

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。拟建项目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 906.9 万元在新疆阿克苏地区拜城县境内实施“克拉苏气田博孜 19 产能建设项目（一期）”。拟建项目建设性质为改扩建，属于现有博孜区块的改扩建项目，主要建设内容包括：①新建博孜 1901 井采气井场 1 座；②新建采气管线 3.5km；③配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。拟建项目建成后产气量 $22 \times 10^4 \text{ m}^3 / \text{d}$ ，凝析油量 85t/d。

1.2 环境影响评价工作过程

拟建项目属于天然气开采项目，位于新疆阿克苏地区拜城县境内，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和“自治区级水土流失两区复核划分成果的通知”，项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，同时项目占用永久基本农田。根据《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修正）、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），拟建项目属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 7 陆地天然气开采 0721”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管道建设）”，应编制

环境影响报告书。

为此，塔里木油田分公司于 2024 年 7 月 15 日委托河北省众联能源环保科技有限公司开展拟建项目的环境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于 2024 年 7 月 16 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。

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定

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

(2) 规划符合性判定

拟建项目属于塔里木油田分公司油气开采项目，符合《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《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》。拟建项目位于克拉苏气田博孜区块，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

(3) “三线一单”符合性判定

拟建项目距生态保护红线(天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区)最近为 13.3km，不在生态保护红线内；拟建项目采取密闭输送，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；井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；拟建项目已提出持续改善、防风

固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量；工程在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、七大片区、阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

(4) 评价工作等级

根据环境影响评价技术导则规定并结合项目特点，经判定，本次环境影响评价工作大气环境影响评价工作等级为三级，地表水环境影响评价工作等级为三级 B，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，声环境影响评价等级为二级，采气井场土壤环境(污染型)影响评价等级为二级，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)影响评价等级为二级，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、声环境、土壤、生态的环境影响是否可接受，环境风险是否可防控，环保措施是否可行。

(1) 拟建项目采取密闭集输工艺，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。拟建项目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液，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；井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。拟建项目无废水排入地表水体，对地表水环境影响可接受。

(3) 拟建项目在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，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，从土壤环境影响角度项目可行。

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

(5) 拟建项目运营期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) 拟建项目井场建设、管线敷设及道路建设会对区域植被覆盖度造成一定的影响，施工完成后，对临时占地区域进行平整、恢复，植被可逐步自然恢复。从生态影响角度项目可行。

(7) 拟建项目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，拟建项目属于现有克拉苏气田内的改扩建项目，符合国家及地方当前产业政策要求，选址和建设内容可满足国家和地方有关环境保护法律法规要求，满足新疆维吾尔自治区、七大片区、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提供的《克拉苏气田博孜 19 产能建设项目（一期）公众参与说明书》，公示期间未收到反馈意见。为此，本评价从环保角度认为拟建项目建设可行。

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

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(12)《中华人民共和国清洁生产促进法》(2012年2月29日发布);

(13)《中华人民共和国矿产资源法》(2009年8月27日修正,1986年10月1日施行)。

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

(1)《中共中央办公厅 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6日)

(2)《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);

(3)《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);

(4)《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);

(5)《国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知》(国发[2023]24号,2023年11月30日发布并实施);

(6)《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);

(7)《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);

(8)《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);

(9)《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);

(10)《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);

(11)《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);

(12)《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,2023年12月27日发布,2024年1月1日施行);

(13)《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);

(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)《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);

(16)《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);

(17)《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);

(18)《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);

(19)《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);

(20)《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);

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

(22)《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);

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

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

(25)《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);

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

- (27)《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》(环发[2012]98号,2012年8月8日发布并实施);
- (28)《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(环发[2012]77号,2012年7月3日发布并实施);
- (29)《关于印发〈建设项目环境影响评价区域限批管理办法(试行)〉的通知》(环发[2015]169号,2015年12月18日发布并实施);
- (30)《中华人民共和国水土保持法实施条例》(2011年1月8日修订,2011年1月8日实施);
- (31)《关于印发〈2020年挥发性有机物治理攻坚方案〉的通知》(环大气[2020]33号);
- (32)《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》(环大气[2019]53号);
- (33)《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》(环大气[2021]65号,2021年8月4日发布并实施);
- (34)《关于加强和规范声环境功能区划分管理工作的通知》(环办大气函[2017]1709号,2017年11月10日发布并实施);
- (35)《关于进一步优化环境影响评价工作的意见》(环办环评[2023]52号);
- (36)《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》(环办环评[2017]84号,2017年11月14日发布并实施);
- (37)《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》(环办[2014]30号,2014年4月25日发布并实施);
- (38)《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);
- (39)《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);
- (40)《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号);
- (41)《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)。

2.1.2.2 地方环境保护法规和规章

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

(2) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例(2018年修正)》(2018年9月21日修正,2017年1月1日施行);

(3) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2015年3月1日实施,2018年9月21日修正);

(4) 《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》(新政发[2014]35号,2014年4月17日发布并实施);

(5) 《关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知》(新政发[2016]21号,2016年1月29日发布并实施);

(6) 《关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知》(新政发[2017]25号,2017年3月1日发布并实施);

(7) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法》(2013年7月31日修订,2013年10月1日实施);

(8) 《关于印发〈自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》(新环发[2016]126号,2016年8月24日发布并实施);

(9) 《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》(新环环评发[2020]142号);

(10) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》;

(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)《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》(新政发[2023]63 号)；

(18)《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)；

(19)《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录(修订)》(新政发[2022]75 号, 2022 年 9 月 18 日施行)；

(20)《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)；

(21)《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)；

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

(23)《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)；

(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)。

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) 《克拉苏气田博孜 19 产能建设项目（一期）施工图设计》(塔里木油田分公司)；
- (2) 《环境质量现状监测报告》；
- (3) 塔里木油田分公司提供的其他技术资料；
- (4) 环评委托书。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

- (1) 通过环境现状调查和监测,掌握项目所在地拜城县一带的自然环境及环境质量现状。
- (2) 针对拟建项目特点和污染特征,确定主要环境影响要素及其污染因子。

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

(4) 分析拟建项目可能存在的环境风险，预测风险发生后可能影响的程度和范围，对项目环境风险进行评估，并提出相应的风险防范和应急措施。

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

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

2.2.2 评价原则

(1) 坚持环境影响评价为项目建设服务，为环境管理服务，为保护生态环境服务。

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

(3) 全面贯彻环境影响评价导则、总纲，科学分析项目建设对环境质量的影响。

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

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

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

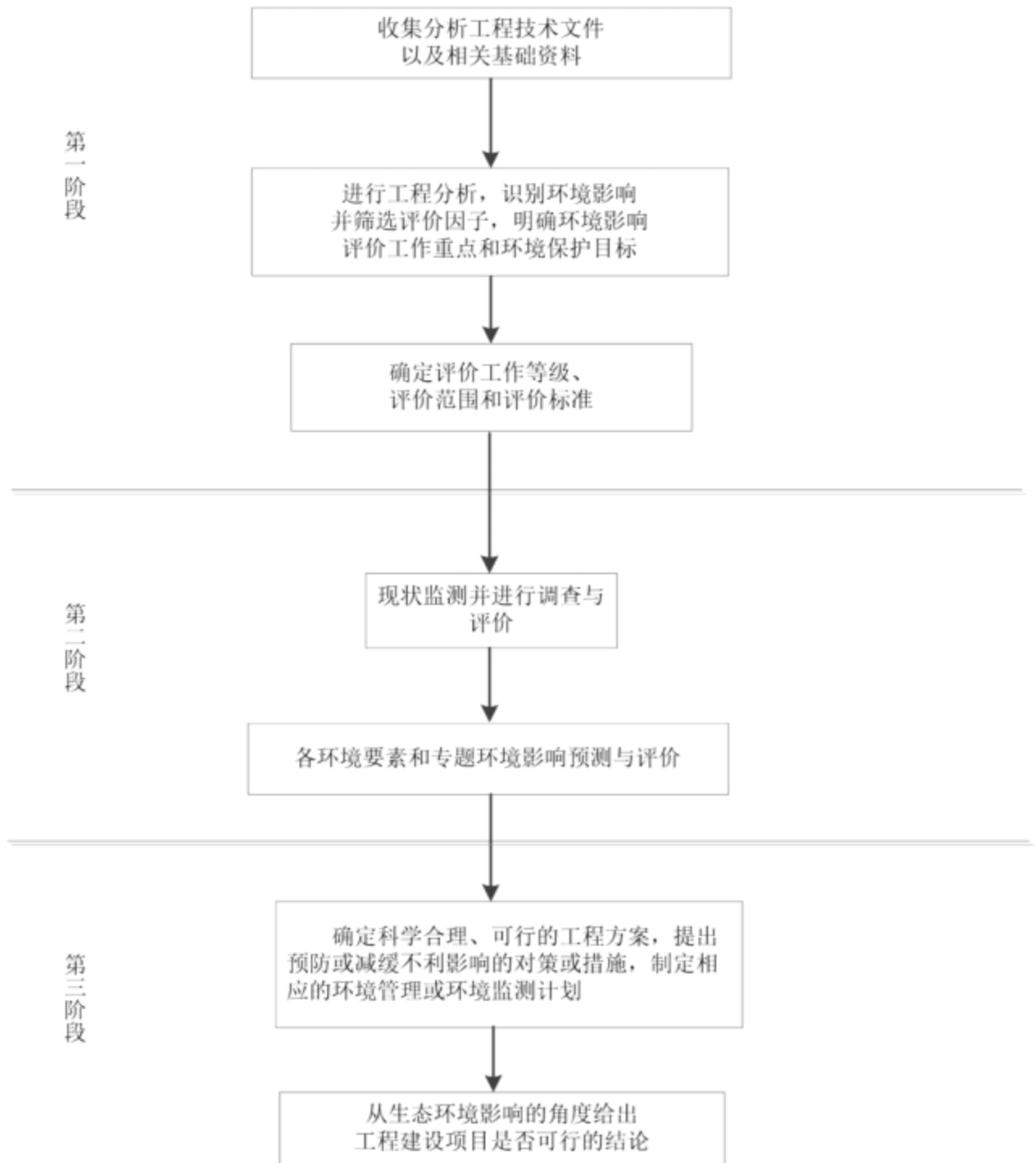


图 2.2-1 环境影响评价工作程序图

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

根据拟建项目主要污染源污染因子及区域环境特征，对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		施工期		运营期	退役期
		井场工程	油气集输工程	开采及集输	封井、井场清理
自然环境	环境空气	-1D	-1D	-1C	-1D
	地表水	—	--	--	—
	地下水	—	--	-1C	—
	声环境	-1D	-1D	-1C	-1D
	土壤环境	—	-1D	-1C	—
生态环境	地表扰动	—	-1C	--	-1D
	植被覆盖度	—	-1C	--	+1C
	土壤肥力	—	-1C	--	+1C
	生物量损失	—	-1C	--	+1C
	生态系统完整性	-1C	-1C	-1C	+1C
	生物多样性	—	-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，拟建项目的建设对环境的影响是多方面的，存在短期或长期的负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素中的环境空气、地下水环境、声环境、土壤环境、生态环境要素中的地表扰动、植被覆盖度、土壤肥力、生物量损失、生态系统完整性、生物多样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,以及拟建项目特点和污染物排放特征,确定工程评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 拟建项目评价因子一览表

环境要素	项目	评价因子	
环境空气	现状评价	PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、CO、O ₃ 、NO ₂ 、SO ₂ 、非甲烷总烃	
	污染源评价	非甲烷总烃	
	影响评价	非甲烷总烃	
地下水环境	现状评价	基本水质因子: 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: 石油类	
	污染源评价	耗氧量、氨氮、石油类	
	影响评价	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(施工土方、焊接及吹扫废渣), 生活垃圾	
	影响评价	运营期: 危险废物(落地油、废防渗材料)	
声环境	现状评价	L _{eq,3}	
	污染源评价	L _A	
	影响评价	L _{eq,3}	
温室气体	污染源评价	CO ₂ 、CH ₄	
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	生态系统完整性	

环境风险	风险识别	凝析油、天然气
	风险分析	--

2.4 评价等级和评价范围

2.4.1 评价等级

2.4.1.1 大气环境影响评价工作等级

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

(1) P_{max} 及 $D_{10\%}$ 的确定

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

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

式中： P_i ——第*i*个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

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

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

(2) 城市农村选项确定

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

(3) 模型参数和污染源及其预测结果

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

表2.4-1 估算模型参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	/
2	最高环境温度/°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		耕地
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
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(面源)

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
井场无组织废气						0	5	8760	正常	非甲烷总烃	

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	井场无组织废气	非甲烷总烃					—

(4) 评价工作等级判定

根据上述计算结果,根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)中评价工作分级判据,拟建项目大气环境影响评价工作等级为三级。

2.4.1.2 地表水环境影响评价工作等级

拟建项目废水主要为采出水和井下作业废液,采出水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;井下作业废液收集后运至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),拟建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。因此,拟建项目地表水环境影响评价工作等级为三级B。

2.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级

(1) 建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023),拟建项目采气井场建设内容类别为II类;集输管线类别为II类。

(2) 地下水环境敏感程度

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

表 2.4-4 地下水环境敏感程度分级表

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

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

拟建项目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

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

地下水评价工作等级见表 2.4-6。

表 2.4-6 地下水评价工作等级一览表

工程名称	项目类别	和周边水源地关系	环境敏感程度	评价等级
博孜 1901 井采气井场	II	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 1901 井集输管线	II		较敏感	二

由上表可知，拟建项目博孜 1901 井场地下水评价等级为二级，博孜 1901 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

拟建项目位于博孜区块，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

拟建项目井场周围 200m 范围内现状无声环境敏感目标。

(3) 评价工作等级判定

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

2.4.1.5 土壤环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，项目所在

区域属于土壤盐化地区，拟建项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

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)，拟建项目采气井场属于 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($\leq 5\text{hm}^2$)”。

拟建项目永久占地面积为 0.12hm^2 ，占地规模为小型；新建集输管线地下敷设不新增永久占地，占地规模为小型。

(3) 建设项目敏感程度

拟建项目井场周边 200m 范围内涉及水浇地，土壤环境敏感程度为“敏感”；集输管线周边 200m 范围内涉及水浇地，土壤环境敏感程度为“敏感”。

(4) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(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 1901 井采气井场	II 类	井场周边 200m 范围内涉及水浇地	敏感	二

博孜 1901 井集输 管线	II 类	集输管线周边 200m 范围内涉及水浇地	敏感	二
-------------------	------	----------------------	----	---

由上表可知，拟建项目博孜 1901 井采气井场土壤环境(污染影响)评价等级为二级，博孜 1901 井集输管线土壤环境(污染影响)评价等级为二级。

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)，拟建项目采气井场属于 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 1901 井采气井场	II 类	>4	敏感	二
博孜 1901 井集输管线	II 类	>4	敏感	二

由上表可知，拟建项目博孜 1901 井采气井场土壤环境(生态影响)评价等级为二级，博孜 1901 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) 拟建项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境。

(2) 拟建项目不涉及自然公园、生态保护红线。

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

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

(5) 拟建项目不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域。

(6) 拟建项目新增永久占地面积 0.12hm²，临时占地面积 2.53hm²，总面积 ≤20km²。

项目名称	和周边敏感目标关系	评价等级
博孜 1901 井采气井场	本项目土壤影响范围内不涉及国家公园、自然保护区、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
博孜 1901 井集输管线	本项目土壤影响范围内不涉及国家公园、自然保护区、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，确定拟建项目生态影响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

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

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

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

式中：q₁，q₂…q_n 每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁，Q₂…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 2.4-11 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/t	临界量 Q/t	该种危险物质Q值
集输 管线	1	凝析油	—	0.312	2500	0.00012
	2	天然气	74-82-8	0.664	10	0.0664
项目Q值Σ						0.06652

注：集输管线直径 80mm，管线压力 20MPa，长度 3.5km。

经计算，拟建项目 Q 值最大为 $0.06652 < 1$ ，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 2.4-12。

