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

1 概述

1.1 项目由来

塔里木盆地是世界上最大的内陆盆地之一，总面积 $56\times10^4km^2$，石油资源储量约为 107.6×10^8t，天然气资源储量约为 $8.39\times10^{12}m^3$。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司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 $20856.65\times10^8m^3$，其天然气产量已达到 $300\times10^8m^3/a$。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。拟建工程位于博孜大北区块范围内。

为了满足博孜大北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 27467 万元在新疆阿克苏地区拜城县境内实施“塔里木油田克拉苏气田博孜 102-博孜 106 断块白垩系巴什基奇克组-巴西改组产能建设项目调整”。拟建工程建设性质为改扩建，属于现有博孜大北区块的改扩建项目，主要建设内容包括：①新建采气井场 1 座(BZ102-6)，利旧 10 口老井，将 3 口老井改造为气举排水井（博孜 104 井、博孜 104-1 井、博孜 104-2 井）；②对博孜 1 集气站进行扩建；④新建 BZ102-6 井采气支线 0.1km，博孜 108 井低压干线 2.1km，新建排水管线共 3.16km；⑤配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。拟建工程建成后产气量 388 万 m^3/d，

凝析油产量为 380.84t/d。

1.2 环境影响评价工作过程

拟建工程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)，拟建工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 7 陆地天然气开采 0721”中的“涉及环境敏感区的(含内部集输管道建设)”，应编制环境影响报告书。

为此，塔里木油田分公司于 2025 年 8 月 19 日委托河北省众联能源环保科技有限公司开展拟建工程的环境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于 2025 年 8 月 19 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

拟建工程为天然气开采项目，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)》(国家发展和改革委员会令 2023 年第 7 号)，拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”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

拟建工程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》。拟建工程

位于克拉苏气田博孜大北区块，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

拟建工程距生态保护红线(拜城县水源涵养生态保护红线区)最近为15.6km，不在生态保护红线内；拟建工程采取密闭输送，从源头减少泄漏产生的无组织废气；运营期采气井场产生的采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂处理达标后回注地层，含油废水输送至大北天然气处理厂达标后回注地层；井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至大北天然气处理厂处理；拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量；工程在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、七大片区、阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

(4)评价工作等级

根据环境影响评价技术导则规定并结合项目特点，经判定，本次环境影响评价工作大气环境影响评价工作等级为二级，地表水环境影响评价工作等级为三级B，声环境影响评价等级为二级，生态影响评价等级为三级，环境风险评价等级为简单分析；BZ102-6井场、BZ104井场、BZ104-1井场、BZ104-2井场、博孜1集气站、集输管线、排水管线地下水环境影响评价工作等级均为二级；BZ102-6井场、BZ104井场、BZ104-1井场、BZ104-2井场、博孜1集气站、集输管线、排水管线土壤环境(生态型)影响评价等级为二级，土壤环境(污染型)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)拟建工程采取密闭集输工艺，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。拟建工程实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(2)项目运营期产生废水主要为采出水、井下作业废水，采气井场采出水随油气混合物输送至大北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，运至大北天然气处理厂处理。拟建工程无废水排入地表水体，对地表水环境影响可接受。

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

(5)拟建工程运营期产生的落地油、废润滑油及废防渗材料均属于危险废物，废润滑油进入天然气处理厂凝析油处理系统回用，落地油、废防渗材料委托有资质单位接收处置。

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

1.5 主要结论

综合分析，拟建工程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《塔里木油田克拉苏气田博孜 102-博孜 106 断块白垩系巴什基奇克组-巴西改

组产能建设项目调整公众参与说明书》，公示期间未收到反馈意见。为此，本评价从环保角度认为拟建工程建设可行。

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

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(12)《中华人民共和国清洁生产促进法》(2012 年 2 月 29 日发布)；

(13)《中华人民共和国矿产资源法》(2024 年 11 月 8 日修订，2025 年 7 月 1 日施行)；

(14)《中华人民共和国突发事件应对法》(2024 年 6 月 28 日审议通过，2024 年 11 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》(国务院令第 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》(国务院令第 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)；

(15)《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)；

(16)《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)；

(17)《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)；

(18)《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)；

(19)《国家危险废物名录（2025 年版）》（部令第 36 号，2024 年 11 月 26 日发布，2025 年 1 月 1 日施行）；；

(20)《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)；

(21)《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)；

(22)《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）；

（42）《基本农田保护条例》（2011 年 1 月 08 日修正，1999 年 1 月 1 日施行）；

(43)《国务院办公厅关于印发<突发事件应急预案管理办法>的通知》(国办发[2024]5号，2014年1月31日)；

(44)《生态保护补偿条例》(2024年2月23日国务院第26次常务会议通过，2024年6月1日施行)；

(45)《固体废物分类与代码目录》(生态环境部公告2024年第4号，2024年1月22日发布并实施)。

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)《新疆生态功能区划》；

(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)《关于印发<新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024年)>的通知》(新环环评发[2024]93号)；

(23)《关于在南疆五地州实施建设项目大气主要污染物和重金属削减指标差别化政策的通知》(新环办环评[2024]20号)；

(24)《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》；

(25)《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)；

(26)《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)；

(27)《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）；

（28）《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）；

（17）《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T43936-2024）。

2.1.4 相关文件及技术资料

（1）《塔里木油田克拉苏气田博孜102-博孜106断块白垩系巴什基奇克组-巴西改组产能建设项目调整施工图设计》；

（2）《环境质量现状监测报告》；

(3)塔里木油田分公司提供的其他技术资料；

(4)环评委托书。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

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

(2)针对拟建工程特点和污染特征，确定主要环境影响要素及其污染因子。

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

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

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

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

2.2.2 评价原则

(1)坚持环境影响评价为项目建设服务，为环境管理服务，为保护生态环境服务。

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

(3)全面贯彻环境影响评价导则、总纲，科学分析项目建设对环境质量的影响。

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

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

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

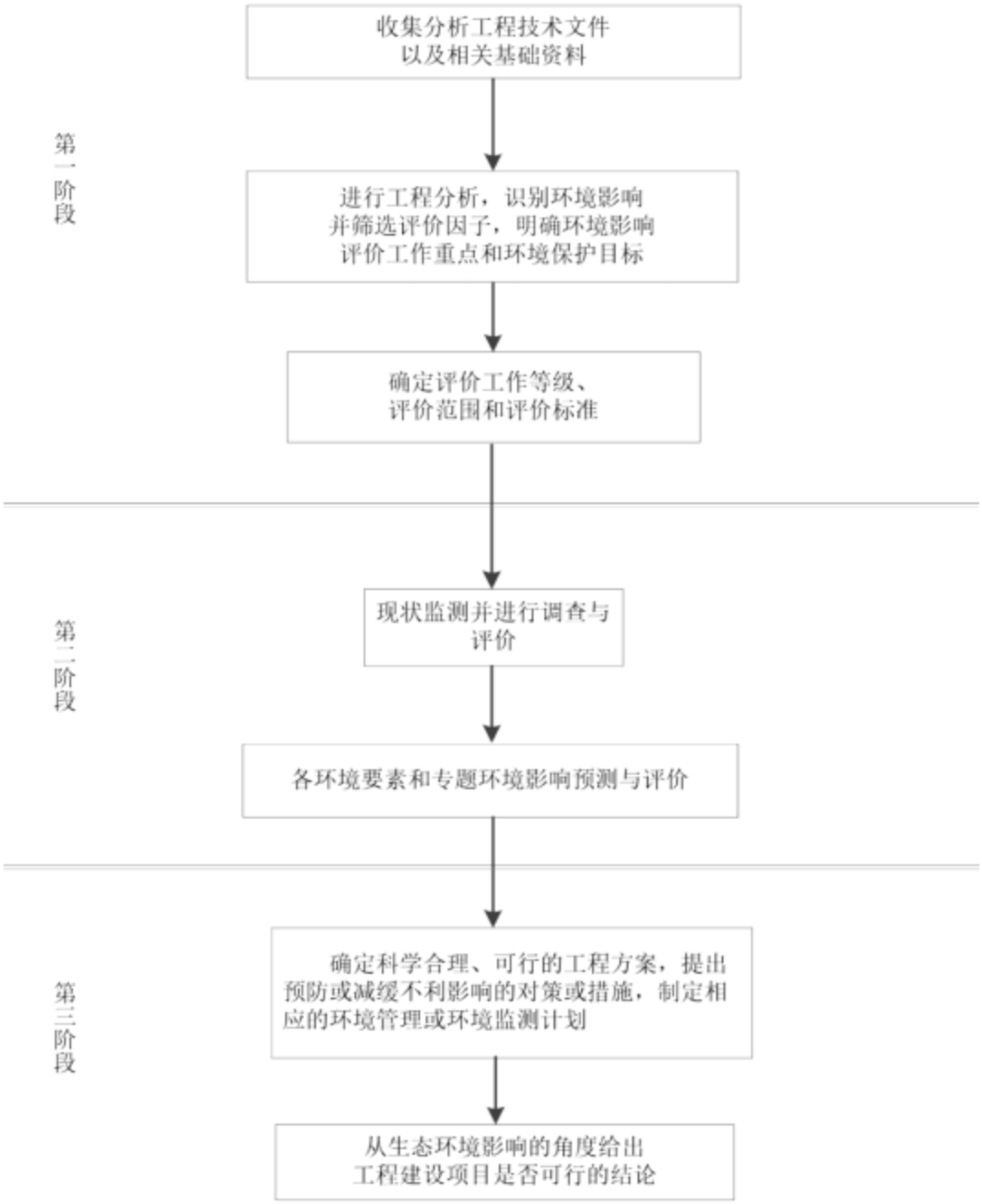


图 2.2-1　　环境影响评价工作程序图

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

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

表 2.3-1　　环境影响因素识别结果一览表

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

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

由表 2.3-1 可知，拟建工程的建设对环境的影响是多方面的，存在短期或长期的负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素中的环境空气、地下水环境、声环境、土壤环境、生态环境要素中的地表扰动、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，以及拟建工程特点和污染物排放特征，确定工程评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2　　拟建工程评价因子一览表

单项工程 / 环境因素	钻前工程	钻井工程	储层改造工程	油气开采、注水注气、集输工程		
时期	施工期	施工期	施工期	施工期	运营期	退役期
大气	颗粒物	SO_2、NO_x、非甲烷总烃	SO_2、NO_x、非甲烷总烃	颗粒物	非甲烷总烃	颗粒物
地下水	耗氧量、氨氮	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	—	石油类、氯化物	—
土壤	—	石油烃、盐分含量	石油烃、盐分含量	—	石油烃、盐分含量	—
生态	地表扰动、生态系统完整性	—	—	地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生物多样性、生态敏感区、生态系统完整性	生态系统完整性	地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生物多样性、生态敏感区、生态系统完整性
噪声	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

项目所在区域位于博孜大北区块，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，附近村庄一科台克吐尔村属于《声环境质量标准》(GB3096-2008)1 类功能区。

2.4.2 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/m³的标准。

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

声环境：其他区域执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准，村庄执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)1 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，科台克吐尔村土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第一类用地土壤污染风险筛选值。

2.4.3 污染物排放标准

废气：井场、站场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：运营期采出水执行《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，酸碱中和后运至大北天然气处理厂处理，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。

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、站场边界执行《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)；生活垃圾贮存执行《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2024)；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》

(GB18597-2023)。

上述各标准的标准值见表 2.6-1 至表 2.6-3。

表 2.6-1　　环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标准	单位	标准来源
环境空气	PM_{10}	年平均	70	μg/m³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单二级标准
		24小时平均	150		
	$PM_{2.5}$	年平均	35		
		24小时平均	75		
	SO_2	年平均	60		
		24小时平均	150		
		1小时平均	500		
	NO_2	年平均	40		
		24小时平均	80		
		1小时平均	200		
	CO	24小时平均	4	mg/m³	
		1小时平均	10		
	O_3	日最大8小时平均	160	μg/m³	
		1小时平均	200		
	非甲烷总烃	1小时平均	2.0	mg/m³	《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m³的标准
	甲醇	1小时平均	3000	μg/m³	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录D
地下水	色	≤15		铂钴色度单位	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)表1感官性状及一般化学指标中III类
	嗅和味	无		—	
	浑浊度	≤3		NTU	
	肉眼可见物	无		—	
	pH	6.5~8.5		—	
	总硬度	≤450		mg/L	
	溶解性总固体	≤1000		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
	硫酸盐	≤250			
	氯化物	≤250			
	铁	≤0.3			
	锰	≤0.10			
	铜	≤1.00			

	锌	≤1.00			
	铝	≤0.20			
	挥发性酚类	≤0.002			
	阴离子表面活性剂	≤0.3			
	耗氧量	≤3.0			
	氨氮	≤0.50			
	硫化物	≤0.02			
	钠	≤200			
	总大肠菌群	≤3.0		CFU/100mL	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)表1 微生物指标中III类
	菌落总数	≤100		CFU/mL	
	亚硝酸盐	≤1.00		mg/L	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)表1 毒理学指标中III类
	硝酸盐	≤20.0			
	氰化物	≤0.05			
	氟化物	≤1.0			
	碘化物	≤0.08			
	汞	≤0.001			
	砷	≤0.01			
	硒	≤0.01			
	镉	≤0.005		mg/L	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)表1 毒理学指标中III类
	铬(六价)	≤0.05			
	铅	≤0.01			
	三氯甲烷	≤0.06			
	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			
地下水	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_{Aeq}	昼间	60	dB(A)	《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类区标准
		夜间	50		
		昼间	55	dB(A)	《声环境质量标准》(GB3096-2008)1类区标准
		夜间	45		

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)	第一类用地风险筛选值(mg/kg)	序号	检测项目	第二类用地风险筛选值(mg/kg)	第一类用地风险筛选值(mg/kg)
1	砷	60	20	25	1，2，3-三氯丙烷	0.5	0.05
2	镉	65	20	26	氯乙烯	0.43	0.12
3	六价铬	5.7	3.0	27	苯	4	1
4	铜	18000	2000	28	氯苯	270	68
5	铅	800	400	29	1，2-二氯苯	560	560
6	汞	38	8	30	1，4-二氯苯	20	5.6
7	镍	900	150	31	乙苯	28	7.2
8	四氯化碳	2.8	0.9	32	苯乙烯	1290	1290
9	氯仿	0.9	0.3	33	甲苯	1200	1200
10	氯甲烷	37	12	34	间/对二甲苯	570	163
11	1，1-二氯乙烷	9	3	35	邻二甲苯	640	222
12	1，2-二氯乙烷	5	0.52	36	硝基苯	76	34
13	1，1-二氯乙烯	66	12	37	苯胺	260	92
14	顺1，2-二氯乙烯	596	66	39	2-氯酚	2256	250
15	顺-1，2-二氯乙烯	596	66	40	苯并[a]蒽	15	5.5
16	反-1，2-二氯乙烯	54	10	41	苯并[a]芘	1.5	0.55
17	二氯甲烷	616	94	42	苯并[b]荧蒽	15	5.5
18	1，2-二氯丙烷	5	1	43	苯并[k]荧蒽	151	55
19	1，1，1，2-四氯乙烷	10	2.6	44	䓛	1293	490
20	1，1，2，2-四氯乙烷	6.8	1.6	45	二苯并[a，h]蒽	1.5	0.55
21	四氯乙烯	53	11	46	茚并(1，2，3-c，d)芘	15	5.5
22	1，1，1-三氯乙烷	840	701	47	萘	70	25
23	1，1，2-三氯乙烷	2.8	0.6	48	石油烃(C_{10}-C_{40})	4500	826
24	三氯乙烯	2.8	0.7	—			

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 2.6-4　　污染物排放标准一览表

类别	污染源	项　目	排放限值	单位	标 准 来 源
废气	井场无组织废气	非甲烷总烃	4.0	mg/m^3	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求
废水	采出水、含油废水、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		
厂界噪声		昼间	60		《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准
		夜间	50		

2.5 评价等级和评价范围

2.5.1 生态影响评价工作等级和评价范围

2.5.1.1 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)拟建工程不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境。

(2)拟建工程不涉及自然公园、生态保护红线。

(3)拟建工程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)，拟建工程不属于水文要素影响型建设项目。

(5)拟建工程不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域。

(6)拟建工程新增永久占地面积 0.386hm²，临时占地面积 5.428hm²，总面积≤20km²。

综合以上分析，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)中划分依据，确定拟建工程生态影响评价工作等级为三级。

2.5.1.2 生态影响评价范围

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》(HJ349-2023)，项目生态影响评价范围为各井场、站场周围 50m 范围，管线中心线两侧 300m 为评价范围。

2.5.2 地下水环境影响评价工作等级和评价范围

2.5.2.1 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)，拟建工程采气井场、气举排水井场、集气站、集输管线、排水管线建设属于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 2.4-5。

表 2.4-5 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	

拟建工程各井场、集气站不涉及集中式及分散式饮用水水源，不属于集中式饮用水水源准保护区和准保护区以外的补给径流区，不涉及国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区及保护区以外的分布区，拟建工程 BZ108 井低压干线管线占地涉及未划定准保护区的集中式饮用水水源及其保护区以外的补给径流区，区域地下水环境敏感程度分级为**“较敏感”**。其他站场及管线地下水敏感程度为**“不敏感”**。

(3)评价工作等级判定

地下水评价工作等级划分依据见表 2.4-6。

表 2.4-6　　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	一	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

地下水评价工作等级见表 2.4-7。

表 2.4-7　　地下水评价工作等级一览表

工程名称	项目类别	环境敏感程度	评价等级
BZ102-6 井场	II	较敏感	二
博孜 1 集气站	II	不敏感	三
BZ102-6 井采气管线	II	不敏感	三
BZ102-6 井排水管线	II	不敏感	三
BZ108 井低压干线	II	较敏感	二
3 座老井改造气举排水井场	II	不敏感	三
3 座老井改造气举排水井场排水管线	II	不敏感	三

由上表可知，拟建工程地下水评价等级为二级。

2.5.2.2 地下水环境影响评价范围

各井场、集气站地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的矩形区域。

各管线两侧200m的范围。

2.5.3 地表水环境影响评价工作等级和评价范围

2.5.3.1 地表水环境影响评价工作等级

拟建工程废水主要为采出水、井下作业废水，采出水经大北天然气处理厂处理，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)标准要求后回注地层，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至大北天然气处理厂处理。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)，拟建工程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，拟建工程地表水环境影响评价工作等级为三级B。

2.5.3.2 地表水环境影响评价范围

本项目废水不外排，地表水环境影响评价工作等级为三级B，因此不再设置地表水环境影响评价范围。

2.5.4 土壤环境影响评价工作等级和评价范围

2.5.4.1 土壤环境影响评价工作等级

(1)建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，拟建工程采气井场、气举排水井场、集气站、集输管线、排水管线建设属于Ⅱ类。

(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(≥50hm²)、中型(5～50hm²)和小型(≤5hm²)”。

拟建工程井场、站场新增永久占地面积为0.386hm²，占地规模为小型；新建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

①污染影响型

拟建工程BZ102-6井场周边200m范围内涉及耕地和科台克吐尔村，BZ102-6井采气支线和排水管线两侧200m范围内涉及耕地，污染影响型土壤

环境敏感程度为“**敏感**”，BZ108井中压干线两侧200m范围内涉及耕地和科台克吐尔村，污染影响型土壤环境敏感程度为“**敏感**”。

②生态影响型

按最不利情况考虑，生态影响型土壤敏感程度为**“敏感”**。

（4）评价工作等级判定

①根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境污染影响评价工作等级划分见表2.5-4。

表2.5-4　　土壤环境污染影响评价工作等级分级表

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

土壤环境污染影响评价工作等级见表2.4-9。

表2.5-5　　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**
BZ102-6井场	Ⅱ	周边200m范围内涉及耕地和居民区	敏感	**二级**
博孜1集气站	Ⅱ	不涉及土壤环境敏感目标	不敏感	**三级**
BZ102-6井采气管线	Ⅱ	周边200m范围内涉及耕地	敏感	**二级**
BZ102-6井排水管线	Ⅱ	周边200m范围内涉及耕地	敏感	**二级**
BZ108井低压干线	Ⅱ	周边200m范围内涉及耕地和居民区	敏感	**二级**
3座老井改造气举排水井场	Ⅱ	不涉及土壤环境敏感目标	不敏感	**三级**
3座老井改造气举排水井场排水管线	Ⅱ	不涉及土壤环境敏感目标	不敏感	**三级**

由上表可知，拟建工程各井场、集气站以及管线工程的土壤环境(污染型)影响评价等级为二级。

②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2.5-5。

表2.5-5　　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	一

由上表可知，拟建工程各井场、集气站以及管线工程影响评价等级为二级。

2.5.4.2 土壤环境影响评价范围

（1）污染影响型

各井场、站场边界外扩 200m，各管线边界两侧向外延伸 200m 范围。

（2）生态影响型

各井场边界外扩 2000m，采气管线、注水管线边界两侧向外延伸 200m 范围。

2.5.5 大气环境影响评价工作等级和评价范围

2.5.5.1 大气环境影响评价工作等级

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

（1）P_{max}及$D_{10\%}$的确定

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

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

式中：P_i——第i个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

ρ_i——采用估算模型计算出的第i个污染物的最大1h地面空气质量浓度，μg/m³；

ρ_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

其中：P_i——如污染物数i大于1，取P值中最大者P_{max}；

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

（2）城市农村选项确定

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

（3）模型参数和污染源及其预测结果

拟建工程估算模式参数取值见表2.5-6；废气污染源参数见表2.5-7，相关污染物预测及计算结果见表2.5-8。

表2.5-6 估算模型参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	/
2	最高环境温度/℃		39.0
3	最低环境温度/℃		-28.7
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5
6	土地利用类型		沙漠化荒地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☑是 □否
		地形数据分辨率/m	90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 ☑否
		岸线距离/km	—
		岸线方向/°	—

表2.5-7 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(°)									
采气井场无组织废气（BZ102-6）	***	***	1570	40	60	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0035
博孜1集气站现有	***	***	1660	50	60	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0168
博孜1集气站扩建	***	***	1660	30	50	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0135
气举排水井场无组织废弃	***	***	1570	40	60	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0026

表2.5-8　　P_{max}及$D_{10\%}$预测及计算结果一览表

污染源名称	评价因子	C_i（μg/m³）	评价标准（μg/m³）	P_i（%）	P_{max}（%）	最大浓度出现距离（m）	$D_{10\%}$（m）
采气井场无组织废气（BZ102-6）	非甲烷总烃	17.0350	2000	0.85	2.54	67	—
博孜1集气站扩建	非甲烷总烃	50.7930	2000	2.54		62	—
气举排水井场无组织废气	非甲烷总烃	10.6940	2000	0.54		43	—

(4)评价工作等级判定

根据上述计算结果，拟建工程外排废气污染物 1%＜P_{max}=2.54%＜10%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)中评价工作分级判据，拟建工程大气环境影响评价工作等级为二级。

2.5.5.2 大气环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018），项目大气环境影响评价范围为以各井场、站场为中心边长 5km 包络线区域。

2.5.6 声环境影响评价工作等级和评价范围

2.5.6.1 声环境影响评价工作等级

(1)声环境功能区类别

拟建工程位于博孜大北区块，周边区域以油气开发为主，根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)，属于其规定的 2 类声环境功能区。

(2)敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

拟建工程BZ102-6井场周围200m范围内存在科台克吐尔村，位于BZ102-6井场西北约170m。增加人口数量较多。声环境保护目标噪声级增量在 5 dB(A)以下。

(3)评价工作等级判定

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

2.5.6.2 声环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则•声环境》（HJ2.4-2021），项目声环境影响评价范围为各井场、站场边界外 200m 范围。

2.5.7 环境风险评价工作等级和评价范围

2.5.7.1 环境风险评价工作等级

（1）危险物质及工艺系统危险性(P)的分级确定

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

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

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

式中：q_1，q_2…q_n 每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2…Q_n 每种危险物质的临界量，t。

当Q＜1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ；

当Q≥1时，将Q值划分为：(1)1≤Q＜10；(2)10≤Q＜100；(3)Q≥100。

表2.4-12 **建设项目Q值确定表**

井场、站场	风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量q_n/t	临界量Q_n/t	该种危险物质Q值
BZ102-6井场	BZ102-6采气管线	1	凝析油	—	0.006	2500	0.0000024
		2	天然气	74-82-8	0.06	10	0.006
		合计					0.0061
博孜108井低压干线	博孜108井低压干线	1	凝析油	—	0.14	2500	0.000056
		2	天然气	74-82-8	1.17	10	0.117
		合计					0.1171
博孜104井场	博孜104井排水管线	1	凝析油	—	0.003	2500	0.0000012
		2	天然气	74-82-8	0.02	10	0.002
		合计					0.0021
博孜104-1井场	博孜104-1井排水管线	1	凝析油	—	0.027	2500	0.0000108
		2	天然气	74-82-8	0.235	10	0.024
		合计					0.0241
博孜104-2	博孜104-2	1	凝析油	—	0.013	2500	0.0000052

井场	井排水管线	2	天然气	74-82-8	0.11	10	0.011
		合计					0.0111
博孜1集气站	博孜1集气站	1	凝析油	—	0.035	2500	0.000014
		2	天然气	74-82-8	0.32	10	0.032
		合计					0.0321
项目Q值Σ							0.0321

经计算，拟建工程Q值最大为0.321＜1，风险潜势为Ⅰ。

（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2.4-13。

表2.4-13　　环境风险评价工作等级划分一览表

环境风险潜势	Ⅳ、Ⅳ+	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
评价工作等级	一	二	三	简单分析[a]
a是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。				

对照表2.4-10可知，拟建工程环境风险潜势为Ⅰ，因此拟建工程确定环境风险评价等级为简单分析。

2.5.7.2 环境风险评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），本项目环境风险评价等级为简单分析，不再设置环境风险评价范围。

2.6 环境保护目标

本次评价将大气评价范围内的科台克吐尔村作为环境空气保护目标；拟建工程废水全部妥善处置，不外排，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层、承压水；将声环境评价范围内200m范围内的科台克吐尔村设置为声环境保护目标；将BZ102-6采气井场外延200m范围及管线两侧200m范围内的耕地和村庄作为土壤环境(污染型)保护目标；将井场、站场外延2000m范围及管线两侧200m范围内的土壤作为运营期土壤环境(生态型)保护目标；将生态影响评价范围内重要物种(鹅喉羚、苍鹰等)、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；拟建工程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 2.7-1 至 2.7-4。

表 2.7-1　　环境空气保护目标一览表

保护目标	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	与工程位置关系		人口	户数
	经度	纬度				方位	距离		
科台克吐尔村	81° 13′35.1997″	41° 44′28.1541″	生活区	环境空气	二类区	BZ102-6井场西北	170m	504	165

表 2.7-2　　声环境保护目标一览表

序号	声环境保护目标名称	坐标		距厂界最近距离(m)	方位	功能区类别(或执行标准)	声环境保护目标情况说明
		经度	纬度				
1	科台克吐尔村	81° 13′35.1997″	41° 44′28.1541″	170	NW	《声环境质量标准》(GB3096-2008)/1类功能区	最近一排房屋为砖混结构、隔声门窗，朝向南，周围有乡村道路经过

表 2.7-3　　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(km)				
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 2.7-4　　土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位及距离	功能要求
污染影响型		
耕地	BZ102-6井场外延200m范围及BZ102-6采气和排水管线、BZ108井低压干线两侧200m范围内	不对土壤环境功能产生明显影响
科台克吐尔村	BZ102-6井场西北170m	
生态影响型		
评价范围内土壤	井场、站场占地外2000m范围及管线两侧200m范围内	不对区域盐化程度进一步加深

表 2.7-5　　生态保护目标一览表

序号	生态保护目标	与项目方位/距离(m)	工程占用情况
1	塔里木河流域水土流失重点治理区范围	—	占用
2	重要物种(鹅喉羚、苍鹰)	项目所在区域有物种活动痕迹，项目占地范围无其栖息地	不占用

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据拟建工程特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.7-1。

表 2.7-1　　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	建设项目工程概况和工程分析	区块开发现状及环境影响回顾：博孜大北区块开发现状、博孜大北区块“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。 现有工程：现有工程概况、现有工程“三同时”执行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程污染物年排放量、现有工程环境问题及“以新带老”改进意见； 拟建工程：基本概况、主要产品方案、主要经济技术指标、工程组成 工程分析：工艺流程及排污节点分析、施工期环境影响因素分析、运营期环境影响因素分析、退役期环境影响因素分析、非正常排放、清洁生产分析、污染物排放“三本账”、污染物总量控制分析、相关政策法规、规划符合性分析、选址合理性分析 依托工程：博孜天然气处理厂、大北天然气处理厂、克拉苏钻试修废弃物环保处理站、大北地区固废填埋场、拜城县污水处理厂、中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站等基本情况及依托可行性分析
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、生态现状调查与评价、地下水环境现状调查与评价、地表水环境现状调查与评价、土壤环境现状调查与评价、大气环境现状调查与评价、声环境现状调查与评价
5	环境影响预测与评价	生态影响评价、地下水环境影响评价、地表水环境影响评价、土壤环境影响评价、大气环境环境影响评价、声环境影响评价、固体废物影响分析、环境风险评价
6	环保措施及其可行性论证	针对本项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	温室气体排放影响评价	温室气体排放分析、减污降碳措施、温室气体排放评价结论
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，以定性与定量相结合的方式，对工程的环境影响后果进行经济损益核算，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；提出环境监测计划
10	环境影响评价结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.7.2 评价重点

结合项目的排污特征及周围环境现状，确定拟建工程评价重点为工程分析、

地下水影响评价、土壤环境影响评价、基本农田占用、水土流失为重点的生态影响评价和环保措施可行性论证。

2.8 评价时段和评价方法

2.8.1 评价时段

本项目评价时段分为施工期、运营期、退役期三个时段。

2.8.2 评价方法

本项目环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了物料衡算法、实测法、类比法、产污系数法等。

3 建设项目工程概况和工程分析

塔里木油田分公司在克拉苏气田博孜大北区块内实施“塔里木油田克拉苏气田博孜 102-博孜 106 断块白垩系巴什基奇克组-巴西改组产能建设项目调整”，主要建设内容包括：①新建采气井场 1 座(BZ102-6)，利旧 10 口老井，将 3 口老井改造为气举排水井（博孜 104 井、博孜 104-1 井、博孜 104-2 井）；②对博孜 1 集气站进行扩建；④新建 BZ102-6 井采气支线 0.1km，博孜 108 井低压干线 2.1km，新建排水管线共 3.16km；⑤配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。拟建工程建成后产气量 398 万 m^3/d，凝析油产量为 386.57t/d。。

为便于说明，本次评价对现有博孜大北区块开发现状进行回顾；将博孜 1 集气站以、10 口利旧老井（博孜 102、BZ102-1、BZ102-2、BZ102-4、BZ102-5、BZ102-7、博孜 106、BZ106-1、博孜 108、博孜 112）、3 口改造为气举排水井的老井（BZ104、BZ104-1、BZ104-2）作为现有工程进行介绍；将本次建设内容作为拟建工程进行分析；将拟建工程依托的大北天然气处理厂、博孜天然气处理厂、克拉苏钻试修废弃物环保处理站、大北地区固废填埋场、拜城县污水处理站、中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站等作为依托工程进行分析。

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 现有博孜大北区块开发现状

(1)井场、油气处理工程建设情况

博孜区块位于新疆阿克苏地区拜城县境内，博孜区块共投产 57 口井，目前无退役井，1 座处理厂为博孜天然气处理厂，7 座集气站为博孜 1 集气站、博孜 102 集气站、博孜 102-4 集气站、博孜 101 集气站、博孜 18 集气站、博孜 3 集气站、博孜 301 集气站以及气田内部道路及管线集输等工程。博孜区块动用干气地质储量 $751.99\times10^8m^3$，凝析油地质储量 442.03×10^4t，建成天然气产能规模 $17.66\times10^8m^3/a$，平均单井日产气 $26.75\times10^4m^3/d$。

大北区块位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区拜城县境内，大北区块共投产 54 口井，目前无退役井，1 座处理站为大北天然气处理厂，4 座集气站为大北 3 集气

站、大北 11 集气站、大北 101 集气站、大北 201 集气站以及气田内部道路及管线集输等工程。大北区块日产气 821.9×10⁴m³/d，日产油 131t/d，累计生产天然气 109.29×10⁸m³，凝析油 18.38×10⁴t。

(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，采出水随油气混合物一起进入处理站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

博孜大北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，可以满足拟建工程供电需求。

③供热

博孜大北区块内井场根据生产需要设置有加热炉、电磁加热器撬等，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

博孜大北区块的采出气通过集气干线输送至天然气处理厂进行集中处理。

②内部道路建设情况

目前博孜大北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。

(4)注水工程现状情况

根据企业提供的资料，目前，博孜大北区块采出水现状情况如下表所示。

表 3.1-1　　博孜大北区块采出水基本情况一览表

站场	产生量(m³/d)	处理量(m³/d)	回注量(m³/d)	外输量(m³/d)
博孜天然气处理厂	500	0	0	500
大北天然气处理厂	1271.2	1600	1600	0

博孜天然气处理厂分离后采出水和大北区块内采出水均外输至大北天然气处理厂处理，处理达标后用于地层回注；大北天然气处理厂现状回注井设计回注量为 1800m³/d。

3.1.2 博孜大北区块“三同时”执行情况

目前博孜大北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 3.1-3 所示。

表 3.1-3　博孜大北区块开发现状环保手续履行情况一览表

序号	类别	项目名称	环评文件			验收文件		
			审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
1	环评及验收情况	克拉苏气田大北试验区试采工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2010]347号	2010年6月22日	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2017]288号	2017年8月16日
2		克拉苏气田大北区块地面建设工程	原环境保护部	环审[2014]199号	2014年8月19日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2016]2030号	2016年12月30日
3		大北气田滚动勘探开发项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2018]1088号	2018年8月2日	分期验收，2020年、2022年完成自主验收		
4		大北区块2021年产能建设项目(一期一大北30井等4口井地面及采气管线工程)	阿克苏地区生态环境局	阿地环审[2022]7号	2022年1月8日	正在建设过程中		
5		博孜1井试采地面工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2014]829号	2013年7月7日	2019年11月完成自主验收		
6		克拉苏气田博孜区初步开发项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2018]1085号	2018年8月2日	2022年7月完成自主验收		
7		博孜1区块2021年产能建设项目(一期)	新疆维吾尔自治区生态环境厅	阿地环审[2022]6号	2022年1月20日	2023年9月完成自主验收		
8		博孜3区块2021年产能建设项目(一期-博孜17井等9口井地面及采气管线工程)	阿克苏地区生态环境局	阿地环审[2022]8号	2022年1月14日	2023年9月完成自主验收		
9		克拉苏气田博孜9区块开发方案	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审[2024]50号	2024年3月12日	正在建设中		
10		塔里木油田克拉苏气田博孜108-大北18JS井区白垩系巴什基奇克-巴西改组试采项目(博孜108井)	阿克苏地区生态环境局	阿地环审[2024]375号	2024年7月10日	正在建设中		

续表 3.1-3　博孜大北区块开发现状环保手续履行情况一览表

序号	类别	项目名称	环评文件			验收文件		
			审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
11	环境风险应急预案	塔里木油田公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区突发环境事件应急预案	2023年9月对《塔里木油田公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区突发环境事件应急预案》进行了修编并备案，备案编号为652926-2023-045-L					
12	排污许可执行情况	博大采油气管理区污染源排污许可登记	博大采油气管理区(博孜试采作业区-拜城)于2021年2月7日进行了排污许可登记(并于2024年6月20日变更完成)，登记编号91652800715549l1XG102X；博大采油气管理区大北采气作业区于2021年2月7日申进行了排污许可登记(并于2023年7月21日变更完成)，登记编号91652800715549l1XG101Z					
13	环境影响后评价开展情况	博大采油气管理区气田环境影响后评价	编制完成《博大采油气管理区气田环境影响后评价报告书》并于2021年4月6日完成新疆维吾尔自治区生态环境厅备案工作(新环环评函[2021]304号)					

3.1.3 博孜大北区块环境影响回顾性评价

根据现场踏勘情况及调查结果，对博孜大北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

博孜大北区块开发建设对生态的影响主要表现为占地影响，分为临时占地和永久占地。施工期临时占地会造成占地范围内植被破坏、土壤扰动及水土流失等影响，永久占地会改变土地利用类型，造成生态景观破碎化等影响。塔西南勘探开发公司博大采油气管理区内部永久占地范围的植被完全清除，主要为琵琶柴及棉花等，塔西南勘探开发公司已按照有关规定办理建设用地审批手续，占用耕地按《中华人民共和国土地管理法》相关规定实行占用耕地补偿制度。

单井永久占地40×50m，临时占地140×100m，单井和站场永久占地范围内无植被，地表平整压实，铺垫砾石层。各类管线临时影响范围均在管道两侧各8m的范围之内。工程完工后覆土回填，除管廊上方回填土高于原地表，其余临时占用地方清理平整并恢复地表。道路临时影响范围均在道路中心线两侧各5m

范围之内，工程完工后对公路两侧的施工迹地进行平整。

(2)植被环境影响回顾分析

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

①永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场占地。根据现场调查情况，克拉苏气田博孜大北区块的井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，气田内部永久占地范围的无植被覆盖。

②临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地。克拉苏气田博孜大北区块位于荒漠生态系统，植物群落类型单一，结构简单，生物量低，群落稳定性差，施工期间对周围植被影响有限，并且随着施工结束影响也随之结束。

气田进入正式生产运营期后，地表土壤、植被也将不再受到扰动，不会再对区域内的自然植被产生新的和破坏的影响，正在逐步的自然恢复过程中。

(3)野生动物影响回顾分析

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

(4)已采取的生态保护措施有效性评价

①井场和站场

钻井工程结束后，对井场永久占地范围内地表结合区块地表特点，铺设了水泥板，采取了必要的硬化措施，以减少侵蚀量。井场永久性占地面积约 40m×50m，施工完成后，地面均进行了砾石铺垫处理。



图 3.1-1　现有站场情况

②管线和道路

项目区临时占地的植被恢复以自然恢复为主。施工结束后管沟回填，除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被已基本恢复；穿越农田区域管线两侧施工迹地已清理、平整，农田区域施工过程中严格控制了占地面积及管线施工作业宽度，施工结束后临时占地均已复垦。区域主干路为沥青路面，至各单井为独立的探井路，砂石路面，路面宽约 5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，禁止车辆乱碾乱轧的情况发生，不得随意开设便道。



图 3.1-2　临时占地恢复情况

③按照职工培训计划，对员工进行了健康安全环保培训，加强了员工环保意识，项目实施过程中没有发生乱砍滥伐、捕猎野生动物的现象。

综上所述，据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理；管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢。综上所述，生态保护要求基本得到落实。

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

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

此外，运营期过程中，来自井场产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如单井管线泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少。加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”等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库车畅源生态环保科技有限责任公司负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

以克拉苏气田博孜大北区块历年环评土壤监测数据及本次评价土壤环境质量现状监测数据为依据，各监测点均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地筛选值，区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因克拉苏气田博孜大北区块的开发建设而明显增加。

3.1.3.3 水环境影响回顾

根据本次调查情况，区块已有钻井工程废水包括钻井废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜防渗)暂存，由罐车定期拉运至作业区污水处理设施处理。运营期各种生产废水和

生活污水均得到有效的处理，可有效防范对地下水的影响。

克拉苏气田采用全密闭工艺流程，整个开采过程中具有严格的技术规程和防范措施，采出水经博孜天然气处理厂污水处理系统处理，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后，根据井场注水需要回注地层；井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘钻试修环保站处理；油气开采过程中产生的落地油，根据油田公司作业要求，必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量。故在正常生产情况下，试气、洗井、采气、油气处理和集输等未对地下水环境产生不利影响。在实施油气开发的过程中区域基本落实了环评中提出的水环境污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

3.1.3.4 大气环境影响回顾

根据现场调查，博孜大北区块开发过程中的大气污染物主要是真空加热炉等产生的废气，以及井场、地面工程等无组织排放废气。针对以上污染源，采取了以下大气污染治理措施：

(1)在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，气田开发采用密闭集输流程，井口设切断阀，集输过程、场站进口处设置紧急切断阀，输气干线分段设置紧急切断系统，一旦发生事故，紧急切断油、气源，最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。塔里木油田分公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区已委托第三方单位开展 LDAR 工作，对泵、阀等密封点等进行定期检测。

