收集后送至玛东集中处理站，处理达标后回注地层，不外排。综上所述，各类废水均得到妥善处置，不会对周围水环境产生不利影响。

(2) 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。

(3) 管线施工对地下水环境影响分析

拟建单井采油管线、转气管线均采用埋地敷设，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。

5.1.3 施工期声环境影响分析

噪声源主要为施工机械及车辆，源强一般为 $85\sim 105\text{dB}(\text{A})$ 。根据现场调查，本工程声环境评价范围内没有固定居住人群等声敏感目标，不会造成扰民现象，施工期的噪声仅对施工人员产生影响。通过类比调查可知，施工期场界外 200m 处可达到《建筑施工场界噪声排放标准》(GB12523-2011) 中限值要求。

5.1.4 施工期固体废物环境影响分析

施工过程中的挖方全部回填，无弃方产生，固体废物主要为钻井岩屑、废润滑油、废防渗膜、生活垃圾及建筑垃圾。

(1) 钻井岩屑

钻井岩屑进钻井废弃物经不落地系统处理后，分离出的液相回用于钻井液配置，钻井结束后由钻井队回收继续使用，不外排。固相即为钻井岩屑，排至井场岩屑收集罐，水基岩屑交由岩屑处置公司处置，满足《油气田钻井固体废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；油基钻井岩屑属于危险废物(危废代码：071-002-08)，具有毒性，进入岩屑专用方罐暂存，最终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。

(2) 废润滑油、废防渗材料

施工期产生的废润滑油、钻井结束后场地清理过程中产生给防渗材料均属于《国家危险废物名录》(2021 年版)HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，施工结束后集中收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置。

(3) 生活垃圾

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

(4) 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。

产生的各类固体废物均按相应类别进行了收集，且均得到了妥善处置，正常情况下不会对周围环境产生不利影响。

5.1.5 施工期土壤环境影响分析

(1) 人为扰动对土壤的影响分析

项目实施过程中不可避免地会对土壤造成扰动，主要是钻井、井场建设、进场道路建设、管道敷设、计量分离橇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至使土壤紧实度增高，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、临时施工营地等都存在这种影响。管道的开挖和回填过程中势必会对土壤原有层次产生扰动和破坏，若不同质地、不同层次的土壤混合，将直接影响植物的生长。

（2）废弃物排放对土壤环境的影响分析

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

5.1.6 施工期生态环境影响分析

（1）对土地利用类型的影响分析

占地范围内现状为沙地、戈壁，施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，使土地利用类型由沙地变为了工矿用地；施工结束后对临时占地进行平整，未改变土地利用类型。项目总占地面积为 560500m²，其中永久占地 6054m²，临时占地 554446m²，永久占地面积较小，不会使区域土地利用类型发生明显改变。

（2）对植被、植物的影响分析

工程占地施工会对区域植物产生一定的影响，本工程位于古尔班通古特沙漠，属于强烈发展的荒漠化，在施工结束的 2 年~3 年中，将影响占地范围内的植被初级生产力，其生物损失量参考《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ/T349-2007）中荒漠化量化指标 1.4t/（hm²·a）计算，约为 78t/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。

工程占地及施工人员活动会对植被、植物造成一定的影响。施工阶段对占地范围内的植物进行了清理，井场、计量分离橇永久占地范围内对植物造成了永久的破坏；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，故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，故项目实施不会使区域植被类型发生明显变化。

（3）对野生动物影响分析

施工期对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为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。

（4）对生态系统结构、功能的影响

钻井工程、采油设施、管线等建设活动对原有生态系统结构的完整性有一定的影响，会降低生态系统的生产力，导致生态系统部分物质循环受阻，能量流动终断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时区域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，评价范围内生态完整性受本工程的影响亦较小。项目区生态系统完整性变化主要受区域自然环境变化影响。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。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，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、结构与功能不会发生明显变化，项目实施造成的不利影响均在可接受的范围内。

（5）对区域景观影响分析

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

油田开发区属于景观生态等级自然体系和人工体系的复合体，就本工程而言，它是由荒漠生态系统、地面集输管线和道路等景观相间组成。项目实施后可以与现有的区域景观相协调。

5.1.7 水土流失影响分析

对水土流失影响的方式包括地表扰动、植被损坏、管沟开挖及破坏原地貌、地表土壤结构。施工及占地呈点、线状分布，建设期间，场地平整、土方堆放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失，另外由管线所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。

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。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。

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

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、计量分离橇等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，可将本工程对水土流失的影响将至最低，加上项目占地呈点、线状分布，占地面积不大，本工程实施不会明显加剧区域水土流失重点预防区的水土流失程度。

5.1.8 沙化影响分析

项目区大部分区域为非沙化区，地表覆盖着一层稳定盐壳或砾幕。转气管线穿越的部分地带为半固定沙地。项目施工时各类机械、设备对地表的大面积碾压，会破坏地表原有稳定结构，导致土壤松散、加剧土壤风蚀影响，加剧半固定沙地沙化。本次拟转气管线上方建设草方格，敷设宽度为 12m，有效减少因管线施工造成的沙化影

响，并长期起到防风固沙的作用。

5.2 运营期环境影响预测与评价

5.2.1 运营期大气环境影响预测与评价

(1) 相关判定

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

(2) 模型选用

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

(3) 估算模型使用数据来源

①地形数据

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

②地表参数

项目大气评价范围占地类型主要为盐碱地，地表特征参数为该类型土地的经验参数，见表 6.2-1。

表 5.2-1 本工程地表特征参数一览表

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

③气象数据

以下资料为项目区内近 20 年气象数据统计分析，具体详见表 6.2-2。

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/°C		42.3
最低环境温度/°C		-34.5
土地利用类型		盐碱地、戈壁
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(5) 污染物源强

污染物源强及排放参数见表 5.2-4。

(6) 预测结果

预测结果详见表 5.2-5。由预测结果可知，本工程各大气污染物占标率较小，其短期浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生明显改变，且项目区地域空旷，周边无固定人群居住，对区域大气环境影响较小。

表 5.2-4 面源污染源参数一览表

名称	海拔高度 (m)	面源长 度 (m)	面源宽 度 (m)	有效排放高 度 (m)	年排放小时 数 (h)	排放工况	排放速率 (t/a)
							NMHC
井场	270	10	10	5.5	7920	正常工况	0.068
计量分离橇	270	10	5	5.5	7920	正常工况	0.007

表 5.2-5 主要污染源估算模型计算结果一览表

下风向距离/m	井场		计量橇	
	NMHC		NMHC	
	预测质量浓度 (μg/m ³)	占标率/%	预测质量浓度 (μg/m ³)	占标率/%
6	/	/	3.698	0.1849
10	26.621	1.3311	/	/
25	16.718	0.8359	1.796	0.0898
50	14.118	0.7059	1.465	0.0733
100	11.674	0.5837	1.199	0.0600
200	8.142	0.4071	0.835	0.0418
300	6.140	0.3070	0.627	0.0314

400	5.026	0.2513	0.513	0.0257
500	4.255	0.2128	0.434	0.0217
1000	2.237	0.1119	0.228	0.0114
1500	1.436	0.0718	0.147	0.0074
2000	1.027	0.0514	0.105	0.0053
2500	0.785	0.0393	0.0802	0.0040
D _{10%} 最远距离	10m		6	
最大浓度占标率 (%)	1.3311		0.1849	

(7) 大气环境影响评价结论

本工程运营时期为持续的长期影响，项目区大气扩散条件较好，经预测对大气污染物浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生显著改变，厂界 NMHC 浓度可满足《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，项目区地域空旷，无集中固定人群居住，项目运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