表 2.4-12 环境风险评价工作等级划分一览表

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

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

对照表 2.4-12 可知，拟建项目环境风险潜势为 I，因此拟建项目确定环境风险评价等级为简单分析。

2.4.2 评价范围

根据拟建项目各环境要素确定的评价等级、污染源排放情形，结合区域自然环境特征，按导则中评价范围确定的相关规定，各环境要素评价范围见表 2.4-13，评价范围图见附图 3。

表 2.4-13 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评价范围
1	环境空气	三级	—
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	管线两侧 200m 的范围
4	声环境	二级	井场边界外 200m 范围

5	土壤环境	污染影响型	二级	井场边界外扩 200m
			二级	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 2km
			二级	管线边界两侧向外延伸 200m 范围
6	生态影响	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

根据拟建项目特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.5-1。

表 2.5-1 评价内容一览表

序号	项目	内 容
1	概述	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响要素和评价因子、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。 在建工程： 主要介绍博孜 1901 井基本情况、三同时执行情况、工艺流程及产排污节点、环境问题及“以新带老”改进意见； 拟建项目： 项目概况、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、运营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：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等基本情况及依托可行性分析
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) 运营期环境影响预测与评价(大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、固体废物、生态影响、土壤环境及环境风险) 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	温室气体排	温室气体排放分析、减污降碳措施、温室气体排放评价结论及建议

	放影响评价	
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，确定拟建项目评价重点为工程分析、大气环境影响评价、地下水影响评价、土壤环境影响评价、生态影响评价和环保措施可行性论证。

2.6 评价标准

本次环境影响评价执行如下标准：

(1) 环境质量标准

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

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

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；井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层。

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

（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	
环境要素	项目	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	—		

续表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	标准	单位	标准来源
地下水	pH	6.5~8.5	—	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1感官性状 及一般化学指标中Ⅲ类
	总硬度	≤450	mg/L	
	溶解性总固体	≤1000		
	硫酸盐	≤250		
	氯化物	≤250	mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1感官性状 及一般化学指标中Ⅲ类
	铁	≤0.3		
	锰	≤0.10		
	铜	≤1.00		
	锌	≤1.00		
	铝	≤0.20		
	挥发性酚类	≤0.002		
	阴离子表面活性剂	≤0.3		
	耗氧量	≤3.0		
	氨氮	≤0.50		
	硫化物	≤0.02		
	钠	≤200		
	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			
硒	≤0.01			
镉	≤0.005			
铬(六价)	≤0.05			
铅	≤0.01			
三氯甲烷	≤0.06			

续表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	标准		单位	标准来源
地下水	四氯化碳	≤0.002		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1毒理学指 标中Ⅲ类
	苯	≤0.01			
	甲苯	≤0.7			
	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,1}	昼间	60	dB(A)	《声环境质量标准》 (GB3096-2008)2类区标准
		夜间	50		

表 2.6-2 土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	第二类用地风险 筛选值(mg/kg)	序号	检测项目	第二类用地风险 筛选值(mg/kg)
1	砷	60	24	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5
2	镉	65	25	氯乙烯	0.43
3	六价铬	5.7	26	苯	4
4	铜	18000	27	氯苯	270
5	铅	800	28	1, 2-二氯苯	560
6	汞	38	29	1, 4-二氯苯	20
7	镍	900	30	乙苯	28
8	四氯化碳	2.8	31	苯乙烯	1290
9	氯仿	0.9	32	甲苯	1200
10	氯甲烷	37	33	间/对二甲苯	570
11	1, 1-二氯乙烷	9	34	邻二甲苯	640
12	1, 2-二氯乙烷	5	35	硝基苯	76
13	1, 1-二氯乙烯	66	36	苯胺	260
14	顺1, 2-二氯乙烯	596	37	2-氯酚	2256
15	顺-1, 2-二氯乙烯	596	39	苯并[a]蒽	15
16	反-1, 2-二氯乙烯	54	40	苯并[a]芘	1.5

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(mg/kg)	序号	检测项目	第二类用地风险 筛选值(mg/kg)
17	二氯甲烷	616	41	苯并[b]荧蒽	15

18	1, 2-二氯丙烷	5	42	苯并[k]荧蒽	151
19	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	10	43	蒽	1293
20	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	6.8	44	二苯并[a, h]蒽	1.5
21	四氯乙烯	53	45	茚并[1, 2, 3-c, d]芘	15
22	1, 1, 1-三氯乙烷	840	46	萘	70
23	1, 1, 2-三氯乙烷	2.8	47	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	4500
24	三氯乙烯	2.8		--	

表 2.6-3 农用地土壤污染风险筛选值

污染项目		风险筛选值(mg/kg)	
		pH>7.5	
镉	其他	0.6	
汞	其他	3.4	
砷	其他	25	
铅	其他	170	
铬	其他	250	
铜	其他	100	
镍		190	
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	施工期 燃油机 械设备 废气	560kW ≥ P _{max} ≥ 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	-		
			NOx	-		
			HC+NOx	4.0		
			PM	0.2		
	运营期 井场无 组织废 气	非甲烷总烃	4.0	mg/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	
废水	采出水、 井下作 业废液	悬浮固体含量	≤35.0	mg/L	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)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 _{eq}	昼间	70	dB(A)	《建筑施工场界环境噪声排放标准》 (GB12523-2011)
		夜间	55		
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			
厂界噪声					

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。

拟建项目位于克拉苏气田博孜区块内，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜等，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，属于主体功能区中的限制开发区域(农产品主产区)。《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中限制开发区域(农产品主产区)功能定位：新疆农产品主产区的功能定位是：保障农牧产品供给安全的重要区域，农牧民安居乐业的美好家园，社会主义新农村建设的示范区。农产品主产区发展方向和开发原则是：位于农产品主产区的点状能源和矿产资源基地建设，必须进行生态环境影响评估，并尽可能减少对生态空间与农业空间的占用，同步修复生态环境。其中，在水资源严重短缺、环境容量很小、生态十分脆弱、地震和地质灾害频发的地区，要严格控制能源和矿产资源开发。

拟建项目主要建设井场和集输管线，集输管线选线过程中尽量避让基本农田，严格控制作业带宽度，减少对生态空间与农业空间的占用；同时按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦，复垦过程中从组织保障、费用保障、监管保障、技术保障等方面严格落实各项土地复垦措施，缴纳土地复垦费用，

专款专用，保障土地复垦工作顺利进行。项目占地前对耕作层进行表土剥离，后期进行地表清理，采取表土回覆、施肥、翻耕等措施对占用的基本农田及时复垦，确保恢复为占用前耕地质量水平，不影响区域农产品生产；运营期采取完善相应的污染防治措施，污染物均可达标排放。综上所述，项目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。

综上所述，拟建项目符合《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆生态环境保护“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）、《基本农田保护条例》（国务院令[2011]第 588 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）》。

综上所述，拟建项目符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发[2021]18 号）、新疆维吾尔自治区总体管控要求、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发[2021]162 号）、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（阿行署发[2021]81 号）、《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023 年）》中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管控要求。

2.7.4 选址选线合理性分析

2.7.4.1 选址可行性

- （1）文件相符性
- （2）选址的环境敏感性
- （3）环境影响的可接受性

2.7.4.2 井场布置合理性分析

（1）井场的平面布置按照现行的规范和标准的要求布设，使用的工艺设备管道相对集中，在满足工艺安装和检修需要的同时，布置较为紧凑，最大限度的减少对土地的占用。

（2）井口与高压线及其他永久性设施、民宅、铁路公路、学校、医院和大型油库等距离满足《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）相关要求。

综上，井场布置合理，满足相关要求。

2.7.4.3 管线选线可行性分析

2.7.5 环境功能区划

项目所在区域位于博孜区块，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；项目区域以油气开发为主要功能，区域声环境属于《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类功能区。

2.8 环境保护目标

本评价将大气评价范围内村庄设为大气环境保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层、承压水作为地下水保护目标；声环境评价范围内 200m 范围内不涉及学校、医院、居住区等，不设置声环境保护目标；将土壤污染影响评价范围内的水浇地作为土壤环境保护目标，将井场外延 2km 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；将生态影响评价范围内重要物种(鹅喉羚、苍鹰)、永久基本农田、塔里木河流域水土流失重点治理区范围作为生态保护目标；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 2.8-5。

表 2.8-1 环境空气保护目标一览表

序号	保护目标	坐标(m)		保护对象	保护内容	环境功能区	与项目位置关系		人口	户数
		经度(°)	纬度(°)				方位	与井场距离		
1	恰什坎勒克			居住区	人群	二类区				

表 2.8-2 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、承压水	—	—	—	—	—	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类

表 2.8-3 土壤环境保护目标一览表

影响类型	保护目标	土壤环境质量	距最近距离
污染影响型	水浇地	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)	集输管线占用
生态影响型	采气井场外扩2km, 集输管线边界两侧向外延200m范围内土壤	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)	不对区域盐碱化程度进一步加深

表2.8-4 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
生态影响	塔里木河流域水土流失重点治理区范围	井场周围50m范围，管线中心线两侧300m	—
	重要物种(鹅喉羚、苍鹰)		—
	永久基本农田		集输管线占用

3 建设项目工程分析

塔里木油田分公司在克拉苏气田博孜区块内实施“克拉苏气田博孜 19 产能建设项目（一期）”，主要建设内容包括：①新建博孜 1901 采气井场；②新建集输管道 3.5km；③配套建设土建、通信、供电、自控等。

为便于说明，本次评价将克拉苏气田博孜区块作为现有工程进行介绍；将博孜 1901 井（勘探井）钻井工程作为在建工程进行介绍；将本次建设内容作为拟建项目进行分析；将拟建项目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等作为依托工程进行分析。本次评价工程分析章节结构见表 3-1。

表 3-1 工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	区块开发现状及环境影响回顾	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	在建工程	主要介绍博孜 1901 井（勘探井）钻井工程基本情况、三同时执行情况、工艺流程及产排污节点、环境问题及“以新带老”改进意见
3	拟建项目	项目概况、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、运营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、污染物年排放量、污染物总量控制分析
4	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

(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液，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；井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

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 克拉苏气田博孜区块“三同时”执行情况

目前克拉苏气田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 3.1-15 所示。

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

(1) 占地影响回顾分析

(2) 植被环境影响回顾分析

(3) 野生动物影响回顾分析

(4) 已采取的生态保护措施有效性评价

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

3.1.3.3 水环境影响回顾

3.1.3.4 大气环境影响回顾

3.1.3.5 固体废物影响回顾

3.1.3.6 声环境影响回顾

3.1.3.7 环境风险回顾

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，取得了博大采油气管理区(博孜试采作业区-拜城)固定污染源排污登记回执(登记编号：9165280071554911XG102X，2024年6月20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情况

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						

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 在建工程

在建工程为博孜 1901 井(勘探井)钻井工程，目前博孜 1901 井正在进行钻井作业。

3.2.1 基本情况

在建工程基本概况见表 3.2-1。

图 3.2-1 博孜 1901 井(勘探井)现状情况

表 3.2-1 在建工程基本概况一览表

内容	名称	博孜 1901 井(勘探井)钻井工程
位置		
坐标		
设计井深		8150m
完钻原则		钻至目的层完钻
完井形式		套管完井

3.2.2 三同时执行情况

在建工程三同时执行情况见表 3.2-2。

表 3.2-2 在建工程环评及验收情况一览表

序号	建设内容	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	博孜 1901 井 (勘探井) 钻井工程				正在钻井中		

3.2.3 工艺流程及产排污节点

在建工程为博孜 1901 井 (勘探井) 钻井工程，工艺流程包括钻前工程、钻井工程、钻后工程。

现阶段钻井工程尚未结束，结合环评阶段产污节点识别及现场调查情况，废气污染源主要为施工扬尘和放喷废气，施工扬尘采取车辆减速慢行、加盖苫布等措施；放喷持续时间较短，随着放喷作业结束，对环境的影响将消失。废水污染源主要为钻井废水、酸压压裂废水和生活污水，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；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；生活污水排入生活污水池定期拉运至拜城县污水处理厂处理。噪声污染源主要为泥浆泵噪声、钻机噪声、压裂噪声和放喷气流噪声，采取选用增加隔震垫、弹性材料等减振措施；固体废物主要为钻井岩屑、钻井泥浆废弃物和生活垃圾。钻井泥浆返排液经随钻不落地收集系统分离出岩屑、泥浆，泥浆回用；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，可用于气田内部道路铺设、井场铺垫；磺化泥浆钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆钻井岩屑送至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司处理；含油废物 (HW08 900-249-08)、废烧碱包装袋 (HW49 900-047-49)、废防渗材料 (HW08 900-249-08) 在危废暂存间暂存，定期由有处理资质的单位接收妥善处置；生活垃圾集中收集，定期送至大北固废填埋场处置。

3.2.4 环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场调查博孜 1901 井已落实环评批复要求，未发现环境问题。待博孜 1901 井钻井井场清理完成后，尽快完成竣工环保验收工作。

3.3 拟建项目

3.3.1 基本概况

拟建项目基本情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 拟建项目基本情况一览表

项目		基本情况	
项目名称		克拉苏气田博孜 19 产能建设项目（一期）	
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		2 个月	
总投资		项目总投资 906.9 万元，其中环保投资 104 万元，占总投资的 11.47%	
占地面积		占地面积 2.65hm ² （永久占地面积 0.12hm ² ，临时占地面积 2.53hm ² ）	
建设规模		项目建成后产气量 22×10 ⁴ m ³ /d，凝析油量 85t/d	
建设内容	主体工程	油气集输工程	采气井场 新建博孜 1901 井场 1 座 管道工程 新建集输管线 3.5km
		供电工程	新建 10kV 电力线路 0.72km，从区域 10kV 线路 T 接，线径为 JKLGJY-70/10。
	公辅工程	给排水	采出水随油气混合物输送至博孜天然气处理厂处理，处理后作为注水水源加以利用；井下作业废液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。

续表 3.3-1 拟建项目基本情况一览表

项目		基本情况	
工程内容	公辅工程	供热工程	不涉及用热
		防腐工程	集输管道防腐层采用单层熔结环氧粉末普通级，干膜厚度≥300μm，保温层采用硬质聚氨酯泡沫塑料，保温厚度≥50mm。防护层为聚乙烯夹克层，厚度≥1.0mm
		自控工程	井场设置 1 套 RTU，井场新增仪表信号通过有线方式接入 RTU。RTU 通过新建光缆与通信设备将井场数据上传至博孜天然气处理厂 SCADA 系统进行远程监控，并接受远程关井命令
		道路工程	井场道路依托现有井场道路
	环保工程	废气	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； 运营期：采取密闭集输工艺；

工程内容	环保工程		退役期：采取洒水抑尘的措施；
		废水	施工期：管道试压废水循环使用，结束后用于洒水降尘；生活污水依托博大采油气管理区公寓生活污水处理装置处理； 运营期：运营期废水包括采出水和井下作业废液，采出水随油气混合物一起进入博孜天然气处理厂处理达标后回注地层；井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理； 退役期：无废水产生
		噪声	施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间； 运营期：选用低噪声设备、基础减振； 退役期：合理安排作业时间
		固体废物	施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料不可回收利用部分及生活垃圾拉运至大北固废填埋场处理 运营期：落地油及废防渗材料均属于危险废物，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
工程内容	环保工程	生态	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； 运营期：管道上方设置标志，定时巡查井场、管道； 退役期：洒水降尘，地面设施拆除
		环境风险	运营期：管道上方设置标识，定期对管道壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪，完善突发环境事件应急预案； 退役期：保证采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层。
劳动定员		新建井场为无人值守站，不新增劳动定员	
工作制度		年工作 365d, 8760h	

3.3.2 油气资源概况

3.2.2.1 气田范围

3.2.2.2 勘探开发概况

3.2.2.3 地层特征

3.2.2.4 构造特征

3.2.2.5 气藏特征

3.3.3 主要技术经济指标

拟建项目主要技术经济指标见表 3.3-2。

表 3.3-2 拟建项目主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量	
1	开发指标	采气井场	新建采气井场	口	1