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

(3)生产运行期加热炉、导热油炉采用清洁能源天然气为原料。

(4)站场内设置可燃气体探测器，随时发现天然气泄漏并及时处理。

根据后评价及验收开展期间进行的污染源监测数据，各井、站场加热炉烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污

染物排放浓度限值要求，无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求。说明加热炉有组织废气污染防治措施、各井、站场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及批复意见落实。

表 3.1-4　博孜大北区块井场、站场废气污染物达标情况一览表

项目	工程	污染源	污染物	排放浓度	主要处理措施	标准	达标情况
废气	大北208井场	井场无组织废气	非甲烷总烃	0.29～0.48mg/m³	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	达标
		加热炉烟气	颗粒物	2.5～4.1mg/m³	燃用清洁能源天然气	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建锅炉大气污染物排放限值	达标
			二氧化硫	未检出			达标
			氮氧化物	93～100mg/m³			达标
			烟气黑度	＜1级			达标
	BZ101-2井场	井场无组织废气	非甲烷总烃	1.22～1.99mg/m³	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	达标
		加热炉烟气	颗粒物	1.2～2.1mg/m³	燃用清洁能源天然气	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建锅炉大气污染物排放限值	达标
			二氧化硫	未检出			达标
			氮氧化物	33～37mg/m³			达标
			烟气黑度	＜1级			达标
	博孜1集气站	站场无组织废气	非甲烷总烃	1.25～2.05mg/m³	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	达标
		加热炉烟气	颗粒物	1.1～2.4mg/m³	燃用清洁能源天然气	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建锅炉大气污染物排放限值	达标
			二氧化硫	未检出			达标
			氮氧化物	72～79mg/m³			达标
			烟气黑度	＜1级			达标
	大北天然气处理厂	站场无组织废气	非甲烷总烃	0.36～0.93mg/m³	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	达标

续表 3.1-4　博孜大北区块井场、站场废气污染物达标情况一览表

项目	工程	污染源	污染物	排放浓度	主要处理措施	标准	达标情况
废气	大北天然气处理厂	1#导热油炉	颗粒物	1.6~2.7mg/m³	燃用清洁能源天然气	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建锅炉大气污染物排放限值	达标
			二氧化硫	未检出			达标
			氮氧化物	100~106mg/m³			达标
			烟气黑度	<1级			达标

本次回顾引用阿克苏地区例行监测点2021年～2024年监测数据以及区域历史报告中开展的监测进行说明，博孜大北区块废气污染物中涉及的因子主要为颗粒物、氮氧化物、非甲烷总烃，本次基本6项因子仅分析PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2四项因子。

表 3.1-5　区域 2021 年～2024 年环境空气质量变化情况一览表

地区	污染物	年评价指标	2021年现状浓度(μg/m³)	2022年现状浓度(μg/m³)	2023年现状浓度(μg/m³)	2024年现状浓度(μg/m³)	标准值(μg/m³)	达标情况
阿克苏地区	PM_{10}	年平均值	87	94	95	81	70	超标
	$PM_{2.5}$	年平均值	35	41	37	35	35	超标
	SO_2	年平均值	6	6	7	5	60	达标
	NO_2	年平均值	29	24	32	27	40	达标
	CO	日均值第95百分位浓度	1700	2000	2200	1600	4000	达标
	O_3	日最大8小时滑动平均第90百分位浓度	124	133	130	132	160	达标

从表中可以看出，区域PM_{10}、$PM_{2.5}$年平均值均处于超标状态，主要原因是气候干旱、风沙大导致；SO_2、NO_2年平均值变化不大，均处于达标状态，说明气田开发过程中加热炉的使用未导致区域二氧化硫、氮氧化物产生较大影响。

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

境空气质量影响不大。

3.1.3.5 固体废物影响回顾

根据本次调查情况，区块施工期固废主要是钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废物和生活垃圾等，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆废弃物采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆岩屑经不落地收集系统收集后运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理；含油废物采用钢制桶装收集后暂存在危废暂存间内，由有危废处置资质单位定期清运并进行处置；生活垃圾集中收集后，拉运至大北固废填埋场生活垃圾填埋池处置。通过分类收集和处理，可使其对周围环境的影响降至最小。

区块各井场及站场在选址、建设、处置和运行管理中严格执行塔里木油田分公司各项要求，严格落实《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023)和《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中的相关要求，开发建设过程中所产生的各种固体废物得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。

3.1.3.6 声环境影响回顾

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

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

区域声环境质量超出相应功能区要求。

表 3.1-6　　博孜大北区块井场、站场噪声达标情况一览表

位置	监测值 dB(A)		主要处理措施	标准	达标情况
大北 208 井场四周	昼间	48～55	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	45～53			达标
BZ101-2 井场四周	昼间	43～48	基础减振		达标
	夜间	41～45			达标
博孜 1 集气站	昼间	46～52	基础减振		达标
	夜间	44～49			达标
大北天然气处理厂	昼间	42～52	基础减振		达标
	夜间	40～49			达标

3.1.3.7 环境风险回顾

博孜大北区块隶属于塔里木油田公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区管理，《塔里木油田公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区突发环境事件应急预案》于 2023 年 9 月修编完成应急预案，在阿克苏地区生态环境局拜城县分局进行了备案(备案编号：652926-2023-045-L)，采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善，且未发生过重大风险事故。综合评价认为博大采油气管理区的风险事故管理和安全生产现状良好，现有的风险防范措施和事故应急预案能够满足气田生产的要求。

3.1.3.8 与排污许可衔接情况

塔西南勘探开发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：91652800715549l1XG102X，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，博孜大北区块现有污染物年排放情况见表3.1-7。

表3.1-7　　博孜大北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		
博孜大北区块现有污染物排放量	0.37	0	18.328	1.648	0	0

3.1.5 存在环保问题及整改措施

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

现有环境管理体系不完善，缺少温室气体排放及退役期环境管理内容。

整改方案：

后期补充完善温室气体排放及退役期环境管理内容，将其纳入现有环境管理体系中。

3.2 现有工程

3.2.1 现有工程概况

3.2.1.1 现有老井利用

（1）基本情况

现有老井利用 10 口以及 3 口改造老井基本情况如下表所示。

表 3.2-1　　现有老井基本情况一览表

序号	老井井号		所属区块	井型
1	老井利用10口	博孜102	博孜大北区块	采气井
2		BZ102-1		采气井
3		BZ102-2		采气井
4		BZ102-4		采气井
5		BZ102-5		采气井
6		BZ102-7		采气井

7		博孜 106		采气井
8		BZ106-1		采气井
9		博孜 108		采气井
10		博孜 112		采气井
11	改造老井	BZ104		采气井
12		BZ104-1		采气井
13		BZ104-2		采气井

(2)工艺流程

现有工程井场油气经过井场电磁加热器加热后或不加热，通过已建集输管线输送至临近集气站，最终输送至博孜天然气处理厂进行处理。井场不涉及油气分离和拉油流程，全部采用管输方式。

(3)主要设备设施

井场设备设施如下表所示。

表 3.2-2　　井场主要设备设施一览表

序号	设备名称	型号	单位	数量
1	采气树	/	座	13
2	电磁加热器	/	座	13
3	高压节流阀	/	套	13
4	流量控制仪	/	台	13
5	可燃气体检测报警仪	/	台	13
6	放喷池	/	座	13
7	视频监控系统	/	套	13

3.2.1.2 博孜 1 集气站

博孜 1 集气站采用单井轮井计量、天然气自压外输至大北 11 集气站、油采用二级闪蒸工艺，闪蒸后油水进入油水储罐通过密闭定量装车定期拉运。集气站内已建 4 井式轮井计量阀组 1 座、分离计量橇 1 座、气液分离橇 2 座、闪蒸分离橇 2 座、闪蒸气压缩机橇 2 座、定量装车系统 2 座、油水储罐橇 10 座，设计集气规模为 383×10⁴m³/d。站内接入 5 口井（BZ102-1、BZ102-2、BZ104、BZ104-1、BZ104-2），目前接入量约 170×10⁴m³/d。

3.2.2 现有工程“三同时”执行情况

现有工程手续履行情况如表 3.2-4 所示。

表 3.2-4　　现有工程环评及验收情况一览表

序号	包含内容	环评文件		验收文件	
		审批单位	批准文号	验收单位	验收文号
1	博孜108井场	阿克苏地区生态环境局	阿地环审[2024]375号	已于2025年4月完成自主验	
2	BZ104井场	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2018]1085号	已于2018年8月2日完成自主验收	
3	BZ104-1井场	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2018]1085号	已于2018年8月2日完成自主验收	
4	BZ104-2井场	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2018]1085号	已于2018年8月2日完成自主验收	
5	博孜1集气站	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2018]1085号	已于2018年8月2日完成自主验收	

3.2.3 现有工程污染物达标情况

现有工程废气主要为井场、站场无组织废气，废水污染源为采出水，噪声污染源为采油树、压缩机、泵等设备噪声，固废主要为落地油、废防渗材料等。

根据验收监测及企业自行监测数据，现有井场、站场四周厂界无组织废气中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；现有井场、站场四周厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的2类标准。

现有井场、站场现场踏勘期间，无历史遗留废弃物产生，结合塔里木油田公司现场工作人员反馈，各井场、站场产生的含油废物和修井过程中产生的废防渗材料均妥善处置，委托有资质单位接收处置，未发生随意丢弃现象。

3.2.4 现有工程污染物排放情况

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，现有工程污染物年排放情况见表3.2-5。

表3.2-5　　现有工程污染物排放情况一览表　　单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
现有工程污染物排放量	0	0	0	0.733	0	0	0

3.2.5 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场踏勘结果，现有工程稳定运行，各污染物均能达标排放，现场调查过程中未发现环境问题。

3.3 拟建工程

3.3.1 基本概况

拟建工程基本情况见表3.4-1。

表3.4-1　　拟建工程基本情况一览表

项目			基本情况
项目名称			塔里木油田克拉苏气田博孜102-博孜106断块白垩系巴什基奇克组-巴西改组产能建设项目调整
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			260天
总投资			项目总投资27467万元，其中环保投资100万元，占总投资的0.4%
占地面积			占地面积5.814hm^2（永久占地面积0.386hm^2，临时占地面积5.428hm^2）
建设规模			项目建成后产气量398万m^3/d，凝析油产量为386.57t/d
工程内容	主体工程	钻前工程	建设井场、设备基础施工、池体开挖与防渗等
		钻井工程	新钻井1口（BZ102-6井）
		储层改造工程	采用压裂改造工艺
		站场工程	采气井场：新建采气井场1座(BZ106-2井)
			集气站：对博孜1集气站，建设一座缓冲分离器、2台压缩机和2台排水增压泵
		管道工程	新建采气支线0.1km，新建博孜108井低压干线2.1km，新建排水管线3.16km
	公辅	供电工程	新建站场电源就近引自已建35kV架空线路（博宛线），自控系统、通信系统等重要负荷采用UPS不间断电源装置供电

工程内容	工程	给排水	本工程给水水源依托博孜天然气处理厂已建的取水及给水系统；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对现有气田内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，则随油气输至天然气处理厂处置，改造后若再次返排压裂液，则罐装收集后运至天然气处理厂处理；运营期采出水随采出液一起进入大北天然气处理厂处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至大北天然气处理厂处理。
		供热工程	本工程采用空气源热泵
		防腐工程	集输管道防腐层采用采用无溶剂环氧涂料（干膜厚度≥400μm）+聚氨酯泡沫管壳保温（聚氨酯泡沫保温层的密度≥50kg/m³）+聚乙烯外护的防腐保温结构
		自控工程	井场各设置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	新建井场道路80m，道路宽度4.5m
		穿越工程	BZ102-6井采气支线、排水管线各穿越土路1次；BZ108井低压干线穿越土路1次，穿越沥青路1次；BZ104-1井排水管线穿越土路7次，BZ104-2井排水管线穿越土路6次；博孜1集气站排水管线设计穿越土路6次。穿越土路采用开挖加钢套管穿越，穿越沥青路采用顶管穿越。
		危废暂存间	钻井期井场内设置有一座撬装式危废暂存间，危废暂存间的设置严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定进行防渗防腐处理，防渗层为至少1m厚的粘土层（渗透系数≤10^{-7}cm/s），或2mm厚高密度聚乙烯，渗透系数≤10^{-10}cm/s
	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，使用无毒低尘焊条，燃烧合格油品，不超负荷运行； 运营期：采出气采取密闭集输工艺，定期对井场进行巡检； 退役期：采取洒水抑尘的措施；
		废水	施工期：钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用；管道试压废水循环使用，结束后用于洒水降尘；生活污水依托拜城县污水处理厂处理；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对现有气田内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，则随油气输至天然气处理厂处置，改造后若再次返排压裂液，则罐装收集后运至大北天然气处理厂处理； 运营期：运营期废水包括采出水和井下作业废水，采气井场采出水随油气混合物输送至大北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，运至大北天然气处理厂处理； 退役期：无废水产生
		噪声	施工期：选选用低噪声施工设备，合理安排作业时间；加强车辆维护，合理安排运输路线； 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；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分及生活垃圾拉运至大北地区固废填埋场处理，钻井泥浆进入泥浆罐循环使用；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，可用于油气田内部道路铺设、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，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆岩屑经不落地收集系统收集后，经油基泥浆岩屑储罐暂存后运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理。 运营期：落地油、废润滑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，确保管线内无残留油类物质，管线两端使用盲板封堵；
		生态	施工期：严格控制施工作业带宽度；表土剥离；分层开挖，分层回填；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；施工场地平整恢复； 运营期：管道上方设置标志，在道路、田边设置警示牌，定时巡查井场、管道，同时加强宣传教育，提高作业人员生态环境保护意识； 退役期：洒水降尘，地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况
		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。
依托工程		采出水、井下作业废水	采出水随油气混合物输送至大北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，运至大北天然气处理厂处理；
		压裂废水	酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对现有气田内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，则随油气输至天然气处理厂处置，改造后若再次返排压裂液，则罐装收集后运至天然气处理厂处理；
		聚磺体系泥浆钻井岩屑	聚磺钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相清运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理
		生活垃圾	施工期生活垃圾运送至大北固废填埋场处置
劳动定员			新建井场为无人值守站，不新增劳动定员
工作制度			年工作365d，8760h

3.3.2 油气资源概况

3.3.2.1 气田范围

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

3.3.2.2 勘探开发概况

博孜-大北气田为塔里木油田分公司近几年开发的新气田，现处于前期的勘探开发阶段，主要工作为勘探收集地层资料，了解区域的油气性质及规律，开发形势为边勘探、边开发。

3.3.2.3 地层特征

根据邻区已钻井资料，博孜-大北自上至下发育第四系西域组，新近系库车组、

康村组、吉迪克组，古近系苏维依组、库姆格列木群，白垩系巴什基奇克组、巴西改组。根据区域岩性组合特征、岩电特征，克拉苏构造带巴什基奇克组可以分为三个岩性段，受燕山晚期构造运动的影响，自东向西遭受不同程度的剥蚀，井区仅保留第二、第三岩性段，整体缺失第一岩性段。

3.4.2.4 构造特征

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

3.2.2.5 气藏特征

(1)天然气性质

项目所在区域天然气平均相对密度为 0.67，天然气甲烷平均含量 83.02%，乙烷平均含量 7.69%，丙烷平均含量 2.32%，氮气(N_2)平均含量 3.94%，CO_2含量 0.41%，不含 H_2S；干燥系数(C_1/C_1^+)0.877。分析结果表明，气藏天然气甲烷含量高，非烃气体含量低，为优质天然气。

(2)凝析油性质

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

(3)地层水性质

地层水水型为 $CaCl_2$型，pH 值平均 6.56，密度平均为 1.13g/cm³，氯根 115000mg/L～119000mg/L，平均 117000mg/L，总矿化度 190000mg/L～197000mg/L，平均 193000mg/L，是封闭条件较好的地层水。

3.3.3 主要技术经济指标

3.3.3.1 产能预测指标

本项目新老井井号、预测指标见表 3.3-2。

表 3.3-2　　新老井预测指标及作业计划统计表

序号	类型	井号		单位	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	利用井	BZ102-7	产油量	t/d	29.45	29.45	29.45	26.64	21.81	16.16	10.83	6.51	3.53	1.74	0.77	-	-	-	-	-
			产水量	t/d	0	0	0	55.8	183.57	297.34	320.93	268.34	187.71	113.29	59.93	-	-	-	-	-
			产气量	$10^4m^3/d$	30	30	30	27.15	22.22	16.46	11.04	6.69	3.67	1.82	0.82	-	-	-	-	-
2	利用井	博孜102	产油量	t/d	7.85	7.85	7.85	7.85	7.21	6.08	4.72	3.32	2.15	1.28	0.70	-	-	-	-	-
			产水量	t/d	0.00	0.00	0.00	0.00	5.04	14.60	28.94	33.14	29.87	22.86	15.33	-	-	-	-	-
			产气量	$10^4m^3/d$	8.00	8.00	8.00	8.00	7.35	6.20	4.80	3.42	2.24	1.34	0.74	-	-	-	-	-
3	利用井	BZ102-5	产油量	t/d	29.45	29.45	29.45	29.45	29.45	27.32	23.51	18.59	13.64	9.28	5.86	3.43	1.86	0.94	-	-
			产水量	t/d	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	19.07	56.40	115.23	137.36	130.14	105.77	76.05	74.13	28.78	-	-
			产气量	$10^4m^3/d$	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	27.83	23.96	19.13	14.17	9.74	6.21	3.67	2.02	1.03	-	-
4	利用井	BZ102-1	产油量	t/d	49.08	49.08	49.08	49.08	49.08	49.08	45.76	39.39	31.61	23.65	16.50	10.74	6.51	3.68	1.94	0.95
			产水量	t/d	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	31.95	95.43	197.90	230.67	244.80	195.80	145.80	98.04	60.08	33.74
			产气量	$10^4m^3/d$	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	46.62	40.53	32.85	24.83	17.50	11.50	7.04	4.02	2.14	1.06
5	利用井	BZ102-2	产油量	t/d	68.71	68.71	68.71	68.71	68.71	68.71	68.71	60.94	48.42	34.72	21.96	12.56	6.42	2.95	1.21	-
			产水量	t/d	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	42.97	117.49	218.24	225.86	179.64	118.64	66.30	32.52	-
			产气量	$10^4m^3/d$	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	62.71	50.32	36.18	23.30	13.44	6.95	3.22	1.33	-

6	利用井	BZ102-4	产油量	t/d	49.08	49.08	49.08	49.08	49.08	49.08	45.76	39.39	31.61	23.65	16.50	10.74	6.51	3.68	1.94	0.95
			产水量	t/d	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	31.95	95.43	197.90	230.67	244.80	195.80	145.80	98.04	60.08	33.74
			产气量	$10^4m^3/d$	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	46.62	40.53	32.85	24.83	17.50	11.50	7.04	4.02	2.14	1.06
7	利用井	BZ106-1	产油量	t/d	34.35	34.35	34.35	34.35	34.35	34.35	31.71	26.76	20.84	14.98	9.94	6.09	3.45	1.80	0.87	–
			产水量	t/d	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	22.14	64.83	130.46	152.44	140.86	111.10	77.13	47.88	26.82	–
			产气量	$10^4m^3/d$	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	32.31	27.53	21.66	15.73	10.54	6.52	3.73	1.96	0.96	–
8	利用井	博孜106	产油量	t/d	39.26	39.26	39.26	39.26	39.26	35.53	29.09	21.33	14.16	8.50	4.62	2.27	1.01	–	–	–
			产水量	t/d	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	24.80	69.77	132.24	142.64	119.26	80.35	50.35	26.64	–	–	–
			产气量	$10^4m^3/d$	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	36.19	29.63	21.95	14.72	8.93	4.90	2.43	1.09	–	–	–
9	利用井	博孜112	产油量	t/d	34.35	34.35	34.35	34.35	34.35	31.08	25.45	18.67	12.39	7.44	4.04	1.99	0.88	–	–	–
			产水量	t/d	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	21.70	61.05	115.71	124.81	104.35	73.00	44.06	23.31	–	–	–
			产气量	$10^4m^3/d$	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	31.67	25.93	19.21	12.88	7.81	4.29	2.13	0.96	–	–	–
10	利用井	博孜108	产油量	t/d	24.54	24.54	24.54	24.54	23.11	20.91	17.12	12.56	8.33	5.00	2.72	1.34	0.59	–	–	–
			产水量	t/d	0.00	0.00	0.00	0.00	39.79	50.16	105.07	125.50	231.48	178.95	117.07	69.78	36.08	–	–	–
			产气量	$10^4m^3/d$	25.00	25.00	25.00	25.00	23.54	21.30	17.44	12.92	8.66	5.25	2.88	1.43	0.64	–	–	–
11	新建	BZ102-6	产油量	t/d	14.72	14.72	14.72	10.91	5.99	2.43	0.73	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

	井		产水量	t/d	0.00	0.00	0.00	37.78	168.08	198.26	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	126.48	79.99	50.58	31.99	0.00
			产气量	$10^4m^3/d$	15.00	15.00	15.00	11.11	6.10	2.48	0.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12	改造井	BZ104	产油量	t/d	1.72	1.41	1.15	0.77	0.42	0.19	0.07	0.02	0.01	–	–	–	–	–	–	–
			产水量	t/d	100	100	100	100	100	66.12	31.98	12.35	3.04	–	–	–	–	–	–	–
			产气量	$10^4m^3/d$	3	2.46	2.01	1.35	0.74	0.33	0.12	0.04	0.01	–	–	–	–	–	–	–
13	改造井	BZ104-1	产油量	t/d	3.44	2.96	2.19	1.4	0.77	0.36	0.15	0.05	0.02	0	–	–	–	–	–	–
			产水量	t/d	150	150	150	150	150	117.19	67.86	23.75	7.15	1.85	–	–	–	–	–	–
			产气量	$10^4m^3/d$	6	5.16	3.83	2.44	1.34	0.63	0.26	0.09	0.03	0.01	–	–	–	–	–	–
14	改造井	BZ104-2	产油量	t/d	0.57	0.45	0.27	0.13	0.05	0.01	0	0	–	–	–	–	–	–	–	–
			产水量	t/d	50	50	50	50	50	19.98	5.8	1.23	–	–	–	–	–	–	–	–
			产气量	$10^4m^3/d$	1	0.78	0.47	0.22	0.08	0.02	0.01	0	–	–	–	–	–	–	–	–

3.3.3.2 经济技术指标

拟建工程预计到方案期累产液 385.95 万 t，累产油 146.25 万 t，累产气 149.65 $\times 10^8m^3$。拟建工程主要技术经济指标见表 3.3-3。

表 3.3-3　　拟建工程主要技术经济指标一览表

序号	项目			单位	数量
1	开发指标	钻井	新钻井	口	1
2			利旧老井	口	10
			老井改造气举排水井	口	3

3			井场道路长度	km	0.06
4		单井采气管道		km	0.6
5		排水管线		km	0.6
		博孜102集气站中压干线		km	4.2
6		方案期累产液		万t	385.95
7		方案期累产油		万t	146.25
8		方案期累产气		10^8m^3	149.65
9	能耗指标	用电量		MWh	2570.4
10	综合指标	总投资		万元	27467
11		环保投资		万元	100
12		永久占地面积		hm^2	0.386
13		临时占地面积		hm^2	5.428
14		劳动定员		人	不新增
15		工作制度		h	8760

3.3.4 工程组成

本项目主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程、站场改造工程及封井工程五部分内容。

3.3.4.1 钻前工程

钻前工程施工内容包括建设井场、井场道路、设备基础施工、池体开挖与防渗以及配套的营地建设等，营地一般建设在井场周边 500m 至 1km 处，主要分布在主干道周边，营地建设主要为地表植被清理、场地平整、撬装房安装等内容；共计新建井场道路 0.06km，井场道路宽约 4.5m，用砂石路面结构。

主要工程内容及工程量见表 3.3-4。

表 3.3-4　　单座井场钻前工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
1	井场面积	长×宽	m^2	14000	新建，100m×140m
2	钻井平台	—	套	1	新建
3	应急池	100m^3	个	1	环保防渗膜+撬装组合钢板池
4	岩屑池	1000m^3	个	1	环保防渗膜+撬装组合钢板池
5	主放喷池	200m^3	个	1	环保防渗膜+混凝土
6	副放喷池	200m^3	个	1	环保防渗膜+混凝土
7	生活污水池	300m^3	个	1	环保防渗膜+撬装组合钢板池
8	生活区	长×宽	m^2	1600	新建，40m×40m
9	井场道路	—	km	0.06	井场道路宽约 4.5m，用砂石路面结构

钻前工程施工机械主要为装载机、挖掘机、推土机，单座井场钻前工程阶段所需设备设施情况见表 3.3-5。

表 3.3-5　　井场钻前工程施工所用机械一览表

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

图 3.3-1　井场平面及现场布置示意图

3.3.4.2 钻井工程

3.3.4.2.1 井位部署

本次共部署新钻直井 1 口，完钻井深 7868m。井位部署见表 3.3-6。

表 3.3-6　井位部署一览表

序号	井号	井型	井口坐标		目的层	井深（m）
			经度	纬度		

1	BZ102-6	水平井	*****	*****	白垩系巴什基奇克组、巴西改组	7868

3.3.4.2.2 井身结构

（1）新钻水平井采用塔 I 四开井身结构。一开 26″钻头钻进 200m，20″套管封固疏松地层。二开：17 1/2″钻头钻至库车组中上部，14 3/8″套管封固库车组中上部低压易漏层。三开：13 1/8″钻头钻至盐顶，10 3/4″＋11.55″套管封固盐上低压地层。四开 9 1/2″钻头钻至盐底，7 3/4″+8 1/8″套管封固库姆格列木盐层。五开 6 5/8″钻头钻至完钻井深，5 1/2″套管目的层专封，完钻后回接 7 3/4″+8 1/8″生产套管。



图 3.3-2　　井身结构示意图

3.3.4.2.3 钻井液体系设计

一开、二开：采用膨润土聚合物体系，防止地表松散地层垮塌，密度 1.08～

1.15g/cm³。

三开：采用 KC1 聚磺体系，加强抗盐水污染性能，做好高压盐水预防，密度 1.30～1.35g/cm³。

四开、五开：采用油基体系钻井液体系。

3.3.4.2.4 固井方案

一开内插法，二开单级，三开双级，四开尾管悬挂+回接固井，五开尾管悬挂。

3.3.4.2.5 钻机选型

新钻井使用ZJ80型钻机。另外钻井作业过程中，配套齐全辅助设备、救生消防装备。

3.3.4.2.6 钻井周期

新钻水平井完井周期 260 天。

3.3.4.2.7 主要设备设施

钻井工程主要施工设备为机械钻机、运输车、装载机及配套设施，设备设施情况见表 3.3-7。

表 3.3-7　　单座井场钻井施工所用机械一览表

项目组成	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
钻井工程	机械钻机	ZJ80钻机	—	—	1套
	井架	JJ450/45-X	4500	kN	1套
	底座	DZ450/10.5-X	4500	kN	1套
	绞车	JC70LDB	1470	kW	1套
	天车	TC450	4500	kN	1套
	游车/大钩	YC450/DG450	4500	kN	1套
	水龙头	SL450-5	4500	kN	1套
	转盘	ZP375	5850	kN	1套
钻井工程	泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	2台
	循环罐	—	60	m³	7个
	振动筛	—	—	m³/h	2台
	除气器	ZCQ220	240	m³/h	1台
	钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m³/h	1台
	离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m³/h	1台
	液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m³/h	1台

	环形防喷器	FH35-35	35	MPa	1套
	单闸板防喷器	FZ35-70	70	MPa	1套
	双闸板防喷器	2FZ35-70	70	MPa	2套
	压井管汇	YG78/103-70	70	MPa	1套
	节流管汇	JG78/103-70	70	MPa	1套
	运输车辆	—	—	辆	10
	装载机	—	—	辆	2

3.3.4.2.8 原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等，钻井期用电通过附近电网引入。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。井场原材料消耗与井身结构有关，井场原材料消耗量情况见表3.3-8。

表3.3-8　　井场钻井工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
1	水	m^3	1438	—	配制泥浆
2	水泥+硅粉	t	2440	硅石提炼硅铁后的排放物，为粉状物料，外观颜色为灰绿色，硅粉成分相对稳定，烧失量小，属纯度较高的硅质物料；水泥的主要原料为石灰或硅酸钙，硬化后能够抵抗淡水或含盐水的侵蚀	用于固井
3	基础材料（膨润土）	t	104	也叫坂土，是一种胶性黏土，具有良好的吸附性、膨胀性以及悬浮性	用于配制泥浆
4	基础材料（Na_2CO_3）	t	6	纯碱，具有高腐蚀性的强碱，一般为白色片状或颗粒，能溶于水生成碱性溶液，也能溶解于甲醇及乙醇	用于调节钻井液pH值
5	烧碱/NaOH	t	12	烧碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水，其水溶液呈碱性。为无色晶体，结晶水不稳定，易风化，为强电解质，具有盐的通性和热稳定性	用于调节钻井液pH值
6	大分子聚合物/80A51/NML-4等	t	12	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性	钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂
7	羧甲基纤维素/CMC-LV等	t	5	羧甲基纤维素钠，白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明黏稠液体，具有较好耐盐性	钻井液增黏合降滤失剂
8	中分子聚合物/LP++等	t	7	低黏度乳液聚合物，钻井液稳定剂、增黏合降滤失剂	钻井液降滤失剂
9	小分子聚合物/双聚铵盐NP-2等	t	7	聚丙烯腈复配铵盐	钻井液降滤失剂
10	抗温降滤失剂/HX-E/	t	17	树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善泥饼质量，具有抗盐和抗高温特点	钻井液降滤失剂

	TSH-2等				
11	磺化酚醛树脂/SMP-2/3	t	51	水溶性树脂，玫瑰红透明色黏稠液体，耐高温降失水，同时有防塌、控制黏度的作用，抗盐性能好	钻井液处理剂
12	磺化褐煤树脂/SPNH	t	38	酚醛树脂和腐植酸缩合物	钻井液抗高温抗盐降滤失剂
13	加重剂/重晶石粉	t	401	主要成分$BaSO_4$，白色粉末，可将钻井液密度配置2.0g/cm^3	钻井液加重剂
14	加重剂/石灰石粉	t	170	主要成分$CaCO_3$，可溶于含CO_2的水，可溶于盐酸等无机酸，以减轻对油层的污染	钻井液加重剂
15	除硫剂	t	3	主要成分碱式碳酸锌，白色细微无定形粉末，无臭、无味	钻井液除硫剂
16	防塌剂（胶体）/SY-A01等	t	21	黑色胶状物、均匀分散，无漂浮固状物	钻井液絮凝剂、页岩抑制剂防塌剂
17	防塌剂（粉剂）/FT-1A/KH-N/DYFT-2	t	51	磺化沥青，粉状，可吸附在黏土上阻止页岩颗粒分散，吸附在页岩微缝上阻止水渗入，改善井壁泥饼润滑性，抗盐性好	钻井液防塌剂
18	润滑剂/PRH-1/TRH-1等	t	43	芳烃类衍生物复配，棕褐色液体	钻井液润滑剂
19	氯化钾	t	74	无色立方晶体或白色结晶，可抑制井壁泥饼页岩水化膨胀或坍塌	提高钻井液黏度和切力，抑制盐岩井段盐溶，钻井液防塌剂
20	超细碳酸钙	t	8	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙	钻井液酸中和剂，调节泥浆pH值
21	固体润滑剂/SHR-102等	t	17	特种树脂，黑色粉末	钻井液抗盐抗高温降滤失剂

3.3.4.3 储层改造工程

3.3.4.3.1 储层改造工艺

储层改造工艺采用压裂，压裂规模2000m^3。碳酸盐岩目前主要以串珠状储层开发为主，缝洞系统发育，改造以沟通缝洞体为目标，沟通缝洞体后，施工压力会大幅下降，支撑剂漏失进入洞穴，导致裂缝无法支撑，而压裂可以对裂缝壁面进行沟槽式刻蚀，形成管状导流，同时可以疏通缝洞体系，改善近、远井流动状态。

3.3.4.3.2 改造液体系设计

黄原胶非交联压裂液：0.5%黄原胶+0.5%NE-424D（破乳剂）+2%KC1。

3.3.4.3.3 排液措施

采用自喷返排，根据油压选取 5～8mm 油嘴逐级增大至敞放排液；严格执行塔里木油田分公司 QHSE 要求，酸化压裂废水全部入罐回收做无害化处理，不得出现跑、冒、滴、漏等污染事故，要求做到不落地、零污染。

3.3.4.3.4 主要设备设施

储层改造主要施工设备为混砂车、压裂车及配套设施，设备设施情况见表 3.3-9。

表 3.3-9 单座井场储层改造施工所用机械一览表

设备或部件名称	主参数	单位	数量
运输车辆	—	—	5辆
电缆绞车	—	—	1辆
混砂车	—	—	6辆
供液系统	—	—	1套
压裂车	20	m^3	6辆
加压泵组	—	—	2套
废液收集罐	30	m^3	10个
钻采一体化井口装置	—	—	1套
三相计量分离器	—	—	1套
凝析油储罐	50	m^3	4个
放空火炬	—	—	1个

3.3.4.3.5 原辅材料

储层改造工程原辅材料消耗主要为改造液调配消耗的水、黄原胶、破乳剂等。各材料均为罐装，由汽车拉运进场，暂存于场内原辅材料存放区内。压裂液已在厂家做好混合配比，施工现场不进行混合配比。储层改造工程原材料消耗量情况见表 3.3-10。

表 3.3-10 单座井场储层改造工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性
1	水	m^3	1000	—

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

3.3.4.4 油气集输工程

3.3.4.4.1 采气井场

拟建工程新建采气井场1座。井场利用地层天然能量自喷开采，采用两级节流+加注缓蚀剂、防冻剂（甲醇）+气液混输工艺，一级节流采用采气树自带节流阀，二级节流采用地面工程设置的节流阀。井口节流到20MPa后经过加药撬加注缓蚀剂、防冻剂（甲醇），再节流到10-11MPa输送至下游，最终通过区域集输管线送至和田河油气处理厂处理。井场内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3.2-5，运营期井场平面布置图见图3.2-1。

表3.2-5　　拟建工程主要工程内容一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量
BZ102-6井场	1	采气树	—	座	1
	2	电控信一体化撬	—	座	1
	3	计量撬	—	座	1
	4	加药撬（防冻剂-甲醇）并配套设置1座甲醇储罐	10L/h	座	1
	5	加药撬（缓蚀剂）并配套设置1座缓蚀剂储罐	2L/h	座	1
	6	放喷池	—	套	1

图 3.2-1　　BZ102-6 井场运营期平面布置示意图

3.4.4.4.2 站场扩建工程

拟建工程在博孜 1 集气站内新建 1 座缓冲分离器，2 台压缩机和 2 台排水增压泵，配套建设相关的数智化建设、供配电、给排水、消防、防腐与保温等辅助工程。

表 3.4-7　　集气站扩建工程主要设备设施一览表

博孜 1 集气站					
序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
1	缓冲分离器	DN1400×4800	座	1	—
2	压缩机	1.0MPa,出气压力：15MPa；气量 200000Nm³/d,功率 1000kW	座	1	—
3	压缩机	1.0MPa,出气压力：15MPa；气量 100000Nm³/d,功率 560kW	座	1	—
4	排水增压泵	1.0MPa,出口压力:4MPa;输量：32m³/h，扬程 300m，功率 75kW	台	2	—

3.4.4.4.3 管道工程

拟建工程新建采气管线 0.1km，同沟敷设排水管线 0.1km，新建博孜 108 井低压干线 2.1km，3 口气举排水井及博孜 1 集气站新建单井排水管线 1.8km，均采用

埋地敷设方式，拟建工程涉及21次土路穿越，采用大开挖加套管保护的形式，涉及1次沥青路穿越，采取顶管的形式穿越。具体管线部署情况见表3.4-8。

表3.4-8　　新建管线部署一览表

序号	起点	终点	长度(km)	管径和材质	设计压力(MPa)	敷设方式
单井采气管线						
1	BZ102-6井	博孜108井	0.1	DN65，质LC65-2205双相不锈钢管	22	埋地敷设
合计			0.1	—		
排水管线						
1	BZ102-6井	博孜108井	0.1	DN50，柔性复合管	4	埋地敷设
2	博孜104井	博孜1集气站	0.15	DN80，柔性复合管	4	埋地敷设
3	BZ104-1井	博孜1集气站	0.95	DN100，柔性复合管	4	埋地敷设
4	BZ104-2井	博孜1集气站	0.7	DN80，柔性复合管	4	埋地敷设
5	博孜1集气站	3#阀井	1.26	DN100，柔性复合管	4	埋地敷设
合计			3.16	—		
博孜108井低压干线						
1	博孜108井	博孜试采干线阀室	2.1	DN150，柔性复合管	4	埋地敷设
合计			2.1	—		

3.4.4.5 封井工程

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终采油井将进入退役期。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。

3.4.4.6 公辅工程

(1)供电工程

在各井场新建1座杆式变压器为井场用电设备供电,新建35kV电力线路13km,从区域35kV线路T接。

(2)给排水

①给水

施工期工程用水主要包括钻井用水和生活用水。钻井用水由罐车拉运至井场,井场生产用水量共计约1495m³,主要用于配制泥浆;生活用水由罐车拉至井场和生活区,井场工程井队人数约60人,水平井完井周期260天,按生活用水量100L/d·人计,生活用水量总计约1560m³。

运营期井场为无人值守场站,无生产及生活给水。

②排水

施工期废水主要为生活污水、钻井废水、试压废水、酸化压裂废水。生活污水产生量约为1248m³,生活污水排入防渗生活污水池暂存,定期拉运至拜城县污水处理厂处理;钻井废水约为394m³,由临时罐体收集,按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液,在钻井期间综合利用,不外排。管线试压废水约为35.4m³,试压结束后用于洒水抑尘。酸化压裂废水约为600m³,酸化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大北区块内老井储层进行二次改造,改造后见油气显示,则随油气输至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处置,改造后若再次返排压裂液,则罐装收集后运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处置。

运营期采气井场产生的采出水随油气混合物输送至大北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,运至大北天然气处理厂处理。

(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≥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

≥1.6mm。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)供热工程

拟建工程施工期生活区供暖方式采取电采暖；运营期井场采用 1 座 100kW 的空气源热泵进行防冻。

(5)自控工程

井场各设置 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天然气处理厂 SCADA 系统进行远程监控，并接受远程关井命令。

(7)道路工程

随着油气田钻井的不断增多展开，油区内钻井路不断增多，形成更紧密的路网。本项目钻前工程需修建井场道路，井场道路从就近道路引接，共计新建井场道路 0.08km，井场道路宽约 4.5m，用砂石路面结构。

(9)穿越工程

①道路穿越工程

本工程管道穿越的道路有土路、沥青路等。土路、石路穿越采用大开挖加套管的穿越方式，沥青路穿越时采用顶钢套管穿越。有套管穿越道路时，套管顶的埋深≥1.2m，套管应伸出道路边沟外 2m。穿越管道的用管满足设计规范的有关要求。保护套管应采用钢筋混凝土套管，并满足强度及稳定性要求。

本工程集输管线穿越土路 21 次，沥青路 1 次。

②管线与其他建（构）筑物交叉

一般情况下，管道与其他埋地构筑物交叉应位于建（构）筑物的下方。

a.与电缆交叉时，管道与电缆净距不小于 0.5m，并对电（光）缆采取角钢围裹的保护措施；

b.与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m；

c.穿越已建的地下管道，新建管道位于原有管线下方 1.5m。施工时应在悬空长度之两端做临时支撑护坡，施工过程中，不得损坏原有管线保温层，以及在架

空管道上施加任何外荷载。

（10）危废暂存间

本项目钻井期井场设置有一座撬装式危废暂存间，危废暂存间的设置严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定进行防渗防腐处理，防渗层为至少 1m 厚的粘土层（渗透系数≤10^{-7}cm/s），或 2mm 厚高密度聚乙烯，渗透系数≤10^{-10}cm/s。危废暂存间内部主要存放钻井期间产生的危险废物，废机油、废防渗材料及废烧碱包装袋收集后暂存在井场危废暂存间内，由有危废处置资质单位接收处置。

3.3.4.6 环保工程

克拉苏气田现有环保设施比较齐全，依托的大北天然气处理厂配套有采出水处理系统，区域还建有克拉苏钻试修废弃物环保处理站。钻井施工期间，钻井产生的磺化钻井岩屑拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行无害化处置，油基泥浆交由中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司油基岩屑处理站处置。运营期采出水处理、落地油、废润滑油及废防渗材料危险废物处置均依托区域现有天然气处理厂配套设施和第三方有危废资质的单位处理。

