

1 概述

1.1 项目由来

塔里木盆地是世界上最大的内陆盆地之一，总面积 $56 \times 10^4 \text{ km}^2$ ，石油资源储量约为 $107.6 \times 10^8 \text{ t}$ ，天然气资源储量约为 $8.39 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司（简称“塔里木油田分公司”）油气产量当量已突破 3000 万吨，是中国特大型油田之一。

克拉苏气田包含克拉2、克深、大北、博孜四大区块，东西跨度约 150km，南北跨度约 50km。克拉苏气田的开发建设具备向西气东输二、三线提供 100 亿方/年的应急气量的资源能力，随着东部经济发达地区天然气需求迅猛增加，克拉苏气田将成为西气东输主力气源。克拉苏气田已形成了克拉2、克深和大北三大天然气净化处理基地，为克拉苏各大区块开发提供了有力保障。

克拉2气田于 2003 年 8 月开工，2004 年 12 月竣工投入试运行。气田共有开发井 25 口（其中备用 4 口），利用老井 4 口，新钻井 21 口、建设天然气处理站 1 座、生活公寓 1 座、固体废物填埋场 1 座及其它配套设施。本项目位于克拉2气田范围内。

为了满足克探1井区产能开发需求，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟投资 51245 万元在新疆阿克苏地区拜城县境内实施“塔里木油田克拉2气田克探1井区亚格列木组试采项目”。项目建设性质为改扩建，主要建设内容包括：①生产井 6 口（老井利用井 3 口，新钻直井 3 口）；②新建克探 103 井采气管道 8.2km，克探 101 井采气管道 3.0km，克探 102 井采气管道 1.5km，克探 106 井采气管道 0.1km；③新建克探 101 井、克探 102 井、克探 103 井、克探 106 井采气井场各 1 座，站内设置采气树、甲醇加注橇等设备；④配套供电、自控、通信、防腐等公用工程。项目建成后产气 $80 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

1.2 环境影响评价工作过程

项目属于天然气开采项目，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“自治区级水土流失两区复核划分成果的通知”，项目所在区域（拜城县）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 7 陆地天然气开采 0721”中的“涉及环境敏感区的(含内部集输管道建设)”,应编制环境影响报告书。

为此,塔里木油田分公司于2024年2月4日委托河北省众联能源环保科技有限公司开展拟建项目的环境影响评价工作。接受委托后,评价单位组织有关专业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,随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间,建设单位于2024年2月5日在阿克苏新闻网进行第一次网络信息公示,并开展项目所在区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上,评价单位完成了环境影响报告书征求意见稿。

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定

拟建项目为天然气开采项目,根据《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:常规石油、天然气勘探与开采”,为鼓励类产业,符合国家当前产业政策要求。

(2) 规划符合性判定

拟建项目属于塔里木油田分公司天然气开采项目,符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《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》、《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021-2025年)》、《塔里木油田“十四五”发展规划》。拟建项目位于克拉2气田克探1井区,不涉及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》相关要求。

(3) “三线一单”符合性判定

拟建项目东南距离生态保护红线(天山水源涵养与生物多样性维护生态保

护红线区)约7.4km,敷设管线未穿越红线,不在生态保护红线范围内;拟建项目所在区域属于大气环境质量不达标区域,拟建项目油气采取密闭集输工艺,从源头减少泄漏产生的无组织废气;采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理;井下作业废液采用专用废水回收罐收集,酸碱中和后运至区域油气处理站处理;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;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、七大片区、阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

(4)评价工作等级

根据环境影响评价技术导则规定并结合项目特点,经判定,本次环境影响评价工作大气环境影响评价工作等级为三级、地表水环境影响评价工作等级为三级B、地下水环境影响评价工作等级为三级、声环境影响评价等级为二级、土壤环境(污染型)影响评价等级为三级、生态影响评价等级为三级、环境风险评价等级为简单分析。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本评价重点关注方案实施后污染物对区域环境空气、地表水、地下水、土壤、生态的环境影响是否可接受,环境风险是否可防控,环保措施是否可行。

(1)拟建项目采出液采取密闭集输工艺,井场无组织废气非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求。项目实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(2)项目产生废水包括采出水和井下作业废液,其中采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理,均达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层;井下作业废液采用专用废水回收罐收集后运至区域油气处理站处理。拟建项目无废水排入地表水体,对区域水环境影响可接受。

(3) 拟建项目采取严格的源头控制、过程防控措施,同时制定跟踪监测计划、建立跟踪监测制度,从土壤环境影响的角度分析,拟建项目可行,对地下水环境影响可以接受。

(4) 拟建项目选用低噪声设备,采取基础减振等措施,井场场界噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准限值要求。

(5) 拟建项目运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料,属于危险废物,收集后委托有危废处置资质的单位接收处置。

(6) 拟建项目所在区域未见大型野生动物出没,管道敷设完成后及时对管沟进行回填,在采取相应措施后施工过程对生态造成的影响可自然恢复。从生态影响的角度分析,拟建项目可行。

(7) 拟建项目涉及的风险物质主要包括天然气、凝析油,在采取相应的风险防控措施后,环境风险可防控。

1.5 主要结论

综合分析,拟建项目属于现有气田区块内的改扩建项目,符合国家及地方当前产业政策要求,选址和建设内容可满足国家和地方有关环境保护法律法规要求,满足新疆维吾尔自治区、七大片区及阿克苏地区“三线一单”的相关要求;工程通过采取完善的污染防治措施及生态恢复措施,污染物可达标排放,工程实施后环境影响可接受、环境风险可防控。根据塔里木油田分公司反馈的公众意见调查结果,未收到公众反馈意见。为此,本评价从环保角度认为拟建项目建设可行。

本次评价工作得到了各级生态环境主管部门、塔里木油田分公司等诸多单位的大力支持和帮助,在此一并致谢!

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

(1)《中华人民共和国环境保护法》(2014年4月24日修订,2015年1月1日施行);

(2)《中华人民共和国环境影响评价法》(2003年9月1日施行,2018年12月29日修正);

(3)《中华人民共和国大气污染防治法》(2016年1月1日施行,2018年10月26日修正);

(4)《中华人民共和国水污染防治法》(2008年6月1日施行,2017年6月27日修正);

(5)《中华人民共和国噪声污染防治法》(2021年12月24日发布,2022年6月5日施行);

(6)《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(2020年4月29日修订,2020年9月1日施行);

(7)《中华人民共和国水法》(2002年10月1日施行,2016年7月2日修正);

(8)《中华人民共和国土壤污染防治法》(2018年8月31日审议通过,2019年1月1日施行);

(9)《中华人民共和国防沙治沙法》(2002年1月1日施行,2018年10月26日修正);

(10)《中华人民共和国水土保持法》(2010年12月25日修订,2011年3月1日施行);

(11)《中华人民共和国石油天然气管道保护法》(2010年6月25日发布,2010年10月1日施行);

(12)《中华人民共和国清洁生产促进法》(2012年2月29日发布);

(13)《中华人民共和国矿产资源法》(2009年8月27日修正,1986年10

月1日施行)。

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

(1)《中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》(2021年11月2日)；

(2)《中共中央办公厅、国务院办公厅关于印发在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》(2019年7月24日)；

(3)《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》(国务院令682号，2017年7月16日公布，2017年10月1日实施)；

(4)《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年5月28日发布并实施)；

(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年4月2日发布并实施)；

(6)《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》(国发[2013]37号，2013年9月10日发布并实施)；

(7)《地下水管理条例》(国务院令748号，2021年10月21日发布，2021年12月1日施行)；

(8)《关于印发强化危险废物监管和利用处置能力改革实施方案的通知》(国务院办公厅[2021]47号)；

(9)《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》(国发[2010]46号，2010年12月21日)；

(10)《产业结构调整指导目录(2024年本)》(2023年12月1日第6次委务会议审议通过，2024年2月1日施行)；

(11)《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告2017第43号，2017年8月29日发布，2017年10月1日实施)；

(12)《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)；

(13)《工矿用地土壤环境管理办法(试行)》(生态环境部令第3号，2017

年5月3日发布，2018年8月1日实施)；

(14)《环境影响评价公众参与办法》(部令第4号，2018年7月16日发布，2019年1月1日施行)；

(15)《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号，2020年11月25日发布，2021年1月1日实施)；

(16)《建设项目环境影响评价分类管理名录》(2021年版)(部令第16号，2020年11月30日公布，2021年1月1日施行)；

(17)《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部令第24号，2021年12月11日发布，2022年2月8日施行)；

(18)《危险废物转移管理办法》(生态环境部令第23号，2021年11月30日发布，2022年1月1日施行)；

(19)《突发环境事件应急管理办法》(环境保护部令第34号，2015年4月16日发布，2015年6月5日实施)；

(20)《危险废物排除管理清单(2021年版)》(环境部公告 2021年第66号)；

(21)《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》(环境部公告 2013年第31号，2013年5月24日实施)；

(22)《国家重点保护野生动物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告 2021年第3号，2021年2月1日发布并实施)；

(23)《国家重点保护野生植物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告 2021年第15号，2021年9月7日发布并实施)；

(24)《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》(环环评[2016]150号，2016年10月26日发布并实施)；

(25)《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年1月8日发布并实施)；

(26)《关于建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法的通知》(环发[2014]197号，2014年12月30日发布并实施)；

(27)《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年8月8日发布并实施)；

(28)《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年7月3日发布并实施);

(29)《关于印发〈建设项目环境影响评价区域限批管理办法(试行)〉的通知》(环发[2015]169号,2015年12月18日发布并实施);

(30)《中华人民共和国水土保持法实施条例》(2011年1月8日修订,2011年1月8日实施);

(31)《关于印发〈2020年挥发性有机物治理攻坚方案〉的通知》(环大气[2020]33号);

(32)《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》(环大气[2019]53号);

(33)《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年8月4日发布并实施);

(34)《关于加强和规范声环境功能区划分管理工作的通知》(环办大气函[2017]1709号,2017年11月10日发布并实施);

(35)《关于进一步优化环境影响评价工作的意见》(环环评[2023]52号);

(36)《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》(环办环评[2017]84号,2017年11月14日发布并实施);

(37)《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》(环办[2014]30号,2014年4月25日发布并实施);

(37)《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号,2019年12月13日发布并实施);

(38)《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)

(39)《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号);

(40)《关于进一步优化环境影响评价工作的意见》(环办环评[2023]52号)。

2.1.2.2 地方环境保护法规和规章

(1)《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例(2018年修正)》(2018年9月21日修正,2006年12月1日施行);

- (2) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例(2018年修正)》(2018年9月21日修正, 2017年1月1日施行);
- (3) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2015年3月1日实施, 2018年9月21日修正);
- (4) 《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年4月17日发布并实施);
- (5) 《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年1月29日发布并实施);
- (6) 《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年3月1日发布并实施);
- (7) 《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年10月1日实施);
- (8) 《关于印发〈自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》(新环发[2016]126号, 2016年8月24日发布并实施);
- (9) 《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);
- (10) 《关于印发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的通知》(新水水保[2019]4号);
- (11) 《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》;
- (12) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》;
- (13) 《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》(新政发[2021]18号, 2021年2月21日发布并实施);
- (14) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》;
- (15) 《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);
- (16) 《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》;
- (17) 《关于印发〈新疆国家重点保护野生植物名录〉的通知》(新林护字

[2022]8号)(2022年2月9日)；

(18)《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9月18日施行)；

(19)《关于印发<新疆国家重点保护野生动物名录>的通知》(自治区林业和草原局 自治区农业农村厅，2021年7月28日)；

(20)《关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知》(新环固体函[2022]675号)；

(21)《阿克苏地区大气污染防治行动计划实施方案》(2015年4月20日实施)；

(22)《阿克苏地区国民经济和社会发展的第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》；

(23)《关于印发<阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(阿行署发[2021]81号)；

(24)《关于印发<阿克苏地区水污染防治工作方案>的通知》(阿行署办[2016]104号)；

(25)《关于印发<阿克苏地区土壤污染防治工作方案>的通知》(阿行署发[2017]68号)。

2.1.3 环境保护技术规范

(1)《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；

(2)《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)；

(3)《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)；

(4)《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)；

(5)《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)；

(6)《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)；

(7)《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)；

(8)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)；

(9)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)；

(10)《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)；

(11)《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环境保护部公告 2012 年第 18 号)；

(12)《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》；

(13)《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)；

(14)《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南(试行)》(HJ1209-2021)；

(15)《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)；

(16)《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物(试行)》(HJ1200-2021)。

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井区亚格列木组试采项目建设方案》(中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司)；

(2)《塔里木油田分公司克拉油气开发部突发环境事件应急预案》及备案证明(备案编号：652926-2021-011)；

(3)《克拉采油气管理区采气作业区排污许可登记证》(编号：9165280071554911XG072Y)；

(4)《环境质量现状监测报告》；

(5)塔里木油田分公司提供的其他技术资料；

(6)环评委托书。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

(1)通过环境现状调查和监测，掌握方案所在地拜城县一带的自然环境及环境质量现状。

(2)针对拟建项目特点和污染特征，确定主要环境影响因素及其污染因子。

(3)预测拟建项目对当地环境可能造成影响的程度和范围，从而制定避免和减轻污染的对策和措施，并提出总量控制指标。

(4)分析拟建项目可能存在的环境风险，预测风险发生后可能影响的程度和

范围，对项目环境风险进行评估，并提出相应的风险防范和应急措施。

(5)从技术、经济角度分析拟建项目采取污染治理措施的可行性，从环境保护的角度对拟建项目的建设是否可行给出明确的结论。

(6)为环境管理主管部门决策、设计部门优化设计、建设单位环境管理提供科学依据。

2.2.2 评价原则

(1)坚持环境影响评价为项目建设服务，为环境管理服务，为保护生态环境服务。

(2)严格执行国家、地方环境保护相关法律法规、规章，认真遵守标准、规划相关要求。

(3)全面贯彻环境影响评价导则、总纲，科学分析项目建设对环境质量的影响。

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

(5)严格贯彻执行“达标排放”、“总量控制”、“以新带老”、“排污许可”等环保法律、法规。

(6)推行“清洁生产”，从源头抓起，实行生产全过程控制，最大限度节约能源，降低物耗，减少污染物的产生和排放。

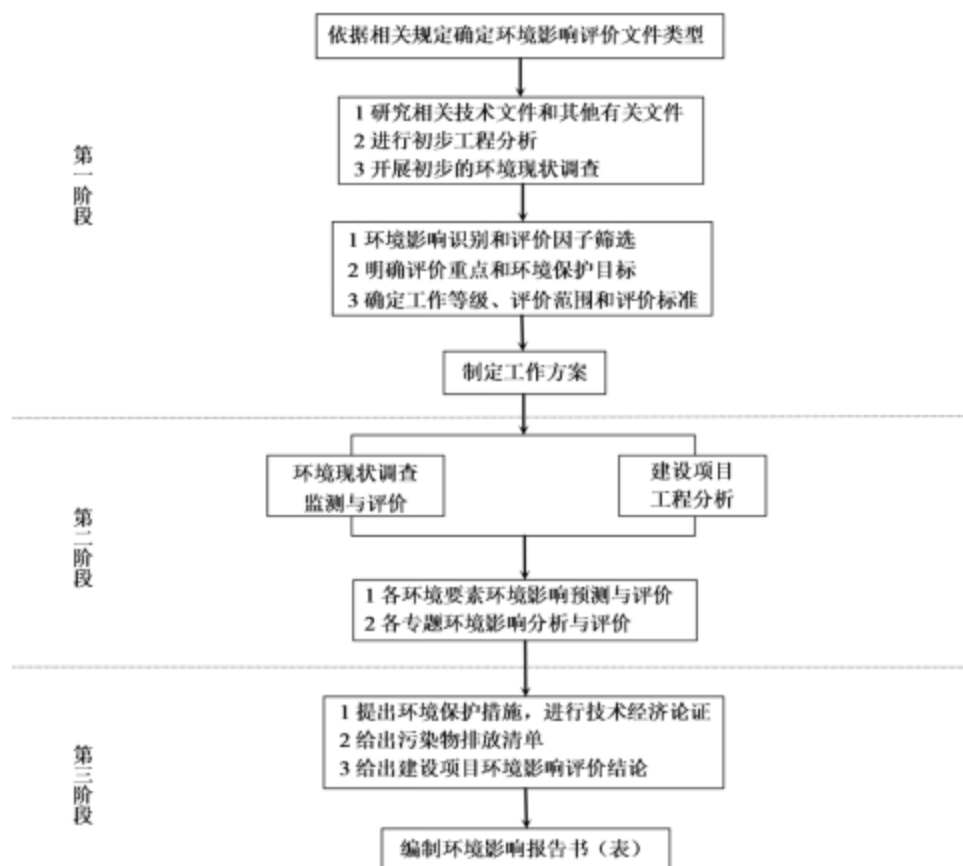


图 2.2-1 环评影响评价工作程序图

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

根据拟建项目主要污染源污染因子及区域环境特征，对工程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	天然气开采及集输	封井、井场清理
自然环境	环境空气	-2D	-2D	-2D	-1D	-1C	-1D
	地表水	--	--	--	-1C	--	--
	地下水	-1D	-1D	-1D	-1D	-1C	--
	声环境	--	-1D	-1D	-1D	-1C	-1D
	土壤环境	--	-1D	-1D	-1D	-1C	--
生态环境	地表扰动	-1C	--	--	-1C	--	-1D

续表 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	天然气开采及集输	封井、井场清理
生态环境	土壤肥力	--	--	--	--	—	-1D
	植被覆盖度	--	--	--	-1C	—	--
	生物量损失	--	--	--	-1C	—	--
	生物多样性	--	--	--	-1D	—	+1D
	生态系统完整性	-1C	--	--	-1C	-1C	+1D

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，拟建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、生物量损失、生物多样性、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、声环境和生态环境的短期影响。

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，以及拟建项目特点和污染物排放特征，确定工程评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 拟建项目评价因子一览表

环境要素	项 目	评 价 因 子
环境空气	现状评价	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、NO ₂ 、SO ₂ 、非甲烷总烃
	污染源评价	非甲烷总烃、CO ₂ 、CH ₄
	影响评价	非甲烷总烃、CO ₂ 、CH ₄
地下水环境	现状评价	基本水质因子：pH、色度、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、硫酸盐、氯化物、氟化物、硫化物、氰化物、碘化物、挥发性酚类、铝、铁、锰、铜、锌、砷、汞、铅、镉、铬(六价)、硒、阴离子表面活性剂、总大肠菌群、菌落总数、苯、甲苯 检测分析因子：K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 特征因子：pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体

续表 2.3-2 拟建项目评价因子一览表

环境要素	项 目	评 价 因 子
地下水环境	污染源评价	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体
	影响评价	石油类
土壤环境	现状评价	基本因子：pH、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘 特征因子：石油烃($C_{10}\sim C_{40}$)、pH、盐分含量
	污染源评价	石油烃($C_{10}\sim C_{40}$)、盐分含量、pH、石油类、石油烃($C_6\sim C_9$)
	影响评价	石油烃($C_{10}\sim C_{40}$)
固体废物	污染源评价	施工期：危险废物(油基泥浆岩屑、废机油、废防渗材料、废烧碱包装袋)，一般工业固废(钻井泥浆、钻井岩屑、施工土方、焊接及吹扫废渣)，生活垃圾；
	影响评价	运营期：危险废物(落地油、废防渗材料)
声环境	现状评价	$L_{Aeq,7}$
	污染源评价	L_A
	影响评价	$L_{Aeq,7}$
生态	现状评价	地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生物多样性、生态系统完整性
	影响评价	完整性
环境风险	风险识别	天然气、凝析油
	风险分析	大气 天然气、CO
		地下水 石油类
		地表水 -

2.4 评价等级和评价范围

2.4.1 评价等级

2.4.1.1 大气环境影响评价工作等级

本评价依据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中“5.3 评价等级判定”，选择工程污染源正常排放的主要污染物及排放参数，采用估算模型分别计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

(1) $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 的确定

根据项目污染源初步调查结果，分别计算项目排放主要污染物的最大地面空气质量浓度占标率 P_i (第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”)，及第 i 个污染物的地面空气质量浓度达到标准值的 10% 时对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义公式：

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

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

ρ_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

其中： P_i ——如污染物数 i 大于 1，取 P 值中最大者 $P_{\max}$ ；

$D_{10\%}$ ——项目排放的污染物地面空气质量浓度达到标准值的 10% 时所对应的最远距离。

(2) 城市农村选项确定

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)附录 B 中模型计算设置说明：当项目周边 3km 半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时，选择城市，否则选择农村。拟建项目井场周边 3km 半径范围内均无城市建成区和规划区，因此，估算模式农村或城市的计算选项为“农村”。

(3) 模型参数和污染源及其预测结果

拟建项目估算模式参数取值见表 2.4-1；废气污染源参数见表 2.4-2，相关污染物预测及计算结果见表 2.4-3。

表 2.4-1 估算模型参数一览表

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/ $^{\circ}\text{C}$		39.0
3	最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-28.7
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5

续表2.4-1 估算模型参数一览表

序号	参数		取值
6	土地利用类型		沙漠化荒地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
		地形数据分辨率/m	90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
		岸线距离/km	—
		岸线方向/°	—

表2.4-2 主要废气污染源参数一览表(面源)

面源名称	面源起点坐标 /m		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	排放 工况	评价 因子	排放 速率 /(kg/h)
	经度 (°)	纬度 (°)									
克探101井场无组织废气			1531	6	6	0	4	8760	正常	非甲烷总烃	0.00059
克探102井场无组织废气			1465	6	6	0	4	8760	正常	非甲烷总烃	0.00059
克探103井场无组织废气			1573	6	6	0	4	8760	正常	非甲烷总烃	0.00059
克探106井场无组织废气			1421	6	6	0	4	8760	正常	非甲烷总烃	0.00059

表2.4-3 P_{max} 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	$C_i(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_i(\%)$	$P_{max}(\%)$	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}(\text{m})$
1	克探101井场无组织废气	非甲烷总烃	4.916	0.25	0.25	10	—
2	克探102井场无组织废气	非甲烷总烃	4.916	0.25			—
3	克探103井场无组织废气	非甲烷总烃	4.916	0.25			—
4	克探106井场无组织废气	非甲烷总烃	4.916	0.25			—

(4) 评价工作等级判定

根据上述计算结果, 拟建项目外排废气污染物 $P_{max}=0.25\%<1\%$, 根据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ 2.2-2018) 中评价工作分级判据, 拟建项目大气环境影响评价工作等级为三级评价。

2.4.1.2 地表水环境影响评价工作等级

拟建项目废水主要为采出水和井下作业废液，采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。井下作业废液收集后送区域油气处理站处理。因此，拟建项目地表水环境影响评价工作等级为三级B。

2.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级

(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·地下水环境》(HJ610-2016)附录A和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，拟建项目天然气开采井场地下水环境影响评价项目类别为Ⅱ类，井场采气管线地下水环境影响评价项目类别为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》(HJ610-2016)，建设项目的地下水环境敏感程度分级原则见表2.4-4。

表 2.4-4 地下水环境敏感程度分级表

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

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

拟建项目调查评价范围内不涉及集中式饮用水水源(包括已建成运行、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区；亦不涉及除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。同时亦不涉及集中式饮用水水源(包括已建成运行、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；不涉及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；不涉及分散式饮用水水源地，不涉及特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。因此，拟建项目地下水环境敏感程度分级为**不敏感**。

(3) 评价工作等级判定

地下水评价工作等级划分依据见表 2.4-5。

表 2.4-5 地下水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	—	—	二
较敏感	—	二	三
不敏感	二	三	三

拟建项目天然气开采井场为地下水环境影响评价 II 类项目、环境敏感程度为不敏感，地下水环境影响评价工作等级为三级；井场配套采气管线地下水环境影响评价 III 类项目、环境敏感程度为不敏感，地下水环境影响评价工作等级为三级。

综上，拟建项目地下水环境影响评价工作等级为三级。

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

(1) 声环境功能区类别

拟建项目位于克拉2气田克探1井区，周边区域以油气开发为主，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），属于其规定的2类声环境功能区。

(2) 敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

拟建项目周围200m范围内现状无声环境敏感目标。

(3) 评价工作等级判定

综合以上分析，按照《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中声环境影响评价等级划分原则，确定拟建项目声环境影响评价工作等级为二级。

2.4.1.5 土壤环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）以及区域历

史监测数据 ($5 \leq \text{pH} \leq 8.5$, 盐分含量 $< 2\text{g/kg}$), 项目所在区域不属于盐化、酸化、碱化区域, 拟建项目类别按照污染影响型项目考虑并判定评价等级。

(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), 拟建项目采气井场属于Ⅱ类项目, 井场采气管线属于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)》(HJ964-2018), “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($\leq 5\text{hm}^2$)”。

拟建项目井场新增永久占地面积为 0.64hm^2 ($0 \sim 5\text{hm}^2$), 占地规模为小型。

(3) 建设项目敏感程度

拟建项目井场及管道周边不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或村庄、学校等敏感点及其他土壤环境敏感目标, 土壤环境敏感程度为“不敏感”。

(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)》(HJ964-2018), 污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表2.4-6。

表 2.4-6 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	—	—

拟建项目采气井场为Ⅱ类项目、环境敏感程度为不敏感, 土壤环境影响评价工作等级为三级。井场采气管线为Ⅳ类项目、可不开展土壤环境影响评价工作。

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则生态影响》(HJ19-2022)中6.1评价等级判定, 结合建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度, 生态评价等级划分为一级、二级和三级。根据以下原则确定评价等级。

(1) 拟建项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境。

(2) 拟建项目不涉及自然公园、生态保护红线。

(3) 拟建项目地下水水位或土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标。

(4) 根据《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)，拟建项目不属于水文要素影响型建设项目。

(5) 拟建项目不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域。

(6) 拟建项目永久占地面积为 0.052km^2 ，临时占地面积 0.258km^2 ，总面积 $\leq 20\text{km}^2$ 。

(7) 拟建项目不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域。

综合以上分析，根据《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2022)中划分依据，确定拟建项目生态环境评价工作等级为**三级**。

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

2.4.1.7.1 环境风险潜势初判

拟建项目在生产、使用、储存过程中涉及有毒有害、易燃易爆物质，参照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录B确定危险物质的临界量。定量分析危险物质数量与临界量的比值(Q)和所属行业及生产工艺特点(M)，按附录C对危险物质及工艺系统危险性(P)等级进行判断。

a、工程Q值确定

拟建项目存在多种危险物质，则按式(1-1)计算物质总质量与其临界量比值(Q)：

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

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) $Q \geq 100$ 。

表 2.4-7 建设项目 Q 值确定表

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量 q_1 /t	临界量 Q_1 /t	该种危险物质Q值
集输管道	1	天然气	74-82-8	4.15	10	0.415
	2	凝析油	/	0.53	2500	0.00021
项目Q值 Σ						0.41521

注：集输管道选择克探103井采气管线进行核算，管线长度8.2km，管线直径DN80，管线压力16MPa。

经计算，拟建项目Q值为 $0.41521 < 1$ ，风险潜势为I。

2.4.1.7.2 评价工作等级的划分

根据导则规定，环境风险评价工作等级划分方法见表2.4-8。

表 2.4-8 环境风险评价工作等级划分一览表

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

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

对照表2.4-8可知，拟建项目环境风险潜势为I，因此拟建项目环境风险评价等级为简单分析。

2.4.2 评价范围

根据拟建项目各环境要素确定的评价等级、污染源排放情形，结合区域自然环境特征，按导则中评价范围确定的相关规定，各环境要素评价范围见表2.4-9，各要素评价范围图见附图10。

表 2.4-9 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	—
2	地表水环境	三级B	—
3	地下水环境	三级	各井场地下水流向上游1km，下游2km，两侧外扩1km的矩形区域，及管道边界两侧向外延伸200m范围
4	声环境	二级	各井场边界外200m范围
5	土壤环境(污染影响型)	三级	各井场边界外扩50m，管道边界两侧向外延伸200m范围
6	生态	三级	各井场边界外延50m范围，管道中心线两侧300m范围

续表 2.4-9 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
7	环境风险	简单分析	—

2.5 评价内容和评价重点

2.5.1 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 2.5-1。

表 2.5-1 评价内容一览表

序号	项目	内容
1	概述	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响因素和评价因子、评价等级与评价范围、评价内容和评价重点、相关规划、技术规范、政策法规及环境功能区划、评价标准、环境保护目标
3	建设项目工程分析	克拉2气田开发现状及环境影响回顾：克拉2气田开发现状、“三同时”执行情况、环境影响回顾评价、区块污染源达标情况、现有区块污染物排放量、存在环保问题及整改措施。 现有工程：拟建项目涉及改造的克探101井现状、现有工程“三同时”执行情况、现有工程达标情况、现有工程污染物排放量、环境问题及“以新带老”改进意见。 拟建项目：基本概况、气藏特征、主要技术经济指标、工程组成、公辅工程、闭井、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、运营期污染源及其防治措施、闭井期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、三本账、污染物总量控制分析。 依托工程：介绍克拉2中央处理站、克拉苏钻试修废弃物环保处理站、中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站、克深地区固废填埋场等基本情况及依托可行性
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境敏感区调查、环境质量现状监测与评价
5	环境影响预测与评价	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) 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、生态环境、土壤环境及环境风险) 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)
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	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
8	碳排放影响评价	碳排放分析、减污降碳措施、碳排放评价结论及建议

续表 2.5-1 评价内容一览表

序号	项目	内容
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	环境影响评价结论	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

2.5.2 评价重点

结合工程的排污特征及周围环境现状，确定拟建项目评价重点为工程分析、大气环境影响评价、地下水影响评价、土壤环境影响评价、生态影响评价和环保措施可行性论证。

2.6 评价标准

本次环境影响评价执行如下标准：

(1) 环境质量标准

环境空气： PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 、 SO_2 、 NO_2 、CO、 O_3 执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单(生态环境部公告 2018 年第 29 号)二级标准；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0mg/m^3$ 的标准。

地下水：项目所在区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准；

声环境：执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类区标准。

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

(2) 污染物排放标准

废气：井场厂界无组织排放非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求中相应限值。

废水：采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)后回注于地层；井下作业废液采用专用废水回收罐收集后运至区域油气处理站，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)回注于地层。

噪声：施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)中相应限值；运营期噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准限值要求。

(3) 控制标准

固体废物：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》(GB18599-2020)；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)。

上述各标准的标准值见表 2.6-1 至表 2.6-3。

表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标 准	单位	标准来源			
环境空气	PM _{2.5}	年平均	70	μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)及其修改单二级标准			
		24小时平均	150					
	PM _{2.5}	年平均	35			μg/m ³		
		24小时平均	75					
	SO ₂	年平均	60				μg/m ³	
		24小时平均	150					
		1小时平均	500					
	NO ₂	年平均	40					μg/m ³
		24小时平均	80					
		1小时平均	200					
	CO	24小时平均	4	mg/m ³				
		1小时平均	10					
	O ₃	日最大8小时平均	160	μg/m ³				
		1小时平均	200					
非甲烷总烃	1小时平均	2.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》 中的 2.0mg/m ³ 的标准				
地下水	色	≤15		铂钴色度 单位	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1 感官性状 及一般化学指标中Ⅲ类			
	嗅和味	无		—				
	浑浊度	≤3		NTU				
	肉眼可见物	无		—				

续表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标 准	单位	标准来源
地下水	pH	6.5~8.5		—	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1 感官性状 及一般化学指标中Ⅲ类
	总硬度	≤450		mg/L	
	溶解性总固体	≤1000			
	硫酸盐	≤250			
	氯化物	≤250			
	铁	≤0.3			
	锰	≤0.10			
	铜	≤1.00			
	锌	≤1.00			
	铝	≤0.20			
	挥发性酚类	≤0.002			
	阴离子表面 活性剂	≤0.3			
	耗氧量	≤3.0			
	氨氮	≤0.50			
	硫化物	≤0.02			
	钠	≤200			
	总大肠菌群	≤3.0	CFU/100mL	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1 微生物指 标中Ⅲ类	
	菌落总数	≤100	CFU/mL		
	亚硝酸盐	≤1.00		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1 毒理学指 标中Ⅲ类
	硝酸盐	≤20.0			
	氰化物	≤0.05			
	氟化物	≤1.0			
	碘化物	≤0.08			
	汞	≤0.001			
	砷	≤0.01			
硒	≤0.01				
镉	≤0.005				
铬(六价)	≤0.05				
铅	≤0.01				
三氯甲烷	≤0.06				

续表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标 准	单位	标准来源
地下水	四氯化碳	≤0.002		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1 毒理学指 标中Ⅲ类
	苯	≤0.01			
	甲苯	≤0.7			参照执行《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002)Ⅲ类标准
	石油类	≤0.05			
声环境	L _{eq,1}	昼间	60	dB(A)	《声环境质量标准》 (GB3096-2008)2类区标准
		夜间	50		

表 2.6-2 土壤污染风险筛选值一览表

序号	项目	筛选值 (mg/kg)	序号	项目	筛选值 (mg/kg)
1	砷	60	24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
2	镉	65	25	氯乙烯	0.43
3	铬(六价)	5.7	26	苯	4
4	铜	18000	27	氯苯	270
5	铅	800	28	1,2-二氯苯	560
6	汞	38	29	1,4-二氯苯	20
7	镍	900	30	乙苯	28
8	四氯化碳	2.8	31	苯乙烯	1290
9	氯仿	0.9	32	甲苯	1200
10	氯甲烷	37	33	间二甲苯+对二甲苯	570
11	1,1-二氯乙烷	9	34	邻二甲苯	640
12	1,2-二氯乙烷	5	35	硝基苯	76
13	1,1-二氯乙烯	66	36	苯胺	260
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	37	2-氯酚	2256
15	反-1,2-二氯乙烯	54	38	苯并[a]蒽	15
16	二氯甲烷	616	39	苯并[a]芘	1.5
17	1,2-二氯丙烷	5	40	苯并[b]荧蒽	15
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	41	苯并[k]荧蒽	151
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	42	蒽	1293

续表 2.6-2 土壤污染风险筛选值一览表

序号	项目	筛选值 (mg/kg)	序号	项目	筛选值 (mg/kg)
20	四氯乙烯	53	43	二苯并[a,h]蒽	1.5
21	1,1,1-三氯乙烷	840	44	茚并[1,2,3-c,d]芘	15
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	45	萘	70
23	三氯乙烯	2.8	46	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	4500

表 2.6-3 污染物排放标准一览表

类别	污染源	项 目	排放限值	单位	标 准 来 源
废气	井场无组织废气	非甲烷总烃	4.0	mg/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
废水	采出水、井下作业废液	悬浮固体含量	≤35.0	mg/L	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)
		悬浮物颗粒直径中值	≤5.5	μm	
		含油量	≤100	mg/L	
		平均腐蚀率	≤0.076	mm/a	
施工噪声	L _{day, n}	昼间	70	dB(A)	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
夜间		55			
厂界噪声		昼间	60		《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准
		夜间	50		

2.7 相关规划、技术规范、政策法规及环境功能区划

2.7.1 主体功能区划

拟建项目位于克拉2气田克探1井区内，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等，根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，拟建项目不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区。拟建项目主要内容为井场建设及管道敷设，主要目的是满足克拉2气田产能开发的需要，开发强度不会超过塔里木油田“十四五”发展规划目标；拟建项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管道敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态环境的影响；运营期采取完善相应的污染防治措施，污染物均可达标排放。

综上所述，拟建项目未处于主体功能区划中的禁止开发区，与区域主体功能区划目标相协调。

2.7.2 相关规划、技术规范及政策法规

(1) 相关规划

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内，所在地涉及到的相关地方规划包括：《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》《关于〈新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书〉的审查意见》（环审[2022]124号）《新疆生态保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》《新疆维吾尔自治区油气发展“十四五”规划》等。拟建项目与相关规划符合性分析结果参见表2.7-1。

表 2.7-1 相关文件符合性分析一览表

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。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。	拟建项目属于塔里木盆地油气勘探开发项目	符合
《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》	塔里木能源资源勘查开发区内重点加强塘古坳陷、柯坪断隆带、库车凹陷、西南坳陷等新区新层系石油、天然气勘查，提供5-8个油气远景区，圈定10-15处油气区块，支撑塔河、塔中、和田、拜城-库车等大型油气田基地建设	拟建项目属于塔里木能源资源勘查开发区	符合

续表 2.7-1

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《关于〈新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021-2025年)环境影响报告书〉的审查意见》(环审[2022]124号)	生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线,应进一步优化矿业权设置和空间布局,依法依规对生态空间实施严格保护。与生态保护红线存在空间重叠的6个能源资源基地、24个国家规划矿区、22个重点勘查区、32个重点开采区等,后续设置矿业权时,应进一步优化布局,确保满足生态保护红线管控要求。与大气环境优先保护区(自然保护区、森林公园、世界遗产地等)存在空间重叠的90个勘查规划区块、25个开采规划区块,以及与水环境优先保护区存在空间重叠的462个勘查规划区块、153个开采规划区块和与农用地优先保护区存在空间重叠的28个勘查规划区块、8个开采规划区块等,后续设置矿业权时,应进一步优化布局、强化管控措施,确保满足生态环境分区管控及相关环境保护要求	拟建项目位于克拉2气田克探1井区,距离生态保护红线约7.4km,不在生态保护红线范围内,不属于大气环境优先保护区(自然保护区、森林公园、世界遗产地等)、水环境优先保护区、农用地优先保护区存在空间重叠区块,项目建设过程中以生态保护优先为原则,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	符合
	严格环境准入,保护区域生态功能。按照新疆维吾尔自治区生态环境分区管控方案、生态保护规划等新要求,与大气环境优先保护区、水环境优先保护区、农用地优先保护区等存在空间重叠的现有矿业权、勘查规划区块、开采规划区块,应严格执行相应管控要求,控制勘查、开采活动范围和强度,严格执行绿色勘查、开采及矿山环境生态保护修复相关要求,确保生态系统结构和主要功能不受破坏。严格控制涉及生物多样性保护优先区域、国家重点生态功能区、国家重要生态功能区、水源涵养区、水土流失重点防治区等区域矿产资源开发活动,并采取相应保护措施,防止加剧对重点生态功能区的不良环境影响	拟建项目位于克拉2气田克探1井区,距离生态保护红线约7.4km,不在生态保护红线范围内,不属于大气环境优先保护区(自然保护区、森林公园、世界遗产地等)、水环境优先保护区、农用地优先保护区存在空间重叠区块,项目建设过程中以生态保护优先为原则,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	符合

续表 2.7-1

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《新疆生态保护“十四五”规划》	加强重点行业 VOC _s 治理。实施 VOC _s 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 VOC _s 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 VOC _s 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOC _s 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOC _s 排放量	拟建项目井场无组织废气排放涉及 VOC _s 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	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	报告中已提出环境监测计划，详见：“8.4.3 监测计划”	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》	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、博孜一大北等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	拟建项目属于克拉 2 气田克探 1 井区天然气开采项目	符合
《阿克苏地区生态保护“十四五”规划》	以石化、化工等行业为重点，加快实施 VOC _s 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 VOC _s 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 VOC _s 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 VOC _s 治理，加快更换装载方式	拟建项目井场无组织废气排放涉及 VOC _s 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合

续表 2.7-1

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《阿克苏地区生态保护“十四五”规划》	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	拟建项目钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统,其中非磺化水基泥浆废弃物,采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离,分离后的液相回用于钻井液配制,分离后的固相经检测合格后,用于铺垫油区内的井场、道路等;磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后,液相回用于钻井液配制,固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理;油基泥浆岩屑经不落地收集系统收集后,在井场进行减量化处理,运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理;废机油采用钢制桶装收集后暂存在井场撬装式危废暂存间内,和废防渗材料、废烧碱包装袋一起由区域具有危废处置资质的公司接收处置;运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料,属于危险废物,由有危废处置资质单位接收处置	符合
	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、地下水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。杜绝污水直接排水雨水管网,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	采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理,均达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层;井下作业废液采用专用废水回收罐收集,酸碱中和后运至区域油气处理站处理,废水均不向外环境排放;严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求分区防渗;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	符合

续表 2.7-1

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
《阿克苏地区生态保护“十四五”规划》	按照生态环境部统一部署,建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查,实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理,严控自然保护地内各类开发建设活动	拟建项目不占用及穿越自然保护地	符合
	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	拟建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	符合
《新疆维吾尔自治区油气发展“十四五”规划》	加强油气产能建设。提高老油田采收率,加大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。	拟建项目为克拉2气田克探1井区天然气开采项目,促进油气增储上产	符合
《拜城县国土空间总体规划(2021-2035年)》征求意见稿	落实上位规划及上级政府分解下达的耕地保有量及永久农田保护任务,优先划定、应划尽划、应保尽保,坚决防止永久基本农田“非农化”。落实最严格的生态环境保护制度,科学评估,应划尽划,按照国家与自治区三线划定要求有序调整,确保生态功能不降低、面积不减少、性质不改变	拟建项目占地不涉及永久基本农田,距离生态保护红线区约7.4km	符合

