

塔里木油田克拉2气田克探1区块白垩系
亚格列木组产能建设项目
环境影响报告书

(送审稿)

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司

2025年12月

目 录

1 概述	1
1.1 建设项目特点	1
1.2 环境影响评价的工作过程	2
1.3 分析判定相关情况	5
1.4 关注的主要环境问题和环境影响	6
1.5 环境影响评价的主要结论	6
2 总则	7
2.1 编制依据	7
2.2 评价目的与原则	12
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	13
2.4 环境功能区划及评价标准	15
2.5 评价工作等级和评价范围	22
2.6 环境保护目标	32
2.7 评价内容和评价重点	32
2.8 评价时段和评价方法	34
3 建设项目工程分析	35
3.1 区块开发现状及环境影响回顾	35
3.2 现有工程	53
3.3 拟建工程	57
3.4 工程分析	87
3.5 相关政策法规、规划符合性分析	120
3.6 选址、选线合理性分析	139
4 环境现状调查与评价	140
4.1 自然环境概况	140
4.2 生态环境现状调查与评价	145
4.3 地下水环境质量现状调查与评价	159
4.4 地表水环境现状调查与评价	167
4.5 土壤环境现状调查与评价	167
4.6 环境空气质量现状调查与评价	177

4.7 声环境现状调查与评价	179
5 环境影响预测与评价	182
5.1 生态影响评价	182
5.2 地下水环境影响分析	197
5.3 地表水环境影响评价	210
5.4 土壤环境影响评价	212
5.5 大气环境影响评价	216
5.6 声环境影响分析与评价	225
5.7 固体废物影响分析	232
5.8 环境风险评价	236
6 环境保护措施可行性论证	254
6.1 生态保护措施可行性论证	254
6.2 地下水环境保护措施可行性论证	256
6.3 地表水环境保护措施可行性论证	259
6.4 土壤环境保护措施可行性论证	261
6.5 大气环境保护措施可行性论证	263
6.6 声环境保护措施可行性论证	264
6.7 固体废物处理措施可行性论证	265
7 温室气体排放影响评价	269
7.1 温室气体排放分析	269
7.2 减污降碳措施	276
7.3 温室气体排放评价结论	277
8 环境影响经济损益分析	278
8.1 环境效益分析	278
8.2 社会效益分析	279
8.3 综合效益分析	279
8.4 环境经济损益分析结论	283
9 环境管理与监测计划	284
9.1 环境管理	284
9.2 企业环境信息披露	290

9.3 污染物排放清单	291
9.4 生态环境监测	294
9.5 环保设施“三同时”验收	294
10 结论	300
10.1 建设项目情况	300
10.2 产业政策、选址符合性	300
10.3 环境质量现状	300
10.4 污染物排放情况	302
10.5 主要环境影响	302
10.6 环境保护措施	306
10.7 公众意见采纳情况	308
10.8 环境影响经济损益分析	308
10.9 环境管理与监测计划	308
10.10 项目可行性结论	308

1 概述

1.1 建设项目特点

塔里木油田公司主要在塔里木盆地从事油气勘探、开发、销售以及新能源新业务等工作，公司总部位于新疆巴音郭楞蒙古自治州库尔勒市，作业区域遍及南疆五地州。成立 36 年来，塔里木油田公司坚持“新体制、新技术，高水平、高效益”的“两新两高”工作方针，征战“死亡之海”，挑战生命禁区，进军深地油气，探索建立中国特色“油公司”管理模式，走出一条稀井高产、人少高效的高质量发展之路。累计发现和开发轮南、塔中、哈得、克拉 2、迪那 2、英买力、克深 2、博孜、大北、富满等 32 个大中型油气田，探明油气储量当量 44.3 亿吨，累计生产石油 1.7 亿吨、天然气 4626 亿方，油气当量超 5.3 亿吨，向西气东输供气超 3670 亿立方米，向南疆供气超 630 亿立方米，2024 年塔里木油田全年生产油气产量当量达到 3366 万吨，并保持稳定增长，年生产石油液体 768 万吨、天然气 326 亿方（其中给南疆地区供气 66 亿方），为保障国家能源安全和促进国民经济发展作出了重要贡献。

塔里木盆地拥有丰富的天然气资源，是我国主要的天然气产地。位于新疆阿克苏地区境内的克拉苏气田近年来成为塔里木油田公司油气田开发建设的主战场，天然气勘探开发在克拉苏地区不断取得新突破。克拉苏气田包含克拉、克深、大北、博孜四大区块，东西跨度约 150km，南北跨度约 50km。克探 1 气藏位于库车坳陷克拉苏构造带克拉-克深段克探 1 号构造，气藏发现井为克探 1 井，该井于 2022 年 11 月 28 日在白垩系亚格列木组完井测试获得工业气流。为进一步落实构造、储层特征，2024 年又先后部署 4 口评价井（克探 102、克探 104、克探 106、克探 103 井），目前均已实施完毕。2024 年 12 月克探 1 气藏上交天然气探明地质储量 $248.73 \times 10^8 \text{m}^3$ ，技术可采 $99.49 \times 10^8 \text{m}^3$ 。克探 1 井区的正式开发，对塔里木油田实现油气产能目标和保障下游持续稳定供气具有重要意义。

为推动克探 1 井区的正式开发，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司提出实施“塔里木油田克拉 2 气田克探 1 区块白垩系亚格列木组产能建设项目”（以下简称“本项目”）。

本项目估算总投资 5737.28 万元。主要建设内容为：①新钻井 1 口（KT1-2 井），设计井深 5294m；②新建井场 2 座（KT1-1 井、KT1-2 井），配套新建采气管道 2 条（0.48km）；③改造井场 2 座（克拉 2-2 井场、克探 103 井场）、改造克拉 2-9 清管站 1 座、改造克拉 205 采气管道 1 处（KT1-1 采气管道接入点）；④配套电力、自控、通信、结构、总图、道路、防腐、给排水及消防等公用工程。本项目建成后克探 1 区块新增天然气产能 $40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

1.2 环境影响评价的工作过程

本项目属于陆地天然气开采项目，位于新疆阿克苏地区拜城县境内，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和新水水保〔2019〕4 号，项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围。根据《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修正）、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），拟建项目属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 陆地天然气开采 0721”中“涉及环境敏感区的（含内部集输管道建设）”建设项目，应编制环境影响报告书。

2025 年 3 月 14 日，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司（以下简称“建设单位”）委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担本项目的环境影响评价工作（见附件 1）。

接受委托后，天合公司组织有关专业技术人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即委托新疆中测测试有限责任公司开展工程区域环境质量现状监测工作。与此同时，项目组对建设项目进行工程分析，根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证。在此基础上完成了《塔里木油田克拉 2 气田克探 1 区块白垩系亚格列木组产能建设项目环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。

报告书编制期间，建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》（部令第 4 号）要求，于 2025 年 7 月 10 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站对本项目环评信息进行了第一次网络公示；天合公司完成报告书征求意见稿后，建设单位于 2025 年 8 月 20 日至 9 月 2 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站开

展了第二次网络公示，同步于 2025 年 8 月 27 日、9 月 2 日分两次在《阿克苏日报》（刊号：CN65-0012）刊登了本项目环评信息；2025 年 12 月 16 日，建设单位向新疆维吾尔自治区生态环境厅报批报告书前，在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站公开了拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明书。根据建设单位提供的《塔里木油田克拉 2 气田克探 1 区块白垩系亚格列木组产能建设项目公众参与说明》，公示期间未收到反馈意见。

环境影响评价的工作程序见图 1.2-1。

报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本项目施工期、运营期、退役期的环境保护管理依据。

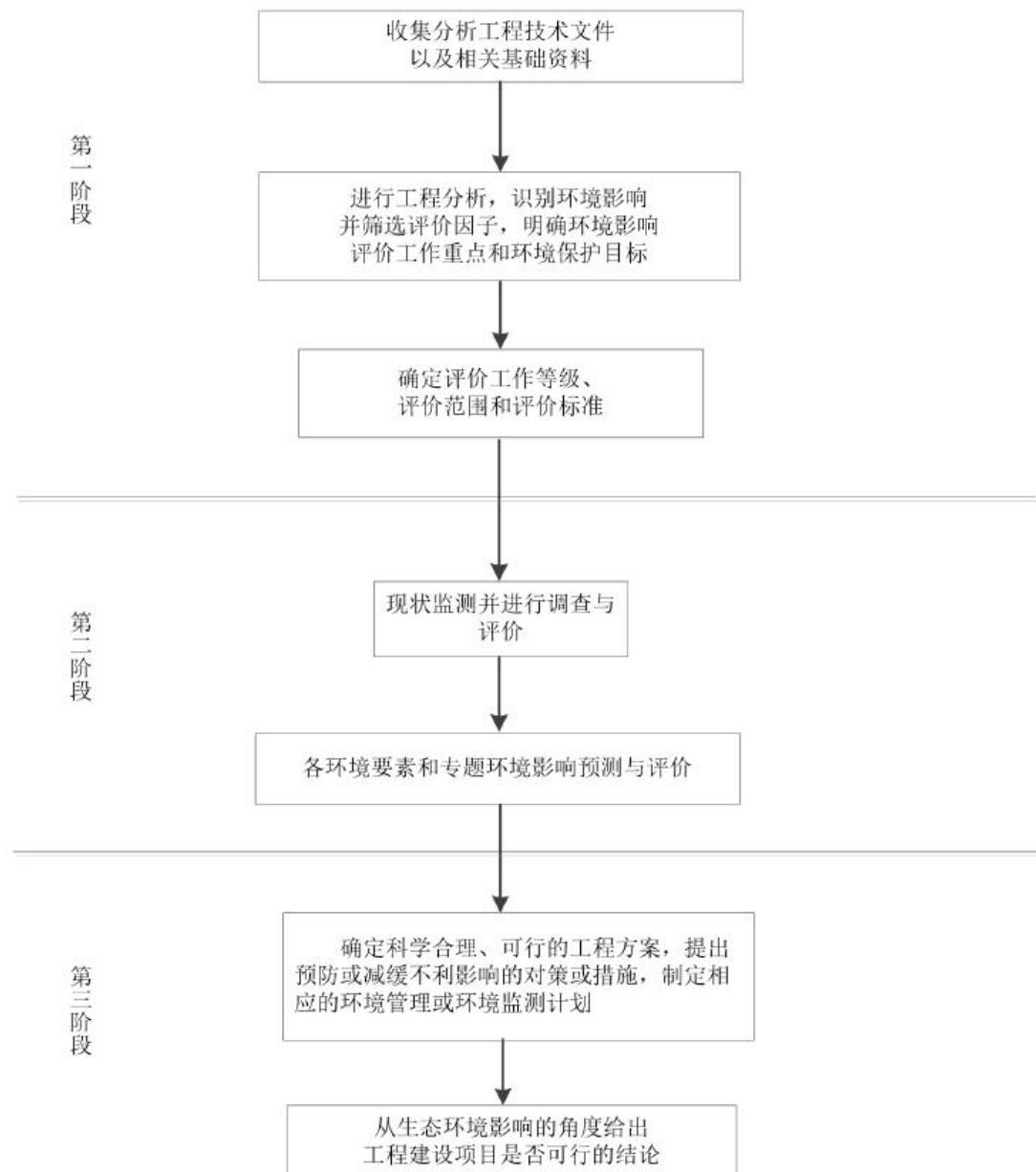


图 1.2-1 评价工作程序图 (HJ 349-2023)

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定结论

本项目属于陆地天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，属于鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。

(2) 政策、法规符合性分析

本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）等相关政策、法律法规相关要求。

(3) 规划符合性判定结论

本项目位于阿克苏地区拜城县，属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司滚动开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）》《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》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》等的相关要求。

(4) 选址合理性分析判定结论

本项目选址符合生态环境分区管控要求，不涉及法律法规明令禁止建设的区域，避开了生态保护红线。井场及管线占地不涉及基本农田等。选址、选线基本合理。

(5) 三线一单符合性判定结论

本项目选址、选线不涉及生态保护红线；运营期油气开采集输为全密闭流程，从源头减少无组织废气的产生；运营期产生的采出水及井下作业废水依托克拉 2 中央处理站处理达标后回注地层；拟建项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位将不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量；项目在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相

关要求，符合新疆维吾尔自治区、阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本项目重点关注施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施，施工过程中产生的施工扬尘、施工机械及运输车辆尾气、钻井废水、酸化压裂返排液、试压废水、生活污水、生活垃圾、钻井固体废弃物、危险废物等污染问题；运营期井场无组织挥发的非甲烷总烃、甲醇，井下作业废水、采出水、落地油等对环境产生的影响。

本项目环境影响包括施工期、运营期、退役期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据资料收集和现场调查，本项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园，不在划定的生态保护红线内。重点保护目标是：评价范围内分布的重要物种、水土流失重点治理区。

1.5 环境影响评价的主要结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中“鼓励类”项目，符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035年）》《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”规划》等相关规划要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；项目符合阿克苏地区生态环境分区管控要求；中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》，在本项目环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为：只要在施工期、运营期、退役期认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可有效降低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本项目选址选线合理，其建设是可行的。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

环境保护法律一览表见表 2.1-1。

表 2.1-1 环境保护法律一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
1	中华人民共和国环境保护法（2014年修订）	12届人大第8次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018年修正）	13届人大第7次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018年修正）	13届人大第6次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017年修正）	12届人大第28次会议	2018-01-01
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021年修正）	13届人大第32次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020年修订）	13届人大第17次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国土壤污染防治法	13届人大第5次会议	2019-01-01
8	中华人民共和国水法（2016年修正）	12届人大第21次会议	2016-07-02
9	中华人民共和国草原法（2021年修正）	13届人大第28次会议	2021-04-29
10	中华人民共和国水土保持法（2010年修订）	11届人大第18次会议	2011-03-01
11	中华人民共和国清洁生产促进法（2012年修正）	11届人大第25次会议	2012-07-01
12	中华人民共和国节约能源法（2016年修正）	12届人大第21次会议	2016-07-02
13	中华人民共和国土地管理法（2019年修订）	13届人大第12次会议	2020-01-01
14	中华人民共和国防洪法（2016年修正）	12届人大第21次会议	2016-07-02
15	中华人民共和国野生动物保护法（2023年修正）	13届人大第38次会议	2023-05-01
16	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11届人大第15次会议	2010-10-01
17	中华人民共和国突发事件应对法（2024年修订）	14届人大第10次会议	2024-11-01
18	中华人民共和国防治沙治沙法（2018年修正）	13届人大第6次会议	2018-10-26
19	中华人民共和国安全生产法（2021年修正）	13届人大第29次会议	2021-09-01
20	中华人民共和国矿产资源法（2024年修订）	14届人大第12次会议	2025-07-01

2.1.2 环境保护法规、规章

表 2.1-2 环境保护法规、规章一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一 行政法规与国务院发布的规范性文件			
1 建设项目环境保护管理条例（2017年修正）	国务院令 682 号	2017-10-01	
2 中华人民共和国野生植物保护条例（2017年修正）	国务院令 687 号	2017-10-07	
3 危险化学品安全管理条例（2013年修正）	国务院令 645 号	2013-12-07	
4 中华人民共和国土地管理法实施条例（2021年修订）	国务院令第 743 号	2021-09-01	
5 国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17号	2015-04-02	
6 国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知	国发〔2023〕24号	2023-11-30	
7 国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31号	2016-05-28	
8 中共中央、国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17号	2018-06-16	
9 中华人民共和国森林法实施条例	国务院令第 278 号	2018-03-19	
10 国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35号	2011-10-17	
11 排污许可管理条例	国务院令第 736 号	2021-03-01	
12 中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2021〕32号	2021-11-02	
13 地下水管理条例	中华人民共和国国务院令 第 748 号公布	2021-12-01	
14 中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例（2016年修正）	国务院令第 666 号	2016-02-06	
15 突发事件应急预案管理办法	国办发〔2024〕5号	2024-01-31	
16 国务院关于印发《空气质量持续改善行动计划》的通知	国发〔2023〕24号	2023-12-07	
17 中共中央办公厅 国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见	——	2024-03-06	
二 部门规章与部门发布的规范性文件			
1 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	2021-01-01	
2 环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第 4 号	2019-01-01	
3 关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4号	2015-01-08	
4 国家危险废物名录（2025年版）	生态环境部、国家发展和 改革委员会、公安部、交 通运输部、国家卫生健康 委员会令第 36 号公布	2025-01-01	
5 产业结构调整指导目录（2024年本）	国家发展和改革委员会令	2024-02-01	

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
		第7号	
6	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77号	2012-07-03
7	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150号	2011-12-29
8	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98号	2012-08-07
9	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16号	2013-01-22
10	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11号	2018-01-25
11	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25号	2019-03-28
12	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910号	2019-12-13
13	关于印发《生态保护红线划定指南》的通知	环办生态〔2017〕48号	2017-05-27
14	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告2012年第18号	2012-03-17
15	关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见	林沙发〔2013〕136号	2013-09-01
16	危险废物转移管理办法	生态环境部 公安部 交通运输部23号令	2021-11-30
17	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	生态环境部公告2017年第43号	2017-10-01
18	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	2021-12-21
19	关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则 大气环境（HJ2.2-2018）〉差别化政策有关事宜的复函	环办环评函〔2019〕590号	2019-06-30
20	危险废物排除管理清单（2021年版）	生态环境部公告2021年第66号	2021-12-03
21	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	生态环境部公告2013年第31号	2013-05-24
22	关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知	环大气〔2021〕65号	2021-08-04
23	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	国家发改委公告2009年第3号	2009-02-19
24	国家重点保护野生植物名录（2021年）	国家林业和草原局 农业农村部公告2021年第15号	2021-09-07

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
25	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	2021-02-05
26	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103号	2014-01-01
27	关于发布《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的公告	国环规环评〔2017〕4号	2017-11-20
28	突发环境事件应急管理办法	环境保护部令第34号	2015-06-05
29	关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2号	2021-11-04
三 地方性法规及通知			
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018年修正）	自治区13届人大第6次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018年修正）	自治区13届人大第6次会议	2018-09-21
3	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环环评〔2016〕150号	2016-10-27
4	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	自治区13届人大第7次会议	2019-01-01
5	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017年修订）	自治区12届人大第29次会议	2017-07-01
6	关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告	生态环境部公告2021年第24号	2021-06-11
7	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录	新政发〔2023〕63号	2023-12-29
8	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）	新政发〔2022〕75号	2022-09-18
9	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96号	2005-07-14
10	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发〔2014〕35号	2014-04-17
11	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21号	2016-01-29
12	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25号	2017-03-01
13	新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）	新环发〔2024〕93号	2024-06-09
14	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80号	2018-03-27
15	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133号	2018-09-06
16	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环办发〔2018〕20号	2018-12-20

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
17	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》的通知	新党发〔2018〕23号	2018-09-04
18	转发《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》的通知	新环评价发〔2020〕142号	2020-07-29
19	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162号	2020-09-11
20	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	2020-09-04
21	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国水土保持法》办法	2013年7月31日修订	2013-10-01
22	新疆维吾尔自治区主体功能区规划	自治区发展和改革委员会	2012-10
23	新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035年）	国函〔2024〕70号	2024-05-17
24	新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果	新环环评发〔2024〕157号	2024-11-15
25	关于印发《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）的通知	新环环评发〔2021〕162号	2021-07-26
26	阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023年版）	阿地环字〔2024〕32号	2024-10-28
27	关于《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》的审查意见	新环审〔2022〕147号	2022-07-25

2.1.3 环境保护技术规范

环境保护技术规范见表 2.1-3。

表 2.1-3 环境保护技术规范一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ 2.1-2016	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ 2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ 2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ 2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ 19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ 610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设	HJ 349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ 169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ 964-2018	2019-07-01

序号	依据名称	标准号	实施时间
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T 16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB 50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB 18218-2018	2018-11-19
13	危险废物收集 贮存 运输技术规范	HJ 2025-2012	2013-03-01
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T 6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T 3024-2017	2018-01-01
16	危险废物贮存污染控制标准	GB 18597-2023	2023-02-03
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
18	气田水注入技术要求	SY/T 6596-2016	2017-05-01
19	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/T 301-2016	2017-05-01
20	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T 0317-2018	2018-10-01
21	油田注水工程设计规范	GB 50391-2014	2015-05-01
22	石油天然气工业套管和油管的维护和使用	GB/T 17745-2011	2011-10-01
23	石油化工工程防渗技术规范	GB/T 50934	2014-06-01
24	油田注水工程施工技术规范	SY/T 4122-2020	2021-02-01
25	陆上石油天然气生产环境保护推荐做法	SY/T 6628-2005	2005-11-01
26	废弃井及长停井处置指南	SY/T 6646-2017	2018-03-01
27	生物多样性观测技术导则	HJ 710.1~13-2014	2015-01-01
28	污染源源强核算技术指南 准则	HJ884-2018	2018-03-17
29	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业	HJ1248-2022	2022-07-01

2.1.4 相关文件及技术资料

- (1) 塔里木油田克拉2气田克探1区块白垩系亚格列木组产能建设项目环境影响评价委托书，塔里木油田分公司油气工艺研究院；
- (2) 塔里木油田克拉2气田克探1区块白垩系亚格列木组产能建设项目设计文件，中国石油工程建设有限公司西南分公司。

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

(1) 通过实地调查和现状监测，了解项目所在区域的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握项目所在区域的环境质量和生态环境现状。

(2) 通过工程分析，明确本项目各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期以及退役期对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施；分析论证施工期对自然资源的破坏程度。

(3) 评述拟采取的环境保护措施的可行性、合理性及清洁生产水平，并针对存在的问题，提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。

(4) 评价本项目与国家产业政策、区域总体发展规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

通过上述评价，论证项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本项目的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.2.2 评价原则

(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，优化本项目建设，服务环境管理。

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本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，对建设项目建设主要环境影响予以重点分析和评价。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

根据本项目主要污染源污染因子及区域环境特征，对项目实施后的主要环境影响因素进行识别，结果见表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响因素识别结果一览表

环境因素	单项工程	施工期				运营期	退役期
		钻前工程	钻井工程	储层改造工程	油气集输工程	油气开采、集输工程	封井工程
自然环境	环境空气	-2D	-2D	-2D	-1D	-1C	-1D
	地表水	—	—	—	—	—	—
	地下水	-1D	-1D	-1D	-1D	-1C	—
	声环境	-1D	-1D	-1D	-1D	-1C	-1D
	土壤环境	—	-1D	-1D	-1D	-1C	—
生态环境	地表扰动	-1C	—	—	-1C	—	-1D
	植被覆盖度	-1C	—	—	-1C	—	+1C
	生物多样性	-1C	—	—	-1C	-1C	+1C
	生物量损失	-1C	—	—	-1C	—	+1C
	生态系统完整性	-1C	—	—	-1C	-1C	+1C

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；2、表中数字表示影响的相对程度，“1”表示影响较小，“2”表示影响中等，“3”表示影响较大；3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

由表 2.3-1 可知，项目的建设对环境的影响是多方面的，存在短期或长期的负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素中的环境空气、地下水环境、声环境、土壤环境、生态环境要素中的地表扰动、植被覆盖度、生物多样性、生物量损失、生态敏感区、生态系统完整性等产生一定程度的负面影响；运营期对环境的影响是长期的，最主要的是对自然环境中的环境空气、声环境、地下水环境、土壤环境、生物多样性、生态系统完整性等产生不同程度的直接的负面影响；退役期对环境的影响体现在对环境空气和声环境的短期负面影响，以及对植被覆盖度、生物多样性、生物量损失、生态系统完整性的长期正面影响。

2.3.2 评价因子

根据环境影响因素识别结果，结合区域环境质量现状，以及本项目特点和污染物排放特征，确定本项目评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 本项目评价因子一览表

单项工程环境要素	钻前工程	钻井工程	储层改造工程	油气开采、集输工程		
时期	施工期	施工期	施工期	施工期	运营期	退役期
大气	颗粒物	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃、HCl	颗粒物	非甲烷总烃、甲醇	颗粒物
地下水	耗氧量、氨氮	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	耗氧量、氨氮	石油类	石油类
土壤	—	石油烃	石油烃	—	石油烃、盐分含量	石油烃
生态	地表扰动、植被覆盖度、生物多样性、生物量损失、生态系统完整性	—	—	地表扰动、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性、生物多样性	生态系统完整性、生物多样性	地表扰动、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性、生物多样性
噪声	昼间等效声级(Ld)、夜间等效声级(Ln)	昼间等效声级(Ld)、夜间等效声级(Ln)	昼间等效声级(Ld)、夜间等效声级(Ln)	昼间等效声级(Ld)、夜间等效声级(Ln)	昼间等效声级(Ld)、夜间等效声级(Ln)	昼间等效声级(Ld)、夜间等效声级(Ln)

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，本项目位于天山山地温性草原、森林生态区一天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区一天山南坡中段前山盆地天然气、煤炭资源开发与水土流失敏感生态功能区（43）。

2.4.1.2 地下水环境功能区划

根据《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017) 中地下水分类标准，该区域地下水按III类功能区。

2.4.1.3 地表水环境功能区划

本项目区周边无常年地表水体分布。

2.4.1.4 环境空气功能区划

根据《环境空气质量标准》(GB 3095-2012)及修改单的要求，项目所在区域属于二类功能区。

2.4.1.5 声环境功能区划

项目区为气田开发区，目前暂未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》(GB 3096-2008)要求，划定为2类声环境功能区。

2.4.2 环境质量标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

(1) 环境空气

环境空气质量评价中SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃六项指标执行《环境空气质量标准》(GB 3095-2012)二级标准。对于未作出规定的NMHC参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准，甲醇参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)附录D中标准。指标标准取值见表2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值 (μg/m ³)				标准来源
		年平均	24小时平均	日最大8小时平均	1小时平均	
1	二氧化硫(SO ₂)	60	150	/	500	《环境空气质量标准》(GB 3095-2012)及修改单
2	二氧化氮(NO ₂)	40	80	/	200	
3	细颗粒物(PM _{2.5})	35	75	/	/	
4	可吸入颗粒物(PM ₁₀)	70	150	/	/	
5	一氧化碳(CO)	/	4000	/	10000	
6	臭氧(O ₃)	/	/	160	200	
7	非甲烷总烃(NMHC)	/	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准详解》
8	甲醇	/	1000	/	3000	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)附录D

(2) 水环境

区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)中的III类标准;石油类参照《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)中的III类标准。具体标准值见表2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准值

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	色(铂钴色度单位)	≤15	20	钠(mg/L)	≤200
2	嗅和味	无	21	总大肠菌群(MPN/100mL 或 CFU/100mL)	≤3.0
3	浑浊度(NTU)	≤3	22	菌落总数(CFU/mL)	≤100
4	肉眼可见物	无	23	亚硝酸盐(以N计)(mg/L)	≤1.00
5	pH(无量纲)	6.5≤pH<8.5	24	硝酸盐(以N计)(mg/L)	≤20.0
6	总硬度(以CaCO ₃ 计)(mg/L)	≤450	25	氰化物(mg/L)	≤0.05
7	溶解性总固体	≤1000	26	氟化物(mg/L)	≤1.0
8	硫酸盐(mg/L)	≤250	27	碘化物(mg/L)	≤0.08
9	氯化物(mg/L)	≤250	28	汞(mg/L)	≤0.001
10	铁(mg/L)	≤0.3	29	砷(mg/L)	≤0.01
11	锰(mg/L)	≤0.10	30	硒(mg/L)	≤0.01
12	铜(mg/L)	≤1.00	31	镉(mg/L)	≤0.005
13	锌(mg/L)	≤1.00	32	铬(六价)(mg/L)	≤0.05
14	铝(mg/L)	≤0.20	33	铅(mg/L)	≤0.01
15	挥发性酚类(以苯酚计)(mg/L)	≤0.002	34	石油类(mg/L)	≤0.05
16	阴离子表面活性剂(mg/L)	≤0.3	35	三氯甲烷(μg/L)	≤60
17	耗氧量(COD _{Mn} 法,以O ₂ 计)(mg/L)	≤3.0	36	四氯化碳(μg/L)	≤2.0
18	氨氮(以N计)(mg/L)	≤0.50	37	苯(μg/L)	≤10.0
19	硫化物(mg/L)	≤0.02	38	甲苯(μg/L)	≤700

(3) 声环境

声环境执行《声环境质量标准》(GB 3096-2008)中2类区标准,即昼间60dB(A),夜间50dB(A)。

(4) 土壤环境

1) 土壤环境质量标准

根据《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018），气田内井场、站场等建设用地为第二类用地，结合项目所在区域环境特征，本项目占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）表1第二类用地筛选值标准，见表 2.4-3；占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）表1筛选值标准（pH>7.5），见表 2.4-4。各点位石油烃（C₁₀~C₄₀）执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）表2第二类用地筛选值标准。

表 2.4-3 《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》

序号	污染物项目	筛选值 (mg/kg)		管制值 (mg/kg)	
		第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
重金属和无机物					
1	砷	20	60	120	140
2	镉	20	65	47	172
3	铬（六价）	3.0	5.7	30	78
4	铜	2000	18000	8000	36000
5	铝	400	800	800	2500
6	汞	8	38	33	82
7	镍	150	900	600	2000
挥发性有机物					
8	四氯化碳	0.9	2.8	9	36
9	氯仿	0.3	0.9	5	10
10	氯甲烷	12	37	21	120
11	1,1-二氯乙烷	3	9	20	100
12	1,2-二氯乙烷	0.52	5	6	21
13	1,1-二氯乙烯	12	66	40	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	66	596	200	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	10	54	31	163
16	二氯甲烷	94	616	300	2000

序号	污染物项目	筛选值 (mg/kg)		管制值 (mg/kg)	
		第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
17	1,2-二氯丙烷	1	5	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10	26	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	10	26	100
20	四氯乙烯	11	53	34	183
21	1,1,1-三氯乙烷	701	840	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8	5	15
23	三氯乙烯	0.7	2.8	7	20
24	1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5	0.5	5
25	氯乙烯	0.12	0.43	1.2	4.3
26	苯	1	4	10	40
27	氯苯	68	270	200	1000
28	1,2-二氯苯	560	560	560	560
29	1,4-二氯苯	5.6	20	56	200
30	乙苯	7.2	28	72	280
31	苯乙烯	1290	1290	1290	1290
32	甲苯	1200	1200	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	163	570	500	570
34	邻二甲苯	222	640	640	640
半挥发性有机物					
35	硝基苯	34	76	190	760
36	苯胺	92	260	211	663
37	2-氯酚	250	2256	500	4500
38	苯并[a]蒽	5.5	15	55	151
39	苯并[a]芘	0.55	1.5	5.5	15
40	苯并[b]荧蒽	5.5	15	55	151
41	苯并[k]荧蒽	55	151	550	1500
42	䓛	490	1293	4900	12900
43	二苯并[a,h]蒽	0.55	1.5	5.5	15
44	茚并[1,2,3-cd]芘	5.5	15	55	151
45	萘	25	70	255	700
46	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	826	4500	5000	9000

表 2.4-4 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》

序号	污染物项目 ^{①②}		风险筛选值（单位：mg/kg）			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	其他	40	40	30	25
4	铅	其他	70	90	120	170
5	铬	其他	150	150	200	250
6	铜	其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	200	250	300

注：①重金属和类重金属均按照元素总量统计。

②对于水旱轮作物，采用其中较严格的风险筛选值。

2) 土壤盐化、酸化、碱化分级标准

具体见表 2.4-5、表 2.4-6。

表 2.4-5 土壤盐化分级标准

分级	土壤含盐量 (SSC) / (g/kg)	
	滨海、半湿润和半干旱地区	干旱、半荒漠和荒漠地区
未盐化	SSC<1	SSC<2
轻度盐化	1≤SSC<2	2≤SSC<3
中度盐化	2≤SSC<4	3≤SSC<5
重度盐化	4≤SSC<6	5≤SSC<10
极重度盐化	SSC≥6	SSC≥10

注：根据区域自然背景状况适当调整。

表 2.4-6 土壤酸化、碱化分级标准

土壤 pH 值	土壤酸化、碱化强度
pH<3.5	极重度酸化
3.5≤pH<4.0	重度酸化
4.0≤pH<4.5	中度酸化
4.5≤pH<5.5	轻度酸化
5.5≤pH<8.5	无酸化或碱化
8.5≤pH<9.0	轻度碱化

土壤 pH 值	土壤酸化、碱化强度
9.0≤pH<9.5	中度碱化
9.5≤pH<10.0	重度碱化
pH≥10.0	极重度碱化

注：土壤酸化、碱化强度指受人为影响后呈现的土壤 pH 值，可根据区域自然背景状况适当调整。

2.4.3 污染物排放标准

(1) 废气

施工期颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996)表2无组织排放监控浓度限值要求。

运营期井场边界非甲烷总烃浓度执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》(GB 39728-2020)中企业边界污染物控制要求，甲醇浓度执行《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996)中表2新污染源无组织排放监控浓度限值要求。

具体标准限值见表 2.4-7。

表 2.4-7 大气污染物排放标准限值

污染物	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	标准来源
颗粒物	1.0	《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996)
非甲烷总烃(无组织)	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020)
甲醇(无组织)	12	《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996)

(2) 废水

采出水、井下作业废水经克拉管理区污水处理系统处理，处理后达到《气田水注入技术要求》(SY/T 6596-2016)等相关标准后回注地层。

按照《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)中 9.2.3 条的要求，气田注水水质满足《气田水注入技术要求》(SY/T 6596-2016)要求，不会形成二次沉淀堵塞地层，回注层有足够的储集空间，能满足油气田生产期内的回注要求，要求总回注量影响范围内无断层、无地表露头或出露点，回注不会对潜水含水层、具有地下水开发利用价值的含水层造成影响。

(3) 噪声

施工期噪声排放参考执行《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）中噪声排放限值，即昼间70dB(A)，夜间55dB(A)；

运营期井场及站场厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中2类区标准，即昼间60dB(A)，夜间50dB(A)。

(4) 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》（GB 16889-2024）；一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）要求；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求。

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 生态影响评价等级和评价范围

(1) 评价等级判定

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022），判定等级如下：

表 2.5-1 生态环境评价等级判定

序号	导则规定	本项目情况	评价等级
1	a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	不涉及	/
	b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	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 HJ 2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	地表水为三级 B	/
	e) 根据 HJ 610、HJ 964 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	不涉及	/
	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	本项目新增占地规模小于 20km ²	/
	g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	三级	三级
	h) 当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	三级	三级
2	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级	不涉及	/

序号	导则规定	本项目情况	评价等级
3	建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级	不涉及水生生态影响	/
4	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级	不涉及	/
5	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级	线性工程不涉及生态敏感区	/
6	涉海工程评价等级判定参照 GB/T 19485	不涉及	/

由表 2.5-1 可见，本项目生态环境影响评价工作等级确定为三级。

(2) 评价范围确定

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ 19-2022) 及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》(HJ 349-2023)，本项目以新建井场场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围。生态评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 地下水环境影响评价等级和评价范围

(1) 评价等级判定

① 建设项目地下水环境影响评价行业分类

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》(HJ 349-2023)，本项目新建采气井场类别为II类；采气管线类别为III类。

② 地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)，项目所在区域不涉及集中式饮用水水源地准保护区及其补给径流区，亦无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区等，亦不属于水源地准保护区以外的补给径流区和特殊地下水资源保护区以外的分布区，且项目场地不涉及农村居民取水井等分散式饮用水水源地。因此，本项目地下水环境敏感程度分级为“不敏感”。

表 2.5-2 地下水环境敏感程度分级

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、应急水源地，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

敏感程度	地下水环境敏感特征
	环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 ^a 。
不敏感	上述地区之外的其他地区。
^a “环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。	

③评价等级判定

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中建设项目评价工作等级分级表（表 2.5-3），确定本项目地下水评价等级见表 2.5-4。综上，本项目地下水环境影响评价工作等级为三级。

表 2.5-3 地下水环境影响评价工作等级划分依据

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

表 2.5-4 本项目地下水评价等级一览表

工程内容	项目类别	和周边水源地关系	环境敏感程度	评价等级
采气井场	II	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	三
采气管线	III	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	三

（2）评价范围确定

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），地下水现状评价范围可采用公式计算法、查表法、自定义法等确定。本次评价采用查表法确定评价范围。

项目所在区域地下水总体由西北向东南方向径流，井场评价范围确定为：各井场地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧各外扩 1km 的范围。

采气管线评价范围确定为：管线两侧向外延伸 200m 的范围。

具体评价范围见图 2.5-1。

2.5.3 地表水环境影响评价等级和评价范围

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018），本项目属于水污染影响型建设项目。在气田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的生产废水、生活污水不外排，不与周边地表水体发生水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级B。本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性，污（废）水处理设施的依托可行性。

2.5.4 土壤环境影响评价等级和评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）以及本次现状监测数据，项目所在区域土壤中盐分含量大于4g/kg，属于土壤盐化地区。因此，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

（1）建设项目类别

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》（HJ 349-2023），本项目采气井场建设属于II类项目，单井采气管线建设属于IV类项目。

（2）占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），“建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）和小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）”。

本项目永久占地面积不足5hm²，占地规模为小型。

（3）建设项目敏感程度

①污染影响型

项目区200m范围内不涉及耕地、牧草地等土壤环境敏感目标，土壤环境敏感程度为“不敏感”。

②生态影响型

根据监测数据，项目区域土壤含盐量大于4g/kg，生态影响型土壤敏感程度为“敏感”。

（4）评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），生态影响型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.5-5 和表 2.5-6。

表 2.5-5 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

表 2.5-6 污染影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

敏感程度 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	—	—

综上，生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级，污染影响型土壤环境影响评价工作等级为三级。

根据导则要求，本项目土壤环境生态影响型评价范围为井场占地范围内全部以及占地范围外 2km 范围。土壤环境污染影响型评价范围为井场占地范围内全部以及占地范围外 50m 范围。

2.5.5 大气环境影响评价等级和评价范围

(1) 评价等级

本项目新增废气排放源主要为井场无组织废气，主要污染物为非甲烷总烃、甲醇。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，选取非甲烷总烃（NMHC）、甲醇为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i （第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

$$P_i = \frac{\rho_i}{\rho_{0i}} \times 100\%$$

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

ρ_i ——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

ρ_{oi} ——第 i 个污染物的环境空气质量标准, $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值, 如项目位于一类环境空气功能区, 应选择相应的一级浓度限值; 对该标准中未包含的污染物, 使用 5.2 确定的各评价因子 1h 平均质量浓度限值。对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的, 可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.5-7。

表 2.5-7 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	$P_{max} \geq 10\%$
二级评价	$1\% \leq P_{max} < 10\%$
三级评价	$P_{max} < 1\%$

估算模式所用参数见表 2.5-8。

表 2.5-8 估算模型参数表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	--
2	最高环境温度/°C		41.2
3	最低环境温度/°C		-28.7
4	土地利用类型		荒漠
5	区域湿度条件		干燥气候
6	测风高度		10
7	最小风速		0.5
8	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	90×90
9	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/°	--

估算污染源参数见表 2.5-9。

表 2.5-9 面源参数表

名称	面源起始点坐标		面源海拔高度(m)	面源长度(m)	面源宽度(m)	与正北向夹角(°)	面源有效排放高度(m)	年排放小时数(h)	污染因子	排放速率(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)								
KT1-1 井无组织废气			1507	24	37.6	0	4	8000	NMHC	0.006375
									CH ₃ OH	0.00025
KT1-2 井无组织废气			1441	24	37.6	0	4	8000	NMHC	0.006375
									CH ₃ OH	0.00025

估算结果见表 2.5-10。

表 2.5-10 估算模式计算结果

污染源名称	NMHC			甲醇		
	浓度(μg/m ³)	P _i (%)	D _{10%} (m)	浓度(μg/m ³)	P _i (%)	D _{10%} (m)
KT1-1 井无组织废气	18.794	0.94	/	0.73702	0.02	/
KT1-2 井无组织废气	18.794	0.94	/	0.73702	0.02	/

由上表数据可知，本项目 P_{max}=0.94%<1%，因此确定本项目大气环境影响评价工作等级为三级。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018），本项目不设大气环境影响评价范围。

2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

本项目噪声源主要包括施工期内机械噪声、运营期井场装置噪声。

本项目所在区域声环境功能区适用于《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中的2类声环境功能区，且噪声源周围200m没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）中的规定，本项目声环境影响评价工作等级定为二级。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外200m作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次环评声环境评价范围为各井场边界外扩200m作为评价范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.7 环境风险评价等级和评价范围

(1) 风险评价等级划分依据

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)，进行环境风险评价等级的确定。环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。风险评价等级划分依据见表 2.5-11。

表 2.5-11 环境风险评价工作等级划分依据表

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

(2) 风险评价等级划分确定

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录对本项目涉及的危险物质进行风险识别，并确定其 Q 值。计算所涉及的每种危险物质在场界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q。在不同站场的同一种物质，按其在单个站场的最大存在量计算。当存在多种危险物质时，则按下式计算 Q 值：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n}$$

式中： q_1, q_2, \dots, q_n ——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1, Q_2, \dots, Q_n ——每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：(1) $1 \leq Q < 10$ ；(2) $10 \leq Q < 100$ ；(3) $Q \geq 100$ 。

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录 B，本项目运营期涉及的危险物质主要为天然气、甲醇。天然气主要存在于新建的采气管线中，甲醇存储于新建井场甲醇加注橇内。

本项目为天然气开采项目，工程内容呈点线状分布在已开发气田范围内。井场与井场之间、站场与站场之间距离均较远，新建管线主要为单井集输管线，各站场和井场均具有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。本次将井场、管线分别划分为独立的危险单元，评价危险单元内危险物质的最大存在量。

表 2.5-12 本项目各危险单元 Q 值情况一览表

序号	危险单元	存储装置参数	危险物质名称	CAS 号	最大存在量 (t)	临界量 Q _{n/t}	该种危险物质 Q 值	Q 值判定情况
1	KT1-1 井场采气管道	0.14km, D76×3.5, 14Mpa	天然气	74-82-8	0.047	10	0.0047	$Q < 1$
2	KT1-2 井场采气管道	0.34km, D76×3.5, 14Mpa	天然气	74-82-8	0.114	10	0.0114	$Q < 1$
3	KT1-1 井场	甲醇加注橇, V=5m ³ 常压储罐	甲醇	67-56-1	3.955	10	0.3955	$Q < 1$
4	KT1-2 井场		甲醇	67-56-1	3.955	10	0.3955	$Q < 1$

根据上表计算结果, 本项目 $Q < 1$, 判断项目风险潜势为I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 相关要求, 风险潜势为I的建设项目可开展简单评价, 不定评价等级。因此, 本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析。

(3) 评价范围

本项目风险评价工作等级为简单分析, 不设置评价范围。

综上, 各要素评价范围见表 2.5-13 及图 2.5-1。

表 2.5-13 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素		评价等级	评价范围
1	环境空气		三级	不设置评价范围。
2	地下水环境		二级	各井场地下水流向上游 1km, 下游 2km, 两侧各外扩 1km 的范围。 采气管线评价范围确定为: 管线两侧向外延伸 200m 的范围。
3	地表水环境		三级 B	——
4	生态环境		三级	井场场界周围 50m 范围、管道等线性工程两侧外延 300m 范围
5	声环境		二级	各井场边界外扩 200m
6	土壤环境	生态影响型	二级	井场占地范围内全部以及占地范围外 2km 范围
		污染影响型	三级	井场占地范围内全部以及占地范围外 50m 范围
7	环境风险		简单分析	——

图 2.5-1 评价范围图

2.6 环境保护目标

拟建项目评价区域内无自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置环境空气保护目标；拟建项目周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为施工期和运营期地下水保护目标；工程200m范围内不涉及学校、医院、居住区等，不设置声环境保护目标；将井场外延2km范围的土壤作为运营期土壤环境（生态型）保护目标；将塔里木河流域水土流失重点治理区、重要物种（苍鹰、鹅喉羚、蒙原羚、红隼）作为施工期、运营期和退役期生态保护目标；拟建项目风险评价为简单分析，因此不再设置风险环境保护目标。环境保护目标见表2.6-1至2.6-3。

表 2.6-1 施工期和运营期地下水环境保护目标一览表

名称	与项目位置关系		供水人口 (人)	井深 (m)	备注	功能要求
	方位	距离(m)				
评价范围内潜水含水层	--	--	--	--	--	《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017) III类

表 2.6-2 运营期土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位及距离	功能要求
生态影响型		
评价范围内土壤	井场占地外2000m范围内	不使区域盐碱化程度进一步加深

表 2.6-3 施工期、运营期和退役期生态保护目标一览表

环境要素	保护目标	保护范围	距最近距离(m)
生态	塔里木河流域水土流失重点治理区	各井场边界外扩50m, 管线中心线两侧300m	--
	重要物种（苍鹰、鹅喉羚、蒙原羚、红隼）		--

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据拟建项目特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表2.7-1。

表 2.7-1 评价内容一览表

序号	项目	内 容
1	概述	建设项目特点、环境影响评价的工作过程、分析判定相关情况、关注的主要

序号	项目	内 容
		环境问题及环境影响、环境影响评价的主要结论
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响要素和评价因子、环境功能区划及评价标准、评价工作等级和评价范围、环境保护目标、评价内容和评价重点、评价时段和评价方法
3	建设项目工程分析	<p>区块开发现状及环境影响回顾：气田区块开发现状、“三同时”执行情况、区块环境影响回顾性评价、区块污染物排放情况、环境问题及“以新带老”改进意见</p> <p>现有工程：现有工程概况、现有工程“三同时”执行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程污染物年排放量、现有工程环境问题及“以新带老”改进意见</p> <p>拟建工程：项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、依托工程</p> <p>工程分析：工艺流程及产排污节点、施工期环境影响因素分析、运营期环境影响因素分析、退役期环境影响因素分析、非正常排放、清洁生产水平分析、污染物排放“三本账”、污染物总量控制分析</p> <p>相关政策法规、规划符合性分析：产业政策符合性分析、相关法规、政策、规范、规划符合性分析、生态环境分区管控符合性分析</p> <p>选址选线合理性分析</p>
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、生态现状调查与评价、环境质量现状监测与评价
5	环境影响预测与评价	<p>施工期环境影响分析(施工废气、施工噪声、施工期固体废物、施工废水、施工期生态影响分析)</p> <p>运营期环境影响预测与评价(大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、固体废物、生态影响、土壤环境及环境风险)</p> <p>退役期环境影响分析(退役期污染物情况、退役期生态保护措施)</p>
6	环保措施及其可行性论证	针对项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	温室气体排放影响评价	温室气体排放分析、减污降碳措施、温室气体排放评价结论及建议
8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性和定量相结合方式估算建设项目环境影响的经济价值
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监理要求；提出环境监测计划
10	结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.7.2 评价重点

经对项目区域自然地理、环境现状和社会经济的调查研究及工程排污特点的分析，确定评价工作的重点如下：

- (1) 工程分析；
- (2) 生态环境影响评价；
- (3) 地下水环境影响评价；
- (4) 土壤环境影响评价；
- (5) 环境风险影响评价及风险管理；
- (6) 环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.8 评价时段和评价方法

2.8.1 评价时段

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。

2.8.2 评价方法

本项目环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了实测法、类比法、产污系数法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.8-1。

表 2.8-1 评价内容一览表

序号	项目	采用方法
1	环境影响因素识别方法	矩阵法
2	环境现状调查	收集资料法、现场调查法
3	工程分析	类比分析法、查阅参考资料法、产污系数法
4	影响评价	类比分析法、数学模式法、物理模型法

3 建设项目工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

克拉 2 气田位于阿克苏地区拜城县境内，西距拜城县城约 60km。南离克孜尔乡约 20km，北离黑英山乡约 22km，气田东西长约 19km，南北宽约 3km。克拉 2 气田于 2004 年底建成投产，目前由克拉采油气管理区负责管理运行。

克探 1 井区位于克拉 2 气田内部，其产能输送依托克拉 2 气田内部集输系统，天然气及采出水处理依托克拉 2 中央处理站，鉴于此，本次以克拉 2 气田为整体，对该区块的开发现状进行介绍，并对环境影响进行回顾分析。

3.1.1 气田区块开发现状

3.1.1.1 区块主体工程建设情况

3.1.1.1.1 井场

克拉 2 气田现有生产井 30 口，排水井 7 口。生产井现状日产气量合计 $1927.19 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

克探 1 区块现有试采井 6 口（克探 1、KL2-J203JS、KL2-J204、克探 102、克探 103、克探 106，其中克探 103 井提前见水，在本项目中考虑转排水井生产流程），现状日产天然气 $97 \times 10^4 \text{m}^3$ ，已累产天然气 $4.05 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

3.1.1.1.2 站场

克拉 2 气田现有清管站 2 座（克拉 2-1 清管站、克拉 2-9 清管站）、天然气处理站 2 座（克拉 2 中央处理站、克拉 2 第二处理站）。克拉 2 中央处理站设计天然气处理能力为 $3000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，除承担克拉 2 气田内部各采气单井天然气和采出水的处理任务外，还接收克深气田的部分产能。

目前克拉 2 第二处理站处于停产状态，其他站场正常运行。

3.1.1.1.3 集输线路

(1) 集输干线

克拉 2 气田已建成东、西集输干线各 1 条，管径 DN500，单条管道设计输量为 $2000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，材质为 22Cr 双相不锈钢，系统设计压力 14MPa。气田内各采气单井产能通过采气管道接入东、西集输干线，最终输送至克拉 2 中央处理站。

克拉2西集输干线起于克拉2-9清管站，止于克拉2中央处理站，目前主要承担克拉2气田约 $1068.08\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ 的原料气及克深区块通过DN400联络线调配来的约 $115\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ 原料气输送，目前输送规模为 $1183.08\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ ；克拉2东集输干线起于克拉2-1清管站，止于克拉2中央处理站，目前主要承担克拉2气田东部采气井场约 $859.11\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ 的原料气输送。

(2) 采气管道

克拉2气田内部已建采气管道长度共计约35.27km。

(3) 区块产能流向

克拉2气田内部集输均采用气液混输方式将产能通过已建的东、西集输干线输送至克拉2中央处理站进行集中分离和处理。

克深气田通过2条DN200管道（克深天然气处理站至克深2清管站和克深8东的克深8-6井至克深2清管站）和克深-克拉DN400联络管道（克深2清管站至克拉2-9清管站）将克深气田部分产能接入克拉2集输西干线进入克拉2中央处理站进行处理。

图 3.1-1 区块产能流向示意图

3.1.1.2 区块公辅工程建设情况

(1) 给排水

克拉2区块现状用水均取自克拉水源站。克拉2中央处理站建有完善的消防、生产取水及给水系统，水源自克拉水源井引入站内清水储罐（ $2\times600\text{m}^3$ ），清水储罐内水通过气压供水设备送至站内各用水点。克拉2气田井场及清管站均无人值守，无生活用水需求，运行过程只有少量设备外壁擦洗用水需求。其少量用水采用罐车自克拉2中央处理站内的消防、生产给水站拉运。

克拉2气田建有生活公寓，工作人员生活污水排入公寓配套的一体化生活污水处理装置处理。气田运行中产生的生产废水包括采出水和井下作业废水，均依托克拉2中央处理站已建采出水处理系统处理达标后回注地层。

(2) 供热

克拉 2 气田各井场均无加热炉，井场设备间采用壁挂式电暖器供暖。现有供热设施包括克拉 2 中央处理站 2 台 9.6t/h 燃气导热油炉、克拉 2 第二处理站 2 台 1t/h 燃气热水锅炉以及克拉生活公寓 2 台 2.8t/h 燃气热水锅炉。锅炉燃料均采用经过净化处理的天然气。

(3) 供电

克拉 2 气田已建成克拉 2 中央处理站东侧东复线、东干线两回 10kV 的内部集输电力干线，线路单回长度约 10km，线径 JL/G1A-120，线路设计带载能力 15MW；克拉 2 中央处理站西侧的西复线、西干线两回 10kV 内部集输电力干线，线路单回长度约为 15km，线径 JL/G1A-120，线路设计带载能力 15MW。克拉 2 中央处理站西至克深区块克深 1 线、克深 2 线两回 10kV 内部集输电力干线，线路单回长度约为 15km，线径 JL/G1A-120，线路设计带载能力 15MW。

克拉 2 处理站内设置有 10/0.4kV 变电站 5 座，分别为 10/0.4kV 中心变电站、控制中心变电站、空氮站变电站、罐区及装车变电站和采出水处理变电站，变压器容量分别为 2×800kVA、2×250kVA、2×630kVA、1×160kVA 和 2×1600kVA。

各单井井场均设杆上变电站，电力就近自区块 10kV 电力线路引入。

(4) 道路

克拉 2 区块各主干道已完善，为等级道路，通行条件良好，道路路面采用沥青路面，进入各井的进场道路支干道呈放射状，连接各井至主干道，多为砂石道路，具备良好的通行能力。气田外部有国道 G579、省道 S307 及县道 X344，交通便利。

(5) 通信

克拉 2 气田内各单井站均设有 2 套数字高清防爆摄像前端设备。各工艺站场 RTU 数据与其他传输业务分别各采用 1 套基于 IP 技术的工业以太网系统上传至克拉 2 中央处理站并接入相关系统主机。克拉 2 中央处理站已建 1 套基于 IP 技术的数字智能视频监控系统，系统主机尚有余量。气田光缆线路网络结构为物理环状网。光缆采用 12 芯 ADSS 架空光缆。

(6) 消防系统

克拉公寓配备有两台重型水—泡沫联用消防车，型号分别是 SZX5320GXFPM150 和 SZX5260GXFPF110。SZX5320GXFPM150 装载量为泡沫液

5000kg，水 12000kg。SZX5260GXFPF110 装载量为泡沫液 3000kg，水 7000kg，干粉 1000kg。

克拉 2 中央处理站已建有完善的消防给水系统，该系统由消防水罐（生产、生活、消防合用水罐 2 座，单座 600m^3 ）、消防主泵（2 台， $Q=50\text{L/s}$, $H=100\text{m}$, 1 电 1 柴）、稳压泵（ $Q=5\text{L/s}$, $H=110\text{m}$ ）、消防给水管道（DN200）、固定式消防水炮及消火栓等组成。站内已沿道路设置环形消防管网，管径为 DN200。

