

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

1 概述

1.1 项目由来

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

按照塔里木油田分公司总体部署，油气开发“十四五”期间将着力推进库车山前大气区、塔北-塔中大油气区两大会战，谋划长远发展，扎实有序推进生产经营各项工作，油气产量规模再上新台阶。富满油田作为塔北-塔中大油气区的主力区块，2025 年预计建成产油 $400 \times 10^4 \text{t/a}$ 、产气 $1.46 \times 10^9 \text{m}^3/\text{a}$ 的规模，稳产 7 年，富满油田分为富满油田 I 区、富满油田 II 区及富满油田 III 区，其中富满油田 I 区包括跃满、富源、富源 II、哈得、玉科等区块，富满油田 II 区包括果勒西、果勒、果勒东、满深、富源 III、富源 IV 等区块，富满油田 III 区正探索，已部署阿满 3 井。

为了满足富满油田产能开发的需要，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 1000 万元在新疆巴州尉犁县境内实施“富源 401 井开采及集输工程”。本工程建设性质为改扩建，属于现有富满油田内的改扩建项目，主要建设内容包括：①在富源 401 采气井场内建设采气树、抗硫加热节流撬、电控信一体化撬等设备；②新建单井采气管线 5km 及燃料气管线 4.1km；③配套建设土建、通信、供电、自控等。项目建成后天然气产量为 $9 \text{万 m}^3/\text{d}$ ，凝析油产量为 13t/d 。

1.2 环境影响评价工作过程

拟建工程属于油气开采项目，位于新疆巴州尉犁县境内，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和《关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号)，项目位于塔里木河流域水土流失重点预防区及治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法》(2018 年 12 月 29 日修正)、《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(部令第 16 号)，拟建工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 8 陆地天然气开采 0721”中的“涉及环境敏感区的(含内部集输管道建设)”，应编制环境影响报告书。

为此，塔里木油田分公司于 2024 年 7 月 17 日委托河北省众联能源环保科技有限公司开展拟建工程的环境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于 2024 年 7 月 22 日在《新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站》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，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。

(2) 规划符合性判定

拟建工程属于塔里木油田分公司油气开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《塔里木油田“十四五”发展规划》。拟建工程位于富满油田，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，

符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

(3) “三线一单”符合性判定

拟建工程距生态保护红线(塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区)最近为 10.6km, 不在生态保护红线内; 拟建工程采出气密闭输送, 从源头减少泄漏产生的无组织废气; 运营期产生的采出水随凝析油一起进入哈一联合站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, 运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理; 拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求, 项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施, 改善区域环境空气质量; 工程在正常状况下不会造成土壤污染, 不会增加土壤环境风险; 水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标; 满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求, 符合新疆维吾尔自治区、七大片区、巴音郭楞蒙古自治州“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; 地下水环境影响评价工作等级为三级; 采气井场、采气管线土壤环境(生态型)影响评价等级为二级; 采气井场、采气管线土壤环境(污染型)影响评价等级为三级; 燃料气管线为Ⅳ类项目, 可不开展土壤环境影响评价工作。

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) 拟建工程井场加热炉烟气满足《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限值; 井场无组织废气非甲烷总

烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求， H_2S 可满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表 1 二级新扩改建项目标准。项目实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(2) 项目运营期产生废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随凝析油一起进入哈一联合站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，运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。拟建工程无废水排入地表水体，对地表水环境影响可接受。

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

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

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

(6) 拟建工程井场建设、管线敷设会对区域植被覆盖度造成一定的影响，施工完成后，在采取相应措施后施工过程对生态环境造成的影响可自然恢复。从生态影响的角度分析，本工程可行。

(7) 拟建工程涉及的风险物质主要包括凝析油、天然气、 H_2S ，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

1.5 主要结论

综合分析，本工程属于现有富满油田内的改扩建项目，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、巴音郭楞蒙古自治州“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《富源 401 井开采及集输工程公众参与说明书》，公示期间未收到反馈意见。为此，本评价从环保角度认为拟建工程建设可行。

本次评价工作得到了各级生态环境主管部门、塔里木油田分公司等诸多单

位的大力支持和帮助，在此一并致谢！

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

(1) 《中华人民共和国环境保护法》(2014 年 4 月 24 日发布, 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》(修订)(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》(2016 年修订)(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);