(2) 拟建项目与《塔里木油田“十四五”发展规划》符合性分析见表 2.7-2。

表 2.7-2 塔里木油田“十四五”发展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
《塔里木油田“十四五”发展规划》	提高老油田采收率,加大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	拟建项目为天然气开采项目,满足克拉2气田克探1井区稳产增产的需求	符合

续表 2.7-2 塔里木油田“十四五”发展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
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见	(一) 严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态保护要求，协同推进石油天然气开发和生态保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。	拟建项目距离最近的生态保护红线约7.4km，不在生态保护红线范围内；拟建项目符合新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案、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及阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案相关要求；拟建项目严格落实生态保护措施要求，与生态保护相协调，切实维护了区域生态系统的完整性和稳定性。	符合
	(二) 合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态影响评价结果，从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态影响和保护经验，及时进行优化调整。	拟建项目符合塔里木油田分公司整体开发方案布局，项目建设进一步优化了石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，及时对生态保护措施进行了优化调整。	符合

续表 2.7-2 塔里木油田“十四五”发展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
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见	(三) 严格生态保护，强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻液及其他固体废物，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保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用率。	拟建项目钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆废弃物，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆岩屑经不落地收集系统收集后，在井场进行减量化处理，运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理；废气主要为井场无组织废气，管道采用密闭措施，定期巡检措施；废水主要为采出水、井下作业废液，采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理，均达到标准后回注地层，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至区域油气处理站处理，废水均不向外环境排放；项目井场采取分区防渗措施，同时提出相关防沙治沙措施	符合
	(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，落实各项生态保护措施，保障区域生态功能不退化，油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作	拟建项目同步制定并落实生态保护和修复方案；综合考虑了防沙治沙等相关要求；拟建项目已提出一系列生态保护措施，包括管道施工过程中严格控制施工作业带，表土单独剥离等措施	符合

(3) 拟建项目与相关文件符合性分析见表 2.7-3。

表 2.7-3 相关文件符合性分析一览表

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评价跟踪评价	塔里木油田已按照要求编制了“十四五”发展规划,《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响评价报告书》已于2022年10月17取得自治区生态环境厅审查意见,项目位于克拉2气田克探1井区,属于其规划范围	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
	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保护措施,降低生态影响。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	拟建项目集输管道采取埋地敷设方式,敷设管道未穿越红线,不在生态保护红线范围内,且拟建项目井场及管道周边无居民区分布,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

续表 2.7-3

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《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)	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	塔里木油田分公司克拉采油气管理区制定有《塔里木油田分公司克拉油气开发部突发环境事件应急预案》并进行了备案(备案编号为652926-2021-011),后续应根据拟建项目生产过程存在的风险事故类型,完善现有的突发环境事件应急预案	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	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,恢复井场周边及管道临时占地,符合“边开采,边治理,边恢复”的原则	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,科学合理确定开发方案,选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺,推广使用成熟、先进的技术装备,严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	拟建项目开发方案设计考虑了克拉2气田克探1井区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,所选用的技术和工艺均成熟、先进	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	工程井场永久占地和管道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
《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)	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件,严格按照《环境影响评价技术导则生态影响》要求,强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态保护措施的可性、有效性评估	报告中已提出有效可行的防沙治沙措施,具体见“5.1.5.2 章节”	符合
	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目,不予批准其环评文件,从源头预防环境污染和生态破坏	拟建项目不在沙化土地封禁保护区范围内,不属于对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目,工程在采取有效的生态保护、避让、减缓等措施,不会超过区域生态环境承载能力	符合

续表 2.7-3

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《石油天然气开采污染防治技术政策》(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液,采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理,均达到标准后回注地层;井下作业废液采用专用废水回收罐收集后运至区域环保处理站/油气处理站处理;落地油、废防渗材料收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置	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;油气管道采用密闭措施;落地油、废防渗材料收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置	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,应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井,若有较大的生态影响,应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区,应采取措施,保护零散自然湿地	拟建项目未处于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道内,集输管道采用埋地敷设	符合
	在钻井和井下作业过程中,鼓励污油、污水进入生产流程循环利用,未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	拟建项目运营期采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理,均达到标准后回注地层;井下作业废液采用专用废水回收罐收集,酸碱中和后运至区域油气处理站处理	符合
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第7号)	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	拟建项目不占用及穿越水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案,并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布,接受社会监督	拟建项目已提出生态保护和生态恢复治理方案,并要求油田公司进行公示和接受社会监督	符合

续表 2.7-3

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第7号)	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测,接受生态环境主管部门的指导,并向社会公布监测情况	本评价已制定监测方案	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备,实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	拟建项目集输过程采用先进技术、工艺和设备	符合
	散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理,不得掩埋	落地油、废防渗材料收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置,必须符合国家 and 自治区有关规定;不具备处置、利用条件的,应当送交有资质的单位处置。煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物质,应当采取措施防止污染大气、土壤、水体		符合
《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)	其他行业企业中载有气态、液态 VOCs 物料的设备与管线组件密封点大于等于 2000 个的,应开展 LDAR 工作。要将 VOCs 收集管道、治理设施和与储罐连接的密封点纳入检测范围。按照相关技术规范要求,开展泄漏检测、修复、质量控制、记录管理等工作。鼓励企业加严泄漏认定标准;对在用泵、备用泵、调节阀、搅拌机、开口管线等密封点加强巡检	塔里木油田分公司克拉采油气管理区已委托第三方单位对克拉2气田各集气站开展 LDAR 工作,对联合站的泵、阀等密封点进行检测	符合
	产生 VOCs 的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式,并保持负压运行	拟建项目采用密闭集输工艺	符合
《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)	6.1.1—液态 VOCs 物料应采用密闭管道输送。采用非管道输送方式转移液态 VOCs 物料时,应采用密闭容器、罐车	拟建项目采用密闭集输工艺	符合
	企业中载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料的设备与管线组件的密封点 ≥ 2000 个,应开展泄漏检测与修复工作	塔里木油田分公司克拉采油气管理区已委托第三方单位对克拉2气田各集气站开展 LDAR 工作,对联合站的泵、阀等密封点进行检测。	符合
《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	拟建项目临时用地严格落实“用多少、批多少、占多少、恢复多少”,不占用耕地	符合

续表 2.7-3

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号)	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,贯彻“优化设计、动态设计”的设计理念,避免大填大挖,充分体现“最大限度地保护,最小程度的破坏,最大限度地恢复”的原则	符合
《关于加强历史遗留废弃聚磺泥浆规范化环境管理的通知》(新环固体函[2022]675号)	历史遗留废弃聚磺泥浆可由具备相应能力的危险废物集中处置设施,或专业废弃聚磺泥浆集中处置设施进行规范化处置,历史遗留聚磺泥浆采取填埋方式进行处置的,需开展危险废物鉴别,根据鉴别结论按照《危险废物填埋污染控制标准》(GB18598-2019)或一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准(GB18599-2020)要求开展填埋处置;综合利用历史遗留废弃聚磺泥浆的,应满足固体废物再生利用污染防治技术导则(HJ1091-2020)等相关要求	塔里木油田分公司克拉采油气管理区已开展历史遗留废弃聚磺泥浆治理工作,规范化处置历史遗留废弃聚磺泥浆	符合
《关于进一步优化环境影响评价工作的意见》(环环评[2023]52号)	对煤炭、黑色金属矿、有色金属矿、化学矿采选类项目,应重点关注土壤和地下水保护措施及其落实情况,煤炭、油气开采类项目还应关注禁采限采、煤矸石、泥浆及污水处置和综合利用、生态修复、甲烷控制及利用、清洁运输等措施及其落实情况。	钻井期间钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统,其中非磺化水基泥浆废弃物,采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离,分离后的液相回用于钻井液配制,分离后的固相经检测合格后,用于铺垫油区内的井场、道路等;磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后,液相回用于钻井液配制,固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理;油基泥浆岩屑经不落地收集系统收集后,在井场进行减量化处理,运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理	符合

续表 2.7-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《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)	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 年年底建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检修期间,及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。	塔里木油田分公司克拉油气管理区已委托第三方单位开展 LDAR 工作,对联合站的泵、阀等密封点进行检测;拟建项目用密闭集输工艺	符合

2.7.3 “三线一单”分析

2021 年 2 月,新疆维吾尔自治区人民政府发布了《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》(新政发[2021]18 号)。为落实其管控要求,2021 年 7 月,新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局发布了《新疆维吾尔自治区七大片“三线一单”生态环境分区管控要求》(新环环评发[2021]162 号);2021 年 7 月,阿克苏地区行政公署发布了《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》(阿行署发[2021]81 号)。

表 2.7-4 拟建项目与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(新政发[2021]18号)	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求,对划定的生态保护红线实施严格管控,保障和维护国家生态安全的底线和生命线	拟建项目东南距离生态保护红线(天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区)约 7.4km,敷设管线未穿越红线,不在生态保护红线范围内	符合

续表 2.7-4 拟建项目与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

文件名称	文件要求		拟建项目	符合性
《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(新政发[2021]18号)	环境质量底线	全区水环境质量持续改善,受污染地表水体得到优先治理,饮用水安全保障水平持续提升,地下水超采得到严格控制,地下水水质保持稳定;全区环境空气质量有所提升,重污染天数持续减少,已达标城市环境空气质量保持稳定,未达标城市环境空气质量持续改善,沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态保护修复等工作;全区土壤环境质量保持稳定,污染地块安全利用水平稳中有升,土壤环境风险得到进一步管控	采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理,均达到标准后回注地层达标后回注地层,井下作业废液采用专用废水回收罐收集,酸碱中和后运至区域油气处理站处理,废水均不向外环境排放;拟建项目所在区域属于大气环境质量不达标区域,拟建项目采出气采取密闭集输工艺,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通过采取源头控制、分区防渗等措施,可有效防止污染地下水环境、土壤环境;通过采取完善的应急措施及污染防治措施,土壤环境风险可防控。	符合
	资源利用上线	强化节约集约利用,持续提升资源能源利用效率,水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展,积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等4个国家级低碳试点城市发挥低碳试点示范和引领作用	拟建项目施工期管线试压用水循环使用,生活污水排入生活污水池后,定期拉运至克深区块生活公寓生活污水处理设施处理;采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理,均达到标准后回注地层,井下作业废液采用专用废水回收罐收集,酸碱中和后运至区域油气处理站处理;用电接自区域电网,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	符合
	环境管控单元	自治区划定环境管控单元,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。一般管控单元主要落实生态保护及其他相关法律、法规要求,推动地区环境质量持续改善	拟建项目属于拜城县一般管控单元(ZH65292630001),项目建设过程中以生态保护优先为原则,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、地表水环境、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 2.7-5 拟建项目与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控类别	管控要求	拟建项目	符合性
A1空间布局约束	【A1.1-1】禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录(2019年本)》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单(2019年版)》禁止准入类事项。除国家规划项目外,凡属于新增产能“三高”项目均不允许在全疆新(改、扩)建	拟建项目为天然气开采,属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目,属于《产业结构调整指导目录(2024年本)》中的鼓励类项目;不属于《市场准入负面清单(2022年版)》(发改体改规[2022]397号)中禁止准入类项目;不属于“三高”项目	符合
	【A1.2-1】严格执行国家产业、环境准入和去产能政策,防止过剩或落后产能跨地区转移。符合国家煤电产业政策的新建煤电、热电联产项目烟气排放执行超低排放标准。除国家规划项目外,国家和自治区大气污染联防联控区域内不再布局建设煤化工、电解铝、燃煤纯发电机组、金属硅、碳化硅、聚氯乙烯(电石法)、焦炭(含半焦)等行业的新增产能项目,具备风光电清洁供暖建设条件的区域原则上不新批热电联产项目。重点控制区主要大气污染物排放须进行“倍量替代”,执行大气污染物相应标准限值,新增大气污染物排放量须在项目所在区域内实施总量替代,不得接受其他区域主要大气污染物可替代总量指标;一般控制区域内主要大气污染物排放须进行“等量替代”,执行大气污染物相应标准限值。严格执行钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃等行业产能置换实施办法	拟建项目为天然气开采,不属于《市场准入负面清单(2022年版)》(发改体改规[2022]397号)中禁止准入类项目;工程所在区域不属于国家和自治区大气污染联防联控区域	符合
	【A1.3-1】列入《产业结构调整指导目录(2019年本)》淘汰类的现状企业,制定调整计划。针对环保治理措施不符合现行环保要求、资源能源消耗高、涉及大量排放区域超标污染物或持续发生环保投诉的现有企业,制定整治计划。在调整过渡期内,应严格控制其生产规模,禁止新增产生环境污染的产能和产品	拟建项目为改扩建项目,现有工程不属于《产业结构调整指导目录(2024年本)》中的淘汰类项目	符合
	【A1.3-2】任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目;对已建成的工业污染项目,当地人民政府应当组织限期搬迁	拟建项目不在水源涵养区、饮用水水源保护区内建设	符合
	【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区生态功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求,符合区域或产业规划环评要求	拟建项目建设符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等规划要求	符合
	【A1.4-2】重大项目原则上布局在自治区主体功能区划中的优化开发区和重点开发区,并符合国土空间规划	拟建项目不属于重大项目	—

续表 2.7-5 拟建项目与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控类别	管控要求	拟建项目	符合性
A1空间布局约束	【A1.4-3】石化、化工、煤化工、制药、农药等挥发性有机物排放重点行业建设项目,以及工业涂装、包装印刷等涉VOCs排放的项目,在符合国家产业政策和清洁生产水平要求、满足污染物排放标准以及污染物排放总量控制指标的前提下,必须在依法设立、环境保护基础设施齐全并经规划环评的产业园区内布设。推进工业园区和企业集群建设涉VOCs“绿岛”项目,统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等,实现VOCs集中高效处理	拟建项目属于天然气开采,不属于重点行业建设项目。拟建项目实施后采出气采取密闭集输工艺,减少VOCs排放对大气环境的影响	符合
A2污染物排放管控	【A2.1-1】PM _{2.5} 年平均浓度不达标城市禁止新(改、扩)建未落实SO ₂ 、NO _x 、烟粉尘、挥发性有机物(VOCs)等四项大气污染物总量指标倍量替代的项目	拟建项目所在区域属于PM _{2.5} 、PM ₁₀ 平均浓度不达标城市,拟建项目运营期无颗粒物、SO ₂ 、NO _x 产生及排放	符合
A2污染物排放管控	【A2.1-2】优化区域交通运输结构,加大货运铁路建设投入。推进多式联运型和干支衔接型货运枢纽(物流园区)建设,降低大宗货物公路运输比重,减少重型柴油车使用强度,推进重点工业企业和工业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移。钢铁、电解铝、电力、焦化等重点企业要加快铁路专用线建设,充分利用已有铁路专用线能力,大幅提高铁路运输比例。建设城市绿色物流体系,支持利用城市现有铁路货场物流货场转型升级为城市配送中心	拟建项目不涉及	—
	【A2.1-3】推动实现减污降碳协同效应。优先选择化石能源替代、原料工艺优化、产业结构升级等源头治理措施,严格控制高耗能、高排放项目建设。加大交通运输结构优化调整力度,推动“公转铁”和多式联运,推广节能和新能源车辆。加强畜禽养殖废弃物污染治理和综合利用,强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理,协同控制甲烷、氧化亚氮等温室气体。鼓励各县(市)积极探索协同控制温室气体和污染物排放的创新举措和有效机制	拟建项目不属于高耗能、高排放项目。	符合
	【A2.1-4】到2025年,全区所有城镇(城市、县城)和重点镇具备污水收集处理能力,城市污水处理率达到98%左右,县城污水处理率达到95%左右	采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理,均达到标准后回注地层达标后回注地层,井下作业废液采用专用废水回收罐收集,酸碱中和后运至区域油气处理站处理	符合
	【A2.1-5】加强生活垃圾处理。建设城镇生活垃圾综合处理设施,实现地级城市生活垃圾分类投放、分类收集、分类运输和分类处置,县级城市(县城)生活垃圾无害化处理设施全覆盖,区域中心城市及设区城市餐厨垃圾分类收运和处理。提高农村生活垃圾无害化处理水平。积极发展垃圾生物堆肥,统筹建设垃圾焚烧发电设施,促进生活垃圾资源化利用	施工人员生活垃圾集中收集后,送克深地区固废填埋场填埋处置	符合

续表 2.7-5 拟建项目与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控类别	管控要求	拟建项目	符合性
A2污染物排放管控	【A2.2-1】伊犁河流域、额尔齐斯河流域、博斯腾湖流域、额敏河流域等敏感区域城镇污水处理设施全面提高至一级A排放标准。乌鲁木齐市、喀什市、博乐市、石河子市、五家渠市等建成区水体水质达不到地表水Ⅳ类标准的城市，新改扩建城镇污水处理设施要执行一级A排放标准。城镇污水处理厂运行负荷率达到75%以上	拟建项目不涉及伊犁河流域、额尔齐斯河流域、博斯腾湖流域、额敏河流域等敏感区域，建设地点不在乌鲁木齐市、喀什市、博乐市、石河子市、五家渠市等建成区	—
A3环境风险管控	【A3.1-1】禁止在化工园区外新建、扩建危险化学品生产项目。严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全 and 卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出	拟建项目不属于危险化学品生产项目	—
	【A3.1-2】全区受污染耕地安全利用率2025年达到98%以上，2030年保持98%；污染地块安全利用率2025年不低于90%，2030年达到95%以上	拟建项目不涉及受污染耕地及污染地块	—
	【A3.1-3】到2025年，全区地下水水质基本稳定。到2035年，地下水污染风险得到有效防范。	拟建项目严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“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，对井场进行分区防渗，地下水污染风险得到有效防范	符合
	【A3.2-1】建立重污染天气监测预警体系，建立地州(市)与县(市)之间上下联动、县级以上人民政府生态环境主管部门与气象主管机构等有关部门之间左右联动应急响应体系，实行联防联控	拟建项目不涉及	—
A4资源利用要求	【A4.1-1】实行最严格的水资源管理制度，严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化节水约束性指标管理。自治区用水总量2025年、2030年分别控制在536.15、526.74亿立方米以内	拟建项目施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水及钻井废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
	【A4.1-2】严格实行用水总量控制和实施计划供水制度，坚决制止非法开荒。严格实施取水许可制度，对纳入取水许可管理的单位和其他用水大户实行计划用水管理。新建、改建、扩建项目用水要达到行业先进水平，节水设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投运。具备使用再生水条件但未充分利用的钢铁、火电、化工、制浆造纸、印染等项目，不得批准其新增取水许可	拟建项目施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水及钻井废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合

续表 2.7-5 拟建项目与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控类别	管控要求	拟建项目	符合性
A4资源利用要求	【A4.1-3】严控地下水超采。严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可。加强地下水超采区综合治理与修复，实行地下水开采量与水位双控制度	拟建项目不涉及地下水的开采	--
	【A4.1-4】2025年、2030年新疆维吾尔自治区地下水供水量控制指标分别为688538万m ³ 、626527万m ³	拟建项目用水主要为施工期用水，用水量较小，对区域水资源消耗较小，不会超过自治区地下水供水量控制指标	符合
	【A4.2-1】2025年，全区永久基本农田保持在4100万亩以上	拟建项目不占用基本农田	--
	【A4.3-1】煤炭占一次能源消费比重持续下降。 【A4.3-2】加强能耗“双控”管理，严格控制能源消费增量和能耗强度。优化能源消费结构，对“乌—昌—石”“奎—独—乌”等重点乡镇域实施新建用煤项目煤炭等量或减量替代。 【A4.3-3】大力发展绿色建筑，城镇新建公共建筑全面执行65%强制性节能标准，新建居住建筑全面执行75%强制性节能标准	拟建项目不涉及煤炭的消耗	--
	【A4.4-1】重点控制区实施燃煤总量控制。各城市结合本地实际划定和扩大高污染燃料禁燃区范围，逐步由城市建成区扩展到近郊。通过政策补偿等措施，逐步推行以天然气或电替代煤炭。 【A4.4-2】在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源	拟建项目不涉及高污染燃料	--
	【A4.5-1】实施全社会节水行动，推动水资源节约集约利用	拟建项目开发过程中采取节水措施，节约了水资源	符合
	【A4.5-2】大力发展绿色矿业，提高矿产资源开采回采率、选矿回收率和综合利用率	拟建项目属于天然气开采，符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)相关要求；拟建项目不涉及选矿回收及综合利用	--

表 2.7-6 拟建项目与“七大片区总体管控”符合性分析

名称	管控要求	拟建项目	符合性
天山南坡片区总体管控要求	切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性	拟建项目不在托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	符合
	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障	拟建项目地处塔里木盆地北缘，属于天然气开采，施工过程中严格控制施工占地，管道敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，对施工作业带进行生态恢复，尽可能减少对区域生态环境的影响	符合
	推进塔里木河流域用水结构调整，维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水	拟建项目周边无地表水体，不会对河流水质产生影响	符合
	加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源达标排放治理和监督力度，实施博斯腾湖综合治理	拟建项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
	加强油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	克拉2气田目前尚无土壤环境污染事故发生；拟建项目不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	符合

表 2.7-7 拟建项目与《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》

符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建项目	符合性
《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》	生态保护红线 按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护地区生态安全的底线和生命线	拟建项目东南距离生态保护红线(天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区)约7.4km，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	符合

续表 2.7-7 拟建项目与《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》

符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建项目	符合性
《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》	环境质量底线	水环境质量持续改善，河流水质优良断面比例保持稳定，饮用水安全保障水平提升，地下水水质保持良好；环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，持续做好防风固沙、生态保护修复等工作；土壤环境质量保持稳定，土壤环境风险得到进一步管控	拟建项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，项目采取密闭集输工艺；采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理，均达到标准后回注地层，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至区域油气处理站处理，废水均不向外环境排放；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	推进低碳发展，强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到自治区下达的总量和强度控制目标	拟建项目施工期管线试压用水循环使用，生活污水排入生活污水池后，定期拉运至克拉2中央处理站生活污水处理装置处理；采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理，均达到标准后回注地层，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至区域油气处理站处理；采出气常温集输，不消耗天然气，用电接自区域电网，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	符合
	环境管控单元	阿克苏地区共划分99个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类，实施分类管控。一般管控单元主要落实生态保护及其它相关法律、法规要求，推动地区环境质量持续改善	拟建项目属于拜城县一般管控单元（ZH65292630001），项目建设过程中以生态保护优先为原则，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、地表水环境、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 2.7-8 拟建项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.1严格执行自治区总体准入要求中“A1空间布局约束”管控要求及天山南坡片区总体管控要求	符合
		1.2切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性	符合
		1.3阿瓦提县禁止类涉及国民经济1门类6大类10中类10小类；乌什县禁止类涉及国民经济2门类4大类8中类6小类；柯坪县禁止类涉及国民经济2门类6大类9中类9小类	—
		1.4阿瓦提县限制类涉及国民经济3门类8大类10中类11小类；乌什县限制类涉及国民经济7门类14大类18中类21小类；柯坪县限制类涉及国民经济7门类10大类16中类18小类	—
		1.5加强水源涵养区管控。加强温宿、拜城、库车市煤炭资源开采环境监管。禁止在冰川区进行一切开发建设活动；除关系国计民生的交通运输、电力输送等重要基础设施外，严禁在永久积雪区进行其他开发建设活动	—
		1.6加强水土保持区管控。禁止开荒、采挖砍伐植物、乱弃各类固体废物，禁止在与地表水、地下水有水力联系的沟壑区域建设重金属等一类污染物的尾矿库、危险废物处置填埋场。禁止在地质不稳定的区域建设尾矿库	符合
		1.7加强防风固沙区管控。规范工程施工作业行为，严格控制开发作业范围，不得扰动或破坏工程区外沙漠等各类地表形态，减少对荒漠土地的占用	符合
		1.8塔里木盆地重点矿区内新建矿山必须符合国家和自治区产业政策和规划，达到国家有关矿山企业准入条件；矿山采矿规模不低于规划确定的矿山最低开采规模，矿山占有矿石资源储量与矿山开采规模及矿山服务年限相匹配，具备与矿山开采规模相配套的人才、资金、技术和管理资质条件	符合

续表 2.7-8 拟建项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	1.9铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧200米范围以内，重要工业区、大型水利设施、城镇市政设施所在区域，军事管理区、机场、国防工程设施圈定的区域，居民聚集区1公里以内禁止建设非金属矿采选项目。重要河流源头区、水环境功能区划为I、II类和具有饮用功能的III类水体岸边1000米以内，其它III类水体岸边200米以内，禁止新建或改扩建非金属矿选矿工程，存在山体等阻隔地形或建设人工地下水阻隔设施的，可根据实际情况，在确保不会对水体产生污染影响的前提下适当放宽距离要求。	拟建项目不在铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧200米范围以内，不在重要工业区、大型水利设施、城镇市政设施所在区域，军事管理区、机场、国防工程设施圈定的区域。拟建项目1km内不涉及居民聚集区；拟建项目周边无地表水体	符合
	1.10在城市规划区边界外2公里（现有城市居民供气项目和钢铁生产企业厂区内配套项目除外）以内，主要河流两岸、高速公路两旁和其他严防污染的食品、药品等企业周边1公里以内禁止建设焦化项目，已在上述区域内投产运营的焦化企业，要根据该区域规划要求，在一定期限内，通过“搬迁、转产”等方式逐步退出。兰炭产能过剩地区不得批准新建兰炭项目，除了在原有基础上进行技改以及煤化工配套的兰炭项目以外，对新建设有后续产业的兰炭项目原则上一律不予审批	拟建项目不在城市规划区边界外2公里以内，不属于焦化项目	—
	1.11 煤化工产业及其布局应满足国家、自治区相关要求，现代煤化工项目应布局在重点开发区，优先选择在水资源相对丰富、环境容量较好的地区布局，并符合环境保护规划	拟建项目不属于煤化工产业	—
	1.12科学布局，准确定位。结合县(市)园区发展实际，明晰园区产业项目规划布局，确定重点产业，推动关联产业项目合理流动，引导产业项目严格按照规划布局入园发展，促进产业项目向园区集中	拟建项目不涉及产业园区	—
	1.13提高VOCs排放重点行业环保准入门槛，严格控制新增污染物排放量。未纳入《石化产业规划布局方案》的新建炼化项目不得建设	拟建项目实施后采出气采取密闭集输工艺，减少VOCs排放对大气环境的影响	符合
	1.14按照地区统筹，上下联动、区域协同、兵地融合的原则，在地方布局的兵团企业应执行地区总体管控要求	拟建项目建设单位不属于兵团企业	—

续表 2.7-8 拟建项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束		
	1.15新改扩建“两高”项目须符合生态保护法律法规和相关法定规划要求，满足重点污染物排放总量控制、碳排放达峰目标、生态环境准入清单、相关规划环评和相应行业建设项目环境准入条件、环评文件审批原则要求。新建“两高”项目应按照污染物区域削减有关规定，制定配套区域污染物削减方案	拟建项目不属于“两高”项目	—
	1.16依法设立各类工业园区、开发区在实施过程中严格执行规划环评及审查意见相关要求，引进项目应符合规划环评准入要求及产业定位、园区功能布局要求	拟建项目不涉及工业园区及开发区	—
	1.17温宿县、沙雅县享受财政转移支付的县(市)应当切实增强生态保护意识，将转移支付资金用于保护生态环境和改善民生，加大生态扶贫投入，不得用于楼堂馆所及形象工程建设和竞争性领域，同时加强对生态环境质量的考核和资金的绩效管理	拟建项目不涉及财政转移支付	—
	1.18在居民住宅区等人口密集区域和机关、医院、学校、幼儿园、养老院等其他需要特殊保护的区域及其周边，不得新建、改建和扩建石化、焦化、制药、油漆、塑料、橡胶、造纸、饲料等易产生恶臭气体的生产项目，或者从事其他产生恶臭气体的生产经营活动。已建成的，应当逐步搬迁或者升级改造	拟建项目不属于石化、焦化、制药、油漆、塑料、橡胶、造纸、饲料等易产生恶臭气体的生产项目	—
	污染物排放管控		
	2.1严格执行自治区总体准入要求中“A2污染物排放管控”要求及天山南坡片区总体管控要求	拟建项目满足自治区总体准入要求中“A2污染物排放管控”要求及天山南坡片区总体管控要求	符合

续表 2.7-8 拟建项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	2.2主要大气污染物、水污染物排放量控制在自治区下达指标范围以内。加强工业污染源整治，实行采暖季重点行业错峰生产，推动工业污染源全面达标排放。强化老旧汽柴油车等移动污染源治理，严格城市施工工地、道路扬尘污染源控制监管，从源头上降低污染排放。实施清洁能源行动计划，加快城乡结合部、农村民用和农业生产散烧煤的清洁能源替代。加强空气质量监测，提升重污染天气应对能力	拟建项目实施后采出气密闭输送，采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理，均达到标准后回注地层，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至区域油气处理站处理，废水均不向外环境排放。大气污染物及水污染物排放量控制均在自治区下达指标范围以内	符合
	2.3推进城市建成区、工业园区实行集中供热，使用清洁燃料。在集中供热管网覆盖区域内，禁止新建、改建、扩建燃煤供热锅炉，集中供热管网覆盖前，已建成使用的燃煤供热锅炉应当限期停止使用。在集中供热未覆盖的区域，鼓励使用清洁能源替代，推广使用高效节能环保型锅炉。城市人民政府应当限期淘汰不符合国家和自治区规定规模的燃煤锅炉	拟建项目不在城市建成区、工业园区内	—
	2.4新建涉工业炉窑的建设项目，原则上要入园，配套建设高效环保治理设施。加大落后产能和不达标工业炉窑淘汰力度。加快燃料清洁低碳化替代。对以煤、石油焦、渣油、重油等为燃料的工业炉窑，加快使用清洁低碳能源以及利用工厂余热、电厂热力等进行替代。推进工业炉窑全面达标排放	拟建项目不涉及工业炉窑	—
	2.5新、改、扩建涉VOCs排放项目，应从源头加强控制，使用低(无)VOCs含量的原辅材料，加强废气收集，安装高效治理设施。石油、化工等含挥发性有机物原料的生产、燃油、溶剂的储存、运输和销售等产生含挥发性有机物废气的生产和服务活动，应当按照国家规定在密闭空间或者设备中进行，并安装、使用污染防治设施；无法密闭的，应当采取措施减少废气排放	拟建项目实施后采出气采取密闭集输工艺，对周边大气环境影响可接受	符合

续表 2.7-8 拟建项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	2.6新建(含搬迁)钢铁项目原则上要达到超低排放水平,推动现有钢铁企业超低排放改造。新建燃煤发电机组大气污染物排放执行超低排放限值	拟建项目不属于钢铁项目	—
	2.7 各类工业集聚区不得以晾晒池、蒸发塘等替代规范的污水处理设施。到 2025 年,全地区所有城镇(城市、县城)和重点镇具备污水收集处理能力,城市污水处理率达到 98%左右,县城污水处理率达到 95%左右。规模化养殖场(小区)配套建设粪污处理设施比例达到 100%	拟建项目采出水经集输管线最终输送至克拉 2 中央处理站处理,均达到标准后回注地层,井下作业废液采用专用废水回收罐收集,酸碱中和后运至区域油气处理站处理,废水均不向外环境排放	符合
	2.8加强建设用地土壤环境风险管控和农用地安全利用。强化涉重金属行业监管,推动重金属污染减排和治理。农用地严格执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB15618);建设用地严格执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB36600)	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;拟建项目运营后采取源头控制、过程防控措施;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)中第二类用地土壤污染风险筛选值	符合
	2.9加强生活垃圾处理。建设城镇生活垃圾综合处理设施,实现地级城市生活垃圾分类投放、分类收集、分类运输和分类处置,县级城市(县城)生活垃圾无害化处置设施全覆盖,区域中心城市及设区城市餐厨垃圾分类收运和处理。提高农村生活垃圾无害化处理水平。积极发展垃圾生物堆肥,统筹建设垃圾焚烧发电设施,促进生活垃圾资源化利用。加强医疗废弃物综合治理。提升现有医疗废弃物集中处置能力,建立和完善医疗废弃物集中处置的区域协作和利益补偿机制,推进医疗卫生机构废弃物分类收集处理和回收利用,提升医疗废弃物规范化处理处置水平	拟建项目钻井期在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶,定期清运至克深地区固废填埋场填埋处置,运营期不涉及生活垃圾产生	符合

续表 2.7-8 拟建项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	2.10加强尾矿库监督管理、加强油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治、加强涉重金属行业污染防控、加强工业废物处理处置、合理使用化肥农药、加强废弃农膜回收利用、强化畜禽养殖污染防治、加强灌溉水水质管理	克拉2气田目前尚未发生土壤环境污染事故；拟建项目不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	符合
	2.11强化常态化生态环境风险管理，严控核辐射、重金属、尾矿库、危险废物、有毒有害化学物质等重点领域环境风险	拟建项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
	2.12推动实现减污降碳协同增效。优先选择化石能源替代、原料工艺优化、产业结构升级等源头治理措施，严格控制高耗能、高排放项目建设。加大交通运输结构优化调整力度，推动“公转铁”和多式联运，推广节能和新能源车辆。加强畜禽养殖废弃物污染治理和综合利用，强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制甲烷、氧化亚氮等温室气体。鼓励各县(市)积极探索协同控制温室气体和污染物排放的创新举措和有效机制	拟建项目不涉及相关内容	—
	2.13加快产业结构优化调整，加大落后产能淘汰力度，支持绿色技术创新，加快发展节能环保、清洁生产产业，推进重点行业和重点领域绿色化改造，促进企业清洁化升级转型和绿色工厂建设。制定碳排放达峰行动方案，加大温室气体排放控制力度，降低碳排放强度。大力发展绿色建筑，城镇新建公共建筑全面执行65%强制性节能标准，新建居住建筑全面执行75%强制性节能标准。开展超低能耗、近零能耗建筑试点，扩大地源热、太阳能、风能等可再生能源建筑应用范围	拟建项目在生产工艺、设备的先进性、合理性，原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中	符合
	2.14按照地区统筹，上下联动、区域协同、兵地融合的原则，在地方布局的兵团企业应执行地区污染排放管控要求	拟建项目建设单位不属于兵团企业	—
	3.1严格执行自治区总体准入要求中“A3环境风险防控”要求及天山南坡片区总体管控要求	拟建项目满足自治区总体准入要求中“A3环境风险防控”要求及天山南坡片区总体管控要求	符合
环境风险防控	3.2定期评估沿河湖库工业企业、工业集聚区环境和健康风险，加强预案管理，落实防控措施，排除水污染隐患，确保水环境安全	拟建项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合

续表 2.7-8 拟建项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	环境 风险 防控	3.3加强重点乡镇域重污染天气监测预警，收到自治区发布的重污染天气区域预警信息或预测将出现重污染天气时，应启动监测预警会商机制，共同对重污染天气过程实行研判，联合发布污染天气预警信息	—
		3.4加大对工业集聚区、矿产资源开发集中区环境风险管控，编制环境风险应急预案并及时更新，加强与各级各类环境风险应急预案的联动，定期组织应急演练，逐步提高应急演练范围与级别	符合
		3.5按照地区统筹，上下联动、区域协同、兵地融合的原则，在地方布局的兵团企业应执行地区环境风险管控要求	—
	资源 利用 效率	4.1严格执行自治区总体准入要求中“A4资源利用效率”要求及天山南坡片区总体管控要求	符合
		4.2把水资源作为产业发展、城镇建设的刚性约束，以水定产、以水定地、以水定城，推动经济社会发展与水资源水环境承载能力相适应。调整用水结构，降低农业用水总量，推广节水灌溉、循环用水技术，强化农业用水管理。严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可	符合
		4.3塔里木河干流等水资源开发利用量超过河流可开发量的流域，应合理降低取水总量，退还挤占的生态用水	—
		4.4高污染燃料禁燃区，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的项目和设施，已建成的应逐步或依法限期改用天然气、电或其他清洁能源	—
		4.5实施最严格的节约集约用地制度，加大闲置土地处置力度，盘活低效存量用地	符合
		拟建项目不涉及相关内容	—
		拟建项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入《塔里木油田分公司克拉油气开发部突发环境事件应急预案》并进行了备案(备案编号为652926-2021-011)中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
		拟建项目建设单位不属于兵团企业	—
		拟建项目满足自治区总体准入要求中“A4资源利用效率”要求及天山南坡片区总体管控要求	符合
		拟建项目开发过程中采取节水措施，生产废水进行综合利用，生活污水处理后用于区域绿化，节约了水资源	符合
		拟建项目不涉及相关内容	—
		拟建项目不涉及燃用高污染燃料的设施	—
		拟建项目井场永久占地和管道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控制作业带宽度	符合

续表 2.7-8 拟建项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	资源利用效率	4.6大力发展绿色矿业，提高矿产资源开采回采率、选矿回收率和综合利用率	—
		4.7单位地区生产总值能源消耗降低水平、单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平控制在国家及自治区下达指标内	—
		4.8按照地区统筹，上下联动、区域协同、兵地融合的原则，在地方布局的兵团企业应执行地区资源利用效率要求	—

表 2.7-9 拟建项目所在管控单元“拜城县一般管控单元”管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建项目	符合性
ZH6529 263000 1 拜城县一般管控单元	空间布局约束	1. 执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求	符合
		2. 任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用	—
		3. 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；对污染治理不规范的露天矿山，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；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘	—
		4. 严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目	符合
	污染物排放管控	1. 执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求	符合
		2. 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，到2020年，各县(市)畜禽粪污综合利用率力争达到75%以上，规模养殖场粪污处理设施装备配套率力争达到95%以上	—

续表 2.7-9 拟建项目所在管控单元“拜城县一般管控单元”管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建项目	符合性
ZH6529 263000 1 拜城县一般 管控单元	污染物 排放 管控	3. 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	拟建项目不涉及	—
		4. 加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料	拟建项目施工期垃圾集中收集后拉运至克深地区固废填埋场填埋处置	符合
		5. 鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理	拟建项目建设地点不涉及散养密集区	—
	环境风 险防控	1. 执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求	拟建项目满足阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求	符合
		2. 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。	克拉采油气管理区已按要求对区域土壤环境质量进行了专项调查，未利用地不涉及土壤污染问题	符合
		3. 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。	拟建项目不涉及危库、病库及尾矿库	—
		4. 加强油(气)田勘探、开发、运行过程中及排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油(气)资源开发区历史遗留污染场地治理。	克拉采油气管理区已按要求对区域土壤环境质量进行了专项调查，建立了油气资源开发区域土壤污染清单，并编制了风险管控方案。同时已对历史遗留废弃物进行了清理，清理出的历史遗留废弃物委托有资质单位处理，清理干净后的历史遗留废弃物区域经检测合格后进行覆土回填	符合
	资源利 用效率	1. 执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求	拟建项目满足阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求	符合
		2. 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，2020 年底前，各县(市) 秸秆综合利用率达到 85%以上。	拟建项目不涉及	—
		3. 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，到 2020 年底，各县(市)测土配方施肥技术推广覆盖率提高到 90%，农作物肥料综合利用率达到 40%。	拟建项目不涉及	—

续表 2.7-9 拟建项目所在管控单元“拜城县一般管控单元”管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建项目	符合性
ZH6529 263000 1 拜城县一般管控单元	4. 推进矿井水综合利用, 煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用水, 加强洗煤废水循环利用。 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	拟建项目不涉及	—

综上所述, 拟建项目符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》(新政发[2021]18号)、新疆维吾尔自治区总体管控要求、《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》(新环环评发[2021]162号)、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》(阿行署发[2021]81号)、阿克苏地区总体管控要求、所在管控单元拜城县一般管控单元要求。

2.7.4 选址选线合理性分析

(1) 项目总体布局合理性分析

拟建项目开发区域位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县克拉2气田克探1井区内, 位于城市建成区以外, 除位于塔里木河流域水土流失重点治理区以外, 不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等其他环境敏感区; 从现状调查结果看, 工程永久占地和临时占地的土地利用类型为裸土地, 植被覆盖度较低, 周边野生动物分布较少。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。

拟建项目管道避让城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点, 总体布局合理。本次评价要求建设单位开发要严格按照开发方案划定区域进行, 认真落实环评提出的环境保护措施, 项目与其他建构筑物的距离要严格满足相关设计技术规范要求。

(2) 井场布置的合理性分析

根据现场调查, 井场周边不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、居民区、文物保护单位等; 根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》和《关于印发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