5.2.2 运营期地下水环境影响分析

(1) 水文地质条件

①地下水类型、含水层及富水特征

达 13 井区位于准噶尔盆地西部、玛纳斯湖东侧，根据地下水赋存条件、水理性质及水利特征，区域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约 60m~90m，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 500m³/d~1000m³/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东南向西北进行径流，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。

本工程区域水文地质见图 5.2-1。

图 5.2-1 项目区水文地质示意图

(2) 正常工况下对地下水环境影响分析

井下作业废液集中收集后由罐车拉运至玛东集中处理站，处理达标后回注油藏，不外排。运营期正常工况下无废水外排，不会对地下水产生不利影响。

(3) 事故状态下对地下水的影响

①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管线泄漏对地下水环境的影响分析

※地下水污染途径分析

非正常工况下，转气管线破裂导致伴生气泄漏不会对地下水造成污染影响，单井采油管线破裂导致原油泄漏，泄漏的原油可能通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。

※预测情景设定

据前节工程分析，本次针对单井管线泄漏对地下水产生的影响进行预测。

※泄漏量预测

本项目按最不利情况考虑，假设单井管线发生全管径断裂泄漏事故，则裂口总面积为 0.002m^2 ，泄漏速率按照下式计算：

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

式中：

Q_L ——液体泄漏速度，kg/s；

C_d ——液体泄漏系数，取 0.62；

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，在设定事故条件下污水的泄漏速率见表 5.2-6。

表 5.2-6 设定事故条件下单井管线的泄漏速率计算结果

泄漏口面积(m^2)	泄漏口之上液位高度(m)	管线内部	环境压力	液体密度(kg/m^3)	泄漏速率(kg/s)
0.002	0.053	0.5MPa	0.104MPa	893	1.13

据上表，原料泄漏速率为 1.13kg/s，假定发现泄漏后 10min 处理完毕，切断事故阀门，则管线漏油品量约为 0.66t，超过管线最大容量，因此泄漏量按照管线最大容量 0.18t 计算。按照土壤表层对污染物截留率 90%计算，进入含水层物料为 0.02t。

※影响预测

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

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

式中：

x 、 y ——计算点处的位置坐标；

t ——时间(d)；

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度 (g/L)；

M —含水层厚度 (m)；

m_M —瞬时注入的质量 (kg)；

U —水流速度 (m/d)；

n_e —孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数 (m^2/d)；

D_T —横向 y 方向的弥散系数 (m^2/d)；

Π —圆周率；

模型中所需参数及来源见表 5.2-7。

表 5.2-7 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值
1	m_M	瞬时注入的质量	0.02t
2	t	时间	100d、500d、1000d
3	M	含水层厚度	50m
4	u	水流速度	0.25m/d
5	D_L	纵向弥散系数	$0.5m^2/d$
6	D_T	横向 y 方向的弥散系数	$0.05m^2/d$
7	n_e	有效孔隙度	0.12

当单井管线发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表 5.2-8。

表 5.2-8 地下水影响预测结果一览表

单井管线发生全管径泄漏					
污染物	预测时间 (d)	最大浓度 (mg/L)	下游最大浓度对应距离 (m)	下游达标浓度对应距离 (m)	III类标准 (mg/L)
石油类	100	0.017	25	0	≤ 0.05
	500	0.003	125	0	
	1000	0.002	250	0	

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，单井管线发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 下游石油类最大浓度均小于 0.05mg/L。项目区土壤在消除土体裂隙和根孔影响的试验条件下，石油类下渗下移的深度不会超过 30cm，项目区地下水埋深约在 60~90m，泄漏的原油进入地下水的概率很小，并定期对设备进行检修，将事故发生的概率将至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清

除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

5.2.3 运营期声环境影响分析

(1) 预测模式

噪声源主要为采油井场及计量橇中的各类机泵，计量分离橇四周设围栏，抽油机、分离橇均采用基础减振等措施，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则一声环境》(HJ2.4-2021)中所推荐的预测模式，计算式如下：

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

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级；

r —预测点距声源距离，m；

r_0 —参考位置距声源距离，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

运营期噪声主要来自采油井场、计量分离橇运行，以及巡检和运输车辆，噪声源强及分布详见前节表 3.7-6。

(3) 环境数据

项目区影响噪声传播的环境参数见下表。

表 5.2-9 环境数据

年平均风速	主导风向	年平均气温	年平均相对湿度
2.6m/s	西北风	7.6℃	30%

(4) 预测结果

根据以上公式，预测项目建成后单井井场、2 井式平台井井场和计量分离橇边界四周噪声贡献值见表 5.2-10。

表 5.2-10 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	28	昼间 60 夜间 50	达标
	南厂界	29		
	西厂界	29		
	北厂界	28		
2 井式平台井井场	东厂界	34		
	南厂界	41		达标
	西厂界	40		
	北厂界	48		
计量分离橇	东厂界	29		
	南厂界	29		
	西厂界	29		
	北厂界	29		

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

5.2.4 运营期固体废物环境影响分析

井下作业时要求带罐作业，并设接液盒防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到油 100%回收，固体废物主要为检维修过程中产生废防渗材料、废润滑油、清管废渣，均属于《国家危险废物名录》(2021 年版) HW08 废矿物油与含矿物油类

危险废物，集中收集后直接交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置，不在项目区临时贮存。2023 年陆梁油田作业区已与克拉玛依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（见**错误!未找到引用源。**），2024 年的危废处置协议正在签订，项目产生的危险废物可得到妥善处置。综上所述，固体废物均得到妥善处理，不会对周围环境造成不利影响。

5.2.5 运营期土壤环境影响分析

(1) 污染影响型

正常工况下无废水及固废等污染物外排，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影响。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），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采油井口装置、管线等发生破裂，导致泄漏的原油垂直入渗进入土壤，直接对土壤造成污染影响，运营期土壤环境影响源及影响因子识别详见表 5.2-11。

表 5.2-11 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
采油井口装置、管线	采油环节	垂直入渗	石油烃	石油烃

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

事故状态下单井管线发生泄漏，泄漏的采出液通过垂直入渗的方式进入下方及周边土壤，使受浸染的土壤理化性状发生变化，对土壤产生一定的影响。本次评价采用类比分析法预测项目实施对土壤环境的影响。本次类比陆梁油田作业区已有采油井生产设施实际运行情况来说明新增设备对土壤的影响，引用《陆梁油田作业区 2018 年~2022 年环境影响后评价报告书》评价结论可知，作业区砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃等污染物检测结果低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1、表 2 第二类用地筛选值要求。根据环境风险分析结论，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，且发生事故后及时采取相应的治理措施，将受污染的土壤及时收集、处理，不会对

土壤环境产生明显影响。

(2) 生态影响型

正常工况下，油气密闭集输，井下作业废水采用罐车拉运，项目运营期无废水、固体废物外排，不会造成土壤环境污染。根据达 13 井区地层水性质，矿化度为 14936.65mg/L，含盐量较高，项目所处区域为盐化地区，采出水泄漏会加剧土壤盐化程度。

事故状态下，采油树管线连接和阀门处泄漏后，采出水进入表层土壤中，井场管线设置有压力和远传信号，当发生采油树管线连接和阀门处泄漏时，可在 2 分钟内切断最近阀门，并在 1h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从集输管道中泄漏的采出水量为 20m³。采出水中含盐量为 14936.65mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为=20×14936.65=598733g。

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

①单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b-表层土壤容重，kg/m³；

A-预测评价范围，m²；

D-表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n-持续年份，a。

②单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

式中：S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b-单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

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

均为0，预测评价范围为以泄漏点为中心100m×100m范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.44\text{g}/\text{cm}^3$ ，根据项目区土壤盐分监测结果，单位质量土壤中含盐量的现状值最大为 $59\text{g}/\text{kg}$ 。预测年份为1年(365天)。

