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 $56\times10^4km^2$，石油资源储量约为 107.6×10^8t，天然气资源储量约为 $8.39\times10^{12}m^3$。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。

按照塔里木油田分公司总体部署，油气开发“十四五”期间将着力推进库车山前大气区、塔北-塔中大油气区两大会战，谋划长远发展，扎实有序推进生产经营各项工作，油气产量规模再上新台阶。中秋 1 气田作为库车山前大气区的新区块，为提高开采程度，增大整体开发效益，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟投资 43804.95 万元在新疆阿克苏地区拜城县、库车市境内实施“中秋 1 气田开发地面工程”。本工程建设性质为改扩建，属于现有中秋 1 气田内的改扩建项目，主要建设内容包括：①新钻水平井 3 口；②新建井场 3 座,老井利用 4 座,扩建中秋 1 集中试采点;③新建 3 条采气管线 3.2km、1 条采出水外输支线 1.3km 和 2 条采出水外输干线 55.5km;④配套仪表、电气、通信、防腐、建筑、道路、结构等相关辅助设施。项目建成后年产气 $4.95\times10^8m^3$，年产油 1.73×10^4t；中秋 1 集中试采点天然气处理规模提升至 150 万 m^3/d，新增采出水处理规模 $500m^3/d$。

1.2 环境影响评价工作过程

拟建工程属天然气开采项目，位于新疆阿克苏地区拜城县和库车市境内，根据《新疆维吾尔自治区水土保于油气持规划(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)，项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围。根据《中华人民共和国环境影响评价法(2018 年 12 月 29 日修正)》、《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(部令第 16 号)，拟建工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 8 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 2023 年 10 月 13 日委托河北省众联能源环保科技有限公司开展拟建工程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 2023 年 10 月 13 日在《阿克苏新闻网》进行第一次网络信息公示，并开展工程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，随后塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》(部令第 4 号)要求，于 2023 年 11 月 3 日至 11 月 16 日在《阿克苏新闻网》对本工程环评信息进行了第二次公示，在此期间分别于 2023 年 11 月 3 日、2023 年 11 月 4 日在《阿克苏日报》(刊号：CN65-0012)对本工程环评信息进行了公示；塔里木油田分公司向自治区生态环境厅报批环境影响报告书前，于 2023 年 11 月 日在《阿克苏新闻网》网站公开拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明书。根据塔里木油田分公司提供的《中秋 1 气田开发地面工程公众参与说明书》，公示期间未收到反馈意见。在以上工作的基础上，评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求和各级生态环境主管部门的意见，编制完成了本工程环境影响报告书。

1.3 分析判定相关情况

(1)产业政策符合性判定

拟建工程为天然气开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(2021 年修改)，拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，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

拟建工程属于塔里木油田分公司油气开采项目，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》、《塔里木油田“十四五”发展规划》。拟建工程主要建设内容位于中秋 1 气田内，不涉及水源地、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

拟建工程西北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)最近为 0.25km，不在红线内；拟建工程采出气密闭输送，从源头减少泄漏产生的无组织废气；运营期产生的采出水随采出气一起进入中秋 1 集中试采点处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；拟建工程已提出持续改善、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；工程在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、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二级、声环境影响评价等级为二级、土壤环境影响评价等级为二级、生态影响评价等级为三级、环境风险评价等级

1.5 主要结论

综合分析，本工程属于现有中秋 1 气田内的改扩建项目，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“三线一单”的相关要求；项目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，项目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提供的《中秋 1 气田开发地面工程公众参与说明书》，公示期间未收到反馈意见。为此，本评价从环保角度认为拟建工程建设可行。

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》(国务院令第 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》(国务院令第 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(2019 年本)》(国家发展改革委令第 29 号，2019 年 10 月 30 日发布，2021 年 12 月 30 日修订并实施)；

(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)；

(26)《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)。

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)；

(26)《阿克苏地区坚决制止耕地“非农化”行为工作方案》(阿行署办[2020]29 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》(HJ 349-2023)；

(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)《中秋 1 区块开发地面工程方案》(中油辽河工程有限公司)；

(2)《环境质量现状监测报告》；

(3)塔里木油田分公司提供的其他技术资料；

(4)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，掌握项目所在地拜城县、库车市一带的自然环境及环境质量现状。

(2)针对拟建工程特点和污染特征，确定主要环境影响要素及其污染因子。

(3)预测拟建工程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)分析拟建工程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、经济角度分析拟建工程采取污染治理措施的可行性，从环境保

护的角度对拟建工程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。

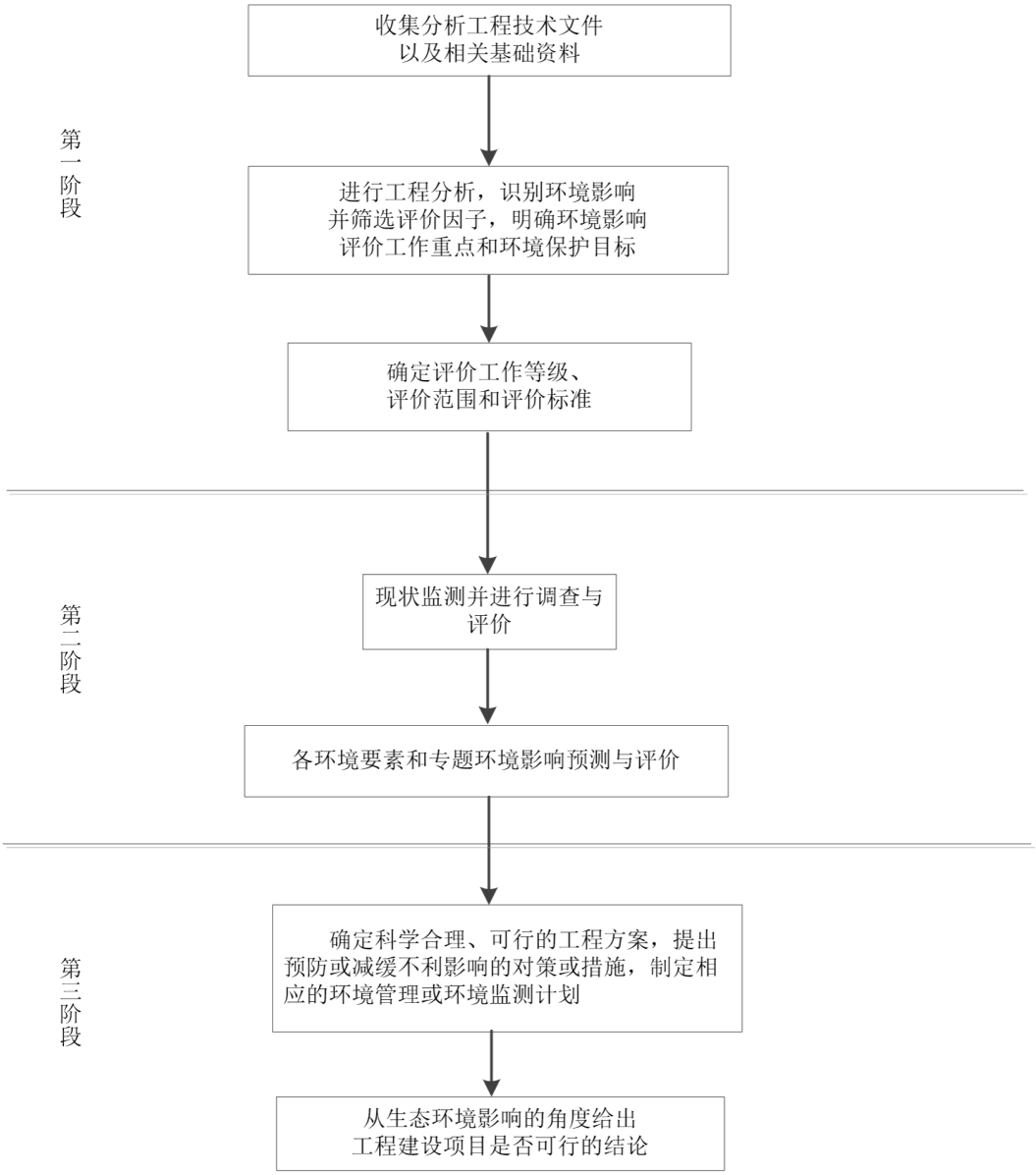

图 2.2-1　　环境影响评价工作程序图

2.3 环境影响要素和评价因子

2.3.1 环境影响要素识别

根据拟建工程主要污染源污染因子及区域环境特征，对项目实施后的主要环境影响要素进行识别，结果见表 2.3-1。

表 2.3-1　　环境影响要素识别结果一览表

工程活动 / 环境因素	施工期				营运期	退役期
	钻井工程	管道开挖、井场建设	设备安装	材料、废弃物运输	天然气开采及集输	封井、井场清理

自然环境	环境空气	-2D	-2D	--	-1D	-1C	-1D
	地表水	--	--	--	--	--	--
	地下水	-1D	--	--	--	-1C	--
	声环境	-1D	-1D	-1D	-1D	-1C	-1D
	土壤环境	-1D	-1C	--	--	-1C	--
生态环境	地表扰动	-1C	-1C	--	--	--	-1D
	土壤肥力	-1C	-1C	--	--	--	-1D
	植被覆盖度	-1C	-1C	--	--	--	--
	生物量损失	-1C	-1C	--	--	--	--
	生物多样性	-1D	-1D	--	--	--	+1D
	生态系统完整性	-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，拟建工程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、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生物多样性、生态系统完整性等产生一定程度的负面影响；营运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，以及拟建工程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 **拟建工程评价因子一览表**

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
	影响评价	非甲烷总烃

地下水环境	现状评价	基本水质因子：色、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、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：石油类
	污染源评价	石油类

续表 2.3-2　　**拟建工程评价因子一览表**

环境要素	项　目	评 价 因 子
地下水环境	影响评价	石油类
地表水	现状评价	水温、pH 值、溶解氧、高锰酸盐指数、COD、BOD_5、氨氮、总磷、总氮、铜、锌、氟化物、硒、砷、汞、镉、六价铬、铅、氰化物、挥发酚、石油类、阴离子表面活性剂、硫化物、粪大肠菌群
	污染源评价	施工期：SS 营运期：SS、石油类
	影响评价	施工期：SS 营运期：SS、石油类
土壤环境	现状评价	建设用地基本因子：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、䓛、二苯并[a，h]蒽、茚并[1，2，3-cd]芘、萘 特征因子：石油烃(C_{10}～C_{40})、盐分含量、pH
	污染源评价	石油烃(C_{10}～C_{40})、盐分含量、pH
	影响评价	石油烃(C_{10}～C_{40})、盐分含量、pH
固体废物	污染源评价	施工期：一般工业固废(废弃钻井泥浆、钻井岩屑、施工土方、焊接及吹扫废渣)，危险废物(废机油、废防渗材料、废烧碱包装袋)，生活垃圾； 运营期：危险废物(落地油、废防渗材料、污泥、废滤料)
	影响评价	
声环境	现状评价	$L_{Aeq,T}$
	污染源评价	$L_{Aeq,T}$
	影响评价	$L_{Aeq,T}$
生态环境	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	
环境风险	风险识别	凝析油、天然气

	风险分析	大气	天然气、CO
		地表水	石油类
		地下水	石油类

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”，选择项目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，μg/m^3；

ρ_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/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。拟建工程各井场、站场周边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”。

拟建工程周边3km范围内的用地布局详见图2.4-1。

(3)模型参数和污染源及其预测结果

拟建工程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/℃		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/°	--

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(°)									
井场无组织废气(ZQ1-H2井为例)	82.7765	41.8452	1299	40	30	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0016
中秋1集中试采点无组织废气	82.7827	41.8426	1305	200	140	60	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0083

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(μg/m³)	P_i(%)	P_{max}(%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$(m)

1	井场无组织废气(ZQ1-H2 井为例)	非甲烷总烃	6.65	0.33	0.46	44	--
2	中秋 1 集中试采点无组织废气	非甲烷总烃	9.21	0.46		157	--

(4)评价工作等级判定

根据上述计算结果，拟建工程外排废气污染物 P_{max}0.46%＜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，拟建工程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

拟建工程废水主要为气井采出水和井下作业废液，气井采出水经中秋 1 集中试采点采出水处理系统，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)标准要求后回注地层；井下作业废液收集后送哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。因此，拟建工程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)，拟建工程天然气开采井场、中秋 1 集中试采点扩建工程和采出水外输管道地下水环境影响评价项目类别为Ⅱ类，井场配套的集输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水式饮用水水源，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他未列入上述敏感分级的环境敏感区[a]
不敏感	上述地区之外的其他地区
a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区	

拟建工程井场、站场及配套的集输管线所在区域均不涉及集中式及分散式饮用水水源,不属于集中式饮用水水源准保护区和准保护区以外的补给径流区，不涉及国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区及保护区以外的分布区，不涉及未划定准保护区的集中式饮用水水源及其保护区以外的补给径流区，项目区域地下水环境敏感程度分级为**“不敏感”**。

拟建工程采出水外输管线穿越克孜勒河处距离下游铁提尔村水源井距离3.6km，铁提尔村水源井属于集中式饮用水水源井，穿越处位于属于其补给径流区，因此，穿越处周边区域地下水环境敏感程度分级为**“较敏感”**。

(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	一	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

拟建工程井场、站场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。井场配套集输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。采出水外输管线地下水环境影响评价Ⅱ类项目、环境敏感程度为较敏感，地下水环境影响评价工作等级为二级。

综上，拟建工程地下水环境影响评价工作等级按二级考虑。

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

(1)声环境功能区类别

拟建工程井场、站场等位于中秋 1 气田区，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

拟建工程井场、站场周围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，确定拟建工程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》(HJ 349-2023)，工程所在区域属于土壤盐化地区，拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

(1)建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，拟建工程采气井场、站场、内部集输管道以及采出水外输管道均属于Ⅱ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(≥50hm^2)、中型(5～50hm^2)和小型(≤5hm^2)”。

拟建工程井场、站场改造的永久占地面积为 0.72hm^2（0～5hm^2），占地规模为小型。

(3)建设项目敏感程度

①污染影响型

拟建工程井场、站场及管线周边 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，土壤环境敏

感程度为**“不敏感”**。

②生态影响型

根据区域历史监测数据，区域土壤含盐量大于 4g/kg，生态影响型土壤敏感程度为**“敏感”**。

(5)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)，生态影响型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表2.4-6和表2.4-7。

表 2.4-6 **生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表**

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

表 2.4-7 **污染影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表**

占地规模 / 敏感程度	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	—	—

拟建工程项目类别为Ⅱ类、生态影响型环境敏感程度为敏感，生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级；项目占地规模为中型、污染影响型环境敏感程度为不敏感，污染影响型土壤环境影响评价工作等级为三级。

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)本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)本项目不涉及自然公园，但管线评价范围内涉及生态保护红线。

(3)本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)，本项目不属于水文要素影响型建设项目。

(5)本项目不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域。

(6)本项目永久占地面积为 0.0072km^2，临时占地面积 0.62km^2，总面积≤20km^2。

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，确定拟建工程生态影响评价工作等级为**二级**。

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

2.4.1.7.1 危险物质及工艺系统危险性(P)的分级确定

本工程在生产、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。

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

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

式中：q_1,q_2…q_n 每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2…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≥1 时，将 Q 值划分为：(1)1≤Q＜10；(2)10≤Q＜100；(3)Q≥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_n/t	临界量Q_n/t	该种危险物质Q值
集输管线	1	天然气	74-82-8	0.6	10	0.06
	2	凝析油	—	1.2	2500	0.00048
中秋1集中试采点	1	天然气	74-82-8	1.5	10	0.15
	2	凝析油	—	12	2500	0.0048
项目Q值Σ						0.21528

注：集输管线选择最长的 ZQ1-H3 井集输管线计算，管线长度 1.1km，管线直径 DN80，管线设计压力 14.5MPa。

经计算，本工程 Q 值为 0.21528＜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	一	二	三	简单分析[a]
a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。				

对照表 2.4-8 可知，本工程环境风险潜势为Ⅰ，因此本工程确定环境风险评价等级为简单分析。

2.4.2 评价范围

根据拟建工程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。

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	二级	各站场地下水流向上游 2km，下游 3km，两侧外扩 2km 的矩形区域，及管道边界两侧向外延伸 200m
4	声环境	二级	各站场边界外 200m 范围
5	土壤环境	二级	各站场边界外扩 200m，管线边界两侧向外延伸 200m 范围
6	生态影响	三级	各站场边界外延 50m 范围，管线中心线两侧 300m
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

根据拟建工程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、环境影响要素和评价因子、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	**区块开发现状及环境影响回顾：**中秋 1 气田开发现状、“三同时”执行情况、环境影响回顾评价、存在环保问题及整改措施。 **现有工程：**现有工程概况、现有工程手续履行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程污染物年排放量、现有工程环境问题及“以新带老”改进意见； **拟建工程：**基本概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、营运期污染源及其防治措施、退役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：**介绍中秋 1 集中试采点、哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站、克拉苏钻试修废弃物环保处理站、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) 营运期环境影响预测与评价(大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、固体废物、生态影响、土壤环境及环境风险)
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	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
9	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

结合项目的排污特征及周围环境现状,确定拟建工程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；

地表水：执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅱ类标准；

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：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、站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：采出水随油气混合物输送至中秋 1 集中试采点采出水处理系统处理，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)标准后回注周边区域地层，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，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。

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_{10}	年平均	70	μg/m³	《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		
		24 小时平均	75		
	SO_2	年平均	60		
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	NO_2	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		

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
环境空气	CO	24 小时平均	4	mg/m³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单二级标准
		1 小时平均	10		
	O_3	日最大8小时平均	160	μg/m³	
		1 小时平均	200		
	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m³	《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³的标准
环境要素	项目	标准值		单位	标准来源
地表水环境	pH 值	6～9		—	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)基本项目Ⅱ类标准
	溶解氧	≥6		mg/L	
	高锰酸盐指数	≤4			
	化学需氧量	≤15			
	五日生化需氧量(BOD_5)	≤3			
	氨氮	≤0.5			
	总磷	≤0.1			
	总氮	≤0.5			
	铜	≤1.0			
	锌	≤1.0			
	氟化物	≤1.0			
	硒	≤0.01			

	砷	≤0.05		
	汞	≤0.00005		
	镉	≤0.005		
	六价铬	≤0.05		
	铅	≤0.01		
	氰化物	≤0.05		
	挥发酚	≤0.002		
	石油类	≤0.05		
	阴离子表面活性剂	≤0.2		
	硫化物	≤0.1		
	粪大肠菌群（个/L）	≤2000	/	
环境要素	项目	标准值	单位	标准来源
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	—	
	pH	6.5～8.5	—	
	总硬度	≤450	mg/L	
	溶解性总固体	≤1000		
	硫酸盐	≤250		
	氯化物	≤250	mg/L	《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
	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		

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	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			
	四氯化碳	≤0.002			
	苯	≤0.01			
	甲苯	≤0.7			
	石油类	≤0.05		mg/L	参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准
声环境	L_{eq}	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	检测项目	第二类用地风险筛选值	单位	标准
1	砷	60	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1、表 2 第二类用地筛选值
2	镉	65		
3	六价铬	5.7		
4	铜	18000		
5	铅	800		
6	汞	38		
7	镍	900		

续表 2.6-2　　**土壤污染风险筛选值一览表**

序号	检测项目	第二类用地风险筛选值	单位	标准
8	四氯化碳	2.8	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1、表 2 第二类用地筛选值
9	氯仿	0.9		
10	氯甲烷	37		
11	1,1-二氯乙烷	9		
12	1,2-二氯乙烷	5		
13	1,1-二氯乙烯	66		
14	顺 1,2-二氯乙烯	596		
15	反 1,2-二氯乙烯	54		
16	二氯甲烷	616		
17	1,2-二氯丙烷	5		
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10		
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8		
20	四氯乙烯	53		
21	1,1,1-三氯乙烷	840		
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8		
23	三氯乙烯	2.8		
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5		
25	氯乙烯	0.43		
26	苯	4		
27	氯苯	270		
28	1,2-二氯苯	560		
29	1,4-二氯苯	20		
30	乙苯	28		
31	苯乙烯	1290		
32	甲苯	1200		
33	间/对二甲苯	570		
34	邻二甲苯	640		
35	硝基苯	76		
36	苯胺	260		
37	2-氯酚	2256		

续表 2.6-2　　土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	第二类用地风险筛选值	单位	标准
38	苯并[a]蒽	15	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1、表 2 第二类用地筛选值
39	苯并[a]芘	1.5		
40	苯并[b]荧蒽	15		
41	苯并[k]荧蒽	151		
42	䓛	1293		
43	二苯并[a,h]蒽	1.5		
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15		
45	萘	70		
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、站场无组织废气	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	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)中表 1 水质主要控制指标
		悬浮物颗粒直径中值	5.5	μm	
		含油量	100.0	mg/L	
		平均腐蚀率	0.076	mm/a	
施工噪声	$L_{Aeq,T}$	昼间	70	dB(A)	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
		夜间	55		
场界噪声	$L_{Aeq,T}$	昼间	60	dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类区标准
		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

拟建工程位于中秋 1 气田区域内，占地区域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》，拟建工程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。拟建工程主要内容为井场及管线敷设，主要目的是满足中秋 1 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；拟建工程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；营运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，拟建工程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库车市和拜城县，所在地涉及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》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》、《塔里木油田“十四五”发展规划》等。拟建工程与相关规划符合性分析结果参见表 2.7-1。

表 2.7-1 **相关规划符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度	拟建工程属于塔里木盆地天然气开采项目	符合
《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》	积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜—大北等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	拟建工程属于塔里木油田油气开发项目	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	拟建工程	符合性
《新疆生态环境保护“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	拟建工程井场、站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。	拟建工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)、《危险废物转移管理办法》(生态环境部令第 23 号)中相关管理要求	符合
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	以石化、化工等行业为重点，加快实施 VOCs 治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和 VOCs 在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOCs 治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOCs 治理，加快更换装载方式	拟建工程井场、站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
	加强油气资源开发集中区域土壤环境风险管控。以塔里木油田、塔河油田等油气资源开发强度较大地区为重点，开展油气资源开发区土壤环境质量专项调查，建立油气资源开发区域土壤污染清单，对列入土壤污染清单中的区域，编制风险管控方案。加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用，开展油气资源开发区历史遗留污染场地治理，对历史遗留油泥坑进行专项排查，建立整治清单、制定治理与修复计划	拟建工程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，固相拉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后，运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新	符合

		疆油基岩屑处理站处理；废机油桶、废烧碱包装袋、废机油、废防渗材料收集后暂存在井场危废暂存间内，完井后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理；营运期固体废物主要为落地油、废防渗材料、污泥、废过滤材料属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置	

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	拟建工程	符合性
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排水雨水管网，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	拟建工程采出水随油气混合物输送至中秋1集中试采点处理达标后通过采出水外输干线输送到周边区域回注地层，井下作业废液采用专用回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，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”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
	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	拟建工程周边不涉及自然保护地	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	拟建工程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—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	拟建工程为中秋 1 气田内的天然气开采项目，促进区域油气增储上产	符合

(2)本工程与塔里木油田“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	本工程	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划》	“十四五”期间持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北-塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产	拟建工程为天然气开采项目，可保证中秋 1 气田天然气产量稳中上升	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见	(三)严格生态环境保护，强化各类污染物防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。 (四)加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化，油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作	本工程废气主要为井场、站场无组织废气，采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水、井下作业废液，采出水随油气混合物输送至中秋1集中试采点处理达标后通过采出水外输干线输送到周边区域回注地层，井下作业废液采用专用回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放；固废主要为落地油、废防渗材料、污泥和废过滤材料，落地油、废防渗材料、污泥和废过滤材料收集后委托有资质单位接收处置物环保处理站处理。项目井场、站场采取分区防渗措施，同时提出相关防沙治沙措施	符合

(3)拟建工程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	拟建工程	符合性
《转发<关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知>的通知》(新环环评发[2020]142 号)	加快推进油气发展(开发)相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展(开发)规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	塔里木油田公司已开展《塔里木油田“十四五”发展规划》	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910 号)	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	拟建工程已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施，并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行回顾性评价，同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合
	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	拟建工程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	拟建工程采气管线、采出水外输支线、采出水外输干线采取埋地敷设方式，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内，且拟建工程井站场及管线周边无居民区分布，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
	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 652926-2021-011)，后续应根据拟建工程生产过程存	符合

		在的风险事故类型，完善现有的突发环境事件应急预案	

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	拟建工程	符合性
《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）	历史遗留废弃磺化泥浆可由具备相应能力的危险废物集中处置设施，或专业废弃磺化泥浆集中处置设施进行规范化处置，历史遗留磺化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》(GI18598-2019)或《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准(GB 18599-2020)要求开展填埋处置；综合利用历史遗留废弃磺化泥浆的，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磺化泥浆治理工作，规范化处置历史遗留废弃磺化泥浆	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，恢复井场周边及管线临时占地，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，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	拟建工程开发方案设计考虑了中秋 1 气田油气资源赋存状况、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	项目永久占地和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环境保护措施的可行性、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	拟建工程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，项目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	拟建工程	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年 第 18 号)	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	拟建工程运营期废水主要为采出水和井下作业废液，采出水随油气混合物输送至中秋1集中试采点处理达标后通过采出水外输干线输送到周边区域回注地层，井下作业废液采用专用回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；落地油、废防渗材料、污泥、废过滤材料委托有危废处置资质的单位接收处置；无石油类污染物排放	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。	拟建工程建设布局合理，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；油气采取密闭集输工艺，输送至中秋 1 集中试采点处理；落地油、废防渗材料、污泥、废过滤材料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	拟建工程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	拟建工程周边不涉及湿地自然保护区	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	拟建工程运营期采出水随油气混合物输送至中秋1集中试采点处理达标后通过采出水外输干线输送到周边区域回注地层，井下作业废液采用专用回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理	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	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	拟建工程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

二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号)	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	拟建工程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	拟建工程	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	拟建工程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	拟建工程运营期落地油、废防渗材料、污泥和废过滤材料，委托有危废处置资质单位接收处理	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，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。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，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体	拟建工程运营期落地油、废防渗材料、污泥和废过滤材料，委托有危废处置资质单位接收处理	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 VOC_S 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 VOC_S 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、搅拌器、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开展 LDAR 工作，对联合站的泵、阀等密封点进行检测	符合
	产生 VOC_S 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	拟建工程采用密闭集输工艺	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	拟建工程临时用地严格落实“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，不占用耕地	符合
	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续	严格按照有关规定办理建设用地审批手续	符合

综上所述，本工程符合《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》、《塔里木油田“十四五”发展规划》、《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)、《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)等相关规划、技术规范和政策法规文件要求。

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，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《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)。拟建工程与上述文件中“三线一单”分区管控要求的符合性分析见表 2.7-4 至表 2.7-9，拟建工程与“生态保护红线”位置关系示意见附图 7，拟建工程与环境管控单元位置关系见附图 4。

表 2.7-4 **拟建工程与《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		拟建工程	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)	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，保障和维护国家生态安全的底线和生命线	拟建工程距离生态保护红线区约0.25km，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内，管线与生态保护红线位置关系见附图	符合

续表 2.7-4 **拟建工程与《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		拟建工程	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、生态环境保护修复等工作；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	拟建工程采出水随油气混合物输送至中秋1集中试采点处理达标后通过采出水外输干线输送到周边区域回注地层，井下作业废液采用专用回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放；拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，拟建工程油气采取密闭集输工艺，拟建工程已提出持续改善、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。拟建工程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	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	拟建工程施工期钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；压裂返排液排入回收罐中，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；管线试压用水循环使用，生活污水排入污水暂存池后，定期通过吸污车拉运至克深作业区生活污水处理设施处理；营运期采出水随油气混合物输送至中秋1集中试采点处理达标后通过采出水外输干线输送到周边区域回注地层，井下作业废液采用专用回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；油气集输常温集输，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、站场、道路及架空电力线永久占地面积较小，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	符合

			求；拟建工程开发符合资源利用上线要求	

续表 2.7-4 **拟建工程与《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		拟建工程	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。优先保护单元主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。重点管控单元主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。一般管控单元主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善	拟建工程属于拜城县一般管控单元（ZH65292630001）和库车市一般管控单元(ZH65290230001)，项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。拟建工程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 **拟建工程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	拟建工程	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	拟建工程为天然气开采项目，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(2019年本)》(2021年修改)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

续表 2.7-5　拟建工程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	拟建工程	符合性
A1空间布局约束	【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	拟建工程为天然气开采项目，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；项目所在区域不属于国家和自治区大气污染联防联控区域及重点控制区	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	拟建工程为改扩建项目，现有工程不属于《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(2021 年修改)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	拟建工程不在水源涵养区、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	拟建工程建设符合《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	拟建工程不属于重大项目	--

续表 2.7-5　拟建工程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	拟建工程	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 VOC_S 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 VOC_S“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 VOC_S 集中高效处理	拟建工程属于天然气开采项目，不属于重点行业建设项目。拟建工程实施后采出气密闭输送，减少 VOC_S 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(VOC_S)等四项大气污染物总量指标倍量替代的项目	本项目所在区域属于 $PM_{2.5}$、PM_{10} 平均浓度不达标城市，根据《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》，对阿克苏地区实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减；按照总量替代原则，VOC_S 总量指标由塔里木油田分公司内部调剂解决	符合
	【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	拟建工程不涉及	--

续表 2.7-5　拟建工程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	拟建工程	符合性
A2污染物排放管控	【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	项目不属于高耗能、高排放项目。目前，国家和自治区对陆地石油天然气企业无减污降碳的要求	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	拟建工程采出水随油气混合物输送至中秋 1 集中试采点处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，无废水排入地表水体	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，送克深固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置	符合
	【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	拟建工程不涉及伊犁河流域、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和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	拟建工程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	拟建工程不涉及受污染耕地及污染地块	--

续表 2.7-5　**拟建工程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	拟建工程	符合性
A3环境风险管控	【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。	拟建工程严格执行《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、站场进行分区防渗，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	拟建工程不涉及	--
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	拟建工程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	拟建工程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
	【A4.1-3】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	拟建工程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	拟建工程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	拟建工程不占用基本农田	--

续表 2.7-5 **拟建工程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	拟建工程	符合性
A4资源利用要求	【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	拟建工程不涉及煤炭的消耗	--
	【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	拟建工程不涉及高污染燃料	--
	【A4.5-1】实施全社会节水行动，推动水资源节约集约利用	拟建工程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	拟建工程属于天然气开采项目，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；拟建工程不涉及选矿回收及综合利用	--

表 2.7-6 **拟建工程与“七大片区总体管控”符合性分析**

名称	管控要求	拟建工程	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	拟建工程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	拟建工程位于拜城县及库车市，属于天然气开采项目，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	拟建工程位于拜城县和库车市，远离塔里木河和博斯腾湖，不会	符合

		对河流水质产生影响	

续表 2.7-6　　拟建工程与“七大片区总体管控”符合性分析

名称	管控要求	拟建工程	符合性
天山南坡片区总体管控要求	加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度，实施博斯腾湖综合治理	拟建工程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	中秋 1 气田开采年限较短，尚无土壤环境污染事故发生；拟建工程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 拟建工程与《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		拟建工程	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	拟建工程距离生态保护红线区约 0.25km，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	符合
	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、生态环境保护修复等工作；土壤环境质量保持稳定，土壤环境风险得到进一步管控	拟建工程采出水随油气混合物输送至中秋 1 集中试采点处理达标后通过采出水外输干线输送到周边区域回注地层，井下作业废液采用专用回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放；拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，拟建工程油气采取密闭集输工艺，拟建工程已提出持续改善、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。拟建工程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	拟建工程施工期施工期钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；压裂返排液排入回收罐中，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；管线试压用水循环使用，生活污水排入污水暂存罐后，定期通过吸污车拉运至克深作业区生活污水处理设施处理；营运期采出水随油气混合物输送至中秋 1 集中试采点处理达标后通过采	符合

			出水外输干线输送到周边区域回注地层，井下作业废液采用专用回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；天然气集输采用电真空加热炉，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、站场、道路及架空电力线路永久占地面积较小，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；拟建工程开发符合资源利用上线要求	