各单井井场均为五级站场，配备一定数量的移动式消防器材。

3.1.1.3 区块环保工程建设情况

(1) 采出水处理系统

克拉 2 中央处理站内已建采出水处理系统设计处理规模为 $6500\text{m}^3/\text{d}$ （最大处理能力可达 $6700\text{m}^3/\text{d}$ ），处理工艺采用“重力沉降+高效分离+喷射气浮+核桃壳过滤+双滤料过滤”工艺，现状除了承担站内集气装置气-液、液-液分离器分离出的气田采出水、工艺装置区场地冲洗及设备检修排出的污水等的处理任务外，还接收克深区块转输来的部分采出水。根据运行监测数据，2025 年 2 月~2025 年 4 月期间，已建系统实际日处理量在 $3297\sim6022\text{m}^3$ 之间。经处理后的采出水通过已建回注水管网转输至克拉 3 区块回注井回注。采出水处理系统排出的污泥采用罐车拉运至克深处理站，依托其已建污泥处理系统处理。

(2) 生活污水处理装置

克拉 2 气田生活公寓配套建有一体化生活污水处理设施，其设计处理规模为 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，现状实际处理量约为 $180\text{m}^3/\text{d}$ ，处理工艺采用化粪池+调节池+生化处理工艺。处理达标后的污水，夏季用于绿化，冬季排入生活污水蒸发池。

3.1.2 气田区块“三同时”执行情况

目前克拉 2 气田内已开展的工程（主要）环境影响评价、竣工环境保护验收、排污许可等环保手续的履行情况如表 3.1-1 所示。

3.1.3 气田区块环境影响回顾性评价

本次根据区块历年各工程竣工环境保护验收调查报告，结合现场踏勘调查情况，对区块从生态影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险进行回顾性评价。

3.1.3.1 生态环境影响回顾评价

(1) 占地影响回顾分析

克拉 2 区块开发建设对生态的影响主要表现为占地影响，包括临时占地和永久占地。施工期临时占地会造成占地范围内植被破坏、土壤扰动及水土流失等，永久占地则会改变土地利用类型，导致生态景观破碎化。

从现场调查情况来看：区块内井场和站场的永久占地范围内基本无自然植被，地表已平整压实，并已分区域进行水泥硬化、铺垫砾石层或铺装砖块；管线工程完工后已覆土回填，除管廊上方回填土高于原地表，其余临时占用区域均已清理平整恢复原有功能；道路工程完工后两侧的施工迹地也已进行生态恢复。

(2) 植被影响回顾分析

气田开发建设工程中，施工占地等活动会造成区域地表生物量的损失。克拉 2 气田区域自然植被较稀疏，以荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木为主，覆盖度约为 5%。总体来讲，施工等人类活动造成的生物损失量相对较小，区域生物多样性未明显降低。气田施工临时占地区域地表植被正在逐步地自然恢复过程中，但由于区域气候较为干旱，自然恢复过程缓慢。

表 3.1-1 克拉2气田主要工程环保手续履行情况一览表

类别	项目名称	环境影响评价			环境保护竣工验收					
		审批单位	批准文号	批准时间	审批单位	批准文号	批准时间			
环评及验收情况	西气东输塔里木气田开发建设工程	原国家环境保护总局	环审〔2002〕20号	2002年2月6日	原新疆维吾尔自治区环境保护局	环自验〔2005〕21号	2005年11月30日			
	克拉2气田第二处理厂建设工程	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字〔2005〕171号	2005年12月10日	2019年5月完成自主验收					
	克拉2气田开发调整方案地面工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2022〕56号	2022年2月16日	分阶段验收，第一阶段于2025年6月完成自主验收					
	克拉区块2023年产能建设项目	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2023〕72号	2023年1月19日	2024年7月完成自主验收					
	克拉、克深区块单井排水采气流程改建工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2023〕605号	2023年10月12日	建设中					
	KL2-J203JS井集输工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2023〕614号	2023年10月11日	2024年3月完成自主验收					
	塔里木油田克拉2气田克探1井区亚格列木组试采项目	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2024〕368号	2024年7月2日	分阶段验收，第一阶段于2025年4月完成自主验收					
环境风险应急预案	塔里木油田分公司克拉采油气管理区突发环境事件应急预案	2024年克拉采油气管理区对《塔里木油田分公司克拉采油气管理区突发环境事件应急预案》进行了修编并完成备案，备案编号为：652926-2024-036-L								
排污许可	克拉采油气管理区污染源排污许可登记	塔里木油田分公司克拉采油气管理区（采气作业区）变更登记时间为2025年5月19日，登记编号为9165280071554911XG072Y；塔里木油田分公司克拉采油气管理区（克拉处理站）变更登记时间为2025年3月29日，								

塔里木油田克拉 2 气田克探 1 区块白垩系亚格列木组产能建设项目环境影响报告书

类别	项目名称	环境影响评价			环境保护竣工验收		
		审批单位	批准文号	批准时间	审批单位	批准文号	批准时间
		登记编号为 9165280071554911XG068W；塔里木油田分公司克拉采油气管理区（综合管理部）变更登记时间为 2024 年 10 月 21 日，登记编号为：9165280071554911XG066Y。					

(3) 野生动物影响回顾分析

据现场踏勘和走访调查，克拉2区块内野生动物种类、数量均不丰富，受人类活动影响，区域常见动物主要为伴人动物，如麻雀、啮齿类动物等。气田开发建设施工期对动物的影响，主要是运输、施工噪声和人为活动，迫使动物离开场站和管道沿线区域，其适应性较强，较容易在气田开发后找到替代生境；对区域野生动物的影响不属于永久性和伤害性影响，只是造成短时间的干扰，随着施工结束，对野生动物的干扰也随之消失。气田进入生产期，人为影响程度趋于平稳，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感的种类，又可重新返回气田开发区影响较弱的地带生存。同时气田开发在施工过程中加强对施工人员活动区域的控制，减少对野生动物的干扰，未发生捕猎野生保护动物的现象。因此，气田开发活动对野生动物种群和数量影响较小。

(4) 已采取的生态保护措施及其有效性

①永久占地硬化措施

井场及站场永久占地范围内，地表因地制宜地采取了水泥硬化、铺装砖块、铺垫砾石等措施，有效减少了土壤侵蚀，控制了水土流失。

②野生动物及自然植被保护措施

施工期间严格控制占地面积，充分利用气田内部已有道路，未随意开设便道；施工结束后，及时对临时占地区域进行了清理、平整；按照职工培训计划，对员工进行了健康安全环保培训，加强了员工环保意识，各项工程实施过程中没有发生乱砍滥伐、捕猎野生动物的现象。

③临时占地区域植被恢复

临时占地区域植被正处于缓慢地自然恢复阶段。

区域生态现状如下所示。

井场永久占地现状

井场临时占地现状

管道沿线现状

管道沿线现状

通井路

主干道

(5) 总结

克拉 2 气田开发建设过程中基本落实了环评及批复中提出的生态保护措施。总体而言，区域仍基本保持原有荒漠生态系统的完整性，部分区域因气田开发活动的开展，人类干扰增强，人工景观（井场、站场、生活公寓、道路等）的介入使景观多样性有所增加。

3.1.3.2 水环境影响回顾评价

气田钻井施工期全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水同泥浆进入泥浆不落地系统固液分离后，废水全部回用，不外排；管道试压废水试压结束后用于洒水抑尘；生活污水排入生活污水池暂存，定期拉运至拜城县污水处理厂处理或利用自建一体化污水处理设施处理后用于荒漠植被灌溉；酸化压裂返排液排入专用回收罐中，作为二次改造液对区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，则随油气输至克拉 2 中央处理站处置，改造后若再次返排压裂液，则运至环保站处理。

运营期产生的废水主要为井下作业废水、气田采出水和生活污水。井下作业时作业单位自带回收罐回收井下作业废水，运至环保站处置；采出水经克拉 2 中央处理站已建采出水处理系统处理，水质满足回注要求后，转输至克拉 3 区块回注地层。生活公寓生活污水经一体化污水处理设施进行处理，水质满足《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表 1 中 C 级标准后，夏季用于荒漠植被灌溉，冬季排至生活污水蒸发池。

根据《克拉 2 气田开发调整方案地面工程(一期)竣工环境保护验收调查报告》，克拉 2 中央处理站采出水处理系统出水水质如表 3.1-2 所示。

表 3.1-2 克拉 2 中央处理站采出水处理系统出水水质监测结果表

监测点位	监测项目	监测结果							
		2025.04.22				2025.04.23			
克拉 2 中央处理站采出水处理系统排口	悬浮固体含量 (mg/L)	34.0	33.0	31.0	33.0	30.0	29.0	31.0	35.0
	含油量 (mg/L)	20.9	20.6	20.4	20.5	15.0	15.2	15.1	15.2

克拉 2 生活公寓一体化生活污水处理设施出水水质监测结果如表 3.1-3 所示。

表 3.1-3 克拉 2 生活公寓生活污水处理设施出水水质监测结果表

监测点位	监测项目	监测结果				标准限值	达标情况
		第一天		第二天			

		第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 1 次	第 2 次	第 3 次		
生活公寓 生活污水 处理设施 排口	pH (无量纲)	7.37	7.16	7.37	7.35	7.35	7.02	6~9	达标
	悬浮物 (mg/L)	22.0	18.0	23.0	28.0	24.0	26.0	30	达标
	COD (mg/L)	24.7	25.8	22.1	22.3	25.2	24.2	100	达标
	BOD ₅ (mg/L)	8.8	8.6	8.6	9.0	8.5	9.0	/	/
	氨氮 (mg/L)	20.4	19.4	17.9	19.5	20.5	20.4	25	达标

克拉 2 气田已建污水处理设施目前运行正常。

克拉 2 气田区域及上游现状均无地下水井分布。下游区域各水井地下水监测结果表明：部分点位地下水中硫酸盐存在一定程度超标，其余项目均能满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中III类标准要求；各点位石油类监测值均低于《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中III类标准限值。

克拉 2 气田开发建设过程中基本落实了环评及批复中提出的水污染防治措施，且采取的措施基本起到了相应的污染防治效果，总体来讲，气田的开发建设及运行未对区域水环境产生明显不利影响。

3.1.3.3 大气环境影响回顾评价

气田建设期产生的废气包括地表平整、开挖等活动产生的扬尘，管线焊接产生的焊接废气，施工机械及运输车辆产生的尾气等。施工单位通过采取定时洒水、分段施工、对产尘物料进行苫盖等措施，将施工废气影响控制在了小范围内。同时气田区域道路工程的逐步完善，大大减少了车辆行驶过程的起尘量。

气田开采运行过程中产生的废气包括加热炉烟气，井场、站场无组织废气，主要污染物包括非甲烷总烃、SO₂、NO_x、颗粒物，另外还有少量汞及其化合物、NH₃、H₂S。根据现场调查，克拉 2 气田内各采气井场均采用气液混输模式，开采及集输实现全过程密闭，油气损耗得到了有效控制；现有加热炉所用燃料均为经过净化处理的天然气，从源头上减少了烟气中污染物的产生量；已建采出水处理系统配套设置含汞废气吸附装置，确保汞及其化合物、非甲烷总烃、NH₃、H₂S 达标排放。

(1) 现状有组织废气排放达标情况分析

克拉 2 气田现状有组织排放源主要包括克拉 2 中央处理站内燃气导热油炉、克拉生活公寓燃气热水锅炉以及克拉 2 中央处理站内采出水处理系统。

本次收集了克拉 2 气田污染源例行监测数据及验收监测数据，对该区域有组织废气排放达标情况分析如下：

表 3.1-4 克拉 2 中央处理站采出水处理系统有组织废气监测结果一览表

监测点位	监测项目	监测结果						标准限值	达标情况		
		2025.04.22			2025.04.23						
		第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 1 次	第 2 次	第 3 次				
克拉 2 中央处理站采出水处理系统配套气体吸附装置 A 排气筒	非甲烷总烃 (mg/m ³)	4.81	5.35	6.04	5.15	3.23	6.24	120	达标		
	汞 (mg/m ³)	<0.0025	<0.0025	<0.0025	<0.0025	<0.0025	<0.0025	0.012	达标		
	H ₂ S (mg/m ³)	7.2×10 ⁻³	4.8×10 ⁻³	6.2×10 ⁻³	8.3×10 ⁻³	6.6×10 ⁻³	4.7×10 ⁻³	/	/		
	NH ₃ (mg/m ³)	1.61	2.21	1.70	1.96	1.93	1.78	/	/		
	臭气浓度 (无量纲)	1318	851	1122	1122	1122	977	2000	达标		
克拉 2 中央处理站采出水处理系统配套气体吸附装置 B 排气筒	非甲烷总烃 (mg/m ³)	6.10	5.96	5.41	5.54	6.69	6.34	120	达标		
	汞 (mg/m ³)	<0.0025	<0.0025	<0.0025	<0.0025	<0.0025	<0.0025	0.012	达标		
	H ₂ S (mg/m ³)	9.6×10 ⁻³	1.3×10 ⁻³	5.3×10 ⁻³	4.9×10 ⁻³	6.2×10 ⁻³	6.3×10 ⁻³	/	/		
	NH ₃ (mg/m ³)	1.26	1.78	2.26	1.55	1.77	1.90	/	/		
	臭气浓度 (无量纲)	1318	1737	724	977	724	1318	2000	达标		

表 3.1-5 燃气锅炉有组织废气监测结果一览表

监测点位	监测项目	监测结果	标准限值	达标情况
克拉 2 中央处理站燃气导热油炉排气筒	颗粒物 (mg/m ³)	1.6~2.7	20	达标
	SO ₂ (mg/m ³)	未检出	50	达标
	NO _x (mg/m ³)	100~106	200	/
	林格曼黑度 (级)	<1	≤1	达标

由表 3.1-4 可知，克拉 2 中央处理站已建采出水处理系统有组织排放的废气中非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020) 中非甲烷总烃有组织排放控制浓度要求，汞及其化合物满足《大气污染物综合污染物排放标准》(GB 16297-1996) 表 2 新污染源汞及其化合物最高允许排放浓度限值要求，臭气浓度满足《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93) 表 2 中臭气浓度排放限值要求；由表 3.1-5 可知，克拉 2 中央处理站现有燃气导热油炉烟气中颗粒物、SO₂、NO_x 排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)

表 2 中燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，烟气黑度<1，满足标准中规定的燃气锅炉烟气黑度控制要求。

(2) 现状无组织废气排放达标情况分析

本次以验收监测数据为基础，对该区域无组织废气排放达标情况分析如下：

由表 3.1-6 可知，克拉 2 气田已建集中站场——克拉 2 中央处理站正常运行过程中，厂界外非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中企业边界非甲烷总烃控制要求，NH₃、H₂S 浓度及臭气浓度监测结果满足《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）表 1 中新改扩建项目厂界恶臭污染物二级标准限值要求；采气井场正常运行过程中，场界外非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中企业边界非甲烷总烃控制要求。

(3) 环境空气质量变化趋势分析

气田开发运行过程所排放污染物包含基本污染物 PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂，以及特征污染物非甲烷总烃、NH₃、H₂S、汞及其化合物。本次主要对以上污染物环境质量变化进行分析。

1) 基本污染物环境质量变化趋势分析

区域基本污染物环境质量变化趋势分析基于阿克苏地区国控点监测数据，具体如下：

表 3.1-7 基本污染物环境质量变化趋势

地区	污染 物	年评价 指标	2020 年 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	2021 年 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	2022 年 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	2023 年 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	2024 年 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	达标 情况
阿克 苏地 区	PM ₁₀	年平均值	95	87	94	95	81	70	超标
	PM _{2.5}	年平均值	39	35	41	37	35	35	/
	SO ₂	年平均值	7	6	6	7	5	60	达标
	NO ₂	年平均值	28	29	24	32	27	40	达标

由表 3.1-7 可知，克拉 2 气田所在的阿克苏地区属于环境空气质量不达标区域，近 5 年该区域环境空气中 PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂ 年平均质量浓度略有波动，但总体变化幅度不大，PM₁₀、PM_{2.5} 为超标项目，超标原因主要与气候干旱、地表植被覆盖率低等自然因素有关，气田开发建设等活动未对其超标产生显著影响。

表 3.1-6 区域无组织废气监测结果一览表

监测点位		监测频次	监测结果							
			非甲烷总烃 (mg/m ³)		NH ₃ (mg/m ³)		H ₂ S (mg/m ³)		臭气浓度 (无量纲)	
			第一天	第二天	第一天	第二天	第一天	第二天	第一天	第二天
克拉 2中 央处 理站	东 侧 厂 界	第1次	0.82	0.92	0.28	0.29	5.4×10^{-3}	4.7×10^{-3}	13	17
		第2次	0.88	1.00	0.27	0.28	4.9×10^{-3}	4.9×10^{-3}	15	15
		第3次	0.97	0.96	0.30	0.22	4.9×10^{-3}	4.9×10^{-3}	11	17
		第4次	0.98	0.89	0.26	0.22	4.9×10^{-3}	4.7×10^{-3}	15	13
	西南 侧 厂 界	第1次	0.98	0.89	0.19	0.18	5.0×10^{-3}	4.7×10^{-3}	18	17
		第2次	0.96	1.00	0.21	0.16	4.8×10^{-3}	4.7×10^{-3}	13	17
		第3次	0.99	0.94	0.17	0.21	5.1×10^{-3}	4.8×10^{-3}	18	11
		第4次	0.83	0.94	0.16	0.32	4.8×10^{-3}	4.6×10^{-3}	15	18
	西侧 厂 界	第1次	0.85	0.84	0.28	0.31	4.8×10^{-3}	4.6×10^{-3}	11	12
		第2次	0.90	0.91	0.30	0.31	4.7×10^{-3}	4.7×10^{-3}	11	13
		第3次	0.92	0.90	0.28	0.31	4.8×10^{-3}	4.6×10^{-3}	11	<10
		第4次	0.99	0.88	0.26	0.33	4.7×10^{-3}	4.7×10^{-3}	12	<10
	西北 侧 厂 界	第1次	1.06	0.95	0.31	0.35	4.8×10^{-3}	4.6×10^{-3}	13	11
		第2次	0.86	0.97	0.27	0.33	4.7×10^{-3}	4.6×10^{-3}	13	12
		第3次	0.89	0.98	0.30	0.30	4.7×10^{-3}	4.9×10^{-3}	17	11
		第4次	0.86	1.06	0.27	0.31	4.6×10^{-3}	4.6×10^{-3}	11	13

监测点位		监测频次	监测结果							
			非甲烷总烃 (mg/m ³)		NH ₃ (mg/m ³)		H ₂ S (mg/m ³)		臭气浓度 (无量纲)	
			第一天	第二天	第一天	第二天	第一天	第二天	第一天	第二天
代表性采气井场(克拉2-H18井)	北侧场界	第1次	0.95	0.93	/	/	/	/	/	/
		第2次	0.94	0.95	/	/	/	/	/	/
		第3次	0.98	0.88	/	/	/	/	/	/
		第4次	1.00	0.92	/	/	/	/	/	/
	东南侧场界	第1次	0.96	0.91	/	/	/	/	/	/
		第2次	1.02	0.92	/	/	/	/	/	/
		第3次	0.98	1.05	/	/	/	/	/	/
		第4次	0.90	0.90	/	/	/	/	/	/
	南侧场界	第1次	0.94	0.95	/	/	/	/	/	/
		第2次	0.94	1.00	/	/	/	/	/	/
		第3次	0.94	0.94	/	/	/	/	/	/
		第4次	1.00	0.96	/	/	/	/	/	/
	西南侧场界	第1次	0.98	0.90	/	/	/	/	/	/
		第2次	0.93	0.80	/	/	/	/	/	/
		第3次	1.03	0.75	/	/	/	/	/	/
		第4次	0.96	0.89	/	/	/	/	/	/

2) 特征污染物环境质量变化趋势分析

本次环评期间搜集了克拉 2 气田历年项目环评及验收资料，因各项目环评开展期间监测点位存在差异，无法对特征污染物的环境质量数据进行有效对比。

表 3.1-8 中列出了《克拉 2 气田开发调整方案地面工程环境影响报告书》中克拉 2 中央处理站内历史监测数据和《克拉 2 气田开发调整方案地面工程（一期）竣工环境保护验收调查报告》中克拉 2 中央处理站东侧厂界外 2m 处验收监测数据。虽然环评和验收监测点位并不重合，但监测数据在一定程度上可反映出，近几年随着克拉 2 中央处理站油气处理规模以及采出水处理规模的扩大，环境空气中非甲烷总烃、NH₃ 污染物浓度呈现升高趋势，推测可能与污染物排放量增加有关。

表 3.1-8 克拉 2 中央处理站特征污染物环评监测数据与验收监测数据

监测点位	监测日期	监测项目	监测结果	数据来源
克拉 2 中央处理站（站内）	2021.09.11~2021.09.17	非甲烷总烃（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	270~360	《克拉 2 气田开发调整方案地面工程环境影响报告书》
		H ₂ S（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	<5	
		NH ₃ （ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	80~130	
		汞及其化合物（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	0.0066	
克拉 2 中央处理站（东侧厂界外 2m）	2025.04.22~2025.04.23	非甲烷总烃（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	820~1000	《克拉 2 气田开发调整方案地面工程（一期）竣工环境保护验收调查报告》
		H ₂ S（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	4.7~5.4	
		NH ₃ （ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	220~300	
		汞及其化合物（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	/	

（4）总结

克拉 2 区块开发建设过程中所采取的污染防治措施可行有效，废气污染物可实现达标排放。

3.1.3.4 声环境影响回顾评价

气田钻井过程中产生的噪声会对周围一定区域造成影响。但通过减振、消声等降噪措施的落实，加上特殊地形的屏障作用，可将噪声影响控制在较小范围内。此外克拉 2 气田区域除生活公寓外，无其他集中人群居住点，敏感目标较少。综合来看，施工期噪声影响总体可控，且该影响具有暂时性，随施工期结束即消失。

运营期克拉 2 气田油气开发活动产生的噪声主要来自井场、天然气处理站的各类机泵。根据《克拉 2 气田开发调整方案地面工程（一期）竣工环境保护验收调查报告》，克拉 2 中央处理站及代表性井场边界噪声监测结果见表 3.1-9。

表 3.1-9 噪声监测结果一览表

监测点位	监测时间		测量值 (dB(A))				标准限值 (dB(A))	是否达标
	日期	时段	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界		
克拉2中央 处理站	2025.04.22- 04.23	昼间	47	49	50	48	60	达标
		夜间	45	48	49	47	50	达标
	2025.04.23- 04.24	昼间	48	50	51	50	60	达标
		夜间	45	48	49	47	50	达标
代表性井场 (克拉 2-H18井)	2025.04.20- 04.21	昼间	45	47	47	46	60	达标
		夜间	44	45	46	45	50	达标
	2025.04.21- 04.22	昼间	46	47	46	45	60	达标
		夜间	45	44	45	43	50	达标

表 3.1-9 中监测结果表明，克拉2气田井场及集中站场正常运行期间，厂界噪声能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中2类区标准限值要求。

总体来看，气田运营期所采取的噪声防治措施可行有效，区域声环境质量仍能够满足声环境功能区要求。

3.1.3.5 固体废物环境影响回顾评价

气田区域施工期产生的固体废物包括钻井废弃物、含油废物、废防渗材料、生活垃圾等；运营期产生的固体废物则包括含油污泥、含汞废物、废防渗材料等。

钻井废弃物中废弃膨润土泥浆及岩屑排入井场岩屑池自然干化，经检测达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）标准中相应指标要求，用于铺垫井场和道路；废弃磺化泥浆及岩屑拉运至环保站（如克拉苏钻试修废弃物环保处理站、巴州山水源工程技术有限公司（拜城环保站）等）处理。

施工期及运营期产生的废弃油基泥浆及岩屑、含油废物、废防渗材料、含油污泥、含汞废物等危险废物均交由有相应资质的单位进行处置。依托的危险废物处置单位或场所主要包括大宛其油基泥浆、含油污泥处理站，巴州联合环境治理有限公司，克拉玛依拓源化工有限公司、中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司、库车畅源生态环保科技有限责任公司等。

施工期及运营期产生的生活垃圾集中收集后定期运至拜城县生活垃圾填埋场或附近合规生活垃圾填埋场填埋处置。

克拉 2 气田各井场及站场在选址、建设和运行管理中严格执行塔里木油田分公司各项要求，一般工业固体废物、危险废物的临时贮存严格落实了《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）及《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）等的相关要求，开发建设过程中所产生的各种固体废物均得到了合理有效地处置。

现场调查表明，钻井井场、管线工程等施工临时占地区域无施工废弃物遗留，施工建设及运营期产生的固废废物未对区域环境产生明显不良影响。

3.1.3.6 土壤环境影响回顾评价

根据气田开发建设的特点分析，克拉 2 气田开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、站场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质。在进行地面构筑物施工时，对施工范围内的土壤表层产生了干扰和破坏，土壤表层结构受到了影响。

此外，运营过程中，井场、集中处理站产生的污染物对土壤环境存在一定的潜在污染影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，这些污染主要呈点片状分布，在横向以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少。日常加强天然气处理厂及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”等泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时及时清理落地油，将受污染的土壤交由有资质的单位接收、转运和处置，可降低对土壤环境质量的影响程度。

以克拉 2 气田历年环评中土壤监测数据及本次评价土壤环境质量现状监测数据为依据，区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因克拉 2 气田的开发建设而明显增加。

3.1.3.7 环境风险回顾

克拉 2 气田隶属于克拉采油气管理区管理。塔里木油田分公司克拉采油气管理区于 2024 年组织对《塔里木油田分公司克拉采油气管理区突发环境事件应急预案》进行了修编，并在阿克苏地区生态环境局拜城县分局完成了备案，备案编号为：652926-2024-036-L。区块采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备

充足，应急保障措施完善。气田区域运行至今未发生重大环境风险事故。综合评价认为克拉采油气管理区的风险事故管理和安全生产现状良好，现有的风险防范措施和事故应急预案能够满足气田生产的要求。

3.1.3.8 与排污许可衔接情况

塔里木油田公司克拉采油气管理区已按照《排污许可管理条例》《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》等的要求，办理了排污许可登记手续。其中塔里木油田分公司克拉采油气管理区（采气作业区）变更登记时间为 2025 年 5 月 19 日，登记编号为 9165280071554911XG072Y；塔里木油田分公司克拉采油气管理区（克拉处理站）变更登记时间为 2025 年 3 月 29 日，登记编号为 9165280071554911XG068W；塔里木油田分公司克拉采油气管理区（综合管理部）变更登记时间为 2024 年 10 月 21 日，登记编号为：9165280071554911XG066Y。

根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《<环境保护图形标志>实施细则》《环境保护图形标志》《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017），克拉采油气管理区建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行。

3.1.4 区块污染物排放情况

根据克拉 2 气田污染源例行监测数据，历年各项目环境影响评价报告及竣工环境保护验收调查报告等资料，克拉 2 气田污染物年排放情况见表 3.1-10。

表 3.1-10 克拉 2 气田污染物排放情况一览表

序号	污染源	污染物	排放量 (t/a)
1	废气	SO ₂	0.00006
		NO _x	0.99
		颗粒物	1.22
		NMHC	31.66
		汞及其化合物	9.5×10 ⁻⁵
		NH ₃	0.168
		H ₂ S	0.012
2	废水	甲醇	0.02
		生产废水	0
		生活污水	0

序号	污染源	污染物	排放量 (t/a)
3	固体废物	危险废物	0
		一般工业固废	0
		生活垃圾	0

3.1.5 区块环境问题及“以新带老”改进意见

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，区块内现有完钻井井场已进行了平整，井口周边区域进行了硬化，井区的巡检道路采用砂石路面，井场规范。具体存在的问题如下：

现有环境管理体系不完善，缺少温室气体排放及退役期环境管理内容。

整改方案：

后期补充完善温室气体排放及退役期环境管理内容，将其纳入现有环境管理体系中。

3.2 现有工程

本项目涉及多处改造，包括克拉 2-2 井场改造、克探 103 井场改造、克拉 2-9 清管站改造、克拉 205 采气管道改造。其中，克拉 2-2 井场改造、克拉 2-9 清管站改造、克拉 205 采气管道改造均只涉及部分管道或阀门（接入点改造），工程量较小，改造后原井场、站场工艺流程不变，且基本不会新增排污量。克探 103 井设计日产气量为 $20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，投产后提前见水，现状实际日产气量为 $0.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，日产水量为 $200 \text{m}^3/\text{d}$ ，本项目拟对该井进行改造，考虑将其转为排水井，并根据井口压力变化，计划于 2028 年转为低压运行。本次环评将克探 103 井主体工程纳入现有工程进行分析。

另外，本项目新部署的 2 口采气井中，KT1-1 井钻井工程已单独完成环境影响评价手续，且已正式开钻。本次环评将 KT1-1 井钻井工程也纳入现有工程进行分析。

3.2.1 现有工程概况

3.2.1.1 克探 103 井主体工程

克探 103 井为“塔里木油田克拉 2 气田克探 1 井区亚格列木组试采项目”中 1 口新井，该井于 2025 年 4 月 29 日投产，设计日产气 $20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。井场采用两级节流+气液混输工艺，井口天然气经两级节流、孔板计量后通过新建采气管道接入已

建克拉 2-14 井（已关井），再利用已建的克拉 2-14 井采气支线在克拉 2-9 清管站处接入西集输干线，气液混合物最终转入克拉 2 中央处理站集中处理。

克探 103 井已建采气管道管径长度为 1.5km，管道规格 DN65，管道材质为 22Cr。该井投产后，提前见水，现状实际产气量为 $0.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，产水量约为 200t/d。

现状井场为标准化井场，井场内主要设施包括采气树、设备间、甲醇加注橇、焚烧池等。

3.2.1.2 KT1-1 钻井工程

KT1-1 钻井工程基本情况见表 3.2-1。

表 3.2-1 KT1-1 钻井工程基本情况

项目名称	KT1-1 井（勘探井）钻井工程			
项目性质	新建	井号	KT1-1 井	井型
建设地点	新疆阿克苏地区拜城县克孜尔乡铁提尔村北侧 10km 处			
井口坐标	北纬		东经	
设计井深	5189m		目的层	白垩系亚格列木组
完钻原则	钻至目的层完钻		完井方式	射孔完井
周边环境状况	项目周边为裸土地			
井场布置	修建钻井平台，膨润土岩屑池（1 座，1000m ³ ）、放喷池（2 座，单个容积 100m ³ ）、生活污水池（1 座，200m ³ ）等设施，橇装设施主要为发电机房、泥浆罐（4 个，60m ³ /个）、泥浆循环罐（10 个，71m ³ /个）、生活水罐（1 个，18m ³ ）、生产水罐（5 个，60m ³ /个）、泥浆泵、柴油罐（3 个，45m ³ /个）、原油罐（4 个，40m ³ /个）、备用柴油发电机等			
项目投资	总投资：5000 万元，其中环保投资 180 万元，占总投资的 3.6%			
施工天数及劳 动定员	施工天数约 160d，其中钻前工程约 10d，钻井期预计 140d，井队转场约 10d，钻井队编制约 60 人			

3.2.2 现有工程“三同时”执行情况

现有工程手续履行情况见表 3.2-2 所示。

表 3.2-2 现有工程环评及验收情况一览表

序号	工程名称	所属项目	环评批复文号	验收情况
1	克探 103 井钻井 工程	克探 103 井钻井工程(勘 探井)	阿地环审(2024)26 号	已于 2025 年 2 月完 成自主验收
2	克探 103 井集输 工程	塔里木油田克拉 2 气田 克探 1 井区亚格列木组 试采项目	阿地环审(2024)368 号	未验收

序号	工程名称	所属项目	环评批复文号	验收情况
3	KT1-1 井钻井工程	KT1-1 井(勘探井)钻井工程	阿地环审(2025)204号	钻井过程中

3.2.3 现有工程污染物达标情况

3.2.3.1 克探 103 井主体工程

克探 103 井现状维持采气流程，井口气液混合物采取混输模式，通过管道输送至克拉 2 中央处理站集中处理。

井场现状排污主要为无组织废气、井场机泵噪声以及采出水。结合区块历年项目竣工环境保护验收调查报告，标准化采气井场边界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中边界污染物控制要求，噪声排放满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类区标准限值要求；采出水经克拉 2 中央处理站已建采出水处理系统处理后可满足《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）等相关标准要求，最终转输至克拉 3 区块回注地层。

3.2.3.2 KT1-1 钻井工程

KT1-1 井钻井工程包括钻前工程、钻井工程（含储层改造及测试放喷）、钻后工程。据了解，目前该井处于钻井工程阶段。

钻前工程已结束，随之带来的扬尘等污染影响已消失。结合环评期间产污节点识别可知：钻井工程及钻后工程期间废气污染源包括备用柴油发电机燃料燃烧废气、测试放喷废气、井场储罐无组织废气等，废气排放量较小，影响时间相对较短，工程施工结束后影响即消失。废水污染源包括钻井废水、酸化压裂废水和生活污水，目前未实施储层改造工程，未产生酸化压裂废水；钻井废水随钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理，处理后的液相全部回用于钻井液配制，不外排；生活污水排入生活污水池（橇装组合型钢板池）暂存，定期拉运至拜城县污水处理厂处理。噪声污染源包括柴油发电机、钻机、泥浆泵、压裂车等机械设备以及运输车辆，通过采取基础减振等降噪措施，可降低场界噪声值。产生的固体废物主要包括泥浆、岩屑、生活垃圾、含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料、废机油及机油桶等，其中，泥浆采用“泥浆不落地”工艺收集，排入泥浆罐循环使用；膨润土体系钻井岩屑排入岩屑池干化，经检测达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3233—2021）相关标准要求。

3997-2017) 表 1 中污染物限值要求后, 用于井场平整等, 磷化泥浆钻井岩屑在井场环保罐暂存, 定期转运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处置, 处理达标后还原土用于铺垫油区内的井场、道路等, 油基泥浆钻井岩屑在油基岩屑暂存罐暂存, 定期送至大宛其油基泥浆、含油污泥处理站处理; 生活垃圾集中收集后定期送至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置; 包含含油废物、废烧碱包装袋等在内的危险废物分类暂存于井场橇装式危废暂存间内, 定期委托有相应资质的单位接收处置。

目前 KT1-1 井钻井工程正在实施过程中, 钻井过程中已落实环评所提废气、废水、噪声、固废处理处置措施。由于钻井工程尚未结束, 目前井场临时占地恢复情况尚未落实, 待钻井完成后, 应及时对井场临时占地区域进行恢复, 拆除并清理井场设备设施, 严禁井场遗留岩屑、生活垃圾等固体废物, 尽快落实钻井工程验收工作。

3.2.4 现有工程污染物年排放量

根据现场调查和资料搜集情况, 目前与本项目有关的现有工程污染物排放情况见表 3.2-3:

表 3.2-3 现有工程污染物排放情况一览表 单位: t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	甲醇		
现有工程排放量	0	0	0	0.012	0.0069	0	0

注: 因 KT1-1 井钻井工程正在实施, 且该工程仅涉及施工期作业, 不包含运营期生产活动, 其污染物排放具有阶段性、短期性特征, 该工程污染物排放量不列入表中。

3.2.5 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场踏勘及调查了解, 克探 103 井运行工况稳定, KT1-1 井钻井工程正常推进, 废气、废水、噪声、固体废物处理处置措施得当, 现场均未发现明显环境问题及潜在环境风险隐患。

克探 103 井集输工程包含于“塔里木油田克拉 2 气田克探 1 井区亚格列木组试采项目”中, 该项目已完成第一阶段竣工环境保护验收, 但验收范围未涵盖克探 103 井集输工程。为确保建设项目环保手续闭环合规, 建议建设单位尽快组织开展该项目剩余工程的竣工环境保护验收工作。

3.3 拟建工程

3.3.1 项目概况

3.3.1.1 项目名称

塔里木油田克拉 2 气田克探 1 区块白垩系亚格列木组产能建设项目

3.3.1.2 建设单位

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

3.3.1.3 建设性质

改扩建

3.3.1.4 建设地点

本项目位于克拉 2 气田克探 1 区块，区块中心地理坐标为：东经；北纬。行政区划隶属于阿克苏地区拜城县管辖，项目区中心西南距拜城县约 60km，东南距库车市约 45km。克探 1 区块相对位置示意图见图 3.3-1。

图 3.3-1 克探 1 区块相对位置示意图

3.3.1.5 建设内容

本项目主要建设内容为：①新钻井 1 口（KT1-2 井），设计井深 5294m；②新建井场 2 座（KT1-1 井、KT1-2 井），配套新建采气管道 2 条（0.48km）；③改造井场 2 座（克拉 2-2 井场、克探 103 井场）、改造克拉 2-9 清管站 1 座、改造克拉 205 采气管道 1 处（KT1-1 采气管道接入点）；④配套电力、自控、通信、结构、总图、道路、防腐、给排水及消防等公用工程。

3.3.1.6 产能规模

本项目新部署 2 口采气井，设计单井初期产能 $20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，即本项目建成后克探 1 区块新增天然气产能 $40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

3.3.1.7 建设周期

滚动开发

3.3.1.8 项目投资

本项目建设总投资估算为 5737.28 万元。

3.3.1.9 劳动组织及定员

本项目由塔里木油田公司克拉采油气管理区进行全面管理，运营期不新增劳动定员。

3.3.2 油气资源概况

克探1区块构造位于塔里木盆地库车坳陷克拉苏构造带克拉-克深段。克探1区块目的层为白垩系亚格列木组，气藏中深5364.34m（海拔-3900.56m），原始地层温度138.49°C，原始地层压力92.90MPa，压力系数1.77，为常温高压边水层状断背斜型气藏。气藏发现井为克探1井，该井于2022年11月28日在白垩系亚格列木组完井测试获得工业气流。为进一步落实构造、储层特征，2024年又先后部署4口评价井（克探102、克探104、克探106、克探103井），目前均已实施完毕。

2024年12月，克探1气藏上交天然气探明地质储量 $248.73 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，技术可采 $99.49 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。目前重新评价克探1气藏天然气地质储量 $145.89 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，虽较探明阶段减少 $102.84 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，但仍具备可观的开发潜力。

3.3.2.1 构造特征

克拉~克深区带位于库车坳陷北部，亚格列木组埋藏较浅，目前已发现克探1亚格列木组气藏。克探1气藏位于克拉~克深区带中东部，克拉2白垩系巴什基奇克组气田正下方，克探1气藏与克拉2气藏为同一个突发构造下的两个独立气藏。

克探1号构造为两条倾向相向的逆冲断裂所夹持的冲起型突发长轴断背斜，北边界对接白垩系舒善河组泥岩，断距均大于储层厚度，断裂具备封堵能力；南边界断裂中西部断距大于储层厚度，对接白垩系舒善河组泥岩，具备封堵性，但向东断距逐渐减小至小于储层厚度，此时断裂上下盘白垩系亚格列木组砂岩存在连通，断裂不具备封堵能力。克探1亚格列木组顶面构造为长轴断背斜，发育东、西两个局部构造高点，与克拉2类似；以圈闭溢出点海拔（-4060m）圈定圈闭范围，圈闭面积32km²。

3.3.2.2 储层特征

克探1井区钻揭地层层序正常，自上而下分别为新近系康村组、吉迪克组，古近系苏维依组、库姆格列木群，白垩系巴什基奇克组、巴西改组、舒善河组和亚格列木组，侏罗系恰克马克组（未穿），含气层段为白垩系亚格列木组。白垩系亚格列木组真厚度在23~66m左右，垂向上分为两个岩性段，上段为灰色泥岩真厚度为

5~39m，下段为砂砾岩厚度在 27~64m。亚格列木组岩石类型以粗、中粒岩屑砂岩和长石岩屑砂岩为主，储集空间以原生粒间孔、粒内溶孔、微裂缝为主，基质比较致密。测井解释有效孔隙度主要分布在 3.5%~11.9%，中值 5.43%，渗透率主要分布在 0.033mD~1.80mD，中值 0.17mD。储层裂缝比较发育，以中低角度裂缝为主，未充填-半充填。

3.3.2.3 气藏特征

综合测试和测井，以克探 104 井测井解释气层底界（-4052m）作为含气边界，气藏构造幅度为 472m，大于克探 1 气藏白垩系亚格列木组储层厚度，具有层状特点。

克探 1 气藏原始地层压力 93MPa，地层温度为 138.49°C，压力系数 1.77，温压梯度分别为 1.93°C/100m、0.29MPa/100m，为常温高压层状边水断背斜型干气气藏。

3.3.2.4 流体性质参数

（1）天然气性质

克拉 2 气田克探 1 井区为干气气藏，甲烷含量高，非烃气体含量低，是优质天然气。天然气分子量 16.4-16.7；相对密度 0.5764-0.5878，平均约 0.58；甲烷含量 96%-97.24%，平均 96.61%；乙烷含量 0.5%-0.54%，平均 0.52%；丙烷含量 0.04%-0.046%，平均为 0.04%；氮气含量 0.35%-0.73%，平均约 0.58%；二氧化碳含量 1.7%-2.9%，平均 2.23%；干燥系数（C1/C1+）高，最低为 0.988，最高可达 1.0，属于典型的干气。

27 个天然气样品中，克探 1 井有 3 个天然气样品含极低 H₂S，含量为 0.0001%~0.0003%，克探 103 井有 3 个样品含 H₂S，含量为 0.00134%~0.00278%。

（2）地层水性质

克探 1 气藏共 5 口井测试产水，整体表现为高部位产纯气、构造腰部气水同产、低部位以产水为主的特征，试气试采期间共取得地层水分析样品 23 个。气藏地层水密度 1.082g/cm³-1.111g/cm³，氯离子含量 15300mg/L-30100mg/L，总矿化度 27070-51417.5mg/L，水型为 CaCl₂ 型，是封闭条件很好的气田水。

3.3.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.3-1。

表 3.3-1 本项目主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量	备注
1	建设规模及开发指标	新钻井	口	1	
2		新建标准化井场数量	座	2	
3		新增天然气产能	10 ⁴ m ³ /d	40	
4		新建单井采气管线	km	0.48	
5		井场改造（克拉2-2井场、克探103井场）	座	2	
6		站场改造（克拉2-9清管站）	座	1	
7		管道改造（克拉205采气管道）（KT1-1采气管道接入点）	处	1	
8		井场道路建设及修复	m	330	
9	能耗指标	油气集输部分年耗电量	10 ⁴ kW·h/a	66.94	折合标准煤 82.27tce/a
10		油气集输部分年耗水量	m ³ /a	8	
11	综合指标	总投资	万元	5737.28	
12		环保投资	万元	226	
13		永久占地面积	hm ²	0.446	
14		临时占地面积	hm ²	2.031	
15		劳动定员	人	不新增	
16		工作制度	h	8000	

3.3.4 工程组成

3.3.4.1 主要工程内容

本项目工程内容主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气开采工程、油气集输工程、排水工程（采气井转排水井及配套集输系统改造工程）、公辅工程、环保工程等。具体工程组成见表 3.3-2。

表 3.3-2 工程组成一览表

工程名称		工程内容及规模
主体工程	钻前工程	井场平整、通井场道路建设、设备基础施工、池体开挖与防渗工程建设以及营地建设等
	钻井工程	新钻井 1 口（KT1-2 井），设计井深 5294m，采用塔标 II 五开井身结构，目的层为白垩系亚格列木组
	储层改造工程	射孔采用管柱传输射孔，储层改造采用酸化压裂工艺
	油气开采工程 新建采气井场	新建井场 2 座，单座井场占地面积约 1398.8m ² 。井场内主要工艺设施包括：井口安全切断阀、甲醇加注橇、超压安全阀、手动放

工程名称			工程内容及规模
油气集输工程			空阀、孔板流量计和焚烧池等。新增天然气产能为 $40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。
	管道工程		新建采气管道 2 条。①KT1-1 井场采气管道：起于 KT1-1 井场，止于克拉 205 井采气管道，长度 0.14km，管道规格为 D76×3，材质为 22Cr 无缝钢管，设计压力 14MPa；②KT1-2 井场采气管道：起于 KT1-2 井场，止于克拉 2-2 井场，长度 0.34km，管道规格为 D76×3，材质为 22Cr 无缝钢管，设计压力 14MPa。
	管线改造工程		改造克拉 205 采气管道 1 处，在克拉 205 支线阀室上游进行带低压开孔，安装无缝异径三通以及阀门等，以实现 KT1-1 井采气管道的接入。
	井场改造工程		对克拉 2-2 井场内管道进行改造，增加 1 套进站阀组及其进站管线，将 KT1-2 井采气管线接入克拉 2-2 井场计量装置后出站阀门前。
	排水工程（采气井转排水井及配套集输系统改造工程）	采气井转排水井改造工程	改造井场 1 座。克探 103 井 2025~2027 年仍维持采气，2028 年起转为自喷排水井，井场内高压安全阀需更换为低压安全阀。该井 2025~2027 年日产气 $0.8 \times 10^4 \text{m}^3$ ，日产水 200t；2028 年起产气量降低，井口压力降低，日产水量为 200t。
		配套集输系统改造工程	改造站场 1 座。克拉 2-9 清管站在克探 103 井高压进站管线上新增一路低压管线，接至克拉 203 井低压混输流程。新增低压管线长度约 40m，压力等级 6.4MPa，管道材质采用柔性复合管，规格为 RF-Q-II-150-6.4。
公辅工程	给水工程		井场施工期及运营期用水均采用罐车自克拉地区水源站拉运。
	排水工程		施工期：钻井废水全部回用；酸化压裂返排液采用专用罐收集后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；管道试压废水用作场地降尘用水；施工人员生活污水排入生活污水池暂存，定期拉运至拜城县生活污水处理厂处理。 运营期：井场设备外壁擦洗废水用作场地降尘用水；采出水及井下作业废水均依托克拉 2 中央处理站处理。
	供配电网工程		施工期用电优先选用网电，柴油发电机备用。 新建井场电力线路就近引自己建 10kV 电力线路，电力线路总长约 0.3km。新建井场分别设置 1 座杆上变电站，井场内分别设 1 座橇装式设备间，橇装式设备间内设 1 面低压配电柜、1 套 UPS 电源，供井场内部配电。已建单井井场改造和已建站场改造利用原井（站）场已建配电设施供电。
	自控工程		新建井场采用橇装化、模块化设计，单井仪表信号接入 RTU，并对 RTU 进行扩容及组态，信号上传至克拉 2 中央处理站控制系统进行监控。
	通信工程		各工艺站场的自控生产数据与非生产数据分别采用物理隔离的两个网络上传至克拉 2 中央处理站。自控生产数据与其他传输业务分别各采用 1 套基于 IP 技术的工业以太网系统承载。光缆采用

工程名称		工程内容及规模
环保工程		12 芯全介质自承式 ADSS 架空光缆，长度为 1.3km。
	消防工程	新建井场分别设置一定数量的移动式灭火设备。
	防腐绝热	线路管道直管段均采用两层 PE 常温型普通级防腐层，补口和热煨弯管防腐采用带配套环氧底漆的热熔胶型聚乙烯热收缩带（套）；井场内埋地管道采用两层 PE 普通级防腐层或聚乙烯胶粘带特加强级防腐层，井场内出入地面管道防腐层宜采用原埋地管道防腐层外缠铝箔胶带作为耐候防护层；井场内地面管道及设备防腐保温结构为：防腐层+保温层+外护层。防腐层根据管道及设备材质、长期运行工况等选择适宜的防腐配套涂层体系；保温层采用复合硅酸盐保温制品；外护层采用铝合金薄板。
	暖通工程	施工期生活区采取电采暖方式，井场设备保温方式为电伴热。运营期井场橇装式设备间采用分体热泵型空调器进行供暖和空气调节，采用轴流风机进行机械通风和自然通风相结合的复合通风方式。
	道路及运输	新建砂石路面通井场道路 330m，运营期新建井场均可依托气田现有主干、支干道配合钻前砂石路进场。
	废气	施工期：施工场地洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行；科学设定测试放喷时间，测试放喷气体充分燃烧后排放；焊接作业时使用无毒低尘焊条。 运营期：井场采出气液采取密闭管道集输工艺，加强巡检和工艺设备管理；甲醇加注橇配套设密闭甲醇储罐。 退役期：采取洒水抑尘等措施。
	废水	施工期：钻井废水全部回用；酸化压裂返排液采用专用罐收集后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；管道试压废水用作场地降尘用水；施工人员生活污水排入生活污水池暂存，定期拉运至拜城县生活污水处理厂处理。 运营期：采出水和井下作业废水依托克拉 2 中央处理站已建采出水处理系统处理达到相关要求后回注地层；井场设备擦洗废水用作场地降尘用水。 退役期：无废水产生。
	噪声	施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间；加强机械设备及运输车辆维护。 运营期：选用低噪声设备，根据设备设施特点采取基础减振等降噪措施。 退役期：合理安排作业时间。
	固体废物	施工期：钻井井场设置 1 套不落地收集系统、1 座 1000m ³ 岩屑池等环保设施。泥浆在井口采用“泥浆不落地”工艺收集，排入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用；膨润土-聚合物体

工程名称		工程内容及规模
		系钻井岩屑排入岩屑池干化，经检测达标后用于井场平整或道路铺垫等，聚磺体系钻井岩屑在井场环保罐暂存，定期转运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处置，处理达标后还原土用于铺垫井场、道路等，油基体系钻井岩屑暂存于油基岩屑暂存罐，定期送至大宛其油基泥浆、含油污泥处理站处理；废机油、废防渗材料、废烧碱包装袋等危险废物暂存于井场危废贮存点，由钻井队委托有资质的单位进行妥善处置；开挖土方用于管沟回填或场地平整；管道施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边工业固废填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置；生活垃圾集中收集后运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置。 运营期：落地油、废防渗材料等危险废物集中收集后暂存于克拉采油气管理区危废暂存库，定期交由有相应处置资质的单位处置。 退役期：建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，管线两端使用盲板封堵。
环境风险		施工期：井场设置放喷池。 运营期：管道上方设置标识，定期对管道壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪，完善突发环境事件应急预案，定期组织演练。 退役期：保证采取的固井、封井措施有效可行。
生态		施工期：合理规划钻井井场及生活区临时用地，严格控制施工作业带宽度；不设置取土场，合理利用开挖土方，做到土方平衡；临时堆土采用防尘网苫盖；设置限行彩条旗；施工结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复；加强施工管理，严禁乱碾乱压，防止对占地范围外的自然植被造成破坏。 运营期：管道上方设置标志，定时巡查井场、管道； 退役期：洒水降尘，地面设施拆除。
防渗		严格落实分区防渗措施。
依托工程	酸化压裂返排液、聚磺体系钻井岩屑	依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理
	油基体系钻井岩屑	依托大宛其油基泥浆、含油污泥处理站处理
	采出水、井下作业废水	依托克拉 2 中央处理站已建采出水处理系统处理达标后回注地层
	生活污水	依托拜城县生活污水处理厂处理
	生活垃圾	依托拜城县生活垃圾填埋场填埋处置

3.3.4.2 工程总体布局

(1) 井区产能总体流向

克探 1 井区产能的总体流向为：克探 1 井区井场→克拉 2 气田内部集输系统→克拉 2 中央处理站。

(2) 新井、老井相对位置关系

克探1井区新建采气井与已建老井位置关系如图3.3-2所示。

图3.3-2 新建采气井与克探1井区已建老井相对位置

(3) 新建井场产能接入方案

根据克探1井区的井位布署，本次新建采气井场KT1-1、KT1-2均通过新建采气管道接入下游已建的集输系统，如图3.3-3所示。

图3.3-3 新建采气井场产能接入方案示意图

(4) 排水井场接入方案

克探103井采出水的输送依托克拉西部已建排水管网实现，该管网将采出水定向输送至克拉2中央处理站进行处理，具体见图3.3-4。

图3.3-4 排水井场接入方案

3.3.4.3 开发指标预测

克探1气藏开发方案动用含气面积32.08km²，动用天然气地质储量145.89亿m³，开发层系为白垩系亚格列木组，开发方式为采用边部排水采气结合天然能量衰竭式开发。克探1气藏井位部署图见图3.3-5。

图3.3-5 克探1气藏井位部署图

根据《克拉2气田克探1气藏开发方案要点及指标预测》，克探1井区设计总井数7口（6口采气井、1口排水井），其中利用现有4口老井（克探1井、KL2-J203JS井、克探106井、克探102井）采气、1口老井（克探103井）排水，新部署2口采气井（KT1-1井、KT1-2井），新建产能1.32亿m³。所有采气井见水后带水生产，排水井自喷排水。

克探1区块天然气集输总规模为100×10⁴m³/d。各单井配产如表3.3-3所示。

表3.3-3 克拉2气田克探1区块亚格列木组单井配产表

类别	井号	日产气 (10 ⁴ m ³ /d)	日排水 (t/d)	备注
老井	克探1	25	/	已投产

	KL2-J203JS	15	/	已投产
	克探 106	15	/	已投产
	克探 102	5	/	已投产
	克探 103	/	200	已投产
新井	KT1-1	20	/	
	KT1-2	20	/	
合计		100	200	

由表 3.3-3 可知，克探 1 区块单井产能 $(5\sim25) \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，平均 $16.67 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

克探 1 气藏新（老）井产能指标见表 3.3-4。气藏开发指标预测见表 3.3-5。

表 3.3-4 克探1气藏新（老）井产能指标表

序号	井号	井口坐标 (CGCS2000)		实际/设计井深 (m)	设计日产气 (10 ⁴ m ³ /d)	设计日产水 (t/d)	年产气 (10 ⁸ m ³)	投产年份	井型	备注
		Y	X							
1	克探1			5250	25	/	0.83	2023	直井	老井，采气井
2	KL2-J203JS			5480	15	/	0.50	2024	直井	老井，采气井
3	克探106			5253	15	/	0.50	2025	直井	老井，采气井
4	克探102			5620	5	/	0.17	2025	定向井	老井，采气井
5	克探103			5400	/	200	/	2025	直井	老井，排水井
6	KT1-1			5167	20	/	0.66	2026	直井	新井，采气井
7	KT1-2			5327	20	/	0.66	2027	直井	新井，采气井
	合计				100	200	3.30			

表 3.3-5 克拉2气田克探1区块亚格列木组气藏开发指标预测表

总井数 (口)	生产井(口)		排水井(口)		平均单井配产 (10 ⁴ m ³ /d)	年产天然气规 模 (10 ⁸ m ³)	采气速度 (%)	稳产 期(a)	开发期末累产量		开发期末采出程度 (%)
	老井	新井	老井	新井					天然气 (10 ⁸ m ³)	地层水 (10 ⁴ t)	
7	5	2	1	0	16.67	3.3	2.3	5	43.26	454.94	29.65

3.3.4.4 主体工程

3.3.4.4.1 钻前工程

钻前工程施工内容包括井场平整、井场道路建设、设备基础施工、池体开挖与防渗工程建设以及配套的营地建设等，营地一般建设在井场周边500m至1km处，主要分布在主干道周边，营地建设内容主要为场地平整、橇装房安装等。主要工程内容及工程量见表3.3-6。