根据上述计算结果，在1年内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 $0.21\text{g}/\text{kg}$ ，叠加现状值后的预测值为 $59.21\text{g}/\text{kg}$ 。

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

5.2.6 运营期生态环境影响分析

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

5.2.7 温室气体影响分析

温室气体排放会加剧温室效应，导致气候异常、破坏生态环境，进而影响农、林、牧、渔等方方面面，对人类生存环境造成威胁。本工程涉及温室气体排放环节为油气开采 CH_4 排放、伴生气转输 CH_4 排放和净购入电力隐含的 CO_2 排放， CO_2 排放量为 709.267t 。本工程在工艺技术、节能设备及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本工程 CO_2 排放强度相对较低，温室气体排放对环境的影响不大。

5.3 退役期影响分析

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

井区退役期的清理工作包括井场、计量分离橇以及管线设施的拆除，油井地下

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，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场。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，站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

本工程涉及的风险物质为原油、伴生气。风险单元为单井采油管线和转气管线，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、转气管线来计算单井采油管线危险物质最大存在量，各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	风险物质在线量 (t)		风险物质临界量 (t)	Q 值
单井采油管线	原油	2.45	2500	0.00098
	伴生气	0.002	10	0.0002
转气管线	伴生气	0.683	10	0.0683
合计	/	/	/	0.069

根据上表计算结果可知，Q 值为 0.069，小于 1，判断风险潜势为 I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，本次评价仅对可能存在的环境风险进行简单分析。

仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

5.4.2 环境敏感目标

简单分析不设评价范围，无环境敏感目标。

5.4.3 环境风险识别

(1) 物质危险性识别

施工期危险物质主要为柴油，运营期危险物质主要为柴油、原油和伴生气，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、伴生气的理化性质及危险级别分类情况

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
1	原油	由各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾，吸入大量可引起危害；有刺激和麻痹作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头晕、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状	热值：41870kJ/kg 火焰温度：1100℃ 沸点：300℃~325℃ 闪点：23.5℃ 爆炸极限 1.1%~6.4% (V) 自然燃点 380℃~530℃	属于高闪点液体
2	伴生气	多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷等	天然气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空气中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废	热值：50009KJ/kg 爆炸极限 5%~14% (V) 自然燃点 482℃~632℃	属于 5.1 类中易燃气体
3	柴油	复杂烃类(碳原子数约 10~22)混合物	柴油的毒性类似于煤油，但由于添加剂(如硫化酯类)的影响，毒性可能比煤油略大。主要有麻醉和刺激作用。柴油的雾滴吸入后可致吸入性肺炎。皮肤接触柴油可致接触性皮炎。多见于两手、腕部与前臂。	热值为 3.3×10^7 J/L 沸点范围有 180℃~370℃和 350℃~410℃ 两类闪点： 38℃	属于高闪点液体

(2) 生产设施危险性识别

①井场危险性识别

单井井场主要发生的风险事故为井喷、井漏和柴油储罐泄漏。井漏主要由于生产井固井质量不好，导致井筒内物质进入地层，从而发生窜层污染事故。井喷主要是在井下作业中发生的事故。对本工程而言，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，采出液和伴生气一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故；柴油储罐可能因储罐质量或人为破坏造成柴油储罐泄漏。

②管线危险性识别

单井采油管线和集油支线因管线本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的原油、伴生气泄漏，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油气遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。

③酸化液、压裂液泄漏事故识别

井下作业时，酸化液及压裂液配置完成后由罐车拉运至井场，罐体可能因腐蚀过薄甚至穿孔、焊缝开裂、密封损坏、附件失灵等原因造成酸化液和压裂液泄漏。

(3) 风险类型识别

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

(4) 危险物质向环境转移的可能途径和影响方式

施工期井喷、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、井场、计量分离橇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热辐射危害；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) 柴油储罐泄漏环境影响分析

钻井期井场设有柴油储罐，如储罐破损或遇外力则可能发生柴油泄漏事故，泄漏的油品可能对土壤、地下水和环境空气造成影响，若遇明火还会导致火灾和爆炸事故。柴油储罐泄漏事故的影响范围集中在井场，且储罐底部已采取防渗措施，即使发生事故也难以对土壤和地下水造成污染影响。

5.4.5 运营期环境风险分析

(1) 井喷事故影响分析

井下作业过程中可能发生井喷事故，其环境影响与钻井期井喷事故产生的环境影响相同，具体见6.4.4施工期环境风险分析章节。

(2) 泄漏事故环境影响分析

①对土壤的影响分析

单井采油管线发生泄漏后相当于向土壤中直接注入油品，油品渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能，进而影响荒漠植被的生长，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）。

②对植被的影响

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

③对地下水环境的影响

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

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：土壤尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。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，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

⑤对大气环境的影响分析

单井采油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。由于项目区周围无环境敏感目标，且地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

⑥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；日常加强日常管理和维护，发生泄漏事故的几率很小。一旦发生泄漏事故，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

6 环境保护措施论证分析

6.1 施工期环境保护措施

6.1.1 施工期大气污染防治措施

(1) 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。焊接作业时使用无毒低尘焊条，从源头减少焊接烟尘对环境的不利影响。

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

(3) 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，运输车辆在施工区域应尽量低速行驶，严禁超载。

(4) 优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。

(5) 严格控制施工作业面积，施工区域定期洒水抑尘，避免在大风天气作业。

(6) 施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整。

6.1.2 施工期废水污染防治措施

(1) 生活污水排至生活营地内的防渗池（采用 HDPE 防渗膜防渗），施工结束后生活污水由吸污车清运至乌尔禾区污水处理厂处理，临时储集池覆土填埋，防渗膜回收处置。

(2) 管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为悬浮物，试压结束后，用于项目区洒水抑尘；废压裂液排至收集罐中，集中收集后送至玛东集中处理站采出水处理系统，处理达标后回注地层，不外排。

(3) 钻井作业中使用一开、二开使用水基钻井液，三开使用油基钻井液，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。

(4) 钻井井场内的水基岩屑罐区及材料堆场等设为一般防渗区，采用铺设HDPE防渗膜进行防渗，其防渗性能须满足等效黏土防渗层 $MB \geq 1.5m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；钻井井口、钻井液不落地设备区、油基岩屑储罐区、柴油储罐区以及应急放喷池设为重点防渗区，采取的防渗措施为钻井井口和钻井液不落地设备区底部先敷设钢板，再铺设HDPE防渗膜进行防渗。

6.1.3 施工期噪声污染防治措施

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

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

6.1.4 施工期固体废物防治措施

(1) 建筑垃圾集中收集后送至乌尔禾区建筑垃圾填埋场，生活垃圾清运至乌尔禾生活垃圾填埋场。

(2) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

(3) 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。水基岩屑进罐贮存，交由岩屑处置单位处理；油基岩屑属于危险废物，进专用方罐暂存，最终交由有资质的单位负责处置。

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

6.1.5 施工期土壤环境保护措施

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

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

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

(4) 合理规划施工作业带宽度，减少占地面积。管沟开挖时应分层开挖、分层堆放、分层回填，表土要妥善保存，避免对土壤肥力造成影响。

6.1.6 施工期生态环境保护措施

(1) 避让：钻井井场、生活营地、计量分离橇等选址时，单井采油管线、转气管线选线时应避开植被密集区域，尤其要避开梭梭、白梭梭生长区域；施工过程中尽量避免破坏野生植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

(2) 合理规划井场、生活营地和计量分离橇等永久占地面积；严格控制单井采油管线、集油支线、进场道路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，转气管线不得超过 12m。

(3) 施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

(4) 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，应集中堆置与管沟一侧，且不影响施工安全的距离内，施工完毕后全部用于回填并分层压实。并管线上方设置管线走向标志。

