

声明：根据《环境影响评价公众参与办法》，“第八条 建设项目环境影响评价公众参与相关信息应当依法公开，涉及国家秘密、商业秘密、个人隐私的，依法不得公开。法律法规另有规定的，从其规定。”本次公示的环境影响报告书征求意见稿中涉及商业秘密的相关内容依法未进行公开。

1 概述

1.1 项目由来

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

克拉苏气田位于库车山前区，东西跨度约 150km，南北跨度约 50km。天然气资源量为 $20856.65 \times 10^8 \text{m}^3$ ，其天然气产量已达到 $300 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。气田的开发建设具备向西气东输二、三线提供 100 亿 m^3/a 应急气量的资源能力，有望成为塔里木第一大气田，近年来成为塔里木油田分公司油气田开发建设的主战场。克拉苏气田包含克拉 2 区块、大北区块、克深区块和博孜区块等四个区块，形成了克拉 2、克深、大北、博孜四处天然气净化处理基地，为克拉苏各大区块开发提供有力保障。拟建工程位于博孜区块范围内。

为了满足博孜区块产能开发的需要，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 5000 万元在新疆阿克苏地区拜城县境内实施“博孜 19 井集输工程”。拟建工程建设性质为改扩建，属于现有博孜区块的改扩建项目，主要建设内容包括：①部署采气井 1 口(博孜 19 井)；②新建采气井场 1 座；③新建采气管线 3.89km，新建燃料气管线 3.89km(同沟敷设)；④配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。拟建工程建成后，产气量 20 万 m^3/d ，凝析油量 $60 \text{m}^3/\text{d}$ 。

1.2 环境影响评价工作过程

拟建工程属于油气开采项目，位于新疆阿克苏地区拜城县境内，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》和“自治区级水土流失两区复核划分成果的通知”，项目所在区域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 7 陆地天然气开采 0721”中的“涉及环境敏感区的(含内部集输管道建设)”，应编制环境影响报告书。

为此，塔里木油田分公司于2024年6月24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2024年6月25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2024年7月5日至2024年7月18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2024年7月8日、2024年7月9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阿克苏地区生态环境局报批环境影响报告书前，于2024年7月19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《博孜 19 井集输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(2024年本)》(国家发展和改革委员会令2023年第7号)，拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”“1. 石油天然

气开采：常规石油、天然气勘探与开采”，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》、《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021-2025 年)》、《塔里木油田“十四五”发展规划》。拟建工程位于博孜区块，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

(3) “三线一单”符合性判定

拟建工程西北距生态保护红线(天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区)最近为 15.4km，不在生态保护红线内；拟建工程采出液密闭输送，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液一起进入博孜天然气处理厂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，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；拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态恢复的要求，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二级、地表水环境影响评价工作等级为三级 B、声环境影响评价等级为二级、生态影响评价等级为三级、环境风险评价等级为简单分析。采气井场地下水环境影响评价工作等级为二级、集输管线地下水环境影响评价工作等级为二级；采气井场土壤环境(污染型)影响评价等

级为三级,土壤环境(生态型)影响评价等级为二级;集输管线土壤环境(污染型)影响评价等级为三级,土壤环境(生态型)影响评价等级为二级。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

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

(1)拟建工程采出液采取密闭集输工艺,井场无组织废气中非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求。加热炉采用清洁能源天然气,烟气可满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值要求;拟建工程实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(2)项目运营期产生废水主要为采出水和井下作业废水,采出水随采出液一起进入博孜天然气处理厂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,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。拟建工程无废水排入地表水体,不会对地表水环境造成影响。

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

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

(5)拟建工程运营期产生的落地油及废防渗材料均属于危险废物,分别采取桶装形式收集后,委托有资质单位接收处置。

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

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

1.5 主要结论

综合分析,本工程属于现有气田区块内的改扩建项目,符合国家及地方当

前产业政策要求，选址和建设内容可满足国家和地方有关环境保护法律法规要求，满足新疆维吾尔自治区、七大片区及阿克苏地区“三线一单”的相关要求；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反馈的公众意见调查结果，未收到公众反馈意见。为此，本评价从环保角度认为拟建工程建设可行。

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 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)《国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知》(国发[2023]24 号)；

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

(9)《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)；

(10)《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)；

(11)《产业结构调整指导目录(2024 年本)》(国家发展和改革委员会令 2023 年第 7 号，2023 年 12 月 1 日第 6 次委务会议审议通过，2024 年 2 月 1 日起施行)；

(12)《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 日施行)；

(13)《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);

(14)《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);

(15)《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 日施行);

(16)《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);

(17)《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 日施行);

(18)《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);

(19)《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);

(20)《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);

(21)《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 日施行);

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

(23)《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);

(24)《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 日发布并施行);

(25)《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 日发布并施行);

(26)《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);

(27)《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日发布并施行);

(28)《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);

(29)《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);

(30)《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);

(31)《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);

(32)《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);

(33)《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);

(34)《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);

(35)《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);

(36)《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);

(37)《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);

(38)《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);

(39)《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);

(40)《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)

(41)《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号);

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

(43)《中共中央办公厅、国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见》(2024年3月18日)。

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日施行,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 日实施)；
- (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) 《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024 年)》。
- (22) 《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)；
- (23)《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》；
- (24) 《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)；
- (25) 《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)；
- (26) 《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)；
- (27) 《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) 《博孜 19 井集输工程说明书》；
- (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。

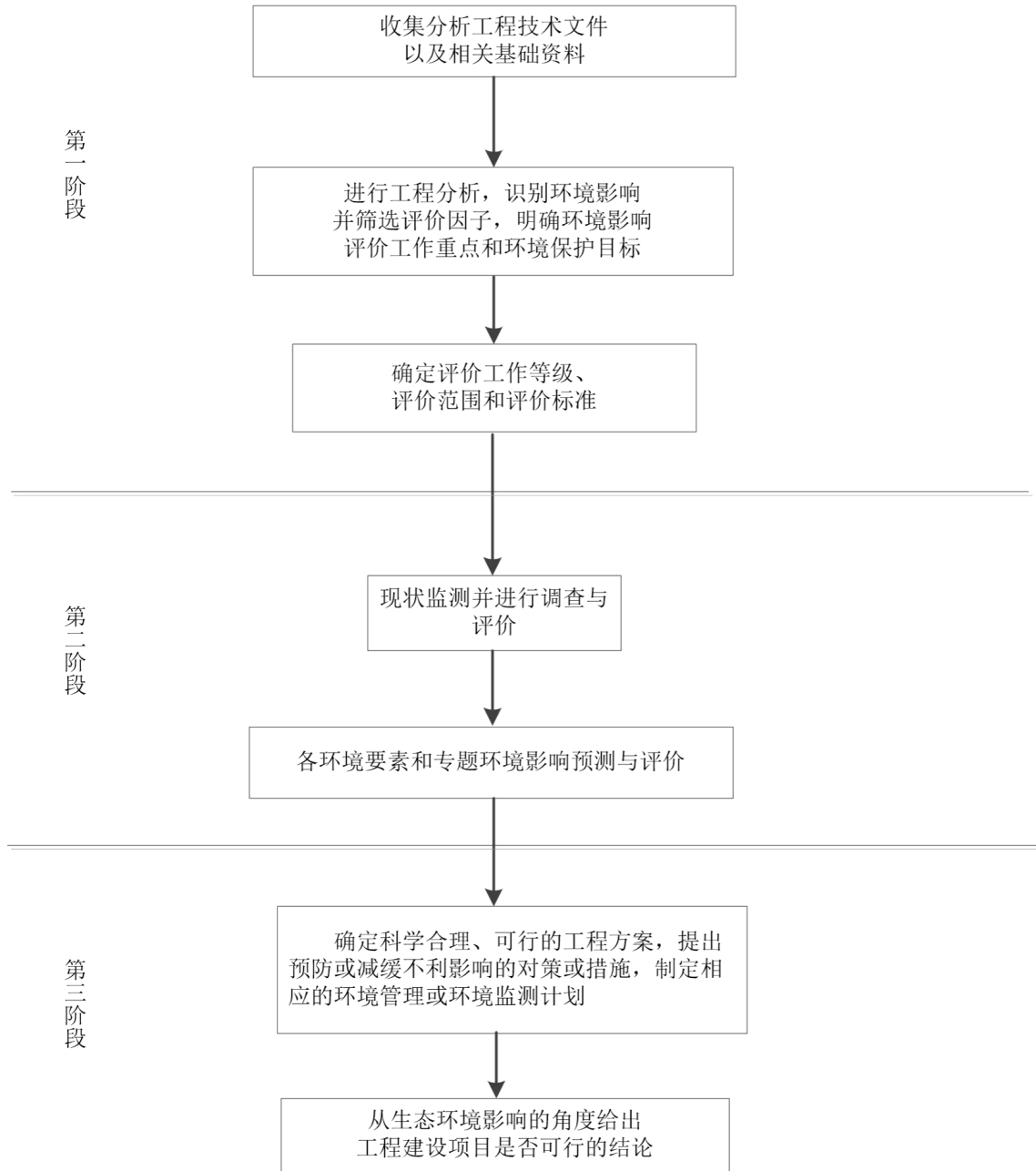


图 2.2-1 环评影响评价工作程序图

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

根据拟建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因素进行识别，结果见表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响因素识别结果一览表

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

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

2、表中数字表示影响的相对程度，“1”表示影响较小，“2”表示影响中等，“3”表示影响较大；

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响；

由表 2.3-1 可知，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、生态系统完整性等产生一定程度的负面影响；运营期对环境的影响是长期的，最主要的是对自然环境中的环境空气、声环境、地下水环境、土壤环境、生态系统完整性等产生不同程度的直接的负面影响；退役期对环境的影响体现在对环境空气和声环境的短期负面影响，以及对生态环境的长期正面影响。

2.3.2 评价因子

根据环境影响因素识别结果，结合区域环境质量现状，以及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	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃、烟气黑度	
	影响评价	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、NO ₂ 、SO ₂ 、非甲烷总烃	
地下水环境	现状评价	基本水质因子: pH、色度、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、硫酸盐、氯化物、氟化物、硫化物、氰化物、碘化物、挥发性酚类、铝、铁、锰、铜、锌、砷、汞、铅、镉、铬(六价)、硒、阴离子表面活性剂、总大肠菌群、菌落总数、苯、甲苯 检测分析因子: K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 特征因子: pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	
	污染源评价	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	
	影响评价	施工期: pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体 运营期: 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、蒽、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	污染型	施工期: 石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀) 运营期: 石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)
		生态型	施工期: 盐分含量 运营期: 盐分含量
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、油基泥浆、油基泥浆岩屑), 生活垃圾; 运营期: 危险废物(落地油、废防渗材料)	
	影响评价		
声环境	现状评价	L _{Aeq, T}	
	污染源评价	L _A	
	影响评价	L _{Aeq, T}	
生态影响	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	

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
环境风险	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：

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

式中： P_i ——第*i*个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

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

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

(2) 城市农村选项确定

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)附录B中模型计算设置说明：当项目周边3km半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时，选择城市，否则选择农村。拟建工程各井场周边3km半径范围内均无城市

建成区和规划区，因此，估算模式农村或城市的计算选项为“农村”。

(3) 模型参数和污染源及其预测结果

拟建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/°C		39.0
3	最低环境温度/°C		-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	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
		岸线距离/km	—
		岸线方向/°	—

表 2.4.-2 主要废气污染源参数一览表(点源, 100%负荷)

污染源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒底部海拔高度(m)	排气筒		烟气流速(m/s)	工况气量(m ³ /h)	标况气量(m ³ /h)	烟气温度(°C)	年工作时间(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)		高度(m)	出口内径(m)								
加热炉烟气	*	*	*	8	0.10	11.9	337	234	120	4800	正常	PM ₁₀	0.0047
												PM _{2.5}	0.0026
												SO ₂	0.0009
												NO ₂	0.0363
												非甲烷总烃	0.004

表 2.4-3 主要废气污染源参数一览表(面源)

名称	面源起始点坐标		面源海拔高度(m)	面源长度(m)	面源宽度(m)	与正北向夹角(°)	面源有效排放高度(m)	年排放小时数(h)	排放工况	污染物	排放速率(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
井场无组织废气	*	*	*	40	40	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.00057

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

序号	污染源名称	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_i (%)	P_{max} (%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$ (m)
1	加热炉烟气	PM_{10}	2.08	0.46	8.09	14	—
		$\text{PM}_{2.5}$	1.15	0.51			
		SO_2	0.36	0.07			
		NO_2	16.17	8.09			
		非甲烷总烃	1.6	0.08			
2	井场无组织废气	非甲烷总烃	9.99	0.50		29	—

(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 $P_{max}=8.09\% < 10\%$, 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二级评价。

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采出水和井下作业废水, 采出水随油气混合物输送至博孜天然气处理厂采出水处理单元处理, 满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层。井下作业废水收集后送哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023), 本项目属于废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目, 评价等级按照三级 B 开展评价。

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)，拟建工程采气井场建设属于 II 类项目，集输管道建设属于 II 类项目。

(2) 地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)，建设项目的地下水环境敏感程度分级原则见表 2.4-4。

表 2.4-4 地下水环境敏感程度分级表

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

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

项目属于未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区，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	I 类项目	II 类项目	III 类项目
敏感	一	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

表 2.4-6 地下水评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	和周边水源地关系	环境敏感程度	评价等级
博孜 19 井	II 类	项目属于未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区	较敏感	二
博孜 19 井集输管线	II 类			二

由上表可知，拟建工程博孜 19 井场地下水评价等级为二级，博孜 19 井集

输管线地下水评价等级为二级。

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

(1) 声环境功能区类别

拟建工程位于博孜区块，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。

2.4.1.5.1 土壤环境污染影响型评价工作等级

(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)，拟建工程采气井场属于 II 类项目，集输管线建设属于 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($\geq 50\text{hm}^2$)、中型($5\sim 50\text{hm}^2$)和小型($\leq 5\text{hm}^2$)”。

拟建工程永久占地面积为 1.195hm^2 ($5\sim 50\text{hm}^2$)，占地规模为小型。

(3) 建设项目敏感程度

拟建工程井场周边 200m 范围内及管线周边 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”。

(4) 评价工作等级判定

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

表 2.4-6 污染影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

敏感程度 \ 占地规模	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—	—

土壤环境污染影响评价工作等级见表 2.4-7。

表 2.4-7 土壤环境污染影响评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	和周边敏感目标关系	环境敏感程度	评价等级
博孜 19 井	II类	井场周边 200m 范围内不涉及园地、耕地、草地、饮用水水源地等敏感目标	不敏感	三
博孜 19 井集输管线	II类		不敏感	三

由上表可知, 拟建工程博孜 19 井土壤环境(污染影响)评价等级为三级, 博孜 19 井集输管线土壤环境(污染影响)评价等级为三级。

2.4.1.5.2 土壤环境生态影响型评价工作等级

(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), 拟建工程采气井场属于 II 类项目, 集输管线建设属于 II 类项目。

(2) 建设项目敏感程度

项目采气井场及集输管线区域土壤含盐量均大于 4g/kg, 生态影响型土壤敏感程度为“敏感”。

(3) 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), 土壤环境生态影响评价工作等级划分见表2.4-8。

表 2.4-8 土壤环境生态影响评价工作等级分级表

项目类别 敏感程度	I 类	II 类	III 类
敏感	一级	二级	三级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	—

土壤环境污染影响评价工作等级见表 2.4-9。

表 2.4-9 土壤环境生态影响评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	土壤含盐量(g/kg)	环境敏感程度	评价等级
博孜 19 井	II 类	>4	敏感	二
博孜 19 井集输管线	II 类	>4	敏感	二

由上表可知，拟建工程博孜 19 井土壤环境(生态影响)评价等级为二级，博孜 19 井集输管线土壤环境(生态影响)评价等级为二级。

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、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 0.01195km²，临时占地面积 0.04502km²，总面积 ≤20km²。

表 2.4-11 生态影响评价工作等级一览表

项目名称	和周边敏感目标关系	评价等级
博孜 19 井井场	本项目土壤影响范围内不涉及国家公园、自然保护	三

博孜 19 井集输管线	区、世界自然遗产、重要生境、生态保护红线、天然林、公益林、湿地等生态保护目标；本项目不属于水文要素影响型建设项目，总面积≤20km ² ；本项目不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域	三
-------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------	---

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，确定拟建工程生态环境评价工作等级为**三级**。

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

2.4.1.7.1 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)：

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

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

$Q_1, Q_2 \dots Q_n$ 每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

表 2.4-7 建设项目 Q 值确定表

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	该种危险物质Q值
集输管线	1	凝析油	—	15.877	2500	0.0064
	2	天然气	74-82-8	2.33	10	0.233
燃料气管线	3	天然气	74-82-8	0.077	10	0.0077
项目Q值Σ						0.2471

注：拟建工程集输管线长度 3.89km，管径为 DN80，管线压力 20MPa；燃料气管线 3.89km，管径为 DN50，管线压力为 1.6MPa。

经计算，本工程 Q 值为 $0.2471 < 1$ ，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，见附图 11。

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		二级	以井场为中心边长 5km 的矩形区域
2	地表水环境		三级 B	—
3	地下水环境		二级	井场地下水流向上游 1km，下游 3km，两侧外扩 1km 的矩形区域
			二级	管线边界两侧向外延伸 200m
4	声环境		二级	井场边界外 200m 范围
5	土壤环境	污染影响型	三级	井场边界外扩 50m
		污染影响型	三级	管线边界两侧向外延伸 200m 范围
		生态影响型	二级	井场边界外扩 2.0km
		生态影响型	二级	管线边界两侧向外延伸 200m 范围
6	生态环境		三级	井场边界外扩 50m，管线中心线两侧外延 300m 范围
7	环境风险		简单分析	—

2.5 评价内容和评价重点

2.5.1 评价内容

根据拟建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： 博孜区块开发现状、博孜区块“三同时”执行情况、环境影响回顾评价、现有区块污染物排放量、存在环保问题及整改措施。 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： 介绍博孜天然气处理厂、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(大气环境影响评价、地表水环境影响评价、地下水环境影响评价、声环境影响评价、土壤环境影响评价、固体废物影响分析、生态影响评价、环境风险评价) 退役期环境影响分析(退役期污染物情况、退役期生态保护措施)
6	环保措施及其可行性论证	针对项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	碳排放影响评价	碳排放分析、减污降碳措施、碳排放评价结论及建议
8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性和定量相结合方式估算建设项目环境影响的经济价值
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监理要求；提出环境监测计划
10	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：PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃ 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/m³ 的标准。

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：占地范围内土壤执行《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；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) 中农用地(其他)土壤污染风险筛选值；石油烃参照执行《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：施工扬尘执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 表 2 无组织排放监控浓度限值；施工机械设备废气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014) 及修改单中排放限值要求；加热炉烟气中颗粒物、SO₂、NO_x、烟气黑度执行《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，非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 表 2 最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率(1.42kg/h) 二级要求。井场无组织非甲烷总烃排放执行《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。

废水：采出水执行《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；井下作业废水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/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 及其修改单二级 标准
		24 小时平均	150		
	PM _{2.5}	年平均	35		
		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		
	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	
		1 小时平均	10		
	O ₃	日最大 8 小时平均	160	μg/m ³	
1 小时平均		200			
非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》 中的 2.0mg/m ³ 的标准	

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	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			
	铁	≤0.3			
	锰	≤0.10			
	铜	≤1.00			
	锌	≤1.00			
	铝	≤0.20		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
	挥发性酚类	≤0.002			
	阴离子表面活性剂	≤0.3			
	耗氧量	≤3.0			
	氨氮	≤0.50			
	硫化物	≤0.02			
	钠	≤200			
	总大肠菌群	≤3.0			
	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				

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	硒	≤0.01		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表 1 毒理学指 标中Ⅲ类
	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		
8	四氯化碳	2.8		
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		

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
16	二氯甲烷	616	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
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		
38	苯并[a]蒽	15		
39	苯并[a]芘	1.5		
40	苯并[b]荧蒽	15		
41	苯并[k]荧蒽	151		
42	蒽	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		

47	镉	0.6	mg/kg	《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, 风险筛选值 > 7.5
48	汞	3.4		
49	砷	25		
50	铅	170		
51	铬	250		
52	铜	100		
53	镍	190		
54	锌	300		

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	施工扬尘	颗粒物	1.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控浓度限值	
	燃油机械 设备 废气	560kW≥ Pmax≥ 130kW	CO	3.5	g/kWh	《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)及修改单中第三阶段排放限值
			HC	-		
			NO _x	-		
			HC+NO _x	4.0		
			PM	0.2		
	井场加 热炉烟 气	颗粒物	20	mg/m ³	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值	
		二氧化硫	50			
		氮氧化物	200			
		烟气黑度	1	级		
		非甲烷总烃	120	mg/m ³		《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率二级要求
	1.42(8m 高排气 筒)	kg/h				
井场无 组织废 气	非甲烷总烃	4.0	mg/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求		
废水	采出水、 井下作 业废水	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, 储层空气渗透率(μm ²) ≥2.0	
		悬浮物颗粒直径中 值	≤5.5	μm		
		含油量	≤100	mg/L		
		平均腐蚀率	≤0.076	mm/a		

施工 噪声	$L_{Aeq, T}$	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		《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008)2 类标准
		夜间	50		

2.7 相关规划、技术规范、政策法规及环境功能区划

2.7.1 主体功能区划

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，将新疆国土空间划分为重点开发、限制开发和禁止开发区域。重点开发、限制开发和禁止开发三类主体功能区，是基于不同区域的资源环境承载能力、现有开发强度和未来发展潜力，以是否适宜或如何进行大规模、高强度的工业化城镇化开发为基准划分的。新疆主体功能区划中，重点开发区域和限制开发区域覆盖国土全域，而禁止开发区域镶嵌于重点开发区域或者限制开发区域内。

拟建工程位于拜城县境内，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等，不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的重点开发区和禁止开发区，位于限制开发区。拟建工程主要建设井场和集输管线，报告中已提出相关生态环境减缓措施，项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态环境的影响；项目位于博孜区块内，不属于水资源严重短缺、环境容量很小、生态十分脆弱、地震和地质灾害频发的地区。综上所述，项目未处于主体功能区划中的禁止开发区，与区域主体功能区中限制开发区域发展方向和开发原则相协调，符合主体功能区划。

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，项目区位于新疆阿克苏地区拜城县境内，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油气开采项目	符合
《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021-2025 年)》	塔里木能源资源勘查开发区内重点加强塘古坳陷、柯坪断隆带、库车凹陷、西南坳陷等新区新层系石油、天然气勘查，提供 5—8 个油气远景区，圈定 10—15 处油气区块，支撑塔河、塔中、和田、拜城—库车等大型油气田基地建设	本工程属于塔里木能源资源勘查开发区	符合
《关于〈新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021-2025 年)环境影响报告书〉的审查意见》(环审[2022]124 号)	生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线，应进一步优化矿业权设置和空间布局，依法依规对生态空间实施严格保护。与生态保护红线存在空间重叠的 6 个能源资源基地、24 个国家规划矿区、22 个重点勘查区、32 个重点开采区等，后续设置矿业权时，应进一步优化布局，确保满足生态保护红线管控要求。与大气环境优先保护区(自然保护区、森林公园、世界遗产地等)存在空间重叠的 90 个勘查规划区块、25 个开采规划区块，以及与水环境优先保护区存在空间重叠的 462 个勘查规划区块、153 个开采规划区块和与农用地优先保护区存在空间重叠的 28 个勘查规划区块、8 个开采规划区块等，后续设置矿业权时，应进一步优化布局、强化管控措施，确保满足生态环境分区管控及相关环境保护要求	本工程距离生态保护红线约 15.4km，不在生态保护红线范围内，属于 ZH65292630001 拜城县一般管控单元，不属于大气环境优先保护区(自然保护区、森林公园、世界遗产地等)、水环境优先保护区、农用地优先保护区存在空间重叠区块，项目建设过程中以生态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	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
《关于〈新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021-2025年)环境影响报告书〉的审查意见》(环审[2022]124号)	严格环境准入,保护区域生态功能。按照新疆维吾尔自治区生态环境分区管控方案、生态环境保护规划等新要求,与大气环境优先保护区、水环境优先保护区、农用地优先保护区等存在空间重叠的现有矿业权、勘查规划区块、开采规划区块,应严格执行相应管控要求,控制勘查、开采活动范围和强度,严格执行绿色勘查、开采及矿山环境生态保护修复相关要求,确保生态系统结构和主要功能不受破坏。严格控制涉及生物多样性保护优先区域、国家重点生态功能区、国家重要生态功能区、水源涵养区、水土流失重点防治区等区域矿产资源开发活动,并采取相应保护措施,防止加剧对重点生态功能区的不良影响	本工程属于 ZH65292630001 拜城县一般管控单元,不属于大气环境优先保护区(自然保护区、森林公园、世界遗产地等)、水环境优先保护区、农用地优先保护区存在空间重叠区块,项目建设过程中以生态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;本工程已提出持续改善、防风固沙、生态恢复的要求,项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施	符合
《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度,推动顺北、塔河主体、博孜一大北等区块油气开采取得重要成果,新增油气资源全部留用当地加工转化,加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作,重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县(市)天然气管网,集中在温宿发展天然气化工产业,辐射至阿克苏市、柯坪县	拟建工程属于塔里木油田油气开发项目	符合
《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	拟建工程井场无组织废气排放涉及 VOC _s 排放,报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合

续表 2.7-1

相关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:“9.4.3 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,全面实施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	拟建工程井场无组织废气排放涉及 VOCs 排放,报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合
	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	拟建工程钻井期磺化岩屑转运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置,在各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求,同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值要求(含油率<0.45%)后,用于铺垫井区内的井场或道路;油基泥浆岩屑经不落地收集系统收集后,经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,属于危险废物,由有危废处置资质单位接收处置;井下作业废水采用专用废水回收罐不落地收集后送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理	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
《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博孜天然气厂处理达标后回注地层,井下作业废水采用专用废水回收罐不落地收集,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,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、库车博孜一大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设,促进油气增储上产,实现资源良性接替。	拟建工程为博孜区块油气开采项目,促进油气增储上产	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
《阿克苏地区国土空间规划(2021年-2035年)》	<p>严保永久基本农田保护红线、严守生态保护红线、严控城镇开发边界。</p> <p>严保永久基本农田保护红线：坚决落实最严格的耕地保护制度，严守耕地保护红线，将达到质量要求的优质耕地依法划入永久基本农田，实施特殊保护。已经划定的永久基本农田全面梳理整改，有序推进永久基本农田划定成果核实，确保永久基本农田数量不减少、质量不降低、生态有改善。</p> <p>严守生态保护红线：以资源环境承载力为硬约束，结合“双评价”中生态保护极重要区评价，强调生态涵养，落实生态红线保护要求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间。阿克苏地区生态红线主要分布于天山南脉、塔里木河上游沿岸、托什干河中下游沿岸。</p> <p>严控城镇开发边界：坚持节约优先、保护优先，严控增量、盘活存量，优化结构、提升效率，提高城镇建设用地集约化程度。在综合考虑城镇定位、发展方向和综合承载能力的基础上，科学研判城镇发展需求，优化城镇形态和布局，促进城镇有序、适度、紧凑发展，实现多中心、网络化、组团式、集约型的城乡国土空间格局</p>	<p>拟建工程占地范围内不涉及基本农田，未处于城镇开发边界，距离生态保护红线最近距离 15.4km</p>	符合
	<p>“两群、两带、三片区”的产业空间布局，打造生态产业体系，优化配置产业资源。</p> <p>库(车)-沙(雅)-新(和)-拜(城)产业集群主要发展能源化工、农副产品加工、纺织服装、装备制造、建材冶金、现代物流等产业</p>	<p>拟建工程位于库(车)-沙(雅)-新(和)-拜(城)产业集群，属于油气开发项目，符合区域发展规划要求</p>	符合
《拜城县国土空间总体规划(2021-2035年)》	<p>落实上位规划及上级政府分解下达的耕地保有量及永久农田保护任务，优先划定、应划尽划、应保尽保，坚决防止永久基本农田“非农化”。</p> <p>落实最严格的生态环境保护制度，科学评估，应划尽划，按照国家与自治区三线划定要求有序调整，确保生态功能不降低、面积不减少、性质不改变</p>	<p>拟建工程占地不涉及永久基本农田，距离生态保护红线区约 15.4km</p>	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》	提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜一大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替	拟建工程为天然气开采项目，可保证博孜区块持续稳产，增大整体开发效益	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见	<p>(三) 严格生态环境保护，强化各类污染防治。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。</p> <p>(四) 加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化，油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作</p>	本工程废气主要为井场无组织废气、加热炉烟气，加热炉燃烧清洁能源天然气，采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水、井下作业废水，采出水随采出液一起输送至博孜天然气处理厂处理，井下作业废水采用专用废水回收罐不落地收集后送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，落地油、废防渗材料收集后委托有资质单位接收处置。项目井场采取分区防渗措施，同时提出相关防沙治沙措施	符合

(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	拟建工程油气集输管线采取埋地敷设方式,敷设管线未穿越红线,不在生态保护红线范围内,且拟建工程井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

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
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号)	油气企业应当加强风险防控,按规定编制突发环境事件应急预案,报所在地生态环境主管部门备案	塔里木油田分公司博大采油气管区制定有《塔里木油田公司塔西南勘探开发公司博大采油气管区突发环境事件应急预案》并进行了备案,后续应根据拟建工程生产过程存在的风险事故类型,完善现有的突发环境事件应急预案	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	因矿制宜选择开采工艺和装备,符合清洁生产要求。应贯彻“边开采,边治理,边恢复”的原则,及时治理恢复矿区地质环境,复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后,恢复井场周边及管线临时占地,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博孜区块油气资源赋存状况、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	项目井场永久占地和管线临时占地规模均从土地资源节约方面考虑,尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合
《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水,采出水随油气混合物输送至博孜天然气处理厂处理,处理达标后进行回注;井下作业废水采用专用废水回收罐不落地收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理;落地油和废防渗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,输送至博孜天然气处理厂集中处理;落地油和废防渗材料委托有危废处置资质的单位接收处置;井下作业废水采用专用废水回收罐不落地收集后送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理	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	本评价已提出生态环境影响减缓措施	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	拟建工程未处于保护区和鸟类迁徙通道内,集输管线采用埋地敷设	符合
	在钻井和井下作业过程中,鼓励污油、污水进入生产流程循环利用,未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	拟建工程运营期采出水随采出液一起进入博孜天然气处理厂处理,达标后回注地层;井下作业废水采用专用废水回收罐不落地收集后送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十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号)	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	拟建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

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)	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
	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和废防渗材料,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 and 自治区有关规定;不具备处置、利用条件的,应当送交有资质的单位处置。煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物,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和废防渗材料,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 VOCs 物料的设备与管线组件密封点大于等于 2000 个的,应开展 LDAR 工作。要将 VOCs 收集管道、治理设施和与储罐连接的密封点纳入检测范围。按照相关技术规范要求,开展泄漏检测、修复、质量控制、记录管理等工作。鼓励企业加严泄漏认定标准;对在用泵、备用泵、调节阀、搅拌器、开口管线等密封点加强巡检	塔里木油田分公司博大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 VOCs 的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式,并保持负压运行	拟建工程采用密闭集输工艺	符合
《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)	6.1.1—液态 VOCs 物料应采用密闭管道输送。采用非管道输送方式转移液态 VOCs 物料时,应采用密闭容器、罐车	拟建工程油气采用密闭集输管道输送	符合
	企业中载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料的设备与管线组件的密封点 ≥ 2000 个,应开展泄漏检测与修复工作	拟建工程制定有完善的监测计划,塔里木油田分公司博大采油气管理区已委托第三方单位开展 LDAR 工作,对泵、阀等密封点进行检测。	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
《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号)	<p>一、界定临时用地使用范围 临时用地是指建设项目施工、地质勘查等临时使用,不修建永久性建(构)筑物,使用后可恢复的土地(通过复垦可恢复原地类或者达到可供利用状态)。临时用地具有临时性和可恢复性等特点,与建设项目施工、地质勘查等无关的用地,使用后无法恢复到原地类或者复垦达不到可供利用状态的用地,不得使用临时用地;</p> <p>二、临时用地选址要求和使用期限 建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”,尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地,要严格控制占用耕地。铁路、公路等单独选址建设项目,应科学组织施工,节约集约使用临时用地。制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田,可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。临时用地确需占用永久基本农田的,必须能够恢复原种植条件,并符合《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》(自然资规[2019]1号)中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。</p> <p>四、落实临时用地恢复责任 临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地,不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦,因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的,经批准可以适当延长复垦期限。严格落实临时用地恢复责任,临时用地期满后应当拆除临时建(构)筑物,使用耕地的应当复垦为耕地,确保耕地面积不减少、质量不降低;使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地;使用未利用地的,对于符合条件的鼓励复垦为耕地。</p>	<p>拟建工程施工工期结束后,临时占地可以恢复到原地类;拟建工程施工时不占用耕地,不属于铁路公路等单独选址建设的项目,拟建工程科学组织施工,节约使用临时占地;拟建工程不占用基本农田;建设单位严格按照批准的用途使用土地,不转让、出租、抵押临时用地,拟建工程施工结束后,严格落实临时用地恢复责任,临时用地期满后拆除临时建(构)筑物</p>	符合
《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)	<p>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》(GI18597-2019)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</p>	<p>塔里木油田分公司博大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</p>	符合
《国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知》(国发[2023]24号)	<p>强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀,定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理;含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井(池)有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区,2024 年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间,及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。</p>	<p>塔里木油田分公司博大采油气管理区已委托第三方单位开展 LDAR 工作,对泵、阀等密封点进行检测;拟建工程采用密闭集输工艺</p>	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
《新疆维吾尔自治区环境保护条例(2018年修正)》	在自治区行政区域内严格控制引进高排放、高污染、高耗能项目，禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目	拟建工程不属于高污染、高耗能项目	符合
	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	拟建工程不涉及水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库，且不属于重化工涉重金属等工业污染项目	符合
	各类开发和建设活动应当符合环境保护规划和生态功能区划的要求，严格遵守生态保护红线的规定	拟建工程符合《新疆生态功能区划》、《生态环境保护“十四五规划”》等要求，不在生态保护红线范围内	符合
《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)	油气田开发建设项目的建设运营单位(即项目业主单位)为油气田勘探开发活动环保责任单位，对其作业区域内生产运营活动负有监督和管理责任。业主单位责任人为该油气田开发区域内环保第一责任人，要切实履行好监督管理的责任。	拟建工程日常环境管理工作纳入塔里木油田分公司博大采油气管理区现有QHSE管理体系对区域内生产运营活动进行监督和管理	符合
	严格落实《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》要求各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，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，推动油气田开发建设绿色高质量发展	拟建项目已提出定期开展环境影响后评价工作相关要求，详见9.1.5章节	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	本项目	符合性	
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准	选址与空间布局	1. 石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	项目符合《塔里木油田“十四五”发展规划》及规划环评要求，项目为现有博孜区块改扩建项目	符合
		2. 在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	项目符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求	符合
		3. 涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目	拟建工程不涉及	符合