划分成果的通知》(新水水保[2019]4号),工程位于塔里木河流域水土流失重点治理区,井场布置无法避让,通过采取严格的水土保持措施,可有效降低因项目引起的水土流失,维护项目区域的生态功能;按照土地集约利用原则及合理布局,工程不占用耕地,井场永久占地依法办理用地审批手续;综上所述,井场布置合理。

(3)管道选线可行性分析

拟建项目管道周边不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、居民区、文物保护单位等环境敏感点,同时管道敷设区域不涉及地质灾害(洪水等)易发区和潜发区,施工结束后,对管道沿线上方植被进行自然恢复,管线等临时占地依法办理用地审批手续。综上所述,从环境保护角度看,管道选线可行。

2.7.5 环境功能区划

拟建项目位于克拉2气田克探1井区,属于油气勘探开发区域,区域环境空气质量功能属于《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二类区;区域尚无地下水功能区划,根据《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)地下水质量分类规定,地下水以工农业用水为主,属于《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类区;项目区域周边区域以油气开发为主,区域声环境属于《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类功能区。

2.7.6 生态功能区划

参照《新疆生态功能区划》(原新疆维吾尔自治区环境保护局2003年9月),拟建项目主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表2.7-10和附图4。

表 2.7-10 工程区生态功能区划

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区					
天山山地温性草原、森林生态区	天山南坡干草原侵蚀控制生态亚区	拜城盆地绿洲农业生态功能区	农产品生产、土壤保持、水文调蓄、旅游	水土流失、局部土壤盐渍化	土壤侵蚀高度敏感,土地沙漠化轻度敏感	保护基本农田、保护文物古迹(克孜尔千佛洞)、保护水工建筑	发展特色农业,建立粮油基地,适当发展旅游业

由表 2.7-10 可知,拟建项目位于“拜城盆地绿洲农业生态功能区”,主要生态服务功能为“农产品生产、土壤保持、水文调蓄、旅游”,主要保护目标为“保护基本农田、保护文物古迹(克孜尔千佛洞)、保护水工建筑”,发展方向为“发展特色农业,建立粮油基地,适当发展旅游业”。

拟建项目类型属于天然气开采项目,与生态功能区划发展方向不冲突。项目占地范围分布少量植被,未见大型野生动物出没。项目以施工期为主,具有临时性、短暂性特点,施工结束后,井场恢复和管沟回填,区域生态采取自然恢复措施,采取了完善的防沙治沙及水土保持措施,不会对沙漠化扩大、土壤盐渍化造成影响。综上所述,项目的建设实施与区域生态环境功能不冲突。

2.8 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;将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标;井场 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;井场外延 200m 范围及管道两侧 200m 范围内无土壤环境保护目标,因此不再设置土壤环境保护目标;将生态影响评价范围内动、植物作为生态环境保护目标,保护目的为不对区域水土流失产生明显影响;本项目环境风险评价等级为简单分析,因此不再设置环境风险保护目标。环境保护目标见表 2.8-1 至 2.8-2。

表 2.8-1 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	备注
	方位	距离(m)					
评价范围内潜水含水层	—	—	—	—	—	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类	有效防范对地下水的影响

表 2.8-2 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	评价范围内动、植物	各井场边界外扩 50m, 管线中心线两侧 300m	—

3 建设项目工程分析

拟建项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内，塔里木油田分公司在克拉2气田克探1井区实施“塔里木油田克拉2气田克探1井区亚格列木组试采项目”，主要建设内容包括：①生产井6口（老井利用井3口，新钻直井3口）；②新建克探103井采气管道8.2km，克探101井采气管道3.0km，克探102井采气管道1.5km，克探106井采气管道0.1km；③新建克探101井、克探102井、克探103井、克探106井采气井场各1座，站内设置采气树、甲醇加注橇等设备；④配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。项目建成后产气 $80 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

为便于说明，本次评价对现有克拉2气田克探1井区开发现状进行回顾；将克探101井作为现有工程进行介绍；将拟建项目依托的克拉2中央处理站、克拉苏钻试修废弃物环保处理站、中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站、克深地区固废填埋场等作为依托工程进行分析。本次评价工程分析章节结构见表3-1。

表 3-1 工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	克拉2气田克探1井区开发现状及环境影响回顾	克拉2气田克探1井区开发现状、“三同时”执行情况、环境影响回顾评价、区块污染源达标情况、现有区块污染物排放量、存在环保问题及整改措施
2	现有工程	拟建项目涉及改造的克探101井现状、现有工程“三同时”执行情况、现有工程达标情况、现有工程污染物排放量、环境问题及“以新带老”改进意见
3	拟建项目	基本概况、气藏特征、主要技术经济指标、工程组成、公辅工程、闭井、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、运营期污染源及其防治措施、闭井期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、三本账、污染物总量控制分析
4	依托工程	介绍克拉2中央处理站、克拉苏钻试修废弃物环保处理站、中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站、克深地区固废填埋场等基本情况及依托可行性

3.1 克拉2气田开发现状及环境影响回顾

3.1.1 克拉2气田开发现状

(1) 井场、油气处理工程建设情况

克拉2气田克探1井区亚格列木组气藏位于塔里木盆地库车坳陷克拉苏构造带克深-克拉段，是受南北两条逆冲断裂所夹持的断背斜气藏。

气藏发现井为克探1井，该井2022年4月1日开钻，2022年10月2日钻至井深5250m完钻，井底层位为白垩系亚格列木组（未穿），2022年11月9日对亚格列木组5096m~5109m、5151m~5220m井段进行加砂压裂，8mm油嘴测试，油压62.86MPa，折日产气527003m³，这是克拉苏构造带白垩系亚格列木组首个获得发现的气藏，为库车坳陷白垩系天然气勘探打开了一个新层系和新领域。

(2) 公用工程建设情况

① 给排水

克探1井区运营期无人值守，主要以巡检人员为主，生产过程中不涉及用水，废水主要为采出水和井下作业废液，采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理，经水处理装置处理，水质满足回注标准要求后，回注地层；井下作业废液由专用罐收集后，定期拉运至区域油气处理站处理。

② 供热

克探1井区内井场未设置真空加热炉，不涉及供热。

③ 供电

克探1井区已建有东、西双回10kV电力线路，可以满足区块的供电需求。

(3) 辅助工程建设情况

井区周边已建克拉2气田东部集输系统，主要有DN500的克拉2集气东干线1条和各单井采气管道及输水东干线1条。气田均采用气液混输工艺接入克拉2中央处理站处理。集气东干线和采气管道均采用22Cr双相不锈钢管道。集输系统设计压力14MPa。

② 内部道路建设情况

目前克探1井区周边现有主干道与外界连通，区块内部已铺设1条沥青柏油主干路面，从主干路至各井场道路为砂石路面，路面修建均符合气田内部建设标准。

3.1.2 “三同时”执行情况

目前克拉2气田克探1井区内已开展的工程环保手续履行情况、环境风险

应急预案、排污许可等手续情况如表 3.1-1 所示。

表 3.1-1 克拉2气田克探1井区环保手续履行情况一览表

序号	类别	项目名称	环评文件			验收文件		
			审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
1	环评及验收情况	西气东输塔里木气田开发建设工程环境影响报告书	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
2		克拉2气田第二处理厂建设工程	原阿克苏地区环保局	阿地环函字[2005]171号	2005年12月10日	2019年5月完成自主验收		
3		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	正在开展自主验收工作		
4	环境风险应急预案	塔里木油田分公司克拉采油气管区突发环境事件应急预案	2021年3月对《塔里木油田分公司克拉油气开发部突发环境事件应急预案》进行了修编并取得备案证，备案编号为652926-2021-011					
5	排污许可证	克拉采油气管区污染源排污许可登记	克拉采油气管区主要污染源均分布在阿克苏地区。根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》（生态环境部令 第11号），克拉采油气管区排污许可变更为登记管理，目前已完成变更登记工作，克拉采油气管区采气作业区排污许可登记证编号为 9165280071554911XG072Y					

3.1.3 环境影响回顾评价

本次评价结合克拉2气田克探1井区地面建设工程竣工环境保护验收调查报告，并结合现场踏勘调查情况，本次对克探1井区从生态影响、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。

(1) 大气环境影响回顾评价

克探1井区现有地面设施各站场及井场之间相对间隔一定距离，各污染源所产生的污染到达其它污染源附近时基本已完全扩散，区域内的现有开发活动对大气环境造成的影响，属于可接受范围；运营期间对大气环境的影响是持续的长期影响。根据区域历史监测数据，井场厂界无组织非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染

物控制要求。井场无组织挥发的非甲烷总烃随距离的延长可以得到较好的扩散，气田区周围无居民区，非甲烷总烃对环境的影响也是可以接受的。

根据克拉2气田克探1井区监测数据，井场无组织废气均可达标排放，因此气田开发对区域环境空气的影响可接受。

(2) 水环境影响回顾评价

根据本次调查情况，克探1井区主要废水为采出水、井下作业废液，采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理，经水处理装置处理，水质满足回注标准要求后，根据井场注水需要回注地层；井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至区域油气处理站处理；根据区域地下水进行监测，监测结果表明区域地下水监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类水质要求，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准要求。

(3) 声环境影响回顾评价

克探1井区现有噪声源主要来自井场、阀室等，区块范围无居民区分布，不存在噪声扰民现象。气田开发时间较长，工业活动较少，影响较小。

根据克拉2气田克探1井区井场噪声监测数据，监测期间井场四周边界噪声均满足《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。

(4) 固体废物影响回顾评价

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主要来自于集输过程中产生的生活垃圾及危险废物等。钻井废弃物影响集中在井场内，各阶段均按照相关的环保规范进行了管理，现场未发现废弃泥浆遗留。

总体来说，克探1井区内生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善的处置，固体废物环境保护措施基本有效。

(5) 生态环境影响回顾评价

1) 植被环境影响回顾分析

气田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期，根据气田开发特点，对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、气田内部公路修建及管道敷

设产生的影响、人类活动产生的影响，其次污染物排放也将对天然植被产生一定的不利影响。克探1井区经过开发后，现在已占用了一定面积的土地，使永久占地范围内的荒漠植被受到破坏。整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。

气田进入正式生产运营期后，不会再对区域内的自然植被产生新的和破坏的影响，除了永久性建筑设施、面积较小的井场以及道路的路基和路面占地外，其它临时性占地区域将被自然植物逐步覆盖，随着时间的推移，被破坏的植被将逐渐恢复到原有自然景观。

①永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场和道路占地。根据现场调查情况，克探1井区的主干道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。气田内部永久占地范围的植被完全清除。

图 3.1-1 区域永久占地范围生态保护措施落实情况

②临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地。克探1井区基本位于拜城盆地，区域气候较为干旱，项目区植被自然恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，因此植被的恢复需要时间长。由于各区块所处地理位置不同、植被覆盖及分布不同，使得气田开发对地面植被的影响不尽相同。

a. 井场临时占地的恢复情况

本次评价就井场占地类型、井场平整情况和井场附近植被状况进行了调查。井场施工期临时占地均为气田开发规划用地，所占土地完钻后进行了施工场地清理和平整。

图 3.1-2 区域井场临时占地的恢复情况

b. 道路和管线

气田公路和管线建设对植被的影响主要是通过施工机械、施工人员对地表的践踏、碾压、开挖，改变了土壤坚实度的同时，损伤和破坏了植被。施工结束后，植被可以不同程度地进行恢复。

施工结束后管沟回填，除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被已基本恢复，恢复较好，对周围植被和地表的影响不大。

所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免了对项目区域地表的扰动和破坏。施工结束后平整恢复迹地，路面表层铺垫有砾石层，道路两侧植被正在恢复。

图 3.1-3 区域管线临时占地的恢复情况

2) 野生动物影响回顾分析

① 破坏栖息环境

油气田开发建设，除各种占地直接破坏动物栖息环境外，各面、线状构筑物对栖息地造成分割，加上各种机械产生的噪声和人员活动，使原先相对完整的栖息地破碎化和岛屿化，连通程度下降，对物种的扩散和迁徙产生阻碍和限制。

② 人类活动对野生动物生存的干扰

在油气田钻前建设和油建等工程实施过程中，人为活动不断侵入野生动物活动领域，迫使一些对人为影响敏感的种类逃往邻近未影响区域。随着地面工程影响结束和气田进入生产期，人为影响程度趋于平稳，除未逃离的种类可继续生存外，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感(两栖类、爬行类、小型鸟类)的种类，又可重新返回油气田区影响较弱的地带生存。同时会增加一些适应人类影响的种类。

根据油气田开发对野生动物的影响特征，对两栖类、爬行类及啮齿动物的分布情况进行了调查。

结果表明：在油气田区域内植被状况恢复较好的地段，动物活动的痕迹较多，而在井场附近则很少有活动的迹象。在整个区域内的分布数量也较原始状态少。

主要原因：虽然气田进入正常运营后人类密度及活动范围同开发期相比有所减少。但是，由于气田的气井较多，开发活动使得区域内自然植被的覆盖度降低，影响了爬行类及鼠类动物生存及栖息的基本环境条件。动物在没有植被的裸地得不到食物及水分，也就不会在此生存。

综上所述，施工期和运营期对野生动物的负面影响不大，没有发生捕猎野生保护动物的现象。

3) 生态保护措施回顾

据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。井场内临时性占地的地表基本裸露，没有植被恢复。管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水。环评及环评批复提出的生态保护要求基本得到落实。

综上所述，克探1井区井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，气田内部永久占地范围的植被完全清除。井场内临时性占地的地表基本裸露，植被正在自然恢复。克探1井区区域道路和管线两侧植被自然恢复。油气开采在施工期和运营期对野生动物的负面影响不大，也没有发生捕猎保护动物的现象，对周边生态环境影响较小。

(6) 环境风险回顾

克拉2气田克探1井区隶属于塔里木油田分公司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突发环境事件应急预案》于2021年3月修编完成应急预案，在阿克苏地区生态环境局拜城县分局进行了备案(备案编号：652926-2021-011)，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，且未发生过重大风险事故。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。

(7) 与排污许可衔接情况

塔里木油田公司克拉采油气管理区按照法律法规规定申领排污许可证工作，克拉采油气管理区主要污染源均分布在阿克苏地区。根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》（生态环境部令 第11号），克拉采油气管理区排污许可变更为登记管理，目前已完成变更登记工作，克拉采油气管理区采气作业区排污许可登记证编号为9165280071554911XG072Y，登记时间为2023年5月18日，有效期至2028年5月17日；根据《排污口规范化整治技术要求

(试行)》(环监[1996]470号)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017), 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 区块污染源达标情况

根据区域例行监测数据, 区域内各污染源均可达标排放, 本次选取代表性的井场有组织废气、厂界无组织废气、噪声进行分析。

表 3.1-2 代表性井站场污染物排放情况汇总一览表

项目	位置	污染源	污染物	排放浓度	主要处理措施及去向	标准	达标情况
废气	代表性井场	井场无组织废气	非甲烷总烃	1.1~1.6mg/m ³	日常维护, 做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求	达标
项目	位置	污染源	污染物	排放浓度	主要处理措施及去向	标准	达标情况
废水	克拉2中央处理站采出水处理装置	采出水	石油类	12.7~16.2mg/L	经采出水处理装置处理达标后回注地层	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)	达标
			悬浮物	24~29mg/L			达标
项目	位置	污染源	时间	源强	主要处理措施	标准	达标情况
噪声	代表性井场	噪声	昼间	49.4~53.6dB(A)	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类昼间、夜间标准要求	达标
			夜间	39.6~44.1dB(A)			
固废	生活区	生活垃圾	—	—	送至填埋场填埋处理	—	不外排
	井场	岩屑	—	—	清运至钻试修废弃物环保处理站处理	—	不外排
	井场	落地油	—	—	委托有资质单位接收处理	—	妥善处置

3.1.5 现有区块污染物排放量

目前克探1井区已根据开采区块和集输情况, 按照《固定污染源排污许可分类管理名录(2019年版)》(生态环境部令 第11号), 完成了固定污染源的排污许可证的登记管理。结合区域例行监测数据, 克探1井区现有污染物年排放情况见表3.1-3。

表3.1-3

克探1井区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	硫化氢		
克探1井区现有污染物排放量	0	0	0	0.624	0	0	0

3.1.6 存在环保问题及整改措施

结合区块验收结论和本次环评组现场调查情况, 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, 井场遗留水泥基础进行了拆除、清理, 现场调查过程中暂未发现环境问题。

3.2 拟建项目

3.2.1 基本概况

拟建项目基本情况见表 3.2-1。

表 3.2-1

拟建项目基本情况一览表

项目		基 本 情 况	
项目名称		塔里木油田克拉2气田克探1井区亚格列木组试采项目	
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	
建设地点		新疆阿克苏地区拜城县境内	
建设性质		改扩建	
总投资		项目总投资 51245 万元, 其中环保投资 264 万元, 占总投资的 0.52%	
占地面积		占地面积 31hm ² (永久占地面积 5.2hm ² , 临时占地面积 25.8hm ²)	
建设规模		项目建成后产气 80×10 ⁴ m ³ /d	
建设内容	主体工程	钻前工程	井场场地平整和通井道路, 建设应急池、岩屑池、主副放喷池、活动房等
		钻井工程	井场采用水平井结构, 采用塔标 II 五开井身结构, 钻尺深度 5440m。一开采用膨润土-聚合物体系, 二开采用 KCL 聚合物/ KCL 聚磺体系, 三开采用饱和盐水体系; 四开采用 KCL-聚磺体系, 五开采用油基体系
		储层改造工程	采用酸化或酸压工艺
		井场工程	新建 4 座采气井场。井场内建设采气树、甲醇加注橇等设备
		油气集输工程	新建克探 103 井采气管道 8.2km, 克探 101 井采气管道 3.0km, 克探 102 井采气管道 1.5km, 克探 106 井采气管道 0.1km。全部采用埋地敷设方式

表 3.3-1

拟建项目基本情况一览表

项目		基 本 情 况	
建设内容	公辅工程	给排水	施工期用水采用罐车拉运。施工期钻井废水全部回用，管线试压废水泼洒抑尘，施工人员生活污水排入生活污水池(采用撬装组合型钢板池)，定期拉运至克深区块生活公寓生活污水处理设施处理。采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理；井下作业废液运至区域环保处理站/油气处理站处理
		供热系统	施工期生活区采取电采暖，设备伴热方式为电伴热。运营期井场采用电磁加热撬
		道路系统	新建通井道路10km，采用单车道砂石路面，路面宽4.5m(路基与路面同宽)
		防腐工程	井场内钢质管道采用涂层防腐，非金属管道无需做外壁防腐，钢质转换接头采用外壁涂层防腐
		自控工程	井场设置1套RTU。井场温度、压力、加热节流撬、缓蚀剂加注撬等信号接入液控柜成套RTU系统。RTU通过通讯设备将数据传至哈一联合站SCADA系统。
	环保工程	废气	施工期：测试放喷废气引至放空火炬点燃，施工扬尘采取洒水抑尘措施，运输车辆定期检修，燃用合格油品；钻井废气采取控制五开作业时间，油基泥浆和岩屑均采用密闭罐暂存的措施； 运营期：采出气密闭管道输送，定期对井场进行巡检； 退役期：采取洒水抑尘的措施；
		废水	施工期：钻井废水全部回收用于配制泥浆，管线试压废水循环使用后用于区域洒水抑尘；各施工营地建设1座300m ³ 生活污水池(采用撬装组合型钢板池)，采用“环保防渗膜+混凝土”防渗，产生的生活污水暂时排入生活污水池，克深区块生活公寓生活污水处理设施处理；压裂返排液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至区域油气处理站处理； 运营期：运营期废水包括采出水和井下作业废液，采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理，均达到标准后回注地层；井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至区域油气处理站处理； 退役期：无废水产生
		噪声	施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间； 运营期：选用低噪声设备、基础减振； 退役期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间
		固体废物	①一般工业固体废物 井场建设1套不落地收集系统处理、1座1000m ³ 岩屑池。 废弃膨润土泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测达标后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫。废弃磺化泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，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，经检测达标后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫。焊接及吹扫废渣拉运至克深地区固废填埋场填埋处置；

续表 3.3-1

拟建项目基本情况一览表

项目			基 本 情 况
建设内容	环保工程	固体废物	②危险废物 施工期各井场建设1座撬装危废暂存间，占地面积10m ² ，危废暂存间底部及四周裙角采取重点防渗措施，产生的废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料暂存于危废暂存间内，定期由钻井公司委托有资质单位接收处置。油基泥浆岩屑经不落地收集系统收集后，在井场进行减量化处理，运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理；运营期井场产生的落地油和废防渗材料收集后有危废资质单位接收处置。 ③生活垃圾 施工期在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至克深地区固废填埋场填埋处置；
劳动定员			新建井场为无人值守站，不新增劳动定员
工作制度			年工作365d，8760h

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 气田范围

克拉2气田克探1井区亚格列木组气藏位于塔里木盆地库车坳陷克拉苏构造带克深-克拉段，是受南北两条逆冲断裂所夹持的断背斜气藏。

3.2.2.2 勘探开发概况

气藏的勘探历程可分为两个阶段：

①预探阶段（2019年～2022年）：2019年通过对克深1-2三维地震资料1002km²、克深6高密度三维地震资料196km²的精细解释，落实了克探1号构造，2022年4月1日在克探1号构造高点部署上钻风险探井克探1井，该井在白垩系亚格列木组测试获得高产气流，从而发现克探1气藏。

②评价阶段（2022年至今）：克探1井在白垩系亚格列木组获得发现后，2022年5月～2023年5月部署上钻三口井（KL2-J203JS、KL2-J204、克探101）。

KL2-J203JS井2023年5月3日加深钻进，2023年10月3日钻至井深5480m完钻，对亚格列木组5373.5m～5458.5m井段进行完井常规测试，6mm油嘴测试，油压68.30MPa，折日产气368575m³；KL2-J204井2022年8月20日开钻，2023年8月2日钻至井深5649m完钻，对亚格列木组5584.5m～5622m井段压裂测试，7mm油嘴，油压2.11MPa，折日产气3606m³，5251.5m～5537.5m压裂测试，7mm油嘴，油压6.52MPa，折日产气22376m³；克探101井2023年4月20日开钻，

目前正在钻井中。

3.2.2.3 地层特征

(1)地层层序

克探1井区钻揭地层层序正常，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，侏罗系齐古组（未穿），主要含气层段为白垩系巴什基奇克组、巴西改组、舒善河组和亚格列木组。目的层位为白垩系亚格列木组，克探1井区白垩系舒善河组岩性主要为泥岩、粉砂质泥岩、含膏泥岩，分布厚度巨大，是优质的区域盖层，与白垩系亚格列木组构成良好的储盖组合。

(2)地层划分与对比

白垩系亚格列木组自上而下可进一步划分为两个岩性段，区域对比第一、第二岩性段特征清楚，分布相对稳定。第一岩性段（K1y1）：地层厚度范围在180m~220m，该段岩性中上部以中厚~巨厚层状灰色、浅灰色、褐灰色细砂岩、含砾细砂岩、泥质粉砂岩、粉砂岩为主，夹褐色、灰褐色、灰色、深灰色泥岩、粉砂质泥岩，底部以中厚~巨厚层状黄色、褐黄色砂砾岩、中砂岩、细砂岩为主。第二岩性段（K1y2）：地层厚度在180m~230m之间，岩性中上部以中厚~巨厚层状灰色、浅灰色、褐灰色细砂岩、含砾细砂岩、粉砂岩为主，夹褐色、灰褐色、灰色、泥岩、泥质粉砂岩，底部以中厚~巨厚层状黄色、褐黄色含砾砂岩、中~细砂岩为主。

3.2.2.4 区域构造特征

库车坳陷东西长550km，南北宽30km~80km，面积28500km²。主要沉积中-新生界碎屑岩地层及膏盐岩地层。可以进一步划分为四个构造带和三个凹陷共七个次一级构造单元，四个构造带由北至南分别为北部构造带、克拉苏构造带、秋里塔格构造带和南部斜坡带；三个凹陷从西向东分别为乌什凹陷、拜城凹陷和阳霞凹陷。

在新近系库车组沉积时期因南天山强烈隆升推覆的影响，库车坳陷盐下地层大幅冲断褶皱，形成一系列断背斜、背斜圈闭，成为油气聚集的主要场所。依据白垩系亚格列木组勘探程度的不同和成藏条件的差异，把库车坳陷白垩系

亚格列木组分为三个段：博孜-大北段、克深-克拉段、东秋-迪那段，博孜-大北段白垩系亚格列木组整体井控程度较低；克深-克拉段白垩系亚格列木组井控程度较高，埋深浅，已发现克探1气藏；东秋-迪那段白垩系亚格列木组沉积相带有利，已发现东秋7气藏。

3.2.2.5 气藏构造特征

克拉苏构造带主要发育北倾的逆冲断裂，按照断裂规模、断开的层位可以分为三个级别：一级断裂控制整个断裂构造带的展布特征，二级断裂控制断裂构造带内构造段的展布，三级断裂为控制局部构造的小型断裂。克拉苏构造带发育五条一级断裂：克北断裂、博孜-克拉断裂、克拉苏断裂、克深断裂、拜城断裂，其中克北断裂及拜城断裂成为控制克拉苏构造带的南北边界断层。在克拉苏构造带内部两条边界断裂之间还发育有6条二级断裂和多条三级断裂。一级和二级断裂将克拉苏构造带划分为多个构造排带，构造排带内发育三级断裂，控制了局部构造轴向及展布特征。

克探1号构造位是受南边界断裂FⅠKLS和北边界断裂FⅡKLS-1两条逆冲断层所夹持的断背斜构造。南边界断裂FⅠKLS是区域性一级北倾逆断层，呈近东西走向，断距大约1200~1800m，内部还发育一条二级北倾逆断层FⅡKLS-2，呈东西走向，最大断距612m；北边界断裂FⅡKLS-1是一条二级南倾逆断层，呈近东西走向，断距1300~2070m。FⅡKLS-1与FⅡKLS-2控制克探1号圈闭南北范围，两条断层之间还发育多条三级断层，呈近东西-南东走向，断层断距相对较小。

克探1白垩系亚格列木组顶面构造图为长轴断背斜，发育东、西两个局部构造高点，构造轴向为近东西向。该圈闭在东部以鞍部溢出，溢出点海拔-4280m。南翼以FⅡKLS-2断裂控制圈闭南部边界，侧向对接白垩系舒善河组泥岩；北翼以FⅡKLS-1断裂控制圈闭北部边界，侧向对接古近系膏盐岩。克探1号圈闭面积55.8km²，幅度790m，高点海拔-3490m，高点埋深5023m，圈闭东西长约23.1km，南北宽约2.6km，长短轴比8.9:1，亚格列木组顶面圈闭参数见表。

3.2.2.6 气藏流体性质

(1) 天然气物性

克探1井区气藏甲烷含量高,非烃气体含量低,不含 H_2S 。天然气甲烷含量95.9%~98.7%,平均97.6%,乙烷含量0.315%~0.604%,平均0.519%,丙烷及以上烃组分含量0.001%~0.167%,平均0.062%,氮气含量低,0.518%~1.590%,平均0.986%,酸性气体含量很少, CO_2 含量0.110%~2.510%,平均0.810%,不含 H_2S ;相对密度0.56~0.59,平均0.57,干燥系数(C_1/C_{1+})0.993~0.997,平均0.994。

(2) 地层水物性

气藏地层水水型为 $CaCl_2$ 型,pH值平均5.51,密度平均为 $1.10g/cm^3$,氯根93300mg/L~96300mg/L,总矿化度154400mg/L~161600mg/L,平均158916mg/L,是封闭条件很好的气田水。

3.2.2.8 油气资源开发类型和进程

克探1井区油气资源开发类型为常规天然气,根据设计方案,预测开发指标见表3.2-2。

表 3.2-2 克探1井区开发指标预测表

时间 (年)	日产气 ($10^4m^3/d$)	日产水 (t/d)	水气比 (t/ 10^4m^3)	年产气 (10^8m^3)	年产水 (10^4t)	累产气 (10^8m^3)	累产水 (10^4t)	地层压力 (MPa)
2023	24.00	0.00	0.00	0.79	0.00	0.79	0.00	91.97
2024	37.00	15.00	0.41	1.22	0.50	2.01	0.50	91.30
2025	80.00	23.00	0.29	2.64	0.76	4.65	1.25	89.70
2026	80.00	25.00	0.31	2.64	0.83	7.29	2.08	87.30
2027	80.00	43.00	0.54	2.64	1.42	9.93	3.50	84.10
2028	79.32	71.00	0.90	2.62	2.34	12.55	5.84	80.90
2029	73.28	156.52	2.14	2.42	5.17	14.97	11.01	77.70
2030	65.77	300.17	4.56	2.17	9.91	17.14	20.91	74.50
2031	57.17	403.16	7.05	1.89	13.30	19.03	34.22	71.30
2032	48.62	438.20	9.01	1.60	14.46	20.63	48.68	68.10
2033	40.54	398.80	9.84	1.34	13.16	21.97	61.84	64.90
2034	31.65	307.50	9.72	1.04	10.15	23.01	71.98	61.70
2035	26.36	287.40	10.90	0.87	9.48	23.88	81.47	58.50
2036	20.27	238.00	11.74	0.67	7.85	24.55	89.32	55.30

续表 3.2-2

克探1井区开发指标预测表

时间	日产气	日产水	水气比	年产气	年产水	累产气	累产水	地层压力
2037	15.54	218.00	14.02	0.51	7.19	25.06	96.52	52.50
2038	10.66	169.04	15.85	0.35	5.58	25.42	102.10	50.05
2039	7.55	130.11	17.23	0.25	4.29	25.67	106.39	47.91
2040	4.68	105.20	22.47	0.15	3.47	25.82	109.86	46.03
2041	2.76	85.14	30.80	0.09	2.81	25.91	112.67	44.39
2042	1.59	68.98	43.25	0.05	2.28	25.96	114.95	42.96

3.2.3 主要技术经济指标

拟建项目主要技术经济指标见表 3.2-3。

表 3.2-3 拟建项目主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
1	开发指标	部署新钻井	口	3
2		老井利用	口	3
3		产气	10 ⁴ m ³ /d	80
4		采气管线	km	12.8
5		单井钻尺深度	m	5440
6		井场道路长度	km	10
7		占地面积	永久占地	hm ²
8			临时占地	hm ²
9	能耗指标	年耗电量	10 ⁴ kWh/a	71.16
10		钻井耗水量	m ³ /100m	19.7
11	综合指标	总投资	万元	51245
12		环保投资	万元	264
13		永久占地面积	hm ²	5.2
14		临时占地面积	hm ²	25.8
15		劳动定员	人	不新增
16		工作制度	h	8760

3.2.4 工程组成

3.2.4.1 主体工程

本项目主体工程主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场工程

和油气集输工程内容。

3.2.4.1.1 钻前工程

钻前工程主要进行场地平整和进场道路修建等，施工周期约10d，需进行钻前工程建设为后续钻井提供便利条件。

钻前工程主要建设内容包括修建进场道路、钻井区域地表植被清理、场地平整、池体修建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，营地建设主要为地表植被清理、场地平整、撬装房安装、生活污水池开挖等内容，具体建设内容及工程量如表3.2-4所示。

表 3.2-4 单座井场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	井场面积	长×宽	m ²	14000	新建，100m×140m
2	应急池	100m ³	个	1	环保防渗膜+撬装组合钢板池
3	岩屑池	1000m ³	个	1	环保防渗膜+撬装组合钢板池
4	主放喷池	200m ³	个	1	环保防渗膜+混凝土
	副放喷池	200m ³	个	1	环保防渗膜+混凝土
5	生活污水池	300m ³	个	1	生活污水暂存；“环保防渗膜+混凝土”防渗
	活动房	—	座	42	人员居住；撬装装置
6	生活区	长×宽	m ²	3500	新建，50m×70m
7	井场道路	—	km	2.5	井场道路宽约4.5m，用砂石路面结构

钻前工程施工机械主要为装载机、挖掘机、推土机等，单座井场钻前工程阶段所需设备设施情况见表3.2-5。

表 3.2-5 单座井场钻前工程施工所用机械一览表

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

3.2.4.1.2 钻井工程

(1) 井位部署

本次部署3口直井，平均进尺长度5440m。钻井期井场平面布置情况见图3.2-1。

图 3.2-1 钻井期井场平面布置示意图

(2) 井身结构

采用塔标Ⅱ五开井身结构。

一开：26" 钻头钻至200米左右，20" 套管封固地表疏松地层；二开：17 1/2" 钻头钻至库姆格列木群盐顶，14 3/8" +14 3/4" 套管封固库姆格列木群盐上相对低压地层；三开：13 1/8" 钻头钻至库姆格列木群盐底，10 3/4"

+11.55" 套管封固全部膏盐层；四开：9 1/2" 钻头钻至舒善河组顶，7 3/4" 套管封固舒善河组以上低压层；五开：6 5/8" 钻头专打目的层，5 1/2" 套管封固目的层，完钻后回接 7 3/4" 生产套管至井口。

图 3.2-2 井身结构示意图

(3) 钻井液体系设计

一开采用膨润土-聚合物体系，二开采用（KC1）聚合物/KC1-聚磺体系，三开采用饱和盐水体系，四开采用 KC1-聚磺体系，五开采用油基体系。

(4) 固井方案

一开：固井方式：内插固井；浆柱结构：前置液+常规密度水泥浆。

二开：固井方式：封隔式双级固井。一级浆柱结构：前置液+常规密度双凝水泥浆；评估地层承压能力不满足时，采用低密度领浆+常规密度尾浆；二级浆柱结构：前置液+常规密度双凝水泥浆；评估地层承压能力不满足时，采用低密度领浆+常规密度尾浆。

三开：固井方式：双级固井；一级浆柱结构：前置液+双凝抗盐水泥浆（钻井液密度+0.05）；二级浆柱结构：前置液+抗盐水泥浆（钻井液密度+0.05），二级固井前存在盐水侵或后效时调整为双凝水泥浆；

四开：固井方式：尾管悬挂+回接；尾管浆柱结构：低密度领浆+常规密度防窜尾浆，地层承压能力满足时，采用常规密度双凝防窜水泥浆；回接浆柱结构：前置液+水泥浆（钻井液密度+0.05）。

五开：固井方式：尾管固井；浆柱结构：前置液+双凝防窜水泥浆（钻井液密度+0.05）。

(5) 钻机选型及钻井周期

钻井使用 ZJ70D 型钻机，同时钻井作业过程中配套齐全辅助设备、救生消防装备。钻井周期约 180d，钻井队编制约 60 人。

(6) 主要设备设施

钻井工程主要施工设备为机械钻机、运输车、装载机及配套设施，设备设施情况见表 3.2-6。

表 3.2-6 单座井场钻井过程所用机械一览表

设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量/单座井场
机械钻机	ZJ70D 钻机	—	—	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
泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	2 台
循环罐	—	60	m ³	7 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	50m ³	—	—	1 座
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

续表 3.2-6

单座井场钻井过程所用机械一览表

设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量/单座井场
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
原油储罐	—	50	m ³	4个
放空管	—	—	—	1个

(7) 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，原辅材料不涉及钡、汞、砷、六价铬等重金属成分。钻井期用电通过附近电网引入，柴油发电机作为备用。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。井场原材料消耗与井身结构有关，井场原材料消耗量情况见表 3.2-7。

表 3.2-7

单座井场钻井工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
1	水	m ³	1355	—	配制泥浆
2	水泥+硅粉	t	866	硅石提炼硅铁后的排放物，为粉状物料，外观颜色为灰绿色，硅粉成分相对稳定，烧失量小，属纯度较高的硅质物料；水泥的主要原料为石灰或硅酸钙，硬化后能够抵抗淡水或含盐水的侵蚀	用于固井
3	基础材料(膨润土)	t	175	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
4	基础材料(Na ₂ CO ₃)	t	5	纯碱，具有高腐蚀性的强碱，一般为白色片状或颗粒，能溶于水生成碱性溶液，也能溶解于甲醇及乙醇	用于调节钻井液 pH 值
5	烧碱/NaOH	t	14	烧碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水，其水溶液呈碱性。为无色晶体，结晶水不稳定，易风化，为强电解质，具有盐的通性和热稳定性	用于调节钻井液 pH 值

续表 3.2-7 单座井场钻井工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
6	大分子聚合物 /80A51/ NM1-4 等	t	25	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
7	羧甲基纤维素 /CMC-LV 等	t	12	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,水溶液为透明粘稠液体,具有较好耐盐性	钻井液增粘和降滤失剂
8	中分子聚合物 /LP++等	t	13	低粘度乳液聚合物,钻井液稳定剂、增粘和降滤失剂	钻井液降滤失剂
9	小分子聚合物/ 双聚铵盐 NP-2 等	t	13	聚丙烯腈复配铵盐	钻井液降滤失剂
10	抗温降滤失剂 /HX-E/TSH-2 等	t	28	树脂类物质,钻井液降滤失剂,可改善泥饼质量,具有抗盐和抗高温特点	钻井液降滤失剂
11	磺化酚醛树脂 /SMP-2/3	t	107	水溶性树脂,玫瑰红透明色粘稠液体,耐高温降失水,同时有防塌、控制粘度的作用,抗盐性能好	钻井液处理剂
12	磺化褐煤树脂 /SPNH	t	69	酚醛树脂和腐植酸缩合物	钻井液抗高温抗盐降滤失剂
13	加重剂/重晶石粉	t	708	主要成分 BaSO_4 ,白色粉末,可将钻井液密度配至 $2.0\text{g}/\text{cm}^3$	钻井液加重剂
14	加重剂/石灰石粉	t	56	主要成分 CaCO_3 ,可溶于含 CO_2 的水,可溶于盐酸等无机酸,以减轻对油层的污染	钻井液加重剂
15	除硫剂	t	1	主要成分碱式碳酸锌,白色细微无定形粉末,无臭、无味	钻井液除硫剂
16	防塌剂(胶体)/SY-A01 等	t	63	黑色胶状物、均匀分散,无漂浮固状物	钻井液絮凝剂、页岩抑制剂防塌剂
17	防塌剂(粉剂)/FT-1A/KH-N/DYFT-2	t	84	磺化沥青,粉状,可吸附在黏土上组织页岩颗粒分散,吸附在页岩微缝上阻止水渗入,改善井壁泥饼润滑性,抗盐性好	钻井液防塌剂
18	润滑剂/PRH-1/TRH-1 等	t	59	仿烃类衍生物复配,棕褐色液体	钻井液润滑剂
19	氯化钾	t	199	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
20	超细碳酸钙	t	89	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙	钻井液酸中和剂,调节泥浆 pH 值

续表 3.2-7 单座井场钻井工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
21	固体润滑剂 /SHR-102等	t	6	特种树脂,黑色粉末	钻井液抗盐 抗高温降滤 失剂
22	随钻堵漏剂 /TYSO-1/ TP-2等	t	37	灰白色粉末,随钻堵漏剂改性植物纤维系该性天然植物高分子复合材料,具有良好的水溶胀桥接封堵动能,粘附性强,不受电解质污染影响,无毒,无害	堵漏裂缝 性漏失,钻井 液随钻堵漏 剂
23	润滑剂	t	65	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	改善钻井液 润滑性,钻井 液润滑剂
24	柴油	t	962	轻质石油产品,是复杂的烃类混合物,易燃易爆挥发,不溶于水,易溶于醇和其他有机溶剂,是组分复杂的混合物	配制泥浆

3.2.4.1.3 储层改造工程

(1) 改造工作液体系优化

酸液体系:根据储层岩心酸溶蚀实验确定酸液浓度,并配套相关添加剂。
常规土酸体系,主体酸配方为 8%~12% HCl +1.0%~2.0% HF +3.6%缓蚀剂+常规添加剂。

压裂液体系:储层温度 141.28℃,压裂液体系为 0.4%~0.45%超级胍胶+0.5%助排剂+0.8%温度稳定剂+0.4%交联调节剂+2.0% KCl +0.1%杀菌剂。

(2) 支撑剂体系

高强度陶粒:段塞粒径 70~140 目;主加砂支撑剂 40~70 目、尾追 30~50 目陶粒。按改造液量 900 m^3 计算,最高支撑剂浓度 340 kg/m^3 ,支撑剂砂量 50 m^3 左右。

(3) 暂堵剂:主体采用 1~5mm 颗粒+5~10mm 颗粒。

统计库车山前用 1~5mm 颗粒+5~10mm 颗粒进行了 8 井次应用,平均暂堵升压 10.3MPa,暂堵升压效果统计见表 4-4-4。克拉 2 区块亚格列木组储层温度 141.28℃,为了兼顾暂堵剂承压能力及改造后暂堵剂彻底降解,暂堵材料选用中温系列材料(110~120℃)的 1~5mm 颗粒+5~10mm 颗粒进行复合暂堵。