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

(6) 建设单位应按照《中华人民共和国土地管理法》《新疆维吾尔自治区实施

《中华人民共和国土地管理法》办法》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，专款用于植被恢复。本工程经济补偿费用由建设单位按规定向林业主管部门缴纳，具体补种及植被恢复由林业主管部门负责实施。

(7) 环境管理措施

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

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

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

6.1.7 水土流失防治措施

(1) 严格控制各项工程作业面积，尽量选取平坦地带，植被稀疏区域建立场站。

(2) 井场道路用砾石铺垫，减少扬尘；对站场占地范围内进行夯实，永久占地的地表层铺压砾石层，减少扬尘，定期洒水抑尘。

(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) 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城堡坎的方式来防止水土流失。

(5) 建设单位自行或委托第三方编制水土保持方案，报相关部门审批；根据相关技术规范进行水土保持监测，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

为避免项目区土壤沙化，建设单位应严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138

号)中有关规定,执行以下防沙治沙防治措施:

(1)土地临时使用过程中发现土地沙化程度加重的,应当及时报告当地人民政府。

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

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

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

(5)对采油井场永久占地范围进行0.5m厚夯实粘土+砂砾层铺垫,计量橇采取水泥硬化,减少风蚀量,降低沙丘流动性;转气管线上方敷设草方格,敷设宽度12m。

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

(7)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,防止沙丘活化,减少水土流失。

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)定期对集输管线进行巡检,以便及时发现问题,防止原油、伴生气泄漏进入环境中污染大气、土壤、地下水等。

(2)井口采出物采用管线输送至计量站,选用质量可靠的设备、仪表、阀门等;加强生产管理,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。做好采油井的压力监测,并准备应急措施。

(3)应加强对集输管线及站场设备的巡检,一旦发生泄漏立即切断控制阀,

并在及时修复。

6.2.2 运营期废水污染防治措施

(1) 废水处置措施

井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集后送至玛东集中处理站处理，处理达标后回注油藏，不外排。

(2) 地下水保护措施

①定期对井场、计量分离橇的设备、阀门进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

②采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对外输管道进行检查，一旦发现异常，及时维修，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

③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，防止发生井漏事故，避免发生窜层污染等事故。

6.2.3 运营期噪声污染防治措施

(1) 合理布局各生产设备，设备选型尽可能选择低噪声设备。

(2) 定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

(3) 加强噪声防范，做好个人防护工作。

经以上措施，计量橇边界及各井场厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类声功能区环境噪声限值要求。

6.2.4 运营期固体废物污染防治措施

(1) 废防渗材料、清管废渣、废润滑油等危险废物依托陆梁油田作业区危废暂存点暂存，并定期交由有资质的单位负责接收、转运和处置。危险废物的收集、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

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

②危险废物贮存污染防治措施

本工程产生的废防渗材料、清管废渣、废润滑油等临时贮存在陆梁作业区危险废物暂存场，该危险废物暂存场满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关要求，运营期间应加强环境管理，危险废物存入危险废物暂存场前应对危险废物类别和特性与危险废物标签等危险废物识别标志的一致性进行核验，不一致的或类别、特性不明的不应存入；应定期检查危险废物暂存场状况，及时清理暂存场地面，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。

③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；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。

(2) 落实污染防治责任制度，建立危险废物管理台账，落实危废转移联单制度。落实危废产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染防治责任制度，危废暂存周期不得超过1年。陆梁作业区已按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》有关要求制定，按年度建立了完善的危险废物管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照即定计划进行危险废物管理。

(3) 加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时按照“带罐上岗”的作业模式，防止产生落地油。

(4) 加强巡检，加大巡井频率，提高巡井有效性，发现对井场安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告，尽量杜绝管线、阀门“跑、冒、滴、漏”及人为破坏现象。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则，不会对周围环境产生不利影响。

6.2.5 运营期土壤环境保护措施

(1) 罐车严格按照拉运路线行驶，不得因乱碾乱破坏土壤结构。

(2) 井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，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。

6.2.6 运营期生态环境保护措施

(1) 定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。

(2) 定时巡查站场设备设施等，及时清理落地油，降低土壤污染。

(3) 加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被

的保护。严禁砍伐植被。

(4) 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。

(5) 严禁捕杀任何野生动物，在井区和站场设置宣传牌，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) 采油井场采用无人值守井场，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。

(2) 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。

(3) 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。

(4) 各种电力设备尽量选用能效等级为 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。

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；尽量避免大风天气进行作业。

(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玛东集中处理站，经站内采出水处理系统处理达标后回注地层，不外排。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，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生井漏事故。

6.3.3 退役期噪声污染防治措施

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

6.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

(1) 地面设施拆除、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乌尔禾建筑垃圾填埋场，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。

6.3.5 退役期生态环境保护措施

随着气井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场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水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使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，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

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

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

(2) 井场及站场生态恢复治理

采油井封井需拆除井口装置，截去地下1m内管头；拆除井场、计量橇各项生产设施，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

井场集输管线及集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出物，管线两端使用盲板封堵。

(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。种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

工程施工结束后应按照《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》

(HJ651-2013) 中矿山工业场地生态恢复要求, 进行景观和植被恢复。井场、站场、集输管线等作业, 及时清理施工迹地, 平整、压实, 以便自然恢复。各项清退工作完成后, 应向生态环境主管部门提出验收申请, 按规定完成退役工程的验收。

6.4 环境风险防范措施及应急要求

6.4.1 井下作业事故风险防范措施

(1) 设计、生产中采取有效预防措施, 严格遵守井下作业的安全规定, 在井口安装防喷器和控制装置, 杜绝井喷的发生。

(2) 固井作业时要求选用优质水泥浆固井, 保证固井质量合格。固井质量检查以声幅和变密度测井曲线为主, 声幅、变密度测井选择最佳时间测井, 测深要达到要求。

(3) 井下作业时要求带罐操作, 最大限度避免落地原油产生, 原油落地污染土壤产生的含油污泥交由具备相应危废处理资质的单位进行回收、处置。

(4) 井场设置明显的禁止烟火标志, 在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

(5) 在井架上、井场路口等处设置风向标, 以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(6) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

(7) 井下作业时要求带罐操作, 原油 100%回收, 而泄漏物料和落地原油应及时回收、处置。

6.4.2 集输及集输管线泄漏风险防范措施

(1) 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) 在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志, 包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

(3) 加强自动控制系统的管理和控制, 严格控制压力平衡。在集输系统运营

期间，严格控制输送油气的性质；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；定期对集输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。

6.4.3 火灾爆炸事故风险防范措施

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

(2) 采油井场、站场设置明显的禁止烟火标志。

(3) 在井场、计量分离橇设置可燃气体报警装置用于紧急情况发生时保护人员及设备安全。可燃气体检测报警仪的设置符合《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》(GB50493-2009)的要求。在单井管线和集油支线管线设置压力、流量等检测系统，及时了解危险物质的状态信息，避免重大事故的发生。

(4) 井下作业废液拉运时应明确罐车运输路线，加强运输过程的全程跟踪，一旦发生环境风险事故，立即启动环境应急预案。运输车辆严格按照当地道路限速行车，严禁超速，防范运输过程中环境风险事故发生。

(5) 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。定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

6.4.4 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，上层能收集的原油回收送玛东集中处理站原油处理系统处理，无法收集的原油和受浸染的土壤等含油污泥属于《国家

危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置；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，应立即启动应急预案，由应急领导小组对事故进行处理。

（2）应急预案

本工程投产后归属中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区管理，项目建成后玛东集中处理站应对现有应急预案进行修编，将项目实施区域纳入中国石油新疆油田分公司注输联合站突发环境污染事件应急预案，从而对环境风险进行有效防治。