3.3.4.7 依托工程

3.3.4.7.1 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×$10^4$$m^3$/d，主要收集处理博孜区块和临近的大北 14 区块天然气。博孜天然气处理厂主要建设 1 套集气装置，设计集气规模为 2000×$10^4$$m^3$/d；2 套 1000×$10^4$$m^3$/d 脱水脱烃装置，2 套 430t/d 烃液提馏装置，2 套 1450t/d 的凝析油闪蒸装置；2 套 80t/d 乙二醇再生装置；4 座 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，正在进行自主验收中。

(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通过管道输送。

(3)采出水处理工艺

博孜天然气处理厂分离后采出水外输至大北天然气处理厂处理达标后用于地层回注。

(4)与排污许可衔接情况

博大采油气管理区(博孜试采作业区-拜城)于 2021 年 2 月 7 日进行了排污许可登记(并于 2024 年 6 月 20 日变更完成)，登记编号 91652800715549l1XG102X；根据《排污口规范化整治技术要求(试行)》（环监[1996]470 号）、《<环境保护图形标志>实施细则》（环监[1996]463 号）、《环境保护图形标志》、《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；同时按照要求定期进行年报填报并公示。

(5)依托可行性分析

本项目采出气进入博孜天然气处理厂处理。

表 3.5-1　　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	拟建工程新增处理量	依托可行性
天然气(万 m^3/d)	2000	800	1200	388	可依托
凝析油(t/d)	2900	900	2000	380.84	可依托

综上可知，博孜天然气处理厂天然气、凝析油富余量可以满足本项目处理要求，依托可行。

3.3.4.7.2 大北天然气处理厂

(1)基本情况

大北天然气处理厂包含于克拉苏气田大北区块地面建设工程内，《克拉苏气田大北区块地面建设工程环境影响报告书》由原国家环境保护部于 2014 年 8 月予以批复(环审[2014]199 号)。2016 年，新疆维吾尔自治区环保厅出具了《关于克

拉苏气田大北区块地面工程竣工环境保护验收合格的函》(新环函[2016]2030号)。大北天然气处理厂天然气设计总处理规模为1800×10⁴m³/d(66.7×10⁸m³/a)、凝析油处理规模620t/d(22.6×10⁴t/a)、采出水处理规模为6932m³/d(18.992×10⁵m³/a)。根据建设单位提供资料，大北天然气处理厂产生的废气、废水、噪声均达标排放，固废分类收集处理。

(2)工艺流程

天然气经集气干线气液(38℃，10MPa)混输至大北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通过管道输送。原料天然气经大北天然气处理厂处理后，天然气通过集输管线输送至克拉2清管站，凝析油通过管道输送，采出水回注井回注。

(3)采出水处理工艺

大北天然气处理厂采出水处理规模为6932m³/d(18.992×10⁵m³/a)，采用“沉降-除油-过滤”的处理工艺。经处理后的出水水质达到《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，处理后的采出水用于地层回注。

(4)与排污许可衔接情况

博大采油气管理区大北采气作业区于2021年2月7日申进行了排污许可登记(并于2023年7月21日变更完成)，登记编号91652800715549l1XG101Z；根据《排污口规范化整治技术要求(试行)》（环监[1996]470号）、《＜环境保护图形标志>实施细则》（环监[1996]463号）、《环境保护图形标志》、《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；同时按照要求定期进行年报填报并公示。

(5)依托可行性分析

拟建工程采出水进入大北天然气处理厂处理。

表 3.5-2　　大北天然气处理厂运行负荷统计表

大北天然气处理厂	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
采出水(m^3/d)	1932	1600	332	200	可依托
井下作业废水（m^3/d）				0.04	

综上可知，大北天然气处理厂采出水富余量可以满足拟建工程采出水处理要求，依托可行。

3.3.4.7.3 克拉苏钻试修废弃物环保处理站

（1）基本情况

拟建工程产生的聚磺泥浆废弃物依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理。克拉苏钻试修废弃物环保处理站(简称“环保站”)位于拜城县西南部，中心地理坐标为东经 81° 31′ 47.33″，北纬 41° 42′ 33.37″，是为周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液而建设的。《克拉苏钻试修环保站废弃聚磺泥浆岩屑处理项目环境影响报告表》于 2019 年 5 月取得批复(阿地环函字[2019]260 号)，并于 2019 年 12 月 30 日取得竣工环境保护验收意见(阿地环函字[2019]834 号)。

（2）处理工艺

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

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

（3）依托可行性

克拉苏钻试修废弃物环保处理站运行负荷统计见表3.4-3。

表3.4-3　克拉苏钻试修废弃物环保处理站运行负荷统计表

序号	名称	设计规模(m^3/d)	现状处理量(m^3/d)	富裕量(m^3/d)	拟建工程需处理量(m^3/d)	依托可行性
1	聚磺体系泥浆钻井岩屑	1000	350	650	1.37	可依托

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

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

（1）基本情况

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

中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理规模为 330m^3/d，可以作为拟建工程废弃油基泥浆及钻井岩屑处理依托设施。中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站二期项目环评于 2021 年 5 月 8 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅批复(新环函[2021]70 号)，并于 2022 年 7 月 7 日取得江汉石油工程有限公司新疆油基岩屑处理站改扩建项目竣工环境保护验收意见。

（2）废弃油基泥浆及钻井岩屑处理工艺

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

油基岩屑经过提升进料刮板机进入进料箱预热混合处理，实现物料均匀状

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

(3)依托可行性分析

中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站运行负荷统计见表3.4-4。

序号	名称	设计规模(m^3/d)	现状富余处理量(m^3/d)	拟建工程需处理量(m^3/d)	依托可行性
1	废弃油基泥浆及钻井岩屑	321.6	105	0.71	可依托

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

3.3.4.7.5 拜城县污水处理厂

本项目施工期产生的生活污水依托拜城县生活污水处理厂处理。拜城县生活污水处理厂位于拜城县西南部，本项目西南距拜城县生活污水处理厂44km。《拜城县排水改扩建二期工程环境影响报告表》于2010年5月14日取得批复(新环评审函[2010]52号)，《拜城县生活污水处理厂提标改造工程环境影响报告表》于2019年3月12日取得批复(阿地环函字[2019]119号)；排污许可证编号：91652926229810060J001V。拜城县污水处理厂采用BAF曝气生物滤池工艺，处理厂最终出水水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB 18918-2002)中一级B标准要求，设计处理规模为8000m^3/d，目前日接纳3600m^3废水，尚有较大富余量，可接收并处理本项目生活污水（约5.6m^3/d）。本项目施工期生活污水依托拜城县污水处理厂处理可行。

3.3.4.7.6 大北地区固废填埋场

(1)基本情况

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

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

(2)依托可行性

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

表 3.3-5　　大北地区固废填埋场运行负荷统计表

序号	名称	最大处理量(m³)	现状处理量(m³)	富裕量(m³)	本项目需处理量(t)	依托可行性
1	生活垃圾	10000	5500	4500	6.3	可依托

3.4 工程分析

3.4.1 工艺流程及产排污节点

3.4.1.1 施工期

本工程施工期分为钻前工程、钻井工程、储层改造工程及油气集输工程，工艺流程及排污节点分述如下：

3.4.1.1.1 钻前工程

钻前工程主要为在钻井井位确定后建设井场道路和井场建设。

（1）道路建设

首先确定道路中心线，并对其进行详细放样，对重要坐标点进行标识和增加

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

本项目油田内部充分利用现有干线道路，修建从井场至干线道路的井场道路合计约0.08km，井场砂石路路基宽度为4.5m。

（2）井场建设

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

钻前工程主要废气为施工扬尘、施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为钻井废水、酸化压裂返排液、管线试压废水和生活污水，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理，处理后的液相全部回用于钻井液配制，不外排；酸化压裂返排液作为二次改造液对油区内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示则随油气输送至大北天然气处理站处置，改造后若再次返排压裂液，则罐装收集后运至大北天然气处理厂处置；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至拜城县污水处理厂处理。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为井场建设期间产生的土方、生活垃圾。井场建设期间产生的土方用于场地平整；生活垃圾定点收集，定期清运至大北地区固体废物填埋场填埋处置。

3.4.1.1.2 钻井工程

钻井工程主要为设备搬运及安装、钻井、录井、测井等。

钻井工程采用常规旋转钻井工艺，使用的钻机为电钻机，钻井期间供电从附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性和密度将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井

深。

钻井采用随钻泥浆不落地及减量化处置工艺，钻井泥浆为水基泥浆，钻井过程中产生的钻井废水和钻井固废一起被收集至钻机配套的循环系统，在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+甩干机+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，同时减少钻井岩屑的产生；液相经调节后排入泥浆罐循环利用，一开、二开上部固相收集后排入岩屑池干化，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；二开下部磺化钻井岩屑拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站处理。

钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。钻井用泥浆在泥浆罐内配制，在钻井过程中根据地层对泥浆性能的要求不同在循环泥浆中添加不同量原料，配制泥浆用原料暂存于井场泥浆罐区旁材料区内，配制时由人工破袋加入泥浆罐中。

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

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

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

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

本工程钻井期间主要废气为施工扬尘、井场建设及设备安装期间施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为钻井废水及生活污水，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至拜城县污水处理厂处理。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为钻井期间产生的生活垃圾、钻井泥浆及岩屑、机械检修时会产生少量废机油等；膨润土泥浆钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地筛选值后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；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，固相拉运至克拉苏钻试修环保站处理；油基泥浆送至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站；废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料收集后暂存于撬装式危废暂存间中，由区域具有危废处置资质的公司接收处置；生活垃圾定点收集，定期清运至大北垃圾填埋场处置。

3.4.1.1.3 储层改造工程

储层改造工程主要为射孔、压裂、测试放喷等工艺。

（1）射孔

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

（2）压裂

压裂主要用于油层的改造。经按比例配制好的压裂液由压裂车拉运至井场暂存，通过混砂车将压裂液及支撑剂按一定比例混合后，利用地面加压泵组，向地层注入高于地层破裂压力的前置液，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁

附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝，继续将带有支撑剂（石英砂、陶粒）的压裂液注入裂缝中，支撑剂留在地层中，形成填砂（或陶粒）裂缝带，可提高油层渗透性，从而达到增产的目的。停泵后，酸化压裂废水自喷返排至地面专用废液收集罐中，拉运至大北天然气处理厂处理。

（3）测试放喷

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

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

储层改造工程主要废气为放喷期天然气燃烧产生的废气、储层改造废气及施工机械尾气。废水主要为生活污水及酸化压裂废水，生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至拜城县污水处理厂处理；酸化压裂废水采用专用废液收集罐收集，运至大北天然气处理厂处理。噪声为压裂设备噪声及测试放喷高压气流噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为生活垃圾，定期清运至大北固体废物填埋场处置。

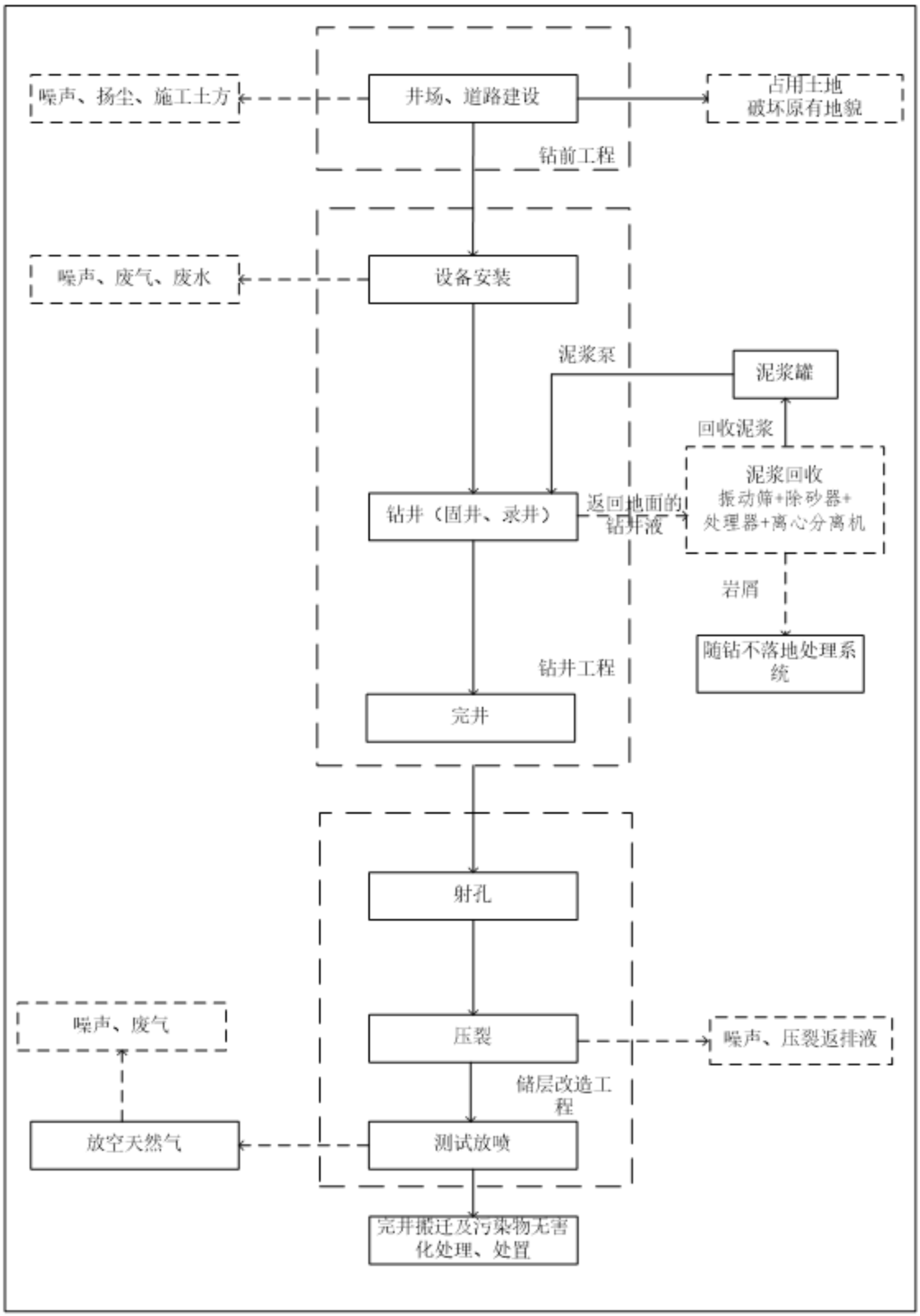


图 3.4-1　钻井工艺流程及污染物排放示意图

3.4.1.1.4 油气集输工程

（1）井场站场建设

对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将采气树等设备拉运至井场，阀组撬拉运至站场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气，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，定期清运至大北地区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 3.4-2。

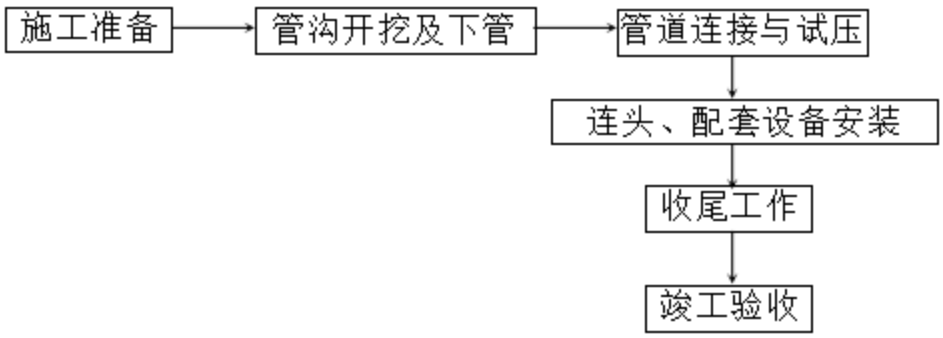


图3.4-2　施工方案工艺流程图

①施工准备

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

②管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线及天然气管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离≥5m，距离外输管线水平距离≥2m。管沟底宽 0.8m，沟深 1.6m，管沟边坡比为 1:1，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管沟开挖采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，当管线穿越植被密集区域时采用人工

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。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。

③管道连接与试压

管道现场常采用扣压接头或螺纹连接，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。

④井场配套设备安装及连头

将配套设备和井场设备拉运至井场，并完成安装工作。管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，管线与站内阀组连接。

⑤收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁300mm范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过10mm，然后采用原土进行大回填，管顶距自然地坪不小于1.2m且管沟回填土高出自然地面300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为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；固体废物为管沟开挖产生的土方及生活垃圾，土方施工结束后用于回填管沟及场地平整；生活垃圾定期清运至大北地区固废填埋厂填埋处置。

3.4.1.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括油气开采、集输及井下作业。

（1）油气开采

根据区域内气藏目前生产情况、油气藏性质和配产情况，选择开采方式为：衰竭式。

衰竭式开采：地下油气通过井场采气树节流后，通过单井集输管线输至集气站，最终输送至博孜天然气处理厂进行处理。

（2）油气集输

井场采出液通过井口模块油嘴一级节流后集输管线油气混输至集气站，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。压裂、侧钻工艺过程与施工期相同。洗井、修井、清蜡和除砂作业均是在采油井使用一段时间后，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。

（4）气田排水

本项目将博孜104井、BZ104-1井、BZ104-2井转为排水井，采用气举排水，气举压力为10.4MPa～11.2MPa，气举量为5×$10^4$$m^3$/d。单井排水产量预测见章节3.3.3.1中的表3.3-2。

博孜104井、BZ104-1井、BZ104-2井通过现有采气支线，反向给井口供气气举，气举采出气液通过新建排水管混输至博孜 1 集气站，在博孜 1 集气站进行气液分离，气相通过压缩机增压后进已建集输管道，最终进博孜天然气处理厂，液相通过外输增压泵增压后进排水干线，最终进大北天然气处理厂，经处理达标后回注地层。

油气开采及集输过程中废气污染源主要为采油井场无组织废气（G_1）、博孜1集气站无组织废气（G_2），采取密闭集输工艺；废水污染源主要为采出水（W_1）和井下作业废水（W_2），其中采出水随采出液一起进入大北天然气处理厂处理达标后回注地层，井下作业废水送至大北天然气处理厂处理；噪声污染源主要为采气树（N_1）运行产生的噪声与加药撬（N_2）等设备噪声，以及集气站压缩机（N_3）和

排水泵（N_4）运行产生的噪声，选用低噪声设备、采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为油气开采、集输、井下作业产生的落地油（S_1）、井下作业产生的废防渗材料（S_2）及废润滑油（S_3），属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置。

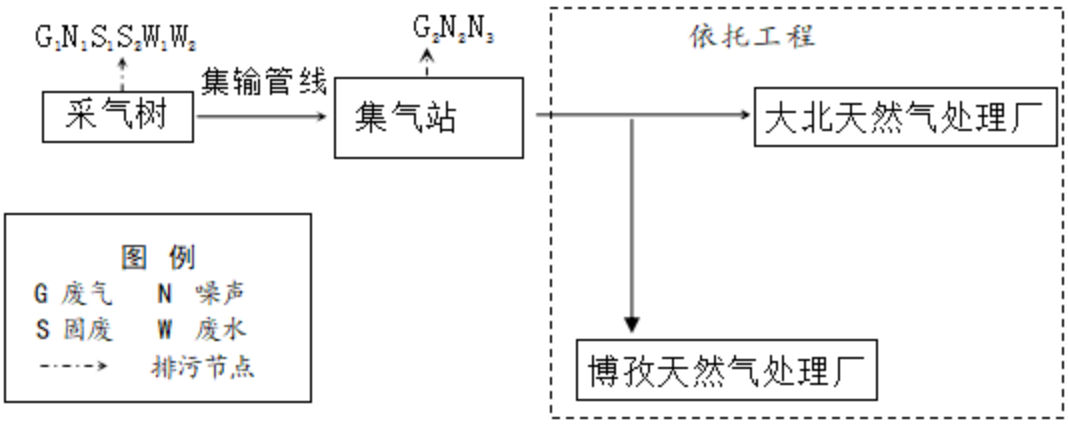


图 3.4-3 井场油气开采及集输工艺流程图

表 3.4-1 拟建工程运营期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	G_1	井场无组织废气	非甲烷总烃	连续	密闭输送
	G_2	博孜1集气站无组织废气	非甲烷总烃	连续	密闭输送
废水	W_1	采出水	石油类、SS	连续	采出水随采出液经集输管线输送至大北天然气处理厂处理，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）标准后通过回注地层
	W_2	井下作业废液	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	送至大北天然气处理厂处理
噪声	N_1	采气树	L_{eq}	连续	低噪声设备、基础减振
	N_2	压缩机		连续	
	N_3	泵		连续	
固废	S_1	落地油	含油废物	间歇	委托有资质单位接收处置
	S_2	废防渗材料	含油废物	间歇	
	S_3	废润滑油	含油废物	间歇	

3.4.1.3 退役期

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

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

完成封井后，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管；将永久性占地范围内的水泥平台或沙砾石铺垫清理，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。

3.4.2 施工期环境影响因素分析

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

3.4.2.1 生态影响因素

施工过程中生态影响主要包括占用土地、对植被的破坏、对土壤的扰动等。

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

井场、管线施工过程中，不可避免的对地表植被造成破坏，造成土壤扰动，

容易导致水土流失。本项目要求施工作业时避开植被茂密区，对于穿越植被密集区，开挖过程中应分层开挖，单侧分层堆放，施工结束后，分层循序回填压实。

3.4.2.2 废气

本项目施工过程中废气包括测试放喷废气、施工扬尘、储层改造废气和机械设备及车辆尾气。

（1）测试放喷废气

本工程测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃。据此，测试放喷期间大气污染物主要来自放空天然气燃烧产生的废气。

测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放空，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低毒性气体的毒性。天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量，依据具体情况设定测试放喷时间，一般为 1～2d。

（2）施工扬尘

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

（3）储层改造废气

储层改造过程压裂液为外购已配置好的压裂液，废气主要来源于压裂液现场暂存过程、压裂液注入过程以及压裂返排液暂存过程中产生的废气，主要成分为 HCl 等，采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低酸性废气排放。

（4）机械设备及车辆尾气

在油田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO_2、NO_2、CmHn 等；燃油机械设备废气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单中排放限值要求；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

3.4.2.3 废水

（1）钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。根据类比目克拉苏气田钻井实际情况，井场产生的钻井废水约为0.05m³/m，本工程钻井进尺为7868m，产生的钻井废水约为394m³。钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。

（2）生活污水

井场工程井队人数约60人，水平井完井周期260天，按生活用水量100L/d·人计，生活用水量总计约1560m³。生活污水产生量按用水量的80%计算则总产生量为1248m³。生活污水中主要污染物为COD、BOD_5、NH_3-N、SS等；类比区域内周边油田现状，生活污水中主要污染物浓度COD为400mg/L、BOD_5为200mg/L、NH_3-N为25mg/L、SS为220mg/L；各污染物的产量COD为0.50t、BOD_5为0.25t、NH_3-N为0.03t、SS为0.27t。生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至拜城县污水处理厂处理。

（3）管线试压废水

拟建工程集输管线试压介质采用中性洁净水，对于管线长度大于 2km 的管道，每 2km 试压一次，试压用水循环使用，对于管线长度小于 2km 的管线，全管段试压。根据项目管线长度及直径，试压用水量约为 35.4m³，管道试压废水中主要污染物为 SS，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于洒水抑尘。

（4）酸化压裂废水

根据区域现有井场历史钻井数据，压裂过程压裂废水返排率为60%左右，项目钻井过程中单座井场压裂液量为1000m³，则本项目井场压裂废水产生量为600m³，酸化废水采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，则随油气输至大北天然气处理厂处置，改造后若再次返排压裂液，则罐装收集后运至大北天然气处理厂处理。

3.4.2.4 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、钻机、吊机、泥浆泵等，产噪声级在90～110dB（A）之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取

选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

3.4.2.5 固体废物

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、废弃钻井泥浆、钻井岩屑、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、施工人员生活垃圾。

（1）土石方

井场工程区土石方工程量主要来自井场找平、砾石压盖等施工过程。井场工程区土石方开挖量 0.14 万 m^3，土石方回填量 0.16 万 m^3，借方 0.02 万 m^3。根据主体设计，井场根据地形地貌及地面标高需进行不同程度的地面平整工作，地面平整工作的挖方量经统计为 0.14 万 m^3，该部分挖方全部用于原地面的平整，无弃方产生；井场工程施工完成后需对裸露地面进行砾石压盖措施的处理，根据主体工程设计，砾石压盖厚度约 10cm，合计需砾石 0.14 万 m^3，所有砾石均外购自拜城县周边的砂石料厂。

结合所在地区最大冻土层深度确定管顶最小埋深为 1.20m，管沟深度按 1.6m 计，管沟底宽 0.8m，边坡比为 1:1，管沟每延米挖方量约 3.84m^3，管道工程长 5.36km（包含集输管线及注水管线），合计挖方约 2.1 万 m^3，所有挖方后期全部回填，无弃方。

井场道路路面结构层为：20cm 厚级配砾石路面+20cm 厚天然沙砾垫层，砂石路路面宽 4.5m，长 0.08km，合计填方约 0.015 万 m^3，借方 0.015 万 m^3，借方从拜城县周边的砂石料厂购买。

综上所述，本项目共开挖土方 2.24 万 m^3，回填土方 2.26 万 m^3，借方 0.2 万 m^3，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建站场和道路工程区需进行压盖，借方主要来源于拜城县周边砂石料厂，本项目不设置取土场。本项目土石方平衡见下表 3.4-2。

表 3.4-2　　土方挖填方平衡表　　单位：万 m^3

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	0.14	0.16	0.02	拜城县周边砂石料厂	0	—
道路工程	0.00	0.015	0.015		0	—

续表 3.4-2　　土方挖填方平衡表　　单位：万 m^3

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
管道工程	2.1	2.1	0.00	—	0	—
合计	2.24	2.275	0.035	—	0	—

（2）废弃钻井泥浆

钻井液是钻井过程中使用的循环的流体，是液体、固体和化学处理剂的混合物，也称为钻井泥浆。废弃钻井泥浆是钻井过程中无法利用或钻井完井后弃置泥浆池内的泥浆，废弃钻井泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随钻井的深度而增加，其产生量可按以下经验公式计算：

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

式中：V——废弃钻井泥浆产生量，m^3；

D——井眼的平均直径，新井取平均值 0.3m；

h——井深，取值 7868m。

本项目钻井过程中新井一开和二开上部（3000m以上）采用水基膨润土泥浆，二开下部、三开（3000m以下）采用水基磺化泥浆，四开（6000m以下）采用油基泥浆。由以上经验公式计算可得，新井单井产生的废弃泥浆量约为 642m^3，其中水基膨润土泥浆约 245m^3，水基磺化泥浆约 245m^3，油基泥浆约 152m^3，本工程新钻井 1 口，总废弃泥浆产生量为 642m^3，其中废水基膨润土泥浆 245m^3，废水基磺化泥浆 245m^3，油基泥浆 152m^3。

废弃膨润土钻井泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；废弃聚磺钻井泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站妥善处理。油基泥浆岩屑经不

落地收集系统收集后，油基泥浆岩屑铁罐暂存后运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理。

（3）钻井岩屑

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

钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

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

式中：W——钻井岩屑产生量，m^3；

D——井眼的平均直径，新井取平均值 0.3m；

h——井深，水平井钻井进尺为7868m。

利用上述公式计算，钻井岩屑膨胀系数取 2，钻井期内产生的岩屑量最大为1112m^3，其中膨润土泥浆钻井岩屑 424m^3，磺化泥浆钻井岩屑 424m^3，油基泥浆钻井岩屑 264m^3。

根据目前塔里木油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，膨润土钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；聚磺钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相清运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理，废弃油基泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统收集后，运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理。

（4）废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为0.3t/口，本工程部署钻井1口，废机油产生量为0.3t，废机油由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

（5）烧碱废包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为 0.1t/口，本工程新部署钻井 1 口，烧碱废包装袋产生量为 0.1t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

（6）废防渗材料

工程钻井期产生少量废防渗材料属于危险废物，暂存于撬装式危废暂存间中，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料约为 0.2t/口，本工程新部署钻井 1 口，废防渗材料产生量为 0.2t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

（7）生活垃圾

本工程水平井完井周期 260 天，单井施工人数约 60 人，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。整个钻井过程生活垃圾产生量共计 7.8t。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处置。

综上所述，拟建工程钻井期各种污染物产生和排放情况见表3.4-3。

表3.4-3　拟建工程施工期各种污染物产生和排放情况一览表

项目	污染源	污染物	污染物排放速率/浓度	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
废气	测试放喷废气	SO_2、NO_2、C_nH_m	—	—	试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃	—	环境空气
	施工扬尘	粉尘	—	—	洒水抑尘	—	环境空气
	施工机械及运输车辆尾气	颗粒物、SO_2、NO_2、C_nH_m	—	—	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	—	环境空气
废水	钻井废水	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	—	394m³	钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排	0	不外排
	试压废水	SS	—	35.4m³	洒水抑尘	0	不外排
	酸化压裂废水	SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	—	600m³	采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对博孜大北区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，则随油气输至大北天然气处理厂处置，改造后若再次返排压裂液，则罐装收集后运至大北天然气处理厂处理	0	不外排
	生活	水量	—	1248m³	生活污水排入防渗生活污水池暂存，定	0	不外

	污水	COD	400mg/L	0.50t	期拉运至拜城县污水处理厂处理	0	排
		BOD_5	200mg/L	0.25t		0	
		NH_3-N	25mg/L	0.03t		0	
		SS	220mg/L	0.27t		0	
固体废物	土石方	—	—	—	用作井场找平、砾石压盖、管沟回填	—	不外排
	废弃膨润土泥浆	—	—	245m^3	废弃膨润土泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地筛选值后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫	0	不外排
	膨润土泥浆钻井岩屑	—	—	424m^3		0	不外排
固体废物	废弃磺化泥浆	—	—	245m^3	废弃磺化泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理	0	不外排
	磺化泥浆钻井岩屑	—	—	424m^3		0	不外排
	废弃油基泥浆	—	—	152m^3	经不落地收集系统收集后，运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理	0	不外排
	油基泥浆钻井岩屑	—	—	264m^3		0	不外排
	废机油	—	—	0.3t	收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置	0	不外排
	废烧碱包装袋	—	—	0.1t		0	不外排
	废防渗材料	—	—	0.2t		0	不外排
	生活垃圾	—	—	7.8t	收集后清运至大北固废填埋场处置	0	不外排
噪声	钻机	—	—	110dB（A）	合理安排施工时间，基础减振、利用距离衰减	100dB（A）	声环境
	吊装机	—	—	98dB（A）		88dB（A）	
	泥浆泵	—	—	109dB（A）		99dB（A）	
	挖掘机	—	—	104dB（A）		94dB（A）	
	压路机	—	—	104dB（A）		94dB（A）	

3.4.3 运营期环境影响因素分析

3.4.3.1 废气污染源及其治理措施

结合《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）、《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884－2018）等要求对无组织废气进行源强核算，拟建工程实施后废气污染源及其治理措施见表 3.4-4。

表 3.4-4 拟建工程废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度（mg/m³）	治理措施	排气筒高度（m）	废气量（m³/h）	排放浓度（mg/m³）	排放速率（kg/h）	有效工作时间	年总排放量（t/a）
1	采气井场无组织废气	非甲烷总烃	—	密闭输送	—	—	—	0.0051	8760	0.045
2	博孜1集气站无组织废气	非甲烷总烃	—	密闭输送	—	—	—	0.0135	8760	0.132
3	气举排水井场无组织废气	非甲烷总烃	—	密闭输送	—	—	—	0.0041	8760	0.036

源强核算过程：

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，对拟建工程而言，VOC_s主要为非甲烷总烃。拟建工程运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散的非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）“5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物年许可排放量”中公式及取值参数对拟建工程无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

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

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

t_i——密封点i的年运行时间，h/a；

$e_{TOC,i}$——密封点 i 的总有机碳排放速率，kg/h；

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

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

n——挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点数。

表 3.4-5　　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

采气井场的 $WF_{VOCs,i}$ 和 $WF_{TOC,i}$ 比值取 1。根据设计单位提供的数据，项目井场涉及的阀门、法兰数量如表 3.4-6 所示。

表 3.4-6　　拟建工程无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量（个）	单个设备排放速率（kg/h）	排放速率（kg/h）	年运行时间（h）	年排放量（t）
单座采气井场采出气流经的密封点						
1	气体阀门	15	0.024	0.0011	8760	0.010
2	法兰或连接件	30	0.044	0.0040	8760	0.035
合计						0.045
博孜1集气站新增密封点						
1	气体阀门	40	0.024	0.0029	8760	0.025
2	法兰或连接件	80	0.044	0.0106	8760	0.093
3	泵	2	0.14	0.0008	8760	0.007
4	压缩机	2	0.14	0.0008	8760	0.007
合计						0.132
博孜1集气站现有密封点						
1	气体阀门	50	0.024	0.0036	8760	0.052
2	法兰或连接件	100	0.044	0.0132	8760	0.116
合计						0.148
单座气举排水井场采出气流经的密封点						

1	气体阀门	12	0.024	0.0009	8760	0.008
2	法兰或连接件	24	0.044	0.0032	8760	0.028
合计						0.036

经核算，拟建工程单座采气井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为0.0051kg/h，按年有效工作时间8760h计算，拟建工程1座采气井场无组织非甲烷总烃年排放量共计为0.045t/a；博孜1集气站改造新增非甲烷总烃排放速率为0.0151kg/h，按年有效工作时间8760h计算，博孜1集气站新增非甲烷总烃年排放量为0.132t/a；单座气举排水井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为0.0026kg/h，按年有效工作时间8760h计算，拟建工程3座气举排水井场无组织无组织非甲烷总烃年排放量共计为0.108t/a。拟建工程非甲烷总烃排放量为0.285t/a。

3.4.3.2 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，项目新增采出水平均为200m³/d，主要污染物为石油类、SS。采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层。

（2）井下作业废水

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

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

表3.4-7　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	洗井液（水）	低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井	27.13

本项目气藏储层为非低渗透储层，根据上表计算井下作业废水产生量为27.13t/井次。按井下作业每2年1次计算，则每年产生井下作业废水13.57t。拟建工程新建采气井场1座，则每年产生井下作业废水13.57t。井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至大北天然气处理厂处理。

拟建工程运营期井场废水产生情况见表3.4-8。

表3.4-8　　拟建工程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	73000t/a	0	石油类、SS	连续	与采出液一并输至大北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	13.57t/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	送至大北天然气处理厂处理

3.4.3.3 噪声污染源及其治理措施

拟建工程井场产噪设备主要为采气树、加药撬(主要产噪设备为泵类)噪声，根据《天然气长输管道工艺场站噪声的治理》(电子设计工程，施纪卫、吕莉、武玉双，2013年2月)：采气树噪声属气流噪声，噪声源强范围为85～90dB(A)；参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018)中机泵噪声源强范围为85～90dB(A)，压缩机噪声源强范围为90～98dB(A)；故拟建工程采气树噪声参考取85dB(A)，压缩机噪声参考取90dB(A)，排水泵噪声参考取85dB(A)。气举排水井场不新增产躁设备，无新增污染源。

表3.4-9　　井场、站场噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称		数量/（台/套）	源强（dB(A)）	降噪措施	降噪效果（dB（A））
1	单井采气井场	采气树	1	85	低噪声设备、基础减振	15
2	博孜1集气站	压缩机	2	90	低噪声设备、基础减振	15
3		排水泵	2	85	低噪声设备、基础减振	15

3.4.3.4 固体废物及其治理措施

拟建工程运营期采油井场产生的固体废物主要为落地油、废防渗材料及废润滑油。

（1）落地油

落地油主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油。类比同类型采气井场落地油产生量约 0.2t/a，本工程运行后落地油总产生量约 0.2t/a，桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置。

（2）废防渗材料

工程运行期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，目前油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，则本工程采气井场井下作业 1 次共产生废弃防渗布约 0.5t，单井作业频次为 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，集中收集后由有危废处置资质单位接收处置。

(3)废润滑油

本项目泵类定期维护保养会产生一定量废润滑油，类比同类型井场，本项目废润滑油产生量约为 0.3t/a。

表 3.4-10　拟建工程主要固体废物及治理措施一览表

序号	污染源名称	产生量	固废类别	处置措施	排放量（t/a）
1	落地油	0.2t/a	危险废物（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	废润滑油	0.3t/a	危险废物（900-217-08）		

3.4.3.5 运营期生态恢复措施

运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。针对防沙治沙、水土保持措施，尤其是固沙草方格加强巡查，发现破损缺失，及时修补。

3.4.4 退役期环境影响因素分析

3.4.4.1 退役期环境空气保护措施

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

（2）运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

3.4.4.2 退役期水环境污染防治措施

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/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。

3.4.4.3 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。

3.4.4.4 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）对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

3.4.4.5 退役期生态恢复措施

油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。

3.4.5 非正常排放

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

本项目油气集输过程中，若井口压力过高，此时利用防喷器迅速封闭井口，打开放喷管线阀门泄压，采出液通过放喷管线直接进入放喷池，事故放喷一般时间较短。拟建工程井场非正常排放见表 3.4-11。

表 3.4-11 井场非正常排放情况一览表

非正常排放源	非正常排放原因	污染物	污染物排放速率/（kg/h）	单次持续时间/h	年发生频次/次
放喷口	井口压力过高	非甲烷总烃	0.25	0.17	1

拟建工程运行过程中，项目集输管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会对周边土壤造成一定的污染。发生事故后应及时维修，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，委托有资质单位进行接收处置。现哈得采油气管理区具备完善的事故应急预案及风险防范措施，定期巡线，可以大大降低事故的发生概率。

3.4.6 清洁生产分析

3.4.6.1 清洁生产技术和措施分析

3.4.6.1.1 钻井工艺清洁生产工艺

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

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

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

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用。

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

④开钻前对井场应急池等做防渗漏处理。

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

（3）采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

（4）设置井控装置（防喷器等），防止井喷事故对环境造成污染影响。

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

（6）井场设有应急池，为防渗设计，用于事故等非正常工况下泥浆的存放。

（7）本项目钻井新鲜水使用量为 19t/100m 标准进尺，根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》中新鲜水消耗评价基准值为≤25t/100m 标准进尺，低于国家要求的清洁生产标准。

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

3.4.6.1.2 运行期清洁生产工艺

（1）集输及处理清洁生产工艺

①本项目所在区块具备完善的油气集输管网，最终进入博孜天然气处理厂集中处理，全过程密闭集输，降低损耗，减少烃类物质的挥发量。

②采用全自动控制系统对主要采油和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证，实现集输生产过程少放空，减少天然气燃烧对环境的污染。

③井下作业起下管时，安装自封式封井器，避免油气喷出。

④对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤井下作业过程中，对产生的散落凝析油和废液采用循环作业罐（车）收集。

⑥井下作业过程中铺防渗土工膜防止原油落地。

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

（2）节能及其他清洁生产措施分析

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

本项目将环境管理和环境监测纳入油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，制定了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

本次评价采用《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，分别对钻井作业、井下作业、采气作业等三个油田开发阶段进行清洁生产指标分析，油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.4-12 及表 3.4-13。

表 3.4-12　钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目评价	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1)资源和能源消耗指标	30	占地面积	m^2	15	符合行业标准要求	符合	15
		新鲜水消耗	t/100m标准进尺	15	≤25	19	15
(2)生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	100%	5
(3)资源综合	30	钻井液循环率	井深：3000以上	10	≥60%	90%	10

利用指标		柴油机效率	%	10	≥90%	90%	10
		污油回收率	%	10	≥90%	100%	10
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
（4）污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m标准进尺	10	甲类区：≤30；乙类区：≤35	乙类区≤35	10
		石油类	kg/井次	5	≤10	≤10	5
		COD	kg/井次	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	乙类区≤150	5
		废弃钻井液产生量	m^3/100m标准进尺	10	≤10	≤10	10
		柴油机烟气排放浓度	-	5	符合排放标准要求	符合	5

定性指标					
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目评价得分
（1）资源和能源消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	10
		柴油消耗	具有节油措施	5	5
（2）生产工艺及设备要求	30	钻井设备先进性	国内领先	5	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	5
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	5
		固控设备	配备振动筛、处理器、除砂器、离心机等固控设备	5	5
		井控措施	具备	5	5
		有无防噪措施	有	5	5
（3）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立HSE管理体系并通过认证		10	10
		开展清洁生产审核并通过验收		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
（4）贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5
		满足其他法律法规要求		5	5