续表 2.7-7 **拟建工程与《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		拟建工程	符合性
《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》	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环境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	拟建工程属于拜城县一般管控单元（ZH65292630001）和库车市一般管控单元(ZH65290230001)，项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。拟建工程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 **拟建工程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		拟建工程	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	拟建工程满足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	拟建工程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
		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	拟建工程建设内容不涉及阿瓦提县及柯坪县	--
		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	拟建工程建设内容不涉及阿瓦提县及柯坪县	--

		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	拟建工程建设内容不涉及煤炭资源开采，不涉及冰川区及永久积雪区	--

续表 2.7-8　**拟建工程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		拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	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	项目施工期严格控制施工作业带宽度，施工期结束后恢复井场、站场周边及管线临时占地，管沟回填，生态采取自然恢复措施、完善的防沙治沙及水土保持措施	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	项目施工期严格控制施工作业带宽度，不占用作业带之外的用地	符合
		1.8塔里木盆地区域重点矿区内新建矿山必须符合国家、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	拟建工程属于天然气开采项目，位于塔里木盆地，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》等	符合
		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、大型水利工程设施、城镇市政工程设施所在区域，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。	拟建工程属于天然气开采项目，不属于非金属矿采选范畴	--
		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，对新建没有后续产业的兰炭项目原则上一律不予审批	拟建工程不在城市规划区边界外2公里以内，不属于焦化项目	--

续表 2.7-8　**拟建工程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		拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	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	拟建工程不属于煤化工产业	--
		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	拟建工程不涉及产业园区	--
		1.13提高VOC_S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	拟建工程实施后生产工艺过程密闭，减少VOC_S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	拟建工程建设单位不属于兵团企业	--
		1.15新改扩建“两高”项目须符合生态环境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	拟建工程不属于“两高”项目	--
		1.16依法设立的各类工业园区、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	拟建工程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)应当切实增强生态环境保护意识，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	拟建工程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	拟建工程不属于石化、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	--

续表 2.7-8　**拟建工程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		拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	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	拟建工程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
		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	拟建工程实施后采出液密闭输送，采出水随油气混合物输送至中秋 1 集中试采点处理达标后通过采出水外输干线输送到周边区域回注地层，井下作业废液采用专用回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放。大气污染物排放量控制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	拟建工程不在城市建成区、工业园区内	--
		2.4新建涉工业炉窑的建设项目，原则上要入园区，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	拟建工程不涉及工业炉窑	--
		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	拟建工程实施后生产工艺过程密闭，对周边大气环境影响可接受	符合

续表 2.7-8　**拟建工程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		拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	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	拟建工程不属于钢铁项目	--
		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%	拟建工程营运期采出水随油气混合物输送至中秋 1 集中试采点处理达标后通过采出水外输干线输送到周边区域回注地层，井下作业废液采用专用回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，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)	拟建工程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；拟建工程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	拟建工程钻井期在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至克深固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置，营运期不涉及生活垃圾产生	符合

续表 2.7-8　**拟建工程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		拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	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	中秋 1 气田开采年限较短，尚未发生土壤环境污染事故；拟建工程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	拟建工程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	拟建工程不涉及相关内容	--
		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，推进重点行业和重要领域绿色化改造，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	拟建工程在生产工艺、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	拟建工程建设单位不属于兵团企业	--
	环境风险防控	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	拟建工程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

		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	拟建工程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　**拟建工程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		拟建工程	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	拟建工程不涉及相关内容	--
		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	拟建工程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
		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	拟建工程建设单位不属于兵团企业	--
	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	拟建工程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
		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	拟建工程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
		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	拟建工程不涉及相关内容	--
		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	拟建工程不涉及燃用高污染燃料的设施	--

		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	拟建工程永久占地和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　**拟建工程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		拟建工程	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	拟建工程属于天然气开采项目，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；拟建工程不涉及选矿回收及综合利用	--
		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	拟建工程不涉及相关内容	--
		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	拟建工程建设单位不属于兵团企业	--

表 2.7-9　**拟建工程与所在管控单元“拜城县一般管控单元”和“库车市一般管控单元”管控要求符合性分析一览表**

名称	文件要求		拟建工程	符合性
ZH65292630001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	拟建工程满足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	拟建工程未占用基本农田	--
		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	拟建工程为天然气开采，不属于露天矿山	--
		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	拟建工程管道、井场、站场选线选址不涉及耕地	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	拟建工程满足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	拟建工程不属于畜禽养殖项目	--

		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 **拟建工程与所在管控单元“拜城县一般管控单元”和“库车市一般管控单元”管控要求符合性分析一览表**

名称	文件要求		拟建工程	符合性
ZH65292630001 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	拟建工程不涉及	--
		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	拟建工程施工期垃圾集中收集后拉运至克深地区固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置	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	拟建工程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	拟建工程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。	拟建工程不涉及危库、病库及尾矿库	符合
		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。	中秋 1 气田开采年限较短，尚未发生土壤环境污染事故	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	拟建工程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。	拟建工程不涉及	--
		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%。	拟建工程不涉及	--

		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	拟建工程不涉及	--
ZH65290230001 库车市一般管控单元	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	本项目满足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	本项目未占用基本农田	--
		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	本项目为天然气开采项目，不属于露天矿山	--
		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	本项目属于天然气开采项目，临时占地不占用耕地	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	本项目满足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.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放	本项目不属于畜禽养殖项目	--
		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	本项目不涉及	--
		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	本项目施工营地设垃圾桶，定期送至克深工业固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置	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	本项目不涉及	--
	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	本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	中秋 1 气田开采年限较短，尚未发生土壤环境污染事故	符合

		消除或减轻污染		
ZH6529023000 1 库车市一般管控单元	环境风险防控	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	中秋 1 气田开采年限较短，尚未发生土壤环境污染事故	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	本项目满足一般管控单元的资源利用效率要求	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	本项目不涉及	--
		3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，逐步实现化肥农药使用量零增长	本项目不涉及	--
		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	本项目不涉及	--
		5.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	本项目不涉及	--

综上所述，拟建工程符合《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和库车市一般管控单元要求。

2.7.4 选址选线合理性分析

(1)项目总体布局合理性分析

拟建工程井场、采气管线等主要位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县中秋 1 气田内，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，占地范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等其他环境敏感区，满足相关布局要求；从现状调查结果看，项目永久占地和临时占地的土地利用类型为裸土地和少量的其它草地，评价范围内绝大部分

为荒漠地区，植物覆盖度较低。周边几乎无野生动物分布。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。

拟建工程管线避让城市规划区、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。本次评价要求气田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，井场占地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)，项目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，项目不占用耕地，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)管线选线可行性分析

拟建工程管线沿道路敷设或已有管线路径进行敷设，可充分利用已有道路进行运输，且管线走向已避开生态保护红线区、集中式水源保护地，穿越山脉利用已有涵洞进行穿越，最大限度地降低了对区域地表的扰动。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

拟建工程位于中秋 1 气田，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；本项目涉及穿越的克孜勒河、库车河水质水功能为饮用、农业用水,执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅱ类标准;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)，本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 2.6-10 和附图 8。

表 2.6-10 **区域生态功能区划**

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	天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区	天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区	天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制、旅游	水土流失、矿业开发造成环境污染与植被破坏	生物多样性和生境不敏感、中度敏感，土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化、土壤盐渍化不敏感	保护水质、保护自然植被、保护地表形态、保护文物古迹、保护防洪设施	建成新疆西气东输主力天然气源地，发展特有生态文化旅游。
		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	生物多样性和生境不敏感，土壤侵蚀高度敏感、极度敏感，土地沙漠化不敏感、轻度敏感，土壤盐渍化不敏感	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。
塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区	渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区	农产品生产、荒漠化控制、油气资源	土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染	生物多样性及其生境中度敏感，土地沙漠化中度敏感、土壤盐渍化高度敏感	保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害	发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地

由表 2.6-10 可知，本项目位于“43.天山南坡中段前山盆地油气、煤炭资源开发及水土流失敏感生态功能区，44.拜城盆地绿洲农业生态功能区，55.渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区”。

拟建工程属于天然气开采项目，主要建设内容为管线敷设和井场建设，对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，施工结束后，管沟回填，区域生态采取自然恢复措施及完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化扩大造成影响。综上所述，项目的建设实施符合区域生态服务功能定位，与区域发展方向相协调。

2.8 环境保护目标

拟建工程评价区域内无自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置环境空气保护目标；将管道沿线穿越的克孜勒河、库车河作为地表水环境保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层以及拜城县克孜尔乡铁提尔水厂地下水水源地保护区、库车市城北水厂水源地作为地下水保护目标；工程 200m 范围内不涉及学校、医院、居住区等，不设置声环境保护目标；将站场外延 200m 范围及管线两侧 200m 范围的土壤作为土壤环境保护目标；将生态影响评价范围内塔里木河流域水土流失重点治理区、生态保护红线作为生态保护目标，保护目的为不对区域水土流失产生明显影响；将区域大气环境和区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。环境保护目标见表 2.8-1 至 2.8-4。

表 2.8-1　　**地表水环境保护目标一览表**

施工期				
环境要素	名称	穿越方式/穿越长度（m）	环境功能要求	备注
地表水环境	克孜勒河	开挖/500m/1 处	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅱ类水体	不改变地表水环境功能
	库车河	开挖/320m/1 处		

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		功能要求
	方位	距离(m)	
评价范围内潜水含水层	--	--	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类
拜城县克孜尔乡铁提尔水厂水源地	南	采出水外输管线距离该水源地一级保护区 3.5km，距离二级保护区 5.7km	
库车市城北水厂水源地	东南	本项目距离该水源地一级保护区 4.0km，距离二级保护区 2.0km	

表 2.8-2　　**土壤环境保护目标一览表**

保护目标	方位及距离	功能要求
评价范围内土壤	站场占地外200m及集输管道周边200m范围内	满足建设用地土壤污染风险筛选值

表2.8-3 **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)
生态影响	塔里木河流域水土流失重点治理区	各井场、站场边界外扩 50m，管线中心线两侧 300m	--
	生态保护红线区	管线中心线两侧 1000m	距离生态保护红线区最近距离 250m

表2.8-4 **环境风险保护目标一览表**

类别	环境敏感特征					
环境空气	站场周边 3km 内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	--	--	--	--	--	--
站场周边 500m 范围内人口数小计						0
站场周边 3km 范围内人口数小计						0
集输管线周边 200m 内						0
大气环境敏感程度 E 值						E3

续表2.8-4 **环境风险保护目标一览表**

	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与厂界距离/m
地下水	1	调查评价范围内潜水含水层	G3	III类	D1	--
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

3 建设项目工程分析

拟建工程位于新疆阿克苏地区拜城县、库车市境内，塔里木油田分公司在中秋 1 气田内实施“中秋 1 气田开发地面工程”，主要建设内容包括：①新钻水平井 3 口；②新建井场 3 座，扩建中秋 1 集中试采点；③新建 3 条采气管线 3.2km、1 条采出水外输支线 1.3km 和 2 条采出水外输干线 55.5km；④配套仪表、电气、通信、防腐、建筑、道路、结构等相关辅助设施。

为便于说明，本次评价对现有中秋 1 气田开发现状进行回顾；将中秋 1 集中试采点作为现有工程进行介绍；将本次建设内容作为拟建工程进行分析；将拟建工程依托的中秋 1 集中试采点、哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站、克拉苏钻试修废弃物环保处理站、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	区块开发现状及环境影响回顾	中秋 1 气田开发现状、“三同时”执行情况、环境影响回顾评价、存在环保问题及整改措施
2	现有工程	现有工程概况、现有工程手续履行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程污染物年排放量、现有工程环境问题及“以新带老”改进意见
3	拟建工程	基本概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、营运期污染源及其防治措施、退役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	介绍中秋 1 集中试采点、哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站、克拉苏钻试修废弃物环保处理站、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等基本情况及依托可行性

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 中秋 1 气田开发现状

(1)勘探开发进程

中秋 1 气 田位于塔里木盆地库车坳陷秋里塔格构造带中秋-东秋段中秋 1 号构造带，行政隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县与库车市，主体位

于拜城县内。

中秋 1 气藏勘探历程可分为两个阶段：

①预探阶段（2017 年 7 月～2018 年 12 月）：2017 年 7 月，利用东秋 8 三维叠前深度偏移资料，在东秋 8 下盘落实了中秋 1 号构造，2017 年 10 月部署上钻中秋 1 风险探井。2018 年 12 月，中秋 1 井白垩系巴什基奇克组完井测试获得高产，中秋 1 气藏获得发现。

②评价阶段（2019 年至今）：在中秋 1 号构造东、西两翼部署了中秋 101、中秋 102 两口评价井，在中秋 2 号构造上部署了中秋 2 井；2020 年和 2021 年在中秋 1 号构造部署了中秋 104 井和中秋 103 两口开发评价井。2020 年中秋 1 气田探明天然气地质储量 593.68 亿方、凝析油地质储量 206.79 万吨。

2019 年 7 月中秋 1 井开始试采，目前试采方案设计新井全部实施完毕，优质储层试验井中秋 103 井显示良好，正试油待投产，预计合理产气量可达到 20×$10^4$$m^3$/d。截止至 2023 年 9 月底，气藏总采气井 4 口，开井 3 口，其中见水井 1 口，日产气 67.2×$10^4$$m^3$/d，日产油 19t/d，日产水 5t/d。核实年产气 1.65×$10^8$$m^3$、核实年产油 0.77×$10^4$t，核实累产气 8.71×$10^8$$m^3$、核实累产油 3.09×$10^4$t，核实累产水 1.33×$10^4$t。

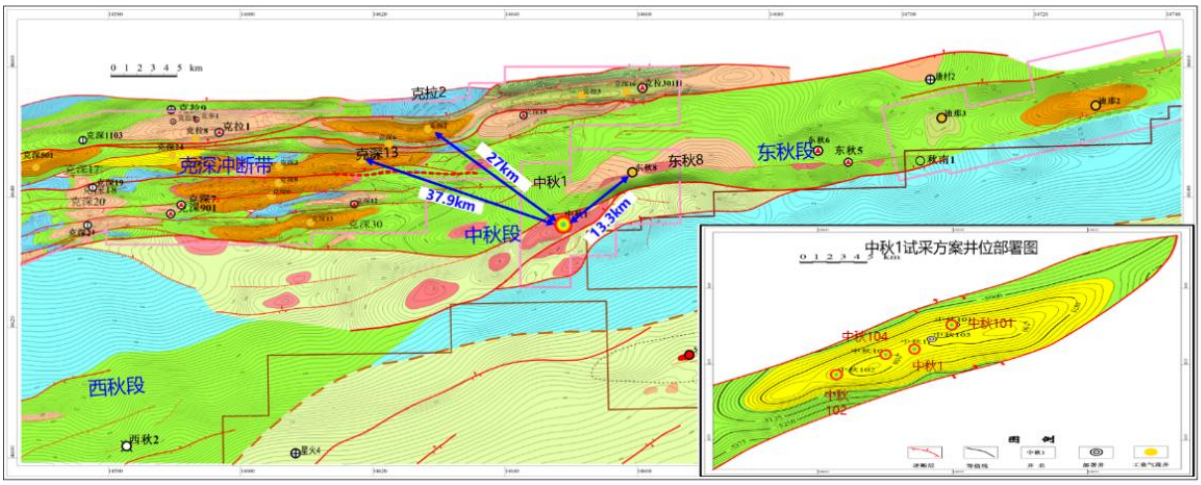

图 3.1-1　　**中秋 1 气田构造情况图**

(2)井场、油气处理工程建设情况

中秋 1 气田内现有中秋 1、中秋 101、中秋 102、中秋 104、中秋 103 共计

5 座井场，建设有中秋 1 集中试采点 1 座，各采气井采出气通过管线输送至中秋 1 集中试采点处理，处理后的天然气通过外输管道输送至克轮复线，凝析油通过外输管道注入博孜凝析油外输管线，分离出的水通过罐车来运至克拉 2 中央处理站水处理装置处理。

(3)公用工程建设情况

①给排水

中秋 1 气田内运营期无人值守，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，采出水从中秋 1 集中试采点分离出来后，定期通过罐车拉运至克拉 2 中央处理站采出水处理装置处理，井下作业废液由专用罐收集后，定期拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理。

②供热

中秋 1 气田内各井场设置有真空加热炉，燃料为中秋 1 集中试采点经过脱水脱烃后的天然气。

③供电

中秋 1 区块采用 35kV 线路供电，电源引自 110kV 克拉苏变电站。已建 35kV 架空线路长度为 49.8km，导线采用 JL/G1A-120/20。现在线路所带负荷有中秋 1 集中试采点（变压器容量为 2X1000kVA）、中秋 1 井(变压器容量 100kVA）、中秋 103 井（变压器容量 50kVA）、中秋 104 井（变压器容量 50kVA）等，最大负荷约为 800kW。

(4)辅助工程建设情况

①集输管线及运输情况

目前中秋 1 区块东侧已铺设有克轮复线、博孜凝析油外输管道，均已在中秋 1 气田区域设置有阀室，中秋 1 气田分离的天然气和凝析油均可通过现有集输管线外输。因中秋 1 集中试采点内无水处理装置，现有采出水通过罐车定期拉运至克拉 2 中央处理站采出水处理装置处理。现有各井场均敷设有管线直接接入中秋 1 集中试采点内。

②内部道路建设情况

目前中秋 1 气田周边现有轮克公路、独库公路与外界连通，气田内部已铺

设有 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，路面修建均符合油田内部建设标准。

3.1.2 中秋 1 气田“三同时”执行情况

中秋 1 气田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 **中秋 1 气田开发现状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	中秋 1 井钻井工程	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2017]416 号	2017 年 8 月 21 日	2020 年 9 月完成自主验收		
2		中秋 101 井钻井工程	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2018]603 号	2019 年 1 月 7 日	2020 年 10 月完成自主验收		
3		中秋 102 井钻井工程	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2018]325 号	2018 年 8 月 16 日	2020 年 11 月完成自主验收		
4		中秋 1 区块试采方案地面工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2019]227 号	2019 年 5 月 9 日	2021 年 3 月完成自主验收		
5	环境风险应急预案	塔里木油田分公司克拉采油气管理区突发环境事件应急预案	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					
6	排污许可执行情况	克拉采油气管理区污染源排污许可登记	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 91652800715549l1XG072Y					

3.1.3 中秋 1 气田回顾性评价

根据现场踏勘情况及调查结果，对中秋 1 气田分别从生态影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险进行回顾性评价。

3.1.3.1 生态影响回顾

(1)植被影响回顾分析

气田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期，根据油田开发特点，对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油田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。中秋 1 气田区域以草本植被为主，植被覆盖度在 15%左右。钻井过程中因地表扰动造成的植被破坏，目前正在逐步恢复过程中。

(2)野生动物影响回顾分析

①破坏栖息环境

油田开发建设，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。

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

(3)生态保护措施回顾

①井场

钻井工程结束后，对井场永久占地范围内地表结合区块地表特点，铺设了水泥板，采取了必要的硬化措施，以减少侵蚀量。井场永久性占地面积在 40m×60m，完全符合施工设计要求。施工完成后，地面均进行了砾石铺垫处理。

图 3.1-3　　**中秋 1 气田区域现有井场情况**

②管线和道路

项目区域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正在逐步恢复过程中。

项目区勘探开发时间较短，但至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 4.5m。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。施工结束后已平整恢复迹地，路面表层铺垫有砾石层，道路两侧植被正在恢复。

图 3.1-4　　**管道临时占地恢复情况**

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

根据油田开发建设的特点分析，中秋 1 气田开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质，使表层土内有机质含量降低，并且使土壤的富集

过程受阻，土壤生产力下降。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构、肥力将受到影响，尤其是在敷设管线时，对地表的开挖将对开挖范围内土壤剖面造成破坏，填埋时不能完全保证恢复原状，土壤正常发育将受到影响，土壤易沙化风蚀。

此外，营运期过程中，来自井场、计转站产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如单井管线爆管泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少，从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。进入土壤的油污一般富集在 0～20cm 的土层中，积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

以中秋 1 气田历年的土壤监测数据及本次评价土壤环境质量现状监测数据为依据，区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因区块的开发建设而明显增加。

3.1.3.3 水环境影响回顾

根据本次调查情况，区块已有钻井工程废水包括钻井废水、酸化压裂返排液及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；酸化压裂返排液排入回收罐中，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜防渗)暂存，由罐车定期拉运至克深作业区污水处理设施处理。运营期各种生产废水和生活污水均得到有效的处理，可有效防范对地下水的影响。

根据总体开发方案，气田采用全密闭工艺流程，整个开采过程中具有严格的技术规程和防范措施，采出水从中秋 1 集中试采点分离出来后，通过罐车拉

运至克拉 2 中央处理站采出水处理装置处理，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)标准要求后，根据井场注水需要回注地层。根据油田公司作业要求，井场修井作业等采用带罐作业，修井过程中产生的修井废液进专用罐存放后，定期通过车辆运输至运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。根据现场调研资料，中秋 1 气田开发至今未发生管线破裂、储罐泄漏等污染事故。

中秋 1 气田所在区域属于透水不含水层，开采过程中不具备污染地下水的条件。此外，克拉采油气管理区日常过程中定期巡检，所采用的管道、设备材质均采用正规厂家生产，发生泄漏污染事故概率极低，因此，项目所采取的水污染防治措施基本有效。

表 3.1-9　**中秋 1 气田井场、站场废气污染物达标情况一览表**

名称	污染源	污染物	排放浓度(mg/m^3)	主要处理措施	标准	达标情况
中秋 1 井 1 加热炉(315kW)	真空加热炉烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物	未检出 未检出 92～96	使用净化后的天然气作为燃料	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值	达标
中秋 104 井 1 加热炉(315kW)	真空加热炉烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物	2.2 未检出 77	使用净化后的天然气作为燃料	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值	达标
中秋 1 井场	井场无组织废气	非甲烷总烃	0.81～0.97	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
中秋 1 集中试采点	站场无组织废气	非甲烷总烃	1.55～1.82	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

3.1.3.4 大气环境影响回顾

根据现场调查，中秋 1 气田开发过程中的大气污染物主要是真空加热炉等产生的废气，以及井场、站场等无组织排放废气。针对以上污染源，采取了以下大气污染治理措施：

（1）在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用了管线输油的集输流程，井口设切断阀，集输过程、场站进口处设置紧急切断阀，输气、输油干线分段设置紧急切断系统，一旦发生事故，紧急切断油、气源，

最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。

（2）对各站场的设备、管线、阀门等定期进行了检查、检修，减少了跑、冒、滴、漏的发生；同时定期对油气集输管线进行巡检。

（3）在站场设置了可燃气体检测仪，可随时发现天然气泄漏并及时处理。

（4）生产运行期加热炉采用清洁能源天然气为原料。

根据验收开展期间开展的污染源监测数据以及区域例行监测报告进行，站场及井场加热炉烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求。各站场及井场无组织排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求。说明加热炉有组织废气污染防治措施、各井场及站场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及批复意见落实。

3.1.3.5 固体废物影响回顾

根据本次调查情况，区块施工期固废主要是钻井岩屑、钻井泥浆、含油废物和生活垃圾等，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，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处理；废弃油基泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统后，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；含油废物采用钢制桶装收集后暂存在危废暂存间内，由有资质单位定期清运并进行处置；生活垃圾集中收集后，拉运至附近固废填埋场生活垃圾填埋池处置。通过分类收集和处理，可使其对周围环境的影响降至最小。

区块各井场及站场在选址、建设、处置和运行管理中严格执行塔里木油田分公司各项要求，严格落实《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597)和《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599)中的相关要求，开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。

总体来说，项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善的处置。

3.1.3.6 声环境影响回顾

油气田钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域内造成影响。但随着距离的增大，钻井施工噪声有一定程度的衰减，钻井过程为临时性的，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。

中秋 1 气田内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、站场的各类机泵。根据验收期间的监测数据可知，中秋 1 气田内井场、站场等厂界噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准值。因此气田落实了设计及环评提出的噪声污染防治的相关措施，区块开发对周围环境的影响可行，在采取有效声污染防治措施后不会导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

表 3.1-10　**中秋 1 气田井场、站场噪声达标情况一览表**

位置	监测值 dB(A)		主要处理措施	标准	达标情况
中秋 1 井场四周	昼间	43.0～45.1	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	40.0～42.1			达标
中秋 1 集中试采点四周	昼间	46.0～48.0	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	43.1～44.6			达标

3.1.3.7 环境风险回顾

中秋 1 气田隶属于塔里木油田分公司克拉采油气管理区(原克拉油气开发部)管理，《塔里木油田公司克拉油气开发部突发环境事件应急预案》已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按能够满足油田生产的要求。

3.1.3.8 与排污许可衔接情况

塔里木油田公司克拉采油气管理区按照法律法规规定申领排污许可证工作，已取得克拉采油气管理区采气作业区固定污染源排污登记回执(登记编号:91652800715549l1XG072Y)；根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》、《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。

3.1.3.9 环境管理回顾

按照油田公司QHSE管理制度体系建设要求，已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。

(1)环保设施运行记录

评价期调查发现，随着国家和自治区环境保护法律法规和政策的调整与规范，油田废气、废水、固体废物及危险废物污染防治设施运行记录较为规范、完整。

(2)档案管理

随着国家、自治区环境管理要求的提高，克拉采油气管理区围绕QHSE制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范 环境监察》(HJ/T295－2006)、《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则》(HJ994-2018)，克拉采油气管理区建立并完善环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

3.1.4 区块污染物排放情况

根据克拉采油气管理区例行监测进行的污染源监测数据，环境影响评价及竣工环境保护验收调查报告、监测结果分析及验收结论，中秋1气田污染物年排放情况见表3.1-2。

表3.1-2　　**中秋1气田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		
中秋1气田现有污染物排放量	0.02	0	0.6	0.8	0	0	0

3.1.5 存在环保问题及整改措施

中秋 1 气田属于新开发区块，根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，区块内现有完钻井井场已进行了平整，井口周边区域进行了硬化，井区的巡检道路采用砂石路面，井场规范。具体存在的问题如下：

区块内单井、站场、管线和道路临时占地工程恢复措施均已完成，临时占地处于自然恢复状态，由于工程所在区域气候干旱，水土条件较差，植被恢复情况较差。

整改方案：

进一步加强中秋 1 气田生态恢复工作。对区块的单井、站场、管线和道路临时占地及时进行土地复垦工作，针对防沙治沙、水土保持措施，发现破损缺失，及时修补。

3.2 现有工程

3.2.1 现有工程概况

(1)基本情况

2019 年，中秋 1 集中试采点建成投产，站内设有天然气处理（含集气与脱水）、凝系统处理装车、污水装车、火炬及仪表系统。2022 年，中秋 1 试采点站内部分设备进行更换并增加凝析油外输、乙二醇加注流程。

中秋 1 集中试采点天然气处理能力 85×10^4㎥/d、凝析油生产、处理能力 30t/d、凝析油外输能力 30t/d、采出水外输能力 15t/d。配套设施包括天然气处理（集气、脱水与外输）、凝析油系统、乙二醇系统、仪表风与放空系统，自控、供配电、给排

水及消防等。目前，进中秋 1 集中试采点天然气量为 83.5×10⁴m³/d，富余量 1.5×10⁴m³/d。

(2)工艺流程

中秋 1 集中试采点油气处理后天然气通过外输管道输送至克轮复线，凝析油通过外输管道注入博孜凝析油外输管线，其中脱水脱烃采用注乙二醇防冻堵，J-T 阀节流制冷脱水脱烃处理工艺。脱除水份通过罐车来运至克拉 2 中央处理站水处理装置处理。具体工艺流程如图 3.2-1。

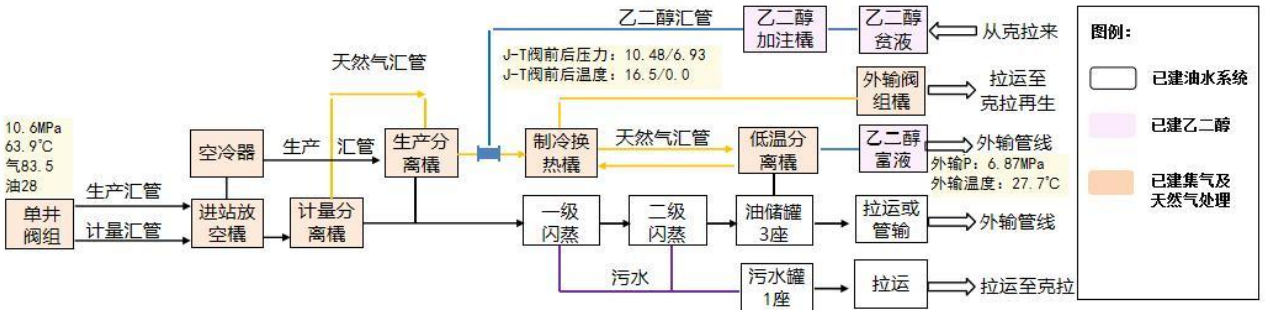

图 3.2-1　**中秋 1 集中试采点现状工艺流程简图**

中秋 1 气田单井来气经轮换计量橇接收后，需要计量的单井来油气经计量汇管进入高压计量分离器橇计量后的气相汇入高压生产分离器橇气相出口天然气汇管。不需要计量的各井来油气经生产汇管进入高压生产分离器橇进行油气水三相分离。水经污水汇管去污水罐，油进入已建一二级凝析油闪蒸橇闪蒸分离。

生产分离器橇气相经天然气汇管输送至制冷换热橇中的凝析气-干气换热器与低温分离器出口的干气换热预冷。原料气在进入换热器前注入乙二醇防止水合物形成。经预冷后的原料气经过 J-T 阀节流至 7.0MPa、-14℃后进入低温分离器分离。低温分离器分离出的乙二醇，至已建的乙二醇富液罐。油相汇入凝析油汇管进入已建一二级凝析油闪蒸橇闪蒸分离。分离出的干气返回凝析气-干气换热器回收冷量后至已建的外输阀组外输。

生产分离器橇、计量分离器橇和低温分离器橇分离出的油相（1.4MPa）与中压系统来凝析油汇合后进入已建凝析油闪蒸系统，凝析油闪蒸分两级，一级闪蒸后的天然气进入燃料气系统，一级闪蒸后凝析油进入凝析油二级闪蒸罐。二级闪蒸后的天然气进入燃料气系统，二级闪蒸后的凝析油进入凝析油储罐储存，储罐

经增压泵增压外输。已建凝析油闪蒸罐分出的水至污水罐。

污水罐中的污水定期通过罐车拉运至克拉 2 中央处理站水处理装置处理。

(3)主要设备设施

中秋 1 集中试采点主要设备设施情况统计见表 3.2-1。

表 3.2-1 **中秋 1 集中试采点主要设备一览表**

序号	生产单元	设备名称	型号	单位	数量
1	天然气处理系统	进站阀组	2 井式阀组	套	2
2		进站切断放空橇		套	1
3		高压生产分离器	16.0-1400×7000	台	1
4		低温分离器橇	9.0-1600×7000	台	1
5		J-T 阀制冷器橇		套	1
6		高压计量分离器	16.0-1400×7000	台	1
7		凝析气-干气换热器	BEM1000-12.6/9.9	台	1
8		空冷器		台	1
9		天然气外输阀组橇		套	1
1	凝析油系统	凝析油一级闪蒸罐	2.4-2000×10000	台	1
2		凝析油二级闪蒸罐	0.8-2000×10000	台	1
3		天然气外输阀组橇		套	1
4		凝析油储罐	150m^3	座	3
5		凝析油外输泵	3.7MPa，排量 5.1m^3/h	台	2
1	水系统	污油污水储罐	50m^3	座	1
1	乙二醇加注系统	乙二醇贫液储罐	常压 50m^3	座	1
2		乙二醇富液储罐	0.6MPa 50m^3	座	1
3		乙二醇卸车泵	40m^3/h	座	1
4		乙二醇富液装车橇		座	1
5		乙二醇加注橇	Q=120L/h P16MPa	座	1
1	仪表风系统	喷油螺杆空压机	6.5m^3/min 1.0MPa 45kW	台	2
2		净化空气储罐	1.2-30/2200	台	2
1	放空系统	高压火炬	D500 L=43m	座	1
2		高压火炬分液罐	1.0-2600X8567	台	1
3		放空管	DN150×12m	座	1