6.5 环境风险简单分析一览表

本工程环境风险简单分析内容详见表 6.5-1。

表 6.5-1 环境风险简单分析一览表

建设项目名称	玛湖油田达 13 井区三叠系百口泉组油藏开发及转气管线建设工程
建设地点	达 13 井区行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，新建达 13 转油站至玛 131 浅冷站转气管线跨越了塔城地区和布克赛尔蒙古自治县、克拉玛依市乌尔禾区两个行政区。达 13 转油站西北距和布克赛尔蒙古自治县中心城区约 114km，东距玛东集中处理站约 22km，与玛 131 浅冷站的直线距离约 33km
地理坐标	
主要危险物质及分布	主要危险物质为伴生气和原油，主要分布在单井采油管线和转气管线等单元
环境影响途径及危害后果	管线发生破损造成油品和天然气泄漏，污染土壤和大气，泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境；事故发生概率较低，发生事故时及时采取相应的应急措施，不会对周围环境产生明显影响
环境风险防范措施要求	井下作业时要求带罐操作，井场设置明显的禁止烟火标志；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；陆梁油田作业区应对现有应急预案进行修编，将本工程实施区域纳入中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区应急预案

6.6 环保投资分析

项目总投资 11342.43 万元，环保投资约 502 万元，占总投资的 4.43%。本工程环保投资估算见表 6.6-1。

表 6.6-1 环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	投资 (万元)
施工期	生态环境	临时占地	对占地造成的生态破坏进行经济补偿，足额缴纳征地补偿费，完工后迹地清理并平整压实	150
	防沙治沙	草方格	转气管线上方敷设草方格，敷设宽度 12m	100
	废气	站场、管线等施工产生的施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖	10
		柴油机、发电机等施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	10
	废水	生活污水	生活污水清运至乌尔禾区污水处理厂	5
	固体废物	钻井岩屑	不落地系统处理后，采用方罐临时贮存，最终交由岩屑处置单位处理；油基岩屑交由有资质的单位处置	30
		建筑垃圾	送至乌尔禾建筑垃圾填埋场	5
		生活垃圾	送至乌尔禾生活垃圾填埋场	5
	环境风险	井控装置	安装防喷器	100
	运营期	废水	采出水、井下作业废水	集中收集后送至玛东集中处理站采出水处理系统处理
噪声		井场噪声	采用低噪声设备，高噪声设备采用基础减振、设置隔声间等措施	15
退役期	固体废物	站场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下 1m 内管头；井口封堵，建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场	15
	生态恢复	临时占地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来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	10
地下水保护措施		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；井场和计量分离橇等永久占地范围内的防渗措施		5
环境风险防范措施		井场设置明显的禁止烟火标志；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		2
合计				502

6.7 依托可行性分析

6.7.1 依托设施环保手续履行情况

本工程采出液转输依托在建达 13 转油站；原油处理依托玛东集中处理站，天然气处理依托玛 131 浅冷站；含油废水包括压裂返排液、井下作业废水和采出水，依托玛东集中处理站进行处理；危险废物暂存依托陆梁油田作业区危废暂存设施；

钻井期生活污水依托乌尔禾区污水处理厂，生活垃圾处理依托乌尔禾区生活垃圾填埋场。依托设施的环保手续履行情况见表 6.7-1。

表 6.7-1 项目依托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	验收批复机关、文号及时间
中国石油新疆油田分公司玛东集中处理站改工程	原克拉玛依市环保局；克环保函（2018）83 号；2018 年 5 月 9 日	2019 年 11 月 15 日完成自主验收
玛 131 新增 40 万方天浅冷装置（二期）项目	克拉玛依市生态环境局；克环函（2020）171 号；2020 年 10 月 29 日	2021 年 10 月 22 日完成自主验收
克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾处理系统工程	原克拉玛依市保护局；克环保函（2016）376 号；2016 年 7 月 26 日	2016 年 7 月 26 日完成自主验收
乌尔禾区污水处理厂提标改造工程	原克拉玛依市乌尔禾区保护局；克乌环函（2015）130 号；2018 年 3 月 24 日	2019 年 6 月 30 日完成自主验收
新疆油田公司陆梁油田作业区陆梁污泥暂储池工程	原自治区环境保护厅；新环函（2016）1853 号；2016 年 12 月 6 日	2017 年 11 月 30 日，完成自主验收
陆梁油田作业区污泥暂存场改造工程	塔城地区生态环境局；塔地环字（2023）264 号；2023 年 12 月 21 日	正在建设
克拉玛依顺通环保科技有限公司含油废弃物处置利用扩能及技术升级项目	原自治区环保厅；新环函（2018）375 号；2018 年 3 月 28 日	正在组织验收

6.7.2 采出液转输依托可行性分析

达 13 井区采出液均由达 13 转油站转输，最终由玛东集中处理站处理。达 13 转油站设计转液规模 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，根据 2024 年达 13 区块最新整体产能预测数据，区块整体预计上产 $35.05 \times 10^4 \text{t/a}$ ，达 13 转油站可以满足区块整体产能的转输需求，依托可行。

6.7.3 采出液及含油废水处理依托可行性分析

玛东集中处理站建于 2014 年，前身为夏盐 11 预脱水站，2021 年更名为玛东集中处理站，现已建成集原油、污水和伴生气处理和储运为一体的集中处理站。

（1）原油处理系统

原油处理系统设计处理能力 $60 \times 10^4 \text{t/a}$ ，井区来液经进站管汇橇均分到新建的两列预脱水装置处理，管汇来液先进入三相分离器橇中，进行油气水三相分离，脱离出来液中的伴生气和游离水，来液处理为含水原油后从三相分离器橇进入相变加热炉中加热，加热后进入多功能处理器橇热化学脱水腔内，在热化学脱水腔内继续

进行油气水三相分离，分离后的低含水油进入缓冲腔内缓冲，与老区原油提升泵提升来的含水原油混合后进入电化学脱水腔，在电化学脱水腔内进行电化学脱水，处理后的净化原油进入压力缓冲罐橇中缓冲，然后进入原油外输系统转油泵中，通过新建集输干线输送至陆梁集中处理站外输。

目前原油处理系统处理量为 $41.26 \times 10^4 \text{t/a}$ ，本工程新建产能 $4.74 \times 10^4 \text{t/a}$ ，剩余处理能力可满足项目处理需求，依托可行。

②玛东集中处理站压裂返排液处理系统

压裂返排液处理系统设计处理规模为 $2000 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用“除油-高级氧化-混凝沉降-过滤”工艺。罐车拉运的压返液及玛东站内三相分离器出水进入除油器，初步分离后进入隔油池，曝气下污水实现油泥水的充分分离；隔油池上层原油回收泵入站内原油罐区、底部污泥泵入污泥浓缩罐浓缩后罐车外运。污水（ $T \leq 40^\circ\text{C}$ 、油 $\leq 800 \text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 400 \text{mg/L}$ ）经隔油池处理后，出水（ $T \leq 40^\circ\text{C}$ 、油 $< 500 \text{mg/L}$ 、悬浮物 $< 150 \text{mg/L}$ ）。中部污水自流依次进入厌氧生物反应池、好氧生物反应池、澄清池，在微生物与化学药剂的共同作用下实现污水的净化。 3000m^3 厌氧生物反应池 1 座、 6000m^3 好氧生物反应池 1 座、 1000m^3 澄清池 1 座，串联运行。本单元作为压返液处理的降解返排液中的有机污染物的场所，同时也是后续单元的缓冲。污水（ $T \leq 40^\circ\text{C}$ 、油 $< 500 \text{mg/L}$ 、悬浮物 $< 150 \text{mg/L}$ ）经提升泵输送至氧化反应池，污水经氧化降粘处理后，出水经泵提升至混凝反应池，去除悬浮物和含油出水（油 $< 50 \text{mg/L}$ 、悬浮物 $< 50 \text{mg/L}$ ）。澄清池污水经泵提升进入过滤罐过滤后进入 60m^3 清水罐，出水（含油 $\leq 10 \text{mg/L}$ ，悬浮物 $\leq 15 \text{mg/L}$ ）达《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）表 1 中 II 标准限值后回注油藏。