(3) 压裂设备配置

压裂施工设备分为地面动力机械设备和井下工具，具体设备设施情况见表 3.2-8。

表 3.2-8 单座井场压裂施工所用机械一览表

设备或部件名称	参数	数量	备注
地面动力机械设备			
运输车辆	—	2 辆	运输压裂液
压裂车	20m ³	2 辆	向井内注入高压的压裂液
混砂车	—	2 辆	将压裂液和支撑剂按一定比例混合后供给压裂车
仪表车	—	2 辆	计量仪表
管汇车	—	2 辆	由高压三通、四通、单流阀、控制阀等部件组成
井下工具			
喷砂器		2 套	向地层喷砂液，同时形成节流压差
封隔器	—	2 套	分隔井的压裂层段
水力锚		2 套	固定井下管柱

3.2.4.1.4 井场工程

拟建工程新建采气井场 4 座，井口采出液经节流后去集输管道，采气树上设有地面安全截断阀，该阀在压力超高或超低时可自动关闭，具备远传接口，可实现远程关井（该阀由采气树自带）；各井场装置均无人值守，定期巡检。

单座井场主要工程内容见表 3.2-9。

表 3.2-9 单座采气井场主要工程内容一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量
单井井场	1	井口撬	—	座	1
	2	气液分离器	—	座	1
	3	设备间	—	座	1
	4	甲醇加注撬	50L/h	座	1

图 3.2-3 井场平面布置示意图

3.2.4.1.5 油气集输工程

新建克探 103 井采气管道 8.2km，克探 101 井采气管道 3.0km，克探 102 井采气管道 1.5km，克探 106 井采气管道 0.1km。具体管线部署情况见表 3.2-10，管线路由见附图 2。

表 3.2-10 集输管线部署一览表

序号	管道名称	起点	终点	长度(km)	材质及管径	管道设计压力(MPa)	输送介质
1	采气管线	克探101井	KeS2-2-4井场	8.2	DN80 双金属复合管	16	采出气
2	采气管线	克探102井	克探103井采气管线“T”节点	3.0	DN80 双金属复合管	16	采出气
3	采气管线	克探103井	KL2-5井场	1.5	DN80 双金属复合管	16	采出气
4	采气管线	克探106井	KL2-1井采气管线“T”节点	0.1	DN80 双金属复合管	16	采出气

3.2.4.2 公辅工程

(1) 供配电

克拉2气田内部已建有东、西双回10kV电力线路；克深2区块也建有完善的10kV电力线路，可满足本次克探1井区用电负荷需求。新增的4口新井均由已建的10kV干线上就近T接单回10kV线路供电并设置10/0.4kV 160kVA杆上变电站1座，新建10kV电力线路10km。

在各新建采气井场均设置1套8kVA、后备时间2h的单机在线式UPS。

(2) 供排水系统

① 给水

施工期用水主要包括钻井用水和生活用水。钻井用水由罐车拉运至井场，单井井场生产用水量共计约1355m³，主要用于配制泥浆；生活用水由罐车拉至井场和生活区，单井井场工程井队人数约60人，施工天数254d，按生活用水量100L/d·人计，生活用水量总计约1524m³。

运营期井场为无人值守场站，无生产及生活给水。

② 排水

施工期废水主要为生活污水、钻井废水、管线试压废水、压裂返排液。生活污水产生量约1219.2m³，生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)暂存后，通过吸污车拉运至克深区块生活公寓污水处理设施处理。单井钻井废水约为687.1m³，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。管线试压废水约为21.6m³，试压结

束后用于洒水抑尘。压裂返排液产生量为 438m^3 ，根据建设单位提供的钻井技术方案，储层改造过程中产生的压裂返排液采取不落地直接排入回收罐中，运至区域环保处理站/油气处理站处理，处理达标后回注。

采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理，处理达标后回注地层；井下作业废液采用专用废水回收罐收集后运至区域环保处理站/油气处理站处理。

(3) 供热系统

拟建项目施工期生活区供暖方式采取电采暖，钻井井场测试放喷期井场设备伴热方式为电伴热。

运营期井场采用注醇工艺。

(4) 防腐工程

① 单井采气管道外壁

本方案新建采气管线采用三层 PE 常温型外防腐层保护方案。采用强制电流阴极保护法。

② 站内埋地管道外壁

埋地放空气管道长期运行温度 $\leq 20^{\circ}\text{C}$ ，不保温，其管道及管件推荐采用厚胶型聚乙烯胶粘带特加强级防腐层。温度处于 $-35^{\circ}\text{C} \leq t \leq 100^{\circ}\text{C}$ 的地面非绝热碳钢、低合金钢管道及设备外壁推荐防腐层采用聚氨酯涂料防腐，涂料结构为环氧富锌底漆+环氧云铁中间漆+丙烯酸聚氨酯面漆，总干膜厚度 $\geq 240\mu\text{m}$ 。

③ 地面管道保温

地面保温管道的防腐保温结构采用：防腐层+保温层+保护层的结构，保温层推荐选用应用广泛的憎水型复合硅酸盐保温材料。

(5) 通信方案

① 工业以太网传输系统

本方案新建工艺井场自控生产数据传输业务考虑采用基于 IP 技术的工业以太网交换机设备组网承载。

本方案新建工艺井场通过工业以太网交换机就近接入现有工业以太网传输环网，环网的中心站设于克拉2中央处理站。根据数据传输流向，新建工艺井

场的自控生产数据传输并汇接至克拉2中央处理站自控系统主机。

井场设置1套网管型模块化百兆二层交换机(2光4电)。根据目前克拉2中央处理站的自控生产数据传输系统的配置情况和本工程的实际需求,能够满足本工程的接入需求。通信系统传输协议采用TCP/IP协议。

②光缆线路

光缆线路采用12芯ADSS架空光缆(全介质自承式光缆)与新建电力线路同杆架空敷设,局部(进站部分)单独开沟直埋敷设的建设方案,新建光缆线路在现有光缆上进行T接。

③工业电视监视系统

为保证工艺井场在无人操作及远距离值守条件下安全、可靠地运行,让克拉2中央处理站中控室值班人员对远端井站现场情况实施远程视频监控,且按照塔里木油田《安全防范标准》的相关要求。本方案在井场设置2套IP数字高清摄像前端用于对现场工艺装置区、井口区以及周界区域的远程实时视频监控。

井场视频和云台控制信号通过以太网传输系统的以太网通道远传并接入克拉2中央处理站已建工业电视系统综合平台。根据天然气处理站现有工业电视系统综合平台的配置情况和本工程的实际需求,上述处理站尚有余量能够满足本工程的接入需求。

(6) 自控工程

新建采气井场采用远程终端单元RTU完成井场工艺过程参数、设备运行状态的数据采集、监视、报警和控制等功能。RTU数据上传至克拉2中央处理站SCADA系统进行监视、控制、报警和储存等,同时可以执行克拉2中央处理站SCADA系统下达的远程控制指令。

(7) 道路工程

本方案钻前工程需修建通井道路,通井道路从就近道路引接,共计新建通井道路10km,采用单车道砂石路面,路面宽4.5m(路基与路面同宽)。

3.3.4.3 环保工程

(1) 废气处理工程

施工期间测试放喷废气引至放空火炬点燃,施工扬尘采取洒水抑尘措施,

运输车辆定期检修，燃用合格油品；钻井废气采取控制五开作业时间，油基泥浆和岩屑均采用密闭罐暂存的措施。

运营期管道采用密闭措施，定期对井场进行巡检。

退役期采取洒水抑尘措施。

(2) 废水处理工程

施工期钻井废水全部回收用于配制泥浆，管线试压废水循环使用后用于区域洒水抑尘，施工期井场施工营地建设1座300m³生活污水池（采用撬装组合型钢板池），采用“环保防渗膜+混凝土”防渗，产生的生活污水暂时排入生活污水池，定期拉运至克深区块生活公寓生活污水处理设施处理。压裂返排液排入回收罐中，运至区域环保处理站/油气处理站处理，处理达标后回注。

采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理，均达到标准后回注地层；井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至区域油气处理站处理。

(3) 噪声防治工程

采取基础减振措施。

(4) 固体废物收集及处理处置工程

① 一般工业固体废物

各井场建设1套不落地收集系统处理、1座1000m³岩屑池。废弃膨润土泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测达标后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫。废弃磺化泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，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，经检测达标后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫。焊接及吹扫废渣拉运至克深地区固废填埋场填埋处置。

② 危险废物

施工期各井场建设1座撬装危废暂存间，占地面积10m²，危废暂存间底部及四周裙角采取重点防渗措施，产生的废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料暂存于危废暂存间内，定期由钻井公司委托有资质单位接收处置。油基泥浆岩屑

经不落地收集系统收集后，在井场进行减量化处理，运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理。

运营期井场产生的落地油和废防渗材料桶装收集后，收集后由有危废资质单位接收处置。

③生活垃圾

在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至克深地区固废填埋场填埋处置。

3.2.5 工艺流程及产排污节点

3.2.5.1 施工期工艺流程及排污节点分析

拟建项目施工期主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场工程和油气集输工程内容，工艺流程及排污节点分述如下：

3.2.5.1.1 钻前工程

(1) 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。

本项目区块内部充分利用现有干线道路，修建从井场至干线道路的井场道路合计约10km，井场砂石路路基宽度为4.5m(路基与路面同宽)。

(2) 井场建设

根据井场平面布置图，首先对井场进行初步平整，然后利用挖掘机对应急池、岩屑池、放喷池进行开挖，并利用场地凸起处的石方进行填方作业，对场地进行平整、对各撬装化装置基础进行硬化，由车辆拉运戈壁石对井场进行铺垫。

钻前工程主要废气为施工扬尘、施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产

生量。废水主要为生活污水，生活污水排入生活污水暂存，定期通过吸污车拉运至克深区块生活公寓生活污水处理设施处理。噪声为施工机械噪声，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、道路建设期间产生的土方、生活垃圾。土方用于场地平整和修建道路；生活垃圾定点收集，定期送至克深地区固废填埋场填埋处置。

3.2.5.1.2 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井筒冲刷井底，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，直至目的井深。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。

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1米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，而钻遇非含油气砂岩层时则多是白色、灰白色砂岩岩屑。

钻井工程使用放射源用于测井，提供服务的主要为克探1井区服务的乙方单位，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空内注入水

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。

拟建项目钻井期间主要废气为施工扬尘、井场建设及设备安装期间施工机械尾气和钻井废气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量，钻井废气主要来源于使用油基泥浆过程产生的无组织非甲烷废气，采取油基泥浆、废油基泥浆及岩屑均采用储罐密闭存放，及时清运的措施。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，定期拉运至克深区块生活公寓生活污水处理设施处理。噪声为施工机械噪声，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、机械检修时会产生少量废机油等；膨润土泥浆钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值要求后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；聚磺泥浆钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆岩屑经不落地收集系统收集后，在井场进行减量化处理，运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理；废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料收集后暂存于撬装式危废暂存间中，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，拉运至克深地区固废填埋场填埋处置。

3.2.5.1.3 储层改造工程

储层改造工程主要包括酸化压裂以及后续的测试放喷等。

(1) 酸化压裂

经按比例配制好的压裂液由运输车辆拉运至井场暂存，通过混砂车将压裂液及支撑剂按一定比例混合后，通过管汇车输送至压裂车进行加压，向地层注

入高于地层破裂压力的前置液，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝，继续将带有支撑剂（石英砂、陶粒）的压裂液注入裂缝中，支撑剂留在地层中，形成填砂（或陶粒）裂缝带，可提高气层渗透性，从而达到增产的目的。停泵后，压裂返排液自喷返排至地面专用废液收集罐中，拉运至区域环保处理站/油气处理站处理。

（2）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。

储层改造工程主要废气为酸化压裂废气、放喷天然气燃烧产生的废气及施工机械尾气。废水主要为生活污水及压裂返排液，生活污水暂存在生活污水池，定期拉运至克深区块生活公寓生活污水处理设施处理，及压裂返排液采用专用废液收集罐收集，拉运至区域环保处理站/油气处理站处理。噪声为压裂车噪声及测试放喷高压气流噪声，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。固体废物为生活垃圾，定期送至克深地区固废填埋场生活垃圾填埋池。

图 3.2-4 钻前工程、钻井工程及储层改造工程工艺流程及污染物排放示意图

3.2.5.1.4 地面井场建设

拟建项目地面工程主要为新建采气井场及其配套设备安装、现有井场设备安装。对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将各撬装化装置设备拉运至井场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

地面工程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，收集后统一清运至克深地区固废填埋场处理。

3.2.5.1.5 油气集输工程

管道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。施工方案见图 3.2-5。

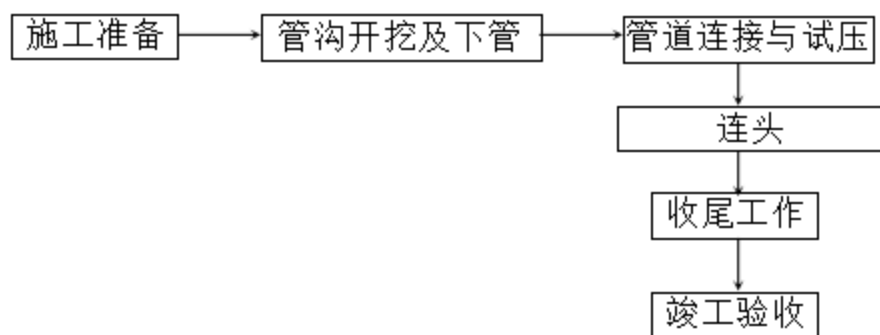


图3.2-5 施工方案工艺流程图

(1) 施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管道走向设置宽度约12m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。

(2) 管沟开挖及下管

沿管道设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管道与已建管道保持一定距离：距离地下现有天然气管道水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管道水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽0.8m，沟深1.6m，管沟边坡比为1:1，开挖过程

中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管道与电(光)缆交叉时，净距不小于0.5m，并对电(光)缆采取角钢围裹的保护措施；与管道交叉时，两管道之间净距不小于0.3m。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。管道连接完毕后，将管道分段吊装至管沟内。管道下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。新建管道穿越内部砂石路(1次)采用开挖加盖板穿越方式。

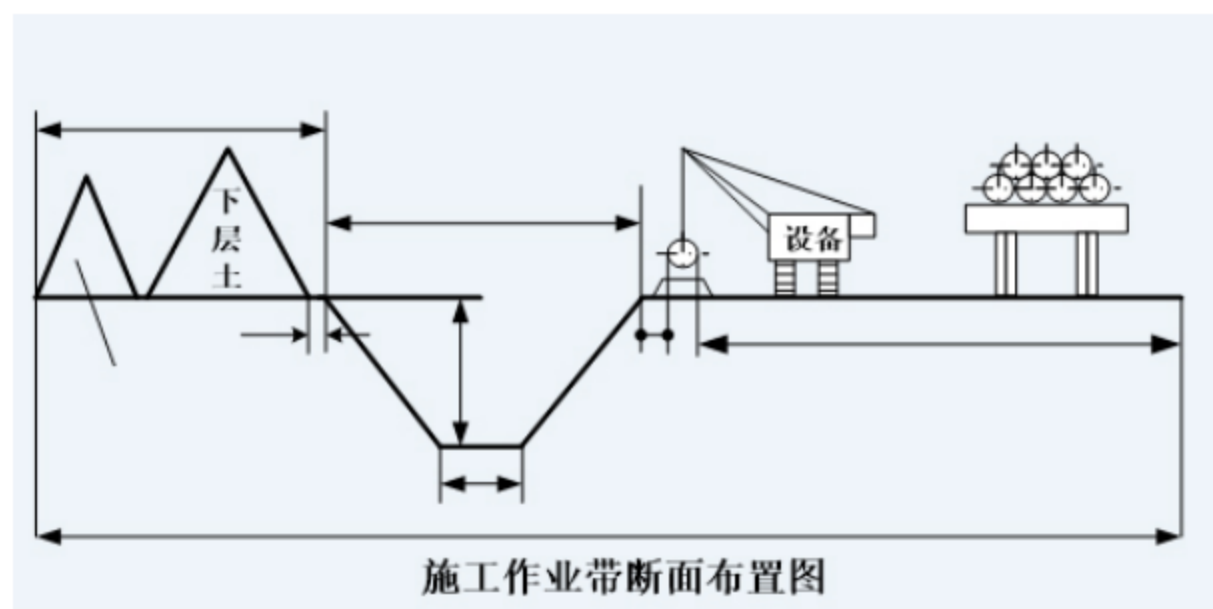


图 3.2-6 一般地段管道施工方式断面示意图

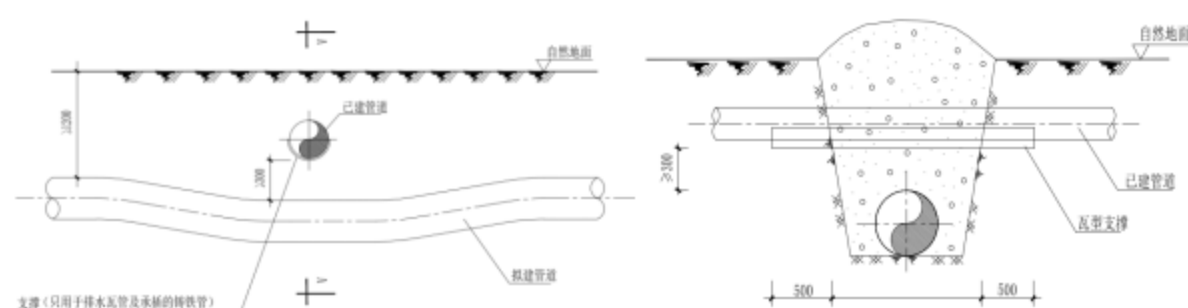


图 3.2-7 管道交叉施工作业示意图

(3) 管道连接与试压

管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等，进行注水试压。管道试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，管道试压水由管内排出后进入下一段管道循环使用，试压完成后用于洒水抑尘。

(4) 井场配套设备安装及连头

将配套设备和井场设备拉运至井场，并完成安装工作。管道施工完成后在井场将管道与配套阀门连接，并安装RTU室等辅助设施。

(5) 收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管道连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁300mm范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过10mm，然后采用原土进行大回填，管顶距自然地坪不小于1.2m且管沟回填土高出自然地面300mm，沿管道铺设方向形成垄，作为自管道上方土层然沉降富余量，且可以作为巡视管道的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。管沟回填后，在管道沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

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，由管内排出后循环使用，试压结束后用于洒水抑尘；固体废物为管沟开挖产生的土方，施工结束后用于回填管沟及场地平整；生活垃圾、焊接及吹扫废渣收集后运至克深地区固废填埋场填埋处置。

3.2.5.2 运营期

拟建项目工艺流程主要包括油气开采、集输及井下作业。

(1) 油气开采、集输

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，一级节流采用采气树自带节流阀，二级节流采用地面工程设置的节流阀。井口节流到20MPa后经过甲醇加注撬加注甲醇、再节流到10-11MPa输送至下游，最终通过区域集输管线送至克深2中央处理站处理。

(2) 井下作业

井下作业主要包括压裂、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。修井时一般需要将管线全部拔出，以便更换损坏的管线和机具；洗井采用活动洗井车密闭洗井。

运营期废气污染源主要为井场无组织废气(G_1)，采取管道密闭集输工艺，通过加强检修和维护从源头减少阀门、泵类等泄露挥发；废水污染源主要为采出水(w_1)和井下作业废液(w_2)，其中采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理达标后回注地层，井下作业废液采用专用回收罐收集，酸碱中和后运至区域油气处理站处理；噪声污染源主要为采油树(N_1)等设备运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油(s_1)、废防渗材料(s_2)，均属于危险废物，落地油、废防渗材料收集后有危废资质单位接收处置。

图 3.2-8 井场天然气开采及集输工艺流程图

3.2.5.3 退役期工艺流程及排污节点分析

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。

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。

井口封堵后，拆除井场设施及围挡，恢复井场原有自然地貌。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成的二次破坏。

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；固废主要为废弃管线、废弃建筑残渣等，废弃建筑残渣收集后送克深地区固废填埋场进行处置。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气，管线两端使用盲板封堵。

3.2.6 施工期污染源及其防治措施

拟建项目施工内容主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场工程和油气集输工程等，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。

3.2.6.1 生态影响因素

井场施工以及管线开挖过程中需要占用大量土地，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造成生物量的损失；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。

3.2.6.2 废气

拟建项目施工过程中废气包括测试放喷废气、施工扬尘、钻井及储层改造废气、焊接废气和施工车辆尾气。

①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空火炬点燃。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，油水混合物进入凝析油罐储存，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，依据具体情况设定测试放喷时间，一般为1~2d。

②施工扬尘

施工扬尘主要来自于管沟开挖、场地平整、池体开挖、车辆运输过程中产生，井场施工过程中池体开挖、管沟开挖周期较短，且井场采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，可有效降低扬尘对周围大气环境的不利影响。

③钻井及储层改造废气

钻井废气主要来源于油基泥浆钻井、油基泥浆和岩屑暂存过程，主要成分为 VOC_s ，拟建工程采取控制五开作业时间，油基泥浆和岩屑均采用密闭罐暂存的措施，可有效降低挥发性有机物产生。储层改造过程压裂液为外购已配置好的压裂液，废气主要来源于压裂液现场暂存过程、压裂液注入过程以及压裂返排液暂存过程中产生的废气，主要成分为 HCl 等，采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低酸性废气排放。

④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 SO_2 、 NO_x 及 CH_4 等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。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。

3.2.6.3 废水

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、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体等，根据类比目前气田钻井实际情况，井场产生的钻井废水约为 $0.1\text{m}^3/\text{m}$ 。

钻井废水由临时罐体收集，按水基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

钻井固定完毕后，需进行压裂完井，在储层改造过程中排出的压裂返排液中主要含有黄原胶、石油类及其他各种添加剂。根据区域现有井场历史钻井数据，压裂过程压裂返排液返排率为60%左右。储层改造过程中产生的压裂返排液排入回收罐中，运至区域环保处理站/油气处理站处理，处理达标后回注。

③生活污水

生活污水中主要污染物为COD、BOD₅、NH₃-N、SS等；类比区域内周边气田现状，生活污水中主要污染物浓度COD为400mg/L、BOD₅为250mg/L、NH₃-N为25mg/L、SS为200mg/L。钻井工程在施工营地旁设置防渗的生活污水池暂存，定期拉运至克深区块生活公寓生活污水处理设施处理。

④管线试压废水

拟建项目集输管线试压介质采用克深公寓中性洁净水，对于管线长度大于2km的管道，每2km试压一次，试压用水循环使用，对于管线长度小于2km的管线，全管段试压。管道试压废水中主要污染物为SS，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于洒水抑尘。

3.2.6.4 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、钻机、吊机、泥浆泵、压裂车、测试放喷噪声等，产噪声级在90~110dB(A)之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

3.2.6.5 固体废物

拟建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、废弃钻井泥浆、钻井岩屑、废弃油基泥浆、废弃油基泥浆岩屑、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、焊接及吹扫废渣、施工人员生活垃圾。

①土石方

井场工程区土石方工程量主要来自于场地找平、砾石压盖等施工过程。井场工程区土石方开挖量0.16万m³，土石方回填量0.24万m³，借方0.08万m³。根据主体设计，根据地形地貌及地面标高需进行不同程度的地面平整工作，地面平整工作

的挖方量经统计为 0.16 万 m^3 ，该部分挖方全部用于原地面的平整，无弃方产生；井场工程施工完成后需对裸露地面进行砾石压盖措施的处理，根据主体工程设计，砾石压盖厚度约 10cm，合计需砾石 0.08 万 m^3 ，所有砾石均外购自拜城县周边的砂石料厂。

结合所在地区最大冻土层深度确定管顶最小埋深为 1.20m，管沟深度按 1.6m 计，管沟底宽 0.8m，边坡比为 1:1，管沟每延米挖方量约 3.84 m^3 ，管道工程长 12.8km，合计挖方约 4.92 万 m^3 ，所有挖方后期全部回填，无弃方。

井场道路路面结构层为：20cm 厚级配砾石路面+20cm 厚天然砂砾垫层，砂石路路面宽 4.5m，长 10km，合计填方约 1.8 万 m^3 ，借方 1.8 万 m^3 ，借方从拜城县周边的砂石料厂购买。

综上所述，拟建项目共开挖土方 5.08 万 m^3 ，回填土方 6.96 万 m^3 ，借方 1.88 万 m^3 ，无弃方，开挖土方主要为井场平整、管沟开挖产生土方，回填土方主要为井场平整、管沟回填。新建井场和道路工程区需进行压盖，借方主要来源于拜城县周边砂石料厂，拟建项目不设置取土场。拟建项目土石方平衡见下表 3.2-11。

表 3.2-11

土方挖填方平衡表

单位：万 m^3

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	0.16	0.24	0.08	拜城县周边	0	—
道路工程	0	1.8	1.8	砂石料厂	0	—
管道工程	4.92	4.92	0	—	0	—
合计	5.08	6.96	1.88	—	0	—

②废弃钻井泥浆

钻井废弃泥浆是钻井过程中无法利用或钻井完井后弃置泥浆池内的泥浆，钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随钻井的深度而增加，其产生量可按以下经验公式计算：

$$V = \frac{1}{8} \pi D^2 h + 18 \left(\frac{h - 1000}{500} \right) + 116$$

式中：V——废弃钻井泥浆产生量， m^3 ；

D——井眼尺寸；

h——不同开次对应的钻尺深度，m。

钻井过程中新井一开及二开上部采用水基膨润土泥浆，二开下部、三开、四开采用水基聚磺泥浆，五开均采用油基泥浆。

废弃膨润土钻井泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值要求后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；废弃聚磺钻井泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站妥善处理；废弃油基泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统收集后，在井场进行减量化处理，运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理。

③ 钻井岩屑

钻井过程中，岩石井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，在地面井振动筛分离出来，送入井场内泥浆池中。

钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

$$W = \frac{1}{4} \times \pi \times D^2 \times h \times a \times 50\%$$

式中：W——钻井岩屑产生量， m^3 ；

D——不同开次对应的钻头直径；

a——膨胀系数，取 2.2；

h——不同开次对应的钻尺深度，m。

膨润土泥浆钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值要求后，可用于油气田内部道路铺设、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/T3997-2017)中的综合利用限值后再进行综合利用；聚磺泥浆钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相经随钻减量化装置处置后清运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；废弃油基泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统收集后，在井场进行减量化处理，运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理。

④废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为0.3t/口，废机油由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑤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废烧碱包装袋属于危险废物，及时回收废烧碱包装袋，暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废烧碱包装袋约为0.1t/口，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑥废防渗材料

工程钻井期产生少量废防渗材料属于危险废物，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料约为0.2t/口，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑦焊接及吹扫废渣

根据类比调查，焊接及吹扫废渣的产生量约为0.05t/km，拟建项目焊接及吹扫废渣产生量约为0.64t，收集后运至克深地区固废填埋场填埋进行处置。

⑧生活垃圾

在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至克深地区固废填埋场填埋处置。

综上所述，拟建项目钻井期各种污染物产生和排放情况见表3.2-12。

表3.2-12 拟建项目施工期各种污染物产生和排放情况一览表

项目	污染源	污染物	主要处理措施	排放量	排放去向
废气	测试放喷废气	SO ₂ 、NO _x 、C ₂ H ₆	测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃	—	环境空气
	施工扬尘	粉尘	洒水抑尘	—	环境空气
	钻井废气	VOC ₃	控制五开作业时间，油基泥浆和岩屑均采用密闭罐暂存	—	环境空气
	储层改造废气	HCl、氟化物	压裂液使用密闭罐存放	—	环境空气
	焊接废气、施工机械及运输车辆尾气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、C ₂ H ₆	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接作业时使用无毒低尘焊条	—	环境空气
废水	钻井废水	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	钻井废水临时罐体收集，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	0	不外排
	压裂返排液	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	采取不落地直接排入回收罐中，加碱中和后拉运至区域环保处理站/油气处理站妥善处置	0	不外排
	试压废水	SS	洒水抑尘	0	不外排
	生活污水	水量	定期拉运至克深区块生活公寓生活污水处理设施处理	0	不外排
		COD		0	
		BOD ₅		0	
		NH ₃ -N		0	
		SS		0	
固体废物	废弃膨润土泥浆	—	废弃膨润土泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值要求后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼	0	不外排
	膨润土泥浆钻井岩屑	—		0	不外排
	废弃聚磺泥浆	—	废弃聚磺泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理	0	不外排
	聚磺泥浆钻井岩屑	—		0	不外排

续表3.2-12 拟建项目施工期各种污染物产生和排放情况一览表

项目	污染源	污染物	主要处理措施	排放量	排放去向
固体废物	废弃油基泥浆	—	废弃油基泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统后，在井场进行减量化处理，运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理	0	不外排
	油基泥浆钻井岩屑	—		0	不外排
	废机油	—	收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置	0	不外排
	废烧碱包装袋	—		0	不外排
	废防渗材料	—		0	不外排
	焊接及吹扫废渣	—	收集后运至克深地区固废填埋场填埋进行处置	0	不外排
	生活垃圾	—	在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至克深地区固废填埋场填埋处置	0	不外排
噪声	钻机	—	合理安排施工时间，基础减振、利用距离衰减	100dB(A)	声环境
	吊装机	—		88dB(A)	
	泥浆泵	—		99dB(A)	
	压裂车	—		110dB(A)	
	挖掘机	—		94dB(A)	
	压路机	—		94dB(A)	

3.2.7 运营期污染源及其防治措施

3.2.7.1 废气污染源及其治理措施

结合《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)、《污染源强核算技术指南 准则》(HJ884-2018)等要求对源强进行核算，拟建项目实施后废气污染源及其治理措施见表3.2-13。

表3.2-13 拟建项目废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度 (mg/m ³)	治理措施	排气筒高度 (m)	废气量 (m ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	有效工作时间	年排放量 (t/a)
1	克探101井场无组织废气	非甲烷总烃	—	密闭输送	—	—	—	0.00059	8760	0.0052
2	克探102井场无组织废气	非甲烷总烃	—	密闭输送	—	—	—	0.00059	8760	0.0052
	克探103井场无组织废气	非甲烷总烃	—	密闭输送	—	—	—	0.00059	8760	0.0052

续表 3.2-13 拟建项目废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度 (mg/m ³)	治理措施	排气筒高度 (m)	废气量 (m ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	有效工作时间	年排放量 (t/a)
	克探106井场无组织废气	非甲烷总烃	—	密闭输送	—	—	—	0.00059	8760	0.0052

源强核算过程：

(1) 无组织非甲烷总烃核算

在集输环节产生的挥发性有机物 (VOCs) 主要包括非甲烷总烃 (烷烃等)、卤代烃, 含氮有机化合物, 含硫有机化合物等, 对拟建项目而言, VOCs 主要为非甲烷总烃。拟建项目运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散的非甲烷总烃, 参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018) 中公式及取值参数对拟建项目无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

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

式中: $E_{\text{设备}}$ ——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;

$e_{\text{TOC}, i}$ ——密封点 i 的总有机碳排放速率, kg/h;

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

$WF_{\text{TOC}, i}$ ——流经密封点 i 的物料中总有机碳平均质量分数, 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 3.2-14 设备与管线组件 $e_{\text{TOC}, i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC}, i}$ / (kg/h 排放源)
石油化学工业	气体阀门	0.024

续表 3.2-14 设备与管线组件 $e_{\text{TOC}, i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC}, i}$ /(kg/h 排放源)
石油化学工业	开口阀或开口管线	0.03
	有机液体阀门	0.036
	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.14
	其他	0.073

根据油气水物性参数，项目采出气 $WF_{\text{TOC}, i}$ 和 $WF_{\text{TOC}, i}$ 比值取 0.035，根据设计单位提供的数据，项目井场涉及的气体阀门、法兰数量如表 3.2-15 所示。

表 3.2-15 拟建项目井场无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量 (个)	单个设备排放速率 (kg/h)	排放速率 (kg/h)	年运行时间(h)	年排放量 (t/a)
各井场采出气流经的密封点						
1	气体阀门	60	0.024	0.00015	8760	0.001
2	法兰或连接件	90	0.044	0.00042	8760	0.004
3	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	1	0.14	0.000015	8760	0.00013
合计				0.00059	8760	0.0052

经过核算，拟建项目各井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.00059kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，井场无组织非甲烷总烃年排放量为 0.0052t/a(单座)。

综上，拟建项目无组织排放废气中非甲烷总烃共计 0.0208t/a。

3.2.7.2 废水污染源及其治理措施

(1) 气田采出水

气田采出水主要来源于气藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据项目预测开发指标，气田开发前期无采出水，随着开采年限的增长采出水量逐渐增加，项目采出水量最大为 36150m³/a。采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)后回注于地层。

(2) 井下作业废液

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、侧钻、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》（环保部公告 2021 年第 16 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，计算井下作业废液的产生量。

表 3.2-16 与石油和天然气开采专业及辅助性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	压裂液	气井加砂压裂	所有规模	废压裂液	立方米/井	263.98
	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
	洗井液	低渗透油井洗井作业(参照)	所有规模	废洗井液	吨/井	27.13

按井下作业每 2 年 1 次计算，井下作业废液包括废压裂液、废酸化液、废洗井液，拟建项目共部署 4 座井场，则每年井下作业废液产生量为 797.4t。井下作业废液采用专用回收罐收集后运至区域环保处理站/油气处理站处理。

拟建项目运营期井场废水产生情况见表 3.2-17。

表 3.2-17 拟建项目运营期废水产生情况一览表

类别	序号	污染源	产生量	排放量 (t/d)	主要污染物	产生特点	治理措施
废水	W ₁	采出水	36150 m ³ /a	0	石油类、SS	连续	经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层
	W ₂	井下作业废液	797.4 t/a	0	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	运至区域环保处理站/油气处理站处理

3.2.7.3 噪声污染源及其治理措施

拟建项目实施后，井场噪声污染源治理措施情况见表 3.3-18。

拟建项目选用低噪声设备、采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 15dB(A)。

表 3.2-18 井场噪声污染源强一览表

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))
克探101井场					
1	采气树	1	80	基础减振	15

3.2.7.4 固体废物及其治理措施

拟建项目运营期产生的固体废物主要为落地油和废防渗材料。

(1) 落地油

落地油主要为阀门、法兰等设施凝析油渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油。按照单井落地原油产生量约 0.2t/a 计算，拟建项目运行后落地油总产生量约 0.8t/a，桶装收集后有危废处置资质单位接收处置。

(2) 废防渗材料

工程运营期气井井下作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前塔里木油田分公司使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 3 年左右。单块防渗布重约 250kg(12m*12m)，每口井作业用 2 块，则拟建项目产生废防渗材料约 1t/a，属于危险废物。作业施工结束后，集中收集后有危废处置资质单位接收处置。

拟建项目危险废物处理处置情况见表 3.2-19。

表 3.2-19 拟建项目运营期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.8	天然气开采、管道集输、修井作业、计量分离	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	收集后，由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	1	修井作业	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

3.2.7.5 运营期生态恢复措施

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凝析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凝析油。

3.2.8 退役期污染源及其防治措施

闭井主要是环境功能恢复时期，本节对退役期环境保护措施进行介绍。

3.2.8.1 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。

3.2.8.2 退役期水污染防治措施

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)及《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)要求进行施工作业，首先进行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，避免发生油水串层。

3.2.8.3 退役期噪声防治措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.2.8.4 退役期固体废物处置措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，应集中清理收集。建筑垃圾收集后送克深地区固废填埋场妥善处置；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。

(2) 对完成采气的废弃井应封堵，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。

(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。

3.2.8.5 退役期生态恢复措施

单井进行开采后期, 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。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, 井场无油污、无垃圾。

3.2.9 非正常排放

非正常生产排放包括开车、停车、设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况的污染物排放, 如工艺设备和环保设施不能正常运行时污染物的排放等。

若采气井井口压力过高, 采出气通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。

表 3.2-20 非正常排放情况一览表

项目	持续时间(min)	产生的污染物排放速率(kg/h)	
放喷口	30	非甲烷总烃	0.25
		颗粒物	0.1
		NO _x	0.0675

3.2.10 清洁生产分析

3.2.10.1 清洁生产技术和措施分析

3.2.10.1.1 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回收入罐，并进行集中处理。对泥浆类废液经过沉淀、过滤等祛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、料尽、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)钻井废水、废钻井泥浆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)井场设有应急池，为防渗设计，用于事故等非正常工况下泥浆的存放。

(7)钻井新鲜水使用量低于国家要求的清洁生产标准。

(8)先进性分析。塔里木油田分公司在各个油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。

3.2.10.1.2 运营期清洁生产工艺

(1)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，井场采出气最终进入克拉2中央处理站集中处理，全过程密闭集输，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，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠

性得到保证，实现集输生产过程少放空，减少天然气燃烧对环境的污染。

③井下作业起下油管时，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，对产生的散落油类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油类落地。

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。

(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管线均进行保温，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采用高效加热设备，合理利用能量，降低生产运行能耗损失；

⑤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

拟建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，制定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。

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、采气作业等三个油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3.2-21~表3.2-23。

表 3.2-21 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						拟建项目评价	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重 分值	评价基准值	估算值	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	19.7	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%	90%	15
		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	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区： ≤30； 乙类区：≤35	≤30(乙类区)	10
		废弃钻井液产生量	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	≤10	10
		柴油机烟气排放浓度	—	5	符合排放标准要求	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) 原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	15	钻井泥浆可生物降解	15	
(2) 生产工艺及设备要求	40	钻井设备先进性	国内领先	8	钻井设备国内先进	8	
	40	压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	符合	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	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	符合	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	钻井效率高	7	
		井控措施有效性	井控措施有效	5	井控措施有效	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	符合	10	

续表 3.2-21 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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
(4)管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证	10	已建立 HSE 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	已执行	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	已执行	5
		污染物排放总量控制与减排措施情况	5	已完成	5

表 3.2-22 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						拟建项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1)资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m³/井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m³/井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	10
(2)生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
(3)资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
(4)污染物产生指标	25	作业废液量	kg/井次	10	≤3.0	≤3.0	10
		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
		含油污泥	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	采取有效防喷措施	5	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	按标准试压	5	

续表 3.2-22 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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	防溢设备(防溢池设置)	具备	5	采取防溢设备	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	铺设防渗布	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 HSE 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)贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求		20	满足其他法律法规要求	20

表 3.2-23 采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	拟建项目	
						估算值	得分
(1)资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 天然气	30	天然气: ≤ 50	3.28	30
(2)资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥ 60	< 60	5
		气井凝析油回收利用率	%	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	150(乙类区)	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
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥ 80	100	7.5

续表 3.2-23 采气作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定性指标						
一级指标	指标 分值	二级指标		指标 分值	拟建项目	
					措施	得分
(1) 原辅材料	10	注水水质	采出水处理达标后回注	10	采出水处理达标后回注	10
(2) 生产工艺及设备要求	35	井筒质量		5	优质井筒	5
		采气	采气过程醇回收设施	10	具备醇回收设施	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	10	采取先进的天然气净化设施	10
		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	全密闭流程	10
(3) 符合国家政策的生产规模	10	集输方式符合现行国家政策法规		10	符合	10
(4) 环境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 HSE 管理体系并通过认证	10
		开展清洁生产审核		10	已开展	10
(5) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	已执行	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	已执行	5
		老污染源限期治理项目完成情况		5	已完成	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 95 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 97 分，达到 $P \geq 90$ ，属于清洁生产先进企业。

3.2.10.2 清洁生产结论

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。

3.2.11 三本账

拟建项目“三本账”情况见表 3.2-24。

表 3.2-24

拟建项目“三本账”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		
现有区块排放量	0	0	0	0.0156	0	0
拟建项目新增排放量	0	0	0	0.0208	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0
拟建项目实施后排放量	0	0	0	0.0364	0	0
拟建项目实施后增减量	0	0	0	+0.0208	0	0

3.2.12 污染物总量控制分析

3.2.12.1 总量控制因子

根据国家现行总量控制因子、“十四五”总量控制要求及当地总量要求,考虑拟建项目的排污特点,污染物总量控制因子如下:

废气污染物: NO_x 、 VOC_s 。

废水污染物: COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 。

3.2.12.2 拟建项目污染物总量

拟建项目在正常运营期间,采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理,达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层;井下作业废液采用专用废水回收罐收集后运至区域环保处理站/油气处理站处理。拟建项目无废水外排,因此建议不对废水污染物进行总量控制。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020),挥发性有机物(VOC_s)是参与大气光化学反应的有机化合物,或者根据有关规定确定的有机化合物。本标准采用非甲烷总烃作为 VOC_s 排放控制项目。项目无组织 VOC_s 排放量为0.0208t/a。

项目井场不设置真空加热炉,无 NO_x 排放,不再核算 NO_x 量。

综上所述,拟建项目总量控制指标为 VOC_s 0.0208t/a, COD 0t/a, 氨氮 0t/a。

3.3 依托工程

依托工程包括克拉2中央处理站、克拉苏钻试修废弃物环保处理站、中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站、克深地区固废