入条件 (2024年)》	按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。		
	1. 施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	拟建工程施工期严格控制施工作业面积、缩短施工时间，提出水土保持、防风固沙、生态修复的要求，有效降低生态环境影响	符合
	2. 陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728)要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271)要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。	拟建工程废气主要为加热炉烟气、井场无组织废气，加热炉燃用清洁能源天然气，井场采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水、井下作业废液，采出水随采出液一起输送至博孜天然气处理厂处理，井下作业废液送哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放；拟建工程油气集输采用管输方式，损耗率不高于 0.5%；井场边界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728)要求；拟建工程井场加热炉燃用清洁能源天然气，加热炉烟气中颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、烟气黑度排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值，非甲烷总烃排放满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率(1.42kg/h)二级要求；拟建工程位于博孜区块不属于高含硫天然气开采	符合
3. 油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上；边远井，零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存(CCUS)技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	本项目提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	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	本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	4. 陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐。	本项目钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、钻井液，配备完善的固控设备。运营期采出水随采出液一起进入博孜天然气处理厂处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐不落地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
	5. 涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	本项目采出水随油气混合物输送至博孜天然气处理厂污水处理系统处理，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）标准后回注地层	—
	6. 废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%。	本项目废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地油回收率达到100%；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，经检测达标后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；磺化泥浆钻井岩屑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，经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；运营期产生的落地油及废防渗材料均属于危险废物，桶装收集后依托区域具有危废处置资质的公司接收处置	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	本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》	7. 噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348) 要求。	本项目井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准要求	符合
	8. 对拟退役的废弃井(站)场、管道、道路等工程设施应进行生态修复,生态修复前应对废弃油(气)井、管道进行封堵或设施拆除,确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求。	退役的废弃井场、管道、道路等工程设施应进行生态修复,生态修复前对废弃油(气)井、管道进行封堵或设施拆除,确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求。	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)、《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024 年)》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);2021年7月,阿克苏地区行政公署发布了《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》(阿行署发[2021]81号)、《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明(2023年)》。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”位置关系示意图见附图5,拟建工程与环境管控单元位置关系见附图6。

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15.4km,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5	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博孜天然气处理厂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,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,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	拟建工程施工期管线试压用水循环使用,生活污水排入污水暂存罐后,定期拉运至拜城县污水处理厂处理;营运期采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层,井下作业废水送哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理;油气集输不消耗天然气,用电接自区域电网,能源利用均在区域供电负荷范围内,消耗未超出区域负荷上限;井场永久占地面积较小,管线埋地敷设,敷设完成后回填管沟,对土地资源占用较少,土地资源消耗符合要求;拟建工程开发符合资源利用上线要求	符合
《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。一般管控单元主要落实生态环境保护及其他相关法律、法规要求,推动地区环境质量持续改善	本工程属于拜城县一般管控单元(ZH65292630001),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。本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、声环境、地下水环境、土壤环境影响可接受	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(2024 年本)》中的鼓励类项目;不属于《市场准入负面清单(2022 年版)》(发改体改规[2022]397 号)中禁止准入类项目;不属于“三高”项目	符合
	【A1.2-1】严格执行国家产业、环境准入和去产能政策,防止过剩或落后产能跨地区转移。符合国家煤电产业政策的新建煤电、热电联产项目烟气排放执行超低排放标准。除国家规划项目外,国家和自治区大气污染联防联控区域内不再布局建设煤化工、电解铝、燃煤纯发电机组、金属硅、碳化硅、聚氯乙烯(电石法)、焦炭(含半焦)等行业的新增产能项目,具备风光电清洁供暖建设条件的区域原则上不新批热电联产项目。重点控制区主要大气污染物排放须进行“倍量替代”,执行大气污染物相应标准限值,新增大气污染物排放量须在项目所在区域内实施总量替代,不得接受其他区域主要大气污染物可替代总量指标;一般控制区域内主要大气污染物排放须进行“等量替代”,执行大气污染物相应标准限值。严格执行钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃等行业产能置换实施办法	拟建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	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(2024 年本)》中的淘汰类项目	符合
	【A1.3-2】任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目;对已建成的工业污染项目,当地人民政府应当组织限期搬迁	拟建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规划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

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	【A1.4-2】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	—
	【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。拟建工程实施后采用液密闭输送，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，NO _x 、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	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物输送至博孜天然气处理厂处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐不落地收集，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，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，送大北固废填埋场填埋处置		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、搬迁进入规范化工业园区或关闭退出	拟建工程不属于危险化学品生产项目	—	

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
A3环境 风险 管控	【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	—
	【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《石油化工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工程区的典型污染防治分区”相关要求，对井场进行分区防渗，地下水污染风险得到有效防范	符合
	【A3.2-1】建立重污染天气监测预警体系，建立地州(市)与县(市)之间上下联动、县级以上人民政府生态环境主管部门与气象主管机构等有关部门之间左右联动应急响应体系，实行联防联控	拟建工程不涉及	—
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	拟建工程开发过程中采取节水措施，节约了水资源	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	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	—

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	【A4.1-4】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	—
	【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

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	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	拟建工程位于博孜区块,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,未处于博斯腾湖流域,项目用水量较少,不会对塔里木河基本生态用水产生影响	符合
	加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源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	博孜区块目前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	管控要求	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 15.4km,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博孜天然气处理厂处理达标后回注地层,井下作业废水采用专用废水回收罐不落地收集,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,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

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》	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	拟建工程开发过程中采取节水措施,施工期试压水循环使用,营运期不新增用水,节约了水资源;用电接自区域电网,能源利用均在区域供电负荷范围内,消耗未超出区域负荷上限;井场永久占地面积较小,管线埋地敷设,敷设完成后回填管沟,对土地资源占用较少,土地资源消耗符合要求;拟建工程开发符合资源利用上线要求	符合
	环境管控单元	阿克苏地区共划分 99 个环境管控单元,分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类,实施分类管控。一般管控单元主要落实生态环境保护及其它相关法律法规、法规要求,推动地区环境质量持续改善	本工程属于拜城县一般管控单元(ZH65292630001),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。本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、声环境、地下水环境、土壤环境影响可接受	符合

表 2.7-8 拟建项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	1.1 禁止新建、改(扩)建《产业结构调整指导目录(2019年本)(2021年修改)》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单(2022年版)》禁止准入类事项。	拟建项目属于“石油天然气开采”项目,属于《产业结构调整指导目录(2024年本)》(国家发展改革委令2023年第7号)中的鼓励类项目,符合国家当前产业政策要求;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	符合
	1.2 国家重点生态功能区内禁止新建、改扩建产业准入负面清单中禁止类项目。		符合
	1.3 禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	拟建项目执行标准符合国家和自治区环境保护标准	符合
	1.4 禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	拟建项目不属于列入淘汰类目录的高污染工业项目	符合
	1.5 禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	拟建项目不涉及	-

续表 2.7-8 拟建项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性	
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.6 禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	拟建项目占地范围内不涉及在水源涵养区、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	符合
		1.7 禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。	拟建项目不涉及	-
		1.8 禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	拟建项目不涉及	-
		1.9 禁止在地区范围内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	拟建项目不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合
		1.10 坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。	拟建项目不属于高耗能高排放低水平项目	符合
		1.11 引导化工项目进区入园，促进高水平集聚发展。推动化工园区规范化发展，依法依规利用综合标准倒逼园区防范化解安全环境风险，加快园区污染防治等基础设施建设，加强园区污水管网排查整治，提升本质安全和清洁生产水平。引导园区内企业循环生产、产业耦合发展，鼓励化工园区间错位、差异化发展，与冶金、建材、纺织、电子等行业协同布局。鼓励化工园区建设科技创新及科研成果孵化平台、智能化管理系统。严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。	拟建项目不属于化工项目	符合
1.12 严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。坚决遏制“两高”项目盲目发展，石化、现代煤化工项目应纳入国家产业规划。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。	拟建项目不属于化工项目、“两高”项目	符合		

续表 2.7-8 拟建项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	1.13 推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	拟建项目不涉及	-
	1.14 永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。	拟建项目属于天然气开采项目，项目建设不涉及永久基本农田	符合
	1.15 河湖岸线生态红线保护区实施最严格的保护政策，严禁一切与保护无关的开发活动，滨岸带缓冲区以维系地表径流污染拦截功能为重点，严格岸线用途管制，严控畜禽养殖业。严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染、尾矿库等项目环境风险。制定河湖岸线开发利用负面清单，禁止不符合水体功能定位的涉水开发活动。强化河湖岸线建设项目管理，严禁以各种名义侵占河道、围垦湖泊。	拟建项目距离生态保护红线区约 15.4km，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	符合
	1.16 原则上禁止曾用于生产、使用、贮存、回收、处置有毒有害物质的工矿用地复垦为种植食用农产品的耕地。	拟建项目不涉及	-
	1.17 对自然保护区、森林公园、湿地公园、沙漠公园、饮用水源地等特殊类土壤应严格保护，严格执行保护区管理规定，禁止各类开发建设活动污染保护区土壤。	拟建项目不涉及	-
	1.18 严禁在天然水体进行网箱养殖和将规模化畜禽养殖场产生的污水和粪便排入河道。加强对畜禽养殖及屠宰企业污染物排放的监管，在水源地保护区内不允许进行畜禽养殖。	拟建项目不涉及	-
	1.19 严禁以风雨廊桥等名义在河湖管理范围内开发建设房屋；严禁城市建设和发展占用河道滩地；严禁在河湖管理范围内建设光伏电站、风力发电等项目；严禁以各种名义在河湖管理范围内新开发耕地；严禁在有生活、生产功能河湖管理范围内钻探、开发石油天然气等具有水源污染风险的项目；严禁在河湖管理范围内未批建设生产围堤和开发耕地；严禁在河湖保护范围内建设规模畜牧养殖或有水源污染风险的项目。	拟建项目不涉及在有生活、生产功能河湖管理范围内钻探、开发石油天然气	符合

续表 2.7-8 拟建项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性	
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.20 在地区范围内严格控制引进高排放、高污染、高耗能项目。严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水、高污染行业发展。	拟建项目不属于高排放、高污染、高耗能项目	符合
		1.21 限制新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2019 年本）（2021 年修改）》中限制类项目。国家重点生态功能区内限制新建、改（扩）建产业准入负面清单中限制类项目。	拟建项目属于“石油天然气开采”项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年 第 7 号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求	符合
		1.22 建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	拟建项目属于天然气开采项目，项目建设不涉及永久基本农田	符合
		1.23 以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控，未依法完成土壤污染状况调查或风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。	拟建项目不涉及	-
		1.24 严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的，应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	拟建项目不涉及占用湿地	符合
		1.25 严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。	拟建项目所在地不涉及自然保护地	--
		1.26 任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。	拟建项目不属于重化工、涉重金属等工业污染项目	符合

续表 2.7-8 拟建项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	1.27 加大落后产能和不达标工业炉窑淘汰力度。分行业清理《产业结构调整指导目录》淘汰类工业炉窑。对热效率低下、敞开未封闭,装备简易落后、自动化程度低,无组织排放突出,以及无治理设施或治理设施工艺落后等严重污染环境的工业炉窑,依法责令停业关闭。	拟建项目属于“石油天然气开采”项目,属于《产业结构调整指导目录(2024 年本)》(国家发展改革委令 2023 年 第 7 号)中的鼓励类项目,符合国家当前产业政策要求,不涉及工业炉窑	符合
	1.28 对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔。	拟建项目不属于严重污染水环境的生产项目	符合
	1.29 城市建成区、重点流域内已建成投产化工企业和危险化学品生产企业应加快退城入园,搬入化工园区前企业不应实施改扩建工程扩大生产规模。	拟建项目不涉及	-
	1.30 各类开发和建设活动应当符合环境保护规划和生态功能区划的要求,严格遵守生态保护红线的规定。	拟建项目距离生态保护红线区约 15.4km,敷设管线未穿越红线,不在生态保护红线范围内	符合
	1.31 一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、城乡总体规划、土地利用规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求,符合区域或产业规划环评要求。	拟建项目与区域主体功能区划目标相协调,符合塔里木油田十四五规划及规划环评	符合
	1.32 危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立,规划环评通过审查,规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区,并符合国土空间规划、产业发展规划和生态红线管控要求。	拟建项目不属于危险化学品生产企业和化工项目	符合
	1.33 新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。各级生态环境部门和行政审批部门要严格把关,对于不符合相关法律法规的,依法不予审批。	拟建项目不属于石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目	符合

续表 2.7-8 拟建项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	2.1 新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求，应遵循重点重金属污染物排放“等量替代”原则。	拟建项目属于天然气开采项目，不属于重点行业建设项目	符合
	2.2 积极遏制臭氧浓度增长趋势，推进挥发性有机物和氮氧化物协同减排。以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。	拟建项目实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOC _s 排放对大气环境的影响	符合
	2.3 促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究，减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	拟建项目不涉及相关内容	—
	2.4 以能源、工业、交通、建筑等领域和钢铁、建材、有色、化工、电力、煤炭等行业为重点，积极开展碳达峰行动。强化减污降碳协同管控和环境准入。探索实施二氧化碳排放强度和总量双控，推动重点行业企业开展碳排放强度对标活动。	拟建项目不涉及相关内容	—
	2.5 完成自治区下达的“十四五”重点工程污染物减排指标，制定年度减排计划。	拟建项目总量指标由塔里木油田分公司减排量中平衡解决	符合
	2.6 推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	拟建项目不属于能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域	符合

续表 2.7-8 拟建项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	2.7 实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。持续推进钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰、耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	拟建项目不涉及	-
	2.8 新、改、扩建加热炉、热处理炉、干燥炉、融化炉，采用清洁低碳能源，不得使用煤炭等高污染燃料，全面淘汰间歇式固定煤气发生炉。	拟建项目不涉及	-
	2.9 深入实施清洁柴油车（机）行动，基本淘汰国三及以下排放标准机动车，加快淘汰报废老旧柴油公务用车，全面实施国六排放标准。积极推广新能源汽车，提高城市公交领域新能源车辆占比。因地制宜持续提升新增及更新公务用车新能源汽车配备比例。大力推广“公转铁”运输组织模式，力争长距离公路货物运输量占比逐年递减，铁路发送量占比持续增加。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，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度。持续强化货运车辆燃油消耗量限值标准管理。积极推广新能源汽车，加快充电桩建设，建设高速公路沿线、物流集散地充电桩，鼓励开展充电桩进小区相关工作。	拟建项目不涉及	-

续表 2.7-8 拟建项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	2.10 提升城市精细化管理水平，强化施工、道路、堆场、裸露地面等扬尘管控，加强城市保洁和清扫。加大餐饮油烟污染、恶臭异味治理力度。强化秸秆综合利用和禁烧管控。	拟建项目不涉及	-
	2.11 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，强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	拟建项目采取节水措施，管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘；运营期无用水工序	符合
	2.12 全面落实河（湖）长制，实施水陆统筹的水污染减排机制，严格执行污染物排放总量控制，整体推进水功能区水质稳中向好。巩固提升城市黑臭水体治理成效，推动实现长治久清。	拟建项目不涉及	-
	2.13 推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。	拟建项目采取节水措施，管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘；运营期无用水工序	符合

续表 2.7-8 拟建项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性	
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.14 强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。	拟建项目采出水经集输管线最终输送至博孜天然气处理厂处理达标后回注地层，井下作业废液采用专用废水回收罐不落地收集，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，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
		2.15 严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	塔里木油田已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作	符合
		2.16 加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	拟建项目不涉及	-
		2.17 因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	拟建项目不涉及	-
		2.18 聚焦秋冬季细颗粒物污染，加大产业结构调整 and 污染治理力度，强化联防联控联治。进一步深化工业污染源深度治理，钢铁、有色金属、化工等行业执行重污染天气应急减排措施。持续开展防风固沙生态修复工程，加强沙尘天气颗粒物防控。建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，实施重污染天气重点行业绩效分级和应急减排差异化控制。	拟建项目不涉及相关内容	---

续表 2.7-8 拟建项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	2.19 建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查, 实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理, 严控自然保护地内各类开发建设活动。	拟建项目不涉及相关内容	--
	2.20 实施塔里木河重要源流区(阿克苏河流域)山水林田湖草沙一体化保护和修复工程。推行草原森林河流湖泊休养生息, 对生态严重退化地区实行封禁保护。巩固提升退耕还林还草成果, 推进草原禁牧和草畜平衡制度落实。健全耕地休耕轮作制度, 推进荒漠化和水土流失综合治理。根据区域水资源条件科学开展国土绿化行动, 全面保护修复天然林, 深入实施以农田防护林为主的防护林体系修复建设工程。加强湿地保护和修复, 推进重点湿地综合治理, 强化湿地用途管制和利用监管。	拟建项目不涉及相关内容	--
	2.21 全面提升城镇污水处理能力。所有县级以上城市及重点独立建制镇均应建成污水处理设施, 对现有城镇污水处理设施因地制宜进行提标改造。加强污水处理设施运行管理及配套管网建设, 进一步提高县城、城市污水处理率, 提升污泥处理处置水平。建立污泥生产、运输、处置全过程监管体系, 实现污泥稳定化、无害化和资源化处理处置。加强城镇污水处理及再生利用设施建设。	拟建项目不涉及相关内容	--
	2.22 提升生活垃圾处理处置水平。规范化建设生活垃圾卫生填埋场, 发展垃圾生物堆肥、焚烧发电和卫生填埋相组合的综合处置, 减少原生垃圾直接填埋量。推行垃圾分类收集和回收体系, 加强对垃圾填埋场封场后的环境管理。开展餐厨垃圾资源化利用与无害化处理试点以及垃圾分类示范试点。	拟建项目不涉及相关内容	--

续表 2.7-8 拟建项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	2.23 加强矿山地质环境保护与恢复治理力度。建立健全矿山生态环境保护修复监管信息系统，完善矿山地质环境动态监测体系建设。加强对矿山企业依法履行矿山地质环境保护与土地复垦义务的监督管理。	项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态的影响	符合
	3.1 对涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联控机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警、拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。	拟建项目不涉及相关内容	—
	3.2 强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	拟建项目不涉及相关内容	—
	3.3 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。	拟建项目不涉及相关内容	—

续表 2.7-8 拟建项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性	
阿克苏地区总体管控要求	环境 风险 防控	3.4 提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于 2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到 2025 年，完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千吨万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。	拟建项目不涉及相关内容	—
		3.5 有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。	拟建项目不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置，塔里木油田已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作	符合
		3.6 在高敏感性县市配备专职环境应急管理人员，配备必要的物资装备。完善多层次环境应急专家管理体系，建立对口帮扶模式和远程非现场会商调度机制，指导地方提升应急能力、规范应急准备与响应、分类分级开展基层环境应急人员轮训。加强各地应急监测装备配置，定期开展应急监测演练，增强应急实战能力。	拟建项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，详见“5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求”章节	符合

续表 2.7-8 拟建项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	3.7 依法推行农用地分类管理制度, 强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案, 鼓励采取种植结构调整等措施, 确保受污染耕地全部实现安全利用。	拟建项目不涉及受污染耕地	—
	3.8 开展新污染物筛查、评估与环境监测。按照国家部署, 推进重点行业重点化学物质生产使用信息调查和环境危害评估, 识别有毒有害化学物质。以内分泌干扰物、抗生素、全氟化合物等有毒有害化学物质为调查对象, 实施有毒有害化学物质环境调查监测, 持续开展环境风险评估。加强新污染物环境风险管控。健全有毒有害化学物质环境风险管理体系。强化新化学物质环境管理登记, 加强事中事后监管, 督促企业落实环境风险管控措施。严格执行产品质量标准中有毒有害化学物质的含量限值。对使用有毒有害化学物质或在生产过程中排放新污染物的企业, 全面实施强制性清洁生产审核。加强石化化工、涂料、纺织印染、橡胶、农药、医药等行业新污染物环境风险管控。	拟建项目不涉及	—
	3.9 加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估, 实施分类分级风险管控, 协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复, 形成一批生态环境综合整治和风险防控示范工程, 在环境高风险领域建立环境污染强制责任保险制度。推动重要水源地水质在线生物预警系统建设。	拟建项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求, 本次建设内容纳入博大采油气管理区现有应急预案中, 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

续表 2.7-8 拟建项目与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
环境 风险 防控	3.10 强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	拟建项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入博大采油气管理区现有应急预案中，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
	3.11 存在环境风险的建设项目，提出有效的环境风险防范措施及环境风险应急预案编制原则和要求，纳入区域环境风险应急联动机制。	拟建项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入博大采油气管理区现有应急预案中，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
阿克苏地区 总体 管控 要求	4.1 地区用水总量控制在自治区下达的指标范围内。	拟建项目施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水及钻井废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
	4.2 地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	拟建项目施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水及钻井废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
	4.3 土地资源利用上线指标执行批复后的《阿克苏地区国土空间规划（2021-2035年）》。	井场永久占地面积较小，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求	符合
	4.4 到2025年，单位地区生产总值二氧化碳排放较2020年下降12%，单位地区生产总值能耗强度较2020年下降14.5%，非化石能源消费比重增长至18%以上。	拟建项目核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合
	4.5 高污染燃料禁燃区内禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的项目和设施，已建成的应逐步或依法限期改用天然气、电或其他清洁能源。	拟建项目不涉及燃用高污染燃料	—

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

名称	文件要求	拟建项目	符合性	
ZH6529 263000 1 拜城县一般管控单元	空间布局约束	1. 建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	拟建项目不涉及永久基本农田	—
		2. 对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染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。	拟建项目为天然气开采项目，不属于露天矿山	—
		3. 永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新(改、扩)建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求	拟建项目不涉及永久基本农田	—
		4. 严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模	拟建项目不涉及	—
		5. 禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质	拟建项目不涉及	—
		6. 禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物	拟建项目不涉及	—
	污染物排放管控	1. 强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理	拟建项目不属于畜禽养殖项目	—
		2. 严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药	拟建项目不涉及	—
		3. 加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局	拟建项目不涉及	—

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

名称	文件要求	拟建项目	符合性	
ZH6529 263000 1 拜城县一般管控单元	污染物排放管控	4. 对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控	拟建项目采出水经集输管线最终输送至博孜天然气处理厂处理，处理达标后进行回注；井下作业废液采用专用废水回收罐不落地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
		5. 严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程	塔里木油田已开展历史遗留油污泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作	符合
		6. 因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用	拟建项目不涉及	—
	环境风险防控	1. 加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染	塔里木油田已对区域存在的历史遗留污染场地进行治理	符合
		2. 对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施	拟建项目不涉及	—
		3. 依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用	拟建项目不涉及受污染耕地	—

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

名称	文件要求	拟建项目	符合性
ZH6529 263000 1 拜城县一般管控单元	1. 全面推进秸秆综合利用, 鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用, 推动秸秆还田与离田收集	拟建项目不涉及	—
	2. 减少化肥农药使用量, 增加有机肥使用量, 实现化肥农药使用量负增长	拟建项目不涉及	—
	3. 推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术, 完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉, 推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络, 提高农业用水效率, 降低农业用水比重	拟建项目不涉及	—

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

拟建工程开发区域位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内, 位于城市建成区以外, 除位于塔里木河流域水土流失重点治理区以外, 不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等其他环境敏感区; 从现状调查结果看, 项目永久占地和临时占地的土地利用类型为裸土地。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。

拟建工程周边无城市规划区、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，项目与其他建构物的距离要严格满足相关设计技术规范要求。

(2) 井场布置的合理性分析

根据现场调查，拟建井场周边不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、居民区、文物保护单位等；根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》和《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4号)，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

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

2.7.5 环境功能区划

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

2.7.6 生态功能区划

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

表 2.7-10 工程区生态功能区划

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区					
天山山地温性草原、森林生态区	天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区	43. 天山南坡中段前山盆地天然气、煤炭资源开发与水土流失敏感生态功能区	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

由表 2.7-10 可知,拟建工程位于“天山南坡中段前山盆地天然气、煤炭资源开发与水土流失敏感生态功能区”,主要生态服务功能为“天然气资源、煤炭资源、土壤保持、荒漠化控制、旅游”,主要保护目标为“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”,发展方向为“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”。

拟建工程类型属于天然气开采项目,与生态功能区划发展方向相一致。项目占地范围分布少量植被,未见大型野生动物出没。项目以施工期为主,具有临时性、短暂性特点,施工结束后,井场恢复和管沟回填,区域生态采取自然恢复措施,采取完善的防沙治沙及水土保持措施,不会对沙漠化扩大、土壤盐渍化造成影响。综上所述,项目的建设实施与区域生态环境功能不冲突,对区域生态环境影响是可接受的。项目属于天然气开采项目,项目实施后,增加的区域油气资源总产能不会超过规划产能,项目废气达标排放、废水不外排、产生的固废妥善处置,可确保天然气开发与生态环境保护的双赢,与区域发展方向相一致。

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,不设置环境保护目标;拟建工程周边无地表水体,且项目不外排废水,不设置地表水保护目标;将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标;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;根据《环境影响评价

技术导则《土壤环境(试行)》(HJ964-2018),将井场外延 2.0km 范围及管线两侧 200m 范围的土壤作为土壤环境(生态型)保护目标;将塔里木河流域水土流失重点治理区及区域重要物种作为生态保护目标,保护目的为不对区域水土流失产生明显影响;本项目风险评价为简单分析,因此不再设置风险环境保护目标。环境保护目标见表 2.8-1 至 2.8-3。

表 2.8-1 地下水环境保护目标一览表

名称	与项目位置关系		供水人口(人)	井深(m)	备注	功能要求
	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

表 2.8-2 土壤环境保护目标一览表

影响类型	保护目标	保护对象	保护范围	环境功能要求
生态影响型	土壤	采气井场外扩 2km, 集输管线边界两侧向外延 0.2km 范围		不对区域盐碱化程度进一步加深

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	塔里木河流域水土流失重点治理区	井场边界外扩 50m, 管线中心线两侧 300m	占用
	重要物种(苍鹰、鹅喉羚)		本项目占地范围内无重要物种分布, 评价范围内涉及

3 建设项目工程分析

拟建工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内，塔里木油田分公司在博孜区块实施“博孜 19 井集输工程”，主要建设内容包括：①部署 1 口采气井；②新建采气井场 1 座；③新建集输管线 3.89km，新建燃料气管线 3.89km(同沟敷设)④配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。

为便于说明，本次评价对现有博孜区块开发现状进行回顾；将本次建设内容作为拟建工程进行分析；将拟建工程依托的博孜天然气处理厂、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	博孜区块开发现状、博孜区块“三同时”执行情况、环境影响回顾评价、现有区块污染物排放量、存在环保问题及整改措施
2	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
3	依托工程	介绍博孜天然气处理厂、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 现有博孜区块开发现状

(1) 井场、油气处理工程建设情况

博孜区块位于新疆阿克苏地区拜城县境内，博孜区块共投产 16 口井，目前无退役井，1 座处理厂为博孜天然气处理厂，2 座集气站为博孜 1 集气站、博孜 3 集气站以及气田内部道路及管线集输等工程。博孜区块动用干气地质储量 $751.99 \times 10^8 \text{m}^3$ ，凝析油地质储量 $442.03 \times 10^4 \text{t}$ ，建成天然气产能规模 $17.66 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，平均单井日产气 $26.75 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

(2) 公用工程建设情况

①给排水

生产过程中不涉及用水，废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入博孜天然气处理厂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，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。

②供电

博孜区块建有完善的电力系统，区域内 35kV 配电网较为成熟，区块生产用电依托已建电力系统，可以满足本项目供电需求。

③供热

博孜区块内井场根据生产需要设置有电磁加热器撬，博孜天然气处理厂设置有导热油炉为生产过程提供热量，燃料为处理厂经过脱水脱硫脱烃后的天然气。基地设置有供暖锅炉用于冬季供暖。

(3) 辅助工程建设情况

①集输管线及运输情况

博孜区块的采出液通过博孜 1 集气干线输送至博孜天然气处理厂进行集中处理。

②内部道路建设情况

目前博孜区块内部建设有主干路、支干路和通井道路，其中主干路按三级公路标准，支干路按四级公路标准，沥青混凝土路面；通井道路全部为砂石路面。

3.1.2 博孜区块“三同时”执行情况

目前博孜区块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 博孜区块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	博孜 1 井试采地面工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2014]829号	2013年7月	2019年11月完成自主验收		
2	况	克拉苏气田博孜	原新疆维吾	新环函	2018年8	2022年7月完成自主验收		

		区初步开发项目	尔自治区环 境保护厅	[2018]1085 号	月	
3		博孜 1 区块 2021 年产能建设项目 (一期)	新疆维吾尔 自治区生态 环境厅	阿地环审 [2022]6 号	2022 年 1 月	2023 年 9 月完成自主验收
4		博孜 3 区块 2021 年产能建设项目 (一期-博孜 17 井等 9 口井地面 及采气管线工 程)	阿克苏地区 生态环境局	阿地环审 [2022]8 号	2022 年 1 月	2023 年 9 月完成自主验收
5		克拉苏气田博孜 9 区块开发方案	新疆维吾尔 自治区生态 环境厅	新环审 [2024]50 号	2024 年 3 月	正在建设中
6	环境 风险 应急 预案	塔里木油田公司 塔西南勘探开发 公司博大采油气 管理区突发环境 事件应急预案	2023 年 9 月对《塔里木油田公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理 区突发环境事件应急预案》进行了修编并备案, 备案编号为 652926-2023-045-L			
7	排污 许可 执行 情况	博大采油气管理 区污染源排污许 可登记	于 2021 年 2 月 7 日申领排污许可证(并于 2023 年 7 月 21 日变更完成), 博大采油气管理区大北采气作业区完成了排污登记, 登记编号 9165280071554911XG101Z			
8	环境 影响 后评 价开 展情 况	博大油气开发部 气田环境影响后 评价	编制完成《博大油气开发部气田环境影响后评价报告书》并于 2021 年 4 月 6 日完成新疆维吾尔自治区生态环境厅备案工作(新环环评函 [2021]304 号)			

3.1.3 博孜区块环境影响回顾性评价

根据现场踏勘情况及调查结果,对博孜区块分别从生态影响、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

区块建设对生态环境的主要影响为土地的永久、临时征用以及原有植被的破坏。区域植被较稀疏,均属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木,覆盖度约为 15~20%,由于区域气候较为干旱,自然恢复过程缓慢,调查期间植被尚未恢复;从土地利用类型来看,以裸岩及戈壁为主。总体来说,项目区依旧是荒漠

景观，人类干扰加强，多样性增加。博孜区块的开发基本保持原有的荒漠生态系统，部分地区受人类活动的影响。调查期间井场及周边植被恢复情况见图 3.1-1。

图 3.1-1 井场及管线周边植被恢复情况图

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

根据油气田开发建设的特点分析，博孜区块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。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，土壤表层结构将受到影响。

此外，营运期过程中，来自井场、集气站、处理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。加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成凝析油进入土壤，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，降低对土壤环境量的影响程度。

以大博孜块历年的环评中土壤监测数据及本次评价土壤环境质量现状监测数据为依据，区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并