1	燃气系统	燃料气调压橇	1000m³/h,进口压力 6.8MPa,出口压力 0.5MPa	台	1

3.2.2 现有工程手续履行情况

本项目中秋 1 集中试采点手续履行情况见表 3.2-4 所示。

表 3.2-4 **环评及验收情况一览表**

序号	包含内容	建设项目名称	环评文件			验收文件		
			审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	中秋 1 集中试采点	中秋 1 区块试采方案地面工程	原阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2019]227 号	2019 年 5 月 9 日	2021 年 3 月完成自主验收		

3.2.3 现有工程污染物达标情况

中秋 1 集中试采点废气主要真空加热炉烟气和站场无组织废气，废水污染源为采出水和井下作业废水，噪声污染源为空压机、放空管、泵等设备噪声，固废主要为落地油。

根据企业自行监测及验收期间监测数据，各真空加热炉烟气中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放限值。厂界无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求。站场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准。

3.2.5 现有工程污染物年排放量

根据现场调查和资料搜集情况，目前现有工程污染源排放见表3.2-5。

表3.2-5 **现有工程污染物排放情况一览表** 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	H_2S		
现有工程排放量	0.01	0	0.3	0.3	0	0	0

3.2.6 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场踏勘结果，现有工程稳定运行，各污染物均能达标排放，现场调

查过程中未发现环境问题。

3.3 拟建工程

3.3.1 基本概况

拟建工程基本情况见表 3.3-1。

表 3.3-1　　拟建工程基本情况一览表

项目			基 本 情 况
项目名称			中秋 1 气田开发地面工程
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和库车市境内
建设性质			改扩建
建设周期			5 年
总投资			项目总投资 43804.95 万元，其中环保投资 1200 万元，占总投资的 2.74%
占地面积			占地面积 175.82hm^2（永久占地面积 24.32hm^2，临时占地面积 151.5hm^2）
建设规模			项目建成后年产气 4.95×10^{8}m^3，年产油 1.73×10^{4}t；中秋 1 集中试采点天然气处理规模提升至 150 万 m^3/d，新增采出水处理规模 500m^3/d
工程内容	主体工程	钻前工程	3 座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	3 座井场采用水平井结构，采用塔标Ⅱ四五开井身结构，总钻尺深度 19839m。一开采用膨润土-聚合物体系，二开上部采用聚合物体系，二开下部采用聚磺体系，三开采用欠饱和盐水体系，四开、五开采用油基体系
		储层改造工程	射孔采用管柱传输射孔工艺，储存改造采用“机械分段+段内暂堵”复合分段加砂压裂工艺
		井场及站场工程	新建 3 座采气井场。中秋 1 集中试采点扩建 1 套天然气处理装置和新建 1 套采出水处理装置。克拉 2 中央处理站增加 4 台采出水转输泵
		油气集输工程	建设 3 条采气管线共计 3.2km、1 条采出水外输支线 1.3km 和 2 条采出水外输干线 55.5km，全部采用埋地敷设方式
	公辅工程	供电工程	3 座井场新建电力支线长度 2.6km，每口井线路终端杆新建落地变压器 1 座 630kVA
		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，生活污水通过吸污车拉运至克拉油气开发部生活基地污水处理设施处理，压裂返排液运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。 营运期采出水送至中秋 1 集中试采点处理，处理达标后回注区域地层，处理后作为注水水源加以利用；井下作业废水运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理
		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。营运期井场采用电真空加热炉加热
		道路系统	新建通井道路 1.3km，采用单车道砂石路面，路面宽 3.5m，路基宽 4.5m

		加药系统	中秋 1 集中试采点采出水处理装置设置 1 套加药系统，主要添加药剂为缓蚀阻垢剂、杀菌剂、除油剂、助凝剂、混凝剂
		防腐工程	采气管道采用普通级单层熔结环氧粉末防腐，采出水输水干线采用两层 PE 防腐，热煨弯管防腐层采用无溶剂液体环氧涂料

续表 3.3-1　　**拟建工程基本情况一览表**

项目			基 本 情 况
工程内容	公辅工程	自控工程	各井场设置 1 套 RTU。井场温度、压力、加热节流橇、缓蚀剂加注橇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中秋 1 集中试采点 PLC 系统、克拉 2 中央处理厂 SCADA 系统。 中秋 1 集中试采点新建机柜间，新建的天然气处理装置、采出水处理装置及污泥处理装置等设施仪表信号接入新建机柜间 PLC 控制柜。PLC 控制柜接入中秋 1 集中试采点 PLC 系统、克拉 2 中央处理厂 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，焊接使用无毒低尘焊条，运输车辆定期检修，燃用合格油品； 营运期：定期对井场、站场进行巡检，定期对站场进行 LDAR 检测； 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置泥浆，管线试压废水循环使用后用于区域洒水抑尘；施工营地建设 1 座 300m³ 生活污水池，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，定期拉运至克深基地生活污水处理装置处理； 营运期：中秋 1 集中试采点建设采出水处理装置 1 套，处理各井场产生的采出水，处理规模为 500m³/d，处理工艺为“调节除油+一级双滤料过滤”；井下作业废液采取带罐作业，产生的废液采用回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理； 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； 营运期：选用低噪声设备、基础减振； 退役期：合理安排作业时间
		固体废物	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，固相直接拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理。施工废料拉运至克深地区固废填埋场填埋进行处置。 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，定期委托有资质单位接收处置。 施工期各井场设置 1 座 50m³ 油基泥浆岩屑铁罐，废弃油基泥浆及废弃含油基岩屑暂存于油基泥浆岩屑铁罐，定期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。 营运期中秋 1 集中试采点建设 1 套污泥脱水装置，处理规模为 50kg 绝干泥/h，污泥脱水装置为间歇操作，进入污泥池中的含油污泥通过泵打入叠

			式污泥脱水机，脱除水份的污泥通过桶装后直接委托有资质单位接收处置，不在站场暂存。 营运期井场产生的落地油和废防渗材料委托有资质单位接收处置，不在井场暂存。 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

续表 3.3-1　　**拟建工程基本情况一览表**

项目	基 本 情 况
劳动定员	新建各站场为无人值守站，不新增劳动定员
工作制度	年工作 365d，8760h

3.3.2 油气资源概况

3.3.2.1 气田范围

中秋 1 气田位于塔里木盆地库车坳陷秋里塔格构造带中秋-东秋段中秋 1 号构造带，行政隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县与库车市，主体位于拜城县内，位于拜城县城东约 76km、库车市西北约 19.5km、克深气田东南约 38.1km、迪那 2 气田以西约 82.6km，距离克拉作业区中央处理厂直线距离约 28.8km。

中秋 1 气田 2020 年上交新增探明储量，含气面积 27.86km^2，新增凝析气探明地质储量 596.66×10^{8}m^3，其中干气地质储量 593.68×10^{8}m^3、技术可采储量 296.84×10^{8}m^3，凝析油地质储量为 206.79104t、技术可采储量 103.40×10^{4}t。

3.2.2.2 勘探开发概况

中秋 1 气藏勘探历程可分为两个阶段：

（1）预探阶段（2017 年 7 月～2018 年 12 月）：2017 年 7 月，利用东秋 8 三维叠前深度偏移资料，在东秋 8 下盘落实了中秋 1 号构造，2017 年 10 月部署上钻中秋 1 风险探井。2018 年 12 月，中秋 1 井白垩系巴什基奇克组完井测试获得高产，中秋 1 气藏获得发现。

（2）评价阶段（2019 年至今）：鉴于中秋 1 井良好的气测显示，在中秋 1 号构造东、西两翼部署了中秋 101、中秋 102 两口评价井，在中秋 2 号构造上部署了中秋 2 井；2020 年和 2021 年在中秋 1 号构造部署了中秋 104 井和中秋 103 两口

开发评价井。2020 年中秋 1 气田探明天然气地质储量 593.68 亿方、凝析油地质储量 206.79 万吨。

中秋 1 气藏开发历程：

2019 年编制该气田试采方案，设计试采井 5 口，其中利用探评价井 3 口（中秋 1、中秋 101、中秋 102 井）、新部署开发评价井 2 口（中秋 103、中秋 104），试采规模天然气 140×10^4m^3/d、凝析油 74.82t/d，连续试采 1 年以上。

2019 年 7 月中秋 1 井开始试采，目前试采方案设计新井全部实施完毕，优质储层试验井中秋 103 井显示良好，正试油待投产，预计合理产气量可达到 20×10^4m^3/d。截止至 2023 年 9 月底，气藏总采气井 4 口，开井 3 口，其中见水井 1 口，日产气 67.2×10^4m^3/d，日产油 19t/d，日产水 5t/d。核实年产气 1.65×10^8m^3、核实年产油 0.77×10^4t，核实累产气 8.71×10^8m^3、核实累产油 3.09×10^4t，核实累产水 1.33×10^4t。

3.2.2.3 地层特征

中秋 1 气田浅层钻遇 1 条逆断层，断层上盘自上而下依次钻遇第四系西域组、新近系康村组、吉迪克组，下盘依次钻遇新近系库车组、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（未穿），其中白垩系巴什基奇克组为中秋 1 气藏的主要含气层段。

中秋 1 区块发育新近系吉迪克组和古近系库姆格列木群两套膏盐岩，厚度巨大，是本区优质的区域盖层，其与下伏巴什基奇克组构成良好的储盖组合。白垩系巴什基奇克组在区域上横向厚度分布稳定，纵向上分段特征清楚，自上而下可划分为三个岩性段，其中第一岩性段区域上遭受一定程度的剥蚀、第二岩性段和第三岩性段横向分布稳定。

中秋 1 气田白垩系巴什基奇克组三个岩性段发育特征：

第一岩性段（K1bs1）：钻厚 31.0m～60.0m，发育辫状河三角洲前缘水下分流河道夹分流间湾沉积，岩性以厚-中厚层浅褐色中砂岩、细砂岩为主，局部夹薄-中厚层状褐色泥岩、粉砂质泥岩。

第二岩性段（K1bs2）：钻厚 186m～211m，发育辫状河三角洲前缘水下分流河道夹分流间湾及河口砂坝沉积，岩性以厚层-巨厚层褐色、灰褐色中砂岩、细砂岩为主，砂岩中常含泥砾，且局部富集，夹薄层-中厚层状褐色泥岩、粉砂质泥岩、粉砂岩。根据岩性组合特征的差异，第二岩性段进一步细分为三个亚段，其中第一亚段厚度为 77m～87.5m，平均厚度 78m；第二亚段厚度为 45m～57m，平均厚度 51.5m；第三亚段厚度为 55.5m～83.5m，平均厚度 67m。

第三岩性段（K1bs3）：厚约 120m，目前中秋 1 气田尚未钻揭第三岩性段，邻区东秋 5 井钻穿该段，岩性为中厚层-厚层棕褐色细砂岩与中砂岩、含泥砾中砂岩呈不等厚互层，夹薄层棕褐色泥岩、粉砂质泥岩。。

3.2.2.4 地质构造

库车坳陷位于塔里木盆地北部，北与南天山断裂褶皱带以逆冲断层相接，南邻塔北隆起，东起阳霞凹陷，西至乌什凹陷，是一个以中、新生代沉积为主的叠加型前陆盆地。库车前陆冲断带中部自北向南依次为北部构造带、克拉苏构造带、拜城凹陷、秋里塔格构造带。

秋里塔格构造带处于库车坳陷最前缘，西部发育巨厚的古近系库姆格列木群膏盐岩，东部发育巨厚新近系吉迪克组膏盐岩，两套盐层在中秋 1 井-东秋 5 井一带交汇叠置。受两套盐层和古隆起的影响，秋里塔格构造带构造变形特征具有明显的“东西分段、垂向分层”特点。①东西方向受古隆起的影响，自西向东划分为佳木-西秋段、中秋-东秋段，其中佳木-西秋段位于温宿-西秋古隆起之上、中秋-东秋段位于新和-牙哈古隆起北坡。②垂向上由上至下划分为盐上构造层、膏盐岩塑性变形层和盐下中生界构造层，其中盐下中生界构造层是油气勘探的重点层系。③中秋 1 气田处于秋里塔格构造带中秋-东秋段，为一受南北两侧逆冲断裂夹持的背斜构造。

3.2.2.5 断裂带特征

中秋-东秋段主要发育北倾的逆冲断裂，按照断裂规模、断开的层位可以将中秋-东秋段的断裂分为三个级别，其中一级断裂控制整个中秋-东秋段的横向

展布特征；二级断裂控制构造形态与规模；三级断裂控制局部构造。中秋 1 号构造为两条北倾断裂沿中生界滑脱层自北向南逆冲形成的冲断片，北边界断裂为东秋断裂，南边界断裂为中秋 1 号断裂，两条断裂平面上近似平行展布，断裂平面上走向为北东-南西向。断裂基本特征如下：

（1）东秋断裂

中秋 1 号构造北断裂东秋断裂是区域大断裂，属于一级断裂，平面上整体呈北东走向，三维工区内延伸长度约 15km，剖面上上陡下缓，自西向东断距由小逐步变大，断距范围 150m～1500m，向下断开白垩系、侏罗系，向上消失于库姆格列木群膏盐层。东秋断裂的位置及断距控制着中秋 1 号构造圈闭的溢出点和圈闭规模。

（2）中秋 1 号断裂

中秋 1 号构造南断裂是中秋 1 号断裂，属于二级断裂，断裂平面上整体呈北东走向，工内范围内延伸长度约 17km，断距变化不大，在构造中部断距最大、西部次之、东部最小，断距范围 750m～1400m，断开层位包括白垩系、古近系和新近系吉迪克组，向上消失于新近系吉迪克组膏盐层内。断裂走向与北面东秋断裂基本平行，控制圈闭形态与规模。

（3）三级断裂

中秋 1 号构造内共发育七条三级断层，主要位于构造东部，其中正断层两条，位于中秋 1 井北，其余五条均为逆断层；除了构造南翼的一条断裂为南北走向，其余六条断裂平面上呈北东走向，与构造走向基本一致，延伸长度 0.2km～1.2km，断距范围 20m～60m，向下断至白垩系底界，向上消失于古近系膏盐岩内。七条断层为中秋 1 号构造局部调节断层，规模较小，对圈闭整体形态和规模影响较小。

3.2.2.6 气藏特征

中秋 1 号构造白垩系巴什基奇克组顶面构造表现为受南北两侧逆冲断裂夹持的背斜构造，轴向与边界断裂走向基本一致，为北东向，背斜长 9.2km、宽

2.1km，长宽比为 4.38:1，圈闭面积 12.6km2，幅度 295m，高点海拔-4680m。

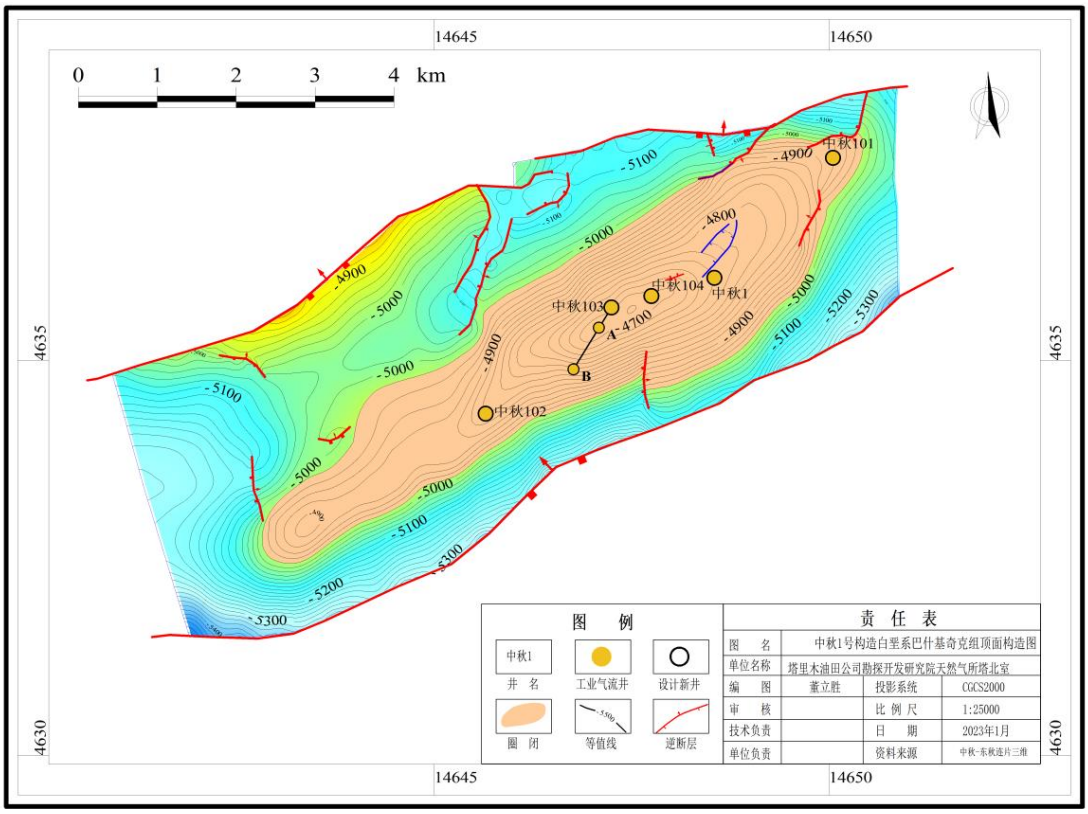

图 3-2　**中秋 1 号构造白垩系巴什基奇克组顶面构造图**

3.3.2.7 气藏流体性质

(1)凝析油性质

根据中秋 1 井凝析油物性数据，凝析油 20℃密度为 0.7812g/cm^3，动力粘度 0.5476mPa.s，凝固点在-12℃，含硫量为 0.00881%；含蜡量在 5.2%，胶质 0.32%，沥青质 0.15%，初馏点 20.2℃。属于低凝点含蜡凝析油。

(2)天然气性质

根据中秋 1 井天然气物性数据，中秋 1 区块天然气含重烃较多，不含硫化氢，天然气相对密度 0.6087。甲烷含量 92.23%，乙烷含量 4.236%，丙烷含量 0.8944%，丁烷及以上含量 0.7334%，氮气含量 1.126%，CO_2 含量 0.6734%。临界温度 199K，临界压力 4.6061MPa。

(3)地层水性质

根据中秋 1 井地层水物性数据，密度 1.0717g/cm^3，氯根 562000mg/L，总

矿化度 193900mg/L，水型为$CaCl_2$型，地层水矿化度较高。

3.3.2.8 油气资源开发类型和进程

中秋 1 气田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 3.3-4。

3.3.3 主要技术经济指标

拟建工程主要技术经济指标见表 3.3-2。

表 3.3-2 **拟建工程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	4
3		站场改造	座	1
4		动用天然气地质储量	10^8m^3	255.28
5		动用凝析油地质储量	10^4t	88.92
6		单井内部集输管线	km	3.2
7		采出水外输支线	km	1.3
8		采出水外输干线	km	55.5
9		产气规模	$10^8m^3/a$	4.95
10		产凝析油规模	$10^4t/a$	1.73
11		井场道路	km	1.3
		平均每口钻井钻尺深度	m	6613
12		中秋1集中试采点新增天然气处理规模	万 m^3/d	65
13		中秋1集中试采点新增采出水处理规模	m^3/d	500
14	能耗指标	年耗电量	$10^4kWh/a$	1360.36
15		钻井耗水量	$m^3/100m$	21.9
16	综合指标	总投资	万元	43804.95
17		环保投资	万元	1200
18		永久占地面积	hm^2	
19		临时占地面积	hm^2	
20		劳动定员	人	不新增

21		工作制度	h	8760

3.3.4 工程组成

3.3.4.1 主体工程

本项目主体工程主要包括钻前工程、钻井工程、储存改造工程、井场及站场工程和油气集输工程内容。其中中秋 1 井、中秋 102 井、中秋 103 井、中秋 104 井属于老井利用，不涉及建设内容，仅将产能纳入本项目，不再进行评价。

3.3.4.1.1 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。项目 ZQ1-H1 井、ZQ1-H2 井、ZQ1-H3 井属于新钻井场，需进行钻前工程建设为后续钻井提供便利条件。

3.3.4.1.2 钻井工程

(1)井位部署

本次在中秋 1 气田共部署 3 口井，均为水平井，分别为 ZQ1-H1 井、ZQ1-H2 井和 ZQ1-H3 井，平均进尺长度 6613m。钻井期井场平面布置情况见图 3.3-2。

图 3.3-2　　钻井期井场平面布置示意图

(2)井身结构

图 3.3-1　　井身结构示意图

(3)钻井液体系设计

本项目钻井过程中涉及钻井液情况见表 3.3-3。

(4)固井方案

(5)钻机选型及钻井周期

项目单口井钻井周期约 215d，钻井队编制约 60 人。

(6)主要设备设施

(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，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 3.3-6。

3.3.4.1.3 储存改造工程

3.3.4.1.4 井场及站场工程

①采气井场

本项目新建采气井场 3 座，井口采出液经节流后通过电真空加热炉加热，经采气管线输送至中秋 1 集中试采点处理。各井场装置均无人值守，定期巡检。井场主要工程内容见表 3.3-8。

表 3.3-8 **拟建工程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	加热节流撬	315kW，含电真空加热炉本体、电加热器、防爆控制柜、二级节流流程	座	1
	3	RTU	—	座	1

图 3.3-1　　井场运营期平面布置示意图

②站场

本项目主要针对中秋 1 集中试采点和克拉 2 中央处理站进行改造，其中中秋 1 集中试采点扩建 1 套天然气处理装置，同时新建 1 套采出水处理装置。改造完成后，天然气处理规模由 85 万 m^3/d 提升至 150 万 m^3/d，采出水处理规模为 500m^3/d。克拉 2 中央处理站主要是增加 4 台采出水转输泵，具体改造内容如表 3.3-9。

图 3.3-2　　中秋 1 试采点运营期平面布置示意图

3.3.4.1.5 油气集输工程

本项目建设 3 条采气管线共计 3.2km、1 条采出水外输支线 1.3km 和 2 条采出水外输干线 55.5km，管线均采用埋地敷设方式。具体管线部署情况见表 3.3-10。

表 3.3-10　　集输管线部署一览表

序号	起点	终点	长度(km)	管径和材质	设计压力(MPa)	敷设方式
单井采气管线						
1	ZQ1-H1 井	中秋 1 集中试采点	1.1	DN80，双相不锈钢 22Cr	14.5	埋地

2	ZQ1-H2 井	中秋 1 集中试采点	1.0	DN80，双相不锈钢 22Cr	14.5	埋地
3	ZQ1-H3 井	中秋 1 集中试采点	1.1	DN80，双相不锈钢 22Cr	14.5	埋地
采出水外输支线						
1	中秋 1 集中试采点	搭接至拟建采出水外输干线	1.3	DN100，柔性复合管	6.4	埋地
采出水外输干线						
1	克拉 2 中央处理站	克拉苏路交汇点	12.5	DN250，酸酐玻璃纤维管	5.5	埋地
2	克拉苏路交汇点	库车河线	43.0	DN300，冶金双金属复合管	5.5	埋地

3.3.4.2 公辅工程

(1)供电系统

本项目施工期用电就近从附近电网接入，柴油发电机作为备用电源。

营运期 ZQ1-H1 井、ZQ1-H2 井、ZQH1-H3 井电源分别引自附近已建中秋 1 区块 35kV 架空线路，导线采用 JL/G1A-70/10。电力支线长度分别为：ZQ1-H1 井电力支线长度 1.0km，ZQ1-H2 井电力支线长度 0.8km，ZQH1-H3 井电力支线长度 0.8km。每口井线路终端杆新建落地变压器 1 座，变压器采用 35kV 电力变压器 S22-630/35 630kVA。中秋试采点扩建天然气处理装置以及采出水处理部分电源引自原有低压变电所，备用位置新增低压配电柜 1 台。

项目实施后，预计年新增用电 1360.36 万 kW·h。

(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，井场生产用水量共计约 4350m^3，主要用于配制泥浆；生活用水由罐车拉至井场和生活区，井场工程井队人数约 60 人，施工天数 215d，按生活用水量 100L/d·人计，生活用水量总计约 3870m^3。

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 3096m³，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拉油气开发部生活基地污水处理设施处理。钻井废水约为 992m³，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 30m³，试压结束后用于洒水抑尘。压裂返排液产生量为 360m³，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，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理达标后回注。

营运期采出水随油气混合物输送至中秋 1 集中试采点处理，处理达标后通过新建采出水外输管线输送至周边区域回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

(3)供热系统

本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。

运营期采用井口加热集输工艺，加热对象为采出液，通过电真空加热炉加热后外输。

(4)道路工程

本项目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 1.3km，采用单车道砂石路面，路面宽 3.5m，路基宽 4.5m。其中 ZQ1-H1 井通井道路长度 0.3km，ZQ1-H2 井通井道路长度 0.4km，ZQ1-H3 井通井道路长度 0.6km。

(5)加药系统

本项目中秋 1 集中试采点污水处理装置运行过程中需进行加药，根据工艺需要，袋装药剂和水加入药剂搅拌箱搅拌均匀后，通过加药泵加入采出水处理装置中。具体药剂种类及加入量情况见表 3.3-10。

表 3.3-10　　**采出水处理装置药剂种类及加入量情况一览表**

序号	药剂名称	投加量(mg/L)	药剂用量(kg/d)	备注
1	缓蚀阻垢剂	100	100(湿剂)	连续

2	杀菌剂	100	100(湿剂)	连续
3	除油剂	100	100(湿剂)	连续
4	助凝剂	15	8(干剂)	连续
5	混凝剂	500	250(干剂)	连续

(6)防腐工程

本项目采气管道采用普通级单层熔结环氧粉末防腐，采出水输水干线采用两层 PE 防腐，热煨弯管防腐层采用无溶剂液体环氧涂料。从生产厂家运来的管线及设备均已在厂家做好内外防腐，只在施工现场进行安装连接。

(7)自控工程

①井场

各井场机柜间单独设置液控柜和远程终端单元（RTU）一套。井场温度、压力、加热节流橇、缓蚀剂加注橇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中秋 1 集中试采点 PLC 系统、克拉 2 中央处理厂 SCADA 系统。

②中秋 1 集中试采点

新建机柜间，新建的天然气处理装置、采出水处理装置及污泥处理装置等设施仪表信号接入新建机柜间 PLC 控制柜。PLC 控制柜接入中秋 1 集中试采点 PLC 系统、克拉 2 中央处理厂 SCADA 系统。

3.3.4.3 环保工程

(1)废气处理工程

(2)废水处理工程

(3)噪声防治工程

(4)固体废物收集及处理处置工程

3.3.5 工艺流程及产排污节点

3.3.5.1 施工期

本工程施工期主要包括钻前工程、钻井工程、储存改造工程、井场及站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：

3.3.5.1.1 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。

本项目气田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1.3km，井场砂石路路基宽度为4.5m。

(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基地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，定期送至克深固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置。

3.3.5.1.2 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，提供服务的主要为中秋 1 气田服务的乙方单位，均已编制了测井用密封型放射源项目环境影响报告表，并取得环评批复及新疆维吾尔自治区生态环境厅《辐射安全许可证》。

固井是在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆，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。

钻井工程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，油基泥浆岩屑铁罐暂存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；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

图 3.3-5　**钻前工程、钻井工程及储存改造工程工艺流程及污染物排放示意图**

3.3.5.1.4 地面井场、站场建设

对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将设备拉运至井场和站场，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固废填埋场生活垃圾填埋池处置。

3.3.5.1.5 管道工程

管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。施工方案见图 3.3-6。

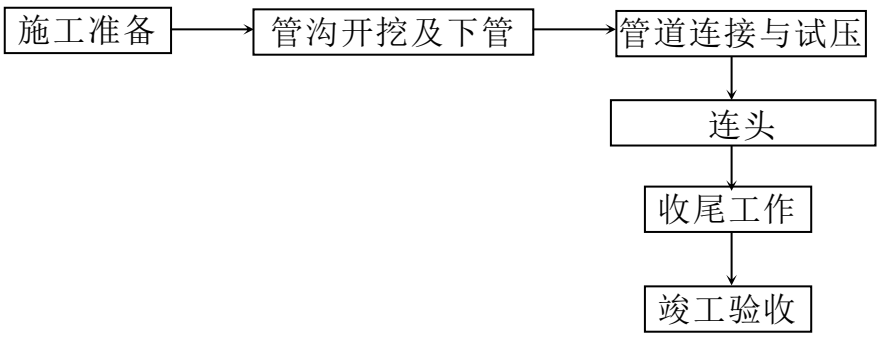

图3.3-6　**施工方案工艺流程图**

(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。机车施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约8m的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

(2)管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线及天然气管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离≥5m，距离外输管线水平距离≥2m。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。管线与电(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；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 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。管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。新建管道穿越沥青路时采用顶管的方式，穿越砂石路采用大开挖的穿越方式，穿越河流采用大开挖穿越方式。

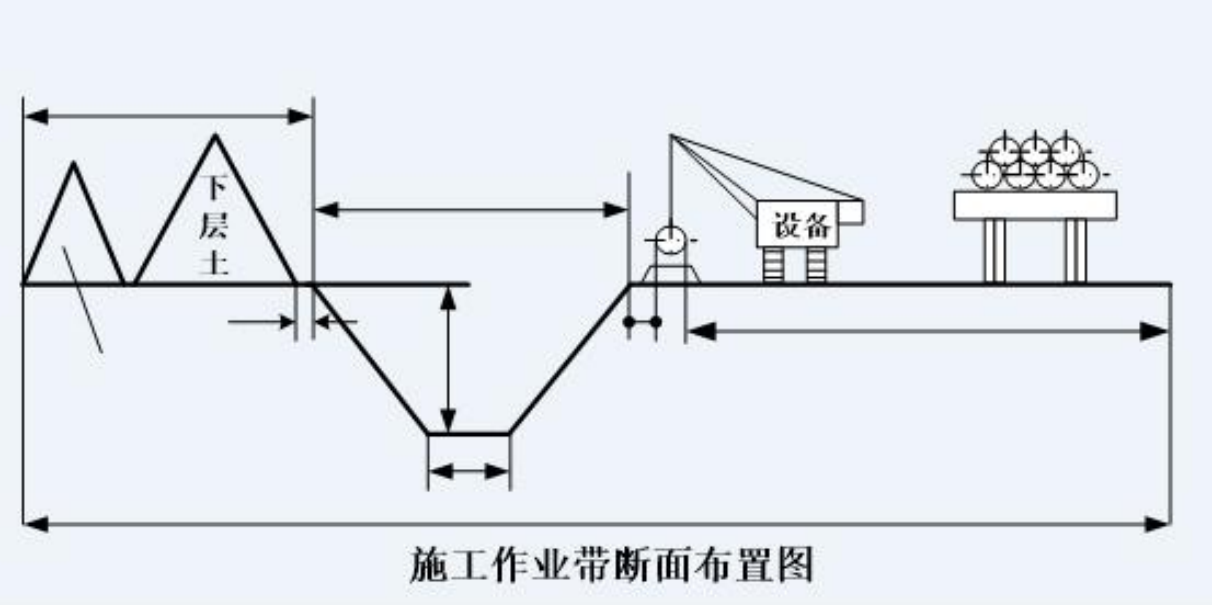

图 3.3-7　　一般地段管道施工方式断面示意图

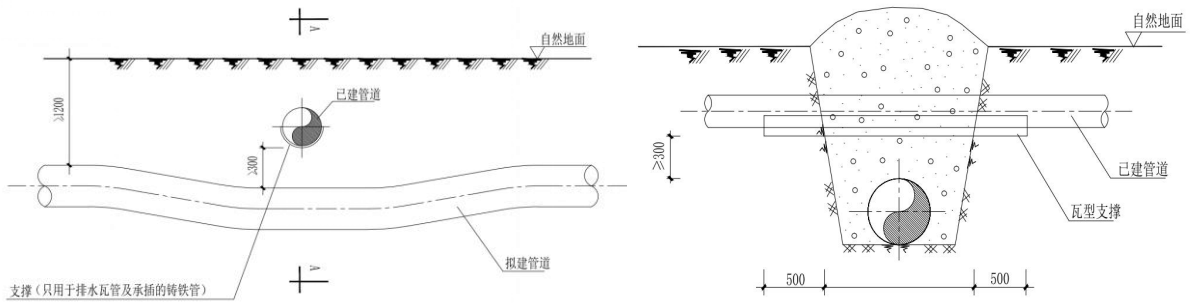

图 3.3-8　　**管道交叉施工作业示意图**

本项目管道穿越克孜勒河、库车河采用大开挖穿越，开挖穿越避免在雨季进行，减少对水体的影响。

大开挖方式穿越河流工艺适合于常年水量较小、管沟开挖成沟容易、河床地层稳定的河流，施工作业一般选在枯水期进行。施工流程如下：首先在河渠一侧开挖导流渠，然后在穿越管道上下游各 10m(如管道埋深较深，可根据现场情况加大距离)修筑两条拦水坝，坝顶宽度及坡比应视渠水深度、流速及沟渠情况而定，一般顶宽 3m，设备通道的筑坝顶宽应为 5m，坡比 1：2。坝体高于水面 1m，坝体平均高度为 4m。上下游拦水坝均采用麻袋或草袋装土砌筑，坝体的外侧为麻袋、内侧为草袋。考虑到坝体的防渗功能，可在两条坝的迎水面上用无纺布作防渗层，在施工期间派人定时进行巡检，防止有渠水将坝体冲垮。完成围堰后，立即用抽水泵将围堰内的明水进行强排。然后开挖河渠管沟，河床采用石笼护底，结合马鞍式混凝土配重块进行稳管，管道埋深在渠底稳定层中，管顶埋深约在冲刷层以下 1.2m，回填物由下至上由细到粗，两岸有人工护坡，施工结束后应当对护坡进行恢复，同时为防止下游采砂或大暴雨期的冲刷导致地层下切，推荐下游根据防洪评价参数考虑设置浆砌石防冲墙。