填埋场等，环保手续履行情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 依托工程环保手续履行情况一览表

序号	内容	项目名称	环评文件			验收文件		
			审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
1	克拉2中央处理站	克拉2气田克探1井区地面建设工程	原国家环境保护部	环审[2014]299号	2014年11月14日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2016]2031号	2016年12月
2	克拉苏钻试修废弃物环保处理站	克拉苏钻试修环保站废弃磺化泥浆岩屑处理项目	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2019]260号	2019年5月14日	2019年12月完成了自主验收工作		
3	中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站	江汉石油工程有限公司环保技术服务公司新疆油基岩屑处理站建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2018]373号	2018年3月27日	2020年5月完成了自主验收工作		
4	克深地区固废填埋场	克深地区天然固废场工程建设项目	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2012]361号	2012年7月17日	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2014]249号	2014年6月

3.3.1 克拉2中央处理站

3.3.1 克拉2中央处理站概况

克拉2中央处理站包含在《克拉2气田克探1井区地面建设工程》内，该工程已于2014年11月14日由原国家环境保护部以环审[2014]299号文予以批复，2016年12月新疆维吾尔自治区环保厅以新环函[2016]2031号文进行了竣工环保验收。克拉2中央处理站天然气总处理规模为 $2000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、凝析油处理规模为 50 t/d 、气田水处理规模为 $2000 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

3.3.1.2 处理工艺

目前克拉2中央处理站设有1套规模为 $60 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$ 的集气装置、2套脱水脱烃装置，单套装置处理规模为 $1000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，2套脱固体杂质装置、2套乙二醇再生及注醇装置、1套凝析油处理装置(设计规模为 50 t/d)。天然气脱水脱

烃采用“注乙二醇”+“J-T 阀节流制冷”低温分离工艺，脱固体杂质采用化学反应吸附法，乙二醇再生循环使用。

(1) 原料气处理

原料天然气从集气装置来，进入脱水脱烃装置，经过原料气预冷器冷却后，进入原料气分离器分离。分离之后的湿净化天然气与乙二醇贫液接触，与自低温分离器顶部来的冷产品气进行逆流换热。经 J-T 阀节流后进入低温分离器分离。分离出的冷干气换热，换热后的产品气进入吸附塔，引出至产品气过滤器，其中的固体杂质与吸附剂产生化学反应被吸附。

从原料气分离器出来的烃液进入凝析油处理装置处理，从低温分离器出来的醇烃混合液进入乙二醇再生及注醇装置处理。

从脱水脱烃装置分离出来的醇烃液，分别进入乙二醇再生及注醇装置。醇烃液先加热，经换热后降压进入三相分离器，从三相分离器出来的闪蒸气作为燃料气输送至燃料气系统，分离出的未稳定凝析油进入凝析油处理装置，分离出的乙二醇富液进入富液缓冲罐。乙二醇富液经过滤、换热后，进入乙二醇再生塔再生。再生塔顶出来的蒸气经冷却后，经再生塔顶回流泵部分回流至塔顶，部分输至污水处理装置。

从集气装置来的气田水/凝析油混合物和脱水脱烃装置来的凝液节流，经过滤后进入气田水缓冲罐，进行一级闪蒸，闪蒸气进入燃料气系统，气田水进入污水处理装置。

从气田水缓冲罐分离出的凝析油节流后与乙二醇再生装置来的液烃混合换热，再进行二级闪蒸，闪蒸气直接排放到低压火炬，气田水进入污水处理装置。经二级闪蒸后得到的产品凝析油经泵提升后进入凝析油罐区储存。

工艺流程基本概况见图 3.3-1。

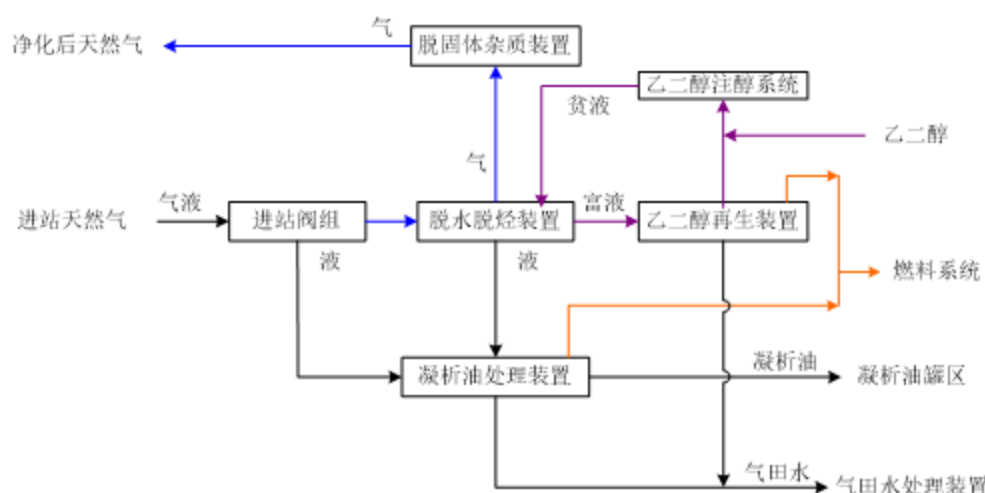


图 3.3-1 天然气处理工艺流程图

(2) 气田水处理

克拉2中央处理站生产污水装置设2座沉降罐，承担全厂的生产污水和气田水的沉降除油处理任务。污水处理采用“重力沉降除油”的处理工艺，设置2座1000m³重力沉降罐，含油污水带压进入重力沉降罐，在进入沉降罐之前投加破乳剂，以提高沉降效果，在气田开发前期，气田水较少，可保证较长的沉降时间，气田开发后期，气田产出水量增大，沉降时间至少能保证16小时，沉降除油处理过程中产生的油储存于收油罐中，经油泵提升到凝析油稳定装置处理回收。在气田运行初期，可两座沉降罐交替运行；待气田水量增大后可考虑两座沉降罐同时投入使用。

沉降处理中产生的油泥定期回收外运至塔里木油田绿色环保站处理。

气田水处理采用“重力沉降除油”的处理工艺处理后，气田水水质达到回注指标要求，经回注管线输送至克深106井和克深601井回注地层。日注水量均为500m³/d。

(3) 凝析油处理

克拉2中央处理站设1套凝析油处理装置(设计规模为50t/d)，处理从集气装置生产分离器来的气田水/凝析油混合物、脱水脱烃装置原料气分离器的凝液、乙二醇再生装置醇烃液三相分离器来的液烃和污油罐收集的污油。

从集气装置来的气田水/凝析油混合物和脱水脱烃装置来的凝液节流到1.0MPa，经本装置过滤器过滤后进入气田水缓冲罐，进行一级闪蒸，闪蒸气进

入燃料气系统，气田水进入污水处理装置。

从气田水缓冲罐分离出的凝析油节流到 50kPa 后与乙二醇再生装置来的液烃混合，进入凝析油换热器换热到 45℃，再进入凝析油三相分离器进行二级闪蒸，闪蒸气直接排放到低压火炬，气田水进入污水处理装置。

经二级闪蒸后得到的产品凝析油经泵提升后进入凝析油罐区储存，装满后经凝析油装车泵升压至凝析油装车系统装车外运。

3.3.1.3 依托可行性

拟建项目实施后天然气、凝析油及采出水由克拉2中央处理站处理，克拉2中央处理站运行负荷见表 3.3-2。

表 3.3-2 克拉2中央处理站规模表

克拉2中央处理站	设计规模	实际处理量	富余能力	拟建项目需处理量	依托可行性
天然气 $\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	2000	1300	700	80	可依托
采出水 m^3/d	2000	1200	800	99	可依托

由上表可知，克拉2中央处理站处理能力，可满足拟建项目生产需求，故拟建项目采出气及采出水依托克拉2中央处理站处理可行。

3.3.2 克拉苏钻试修废弃物环保处理站

3.3.2.1 克拉苏钻试修废弃物环保处理站概况

拟建项目产生的聚磺泥浆废弃物依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。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，中心地理坐标为东经 81° 31′ 47.33″，北纬 41° 42′ 33.37″，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聚磺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)，并于 2019 年 12 月 30 日取得竣工环境保护验收意见(阿地环函字[2019]834 号)。

3.3.2.2 处理工艺

废弃聚磺泥浆岩屑首先需在配浆池中加水配制成泥浆，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聚磺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。

3.3.2.3 依托可行性

克拉苏钻试修废弃物环保处理站运行负荷统计见表3.3-3。

表3.3-3 克拉苏钻试修废弃物环保处理站运行负荷统计表

序号	名称	设计规模 (m ³ /d)	现状处理量 (m ³ /d)	富裕量 (m ³ /d)	拟建项目需处理量(m ³ /d)	依托可行性
1	聚磺体系泥浆钻井岩屑	1000	350	650	6.1	可依托

由上表可知,克拉苏钻试修废弃物环保处理站可以满足拟建项目并处理要求,依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理可行。

3.3.3 中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站

3.3.3.1 中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站概况

中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站位于新疆阿克苏地区拜城县赛里木镇以北10公里处(中心坐标为N41°55′20.38″,E82°21′8.36″)。2018年3月27日,原新疆维吾尔自治区环境保护厅以“新环函[2018]373号”对该项目环境影响评价报告书予以批复。2020年5月6日取得江汉石油工程有限公司环保技术服务公司新建油基岩屑处理站建设项目竣工环境保护验收意见,2019年7月8日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅颁发的《危险废物经营许可证》(编号:6529260074)。

中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理规模为330m³/d,可以作为拟建项目废弃油基泥浆及钻井岩屑处理依托设施。中

石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站二期项目环评于2021年5月8日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅批复(新环函[2021]70号),并于2022年7月7日取得江汉石油工程有限公司新疆油基岩屑处理站改扩建项目竣工环境保护验收意见。

3.3.3.2 废弃油基泥浆及钻井岩屑处理工艺

油基岩屑处理工艺流程与油泥一致,热馏炉在隔绝空气的环境下对油基岩屑/油泥进行加热,采用物理热馏原理,物料在密闭无氧,微正压状态下经过外部间接加热,其中的碳氢化合物组分蒸发,与固相分离,随后对蒸发的油气进行冷却回收。

油基岩屑经过提升进料刮板机进入进料箱预热混合处理,实现物料均匀状态,通过专用往复泵输送至热馏炉。固相物料进入热蒸馏系统后,经过吸热,实现水分蒸发,油气的挥发,固相物料在反应器中停留适当的时间后,固相中的有机污染物被热蒸馏出来。热馏炉产生的气体进入油水尘固液分离器进行净化处理,冷凝的液体在油水尘固液分离器的下层进行固液分离,分离出的水进入循环水处理系统,处理后回用喷淋冷凝系统;分离出的油品进入回收油储罐;不凝气作为热馏炉燃料燃烧处理。热馏炉处理设备处理后的还原土出料温度大于300℃,采用间接冷却及加湿降温,采用新鲜水对还原土进行加湿降温。

3.3.3.3 依托可行性分析

中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站运行负荷统计见表3.3-4。

表 3.3-4 中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站运行负荷统计表

序号	名称	设计规模(m ³ /d)	现状富余处理量(m ³ /d)	拟建项目需处理量(m ³ /d)	依托可行性
1	废弃油基泥浆及钻井岩屑	321.6	105	9.26	可依托

由上表可知,中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站可以满足拟建项目钻井油基泥浆处理要求,拟建项目依托中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理可行。

3.3.4 克深地区天然固废填埋场

(1) 基本情况

克深地区天然固废填埋场位于阿克苏地区拜城县克孜尔乡，坐标为：北纬 $41^{\circ} 55' 23.8''$ ，东经 $82^{\circ} 27' 12.5''$ 。《克深地区天然固废场工程建设项目环境影响报告表》于 2012 年 7 月取得原阿克苏地区环境保护局批复（阿地环函字[2012]361 号），之后于 2014 年 6 月取得竣工环境保护验收批复（阿地环函字[2014]249 号）。

克深天然固废填埋场按照现有天然洼地，进行填挖、防渗处理，池内根据天然洼地地势进行分割，总容积 30 万 m^3 。该填埋场全部为工业固废场，主要处理钻井岩屑、水基泥浆、油基废钻井液资源综合利用站处理后的一般固体废物以及其他一般工业固废。

(2) 依托可行性

克深地区天然固废填埋场设计填埋容积 30 万 m^3 。克深地区天然固废填埋场处理能力校核与适应性分析见表 3.3-5。

表 3.3-5 克深地区天然固废填埋场处理能力校核与适应性分析表

站场	名称	最大处理量 (m^3)	现状处理量 (m^3)	富裕量 (m^3)	拟建项目需处理量 (m^3/a)	适应性
克深地区天然固废填埋场	一般工业固废	300000	40000	260000	0.375	可以满足拟建项目一般工业固废处置要求

由上表可知，克深地区天然固废填埋场可以满足拟建项目一般工业固废处理要求，拟建项目依托克深地区天然固废填埋场处理可行。

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。

拟建项目井场及管道建设内容均分布于阿克苏地区拜城县境内，区域以油气开采为主，现状占地类型主要为裸土地。工程选址区域周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点。拟建项目地理位置见附图 1，周边关系见附图 2。

4.1.2 地形地貌

克拉苏气田地处天山中段南麓，却勒塔格山北缘的山间盆地，地形地貌形成主要受地质构造控制。地势总的特征是：西北高东南低，北部天山主干海拔 1500m 以上，终年积雪，中间是一个狭长的拜城盆地，形成广阔的绿洲，南部为东西向的却勒塔格山脉。地貌形成过程是以第三纪末开始的新构造运动的抬升作用及新期褶皱作用为主导，以自第四纪以来强烈的干燥剥蚀、冰川的雕刻，流水的侵蚀堆积，风的吹蚀等为改造营力，塑造成现今地形复杂、形态多样的地貌景观。根据地貌成因及形态类型可划分为丘陵区 and 冲洪积平原区。

侵蚀、剥蚀作用丘陵区：分布于气田区北部，海拔在 1400~1500m，水流侵蚀、风化剥蚀作用强烈，发育沟谷，多呈“U”型，切割深度一般 50~80m，最大不超过 100m。地形起伏较大，向南倾斜。该区东北部发育雅丹地形，风蚀土堆普遍分布，一般高 2~8m，最高可达 10m，长轴与风向基本一致，长几米至数十米不等，宽 2~10m，四壁陡立。

冲洪积平原：分布于气田区南部，冲洪积平原与丘陵区接触，向南倾斜，地形平坦开阔，纵坡 0.7~1.2%，海拔高程 1200~1400m，地表植被较发育。气田区受地形地貌、地层岩性和气候特征的影响，发育河流及冲沟，纵贯低山丘陵区和平原区，由西向东依次为喀拉苏河、切得根艾肯沟、帕曼艾肯沟、玉树艾肯沟，河（沟）岸陡坎发育，陡坎一般高 5~8m，连续延伸。

4.1.3 水文与水文地质

(1) 地表水

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27.9亿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。

拟建项目评价范围内不涉及地表水体，克探101井东距克孜尔河8km。

(2) 地下水

拜城盆地为近东西向的大型新生代向斜拗陷盆地，基底为古近系一新近系，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。

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。

由卡普斯浪河、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该区地下水的形成、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。

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 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℃	8	年平均降水量	137.7mm
4	年极端最高/最低气温	39.0℃/-28.7℃	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 环境敏感区调查

环境敏感区包括需要特殊保护地区、生态敏感与脆弱区和社会关注区。根据调研，井场周边的环境敏感区主要包括生态保护红线区、水土流失重点治理区。

4.2.1 生态保护红线

生态保护红线指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线，通常包括具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙等功能的生态功能重要区域，以及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态环境敏感脆弱区域。

拟建项目东南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7.4km，不在红线内。拟建项目与生态保护红线位置关系示意图见附图5。

4.2.2 水土流失重点治理区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4号)，新疆共划分了2个自治区级重点预防区，4个自治区级重点治理区。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。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》和《关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4号)，拟建项目所在区域(拜城县)属于塔里木河流域水土流失重点治理区。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》，项目所在区域的水土保持基础功能类型是农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是防风固沙，为了实现水土保持主导功能，水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

拟建项目属于天然气开采项目，工程以施工期为主，具有临时性、短暂性特点，施工期井场采取砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险；对工程区域进行定时洒水抑尘；设置限行彩条旗，严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动；采取了完善的防沙治沙及水土保持措施。施工结束后，井场恢复和管沟回填，不会对区域的水土保持基础功能类型造成影响。

4.3 环境质量现状监测与评价

4.3.1 环境空气质量现状评价

4.3.1.1 基本污染物环境质量现状评价

本次评价根据收集了2022年1月1日至2022年12月31日期间阿克苏地区例行监测点的监测数据，并对各污染物的年评价指标进行环境质量现状评价，现状评价结果见表4.3-1所示。

表 4.3-1 阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
PM_{10}	年平均质量浓度	70	94	134.3	超标
$\text{PM}_{2.5}$	年平均质量浓度	35	41	117.1	超标
SO_2	年平均质量浓度	60	6	10.0	达标
NO_2	年平均质量浓度	40	24	60.0	达标
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000	2000	50.0	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度	160	133	83.1	达标

由表 4.3-1 可知,阿克苏地区 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 年均浓度值超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单(环境保护部公告 2018 年第 29 号)中二级标准要求,即项目所在区域为不达标区。季节性春季沙尘天气对环境空气质量影响很大,是造成空气质量不达标的主要因素。

4.3.1.2 其他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》(HJ2.2-2018)要求,结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征,本次评价设置 1 个环境空气质量现状监测点。监测点位基本信息见表 4.3-3,具体监测点位置见附图 2。

表 4.3-2 监测点位基本信息一览表

序号	监测点名称	坐标	方位/距离(km)	监测因子
				1 小时平均浓度
1	克探 103 井西北 0.5km 处			非甲烷总烃

(2) 监测时间及频率

监测点位监测时间为 2024 年 2 月 19 日~2 月 25 日,监测 7 天。非甲烷总烃 1 小时浓度每天采样 4 次,每次采样 60 分钟,具体为北京时间:4:00、10:00、16:00、22:00。

(3) 监测及分析方法

监测因子检测方法及检出限表见表 4.3-3。

表 4.3-3 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃测定 直接进样-气相色谱法》	《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》HJ 604-2017	mg/m ³	0.07

(4) 各污染物环境质量现状评价

① 评价因子

评价因子为非甲烷总烃。

② 评价方法

采用最大占标百分比，

计算公式为：

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

式中：P_i——i 评价因子最大占标百分比；

C_i——i 评价因子最大监测浓度 (mg/m³)；

C_{io}——i 评价因子评价标准 (mg/m³)。

③ 评价标准

非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准。

④ 其他污染物环境质量现状评价

根据监测点监测数据，其他污染物环境质量现状评价结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 其他污染物环境质量现状评价表

点位名称	污染物	平均时间	评价标准 (mg/m ³)	监测浓度范围 (mg/m ³)	最大浓度占标率/%	超标率/%	达标情况
克探103井西北0.5km处	非甲烷总烃	1小时	2.0	0.24~0.32	16	0	达标

根据监测结果，监测点非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准。

4.3.2 地下水环境现状监测

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，地下水环境

现状监测点应主要布设在建设项目场地、周围环境敏感点、地下水污染源以及对于确定边界条件有控制意义的地点。根据水文地质资料，区域位于低山丘陵区，潜水流向为由西北向东南方向，周边无地下水环境敏感点，结合区域地下水井分布情况，设置3个地下水监测点，水井分布位于区域西北侧、西南侧及东南侧，整体布置符合《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)要求。

4.3.2.1 地下水质量现状监测

4.3.2.1.1 监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表4.3-5，监测点具体位置见附图2。

表4.3-5 地下水监测点及监测因子一览表

监测点名称	坐标	监测对象	所处功能区	监测与调查项目		备注
				检测分析因子	监测因子	
1#		潜水	III类	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ ，共计8项	pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、挥发性酚类、耗氧量、氨氮、硫化物、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氰化物、氟化物、汞、砷、镉、铬(六价)、铅、石油类、总大肠菌群、细菌总数	地下水上游
2#						地下水侧游
3#						地下水下游

4.3.2.1.2 监测时间及频率

引用监测点位监测时间为2021年8月24日，监测1天，采样1次。

4.3.2.1.3 监测及分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)有关标准和规范执行，并给出各监测因子的分析方法及其检出浓度。分析方法、各因子检出限等详细情况见表4.3-6。

表 4.3-6 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表单位: mg/L (pH 除外)

序号	监测因子	检 测 方 法	最低检出浓度
1	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》(HJ1147-2020)	—
2	耗氧量	《生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标》(GB/T 5750.7-2006) 1.2 碱性高锰酸钾滴定法	0.05 mg/L
4	硝酸盐氮	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ/T 346-2007)	0.08 mg/L
5	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》(HJ 535-2009)	0.025 mg/L
6	亚硝酸盐氮	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》(GB 7493-87)	0.003 mg/L
7	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》(GB 7484-87)	0.05 mg/L
8	溶解性总固体	《地下水水质分析方法 第 9 部分: 溶解性固体总量的测定 重量法》(DZ/T 0064.9-2021)	—
9	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》(HJ 503-2009)	0.0003 mg/L
10	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》(HJ 1226-2021)	0.01 mg/L
11	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标》(GB/T 5750.5-2006) 4.1 异烟酸-吡唑酮分光光度法	0.002 mg/L
12	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》(GB 11911-89)	0.03 mg/L
13	锰		0.01 mg/L
14	镉	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》(GB 7475-87) 第二部分 螯合萃取法	0.001 mg/L
15	铅		0.01 mg/L
16	总硬度	《生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2006) 7.1 乙二胺四乙酸二钠滴定法	1.0 mg/L
17	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》(HJ 694-2014)	4×10^{-3} mg/L
18	砷		3×10^{-4} mg/L
19	铬(六价)	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》(GB/T 5750.6-2006) 10.1 二苯碳酰二肼分光光度法	0.004 mg/L
20	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ 970-2018)	0.01 mg/L
21	钾离子	《水质 可溶性阳离子 (Li^+ 、 Na^+ 、 NH_4^+ 、 K^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+}) 的测定 离子色谱法》(HJ 812-2016)	0.02 mg/L
22	钠离子		0.02 mg/L
23	钙离子		0.03 mg/L
24	镁离子		0.02 mg/L
25	碳酸根	《地下水水质分析方法 第 49 部分: 碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》(DZ/T 0064.49-2021)	1 mg/L
26	碳酸氢根		1 mg/L
27	氯离子	《水质 无机阴离子 (F^- 、 Cl^- 、 NO_2^- 、 Br^- 、 NO_3^- 、 PO_4^{3-} 、 SO_4^{2-} 、 SO_3^{2-}) 的测定 离子色谱法》(HJ 84-2016)	0.007 mg/L
28	硫酸根离子		0.018 mg/L

续表 4.3-6 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表单位: mg/L (pH 除外)

序号	监测因子	检测方法	最低检出浓度
29	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 微生物指标》 (GB/T 5750.12-2006) 2.1 多管发酵法	—
30	菌落总数	《生活饮用水标准检验方法 微生物指标》 (GB/T 5750.12-2006) 1.1 平皿计数法	—

4.3.2.2 地下水质量现状评价

4.3.2.2.1 评价方法

①采用单因子标准指数法, 其计算公式为:

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

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值, mg/L;

C_{oi} ——第 i 个水质因子的标准浓度值, mg/L。

②对于 pH 值, 评价公式为:

$$P_{\text{pH}} = (7.0 - \text{pH}_i) / (7.0 - \text{pH}_{\text{sd}}) \quad (\text{pH}_i \leq 7.0)$$

$$P_{\text{pH}} = (\text{pH}_i - 7.0) / (\text{pH}_{\text{su}} - 7.0) \quad (\text{pH}_i > 7.0)$$

式中: P_{pH} ——pH 的标准指数, 无量纲;

pH_i —— i 监测点的水样 pH 监测值;

pH_{sd} ——评价标准值的下限值;

pH_{su} ——评价标准值的上限值。

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

4.3.2.2.2 水质监测及评价结果

(1) 地下水质量现状监测与评价

地下水质量现状监测与评价结果见表 4.3-7。

表 4.3-7 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

检测项目	标准值		1#	2#	3#
pH	$6.5 \leq \text{pH} \leq 8.5$	监测值	7.1	8.4	7.2
		标准指数	0.07	0.93	0.13
总硬度	标准值 ≤ 450	监测值	336	279	342
		标准指数	0.75	0.62	0.76
溶解性总固体	标准值 ≤ 1000	监测值	513	422	502
		标准指数	0.51	0.42	0.50
氨氮	标准值 ≤ 0.5	监测值	未检出	0.26	0.028
		标准指数	—	0.520	0.056
耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)	标准值 ≤ 3	监测值	1.17	1.10	0.98
		标准指数	0.39	0.37	0.33
硝酸盐 (以 N 计)	标准值 ≤ 250	监测值	1.14	未检出	1.60
		标准指数	0.005	—	0.006
亚硝酸盐 (以 N 计)	标准值 ≤ 1	监测值	未检出	0.008	0.003
		标准指数	—	0.008	0.003
氟化物	标准值 ≤ 1	监测值	0.38	0.38	0.49
		标准指数	0.38	0.38	0.49
铅	标准值 ≤ 0.01	监测值	0.0081	未检出	0.0034
		标准指数	0.81	—	0.34
镉	标准值 ≤ 0.005	监测值	0.0013	0.0015	0.0012
		标准指数	0.26	0.30	0.24
铁	标准值 ≤ 0.3	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—
锰	标准值 ≤ 0.1	监测值	未检出	未检出	0.01
		标准指数	—	—	0.1
氯化物	标准值 ≤ 250	监测值	88.4	70.9	66.6
		标准指数	0.35	0.28	0.27
硫酸盐	标准值 ≤ 250	监测值	161	143	192
		标准指数	0.64	0.57	0.77
挥发酚	标准值 ≤ 0.002	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—

续表 4.3-7 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

检测项目	标准值		1#	2#	3#
六价铬	标准值 ≤ 0.05	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—
氰化物	标准值 ≤ 0.05	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—
汞	标准值 ≤ 0.001	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—
砷	标准值 ≤ 0.01	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—
石油类	标准值 ≤ 0.05	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—
硫化物	标准值 ≤ 0.02	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—
总大肠菌群	标准值 ≤ 3	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—
菌落总数	标准值 ≤ 100	监测值	53	44	40
		标准指数	0.53	0.44	0.40
井深(m)			80.0	50.0	80.0
水位埋深(m)			62.5	32.5	58.7

注：ND 为未检出。

由表 4.3-7 分析可知，各监测点监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类水质要求，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准要求。

(2) 地下水离子检测结果与评价

地下水离子检测结果见表 4.3-8。

表 4.3-8 地下水检测分析因子分析结果一览表 单位：mg/L

项目		1#	2#	3#
监测值 (mg/L)	K^+Na^+	79.51	66.75	28.99
	Ca^{2+}	93.6	77.4	100
	Mg^{2+}	21.3	18.8	18.4

续表 4.3-8 地下水检测分析因子分析结果一览表 单位: mg/L

项目		1#	2#	3#
监测值 (mg/L)	CO_3^{2-}	—	5	—
	HCO_3^-	155	157	157
	Cl^-	88.4	70.9	66.6
	SO_4^{2-}	161	143	192
毫克当量百 分比(%)	$\text{K}^+ + \text{Na}^+$	39.37	37.94	17.03
	Ca^{2+}	49.39	49.94	70.08
	Mg^{2+}	11.24	12.13	12.89
	CO_3^{2-}	0	1.33	0
	HCO_3^-	38.33	41.77	37.78
	Cl^-	21.86	18.86	16.03
	SO_4^{2-}	39.81	38.04	46.20

(3) 地下水质量现状监测结果统计分析

潜水监测井各监测因子最大值、最小值、均值、标准差、检出率和超标率见表 4.3-9。

表 4.3-9 地下水监测统计分析结果一览表 mg/L pH(无量纲)

项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
pH	8.4	7.1	7.567	0.591	100	0
总硬度	342	279	319.000	28.390	100	0
溶解性总固体	513	422	479.000	40.554	100	0
氨氮	0.26	未检出	—	—	66.7	0
耗氧量(COD_{Mn} 法, 以 O_2 计)	1.17	0.98	1.083	0.078	100	0
硝酸盐 (以 N 计)	1.6	未检出	—	—	66.7	0
亚硝酸盐 (以 N 计)	0.008	未检出	—	—	66.7	0
氟化物	0.49	0.38	0.417	0.052	100	0
铅	0.0081	未检出	—	—	66.7	0
镉	0.0015	0.0012	0.001	0.000	100	0
铁	0	0	0	0	0	0
锰	0.01	未检出	—	—	33.3	0

续表 4.3-9 地下水监测统计分析结果一览表 mg/L pH(无量纲)

项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
氯化物	88.4	66.6	75.300	9.428	100	0
硫酸盐	192	143	165.333	20.237	100	0
挥发酚	0	0	0	0	0	0
六价铬	0	0	0	0	0	0
氰化物	0	0	0	0	0	0
汞	0	0	0	0	0	0
砷	0	0	0	0	0	0
石油类	0	0	0	0	0	0
硫化物	0	0	0	0	0	0
总大肠菌群	0	0	0	0	0	0
菌落总数	53	40	45.667	5.437	100	0

4.3.3 声环境现状监测与评价

4.3.3.1 声环境质量现状监测

(1) 监测点布设

为了说明场地声环境质量现状,本次在井场进行声环境质量现状监测数据。具体布置情况见表 4.3-10 和附图 2。

表 4.3-10 噪声监测布置情况一览表

序号	监测点名称	监测点位(个)	监测因子
1	克探101井	1	$L_{Aeq,T}$

(2) 监测因子

等效连续 A 声级。

(3) 监测时间及频率

2024 年 2 月 19 日,昼间、夜间各监测一次。昼间监测时段为 8:00~24:00,夜间监测时段为 24:00~次日 08:00,每次噪声监测时间 1 分钟。

(4) 监测方法

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的规定进行。

4.3.3.2 声环境质量现状评价

(1) 评价方法

采用等效声级与相应标准值比较的方法进行，项目所在区域井场周边执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类区标准。

(2) 声环境现状监测及评价结果

噪声监测点声环境现状监测及评价结果见表4.3-11。

表4.3-11 声环境质量现状监测及评价结果一览表 单位：dB(A)

序号	监测点位置	昼间			夜间		
		监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果
1	克探101井	40	60	达标	38	50	达标

由表4.3-11分析可知，井场监测值昼间为40dB(A)，夜间为38dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类区标准要求。

4.3.4 土壤环境现状监测与评价

4.3.4.1 土壤环境现状监测

(1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，项目所在地不属于土壤盐化、酸化、碱化的区域，属于污染影响型项目。根据项目位置 and HJ964-2018布点要求，本评价在占地范围内设置3个表层样监测点，土壤类型均为棕漠土。土壤监测布点符合HJ964-2018中污染影响型项目布点要求。

(2) 监测项目

各监测点主要监测因子见表4.3-12。

表4.3-12 监测点位及监测因子一览表

分类	序号	采样区名称	采样层位	监测因子
占地范围内	1#	克探102井拟建空地1#	表层样	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]蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C ₂₅ -C ₄₀)、盐分含量

续表 4.3-12 监测点位及监测因子一览表

分类	序号	采样区名称	采样层位	监测因子
占地范围内	2#	克探103井拟建空地2#	表层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量
	3#	克探101井井场内	表层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量

(3) 监测时间及频率

监测时间为 2024 年 2 月 19 日，采样一次。

(4) 采样方法

采集表层样 0.2m。

(5) 监测及分析方法

土壤监测方法参照《土壤环境监测技术规范》(HJ/T166-2004)、《建设用地土壤污染状况调查技术导则》(HJ25.1-2019)、《建设用地土壤污染风险管控和修复监测技术导则》(HJ25.2-2019)要求进行。分析方法参照《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中有关要求进行。

检测分析方法及检出限见表 4.3-13。

表 4.3-13 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
1	土壤	pH	《土壤 pH 值的测定 电位法》(HJ962-2018)	PHSJ-4F 实验室 pH 计	—
2		砷	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ680-2013)	AFS-8520 原子荧光光度计	0.01mg/kg
3		镉	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)	GGX-830 原子吸收分光光度计	0.01mg/kg
4		铬(六价)	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》(HJ 1082-2019)		0.5mg/kg
5		铜	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》(HJ 491-2019)		1mg/kg
6		铅	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)		0.1mg/kg

续表 4.3-13 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
7	土壤	汞	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	AFS-8520 原子荧光光度计	0.002mg/kg
8	土壤	镍	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》(HJ 491-2019)	GGX-830 原子吸收分光光度计	3mg/kg
9		四氯化碳	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.3×10^{-3} mg/kg
10		氯仿			1.1×10^{-3} mg/kg
11		氯甲烷			1.0×10^{-3} mg/kg
12		1,1-二氯乙烷			1.2×10^{-3} mg/kg
13		1,2-二氯乙烷			1.3×10^{-3} mg/kg
14		1,1-二氯乙烯			1.0×10^{-3} mg/kg
15		顺-1,2-二氯乙烯			1.3×10^{-3} mg/kg
16		反-1,2-二氯乙烯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.4×10^{-3} mg/kg
17		二氯甲烷			1.5×10^{-3} mg/kg
18		1,2-二氯丙烷			1.1×10^{-3} mg/kg
19		1,1,1,2-四氯乙烷			1.2×10^{-3} mg/kg
20		1,1,2,2-四氯乙烷	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	1.2×10^{-3} mg/kg
21		四氯乙烯			1.4×10^{-3} mg/kg
22		1,1,1-三氯乙烷			1.3×10^{-3} mg/kg
23		1,1,2-三氯乙烷			1.2×10^{-3} mg/kg
24		三氯乙烯			1.2×10^{-3} mg/kg
25		1,2,3-三氯丙烷			1.2×10^{-3} mg/kg
26		氯乙烯			1.0×10^{-3} mg/kg
27		苯			1.9×10^{-3} mg/kg
28		氯苯			1.2×10^{-3} mg/kg
29		1,2-二氯苯			1.5×10^{-3} mg/kg
30		1,4-二氯苯			1.5×10^{-3} mg/kg

续表 4.3-13 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
31	土壤	乙苯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	1.2×10 ⁻³ mg/kg
32		苯乙烯			1.1×10 ⁻³ mg/kg
33		甲苯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.3×10 ⁻³ mg/kg
34		间-二甲苯+对-二甲苯			1.2×10 ⁻³ mg/kg
30		邻-二甲苯			1.2×10 ⁻³ mg/kg
31		乙苯			1.2×10 ⁻³ mg/kg
32		苯乙烯			1.1×10 ⁻³ mg/kg
33		甲苯			1.3×10 ⁻³ mg/kg
34		间-二甲苯+对-二甲苯			1.2×10 ⁻³ mg/kg
35		邻-二甲苯			1.2×10 ⁻³ mg/kg
36		硝基苯	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》(HJ 834-2017)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	0.09mg/kg
37		苯胺			0.09mg/kg
38		2-氯酚			0.06mg/kg
39		苯并[a]蒽			0.1mg/kg
40		苯并[a]芘			0.1mg/kg
41		苯并[b]荧蒽	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》(HJ 834-2017)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	0.2mg/kg
42		苯并[k]荧蒽			0.1mg/kg
43		蒽			0.1mg/kg
44		二苯并[a, h]蒽			0.1mg/kg
45		茚并[1, 2, 3-cd]芘			0.1mg/kg
46		萘			0.09mg/kg
47		石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	《土壤和沉积物 石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)的测定 气相色谱法》(HJ 1021-2019)	8860 气相色谱仪	6mg/kg
48		全盐量	《森林土壤水溶性盐分分析》(LY/T 1251-1999) 3.1 质量法	BSA124S 电子天平	—

4.3.4.2 土壤环境质量现状评价

(1) 评价方法：采用标准指数法，其计算公式为：

$$P_i = C_i / S_i$$

式中： P_i —土壤中污染物 i 的单因子污染指数；

C_i —监测点位土壤中污染物 i 的实测浓度，单位与 S_i 一致；

S_i —污染物 i 的标准值或参考值。

(2) 评价标准

执行《土壤环境质量标准 建设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标准。

(3) 土壤环境现状监测结果与评价

拟建项目所在区域土壤环境现状监测及评价结果见表 4.3-14、表 4.3-15。

表 4.3-14 占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表 单位：mg/kg

监测因子			监测点 克探102井拟 建空地1#	监测因子			监测点 克探102井拟建 空地1#
采样深度			0.2m	采样深度			0.2m
pH	—	监测值	7.89	乙苯	筛选值 ≤28	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
汞	筛选值 ≤38	监测值	0.151	苯乙烯	筛选值 ≤1290	监测值	未检出
		标准指数	0.0040			标准指数	—
砷	筛选值 ≤60	监测值	8.53	甲苯	筛选值 ≤1200	监测值	未检出
		标准指数	0.14			标准指数	—
铅	筛选值 ≤800	监测值	12.7	间二甲苯+对二甲苯	筛选值 ≤570	监测值	未检出
		标准指数	0.016			标准指数	—
镉	筛选值 ≤65	监测值	0.11	邻二甲苯	筛选值 ≤640	监测值	未检出
		标准指数	0.0017			标准指数	—
镍	筛选值 ≤900	监测值	37	四氯乙烯	筛选值 ≤53	监测值	未检出
		标准指数	0.041			标准指数	—
铜	筛选值 ≤18000	监测值	14	1,2,3-三氯丙烷	筛选值 ≤0.5	监测值	未检出
		标准指数	0.00078			标准指数	—
四氯化碳	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出	1,1,1-三氯乙烷	筛选值 ≤840	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—

续表 4.3-14 占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表 单位:mg/kg

监测因子			监测点 克探102井拟 建空地1#	监测因子			监测点 克探102井拟建 空地1#
采样深度			0.2m	采样深度			0.2m
氯仿	筛选值 ≤0.9	监测值	未检出	氯苯	筛选值 ≤270	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,1-二氯 乙烷	筛选值 ≤9	监测值	未检出	2-氯酚	筛选值 ≤2256	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,2-二氯 乙烷	筛选值 ≤5	监测值	未检出	苯并[a] 蒽	筛选值 ≤15	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,1-二氯 乙烯	筛选值 ≤66	监测值	未检出	苯并[a] 芘	筛选值 ≤1.5	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
顺1,2-二 氯乙烯	筛选值 ≤596	监测值	未检出	苯并[b] 荧蒽	筛选值 ≤15	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
反1,2-二 氯乙烯	筛选值 ≤54	监测值	未检出	苯并[k] 荧蒽	筛选值 ≤151	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
二氯甲烷	筛选值 ≤616	监测值	未检出	蒽	筛选值 ≤1293	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,2-二氯丙 烷	筛选值 ≤5	监测值	未检出	二苯并 [a,h]蒽	筛选值 ≤1.5	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,1,1,2- 四氯乙烷	筛选值 ≤10	监测值	未检出	茚并 (1,2,3 -c,d)芘	筛选值 ≤15	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,1,2,2- 四氯乙烷	筛选值 ≤6.8	监测值	未检出	萘	筛选值 ≤70	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,1,2-三 氯乙烷	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出	六价铬	筛选值 ≤5.7	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
三氯乙烯	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出	氯甲烷	筛选值 ≤37	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
氯乙烯	筛选值 ≤0.43	监测值	未检出	硝基苯	筛选值 ≤76	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
苯	筛选值 ≤4	监测值	未检出	苯胺	筛选值 ≤260	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,2-二氯苯	筛选值 ≤560	监测值	未检出	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	筛选值 ≤4500	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—

续表 4.3-14 占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表 单位:mg/kg

监测因子			监测点 克探102井拟 建空地1#	监测因子			监测点 克探102井拟建 空地1#
采样深度			0.2m	采样深度			0.2m
1,4-二氯苯	筛选值 ≤20	监测值	未检出	全盐量 (g/kg)	—	—	0.4
		标准指数	—				

表 4.3-15 占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表 单位:mg/kg

检测项目		检测结果	
		克探103井拟建空地2#	克探101井井场内
采样深度		0.2	0.2
石油烃 (C ₂₅ -C ₄₀)	监测值	未检出	20
	筛选值	4500	4500
	标准指数	—	0.0044
盐分含量	监测值	0.1	0.7

由表 4.3-14 和 4.3-15 分析可知,占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值。

4.3.5 生态环境调查与评价

4.3.5.1 生态系统调查

4.3.5.1.1 生态系统类型

结合野外调查情况,根据《全国生态状况调查评估技术规范 生态系统遥感解译与野外核查》(HJ1166-2021)的分类方法,对评价区生态系统进行分类,项目评价范围生态系统为荒漠生态系统,生态系统结构简单。