未因博孜区块的开发建设而增加。

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；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，采出水经博孜天然气处理厂污水处理系统处理，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/T5329-2022)标准要求后，根据井场注水需要回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘钻试修环保站处理；油气开采过程中产生的落地油，根据油田公司作业要求，必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。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。故在正常生产情况下，试气、洗井、采气、油气处理和集输等未对地下水环境产生不利影响。在实施油气开发的过程中区域基本落实了环评中提出的水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

3.1.3.4 大气环境影响回顾

根据现场调查，博孜区块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、地面工程等无组织排放废气。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，气田开发采用密闭集输流程，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) 对各井、站场的设备、管线、阀门等定期进行检查、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) 生产运行期加热炉、导热油炉采用清洁能源天然气为原料。

(4) 站场内设置可燃气体探测器，随时发现天然气泄漏并及时处理。

根据后评价及验收开展期间进行的污染源监测数据，各井、站场加热炉烟气满足《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浓度限值要求，无组织排放非甲烷总烃满足《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、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。

表 3.1-2 博孜区块井场、站场废气污染物达标情况一览表

项目	工程	污染源	污染物	排放浓度	主要处理措施	标准	达标情况
废气	BZ101-2 井场	井场无组织废气	非甲烷总烃	1.22~1.99mg/m ³	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	达标
		加热炉烟气	颗粒物	1.2~2.1mg/m ³	燃用清洁能源天然气	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值	达标
			二氧化硫	未检出			达标
			氮氧化物	33~37mg/m ³			达标
	林格曼黑度		<1 级	达标			
	博孜 1 集气站	站场无组织废气	非甲烷总烃	1.25~2.05mg/m ³	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	达标
		加热炉烟气	颗粒物	1.1~2.4mg/m ³	燃用清洁能源天然气	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值	达标
			二氧化硫	未检出			达标
氮氧化物			72~79mg/m ³	达标			
林格曼黑度	<1 级		达标				

本次回顾引用阿克苏地区例行监测点 2020 年~2022 年监测数据以及区域历史报告中开展的监测进行说明，博孜区块废气污染物中涉及的因子主要为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃，本次基本 6 项因子仅分析 PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂ 四项因子。

表 3.1-3 区域 2020 年~2022 年环境空气质量变化情况一览表

地区	污染物	年评价指标	2020 年现状浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	2021 年现状浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	2022 年现状浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	达标情况
阿克苏地区	PM ₁₀	年平均值	95	87	94	70	超标
	PM _{2.5}	年平均值	39	35	41	35	超标
	SO ₂	年平均值	7	6	6	60	达标
	NO ₂	年平均值	28	29	24	40	达标

从表中可以看出，区域 PM₁₀、PM_{2.5} 年平均值均处于超标状态，主要原因是因为气候干旱、风沙大导致；SO₂、NO₂ 年平均值均处于一个逐步降低的过程，说明油气田开发过程中加热炉的使用未导致区域二氧化硫、氮氧化物产生较大影响。

由于非甲烷总烃不属于基本 6 项因子，所在区域非甲烷总烃监测结果主要来源于区域历史环境影响评价报告中所开展的监测，由于各监测点位的差异，无法进行有效的对比，主要以区域的检测结果进行说明，根据统计的结果，整个区域非甲烷总烃小时值均未超过标准要求，监测值均在小范围波动，未因为气田开发导致非甲烷总烃监测值大幅度变化。说明项目的建设和运行对区域环境空气质量影响不大。

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、钻井泥浆废弃物、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；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；含油废物采用钢制桶装收集后暂存在危废暂存间内，由库车畅源生态环保科技有限责任公司定期清运并进行处置；生活垃圾集中收集后，拉运至大北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 18597-2023)和《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中的相关要求，开发建设过程中所产生的各种固体废物得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。

3.1.3.6 声环境影响回顾

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。开发期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

博孜区块内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、集气站的各类机泵。根据验收期间博孜区块同类型井场、集气站的监测数据可知(监测至今井、站场生产设施未发生较大变化)，博孜区块井场、集气站等厂界噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准值。因此区块开发对周围声环境的影响可接受，在采取有效声污染防治措施后未导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

表 3.1-4 博孜区块井场、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
BZ101-2 井场四周	昼间	43~48	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	41~45			达标
博孜 1 集气站	昼间	46~52	基础减振		达标
	夜间	44~49			达标

3.1.3.7 环境风险回顾

博孜区块隶属于塔里木油田分公司博大采油气管理区管理，《塔里木油田公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区突发环境事件应急预案》于 2023 年 9 月修编完成应急预案，在阿克苏地区生态环境局拜城县分局进行了备案(备案编号：652926-2023-045-L)，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。综合评价认为博大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

塔里木油田公司博大采油气管理区按照法律法规规定申领排污许可证工作，取得了博大采油气作业区固定污染源排污登记回执(登记编号：9165280071554911XG101Z，2023 年 7 月 21 日变更)；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)，博大采油气管理区建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行。

3.1.4 现有区块污染物排放量

根据博大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，博孜区块现有污染物年排放情况见表 3.1-5。

表 3.1-5 博孜区块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		
博孜区块现有污染物排放量	0.164	0.253	10.091	1.036	0	0

3.1.5 存在环保问题及整改措施

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

现有环境管理体系不完善，缺少温室气体排放及退役期环境管理内容。

整改方案：

后期补充完善温室气体排放及退役期环境管理内容，将其纳入现有环境管理体系中；预计 2024 年年底完成。

3.2 拟建工程

3.2.1 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		博孜 19 井集输工程	
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境内	
建设性质		改扩建	
建设周期		滚动开发	
建设规模		拟建工程建成后，产气量 20 万 m ³ /d，凝析油量 60m ³ /d	
油气开采工艺		利用天然能量衰竭式开发	
工程内容	主体工程	钻前工程	1 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	1 座井场采用水平井结构，采用塔标 II 五开井身结构，总钻尺深度 8145m。一开至二开上段采用膨润土-聚合物体系，二开下段至三开采用 KCL 聚磺体系，四开、五开采用油基钻井液体系
		储层改造工程	推荐采用酸化压裂工艺
		井场工程	新建标准化采气井 1 座
		油气集输工程	新建集输管线 3.89km，燃料气管线 3.89km，全部采用埋地敷设方式，同沟敷设
	公辅工程	供电系统	本工程新建 35kV 架空电力线路由 35kV 博宛线-博孜 9 井支线 016 号杆“T”接一回 35kV 电力线路，线路全长 0.25km。
		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，管线试压废水循环使用，试压结束泼洒抑尘，施工人员生活污水排入生活污水池(采用撬装组合型钢板池)，定期拉运至拜城县污水处理厂处理，酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对博孜区内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，则随油气输至博孜天然气处理厂处置，改造后若再次返排压裂液，则运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

工程内容	环保工程		营运期采出水随采出液一起进入博孜天然气处理厂处理达标后回注地层；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。营运期井场加热采用真空加热炉加热
		道路系统	新建通井道路 2.3km，采用单车道砂石路面，路面宽 4.5m(路基与路面同宽)
		防腐工程	井场及站场内钢质管道采用涂层防腐，非金属管道无需做外壁防腐，钢质转换接头采用外壁涂层防腐
		自控工程	井场设置 1 套 RTU，RTU 通过通讯设备将数据传至博孜天然气处理厂 SCADA 系统。
工程内容	环保工程	废气	<p>施工期：采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行；</p> <p>营运期：加热炉燃用清洁能源天然气，采取密闭集输工艺，定期对井场进行巡检；</p> <p>退役期：采取洒水抑尘的措施；</p>
		废水	<p>施工期：钻井废水全部回收用于配制泥浆，管线试压废水循环使用后用于区域洒水抑尘；施工营地建设 1 座 300m³生活污水池(采用撬装组合型钢板池)，采用“环保防渗膜+混凝土”防渗，产生的生活污水暂时排入生活污水池，定期拉运至拜城县污水处理厂处理；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对博孜区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，则随油气输至博孜天然气处理厂处置，改造后若再次返排压裂液，则运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；</p> <p>营运期：废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进博孜天然气处理厂处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐不落地收集，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；</p> <p>退役期：无废水产生</p>
		噪声	<p>施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间；</p> <p>营运期：选用低噪声设备、基础减振；</p> <p>退役期：合理安排作业时间</p>

	固体废物	<p>施工期：施工期固废主要为施工土方、施工废料、钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、废机油、废防渗材料、废烧碱包装袋和生活垃圾。施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至大北固废填埋场处理；钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆废弃物，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆岩屑经不落地收集系统收集后运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理；废机油采用钢制桶装收集后暂存在井场撬装式危废暂存间内，和废防渗材料、废烧碱包装袋一起由钻井队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，拉运至大北固废填埋场填埋处置；</p> <p>运营期：运营期产生的落地油及废防渗材料均属于危险废物，桶装收集后依托区域具有危废处置资质的公司接收处置；</p> <p>退役期：建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，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</p>
	生态	<p>施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；</p> <p>运营期：管道上方设置标志，定时巡查井场、管道；</p> <p>退役期：洒水降尘，地面设施拆除</p>
	环境风险	管道上方设置标识，定期对管道壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪
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	

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 气田范围

博孜气藏位于库车坳陷克拉苏构造带博孜段，行政隶属于新疆阿克苏地区拜城县境内，地表主要为戈壁、农田，为温带大陆性干旱气候，降雨量少，日照长，冬季寒冷，夏季干热。

3.2.2.2 勘探开发概况

博孜 1 气藏发现井为博孜 1 井，该井于 2012 年 6 月完井常规测试获得高产工业气流。博孜 1 气藏发现后，为进一步落实气藏含气规模，2012 年 10 月～2015 年 4 月部署上钻四口评价井，三口井（博孜 101、博孜 102、博孜 104）在白垩系巴什基奇克组均获工业油气流。2017 年 12 月上交局部探明地质储量干气 399.41 亿方，凝析油 239.79 万吨，2018 年编制完成开发方案。

2019 年以来，加强地震资料处理和断裂精细刻画，重新构建博孜 1 构造模型，中部主体表现为突发构造样式，构造变形稳定，具备整体连片含气的条件，圈闭面积大幅增加。截至 2022 年 10 月，该区滚动评价获得较大突破，在局部探明区外，部署上钻 5 口井，其中博孜 24、博孜 2401 和博孜 10 井在巴什基奇克组获高产工业油气流，博孜 105 井在巴什基奇克组、巴西改组均获高产油气流；博孜 2402 在巴西改组获工业油气流，巴什基奇克组正在测试；在局部探明区内，博孜 106 井巴西改组获工业油气流，加深钻探的开发井 BZ101-2、BZ102-1、BZ102-4 均在巴什基奇克组、巴西改组获高产，多口井的钻探成功进一步夯实了博孜 1 气藏滚动扩边的资源潜力。

3.2.2.3 地层特征

根据邻区已钻井资料，博孜 19 区块自上至下发育第四系西域组，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、巴西改组。根据区域岩性组合特征、岩电特征，克拉苏构造带巴什基奇克组可以分为三个岩性段，受燕山晚期构造运动的影响，自东向西遭受不同程度的剥蚀，井区仅保留第二、第三岩性段，整体缺失第一岩性段。

3.2.2.4 构造特征

克拉苏构造带自西向东可划分为四段：阿瓦特段、博孜段、大北段、克深段，由北向南发育五条一级大断裂，并以此划分博孜-克拉断裂带、克深断裂带、拜城断裂带、拜城南断裂带。拜城断裂带受北部克深断裂和南部的拜城断裂控制，断裂之间发育多条次级逆冲断裂。

博孜 19 号构造位于拜城断裂带博孜段，属于拜城断裂带北部的断背斜构造，其北部上盘为博孜 1 号构造，南部下盘为博孜 28 号构造，西部与博孜 2 号构造相接，该断背斜构造发育东、西两个局部高点，博孜 19 井位于东高点附近。博孜 19 号构造为受两条北倾断裂控制断背斜构造，构造走向与边界断裂走向基本一致，为近东西走向。边界断裂在剖面上表现为上陡下缓的特征，向上消失于古近系膏盐岩层中，向下逐渐变缓延伸至侏罗系煤系地层。博孜 19 号构造西部下盘为博孜 2 号构造，南部下盘为博孜 28 号构造，均以博孜 19 号构造南边界断裂分隔。

3.2.2.5 气藏特征

(1) 天然气性质

项目所在区域天然气平均相对密度为 0.67，天然气甲烷平均含量 83.02%，乙烷平均含量 7.69%，丙烷平均含量 2.32%，氮气 (N₂) 平均含量 3.94%，CO₂ 含量 0.41%，不含 H₂S；干燥系数 (C₁/C₁⁺) 0.877。分析结果表明，气藏天然气甲烷含量高，非烃气体含量低，为优质天然气。

(2) 凝析油性质

项目所在区域 20℃ 时地面凝析油密度 0.7936g/cm³~0.7953g/cm³，平均 0.7948g/cm³；50℃ 时动力粘度 1.0280mPa·s~1.0590mPa·s，平均 1.0440mPa·s；凝固点 4.0℃~6.0℃，平均含蜡 14%，胶质 0.13%，沥青质 0.07%，凝析油析蜡点 23℃，气油比 6628~9130m³/m³。总体上具有密度低、粘度低的特点。

(3) 地层水性质

项目所在区域现有地层采出水化验数据见表 3.2-2。

表 3.2-2 地层水物理性质

系	组	密度 (g/cm ³)	氯根 (mg/L)	总矿化度 (mg/L)	水型
白垩系	巴什基奇克组	1.0355~1.1008	35100~80100	59700~130700	氯化钙

3.2.3 主要技术经济指标

拟建工程主要技术经济指标见表 3.3-3。

表 3.3-3 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	1
2		单井集输管线	km	3.89
3		年产气	10 ⁴ m ³	7300
4		年产油	10 ⁴ t	2.19
5		井场道路	km	2.3
6		钻井总钻尺深度	m	8145
7	能耗指标	年耗电量	10 ⁴ kWh/a	12.86

8		钻井耗水量	m ³ /100m	21.9
9	综合指标	总投资	万元	5000
10		环保投资	万元	300
11		永久占地面积	hm ²	1.195
12		临时占地面积	hm ²	4.502
13		劳动定员	人	不新增
14		工作制度	h	8760

3.3.4 工程组成

3.3.4.1 主体工程

拟建工程主体工程主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场工程和油气集输工程内容。拟建工程共钻井 1 口，全部为新钻井。新井钻尺深度为 8145m。井场采出液最终进入博孜天然气处理厂处理，具体井位相关情况见表 3.3-4。

表 3.3-4 井场相关信息一览表

序号	区块	井名称	井坐标	井类别	井型	井身结构	井深/垂深(m)
1	博孜区块	博孜 19 井	**	气井	直井	塔标 II 五开井身结构	8145

3.3.4.1.1 钻前工程

本项目部署井属于新钻井场，需进行钻前工程建设为后续钻井提供便利条件。钻前工程主要建设内容包括修建进场道路、钻井区域地表植被清理、场地平整、池体修建以及配套的营地建设等，施工周期约 10d。

营地一般建设在井场周边 500m 至 1km 处，主要分布在主干道周边，营地建设主要为地表植被清理、场地平整、撬装房安装、生活污水池开挖等内容，具体建设内容及工程量如表 3.3-5 所示。

表 3.3-5 单座井场钻前工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
1	井场面积	长×宽	m ²	10800	新建, 120m×90m
2	应急池	100m ³	个	1	环保防渗膜+撬装组合钢板池
3	岩屑池	1000m ³	个	1	环保防渗膜+撬装组合钢板池
4	主放喷池	200m ³	个	1	环保防渗膜+混凝土
5	副放喷池	200m ³	个	1	环保防渗膜+混凝土
6	生活污水池	300m ³	个	1	生活污水暂存; “环保防渗膜+撬装组合钢板池” 防渗
7	活动房	—	座	42	人员居住; 撬装装置
8	生活区	长×宽	m ²	1600	新建, 40m×40m
9	井场道路	—	km	2.3	井场道路宽约 4.5m, 用砂石路面结构

钻前工程施工机械主要为装载机、挖掘机、推土机等, 单座井场钻前工程阶段所需设备设施情况见表 3.3-6。

表 3.3-6 井场钻前工程施工所用机械一览表

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

3.3.4.1.2 钻井工程

(1) 井位部署

本次在博孜区块新增钻井 1 口(博孜 19 井), 主体采用塔标 II 五开井深结构, 总进尺长度 8145m, 平均完井周期 335d。钻井期井场平面布置情况见图 3.3-1。

图 3.3-1 钻井期井场平面布置示意图

(2) 井身结构

博孜 19 井设计井深 8145m，采五开井身结构。井身结构详见表 3.3-4。

表 3.3-4 井身结构

开钻次序	井眼尺寸 mm	套管尺寸 mm	井深 m
一开	660.4	508	200
二开	444.5	365.13	2800
三开	333.4	293.45	3487
四开	241.3	206.38	1348
五开	168.3	131	310

图 3.3-2 井身结构示意图

(3) 钻井液体系设计

本工程钻井液体系见表 3.3-5。

表 3.3-5 钻井液体系表

开次	一开	二开	三开	四开	五开
层位	~N ₂ k	~E ₁₋₂ km ²	~E ₁₋₂ km ²	~E ₁₋₂ km ⁵	~K ₁ s
井段, m	0~200	~3000	~6487	~7835	~8145
相对密度	1.08~1.35	1.35~1.90	1.95~2.45	2.0~2.45	1.68~1.90
体系	膨润土-聚合物体系	二开上段为: KC1-聚合物体系; 二开下段至三开为: 、KC1-聚磺体系		油基钻井液体系	
主要成分	膨润土+烧碱+聚合物	二开上段为: 膨润土+烧碱+聚合物+氯化钾+加重剂; 二开下段至三开为: 膨润土+烧碱+磺甲基酚醛树脂+褐煤树脂+防塌剂+氯化钾+润滑剂+加重剂		基础油+有机土+乳化剂+降滤失剂+氯化钙水溶液+防塌剂+生石灰+加重剂。	
钻井液类别	水基非磺化	二开上段为水基非磺化; 二开下段至三开为水基磺化		油基	

(4) 固井方案

本工程主要固井工艺为：

一开固井采用阿 G 级水泥单级固井，常规密度水泥浆，水泥浆返至地面；

二开固井采用阿 G 级水泥常规密度水泥浆，一次性下入，双级固井；

三开固井采用阿 G 级水泥高密度水泥浆，一次性下入，双级固井；

四开固井采用阿 G 级水泥高密度水泥浆，尾管+回接固井；

五开固井采用阿 G 级水泥常规密度水泥浆，尾管固井。

(5) 钻机选型及钻井周期

选用 ZJ80 及以上钻机，预测新井完井周期 335 天，钻井队编制约 60 人。

(6) 主要设备设施

钻井工程主要施工设备为机械钻机、运输车、装载机及配套设施，设备设施情况见表 3.3-8。

表 3.3-8 井场钻井过程所用机械一览表

设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量/单座井场
机械钻机	ZJ80 钻机	—	—	1 套
井架	JJ450/45-X	4500	kN	1 套
底座	DZ450/10.5-X	4500	kN	1 套
绞车	JC70LDB	1470	kW	1 套
天车	TC450	4500	kN	1 套
游车/大钩	YC450/DG450	4500	kN	1 套
水龙头	SL450-5	4500	kN	1 套
转盘	ZP375	5850	kN	1 套
柴油发电机	—	800	kW	4 台
泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	2 台
循环罐	—	60	m ³	7 个
振动筛	—	—	m ³ /h	2 台
除气器	ZCQ220	240	m ³ /h	1 台
泥浆不落地系统	—	—	—	1 套
油基泥浆岩屑铁罐	50m ³	—	—	1 座
钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m ³ /h	1 台
离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m ³ /h	1 台
液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m ³ /h	1 台

环形防喷器	FH35-35	35	MPa	1
单闸板防喷器	FZ35-70	70	MPa	1
双闸板防喷器	2FZ35-70	70	MPa	2
压井管汇	YG78/103-70	70	MPa	1
节流管汇	JG78/103-70	70	MPa	1
采气树	—	—	—	1 套
三相计量分离器	—	—	—	1 套
凝析油储罐	—	50	m ³	4 个
放空管	—	—	—	1 个

(7) 原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等，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 3.3-9。

表 3.3-9 平均单座井场钻井工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
1	水	m ³	1784	—	配制泥浆
2	水泥+硅粉	t	535	硅石提炼硅铁后的排放物，为粉状物料，外观颜色为灰绿色，硅粉成分相对稳定，烧失量小，属纯度较高的硅质物料；水泥的主要原料为石灰或硅酸钙，硬化后能够抵抗淡水或含盐水的侵蚀	用于固井
3	基础材料(膨润土)	t	144	也叫坂土，是一种胶性黏土，具有良好的吸附性、膨胀性以及悬浮性	用于配制泥浆
4	基础材料(Na ₂ CO ₃)	t	4	纯碱，具有高腐蚀性的强碱，一般为白色片状或颗粒，能溶于水生成碱性溶液，也能溶解于甲醇及乙醇	用于调节钻井液 pH 值
5	烧碱/NaOH	t	16	烧碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水，其水溶液呈碱性。为无色晶体，结晶水不稳定，易风化，为强电解质，具有盐的通性和热稳定性	用于调节钻井液 pH 值
6	大分子聚合物/80A51/NM1-4 等	t	21	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性	钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂
7	羧甲基纤维素/CMC-LV 等	t	2	羧甲基纤维素钠，白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明	钻井液增粘和降滤失剂

				粘稠液体，具有较好耐盐性	
8	中分子聚合物 /LP++等	t	10	低黏度乳液聚合物，钻井液稳定剂、增黏和降滤失剂	钻井液降滤失剂
9	小分子聚合物 /双聚铵盐 NP-2 等	t	10	聚丙烯腈复配铵盐	钻井液降滤失剂
10	抗温降滤失剂 /HX-E/ TSH-2 等	t	31	树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善泥饼质量，具有抗盐和抗高温特点	钻井液降滤失剂
11	磺化酚醛树脂 /SMP-2/3	t	104	水溶性树脂，玫瑰红透明色粘稠液体，耐高温降失水，同时有防塌、控制粘度的作用，抗盐性能好	钻井液处理剂
12	磺化褐煤树脂 /SPNH	t	72	酚醛树脂和腐植酸缩合物	钻井液抗高温抗盐降滤失剂
13	加重剂/重晶石粉	t	748	主要成分 BaSO ₄ ，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm ³	钻井液加重剂
14	加重剂/石灰石粉	t	182	主要成分 CaCO ₃ ，可溶于含 CO ₂ 的水，可溶于盐酸等无机酸，以减轻对油层的污染	钻井液加重剂
15	除硫剂	t	4	主要成分碱式碳酸锌，白色细微无定形粉末，无臭、无味	钻井液除硫剂

续表 3.3-9 平均单座井场钻井工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
16	防塌剂(胶体)/SY-A01 等	t	54	黑色胶状物、均匀分散, 无漂浮固状物	钻井液絮凝剂、页岩抑制剂防塌剂
17	防塌剂(粉剂)/FT-1A/KH-N/DYFT-2	t	92	磺化沥青, 粉状, 可吸附在黏土上组织页岩颗粒分散, 吸附在页岩微缝上阻止水渗入, 改善井壁泥饼润滑性, 抗盐性好	钻井液防塌剂
18	润滑剂/PRH-1/TRH-1 等	t	70	仿烃类衍生物复配, 棕褐色液体	钻井液润滑剂
19	氯化钾	t	177	无色立方晶体或白色结晶, 可抑制井壁泥饼页岩水化膨胀或坍塌	提高钻井液黏度和切力, 抑制盐岩井段盐溶, 钻井液防塌剂
20	超细碳酸钙	t	21	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙	钻井液酸中和剂, 调节泥浆 pH 值
21	固体润滑剂/SHR-102 等	t	6	特种树脂, 黑色粉末	钻井液抗盐抗高温降滤失剂
22	随钻堵漏剂/TYSD-1/TP-2 等	t	34	灰白色粉末, 随钻堵漏剂改性植物纤维系该性天然植物高分子复合材料, 具有良好的水溶胀桥接封堵动能, 粘附性强, 不受电解质污染影响, 无毒, 无害	堵漏裂缝性漏失, 钻井液随钻堵漏剂
23	润滑剂	t	14	硫化脂肪酸皂, 亚硝酸钠等, 具有良好的抗磨阻性和降黏附性, 无荧光干扰, 不影响地质录井	改善钻井液润滑性, 钻井液润滑剂

3.3.4.1.3 储层改造工程

(1) 储层改造工艺

根据地质与气藏工程方案推荐方案, 结合储层钻、录、测结果具体情况及库车山前改造工艺优选准则, 本项目井场推荐采用酸化或酸压工艺。

(2) 压裂方案

根据博孜区块改造情况统计, 选用区块成熟改造液体系, 推荐主体采用瓜胶压裂液(造长缝)和非交联压裂液(激活天然裂缝), 根据储层实际压力情况,

考虑压裂液是否加重。结合本区块改造的需求，具体用液组合需根据不同改造工艺优选改造液组合。由于涉及商业机密，本次酸化压裂液未给出具体成分与配比。

(3) 储层改造设备配置

压裂施工设备分为地面动力机械设备和井下工具，具体设备设施情况见表 3.3-10。

表 3.3-10 单座井场储层改造施工所用机械一览表

设备或部件名称	参数	数量	备注
地面动力机械设备			
2000 型主压车	—	1 辆	向井内注入高压的压裂液
供液车	—	1 辆	压裂液
管汇车	—	1 辆	由高压三通、四通、单流阀、控制阀等部件组成
仪表车	—	1 辆	计量仪表
压裂液在线混配车	—	1 辆	在线混配压裂液
井下工具			
喷砂器		2 套	向地层喷砂液，同时形成节流压差
封隔器	—	2 套	分隔井的压裂层段
水力锚		2 套	固定井下管柱

3.3.4.1.4 井场工程

拟建工程新建采气井场 1 座，井口采出液经节流后通过新建集输管线输送至博孜 102-4 集气站处理。井场装置均无人值守，定期巡检。井场主要工程内容见表 3.3-11。

表 3.3-11 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	采气树	—	座	1
	2	配电柜	—	座	1
	3	RTU 柜	—	座	1
	4	真空加热炉	200W	座	1

图 3.3-3 井场运营期平面布置示意图

3.3.4.1.5 油气集输工程

拟建工程建设单井集输管线 1 条，燃料气管线一条，同沟敷设，长度为 3.89km，项目采出液经集输管线密闭输至博孜 102-4 集气站处理，最终输至博孜天然气处理厂处理。具体管线部署情况见表 3.3-12。

表 3.3-12 集输管线部署一览表

序号	管道名称	起点	终点	长度(km)	管径和材质	集输方式
1	集输管线	博孜 19 井	博孜 102-4 集气站	3.89	不锈钢无缝钢管 DN80	油气混输
2	燃料气管线	博孜 102-4 集气站	博孜 19 井	3.89	20#钢 DN50	天然气

3.3.4.2 公辅工程

(1) 供电系统

本工程新建 35kV 架空电力线路由 35kV 博宛线-博孜 9 井支线 016 号杆“T”接一回 35kV 电力线路，线路全长 0.25km。

(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，1 座井场生产用水量共计约 1784m³，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，单座井场施工天数 335d，按生活用水量 100L/d·人计，井场钻井期生活用水量总计约 2010m³。

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、酸化压裂废水。生活污水产生量约 1608m³，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，通过吸污车拉运至拜城县污水处理厂处理。钻井废水约为 814.5m³，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 27.35m³，试压结束后用于洒水抑尘。压裂过程酸化压裂废水返排率为 60%左右，酸化压裂废水产生量为 438m³，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酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对博孜区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，则随油气输至博孜天然气处理厂处置，改造后若再次返排压裂液，则运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

营运期采出水随采出液一起进入博孜天然气处理厂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

拟建工程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。

营运期井场采用真空加热炉(200kW)给井场采出液进行加热。

本项目新建井场加热炉年消耗燃料气量为 10.97 万 m³。燃料气低位发热值为 35MJ/m³。其组分见表 3.3-14，井场燃料气用量情况见表 3.3-15。

表 3.3-14 燃料气组分一览表

组分	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆	CO ₂	O ₂	N ₂	硫化氢 (mg/m ³)
含量, mol%	84.51	2.94	1.39	0.93	0.46	0.31	2.11	1.28	6.06	20

表 3.3-15 拟建工程燃料气用量情况一览表

用气单元	小时用气量 (m ³ /h)	折合满负荷 日运行时间(h)	运行天数(d)	年用量(万 m ³ /a)
1 座 200kW 真空加热炉	22.8	16	300	10.97

注：加热炉实际 24h 运行，运行负荷根据采出液温度自动控制，折合满负荷日运行 16h。

(4) 道路工程

拟建工程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 2.3km，采用单车道砂石路面，路面宽 4.5m，路基与路面同宽。

(5) 防腐工程

拟建工程站外管道采用防腐保温层加阴极保护的联合保护法；站内埋地管道、管件采用性能优良的防腐与保温层。

(6) 自控工程

井场机柜间单独设置液控柜和远程终端单元(RTU)一套。RTU 通过通讯设备将数据传至博孜天然气处理厂 SCADA 系统。

(7) 危废暂存间

本项目钻井期井场设置有一座撬装式危废暂存间(10m²)，危废暂存间的设置严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18957-2023)中有关规定进行防渗防腐处理，防渗层为至少 2mm 厚高密度聚乙烯，渗透系数≤10⁻¹⁰cm/s。危

废暂存间内部主要存放钻井期间产生的危险废物，废机油、废防渗材料及废烧碱包装袋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。

3.3.4.3 环保工程

(1) 废气处理工程

施工期间测试放喷废气引至放空火炬点燃，施工扬尘采取洒水抑尘措施，运输车辆定期检修，燃用合格油品。

运营期定期对井场进行巡检。

退役期采取洒水抑尘措施。

(2) 废水处理工程

施工期钻井废水全部回收用于配制泥浆，管线试压废水循环使用后用于区域洒水抑尘，施工期井场施工营地建设 1 座 300m³生活污水池(采用撬装组合型钢板池)，采用“环保防渗膜+混凝土”防渗，产生的生活污水暂时排入生活污水池，定期拉运至拜城县污水处理厂处理。酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对博孜区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，则随油气输至博孜天然气处理厂处置，改造后若再次返排压裂液，则运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

运营期采出水随采出液一起进入博孜天然气处理厂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，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。

(3) 噪声防治工程

施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间；

运营期：选用低噪声设备、基础减振。

(4) 固体废物收集及处理处置工程

施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；生活垃圾定期清运至大北固废填埋场填埋处置；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，经检测达标后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫。废弃磺化泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进

行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相转运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置，经检测达标后用于油气田内部道路铺设、井场铺垫。施工废料拉运至大北固废填埋场填埋进行处置；废机油、废防渗材料及废烧碱包装袋收集后暂存在井场危废暂存间内，由钻井队委托有危废处置资质单位接收处置；油基泥浆岩屑经不落地收集系统收集后运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理。

运营期：运营期产生的落地油及废防渗材料均属于危险废物，桶装收集后依托区域具有危废处置资质的公司接收处置；

退役期：建筑垃圾送大北固废填埋场填埋处置；废弃管线维持现状，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) 生态影响减缓措施

施工期：严格控制施工作业带宽度；分层开挖，分层回填；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘。

运营期：定时巡查井场。

退役期：拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，恢复原有地貌。

(6) 环境风险措施

施工期：井场设置放喷池、岩屑池及火炬。

运营期：管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪。

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、储层改造工程、地面井场建设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的砂石料厂，采用自卸卡车运至施工现场，摊铺机摊铺，采用推土机压实，平地机整平，再用压路机碾压，确保底基层成活后顶面高程和压实度符合设计要求。

拟建工程油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2.3km，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，先对井场进行初步平整，清理地表植被，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池暂存，定期通过吸污车拉运至拜城县污水处理厂处理。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，定期送至大北固废填埋场填埋处置。

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，本次钻井目的层为白垩系巴西改组。目的层设计使用旋转导向工具钻进，若目的层漏失，则根据堵漏剂粒径评估是否改用单扶稳斜钻具组合钻进。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。钻

井用泥浆在泥浆罐内配制，在钻井过程中根据地层对泥浆性能的要求不同在循环泥浆中添加不同量原料，配制泥浆用原料暂存于井场泥浆罐区旁材料区内，配制时由人工破袋加入泥浆罐中。项目钻井过程中需使用水基泥浆、磺化泥浆和油基泥浆，泥浆切换过程中无需对泥浆罐清洗。

钻井至设计井深中段开始进行录井以记录钻井过程中的所有地质参数，录井主要包括钻时录井、气测录井、钻井液录井、岩屑录井、岩心录井和压力录井，其中岩屑录井是获取井下地层岩石样品的重要手段。录井时，要随钻井进尺每隔 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，钻遇非含油气砂岩层时多是白色、灰白色砂岩岩屑。