(10) 《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);

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

(12) 《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);

(13)《中华人民共和国安全生产法》(2002 年 11 月 1 日施行, 2021 年 6 月 10 日修正);

(14)《中华人民共和国突发事件应对法》(2007 年 8 月 30 日审议通过, 2007 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);

(2)《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 日施行);

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

(4)《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》(国发[2016]31 号, 2016 年 5 月 28 日发布并实施);

(5)《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》(国发[2015]17 号, 2015 年 4 月 2 日发布并实施);

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

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

(8)《地下水管理条例》(国务院令 748 号, 2017 年 9 月 15 日公布, 2021 年 12 月 1 日施行);

(9)《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);

(10)《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);

(11)《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);

(12)《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);

(13)《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 日实施);

(14)《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);

(15)《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);

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

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

(18)《工矿用地土壤环境管理办法(试行)》(生态环境部令 第 3 号, 2017 年 5 月 3 日发布, 2018 年 8 月 1 日实施);

(19)《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);

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

(21)《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);

(22)《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);

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

(24)《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);

(25)《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);

(26)《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);

(27)《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);

(28)《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法(试行)》(环发[2015]4号,2015年1月8日发布并实施);

(29)《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);

(30)《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号);

(31)《地下水管理条例》(国务院令第748号);

(32)《油气田开发生产井报废规定》(Q/SY36-2007);

(33)《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017);

(34)《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);

(35)《一般工业固体废物管理台账制定指南(试行)》(生态环境部公告2021年第82号);

(36)《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);

(37)《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);

(38)《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);

(39)《国家级公益林管理办法》(林资发[2017]34号);

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

2.1.2.2 地方环境保护法规和规章

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(10) 《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号);

(11) 《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》;

(12) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》;

(13) 《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》(新政发[2021]18 号, 2021 年 2 月 21 日发布并实施);

(14) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》;

(15) 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发[2020]138 号)。

(16) 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》;

(17)《关于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);

(18)《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法(试行)》(新林资字[2015]497 号);

(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)《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024 年)》;

(22)《关于印发<自治州大气污染防治三年攻坚行动方案(2023-2025 年)>的通知》(巴政发[2023]27 号);

(23)《关于印发自治州大气污染防治行动计划实施方案的通知》(巴政发[2015]24 号);

(24)《关于印发巴音郭楞蒙古自治州水污染防治工作方案的通知》(巴政发[2016]52 号);

(25)《关于印发自治州实施最严格水资源管理制度“三条红线”控制指标的通知》(巴政发[2015]172 号);

(26)《关于印发<自治州固体废物污染防治实施方案>的通知》(巴政办发[2018]79 号);

(27)《关于印发巴音郭楞蒙古自治州土壤污染防治工作方案的通知》(巴政办发[2017]39 号);

(28)《巴音郭楞蒙古自治州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》;

(29)《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》(巴政办发[2021]32 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)》(HJ 964-2018);
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018);
- (9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023);
- (10) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018);
- (11) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环境保护部公告 2012 年第 18 号);
- (12) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》;
- (13) 《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012);
- (14) 《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南(试行)》(HJ1209-2021);
- (15) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022);
- (16) 《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物(试行)》(HJ1200-2021)。

2.1.4 相关文件及技术资料

- (1) 《富源 401 井开采及集输工程实施方案》(塔里木油田分公司);
- (2) 《环境质量现状监测报告》;
- (3) 塔里木油田分公司提供的其他技术资料;
- (4) 环评委托书。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

- (1) 通过环境现状调查和监测,掌握项目所在地尉犁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。