表3.3-6 钻前工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
1	井场	140m×100m	m ²	14000	
2	膨润土岩屑池	1000m ³	个	1	铺设环保防渗膜
3	主放喷池	100m ³	个	1	采用整体型钢板池
4	副放喷池	100m ³	个	1	采用整体型钢板池
5	生活污水池	300m ³	个	1	采用橇装组合型钢板池
6	生活区	50m×70m	m ²	3500	设置活动板房若干
7	通井场道路	--	km	0.33	通井场道路宽约5m，采用砂石路面

钻前工程施工机械主要为装载机、挖掘机、推土机等，具体见表3.3-7。

表3.3-7 钻前工程主要施工机械

设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
装载机	—	—	辆	2
挖掘机	—	—	辆	2
推土机	—	—	辆	2

3.3.4.4.2 钻井工程

(1) 井位部署

本次部署新钻井1口，具体井位部署见表3.3-8。

表3.3-8 井位部署情况

序号	井号	井型	井口坐标		目的层	井深(m)
			横(Y)	纵(X)		
1	KT1-2井	直井			白垩系亚格列木组	5294

(2) 井身结构

新钻井采用塔标II五开井身结构。一开采用 22 1/2" 井眼，下 18 5/8" 套管封固地表疏松地层；二开采用 17" 井眼，下 14 3/8"+14 3/4" 套管封固盐上低压地层；三开采用 13 1/8" 井眼，10 3/4"+11.55" 套管下至膏盐岩底，封固库姆格列木群膏盐层；四开采用 9 1/2" 井眼，7 3/4" 套管下至舒善河组顶，封库姆格列木群白云岩段至巴西改组低压地层；五开采用 6 5/8" 井眼，下入 5 1/2" 尾管封固舒善河组、亚格列木组地层，完钻后回接 7 3/4"+8 1/8" 套管至井口。

(3) 钻井液体系

一开采用膨润土-聚合物体系，密度 1.05~1.20g/cm³；二开采用聚合物/KCl 聚磺体系，康村组底部转为 KCl 聚磺体系，密度 1.15~1.70g/cm³；三开采用饱和盐水体系，密度 2.10~2.25g/cm³；四开采用 KCl 聚磺体系，密度 1.06~1.15g/cm³；五开采用油基体系，密度 1.86~1.95g/cm³。

(4) 固井方案

一开内插；二开单级；三开双级；四开尾管悬挂+回接；五开尾管悬挂。

(5) 钻机选型

采用 ZJ70 及以上钻机。

(6) 钻井周期

新钻井完井周期 156 天。

(7) 主要设备设施

钻井工程主要设备设施包括机械钻机、运输车辆、配套设施等，具体见表 3.3-9。

表 3.3-9 钻井工程主要设备设施

设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
机械钻机	ZJ70 及以上	—	—	1 套
井架	JJ450/45-X	4500	kN	1 套
底座	DZ450/10.5-X	4500	kN	1 套
绞车	JC70LDB	1470	kW	1 套
天车	TC450	4500	kN	1 套
游车/大钩	YC450/DG450	4500	kN	1 套
水龙头	SL450-5	4500	kN	1 套
转盘	ZP375	5850	kN	1 套
柴油发电机	—	800	kW	4 台

设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
机械传动装置	—	—	—	1套
泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	2台
固井水泥罐		68	m ³	7个
柴油罐		45	m ³	3个
泥浆罐		60	m ³	4个
泥浆循环罐		71	m ³	10个
生活水罐		18	m ³	1个
生产水罐		60	m ³	5个
振动筛	—	—	m ³ /h	2台
除气器	ZCQ220	240	m ³ /h	1台
泥浆不落地系统	—	—	—	1套
油基泥浆岩屑铁罐	—	50	m ³	1个
钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m ³ /h	1台
离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m ³ /h	1台
液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m ³ /h	1台
环形防喷器	FH35-35	35	MPa	1
单闸板防喷器	FZ35-70	70	MPa	1
双闸板防喷器	2FZ35-70	70	MPa	2
压井管汇	YG78/103-70	70	MPa	1
节流管汇	JG78/103-70	70	MPa	1
采气树	—	—	—	1套
三相计量分离器	—	—	—	1套
凝析油储罐	—	40	m ³	4个
放空管	—	—	—	1套

(8) 原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等，钻井期用电通过附近电网引入，柴油发电机备用。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。井场原材料消耗情况与井身结构有关，井场原材料消耗量情况见表 3.3-10。

表 3.3-10 钻井工程原辅材料消耗情况一览表

序号	材料名称	单位	数量	备注
1	柴油	t	265	部分作为备用柴油发电机的燃料，部分（约 125t）用于油基泥浆配制
2	水	m ³	1058.8	配制泥浆用水
3	水泥+硅粉	t	567	固井
4	膨润土	t	54	也叫坂土，是一种胶性黏土，具有良好的吸附性、膨胀性以及悬浮性，用于配制泥浆
5	烧碱/NaOH	t	5	用于调节钻井液 pH 值（烧碱属于危险化学品，单独存放在危险化学品间内）
6	纯碱/Na ₂ CO ₃	t	2	用于调节钻井液 pH 值（单独存放在危险化学品间内）
7	大分子聚合物 /80A51/NM1-4 等	t	7	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性。钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂
8	羧甲基纤维素 /CMC-LV 等	t	2	羧甲基纤维素钠，白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明黏稠液体，具有较好耐盐性。钻井液增黏降滤失剂
9	中分子聚合物/LP++等	t	4	改善的附着力、柔韧性等性能，提高作用时间和效果
10	小分子聚合物/双聚铵盐 NP-2 等	t	4	分子尺寸小，具有较好的扩散性和渗透性
11	加重剂/重晶石粉	t	210	主要成分 BaSO ₄ ，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm ³ ，钻井液加重剂
12	氯化钾	t	52	无色立方晶体或白色结晶，可抑制井壁泥饼页岩水化膨胀或坍塌，提高钻井液黏度和切力，抑制盐岩井段盐溶，钻井液防塌剂
13	随钻堵漏剂 /TYSD-1/TP-2 等	t	10	改性植物纤维，黄色粉末，堵漏裂缝性漏失，钻井液随钻堵漏剂
14	高粘羧甲基纤维素 /CMC-HV 等	t	3	高粘羧甲基纤维素（CMC-HV），它是羧甲基纤维素醚类中的一种，羧甲基纤维素钠（CMC）是纤维素醚类中产量最大、用途最广且使用最为方便的产品
15	超细碳酸钙	t	24	碳酸钙粉体平均粒径 0.02μm<d≤0.1μm 的碳酸钙，高分子复合材料
16	抑制剂/CHI 等	t	4	是一种可以抑制或缓和化学反应的物质
17	润滑剂	t	5	硫化脂肪酸皂，亚硝酸钠等，具有良好的抗磨阻性和降黏附性，无荧光干扰，不影响地质录井

3.3.4.4.3 储层改造工程

(1) 储层改造工艺

储层改造工程以酸化压裂作业为核心。作业前，所需酸液利用密闭罐车拉运至井场；以黄原胶等为主的压裂液添加剂，则通过在线混配车实现环保型交联压裂液的现场连续、精准配制。施工按工艺设计分段实施酸化疏通与压裂造缝。作业产生的返排液利用专用罐收集后，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站集中处置。

对已钻遇的缝洞体，实施中小规模酸压以有效疏通现有通道；对未直接钻遇的储集体或低渗区，则采用大规模深度酸压或缝口暂堵转向工艺，以沟通更远的储层空间。对于底水发育的储层，为控制裂缝高度、避免沟通水层，则需采用控缝高避水酸压技术。

(2) 原辅材料

储层改造工程所需原辅材料具体见表 3.3-11。

表 3.3-11 储层改造工程原辅材料消耗情况一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性
1	水	m ³	1000	--
2	黄原胶	t	0.4	黄原胶是一种由黄单胞杆菌发酵产生的细胞外酸性杂多糖。是由D-葡萄糖、D-甘露糖和D-葡萄糖醛酸按2:2:1组成的多糖类高分子化合物，相对分子质量在100万以上；黄原胶为浅黄色至白色可流动粉末，稍带臭味。易溶于冷、热水中，溶液中性，耐冻结和解冻，不溶于乙醇。遇水分散、乳化变成稳定的亲水性粘稠胶体
3	破乳剂	t	1.2	含量3%的1,2-丙二醇、甲基环氧乙烷、环氧乙烷的共聚物，其余为水
4	氯化钾	t	1.6	无色细长菱形或立方晶体，或白色结晶小颗粒粉末，用作添加剂
5	支撑剂	t	31	压裂支撑剂是一种石英砂、陶瓷颗粒产品，具有很高的压裂强度，主要用于油田井下支撑，以增加石油天然气的产量

(3) 主要设备设施

储层改造主要施工设备为加压泵组、酸罐车、压裂车及配套设施等，设备设施情况见表 3.3-12。

表 3.3-12 储层改造工程主要设备设施

工程内容	设备或部件名称	规格型号	数量	备注
储层改造工程	运输车辆	—	5辆	—
	电缆绞车	—	1辆	—
	供液系统	—	1套	—

工程内容	设备或部件名称	规格型号	数量	备注
	酸罐车	20m ³	6辆	—
	压裂车	—	6辆	—
	压裂液在线混配车	—	1辆	—
	加压泵组	—	2套	—
	废液收集罐	30m ³	10个	—

3.3.4.4.4 油气开采工程

本项目新建采气井场2座，分别为KT1-1井场、KT1-2井场，单井配产为 $20\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。

新建井场采用两级节流+气液混输工艺，两级节流采用采气树自带节流阀。井口天然气经两级节流、孔板计量后通过新建采气管道输送至下游已建集输系统。两级节流后管段上设置弹簧全启式安全阀，在关井失败的情况下能起跳放空，保证系统运行安全，放空量按井场全量放空设计。井场集输系统与已建克拉2集输系统设计压力保持一致，设计压力为14MPa，安全阀定压为14MPa。

为满足井场后期气水分别计量的要求，在二级节流阀后的管道上预留地面移动计量的接入阀门。

(1) 井场主要工艺设施

井场主要工艺设施包括：井口安全切断阀、甲醇加注橇、超压安全阀、手动放空阀、孔板流量计和焚烧池等。具体如表3.3-13所示。

表3.3-13 单座井场（孔板计量型标准化井场）主要工艺设施

序号	名称	规格	材质	数量	备注
1	手动球阀	DN80	22Cr	1个	压力等级 Class900
2	手动球阀	DN50	22Cr	3个	压力等级 Class900
3	节流截止放空阀	DN50	22Cr	1个	压力等级 Class900
4	截止阀	DN15	22Cr	3个	压力等级 Class900
5	安全阀	DN50×DN80	22Cr	1个	压力等级 Class900
6	一体式孔板流量计			1台	
7	甲醇加注橇	10L/h		1套	采用注醇防冻工艺
7.1	防冻剂储罐	常压，5m ³		1个	
7.2	防冻剂加注泵	P14MPa, Q=50L/h,		1台	

序号	名称	规格	材质	数量	备注
		电机功率: 7.5kW			
7.3	井口测温测压法兰	DN80		1个	压力等级 Class900
8	焚烧池	3m×8m×1.5m		1座	卵石砌筑, 池内铺设 10mm 厚钢板; 点火方式为手动点火

(2) 井场平面布置

新建井场均为无人值守标准化井场, 场内主要建构筑物情况见表 3.3-14。

表 3.3-14 单座井场主要建构筑物一览表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
1	井口区 8.0m×8.0m	m ²	64	
2	橇装设备间 6.6m×3.2m	m ²	21.12	
3	工艺装置区 5.0m×10m	m ²	50	
4	甲醇加注橇 5.0m×2.5m	m ²	12.5	
5	焚烧池 8.0m×3.0m	m ²	24	布置于井场外

井场总体布置为: 井口区位于井口; 工艺装置区布置在采气树右侧; 设备间布置在井场入口左侧, 甲醇加注橇布置在工艺装置区南侧, 便于巡检也离井口较远; 焚烧池布置在井场外。

KT1-1 井场平面布置图见图 3.3-6, KT1-2 井场平面布置图见图 3.3-7。

(3) 主要原辅材料消耗

本项目新建井场所用原辅材料主要为甲醇。甲醇利用罐车拉运至各井场后, 卸入甲醇加注橇储罐内贮存。其主要作用为降低天然气露点温度, 防止天然气中水合物的形成。本项目井场原辅材料消耗情况见表 3.3-15。

表 3.3-15 井场原辅材料消耗情况

序号	名称	年消耗量		来源	储运方式		备注
		单位	消耗量		运输方式	贮存方式	
1	甲醇	m ³	160	外购	罐车	加注橇储罐 (5m ³) 储存	单座井场甲醇加注橇加注量为 10L/h

(4) 井口参数

稳产期内 KT1-1 井、KT1-2 井井口参数如表 3.3-16 所示。

表 3.3-16 新建井场稳产期井口参数

类别	井号	井口压力(MPa)	井口温度(°C)	备注
新井	KT1-1	54.37	46.18	日产气 $20 \times 10^4 \text{m}^3$, 不产水、不产油
	KT1-2	46.95	46.18	

3.3.4.4.5 油气集输工程

根据井区的井位部署，结合周边已建地面集输系统，遵循充分依托已建集输设施、就近接入的原则，本项目新建采气井场原料气均依托克拉2气田内部集输系统进行输送。

(1) 管道工程

本项目新建采气井场均采用气液混输工艺，通过新建采气管道接入已建克拉2气田集输系统。

1) 采气管道工程量

新建 KT1-1 井场采气管道起于 KT1-1 井场，止于克拉 205 井采气管道，总长度 0.14km，管道规格为 D76×3.5 (DN65)，材质为 22Cr 无缝钢管，设计压力 14MPa；新建 KT1-2 井场采气管道起于 KT1-2 井场，止于克拉 2-2 井场，总长度 0.34km，管道规格为 D76×3.5 (DN65)，材质为 22Cr 无缝钢管，设计压力 14MPa。本次新建采气管道不设置清管设施。

新建采气管道工程量具体如表 3.3-17 所示。

表 3.3-17 新建采气管道主要工程量表

序号	工程内容		单位	数量	备注
一	KT1-1 采气管道				埋地敷设
1	线路全长		km	0.14	
2	线路用管	Φ76×3 22Cr 无缝钢管	km	0.136	不含弯管
3	热煨弯管	Φ76×4 22Cr 无缝钢管	个	4	R=5D
4	线路警示带		km	0.14	
5	公路穿越	RCPIII DN500×2000	m/次	14/1	开挖加套管穿越气田内部道路
6	施工临时征地		m ²	1720	包括管道作业带、施工便道、堆管场占地
7	里程桩		个	2	
8	转角桩		个	2	

序号	工程内容		单位	数量	备注
9	警示牌		个	1	穿越处设置
10	水工保护	浆砌石过水面	m ³	15	
11	施工便道		m	100	宽度 4m
12	堆管场		处	1	200m ²
二	KT1-2 采气管道				埋地敷设
1	线路全长		km	0.34	
2	线路用管	Φ76×3 22Cr 无缝钢管	km	0.333	不含弯管
3	热煨弯管	Φ76×4 22Cr 无缝钢管	个	8	R=5D
4	线路警示带		km	0.34	
5	施工临时征地		m ²	4120	包括管道作业带、施工便道、堆管场占地
6	里程桩		个	2	
7	转角桩		个	4	
8	施工便道		m	300	宽度 4m
9	堆管场		处	1	200m ²

2) 采气管道走向

KT1-1 井采气管道自 KT1-1 井接出后,直接向东南方向敷设,接入已建克拉 205 井采气管道, 该管道走向示意图见图 3.3-8。

图 3.3-8 KT1-1 井采气管道走向示意图

KT1-2 井采气管道自 KT1-2 井接出后先向东南方向敷设,随后向南与已建克拉 2-H16 井采气管线并行敷设,之后转向西南方向接入克拉 2-2 井场。该管线走向示意图见图 3.3-9。

图 3.3-9 KT1-2 井采气管道走向示意图

3) 管道穿越工程

本项目新建管道穿越气田内部道路 1 次, 穿越长度为 14m。

表 3.3-18 管道穿越工程

序号	管道名称	穿越类型	穿越长度	穿越方式及保护措施
1	KT1-1 采气管道	气田内部道路	14m	开挖加套管保护穿越

(2) 管线改造工程（克拉 205 井采气管道）

本项目新建的 KT1-1 井采气管线终点为克拉 205 井采气管道。本次拟对克拉 205 井采气管道进行 1 处改造，即在已建克拉 205 支线阀室上游约 260m 处进行带低压开孔作业后，安装无缝异径三通以及阀门等，以实现 KT1-1 井采气管道的接入。

(3) 井场改造工程（克拉 2-2 井场）

本项目新建的 KT1-2 井采气管线终点为克拉 2-2 井场。本次拟对克拉 2-2 井场进行 1 处改造，改造的内容为在井场内新增 1 套进站阀组及其进站管线，将 KT1-2 井采气管线接入克拉 2-2 井场计量装置后出站阀门前。KT1-2 井来原料气接入克拉 2-2 井场后，混输至东集气干线。

3.3.4.4.6 排水工程（采气井转排水井及配套集输系统改造工程）

(1) 采气井转排水井改造工程（克探 103 井）

克探 103 井 2025 年 4 月 29 日投产，设计日产气 $20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。该井投产后，提前见水，现状产气量为 $0.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，产水量约为 200t/d，在本项目中考虑转排水井生产流程。

2025~2027 年克探 103 井维持采气，通过已建的采气管道将产能输送至克拉 2-9 清管站后进入下游集输系统；2028 年起克探 103 井转为自喷排水，井口压力将低于管网运行压力，需考虑转低压运行，利用已建克探 103 井采气管道和克拉 2-14 井采气管道，将气田水接入克拉 2-9 清管站低压混输管道。克探 103 井采出的气液混合物在克拉 2-13 井进行气液分离后，气通过压缩机增压后进入高压集输管网供气举排水井注气排水，水接入克深-克拉调水干线管输至克拉 2 中央处理站采出水处理装置集中处理。

克探 103 井转为低压排水井输送后，站内利用原有高压流程开展输送作业，整体利旧井场现有设备和管道；为适配低压工况需求，将原高压安全阀更换为低压专用安全阀（CL300 DN50×DN80），且新安全阀额定定压值需严格设定为 2.5MPa，同时同步调整井口关井压力值及系统高低压报警值，确保设备参数与低压排水系统匹配，保障运行安全。

克探 103 井 2028 年转低压生产参数预测如表 3.3-19 所示。

表 3.3-19 克探 103 井转低压生产后井口参数

类别	井号	井口压力(MPa)	井口温度(°C)	备注
排水井	克探 103	6.15	53.25	日产气 $0.6 \times 10^4 \text{m}^3$, 日产水 200t

(2) 配套集输系统改造工程（克拉 2-9 清管站）

克探 103 井 2028 年起转为自喷排水井，利用已建克探 103 井采气管道和克拉 2-14 井（已关井）采气管道，将气田水接入克拉 2-9 清管站低压混输管道。利旧的克探 103 井和克拉 2-14 井高压采气管道起于克探 103 井，止于克拉 2-9 清管站，长度约 2.7km，管道走向如图 3.3-10 所示。

图 3.3-10 克探 103 井利旧采气管道走向示意图

本项目拟在克探 103 井接入克拉 2-9 清管站的高压管线上新增 1 路低压混输管线，并接至克拉 203 井低压混输流程（克拉 203 井低压混输管线接入点改造 1 处），该段低压混输管线长度约 40m，设计压力与已建低压混输系统设计压力保持一致，即 2.5MPa。管材选用柔性复合管，规格为 RF-Q-II-150-6.4。

克探 103 井的采出水与克拉 203 井的采出水在低压混输流程中汇合后，通过克拉 203 井原有管道输送至克拉 2-13 井场。到达克拉 2-13 井场后，采出水通过克拉 2-13 采出水转输支线，最终输送至克深-克拉调水干线。

3.3.4.4.7 封井工程

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终采气井将进入退役期。退役后应严格按照《废弃井封且回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）等的要求进行施工作业，对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性。采用固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井，避免发生油水窜层；对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌；临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

3.3.4.5 公辅工程

3.3.4.5.1 给排水工程

(1) 给水

本项目施工期及运营期用水水源为克拉地区水源站。

①施工期

施工期用水包括钻井用水、酸化压裂作业用水、管道试压用水以及生活用水。钻井作业耗用新鲜水量约为 1058.8m^3 ，酸化压裂作业用水量约为 1000m^3 ，管道试压用水量约为 1.3m^3 ；钻井队人数约 60 人，完井周期 156 天，生活用水量按 $100\text{L}/\text{人}\cdot\text{d}$ 计，则本项目施工期生活用水量共计约 936m^3 。

②运营期

本次新建井场为无人值守场站，运营期不新增生活用水。井场运营期用水主要为间歇性的设备外壁擦洗水，使用时可利用罐车自克拉 2 中央处理站的供水站拉运至井场，单座井场用水量为 $4\text{m}^3/\text{a}$ ($2\text{m}^3/\text{次}$, 2 次/a)。

(2) 排水

①施工期

本项目施工期废水包括钻井废水、酸化压裂返排液、管道试压废水以及生活污水。钻井废水产生量约为 264.7m^3 ，可由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排；酸化压裂返排液产生量约为 1000m^3 ，可作为二次改造液对油区内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示则将油水拉运至油气处理站处置，改造后若再次返排压裂液，则拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处置；管道试压废水产生量约为 1.3m^3 ，试压结束后可用于施工区域洒水降尘；生活污水产生量按照生活用水量的 85%计算，约为 795.6m^3 ，利用生活污水收集池进行收集暂存，定期拉运至拜城县生活污水处理厂处理。

②运营期

本项目运营期不新增工作人员，无新增生活污水。油气开采产生的废水包含采出水、井下作业废水以及井场设备擦洗废水，采出水及井下作业废水依托克拉 2 中央处理站已建采出水处理系统处理，经处理达标后回注地层，井场设备外壁擦洗废水中主要污染物为 SS，可用作场地降尘水。

3.3.4.5.2 供配电网工程

本项目施工期用电优先选用网电，柴油发电机备用。

新建 2 座采气井场的用电负荷主要由工艺、自控、通信、照明等组成。总计算负荷为 83.68kW ，年用电量为 $66.94 \times 10^4 \text{kW}\cdot\text{h}$ 。用电负荷等级均为三级，其中部分自控及通信负荷为重要负荷。新建井场电力线路就近引自己建 10kV 电力线路，线径为 JL/G1A-50/8，电力线路总长约 0.3km 。新建 KT1-1、KT1-2 井场分别设置 1 座杆上变电站，变压器容量为 $10/0.4\text{kV} 1\times 50\text{kVA}$ ，变压器负载率约为 66.6%。井场内分别设 1 座橇装式设备间，橇装式设备间内设 1 面低压配电柜、1 套 UPS 电源，供井场内部配电。

已建单井井场改造和已建站场改造利用原井（站）场已建配电设施供电。

3.3.4.5.3 自控工程

新建井场采用橇装化、模块化设计，实现无人值守、无人操作、远程控制的自动化控制水平。新建井场均设置 1 套远程终端单元（RTU），单井仪表信号接入 RTU，并对 RTU 进行扩容及组态，信号上传至克拉 2 中央处理站控制系统进行监控。

3.3.4.5.4 通信工程

本项目各工艺站场的自控生产数据与非生产数据分别采用物理隔离的两个网络上传至克拉 2 中央处理站。自控生产数据与其他传输业务分别各采用 1 套基于 IP 技术的工业以太网系统承载。

新建 2 座采气井场的光缆线路采用与新建 10kV 电力线路同杆架空敷设，部分光缆线路沿已建电力线路同杆架空敷设，以及局部（接入部分）单独开沟直埋敷设的建设方案。光缆采用 12 芯的全介质自承式 ADSS 架空光缆，其中 KT1-1 支线光缆线路起于已建克拉 1-H1 井场，止于 KT1-1 井场，长度为 0.7km ，KT1-2 支线光缆线路起于已建克拉 2-H16 井场，止于 KT1-2 井场，长度为 0.6km 。

3.3.4.5.5 消防工程

新建采气井场属于五级站，不设消防给水系统，按需求配置一定数量不同类型、不同规格的移动式灭火设备，主要包括 8 具 MF/ABCE8 手提式磷酸铵盐干粉灭火

器（配 4 个灭火器箱）。井场设置 $1.5m \times 0.9m \times 2.1m$ 消防器材间 1 个，消防器材间内配置 4 把消防锹、4 个消防桶、4 把消防斧、2 把挠钩、4 条灭火毯、 $1m^3$ 消防砂。

3.3.4.5.6 防腐绝热

新建 22Cr 双相不锈钢线路管道仅实施外防腐，不做阴极保护。

井场线路管道直管段均采用两层 PE 常温型普通级防腐层（工厂预制），补口和热煨弯管防腐采用带配套环氧底漆的热熔胶型聚乙烯热收缩带（套）。

井（站）场内埋地管道采用二层 PE 普通级防腐层或聚乙烯胶粘带特加强级防腐层。井（站）场内出入地面管道防腐层宜采用原埋地管道防腐层外缠铝箔胶带作为耐候防护层。

井（站）场内地面管道及设备防腐保温结构为：防腐层+保温层+外护层。防腐层根据管道及设备材质、长期运行工况等选择适宜的防腐配套涂层体系；保温层采用复合硅酸盐保温制品；外护层采用铝合金薄板。

3.3.4.5.7 暖通

本项目施工期间生活区供暖方式采取电采暖，井场设备保温方式为电伴热。

运营期新建井场橇装设备间采用分体热泵型空调器进行供暖和空气调节，采用轴流风机进行机械通风和自然通风相结合的复合通风方式。

3.3.4.5.8 道路及运输

本项目运营期 KT1-1、KT1-2 井均可依托气田现有主干、支干道配合钻前砂石路进场，砂石路总长度 330m。

3.3.4.6 依托工程

根据开发方案，克探 1 井区各井产能均输入克拉 2 中央处理站；施工期酸化压裂返排液、聚磺体系钻井岩屑依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站处置，油基体系钻井岩屑依托大宛其油基泥浆、含油污泥处理站处理，生活污水依托拜城县生活污水处理厂处理，生活垃圾依托拜城县生活垃圾填埋场填埋处置。根据项目实际情况，对主要依托工程基本情况及其可依托性分析如下：

3.3.4.6.1 克拉 2 中央处理站

克拉 2 中央处理站包含于“西气东输塔里木气田开发建设工程”内，《西气东输塔里木气田开发建设环境影响报告书》于 2002 年 2 月取得原国家环境保护

总局批复（环审〔2002〕20号），于2005年11月通过原新疆维吾尔自治区环境保护局验收（环自验〔2005〕21号）；2022年，克拉2气田开发调整方案提出对克拉2中央处理站采出水处理系统进行扩建，并将其纳入“克拉2气田开发调整方案地面工程”开展了环境影响评价，该工程环境影响报告书于2022年2月取得阿克苏地区生态环境局批复（阿地环审〔2022〕56号），2025年6月，采出水系统扩建工程完成竣工环保自主验收。

（1）设计处理规模

克拉2中央处理站设置6套脱水脱烃装置，单套装置的处理量为 $500\times10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ ，设计天然气处理规模为 $3000\times10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ （ $99\times10^8\text{Nm}^3/\text{a}$ ）。采出水系统扩建工程完工后，最大处理能力可达到 $6700\text{m}^3/\text{d}$ 。

（2）天然气处理工艺

克拉2中央处理站天然气处理采用J-T阀节流降温和低温分离脱水脱烃工艺。总体工艺流程如图3.3-11所示。

图 3.3-11 克拉2中央处理站天然气处理工艺流程图

（3）采出水处理工艺

站内已建采出水处理系统处理工艺采用“重力沉降+高效分离+喷射气浮+核桃壳过滤+双滤料过滤”工艺，现状除了承担站内集气装置气-液、液-液分离器分离出的气田采出水、工艺装置区场地冲洗及设备检修排出的污水等的处理任务外，还接收克深区块转输来的部分采出水。处理合格后的气田水通过回注水管网输送至克拉3井区回注地层。

具体工艺流程如图3.3-12所示。

图 3.3-12 克拉2中央处理站已建采出水处理系统处理工艺流程图

（4）依托可行性分析

克拉2中央处理站运行负荷具体如表3.3-20所示。

表 3.3-20 克拉2中央处理站运行负荷

序号	处理对象	设计处理规模	现状运行负荷	富裕处理能力	本项目新增 处理需求	是否可依托
----	------	--------	--------	--------	---------------	-------

1	天然气 ($10^4\text{m}^3/\text{d}$)	3000	2042.19	957.81	40	可
2	采出水 (m^3/d)	6700	6022	678	472.59	可

由表 3.3-20 可知, 本项目新建采气井场所产天然气、采出水以及井下作业废水, 依托克拉 2 中央处理站现有处理系统进行处理, 从处理能力匹配性角度分析具备可行性。

目前, 克拉 2 中央处理站采出水处理系统运行稳定, 本项目运营期产生的采出水及井下作业废水经已建系统处理后, 可满足《气田水注入技术要求》(SY/T 6596-2016) 等相关标准, 最终全部回注地层, 不对外排放, 从环境保护角度看, 采出水及井下作业废水依托克拉 2 中央处理站采出水处理系统处理也是可行的。

3.3.4.6.2 克拉苏钻试修废弃物环保处理站

克拉苏钻试修废弃物环保处理站（简称“环保站”）位于拜城县西南部, 站址中心地理坐标为东经, 北纬, 是为周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液而建设的。《克拉苏钻试修环保站废弃磺化泥浆岩屑处理项目环境影响报告表》于 2019 年 5 月取得批复（阿地环函字〔2019〕260 号）, 2019 年 12 月 30 日, 该项目取得竣工环境保护验收意见（阿地环函字〔2019〕834 号）。环保站排污许可证编号: 91652926333077305H001V。

（1）环保站基本情况

环保站内主要建有 1 套橇装化磺化泥浆废弃物处理装置, 包括配浆、反应系统、固液分离系统、水处理系统和配药系统, 配套建有废弃物暂存池 (30000m^3) 、配浆池、除油池、合格泥土堆场等内容。设计磺化泥浆废弃物处理规模 33 万 m^3/a ($1000\text{m}^3/\text{d}$) 。

（2）处理工艺

1) 磺化泥浆废弃物处理工艺

废弃磺化泥浆岩屑首先需在配浆池中加水配置成泥浆, 然后进入除油池进行除油: 通过向液体中加入除油剂并通入空气, 空气以微小的气泡从水中析出作为载体, 使废水中的油质及悬浮物粘附在气泡上, 随气泡一起上浮至水面, 形成气、水、颗粒（油）三相混合体, 再进入污油沉降罐进行油水分离, 上部油品含水率小于 5%, 回收油品销售处理, 沉降罐底部液体部分循环用于配制泥浆。

除油后通过管道输送至脱附反应系统絮凝助凝破胶罐。脱附反应系统主要对浆状磺化泥浆废弃物絮凝破胶。首先加入 pH 调节剂调整 pH 值，然后将十六烷基磺酸钠、硫酸铝和聚合氯化铝经配药罐加水配药后泵入脱附反应系统与浆状废弃物充分混合，在该罐中反应 5 小时，使泥浆破胶破稳，泥土吸附的有机物（磺化酚醛树脂、磺化褐煤树脂）和溶解态重金属进入水相，泥土吸附的有机物尽量少，泥水易分离。完成氧化破胶后的泥浆和岩屑被带式输送机输送至固液分离系统的真空滤带机，实现固液分离，产生的泥饼堆放到合格泥土堆场；分离后的废水进入水处理系统。

2) 水处理工艺

一体化水处理系统包括絮凝沉降、酸化曝气、微电解氧化、二级氧化、絮凝中和沉降、过滤等步骤，属于 AOP 处理工艺。具体废水处理装置功能特点如下：

①絮凝沉降：目的是将泥水分离后得到的废水中的悬浮物和胶体物质通过絮凝去除，去除悬浮固体的同时，也除去部分有机物等。

②酸化曝气：去除水中部分有机物，同时调节水的 pH 值，确保之后的微电解反应保持在酸性状态下进行。将沉降后的废水中加入一定量的 pH 调节剂，在曝气条件下，反应一段时间后泵入微电解反应罐。

③微电解氧化：去除水中有机物。在微电解罐中的微电解填料与水中已经加入的酸、氧化剂以及后加的微电解助剂共同组成较佳的反应条件，利用微电解和氧化剂的加氢开环、羟基自由基氧化、产生的亚铁离子和铁离子的絮凝和吸附等作用，降低水中 COD 含量。

④二级氧化罐：微电解后的废水中含有亚铁离子等，与加入的过氧化氢组成还原氧化体系，产生氧化性强的无选择性的羟基自由基氧化降解水中的有机物。

⑤二次絮凝、中和沉降罐：确保废水的 pH 值在 6~9 之间，加入聚丙烯酰胺和氢氧化钠絮凝沉降水中的絮体和重金属，从而降低水中 COD 和重金属含量。在废水中加入中和剂和絮凝剂后，静置沉降使絮体与水分离。

⑥过滤装置：进一步除去水中的悬浮物含量。经过活性炭过滤，保证出水中悬浮物含量低。出水大部分回用，一小部分用于场地和合格岩屑堆场洒水抑尘。

⑦反渗透装置：反渗透是一种借助于选择透过（半透过）性膜的功能以压力为推动力的膜分离技术，当系统中所加的压力大于进水溶液渗透压时，水分子不断地透过膜，经过产水流道流入中心管，然后在一端流出水中的杂质，如离子、有机物、细菌、病毒等，被截留在膜的进水侧，然后在浓水出水端流出，从而达到分离净化目的。反渗透系统排出的净水进行反冲洗设备、绿化或洒水抑尘，浓缩水回用于配浆。

生产废水实现闭路循环、综合利用，回用水水质满足《城市污水再生利用 工业用水水质》（GB/T 19923-2005）要求；处理后的合格泥土满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）第二类用地土壤污染风险筛选值要求和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值要求。

（3）依托可行性分析

环保站运行负荷具体如表 3.3-21 所示。

表 3.3-21 环保站运行负荷

序号	处理对象	设计处理规模（m ³ /d）	现状运行负荷（m ³ /d）	富裕处理能力（m ³ /d）	本项目新增处理需求（m ³ /d）	是否可依托
1	酸化压裂返排液	300	190	110	100	可
2	聚磺体系钻井岩屑	1000	350	650	10.04	可

由表 3.3-21 可知，本项目施工期产生的酸化压裂返排液、聚磺体系钻井岩屑，依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处理，从处理能力匹配性角度分析具备可行性。

目前，克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理系统运行稳定，废水在系统内部可实现闭路循环、综合利用，回用水水质满足《城市污水再生利用 工业用水水质》（GB/T 19923-2005）要求；处理后的还原土满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）第二类用地土壤污染风险筛选值要求和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值要求，可用于铺垫井场、道路等。从环境保护角度看，酸化压裂返排液和聚磺体系钻井岩屑依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理也是可行的。

3.3.4.6.3 大宛其油基泥浆、含油污泥处理站

《阿克苏山水源（拜城）工程技术有限公司大宛其油基泥浆含油污泥处理站项目环境影响报告书》于2023年9月4日获得新疆维吾尔自治区生态环境厅批复（新环审〔2023〕209号），于2024年6月20日进行了自主验收，2024年6月21日取得排污许可证，证书编号：91652926MA78U09243002V。

（1）处理站基本情况

大宛其油基泥浆、含油污泥处理站位于拜城县，山水源公司大宛其站现有厂区内外，中心坐标为北纬，东经。站内设有建设10万吨/年油基泥浆岩屑及5万吨/年含油污泥处理装置1套，建有2万方油基泥浆岩屑暂存池1座，1万方含油污泥暂存池1座。采用LRET技术对油基泥浆岩屑及含油污泥进行回收利用，处理规模为15万t/a（其中油基泥浆岩屑处理量10万t/a，含油污泥处理量5万t/a）。

（2）处理工艺

LRET技术原理：针对废弃油基泥浆中固相颗粒粒径范围分布广、固相物密度差异大的特点，将离心过滤和离心沉降过程耦合，并采用德国洪堡公司技术进行专门设计，既能有效分离并回收大量油基泥浆，又有较强的耐磨损和抗堵塞能力。实现大部分油基泥浆的回收。该工艺设备能在常温常压下实现药剂和钻屑的高效混合，同时能够有效地防止厚滤饼层的形成，进一步促进液固分离。

大宛其油基泥浆、含油污泥处理站采用LRET技术对钻井油基泥浆岩屑、含油污泥进行无害化处置，即通过“脱附+离心过滤+离心沉降分离”使油基泥浆岩屑（含油污泥）固液分离，从而达到处理的目的。主要工艺流程包括备料、LRET深度脱附、药剂回收等工序。油基泥浆岩屑、含油污泥处理工艺图见图3.3-13。

图3.3-13 油基泥浆岩屑、含油污泥处理工艺流程图

（3）依托可行性

大宛其油基泥浆、含油污泥处理站运行负荷见表3.3-22。

表3.3-22 大宛其油基泥浆、含油污泥处理站运行负荷统计表

处理对象	设计规模 (m ³ /d)	现状处理量 (m ³ /d)	富裕处理能力 (m ³ /d)	本项目新增 (m ³ /d)	依托 可行性
油基泥浆及岩屑废弃物	460	200	260	2.16	可依托

由表3.3-22可知，本项目施工期产生的油基体系钻井岩屑，依托大宛其油基泥浆、含油污泥处理站进行处理，从处理能力匹配性角度分析具备可行性。

目前，大宛其油基泥浆、含油污泥处理站处理系统运行稳定。该站回收基液收集后，作为油基钻井液返回井场重复利用，回收基液产品执行《页岩气井油基钻井液重复利用技术规范》（NB/T 10843-2021）表2油基钻井液混配浆性能指标要求；油基泥浆岩屑处理后还原土满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值要求，可用于铺垫井场、道路等。从环境保护角度看，油基体系钻井岩屑依托大宛其油基泥浆、含油污泥处理站处理也是可行的。

3.3.4.6.4 拜城县生活垃圾填埋场

拜城县生活垃圾填埋场位于县城以北10km处。该填埋场建设工程于2009年取得原自治区环保厅的环评批复（新环监函〔2009〕83号），2010年开工建设，2017年11月原阿克苏地区环境保护局出具了《关于新疆拜城县城生活垃圾处理工程竣工环境保护验收的批复》（阿地环函字〔2017〕690号）。2017年10月26日，原阿克苏地区环保局出具《关于拜城县生活垃圾处理二期工程环境影响报告书的批复》（阿地环函字〔2017〕592号），二期工程于2017年11月开工建设，2020年10月建成，2024年3月完成竣工环境保护自主验收。拜城县生活垃圾填埋场设计日处理能力为260t/d，有效库容72.55万m³，使用年限8年，主要建设内容为垃圾填埋区、垃圾坝、防渗系统、渗滤液收集导排系统、填埋气导排系统、渗滤液收集池、填埋作业设施与设备。目前实际处理能力95t/d，本项目施工期生活垃圾产生量约为4.68t（0.03t/d），可依托拜城县生活垃圾填埋场填埋处置。

3.3.4.6.5 拜城县生活污水处理厂

拜城县生活污水处理厂位于拜城县西南部，主要收纳生活污水。《拜城县排水改扩建二期工程环境影响报告表》于2010年5月14日取得批复（新环评审函〔2010〕52号），《拜城县生活污水处理厂提标改造工程环境影响报告表》于2019年3月12日取得批复（阿地环函字〔2019〕119号）；污水处理厂排污许可证编号：91652926229810060J001V。

拜城县污水处理厂采用 BAF 曝气生物滤池工艺，该工艺占地面积小、有机负荷高、出水水质较好，处理厂最终出水水质可达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB 18918-2002）中一级B标准要求，该处理厂目前正在实施提标改造工程，预计2025年底改造完成，改造后出水水质可达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB 18918-2002）中一级A标准要求。污水处理厂设计处理规模为8000m³/d，现状日处理规模3600m³/d，尚有较大富余量，本项目施工期生活污水产生量为795.6m³（5.1m³/d），可依托该污水处理厂处理。

3.4 工程分析

3.4.1 工艺流程及产排污节点

3.4.1.1 施工期

本项目施工期建设内容包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场地面工程、管道工程等，工艺流程及排污节点分述如下：

3.4.1.1.1 钻前工程

钻前工程主要为在钻井井位确定后建设井场道路和钻井井场。

（1）进场道路建设

首先确定道路中心线，并对其进行详细放样，对重要坐标点进行标识和增加控制点，基准高程标桩的坐标控制点位和水准点位。采用推土机、挖掘机清除道路范围内的表土，保证基底土的密实，挖出的表土集中堆存于施工作业带内，并进行必要的苫盖及挡护措施。按照路面结构设计厚度进行路基填筑，砂砾外购于拜城县周边的砂石料厂，采用自卸卡车运至施工现场，摊铺机摊铺，采用推土机压实，平地机整平，再用压路机碾压，确保底基层成活后顶面高程和压实度符合设计要求。

本次修建进场道路合计约330m，砂石路路基宽度为4.5m。

（2）井场建设

根据井场平面布置，施工按以下流程进行：首先对井场进行初步平整；随后采用挖掘机开挖岩屑池、放喷池等池体，开挖产生的土方直接用于井场平整作业；同步开展钻机井架等设备及各橇装化装置的基础建设；最后由车辆拉运砾石对井场进行全面铺垫。

钻前工程废气污染源主要包括施工扬尘、施工机械和车辆尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；废水主要为生活污水，生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至拜城县生活污水处理厂处理；噪声主要为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高；固体废物为井场建设期间产生的土方、生活垃圾。井场建设期间产生的土方用于场地平整；生活垃圾定点收集，定期清运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置。

3.4.1.1.2 钻井工程

钻井工程主要为设备搬运及安装、钻井、录井、测井等。

钻井工程采用常规旋转钻井工艺，使用的钻机为电钻机，钻井期间供电从附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。通过钻机、转盘、钻杆带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入并筒冲刷井底，利用其粘性和密度将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，本次钻井目的层为白垩系亚格列木组。目的层设计使用旋转导向工具钻进，若目的层漏失，则根据堵漏剂粒径评估是否改用单扶稳斜钻具组合钻进。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。钻井用泥浆在泥浆罐内配制，在钻井过程中根据地层对泥浆性能的要求不同在循环泥浆中添加不同量原料，配制泥浆用原料暂存于井场泥浆罐区旁材料区内，配制时由人工破袋加入泥浆罐中。项目钻井过程中需使用水基泥浆、磺化泥浆和油基泥浆，泥浆切换过程中无需对泥浆罐清洗。

钻井至设计井深中段开始进行录井以记录钻井过程中的所有地质参数，录井主要包括钻时录井、气测录井、钻井液录井、岩屑录井、岩心录井和压力录井，其中岩屑录井是获取井下地层岩石样品的重要手段。录井时，要随钻井进尺每隔1m左右从返出的钻井液中捞一包砂样，洗净晒干，进行岩性观察描述，并挑选出相对应地层的岩样。由于砂样中混有上部地层的岩屑，工作人员通常会根据砂样中不同岩样的百分含量和最新出现的岩屑成分来确定岩性，并用钻时快慢区分砂岩、泥岩等。若是发现钻时快，砂岩岩屑多而且呈棕褐色，有油味，可能显示钻遇油气层，钻遇非含油气砂岩层时多是白色、灰白色砂岩岩屑。

钻井工程使用放射源用于测井，提供服务的主要为油气田服务的乙方单位，均已编制了测井用密封型放射源项目环境影响报告表，并取得环评批复及新疆维吾尔自治区生态环境厅《辐射安全许可证》。

固井是在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环孔内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全继续钻进下一段井筒或保证顺利开采生产层中的油气资源。

钻井工程表层钻井液为膨润土泥浆，钻井时泥浆会粘附在井壁上，平衡地层压力，切断钻井液与地下水水力联系，一开后及时对井筒下入套管，进行水泥固井，可彻底切断井筒钻井液与地下水的水力联系。

钻井工程主要废气为机械设备及运输车辆尾气、柴油发电机废气等，可通过优先采用网电、加强机械设备和运输车车辆维护等措施减少废气排放量。废水主要为钻井废水及生活污水，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用；生活污水暂存在生活污水池，定期拉运至拜城县生活污水处理厂处理。噪声主要为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为钻井期间产生的钻井泥浆及岩屑、机械检修产生的少量废机油，以及井队工作人员产生的生活垃圾等。膨润土-聚合物体系钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统收集并进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中污染物限值要求后，可用于气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；聚磺体系钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统收集并进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相转运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率<0.45%）后，用于铺垫气田内部井场或道路，不得用于填充自然坑洼；油基体系钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统收集并进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相运至大宛其油基泥浆、含油污泥处理站处理；废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料等危险废物收

集后分类暂存于橇装式危废贮存点，由区域具有危废处置资质的公司接收处置；生活垃圾集中收集后，定期拉运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置。

3.4.1.1.3 储层改造工程

储层改造工程主要为射孔、酸化压裂、测试放喷等。

(1) 射孔

钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中储层部位，用射孔弹将井管射成蜂窝状孔，使油气自喷流入井管采出。

(2) 酸化压裂

储层改造工程以酸化压裂作业为核心。作业前，所需酸液利用密闭罐车拉运至井场；以黄原胶等为主的压裂液添加剂，则通过在线混配车实现环保型交联压裂液的现场连续、精准配制。施工按工艺设计分段实施酸化疏通与压裂造缝。作业产生的返排液利用专用罐收集后，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站集中处置。

对已钻遇的缝洞体，实施中小规模酸压以有效疏通现有通道；对未直接钻遇的储集体或低渗区，则采用大规模深度酸压或缝口暂堵转向工艺，以沟通更远的储层空间。对于底水发育的储层，为控制裂缝高度、避免沟通水层，则需采用控缝高避水酸压技术。

(3) 测试放喷

测试放喷是对初步确定的油气水层进行直接测试，取得目的层产能、压力、温度和流体性质等资料的工艺过程，为储量计算和油气合理开发提供可靠数据。测试放喷采取防喷、导流等有效措施。

测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，计量罐、储液罐（油罐）、油气水进出口管线等设备。油气经井口装置节流、降压，进入油气计量分离器，分离后的液相（包括油和水）通过管线输送至凝析油储罐，再由油罐车拉走；天然气通过管线输送至放喷池，放空时通过电点火装置点燃放空天然气。依据具体情况设定放喷时间，一般为1~2d。

储层改造工程产生的废气包括酸化压裂废气、放喷天然气燃烧废气等；废水主要为生活污水及酸化压裂返排液，生活污水暂存在生活污水池，定期拉运至拜城县生活污水处理厂处理，酸化压裂返排液采用专用废液收集罐收集，拉运至克拉苏钻

试修废弃物环保处理站处理；噪声包括压裂车噪声及测试放喷高压气流噪声等，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高；固体废物主要为生活垃圾，集中收集后送至拜城县生活填埋场填埋处置。

钻前工程、钻井工程及储层改造工程施工工艺流程及产污环节示意图见图 3.4-1。

图 3.4-1 钻前工程、钻井工程及储层改造工程施工工艺流程及产污环节示意图

3.4.1.1.4 井（站）场地面工程

本项目井（站）场地面工程施工内容主要包括场地清理平整，设备安装以及井场、站场内管线连接等。施工流程为准备→建设→安装→调试→验收。

施工准备：完成场地清理平整、放线，搭建临时设施，检验进场材料与设备；

土建基础：建设设备基础，完成场地硬化、排水沟等辅助设施施工；

设备安装：就位并固定橇装设备及辅助设备，焊接/连接井场、站场管线，完成压力试验；

辅助系统：敷设电气与自控线路，安装仪表、消防及环保设施，确保安全与功能配套；

调试试收：进行单机及联动调试，验证设备与系统协同运行及自控功能，收尾后进行工程验收。

井（站）场地面工程施工过程中废气污染源主要为施工车辆尾气和焊接废气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量，焊接作业时使用无毒低尘焊条；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾，收集后统一清运至拜城县生活垃圾填埋场处置。

3.4.1.1.5 管道工程

管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。管线施工工艺流程详见图 3.4-2。

图 3.4-2 管线施工工艺流程及产污环节示意图

管线施工工艺流程简介：

①施工放线

施工放线时，施工单位必须对设计图纸进行现场核对，根据设计图纸进行放线，打百米桩，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，特殊地段增加用地宽度时应与当地有关部门协商。

②施工前土地清理

本项目管道工程施工时，施工作业带宽度考虑为8m，施工作业带范围内对于影响机具通行或施工作业的杂物等应进行清理，沟、坎应予平整，有积水的低洼地段应排水填平。施工期间可充分依托区块已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约8m的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

管道施工前，生产单位协助施工单位，彻底检查管道施工区域内是否有埋地管线及电缆，新建管线与已建管线之间保证300mm净距、与电缆之间保证500mm净距，与已建管线交叉时要保持250mm净距，以保证生产和施工安全。

③管沟开挖

管沟开挖应遵照施工时序施工，土建工程尽量避开雨天施工。施工过程中注意临时挡护和排水，增加水土保持的临时措施布置。对不同的土质，在开挖时应考虑施工机械的侧压、震动、管沟暴露时间等因素。

本项目考虑采用机械开挖+人工开挖的组合方式，管沟沟底宽度为0.8m，边坡比取1:0.75。临时弃土堆放距管沟开挖边缘应有一定距离，建议距管沟边缘距离至少不小于管沟的深度，以免引起沟壁垮塌，等施工图设计进行详细勘察后再具体调整。

有地下设施或石方地段宜先开挖管沟，每段回填后应及时进行水工保护施工。

施工机械在纵坡上挖沟，必须根据坡度的大小、土壤的类别、性质及状态计算施工机械的稳定性，并采取相应的措施，确保安全操作。

④管线组装

a.坡口加工

钢管的坡口由各制管厂在工厂负责加工，运输、装卸过程损坏的坡口和连头短管坡口在现场使用坡口机。管端坡口如有机械加工形成的内卷边，应用锉刀或电动砂轮机清除整平。

b. 管口组对

管口组对前应清除防腐管内杂物。由管工对管口坡口质量进行检查和验收。除连头、弯管处外，管道组对宜采用内对口器。对口时，吊管机数量不宜少于2台。起吊管子的吊带应满足强度要求，不损伤防腐层。在纵向坡度地段组对根据地质情况，对管子和施工机具采取稳固措施，其施工方法应根据地形、地势、地质情况确定。

管口组对若有错边，应均匀分布在整个圆周上，严禁采用锤击方法强行管口组对。根焊道焊接后，禁止校正管子接口的错边量。使用内对口器组对时，应在根焊完成后拆卸移动对口器，移动时，管子应保持平衡。使用外对口器组对时，应根据焊接工艺规程要求进行装卸。

管口组对完毕，应按要求填写记录，与焊工进行互检，并办理工序交接手续。

c. 管道焊接

双相不锈钢焊接前应认真清洗、去除油脂及其它杂物。第一道焊缝（打底焊）应优先采用TIG焊两面成型工艺，并进行两面气体保护。

双相不锈钢管焊接一般不需焊前预热和焊后热处理。新老管道碰口，应进行焊前预热和焊后热处理。每一道焊口宜连续施焊完成，当无法完成时，熔敷金属厚度至少应达到壁厚的70%且不应少于6mm，并应对整个焊口采取防雨、防潮措施。当天组焊完毕的管道端口应进行临时封堵。

焊缝的无损检测应在外观质量检查合格后进行。因本项目双相不锈钢采气管道壁厚为5mm，无法进行超声波探伤，因此采用100%射线探伤。X射线无损检验应按《承压设备无损检测 第2部分：射线检测》（NB/T 47013.2-2015）相关内容执行，达到II级为合格。当焊缝不能进行射线检测时，按《承压设备无损检测 第5部分：渗透检测》（NB/T 47013.5-2015）采用渗透检测，达到I级为合格要求。

纯材管道经检验不合格的焊缝，同一焊缝位置允许返修1次。焊缝返修应做好记录，焊缝返修记录应至少包括缺陷性质，返修工艺，返修位置和返修时间等内容。

⑤管道下沟

拜城地区冻土层最大厚度为 0.92m，管道一般要求敷设于冻土层以下。但考虑到天然气泄漏后可能发生较严重的后果，综合考虑管道运行安全，管顶埋深不小于 1.2m。

管道的焊接、无损检测、补口完成后，应及时下沟。不能及时下沟时，应采取措施防止滚管。下沟前，应复查管沟深度，清除沟内塌方、石块、积水、冰雪等异物。

管道应使用吊管机等起重设备进行下沟，不得使用推土机或撬杠等非起重机具。吊具应使用尼龙吊带或橡胶辊轮吊篮，不得直接使用钢丝绳。当采用吊篮下沟时，应使用吊管机下沟，起吊高度以 1m 为宜，吊管机使用数量不宜少于 3 台，起吊点间距不应超过 12m。管道下沟过程中，应使用电火花检漏仪检查管道防腐层，检测电压应符合设计及现行有关标准的规定，如有破损或针孔应及时修补。

管道施工示意图见图 3.4-3。

图 3.4-3 管道施工示意图

⑥清管、试压、置换

清管：新建采气管道试压前应进行清管和吹扫，清管次数不少于 2 次，吹扫气体速度不小于 20m/s，应确保将管道内的污物清除干净。

试压：管道强度试压采用洁净水。对于 22Cr 双相不锈钢，其试压用的洁净水所含氯离子浓度不应超过 25mg/L。管道强度试验压力为 1.1 倍设计压力，稳压时间 4h，管道无断裂、目测无变形、无渗漏为合格。管道严密性试验压力为 1 倍设计压力，稳压时间为 24h，当管道无渗漏、压降率不大于试验压力值的 1%且不大于 0.1MPa 时为合格。

试压合格后，试压段连头处的焊口可不再进行试压。但连头所用的短节直管，必须是经压力试验合格的管段，否则，不能使用在连头上，且连头处焊口均应进行 100%射线检测，I 级为合格。

置换：管道内空气的置换应在强度试压、严密性试压、吹扫清管合格后进行。应采用低压氮气或其他无腐蚀、无毒害性的惰性气体作为介质，站间进行全线置换。

置换过程中置换气体应排至放空系统放空。置换管道末端应配备气体含量检测设备，当置换管道末端放空管口气体含氧量不大于2%时即可认为置换合格。当天然气与氮气进行置换时，置换过程中管道内气流速度不应大于5m/s；用天然气置换管道内惰性气体时，置换管道末端天然气含量不应小于80%，氧气含量不大于2%。