钻井工程使用放射源用于测井，提供服务的主要为博孜区块服务的乙方单位，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，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为钻井废水及生活污水，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用；生活污水暂存在生活污水池，定期拉运至拜城县污水处理厂处理。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《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(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，固相转运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值要求(含油率 $<0.45\%$)后，用于铺垫油区内的井场或道路，不得用于填充自然坑洼；油基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；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，拉运至大北固废填埋场填埋处置。

3.3.5.1.3 储层改造工程

储层改造工程主要包括酸化压裂以及后续的测试放喷等。

(1) 酸化压裂

博孜区块区域酸化压裂作业时，使用的胶凝酸由施工单位配置完成，压裂液、滑溜水由施工单位在现场自行配制。胶凝酸以及压裂液和滑溜水配置所需的原料通过车辆运输至井场，通过压裂液在线混配车将酸液、压裂液、滑溜水按一定比例混合后，通过管汇车输送至压裂车进行加压，向地层注入高于地层破裂压力的酸化压裂液，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝。停泵后，酸化压裂废水自喷返排至地面专用废液收集罐中，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

(2) 测试放喷

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

测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，

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

储层改造工程主要废气为酸化压裂废气、放喷天然气燃烧产生的废气及施工机械尾气。废水主要为生活污水及酸化压裂废水,生活污水暂存在生活污水池,定期拉运至拜城县污水处理厂处理。酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中,作为二次改造液对博孜区块内老井储层进行二次改造,改造后见油气显示,则随油气输至博孜天然气处理厂处置,改造后若再次返排压裂液,则运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。噪声为压裂车噪声及测试放喷高压气流噪声,通过定期检修施工设备、合理布置作业任务,避免局部噪声过高。固体废物为生活垃圾,定期送至大北固废填埋场。

图 3.3-4 钻前工程、钻井工程及储层改造工程工艺流程及污染物产生环节示意图

3.3.5.1.4 地面井场建设

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，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大北固废填埋场处置。

3.3.5.1.5 油气集输工程

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 3.3-5。

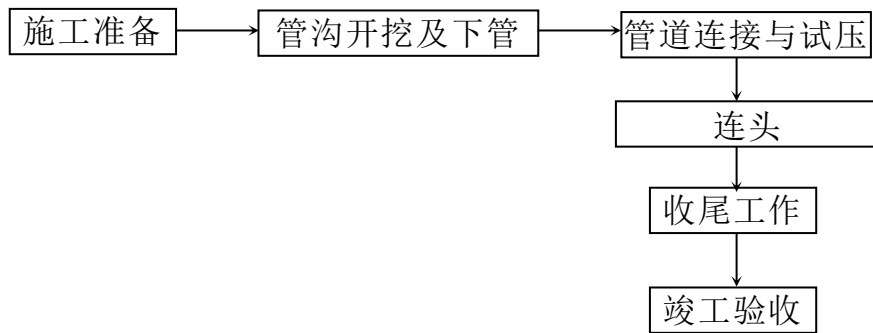


图3.3-5 施工方案工艺流程图

(1) 施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。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：距离地下现有天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽 0.8m，沟深 1.6m，管沟边坡比为 1:1，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电(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。新建管道穿越砂石路采用大开挖的穿越方式。

图 3.3-6 一般地段管道施工方式断面示意图

图 3.3-7 管道交叉施工作业示意图

(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；生活垃圾送大北固废填埋场填埋处置，焊接及吹扫废渣收集后运至大北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、集输及井下作业。

(1) 油气开采

根据博孜区块目前生产情况、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

运营期井场采出液通过井口经两级节流后通过真空加热炉加热后，经新建集输管道输送至博孜 102-4 集气站，最终送至博孜天然气处理厂处理。

(3) 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加热炉烟气 (G_1) 和井场无组织废气 (G_2)，加热炉燃烧清洁能源天然气，通过 1 根 8m 高烟囱排放，井场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) 和井下作业废水 (W_2)，其中采出水随采出液一起进入处理厂处理达标后回注地层，井下作业废水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)、真空加热炉 (N_2) 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、法兰等设施凝析油渗漏及井下作业凝析油溅溢产生的落地油 (S_1)、废防渗材料 (S_2)，均属于危险废物，落地油、废防渗材料收集后有危废资质单位接收处置。

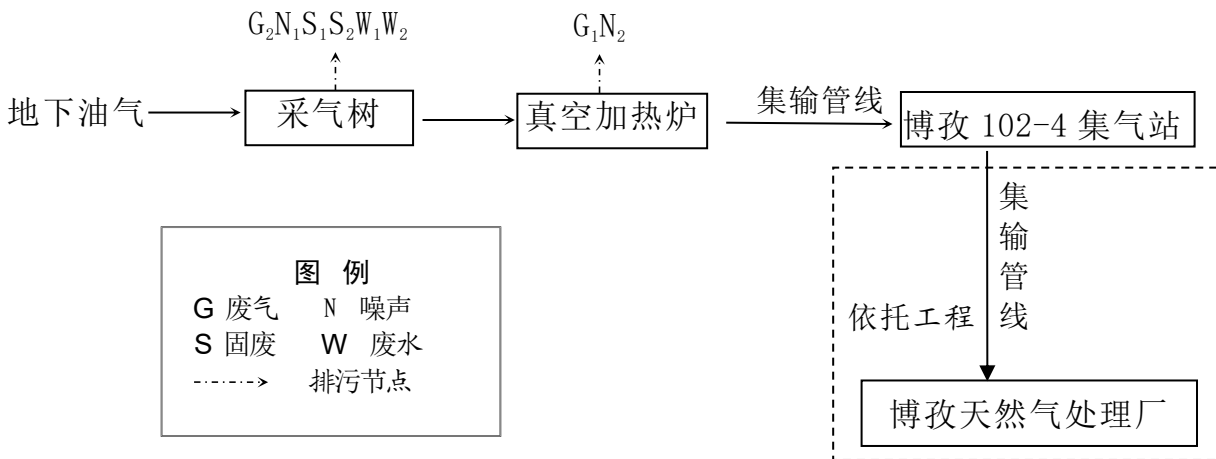


图 3.3-8 油气开采及集输工艺流程图

表 3.3-13 拟建工程运营期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	G_1	加热炉烟气	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度、非甲烷总烃	连续	采用清洁能源天然气+1根 8m 高烟囱排放
	G_2	井场无组织废气	非甲烷总烃	连续	采用密闭集输工艺
废水	W_1	采出水	石油类、SS	连续	输送至博孜天然气处理厂处理达到《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

续表 3.3-13 拟建工程运营期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废水	W ₂	井下作业废水	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理
噪声	N ₁	采气树	L _{Aeq, T}	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N ₂	真空加热炉	L _{Aeq, T}		
固废	S ₁	落地油	含油废物	间歇	依托有危险废物处置资质单位接收处置
	S ₂	废防渗材料			

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。

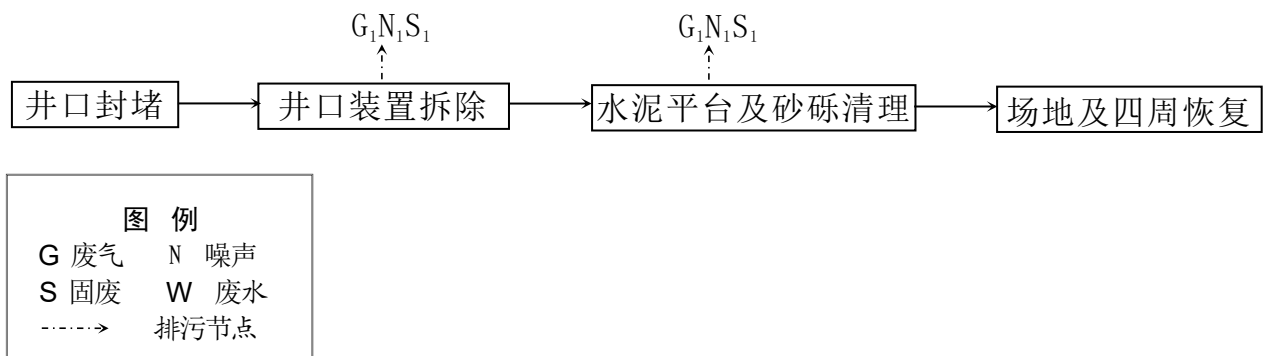


图3.3-9 退役期工艺流程图

退役期废气污染源主要为施工扬尘(G_1)，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声(N_1)，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(S_1)等，建筑垃圾收集后送大北固废填埋场填埋处置。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

拟建工程施工内容主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场工程和油气集输工程等，施工过程中占用土地，对地表植被及土壤环境造成一定的扰动。同时施工期间将产生废气、废水、噪声、固废等，对区域大气环境、声环境、地下水环境等产生一定的影响。

3.3.6.1 生态影响因素

施工过程中生态影响主要包括占用土地、对植被的破坏、对土壤的扰动等。

井场占地主要包括永久占地和临时占地，永久占地主要为井场和道路永久占地，将不可避免改变区域用地性质；临时占地主要包括管线临时占地、生活区临时占地，随着管线和井场施工的结束，临时占地可恢复原有使用功能。本项目要求管沟开挖时采取严格控制作业带宽度的措施。

井场、管线、道路施工过程中，不可避免的对地表植被造成破坏，造成土壤扰动，容易导致水土流失。本项目要求施工作业时避开植被茂密区，开挖过程中应分层开挖，单侧分层堆放，施工结束后，分层循序回填压实。

3.3.6.2 废气

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

①测试放喷废气

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储层改造废气

储层改造过程压裂液为外购已配置好的压裂液，废气主要来源于压裂液现场暂存过程、压裂液注入过程以及酸化压裂废水暂存过程中产生的废气，主要成分为 HCl 等，采取压裂液和酸化压裂废水密闭罐存放措施，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，其污染物主要有颗粒物、SO₂、NO₂、C_mH_n等；金属材料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。燃油机械设备废气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)及修改单中排放限值要求；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。

3.3.6.3 废水

①钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有悬浮物、COD等，根据类比目前博孜区块钻井实际情况，井场产生的钻井废水约为0.1m³/m，本工程新钻1口单井，钻井总进尺为8145m，产生的钻井废水约为814.5m³。

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1口，单井钻井施工天数为335d，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2010m³，生活污水产生量按用水量的80%计算则总产生量为1608m³。生活污水中主要污染物为COD、BOD₅、NH₃-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、BOD₅为200mg/L、NH₃-N为25mg/L、SS为220mg/L；各污染物的产生量COD为0.643t、BOD₅为0.322t、NH₃-N为0.040t、SS为0.354t。

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拜城县污水处理厂处理。

③管线试压废水

拟建工程集输管线、燃料气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27.35m³，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酸化压裂废水

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酸化压裂废水中主要含有黄原胶、石油类及其他各种添加剂。根据区域现有井场历史钻井数据，压裂过程酸化压裂废水返排率为60%左右，项目钻井过程中单座井场压裂液量为730m³，则拟建工程井场压裂废水产生量为438m³，酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对博孜区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，则随油气输至博孜天然气处理厂处置，改造后若再次返排压裂液，则运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

3.3.6.4 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如钻机、泥浆泵、振动筛、绞车、离心机、压裂车等噪声，产噪声级在70~110dB(A)之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

3.3.6.5 固体废物

拟建工程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、施工人员生活垃圾等。

①土石方

井场工程区土石方工程量主要来自场地找平、池体开挖、砾石压盖等施工过程。井场工程区土石方开挖量 0.248 万 m³，土石方回填量 0.372 万 m³，借方 0.124 万 m³。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 0.124 万 m³，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 3.84m³，管道工程长 3.89km，合计挖方约 1.49 万 m³，所有挖方后期全部用于管沟回填，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 2.3km，合计填方约 0.414 万 m³，借方 0.414 万 m³，借方从拜城县周边的砂石料厂购买。

综上所述，拟建工程共开挖土方 1.738 万 m³，回填土方 2.276 万 m³，借方 0.538 万 m³，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。新建井场和道路工程区需进行压盖，借方主要来源于拜城县周边砂石料厂，拟建工程不设置取土场。拟建工程土石方平衡见下表 3.3-14。

表 3.3-14

土方挖填方平衡表

单位：万 m³

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	0.248	0.372	0.124	拜城县周边砂石料厂	0	—
道路工程	0.00	0.414	0.414		0	—
管道工程	1.49	1.49	0.00	—	0	—
合计	1.738	2.276	0.538	—	0	—

②钻井泥浆

工程使用膨润土泥浆、水基聚磺体系泥浆及油基泥浆，泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用。工程泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用。

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，m³；

D——不同开次对应的钻头直径，新井取平均值 0.3m；

h——不同开次对应的钻尺深度，总进尺 8145m。

利用上述公式并结合钻井岩屑膨胀系数 2.2，计算出新井钻井期内产生的岩屑量为 1266m³，其中水基泥浆钻井岩屑 466m³，磺化泥浆钻井岩屑 542m³；油基泥浆钻井岩屑量为 258m³。

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《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(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，固相转运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值要求(含油率<0.45%)后，用于铺垫油区内

的井场或道路，不得用于填充自然坑洼。油基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

根据类比调查，焊接及吹扫废渣的产生量约为0.05t/km，拟建工程焊接及吹扫废渣产生量约为0.19t，收集后送至大北固废填埋场填埋处置。

⑤生活垃圾

本工程部署钻井1口，单井钻井施工天数约为335d，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10.05t。在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至大北固废填埋场填埋处置。

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约为0.3t/口，本工程部署钻井1口，废机油量产生量为0.3t，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约为0.1t/口，本工程新部署钻井1口，烧碱废包装袋产生量为0.1t，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约为0.2t/口，本工程新部署钻井1口，废防渗材料产生量为0.2t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

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3.3-15。

表 3.3-15 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 _m H _n	—	—	测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃	—	环境空气
	施工扬尘	粉尘	—	—	洒水抑尘	—	环境空气
	储层改造废气	HCl	—	—	压裂液使用密闭罐存放	—	环境空气
	焊接废气、施工机械及运输车辆尾气	颗粒物、SO ₂ 、NO ₂ 、C _m H _n	—	—	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接作业时使用无毒低尘焊条	—	环境空气
废水	钻井废水	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	—	814.5m ³	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
	试压废水	SS	—	27.35m ³	洒水抑尘	0	不外排
	生活污水	水量	—	1608m ³	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拜城县污水处理厂处理	0	不外排
		COD	400mg/L	0.643t		0	
		BOD ₅	200mg/L	0.322t		0	
		NH ₃ -N	25mg/L	0.040t		0	
		SS	220mg/L	0.354t		0	
酸化压裂废水	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	—	438m ³	酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对博孜区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，则随油气输至博孜天然气处理厂处置，改造后若再次返排压裂液，则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	钻井泥浆	—	—	—	泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用	0	不外排

废物	水基钻井岩屑	—	—	466m 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		
----	--------	---	---	-------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--	--

续表3.3-15 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
固体废物	磺化泥浆钻井岩屑	—	—	542m ³	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，固相转运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值要求(含油率<0.45%)后，用于铺垫油区内的井场或道路，不得用于填充自然坑洼	0	不外排
	油基泥浆钻井岩屑	—	—	258m ³	油基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	—	—	0.3t	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	—	—	0.1t		0	不外排
	废防渗材料	—	—	0.2t		0	不外排
	焊接及吹扫废渣	—	—	0.19t	收集后送至大北固废填埋场填埋处置	0	不外排
	生活垃圾	—	—	10.05t	在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至大北固废填埋场填埋处置	0	不外排
噪声	钻机	—	—	90dB(A)	合理安排施工时间，基础减振、利用距离衰减	80dB(A)	声环境
	泥浆泵	—	—	90dB(A)		80dB(A)	
	振动筛	—	—	90dB(A)		80dB(A)	

	绞车	—	—	70dB(A)		60dB(A)	
	离心机	—	—	75dB(A)		65dB(A)	
	压裂车	—	—	110dB(A)		100dB(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)、《污染源源强核算技术指南 锅炉》(HJ 991—2018)和《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953—2019)等要求对源强进行核算,本项目实施后废气污染源及其治理措施见表 3.2-16。

表 3.3-16 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/m ³)	治理措施	排气筒高度 (m)	废气量 (m ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	有效工作时间	年总排放量 (t/a)
1	真空加热炉烟气	颗粒物	20	使用清洁能源	8	234	20	0.0047	4800	0.022
		二氧化硫	3.9				3.9	0.0009		0.004
		氮氧化物	155				155	0.0363		0.174
		烟气黑度	<1 级				<1 级	—		—
		非甲烷总烃	16.03				16.03	0.004		0.018
2	井场无组织废气	非甲烷总烃	—	密闭输送	—	—	—	0.00057	8760	0.005

源强核算过程:

(1) 加热炉烟气

本项目包含 1 台 200kW 真空加热炉,井场加热炉烟气主要污染物为颗粒物、SO₂、NO_x,经 8m 高烟囱排放。

①200kW 真空加热炉燃气量计算公式如下:

$$A = \frac{3600pt}{\varepsilon Q_L} = \frac{3600 \times 0.2 \times 1}{0.9 \times 35} = 22.8$$

式中:A 为燃气量, m³;

P 为真空加热炉功率, MW, 真空加热炉 1 小时满负荷取 0.2MW;

ε 为真空加热炉热转化效率, 真空加热炉取 0.9;

Q_L 为燃气的低位热值, MJ/m³, 根据燃气分析结果, 燃气取 35MJ/m³;

t 为真空加热炉运行时间, h。

则真空加热炉每小时燃气量为 22.8m³。

②标态下单位体积天然气的理论空气需要量 (m³/m³)

$$V_0 = 0.0476 \left[0.5\varphi(CO) + 0.5\varphi(H_2) + 1.5\varphi(H_2S) + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) \varphi(C_m H_n) - \varphi(O_2) \right]$$

$$= 9.41 \text{m}^3/\text{m}^3$$

式中 CO、H₂、H₂O、H₂S、C_mH_n、O₂——天然气中气体相应成分体积分数(%)。

计算可得单位体积天然气的理论空气需要量 9.41m³/m³。

③标态下单位体积天然气的理论干烟气量 (m³/m³)

$$V_o^g = 1 + L_0 - \left[1.5H_2 + 0.5CO - \left(\frac{n}{4} - 1 \right) \times C_m H_n + \frac{n}{2} C_m H_n + \frac{3}{2} H_2 S \right]$$

$$= 8.54 \text{m}^3/\text{m}^3$$

④标态下加热炉燃烧单位体积天然气的实际干烟气量 (m³/m³)

$$V_o^s = V_o^g \div (1 - 3.5\%/21\%) = 10.25 \text{m}^3/\text{m}^3$$

标态下单井真空加热炉的实际干烟气量为 22.8 × 10.25Nm³/h = 234Nm³/h

⑤本项目燃用天然气中全硫含量按《天然气》(GB17820-2018)中规定的一类天然气最大值计算。加热炉排放 SO₂ 浓度 = 20 × 64/32/10.25 = 3.9mg/m³。

初始烟气中颗粒物浓度类比同类型加热炉监测数据(颗粒物浓度为 20mg/m³)。所类比加热炉属于博孜区块现有 200kW 真空加热炉, 使用燃料均为天然气, 烟气通过 1 根 8m 高烟囱外排, 类比真空加热炉符合《污染源源强核算技术指南 锅炉》(HJ 991-2018)中 3 条适用原则, 即①燃料、辅料、副产物类型相同; ②锅炉类型和规模等级相同; ③污染控制措施相似。所引用真空加热炉中颗粒物监测浓度可以作为本项目排放取值依据。类比现有真空加热炉数据可行。

氮氧化物选用《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》(生态环境部公告 2021 年第 24 号)中 4430 锅炉产排污量核算系数手册中排放系数进行核算, 拟建工程氮氧化物排放系数为 15.87 千克/万立方米原料, 则单台 200kW 真空加

热炉排放浓度为 $15.87 \times 100 \div 10.25 \text{mg/m}^3 = 155 \text{mg/m}^3$ 。

非甲烷总烃排放量根据《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》(生态环境部公告 2021 年第 24 号)工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册中排放系数进行核算。

表 3.2-17 燃烧烟气锅炉挥发性有机物产污系数表-燃气锅炉

锅炉类型	燃烧方式	燃料名称	污染物指标	单位	产污系数
燃气锅炉	室燃炉	天然气	非甲烷总烃	千克/万立方米-燃料	1.68

单座井场加热炉天然气耗量为 $10.97 \text{万 m}^3/\text{a}$ ，根据排污系数计算其污染物排放情况如下：

非甲烷总烃排放量： $10.97 \times 1.68 / 1000 = 0.018 \text{t/a}$ ，排放速率 $= 0.018 \times 1000 / 4800 = 0.004 \text{kg/h}$

按真空加热炉年有效运行时间为 4800h，计算加热炉非甲烷总烃排放浓度 $= (0.018 \times 10^9) / (234 \times 4800) = 16.03 \text{mg/m}^3$

综上所述，烟气中颗粒物浓度为 20mg/m^3 ， SO_2 浓度为 3.9mg/m^3 ， NO_x 浓度为 155mg/m^3 ，排放浓度满足《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浓度限值。

非甲烷总烃浓度为 16.03mg/m^3 。根据《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)中第 4.5 条：燃油、燃气锅炉烟囱不低于 8 米，本项目真空加热炉排气筒高度设置为 8m。根据《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)第 7.4 条：新污染源的排气筒一般不应低于 15m。若某新污染源的排气筒必须低于 15m 时，其排放速率标准值按 7.3 的外推计算结果再严格 50% 执行。根据外推法计算非甲烷总烃排放速率如下：

$$Q = Q_c (h/h_c)^2$$

式中：Q—某排气筒的最高允许排放速率；

Q_c —表列排气筒最低高度对应的最高允许排放速率， 10kg/h ；

h —某排气筒的高度，取 8m ；

h_c —表列排气筒的最低高度， 15m 。

根据计算，8m 高排气筒非甲烷总烃的最高允许排放速率为 1.42kg/h 。非甲

烷总烃浓度为 $16.03\text{mg}/\text{m}^3$ ，排放速率为 $0.004\text{kg}/\text{h}$ ，满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率二级 ($1.42\text{kg}/\text{h}$) 要求。

按真空加热炉年有效运行时间为 4800h，单台加热炉颗粒物排放量 $0.022\text{t}/\text{a}$ 、 SO_2 排放量 $0.004\text{t}/\text{a}$ 、 NO_x 排放量 $0.436\text{t}/\text{a}$ 、非甲烷总烃排放量 $0.018\text{t}/\text{a}$ 。

(2) 无组织非甲烷总烃核算

在油气集输环节产生的挥发性有机物 (VOCs) 主要包括非甲烷总烃 (烷烃等)、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对拟建工程而言，VOCs 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。

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

式中： $E_{\text{设备}}$ ——设备与管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 ；

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

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点数。

表 3.3-17 设备与管道组件 $e_{\text{TOC}, i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC}, i}/(\text{kg}/\text{h}$ 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 $WF_{\text{VOCs}, i}$ 和 $WF_{\text{TOC}, i}$ 比值取 0.035。根据设计单位提供的数据，项目井场涉及的气体阀门、法兰数量如表 3.3-18 所示。

表 3.3-18 拟建工程站场无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量 (个)	单个设备排放速率 (kg/h)	排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t/a)
井场采出气流经的密封点						
1	气体阀门	60	0.024	0.00015	8760	0.001
2	法兰或连接件	90	0.044	0.00042	8760	0.004
合计				0.00057	8760	0.005

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 0.00057kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，拟建工程 1 座井场无组织非甲烷总烃年排放量共计为 0.005t/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。根据项目预测开发指标，项目采出水最大为 73000m³/a，主要污染物为悬浮物、石油类。采出水随油气混合物输送至博孜天然气处理厂污水处理系统处理，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) 标准后回注地层。

(2) 井下作业废水

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

主要分析洗井、修井、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,计算井下作业废水的产生量。

表 3.3-19 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	所有规模	废洗井液	吨/井	27.13

按井下作业每 2 年 1 次计算,井下作业废水包括废压裂液、废酸化液、废洗井液,拟建工程共部署 1 座井场,则每年井下作业废水产生量为 199.35t。井下作业废水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 3.3-20。

表 3.3-20 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	排放量 (t/a)	主要污染物	产生特点	治理措施
废水	W ₁	采出水	73000m ³ /a	0	石油类、SS	连续	与采出液一并输至集气站,最终送至博孜天然气处理厂处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层
	W ₂	井下作业废水	199.35t/a	0	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	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,噪声污染源治理措施情况见表 3.3-21。

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 10dB(A)。

表 3.3-22 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))
1	井场	采气树	1	85	基础减振	10
2		加热炉	1	80	基础减振	10

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。

(1) 落地油

落地油主要为阀门、法兰等设施凝析油渗漏及井下作业凝析油溅溢产生的落地油。按照单井落地油产生量约 0.2t/a 计算，本工程运行后落地油总产生量约 0.2t/a，桶装收集后有危废资质单位接收处置。

(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 1 口油井作业 1 次共产生废弃防渗布约 0.5t，油井作业频次为 1 次/2 年，则工程产生废防渗材料约 0.25t/a，属于危险废物。作业施工结束后，桶装收集后有危废资质单位接收处置。

表 3.3-23 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	0.2t/a	危险废物(HW08 071-001-08)	收集后，由有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置，不外排
2	废防渗材料	0.25t/a	危险废物(HW08 900-249-08)		

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，以防管线泄漏破坏周边生态。

3.3.8 退役期污染源及其防治措施

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。建筑垃圾收集后送大北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主要包括井口压力过高时的放喷。若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池点燃放空。拟建工程非正常排放见表 3.3-24。

表 3.3-24 非正常排放情况一览表

项目	单次持续时间(min)	年发生频次	产生的污染物排放速率(kg/h)	
放喷口	30	1	非甲烷总烃	0.25
			颗粒物	0.1
			NO _x	0.0675

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 95%以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。具体做法为：

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

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用。

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

④开钻前对井场应急池等做防渗漏处理。

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

(3)采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

(4)设置井控装置(防喷器等)，防止井喷事故对环境造成污染影响。

(5)钻井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)钻井新鲜水使用量低于国家要求的清洁生产标准

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

3.3.10.1.2 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计量间，最终进入博孜天然气处理厂集中处理，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井下作业起下管时，安装自封式封井器，避免油气喷出。

④对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤井下作业过程中,对产生的散落凝析油和废液采用循环作业罐(车)收集。

⑥井下作业过程中铺防渗土工膜防止凝析油落地。

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

(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、采气作业等三个气田开发阶段进行清洁生产指标分析,油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.2-25 及表 3.2-26。

表 3.2-25 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	20	占地面积	m ²	8	符合行业标准要求	符合	8
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	12	≤25	≤25	12
(2)生产技术特征指标	30	固井质量合格率	%	30	≥95%	100%	30
(3)资源综合利用指标	25	钻井液循环率	井深: 3000 以上	15	≥75%	90%	10
		柴油机效率	%	5	≥90%	90%	5
		污油回收率	%	5	≥90%	100%	5
(4)污染物指标	25	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区: ≤30; 乙类区: ≤35	≤15 (乙类区)	10
		废弃钻井液产生量	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	≤10	10
		柴油机烟气	-	2	符合排放标准要求	符合	2
		噪声	dB(A)	3	符合排放标准要求	符合	3
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	拟建工程		
					措施	得分	
(1)原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	15	钻井泥浆可生物降解	15	
(2)生产工艺及设备要求	40	钻井设备先进性	国内领先	8	钻井设备国内先进	8	
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	符合	5	
		钻井液收集设施完整性	配有收集设施, 且使钻井液不落地	5	泥浆不落地系统	5	
		固控设备完整性	配备振动筛、处理器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备	5	
		固井质量	固井质量合格	5	合格	5	
		钻井效率	高	7	高	7	
		井控措施有效性	井控措施有效	5	有效	5	
(3)符合国家政策的生产规模	10	现行政策暂无生产规模限制要求		10	满足	10	

续表 3.2-25 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定性指标					
一级指标	权重值	二级指标	指标分值	拟建工程	
				措施	得分
(4)管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证	10	已建立 QHSE 管理体系并通过认证	10
		开展清洁生产审核	10	已开展	10
(5)贯彻执行环境保护法规符合性	15	建设项目环保“三同时”执行情况	5	落实环保“三同时”制度	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	落实建设项目环境影响评价制度	5
		污染物排放总量控制与减排措施情况	5	污染物排放量低于总量控制指标	5

表 3.3-26 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						拟建工程	
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	25	占地面积	m ²	5	符合行业标准要求	符合	5
		作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	≤5.0	10
(2)生产技术特征指标	25	压裂放喷返排入罐率	%	25	100	100%	25
(3)资源综合利用指标	25	落地原油回收利用率	%	8	100	100%	8
		生产过程排出物利用率	%	9	100	100%	9
		剩余作业液回收率	%	8	100	100%	8
(4)污染物产生指标	25	作业废液量	kg/井次	5	≤3.0	≤3.0	5
		石油类	kg/井次	5	甲类区: ≤10; 乙类区: ≤50	≤50(乙类区)	5
		COD	kg/井次	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	≤150(乙类区)	5
		含油油泥	kg/井次	5	甲类区: ≤50; 乙类区: ≤70	≤70(乙类区)	5
		一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5

续表 3.3-26 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定性指标						
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	拟建工程	
					措施	得分
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	有效	5	采取有效的防喷措施	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	地面管线按标准试压	5
		防溢设备(防溢池设置)	具备	5	采取防溢设备	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	按要求进行分区防渗	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	集中回收处理	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	凝析油回收	10
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	已建立 QHSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核		15	已开展	15
		制定节能减排工作计划		10	已制定	10
(3) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求		20	满足其他法律法规要求	20

表 3.3-27 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
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤ 10	未检出	5
		COD	mg/L	5	乙类区 ≤ 150	150	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采气废水回用率	%	7.5	≥ 60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤ 20	0	7.5
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥ 80	100	7.5

续表 3.3-27 采气作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定性指标									
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本项目情况	本项目得分		
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好		5	井筒设施完好	5	
		采气	天然气净化设施先进、净化效率高	10	采油	套管气回收装置	10	天然气净化设施先进、净化效率高	10
				10		防止落地原油产生措施	10		10
		采油(气)方式		采油方式经过综合评价确定		10	气井自喷	10	
		集输流程		全密闭流程		10	采用全密闭集输流程	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	已建立 HSE 管理体系并通过认证	10		
		开展清洁生产审核并通过验收			20	已开展清洁生产审核并通过验收	20		
		制定节能减排工作计划			5	已制定节能减排工作计划	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	落实环保“三同时”制度	5		
		建设项目环境影响评价制度执行情况			5	落实建设项目环境影响评价制度	5		
		老污染源限期治理项目完成情况			5	正在开展中	0		
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况			5	污染物排放量低于总量控制指标	5		

由表计算得出本项目钻井作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采气作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 95 分，综合评价指数得分 92 分，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。

3.3.11 三本账

拟建工程“三本账”的情况见表 3.3-28。

表 3.3-28 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		
现有工程排放量	0.164	0.253	10.091	1.036	0	0
拟建工程新增排放量	0.022	0.004	0.174	0.023	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0
拟建工程实施后排放量	0.186	0.257	10.265	1.059	0	0
拟建工程实施后增减量	+0.022	+0.004	+0.174	+0.023	0	0

3.3.12 污染物总量控制分析

3.3.12.1 总量控制因子

根据国家“十四五”总量控制水平以及地方生态环境主管部门对污染物排放总量控制的要求，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、NH₃-N。

3.3.12.2 拟建工程污染物排放总量

拟建工程在正常运行期间，油井采出水随油气混合物输送至博孜天然气处理厂，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。

1、有组织排放

根据《关于印发〈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)及《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)及当地管理部门要求，废气污染物排放总量根据《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》(生态环境部公告 2021 年第 24 号)中 4430 锅炉产排污量核算系数手册及工业源挥

发性有机物通用源项核算系数手册中排放系数进行核算。

表 3.2-29 排放源统计调查产污核算方法和系数手册中排放系数

产品名称	原料名称	工艺名称	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术
蒸汽/热水/其它	天然气	室燃炉	氮氧化物	千克/万立方米-原料	15.87(低氮燃烧-国内一般) ^②	—
锅炉类型	燃烧方式	燃料名称	污染物指标	单位	产污系数	
燃气锅炉	室燃炉	天然气	非甲烷总烃	千克/万立方米-燃料	1.68	

注：低氮燃烧-国内一般技术的天然气锅炉设计 NO_x 排放控制要求一般介于 $100\text{mg/m}^3(@3.5\%\text{O}_2) \sim 200\text{mg/m}^3(@3.5\%\text{O}_2)$ 。

本项目加热炉天然气耗量 $10.97 \text{ 万 m}^3/\text{a}$ ，根据排污系数计算其污染物排放情况如下：

NO_x 排放量： $10.97 \times 15.87 / 1000 = 0.174 \text{ t/a}$

非甲烷总烃排放量： $10.97 \times 1.68 / 1000 = 0.018 \text{ t/a}$

2、无组织排放

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(VOCs)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 VOCs 排放控制项目。根据计算，项目运营期井场无组织 VOCs(即非甲烷总烃)排放量估算为 0.005 t/a 。