2			日产凝析油	t/d	85
3			日产天然气	10 ⁴ m ³ /d	22
4			集输管线	km	3.5
5	综合指标	总投资		万元	906.9
6		环保投资		万元	104
7		永久占地面积		hm ²	0.12
8		临时占地面积		hm ²	2.53
9		劳动定员		人	不新增
10		工作制度		h	8760

3.3.4 工程组成

拟建项目主要包括油气集输工程及封井工程，项目总平面布置图见附图 2。

3.3.4.1 油气集输工程

(1) 采气井场

拟建项目新建博孜 1901 采气井场，井口采出液经节流后去集输管道，采气树设有地面安全截断阀，该阀在压力超高或超低时可自动关闭，具备远传接口，可实现远程关井；井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至上级站场；井场无人值守，定期巡检。井场主要工程内容见表 3.3-9，运营期井场平面布置图见附图 6。

表 3.3-9 拟建项目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
采气井场	1				
	2				
	3				
	4				
	5				
	6				
	7				

(2) 管道工程

拟建项目建设单井集输管线 1 条，长度为 3.5km，项目采出液经集输管线密闭输至博孜 101 集气站计量中转，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 3.3-11 集输管线部署一览表

序号	类别	起点	终点	长度(km)	敷设方式	管径和材质
1	集输管线				埋地敷设	DN80 20MPa 无缝钢管

3.3.4.2 封井工程

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井场将进入退役期。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，对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性。采用固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井，避免发生油水串层；对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌；临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

3.3.4.3 公辅工程

(1) 供电工程

新建 10kV 电力线路 0.72km，从区域 10kV 线路 T 接，线径为 KLGJYJ-70/10。

(2) 给排水

① 给水

施工期工程用水主要包括管道试压用水，管道试压用水由罐车拉运至井场，用水量共计约 9m³，主要用于管道试压。

运营期井场为无人值守场站，无生产及生活给水。

② 排水

施工期废水主要为生活污水、试压废水。生活污水依托博大采油气管理区公寓生活污水处理装置处理。管线试压废水约为 9m³，试压结束后用于洒水抑尘。

运营期采出水随油气混合物输送至博孜天然气处理厂处理，处理后作为注水水源加以利用；井下作业废液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) 防腐工程

集输管道防腐层采用单层熔结环氧粉末普通级，干膜厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ ，保温层采用硬质聚氨酯泡沫塑料，保温厚度 $\geq 50\text{mm}$ 。防护层为聚乙烯夹克层，厚度 $\geq 1.6\text{mm}$ 。从生产厂家运来的集输管线及设备均已在厂家做好内外防腐，只在施工现场进行安装连接。

(4) 自控工程

井场设置 1 套 RTU，井场新增仪表信号通过有线方式接入 RTU。RTU 通过新建光缆与通信设备将井场数据上传至博孜天然气处理厂 SCADA 系统进行远程监控，并接受远程关井命令。

(5) 道路工程

井场道路依托现有钻井井场道路。

3.3.4.4 环保工程

(1) 废气处理工程

施工期间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

施工期管线试压废水循环使用后用于区域洒水抑尘，生活污水依托博大采油气管理区公寓生活污水处理装置处理；

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；井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

(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；生活垃圾及施工废料拉运至大北固废填埋场填埋进行处置；

运营期：落地油及废防渗材料均属于危险废物，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。

3.3.5 工艺流程及产排污节点

3.3.5.1 施工期

(1) 井场建设

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。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气，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；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，定期清运至大北固废填埋场填埋处置。

(2) 管线敷设

管线敷设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 3.3-3。

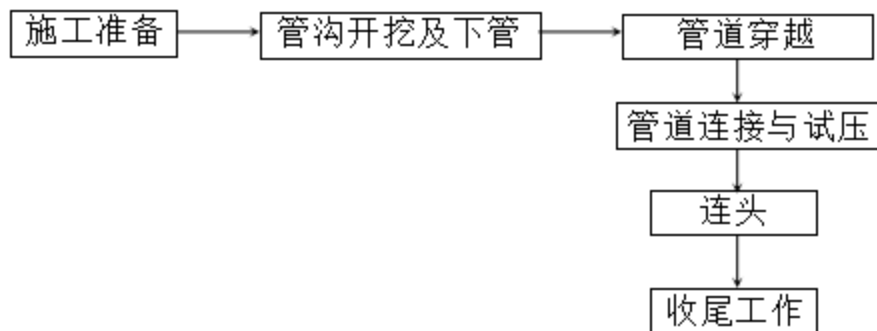


图 3.3-3 施工方案工艺流程图

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。车辆施工期间可

依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约6m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。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。管沟开挖采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，当管线靠近永久基本农田区域时采用人工开挖方式，且在管线开挖过程中，采取分层开挖、分层堆放、分层回填，减少对地表植被、土壤的扰动范围。

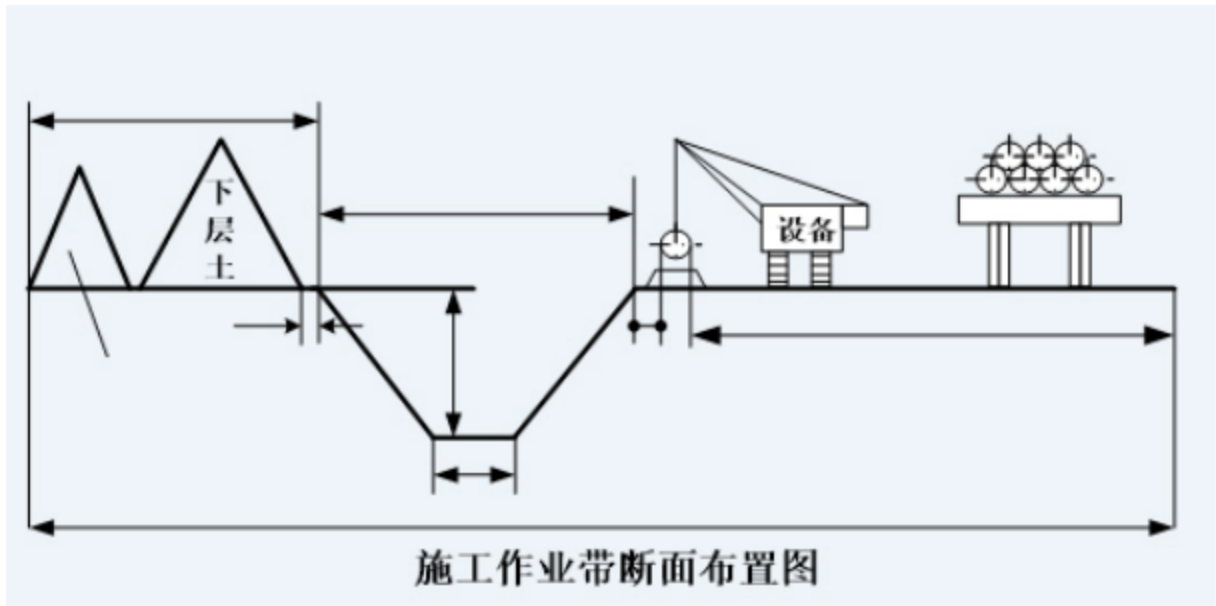


图 3.3-5 一般地段管道施工方式断面示意图

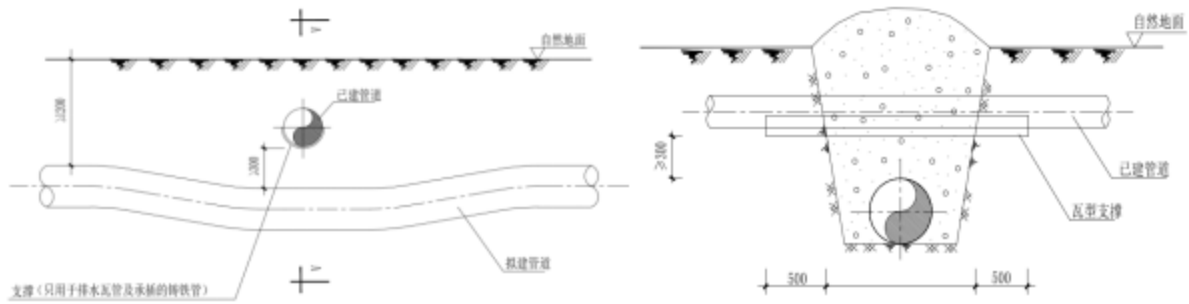


图 3.3-6 管道交叉施工作业示意图

④管道连接与试压

管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等，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。集输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。

⑤井场配套设备安装及连头

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

⑥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，作为管道上方土层沉降富余量，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、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；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；生活污水依托博大采油气管理区公寓生活污水处理装置处理；固体废物为管沟开挖产生的土方、管道焊接及吹扫废渣及生活垃圾，土方施工结束后用于回填管沟及场地平整；生活垃圾、管道焊接及管道吹扫产生的废渣运至大北固废填埋场填埋处置。

3.3.5.2 运营期

拟建项目工艺流程主要包括油气开采、集输、井下作业。

(1) 油气开采

根据克拉苏气田博孜区块目前生产情况、油气藏性质和配产情况，选择采气方式为利用地层天然能量自喷开采。井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至集气站、处理厂集中监控。

(2) 油气集输

井场采出液通过井口经两级节流后通过孔板流量计计量经新建管道输送至博孜101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、酸化、洗井、修井、清蜡、除砂、侧钻等。酸化、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。

油气开采、集输过程中废气污染源主要为井场无组织废气(G_1)，采取密闭集输工艺；废水污染源主要为采出水(w_1)和井下作业废液(w_2)，其中采出水随采出液一起进入博孜天然气处理厂处理达标后回注地层，井下作业废液送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)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)、井下作业产生的废防渗材料(S_2)，属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置。

图 3.3-8 井场油气开采及集输工艺流程图

3.3.5.3 退役期

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

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

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

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置。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

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

3.3.6.1 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永久占地，将不可避免改变区域用地性质；临时占地主要为管线临时占地，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。拟建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。

3.3.6.2 废气

拟建项目施工过程中废气包括施工扬尘和车辆尾气、焊接烟气。

(1) 施工扬尘

施工扬尘主要来自管沟开挖、车辆运输过程中产生，管沟开挖周期较短，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。

(2) 车辆尾气和焊接烟气

在油气集输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、 SO_2 、 NO_2 、 C_2H_2 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) 生活污水

油气集输工程施工人数约10人，施工周期30天，按生活用水量 $100L/d \cdot 人$ 计，生活用水量总计约 $30m^3$ 。生活污水依托博大采油气管理区公寓生活污水处理装置处理。

(3) 管线试压废水

拟建项目集输管线试压介质采用中性洁净水，根据项目管线长度及直径，试压用水量约为 $9m^3$ ，管道试压废水中主要污染物为SS，试压结束后用于洒水

抑尘。

3.3.6.4 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、推土机、运输车辆、吊装机、焊接机器等，产噪声级在84~90dB(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

拟建项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、施工人员生活垃圾。

(1) 土石方

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，合计挖方约 1.34 万 m³，所有挖方后期全部回填，无弃方。

综上所述，拟建项目共开挖土方1.34万m³，回填土方1.34万m³，借无借方、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。

(2) 管道焊接及吹扫废渣

根据类比调查，焊接及吹扫废渣的产生量约为0.05t/km，拟建项目焊接及吹扫废渣产生量约为0.18t，收集后送大北固废填埋场填埋处置。

(3) 生活垃圾

油气集输工程施工人数约 10 人，施工周期 30 天，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg，生活垃圾产生量共计 0.15t。施工人员生活垃圾随车带走，运至大北固废填埋场填埋处置，现场不遗留。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。

3.3.7 运营期污染源及其防治措施

3.3.7.1 废气污染源及其治理措施

结合《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)、《污染源源强核算技术指南 准则》(HJ884-2018)等要求对无组织废气进行源强核算，拟建项目实施后废气污染源及其治理措施见表 3.3-19。

表 3.3-19 拟建项目废气污染源及其治理措施一览表

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

源强核算过程：

(1) 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 (VOC_s) 主要包括非甲烷总烃 (烷烃等)、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对拟建项目而言，VOC_s 主要为非甲烷总烃。拟建项目运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散的非甲烷总烃，参照《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项目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_{设备}——设备与管道组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量，kg/a；

t_i——密封点 i 的年运行时间，h/a；

e_{TOC, i}——密封点 i 的总有机碳排放速率，kg/h；

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

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

n——挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点数。

表 3.3-20 设备与管道组件 e_{TOC, i} 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 e _{TOC, i} / (kg/h 排放源)
----	------	---------------------------------------

石油化学工业	气体阀门	0.024
	开口阀或开口管线	0.03
	有机液体阀门	0.036
	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.14
	其他	0.073

$WF_{VOCs, i}$ 和 $WF_{TOC, i}$ 比值取 0.08。根据设计单位提供的数据，项目井场涉及的阀门、法兰密封点数量如表 3.3-21 所示。

表 3.3-21 拟建项目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)
采气井场密封点						
1	气体阀门					
2	法兰或连接件					
合计						

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 7500m³/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) 井下作业废液

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

根据《关于发布〈排放源统计调查产排污核算方法和系数手册〉的公告》(环保部公告 2021 年第 16 号)中与石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中产排污系数，计算井下作业废液的产生量。

表 3.3-22 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

按井下作业每 2 年 1 次计算，井下作业废液包括废压裂液、废酸化液、废洗井液，每年井下作业废液产生量为 186t。井下作业废液采用专用回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

拟建项目运营期井场废水产生情况见表 3.3-23。

表 3.3-23 拟建项目运营期废水产生情况一览表

类别	序号	污染源	产生量	排放量 (t/a)	主要污染物	产生特点	治理措施
废水	W ₁	采出水	7500m ³ /a	0	SS、石油类	连续	与采出液一并输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	186t/a	0	pH、SS、挥发酚、COD、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

拟建项目实施后噪声污染源治理措施情况见表 3.3-24，拟建项目采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 15dB(A)。

表 3.3-24 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	采气井场	采气树	1	80	基础减振	15

3.3.7.4 固体废物及其治理措施

拟建项目运营期采气井场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。类比同类型采气井场，落地油产生量约 0.2t/a，桶装收集后有危废处置资质单位接收处置。

(2) 废防渗材料

工程运行期采气井场井下作业时，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，目前气田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 3 年左右。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则拟建项目采气井场井下作业 1 次共产生废弃防渗布约 0.5t，气井作业频次为 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，集中收集后有危废处置资质单位接收处置。

表 3.3-25 拟建项目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 (071-001-08)	桶装收集后，由有危废处置 资质单位接收处置	全部妥善处 置，不外排
2	废防渗材料	0.25t/a	危险废物 (900-249-08)		

3.3.7.5 运营期生态恢复措施

运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线及周边生态恢复情况，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,首先对井场进行环境风险评估,根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式,确保固井、封井措施的有效性,避免发生油水窜层。

3.3.8.3 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废弃管线、建筑垃圾,应集中清理收集。建筑垃圾收集后送区域工业固废填埋场妥善处置;废弃管线维持现状,避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏,管线内物质应清空干净,并按要求进行吹扫,确保管线内无残留采出液,管线两端使用盲板封堵。

(2)对废弃井应封堵,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

拟建项目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。拟建项目非正常排放见表 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)	
			非甲烷总烃	
放喷口	30	1	非甲烷总烃	
			颗粒物	
			NO _x	

3.3.10 清洁生产分析

3.3.10.1 清洁生产技术和措施分析

(1) 集输及处理清洁生产工艺

①拟建项目实施后，天然气输送过程采用密闭工艺流程，采用先进设备和材料，加强设备管理，减少跑、冒、滴、漏，减少烃类物质的挥发量。

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

③井下作业起下管时，安装自封式封井器，避免油气喷出。

④对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤井下作业过程中，对产生的散落凝析油和废液采用循环作业罐(车)收集。

⑥井下作业过程中铺防渗土工膜防止凝析油落地。

⑦优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。

⑧气田伴生资源综合利用率为 100%。

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

⑩采出水输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；油气开采过程中产生的落地油及时全部回收。

(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采用自动化管理，提高了管理水平。

(3) 建立有效的环境管理制度

拟建项目将环境管理和环境监测纳入气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 3.3-27 及表 3.3-28。