管道试压合格后若没有立即投入运行，宜充入干燥氮气，保持内压大于0.12-0.15MPa（绝）的干燥状态下的密封，防止外界空气重新进入管道。

⑦穿越工程

a.已建管道和已建光纤、电缆穿越

管道与原有埋地管道、光（电）缆交叉时，应从管道、光（电）道下方通过。新管道与其它管道交叉处必须保证0.3m净空间距，为避免管道沉降不能满足间距要求，以及避免管道防腐层受损伤而发生交叉管道电气短路，采用绝缘材料垫隔（如汽车废外胎衬垫）。管道和光（电）缆交叉穿越的净空距离应保证不低于0.5m。

b.公路穿越

本项目KT1-1井集气管线施工期间，需穿越气田内部道路1次，穿越长度14m；采用开挖穿越结合套管保护的方式，保护套管选用钢筋混凝土压力管，具体规格为RCPIII DN500×2000。

⑧管沟回填

管道下沟后除预留段外应及时进行管沟回填。雨季施工、易冲刷、高水位、交通、生产等需要及时平整区段均应立即回填。

回填前，如管沟内有积水，应排除，并立即回填。地下水位较高时，如沟内积水无法完全排除，应制定保证管道埋深的稳管措施。严禁用机械设备在管沟回填时平整浅埋时的管顶覆土和在管顶覆土上扭转设备。

石方段管沟应先在管沟垫200mm细土层。细土应回填至管顶上方300mm。细土中夹石的最大粒径不应超过20mm。然后回填原土石方，石块的最大粒径不得超过200mm。

管沟回填土应高出地面300mm，用来弥补土层沉降需要。覆土要与管沟中心线一致，其宽度为管沟上开口宽度，并应做成梯形或弧形。

沿线施工时破坏的挡水墙、排水沟、便道等地面设施回填后应按原貌恢复。对于回填后可能遭受洪水冲刷或浸泡的管沟，应按要求采取分层压实回填、引流或压砂袋等防冲刷和防管道漂浮的措施。管沟回填土自然沉降密实后，应对管道防腐层进行地面检漏，且应符合设计规定。

⑨水工保护

新建采气管道沿途地形较为平坦，对冲刷较明显地区采取浆砌石过水面对新建管道进行保护。

管线工程施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接废气、施工机械及运输车辆尾气，土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量，焊接过程使用合格无毒焊条；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；废水污染源主要为试压废水，试压结束后可用于洒水抑尘；固体废物包括管沟开挖产生的土方、管道焊接及吹扫废渣等施工废料，土方施工结束后用于回填管沟及场地平整，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置。

3.4.1.2 运营期

3.4.1.2.1 油气开采及集输

(1) 油气开采

采气井场前期利用地层天然能量自喷开采，采用两级节流+加注甲醇+气液混输工艺，两级节流采用采气树自带节流阀。井口采出气液混合物经两级节流、孔板计量后通过新建采气管道输送至下游已建集输系统。采气井见水后带水生产。

(2) 油气集输

本次新部署的 2 口采气井在稳产期内不产水，结合克拉 2 气田已投运采气井的输送工艺以及下游克拉 2 中央处理站已建的分离设施情况，本项目新增采气井均采用气液混输工艺。

新建采气井场产能通过克拉 2 内部集输系统输入克拉 2 中央处理站。其中，KT1-1 井采出的气液混合物通过新建 0.14km 采气管道汇入克拉 205 井采气管线，之后利用克拉 205 井采气管线和西集输干线输送至克拉 2 中央处理站；KT1-2 井采

出的气液混合物通过新建 0.34km 采气管道接入克拉 2-2 井场，之后利用克拉 2-2 井采气管线和东集输干线输送至克拉 2 中央处理站。

油气开采及集输工艺流程图见图 3.4-4。

图 3.4-4 油气开采及集输工艺流程图

3.4.1.2.2 采气井转排水井后排水流程

2025~2027 年，克探 103 井维持现状采气流程，所产气液混合物通过已建的采气管道输送至克拉 2-9 清管站后进入下游集输系统。

2028 年后该井转为自喷排水流程，其采出水通过克探 103 井采气管道、克拉 2-14 井采气管道输送至克拉 2-9 清管站，与克拉 203 井排水汇合后，进一步输送到克拉 2-13 井，并汇入克深-克拉调水干线，最终进入克拉 2 中央处理站处理。克探 103 井排水流程示意图见图 3.4-5。

图 3.4-5 克探 103 井排水流程示意图

3.4.1.2.3 井下作业

井下作业主要包括压裂、酸化、洗井、修井、清蜡、除砂、侧钻等。压裂、侧钻工艺过程与施工期相同。洗井、修井、清蜡和除砂作业均是在采气井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施。修井时一般需要将井管全部拔出，以便更换损坏的井管和机具；洗井采用活动洗井车密闭洗井。

本项目运营期废气污染源主要为井场无组织废气，采取管道密闭集输工艺，通过加强设备管理、加强检修和维护等措施从源头减少阀门等处的泄漏挥发；废水污染源主要为采出水和井下作业废水，废水依托克拉 2 中央处理站已建采出水处理系统处理达到相关标准后回注地层；噪声污染源主要为采气树、甲醇加注橇等设备运行产生的噪声，可采取基础减振等降噪措施；固废污染源主要为井下作业、油气开采及集输过程产生的落地油和场地清理环节产生的废防渗材料，落地油和废防渗材料均属于危险废物，收集后交由有危废资质单位接收处置。

3.4.1.3 退役期

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。井场停采后需进行封井处理，井场及站场内的各类设备设施均应迁出现场。

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

完成封井后，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管；将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，清除各种固体废物。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。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

井场及站场内的工艺设备及橇装化设施可根据其运行状态结合油气田生产需求入库保存或转移至其他站场继续使用。

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

3.4.2 施工期环境影响因素分析

本项目施工过程中占用土地，对地表植被及土壤环境造成一定的扰动。同时施工期间将产生废气、废水、噪声、固废等，对区域大气环境、声环境、地下水环境等产生一定的影响。

3.4.2.1 生态影响因素

道路建设、井场施工以及管线开挖等过程中均需要占用土地，占用过程中需要对区域植被进行清理，在这个过程中，对原有地表进行了扰动，造成了区域植被覆盖度的降低和生物量的损失；施工过程中由于车辆运输、机械设备噪声等，造成区

域野生动物受到惊吓，导致区域生物多样性发生了微弱变化。施工过程中对地表的扰动，破坏了原有生态系统的平衡，对区域生态系统造成了一定的影响。

本项目占地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地主要为管线和电力线施工、施工便道等的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为采气井场、通井场道路等的永久占地。

根据估算，本项目总占地约 2.477hm²，其中永久占地 0.446hm²、临时占地 2.031hm²，详见表 3.4-1。

表 3.4-1 占地面积统计表

序号	工程内容	新增占地面积 (hm ²)			说明
		永久	临时	总占地	
1	新建井场	0.280	1.260	1.540	新建井场共计 2 座；单座井场永久占地面积为 1398.8m ² （包含焚烧池区域）。
2	采气管线	0	0.424	0.424	新建采气管线 0.48km，作业带宽度按 8m 计；堆管场 2 处，200m ² /处。
3	电力电缆工程	0.017	0.187	0.204	电力线路总长约 0.3km
4	施工便道	0	0.16	0.16	施工便道长度 0.4km，路面宽度 4m
5	通井场道路	0.149	0	0.149	通井场道路长度 0.33km，路面宽度 4.5m
合计		0.446	2.031	2.477	/

3.4.2.2 施工期污染源分析

(1) 废气污染源

本项目施工过程中废气包括施工扬尘、测试放喷废气、储层改造废气、焊接废气、施工机械及车辆尾气等。

①施工扬尘

施工扬尘主要产生于场地清理平整、池体开挖、管沟开挖、车辆运输等过程，场地清理平整、池体开挖、管沟开挖等作业周期较短，通过采取洒水抑尘，控制运输车辆行驶速度，加强开挖土方管理等措施，可有效降低扬尘对周围大气环境的不利影响。

②测试放喷废气

拟建项目测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放喷池燃烧排放。据此，测试放喷期间大气污染物主要来自放空天然气燃烧产生的废气。

测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放空，天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量。

测试放喷废气属短期排放。天然气充分燃烧后排放的烟尘、SO₂、NO_x满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）中污染物无组织排放监控浓度限值要求；非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求。由于测试放喷废气排放时间短，且项目所在区域较为空旷，废气容易扩散，不会对区域环境空气产生明显不利影响。作业时应依据具体情况科学设定测试放喷时间，尽可能缩短废气排放时间。

③储层改造废气

酸化压裂阶段首先是利用高压把地层压出裂缝，再用酸液将裂缝扩大，让油气更容易流出来。酸化压裂液从运输进场到注入井筒基本在密闭空间和通道内流动，酸化压裂结束后（即停止向井筒注液后），地层压力会将“酸化压裂液+溶解的岩石碎屑+少量地层流体（即返排液）”压回地面，返排液利用专用罐收集后外运处置。在此过程中因罐体呼吸、阀门、法兰等连接部位泄漏，会向外环境排放一定量的酸性气体（如HCl）以及VOCs等，但由于酸化压裂作业时间较短，且处于地面上的酸化压裂液基本不与外环境直接接触，因此废气排放量很小，对环境影响较小。

④机械、车辆尾气和焊接烟气

在气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO₂、NO_x、C_mH_n等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和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。

（2）废水污染源

施工期产生的废水包括钻井废水、酸化压裂返排液、管线试压废水以及生活污水。

①钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有 pH、悬浮物、COD 等。井场产生的钻井废水约为 $0.05\text{m}^3/\text{m}$ ，拟建项目新钻 1 口单井，钻井进尺为 5294m，产生的钻井废水量约为 264.7m^3 。

钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。

②酸化压裂返排液

酸化压裂作业前，所需酸液利用密闭罐车拉运至井场；以黄原胶等为主的压裂液添加剂，则通过在线混配车实现环保型交联压裂液的现场连续、精准配制。施工按工艺设计分段实施酸化疏通与压裂造缝。

根据调查，储层改造期间酸化压裂返排液的最大产生量约为 1000m^3 ，其可作为二次改造液对油区内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示则将油水拉运至油气处理站处置，改造后若再次返排压裂液，则运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处置。

③管线试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本项目管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，主要污染物为 SS，试压结束后，产生的试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，本项目各类管线共计 0.52km ，试压废水约为 1.3m^3 ，主要污染物为 SS。新建管线的试压废水可用作场地降尘用水。

④生活污水

拟建项目新钻井 1 口，完井周期为 156d，井队人数按 60 人计，生活用水量按 $100\text{L}/\text{人}\cdot\text{d}$ 计算，则施工期生活用水总量为 936m^3 ，生活污水产生量按用水量的 85% 计算，则施工期生活污水总产生量为 795.6m^3 。生活污水中主要污染物为 COD、 BOD_5 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 、SS，其浓度分别为 400mg/L 、 200mg/L 、 25mg/L 、 220mg/L ，各污染物的产生量分别为 0.318t 、 0.159t 、 0.020t 、 0.175t 。

生活污水利用生活污水池收集暂存，定期拉运至拜城县生活污水处理厂处理。

(3) 固体废物污染源

本项目施工期产生的固体废物包括施工过程中产生的施工土石方、钻井泥浆、钻井岩屑、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、管材边角料及焊接废渣、生活垃圾等。

① 土石方

井场工程区：井场工程区土石方工程量主要来自场地找平、池体开挖、设备基础建设、砂砾石压盖等施工过程。土石方开挖量约为 1731.8m^3 , 借方量约为 101.72m^3 , 填方量约为 1833.52m^3 。根据工程设计, 挖方全部用于井场工程区地面的平整, 无弃方产生。井场工程施工完成后需对裸露地面进行砂砾石压盖等措施处理, 砂砾石压盖厚度约 10cm , 合计需砂砾石约 101.72m^3 , 所需砂砾石外购自拜城县砂石料厂。

管道工程区：结合项目所在地区最大冻土层深度确定管顶最小埋深为 1.2m , 管沟深度按 1.4m 计, 管沟底宽 0.8m , 边坡比为 $1: 0.75$, 管沟开挖长度为 480m , 合计挖方约 1243.2m^3 , 所有挖方全部用于管沟回填, 无弃方。管道工程区借方主要为管道下细沙垫层土方, 借方量约为 33.6m^3 ; 回填土方量约为 1276.8m^3 。

道路工程区：通井场道路路面结构层为土路基+ 25cm 砂砾料, 路基宽度为 6m , 路面宽度为 4.5m , 道路长度为 330m , 路基开挖深度为 0.5m , 合计开挖土石方量为 990m^3 , 借方量为 371.25m^3 , 填方量为 1361.25m^3 。路面回填所需砂砾料外购自拜城县砂石料厂。

输电线路区：根据建设单位提供的资料, 本项目新建输电线路约 0.3km , 开挖土石方量约为 144.8m^3 , 回填土石方量约为 144.8m^3 , 无弃方产生。

综上所述, 本项目挖方量共计约 4109.8m^3 , 借方量共计约 506.57m^3 , 填方量共计约 4616.37m^3 。项目不设置取/弃土场, 借方均外购自拜城县砂石料厂。拟建项目土石方平衡具体见表 3.4-2。

表 3.4-2 土石方平衡表 单位: m^3

工程分区	挖方	填方	借方		弃方	
			数量	来源	数量	去向
井场工程区	1731.8	1833.52	101.72	外购自拜城县砂石料厂	0	—
管道工程区	1243.2	1276.8	33.6		0	—
道路工程区	990	1361.25	371.25		0	—

输电线路区	144.8	144.8	0	—	0	—
合计	4109.8	4616.37	506.57	—	0	—

②钻井泥浆

项目钻井使用膨润土-聚合物体系泥浆、水基聚磺体系泥浆以及油基体系泥浆，钻井期间返排泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”分离出岩屑后，进入泥浆罐暂存。钻井工程实施期间排入泥浆罐的泥浆根据地层情况循环使用，钻井结束后进行回收，由罐车拉走用于下一口井的钻井工程。

③钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来。

钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

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

式中：W——钻井岩屑产生量， m^3 ；

D——不同开次对应的钻头直径，m；

h——不同开次对应的钻尺深度，m；

α ——膨胀系数，水基为2.2，油基为2.5。

本项目新钻井1口，设计井深5294m。利用上述公式计算出：钻井工程实施期间共产生钻井岩屑1272.15 m^3 ，其中膨润土-聚合物体系钻井岩屑628.33 m^3 ，聚磺体系钻井岩屑573.13 m^3 ，油基体系钻井岩屑70.69 m^3 。

膨润土-聚合物体系钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统收集并进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中的相关限值要求后，可用于气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼，检测不合格固相待钻井工程结束后送克拉苏钻试修废弃物环保处理站处置，直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中的综合利用限值后再进行综合利用；聚磺体系钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统收集并进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相转运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质

量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率<0.45%）后，用于铺气田区域内的井场或道路，不得用于填充自然坑洼。油基体系钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统收集并进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相运至大宛其油基泥浆、含油污泥处理站处理。

④管材边角料及焊接废渣

根据调查，集输工程施工过程中管材边角料、焊接废渣等施工废料的产生系数约为 0.2t/km，本项目新建各类集输管线约 0.52km，施工废料产生量约为 0.104t。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置。

⑤废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，废机油属于危险废物，废物代码为 900-214-08，采用钢制铁桶收集后暂存于橇装式危废贮存点，最终由有资质的单位接收处置。类比同区域钻井工程，拟建项目新钻井 1 口，废机油产生量预计为 0.3t。

⑥废烧碱包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋，烧碱废包装袋属于危险废物，废物代码为 900-047-49，收集后暂存于井场橇装式危废贮存点，最终由有资质的单位接收处置。类比同区域钻井工程，拟建项目新钻井 1 口，废烧碱包装袋产生量约为 0.1t。

⑦废防渗材料

钻井工程实施期间，为防止废油等污染物污染土壤和地下水，需在可能受污染区域铺设防渗材料，防渗材料可回收利用，但如果出现破损、老化等情况则需要对其进行妥善处置。废弃防渗材料属于危险废物，废物代码为 900-249-08，本项目钻井工程约产生废防渗材料 0.2t，可将其妥善收集后暂存于井场橇装式危废贮存点，最终由有相应资质的单位接收处置。

⑧生活垃圾

拟建项目新钻井1口，钻井施工天数约为156天，施工人数按60人计，每人每天产生0.5kg生活垃圾，经计算得钻井期间生活垃圾总产生量为4.68t。生活垃圾集中收集后定期清理运送至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置。

(4) 施工噪声源强

本项目施工期噪声主要包括土方施工、设备吊运安装、钻井、储层改造、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备运转产生的噪声，物料运输车辆交通噪声等。项目施工期主要施工机械设备及运输车辆噪声源强见表3.4-3。

表3.4-3 项目施工期主要机械设备及运输车辆噪声源强

序号	噪声源名称	噪声值/距离(dB(A)/m)	序号	噪声源名称	噪声值/距离(dB(A)/m)
1	装载机	88/5	6	绞车	70/5
2	挖掘机	90/5	7	离心机	75/5
3	钻机	90/5	8	压裂车	110/5
4	泥浆泵	90/5	9	运输车辆	90/5
5	振动筛	90/5	10	吊装机	84/5

3.4.3 运营期环境影响因素分析

3.4.3.1 废水污染源

(1) 采出水

本项目新建井场稳产期不产水，随着开采年限的增长将开始产生，且采出水量呈先增加后减小趋势，根据单井开发指标预测结果，新增2口采气井采出水最大量为365m³/d（12.045万m³/a），主要污染物为悬浮物、石油类。采出水随天然气混输至克拉2中央处理站，依托克拉2中央处理站已建采出水系统处理达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）等相关标准要求后回注地层。

(2) 井下作业废水

井下作业主要包括洗井、清蜡、清砂、修井、侧钻、酸化、压裂等，其中侧钻过程所产生的废水与钻井工程相类似，清蜡、清砂均属于洗井范畴，本次主要分析洗井、修井、酸化、压裂等过程产生的废液。

根据《关于发布<排放源统计调查产排污核算方法和系数手册>的公告》（生态环境部公告 2021 年 第 24 号）中与石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中产排污系数，计算井下作业废水的产生量。

表 3.4-4 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

污染物类别	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数
废水	酸化液	气井酸化压裂	所有规模	废酸化液	立方米/井	82.3
	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29

按井下作业每2年1次计算，井下作业废液包括废酸化压裂液、废洗井液，拟建项目新部署2座井场，则每年井下作业废液产生量为107.59t。井下作业废液采用专用回收罐收集后运至克拉2中央处理站，依托已建采出水系统处理达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）等相关标准要求后回注地层。

(3) 设备擦洗废水

井场运营期用水主要为间歇性的设备外壁擦洗水，单座井场用水量为4m³/a（2m³/次，2次/a）；单座井场设备擦洗废水产生量为4m³/a，废水中主要污染物为SS，不含有毒有害物质，此部分废水可用作场地降尘用水。

3.4.3.2 废气污染源

本项目运营期产生的废气主要为井场阀门、泵等组件处逸散的废气。井场废气中主要污染物为非甲烷总烃、甲醇。

本次所涉及的改造井场以及站场其改造工程量均较小，改造后井场和站场工艺流程不发生变化，且排污量基本不受影响，因此本次主要对2座新建采气井场进行废气污染物排放量核算。

(1) 非甲烷总烃

本次参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ 853-2017）中5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量计算公式对井场阀门等组件处无组织逸散的非甲烷总烃量进行核算。

计算公式为：

$$E_{\text{设备}} = 0.003 \times \sum_{i=1}^n \left(e_{TOC,i} \times \frac{WF_{VOCs,i}}{WF_{TOC,i}} \times t_i \right)$$

$E_{\text{设备}}$ ——设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量，kg/a；

t_i ——密封点*i*的年运行时间，h/a；

$e_{TOC,i}$ ——密封点*i*的总有机碳（TOC）排放速率，kg/h；

$WF_{VOC,i}$ ——流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数, 根据设计文件取值;

$WF_{TOC,i}$ ——流经密封点 i 的物料中总有机碳 (TOC) 平均质量分数, 根据设计文件取值;

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.4-5 设备与管线组件 $e_{TOC,i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{TOC,i}$ / (kg/h 排放源)
石油炼制工业	连接件	0.028
	开口阀或开口管线	0.03
	阀门	0.064
	压缩机、搅拌器、泄压设备	0.073
	泵	0.074
	法兰	0.085
	其他	0.073

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》, 若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数, 则取 1 进行核算, 则本项目采出液中 $WF_{VOC,i}$ 和 $WF_{TOC,i}$ 比值取 1; 项目新建井场无组织非甲烷总烃排放量核算结果见表 3.4-6 (新建井场涉及的阀门、法兰数量来自于项目设计资料)。

表 3.4-6 本项目非甲烷总烃无组织排放量核算一览表

序号	排放源	设备类型	数量 (个)	排放速率 $e_{TOC,i}$ (kg/h)	年运行时间	年排放量 (t/a)
1	单座井场	阀门	9	0.064	8000	0.014
		法兰	18	0.085	8000	0.037
		小计		0.051		
2 座新建井场合计						0.101

本项目新建井场无组织非甲烷总烃排放量共计约 0.101t/a。

(2) 甲醇

为防止天然气中水合物形成, 本项目拟在 2 座新建井场内各设置 1 套 10L/h 的甲醇加注橇。本次参照前述挥发性有机物排放量计算公式对井场无组织逸散的甲醇量进行核算。核算结果见表 3.4-7。

表 3.4-7 井场无组织甲醇排放量核算结果

序号	排放源	设备类型	数量(个)	单个设备排放速率(kg/h)	年运行时间	年排放量(t/a)
1	单套甲醇加注橇	泵	1	0.074	8000	0.002
2 套甲醇加注橇合计						0.004

由表 3.4-7 可知, 本项目运营期单套甲醇加注橇无组织排放的甲醇量为 0.002t/a。

本项目甲醇无组织排放总量估算为 0.004t/a。

3.4.3.3 固体废物污染源

(1) 油气开采集输危险废物

根据《关于印发〈危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采〉等七项危险废物环境管理指南的公告》(公告 2021 年 第 74 号) 中附件 1《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》, 结合本项目建设内容, 识别出油气开采集输过程固体废物污染源如下:

①落地油

本项目运营期产生的落地油主要来源于井下作业环节、采油环节、集输环节。包括井下作业环节中由于非正常原因导致原油散落地面形成的油土混合物, 采油环节中由于井场、站场涉油设施阀门、法兰等的渗漏导致原油散落于地面形成的油土混合物, 集输管线刺穿等原因导致原油散落地面形成的油土混合物, 主要含有矿物油等。井场、站场涉油设施阀门、法兰等以及集输管线会定期检修, 产生的落地油很少, 一旦产生将 100%回收, 回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。

本项目井下作业时带罐作业, 为防止产生落地油, 井口排出物全部进罐, 做到原油 100%回收, 类比区块内气井作业污泥产生量, 约 50kg/井·次, 作业频次一般 2 年 1 次, 约合 0.025t/井·a, 本项目新建井场 2 座, 产生落地油量约为 0.05t/a。本次评价要求落地油回收率为 100%, 回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。

②废防渗材料

场地清理时拆除的原防渗区域为防止矿物油等污染土壤和地下水而铺设的防渗材料, 主要含有矿物油等。作业场地下方铺设防渗材料, 产生的落地油直接落在

防渗材料上，目前油气田使用的防渗材料均可重复利用，平均重复利用1~2年。单块防渗材料重约250kg（12m×12m），每口井作业用2块，约合0.25t/井·a。则本项目2口井产生废弃防渗材料最大量约0.5t/a。

作业过程中产生的废防渗材料属于危险废物，危废代码为HW08中900-249-08其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集后委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线行驶。

本项目产生的危险废物汇总表见表3.4-8。

表3.4-8 危险废物汇总表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量(t/a)	产生工序	形态	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.05	井下作业、采气环节和集输与处理环节	固态	油	间歇	T,I	交由有危废处置资质的单位处置
2	废防渗材料		900-249-08	0.5	场地清理环节	固态	油	间歇	T,I	

3.4.3.4 运营期噪声源强

本项目运营期噪声源包括井场内的井口装置、甲醇加注橇等工艺设施。主要噪声源基本情况见表3.4-9。

表3.4-9 运营期主要噪声源及其源强

噪声源分布	序号	噪声源名称	数量(台/套)	源强(dB(A))	降噪措施	降噪效果(dB(A))
井场	1	井口装置	1	85	减振、消声	25
	2	甲醇加注橇	2	85	减振、消声	25
	3	井下作业(修井、洗井等)	/	105	偶发噪声,控制作业时间	/
	4	天然气放空	/	105	偶发噪声	/

3.4.3.5 运营期污染物排放汇总

本项目运营期污染物排放情况汇总如下：

表 3.4-10 运营期污染物排放情况汇总表

类别	工序	污染源	主要污染物	产生量(t/a)	排放量(t/a)	排放去向
废气	油气开采集输	井场无组织废气	非甲烷总烃	0.101	0.101	环境空气
			甲醇	0.004	0.004	
废水	油气开采	采出水	废水量	12.045×10^4	0	依托克拉2中央处理站已建采出水处理系统处理，达到《气田水注入技术要求》(SY/T 6596-2016)等相关标准要求后回注地层，不外排
	井下作业	井下作业废水	废水量	107.59	0	
	设备擦洗	设备擦洗废水	废水量	4	0	
固体废物	油气开采集输及井下作业	落地油	危险废物	0.05	0	委托有资质单位处置
	场地清理	废防渗材料	危险废物	0.5	0	
噪声	井场运行	井口装置、甲醇加注橇	机械噪声	85~95dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、消声等降噪措施

3.4.4 退役期环境影响因素分析

3.4.4.1 退役期环境空气保护措施

(1) 退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘，要求退役期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。

(2) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(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。

3.4.4.2 退役期水环境污染防治措施

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）等的要求进行施工作业，首先对井场进行环境风险评估，根据

评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水窜层。

3.4.4.3 退役期噪声防治措施

退役期噪声主要为机械设备及运输车辆产生的噪声，主要采取以下措施：

- (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。

3.4.4.4 退役期固体废物处置措施

退役期固废主要为废弃管线、废建筑垃圾和废防渗材料，采取以下措施：

- (1) 废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。
- (2) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、建筑垃圾，应集中清理收集。建筑垃圾收集后送区域工业固废填埋场妥善处置。
- (3) 对废弃井应封堵，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，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。
- (4) 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。

(5) 退役期管线、设备拆卸过程中应防止废液泄漏污染地面；沾有油污的废弃管线和废防渗材料应作为危废管理；清理井场、管线施工区遗留的一切杂物，清除井场周边污染土壤。

3.4.4.5 退役期生态恢复措施

气田单井进入开发后期，油气储量逐渐下降，最终进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场、站场生态恢复至原貌。采取的生态恢复措施如下：

- (1) 施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，严禁人为破坏作业带以外区域植被；各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。
- (2) 闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物等。

(3) 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、站场无油污、无垃圾。

3.4.5 非正常排放

本项目新建井场均配套设置焚烧池，用于井口压力异常状态下的放空燃烧。井口压力过高时，采出气通过放空管线进入焚烧池点燃放空，考虑装置全放空状态下，单座井场最大泄放量 $20 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ($8333 \text{Nm}^3/\text{h}$)。参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》中的排污系数，具体核算方法详见表 3.4-11，计算得出事故状态下放喷燃烧烟气排放情况见 3.4-12 所示。

表 3.4-11 各污染物排放量核算方法一览表

污染物	核算方法	各参数代表的含义
氮氧化物	$E_{\text{氮氧化物}} = Q \times \alpha \times t$	$E_{\text{氮氧化物}}$: 氮氧化物的排放量 (kg/a)； Q : 火炬气流量 (m^3/h)； α : 排污系数，取 $0.054 \text{kg}/\text{m}^3$ ； t : 火炬年运行时间 (h/a)。
总烃	$E_{\text{总烃}} = Q \times \alpha \times t$	$E_{\text{总烃}}$: 总烃的排放量 (kg/a)； Q : 火炬气流量 (m^3/h)； α : 排污系数，取 $0.002 \text{kg}/\text{m}^3$ ； t : 火炬年运行时间 (h/a)。
二氧化硫	$E_{\text{二氧化硫}} = 2 \times (S \times Q \times t)$	$E_{\text{二氧化硫}}$: 二氧化硫的排放量 (kg/a)； Q : 火炬气流量 (m^3/h)； S : 火炬气中的硫含量 (kg/m^3)，根据气体组分分析，硫含量极低，忽略不计； t : 火炬年运行时间 (h/a)。

表 3.4-12 井场非正常工况燃烧烟气排放情况一览表

污染源	气流量 (Nm^3/h)	单次持续时间/h	年发生频次 (次)	污染物排放情况	
				总烃	NO_x
				kg/h	kg/h
焚烧池烟气	8333	0.5	1	16.666	499.982

3.4.6 清洁生产水平分析

3.4.6.1 钻井工艺清洁生产工艺

(1) 钻采方案的设计技术先进、实用成熟，具有良好的可操作性。井身结构设计能够满足开发和钻井作业的要求；科学地进行了钻井参数设计；钻井设备和泥浆泵均能够保证安全施工的需要。

(2) 作业井场采用泥浆循环系统、钻井废水循环回收罐等环保设施，工业废水回用率达到90%以上，钻井液循环率达到95%以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。具体做法为：

①通过完善和加强作业废液的循环利用系统，将作业井场的钻井废液收回入罐，并进行集中处理。对泥浆类废液经过沉淀、过滤等去除有机杂质后再进行利用，使其资源化。

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用。

③完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，废机油全部清理、回收处理，恢复地貌，做到“工完、料净、场地清”。

④开钻前对井场应急池等做防渗漏处理。

⑤配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，保证其性能优良，减少废弃泥浆产生量。

(3) 采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

(4) 设置井控装置（防喷器等），防止井喷事故对环境造成污染影响。

(5) 钻井岩屑等钻井废物暂存均控制在井场范围内，采用泥浆不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。

(6) 本项目钻井作业新鲜水耗用量约为20t/100m 标准进尺，根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》中新鲜水消耗评价基准值为≤25t/100m 标准进尺，低于国家要求的清洁生产标准。

(7) 先进性分析。塔里木油田分公司在各个气田区块内新建钻井，不断总结前期钻井经验，形成了针对不同油气层、不同地层地质条件下的成熟、可靠的钻井技术，从钻机选型、钻井液选取与配制、油气层储层保护措施和固井方案等方面，积累了丰富的工作经验，从气田开发钻井阶段横向对比，钻井深、难度大，钻井设备和工艺技术水平处于国内领先水平，具有一定的先进性。

3.4.6.2 运行期清洁生产工艺

(1) 油气集输及处理清洁生产工艺

①拟建项目所在区块具备完善的油气集输管网，井场采出气利用新建采气管线及已建集输管线输送至克拉 2 中央处理站集中处理，全过程密闭并加强设备管理，降低损耗，减少烃类物质的挥发量。

②采用全自动控制系统对主要采气和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证。

③井下作业起下管时，安装自封式封井器，避免油气喷出。

④对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤井下作业过程中，对产生的散落凝析油和废液采用循环作业罐（车）收集。

⑥井下作业过程中铺防渗土工膜防止凝析油落地。

⑦优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。管线、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

⑧气田伴生资源综合利用率 100%。

⑨废水、废气、固体废物建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率达到 100%。

⑩采出水、井下作业废水依托克拉 2 中央处理站已建采出水处理系统处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）等相关标准要求后回注地层。

（2）节能及其它清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

②井场地面管线及设备均进行保温，减少热量损失；

③选用节能型电气设备。井场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本；

④采用自动化管理，提高了管理水平。

（3）建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入油田安全环保部门负责，采用 QHSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 QHSE 管理要求，保护自身的安全和健

康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制订了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

3.4.6.3 清洁生产评价指标

本次评价采用《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，分别对钻井作业、井下作业、采气作业等三个气田开发阶段进行清洁生产指标分析，油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表3.4-13、表3.4-14、表3.4-15。

表 3.4-13 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							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	拟建项目评价	
						估算值	得分
(1)资源和能源消耗指标	20	占地面积	m ²	8	符合行业标准要求	符合	8
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	12	≤25	20	12
(2)生产技术特征指标	30	固井质量合格率	%	30	≥95	100	30
(3)资源综合利用指标	25	钻井液循环率	井深：3000 以上	15	≥75	95	10
		柴油机效率	%	5	≥90	90	5
		污油回收率	%	5	≥90	100	5
(4)污染物指标	25	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区： ≤30; 乙类区：≤35	5(乙类区)	10
		废弃钻井液产生量	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	≤10	10
		柴油机烟气	-	2	符合排放标准要求	符合	2
		噪声	dB(A)	3	符合排放标准要求	符合	3
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	拟建项目评价		
					措施	得分	
(1)原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒 钻井液	15	无毒钻井液	15	
(2)生产工艺	40	钻井设备先进性	国内领先	8	钻井设备国内领先	8	

及设备要求		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	具备	5
		钻井液收集设施完整性	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	配有泥浆不落地系统	5
		固控设备完整性	配备振动筛、处理器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备固控设备	5
		固井质量	固井质量合格	5	固井质量合格	5
		钻井效率	高	7	高	7
		井控措施有效性	井控措施有效	5	有效	5
(3)符合国家政策的生产规模	10	现行政策暂无生产规模限制要求		10	满足	10
(4)管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	已建立 QHSE 管理体系并通过认证	10
		开展清洁生产审核		10	已开展	10
(5)贯彻执行环境保护法规符合性	15	建设项目环保“三同时”执行情况		5	落实环保“三同时”制度	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	落实建设项目环境影响评价制度	5
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	落实减排措施	5

表 3.4-14 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							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	拟建项目	
						估算值	得分
(1)资源与能源消耗指标	25	占地面积	m ²	5	符合行业标准要求	符合	5
		作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	≤5.0	10
(2)生产技术特征指标	25	压裂放喷返排入罐率	%	25	100	100	25
(3)资源综合利用指标	25	落地原油回收率	%	8	100	100	8
		生产过程排出物利用率	%	9	100	100	9
		剩余作业液回收率	%	8	100	100	8
(4)污染物	25	作业废液量	kg/井次	5	≤3.0	≤3.0	5

产生指标		石油类	kg/井次	5	甲类区： ≤10; 乙类区： ≤50	≤50(乙类区)	5
		COD	kg/井次	5	甲类区： ≤100; 乙类区： ≤150	≤150(乙类区)	5
		含油油泥	kg/井次	5	甲类区： ≤50; 乙类区： ≤70	≤70(乙类区)	5
		一般固体废物 (生活垃圾)	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	拟建项目	
						措施	得分
(1)生产工艺及设备要求	40	防喷措施	有效	5	采取有效的防喷措施	5	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	地面管线按标准试压	5	
		防溢设备(防溢池设置)	具备	5	具备防溢设备	5	
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	按要求进行分区防渗	5	
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	集中回收处理	10	
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	凝析油回收	10	
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证			15	已建立 QHSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核			20	已开展	20
		制定节能减排工作计划			5	已制定	5
(3)贯彻执行	20	满足其他法律法规要求			20	满足其他	20

行环境保护 法规符合性				法律法规 要求	
----------------	--	--	--	------------	--

表 3.4-15 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标									
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本项目			
						实际值	得分		
(1)资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	天然气: ≤50	≤50	30		
(2)资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0		
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10		
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10		
(3)污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	≤10	5		
		COD	mg/L	5	乙类区≤150	60	5		
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5		
		采气废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5		
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5		
		采油废水有效利用率	%	7.5	≥80	100	7.5		
定性指标									
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本项目			
						实际情况	得分		
(1)生产工艺及设备要求	45	井筒质量			5	井筒实施完好	5		
		采气	采气过程醇回收设施		10	已落实	10		
			天然气净化设施先进、净化率高		20	先进	20		
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	全密闭	10		
		建立 HSE 管理体系并通过认证			10	已建立	10		
		开展清洁生产审核并通过验收			20	已开展	20		
(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	制定节能减排工作计划			5	已制定	5		
		建设项目环保“三同时”制度执行情况			5	已落实	5		
		建设项目环境影响评价制度执行情况			5	已落实	5		
		老污染源限期治理项目完成情况			5	不涉及限期治理项目	5		
污染物排放总量控制与减排指标完成情况					5	已完成	5		

由表计算得出拟建项目钻井作业定量指标得分100分，定性指标得分100分，综合评价指数得分100分；井下作业定量指标得分100分，定性指标得分100分，综合评价指数得分100分；采气作业定量指标得分90分，定性指标得分100分，综合评价指数得分94分，属于清洁生产先进企业。

3.4.6.4 清洁生产评价结论

根据综合分析和类比已开发区块，拟建项目严格执行各类环境保护、节能降耗措施后，整体可达到清洁生产先进企业水平。

3.4.7 污染物排放“三本账”

拟建项目实施后区域“三本账”见表3.4-16。

表3.4-16 本项目实施后区域污染物排放“三本账”

序号	影响类别	污染物	区块现状排放量(t/a)	拟建项目新增排放量(t/a)	拟建项目实施后总体排放情况		
					排放量(t/a)	以新带老削减量(t/a)	排放增减量(t/a)
1	废气	SO ₂	0.00006	0	0.00006	0	0
		NO _x	0.99	0	0.99	0	0
		颗粒物	1.22	0	1.22	0	0
		NMHC	31.66	0.101	31.761	0	0.101
		甲醇	0.02	0.004	0.024	0	0.004
2	废水	生产废水	0	0	0	0	0
		生活污水	0	0	0	0	0
3	固体废物	含油污泥	0	0	0	0	0
		生活垃圾	0	0	0	0	0

3.4.8 污染物总量控制分析

3.4.8.1 总量控制原则

对污染物排放总量进行控制的原则是：将给定区域内污染源的污染物排放负荷控制在一定数量之内，使环境质量可以达到规定的环境目标。污染物总量控制方案的确定，在考虑污染物种类、污染源影响范围、区域环境质量、环境功能以及环境管理要求等因素的基础上，结合项目实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

3.4.8.2 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：NO_x、VOCs。

废水污染物： COD、 NH₃-N。

3.4.8.3 总量控制建议指标

(1) 施工期

由于施工期作业集中于较短时间内，施工期间排放的污染物将随施工的结束而消亡，故不考虑对施工期产生的污染物进行总量控制。

(2) 运营期

本项目油气开采集输为密闭工艺，废气污染物主要为井场无组织排放的 VOCs（包括非甲烷总烃和甲醇）。新增 VOCs 总排放量为 0.105t/a。

运营期产生的采出水及井下作业废水依托克拉 2 中央处理站处理达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）等相关标准要求后回注地层。废水不外排。

故本次评价提出的总量控制建议指标为：VOCs： 0.105t/a。

根据《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环环评发〔2024〕93 号）中提出：“新增主要污染物排放总量的建设项目必须落实主要污染物排放总量指标来源和控制要求。石化、煤化工、燃煤发电（含热电）、钢铁、有色金属冶炼等新增主要污染物排放量的建设项目所在区域、流域控制单元环境质量未达到国家或者地方环境质量标准的，建设项目应提出有效的区域削减方案，主要污染物实行区域倍量削减，确保项目投产后区域环境质量有改善。所在区域、流域控制单元环境质量达到国家或者地方环境质量标准的，原则上建设项目主要污染物实行区域等量削减，确保项目投产后区域环境质量不恶化。区域削减方案应符合建设项目环境影响评价管理要求，同时符合国家和地方主要污染物排放总量控制要求。”

3.5 相关政策法规、规划符合性分析

3.5.1 产业政策符合性分析

(1) 与《产业结构调整指导目录（2024 本）》符合性分析

拟建项目为天然气开采项目，属国家战略性矿产资源开发，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，拟建项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油天然气开采”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

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

表 3.5-1 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》符合性分析

文件名称	文件要求	本项目情况	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	选址 石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本项目位于塔里木油田“十四五”规划中克拉苏气田中的克拉2气田克探1区块，并以区块为单位开展环境影响评价工作。	符合
	与空间布局 在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区就地选址。	本项目不涉及。	—
	涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本项目不涉及。	—
	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	本项目施工期严格控制施工作业面积、缩短施工时间，落实水土保持、防沙治沙、生态修复要求，有效降低生态影响。	
	污染防治与环境影响 陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环境风	本项目油气开采集输均为密闭流程，井场边界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）要求。	符合

文件名称	文件要求	本项目情况	符合性
	险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。		
	油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到80%以上；边远井，零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存(CCUS)技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	本项目提出了相关降碳措施。	符合
	陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐。	本项目钻井及储层改造采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、钻井液，配备完善的固控设备。运营期采出水、井下作业废水，依托油气处理站采出水处理系统处理达标后回注地层。	符合
	涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)《气田水注入技术要求》(SY/T6596)等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理后回用于注汽锅炉。	本项目运营期采出水、井下作业废水依托克拉2中央处理站已建采出水处理系统处理达到《气田水注入技术要求》(SY/T 6596-2016)等相关标准要求后回注地层。	符合
	废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599)处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤	本项目钻井泥浆及岩屑采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率达到100%。膨润土-聚合物体系钻井岩屑排入岩屑池干化，经检测达标后，可用于气田内部道路铺设、井场铺垫；聚磺体系钻井岩屑转运至克拉苏钻试修废弃物环保处	符合

文件名称	文件要求	本项目情况	符合性
	吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%。	理站处理或在井场进行无害化达标处置，达标还原土用于铺垫气田区域的井场或道路；油基体系钻井岩屑运至大宛其油基泥浆、含油污泥处理站，达标还原土综合利用。施工期及运营期产生的落地油、废防渗材料、废机油等危险废物，妥善收集后交由具有危废处置资质的公司接收处置。项目固体废物无害化处置率可达到100%。	
	噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	在采取选用低噪声设备、基础减振等措施的情况下，本项目井场边界噪声排放能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中2类区标准要求	符合
	对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。	退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施进行生态修复，生态修复前对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ 651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）等相关要求。	符合

3.5.2 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

3.5.2.1 相关法规符合性分析

《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》第三十七条规定：各级人民政府应当加强对建设施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制堆料和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。

第四十四条 矿山开采产生的废石、废渣、泥土等应当堆放到专门存放地，并采取围挡、设置防尘网或者防尘布等防尘措施；施工便道应当硬化。

本项目施工期区块内大量出入中型车辆，区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。场地清理、池体开挖、基础建设、管沟开挖等产生的土石方用于为井场平整、管沟回填等，无弃方；钻井工程产生的岩屑依据不同钻井阶段和钻井液体系采取不同的措施妥善处置；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置。项目施工结束后拟对临时占地进行平整，减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

3.5.2.2 相关政策符合性分析

(1) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

表 3.5-2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》 (公告 2012 年 第 18 号)	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	拟建项目运营期废水主要为采出水和井下作业废水，采出水和井下作业废水依托克拉2中央处理站已建采出水处理系统处理达标后回注地层；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。	符合
	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	拟建项目建设布局合理，已在设计阶段合理选址，合理利用区域现有道路，减少项目占地；天然气开采集输、均为密闭工艺。	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。	拟建项目油气开采集输过程为密闭流程。	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻	本评价已提出生态影响减缓措施。	符合

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
	<p>生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。</p> <p>在钻井和井下作业过程中，鼓励污水、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。</p>	钻井废水循环利用，井下作业废水妥善处置。	符合

(2) 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(环办环评函〔2019〕910号)、新环环评发〔2020〕142号的符合性分析

表 3.5-3 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(环办环评函〔2019〕910号)、新环环评发〔2020〕142号符合性分析

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《转发<关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知>的通知》(新环环评发〔2020〕142号)	加快推进油气发展(开发)相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展(开发)规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满5年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价。	塔里木油田分公司已完成《塔里木油田“十四五”发展规划》，并取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见(新环审〔2022〕214号)。	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910号)	项目环评应当深入评价项目建设、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环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	拟建项目已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施，并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行回顾性评价，同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证。	符合
	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情	根据《全国矿产资源规划(2021-2025年)》，本项目属于规划中的塔里木盆地克拉苏-克拉2油气能源资源基地，为加强克拉苏-克拉2油气能源资源基地油气田勘探开发，促进增储上产的要求；塔里木油田分公司实施本次克拉2气田克探1区块产能	符合

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
	况，报批区块环评或单井环评。	建设项目。	
	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。	拟建项目报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响。	符合
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民。	拟建项目油气集输管线采取埋地敷设方式，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内，在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施后，环境风险可防控。	符合
	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	克拉采油气管理区制定有《塔里木油田分公司克拉采油气管理区突发环境事件应急预案》（备案编号652926-2024-036-L）。	符合

(3) 与《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2号)符合性分析

表 3.5-4 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2号)	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。铁路、公路等单独选址建设项目建设，应科学组织施工，节约集约使用临时用地。制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。	项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态的影响。	符合
	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续。	严格按照有关规定办理建设用地审批手续。	符合

(4)与《国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》(国发〔2023〕24号)的符合性分析

表 3.5-5 与国发〔2023〕24号文件的符合性分析

文件要求	本项目	符合性
重点区域有京津冀及周边地区、长三角地区、汾渭平原。	本项目地处新疆阿克苏地区，所在区域不属于重点区域。	—
坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马；加快退出重点行业落后产能；全面开展传统产业集群升级改造；优化含 VOCs 原辅材料和产品结构；推动绿色环保产业健康发展。	本项目为陆地天然气开采项目，属于国家“鼓励类”项目，不在“三高”行业之列。	符合
大力发展战略性新兴产业；严格合理控制煤炭消费总量；积极开展燃煤锅炉关停整合；实施工业炉窑清洁能源替代；持续推进北方地区清洁取暖。	拟建项目采用密闭集输工艺。	符合
强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常废气处理设施	建设单位在运营期须加强 VOCs 泄漏检测，定期对油气生产设施开展密封性检测。	符合
推进重点行业污染深度治理。高质量推进钢铁、水泥、焦化等重点行业及燃煤锅炉超低排放改造。到 2025 年，全国 80%以上的钢铁产能完成超低排放改造任务；重点区域全部实现钢铁行业超低排放，基本完成燃煤锅炉超低排放改造；推进燃气锅炉低氮燃烧改造。	本项目不涉及。	—
开展餐饮油烟、恶臭异味专项治理；稳步推进大气氨污染防治	不涉及	—
完善区域大气污染防治协作机制。国家统筹推进京津冀及周边地区大气污染联防联控工作，继续发挥长三角地区协作机制、汾渭平原协作机制作用。国家加强对成渝地区、长江中游城市群、东北地区、天山北坡城市群等区域大气污染防治协作的指导，将粤港澳大湾区作为空气质量改善先行示范区。各省级政府加强本行政区域内联防联控。鼓励省际交界地区市县积极开展联防联控，推动联合交叉执法。对省界两侧 20 公里内的涉气重点行业新建项目，以及对下风向空气	本项目所在区域不属于“联防联控区”。	—

文件要求	本项目	符合性
质量影响大的新建高架源项目，有关省份要开展环评一致性会商。		

综上，本项目建设符合《国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》（国发〔2023〕24号）相关要求。

3.5.2.3 相关规范符合性分析

(1) 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018)的符合性分析

表 3.5-6 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》符合性分析

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018)	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。	项目提出施工期结束后，对临时占地进行恢复，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则。	符合
	集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	项目永久占地和管线临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度。	符合
	对伴生有 CO ₂ 气体的油气藏，CO ₂ 气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定 CO ₂ 气体处置方案的油气藏不得开发。	克探1气藏中 CO ₂ 含量为 1.7-2.9%，符合《天然气》(GB 17820-2018) 天然气的质量标准要求(CO ₂ ≤3%)，CO ₂ 随天然气外输。	符合

3.5.2.4 相关规划符合性分析

拟建项目与相关规划符合性分析详见表 3.5-7。

表 3.5-7 拟建项目与相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《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》	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。	拟建项目属于塔里木盆地油气开采项目。	符合
《阿克苏地区国民经济和社会发展	积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜—大北等	本项目属于塔里木油田分公司克拉苏气田	符合

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《新疆十四五规划纲要》	区块油气开采取得重要成果,新增油气资源全部留用当地加工转化,加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作,重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县(市)天然气管网,集中在温宿发展天然气化工产业,辐射至阿克苏市、柯坪县。	油气开采项目,项目的建设有助于加大该区域油气资源勘探开发力度。	
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制,重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治,加强重点行业、重点企业的精细化管控;全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等;加强汽修行业 VOCs 综合治理,加大餐饮油烟污染治理力度,持续削减 VOCs 排放量。	本项目井场无组织废气排放涉及 VOCs 排放,油气采取密闭集输工艺,减少 VOCs 排放量。	符合
	加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度,加强帮扶指导和调度监督,督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测。	企业现状已履行排污许可及自行监测,报告中已提出计划。	符合
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单,全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况,报备管理计划,做好信息公开工作,规范运行危险废物转移联单。	拟建项目产生的危险废物严格落实《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)《危险废物转移管理办法》(生态环境部令 第 23 号)中相关管理要求。	符合
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	以石化、化工等行业为重点,加快实施 VOCs 治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造,使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀,推进低泄漏设备和管线组件的更换,中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造,新建油气回收装置和 VOCs 在线监控设施;中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOCs 治理设施,对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOCs 治理,加快更换装载方式。	本项目井场无组织废气排放涉及 VOCs 排放,报告中已针对无组织排放提出相应措施。	符合

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
	<p>加强油气资源开发集中区域土壤环境风险管控。以塔里木油田、塔河油田等油气资源开发强度较大地区为重点，开展油气资源开发区土壤环境质量专项调查，建立油气资源开发区域土壤污染清单，对列入土壤污染清单中的区域，编制风险管控方案。加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用，开展油气资源开发区历史遗留污染场地治理，对历史遗留油泥坑进行专项排查，建立整治清单、制定治理与修复计划。</p>	<p>本项目施工期及运营期固体废物处置措施得当，正常情况下，不会造成土壤污染。</p>	符合
	<p>持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排入雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全。</p>	<p>本项目采出水和井下作业废水依托克拉2中央处理站处理后回注地层，废水均不向外环境排放；按照相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全。</p>	符合
	<p>建立生态保护红线管控体系，明确管理责任，强化用途管制，实现一条红线管控重要生态空间，确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变。开展生态保护红线基础调查和人类活动遥感监测，及时发现、移交、查处各类生态破坏问题并监督保护修复情况</p>	<p>本项目不占用及穿越生态保护红线，可确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变。</p>	符合
《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》	<p>加强油气产能建设。提高老油田采收率，加大对塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜一大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替。</p>	<p>拟建项目为塔里木盆地油气勘探开采项目，项目的实施有助于促进油气增储上产。</p>	符合
《新疆维吾尔自治区国土空间规划》	<p>严格耕地占补平衡。各类非农建设选址布局尽量不占或少占耕地，特别是永久基本农田，确</p>	<p>项目占地不涉及耕地。</p>	符合

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
划(2021-2035年)》	需占用的,必须做到补充耕地数量相等、质量相当、产能不降。严格控制耕地转为其他农用地,以年度国土变更调查为基础,除国家安排退耕还林还草、自然灾害损毁难以复耕、河湖水面自然扩大造成耕地永久淹没等特殊情况外,对耕地转为林地、草地、园地等其他农用地及农业设施建设用地的,应当补充同等数量、质量的可以长期稳定利用耕地,将非农建设、造林种树、种果种茶等各类占用耕地行为统一纳入耕地占补平衡管理。		
	加强永久基本农田保护和建设。以永久基本农田为基础,优先在粮食生产功能区、重要农产品生产保护区建设高标准农田,逐步把永久基本农田全部建成高标准农田。经依法批准确需占用的,应先补建后占用。完善永久基本农田储备区制度,土地整治和新建高标准农田增加的优质耕地应当优先补划为永久基本农田,在永久基本农田集中分布地区,不得规划新建可能造成污染的建设项目。	项目占地不涉及永久基本农田。	符合
	推进水土流失治理。加强水土流失的预防保护,针对重点防治地区实施治理工程。到2035年,新疆水土流失面积和侵蚀强度有明显下降,人为水土流失得到全面防治。	项目采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施,项目建设对区域生态影响可接受。	符合
	加强荒漠生态保护。强化沙化土地封禁保护区管控,减少沙区人类活动影响。继续推行禁止滥樵采、禁止滥放牧、禁止滥开垦的“三禁”制度。依法加强沙化土地封禁保护区的管控,规范沙区各类开发建设活动,促进荒漠植被自然修复,减少人为破坏影响。	项目采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施,项目建设对区域生态影响可接受。	符合
	科学划定生态保护红线。将整合优化后的自然保护地,生态功能极重要、生态极脆弱区域,以及目前基本没有人类活动、具有潜在重要生态价值的生态空间划入生态保护红线。	拟建项目不在生态保护红线范围内。	符合
阿克苏地区国土空间总体规划(2021—2035年)	严保永久基本农田保护红线、严守生态保护红线、严控城镇开发边界。 严保永久基本农田保护红线:坚决落实最严格的耕地保护制度,严守耕地保护红线,将达到质量要求的优质耕地依法划入永久基本农田,实施特殊保护。已经划定的永久基本农田全面	项目占地不涉及基本农田,不涉及生态保护红线。	符合

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
	<p>梳理整改,有序推进永久基本农田划定成果核实,确保永久基本农田数量不减少、质量不降低、生态有改善。</p> <p>严守生态保护红线:以资源环境承载力为硬约束,结合“双评价”中生态保护极重要区评价,强调生态涵养,落实生态红线保护要求,切实做到应划尽划,应保尽保,实现一条生态保护红线管控重要生态空间。阿克苏地区生态红线主要分布于天山南脉、塔里木河上游沿岸、托什干河中下游沿岸。</p> <p>严控城镇开发边界:坚持节约优先、保护优先,严控增量、盘活存量,优化结构、提升效率,提高城镇建设用地集约化程度。在综合考虑城镇定位、发展方向和综合承载能力的基础上,科学研判城镇发展需求,优化城镇形态和布局,促进城镇有序、适度、紧凑发展,实现多中心、网络化、组团式、集约型的城乡国土空间格局。</p>		
《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》	<p>根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》,将新疆国土空间划分为重点开发、限制开发和禁止开发区域。重点开发、限制开发和禁止开发三类主体功能区,是基于不同区域的资源环境承载能力、现有开发强度和未来发展潜力,以是否适宜或如何进行大规模、高强度的工业化城镇化开发为基准划分的。新疆主体功能区划中,重点开发区域和限制开发区域覆盖国土全域,而禁止开发区域镶嵌于重点开发区域或者限制开发区域内。</p>	<p>项目所在区域属于限制开发区域(国家级农产品主产区),限制开发区域可在资源环境可承载范围内,发展优势产业或特色经济。农产品主产区内发展方向和开发原则之一为“位于农产品主产区的点状能源和矿产资源基地建设,必须进行生态环境影响评估,并尽可能减少对生态空间与农业空间的占用,同步修复生态环境。”</p> <p>项目所在区域油气资源较为丰富,项目的实施有助于加大该区域油气资源开发力度,加快优势产业发展。项目的建设总体上</p>	符合