表 3.4-13　井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m^3/井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	10
（2）生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
（3）资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
（4）污染物产生指标	30	作业废液量	kg/井次	10	≤3.0	≤3.0	10
		石油类	kg/井次	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	乙类区≤50	5
		COD	kg/井次	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	乙类区≤150	5
		含油油泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	乙类区≤70	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5

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

表 3.4-14　采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	拟建工程	
						实际值	得分
(1)资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg标煤/t天然气	30	天然气：≤50	≤50	30
(2)资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
(3)污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	≤10	5
		COD	mg/L	5	乙类区≤150	60	5
		落地凝析油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5

定性指标									
一级指标	指标分值	二级指标						指标分值	拟建工程情况	拟建工程得分
(1)生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好			5	井筒设施完好	5
		采气	天然气净化设施先进、净化效率高	10	采油	套管气回收装置		10	天然气净化设施先进、净化效率高	10
				10		防止落地原油产生措施		10		10
		采油(气)方式			采油方式经过综合评价确定			10	气井自喷	10
		集输流程			全密闭流程			10	采用全密闭集输流程	10
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立HSE管理体系并通过认证						10	已建立HSE管理体系并通过认证	10
		开展清洁生产审核并通过验收						20	已开展清洁生产审核并通过验收	20
		制定节能减排工作计划						5	已制定节能减排工作计划	5
(3)贯彻执行	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况						5	落实环保“三同时”制度	5

环境保护政策法规的执行情况		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	落实建设项目环境影响评价制度	5
		老污染源限期治理项目完成情况	5	正在开展中	0
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	污染物排放量低于总量控制指标	5

由表计算得出：本工程钻井作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采气作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 95 分，综合评价指数得分 92 分，达到 P≥90，属于清洁生产先进企业。

3.4.6.2 清洁生产结论

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

3.4.7 三本账

拟建工程实施后“三本账”的情况见表 3.4-15。

表 3.4-15 拟建工程实施后“三本账”情况一览表 单位：t/a

类别	废气				废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃		
现有区块排放量	0.37	0	18.328	1.648	0	0
拟建工程新增排放量	0	0	0	0.285	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0
拟建工程实施后排放量	0.37	0	18.328	1.933	0	0
拟建工程实施后增减量	0	0	0	+0.285	0	0

3.4.8 污染物总量控制分析

3.4.8.1 总量控制因子

根据国家“十四五”总量控制水平以及地方生态环境主管部门对污染物排放总量控制的要求，考虑拟建工程的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：VOC_s、NO_x。

废水污染物：COD、NH_3-N。

3.4.8.2 拟建工程污染物排放总量

本项目在正常运行期间，采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂污水

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；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至大北天然气处理厂处理。本项目无废水外排，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。本标准采用非甲烷总烃作为 VOCs 排放控制项目。根据计算，项目运营期无组织 VOCs（即非甲烷总烃）排放量估算为 0.285t/a。

综上所述，本项目总量控制指标为：NO_x 0t/a，VOC_s 0.285t/a，COD 0t/a，氨氮 0t/a。

3.5 相关政策法规、规划符合性分析

3.5.1 产业政策符合性分析

本项目为天然气开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年第 7 号），本项目属于第一类“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。

3.5.2 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

3.5.2.1 主体功能区划符合性分析

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

拟建工程位于克拉苏气田博孜大北区块内，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜区等，不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的重点开发区和禁止开发区，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。

拟建工程主要建设站场、井场和集输管线，井场永久占地按照《土地管理法》《基本农田保护条例》等相关法律法规办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田；集输管线选线过程中严格控制作业带宽度，减少对生态空间与农业空间的占用，临时占地根据《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号)中相关要求，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，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暂存于施工作业带内妥善保存，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。

3.5.2.2 相关规划、技术规范及政策法规

(1)相关规划

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆阿克苏地区拜城县境内，所在地涉及的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》、《塔里木油田“十四五”发展规划》等。拟建工程与相关规划符合性分析结果参见表2.8-1。

表 2.8-1　　相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度	拟建工程属于塔里木盆地油气开采项目	符合
《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》	积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜—大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部阻(市)天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县	拟建工程属于塔里木油田克拉苏气田油气开采项目	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强重点行业VOCs治理。实施VOCs排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源VOCs污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低VOCs含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业VOCs综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减VOCs排放量	拟建工程井场废气排放涉及VOC排放，报告中已针对VOC排放提出相应措施，进行密闭集输	符合
	加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测	企业现状已履行排污许可及自行监测，报告中已提出计划	符合
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	拟建工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021年 第74号)、《危险废物转移管理办法》(生态环境部令 第23号)中相关管理要求	符合

	以石化、化工等行业为重点，加快实施VOCs治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和VOCs在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的VOCs治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展VOCs治理，加快更换装载方式	拟建工程井场废气排放涉及VOCs排放，报告中已针对VOCs排放提出相应措施，进行密闭集输	符合
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排入雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全	拟建工程采气井场采出水输送至大北天然气处理厂处理达标后回注地层；井下作业废液收集后运至大北天然气处理厂处理，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
	按照生态环境部统一部署，建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动	拟建工程不占用自然保护地	符合
	建立生态保护红线管控体系，明确管理责任，强化用途管制，实现一条红线管控重要生态空间，确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变。开展生态保护红线基础调查和人类活动遥感监测，及时发现、移交、查处各类生态破坏问题并监督保护修复情况	拟建工程不占用及穿越生态保护红线，可确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变	符合
《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》	加强油气产能建设。提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜—大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替。	拟建工程为塔里木盆地油气勘探开采项目，促进油气增储上产	符合

	加快推进油气资源基础地质调查和非常规油气资源勘查，明确勘探主攻方向，以准噶尔、塔里木、吐哈等盆地为重点，加强准噶尔盆地南缘、玛湖凹陷区、沙湾凹陷区、吉木萨尔凹陷，塔里木盆地顺北、碳酸盐岩等低勘探程度区域，以及页岩油气等新领域风险勘探，尽早形成新的油气资源战略接续区。	拟建工程为塔里木盆地油气开采项目，指导该区域后续油气资源勘探、开发	符合
《阿克苏地区国土空间规划(2021年-2035年)》	严保永久基本农田保护红线、严守生态保护红线、严控城镇开发边界。 严保永久基本农田保护红线：坚决落实最严格的耕地保护制度，严守耕地保护红线，将达到质量要求的优质耕地依法划入永久基本农田，实施特殊保护。已经划定的永久基本农田全面梳理整改，有序推进永久基本农田划定成果核实，确保永久基本农田数量不减少、质量不降低、生态有改善。 严守生态保护红线：以资源环境承载力为硬约束，结合“双评价”中生态保护极重要区评价，强调生态涵养，落实生态红线保护要求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间。阿克苏地区生态红线主要分布于天山南脉、塔里木河上游沿岸、托什干河中下游沿岸。 严控城镇开发边界：坚持节约优先、保护优先，严控增量、盘活存量，优化结构、提升效率，提高城镇建设用地集约化程度。在综合考虑城镇定位、发展方向和综合承载能力的基础上，科学研判城镇发展需求，优化城镇形态和布局，促进城镇有序、适度、紧凑发展，实现多中心、网络化、组团式、集约型的城乡国土空间格局	拟建工程BZ102-6井钻井工程占用基本农田，井场永久占地按照《土地管理法》、《基本农田保护条例》等相关法律法规办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田，管线无法避让基本农田，管线临时占地根据《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号)中相关要求，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；确保区域内基本农田的数量不减少；未处于城镇开发边界，拟建工程距离最近的生态保护红线约15.6km，不在生态保护红线范围内	符合

(2)拟建工程与塔里木油田“十四五”发展规划符合性分析见表2.8-2。

表2.8-2　塔里木油田“十四五”规划符合性分析一览表

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

3.5.2.3 相关法规、政策文件符合性分析

拟建工程与相关文件符合性分析见表 3.5-3。

表 3.5-3　　相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》（新环环评发〔2020〕142号）	加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满5年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	塔里木油田分公司已开展《塔里木油田“十四五”发展规划》	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	拟建工程已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施，并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行回顾性评价，同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合
	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	拟建工程报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响	符合
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民	拟建工程油气集输管线及注水管线采取埋地敷设方式，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内，在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施后，环境风险可防控	符合
	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	博大采油气管理区制定有《塔里木油田公司塔西南勘探开发公司博大采油气管理区突发环境事件应急预案》（备案编号652926-2023-045-L），后续应根据拟建工程生产过程存在的风险事故类型，完善现有的突发环境事件应急预案	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后，恢复管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合

(DZ/T0317-2018)	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	拟建工程开发方案设计考虑了克拉苏气田博孜大北区块油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺均成熟、先进	符合
	集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目井场永久占地和管线临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发[2020]138号)	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则生态影响》要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估	报告中已提出有效可行的防沙治沙措施，具体见“5.1.6.2章节”	符合
	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏	拟建工程不在沙化土地封禁保护区范围内，不属于对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，项目在采取有效的生态保护、避让、减缓等措施，不会超过区域生态环境承载能力	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012年第18号)	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	拟建工程运营期废水主要为采出水和井下作业废水，采气井场采出水随采出液输送至大北天然气处理厂处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至大北天然气处理厂处理；落地油、废滤料及废防渗材料委托有危废处置资质的单位接收处置；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；无石油类污染物排放	符合
	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	拟建工程建设布局合理，已在设计阶段合理选址，合理利用区域现有道路，减少项目占地；油气采取密闭集输工艺，输送至博孜天然气处理厂集中处理；落地油、废滤料及废防渗材料委托有危废处置资质的单位接收处置	符合

	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	拟建工程油气集输过程为密闭流程	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、集输管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地	拟建工程不占用湿地自然保护区和鸟类迁徙通道	符合
	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	运营期井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至大北天然气处理厂处理处理	符合
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第7号)	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	拟建工程不占用及穿越水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督	拟建工程已提出生态保护和生态恢复治理方案，并要求油田公司进行公示和接受社会监督	符合
	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受生态环境主管部门的指导，并向社会公布监测情况	本评价已制定监测方案	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	拟建工程集输过程采用先进技术、工艺和设备	符合
	散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋	拟建工程运营期落地油、废滤料及废防渗材料，委托有危废处置资质单位接收处理	符合
《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号)	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地	拟建工程临时用地严格落实“用多少、批多少、占多少、恢复多少”要求	符合
	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续	拟建工程严格按照有关规定办理建设用地审批手续	符合

《基本农田保护条例》（国务院令[2011]第588号）	地方各级人民政府应当采取措施，确保土地利用总体规划确定的本行政区域内基本农田的数量不减少	井场永久占地按照《土地管理法》、《基本农田保护条例》等相关法律法规办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田，管线无法避让基本农田，管线临时占地根据《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规[2021]2号）中相关要求，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，确保区域内基本农田的数量不减少	符合
	基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准	拟建工程属国家能源重点建设项目，受地下油藏分布影响，井场无法避开基本农田。井场永久占地按照《土地管理法》、《基本农田保护条例》等相关法律法规办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田，管线无法避让基本农田，管线临时占地根据《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规[2021]2号）中相关要求，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	符合
	经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。占用基本农田的单位应当按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用基本农田耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良	拟建工程井场永久占地按照《土地管理法》、《基本农田保护条例》等相关法律法规办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田，管线无法避让基本农田，管线临时占地根据《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规[2021]2号）中相关要求，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，确保区域内基本农田“数量不减、质量不降、布局稳定”	符合
	禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动	拟建工程属国家能源重点建设项目，在取得用地许可后，项目实施可行	符合
《自然资源部、农业	一般建设项目不得占用永久基本农田；重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的，在可行性研究阶	拟建工程属国家能源重点建设项目，在取得用地许可后，项目实	符合

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）	段，省级自然资源主管部门负责组织对占用的必要性、合理性和补划方案的可行性进行严格论证，报自然资源部用地预审；农用地转用和土地征收依法报批。	施可行	
	临时用地一般不得占用永久基本农田，建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建构筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏	项目位于所在区域的基本农田边缘区域。受地下油藏分布影响，拟建工程井场永久占地按照《土地管理法》、《基本农田保护条例》等相关法律法规办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田，管线无法避让基本农田，管线临时占地根据《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规[2021]2号）中相关要求，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同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏	符合
	全国矿产资源规划确定的战略性矿产，区分油气和非油气矿产、探矿和采矿阶段、露天和井下开采等情况，在保护永久基本农田的同时，做好矿产资源勘查和开发利用。	拟建工程属国家战略性矿产资源油气开发，项目严格按照《土地管理法》及相关法律法规办理用地报批手续，按规定补划永久基本农田	符合
《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142号）	规范管控对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线是国土空间规划中的重要管控边界，生态保护红线内自然保护地核心保护区外，禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许以下对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线内自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等区域，依照法律法规执行	本项目不占用及穿越生态保护红线，可确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变	符合
《关于加强自治区生态保护红线管理的通知（试行）》（新自然资发〔2024〕56号）	生态保护红线内自然保护地核心保护区外允许开展的有限人为活动： 1.管护巡护、保护执法、科学研究、调查监测、测绘导航，水文气象及水土保持监测、地质灾害调查评价、防灾减灾救灾应急抢险救援、军事国防、疫情防控、森林防灭火等活动及相关的必要设施修筑。 2.原住居民和其他合法权益主体在不扩大现有建设用地、耕地、水产养殖规模和放牧强度（符合草畜平衡管理规定）的前提下，开展种植、放牧、捕捞、养殖等活动，以及符合相关法定规划的住房、学校、供电、供水、供气、通信、广电、交通、水利、垃圾储运、消防等必须的生产生活设施修筑。 3.经依法批准的考古调查发掘、古生物化石调查	本项目不占用及穿越生态保护红线	—

	发掘、标本采集和文物保护活动。 4.按规定对人工商品林进行抚育采伐，或以提升森林质量优化栖息地、建设生物防火隔离带等为目的的树种更新，依法开展的以改善林分结构、提高森林质量和生态功能为目的的森林经营活动。 5.不破坏生态功能的适度参观旅游、科普宣教及符合相关法定规划的配套性服务设施和相关的必要公共设施建设及维护。主要包括：供排水、供电、供气、通信、公共卫生、标识标志牌等公共服务设施建设及维护；科普教育设施、安全防护、应急避难医疗救护、电子监控等必要旅游配套设施建设及维护。 6.必须且无法避让、符合县级及以上国土空间规划的线性基础设施、通讯、防洪、供水设施建设和船舶航行、航道养护清淤等活动；已有的合法水利、交通运输等设施运行维护改造。主要包括：公路、铁路、桥梁、隧道、电缆、油气管道、供热、防洪、供排水等基础设施；输变电、通信基站、广电发射台等附属设施；河道、湖泊治理及其堤坝、岸坡加固，水库除险加固、清淤扩容及维修养护等工程。		
	7.地质调查与矿产资源勘查开采。主要包括：基础地质调查和战略性矿产资源远景调查等公益性工作；铀矿勘查开采活动，可办理矿业权登记；已依法设立的油气探矿权继续勘查活动，可办理探矿权延续、变更（不含扩大勘查区块范围）、保留、注销，当发现可供开采油气资源并探明储量时，可将开采拟占用的地表范围依照国家相关规定按程序调出生态保护红线；已依法设立的油气采矿权不扩大用地范围，继续开采，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销；已依法设立的矿泉水和地热采矿权，在不超出已经核定的生产规模、不新增生产设施的前提下继续开采，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销；已依法设立和新设立铬、铜、镍、锂、钴、锆、钾盐、中重稀土矿等战略性矿产探矿权开展勘查活动，可办理探矿权登记，因国家战略需要开展开采活动的，可办理采矿权登记。战略性矿产资源矿种，将视国民经济急需程度等情况进行动态调整。上述勘查开采活动，应落实减缓生态环境影响措施，严格执行绿色勘查、开采及矿山环境生态修复相关要求，涉及自然保护地的应符合相关法律法规和政策规定。 8.依据县级及以上国土空间规划和生态保护修复专项规划开展的生态修复。 9.根据我国相关法律法规和与邻国签署的国界管理制度协定（条约）开展的边界边境通道清理以及界务工程的修建、维护和拆除工作。 10.法律法规规定的其他人为活动。	本项目不占用及穿越生态保护红线	—

		允许有限人为活动和国家重大项目占用生态保护红线涉及临时用地的，应参照临时占用永久基本农田规定，由地（州、市）自然资源主管部门办理临时用地审批等手续；涉及临时占用林地草地的，按照林业和草原主管部门有关规定办理。建设期间应当采取有效措施减缓对生态环境的影响，使用结束后要严格落实恢复责任。	本项目不占用及穿越生态保护红线	—
		不涉及新增建设用地审批的，应严格控制活动强度和规模避免对生态功能造成破坏。其中，无具体建设活动的，由主管部门按规定做好管理；有具体建设活动的，由建设活动所在市、县（市）人民政府组织当地自然资源、生态环境、林业和草原等主管部门进行审查，对符合要求的，出具符合生态保护红线内有限人为活动的认定意见，作为有关部门开展建设活动管理和办理相关手续的依据。原住居民在不扩大现有建设用地范围和规模前提下修筑生产生活设施的，可免于出具认定意见。	本项目不占用及穿越生态保护红线	—
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	污染防治与环境影响	3.油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到80%以上；边远井，零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	拟建工程提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	符合
		4.陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐。	拟建工程钻井及储层改造采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、钻井液，配备完善的固控设备。运营期采出水随采出液一起进入大北天然气处理厂处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐不落地收集后运至大北天然气处理厂处理。	符合
		5.涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、油注汽开采，鼓励废水处理后回用于注汽锅炉。	拟建工程采出水随采出液输送至大北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	符合
		6.废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；	拟建工程废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率达到100%；膨润土泥浆钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用	—

		废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%。	于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测达标后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；磺化泥浆钻井岩屑拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理；油基泥浆油基泥浆岩屑经不落地收集系统收集后，油基泥浆岩屑铁罐暂存后运至中石化江汉石油工程有限公司拜城环保分公司新疆油基岩屑处理站处理；运营期产生的落地油、废防渗材料、废润滑油均属于危险废物，桶装收集后依托区域具有危废处置资质的公司接收处置，拟建工程按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危废管理台账	
		7.噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	拟建工程井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准要求	符合
		8.对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。	退役的废弃井场、管道、道路等工程设施进行生态修复，生态修复前对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等相关要求。	符合

综上所述，本项目符合《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。

3.5.3 生态环境分区管控符合性分析

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）。2024 年 11 月，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《关于印发<新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果>的通知》（新环环评发〔2024〕157 号）；2024 年 10 月，阿克苏地区生态环境局发布了《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）的通知》（阿地环字〔2024〕32 号）。拟建工程与上述文件中“三线一单”分区管控要求的符合性分析见表 3.5-4 至表 3.5-9，拟建工程与“生态保护红线”位置关系示意见附图 5，拟建工程与环境管控单元位置关系见附图 3。

表 3.5-4 拟建工程与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

文件名称	文件要求		拟建工程	符合性
《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》（新政发〔2021〕18号）	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线	拟建工程距离生态保护红线区约15.6km，敷设管线均未穿越红线，不在生态保护红线范围内，项目与生态保护红线位置关系见附图	符合

《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》（新政发〔2021〕18号）	环境质量底线	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到优先治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控	拟建工程采出水随采出液输送至大北天然气处理厂处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集运至大北天然气处理厂处理；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，拟建工程油气采取密闭集输工艺，拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。拟建工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险	符合
	资源利用上线	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等4个国家级低碳试点城市发挥低碳试点示范和引领作用	拟建工程采出水随采出液一起进入大北天然气处理厂处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集运至大北天然气处理厂处理，不外排；油气集输不消耗天然气，井场用电接自区域电网，能源利用均在区域供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；井场永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求；拟建工程开发符合资源利用上线要求	符合

《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》（新政发〔2021〕18号）	环境管控单元	自治区划定环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护单元主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。重点管控单元主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。一般管控单元主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善	拟建工程属于一般管控单元，项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。拟建工程实施后通过采取完善的污染治理措施，可确保污染得到有效的控制，对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境影响可接受，从声环境、土壤环境影响角度项目可行	符合

表 3.5-5　拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求			拟建工程	符合性
一般管控单元					
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【A1.1-1】禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录（2024年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022年版）》禁止准入类事项。	拟建工程为石油天然气开采项目，属于“石油天然气开采”项目，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》（国家发展改革委令 2023年 第7号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025年版）》（发改体改规〔2025〕466号）中禁止准入类项目	符合

			【A1.1-2】禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	拟建工程执行标准符合国家和自治区环境保护标准	符合
			【A1.1-3】禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【A1.1-4】禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	拟建工程占地范围内不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
			【A1.1-5】禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为： （一）开（围）垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源； （二）擅自填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土； （三）排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物； （四）过度放牧或者滥采野生植物，过度捕捞或者灭绝式捕捞，过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为； （五）其他破坏湿地及其生态功能的行为。	拟建工程不涉及自然湿地	—
新疆维吾尔自治区总体管控	A1空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【A1.1-6】禁止在自治区行政区域内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	拟建工程不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合

要求			【A1.1-7】①坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。 ②重点行业企业纳入重污染天气绩效分级，制定“一厂一策”应急减排清单，实现应纳尽纳；引导重点企业在秋冬季安排停产检修计划，减少冬季和采暖期排放。推进重点行业深度治理实施全工况脱硫脱硝提标改造，加大无组织排放治理力度，深度开展工业炉窑综合整治，全面提升电解铝、活性炭、硅冶炼、纯碱、电石、聚氯乙烯、石化等行业污染治理水平。	拟建工程不属于高耗能高排放低水平项目；不属于重点行业企业	符合
			【A1.1-8】严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。	拟建工程不属于新建危险化学品生产项目	符合
			【A1.1-9】严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线1公里范围内，除提升安全、环保、节能、智能化、产品质量水平的技术改造项目外，严格禁止新建、扩建化工项目，不得布局新的化工园区（含化工集中区）。	拟建工程不涉及	—
			【A1.1-10】推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	拟建工程不涉及	—

新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【A1.1-11】国务院有关部门和青藏高原县级以上地方人民政府应当建立健全青藏高原雪山冰川冻土保护制度，加强对雪山冰川冻土的监测预警和系统保护。青藏高原省级人民政府应当将大型冰帽冰川小规模冰川群等划入生态保护红线，对重要雪山冰川实施封禁保护采取有效措施，严格控制人为扰动。青藏高原省级人民政府应当划定冻土区保护范围，加强对多年冻土区和中深季节冻土区的保护，严格控制多年冻土区资源开发，严格审批多年冻土区城镇规划和交通、管线、输变电等重大工程项目。青藏高原省级人民政府应当开展雪山冰川冻土与周边生态系统的协同保护，维持有利于雪山冰川冻土保护的自然生态环境。	拟建工程不涉及相关内容	—
		A1.2限制开发建设的活动	【A1.2-1】严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水高污染行业发展。	拟建工程不属于高耗水高污染行业	符合
			【A1.2-2】建设项目用地原则上不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	拟建工程属国家能源重点建设项目，受地下油藏分布影响，井场无法避开基本农田。井场永久占地按照《土地管理法》、《基本农田保护条例》等相关法律法规办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田，管线无法避让基本农田，管线临时占地根据《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号)中相关要求，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	—
			【A1.2-3】以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控，未依法完成土壤污染状况调查或风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【A1.2-4】严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	拟建工程不涉及占用湿地	符合
			【A1.2-5】严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。	塔里木油田分公司已于2019年底完成保护区退出工作，并完成复垦	符合

		A1.3不符合空间布局要求活动的退出要求	【A1.3-1】任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。	拟建工程不属于重化工、涉重金属等工业污染项目	符合
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	A1.3不符合空间布局要求活动的退出要求	【A1.3-2】对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔。	拟建工程不属于严重污染水环境的生产项目	符合
			【A1.3-3】根据《产业结构调整指导目录》《限期淘汰产生严重污染环境的工业固体废物的落后生产工艺设备名录》等要求，配合有关部门依法淘汰烧结-鼓风炉5炼铅工艺炼铅等涉重金属落后产能和化解过剩产能。严格执行生态环境保护等相关法规标准，推动经整改仍达不到要求的产能依法依规关闭退出。	拟建工程不涉及涉重金属落后产能和化解过剩产能	符合
			【A1.3-4】城市建成区、重点流域内已建成投产化工企业和危险化学品生产企业应加快退城入园，搬入化工园区前企业不应实施改扩建工程扩大生产规模。	拟建工程不涉及相关内容	—
		A1.4其他布局要求	【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	拟建工程与区域主体功能区划目标相协调，符合塔里木油田“十四五”发展规划及规划环评	符合
			【A1.4-2】新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。	拟建工程不属于石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目	符合
			【A1.4-3】危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立，规划环评通过审查，规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区，并符合国土空间规划产业发展规划和生态红线管控要求	拟建工程不属于危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目	—
	A2污染物排放管控	A2.1污染物削减/替代要求	【A2.1-1】新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则。	拟建工程属于石油天然气开采项目，符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求，不属于重点行业建设项目	符合

			【A2.1-2】以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。	拟建工程实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少VOCs排放对大气环境的影响	符合
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2污染物排放管控	A2.1污染物削减/替代要求	【A2.1-3】促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究，减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接促进大气污染防治协同增效。	本项目提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	—
			【A2.1-4】严控建材、铸造、冶炼等行业无组织排放，推进石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业项目挥发性有机物（VOCs）防治。严格有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化等行业项目的土壤、地下水污染防治措施要求。推进工业园区和企业集群建设涉VOCs“绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现VOCs集中高效处理。	拟建工程实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少VOCs排放对大气环境的影响	符合
		A2.2污染控制措施要求	【A2.2-1】推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	拟建工程不属于能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域	—
			【A2.2-2】实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。 钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	拟建工程不涉及相关内容	—

新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物排放管控	A2.2污染控制措施要求	【A2.2-3】强化重点区域大气污染联防联控，合理确定产业布局，推动区域内统一产业准入和排放标准。实施水泥行业错峰生产，推进散煤整治、挥发性有机污染物综合治理、钢铁、水泥、焦化和燃煤工业锅炉行业超低排放改造、燃气锅炉低氮燃烧改造、工业园区内轨道运输（大宗货物“公转铁”）、柴油货车治理、锅炉炉窑综合治理等工程项目。全面推行绿色施工，持续推动城市建成区重污染企业搬迁或关闭退出。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【A2.2-4】强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
			【A2.2-5】持续推进伊犁河、额尔齐斯河、额敏河、玛纳斯河、乌伦古湖、博斯腾湖等流域生态治理，加强生态修复。推动重点行业重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维等企业综合治理和清洁化改造。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【A2.2-6】推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
			【A2.2-7】强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估加强风险管控。	拟建工程采出水随采出液输送至大北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回收罐收集后运至大北天然气处理厂处理，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
新疆维吾尔	A2 污染物排放管控	A2.2污染控制措施要求	【A2.2-8】严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	博孜-大北区块已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作	符合

自治区总体管控要求			【A2.2-9】加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	拟建工程不涉及相关内容	—
	A3环境风险防控	A3.1人居环境要求	【A3.1-1】建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预报预警应急机制和会商联动机制。“乌—昌—石”区域内可能影响相邻行政区域大气环境的项目，兵地间、城市间必须相互征求意见。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【A3.1-2】对跨国境河流、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联动机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警预报污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【A3.1-3】强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	拟建工程不涉及相关内容	—
新疆维吾尔自治区总体	A3环境风险防控	A3.2联防联控要求	【A3.2-1】提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于2025年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到2025年完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实	拟建工程不涉及相关内容	—

管控要求			施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。		
			【A3.2-2】依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	拟建工程不涉及受污染耕地	—
			【A3.2-3】加强新污染物多环境介质协同治理。排放重点管控新污染物的企事业单位应采取污染控制措施，达到相关污染物排放标准及环境质量目标要求；按照排污许可管理有关要求，依法申领排污许可证或填写排污登记表，并在其中载明执行的污染控制标准要求及采取的污染控制措施。排放重点管控新污染物的企事业单位和其他生产经营者应按照相关法律法规要求，对排放（污）口及其周边环境定期开展环境监测，评估环境风险，排查整治环境安全隐患，依法公开新污染物信息，采取措施防范环境风险。土壤污染重点监管单位应严格控制有毒有害物质排放，建立土壤污染隐患排查制度防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【A3.2-4】加强环境风险预警防控。加强涉危险物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入哈得采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A3环境风险防控	A3.2联防联控要求	【A3.2-5】强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入博大采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
			【A3.2-6】强化兵地联防联控联治，落实兵地统一规划、统一政策统一标准、统一要求、统一推进的防治管理措施，完善重大项目环境影响评价区域会商、重污染天气兵地联合应急联动机制。建立兵地生态环境联合执法和联合监测长效机制。	拟建工程不涉及相关内容	—
	A4	A4.1水	【A4.1-1】自治区用水总量2025年、2030年控制在国家下达的指标内。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试	符合

		资源		压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	
			【A4.1-2】加大城镇污水再生利用工程建设力度，推进区域再生水循环利用，到2025年，城市生活污水再生利用率力争达到60%。 【A4.1-3】加强农村水利基础设施建设，推进农村供水保障工程，农村自来水普及率、集中供水率分别达到99.3%、99.7%。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【A4.1-4】地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
		A4.2土地资源	【A4.2-1】土地资源上线指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内。	拟建工程各井场永久占地面积较小，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求	符合
		A4.3能源利用	【A4.3-1】单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平完成国家下达指标。 【A4.3-2】到2025年，自治区万元国内生产总值能耗比2020年下降14.5%。 【A4.3-3】到2025年，非化石能源占一次能源消费比重达18%以上	拟建工程核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合
			【A4.3-4】鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等替代锅炉炉窑燃料用煤。	项目不涉及	—
新疆维吾尔自治区总体管控	A4	A4.3能源利用	【A4.3-5】以碳达峰碳中和工作为引领，着力提高能源资源利用效率。引导重点行业深入实施清洁生产改造，钢铁、建材、石油化工等重点行业以及其他行业重点用能单位持续开展节能降耗。	拟建工程核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合
			【A4.3-6】深入推进碳达峰碳中和行动。推动能源清洁低碳转型，加强能耗“双控”管理，优化能源消费结构。新增原料用能不纳入能源消费总量控制。持续推进散煤整治。	拟建工程核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合
		A4.4禁燃区要求	【A4.4-1】在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源。	拟建工程不涉及煤炭的消耗，不涉及燃用高污染燃料的设施	符合

要求		A4.5资源综合利用	【A4.5-1】加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置，最大限度减少填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理，促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和循环利用体系，健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系，推行生产企业“逆向回收”模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、建筑垃圾等为重点，持续推进固体废物综合利用和环境整治不断提高大宗固体废物资源化利用水平。推行生活垃圾分类，加快建设县（市）生活垃圾处理设施，到2025年，全疆城市生活垃圾无害化处理率达到99%以上。	运营期产生的落地油、废防渗材料、废润滑油均属于危险废物，收集后依托区域具有危废处置资质的公司接收处置	符合
			【A4.5-2】推动工业固废按元素价值综合开发利用，加快推进尾矿（共伴生矿）、粉煤灰、煤矸石、冶炼渣、工业副产石膏、赤泥、化工废渣等工业固废在有价组分提取、建材生产、市政设施建设、井下充填、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。着力提升工业固废在生产纤维材料、微晶玻璃、超细化填料、低碳水泥、固废基高性能混凝土、预制件、节能型建筑材料等领域的高值化利用水平。	拟建工程不涉及相关内容。	—
			【A4.5-3】结合工业领域减污降碳要求，加快探索钢铁、有色、化工、建材等重点行业工业固体废物减量化路径，全面推行清洁生产全面推进绿色矿山、“无废”矿区建设，推广尾矿等大宗工业固体废物环境友好型井下充填回填，减少尾矿库贮存量。推动大宗工业固体废物在提取有价组分、生产建材、筑路、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。	拟建工程不涉及相关内容。	—
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A4	A4.5资源综合利用	【A4.5-4】发展生态种植、生态养殖，建立农业循环经济发展模式促进农业固体废物综合利用。鼓励和引导农民采用增施有机肥秸秆还田、种植绿肥等技术，持续减少化肥农药使用比例。加大畜禽粪污和秸秆资源化利用先进技术和新型市场模式的集成推广，推动形成长效运行机制。	拟建工程不涉及相关内容。	—

表 3.5-6　　拟建工程与“七大片区总体管控”符合性分析

名称	管控要求	拟建工程	符合性
天山南坡片区总体管控要求	切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用 天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性	拟建工程不在托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	符合
	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障	拟建工程属于天然气开采项目，施工过程中严格控制施工占地，管道敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，对施工作业带进行生态恢复，尽可能减少对区域生态环境的影响	符合
	推进塔里木河流域用水结构调整，维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水	拟建工程距塔里木河约 116km，不会对河流水质产生影响，项目用水量较少，不会对塔里木河、博斯腾湖基本生态用水产生影响	符合
天山南坡片区总体管控要求	加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度，实施博斯腾湖综合治理	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
	加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	博大采油气管理区加强油田废弃物的无害化处理，严防克拉苏气田勘探、开发、运行过程中以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染；拟建工程不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	符合

表 3.5-7 本项目与《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建工程	符合性
《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》	资源利用上线	推进低碳发展，强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到自治区下达的总量和强度控制目标	拟建工程采气井场采出水随油气混合物输送至大北天然气处理厂处理达标后回注地层；井下作业废液运至大北天然气处理厂处理，不外排；油气集输不消耗天然气，井场用电接自区域电网，能源利用均在区域供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；井场永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求；拟建工程开发符合资源利用上线要求	符合

	环境管控单元	阿克苏地区共划分99个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类，实施分类管控。一般管控单元主要落实生态环境保护及其它相关法律、法规要求，推动地区环境质量持续改善	拟建工程属于一般管控单元，项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。拟建工程实施后通过采取完善的污染治理措施，可确保污染得到有效地控制，对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境影响可接受，从声环境、土壤环境影响角度项目可行	符合

表 3.5-8 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.1 禁止新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022 年版）》禁止准入类事项。	本项目为天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年 第 7 号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025 年版）》（发改体改规〔2025〕466 号）中禁止准入类项目	符合
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.2 国家重点生态功能区内禁止新建、改扩建产业准入负面清单中禁止类项目。	本项目为天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年 第 7 号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025 年版）》（发改体改规〔2025〕466 号）中禁止准入类项目	符合
		1.3 禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	本项目符合国家和自治区环境保护标准	符合
		1.4 禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	本项目不属于列入淘汰类目录的高污染工业项目	符合
		1.5 禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	本项目不涉及	-
		1.6 禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	本项目占地范围内不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合

		1.7禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。	本项目危险废物均交由具有危险废物处置单位处置	-
		1.8禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	本项目危险废物均交由具有危险废物处置单位处置	-
		1.9禁止在地区范围内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	本项目不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合
		1.10坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。	本项目不属于高耗能高排放低水平项目	符合
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.11引导化工项目进区入园，促进高水平集聚发展。推动化工园区规范化发展，依法依规利用综合标准倒逼园区防范化解安全环境风险，加快园区污染防治等基础设施建设，加强园区污水管网排查整治，提升本质安全和清洁生产水平。引导园区内企业循环生产、产业耦合发展，鼓励化工园区间错位、差异化发展，与冶金、建材、纺织、电子等行业协同布局。鼓励化工园区建设科技创新及科研成果孵化平台、智能化管理系统。严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。	本项目不属于化工项目	符合
		1.12严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。坚决遏制“两高”项目盲目发展，石化、现代煤化工项目应纳入国家产业规划。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。	本项目不涉及	-
		1.13推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	本项目不涉及	-

		1.14 永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。	本项目不涉及	-
		1.15 河湖岸线生态红线保护区实施最严格的保护政策，严禁一切与保护无关的开发活动，滨岸带缓冲区以维系地表径流污染拦截功能为重点，严格岸线用途管制，严控畜禽养殖业。严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染、尾矿库等项目环境风险。制定河湖岸线开发利用负面清单，禁止不符合水体功能定位的涉水开发活动。强化河湖岸线建设项目管理，严禁以各种名义侵占河道、围垦湖泊。	本项目距离生态保护红线最近约为 15.6m，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	符合
		1.16 原则上禁止曾用于生产、使用、贮存、回收、处置有毒有害物质的工矿用地复垦为种植食用农产品的耕地。	本项目不涉及	-
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.17 对自然保护区、森林公园、湿地公园、沙漠公园、饮用水源地等特殊类土壤应严格保护，严格执行保护区管理规定，禁止各类开发建设活动污染保护区土壤。	本项目不涉及	-
		1.18 严禁在天然水体进行网箱养殖和将规模化畜禽养殖场产生的污水和粪便排入河道。加强对畜禽养殖及屠宰企业污染物排放的监管，在水源地保护区内不允许进行畜禽养殖。	本项目不涉及	-
		1.19 限制新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中限制类项目。国家重点生态功能区内限制新建、改（扩）建产业准入负面清单中限制类项目。	拟建工程为石油天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类项目	符合
		1.20 严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的，应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	拟建工程不涉及占用湿地	符合
		1.21 在河湖管理范围外，湖泊周边、水库库边建设光伏、风电项目的，要科学论证，严格管控，不得布设在具有防洪、供水功能和水生态、水环境保护需求的区域，不得妨碍行洪通畅，不得危害水库大坝和堤防等水利工程设施安全，不得影响河势稳定。	本项目不涉及	-
		1.22 严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地	本项目不涉及	-

		有序退出，矿权依法依规退出。		
		1.23新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。各级生态环境部门和行政审批部门要严格把关，对于不符合相关法律法规的，依法不予审批。	本项目不涉及	-
		1.24在河湖管理范围内布局岸线整治修复类、体育和旅游类、水产养殖类及其他活动类规划，应征求水行政部门意见，办理相关手续。河湖管理范围内违法违规建筑物、构筑物不符合补救消缺要求的存量问题拆除腾退；对于坑塘养殖类、耕地种植类存量问题复核洪水影响，不能够满足要求的逐步退出。	本项目不涉及	符合
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.1新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求，应遵循重点重金属污染物排放“等量替代”原则。	本项目符合“三线一单”、产业政策、规划环评和行业环境准入管控要求	符合
		2.2积极遏制臭氧浓度增长趋势，推进挥发性有机物和氮氧化物协同减排。以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。	本项目实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少VOCs排放对大气环境的影响	符合
		2.3加强能耗“双控”管理，合理控制能源消费增量，优化能源消费结构。合理控制煤电装机规模，有序淘汰煤电落后产能，推进燃煤电厂灵活性和供热改造。	拟建工程不涉及	符合
		2.4完成自治区下达的“十四五”重点工程污染物减排指标，制定年度减排计划。	拟建工程不涉及	符合
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.5推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	拟建工程提出了相关降碳措施，具体见“7.2减污降碳措施”	符合

		2.6实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。持续推进钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰、耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	拟建工程不涉及	-
		2.7深入实施清洁柴油车（机）行动，基本淘汰国三及以下排放标准机动车，加快淘汰报废老旧柴油公务用车，全面实施国六排放标准。积极推广新能源汽车，提高城市公交领域新能源车辆占比。因地制宜持续提升新增及更新公务用车新能源汽车配备比例。大力推广“公转铁”运输组织模式，力争长距离公路货物运输量占比逐年递减，铁路发送量占比持续增加。推进重点工业企业和工业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度。持续强化货运车辆燃油消耗量限值标准管理。积极推广新能源汽车，加快充电桩建设，建设高速公路沿线、物流集散地充电桩，鼓励开展充电桩进小区相关工作。	拟建工程不涉及	-
		2.8提升城市精细化管理水平，强化施工、道路、堆场、裸露地面等扬尘管控，加强城市保洁和清扫。加大餐饮油烟污染、恶臭异味治理力度。强化秸秆综合利用和禁烧管控。	拟建工程不涉及	-
		2.9严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	拟建工程采取节水措施，管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘。运营期无用水工序	符合
		2.10全面落实河（湖）长制，实施水陆统筹的水污染减排机制，严格执行污染物排放总量控制，整体推进水功能区水质稳中向好。巩固提升城市黑臭水体治理成效，推动实现长治久清。	拟建工程不涉及	-

阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.11推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。	拟建工程严格执行《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610－2016）“11.2.2分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934－2013）“4.0.4石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，对井场进行分区防渗，地下水污染风险得到有效防范	符合
		2.12强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。	拟建工程制定完善的地下水监测计划，已建立地下水监测网络，切实保障地下水生态环境安全	符合
		2.13严控土壤重金属污染，加强油(气)田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	拟建工程制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	符合
		2.14加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	拟建工程不涉及	-
		2.15因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	拟建工程不涉及	-

		2.16聚焦秋冬季细颗粒物污染，加大产业结构调整和污染治理力度，强化联防联控联治。进一步深化工业污染源深度治理，钢铁、有色金属、化工等行业执行重污染天气应急减排措施。持续开展防风固沙生态修复工程，加强沙尘天气颗粒物防控。建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，实施重污染天气重点行业绩效分级和应急减排差异化控制。	拟建工程不涉及	-
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.17建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动。	拟建工程不涉及	-
		2.18实施塔里木河重要源流区（阿克苏河流域）山水林田湖草沙一体化保护和修复工程。推行草原森林河流湖泊休养生息，对生态严重退化地区实行封禁保护。巩固提升退耕还林还草成果，推进草原禁牧和草畜平衡制度落实。健全耕地休耕轮作制度，推进荒漠化和水土流失综合治理。根据区域水资源条件科学开展国土绿化行动，全面保护修复天然林，深入实施以农田防护林为主的防护林体系修复建设工程。加强湿地保护和修复，推进重点湿地综合治理，强化湿地用途管制和利用监管。	拟建工程不涉及	-
		2.19全面提升城镇污水处理能力。所有县级以上城市及重点独立建制镇均应建成污水处理设施，对现有城镇污水处理设施因地制宜进行提标改造。加强污水处理设施运行管理及配套管网建设，进一步提高县城、城市污水处理率，提升污泥处理处置水平。建立污泥生产、运输、处置全过程监管体系，实现污泥稳定化、无害化和资源化处理处置。加强城镇污水处理及再生利用设施建设。	拟建工程不涉及	-
		2.20提升生活垃圾处理处置水平。规范化建设生活垃圾卫生填埋场，发展垃圾生物堆肥、焚烧发电和卫生填埋相组合的综合处置，减少原生垃圾直接填埋量。推行生活垃圾分类收集和回收体系，加强对垃圾填埋场封场后的环境管理。开展餐厨垃圾资源化利用与无害化处理试点以及生活垃圾分类示范试点。	拟建工程不涉及	-

		2.21加强矿山地质环境保护与恢复治理力度。建立健全矿山生态环境保护修复监管信息系统，完善矿山地质环境动态监测体系建设。加强对矿山企业依法履行矿山地质环境保护与土地复垦义务的监督管理。	项目生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等相关要求	符合
阿克苏地区总体管控要求	环境风险防控	3.1对涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联动机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警、拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。	本项目不涉及	-
		3.2强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	本项目不涉及相关内容	—
		3.3严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全和卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出。	本项目不涉及相关内容	—

		3.4 提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于 2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到 2025 年，完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千吨万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。	本项目评价范围内无县级及以上集中式饮用水水源地；本项目不涉及相关内容	—
		3.5 有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。	本项目不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置，本项目制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	符合
阿克苏地区总体管控要求	环境风险防控	3.6 在高敏感性县。市配备专职环境应急管理人员，配备必要的物资装备。完善多层级环境应急专家管理体系，建立对口帮扶模式和远程非现场会商调度机制，指导地方提升应急能力、规范应急准备与响应、分类分级开展基层环境应急人员轮训。加强各地应急监测装备配置，定期开展应急监测演练，增强应急实战能力。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，详见“5.8.6 环境风险管理”章节	符合
		3.7 依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	本项目不涉及受污染耕地	—
		3.8 加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复，形成一批生态环境综合整治和风险防控示范工程，在环境高风险领域建立环	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入哈得采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合

		境污染强制责任保险制度。推动重要水源地水质在线生物预警系统建设。		
		3.9强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入哈得采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
阿克苏地区总体管控要求	资源利用效率	4.1地区用水总量控制在自治区下达的指标范围内。	本项目施工期中采取节水措施，用水量较小；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
		4.2地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	本项目施工期中采取节水措施，用水量较小；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
		4.3土地资源利用上线指标执行批复后的《阿克苏地区国土空间规划（2021—2035年）》。	本项目管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源占用符合要求	符合
		4.4到2025年，单位地区生产总值二氧化碳排放较2020年下降12%，单位地区生产总值能耗强度较2020年下降14.5%，非化石能源消费比重增长至18%以上。	本项目整体温室气体排放量相对较小	符合
		4.5高污染燃料禁燃区内禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的项目和设施，已建成的应逐步或依法限期改用天然气、电或其他清洁能源。	本项目不涉及	-

表 3.5-9　本项目与所在管控单元管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
ZH65292630001拜城县一般管控单元	空间布局约束	1.建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	井场永久占地按照《土地管理法》、《基本农田保护条例》等相关法律法规办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田，管线无法避让基本农田，管线临时占地根据《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号)中相关要求，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	符合
		2.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。	本项目为石油天然气开采项目，不属于露天矿山	—
		3.永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新(改、扩)建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求	拟建工程部分占用永久基本农田，拟建工程属于克拉苏气田规划范围内，为现有区块的改扩建项目，项目建设符合《塔里木油田“十四五”发展规划》，满足博孜大北区块产能开发的需要，可增大整体开发效益。占用基本农田符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求。项目采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；拟建工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险	—
		4、严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。	拟建工程不涉及	—
		5、禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。	本项目危险废物均交由具有危险废物处置单位处置	-
		6、禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	本项目危险废物均交由具有危险废物处置单位处置	-
	污染物排放管控	1.强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理	拟建工程不涉及	
	污染物	2.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药	拟建工程不涉及	—

	排放管控	3.加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局	拟建工程不涉及	—
		4.对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控	拟建工程制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
		5.严控土壤重金属污染，加强油(气)田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程	克拉苏气田已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作	符合
		6.因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用	拟建工程不涉及	—
	环境风险防控	1.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染	克拉苏气田已对区域存在的历史遗留污染场地进行治理	符合
		2.对排查出的尾库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施	拟建工程不涉及	—
		3.依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用	拟建工程不涉及	—
	资源利用效率	1.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集	拟建工程不涉及	—
		2.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长	拟建工程不涉及	—
		3.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重	拟建工程不涉及	—

综上所述，拟建工程符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》(新政发[2021]18号)、新疆维吾尔自治区总体管控要求、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》(新环环评发[2021]162号)、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》(阿行署发[2021]81号)、《阿克苏地区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。

3.6 选址选线合理性分析

（1）项目总体布局合理性分析

拟建工程开发区域位于克拉苏气田内，位于城市建成区以外，除位于塔里木河流域水土流失重点治理区范围以外，不占用及穿越自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等。BZ102-6井场及其管线和道路占用永久基本农田；从现状调查结果看，项目永久占地和临时占地的土地利用类型主要为耕地、草地，井场永久占地按照《土地管理法》、《基本农田保护条例》等相关法律法规办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田，拟建工程管线无法避让基本农田，临时占地根据《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号)中相关要求，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。

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

（2）井场布置的合理性分析

根据《钻前工程及井场布置技术要求》中井场选址中相关要求，根据现场调查，井口距高压线及其他永久性设施大于75m，距村庄最近距离大于100m，周边无铁路及高速公路，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所大于500m。同时井场不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、居民区、文物保护单位等；根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018－2030年）》和《关于印发<全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果>的通知》（办水保〔2013〕188号），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，

井场布置无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能；综上所述，井场布置合理。

（3）管线选线可行性分析

本项目管线敷设区域无城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点；部分管线穿越永久基本农田，可研设计阶段已尽量减少占用永久基本农田，同时采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，尽可能缩窄施工作业带，减少对永久基本农田的占用；管线走向同时避让居民集中区域。严格按照《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2 号)中相关要求，办理临时用地手续。同时建设单位应按照《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，完善土地复垦资金管理办法，确保复垦资金足额到位、安全有效。塔里木油田分公司应按时缴纳土地复垦费用，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，不影响永久基本农田保护任务。

管线可研设计阶段已尽量减少占用永久基本农田。从环境保护角度看，管道选线可行。

（4）管线方案比选

本工程新建管线距离较短，且路由较为顺直，沿线地势相对平缓且无复杂自然障碍或敏感区域制约，线路具有唯一性，施工难度不大，根据井场及站场布置，线路路由结合实际地形及地貌确定，线路可比选的空间不大，因此不再对路由进行比选。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

拜城县地处天山南麓中段，东与库车县毗邻，西与温宿县接壤，南隔却勒塔格山与新和县相望，北靠天山与伊犁哈萨克自治州相连，四周群山环抱，呈一带状盆地，全县总面积 1.91 万 km^2。

拟建工程建设内容位于阿克苏地区拜城县境内，BZ102-6 井井口北距科台克吐尔村 230m，区域以油气开采为主。拟建工程地理位置见附图 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和冲洪积平原区。

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 地表水系

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。

4.1.4 水文地质

拜城盆地为近东西向的大型新生代向斜坳陷盆地，基底为古近系一新近系，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一“地下水库”。因受拜城盆地基底和盆地地下水位的控制，盆地四周高基底上的第四纪松散层不含水或不均匀含水。拜城盆地北部古近系-新近系逆冲于中更新统之上形成低山丘陵区，古近系-新近系由砂岩、泥岩和砂砾岩互层组成，构成了低山丘陵区与平原区地下水的隔水屏障。由于盆地北的断裂使得山区与平原区存在巨大的水位差，形成一跌水现象，如在吐孜贝希村一带，地下水埋深在断裂北部为2m左右，而向南经断裂水位急剧变大，至盆地北部的重工业园开发区一带，地下水埋深达到80多米。

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

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

向南部平原区逐渐变厚，最厚达500m左右。

4.1.5 气候气象

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

表4.1-1 主要气候气象参数一览表

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

4.2 生态现状调查与评价

4.2.1 调查方法及评价内容

（1）调查范围及时间

评价单位于2025年8月对评价范围内进行了集中踏勘和野外调查，调查范围为各井场、站场周围50m范围，管线中心线两侧300m。

（2）调查内容

调查内容包括评价区生态系统类型、土地利用类型、植被类型、野生动物等。

（3）调查方法

①基础资料收集

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

②土地利用现状调查

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

③植被及植物资源调查

本次调查主要按照《生物多样性观测技术导则 陆生维管植物》（HJ710.1-2014）等的要求，主要采用了样方法确定评价区的植物种类、植被类型等。

④野生动物资源调查

按照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物》（HJ710.3-2014）、《生物多样性观测技术导则 鸟类》（HJ710.4-2014）、《生物多样性观测技术导则 爬行动物》（HJ710.5-2014）等确定的技术方法，对各类野生动物开展了调查，主要采取了访谈法及查询资料，评价人员主要走访了工程区附近的施工人员及林业部门工作人员，重点询问了附近野生动物的种类及分布情况。

4.2.2 生态功能区划调查

参照《新疆生态功能区划》（原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月），拟建工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.2-1 和附图 9。

表 4.2-1　　区域生态功能区划

项　目		主　要　内　容
生态功能分区单元	生态区	天山山地温性草原、森林生态区
生态功能分区单元	生态亚区	天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区
	生态功能区	44. 拜城盆地绿洲农业生态生态功能区
主要生态服务功能		农产品生产、土壤保持、水文调蓄、旅游
主要生态环境问题		水土流失、局部土壤盐渍化
主要生态敏感因子、敏感程度		土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化轻度敏感
主要保护目标		保护基本农田、保护文物古迹（克孜尔千佛洞）、保护水工建筑
适宜发展方向		发展特色农业，建立粮油基地，适当发展旅游

由表 4.2-1 可知，项目位于“拜城盆地绿洲农业生态生态功能区”，主要服务功能为“农产品生产、土壤保持、水文调蓄、旅游”，主要保护目标为“保护基本农田、保护文物古迹（克孜尔千佛洞）、保护水工建筑”，主要发展方向为“发展特色农业，建立粮油基地，适当发展旅游”。

项目主要是新建井场、集气站扩建以及管道敷设，对生态环境的影响主要体

现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，施工结束后，管沟回填，区域生态采取自然恢复措施及完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化扩大、土壤盐渍化造成影响。项目废气达标排放、废水不外排、产生的固废妥善处置，可确保天然气开发与生态环境保护的双赢，综上所述，项目的建设实施符合区域生态服务功能定位，与区域发展方向相协调。

4.2.3 生态系统调查

4.2.3.1 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，拟建工程井场、站场分布跨度较大，项目评价范围生态系统包括荒漠生态系统、草地生态系统、农田生态系统、城镇生态系统。BZ102-6 井及采气管线、排水管线周边区域为农田生态系统、城镇生态系统，博孜 104 井、BZ104-1、BZ104-2、博孜 1 集气站及其低压干线周边区域为农田生态系统、草地生态系统和荒漠生态系统。

4.2.3.2 生态系统特征

（1）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、玉米、棉花等作物，亩产量约 500kg。

（2）荒漠生态系统

荒漠生态系统主要分布于评价区西部，博孜 1 集气站附近以及博孜 108 井低压干线北部。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，该区域处于干旱和半干旱地区，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。

（3）草地生态系统

草地生态系统主要分布于博孜 102 集气站中压干线中段以及终点附近，草地生态系统主要是以草本植物为主体的各种生物之间以及它们与环境之间的综合体。评价区草地主要是其他草地，植被覆盖度在 10%～40%之间。

（4）城镇生态系统

城镇生态系主要为科台克吐尔村居民区，地表主要为人工建筑，植被覆盖率低，受人类活动影响较大。

4.2.3.3 土地利用现状评价

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。

生态现状调查范围土地利用类型见表 4.2-2，生态现状调查范围土地利用现状见附图 9。

表4.2-2　　评价区土地利用类型一览表

土地利用类型		面积（hm^2）	比例/%
一级分类	二级分类		
耕地	水浇地	99.67	31.77%
草地	其他草地	14.78	4.71%
其他土地	裸土地	192.67	61.42%
工矿仓储用地	工矿用地	6.58	2.10%
合计		313.7	100

由上表可知，评价区土地利用类型以水浇地和裸土地为主，水浇地面积为99.67hm²，占评价区面积的31.77%、裸土地面积为192.67hm²，占评价区面积的61.42%。

4.2.4 植被现状评价

4.2.4.1 区域自然植被类型

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

评价区高等植被详见表4.6-2。

表4.6-2　　区域野生植物情况一览表

科	种名	拉丁名
麻黄科 *Ephedraceue*	膜果麻黄	*Ephedra przewalskii*
藜科 *Chenopodiaccae*	圆叶盐爪爪	*Kalidium schrenkianum*
	刺蓬	*Sallsola pestifer*
	细叶虫实	*Corispermum heptapotamicum*
	星状刺果藜	*Echinopsilon divaricatum*
	短叶假木贼	*Anabasis brevifolia*
	合头草	*Sympegma regelii Bunge*
柽柳科 *Tamaricaccae*	琵琶柴	*Reaumuria soongaria*
豆科 *Leguminosae*	铃铛刺	*Halimodendron halodendron*
	白花苦豆子	*Sqpbora alopecuroides*
	苦马豆	*Sphaorophysa salsula*
	疏叶骆驼刺	*Althagi sparsifolia*
	库车锦鸡儿	*Caragana camilli-schneideri Kom*
蒺藜科 *Zyqqphy uaceae*	骆驼蓬	*Peganum harmlat*
	西伯利亚白刺	*Nitraria sibirica*
胡颓子科 *Elacagnaccae*	尖果沙枣	*Elacagnus oxycarpa*
胡颓子科 *Elacagnaccae*	大沙枣	*E.Moorcroftii*
茄科 *Selanaceae*	黑刺	*Lycium rutheulcum*
菊科 *Compositae*	分枝鸦葱	*Scorzonera divaricata*

	盐生鸦葱	*Scorzonera salsula*
	新疆绢蒿	*Seriphidium boratalense*
	小蓟	*Cirilum setosum*
	花花柴	*Karelinia caspica*
禾本科 *Gramineae*	芦苇	*Phragmites communis*
	假苇拂子茅	*Calamagrostis pseudophramites*
	拂子茅	*Calamagrostis epigeios*
	獐毛	*Aeluropus litoralis*
	赖草	*Aneurolepidium seealinud*
	猪毛菜	*Salsola collina Pall*
	戈壁针茅	*Stipa tianschanica Roshev*

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。

4.2.4.2 评价区植被类型

拟建工程 BZ102-6 井、BZ104 井、BZ104-1 井、BZ104-2 井、博孜 1 集气站及管线生态现状调查范围内主要为荒漠戈壁区域植被和农田区域植被，荒漠戈壁区域植被以半灌木植物居多，半灌木主要为琵琶柴、合头草，小半灌木为假木贼、猪毛菜等，地面植被稀少，植被覆盖度约为 4%～6%，农田区域植被以农业植被为主，农作物种类以小麦、玉米、棉花为主，地面植被丰富，植被覆盖度约为 70%～90%。植被类型见附图 8。

4.2.4.5 生物量

项目区域内主要植被主要为玉米、小麦、棉花等，平均生物量参考《中国区域植被地上与地下生物量模拟》中的生物量数据，得出占地范围内不同植被类型平均单位面积生物量指标，经计算得到占地范围内的生物量。占地范围内的生物量，见表 4.2-6 所示。

表 4.2-6　　占地范围内植被生物量计算表

类型	面积（hm^2）	单位面积生物量（t/hm^2）	生物量（t）	占总生物量比例（%）

	永久占地	临时占地			
水浇地	0.236	2.62	7.5	21.42	93.54
裸土地	0.15	2.808	0.5	1.479	6.46
合计	0.386	5.428	-	22.899	100

4.2.5 野生动物现状评价

4.2.5.1 区域野生动物调查

拟建工程位于塔里木盆地北部，地貌为山前倾斜戈壁洪积平原。按中国动物地理区划分级标准，评价区域属于古北界、哈萨克斯坦区、天山山地亚区、中天山小区。通过对区域野生动物的实地调查和有关调查资料的查询，主要动物名录见表 4.6-3。

表 4.6-3　　项目区域主要动物种类及分布

中文名	学名
爬行类	2种
密点麻蜥	*Eremias multiocellata*
荒漠麻蜥	*Eremias przewalskii*
鸟类	16种
鸢	*Milvus korschun*
苍鹰	*Accipiter gentiles*
普通鵟	*Buteo buteo*
凤头麦鸡	*Vanellus vancllus*
毛脚沙鸡	*Syrrhates paradoxus*
原鸽	*Columba livia*
沙百灵	*Calandrella rufescens*
凤头百灵	*Galerida cristata*
角百灵	*Eremophila alpestris*
白鹡鸰	*Motacilla alba*
红尾伯劳	*Lanius cristatus*
寒鸦	*Corvus monedula*
小嘴乌鸦	*Corvua corone*
树麻雀	*Passer montanus*

黑顶麻雀	*Passer ammodendri*
漠雀	*Rhodopechys githagineus*
哺乳类	5种
草兔	*Lepus capensis*
三趾跳鼠	*Dipus sagitta*
长耳跳鼠	*Euchoreutes naso*
子午沙鼠	*Meriones meridianus*
鹅喉羚	*Gasalla subutturosa*

4.2.5.2 野生动物重要物种

(1)种类组成

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，重点野生动物调查结果见表 4.6-4。

表 4.6-4 重要野生动物调查结果统计表

序号	物种名称(中文名/拉丁名)	保护级别	濒危级别	特有种(是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情况(是/否)
1	鹅喉羚 *Gasella subgutturosa*	国家II级	易危 VU	否	新疆是鹅喉羚的主要分布区，鹅喉羚为典型的荒漠与半荒漠栖居者，在无人类活动区域可见活动的踪迹，种群密度0.51±0.11只/km^2	现场调查、文献记录、历史调查资料	拟建工程不占用
2	苍鹰 *Accipiter gentiles*	国家II级	近危 NT	否	苍鹰为森林猛禽，栖息于不同海拔高度的针叶林、混交林和阔叶林等森林地界，于疏林、林缘和灌丛地带，次生林中也较常见。也见于山地平原和丘陵地带的小块林内，是森林中肉食性猛禽。在项目区临近的山区森林中及南部的农田绿洲林木生长区有分布。	现场调查、文献记录、历史调查资料	拟建工程不占用

区域重要野生动物为国家二级保护动物鹅喉羚、苍鹰。由于区域北接天山山

区，南接绿洲盆地，地处干旱荒漠区，动物生境较差，所以动物的数量和密度相对较低。拟建工程生态评价范围内，因气田开发建设活动早已开展，人类活动频繁，动物种类较少，现场勘查时未见苍鹰、鹅喉羚等保护动物，主要为伴人动物，如麻雀、啮齿类动物。

(2)生理生态特征

表 4.6-5　　评价区域重点野生保护动物

序号	中文名	学名	保护等级	照片
1	鹅喉羚	*Gazella subgutturosa*	国家Ⅱ级	
		生态学特征：鹅喉羚属典型的荒漠、半荒漠区域生存的动物，体形似黄羊，因雄羚在发情期喉部肥大，状如鹅喉，故得名“鹅喉羚”。上体毛色沙黄或棕黄，吻鼻部由上唇到眼平线白色，有的个体略染棕黄色调，额部、眼间至角基及枕部呈棕灰，其间杂以少许黑毛，耳外面沙黄，下唇及喉中线亦为白色，而与胸部、腹部及四肢内侧之白色相连。		
		生存现状：鹅喉羚属于典型的荒漠和半荒漠地区的种类，栖息在海拔300-6000米之间的干燥荒凉的沙漠和半沙漠地区，依靠生长在荒漠上的柽柳、骆驼刺和极少量的水存活下来并繁衍着后代		
2	苍鹰	*Accipiter gentilis*	国家Ⅱ级	
		生态学特征：苍鹰是中小型猛禽。体长可达60厘米，翼展约1.3米。头顶、枕和头侧黑褐色，枕部有白羽尖，眉纹白杂黑纹；背部棕黑色；胸以下密布灰褐和白相间横纹；尾灰褐，有4条宽阔黑色横斑，尾方形。飞行时，双翅宽阔，翅下白色，但密布黑褐色横带。		

		生存现状：肉食性，主要以森林鼠类、野兔和其他小型鸟类为食。栖息于不同海拔高度的针叶林、混交林和阔叶林等森林地带，也见于山地平原和丘陵地带的疏林和小块林内。视觉敏锐，善于飞翔。白天活动。性甚机警，亦善隐藏。通常单独活动，叫声尖锐洪亮。

4.2.6 生态敏感区调查

4.2.6.1 生态保护红线

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

拟建工程西北距生态保护红线(拜城县水源涵养生态保护红线)最近为15.6km，不在生态保护红线内。

4.2.6.2 水土流失重点治理区

(1)水土流失重点防治分区

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

(2)水土流失现状

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

4.2.6.3 永久基本农田调查

永久基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准。经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

区域永久基本农田为拜城县永久基本农田，形状和内部结构比较规则，主要种植小麦、玉米、棉花等。

拟建工程 BZ102-6 井场施工期及其采气管线、排水管线和道路，博孜 108 井低压干线部分临时占用基本农田，BZ102-6 井场及其道路在运营期永久占用基本农田，主要种植作物为玉米、小麦、棉花，根据建设单位征地资料，拟建工程永久占用基本农田面积约 0.236hm²，临时占用永久基本农田 2.62hm²，共占用永久基本农田 2.856hm²。由于拟建工程选址选线具有唯一性，无法对基本农田进行避让。

4.2.7 生物多样性评价

参考《区域生物多样性评价标准》（HJ623-2011），对评价区的生物多样性进行评价。

（1）评价指标及其内涵

根据《区域生物多样性评价标准》（HJ623-2011），生物多样性评价含有 6 个评价指标。

①野生维管植物丰富度：指评价区域内野生维管植物的物种数，主要为被子植物，用来表征野生植物的多样性。

②野生高等动物丰富度：指评价区内野生脊椎动物的物种数，包括鸟类、爬行类、两栖类以及哺乳类动物四类，用于表征野生动物的多样性。

③生态系统类型多样性：指评价区内自然或半自然的生态系统类型数。该指标中规定的生态系统类型是按照《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》（HJ 1166-2021）的分类方法确定，以二级分类进行划分。

④物种特有性：指评价区内属于中国特有分布的野生维管束植物和野生高等动物的相对数量，其中中国特有分布的植物是按照吴征镒教授《关于中国种子植物的分布区类型划分》中属于中国特有分布的植物物种，该指标用于表征物种的特殊价值。

物种特有性=（评价区内中国特有的野生维管束植物物种数/3662+评价区内中国特有的野生高等动物物种数/635）/2。

⑤外来物种入侵度：指评价区内外来入侵物种数在本地野生维管束植物和野生高等动物物种总数中所占的比例。该指标用于表征生态系统受外来物种的干扰程度。

外来物种入侵度=外来入侵物种/（野生维管束植物物种数+野生高等动物物种数），根据走访当地林草部门，该区域目前暂无入侵物种的报道记录。

⑥受威胁物种丰富度：指被评价区内受威胁的野生维管束植物和野生高等动物的相对数量，受威胁物种指《中国生物多样性红色名录》中规定的极危（CR）、濒危（EN）、易绝（VU）和近危（NT）四类物种。

受威胁物种丰富度=（受威胁的野生维管束植物物种数/3662+受威胁的野生高等动物物种数/635）/2。

（2）评价方法

①指标的归一化处理

归一化后的评价指标=归一化前的评价指标×归一化系数

归一化系数=100/A 最大值

其中，A最大值：指被计算指标归一化处理前的最大值。

表 4.2-10　　相关指标参考值及权重

指标	参考最大值	归一化系数	权重
野生维管束植物丰富度	3662	0.027	0.2
野生高等动物丰富度	635	0.157	0.2

生态系统类型多样性	124	0.806	0.2
物种特有性	0.3070	325.732	0.2
外来物种入侵度	0.1572	636.132	0.1
受威胁物种丰富度	0.1441	693.963	0.1

② 生物多样性指数的计算

生物多样性指数（BI）是指将上述六项指标，即野生维管植物丰富度、野生高等动物丰富度、生态系统类型多样性、物种特有性、外来物种入侵度和受威胁物种丰富度加权求和，用来表征被评价区域的生物多样性状况。

生物多样性指数（BI）=归一化后的野生维管束植物丰富度×0.20+归一化后的野生高等动物丰富度×0.20+归一化后的生态系统类型多样性×0.20+归一化后的物种特有性×0.20+（100-归一化后的外来物种入侵度）×0.10+归一化后的受威胁物种丰富度×0.10

（3）评价结果

根据前面对评价区生态系统及野生动植物资源的调查结果，对上述 6 项生物多样性评价指标进行统计，详见下表。

表 4.2-11　　各项评价指标值

指标	原始数值	归一化处理后数值	BI
野生维管束植物丰富度	40	1.08	4.10
野生高等动物丰富度	32	5.02	
生态系统类型多样性	4	3.22	
物种特有性	0.03	9.77	
外来物种入侵度	0	0.00	
受威胁物种丰富度	0.004	2.78	

根据生物多样性指数（BI）将生物多样性状况分为低、一般、中、高四个等级，见表 4.2-12。

表 4.2-12　　各项评价指标值

生物多样性等级	BI	生物多样性状况
高	≥60	物种高度丰富，特有属、种多，生态系统丰富多样
中	30~60	物种较丰富，特有属、种较多，生态系统类型较多，局部地区生物多样性高度丰富

一般	20～30	物种较少，特有属、种不多，局部地区生物多样性较丰富，但生物多样性总体水平一般
低	≤20	物种贫乏，生态系统类型单一、脆弱，生物多样性低

参考上述标准，评价区整体生物多样性为低，物种相对贫乏，受区域较为严重的水土流失、土地沙漠化影响，区域生物多样性处于低水平。

4.2.8 主要生态问题调查

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

4.3 地下水环境现状评价

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3个潜水监测点：本次评价引用《克拉苏气田博孜大北区块2024年地面配套完善工程环境影响报告书》编制期间开展的3个潜水地下水监测点。区域地下水流向总体西北向东南，整体布置符合导则要求。以上监测点与拟建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拟建项目所在区域地下水环境质量现状。

4.3.1 地下水质量现状监测

（1）监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表4.3-1，监测点具体位置见附图12。

表4.3-1 地下水监测点及监测因子一览表

编号	类型	与项目位置关系	监测点名称	监测点具体坐标	监测因子	检测分析因子
1	潜水	博孜108井场内	引用1#	*****	色、嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、镉、铬(六价)、铅、石油类共30项。	K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}
2	潜水	BZ102-6井东南1.2km	引用2#	*****		
3	潜水	BZ102-6井东南3.0km	引用3#	*****		
4	潜水	BZ102-6井西7.4km	引用4#	*****		
5	承压水	BZ102-6井北850m	引用5#	*****		

（2）监测时间及频率

引用监测点监测时间为2024年8月20日。

（3）监测及分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)有关标准和规范执行，并给出各监测因子的分析方法及其检出浓度。分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.3-2。

表 4.3-2 **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)	——
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/T 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 第 4 部分：感官性状和物理指标》GB/T 5750.4-2023(GB/T 5750.4-2023)10.1 亚甲蓝分光光度法	0.050 mg/L
14	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》(HJ 1226-2021)	0.01 mg/L
15	碘化物	《地下水质分析方法 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-吡唑啉酮分光光度法	0.002 mg/L
17	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 》	0.03 mg/L

18	锰	(GB/T 11911-1989)	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/T 7475-1987)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
25	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 》(HJ 694-2014)	4×10^{-5} mg/L
26	砷		3×10^{-4} mg/L
27	硒		4×10^{-4} L mg/L
28	铬(六价)	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》(GB/T 5750.6-2006)10.1 二苯碳酰二肼分光光度法	0.004 mg/L
29	三氯甲烷	《水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 639-2012)	0.4 μg/L
30	四氯化碳		0.4 μg/L
31	苯	《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	《地下水质分析方法 第49部分:碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》(DZ/T 0064.49-2021)	1 mg/L
39	碳酸氢根		1 mg/L
40	氯离子	《水质 无机阴离子(F^-、Cl^-、NO_2^-、Br^-、NO_3^-、PO_4^{3-}、SO_3^{2-}、SO_4^{2-})的测定 离子色谱法》(HJ 84-2016)	0.007 mg/L
41	硫酸根离子		0.018 mg/L
42	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 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	——

4.3.2 地下水环境现状评价

(1) 评价方法

①采用单因子标准指数法，其计算公式为：

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

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{oi}——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于 pH 值，评价公式为：

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

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

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH_i--i 监测点的水样 pH 监测值；

pH_{sd}—评价标准值的下限值；

pH_{su}—评价标准值的上限值。

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

（2）水质监测及评价结果

(1)地下水质量现状监测与评价

地下水质量现状监测与评价结果见表 4.3-3。

表 4.3-3　　**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
			引用1#	引用2#	引用3#	引用4#	引用5#
色度	≤15度	监测值(度)	5L	5L	5L	5L	5L
		标准指数	—	—	—	—	—
嗅和味	—	监测值	无	无	无	无	无
		标准指数	—	—	—	—	—
肉眼可见物	—	监测值	无	无	无	无	无
		标准指数	—	—	—	—	—

pH值	6.5~8.5	监测值	8	7.7	7.8	7.6	7.7
		标准指数	0.67	0.47	0.53	0.40	0.47
总硬度	≤450	监测值	168	152	155	44.8	201
		标准指数	0.373	0.338	0.344	0.100	0.447
溶解性总固体	≤1000	监测值	252	249	251	178	482
		标准指数	0.252	0.249	0.251	0.178	0.482
硫酸盐	≤250	监测值	64.2	64.3	73.7	17.3	104
		标准指数	0.257	0.257	0.295	0.069	0.416
氯化物	≤250	监测值	25	24.5	24.4	36.1	118
		标准指数	0.100	0.098	0.098	0.144	0.472
铁	≤0.3	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	--
锰	≤0.1	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	--
铜	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	--
锌	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	--
铝	≤0.2	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	--
挥发性酚类	≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	--
阴离子表面活性剂	≤0.3	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	--
耗氧量	≤3.0	监测值	0.33	0.26	0.28	0.49	0.44
		标准指数	0.110	0.087	0.093	0.163	0.147
氨氮	≤0.5	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	--
硫化物	≤0.02	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	--
总大肠	≤3MPN/100mL	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

菌群		标准指数	—	—	—	—	--
细菌总数	≤100CFU/mL	监测值	70	64	70	61	62
		标准指数	0.70	0.64	0.70	0.61	0.62
亚硝酸盐氮	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	--
硝酸盐氮	≤20.0	监测值	0.4	0.4	0.4	0.35	0.56
		标准指数	0.020	0.020	0.020	0.018	0.028
氰化物	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	--
氟化物	≤1.0	监测值	0.32	0.42	0.38	0.24	0.32
		标准指数	0.71	0.66	0.58	0.65	0.66
碘化物	≤0.08	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	--
汞	≤0.001	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	--
砷	≤0.01	监测值	0.0004	0.0004	0.0004	0.0006	0.0003
		标准指数	0.04	0.04	0.04	0.06	0.03
镉	≤0.005	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	--
六价铬	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	--
铅	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	--
三氯甲烷	≤0.06	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	--
四氯化碳	≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	--
苯	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	--
甲苯	≤0.7	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	--

石油类	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	--

由表 4.3-3 分析可知，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。

(2)地下水离子检测结果与评价

地下水离子检测结果见表 4.3-4。

表 4.3-4　地下水检测分析因子分析结果一览表　　单位：mg/L

项目		潜水含水层				承压水
		1#井	2#井	3#井	4#	5#
监测值(mg/L)	K^+	2.16	2.16	2.16	3.64	2.31
	Na^+	23.7	21.3	20.9	48.2	88.8
	Ca^{2+}	49.1	48.5	48.3	7.32	55.4
	Mg^{2+}	7.97	7.36	7.16	5.34	14.2
	CO_3^{2-}	0	0	0	0	0
	HCO_3^-	150	150	130	91	179
	Cl^-	25.0	24.5	24.4	36.1	118
	SO_4^{2-}	64.2	64.3	73.7	17.3	104
毫克当量百分比(%)	K^++Na^+	26.50	25.13	24.98	73.54	50.05
	Ca^{2+}	57.85	59.75	60.16	11.94	35.00
	Mg^{2+}	15.65	15.11	14.86	14.52	14.95
	CO_3^{2-}	0	0	0	0	0
	HCO_3^-	54.64	54.78	48.95	52.00	34.83
	Cl^-	15.65	15.37	15.79	35.44	39.45
	SO_4^{2-}	29.72	29.84	35.27	12.56	25.72

根据地下水离子检测结果，评价区潜水含水层中阴离子以 HCO_3^-、SO_4^{2-}为主，阳离子以 Na^+、Ca^{2+}为主，水化学类型为 HCO_3·SO_4-Na·Ca型。承压水阴离子以 HCO_3^-、Cl^-为主，阳离子以 Na^+、Ca^{2+}为主，水化学类型为 HCO_3·Cl-Na·Ca型。

(3)地下水质量现状监测结果统计分析

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 4.3-5 和表 4.3-6。

表 4.3-5 地下水(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	8	7.7	7.8	0.15	100	0
总硬度	168	152	158	8.51	100	0
溶解性总固体	252	249	250.7	1.53	100	0
硫酸盐	73.7	64.2	67.4	5.46	100	0
氯化物	25	24.4	24.63	0.32	100	0
铁	—	—	—	—	0	0
锰	—	—	—	—	0	0
铜	—	—	—	—	0	0
锌	—	—	—	—	0	0
铝	—	—	—	—	0	0
挥发性酚类	—	—	—	—	0	0
阴离子表面活性剂	—	—	—	—	0	0
耗氧量	0.33	0.26	0.29	0.04	100	0
氨氮	—	—	—	—	0	0
硫化物	—	—	—	—	0	0
总大肠菌群	—	—	—	—	0	0
细菌总数	0.7	0.64	0.68	0.03	100	0
亚硝酸盐	—	—	—	—	0	0
硝酸盐	0.4	0.4	0.4	0	100	0
氰化物	—	—	—	—	0	0
氟化物	0.42	0.32	0.37	0.05	100	0
碘化物	—	—	—	—	0	0
汞	—	—	—	—	0	0
砷	0.0004	0.0004	0.0004	0	100	0
镉	—	—	—	—	0	0
铬(六价)	—	—	—	—	0	0
铅	—	—	—	—	0	0
三氯甲烷	—	—	—	—	0	0

四氯化碳	—	—	—	—	0	0
苯	—	—	—	—	0	0
甲苯	—	—	—	—	0	0
石油类	—	—	—	—	0	0

4.4 地表水环境现状调查与评价

拟建工程废水不外排，故不再开展地表水环境现状监测。

4.5 土壤环境现状评价

4.5.1 土壤环境现状调查

(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 BZ102-6 井场、博孜 1 集气站、博孜 104 井场、BZ104-1 井场、BZ104-2 井场外扩 2000m，管线边界两侧向外延伸 200m 范围；土壤污染影响型现状调查范围为 BZ102-6 井场、博孜 1 集气站、博孜 104 井场、BZ104-1 井场、BZ104-2 井场边界外扩 200m，管线边界两侧向外延伸 200m 范围。

(2)敏感目标

将 BZ102-6 井场、博孜 1 集气站、博孜 104 井场、BZ104-1 井场、BZ104-2 井场外延 200m 范围及管线两侧 200m 范围内的耕地和村庄作为土壤环境(污染型)保护目标；将井场、站场外延 2000m 范围及管线两侧 200m 范围内的土壤作为运营期土壤环境(生态型)保护目标，其列表详见第二章表 2.7-3。

(3)土地利用类型调查

①土地利用现状

根据现场调查结果，拟建工程占地现状为裸土地、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

拟建工程占地范围暂无规划。

(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。

4.5.2 土壤理化性质调查

土壤理化性质见表 4.5-1。

表 4.5-1 土壤理化性质调查结果一览表

点号			时间	
深度				
现场记录	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%			

4.5.3 土壤环境质量现状监测

(1)监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，工程所在区域属于土壤盐化地区，拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。根据项目位置和 HJ964-2018 布点要求，本评价在占地范围内设置 3 个柱状样和 3 个表层样，占地范围外设置 4 个表层样；土壤类型为棕钙土、棕漠土、灌淤土。土壤监测布点符合 HJ964-2018、HJ349-2023 中污染影响型和生态影响型项目布点要求。

(2)监测项目

各监测点主要监测因子见表 4.5-1。

表 4.5-1 监测点位及监测因子一览表

分类	序号	采样区名称	采样层位	监测因子

占地范围内	1	博孜102-6井场（新建）位置（棕漠土）	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]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、石油类、全盐量共计49项因子
			中层样	pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、石油类、全盐量
			深层样	pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、石油类、全盐量
	2	博孜1集气站内（棕钙土）	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]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、石油类、全盐量共计49项因子
			中层样	pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、石油类、全盐量
			深层样	pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、石油类、全盐量
	3	博孜104-2井场（棕钙土）	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]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、石油类、全盐量共计49项因子

			中层样	pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、石油类、全盐量
			深层样	pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、石油类、全盐量
	4	博孜104井场内（棕钙土）	表层样	pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、石油类、全盐量
	5	博孜104-1井场内（棕钙土）	表层样	pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、石油类、全盐量
	6	博孜1集气站内（棕钙土）	表层样	pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、石油类、全盐量
占地范围外	7	科台克吐尔村（棕漠土）	表层样	pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、石油类、全盐量
	8	博孜104井西北侧200m处(棕钙土)	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、石油类、全盐量
	9	博孜104-1井西侧1.2km处（棕漠土）	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、石油类、全盐量
	10	博孜104-1井西北侧100m处	表层样	pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、石油类、全盐量
	11	博孜104-2井东南侧100处	表层样	pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、石油类、全盐量

(3)监测时间及频率

监测时间2025年8月19日，采样一次。

(4)采样方法

柱状样采样点分别采集浅层样0.5m、中层样1.5m、深层样3.0m，各层土壤单独分析。表层样采集表层样0.2m。

(5)监测及分析方法

土壤监测方法参照《土壤环境监测技术规范》(HJ/T166-2004)、《建设用地土壤污染状况调查技术导则》(HJ25.1-2019)、《建设用地土壤污染风险管控和修复监测技术导则》(HJ25.2-2019)要求进行。分析方法参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中有关要求进行。