由表计算得出：拟建项目井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采气作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 94 分，达到 $P \geq 90$ ，属于清洁生产先进企业。

3.3.10.2 清洁生产结论

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

3.3.11 三本账

拟建项目实施后“三本账”的情况见表 3.3-16。

表 3.3-16 拟建项目实施后“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		
现有区块排放量						
拟建项目新增排放量						
以新带老削减量						
拟建项目实施后排放量						
拟建项目实施后增减量						

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，考虑拟建项目的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：VOCs、NO_x。

废水污染物：COD、NH₃-N。

3.3.12.2 拟建项目污染物排放总量

拟建项目在正常运行期间，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；井下作业废液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。拟建项目无废水外排，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），挥发性有机物（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。根据计算，项目运营期无组织 VOCs 排放量估算为 0.009t/a。

综上所述，拟建项目总量控制指标为：NO_x 0t/a，VOC_s 0.009t/a，COD 0t/a，氨氮 0t/a。

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 $430\text{t}/\text{d}$ 烃液提馏装置，2 套 $1450\text{t}/\text{d}$ 的凝析油闪蒸装置；2 套 $80\text{t}/\text{d}$ 乙二醇再生装置；4 座 2500m^3 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 $1450\text{m}^3/\text{d}$ 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 $\leq 15\text{mg}/\text{L}$ ，悬浮物粒径中值 $\leq 8\mu\text{m}$ ，油含量 $\leq 30\text{mg}/\text{L}$ ），处理后的采出水用于地层回注。

(4) 依托可行性分析

拟建项目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 ($\text{万 m}^3/\text{d}$)					可依托
凝析油 (t/d)					可依托

采出水 (m ³ /d)					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	拟建项目需处理量	依托可行性
1	井下作业废液						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项目井下作业废液处理要求，依托哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理可行。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

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

拟建项目井场及管道建设内容均分布于阿克苏地区拜城县境内，博孜 1901 井东南距恰什坎勒克 1.07km。拟建项目地理位置见附图 1。

4.1.2 地形地貌

克拉苏气田地处天山中段南麓，却勒塔格山北缘的山间盆地，地形地貌形成主要受地质构造控制。地势总的特征是：西北高东南低，北部天山主干海拔 1500m 以上，终年积雪，中间是一个狭长的拜城盆地，形成广阔的绿洲，南部为东西向的却勒塔格山脉。地貌形成过程是以第三纪末开始的新构造运动的抬升作用及新时期褶皱作用为主导，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。

拟建项目评价范围内不涉及地表水体，本项目东北距木扎提河 7km。

（2）地下水

拜城盆地为近东西向的大型新生代向斜拗陷盆地，基底为古近系一新近系，盆地内充填了巨厚的第四系沉积物，为地下水的储存、运移提供了良好的空间，其中埋藏着丰富的松散岩类孔隙潜水。

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

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

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

4.1.4 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 环境质量现状监测与评价

4.2.1 环境空气质量现状评价

4.2.1.1 基本污染物环境质量现状评价

本次评价根据阿克苏地区生态环境局发布的《2022 年阿克苏地区各县（市）环境空气质量》中拜城县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 4.2-1 和表 4.2-2 所示。

表 4.2-1 拜城县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	165	236	超标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	52	149	超标

续表 4.2-1 拜城县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
SO ₂	年平均质量浓度	60	5	8.3	达标
NO ₂	年平均质量浓度	40	23	57.5	达标
CO	日均值第95百分位浓度	4000	900	22.5	达标
O ₃	日最大8小时滑动平均第90百分位浓度	160	91	56.9	达标

由表 4.2-2 可知，拜城县 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。季节性春季沙尘天气对环境空气质量影响很大，是造成空气质量不达标的主要因素。

4.2.1.2 其他污染物环境质量现状评价

(1) 监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次评价布设 1 个环境空气监测点。监测点位基本信息见表 4.2-2，具体监测点位置见附图 8。

表 4.2-2 监测点位基本信息一览表

序号	监测点名称	方位/距离(km)	监测因子	备注
			1 小时平均浓度	
1			非甲烷总烃	本次监测

(2) 监测时间及频率

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

(3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表 4.2-3。

表 4.2-3 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：

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

式中： P_i —— i 评价因子最大占标百分比；

C_i —— i 评价因子最大监测浓度 (mg/m^3)；

C_{io} —— i 评价因子评价标准 (mg/m^3)。

(4)评价标准

非甲烷总烃 1 小时平均浓度执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准。

(5)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 4.2-4。

表 4.2-4 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
	非甲烷总烃	1 小时	2.0				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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准。

4.2.3 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。

4.2.3.1 地下水质量现状监测

4.2.3.1.1 监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表 4.2-8，监测点具体位置见附图 8。

表 4.2-8 地下水监测点及监测因子一览表

序号	监测点名称	与项目关系	坐标	监测对象	功能区	监测与调查项目	
						检测分析因子	监测因子
1				潜水	III类		
2							
3							
4							
5							
6				承压水			
7							

4.2.3.1.2 监测时间及频率

引用监测点监测时间分别为 2023 年 1 月 10 日、2024 年 7 月。

4.2.3.1.3 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 4.2-9。

表 4.2-9 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表 单位：mg/L (pH 除外)

序号	监测因子	检测方法	最低检出浓度
1	色度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)	5 度
2	嗅和味	《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	—
4	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)	—

续表 4.2-9 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表单位：mg/L (pH 除外)

序号	监测因子	检测方法	最低检出浓度
5	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》(HJ 1147-2020)	--
6	耗氧量	《生活饮用水标准检验方法 第 7 部分:有机物综合指标》(GB/T 5750.7-2023)	0.05 mg/L
7	硝酸盐氮	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ/T 346-2007)	0.08 mg/L
8	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》(HJ 535-2009)	0.025 mg/L
9	亚硝酸盐氮	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》(GB 7493-87)	0.003 mg/L
10	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》(GB 7484-87)	0.05 mg/L
11	溶解性总固体	《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)	--
12	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》(HJ 503-2009)	0.0003 mg/L
13	阴离子表面活性剂	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2006) 10.1 亚甲蓝分光光度法	0.050 mg/L
14	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》(HJ 1226-2021)	0.01 mg/L
15	碘化物	《地下水水质分析方法 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
16	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-吡啶啉酮分光光度法	0.002 mg/L
17	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》(GB 11911-89)	0.03 mg/L
18	锰		0.01 mg/L
19	铜	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》(GB 7475-87) 第一部分 直接法	0.05 mg/L
20	锌		0.05 mg/L
21	铝	生活饮用水标准检验方法 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
22	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	0.0005 mg/L
23	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	0.0025 mg/L
24	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

续表 4.2-9 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表单位：mg/L (pH 除外)

序号	监测因子	检测方法	最低检出浓度
25	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》 (HJ 694-2014)	4×10^{-3} mg/L
26	砷		3×10^{-4} mg/L
27	硒		4×10^{-4} L mg/L
28	铬(六价)	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》(GB/T 5750.6-2006) 10.1 二苯碳酰二肼分光光度法	0.004 mg/L
29	三氯甲烷	《水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》 (HJ 639-2012)	0.4 μg/L
30	四氯化碳		0.4 μg/L
31	苯	《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
32	甲苯		0.3 μg/L
33	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)》 (HJ 970-2018)	0.01 mg/L
34	钾离子	《水质 可溶性阳离子(Li ⁺ 、Na ⁺ 、NH ₄ ⁺ 、K ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺)的测定 离子色谱法》 (HJ 812-2016)	0.02 mg/L
35	钠离子		0.02 mg/L
36	钙离子		0.03 mg/L
37	镁离子		0.02 mg/L
38	碳酸根	《地下水水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》(DZ/T 0064.49-2021)	1 mg/L
39	碳酸氢根		1 mg/L
40	氯离子	《水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、SO ₃ ²⁻)的测定 离子色谱法》(HJ 84-2016)	0.007 mg/L
41	硫酸根离子		0.018 mg/L
42	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分：微生物指标》(GB/T 5750.12-2023)	—
43	细菌总数	《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	—

4.2.3.2 地下水质量现状评价

4.2.3.2.1 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_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于 pH 值，评价公式为：

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

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

式中： P_{pH} —pH 的标准指数，无量纲；

pH_i — i 监测点的水样 pH 监测值；

pH_{sd} —评价标准值的下限值；

pH_{su} —评价标准值的上限值。

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

4.2.3.2.2 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 4.2-10。

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	
色度	≤15 度	监测值(度)							
		标准指数							
嗅和味	--	监测值							
		标准指数							
肉眼可见物	--	监测值							
		标准指数							
pH 值	6.5~8.5	监测值							
		标准指数							
总硬度	≤450	监测值							
		标准指数							
溶解性总固体	≤1000	监测值							
		标准指数							

硫酸盐	≤250	监测值							
		标准指数							
氯化物	≤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							
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							
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 4.2-11。

表 4.2-11 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	
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⁻							

(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 4.2-12 潜水监测井监测统计分析结果一览表 mg/L pH(无量纲)

项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
pH 值						
总硬度						

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

石油类						
-----	--	--	--	--	--	--

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 4.2-13。

表 4.2-13 承压水监测井监测统计分析结果一览表 mg/L pH(无量纲)

项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
pH 值						
总硬度						
溶解性总固体						
硫酸盐						
氯化物						
铁						
锰						
铜						
锌						
铝						
挥发性酚类						
阴离子表面活性剂						
耗氧量						
氨氮						
硫化物						
总大肠菌群						
细菌总数						
亚硝酸盐						
硝酸盐						
氰化物						
氟化物						
碘化物						
汞						
砷						

硒						
镉						
铬(六价)						
铅						
三氯甲烷						
四氯化碳						
苯						
甲苯						
石油类						

4.2.4 声环境现状监测与评价

4.2.4.1 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,本次在新建井场进行声环境质量现状监测。具体布置情况见表 4.2-15。

表 4.2-15 噪声监测布置情况一览表

序号	监测点名称	监测点位(个)	监测因子
1	博孜 1901 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,昼间、夜间各监测一次。昼间监测时段为 8:00~24:00,夜间监测时段为 24:00~次日 08:00,每次噪声监测时间 10 分钟。

(4) 监测方法

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的规定进行。

4.2.4.2 声环境质量现状评价

(1) 评价方法

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

(2) 声环境现状监测及评价结果

噪声监测点声环境现状监测及评价结果见表 4.2-16。

表 4.2-16 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 1901 井		60	达标		50	达标

由上表可知，新建井场监测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准要求。

4.2.5 土壤环境现状监测与评价

4.2.5.1 土壤环境现状监测

(1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，拟建项目位于土壤盐化地区，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 个柱状样监测点、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 4.2-17。

表 4.2-17 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		浅层样	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]蒎, 苯并[a]芘, 苯并[b]荧蒎, 苯并[k]荧蒎, 蒽, 二苯并[a,h]蒎, 茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量共计 48 项因子
			中层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
			深层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	2		浅层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
			中层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
			深层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	3		浅层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
			中层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
			深层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	4		表层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	5		表层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	6		表层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
占地范围外	7		表层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	8		表层样	pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	9		表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	10		表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)

(3) 监测时间及频率

监测时间为 2024 年 7 月，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)中有关要求进行分析。

检测分析方法及检出限见表 4.2-18。

表 4.2-18 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	
8		挥发性有机物	四氯化碳	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.3×10^{-3} mg/kg
9			氯仿			1.1×10^{-3} mg/kg
10			氯甲烷			1.0×10^{-3} mg/kg
11			1,1-二氯乙烷			1.2×10^{-3} mg/kg
12			1,2-二氯乙烷			1.3×10^{-3} mg/kg
13			1,1-二氯乙烯			1.0×10^{-3} mg/kg
14			顺-1,2-二氯乙烯			1.3×10^{-3} mg/kg
15			反-1,2-二氯乙烯			1.4×10^{-3} mg/kg
16			二氯甲烷			1.5×10^{-3} mg/kg
17			1,2-二氯丙烷			1.1×10^{-3} mg/kg
18			1,1,1,2-四氯乙烷			1.2×10^{-3} mg/kg
19			1,1,2,2-四氯乙烷			1.2×10^{-3} mg/kg

续表 4.2-18 土壤环境监测项目、分析方法及依据一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度		
20	土壤	四氯乙烯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	$1.4 \times 10^3 \text{ mg/kg}$		
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			$1.2 \times 10^3 \text{ mg/kg}$		
34		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	$1.2 \times 10^3 \text{ mg/kg}$
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					$1.2 \times 10^3 \text{ mg/kg}$
34		邻-二甲苯					$1.2 \times 10^3 \text{ mg/kg}$
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					

续表 4.2-18 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
44	土壤	半挥发性有机物	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》(HJ 834-2017)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	0.1 mg/kg
45		茚并[1,2,3-cd]芘			0.09 mg/kg
46		石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	《土壤和沉积物 石油烃(C ₂₅ -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

拟建项目所在区域土壤环境现状监测及评价结果见表 4.2-19、表 4.2-20。

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		监测点		监测点	
		博孜 1901 井口处				博孜 1901 井口处	
		0.5m				0.5m	
pH	—	监测值		砷	筛选值	监测值	
		标准指数			≤60	标准指数	

镉	筛选值 ≤65	监测值		铬(六价)	筛选值 ≤5.7	监测值	
		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		氯仿	筛选值 ≤0.9	监测值	
		标准指数				标准指数	
氯甲烷	筛选值 ≤37	监测值		1,1-二氯乙烷	筛选值 ≤9	监测值	
		标准指数				标准指数	
1,2-二氯乙烷	筛选值 ≤5	监测值		1,1-二氯乙烯	筛选值 ≤66	监测值	
		标准指数				标准指数	
顺-1,2-二氯乙烯	筛选值 ≤596	监测值		反-1,2-二氯乙烯	筛选值 ≤54	监测值	
		标准指数				标准指数	
二氯甲烷	筛选值 ≤616	监测值		1,2-二氯丙烷	筛选值 ≤5	监测值	
		标准指数				标准指数	
1,1,1,2-四氯乙烷	筛选值 ≤10	监测值		1,1,2,2-四氯乙烷	筛选值 ≤6.8	监测值	
		标准指数				标准指数	
四氯乙烯	筛选值 ≤53	监测值		1,1,1-三氯乙烷	筛选值 ≤840	监测值	
		标准指数				标准指数	
1,1,2-三氯乙烷	筛选值 ≤2.8	监测值		三氯乙烯	筛选值 ≤2.8	监测值	
		标准指数				标准指数	
1,2,3-三氯丙烷	筛选值 ≤0.5	监测值		氯乙烯	筛选值 ≤0.43	监测值	
		标准指数				标准指数	
苯	筛选值 ≤4	监测值		氯苯	筛选值 ≤270	监测值	
		标准指数				标准指数	
1,2-二氯苯	筛选值 ≤560	监测值		1,4-二氯苯	筛选值 ≤20	监测值	
		标准指数				标准指数	
乙苯	筛选值 ≤28	监测值		苯乙烯	筛选值 ≤1290	监测值	
		标准指数				标准指数	
甲苯	筛选值 ≤1200	监测值		间二甲苯+对二甲苯	筛选值 ≤570	监测值	
		标准指数				标准指数	
邻二甲苯	筛选值	监测值		硝基苯	筛选值	监测值	

	≤640	标准指数			≤76	标准指数	
苯胺	筛选值 ≤260	监测值		2-氯酚	筛选值 ≤2256	监测值	
		标准指数				标准指数	
苯并[a]蒽	筛选值 ≤15	监测值		苯并[a]芘	筛选值 ≤1.5	监测值	
		标准指数				标准指数	
苯并[b]荧蒽	筛选值 ≤15	监测值		苯并[k]荧蒽	筛选值 ≤151	监测值	
		标准指数				标准指数	
蒽	筛选值 ≤1293	监测值		二苯并[a,h]蒽	筛选值 ≤1.5	监测值	
		标准指数				标准指数	
茚并(1,2,3-c,d)芘	筛选值 ≤15	监测值		萘	筛选值 ≤70	监测值	
		标准指数				标准指数	
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	筛选值 ≤4500	监测值		全盐量	--	监测值	
		标准指数				标准指数	