目前压裂返排液处理系统处理量为 $1089.5 \text{m}^3/\text{d}$ ，本工程新增量为 $1383 \text{m}^3/\text{a}$ ，采用罐车拉运至玛东集中处理站，罐车容积约 30m^3 。由于井下作业不定时，结合作业区道路运输情况、以及实际运营状况，按照每天拉运 1 次计算，即 $30 \text{m}^3/\text{d}$ ，压裂返排液处理系统完全可以接纳，依托可行。

6.7.4 天然气处理依托可行性分析

玛 131 浅冷站由富成能源建设，该站建于 2018 年，历经两次扩建，目前总设

计处理能力为 $140 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，其环保手续履行情况见下表。

表 6.7-2 玛 131 浅冷站环保手续履行情况一览表

序号	项目名称	建设内容	环评批复情况	竣工环保验收情况
1	玛 131 天然气中冷装置建设项目	新建 1 套中冷处理装置，设计处理规模 $30 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$	原克拉玛依市环境保护局以克环保函（2018）116 号文予以批复	2020 年 9 月 12 日完成自主验收
2	2019 年玛 131 新增浅冷装置	新建 1 套浅冷处理装置，设计处理规模 $70 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$	克拉玛依市生态环境局以克环函（2019）217 号文予以批复	2020 年 9 月 12 日完成自主验收
3	玛 131 新增 40 万方/天浅冷装置（二期）项目	新增 1 套浅冷处理装置，设计处理规模 $40 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$	克拉玛依市生态环境局以克环函（2020）171 号文予以批复	2021 年 10 月 22 日完成自主验收

目前天然气处理量为 $100 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，富余能力约 $40 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，根据区块产能预测数据，本工程新建伴生气产能 $1.67 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，玛 131 浅冷站可满足项目需求，依托可行。

6.7.5 生活污水依托可行性分析

乌尔禾区污水处理厂设计处理规模为 $6000 \text{m}^3/\text{d}$ ，预留远期扩建位置，处理工艺流程为三级深度处理，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；出水满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中的一级 A 标准。

目前，乌尔禾区污水处理厂实际处理规模为 $5000 \text{m}^3/\text{d}$ ，剩余处理能力约为 $1000 \text{m}^3/\text{d}$ 。本工程施工期钻井队的生活污水最大产生量为 $5.64 \text{m}^3/\text{d}$ ，产生量很小，乌尔禾区污水处理厂可接纳，依托可行。

6.7.6 生活垃圾处理依托可行性分析

乌尔禾区生活垃圾填埋场位于乌尔禾区西南 7km，采用卫生填埋处理工艺，主体工程包括卫生填埋场、道路系统、渗滤液收集系统、地下水监测井、管理站等，日处理规模 30t/d。

本工程产生的生活垃圾相对于垃圾填埋场的库容所占比例很小，且乌尔禾区生活垃圾填埋场尚在服役年限内，因此可满足本工程需求，依托可行。

6.7.7 钻井岩屑处置依托可行性分析

达 13 井区临近克拉玛依市，周边分布着多处油田开采成熟区块，并不断的有

新老区块投入生产，钻井岩屑处理需求也逐年增大。目前，克拉玛依市周边分布着多家岩屑处理单位，本次仅新建 5 口井，钻井岩屑产生量相对于区域岩屑处理能力所占比例很小。项目实施后，建设单位可根据自身需要、市场行情选择处置单位，本次以新疆盛洁环境技术有限责任公司、克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司为例，分别对水基岩屑和油基岩屑处置进行分析。

(1) 水基钻井岩屑

水基钻井岩屑可委托新疆盛洁环境技术有限责任公司处置，该公司是一家专业处置一般固废治理的环保企业，拥有多个钻井岩屑处置厂。《钻、修井泥浆及岩屑无害化处理与利用及免烧砖生产项目》位于乌尔禾区百口泉白百路 1 号，厂区占地 11700m²，建有钻、修井泥浆及岩屑无害化处理与利用及免烧砖两条生产线。设计处理钻、修井泥浆及岩屑 10×10⁴m³/a，免烧砖产量为 3000×10⁴块/a。

本工程钻井期水基岩屑产生量约 2380m³，相对于其处理能力占比很小，依托可行。

(2) 油基钻井岩屑

油基钻井岩屑可委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置，该公司是专业从事环保、科研及生态产业发展，其主要经营范围为：收集、贮存、处置 HW08 危险废物；污水治理及其再生利用；危货运输等。公司位于克拉玛依石化工业园区，目前拥有污油泥处理装置 1 套，处置能力 30×10⁴t/a；污油泥回收治理设备 299 台套（套轮式挖机 15 台、履带式挖机 6 台、26m 加长臂挖掘机 3 台、22m 加长臂挖掘机 2 台、18m 加长臂挖掘机 1 台、装载机 2 台、特种罐车 63 辆、特种自卸车 132 辆、油田服务垃圾车 5 辆、平板车 10 辆、55 吨吊车 4 辆、值班车 56 辆）。具有自治区环保厅颁发的《危险废物经营许可证》（编号 6502040047）。

本工程钻井期油基岩屑产生量约 1990t，相对于其处理能力占比很小，依托可行。

6.7.8 危险废物依托可行性分析

(1) 危险废物暂存

玛东集中处理站建有危险废物暂存棚，与玛东集中处理站主体工程一同建设，用于废防渗材料、废机油等危险废物的暂存，废防渗材料采用吨包布收集，废机油采用桶装，地面为抗渗混凝土硬化地面，地表敷设防渗膜，用于夏盐井区、达 13

井区和玛东 2 井区等日常检修产生的废防渗材料。

玛东集中处理站危废暂存棚

清管废渣、含油污泥集中在陆梁集中处理站外污泥暂存场暂存，始建于 2016 年 12 月，原新疆维吾尔自治区环境保护厅以“新环函〔2016〕1853 号”文件对《新疆油田公司陆梁油田作业区陆梁污泥暂储池工程环境影响报告书》予以批复；2017 年 11 月 30 日，该项目完成自主验收。含油污泥暂存池尺寸为 92m×92m，其中包含污泥暂储池，渗滤液收集池等。围堰高度 1.2m，暂储池总容积为 10156m³。2023 年 12 月陆梁作业区对其进行了改造，塔城地区生态环境局以塔地环字〔2023〕264 号文予以批复，拟改造为污泥暂存场，为单层门钢架结构，地坪利用现有污泥暂储池地面（地面防渗层完整，具备防腐、防渗、防漏功能）；暂存间三面建设钢混墙，一面为钢铁门，方便运输车辆进出；顶部加盖彩钢板顶棚，具备防风、防雨、防晒功能。设计含油污泥最大暂存量取 2000t（约 1429m³），尺寸为 26m×44m，设计堆高 1.5m，围墙高 2m。目前该工程正在建设当中，改造完成前仍使用现有污泥暂存池。

根据陆梁油田作业区危险废物管理计划，夏季危险废物清运频次为每月 1 次，冬季为 3 个月 1 次，本项目危险废物产生量不大，相较于作业区危废暂存能力较小，依托可行。