防护内容：首先选择在河流枯水期进行穿越施工，施工完成后进行河流两侧护坡防护。

大开挖(导流明渠)施工流程见图 3.1-3，穿跨越大中型河流典型断面图见图 3.1-4。

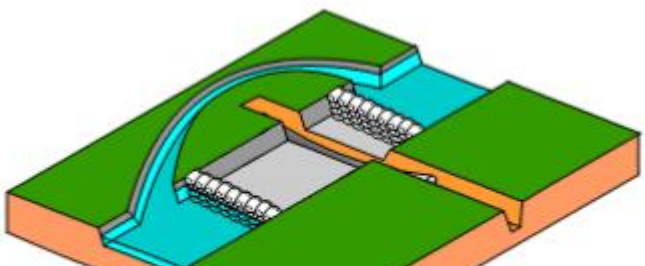

图 3.1-3　**大开挖(导流明渠)穿越河流方式**

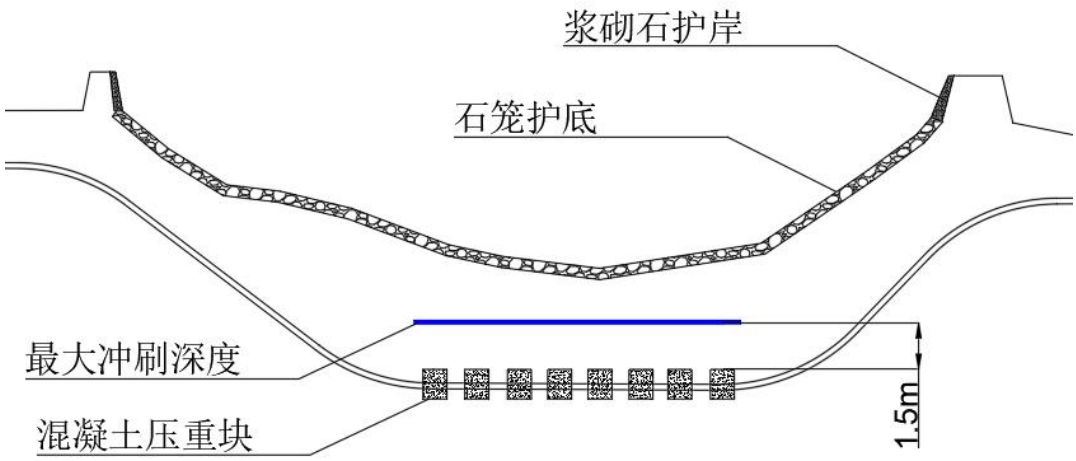

图3.1-4　　**河流大中型穿越典型断面图**

(3)管道连接与试压

项目管道采用焊接方式，连接完成后进行吹扫，吹扫介质采用压缩氮气，吹扫完成后进行注水试压。管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由管内排出后进入下一段管线循环使用，试压完成后用于洒水抑尘。

(4)井站场配套设备安装及连头

管线施工完成后在井站场将管线与配套阀门连接，并安装RTU室等辅助设施，管线与站内阀组连接。

(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。管线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，沿管线铺设方向形成垄，作为自管道上方土层然沉降富余量，且可以作为巡视管线的地表标志，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，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

管线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；生活垃圾送克深固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置，焊接及吹扫废渣收集后运至克深固废填埋场固废填埋场填埋处置。

3.3.5.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括油气开采、集输、处理及井下作业。

(1)油气开采

根据中秋 1 气田目前生产情况、油气藏性质和配产情况，选择采气方式为利用地层天然能量自喷开采。

(2)油气集输

井场采出气通过井口模块油嘴二级节流后，进入井场电真空加热炉进行加热，加热后的采出气通过管道输送至中秋 1 集中试采点进行处理。

(3)油气处理

中秋 1 气田单井来气经轮换计量橇接收后，需要计量的单井来油气（12MPa、30℃） 经计量汇管进入高压计量分离器橇计量后的气相汇入高压生产分离器橇气相出口天然气汇管。不需要计量的各井来油气（12MPa、30℃）经生产汇管进入高压生产分离器橇进行油气水三相分离。水经污水汇管去水处理系统，油进入已建一 二级凝析油闪蒸橇闪蒸分离。

生产分离器橇气相经天然气汇管输送至制冷换热橇中的凝析气-干气换热器与低温分离器出口的干气换热预冷。原料气在进入换热器前注入乙二醇防止水合物形成。经预冷后的原料气（约 6℃）经过 J-T 阀节流至 7.0MPa、-14℃后进入低温分离器分离。低温分离器分离出的乙二醇，至已建的乙二醇富液罐。油相汇入凝析油汇管进入已建一二级凝析油闪蒸橇闪蒸分离。分离出的干气返回凝析气-干气换热器回收冷量后至已建的外输阀组外输。

生产分离器橇、计量分离器橇和低温分离器橇分离出的油相（1.4MPa）与中压系统来凝析油汇合后进入已建凝析油闪蒸系统，凝析油闪蒸分两级，凝析油一级闪蒸压力 1.4MPa，温度 35℃，一级闪蒸后的天然气进入燃料气系统，一级闪蒸后凝析油进入凝析油二级闪蒸罐。凝析油二级闪蒸的压力为 0.3MPa，32℃，二级闪蒸后的天然气进入燃料气系统，二级闪蒸后的凝析油进入凝析油储罐储存，储罐经增压泵增压外输。已建凝析油闪蒸罐分出的水至新建的水处理系统进行处理。

原油脱出水进入调节沉降罐，均匀分配水流量，通过加药破胶除油及重力沉降去悬浮物，出水通过提升泵提升至双滤料过滤橇处理，处理后达到注水水质要求，利用余压进入外输水罐，经外输泵增压后搭至本次建设输水干线后外输至周边区域回注地层。

调节沉降罐底泥利用穿孔管排放至污泥池。污泥池上清液通过 2 根不同高度管道重力排入污水回收池，管道上设电动阀门，可以中控室远程控制阀门启，污泥池内含水污泥定期通过污泥泵输送至污泥脱水橇进行脱水，脱水后的干泥定期外运。

(4)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。修井时一般需要将油管全部拔出，以便更换损坏的油管和机具；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)和站场无组织废气(G_2)，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)，其中采出水随采出气一起进入中秋 1 集中试采点处理达标后回注区域地层，井下作业废液采用专用回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；噪声污染源主要为采气树(N_1)、泵类(N_2)、生产汇管(N_3)、计量汇管(N_4)、污泥脱水机(N_5)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)、污泥(S_3)、双滤料过滤器产生的废滤料(S_4)，均属于危险废物，落地油、废防渗材料、污泥、废滤料委托有资质单位进行接收处置。

图 3.3-9　**油气开采、集输及处理工艺流程图**

3.3.5.3 退役期

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

首先采用清水清洗注水通道，然后将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井。由于清洗后井筒中仍存在被油污、垢体和泥沙堵塞的区域，使固化堵剂和水泥浆无法进入这些区域，但是由于固化堵剂具有优良的胶结性能，且在凝固的过程中存在膨胀性，使该区域的堵塞

物被挤压得更结实且能与固化堵剂胶合在一起，完成井筒的封固，使得地层的水在此井筒中无法形成窜流，达到了封井的目的。

完成封井后，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管；将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，清除各种固体废物。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

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

3.3.6 施工期污染源及其防治措施

本项目施工内容主要包括钻前工程、钻井工程、储存改造工程、井场及站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。

(1)生态影响因素

井场、站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。

(2)废气

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

①测试放喷废气

本工程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，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放空。天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量，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产生，主要成分为 VOC_S，本项目采取控制四开、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。储存改造过程废气主要来源于压裂液搅拌及注入过程以及压裂液暂存过程，废气主要成分为 HCl、氟化物等，采取压裂液密闭罐存放措施，有效降低酸性废气排放。

④车辆尾气和焊接烟气

在油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 及 NO_X 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)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，其中主要污染物有悬浮物、COD等，根据类比目前中秋1气田钻井实际情况，井场产生的钻井废水约为0.05m^3/m，本

工程新钻3口单井，钻井总进尺为19839m，产生的钻井废水约为992m^3。

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

②生活污水

本工程新部署钻井3口，单井钻井施工天数为215d，钻井人数一般为60人，按每人每天用水量100L计算，则生活用水量为3870m^3，生活污水产生量按用水量的80%计算则总产生量为3096m^3。生活污水中主要污染物为COD、BOD_5、NH_3-N、SS等；类比区域内周边油田现状，生活污水中主要污染物浓度COD为400mg/L、BOD_5为200mg/L、NH_3-N为25mg/L、SS为220mg/L；各污染物的产量COD为1.24t、BOD_5 为0.62t、NH_3-N为0.08t、SS为0.68t。

钻井工程在施工营地旁设置防渗的生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至克深作业区基地生活污水处理设施处理。

③管线试压废水

拟建工程集输管线试压介质采用中性洁净水，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。根据项目管线长度及直径，试压用水量约为 146m^3，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。

④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《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，计算压裂返排液的产生量。

表 3.2-12　**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	压裂返排液	立方米/井	263.98

本项目共部署钻井3口，项目压裂返排液产生量为792m^3，储层改造过程中

产生的压裂返排液排入回收罐中，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理达标后回注。

(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。

(5)固体废物

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、废弃钻井泥浆、钻井岩屑、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、站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。站场工程区土石方开挖量 0.12 万 m^3，土石方回填量 0.18 万 m^3，借方 0.06 万 m^3。根据主体设计，挖方全部用于原地面的平整，无弃方产生。井场、站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 0.06 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 3.84m^3，管道工程长 60km，合计挖方约 23.04 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 1.3km，合计填方约 0.23 万 m^3，借方 0.23 万 m^3，借方从拜城县周边的砂石料厂购买。

综上所述，本项目共开挖土方 23.16 万 m^3，回填土方 23.45 万 m^3，借方 0.29 万 m^3，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建站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，本项目不设置取土场。本项目土石方平衡见下表 3.3-11。

表 3.3-11　　**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、站场工程	0.12	0.18	0.06	拜城县周边砂石料厂	0	—
道路工程	0.00	0.23	0.23		0	—
管道工程	23.04	23.04	0.00	--		
合计	23.16	23.45	0.29	--	0	—

②废弃钻井泥浆

钻井液是钻井过程中使用的循环的流体，是液体、固体和化学处理剂的混合物，也称为钻井泥浆。废弃钻井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，废弃钻井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，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，计算废弃钻井泥浆(废弃钻井液)的产生量。

表 3.3-12　**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
固体废物	钻井液	特殊气井	≥4 千米进尺	废弃钻井液	吨/百米	49.66

拟建工程钻井总进尺为 19839m，钻井过程中一开、二开上部、三开使用水基泥浆，二开下部采用磺化泥浆，四开、五开使用油基泥浆。根据上表计算新井废弃钻井泥浆产生量为 49.66t/100m，则拟建工程产生的废弃泥浆量约为 9852t，其中废弃水基泥浆约 5844t，废弃磺化泥浆约 2472t，废弃油基泥浆约 1536t。

废弃水基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；废弃磺化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，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，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，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：

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

式中：W——钻井岩屑产生量，m^3；

D——不同开次对应的钻头直径；

h——不同开次对应的钻尺深度。

利用上述公式计算出 3 口新井钻井期内产生的岩屑量为 2373m^3，其中水基泥浆钻井岩屑 1536m^3，磺化泥浆钻井岩屑 729m^3，油基泥浆钻井岩屑 108m^3。

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，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，本工程部署钻井3口，废机油量产生量为0.9t，废机油由区域具有危废处置资质的公

司接收处置。

⑤烧碱废包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为 0.1t/口，本工程新部署钻井 3 口，烧碱废包装袋产生量为 0.3t，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，本工程新部署钻井 3 口，废防渗材料产生量为 0.6t，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，本项目焊接及吹扫废渣产生量约为 3t，收集后送至克深工业固体废物填埋场填埋处置。

⑧生活垃圾

本工程部署钻井 3 口，单井钻井施工天数为 215d，单井施工人数约 60 人，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。整个钻井过程生活垃圾产生量共计 19.35t。在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至克深固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置。

综上所述，拟建工程钻井期各种污染物产生和排放情况见表3.3-13。

表3.3-13　**拟建工程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	污染物排放速率/浓度	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
废气	测试放喷废气	SO_2、NO_2、C_mH_n	—	—	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_S	—	—	控制四开、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	颗粒物、SO_2、NO_2	—	—	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	—	环境空气

	及运输车辆尾气	、C_mH_n			接作业时使用无毒低尘焊条		
废水	钻井废水	悬浮物、COD、石油类等	—	992m³	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

续表3.3-13　**拟建工程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	污染物排放速率/浓度	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
废水	试压废水	SS	—	146m³	洒水抑尘	0	不外排
	生活污水	水量	—	3096m³	定期通过吸污车拉运至克深作业区基地生活污水处理设施处理	0	不外排
		COD	400mg/L	1.24t		0	
		BOD_5	200mg/L	0.62t		0	
		NH_3-N	25mg/L	0.08t		0	
		SS	220mg/L	0.68t		0	
	压裂返排液	石油类、SS	—	792m³	排入回收罐中，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理	0	不外排
固体废物	废弃水基泥浆	—	—	5844t	废弃水基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
	水基钻井岩屑	—	—	1536m³			
	废弃磺化泥浆	—	—	2472t	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，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理		
	磺化泥浆钻井岩屑	—	—	729m³		0	不外排
	废弃油基泥浆			1536t	废弃油基泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统后，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	0	不外排
	油基泥浆钻井岩屑			108m³		0	不外排
	废机油	—	—	0.9t	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	—	—	0.3t		0	不外排
	废防渗材料	—	—	0.6t		0	不外排
	焊接及吹扫废渣	—	—	3t	收集后送至克深工业固体填埋场填埋处置	0	不外排
	生活垃圾	—	—	19.35t	在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至克深工业固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置	0	不外排
噪声	钻机	—	—	110dB(A)	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	—	—	98dB(A)		88dB(A)	

	泥浆泵	—	—	109dB(A)		99dB(A)	
	压裂车	—	—	120dB(A)		110dB(A)	
	挖掘机	—	—	104dB(A)		94dB(A)	
	压路机	—	—	104dB(A)		94dB(A)	

3.3.7 营运期污染源及其防治措施

3.3.7.1 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)、《污染源源强核算技术指南 准则》(HJ884—2018)等要求对无组织废气进行源强核算，拟建工程实施后废气污染源及其治理措施见表 3.3-14。

表 3.3-14 **拟建工程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/m³)	治理措施	排气筒高度(m)	废气量(m³/h)	排放浓度(mg/m³)	排放速率(kg/h)	有效工作时间	年总排放量(t/a)
1	井场无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.0016×3	8760	0.014×3
2	中秋 1 集中试采点无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.0083	8760	0.073

源强核算过程：

在油气集输环节产生的挥发性有机物(VOC_S)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，对拟建工程而言，VOC_S主要为非甲烷总烃。拟建工程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《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)“5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物年许可排放量”中公式及取值参数对拟建工程无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

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

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

t_i——密封点i的年运行时间，h/a；

$e_{TOC,\ i}$——密封点 i 的总有机碳排放速率，kg/h；

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

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

n——挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点数。

表 3.3-15　　**设备与管道组件 $e_{TOC,\ i}$ 取值参数表**

类型	设备类型	排放速率 $e_{TOC,i}$/(kg/h 排放源)
石油化学工业	气体阀门	0.024
	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，项目采出液中 $WF_{VOCs,\ i}$ 和 $WF_{TOC,\ i}$ 比值取 0.099。根据设计单位提供的数据，项目井场、站场涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.3-16 所示。

表 3.3-16　　**拟建工程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)
单座井场采出气流经的密封点						
1	气体阀门	60	0.024	0.0004	8760	0.004
2	法兰或连接件	90	0.044	0.0012	8760	0.010
合计						0.014
中秋1集中试采点采出气流经的密封点						
1	有机液体阀门	180	0.036	0.0019	8760	0.017
2	气体阀门	200	0.024	0.0014	8760	0.012
3	泵、搅拌器	8	0.14	0.0003	8760	0.003

4	法兰或连接件	360	0.044	0.0047	8760	0.041
合计						0.073

经核算，拟建工程单座井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.0016kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，拟建工程 3 座井场无组织非甲烷总烃年排放量共计为 0.042t/a。

中秋 1 集中试采点无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.0083kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，无组织非甲烷总烃年排放量共计为 0.073t/a。

综上，拟建工程无组织排放废气中非甲烷总烃共计 0.115t/a。

3.3.7.2 废水污染源及其治理措施

(1)采出水

采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。现状进入中秋 1 集中试采点的 3 口井采出水分离出来后通过罐车拉运至克拉 2 中央处理站处理，本项目实施后，直接通过中秋 1 集中试采点处理达标后，通过新建采出水集输干线送至周边区域回注地层。根据项目预测开发预测指标，项目采出水最大为 470m^3/d，年产采出水量最大为 171550m^3。主要污染物为悬浮物、石油类。根据设计资料，采出水中 SS 浓度为 200mg/L、石油类浓度为 300mg/L，经过重力沉降和二级过滤后，出口 SS 浓度为 35mg/L、石油类浓度为 100mg/L。采出水经中秋 1 集中试采点采出水处理系统处理，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)标准后回注区域地层。

(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 3.3-17　**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，拟建工程共部署 3 座井场，则每年井下作业废液产生量为 200t。井下作业废液采用专用回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

拟建工程营运期井场废水产生情况见表 3.3-18。

表 3.3-18　**拟建工程营运期废水产生情况一览表**

类别	序号	污染源	产生量	主要污染物	污染物产生浓度	污染物排放浓度	排放量(t/a)	产生特点	治理措施
废水	W_1	采出水	171550m^3/a	SS 石油类	200mg/L 300mg/L	35mg/L 100mg/L	0，全部回注地层	连续	经中秋 1 集中试采点采出水处理装置处理，处理工艺为“调节除油+一级双滤料过滤”，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	井下作业废水	200t/a	SS COD 石油类	/	/	0	间歇	送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理

3.3.7.3 噪声污染源及其治理措施

拟建工程实施后，井场噪声污染源治理措施情况见表 3.3-15。

拟建工程选用低噪声设备、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 3.3-19　　**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))
单井井场					
1	采气树	1	80	基础减振	15
中秋 1 集中试采点					
1	泵类	8	80～90	基础减振	15
2	生产汇管	1	100	基础减振	15
3	计量汇管	1	100	基础减振	15
4	污泥脱水机	1	90	基础减振	15

3.3.7.4 固体废物及其治理措施

拟建工程营运期产生的固体废物主要为落地油、废防渗材料、污泥、废滤料。

(1)落地油

落地油主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油。按照单井落地原油产生量约 0.2t/a 计算，本工程运行后落地油总产生量约 0.6t/a，桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置。

(2)废防渗材料

工程运行期油井井下作业时，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，目前使用的防渗布均可重复利用，单块防渗布重约 250kg（12m*12m），每口井作业用 2 块，则本工程 3 口气井作业 1 次共产生废弃防渗布约 1.5t，油井作业频次为 2 年/次，则工程产生废防渗材料约 0.8t/a，属于危险废物。作业施工结束后，集中收集后由有危废处置资质单位接收处置。

(3)污泥

中秋 1 集中试采点设置有污泥脱水装置，水处理过程中产生的污泥进入污泥脱水机脱水后，污泥出口干泥中含水率约为 60%左右，根据设计方案，污泥

产生量为 2t/d。干泥桶装后直接委托有资质单位接收处置，不在站内储存。

(4)废滤料

中秋 1 集中试采点采出水处理装置中使用双滤料过滤器，双滤料过滤器中的滤料更换周期为 2 年，过滤器中的滤料装填量为 1.5t，则项目废过滤材料产生量为 0.8t/a，更换后的废滤料直接委托有资质单位接收处置，不在站内储存。

表 3.3-20　**拟建工程主要固体废物及治理措施一览表**

序号	污染源名称	产生量	固废类别	处置措施	排放量(t/a)
1	落地油	0.6t/a	危险废物(071-001-08)	桶装收集后，由有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置或综合利用，不外排
2	废防渗材料	0.8t/a	危险废物(900-249-08)		
3	污泥	2t/a	危险废物(071-001-08)		
4	废滤料	0.8t/a	危险废物(900-041-49)		

3.3.7.5 营运期生态恢复措施

营运期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

3.3.8 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。

3.3.8.1 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的油品。

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

3.3.8.2 退役期水环境污染防治措施

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封

井回填技术指南(试行)》(环办土壤函[2020]72 号)、《废弃井及长停井处置指南》(SY/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，避免发生油水窜层。

3.3.8.3 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。

3.3.8.4 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工业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。

3.3.8.5 退役期生态恢复措施

气田单井进行开采后期，油气储量逐渐下降，最终进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。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。

3.3.9 非正常排放

拟建工程非正常排放为中秋 1 集中试采点各设备压力过高时，设备内气体紧急释放至火炬点燃。本次评价将站场设备压力异常情况作为非正常排放考虑。

表 3.3-14 **非正常排放情况一览表**

项目	持续时间(min)	进入火炬中物质燃烧速率	燃烧后产生的污染物排放速率(kg/h)	
火炬	10	62500m³/h	非甲烷总烃	2.33
			二氧化硫	7.32
			氮氧化物	63.02

拟建工程中秋 1 集中是试采点天然气最大处理规模为 150 万 m³/d(62500m³/h)，考虑紧急情况采出气全部进入火炬中点燃，参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ 982—2018)和《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ 853-2017)中相关规定，火炬源计算公式具体如下：

$$E_{火炬系统}=\begin{cases}2\times\sum_{i=1}^{n}(S_i\times Q_i\times t_i) & (二氧化硫)\\ \sum_{i=1}^{n}(\alpha\times Q_i\times t_i) & (氮氧化物、挥发性有机物)\end{cases}$$

式中：S_i——火炬气中的硫含量，kg/m³；

Q_i——火炬气流量，m³/h；

t_i——火炬系统 i 的年运行时间，h/a；

α ——排放系数，kg/m³；总烃系数取0.002，氮氧化物取0.054，二氧化硫根据物料衡算；

n——火炬个数。

中秋 1 气田不含硫化氢，根据公式核算可知，氮氧化物排放速率为 0.054kg/m³ × 62500m³/h=3375kg/h，非甲烷总烃排放速率为 0.002kg/m³ × 62500m³/h=125kg/h。

拟建工程运行过程中，项目集输管线、采出水外输管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会对周边土壤造成一定的污染。发生事故后应及时维修，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，委托有资质单位进行接收处置。管线因

腐蚀、老化或其他原因破损泄漏属气田产能工程的多发事故，现克拉采油气管理区具备完善的事故应急预案及风险防范措施，定期巡线，可以大大降低事故的发生概率。

3.3.10 清洁生产分析

3.3.10.1 清洁生产技术和措施分析

3.3.10.1.1 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；科学的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 90%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)钻井岩屑等钻井废物暂存均控制在井场范围内,采用泥浆不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。

(6)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)本项目各单井钻井新鲜水使用量为 22t/100m 标准进尺，根据《石油和

天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》中新鲜水消耗评价基准值为≤25t/100m 标准进尺，低于国家要求的清洁生产标准。

(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，从油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。

3.2.11.1.2 运行期清洁生产工艺

(1)集输及处理清洁生产工艺

①本项目所在区块具备完善的油气集输管网，井场采出液经集输管线输送至中秋 1 集中试采点集中处理，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，对产生的散落原油和废液采用循环作业罐(车)收集。

⑥井下作业过程中铺防渗土工膜防止原油落地。

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

(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

本项目将环境管理和环境监测纳入油田安全环保部门负责,采用 QHSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 QHSE 管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制订了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

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 3.3-22 及表 3.3-24。

表 3.3-22　**钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值**

定量指标						本项目评价	
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	30	占地面积	m^2	15	符合行业标准要求	符合	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	19	15
（2）生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	100%	5
（3）资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：3000 以上	10	≥60%	90%	10
		柴油机效率	%	10	≥90%	90%	10
		污油回收率	%	10	≥90%	100%	10
（4）污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30； 乙类区：≤35	≤30	10
		石油类	kg/井次	5	≤10	≤10	5

		COD	kg/井次	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	≤150	5
		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

续表 3.3-22　**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	本项目评价得分
（1）资源和能源消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	10
		柴油消耗	具有节油措施	5	5
（2）生产工艺及设备要求	30	钻井设备先进性	国内领先	5	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	5
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	5
		固控设备	配备振动筛、处理器、除砂器、离心机等固控设备	5	5
		井控措施	具备	5	5
		有无防噪措施	有	5	5
（3）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	10
		开展清洁生产审核并通过验收		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
（4）贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5
		满足其他法律法规要求		5	5

表 3.3-23　**井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值**

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1)资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m^3/井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m^3/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	30	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	5

续表 3.3-23　**井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值**

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(4)污染物产生指标	30	COD	kg/井次	5	甲类区：≤100；**乙类区：≤150**	≤150	5
		含油油泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；**乙类区：≤70**	≤70	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	本工程
(1)生产工艺及设备要求	40	防喷措施	有效	5	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	5
		防溢设备(防溢池设置)	具备	5	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	10
(2)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	15
		开展清洁生产审核		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
(3)贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求		20	20

表 3.3-24　**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	本项目	
						实际值	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	天然气：≤50	≤50	30
(2)资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10

续表 3.3-24　**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	本项目	
						实际值	得分
(3)污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	0	5
		COD	mg/L	5	乙类区≤150	0	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	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

定性指标					
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	本项目得分
(1)生产工艺及设备要求	45	井筒质量		5	5
		采油	套管气回收装置	10	0
			防止落地原油产生措施	10	10
		采油方式	采油方式经过综合评价确定	10	10
		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	10
(2)环境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	5
		开展清洁生产审核并通过验收		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
(3)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	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	5
		老污染源限期治理项目完成情况		5	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	5

由表计算得出：本工程钻井作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采气作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 90 分，综合评价指数得分 90 分，达到 P≥90，属于清洁生产先进企业。

3.3.10.2 清洁生产结论

根据综合分析和类比已开发区块，拟建工程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。

3.3.12 三本账

拟建工程“三本账”的情况见表 3.3-25。

表 3.3-25 **拟建工程“三本账”的情况一览表** 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		
现有工程排放量						0	0
拟建工程新增排放量						0	0
以新带老削减量						0	0
拟建工程实施后排放量						0	0
拟建工程实施后增减量						0	0

3.3.13 污染物总量控制分析

3.3.13.1 总量控制因子

根据国家“十四五”总量控制水平，考虑拟建工程的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：VOC_S、NO_X。

废水污染物：COD、NH_3-N。

3.3.13.2 拟建工程污染物排放总量

拟建工程在正常运行期间，采出水随油气混合物输送至中秋 1 集中试采点处理，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；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。拟建工程无废水外排，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 0.115t/a。

项目各井场采出气加热采取电真空加热炉加热方式，无 NO_X 排放，不再核算 NO_X 量。

综上所述，拟建工程总量控制指标为：NO_X 0t/a，VOC_S 0.115t/a，COD 0t/a，氨氮 0t/a。按照总量替代原则，VOC_S 由中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司迪那采油气管理区有机液体存储系统 VOC_S 排放治理工程（一期）的减排量调剂解决。

3.4 依托工程

3.3.1 中秋 1 集中试采点

(1)中秋 1 集中试采点基本情况

中秋1集中试采点于2019年5月9日取得原阿克苏地区生态环境局批复(阿地环函字[2019]227 号),于 2021 年 3 月完成自主验收。

中秋 1 集中试采点现状天然气设计处理能力 $85\times10^4m^3/d$、凝析油生产、处理能力 60t/d、凝析油外输能力 60t/d、采出水外输能力 15t/d。配套设施包括天然气处理（集气、脱水与外输）、凝析油系统、乙二醇系统、仪表风与放空系统，自控、供配电、给排水及消防等。本项目实施后，中秋 1 集中试采点预计天然气处理规模提升至150万 m^3/d，凝析油生产、处理能力 60t/d，新增采出水处理规模 $500m^3/d$。

(2)依托可行性分析

中秋 1 集中试采点运行负荷见表 3.4-1。

表 3.4-1　　**中秋 1 集中试采点运行负荷分析表**

序号	项目内容	设计最大处理规模	本项目需处理量(现有井场产能纳入本项目)	依托可行性
1	凝析油 t/d	60	47	可依托
2	天然气 $10^4m^3/d$	150	150	可依托
3	采出水 m^3/d	500（本项目实施后）	470	可依托

3.4.2 哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站

3.4.2.1 哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站概况

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站位于沙雅县东北部，分南北两个站址，其中北站址为污水处理环保站，设施的中心坐标为北纬 41° 16′ 4.16″，东经 83° 5′ 22.07″；南站址为固废处理环保站，设施的中心坐标为北纬 41° 10′ 50.31″，东经 83° 5′ 22.07″。哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站于

2016 年 11 月 7 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函[2016]1626 号)，并于 2020 年 5 月 4 日塔里木油田分公司通过自主验收。

3.4.2.2 钻试修废水处理工艺

采取“涡凹气浮+溶气气浮+多介质过滤+袋式过滤”工艺对废水进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的回注水质指标要求，用于哈拉哈塘油田油层回注用水。

3.4.2.3 依托可行性

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站运行负荷见表 3.3-2。

表 3.4-2 **哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站运行负荷统计表**

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	本工程需处理量	依托可行性
1	井下作业废液	300m^3/d	236m^3/d	78.7%	64m^3/d	0.55m^3/d	可依托

综上可知，哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站可以满足本工程井下作业废液处理要求，本项目井下作业废液依托哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理可行。

3.4.3 克拉苏钻试修废弃物环保处理站

3.4.3.1 克拉苏钻试修废弃物环保处理站概况

拟建工程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)。

3.4.3.2 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。

3.4.3.3 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3.4-3 **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)	本工程需处理量(m^3/d)	依托可行性
1	聚磺体系泥浆钻井岩屑	1000	350	650	62.7	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工程井处理要求，依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理可行。

3.4.4 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

3.4.4.1 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，可以作为本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。

3.4.4.2 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。

3.4.4.3 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3.4-4。

表 3.4-4 **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(m³/d)	现状富余处理量(m³/d)	本项目需处理量(m³/d)	依托可行性
1	废弃油基泥浆及钻井岩屑	321.6	105	9.7	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

处理站可以满足本工程钻井油基泥浆处理要求，本工程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。

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 km^2。

库车市位于天山中段南部，塔里木盆地北缘，地处东经 82° 35′ ～84° 17′，北纬 40° 46′ ～42° 35′ 之间，东与轮台县接壤，西与拜城县、新和县相邻，南与沙雅县、尉犁县毗邻，北隔天山山脉与和静县相望。县境南北最大长度 193km，东西最大宽度 164km，总面积为 15379km^2。

本项目井场及集输管线建设内容分布在阿克苏地区拜城县境内，采出水外输干线部分分布在阿克苏地区库车市境内，区域以天然气开采为主，现状占地类型主要为裸土地和少量的低密度草地和耕地。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。本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