表 4.2-19 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										
采样深度		1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.2m	0.2m	0.2m
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	监测值											
	筛选值											
	标准指数											
全盐量 g/kg	监测值											
	级别											
pH	监测值											
	级别											

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
		筛选值	>7.5	≤170	≤250	≤25	≤0.6	≤3.4	≤190	≤100	≤300	≤4500	/
	0.2m	监测值											
		标准指数											
	0.2m	监测值											
		标准指数											
	0.2m	监测值											
		标准指数											
	0.2m	监测值											
		标准指数											

由表 4.2-19 和 4.2-20 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，同时占地范围内各监测点土壤属于未盐化~极重度盐化，轻度碱化~重度碱化；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，同时占地范围外监测点土壤属于未盐化~重度盐化，无酸化碱化。

4.2.5.3 土壤理化性质调查

土壤理化性质见表 4.2-21。

表 4.2-21 土壤理化性质调查结果一览表

点号		博孜 1901 井	时间	2024 年 7 月
深度				
现场记录	颜色			
	结构			
	颜色			
	结构			
	质地			
	砂砾含量			
	其他异物			
实验室测定	pH 值			
	阳离子交换量 cmol ⁺ /kg			
	氧化还原电位 mV			
	饱和导水率 mm/h			
	土壤容重 g/cm ³			
	孔隙度%			

4.2.6 生态现状调查与评价

4.2.6.1 生态系统调查

4.2.6.1 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、农田生态系统。

（2）生态系统特征

①荒漠生态系统

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。

②农田生态系统

农田生态系统结构简单，作物种类单一，占较大比例的农作物群落与其它生物群落相互作用，共同生存。受人类活动的强烈干扰，农田生态系统具有高度开放性，系统内能量流动和物质循环量较大。农业耕作方式主要是机械化耕作。该区土壤肥力不足，属中、低产土壤；受到干旱缺水的限制，农作物产量低。评价区农田主要为水浇地，农作物种类单一，主要种植小麦等作物，亩产

量约 500kg。

4.2.6.2 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。

本项目生态评价区土地利用类型为裸土地、其他草地和水浇地。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		
其他草地		
水浇地		
合计		

4.2.6.3 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及棕漠土，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。

棕漠土是暖温带漠境条件下发育的地带性土壤类型。土壤的形成过程完全受漠境水热条件所左右，碳酸钙、石膏与易溶盐的聚积作用普遍。地表通常为成片的黑色砾幕，全部表面由砾石或碎石组成。剖面分化比较明显，腐殖含量极低，多小于 0.3%，呈碱性反应，土壤代换量很小。主要分布在甘肃河西走廊西部、新疆东部和塔里木盆地等。

4.2.6.4 植被类型及分布

拟建项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内。按中国植被区划，拟建项目区属于新疆荒漠区南疆荒漠亚区、天山南坡山地草原省、拜城盆地州。拟建项目区位于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>Taraxacum soongaria</i>
豆科 <i>Leguminosae</i>	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
	白花苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>
	苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>
	疏叶骆驼刺	<i>Alhagi sparsifolia</i>
	库车锦鸡儿	<i>Caragana camilli-schneideri Kom</i>
蒺藜科 <i>Zygophyllaceae</i>	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
胡颓子科 <i>Elaeagnaceae</i>	尖果沙枣	<i>Elaeagnus oxycarpa</i>
	大沙枣	<i>E. Moorcroftii</i>
茄科 <i>Solanaceae</i>	黑刺	<i>Lycium ruthenicum</i>
菊科 <i>Compositae</i>	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
	盐生鸦葱	<i>Scorzonera salsula</i>
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium boratalense</i>
	小薊	<i>Cirsium setosum</i>

	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科 <i>Gramineae</i>	芦苇	<i>Phragmites communis</i>
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis 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>

拟建项目评价范围内植被以灌木和半灌木植物居多。灌木主要为膜果麻黄，半灌木主要为琵琶柴、合头草，小半灌木为假木贼、猪毛菜等，地面植被覆盖度约为 10%。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。

4.2.6.6 野生动物现状评价

拟建项目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>Syrrhates 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>
寒鸦	<i>Corvus monedula</i>
小嘴乌鸦	<i>Corvus 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。

4.2.6.7 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级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号)，项目所在区域(拜城县)位于塔里木河流域水土流失重点治理区。

(2) 水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区 2018 年自治区级水土流失动态监测报告》，拜城县沙化土地总面积为 241394.1hm²，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。

4.2.6.9 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

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、施工噪声和生活垃圾等。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；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区块内，集输管线地下敷设，在生态影响方面表现为地表扰动、植被覆盖度、生态系统完整性、生物损失量、水土流失影响等。

5.1.1 施工期大气环境影响分析

5.1.1.1 施工期废气来源及影响分析

(1) 施工扬尘

油气集输工程施工过程中物料运输、管沟开挖和管线铺设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

在油气集输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、 SO_2 、 NO_2 、 CH_4 等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，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。

(3) 环境影响分析

施工期污染产生点分散在区块内，伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，拟建项目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、焊接烟气、机械设备和车辆废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 施工期大气污染防治措施

(1) 施工扬尘污染防治措施

为有效控制施工期间的扬尘影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》（新政发[2014]35号）及《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案（修订版）》（新政办发[2019]96号）相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》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) 焊接烟气、机械设备和车辆废气污染防治措施

对机械设备和车辆定期进行检测和保养维修，使其处于良好运行状态；不超过其设计能力超负荷运行；使用满足现行质量标准和环保标准的燃料；焊接作业时使用无毒低尘焊条。

5.1.2 施工期声环境影响分析

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建构筑物结构施工、设备吊运安装、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声及物料运输车辆交通噪声。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、管线铺设实际情况，工程施工期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.1-2。

表 5.1-2 施工期噪声源参数一览表(室外声源)

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离 [dB(A)/m]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	运输车辆	—					—	昼间/夜间
2	吊装机	—					—	昼间/夜间
3	挖掘机	—					—	昼间/夜间
4	推土机	—					—	昼间/夜间

② 施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见运营期声环境影响评价章节中“5.2.4.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建项目施工期各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.1-3。

表 5.1-3 施工期噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

序号	位置		噪声贡献值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	井场	东场界			70	55	达标	超标
2		南场界			70	55	达标	超标
3		西场界			70	55	达标	超标
4		北场界			70	55	达标	超标

③ 影响分析

各种施工机械噪声预测结果可以看出，施工期井场噪声源对厂界的噪声

贡献值昼间、夜间均为 59~68dB(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，夜间超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求。拟建项目井场周边 200m 范围内无村庄等声环境敏感目标，且拟建项目施工期周期较短，施工期间通过采取对设备定期保养维护、基础减振等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。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

(1) 合理安排施工

①施工运输车辆在经过村庄和学校时控制车速、禁鸣，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。

②合理安排施工时间，在敏感点附近施工采取变动施工方法措施和控制施工时间，避免强噪声设备集中施工，尽量降低施工噪声对居民生活的影响。

(2) 采取噪声控制措施

对施工设备做好减振基础，减少噪声传播，合理安排施工时间，倡导科学管理和文明施工；加强施工机械的保养维护，使其处于良好的运行状态。

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

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、焊接及吹扫废渣、施工人员生活垃圾。

(1) 土石方

拟建项目共开挖土方 1.34 万 m³，回填土方 1.34 万 m³，无借方、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。拟建项目不设置取土场。

(2) 管道焊接及吹扫废渣

根据类比调查，焊接及吹扫废渣的产生量约为 0.05t/km，拟建项目焊接及吹扫废渣产生量约为 0.18t，收集后送大北固废填埋场填埋处置。

(3)生活垃圾

施工人员生活垃圾随车带走，运至大北固废填埋场填埋处置，现场不遗留。

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)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”。

5.1.4 施工废水影响分析

拟建项目集输管线试压介质采用中性洁净水，根据项目管线长度及直径，试压用水量约为 9m^3 ，管道试压废水中主要污染物为 SS，试压结束后用于洒水抑尘。施工期产生的生活污水水量小、水质简单，生活污水依托博大采油气管理区公寓生活污水处理装置处理。

5.1.5 施工期生态影响分析

5.1.5.1 生态影响分析

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

(1)地表扰动影响分析

拟建项目占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场占地，临时占地主要为管道及架空电力线作业带占地。

表5.1-7 拟建项目占用土地情况表

序号	工程内容	占地面积(hm ²)		土地利用类型	备注
		永久占地	临时占地		
1	采气井场				
2	架空电力线				
3	管线工程				
合计					

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。

(2) 对土壤肥力的影响分析

自然土壤或农业土壤中的有机质、氮、磷、钾等养分含量，均表现为表土层远高于心土层；在土壤肥力的其它方面如紧实度、空隙性、适耕性、团粒结构含量等，也都表现为表土层优于心土层。施工期土石方的开挖与回填，将扰动甚至打乱原土体构型，使土壤养分、水分含量及肥力状况受到较大的影响，影响植被正常生长。

根据相关资料报道，工程开挖对土壤养分及土壤肥力的影响相当明显，即使在实行分层堆放、分层回填措施下，土壤的有机质也将下降 30%~40%左右，氮下降 30%~40%，磷下降 14%~46%，钾下降 10%~35%，这表明即使对表层土实行分层堆放和分层覆土，工程开挖对土壤养分仍具有明显的影响。因此管线穿越永久基本农田地区，项目占地前对耕作层进行表土剥离，后期进行地表清理，采取表土回覆、施肥、翻耕等措施对占用的基本农田及时复垦，确保恢复为占用前耕地质量水平，减小因工程开挖施工对土壤肥力的影响。

(3) 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管线施工对地表植被的扰动和破坏。在施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。管沟开挖区域内的植被全部被破坏，其管道两侧的植被则受到不同程度的

破坏和影响。管线施工过程中对区域原有占地内植被彻底破坏，井场永久占地区域主要为现有钻井井场施工区域，地表无植被覆盖。

① 植被覆盖度的影响分析

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

表 5.1-8 拟建项目占地区域植被覆盖度情况表

序号	工程内容	区域	主要植被类型	植被覆盖度
1	采气井场	整个区域	沿线区域植被分布较少	10%
2	架空电力线	整个区域		
3	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 生物量损失

拟建项目管线施工区域主要为裸土地、其他草地及水浇地，临时用地都会导致生物量损失。井场永久占地区域主要为现有钻井井场施工区域，地表无植被覆盖，不会造成生物量损失。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 。

生物量损失见表 5.1-8。

表 5.1-8 项目建设各类型占地的生物量损失

类型	平均生物量 (t/hm^2)	临时占地(hm^2)	临时植被损失(t)
水浇地			
其他草地			
裸土地			
合计			

拟建项目的实施，将造成 4.617t 临时植被损失。

(4) 对野生动物的影响分析

① 对野生动物生境的破坏

施工期间的各种人为活动，施工机械，对野生动物有一定的惊吓，迫使其暂离其栖息地或活动场所，远离施工区域；同时项目占地对地表的扰动和破坏，破坏其正常生境。

② 对野生动物分布的影响

在施工生产过程中，由于气田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避开远离，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，随着拟建项目建设的各个过程，野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的鸟类和哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

③ 对重点保护野生动物的影响

根据现场调查、走访及资料收集，该区域共有国家级重点保护动物 2 种，鹅喉羚、苍鹰。对于重点保护动物，要重点加强保护，本次现场踏勘在项目范围内，尤其是人员分布密集的现有地面工程集中分布区未见重点保护野生动物活动踪迹。本次评价要求项目建设应严格落实本次评价提出的各项环境保护措施、环境管理要求等。在此基础上，可将项目实施对野生动物的影响降到最低。

(5) 对生态系统的影响分析

拟建项目对生态系统的影响主要是对地表植被的破坏、土地的占用等，拟建项目永久占地主要为新增井场占地，临时占地主要为管道及架空电力线作业带占地。由于新建井场及集输管线呈点状、线状分布在开发区块内，相对于整体油区来说是非常小且分散的。施工活动、运输的噪声以及土地的占用会对农田生态系统植被生长地和动物栖息地造成直接破坏，使生态系统的生境特征发生变化，导致动植物生境破碎化，如项目建设区域动物活动的干扰等。由于工

程建设一般局限于小范围的施工活动，工程施工会对它们产生影响，造成部分栖息地和活动范围的丧失，使其迁往他处，但评价区动物多为常见种类，在评价区及周边地区分布广泛，且一般具有趋避性，随着工程建设的结束，生态环境逐渐恢复，种群又会得以恢复。在施工结束后及时进行施工迹地恢复，采取严格生态恢复、水土保持、防沙治沙等措施，区域生态系统服务功能能够在较短的时间内得到有效的恢复。

从整个评价区来看，拟建项目不会减少生态系统的数量，不会改变评价区生态系统的完整性和稳定性。评价认为，采取必要的生态保护措施后，对评价区内的农田生态系统和生态系统服务功能的影响较小。

(6) 水土流失影响分析

拟建项目井场、管线等施工过程将扰动地表、破坏植被、增大地表裸露面积，使土壤变得疏松，破坏原有水土保持稳定状态，引起一定程度的水土流失，可能造成水土流失危害主要有以下几个方面：

①扩大侵蚀面积，加剧水土流失。拟建项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度较低，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。

③工程占用破坏原有植被，增加了地面裸露和松动，植被面积减少和植被破坏，使得植被覆盖率降低，抗蚀能力减弱，水土流失加剧。

施工过程中土石方的开挖、堆放、回填等工程，将不可避免的造成水土流失量增大，必须采取相应的水土保持措施，要求项目建设过程中应严格执行《中华人民共和国水土保持法》等法律法规要求，编制水土保持方案报告，具体水土保持结论及要求应以水土保持方案报告为准。同时拟建项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减小因拟建项目的建设而产生的水土流失。

(8) 防沙治沙分析

① 占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况。

拟建项目总占地面积 2.65hm²（永久占地面积 0.12hm²，临时占地面积 2.53hm²）。

② 项目实施过程中的弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响。

拟建项目管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填管沟及铺垫井场。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）。

拟建项目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。

管沟开挖施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使流动风沙土移动速度增加，加快该区域沙漠化进程。上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

5.1.5.2 生态影响减缓措施

(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。

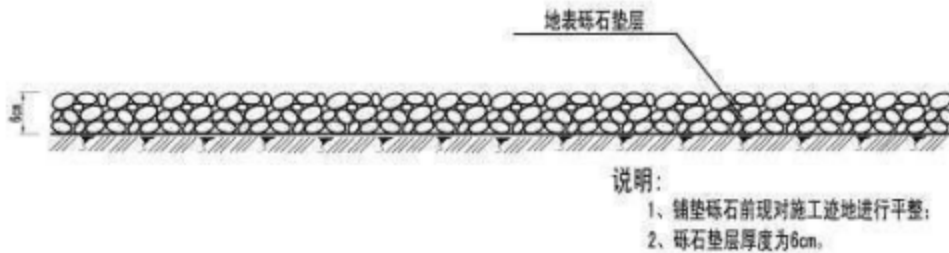


图 5.1-1 井场砾石压盖措施典型设计图

④管道施工过程中穿越农田区域、植被密集区等临时占地区域，开挖过程中要分层开挖，单侧分层堆放；施工结束后，分层循序回填压实，以减少临时占地影响，保护植被生长层。

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

⑥工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，减少水土流失。

(2) 动植物影响减缓措施

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，最大限度减少对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。

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，尤其是分布在区域受保护的植被；加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。

③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植被。

④强化风险意识，制订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。

(3) 维持土壤肥力措施

①严格限定施工范围，严格控制管道施工带范围，严禁自行扩大施工用地范围。管沟施工过程中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，堆放于管沟一侧的临时堆土区且用苫布覆盖，施工结束后先回填深层土，后回填表土层。施工结束后应及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。

②占地前对耕作层进行表土剥离，后期进行地表清理，采取表土回覆、施肥、翻耕等措施对占用的基本农田及时复垦，确保恢复为占用前耕地质量水平。

③工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复。凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，恢复原貌。