4.3.5.1.2 生态系统特征

荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型,分布非常广泛。荒漠地区为极端大陆性气候,年降水量大都在 250mm 以下,降水变率很大,蒸发量大于降水量许多倍。温度变化剧烈,尤以日夜温差最大。并多有风沙与尘暴出现。土壤中营养物质比较贫乏。群落的植物种类贫乏、结构简单、覆盖度低,有些地面完全裸露。由于食物资源比较单调和贫乏,动物的种类不多,数量也少。

4.3.5.2 土地利用现状调查及评价

根据遥感调查结果,采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析,即将遥感影像与线路进行叠加,根据《土地利用现状分类》(GB/T21010-2017),以确定项目区内的土地利用类型,并统计各类土地利用类型的面积,将成果绘制成土地利用现状图。

4.3.5.3 土壤类型及分布

根据国家土壤信息服务平台发布的中国1公里发生分类土壤图(数据来源:二普调查,2016年),《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类及现场踏勘结果,评价区土壤类型主要为石膏棕漠土,区域土壤类型分布见附图8。

石膏棕漠土属于地带性土壤,在克探1井区的南部山前冲洪积扇上分布。拟建项目区棕漠土为石膏棕漠土亚类,地表为残积、坡积的盐屑层所覆盖,棕漠土粗骨性强,孔状结皮层,片状-鳞片状及红棕色紧实层发育弱,甚至缺失,在强烈风蚀作用下,地表多具有细小风蚀沟。其剖面如下:

0~0.3cm,灰棕色,砂质壤土,松脆,干多海绵状孔隙,薄结皮层。

0.3~5cm,灰棕色,砂质壤土夹有中量砾石,弱片状结构,干,较松,海绵状孔隙,过渡明显。

5~16cm,灰棕色略显红棕,砂质壤土夹有多量砾石,有大量蜂窝状孔隙。

16~29cm,杂色,细土极少,主要有砂砾石组成,干,稍紧。

29~100cm,棕黄夹红棕色斑块,干,含大量钠硝石和少量砾石,细粒多呈小透镜体状存在,含少量结核状新生体,向下过渡明显。

土壤中有机质含量低,土壤贫瘠,地表植被稀疏。

4.3.5.4 植被类型及分布

(1) 区域自然植被区系类型

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 4.3-17。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》，评价区有保护植物 1 种，膜果麻黄为自治区 I 级保护植物。

表 4.3-16 区域野生植物情况一览表

科	种名	拉丁名	保护级别
麻黄科 <i>Ephedraceae</i>	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i>	自治区 I 级保护植物
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>	—
	合头草	<i>Sympegma regelii Bunge</i>	—
怪柳科 <i>Tamaricaceae</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>Sophora alopecuroides</i>	—
	苦马豆	<i>Sphaerophysa 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 harmala</i>	—
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>	—
胡颓子科 <i>Elaeagnaceae</i>	尖果沙枣	<i>Elaeagnus oxycarpa</i>	—
	大沙枣	<i>E. Moenchii</i>	—
茄科 <i>Solanaceae</i>	黑刺	<i>Lycium ruthenicum</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>	—
	小菊	<i>Cirsium setosum</i>	—
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>	—
禾本科 <i>Gramineae</i>	芦苇	<i>Phragmites communis</i>	—
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophragmites</i>	—
	拂子茅	<i>Calamagrostis epigeios</i>	—

续表 4.3-16 区域野生植物情况一览表

科	种名	拉丁名	保护级别
禾本科 <i>Gramineae</i>	獐毛	<i>Aeluropus litoralis</i>	—
	赖草	<i>Aneurolepidium seealinud</i>	—
	猪毛菜	<i>Salsola collina</i> Pall	—
	戈壁针茅	<i>Stipa tianschanica</i> Roshev	—

拟建项目评价范围内植被以灌木和半灌木植物居多。评价范围内未见保护植物膜果麻黄分布，分布多为琵琶柴、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%。植被类型见附图 7。

表 4.3-17 重要野生植物调查结果统计表

序号	物种名称 (中文名/ 拉丁名)	保护级 别	濒危 级别	特有种 (是/ 否)	极小种群 野生植物 (是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情况(是/ 否)
1	膜果麻黄 (<i>Ephedra przewalskii</i>)	自治区 I 级	无危 LC	否	否	常生于干燥 沙漠地区及 干旱山麓、 多砂石的盐 碱土等	现场调查、 文献记录、 历史调查 资料	本项目不占用；多 分布于水分稍充足 区域，本次现状 调查中评价范围 内未见

4.3.5.5 野生动物现状评价

拟建项目位于塔里木盆地北部，塔克拉玛干沙漠的西北缘，地貌为山前倾斜戈壁洪积平原。按中国动物地理区划分级标准，评价区域属于古北界、哈萨克斯坦区、天山山地亚区、中天山小区。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 4.3-18。

表 4.3-18 项目区域主要动物种类及分布

中文名	学名	居住特性	分布及频度
			戈壁
两栖、爬行类	4 种		
绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>		++
南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>		++
密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>		++
荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>		++

续表 4.3-18

项目区域主要动物种类及分布

中文名	学名	居住特性	分布及频度
			戈壁
鸟类	19种		
鸢	<i>Milvus korschun</i>	R	+
苍鹰	<i>Accipiter gentiles</i>	B	±
普通鵟	<i>Buteo buteo</i>	W	+
红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	R	+
凤头麦鸡	<i>Vanellus vanellus</i>	B	±
毛脚沙鸡	<i>Syrrhates paradoxus</i>	R	+
原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+
沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	R	++
凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	R	++
角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+
云雀	<i>Alauda arvensis</i>	B	±
白鹡鸰	<i>Motacilla alba</i>	B	+
红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	B	±
黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>	S	++
寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	±
小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>	B	±
树麻雀	<i>Passer montanus</i>	R	+
黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R	+
漠雀	<i>Rhodopechys githagineus</i>	B	+
哺乳类	7种		
草兔	<i>Lepus capensis</i>	—	++
三趾跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	—	±
长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>	—	+
子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	—	+
狼	<i>Canis lupus</i>	—	±
鹅喉羚	<i>Gazalla subutturosa</i>	—	±
赤狐	<i>Vulpes vulpes</i>	—	±

注：(1) R——留鸟 B——繁殖鸟 W——冬候鸟 S——夏候鸟
 (2) ±：偶见种类 +：常见种 ++：多见种

该区域共有国家和自治区保护动物 2 种，评价区域重点野生动物调查结果见表 4.3-19。

表 4.3-19 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(是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情况(是/否)
1	鹅喉羚 <i>Gazella subgutturosa</i>	国家 II 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
2	苍鹰 <i>Accipiter gentilis</i>	国家 II 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，次生林中也比较常见。也见于山前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

区域重要野生动物为国家二级保护动物鹅喉羚、苍鹰。鹅喉羚在整个气田区均有分布，分布范围广，分布数量较多。由于区域北接天山山区，南接绿洲盆地，地处干旱荒漠区，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、苍鹰出没，主要为伴人动物，如麻雀、啮齿类动物。

4.3.5.7 水土流失重点治理区

(1) 水土流失重点防治分区

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和《关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号)，项目所在区域(拜城县)位于塔里木河流域水土流失重点治理区。

(2) 水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区 2018 年自治区级水土流失动态监测报告》，拜城

县沙化土地总面积为 241394.1hm²，占拜城县国土总面积的 15.18%。其中：固定沙地 238.13hm²，占 0.099%；风蚀残丘 11217.61hm²，占 4.65%；风蚀劣地 3hm²，占 0.001%；戈壁 229935.71hm²，占 95.25%。

根据《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190—2007)，结合项目区的地理位置、地形地貌、气候特征、河流特征、土壤、植被及周围环境特点等具体情况进行分析，该区域水土流失类型以中度水力侵蚀为主，土壤侵蚀模数背景值取为 2600t/km²·a。根据现场调查及土壤侵蚀背景值，确定项目区容许土壤流失量取值为 2200t/km²·a。

(3) 水土保持基础功能类型

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》，项目所在区域(拜城县)的水土保持基础功能类型是水源涵养、农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护、水源涵养，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为“三河”中塔里木河源流阿克苏河中高山区的水源涵养区天然林草进行封禁保护，塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、城郊清洁型小流域建设以及库-拜地区煤炭行业、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

(4) 水土流失预防范围

项目所在区域(拜城县)水土流失预防范围为：塔里木盆地北部山区天然林区、天然草场，开都河、阿克苏河、渭干河等主要河流天然河谷林草区，国家及自治区确定的自然资源开发区域，天山南坡行业带，天然胡杨林区，绿洲外围的天然荒漠林草区，区域内国家及自治区级的自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要野生植物资源原生境保护区等。

(5) 水土流失预防对象

项目所在区域(拜城县)水土流失预防对象为：①天然林草、植被覆盖率较高的人工林、草原、草地。②主要河流的两岸河谷林草以及湖泊和水库周边植物保护带。③植被或地貌人为破坏后，难以恢复和治理的地带。④水土流失严重、生态脆弱的区域可能造成水土流失的生产建设活动。⑤重要的水土流失综合防治成果。⑥重要野生植物资源原生境保护区。

(6) 水土流失预防措施

项目所在区域(拜城县)水土流失预防措施为:在塔里木河等主要河流产流、汇流区域加强对河谷林草的保护,对退化草场进行生态修复,合理利用草场资源,发展人工饲草料基地的建设,实施以电代柴工程,保护河谷林草。

(7) 水土流失治理范围与对象

项目所在区域(拜城县)水土流失治理范围与对象为:①国家级及自治区级水土流失重点治理区;②绿洲外围风沙防治区;③河流沿岸水蚀区、湖泊周边区;④水土流失严重并具有土壤保持、拦沙减沙、蓄水保水、防灾减灾等水土保持功能的区域;⑤城镇周边水土流失频发、水土流失危害严重的小流域;⑥生产建设项目,尤其是资源开发、农林开发、城镇建设、工业园建设;⑦其他水土流失较为严重,对当地或者下游经济社会发展产生严重影响的区域。

(8) 水土流失治理措施

项目所在区域(拜城县)水土流失治理措施为:加强流域水资源统一管理、保证生态用水,在加强天然林草建设和管护的同时,对天然林草进行引洪灌溉,促进天然林草的恢复和更新,提高乔灌的郁闭度和草地的覆盖度,为区域经济的可持续发展提供保障。

拟建项目类型属于天然气开采项目,以施工期为主,具有临时性、短暂性特点,施工期井场采取砾石压盖,砾石压盖能有效减少风力侵蚀,降低水土流失风险;设置限行彩条旗,严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围,减轻对周边区域的扰动;管道施工结束后回覆,对管道工程区施工扰动区域采取场地平整措施,降低地面粗糙度,增加土壤抗蚀性;单独敷设管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方,拟建项目对临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施;为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围,减轻对周边区域的扰动,在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界,以避免增加对地表的扰动和破坏;对区域进行定时洒水,减少施工过程中因风蚀造成的水土流失,在风季施工期内,增加洒水防护措施。采取完善的防沙治沙及水土保持措施,不会对区域的水土保持基础功能类型造成影响。

4.3.5.8 主要生态问题调查

项目评价区域降水量少，植被覆盖率低，干旱和半干旱是生态环境的主要特征，生态环境较为脆弱。本次评价针对克探1井区的现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题包括以下几方面：

(1) 水土流失问题

项目区气候干热，降雨少，蒸发量大，植被覆盖度较低，由于森林和草地被破坏，加剧了土壤侵蚀，水土流失是评价范围内的主要生态环境问题之一。

(2) 土地沙漠化问题

项目区目前主要的生态问题为土地沙漠化，沙漠化主要是指在干旱多风的沙质和沙壤质地表土壤条件下，由于地下水位较高，人类强度活动破坏了脆弱生态系统的平衡，造成地表出现以风沙活动为主要标志的土地退化，从而引起沙质地表、沙丘等的活化，导致生物多样性减少、生物生产力下降、土地生产潜力衰退以及土地资源丧失，项目区沙漠化的形成主要是因风蚀所致。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

气田开发过程中施工内容主要为钻井工程、地面工程建设、集输管道敷设等，不同的施工阶段，除有一定量的施工机械进驻现场外，还伴有一定量物料运输作业，从而产生施工废气、施工废水、施工噪声和一定量的建筑垃圾。此外，物料运输也将对运输路线两侧一定范围内大气、声环境产生不利影响；油气田地面工程施工过程中除永久占地外，为了施工方便还将有一部分临时占地，新建井场呈点状分布在开发区块内，集输管线地下敷设，在生态影响方面表现为占用土地，改变土地利用类型，扰动占地区域周边或两侧生境。

5.1.1 施工废气影响分析

5.1.1.1 施工废气来源及影响分析

(1) 施工扬尘

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、管沟开挖、管道铺设及道路建设，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) 焊接烟气、机械设备和车辆废气

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 、 NO_x 及 CH_4 等；金属材质管道连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。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) 钻井及储层改造废气

钻井过程使用油基泥浆过程中，会产生无组织非甲烷总烃；钻井酸化压裂作业过程中需使用酸化压裂液，会产生无组织 HCl 等。

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委托有资质单位接收处置，减少在现场存储时间。

(4) 测试放喷废气

钻井结束时需进行油气测试，会产生测试放喷废气，依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2d 时间。

放喷期间油气通过分离器分离，凝析油进入罐储存，分离出的气体燃烧放空，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低放空气的毒性。

(5) 环境影响分析

气田开发阶段，钻井工程、地面工程，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，拟建项目地面工程施工活动范围区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、钻井及储层改造废气、测试放喷废气、焊接烟气、机械设备车辆尾气对区域环境空气可接受，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。

5.1.1.2 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《关于印发新疆维吾尔自治区重污染天气应急

预案(修订版)》(新政办发[2019]96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》(XJJ000-2019)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,可较大限度地降低施工扬尘对周围环境的影响。

表 5.1-1 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、举报电话等信息	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
2	密闭苫盖措施	①建筑材料采用密闭存储、设置围挡、采用防尘布苫盖等措施; ②建筑垃圾采用覆盖防尘布、防尘网、定期喷水压尘等措施	
3	物料运输车辆密闭措施	①进出工地的物料、渣土、垃圾运输车辆,应尽可能采用密闭车斗,并保证物料不遗撒外漏。若无密闭车斗,物料、垃圾、渣土的装载高度不得超过车辆槽帮上沿,车斗应用苫布遮盖严实; ②装卸和运输渣土、砂石、建筑垃圾等易产生扬尘污染物料的,应当采取完全密闭措施	
4	洒水抑尘措施	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,同时作业处覆以防尘网 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	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
5	重污染天气应急预案	III级(黄色)预警: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: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,禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶 I级(红色)预警: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,禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶;实施高排放车辆限行(应急及执行任务的特种车辆除外);重点区域重点企业按照错峰运输方案减少柴油货车进出厂区,原则上不允许柴油货车进出厂区(保证安全生产运行、运输民生保障物资或特殊需求产品,以及为外贸货物、进出境旅客提供集疏运服务的国五及以上排放标准的车辆除外)。	《关于印发新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案(修订版)》(新政办发[2019]96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。

(3) 钻井及储层改造废气污染防治措施

使用油基泥浆、酸化液过程中,要求全部采用密闭罐存放,产生的废油基

泥浆岩屑和废酸化液及时委托有资质单位接收处置，减少在现场存储时间。

(4) 测试放喷废气污染防治措施

①放喷期间油气通过分离器分离，凝析油进入罐储存，分离出的气体燃烧放空。

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。

5.1.2 施工噪声影响分析

5.1.2.1 噪声源及其影响预测

(1) 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、设备吊运安装、道路修建、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，以及钻井工程钻机、泥浆泵和发电机运转过程产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表 A.2 和类比油田开发工程中井场、内部道路、管线铺设和钻井工程实际情况，项目施工期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.1-2、5.1-3。

表 5.1-2 钻井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	钻机	ZJ70D	53	50	10	90/5	基础减振	昼夜
2	泥浆泵	3NB-1600F	57	80	1.5	90/5	基础减振	昼夜
3	泥浆泵	3NB-1600F	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

表 5.1-3 储层改造工程噪声源参数一览表(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	—	55	50	10	110/5	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“5.2.4.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建项目施工期各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.1-4。

表 5.1-4 施工期噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

序号	站场		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	66	66	70	55	达标	超标
2		南场界	68	68	70	55	达标	超标
3		西场界	63	63	70	55	达标	超标
4		北场界	64	64	70	55	达标	超标
储层改造工程								
1	井场	东场界	78	78	70	55	超标	超标
2		南场界	75	75	70	55	超标	超标
3		西场界	78	78	70	55	超标	超标
4		北场界	75	75	70	55	超标	超标

③影响分析

根据表 5.1-4 可知，施工期钻井工程噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间均为 63~68dB(A)，储层改造工程噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间均为 75~78dB(A)，不满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求，本项目各钻井井场周边均无村庄等声环境敏感目标，亦无野生动物的栖息地，未见野生动物活动。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。从声环境影响角度，项目可行。

5.1.2.2 施工噪声污染防治措施

为最大限度避免和减轻施工对周围其他声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

(1) 建设单位应要求施工单位使用低噪声的机械设备，并在施工中设专人对其进行保养维护，对设备使用人员进行培训，严格按操作规范使用各类机械。

(2) 应合理安排施工作业，避免高噪设备集中施工造成局部噪声过高。

(3) 运输车辆通过路边村庄或进入施工现场时减速，并尽量减少鸣笛，禁用高音喇叭鸣笛。

采取以上措施后，从声环境影响角度，项目可行，且施工噪声影响是短期的、暂时的，噪声影响将随着各工程施工的结束而消除。

5.1.3 施工期固体废物影响分析

5.1.3.1 施工固废来源及影响分析

拟建项目主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场工程和油气集输工程等，施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土方、钻井泥浆、钻井岩屑、焊接及吹扫废渣、生活垃圾、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料。

① 钻井泥浆

项目使用泥浆为膨润土体系泥浆、聚磺体系泥浆、油基泥浆。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，膨润土体系泥浆、聚磺体系泥浆进入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用。废弃油基泥浆经不落地收集系统收集后，运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理。

② 钻井岩屑

膨润土钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，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物控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值要求后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；聚磺钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相清运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆岩屑经不落地收集系统收集后，在井场进行减量化处理，运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理。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。

③施工土方

拟建项目共开挖土方 5.08 万 m^3 ，回填土方 6.96 万 m^3 ，借方 1.88 万 m^3 ，无弃方，开挖土方主要为井场平整、管沟开挖产生土方，回填土方主要为井场平整、管沟回填。新建井场和道路工程区需进行压盖，借方主要来源于拜城县周边砂石料厂，拟建项目不设置取土场。

④焊接及吹扫废渣

根据类比调查，焊接及吹扫废渣的产生量约为 0.05t/km，收集后运至克深地区固废填埋场填埋进行处置。

⑤废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为 0.3t/口，废机油由勘探公司委托区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑥废烧碱包装袋及废防渗材料

钻井阶段会产生少量废烧碱包装袋和废防渗材料，属于危险废物，及时回收废烧碱包装袋和废防渗材料，暂存于撬装式危废暂存间中。拟建项目新钻井 1 口，由勘探公司委托区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑦生活垃圾

拟建项目新钻井产生生活垃圾集中收集后，送克深地区固废填埋场进行填埋处置。

5.1.3.2 施工期固体废物污染防治措施

为避免施工期固体废物对周围环境产生不利影响，本评价建议建设单位采取以下防范措施：

(1) 钻井废弃物处理方案

严格执行塔里木油田分公司“塔里木油田公司钻井(试油、修井)环境保护管理办法”和《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T 3999-2017)标准等相关要求。废弃膨润土泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污

染物满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值要求后,可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫,不得用于填充自然坑洼;废弃聚磺泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后,液相回用于钻井液配备,固相经随钻减量化装置处置后拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理;油基泥浆岩屑经不落地收集系统收集后,在井场进行减量化处理,运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理。

(2)其它要求或方案

①工程土方施工应对挖方单侧堆放,用于管沟回填作业,多余土方用于场地平整,严禁弃土产生;

②施工单位应指派专人负责施工固体废物的收集及转运工作,不得随意丢弃;

③提倡文明施工,严禁施工人员产生的生活垃圾随地乱扔,当天施工结束后随身带走,施工现场不遗留。

④妥善存放泥浆材料等化学品,不得失散在井场。

⑤完井后,井场内废物必须全部进行清理、回收处理,做到“工完、料尽、场地清”。

(3)危险废物的控制与处置

根据《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15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)中相关管理要求并根据《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1276-2022),施工期产生的废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料均属于危险废物。拟建项目施工期危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表5.1-5。

表 5.1-5 施工期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
废机油	HW08	900-214-08	井下作业	半固态、固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	桶装收集后,由有危废处置资质单位接收处置

续表 5.1-5 施工期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
废烧碱包装袋	HW49	900-047-49	钻井作业	固态	废碱	废碱	/	T/C/I/R	折叠打包收集后有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	折叠打包收集后有危废处置资质单位接收处置

① 危险废物收集

本工程钻井期，钻井队应按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求对废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料进行收集。

拟建项目钻井井场设置有一座撬装式危废暂存间，危废暂存间根据《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)的相关要求进行设置。危废暂存间内部设置不同的分区，主要存放钻井期间产生的废机油和废烧碱包装袋及废防渗材料。废机油采取桶装形式密闭后存放在危废暂存间内。废烧碱包装袋及废防渗材料分别折叠打包收集后暂存于危废暂存间内。

钻井施工过程中产生的废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料必须由具有资质的机构或环保部门指定单位接收，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。

② 危险废物的运输

本工程产生的危险废物运输过程由危险废物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《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

综上，拟建项目施工期产生的固体废物均得到综合利用或妥善处置。

5.1.4 施工废水影响分析

5.1.4.1 施工期地表水环境影响分析

(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、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体等。

根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水临时罐体收集，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) 压裂返排液

钻井工程当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中，通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率。压入地层的酸液会在排液测试阶段从井底返排出来，即为压裂返排液。

酸化压裂作业结束后返排的压裂返排液收集在回收罐内，加碱中和后拉运至区域环保处理站/油气处理站妥善处置，做好污水出场进站的记录，禁止运输途中随意倾倒。

(3) 管道试压废水

拟建项目管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用。试压结束后用于区域洒水降尘。

(4) 生活污水

钻井期产生的生活污水水量小、水质简单，拟建项目新钻井生活污水排入生活污水池(采用撬装组合型钢板池)暂存，定期拉运至克深区块生活公寓生活污水处理系统处理，禁止运输途中随意倾倒。

拟建项目施工期间无废水直接外排，在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水对周围水环境影响可接受。

5.1.4.2 施工期地下水、土壤环境影响分析

5.1.4.2.1 地下水、土壤影响分析

施工期废水主要包括钻井废水、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；压裂返排液采取不落地直接排入回收罐中，运至区域环保处理站/油气处理站处理，处理达标后回注。项目管线试压废水属于洁净水，循环使用后用于洒水抑尘。钻井队生活污水排入生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至克深区块生活公寓生活污水处理设施处理。非正常状况下，罐体破裂导致其中的钻井废水或压裂返排液等泄漏至外环境中，进入土壤和地下水环境中，可能导致土壤和地下水环境受到污染。拟建项目对上述罐体存放区域提出相关防渗措施，同时要求加强日常监督管理，正常情况下，项目施工期废水可避免对周围水环境、土壤环境产生不利影响，对地下水、土壤环境影响可接受。

5.1.4.2.2 分区防渗

为防止污染地下水，针对钻井工艺特点，严格执《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“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 5.1-6。

表 5.1-6 分区防渗要求一览表

站场	项目		防渗要求
井场钻井期	重点防渗区	钻台	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	
		柴油罐区	
		危废暂存间、危险化学品间	
		应急池	
		泥浆罐区	
	一般防渗区	钻台	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
		泥浆泵区	
		岩屑池	

5.1.4.2.3 施工期水环境保护措施

(1) 钻前环境保护管理措施

合理确定钻井占地，钻井井场设置岩屑池、应急池，生活区设置生活污水暂存池、生活垃圾箱，所有的污染物按规定入池、入场，不得随意流失。

(2) 钻井作业环境保护管理措施

①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。

②使用清洁无害化泥浆，所有钻井液、化学药剂和材料，由专人负责管理，防止破损和流失，严格杜绝泥浆排出井场。

③物料及废物不乱排乱放，严禁各种油料落地，禁止焚烧废油品。擦洗设备和更换的废油料要集中到废油回收罐，如果发生外溢和散落则必须及时清理。

④在钻进高压油气层前，配备齐全防井喷设施，加强现场防喷技术措施，制定应急预案，防止井喷污染。

⑤表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求，彻底切断并筒钻井液与地下水的水力联系。

⑥完井后回收各种原料，泥浆药品、重晶石粉等泥浆材料及废油品必须全部回收，不得随意遗弃在井场。

5.1.5 施工期生态影响分析

拟建项目对生态的影响以施工期为主，施工期对于某一特定的生态有直接和间接的影响，但是从整体区域来讲，其影响是局部的，施工完成后将对施工作业带进行生态恢复，工程施工期环境影响是可以接受的。本次评价主要从地表扰动影响、土壤肥力、植被覆盖度、生物损失量、生态系统完整性、水土流失、防沙治沙等几个方面展开。

5.1.5.1.1 地表扰动影响分析

拟建项目占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场占地，临时占地主要为钻井期井场、管道施工作业带占地，拟建项目占用植被和土地利用情况见表5.1-7。

表5.1-7 拟建项目占用土地情况表

序号	工程内容	占地面积(hm ²)		土地利用类型	备注
		永久占地	临时占地		
1	采气井场	0.64	7	裸土地	井场永久占地为 40m×40m；钻井期井场临时占地面积为 140m×100m，井场生活区占地面积 50m×70m

续表5.1-7 拟建项目占用土地情况表

序号	工程内容	占地面积(hm ²)		土地利用类型	备注
		永久占地	临时占地		
2	道路工程	4.5	0	裸土地	道路长度10km, 道路宽度4.5m
3	管线工程	0	12.8	裸土地	采气管线共12.8km, 作业带宽度10m
4	架空电力线	0.06	6		电力线长度10km, 作业带宽度按6m计, 电力杆100组, 单组永久占地6m ²
合计		5.2	25.8	—	—

拟建项目施工过程中对地表的扰动主要来源于以下方面:①井场土地平整;②管道管沟开挖及两侧临时堆土、车辆运输临时道路;③井场通井道路施工开辟新道路;④架空电力线安装过程中车辆临时占地。上述施工过程中,井场施工因占地面积小,对地表扰动相对较小;架空电力线安装过程中临时占地主要来源于车辆运输过程中临时碾压原有地表,短暂影响了原有地表结实程度,影响局部区域植被生长;道路施工过程中,由于在原有地表的基础上通过填方进行铺路,导致原有的地表植被全部破坏,导致区域水土流失加剧;管线施工过程中,对地表扰动面积最大,对地表的破坏程度较严重,施工过程中,管沟开挖将造成区域的土壤结构发生局部变化,同时管线沿线植被将全部损失。同时,在回填后,由于地表的扰动,导致土壤松紧程度发生变化,区域水土流失程度将有一定程度的加剧。

5.1.5.1.2 对土壤肥力的影响分析

拟建项目施工过程中对土壤肥力的影响主要来源于管线施工过程,项目管沟开挖深度为1.6m,管沟底宽0.8m,边坡比为1:1,管沟每米挖方量约3.84m³,开挖过程中以机械开挖为主,若前期未对土壤构造进行调研分析,开挖过程中极易造成不同肥力的土壤混合堆放在一起,在回填过程中,管沟区域的土壤肥力发生变化,影响了管线沿线区域土壤肥力,对后续植被自然恢复造成了一定的影响。

5.1.5.1.3 对植被覆盖度及生物损失量的影响分析

(1) 植被覆盖度的影响分析

根据现场调研及结合区域植被类型图,项目各区域植被覆盖情况如表

5.1-8 所示。

表5.1-8 拟建项目占地区域植被覆盖度情况表

序号	工程内容	区域	主要植被类型	植被覆盖度
1	采气井场	整个区域	沿线区域植被稀少，以少量的琵琶柴、合头草、假木贼、猪毛菜为主	5%
2	道路工程	整个区域		
3	架空电力线	整个区域		
4	管线工程	整个区域		

从现场调研情况看，区域整体覆盖度相对低，在施工过程中由于地表的清理，将导致占地区域内的植被损失，区域植被覆盖度将有一定程度的降低。

(2) 生物损失量的影响分析

拟建项目永久占地面积 5.2hm^2 ，临时占地面积为 25.8hm^2 ，永久占地和临时占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 ——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 。

根据查阅相关资料，区域植被覆盖度为 5%，平均生物量为 $0.8\text{t}/\text{hm}^2$ 。

表 5.1-9 项目建设各类型占地的生物量损失

工程内容	平均生物量(t/hm^2)	面积(hm^2)		生物量(t)	
		永久占地	临时占地	永久植被损失	临时植被损失
采气井场、道路工程、架空电力线、管线工程	0.8	5.2	25.8	4.16	20.64

项目施工过程中预计将造成 4.16t 永久性植被损失和 20.64t 临时性植被损失。

5.1.5.1.4 生物多样性影响

生物多样性是生物与环境形成的生态复合体以及与此相关的各种生态过程的总和，包括生态系统、物种和基因三个层次。生态系统多样性指生态系统的多样化程度，包括生态系统的类型、结构、组成、功能和生态过程的多样性等。物种多样性指物种水平的多样化程度，包括物种丰富度和物种多度。基因多样

性(或遗传多样性)指一个物种的基因组成中遗传特征的多样性,包括种内不同种群之间或同一种群内不同个体的遗传变异性。

拟建项目井场及管线作业施工周期短,不会对基因多样性造成影响,对生态系统类型、结构、组成及功能影响较小,对物种多样性有一定程度的影响,主要体现在植被和动物的影响过程中。

(1) 对植被的影响分析

根据项目建设的特点,对植被环境影响主要体现在井场、道路及管线施工对地表植被的扰动和破坏。施工过程预计将造成 4.16t 永久性植被损失和 20.64t 临时性植被损失。根据现场调研,区域地表植被覆盖较少,评价范围内未见保护植物膜果麻黄分布,分布多为琵琶柴、合头草、假木贼、猪毛菜等常见种类。区域植被不会因项目的施工导致整个区域植被物种数量减少,物种种类不会发生变化,主要影响为单一植被在区域占比有一定程度的下降。

(2) 对野生动物的影响

项目施工过程对野生动物的影响主要来源于施工机械的噪声惊吓野生动物以及管沟开挖等临时占地破坏野生动物生境。

在施工生产过程中,由于气田机械设备的轰鸣声惊扰,大多数野生脊椎动物种类将避行远离,使区域内单位面积上的动物种群数量下降,但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀等,一般在离作业区 50m 以远处活动,待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此,拟建项目井场、管线建设的各个过程,区域内野生动物的种类和数量发生一定的变化,原有的荒漠型鸟类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域,而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

根据现场调研,区域周边无野生动物出没及活动轨迹,施工过程中对区域野生动物影响较小。

5.1.5.1.5 生态系统完整性的影响

拟建项目实施后,由于植被破坏,导致生态系统净初级生产力水平下降,使得区域原本恢复稳定性较弱的生态系统更加向不稳定的方向发展,异质化程度也随之降低,造成区域各生态系统的恢复稳定性和阻抗稳定性整体下降。同

时,由于管线敷设形成的管廊切割效应,导致了地域连续性发生了一定的变化,整个生态系统完整性会受到小范围的影响,但不会造成整个生态系统发生变化,区域生态系统仍为荒漠生态系统。

5.1.5.1.5 水土流失影响分析

拟建项目建设过程中人为活动造成水土流失的原因主要是破坏地面表层结构以及大风季节临时堆土对周边环境带来的影响,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。拟建项目地处内陆地区,风沙较大,空气干燥,加上地表整体植被覆盖相对较低,项目建设过程中对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力,若在施工过程中不加以治理和防护,遇大风天气易产生严重的水土流失现象。

(2)扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力,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。

拟建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,区域地表植被覆盖度较低,生态环境质量较差,应加强水土保持综合治理工作,减小因拟建项目的建设而产生的水土流失。

5.1.5.1.6 防沙治沙分析

5.1.5.1.6.1 项目背景说明

(1)项目名称(主体工程、附属工程)、性质、规模、总投资等要素

拟建项目性质属于改扩建项目,项目总投资 51245 万元。建设内容包括:①生产井 6 口(老井利用井 3 口,新钻直井 3 口);②新建克探 103 井采气管道 8.2km,克探 101 井采气管道 3.0km,克探 102 井采气管道 1.5km,克探 106 井采气管道 0.1km;③新建克探 101 井、克探 102 井、克探 103 井、克探 106 井采气井场各 1 座,站内设置采气树、甲醇加注橇等设备;④配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。项目建成后产气 $80 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

(2)项目区地理位置、范围和面积(附平面图)

拟建项目位于新疆阿克苏地区拜城县境内,拟建项目建设内容占地现状属于裸土地。项目总占地 31hm^2 ,其中永久占地 5.2hm^2 ,临时占地 25.8hm^2 。项目

平面布置情况见附图。

(3) 项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

拟建项目位于拜城盆地。项目区主要植被为琵琶柴、合头草、假木贼、猪毛菜等。所在区域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，工程场地及周边临近区域无地表水体分布，拟建项目东距克孜尔河 8km。评价区域位于冲洪积平原的山区中部，由于强烈的新构造运动，在山前凹陷带内接受了大量的来自哈尔克山的堆积物，形成巨大的松散堆积层。受山前构造、地形和第四系岩性变化所控制，该区地下水不蕴藏，因山区地势原因流出。

(4) 项目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 241394.1hm²，占拜城县国土总面积的 15.18%。其中：固定沙地 238.13hm²，占 0.099%；风蚀残丘 11217.61hm²，占 4.65%；风蚀劣地 3hm²，占 0.001%；戈壁 229935.71hm²，占 95.25%。

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，塔北区累计工程面积 9.62 万公顷，其中：人工造林面积累计 8.77 万公顷，封山(沙)育林工程累计面积 0.85 万公顷。

5.1.5.1.6.2 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

拟建项目总占地 31hm²，其中永久占地 5.2hm²，临时占地 25.8hm²，土地利用现状为裸土地。

(2) 弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

拟建项目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及铺垫井场。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，若项目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等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)。

拟建项目占地为裸土地，占地范围不涉及已建设的防沙治沙设施。

(4) 可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

项目施工期主要涉及池体开挖、管沟开挖、场地平整及井场道路施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使流动风沙土移动速度增加，加快该区域沙漠化进程。上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了项目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。

5.1.5.2 生态影响减缓措施

5.1.5.2.1 地表扰动生态减缓措施

① 严格遵守国家和地方有关动植物保护和防止水土流失等环境保护法律法规，最大限度地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。

② 严格按照有关规定办理建设用地审批手续，贯彻“优化设计、动态设计”的设计理念，避免大填大挖，减少后期次生灾害的发生，充分体现“最大限度地保护，最小程度的破坏，最大限度地恢复”的原则。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。

③ 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。

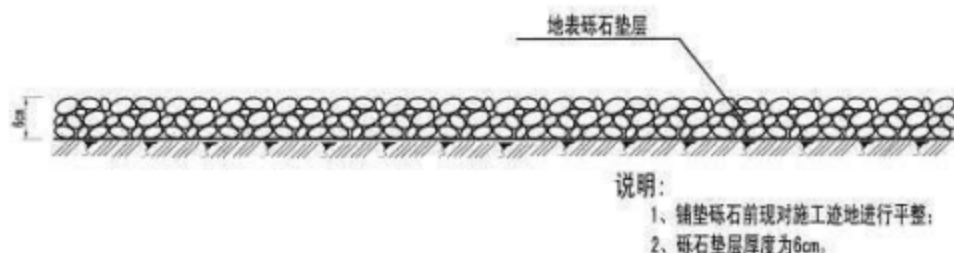


图 5.1-1 井场砾石压盖措施典型设计图

④ 设计选线过程中，避开植被区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境，严格控制施工作业带宽度。

⑤ 严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在

施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的境界。

⑥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。

⑦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，减少水土流失。

5.1.5.2.2 生物多样性影响减缓措施

①管线的选线阶段，应对拟敷设管线的地表情况进行现场调查，尽量避开植被区域，减少因施工造成的植被破坏；严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，减少对地表的碾压。

②施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

③严禁破坏占地范围外的植被，对因项目占地而造成的植被损失，应当按照正式征地文件，按规定进行经济补偿。

④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，以减少对植被的破坏，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

⑤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。

⑥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。

⑦管线管沟采取边开挖、边回填措施，在可能有野生动物活动的区域设置人员巡逻。

5.1.5.2.3 维持区域生态系统完整性措施

①管道施工应严格限定作业范围，审慎确定作业线，不宜随意改线和重复施工，施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏。

②施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表实施砾石覆盖等措施，

以减少风蚀量。

③工程施工结束后，应对施工临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

5.1.5.2.4 水土流失保护措施

5.1.5.3.4.1 井场工程区

①砾石压盖：新建井场采取砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险。

②限行彩条旗：为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，本方案设计在井场施工区四周拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

5.1.5.3.4.2 管道工程区

(1)场地平整：管道工程区需挖沟槽，施工后回覆，对管道工程区施工扰动区域采取场地平整措施，降低地面粗糙度，增加土壤抗蚀性。

(2)防尘网苫盖：单独敷设管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方，本工程对临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施。

(3)限行彩条旗：为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

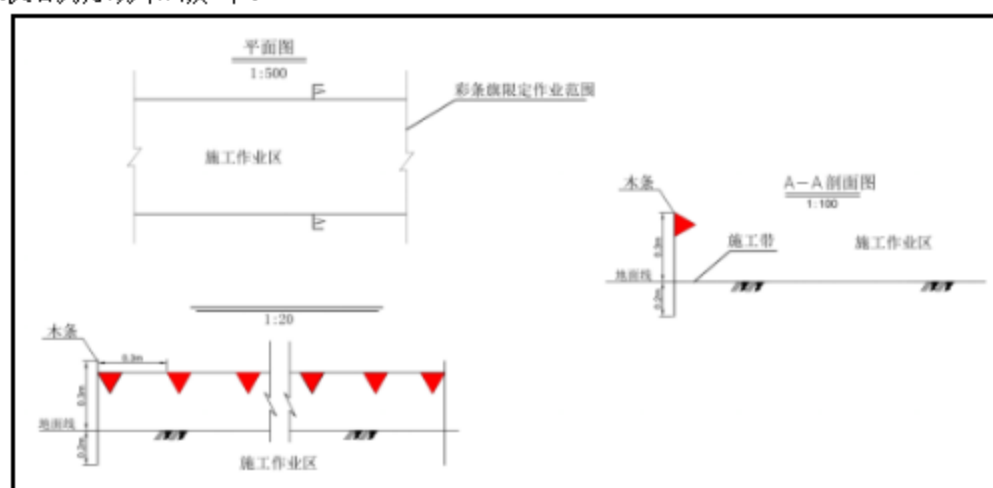


图 5.1-2 限行彩条旗典型措施设计图

5.1.5.2.5 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)；

③《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，沙化土地扩展趋势得到遏制。

(3) 工程措施(物理、化学固沙及其他机械固沙措施)

拟建项目不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。

(4) 植物措施(在流动沙地、风蚀严重的风口、施工区域及村庄、道路、河流等区域采取的恢复林草植被的林网、林带和片林等防风固沙植被恢复措施)

①植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；

②施工过程中，对于管道工程，尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏。

(5) 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施工过程中不得随意碾压区域其它固沙植被，严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对占地范围外的区域造成扰动。②严禁施工人员在荒漠地段随意踩踏、占用，施工结束后，应对施工场地及时进行清理、平整，减少沙物质来源。③拟建项目位于荒漠区域，为保护土地资源，应在钻井工程作业结束后对场地进行平整，覆土压实并覆盖砾石，防止风蚀现象发生。

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，同时作业处覆以防尘网。③在施工过程中，不得随意碾压区域内其他固沙植被。④管沟开挖过程中采取边开挖边回填措施，降低土壤裸露风化风险，严禁随意堆放。

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。

(6) 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。

(7) 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。拟建项目防沙治沙工程中塔里木油田分公司为第一责任人，各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

邀请各级林业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；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