（2）危险废物处置

本工程归属陆梁油田作业区管辖，运营期危险废物暂存等可依托陆梁油田作业区暂存设施存，最终由陆梁油田作业区统一委托资质单位处置。2023 年陆梁油田作

业区与克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司签订了危废处置协议（见**错误!未找到引用源。**），2024年的处置协议正在组织签订。

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

本项目HW08类危废产生总量约1.15t/a，相较于克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司总体处理能力占比很小。此外，克拉玛依市附近多家具有相应处理资质及处理能力的危废处理单位，陆梁油田作业区可根据需求及各危废处置单位接纳能力选择满足本工程及各项依托设施的危险废物处理需要。综上所述，项目危废处置依托可行。

7 环境管理与监测计划

7.1 环境管理机构

7.1.1 环境管理机构

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

陆梁油田作业区的环保工作由新疆油田公司安全环保部领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设工作。建设项目经理部设专职环境管理人员，全面负责该项目建设期的环境管理工作。本项目进入生产运行期后，主要管理工作均依托陆梁油田作业区完成，设一名专（兼）职环保工程技术人员负责本项目建设期的环保工作检查工作，以及环境污染事故处理和报告。

7.1.2 环境管理体制

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，其它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，环境保护部门监督管理，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

定时定点监测站场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

废水管理应按达标排放的原则，在生产过程中，运营期的井下作业废水送至玛

东集中处理站采出水处理系统，处理达标后回注油藏。从废水排放方式看，用于生产回用是比较合理的油气田废水排放途径，提高了生产用水的重复利用率，充分发挥污水的再次利用价值。防止了环境的再污染，获得污水处理与资源化的最佳效益，具有较高的环境效益、经济效益。

废气污染源的控制是重点加强井区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

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

（3）落实管理制度

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

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

7.2.2 环境污染事故的预防与管理

（1）对事故隐患进行监护

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

（2）强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼队伍，以提高他们对事

故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

(3) 加强风险管理

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

7.2.3 本工程 HSE 管理工作内容

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

7.2.4 环境监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境主管部门审批本工程的环境影响报告书，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、克拉玛依市生态环境局、克拉玛依市生态环境局乌尔禾区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、排污许可证核发以及日常环境管理。

7.2.5 施工期环境管理

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

表 7.2-1 施工期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	施工过程中严格控制占地面积，规定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。站场建设施工前，也要严格规定临时占地范围。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，将施工期对生态环境影响降到最低。严禁施工人员踩踏植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地。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，对于拟永久使用的道路及各站场等，建设完成后，应因地制宜的进行硬化或地表恢复	工程承包商	施工期	塔城地区生态环境局及塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县分局、克拉玛依市生态环境局、克拉玛依市生态环境局乌尔禾区分局	纳入工程费用
2	水环境	管线试压废水用于施工洒水抑尘；施工期生活污水拉运至乌尔禾生活污水处理厂				
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	在管线和站场等地面工程施工过程中，选用效率高、噪声低的设备，并注意设备的正确使用和经常性维护，保持较低噪声水平。运输车辆限速、尽量减少鸣笛				
5	大气环境	逸散性材料运输、装卸和堆放过程中采取加盖苫布等抑尘措施，严禁散落和尘土飞扬。施工期各机械设备应使用高品质的柴油，加强设备的维护，减少大气污染物的排放量				
6	水土流失	合理安排时间，挖、填方尽量避开大风天气，堆放土方时，尽量减小土方坡度。表土剥离后单独存放，管沟开挖、填方作业时应尽量做到互补平衡，避免土方堆积。严格按规划的施工范围进行施工作业，不得随意开辟施工便道。施工期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等，防止水土流失				
7	固体废物	建筑垃圾集中收集后送至乌尔禾区建筑垃圾填埋场				

7.2.6 运营期环境管理

- (1) 建立和实施井区运营期的健康、安全与环境（HSE）管理体系。
- (2) 贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律及法规。
- (3) 加强环保管理人员的培训、教育，学习先进的环保管理理念，提高管理人员的技术水平与业务能力，定期对运营期环境保护工作进行总结和分析，根据环保水平的发展进步持续改进、强化运营期的环境保护与管理要求。
- (4) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果；参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故措施，并监督实施。

为确保项目环保实施的落实，最大限度地减轻生产开发对环境的影响，本工程

在运营期管理的主要内容见表 7.2-2。

表 7.2-2 运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
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陆梁油田作业区	运营期	自治区生态环境局及和布克赛尔蒙古自治县分局、克拉玛依市生态环境局、克拉玛依市生态环境局乌尔禾区分局	纳入工程费用
2	声环境	定期对设备进行检修和维护，使其处于运行良好的状态。对井场、计量分离橇的厂界噪声进行定期监测				
3	大气环境	加强对各井场、站场的设备和管线的巡检，减少油气的跑、冒、滴、漏。加强废气处理设施检修，落实运营期废气监测计划				
4	水环境	落实井下作业废水、采出水收集和处理过程中的环保措施				
5	管道保护	在施工结束后，投入运行前，转气管线要完成永久标志设置，设置安全标志。对管道设施定期巡查，及时维修保养				纳入运营管理费用
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	依托陆梁油田作业区应急管理体系，对重大隐患和重大事故能够快速做出反应并及时处理				
8	固体废物处置	危险废物委托具备相应危废处理资质的单位进行接收、转运和无害化处理				

7.2.7 退役期环境管理

本工程在退役期的主要内容见表 7.2-3。

表 7.2-3 退役期的环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	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、迁移场站设备，恢复地貌	中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区	退役期	塔城地区生态环境局及和布克赛尔蒙古自治县分局、克拉玛依市生态环境局、克拉玛依市生态环境局乌尔禾区分局	纳入退役井管理费用
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，由罐车拉运至玛东集中处理站，不排入周围环境，避免对周围环境造成的影响				
5	固体废物处置	固体废弃物分类收集，及时清运				

7.2.8 事故风险的预防与管理

(1) 对风险事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效的措施，防止

事故的发生。根据国内外油气田开发过程中相关设施操作事故统计和分析，工程运行风险主要来自第三方破坏、管道腐蚀和失误操作。对以上已确认的重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、经济等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监管措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故应急预案。

（2）制定事故应急预案建立应急系统

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

（3）制定事故应急预案培训

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

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

7.3 污染物排放的管理要求

本工程污染物排放清单及管理要求见表 7.3-1、表 7.3-2。

表 7.3-1 本工程无组织废气污染物排放清单

类别	污染源	污染物	产生量	治理措施	处理效率 (%)	污染物排放情况	执行标准	面源排放参数			排放时间 (h/a)
						排放量	厂界浓度 (mg/m ³)	长 (m)	宽 (m)	排放高度 (m)	
无组织废气	井场	NMHC	0.068t/a	选用质量可靠的阀门、阀门等连接件，运营期加强检修	/	0.068t/a	4	10	10	5.5	7920
	计量分离橇	NMHC	0.007t/a		/	0.007t/a	4	25	25	5.5	7920

表 7.3-2 本工程噪声及固废等污染物排放清单

类别		环保措施	运行参数	污染物种类	排放标准	排放浓度	总量指标
噪声	设备噪声	选用低噪声设备+加防振垫+基础减振等	85dB (A)	噪声	昼 60dB (A) 夜 50dB (A)	/	/
废水	采出水、井下作业废液	集中收集后由罐车拉运至玛东集中处理站处理，达标后回注油藏	1383m ³ /a	石油类	/	/	0
固体废物	废润滑油	集中收集后交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置	0.65t/a	石油类	/	/	/
	废防渗材料		0.45t/a	石油类	/	/	/
	清管废渣		0.05t/a	石油类	/	/	/

7.4 企业环境信息公开

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

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

7.5 环境监测与监管

7.5.1 施工期开展环境工程现场监理建议

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

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

- （1）环境监理人员要求

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

②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油气田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