检测分析方法及检出限见表4.5-2。

表4.5-2 **土壤环境监测项目、分析方法及依据一览表**

序号	类别	检测项目		检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
1	土壤	砷		《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	AFS-8520 原子荧光光度计	0.01 mg/kg
2		镉		《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)	GGX-830 原子吸收分光光度计	0.01 mg/kg
3		铬(六价)		《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》(HJ 1082-2019)	GGX-830 原子吸收分光光度计	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	土壤	挥发性有机物	1，2-二氯丙烷	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.1×10^{-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	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.2×10^{-3}mg/kg
20			四氯乙烯			1.4×10^{-3}mg/kg

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
21			1，1，1-三氯乙烷			1.3×10^{-3}mg/kg
22			1，1，2-三氯乙烷			1.2×10^{-3}mg/kg
23			三氯乙烯			1.2×10^{-3}mg/kg
24			1，2，3-三氯丙烷			1.2×10^{-3}mg/kg
25			氯乙烯			1.0×10^{-3}mg/kg
26			苯			1.9×10^{-3}mg/kg
27			氯苯			1.2×10^{-3}mg/kg
28			1，2-二氯苯			1.5×10^{-3}mg/kg
29			1，4-二氯苯			1.5×10^{-3}mg/kg
30			乙苯			1.2×10^{-3}mg/kg
31			苯乙烯			1.1×10^{-3}mg/kg
32			甲苯			1.3×10^{-3}mg/kg
33			间-二甲苯+对-二甲苯			1.2×10^{-3}mg/kg
34			邻-二甲苯			1.2×10^{-3}mg/kg
35			乙苯			1.2×10^{-3}mg/kg
36		半挥发性有机物	硝基苯	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》（HJ 834-2017）	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	0.09 mg/kg
35			苯胺			0.09 mg/kg
36			2-氯酚			0.06 mg/kg
37			苯并[a]蒽			0.1 mg/kg
38			苯并[a]芘			0.1 mg/kg
39			苯并[b]荧蒽			0.2 mg/kg
40			苯并[k]荧蒽			0.1 mg/kg
41	土壤	半挥发性有机物	䓛	《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
42			二苯并[a，h]蒽			0.1 mg/kg
43	土壤		茚并[1，2，3-cd]芘	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》（HJ 834-2017）	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	0.1 mg/kg
44			萘			0.09 mg/kg
45		石油烃（C_{10}-C_{40}）		《土壤和沉积物 石油烃（C_{10}-C_{40}）的测定 气相色谱法》	8860 气相色谱仪	6 mg/kg

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
			(HJ 1021-2019)		
46		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	—

4.5.4 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 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值标准。村庄土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018)第一类用地风险筛选值标准。

(3)土壤环境现状监测结果与评价

拟建工程所在区域土壤环境现状监测及评价结果见表4.5-3、表4.5-4。

表4.5-3 **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			1#	监测因子 \ 监测点			1#
			0.5m				0.5m
pH	—	监测值		砷	筛选值≤60	监测值	
		级别				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 ≤640	监测值		硝基苯	筛选值 ≤76	监测值	
		标准指数				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	监测值		苯并[a]	筛选值	监测值	

	≤15	标准指数		芘	≤1.5	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	
䓛	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				级别	

表 4.5-4　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							
		1#		2#			3#		
采样深度		1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m
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 4.5-7　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	砷	镉	铜	铅	汞	锌	铬	镍	石油烃(C_{10}-C_{40})	全盐量
		筛选值	>7.5	≤25	≤0.6	≤100	≤170	≤3.4	≤300	≤250	≤190	≤4500	/
1#	0.2m	监测值											
		标准指数											
2#	0.2m	监测值											

		标准指数											
3#	0.2m	监测值											
		标准指数											
4#	0.2m	监测值											
		标准指数											
5#	0.2m	监测值											
		标准指数											
6#	0.2m	监测值											
		标准指数											
7#	0.2m	监测值											
		标准指数											

由表 4.5.4～4.5-7 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，同时占地范围内土壤属于未盐化、轻度盐化及中度盐化，无酸化碱化；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、轻度盐化及中度盐化，无酸化碱化。

4.6 环境空气质量现状评价

4.6.1 基本污染物环境质量现状评价

本次评价根据收集了 2024 年 1 月 1 日至 2024 年 12 月 31 日期间阿克苏地区例行监测点的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行环境质量现状评价，现状评价结果见表 4.2-1 所示。

表 4.2-1　　阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	评价标准（μg/m³）	现状浓度（μg/m³）	占标率（%）	达标情况
PM_{10}	年平均质量浓度	70	81	115.7	超标
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	35	35	100.0	达标
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	27	67.5	达标
CO	日均值第95百分位浓度	4000	1600	40.0	达标
O_3	日最大8小时滑动平均第90百分位浓度	160	132	82.5	达标

由表 4.2-1 可知，项目所在区域 $PM_{2.5}$、PM_{10}年均浓度值超过《环境空气质量标准》(GB3095－2012)及修改单(环境保护部公告 2018 年第 29 号)中二级标准要求，即项目所在区域为不达标区。季节性沙尘天气对环境空气质量影响很大，是造成空气质量不达标的主要因素。

4.6.2 特征污染物环境质量现状评价

(1)监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》(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，本次评价引用《克拉苏气田大北区块 2023 年产能建设项目环境影响报告书》中的 1 个大气监测点，同时在科台克吐尔村处布设 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 12。

表 4.3-2　　监测点位基本信息一览表

序号	监测点名称	方位/距离(km)	监测因子	备注
			1小时平均浓度	
1	科台克吐尔村	BZ102-6井场NW/0.17	非甲烷总烃	引用
2	博孜1集气站西北约1.8km	博孜1集气站NW/1.8	非甲烷总烃	—

(2)监测时间及频率

本次监测点位监测时间为 2025 年 8 月，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方法及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	非甲烷总烃	《环境空气总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法》	HJ 604-2017	mg/m³	0.07

(4)各污染物环境质量现状评价

①评价因子

评价因子为非甲烷总烃。

②评价方法

采用最大占标百分比，计算公式为：

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

式中：P_i——i 评价因子最大占标百分比；

C_i——i 评价因子最大监测浓度(mg/m³)；

C_{io}——i 评价因子评价标准(mg/m³)。

(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 2.0mg/m³的标准。甲醇 1 小时平均浓度执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 3000μg/m³，甲醇 24 小时平均浓度执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1000μg/m³。

(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/m³)	监测浓度范围(mg/m³)	最大浓度占标率/%	超标率/%	达标情况

科台克吐尔村	非甲烷总烃	1小时	2.0				达标
博孜1集气站西北约1.8km	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 2.0mg/m³的标准。甲醇 1小时平均浓度《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 3000μg/m³的标准，24 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1000μg/m³的标准。

4.7 声环境现状评价

4.7.1 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，本次在在 BZ102-6 井、科台克吐尔村进行声环境质量现状监测点，在博孜 1 集气站、BZ104-1 井场进行厂界噪声监测。具体布置情况见表 4.4-1。

表 4.4-1　　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	BZ102-6井		1	$L_{eq,T}$
2	科台克吐尔村		1	$L_{eq,T}$
3	博孜1集气站	东场界	1	$L_{eq,T}$
4		南场界	1	
5		西场界	1	
6		北场界	1	
7	BZ104-1井场	东场界	1	$L_{eq,T}$
8		南场界	1	
9		西场界	1	
10		北场界	1	

(2)监测因子

等效连续 A 声级。

(3)监测时间及频率

监测时间 2025 年 8 月 21 日，补充监测时间 2025 年 9 月 5 日，昼间、夜间各监测一次。昼间监测时段为 8:00～24:00，夜间监测时段为 24:00～次日 08:00，每次声环境质量现状监测时间不少于 10 分钟，厂界噪声监测时间不少于 1 分钟。

(4)监测方法

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的规定进行。

4.7.2 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，村庄执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 1 类区标准，博孜 1 集气站厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准限值要求。

(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 4.4-2。

表 4.4-2　　**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	BZ102-6井			55	达标		45	达标
2	科台克吐尔村			60	达标		50	达标
3	博孜1集气站	东场界		60	达标		50	达标
4		南场界		60	达标		50	达标
5		西场界		60	达标		50	达标
6		北场界		60	达标		50	达标
7	BZ104-1井场	东场界		60	达标		50	达标
8		南场界		60	达标		50	达标
9		西场界		60	达标		50	达标
10		北场界		60	达标		50	达标

由上表可知，新建井场监测值昼间为 XX～XXdB(A)，夜间为 XX～XXdB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准要求；博孜 1 集气站监测值昼间

为 XX～XXdB(A)，夜间为 XX～XXdB(A)，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 环境影响预测与评价

5.1 生态影响评价

5.1.1 施工期生态影响分析

5.1.1.1 地表扰动影响分析

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

表5.1-1　　拟建工程占用土地情况表

序号	工程内容	占地面积（hm^2）		备注
		永久占地	临时占地	
1	井场工程	0.2	1.2	新建采气井场1座；新建井场永久占地为40m×50m
2	站场工程	0.15	0	扩建博孜1集气站，新增占地面积为0.15hm^2
2	管线工程	0	4.228	新建管线5.36km，同沟敷设排水管线0.1km，作业带宽度按8m计，同沟敷设施工作业带宽度按10m计
3	井场道路	0.036	0	新建井场道路60m，路宽4.5m
合计		0.386	5.428	—

表 5.1-2　　拟建工程占用土地利用类型情况表

序号	工程内容	裸地面积（hm^2）		农用地（hm^2）	
		永久占地	临时占地	永久占地	临时占地
1	井场工程	0	0	0.2	1.2
2	站场工程	0.15	0	0	0
2	管线工程	0	2.808	0	1.42
3	道路工程	0	0	0.036	0
合计		0	2.808	0.236	2.62

拟建工程施工过程中对地表的扰动主要来源于以下方面：①井场土地平整；②管道管沟开挖及两侧临时堆土、车辆运输临时道路。上述施工过程中，井场施工因单个井场占地面积小，且影响范围主要集中在井场周围，对地表扰动相对较小；管线施工过程中，对地表扰动面积最大，对地表的破坏程度较严重，施工过

程中，管沟开挖将造成区域的土壤结构发生局部变化，同时管线沿线植被将全部损失。同时，在回填后，由于地表的扰动，导致土壤松紧程度发生变化，区域水土流失程度将有一定程度的加剧。

5.1.1.2 对土壤肥力的影响分析

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

5.1.1.3 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井场、管线、道路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。井场、管线施工过程中对区域原有占地内植被彻底破坏。

（1）植被覆盖度的影响分析

拟建工程临时占地区域植被群系主要为多枝柽柳群系。群落中优势种为多枝柽柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度1～2m。灌木层下草本很少，只有在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，主要有疏叶骆驼刺等。在盐渍化较强的地段，灌木和草本层有稀疏的多浆半灌木层片，主要为盐穗木，其生长的土壤为盐土。施工过程中，对地表的扰动可能会造成区域植被覆盖度有一定的降低，但井场及管线施工周期时间较短，随着施工活动的结束，区域植被经过一定时间自适应可得到一定程度的恢复。

（2）生物量损失

拟建工程占地面积为 5.814hm²，拟建工程井场、管线施工区域以灌木林地、其他草地、农田为主，永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \cdot W_i$$

式中，Y——永久性生物量损失，t；S_i——占地面积，hm²；W_i——单位面积生

物量，t/hm²。

生物量损失见表 5.1-3。

表 5.1-3　　项目建设各类型占地的生物量损失

类型	平均生物量（t/hm²）	面积（hm²）		生物量（t）	
		永久占地	临时占地	永久植被损失	临时植被损失
水浇地	7.5	0.236	2.62	1.77	19.65
裸土地	0.5	0.15	2.808	0.075	1.404
合计	—	0.386	5.428	1.845	21.054

拟建工程的实施，将造成 1.845t 永久植被损失和 21.054t 临时植被损失。

5.1.1.4 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，破坏了其正常生境。

（2）对野生动物分布的影响

在施工生产过程中，由于油田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类等，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。

克拉苏气田已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，此次开发所影响的只是一些鼠类和鸟类（漠雀等）。

（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。

5.1.1.5 对生态系统的影响分析

拟建工程对生态系统的影响主要是对土地的占用以及由此带来的土壤侵蚀等，拟建工程永久占地主要为新增井场占地和井场道路占地，占地面积约为0.386hm²，临时占地主要为管道施工作业带占地和施工期井场临时占地，占地面积约5.428hm²。由于新建井场及管线呈点状、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，拟建工程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，对评价区内的荒漠生态系统、农田生态系统、草地生态系统、城镇生态系统等服务功能的影响较小。

5.1.1.6 生态敏感区影响分析

5.1.1.6.1 生态保护红线影响分析

拟建工程距生态保护红线约15.6km，距离较远，不会对生态保护红线造成影响。

5.1.1.6.2 对永久基本农田的影响分析

拟建工程井场均由油田公司根据油气藏分布特征从而制定靶点坐标，受地下油藏分布及现有钻井井场位置影响，BZ102-6井场及部分管线占地涉及基本农田，现状种植作物主要为小麦、玉米。拟建工程占用永久基本农田情况见下表。

表5.1-9　　拟建工程占用永久基本农田情况一览表

序号	占用工程	面积(hm²)	备注
1	BZ102-6井场	0.20	永久占地
2	进场道路	0.036	永久占地
3	管线施工作业带	2.62	临时占地
合计		0.236	永久占地
		2.62	临时占地

项目位于所在区域的基本农田边缘区域。管线临时性占用基本农田在施工结束后，可恢复原有土地利用性质或使用功能，虽然在短期内对基本农田的利用产生不利的影响，但在施工结束后，土地利用性质很快得到恢复。

根据《基本农田保护条例》(国务院令[2011]第588号)中第十五条规定：“基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准。”

根据《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)要求：“临时用地一般不得占用永久基本农田，建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建构筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。”

“石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产的地质勘查，经批准可临时占用永久基本农田布设探井。在试采和取得采矿权后转为开采井的，可直接依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田。”

现状BZ102-6钻井工程占用基本农田，阿克苏地区自然资源局已出具《关于对BZ102-6井用地的批复》，后续严格按照《土地管理法》、《基本农田保护条例》等相关法律法规办理农用地转用和土地征收审批手续，按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求进行补划永久基本农田。

拟建工程受地下油藏分布及现有钻井井场位置影响，BZ102-6井场占用基本农

田，因此 BZ102-6 井集输管线和排水管线无法避让基本农田，严格按照《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规[2021]2 号）中相关要求，办理临时用地手续，施工完成后按照《土地复垦方案》和《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》中复垦措施及时复垦。同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。

拟建工程在解决好基本农田协调工作、并开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地的前提下，确保永久基本农田数量不减、质量提升、布局稳定，拟建工程对沿线基本农田环境影响在可接受范围内。

5.1.1.7 水土流失影响分析

拟建工程建设过程中人为活动造成水土流失的原因主要是破坏地面表层结构以及大风季节临时堆土对周边环境带来的影响，可能造成的水土流失危害主要有以下几个方面：

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

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

5.1.1.8 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。

拟建工程总占地面积 5.814hm²（永久占地面积 0.386hm²，临时占地面积 5.428hm²）。其中裸土地 2.958hm²，农田 2.856hm²。

（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。

拟建工程管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填管沟及铺垫井场。项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀

能力，造成土地沙化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土等遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

（3）损坏的防沙治沙设施（包括生物、物理或化学固沙等措施）。

拟建工程占地范围不涉及已建设的防沙治沙设施。

（4）可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

项目施工期主要包括池体开挖、管沟开挖、场地平整、井场道路等。池体开挖、管沟开挖、场地平整及井场道路施工过程中，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。

5.1.2 运营期生态影响分析

项目运营期对生态的影响主要表现在对野生动物、植物、生态系统完整性等影响。

（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，并加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀。

运营期道路行车主要是油气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，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，对地表植被无不良影响。非正常状况下，如漏油、火灾爆炸等，产生的原油和废气会对周边植被产生不利影响。运营期加强巡线，发现问题及时采取紧急关闭阀门、及时维修等

措施，管线泄漏一般影响时间较短，造成植被损失较小。

（3）生态系统完整性影响分析

在油气田开发如井场、站场等建设中，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。

5.1.3 退役期生态影响分析

随着油气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。当油田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油气田开发工作人员将陆续撤离油气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。退役期的环境影响以生态的恢复为主，井场、站场经过清理后，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场、站场恢复到相对自然的一种状态。油气田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，有助于区域生态的改善。

5.1.4 生态影响评价结论

拟建工程对生态环境的影响主要在施工期，主要为永久占地平整及临时施工等的建设带来的生态环境影响。临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响，且在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时施工占地影响将逐渐消失。

运营期影响主要集中在井场、站场内，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。

退役期的环境影响以生态的恢复为主，井场、站场经过清理后，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场、站场恢复到相对自然的一种状态。油气田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，有助于区域生态的改善。

综上，从生态影响的角度，拟建工程建设可行。

5.1.5 生态影响评价自查表

表 5.1-5　　生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种☑；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑
	影响方式	工程占用☑；施工活动干扰☑；改变环境条件□；其他☑
	评价因子	物种☑（） 生境☑（地表扰动） 生物群落□（） 生态系统☑（生态系统完整性、植被覆盖度、生物量损失） 生物多样性☑（物种丰富度） 生态敏感区☑（生态功能） 自然景观□（） 自然遗迹□（） 其他□（）
评价等级		一级□　　二级□　　三级☑　　生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（3.9）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☑；遥感调查☑；调查样方、样线□；调查点位、断面□；专家和公众咨询法☑；其他☑
	调查时间	春季□；夏季☑；秋季□；冬季□ 丰水期□；枯水期□；平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失☑；沙漠化☑；石漠化□；盐渍化□；生物入侵□；重要物种□；生态敏感区□；其他□
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种☑；生态敏感区☑；其他□
生态影响预测与评价	评价方法	定性□；定性和定量☑
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性□；重要物种☑；生态敏感区☑；生物入侵风险□；其他□
生态保护对策措施	对策措施	避让☑；减缓☑；生态修复□；生态补偿☑；科研□；其他□
	生态监测计划	全生命周期□；长期跟踪□；常规☑；无□
	环境管理	环境监理☑；环境影响后评价□；其他□
评价结论	生态影响	可行☑；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。		

5.2 地下水环境影响评价

5.2.1 水文地质条件

（1）构造与地层岩性

该区域位于拜城盆地西部边缘地带，拜城盆地是在古生代海西运动时地台和

地槽经过褶皱断裂而成。北部喀尔勒克塔格等山属于古老的构造系统，南部却勒山为年轻的构造系统，拜城盆地则属中生代新第三纪和第四纪系统经新期褶皱作用而成。

拜城县境内发育的地层从老到新有：古生界奥陶系、志留系、泥盆系、石炭系、二迭系；中生界的三叠系、侏罗系、白垩系；新生界的第三系和第四系。古生界及以前的地层分布于本县北部的中、高山区，中生界及新生界分布于古生界之南的中、低山区和山前地段，且发育齐全，沉积连续，从北向南由老到新呈近东西向延伸。

①新生界

第四系(Q)：以灰色、黑色、浅灰色砂砾石为主，主要分布于拜城盆地内， 成因类型有冲积、洪积、冲洪积冰碛、冰水沉积及风成砂等。不同时期的沉积物分布于河道两侧阶地上。洪积物主要分布在山前洪积扇。厚度 50-300 米。与 下伏地层角度不整合接触。

第三系(R)：上部为湖泊碎屑岩沉积，下部为红色河流相或河湖相砂砾岩，分布呈东西向。厚度 1999-3298 米。与下伏地层不整合接触。

②中生界

白垩系(K)：白垩系为浅紫褐色、浅棕色砾岩、含砾泥质砂岩、泥岩，分 布于拜城盆地北部山前侏罗系南侧。厚度 1166 米。与下伏侏罗系地层为平行不 整合或角度不整合接触。

侏罗系(J)：为一套河湖相沼泽相含煤碎屑岩，是南疆库车-拜城煤田中的主要地层，分布于库－拜盆地北缘，呈东西向带状分布。厚度 1729-2941 米。与下伏地层整合或断层接触。

三叠系(T)：主要为灰绿色砾岩、砂砾岩、长石石英砂岩、泥质砂岩、粗 砂岩及煤线。厚度 903-2463 米。与下伏地层不整合接触。

③古生界

二迭系(P)：主要为一套中酸性火山岩，岩性为褐色石英斑岩、灰绿色石 英钠长斑岩、安山岩、玄武岩，分布于三叠系以北的高山区。厚度 478-1542 米。与下伏地层断层接触或不整合接触。

石炭系(C)：主要出露于喀尔勒贡塔格深断裂以南，东起梅斯布拉克河， 西至喀普斯浪河两侧。最大厚度 4827 米。与下伏地层断层接触。

泥盆系(D)：分布于喀尔勒克塔格南坡的喀普斯浪河以西，走向近于东西， 最大厚度 5500 米。与下伏地层断层接触。

志留系(S)：本系极为发育，沉积厚度大。厚度 5900-14100 米。与下伏地层断层接触。

上奥陶统(O_3)：分布于博孜克日格河，阿勒泰阔什河及喀果河上游一带。 厚度 3300 米。

（2）地下水赋存条件

拟建工程评价区所在区域的地貌类型为低山丘陵区与冲积洪积平原区。

拜城盆地为近东西向的大型新生代向斜坳陷盆地，基底为古近系-新近系，盆地内充填了巨厚的第四系沉积物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一“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。

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。

（4）地下水补给、径流及排泄条件

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）评价区域水文地质条件

项目评价区域地层出露以第四系为主，区域地下水赋存条件受地层岩性与构造控制，潜水与承压水间及承压含水层内部存在粉质粘土隔水层；地下水补给方面主要依赖河渠水渗漏与灌溉水入渗，径流受地形、岩性及水系分布影响，在砾质平原向东南运动，于倾斜平原前缘以蒸发蒸腾等形式排泄，局部受河道、水渠影响径流方向改变；排泄途径包含潜水蒸发蒸腾、侧向流出、排水渠排泄及人工开采。

（5）含水层的富水性

按照富水性条件，本区域可分为：

①水量丰富区

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 1035.85～4033.57m^3/d。渗透系数 6.96～8.5m/d。

②中等水量区

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。

（6）地下水水化学特征

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。

$HCO_3 \cdot SO_4$型水：呈片状东西向分布于区域的南部，水化学类型为 $HCO_3 \cdot SO_4$型水，潜水矿化度较低，为 0.62～0.84g/L，水质为淡水。

$HCO_3 \cdot Cl \cdot SO_4$型水：呈片状东西向分布于区域的中部，水化学类型为 $HCO_3 \cdot Cl \cdot SO_4$型水，潜水矿化度较低，为 0.37～0.51g/L，水质为淡水。

$SO_4 \cdot HCO_3$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 $SO_4 \cdot HCO_3$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 $Cl \cdot SO_4$型水。

（7）地下水流场特征

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

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

（8）水位调查

为了充分掌握项目建设区域地下水动态特征，结合项目区地面建设工程，在项目建设区域结合地下水环境质量现状监测，开展了详细的地下埋深现场调查。根据要求在区域内调查的油气田井场内水井以及地下水监测井实施水位观测记录，各位水井地下水水位观测结果见表 5.2-1。

表 5.2-1　　水位调查结果一览表

序号	编号	X	Y	井深（m）	水位（m）
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					
17					
18					
19					
20					

（9）包气带

根据附近钻孔资料显示，拟建工程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，判定拟建工程场地包气带防污性能为“弱”。

（10）地下水开发利用现状

评价区随着油田的勘探开发，需水量呈逐年增长之势，而且主要靠开采地下水加以解决。目前，评价区内的油气田勘探井和油田开采井旁都建有钻前供水井开采地下水供给施工用水，而部分钻前供水井在油井施工完后即已停止开采地下水。

（11）区域地下水污染源调查

拟建工程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。

5.2.2 施工期地下水环境影响分析

5.2.2.1 正常状况下地下水影响分析

拟建项目钻井施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式，对含水层进行了封固处理，有效保护地下水层，同时严格要求套管下入深度，可有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水的影响。井深超过 7000m，远超出了项目所在区域地下水含水层深度，正常状况下，不会对地下水产生影响。

施工期废水主要包括钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水和生活污水。根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，拉运至大北天然气处理厂处理，处理达标后回注；项目管线试压废水属于洁净水，循环使用后用于洒水抑尘；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至拜城县污水处理厂处理。拟建工程施工期间无废水直接外排，在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水可避免对地下水环境产生不利影响。

5.2.2.2 非正常状况下地下水影响分析

非正常状况下，钻井过程套管破损，钻井废水、钻井泥浆穿透套管破裂处，进入含水层，可能会对地下水环境造成污染。就套管破损泄漏事故而言，发生在

局部且持续时间较短，钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井变径后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使钻井液在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入含水层造成污染，其风险性是存在的。因此，使用清洁无害的钻井泥浆，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

5.2.2.3 预测因子筛选

套管破损泄漏事故污染物主要为石油类，本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准。各评价因子检出限及评价标准见表 5.2-1。

表 5.2-1　　评价因子及评价标准一览表

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

5.2.2.4 预测源强

参考西南石油大学油气藏地质与开发国家重点实验室邓昌松等人研究《油气田环境保护》（2011 年 6 月），当建井过程中事故处理周期为 30 天时，井孔中钻井液漏失量为 8～16m³/d，本次选取最大值 16m³/d。类比同类型钻井工程，钻井废水石油类浓度范围在 20mg/L～50mg/L，考虑到石油类在水中溶解度较低，且进入含水层后只有溶解态会随水流发生迁移扩散，根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》（葛春等，天津市环境保护开发中心），在常温下，石油类溶解度为 10mg/L，则石油类进入地下水的量为 4.8kg。

5.2.2.5 预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②石油类污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据本项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物一平面瞬时点源的预测模型，其主

要假设条件为：

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

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则•地下水环境》（HJ610-2016），一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂一平面瞬时点源的预测模型为：

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

式中：

x，y一计算点处的位置坐标；

t一时间，d；

C（x,y,t）一t时刻点x,y处的污染物浓度，mg/L；

M一含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约30m；

m_M一长度为M的线源瞬时注入污染物的质量，kg。本次线源瞬时注入的污染物质量石油类4.8kg；

u一地下水流速度，m/d；渗透系数取1.37m/d。水力坡度I为1.42‰。因此地下水的渗透流速u=K×I/n=1.37m/d×1.42‰/0.18=0.011m/d；

n一有效孔隙度，无量纲；参照相关资料，其有效孔隙度n=0.18；

D_L一纵向弥散系数，m^2/d；根据资料，纵向弥散度αm=10m，纵向弥散系数D_L=αm×u=0.11m^2/d；

D_T一横向y方向的弥散系数，m^2/d；横向弥散系数D_T=0.011m^2/d；

π一圆周率。

5.2.2.6 预测内容

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值等值线作为

影响范围，取《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准值等值线作为石油类的超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表 5.2-2。

表 5.2-2　在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围（m^2）	超标范围（m^2）	背景浓度（mg/L）	贡献浓度（mg/L）	叠加浓度（mg/L）	污染晕最大运移距离（m）	超标范围是否出场界
100d	452.22	425.96	0.005	19.783	19.788	21.5	否
1000d	755.68	660.78	0.005	5.039	5.044	35.35	否

注：区域地下水监测点石油类均未检出，背景浓度按检出限一半计。

综上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏 100d 后污染超标范围为 425.96m^2，影响范围为 452.22m^2，污染物最大贡献浓度为 19.783mg/L，叠加背景值后的浓度为 19.788mg/L，污染晕最大迁移距离为 21.5m，超标范围未出场界；石油类污染物泄漏 1000d 后污染超标范围为 660.78m^2，影响范围为 755.68m^2，污染物最大贡献浓度为 5.039mg/L，叠加背景值后的浓度为 5.044mg/L，污染晕最大迁移距离为 35.35m，超标范围未出施工期场界。

本工程钻井期严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的要求采取源头控制和分区防控措施。正常状况下在采取源头控制、分区防控措施后，结合地下水污染监控及应急措施，场界内石油类能满足相应标准要求；非正常状况下，由地下水污染预测结果可知，除井场场界内小范围以外地区，地下水环境满足相应标准要求。综上，本工程施工期对地下水环境影响可以接受。

5.2.3 运营期地下水环境影响评价

拟建工程地下水环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的相关要求，采用解析法分析预测工程建设对地下水环境的影响。

5.2.3.1 正常状况

（1）废水

拟建工程运营期间废水主要包括采出水和井下作业废水，井场不设置废水池，采出水进入大北天然气处理厂处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至大北天然气处理厂处理。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

（2）落地油

石油开采中产生的落地油转移到下层的量很少。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林等，2009），土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于20cm表层，只有极少量的石油类最多可下渗到40cm。由于油田气候干旱少雨，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

（3）管线

拟建工程正常状况下，油气管道和排水管道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。

5.2.3.2 非正常状况

（1）井场套管破损泄漏对地下水环境的影响

井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，则会发生套外返水事故。一旦事故发生，井场采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。套外返水发生概率极低，本次评价考虑最不利的极端情况下，套管发生破损泄漏后对潜水含水层水质产生影响，本次评价对非正常状况下套管发生破损泄漏情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

①预测因子筛选

采油井场套管破损泄漏污染物主要为石油类合氯化物，本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准，氯化物执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中的Ⅲ类标准。评价因子检出限及评价标准见表5.2-2。

表5.2-2　　评价因子及评价标准一览表

评价因子	评价标准（mg/L）	检出下限值（mg/L）	现状监测值最大值（mg/L）
石油类	0.05	0.01	＜0.01
氯化物	250	0.007	

②预测源强

泄漏量取BZ102-6单井日产凝析油约14.72t/d,采出水流量最大值为200m³/d，结合现场实际操作经验数据，考虑凝析油、采出水通过套筒处泄漏发现并采取措施1h后停止泄漏，则凝析油泄漏量0.6t和采出水泄漏量8.3m³全部渗入潜水含水层。根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》(葛春等，天津市环境保护开发中心)，考虑泄漏凝析油1‰进入潜水含水层，采出水中氯化物浓度取80100mg/L(根据博孜大北区块地层水特性确定)，则最终进入地下水中的石油类源强为0.6kg，氯化物源强为664.8kg。

③预测模型

污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物一平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

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

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂一平面瞬时点源的预测模型为：

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

式中：

x，y一计算点处的位置坐标；

t一时间，d；

C（x,y,t）一t时刻点x,y处的污染物浓度，mg/L；

M一含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约30m；

m_M一长度为M的线源瞬时注入污染物的质量，kg。本次线源瞬时注入的污染物质量石油类0.6kg，氯化物664.8kg；

u一地下水流速度，m/d；潜水含水层岩性为第四系粉土，渗透系数取1.37m/d。

水力坡度I为1.42‰。因此地下水的渗透流速u=K×I/n=1.37m/d×1.42‰/0.18=0.016m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；含水层岩性主要为细砂，参照相关资料，其有效孔隙度n=0.18；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；根据资料，纵向弥散度α_m=10m，纵向弥散系数$D_L=\alpha_m \times u$=0.11m^2/d；

D_T—横向y方向的弥散系数，m^2/d；横向弥散系数D_T=0.011m^2/d；

π—圆周率。

④预测内容

a.石油类预测结果

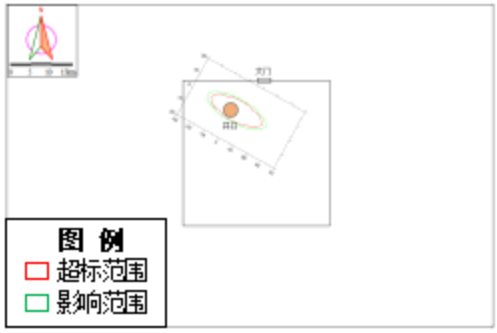
在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值等值线作为影响范围，石油类取《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准值等值线作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表5.2-3。

表5.2-3　在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

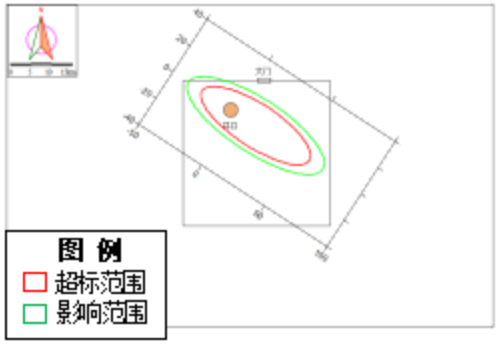
污染年限	影响范围（m^2）	超标范围（m^2）	最大运移距离（m）	晕中心浓度（mg/L）	超标范围是否运移出井场边界
100d	411.83	331.93	20	2.4729	否
1000d	1111.42	598.16	48	0.2519	否
7300d	4023.38	—	143	0.0345	否

地下水石油类浓度预测结果表明，套管破损泄漏发生100d后，含水层污染物影响范围411.83m^2，超标范围331.93m^2，最大运移距离20m，晕中心最大浓度为2.4729mg/L；1000d后，含水层污染物影响范围1111.42m^2，超标范围598.16m^2，最大运移距离48m，晕中心最大浓度为0.2519mg/L；污染物泄漏7300d后石油类污染晕影响范围影响范围4023.38m^2，未出现超标范围，最大运移距离143m，晕中心最大浓度为0.0345mg/L。

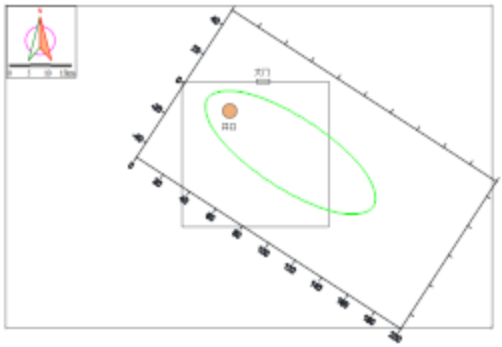
绿色污染晕代表影响范围，红色污染晕代表超标范围，详见图 5.2-1。



（1）100d 时污染晕运移分布图



（2）1000d 时污染晕运移分布图



（3）7300d 时污染晕运移分布图

图 5.2-1　　非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

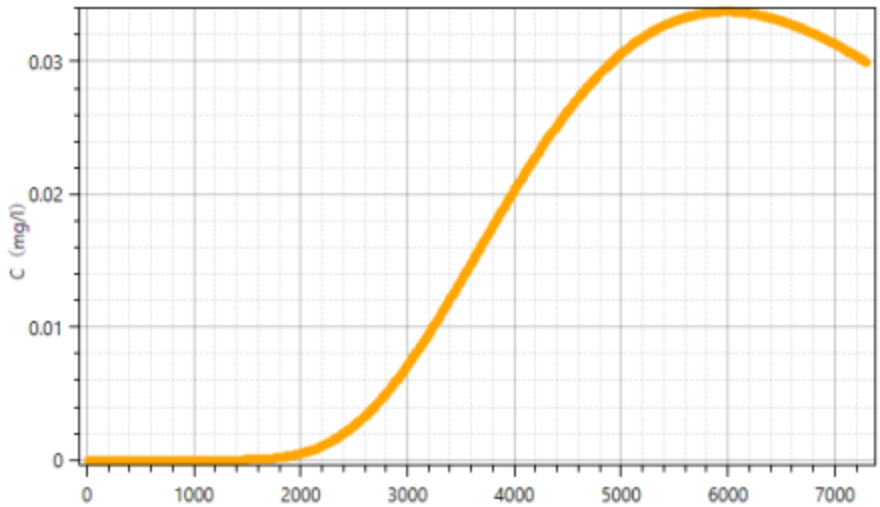


图5.2-2　　井场采气树非正常状况下，井场边界石油类浓度变化曲线图

b.氯化物预测结果

氯化物预测结果见表 5.2-17。

表 5.2-17 在非正常状况下氯化物在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围(m^2)	超标范围(m^2)	晕中心浓度(mg/L)	污染晕最大运移距离(m)	超标范围是否出场界
100d	1298.28	98.11	866.4661	198	否
1000d	2914.81	—	88.7480	198	—
7300d	4023.38	—	0.0345	143	—

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，氯化物污染物泄漏100d后污染晕影响范围为1298.28m^2，超标范围98.11m^2，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东南方向最大运移距离为198m，污染晕中心最大贡献浓度为866.4661mg/L；氯化物污染物泄漏1000d后污染晕影响范围为2914.81m^2，无超标范围，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东南方向最大运移距离为198m，污染晕中心最大贡献浓度为88.7480mg/L；氯化物污染物泄漏7300d后污染晕影响范围为4023.38m^2，无超标范围，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向东南方向最大运移距离为143m，污染晕中心最大贡献浓度为0.0345mg/L。

（2）集输管线泄漏事故对地下水的影响

非正常状况下，集输管线出现破损泄漏，如不及时修复，少量采出液可能下渗，对地下水造成影响。类比油田同类型工程，由于石油类受土壤的吸附作用，同时油田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件，石油类主要积聚在包气带表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，且拟建工程地下水埋深大于 2m，同时油田公司能及时发现并通过采取有效的措施治理污染，因此非正常状况下集输管线、掺稀管线泄漏对地下水环境的影响可以接受。

5.2.3.3 地下水环境污染预测评价结论

正常状况下，拟建工程严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的要求采取源头控制和分区防控措施。正常状况下在采取源头控制、分区防控措施后，结合地下水污染监控及应急措施，井场边界内各预测因子均能满足相应标准要求；非正常状况下，由地下水污染预测结果可知，各污染物污染晕超标范围均未运移出井场边界，地下水中各评价因子满足相应标准要求。

综上，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）10.4.1内容，可得出，拟建工程各个不同阶段，地下水中各评价因子均能满足GB/T14848的要求。

5.2.4 退役期地下水环境影响分析

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；在加强环境管理的情况下，不会对地下水环境造成污染影响。

5.2.5 地下水环境评价结论

（1）环境水文地质现状

项目评价区含水层岩性为粉土，渗透性差，径流不够通畅，因而地下水径流条件较差。地下水排泄途径主要有潜水的蒸发蒸腾，地下水的侧向流出，以及排水渠的排泄与开采等。潜水位埋深1.7～3.4m，含水层厚度小于50m，含水层岩性为第四系粉土，渗透系数0.6m/d。项目所在区域包气带岩性为粉砂，垂向渗透系数为0.0016cm/s，天然包气带防污性能为“弱”。

根据地下水环境现状调查情况，区域地下水中潜水各监测点各因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求；承压水各监测点监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。

（2）地下水环境的影响

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

非正常状况下，井场套管破损泄漏、采气树与管线连接处老化或腐蚀导致采

出液泄露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）地下水污染防控措施

拟建工程依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，采取严格的地下水环境污染防控措施。①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工程主体工程的设计使用年限；②建立和完善拟建工程的地下水环境监测制度和环境管理体系，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

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

5.3 地表水环境影响评价

5.3.1 施工期地表水环境影响分析

（1）废水产生量分析

①管线试压废水

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

②生活污水

施工期产生的生活污水水量小、水质简单，生活污水依托拜城县污水处理厂处理。

（2）地表水影响分析

施工期生活污水、管线试压废水等均可得到有效的处置，不会形成地表径流或因雨水的冲刷而随地表径流漫流进地表水体，故施工期的各种污染物质不存在进入地表水体，对地表水环境影响可接受。

5.3.2 运营期地表水环境影响评价

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中表 1 水污染影

响型建设项目评价等级判定，判定拟建工程地表水环境评价等级为三级 B。

5.3.4.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

拟建工程运营期产生的废水主要有采出水和井下作业废水，采出水输送到大北天然气处理厂处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至大北天然气处理厂处理。

拟建工程水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.3.4.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

拟建工程建成投运后，采出水经管道输送进入大北天然气处理厂处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至大北天然气处理厂处理，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。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 5.3-1　　大北天然气处理厂处理规模一览表

序号	处理站名称	项目内容	设计规模	富余能力	拟建工程	依托可行性
1	大北天然气处理厂	采出水（m^3/d）	1932	332	200	依托可行
		井下作业废水（m^3/d）			0.04	

综上，拟建工程废水不外排，拟建工程实施对地表水环境可接受。

5.3.3 退役期地表水环境影响分析

退役期无废水产生，且项目周边无地表水体，不会对地表水环境造成污染影响。

5.3.4 地表水环境评价结论

综上，拟建工程废水不外排，且项目周边无地表水体，故拟建工程实施对地表水环境可接受。

5.3.5 地表水环境影响评价自查表

表 5.3-2　　地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目
影响识别	影响类型	水污染影响型☑；水文要素影响型□
	水环境保护目标	饮用水水源保护区□；饮用水取水口□；涉水的自然保护区□；重要湿地□ 重点保护与珍稀水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区□；其他□