综上所述，本项目总量控制指标为： NO_x 0.174 t/a ， VOC_s 0.023 t/a ，COD 0 t/a ，氨氮 0 t/a 。按照总量替代原则和《塔里木油田分公司“十四五”期间大气污染物减排量核算说明》， NO_x 、VOCs 由中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司内部调剂解决。

3.4 依托工程

3.4.1 博孜天然气处理厂

(1) 基本情况

博孜天然气处理厂位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县，博孜 1 评价区块内，设计处理能力为 $2000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，主要收集处理博孜区块和临近的大北 14 区块天然气。博孜天然气处理厂主要建设 1 套集气装置，设计集气规模为 $2000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ；2 套 $1000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 脱水脱烃装置，2 套 430 t/d 烃液提馏装置，2 套

1450t/d 的凝析油闪蒸装置；2 套 80t/d 乙二醇再生装置；4 座 2500m³ 混烃储罐；同时配套建设集输管道和博孜生活区等辅助工程。2022 年 4 月 2 日，新疆维吾尔自治区阿克苏地区生态环境局出具《关于博孜天然气处理厂建设工程环境影响报告书的批复》（阿地环审[2022]146）号。

(2) 处理工艺流程

天然气经集气干线气液混输至博孜天然气处理厂集气装置入口，经集气装置气液分离器分离后，分离天然气经空冷器降温后进入脱水脱烃装置进行处理，脱水脱烃装置出来的天然气进入天然气脱固体杂质装置吸附去除固体杂质后作为产品气外输。从集气装置气液分离器分离出来的烃液，经流量计计量后进入凝析油处理装置，经凝析油处理装置稳定的凝析油送至罐区储存，定期装车外运。

(3) 气田水处理工艺

博孜处理站处理规模 1450m³/d 的气田排水处理系统，采用“混凝沉降+二级过滤”的处理工艺。经处理后的出水水质达到气田采出水处理回注水质指标要求（悬浮物含量≤15mg/L，悬浮物粒径中值≤8 μm，油含量≤30mg/L），处理后的采出水用于地层回注。

(4) 依托可行性分析

拟建工程采出液进入博孜天然气处理厂处理。

表 3.4-1 博孜天然气处理厂运行负荷统计表

博孜天然气处理厂	设计规模	实际处理量	富余能力	本工程新增处理量	依托可行性
天然气 (万 m ³ /d)	2000	800	1200	20	可依托
凝析油 (t/d)	2900	900	2000	60	可依托
采出水 (m ³ /d)	1450	500	950	200	可依托

3.4.2 哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站

(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。

(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) 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 3.4-2。

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	拟建工程需处理量	依托可行性
1	井下作业废水	300m ³ /d	236m ³ /d	78.7%	64m ³ /d	1.99m ³ /d	可依托

注：井下作业按 100 天考虑。

综上所述，哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站可以满足拟建工程井下作业废水处理要求，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3.4-3。

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)	拟建工程需处理量(m ³ /d)	依托可行性
1	聚磺体系泥浆钻井岩屑	1000	350	650	1.62	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并处理要求，依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理可行。

3.4.4 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 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 $330\text{m}^3/\text{d}$, 可以作为拟建工程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°C , 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(m^3/d)	现状富余处理量(m^3/d)	拟建工程需处理量(m^3/d)	依托可行性
1	废弃油基泥浆及钻井岩屑	321.6	105	0.77	可依托

由上表可知, 中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑

处理站可以满足拟建工程钻井油基泥浆处理要求，拟建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。

3.4.5 拜城县污水处理厂

本项目产生的生活污水依托拜城县生活污水处理厂处理。拜城县生活污水处理厂位于拜城县西南部，本项目西南距拜城县生活污水处理厂 44km。《拜城县排水改扩建二期工程环境影响报告表》于 2010 年 5 月 14 日取得批复（新环评审函[2010]52 号），《拜城县生活污水处理厂提标改造工程环境影响报告表》于 2019 年 3 月 12 日取得批复（阿地环函字[2019]119 号）；排污许可证编号：91652926229810060J001V。拜城县污水处理厂采用 BAF 曝气生物滤池工艺，处理厂最终出水水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB 18918-2002）中一级 B 标准要求，设计处理规模为 8000m³/d，目前日接纳 3600m³ 废水，目前尚有较大富余量，可接收并处理本项目生活污水（约 4.8m³/d）。本项目施工期生活污水依托拜城县污水处理厂处理可行。

3.4.6 大北固废填埋场

(1) 基本情况

大北地区固废填埋场位于阿克苏地区拜城县大桥乡，原大北固废填埋场及污水蒸发池西北侧。大北地区固废填埋场于 2012 年 7 月 17 日取得原阿克苏地区环境保护局批复文件（阿地环函字[2012]362 号），并于 2013 年 1 月 4 日通过原阿克苏地区环境保护局验收（阿地环函字[2013]4 号）。建设规模为 28 万 m³，整个池体大致为 400×400m，内部分为 10 个单元，工业固体、生活垃圾分别设置各自的填埋单元。其中 2 个生活垃圾池，设计规模 10000m³。

为防止垃圾渗滤液污染土壤和地下水，每个填埋单元的底部和护坡设计有效的防渗层，设计采用 HJHY-3 环保防渗材料，其中生活垃圾场铺一层防渗，工业废物场铺两层防渗，防渗层间隔和表层分别用砂壤土压实。护坡采用麻袋装土防护。

(2) 依托可行性

大北地区固废填埋场设计生活垃圾处理量为 10000m³。大北地区固废填埋场处理能力校核与适应性分析见表 3.3-5。

表 3.3-5 大北地区固废填埋场运行负荷统计表

序号	名称	最大处理量(m ³)	现状处理量(m ³)	富裕量(m ³)	本项目需处理量(t)	依托可行性
1	生活垃圾	10000	5500	4500	10.05	可依托

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

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

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

4.1.2 地形地貌

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

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

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

艾肯沟，河（沟）岸陡坎发育，陡坎一般高 5~8m，连续延伸。

4.1.3 水文与水文地质

（1）地表水

拜城县境内共有发源于天山南坡、流域相对独立的 5 条主要河流，自西向东为木扎提河、卡普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜尔河。5 条河流在出山口以上流向由北向南与山脉走向大致垂直，源头高程一般在 3500m 以上，河流长度 92~279km，多年平均径流量 27.9 亿 m^3 。河流源头多接冰川，以冰川融水和融雪水为主要补给源，河流径流具有明显的季节性。主要支流木扎提河发源于汗腾格里峰东坡慕斯达板冰川，在拜城盆地西北部破城子处流出山口，折向东流，入拜城盆地，经却勒塔格山北麓沿程先后汇集发源于哈雷克套山南坡的卡普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜尔河后投入克孜尔水库后称渭干河，供库车、沙雅、新和三县农业用水。

拟建工程评价范围内不涉及地表水体，本项目东距木扎提河 2.3km。

（2）地下水

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

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

由卡普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河冲洪积扇相互叠置，形成的山前

倾斜平原具有干旱-半干旱区山前冲洪积扇的一般水文地质规律，褶皱、断裂等地质构造、地貌、岩性及水文等因素控制了该区地下水的形成、埋藏与分布。

在盆地的下伏岩层中，第四系下更新统西域砾岩由于岩性已呈胶结及半胶结状态，与下部的古近系-新近系岩层一起构成了盆地内含水层的底板，上覆中上更新统地层均为结构较为单一的卵砾石层，松散类岩层沉积厚度自北部山前的 200m，向南部平原区逐渐变厚，最厚达 500m 左右。

4.1.4 气候气象

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

表 4.1-1 主要气候气象参数一览表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1	年平均风速	0.8m/s	6	年平均水气压	7.8hPa
2	年平均相对湿度	64%	7	年平均蒸发量	1270.0mm
3	年平均气温	7.8℃	8	年平均降水量	137.7mm
4	年极端最高/最低气温	39.0℃/-28.7℃	9	年最多/最少降水量	223.7mm/72.4mm
5	年平均气压	878.4hPa	10	年日照时数	2955.4h

4.2 环境敏感区调查

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

4.2.1 生态保护红线

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

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 15.4km，不在红线内。

4.2.2 水土流失重点治理区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《关于印发新疆维吾尔自治区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)，新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》和《关于印发新疆维吾尔自治区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)，拟建工程所在区域(拜城县)属于塔里木河流域水土流失重点治理区。

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

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

4.3 环境质量现状监测与评价

4.3.1 环境空气质量现状评价

4.3.1.1 基本污染物环境质量现状评价

本次评价根据收集了 2023 年 1 月 1 日至 2023 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 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
PM ₁₀	年平均质量浓度	70	95	135.7	超标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	37	105.7	超标
SO ₂	年平均质量浓度	60	7	11.6	达标
NO ₂	年平均质量浓度	40	32	80.0	达标
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000	2200	55.0	达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度	160	130	81.2	达标

由表 4.3-1 可知，项目所在区域 PM_{2.5}、PM₁₀ 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。

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状评价

(1) 监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018) 要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次评价在博孜 19 井井西北 2km 处设置 1 个大气环境现状监测点。监测点位基本信息见表 4.3-2，具体监测点位置见附图 3。

表 4.3-2 监测点位基本信息一览表

编号	监测点名称	监测点坐标	监测因子	相对厂址方位	相对厂界距离/km	备注
			1 小时平均			
1	博孜 19 井西北 2.0km 处	**	非甲烷总烃	博孜 19 井西北 2.0km 处	2.0	-

(2) 监测时间及频率

监测时间分别为 2024 年 6 月 25 日~2024 年 7 月 2 日。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：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{i0}} \times 100\%$$

式中：P_i——i 评价因子最大占标百分比；

C_i——i 评价因子最大监测浓度 (mg/m³)；

C_{i0}——i 评价因子评价标准 (mg/m³)。

③ 评价标准

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

④ 其他污染物环境质量现状评价

根据监测点监测数据，其他污染物环境质量现状评价结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 其他污染物环境质量现状评价表

点位名称	污染物	平均时间	评价标准 (mg/m ³)	监测浓度范围 (mg/m ³)	最大浓度占标率/%	超标率/%	达标情况
博孜 19 井西北 2.0km 处	非甲烷总烃	1 小时	2.0	*	*	0	达标

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

4.3.2 地下水环境现状监测

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

评价技术导则《陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)要求,并结合区域水文地质条件要求,设置 5 个潜水监测点和 2 个承压水监测点。监测点与本项目处于同一水文地质单元,其监测数据在一定程度上能够反映本项目所在区域地下水环境质量现状。

4.3.2.1 地下水质量现状监测

4.3.2.1.1 监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表 4.3-5,监测点具体位置见附图 3。

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	与本项目位置关系	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	1#井	集输管线西北 1.8km (上游)	*	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、细菌总数、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、石油类
2	2#井	博孜 19 井周边 (项目区)	*				
3	3#井	博孜 19 井西南 2.3km (侧游)	*				
4	4#井	博孜 19 井东南 5.1km (下游)	*				
5	5#井	博孜 19 井东南侧 6.1km (下游)	*				
6	6#井	集输管线西北 5.2km (上游)	*	承压水	Ⅲ类		
7	7#井	博孜 19 井东北 4.5km 处 (侧游)	*				

4.3.2.1.2 监测时间及频率

监测时间为 2024 年 7 月 4 日。

4.3.2.1.3 监测及分析方法

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

出限等详细情况见表 4.3-6。

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

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
1	色度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)	5 度
2	臭和味	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)6.1 嗅气和尝味法	——
3	肉眼可见物	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)	——
4	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》(HJ 1147-2020)	——
5	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)	1.0 mg/L
6	溶解性总固体		——
7	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
8	锰		0.01 mg/L
9	铜	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》(GB 7475-87)	0.05 mg/L
10	锌		0.05 mg/L
11	铝	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 4.3 无火焰原子吸收分光光度法	1.0×10^{-2} mg/L
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)方法 1 萃取分光光度法	0.0003 mg/L
13	阴离子表面活性剂	《水质 阴离子表面活性剂的测定 亚甲蓝分光光度法》(GB 7494-87)	0.05 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	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
14	高锰酸盐指数 (以 O ₂ 计)	《生活饮用水标准检验方法 第 7 部分:有机物综合指标》(GB/T 5750.7-2023)	0.05 mg/L
15	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
16	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》(HJ 1226-2021)	0.003 mg/L
17	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分:微生物指标》(GB/T 5750.12-2023)	——
18	菌落总数	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分:微生物指标》(GB/T 5750.12-2023) 4.1 平皿计数法	——
19	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
20	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
21	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第 5 部分:无机非金属指标》(GB/T 5750.5-2023) 7.1 异烟酸-吡唑啉酮分光光度法	0.002 mg/L
22	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
23	碘化物	《地下水水质分析方法 第 56 部分:碘化物的测定 淀粉分光光度法》(DZ/T 0064.56-2021)	0.025 mg/L
24	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
25	砷		3×10 ⁻⁴ mg/L
26	硒		4×10 ⁻⁴ mg/L
27	镉	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 12.1 无火焰原子吸收分光光度法	5×10 ⁻⁴ mg/L
28	六价铬	《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》(GB 7467-87)	0.004 mg/L
29	铅	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 14.1 无火焰原子吸收分光光度法	2.5×10 ⁻³ mg/L
30	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
31	四氯化碳		0.4 μg/L
32	苯		0.4 μg/L
33	甲苯		0.3 μg/L

续表 4.3-3 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	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
34	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
35	硫酸根 (硫酸盐)	《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)	0.018 mg/L
36	氯离子 (氯化物)		0.007 mg/L
37	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
38	钠离子		0.02 mg/L
39	钙离子		0.03 mg/L
41	镁离子	《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
42	碳酸根	《地下水水质分析方法 第 49 部分: 碳酸根、重碳 酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》(DZ/T 0064.49-2021)	1 mg/L
43	碳酸氢根		

4.3.2.2 地下水质量现状评价

4.3.2.2.1 评价方法

①采用单因子标准指数法，其计算公式为：

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

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{oi} ——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于 pH 值，评价公式为：

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

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

式中： P_{pH} ——pH 的标准指数，无量纲；

pH_i —— i 监测点的水样 pH 监测值；

pH_{sd} ——评价标准值的下限值；

pH_{su} —评价标准值的上限值。

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

4.3.2.2.2 水质监测及评价结果

(1) 地下水质量现状监测与评价

地下水质量现状监测与评价结果见表 4.3-7。

表 4.3-7 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层					承压水	
			1#	2#	3#	4#	5#	6#	7#
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	*	*	*	*	*	*	*

续表 4.3-7

地下水质量现状监测及评价结果一览表

mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层					承压水	
			1#	2#	3#	4#	5#	6#	7#
硫酸盐	≤250	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
氯化物	≤250	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
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	*	*	*	*	*	*	*
总大肠菌群	≤3MPN/100mL	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
细菌总数	≤100CFU/mL	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*

续表 4.3-7

地下水质量现状监测及评价结果一览表

mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层					承压水	
			1#	2#	3#	4#	5#	6#	7#
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	*	*	*	*	*	*	*
氰化物	≤0.05	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	*	*	*	*	*	*	*
三氯甲烷	≤0.06	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		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	*	*	*	*	*	*	*

续表 4.2-7

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	
			1#	2#	3#	4#	5#	6#	7#
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，监测期间区域地下水中监测因子均满足《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) 地下水离子检测结果与评价

地下水离子检测结果见表 4.3-8。

表 4.3-8

地下水检测分析因子分析结果一览表

单位：mg/L

项目		潜水含水层					承压水	
		1#	2#	3#	4#	5#	6#	7#
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 HCO_3^- 、 SO_4^{2-} 为主，阳离子以 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 为主，水化学类型主要以 $\text{HCO}_3 \cdot \text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Ca} \cdot \text{Mg}$ 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	*	*	*	*	*	*

续表 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(%)
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	*	*	*	*	*	*

本次监测 2 口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 4.3-10。

表 4.3-10 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	*	*	*	*	*	*

续表 4.2-10 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(%)
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	*	*	*	*	*	*

4.3.3 声环境现状监测与评价

4.3.3.1 声环境质量现状监测

(1) 监测点布设

为了说明场地声环境质量现状,本次在井场进行声环境质量现状监测数据。具体布置情况见表 4.3-10 和附图 3。

表 4.3-10 噪声监测布置情况一览表

编号	监测点名称	监测点具体坐标	监测点位(个)	监测因子
1#	博孜 19 井	**	1	$L_{Aeq, T}$

(2) 监测因子

等效连续 A 声级。

(3) 监测时间及频率

2024 年 7 月 4 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,每次声环境质量监测时间 10min。

(4) 监测方法

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的规定进行。

4.3.3.2 声环境质量现状评价

(1) 评价方法

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

(2) 声环境现状监测及评价结果

各噪声监测点声环境现状监测及评价结果见表 4.3-11。

表 4.3-11 声环境质量现状监测及评价结果一览表 单位: dB(A)

序号	监测点位置	昼间			夜间		
		监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果
1	博孜 19 井	*	60	达标	*	50	达标

由表 4.3-11 分析可知,新建井场监测值昼间为 44dB(A),夜间为 41dB(A),满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准要求。

4.3.4 土壤环境现状监测与评价

(1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023), 拟建工程位于土壤盐化地区, 同时属于污染影响型项目, 因此根据污染影响型和生态影响型建设项目分别设置监测点。根据项目位置和 HJ 964-2018 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。土壤监测布点符合 HJ964-2018 中布点要求。

(2) 监测项目

各监测点主要监测因子见表 4.2-13。

表 4.2-13 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	博孜 19 井井口处	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]荧蒹, 苯并[k]荧蒹, 蒽, 二苯并[a,h]蒽, 茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量
	2	博孜 19 井口西北侧 10m 处	表层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、pH、全盐量
	3	博孜 19 井井场管线接口处	表层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、pH、全盐量
占地范围外	4	博孜 19 井西北侧 50m 处(棕钙土)	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量
	5	博孜 19 井北侧 50m 处(棕钙土)	表层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量
	6	博孜 19 井西侧 50m 处(棕钙土)	表层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量
	7	博孜 19 井东侧 50m 处(棕钙土)	表层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量

(3) 监测时间及频率

监测时间为 2024 年 7 月 4 日, 采样一次。

(4) 采样方法

柱状样采样点分别采集浅层样 0.5m、中层样 1.5m、深层样 3.0m，各层土壤单独分析。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。

检测分析及检出限见表 4.2-14。

表 4.2-14 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
1	土壤	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

续表 4.2-14 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度	
8	土壤	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	$1.3 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$	
9		氯仿			$1.1 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$	
10		氯甲烷			$1.0 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$	
11		1, 1-二氯乙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$	
12		1, 2-二氯乙烷			$1.3 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$	
13		1, 1-二氯乙烯			$1.0 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$	
14		顺-1, 2-二氯乙烯			$1.3 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$	
15		反-1, 2-二氯乙烯			$1.4 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$	
16		二氯甲烷			$1.5 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$	
17		1, 2-二氯丙烷			$1.1 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$	
18		1, 1, 1, 2-四氯乙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$	
19		1, 1, 2, 2-四氯乙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$	
20		挥发性有机物			四氯乙烯	$1.4 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
21		1, 1, 1-三氯乙烷			$1.3 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$	
22		1, 1, 2-三氯乙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$	
23		三氯乙烯			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$	
24		1, 2, 3-三氯丙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$	
25		氯乙烯			$1.0 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$	
26		苯			$1.9 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$	
27		氯苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$	
28		1, 2-二氯苯			$1.5 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$	
29		1, 4-二氯苯			$1.5 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$	
30		乙苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$	
31		苯乙烯			$1.1 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$	
32		甲苯			$1.3 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$	
33		间-二甲苯+对-二甲苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$	

续表 4.2-14 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
34	土壤	邻-二甲苯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.2×10^{-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
35		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			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		蒽			0.1 mg/kg
43		二苯并[a, h]蒽			0.1 mg/kg
44		茚并[1, 2, 3-cd]芘			《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)
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
47		全盐量	《土壤检测 第 16 部分: 土壤水溶性盐总量的测定》(NY/T 1121.16-2006)	BSA124S 电子天平	—

4.2.5.2 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 4.2-15、表 4.2-16。

表 4.3-15 土壤现状监测数据及评价结果一览表 单位: mg/kg

监测因子		监测点 博孜 19 井口处		监测因子		监测点 博孜 19 井口处	
		0.5m				0.5m	
pH	—	监测值	*	砷	筛选值 ≤60	监测值	*
		标准指数	—			标准指数	*
镉	筛选值 ≤65	监测值	*	铬(六价)	筛选值 ≤5.7	监测值	未检出
		标准指数	*			标准指数	—
铜	筛选值 ≤18000	监测值	*	铅	筛选值 ≤800	监测值	*
		标准指数	*			标准指数	*
汞	筛选值 ≤38	监测值	*	镍	筛选值 ≤900	监测值	*
		标准指数	*			标准指数	*
四氯化碳	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出	氯仿	筛选值 ≤0.9	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
氯甲烷	筛选值 ≤37	监测值	未检出	1,1-二氯 乙烷	筛选值 ≤9	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	1,1-二氯 乙烯	筛选值 ≤66	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	反-1,2- 二氯乙烯	筛选值 ≤54	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	1,2-二氯 丙烷	筛选值 ≤5	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,1,1,2-四 氯乙烷	筛选值 ≤10	监测值	未检出	1,1,2,2- 四氯乙烷	筛选值 ≤6.8	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—

续表 4.3-15

土壤现状监测数据及评价结果一览表

单位: mg/kg

监测因子		监测点		监测因子		监测点	
		RP901 井口处				RP901 井口处	
		0.5m				0.5m	
四氯乙烯	筛选值 ≤53	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	--
1,1,2-三氯 乙烷	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出	三氯乙烯	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
1,2,3-三氯 丙烷	筛选值 ≤0.5	监测值	未检出	氯乙烯	筛选值 ≤0.43	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	氯苯	筛选值 ≤270	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	1,4-二氯 苯	筛选值 ≤20	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
乙苯	筛选值 ≤28	监测值	未检出	苯乙烯	筛选值 ≤1290	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
甲苯	筛选值 ≤1200	监测值	未检出	间二甲苯 +对二甲 苯	筛选值 ≤570	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
邻二甲苯	筛选值 ≤640	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	--
苯胺	筛选值 ≤260	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	--
苯并[a]蒽	筛选值 ≤15	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	--
苯并[b]荧 蒽	筛选值 ≤15	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	--
蒽	筛选值 ≤1293	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	--
茚并 (1,2,3-c,d)芘	筛选值 ≤15	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	--
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	筛选值 ≤4500	监测值	未检出	全盐量	--	监测值	12.3
		标准指数	--			标准指数	--

表 4.3-17 占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表 单位: mg/kg

检测项目		检测结果	
		博孜 19 井口西北侧 10m 处	博孜 19 井井场管线接口处
采样深度		0.2	0.2m
pH		*	*
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) (筛选值 ≤4500)	*	*	未检出
	*	*	---
全盐量		*	*

表 4.3-18 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)	全盐量
			>7.5	≤170	≤250	≤25	≤0.6	≤3.4	≤190	≤100	≤300	≤4500	/
博孜 19 井西北侧 50m 处 (棕钙土)	0.2m	监测值	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
博孜 19 井北侧 50m 处 (棕钙土)	0.2m	监测值	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
博孜 19 井西侧 50m 处 (棕钙土)	0.2m	监测值	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
博孜 19 井东侧 50m 处 (棕钙土)	0.2m	监测值	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

由表 4.2-17 和 4.2-18 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。

4.2.5.3 土壤理化性质调查

土壤理化性质见表 4.2-19。

表 4.2-19 土壤理化性质调查结果一览表

点号	博孜 19 井	时间	2024 年 7 月 4 日
深度	0.5	1.5	3.0
现场记录	颜色	棕	棕
	结构	团粒	团粒
	颜色	深灰	浅棕
	结构	团粒	团粒
	质地	壤土	壤土
	砂砾含量	0	0
	其他异物	根系	根系
实验室测定	pH 值	8.17	8.25
	阳离子交换量 cmol ⁺ /kg	1.33	1.30
	氧化还原电位 mV	346	343
	饱和导水率 mm/h	4.98	4.85
	土壤容重 g/cm ³	1.42	1.42
	孔隙度%	42	42

表 4.2-20 区域土体结构剖面调查表

点位	土壤剖面照片	层次
博孜 19 井		壤土: 0~0.5m, 深灰, 松散~稍密, 主要由壤土组成
		壤土: 0.5~1.5m, 浅棕色, 稍密, 主要由壤土组成
		壤土: 1.5~3.0m, 暗棕色, 稍密, 主要由壤土组成

4.3.5 生态现状调查与评价

4.3.5.1 生态系统调查

4.3.5.1 生态系统结构和特征

(1) 生态系统类型

本次采用野外调查与遥感技术相结合的手段，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包括荒漠生态系统。

(2) 生态系统特征

环境水分稀少是荒漠生态系统的最基本环境特征。在气候上，该区域处于干旱和极干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀，主要集中在冬季（非植物生长季）。由于降水稀少和蒸散十分强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的荒漠植物才能得以生存，由此形成内陆干旱荒漠生态景观。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮而稀疏，且分布不均匀。由低矮、稀疏植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运，所形成的强大有害物质流（风沙），威胁人类生存环境，同时对农林牧业生产潜在的灾害性影响。

荒漠生态系统的植被稀少，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后很难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀、沙化，或成为沙尘暴的发源地。

4.3.5.2 土地利用现状调查及评价

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

本项目生态评价范围内土地利用类型主要为裸土地和工矿用地。生态现状调查范围土地利用类型见表 4.3-16，生态现状调查范围土地利用现状见附图 7。

表4.3-16 评价区土地利用类型一览表

土地利用类型	面积(km ²)	比例/%
裸土地	3.144	79.7
工矿用地	0.8	20.3
合计	3.944	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 3.144km²，占评价区总面积的 79.7%。

4.3.5.3 土壤类型及分布

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

棕钙土发育于温带荒漠草原植被下的土壤。地表多砂砾石，剖面上部呈褐棕色，下部为粉末层状或斑块状灰白色钙积层。棕钙土主要分布于欧亚大陆温带荒漠草原地区，位于栗钙土与漠土之间，从西、北、东三面环绕于漠土外围。中国内蒙古高原和鄂尔多斯高原的中西部、准噶尔盆地的北部、塔城盆地外缘以及中部天山南麓山前洪积扇的上部等地都有分布。

4.3.5.4 植被类型及分布

(1) 区域自然植被区系类型

拟建工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内。按中国植被区划，拟建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。拟建工程区位于山前倾斜戈壁洪积平原区，植被类型属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木。

评价区高等植被详见表 4.3-16。

表 4.3-17 区域野生植物情况一览表

科	种名	拉丁名
麻黄科 <i>Ephedraceae</i>	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i>
藜科 <i>Chenopodiaceae</i>	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	细叶虫实	<i>Corispermum heptapotamicum</i>
	星状刺果藜	<i>Echinopsilon divaricatum</i>

	短叶假木贼	<i>Anabasis brevifolia</i>
	合头草	<i>Sympegma regelii Bunge</i>
怪柳科 <i>Tamaricaceae</i>	琵琶柴	<i>Rcaumuria soongaria</i>
豆科 <i>Leguminosae</i>	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
	白花苦豆子	<i>Sqpbora alopecuroides</i>
	苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>
	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>
	库车锦鸡儿	<i>Caragana camilli-schneideri Kom</i>
蒺藜科 <i>Zygophy uaceae</i>	骆驼蓬	<i>Peganum barmlat</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
胡颓子科 <i>Elacagnaccae</i>	尖果沙枣	<i>Elacagnus oxycarpa</i>
	大沙枣	<i>E. Moorcroftii</i>
茄科 <i>Selanaceae</i>	黑刺	<i>Lycium rutheulcum</i>
菊科 <i>Compositae</i>	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
	盐生鸦葱	<i>Scorzonera salsula</i>
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium boratalense</i>
	小薊	<i>Cirium setosum</i>
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科 <i>Gramineae</i>	芦苇	<i>Phragmites communis</i>
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophramites</i>
	拂子茅	<i>Calamagrostis epigeios</i>
	獐毛	<i>Aeluropus litoralis</i>
	赖草	<i>Aneurolepidium seealinud</i>
	猪毛菜	<i>Salsola collina Pall</i>
	戈壁针茅	<i>Stipa tianschanica Roshev</i>

拟建工程评价范围内植被以灌木和半灌木植物居多。半灌木主要为琵琶柴、合头草，小半灌木为假木贼、猪毛菜等，地面植被稀少，植被覆盖度约为 15~20%。植被类型见附图 9。根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》及《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），评价区内无保护植物。

4.3.5.6 野生动物现状评价

拟建工程位于塔里木盆地北部，地貌为山前倾斜戈壁洪积平原。按中国动物地理区划分级标准，评价区域属于古北界、哈萨克斯坦区、天山山地亚区、中天山小区。通过对区域野生动物的实地调查和有关调查资料的查询，主要动物名录见表 4.3-18。

表 4.3-18 项目区域主要动物种类及分布

中文名	学名
两栖、爬行类	2 种
密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>
荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>
鸟类	17 种
鸢	<i>Milvus korschun</i>
苍鹰	<i>Accipiter gentiles</i>
普通鵟	<i>Buteo buteo</i>
凤头麦鸡	<i>Vanellus vanellus</i>
毛脚沙鸡	<i>Syrhates paradoxus</i>
原鸽	<i>Columba livia</i>
沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>
凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>
角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>
云雀	<i>Alauda arvensis</i>
白鹡鸰	<i>Motacilla alba</i>
红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>

续表 4.3-18 项目区域主要动物种类及分布

中文名	学名
寒鸦	<i>Corvus monedula</i>
小嘴乌鸦	<i>Corvua corone</i>
树麻雀	<i>Passer montanus</i>
黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>
漠雀	<i>Rhodopechys githagineus</i>

哺乳类	5 种
草兔	<i>Lepus capensis</i>
三趾跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>
长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>
子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>
鹅喉羚	<i>Gazalla subutturosa</i>

根据《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)及《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录(修订)》，该区域共有国家级重点保护动物 2 种，分别为鹅喉羚、苍鹰，评价区域重点野生动物调查结果见表 4.3-19。

表 4.3-19 重要野生动物调查结果统计表

序号	物种名称(中文名/拉丁名)	保护级别	濒危级别	特有种(是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情况(是/否)
1	鹅喉羚 <i>Gazella subutturosa</i>	国家 II 级	易危 VU	否	新疆是鹅喉羚的主要分布区，鹅喉羚为典型的荒漠与半荒漠栖居者，在项目气田区和采气管道沿线无人类活动区域均可见活动的踪迹，种群密度 0.51 ± 0.11 只/ km^2	现场调查、文献记录、历史调查资料	拟建工程不占用，永久及临时占地不涉及该物种生境分布区域
2	苍鹰 <i>Accipiter gentiles</i>	国家 II 级	近危 NT	否	苍鹰为森林猛禽，栖息于不同海拔高度的针叶林、混交林和阔叶林等森林地界，于疏林、林缘和灌丛地带，次生林中也较常见。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	拟建工程不占用，永久及临时占地不涉及该物种生境分布区域

区域重要野生动物为国家二级保护动物鹅喉羚、苍鹰。鹅喉羚在整个气田区均有分布，分布范围广，分布数量较多。由于区域北接天山山区，南接绿洲盆地，地处干旱荒漠区，动物生境较差，所以动物的数量和密度相对较低。拟建工程生态评价范围内，因气田开发建设活动早已开展，人类活动频繁，动物

种类较少，偶见鹅喉羚、苍鹰出没，主要为伴人动物，如麻雀、啮齿类动物。

4.3.5.7 水土流失重点治理区

(1) 水土流失重点防治分区

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

(2) 水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区 2018 年自治区级水土流失动态监测报告》，拜城县沙化土地总面积为 241394.1hm²，占拜城县国土总面积的 15.18%。其中：固定沙地 238.13hm²，占 0.099%；风蚀残丘 11217.61hm²，占 4.65%；风蚀劣地 3hm²，占 0.001%；戈壁 229935.71hm²，占 95.25%。

(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。

4.3.5.8 主要生态问题调查

项目评价区域降水量少,植被覆盖率低,干旱和半干旱是生态环境的主要特征,生态环境较为脆弱。本次评价针对博孜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。

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

5.1.1 施工废气影响分析

5.1.1.1 施工废气来源及影响分析

(1) 施工扬尘

在油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

在油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，其污染物主要有颗粒物、SO₂、NO₂、C_mH_n等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。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) 储层改造废气

钻井酸化压裂作业过程中需使用酸化压裂液，会产生无组织 HCl 等。

使用酸化液过程中，要求全部采用密闭罐存放，产生的废酸化液及时委托有资质单位接收处置，减少在现场存储时间。

(4) 测试放喷废气

钻井结束时需进行油气测试，会产生测试放喷废气，依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2d 时间。放喷期间油气通过分离器分离，凝析油进入罐储存，分离出的气体燃烧放空。