(4) 维持区域生态系统稳定性措施

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，最大限度减少对植物生存环境的破坏。

②施工结束初期，对井场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。

(6) 水土流失防治措施

①井场工程区

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。

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

②管道工程区

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。

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，拟建项目对临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施。

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范围，以避免增加对地表的扰动和破坏。

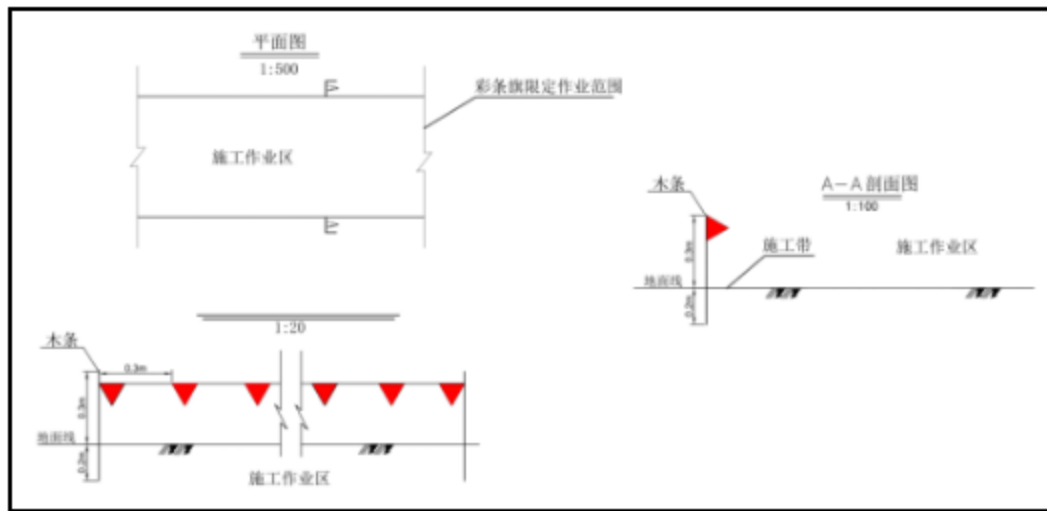


图 5.1-2 限行彩条旗典型措施设计图

(7) 防沙治沙措施

①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。

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，严禁破坏占地范围外的植被。

③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：施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。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，同时作业处覆以防尘网。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，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

④相关防沙治沙措施要求在站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。

5.1.6.3 生态影响评价自查表

表 5.1-9 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态影响识别	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 checked="" type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 生境 <input checked="" type="checkbox"/> （地表扰动） 生物群落 <input type="checkbox"/> （ <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"/> （ <input type="checkbox"/> ） 自然景观 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 自然遗迹 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 其他 <input type="checkbox"/> （ <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：(2.1) 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 checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input checked="" type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ；沙漠化 <input 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"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input type="checkbox"/> ；定性和定量 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input type="checkbox"/> ；重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ；其他 <input 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 checked="" type="checkbox"/> ；无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可行 <input type="checkbox"/>

注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。

5.2 运营期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

5.2.1.1 多年气候统计资料分析

拟建项目位于拜城县境内，距离拟建项目最近的气象站为拜城县气象站，项目周边地形、气候条件与拜城县一致，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。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 5.2-1。

表 5.2-1 观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/m		相对距离/km	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
拜城	51633	基本站				1229	2022	风速、风向、总云量、干球温度

根据拜城县气象站近 20 年气象资料，对当地的温度、风速、风向及风频进行统计。

5.2.1.3 环境空气影响预测与分析

(1) 预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)所推荐采用的估算模式 AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的**最大影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.2-5。

表 5.2-5 项目估算模式参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	/
2	最高环境温度/℃		39.0
3	最低环境温度/℃		-28.7
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5
6	土地利用类型		耕地
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
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 5.2-6，相关污染物预测及计算结果见表 5.2-7。

表 5.2-6 主要废气污染源参数一览表(面源)

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
井场无组织废气						0	5	8760	正常	非甲烷总烃	

表 5.2-7 P_{max} 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表

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

5.2.1.4 废气源对四周场界贡献浓度

拟建项目实施后，无组织废气对站场四周贡献浓度情况如表 5.2-8。

表 5.2-8 厂界四周边界浓度计算结果一览表 单位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$

污染源	污染物	场界	贡献值	现状值	预测值
井场无组织废气	非甲烷总烃	东场界		—	—
		南场界			
		西场界			
		北场界			

拟建项目实施后，采气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 大气环境防护距离

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

5.2.1.6 非正常排放影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，

计算结果见表 5.2-9。

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

序号	污染源名称	评价因子	$C_1(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_1(\%)$	$P_{max}(\%)$	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}(\text{m})$
1	井场放喷口	非甲烷总烃					
		PM_{10}					
		NO_2					

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

5.2.1.7 污染物排放量核算

项目无组织废气污染物排放量核算情况见表5.2-11。

表 5.2-11 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量(t/a)
				标准名称	浓度限值(mg/m^3)	
1	无组织废气	非甲烷总烃	密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	非甲烷总烃 ≤ 4.0	0.009

5.2.1.8 评价结论

拟建项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下非甲烷总烃短期浓度贡献值的最大浓度占标率小于 1%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。拟建项目废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。拟建项目实施后大气环境影响可以接受。

5.2.1.9 大气环境影响评价自查表

拟建项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-12。

表 5.2-12 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
评价等级与范围	评价等级	一级 <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 ₂ 排放量	≥ 2000t/a <input type="checkbox"/>	500~2000t/a <input type="checkbox"/>	<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>					
评价因子	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	(2022)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"/>					
污染源调查	调查内容	拟建项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 拟建项目非正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 现有污染源 <input checked="" type="checkbox"/>	拟替代的污染源 <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 type="checkbox"/>	
	预测范围	边长 ≥ 50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input type="checkbox"/>			
	预测因子	预测因子()				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 _{95%} 最大占标率 ≤ 100% <input type="checkbox"/>				C _{95%} 最大占标率 > 100% <input type="checkbox"/>			
大气环境影响预测与评价	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{95%} 最大占标率 ≤ 10% <input type="checkbox"/>			C _{95%} 最大占标率 > 10% <input type="checkbox"/>			
		二类区	C _{95%} 最大占标率 ≤ 30% <input type="checkbox"/>			C _{95%} 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 _{95%} 占标率 ≤ 100% <input checked="" type="checkbox"/>			C _{95%} 占标率 > 100% <input type="checkbox"/>			
大气环境影响预测与评价	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{95%} 达标 <input type="checkbox"/>				C _{95%} 不达标 <input type="checkbox"/>			
	区域环境质量的整体变化情况	k ≤ -20% <input type="checkbox"/>				k > -20% <input type="checkbox"/>			
环境监测计划	污染源监测	监测因子: ()			有组织废气监测 <input type="checkbox"/>		无组织废气监测 <input type="checkbox"/>		无监测 <input checked="" 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) t/a	NO ₂ : (0) t/a	颗粒物: (0) t/a		VOC _s : (0.009) 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，判定拟建项目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

拟建项目运营期产生的废水主要有采出水和井下作业废液，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；井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

拟建项目水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.2.2.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

(1) 博孜天然气处理厂采出水处理单元

拟建项目建成投运后，采出水随油气混合物输送至博孜天然气处理厂处理，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。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 5.2-13 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	拟建项目需处理量	依托可行性
1	博孜天然气处理厂	采出水(m ³ /d)				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，项目井下作业废液依托该环保处理站处理，井下作业采用专用罐收集，通过汽车运输至该处理站，哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理能力可满足拟建项目需求，依托处理设施可行。

综上，拟建项目废水不外排，拟建项目实施对地表水环境整体可接受。

表 5.2-14 地表水环境影响评价自查表

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；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	水文要素影响型
		直接排放 <input type="checkbox"/> ；间接排放 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；径流 <input type="checkbox"/> ；水域面积 <input type="checkbox"/>
影响因子	持久性污染物 <input 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

本项目评价区所在区域的地貌类型为山前平原区。

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下更新统砾岩与上新统均以向斜构造形态构成盆地基底的一部分。因下更新统亦为粗颗粒沉积，故盆地内更新统的卵砾石层形成了巨大的贮水空间。盆地海拔高 1180~1400 米，发源于高山冰川的河流及低山丘陵带洪流流入盆地后，河水渗漏补给地下水，使盆地储藏有丰富的地下水，因却勒塔格新生代背斜构造的阻隔，使拜城盆地成为一个独立的水文地质单元—“地下水库”。因受拜城盆地基底和盆地地下水位的控制，盆地四周高基底上的第四纪松散层不含水或不均匀含水。

拜城盆地北部古近系-新近系逆冲于中更新统之上形成低山丘陵区,古近系-新近系由砂岩、泥岩和砂砾岩互层组成,构成了低山丘陵区与平原区地下水的隔水屏障。由于盆地北的断裂使得山区与平原区存在巨大的水位差,形成一跌水现象,如在吐孜贝希村一带,地下水埋深在断裂北部为 2m 左右,而向南经断裂水位急剧变大,至盆地北部的重工业园开发区一带,地下水埋深就达到了 80m 左右。

在盆地的下伏岩层中,第四系下更新统西域砾岩由于岩性已呈胶结及半胶结状态,与下部的古近系-新近系岩层一起构成了盆地内含水层的底板,上覆中上更新统地层均为结构较为单一的卵砾石层,松散类岩层沉积厚度自北部山前的 200m,向南部平原区逐渐变厚,最厚达 500m 左右。山前侧向补给及出山口后地表水体的入渗补给,使盆地内储存了丰富的地下水。

(2) 地下水埋藏及分布规律

评价区位于拜城盆地西部木扎尔特河冲积洪积平原区。根据收集水文地质资料及调查,该区域地下水的埋深普遍较大,均大于 50m。区内含水层主要由上更新统及中更新统洪积层及全新统冲洪积层组成,厚度 150~400m。含水层岩性主要为砂卵砾石,单位涌水量大于 1.5L/s·m,含水层岩性分选差,磨圆度中等。

(3) 地下水类型与含水岩组富水性

a. 水量丰富区(单井涌水量 1000~5000m³/d)

分布在冲积扇的中上部、木扎尔特河以南的平原区,调查评价区东部区域的地下水富水程度属于该区。含水层是巨厚(100~300m),粗大的砾卵石层,含水丰富,根据前人的抽水试验资料,单井推算涌水量为 1035.85~4033.57m³/d。渗透系数 6.96~8.5m/d。

b. 水量中等区(单井涌水量 500~1000m³/d)

分布于木扎尔特河西部的冲积平原区,调查评价区中部及西部区域的地下水富水程度属于该区。根据前人资料,区内含水层为上更新统砾卵、漂砾层,水量丰富,含水层厚度为 70m,渗透系数 1.37m/d。

(4) 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。

(5) 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。

(6) 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 月份水位最高，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。

(7) 地下水开发利用现状

调查区内生活用水全部来源于地下水，周围居民生活用水多来自察尔齐镇地下水水源地和大宛其农场克台克吐尔水厂地下水源地，部分村庄为民用压井取水。调查区内农田灌溉用水主要通过人工渠道从木扎提河引水。

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

拟建项目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

拟建项目运营期间废水主要包括采出水和井下作业废液，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；井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。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

天然气开采中产生的落地油转移到下层的量很少。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等, 2009), 土壤中石油基本上不随土壤水上下移动, 毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于20cm表层, 只有极少量的石油类最多可下渗到50cm。由于气田气候干旱少雨, 无地表径流, 无大量降水的淋滤作用, 即无迁移凝析油从地表到地下水的动力条件。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收, 在措施落实、管理到位的前提下, 可最大限度减少落地油量, 故落地油对开发区域地下水的影响很小。

(3) 集输管道

拟建项目正常状况下, 集输管道采用无缝钢管, 采取严格的防腐防渗措施, 不会对区域地下水环境产生污染影响。

5.2.3.4.2 非正常状况

① 采气井场套管破损泄漏对地下水环境的影响

(2) 集输管线泄漏事故对地下水的影响

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加强对管线和井场的监测和管理工作，定期检查，及时发现、修补坏损井，减少管线破坏、减少凝析油泄漏量。

⑦井场运行期间应参照《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 5.2-24 分区防渗要求一览表

站场	防渗分区		划分依据		污染物类型	防渗技术要求
			天然包气带 防污性能	污染控制 难易程度		
采气井场	一般 防渗区	井口	弱	易	其他 类型	等效黏土防渗层 Mb≥ 1.5m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s, 或 参考 GB16689 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
		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 ₈)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、汞	每半年 1 次

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 ，包气带岩土防污性能为“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、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，可避免采出液泄露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。

(3) 地下水环境污染防治措施

拟建项目依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，采取严格的地下水环境污染防治措施。①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

拟建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，拟建项目对地下水环境影响可接受。

5.2.4 声环境影响评价

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 ，则拟建项目声源对预测点产生的贡献值 (L_{eq}) 为：

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

式中： L_{eq} —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

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

式中： L_{eq} —预测点的噪声预测值，dB；

L_{eq} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb} —预测点的背景噪声值，dB。

(3) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.2.4.2 噪声源参数的确定

拟建项目产噪设备主要为采气树。

表 5.2-26 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(声功率级) [dB(A)]	声源控制措施	运行时段
				X	Y	Z			
1	采气井场	采气树	—	10	15	1	80	基础减振	昼夜

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建项目新建噪声源对四周场界的贡献声级值见表 5.2-27。

表 5.2-27 噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

序号	厂界		拟建项目噪声贡献值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	井场	东场界			60	50	达标	达标
2		南场界			60	50	达标	达标
3		西场界			60	50	达标	达标
4		北场界			60	50	达标	达标

由表 5.2-27 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满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准要求。

综上,拟建项目实施后从声环境影响角度,项目可行。

5.2.4.4 声环境影响评价自查表

拟建项目声环境影响评价自查表见表 5.2-28。

表 5.2-28 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"/>					
声环境影响预测与评价	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"/>					
	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	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"/>					

计划	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：○	监测点位数○	无监测☑
评价结论	环境影响	可行☑不可行□		
注：“□”为勾选项，可√；“○”为内容填写项。				

5.2.5 固体废物影响分析

5.2.5.1 固体废物产生及处置情况

根据《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021年 第74号)、《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告 2017 第43号), 拟建项目运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料, 收集后直接由有危废处置资质单位接收处置, 井场内不暂存。

拟建项目危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 5.2-29。

表 5.2-29 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

拟建项目产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021年 第74号)中相关管理要求, 落实危险废物识别标志制度, 对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表, 并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度, 按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物, 不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规

范》(HJ2025-2012)等有关规定。

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

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

b. 危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 5.2-5 所示；

图 5.2-5 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 5.2-7 所示。

图 5.2-6 危险废物相关信息标签

d、装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间。

(2) 危险废物运输过程影响分析

拟建项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)、《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。

拟建项目产生的危险废物运输过程由库车畅源生态环保科技有限责任公司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。

(3) 危险废物委托处置环境影响分析

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

拟建项目落地油委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置，库车畅源生态环保科技有限责任公司处理资质及处置类别涵盖了拟建项目 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前库车畅源生态环保科技有限责任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 25 万 t/a。因此，拟建项目危险废物委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置可行。

5.2.5.3 运输过程的污染防治措施

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

拟建项目所产生的危险废物道路运输委托持有危险废物经营许可证的单位，按照其许可证的经营范围组织实施，并在当地生态环境部门批准后进行危险废物的转移。危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》（交通部令[2005年]第9号）、JT617以及JT618执行；运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照GB18597附录A设置标志；危险废物公路运输时，运输车辆应按GB13392设置车辆标志；运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。综上，拟建项目危险废物运输过程的污染防治措施可行。

5.2.6 生态影响评价

项目运营期对生态的影响主要表现在对野生动物、植物、土壤肥力、生态系统完整性、永久基本农田等影响。

(1) 对野生动物的影响分析

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

运营期主要影响集中在井场内，运营期废水合理处置，厂界噪声达标排放；道路行车主要是气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般