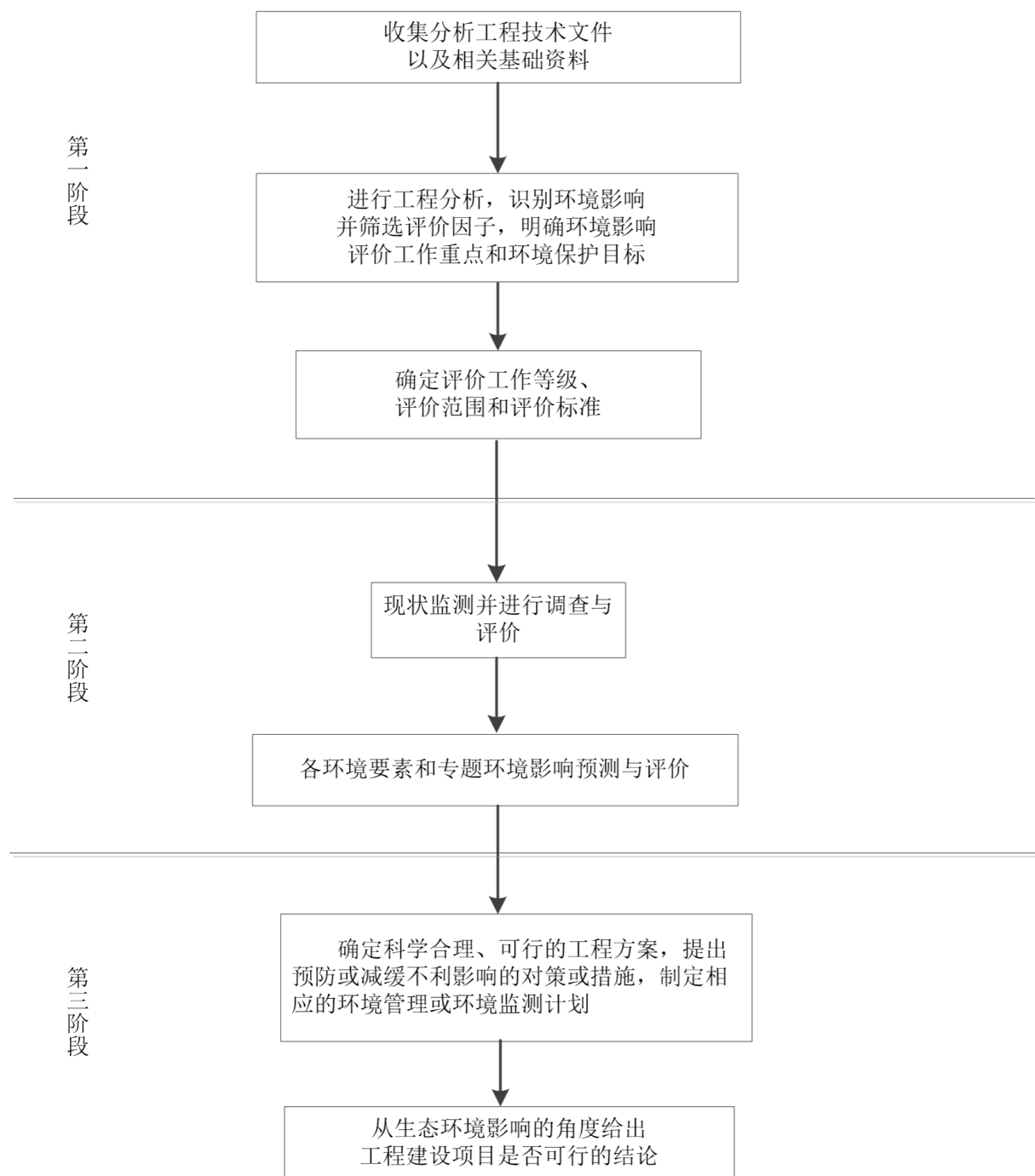


图 2.2-1 环境影响评价工作程序图

2.3 环境影响要素和评价因子

2.3.1 环境影响要素识别

根据拟建工程主要污染源污染因子及区域环境特征，对项目实施后的主要

环境影响要素进行识别，结果见表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响要素识别结果一览表

环境因素 \ 单项工程		施工期	运营期	退役期
		井场及油气集输工程	油气开采及集输工程	封井、井场清理
自然环境	环境空气	-1D	-1C	-1D
	地表水	-1C	—	—
	地下水	-1D	-1C	—
	声环境	-1D	-1C	-1D
	土壤环境	-1D	-1C	—
生态环境	地表扰动	-1C	—	-1D
	土壤肥力	-1C	—	-1D
	植被覆盖度	-1C	—	—
	生物量损失	-1C	—	—
	生物多样性	-1D	—	+1D
	生态系统完整性	-1C	-1C	+1D