	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
	影响途径	直接排放□；间接排放□；其他□	水温□；径流□；水域面积□
	影响因子	持久性污染物□；有毒有害污染物□；非持久性污染物□；pH值□；热污染□；富营养化□；其他□	水温□；水位□；水深□；流速□；流量□；其他□
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型
		一级□；二级□；三级A□；三级B☑	一级□；二级□；三级□

5.4 土壤环境影响评价

5.4.1 施工期土壤环境影响分析

拟建工程施工期对土壤的影响主要是占压造成土壤压实和对土壤表层的剥离，由于挖方取土、填方堆放、土层扰乱以及对土壤性质的破坏。根据建设项目的工程内容，井场场地平整施工过程的土石方开挖、回填对土壤的影响最大。工程对土壤的影响，主要表现为对土壤性质和土壤污染两个方面。

施工期对土壤理化性质的影响主要是施工期的施工机械设备碾压等活动，可扰乱土壤表层、破坏土壤结构。由于表层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在整个施工区域内，该工程对土壤表层的影响较大。

5.4.2 运营期土壤环境影响评价

5.4.2.1 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)，拟建工程各井场、站场属于Ⅱ类项目，集输管线、排水管线建设属于Ⅱ类。

（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）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）以及区域历史监测数据，项目所在区域土壤盐分含量≥4g/kg，区域5.5＜pH＜8.5，属于HJ964-2018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，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况管道连接处破裂，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，拟建工程管线中采

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。影响类型见表 5.4-1。

表 5.4-1　　建设项目影响类型表

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

（3）影响源及影响因子

①污染影响型

拟建工程采气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；集输管线输送介质为采出液，集输管线破裂时，石油烃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。拟建工程土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.4-2。

表 5.4-2　　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
采气井场套管破损泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况
集输管线破裂泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况

②生态影响型

考虑最不利情况，采油井场套管破损泄漏、集输管线破裂泄漏导致其中高含盐液体进入表层土壤中，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 5.4-3　　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
采气井场套管破损泄漏	物质输入	盐分含量	事故工况
集输管线破裂泄漏	物质输入	盐分含量	事故工况

5.4.2.2 土壤环境影响预测与评价

5.4.2.2.1 污染影响型

（1）预测情景

拟建工程实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况，根据企业的实际情况分析，结合前文“影响源及影响因子”。综合考虑拟建工程物料特性及土壤特征，本次评价重点针对管线破损泄漏及套管发生破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染，作为预测情景。

（2）预测模型

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

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，m^2/d；

q--渗流速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ -土壤含水率，%。

②初始条件

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

③边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

a.连续点源：

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

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

b.非连续点源：

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

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

（3）预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，预测模型参数取值见表 5.4-4。

表 5.4-4　　垂直入渗预测模型参数一览表

土壤质地	厚度（m）	渗透系数（m/d）	孔隙度	土壤含水量（%）	弥散系数（m^2/d）	土壤容重（kg/m^3）
壤土	3	0.5	0.42	1.2	1	1.43×10^3

（4）预测源强

根据工程分析，结合项目特点，本评价重点针对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。

表 5.4-5　　土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
采油井场套管破损泄漏	石油烃	795300	瞬时
集输管线破裂泄漏	石油烃	795300	瞬时

项目采气井场套管破损泄漏、集输管线破裂泄漏泄漏石油烃的初始浓度设定为795300mg/L（考虑泄漏初期采出液中含水率较低，按最不利情况考虑，以泄漏凝析油进行预测，即泄漏浓度为凝析油密度），综上，考虑最不利情况，故本次选择污染影响较大的采油井场套管破损泄漏、集输管线破裂泄漏作为预测情景进行预测。

（5）采气井场套管破损泄漏、集输管线破裂泄漏的石油烃预测结果

采气井场套管破损泄漏、集输管线破裂泄漏、排水管线破裂泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为 795300mg/L（考虑泄漏初期采出液中含水率较低，按最不利情况考虑，以泄漏凝析油进行预测，即泄漏浓度为凝析油密度），考虑到石油烃以点源形式泄漏，预测时间节点分别为，T1：

1d，T2：3d，T3：10d，T4：20d。

石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.4-1 所示。预测结果见表 5.4-6。

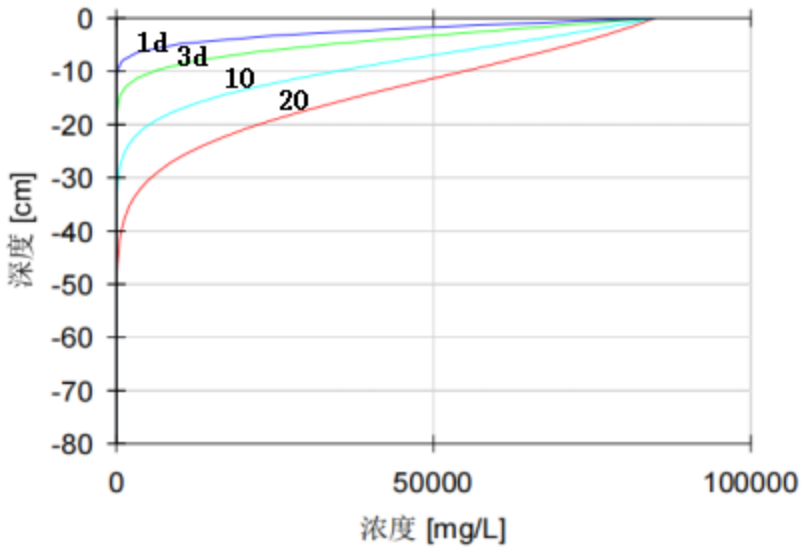


图 5.4-1 石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

表 5.4-6 土壤预测情况表

序号	预测时间	污染深度
1	1d	10cm
2	3d	18cm
3	10d	32cm
4	20d	50cm

由图 5.2-39 土壤模拟结果可知，入渗 20 天后，污染深度为 50cm，整体渗漏速率较慢。

5.4.2.2.2 生态影响型

（1）预测情景

拟建工程实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。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”，综合考虑拟建工程物料特性及土壤特征，本次评价重点针对管线破损泄漏及套管发生破损泄漏的的盐分含量对土壤的盐化影响，作为预测情景。

（2）预测源强

①采气井场套管破损泄漏

泄漏量取单井采出水流量的最大值200m³/d，本次评价考虑采出液量的10%泄漏渗入土壤，采取措施1天后停止泄漏，采出水中总矿化度为193000mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为=200×193000=38600000g。

②集输管线破损泄漏

根据设计资料并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏油事故，管内压力减小，各截断阀可以确保在10min内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间10min考虑。管道泄漏时，选取最不利情形即管道截面100%断裂进行评价。集输管线输送全管径泄漏最大泄漏量为1.39m³，采出液中采出水总矿化度为193000mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为=1.39×193000=268270g。

（3）预测模型

本次预测采用HJ964-2018附录E.1.3中预测方法，预测公式如下：

（1）单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

Is-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

Ls-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

Rs-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b-表层土壤容重，kg/m³；

A-预测评价范围，m²；

D-表层土壤深度，一般取0.2m，可根据实际情况适当调整；

n-持续年份，a。

（2）单位质量土壤中某种物质的预测值

$S=S_b+\triangle S$

S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b-单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

（4）预测结果

①采气井场套管破损泄漏盐化预测结果

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况，Ls 和 Rs 取值均为 0，预测评价范围为以井场泄漏点为中心 40m×60m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 1.43×10³kg/m³，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状最大值为 6.2g/kg。预测年份为 0.027a（10 天）。根据上述计算结果，在 10 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.067g/kg，叠加现状值后的预测值为 6.267g/kg。

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

②集输管线泄漏盐化预测结果

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况，Ls 和 Rs 取值均为 0，预测评价范围为以集输管线泄漏点为中心 20m×20m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 1.43×10³kg/m³，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状最大值为 6.2g/kg。预测年份为 0.027a（10 天）。根据上述计算结果，在 10 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.068g/kg，叠加现状值后的预测值为 6.268g/kg。

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

5.4.3 退役期土壤环境影响分析

退役期对永久停用、拆除或弃置的设施，经土壤污染状况调查，确保无土壤环境污染遗留问题后，进行生态恢复工作，并依法进行分类管理。因此，退役期施工活动对土壤环境在可接受范围内。

5.4.4 土壤环境影响评价结论

拟建工程占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污

染风险筛选值；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值，科台克吐尔村监测点个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）中第一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，增量较小。因此，拟建工程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护措施后，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行。

5.4.5 土壤环境影响自查表

表 5.4-7　　土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注
影响识别	影响类型	污染影响型□；生态影响型□；两种兼有☑			
	土地利用类型	建设用地☑；农用地☑；未利用地☑			
	占地规模	小型			
	敏感目标信息	敏感目标（农田、村庄）、方位（SE）、距离（）			
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他（）			
	全部污染物	全盐量、石油烃（C_{10}-C_{40}）			
	特征因子	污染影响型		石油烃（C_{10}-C_{40}）	
		生态影响型		全盐量	
	所属土壤环境影响评价项目类别	新建采气井场、集气站改造		I 类□；II类☑；III类□；IV类□	
		集输管线、排水管线		I 类□；II类☑；III类□；IV类□	
	敏感程度	生态影响型		敏感☑；较敏感□；不敏感□	
		污染影响型	新建采气井场	敏感☑；较敏感□；不敏感□	
			集输管线、排水管线	敏感□；较敏感□；不敏感☑	
评价工作等级		生态影响型	新建采气井场、集气站改造	一级□；二级☑；三级□	
			集输管线、排水管线	一级□；二级☑；三级□	
		污染影	BZ102-6 井场	一级□；二级☑；三级□	

		响型	博孜1集气站、博孜104井、BZ104-1井、BZ104-2井、集输管线			
现状调查内容	资料收集	a）☑；b）☑；c）☑；d）☑				
	理化特性	土壤结构、土壤容重、饱和导水率、孔隙度等				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	
		表层样点数	3	4	0.2m	
		柱状样点数	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〕荧蒽，苯并〔k〕荧蒽，䓛，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}）、石油烃（C_6-C_9）、石油类 占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、全盐量、石油烃（C_{10}-C_{40}）石油烃（C_6-C_9）、石油类				
现状评价	评价因子					
	评价标准	GB15618☑；GB36600☑；表D.1☑；表D.2☑；其他（）				
	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求				
影响预测	预测因子	全盐量、石油烃（C_{10}-C_{40}）				
	预测方法	附录E☑；附录F□；其他（类比分析）□				
	预测分析内容	影响范围：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_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬、盐分含量、pH		每年一次	
	信息公开指标	石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬、盐分含量、pH				
评价结论		通过采取源头控制、过程防控、跟踪监测等措施，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行				

5.5 大气环境影响评价

5.5.1 施工期大气环境影响分析

（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

在油气田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_mH_n等；燃油机械设备废气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单中排放限值要求；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

油气田开发阶段，油气集输工程呈现出分区域、分阶段实施的特点，施工期污染产生点分散在区块内，伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，拟建工程施工活动范围区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、机械设备车辆尾气对区域环境空气可接受，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

5.5.2 运营期大气环境影响评价

5.5.2.1 多年气候统计资料分析

拟建工程位于拜城县境内，距离拟建工程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 5.5-1。

表 5.5-1　　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	81.590	41.780	30	1229	2022	风向、风速、总云量、低云量、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。

（1）温度

区域内近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.5-2。

表 5.5-2　　近 20 年各月平均温度月变化统计表

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

由表 5.5-2 分析可知，区域近 20 年平均温度为 7.8℃，4～10 月平均温度均高于多年平均值，其他月份均低于多年平均值，7 月份平均气温最高，为 21.8℃，1 月份平均气温最低，为-12.2℃。

（2）风速

区域内近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.5-3。

表 5.5-3　　近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速（m/s）	0.5	0.6	0.9	1.1	1.1	1.0	0.9	0.8	0.6	0.5	0.5	0.5	0.8

表 5.5-3 分析可知，区域近 20 年平均风速为 0.8m/s，4、5 月份平均风速最大为 1.1m/s，1、10、11、12 月份平均风速最低为 0.5m/s。

③风向、风频

区域近 20 年风频玫瑰图见图 5.5-1。

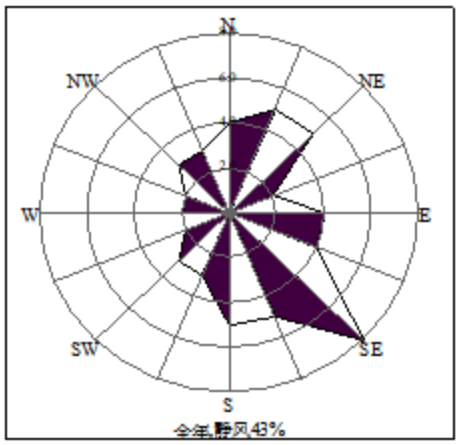


图 5.5-1　　近 20 年风频玫瑰图

由表5.5-4分析可知，拜城县近20年资料统计结果表明，该地区多年SE风向的频率最大，其次是NE风向。

5.5.2.2 环境空气影响预测与分析

（1）预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）所推荐采用的估算模式 AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的最大影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.5-5。

表5.5-5　　估算模型参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数（城市选项时）	/
2	最高环境温度/℃		39.0
3	最低环境温度/℃		-28.7
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速（m/s）		0.5
6	土地利用类型		沙漠化荒地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☑是　□否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是　☑否
		岸线距离/km	—

		岸线方向/°	—

（2）预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表 5.5-6 及 5.5-7。

表 5.5-6　　主要废气污染源参数一览表（面源，100%负荷）

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(°)									
采气井场无组织废气（BZ102-6）	81° 12′ 41.9628″	41° 44′ 0.8618″	1570	40	60	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0035
博孜1集气站现有	81° 08′ 32.6318″	41° 44′ 1.1643″	1660	50	60	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0168
博孜1集气站扩建	81° 08′ 33.7565″	41° 44′ 2.3690″	1660	30	50	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0135
气举排水井场无组织废弃	81° 08′ 29.7203″	41° 44′ 12.6501″	1570	40	60	0	3	8760	正常	非甲烷总烃	0.0026

表5.5-7　　Pmax及D10%预测及计算结果一览表

污染源名称	评价因子	C_i（μg/m³）	评价标准（μg/m³）	P_i（%）	P_{max}（%）	最大浓度出现距离（m）	$D_{10\%}$（m）
采气井场无组织废气（BZ102-6）	非甲烷总烃	17.0350	2000	0.85	2.54	67	—
博孜1集气站扩建	非甲烷总烃	50.7930	2000	2.54		62	—
气举排水井场无组织废气	非甲烷总烃	10.6940	2000	0.54		43	—

由表 5.2-7 可知，项目废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 50.7930μg/m³、占标率为 2.54%，$D_{10\%}$均未出现。

5.5.2.3 废气源对四周场界贡献浓度

拟建工程实施后，无组织废气对井场四周贡献浓度情况如表 5.5-8。

表 5.5-8　　厂界四周边界浓度计算结果一览表　　单位：μg/m³

污染源	污染物	东场界	南场界	西场界	北场界
采气井场无组织废气	非甲烷总烃	8.9785	9.1425	8.9785	9.1425
博孜1集气站	非甲烷总烃	45.3380	46.6590	47.9850	50.4610
气举排水井场无组织废气	非甲烷总烃	6.6186	9.4446	6.6186	9.4446

由表 5.5-8 预测结果可知，拟建工程实施后，采气井场和集气站无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值为 6.6186～50.6410μg/m³，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。

5.5.2.4 大气环境防护距离

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

5.5.2.5 非正常排放影响分析

5.5.2.5.1 污染源强

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

若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑，拟建工程放喷等非正常工况下污染物源强情况

见表 5.2-9。

表 5.2-9　　非正常工况下污染物排放一览表

序号	面源名称	面源起点坐标		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
		X	Y									
1	放喷口	410	-260	1570	15	10	0	2	0.17	非正常	非甲烷总烃	0.9
											SO_2	8.5
											NO_x	24.7

5.5.2.5.2 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，计算结果见表 5.2-10。

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

序号	污染源名称	评价因子	C_i（μg/m³）	P_i（%）	P_{max}（%）	最大浓度出现距离（m）
1	放喷池	非甲烷总烃	14.417	0.72	197.83	15400
		SO_2	136.16	27.23		
		NO_x	395.66	197.83		

由表 5.2-10 计算结果表明，非正常工况条件下，井场放喷废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 14.417μg/m³，占标率为 0.72%；SO_2最大落地浓度为 136.16μg/m³，占标率为 27.23%；NO_2最大落地浓度为 395.66μg/m³，占标率为 197.83%。

由以上分析可知，拟建工程非正常排放对环境空气影响较大，建议做好定期巡检工作，确保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。

5.5.2.6 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/m³）	
1	无组织废气	非甲烷总烃	采出液密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求	非甲烷总烃≤4.0	0.285

5.5.3 退役期大气环境影响分析

退役期的环境影响以生态的恢复为主，井场、站场清理会产生少量扬尘，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、站场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。同时拟建工程施工活动范围区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘对区域环境空气可接受，且这种影响是局部的，短期的，项目退役完成之后影响就会消失。

5.5.4 大气环境影响评价结论

项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下硫化氢、非甲烷总烃短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。项目废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。项目实施后大气环境影响可以接受。

5.5.5 大气环境影响评价自查表

表 5.5-12　　大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级□		二级☑		三级□		
	评价范围	边长=50km□		边长5~50km□		边长=5km☑		
评价因子	SO_2+NO_x排放量	≥2000t/a□		500~2000t/a□		＜500t/a☑		
	评价因子	基本污染物（$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3） 其他污染物（非甲烷总烃、硫化氢）				包括二次$PM_{2.5}$□ 不含二次$PM_{2.5}$☑		
评价标准	评价标准	国家标准☑		地方标准□		附录D ☑	其他标准 □	
现状评价	环境功能区	一类区□		二类区☑		一类区和二类区□		
	评价基准年	（2024）年						
现状评价	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据☑		主管部门发布的数据□		现状补充监测☑		
	现状评价	达标区□				不达标区☑		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源☑ 现有污染源☑		拟替代的污染源□		其他在建、拟建工程污染源□	区域污染源□	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD □	ADMS □	AUSTAL2000 □	EDMS/AEDT □	CALPUFF □	网格模型 □	其他 ☑
	预测范围	边长≥ 50km□		边长5~50km □			边长=5km ☑	
	预测因子	预测因子（非甲烷总烃、硫化氢）				包括二次$PM_{2.5}$□ 不包括二次$PM_{2.5}$□		
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{本项目}$最大占标率≤100%☑				$C_{本项目}$最大占标率>100% □		

	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{本项目}$最大占标率≤10%☐	$C_{本项目}$最大标率>10% ☐
		二类区	$C_{本项目}$最大占标率≤30%☐	$C_{本项目}$最大标率>30% ☐
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长（0.17）h	$C_{本项目}$占标率≤100% ☐	$C_{非正常}$占标率>100%☑
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{叠加}$达标 ☐		$C_{叠加}$不达标 ☐
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% ☐		k>-20% ☐
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃、硫化氢）	有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☑	无监测☐
	环境质量监测	监测因子：（）	监测点位数（）	无监测☑
评价结论	环境影响	可以接受 ☑	不可以接受 ☐	
	大气环境防护距离	距（ ）厂界最远（ ）m		
	污染源年排放量	SO_2：（0）t/a	NO_x：（0）t/a	颗粒物：（0）t/a	VOC：（0.254）t/a
注：“☐”为勾选项，填“√”；“（ ）”为内容填写项				

5.6 声环境影响评价

5.6.1 施工期声环境影响分析

（1）钻井噪声影响分析

①钻井噪声源强

钻井噪声主要来源于钻井设备、泥浆泵、振动筛等连续性噪声。目前钻井噪声处理难度较大，要减轻钻井噪声影响，主要还是通过钻井过程中采取相应的降噪措施。主要为在泥浆泵等设备下加衬弹性垫料，在钻井过程中平稳操作，避免产生非正常的噪声，通过以上措施可以降低噪声约 10dB（A）左右。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油田开发工程中钻井工程实际情况，项目钻井期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.6-1。

表 5.6-1 施工期钻井噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离（dB（A）/m）	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	钻机	ZJ80	53	50	10	90/5	基础减振	昼夜
2	泥浆泵	—	57	80	1.5	90/5	基础减振	昼夜
3	泥浆泵	—	60	80	1.5	90/5	基础减振	昼夜
4	振动筛	—	74	85	1.5	90/5	基础减振	昼夜

5	振动筛	—	78	85	1.5	90/5	基础减振	昼夜
6	绞车	JC70LDB	43	64	1.5	70/5	基础减振	昼夜
7	离心机	—	90	75	1.5	75/5	基础减振	昼夜

②施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见运营期声环境影响评价章节中“5.2.4.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建工程施工期各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.6-2。

表 5.6-2　　施工期钻井噪声预测结果一览表　　单位：dB（A）

序号	站场		噪声贡献值/dB（A）		噪声标准/dB（A）		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	井场	东场界	68	68	70	55	达标	超标
2		南场界	65	65	70	55	达标	超标
3		西场界	62	62	70	55	达标	超标
4		北场界	64	64	70	55	达标	超标
5	科台克吐尔村		43	43	55	45	达标	达标

③影响分析

根据表 5.6-2 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，施工期井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间均为 62～68dB（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，夜间不满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求，在科台克吐尔村的噪声贡献值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类区标准，通过距离衰减，钻井对周边声环境的影响较小，施工结束后，噪声影响随之消失。

（2）储层改造噪声影响分析

①储层改造噪声源强

压裂、测试放喷主要来源于压裂车、测试放喷时产生的高压气流噪声，参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油田开发工程中储层改造工程实际情况，项目储层改造期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.6-3。

表 5.6-3　　施工期储层改造噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离（dB（A）/m）	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	压裂车	—	70~80	60~65	1.5	80/5	基础减振	昼夜
2	加压泵	—	50~65	70~75	1.5	90/5	基础减振	昼夜
3	测试放喷	—	100	60	2	90/5	—	昼夜

②施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见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，拟建工程施工期储层改造工程各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.6-4。

表 5.6-4　　施工期储层改造噪声预测结果一览表　　单位：dB（A）

序号	站场		噪声贡献值/dB（A）		噪声标准/dB（A）		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	井场	东场界	80	80	70	55	超标	超标
2		南场界	65	65	70	55	达标	超标
3		西场界	61	61	70	55	达标	超标
4		北场界	66	66	70	55	达标	超标
5	科台克吐尔村		45	45	55	45	达标	达标

③影响分析

根据表 5.6-4 可知，由预测结果可以看出，压裂、测试放喷对厂界的噪声贡献值昼间、夜间均为 61～80dB（A），不满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求，在科台克吐尔村的噪声贡献值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类区标准，通过距离衰减，储层改造对周边声环境影响较小，同时一般压裂作业、测试放喷周期短，仅为几天，施工结束后，噪声影响随之消失。

（3）井场、站场施工噪声影响分析

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 和类比油田开发工程中井场、站场施工实际情况，项目夜间不进行井场、站场施工，工程施工期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.6-5。

表 5.6-5　　施工期噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离（dB（A）/m）	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	运输车辆	—	60	40	1	90/5	—	昼间
2	吊装机	—	60	40	1	84/5	—	昼间

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，拟建工程施工期各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.6-6。

表 5.6-6　　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	62	—	70	55	达标	—
2		南场界	65	—	70	55	达标	—
3		西场界	58	—	70	55	达标	—
4		北场界	61	—	70	55	达标	—
5	科台克吐尔村		40	—	55	45	达标	—

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为 58～65dB（A），均满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求；项目在科台克吐尔村的噪声贡献值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类区标准，施工期间通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。从声环境影响角度，项目可行。

（4）管线施工噪声影响分析

①施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油田同类油气集输工程中管线铺设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.6-7。

表 5.6-7　　施工期噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离（dB（A）/m）	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	挖掘机	—	-	-	1.5	90/5	基础减振	昼夜
2	推土机	—	-	-	1.5	88/5	基础减振	昼夜
3	运输车辆	—	-	-	1.5	90/5	基础减振	昼夜
4	吊装机	—	-	-	1.5	84/5	基础减振	昼夜
5	焊接机器	—	-	-	1.5	84/5	基础减振	昼夜

②施工噪声贡献值

本评价采用点源衰减模式，预测计算施工机械噪声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减，预测公式如下：

$L_r=L_{ro}-20\lg(r/r_o)$

式中：L_r——距声源 r 处的 A 声压级，dB（A）；

L_{ro}——距声源 r_o处的 A 声压级，dB（A）；

r ——预测点与声源的距离，m；

r_o——监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.6-8。

表 5.6-8　　主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值（dB（A））							施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
1	推土机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	土石方
2	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	

3	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	物料运输
4	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	安装
5	焊接机器	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	

③影响分析

根据表 5.6-8 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，昼间距施工设备 60m，夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求。施工场地周边 40m 处存在声环境敏感目标科台克吐尔村，施工期项目采取设置围挡、选用低噪声施工机械设备，将施工设备布置于远离村庄一侧，合理安排时间，避免多设备同时运行，运输车辆经过声环境敏感区时禁止鸣笛，合理安排运输时段，定期维护和保养施工设备等降噪措施施工期从声环境影响角度项目可行。

5.6.2 运营期声环境影响评价

拟建工程集输管道埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；拟建工程产噪设备主要为井场采气树、加药撬、压缩机、排水泵。

5.6.2.1 预测模式

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

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

式中：$L_p(r)$—预测点处声压级，dB；

L_w—由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

D_c—指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar}—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的衰减，dB。

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

式中：$L_p(r)$—预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$—参考位置 r_0 处的声压级，dB；

D_c—指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar}—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的衰减，dB。

b）预测点的 A 声级 L_A（r）可按下式计算：

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

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

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

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T—用于计算等效声级的时间，s；

N—室外声源个数；

t_i—在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

M—等效室外声源个数；

t_j—在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

e）噪声预测值计算

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

式中：L_{eq}—预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg}—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb}—预测点的背景噪声值，dB。

（3）噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.6.2.2 噪声源参数的确定

气举排水井场噪声污染源与采气井场一致，因此不再单独拟建工程噪声源噪声参数见表 5.6-9。

表 5.6-9　　井场站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	—	20	30	1	85	低噪声设备、基础减振	昼夜
2	博孜1集气站	1#排水泵	—	20	20	1	90	低噪声设备、基础减振	昼夜
3		2#排水泵	—	30	20	1	90	低噪声设备、基础减振	昼夜
4		1#压缩机	—	10	20	1	85	低噪声设备、基础减振	昼夜
5		2#压缩机	—	10	10	1	85	低噪声设备、基础减振	昼夜

5.6.2.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建工程噪声源对四周场界的贡献声级值见表 5.6-10。

表 5.6-10　　噪声预测结果一览表

序号	厂界	拟建工程噪声贡献值/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	采气井场	东场界	35.5	35.5	60	50	达标	达标
2		南场界	42.5	42.5	60	50	达标	达标
3		西场界	36.4	36.4	60	50	达标	达标
4		北场界	36.7	36.7	60	50	达标	达标
5	博孜1集气站	东场界	45.3	45.3	60	50	达标	达标
6		南场界	42.4	42.4	60	50	达标	达标
7		西场界	45.3	45.3	60	50	达标	达标
8		北场界	42.4	42.4	60	50	达标	达标
9	科台克吐尔村		20.1	20.1	55	45	达标	达标

由表5.2-10可知项目实施后，采气井场主要产噪声源对场界噪声贡献值昼间、夜间为35.54～42.5dB（A），博孜1集气站主要产噪声源对场界噪声贡献值昼间、夜间为42.4～45.3dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准要求。在科台克吐尔村处的贡献值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中1类区要求。

5.6.3 退役期声环境影响分析

项目退役期噪声主要包括设备拆除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，拟建工程周边无声环境保护目标，设备拆除等过程中通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着设备拆除等施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

5.6.4 声环境影响评价结论

施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期井场、站场场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求。退役期设备拆除等过程中通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着设备拆除等施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失；

综上，拟建工程实施后从声环境影响角度，项目可行。

5.6.5 声环境影响评价自查表

表 5.6-11　　声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级□二级☑三级□					
	评价范围	200m☑大于 200m□小于 200m□					
评价因子	评价因子	等效连续A声级☑最大A声级□ 计权等效连续感觉噪声级□					
评价标准	评价标准	国家标准☑地方标准□国外标准□					
现状评价	环境功能区	0类区□	1类区□	2类区☑	3类区□	4a类区□	4b类区□
	评价年度	初期□	近期☑	中期□	远期□		
	现状调查方法	现场实测法□现场实测加模型计算法□收集资料☑					
	现状评价	达标百分比	100				
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测☑已有资料☑研究成果□					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型☑其他□					
	预测范围	200m☑大于 200m□小于 200m□					
	预测因子	等效连续A声级☑最大A声级□ 计权等效连续感觉噪声级□					
	厂界噪声贡献值	达标☑不达标□					
	声环境保护目标处噪声值	达标☑不达标□					
环境监测计划	排放监测	厂界监测☑固定位置监测□自动监测□手动监测□ 无监测□					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（）		监测点位数（）		无监测☑	
评价结论	环境影响	可行☑不可行□					
注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。							

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响分析

拟建工程主要为采气工程、集气站改造和油气集输工程等，施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土方、施工人员生活垃、施工废料。

①施工土方

拟建工程共开挖土方 2.24 万 m^3，回填土方 2.27 万 m^3，借方 0.03 万 m^3，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建井场需进行压盖，借方主要来源于周边砂石料厂，拟建工程不设置取土场。

②生活垃圾

拟建工程产生生活垃圾6.3t，施工人员生活垃圾收集后送大北地区固废填埋场填埋处置。

③施工废料

拟建工程施工废料产生量约为 1.71t，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后送至大北地区固废填埋场填埋处置。

5.7.2 运营期固体废物影响分析

5.7.2.1 固体废物产生及处置情况

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（部令第 36 号）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）、《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 第 43 号），拟建工程运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料、废润滑油，收集后直接由有危废处置资质单位接收处置，井场内不暂存。

拟建工程危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 5.7-1。

表 5.7-1 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	1.4	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	1.75	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
废润滑油	HW08	900-217-08	0.3	泵类保养	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	

5.7.2.2 危险废物环境影响分析

（1）危险废物收集

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

和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

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

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 5.7-1 所示；

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

图 5.7-1　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 5.7-2 所示。



图 5.7-2　危险废物相关信息标签

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

（2）危险废物运输过程影响分析

拟建工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第 23 号）中相关要求，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定；按照危险废物污染环境防治和危险货物运输相关规定运输危险废物，记录运输轨迹，防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

拟建工程产生的危险废物运输过程由危废处置单位委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

（3）危险废物委托处置环境影响分析

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

拟建工程危险废物委托阿克苏天蓝环保工程有限责任公司进行处置，阿克苏天蓝环保工程有限责任公司处理资质及处置类别涵盖了拟建工程 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前阿克苏天蓝环保工程有限责任公司已建设完成并投入运行，设计处理规模 32 万 t/a。因此，拟建工程危险废物委托阿克苏天蓝环保工程有限责任公司接收处置可行。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

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，收集后送至大北地区固废填埋场填埋处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

5.8 环境风险评价

环境风险评价是分析和预测建设项目对环境存在的潜在危险、有害因素，针对建设项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故，引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏所造成的对环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故风险可防控。

5.8.1 风险调查

（1）风险调查

拟建工程涉及的风险物质主要为凝析油、天然气及甲醇，存在于集输管线内和甲醇储罐。

（2）环境敏感目标调查

拟建工程周边敏感特征情况见表 2.6-4。

5.8.2 环境风险潜势初判

项目 Q 值小于 1，环境风险潜势为Ⅰ。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 物质危险性识别

拟建工程涉及的风险物质主要为凝析油、天然气及甲醇。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.8-1。

表 5.8-1　　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	热值：41870KJ/kg；火焰温度：1100℃；沸点：300-325℃；闪点：23.5℃；爆炸极限 1.1%-6.4%（v）；自然燃点 380-530℃	集输管线
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℃）	集输管线

5.8.3.2 危险物质分布情况

拟建工程危险物质主要分布于集输管线内。

5.8.3.3 可能影响环境的途径

根据工程分析，拟建工程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、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.8-2。

表 5.8-2　油气田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

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

5.8.4 环境风险事故情形分析

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），在风险识别的基础上，选择对环境影响较大并具有代表性的事故类型，设定风险事故情形。风险事故情形设定内容应包括环境风险类型、风险源、危险单元、危险物质和影响途径等。

拟建工程环境风险来自主要危险源的事故性泄漏，根据风险源识别结果，井漏事故、井喷事、集输管线泄漏为具有代表性的事故类型，因此，本次评价确定项目最大可信事故类型为：井漏事故、井喷事故、集输管线泄漏，并引发火灾、爆炸引起大气环境污染及风险伤害，及火灾引发伴生/次生污染物的影响。

5.8.5 环境风险分析

5.8.5.1 管线破裂风险评价

（1）大气环境风险分析

在管道压力下，集输油气泄漏时，油品和天然气从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。

同时拟建工程油气管线采用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，博大采油气管理区负责管理拟建工程的运行管理，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，对周围环境及人员影响较小。

（2）地表水环境风险分析

拟建工程在发生安全生产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，且项目距塔里木河较远，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

拟建工程建成投产后，正常状态下无废水直接外排。非正常状态下，油品中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损油品泄漏的情况下，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油品泄漏。因此在事故下造成油水泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

5.8.5.2 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，拟建工程周边无地表水，不会与河流水体之间发生联系，因此在井喷事故下造成油品泄漏不会对地表水体造成影响。

（3）井喷对地下水环境风险评价

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 300m，井喷持续时间 2 天，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，项目所在区域地下水埋深大于 1m，同时及时将原油喷散物集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。因此在事故下井喷对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

5.8.5.3 井漏事故影响分析

拟建工程井漏事故主要为运营期油水窜层。井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，由于采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。在开采层和含水层之间有多个地层分隔，奥陶系上统恰尔巴克组为一套泥岩和灰岩地层，区域上比较稳定，厚度为 23m，为相对隔水层。同时为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，钻井过程中已采用双级固井，固井质量应符合环保要求，可确保井壁不会发生侧漏，可有效隔离含水层与开采层的交换，有效保护地下水层，将事故风险降低到最低。

5.8.6 环境风险管理

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。结合拟建工程特点，采取以下风险防范措施。

5.8.6.1 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。

5.8.6.2 井漏风险预防措施

（1）在固井工艺上，为防止采出液从井管串入其它地层，对采气井采取防坍塌、防斜、防漏措施，固井完成后，对固井质量进行严格检测，满足固井相关标准、规范。

（2）气井通过水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝天然气开采过程中与非油气层和地下含水层的联系，阻止采出液对非油气层和地下含水层的污染；仅井体底部的钢质封闭管壁设置了有作为采出液进入钢管内的通道。

（3）管道内外壁防腐处理，避免采出液和套管表面直接接触，防止腐蚀。

5.8.6.3 管道事故风险预防措施

（1）施工阶段的事故防范措施

①管道敷设安装前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

（2）运行阶段的事故防范措施

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

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

③定期检查管线上的阀门及其连接法兰的状况，防止泄漏发生。

④制定巡线制度，并设置专门巡线工，定时对管道进行巡视，加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管线安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并及时向上级汇报。

⑤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。

⑥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。

（3）泄漏事故风险防范措施

①操作时宜按要求配备基本人员，采用必要的设备进行安全施工。现场应配置呼吸保护设备且基本人员能迅速而方便的取用。采用适当的硫化氢检测设备实时监测空气状况。

②严格执行“禁止吸烟”的规定。

5.8.6.4 环境风险应急处置措施

（1）管道事故应急措施

管道事故风险不可能绝对避免，在预防事故的同时，为可能发生的事故制定应急措施，使事故造成的危害减至最低程度。

①按顺序关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好环境污染防范工作，把损失控制在最小范围内。

②回收泄漏采出液

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集；将严重污染的土壤集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。

（2）火灾事故应急措施

①发生火灾时，事故现场工作人员立即通知断电，立即停产，并拉响警报。启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场。

②安全保障组设置警戒区域，撤离事故区域全部人员，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。

③根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离至安全地带，防止火灾燃烧产生的有害物质对人体造成伤害。

④当火灾事故得到有效控制，在确保人员安全的情况下，及时控制消防冷却水次生污染的蔓延。

（3）管道刺漏事故应急措施

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

a.切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

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

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

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

5.8.6.5 突发环境事件应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤害等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。博大采油气管理区编制完成并发布了《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。

5.8.6.6 现有风险防范措施的有效性

拟建工程建设内容纳入塔里木油田分公司博大采油气管理区现有突发环境事件应急预案中。目前博大采油气管理区已建立完善的应急管理体系，配备有专业的应急管理队伍，同时配备有充足的应急物资。博大采油气管理区已针对油田常见的生产设备泄漏、管线爆管泄漏等情景提出了相关防范措施，并制定了相应的应急预案，可确保事故发生时，最大程度降低对周围环境空气、地下水、土壤的影响。同时为确保人员熟悉应急措施，定期对相关人员开展应急演练工作，针对演练过程中发现的问题及时修改现有应急预案的不足。现有风险防范措施可靠有效，可有效降低事故状态下对环境空气、地下水的影响。

5.8.7 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，油类物质渗流至地下水。

（2）环境敏感性及事故环境影响

拟建工程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一氧化碳及天然气中硫化氢有害气体进入大气，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水环境造成污染影响。

（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，拟建工程环境风险是可防控的。

环境风险自查表见表 5.8-3。

表 5.8-3　　环境风险自查表

建设项目名称	塔里木油田克拉苏气田博孜102-博孜106断块白垩系巴什基奇克组-巴西改组产能建设项目调整			
建设地点	新疆阿克苏地区拜城县境内			
中心坐标	东经	81.1424	北纬	41.7364
主要危险物质及分布	拟建工程涉及的风险物质主要为凝析油、天然气，凝析油、天然气存在于集输管线内			
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，拟建工程油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“5.8.6 环境风险管理”			

6 环境保护措施可行性论证

6.1 生态保护措施可行性论证

6.1.1 施工期生态保护措施

6.1.1.1 地表扰动生态减缓措施

（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）占用耕地应按《中华人民共和国土地管理法》第三十条的规定实行占用耕地补偿制度。

（4）对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

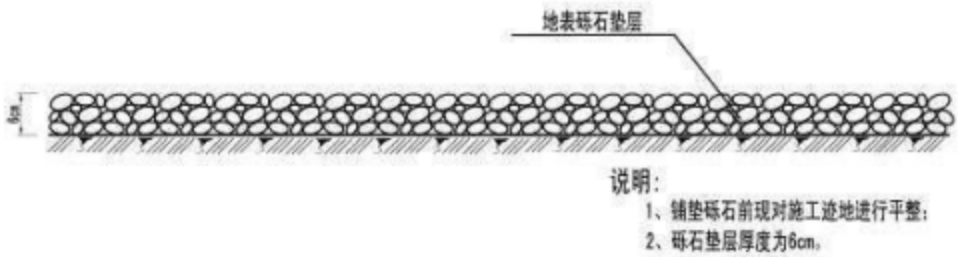


图 6.1-1　井场砾石压盖措施典型设计图

（5）设计选线及井场选址过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

（6）管道施工过程中穿越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。

（7）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。

（8）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，占用沙地的管线、井场道路沿线采用草方格防风固沙措施，减少水土流失。

6.1.1.2 动植物影响减缓措施

（1）井场、管线的选址、选线阶段，应对施工场地周边进行现场调查，选址阶段避让国家及自治区保护植物，施工过程中如在施工范围内发现有珍稀保护植物分布，应及时将其移植，并及时向当地林业主管部门汇报。

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

（3）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；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。

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

（5）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。

6.1.1.3 维持土壤肥力措施

（1）严格限定施工范围，管道施工带范围严格控制在 8m 之内，同沟敷设管道施工作业带范围严格控制在 10m 之内，严禁自行扩大施工用地范围。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。土地恢复工作完成后，交由原土地使用者继续使用。

6.1.1.4 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，最大限度减少对荒漠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。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表采用草方格防风固沙措施。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