情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。并从管理上对工作人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识，车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物，对进行野生动物保护法的宣传教育，严禁惊扰、猎杀野生动物。

(2) 植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，管线所经地区处于正常状态，主要影响集中在井场内，运营期废水合理处置，厂界噪声达标排放，危险废物委托有资质单位接收处置，对地表植被无不良影响。运营期加强巡线，特别是永久基本农田段，发现问题及时采取紧急关闭阀门、及时维修等措施，管线泄漏一般影响时间较短，造成植被损失较小。

(3) 土壤肥力影响分析

运营期由于占地活动的结束，管道施工过程中穿越耕地区域，开挖过程中分层开挖、分层堆放、分层循序回填压实，以保护植被生长层；运营期不涉及土石方的开挖与回填，不会扰动原土体构型，正常状况下对区域土壤养分、水分含量及肥力状况无不良影响。

(4) 生态系统完整性影响分析

拟建项目管线的建设在施工期将原有景观格局分割成零散的地块，导致斑块数目增加，最终引起景观破碎度的增加；集输管线对自然景观起到一种分割作用，造成空间上的非连续性，并形成廊道效应，导致景观连通性降低。拟建项目管线建设在施工后覆土回填，植被逐渐恢复原貌，对自然景观影响较小。

在气田开发如井场、管道等建设中，新设施的增加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，同时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。因而项目开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

(5) 对永久基本农田影响分析

运营期由于占地活动的结束，加强永久基本农田段巡线，发现问题及时采取紧急关闭阀门、及时维修等措施，若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，对沿线基本农田环境影响在可接受范围内。

综上所述，运营期影响主要集中在井场内，运营期废水合理处置，厂界噪声达标排放，危险废物委托有资质单位接收处置；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。因此从生态影响的角度，拟建项目建设可行。

5.2.7 土壤环境影响评价

5.2.7.1 环境影响识别

(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)，拟建项目采气井场属于Ⅱ类项目，集输管线建设属于Ⅱ类项目。

(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)，拟建项目位于土壤盐化地区，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，采出水呈弱酸性，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

(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 2km，集输管线边界两侧向外延 200m 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 200m 范围。

(2)敏感目标

拟建项目土壤评价范围内涉及水浇地环境敏感目标。

(3)土地利用类型调查

①土地利用现状

根据现场调查结果，井场占地现状为水浇地、管道占地现状为裸土地、其他草地、水浇地。

②土地利用历史

根据调查，项目区域建设之前为裸土地、其他草地、水浇地。

③土地利用规划

拟建项目占地范围暂无规划。

(4)土壤类型调查

根据《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类，土壤评价范围内土壤类型为棕漠土、棕钙土。项目区土壤类型分布见附图 9。

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。

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。

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，巡检时应对管线沿线进行仔细检查，出现泄漏情况能及

时发现；

③加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生；

④加强井场及管线巡检，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 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层的防渗性能。防渗措施的设计，使用年限不应低于拟建项目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 5.2-36。

表 5.2-36 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 ₄₁)、砷、汞、六价铬	执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 2 第二类用地筛选值	每年 1 次

5.2.7.5 结论与建议

拟建项目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 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，区域土壤盐碱化程度加剧。因此，拟建项目需采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、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，拟建项目建设可行。

拟建项目土壤环境影响评价自查表见表 5.2-37。

表 5.2-37 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 checked="" 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(水浇地)、方位 0、距离 0			详见“表 2.8-3”
	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 <input type="checkbox"/>			
	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)		
	所属土壤环境影响评价项目类别	井场	I类 <input type="checkbox"/> ；II类 <input checked="" type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>		
		集输管线	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	井场	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>		
集输管线		敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>			
评价工作等级	污染影响型	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"/>		
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	1	2	0.2m
柱状样点数	3	--	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]				
现状评价	评价因子				

		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☑; GB36600☑; 表D.1☑; 表D.2☑; 其他()	
	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求	
影响预测	预测因子	全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	

续表 5.2-37

土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注
影响预测	预测方法	附录E☐; 附录F☐; 其他(类比分析)☑			
	预测分析内容	影响范围: 井场占地 影响程度: 较小			
	预测结论	达标结论: a)☐; b)☐; c)☑ 不达标结论: a)☐; b)☐			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑; 源头控制☑; 过程防控☑; 其他()			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		1	石油类、石油烃(C ₂ -C ₉)、 石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价 铬、全盐量、pH、汞	每年一次	
信息公开指标	石油类、石油烃(C ₂ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、全盐量、 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, 拟 建项目建设可行			

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凝析油、天然气, 存在于集输管线内。

5.2.8.1.2 环境敏感目标调查

拟建项目周边敏感特征情况见表 2.8-5。

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凝析油、天然气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 5.2-38。

表 5.2-38 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	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	井场、管线
2	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℃)	井场、管线
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。

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 5.2-39 气田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
井场	井喷事故	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	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	大气、地下水

		钻修埋等		
管线	集输管线	管道、设备腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致破裂，导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质随地表径流进入地表水体及渗流至地下水	大气、地下水

5.2.8.3 环境风险分析

(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，集输管道发生破裂泄漏时，油品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。同时拟建项目集输管道采用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，博大采油气管理区负责管理拟建项目的运行管理，制订有突发环境事件应急预案，备有相应的应急物资，采取了各类环境风险防范措施，以便在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，有利于 CO 稀释，对大气环境产生的环境风险可防控。

② 地表水环境风险分析

拟建项目在生产安全事故造成油品泄漏主要集中在井场区域范围，加之泄漏油品量较少且基本上能够及时地完全回收，项目周边无地表水，不会与河流水体之间发生联系，因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

③ 地下水环境风险分析

拟建项目建成投产后，正常状态下无废水直接外排。非正常状态下，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。

(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，拟建项目周边无地表水，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。

5.2.8.4 环境风险防范措施及应急要求

各种事故都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。结合拟建项目特点，采取以下风险防范措施。

5.2.8.4.1 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。

5.2.8.4.2 管道事故风险预防措施

(1) 施工阶段的事故防范措施

① 管道敷设安装前，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 管线焊接补口选用无溶剂液体环氧防腐涂料(干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$) + 聚乙烯热收缩补口套防腐结构，外防腐采用聚乙烯塑料包裹，外加强制电流阴极保护；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 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，如有突发事件启动应急预案。

④ 在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

5.2.8.5 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，为可能发生事故的制定应急措施，使事故造成的危害减至最低程度。

①按顺序关井

在管道发生断裂事故时，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

拟建项目根据以往经验，现场巡检过程中发现压力表压力不正常后，通过检测判定管线是否发生泄漏，针对管线刺漏事件，采取以下措施：

①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；

②堵漏：根据泄漏段的实际情况，采用适当的材料和技术手段进行堵漏，并在作业期间设专人监护；

③事故现场处理：堵漏作业完成后，对泄漏段管线进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

④后期处理：恢复管线泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性的加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收，若油品泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处

置。

5.2.8.6 突发环境事件应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等），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。博大采油气管理区编制完成并发布了《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田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突发环境事件应急预案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。

5.2.8.7 现有风险防范措施的有效性

拟建项目建设内容纳入塔里木油田分公司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气田常见的生产设备泄漏、管线爆管泄漏等情景提出了相关防范措施，并制定了相应的应急预案，可确保事故发生时，最大程度降低对周围环境空气、地下水、土壤的影响。同时为确保人员熟悉应急措施，定期对相关人员开展应急演练工作，针对演练过程中发现的问题及时修改现有应急预案的不足。现有风险防范措施可靠有效，可有效降低事故状态下对环境空气、地下水的影响。

5.2.8.8 环境风险分析结论

(1) 项目危险因素

集输管线老化破损导致油品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；修井等作业过程中如发生溢流等情况，井控措施失效，导致井喷；油品及天然气泄漏、喷出后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。

(2) 环境敏感性及事故环境影响

拟建项目实施后的环境风险主要有油品泄漏，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，油类物质可能污染土壤，对区域土壤环境造成污染影响。

(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突发环境事件应急预案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

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。综上，拟建项目环境风险是可防控的。

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 5.2-40 环境风险自查表

建设项目名称	克拉苏气田博孜 19 产能建设项目（一期）		
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	拟建项目涉及的风险物质主要为凝析油、天然气，存在于集输管线内		
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，拟建项目气田开发建设过程中采气、集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等		
风险防范措施要求	具体见“5.2.8.4 环境风险防范措施及应急要求”		

5.3 退役期环境影响分析

5.3.1 退役期污染物情况

随着气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。当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气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。气井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。

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

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管道、建筑垃圾等固体废物，对建筑垃圾等进行集中清理收集，收集后送至区域一般工业固体废物填埋场填埋处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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

5.3.2 退役期生态保护措施

(1)地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，应集中清理收集。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

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

(3) 保证对废弃井采取的固井、封井措施有效可行，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 施工期环境空气保护措施

6.1.1.1 施工扬尘

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

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

(3)加强施工管理，尽可能缩短施工周期。

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

6.1.1.2 焊接烟气、机械设备和车辆废气

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

6.1.2 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，切实地有针对性采取有效环保措施，最大限度减少无组织排放。

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

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

(3)加强井场生产管理，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。

结合“3.1.3.4 大气环境影响回顾”的克拉苏气田博孜区块同类型井场污染源监测数据,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)企业边界污染物控制要求。类比在在克拉苏气田同类型井场污染源监测数据,无组织废气可达标排放,因此拟建项目运营期采取的环境空气污染防治措施可行。

6.1.3 退役期环境空气保护措施

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

6.2 废水治理措施可行性论证

6.2.1 施工期水环境污染防治措施

(2)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。

(3)施工队生活污水

生活污水依托博大采油气管理区公寓生活污水处理装置处理,博大采油气管理区公寓生活污水处理装置采用“生物接触氧化”工艺对生活污水进行处理,出水水质满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表二 C 级标准后冬储夏灌,设计处理规模为 120m³/d,其富余处理能力可满足拟建项目需求,依托处理设施可行。

综上,施工期采取的废水处置措施可行。

6.2.2 运营期水环境污染防治措施

项目运营期水环境污染源为采出水和井下作业废液。

(1)采出水

拟建项目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 20.5m³/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) 井下作业废液

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 1.86m³/d，其富余处理能力可满足拟建工程依托需求。

综上，运营期采取的废水处置措施可行。

6.2.3 退役期水污染防治措施

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中参照《废弃井及长停井处置指南》(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

- (1) 运输设备等车辆沿固定路线行驶，尽量减少鸣笛；
- (2) 合理布置施工现场，避免在同一地点安排大量施工机械，以防止局部声

级过高；

- (3) 尽量使用对讲机等现代通信设备,按规程操作机械设备,减少人为噪声;
- (4) 机械噪声采用基础减震、距离衰减的降噪措施。

类比博孜区块同类项目采取的井场噪声防治措施,拟建项目采取的噪声防治措施可行。

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) 采取基础减振措施。

结合“3.1.3.6 声环境影响回顾”的克拉苏气田博孜区块同类型井场污染源监测数据,井场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准要求,因此拟建项目采取的噪声污染防治措施可行。

6.3.3 退役期噪声防治措施

退役期噪声主要为车辆噪声等,合理控制车速,施工运输车辆行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,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

(1) 拟建项目施工过程中产生的土方全部用于管沟回填,土方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;

- (2) 焊接及吹扫废渣应拉运至周边固废填埋场填埋处置;

- (3) 施工现场不设置施工营地,生活垃圾随车带走,现场不遗留;

经类比博孜区块同类项目,采取以上固体废物处理措施后,不会对周围环境产生明显影响,措施可行。

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

拟建项目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)，拟建项目运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料，收集后有危废处置资质单位接收处置。危险废物处理处置情况见表 6.4-1。

表 6.4-1 拟建项目危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.2	油气开采、管道集输	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	收集后，由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.25	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	收集后，由有危废处置资质单位接收处置

6.4.2.2 危险废物处置措施可行性分析

(1) 危险废物贮存及运输

拟建项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021年 第74号)中相关要求，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。

拟建项目产生的危险废物运输过程由库车畅源环保科技有限公司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。

(2) 危险废物处置单位

拟建项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021年 第74号)中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。拟建项目落地油、废防渗材料全部委托库车畅源环保科技有限公司进行处置，库车畅源生态环

技有限责任公司处理资质及处置类别涵盖了拟建项目 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前库车畅源生态环保科技有限责任公司已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 46 万 t/a，目前尚有较大处理余量。因此，拟建项目危险废物全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置可行。

6.4.3 退役期固体废物处置措施

拟建项目退役期固体废物主要为废弃管道、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；建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置。

类比克拉苏气田现有退役井采取的固体废物处置措施，拟建项目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

(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。

(4) 管道施工过程中穿越农田区域、植被密集区等临时占地区域，开挖过程中要分层开挖，单侧分层堆放；施工结束后，分层循序回填压实，以减少临时占地影响，保护植被生长层。

(5) 充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运

输车辆行驶范围，严禁人为破坏作业带以外区域植被；施工结束后进行场地恢复。

(6) 工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，减少水土流失。

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 动植物保护措施

(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，最大限度减少对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。

(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，尤其是分布在区域受保护的植被；加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。

(3) 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植被。

(4) 强化风险意识，制订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。

6.5.2 运营期生态恢复措施

拟建项目实施后，运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主。在管线上方设置标志，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。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，切实提高保护生态环境的意识。

类比同类项目采取的生态恢复措施，拟建项目采取的生态恢复措施可行。

6.5.3 退役期生态恢复措施

气田单井进入开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。根据《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函[2020]72号)、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)，项目针对退役期生态恢复提出如下措施：

(1) 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(气)设备过程中产生的落地油，经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

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

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

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

(5) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

7 温室气体影响评价

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

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

7.1.1.1 温室气体排放源分析

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。

拟建项目井场不设置加热炉，不涉及燃料燃烧 CO_2 排放。

（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。

拟建项目井场装置紧急情况下，天然气排入火炬中进行燃烧，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。

拟建项目不涉及工艺装置泄放口，不涉及有意释放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体。

（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。

拟建项目井场、站场法兰、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。

拟建项目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。

拟建项目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。

拟建项目实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 温室气体产排节点

拟建项目生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1 温室气体产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	火炬燃烧排放	拟建项目井场装置紧急情况下，天然气排入火炬中进行燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	有组织
2	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
3	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	—

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 温室气体排放核算边界

拟建项目温室气体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	温室气体排放核算内容
1	克拉苏气田博孜 19 产能建设项目（一期）	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 火炬燃烧排放 (2) CH ₄ 逃逸排放 (3) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

7.1.2.2 温室气体排放量核算过程

拟建项目涉及火炬燃烧排放、CH₄逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂排放量。具体核算过程如下：

(1) 火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，拟建项目主要核算正常工况下的火炬气燃烧（主要为井场装置紧急情况下，天然气排入火炬中进行燃烧碳排放量）。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH₄含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO₂及 CH₄排放。

① 计算公式

a. 火炬燃烧排放计算公式：

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

式中，

$E_{CO_2-火炬}$ -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装置紧急情况下，天然气排入火炬中进行燃烧碳排放量。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	井场	非正常工 况						

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 0.68 吨 CO_2 。

(2) CH_4 逃逸排放

(2) CH_4 逃逸排放

① 计算公式

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

式中，

$E_{CH_4-开采逃逸}$ -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·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·个)。

② 计算结果

拟建项目涉及天然气开采，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	装置类型	设施逃逸)	装置数量/天然气年处理量
1	采气井场	井口装置	2.5 吨/年·个	1 个

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 CO_2 排放量为 52.5 吨。

(3) 净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

① 计算公式

a. 净购入电力的 CO_2 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 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{电力}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时 (MWh)；

$EF_{电力}$ 为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2 /MWh。

b. 净购入热力的 CO_2 排放计算公式

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

式中：

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

$AD_{热力}$ 为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

$EF_{热力}$ 为热力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2 /GJ。

② 计算结果

拟建项目生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 180MWh，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 118.39t。