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

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

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

由表 2.3-1 可知，拟建工程的建设对环境的影响是多方面的，存在短期或长期的负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素中的环境空气、地下水环境、声环境、土壤环境、生态环境要素中的地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生物多样性、生态系统完整性等产生一定程度的负面影响；运营期对环境的影响是长期的，最主要的是对自然环境中的环境空气、声环境、地下水环境、土壤环境等产生不同程度的直接的负面影响；退役期对环境的影响体现在对环境空气、声环境和生态环境的短期影响。

2.3.2 评价因子

根据环境影响因素识别结果，结合区域环境质量现状，以及拟建工程特点和污染物排放特征，确定工程评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 拟建工程评价因子一览表

环境要素	项 目	评 价 因 子
------	-----	---------

环境空气	现状评价	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、NO ₂ 、SO ₂ 、非甲烷总烃、硫化氢	
	污染源评价	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度、非甲烷总烃、硫化氢	
	影响评价	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、非甲烷总烃、硫化氢	
地下水环境	现状评价	基本水质因子：pH、色度、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、硫酸盐、氯化物、氟化物、氰化物、碘化物、挥发性酚类、铝、铁、锰、铜、锌、砷、汞、铅、镉、铬(六价)、硒、阴离子表面活性剂、总大肠菌群、菌落总数、苯、甲苯 检测分析因子：K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 特征因子：石油类	
地下水环境	污染源评价	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	
	影响评价	石油类	
土壤环境	现状评价	建设用地基本因子：pH、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,1,2,2-五氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘 农用地基本因子：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌 特征因子：石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、pH、全盐量	
	污染源评价	石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、盐分含量、pH	
	影响评价	污染影响型	石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)
		生态影响型	盐分含量
固体废物	污染源评价	施工期：一般工业固废(施工土方)，生活垃圾；	
	影响评价	运营期：危险废物(落地油、废防渗材料)	
声环境	现状评价	L _{Aeq, T}	
	污染源评价	L _A	
	影响评价	L _{Aeq, T}	
生态环境	现状评价	地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生物多样性、生态	
	影响评价	系统完整性	
温室气体	污染源评价	CO ₂ 、CH ₄	
环境风险	风险识别	凝析油、天然气、硫化氢	
	简单分析	—	

2.4 评价等级和评价范围

2.4.1 评价等级

2.4.1.1 大气环境影响评价工作等级

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

(1) $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 的确定

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

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

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

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

(2) 城市农村选项确定

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

(3) 模型参数和污染源及其预测结果

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

表 2.4-1 估算模型参数一览表

序号	参数	取值
----	----	----

1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	/
2	最高环境温度/℃		41.2
3	最低环境温度/℃		-24.2
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		沙地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
		地形数据分辨率/m	90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

表 2.4-2 主要废气污染源参数一览表(点源, 100%负荷)

序号	污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔高度(m)	排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	烟气流量(m ³ /h)	烟气流速(m/s)	烟气温度(℃)	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(°)										
1	富源 401 井加热炉烟气			934	8								

表 2.4-3 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(°)									
富源 401 井无组织废气			934								

表 2.4-4 P_{max}及D_{10%}预测及计算结果一览表

序	污染源名称	评价因子	C _i (μ)	评价标准	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出	D _{10%} (m)
---	-------	------	--------------------	------	--------------------	----------------------	-------	----------------------

号			g/m^3	$(\mu\text{g}/\text{m}^3)$			现距离(m)	
1	富源 401 井加热炉烟气	PM_{10}						
		$\text{PM}_{2.5}$						
		SO_2						
		NO_2						
2	富源 401 井无组织废气	非甲烷总烃						
		硫化氢						

(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 $1\% < P_{\max} < 10\%$ ，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。

2.4.1.2 地表水环境影响评价工作等级

拟建工程废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随凝析油一同进入哈一联合站采出水处理单元处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注地层；井下作业废水收集后送轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，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，拟建工程地表水环境影响评价工作等级为三级 B。