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
		讲对生态系统的干扰和影响较小。符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》要求。	

表 3.5-8 拟建项目与塔里木油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划》	“十四五”期间持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北-塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产。	拟建项目为天然气开采项目，可保证克拉苏气田天然气快速上产。	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见	<p>(三)严格生态环境保护，强化各类污染物防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用率。</p> <p>(四)加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化，油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙</p>	<p>拟建项目废气主要为井场无组织废气，油气开采集输均为密闭流程，有效减少无组织废气排放量；废水主要为采出水、井下作业废水，依托克拉2中央处理站已建采出水处理系统处理达标后回注地层；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；危险废物无害化处置率可达100%。项目采取分区防渗措施，同时提出相关防沙治沙措施。</p>	符合

文件名称	文件要求	本项目	符合性
	等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。		

3.5.3 生态环境分区管控符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157号）、《阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023年版）》（阿地环字〔2024〕32号）符合性分析分别见表3.5-9、3.5-10及图3.5-1、3.5-2。根据分析结果，本项目建设符合生态环境分区管控要求。

表3.5-9 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析

名称	文件要求	符合性分析	结论
生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应回避措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。	经初步核查，拟建项目不在划定的生态保护红线内，符合生态保护红线管理要求。项目与生态保护红线位置关系图见图3.5-1。	符合
环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。	拟建项目采出水和井下作业废水依托克拉2中央处理站已建采出水处理系统处理达标后回注；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；拟建项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，油气采取密闭集输工艺；拟建项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。拟建项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险。	符合
资源利用上线	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内	拟建项目采出水和井下作业废水依托克拉2中央处理站已建采出水处理系统处理达标后回注，不外排；油气集输不消耗天然气，井场用电接自区域	符合

名称	文件要求	符合性分析	结论
	项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。	电网，能源利用均在区域供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；井场永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求；拟建项目开发符合资源利用上线要求	
生态环境准入清单	自治区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。其中一般管控单元主要为优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域。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。	本项目为陆地天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中“鼓励类”，符合国家相关政策。本项目位于拜城县一般管控单元（环境管控单元编码ZH65292630001）见图3.5-2。项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。拟建项目实施后通过采取完善的污染治理措施，可确保污染得到有效地控制，对站址周围大气环境、地下水环境影响可接受，从声环境、土壤环境影响角度项目可行。	符合

表 3.5-10 本项目与环境管控单元符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65292630001	拜城县一般管控单元	一般管控单元	区域包含乡镇、部分基本农田	/
维度	管控要求		本项目	符合性
空间布局约束	1.建设项目建设用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。		本项目占地不涉及基本农田。	符合
	2.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染防治不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失		本项目不涉及。	—

	的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。		
	3.永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。	本项目为塔里木油田“十四五”发展规划中克拉2区块改扩建项目，主要目的为落实规划中克拉2区块天然气开发预测产能指标，不属于规划新建的可能造成土壤污染的建设项目。	符合
	4.严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。	本项目不涉及	—
	5.禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。	本项目不涉及	—
	6.禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	本项目不涉及	—
	1.强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理	本项目不涉及	—
污染物排放 管控	2.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药	本项目不涉及	—
	3.加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局	本项目不涉及	—
	4.对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控	本项目制定完善地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全。	符合
	5.严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	克拉苏气田已开展历史遗留污水泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作。	符合

	6.因地制宜推进农村厕所革命,分类分区推进农村生活污水治理,全面提升农村生活垃圾治理水平,建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合,整县推进畜禽粪污资源化利用	本项目不涉及	—
环境风险防控	1.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管,发现土壤污染问题的,要坚决查处,并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染	克拉苏气田已对区域存在的历史遗留污染场地进行治理。	符合
	2.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库,要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库,完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施。	本项目不涉及	—
	3.依法推行农用地分类管理制度,强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案,鼓励采取种植结构调整等措施,确保受污染耕地全部实现安全利用。	本项目不涉及	—
资源利用效率	1.全面推进秸秆综合利用,鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用,推动秸秆还田与离田收集。	本项目不涉及	—
	2.减少化肥农药使用量,增加有机肥使用量,实现化肥农药使用量负增长。	本项目不涉及	—
	3.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术,完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉,推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络,提高农业用水效率,降低农业用水比重。	本项目不涉及	—

综上所述,本项目建设符合生态环境分区管控要求。

图 3.5-1 项目与生态保护红线位置关系图

图 3.5-2 项目区所处环境管控单元

3.6 选址、选线合理性分析

本项目组成包括钻前工程、钻井工程、油气开采工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、道路等工程。根据现场调查和资料搜集，本项目不占用法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区，井场选址及管道选线均已避开生态保护红线，选址、选线总体合理。

本项目无法避让塔里木河流域水土流失重点治理区，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

拜城县地处天山南麓中段，东与库车县毗邻，西与温宿县接壤，南隔却勒塔格山与新和县相望，北靠天山与伊犁哈萨克自治州相连，四周群山环抱，呈一带状盆地，全县总面积 1.91 万 km²。

本项目位于克拉 2 气田克探 1 区块，中心地理坐标为：东经；北纬，行政区划隶属于阿克苏地区拜城县管辖，项目区中心西南距拜城县城中心约 60km，东南距库车市约 45km。本项目地理位置见图 4.1-1。

4.1.2 地形地貌

拜城县地处天山地槽褶皱带中部，北部天山山势西高东低，西部山峰海拔高 5100m，东部山峰海拔高 4500m，雪线高约 4000m，2500~3200m 为林带、草场，山前带为岩漠山地。南部却勒塔格山，山峰海拔高 2000m 左右，却勒塔格山北为拜城县盆地，呈东西方向展布，长达 150km，其轴向与天山山脉平行。

拜城县县城地处拜城盆地中上部。夹于南北山两山之间的拜城盆地是在古生代海西运动时地台和地槽经过褶皱断裂而形成。北部喀尔勒克塔格等山属于古老的构造系统，南部却勒塔格山为年轻的构造系统，拜城盆地则属中生代第三纪和第四纪系统经新期褶皱作用而成。

拜城盆地地势北高南低，由西向东倾斜，自然坡度一般为 1.3‰~4.3‰。境内 5 条河流皆源于北部冰川。源于木扎提冰川的木扎提河，由北向南折东横穿盆地。由于地形北高南低，加之第三纪和第四纪风化岩层的松软脆弱，极易受侵蚀冲刷，致使河床不断南移，两岸已形成较大的冲积平原。源于哈尔克塔格山的 4 条河流由于坡降大，水流湍急，冲刷力强，出山后流速减慢，大量悬移物质随之沉淤，加之雨水的影响，逐渐形成较大的洪积冲积扇。

项目所在区域北靠天山南麓，属天山山前地区之丘陵地貌，位于一系列东西向展布的山丘之间，地形起伏较大，总体为雅丹地貌。丘体呈浑圆形，坡度一般 0~25°，局部呈直立陡坎，一般发育较为宽缓的小冲沟。

图 4.1-1 本项目地理位置图

4.1.3 工程地质

拜城盆地处于天山地槽褶皱中部的库车坳陷，地质构造属南天山冒地槽褶皱带的喀尔勒克塔格山复背斜的中、东段和塔格拉克山前坳陷的西、北段。库车坳陷属于南天山造山带的前陆盆地，东西长约 550km，南北宽 30-80km，面积 28515km²，它可以进一步划分为四个构造带和三个凹陷，四个构造带由北至南分别为北部单斜带、克拉苏构造带、丘里塔格构造带和前缘隆起带；三个凹陷从西向东分别为乌什凹陷、拜城凹陷和阳霞凹陷。项目区位于克拉-依奇克里克构造带西部，即克拉苏构造带。

4.1.3.1 区域地质构造特征

勘察区位于拜城凹陷的东北部，凹陷区沉积了大量的第四系松散岩类的砂卵砾石、砂砾石、砂及粉质粘土。在喀拉苏洪积扇的中部第四系沉积厚度可达近 600m，向周边逐渐变薄。该凹陷的形成与演化主要受控于大宛齐-克拉苏断裂带。勘察区东南部由于受却勒塔格山构造隆起的影响，在却勒塔格山复背斜的北翼发育有近东西走向，延伸近 30km，断距约 1000m 的断裂，在该断裂的北侧发育有多条雁行横（南北）向小断裂，断裂断距 20~30m 不等。该雁行横（南北）向小型断裂为北部地下水的排泄提供了通道。

4.1.3.2 区域地层

据钻探井探揭露和附近地质调查，地表植被较少，地貌为克孜勒山山前丘陵。勘探深度内地层主要为新近系上新统湖积（N₂¹）的泥岩。根据地层时代、成因、岩性及物理力学性状等，将场区地层划分为 1 个主要工程地质层。

泥岩（N₂¹）：暗黄色，2.0~2.3m 为强风化，以下中风化，机械钻进难，进尺速度一般，孔壁稳固，有黏钻现象，呈短柱状~长柱状，岩体较完整，裂隙弱发育，呈厚层状，浸水后手可掰开，易留下划痕。土石等级为V级，土石分类为松石。岩体基本质量等级IV级。本层未揭穿，最大揭露厚度 20.0m。

4.1.4 水文及水文地质

4.1.4.1 水文

拜城县境内共有发源于天山南坡、流域相对独立的 5 条主要河流，自西向东为木扎提河、卡普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜尔河。5 条河流在出山口

以上流向由北向南与山脉走向大致垂直，源头高程一般在3500m以上，河流长度92~279km，多年平均径流量27.43亿m³。河流源头多接冰川，以冰川融水和融雪水为主要补给源，河流径流具有明显的季节性。主要支流木扎提河发源于汗腾格里峰东坡慕斯达板冰川，在拜城盆地西北部破城子处流出山口，折向东流，入拜城盆地，经却勒塔格山北麓沿程先后汇集发源于哈雷克套山南坡的卡普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜尔河后投入克孜尔水库后称渭干河，供库车、沙雅、新和三县农业用水。

木扎提河：木扎提河河长279km，破城子水文站以上集水面积1834km²，年径流量为14.44亿m³，约占渭干河总水量的一半。该河径流年际变幅不大，但径流的年内分配极为不均，径流量主要集中在6~9月，多年平均7~8月2个月径流量占年总量达56.6%，该河洪水主要为冰川融水，降水影响较小。

卡普斯浪河：该河是渭干河的第二大支流，卡木鲁克水文站以上集水面积2845km²，年径流量为6.77亿m³，约占五条支流河川径流量的24.5%。该河径流年际变幅不大，但径流的年内分配极为不均，径流量主要集中在5~8月，多年平均7~8月2个月径流量占年总量达46.8%，该河水量以冰川融水为主，降水对洪水影响很大。

台勒维丘克河：该河是渭干河的较小支流，其控制站拜城水文站多年平均径流量为0.857亿m³，约占五条支流河川径流量的3.1%。该河径流年际变幅不大，但径流的年内分配极为不均，径流量主要集中在5~8月，多年平均7~8月2个月径流量占年总量达44.5%，该河水量以冰雪融水为主，降水对洪水的洪峰流量影响很大。

喀拉苏河：该河是渭干河的第四大支流，喀拉苏水文站以上集水面积1114km²，年径流量为2.33亿m³，约占五条支流河川径流量的8.43%。该河径流年际变幅不大，但径流的年内分配极为不均，径流量主要集中在5~8月，多年平均7~8月2个月径流量占年总量达44.5%，该河水量以冰雪融水为主，降水对洪峰流量影响很大。

克孜尔河：该河是渭干河的第三大支流，克孜尔水文站以上集水面积3342km²，年径流量为3.2亿m³，约占五条支流河川径流量的11.7%。该河径流年际变幅不大，

但径流的年内分配极为不均，径流量主要集中在6~9月，多年平均7~8月2个月径流量占年总量达36.8%，该河水量以冰雪融水为主，降水对洪峰流量影响很大。

冲沟：区域较大冲沟主要发育在喀拉苏河——克孜尔河流域，由西向东依次为切得根艾肯沟、帕曼艾肯沟、玉树滚艾肯沟，切割深度2~8m，宽度30~500m，纵坡降2.0%~5.5%。

项目所在区域属于克孜尔河流域，区域内分布有局部面流形成的短程冲沟，冲沟内存在季节性短时流水，其径流主要为大气降水补给，其流量随降水强度而异，暴雨形成的洪水对冲沟有一定的冲刷侵蚀作用。

4.1.4.2 区域水文地质

拜城盆地为近东西向的大型新生代向斜坳陷盆地，基底为古近系—新近系，盆地内充填了巨厚的第四系沉积物，为地下水的储存、运移提供了良好的空间，其中埋藏着丰富的松散岩类孔隙潜水。

拜城盆地海拔高程1180~1400m，发源于高山冰川的河流及低山丘陵带洪流流入盆地后，河水渗漏补给地下水，使盆地储藏有丰富的地下水，因却勒塔格新生代背斜构造的阻隔，使拜城盆地成为一个独立的水文地质单元—“地下水库”。因受拜城盆地基底和盆地地下水位的控制，盆地四周高基底上的第四纪松散层不含水或不均匀含水。拜城盆地北部古近系-新近系逆冲于中更新统之上形成低山丘陵区，古近系-新近系由砂岩、泥岩和砂砾岩互层组成，构成了低山丘陵区与平原区地下水的隔水屏障。由于盆地北的断裂使得山区与平原区存在巨大的水位差，形成一跌水现象，如在吐孜贝希村一带，地下水埋深在断裂北部为2m左右，而向南经断裂水位急剧变大，至盆地北部的重工业园开发区一带，地下水埋深达到80多米。

由喀普斯朗河、台勒维丘克河、喀拉苏河冲洪积扇相互叠置，形成的山前倾斜平原具有干旱-半干旱区山前冲洪积扇的一般水文地质规律，褶皱、断裂等地质构造、地貌、岩性及水文等因素控制了本区地下水的形成、埋藏与分布。

在盆地的下伏岩层中，第四系下更新统西域砾岩由于岩性已呈胶结及半胶结状态，与下部的古近系-新近系岩层一起构成了盆地内含水层的底板，上覆中上更新统地层均为结构较为单一的卵砾石层，松散类岩层沉积厚度自北部山前的200m，向

南部平原区逐渐变厚，最厚达500m左右。山前侧向补给及出山口后地表水体的入渗补给，使盆地内储存了丰富的地下水。

工程勘察区在勘察期勘察深度内未见地下水。地下水水位埋深大，地下水主要接受大气降水补给，以蒸发排泄为主。在雨季短时存在少量地下水，主要为基岩强风化带孔隙、裂隙水。但由于降水历时短，地表水排泄条件良好，蒸发强烈，地层渗透性较差等影响，上层滞水含量少，历时短暂。

4.1.5 气候气象

拜城县地处亚欧大陆腹地，远离海洋，属大陆性温带干旱气候。其气候特点是：夏季凉爽、冬季寒冷、降水较少、蒸发强烈，空气干燥，冬季较长，夏季较短，春季多风，四季变化大。气象资料见表4.1-1。

表4.1-1 拜城县主要气候气象参数一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均风速	0.8m/s	6	年平均水气压	7.8hPa
2	年平均相对湿度	64%	7	年平均蒸发量	1270.0mm
3	年平均气温	7.8°C	8	年平均降水量	137.7mm
4	年极端最高/最低气温	41.2°C/-28.7°C	9	年最多/最少降水量	223.7mm/72.4mm
5	年平均气压	878.4hPa	10	年日照时数	2955.4h

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 调查方法及评价内容

(1) 调查内容

调查内容包括评价区生态系统类型、土地利用类型、植被类型、野生动物等。

(2) 调查方法

①基础资料收集

收集整理工程区现有相关资料，包括工程区周边县市的统计年鉴，以及林业、农业、国土资源等部门提供的相关资料和生态敏感区的规划报告。还参考了《新疆植物志》《新疆脊椎动物简志》《中国新疆野生动物》等著作及相关科研论文。

②土地利用现状调查

土地利用现状调查主要通过遥感解译分析与现场调查相结合的方法，本次遥感数据采用卫星遥感影像，分析方法为首先应用 ArcGIS 进行手工解译，然后进行现场校验。

4.2.2 生态功能区划调查

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区域生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.2-1，生态功能区划图见图 4.2-1。

表 4.2-1 生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	III 天山山地温性草原、森林生态区
	生态亚区	III3 天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区
	生态功能区	天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区
主要生态服务功能		天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制、旅游
主要生态环境问题		水土流失、矿业开发造成环境污染与植被破坏
生态敏感因子敏感程度		生物多样性及其生境中度敏感，土壤侵蚀高度敏感
主要保护目标		保护水质、保护自然植被、保护地表形态、保护文物古迹、保护防洪设施
主要保护措施		规范天然气和煤炭开采作业、保护库车大峡谷文物古迹、三废无害化处理
适宜发展方向		建成新疆西气东输主力天然气源地，发展特有生态文化旅游

由表 4.2-1 可知，本评价区域属于“天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区”，主要生态服务功能分别为“天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制、旅游”。本项目新建井场占地面积小、管线占地为临时占地，施工具有临时性、短暂性特点，通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作，在项目建设的过程中大力保护地表植被，减少水土流失，工程结束后及时对占地进行恢复，不会对占地区域土壤、动植物产生明显影响，符合区域生态服务功能定位。

图 4.2-1 生态功能区划图

4.2.3 生态系统调查与评价

评价区内的生态系统以荒漠生态系统为主，生态系统较为简单。从现场调查来看，目前该区域人为干扰较小，基本保持自然荒漠生态环境，生态完整性较好。

本项目所在区域内的生态环境十分脆弱，生态系统类型单一、稳定性较差、结构简单、环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力差。因此在工程开发过程中的保护重点为工程区及管道沿线地表植被及野生动物。

4.2.4 土地利用现状调查与评价

本次土地利用现状调查的主要技术方法采用遥感数据分析和解译，即以高分辨率遥感影像为基础，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，并参照《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017），以确定评价范围内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。同时选择有代表性的地物类型，建立遥感影像野外标志数据库，收集能反映区域土地利用特征的野外照片、录像资料，在实地踏勘和调查时进行野外核查。

本项目新增总用地面积为 2.477hm^2 ，其土地利用类型均为裸土地，生态现状调查范围土地利用现状见图 4.2-2。

图 4.2-2 评价区土地利用现状图

4.2.5 植被现状调查与评价

4.2.5.1 评价区域植被类型

拟建项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内。按中国植被区划，拟建项目区属于新疆荒漠区南疆荒漠亚区、天山南坡山地草原省、拜城盆地州。拟建项目区位于海拔1600m以下的山前倾斜戈壁洪积平原区，植被类型属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木。

评价区高等植被有30种，分属9科，详见表4.2-2。根据《国家重点保护野生植物名录》和《新疆国家重点保护野生植物名录》，评价区域无保护植物。

表 4.2-2 评价区主要高等植物名录

科	种名	拉丁名
麻黄科 <i>Ephedraceae</i>	膜果麻黄	<i>Ephecdra przewalskii</i>
藜科 <i>Chenopodiaceae</i>	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	细叶虫实	<i>Corispermum heptapotamicum</i>
	星状刺果藜	<i>Echinopsilon divaricatum</i>
	短叶假木贼	<i>Anabasis brevifolia</i>
	琵琶柴	<i>Rcaumuria soongaria</i>
豆科 <i>Leguminosae</i>	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
	白花苦豆子	<i>Sqbora alopecuroides</i>
	苦马豆	<i>Sphaorophysa salsula</i>
	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>
	库车锦鸡儿	<i>Caragana camilli-schneideri Kom</i>
蒺藜科 <i>Zygophyllaceae</i>	骆驼蓬	<i>Peganum barlat</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
胡颓子科 <i>Elaeagnaceae</i>	尖果沙枣	<i>Elacagnus oxycarpa</i>
	大沙枣	<i>E.Moorcroftii</i>
菊科 <i>Compositae</i>	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
	盐生鸦葱	<i>Scorzonera salsula</i>
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium boratalense</i>
	小薊	<i>Cirium setosum</i>
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科 <i>Gramineae</i>	芦苇	<i>Phragmites communis</i>

科	种名	拉丁名
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophramites</i>
	拂子茅	<i>Calamagrostis epigeios</i>
	獐毛	<i>Aeluropus litoralis</i>
	赖草	<i>Aneurolepidium seealinud</i>
	猪毛菜	<i>Salsola collina Pall</i>

4.2.5.2 评价区植物种类及现状

拟建项目评价范围内植被以灌木和半灌木植物居多。半灌木主要为琵琶柴、合头草，小半灌木为假木贼、猪毛菜等，地面植被稀少，植被覆盖度约为5%。植被类型见图4.2-3。

根据《新疆国家重点保护野生植物名录》《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》，评价区无国家及自治区保护植物分布。

图 4.2-3 评价区植被类型图

4.2.6 野生动物现状调查与评价

(1) 野生动物区划

根据《中国动物地理》的动物地理区划标准，拟建项目开发所在区域的动物区系属于古北界、哈萨克斯坦区、天山山地亚区、中天山小区。

(2) 野生动物栖息生境类型及分布

项目区域地处塔里木盆地，地貌为山前倾斜戈壁洪积平原。通过对项目区内动物的实地调查和有关资料的查询，该区域主要栖息着一些耐旱型荒漠动物，以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主，动物种类和数量较少。通过对区域野生动物的实地调查和有关调查资料的查询，主要动物名录见表 4.2-3。

表 4.2-3 项目区周围主要脊椎动物的种类

中文名	学名
鸟类	23 种
雕	<i>Milvus korschun</i>
苍鹰	<i>Accipiter gentilis</i>
普通鵟	<i>Buteo buteo</i>
红隼	<i>Falco tinnunculus</i>
石鸡	<i>Alectoris graeca</i>
凤头麦鸡	<i>Vanellus vanellus</i>
毛脚沙鸡	<i>Syrrhates paradoxus</i>
原鸽	<i>Columba livia</i>
欧斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i>
灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>
大杜鹃	<i>Streptopelia turtur</i>
沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>
凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>
角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>
云雀	<i>Alauda arvensis</i>
白鹡鸰	<i>Motacilla alba</i>
红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>
黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>
寒鸦	<i>Corvus monedula</i>

中文名	学名
小嘴乌鸦	<i>Corvua corone</i>
树麻雀	<i>Passer montanus</i>
黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>
漠雀	<i>Rhodopechys githagineus</i>
哺乳类	10 种
草兔	<i>Lepus capensis</i>
三趾跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>
长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>
中文名	学名
小家鼠	<i>Mus musculus</i>
褐家鼠	<i>Rattus noevegicus</i>
灰仓鼠	<i>Cricetulus migratorius</i>
子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>
狼	<i>Canis lupus</i>
鹅喉羚	<i>Gazalla subturos</i>
赤狐	<i>Vulpes vulpes</i>
蒙原羚（黄羊）	<i>Procapra gutturosa</i>
两栖、爬行类	2 种
密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>
荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>

根据《国家重点保护野生动物名录（2021 年版）》《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021 年 07 月 28 日发布）、《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》（新政发〔2022〕75 号）（2022 年 09 月 08 日发布），经过咨询当地林业局野生动物保护科以及生态环境局等单位，区域重要野生动物为国家一级保护动物蒙原羚（黄羊），国家二级保护动物苍鹰、红隼、易危物种鹅喉羚。鹅喉羚在整个气田区均有分布，由于区域北接天山山区，南接绿洲盆地，地处于干旱荒漠区，动物生境较差，所以动物的数量和密度相对较低。拟建项目生态评价范围内，因气田开发建设活动早已开展，人类活动频繁，动物种类较少，偶见鹅喉羚、蒙原羚（黄羊）、红隼、苍鹰出没，主要为伴人动物，如麻雀、啮齿类动物。

评价区域重点野生动物调查结果见表 4.2-4。

表 4.2-4 重要野生动物调查结果统计表

序号	物种名称(中文名/拉丁名)	保护级别	濒危级别	特有种类(是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情况(是/否)
1	蒙原羚(黄羊) <i>Procapra gutturosa</i>	国家一级	无危(LC)	否	蒙原羚主要栖息于开阔的草原、半荒漠草原及疏林草原地带,对栖息地的植被类型、水源分布及人类活动强度较为敏感。	现场调查、文献记录、历史调查资料	本项目不占用,项目永久及临时占地不涉及该物种生境分布区域
2	红隼 <i>Falco tinnunculus</i>	国家二级	无危(LC)	否	栖息环境多样,涵盖森林、草原、农田、城市郊区等开阔地带。	现场调查、文献记录、历史调查资料	本项目不占用,项目永久及临时占地不涉及该物种生境分布区域
3	苍鹰 <i>Accipiter gentiles</i>	国家二级	近危 NT	否	苍鹰为森林猛禽,栖息于不同海拔高度的针叶林、混交林和阔叶林等森林地界,于疏林、林缘和灌丛地带,次生林中也较常见。也见于山地平原和丘陵地带的疏林和小块林内,是森林中肉食性猛禽。在项目区北部的山区森林中及南部的农田绿洲林木生长区有分布。	现场调查、文献记录、历史调查资料	本项目不占用,项目永久及临时占地不涉及该物种生境分布区域
4	鹅喉羚 <i>Gazella subgutturosa</i>	国家二级	易危 VU	否	新疆是鹅喉羚的主要分布区,鹅喉羚为典型的荒漠与半荒漠栖居者,在项目气田区和采气管道沿线无人类活动区域均可见活动的踪迹,种群密度 0.51 ± 0.11 只/km ²	现场调查、文献记录、历史调查资料	本项目不占用,项目永久及临时占地不涉及该物种生境分布区域

4.2.7 生态敏感区调查与评价

4.2.7.1 水土流失重点治理区

水土流失是新疆维吾尔自治区重大的生态环境问题，水土流失导致水土资源破坏、生态环境恶化、自然灾害加剧，威胁生态安全、防洪安全、饮水安全，是自治区经济社会可持续发展的较突出的制约性因素。

新疆在全国水土保持区划中位于北方风沙区（新甘蒙高原盆地区）一级分区，包含北疆山地盆地区和南疆山地盆地区两个二级分区，准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区、天山北坡人居环境农田防护区、伊犁河谷减灾蓄水区、吐哈盆地生态维护防沙区、塔里木盆地北部农田防护水源涵养区、塔里木盆地南部农田防护防沙区、塔里木盆地西部农田防护减灾区七个三级区。根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（办水保〔2013〕188号）及新水水保〔2019〕4号，新疆维吾尔自治区共划分了2个自治区级水土流失重点预防区，4个自治区级水土流失重点治理区。其中，重点预防区面积19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

本项目所在拜城县属于塔里木河流域水土流失重点治理区。项目区自然环境较差，所以水土保持工作以监督和预防保护为主。要加强对区内生态环境的保护，尤其对项目区灌木等荒漠植被要加强保护，禁止破坏生态系统的现象发生，防止水土流失加剧。

4.2.7.2 生态保护红线

本项目距离生态保护红线区（天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区）约7.5km，不在红线内。

4.2.8 主要生态问题调查

根据《全国水土保持规划（2015-2030年）》，新疆维吾尔自治区属于北方风沙区，本项目水土保持区划为北方风沙区。

根据《新疆维吾尔自治区2022年度水土流失动态监测年报》（2023）和《土壤侵蚀分类分级标准》（SL 190-2007），结合区域地理位置、地形地貌、气候特征、水文特征、土壤、植被及周围环境特点等具体情况分析，项目区土壤侵蚀类型

主要为轻度风力和轻度水力侵蚀，土壤侵蚀模数为 $1600\text{t}/\text{km}^2\cdot\text{a}$ ，容许土壤流失量取值为 $1600\text{t}/\text{km}^2\cdot\text{a}$ 。

根据《水利部办公厅关于印发〈全国水土流失规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核成果〉的通知》（办水保〔2013〕188号）、《新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（新水保〔2019〕4号）、《阿克苏地区水土保持规划（2020-2030年）》《拜城县水土保持规划》（2020~2030年），本项目所在行政区拜城县属于新疆维吾尔自治区级水土流失重点治理区（II₃ 塔里木河流域重点治理区）。

本项目位于阿克苏地区拜城县，根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，拜城县沙化土地总面积 1589243.83 公顷，其中风蚀残丘（劣地）12820.33 公顷，戈壁 204535.11 公顷，具有明显沙化趋势的土地面积 7.06 公顷，其他土地类型面积 1371881.33 公顷。

本项目所在区域为非沙化土地。根据现场调查结果，工程所在地表覆盖植被主要为琵琶柴、合头草、假木贼、猪毛菜等常见种类，地面植被稀少，植被覆盖度约为 5%。戈壁地表结皮类型主要为戈壁砾幕，能够增强地表的抗风蚀能力，从而有效降低地表风蚀量。

根据现场调查及全疆土壤类型图，本项目所在区域土壤类型主要为石质土，表层生长有荒漠植被，结构较为稳定。项目区土地沙化现状见图 4.2-4。

图 4.2-4 土地沙化现状示意图

4.2.9 小结

评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境以及重点公益林、基本农田等其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。

评价区域内以自然状态为主，项目评价区域无地表径流，仅分布季节性洪水冲沟，为典型的干旱荒漠，人为干扰较小。根据《新疆生态功能区划》，评价区属于天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区。项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，主要土壤类型为石质土，植被基本均属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木，野生动物极少。

4.3 地下水环境质量现状调查与评价

本项目地下水环境影响评价工作等级为三级。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目建设项目》（HJ 349-2023）要求并结合区域水文地质条件，需设置3个潜水监测点及1个承压水监测点，根据区域水文地质等资料判定项目所在区域无承压水分布。因此本次环评仅对区域潜水进行调查。

根据区域水文地质勘探资料及《区域综合水文地质图》，区域潜水流向为西北向东南（区块上游均为丘陵山区，所在区域平均海拔1500m以上，地下水上游无水井分布）。本次评价现场设置1个地下水监测点位，同时引用《塔里木油田克拉2气田克探1井区亚格列木组试采项目环境影响报告书》中1#地下水井的监测数据（采样时间为2024年2月25日）和《克拉2气田开发调整方案地面工程（一期）竣工环境保护验收调查报告表》中克拉地区水源井的监测数据（采样时间为2025年4月22日）。本次引用的2个潜水监测点与本项目处于同一水文地质单元，其监测数据在一定程度上能够反映本项目所在区域地下水环境质量现状。

4.3.1 地下水环境现状监测

(1) 监测点位

具体监测点位信息详见表4.3-1。监测点位示意图见图4.3-1。

表 4.3-1 地下水环境监测点位信息

序号	点号	坐标	方位	含水层类型	监测时间	监测单位
1	1#		KT1-1 井南侧 约 9.6km	潜水	2024 年 2 月 25 日	新疆广宇众联环境监 测有限公司
2	克拉地区 水源井		KT1-2 井南侧 约 8.4km	潜水	2025 年 4 月 22 日	新疆水清清环境监测 技术服务有限公司
3	克孜尔乡 水井		KT1-1 井西南 侧约 11.9km	潜水	2025 年 7 月 28 日	新疆中测测试有限责 任公司

(2) 监测项目及分析方法

1) 监测项目

基本水质因子：pH、色度、臭和味、浑浊度、肉眼可见物、总硬度、钙、镁、溶解性总固体、氯化物、耗氧量、总大肠菌群、细菌总数、碳酸盐、硫酸盐、重碳酸根、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、阴离子表面活性剂、氰化物、六价铬、氟化物、碘化物、硫化物、铜、锌、铅、镉、铁、锰、铝、钾、钠、汞、砷、硒、苯、甲苯、三氯甲烷、四氯化碳。

特征因子：石油类。

2) 分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T 164-2020）、《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）有关标准和规范执行。各地下水监测因子和检测分析因子分析方法及检出限情况见表 4.3-2。

表 4.3-2 地下水环境检测因子、分析方法及检出限一览表

检测项目	检测依据	主检仪器	检出限
pH	HJ 1147-2020 水质 pH 值的测定 电极法	HT-1202 便携式 PH 计 XJZC494	-
色度	GB/T 5750.4-2023 生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标 4.1 铂-钴标 准比色法	-	5 度
臭和味	GB/T 5750.4-2023 生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标 6.1 嗅气和 尝味法		-
浑浊度	HJ 1075-2019 水质 浑浊度的测定 浑浊度计法	WGZ-3A 浑浊仪 XJZC513	0.3NTU
肉眼可见物	GB/T 5750.4-2023 生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标 7.1 直接观	-	-

检测项目	检测依据	主检仪器	检出限
	察法		
总硬度(以CaCO ₃ 计)	GB 7477-87 水质 钙和镁总量的测定 EDTA滴定法		5mg/L
钙	GB 7476-87 水质 钙的测定 EDTA滴定法		2mg/L
镁	-		-
溶解性总固体	GB/T 5750.4-2023 生活饮用水标准检验方法 第4部分:感官性状和物理指标 11.1 称量法	FA2104B 电子天平 XJZC03	-
氯化物	GB 11896-89 水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法		10mg/L
耗氧量	GB 11892-89 水质 高锰酸盐指数的测定		0.5mg/L
总大肠菌群	GB/T 5750.12-2023 生活饮用水标准检验方法 第12部分:微生物指标 5.1 多管发酵法	SPX-150B 生化(霉菌)培养箱 XJZC05	-
菌落总数	GB/T 5750.12-2023 生活饮用水标准检验方法 第12部分:微生物指标 4.1 平皿计数法		-
碳酸盐	DZ/T 0064.49-2021 地下水质分析方法 第49部分:碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法		5mg/L
重碳酸盐			5mg/L
氨氮	HJ 535-2009 水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法	UV1801 紫外可见分光光度计 XJZC130	0.025mg/L
硝酸盐氮	GB 7480-87 水质 硝酸盐氮的测定 酚二磺酸分光光度法	721G 可见分光光度计 XJZC116	0.02mg/L
亚硝酸盐氮	GB 7493-87 水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法		0.003mg/L
挥发酚	HJ 503-2009 水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法		0.0003mg/L
阴离子表面活性剂	GB 7494-87 水质 阴离子表面活性剂的测定 亚甲蓝分光光度法		0.05mg/L
氰化物	GB/T 5750.5-2023 生活饮用水标准检验方法 第5部分:无机非金属指标 7.2 异烟酸-巴比妥酸分光光度法		0.002mg/L
六价铬	GB/T 5750.6-2023 生活饮用水标准检验方法 第6部分:金属和类金属指标 13.1 二苯碳酰二肼分光光度法	721G 可见分光光度计 XJZC116	0.004mg/L
氟化物	HJ 488-2009 水质 氟化物的测定 氟试剂分光光度法		0.02mg/L
硫酸盐	HJ/T 342-2007 水质 硫酸盐的测定 铬酸钡分光光度法(试行)		2mg/L
碘化物	DZ/T 0064.56-2021 地下水质分析方法 第56部分:碘化物的测定淀粉分光光度法		0.025mg/L
硫化物	HJ 1226-2021 水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法		0.003mg/L
铜	GB 7475-87 水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法	PinAAcle900T 原子吸收光谱仪 XJZC182	0.05mg/L
锌			0.05mg/L

检测项目	检测依据	主检仪器	检出限
铅	GB/T 5750.6-2023 生活饮用水标准检验方法 第6部分：金属和类金属指标 14.1 无火焰原子吸收分光光度法		0.0025mg/L
镉			0.0005mg/L
铁			0.03mg/L
锰			0.01mg/L
铝	GB/T 5750.6-2023 生活饮用水标准检验方法 第6部分：金属和类金属指标 4.3 无火焰原子吸收分光光度法		0.01mg/L
钾	GB 11904-89 水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法		0.05mg/L
钠			0.01mg/L
汞	HJ 694-2014 水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	AFS-9700 原子荧光度计 XJZC73	0.00004mg/L
砷			0.0003mg/L
苯	HJ 810-2016 水质 挥发性有机物的测定 顶空 /气相色谱-质谱法	GC690 气相色谱仪 XJZC189	3μg/L
甲苯			3μg/L
三氯甲烷			3μg/L
四氯化碳			3μg/L
石油类	GB/T 5750.7-2023 生活饮用水标准检验方法 第7部分：有机物综合指标 6.5 非分散红外 光度法	OIL460 红外分光 测油仪 XJZC72	0.05mg/L

(3) 评价标准与评价方法

1) 评价标准

石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002) 中的III类标准；其他因子执行《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017) 中III类标准。

2) 评价方法

评价方法采用标准指数法。

1) 对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{si}}$$

式中： P_i ——第*i*个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第*i*个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si} ——第*i*个水质因子的标准浓度，mg/L。

2) 对于评价标准为区间值的水质因子（如pH值），其标准指数计算公式：

$$P_{\text{pH}} = \frac{7.0 - \text{pH}}{7.0 - \text{pH}_{\text{sd}}} , \text{pH} \leq 7 \text{ 时};$$

$$P_{\text{pH}} = \frac{\text{pH} - 7.0}{\text{pH}_{\text{su}} - 7.0} , \text{pH} > 7 \text{ 时};$$

式中： P_{pH} —pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd} —标准中 pH 的下限值；

pH_{su} —标准中 pH 的上限值。

4.3.2 地下水环境现状评价

评价区地下水水质监测及评价结果详见表 4.3-3。

表 4.3-3 地下水水质监测结果

检测项目（单位）	标准限值 (III类)	克孜尔乡水井		1#		克拉地区水源井	
		监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
pH (无纲量)	6.5~8.5	8.3	0.87	7.8	0.53	7.5	0.33
色度 (度)	15	5	0.33	未检出	-	-	-
臭和味	无	无	-	无	-	-	-
浑浊度 (NTU)	3	0.3	0.1	-	-	-	-
肉眼可见物	无	有少量肉眼可见物	-	无	-	-	-
总硬度 (mg/L)	450	310	0.689	200	0.44	268	0.596
钙 (mg/L)	-	88.2	-	-	-	-	-
镁 (mg/L)	-	21.8	-	-	-	-	-
溶解性总固体 (mg/L)	1000	604	0.604	371	0.371	549	0.549
氯化物 (mg/L)	250	128	0.512	83.2	0.3328	84.6	0.3384
耗氧量 (mg/L)	3	0.9	0.3	0.10	0.033	0.49	0.163
总大肠菌群 (MPN/100mL)	3.0	未检出	-	0	0	-	-
细菌总数 (CFU/mL)	100	19	0.19	54	0.54	-	-
碳酸盐 (mg/L)	-	19.1	-	-	-	-	-
硫酸盐 (mg/L)	250	128	0.512	67.5	0.27	103	0.412
重碳酸根 (mg/L)	-	148	-	-	-	-	-

检测项目(单位)	标准限值 (III类)	克孜尔乡水井		1#		克拉地区水源井	
		监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
氨氮(以N计)(mg/L)	0.50	0.064	0.128	0.034	0.068	0.01	0.02
硝酸盐氮(mg/L)	20.0	1.83	0.0915	0.62	0.031	0.10	0.005
亚硝酸盐氮(mg/L)	1.00	0.038	0.038	未检出	-	未检出	-
挥发酚(mg/L)	0.002	未检出	-	未检出	-	未检出	-
阴离子表面活性剂(mg/L)	0.3	0.075	0.25	未检出	-	-	-
氰化物(mg/L)	0.05	未检出	-	未检出	-	未检出	-
六价铬(mg/L)	0.05	未检出	-	未检出	-	未检出	-
氟化物(mg/L)	1.0	0.08	0.08	0.23	0.23	0.18	0.18
碘化物(mg/L)	0.08	未检出	-	未检出	-	-	-
硫化物(mg/L)	0.02	未检出	-	未检出	-	未检出	-
铜(mg/L)	1.00	未检出	-	未检出	-	-	-
锌(mg/L)	1.00	未检出	-	未检出	-	-	-
铅(mg/L)	0.01	未检出	-	未检出	-	未检出	-
镉(mg/L)	0.005	未检出	-	未检出	-	未检出	-
铁(mg/L)	0.3	未检出	-	0.18	0.6	未检出	-
锰(mg/L)	0.10	未检出	-	0.02	0.2	未检出	-
铝(mg/L)	0.20	未检出	-	未检出	-	-	-
钾(mg/L)	-	11.0	-	-	-	-	-
钠(mg/L)	200	72.6	0.363	-	-	-	-
汞(mg/L)	0.001	未检出	-	未检出	-	未检出	-
砷(mg/L)	0.01	0.0004	0.04	0.0038	0.38	未检出	-
硒(mg/L)	0.01	-	-	未检出	-	-	-
苯(μg/L)	10.0	未检出	-	未检出	-	-	-
甲苯(μg/L)	700	未检出	-	未检出	-	-	-
三氯甲烷(μg/L)	60	未检出	-	未检出	-	-	-
四氯化碳(μg/L)	2.0	未检出	-	未检出	-	-	-
石油类(mg/L)	0.05	未检出	-	未检出	-	未检出	-
井深(m)	-	42	-	114.0	-	-	-
水位埋深(m)	-	7.5	-	48.0	-	-	-

注：“未检出”表示低于检出限。

由上表可以看出，克孜尔乡水井所采水样中含有少量肉眼可见物，其原因可能是区域水质较硬，而该水井水位较浅（7.5m）、曝气充分，加上水样取出后温度、压力的变化，导致碳酸钙、硫酸镁等矿物质结晶析出，形成白色细小絮状物或粉末，从而出现“少量肉眼可见物”。其余各检测因子均未超过《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类水质要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类标准。

图 4.3-1 监测点位示意图（地下水、环境空气）

4.4 地表水环境现状调查与评价

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的采出水、井下作业废水不外排，且本项目周边 5km 范围内无天然地表水体，项目地表水环境影响评价等级为三级 B，无需开展地表水环境影响评价。本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性，污废水处理设施的依托可行性。

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 土壤类型及分布调查

该区域属极端干旱的暖温带气候，气候干旱、高温、不利于土壤中矿物质分解，土壤发育较差，类型较为简单，成土母质由沙、粉沙和粘粒组成。本项目区域分布的土壤类型为石质土。

石质土即“粗骨土”，指与母岩风化物性质近似的土壤。一般见于无森林植被、侵蚀强烈的山地，多发育于抗风化力较强的母质上。成土作用不明显，没有剖面发育。质地偏砂，含砾石多。石质土是深受母岩岩性影响的初育土，各种母岩的矿物组成不同，风化物的性状各异，直接影响土壤性质也各异。在植被裸露的情况下，由于水流和风力等作用，常引起地面强烈侵蚀，导致土壤不断砂砾化或石质化。

评价区域土壤类型，见图 4.5-1。

图 4.5-1 评价区土壤类型图

4.5.2 土壤理化特性调查

针对工程占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为KT1-2井场。监测工作由新疆中测测试有限责任公司完成。分析结果见表 4.5-1。

表 4.5-1 土壤理化特性调查表

点位		KT1-2 井场
层次		表层 (0-20cm)
现场记录	颜色	浅棕色
	结构	团粒结构
	质地	轻壤土
	砂砾含量	少量
	其他异物	无
实验室测定	pH 值 (无量纲)	8.8
	阳离子交换量 (cmol/kg)	9.03
	氧化还原电位 (mV)	533
	饱和导水率 (cm/s)	1.4×10^{-3}
	土壤容重 (kg/m^3)	1.57×10^3
	孔隙度 (%)	47.4

4.5.3 土壤环境现状监测

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》(HJ 349-2023)，土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作。据前文 2.5.4 小节土壤环境评价等级判定结果：本项目土壤生态影响型评价等级为二级、污染影响型评价工作等级为三级。

(1) 监测点位

本项目土壤环境监测点位见表 4.5-2。监测点位示意图见图 4.5-2。

表 4.5-2 土壤环境监测点位情况

序号	位置		坐标	监测点数量	监测频率/ 要求	监测因子
T1	占地范围	KT1-2 井场		1 个表层样	采样 1 次， 0-0.2m 取样	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》 （GB 36600-2018）表

序号	位置		坐标	监测点数量	监测频率/要求	监测因子
	内					1 中的 45 项基本项目 + 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) + 土壤盐分含量 + pH 值
T2		KT1-1 井		1 个表层样	采样 1 次, 0-0.2m 取样	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、土壤盐分含量、pH 值
T3		克探 103 井井口附近		1 个表层样	采样 1 次, 0-0.2m 取样	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、土壤盐分含量、pH 值
T4	占地范围外	克拉 2 中央处理站西侧废水池南侧		1 个表层样	采样 1 次, 0-0.2m 取样	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 15618-2018)表 1 中的基本项目 + pH + 土壤盐分含量 + 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
T5		克拉 2-9 清管站南侧		1 个表层样		石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、土壤盐分含量、pH 值
T6		克拉 2-2 井场外		1 个表层样		石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、土壤盐分含量、pH 值
T7		KT1-2 井场外		1 个表层样		石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、土壤盐分含量、pH 值

(2) 监测时间

土壤监测采样日期为 2025 年 7 月，监测单位为新疆中测测试有限责任公司。

(3) 监测因子

1) 占地内基本因子：《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 第二类用地的 45 项基本因子：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并(a)蒽、苯并(a)芘、苯并(b)荧蒽、苯并(k)荧蒽、䓛、二苯并(a,h)蒽、茚并(1,2,3-cd)芘、萘、pH 值及土壤盐分含量。

占地范围外基本因子：《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中基本因子：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌，pH及土壤盐分含量。

2) 特征因子：石油烃（C₁₀-C₄₀）。

（4）监测及分析方法

参照相应国标或《环境监测分析方法》《土壤元素的近代分析方法》《土壤环境监测技术规范》的有关章节的要求进行采样及分析。每个表层样在0~20cm取1个土样；每个柱状样在0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m分别取1个土样。

（5）评价标准

执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）第二类用地筛选值及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）相关标准要求。

（6）评价方法

采用标准指数法：

$$P_i = \frac{C_i}{S_i}$$

式中：C_i——i污染物的监测值；

S_i——i污染物的评价标准值；

P_i——i污染物的污染指数

4.5.4 土壤环境现状评价

4.5.4.1 土壤环境质量现状监测及评价结果

土壤环境质量现状监测与评价结果见表 4.5-3、4.5-4、4.5-5、4.5-6。

表 4.5-3 占地范围内表层样土壤环境质量评价（KT1-2 井场）

序号	检测项目	单位	筛选值（第二类用地）	KT1-2 井场		
				监测数据	P _i	达标情况
1	六价铬	mg/kg	5.7	ND	-	达标
2	铅	mg/kg	800	10.3	0.013	达标
3	镉	mg/kg	65	0.09	0.0014	达标
4	铜	mg/kg	18000	9	0.0005	达标

序号	检测项目	单位	筛选值(第二类用地)	KT1-2 井场		
				监测数据	P _i	达标情况
5	镍	mg/kg	900	26	0.0289	达标
6	总汞	mg/kg	38	0.0103	0.00027	达标
7	砷	mg/kg	60	10.6	0.177	达标
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	ND	-	达标
9	氯仿	mg/kg	0.9	ND	-	达标
10	氯甲烷	mg/kg	37	ND	-	达标
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	ND	-	达标
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	ND	-	达标
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	ND	-	达标
14	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	ND	-	达标
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	ND	-	达标
16	二氯甲烷	mg/kg	616	ND	-	达标
17	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5	ND	-	达标
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	ND	-	达标
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	ND	-	达标
20	四氯乙烯	mg/kg	53	ND	-	达标
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	ND	-	达标
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	ND	-	达标
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	ND	-	达标
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	ND	-	达标
25	氯乙烯	mg/kg	0.43	ND	-	达标
26	苯	mg/kg	4	ND	-	达标
27	氯苯	mg/kg	270	ND	-	达标
28	1,2-二氯苯	mg/kg	560	ND	-	达标
29	1,4-二氯苯	mg/kg	20	ND	-	达标
30	乙苯	mg/kg	28	ND	-	达标
31	苯乙烯	mg/kg	1290	ND	-	达标
32	甲苯	mg/kg	1200	ND	-	达标
33	间, 对-二甲苯	mg/kg	570	ND	-	达标
34	邻二甲苯	mg/kg	640	ND	-	达标
35	硝基苯	mg/kg	76	ND	-	达标

序号	检测项目	单位	筛选值(第二类用地)	KT1-2 井场		
				监测数据	P _i	达标情况
36	苯胺	mg/kg	260	ND	-	达标
37	2-氯酚	mg/kg	2256	ND	-	达标
38	苯并[α]蒽	mg/kg	15	ND	-	达标
39	苯并[α]芘	mg/kg	1.5	ND	-	达标
40	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	ND	-	达标
41	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	ND	-	达标
42	䓛	mg/kg	1293	ND	-	达标
43	二苯并[α, h]蒽	mg/kg	1.5	ND	-	达标
44	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15	ND	-	达标
45	萘	mg/kg	70	ND	-	达标
46	石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)	mg/kg	4500	26	0.0058	达标

表 4.5-4 土壤监测结果一览表(占地内表层样) 单位: mg/kg

序号	检测项目(单位)	KT1-1 井		克探 103 井井口附近		标准值	是否达标
		监测值	P _i	监测值	P _i		
1	石油烃(mg/kg)	39	0.0087	27	0.006	4500	达标

表 4.5-5 占地范围外表层样土壤监测及评价结果

序号	监测点位	采样深度	pH			水溶性盐总量			石油烃			是否达标
			监测值	P _i	标准值	监测值	P _i	标准值	监测值	P _i	标准值	
1	克拉2-9清管站南侧	0-0.2m	8.8	-	-	11.0	-	-	27	0.006	4500	达标
2	克拉2-2井场外	0-0.2m	8.1	-	-	25.4	-	-	16	0.0036	4500	达标
3	KT1-2井场外	0-0.2m	8.6	-	-	27.2	-	-	17	0.0038	4500	达标

表 4.5-6 占地范围外表层样土壤监测及评价结果

序号	检测项目	单位	筛选值(pH >7.5)	克拉2中央处理站西侧废水池南侧		
				监测结果(0-0.2m)	P _i	达标情况
1	铅	mg/kg	170	9.5	0.0559	达标
2	镉	mg/kg	0.6	0.07	0.1167	达标
3	铜	mg/kg	100	10	0.1	达标
4	镍	mg/kg	190	23	0.121	达标

序号	检测项目	单位	筛选值 (pH >7.5)	克拉2中央处理站西侧废水池南侧		
				监测结果 (0-0.2m)	P _i	达标情况
5	锌	mg/kg	300	50	0.167	达标
6	总铬	mg/kg	250	60	0.24	达标
7	汞	mg/kg	3.4	0.0137	0.004	达标
8	砷	mg/kg	25	14.2	0.568	达标
9	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	mg/kg	-	17	-	-
10	pH	无量纲	>7.5	8.9	-	-
11	水溶性盐总量	g/kg	-	12.2	-	-

由监测结果可知：项目区占地范围内土壤中挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管理标准（试行）》（GB 36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。重金属元素含量相对较低，占地范围内土壤环境满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管理标准（试行）》（GB 36600-2018）中表1 第二类用地筛选值标准要求。

项目占地范围外土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中“表1农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的pH>7.5所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管理标准（试行）》（GB 36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

4.5.4.2 土壤盐化、酸化、碱化等级

评价范围内土壤盐化、酸化、碱化等级判定结果见表4.5-7。

表4.5-7 评价范围内土壤盐化、酸化、碱化等级判定结果

占地范围内表层样 (KT1-2井场)			
pH 监测值	酸化、碱化强度	含盐量监测值 (g/kg)	盐化等级
8.8	轻度碱化	13.9	极重度盐化
占地范围内表层样 (KT1-1井场)			
pH 监测值	酸化、碱化强度	含盐量监测值 (g/kg)	盐化等级
8.2	无酸化或碱化	17.1	极重度盐化
占地范围内表层样 (克探103井井口附近)			
pH 监测值	酸化、碱化强度	含盐量监测值 (g/kg)	盐化等级
8.9	轻度碱化	4.7	中度盐化

占地范围外表层样（克拉 2 中央处理站西侧废水池南侧）			
pH 监测值	酸化、碱化强度	含盐量监测值 (g/kg)	盐化等级
8.9	轻度碱化	12.2	极重度盐化
占地范围外表层样（克拉 2-9 清管站南侧）			
pH 监测值	酸化、碱化强度	含盐量监测值 (g/kg)	盐化等级
8.8	轻度碱化	11.0	极重度盐化
占地范围外表层样（克拉 2-2 井场外）			
pH 监测值	酸化、碱化强度	含盐量监测值 (g/kg)	盐化等级
8.8	轻度碱化	11.0	极重度盐化
占地范围外表层样（KT1-2 井场外）			
pH 监测值	酸化、碱化强度	含盐量监测值 (g/kg)	盐化等级
8.6	轻度碱化	27.2	极重度盐化

由表 4.5-7 可知，项目所在区域各监测点位土壤中含盐量在 4.7g/kg~27.2g/kg 之间，平均值为 13.9g/kg，均值对应盐化等级为极重度盐化；各监测点位土壤 pH 值在 8.2~8.9 之间，平均值为 8.7，均值对应碱化强度为轻度碱化。

图 4.5-2 监测点位示意图（土壤）

4.6 环境空气质量现状调查与评价

4.6.1 基本污染物环境质量现状调查

本项目地处新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定结果。

根据环境影响评价网环境空气质量模型技术支持服务系统提供的数据，阿克苏地区 2024 年 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度分别为 5 μg/m³、27 μg/m³、81 μg/m³、35 μg/m³；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 1.6 mg/m³，O₃ 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 132 μg/m³；其中超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值的污染物为 PM₁₀。区域环境空气质量现状评价表详见表 4.6-1。

表 4.6-1 阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度	标准限值	占标率%	达标情况
		μg/m ³	μg/m ³		
SO ₂	年平均	5	60	8.33	达标
NO ₂	年平均	27	40	67.5	达标
CO	第 95 百分位数日平均	1600	4000	40	达标
O ₃	第 90 百分位数日平均	132	160	82.5	达标
PM _{2.5}	年平均	35	35	1	达标
PM ₁₀	年平均	81	70	115.7	超标

注：监测数值中 PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂ 这四项为浓度均值，CO 为 24 小时平均浓度第 95 百分位数，O₃ 为日最大 8 小时平均浓度第 90 百分位数；二级标准值中 PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂ 这四项为年均值，CO 为 24 小时平均值，O₃ 为日最大 8 小时平均值。

由上表可知：2024 年项目所在地阿克苏地区 SO₂、NO₂、PM_{2.5} 年平均浓度及 CO、O₃ 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM₁₀ 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，项目区为不达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