(5) 环境影响分析

油气田开发阶段，呈现出分区域、分阶段实施的特点，施工期污染产生点分散在区块内，伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，拟建工程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、储层改造废气、测试放喷废气、焊接烟气、机械设备车辆尾气对区域环境空气可接受，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

5.1.1.2 施工扬尘污染防治措施

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》等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度地降低施工扬尘对周围环境的影响。

表 5.1-1 施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
1	施工现场公示牌	在施工现场出入口明显位置设置公示牌，公示施工现场负责人、环保监督员、防尘措施、扬尘监督管理部门、举报电话等信息	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
2	密闭苫盖措施	①建筑材料采用密闭存储、设置围挡、采用防尘布苫盖等措施； ②建筑垃圾采用覆盖防尘布、防尘网、定期喷洒抑尘剂、定期喷水压尘等措施	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
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	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
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	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
5	重污染天气应急预案	III级(黄色)预警：生态环境部门加大对燃煤锅炉、工业企业、施工场地、机动车排放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辆上路	《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：生态环境部门加大对燃煤锅炉、工业企业、施工场地、机动车排放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辆上路	
		I级(红色)预警：生态环境部门加大对燃煤锅炉、工业企业、施工场地、机动车排放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辆上路	

(2) 机械设备和车辆废气、焊接烟气污染防治措施

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，焊接作业时使用无毒低尘焊条。

(3) 储层改造废气污染防治措施

使用酸化液过程中，要求全部采用密闭罐存放，产生的废酸化液及时委托有资质单位接收处置，减少在现场存储时间。

(4) 测试放喷废气污染防治措施

①放喷期间油气经分离器分离，凝析油进入罐储存，分出的气体燃烧放空。

②采用防喷器组(环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器)等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

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 和类比气田开发工程中井场、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	ZJ80	53	50	10	90/5	基础减振	昼夜
2	泥浆泵	3NB-1600F	57	80	1.5	90/5	基础减振	昼夜
3	泥浆泵	3NB-1600F	60	80	1.5	90/5	基础减振	昼夜
4	振动筛	—	74	85	1.5	90/5	基础减振	昼夜
5	振动筛	—	78	85	1.5	90/5	基础减振	昼夜
6	绞车	JC70LDB	43	64	1.5	70/5	基础减振	昼夜
7	离心机	—	90	75	1.5	75/5	基础减振	昼夜

表 5.1-3 储层改造工程噪声源参数一览表(室外声源)

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离 [dB(A)/m]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	压裂车	—	55	50	10	110/5	基础减振	昼夜
2	测试放喷	—	100	60	2	90/5	—	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 5.1-4。

表 5.1-4 施工期噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

序号	站场		噪声贡献值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
钻井工程								
1	井场	东场界	65	65	70	55	达标	超标
2		南场界	64	64	70	55	达标	超标
3		西场界	63	63	70	55	达标	超标
4		北场界	68	68	70	55	达标	超标
储层改造工程								
5	井场	东场界	78	78	70	55	超标	超标
6		南场界	75	75	70	55	超标	超标
7		西场界	78	78	70	55	超标	超标
8		北场界	75	75	70	55	超标	超标

③影响分析

根据表 5.1-4 可知，施工期钻井过程各噪声源对厂界的噪声贡献值昼间夜间为 63~68dB(A)，昼间满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求，夜间超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求；储层改造过程各噪声源对厂界的噪声贡献值为 75~78dB(A)，昼间、夜间均超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求。本项目各井场周边均无村庄等声环境敏感目标，施工期间通过采取对设备定期保养维护、基础减振等措施可减少噪声对周边环境的影响，且随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。从声环境影响角度，项目可行。

5.1.2.2 施工噪声污染防治措施

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

(1) 建设单位应要求施工单位使用低噪声的机械设备，并在施工中设专人对

其进行保养维护，对设备使用人员进行培训，严格按操作规范使用各类机械。

(2) 应合理安排施工作业，避免高噪设备集中施工造成局部噪声过高。

(3) 运输车辆通过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

本工程主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场工程和油气集输工程等，施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的废弃钻井泥浆、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

拟建工程共开挖土方 1.738 万 m^3 ，回填土方 2.276 万 m^3 ，借方 0.538 万 m^3 ，无弃方，开挖土方主要为井场平整、管沟开挖产生土方，回填土方主要为井场回填、管沟回填。新建井场和道路工程区需进行压盖，借方主要来源于商品料场。

② 钻井泥浆

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，无废弃钻井泥浆产生。

③ 钻井岩屑

本项目产生的产生的岩屑量最大为 1266 m^3 ，其中水基泥浆钻井岩屑 466 m^3 ，磺化泥浆钻井岩屑 542 m^3 ，油基泥浆钻井岩屑量为 258 m^3 。根据目前塔里木油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，膨润土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，固相转运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值要求(含油率 $<0.45\%$)后，用于铺垫油区内的井场或道路，不得用于填充自然坑洼。油基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 0.19t，拉运至大北固废填埋场填埋处置。

⑤生活垃圾

拟建工程产生生活垃圾 10.05t，施工人员生活垃圾集中收集后，清运至大北固废填埋场填埋处置。

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约为 0.3t，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废烧碱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，钻井期间产生的废烧碱包装袋约为 0.1t，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约为 0.2t，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/T3999-2017)标准等相关要求。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，经干化检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/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，固相转运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值要求(含油率<0.45%)后，用于铺垫油区内的井场或道路，不得用于填充自然坑洼。油基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。拟建工程施工期危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表5.1-5。

表 5.1-5 施工期危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(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	0.3	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	0.1	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	0.2	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。

拟建工程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 施工期废水环境影响分析

(1) 废水产生量分析

① 钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体等，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 酸化压裂废水

拟建工程酸化压裂废水产生量为 438m³，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酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对博孜区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，则随油气输至博孜天然气处理厂处置，改造后若再次返排压裂液，则运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

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 1 口，生活污水共计产生量为 1608m³，排入生活污水池暂存，定期通过吸污车拉运至拜城县污水处理厂处理，禁止运输途中随意倾倒。

5.1.4.2 施工期地表水环境影响分析

钻井过程中的钻井废水、生活污水、酸化压裂废水等均可得到有效的处置，其中酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对博孜区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，则随油气输至博孜天然气处理厂处置，改造后若再次返排压裂液，则运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水定期拉运至拜城县污水处理场处理。

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，采用“均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺”处理工艺，处理规模为 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，现状处理量为 $236\text{m}^3/\text{d}$ ，富余量为 $64\text{m}^3/\text{d}$ ，拟建项目预计酸化压裂废水产生量为 438m^3 （折合 $1.3\text{m}^3/\text{h}$ ），废液处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注区域地层。因此哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理废液装置富余处理能力、处理工艺、出水水质达标性等均可满足拟建项目需求。

正常情况下井场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，影响地表水水质的可能。钻井过程对区域地表水的影响主要来自非正常状态：钻井过程中若发生井喷，大量的泥浆喷出，后期还会伴有凝析油，若不能及时彻底清理喷出的污染物，降雨过程中将随地表径流漫流，由于对本区域地层已有深度的了解，在钻井过程中均会采取有效防喷措施，在加强管理、措施到位的前提下，井喷是可以得到防范的。拟建东距木扎提河最近约 2.3km ，非正常状态下不会形成地表径流或因雨水的冲刷而随地表径流漫流间接影响到地表水体。

本项目产生的生活污水依托拜城县生活污水处理厂处理。拜城县生活污水处理厂位于拜城县西南部，本项目西南距拜城县生活污水处理厂 44km 。《拜城县排水改扩建二期工程环境影响报告表》于 2010 年 5 月 14 日取得批复（新环评审函[2010]52 号），《拜城县生活污水处理厂提标改造工程环境影响报告表》于 2019 年 3 月 12 日取得批复（阿地环函字[2019]119 号）；排污许可证编号：91652926229810060J001V。拜城县污水处理厂采用 BAF 曝气生物滤池工艺，处理厂最终出水水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB 18918-2002）中一级 B 标准要求，设计处理规模为 $8000\text{m}^3/\text{d}$ ，目前日接纳

3600m³ 废水，尚有较大富余量，可接收并处理本项目生活污水（约 4.8m³/d）。本项目施工期生活污水依托拜城县污水处理厂处理可行。

5.1.4.3 施工期地下水环境影响分析

5.1.4.3.1 正常状况下地下水影响分析

拟建项目钻井施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式，对含水层进行了封固处理，有效保护地下水层，同时严格要求套管下入深度，可有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水的影响。本项目钻井深度超过 8000m，且项目区域属于透水不含水层，正常状况下，不会对地下水产生影响。

施工期废水主要包括钻井废水、酸化废水、管线试压废水和生活污水。根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排；酸化废水采取不落地直接排入回收罐中，加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，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；生活污水定期拉运至拜城县污水处理厂处置。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地下水环境产生不利影响。

5.1.4.3.2 非正常状况下地下水影响分析

(1) 井漏事故对地下水环境的影响

非正常状况下，井漏事故对地下水的污染是指在钻井过程中，钻井废水、泥浆漏失于地下含水层中，造成地下含水层水质污染。就钻井液漏失而言，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井变径后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使钻井液在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入含水层造成污染，其风险性是存在的。

拟建工程钻井一开及二开上部钻井泥浆主要成分为膨润土浆，不含有毒有害物质，二开下部施工时，表层套管已完成固井，因此钻井泥浆不会在表层套管范围内漏失，漏失发生在表层套管以下的二开范围内，本项目所在区域属于透水不

含水层，非正常工况下井漏事故发生后，污染物不会进入含水层，对区域地下水产生影响可接受。

施工单位针对井漏制定有完善的应对措施，钻井过程中一旦发现异常，施工单位将立即停钻采取堵漏承压、打水泥塞等措施，防止井漏事故的发生，可有效减轻井漏对地下水的影响。井漏事故发生概率较低，本项目钻井液使用清洁无害的钻井泥浆，不含重金属等有毒物质，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制井漏事故的发生。

(2) 井喷事故对地下水环境的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围。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凝析油喷散物，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，项目所在区域地下水埋深大于 2m，同时及时将凝析油喷散物集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。因此非正常状况下井喷对区域地下水影响可接受。

5.1.4.4 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 5.1-8。

表 5.1-8 分区防渗要求一览表

站场	项目		防渗要求
钻前工程	重点防渗区	钻台	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		放喷池	
		危废暂存间	
		泥浆罐区	
		应急池	
		泥浆随钻不落地系统	
	一般防渗区	泥浆泵区	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m

储层改造工程	重点防渗区	危险化学品间	厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层的防渗性能
		岩屑池	
		井口装置区	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层的防渗性能
		放喷池	
		凝析油储罐区	
		废液收集罐区	
酸化设备区			

5.1.4.5 施工期水环境保护措施

(1) 合理确定钻井占地，钻井井场设置岩屑池、放喷池，所有的污染物按规定入池，不得随意流失。

(2) 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。

(3) 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，杜绝泥浆排出井场。

(4) 物料及废物不乱堆乱放，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。

(5) 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。

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

(7) 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。

(8) 项目区潜水含水层均为苦咸水、不具备饮用价值，采用清水钻进方式。

5.1.5 施工期土壤环境影响分析

拟建工程施工期非正常状况下新钻井钻尺深度小于100m时可能发生井漏事故，钻井废水、泥浆漏失渗入土壤中，泄漏物质在土壤中淤积最终污染土壤。钻尺深度小于100m时钻井泥浆主要成分为膨润土浆，不含有毒有害物质，就钻井液漏失而言，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中一旦发现异常，施工单位将

立即停钻采取堵漏承压、打水泥塞等措施，防止井漏事故的发生，可有效减轻井漏对土壤的影响。井漏事故发生概率较低，本项目钻井液使用清洁无害的钻井泥浆，不含重金属等有毒物质，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在土壤中的漏失，减轻土壤环境影响。

拟建工程施工期生活区设置生活污水池 1 座，非正常状况下生活污水池因老化或腐蚀等原因导致破损，生活污水泄漏从而污染土壤、地下水；生活污水池采用撬装钢板一体化设计，破损发生概率极低，且生活污水池位于地上，下方及四周均采取防渗措施，一旦发生泄漏能够及时发现并采取措施处理，从而减少生活污水对周围土壤环境的影响。

5.1.6 施工期生态影响分析

5.1.6.1 生态影响分析

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

5.1.6.1.1 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及道路占地，临时占地主要为井场、管道及架空电力线作业带占地等。

表 5.1-7 拟建工程占用土地情况表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)		土地利用类型	备注
		永久占地	临时占地		
1	采气井场	0.16	1.24	裸土地	1 座，单座井场永久占地为 40m×40m；钻井期井场临时占地面积为 120m×90m，井场生活区占地面积 40m×40m
2	道路工程	1.035	0	裸土地	道路长度 2.3km，道路宽度 4.5m
3	架空电力线	0	0.15	裸土地	电力线长度 0.25km，作业带宽度按 6m 计
4	管线工程	0	3.112	裸土地	集输管线 3.89km，作业带宽度按 8m 计
合计		1.195	4.502	—	—

拟建工程施工过程中对地表的扰动主要来源于以下方面：①井场土地平整；

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

5.1.6.1.2 对土壤肥力的影响分析

拟建工程施工过程中对土壤肥力的影响主要来源于管线施工过程，项目管沟开挖深度为 1.6m，管沟底宽 0.8m，边坡比为 1:1，管沟每延米挖方量约 3.84m^3 ，开挖过程中以机械开挖为主，若前期未对土壤构造进行调研分析，开挖过程中极易造成不同肥力的土壤混合堆放在一起，在回填过程中，管沟区域的土壤肥力发生变化，影响了管线沿线区域土壤肥力，对后续植被自然恢复造成了一定的影响。

5.1.6.1.3 对植被覆盖度及生物损失量的影响分析

(1) 植被覆盖度的影响分析

根据现场调研及结合区域植被类型图，项目各区域植被覆盖情况如表 5.1-8 所示。

表 5.1-8 拟建工程占地区域植被覆盖度情况表

序号	工程内容	区域	主要植被类型	植被覆盖度
1	采气井场	整个区域	沿线区域植被分布稀少	15~20%
2	道路工程	整个区域		
3	架空电力线	整个区域		
4	管线工程	整个区域		

从现场调研情况看，区域整体覆盖度相对低，在施工过程中由于地表的清

理，将导致占地区域内的植被损失，区域植被覆盖度将有一定程度的降低。

(2) 生物损失量的影响分析

拟建工程永久占地和临时占地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \cdot W_i$$

式中，Y——生物量损失，t； S_i ——占地面积， hm^2 ； W_i ——单位面积生物量， t/hm^2 。

根据查阅相关资料，区域植被覆盖度为 15~20%，平均生物量为 $2.0t/hm^2$ 。

表 5.1-9 项目建设各类型占地的生物量损失

工程内容	平均生物量(t/hm^2)	面积(hm^2)		生物量(t)	
		永久占地	临时占地	永久占地植被损失	临时占地植被损失
采气井场、道路工程、架空电力线、管线工程	2.0	1.195	4.502	2.39	9.004

项目施工过程中预计将造成 2.39t 永久占地植被损失和 9.004t 临时占地植被损失。

5.1.6.1.4 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。

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

(1) 对植被的影响分析

根据项目建设的特点，对植被环境影响主要体现在井场、道路及管线施工对地表植被的扰动和破坏。施工过程预计将造成 2.39t 永久占地植被损失和

9.004t 临时占地植被损失。根据现场调研，区域地表植被覆盖度低，区域植被不会因项目的施工导致整个区域植被物种数量减少，物种种类不会发生变化，主要影响为单一植被在区域占比有一定程度的下降。

(2) 对野生动物的影响

项目施工过程中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、管线、道路建设的各个过程，区域内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

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

5.1.6.1.5 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。

5.1.6.1.6 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。

拟建工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，区域地表植被覆盖度较低，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减小因拟建工程的建设而产生的水土流失。

5.1.6.1.7 防沙治沙分析

5.1.6.1.7.1 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 5000 万元。建设内容包括：①部署采气井 1 口(博孜 19 井)；②新建井场 1 座；③新建采气管线 3.89km，新建燃料气管线 3.89km(同沟敷设)；④配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。拟建工程建成后，产气量 20 万 m^3/d ，凝析油量 60 m^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境内。拟建工程建设内容占地现状均属于裸土地。

(3) 项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

拟建工程位于拜城盆地。项目区主要植被为琵琶柴、合头草、假木贼、猪毛菜等。所在区域河流自西向东为木扎提河、卡普斯浪河、台勒维丘克河、喀拉苏河、克孜尔河，工程场地及周边临近区域无地表水体分布，拟建工程东距木扎提河 2.3km。评价区域位于冲洪积平原的山区中部，由于强烈的新构造运动，在山前凹陷带内接受了大量的来自哈尔克山的堆积物，形成巨大的松散堆积层。受山前构造、地形和第四系岩性变化所控制，该区地下水不蕴藏，因山区地势原因流出。

(4) 项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

拜城县沙化土地总面积为 241394.1 hm^2 ，占拜城县国土总面积的 15.18%。

其中：固定沙地 238.13hm²，占 0.099%；风蚀残丘 11217.61hm²，占 4.65%；风蚀劣地 3hm²，占 0.001%；戈壁 229935.71hm²，占 95.25%。

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

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

5.1.6.1.7.2 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 5.697hm²，其中永久占地 1.195hm²，临时占地 4.502hm²，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及铺垫井场。项目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)。

拟建工程占地均为裸土地，占地范围不涉及已建设的防沙治沙设施。

(4) 可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

项目施工期主要包括钻井工程和地面工程，钻井工程包括池体开挖、场地平整、井场道路等。池体开挖、管沟开挖、场地平整及井场道路施工过程中，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。

5.1.6.2 生态影响减缓措施

5.1.6.2.1 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。

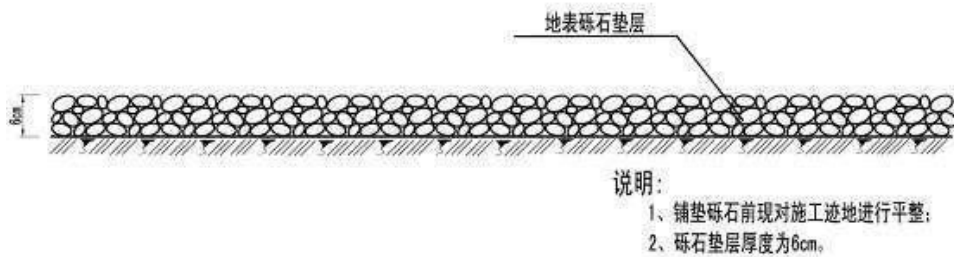


图 5.1-1 井场砾石压盖措施典型设计图

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范围。

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。

5.1.6.2.2 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，尽可能选择裸地进行工程建设，尽量避开植被区域，减少因施工造成的植被破坏；严格

界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，减少对地表的碾压。

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

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

④严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少对植被的破坏，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

⑤确保各环保设施正常运行，含油废物回收、固体废物填埋，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的荒漠植被。

⑥强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对植物和野生动物的影响。

⑦管线管沟采取边开挖、边回填措施，在可能有野生动物活动的区域设置人员巡逻。

5.1.6.2.3 维持区域生态系统完整性措施

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

②施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表实施砾石覆盖等措施，以减少风蚀量。

③工程施工结束后，应对施工临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。

5.1.6.2.4 水土流失保护措施

5.1.6.2.4.1 井场工程区

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

(2)限行彩条旗：为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，本方案设计在井场施工区四周拉彩条旗以示明车辆行驶边界，

以避免增加对地表的扰动和破坏。

5.1.6.2.4.2 管道工程区

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

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

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

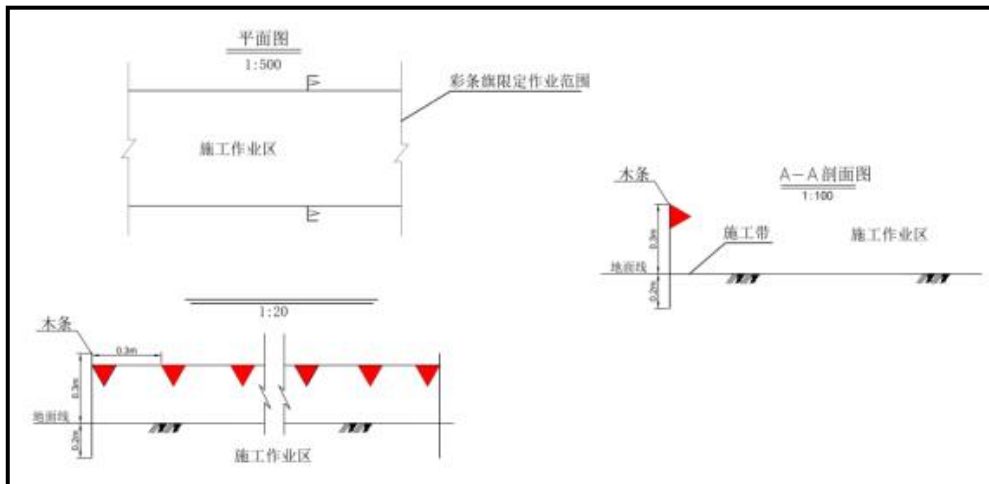


图 5.1-2 限行彩条旗典型措施设计图

5.1.6.2.5 防沙治沙内容及措施

(1) 采取的技术规范、标准

- ① 《中华人民共和国防沙治沙法》(2018 年 11 月 14 日修订);
- ② 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发[2020]138 号);
- ③ 《防沙治沙技术规范》(GB/T21141-2007);

(2) 制定方案的原则与目标

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

制定方案的目标：通过工程建设，沙化土地扩展趋势得到遏制。

(3) 工程措施(物理、化学固沙及其他机械固沙措施)

拟建工程不涉及物理、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)

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。

(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：井场平整后，采取砾石压盖。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。③在施工过程中，不得随意碾压区域内其它固沙植被。

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 20 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，预计博孜区块沙化土地扩展趋势得到一定的遏制。

5.1.6.3 生态影响评价自查表

表 5.1-10 生态影响评价自查表

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

5.2.2.1 常规气象资料分析

拟建工程位于阿克苏地区拜城县，距离该项目最近的气象站为拜城县气象站，该地面观测站与项目厂址距离 33km，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)规定，本次评价气象统计资料分析选用拜城县气象站的气象资料。

表 5.2-1 观测气象数据信息

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

(1) 温度

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

表 5.2-2 2002 年-2022 年近 20 年平均温度月变化统计表

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

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。

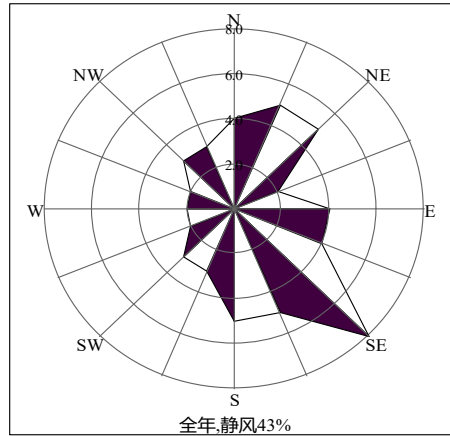


图5.2-1 拜城县全年风向玫瑰图

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 5.2-4。

表 5.2-4 项目估算模式参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	/
2	最高环境温度/°C		39.0
3	最低环境温度/°C		-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	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
		地形数据分辨率/m	90×90

9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
		岸线距离/km	—
		岸线方向/°	—

(2) 预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表 5.2-5，相关污染物预测及计算结果见表 5.2-6。

表 5.2-6 主要废气污染源参数一览表(点源, 100%负荷)

污染源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒底部海拔高度(m)	排气筒		烟气流速(m/s)	工况气量(m ³ /h)	标况气量(m ³ /h)	烟气温度(°C)	年工作时间(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)		高度(m)	出口内径(m)								
加热炉烟气	*	*	*	8	0.10	11.9	337	234	120	4800	正常	PM ₁₀	0.0047
												PM _{2.5}	0.0026
												SO ₂	0.0009
												NO ₂	0.0363
												非甲烷总烃	0.004

表 5.2-7 主要废气污染源参数一览表(面源, 100%负荷)

名称	面源起始点坐标		面源海拔高度(m)	面源长度(m)	面源宽度(m)	与正北向夹角(°)	面源有效排放高度(m)	年排放小时数(h)	排放工况	污染物	排放速率(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
井场无组织废气	*	*	*	40	50	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.00057

表 5.2-8 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/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离(m)	D _{10%} (m)
1	加热炉烟气	PM ₁₀	2.08	0.46	8.09	14	—
		PM _{2.5}	1.15	0.51			
		SO ₂	0.36	0.07			
		NO ₂	16.17	8.09			

		非甲烷总烃	1.6	0.08		
2	井场无组织废气	非甲烷总烃	9.99	0.50	29	—

由表 5.2-8 可知，项目废气中 PM_{10} 最大落地浓度为 $2.08 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.46%； $PM_{2.5}$ 最大落地浓度为 $1.15 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.51%； SO_2 最大落地浓度为 $0.36 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.07%； NO_2 最大落地浓度为 $16.17 \mu g/m^3$ 、占标率为 8.09%；非甲烷总烃最大落地浓度为 $1.6 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.08%；井场无组织非甲烷总烃最大落地浓度为 $9.99 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.50%； $D_{10\%}$ 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 5.2-7 站场四周场界浓度计算结果一览表 单位： $\mu g/m^3$

污染源	污染物	东场界	南场界	西场界	北场界
井场无组织废气	非甲烷总烃	0.792	0.782	0.993	0.853

由表 5.2-8 预测结果可知，拟建工程实施后，井场无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值满足《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 大气环境保护距离

根据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)“8.8.5 大气环境保护距离确定”相关要求，需要采用进一步预测模式计算大气环境保护距离，拟建工程大气环境影响评价等级为二级，不再计算大气环境保护距离。

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。

拟建工程属于天然气开采过程，若井口压力过高，采出气通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑，本项目放喷等非正常工况下污染物源强情况见表 5.2-8。

表 5.2-8 非正常工况下污染物排放一览表

序号	面源名称	面源起点坐标		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
		X	Y									
1	井场放喷口	*	*	*	8	3	0	8	0.5	非正常	非甲烷总烃	0.25
											颗粒物	0.1
											NO _x	0.0675

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 5.2-9。

表 5.2-9 非正常排放 P_{max} 及 D_{10%} 预测及计算结果一览表 单位: μg/m³

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)	D _{10%} (m)
1	井场放喷口	非甲烷总烃	676.9	33.8	91.4	10	50
		PM ₁₀	270.8	60.2			250
		NO ₂	182.8	91.4			525

由表 5.2-9 计算结果表明,非正常工况条件下,井场放喷废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 676.9μg/m³,占标率为 33.8%,D_{10%}对应距离为 50m;PM₁₀最大落地浓度为 270.8μg/m³,占标率为 60.2%,D_{10%}对应距离为 250m;NO₂最大落地浓度为 182.8μg/m³,占标率为 91.4%,D_{10%}对应距离为 525m。

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

5.2.1.7 污染物排放量核算

(1) 有组织排放量核算

本项目有组织排放量核算情况见表 5.2-12。

表 5.2-12 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度	核算排放速率	核算年排放量
----	-------	-----	--------	--------	--------

			(mg/m ³)	(kg/h)	(t/a)
1	加热炉烟气	颗粒物	20	0.0047	0.022
		SO ₂	3.9	0.0009	0.004
		NO _x	155	0.0363	0.174
		非甲烷总烃	16.03	0.004	0.018

(2) 无组织排放量核算

项目大气污染物排放量核算情况见表 5.2-13。

表 5.2-13 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		年总排放量(t/a)
				标准名称	浓度限值(mg/m ³)	
1	井场无组织废气	非甲烷总烃	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	4.0	0.005

5.2.1.8 评价结论

拟建工程位于环境质量不达标区，污染源正常排放下颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、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 5.2-11。

表 5.2-11 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input type="checkbox"/>	三级 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>	边长5~50km <input type="checkbox"/>	边长=5km <input type="checkbox"/>
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥ 2000t/a <input type="checkbox"/>	500~2000t/a <input type="checkbox"/>	<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>
	评价因子	基本污染物 (PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃) 其他污染物(非甲烷总烃)		包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不含二次PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>	地方标准 <input type="checkbox"/>	附录D <input checked="" type="checkbox"/> 其他标准 <input type="checkbox"/>
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>	二类区 <input checked="" type="checkbox"/>	一类区和二类区 <input type="checkbox"/>
	评价基准年	(2023)年		
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input checked="" type="checkbox"/>	主管部门发布的数据 <input type="checkbox"/>	现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>		不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>

续表 5.2-11

大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>			拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>	区域污染源 <input type="checkbox"/>		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>	
	预测范围	边长 \geq 50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子(非甲烷总烃)					包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率 \leq 100% <input checked="" type="checkbox"/>				C _{本项目} 最大占标率 $>$ 100% <input type="checkbox"/>			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率 \leq 10% <input type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率 $>$ 10% <input type="checkbox"/>			
		二类区	C _{本项目} 最大占标率 \leq 30% <input type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率 $>$ 30% <input type="checkbox"/>			
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长(0.5)h	C _{本项目} 占标率 \leq 100% <input type="checkbox"/>			C _{非正常} 占标率 $>$ 100% <input checked="" type="checkbox"/>			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 <input type="checkbox"/>				C _{叠加} 不达标 <input type="checkbox"/>			
区域环境质量的整体变化情况	k \leq -20% <input type="checkbox"/>				k $>$ -20% <input type="checkbox"/>				
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度、非甲烷总烃)			有组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>		
	环境质量监测	监测因子: ()			监测点位数 ()		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>							
	大气环境防护距离	距()厂界最远()m							
评价结论	污染源年排放量	SO ₂ : (0.004) t/a	NO _x : (0.174) t/a	颗粒物: (0.022) t/a		VOC _s : (0.023) 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

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水, 采出水前期随采出液一起进入博孜天然气处理厂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, 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。

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) 博孜天然气处理厂采出水处理单元

拟建工程建成投运后，采出水随采出液经管道输送进入博孜天然气处理厂处理。工艺流程为：沉降罐脱除的污水进行到污水处理系统，通过“沉降-除油-过滤”的污水处理工艺后通过站内注水泵经高压配水阀组去各注水井进行注水开发。处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。处理后净化污水经高压注水泵增压，通过注水系统回注，可保持油层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。

表 5.2-12 博孜天然气处理厂采出水处理规模一览表

序号	联合站名称	项目内容	设计最大处理规模	预计富余处理能力	拟建工程需处理量	依托可行性
1	博孜天然气处理厂	采出水(m ³ /d)	1450	950	200	依托可行

(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，采用“均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺”处理工艺，处理规模为 300m³/d，项目井下作业废水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。

综上，拟建工程废水不外排，拟建工程实施对地表水环境可接受。

表 5.2-13 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文要素影响型 <input type="checkbox"/>	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ；饮用水取水口 <input type="checkbox"/> ；涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ；重要湿地 <input type="checkbox"/> ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 <input type="checkbox"/> ；涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
	影响途径	水污染影响型 直接排放 <input type="checkbox"/> ；间接排放 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水文要素影响型 水温 <input type="checkbox"/> ；径流 <input type="checkbox"/> ；水域面积 <input type="checkbox"/>

续表 5.2-13 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响因子	持久性污染物 <input checked="" type="checkbox"/> ; 有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ; 非持久性污染物 <input type="checkbox"/> ; pH值 <input type="checkbox"/> ; 热污染 <input type="checkbox"/> ; 富营养化 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ; 水位(水深) <input type="checkbox"/> ; 流速 <input type="checkbox"/> ; 流量 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
评价等级	水污染影响型		水文要素影响型
	一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级A <input type="checkbox"/> ; 三级B <input checked="" type="checkbox"/>		一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 <input type="checkbox"/>

5.2.3 地下水环境影响评价

拟建项目新建井场和集输管线位于同一水文地质单元,水文地质条件一致,因此进行统一叙述,不再分述。

5.2.3.1 区域水文地质条件概况

(1) 地下水赋存条件

本项目调查评价区所在区域的地貌类型有低山丘陵区与冲积洪积平原区。不同的地形地貌垂直带又有截然不同的气候与水文条件。本区地下水的赋存条件与分布特征均受、气候、水文等因素的共同影响,互相依从、互相制约。

本项目调查评价区范围内北部的低山丘陵区因受拜城盆地基底形态和盆地地下水位的控制,盆地四周高基底上的第四系松散层不含水或不均匀含水,绝大部分为透水不含水层,少部分地区存在有较薄的第四系松散岩类孔隙水,水量贫乏,换算涌水量 $<100\text{m}^3/\text{d}$ 。