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

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

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

环境监理工作计划及重点见表 7.5-1。

表 7.5-1 现场环境监理工作计划

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

7.5.2 运营期环境保护监测计划

本工程运营期间需对生产过程生产的“三废”进行严格管理，根据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)相关规定，定期对污染源和环境质量进行监测，

减少对周围环境影响。环境监测计划见表 7.5-2。

表 7.5-2 运营期环境监测计划

监测类型	监测对象	监测频率	监测点	监测因子	执行标准	监测时间	监测单位
污染源	废气	1 次/季度	计量分离橇边界	NMHC	GB39728—2020	竣工验收后开始	委托监测或建设单位自行监测
	噪声	昼间、夜间；1 次/季度	计量分离橇、井场边界	等效连续 A 声级	GB12348-2008 2 类		
环境质量现状	地下水环境质量跟踪监测计划	1 次/年	依托现有工程部署监测井，即在井区、上游和下游各设 1 口监测井	石油类	GB/T14848-2017 III类；石油类参照 GB3838-2002 III类		
	土壤环境质量跟踪监测计划	1 次/年	井口装置区、计量分离橇旁非硬化区域	石油烃	GB36600-2018 第二类用地筛选值		

7.5.3 环境设施验收建议

(1) 验收范围

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

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

(2) 验收内容

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

表 7.5-3 “三同时”竣工验收调查建议清单

治理项目	污染源	污染因子	位置	防治措施	治理要求	验收标准
废气	油气集输和处理	NMHC	计量分离橇边界	对设备进行定期检修和工艺运行管理	保持正常运行，减少无组织排放	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 4.0mg/m ³
废水	井下作业废水	石油类	各井场	采用专用罐车拉运至玛东集中处理站	处理达标后用于油田生产注水	查阅接收协议
噪声	各类机泵	噪声	井场、计量分离橇	隔声、基础减振，采用低噪声设备	厂界噪声达标排放	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类
固废	清管废渣、废防	危险废物	井场、计量分离	危废暂存依托陆梁油田作业区危	交由有资质的单位处置	签订危险废物处置协议，落实危险废物转移

	渗材料、 废润滑油、 落地油		橇、管线	废暂存点，发生 事故后及时处理 和清运落地油及 浸染土壤		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	井场、场 站、管线	严格控制占地范 围，对临时占地 进行平整恢复	生态保护措施落实情况；井场、站场、 管线周边自然植被恢复情况	
环境管理			环境管理制度是否建立并完善，环境管理制度及人员是否设置到位； 施工期是否有环境监理报告或施工环保检查记录，是否保留必要的影像资料			

7.5.4 排污许可管理

本工程属于陆地石油开采项目，未涉及通用工序，根据《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019 年版）规定，无需进行排污许可管理。

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和突发事件污染造成的环境损失和其它环境损失。

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

本工程开发建设工程施工期短，施工“三废”和噪声影响较小。在初期的3~5年内，植被破坏后不易恢复。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。项目施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工期的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周边环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏、井壁破裂泄漏事故，将对周围环境造成较严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各种补偿费用来体现。

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

8.2 社会效益分析

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

8.3 环境经济损益分析结论

综上所述，在建设过程中，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

本工程拟新建 1 条达 13 转油站至玛 131 浅冷站的转气管线，线路全长 43km；同时为继续提高达 13 区块油气产能，新疆油田公司拟对该区块实施加密部署，新建 5 口采油井，新建原油产能 4.74×10^4 t/a，新建伴生气产能 1.67×10^4 m³/d，配套建设单井管线、供配电、自动化、消防等设施。项目总投资 11342.43 万元，环保投资约 502 万元，占总投资的 4.43%。

9.2 环境质量现状结论

(1) 环境空气

项目区达标区判定引用《2022 年新疆维吾尔自治区生态环境状况公报》中统计数据及结论，项目区环境空气质量的达标区，基本污染物的现状浓度均符合《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准要求。项目区 NMHC 现状满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 2.0 mg/m^3 要求，H₂S 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 中附录 D 推荐值。

(2) 地下水

评价结果表明，各点氯化物、硫酸盐均有不同程度的超标，盐水 1 井、盐水 3 井总硬度，其余监测因子可满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III 类标准限值。分析氯化物、硫酸盐、总硬度等因子超标原因，属于天然背景值超标。

(3) 声环境

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

(4) 土壤

项目区土壤环境各监测因子监测值均可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中第二类用地筛选值。

9.3 污染物排放情况结论

(1) 生态环境

本工程对生态环境的影响主要表现在工程占地，施工活动和工程占地在项目区内呈点、线状分布，对土壤、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。由于油田开发的大部分区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少，项目对野生动物的影响较小。因此总体上看本工程的建设对生态环境影响较小。

(2) 大气环境

施工期废气主要为扬尘、施工机械及车辆尾气等。本工程施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失。运营期废气主要为挥发性有机物，产生的废气为持续的长期影响，由于井区所处地域空旷，无组织挥发性有机废气可以得到较好扩散，预测结果表明对大气污染物浓度贡献值小，项目实施后不会对周围环境产生明显影响。

(3) 水环境

施工期废水主要为管道试压废水和生活污水，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；生活污水依托乌尔禾区污水处理厂处理。运营期废水主要为采出水、井下作业废水，集中收集后，拉运至玛东集中处理站经采出水处理系统处理达标后回注油藏。

非正常工况下，单井采油管线破损泄漏导致油品外泄以及井下作业时发生井漏事故时，均有可能导致石油类等污染物通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。通过采用质量合格的生产设备，加强管线巡检，及时更换老旧设备，以及确保固井质量合格等措施进行防范。

(4) 噪声

施工期的噪声源主要为施工机械和施工车辆，施工短暂，只对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声仅对施工人员产生影响；运营期噪声主要为站场机泵产生的噪声以及罐车的交通噪声，运营期站场昼夜厂界噪声

均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的2类区标准(昼间60dB(A),夜间50dB(A))。本工程周边无人居住等声敏感目标,项目开发建设中的噪声对声环境质量影响不大。

(5) 固体废物

施工期固体废物主要为建筑垃圾、生活垃圾和钻井岩屑,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;生活垃圾送至库尔勒生活垃圾填埋场;钻井岩屑依托项目区周边岩屑处置单位处置。运营期固废主要包括日常检修及巡检产生的废防渗材料、废润滑油、清管废渣和事故状态下的落地油,集中收集后交由有相应危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理。综上所述,本工程产生的固体废物均得以妥善处置,不会对区域环境造成不利影响。

(6) 土壤环境

施工期按规定的施工范围进行作业,可有效减少土壤扰动,建筑垃圾及时清运,可避免污染物进入土壤环境造成污染。运营期巡检车辆按巡检道路行驶,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

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

9.4 环境保护措施

(1) 施工期

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

(2) 运营期

选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；定期对集输管线进行巡检；加强采油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好井口压力监测，并准备应急措施；加强对集输管线及设备等的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并在 5 日内完成修复，确保废气排放满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中排放限值要求。

井下作业均带罐作业，产生的井下作业废水处理达标后的净化水回注油藏，不外排。采用高质量的管线和罐车，防止油水泄漏；修井作业时，要严格加强防污染措施。采用高质量的油气输送管线，并采用先进的监控手段，管线敷设严格遵守相关规定，并对管线进行防腐保温等保护措施，防止油品泄漏；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，防止发生井漏等事故。

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。

废润滑油、废防渗材料、清管废渣和事故状态下落地油集中收集后交由有相应危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理。

9.5 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，已进行了三次网上公示，在第二次公示期间发布了两次报纸公示并张贴了公告，公示期间没有收到公众意见反馈。

9.6 经济损益性分析

本工程在建设过程中，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

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