拟建项目防沙治沙措施投资 10 万元，由塔里木油田分公司自行筹措，已在拟建项目总投资中考虑。

④ 生态、经济效益预测

拟建项目防沙治沙措施实施后，预计区域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。

5.1.5.3 生态影响评价自查表

表 5.1-10

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 ☐ ；国家公园 ☐ ；自然保护区 ☐ ；自然公园 ☐ ；世界自然遗产 ☐ ；生态保护红线 ☐ ；重要生境 ☐ ；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 ☐ ；其他 ☒
	影响方式	工程占用 ☐ ；施工活动干扰 ☒ ；改变环境条件 ☐ ；其他 ☐
	评价因子	地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生物多样性、生态系统完整性
评价等级		一级 ☐ 二级 ☐ 三级 ☒ 生态影响简单分析 ☐
评价范围		陆域面积：(1.96)km ² ；水域面积：0km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 ☒ ；遥感调查 ☒ ；调查样方、样线 ☐ ；调查点位、断面 ☐ ；专家和公众咨询法 ☐ ；其他 ☐
	调查时间	春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☒ ；冬季 ☐ 丰水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；平水期 ☐
	所在区域的生态问题	水土流失 ☒ ；沙漠化 ☒ ；石漠化 ☐ ；盐渍化 ☐ ；生物入侵 ☐ ；重要物种 ☐ ；生态敏感区 ☐ ；其他 ☐
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☐ ；重要物种 ☐ ；生态敏感区 ☒ ；其他 ☐
	评价方法	定性 ☒ ；定性和定量 ☐
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☐ ；重要物种 ☐ ；生态敏感区 ☐ ；生物入侵风险 ☐ ；其他 ☐
生态保护对策措施	对策措施	避让 ☒ ；减缓 ☒ ；生态修复 ☐ ；生态补偿 ☐ ；科研 ☐ ；其他 ☐
	生态监测计划	全生命周期 ☐ ；长期跟踪 ☐ ；常规 ☐ ；无 ☒
	环境管理	环境监理 ☒ ；环境影响后评价 ☐ ；其他 ☐
评价结论	生态影响	可行 ☒ ；不可行 ☐

注：“☐”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。

5.2 运营期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

5.2.1.1 多年气候统计资料分析

拟建项目位于阿克苏地区拜城县，距离该项目最近的气象站为拜城县气象站，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)规定，本次评价气象统计资料分析选用拜城县气象站的气象资料。

表 5.2-1 观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/°		海拔高度/m
			经度	纬度	
拜城	51633	基本站			1229.200

(1) 温度

区域内 2002 年-2022 年近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.2-2。

表 5.2-2 2002 年-2022 年近 20 年平均温度月变化统计表

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	平均
温度(℃)	-12.2	-6.3	4.1	12.6	17.5	20.1	21.8	20.8	16.1	8.2	-0.3	-8.3	7.8

由表 5.2-2 分析可知,区域 2002 年-2022 年近 20 年平均温度为 7.8℃,4~10 月平均温度均高于近 20 年平均值,其他月份均低于近 20 年平均值,7 月份平均气温最高,为 21.8℃,1 月份平均气温最低,为-12.2℃。

(2) 风速

区域内 2002 年-2022 年近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.2-3。

表 5.2-3 2002 年-2022 年近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年均
平均风速	0.5	0.6	0.9	1.1	1.1	1.0	0.9	0.8	0.6	0.5	0.5	0.5	0.8

由表 5.2-3 分析可知,区域 2002 年-2022 年近 20 年平均风速为 0.8m/s,4 月、5 月平均风速最大为 1.1m/s,1 月、10 月、11 月、12 月平均风速最低为 0.5m/s。

(3) 风向、风频

根据拜城县气象站观测资料,拜城县常年主导风向为 SE 风,年均频率为 8%,主导风向不明显。全年静风频率较高,年均频率为 43%。拜城县全年风向玫瑰见图 5.2-1。

图5.2-1 拜城县全年风向玫瑰图

由图分析可知，拜城县近20年多年SE风向的频率最大，其次是NE风向。

5.2.1.2 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5.2-4。

表5.2-4 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/℃		39.0
3	最低环境温度/℃		-28.7
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5
6	土地利用类型		沙漠化荒地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
		地形数据分辨率/m	90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
		岸线距离/km	—
		岸线方向/°	—

(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 5.2-5，相关污染物预测及计算结果见表 5.2-6。

表 5.2-5 主要废气污染源参数一览表(面源)

面源名称	面源起点坐标/m		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	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
克探101井场无组织废气			1531	6	6	0	4	8760	正常	非甲烷总烃	0.00059
克探102井场无组织废气			1465	6	6	0	4	8760	正常	非甲烷总烃	0.00059
克探103井场无组织废气			1573	6	6	0	4	8760	正常	非甲烷总烃	0.00059
克探106井场无组织废气			1421	6	6	0	4	8760	正常	非甲烷总烃	0.00059

表 5.2-6 P_{max} 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	$C_i(\mu g/m^3)$	$P_i(\%)$	$P_{max}(\%)$	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}(m)$
1	克探101井场无组织废气	非甲烷总烃	4.916	0.25	0.25	10	—
2	克探102井场无组织废气	非甲烷总烃	4.916	0.25			—
3	克探103井场无组织废气	非甲烷总烃	4.916	0.25			—
4	克探106井场无组织废气	非甲烷总烃	4.916	0.25			—

由表 5.2-6 可知，工程废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 $4.916 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.25%。

5.2.1.3 废气源对四周场界贡献浓度

拟建项目实施后，无组织废气对场界四周无组织贡献浓度情况如表 5.2-7。

表 5.2-7 井场四周场界浓度计算结果一览表 单位： $\mu g/m^3$

污染源	污染物	东场界	南场界	西场界	北场界
各井场无组织废气	非甲烷总烃	3.743	2.784	2.422	3.225

本工程实施后,各井场无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值为 $2.422\sim 3.743\mu\text{g}/\text{m}^3$,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。

5.2.1.4 大气环境保护距离

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)“8.8.5 大气环境保护距离确定”相关要求,需要采用进一步预测模式计算大气环境保护距离,拟建项目大气环境影响评价等级为三级,不再计算大气环境保护距离。

5.2.1.5 非正常排放影响分析

5.2.1.5.1 污染源强

非正常生产排放包括开车、停车、设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况的污染物排放,如工艺设备和环保设施不能正常运行时污染物的排放等。

拟建项目属于天然气开采过程,若井口压力过高,采出气通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将克探101井井口压力异常情况作为非正常排放考虑,源强情况见表5.2-8。

表 5.2-8 非正常工况下污染物排放一览表

序号	面源名称	面源起点坐标		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/ $^{\circ}$	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
		X	Y									
1	井场放喷口			1531	6	6	0	4	0.5	非正常	非甲烷总烃	0.25
											颗粒物	0.1
											NO_x	0.0675

5.2.1.5.2 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短,采用估算模式计算最大占标率,计算结果见表5.2-9。

表 5.2-9 非正常排放 $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表 单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

序号	污染源名称	评价因子	$C_1(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_1(\%)$	$P_{\max}(\%)$	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}(\text{m})$
1	井场放喷口	非甲烷总烃	676.9	33.8	91.4	10	50

续表 5.2-9 非正常排放 P_{max} 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表 单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

序号	污染源名称	评价因子	$C_i(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_i(\%)$	$P_{max}(\%)$	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}(\text{m})$
1	井场放喷口	PM_{10}	270.8	60.2	91.4	10	250
		NO_2	182.8	91.4			525

由表 5.2-9 计算结果表明,非正常工况条件下,井场放喷废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 $676.9\mu\text{g}/\text{m}^3$,占标率为 33.8%, $D_{10\%}$ 对应距离为 50m; PM_{10} 最大落地浓度为 $270.8\mu\text{g}/\text{m}^3$,占标率为 60.2%, $D_{10\%}$ 对应距离为 250m; NO_2 最大落地浓度为 $182.8\mu\text{g}/\text{m}^3$,占标率为 91.4%, $D_{10\%}$ 对应距离为 525m。

由以上分析可知,拟建项目非正常排放对环境空气影响较大,建议做好定期巡检工作,确保井场远传数据系统处于正常工作状态,减少非正常排放的发生。

5.2.1.6 污染物排放量核算

项目无组织排放量核算情况见表 5.2-10。

表 5.2-10 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产物环节	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/m^3)	
1	井场无组织废气	非甲烷总烃	密闭工艺	《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	非甲烷总烃 ≤ 4.0	0.0208

5.2.1.7 评价结论

拟建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短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 1%,污染物的贡献浓度较低,且出现距离较近,影响范围较小。项目废气污染源对井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。

5.2.1.8 大气环境影响评价自查表

拟建项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-11。

表 5.2-11

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 ☐		三级 ☒			
	评价范围	边长=50km ☐		边长5~50km ☐		边长=5km ☒			
评价因子	SO ₂ +NO ₂ 排放量	≥ 2000t/a ☐		500~2000t/a ☐		<500t/a ☒			
	评价因子	基本污染物 (PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃) 其他污染物(非甲烷总烃)				包括二次PM _{2.5} ☐ 不含二次PM _{2.5} ☒			
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		附录D ☒		其他标准 ☐	
现状评价	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☒		一类区和二类区 ☐			
	评价基准年	(2022) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☒		主管部门发布的数据 ☐		现状补充监测 ☒			
	现状评价	达标区 ☐				不达标区 ☒			
污染源调查	调查内容	拟建项目正常排放源 ☒ 拟建项目非正常排放源 ☐ 现有污染源 ☐		拟替代的污染源 ☐		其他在建、拟建项目污染源 ☐		区域污染源 ☐	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☒	
	预测范围	边长≥ 50km ☐		边长5~50km ☐		边长=5km ☒			
	预测因子	预测因子(非甲烷总烃)					包括二次PM _{2.5} ☐ 不包括二次PM _{2.5} ☐		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{9+95%} 最大占标率≤100% ☒					C _{9+95%} 最大占标率>100% ☐		
大气环境影响预测与评价	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{9+95%} 最大占标率≤10% ☐			C _{9+95%} 最大占标率>10% ☐			
		二类区	C _{9+95%} 最大占标率≤30% ☐			C _{9+95%} 最大占标率>30% ☐			
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长(0.5)h	C _{9+95%} 占标率≤100% ☒			C _{9+95%} 占标率>100% ☐			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{9+95%} 达标 ☐				C _{9+95%} 不达标 ☐			
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% ☐				k>-20% ☐			
环境监测计划	污染源监测	监测因子:(非甲烷总烃)			有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☒		无监测 ☐		
	环境质量监测	监测因子: ()			监测点位数 ()		无监测 ☒		

续表 5.2-11 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐			
	大气环境防护距离	距()厂界最远()m			
评价结论	污染源年排放量	SO ₂ : (0) t/a	NO _x : (0) t/a	颗粒物: (0) t/a	VOC _s : (0.0208) t/a
注: “□”为勾选项, 填“√”; “()”为内容填写项					

5.2.2 地表水环境影响评价

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)评价工作分级判据规定, 拟建项目地表水环境影响评价工作等级为三级B。

5.2.2.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

拟建项目运营期产生的废水主要有气田采出水、井下作业废液。采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理, 处理达标后进行回注; 井下作业废液采用专用废水回收罐收集, 酸碱中和后运至区域油气处理站处理。

拟建项目水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.2.2.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

(1) 克拉2中央处理站采出水处理单元

克拉2中央处理站采出水处理设施设计处理规模 2000m³/d, 实际处理量 1200m³/d, 采用“重力沉降除油”处理工艺。气田水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后, 经回注管线输送至克深106井和克深601井回注地层。拟建项目采出水量 109.6m³/d, 未超过克拉2中央处理站采出水处理系统富余处理量, 即依托可行。

(2) 井下作业废液处理

井下作业废液中主要含有酸、盐类和有机物, 采用专用废水回收罐收集后运至区域环保处理站/油气处理站, 处理后的井下作业废液均不外排。

综上, 拟建项目废水不外排, 拟建项目实施对地表水环境影响可接受。

表 5.2-12 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 ☒ ；水文要素影响型 ☐	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 ☐ ；饮用水取水口；涉水的自然保护区 ☐ ；重要湿地 ☐ ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 ☐ ；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 ☐ ；涉水的风景名胜区 ☐ ；其他 ☐	
	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 ☐
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型
		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级A ☐ ；三级B ☒	一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 ☐

5.2.3 地下水环境影响评价

5.2.3.1 区域水文地质条件分析

(1) 地下水赋存条件

拜城盆地为近东西向的大型新生代向斜拗陷盆地，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。部分地区为不含水区。

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，地下水埋深就达到了 80m 左右。

由喀布斯朗河、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。

(2) 地下水埋藏及分布规律

由于盆地内河流较多,木扎提河在本区内纵贯全区,受构造、地貌和搬运沉积作用的差异性影响,将全区分成了三个水文地质单元,即西部木扎提河冲积洪积平原区、中部的克孜勒塔格前山平原区、东部克孜尔河下游冲洪积平原区。

① 西部木扎提河冲积洪积平原区

大桥乡以西的木扎提河冲洪积平原区(包括老虎台洼地),组成岩性为上更新统及中更新统卵砾石层,厚度150~400m。据钻孔资料,在老虎台洼地一带,含水层岩性为卵石粒径在9~15cm,含水层岩性分选差,磨圆度中等,该区域地下水的埋深普遍较大,均在50~100m。在察尔其乡一带,含水层主要是卵石、砾卵石层,卵石直径6~8cm或10~20cm,最大可达25~35cm,分选性差,其富水性在南北近山前要小于平原的中部,单位涌水量在南部的十六连是2.54L/s.m,向中部至九连一带为3.45L/s.m,地下水埋深均大于20m。沿河流向下至中部的察尔其镇,含水层为单一的潜水含水层,岩性为砂砾卵石层,含水层富水性好,单位涌水量为12.64L/s.m,地下水埋深较上游的九连变小,在5~7m左右。察尔其镇以北向着大宛其方向,受北部隆起的影响,地下水富水性逐渐变差,至大宛其农场以北,地下水埋深大于10m,单位涌水量为0.53L/s.m,并在含水层中夹有亚粘土、亚砂土层。察尔其镇向东至大桥乡,含水层的富水性良好,单位涌水量在5.11~14.82L/s.m之间,含水层岩性以砂砾卵石层为主,地下水埋深5.93~14.5m。在大桥乡以南、木扎提河南岸的温巴什

乡，含水层由木扎提河冲积物质组成，较其西部区域颗粒变小，含水层岩性以砂砾石层为主，单位涌水量在 $5.31 \sim 7.61 \text{ L/s.m}$ 之间，地下水埋深南部为 13m ，向北至河谷区则变为小于 1m 。

②中部克孜勒塔格山前平原区

中部克孜勒塔格山前平原区即拜城盆地中部区域，由喀布斯拉河、台勒维丘克河及喀拉苏河三河的冲洪积扇共同组成了面积广阔的山前冲洪积平原，拜城县城即座落在此区域当中。此区西部的米吉克乡，其含水层物质在乡政府以北由喀布斯拉河的冲洪积物组成，属中、上更新统地层。在乡以北的喀布斯拉河冲洪积扇中部，地下水富水性优良，据钻孔资料，含水层为砾卵石地层，单位涌水量为 $43.81 \text{ m}^3/\text{s.m}$ 。地下水埋深 47.82m ，渗透系数值 81.69m/d 。至喀布斯拉河冲洪积扇下部，含水层富水性好，在九大队一带单位涌水量为 $32.85 \text{ m}^3/\text{s.m}$ ，地下水位埋深小于 10m 。在拜城县城、布隆乡及亚吐尔乡一带，属台勒维丘克河、喀拉苏河冲洪积扇的中、上部区，含水层富水性良好，但由于所处的位置不同，有的在扇轴部位，有的在两扇交汇区，在富水性上有一定的差异，处于扇轴或近于扇轴的县城及亚吐尔乡：据资料，在县城西北方向的炮团一带，含水层岩性为卵砾石地层，单位涌水量为 $45.0 \text{ m}^3/\text{s.m}$ ，地下水埋深 39.51m 。在县城附近，含水层岩性以砂砾石、卵砾石地层为主，单位涌水量为 $33.28 \text{ m}^3/\text{s.m}$ ，地下水埋深 $3 \sim 5\text{m}$ ；亚吐尔乡单位涌水量为 $11.01 \sim 24.29 \text{ m}^3/\text{s.m}$ ，地下水埋深在 $18.93 \sim 27.91\text{m}$ 之间。在县城东北方向的布隆乡，在位置上处于台勒维丘克河与喀拉苏河冲洪积扇的交汇区中上部，虽处县城上游，但富水性较县城一带稍差，单位涌水量为 $7.61 \sim 16.2 \text{ m}^3/\text{s.m}$ ，据布隆乡蔬菜基地大棚生产井资料，上部 25m 为亚粘土层，下部为砂砾石与亚粘土互层，含水层岩性粗砂含砾或砂砾石含卵石，地下水埋深 $18.3 \sim 36.3\text{m}$ 。县城东南方向的康其乡南部，处于上述两河冲洪积扇的交汇区下部，含水层富水性较上部区变差，上层潜水的单位涌水量小于 $0.5 \text{ m}^3/\text{s.m}$ ，地下水埋深 $1 \sim 3\text{m}$ 。县城东部的托克逊乡及赛里木镇，处于喀拉苏河冲洪积扇的中部及东部，其富水性符合冲洪积平原的一般规律，即由上至下，富水性逐渐由好变差，在 307 省道附近及以北的区域，地下水富水性好，单位涌水量在 $16.13 \sim 32.52 \text{ m}^3/\text{s.m}$ ，地下水埋深在 $10 \sim 30\text{m}$ ，

省道以南区域，除托克逊乡的一村二组、一村四组一带及赛里木乡的七村三组一带，富水性好以外，其余地区的富水性一般，单位涌水量在 $6.32 \sim 9.92 \text{ m}^3/\text{s} \cdot \text{m}$ 之间，在托克逊乡省道以南及以西的局部区域，地下水具有承压性。在两乡镇的南部靠近木扎提河的区域，受构造隆起作用的影响，在托克逊乡的布隆村以南及赛里木镇的赛里木村一带，第四系厚度均小于 100m。

③东部克孜尔河下游冲洪积平原区

东部克孜尔河下游冲洪积平原区属拜城向斜的东部翘起端，古近系-新近系基底埋藏浅，克孜尔河的东部古近系-新近系在多处已出露地表，其南部是拜城向斜内的局部隆起区域，因之第四系厚度不大，松散层孔隙潜水含水层薄或不含水。克孜尔河谷内，铁提尔以上的卵砾石层蕴藏潜水，铁提尔以下一、二级阶地上部有厚 2~5m 的亚砂土与亚粘土覆盖层，构成了独立河谷型浅层承压水区。

(3)地下水的补给、径流和排泄条件

库如克厄肯河、喀拉苏河冲洪积平原上、中部单一巨厚的卵砾石带是地下水的补给径流区。地下水的补给来源主要为这两条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、渠系渗漏补给、田间灌溉水的渗漏补给、井灌水的回归补给，而降水入渗补给微乎其微。

地下水的径流方向为从北向南。因含水层颗粒粗、厚度大、渗透性强，故地下径流通畅，径流条件好。地下水的水力坡度，在北部约 1.42%，中部、南部为 1.43% 左右。地下水一部分以泉或泉集河形式排泄，一部分通过人工开采排泄，大部分则向南排泄至木扎提河中。

(4)地下水化学特征

区域分布有单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水和碎屑岩类裂隙孔隙水。分别对其进行论述。

①单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水

区域内潜水的水化学类型，自北向南表现出明显的水平分带规律性，从重碳酸盐水→硫酸盐水。

$\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4$ 型水：呈片状东西向分布于区域的南部，水化学类型为 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4$ 型水，潜水矿化度较低，为 $0.62 \sim 0.84 \text{ g/L}$ ，水质为淡水。

$\text{HCO}_3^- \cdot \text{Cl}^- \cdot \text{SO}_4^{2-}$ 型水：呈片状东西向分布于区域的中部，水化学类型为 $\text{HCO}_3^- \cdot \text{Cl}^- \cdot \text{SO}_4^{2-}$ 型水，潜水矿化度较低，为 $0.37 \sim 0.51 \text{g/L}$ ，水质为淡水。

$\text{SO}_4^{2-} \cdot \text{HCO}_3^-$ 型水：呈条带状南北向分布于区域北部的山区沟谷内，水化学类型为 $\text{SO}_4^{2-} \cdot \text{HCO}_3^-$ 型水，潜水矿化度为 $0.42 \sim 0.64 \text{g/L}$ ，水质为淡水。

②碎屑岩类裂隙孔隙水

碎屑岩类裂隙孔隙水呈窄条状分布在区域东北部的克孜尔低山丘陵区，地下水的矿化度多为 $3.0 \sim 10.0 \text{g/L}$ ，水质为半咸水，水化学类型为 $\text{Cl}^- \cdot \text{SO}_4^{2-}$ 型水。

5.2.3.2 区域地下水污染源调查

根据地下水监测结果，监测点各因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准要求。

5.2.3.3 地下水环境影响评价

拟建项目建设内容地下水环境影响评价项目类别为 II类，环境敏感程度为不敏感，拟建项目地下水环境影响评价工作等级为三级。

拟建项目地下水环境影响预测应遵循《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ 2.1-2016)与《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)确定的原则进行。

5.2.3.3.1 正常状况

(1) 废水

拟建项目运营期采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理处理达标后回注地层；井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至区域油气处理站处理，废水均妥善处置不外排。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

(2) 落地油

天然气开采中产生的落地油转移到下层的量很少。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等，2009)，土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于20cm表层，只有极少量的石油类最多可下渗到40cm。由于气田区域气候干旱少雨，无地表

径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移油类从地表到地下水的动力条件。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的的影响很小。

(3) 集输管道

拟建项目正常状况下，集输管线采用双金属复合管，采取严格的防腐防渗措施，不会对区域地下水环境产生污染影响。

5.2.3.3.2 非正常状况

1) 油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后油气窜层污染(包括生产井的窜层)的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。根据区域水文地质条件，本项目气井所在区域属于透水不含水层，所在区域不含地下水，故不存在油气窜层污染问题，本次评价不再对油气窜层污染进行影响分析。

2) 井场管道与法兰连接处泄漏事故对地下水的影响

井场管道与法兰连接处泄漏事故对地下水的影响，一般泄漏于土体中的液相可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。

通常管道泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于排水的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

拟建项目非正常状况下，管线连接和阀门处出现破损泄漏，如不及时修复，少量石油类可能下渗对地下水造成影响。由于石油类受土壤的吸附作用，石油类主要积聚在包气带表层40cm以内(类比克拉2气田克探1井区井场(与拟建项目井场位于同一开采区域，油气水物性相同，污染物产生机理、控制措施、管理水平相同，土壤类型相同，类比可行)进行的土壤剖面的采样监测，其污染也主要限于地表，且拟建项目所在区域地下水埋深在50~100m之间，拟建项目非正常工况下泄漏石油类，基本不会进入地下水含水层，因此非正常状况下管线与阀门连接处泄漏对地下水环境的影响可以接受。

5.2.3.4 地下水环境保护措施与对策

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

《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

(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对管道、阀门严格检查，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品，管道采用地下敷设，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

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，外委处置。

(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》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“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。具体防渗分区见表 5.2-13。

表 5.2-13 分区防渗要求一览表

井场	防渗分区		防渗要求
运营期井场	一般防渗区	井口区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB16889 执行
		放喷池	
		工艺装置区	
		设备间	

(3) 管道刺漏防范措施

①井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

②在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

③利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若是出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

④一旦管道发生泄漏事故，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过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

(4) 地下水环境监测与管理

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》(HJ610-2016)、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南(试行)》(HJ1209-2021)及《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)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。

表 5.2-14 地下水监测点布控一览表

编号	监测层位	功能	井深	监测因子	方位/距离
J1	潜水含水层	地下水环境影响跟踪监测井	≤50m	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、汞	下游地下水井

5.2.3.5 地下水环境评价结论

(1) 环境水文地质现状

评价区域位于冲洪积平原的山区中部，由于强烈的新构造运动，在山前凹陷带内接受了大量的来自哈尔克山的堆积物，形成巨大的松散堆积层。受山前构造、地形和第四系岩性变化所控制，该区地下水不蕴藏，因山区地势原因流出。

根据现状监测结果，监测点各因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准要求。

(2) 地下水环境影响

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施；非正常状况下，管道链接和阀门处出现破损泄漏，如不及时修复，少量石油类可能下渗

对地下水造成影响。但在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下，拟建项目对地下水环境影响可以接受。

(3) 地下水环境污染防控措施

拟建项目依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，采取严格的地下水环境污染防控措施。

①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。

②严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗。防渗措施的设计使用年限不应低于拟建项目主体工程的设计使用年限。

③建立和完善拟建项目的地下水环境监测制度和环境管理体系，对集输管道、阀门定期进行严格检测，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

④在制定全作业区环保管理体制的基础上，制订针对地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

(4) 地下水环境影响评价结论

综上所述，在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，拟建项目对地下水环境影响可以接受。

5.2.4 声环境影响评价

拟建项目各类管道埋设在地下，埋深大于1.2m，集输过程不会对周围声环境产生影响；拟建项目产噪设备主要为井场采气树。

5.2.4.1 预测模式

a) 应根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点的声级：

$$L_p(r) = L_w + D_c - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

L_w —由点声源产生的声功率级(A计权或倍频带)，dB；

D_c —指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级

L_p 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度, dB;

A_{div} 一几何发散引起的衰减, dB;

A_{atm} 一大气吸收引起的衰减, dB;

A_{gr} 一地面效应引起的衰减, dB;

A_{bar} 一障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} 一其他多方面效应引起的衰减, dB。

$$L_p(r) = L_p(r_0) + D_c - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中: $L_p(r)$ 一预测点处声压级, dB;

$L_p(r_0)$ 一参考位置 r_0 处的声压级, dB;

D_c 一指向性校正, 它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级

L_p 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度, dB;

A_{div} 一几何发散引起的衰减, dB;

A_{atm} 一大气吸收引起的衰减, dB;

A_{gr} 一地面效应引起的衰减, dB;

A_{bar} 一障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} 一其他多方面效应引起的衰减, dB。

b) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算:

$$L_A(r) = 10 \lg \left\{ \sum_{i=1}^8 10^{0.1[L_{pi}(r) - \Delta L_i]} \right\}$$

式中: $L_A(r)$ 一距声源 r 处的 A 声级, dB(A);

$L_{pi}(r)$ 一预测点 (r) 处, 第 i 倍频带声压级, dB;

ΔL_i 一第 i 倍频带的 A 计权网络修正值, dB;

c) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算:

$$L_A(r) = L_A(r_0) - A_{div}$$

式中: $L_A(r)$ 一距声源 r 处的 A 声级, dB(A);

$L_A(r_0)$ 一参考位置 r_0 处的 A 声级, dB(A);

A_{div} 一几何发散引起的衰减, dB;

d) 工业企业噪声计算

设第 I 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{A_I} ，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_{A_j} ，在 T 时间内该声源工作时间为 t_j ，则拟建项目声源对预测点产生的贡献值 (L_{eqg}) 为：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \left(\sum_{i=1}^N t_i 10^{0.1 L_{A_i}} + \sum_{j=1}^M t_j 10^{0.1 L_{A_j}} \right) \right]$$

式中： L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T —用于计算等效声级的时间，s；

N —室外声源个数；

t_I —在 T 时间内 I 声源工作时间，s；

M —等效室外声源个数；

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

e) 噪声预测值计算

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

式中： L_{eq} —预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb} —预测点的背景噪声值，dB。

(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。

5.2.4.2 噪声源参数的确定

拟建项目新建井场产噪设备主要为采气树。

表 5.2-15 井场噪声源参数一览表(室外)

序号	声源名称		型号	空间相对位置/m			声源源强 [dB(A)]	声源控制措施	运行时段
				X	Y	Z			
1	各单井井场	采气树	—	5	30	1	80	基础减振	8760h/a

5.2.4.3 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，拟建项目新建单井噪声源对四周场界的贡献声级值见表 5.2-13。

表 5.2-16

井场噪声预测结果一览表

单位: dB(A)

场地	场界	贡献值	标准值		结论
各单井井场					
井场	东场界	43.4	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	42.5	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	48.7	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	48.2	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

由表 5.2-13 可知项目实施后,各井场主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 42.5~48.7dB(A), 满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准要求。

综上,拟建项目实施后从声环境影响角度,拟建项目建设可行。

5.2.4.4 声环境影响评价自查表

拟建项目声环境影响评价自查表见表 5.2-17。

表 5.2-17

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 ☐
现状评价	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 ☐					

续表 5.2-17 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
声环境影响预测与评价	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。				

5.2.5 固体废物影响分析

5.2.5.1 固体废物产生种类及数量

根据《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号)、《危险废物排除管理清单(2021年版)》《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)、《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告2017年第43号), 拟建项目运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料, 类比同类型井场, 落地油产生量为0.8t/a、废防渗材料为1.0t/a, 收集后直接由有危废处置资质单位接收处置, 井场内不暂存。拟建项目危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表5.2-18。

表 5.2-18 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.8	天然气开采、管道集输、修井作业、计量分离	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	收集后, 由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	1.0	修井作业	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

5.2.5.2 危险废物环境影响分析

根据《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物(试行)》, 排污单位委托他人运输、利用、处置危险废物的, 应落实《中华人民共和国固体废物

《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等法律法规要求，对受托方的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，在合同中约定污染防治要求；转移危险废物的，应当按照国家有关规定填写、运行危险废物转移联单等。

(1) 危险废物收集

拟建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)、《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1276-2022)中相关管理要求，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》(HJ2025-2012)等有关规定。

根据《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1276-2022)，收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的表明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实，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。具体要求如下：

a. 危险废物标签规格颜色说明：正方形，40×40cm；背景色采用黄色，废物种类信息采用橘黄色，字体颜色为黑色。

b. 危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 5.2-3 所示；

序号	危险特性	警示图形	图形颜色
1	腐蚀性		符号：黑色 底色：上白下黑
2	毒性		符号：黑色 底色：白色
3	易燃性		符号：黑色 底色：红色 (RGB: 255,0,0)
4	反应性		符号：黑色 底色：黄色 (RGB: 255,255,0)

图 5.2-2 危险废物类别标识示意图

c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.2-4 所示。

危险废物		
废物名称:	危险特性	
废物类别:		
废物代码:		
废物形态:		
主要成分:		
有害成分:		
注意事项:		
数字识别码:		
产生/收集单位:		
联系人和联系方式:		
产生日期:	废物重量:	
备注:		

图 5.2-3 危险废物相关信息标签

d、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；

(2) 危险废物运输过程影响分析

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,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。

拟建项目产生的危险废物运输过程由库车畅源环保科技有限公司进行运输,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《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

(3) 危险废物委托处置环境影响分析

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。

拟建项目落地油、废防渗材料全部委托库车畅源环保科技有限公司进行处置,库车畅源环保科技有限公司处理资质及处置类别涵盖了拟建项目HW08危险废物,处置能力能够满足项目要求,目前库车畅源环保科技有限公司已建设完成并投入运行,设计处置含油污泥46万m³/a,富余处理量为11万t/a。因此,拟建项目危险废物全部委托库车畅源环保科技有限公司接收处置可行。

(4) 运输过程的污染防治措施

运输过程严格按照《危险废物转移管理办法》(生态环境部部令第23号)、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)执行。危险废物转移过程应采取防扬散、防流失、防渗漏措施,不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒;制定危险废物突发环境事件的防范措施和应急预案,发生危险废物突发环境事件时,采取有效措施消除或者减轻对环境的污染危害;制定危险废物管理计划,结合自身的实际情况,与生产记录相衔接,建立危险废物管理台账记录,如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息,并填写、运行危险废物转移联单。

拟建项目所产生的危险废物道路运输委托持有危险废物经营许可证的单位,按照其许可证的经营范围组织实施,并在当地生态环境部门批准后进行危

危险废物的转移。危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》(交通部令[2005年]第9号)、JT617以及JT618执行;运输单位承运危险废物时,应在危险废物包装上按照GB18597附录A设置标志;危险废物公路运输时,运输车辆应按GB13392设置车辆标志;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《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。综上,拟建项目危险废物运输过程的污染防治措施可行。

5.2.6 生态影响评价

项目运营期对生态环境的影响主要表现在对生态系统完整性的影响。

拟建项目开发区的基质主要是荒漠生态景观,荒漠生态景观稳定性较差,异质化程度低,生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在气田开发如井场、管道等建设中,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。

项目区生态完整性受拟建项目影响较小,项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。气田开发加大了评价区人为干扰的力度,同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势;但是由于项目占地面积有限,区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小,其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.2.7 土壤环境影响评价

5.2.7.1 环境影响识别

5.2.7.1.1 项目类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)及《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),拟建项目采气

井场及输水管线均属于Ⅱ类项目，采气管线属于Ⅳ类项目。

5.2.7.1.2 影响类型及途径

拟建项目所处区域不属于盐化、酸化、碱化区域，拟建项目土壤影响类型属于污染影响型。

拟建项目废水主要为采出水和井下作业废液，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况单井集输管道连接处破裂，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。

拟建项目井场建设及管道敷设过程中，不会造成区域土壤盐化、酸化、碱化，但管沟开挖过程中会对区域局部土壤造成扰动，导致土壤中盐分含量与周边区域不一致。同时，本项目集输管线中采出液主要为石油类和采出水（采出水中含盐分），当出现泄漏时采出液进入表层土壤并遗留在土壤中，将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高。工程所在区域属于未盐化地区，在后续的自然恢复过程中，扰动区域及管线泄露区域受到雨水、风沙作用，土壤局部盐分含量逐步与周边区域土壤保持一致，不会造成区域土壤盐分含量升高及 pH 变化。

影响类型见表 5.2-19。

表 5.2-19 建设项目影响类型表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其它	盐化	碱化	酸化	其它
建设期	—	—	—	—	—	—	—	—
运营期	—	—	✓	—	—	—	—	—
服务期满后	—	—	—	—	—	—	—	—

本次评价考虑最不利情况，管线连接和阀门处破裂导致石油烃下渗进入土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行分析。拟建项目土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-20。

表 5.2-20 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
管线连接和阀门处破裂	垂直入渗	石油烃	事故工况

5.2.7.2 现状调查与评价

5.2.7.2.1 调查范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018), 土壤污染影响型现状调查范围为井场边界外 50m 及管线边界两侧外扩 200m 范围。

5.2.7.2.2 敏感目标

拟建项目井场及管线周边 200m 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或村庄、学校等敏感点及其他土壤环境敏感目标。

5.2.7.2.3 土地利用类型调查

(1) 土地利用现状

根据现场调查结果, 拟建项目井场新增永久占地、管线占地均为裸土地。

(2) 土地利用历史

根据调查, 拟建项目建设之前现状为裸土地, 局部区域已受到油气田开发的扰动和影响。

(3) 土地利用规划

拟建项目占地范围暂无土地利用规划。

(4) 土壤理化性质调查

土壤理化性质见表 5.2-21。

表 5.2-21 土壤理化性质调查结果一览表

点号	1#	时间	2024.2
层次	表层		
现场记录	颜色	浅灰色	
	结构	团粒状	
	砂砾含量	0%	
	其他异物	无	
实验室测定	pH 值	8.20	
	阳离子交换量 cmol^+/kg	3.70	
	氧化还原电位 mV	283	
	饱和导水率 cm/s	3.3×10^{-4}	
	土壤容重 g/cm^3	1.06	
	孔隙度%	39.9	

5.2.7.2.4 土壤类型调查

根据《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类,土壤评价范围内土壤类型为棕漠土。项目区土壤类型分布见附图 8。

5.2.7.3 土壤环境影响预测与评价

拟建项目实施后,正常状况下,管道连接处紧密,管道采用密闭措施,因此在正常工况下不会发生油类物质渗漏进入土壤。非正常工况下,管道连接和阀门处出现破损泄漏,或管道发生刺漏事故,如不及时修复,导致采出液中的油类物质将垂直入渗进入土壤,其主要污染物为石油烃。

根据相关资料可知,为了说明油类物质污染土壤的可能性与程度,类比同类项目进行的土壤剖面的采样监测,其结果详见表 5.2-22。

表 5.2-22 油类物质在土层中的纵向分布情况

序号	采样深度(cm)	石油类含量 mg/kg
1	0~20	5630.140
2	20~40	253.016
3	40~60	68.451
4	60~80	57.220
5	80~100	48.614

注:《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值石油烃标准为 4500mg/kg。

表 5.2-22 中的监测结果表明,非正常状况下石油类污染物主要积聚在土壤表层 40cm 以内,其污染也主要限于地表,一般很难渗入到 2m 以下,且拟建项目已建设 RTU 采集系统,发生泄漏会在短时间内发现,泄漏油类物质能够及时地清理,因此,从土壤环境影响的角度,拟建项目建设可行。

5.2.7.4 结论与建议

拟建项目占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移,石油烃主要积聚在土壤表层 40cm 以内,其污染也主要限于地表,土壤底部石油烃浓度未检出。因此,拟建项目需采取土壤防治措施按照“源头

控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防治措施后，从土壤环境影响的角度，拟建项目建设可行。

5.2.7.5 土壤污染防治措施

(1) 源头控制

加强日常巡检监管工作，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。

(2) 过程防控措施

① 巡检车辆按照指定路线行驶，严禁随意碾压破坏井场周边土壤结构；

② 严格执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“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、放喷池划分为一般防渗区。防渗措施的设计，使用年限不应低于拟建项目主体工程的设计使用年限。

(3) 土壤环境影响评价结论

综上所述，通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，拟建项目建设可行。

拟建项目土壤环境影响评价自查表见表 5.2-23。

表 5.2-23 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 ☐	
	土地利用类型	建设用地 ☐ ；农用地 ☐ ；未利用地 ☒	土地利用类型图
	占地规模	31hm ²	小型
	敏感目标信息	敏感目标 ☐ 、方位 ☐ 、距离 ☐	无
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☐ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他 ☐	
	全部污染物	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	
	特征因子	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 ☒ ；III类 ☐ ；IV类 ☐	
	敏感程度	敏感 ☐ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☒	
评价工作等级		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 ☒	

续表 5.2-23

土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ; b) ☒ ; c) ☒ ; d) ☒				
	理化特性	—				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	3	—	0.2m	
		柱状样点数	—	—	—	
现状监测因子	占地范围内：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]花, 苯并[b]荧蒽, 苯并[k]荧蒽, 蒽, 二苯并[a,h]蒽, 茚并[1,2,3-cd]花、萘、pH、石油烃(C ₂₅ -C ₄₀)、盐分含量					
现状评价	评价因子					
	评价标准	GB15618 ☐ ; GB36600 ☒ ; 表 D.1 ☐ ; 表 D.2 ☐ ; 其他 ☐				
	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求				
影响预测	预测因子	石油烃(C ₂₅ -C ₄₀)				
	预测方法	附录 E ☐ ; 附录 F ☐ ; 其他(类比分析)				
	预测分析内容	影响范围: 井场占地 影响程度: 较小				
	预测结论	达标结论: a) ☐ ; b) ☐ ; c) ☒ 不达标结论: a) ☐ ; b) ☐				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☐ ; 源头控制 ☒ ; 过程防控 ☒ ; 其他 ☐				
防治措施	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		4	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、汞		每年1次	
	信息公开指标	石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬、汞				
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, 拟建项目建设可行				
注1: “ ☐ ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。 注2: 需要分别开展土壤环境影响评级工作的, 分别填写自查表。						

5.2.8 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营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。

5.2.8.1 评价依据

5.2.8.1.1 风险调查

拟建项目涉及的风险物质主要为天然气和凝析油，存在于采气管道内。

5.2.8.1.2 环境敏感目标概况

项目周边不涉及环境敏感目标。

5.2.8.2 环境风险潜势初判

根据 2.4.1.7 环境风险评价工作等级判定内容，项目 Q 值小于 1，环境风险潜势为 I。

5.2.8.3 环境风险识别

5.2.8.3.1 物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为天然气、凝析油。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.2-24。

表 5.2-24 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	天然气	无色无味气体，爆炸上限 16%，爆炸下限 4.8%，蒸汽压：53.32kPa(-168.8℃)，闪点：-188.8℃，熔点：-182.5℃，沸点：-161.5℃，相对密度 0.42(-164℃)	集输管线
2	凝析油	燃烧性：易燃，闪点：-2℃，爆炸上限 8.7%、爆炸下限 1.1%，自燃点 482℃~632℃，密度 0.7916g/cm ³ ~0.8116g/cm ³	集输管线

5.2.8.3.2 危险物质分布情况

本工程危险物质主要分布于集输管道内。

5.2.8.3.3 可能影响环境的途径

根据工程分析，本工程开发建设过程中集输环节接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油气泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.2-25。