4.6.2 特征污染物环境质量现状评价

(1) 监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018），结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，且本次评价在布置 1 个监测点位对区域环境空气质

量现状进行补充监测，监测因子为甲醇、非甲烷总烃。监测工作由新疆中测测试有限责任公司完成。

监测点位基本信息见表 4.6-2。监测点位示意图见图 4.3-1。

表 4.6-2 监测点位基本信息一览表

监测点位	坐标	监测因子	数据要求	监测时间/频率
克拉2中央处理站外 南侧约 140m 处		甲醇、非甲烷总烃	小时均值	连续监测 7 天，每日获得 4 个小时平均浓度

(2) 监测时间及频率

监测时间为 2025 年 7 月 27 日—2025 年 8 月 2 日。监测 7 天，每天采样 4 次，提供小时值，每小时采样 4 次。

(3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表，见表 4.6-3。

表 4.6-3 环境空气各监测因子分析方法及检出限一览表

检测项目	检测依据	主检仪器	检出限
甲醇	GB 11738-89 居住区大气中甲醇、丙酮卫生检验标准方法气相色谱法	A60Pro 气相色谱仪 XJZC304	0.4mg/m ³
非甲烷总烃	HJ 604-2017 环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法	GC-2014 气相色谱仪 XJZC58	0.07mg/m ³

(4) 评价标准

非甲烷总烃 1 小时评价浓度参考执行《大气污染物综合排放标准详解》中的浓度限值 2mg/m³；甲醇参照执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 3000μg/m³。

(5) 评价方法

采用最大浓度占标率法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

$$P_i = C_i / C_{0i}$$

式中：P_i—污染物 i 的占标率；

C_i—污染物 i 的实测浓度，mg/m³；

C_{0i}—污染物 i 的评价标准，mg/m³。

(6) 评价结果

监测及评价结果，见表 4.6-4。

表 4.6-4 其他污染物环境质量现状评价结果

监测点位	污染物	平均时间	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	监测浓度范 围 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度 占标率/%	超标率 /%	达标 情况
克拉2中央 处理站南侧 约140m处	非甲烷总烃	1小时平均	2000	390~960	48	0	达标
	甲醇	1小时平均	3000	ND	-	-	达标

注：ND 表示低于检出限。

由上表可知，监测期间所设监测点非甲烷总烃小时平均浓度值满足《大气污染物综合排放标准详解》中浓度限值 $2000\mu\text{g}/\text{m}^3$ 要求；甲醇小时平均浓度值均未检出，能满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D 中的甲醇 1h 平均浓度限值 $3000\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

4.7 声环境现状调查与评价

依据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中的规定，本项目声环境影响评价工作等级定为二级。本项目井场、站场周边范围内无居民区，没有声环境保护目标。本次选择代表性井场布设 6 个点位现状监测，可以满足导则声环境现状监测要求。

4.7.1 声环境现状监测

(1) 监测点位

本次分别在 KT1-1 井、KT1-2 井、克探 103 井场四周、克拉 2-9 清管站四周、克拉 2 中央处理站四周布设监测点位。监测工作由新疆中测测试有限责任公司完成。监测点位示意图见图 4.7-1。

表 4.7-1 声环境现状监测点位表

序号	监测点名称	坐标	监测因子	监测时间/频率
1	KT1-1 井		等效连续 A 声级 (LeqdB(A))	监测 1 天，昼间、夜间各监测 1 次
2	KT1-2 井			
3	克探 103 井场四周边界			
4	克拉 2-9 清管站四周边界			
5	克拉 2 中央处理站四周边界			

(2) 监测时间

声环境质量现状监测时间为 2025 年 7 月 27 日，监测 1 天，分昼间和夜间两个时段进行。

(3) 监测方法

按照《声环境质量标准》(GB 3096-2008)的要求进行测量。噪声测量值为 A 声级，采用等效连续 A 声级 L_{eq} 作为评价量。

(4) 评价标准

评价区声环境现状执行《声环境质量标准》(GB 3096-2008)中 2 类标准，即昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)。

(5) 评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

4.7.2 声环境现状评价

监测及评价结果统计，见表 4.7-2。

表 4.7-2 声环境现状监测统计结果一览表

监测点位		等效声级 dB(A)		达标情况
		昼间	夜间	
克拉 2 中央处理站四周边界	东	44	43	达标
	南	45	42	达标
	西	44	44	达标
	北	47	45	达标
克拉 2-9 清管站四周边界	东	40	34	达标
	南	39	35	达标
	西	41	37	达标
	北	38	36	达标
克拉 103 井场四周边界	东	40	38	达标
	南	39	37	达标
	西	40	38	达标
	北	37	36	达标
KT1-1 井		42	38	达标
KT1-2 井		44	37	达标
标准限值		60	50	

由上表可知，监测期间各监测昼间、夜间声环境现状均满足《声环境质量标准》(GB 3096-2008)中 2 类标准要求。

图 4.7-1 监测点位示意图（声环境）

5 环境影响预测与评价

5.1 生态影响评价

5.1.1 施工期生态影响分析

5.1.1.1 拟建项目与区域生态功能区划的符合性

塔里木油田克拉 2 气田克探 1 区块白垩系亚格列木组产能建设项目的评价内容包括井场建设、井场改造工程、集输工程及站场改造工程、道路工程等。克拉 2 气田位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内。根据《全国生态功能区划》，工程区属于生态调节功能区，防风固沙功能区，塔里木盆地北部荒漠、绿洲防风固沙三级功能区。根据《新疆生态功能区划》，克拉 2 气田属于天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区。

该区域是西气东输的气源地，是我国重要的天然气能源基地，该区域主要生态服务功能为天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制、旅游，主要生态环境问题为水土流失、矿业开发造成环境污染与植被破坏。在工程建设的过程中应大力保护地表植被，减少水土流失，规范管理，降低气田开发对环境造成污染与植被破坏。据此，拟建工程在保证评价区生态服务功能不发生改变的情况下，与上述的生态功能区划相一致。

5.1.1.2 施工期生态环境影响特征

从本项目特点和所处区域的环境特征出发分析工程建设过程中对生态环境影响的特点。

(1) 塔里木油田克拉 2 气田克探 1 区块白垩系亚格列木组产能建设项目对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

(2) 在工程施工范围内各具体环境影响组份呈点块状（如井场等）和线状（如管线、道路等）分布，在对生态各具体要素（如土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

在干旱荒漠背景下，工程施工对区内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。油田开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表 5.1-1。

表 5.1-1 施工期对生态环境的影响

工程阶段		施工期
影响分析	影响程度	重
	影响特征	部分可逆
	影响时间	中、短期
	影响范围	大、固定

5.1.1.3 占地影响分析

本项目主要建设内容为：①新钻井1口（KT1-2井），设计井深5294m；②新建井场2座（KT1-1井、KT1-2井），配套新建采气管道2条（0.48km）；③改造井场2座（克拉2-2井场、克探103井场）、改造克拉2-9清管站1座、改造克拉205采气管道1处（KT1-1采气管道接入点）；④配套电力、自控、通信、结构、总图、道路、防腐、给排水及消防等公用工程。

新增工程占地主要包括井场占地、管线占地、电力电缆占地、通井道路占地等，工程占地分永久占地和临时占地，占地类型主要为裸土地。

本项目永久占地0.446hm²、临时占地2.031hm²。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤—植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤—植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤—植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

5.1.1.4 对土壤环境影响

本项目所在区域土壤类型主要为石质土。

（1）工程永久占地和临时占地对土壤环境的影响

本项目新建2座采气井场，永久占地面积为0.28hm²，临时占地面积为1.26hm²；新建采气管线0.48km，作业带宽度8m，临时占地0.424hm²；新建10kV电力线路0.3km，作业带宽度6m，永久占地0.017hm²，临时占地0.187hm²；新建管线施工便

道 0.4km，路面宽度 4m，临时占地 0.16hm²；新建通井道路 0.33km，路面宽度 4.5m，临时占地 0.149hm²。主要土壤类型是石质土，临时占地中开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地，影响土壤养分、紧实度、物理性质等。

（2）对土壤结构和质地影响

土体结构是土壤剖面中各种土层组合情况，不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分状况而言，表土层（腐殖质层）远较心土层好，在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构。土壤上层的团粒结构一经破坏将需要长时间培育才能恢复和发展。改变土壤质地。上层和下层土壤的质地不尽相同，管沟下挖回填改变了土壤层次和质地。

（3）对土壤密实度的影响

管道埋设后的回填，一般难以恢复其原有的密实度。表层过松时降水易造成水分下渗，使土层明显下陷形成凹沟；过密实时，会影响植物根系的下扎。管道施工期间，车辆和重型机械也会造成管道两侧表层过于紧实，给植物生长造成不良环境。

（4）固体废弃物对土壤的影响

管道的施工除了开挖与回填影响地表形态外，施工废物对土壤产生一定的影响，若固体废物残留于土壤中，这些残留于土壤中的固体废物难以分解，被埋于土壤中长时期残留，易造成地形的起伏，在风力作用易产生扬尘。因此管道施工以后必须要求把残留的固体废物清除干净，不得埋入土壤中。

（5）对土壤物理性质的影响

在施工中由于打乱土层，改变土壤容重，地表植被受到破坏，使得表层填筑物对太阳热能的吸收量增加。类比调查表明：管道在运行期间，地表土壤温度比相邻地段高出 1-3℃，蒸发量加大，土壤水分减少，冬季土表积雪提前融化，将可能形成一条明显的沟带。

本项目在管道施工过程中实行分层堆放和分层覆土等保护措施，但仍对土壤结构、肥力、物理性质等产生一定的影响。

总体而言，在严格控制施工作业范围的条件下，本项目的实施不会使区域生态系统的结构和功能产生明显影响，不会造成植被和土壤的退化。同时，在尽可能减

少工程扰动范围的同时，本项目建成后应及时对临时占地实施土壤和植被恢复，使本项目施工带来的不良生态影响逐渐得以消除，将本项目对生态环境的影响降至最小。

5.1.1.5 对植被的影响分析

本项目占用的土地对植被的影响主要在施工期的占地影响及工程区内管道敷设、新建道路等人类活动产生的影响。其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。

克拉2气田经过了多年的勘探开发后，现已具备了一定的规模，占用了一定面积的土地，使其上的荒漠植被分布在空间上呈现出地带性分异，地表永久性构筑物增多。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面：

(1) 占地

由影响因素分析和气田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重，井场建设对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。在井场和道路一定的情况下，临时占地对生态的影响程度与植被恢复能力有直接关系。

(2) 占地对植被的影响

工程区主要为天山南坡中段前山盆地荒漠带，植被稀疏，植株矮小，以旱生粗糙假木贼、琵琶柴、新疆绢蒿等盐柴类半灌木组、蒿类半灌木组为主，呈典型的荒漠生态系统，占地对植被影响较小。

(3) 生物量损失

本项目永久占地面积 0.446hm^2 ，临时占地 2.031hm^2 ，本项目井场、站场、管线、电力线施工区域以粗糙假木贼、琵琶柴和新疆绢蒿为主。永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \cdot W_i$$

式中， Y ——永久性生物量损失， t ；

S_i ——占地面积， hm^2 ；

W_i ——单位面积生物量， t/hm^2 。

本项目井场、站场、管线、电力线施工区域主要为荒漠，植被覆盖率较低，植被覆盖度约为 5%，平均生物量 $0.75\text{t}/\text{hm}^2$ ，将造成 0.33t 永久植被损失和 1.52t 临时

植被损失。加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

（4）污染物对植物的影响

①扬尘对植被的影响

工程开发建设中的扬尘是对植物生长产生影响的因素之一，但由于该区域多风、地形开阔的自然条件使得大气中扬尘易扩散，因此在正常情况下扬尘浓度低，工期短，对植被影响很小。

②施工期废水对植被影响

施工期废水主要有管线工程、井场工程、站场工程施工时产生的管道试压废水和少量生活污水等，其中试压废水试压结束后用于区块绿化；施工人员依托克拉 2 气田生活公寓，生活污水排入克拉 2 气田生活基地生活污水处理系统处理，所以不会对植被产生影响。

（5）人为活动对植被的影响

人为活动对植被的影响主要表现为施工人员和作业机械对草本植物的践踏、碾压等，主要有以下几种途径：

①由于施工过程中人类践踏形成的小面积局部地段的次生裸地，多集中在临时性占地外围 50m 范围内，这种影响一般为短期性影响，且强度不大，施工结束，这一影响也逐渐消除。

②施工作业中机械碾压和翻动地表土壤，造成地表原有结构的破坏，改变了十分脆弱的原有自然生态型，造成施工区外缘区域沙漠化。其影响范围同工程临时占地面积相同，这一破坏需经较长时段才能完全恢复。

5.1.1.6 对野生动物的影响分析

（1）对野生动物生境的破坏

施工期间的各种人为活动的喧闹、施工机械噪声，对野生动物有一定的惊吓，破坏了其正常生境。

（2）对野生动物分布及迁徙的影响

在施工建设期，野生动物出于物种保护本能，尽可能远离施工现场，施工沿线出现野生动物分布稀疏带，从而造成其他区域分布密度的增加。施工期间的喧闹，

对野生动物的迁徙有一定的影响，这种影响主要是针对在地面活动的哺乳动物，对鸟类而言，影响很小。施工结束后，影响便可随之消失。

5.1.1.7 生态环境影响减缓措施

(1) 井场生态环境保护措施

①工程施工临时占地，应按照国家和地方有关工程征地及补偿要求，主管部门办理相关手续，并进行补偿和恢复。

②严格遵守国家和地方有关动植物保护和防治水土流失等环境保护法律法规，最大限度的减少占地产生的不利影响，减少对土壤的扰动、植被破坏，减少水土流失。

③井场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

④对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

图 5.1-1 井场砾石压盖措施典型设计图

(2) 管线及道路施工生态建设工程措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

③确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰野生动物。

④加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。

⑤充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围，严禁人为破坏作业带以外区域植被；施工结束后进行场地恢复。

⑥工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复。

⑦在进场道路及井场区，设置“保护生态环境、保护野生植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

⑧施工开挖过程中要分层开挖，单侧分层堆放；施工结束后，分层循序回填压实，以减少临时占地影响，保护植被生长层。

⑨确保各环保设施正常运行，含油废物回收、固体废物填埋，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的荒漠植被。

图 5.1-2 彩条旗拦挡典型设计图

5.1.1.8 水土流失影响

(1) 水土流失影响分析

本项目所在区域拜城县属于水土流失重点治理区范围内，具体工程量为：①新钻井1口（KT1-2井），设计井深5294m；②新建井场2座（KT1-1井、KT1-2井），配套新建采气管道2条（0.48km）；③改造井场2座（克拉2-2井场、克探103井场）、改造克拉2-9清管站1座、改造克拉205采气管道1处（KT1-1采气管道接入点）；④配套电力、自控、通信、结构、总图、道路、防腐、给排水及消防等公用工程。可能造成的水土流失危害主要有以下几个方面：

①扩大侵蚀面积，加剧水土流失。本项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，工程建设过程中对原地貌的扰动大大降低了工程占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若在施工过程中不加以治理和防护，遇暴雨天气易产生严重的水土流失。

②破坏生态环境，对周边地区造成影响，本项目沿线虽植被覆盖度低，但施工期对地表结皮破坏，有可能加剧工程区内的风灾天气，增加空气中粉尘含量，严重时会形成沙尘暴，造成一定的生态环境破坏，施工车辆的反复碾压将会使道路周边长期处于扬尘状况下，给施工人员健康造成危害。

③扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力。由于井场工程、站场工程、道路工程、管道工程和电力电缆工程等分建（构）物建设、基础开挖与回填、大量松散土体的临时堆积、建（构）筑材料的临时堆放，造成项目区地表扰动和再塑，使地表失去

固土抗冲能力。道路工程建设由于车辆行驶，改变了扰动区域的原地貌、土壤结构和地面物质组成，降低了土壤抗侵蚀能力。

（2）水土流失保护措施

根据工程建设特点和区域自然条件，因地制宜、有针对性的提出适宜的水土流失防治措施，主要包括工程措施、临时措施两部分。

①工程措施：对井场和站场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲土机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土地再塑，而且要稳坡固表，防止水土流失。

②临时措施：施工机械在不得在道路、井场以外的行驶和作业，保持地表不被扰动；在管沟、道路施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界；项目所在区域具有降水量少、蒸发量较大的特点，管沟施工过程中，定期对区域进行洒水抑尘，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失。

5.1.1.9 防沙治沙分析及措施

（1）工程背景说明

1) 工程名称（主体工程、附属工程）、性质、规模、总投资等要素

本项目性质属于改扩建项目，总投资 5737.28 万元。建设内容包括：①新钻井 1 口（KT1-2 井），设计井深 5294m；②新建井场 2 座（KT1-1 井、KT1-2 井），配套新建采气管道 2 条（0.48km）；③改造井场 2 座（克拉 2-2 井场、克探 103 井场）、改造克拉 2-9 清管站 1 座、改造克拉 205 采气管道 1 处（KT1-1 采气管道接入点）；④配套电力、自控、通信、结构、总图、道路、防腐、给排水及消防等公用工程。

2) 工程区地理位置、范围和面积

本项目位于新疆阿克苏地区拜城县境内，克拉苏气田克拉 2 区块。工程总占地 2.477hm²，其中永久占地面积为 0.446hm²、临时占地 2.031hm²，占地区域无沙地，评价范围内也无沙化封禁保护区。

3) 工程区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

本项目所在区域地处于天山南坡中段前山盆地，工程区以北为南天山地槽褶皱带，以南为秋立塔克弧型构造带。工程区主要植被为粗糙假木贼、琵琶柴、新疆绢蒿等盐柴类半灌木组、蒿类半灌木组植被。所在区域河流主要为克孜尔河及大小冲沟，本项目不涉及穿越河流及冲沟。工程区域含水层岩性主要为砂砾岩，地下水埋深大于100m，单位涌水量大于 $1.5\text{L/s}\cdot\text{m}$ ，渗透系数 $4\sim80\text{m/d}$ ，单井涌水量 $400\sim5000\text{m}^3/\text{d}$ ，水量丰富。地下水矿化度一般在 $0.60\sim1.71\text{g/L}$ 之间，水化学类型为 $\text{HCO}_3\text{-SO}_4\text{-Ca-Mg}$ 或 $\text{SO}_4\text{-Cl-K-Na-Ca}$ 型水。

4) 工程区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

拜城县沙化土地总面积为 246779.80hm^2 ，可治理面积 2238.2hm^2 ，比重为0.91%。

区域防沙治沙工作已实施“三北”防护林工程，“三北”防护林体系工程是党中央、国务院针对我国西北、华北和东北的风沙危害和水土流失严重的现实情况而决定建设的大型防护林体系工程，也是为改善区域生态环境而列入我国国民经济和社会发展规划中的重大建设项目。

项目实施以来，拜城县累计工程面积9.62万 hm^2 ，其中：人工造林面积累计8.77万 hm^2 ，封山（沙）育林工程累计面积0.85万 hm^2 。

（2）项目实施过程中对周边沙化土地的影响

1) 占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

本项目总占地 2.477hm^2 ，其中永久占地面积为 0.446hm^2 、临时占地 2.031hm^2 ，其中裸土地等荒漠化土地面积为 2.477hm^2 ，占总占地面积的100%。

2) 弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

本项目井场平整、管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填管沟和铺垫井场。

工程建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于工程地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若工程土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

3) 损坏的防沙治沙设施（包括生物、物理或化学固沙等措施）

拟建工程占地主要为工矿用地、裸土地，永久占地及临时占地范围均不涉及已建设的防沙治沙设施。

4) 可能造成土地沙化和沙尘等生态危害

工程施工期钻井工程主要为场地平整，地面工程包括管沟开挖等。场地平整施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了工程占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

（3）防沙治沙内容及措施

1) 采取的技术规范、标准

- ①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年11月14日修订）；
- ②《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136号）；
- ③《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）；
- ④《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）；

2) 制定方案的原则与目标

制定方案的原则：①科学性、前瞻性与可行性相结合；②定性目标与定量指标相结合；③注重生态效益与关注民生、发展产业相结合；④节约用水和合理用水相结合；⑤坚持因地制宜的原则。

制定方案的目标：通过工程建设，维持现有区域植被覆盖度，沙化土地扩展趋势得到遏制，区域生态环境显著改善，得到有效保护。

3) 治沙措施（物理、化学治沙措施及机械、植物沙障措施）

本项目占地主要为裸土地，永久占地及临时占地范围均不涉及已建设的防沙治沙设施。

4) 其他措施（废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施）

针对井场施工过程，提出如下措施：①井场平整后，采取砾石压盖；②井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆盖以防尘网。③管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。⑤管沟分层开挖、分层回填。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

5) 各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

工程措施、植被措施及其他措施，要求在井场建设完成投入运行之前完成，严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

（4）方案实施保障措施

1) 组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本项目防沙治沙工程中塔里木油田分公司为第一责任人，各钻井队、施工队作为措施落实方，属于主要责任人。塔里木油田分公司应在各钻井队、施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

2) 技术保证措施

①邀请各级自然资源部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性。

②塔里木盆地自然条件恶劣，水资源短缺，项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性。

3) 防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资8万元，由塔里木油田分公司自行筹措，已在本项目总投资中考虑。

4) 生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，预计克拉苏气田克拉2区块植被覆盖度能维持现状，沙化土地扩展趋势得到一定的遏制，区域生态环境有所改善，得到有效保护。

5.1.2 运营期生态影响分析

工程运营期对生态环境的影响主要表现在对野生动物等的影响，生态系统完整性影响以及生态景观影响。运营期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表5.1-2。

表5.1-2 运营期对生态环境的影响

工程阶段		运营期
影响分析	影响程度	轻
	影响特征	可逆
	影响时间	短期
	影响范围	小、固定

5.1.2.1 对野生动物的影响分析

运营期工程不新增用地，占地对野生动物的影响不再增加。车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，对野生动物的影响也相对减小。人为活动相对施工也有所减少，并加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀。

运营期道路行车主要是油气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，不会对野生动物产生明显影响。

5.1.2.2 生态系统完整性影响评价

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然环境所应包含的全部生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰

下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

本项目开发区的基质主要是荒漠生态系统，荒漠生态系统稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油气田开发如井场、管线和道路等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而气田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。但如现状所述，目前由于油气田开发活动降低了区域生态系统的完整性和稳定性，只有很好地控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能控制生态进一步恶化。

5.1.2.3 景观影响分析

区域经过气田开发，已经形成了采气工业、自然景观交替的景观。本项目永久性构筑物的增加，对现有景观影响有限。

工程建设完成后，集输管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响；因而项目建设不会改变区域内景观生态系统的稳定性及完整性。

5.1.2.4 洪水对区块气田的影响分析

本项目所在区域降雨在时间及空间上分布不均，偶尔大暴雨形成的山洪不容忽视，因此，必须重视突发性洪水对本项目相关设施带来的破坏及由此产生的污染事故。

暴雨洪流冲刷井场、站场，地面残积污染物随洪流下泄，使地面污染源影响范围进一步扩大，污染物进入洪水，引起水体质量的变化，将会影响到流经地段及下游地表水体。所以必须考虑洪水的影响，设置必要的防洪和导洪设施。对于井场必须进行围堰防护，集输管线，一般埋入地下1.5m左右，较小流量的洪水不会对管线产生影响，而较大流量的洪水则存在着冲毁管线的可能，如管线一旦冲毁，回注水将直接进入外环境中，会对周围环境产生一定影响。因此本项目须设置必要的保护防洪措施，以防洪水对气田设施的影响。

5.1.2.5 小结

综合上述分析可知，在落实本评价提出的生态恢复措施的前提下，工程的建设不会对动植物资源及区域土地利用产生明显影响，工程通过采取水土流失防治措施、防沙治沙措施、生态修复措施，可最大程度减轻工程建设对区域生态环境造成的不利影响，使工程区域的水土流失等敏感的生态问题不恶化，受工程影响的生态环境可在一定时段内得到自然恢复。

总体上看本项目建设对生态环境影响较小。

5.1.3 退役期生态影响分析

随着油气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。当油气田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油气田开发工作人员将陆续撤离油气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。气井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少1m的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线（地面管线拆除，地下埋地管线清管封堵后不再挖出）、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

迹地经过清理后，根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油气田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

5.1.4 生态影响评价自查表

本工程对生态环境的影响主要在施工期，为永久占地平整及临时管沟开挖等的建设带来的生态环境影响。本工程永久占地约0.446hm²，永久性工程占地对沿线地区的土地利用影响较小。临时占地2.031hm²，临时性工程占地仅在施工阶段对沿线

土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

本项目位于阿克苏地区拜城县境内，项目评价范围和占地范围内均不涉及法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区。由于本区域的野生动物种类较少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。总体而言，施工结束后，随着生态补偿及生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失，生态环境影响可接受。本项目生态影响评价自查表见表 5.1-3。

表 5.1-3 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input checked="" type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （分布范围、种群数量、种群结构、行为等）
		生境 <input checked="" type="checkbox"/> （生境面积、质量）
		生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> （物种组成、群落结构等）
		生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （植被覆盖度、生态系统功能等）
		生物多样性 <input type="checkbox"/> （物种丰富度、优势度等）
评价等级	生态敏感区 <input type="checkbox"/> （)
	自然景观 <input checked="" type="checkbox"/> （景观多样性、完整性）)
	自然遗迹 <input type="checkbox"/> （)
	其他 <input checked="" type="checkbox"/> （水土流失、土壤盐渍化、土地沙化等）)
	评价等级	一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input type="checkbox"/> 三级 <input checked="" type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积：(0.02477) km ² ；水域面积：() km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input checked="" type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ；沙漠化 <input checked="" type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；污染危害 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>

工作内容		自查项目
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input type="checkbox"/> ；定性和定量 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input type="checkbox"/> ；重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input type="checkbox"/> ；常规 <input checked="" type="checkbox"/> ；无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可行 <input type="checkbox"/>

注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。

5.2 地下水环境影响分析

5.2.1 水文地质条件

5.2.1.1 区域水文地质概况

(1) 含水层的空间分布及赋存条件

评价区位于拜城盆地的中部和东部。评价区北部是以碎屑岩类裂隙-孔隙含水层分布的克孜尔低山丘陵区；在山区河谷分布着单一结构的潜水含水层，含水层岩性主要为卵砾石；中部和南部的大部分地段是以单一结构的潜水含水层为主的砾质平原，含水层岩性以卵砾石、砂砾石为主；在西南和东南的局部地段是以双层及多层结构的潜水-承压水含水层为主的细土平原，含水层岩性以中粗砂、细砂、粉砂和砂砾石为主。

评价区在南北方向上，在250m钻探深度内主要分布有单一结构的潜水含水层。在评价区北部的山区河谷地段，潜水含水层厚度较薄，约10.5m，含水层岩性为卵砾石；到中部的砾质平原区，含水层厚度逐渐变大，钻探深度内揭露的含水层厚度为143.21m，含水层岩性为砂卵砾石；到南部含水层厚度又相对变薄，钻探揭露的含水层厚度为88.79m。由此可见，在评价区的中部潜水含水层的厚度最大，向南北两侧厚度逐渐变薄。

评价区从西向东虽然含水层的厚度有不同变化，但除局部地段分布有承压含水层外，主要分布的仍为单一结构的潜水含水层，含水层的结构和厚度基本保持连续性、稳定性。

根据气田区域的勘察报告，因受拜城盆地基底形态和盆地地下水位的控制，工程所在的拜城盆地北部高基底上的Q1地层构成了透水不含水层，即工程区各井主要位于透水不含水地带或古近系-新近系裂隙孔隙层间水，为水量贫乏区，仅克深处理厂以南的工程区域分布有第四系潜水含水层。根据地下水的赋存条件、水理性质和水力特征，评价区内存在两种类型的地下水：第四系单一结构松散岩类孔隙水和碎屑岩类裂隙-孔隙水。

①碎屑岩类裂隙-孔隙含水

碎屑岩类裂隙-孔隙水主要呈窄条状分布于工程区内，位于克孜勒塔格低山丘陵区，单泉流量为0.004-0.09L/s，富水性级别为水量贫乏。含水层岩性为新近系N2的砾岩、砂岩、砂砾岩，隔水层岩性为古近系(E)和白垩系(K₁-K₂)的泥岩、砂质泥岩、泥质粉砂岩。

②单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水

a.水量丰富区

呈片状东西向分布于评价区的南部，呈条带状分布于评价区内的河谷。潜水位埋深32.31~146.75m，钻孔揭露的含水层厚度为59.25~93.19m，含水层岩性为第四系砂卵砾石，含砾粗、中砂；换算涌水量为2517.52~4720.732m³/d，富水性级别为水量丰富；渗透系数为6.34~35.77m/d，影响半径为34.72~155.0m。

b.水量丰富区(1000~5000m³/d)

呈片状北东-南西向大面积分布于评价区中部。该区的潜水，潜水位埋深5.78~69.41m，钻孔揭露的含水层厚度为34.22~137.29m，含水层岩性为第四系砂卵砾石、砂砾石；换算涌水量为1578.09~4353.01m³/d，富水性级别为水量丰富；渗透系数为7.06~32.03m/d，影响半径为86.31~407.0m。

c.水量中等区(100-1000m³/d)

呈弧形条带状分布于评价区的中部，呈条带状分布于评价区东部的克孜尔河冲洪积平原的南、北缘。

分布于评价区中部的潜水区，潜水位埋深18.81~86.79m，钻孔揭露的含水层厚度为113.21~185.19m，含水层岩性为第四系砂砾石；换算涌水量为570.59~782.81m³/d，富水性级别为水量中等；渗透系数为1.66~3.37m/d，影响半径为133.7~391.88m。

分布于评价区东部克孜尔河冲洪积平原南、北缘的潜水，潜水位埋深19.7-47.58m，钻孔揭露的含水层厚度为103.78-160.3m，含水层岩性为第四系砾卵石及砂砾石层；换算涌水量为460.23-708.04m³/d，富水性级别为水量中等；渗透系数为1.56-10.58m/d，影响半径为4.21-46.8m。

（2）补给、径流、排泄条件

评价区所在区域是区内地下水的补给径流区。地下水的补给来源主要为区内河流的河谷潜流侧向补给，河流渗漏补给、暴雨洪流渗漏补给，而降水入渗补给微乎其微。

在喀拉苏河冲洪积平原，地下水的径流方向为从北向南。地下径流通畅，径流条件好。地下水的水力坡度，在冲洪积平原上部约1.42‰，中部为1.43‰。

在克孜勒河冲洪积平原，地下水的径流方向为从东北向西南，含水层径流通畅。地下水的水力坡度，在克孜尔河冲洪积平原上部为3.18‰。

地下水一部分通过潜水蒸发、植物蒸腾排泄，一部分以泉或泉集河形式排泄，一部分通过人工开采排泄，大部分则排泄至木扎提河和克孜尔水库中。

（3）地下水化学类型

根据气田的勘察资料，评价区内碎屑岩类孔隙裂隙水的水化学类型为Cl·SO₄型。由于降水少，新近系（N₂）地层裂隙孔隙不发育，地下水缺少补给来源，径流和排泄条件差，地下水水化学类型为Cl·SO₄型水，矿化度多为3.0-10.0g/L，水质为半咸水。

评价区内潜水的化学类型自北向南分布有重碳酸盐水→硫酸盐水→氯化物水。

①HCO₃·Cl型水

呈橄榄状北东-南西向分布于评价区东南部，水化学类型为HCO₃·Cl型水，潜水矿化度较低，为0.30-0.39g/L，水质为淡水。

②SO₄·Cl型水

呈片状分布于评价区东南部和西南部，水化学类型为SO₄·Cl型水，潜水矿化度为0.45-0.93g/L，水质为淡水。

③SO₄型水

呈脚印状北东-南西向分布于评价区西南部，水化学类型为 SO_4 型水，潜水矿化度为 1.54-2.03g/L，水质为微咸水。

④ $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$ 型水

呈片状分布于评价区的东北部和西部，水化学类型为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$ 型水，潜水矿化度为 1.0-1.59g/L，水质为微咸水。

(4) 地下水动态

潜水水位的动态变化按成因主要为径流型，地下水水位受暴雨洪流或冰雪融水补给地下水影响，年内变幅小。高水位期出现在 10-1 月，低水位期出现在 4-8 月，年变幅为 0.28-2.20m，地下水动态变化过程较降水量变化滞后 3-5 个月。

5.2.1.2 评价区地下水开发利用情况

根据调查，拜城县居民个人开采地下水情况很少，居民饮用水水源主要采用集中形式供水，各水源集中供水井主要沿喀普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜尔河、木札特河等水系及冲洪积扇分布。根据调查，距离项目区最近的水井为项目区南侧约 8.4km 的克拉水源井。

5.2.1.3 包气带调查

本项目在气田区域内进行扩建。根据历史勘察资料，包气带厚度大于 50m，包气带厚度自北向南逐渐减小，山前的戈壁滩地带，包气带的岩性为砂砾石层，垂向渗透系数较大，变化范围 $1.2\times 10^{-3}\text{cm/s}$ - $1.4\times 10^{-3}\text{cm/s}$ ，大于 10^{-4}cm/s ，因此，区内包气带防污性能属于“弱”类。

5.2.1.4 区域地下水污染源调查

拟建项目所在区域地下水污染源主要为油气开采井场以及集中站场等，可能对地下水造成污染影响的污染物主要有落地油、含油废水等。根据调查区域井场及站场严格落实了分区防渗措施，油气开采集输流程全密闭，正常情况下，各类污染物不存在进入地下水的路径。区域地下水环境现状监测结果表明，气田开采活动未对地下水环境造成明显不利影响。

5.2.2 施工期地下水环境影响分析

5.2.2.1 正常状况下地下水环境影响分析

拟建项目钻井施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式，对含水层进行了封固处理，有效保护地下水层，同时严格要求套管下入深度，可有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水的影响。拟建项目钻井深度超过5000m，远超出了项目所在区域地下水含水层深度，正常状况下，不会对地下水产生影响。

施工期产生的钻井废水、生活污水、酸化压裂返排液、钻井泥浆和钻井岩屑等均可得到有效的处置，在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水及各类固体废弃物可避免对地下水环境产生不利影响。

5.2.2.2 非正常状况下地下水环境影响分析

非正常状况下，井漏事故对地下水的污染是指在钻井过程中，钻井废水、泥浆漏失于地下含水层中，造成地下含水层水质污染。就钻井液漏失而言，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井变径后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使钻井液在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入含水层造成污染，其风险性是存在的。

拟建项目新钻井一开、二开钻井泥浆主要成分为膨润土浆，不含有毒有害物质，一开及二开井深基本涵盖了可能具有使用功能的地下水，因此拟建项目一开钻井过程不会对可能具备使用功能的地下水造成影响。二开下部施工时，表层套管已完成固井，因此钻井泥浆不会在表层套管范围内漏失，漏失发生在表层套管以下的二开范围内，二开范围内的地层地下水埋深较深，不具备使用功能。

施工单位针对井漏制定有完善的应对措施，钻井过程中一旦发现异常，施工单位将立即停钻采取堵漏承压、打水泥塞等措施，防止井漏事故的发生，可有效减轻井漏对地下水的影响。井漏事故发生概率较低，拟建项目钻井液使用清洁无害的钻井泥浆，不含重金属等有毒物质，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制井漏事故的发生。

5.2.3 运营期地下水环境影响分析

5.2.3.1 正常状况下地下水环境影响分析

（1）废水

本项目运营期间产生的废水包括采出水和井下作业废水，可依托克拉 2 中央处理站已建采出水处理系统处理达标后回注地层，不外排。正常情况下，采出水通过克拉 2 气田内部密闭集输系统输送至处理站，井下作业废水采用专用罐收集后转运至处理站，已建采出水处理系统封闭运行且防渗措施完好，项目产生的废水不会与地下水产生接触，不会对地下水环境产生不良影响。

（2）危险废物

油气开采、管道集输、井下作业过程中阀门、法兰等处非正常及事故状态下的泄漏、管线破损产生的“落地油”属于危险废物。根据中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目落地油 100%回收，回收后的落地油专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。并且由于油气田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。含油废物一旦产生须及时、彻底进行回收在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少含油废物量，故含油废物对开发区域地下水的影响很小。

（3）输送管线

本项目输送管线是全封闭系统，采取严格防腐防漏措施。正常状况下，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

（4）采气井场

本项目正常状况下，井口及工艺装置区采取严格的防渗，定期开展井筒完整性检查，泵体完整性检查等，避免“跑、冒、滴、漏”的发生，不会对区域地下水环境产生污染影响。

综上，正常情况下，本项目的实施对地下水的影响较小。

5.2.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

气田在生产过程中，各个环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现因操作失误或处理措施不当、井损等导致的套外返水等工程事故；自然灾害引起的污染事故；地层压力过大导致的井喷事故；集输管线等运行过程中，管线腐蚀穿孔，管线与法兰连接处泄漏等原

因造成的含油废水泄漏事故。无论是人为因素还是自然因素所造成事故，对气田区地下水体均可能产生污染的风险。

气田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

(1) 情景 1：穿透污染影响分析

污染物沿着裂隙或孔隙直接到达含水层从而污染地下水的方式称为穿透污染。以该种方式污染地下水的主要原因是采气过程中套外返水。一旦出现套外返水事故，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生油水窜层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

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

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对项目区下游第四系含水层水质的影响，针对污染物进入到第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价。

① 预测情景

当发生窜层时，污染物进入含水层中。考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，污染物通过孔隙、裂隙径流至下游第四系含水层。污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄漏点源的水动力弥散问题。

② 预测方法

本项目采气井场按 II 类项目，地下水环境影响评价级别为三级，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）的规定，预测方法可以采用解析法或类比分析法，本次评价采用解析法对油气窜层地下水环境影响进行预测。

③ 预测因子

本项目气井套管发生泄漏，采出液中污染物主要有石油类、氯离子等污染物。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数较大的因子作为预测因子。根据采出液污染物特征，本次选取石油类作为预测特征因子。

④预测模型

本次地下水污染模拟仅考虑污染物随地下水发生对流、弥散作用，对污染物与液体介质（地下水）、固体介质（包气带介质和地下水含水介质）等的化学反应（如酸碱反应、氧化还原反应、吸附、交换、挥发及生物化学反应）等可能存在的环境消减因素做保守考虑。这样选择的理由是：

- 1) 对于长期持续的污染事件，环境自净作用属于次要因素，而水体的对流、弥散作用是污染物运移的主要因素。
- 2) 污染物在地下水中的反应运移非常复杂，物理、化学、微生物等环境自净作用往往会使污染浓度衰减。忽略这些环境自净因素可以模拟出污染的最大（或潜在）影响范围，符合保守性评价原则。
- 3) 对这些化学、生物化学作用进行精确模拟还属于国际性难题，一些模拟参数还存在很大争议，精确地模拟还需要大量的实验支持。
- 4) 在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的实例，保守型考虑符合环境评价的思想。

污染物在含水层中的迁移，特别是泄漏点的连续泄漏，造成的水环境污染会更加严重。本次按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）附录D中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

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

式中：x——距注入点的距离，m；

t——时间，d；

C(x, t)——t时刻x处的示踪剂浓度，g/L；

C₀——注入的示踪剂浓度，g/L；

u——水流速度，m/d；

n ——有效孔隙度，无量纲；

D_L ——纵向弥散系数， m^2/d ；

$erfc(\quad)$ ——余误差函数。

⑤预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为砂卵砾石。本次评价水文地质参数主要通过气田区域的勘察资料及经验值等综合确定。模型中所需参数及来源见表 5.2-1。

表 5.2-1 水质预测模型所需参数一览表（情景 1）

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.34m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$ ，考虑最不利情况，评价区内渗透系数取最大值为 $35.77m/d$ ，水力坡度最大为 3.18% ，有效孔隙度 0.33。
2	D_L	纵向弥散系数	$3.4m^2/d$	$D_L=aLu$ ， aL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，弥散度应介于 1~10 之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	n	有效孔隙度	33%	有效孔隙度 $n=0.33$ 。
4	t	时间	计算发生渗漏后 100d、1000d、3650d 后各预测点的污染物浓度	
5	C_0	污染物浓度		根据开发方案给出的克拉区块采出水典型水质数据，穿透污染石油类污染物源强参照克拉处理站内克拉分离器水中含油量，即 $36.1mg/L$ 。石油类标准限值参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中 III 类标准，即 $0.05mg/L$ 。检出限按 $0.01mg/L$ 。

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以计算得出预测情景 1 下，在不同泄漏天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.2-2、表 5.2-3，图 5.2-1。

表 5.2-2 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景 1：穿透污染）

污染 物	100d		1000d		3650d	
	距离 (m)	浓度 $c(mg/L)$	距离 (m)	浓度 $c(mg/L)$	距离 (m)	浓度 $c(mg/L)$
石 油 类	0	36.1	0	36.1	0	36.1
	10	34.141	50	36.098	200	36.1
	20	30.544	100	36.073	500	36.1

40	19.243	200	34.995	800	36.008
60	8.029	300	26.506	1000	33.824
80	2.067	400	8.427	1200	21.756
100	0.316	500	0.945	1400	5.647
115	0.054	586	0.051	1600	0.409
127	0.010	600	0.029	1712	0.050
150	0.000	624	0.010	1785	0.010
200	0.000	700	0.000	1800	0.007
		800	0.000	2000	0.000

表 5.2-3 预测结果统计表（情景 1：穿透污染）

污染物	预测时间	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内水环境敏感点
石油类	100d	115	127	无
	1000d	586	624	无
	3650d	1712	1785	无

图 5.2-1 发生泄漏后污染物浓度变化趋势图（情景 1：穿透污染）

根据以上预测结果，在本次设定的预测情景下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类污染物在泄漏 100d、1000d、3650d 时，地下水超标距离分别为 115m、586m、1712m，影响距离分别为 127m、624m、1785m。影响范围内均无居民饮用水井等敏感点，但窜层废水对该地区地下水的累积性影响依然不可忽视。为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

（2）情景 2：渗透污染（泄漏）影响分析

地面及包气带污染物沿着松散的孔隙下渗至含水层致使地下水污染的方式称渗透污染。本项目可能产生的渗透污染主要是井喷导致的油水混合物渗漏、集输管线破损导致的油水泄漏、落地油渗漏等，污染物通过包气带渗透到潜水含水层而污

染地下水。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀等，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。

通常泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境一般不易产生不利影响。

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

①预测情景

根据区域水文地质条件，地下水类型主要为第四系潜水含水层。当泄漏量很大时，石油类污染物可能通过包气带进入潜水中，影响潜水水质。污染物泄漏为非连续排放，泄漏后一般可及时发现泄漏状况并截断，排放时间在时间尺度上设定为短时泄漏，泄漏时长最多按1d计。考虑最不利情况，按渗漏的污染物穿透包气带污染地下水，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

②预测方法

为了评价污染物入渗对评价区内地下水水质的影响，本次渗透污染影响预测采用解析法，针对污染物进入含水层后的迁移进行预测、评价。

③预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：a.污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；b.污染物进入潜水含水层后，随地下水水流进行迁移的过程。

预测按最不利的情况设计情景，污染物泄漏直接进入地下水，并在含水层中沿水力梯度方向径流，污染质浓度在未渗入地下水前不发生变化，不考虑污水在包气

带中下渗过程的降解与吸附作用，不考虑含水层中对污染物的吸附、挥发、生物化学反应。设计情景为极端情况，用于表征污水排放对地下水环境的最大影响程度和影响范围。

污染物在浅层含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维短时泄漏点源的水动力弥散问题。在模型计算中，对污染物的吸附、挥发、生物化学反应均不予以考虑，对模型中的各项参数均予保守性估计。

$$c = \frac{c_0}{2} \left[\operatorname{erfc} \left(\frac{x - ut}{2\sqrt{D_L t}} \right) - \operatorname{erfc} \left(\frac{x - u(t - t_0)}{2\sqrt{D_L t(-t_0)}} \right) \right]$$

式中： x ——距注入点的距离，m；

t ——时间，d；

$C(x, t)$ —— t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/L；

c_0 ——注入的示踪剂浓度，g/L；

u ——水流速度，m/d；

n ——有效孔隙度，无量纲；

D_L ——纵向弥散系数，m²/d；

$\operatorname{erfc}(\quad)$ ——余误差函数。

④预测因子及参数

预测因子及参数具体见表 5.2-1。

⑤预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以计算得出预测情景 2 下，在不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，石油类污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.2-4、表 5.2-5，图 5.2-2。

表 5.2-4 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景 2：渗透污染）

污 染 物	100d		1000d		3650d	
	距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)
石 油 类	0	0.040	0	0.000	0	0.000
	10	0.080	20	0.000	50	0.000
	20	0.130	50	0.000	100	0.000
	30	0.176	100	0.001	200	0.000

污染物	100d		1000d		3650d	
	距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)
43	0.201	200	0.011	400	0.000	
	50	0.192	300	0.050	600	0.000
	80	0.066	350	0.060	800	0.000
	84	0.051	398	0.050	1000	0.000
	104	0.010	500	0.011	1500	0.000
	150	0.000	504	0.010	2000	0.000
	200	0.000	600	0.001		
			700	0.000		
			800	0.000		

表 5.2-5 预测结果统计表（情景 2：渗透污染）

污染物	预测时间	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内水环境敏感点
石油类	100d	84	104	无
	1000d	398	504	无
	3650d	-	-	无

图 5.2-2 发生泄漏后污染物浓度变化趋势图（情景 2：渗透污染）

根据以上预测结果，在本次设定的预测情景下：随着距离的增加，石油类在含水层中在水动力弥散作用下，沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后时间的增加，影响范围呈增加趋势。发生泄漏事故后，在 100d、1000d、3650d 时，地下水超标距离分别为 84m、398m、0m，影响距离分别为 104m、504m、0m。说明在处理及时的短时泄漏预测情景下对该地区地下水影响较小。此情景下影响范围内均无居民饮用水井等敏感点，但废水隐蔽性的持续泄漏对该地区地下水的累积性影响不可忽视。

项目施工过程中应加强工程质量管理，井场及站场严格落实分区防渗措施，运营期加强管理，定期巡检和维护，发现问题及时解决，避免管线及设备设施长时间出现“跑、冒、滴、漏”现象；井下作业等过程中采取铺设防渗膜等措施避免原油直接落地，阻断污油下渗路径；发生井喷、泄漏等事故时，应立即采取切断措施并

及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，并加强后期污染治理和跟踪监测，尽量避免泄漏污染到周边区域内的地下水。

综上，本项目按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则落实地下水污染防治措施，并加强环境管理的前提下，本项目运营期对区域地下水的环境影响可接受。

5.2.4 退役期地下水环境影响分析

本项目退役期无废水外排，在及时清理各类固废、加强环境管理的情况下，一般不会造成周边地下水环境污染。

5.2.5 地下水环境评价结论

(1) 在正常状况下，本项目各阶段的废水均不外排，各类废水及固废均得到了妥善处置，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成泄漏事故。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本项目对地下水环境的影响较小。

(2) 本次地下水评价，设置了项目非正常情况情景进行预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，发生事故后建设单位及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，采取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响较小。本项目按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则落实地下水污染防治措施，并加强环境管理的前提下，本项目运营期对区域地下水的环境影响可接受。

5.3 地表水环境影响评价

5.3.1 施工期地表水环境影响分析

本项目施工期钻井废水、生活污水、酸化压裂返排液、钻井泥浆和钻井岩屑等均可得到有效的处置，且项目区周边无常年地表水体，对地表水环境影响可接受。

5.3.2 运营期地表水环境影响分析

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018)中表1水污染影响型建设项目评价等级判定，判定本项目地表水环境评价等级为三级B。

(1) 水污染防治措施有效性分析

根据工程分析，本项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水、设备擦洗废水。采出水和井下作业废水依托克拉2中央处理站已建采出水处理系统处理达标后回注地层，设备擦洗废水用作场地降尘用水，不会对周边水环境产生影响。

(2) 采出水及井下作业废水依托处理环境可行性分析

根据单井开发指标预测结果，KT1-1井、KT1-2井开发期内最大产水量预计可达 $365\text{m}^3/\text{d}$ 。根据工程分析，KT1-1井、KT1-2井井下作业废水产生量约为 $107.59\text{m}^3/\text{a}$ 。

克拉2中央处理站已建采出水处理系统现状富裕处理能力为 $678\text{m}^3/\text{d}$ 。本项目新建采气井场所产天然气、采出水以及井下作业废水，依托克拉2中央处理站现有处理系统进行处理，从处理能力匹配性角度分析具备可行性。

目前，克拉2中央处理站采出水处理系统运行稳定，本项目运营期产生的采出水及井下作业废水经已建系统处理后，可满足《气田水注入技术要求》(SY/T 6596-2016)等相关标准，最终全部回注地层，不对外排放，从环境保护角度看，采出水及井下作业废水依托克拉2中央处理站采出水处理系统处理也是可行的。

综上，本项目运营期产生的各类废水均能妥善处置，不外排，不会对地表水环境产生不利影响。

5.3.3 退役期地表水环境影响分析

项目退役期拆除设备、封井和清理井场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，不会对周围水环境产生不利影响。

5.3.4 地表水环境评价结论

本项目运营期产生的废水均能妥善处置，不会对周边地表水环境产生影响。水污染控制和水环境影响减缓措施有效，本项目的实施对地表水环境整体可接受。

5.3.5 地表水环境影响评价自查表

表 5.3-1 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目
影响识别	影响类型	水污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文要素影响型 <input type="checkbox"/>
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ；饮用水取水 <input type="checkbox"/> ；涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ；重要湿地 <input type="checkbox"/> 重点保护珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 <input type="checkbox"/> ；涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>

工作内容		自查项目	
影响途径	水污染影响型	水文要素影响型	
	直接排放□；间接排放☑；其他□	水温□；径流□；水域面积□	
影响因子	持久性污染物□；有毒有害污染物☑；非持久性污染物□；pH值□；热污染□；富营养化□；其他□	水温□；水位（水深）□；流速□；流量□；其他□	
	水污染影响型	水文要素影响型	
评价等级	一级□；二级□；三级A□；三级B☑	一级□；二级□；三级□	

5.4 土壤环境影响评价

5.4.1 施工期土壤环境影响分析

拟建项目占地类型主要为裸土地，占地范围内土壤类型均为石质土。项目施工期工程内容主要包括土方开挖、场地平整以及管线敷设、设备安装等，施工期对土壤的主要影响为施工作业破坏土壤原有结构，改变土壤层次、质地、紧实度、物理性质等，导致土壤养分流失。

(1) 土壤理化性质影响分析

施工期对土壤理化性质造成影响的施工活动包括场地清理平整、土石方开挖回填，以及施工机械设备和运输车辆的碾压等。

场地的清理和平整、土石方的开挖以及回填将会使得土壤层次发生变化，另外由于占地范围内植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。临时占地范围内的土壤表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大。

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的践踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，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）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，使风蚀荒漠化的过程加剧。

施工期各项工程的实施对土壤表层的影响最大。由于表层的土壤结构是经过较长的历史时期形成的，形态较稳定，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。

(2) 废弃污染物污染影响分析

钻井过程会产生钻井泥浆及岩屑，钻井泥浆中含有碱、油、重晶石、防塌剂、磺化酚醛树脂等多种物质，若不集中收集并进行妥善处理，进入土壤后可能会污染土壤表层，影响土壤理化性质等。

拟建项目钻井期产生的钻井泥浆和岩屑一起被收集至泥浆不落地收集系统，依次经振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备将固液分开，得到液相输送至泥浆循环罐内暂存，经调节泥浆密度、pH值后进行循环利用；分离后的固相按照不同泥浆体系采取不同的处置措施处理达标后综合利用。泥浆不落地装置实现了泥浆收集、固液分离、液相回用，实现了对钻井废弃物的减量化及无害化处理目的。因此，正常情况下钻井泥浆及岩屑不会对土壤环境产生影响。

钻井施工过程中机械检修时会产生少量产生废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于危废贮存点中，防止废机油落地污染土壤；酸化压裂返排液采取不落地直接排入回收罐中，转运克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。正常情况下废机油、酸化压裂返排液等施工期废弃物不会对土壤环境产生影响。

5.4.2 运营期土壤环境影响分析

5.4.2.1 正常工况下土壤环境影响分析

运营期正常工况下生产过程中各类物料转移过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，不会对土壤环境产生影响。

5.4.2.2 非正常工况下土壤环境影响分析

(1) 生态影响型

考虑事故状态下，集输管线连接处破裂后，采出水进入表层土壤中，管道两端设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭，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，预计从管道中泄漏的采出水量为8.333m³。克深区块地层水水型为CaCl₂型，矿化度51417.5mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为：8.333×51417.5=428479.167g。

本次预测采用HJ 964-2018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；

Is-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;

Ls-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;

Rs-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+△S

S-单位质量土壤中某种物质的预测值, g/kg;

S_b-单位质量土壤中某种物质的现状值, g/kg。

项目所处区域气候干燥, 年降雨量较小, 项目考虑最不利情况, Ls 和 Rs 取值均为 0, 预测评价范围为以泄漏点为中心 20m×20m 范围, 表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 1.57×10^3 kg/m³, 根据区域土壤盐分监测结果, 单位质量土壤中盐分含量的最大值为 27.2g/kg。预测年份为 0.027a (10 天)。

根据上述计算结果, 在 10 天内, 单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.093g/kg, 叠加现状值后的预测值为 27.293g/kg。

从预测结果可知, 发生泄漏后, 导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高, 但在发生泄漏后, 油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理, 且随着雨水淋溶, 区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至原有水平。

(2) 污染影响型

本项目土壤污染影响评价等级为三级。根据导则, 本次评价主要采用定性描述对土壤污染影响进行预测。

根据工程分析, 本项目所涉及的土壤污染因子主要包括为石油烃。土壤对石油烃污染物具有良好的吸附作用, 发生采出液泄漏事故时, 由于土壤的吸附净化作用, 石油烃污染一般仅限于土壤表层, 在及时清理地表污染物后, 可避免对深层土壤产生不利影响。

在项目做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下，本项目对土壤环境的影响可接受。

5.4.3 退役期土壤环境影响分析

退役期拆除设备时所用的时间较少，在生活污水、固体废物均妥善处置的情况下，对土壤环境影响很小。

5.4.4 土壤环境影响评价结论

综上，本项目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，也不会使区域土壤盐化程度加剧。如果发生装置、管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，但影响局限于表层，通过及时清理地表污染物可避免对深层土壤产生影响；采出水的泄漏会使得泄漏区域土壤中含盐量小幅度上升，但不会改变其盐化等级，在采取及时切断泄漏源并对泄漏区域土壤进行清理的前提下，可使不利影响降至最低。