却勒塔格构造带位于拜城凹陷和阳霞凹陷之间，北邻克拉苏构造带、依奇克里克冲断带，并与南部斜坡带和阳霞凹陷相接，呈 NEE-NE-NEE 展布,东西长 300km,南北宽 25km，地表表现为西秋、东秋两座山体。受新近系和古近系两套盐膏层变形影响，盐上表现为库车冲断系统，盐下根据地层格架、构造模式、圈闭类型等不同自西向东划分为佳木、西秋、中秋和东秋四段，中秋段呈近北东向展布，东西长约 120km，南北宽约 12km，面积约 1500km^2。受喜山中晚期南天山的快速挤压、古近系、新近系膏盐岩变形及区域走滑断裂带影响，盐上地层发育大型薄皮褶皱；盐下地层受盖层滑脱影响形成大量逆冲断片，发育盐下背斜及断鼻构造，与克深构造带相似。

中秋 1 号构造在白垩系巴什基奇克组顶面构造图上为受南北两侧低角度逆冲断裂夹持的完整背斜构造，轴向与边界断裂走向基本一致为近北东向。

4.1.3 地表水系

项目区域内共穿越河流六条(克孜勒河、库车河)，冲沟多处。河流除丰水期外大部分时间水量较少。河流以天山的融雪及大气降水为水源，具有河道流程短，坡降大，暴雨洪水洪峰流量比年均流量大几倍甚至几十倍的特点。一般来讲，洪水皆形成于低山区，从时间上可分为春汛和夏洪，其成因可分为融雪型、融雪和降雨混合型、暴雨型三类。春夏两季流量大，秋冬两季流量小甚至断流。河流径流量年内季节分配悬殊，年际变化平稳。洪水期主要为 6 月～8 月，枯水期为 1 月～3 月。多数河流在每年 11 月下旬结冻，次年 3 月上旬解冻。

克孜勒河位于喀什地区北部，属喀什噶尔河水系，发源于塔吉克斯坦境内海拔 6048m 的特拉普齐亚峰(即列宁峰)，全长 778km，在我国境内约 600km，自西向东流经克孜勒苏柯尔克孜自治州乌恰县，喀什地区的疏附县、疏勒县、喀什市、伽师市、巴楚县，最后与叶尔羌河相遇，汇入塔里木河流域，流经水域面积达 15100km^2。正常年径流量为 20.59×10^{8}m^3，多水年份可达 22.8×10^{8}m^3，少水年份也有 17.65×10^{8}m^3，年均流量为 67.1m^3/s。每年 11 月下旬至次年 2 月为枯水期，最小流量为 9.60m^3/s。克孜勒河河流宽约 10m，主要补给来源为大气降水及天山冰融和雪水；排泄方式：通过地表径流补给地下、农田灌溉和大气蒸发。

库车河，又称苏巴什河，史称“东川水”，发源于天山冰川区，属于季节性河流，主要集中在 7 月～9 月份（流量占全年的 70%以上），1 月～3 月份经常性断流。河流流向东南、玉库台克力克陆续汇入东支阿恰沟、东支科克那克河、卡尔塔西后南下，经康村切穿却勒塔格山达栏杆。积水面积 2946km^2，多年平均流量 1.098m^3/s，河流全长 221.6km。库车河主要补给来源为大气降水及天山冰融和雪水；排泄方式：通过地表径流补给地下、农田灌溉和大气蒸发，水质浑浊，无味。

4.1.4 水文地质

工程分布的区域内出露的地层主要为第三系和第四系。第三系广泛分布于区域北部却勒塔格山丘陵地带和南部亚肯背斜。岩性为灰红色砾岩、细砂岩、粉砂岩，向上过渡为泥灰岩、泥质灰岩、灰岩，含石膏和盐岩。上部为红色磨

拉石建造的泥质砂岩、泥岩、砂岩，厚度 1500m～4500m。与下伏白垩系地层呈不整合接触，与上伏第四系早更新世地层呈不整合接触。

第四系在区域中部广泛分布，第四系成因类型在水平分布上，从山前到平原具有明显的分带规律。主要是洪积、冲积，岩性结构具有颗粒由粗到细，结构单一到复杂，由单层，双层到多层结构的分带变化。第四系的厚度在 700m 以上。

区域地下水的补给、径流、排泄主要受地形、地貌、地层岩性、构造、气象、水文等诸多因素综合影响，总体而言：北部低山丘陵区为区内地下水的形成区，主要接受大气降水垂直入渗补给和北部地下水的侧向径流补给，向南径流排泄；中部山前冲洪积平原为地下水的主要径流区，主要接受北部山前带的泉水、暴雨洪流垂直入渗补给，由北向南径流，径流条件较好；南部亚肯背斜丘陵区为地下水的径流、排泄区，地下水的径流条件变差，主要以泉水或向南径流的方式排泄。

根据区域水文地质资料分析，自却勒塔格山山前向塔里木河方向，含水层颗粒由卵砾石、圆砾逐渐变为粉细砂，由单层渐变为多层，粘性土从无到有渐增多层，从而形成垂向上多层含水层和隔水层交互出现的综合含水层组，即而形成上部为潜水、下部为承压水的含水层组，下部承压水头随深度的增加而增大，致使地下水在水平运动的同时不断向上运动，顶托补给上部潜水，最终以地面蒸发、蒸腾，槽形洼地的泉水溢出等形式排泄。

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	8.5℃	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

库车市地处暖温带，热量丰富，气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差都很大，属暖温带大陆性干旱气候。据库车市气象站近 20 年观测资料统计，主要常规气象要素统计资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 **库车市主要气候要素一览表**

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均风速 m/s	2.0	6	年平均水气压 hPa	7.1
2	年平均相对湿度%	51	7	年平均蒸发量 mm	2012.3
3	年平均气温℃	11.3	8	年平均降水量 mm	82.2
4	年极端最高/最低气温℃	40.8/-23.7	9	年最多/最少降水量 mm	145.7/43.6
5	年平均气压 hPa	893.7	10	年日照时数 h	2863.7

4.1.6 地下水水源地保护区

4.1.6.1 拜城县克孜尔乡铁提尔水厂地下水水源地保护区

拜城县克孜尔乡铁提尔水厂位于拜城县，设水源井 1 口，井深 100m，供克孜尔乡和各村饮用。水厂位于克孜尔河旁，水层属同一地层，属第四系潜水，克孜尔河侧向下渗补给，主要为卵砾石、粒径 5mm～120mm，粒径较大。克孜尔乡铁提尔水厂地下水水源地一级保护区面积为 0.145km^2，二级保护区面积为 8.45km^2。本项目采出水外输管线距离该水源地一级保护区 3.5km，距离二级保护区 5.7km。本项目与克孜尔乡铁提尔水厂地下水水源地位置关系见附图 11。

4.1.6.2 库车市城北水厂水源地

城北水厂位于 314 线以北 1.5km，距康村东南 5km 处的阿格乡境内，阿格乡位于库车市北部山区，距县城 47km，共有水源井 14 口，处于地下水流的上游，水源地地层上部为巨厚的第四纪松散沉积物，含水层均为中晚更新世冲洪积砂砾石层，出水量为 80m^3/h。

水源地含水层为中晚更新世洪积砂砾石、中粗砂、中细砂层，局部地段上覆全新世砂砾石和中粗细砂层，为孔隙水潜水型水源地。

一级保护区以井群连接线外围 200m 的多边形区域，保护区周长为 9.72km，

面积为 6.6km^2。二级保护区以一级保护区外边缘的外接多边形为界，周长为 21km，面积为 34.7km^2。本项目距离该水源地一级保护区 4.0km，距离二级保护区 2.0km。本项目与库车市城北水厂水源地位置关系见附图 12。

4.2 环境质量现状监测与评价

4.2.1 环境空气质量现状评价

4.2.1.1 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作为基本污染物环境空气质量现状数据，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（μg/m^3）	现状浓度（μg/m^3）	占标率(%)	达标情况
PM_{10}	年平均质量浓度	70	94	134.3	超标
$PM_{2.5}$	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，项目所在区域 $PM_{2.5}$、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。

4.2.1.2 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 4.3-2，具体监测点位置见附图。

表 4.3-2　　**监测点位基本信息一览表**

序号	监测点名称	方位/距离(km)	监 测 因 子

			1 小时平均浓度
1	中秋 1 试采点南侧 500m 处	中秋 1 试采点南侧 0.5km	非甲烷总烃

(2)监测时间及频率

本次监测点位监测时间为 2023 年 10 月 19 日～2023 年 10 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

各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方法及检出限一览表**

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》	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/m^3)；

C_{io}——i 评价因子评价标准(mg/m^3)。

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/m^3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/m³)	监测浓度范围(mg/m³)	最大浓度占标率/%	超标率/%	达标情况
中秋 1 试采点南侧 500m 处	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.23～0.32	16	0	达标

根据监测结果，各监测点非甲烷总烃 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 地表水质量现状监测与评价

4.3.2.1 地表水质量现状监测

本次现场踏勘期间(10 月)，库车河处于断流状态，本次引用《2023 年 8 月阿克苏水环境质量状况》，库车河在库车城外断面水质达到了Ⅱ类水体要求。同时本次在采出水外输干线穿越克孜勒河上游 500m 处和下游 500m 处分别布设了一个地表水监测断面，对克孜勒河地表水环境质量现状进行分析。

(1)监测点位布设

本项目监测点位及监测因子见表 4.3-4。

表 4.3-4　　**地表水环境监测点位及监测因子一览表**

序号	监测断面名称	经纬度	监测因子
1	管线穿越克孜勒河处上游 500m 断面	E82° 36′ 21.12″ N41° 55′ 10.86″	水温、pH 值、溶解氧、高锰酸盐指数、COD、BOD_5、氨氮、总磷、总氮、铜、锌、氟化物、硒、砷、汞、镉、六价铬、铅、氰化物、挥发酚、石油类、阴离子表面活性剂、硫化物、粪大肠菌群共计 24 项
2	管线穿越克孜勒河处下游 500m 断面	E82° 35′ 26.42″ N41° 55′ 5.00″	

(2)监测时段与频率

监测时间为 2023 年 10 月，监测 3 天，每天采样 1 次。

4.3.2.2 地表水质量现状评价

(1)评价方法

地表水水质现状评价采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si}——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子(如 pH 值)，其标准指数计算公式：

$P_{pH}=(7.0-pH_i)/(7.0-pH_{sd})$ ($pH_i \leqslant 7.0$)；

$P_{pH}=(pH_i-7.0)/(pH_{su}-7.0)$ ($pH_i > 7.0$)

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd}—标准中 pH 的下限值；

pH_{su}—标准中 pH 的上限值。

评价标准：克孜勒河水环境功能区划为《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中Ⅱ类标准。

(2)监测及评价结果

各监测断面地表水环境监测及评价结果见表 4.3-5。

表 4.3-5　　**地表水监测及评价结果一览表**

序号	监测项目	管线穿越克孜勒河处上游 500m 断面						管线穿越克孜勒河处下游 500m 断面						标准值(Ⅱ类)
		2023 年 10 月 12 日		2023 年 10 月 13 日		2023 年 10 月 14 日		2023 年 10 月 12 日		2023 年 10 月 13 日		2023 年 10 月 14 日		
		监测浓度	标准指数	监测浓度	标准指数	监测浓度	标准指数	监测浓度	标准指数	监测浓度	标准指数	监测浓度	标准指数	
1	水温													
2	pH													6～9 无量纲
3	化学需氧量													15mg/L
4	氨氮													0.5mg/L
5	五日生化需氧量													3mg/L
6	高锰酸盐指数													4mg/L
7	挥发酚													0.002 mg/L

8	硫化物													0.1mg/L
9	石油类													0.05 mg/L
10	氟化物													1mg/L
11	氰化物													0.05 mg/L
12	总氮													0.5mg/L
13	铜													1mg/L
14	锌													1mg/L
15	汞													0.00005 mg/L
16	砷													0.05 mg/L

续表 4.3-5 **地表水监测及评价结果一览表**

序号	监测项目	管线穿越克孜勒河处上游 500m 断面						管线穿越克孜勒河处下游 500m 断面						标准值(II类)
		2023 年 10 月 12 日		2023 年 10 月 13 日		2023 年 10 月 14 日		2023 年 10 月 12 日		2023 年 10 月 13 日		2023 年 10 月 14 日		
		监测浓度	标准指数	监测浓度	标准指数	监测浓度	标准指数	监测浓度	标准指数	监测浓度	标准指数	监测浓度	标准指数	
17	镉													0.005 mg/L
18	六价铬													0.05 mg/L
19	铅													0.01 mg/L
20	总磷													0.1mg/L
21	溶解氧													6mg/L
22	硒													0.01 mg/L
23	阴离子表面活性剂													0.2mg/L
24	粪大肠菌群													2000 个/L

由表 4.3-5 地表水监测结果可知，克孜勒河各项因子均可满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的II类标准。

4.2.3 地下水环境现状监测

本工程地下水环境影响评价工作等级为二级。根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)要求，需设置 5 个潜水监测点和 2 个承压水监测点。根据区域水文地质等资料判定项目井场及站场区域属于透水不含水层，区域无地下水，故地下水点主要布置在采出水外输管线沿线。根据区域水文地质资料，克拉 2 中央处理站至克拉苏路交汇点沿线区域地下水的径流方向为从东北向西南，克拉苏路交汇点至库车河线终点区域地下水的径流方向为北向南径流，故本次考虑在克拉 2 中央处理站至克拉苏路交汇点沿线区域布置 3 个潜水监测点，在克拉苏路交汇点至库车河线终点区域布置 2 个潜水监测点和 2 个承压水监测点。

本次评价引用《博孜油气外输管道工程环境影响报告书》编制期间开展的 4 个地下水质量现状监测数据，同时在区域布置 1 个潜水监测点和 2 个承压水监测点。引用监测点位与项目所在区域处于同一层水位。

4.2.2.1 地下水质量现状监测

4.2.2.1.1 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。

表 4.3-5 **地下水监测点及监测因子一览表**

序号	监测点名称	与项目关系	坐标	监测对象	所处功能区	监测与调查项目	
						检测分析因子	监测因子
1	铁提尔村水井			潜水	III类	K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}，共计 8 项	色、嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、
2	铁提尔村附近水井 1#						
3	铁提尔村附近水井 2#						

4	多来提巴格水厂						石油类共 37 项
5	艾日克阿热斯村水井						
6	采出水管线北侧(需找井)			承压水	III类	K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}，共计 8 项	
7	采出水管线南侧(需找井)						

4.2.2.1.2 监测时间及频率

引用数据监测时间为 2021 年 3 月 26 日，本次监测时间为 2023 年 10 月 26 日。

4.2.2.1.3 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	色度	《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）1.1 铂-钴标准比色法	5 度
2	嗅和味	《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）3.1 嗅气和尝味法	——
4	肉眼可见物	《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）4.1 直接观察法	——
5	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》（HJ 1147-2020）	——

6	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
7	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
8	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
9	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
10	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
11	溶解性总固体	《地下水质分析方法 第9部分：溶解性固体总量的测定 重量法》（DZ/T 0064.9-2021）	——
12	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
13	阴离子表面活性剂	《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）10.1 亚甲蓝分光光度法	0.050 mg/L
14	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
15	碘化物	《地下水质检验方法 淀粉比色法测定碘化物》（DZ/T 0064.56-93）	0.025 mg/L
16	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
17	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
18	锰		0.01 mg/L
19	铜	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》（GB 7475-87）第一部分 直接法	0.05 mg/L
20	锌		0.05 mg/L
21	铝	《生活饮用水标准检验方法金属指标》（GB/T 5750.6-2006）1.3 无火焰原子吸收分光光度法	1.0×10^{-2} mg/L
22	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
23	铅		0.01 mg/L
24	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

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
25	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 》（HJ 694-2014）	4×10^{-5} mg/L
26	砷		3×10^{-4} mg/L
27	硒		4×10^{-4} L mg/L
28	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
29	三氯甲烷	《水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 639-2012）	0.4 μg/L
30	四氯化碳		0.4 μg/L

31	苯		0.4 μg/L
32	甲苯		0.3 μg/L
33	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
34	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
35	钠离子		0.02 mg/L
36	钙离子		0.03 mg/L
37	镁离子		0.02 mg/L
38	碳酸根	《地下水质分析方法 第49部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》（DZ/T 0064.49-2021）	1 mg/L
39	碳酸氢根		1 mg/L
40	氯离子	《水质 无机阴离子(F^-、Cl^-、NO_2^-、Br^-、NO_3^-、PO_4^{3-}、SO_3^{2-}、SO_4^{2-})的测定 离子色谱法》（HJ 84-2016）	0.007 mg/L
41	硫酸根离子		0.018 mg/L
42	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 微生物指标》（GBT 5750.12-2006）2.1 多管发酵法	——
43	细菌总数	《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	——

4.2.2.2 地下水质量现状评价

4.2.2.2.1 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：

$P_{pH}=(7.0-pH_i)/(7.0-pH_{sd})$ ($pH_i \leqslant 7.0$)

$P_{pH}=(pH_i-7.0)/(pH_{su}-7.0)$ ($pH_i > 7.0$)

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，石油类参照执行《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		潜水含水层					承压水含水层	
色度	≤15 度	监测值(度)							
		标准指数							
嗅和味	--	监测值							
		标准指数							
肉眼可见物	--	监测值							
		标准指数							
pH 值	6.5～8.5	监测值							
		标准指数							
总硬度	≤450	监测值							
		标准指数							
溶解性总固体	≤1000	监测值							
		标准指数							
硫酸盐	≤250	监测值							
		标准指数							
氯化	≤250	监测值							
		标准指							

物		数							
铁	≤0.3	监测值							
		标准指数							
锰	≤0.1	监测值							
		标准指数							
铜	≤1.0	监测值							
		标准指数							
锌	≤1.0	监测值							
		标准指数							
铝	≤0.2	监测值							
		标准指数							
挥发性酚类	≤0.002	监测值							
		标准指数							
阴离子表面活性剂	≤0.3	监测值							
		标准指数							
耗氧量	≤3.0	监测值							
		标准指数							
氨氮	≤0.5	监测值							
		标准指数							
硫化物	≤0.02	监测值							
		标准指数							
总大肠菌	≤3MPN/100mL	监测值							
		标准指数							

群									
细菌总数	≤100CFU/mL	监测值							
		标准指数							
亚硝酸盐氮	≤1.0	监测值							
		标准指数							
硝酸盐氮	≤20.0	监测值							
		标准指数							
氟化物	≤1.0	监测值							
		标准指数							
碘化物	≤0.08	监测值							
		标准指数							
汞	≤0.001	监测值							
		标准指数							
砷	≤0.01	监测值							
		标准指数							
镉	≤0.005	监测值							
		标准指数							
硒	≤0.01	监测值							
		标准指数							
六价铬	≤0.05	监测值							
		标准指数							
铅	≤0.01	监测值							
		标准指数							
三	≤0.06	监测值							

氯甲烷		标准指数							
四氯化碳	≤0.002	监测值							
		标准指数							
苯	≤0.01	监测值							
		标准指数							
甲苯	≤0.7	监测值							
		标准指数							
石油类	≤0.05	监测值							
		标准指数							

由表 4.3-7 分析可知，。

(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(潜水)**　　单位：mg/L

项目						
监测值(mg/L)	K^+					
	Na^+					
	Ca^{2+}					
	Mg^{2+}					
	CO_3^{2-}					
	HCO_3^-					
	Cl^-					
	SO_4^{2-}					
毫克当量百分比(%)	K^++Na^+					
	Ca^{2+}					
	Mg^{2+}					
	CO_3^{2-}					
	HCO_3^-					
	Cl^-					

	SO_4^{2-}					

根据地下水离子检测结果，评价区地下水阴离子以 Cl^-、SO_4^{2-}为主，阳离子以 Na^+为主，水化学类型主要以 Cl·SO_4-Na 型为主。

表 4.3-9　　**地下水检测分析因子分析结果一览表(承压水)**　　单位：mg/L

项目						
监测值(mg/L)	K^+					
	Na^+					
	Ca^{2+}					
	Mg^{2+}					
	CO_3^{2-}					
	HCO_3^-					
	Cl^-					
	SO_4^{2-}					
毫克当量百分比(%)	K^++Na^+					
	Ca^{2+}					
	Mg^{2+}					
	CO_3^{2-}					
	HCO_3^-					
	Cl^-					
	SO_4^{2-}					

根据地下水离子检测结果，承压水中阴离子以 Cl^-、SO_4^{2-}为主，阳离子以 Na^+为主，水化学类型主要以 Cl·SO_4-Na 型为主。

(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　　**潜水监测井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 值						
总硬度						
溶解性总固体						

硫酸盐						
氯化物						
铁						
锰						
铜						
锌						
铝						
挥发性酚类						
阴离子表面活性剂						
耗氧量						
氨氮						
硫化物						
总大肠菌群						
细菌总数						
亚硝酸盐						
硝酸盐						
氰化物						
氟化物						
碘化物						
汞						
砷						
硒						
镉						
铬(六价)						
铅						
三氯甲烷						
四氯化碳						
苯						
甲苯						
石油类						

承压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 **承压水监测井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 值						
总硬度						
溶解性总固体						
硫酸盐						
氯化物						
铁						
锰						
铜						
锌						
铝						
挥发性酚类						
阴离子表面活性剂						
耗氧量						
氨氮						
硫化物						
总大肠菌群						
细菌总数						
亚硝酸盐						
硝酸盐						
氰化物						
氟化物						
碘化物						
汞						
砷						
硒						
镉						
铬(六价)						

铅						
三氯甲烷						
四氯化碳						
苯						
甲苯						
石油类						

(4)包气带质量现状监测

包气带质量现状监测结果见表 4.3-10。

表 4.3-10　　**包气带质量现状监测结果一览表**

序号	监测点名称	采样位置	采样深度	采样重量	监测因子	监测值
1	中秋 1 集中试采点空地	土壤裸露处	0.2m	＞500g	石油类	未检出

4.2.3 声环境现状监测与评价

4.2.3.1 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 ZQ1-H1 井、ZQ1-H2 井、ZQ1-H3 井进行声环境质量现状监测，在中秋 1 试采点、克拉 2 处理站、中秋 102 井进行厂界噪声监测。具体布置情况见表 4.3-11 和附图。

表 4.3-11　　**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	ZQ1-H1 井		1	$L_{Aeq,T}$
2	ZQ1-H2 井		1	$L_{Aeq,T}$
3	ZQ1-H3 井		1	$L_{Aeq,T}$
4	中秋 1 试采点	东场界	1	$L_{Aeq,T}$
5		南场界	1	
6		西场界	1	
7		北场界	1	
8	中秋102井	东场界	1	$L_{Aeq,T}$
9		南场界	1	
10		西场界	1	
11		北场界	1	

序号	监测点名称		监测点位(个)	监测因子
12	克拉2处理站	东场界	1	$L_{Aeq,T}$
13		南场界	1	
14		西场界	1	
15		北场界	1	

(2)监测因子

等效连续 A 声级。

(3)监测时间及频率

2023 年 10 月 21 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)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)中的规定进行。

4.2.3.2 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

各噪声监测点声环境现状监测及评价结果见表 4.3-12。

表 4.3-12 **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	ZQ1-H1井			60	达标		50	达标
2	ZQ1-H2井			60	达标		50	达标
3	ZQ1-H3井			60	达标		50	达标
4	中秋1试采点	东场界		60	达标		50	达标
5		南场界		60	达标		50	达标
6		西场界		60	达标		50	达标
7		北场界		60	达标		50	达标
8	中秋102井	东场界		60	达标		50	达标

9		南场界		60	达标		50	达标
10		西场界		60	达标		50	达标
11		北场界		60	达标		50	达标
12	克拉2处理站	东场界		60	达标		50	达标
13		南场界		60	达标		50	达标
14		西场界		60	达标		50	达标
15		北场界		60	达标		50	达标

由表 4.3-12 分析可知，。

4.2.4 土壤环境现状监测与评价

4.2.4.1 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)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)，工程所在区域属于土壤盐化地区，拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。根据项目位置和《环境影响评价技术导则 土壤环境》(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；占地范围外设置 4 个表层样监测点；土壤类型均为棕漠土。土壤监测布点符合《环境影响评价技术导则 土壤环境》(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 4.3-13。

表 4.3-13　　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	中秋1试采点扩建区	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]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、盐分含量共计 47 项因子
	2	ZQ1-H1 井井口区 20m 处	表层样	pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、盐分含量
	3	ZQ1-H2 井井口区 30m 处	表层样	pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、盐分含量
占地范围外	4	采出水管线沿线 1#土壤表层样	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C_{10}-C_{40})、全盐量
	5	采出水管线沿线 2#土壤表层样	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C_{10}-C_{40})、全盐量
	6	采出水管线沿线 3#土壤表层样	表层样	pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、盐分含量
	7	中秋 1 试采点占地范围外土壤表层样	表层样	pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、盐分含量

(3)监测时间及频率

监测时间为 2023 年 10 月 20 日，采样一次。

(4)采样方法

表层样采集表层样 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)、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中有关要求进行。

检测分析方法及检出限见表 4.3-14。

表 4.3-14　**土壤环境监测项目、分析方法及依据一览表**

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	砷		《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	0.01 mg/kg
2		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	0.01 mg/kg
3		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)		0.5 mg/kg
4		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)		1 mg/kg
5		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)		0.1 mg/kg
6		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	0.002 mg/kg
7		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	3 mg/kg
8		挥发性有机物	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
9			氯仿			1.1×10^{-3}mg/kg
10			氯甲烷			1.0×10^{-3}mg/kg
11			1，1-二氯乙烷			1.2×10^{-3}mg/kg
12			1，2-二氯乙烷			1.3×10^{-3}mg/kg
13			1，1-二氯乙烯			1.0×10^{-3}mg/kg

续表 4.3-14　**土壤环境监测项目、分析方法及依据一览表**

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
14	土壤	挥发性有机物	顺-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	1.3×10^{-3}mg/kg
15			反-1，2-二氯乙烯			1.4×10^{-3}mg/kg
16			二氯甲烷			1.5×10^{-3}mg/kg
17			1，2-二氯丙烷			1.1×10^{-3}mg/kg
18			1，1，1，2-四氯乙烷			1.2×10^{-3}mg/kg
19			1，1，2，2-四氯乙烷			1.2×10^{-3}mg/kg
20			四氯乙烯			1.4×10^{-3}mg/kg
21			1，1，1-三氯乙烷	《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)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.3×10^{-3}mg/kg
22			1，1，2-三氯乙烷			1.2×10^{-3}mg/kg
23			三氯乙烯			1.2×10^{-3}mg/kg
24			1，2，3-三氯丙烷			1.2×10^{-3}mg/kg
25			氯乙烯			1.0×10^{-3}mg/kg
26			苯			1.9×10^{-3}mg/kg
27			氯苯			1.2×10^{-3}mg/kg
28			1，2-二氯苯			1.5×10^{-3}mg/kg
29			1，4-二氯苯			1.5×10^{-3}mg/kg
30			乙苯			1.2×10^{-3}mg/kg
31			苯乙烯			1.1×10^{-3}mg/kg
32			甲苯			1.3×10^{-3}mg/kg
33			间-二甲苯+对-二甲苯			1.2×10^{-3}mg/kg
34			邻-二甲苯			1.2×10^{-3}mg/kg
30			乙苯			1.2×10^{-3}mg/kg
31			苯乙烯			1.1×10^{-3}mg/kg
32			甲苯			1.3×10^{-3}mg/kg
33			间-二甲苯+对-二甲苯			1.2×10^{-3}mg/kg
34			邻-二甲苯			1.2×10^{-3}mg/kg

续表 4.3-14　**土壤环境监测项目、分析方法及依据一览表**

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
35	土壤	半挥发性有机物	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	0.09 mg/kg
36			苯胺			0.09 mg/kg
37			2-氯酚			0.06 mg/kg
38			苯并[a]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	0.1 mg/kg
39			苯并[a]芘			0.1 mg/kg
40			苯并[b]荧蒽			0.2 mg/kg
41			苯并[k]荧蒽			0.1 mg/kg
42			䓛			0.1 mg/kg
43			二苯并[a，h]蒽			0.1 mg/kg
44			茚并[1，2，3-cd]芘			0.1 mg/kg
45			萘			0.09 mg/kg
46		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	6 mg/kg

4.2.4.2 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

占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤污染风险筛选值；占地范围内执行《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

本工程所在区域土壤环境现状监测及评价结果见表 4.3-15、表 4.3-16。

表 4.3-15　　**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			中秋1试采点扩建区	监测因子 \ 监测点			中秋1试采点扩建区
pH	--	监测值	8.43	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	0.080	苯乙烯	筛选值≤1290	监测值	未检出
		标准指数	0.002			标准指数	--
砷	筛选值≤60	监测值	6.36	甲苯	筛选值≤1200	监测值	未检出
		标准指数	0.106			标准指数	--
铅	筛选值≤800	监测值	8.8	间二甲苯+对二甲苯	筛选值≤570	监测值	未检出
		标准指数	0.011			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	0.002			标准指数	--
镍	筛选值≤900	监测值	10	四氯乙烯	筛选值≤53	监测值	未检出
		标准指数	0.011			标准指数	--
铜	筛选值≤18000	监测值	15	1，2，3-三氯丙烷	筛选值≤0.5	监测值	未检出
		标准指数	0.001			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	--
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	䓛	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	--

续表 4.3-15　　**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			中秋1试采点扩建区	监测因子 \ 监测点			中秋1试采点扩建区
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	--
1,4-二氯苯	筛选值≤20	监测值	未检出	盐分含量	--	监测值	
		标准指数	--			标准指数	--

表 4.3-17　**占地范围外土壤环境现状监测结果**　单位：mg/kg(pH 值除外)

采样点	采样层位	监测结果	监测因子										
			pH	铅	铬	砷	镉	汞	镍	铜	锌	石油烃(C_{10}-C_{40})	盐分含量
		筛选值	＞7.5	≤170	≤250	≤25	≤0.6	≤3.4	≤190	≤100	≤300	≤4500	--
采出水管线沿线 1#土壤表层样	0.2m	监测值										13	
		标准指数										0.003	
采出水管线沿线2#土	0.2m	监测值										未检出	
		标准										--	

壤表层样		指数											
ZQ1-H1井井口区20m处													
ZQ1-H2井井口区30m处													
采出水管线沿线3#土壤表层样													
中秋1试采点占地范围外土壤表层样													

由表 4.3-16 和 4.3-17 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；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《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。

4.2.5 生态环境调查与评价

4.2.5.1 生态系统调查

4.2.5.1.1 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。

4.2.5.1.2 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。

4.2.5.2 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》(GBT21010-2017)，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。

生态现状调查范围土地利用类型见表 4.3-18，生态现状调查范围土地利用现状见附图 7。

表4.3-18 **评价区土地利用类型一览表**

土地利用类型		面积(km^2)	比例/%
一级分类	二级分类		
草地	其它草地	0.16	0.42
工矿仓储用地	工业用地	0.01	0.03
水域及水利设施用地	河流水面	0.12	0.32
其他土地	裸土地	37.61	99.23
合计		37.9	100

由上表可知，生态现状调查范围土地利用类型以裸土地为主，面积为 37.61km^2，占评价区总面积的 99.23%。

4.2.5.3 土壤类型及分布

根据《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类及现场踏勘结果，项目主要分布在拜城县和库车市，评价区土壤类型较为简单，主要为棕漠土。土壤类型图见图 7。

棕漠土，是暖温带漠境条件下发育的地带性土壤类型。土壤的形成过程完全受漠境水热条件所左右，碳酸钙、石膏与易溶盐的聚积作用普遍。地表通常为成片的黑色砾幂，全部表面由砾石或碎石组成。削面分化比较明显，腐殖含量极低，多小于 0.3%，呈碱性反应，土壤代换量很小。

4.2.5.4 植被类型及分布

（1）区域自然植被区系类型

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县和库车市境内。按中国植被区划，本工程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。本工程区位于海拔 1600m 以下的山前倾斜戈壁洪积平原区。本项目所在区域的植被群落主要为草甸 1 个群落；群系主要为假木贼、膜果麻黄草甸。

评价区高等植被有 30 种，分属 9 科，（详见表 4.2-3）。根据《国家重点保护野生植物名录》（第一批）和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（第一批），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 4.3-15 **区域野生植物情况一览表**