2.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级

(1) 建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，本项目井场建设内容属于常规天然气开采井场，项目类别为 II 类；采气管线类别为 II 类(采出天然气中含有凝析油、采出水，按油类管道考虑)；燃料气管线类别为 III 类。

(2) 地下水环境敏感程度

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

表 2.4-4 地下水环境敏感程度分级表

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

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

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

(3) 评价工作等级判定

地下水评价工作等级划分依据见表 2.4-5。

表 2.4-5 地下水评价工作等级划分依据一览表

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

拟建工程天然气开采井场、采气管线为地下水环境影响评价 II 类项目、环境敏感程度为不敏感,地下水环境影响评价工作等级为三级;燃料气管线地下水环境影响评价 III 类项目、环境敏感程度为不敏感,地下水环境影响评价工作

等级为三级。

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

(1) 声环境功能区类别

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

(2) 敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

拟建工程井场周围 200m 范围内现状无声环境敏感目标。

(3) 评价工作等级判定

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

2.4.1.5 土壤环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)以及区域历史监测数据，项目所在区域土壤盐分含量 $\geq 4\text{g/kg}$ ，属于 HJ964-2018 盐化地区。拟建项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

(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》(HJ349-2023)，本项目井场建设内容属于常规天然气开采井场，属于 II 类项目；采气管线类别为 II 类(采出天然气中含有凝析油、采出水，按油类管道考虑)；燃料气管线属于 IV 类项目，可不开展土壤环境影响评价工作。

(2) 占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，“建设项目占地规模分为大型($\geq 50\text{hm}^2$)、中型($5\sim 50\text{hm}^2$)和小型($\leq 5\text{hm}^2$)”。

本项目永久占地面积为 0.16hm^2 ，占地规模为小型。

(3) 建设项目敏感程度

① 污染影响型

拟建工程井场、采气管线周边 200m 范围内不存在耕地、园地、牧草地、饮

用水水源地或村庄、学校等敏感点及其他土壤环境敏感目标，土壤环境敏感程度为“不敏感”。

②生态影响型

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

(4) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，生态影响型和土壤环境污染影响型评价工作等级划分见表2.4-6和表2.4-7。

表 2.4-6 土壤环境生态影响型评价工作等级划分依据一览表

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

拟建工程采气井场、采气管线建设属于 II 类项目，生态影响型环境敏感程度为“敏感”，采气井场、采气管线生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级。

表 2.4-7 土壤环境污染影响型评价工作等级划分依据一览表

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

拟建工程采气井场、采气管线建设属于 II 类项目，项目占地规模为小型；污染影响型环境敏感程度为“不敏感”；采气井场、采气管线土壤环境污染影响型评价工作等级为三级。

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

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

(1) 本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境。

(2) 本项目不涉及自然公园、生态保护红线。

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

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

(5) 本项目不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域。

(6) 本项目永久占地面积 0.16hm²，临时占地面积 4.088hm²，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。

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

2.4.1.7.1 危险物质及工艺系统危险性(P)的分级确定

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

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

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

式中：q₁, q₂...q_n 每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁, Q₂...Q_n 每种危险物质的临界量，t。

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

表 2.4-8 建设项目 Q 值确定表

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量q _n /t	临界量Q _n /t	该种危险物质Q值
采气管线	1	凝析油	—	2.3219	2500	0.0009
	2	天然气	74-82-8	2.9040	10	0.2904
	3	硫化氢	7783-06-4	0.0015	2.5	0.0006
燃料气管线	1	天然气	74-82-8	0.1729	10	0.0173

项目Q值Σ	0.0392
-------	--------

注：采气管线直径 80mm，管线压力 10MPa，长度 5km，燃料气管线直径 50mm，管线压力 2.5MPa，长度 4.1km。

经计算，本工程 Q 值为 $0.0392 < 1$ ，风险潜势为 I。

2.4.1.7.2 评价工作等级的划分

根据导则规定，环境风险评价工作等级划分方法见表2.4-9。

表2.4-9 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 2.4-9 可知，本工程环境风险潜势为 I，因此本工程确定环境风险评价等级为简单分析。