根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免项目实施对土壤环境产生影响。

5.4.5 土壤环境影响自查表

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.4-1。

表 5.4-1 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
影 响 识 别	影响类型	污染影响型□；生态影响型□；两种兼有 <input checked="" type="checkbox"/>	
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地□；未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>	土地利用类 型图
	占地规模	(0.0446) km ²	永久占地/小 型
	敏感目标信息	生态影响型：盐化	
	影响途径	大气沉降 <input checked="" type="checkbox"/> ；地面漫流□；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位□； 其他（生态影响）	
	全部污染物	盐分、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	
	特征因子	盐分、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	
	所属土壤环境影 响评价项目类别	I类□；II类 <input checked="" type="checkbox"/> ；III类□；IV类□	井场
		I类□；II类□；III类□；IV类 <input checked="" type="checkbox"/>	采气管线
敏感程度		敏感□；较敏感□；不敏感 <input checked="" type="checkbox"/>	污染影响型

工作内容		完成情况			备注
		敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>			生态影响型
评价工作等级		一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input checked="" type="checkbox"/>			污染影响型
评价工作等级		一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>			生态影响型
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input checked="" type="checkbox"/> ；c) <input checked="" type="checkbox"/> ；d) <input checked="" type="checkbox"/>			
	理化特性	见表 4.5-1			
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度
		表层样点数	3	4	0~0.2m
现状评价	柱状样点数				
	现状监测因子	占地范围内：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管理标准（试行）》（GB36600-2018）表1中的45项基本项目+石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）+土壤盐分含量+pH值；占地范围外：《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管理标准（试行）》（GB15618-2018）表1中的基本项目+pH+土壤盐分含量+石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）			
	评价标准	GB15618 <input checked="" type="checkbox"/> ；GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ；表D.1 <input checked="" type="checkbox"/> ；表D.2 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他（）			
影响预测	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求			
	预测因子	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、盐分含量			
	预测方法	附录E <input checked="" type="checkbox"/> ；附录F <input type="checkbox"/> ；其他（定性描述）			
	预测分析内容	影响范围（井场周围）；影响程度（较小）			污染影响型
		影响范围（管线泄漏点周围） 影响程度（较小）			生态影响型
防治措施	预测结论	达标结论：a) <input type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/> ；c) <input checked="" type="checkbox"/> 不达标结论：a) <input type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/>			
	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input checked="" type="checkbox"/> ；源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ；过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ； 其他（）			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	代表性井场
		代表性井场采气 树管道接口处、采 出水处理装置区	石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油 烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、 砷、六价铬、汞、 盐分含量、pH	1次/年	
	信息公开指标	石油烃、盐分含量、pH			
评价结论		通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本项目建设可行			

5.5 大气环境影响评价

5.5.1 施工期大气环境影响分析

5.5.1.1 施工废气来源及影响分析

(1) 地面工程、管道工程及道路工程施工废气

在地面工程、管道工程及道路工程施工过程中，不可避免的要占用土地、进行土方施工、物料运输、场地建设、管沟开挖和管线铺设，该过程中将产生一定的施工扬尘。主要来自施工和运输产生的粉尘、车辆运输二次扬尘以及地面物料堆放时的遇风扬尘，施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定关系，如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。

施工期的扬尘产生量与施工现场条件、管理水平、机械化程度以及气象条件等诸多因素有关，难以进行量化，类比调查结果表明，施工扬尘以土壤颗粒为主。施工期对环境造成不利影响的污染因素持续时间短，加之当地环境容量较大，故对环境的影响较小。施工期只要严格按施工规范文明施工，采取有效的防尘措施，可将施工期污染影响减到最小，施工期结束后，所有施工影响即可消除。

(2) 机械设备和车辆废气

在施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 及 NO_x 等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，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，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。施工前期准备过程中应检修设备和车辆，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响。

(3) 环境影响分析

本项目施工阶段钻井工程、地面工程、道路工程和管道工程，呈现出分区域、分阶段实施的特点，施工期污染产生点分散在区块内，伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，本项目地面工程施工活动范围周边无环境敏感点，且区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、柴油发电机废气、测试废气、机械设备车辆尾气等不会对区域环境空气产生明显影响，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

5.5.1.2 施工废气污染防治措施

(1) 施工扬尘污染防治措施

为有效控制施工期间的扬尘影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》（新政发〔2014〕35号）及《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》（新政办发〔2017〕108号）相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度的降低施工扬尘对周围环境的影响。

表 5.5-1 施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
1	施工现场公示牌	在施工现场出入口明显位置设置公示牌，公示施工现场负责人、环保监督员、防尘措施、扬尘监督管理部门、举报投诉电话等信息	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
2	洒水抑尘措施	施工现场必须建立洒水清扫抑尘制度，配备洒水设备。非冰冻期每天洒水不少于2次，并有专人负责。重污染天气时相应增加洒水频次	
3	重污染天气应急预案	IV级（蓝色）预警：强化日常检查 III级（黄色）预警：环保部门加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，减少建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶 II级（橙色）预警：区域内50%重点排放企业限产或停产，停止喷涂粉刷、建筑拆除、切割、土石方等施工作业，建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车禁止上路行驶（生活垃圾清运车辆除外） I级（红色）预警：停区内70%的重点排放企业限产或者停产，停止喷涂粉刷、建筑拆除等施工作业，禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路	《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》（新政办发〔2017〕108号）

(2) 机械设备和车辆废气污染防治措施

对机械设备和车辆定期进行检测和保养维修，使其处于良好运行状态；不超过其设计能力超负荷运行；使用满足现行质量标准和环保标准的燃料。

5.5.2 运营期大气环境影响评价

5.5.2.1 区域地面污染气象特征分析

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2008）的规定“对于各级评价项目，均应调查评价范围内20年以上的气候统计资料。”本项目位于拜城

县境内。为此，本次评价以拜城气象站近30年的气象数据为依据，分析本项目所在区域的气象特征，符合《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2008）中的要求。主要包括风速、风向、温度等。

（1）温度

区域内近30年各月平均气温变化情况见表5.5-2，近30年各月平均气温变化曲线见图5.5-1。

表 5.5-2 近 30 年各月平均温度月变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度(°C)	-12.2	-6.3	4.1	12.6	17.5	20.1	21.8	20.8	16.1	8.2	-0.3	-8.3	7.84

由表5.5-2可知，区域近30年平均气温为7.84°C，7月份平均气温最高，为21.8°C，1月份平均气温最低，为-12.2°C。

图 5.5-1 近 30 年各月平均温度变化曲线图

（2）风速

区域内近30年各月平均风速变化情况见表5.5-3，近30年各月平均风速变化曲线见图5.5-2。

表 5.5-3 近 30 年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速 (m/s)	0.4	0.6	0.9	1.4	1.4	1.3	1.1	0.9	0.8	0.5	0.4	0.4	0.84

图 5.5-2 近 30 年各月平均风速变化曲线图

由表5.5-3可知，区域近30年平均风速为0.84m/s，4、5月份平均风速最大为1.4m/s，1、11、12月份平均风速最低为0.4m/s。

（3）风向、风频

区域内近30年平均各风向风频变化统计结果见表5.5-4，近30年风频玫瑰图见图5.5-3。

表 5.5-4 近 30 年不同风向对应频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S
----	---	-----	----	-----	---	-----	----	-----	---

频率 (%)	4	5	5	2	4	4	8	5	5
风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C	-
频率 (%)	3	3	2	2	2	3	3	43	

图 5.5-3 近 30 年风频玫瑰图

由表 5.5-4 及图 5.5-3 分析可知, 近 30 年资料统计结果表明, 该地区多年 SE 风向的平均风频最大, 其次是 NNE、NE、SSE、S 风向, 该区域任何连续三个风向角风频之和均小于 30%, 因此气象资料统计结果显示该地区主导无主导风向。

5.5.2.2 环境空气影响预测与分析

(1) 预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018) 所推荐采用的估算模式 AERSCREEN, 经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的最大影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.5-5。

表 5.5-5 项目估算模式参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数 (城市选项时)	--
2	最高环境温度/°C		41.2
3	最低环境温度/°C		-28.7
4	土地利用类型		荒漠
5	区域湿度条件		干燥气候
6	测风高度		10
7	最小风速		0.5
8	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	90×90
9	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/°	--

(2) 预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表 5.5-6，预测结果见表 5.5-7。

表 5.5-6 主要废气污染源参数一览表（面源，100%负荷）

名称	面源起始点坐标		面源海拔高度(m)	面源长度(m)	面源宽度(m)	与正北向夹角(°)	面源有效排放高度(m)	年排放小时数(h)	污染因子	排放速率(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)								
KT1-1 井无组织废气			1507	24	37.6	0	4	8760	NMHC	0.006375
									CH ₃ OH	0.00025
KT1-2 井无组织废气			1441	24	37.6	0	4	8760	NMHC	0.006375
									CH ₃ OH	0.00025

表 5.5-7 无组织废气 P_{max} 及 D_{10%} 预测及计算结果一览表

下风向距离(m)	KT1-1 井				KT1-2 井			
	NMHC		CH ₃ OH		NMHC		CH ₃ OH	
	预测地面空气质量浓度(μg/m ³)	占比率(%)						
10	16.249	0.81	0.637216	0.02	16.249	0.81	0.637216	0.02
25	18.141	0.91	0.711412	0.02	18.141	0.91	0.711412	0.02
42	18.794	0.94	0.73702	0.02	18.794	0.94	0.73702	0.02
50	18.511	0.93	0.725922	0.02	18.511	0.93	0.725922	0.02
75	16.255	0.81	0.637451	0.02	16.255	0.81	0.637451	0.02
100	14.44	0.72	0.566275	0.02	14.44	0.72	0.566275	0.02
200	9.5051	0.48	0.372749	0.01	9.5051	0.48	0.372749	0.01
300	6.7771	0.34	0.265769	0.01	6.7771	0.34	0.265769	0.01
400	5.499801	0.27	0.215679	0.01	5.499801	0.27	0.215679	0.01
500	4.603	0.23	0.18051	0.01	4.603	0.23	0.18051	0.01
1000	2.6063	0.13	0.102208	0	2.6063	0.13	0.102208	0
1500	1.748	0.09	0.068549	0	1.748	0.09	0.068549	0
2000	1.2796	0.06	0.05018	0	1.2796	0.06	0.05018	0
2500	0.99217	0.05	0.038909	0	0.99217	0.05	0.038909	0

下风向距离(m)	KT1-1 井				KT1-2 井			
	NMHC		CH ₃ OH		NMHC		CH ₃ OH	
	预测地面空气质量浓度(μg/m ³)	占标率(%)						
下风向最大地面空气质量浓度及占标率	18.794	0.94	0.73702	0.02	18.794	0.94	0.73702	0.02
D _{10%} 最远距离(m)	未出现				未出现			
最大地面空气质量浓度距源距离(m)	42				42			

由表 5.5-7 可知，本项目 2 座井场采气过程中无组织排放的 NMHC 最大落地浓度均为 18.794μg/m³、占标率为 0.94%；CH₃OH 最大落地浓度均为 0.73702μg/m³、占标率为 0.02%，最大落地浓度出现在 2 座井场下风向 42m 处，D_{10%}均未出现。

5.5.2.3 大气环境防护距离

根据《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）“8.8.5 大气环境防护距离确定”相关要求，需要采用进一步预测模式计算大气环境防护距离，本项目大气环境影响评价等级为三级，不再计算大气环境防护距离。

5.5.2.4 污染物排放量核算

项目无组织排放量核算情况见表5.5-8。

表 5.5-8 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/(t/a)	
					标准名称	浓度限值/(mg/m³)		
1	KT1-1 井	天然气开采集输	非甲烷总烃	密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	4.0	0.051	
			甲醇	密闭集输	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)	12.0	0.002	
2	KT1-2 井	天然气开采集输	非甲烷总烃	密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	4.0	0.051	
			甲醇	密闭集输	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)	12.0	0.002	
无组织排放总计								
无组织排放总计		非甲烷总烃				0.101		
		甲醇				0.004		

5.5.2.5 评价结论

本项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下非甲烷总烃、甲醇短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。项目废气污染源对站场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。项目实施后大气环境影响可以接受。

5.5.3 退役期大气环境影响分析

油井退役后各种相关辅助工作均停止，采油造成的环境空气污染源将消失，油井停止后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内活动人群较少，主要为油田工作人员。

5.5.4 大气环境影响评价结论

项目施工期废气影响具有分散性，且影响时间较短，施工期结束，影响即消失。

拟建项目位于环境质量不达标区，运营期污染源正常排放下非甲烷总烃、汞及其化合物、硫化氢、氨、甲醇短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%，污染

物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。项目废气污染源对站场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。项目实施后大气环境影响可以接受。

5.5.5 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见表 5.5-9。

表 5.5-9 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目											
评价等级与范围	评价等级	一级□			二级 <input checked="" type="checkbox"/>			三级□					
	评价范围	边长=50km□			边长 5~50km□			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>					
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	>2000t/a□		500~2000t/a□			<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>						
	评价因子	基本污染物 (PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃)			包括二次 PM _{2.5} □			不含二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>					
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准□		附录 D <input checked="" type="checkbox"/>		其他标准□					
现状评价	环境功能区	一类区□		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区□							
	评价基准年	(2024) 年											
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input checked="" type="checkbox"/>			主管部门发布的数据□		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>						
	现状评价	达标区□				不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>							
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 现有污染源 <input checked="" type="checkbox"/>			拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□						
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF□	网格模型□	其他 <input checked="" type="checkbox"/>					
	预测范围	边长≥50km□		边长 5~50km□			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>						
	预测因子	预测因子 (NMHC、甲醇)				包括二次 PM _{2.5} □ 不包括二次 PM _{2.5} R <input checked="" type="checkbox"/>							
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>				C _{本项目} 最大占标率>100%□							
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10%□			C _{本项目} 最大标率>10% □							
非正常排放 1h 浓度贡献值	二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30%□			C _{本项目} 最大标率>30% □								
	非正常持续时长(/h)	C _{本项目} 占标率≤100%□			C _{非正常} 占标率>100%								
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标□			C _{叠加} 不达标□								
大气环境影响预测与评价	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□			k>-20%□								
环境监测	污染源监测	监测因子：(○)			有组织废气监测□		无组织废气监测□	<input checked="" type="checkbox"/>					

工作内容		自查项目			
计划	环境质量监测	监测因子: <input type="radio"/>		监测点位数 <input type="radio"/>	无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>			
	大气环境防护距离	距()厂界最远()m			
	污染源年排放量	SO ₂ : /t/a	NO _x : /t/a	颗粒物: /t/a	非甲烷总烃: (0.101) t/a 甲醇: (0.004) t/a
注: “□”为勾选项, 填“√”; “()”为内容填写项					

5.6 声环境影响分析与评价

5.6.1 施工期声环境影响分析

5.6.1.1 钻井噪声影响分析

(1) 钻井噪声源强

钻井噪声主要来源于钻井设备、泥浆泵、振动筛等连续性噪声。目前钻井噪声处理难度较大, 要减轻钻井噪声影响, 主要还是通过钻井过程中采取相应的降噪措施。主要为在泥浆泵等设备下加衬弹性垫料, 在钻井过程中平稳操作, 避免产生非正常的噪声, 通过以上措施可以降低噪声约 10dB(A)左右。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表 A.2 和类比油田开发工程中钻井工程实际情况, 项目钻井期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.6-1。

表 5.6-1 施工期钻井噪声源参数一览表 (室外声源)

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离 [dB(A)/m]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	钻机	ZJ70	53	50	10	90/5	基础减振	昼夜
2	泥浆泵	--	57	80	1.5	90/5	基础减振	昼夜
3	泥浆泵	--	60	80	1.5	90/5	基础减振	昼夜
4	振动筛	--	74	85	1.5	90/5	基础减振	昼夜
5	振动筛	--	78	85	1.5	90/5	基础减振	昼夜
6	绞车	JC70LDB	43	64	1.5	70/5	基础减振	昼夜
7	离心机	--	90	75	1.5	75/5	基础减振	昼夜

(2) 施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见运营期声环境影响评价章节中“5.6.2.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本工程施工期各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.6-2。

表 5.6-2 施工期钻井噪声预测结果一览表

序号	井场	噪声贡献值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		超标和达标情况		
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	
1	井场	东场界	68	68	70	55	达标	超标
2		南场界	65	65	70	55	达标	超标
3		西场界	62	62	70	55	达标	超标
4		北场界	64	64	70	55	达标	超标

(3) 影响分析

各种施工机械噪声预测结果可以看出，施工期井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间均为 62~68dB(A)，昼间满足《建筑施工噪声排放标准》(GB 12523-2025)场界噪声限值要求，夜间不满足《建筑施工噪声排放标准》(GB 12523-2025)场界噪声限值要求，本项目周边无声环境保护目标，施工期间通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

5.6.1.2 储层改造噪声影响分析

(1) 储层改造噪声源强

储层改造主要来源于压裂车、测试放喷时产生的高压气流噪声，参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013) 中表 A.2 和类比油田开发工程中储层改造工程实际情况，项目储层改造期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.6-3。

表 5.6-3 施工期储层改造噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离 [dB(A)/m]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	压裂车	--	70~80	60~65	1.5	80/5	基础减振	昼夜
2	酸罐车	--	90~100	80~85	1.5	80/5	基础减振	昼夜
3	加压泵	--	50~65	70~75	1.5	90/5	基础减振	昼夜
4	测试放喷	--	100	60	2	90/5	--	昼夜

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离 [dB(A)/m]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
5	混砂车	--	80~100	70~80	1.5	80/5	基础减振	昼夜

(2) 施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见运营期声环境影响评价章节中“5.6.2.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本项目施工期储层改造工程各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.6-4。

表 5.6-4 施工期储层改造噪声预测结果一览表

序号	井场		噪声贡献值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	井场	东场界	75	75	70	55	超标	超标
2		南场界	60	60	70	55	达标	超标
3		西场界	65	65	70	55	达标	超标
4		北场界	68	68	70	55	达标	超标

(3) 影响分析

由预测结果可以看出，储层改造对厂界的噪声贡献值昼间、夜间均为 60~75dB(A)，不满足《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）场界噪声限值要求，本项目周边无声环境保护目标，施工期间通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

5.6.1.3 管线施工噪声影响分析

(1) 施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油田同类油气集输工程中管线铺设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.6-5。

表 5.6-5 施工期噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离 [dB(A)/m]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	挖掘机	--	-	-	1.5	90/5	基础减振	昼夜

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离 [dB(A)/m]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
2	推土机	--	-	-	1.5	88/5	基础减振	昼夜
3	运输车辆	--	-	-	1.5	90/5	基础减振	昼夜
4	吊装机	--	-	-	1.5	84/5	基础减振	昼夜

(2) 施工噪声贡献值

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

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

式中： L_r ——距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

L_{ro} ——距声源 r_o 处的 A 声压级，dB(A)；

r ——预测点与声源的距离，m；

r_o ——监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.6-6。

表 5.6-6 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]							施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
1	推土机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	土石方
2	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	
3	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	物料运输
4	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	安装

(3) 影响分析

根据表 5.6-6 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，昼间距施工设备 60m，夜间距 300m 即可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）场界噪声限值要求。施工场地周边 300m 范围内无声环境敏感目标，施工期间通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

5.6.2 运营期声环境影响分析

本项目各新建采气井场规格及产噪设备一致，以 KT1-1 采气井场为代表井场进行预测。本评价以井场四周场界作为评价点，预测分析噪声源对场界的声级贡献值，分析说明产噪设备对四周场界声环境的影响。

5.6.2.1 预测模式

(1) 单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

已知声源的倍频带声功率级(从 63Hz 到 8000Hz 标称频带中心频率的 8 个倍频带)，预测点位置的倍频带声压级 $L_p(r)$ 可按下式计算：

$$L_p(r) = L_w + D_c - A$$

$$A = A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}$$

式中： $L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级，dB；

L_w —倍频带声功率级，dB；

D_c —指向性校正，dB；

A —倍频带衰减，dB；

A_{div} —几何发散引起的倍频带衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的倍频带衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的倍频带衰减，dB；

A_{bar} —声屏障引起的倍频带衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

(2) 计算总声压级

①计算本项目各室外噪声源对各预测点噪声贡献值

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai} ，在 T 时间内该声源工作时间为 t_i ；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj} ，在 T 时间内该声源工作时间为 t_j ，则本项目声源对预测点产生的贡献值 (L_{eqg}) 为：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \left(\sum_{i=1}^N t_i 10^{0.1 L_{Ai}} + \sum_{j=1}^M t_j 10^{0.1 L_{Aj}} \right) \right]$$

②预测点的噪声预测值

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

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

L_{eqb} —预测点的背景值，dB(A)。

(3) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.6.2.2 噪声源参数的确定

本项目以井场西南角为坐标原点，噪声源噪声参数见表 5.6-7。

表 5.6-7 井场噪声源参数一览表

声源名称		数量 (台/套)	最大噪声源 强[dB(A)]	降噪措施	降噪效 果 [dB(A)]	预测噪声 源强 [dB(A)]
井场（以 KT1-1 井 为例）	井口装置	1	85	选择低噪声设备、加强 设备维护，基础减振	25	60
	甲醇加注橇	1	85		25	60

5.6.2.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本项目各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.6-8，等声线图详见图 5.6-1。

表 5.6-8 站场噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

场地	厂界	贡献值	标准值		结论
井场（以 KT1-1 井为 例）	东场界	41.5	昼间	60	达标
	南场界	38.0			
	西场界	35.0	夜间	50	达标
	北场界	44.4			

据预测结果可知，KT1-1 井场产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 35.0~44.4dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.6.3 退役期声环境影响分析

本项目退役期，噪声主要源自井场及站场设备拆卸，由于油区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

图 5.6-1 代表性井场等声线图

5.6.4 声环境影响评价结论

综上所述，本项目开发建设区域声环境质量现状较好。施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期，采油井场场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类区标准要求。

5.6.5 声环境影响评价自查表

本项目声环境影响评价自查表见表 5.6-9。

表 5.6-9 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级□			二级☑		三级□		
	评价范围	200m□			大于 200m□		小于 200m□		
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级□			最大 A 声级□	计权等效连续感觉噪声级□			
评价标准	评价标准	国家标准☑			地方标准□		国外标准□		
现状评价	环境功能区	0 类区□	1 类区□	2 类区☑	3 类区□	4a 类区□	4b 类区□		
	评价年度	初期☑		近期□		中期□	远期□		
	现状调查方法	现场实测法□			现场实测加模型计算法□		收集资料□		
	现状评价	达标百分比		100%					
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测□			已有资料□		研究成果□		
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型□				其他□			
	预测范围	200m☑		大于 200m□		小于 200m□			
	预测因子	等效连续 A 声级□			最大 A 声级□	计权等效连续感觉噪声级□			
	厂界噪声贡献值	达标□				不达标□			
	声环境保护目标处噪声值	达标□				不达标□			
环境监测计划	排放监测	厂界监测□ 固定位置监测□ 自动监测□ 手动监测□ 无监测☑							
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：()			监测点位数()	无监测☑			
评价结论	环境影响	可行□			不可行□				
注：“□”为勾选项，可 √；“()”为内容填写项。									

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响分析

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、钻井泥浆、钻井岩屑、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、管材边角料及焊接废渣、生活垃圾等。

井场平整管沟开挖产生土方用于为井场回填、管沟回填，无弃方；膨润土-聚合物体系钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统收集并进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中的相关限值要求后，可用于气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼，检测不合格固相待钻井工程结束后送克拉苏钻试修废弃物环保处理站处置，直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中的综合利用限值后再进行综合利用；聚磺体系钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统收集并进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相转运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率<0.45%）后，用于铺气田区域内的井场或道路，不得用于填充自然坑洼。油基体系钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统收集并进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相运至大宛其油基泥浆、含油污泥处理站处理；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置；废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料等危险废物妥善收集后暂存于井场橇装式危废贮存点，最终由有相应资质的单位接收处置；生活垃圾集中收集后定期清理运送至拜城县生活垃圾填埋场填埋。

施工期固体废物在处置和运行管理中严格落实《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）、《危险废物贮存污染控制标准》（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》等的相关要求后，对环境所造成的影响可以接受。

5.7.2 运营期固体废物影响分析

5.7.2.1 固体废物产生种类及数量

本项目运营期产生的固体废物主要有落地油和废防渗材料，均属于危险废物。

落地油危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危险废物代码为 071-001-08。主要产生于井下作业过程中由于非正常原因导致原油散落地面形成的油土混合物，主要含有矿物油等。本项目井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，落地油回收率为 100%，回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。

废防渗材料主要在修井作业过程中产生。修井作业时，作业场地下方铺设防渗材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，根据工程分析，本工程产生废弃防渗材料最大量约 0.5t/a。废防渗材料属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗材料集中收集，委托交由有危废处置资质的单位处置。

危险废物由具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》，本项目危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 3.4-8。

5.7.2.2 危险废物环境影响分析

(1) 危废收集、贮存过程影响分析

本项目产生的危险废物按照《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）中相关管理要求并根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ 1276-2022），落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）等有关规定。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

- ①危险废物标签应以醒目的字样标注“危险废物”。
- ②危险废物标签应包含废物名称、废物类别、废物代码、废物形态、危险特性、主要成分、有害成分、注意事项、产生/收集单位名称、联系人、联系方式、产生日期、废物重量和备注。
- ③危险废物标签宜设置危险废物数字识别码和二维码。
- ④危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。具体见图 5.7-1。
- ⑤材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。
- ⑥装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间；

贮存危险废物场所还应包含三角形警告性图形标志和文字性辅助标志，其中三角形警告性图形标志应符合 GB 15562.2 中的要求，具体见 5.7-2。

图 5.7-1 危险废物标签样式示意图

图 5.7-2 危险废物贮存设施标志示意图

(2) 危险废物运输过程影响分析

本项目产生的危险废物应按照《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）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中相关要求，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定；按照危险废物污染环境防治和危险货物运输相关规定运输危险废物，记录运输轨迹，防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

本项目产生的危险废物运输过程由危废处置单位委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《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)《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ 2025-2012) 中相关要求。

(3) 危险废物委托处置环境影响分析

本项目产生的危险废物应按照《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) 中相关要求, 落实危险废物经营许可证制度, 禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

综上, 本项目固体废物处置措施可行, 对周边环境影响较小。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

本项目退役期固体废物主要为废弃管线、废建筑垃圾和废防渗材料, 废弃管线维持现状, 避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏, 管线内物质应清空干净, 并按要求进行吹扫, 确保管线内无残留物质, 管线两端使用盲板封堵; 建筑垃圾收集后送区域工业固废填埋场妥善处置; 沾有油污的废弃管线和废防渗材料应作为危废管理, 收集后交由有危废处置资质单位接收处置。

5.7.4 固废环境影响评价小结

本项目施工期、运营期和退役期产生的固体废物能够通过有效的途径得到较好的处置, 对评价区环境影响较小。

5.8 环境风险评价

环境风险评价是分析和预测建设项目对环境存在的潜在危险、有害因素, 针对建设项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故, 引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏所造成的对环境影响和损害程度, 提出合理可行的防范、应急与减缓措施, 以使建设项目事故风险可防控。

5.8.1 风险调查

5.8.1.1 危险物质调查

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录 B, 本项目运营期涉及的危险物质主要为天然气、甲醇。天然气主要存在于新建的采气管线中, 甲醇存储于新建井场的甲醇加注橇内。

本项目为天然气开采项目，工程内容呈点线状分布在已开发气田范围内。井场与井场之间距离较远，新建管线主要为单井至井场的集输管线，各井场均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。本次将井场、管线分别划分为独立的危险单元，评价危险单元内危险物质的最大存在量。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强 0.101325Mpa；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位 mol；

T：绝对温度，K；

R：气体常数。

经计算，本项目危险物质数量及分布情况见表 5.8-1。

表 5.8-1 本项目危险物质分布情况一览表

序号	危险单元	危险物质名称	存储装置参数	CAS 号	最大存在量 (t)
1	KT1-1 井场采气管道	天然气	0.14km, D76×3.5, 14Mpa	74-82-8	0.047
2	KT1-2 井场采气管道	天然气	0.34km, D76×3.5, 14Mpa	74-82-8	0.114
3	KT1-1 井场	甲醇	甲醇加注橇，V=5m ³ 常压储罐	67-56-1	3.955
4	KT1-2 井场	甲醇		67-56-1	3.955

注：天然气相对密度为 0.58，甲醇密度为 791kg/m³。

5.8.1.2 环境敏感目标调查

根据章节 2.5.7 环境风险环境影响评价等级和评价范围，本项目风险潜势为 I，可开展简单评价，不设置评价范围，本次风险评价环境敏感目标与各要素环境保护目标一致，具体见表 2.6-1。

5.8.2 环境风险潜势初判

根据章节 2.5.7 环境风险环境影响评价等级和评价范围，本项目 Q<1，判断项目风险潜势为I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，风险潜势为I的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为天然气（甲烷）和甲醇。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.8-2。

表 5.8-2 天然气危险特性表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/组成信息	主要有害成分	甲烷		
	分子式	CH ₄	分子量	16.04
危险特性	危险性类别：第 2.1 类 易燃气体。 侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离 可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 环境危害：对环境有害。 燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42°C 的温水中复温。不要涂擦 不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸 心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。 危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氯及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。			
消防措施	有害燃烧产物：一氧化碳。 灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。			
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。			
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。			
	工程控制：生产过程密闭，全面通风。			

接触控制/个体防护	呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸气压	53.32kPa/-168.8°C
	沸点	-161.5°C	闪点	-188°C
	熔点	-182.5°C	溶解性	微溶于水，溶于乙醇乙醚等。
	密度	相对密度（水=1）：0.42 (-164°C) 相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	自燃温度	538°C
	爆炸极限	5.3%~15% (V%)		
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、氟、氯；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LD50：LC50：50%（小鼠吸入，2h）。 LC50：无资料。			
生态学资料	其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
	废弃物性质：危险废物。			
废弃处置	废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。			
运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光暴晒。中途停留时应远离火种、热源 公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。			

表 5.8-3 甲醇理化性质、危险危害特性及防护措施表

国标编号	32058	CAS 号	67-56- 1
分子式	CH ₄ O	中文名称	木醇、木精，哥伦比亚 酒精
外观形状	无色类似果酒气味的发挥性液体。	分子量	32.04
熔点	93.9°C	蒸汽压	(20°C) 12.8kPa。

沸点	65℃	燃烧热	726.51kJ/mol
闪点	11℃	溶解性	溶于水、可混溶于醇、醚等多数有机溶剂
相对密度	0.7914 (水=1) : 1.11 (空气=1)	稳定性	稳定
爆炸极限	5.5~44 (V/V , %)		
危险性类别	3.2类 闪点易燃液体		
侵入途径	吸入、食入、经皮吸收		
毒理学	毒性属中毒类。小鼠吸入 70.7g/m ³ ×54 小时麻醉、死亡；小鼠静脉 LD 5.66kg，大鼠经口 LD: 1214mL/kg；猴吸入 52.4g/m ³ ，4 小时死亡 甲醇是主要危害神经及血管的毒品具有麻醉效应，有十分显著的蓄 积作用。可引起视神经及视网膜的损伤。口服甲醇 1g/kg 或低于此值 时，即可失明、致死，也有饮用不到 30mL 甲醇即发生死亡的例子。吸入高浓度蒸气能产生眩晕、昏迷、麻木、痉挛、食欲不振等症状。蒸 气与液体都能严重损害眼睛和粘膜。皮肤接触后将会干燥、裂开、发炎，也有人因甲醇溅洒在足部， 甲醇浸湿了衣服及皮靴仍继续工作数日 后失明的报道。		
危险特性	易燃，遇明火有燃烧爆炸危险。燃烧时发出蓝色火焰，在常温下挥发 出的蒸气有毒。蒸气能与空气形成爆炸性混合物。爆炸极限 6.0%~36%，是一种燃烧、爆炸范围较广的物品。闪点 1℃。自燃点 385℃。与氧化剂接触发生化学反应或引起燃烧危险。在火场中，受热的容器有爆炸危险。		
燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳		
接触限值	职业接触限值：PC-TWA: 25mg/m ³ (皮) : PC-STEL: 50mg/m ³ (皮) IDLH: 6000ppm		
泄漏应急措施	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切 断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。不 要直 接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源，防止进入下水道、排洪沟 等限制 性空间。小量泄漏：用砂土 或其它不燃材料吸附或吸收。也 可以用大 量水冲洗，洗液稀释后放入废水系统。大量泄漏：构筑围 堤或挖坑收 容；用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车 或专用收集器 内。回收或运至废物处理场所处置。		
防护措施	呼吸系统防护：可能接触其蒸气时，应该佩戴过滤式防毒面罩（半 面 罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器。 眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴橡胶手套。 其它：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作毕，淋浴更衣。实行 就 业前和定期的体检。		
急救措施	皮肤接触：脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。 眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处.保持呼吸道通畅。如呼吸困难， 给 输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：饮足量温水，催吐，用清水或 1%硫代硫酸钠溶液洗胃。就医 灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷 却 直至灭火结		

	束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。 灭火剂：抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、砂土
储运须知、包装标志	易燃液体。副标志：毒害品。包装方法：(II)类。储运条件：注意轻装轻卸，防止容器破损，避免日光曝晒，严禁接触火源。夏天高温季节早晚运输。储存于阴凉、通风的易燃液体库房或储罐内，与氧化钙隔绝，远离火源，炎热气候采取通风降温措施。泄漏处理：首先切断所有火源，戴好防毒面具与手套。用水冲洗，对污染地面进行通风处理。

5.8.3.2 生产系统危险性识别

(1) 井场

①井喷

井喷事故最根本的原因是井底压力不平衡，地层压力大于井底压力，导致井喷事故。发生井喷事故后，有可能进一步引发火灾爆炸事故，包括井喷时井口的铁件或井内钻具与井架碰撞起火，在井场进行带电作业或使用明火操作，井口装置设备失灵和处置不当造成压井破坏地层，引起四周冒气着火。

井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。克深区块已开发多年，对区域的油气藏情况已基本掌握，井场设置了可燃气体检测报警仪，设置了工业电视监视系统，采取了合格防喷措施后，井喷的可能性很小，在上述安全措施的前提下，井场还设置了放空系统，在发生异常超压的情况下，超压气体可通过放散管通往焚烧池进行焚烧。采取上述措施后，可有效降低井场的事故风险。从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

②井漏

在井下作业过程，工作液在压差的作用下，流入地层，可能引起污染地下水事故。

(2) 甲醇加注橇

本项目新建2座井场内均设置1座甲醇加注橇，甲醇最大存储量为5m³注入。甲醇加注橇发生泄漏会形成液池，蒸发的甲醇蒸气能损害人的呼吸道粘膜和视力。遇明火还会发生火灾。

(3) 采气管线泄漏

本项目正常生产过程中，天然气是在密闭条件下输送，不具备发生火灾爆炸的条件，发生事故主要是由于管道存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期使

用磨损、人员误操作、天然气破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃易爆介质遇火源（明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电），有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

（4）排水井泄漏

原有高压设备（采气树、管汇）、管道因长期服役存在腐蚀基础，转为低压排水后，气水两相流（含盐分、石油类）会加剧电化学腐蚀与垢下腐蚀，且低压下压力波动更频繁，易在焊缝、法兰等薄弱处泄漏，污染土壤、地下水及大气；同时，高压密封件（垫片、填料）与气水两相介质不兼容，易老化变形导致天然气微泄漏或气田水扩散污染。

5.8.3.3 有害物质扩散途径识别

本项目所涉及的危险物质包括天然气。井喷、管线、排水井泄漏事故发生时，石油类物质可能通过地表土壤下渗，存在污染土壤和地下水的可能性，如泄漏油气遇到明火、热源等引发火灾，产生的次生污染（CO、烟尘）存在污染局部环境空气质量的可能性。

5.8.4 环境风险事故情形分析

通过分析本项目可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、采气管线泄漏、甲醇加注橇发生泄漏以及天然气、甲醇泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、采气管线泄漏会对大气产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，甲醇加注橇发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响。具体危害和环境影响可见表 5.8-4。

表 5.8-4 危险物质向环境转移的途径识别

风险单元	事故类型	来源	危险物质	影响环境的途径	影响环境的途径
井场	井喷	采气过程	天然气	①井喷时，天然气扩散至环境空气中，可能引发天然气中毒事件。 ②天然气泄漏后遇明火易引发爆炸	大气
	井漏	井下作业	工作液	工作液在压差的作用下，流入地层，造成地下水水质污染	地下水

风险单元	事故类型	来源	危险物质	影响环境的途径	影响环境的途径
	泄漏	甲醇加注橇	甲醇	①罐体破损后，甲醇泄漏，易挥发，烃类气体会污染大气，引发中毒事件，遇明火易引发火灾、爆炸； ②液体会通过垂直入渗或地面漫流的方式进入环境，对土壤环境、地下水环境造成污染。	大气、土壤、地下水
				天然气发生泄漏，气体扩散至环境空气中，可能引发员工天然气	大气
		排水井	气田水	液体会通过垂直入渗或地面漫流的方式进入环境，对土壤环境、地下水环境造成污染。	土壤、地下水
	火灾爆炸	集输过程	伴生气及次生污染物CO等	天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件	大气
			伴生气及次生污染物CO等	天然气、甲醇泄漏遇明火均能发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被	大气
	采气管线	泄漏	天然气	天然气扩散至环境空气中，可能引发天然气中毒事件。	大气
	火灾爆炸	采气管线	伴生气及次生污染物CO等	管线天然气发生泄漏，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件	大气

5.8.5 环境风险分析

5.8.5.1 大气环境风险事故分析

(1) 井喷对大气环境及人群监控的影响

井喷时喷出大量天然气，可使短时间内使局部大气环境中的甲烷等轻烃含量激增，根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向4-5km，地面总烃的最大浓度可达到1300mg/Nm³，造成短期局部大气环境中污染物超标，但不会对整个评价区的大气环境质量造成长久的明显的恶化。甲烷对人基本无毒，且甲烷密度比空气轻，泄漏后会快速扩散，因此在设施发生大量泄漏时，主要的产生的安全隐患是在空气中短时间内大量聚集，当达到爆炸极限时遇明火会发生爆炸的危险。发生火灾事故的主要原因是明火造成的，当天然气发生泄漏遇明火或空气中积聚到一定浓度后发

生着火会放出一定的热量，根据《危险评价方法及其应用》点源模型分析可知，火焰辐射出的能量为燃烧热的一部分，热辐射强度与燃烧速率成正比，与接收距离的平方成反比，当火灾产生的热辐射强度足够大时，可使周围的物体燃烧或变形，更强烈的热辐射可能烧毁设备甚至造成人员伤亡等。

本项目在运营期应积极开展周边公众环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生泄漏以及火灾爆炸事故，及时疏散井场及周边人员，避免造成人员伤亡和财产损失。在落实风险防范措施、其发生事故的概率较低，当发生井喷事故时，积极采取应急措施，疏散周边人员，井喷事故对周围环境空气的影响是可以接受的。

（2）采气管线对大气环境影响分析

采气管线发生管道泄漏事故时，会造成泄漏源附近甲烷浓度的显著增加，并在一定范围内形成甲烷聚集区，在不利气象条件下会造成爆炸危险区域，如果遇到明火发生燃爆会造成区域内人员死亡。由于甲烷对人基本无毒，且甲烷密度比空气轻，泄漏后会快速扩散，因此在管道断裂发生大量泄漏时，主要的产生的安全隐患是在空气中短时间内大量聚集，当达到爆炸极限时遇明火会发生爆炸的危险。

本项目采气管线长度较短，且井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超 $0.15\text{MPa}/\text{min}$ 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

在采取以上环境风险防范措施和应急措施的前提下，采气管线发生泄漏对周边环境空气的影响是可以接受的。

（3）甲醇溶液发生泄漏

甲醇加注橇发生甲醇泄漏事故后会在泄漏点周围形成液池，然后液池表面气流运动使液体蒸发，由于泄漏发生后液体流到地面上液面不断扩大，同时不断挥发进入大气，造成大气污染。在加强巡检等日常管理的前提下，一般甲醇泄漏事故历时较短，泄漏所造成大气环境中污染物的高浓度持续时间也较短。甲醇泄漏后遇明火会发生火灾事故，燃烧的次生污染物 CO 会对周边大气产生一定影响，本项目井场甲醇加注橇内甲醇存储量较低，在加强巡检等日常管理的前提下，甲醇泄漏量较少，不会对周边环境产生不可接受的影响。

5.8.5.2 地表水环境风险事故分析

本项目在发生安全生产事故造成甲醇泄漏主要集中在井场区域范围，加之泄漏的甲醇量较少且基本上能够及时地完全回收，且项目周边无地表水，因此在事故下造成甲醇泄漏不会对区域地表河流造成污染。此外，本项目采出水中含有大量的盐类和少量的油类物质，泄漏后将会影响地表水的功能，但项目周边无地表水，因此在事故下造成采出水泄漏不会对区域地表河流造成污染。

5.8.5.3 地下水环境风险事故分析

本项目运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才有可能影响到地下水。

(1) 甲醇加注橇发生泄漏

本项目井场的甲醇加注橇由厂家成套提供，橇上仪表电缆均汇入橇上设置的仪表接线箱，分界面位于接线箱出线侧。

建设单位应在施工期严把质量关，严格按照环评提出的分区防渗要求进行防渗体系建设；运营期应严格按照地下水污染防治管理要求规范生产活动，编制企业环境应急预案并建立相关配套环保制度，定期检查防渗层及管道的破损情况，定期开展地下水环境监测，将地下水污染事故的发生概率降至最低。

(2) 排水井泄漏

本项目排水井发生泄漏事故能否对地下水环境产生影响，取决于排水中盐类及油类物质在土壤中的迁移转化、以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，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集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

5.8.6 环境风险管理

5.8.6.1 钻井井场风险防范措施

5.8.6.1.1 井喷防范措施

施工单位应严格执行石油天然气钻井QHSE管理体系及井控技术标准和规范中的相关规定，并针对工程情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

- (1) 严格执行《石油天然气钻井井控技术规范》，严格执行井控工作管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部24h值班制度，井控准备工作及应急预案必须经验收合格后，方可钻开油气层；
- (2) 钻进中必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀；
- (3) 认真搞好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门；
- (4) 严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；
- (5) 钻进中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井试压后迅速实施压井作业；
- (6) 发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻进；
- (7) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井的安全规定，在井口安装防喷器和控制措施；
- (8) 使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求，泥浆比重和黏度要经常进行检查。严格实施钻井作业规程。

5.8.6.1.2 井下作业风险防范措施

- (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。
- (2) 井场设置明显的禁止烟火标志；井场电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。
- (3) 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。
- (4) 井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

5.8.6.1.3 采气井场风险防范措施

- (1) 平面布局科学合理：橇装装置平面布置严格执行《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）和《建筑设计防火规范》（GB 50016-2014）（2018

版)中的有关规定,平面布置力求紧凑,建、构筑物及设施间的防火安全距离严格执行设计规范和标准的要求。平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置,并保持规定的防火距离;将全场内的明火点控制到最少,并布置在生产区场地边缘部位;有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

(2) 在建、构筑物区域内设置接地装置,必要时可加装消雷器。工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置;变压器等采用避雷器作为防雷保护。

(3) 按规定配置齐全各类消防设施,并定期进行检查,保持完好可用。

(4) 在可能产生易燃易爆介质泄漏的地方,设置可燃气体检测报警器,以便及时发现事故隐患。

(5) 井场应采取多种防井喷控制措施、防漏措施和固井措施,防止发生井喷等事故;按规范设置安全防火距离,配置相应消防设施。加强工作人员和车辆管理,必须在规定的路线和范围内活动,严禁乱压乱碾,严禁破坏自然植被,并加强防火措施,防止火灾发生。

(6) 事故时所有排放气体均密闭放空至焚烧池燃烧后排放,不允许就地排入大气。

(7) 甲醇加注橇采用双层储罐+围堰、耐腐管道及安全拉断阀,设泄漏报警与防爆阻火装置;设备静电接地,爆炸危险区用防爆电气,控制加注流量;配备应急物资,泄漏时及时拦截回收。

(8) 建设单位应在施工期严把质量关,严格按照环评提出的分区防渗要求进行防渗体系建设;运营期应严格按照地下水污染防治管理要求规范生产活动,编制企业环境风险应急预案并建立相关配套环保制度,定期检查防渗层及罐体、管道的破损情况,定期开展地下水环境监测,将地下水污染事故发生概率降至最低。

5.8.6.2 管线事故风险预防措施

(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) 按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

(4) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(5) 完善井场的环境保护工程，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。

(6) 在管线运营期间，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。

(7) 定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

(8) 严禁在管线两侧各 50m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

5.8.6.3 危险废物运输事故风险防范措施

(1) 危险废物须按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ 2025-2012)相关要求，由专业人员进行押运。

(2) 建设单位与危废资质单位共同研究危险废物运输的有关事宜，运输过程全控制，确保危险废物的运输安全可靠，减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

(3) 对于污水、废液等的转运均要制定管理计划，如实记录有关信息，健全资料台账，转移车辆安装定位系统，并保存相关影像资料。

(4) 出车前须对罐车的罐体、压力表、阀门等安全技术状况进行检查，发现故障排除后方可投入运行。

(5) 加强各类储罐的日常管理及安全检查，要严格按章操作，废水、废液装车、卸车时，加强管理，避免跑冒滴漏现象，防止发生泄漏等安全事故。

(6) 运输时提高拉运人员技术素质、加强责任心，严禁废水随意倾倒，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，防止发生运输车辆事故。

(7) 行车途中应勤检查，若有泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，受到污染的土壤要全部回收，委托具有相应危险废物处置资质单位进行处置。

5.8.6.4 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

(1) 对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断。

(2) 加强干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

(3) 经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成事故。

5.8.6.5 突发环境事件应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤害等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。克拉采油气管理区编制完成并发布了《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司克拉采油气管理区突发环境事件应急预案》（备案编号 652926-2024-036-L）。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司克拉采油气管理区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.8.6.6 环境风险应急处置措施

(1) 井场泄漏处置

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

- ③对于泄漏的原油进行有效防护或转移到安全处，防止发生火灾、爆炸事故；
- ④采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态，如果发生大型泄漏或火灾事故，启用事故应急池导流设施将物料或消防水引至应急池或应急罐；
- ⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；
- ⑥如果少量泄漏，采取用沙石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入雨排管网；如果量大，则用工具进行收集；
- ⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；
- ⑧事件发生后，应急监测小组对周围大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果；
- ⑨监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；
- ⑩现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

（2）管道泄漏处置

- ①应迅速停运泄漏管道，必要时实行紧急放空。同时，封闭事故现场，发出天然气泄漏报警；
- ②组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员；
- ③监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员和公众；
- ④条件允许时，迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业；
- ⑤放空的天然气应通过放空火炬点燃烧掉，当火炬高度小于1m时应立即关闭放空阀门。

（3）甲醇加注橇破损泄漏事故应急措施

- ①切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭多功能储罐最近两侧阀门；
- ②堵漏：根据泄漏段的实际情况，采用适当的材料和技术手段进行堵漏，并在作业期间设专人监护；

③事故现场处理：堵漏作业完成后，对多功能储油罐进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

④后期处理：恢复多功能储罐泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性地加强检测及现场巡检。对泄漏的甲醇回收，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

（4）排水井采出水泄漏事故应急措施

①紧急切断泄漏源。立即启动井口紧急关断程序，关闭井口总闸阀及泄漏点上游的分管阀，若为井筒泄漏，需关闭采气树闸门并启动井口防喷装置，阻断气田水、天然气继续外溢。

②确定警戒范围，撤离无关人员。

③风险监测与信息上报。使用便携式检测设备，对警戒区内天然气浓度、气田水 pH 值及周边土壤/水体污染情况进行初步监测，记录监测数据并动态更新。立即向井场负责人、企业应急指挥中心及当地环保、应急管理部门报告事故情况。

④泄漏介质气田水、天然气收集与拦截，设备检修与泄漏点封堵。

⑤污清理染区域。

（5）火灾应急处置措施

1) 立即阻断火源，并组织灭火；
2) 确定警戒范围，撤离无关人员。
3) 火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

4) 灭火完毕后，立即清理火灾现场。

（6）危险废物泄漏造成的环境突发事件应急处置

本项目涉及的危险废物主要为落地油等，委托有危废处置资质单位进行及时清运，泄漏事故率较低。井场、站场人员对危险废物存放点进行巡查，每班 1~2 次，当发现危险废物泄漏时应通知站场负责人，按以下方法进行处置：

- 1) 消除火源；
- 2) 根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区；
- 3) 应急处理人员戴好防护口罩；

4) 作业时使用的所有设备应接地, 禁止接触或跨越泄漏物, 尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间;

小量泄漏: 用砂土或其它无火花工具收集吸收材料。

大量泄漏: 构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖, 减少蒸发, 用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。

5.8.7 环境风险分析结论

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录B, 本项目运营期涉及的危险物质主要为天然气、甲醇。天然气主要存在于新建的采气管线中, 甲醇存储于新建井场的甲醇加注橇内。

可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、采气管线泄漏、甲醇加注橇发生泄漏以及天然气、甲醇泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、采气管线泄漏会对大气产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放, 甲醇加注橇发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放, 井漏会对地下水造成影响, 排水井发生气田水泄漏可能会对土壤和地下水造成影响。本项目应落实各项井场制度, 降低井喷、井漏发生概率, 本项目所在区域地势平坦, 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; 当泄漏事故发生时, 及时采取措施、彻底清除被污染的土壤, 污染物不会进入地下水中, 对地下水水质没有不良影响。因此, 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。

本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施, 拟建项目实施后, 负责实施的克拉采油气管理区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后, 可将事故发生概率减少到最低, 减小事故造成的损失, 环境风险是可防控的。本项目环境风险简单分析内容表见表 5.8-5。

表 5.8-5 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔里木油田克拉2气田克探1区块白垩系亚格列木组产能建设项目			
建设地点	新疆维吾尔自治区拜城县			
地理坐标	经度		纬度	

主要危险物质及分布	主要危险物质：天然气、甲醇。天然气主要存在于新建的采气管线中、甲醇存储于井场的甲醇加注橇内。
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、采气管线泄漏、甲醇加注橇发生泄漏以及天然气、甲醇泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、采气管线泄漏会对大气产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，甲醇加注橇发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响，排水井发生采出水泄漏可能会对土壤和地下水造成影响。
风险防范措施要求	制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；制定环境风险应急预案，定期演练。设置可燃气体检测报警仪等防范设施。
结论：根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录B，本项目运营期涉及的危险物质主要为天然气、甲醇。天然气主要存在于新建的采气管线中，甲醇存储于新建井场及站场的甲醇加注橇内。可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、采气管线泄漏、甲醇加注橇发生泄漏、排水井采出水泄漏以及天然气、甲醇泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、采气管线泄漏会对大气产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，甲醇加注橇发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响，排水井采出水泄漏可能会对土壤和地下水造成影响。本项目应落实各项井场制度，降低井喷、井漏发生概率，本项目所在区域地势平坦，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；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，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；本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施，拟建项目实施后，负责实施的克拉采油气管理区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，环境风险是可控的。	

6 环境保护措施可行性论证

6.1 生态保护措施可行性论证

6.1.1 施工期生态保护措施

6.1.1.1 地表扰动生态保护措施

拟建项目施工过程严格遵守国家和地方有关动植物保护和防治水土流失等环境保护法律法规，按照有关规定办理建设用地审批手续。施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土进行拦挡，施工完毕尽快整理施工现场，对井场地表进行砾石压盖。

拟建项目在设计选线过程中，尽量避开植被覆盖度较高的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境；施工中按要求进行分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。

类比克探 1 井区现有井场采取的扰动区域生态环境保护措施，拟建项目采取的生态环境保护措施可行。

6.1.1.2 生物多样性保护措施

①施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②加强环境保护宣传工作，增强环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被；强化保护野生动物的观念，禁止捕猎。

③严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

④强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对植物和野生动物的影响。

类比克探 1 井区现有井场采取的生物多样性保护措施，拟建项目采取的生态环境保护措施可行。

6.1.1.3 水土流失防治措施

根据工程建设特点和当地的自然条件，拟建项目施工结束后进行场地平整，对临时堆土区采取防尘网苫盖的方式进行防护，在施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，进行定时洒水等措施减少施工过程中产生的不利影响。

类比同类项目施工采取的水土流失减缓措施，拟建项目采取的水土流失减缓措施可行。

6.1.1.4 防沙治沙措施

(1) 施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被。

(2) 施工结束，对施工场地进行清理、平整，防止土壤沙化。

(3) 施工期间严格执行生态保护措施，杜绝破坏植被、造成沙化的行为。

类比同类项目施工采取的防沙治沙措施，拟建项目采取的防沙治沙措施可行。

6.1.2 运营期生态保护措施

拟建项目实施后，运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主。在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油；在道路边、气田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。

类比同类项目采取的生态恢复措施，拟建项目采取的生态恢复措施可行。

6.1.3 退役期生态保护措施

气田单井进入开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）、《油气田开采废弃井永久性封井处置作业规程》（GB/T 43672-2024）、《油气田开发生产井报废管理规范》（Q/SY 01036-2022）、《天然气井永久性封井技术规范》（Q/SY 01028-2019）和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ 651-2013），项目针对退役期生态保护提出如下措施：

(1) 退役气井封井需依据相关要求，按风险分级实施，分级依据包括地层压力、H₂S含量及套管状况；核查地质、工程、环境数据并设计方案后，对产层实施差异化封堵。在地表以下1.5~2.0m处切割套管（确保切断位置低于当地冻土层），套管切割处至地表采用“水泥浆+级配砂石”分层填充；井口设置混凝土永久标志，标注井号、封井日期、责任单位及应急联系方式。封井后应清理场地，清除各种固体废物，及时回收拆除采气设备过程中产生的落地油，确保井场无油污、无垃圾。

(2) 临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

(3) 临时占地范围不具备植被恢复条件的，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

(4) 退役期井场集输管线维持现状，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，确保管线内无残留物质，管线两端使用盲板封堵。

(5) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

6.2 地下水环境保护措施可行性论证

6.2.1 施工期地下水环境保护措施

(1) 采气井的建设要严格按照要求进行固井作业，按照固井作业规程完善固井施工过程，按照国家和地方环境保护要求，严格回收处理各类废弃物。

(2) 施工期废水主要包括钻井废水、酸化压裂返排液、管线试压废水和生活污水。根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排；酸化压裂返排液作为二次改造液对油区内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示则将油水拉运至油气处理站处置，改造后若再次返排压裂液，则运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处置；管线试压废水试压结束后用于洒水抑尘；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至拜城县生活污水处理厂处理。拟建项目施工期间各类废水妥善收集处理，不对外排放。