(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）》，企业的温室气体排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2_{\text{燃烧}}} + E_{GHG_{\text{火炬}}} + \sum_s (E_{GHG_{\text{工艺}}} + E_{GHG_{\text{逃逸}}})_s - R_{CH_4_{\text{回收}}} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2_{\text{回收}}} + E_{CO_2_{\text{净电}}} + E_{CO_2_{\text{净热}}}$$

式中，E_{GHG}-温室气体排放总量，单位为吨 CO₂；

E_{CO₂-燃烧}-核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

E_{GHG-火炬}-企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO₂ 当量；

E_{GHG-工艺}-企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO₂ 当量；

E_{GHG-逃逸}-企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO₂ 当量；

s-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

R_{CH₄-回收}-企业的 CH₄ 回收利用量，单位为吨 CH₄；

GWP_{CH₄}-CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。取值 21；

R_{CO₂-回收}-企业的 CO₂ 回收利用量，单位为吨 CO₂。

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

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

按照上述温室气体排放总量计算公式，则拟建项目实施后温室气体排放总量见表 7.1-5 所示。

表 7.1-5 温室气体排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量(吨 CO ₂)	占比(%)
拟建项目	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、热力隐含的CO ₂ 排放		
	合计		

由上表 7.1-5 分析可知，拟建项目温室气体总排放量为 171.59 吨。

7.2 减污降碳措施

拟建项目从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

7.2.1 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 电气设施减污降碳措施

拟建项目在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 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。

7.2.3 减污降碳管理措施

博大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 温室气体排放评价结论及建议

7.3.1 温室气体排放评价结论

拟建项目实施后，温室气体总排放量为 171.57 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。

7.3.2 温室气体排放建议

- (1) 加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，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

拟建项目投资 906.9 万元，环保投资 104 万元，环保投资占总投资的比例为 11.47%。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

拟建项目的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前油气供应紧张、与时俱进的形势，同时，气田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。拟建项目的实施还补充和加快了气田基础设施的建设。

因此拟建项目具有良好的社会效益。

8.3 环境措施效益分析

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

8.3.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

拟建项目油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量，严格控制油品泄漏对大气环境影响，污染物能达标排放。

(2) 废水

拟建项目运营期废水包括采出水和井下作业废液，采出水随采出液一起进入博孜天然气处理厂处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 标准后回注地层，井下作业废液送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

拟建项目运营期产生的落地油及废防渗材料均属于危险废物，收集后委托有危废处置资质的单位接收处置；可避免对周围环境产生影响。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

(5) 生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围；井场地表采取砾石压盖，减少水土流失。

拟建项目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。拟建项目选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

8.3.2 环境损失分析

拟建项目在建设过程中，由于井场工程建设、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，永久占地对土地资源和生态环境的破坏严重，时间长。

根据生态影响评价分析，项目占地类型主要为裸土地、水浇地、其他草地。拟建项目在开发建设过程中，不可避免地会产生一些污染物，这些污染物都会

对气田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能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

拟建项目通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

8.4 环境经济损益分析结论

拟建项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

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

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大地影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，提高全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

9.1.1 管理机构及职责

9.1.1.1 环境管理机构

拟建项目日常环境管理工作纳入博大采油气管理区开发部现有 QHSE 管理体系。塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司 QHSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位 QHSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位 QHSE 管理小组及办公室为三级管理机构。气田所属各单位及一切进入塔里木油田公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专(兼)职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其 QHSE 管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

9.1.1.2 环境管理制度

按照油田公司 QHSE 管理制度体系建设要求，建立了克拉苏气田 QHSE 制度管理体系，并将各项环境管理制度作为 QHSE 制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

8.1.1.3 环境管理职责

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) 拟建项目运行期的 QHSE 管理体系纳入塔里木油田分公司博大采油气管理区 QHSE 系统统一管理。

(2) 协助有关生态环境部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律、法规。

(3) 负责集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

(4) 编制各种突发事故的应急计划。

(5) 根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1250-2022）中相关内容，制定危险废物管理计划和管理台账，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料。

(6) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

(7) 强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

(8) 参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

9.1.4 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和运营期提出拟建项目的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.1-1。

表 9.1-1 拟建项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构	
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，施工现场严格管理，施工结束后尽快恢复临时性占用	施工单位、环境监理单位及建设单位	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，严禁对野生动物的捕猎等		
		植被	保护灌丛植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；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		
		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		
	污染防治	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		
		施工扬尘	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		
		废水	试压结束后，试压废水用于洒水抑尘；施工人员生活污水依托博大采油气管理区公寓生活污水处理装置处理		
		固体废物	施工过程中产生的土方全部用于管沟回填；		
运营期	正常工况	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	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		废水	采出水随采出液一起通过管线送至博孜天然气处理厂进行处理，井下作业废液采用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理		
		废气	密闭集输		
		固体废弃物	落地油、废防渗材料收集后有危废处置资质单位接收处置		
	事故风险	噪声	选用低噪声设备、基础减振设施	建设单位	当地生态环境主管部门
	事故风险	事故预防及油气泄漏应急预案	建设单位	当地生态环境主管部门	

续表 9.1-1 拟建项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构	
退役期	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。建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置		
		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	退役后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层		
--	------	--	--	--

9.1.3 固体废物管理制度

拟建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)等相关要求执行。

拟建项目产生的危险废物应按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》进行管理。危险废物管理计划应以书面形式制定并装订成册，填写《危险废物管理计划》，并附《危险废物管理计划备案登记表》。原则上管理计划按年度制定，并存档 5 年以上。

博大采油气管理区要结合自身实际情况，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》，拟建项目施工期对周边环境造成一定影响，在施工期阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

9.1.5 开展环境影响后评价工作相关要求

根据《中华人民共和国环境影响评价法》(中华人民共和国主席令第九号)、《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》(环境保护部 部令第 37 号)、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》(新环发

[2018]133 号)、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(环办环评函[2019]910 号)、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》(新环环评发[2020]162 号)要求,气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收、且稳定运行满 5 年的建设项目,须组织开展环境影响后评价工作。

拟建项目实施后,区域井场、管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》(中华人民共和国国务院令 第 736 号)第二条规定:依照法律规定实行排污许可管理的企业事业单位和其他生产经营者,应当依照本条例规定申请取得排污许可证;未取得排污许可证的,不得排放污染物。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018)、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》(HJ1301-2023)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》(环办环评[2017]84 号),拟建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 公开内容

(1) 基础信息

企业名称: 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法人代表：王清华

生产地址：新疆阿克苏地区拜城县境内

主要产品及规模：①新建博孜 1901 井采气井场 1 座；②新建采气管线 3.5km；③配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。拟建项目建成后产气量 $22 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，凝析油量 85t/d。

(2) 排污信息

拟建项目拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表 3.2-14~表 3.2-20。

拟建项目污染物排放标准见表 2.6-3。

拟建项目污染物排放量情况见表 3.3-26。

拟建项目污染物总量控制指标情况见“3.3.13 污染物总量控制分析”章节。

(3) 环境风险防范措施

拟建项目环境风险防范措施见塔里木油田分公司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

拟建项目环境监测计划见表 9.4-1。

9.2.2 披露方式及时间要求

披露方式：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。

披露时间要求：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 拟建项目污染物排放清单一览表

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况			排污口信息		总量指标 (t/a)	执行标准 (mg/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	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—	VOCs: 0	厂界非甲烷总烃≤4.0
类别	噪声源	污染因子	治理措施			处理效果	执行标准					
噪声	采气树	L _{eq,T}	基础减振			降噪 15dB(A)	厂界 昼间≤60dB(A)； 夜间≤50dB(A)					
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	SS、石油类	采出水随油气混合物一起进入博孜天然气处理厂处理，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)回注地层			—	—	—	—			
	井下作业废液	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理			—	—	—	—			
类别	污染源名称	固废类别			处理措施			处理效果				
固废	落地油	含油物质(危险废物HW08)			收集后定期由有危废处置资质单位接收处置			全部妥善处置				
	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。

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

9.4.2 环境监测机构及设备配置

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

9.4.3 监测计划

根据拟建项目生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定拟建项目的监测计划。拟建项目投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 9.4-1。

表 9.4-1 拟建项目监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
地下水	潜水含水层	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、汞、六价铬	BZ105-2井场水井、4#井、5#井	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、汞、六价铬、全盐量	井场内管线接口处	每年1次
声	声环境质量	厂界噪声	井场厂界	每季度1次
生态		植被恢复情况	永久基本农田周边	每年1次

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

9.5 环保设施“三同时”验收一览表

拟建项目投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 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	—	1	—
	2	焊接废气、施工机械及运输车辆尾气	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接作业时使用无毒低尘焊条	—	1	—
废水	1	管道试压废水	循环使用，试压结束后用于洒水抑尘	—	—	—
	2	施工期生活污水	生活污水依托博大采油气管理区公寓生活污水处理装置处理	不外排	1	—

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						
噪声	1	装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	—	—	—
固废	1	管道焊接及吹扫废渣	收集后送大北固废填埋场填埋处置	妥善处置	1	—
	2	生活垃圾	收集后送至大北固废填埋场填埋处置	妥善处置	1	—
生态		生态恢复	严格控制作业带宽度，管道埋埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；工程结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复；办理临时用地手续，施工完成后按照《土地复垦方案》中复垦措施及时复垦，缴纳土地复垦费用	临时占地恢复到之前状态	40	落实生态恢复措施
		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	5	落实水土保持措施
			防沙治沙	防止土地沙化	5	落实防沙治沙措施
环境监理			开展施工期环境监理	—	3	—

续表 9.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资(万元)	验收标准
运营期						
废气	1	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 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$	2	《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	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	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	2	—
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
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	2	—
		废防渗材料				
防渗		分区防渗	具体见“分区防渗要求一览表”		—	—
环境监测		土壤、地下水、生态	按照监测计划，委托有资质单位开展监测		2	—
风险防范措施		井场	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	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
退役期						
固废	1	建筑垃圾	委托周边工业固废填埋场合规处置	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	30	—
合计				—	104	—

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：克拉苏气田博孜 19 产能建设项目（一期）

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

建设性质：改扩建

建设内容：①新建博孜 1901 井采气井场 1 座；②新建采气管线 3.5km；③配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。

建设规模：拟建项目建成后产气量 $22 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，凝析油量 85t/d。

项目投资和环保投资：项目总投资 906.9 万元，其中环保投资 104 万元，占总投资的 11.47%。

劳动定员及工作制度：新建井场为无人值守站，不新增劳动定员。

10.1.2 项目选址

拟建项目位于新疆阿克苏地区拜城县境内。区域以油气开采为主，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）》相关内容，拟建项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油天然气开采”。因此，拟建项目的建设符合国家产业政策要求。

拟建项目属于塔里木油田分公司油气开采项目，符合《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《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》。拟建项目位于克拉苏气田博孜区块，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境

敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

10.1.4 “三线一单”符合性判定

拟建项目距生态保护红线(天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区)最近为13.3km，不在生态保护红线内；拟建项目采出液密闭输送，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；井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；拟建项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量；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。

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，拟建项目所在区域属于不达标区。环境质量现状监测结果表明，监测点非甲烷总烃1小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0mg/m^3$ 的标准。

地下水环境质量现状监测表明：监测期间区域潜水监测点均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准要求。承压水监测点均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准要求。

声环境质量现状监测结果表明：各新建井场监测值满足《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

本评价将大气评价范围内村庄设为大气环境保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层、承压水作为地下水保护目标；声环境评价范围内200m范围内不涉及学校、医院、居住区等，不设置声环境保护目标；将土壤污染影响评价范围内的水浇地作为土壤环境保护目标，将井场外延2km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；将生态影响评价范围内重要物种(鹅喉羚、苍鹰)、永久基本农田、塔里木河流域水土流失重点治理区范围作为生态保护目标；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，严格控制油品泄漏对大气环境影响。

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

(3)加强气井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好气井的压力监测，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。

10.3.2 废水污染源及治理措施

拟建项目运营期废水包括采出水和井下作业废液，采出水随采出液一起进

入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收集，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

拟建项目井场周围地形空旷，井场的噪声在采取有效的基础减振措施后，再通过距离衰减，控制噪声对周围环境的影响。

10.3.4 固体废物及处理措施

拟建项目运营期落地油、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

拟建项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下非甲烷总烃短期浓度贡献值的最大浓度占标率小于1%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。拟建项目废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。拟建项目实施后大气环境影响可以接受。

10.4.2 地表水环境影响

拟建项目运营期废水包括采出水和井下作业废液，采出水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；井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。拟建项目废水不外排，实施后对地表水环境可接受。

10.4.3 地下水环境影响

拟建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，拟建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满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准要求。从声环境影响的角度，项目可行。

10.4.5 固体废物环境影响

拟建项目运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料，属于危险废物，收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置，可避免对环境产生不利影响。

10.4.6 生态影响

拟建项目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、土壤肥力、植被覆盖度、生物损失量、生态系统完整性、动物、水土流失、防沙治沙等方面，其中对地表扰动、植被覆盖度、生物损失量、水土流失及防沙治沙的影响相对较大；运营期主要体现在动物、植物、土壤肥力、生态系统完整性及永久基本农田等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，拟建项目建设对生态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

拟建项目占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值；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石油烃主要积聚在土壤表层 50cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。因此，拟建项目需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防治措施后，从土壤环境影响的角度，拟建项目建设可行。

10.5 总量控制分析

结合拟建项目排放特征，确定拟建项目总量控制指标为： NO_x 0t/a， VOC_s 0t/a，COD 0t/a，氨氮 0t/a。

10.6 环境风险评价

塔里木油田分公司博大采油气管理区制定了应急预案，拟建项目实施后，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，环境风险是可防控的。

10.7 温室气体排放影响评价

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。

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三次网络公示、二次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

拟建项目的建设符合国家相关产业政策和“三线一单”生态环境分区管控方案要求，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《塔里木油田“十四五”发展规划》。项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响可接受；采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施后，项目建设对区域生态影响可接受；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。

目 录

1 概述	1
1.1 项目由来.....	1
1.2 环境影响评价工作过程.....	1
1.3 分析判定相关情况.....	2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响.....	3
1.5 主要结论.....	4
2 总则	5
2.1 编制依据.....	5
2.2 评价目的和评价原则.....	11
2.3 环境影响因素和评价因子.....	14
2.4 评价等级和评价范围.....	15
2.5 评价内容和评价重点.....	24
2.6 评价标准.....	25
2.7 相关规划、技术规范、政策法规及环境功能区划.....	26
2.8 环境保护目标.....	34
3 建设项目工程分析	36
3.1 现有工程.....	错误！未定义书签。
3.2 拟建项目.....	38
3.3 拟建项目实施后克深 31 区块建设情况汇总.....	错误！未定义书签。
3.4 依托工程.....	60
4 环境现状调查与评价	63
4.1 自然环境概况.....	63
4.2 环境质量现状监测与评价.....	65
5 环境影响预测与评价	95
5.1 施工期环境影响分析.....	95
5.2 运营期环境影响评价.....	109
5.3 退役期环境影响分析.....	146
6 环境保护措施及其可行性论证	148

6.1	环境空气保护措施可行性论证	148
6.2	废水治理措施可行性论证	149
6.3	噪声防治措施可行性论证	150
6.4	固体废物处理措施可行性论证	151
6.5	生态保护措施可行性论证	153
7	碳排放影响评价	157
7.1	碳排放分析	157
7.2	减污降碳措施	164
7.3	碳排放评价结论及建议	165
8	环境影响经济损益分析	166
8.1	经济效益分析	166
8.2	社会效益分析	166
8.3	环境措施效益分析	166
8.4	环境经济损益分析结论	168
9	环境管理与监测计划	169
9.1	环境管理	169
9.2	企业环境信息公开	173
9.3	污染物排放清单	175
9.4	环境及污染源监测	175
9.5	环保设施“三同时”验收一览表	177
10	环境影响评价结论	180
10.1	建设项目情况	180
10.2	环境现状	181
10.3	拟采取环保措施的可行性	182
10.4	项目对环境的影响	183
10.5	总量控制分析	184
10.6	环境风险评价	184
10.7	碳排放影响评价	185
10.8	公众参与分析	185
10.9	项目可行性结论	185