表 5.2-25 气田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
井场	井漏事故	固井套管下入深度不够或固井质量不好	泥浆漏失于地下水含水层中，由于其含 Ca^{2+} 、 Na^{+} 等离子，盐分较多，造成地下含水层水质污染	地下水
	井喷事故	泥浆液柱压力低于油气层的自然压力；泥浆漏失；钻透油气层时，起钻速度过快；设备故障，停钻修理等	井喷时大量的油气从井口喷出，喷出的油气流可高达数十米，喷出气体几万到几十万方，井喷事故发生时，大量烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，火灾和爆炸均会造成灾难性的后果。	大气、地表水、地下水
管道	管道泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管道破裂，导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后，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，油类物质渗流至地下水	大气、地表水、地下水

5.2.8.3 环境风险分析

5.2.8.3.1 管道破裂风险评价

(1) 大气环境风险分析

在管道压力下，加压集输油气泄漏时，天然气从裂口流出后遇明火燃烧，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。拟建项目集输管线采用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，克拉采油气管理区负责管理拟建项目的运行管理，制订有突发环境事件应急预案，备有相应的应急物资，采取了各类环境风险防范措施，以便在集输管道泄漏时能够及时发现，在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后，集输管道发生火灾爆炸概率较低，拟建项目所处地点开阔，周围无环境敏感目标，天然气泄漏对周围环境及人员影响较小。

(2) 地表水环境风险分析

拟建项目在发生安全生产事故造成凝析油泄漏主要集中在井场区域范围，加之泄漏凝析油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，因此在事故下造成凝析油泄漏不会对区域地表水造成污染。

(3) 地下水环境风险分析

拟建项目建成投产后，正常状态下无废水直接外排。非正常状态下，石油

类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损凝析油泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成凝析油泄漏。因此在事故下造成凝析油泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可接受。

5.2.8.3.2 井喷事故风险评价

(1) 井喷对大气环境风险评价

经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径300m，一般需要1~2天能得以控制。井喷事故状态下，局部大气中的烃类在短时间内剧增，使局部地区大气污染物在一定时间段内超标，井喷污染范围内无村庄等大气敏感目标。发生井喷事故后，通过采取及时疏散周边人员，对井喷物质进行点火和在周边进行检测，可最大程度降低对周边的影响。

(2) 井喷对地表水环境风险评价

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径300m，项目周边无地表水，因此在事故下造成凝析油泄漏不会对区域地表河流造成污染。

(3) 井喷对地下水环境风险评价

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径300m，井喷持续时间2天，井喷范围内土壤表层可见有含油液体喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面40cm以内，石油类污染物很难下渗到2m以下，项目所在区域地下水埋深在50~100m之间，石油类污染物可能下渗到潜水层，造成地下水污染，而地下水位较深地段，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

5.2.8.4 环境风险防范措施及应急要求

各种事故都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的

危害降低到最低限度。结合拟建项目特点，采取以下风险防范措施。

5.2.8.4.1 钻井作业中的井喷防范措施

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。

5.2.8.4.2 井下作业事故风险预防措施

(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。

5.2.8.4.3 管道事故风险预防措施

(1) 施工阶段的事故防范措施

①管道敷设前，应加强对管材质量的检查，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。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

(2) 运行阶段的事故防范措施

①井场设置现场检测仪表，并由RTU箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站SCADA管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

②定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管和泄漏的隐患。

③制定巡线制度，并设置专门巡线工，定时对管道进行巡视，加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管线安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并及时向上级汇报。

④利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

⑤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，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

5.2.8.4.5 环境风险应急处置措施

(1) 管道事故应急措施

管道事故风险不可能绝对避免，在预防事故的同时，为可能发生的事故制定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度。

①按顺序关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好环境污染防范工作，把损失控制在最小范围内。

②回收泄漏采出液

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集；将严重污染的土壤集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。

(2)火灾事故应急措施

①发生火灾时，事故现场工作人员立即通知断电，立即停产，并拉响警报。启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场。

②安全保障组设置警戒区域，撤离事故区域全部人员，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。

③根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离至安全地带，防止火灾燃烧产生的有害物质对人体造成伤害。

④当火灾事故得到有效控制，在确保人员安全的情况下，及时控制消防冷却水次生污染的蔓延。

(3)管道刺漏事故应急措施

拟建项目根据以往经验，现场巡检过程中发现压力表压力不正常后，通过检测判定管线是否发生泄漏，针对管线刺漏事件，采取以下措施：

a. 切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

b. 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；

c. 事故现场处理：堵漏作业完成后，对泄漏段管线进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

d. 后期处理：恢复管线泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性地加强检测及现场巡检。对泄漏的凝析油回收，若凝析油泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。

5.2.8.4.6 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亡等),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。塔里木油田分公司克拉采油气管管理区制定有《克拉油气开发部突发环境事件应急预案》(备案编号 652921-2021-011),本评价建议将本次建设内容纳入塔里木油田分公司克拉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。

5.2.8.4.7 现有风险防范措施的有效性

拟建项目建设内容纳入塔里木油田分公司克拉采油气管管理区现有突发环境事件应急预案中。目前克拉采油气管管理区已建立完善的应急管理体系,配备有专业的应急管理队伍,同时配备有充足的应急物资。克拉采油气管管理区已针对气田常见的生产设备泄漏、管线爆管泄漏等情景提出了相关防范措施,并制定了相应的应急预案,可确保事故发生时,最大程度降低对周围环境空气、地下水、土壤的影响。同时为确保人员熟悉应急措施,定期对相关人员开展应急演练工作,针对演练过程中发现的问题及时修改现有应急预案的不足。现有风险防范措施可靠有效,可有效降低事故状态下对环境空气、地下水、土壤的影响。

5.2.8.5 环境风险分析结论

(1)项目危险因素

运营期危险因素为集输管线老化破损导致天然气等泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故,产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故。

(2)环境敏感性及事故环境影响

区域以油气开发为主,拟建项目实施后的环境风险主要为天然气泄漏,遇火源可能发生火灾爆炸事故,不完全燃烧会产生一定量的二氧化碳有害气体进入大气。

(3)环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容纳入塔里木油田分公司克拉采油气管管理区现有

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。

(4) 环境风险评价结论与建议

综上，拟建项目环境风险是可防控的。

根据建设项目环境风险可能影响的范围与程度，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应急预案，可将环境风险概率降到最低。

拟建项目环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表 5.2-26，环境风险自查表见表 5.2-27。

表 5.2-26 单井环境风险防范措施“三同时”验收一览表

序号	防 范 措 施	台(套)	投资(万元)	效 果
1	甲烷检测、报警仪	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	1	及时发现风险，减少事故发生
2	地上管道涂刷相应识别色		1	便于识别风险，减少事故发生
3	消防器材		1	防止天然气输气管道泄漏火灾爆炸事故蔓延
4	警戒标语和标牌		1	设置警戒标语和标牌，起到提醒警示作用
合 计		—	4	—

表 5.2-27 建设项目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井区亚格列木组试采项目环境影响报告书			
建设地点	新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内，克探1井区内			
中心坐标				
主要危险物质及分布	天然气、凝析油存在于集输管线内，存储量分别为 0.415t、0.00021t。			
环境影响途径及危害后果(大气、地表水、地下水等)	根据工程分析，拟建项目油气田开发建设过程中集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸等			
风险防范措施要求	具体见“5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求”			

5.3 退役期环境影响分析

5.3.1 退役期污染物情况

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、生活污水、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、地下截去一定深度的表层套管并用水泥灌注封井、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建筑残渣等固体废物，对这些废弃残渣等进行集中清理收集，废弃建筑残渣外运至指定固废场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油气田设施退役后，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。

5.3.2 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/T6646-2017)、《油气田开发生产井报废管理规范》(Q/SY01036-2022)和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)，项目针对退役期生态恢复提出如下措施：

(1) 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如凝析油等。经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

(2) 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，确保管线内无残留采出

气，管线两端使用盲板封堵。

(3) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

(4) 井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免应拆除作业对区域表层土的扰动，引起土地沙化。

(5) 严格控制临时施工场地面积和范围，减少对地表植被的破坏。

(6) 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。

(7) 对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下一定深度的表层套管，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

(8) 保证对废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层产生二次污染。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 环境空气保护措施可行性论证

6.1.1 施工期环境保护措施

6.1.1.1 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。

6.1.1.2 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。

6.1.1.3 钻井及储层改造废气

使用油基泥浆、酸化液过程中，要求全部采用密闭罐存放，产生的废油基泥浆岩屑和废酸化液及时委托有资质单位接收处置，减少在现场存储时间。

6.1.1.4 测试放喷废气

(1)在集输管网投产前的项目初期，井场要进行测试放喷。为了点火安全和控制热辐射范围，需修建地面放喷池，通过水平火炬进行测试放喷；在集输管网投产后，测试放喷的天然气将通过管网收集，集输至井场后通过水平火炬点燃放空。

(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。

(3)在测试放喷的单个井场选址过程中，要考虑测试放喷对周围环境影响，确保井场测试放喷时周围500m范围内无人；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。

6.1.2 运营期环境空气保护措施

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》(GB39728-2020)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) 气井采出的井产物进行汇集、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) 拟建项目定期巡检，确保集输系统安全运行。

(3) 提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

类比气田同类型井场污染源监测数据，监测数据见下表。

表 6.1-1 气田井场大气污染物排放情况一览表

项目	工程	污染源	污染物	排放浓度	主要处理措施	标准	达标情况
废气	代表性井场	井场无组织废气	非甲烷总烃	1.1~1.6mg/m ³	日常维护，做好密闭措施	《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	达标

根据类比气田同类型井场监测数据，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。

6.1.3 退役期环境空气保护措施

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。

6.2 废水治理措施可行性论证

6.2.1 施工期水环境污染防治措施

(1) 钻井废水

根据目前气田钻井实际情况，钻井废水临时罐体收集，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) 压裂返排液

射孔结束后，返排液采取不落地直接排入回收罐中，加碱中和后拉运至区域环保处理站/油气处理站妥善处置。

(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，试压结束后用于洒水降尘。

(4) 施工队生活污水

钻井期产生的生活污水水量小、水质简单，排入生活污水池（采用撬装组合型钢板池）暂存，定期拉运至克深生活公寓生活污水处理系统处理。

综上，施工期采取的废水处置措施可行。

6.2.2 运营期水污染防治措施

项目运营期水环境污染源为采出水和井下作业废液。

(1) 采出水

拟建项目采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层。要求日常加强油气开采和集输过程的动态监测，油气集输过程中避免事故泄漏污染土壤和地下水。

(2) 井下作业废液

井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至区域油气处理站处理，可以满足拟建项目井下作业废液处理需求。

综上，运营期采取的废水处置措施可行。

6.2.3 退役期水污染防治措施

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中参照《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/T6646-2017）、《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）以及《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令 第748号）等要求进行施工作业，首先进行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，避免发生油水串层。

6.3 噪声防治措施可行性论证

6.3.1 施工期噪声防治措施

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。主要隔声减噪措施包括：

- (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，管线的作业带宽度为12m。

6.3.2 运营期噪声防治措施

(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。

类比气田同类型井场界噪声监测数据，监测数据见下表。

表 6.3-1 气田井场噪声排放情况一览表

项目	工程	污染源	污染物	监测值 dB(A)	主要处理措施	标准	达标情况
噪声	代表性井场	噪声	昼间	49.4~53.6	基础减振	《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	达标
			夜间	39.6~44.1			达标

根据噪声预测结果并类比气田同类型井场界噪声监测，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。

6.3.3 退役期噪声防治措施

退役期噪声主要为车辆噪声等，合理控制车速、避免鸣笛。

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 施工期固体废物处置措施

6.4.1.1 钻井废弃物处置措施

项目使用泥浆为膨润土体系泥浆、聚磺体系泥浆、油基泥浆。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，膨润土体系泥浆、聚磺体系泥浆进入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用。废弃油基泥浆经不落地收集系统收集后，运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理。

膨润土钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，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物控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值要求后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；聚磺钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相清运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；废弃油基泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统收集后，在井场进行减量化处理，运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理。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，可避免对环境产生明显污染影响。

6.4.1.2 焊接及吹扫废渣及生活垃圾处置措施

焊接及吹扫废渣及生活垃圾定期清运至克深地区固废填埋场处理。克深地区固废填埋场现有富余能力可满足拟建项目施工期焊接及吹扫废渣和生活垃圾填埋需求，因此生活垃圾处置措施可行。

6.4.1.3 废机油、废防渗材料、废烧碱包装袋处置措施

钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料，废机油、废防渗材料收集后暂存于撬装式危废暂存间中。钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量废烧碱包装袋属于危险废物，及时回收废烧碱包装袋，暂存于撬装式危废暂存间

中。废机油、废防渗材料、废烧碱包装袋必须由具有资质的机构或生态环境主管部门指定单位接收，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。

6.4.2 运营期固体废物处置措施

6.4.2.1 运营期固体废物产生及处置情况

根据《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号)和《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)，落地油(HW08 071-001-08)及废防渗材料(HW08 900-249-08)均属于危险废物，收集后依托有资质单位接收处置。危险废物处理处置情况见表6.4-1。

表 6.4-1 拟建项目危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.8	天然气开采、管道集输、修井作业、计量分离	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	收集后,由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	1	修井作业	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

6.4.2.2 危险废物处置措施可行性分析

(1) 危险废物贮存及运输

拟建项目产生的危险废物运输过程由库车畅源生态环保科技有限责任公司进行运输，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《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

(2) 危险废物委托处置环境影响分析

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。

拟建项目落地油、废防渗材料全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置，库车畅源生态环保科技有限责任公司处理资质及处置类别涵盖了

拟建项目 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前库车畅源环保科技有限公司已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 46 万 t/a，目前尚有较大处理余量。因此，拟建项目危险废物全部委托库车畅源环保科技有限公司接收处置可行。

6.4.3 退役期固体废物处置措施

拟建项目退役期固体废物主要为废弃管道、废弃建筑垃圾等，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。废弃建筑残渣等收集后送克深地区固废填埋场妥善处理。

6.5 生态保护措施可行性论证

6.5.1 施工期生态恢复措施

6.5.1.1 地表扰动生态环境保护措施

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。

图 6.5-1 克探 1 井区现有井场措施效果

类比气田现有井场采取的生态保护措施，拟建项目采取的永久占地生态保护措施可行。

6.5.1.2 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。

类比气田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。

6.5.1.3 水土流失保护措施

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表明车辆行驶的边界，进行定时洒水等措施减少施工过程中产生的不利影响。

类比同类管道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。

6.5.1.4 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，防止土壤沙漠化。

(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。

6.6.2 运营期生态恢复措施

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。在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。定期检查管道，如发生管道老化，接口断裂，及时更换管道。对植被恢复缓慢区域加强人工干预，缩短植被自然恢复周期。

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。

6.6.3 退役期生态恢复措施

气田单井进入开采后期，区域储量逐渐下降，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/T6646-2017)、《油气田开发生产井报废管理规范》(Q/SY01036-2022)和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)，项目针对退役期生态恢复提出如下措施：

(1)对完成采气的废弃井，采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除各种固体废物，经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。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。

(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。

(5)各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

(6)要求通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于保护区动植物有基本的

认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应尽量避免，严禁踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

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

6.6.4 生态恢复与补偿方案

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)的相关要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区等重要生态保护地以及其他法律法规规定的禁采区域内开采。

②气藏开发活动应符合国家和区域主体功能区规划、生态功能区划、生态环境保护规划的要求，采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

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

(1)井场生态恢复措施

所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

①施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表实施水泥硬化或砾石覆盖等措施，以减少风蚀量。

②工程施工结束后，应对施工临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。

③退役期实施封井措施，防止油水窜层。

(2)管线生态恢复措施

控制管道施工作业带宽度，施工过程中注意保护土壤成分和结构。在施工结束后覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

(3) 道路生态恢复措施

开挖路基及取弃土工程均应根据道路施工进度有计划地进行表土剥离并保存。工程结束后，土方应及时回填、平整、压实，以防止侵蚀加剧。

7 碳排放影响评价

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，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）》核算方法，计算拟建项目实施后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 碳排放分析

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 CO_2 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、 CH_4 逃逸排放、 CH_4 回收利用量、 CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

拟建项目生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1 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	井场试采阶段放空火炬燃烧	CO_2 和 CH_4	有组织
2	CH_4 逃逸排放	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	电力隐含排放	CO_2	—

7.1.2 碳排放量核算

7.1.2.1 碳排放核算边界

拟建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井区亚格列木组试采项目	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 火炬燃烧排放 (2) CH_4 逃逸排放 (3) 净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

7.1.2.2 碳排放量核算过程

拟建项目涉及火炬燃烧排放、CH₄逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量。具体核算过程如下：

(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，本项目主要核算正常工况下的火炬气燃烧（主要为井场测试放喷阶段的火炬燃烧碳排放量）。另外，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：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + (E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}) \times GWP_{CH_4}$$

式中，

$E_{GHG_火炬}$ —火炬燃烧产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2_正常火炬}$ —正常工况下火炬系统产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2_事故火炬}$ —由于事故火炬产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

$E_{CH_4_正常火炬}$ —正常工况下火炬系统产生的 CH₄ 排放，单位为吨 CH₄；

$E_{CH_4_事故火炬}$ —事故火炬产生的 CH₄ 排放，单位为吨 CH₄；

GWP_{CH_4} —CH₄ 相比 CO₂ 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 CH₄ 相当于 21 吨 CO₂ 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：

$$E_{CO_2_正常火炬} = \sum_i [Q_{正常火炬} \times (CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7)]_i$$

$$E_{CH_4_正常火炬} = \sum_i [Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17]_i$$

式中，

i—火炬系统序号；

$Q_{正常火炬}$ —正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量，单位为万 Nm³；

$CC_{\neq CO_2}$ -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:

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

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

上式中,

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 /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;

$CC_{(\neq CO_2)_j}$ -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 计算结果

本项目核算火炬气温室气体排放主要为井场试采过程中火炬气排放量。相关参数如下表。

表 7.1-3 火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	火炬气流速度(万 Nm^3/h)	持续时间(h)	火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量(吨碳/万 Nm^3)	火炬燃烧的碳氧化率	火炬气中 CO_2 的体积浓度	火炬气中 CH_4 的体积浓度
1	4 座井场	正常工况	0.18	48	5.7	0.98	0.006734	0.9223

根据表中参数, 结合公式计算可知, 火炬燃烧排放温室气体量为 29.24 吨 CO_2 。

(2) CH₄逃逸排放

①计算公式

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

式中，

$E_{CH_4\text{-开采逃逸}}$ -原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

J-不同的设施类型；

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

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

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

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

②计算结果

拟建项目为天然气开采，相关参数取值见下表。

表 7.1-4 甲烷逃逸排放活动相关参数一览表

序号	场所	天然气系统	设施逃逸	井场个数
1	4座新建采气井场	井口装置	2.5吨/年·个	4

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 10 吨，折算成 CO₂ 排放量为 210 吨。

(3) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

①计算公式

a. 净购入电力的 CO₂ 排放计算公式

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

式中：

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

AD 电力为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

EF 电力为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/MWh 。

b. 净购入热力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{\text{CO}_2-\text{净热}} = AD_{\text{热力}} \times EF_{\text{热力}}$$

式中：

E_{CO_2} -净热为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

AD 热力为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

EF 热力为热力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/GJ 。

② 计算结果

拟建项目生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 71.16MWh，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，核算净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量为 47.47t。

（4）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）》，化工企业的 CO_2 排放总量计算公式为：

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

式中， E_{GHG} -温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2-\text{燃烧}}$ -核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{GHG-火炬}}$ -企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{\text{GHG-工艺}}$ -企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{\text{GHG-逃逸}}$ -企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 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；

$R_{\text{CH}_4-\text{回收}}$ -企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} - CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。取值 21；

$R_{\text{CO}_2-\text{回收}}$ -企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2 。

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

$E_{\text{CO}_2-\text{净热}}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 。

按照上述 CO_2 排放总量计算公式，则拟建项目实施后 CO_2 排放总量见表 7-2-8 所示。

表 7.1-5 CO_2 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量(吨 CO_2)	占比(%)
拟建项目	火炬燃烧排放	29.24	10.20
	工艺放空排放	0	/
	CH_4 逃逸排放	210	73.24
	CH_4 回收利用量	0	/
	CO_2 回收利用量	0	/
	净购入电力、热力隐含的 CO_2 排放	47.47	16.56
	合计	286.71	100

由上表 7.1-5 分析可知，拟建项目 CO_2 总排放量为 286.71 吨。

7.2 减污降碳措施

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

7.2.1 工艺技术减污降碳措施

拟建项目井场开采采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，降低系统超压安全阀起跳等事故情形次数，减少进入火炬中的放空气量。

7.2.2 电气设施减污降碳措施

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 CO_2 排放量。具体措施主要有：

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

(2) 选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无

功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

(3) 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。

7.2.3 减污降碳管理措施

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

7.3 碳排放评价结论及建议

7.3.1 碳排放评价结论

拟建项目实施后，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，拟建项目吨产品 CO_2 排放强度相对较低。

7.3.2 碳排放建议

(1) 加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期进行 LDAR 检测，并定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

(2) 积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

(3) 积极开展碳捕获、利用与封存 (CCUS) 技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

8 环境影响经济损益分析

工程的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着工程地区环境的变化。进行环境影响经济损益分析的目的在于分析建设项目的社会、经济和环境损益，评价建设项目环境保护投资的合理性以及环境保护投资的效益，促进项目建设的社会、经济和环境效益的协调统一和可持续发展。

8.1 经济效益分析

拟建项目投资 51245 万元，环保投资 264 万元，环保投资占总投资的比例为 0.52%。由于涉及国家能源商业机密，故对工程本身的经济效益在本环评报告中不作描述。

8.2 社会效益分析

拟建项目的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前油气供应紧张、与时俱进的形势，同时，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。拟建项目的实施还补充和加快了气田基础设施的建设。

因此拟建项目具有良好的社会效益。

8.3 环境措施效益分析

拟建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，拟建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。

8.3.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

拟建项目油气进行汇集、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，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量，严格控制油品泄漏对大气环境影响，污染物能达标排放。

(2) 废水

拟建项目运营期废水包括采出水、井下作业废液，采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，井下作业废液运至区域环保处理站/油气处理站处理。

(3) 固体废弃物

拟建项目运营期固体废物主要为落地油和废防渗材料，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。

(5) 生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地。

拟建项目各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。拟建项目选用先进、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。

8.3.2 环境损失分析

拟建项目在建设过程中，由于敷设管道等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性及地表植物初级生产力下降等造成的环境经济损失。

拟建项目将扰动、影响荒漠生态景观，虽然该区域生态有效利用率低，但有着重要的生态学意义，对防风固沙有着重要的作用。

8.3.3 环保措施的经济效益

拟建项目通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

8.4 环境经济损益分析结论

拟建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，由于井场建设、敷设管道等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，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

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大地影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，提高全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

9.1.1 管理机构及职责

9.1.1.1 环境管理机构

拟建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。油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(质量安全环保科)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，制修订环境保护规章制度；

(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。

9.1.2 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据QHSE管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和运营期提出拟建项目的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表8.1-1。

表 9.1-1 拟建项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，钻井现场严格管理，施工结束后尽快恢复临时性占用；及时清理废弃泥浆，合理处置弃土等	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		生物多样性	加强施工人员的管理，严禁对野生动植物的破坏等		
		植被	保护植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被		
		水土保持	主体工程与水土保持措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，做好防护措施等		

续表 9.1-1 拟建项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	主体工程与防沙治沙措施同时施工,并加强临时防护措施,做好防护措施等	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
	污染防治	施工现场洒水降尘,粉质材料规范放置,施工现场设置围栏等等		
	污染防治	废水		建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		固体废物		
		噪声		
运营期	正常工况	废水	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		废气		
		固体废弃物		
		噪声		
	事故风险	事故预防及凝析油泄漏应急预案		当地生态环境主管部门

续表 9.1-1 拟建项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构
退役期	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
	噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况, 选择合理的施工时间等		
	固体废物	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。建筑垃圾收集后送克深地区固废填埋场填埋处置		
	生态恢复	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; 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		

9.1.3 固体废物管理制度

本项目运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料。塔里木油田分公司克拉采油气管理区固体废物管理应按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ 1259-2022)、《一般工业固体废物管理台账制定指南(试行)》等相关要求执行。

(1) 危险废物管理计划

本项目产生的危险废物应按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》进行管理。危险废物管理计划应以书面形式制定并装订成册, 填写《危险废物管理计划》, 并附《危险废物管理计划备案登记表》。原则上管理计划按年度制定, 并存档 5 年以上。

克拉采油气管理区要结合自身的实际情况, 与生产记录相衔接, 建立危险废物台账, 如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息。采用信息化手段建立危险废物台账, 在台账工作的基础上如实向所在地县级以上人民政府环境保护主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

(2) 一般工业固体废物管理台账制定

本项目产生的一般固体废物应按照《一般工业固体废物管理台账制定指南

(试行)》进行管理。克拉采油气管理区应分析一般工业固体废物的产生情况，了解并熟悉所产生固体废物的基本特性；明确负责人及相关设施、场地。明确固体废物产生部门、处置部门负责人。明确各个附表填写人员；确定接受委托的利用处置单位。应当按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(2020年4月29日修订，2020年9月1日施行)，选择有能力的利用处置单位接收本单位产生的一般工业固体废物，提前确定接受委托的利用处置单位名单。

台账记录按照《一般工业固体废物管理台账制定指南(试行)》要求填写，内容主要填写包括：一般工业固体废物产生清单、一般工业固体废物流向汇总表、一般工业固体废物出厂环节记录表、一般工业固体废物产生环节记录表、一般工业固体废物贮存环节记录表、一般工业固体废物自行利用环节记录表(接收)、一般工业固体废物自行利用环节记录表(运出)、一般工业固体废物自行处置环节记录表、一般工业固体废物分类表等内容。台账记录表各表单的负责人对记录信息的真实性、完整性和规范性负责。产废单位应当设立专人负责台账的管理与归档，一般工业固体废物管理台账保存期限不少于5年。

9.1.4 环境监理

根据《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，拟建项目施工期对周边环境造成一定影响，在施工期阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

9.1.5 开展环境影响后评价工作相关要求

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)》(环境保护部 部令第37号)、《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)、《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)、《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，气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验

收、且稳定运行满5年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

拟建项目实施后，区域井场、管道等工程内容发生变化，应在5年内以区块为单位继续开展环境影响后评价工作，对工程实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

9.1.6 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》(HJ942-2018)、《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)，拟建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，工程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》(GB39728-2020)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。根据《排污口规范化整治技术要求(试行)》(环监[1996]470号)、《〈环境保护图形标志〉实施细则》(环监[1996]463号)，克拉采油气管理区完善废气、废水、噪声、固体废物等排放源图形标志；同时根据《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1276-2022)，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。

9.2 企业环境信息公开

9.2.1 公开内容

(1) 基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法人代表：王清华

生产地址：新疆阿克苏地区拜城县境内

主要产品及规模：①生产井6口(老井利用井3口，新钻直井3口)；②新建克探103井采气管道8.2km，克探101井采气管道3.0km，克探102井采气管道1.5km，克探106井采气管道0.1km；③新建克探101井、克探102井、克探103井、克探106井采气井场各1座，站内设置采气树、甲醇加注橇等设备；④配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。项目建成后产气 $80 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

(2) 排污信息

拟建项目拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表3.2-14~表3.2-20。

拟建项目污染物排放标准见表2.6-3。

拟建项目污染物排放量情况见表3.3-22。

拟建项目污染物总量控制指标情况见“3.3.13 污染物总量控制分析”章节。

(3) 环境风险防范措施

拟建项目环境风险防范措施见塔里木油田分公司克拉采油气管理区现行突发环境风险应急预案。

(4) 环境监测计划

拟建项目环境监测计划见表9.4-1。

9.2.2 公开方式及时间要求

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；塔里木油田公司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

表 9.3-1

拟建项目污染物排放清单一览表

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			排污口信息		总量指标 (t/a)	执行标准 (mg/m³)
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟气量 (Nm³/h)	排放浓度 (mg/m³)	排气筒高度 (m)	内径 (m)		
废气	井场	无组织废气	采取管道密闭输送，加强阀门、机泵的检修与维护，从源头减少泄露产生的无组织废气	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—	—	非甲烷总烃≤4.0

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)
废水	采出水	石油类 SS	采出水经集输管线最终输送至克拉 2 中央处理站处理处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)后回注于地层	—	不外排	—	—
	井下作业废液	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	采用专用废水回收罐收集后运至区域环保处理站/油气处理站处理	—	不外排	—	—

续表 9.3-1

拟建项目污染物排放清单一览表

序号	噪声源		污染因子	治理措施	处理效果		执行标准
噪声	井场	采气树	$L_{Aeq,T}$	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	降噪 15dB(A)		厂界 昼间≤60dB(A)； 夜间≤50dB(A)
序号	污染源名称		固废类别	处理措施	处理效果	执行标准	管理要求
固废	落地油		含油物质(危险废物 HW08)	收集后定期由有危废处置资质的公司接收处置	全部妥善处置，不外排		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)、《排污单位自行监测技术规范陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022) 相关规定进行
	废防渗材料		含油物质(危险废物 HW08)				
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 环境及污染源监测

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，通过对企业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。

通过对拟建项目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，同时对废水、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。拟建项目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

根据拟建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 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定拟建项目的监测计划。拟建项目投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 8.4-1。

表 9.4-1 拟建项目监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	井场无组织废气	非甲烷总烃	各井场下风向厂界外 10m 范围内	每年 1 次
地下水	潜水含水层	石油类、石油烃(C_6-C_9)、石油烃($C_{10}-C_{40}$)、砷、六价铬、汞	下游地下水井	每年 1 次

续表 9.4-1

拟建项目监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
土壤	土壤环境质量	石油类、石油烃(C_6-C_9)、 石油烃($C_{10}-C_{40}$)、砷、六 价铬、汞	井场内采气树管线接口处	每年1次

9.5 环保设施“三同时”验收一览表

拟建项目投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 8.5-1。

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	投资 (万元)	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	—	—	—
	2	焊接废气、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; 焊接作业时使用无毒低尘焊条	—	—	—
	3	钻井废气	控制五开作业时间, 油基泥浆和岩屑均采用密闭罐暂存	—	—	—
	4	储层改造废气	压裂液使用密闭罐存放	—	—	—
	5	测试放喷废气	在修建地面放喷池内放喷, 采用防喷器组等先进的井控装置, 防止和控制井喷事故发生	—	—	—
废水	1	钻井废水	用于配制相应体系泥浆, 在钻井期间综合利用, 不外排	—	—	—
	2	压裂返排液	采取不落地直接排入回收罐中, 加碱中和后拉运至区域环保处理站/油气处理站妥善处理	不外排	4	—
	3	管道试压废水	循环使用, 试压结束后用于洒水抑尘	—	—	—
	4	施工期生活污水	排入生活污水池暂存, 钻井工程结束后定期拉运至克深公寓生活污水处理装置处理	不外排	—	—
噪声	1	钻机、吊机、装载机、泥浆泵、压裂车、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	—	—	—
固废	1	废弃膨润土泥浆及钻井岩屑	经不落地收集系统进行固液分离后, 液相回用于钻井液配备, 固相收集后排入岩屑池, 经检测达标后, 可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫	妥善处置	—	—
	2	废弃聚磺泥浆及钻井岩屑	经不落地收集系统进行固液分离后, 液相回用于钻井液配备, 固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站妥善处理	妥善处置	40	—

续表 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	投资 (万元)	验收标准
施工期						
固废	3	废弃油基泥浆及 钻井岩屑	拉运至中石化江汉石油工程有限公司拜城 环保分公司新疆油基岩屑处理站处理	妥善处置	40	
	4	废机油、废防渗 材料、废烧碱包 装袋	收集后暂存于井场危废暂存间内，定期 委托有资质单位接收处置	妥善处置	10	—
	5	焊接及吹扫废渣	施工废料应首先考虑回收利用，不可回 收利用部分拉运至克深地区固废填埋 场填埋进行处置	妥善处置	3	—
	6	生活垃圾	定期清运至克深地区固废填埋场	妥善处置	3	—
生态		生态恢复	严格控制作业带宽度 管道埋埋所需土方利用管沟挖方，做到 土方平衡，减少弃土	临时占地 恢复到之 前状态	20	—
		水土保持	防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘	防止水土 流失	10	—
		防沙治沙	—	防止土地 沙化	40	—
环境 监理		开展施工期环境 监理	—	—	10	—
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 $\leq$ 4.0mg/m ³	—	《陆上石油天 然气开采工业 大气污染物排 放标准》(GB3 9728-2020)中 边界污染物控 制要求
废水	1	采出水	经集输管线最终输送至克拉2中央处理 站处理，达标后回注地层	不外排	—	—
	2	井下作业废液	收集后运至区域环保处理站/油气处理 站处理	不外排	5	—
噪声	1	采气树	基础减振	场界达标： 昼间 $\leq$ 60dB(A) 夜间 $\leq$ 50dB(A)	5	《工业企业 厂界环境噪 声排放标准》 (GB12348-20 08)2类区排 放限值
固废		落地油 废防渗材料	收集后，由有危废处置资质单位接收处 置	妥善处置	10	—

续表 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	投资 (万元)	验收标准
运营期						
防渗		分区防渗		具体见表 5.2-22	20	—
环境监测		废气、地下水、土壤		按照监测计划,委托有资质单位开展监测	8	—
后评价		拟建项目实施后,应在 5 年内以区块为单位开展环境影响后评价工作		对存在问题提出补救方案	—	—
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	16	—
类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元)	验收标准
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	废弃建筑垃圾	收集后送克深地区固废填埋场妥善处理	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	—	—
生态	1	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	恢复原貌	20	—
合计				—	264	—

10 环境影响评价结论

10.1 建设项目情况

10.1.1 项目概况

项目名称：塔里木油田克拉2气田克探1井区亚格列木组试采项目

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

建设性质：改扩建

建设内容：①生产井6口(老井利用井3口，新钻直井3口)；②新建克探103井采气管道8.2km，克探101井采气管道3.0km，克探102井采气管道1.5km，克探106井采气管道0.1km；③新建克探101井、克探102井、克探103井、克探106井采气井场各1座，站内设置采气树、甲醇加注橇等设备；④配套供电、自控、通信、防腐等公用工程。

建设规模：项目建成后产气 $80 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

项目投资和环保投资：项目总投资51245万元，其中环保投资264万元，占总投资的0.52%。

劳动定员及工作制度：新建井场为无人值守站，不新增劳动定员。

10.1.2 项目选址

拟建项目位于新疆阿克苏地区拜城县境内。区域以油气开采为主，现状占地为裸土地，工程占地范围内无固定集中的人群居住区，不占用自然保护区、风景名胜區、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2014年7月25日)等相关要求，工程选址合理。

10.1.3 产业政策符合性

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《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：常规石油、天然气勘探与开采”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

拟建项目属于塔里木油田分公司天然气开采项目，符合《新疆维吾尔自治区

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》、《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021-2025 年)》、《塔里木油田“十四五”发展规划》。拟建项目位于克拉 2 气田克探 1 井区,不涉及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》相关要求。

10.1.4 “三线一单”符合性判定

拟建项目东南距离生态保护红线(天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区)约 7.4km,敷设管线未穿越红线,不在生态保护红线范围内;拟建项目所在区域属于大气环境质量不达标区域,拟建项目油气采取密闭集输工艺,从源头减少泄漏产生的无组织废气;采出水经集输管线最终输送至克拉 2 中央处理站处理;井下作业废液采用专用废水回收罐收集,酸碱中和后运至区域油气处理站处理;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;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、七大片区、阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

10.2 环境现状

10.2.1 环境质量现状评价

项目所在区域环境空气中 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 年平均浓度值超标,则参照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中 6.4.1 项目所在区域达标判断规定:“城市环境空气质量达标情况评价指标为 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 、 CO 、 O_3 ,六项污染物全部达标即为城市环境空气质量达标”可知,拟建项目所在区域属于不达标区。环境质量现状监测结果表明,监测点非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0mg/m^3$ 的标准。

地下水环境质量现状监测表明:监测点各因子均满足《地下水质量标准》

(GB/T14848-2017) III类标准,石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准要求。

声环境质量现状监测结果表明:井场监测值昼间为40dB(A),夜间为38dB(A),满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类区标准要求。

土壤环境质量现状监测表明:占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值。

10.2.2 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;将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标;井场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;井场外延200m范围及管道两侧200m范围内无土壤环境保护目标,因此不再设置土壤环境保护目标;将生态影响评价范围内动、植物作为生态环境保护目标,保护目的为不对区域水土流失产生明显影响;本项目环境风险评价等级为简单分析,因此不再设置环境风险保护目标。

10.3 拟采取环保措施的可行性

10.3.1 废气污染源及治理措施

(1)气井采出的井产物进行汇集、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)拟建项目定期巡检,确保集输系统安全运行。

(3)提高对风险事故的防范意识,在不良地质地段做好工程防护措施。

根据类比气田同类工程污染源监测数据,以上环境空气污染防治措施可行。

10.3.2 废水污染源及治理措施

拟建项目采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理,经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)后回注于地层;井下作业废液采用专用废水回收罐收集后运至区域环保处理站/

油气处理站处理。

10.3.3 噪声污染源及治理措施

拟建项目井场周围地形空旷，井场的噪声在采取有效的基础减振措施后，再通过距离衰减，从声环境影响角度，项目可行。

10.3.4 固体废物及处理措施

拟建项目运营期落地油、废防渗材料属于危险固体废物，废防渗材料折叠打包后直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

10.4 项目对环境的影响

10.4.1 大气环境影响

拟建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。拟建项目废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。拟建项目实施后大气环境影响可以接受。

10.4.2 地表水环境影响

拟建项目运营期废水包括采出水和井下作业废液，采出水经集输管线最终输送至克拉2中央处理站处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)后回注于地层；井下作业废液采用专用废水回收罐收集后运至区域环保处理站/油气处理站处理。拟建项目废水不外排，实施后对地表水环境可接受。

10.4.3 地下水环境影响

(1) 环境水文地质现状

评价区域位于冲洪积平原的山区中部，由于强烈的新构造运动，在山前凹陷带内接受了大量的来自哈尔克山的堆积物，形成巨大的松散堆积层。受山前构造、地形和第四系岩性变化所控制，该区地下水不蕴藏，因山区地势原因流出。

根据现状监测结果，监测点各因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准要求。

(2) 地下水环境影响

正常状况下,污染源从源头上可以得到控制,采取了防渗措施;非正常状况下,管道链接和阀门处出现破损泄漏,如不及时修复,少量石油烃可能下渗对地下水造成影响。但在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下,拟建项目对地下水环境影响可以接受。

(3) 地下水环境污染防治措施

拟建项目依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则,采取严格的地下水环境污染防治措施。

①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。

②严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗。防渗措施的设计使用年限不应低于拟建项目主体工程的设计使用年限。

③建立和完善拟建项目的地下水环境监测制度和环境管理体系,对集输管道、阀门定期进行严格检测,有质量问题的及时更换,管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

④在制定全作业区环保管理体制的基础上,制订针对地下水污染事故的应急措施,并应与其它应急预案相协调。

(4) 地下水环境影响评价结论

综上所述,在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下,拟建项目对地下水环境影响可以接受。

10.4.4 声环境影响

井场主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为42.5~48.7dB(A),满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准要求。从声环境影响角度,拟建项目建设可行。

10.4.5 固体废物环境影响

拟建项目运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料,属于危险固体废物,收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置,可避免对区域生态环境产生

的不利影响。

10.4.6 生态影响

拟建项目不同阶段对生态环境的影响略有不同，施工期主要体现在土地利用、植物、动物、水土流失、防沙治沙等方面，其中对水土流失及防沙治沙的影响相对较大；运营期主要体现在动物及植被等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，拟建项目建设对生态环境的影响可得到有效减缓；从生态影响的角度，拟建项目建设可行。

10.4.7 土壤影响

拟建项目土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤剖面的采样监测数据，非正常状况下石油类污染物主要积聚在土壤表层40cm以内，其污染也主要限于地表，一般很难渗入到2m以下。因此，拟建项目需采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，在严格按照土壤污染防治措施后，从土壤环境影响的角度，拟建项目建设可行。

10.5 总量控制分析

结合拟建项目排放特征，确定拟建项目总量控制指标为： $\text{VOC}_s 0.0208\text{t/a}$ 。

10.6 环境风险评价

塔里木油田分公司编制有《塔里木油田分公司克拉油气开发部突发环境事件应急预案》(备案编号652926-2021-011)，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，建设项目环境风险可防控。

10.7 公众参与分析

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》(部令第4号)的有关要求，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。调查结果表明：未收到公众反馈意见。

10.8 项目可行性结论

拟建项目的建设符合国家相关产业政策和“三线一单”生态环境分区管控方案要求，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025年）》及《塔里木油田“十四五”发展规划》。工程建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，工程建设对区域环境影响可接受；采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施后，方案建设对区域生态影响可行；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。