科	种名	拉丁名	保护级别
麻黄科 *Ephcdraceue*	膜果麻黄	*Ephecdra przcwalskii*	*自治区Ⅰ级保护植物*
藜科 *Chenopodiaccae*	圆叶盐爪爪	*Kalidium schrenkianum*	—
	刺蓬	*Sallsola pestifer*	—
	细叶虫实	*Corispormum heptapotamicum*	—
	星状刺果藜	*Echinopsilon divaricatum*	—
	短叶假木贼	*Anabasis brevifolia*	—
	合头草	*Sympegma regelii Bunge*	—
柽柳科 *Tamaricaccae*	琵琶柴	*Rcaumuria soongaria*	—
豆科 *Leguminosae*	铃铛刺	*Halimodendron halodendron*	—
	白花苦豆子	*Sqpbora alopecuroides*	—

续表 4.3-15 **区域野生植物情况一览表**

科	种名	拉丁名	保护级别
豆科 *Leguminosae*	苦马豆	*Sphaorophysa salsula*	—
	疏叶骆驼刺	*Althagi sparsifolia*	—
	库车锦鸡儿	*Caragana camilli-schneideri Kom*	—
蒺藜科 *Zyqqphyuaceae*	骆驼蓬	*Peganum barmlat*	—
	西伯利亚白刺	*Nitraria sibirica*	—
胡颓子科 *Elacagnaccae*	尖果沙枣	*Elacagnus oxycarpa*	—
	大沙枣	*E.Moorcroftii*	—

茄科 *Selanaceae*	黑刺	*Lycium rutheulcum*	—
菊科 *Compositae*	分枝鸦葱	*Scorzonera divaricata*	—
	盐生鸦葱	*Scorzonera salsula*	—
	新疆绢蒿	*Seriphidium boratalense*	—
	小蓟	*Ciriium setosum*	—
	花花柴	*Karelinia caspica*	—
禾本科 *Gramineae*	芦苇	*Phragmites communis*	—
	假苇拂子茅	*Calamagrostis pseudophramites*	—
	拂子茅	*Calamagrostis epigeios*	—
	獐毛	*Aeluropus litoralis*	—
	赖草	*Aneurolepidium seealinud*	—
	猪毛菜	*Salsola collina Pall*	—
	戈壁针茅	*Stipa tianschanica Roshev*	—

本工程评价范围内植被以草本植被居多。主要为假木贼、猪毛菜等，地面植被稀少。植被类型见附图 9。

表 4.3-22 **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 *(Ephedra przewalskii)*	自治区Ⅰ级	无危	否	否	常生长于干燥沙漠地区及干旱山麓	现场调查、文献记录、历史调查资料	否(占地范围不涉及，评价范围内涉及)

4.2.5.5 植物多样性调查

(1)植被样方调查

自然植被实地调查中主要采用样地法和样方法。选择重点工程建设地点和有代表性植被类型作为调查样地，在样地中统计植物种类、群落结构等数据，详细记录样方中的植物种类、盖度、建群种等信息。本次评价范围涉及草甸 1 个植被群落，单个群落设置 3 个样方，共调查样方 3 个，现场调查植被样方见表 4.3-23。

植物样方调查要求：设 1m×1m 的草本植被样方 3 个，记录该样方的 GPS 坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高、各物种盖度、生物量等信息。植被覆盖度采用目测法和照相法相结合的方式观测。利用较高像素相机获取植被覆盖的数码照片，重复拍摄 2～3 次，最后分别计算每张相片植被覆盖度，取其平均值作为样方植被覆盖度。对于相机不易识别的区域，采用目测法观测植被覆盖度。

续表 4.3-23　　**样方调查结果汇总表**

样方号	样地类型	样方大小	坐标	海拔(m)	所属区县	盖度(%)			株高(cm)	群落照片
						乔木层	灌木层	草本层		
1#	假木贼、膜果麻黄草甸群系	1m×1m	E 82.6002 N 41.9006	1327	拜城县	0	0	15	5～10	
2#	假木贼、膜果麻黄草甸群系	1m×1m	E 82.6731 N 41.8871	1468	拜城县	0	0	20	6～15	
3#	假木贼、膜果麻黄草甸群系	1m×1m	E 82.9696 N 41.8033	1123	库车市	0	0	8	5～12	

4.2.5.6 野生动物现状评价

(1)区域野生动物调查

本工程位于塔里木盆地北部，塔克拉玛干沙漠的北缘，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 4.3-16。

表 4.3-16　　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	*Bufo viridis*		++
南疆沙蜥	*Phrynocephalus forsythi*		++
密点麻蜥	*Eremias multiocellata*		++
荒漠麻蜥	*Eremias przewalskii*		++
鸟类	19 种		
鸢	*Milvus korschun*	R	＋
苍鹰	*Accipiter gentiles*	B	±
普通鵟	*Buteo buteo*	W	＋
红隼	*Falco tinnunculus*	R	＋
凤头麦鸡	*Vanellus vancllus*	B	±
毛脚沙鸡	*Syrrhates paradoxus*	R	＋
原鸽	*Columba livia*	R	＋
沙百灵	*Calandrella rufescens*	R	++
凤头百灵	*Galerida cristata*	R	++
角百灵	*Eremophila alpestris*	R	＋
云雀	*Alauda arvensis*	B	±
白鹡鸰	*Motacilla alba*	B	＋
红尾伯劳	*Lanius cristatus*	B	±
黑尾地鸦	*Podoces hendersoni*	S	++
寒鸦	*Corvus monedula*	W	±
小嘴乌鸦	*Corvua corone*	B	±
树麻雀	*Passer montanus*	R	＋
黑顶麻雀	*Passer ammodendri*	R	＋
漠雀	*Rhodopechys githagineus*	B	＋
哺乳类	7 种		
草兔	*Lepus capensis*	—	++

三趾跳鼠	*Dipus sagitta*	—	±
长耳跳鼠	*Euchoreutes naso*	—	+

续表 4.3-16　　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
子午沙鼠	*Meriones meridianus*	—	+
狼	*Canis lupus*	—	±
鹅喉羚	*Gazalla subutturosa*	—	±
赤狐	*Vulpes vulpes*	—	±

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

(1)项目区重点野生动物分布情况调查

野生动物调查主要为样线调查，在工程区域内沿各类型植被设置调查样线，样线调查时记录所见到的动物种类和数量，野生动物调查样线见 4.3-1。

样线调查要求：样线调查长度为 1km，根据设定好的路线，采用无人机航拍方式进行样线调查，无人机飞行高度控制在 5m 左右，飞行速度控制 2m/s，飞行过程中通过在线影响观测周边是否有野生动物出没，发现野生动物时，通过无人机及时抓拍并保留影像资料，单条样线飞行不少于 2 次，根据飞行结果记录所见到的动物种类和数量。

图 4.3-1　　野生动物调查样线示意图

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 4.3-17。

表 4.3-17　　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 *Gazella subgutturosa*	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	否
2	苍鹰 *Accipiter gentile*	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，次生林中也较常见。也见于山施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	否

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。本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，主要为伴人动物，如麻雀、啮齿类动物。

4.2.5.7 生态敏感区调查

4.2.5.7.1 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。

本工程西北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 0.25km，不在红线内。

4.2.5.7.2 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)，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 241394.1hm^2，占拜城县国土总面积的 15.18%。其中：固定沙地 238.13hm^2，占 0.099%；风蚀残丘 11217.61hm^2，占 4.65%；风蚀劣地 3hm^2，占 0.001%；戈壁 229935.71hm^2，占 95.25%。库车市土地总面积 14529km^2，水土流失总面积 5039.67km^2，占市区总面积 34.69%，轻度侵蚀面积达 3550.35km^2，占市域水土流失总面积的 70.45%，中度侵蚀面积达 429.52km^2，占市域水土流失总面积的 8.52%，强烈侵蚀面积达 931.75km^2，占市域水土流失总面积的 18.49%，极强烈侵蚀面积达 128.05km^2，占市域水土流失总面积的 2.54%，侵蚀类型主要有水力侵蚀、风力侵蚀和冻融侵蚀。其中风力侵蚀面积为 2927.75km^2，占土地总面积的 20.15%，冻融侵蚀面积为 1343.72km^2，占土地总面积的 9.15%，水力侵蚀面积为 768.20km^2，占土地总面积的 5.29%。

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/km^2·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/km^2·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。

4.2.5.8 区域生态面临的压力和存在的问题

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。本次评价针对克深 14 区块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)土地荒漠化问题

土地盐渍化和荒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和土壤盐渍化。从而引起地表土壤含盐量增加，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,项目区荒漠化的形成主要是因风蚀所致。近年来，自治区实施了退耕还林还草、沙化土地封禁保护等措施，土地沙化趋势明显减缓，局部生态环境状况明显改善。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

油气田开发过程中施工内容主要为钻前工程、钻井工程、储存改造工程、井场及站场工程和油气集输工程等，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地表扰动、土壤肥力影响、植被覆盖度及生活损失量影响、生物多样性影响、水土流失影响等。

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

在气田钻井工程和地面工程施工过程中，不可避免的要占用土地、进行土方施工、物料运输、场地建设、道路修建、管沟开挖和管线铺设，该过程中将产生一定的施工扬尘。主要来自施工和运输产生的粉尘、车辆运输二次扬尘以及地面物料堆放时的遇风扬尘，施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定关系，如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。

施工期的扬尘产生量与施工现场条件、管理水平、机械化程度以及气象条件等诸多因素有关，难以进行量化，类比调查结果表明，施工扬尘以土壤颗粒为主。施工期对环境造成不利影响的污染因素持续时间短，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

在气田钻井工程和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 及 NO_X 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，焊接烟气、机械设备和车辆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。

(3)钻井及储存改造废气

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

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

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，分离出的天然气燃烧放空。

(5)环境影响分析

油气田开发阶段，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，本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、钻井及储存改造废气、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《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、举报投诉电话等信息	《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	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
		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	
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	《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)
		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)	

(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)钻井及储存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，原油进入罐储存，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、泥浆泵和振动筛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	ZJ70	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

②施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见营运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，本工程施工期各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.1-3。

表 5.1-3 **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	50	50	70	55	达标	达标
2		南场界	49	49	70	55	达标	达标

续表 5.1-3 **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
3	井场	西场界	53	53	70	55	达标	达标
4		北场界	54	54	70	55	达标	达标

③影响分析

根据表 5.1-3 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，施工期井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间均为 49～54dB(A)，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，且井场周边无村庄等声环境敏感目标，施工期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)运输车辆通过噪声敏感点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

本工程主要包括钻井工程、地面工程和管线工程等，施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的废弃钻井泥浆、钻井岩屑、施工土方、废机油、焊接及吹扫废渣、施工人员生活垃圾。

①施工土方

本项目共开挖土方 23.16 万 m^3，回填土方 23.45 万 m^3，借方 0.29 万 m^3，无弃方，开挖土方主要为管沟、井场及站场开挖产生土方，回填土方主要为管沟、道路、井场、站场回填。新建站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，本项目不设置取土场。

②废弃钻井泥浆

拟建工程产生的废弃泥浆量约为 9852t，其中废弃水基泥浆约 5844t，废弃磺化泥浆约 2472t，废弃油基泥浆约 1536t。废弃水基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；废弃磺化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，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

本项目产生的岩屑量为 2373m^3，其中水基泥浆钻井岩屑 1536m^3，磺化泥浆钻井岩屑 729m^3，油基泥浆钻井岩屑 108m^3。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，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焊接及吹扫废渣

拟建工程焊接及吹扫废渣产生量约为 3t，拉运至克深工业固体废物填埋场填埋处置。

⑤生活垃圾

拟建工程产生生活垃圾19.35t，施工人员生活垃圾集中收集后，清运至克深固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置。

⑥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产生量为 0.9t，废机油由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑦烧碱废包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋产生量为 0.3t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑧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产生量为 0.6t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

5.1.3.2 施工固废污染防治措施

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，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)废机油、烧碱废包装袋、废防渗材料的控制与处置

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、烧碱废包装袋、废防渗材料均属于危险废物。本项目施工期危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表5.1-4。

表 5.1-4　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
废机油	HW08	900-214-08	0.9	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
烧碱废包装袋	HW49	900-047-49	0.3	钻井作业	固态	废碱	废碱	/	T/C/I/R	折叠打包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	0.6	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T,I	折叠打包收集后由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、烧碱废包装袋、废防渗材料进行收集。

本项目各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烧碱废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。烧碱废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、烧碱废包装袋、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。

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)废水排放对地表水影响

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，其中主要污染物有悬浮物、COD、石油类等，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。

②压裂返排液

本项目压裂返排液产生量为 792m^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，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，处理达标后回注。

③管线试压废水

本工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，主要污染物为 SS，试压水由管线排出由罐收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于洒水抑尘。

④生活污水

钻井期产生的生活污水水量小、水质简单，本工程钻井 3 口，生活污水共计产生量为 3096m^3，排入生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至克深作业区生活污水处理设施处理，禁止运输途中随意倾倒。

钻井过程中的钻井废水、压裂返排液、生活污水、钻井泥浆和钻井岩屑等均可得到有效的处置，不会形成地表径流或因雨水的冲刷而随地表径流漫流进地表水体，故钻井过程中的各种污染物质不存在进入地表水体，对地表水环境影响可接受。

(2)河流、沟渠开挖对地表水影响

对于穿越有水河流时，选择枯水期或水量较少的季节进行施工，施工时首先完成干枯河段的施工，施工完成后，管沟回填，在水流通道侧面开挖引水沟，水流通道处设置围堰，避免产生河流断流现象，影响下游水生生物。完成剩余管道敷设后，回填管沟和引水沟，恢复河道原有通道。

进行施工时应保证管道的埋深使其从河床底部稳定层通过，并且尽量避免雨天进行施工作业，妥善处置弃土弃渣以及其它废弃物，对河流产生影响较小。施工过程中在河流一侧开挖导流渠，开挖河床管沟，采用管段上加混凝土压块进行稳管处理，管道埋深在河底稳定层中，管顶埋深约在冲刷层以下 1.2m。待施工完成后，经覆土复原，使河床稳固。

大开挖穿越施工对河流水质会产生短期影响，主要表现为：

①可能造成河水短时断流，影响河水自然净化，短时间影响水质；会使周边河水中泥沙含量、悬浮物在短期内有所增加，短期内影响水质；各项机械施工作业可能导致污染物渗漏，对地表水体造成污染；管沟回填后多余土石方处置不当可能造成河道淤积和水土流失。但这种影响是局部的，在河水流过一段距离后，由于泥沙的重新沉积会使河水的水质恢复到原有状况，施工过后，原有河床形态得到恢复，不会对水体功能和水质产生明显影响。

②施工期间施工人员产生的生活污水和生活垃圾，以及施工机具、车辆的清洗污水等随意排放，将污染河流水质。

开挖穿越在施工期将对河流水质产生短期影响。但这种影响是局部的，在河水流过一段距离后，由于泥沙的重新沉积会使河水的水质恢复到原有状况，施工过后，原有河床形态得到恢复，不会对水体功能和水质产生明显影响。

根据现场调查，本项目穿越的河流、水域水量较少或无水，施工过程会对河床造成暂时性破坏，但随着施工的结束，影响也会随之消失。在落实各项水污染防治措施的基础上，管道穿越施工对河流水质影响较小。随着施工结束，依靠河水自净能力，穿越段下游水质很快恢复到施工前的状态。

根据《中华人民共和国河道管理条例》(2018 年 3 月 19 日修订并实施)第十一条：“修建开发水利、防治水害、整治河道的各类工程和跨河、穿河、穿堤、临河的桥梁、码头、道路、渡口、管道、缆线等建筑物及设施，建设单位必须按照河道管理权限，将工程建设方案报送河道主管机关审查同意。未经河道主管机关审查同意的，建设单位不得开工建设。”本工程油气外输管道涉及穿越克孜勒河及库车河，管道穿越工程建设方案必须经河道主管机

关对工程设施建设的位置和界限审查批准后，依法办理开工手续。

(3)河流、沟渠开挖采取的环保措施

穿越施工期间采取以下措施，减小管道施工对河流影响。

①建设单位对本项目的线路选择及河渠穿越点的选择上，要充分考虑地表水功能和类型，同时要取得相关部门认可，在施工期间尽量使地表水水质的影响降至最低。加强施工期环境管理，管沟开挖、临时道路修建、河流、水渠穿越施工应避开雨季，减少水土流失和对水生生态系统的影响；

②严格施工组织，优化施工方案，尽量缩短施工时间；严格执行《中华人民共和国河道管理条例》(2018 年 3 月 19 日修订并实施)中有关规定；禁止向水体排放一切污染物；严禁向河道排放管道试压水；严禁在河流两堤外堤脚内建立施工营地和施工临时厕所；严禁在河流及近岸内清洗施工机械、运输车辆；严禁向河道内排放污水和固体废物；在穿越河流的两堤禁止给施工机械加油或存放油品储罐，不准在河流主流区和漫滩区内清洗施工机械或车辆。机械设备若有漏油现象要及时清理散落机油。

③管道穿越河流处用围堰对河流进行导流，然后再用机械或人工在河道开挖管沟，管沟穿越处的岸坡采用浆砌石护坡、护岸措施。穿越河流保证管道的安全埋深，保证管道从河流冲刷层以下 1.2m 层通过。减少穿越长度，尽量在河道较窄处穿越。施工选择在枯水期或水量较少的季节进行，合理布设施工场地，穿越点不得设在植被茂密处。

④施工结束后，应尽量使施工段河床恢复原貌，管沟回填后多余土石方可压实或用于修筑堤坝；必须注意围堰土在施工结束后的清理工作，避免阻塞河道，应严格执行河道管理的有关规定，尽量减少对水工安全设施的影响。

综上，本项目施工地表水环境产生影响较小。

5.1.4.2 施工期地下水环境影响分析

5.1.4.2.1 地下水影响分析

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，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，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作业区生活污水处理设施处理。拟建工程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，项目施工期废水可避免对周围水环境产生不利影响。

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，本评价确定防渗要求见表 5.1-5 及附图。

表 5.1-5 **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1.0×10^{-7}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	
		钻台	
	一般防渗区	泥浆泵区	防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能
		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品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

5.1.5.1 生态影响分析

拟建工程对生态环境的影响以施工期为主，施工期对于某一特定的生态环境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、生物多样性、生态系统完善性、生态保护红线、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

本工程占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场、站场及道路占地，临时占地主要为管道作业带占地等。

5.1.5.1.2 对土壤肥力的影响分析

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 5.1-7 所示。

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。

拟建工程井场、站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、站场、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 4.89t 永久性植被损失和 77.51t 临时性植被损失。但施工过程所造成的植物损失为区域的常见植被，不涉及重点保护野生植物，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，区域物种种类未减少，主要影响为单一植被在区域占比有一定程度的下降。

(1)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，由于油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，拟建工程井场、站场、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，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳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。

同时，在管沟开挖过程中，由于未及时进行覆土回填，可能导致破坏野生脊椎动物活动轨迹，可能导致野生脊椎动物困入管沟内，破坏了其生存空间。后期管沟覆土回填后，由于管沟区域有隆起，对原有活动轨迹范围进行了切割，将影响区域野生脊椎动物的活动轨迹。

根据现场调研，中秋 1 气田已开发多年，且采出水外输干线均沿道路敷设，

沿线区域未见大型野生脊椎动物活动轨迹,主要为一些小型爬行类及鸟类活动，因此，项目的施工建设对动物的影响相对较小。

5.1.5.1.5 生态系统完整性的影响

拟建工程实施后，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。

5.1.5.1.6 生态保护红线影响分析

拟建工程对生态保护红线的影响主要为土地沙化及生物多样性的影响，拟建工程采出水外输干线距离天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区最近距离 250m，不在生态保护红线区范围内。但施工过程中若未控制施工作业范围，施工人员及施工机械进入生态保护红线区内，将对区域生态保护红线造成一定的影响。

5.1.5.1.7 水土流失影响分析

拟建工程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。拟建工程地处内陆地区，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。

5.1.5.1.8 防沙治沙分析

5.1.5.1.8.1 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

拟建工程性质属于改扩建项目，项目总投资 43804.95 万元。建设内容包括：①新钻水平井 3 口；②新建井场 3 座，扩建中秋 1 集中试采点；③新建 3 条采气管线 3.2km、1 条采出水外输支线 1.3km 和 2 条采出水外输干线 55.5km；④配套仪表、电气、通信、防腐、建筑、道路、结构等相关辅助设施。项目建成后年产气 $4.95\times10^{8}m^{3}$，年产油 $1.73\times10^{4}t$；中秋 1 集中试采点天然气处理规模提升至 150 万 m^{3}/d，新增采出水处理规模 $500m^{3}/d$。

(2)项目区地理位置、范围和面积(附平面图)

拟建工程位于新疆阿克苏地区拜城县、库车市境内。拟建工程建设内容占地现状均以裸土地为主。项目总占地 $73.64hm^{2}$，其中永久占地 $1.63hm^{2}$，临时占地 $72.01hm^{2}$。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

中秋 1 号构造在白垩系巴什基奇克组顶面构造图上为受南北两侧低角度逆冲断裂夹持的完整背斜构造，轴向与边界断裂走向基本一致为近北东向。项目区植被覆盖度较低。所在区域河流主要为克孜勒河和库车河，项目采出水外输干线穿越克孜勒河和库车河。

克拉 2 中央处理站至克拉苏路交汇点沿线区域含水层从单一结构的潜水含水层渐变为多层结构的潜水-承压水含水层，地下水的径流方向为从东北向西南，含水层岩性为第四系砂卵砾石、砂砾石，第四系松散岩类孔隙水潜水的化学类型自北向南分布有重碳酸盐水→硫酸盐水→氯化物水。

克拉苏路交汇点至库车河线终点区域主要赋存第四系松散岩类单一孔隙潜水，地下水的径流方向为北向南径流，含水层岩性为上更新统～中更新统洪积卵砾石、砂砾石，水化学类型主要为 $HCO_3\cdot SO_4-Na\cdot Mg$ 型水。

(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 $241394.1hm^{2}$，占拜城县国土总面积的 15.18%。其中：固定沙地 $238.13hm^{2}$，占 0.099%；风蚀残丘 $11217.61hm^{2}$，占 4.65%；风蚀劣地 $3hm^{2}$，占 0.001%；戈壁 $229935.71hm^{2}$，占 95.25%。

库车市沙化土地面积 215690.6 公顷，可治理面积 56042.6 公顷，比重为 25.98%。

区域防沙治沙工作已实施“塔里木河流域近期综合治理项目”，“塔里木河流域近期综合治理项目”是在流域节水改造和河道治理的基础上，通过实施退耕封育和荒漠林封育恢复，治理沙化土地，保护和恢复荒漠林草植被，改善流域生态环境建设工程。项目实施以来，在塔北区累计完成生态建设工程面积 6.69 万 hm^2，其中完成退耕封育保护 0.44 万 hm^2；荒漠林封育保护 5.92 万 hm^2；草地改良保护 0.33 万 hm^2。

5.1.5.1.4.2 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

拟建工程总占地 73.64hm^2，其中永久占地 1.63hm^2，临时占地 72.01hm^2，土地利用现状均为裸土地。

(2)弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

拟建工程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。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)。

拟建工程占地为裸土地和少量的其它草地，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井场平整、池体开挖、道路修建以及管沟开挖等。施工过程中可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆(尤其是重型卡车)在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了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。

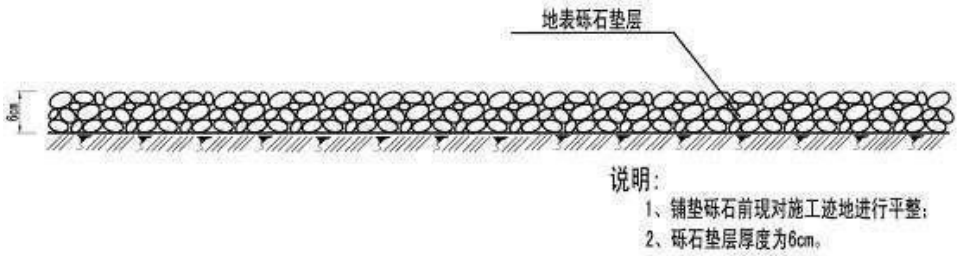

图 5.1-1　**井场砾石压盖措施典型设计图**

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边界。

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，尽可能选择植被稀疏或裸地进行工程建设，尽量避开植被茂密区域，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施工活动中发现国家重点保护植物要及时向当地林业主管部门汇报，对已确认的重点保护植物要采取适宜的保护措施。

⑧建议施工单位在项目区张贴野生保护动植物宣传画及材料，禁止施工人员随意猎捕野生动物；施工活动中发现国家重点保护动物活动踪迹要给予高度关注，保护其正常活动不受人为影响，一旦发现重点保护动物受伤或行为异常要及时向当地林业主管部门汇报，并采取及时有效的救助措施。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，对站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 生态保护红线区生态保护措施

(1)严格控制施工范围,项目施工场地邻近生态保护红线段，采取彩条旗限行，防止施工人员误入生态保护红线区造成破坏。教育施工人员保护生态保护红线，注意施工及生活用火安全，防止火灾的发生。

(2)严禁施工人员在克孜勒河上游清洗机械设备。

(3)尽量缩短施工期，并使土壤暴露时间缩短，施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快恢复原状。

(4)管线尽量沿现有油田道路布置，减少破坏原生植被。公路沿线可设置一些警示牌，提高公众保护生态保护红线的意识。

5.1.5.2.5 水土流失保护措施

5.1.5.2.5.1 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。

5.1.5.2.5.2 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。

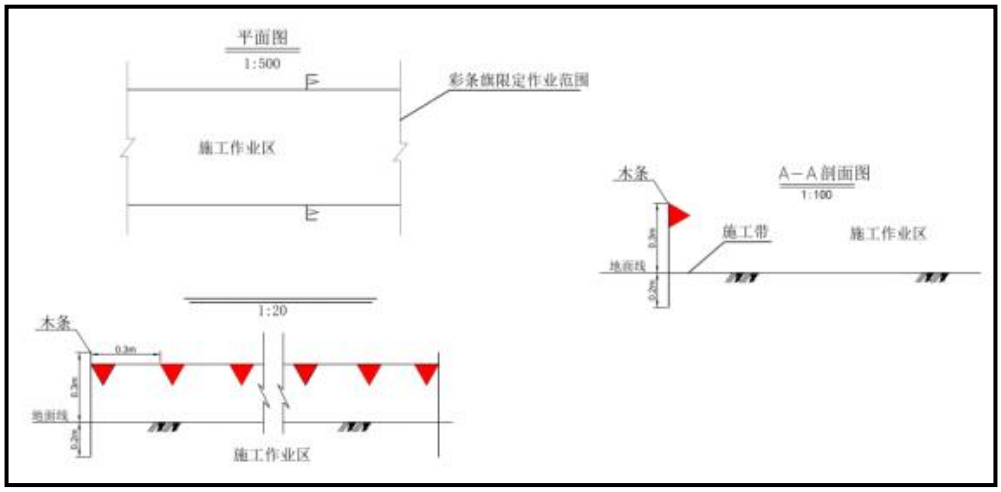

图 5.1-2　　限行彩条旗典型措施设计图

5.1.5.2.6 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)

拟建工程不涉及物理、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拟建工程位于荒漠区域，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，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。本项目防沙治沙工程中塔里木油田分公司为第一责任人，各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

本项目防沙治沙措施投资 440 万元，由塔里木油田分公司自行筹措，已在本工程总投资中考虑。

④生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，预计中秋 1 气田沙化土地扩展趋势得到一定的遏制。

5.1.5.3 生态影响评价自查表

表 5.1-7　　**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□

续表 5.1-7　　生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	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：(37.9)㎢；水域面积：(　　)㎢
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 营运期环境影响评价

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

拟建工程产生废气的工程均位于阿克苏地区拜城县境内，距离该项目最近的气象站为拜城县气象站，该地面观测站与项目厂址距离 75km，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/m		相对距离/m	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
拜城县	51633	基本站	81.590	41.780	75	1229	2022	风向、风速、总云量、低云量、干球温度

(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。

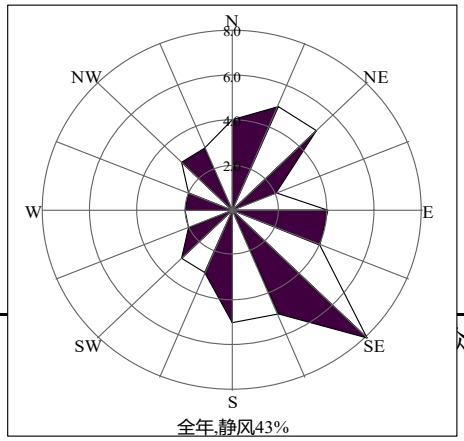

图5.2-1　**拜城县全年风向玫瑰图**

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。

5.2.1.3 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 5.2-5。

表 5.2-5　　**项目估算模式参数一览表**

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	/
2	最高环境温度/℃		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 5.2-6，相关污染物预测及计算结果见表 5.2-7。

表5.2-6　　**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(°)									
井场无组织废气(ZQ1-H2 井为例)	82.7765	41.8452	1299	40	30	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0016
中秋 1 集中试采点无组织废气	82.7827	41.8426	1305	200	140	60	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0083

表5.2-7 **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(μg/m³)	P_i(%)	P_{max}(%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$(m)
1	井场无组织废气(ZQ1-H2 井为例)	非甲烷总烃	6.65	0.33	0.46	44	--
2	中秋 1 集中试采点无组织废气	非甲烷总烃	9.21	0.46		157	--

由表 5.2-7 可知，项目废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 9.21 μg/m³、占标率为 0.46%，$D_{10\%}$均未出现。

5.2.1.4 废气源对四周场界贡献浓度

拟建工程实施后，无组织废气对井场四周无组织贡献浓度情况如表 5.2-8。

表 5.2-8 **厂界四周边界浓度计算结果一览表** 单位：μg/m³

污染源	污染物	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
采气井场无组织废气	非甲烷总烃	5.27	4.47	5.27	4.47
中秋 1 集中试采点无组织废气	非甲烷总烃	9.12	7.00	9.12	7.00

拟建工程实施后，本项目实施后，井场无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值为 4.47～5.27 μg/m³，接入阀室无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值为 7.00～9.12 μg/m³，均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求。

5.2.1.5 大气环境防护距离

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

5.2.1.6 非正常排放影响分析

5.2.1.6.1 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。

拟建工程中秋 1 集中试采点若出现设备压力过高，采出气将通过管道送入火炬进行点燃。本次评价将设备压力异常情况作为非正常排放考虑，拟建工程放喷等非正常工况下污染物源强情况见表 5.2-9。

表 5.2-9 **非正常工况下污染物排放一览表**

名称	排气筒底部中心坐标		底部海拔高度(m)	火炬等效高度(m)	等效出口内径(m)	烟气温度(℃)	等效烟气流速(m/s)	年排放小时数(min)	排放工况	燃烧物质及热释放速率			污染物排放速率(kg/h)	
	经度(°)	纬度(°)								燃烧物质	燃烧速率(m^3/h)	总热释放速率(cal/s)	非甲烷总烃	氮氧化物
高压火炬	82.7837	41.8412	1309	79	8	1000	20	10	非正常	天然气	62500	145289357	125	3375

5.2.1.6.2 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 5.2-10。

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

序号	污染源名称	评价因子	C_i(μg/m^3)	P_i(%)	P_{max}(%)	最大浓度出现距离(m)
1	高压火炬	非甲烷总烃	10.20	0.51	137.66	1275
		二氧化氮	275.32	137.66		

由表 5.2-10 计算结果表明，非正常工况条件下，非甲烷总烃最大落地浓度为 10.20μg/m^3，占标率为 0.51%；二氧化氮最大落地浓度为 275.32μg/m^3，占标率为 137.66%。

由以上分析可知，拟建工程非正常排放对环境空气影响较大，建议做好定

期巡检工作，确保中秋 1 集中试采点各生产装置、阀门、压力表、流量计、安全阀等处于正常工作状态，减少非正常排放的发生，同时对高压火炬进行监控，确保长明灯处于正常点燃状态。

5.2.1.7 污染物排放量核算

项目无组织排放量核算情况见表5.2-11。

表 5.2-11 **大气污染物无组织排放量核算表**

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量(t/a)
				标准名称	浓度限值(mg/m^3)	
1	无组织废气	非甲烷总烃	采出液密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	非甲烷总烃≤4.0	0.115