6.1.1.5 永久基本农田生态保护措施

(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。

6.5.1.5 永久基本农田生态保护措施

(1)管线临时工程选线尽量对永久基本农田实施避让，优化路线选择，减少占用基本农田区域。

(2)施工期间不得在占地范围外的永久基本农田范围内堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。

(3)因发生事故或者其他突然性事件，造成或者可能造成基本农田环境污染事故的，当事人必须立即采取措施处理，并向当地生态环境主管部门和农业主

管部门报告。

(4)加强施工人员的教育工作,施工机械不得随意行驶,碾压永久基本农田。施工单位应做好施工机械的保养工作，防止污染永久基本农田。

(5)严格按照《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号)中相关要求，办理临时用地手续，施工完成后按照《土地复垦方案》和《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》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，完善土地复垦资金管理办法，确保复垦资金足额到位、安全有效。塔里木油田分公司应按时缴纳土地复垦费用，专款专用，保障土地复垦工作顺利进行。

(6)施工前做好占用农田的经济补偿工作,并根据当地农业活动特点组织施工，减轻对农业生产破坏造成的损失，将施工期尽量安排在农闲季节施工，按有关规定给予适当的补偿，施工期结束后即可复耕；施工时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，恢复为占用前耕地质量水平，不影响永久基本农田保护任务。

(7)新建BZ102-6井场需永久占用基本农田,严格按照《土地管理法》、《基本农田保护条例》、《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号)等相关法律法规办理农用地转用和土地征收审批手续，按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求进行补划永久基本农田。

(8)土地复垦方案：对不再使用的井场、管道等临时用地及时实施土地复垦和修复工程，对地表废弃物进行清理，覆土、平整及植被恢复；施工时对耕作层进行表土剥离，剥离表土的厚度应依据待剥离表土土壤性质情况、土源需求量来确定,宜不低于30cm；根据剥离表土土质情况和堆放时间,科学安排土壤管护与熟化措施；有植被移植价值和条件的,应在表土剥离前进行乔木,灌木和草本植物移植,以提高土地复垦和生态修复的费用和效果;沿管线表土剥离采用分层剥离和分层堆放措施,保持分层土壤理化性质的稳定,并减少对土壤结构的破坏；管道堆放区域，可采取棕垫铺盖等方式减少地表扰动和破坏,开挖的表土和底土采用“大分散、小集中”的保存方案，临时堆存应尽量占用还给作业带内空闲地，表土和底土分层临时堆放于管沟一侧的临时堆土区，并用苫布覆盖设

有临时防护措施，根据剥离量和堆放的条件每200m分段进行堆放,四周用编制土袋临时挡护,编织袋外0.5m-1.0m处设临时排水沟,堆积形成后对顶部和边坡稍作压实，顶部应向外侧做成一定坡度，便于排水。管线工程完成后应立即回填,采用分层回填时宜尽量保证原土体剖面结构和土层厚度不变,回填时采取表土回覆、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，不影响永久基本农田保护任务。

类比同类项目已采取的永久基本农田保护措施，拟建工程采取的永久基本农田保护措施可行。

6.1.1.6 水土流失防治措施

6.1.1.6.1井场工程区

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

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

6.1.1.6.2 管道工程区

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

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

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

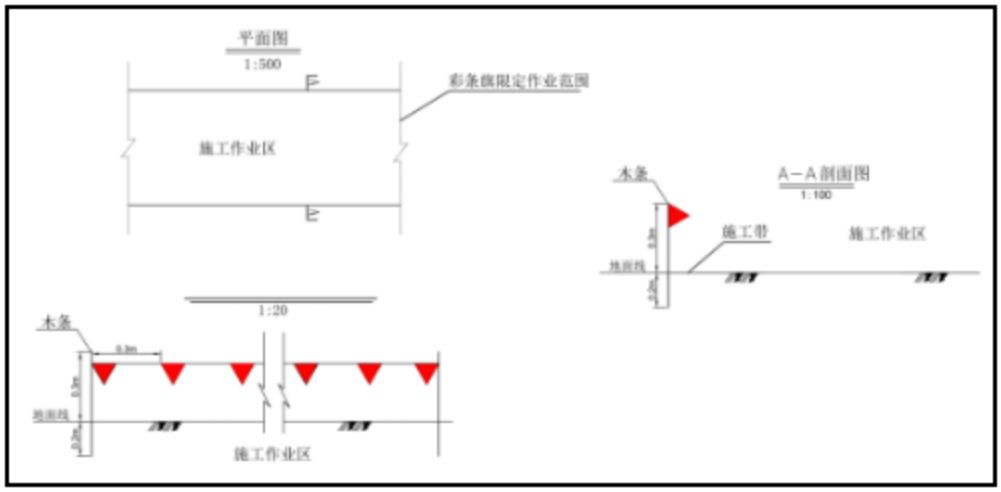


图 6.1-2　限行彩条旗典型措施设计图

6.1.1.7 防沙治沙措施

根据《新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国防沙治沙法>办法》（2025 年 1 月 1 日实施）的要求，本次环评提出的防沙治沙方案具体内容如下。

（1）防沙治沙采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日修订）；

②《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）；

③《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）；

④《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136 号）；

⑤《沙化土地监测技术规程》（GB/T 24255-2009）。

（2）制定方案的原则与目标

A.制定方案的原则：

①预防为主，保护优先：加强对沙化土地的监测和预警，及时采取预防措施，防止沙化土地进一步扩大。

②因地制宜，分区施策：根据该区块不同区域的自然条件和沙化程度，制定针对性的防沙治沙措施。

③科学防治，合理利用：依靠科学技术，提高防沙治沙的科学性和有效性，同时注重沙区资源的合理开发和利用。

④统筹推进，综合效益：将防沙治沙与生态保护、经济发展、民生改善相结合，实现生态效益、经济效益和社会效益的有机统一。

B.制定方案的目标：

通过工程建设，沙化土地扩展趋势得到遏制。

（3）工程措施（物理、化学固沙及其他机械固沙措施）

巩固防护体系，更新固沙措施，关键设施试用新型固沙措施。巩固治理成果，确保已固定的沙丘不再活化，植被群落趋于稳定，具备自然更新能力。形成可持续防护体系，使项目所在区域内主要设施（井场、管线、道路）周边风沙危害降低60%以上。

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

①初步恢复植被，在适宜区域（如固定沙丘、土壤条件较好处）种植耐旱草籽。草种的选择根据当地自然条件来确定、可选择当地适生的耐旱耐碱植被，草籽类型为免灌草籽，依靠天然降水，播草籽可选择在春季进行；

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

③培育群落稳定性，促进自然更新，引入深根性树种，建立本地种子采集区。

（5）其他措施（废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施）

针对井场施工过程，提出如下措施：井场平整后，采取砾石压盖。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填，严禁随意堆置。②遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。③在施工过程中，不得随意碾压区域内其他固沙植被。④管沟开挖过程中采取边开挖边回填措施，降低土壤裸露风化风险，严禁随意堆存。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

（6）各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

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

（7）方案实施保障措施

①组织领导措施

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

②技术保证措施

邀请各级林业部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性；塔里木盆地自然条件恶劣，水资源短缺，项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性。

③防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

拟建工程防沙治沙措施投资 10 万元，由塔里木油田分公司自行筹措，已在拟建工程总投资中考虑。

④生态、经济效益预测

拟建工程防沙治沙措施实施后，预计该区域沙化土地扩展趋势得到一定的遏制。

6.1.2 运营期生态保护措施

拟建工程实施后，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、油气田区，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，拟建工程采取的生态恢复措施可行。

6.1.3 退役期生态保护措施

油气田单井进入开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）及《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015），项目针对退役期生态恢复提出如下措施：

（1）对完成采油的废弃井，采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除各种固体废物，及时回收拆除采油（气）设备过程中产生的落地油，经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

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

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

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

（5）各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

6.2 地下水环境保护措施可行性论证

6.2.1 施工期地下水环境保护措施

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

（2）钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，在钻井期间综合利用。

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

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

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

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

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

（8）分区防渗

为防止污染地下水，针对钻井工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610－2016）“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934－2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表 6.2-1。

表 6.2-1　　分区防渗要求一览表

站场	项目		防渗要求
钻前工程	重点防渗区	钻台	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		放喷池	
钻前工程	重点防渗区	危废暂存间	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		泥浆罐区	
		应急池	
		泥浆随钻不落地系统	
		柴油罐区	
	一般防渗区	泥浆泵区	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能
		危险化学品间	
		岩屑池	
储层改造工程	重点防渗区	井口装置区	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		放喷池	
		储罐区	

		酸压设备区	

6.2.2 运营期地下水环境保护措施

6.2.2.1 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，定期对采油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。

（2）分区防控措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）及《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的要求项目场地包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，污染控制难易程度分级参照表见表6.2-2，天然包气带防污性能分级参照表见表6.2-3，地下水污染防渗分区参照表见表6.2-4。

表6.2-2 污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理

表6.2-3 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土的渗透性能
强	岩（土）层单层厚度Mb≥1.0m，渗透系数K≤1×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定。
中	岩（土）层单层厚度0.5m≤Mb<1.0m，渗透系数K≤1×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定。 岩（土）层单层厚度Mb≥1.0m，渗透系数1×10^{-6}cm/s<K≤1×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定。
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件

表 6.2-4　　地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效黏土防渗层Mb≥6.0m，K≤1×10^{-7}cm/s;或参照GB18598执行
	中—强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易—难	其他类型	等效黏土防渗层Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s;或参照GB16889执行
	中—强	难		
	中	易	重金属、持久性有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中—强	易	其他类型	一般地面硬化

根据上述划分原则，拟建工程各分区防渗等级具体见表 5.2-23。

表 6.2-5　　厂区各区域防控措施一览表

井场、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GB16889执行
排水井场	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GB16889执行

（3）地下水环境监测与管理

为了及时准确地掌握博孜大北区块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，博孜大北区块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 6.2-6。

表 6.2-6　　地下水监控井基本情况表

名称	相对位置	监测层位	功能	监测因子	监测频次
1#	BZ102-6 井西南侧 1.4km	潜水含水层	跟踪监测井	pH、总硬度、溶解性总固体、硫化物、石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬	每年 1 次
2#	BZ102-6 井南侧 1.7km				
3#	BZ102-6 井东南 3km				

②监测频率

ⅰ.跟踪监测井采样频次每年 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。

6.2.2.2 地下水污染应急措施

（1）应急治理程序

针对应急工作需要，参照“场地环境保护标准体系”的相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，制定地下水污染应急治理程序见图 6.2-1。

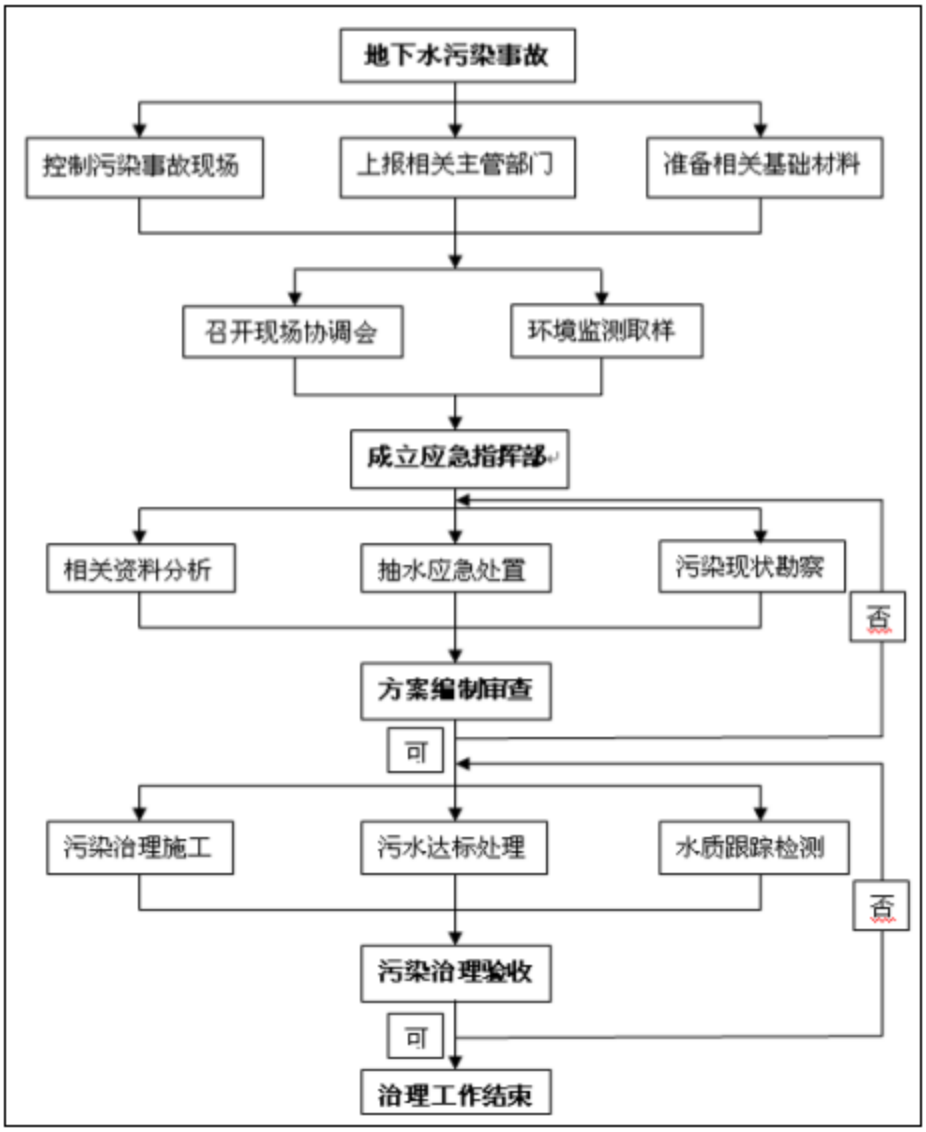


图 6.2-1 污染应急治理程序框图

（2）地下水污染治理技术

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

（3）治理措施

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

①一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案；

②查明并切断污染源，在最短时间内清除地表污染物；

③加密地下水污染监控井的监测频率，并实时进行化验分析；

④一旦发现监控井地下水受到污染，立即启动抽水设施；

⑤探明地下水污染深度、范围和污染程度；

⑥依据地下水污染情况和污染场地的含水层埋藏分布特征，结合拟采用的地下水污染治理技术方法，制定地下水污染治理实施方案；

⑦依据实施方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整；

⑧将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析；

⑨当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止井点抽水，并进行土壤修复治理工作。

类比现状博大采油气管理区采取的地下水环境保护措施，拟建工程采取的地下水环境保护措施可行。

6.2.3 退役期地下水环境保护措施

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；在加强环境管理的情况下，不会对地下水环境造成污染影响。

6.3 地表水环境保护措施可行性论证

6.3.1 施工期地表水环境保护措施

（1）钻井废水

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

（2）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

生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至拜城县生活污水处理厂处理。

（4）酸化压裂废水

酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对富满油田内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，则随油气输至大北天然气处理厂处置，改造后若再次返排压裂液，则罐装收集后运至大北天然气处理厂处理，处理达标后回注。

综上，施工期采取的废水处置措施可行。

6.3.2 运营期地表水环境保护措施

项目运营期水环境污染源为采出水和井下作业废水。

拟建工程采出水随采出液一起进入大北天然气处理厂处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至大北天然气处理厂处理，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，大北天然气处理厂采出水处理系统处理规模为 6932m^3/d，其富余处理能力可满足拟建工程需求，依托处理设施可行。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。

综上，运营期采取的废水处置措施可行。

6.3.3 退役期地表水环境保护措施

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。

6.4 土壤环境保护措施可行性论证

6.4.1 施工期土壤环境保护措施

（1）应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

（2）施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

（3）施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

（4）项目区处于风蚀区，需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

综上，拟建工程施工期采取的土壤污染防治措施可行。

6.4.2 运营期土壤环境保护措施

（1）源头控制

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

②人员定期巡检，巡检时应对管线沿线进行仔细检查，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工程主体工程的设计使用年限。

（3）跟踪监测

根据项目特点及相关要求，制定监测计划，详情见表 6.4-1。

表 6.4-1　　土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	代表性井场	表层样	石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬、盐分含量、pH	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 3 年 1 次

类比现状博大采油气管理区采取的土壤环境保护措施，拟建工程采取的土壤环境保护措施可行。

6.4.3 退役期土壤环境保护措施

退役期对永久停用、拆除或弃置的设施，经土壤污染状况调查，确保无土壤环境污染遗留问题后，进行生态恢复工作，并依法进行分类管理。

6.5 大气环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期大气环境保护措施

6.5.1.1 施工扬尘

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》（XJJ119-2020）等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度地降低施工扬尘对周围环境的影响。

表 6.5-1　　施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
1	施工现场公示牌	在施工现场出入口明显位置设置公示牌，公示施工现场负责人、环保监督员、防尘措施、扬尘监督管理部门、举报投诉电话等信息	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
2	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； ③临时堆土采用防尘网苫盖等措施；	《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	

（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。

（4）施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量。

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

6.5.1.2 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、

6.5.2 运营期大气环境保护措施

为减少挥发性有机物无组织排放，项目从生产工艺选择、设备选型开始，到日常管理、采取控制和治理技术入手，结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中要求，切实地有针对性地采取有效环保措施，最大限度减少无组织排放。

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

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

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

（4）在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，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。

拟建工程井场采气树属于成熟设备，已在克拉苏气田区域稳定运行多年，结合“3.1.4.4大气环境影响回顾”的博孜大北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。类比在博孜大北区块同类型井场污染源监测数据，无组织废气可达标排放，因此拟建工程运营期采取的环境空气污染防治措施可行。

6.5.3 退役期大气环境保护措施

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。

6.6 声环境保护措施可行性论证

6.6.1 施工期声环境保护措施

(1)合理安排施工

①施工运输车辆在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。

③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；

④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；

⑥机械噪声采用基础减振、距离衰减的降噪措施。

(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。

类比博孜大北区块现有井场采取的井场噪声防治措施，拟建工程采取的噪声防治措施可行。

6.6.2 运营期声环境保护措施

（1）提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

（2）采取基础减振措施。

类比大北区块同类型井场厂界噪声监测数据，监测数据见下表。

表 6.6-1　　大北区块井场噪声排放情况一览表

井场	监测值 dB（A）		主要处理措施	标准	达标情况
大北103井场	昼间	41~55	低噪声设备、基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	38~52			达标

注：大北 103 井场与拟建工程井场产噪设备基本一致。

根据噪声预测结果并类比井场厂界噪声监测，井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求，声环境保护目标-科台

克吐尔村满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1类标准要求，因此拟建工程采取的噪声污染防治措施可行。

6.6.3 退役期声环境保护措施

退役期噪声主要为车辆噪声等，合理控制车速，施工运输车辆在驶经声敏感点时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛，加强车辆维护，合理安排运输路线，来减轻噪声对周围声环境的影响。

6.7 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1 施工期固体废物污染防治措施

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”。

综上，拟建工程施工期产生的固体废物均得到综合利用或妥善处置。

类比博孜大北区块同类项目采取的固体废物处理措施，拟建工程采取的固体废物处理可行。

6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

6.7.2.1 固体废物产生及处置情况

拟建工程运营期固体废物主要为落地油、废润滑油、废防渗材料，根据《国家危险废物名录（2025年版）》（部令第36号）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021年 第74号），拟建工程运营期产生的危险废物收集后由有危废处置资质单位接收处置。危险废物处理处置情况见表6.4-1。

表6.7-1 拟建工程危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量（t/a）	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.2	油气开采、	固态	油类物	油类	/	T，I	收集后，由有危废处

				管道集输		质、泥砂	物质			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	
废润滑油	HW08	900-217-08	0.3	泵类维护保养	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	

6.4.2.2 危险废物处置措施可行性分析

（1）危险废物贮存及运输

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

拟建工程产生的危险废物运输过程由危废处置单位委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集 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

拟建工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。拟建工程落地油、废润滑油和废防渗材料全部委托阿克苏天蓝环保工程有限责任公司进行处置，阿克苏天蓝环保工程有限责任公司处理资质及处置类别涵盖了拟建工程 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前阿克苏天蓝环保工程有限责任公司已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 32 万 t/a，目前尚有较大处理余量。因此，拟建工程危险废物全部委托阿克苏天蓝环保工程有限责任公司接收处置可行。

6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

拟建工程退役期固体废物主要为废弃管道、建筑垃圾等，废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵；建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置。

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

7 温室气体排放影响评价

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

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温室气体排放源主要包括：燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH_4 逃逸排放、CH_4 回收利用量、CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

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

拟建工程井场不设置真空加热炉，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支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。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程不涉及工艺放空，不需核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

（4）CH_4 逃逸排放

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

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

（5）CH_4 回收利用量

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

拟建工程未实施甲烷回收利用。

（6）CO_2 回收利用量

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

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

（7）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

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

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1　　二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	温室气体排放因子	排放形式
1	火炬燃烧排放	拟建工程井场装置紧急情况下，采出液/天然气排入放喷池/放散管中进行燃烧	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

拟建工程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BZ102-6采气井、博孜1集气站、3座气举排水井场	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

拟建工程涉及火炬燃烧排放、CH_4逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO_2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，拟建工程主要核算非正常工况下的火炬气燃烧。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH_4含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO_2及 CH_4排放。

①计算公式

a.火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG\_火炬} = E_{CO_2\_正常火炬} + E_{CO_2\_事故火炬} + \left(E_{CH_4\_正常火炬} + E_{CH_4\_事故火炬}\right) \times GWP_{CH_4}$$

式中，

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

$E_{CO2-正常火炬}$-正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-事故火炬}$-由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$E_{CH4-正常火炬}$-正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4；

$E_{CH4-事故火炬}$-事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4；

GWP_{CH4}-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_{CH4} 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；

$CC_{非CO2}$-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_{CO2}-火炬气中 CO_2 的体积浓度，取值范围为 0～1；

V_{CH4}-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；

$CC_{(单CO2)j}$-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；

$V_{(CO2)j}$-第 j 次事故火炬气中 CO_2的体积浓度；

V_{CH4}-事故火炬气中 CH_4的体积浓度；

②计算结果

拟建工程核算火炬气温室气体排放主要为井场装置紧急情况下，采出液/天然气排入放喷池/放散管中进行燃烧温室气体排放量。相关参数如下表。

表 7.1-3　单座井场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	单座井场	非正常工况	0.07	48	5.77	0.98	0.0522	0.7144

根据表中参数，结合公式计算可知，单座井场发生异常超压的情况下火炬燃烧排放温室气体量为 1.67 吨 CO_2，拟建工程新建 1 座采气井场，将 3 口老井改造为气举排水井，则火炬燃烧排放温室气体量为 6.68 吨 CO_2。

（2）CH_4逃逸排放

①计算公式

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

式中，

$E_{CH4-开采逃逸}$-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

拟建工程为涉及天然气开采，相关参数取值见下表。

表 7.1-4　　甲烷逃逸排放活动相关参数一览表

序号	场所	天然气系统	设施逃逸	井场个数
1	采气井场	井口装置	2.5吨/年·个	1
2	博孜1集气站	集气站	27.9吨/年·个	1

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 37.9 吨，折算成 CO_2 排放量为 795.9 吨 CO_2 当量。

（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

拟建工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 324.18MWh,电力排放因子根据《关于发布 2022 年电力二氧化碳排放因子的公告》（2024 年第 33 号）中新疆电力平均二氧化碳排放因子为 0.6231 吨 CO_2/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量为 202t。

（4）温室气体排放核算结果汇总

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 CO_2 排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2\_燃烧} + E_{GHG\_火炬} + \sum_{S}\left(E_{GHG\_工艺} + E_{GHG\_逃逸}\right)_S - R_{CH_4\_回收} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2\_回收} + E_{CO_2\_净电} + E_{CO_2\_净热}$$

式中，E_{GHG}-温室气体排放总量，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-燃烧}$-核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

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

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

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

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH4-回收}$-企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4；

GWP_{CH4}-CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。取值 21；

$R_{CO2-回收}$-企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2。

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

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

按照上述 CO_2 排放总量计算公式,则拟建工程实施后 CO_2 排放总量见表 7.1-5 所示。

表 7.1-5　　CO_2 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量（吨 CO_2）	占比（%）
拟建工程	燃料燃烧 CO_2 排放	0	/
	火炬燃烧排放	6.68	0.66
	工艺放空排放	0	/
	CH_4 逃逸排放	795.9	79.23
	CH_4 回收利用量	0	/
	CO_2 回收利用量	0	/
	净购入电力、热力隐含的 CO_2 排放	202	20.11
	合计	1004.58	100

由上表 7.1-5 分析可知，拟建工程 CO_2 总排放量为 1004.58 吨。

7.2 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及温室气体排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

7.2.1 工艺技术减污降碳措施

拟建工程井场、阀组采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

7.2.2 电气设施减污降碳措施

拟建工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO_2 排放量。具体措施主要有：

（1）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

（2）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

（3）选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

（4）各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

7.2.3 减污降碳管理措施

博大采油气管理区建立有温室气体排放管理组织机构，对整个作业区能源及温室气体排放管理实行管理，并制定能源及温室气体排放管理制度，将温室气体排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及温室气体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，同时对温室气体排放情况进行有效管理。

7.3 温室气体排放评价结论

拟建工程实施后，温室气体排放量为 270.34 吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业温室气体排放水平，拟建工程吨产品 CO_2 排放强度相对较低。

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 环境效益分析

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

8.1.1 环保措施的环境效益

（1）废气

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

（2）废水

拟建工程运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入大北天然气处理厂处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至大北天然气处理厂处理，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。

（3）固体废弃物

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

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，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。

拟建工程各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。拟建工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

8.1.2 环境损失分析

拟建工程在建设过程中，由于井场工程建设、敷设管道等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性及地表植物初级生产力下降等造成的环境经济损失。

施工期结束后，临时占地将被恢复，临时占地对土地资源和生态环境的破坏程度较小，时间较短。只有在油田停止开发后，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沙地，荒漠植被盖度较低。拟建工程在开发建设过程中，不可避免地会产生一些污染物，这些污染物都会对油田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油田开发区域内的环境。

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

8.1.3 环保措施的经济效益

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

8.2 社会效益分析

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

因此拟建工程具有良好的社会效益。

8.3 综合效益分析

拟建工程通过一定的环保投资，采取技术上可行、经济上合理的环保措施，对其生产过程中产生的“三废”进行了综合治理或妥善处置，这些措施的实施既取得了一定的经济效益，又减少了项目对环境造成的污染，达到了削减污染物排放和保护环境的目的，其环境保护效果显著。

8.4 环境经济损益分析结论

拟建工程经分析具有良好的环境效益和社会效益。

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

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

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

9.1.1 管理机构及职责

9.1.1.1 环境管理机构

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

9.1.1.2 环境管理制度

按照油田公司 QHSE 管理制度体系建设要求，建立了塔里木油田 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。

9.1.1.3 环境管理职责

博大采油气管理区 QHSE 管理委员会办公室（质量安全环保科）是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

（1）贯彻落实国家、地方、集团公司、油田公司环境保护相关法律法规、制

度、标准和规划，制修定环境保护规章制度；

（2）分解落实油田公司下达的环境保护目标和指标，监督各单位环境保护目标和指标完成情况并进行考核；

（3）监督、检查采油气管理区生产运行、建设项目施工、试修井作业过程中环保管理情况；

（4）组织环保隐患排查与治理，组织制定突发环境事件应急预案，参与环境事件应急演练、应急处置、事件调查；

（5）组织开展环境风险评估、环境隐患排查与治理；

（6）组织开展排污许可办理、污染源普查、环境信息统计工作；

（7）组织开展建设项目环境影响评价、竣工环境保护验收。

9.1.2 施工期的环境管理任务

（1）建立和实施施工作业队伍的 QHSE 管理体系。

（2）工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门，以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。

（3）实施施工作业环境监理制度，以确保施工作业对生态造成的破坏降到最低限度。

（4）工程建设结束后，会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

9.1.3 运营期的环境管理任务

（1）拟建工程运行期的 QHSE 管理体系纳入博大采油气管理区 QHSE 系统统一管理。

（2）协助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）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。

（6）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。

（7）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及处理结果，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 退役期的环境管理任务

根据油田开发规律，一般生产设施设备在投产运行一定周期后，不可避免的面临停产、设备报废等过程，为了解决开发后期可能引发的环境问题，必须 对报废设施采取安全、环境友好的处置方式。对于报废管线应及时回收，并采取措施不得造成管线内含油物质的外溢污染。永久建筑在开发结束停用后进行拆除，设备收回，恢复原地貌。

9.1.5 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工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 9.1-1。

表 9.1-1　　拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，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	保护荒漠灌丛植被；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		
		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		
	污染防治	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拜城县污水处理装置处理		

续表 9.1-1　　拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	污染防治	固体废物	施工过程中产生的土方全部用于管沟回填；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后送至大北固废填埋场填埋处置；生活垃圾定期清运至拜城县生活垃圾填埋场填埋处置	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
		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		
运营期	正常工况	废水	采出水通过管线送至大北天然气处理厂进行处理，井下作业废水采用废水回收罐收集后运至大北天然气处理厂处理	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		废气	密闭集输		
		固体废弃物	落地油、废防渗材料收集后由有危废处置资质单位接收处置		
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
	事故风险		事故好防及油气泄漏应急预案	建设单位	当地生态环境主管部门
退役期	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		固体废物	废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。建筑垃圾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		

9.1.6 环境监理

根据《新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）》，拟建工程施工期对周边环境造成一定影响，在施工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。

9.1.7 环境影响后评价

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，油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满5年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

拟建工程实施后，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。

9.1.8 排污许可

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 工业固体废物（试行）》（HJ1200-2021）、《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），拟建工程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，同时博大采油气管理区应进一步完善排污许可变更、自行监测制度及排污口规范化管理制度等。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 披露内容

（1）基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法人代表：王清华

生产地址：新疆阿克苏地区拜城县境内

主要产品及规模：①新建井场1座、利旧老井10口，将三口老井改造为排水井；②新建集输管线2.2km，排水管线3.16km；③对博孜1集气站进行改造；③配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。

（2）排污信息

拟建工程拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表 3.5-1～表 3.5-10。

拟建工程污染物排放标准见表 2.4-3。

拟建工程污染物排放量情况见表 3.5-15。

拟建工程污染物总量控制指标情况见“3.5.8 污染物总量控制分析”章节。

（3）环境风险防范措施

拟建工程环境风险防范措施见塔里木油田分公司博大采油气管理区现行突发环境风险应急预案。

（4）环境监测计划

拟建工程环境监测计划见表 9.4-1。

9.2.2 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　　拟建工程污染物排放清单一览表

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况			排污口信息		总量指标（t/a）	执行标准（mg/m³）
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟气量（Nm³/h）	排放浓度（mg/m³）	排气筒高度（m）	内径（m）		
废气	井场、站场	无组织废气	采取管道密闭输送，加强阀门的检修与维护	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—	VOCs：0.285	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	$L_{Aeq,T}$	低噪声设备、基础减振	降噪 15dB（A）	厂界昼间≤60dB（A）；夜间≤50dB（A）
	压缩机	$L_{Aeq,T}$	低噪声设备、基础减振	降噪 15dB（A）	厂界昼间≤60dB（A）；夜间≤50dB（A）
	泵类	$L_{Aeq,T}$	低噪声设备、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	采出水输送至大北天然气处理厂，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	—	—	—	—
	井下作业废水	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至大北天然气处理厂处理	—	—	—	—

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）		
	废润滑油	含油物质（危险废物 HW08）		
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行		

9.4 环境及污染源监测

9.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档

案，可以为上级生态环境主管部门和地方生态环境主管部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

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

9.4.2 环境监测机构及设备配置

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

9.4.3 监测计划

根据拟建工程生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定拟建工程的监测计划。拟建工程投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 9.4-1。

表 9.4-1 拟建工程监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	井场、站场无组织废气	非甲烷总烃、甲醇	井场、集气站下风向厂界外 10m 范围内	每年 1 次
地下水	潜水含水层	pH、总硬度、溶解性总固体、硫化物、石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬	3 口地下水井	每年 1 次
土壤	土壤环境质量	石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬、盐分含量、pH	井场、集气站	每年 1 次
生态		生态恢复情况（管线沿线植被覆盖率、植物多样性组成、农田等）	井场周围、管线沿线	每年一次

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

9.5 环保设施“三同时”验收

拟建工程投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 9.5-1。

表 9.5-1　　环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资（万元）	验收标准
施工期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	—	—	—
	2	施工机械及运输车辆尾气	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	—	—	—
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	生活污水依托拜城县污水处理厂处理	不外排	1	—
噪声	1	钻机、吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	—	—	—
固废	1	施工废料	收集后送大北固废池填埋处置	妥善处置	1	—
	2	生活垃圾	收集后送拜城县生活垃圾填埋场填埋处置	妥善处置	1	—
生态		生态恢复	严格控制作业带宽度，管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；工程结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复	临时占地恢复到之前状态	20	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	10	落实水土保持措施
		防沙治沙	-	防止土地沙化	10	落实防沙治沙措施
环境监理		开展施工期环境监理		—	2	—
运营期						
废气	1	井场、阀组无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护	场界非甲烷总烃≤4.0mg/m³	—	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求
				场界甲醇≤12mg/m³		《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
废水	1	采出水	输送至大北天然气处理厂合站处理，达标后回注地层	不外排	—	—
	2	井下作业废水	采用专用废水回收罐收集后运至大北天然气处理厂处理	不外排	—	—

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						
噪声	1	采气树	基础减振	场界达标：昼间≤60dB（A）夜间≤50dB（A）	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类排放限值
	2	压缩机	低噪设备+基础减振			
	3	排水泵	低噪设备+基础减振			
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				
		废润滑油				
防渗		分区防渗	具体见“分区防渗要求一览表”		5	—
环境监测		废气、土壤、地下水、生态	按照监测计划，委托有资质单位开展监测	污染源达标排放	3	—
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	10	—
退役期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	—	—	—
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	—	—	—
固废	1	建筑垃圾	委托周边工业固废填埋场合规处置	妥善处置	5	—
	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				—	100	—

10 结论

10.1 建设项目情况

项目名称：塔里木油田克拉苏气田博孜 102-博孜 106 断块白垩系巴什基奇克组-巴西改组产能建设项目调整

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

建设内容：：①新建采气井场 1 座(BZ102-6)，利旧 10 口老井，将 3 口老井改造为气举排水井（博孜 104 井、博孜 104-1 井、博孜 104-2 井）；②对博孜 1 集气站进行扩建；④新建 BZ102-6 井采气支线 0.1km，博孜 108 井低压干线 2.1km，新建排水管线共 3.16km；⑤配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。

建设规模：拟建工程建成后产气量 388 万 m^3/d，凝析油产量为 380.84t/d。

项目投资和环保投资：项目总投资 27467 万元，其中环保投资 100 万元，占总投资的 0.4%。

劳动定员及工作制度：新建井场组为无人值守站，不新增劳动定员。

10.2 产业政策、选址符合性

10.2.1 项目选址

拟建工程位于新疆阿克苏地区拜城县境内，区域以油气开采为主。拟建工程井场及管线区域周边距科台克土尔村较近，BZ102-6 及其采气支线和排水管道、博孜 108 井低压干线占用永久基本农田，项目采取完善的生态环境保护措施，经预测分析对周边村庄的环境影响可接受，拟建工程不涉及自然保护区、风景名胜区、文物保护单位等敏感目标，工程选址符合相关要求，工程选址合理。

10.2.2 产业政策符合性

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令第 7 号）相关内容，“石油天然气开采”属于“鼓励类”项目。因此，拟建工程的建设符合国家产业政策要求。

拟建工程属于塔里木油田分公司天然气开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《塔里木油田分

公司“十四五”发展规划》。拟建工程位于博孜大北区块内，项目不涉及生态保护红线、自然保护区及风景名胜区等环境敏感区，距离大宛其农场克台克吐尔水厂地下水源地拟建工程不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

10.2.3 生态环境分区管控符合性判定

拟建工程距生态保护红线（拜城县水源涵养生态保护红线）最近为 15.6km，不在生态保护红线内；拟建工程采出液密闭输送，从源头减少泄漏产生的无组织废气；运营期采出水输送至大北天然气处理厂处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至大北天然气处理厂处理；拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后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、阿克苏地区生态环境分区管控方案要求。

10.3 环境质量现状

10.3.1 环境质量现状评价

地下水环境质量现状监测结果表明：潜水监测点各因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。承压水监测点各因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。超标原因与区域原生水文地质条件有关。

土壤环境质量现状监测表明：根据监测结果，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中度盐化～重度盐化，无酸化或碱化；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，科台克吐尔村满足

《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类用地筛选值限值，同时占地范围外各监测点土壤属于中度盐化～重度盐化，无酸化或碱化。

环境空气质量现状监测结果表明：项目所在区域属于不达标区；根据监测结果，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。

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；现有井场厂界噪声监测值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中2类标准；科台克吐尔村监测值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1类区标准要求。

10.3.2 环境保护目标

将评价范围内的科台克吐尔村设置为环境空气保护目标；拟建工程周边无地表水体，且项目无废水外排，故不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层、承压水含水层作为地下水保护目标；将工程200m范围内的科台克吐尔村设置为声环境保护目标；将BZ102-6井场外扩0.2km范围及管线两侧0.2km范围的的耕地以及科台克吐尔村作为土壤环境（污染型）保护目标；将各井场、站场周围2km范围及管线两侧0.2km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作为生态保护目标；将区域大气环境和区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。

10.4 污染物排放情况

拟建工程污染源经治理后，排放的废气污染物均低于相应的排放标准；废水经处理达标后回注地层；固体废物按照减量化、资源化、无害化的方式处理后避免对周边环境造成不良影响；对生产中产噪设备加强治理后，确保厂界噪声达标排放。拟建工程各主要污染物具体排放见表 10.4-1。

10.4-1 拟建工程污染物年排放量一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
拟建工程排放量	0	0	0	0.285	0	0	0

10.5 主要环境影响

10.5.1 生态影响

拟建工程不同阶段对生态影响略有不同，施工期主要体现在地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物损失量、生物多样性、生态系统完整性、生态敏感区、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、生态系统完整性等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，拟建工程建设对生态影响可得到有效减缓，对生态影响不大；从生态影响的角度看，该项目是可行的。

10.5.2 地下水环境影响

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

10.5.3 地表水环境影响

拟建工程运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入大北天然气处理厂处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至大北天然气处理厂处理。拟建工程废水不外排，实施后对地表水环境可接受。

10.5.4 土壤影响

拟建工程占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值，科台克吐尔村土壤各因子低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 50cm 以内，其污染也

主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。采出液泄漏时，将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高。因此，拟建工程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护措施后，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行。

10.5.5 大气环境影响

拟建工程位于环境质量不达标区，污染源正常排放下非甲烷总烃、硫化氢短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。拟建工程废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。拟建工程实施后大气环境影响可以接受。

10.5.6 声环境影响

采油井场主要产噪声源对场界噪声贡献值昼间、夜间为 39.4～42.3dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。从声环境影响的角度，项目可行。

10.5.7 固体废物环境影响

拟建工程运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料，属于危险废物，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。

10.5.8 环境风险

塔里木油田分公司博大采油气管理区制定了应急预案，拟建工程实施后，负责实施的博大采油气管理区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，在可接受范围之内。在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，环境风险可防控。

10.6 环境保护措施

10.6.1 废气污染源及治理措施

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

（2）定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；

加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复。

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

（4）在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，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。

10.6.2 废水污染源及治理措施

拟建工程运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水输送至入大北天然气处理厂处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至大北天然气处理厂处理。

10.6.3 噪声污染源及治理措施

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

10.6.4 固体废物及处理措施

拟建工程运营期落地油、废防渗材料属于危险废物，收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

10.7 公众意见采纳情况

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》（部令第 4 号）的有关要求，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。根据塔里木油田分公司提供的《塔里木油田克拉苏气田博孜 102-博孜 106 断块白垩系巴什基奇克组-巴西改组产能建设项目调整公众参与说明书》，拟建工程公示期间未收到公众反馈意见。

10.8 环境影响经济损益分析

拟建工程经分析具有良好的环境效益和社会效益。在建设过程中，由于井场建设需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在石油开采过程中，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。

10.9 环境管理与监测计划

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。拟建工程制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

10.10 项目可行性结论

拟建工程的建设符合国家相关产业政策和自治区、阿克苏地区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》《塔里木油田分公司“十四五”发展规划》等。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行；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，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
2 总则 6
3 建设项目工程概况和工程分析 34
4 环境现状调查与评价 149
5 环境影响预测与评价 188
6 环境保护措施可行性论证 252
7 温室气体排放影响评价 276
8 环境影响经济损益分析 285
9 环境管理与监测计划 288
10 结论 298