(3) 为防止污染地下水, 针对施工工艺特点, 严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T 50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求, 本评价确定防渗要求见表 6.2-1。

表 6.2-1 分区防渗要求一览表

工程	项目		防渗要求
钻井 工程	重点防渗区	钻井平台区	防渗性能不低于 6.0m 厚、渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能;地面进行防腐硬化处理, 保证表面无裂痕
		放喷池	
		危废贮存点	
		柴油发电机区	
		油罐区	
		泥浆不落地装置区	
	一般防渗区	泥浆罐区	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚、渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能
		环保罐区	
		岩屑池	
储层改 造工程	重点防渗区	井口装置区	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚、渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能
		放喷池	
		油罐区	
		废液收集罐区	
		酸压设备区	

6.2.2 运营期地下水环境保护措施

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》及地下水导则的相关规定, 按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”, 从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

6.2.2.1 源头控制措施

①采取先进、成熟、可靠的工艺技术工艺, 良好合格的防渗材料, 尽可能从源头上减少污染物泄漏风险, 同时, 严格按照施工规范施工, 保证施工质量;

②定期做好井场设备、阀门、管线等巡检, 一旦发现异常, 及时采取措施, 避免“跑、冒、滴、漏”现象的发生;

- ③井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集作业废水，合规处置；
- ④设备定期检验、维护、保养，定期对固井质量进行检查，防止发生井漏等事故。
- ⑤严格按照《固井作业规程 第1部分：常规固井》（SY/T 5374.1）、《固井设计规范》（SY/T 5480）实施固井工程，确保固井质量满足《固井质量评价方法》（SY/T 6592）相关要求，避免套管返液窜漏污染地下水。
- ⑥加强对管线和井场的监测和管理工作，定期检查，及时发现、修补坏损井，减少管线破坏、减少凝析油泄漏量。
- ⑦运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T 17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

6.2.2.2 分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求。本项目各分区防渗等级具体见表 6.2-2。

表 6.2-2 项目各区域防控措施一览表

防渗分区		划分依据		污染物类型	防渗技术要求
		天然包气带 防污性能	污染控制 难易程度		
一般防渗区	井口区	弱	易	其他类型	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$, 或参考 GB16689 执行
简单防渗区	井场其他区域	弱	易	—	一般地面硬化

6.2.2.3 地下水跟踪监控措施

根据拟建项目特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）、《地下水环境监测技术规范》（HJ 164-2020）的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则设置地下水跟踪监测计划，地下水监测计划见表 6.2-3。

表 6.2-3 地下水监测点布控一览表

名称	相对位置	监测层位	功能	井孔结构	监测因子	监测频次
克拉水源井	下游地下水井	潜水含水层	跟踪监测井	按照《地下水环境监测技术规范》(HJ 164-2020)执行	甲醇、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬、汞等	每半年1次

(4) 应急响应

应急预案在制定全作业区环保管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故的应急措施，并与其它应急预案相协调。地下水应急预案包括以下内容：

- ①地下水环境保护目标的确定，采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估；
- ②特大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习。

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施：

- ①当确定发生地下水异常情况时，按照制定的地下水应急预案，在第一时间内尽快上报主管领导，通知当地生态环境主管部门，密切关注地下水水质变化情况；
- ②组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境事故发生地点、分析事故原因，切断污染源，阻隔地下水水流，防止事故的扩散、蔓延及连锁反应，尽量缩小地下水污染事故对人和财产的影响；
- ③对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

6.2.3 退役期地下水环境保护措施

油井报废或退役后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SY 0653-2015）对完成采气的废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水环境。

6.3 地表水环境保护措施可行性论证

6.3.1 施工期地表水环境保护措施

(1) 钻井废水

根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置。

(2) 酸化压裂返排液

酸化压裂返排液作为二次改造液对油区内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示则将油水拉运至油气处理站处理，改造后若再次返排压裂液，则运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处置。克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理系统运行稳定，可接收本项目施工期产生的酸化压裂返排液。

(3) 管道试压废水

集输管道试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管道试压水由管内排出后进入下一段管道循环使用，试压结束后用于荒漠洒水降尘。

(4) 生活污水

本项目施工期生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至拜城县生活污水处理厂处理。拜城县生活污水处理厂设计处理规模为 8000m³/d，现状日处理规模 3600m³/d；本项目施工期生活污水产生量为 795.6m³，约 5.1m³/d，可依托拜城县生活污水处理厂处理。

本项目施工期间废水全部妥善处理，措施可行。

6.3.2 运营期地表水环境保护措施

本项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水、设备擦洗废水。

(1) 采出水处理

本项目运营期采出水输送至克拉 2 中央处理站已建采出水处理系统处理，达到《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）等相关标准后回注地层，不外排。根据前述依托可行性分析，克拉 2 中央处理站采出水处理系统运行正常，且富余能力可满足本项目采出水处理需求，依托处理设施可行。

(2) 井下作业废水处理

本项目井下作业废水依托克拉 2 中央处理站已建采出水处理系统处理。处理后的井下作业废水均不外排。

对运营期废水拉运建立管理台账，台账记录内容包括污水拉运量、罐车车号、到站时间、离站时间、进出场站登记记录等，必须定点装卸车，按照规定路线限速行驶，禁止沿途倾倒、泄放废水。

(3) 设备擦洗废水

井站场的设备擦洗废水主要污染物为 SS，可用作场地降尘用水。

在采取以上措施的前提下，本项目运营期废水均能妥善处置，不外排。措施可行。

6.3.3 退役期地表水环境保护措施

本项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，措施可行。

6.4 土壤环境保护措施可行性论证

6.4.1 施工期土壤环境保护措施

(1) 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) 施工产生的废水和固废不得随意抛洒丢弃，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) 项目区需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地进行平整。

本项目施工期土壤污染防治措施可行。

6.4.2 运营期土壤环境保护措施

(1) 源头控制

①定期检修维护井场压力、流量传感器，确保发生泄漏时能及时切断阀门，减少泄漏量；

②人员定期巡检，巡检时应对管线进行仔细检查，出现泄漏情况能及时发现；

③加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生；

④加强井场巡检，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。

(2) 过程防控措施

①建设单位应当按照《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》要求，定期对重点区域、重点设施开展隐患排查，保证持续有效防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。发现污染隐患的，应当立即制定整改方案，及时采取技术、管理等措施消除隐患。

②严格执行《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934 - 2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口区分为一般防渗区，其余区域划分为简单防渗区。防渗措施的设计，使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

（3）跟踪监测

为了掌握本项目土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，对本项目实施土壤跟踪监测。根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）相关要求，制定监测计划，详情见表 6.4-1。

表 6.4-1 土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	井场内	表层样	石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬、盐分含量、pH	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）表 1 第二类用地土壤污染风险筛选值要求	每年 1 次

类比现状同类油气开发项目采取的土壤环境保护措施，拟建项目采取的土壤环境保护措施可行。

6.4.3 退役期土壤环境保护措施

（1）《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采气的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（2）退役期地下集输管道维持现状，避免因开挖管道对区域生态环境造成二次破坏。管道内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管道内无残留采出液，管道两端使用盲板封堵。

（3）气井退役后建议依据相关法律法规及行业标准开展土壤环境风险调查与评估，主要排查井场及周边土壤潜在污染，识别特征污染物及环境风险，分析污染

影响程度与范围，明确风险等级，针对性提出风险管控或生态修复建议，保障土壤生态安全及土地可持续利用。

6.5 大气环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期大气环境保护措施

(1) 施工扬尘

①在管线作业带内施工作业，施工现场设置围挡、定时洒水抑尘、控制运输车辆行驶速度、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施、避免大风天作业等。

②加强施工管理，尽可能缩短施工周期。

③施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量。

以上扬尘防治措施，简单可行，具有可操作性，施工扬尘影响能够减缓到可以接受的程度，以上抑尘措施是可行的。

(2) 焊接烟气、机械设备和车辆废气

施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，焊接作业时使用无毒低尘焊条，从而从源头减少设备和车辆废气及焊接烟气对环境的影响，措施是可行的。

(3) 储层改造废气

使用酸化液过程中，要求全部采用密闭罐存放，产生的废酸化液及时妥善处置，减少在现场存储时间。

(4) 测试放喷废气

①放喷期间油气经分离器分离，油水进入罐储存，分出的气体燃烧放空。

②采用防喷器组（环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器）等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

由于测试放喷时间较短，测试放喷燃烧天然气排放对周围环境影响很小，以上措施是可行的。

6.5.2 运营期大气环境保护措施

为减少挥发性有机物无组织排放，项目从生产工艺选择、设备选型开始，到日常管理、采取控制和治理技术入手，结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排

放标准》（GB 39728-2020）中要求，切实地有针对性地采取有效环保措施，最大限度减少无组织排放。

(1) 油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制凝析油泄漏对大气环境影响。

(2) 定期对井场的设备、阀门、罐体等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复。

(3) 加强气井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好气井的压力监测，并准备应急措施。

(4) 在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）无组织排放监控限值要求；加强设备管理，减少跑、冒、滴、漏，确保无组织排放甲醇满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表2无组织排放监控浓度限值。

根据类比井场监测数据，无组织废气可达标排放，因此拟建项目采取的环境空气污染防治措施可行。

6.5.3 退役期大气环境保护措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(2) 在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

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

6.6 声环境保护措施可行性论证

6.6.1 施工期声环境保护措施

在井场高噪声污染源主要是钻机、泥浆泵，测试放喷或事故放喷时产生的高压气流噪声。主要降噪措施包括：

(1) 泥浆泵做好基础减振，临时启用柴油发电机时，应采取基础减振；

(2) 定期维护泥浆泵、钻机等高噪声设备；

- (3) 需要测试放喷的井场，采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过2m，尽量缩短放喷时间；
- (4) 合理控制施工作业时间；
- (5) 施工运输车辆在驶经声敏感点时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛，加强车辆维护，合理安排运输路线，来减轻噪声对周围声环境的影响；
- (6) 管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内。

拟建项目各钻井井场周边均无村庄等声环境敏感目标，且各钻井工程施工周期较短，施工期间通过采取对设备定期保养维护、基础减振等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。拟建项目采取的噪声污染防治措施可行。

6.6.2 运营期声环境保护措施

(1) 提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

- (2) 对噪声较大的设备采取基础减振措施。

根据噪声预测结果并类比井场场界噪声监测，运营期井场场界噪声可达标排放，因此拟建项目采取的噪声污染防治措施可行。

6.6.3 退役期声环境保护措施

- (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。

6.7 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1 施工期固体废物污染防治措施

6.7.1.1 钻井废弃物处理措施

本项目使用泥浆为膨润土-聚合物体系泥浆、聚磺体系泥浆、油基体系泥浆。泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用。

根据目前塔里木油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，膨润土-聚合物体系钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统收集并进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相收集后排入岩屑池，经干化检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中的相关限值要求，可用于气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；聚磺体系钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统收集并进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相转运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率 $<0.45\%$ ）后，用于铺垫油区内的井场或道路，不得用于填充自然坑洼。油基体系钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统收集并进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相运至大宛其油基泥浆、含油污泥处理站处理。

通过上述措施，钻井期间的固体废物得到妥善处置，同时加强其收集、运输管理工作，不会对环境产生明显污染影响。

6.7.1.2 危险废物处理措施

钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料收集产生的废机油，废机油收集后应置于铁质油桶内且不得超过容器的3/4。废机油、废防渗材料及废烧碱包装袋均属于危险废物，收集后暂存在井场危废贮存点内，由有危废处置资质单位接收处置，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。

6.7.1.3 管材边角料及焊接废渣等施工废料处理措施

施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置。

6.7.1.4 生活垃圾处理措施

生活垃圾集中收集后定期清理运送至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置。拜城县生活垃圾填埋场设计日处理能力为260t/d，目前实际处理能力95t/d，可接收本项目施工期产生的生活垃圾。

采取以上措施后，本项目施工期固体废物处置率可达到100%，处置措施可行。

6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

6.7.2.1 固体废物产生及处置情况

根据《国家危险废物名录（2025年版）》（部令第36号）、《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），本项目运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料，收集后暂存于克拉采油气管理区危废暂存库，由有危废处置资质单位接收处置。本项目危险废物产生及处置情况见表6.7-1。

表 6.7-1 危险废物产生及处置情况

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量(t/a)	产生工序	形态	有害成分	产废周期	危险特性	污染物防治措施
1	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.05	井下作业、采气环节和集输与处理环节	固态	油	间歇	T,I	交由有危废处置资质的单位处置
2	废防渗材料		900-249-08	0.5	场地清理环节	固态	油	间歇	T,I	

6.7.2.2 危险废物处置措施可行性分析

（1）危险废物贮存

本项目运营期产生的落地油、废防渗材料收集后暂存于克拉采油气管理区危废暂存库，由有危废处置资质单位接收处置。克拉采油气管理区危废暂存库位于克深固废填埋场东北侧50m处，建筑面积为260m²，暂存库内设有含油污泥暂存间、含汞废物及废天然气脱汞吸附剂暂存间、沾油废物暂存间、废铅酸蓄电池暂存间、化验室危废暂存间，所涉及危险废物种类包括废机油、废油桶、沾油废物、含油污泥、含汞污物、废天然气脱汞吸附剂、废铅酸蓄电池及化验室危废，危险废物贮存能力为40.2t。该暂存库服务范围为克拉采油气管理区所管辖的油气田区域，可接纳本项目运营期产生的危险废物，依托可行。

（2）危险废物收集

定期巡检过程中及井下作业施工结束后发现产生落地油，桶装收集后暂存于克拉采油气管理区危废暂存库，由有危废处置资质单位接收处置；井下作业施工结束

后，废防渗材料人工打包集中收集，暂存于克拉采油气管理区危废暂存库，由有危废处置资质单位接收处置。危险废物按照《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）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）中相关管理要求并根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ 1276-2022），落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。及时在线填报危险废物管理计划、办理电子转移联单。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）等有关规定。

（3）危险废物处置单位

拟建项目产生的危险废物应按照《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）中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

本项目危险废物处置措施可行。

6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

（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。地面管线拆除，地下埋地管线清管封堵后不再挖出，地面管线拆除外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣等收集后依托周边工业固废填埋场合规处置。

（2）《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采气的废弃井封堵，拆除井口装置，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。

7 温室气体排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，参照《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算本项目实施后区域新增的碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

7.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、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。

（1）燃料燃烧 CO₂ 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO₂ 排放。

本项目不涉及。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO₂ 排放外，还可能产生少量的 CH₄ 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO₂ 和 CH₄ 排放。

本项目施工期钻井井场配套设置放喷池，油气测试过程中产生的天然气引至放喷池燃烧后排放，应核算施工期（油气勘探）产生的 CO₂ 和 CH₄ 排放量；项目 2 座新建井场均配套设置焚烧池，用于事故及非正常工况下的放空燃烧，运营期需核算该部分产生的 CO₂ 和 CH₄ 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 CH₄ 或 CO₂ 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设

备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

本项目不涉及工艺放空排放，不再核算该部分 CH₄ 或 CO₂ 气体排放量。

(4) CH₄ 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH₄ 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

本项目新建井场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

(5) CH₄ 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH₄ 从而免于排放到大气中的那部分 CH₄。CH₄ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

本项目未实施甲烷回收利用。

(6) CO₂ 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO₂ 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO₂。CO₂ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO₂ 地质埋存或驱油的减排问题。

本项目不涉及，因此该部分回收利用量均为 0。

(7) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

本项目施工期（油气勘探）及运营期（油气开采）均需消耗电量，不涉及蒸汽用量。需核算净购入电力隐含的 CO₂ 排放量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

本项目工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点如表 7.1-1 所示。

表 7.1-1 二二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节		碳排放因子	排放形式
1	火炬燃烧排放	油气勘探	钻井井场测试放喷期间火炬燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	有组织
		油气开采	井场事故状态或非正常工况下的燃烧		有组织
2	CH ₄ 逃逸排放	油气开采	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
3	净购入电力和 热力隐含的 CO ₂ 排放量	油气勘探	电力隐含排放	CO ₂	--
		油气开采			

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 碳排放核算边界

本项目碳排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

表 7.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	塔里木油田克拉2气田 克探1区块白垩系亚格 列木组产能建设项目	(1) 火炬燃烧排放：包括油气勘探和油气开采 (2) CH ₄ 逃逸排放：油气开采 (3) 净购入电力隐含的 CO ₂ 排放量：包括油气勘探和油气开采

7.1.2.2 碳排放量核算方法

本项目涉及火炬燃烧排放、CH₄ 逃逸排放、净购入电力隐含的 CO₂ 排放量。计算方法如下：

(1) 火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种。考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH₄ 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO₂ 及 CH₄ 排放。

①计算公式

a.火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2\text{-正常火炬}} + E_{CO_2\text{-事故火炬}} + (E_{CH_4\text{-正常火炬}} + E_{CH_4\text{-事故火炬}}) \times GWP_{CH_4}$$

式中：

$E_{GHG_火炬}$ ——火炬燃烧产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2\text{-正常火炬}}$ ——正常工况下火炬系统产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

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

$E_{CH_4\text{正常火炬}}$ ——正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

$E_{CH_4\text{事故火炬}}$ ——事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} —— CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH_4} 等于 21。

b. 正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2\text{正常火炬}} = \sum_i [Q_{\text{正常火炬}} \times (CC_{\text{非}CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7)]_i$$

$$E_{CH_4\text{正常火炬}} = \sum_i [Q_{\text{正常火炬}} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17]_i$$

式中：

i ——火炬系统序号；

$Q_{\text{正常火炬}}$ ——正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量，单位为万 Nm^3 ；

$CC_{\text{非}CO_2}$ ——火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF ——第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V_{CO_2} ——火炬气中 CO_2 的体积浓度，取值范围为 0~1；

V_{CH_4} ——为火炬气中 CH_4 的体积浓度。

c. 事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

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

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

式中：

j ——事故次数；

$GF_{\text{事故},j}$ ——报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 $Nm^3/\text{小时}$ ；

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

$CC_{(非)CO_2,j}$ ——第 j 次事故火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF ——火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

$V_{CO_2,j}$ ——第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度；

V_{CH_4} ——事故火炬气中 CH_4 的体积浓度。

(2) CH₄逃逸排放

油气开采CH₄逃逸排放主要为天然气开采过程中井口装置产生的CH₄逃逸排放。

计算公式如下：

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

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（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）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）。

(3) 净购入电力隐含的CO₂排放

计算公式：

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

式中：

$E_{CO_2\text{-净电}}$ ——为企业净购入的电力消费引起的CO₂排放，单位为吨CO₂；

$AD_{电力}$ ——为企业净购入的电力消费量，单位为MWh；

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

7.1.2.3 碳排放量核算结果

7.1.2.3.1 油气勘探

本项目部署新钻井1口，为KT1-2井，钻井工程实施期间碳排放环节包括油气测试火炬排放以及净购入电力隐含的碳排放。

(1) 火炬燃烧排放

本项目施工期（油气勘探）油气回收时火炬气燃烧产生的碳排放，计算公式采用正常工况火炬温室气体排放公式。相关参数及计算结果如表 7.1-3 所示。

表 7.1-3 施工期（油气勘探）正常工况火炬燃烧排放活动相关参数及计算结果一览表

场所	工况	$Q_{\text{正常火炬}} (\text{万 Nm}^3)$	$CC_{(\text{非 CO}_2)} (\text{吨碳/万 Nm}^3)$	OF	$V_{(\text{CO}_2)}$	V_{CH_4}	$E_{\text{CO}_2}_{\text{正常火炬}} (\text{吨 CO}_2)$	$E_{\text{CH}_4}_{\text{正常火炬}} (\text{吨 CO}_2)$
KT1-2 井场	正常 工况	40	5.207	0.98	0.0223	0.9661	765.935	116.373

计算得，KT1-2 井钻井期间火炬燃烧产生的碳排放量为 882.308t。

（2）净购入电力隐含的 CO_2 排放

KT1-2 钻井期间采用 ZJ70 及以上钻机，钻井深度 5294m，完井周期 156 天，预计总用电量约为 624 万 $\text{kW}\cdot\text{h}$ 。电力排放因子按照西北地区电力排放因子 0.6671 吨 CO_2/MWh 。根据前述公式计算可知，KT1-2 井钻井期间净购入电力隐含的 CO_2 排放量为 4162.704t。

7.1.2.3.2 油气开采

本项目运营期（油气开采）碳排放环节主要包括事故火炬燃烧排放（井口压力异常状态下的放空燃烧）、天然气开采过程中井口装置产生的 CH_4 逃逸排放、净购入电力隐含的 CO_2 排放。

（1）事故火炬燃烧排放

本项目运营期（油气开采）井口压力异常状态下火炬气燃烧产生的碳排放，计算公式采用事故火炬温室气体排放公式。相关参数及计算结果如表 7.1-4 所示。

表 7.1-4 运营期（油气开采）事故火炬燃烧排放活动相关参数及计算结果一览表

场所	工况	$GF_{\text{事故,j}} (\text{万 Nm}^3/\text{h})$	$T_{\text{事故,j}} (\text{h})$	$CC_{(\text{非 CO}_2,j)} (\text{吨碳/万 Nm}^3)$	OF	$V_{(\text{CO}_2,j)}$	V_{CH_4}	$E_{\text{CO}_2}_{\text{事故火炬}} (\text{吨 CO}_2)$	$E_{\text{CH}_4}_{\text{事故火炬}} (\text{吨 CO}_2)$
单座采气井场	事故工况	0.833	0.5	5.207	0.98	0.0223	0.9661	7.978	1.212

本项目运营期单座采气井场事故火炬产生的 CO_2 排放量为 9.191t/a，2 座井场事故火炬合计排放 18.381 吨 CO_2/a 。

（2） CH_4 逃逸排放

本项目运营期涉及 CH₄ 逃逸的设施主要为 2 座井口装置。逃逸排放因子采用缺省值 2.50 吨 CH₄/（年·个），2 座井场产生的 CH₄ 逃逸排放量为 5 吨 CH₄/a，折算成 CO₂ 排放量为 105t/a。

（3）净购入电力隐含的 CO₂ 排放

本项目运营期电力消耗量为 669.4MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子 0.6671 吨 CO₂/MWh。根据前述公式计算可知，本项目运营期净购入电力隐含的 CO₂ 排放量为 446.557t。

7.1.2.3.3 碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气企业的 CO₂ 排放总量计算公式为：

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

式中：

E_{GHG} ——企业温室气体排放总量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2\text{-燃烧}}$ ——企业由于化石燃料燃烧活动产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$E_{GHG\text{-火炬}}$ ——企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO₂ 当量；

$E_{GHG\text{-工艺}}$ ——企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO₂ 当量；

$E_{GHG\text{-逃逸}}$ ——企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO₂ 当量；

S ——企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH_4\text{-回收}}$ ——企业的 CH₄ 回收利用量，单位为吨 CH₄；

GWP_{CH_4} ——CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。取值 21；

$R_{CO_2\text{-回收}}$ ——企业的 CO₂ 回收利用量，单位为吨 CO₂。

$E_{CO_2\text{-净电}}$ ——企业净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2\text{-净热}}$ ——企业净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂。

本项目实施后区域新增 CO₂ 排放量具体见表 7.1-5 所示。

表 7.1-5 CO₂排放总量汇总一览表

项目	源类别	油气勘探		油气开采	
		排放量(吨CO ₂)	占比(%)	排放量(吨CO ₂)	占比(%)
塔里木 油田克 拉2气田 克探1区 块白垩 系亚格 列木组 产能建 设项目	燃料燃烧CO ₂ 排放	0	0	0	0
	火炬燃烧排放	882.308	17.489	18.381	3.225
	工艺放空排放	0	0	0	0
	CH ₄ 逃逸排放	0	0	105	18.423
	CH ₄ 回收利用量	0	0	0	0
	CO ₂ 回收利用量	0	0	0	0
	净购入电力、热力隐含的CO ₂ 排放	4162.704	82.511	446.557	78.352
	合计	5045.012	100	569.938	100

综上，本项目施工期(油气勘探)CO₂排放量为5045.012t，运营期(油气开采)CO₂排放量为569.938t/a。

7.2 减污降碳措施

7.2.1 清洁运输

油气进行汇集、处理、输送至集中处理站的全过程采用密闭工艺流程，定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复，有效提升温室气体泄漏控制能力。

7.2.2 挥发性有机物与甲烷协同控制

测试放喷过程中，天然气点燃放空；同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

7.2.3 电气设施节能降碳措施

拟建项目在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的CO₂排放量。具体措施主要有：

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

(2) 选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达0.95以上。低压设置自动无功补偿

电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

(3) 选用节能型干式变压器，能效等级为1级，具有低损耗(空载和负载损耗相对较低)、维护方便等显著特点。

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

(5) 负载变化较大的泵类采用变频器调速控制，进一步降低能耗。

7.3 温室气体排放评价结论

本项目施工期（油气勘探）CO₂排放量为5045.012t，运营期（油气开采）CO₂排放量为569.938t/a。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目吨产品CO₂排放强度相对较低。

8 环境影响经济损益分析

8.1 环境效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。

8.1.1 施工期环境效益

施工期对环境造成的影响主要表现在：

- (1) 项目占地造成的环境损失；
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- (3) 施工期产生的污染物造成环境损失。

本项目施工期对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目建设期短，不涉及当地居民搬迁，无弃土工程，而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。在施工期间，严格控制占地。在正常情况下，施工期产生的污染物基本上不会对周围环境产生影响，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，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。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项补偿费用来体现。

8.1.2 运营期环境效益

(1) 废气

本项目天然气开采集输均为密闭流程，无组织废气排放量较小，对周围环境的影响可接受。

(2) 废水

废水包括采出水、井下作业废水。采出水、井下作业废水依托克拉 2 中央处理站处理达标后回注地层。项目废水均不外排。

(3) 固体废弃物

本项目产生的落地油、废防渗材料等均属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

本项目运营期采取各项环保措施后，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。项目选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大降低其对周围环境的影响。

8.1.3 退役期环境效益

本项目退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。在落实以上环保措施后，退役期的环境影响可接受。

8.2 社会效益分析

本项目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。

同时，油气田的建设有利于改善当地的燃料和能源结构，提高居民的生活水平，促进当地经济发展和生态环境保护。

因此拟建项目具有良好的社会效益。

8.3 综合效益分析

本项目在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，本项目采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

本项目总投资为 5737.28 万元，其中环保投资 226 万元，占总投资 3.94%。估算见表 8.3-1。

表 8.3-1 主要环保投资估算

类别	时段	污染源	环保措施	治理效果	投资（万元）
生态	施工期	工程占地、植被破坏、水土流失等	施工结束后进行场地平整；控制临时占地面积及作业带宽度；水土保持措施、防沙治沙措施等	施工结束后临时占地区域及时恢复	40
	退役期	生态恢复	对井口进行封堵，地面设施拆除，恢复原有自然状况	恢复相对自然状态	20
废水处理	施工期	钻井废水	钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用	不外排	-
		酸化压裂返排液	排入专用罐中，拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理	不外排	6
		管道试压废水	用作场地降尘用水	不外排	-
		生活污水	利用生活污水池收集，定期拉运至拜城县生活污水处理厂护理	妥善处理	5
	运营期	采出水、井下作业废水	依托克拉2中央处理站已建采出水处理系统处理	不外排	-
地下水、土壤保护	施工期	泄漏风险	严格落实分区防渗措施，重点防渗区要求：等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$, 或参照 GB18598 执行；一般防渗区要求：等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$, 或参照 GB16889 执行；简单防渗区：实施地面硬化	按要求防渗	20
废气治理	施工期、退役期	施工扬尘	物料苫盖设施、洒水抑尘	/	5
	施工期	施工机械及车辆尾气	机械、车辆定期检修，确保状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	/	-
		测试放喷废气	测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃	/	-
		储层改造废气	酸化压裂液密闭储存	/	-
	运营期	无组织废气	密闭流程，加强管道、阀门的检修和维护	NMHC $\leq 4.0 \text{mg/m}^3$ 甲醇 $\leq 12 \text{mg/m}^3$	-

类别	时段	污染源	环保措施	治理效果	投资(万元)
噪声治理	施工期	施工机械及运输车辆噪声	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间，根据设备产噪特点，采取基础减振、隔声等降噪措施	场界： 昼间≤70dB(A) 夜间≤55dB(A)	3
	运营期	采气树、甲醇加注橇等设备噪声	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	场界： 昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	2
	退役期	机械设备及运输车辆噪声	合理安排作业时间	/	-
固体废物治理	施工期	膨润土-聚合物体系泥浆岩屑	经不落地收集系统收集并进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相收集后排入岩屑池，经检测达标后，可用于气田内部道路铺设、井场铺垫	妥善处置；满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)中污染物限值要求	10
		聚磺体系泥浆岩屑	转运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置，经检测达标后，可用于气田内部道路铺设、井场铺垫	妥善处置；还原土满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 36600-2018)第二类用地土壤污染风险筛选值要求和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)中综合利用污染物限值要求	20
		油基体系泥浆岩屑	依托大宛其油基泥浆、含油污泥处理站处理	妥善处置；还原土满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)中综合利用污染物限值	40
		废机油、废防渗材料、废烧碱包装袋等	分类收集后暂存于井场危废贮存点内，定期委托有资质单位接收处置	无害化处置	10

类别	时段	污染源	环保措施	治理效果	投资（万元）
		管材边角料及焊接废渣等施工废料	首先考虑回收利用,不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置	妥善处置	1
		生活垃圾	集中收集后定期运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置	妥善处置	2
	运营期	落地油、废防渗材料	暂存于克拉采油气管理区危废暂存库,定期委托有资质的单位处置	妥善处置	5
	退役期	建筑垃圾	委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置	妥善处置	2
		废弃管线	管线内物质应清空干净,并按要求进行吹扫,确保管线内无残留物质,管线两端使用盲板封堵	妥善处置	-
环境管理	环境管理	环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测			20
		环保培训, 演练			15
环保投资合计					226

8.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。在建设过程中，由于井场、敷设管线需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。同时在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，在实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

9.1.1 环境管理机构及职责

9.1.1.1 实施与管理机构

本项目日常环境管理工作纳入塔里木油田分公司克拉采油气管理区现有 QHSE 管理体系。塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司 QHSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位 QHSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位 QHSE 管理小组及办公室为三级管理机构。气田所属各单位及一切进入塔里木油田公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专（兼）职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其 QHSE 管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

9.1.1.2 环境管理制度

按照油田公司 QHSE 管理制度体系建设要求，建立了克拉采油气管理区 QHSE 制度管理体系，并将各项环境管理制度作为 QHSE 制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

9.1.1.3 环境管理职责

克拉采油气管理区 QHSE 管理委员会办公室（质量健康安全环保部）是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

- (1) 贯彻落实国家、地方、集团公司、油田公司环境保护相关法律法规、制度、标准和规划，制定环境保护规章制度；
- (2) 分解落实油田公司下达的环境保护目标和指标，监督各单位环境保护目标和指标完成情况并进行考核；
- (3) 监督、检查开发部生产运行、建设项目施工、试修井作业过程中环保管理情况；

- (4) 组织环保隐患排查与治理，组织制定突发环境事件应急预案，参与环境事件应急演练、应急处置、事件调查；
- (5) 组织开展环境风险评估、环境隐患排查与治理；
- (6) 组织开展排污许可办理、污染源普查、环境信息统计工作；
- (7) 组织开展建设项目环境影响评价、竣工环境保护验收；
- (8) 配合政府部门和上级生态环境主管部门检查。

9.1.1.4 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅是新疆维吾尔自治区负责环境管理的最高行政职能机构，负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审查该项目的环境影响评价报告书，指导阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局拜城县分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局拜城县分局是具体负责环境管理的职能机构，受自治区生态环境厅业务指导，监督辖区内油气田开发单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

9.1.2 施工期的环境管理任务

9.1.2.1 承包方的环境管理

本项目开发在对施工承包方管理上应按照 QHSE 管理程序进行管理：

- (1) 分承包方的选择
开发建设期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 QHSE 表现，应优先那些 QHSE 管理水平高、业绩好的单位。

- (2) 对分承包方的环保要求
在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 QHSE 体系要求，建立相应的 QHSE 管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的 QHSE 管理部门以及相关的地方生态环境管理部门，批准后方可开工。

(3) 对施工人员进行 QHSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 QHSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

(4) 根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

9.1.2.2 地面工程建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对井场、站场、管道沿线施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

9.1.3 运营期的环境管理任务

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本工程在运营期管理的主要内容是：

(1) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；

(2) 制订完备的岗位责任制，明确规定各类人员的职责，有关环保职责及安全、事故预防措施应纳入岗位责任制中；

(3) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；

(4) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境污染问题，向主管领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

环境管理工作重点是：环境管理除了应抓好日常站场各项环保设施的运行和维护工作之外，工作重点应针对管道破裂、天然气泄漏着火爆炸、站场事故排放、着火爆炸等重大事故的预防和处理。重大环境污染事故不同于一般的环境污染，它没有固定的排放方式和排放途径，具有发生突然、危害严重等特点。为此，必须制订相应的应急预案。

9.1.4 退役期的环境管理任务

对拟退役的废弃井（站）场、道路等提出制定生态修复方案并开展设计的要求。油井报废或退役后，应按照 SY/T6628、SY/T6646 和《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求执行。

生态修复前要对废弃油井进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物均得到妥善处置。退役期应重点分析废弃管道和设备的清洗废水，废弃管道和设备、建筑垃圾、清罐底泥等固体废物的产生及排放情况。

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。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。

9.1.5 环境管理计划

建设项目运营环境监督管理计划，见表 9.1-1。

表 9.1-1 项目运营环境监督管理计划

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局拜城县分局
2	污染源管理	①环保设施的运行情况，防止闲置和不正常运行； ②各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放 ③检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，防止造成环境污染 ④检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局拜城县分局
3	环境监测	①组织废气污染源无组织排放厂界监测，防	建设单	阿克苏地区生态

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
	管理	①废气影响 ②组织地下水环境监测，防止水环境污染 ③组织厂界环境噪声监测，防止厂界超标	位	环境局、阿克苏地区生态环境局拜城县分局
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局拜城县分局

9.1.6 环境监理

为减轻工程对环境的影响，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，实行工程环境监理。

由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油天然气股份有限公司塔里木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环保法律法规的要求。

(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，精通国家环境法律法规和政策，了解当地生态环境管理部门的要求和环境标准。
- 2) 必须接受过 QHSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。
- 3) 具有一定的油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) 及时向 QHSE 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 QHSE 部门负责人宣传贯彻国家和地方有关环境方面的法律和法规。
- 4) 对 QHSE 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。

(3) 环境监理范围

- 1) 井场、站场
- 场站环境监理的范围，即为工程扰动的范围。

2) 管道工程

管道工程环境监理的范围，即工程扰动的范围：管线作业带宽度 8m。

(4) 环境监理内容

针对施工期污水的环境保护处理措施，汽车尾气、施工扬尘的大气环境影响控制措施，运输车辆的声环境控制措施，施工土方量等固体废物主要处置措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管道等施工期的生态保护措施、防沙治沙措施、恢复方案进行监理。

环境监理工作计划及重点，见表 9.1-2。

表 9.1-2 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	井场	①布设是否满足环评要求； ②环保设施，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；废水、废气、固体废物等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	管沟开挖现场	①集输线路是否满足环评要求； ②施工作业是否超越了作业带宽度； ③挖土方放置是否符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； 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。	环评中环保措施落实到位
3	其他	①施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复、防沙治沙、水土保持措施； ②施工季节是否合适； ③有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位

9.1.7 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162 号）要求，项目正式投产或运营后，每 3~5 年开展一次环境影响后评价，依法报批生态环境主管部门备案。石油天然气开发建设项目可按照开发区块整体开展环境影响后评价工作。

因此，项目正式投产或运营后，可纳入克拉 2 气田克探 1 区块整体开展环境影响后评价工作。

9.1.8 排污许可

依据《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令 第736号）第二条规定：依照法律规定实行排污许可管理的企业事业单位和其他生产经营者，应当依照本条例规定申请取得排污许可证；未取得排污许可证的，不得排放污染物。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ 942-2018）、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》（HJ 1301-2023）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》（环办环评〔2017〕84号），本项目应纳入塔里木油田分公司克拉采油气管理区排污许可管理，项目无组织废气严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中其他排放控制要求，同时克拉采油气管理区应进一步完善排污许可变更、自行监测制度及排污口规范化管理制度等。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 披露内容

参照《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部令第24号）等规定，并结合新疆的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公司应公开以下内容：

- (1) 基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；
- (2) 排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量；
- (3) 防治污染设施的建设和运行情况；
- (4) 建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；
- (5) 突发环境事件应急预案；
- (6) 其他应当公开的环境信息。

9.2.2 披露方式及时间要求

公开方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；企业应当于每年 3 月 15 日前披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息；克拉采油气管理区在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部令 第 24 号）第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

本项目符合环境准入要求。建设单位应根据《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号）要求，在发生实际排污行为之前，按照国家环境保护相关法律法规以及排污许可证申请与核发技术规范要求申请排污许可证，不得无证排污或不按证排污。

本项目运营期污染物产生及排放情况，见表 9.3-1。

表 9.3-1 运营期污染物排放汇总

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况		总量指标(t/a)	执行标准	环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	排放浓度 (mg/m ³)			
废气	油气开采集输	井场无组织废气	管道密闭输送，加强设备检修与维护，从源头减少泄漏产生的无组织废气。	-	非甲烷总烃	8000	/	0.101	120mg/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020)中5.6有组织排放控制要求
				-	甲醇	8000	/	0.004	15mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2最高允许排放浓度
类别	污染源	污染因子	处理措施			处理后浓度(mg/L)	排放去向	总量控制指标(t/a)	执行标准(mg/L)	环境监测要求
废水	井下作业废水	SS、COD、石油类	依托已建采出水系统处理达到《气田水注入技术要求》(SY/T 6596-2016)等相关标准要求后回注地层			—	不外排	—	—	《气田水注入技术要求》(SY/T 6596-2016)等相关标准要求后回注地层
	采出水	悬浮物、石油类等	依托克拉2中央处理站已建采出水系统处理达到《气田水注入技术要求》(SY/T 6596-2016)等相关标准要求后回注地层。			—	不外排	—	—	
	设备擦洗废水	SS	废水可用作场地降尘用水			—	不外排	—	—	/
类别	噪声源		污染因子	治理措施		处理效果	执行标准		环境监测要求	
噪声	井口装置、甲醇加注橇		L _{eq}	选用低噪声设备，采取减振等降噪措施		厂界达标	昼间≤60dB(A);夜间≤50dB(A)		《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准	
			L _{eq}							

序号	污染源名称	固废类别	处理措施
固废	落地油	危险废物	委托有资质单位处置
	废防渗材料		委托有资质单位处置
环境风险防范措施	严格按照风险预案中相关规定执行		

9.4 生态环境监测

9.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为上级生态环境主管部门和地方生态环境主管部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对拟建工程运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废气、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。拟建工程的环境监测工作由塔里木油田分公司的质量检测中心承担，亦可以委托当地有资质的环境监测机构。

9.4.3 监测计划

根据本项目生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定本项目的监测计划。环境监测计划，见表 9.4-1。

表 9.4-1 运营期环境监测计划

编号	环境要素	监测点位置	监测项目	监测频次
1	地下水	克拉地区水源井（项目区下游）	甲醇、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、汞、六价铬	每年 2 次
2	土壤	井口附近	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬、盐分含量、pH	每年 1 次
3	生态	井场周围、管道沿线	临时占地恢复情况量	每年 1 次

9.5 环保设施“三同时”验收

(1) 环境工程设计

1) 必须按照环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

2) 建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。

3) 项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

(2) 环境设施验收建议

1) 验收范围

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、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环评文件及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

2) 验收条件

根据《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号）中有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司应当按照生态环境主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司对项目进行自主验收，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司应组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

3) 建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单，见表 9.5-1。

表 9.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	验收标准
施工期					
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	--	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2无组织排放监控浓度限值
	2	施工机械及运输车辆尾气	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	--	施工机械满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》(HJ1014-2020)
	3	测试放喷废气	点燃放空	--	--
	4	储层改造废气	酸化压裂液密闭储存	--	--
废水	1	管道试压废水	循环使用，试压结束后用于洒水抑尘	不外排	--
	2	生活污水	生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至拜城县生活污水处理厂处理	妥善处理	--
	3	钻井废水	钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用	不外排	--
	4	酸化压裂返排液	作为二次改造液对油区内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示则将油水拉运至油气处理站处置，改造后若再次返排压裂液，则运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处置	不外排	--
噪声	1	钻机、吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间，根据设备产噪特点，采取基础减振、隔声等降噪措施	场界达标	《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)中相应限值
固	1	生活垃圾	收集后送拜城县生活垃圾填埋场填埋处置	妥善处置	--

类别	序号	污染源	环保措施		治理效果	验收标准
废 物	2	膨润土-聚合物体系泥浆岩屑	经不落地收集系统收集并进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相收集后排入岩屑池，经检测达标后，可用于气田内部道路铺设、井场铺垫		妥善处置	--
	3	聚磺体系泥浆岩屑	转运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置，经检测达标后，可用于气田内部道路铺设、井场铺垫		妥善处置	--
	4	油基体系泥浆岩屑	依托大宛其油基泥浆、含油污泥处理站处理		妥善处置	--
	5	废机油、废防渗材料、废烧碱包装袋等	分类收集后暂存于井场危废贮存点内，定期委托有资质单位接收处置		妥善处置	--
	6	管材边角料及焊接废渣等施工废料	首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置		妥善处置	--
生态		生态恢复	严格控制作业带宽度，管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；工程结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复		临时占地恢复到之前状态	落实生态恢复措施
		水土保持、防沙治沙	水土流失补偿、防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘		防止水土流失和土地沙化	--
防渗		钻井区、放喷池、危废贮存点、泥浆罐区等，按重点防渗区考虑	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕		--	按要求防渗
		泥浆泵、岩屑池、危险化学品间，按一般防渗区考虑	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能		--	按要求防渗
环境 监理	开展施工期环境监理	--	--	--	--	--
运营期						
废气	1	井场无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护		场界非甲烷总烃≤ 4.0mg/m^3	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求
					场界甲醇	《大气污染物综

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	验收标准	
				≤ 12mg/m ³	合排放标准》 (GB 16297-1996) 中 表2 无组织排放 监控浓度限值	
废水	1	采出水	依托克拉2中央处理站采出水处理系统处 理, 达标后回注地层	不外排	《气田水注入技 术要求》(SY/T 6596-2016)等相 关标准	
	2	井下作业废水		不外排		
噪声	采气树、甲醇加注 橇		基础减振等	场界达 标: 昼间 ≤60dB(A) 夜间 ≤50dB(A)	《工业企业厂界 环境噪声排放标 准》(GB12348 -2008) 2类排 放限值	
固废	落地油	落地油、废防渗材料集中收集后暂存于克拉 采油气管理区危废暂存库, 委托有资质单位 接收处置	妥善处置	--		
	废防渗材料					
防渗	分区防渗	具体见“分区防渗要求一览表”			--	
环境监测	土壤、地下水、生态	按照监测计划, 委托有资质单位开展监测		污染源达 标排放	--	
风险防范措施	井场	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒 标语标牌		风险防范 设施数量 按照消 防、安全 等相关要 求设置	--	
退役期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	--	--	
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	--	--	
固废	1	建筑垃圾	委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备 的处置场所合规处置	妥善处置	--	
	2	废弃管线	管线内物质应清空干净, 并按要求进行吹扫, 确保管线内无残留采出液, 管线两端使用盲 板封堵	妥善处置	--	
生	1	生态恢复	对井口进行封堵, 地面设施拆除, 恢复原有	恢复原貌	--	

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	验收标准
态			自然状况		

10 结论

10.1 建设项目情况

塔里木油田克拉 2 气田克探 1 区块白垩系亚格列木组产能建设项目位于克拉 2 气田克探 1 区块，中心地理坐标为：东经、北纬。行政区划隶属于阿克苏地区拜城县管辖，项目区中心西南距拜城县城中心约 60km，东南距库车市约 45km。

本项目主要建设内容为：①新钻井 1 口（KT1-2 井），设计井深 5294m；②新建井场 2 座（KT1-1 井、KT1-2 井），配套新建采气管道 2 条（0.48km）；③改造井场 2 座（克拉 2-2 井场、克探 103 井场）、改造克拉 2-9 清管站 1 座、改造克拉 205 采气管道 1 处（KT1-1 采气管道接入点）；④配套电力、自控、通信、结构、总图、道路、防腐、给排水及消防等公用工程。

本项目新部署 2 口采气井，设计单井初期产能 $20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，即本项目建成后克探 1 区块新增天然气产能 $40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

10.2 产业政策、选址符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录（2024 本）》中国家鼓励发展的产业，项目建设符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环环评发〔2024〕93 号）要求，符合国家和自治区的相关产业政策。

本项目属于塔里木油田分公司油气开采项目，符合《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）》、《塔里木油田“十四五”发展规划》的相关要求。本项目位于克拉 2 气田克探 1 区块，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》等相关要求。

10.3 环境质量现状

（1）生态环境质量现状

评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域，也没有重要物种的天然集中分布区、栖

息地等重要生境以及重点公益林、基本农田等其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。

评价区域内以自然状态为主，项目评价区域无地表径流，仅分布季节性洪水冲沟，为典型的干旱荒漠，人为干扰较小。根据《新疆生态功能区划》，评价区属于天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区。项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，主要土壤类型为石质土，植被基本均属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木，野生动物极少。

（2）地下水环境质量现状

地下水监测结果表明：克孜尔乡水井所采水样中含有少量肉眼可见物，其原因可能是区域水质较硬，而该水井水位较浅（7.5m）、曝气充分，加上水样取出后温度、压力的变化，导致碳酸钙、硫酸镁等矿物质结晶析出，形成白色细小絮状物或粉末，从而出现“少量肉眼可见物”。其余各检测因子均未超过《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类水质要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类标准。

（3）土壤环境质量现状

项目占地范围内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。重金属元素含量相对较低，占地范围内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1第二类用地筛选值标准要求。

项目占地范围外土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表1农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的pH>7.5所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

（5）环境空气质量现状

本项目所在区域为非达标区，监测期间所设监测点非甲烷总烃小时平均浓度值满足《大气污染物综合排放标准详解》中浓度限值2000 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 要求；甲醇小时平均

浓度值均未检出，能满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录D中的甲醇1h平均浓度限值 $3000\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

(6) 声环境质量现状

监测期间各监测点昼间、夜间声环境现状均满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中2类区标准要求。

10.4 污染物排放情况

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表10.4-1。

表 10.4-1 污染物产排情况一览表

类别	工序	污染源	主要污染物	产生量(t/a)	排放量(t/a)	排放去向
废气	油气开采集输	井场无组织废气	非甲烷总烃	0.101	0.101	环境空气
			甲醇	0.004	0.004	
废水	油气开采	采出水	废水量	12.045×10^4	0	依托克拉2中央处理站已建采出水处理系统处理，达到《气田水注入技术要求》(SY/T 6596-2016)等相关标准要求后回注地层，不外排
	井下作业	井下作业废水	废水量	107.59	0	
	设备擦洗	设备擦洗废水	废水量	4	0	用作场地降尘用水
固体废物	油气开采集输及井下作业	落地油	危险废物	0.05	0	委托有资质单位处置
	场地清理	废防渗材料	危险废物	0.5	0	
噪声	井场运行	井口装置、甲醇加注橇	机械噪声	85~95dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

10.5 主要环境影响

(1) 生态环境影响分析

本项目对生态环境的影响主要在施工期，为永久占地平整及临时管沟开挖等的建设带来的生态环境影响。本项目永久占地约 0.446hm^2 ，永久性工程占地对沿线地区的土地利用影响较小。临时占地 2.031hm^2 ，临时性工程占地仅在施工阶段对沿线

土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

本项目位于阿克苏地区拜城县境内，项目评价范围和占地范围内均不涉及法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区。由于本区域的野生动物种类较少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。总体而言，施工结束后，随着生态补偿及生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失，生态环境影响可接受。

（2）地下水环境影响分析

在正常状况下，本项目各阶段的废水均不外排，各类废水及固废均得到了妥善处置，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成泄漏事故。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本项目对地下水环境的影响较小。

若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，发生事故后建设单位及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，采取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响较小。本项目按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则落实地下水污染防治措施，并加强环境管理的前提下，本项目运营期对区域地下水的环境影响可接受。

（5）地表水环境影响分析

本项目施工期及运营期产生的废水均能妥善处置，不会对周边地表水环境产生影响。水污染控制和水环境影响减缓措施有效，本项目的实施对地表水环境整体可接受。

（4）土壤影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

运营期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，也不会使区域土壤盐化程度加剧。如果发生装置、管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，但影响局限于表层，通过及时清理地表污染物可避免对深层土壤产生影响；采出水的泄漏会使得泄漏区域土壤中含盐量小幅度上升，但不会改变其盐化等级，在采取及时切断泄漏源并对泄漏区域土壤进行清理的前提下，可使不利影响降至最低。

根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免项目实施对土壤环境产生污染影响。

（5）大气环境影响分析

施工期废气源主要是施工扬尘、焊接烟气、机械设备和车辆废气等，大气影响随工程的结束而逐渐消失。运营期污染源正常排放下非甲烷总烃、甲醇短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。项目废气污染源对站场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。项目实施后大气环境影响可以接受。

（6）声环境影响分析

本项目开发建设区域声环境质量现状较好。施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期，井场场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中2类区标准要求。

（7）固体废物影响分析

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、钻井泥浆、钻井岩屑、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、管材边角料及焊接废渣、生活垃圾等。井场平整管沟开挖产生土方用于为井场回填、管沟回填，无弃方；膨润土-聚合物体系钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统收集并进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中的相关限值要求后，可用于气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼，检测不合格固相待钻井工程结

束后送克拉苏钻试修废弃物环保处理站处置，直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中的综合利用限值后再进行综合利用；聚磺体系钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统收集并进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相转运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率<0.45%）后，用于铺气田区域内的井场或道路，不得用于填充自然坑洼。油基体系钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统收集并进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相运至大宛其油基泥浆、含油污泥处理站处理；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边建筑垃圾填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置；废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料等危险废物妥善收集后暂存于井场橇装式危废贮存点，最终由有相应资质的单位接收处置；生活垃圾集中收集后定期清理运送至拜城县生活垃圾填埋场填埋。

运营期产生的固体废物主要有落地油、废防渗材料，均属于危险废物。委托有危废处置资质的单位处置。

退役期固体废物主要为废弃管线、废建筑垃圾和废防渗材料，废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留物质，管线两端使用盲板封堵；建筑垃圾收集后送区域工业固废填埋场妥善处置；沾有油污的废弃管线和废防渗材料应作为危废管理，收集后交由有危废处置资质单位接收处置。

固体废物在处置和运行管理中严格落实《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）等相关要求后，对环境所造成的影响可以接受。

（8）环境风险分析

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录B，本项目运营期涉及的危险物质主要为天然气、甲醇。天然气主要存在于新建的采气管线中，甲醇存储于新建井场的甲醇加注橇内。可能发生的环境风险主要

包括井喷、井漏、采气管线泄漏、甲醇加注橇发生泄漏以及天然气、甲醇泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、采气管线泄漏会对大气产生的直接影响以及火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，甲醇加注橇发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响，排水井发生气田水泄漏可能会对土壤和地下水造成影响，排水井发生气田水泄漏可能会对土壤和地下水造成影响。本工程应落实各项井场制度，降低井喷、井漏发生概率，本项目区所在区域地势平坦，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；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除被污染的土壤，污染物不会进入地下水，对地下水水质没有不良影响。因此，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。本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施，和编制应急预案并备案，拟建工程实施后，负责实施的克拉采油气管理区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，环境风险是可防控的。

10.6 环境保护措施

本项目的主要环境保护措施如下：

生态环境保护措施：施工期进一步优化井场和管线选址选线，严格控制占地面积；占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设；施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土；管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量；施工结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。运营期，对于永久占地地面采取砾石覆盖等措施，减少风蚀量；在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油；开展生态环境恢复治理工作；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。退役期，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位

置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料净、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

地下水环境保护措施：按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

地表水污染防治措施：施工期钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排；酸化压裂返排液可作为二次改造液对油区内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示则将油水拉运至油气处理站处置，改造后若再次返排压裂液，则运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处置；新建管线的试压废水可用作场地降尘用水；生活污水利用生活污水池收集暂存，定期拉运至拜城县生活污水处理厂处理。运营期采出水和井下作业废水处理达标后回注，废水不外排。

大气污染防治措施：施工期施工场地洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行；科学设定测试放喷时间，测试放喷气体充分燃烧后排放。运营期采用密闭集输流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对油气生产设施、设备等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。退役期采取洒水等措施以抑尘。

噪声防治措施：合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

固体废物防治措施：施工期泥浆在井口采用“泥浆不落地”工艺收集，排入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用；膨润土-聚合物体系钻井岩屑排入岩屑池干化，经检测达标后用于井场平整或道路铺垫等，聚磺体系钻井岩屑在井场环保罐暂存，定期转运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处置，处理达标后还原土用于铺垫井场、道路等，油基体系钻井岩屑暂存于油基岩屑暂存罐，定期送至大宛其油基泥浆、含油污泥处理站处理；废机油、废防渗材料、废烧碱包装袋等危险废物暂存于井场危废贮存点，由钻井队委托有资质的单位进行妥善处置；开挖土方用于管沟回填或场地平整；管道施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边工业固废填埋场或者其他手续完备的处置场所合规处置；生活垃圾集中收集后运

至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置。运营期落地油、废防渗材料等危险废物集中收集后暂存于克拉采油气管理区危废暂存库，定期交由有相应处置资质的单位处置。退役期建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，管线两端使用盲板封堵。

土壤污染防治措施：加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

风险防治措施：做好天然气、甲醇气体泄漏风险防范措施，制定切实可行、有效的应急预案，加之项目发生事故的概率较低，项目建设环境风险水平是可以接受的。

10.7 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，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，正在开展。

10.8 环境影响经济损益分析

本项目具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的生态环境损失。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恢复地貌等，经估算本项目总投资为 5737.28 万元，其中环保投资 226 万元，占总投资 3.94%。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，为企业带来经济效益。

10.9 环境管理与监测计划

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本工程制定了生态环境监测计划，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求，具体见第 9 章。

10.10 项目可行性结论

塔里木油田克拉 2 气田克探 1 区块白垩系亚格列木组产能建设项目属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。项目在建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。建设单位须加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度，本项目建设从环境保护角度考虑，是可行的。