5.2.1.8 评价结论

拟建工程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。本工程废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。拟建工程实施后大气环境影响可以接受。

5.2.1.9 大气环境影响评价自查表

拟建工程大气环境影响评价自查表见表 5.2-12。

表 5.2-12 **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_x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$PM_{2.5}$☑

续表 5.2-12　　**大气环境影响评价自查表**

工作内容		自查项目						
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	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源☑ 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	$C_{本项目}$最大占标率≤100%☑	$C_{本项目}$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	$C_{本项目}$最大占标率≤10%□	$C_{本项目}$最大标率＞10% □				
		二类区	$C_{本项目}$最大占标率≤30%□	$C_{本项目}$最大标率＞30% □				
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长(0.17)h	$C_{本项目}$占标率≤100% □	$C_{非正常}$占标率＞100%☑				
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{叠加}$达标 □	$C_{叠加}$不达标 □					
	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☑				
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：(0.115)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

本项目采出水外输干线为全封闭系统，沿线沟埋敷设，在穿越地表水管段河床采用石笼护底，结合马鞍式混凝土配重块进行稳管，管道埋深在渠底稳定层中，管顶埋深约在冲刷层以下 1.5m，使其不会与管道穿越的河流水体之间发生联系，不会对管道沿线地区的地表水环境造成影响。因此本项目不再进行地表水环境评价。

同时按照《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)中表 1 水污染影响型建设项目评价等级判定，判定拟建工程地表水环境评价等级为三级 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

拟建工程营运期产生的废水主要有采出水和井下作业废液，采出水前期随采出气一起进入中秋 1 集中试采点处理达标后回注区域地层；井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

拟建工程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)中秋 1 集中试采点采出水处理单元

本项目拟在中秋 1 集中试采点新建一套处理规模为 500m^3/d 的采出水处理装置，处理工艺为“调节除油+一级双滤料过滤”，该工艺属于区域油气田采出水处理常规工艺，已在各区块运行多年，出水水质可稳定达到《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，处理达标后的水通过管道输送至本项目新建采出水外输干线，通过干线最终输送至周边区域进行回注地层。根据设计资料，中秋 1 区块预计发展后期最大采出水量为 470m^3/d，可满足本项目采出水处理需求。

(2)哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站废水处理环保站建设有一套撬装化钻试修废水处理装置，采取“涡凹气浮+溶气气浮+多介质过滤+袋式过滤”工艺，处理规模为 300m^3/d，项目井下作业废液依托该环保处理站处理，井下作业采

用专用罐收集，通过汽车运输至该处理站，哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理能力可满足拟建工程需求，依托处理设施可行。

5.2.2.3 采出水外输干线泄漏对地表水环境影响

本项目采出水外输干线穿越克孜勒河、库车河，若运行时间过长未进行检修或安装不符合规范要求，导致穿越处发生管线断裂，造成采出水大量外泄，进入地表水体中，可能对区域地表水体造成一定影响。

采出水中含油浓度为 100mg/L，进入地表水体中后，与水流混合，浓度得到一定的衰减，但混合后的浓度较河流中的背景值相比仍较高，若不加以控制，下游地表水体中的石油类将持续升高，最终被补给的区域地下水也将受到污染。

为降低对区域地表水的影响，本次评价提出如下要求：

①河道两侧设置截断阀，且采取双阀，确保事故状态下，阀门能稳定工作；

②阀门采用自动截断阀，并在管线沿线设置压力远传信号，压力信号与自动截断阀进行连锁，发生泄漏时远程自动关闭截断阀。

③河道两侧周边区域放置应急物资，包括围油栏、收油桶、船只等。

④定期组织人员巡检，检查压力远传信号、自动截断阀工作状态，定期对下游地下水井进行检测。

在采取上述措施以后，可有效降低对区域地表水环境影响。

综上，拟建工程废水不外排，同时在管线穿越河流处采取相关措施，可有效降低对区域地表水环境影响。拟建工程实施对地表水环境整体可接受。

表 5.2-14　　**地表水环境影响评价自查表**

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="2">自查项目</td></tr>
<tr><td rowspan="5">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="2">水污染影响型☑；水文要素影响型□</td></tr>
<tr><td>水环境保护目标</td><td colspan="2">饮用水水源保护区□；饮用水取水□；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□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">影响途径</td><td>水污染影响型</td><td>水文要素影响型</td></tr>
<tr><td>直接排放□；间接排放☑；其他□</td><td>水温□；径流□；水域面积□</td></tr>
<tr><td>影响因子</td><td>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□</td><td>水温□；水位(水深)□；流速□；流量□；其他□</td></tr>
</table>

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

拟建工程地下水环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)的相关要求，采用解析法分析预测工程建设对地下水环境的影响，从而有针对性地提出地下水保护和污染防治措施，防止区域地下水污染。

5.2.3.1 区域水文地质条件概况

根据《迪那周缘区块地下水环境调查服务地下水环境影响评价专题报告》和《克深气田滚动勘探开发工程地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》，项目中秋 1 气田所在区域属于透水不含水层，存在地下水的区域主要集中在克拉 2 中央处理站至克拉苏路交汇点沿线区域，克拉苏路交汇点至库车河线终点区域。本次主要分析上述 2 个区域的水文地质条件。

(1)空间分布及水文地质特征

①克拉 2 中央处理站至克拉苏路交汇点沿线区域

从北部向南部，含水层从单一结构的潜水含水层渐变为多层结构的潜水-承压水含水层，含水层的厚度由厚逐渐变薄。东西向，在克孜勒河冲洪积扇的上部和中部地段，分布有单一结构的潜水含水层，含水层厚度有逐渐增大的趋势，到冲洪积扇的下部，含水层从单一结构的潜水含水层渐变为多层结构的潜水-承压水含水层，含水层厚度由厚逐渐变薄。

区域存在三种类型的地下水：单一结构的第四系松散岩类孔隙水、单一结构的第四系潜水和多层结构的潜水-承压水。

单一结构潜水的富水性，可划分为水量丰富、水量中等两个级别。水量丰富区呈片状东北-西南向分布于区域的中部。潜水位埋深 5.78m～69.41m，钻孔揭露的含水层厚度为 34.22m～137.29m，含水层岩性为第四系砂卵砾石、砂砾石；渗透系数为 7.06m/d～32.03m/d，影响半径为 86.31m～407.0m。水量中等区呈条带状分布于克孜尔河冲洪积平原的南、北缘。潜水位埋深 19.7m～47.58m，钻孔揭露的含水层厚度为 103.78m～160.30m，含水层岩性为第四系砾

卵石、砂砾石；渗透系数为 1.56m/d～10.58m/d，影响半径为 4.21m～46.80m。

多层结构的潜水-承压水含水层，分布在区域的西南角。其富水性可划分为两个级别：潜水水量丰富、承压水水量中等；潜水水量丰富、承压水水量贫乏。潜水水量丰富、承压水水量中等呈橄榄状小面积分布于区域西南部。前人 24-2 号钻孔为潜水-承压水钻孔，孔深 80.64m，钻孔揭露的潜水含水层的潜水位埋深为 2.3m，含水层厚度为 19.3m，含水层岩性为第四系砂卵砾石、中粗砂、粉细砂；渗透系数为 17.18m/d，影响半径为 77.25m。潜水水量丰富、承压水水量贫乏呈近似三角形小面积分布于区域西南角。分布于该区的潜水，潜水位埋深 10m～20m，钻孔揭露的含水层厚度约 80.59m，含水层岩性为第四系砂砾石；渗透系数为 6.34m/d～10.0m/d，影响半径为 86.31m～100m。

碎屑岩类裂隙-孔隙含水系统，主要呈片状东西向分布于区域北部的克孜勒塔格低山丘陵区。其富水性级别划分为水量贫乏。该区的单泉流量为 0.004L/s～0.09L/s，水量贫乏。含水层岩性为新近系(N2)的砾岩、砂岩、砂砾岩，隔水层岩性为古近系（E）和白垩系（K1-K2）的泥岩、砂质泥岩。

②克拉苏路交汇点至库车河线终点区域

主扇轴方向为北西—南东向，地表主要为上更新统冲积砂砾石，沟谷内发育全新统洪积物。主要赋存第四系松散岩类单一孔隙潜水，含水层岩性为上更新统～中更新统洪积卵砾石、砂砾石；依据物探成果：详查区沉积洼地的中心位于克孜勒冲洪积扇中下部。

水平方向的变化规律性为：从北向南，由冲洪积平原上部至下部，含水层岩性颗粒由粗变细，由卵砾石渐变为砂砾石、中粗砂；潜水埋深由大于 200m 过渡到 25m 左右；径流条件由好变差，溶解性总固体含量 0.53g/L～0.59g/L。

垂直方向的变化规律性为：从上到下，含水层颗粒由卵砾石变为含土砂砾石、砂砾石，胶结程度加大，径流条件由好变差。

(2)地下水的补给、径流、排泄条件

①克拉 2 中央处理站至克拉苏路交汇点沿线区域

区域东北部的克孜勒河冲洪积平原上、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该河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。

在克孜勒河冲洪积平原，地下水的径流方向为从东北向西南。因含水层为卵砾石层，颗粒粗大，渗透性强，因而径流通畅。地下水的水力坡度，在克孜勒河冲洪积平原上部约 3.18‰，中部变为 3.84‰，下部变为 3.64‰。

地下水一部分通过潜水蒸发、植物蒸腾排泄，一部分以泉或泉集河形式排泄，一部分通过人工开采排泄，大部分则排泄至木扎提河和克孜尔水库中。

②克拉苏路交汇点至库车河线终点区域

北部低山丘陵区为区内地下水的形成区，主要接受大气降水、暴雨洪流垂直入渗补给和北部山区地下水的侧向径流补给，由北向南径流；中部山前冲洪积平原为地下水的主要径流区，主要接受北部山前带的泉水、暴雨洪流垂直入渗补给和沟谷潜流侧向补给，由北向南径流，径流条件较好；南部亚肯背斜丘陵区为地下水的径流、排泄区，地下水的径流条件变差，主要通过地表河流流出调查区。

(5)地下水水化学特征

①克拉 2 中央处理站至克拉苏路交汇点沿线区域

第四系松散岩类孔隙水潜水的化学类型自北向南分布有重碳酸盐水→硫酸盐水→氯化物水。HCO_3·Cl 型水呈橄榄状北东-南西向分布于区域东部，潜水矿化度较低，为 0.30g/L～0.39g/L，水质为淡水。SO_4·Cl 型水呈片状分布于区域东部和西南部，潜水矿化度为 0.45g/L～0.93g/L，水质为淡水。SO_4型水呈脚印状北东-南西向分布于区域西南部，潜水矿化度为 1.54g/L～2.03g/L，水质为微咸水。Cl·SO_4型水呈片状分布于区域的东北部和西部，潜水矿化度为 1.0g/L～1.59g/L,水质为微咸水。

第四系松散岩类孔隙水承压水中 SO_4·Cl 型水呈近似三角形状分布于区域的西南部，矿化度在 0.74g/L 左右,水质为淡水。

碎屑岩类裂隙孔隙水分布在区域北部的克孜尔低山丘陵区。降水少，新近系（N2）地层裂隙孔隙不发育，地下水缺少补给来源，径流和排泄条件差，地下水水化学类型为 Cl·SO_4型水，矿化度多为 3.0g/L～10.0g/L,水质为半咸水。

②克拉苏路交汇点至库车河线终点区域

地下水阴离子以 Cl^-，SO_4^{2-}、HCO_3^-为主，阳离子以 Na^+、Mg^{2+}为主，水化学类型第四系孔隙潜水主要为 HCO_3·SO_4—Na·Mg 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，监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准；各监测点中石油类满足《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

拟建工程地下水环境影响评价等级为二级，因此，本次评价采用解析模型预测污染物在含水层中扩散并进行影响评价。

5.2.3.3.1 正常状况

(1)废水

拟建工程运营期间废水主要包括采出水和井下作业废液，采出水随油气一起进入中秋1集中试采点处理达标后回注地层;井下作业废液采用专用回收罐收集，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。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。由于油田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。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影响很小。

(3)集输管道

拟建工程正常状况下，采气管道采用双相不锈钢管，采出水外输支线采用

柔性复合管，采出水外输干线采用酸酐玻璃纤维管和冶金双金属复合管，均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清醒，本次评价不再对油气窜层污染进行影响分析。

(2)采出水外输干线管道泄漏事故对地下水的影响

本项目采出水外输干线沿线两端区域存在地下水，采出水中含有一定的石油类，当发生管道破裂时，采出水大量泄漏，通过土壤表层下渗进入地下含水层。通常管道泄漏产生的污染物以点源形式通过因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于采出水的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

拟建工程非正常状况下，采出水外输干线管道截面100%断裂泄漏，如不及时修复，采出水中的石油类可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下采出水外输干线管道截面100%断裂泄漏情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

5.2.3.3.3 预测因子筛选

拟建工程污染物主要为石油类，本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的Ⅲ类标准。各评价因子检出限及评价标准见表 5.2-15。

表 5.2-15 **评价因子及评价标准一览表**

评价因子	评价标准(mg/L)	检出下限值(mg/L)	现状监测值最大值(mg/L)
石油类	0.05	0.01	<0.01

5.2.3.3.4 预测源强

本项目采出水外输干线主要包括 2 段，其中克拉 2 中央处理站至克拉苏交汇点外输干线中途穿越克孜勒河，克孜勒河下游穿越处距离下游集中式饮用水

水源保护区二级保护边界 5.7km，本次预测以克拉 2 中央处理站至克拉苏交汇点外输干线穿越处发生断裂作为预测情景。

克拉 2 中央处理站至克拉苏交汇点外输干线全长 12.5km，采用酸酐玻璃纤维材质，管径为 DN250，采出水外输干线最大输水规模为 8000m^3/d，在穿越克孜勒河两端设置有自动截断阀，并设置有压力远传信号。当管道发生破裂导致压力剧降时，各截断阀可以确保在 2min 内响应并关闭，阀门关闭后，管道中残余的采出水继续外漏直至与外界压力平衡时，泄漏终止。本项目管道在穿河处两端截断阀距离为 1km，则根据计算，从发生管道破裂到管道中的液体全部泄漏出，采出水量=8000×2÷24÷60+0.25×3.14×0.25×0.25×1000=60m^3。采出水中石油类浓度为 100mg/L，则石油类进入地下水中的量为 6kg。

5.2.3.3.5 预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②石油类污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据本项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

a.假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则•地下水环境》(HJ610-2016)，一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源的预测模型为：

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

式中：

x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x,y,t)—t时刻点x,y处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；根据水文地质剖面图，评价区域潜水含水层厚度约26.83m；

m_M—长度为M的线源瞬时注入污染物的质量，kg。本次线源瞬时注入的污染物质量石油类6kg；

u—地下水流速度，m/d；根据《克深气田滚动勘探开发工程地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》，渗透系数取0.11m/d。水力坡度I为7.87‰。因此地下水的渗透流速u=K×I/n=0.11m/d×7.87‰/1.0=0.001m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；含水层岩性主要为砂砾，参照相关资料，其有效孔隙度n=1.0；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；根据资料，纵向弥散度αm=20m，纵向弥散系数D_L=αm×u=0.02m^2/d；

D_T—横向y方向的弥散系数，m^2/d；横向弥散系数D_T=0.002m^2/d；

π—圆周率。

5.2.3.4.6 预测内容

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值等值线作为影响范围，取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的Ⅲ类标准值等值线作为石油类的超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表 5.2-16。

表 5.2-16　**在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表**

污染年限	影响范围(m^2)	超标范围(m^2)	背景浓度(mg/L)	贡献浓度(mg/L)	叠加浓度(mg/L)	污染晕最大运移距离(m)
100d	112.1	104.2	0.005	28.138	28.143	8.5
365d	228.6	150.7	0.005	7.708	7.713	14.1
1000d	543.7	389.8	0.005	2.814	2.819	22.2
7300d	2682.3	1361.6	0.005	0.385	0.390	56.2

注：区域地下水监测点石油类均未检出，背景浓度按检出限一半计。

综上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏 100d 后污染超标范围为 104.2m^2，影响范围为 112.1m^2，污染物最大贡献浓度为 28.138mg/L，叠加背景值后的浓度为 28.143mg/L，污染物最大迁移距离为 8.5m；石油类污染物泄漏 365d 后污染超标范围为 150.7m^2，影响范围为 228.6m^2，污染物最大贡献浓度为 7.708mg/L，叠加背景值后的浓度为 7.713mg/L，污染物最大迁移距离为 14.1m；石油类污染物泄漏 1000d 后污染超标范围为 389.8m^2，影响范围为 543.7m^2，污染物最大贡献浓度为 2.814mg/L，叠加背景值后的浓度为 2.819mg/L，污染物最大迁移距离为 22.2m；石油类污染物泄漏 7300d 后污染超标范围为 2682.3m^2，影响范围为 1361.6m^2，污染物最大贡献浓度为 0.385mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.390mg/L，污染物最大迁移距离为 56.2m。20 年后，污染晕的最大运移距离仅为 56.2m，且随着年限的增加，进入地下水中的石油类浓度逐步降低，发生泄漏情况下，对下游集中式饮用水水源井影响较小。

图 5.2-8　　石油类在潜水含水层中运移情况图

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对集输管道、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，集输管道采用地下敷设，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

④设备定期检验、维护、保养，定期对采气井的固井质量进行检查，防止发生井漏等事故。

(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。

表 5.2-17　　分区防渗要求一览表

井场	防渗分区		防渗要求
营运期井场	一般防渗区	井口撬	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1.0×10^{-7}cm/s；或参照 GB16889 执行
中秋 1 集中试采点	重点防渗区	采出水处理装置区	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1.0×10^{-7}cm/s；或参照 GB16889 执行
	一般防渗区	扩建天然气处理装置区	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1.0×10^{-7}cm/s；或参照 GB16889 执行

(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

根据拟建工程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)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 5.2-18　　**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	跟踪监测井	≤50m	石油类、石油烃、砷、六价铬	上游地下水井
J2					项目区地下水井
J3					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

克拉 2 中央处理站至克拉苏路交汇点沿线区域含水层从单一结构的潜水含水层渐变为多层结构的潜水-承压水含水层，地下水的径流方向为从东北向西南，含水层岩性为第四系砂卵砾石、砂砾石，第四系松散岩类孔隙水潜水的化学类型自北向南分布有重碳酸盐水→硫酸盐水→氯化物水。

克拉苏路交汇点至库车河线终点区域主要赋存第四系松散岩类单一孔隙潜水，地下水的径流方向为北向南径流，含水层岩性为上更新统～中更新统洪积卵砾石、砂砾石，水化学类型主要为 HCO_3·SO_4－Na·Mg 型水。

根据监测数据，区域地下水中监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物超标外，均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准要求；石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准要求。

(2)地下水环境影响

拟建工程严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)的要求采取源头控制和分区防控措施。正常状况下在采取源头控制、分区防控措施后，结合地下水污染监控及应急措施，场界内因子能满足相应标准要求；非正常状况下，由地下水污染预测结果可知，污染晕影响范围较小，运移距离较短，对区域地下水环境影响较小。综上，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)10.4.1 内容，可得出，拟建工程各个不同阶段，地下水中评价因子能满足国家相关标准的要求。

(3)地下水环境污染防控措施

拟建工程依据“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通过加强管道内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管道阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

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工程主体工程的设计使用年限。

③建立和完善拟建工程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，拟建工程对地下水环境影响可以接受。

5.2.4 声环境影响评价

拟建工程采出水外输干线、采出水外输支线以及采气管道均埋设在地下，埋深大于 1.2m，集输过程不会对周围声环境产生影响；拟建工程产噪设备主要为井场采气树、中秋 1 集中试采点内生产汇管、计量汇管、泵类、污泥脱水机等设备设施。

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：

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

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_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar}—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc}—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：$L_p(r)$—预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$—参考位置 r_0 处的声压级，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_w的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar}—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc}—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：

$$L_{\mathrm{A}}(\mathrm{r})=10\lg\left\{\sum_{i=1}^{8}10^{0.1[L_{pi}(\mathrm{r})-\triangle L_{\mathrm{i}}]}\right\}$$

式中：$L_{\mathrm{A}}(r)$—距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_{pi}(r)$—预测点(r)处，第 I 倍频带声压级，dB；

$\triangle L_I$—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：$L_{\mathrm{A}}(r)$—距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_A(r_0)$—参考位置 r_0处的 A 声级，dB(A)；

A_{div}—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_{AI}，在 T 时间内该声源工作时间为 t_I；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj}，在 T 时间内该声源工作时间为 t_j，则拟建工程声源对预测点产生的贡献值(L_{eqg})为：

$$L_{eqg}=10\lg[\frac{1}{T}(\sum_{i=1}^{N}t_i10^{0.1L_{Ai}}+\sum_{j=1}^{M}t_j10^{0.1L_{Aj}})]$$

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

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

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

本工程各新建井场规格、产噪设备、面积及平面布置基本相同，本次选取以 ZQ1-H1 井场噪声为代表井场进行预测，产噪设备主要为采气树。中秋 1 集中试采点产噪设备主要为生产汇管、计量汇管、泵类、污泥脱水机等设备设施。

表 5.2-19 **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	井场采气树	--	10	15	1	80	基础减振	8760h/a

表 5.2-20 **中秋 1 集中试采点噪声源参数一览表(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	生产汇管	--	90	22	1	100	基础减振	8760h/a
2	计量汇管	--	93	25	1	100	基础减振	8760h/a
3	联合泵组	--	30	22	1	90	基础减振	8760h/a
4	反洗离心泵	--	35	22	1	80	基础减振	8760h/a
5	污水提升泵	--	33	21	1	80	基础减振	8760h/a
6	油泥脱水机撬	--	23	21	1	90	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，拟建工程单井噪声源对四周场界的贡献声级值见表 5.2-20，中秋 1 集中试采点噪声预测值见表 5.2-21。

表 5.2-20　　**井场噪声预测结果一览表**　　单位：dB(A)

评价点	厂界	贡献值	标准值		结论
采气井场	东场界	42.3	昼间	60	达标
	南场界	39.4			
	西场界	42.3	夜间	50	达标
	北场界	39.4			

表 5.2-21　　**中秋 1 集中试采点噪声预测结果一览表**　　单位：dB(A)

评价点	时段	贡献值 (dB(A))	现状值 (dB(A))	预测值 (dB(A))	标准值 (dB(A))	达标分析
北厂界	昼间	43.1			60	达标
	夜间				50	达标
南厂界	昼间	48.6			60	达标
	夜间				50	达标
东厂界	昼间	41.1			60	达标
	夜间				50	达标
西厂界	昼间	46.8			60	达标
	夜间				50	达标

由表 5.2-20 可知项目实施后，采气井场主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 39.4dB(A)～42.3dB(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。中秋 1 集中试采点主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声预测值为 39.4dB(A)～42.3dB(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，拟建工程实施后从声环境影响角度，项目可行。

5.2.4.4 声环境影响评价自查表

本工程声环境影响评价自查表见表 5.2-21。

表 5.2-21　　**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□

续表 5.2-21　　**声环境影响评价自查表**

工作内容		自查项目					
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□					
	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 固体废物产生及处置情况

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)、《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)，拟建工程营运期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料、污泥、废滤料，收集后直接由有危废处置资质单位接收处置，井场、站场内不暂存。

拟建工程危险废物类别、主要成份及污染防治措施见表 5.2-22。

表 5.2-22　　**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	3.6	油气开采、管道集输	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	4.5	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
污泥	HW08	071-001-08	2	污泥处理	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
废滤料	HW49	900-041-49	0.8	污水处理	固态	废矿物油	油类物质	/	T，In	

5.2.5.2 危险废物环境影响分析

(1)危险废物收集

本工程产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关管理要求，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。具体要求如下：

a．危险废物标签印刷的油墨应均匀，图案和文字应清晰、完整。危险废物标签的文字边缘宜加黑色边框，边框宽度不小于 1 mm，边框外宜留不小于 3 mm 的空白；危险废物标签所选用的材质宜具有一定的耐用性和防水性。

b．危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 5.2-6 所示；

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

图 5.2-4　　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。

图 5.2-5　　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

拟建工程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。

拟建工程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。

(3)危险废物委托处置环境影响分析

拟建工程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。

拟建工程落地油、废防渗材料、污泥、废滤料可委托库车红狮环保科技有限公司进行处置，库车红狮环保科技有限公司处理资质及处置类别涵盖了拟建工程 HW08、HW49 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前库车红狮环保科技有限公司可利用水泥窑系统处置 10 万吨工业固体废物，富余处理能力为 5 万吨，因此，拟建工程危险废物委托库车红狮环保科技有限公司处置可行。

5.2.5.3 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。

拟建工程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，拟建工程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

项目营运期对生态环境的影响主要表现在对野生动物、植物、生态系统完整性等的影响。

(1)对野生动物的影响分析

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

运营期道路行车主要是气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。并从管理上对工作人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识，车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物同时应加强野生动物保护，对进行野生动物保护法的宣传教育，严禁惊扰、猎杀野生动物。

(2)植被影响分析

营运期由于占地活动的结束，管线所经地区处于正常状态，对地表植被无不良影响。非正常状况下，如漏油、爆炸等，产生的凝析油和天然气会对周边植被产生不利影响。运营期加强巡线，发现问题及时采取紧急关闭阀门、及时维修等措施，管线泄漏一般影响时间较短，且项目周边区域基本无植被覆盖，

造成植被损失较小。

(3)生态系统完整性影响评价

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生境所应包含的全部生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

拟建工程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工程影响较小，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。

综上所述，运营期影响主要集中在井场内，运营期废水合理处置，固体废物合理处置；同时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。且拟建工程不在国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态敏感区内。因此从生态影响的角度，拟建工程建设可行。

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)附表 A.1，拟建工程属于“采矿业”中的“天然气开采项目”，项目类别为Ⅱ类。

5.2.7.1.2 影响类型及途径

拟建工程所处区域土壤为碱性土壤，属于盐化较严重的区域，拟建工程土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

拟建工程废水主要为采出水和井下作业废水，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。

拟建工程井场、站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，在后续的自然恢复过程中，扰动区域受雨水、风沙作用将逐步与周边区域土壤保持一致。

影响类型见表 5.2-23。

表 5.2-23 **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	--	--	--	--	--	--	--	--

(3)影响源及影响因子

中秋 1 集中试采点设置有凝析油储罐，本次评价考虑最不利情况，储罐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预测。拟建工程土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-24。

表 5.2-24 **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

凝析油储罐	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)，土壤现状调查范围为各井场、站场边界外 200m 及管线边界两侧外扩 200m 范围。

5.2.7.2.2 敏感目标

拟建工程各井场、站场边界外扩 200m 及管线边界两侧外扩 200m 范围内无土壤环境敏感目标。

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，井场、管道等占地现状均为裸土地、低密度草地。

(2)土地利用历史

根据调查，建设内容建设之前现状均为裸土地、低密度草地，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

拟建工程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 5.2-25。

表 5.2-25 **土壤理化性质调查结果一览表**

点号		中秋 1 集中试采点西侧 100m 处
时间		2023 年 10 月 23 日
深度		0.2
现场记录	颜色	灰色
	结构	疏粒状
	质地	沙土
	砂砾含量	0
	其他异物	无
实验室测定	pH 值	7.57

	阳离子交换量 $cmol^+/kg$	1.8
	氧化还原电位 mV	220
实验室测定	饱和导水率 mm/min	5.09
	土壤容重 g/cm^3	1.25
	孔隙度%	55

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。

5.2.7.2.5 土壤环境影响预测与评价

本工程实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况，根据企业的实际情况分析，如果凝析油储罐出现破损泄漏，即使有油品泄漏，建设单位及时采取措施，不可能任由油品漫流渗漏，任其渗入土壤。因此，只在地表积油底部非可视部位发生小面积渗漏时，才可能有少量物料通过漏点，逐渐渗入进入土壤。

综合考虑本工程物料特性及土壤特征，本次评价为事故状况下，凝析油储罐出现破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

a.垂直入渗土壤预测模型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附录 E 中预测方法对本工程垂直入渗对区域土壤环境影响进行预测，预测公式如下：

(1)一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t}=\frac{\partial}{\partial z}\left(\theta D\frac{\partial c}{\partial z}\right)-\frac{\partial}{\partial z}(qc)$$

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，m^2/d；

q--渗流速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ -土壤含水率，%。

(2)初始条件

$$c(z,t)=0 \qquad t=0, L\le z<0$$

(3)边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

①连续点源：

$$c(z,t)=c_0 \qquad t>0, z=0$$

$$c(z,t)=\begin{cases} c_0 & 0<t\le t_0 \\ 0 & t>t_0 \end{cases}$$

②非连续点源：

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

$$-\theta D\frac{\partial c}{\partial z}=0 \qquad t>0, z=L$$

b.预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，拟建工程对凝析油储罐处进行预测，预测模型参数取值见表 5.2-26。

表 5.2-26 **垂直入渗预测模型参数一览表**

土壤质地	厚度(m)	渗透系数(m/d)	孔隙度	土壤含水量(%)	弥散系数(m^2/d)	土壤容重(kg/m^3)
砂土	2	4.5	0.53	0.12	1	1.25×10^3

根据工程分析，结合项目特点，本评价选取凝析油储罐出现破损泄漏过程中，油品中的石油烃对土壤环境的影响。

表 5.2-27 **土壤预测源强表**

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
泄漏油品	石油烃	850000	瞬时

c.土壤污染预测结果

(1)石油烃预测结果

凝析油储罐出现破损泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环

境。初始浓度设定为 850000mg/L(考虑泄漏初期采出液中含水率较低，按最不利情况考虑，以泄漏原油进行预测，即泄漏浓度为原油密度)，预测时间节点分别为，T1：1d，T2：3d，T3：10d，T4：20d。

石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.2-7 所示。预测结果见表 5.2-29。

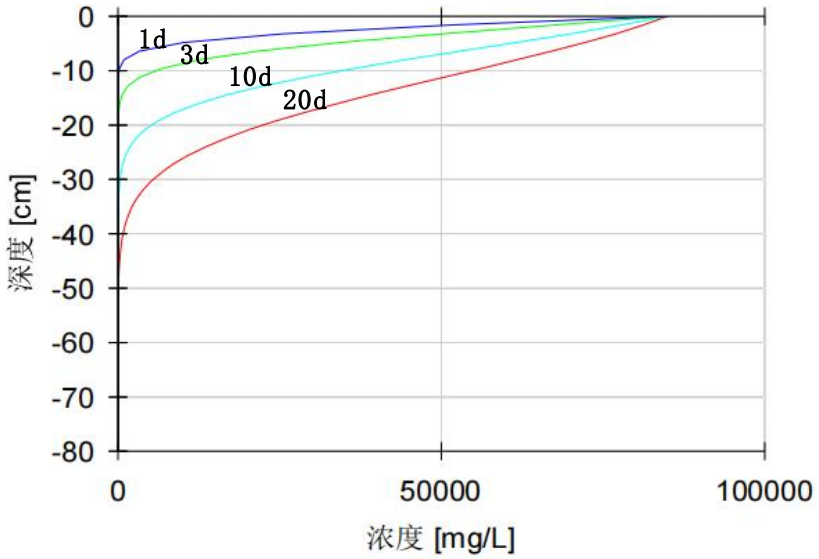

图 5.2-7　石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

表 5.2-29　　土壤预测情况表

序号	预测时间	污染深度
1	1d	10cm
2	3d	18cm
3	10d	30cm
4	20d	50cm

由图 5.2-7 土壤模拟结果可知，入渗 20 天后，污染深度为 50cm，整体渗漏速率较慢。

5.2.7.4 结论与建议

拟建工程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；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤污

染风险筛选值，石油烃低于《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 50cm 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，拟建工程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，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防护措施后，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行。

5.2.7.5 土壤污染防治措施

(1)源头控制

①定期检修维护井场、站场压力、流量传感器，确保发生泄漏时能及时切断阀门，减少泄漏量；

②人员定期巡检，巡检时应对管线沿线进行仔细检查，出现泄漏情况能及时发现；

③加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生；

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

(2)过程防控措施

参照执行《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，将中秋 1 集中试采点采出水处理装置区划分为重点防渗区，重点防治区防渗层的防渗性能不应低于 6m厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能；井口区、中秋 1 集中试采点扩建天然气处理装置区划分为一般污染防治区，一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能。防渗措施的设计，使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。