(2) 地下水的补给、径流和排泄条件

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

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

(3) 地下水化学特征

区域分布有单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水和碎屑岩类裂隙孔隙水。

① 单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水

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

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

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

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

② 碎屑岩类裂隙孔隙水

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

(4) 地下水流场特征

地下水动态主要受气象、水文和水文地质条件及人类活动因素控制。根据区域的地下水动态监测资料，区内潜水水位动态主要表现为水文型。

位于河流冲洪积的河间地块，潜水的动态特征曲线与两河的丰枯特征较相似，表现出水文型动态特征。河流的丰枯特征 10 月至翌年 3 月份为枯水期，4 月气温回升，冰雪融化，河流量明显增大，6~8 月河流径流量最高，地下水水位动态特征随两河丰枯特征出现很直观的变化，地下水高水位出现在 9 月，比河流丰水期稍滞后，9、10 月地下水水位持续下降，水位最低值出现时间比河流枯水期迟后，这是因为河流入渗、地下水位埋深及径流条件等因素影响所致。各观测孔最低水位多出现在 6、7 月，6~7 月份以后地下水位急剧上升，9 份水位最高，在高水位与低水位期间水位保持时间较短，高低水位差较大，降幅均值 6.16m，主要是河水径流量年内分布极不均衡。

5.2.3.2 场地包气带特征

根据附近钻孔资料显示，本项目井场所在区域范围内地层岩性主要为砂砾卵石层，地面表层含有较薄的粉细砂层，结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）水文地质参数经验值表，判定本项目场地包气带防污性能为“弱”。

5.2.3.3 区域地下水污染源调查

拟建项目评价区位于拜城县境内，区域地下水污染源主要为周边采气井场开采过程中产生的落地油，落地油经桶装收集后直接送有危废处置资质的单位接收处置，且井场及管线均采取了严格的防渗措施，油类物质不会对区域地下水环境产生污染影响。

5.2.3.4 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，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。

5.2.3.4.1 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水，采出水随采出液一起进入博孜天然气处理厂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，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。集输管道采用柔性复合管，正常情况下不会对地下水产生污染影响。

(2) 落地油

拟建工程正常状况下，采出液经管线密闭集输至博孜天然气处理厂进一步处理，集输管线采用柔性复合管线，采取了严格的防腐措施，正常情况下采出液不会对区域地下水环境产生污染影响。

5.2.3.4.2 非正常状况

(1) 井场套管破损泄漏对地下水环境的影响

气井正常运行过程中如套管发生破损泄漏，则会发生套外返水事故。一旦事故发生，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生油水串

层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。套外返水发生概率极低，本次评价考虑最不利的极端情况下，套管发生破损泄漏后对潜水含水层水质产生影响，本次评价对非正常状况下套管发生破损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。

① 预测因子筛选

套管破损泄漏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。评价因子检出限及评价标准见表 5.2-16。

表 5.2-16 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

② 预测源强

泄漏量取单井采出液中凝析油流量的最大值 60t/d，全部渗入潜水含水层，采取措施 1 天后停止泄漏。根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》(葛春等，天津市环境保护开发中心)，考虑泄漏凝析油 1% 进入潜水含水层，则石油类进入地下水的量为 60kg。

③ 预测模型

污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建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一平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

- 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；
- 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；
- 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一平面瞬时点源的预测模型为：

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

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；评价区域潜水含水层平均厚度约30m；

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60kg；

u —地下水流速度，m/d；渗透系数取2.54m/d。水力坡度 I 为0.83‰。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=2.54\text{m/d} \times 0.83\text{‰}/0.18=0.012\text{m/d}$ ；

n —有效孔隙度，无量纲；参照相关资料，其有效孔隙度 $n=0.18$ ；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；根据资料，纵向弥散度 $\alpha_m=10\text{m}$ ，纵向弥散系数 $D_L=\alpha_m \times u=0.12\text{m}^2/\text{d}$ ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；横向弥散系数 $D_T=0.012\text{m}^2/\text{d}$ ；

π —圆周率。

④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，石油类取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中III类标准值等值线作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表 5.2-17。

表 5.2-17 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)	超标范围是否 出场界
100d	300	122.22	0.005	0.193	0.198	17.3	否
1000d	330	—	0.005	0.019	0.024	32.3	否
7300d	—	—	0.005	—	—	—	—

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。

图 5.2-2 在非正常状况下 100 天石油类污染晕运移图

图 5.2-3 在非正常状况下 1000 天石油类污染晕运移图

图5.2-4 非正常状况下，井场边界石油类浓度变化曲线图

综合以上分析可知，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 后污染晕影响范围为 300m^2 ，超标范围为 122.22m^2 ，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东南方向最大运移距离为 17.3m，污染晕中心最大贡献浓度为 0.193mg/L ，叠加背景值后的浓度为 0.198mg/L ；石油类污染物泄漏 1000d 后污染晕影响范围为 330m^2 ，无超标范围，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向

东南方向最大运移距离为 32.3m，污染晕中心最大贡献浓度为 0.019mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.024mg/L；石油类污染物泄漏 7300d 后石油类污染晕影响范围消失。

(2) 集输管线泄漏事故对地下水的影响

集输管线对地下水的影响，一般泄漏于土体中的凝析油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的凝析油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。

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

综合考虑生产装置设施情况以及所在区域水文地质条件，非正常状况泄漏点设定为：集输管线截面100%断裂泄漏，如不及时修复，凝析油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下集输管线截面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。

① 预测因子筛选

集输管道泄漏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。评价因子检出限及评价标准见表 5.2-18。

表 5.2-18 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

② 预测源强

拟建项目自动控制系统采用 SCADA 系统，系统采用全线调控中心控制级、井场控制级和就地控制级三级控制方式，并对沿线井场及监控阀室实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度管理。

根据设计资料并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏油事故，管内压力减小，各截断阀可以确保在 10min 内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至

关闭阀门时间 10min 考虑。管道泄漏时，选取最不利情形即管道截面 100%断裂进行评价。通常按美国矿业管理部 (MMS) 管道油品泄漏量估算导则 (MMS2002-033) 给出的估算模式计算凝析油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$V_{rel} = 0.1781 \times V_{pipe} \times f_{rel} \times f_{GOR} + V_{pre-shut}$$

式中： V_{rel} —集输管线油品泄漏量，bb1（1 桶=0.14 吨）；

V_{pipe} —管段体积， ft^3 （ $1ft^3=0.0283m^3$ ），按最大计算， r 取 0.04m，长度取 3890m；

f_{rel} —最大泄漏率，取 0.2；

f_{GOR} —压力衰减系数，取 0.2；

$V_{pre-shut}$ —截断阀关闭前泄漏量，bb1。

截断阀关闭前泄漏量：根据实际生产数据该管线外输凝析油量为 60t/d，管线发生泄漏时，10min 内凝析油泄漏量为 0.42t。

阀门关闭后泄漏量：本次评价的破裂管线内径 80mm，长 3890m，管道体积为 $19.54m^3$ 。经计算，非正常状况下，阀门关闭后采出液泄漏量为 0.69t。

根据上述公式计算可知：管线输送全管径泄漏最大凝析油泄漏量为 1.11t，考虑泄漏凝析油 1% 进入潜水含水层，则石油类进入地下水的量为 1.11kg。

③ 预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：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，根据拟建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：

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

式中：

x, y —计算点处的位置坐标；

t —时间，d；

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 x, y 处的污染物浓度，mg/L；

M —含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约30m；

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1.11kg；

u —地下水流速度，m/d；渗透系数取2.54m/d。水力坡度 I 为0.83‰。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=2.54\text{m/d} \times 0.83\text{‰}/0.18=0.012\text{m/d}$ ；

n —有效孔隙度，无量纲；参照相关资料，其有效孔隙度 $n=0.18$ ；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；根据资料，纵向弥散度 $\alpha_m=10\text{m}$ ，纵向弥散系数 $D_L=\alpha_m \times u=0.12\text{m}^2/\text{d}$ ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；横向弥散系数 $D_T=0.012\text{m}^2/\text{d}$ ；

π —圆周率。

④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，石油类取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中III类标准值等值线作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。

集输管道泄漏石油类对地下水影响预测结果见表 5.2-19。

表 5.2-19 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)	超标范围是否 出场界
100d	123.32	—	0.005	0.045	0.05	10.7	否
1000d	—	—	0.005	—	—	—	—
7300d	—	—	0.005	—	—	—	—

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。

图 5.2-4 在非正常状况下 100 天石油类污染晕运移图

综合以上分析可知，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后污染晕影响范围为123.32m²，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东南方向最大运移距离为10.7m，污染晕中心最大贡献浓度为0.045mg/L，叠加背景值后的浓度为0.05mg/L，无超标范围；石油类污染物泄漏1000d后石油类污染晕影响范围消失；石油类污染物泄漏7300d后石油类污染晕影响范围消失。

综上所述，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，拟建项目各个不同阶段，地下水中各评价因子均能满足 GB/T14848 的要求。

5.2.3.5 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定期做好井场设备、阀门、管线等巡检，一旦发现异常，及时采取措施，避免“跑、冒、滴、漏”现象的发生；

③井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集作业废水，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。

⑤严格按照《固井作业规程 第 1 部分：常规固井》(SY/T 5374.1)、《固井设计规范》(SY/T 5480)实施固井工程，确保固井质量满足《固井质量评价方法》(SY/T 6592)相关要求，避免套管返液窜漏污染地下水。

⑥加强对集输管线和气井的监测和管理工作，定期检查，及时发现、修补损坏井，减少管线破坏、减少凝析油泄漏量。

⑦气井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》(GB/T17745-2011)要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

(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 5.2-15 分区防渗要求一览表

井场	防渗分区		防渗要求
运营期井场	一般防渗区	井口撬	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$; 或参照 GB16889 执行

图 5.2-2 井场运营期分区防渗图

(3) 地下水环境监测与管理

为了及时准确地掌握区域及下游地区地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，区域应建立地下水长期监控系统，包括科学、合理地设置地

下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备先进的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。

①监测井布置

依据地下水监测原则，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)及《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)相关要求，结合区域水文地质特征，设置 3 眼跟踪监测井，跟踪监测井可满足项目区域的对地下水监控需求。地下水监控井基本情况和相对位置等详见表 5.2-24。

表 5.2-24 地下水监控井基本情况表

名称	相对位置	监测层位	功能	井孔结构	监测因子	监测频次
1#	集输管线西北 1.8km (上游)	潜水含水层	跟踪监测井	按《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)执行	pH、总硬度、溶解性总固体、硫化物、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、汞	每半年 1 次
4#	博孜 19 井东南 5.1km (下游)					
5#	博孜 19 井东南 6.1km (下游)					

②监测频率

i. 跟踪监测井采样频次每半年 1 次。

ii. 遇到特殊的情况或发生污染事故，可能影响地下水水质时，应随时增加采样频次。

iii. 同时考虑随着时间的推移，区域地下水流向可能会发生变化，导致地下水水质监测井功能的改变，因此将水质监测井地下水水位标高的监测纳入监测计划里。

③上述监测结果应按有关规定及时建立档案并公开，满足法律中关于知情权的要求。如发现异常或发生事故，应加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，并及时采取相应的应急措施。

5.2.3.6 地下水污染应急措施

(1)应急治理程序

针对应急工作需要，参照“场地环境保护标准体系”的相关技术导则，结

合地下水污染治理的技术特点，制定地下水污染应急治理程序见图 5.2-4。

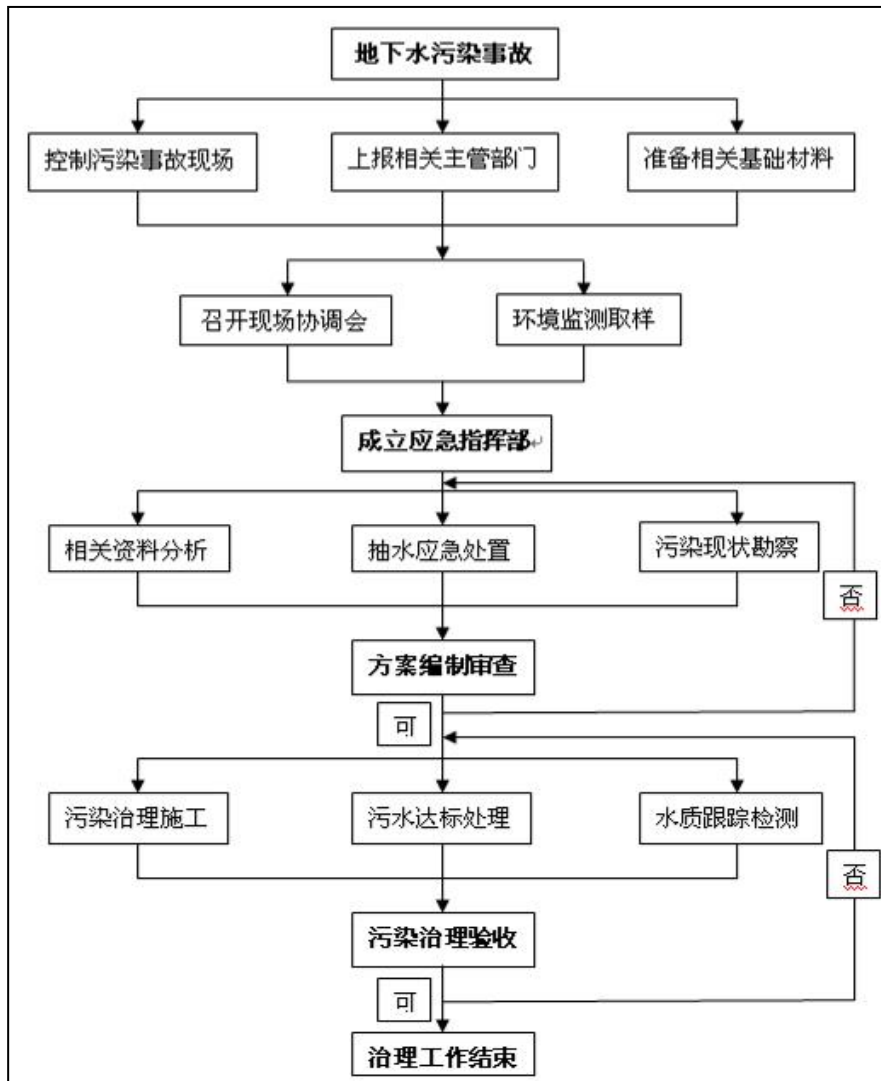


图 5.2-5 污染应急治理程序框图

(2) 地下水污染治理技术

地下水污染治理技术归纳起来主要有：物理处理法、水动力控制法、抽出处理法、原位处理法等。依据区域水文地质条件，本项目可选用水动力控制法和抽出处理法。由于地下水污染治理具有很强的专业性，在发生地下水污染风险时，建议聘请专业地下水污染治理团队制定地下水污染治理方案，科学合理选择污染治理技术。

(3) 治理措施

博孜区块内包气带天然防污性能弱，因此在非正常及风险状况下，可能造成污染物进入地下水中，针对上述情景，建议采取如下污染应急治理措施。

- ①一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案；
- ②查明并切断污染源，在最短时间内清除地表污染物；
- ③加密地下水污染监控井的监测频率，并实时进行化验分析；
- ④一旦发现监控井地下水受到污染，立即启动抽水设施；
- ⑤探明地下水污染深度、范围和污染程度；
- ⑥依据地下水污染情况和污染场地的含水层埋藏分布特征，结合拟采用的地下水污染治理技术方法，制定地下水污染治理实施方案；
- ⑦依据实施方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整；
- ⑧将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析；
- ⑨当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止井点抽水，并进行土壤修复治理工作。

5.2.3.7 地下水环境评价结论

(1) 环境水文地质现状

本项目调查评价区范围内北部的低山丘陵区因受拜城盆地基底形态和盆地地下水位的控制，盆地四周高基底上的第四系松散层不含水或不均匀含水，绝大部分为透水不含水层，少部分地区存在有较薄的第四系松散岩类孔隙水，水量贫乏，换算涌水量 $<100\text{m}^3/\text{d}$ 。

区域内包气带岩(土)层单层厚度 $M_b \geq 1.0\text{m}$ ，连续、稳定分布，垂直渗透系数大于 10^{-4}cm/s ，包气带岩石的防污性能为“弱”。

根据现状监测结果，监测期间区域地下水中监测因子均满足《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

正常状况下，井场内采气树、集输管线等装置完好无损且井场严格按照《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T 50934)相关要求采取了防渗措施，可避免采出液泄漏而对地下水产生污染影响。

非正常状况下，套管破损、集输管道破损等导致采出液泄漏进入地下水后

沿水流迁移，但影响范围较小，不会对周围地下水水质产生明显污染影响。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，拟建项目各个不同阶段，地下水中各评价因子均能满足 GB/T14848 的要求。

(3) 地下水环境污染防治措施

本项目依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，采取严格的地下水环境污染防治措施。①依据《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)相关要求，采取相应的分区防渗措施，防渗的设计使用年限不应低于拟建项目主体工程的设计使用年限；②建立和完善拟建项目的地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划；③在制定全厂环保管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

(4) 地下水环境影响评价结论

本项目采取了源头控制、分区防渗、监控措施和应急响应等防控措施，同时制定了合理的地下水污染监控计划。因此，在加强管理并严格落实地下水污染防治措施的前提下，从地下水环境影响的角度分析，本项目对地下水环境影响可接受。

5.2.4 声环境影响评价

拟建工程管道埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输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、加热炉。

5.2.4.1 预测模式

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

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

L_w —由点声源产生的声功率级(A 计权或倍频带)，dB；

D_c —指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_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:

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

式中: $L_A(r)$ —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;

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

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

式中： L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T —用于计算等效声级的时间，s；

N —室外声源个数；

t_i —在 T 时间内 I 声源工作时间，s；

M —等效室外声源个数；

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

e) 噪声预测值计算

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

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

拟建工程井场产噪设备主要为井场采气树、加热炉。

表 5.2-17 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	采气	采气树	—	10	15	1	85	基础减振	8760h/a
2	井场	加热炉	—	10	15	1	80	基础减振	8760h/a

5.2.4.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建工程新建采气井噪声源对四周场界的贡献声级值见表 5.2-18。

表 5.2-18 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
			昼间	夜间	
采气井场	东场界	42	60	50	达标
	南场界	39			
	西场界	42			
	北场界	39			

由表 5.2-18 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 39~42dB(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角度，项目建设可行。

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 5.2-19。

表 5.2-19 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 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/>					
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200m <input type="checkbox"/> 小于 200m <input type="checkbox"/>					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/> 地方标准 <input type="checkbox"/> 国外标准 <input type="checkbox"/>					
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>	中期 <input type="checkbox"/>		远期 <input type="checkbox"/>
现状评价	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/> 现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/> 收集资料 <input type="checkbox"/>					
	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 <input type="checkbox"/> 已有资料 <input checked="" type="checkbox"/> 研究成果 <input type="checkbox"/>					
声环境影响预测与	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/> 其他 <input type="checkbox"/>					
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200m <input type="checkbox"/> 小于 200m <input type="checkbox"/>					

评价	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>		
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>		
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>		
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input type="checkbox"/> 无监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子: ()	监测点位数 ()	无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>		
注: “□” 为勾选项, 可√; “()” 为内容填写项。				

5.2.5 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年第43号), 拟建工程运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料, 收集后直接由有危废处置资质单位接收处置, 井场内不暂存。

拟建工程危险废物类别、主要成份及污染防治措施见表5.2-20。

表 5.2-20 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.2	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	0.25	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

5.2.5.2 危险废物环境影响分析

(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

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 1mm，边框外宜留不小于 3mm 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 5.2-3 所示；

图 5.2-3 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 5.2-4 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)、《危险废物转移管理办法》(生态环境部令 第 23 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；按照危险废物污染防治和危险货物运输相关规定运输危险废物，记录运输轨迹，防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

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、废防渗材料全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司
河北省众联能源环保科技有限公司

司进行处置，库车畅源环保科技有限公司处理资质及处置类别涵盖了拟建工程 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前库车畅源环保科技有限公司已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 46 万 t/a，富余处理量为 18.4 万 t/a。因此，拟建工程危险废物全部委托库车畅源环保科技有限公司接收处置可行。

(4) 运输过程的污染防治措施

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

拟建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生态系统完整性的影响。

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、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 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，拟建工程采气井场属于 II 类项目，集输管线建设属于 II 类项目。

5.2.7.1.2 影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，拟建工程位于土壤盐化地区，土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

运营期废水主要为采出水和井下作业废水，井场不设置废水池，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况集输管道连接处破裂，井场正常运行过程中如

套管发生破损泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。同时，本项目采出液盐分含量较高，当出现泄漏时，采出液中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高，采出水 pH 为 7.5 左右，不会造成土壤酸化或碱化。影响类型见表 5.2-29。

表 5.2-29 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	--	--	--	--	--	--	--	--

5.2.7.1.3 影响源及影响因子

①污染影响型

本项目集输管线输送介质为采出液，集输管线破裂时，采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响；井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，采出液在水头压力差的作用下，可能会下渗到土壤中，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。本项目土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-30。

表 5.2-30 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
集输管线泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况
井场套管破损泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况

②生态影响型

考虑最不利情况，集输管线破裂、采气井场套管破损泄漏导致其中高含盐液体进入土壤中，造成土壤中盐分含量有一定程度的升高；本次评价选择盐分含量作为代表性因子进行预测。

表 5.2-31 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
集输管线泄漏	物质输入	盐分含量	事故工况
井场套管破损泄漏	物质输入	盐分含量	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), 土壤生态影响型现状调查范围为井场外扩 2.0km, 集输管线边界两侧向外延 0.2km 范围; 土壤污染影响型现状调查范围为井场外扩 50m, 集输管线边界两侧向外延 0.2km 范围。

5.2.7.2.2 敏感目标

拟建工程土壤评价范围内不涉及耕地等环境敏感目标。

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、管道等占地现状为裸土地。

(2) 土地利用历史

根据调查, 项目区域建设之前为裸土地, 局部区域已受到气田开发的扰动和影响。

(3) 土地利用规划

本项目占地范围暂无规划。

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钙土。项目区土壤类型分布见附图 8。

5.2.7.3 土壤环境影响预测与评价

5.2.7.3.1 污染影响型

(1) 预测情景

本项目实施后, 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, 结合前文“影响源及影响因子”。综合考虑本项目物料特性及土壤特征, 本次评价重点针对集输管线破损泄漏及套管发生破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染, 作为预测情景。

(2) 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，m²/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

$$c(z, t) = 0 \quad t = 0, L \leq z < 0$$

③边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

a. 连续点源：

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

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

b. 非连续点源：

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

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

(3) 预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，预测模型参数取值见表 5.2-32。

表 5.2-32 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)
壤土	3	0.5	0.42	1.2	1	1.45×10 ³

(4) 预测源强

根据工程分析，结合项目特点，本评价重点针对集输管线破损泄漏及井场套管发生破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

表 5.2-33 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
集输管线泄漏	石油烃	850000	瞬时
井场套管破损泄漏	石油烃	850000	瞬时

(5) 土壤污染预测结果

① 集输管线泄漏石油烃预测结果

集输管线出现破损泄漏，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，考虑到石油烃以点源形式泄漏，第 10 天对周边污染的土壤进行清理作业，预测时段按 10 天考虑。

石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.2-7 所示。

图 5.2-8 石油烃沿土壤垂向迁移情况

由图 5.2-7 土壤模拟结果可知，入渗 10 天后，污染深度为 32cm，整体渗漏速率较慢。

② 井场套管破损泄漏石油烃预测结果

井场套管破损泄漏，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，以泄漏凝析油进行预测，即泄漏浓度为凝析油密度)，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 5.2-9 所示。预测结果见表 5.2-34。

图 5.2-9 石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

表 5.2-34 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	32cm
4	20d	50cm

由图 5.2-35 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。

5.2.7.3.2 生态影响型

(1) 预测情景

本项目实施后，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。事故工况，根据企业的实际情况分析，结合前文“影响源及影响因子”，综合考虑本项目物料特性及土壤特征，本次评价重点针对集输管线破损泄漏及套管发生破损泄漏的盐分含量对土壤的盐化影响，作为预测情景。

(2) 预测源强

① 管线破损泄漏

根据设计资料并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏油事故，管内压力减小，各截断阀可以确保在 10min 内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间 10min 考虑。管道泄漏时，选取最不利情形即管道截面 100% 断裂进行评价。根据“5.2.3.3.4 预测源强”中源强可知，管线输送全管径泄漏最大采出液泄漏量为 1.11t (约为 1.38m^3)，采出液中总矿化度为 130700mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=1.38 \times 130700 = 180366\text{g}$ 。

② 井场套管破损泄漏

泄漏量取单井采出液流量的最大值 $60\text{m}^3/\text{d}$ ，全部渗入土壤，采取措施 1 天后停止泄漏，采出液含水率为采出液中总矿化度为 130700mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=60 \times 130700 = 7842000\text{g}$ 。

(3) 预测模型

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

(1) 单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中： ΔS -单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b -表层土壤容重， kg/m^3 ；

A -预测评价范围， m^2 ；

D -表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n -持续年份，a。

(2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

S -单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b -单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

(4) 预测结果

① 集输管线泄漏盐化预测结果

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以集输管线泄漏点为中心 $20m \times 20m$ 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.45 \times 10^3 kg/m^3$ ，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状最大值为 27g/kg。预测年份为 0.027a(10 天)。根据上述计算结果，在 10 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.042g/kg，叠加现状值后的预测值为 27.042g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，增量较小；且本项目建设 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，因此，本项目实施后对周边土壤环境生态影响可接受。

② 井场套管破损泄漏

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以井场泄漏点为中心 $100m \times 100m$ 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.45 \times 10^3 kg/m^3$ ，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状最大值为 27g/kg。预测年份为 0.054a(20 天)。根据上述计算结果，在 20 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.146g/kg，叠加现状值后的预测值为 27.146g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，增量较小；且本项目建设 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，因此，本项目实施后对周边土壤环境生态影响可接受。

5.2.7.4 土壤污染防治措施

(1) 源头控制

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

②人员定期巡检，巡检时应沿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。

(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，将井口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 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 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。

(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 5.2-35。

表 5.2-35 土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	井场	表层样	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、pH、汞	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 1 次

5.2.7.5 结论与建议

拟建工程井场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；石油烃、石油类低于《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 0.5m 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、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防治措施后，拟建工程建设可行。

拟建工程土壤环境影响评价自查表见表 5.2-25。

表 5.2-36 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 <input type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input checked="" type="checkbox"/>			
	土地利用类型	建设用地 <input type="checkbox"/> ；农用地 <input type="checkbox"/> ；未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>			
	占地规模	小型			
	敏感目标信息	敏感目标()、方位()、距离()			
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他()			
	全部污染物	全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)			
	特征因子	污染影响型	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)		
		生态影响型	全盐量		
	所属土壤环境影响评价项目类别	采气井场	I类 <input type="checkbox"/> ；II类 <input checked="" type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>		
	敏感程度	生态影响型	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>		
污染影响型		敏感 <input type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input checked="" type="checkbox"/>			
评价工作等级	生态影响型	采气井场	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>		
		集输管线	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>		
	污染影响型	采气井场	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input checked="" type="checkbox"/>		
		集输管线	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input checked="" type="checkbox"/>		

续表 5.2-36

土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注	
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ; b) <input checked="" type="checkbox"/> ; c) <input checked="" type="checkbox"/> ; d) <input checked="" type="checkbox"/>				
	理化特性	土壤结构、土壤容重、饱和导水率、孔隙度等				
	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	0	—	0.5m、1.5m、3m	
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, 蒽, 二苯并[a,h]蒽, 茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀) 占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)					
评价标准	GB15618 <input checked="" type="checkbox"/> ; GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ; 表 D.1 <input checked="" type="checkbox"/> ; 表 D.2 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他()					
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	全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)				
	预测方法	附录 E <input checked="" type="checkbox"/> ; 附录 F <input type="checkbox"/> ; 其他(类比分析) <input type="checkbox"/>				
	预测分析内容	影响范围：井场占地 影响程度：较小				
	预测结论	达标结论：a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input checked="" type="checkbox"/> 不达标结论：a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input checked="" type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他()				
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次		
		1	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、pH、汞	每年一次		
信息公开指标	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、pH、汞					
评价结论	通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，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的影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故风险可防控。

5.2.8.1 评价依据

5.2.8.1.1 风险调查

拟建项目涉及的风险物质主要为天然气、凝析油，存在于集输管线、燃料气管线内。

5.2.8.1.2 环境敏感目标调查

本项目环境风险评价等级为简单分析，因此不再设置环境风险保护目标。

5.2.8.1.3 环境风险潜势初判

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

5.2.8.2 环境风险识别

5.2.8.2.1 物质危险性识别

拟建项目涉及的风险物质主要为天然气、凝析油及火灾爆炸次生污染物 CO。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.2-26。

表 5.2-26 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	天然气	无色无味气体，爆炸上限 16%，爆炸下限 4.8%，蒸汽压：53.32kPa(-168.8℃)，闪点：-188.8℃，熔点：-182.5℃，沸点：-161.5℃，相对密度 0.42(-164℃)	集输管线
2	凝析油	燃烧性：易燃，闪点：-2℃，爆炸上限 8.7%、爆炸下限 1.1%，自燃点 482℃~632℃，密度 0.7916g/cm ³ ~0.8116g/cm ³	
3	CO	无色无臭气体，微溶于水，溶于乙醇、苯等大多数有机溶剂，熔点：-199.1℃，沸点：-191.4℃，是一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸	火灾爆炸次生污染物

5.2.8.2.2 危险物质分布情况

拟建项目危险物质主要分布于集输管线及燃料气管线内。

5.2.8.2.3 可能影响环境的途径

根据工程分析，拟建项目开发建设过程中采气、油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、凝析油泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.2-27。

表 5.2-27 油气田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

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

5.2.8.3 环境风险分析

5.2.8.3.1 采气管道破裂风险评价

(1) 大气环境风险分析

在管道压力下，加压集输油气泄漏时，凝析油及天然气从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件；本项目油气管线采用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，博大采油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，以便在油气管道泄漏时能够及时发现，在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后，油气管道发生火灾爆炸概率较低，拟建项目所处地点开阔，周围无环境敏感目标，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泄漏主要集中在井场区域范围，加之泄漏凝析油量较少且基本上能够及时地完全回收，且项目周边无地表水，因此在事故下造成凝析油泄漏不会对区域地表河流造成污染。

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

5.2.8.3.2 井喷事故风险评价

(1) 井喷对大气环境风险评价

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

(2) 井喷对地表水环境风险评价

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 300m，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凝析油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凝析油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但

从事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，同时及时将凝析油喷散物集中收集，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。

5.2.8.3.3 井漏事故影响分析

拟建工程井漏事故主要为运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，由于采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。

拟建工程采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

5.2.8.3.4 洪水及管线刺漏等环境影响分析

本项目所在区域气候干旱，降雨量较少，且项目区周围无地表水体，结合历史调查资料，项目区域发生洪水概率很小；本项目管线埋地敷设，且管线设置有流量控制仪及压力变送器，一旦发生刺漏，能够及时发现，及时采取措施处理。博大采油气管理区备有完善的防洪防汛物资，当发生洪水时，能够及时有效地采取防洪应急措施，同时通过雨季时节加强巡检，加强管线检测及压力、流量远传信号检查，可有效降低对区域环境的影响。

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中，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门；

(4) 严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；

(5) 钻进中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井试压后迅速实施压井作业；

(6) 发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻进。

(7) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井的安全规定，在井口安装防喷器和控制措施；

(8) 使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求，泥浆比重和黏度要经常进行检查。严格实施钻井作业规程。

5.2.8.4.2 井下作业事故风险预防措施

(1) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定。

(2) 井场设置明显的禁止烟火标志；井场电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

(3) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

(4) 井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

5.2.8.4.3 管道事故风险预防措施

(1) 施工阶段的事故防范措施

① 管道敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

② 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

(2) 运行阶段的事故防范措施

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

②定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管和泄漏的隐患。

③制定巡线制度，并设置专门巡线工，定时对管道进行巡视，加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管线安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并及时向上级汇报。

④利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

⑤在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

5.8.8.5 环境风险应急处置措施

(1) 井喷事故应急处置措施

①在井场醒目处悬挂一份井场周边环境的地图和表格，列出离井场不同距离范围内的公路等其他公共设施。

②建立一份紧急电话联系表，其中应包括井场负责人、技术人员或安全管理人员以及上级主管部门应急指挥人和当地管理部门协调人、医院、消防、环境部门的联系电话。

③制定一份详实的可操作的应急预案，包括医疗保健措施、个人保护设备、人员培训要求、监测、警报与人员撤离等一系列工作详细地列出具体要求，以此保证井场作业人员的生命安全。

⑤在发生井喷后，可通过放喷池对天然气进行燃烧。

⑥发生事故时，要求井场排放清水及处理水全部进入现场事故池，不得随意外排，并立即启动重大环境事件环境应急监测预案。

⑧组织人员对井喷喷出的采出液进行封堵，可截留至现场事故池内，防止其流入井场周边环境敏感区，尽可能减少其危害和影响，在事件处理过程中，

应及时将采出液全部清运至博孜天然气处理厂进行处理。

⑨由于井喷和处理井喷的过程中（井喷、压井及恢复正常钻井）产生的污水量较多，为确保事故池能储存所产生的污水，应及时对事故池储存的污水进行处理。若废水产生量较大，又无法对污水进行及时处理，可能造成污水池装满而外溢污染环境时，应及时启动备用事故池，防止污染物的扩散。

⑩事件处理过程中必须持续执行重大环境事件环境应急监测预案，对井场周边空气中的 SO_2 、 CO_2 及甲烷浓度进行监控，如果已达到空气质量标准，则可上报相关决策部门下达返回指令，对周边地下水水质进行监测。

⑪清理井场的各种环境污染物，按分级堆放处理原则进行处置、恢复正常的废水处理工作。

⑫完成环境应急监测工作报告，对相关环境污染情况进行评估。

⑬在相关部门的指导下，对相关环境污染损失情况进行赔偿。

⑭对井喷的环境污染防治工作进行总结。

(2) 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。

(3) 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。

(4)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。对泄漏的凝析油回收，若凝析油泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。

(5)洪水防范措施

①管线敷设要从选址和工程措施两方面防止洪水冲刷使管道悬空，避免管道断裂泄漏事故。

②加强污染整治工作。在汛前完成落地油等油田废物的全面清污整治工作，保证不留死角。

③在区域防洪设计的基础上适当提高井场标高，或提高主要设备和建筑物标高。

④备齐草袋、救生衣、铁线、塑料布、木桩、铁锹等防汛物资。

⑤各级防汛指挥机构要求昼夜值班，实行 24h 工作制度，组织成立抗洪抢

险队伍，以便及时有效地开展工作。

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亡等)，制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。塔里木油田分公司博大采油气管理区制定有《塔里木油田公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区突发环境事件应急预案》(备案编号 652926-2023-045-L)，本评价建议将本次建设内容纳入塔里木油田分公司博孜区块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博大采油气管理区现有突发环境事件应急预案中。目前博大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。博大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

营运期危险因素为集输管线老化破损导致采出液、天然气等泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故。

(2) 环境敏感性及事故环境影响

区域以油气开发为主，拟建工程实施后的环境风险主要为凝析油、天然气泄漏，遇火源可能发生火灾爆炸事故，不完全燃烧会产生一定量的二氧化碳有

害气体进入大气。

(3) 环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容纳入塔里木油田分公司博大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 5.2-28，环境风险自查表见表 5.2-29。

表 5.2-28 环境风险防范措施“三同时”验收一览表

序号	防范措施	台(套)	投资(万元)	效果
1	甲烷检测报警仪	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	1.5	及时发现风险，减少事故发生
2	地上管道涂刷相应识别色		1.5	便于识别风险，减少事故发生
3	消防器材		1.5	防止集油管道泄漏火灾爆炸事故蔓延
4	警戒标语和标牌		1.5	设置警戒标语和标牌，起到提醒警示作用
合计		—	6	—

表 5.2-29 环境风险自查表

建设项目名称	博孜 19 井集输工程			
建设地点	新疆阿克苏地区拜城县境内			
中心坐标	东经	*	北纬	*
主要危险物质及分布	凝析油、天然气，均存在于集输管线、燃料气管线内			
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、凝析油泄漏、CO 中毒等			
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。当气田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的气田开发工作人员将陆续撤离油田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期的环境影响以生态的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。气井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去一定深度的表层套管并用水泥灌注封井、井场清理等。

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

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃残渣等进行集中清理收集，废弃建筑残渣外运至指定固废场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。气田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态的改善。

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废弃建筑残渣，应集中清理收集。

(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，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 环境空气保护措施可行性论证

6.1.1 施工期环境保护措施

6.1.1.1 施工扬尘

(1)在管线作业带内施工作业，施工现场设置围挡、定时洒水抑尘、控制运输车辆行驶速度、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施、避免大风天作业等。

(2)加强施工管理，尽可能缩短施工周期。

(3)施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量。

以上扬尘防治措施，简单可行，具有可操作性，施工扬尘影响能够减缓到可以接受的程度，以上抑尘措施是可行的。

6.1.1.2 焊接烟气、机械设备和车辆废气

施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，焊接作业时使用无毒低尘焊条，从而从源头减少设备和车辆废气及焊接烟气对环境的影响，措施是可行的。

6.1.1.3 储层改造废气

使用酸化液过程中，要求全部采用密闭罐存放，产生的废酸化液及时委托有资质单位接收处置，减少在现场存储时间。

6.1.1.4 测试放喷废气

①放喷期间油气经分离器分离，凝析油进入罐储存，分出的气体燃烧放空。

②采用防喷器组(环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器)等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

由于测试放喷时间较短，测试放喷燃烧天然气排放对周围环境影响很小，以上措施是可行的。

6.1.2 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，严格控制凝析油泄漏对大气环境影响。

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

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

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

类比博孜区块同类型井场污染源监测数据，监测数据见下表。

表 6.1-1 博孜区块井场大气污染物排放情况一览表

项目	井场	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
废气	BZ101-2 井场	无组织 废气	非甲烷 总烃	1.22~ 1.99	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) 中边界污染物控制要求	达标
		加热炉烟 气	颗粒物	1.2~ 2.1mg/m ³	燃用清洁 能源天然 气	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建锅炉大气污 染物排放限值	达标
			二氧化硫	未检出			达标
			氮氧化物	33~ 37mg/m ³			达标
林格曼黑 度	<1 级		达标				

根据类比井场监测数据，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，射孔结束后，酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对博孜区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，则随油气输至博孜天然气处理厂处置，改造后若再次返排压裂液，则运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。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，采用“均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺”处理工艺，处理规模为 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，现状处理量为 $236\text{m}^3/\text{d}$ ，富余量为 $64\text{m}^3/\text{d}$ ，拟建项目预计压裂废水产生量为 438m^3 （折合 $1.3\text{m}^3/\text{h}$ ），废液处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注区域地层。因此哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理废液装置富余处理能力、处理工艺、出水水质达标性等均可满足拟建项目需求。

(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拜城县污水处理厂处理。

综上，施工期采取的废水处置措施可行。

6.2.2 运营期水污染防治措施

项目运营期水环境污染源为采出水和井下作业废水。

(1) 采出水

拟建工程采出水随采出液一起进入博孜天然气处理厂处理，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，博孜天然气处理厂采出水处理系统采用“沉降-除油-过滤”处理工艺，处理规模为 1450m³/d，实际处理能力为 500m³/d，富余能力为 950m³/d，拟建工程采出水随油气管输至博孜天然气处理厂处理，本项目需处理量为 200m³/d，博孜天然气处理厂富余处理能力可满足拟建工程需求，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不落地收集，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，采取“均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺”工艺，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，处理规模为 300m³/d，现状处理量为 236m³/d，富余处理能力 64m³/d，拟建工程产生井下作业废水量约为 1.99m³/d，其富余处理能力可满足拟建工程依托需求。

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)、《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，避免发生油水串层。

6.3 噪声防治措施可行性论证

6.3.1 施工期噪声防治措施

在井场高噪声污染源主要是钻机、泥浆泵，储层改造工程高噪声污染源主

要是压裂车，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。

拟建工程各钻井井场周边均无村庄等声环境敏感目标，且各钻井工程施工工期较短，施工期间通过采取对设备定期保养维护、基础减振等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。拟建项目采取的噪声污染防治措施可行。

6.3.2 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。

类比博孜区块同类型井场场界噪声监测数据，监测数据见下表。

表 6.3-1 博孜区块井场噪声排放情况一览表

位置	监测值 dB(A)		主要处理措施	标准	达标情况
	昼间	夜间			
BZ101-2 井场四周	昼间	43~48	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	41~45			达标

根据噪声预测结果并类比井场场界噪声监测，运营期井场场界噪声可达标排放，因此拟建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，施工运输车辆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。

6.4 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、油基泥浆。泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用。

根据目前塔里木油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，膨润土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，经干化检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/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，固相转运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率 $<0.45\%$ ）后，用于铺垫油区内的井场或道路，不得用于填充自然坑洼。油基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大北固废填埋场填埋处置，生活垃圾定期清运至大北固废填埋场填埋处置。

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

拟建工程运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料，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)，拟建工程运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料，收集后直接由有危废处置资质单位接收处置，井场内不暂存。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	0.2	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	收集后直接由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.25	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

6.4.2.2 危险废物处置措施可行性分析

(1) 危险废物贮存及运输

本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。

(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。

本工程落地油、废防渗材料全部委托库车畅源环保科技有限公司进行处置,库车畅源环保科技有限公司处理资质及处置类别涵盖了本工程 HW08 危险废物,处置能力能够满足项目要求,目前库车畅源环保科技有限公司已建设完成并投入运行,设计处置含油污泥 46 万 t/a,目前尚有较大处理余量。因此,本工程危险废物全部委托库车畅源环保科技有限公司接收处置可行。

6.4.3 退役期固体废物处置措施

拟建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。建筑垃圾收集后送大北固废填埋场填埋处置。

类比博孜区块现有退役井采取的固体废物处置措施,拟建工程退役期采取的固体废物处置措施可行。

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

拟建工程施工过程严格遵守国家和地方有关动植物保护和防治水土流失等环境保护法律法规,按照有关规定办理建设用地审批手续。施工在开挖地表、平整土地时,临时堆土进行拦挡,施工完毕尽快整理施工现场,对井场地表进行砾石压盖。

拟建工程在设计选线过程中,尽量避开植被的区域,最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境;施工中按要求进行分段施工,随挖、随运、随铺、随压,不留疏松地面,提高施工效率,尽可能缩短施工工期。充分利用区域现有道路,施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶,禁止随意开辟道路,

防止扩大土壤和植被的破坏范围。

类比博孜区块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。

图 6.5-1 博孜区块地表扰动恢复情况

6.5.1.2 生物多样性保护措施

①施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②加强环境保护宣传工作，增强环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被；强化保护野生动物的观念，禁止捕猎。

③严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

④强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对植物和野生动物的影响。

类比博孜区块现有井场采取的生物多样性保护措施，拟建工程采取的生态环境保护措施可行。

6.5.1.3 水土流失保护措施

根据工程建设特点和当地的自然条件，拟建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。

6.5.2 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、气田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。

类比同类项目采取的生态恢复措施，拟建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《废弃井封井回填料技术指南(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，及时回收拆除采油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应根据道路施工进度有计划地进行表土剥离并保存。工程结束后，土方应及时回填、平整、压实，以防止侵蚀加剧。

7 碳排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算拟建工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

7.1 碳排放分析

7.1.1 碳排放影响因素分析

7.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、 CH_4 逃逸排放、 CH_4 回收利用量、 CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

(1) 燃料燃烧 CO_2 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO_2 排放。

拟建工程井场真空加热炉使用天然气作为燃料，需核算该部分产生的 CO_2 排放量。

(2) 火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放。

拟建工程井场测试放喷过程中产生的天然气通过井场临时火炬点燃，需核算该部分产生的 CO_2 和 CH_4 排放量。

(3) 工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释

放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程主要为井场建设内容，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

(4) CH_4 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程井场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

(5) CH_4 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH_4 从而免于排放到大气中的那部分 CH_4 。 CH_4 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

拟建工程未实施甲烷回收利用。

(6) CO_2 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO_2 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO_2 。 CO_2 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO_2 地质埋存或驱油的减排问题。

拟建工程实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO_2 ，因此该部分回收利用量均为 0。

(7) 净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳减排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	燃料燃烧 CO ₂ 排放	井场真空加热炉使用天然气作为燃料燃烧	CO ₂	有组织
2	火炬燃烧排放	井场测试放喷期间火炬燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	有组织
3	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
4	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	—

7.1.2 碳排放量核算

7.1.2.1 碳排放核算边界

拟建工程碳排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

表 7.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	博孜 19 井集输工程	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 燃料燃烧 CO ₂ 排放 (2) 火炬燃烧排放 (3) CH ₄ 逃逸排放 (4) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

7.1.2.2 碳排放量核算过程

拟建工程涉及燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、CH₄ 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量。具体核算过程如下：

(1) 燃料燃烧 CO₂ 排放

企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到。计算公式如下：

$$E_{\text{CO}_2_{\text{燃烧}}} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

$E_{\text{CO}_2_{\text{燃烧}}}$ 为企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

i 为化石燃料的种类；

j 为燃烧设施序号；

$AD_{i,j}$ 为燃烧设施 j 内燃烧的化石燃料品种 i 消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万 Nm^3 ）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

$CC_{i,j}$ 为设施 j 内燃烧的化石燃料 i 的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳/万 Nm^3 为单位；

$OF_{i,j}$ 为燃烧的化石燃料 i 的碳氧化率，取值范围为 0~1。天然气取值为 0.99。

本项目燃料燃烧碳排放量核算主要为井场 1 台 200kW 真空加热炉，根据核算，真空加热炉每小时燃气量为 22.8 m^3 。加热炉年运行时间为 4800h，则年天然气消耗量为 10.97 万 m^3 。查阅《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》表 2.1 可知，天然气单位热值含碳量为 15.3×10^{-3} 吨碳/GJ，天然气低位发热量为 350GJ/万 m^3 ，根据换算得出天然气中含碳量为 5.355 吨碳/万 m^3 。

根据上述公式核算，燃料燃烧 CO_2 排放量为 58.74 吨。

(2) 火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，本项目主要核算正常工况下的火炬气燃烧（主要为井场测试放喷阶段的火炬燃烧碳排放量）。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH_4 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO_2 及 CH_4 排放。

① 计算公式

a. 火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + (E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}) \times GWP_{CH_4}$$

式中，

$E_{GHG_火炬}$ —火炬燃烧产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2_正常火炬}$ —正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2_事故火炬}$ —由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CH_4-正常火炬}$ -正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

$E_{CH_4-事故火炬}$ -事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} - CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH_4} 等于 21。

b. 正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2-正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times \left(CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4-正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中，

i-火炬系统序号；

$Q_{正常火炬}$ -正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量，单位为万 Nm^3 ；

$CC_{非CO_2}$ -火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF-第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V_{CO_2} -火炬气中 CO_2 的体积浓度，取值范围为 0~1；

V_{CH_4} -为火炬气中 CH_4 的体积浓度；

c. 事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2-事故火炬} = \sum_j GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times \left(CC_{(非CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{CH_4-事故火炬} = \sum_j \left[GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

上式中，

J-事故次数；

$GF_{事故,j}$ -报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 Nm^3 /小时；

$T_{事故,j}$ -报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

$CC_{(非CO_2)_j}$ -第 j 次事故火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF-火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

$V_{(CO_2)_j}$ -第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度；

V_{CH_4} -事故火炬气中 CH_4 的体积浓度；

② 计算结果

本项目核算火炬气温室气体排放主要为井场试采过程中火炬气排放量。相关参数如下表。

表 7.1-3 火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	火炬气流速 (万 Nm^3/h)	持续时间 (h)	火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量(吨碳/万 Nm^3)	火炬燃烧的碳氧化率	火炬气中 CO_2 的体积浓度	火炬气中 CH_4 的体积浓度
1	1 座井场	正常工况	8333	48	5.29	0.98	0.0041	0.8302

根据表中参数，结合公式计算可知，火炬燃烧排放温室气体量为 179898.47 吨 CO_2 当量。

(3) CH_4 逃逸排放

① 计算公式

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

式中，

$E_{CH_4\text{-开采逃逸}}$ -原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

J-不同的设施类型；

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

$EF_{oil,j}$ -原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $CH_4/(年 \cdot 个)$ ；

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

$EF_{gas,j}$ -天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $CH_4/(年 \cdot 个)$ 。

② 计算结果

拟建工程涉及天然气开采，相关参数取值见下表。

表 7.1-4 甲烷逃逸排放活动相关参数一览表

序号	场所	天然气系统	设施逃逸	井场个数
----	----	-------	------	------

1	1 座采气井场	井口装置	2.5 吨/年·个	1
---	---------	------	-----------	---

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 2.5 吨，折算成 CO₂ 排放量为 52.5 吨 CO₂ 当量。

(4) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

① 计算公式

a. 净购入电力的 CO₂ 排放计算公式

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

式中：

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

$AD_{电力}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时 (MWh)；

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

b. 净购入热力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2-净热} = AD_{热力} \times EF_{热力}$$

式中：

$E_{CO_2-净热}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$AD_{热力}$ 为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

$EF_{热力}$ 为热力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/GJ。

② 计算结果

拟建工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 128.6MWh，电力排放因子根据《生态环境部、国家统计局关于发布 2021 年电力二氧化碳排放因子的公告》(2024 年 第 12 号) 中新疆电力平均二氧化碳排放因子为 0.6577 吨 CO₂/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量为 84.58t。

(4) 碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，化工企业的 CO₂ 排放总量计算公式为：

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

式中， E_{GHG} -温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}}$ -核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{GHG-火炬}}$ -企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{\text{GHG-工艺}}$ -企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{\text{GHG-逃逸}}$ -企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{\text{CH}_4\text{-回收}}$ -企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} - CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。取值 21；

$R_{\text{CO}_2\text{-回收}}$ -企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2 。

$E_{\text{CO}_2\text{-净电}}$ -报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2\text{-净热}}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 。

按照上述 CO_2 排放总量计算公式，则拟建工程实施后 CO_2 排放总量见表 7-2-8 所示。

表 7.1-5 CO_2 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量(吨 CO_2)	占比(%)
拟建工程	燃料燃烧 CO_2 排放	58.74	0.03
	火炬燃烧排放	179898.47	99.89
	工艺放空排放	0	/
	CH_4 逃逸排放	52.5	0.03
	CH_4 回收利用量	0	/
	CO_2 回收利用量	0	/
	净购入电力、热力隐含的 CO_2 排放	84.58	0.05
	合计	180094.29	100

由上表 7.1-5 分析可知，拟建工程温室气体总排放量为 180094.29 吨。

7.2 减污降碳措施

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

7.2.1 清洁运输减污降碳措施

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，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，有效提升温室气体泄漏控制能力。

7.2.2 挥发性有机物与甲烷协同控制

测试放喷过程中，天然气点燃放空；同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

7.2.3 节能降耗减污降碳措施

拟建工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO₂ 排放量。具体措施主要有：

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

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

(3) 选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

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

7.2.4 减污降碳管理措施

克拉采油气管理区建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要

事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细地规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

7.3 碳排放评价结论及建议

7.3.1 碳排放评价结论

拟建工程实施后，在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放。

7.3.2 碳排放建议

（1）加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，并定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

（2）积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

（3）积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

8 环境影响经济损益分析

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。

8.1 经济效益分析

拟建工程投资 5000 万元，环保投资 300 万元，环保投资占总投资的比例为 6.0%。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。

8.2 社会效益分析

拟建工程的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前天然气供应紧张、与时俱进的形势，同时，气田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。拟建工程的实施还补充和加快了油田基础设施的建设。

因此拟建工程具有良好的社会效益。

8.3 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。

8.3.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

拟建工程油气进行输送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，严格控制凝析油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水，采出水随采出液一起进入博孜天然气处理厂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，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。

(3) 固体废弃物

拟建工程运营期产生的落地油及废防渗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，降低了噪声污染。

(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。

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地控制。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的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

8.3.2 环境损失分析

拟建工程在建设过程中，由于井场工程建设、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。

根据生态影响评价分析，项目占地类型主要为裸土地，植被覆盖度低。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，这些污染物都会对油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。

8.3.3 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。

8.4 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，由于地面设施建设、敷设管道等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大地影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，提高全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

9.1.1 管理机构及职责

9.1.1.1 环境管理机构

拟建工程日常环境管理工作纳入塔里木油田分公司博大采油气管理区现有QHSE管理体系。塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司QHSE管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位QHSE管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位QHSE管理小组及办公室为三级管理机构。气田所属各单位及一切进入塔里木油田公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专(兼)职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其QHSE管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

9.1.1.2 环境管理制度

按照油田公司QHSE管理制度体系建设要求，建立了博大采油气管理区QHSE制度管理体系，并将各项环境管理制度作为QHSE制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

9.1.1.3 环境管理职责

博大采油气管理区QHSE管理委员会办公室(质量安全环保科)是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

(1) 贯彻落实国家、地方、集团公司、油田公司环境保护相关法律法规、制度、标准和规划，制修订环境保护规章制度；

(2) 分解落实油田公司下达的环境保护目标和指标，监督各单位环境保护目标和指标完成情况并进行考核；

(3) 监督、检查开发部生产运行、建设项目施工、试修井作业过程中环保管理情况；

(4) 组织环保隐患排查与治理，组织制定突发环境事件应急预案，参与环境事件应急演练、应急处置、事件调查；

(5) 组织开展环境风险评估、环境隐患排查与治理；

(6) 组织开展排污许可办理、污染源普查、环境信息统计工作；

(7) 组织开展建设项目环境影响评价、竣工环境保护验收；

(8) 配合政府部门和上级生态环境主管部门检查。

9.1.2 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少营运期事故的发生，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 9.1-1 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	土地占用	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
		动物	加强施工人员的管理，严禁捕杀野生动物		建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		植被	保护植被；临时占地及时清理		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 9.1-1 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；生活污水定期清运至拜城县污水处理厂处理		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；焊接及吹扫废渣及生活垃圾收集后送大北固废填埋场填埋处置；废机油、废烧碱包装袋、废弃材料收集后由钻井公司委托区域具有危废处置资质的公司接收处置；膨润土泥浆钻井岩屑经不落地收集系统收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/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；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，固相转运至克拉玛依钻井试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率<0.45%）后，用于铺垫油区内的井场或道路，不得用于填充自然坑洼；油基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		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	采出水随采出液一起最终通过管线送至博孜天然气处理厂进行处理；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井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	油气集输采用密闭集输工艺		

续表 9.1-1 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
运营期	正常工况	固体废弃物	落地油、废防渗材料收集后委托有资质单位接收处置	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
	事故风险		事故预防及天然气泄漏应急预案		
闭井期	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。建筑垃圾收集后送大北固废填埋场填埋处置		
		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		
	生态恢复	闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层			

9.1.3 固体废物管理制度

本项目运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料。塔里木油田分公司博大采油气管理区固体废物管理应按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ 1259-2022)、《一般工业固体废物管理台账制定指南(试行)》等相关要求执行。

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 10 年以上。

博大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。

9.1.4 环境监理

根据《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，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。

9.1.5 开展环境影响后评价工作相关要求

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》(环境保护部 部令第 37 号)、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》(新环发[2018]133 号)、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(环办环评函[2019]910 号)、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》(新环环评发[2020]162 号)要求，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 年内以区块为单位继续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。

9.1.6 排污许可

依据《排污许可管理条例》(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博大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,同时博大采油气管理区应进一步完善排污许可变更、自行监测制度及排污口规范化管理制度等。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 披露内容

(1) 基础信息

企业名称: 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法人代表: 王清华

生产地址: 新疆阿克苏地区拜城县境内

主要产品及规模: ①部署采气井 1 口(博孜 19 井); ②新建井场 1 座; ③新建采气管线 3.89km, 新建燃料气管线 3.89km(同沟敷设); ④配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。拟建工程建成后, 产气量 20 万 m^3/d , 凝析油量 $60\text{m}^3/\text{d}$ 。

(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“3.3.12 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博大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 9.4-1。

9.2.2 公开方式及时间要求

公示方式: 通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；企业应当于每年 3 月 15 日前披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息；博大采油气管理区在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部部令 第 24 号）第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

表 9.3-1

拟建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	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	—	—	—	—	NO _x : 0.174 VOCs: 0.023	厂界非甲烷总烃 ≤ 4.0
		加热炉烟气	加热炉燃烧净化后的天然气	—	颗粒物 SO ₂ NO _x 烟气黑度 非甲烷总烃	4800	234	20 3.9 155 <1 级 16.03	8	0.1		颗粒物 ≤ 20; SO ₂ ≤ 50; NO _x ≤ 200 烟气黑度 < 1 级 非甲烷总烃排放浓度 ≤ 120, 排放速率 ≤ 1.42kg/h
类别	污染源	污染因子	处理措施			处理后浓度 (mg/L)	排放去向	总量控制指标 (t/a)	执行标准 (mg/L)			
废水	采出水	石油类 SS	采出水随油气混合物输送至博孜天然气处理厂处理达标后回注于地层			—	不外排	—	—			
	井下作业废水	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	井下作业废水采用专用废水回收罐不落地收集, 送至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理			—	不外排	—	—			

博孜 19 井集输工程环境影响报告书

类别	噪声源		污染因子	治理措施	处理效果	执行标准
噪声	井场	采气树	$L_{Aeq, T}$	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	降噪 10dB(A)	厂界 昼间 ≤ 60 dB(A)； 夜间 ≤ 50 dB(A)
		加热炉				

续表 9.3-1

拟建工程污染物排放清单一览表

类别	污染源名称	固废类别	处理措施	处理效果	执行标准
固废	落地油	含油物质(危险废物 HW08)	收集后有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置，不外排	
	废防渗材料	含油物质(危险废物 HW08)			
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行，具体见“5.2.8.4 环境风险防范措施及应急要求”			

9.4 环境及污染源监测

9.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为上级生态环境主管部门和地方生态环境主管部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对拟建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，同时对废水、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

9.4.2 环境监测机构及设备配置

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

9.4.3 监测计划

根据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)、《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定拟建工程的监测计划。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 9.4-1。

表 9.4-1 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	井场加热炉烟气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、烟气黑度、非甲烷总烃	排气筒采样孔	每年 1 次
	井场无组	非甲烷总烃	代表性井场下风向厂界外	每年 1 次

博孜 19 井集输工程环境影响报告书

	织废气		10m 范围内	
地下水	潜水含水层	pH、总硬度、溶解性总固体、硫化物、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、汞	上游、下游地下水井(1#、2#、3#)	每半年 1 次
土壤	土壤环境质量	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、pH、汞	井场采气树管道接口处	每年 1 次

9.5 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 9.5-1。

表 9.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	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	—	6	满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放监控浓度限值
	2	测试放喷废气	测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃	—	9	—
	3	焊接废气、施工机械及运输车辆尾气	机械、车辆定期检修,状况良好,燃烧合格油品,不超负荷运行;焊接作业时使用无毒低尘焊条	—	3	施工机械满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求的》(HJ1014-2020)
	4	储层改造废气	压裂液使用密闭罐存放	—	9	—
废水	1	管道试压废水	循环使用,试压结束后用于洒水抑尘	—	—	—

续表 9.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期						
废水	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	压裂废水	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	—	6	—
	4	施工期生活污水	排入生活污水罐暂存, 定期拉运至拜城县污水处理厂处理	不外排	6	—
噪声	1	钻机、吊机、装载机、泥浆泵、压裂车、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	—	—	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
固废	1	废弃膨润土泥浆岩屑	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	10	—
	2	废弃聚磺泥浆岩屑	转运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置, 经检测达标后, 可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫	妥善处置	20	—
	3	油基泥浆岩屑	油基泥浆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, 固相运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理	妥善处置	40	—
	4	废机油	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	10	—
	5	废防渗材料	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	6	—
	6	废烧碱包装袋	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	6	—
	7	焊接及吹扫废渣	收集后送大北固废填埋场填埋处置	妥善处置	3	—
	8	生活垃圾	定期清运至大北固废填埋场填埋处置	妥善处置	6	—
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	30	—
		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	10	—
	防沙治沙	—		防止土地	20	—

博孜 19 井集输工程环境影响报告书

			沙化		
--	--	--	----	--	--

续表 9.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期						
环境 监理		开展施工期 环境监理	—	—	20	—
运营期						
废气	1	加热炉烟气	以净化后天然气 为燃料+8m 高烟 囱	颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ 烟气黑度 ≤ 1 级	—	《锅炉大气污染物排 放标准》(GB 13271-2014)表2 新建 锅炉大气污染物排放 限值
				非甲烷总烃排放浓度 $\leq 120\text{mg}/\text{m}^3$, 排放速率 $\leq 1.42\text{kg}/\text{h}$		满足《大气污染物综合 排放标准》 (GB16297-1996)表2 最 高允许排放浓度要求及 最高允许排放速率 (1.42kg/h) 二级要求
	2	井场无组织 废气	密闭加强管道、 阀门的检修和维 护	场界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$	—	《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	运营期采 出水	随采出液一起输 送至博孜天然气 处理厂处理, 达 标后回注地层	不外排	—	—
	2	运营期井下 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	9	—
噪声	1	采气树	基础减振	场界达标: 昼间 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$ 夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$	—	《工业企业厂界环境 噪声排放标准》 (GB12348-2008)2 类 排放限值
	2	加热炉				
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	15	—
		废防渗材料				
防渗		分区防渗	具体见“分区防渗要求一览表”		9	—

博孜 19 井集输工程环境影响报告书

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	20	—
风险 防范 措施	井场	设置可燃气体检 测报警仪、消防器 材、警戒标语标 牌，地上管道涂刷 相应识别色	风险防范设施数量按照消防、 安全等相关要求设置	6	—
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	—	—

续表 9.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类 别	序 号	污染源	环保措施	治理 效果	投资 (万元)	验收标准
施工期						
固 废	1	建筑垃圾	收集后送大北固废填埋场填埋处置	妥善处置	2	—
	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	25	—
合计				—	300	—

10 环境影响评价结论

10.1 建设项目情况

10.1.1 项目概况

项目名称：博孜 19 井集输工程

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部署采气井 1 口(博孜 19 井)；②新建井场 1 座；③新建采气管线 3.89km，新建燃料气管线 3.89km(同沟敷设)；④配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。

建设规模：拟建工程建成后，产气量 20 万 m³/d，凝析油量 60m³/d。

项目投资和环保投资：项目总投资 5000 万元，其中环保投资 300 万元，占总投资的 6.0%。

劳动定员及工作制度：新建井场为无人值守站，不新增劳动定员。

10.1.2 项目选址

拟建工程位于新疆阿克苏地区拜城县境内。区域以油气开采为主，现状占地以裸土地为主，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。

10.1.3 产业政策符合性

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录(2024 年本)》(国家发展和改革委员会令 2023 年第 7 号)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》。拟建工程位于博孜区块，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在

划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

10.1.4 “三线一单”符合性判定

拟建工程西北距生态保护红线(塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区)最近为 15.4km，不在红线内；拟建工程采出液密闭输送，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液一起进入博孜天然气处理厂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，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；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环境质量超标，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

10.2 环境现状

10.2.1 环境质量现状评价

项目所在区域环境空气中 $PM_{2.5}$ 、 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：监测期间区域地下水中监测因子均满足《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。

声环境质量现状监测结果表明：井场声环境质量监测值昼间、夜间均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准要求。

土壤环境质量现状监测表明：占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中第二类用地筛选值限值；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。

10.2.2 环境保护目标

拟建工程评价区域内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置环境空气保护目标；拟建工程周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；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；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，将井场外延 2.0km 范围及管线两侧 200m 范围的土壤作为土壤环境(生态型)保护目标；将塔里木河流域水土流失重点治理区及区域重要物种作为生态保护目标，保护目的为不对区域水土流失产生明显影响；本项目风险评价为简单分析，因此不再设置风险环境保护目标。

10.3 拟采取环保措施的可行性

10.3.1 废气污染源及治理措施

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

(2) 拟建工程定期巡检，加强设备管理，减少跑、冒、滴、漏，确保集输系统安全运行；

(3) 提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

10.3.2 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，采出水随采出液一起进入博孜天然气处理厂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，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。

10.3.3 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。

10.3.4 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。

10.4 项目对环境的影响

10.4.1 大气环境影响

拟建工程位于环境质量不达标区，污染源正常排放下颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。拟建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。

10.4.2 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，采出水随采出液一起进入博孜天然气处理厂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，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。拟建工程废水不外排，实施后对地表水环境可接受。

10.4.3 地下水环境影响

拟建工程采取了源头控制、分区防渗、监控措施和应急响应等防控措施，同时制定了合理的地下水污染监控计划。因此，在加强管理并严格落实地下水污染防治措施的前提下，从地下水环境影响的角度分析，本项目对地下水环境影响可接受。

10.4.4 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 39~42dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准要求，从声环境角度，项目可行。

10.4.5 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，属于危险固体废物，收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置，可避免对周围环境产生影响。

10.4.6 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、生态系统完整性、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;运营期主要体现在生态系统完整性等方面,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。

10.4.7 土壤影响

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。采出液泄漏时,将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高。因此,本项目需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则,并定期开展土壤跟踪监测,在严格按照土壤污染防治措施后,从土壤环境影响的角度,拟建工程建设可行。

10.5 总量控制分析

结合拟建工程排放特征,本项目总量控制指标为: NO_x 0.174t/a, VOC_s 0.023t/a, COD 0t/a, 氨氮 0t/a。

10.6 环境风险评价

塔里木油田分公司编制有《塔里木油田公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区突发环境事件应急预案》(备案编号: 652926-2023-045-L),拟建工程实施后,负责实施的博大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，在可防控范围之内。

10.7 碳排放影响评价

本项目实施后，温室气体总排放量为 180094.29 吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目吨产品 CO₂ 排放强度相对较低。

10.8 公众参与分析

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》（部令第 4 号）的有关要求，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。调查结果表明：未收到公众反馈意见。

10.9 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环境影响可接受；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。