管沟开挖过程中严格遵循“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，降低对管沟区域土壤的扰动程度，管沟覆土回填后，对管沟区域进行耙松并播撒草种，并定期进行维护，尽可能加快区域恢复原貌。

(3)跟踪监测

根据项目特点及相关要求，制定监测计划，详情见表 5.2-28。

表 5.2-28　　**土壤跟踪监测点位布设情况一览表**

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	代表性井场、中秋 1 集中试采点采出水处理装置周边空地	表层样	石油类、石油烃、砷、六价铬	执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 2 第二类用地筛选值	每年监测一次

拟建工程土壤环境影响评价自查表见表 5.2-29。

表 5.2-29　　**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☑				
	占地规模	1.63hm^2				中型
	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	盐分、pH、石油烃(C_{10}-C_{40})				
	特征因子	盐分、pH、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☑				
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	
		表层样点数	3	4	0.2m	
		柱状样点数	--	--		

续表 5.2-29　　**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	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]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[a，h]蒽，茚并[1，2，3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C_{10}-C_{40})、盐分含量 占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C_{10}-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_{10}-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：中秋 1 集中试采点 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	
		2	石油类、石油烃、砷、六价铬	1 年/次	代表性井场、中秋 1 集中试采点
	信息公开指标	石油类、石油烃、砷、六价铬			
评价结论		通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本工程建设可行			

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行期间可能发生的突发性事件或事故，引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏所造成的对环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故风险可防控。

5.2.8.1 风险调查

5.2.8.1.1 项目风险源调查

拟建工程涉及的风险物质主要为凝析油、天然气，凝析油、天然气存在于集输管线、凝析油储罐以及生产设备内。

5.2.8.1.2 环境敏感目标调查

项目周边敏感特征情况见表 5.2-30。

5.2.8.2 环境风险识别

根据导则规定，风险识别包括物质危险性识别、生产系统危险性识别等内容。

5.2.8.2.1 物质危险性识别

本工程涉及的风险物质主要为凝析油、天然气，存在于工艺管道、中秋 1 集中试采点凝析油罐、生产设备内。危险物质危险性见表 5.2-31。

表 5.2-31 **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	与空气混合能形成爆炸性混合物，遇火星、高热有燃烧爆炸危险；当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息	采气管线、凝析油罐、生产设备
2	凝析油	凝析油本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾，吸入大量可引起危害：有刺激和麻痹作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头晕、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状	

5.2.8.2.2 生产系统危险性识别

根据本工程工艺流程及平面布置功能分区，并结合物质危险性识别，确定危险单元包括采气管道、中秋 1 集中试采点天然气处理装置区。生产系统危险性识别结果见表 5.2-32。

表 5.2-32 **生产系统危险性识别结果一览表**

序号	危险单元名称	单元内危险物质		风险源				
		危险物质	最大存在量(t)	名称	危险性	压力(MPa)	储存温度(℃)	转化为事故的触发因素
1	采气管线	天然气	0.6	集输管道	易燃易爆	14.5	常温	管道破裂
2		凝析油	1.2					
3	中秋 1 集中试	天然气	1.5	设备、储罐	易燃易爆	14.5	常温	设备破裂

4	采点天然气处理装置区	凝析油	12					

根据表 5.2-34 识别结果，确定集输管线、中秋 1 试采点天然气处理装置区为重点风险源。

5.2.8.2.3 环境风险类型及危害分析

根据物质及生产系统危险性识别结果，本工程集输管道可能发生泄漏；采气阶段修井等作业过程中如发生溢流等情况，井控措施失效，导致井喷；油品及天然气泄漏、喷出后，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。

5.2.8.2.4 风险识别结果

本工程物质及生产系统危险性识别结果见表 5.2-33。

表 5.2-33 **环境风险识别表**

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
1	集输管道	采气管道	凝析油	泄漏、爆炸	地下水、大气	环境空气、地下水
			天然气			
			CO			
2	井场	采气井	凝析油	井喷	地下水、大气	环境空气、地下水
			天然气			
			CO			
3	中秋 1 集中试采点天然气处理装置区	生产设备、储罐	凝析油	泄漏、爆炸	地下水、大气	环境空气、地下水
			天然气			
			CO			

5.2.8.3 环境风险分析

5.2.8.3.1 采气管道、生产设备及储罐破裂风险评价

(1)大气环境风险分析

在管道或设备压力下，采气管道、生产设备及储罐发生破裂泄漏时，天然气、凝析油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。本项目采气管道、生产设备及储罐采用质量较好的

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，以便在采气管道、生产设备及储罐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，采气管道、生产设备及储罐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，对周围环境及人员影响较小。

(2)地表水环境风险分析

本工程在发生安全生产事故造成凝析油和天然气泄漏主要集中在井场、站场区域范围，加之泄漏油品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，因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

(3)地下水环境风险分析

本项目建成投产后，正常状态下无废水直接外排。非正常状态下，油品中的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，且项目所在区域为透水不含水层，下渗至地层中的石油类不存在污染区域含水层的条件。同时本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线、设备、储罐等进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成凝析油泄漏。因此在事故下造成油水泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

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，井喷持续时间 2 天，本项目周边无地表水，不会与河流水体之间发生联系，因此在井喷事故下造成油品泄漏

不会对地表水体造成影响。

(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蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，项目所在区域地下水埋深大于 1m，同时及时将原油喷散物集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。因此在事故下井喷对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

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。结合本工程特点，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，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。

5.2.8.4.4 中秋 1 集中试采点火灾风险防范措施

(1)中秋 1 集中试采点设置有 1 套低压火炬系统和 1 套高压火炬系统,试采点各装置区生产异常时，通过控制系统紧急操作，可将装置内的高压气体送至火炬系统点燃处置，降低事故危害程度；

(2)中秋 1 集中试采点内处理装置规模较小，发生紧急事故时，可将装置中的凝析油直接送至凝析油储罐暂存；

(3)中秋 1 集中试采点拟在扩建装置区周围设置灭火器材,可在出现火灾事故时及时反应。

(4)中秋 1 集中试采点各装置设备拟设置现场压力、流量、温度仪表，并将信号远传至控制室，装置设置有自动控制系统，降低人为误操作风险。

5.8.8.5 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

本工程根据以往经验，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的加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收，若油品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。

5.2.8.6 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害等)，制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。塔里木油田分公司克拉采油气管理区制定有《塔里木油田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)，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理区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.2.8.7 现有风险防范措施的有效性

拟建工程建设内容纳入塔里木油田分公司克拉采油气管理区现有突发环境事件应急预案中。目前克拉采油气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。克拉采油气管理区已针对油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。

5.2.8.8 环境风险分析结论

(1)项目危险因素

营运期危险因素为采气管线、生产设备及储罐等老化破损导致天然气、凝析油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，拟建工程实施后的环境风险主要为天然气、凝析油泄漏，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一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，拟建工程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。

拟建工程环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表 5.2-34，环境风险自查表见表 5.2-35。

表 5.2-34　**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	压力变送器、可燃气检测	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	9	及时发现风险，减少事故发生
2	地上管道涂刷相应识别色		7.2	便于识别风险，减少事故发生
3	消防器材	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	10.8	防止集油管道泄漏火灾爆炸事故蔓延
4	警戒标语和标牌		9	设置警戒标语和标牌，起到提醒警示作用
合　　计		—	36	—

表 5.2-35　**环境风险自查表**

建设项目名称	中秋 1 气田开发地面工程			
建设地点	新疆阿克苏地区拜城县、库车市境内			
中心坐标	东经	82° 47′ 2.17″	北纬	41° 50′ 33.65″
主要危险物质及分布	天然气及凝析油，均存在于集输管线、设备设施及管线内，存储量分别为 2.1t、13.2t			

续表 5.2-35　　**环境风险自查表**

建设项目名称	中秋 1 气田开发地面工程
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，本项目气田开发建设过程中采气、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、油品泄漏等
风险防范措施要求	具体见“5.2.8.4 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。当油田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的气田开发工作人员将陆续撤离气田区域，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环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。

在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管道、建筑垃圾等固体废物，对建筑垃圾等进行集中清理收集，外运至克深工业固体废物填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。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。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，有助于区域生态环境的改善。

5.3.2 退役期生态保护措施

(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。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)对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

(3)保证对废弃井采取的固井、封井措施有效可行。

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)各井场场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度；

(2)在管线作业带内施工作业，施工现场定时洒水抑尘、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；

(3)加强施工管理，尽可能缩短施工周期。

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 测试放喷废气

(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。

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)油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境影响.

(2)定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复。

(3)加强气井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

(4)在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，对典型井场厂界非甲烷总烃每年监测一次，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。

类比中秋 1 气田同类型井场中秋 1 井污染源监测数据。具体见区块回顾性分析章节，无组织废气可达标排放，因此拟建工程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

根据目前油田钻井实际情况，钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。

(2)压裂废水

拟建工程排放的压裂废水约 792m^3。射孔结束后，返排液采取不落地直接排入回收罐中，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

(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

施工人员产生的生活污水水量小、水质简单，排入污水罐暂存，定期通过吸污车拉运至克深作业区生活污水处理设施处理，采用“化粪池+格栅+污水调节池+生物氧化池+二沉池+消毒”处理工艺，处理规模为 72m^3/d，其富余处理能力可满足拟建工程需求，依托处理设施可行。

综上，施工期采取的废水处置措施可行。

6.2.2 运营期水环境污染防治措施

项目运营期水环境污染源为采出水和井下作业废水。

(1)采出水

拟建工程采出水随采出气一起进入中秋 1 集中试采点处理，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)标准后回注区域地层，中秋 1 集中试采点处理规模为 500m^3/d，处理工艺为“调节除油+一级双滤料过滤”，属于塔里木油田常规采出水处理工艺，处理出口可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求，且处理规模已考虑中秋 1 区块后期发展需求，依托处理设施可行。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)井下作业废水

井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，采取“涡凹气浮+溶气气浮+多介质过滤+袋式过滤”工艺，处理规模为 300m^3/d，富余处理能力 64m^3/d，拟建工程井下作业废水产生量为 0.55m^3/d，可满足拟建工程井下作业废水处理需求。

综上，营运期采取的废水处置措施可行。

6.2.3 退役期水环境污染防治措施

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中参照《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)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函[2020]72 号)、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(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。

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。

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。

类比中秋 1 气田同类型井场中秋 1 井场界噪声监测数据。监测数据见区块回顾内容。根据噪声预测结果并类比中秋 1 井场界噪声监测，运营期井场场界噪声可达标排放，因此拟建工程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 钻井废弃物处理措施

项目使用泥浆为膨润土体系泥浆、聚磺体系泥浆。泥浆在井口采用“振动

筛+除砂器+除泥器+离心分离”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用。

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，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。

6.4.1.2 危险废物处理措施

钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料收集产生的废机油，废机油收集后应置于铁质油桶内且不得超过者容器的 3/4。废机油、废防渗材料及废烧碱包装袋均属于危险废物，收集后暂存在井场危废暂存间内，由有危废处置资质单位接收处置,钻井队与之签订危废转移协议,并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。

6.4.1.3 焊接及吹扫废渣及生活垃圾处置措施

焊接及吹扫废渣收集后送至克深工业固体废物填埋场填埋处置，生活垃圾定期清运至克深工业固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置。

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

拟建工程营运期固体废物主要为落地油、废防渗材料、污泥、废过滤材料，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)，本项目营运期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料、污泥、废过滤材料，收集后由有危废处置资质单位接收处置。危险废物处理处置情况见表 6.4-1。

表 6.4-1 **拟建工程危险废物产生、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	3.6	油气开采、管道集输	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	4.5	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
污泥	HW08	071-001-08	2	污泥处理	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
废滤料	HW49	900-041-49	0.8	污水处理	固态	废矿物油	油类物质	/	T，In	

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

本工程产生的危险废物运输过程可委托库车红狮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。

(2)危险废物委托处置环境影响分析

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

拟建工程落地油、废防渗材料、污泥、废滤料可委托库车红狮环保科技有限公司进行处置，库车红狮环保科技有限公司处理资质及处置类别涵盖了拟建工程 HW08、HW49 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前库车红狮环保科技有限公司可利用水泥窑系统处置 10 万吨工业固体废物，富余处理能力为 5 万吨，因此，拟建工程危险废物委托库车红狮环保科技有限公司处置可行。

6.4.3 退役期固体废物处置措施

拟建工程退役期固体废物主要为废弃管道、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。建筑

垃圾收集后送克深工业固体废物填埋场填埋处置。

6.5 生态保护措施可行性论证

6.5.1 施工期生态环境保护措施

6.5.1.1 地表扰动生态环境保护措施

①严格遵守国家和地方有关动植物保护和防治水土流失等环境保护法律法规，最大限度地减少占地产生的不利影响，减少对土壤的扰动，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，最低程度地破坏，最大限度的恢复”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。

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。

⑤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。

⑥施工中要做到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

⑦遇到大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。

⑧加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。

⑨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，防止扩大土壤的破坏范围。施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围，严禁人为破坏作业带以外区域植被；施工结束后进行场地恢复。

类比中秋 1 气田现有井场采取的扰动区域生态环境保护措施，拟建工程采取的生态环境保护措施可行。

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。

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,拟建工程施工结束后进行场地平整，对临时堆土区采取防尘网苫盖的方式进行防护，在施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，进行定时洒水等措施减少施工过程中产生的不利影响。

类比同类管道施工采取的水土流失减缓措施，拟建工程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，拟建工程采取的防沙治沙措施可行。

6.6.2 营运期生态恢复措施

拟建工程实施后，营运期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主。在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油；在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上

对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。

类比同类项目采取的生态恢复措施，拟建工程采取的生态恢复措施可行。

6.5.3 退役期生态恢复措施

油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)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，及时回收拆除采气设备过程中产生的落地油，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。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

(2)临时占地范围具备植被恢复条件的,应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

(3)临时占地范围不具备植被恢复条件的，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

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

(5)各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

6.5.4 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、场站生态恢复措施

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 环境影响经济损益分析

项目的开发建设，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项目地区环境的变化。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。

7.1 经济效益分析

拟建工程投资 43804.95 万元，环保投资 1200 万元，环保投资占总投资的比例为 2.74%。由于涉及国家能源商业机密，故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。

7.2 社会效益分析

拟建工程的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前原油供应紧张、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。拟建工程的实施还补充和加快了气田基础设施的建设。

因此拟建工程具有良好的社会效益。

7.3 环境措施效益分析

拟建工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，拟建工程采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

7.3.1 环保措施的环境效益

(1)废气

拟建工程油气进行汇集、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

拟建工程运营期废水包括采出水和井下作业废液，采出水随采出液一起进入中秋 1 集中试采点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，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

(3)固体废弃物

拟建工程运营期产生的落地油、废防渗材料、污泥、废过滤材料均属于危险废物，分别采取桶装形式收集后，委托有危废处置资质的单位接收处置；可避免对周围环境产生影响。

(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，严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围；井场地表采取砾石压盖，减少水土流失，管沟开挖采取“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施。

拟建工程各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。拟建工程选用先进、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地削减。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。

7.3.2 环境损失分析

拟建工程在建设过程中，由于井场、站场工程建设、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。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。

施工期结束后，临时占地将被恢复，临时占地对土地资源和生态环境的破坏程度较小，时间较短。只有在气田停止开发后，永久占地才有可能被恢复，永久占地对土地资源和生态环境的破坏严重，时间长。

根据生态影响评价分析,项目占地类型主要为裸土地和少量的低密度草地，

植被覆盖度较低。拟建项目在开发建设过程中，不可避免地会产生一些污染物，这些污染物都会对气田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害气田开发区域内的环境。

项目的开发建设中对土地的占用产生一定程度的生态负效应。在数年内附之以有效的防护措施和生态修复措施，这种影响将会被局限在较小的范围内，不会呈现放大的效应。

7.3.3 环保措施的经济效益

拟建工程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。

7.4 环境经济损益分析结论

拟建工程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、敷设管线、道路建设需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

8 环境管理与监测计划

8.1 环境管理

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性地影响，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，增强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。

8.1.1 管理机构及职责

8.1.1.1 环境管理机构

拟建工程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。

8.1.1.2 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。

8.1.1.3 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，制订和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。

8.1.2 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，减少营运期事故的发生，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，分施工期和营运期提出拟建工程的环境管理计划。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 8.1-1 **拟建工程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	地表扰动	严格控制施工占地面积,施工结束后尽快恢复临时性占用	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，严禁捕杀野生动物；保护植被；临时占地及时恢复		建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		水土保持	主体工程与水保措施同时施工,并加强临时防护措施，土石方按规范放置，做好防护措施等		建设单位环保部门及当地生态环境主管部门

续表 8.1-1　　**拟建工程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	防沙治沙	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	施工扬尘	施工现场洒水降尘避免大风天作业等；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量		建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		废水	钻井废水按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，不外排；试压结束后，试压废水用于洒水抑尘；压裂返排液直接排入回收罐中，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站；生活污水定期通过吸污车拉运至克深作业区生活污水处理设施处理		建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		固体废物	施工过程中产生的土方全部用于管沟回填；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；废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置；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，固相拉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		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	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
运营期	正常工况	废水	采出水随采出气一起最终通过管线送至中秋 1 集中试采点进行处理；井下作业废水采用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理	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	油气集输采用密闭工艺流程		
		固体废弃物	落地油、废防渗材料、污泥、废过滤材料收集后由有危废处置资质单位接收处置		

		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
	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
退役期	污染防治	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
		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工业固体废物填埋场填埋处置		

续表 8.1-1　　**拟建工程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	污染防治	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	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
	生态恢复		退役后要拆除井架、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		

8.1.3 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、污泥、废过滤材料。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)等相关要求执行。

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。

8.1.4 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》，本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。

8.1.5 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，油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。

本项目实施后，区域井场、管线等工程内容发生变化，应在 5 年内以区块为单位开展环境影响后评价工作，对项目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。

8.1.6 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)，本项目应纳入塔里木油田分公司克拉采油气管理区排污许可管理，项目无组织废气严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(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。

8.2 企业环境信息公开

8.2.1 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及库车市境内

主要产品及规模：①新钻水平井 3 口；②新建井场 3 座，老井利用 4 座，扩建中秋 1 集中试采点;③新建 3 条采气管线 3.2km、1 条采出水外输支线 1.3km 和 2 条采出水外输干线 55.5km；④配套仪表、电气、通信、防腐、建筑、道路、结构等相关辅助设施。项目建成后年产气 $4.95\times10^{8}m^{3}$，年产油 $1.73\times10^{4}t$；中秋 1 集中试采点天然气处理规模提升至 150 万 m^{3}/d，新增采出水处理规模 $500m^{3}/d$。

(2)排污信息

拟建工程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。

拟建工程污染物排放标准见表 2.6-3。

拟建工程污染物排放量情况见表 3.3-22。

拟建工程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

拟建工程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

拟建工程环境监测计划见表 8.4-1。

8.2.2 公开方式及时间要求

公式方式：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：环境信息有新生成或者发生变更情形的，应当自环境信息生成或者变更之日起三十日内予以公开。法律、法规另有规定的，从其规定。

8.3 污染物排放清单

表 8.3-1 **拟建工程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/m^3)	环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟气量(Nm^3/h)	排放浓度(mg/m^3)	排气筒高度(m)	内径(m)			
废气	井场、站场	无组织废气	采取管道密闭输送，加强阀门的检修与维护，从源头减少泄漏产生的无组织废气	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—	VOCs：0.115	厂界非甲烷总烃≤4.0	《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

类别	污染源	污染因子	处理措施	处理后浓度(mg/L)	排放去向	总量控制指标(t/a)	执行标准(mg/L)	环境监测要求
废水	采出水	石油类 SS	采出水随油气混合物输送至中秋1集中试采点处理后回注于区域地层	—	不外排	—	—	—
	井下作业废液	SS、COD、石油类	送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理	—	不外排	—	—	—

续表 8.3-1 **拟建工程污染物排放清单一览表**

类别	噪声源		污染因子	治理措施	处理效果	执行标准	环境监测要求
噪	采气井场	采气树	$L_{Aeq,T}$	加强设备维护、基础减振	降噪15dB(A)	厂界	按照《工业企业厂界环境噪声排放

声	中秋 1 集中试采点	泵类 生产汇管 计量汇管 污泥脱水机			昼间≤60dB(A)； 夜间≤50dB(A)	标准》(GB12348-2008)中规定执行
类别	污染源名称	固废类别	处理措施	处理效果	执行标准	监测要求
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单位接收处置	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)相关规定进行
	废防渗材料	含油物质(危险废物 HW08)				
	污泥	含油物质(危险废物 HW08)				
	废滤料	含油物质(危险废物 HW49)				
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行				

8.4 环境及污染源监测

8.4.1 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。

通过对拟建工程运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废气、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

8.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。拟建工程的环境监测工作由塔里木油田分公司的质量检测中心承担，亦可以委托当地有资质的环境监测机构。

8.4.3 监测计划

根据拟建工程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)、《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)、《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《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，制定拟建工程的监测计划。拟建工程投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 8.4-1。

表 8.4-1 **拟建工程监测计划一览表**

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	站场无组织废气	非甲烷总烃	代表性井场、中秋 1 集中试采点下风向厂界外 10m 范围内	每年 1 次
地下水	潜水含水层	石油类、石油烃、砷、六价铬	上游、项目区、下游地下水井	每半年 1 次

续表 8.4-1　　拟建工程监测计划一览表

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、砷、六价铬	代表性井场、、中秋 1 集中试采点内	每年 1 次
生态		生态恢复情况(管线沿线植被恢复情况)	井场、站场周围、管线沿线	每半年一次

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。

8.5 环保设施“三同时”验收一览表

拟建工程投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 8.5-1。

表 8.5-1　　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	--	10	--
	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	--	--	--
废水	1	管道试压废水	循环使用，试压结束后用于洒水抑尘	--	--	--
	2	钻井废水	钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用	--	--	--
	3	酸化压裂废液	直接排入回收罐中，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置			
	4	施工期生活污水	排入生活污水罐暂存，定期通过吸污车拉运至克深作业区生活污水处理设施处理	不外排	10	--
噪声	1	钻机、吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	--	--	--
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	100	--
		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	200	

	3	废机油	桶装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	20	--
	4	废防渗材料				
	5	废烧碱包装袋				
	6	焊接及吹扫废渣	收集后送克深工业固体废物填埋场填埋处置	妥善处置	10	--
	7	生活垃圾	定期清运至克深工业固废填埋场生活垃圾填埋池填埋处置	妥善处置	10	--

续表 8.5-1　　**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							
生态		生态恢复	严格控制作业带宽度		临时占地恢复到之前状态	380	--
			分层开挖、分层堆放、分层回填				
			管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡				
		水土保持	水土流失补偿、防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘		防止水土流失	50	—
		防沙治沙	--		防止土地沙化	50	—
环境监理		开展施工期环境监理	--	--	--	50	—
营运期							
废气	1	井场、站场无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护		场界非甲烷总烃≤4.0mg/m^3	—	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求
废水	1	营运期采出水	随采出气一起输送至中秋 1 集中试采点处理，达标后回注地层		不外排	--	--
	2	营运期井下作业废液	收集后送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理		不外排	30	--
噪声	1	采气树	基础减振		场界达标：昼间≤60dB(A)夜间≤50dB(A)	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类排放限值
		泵类					
		生产汇管					
		计量汇管					
		污泥脱水机					
固废		落地油	收集后，由有危废处置资质单位接收处置		妥善处置	70	--
		废防渗材料					
		污泥					
		废滤料					
防渗		分区防渗	具体见“分区防渗要求一览表”			100	—
环境监测		废气、土壤、地下水	按照监测计划，委托有资质单位开展监测		污染源达标排放	10	--

续表 8.5-1　　**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
营运期						
风险防范措施		井场、站场	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	36	—
退役期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	--	--	--
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	--	--	--
固废	1	建筑垃圾	收集后送克深工业固体废物填埋场填埋处置	妥善处置	14	--
	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	50	--
合计				--	1200	--

9 环境影响评价结论

9.1 建设项目情况

9.1.1 项目概况

项目名称：中秋 1 气田开发地面工程

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新钻水平井 3 口；②新建井场 3 座，老井利用 4 座，扩建中秋 1 集中试采点；③新建 3 条采气管线 3.2km、1 条采出水外输支线 1.3km 和 2 条采出水外输干线 55.5km；④配套仪表、电气、通信、防腐、建筑、道路、结构等相关辅助设施。

建设规模：项目建成后年产气 4.95×$10^8$$m^3$，年产油 1.73×$10^4$t；中秋 1 集中试采点天然气处理规模提升至 150 万 m^3/d，新增采出水处理规模 500m^3/d。

项目投资和环保投资：项目总投资 43804.95 万元，其中环保投资 1200 万元，占总投资的 2.74%。

劳动定员及工作制度：新建各井场为无人值守站，不新增劳动定员。

9.1.2 项目选址

拟建工程位于新疆阿克苏地区拜城县及库车市境内。区域以油气开采为主，现状占地以裸土地为主，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、风景名胜区、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。

9.1.3 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(2019 年本)》(2021 年修改)相关内容，“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目。因此，拟建工程的建设符合国家产业政策要求。

拟建工程属于塔里木油田分公司油气开采项目，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》。拟建工程位

于中秋 1 气田，占地范围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。

9.1.4 “三线一单”符合性判定

拟建工程西北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)最近为 0.25km，不在红线内；拟建工程采出气密闭输送，从源头减少泄漏产生的无组织废气；运营期产生的采出水随采出气一起进入中秋 1 集中试采点处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；拟建工程已提出持续改善、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；工程在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、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。

9.2 环境现状

9.2.1 环境质量现状评价

项目所在区域环境空气中 $PM_{2.5}$、PM_{10}年平均浓度值超标，本工程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：监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准；各监测点中石油类满足《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：各井场监测值昼间为 41～42dB(A)，夜间为 38～39dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准要求；现有站场厂界噪声监测值昼间为 41～42dB(A)，夜间为 38～40dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)中 2 类区标准。

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；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地(其他)土壤污染风险筛选值；石油烃满足《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。

9.2.2 环境保护目标

拟建工程评价区域内无自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置环境空气保护目标；将管道沿线穿越的克孜勒河、库车河作为地表水环境保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层以及拜城县克孜尔乡铁提尔水厂地下水水源地保护区、库车市城北水厂水源地作为地下水保护目标;工程 200m 范围内不涉及学校、医院、居住区等，不设置声环境保护目标；将站场外延 200m 范围及管线两侧 200m 范围的土壤作为土壤环境保护目标；将生态影响评价范围内塔里木河流域水土流失重点治理区、生态保护红线作为生态保护目标，保护目的为不对区域水土流失产生明显影响；将区域大气环境和区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。

9.3 拟采取环保措施的可行性

9.3.1 废气污染源及治理措施

(1)油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境影响.

(2)定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复。

(3)加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

(4)在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，对典型井场厂界非甲烷总烃每年监测一次，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。

9.3.2 废水污染源及治理措施

拟建工程运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出气一起进入中秋 1 集中试采点处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

9.3.3 噪声污染源及治理措施

拟建工程井场周围地形空旷，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，控制噪声对周围环境的影响。

9.3.4 固体废物及处理措施

拟建工程运营期落地油、废防渗材料、污泥、废过滤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。

9.4 项目对环境的影响

9.4.1 大气环境影响

拟建工程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。本工程废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。拟建工程实施后大气环境影响可以接受。

9.4.2 地表水环境影响

拟建工程运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出气一起进入中秋 1 集中试采点处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。拟建工程废水不外排，实施后对地表水环境可接受。

9.4.3 地下水环境影响

(1)环境水文地质现状

克拉 2 中央处理站至克拉苏路交汇点沿线区域含水层从单一结构的潜水含水层渐变为多层结构的潜水-承压水含水层，地下水的径流方向为从东北向西

南，含水层岩性为第四系砂卵砾石、砂砾石，第四系松散岩类孔隙水潜水的化学类型自北向南分布有重碳酸盐水→硫酸盐水→氯化物水。

克拉苏路交汇点至库车河线终点区域主要赋存第四系松散岩类单一孔隙潜水，地下水的径流方向为北向南径流，含水层岩性为上更新统～中更新统洪积卵砾石、砂砾石，水化学类型主要为 HCO_3·SO_4—Na·Mg 型水

根据监测数据，区域地下水中监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物超标外，均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准要求；石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准要求。

(2)地下水环境影响

拟建工程严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)的要求采取源头控制和分区防控措施。正常状况下在采取源头控制、分区防控措施后，结合地下水污染监控及应急措施，场界内因子能满足相应标准要求；非正常状况下，由地下水污染预测结果可知，污染晕影响范围较小，运移距离较短，对区域地下水环境影响较小。综上，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)10.4.1 内容，可得出，拟建工程各个不同阶段，地下水中评价因子能满足国家相关标准的要求。

(3)地下水环境污染防控措施

拟建工程依据“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通过加强管道内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管道阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

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工程主体工程的设计使用年限。

③建立和完善拟建工程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，拟建工程对地下水环境影响可以接受。

9.4.4 声环境影响

采气井场主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为43.4～45.8dB(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。

9.4.5 固体废物环境影响

拟建工程运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料、污泥、废过滤材料，属于危险废物，收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

9.4.6 生态影响

拟建工程不同阶段对生态影响略有不同,施工期主要体现在地表扰动影响、土壤肥力、植被覆盖度、生物损失量、生物多样性、生态系统完善性、生态保护红线、水土流失、防沙治沙等方面，其中对地表扰动、植被覆盖度、生物损失量、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，拟建工程建设对生态影响可得到有效减缓，对生态影响不大；从生态影响的角度看，该项目是可行的。

9.4.7 土壤影响

本工程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；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地(其他)土壤污染风险筛选值，石油烃低于《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 50cm 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，拟建工程在严格落实各项环保措施、环境保护管理制度、跟踪监测和应急措施的情况下，从土壤环境影响的角度，项目建设可行。

9.5 总量控制分析

结合拟建工程排放特征，确定拟建工程总量控制指标为：VOC_s0.115t/a。

9.6 环境风险评价

塔里木油田分公司编制有《塔里木油田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)，拟建工程实施后，负责实施的克拉采油气管理区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格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，在可接受范围之内。

9.7 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。

9.8 项目可行性结论

拟建工程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》。项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目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，项目建设对区域生态影响可接受；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。

目 录

1 概述 1
1.1 项目由来 1
1.2 环境影响评价工作过程 1
1.3 分析判定相关情况 2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响 ..... 错误！未定义书签。
1.5 主要结论 3
2 总则 4
2.1 编制依据 4
2.2 评价目的和评价原则 10
2.3 环境影响要素和评价因子 12
2.4 评价等级和评价范围 15
2.5 评价内容和评价重点 23
2.6 评价标准 24
2.7 相关规划、技术规范、政策法规及环境功能区划 31
2.8 环境保护目标 70
3 建设项目工程分析 72
3.1 区块开发现状及环境影响回顾 72
3.2 现有工程 83
3.3 拟建工程 87
3.4 依托工程 137
4 环境现状调查与评价 142
4.1 自然环境概况 142
4.2 环境敏感区调查 ..... 错误！未定义书签。
4.3 环境质量现状监测与评价 146
5 环境影响预测与评价 183
5.1 施工期环境影响分析 183
5.2 营运期环境影响评价 207
5.3 退役期环境影响分析 254
6 环境保护措施及其可行性论证 256
6.1 环境空气保护措施可行性论证 256
6.2 废水治理措施可行性论证 257
6.3 噪声防治措施可行性论证 259
6.4 固体废物处理措施可行性论证 259
6.5 生态保护措施可行性论证 262

7 环境影响经济损益分析 266
7.1 经济效益分析 266
7.2 社会效益分析 266
7.3 环境措施效益分析 266
7.4 环境经济损益分析结论 268
8 环境管理与监测计划 269
8.1 环境管理 269
8.2 企业环境信息公开 274
8.3 污染物排放清单 275
8.4 环境及污染源监测 278
8.5 环保设施“三同时”验收一览表 279
9 环境影响评价结论 283
9.1 建设项目情况 283
9.2 环境现状 284
9.3 拟采取环保措施的可行性 285
9.4 项目对环境的影响 286
9.5 总量控制分析 289
9.6 环境风险评价 289
9.7 公众参与分析 289
9.8 项目可行性结论 289