2.4.2 评价范围

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

表 2.4-10 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素		评价等级	评 价 范 围
1	环境空气		二级	以井场为中心边长 5km 包络线区域
2	地表水环境		三级 B	—
3	地下水环境		三级	井场地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的矩形区域，管道边界两侧向外延伸 200m
4	声环境		二级	井场边界外 200m 范围
5	土壤环境	生态影响型	二级	井场边界外扩 2km，采气管线边界两侧向外延伸 200m 范围
		污染影响型	三级	井场边界外扩 50m，采气管线边界两侧向外延伸 200m 范围
6	生态影响		三级	井场周围 50m 范围，管线中心线两侧 300m
7	环境风险		简单分析	—

2.5 评价内容和评价重点

2.5.1 评价内容

根据拟建工程特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.5-1。

表 2.5-1 评价内容一览表

序号	项目	内容
1	概述	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响要素和评价因子、评价等级与评价范围、评价内容和评价重点、相关规划、技术规范、政策法规及环境功能区划、评价标准、环境保护目标
3	建设项目工程分析	(1) 区块开发现状及环境影响回顾：富满油田开发现状、富满油田“三同时”执行情况、环境影响回顾评价、区块污染物排放情况、存在环保问题及整改措施。 (2) 在建工程：主要介绍基本情况、三同时执行情况、工艺流程及产排污节点。 (3) 拟建工程：项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、运营期污染源及其防治措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、三本账、污染物总量控制分析。 (4) 依托工程：介绍哈一联合站、玉科油气回收站、轮南油田钻试修废弃物环保处理站等基本情况及依托可行性分析
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境质量现状监测与评价
5	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析(施工废气影响分析、施工噪声影响分析、施工期固体废物影响分析、施工废水影响分析、施工期生态影响分析) 运营期环境影响预测与评价(大气环境影响评价、地表水环境影响评价、地下水环境影响评价、声环境影响评价、土壤环境影响评价、固体废物影响分析、生态影响评价、环境风险分析) 退役期影响分析(退役期污染物情况、退役期生态保护措施)
6	环保措施可行性论证	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及建议
8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性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	结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.5.2 评价重点

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

2.6 评价标准

本次环境影响评价执行如下标准:

(1) 环境质量标准

环境空气:PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃ 执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单(生态环境部公告 2018 年第 29 号)二级标准;非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准;H₂S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m³ 的标准。

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

声环境:执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准。

土壤:占地范围内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值;占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值;石油烃参照执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值。

(2) 污染物排放标准

废气:加热炉烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放限值;井场厂界无组织排放非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求中相应限值;井场无组织排放 H₂S 执行《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新扩改建项目二级标准。

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

(3) 控制标准

固体废物：一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)。

上述各标准的标准值见表 2.6-1 至表 2.6-3。

表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	一级标准	二级标准	单位	标准来源
空气	PM ₁₀	年平均	40	70	μg/m ³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单标准
		24 小时平均	50	150		
	PM _{2.5}	年平均	15	35		
		24 小时平均	35	75		
	SO ₂	年平均	20	60		
		24 小时平均	50	150		
		1 小时平均	150	500		

续表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	一级标准	二级标准	单位	标准来源	
空气	NO ₂	年平均	40	40	μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 及其修改单 标准	
		24 小时平均	80	80			
		1 小时平均	200	200			
	CO	24 小时平均	4	4	mg/m ³		
		1 小时平均	10	10			
	O ₃	日最大 8 小时平均	100	160	μg/m ³		
		1 小时平均	160	200			
	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	2.0	mg/m ³		《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m ³ 的标准
	H ₂ S	一次	0.01	0.01	mg/m ³		《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录D 其他污染物空气质量浓度参考限值
环境要素	项目	取值时间	标 准	单位	标准来源		
地下水	色	≤15		铂钴色度单位	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表 1 感官性状 及一般化学指标中Ⅲ类		
	嗅和味	无		—			

	浑浊度	≤3	NTU	
	肉眼可见物	无	—	
	pH	6.5~8.5	—	
	总硬度	≤450	mg/L	
	溶解性总固体	≤1000		
	硫酸盐	≤250		
	氯化物	≤250	mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1 感官性状 及一般化学指标中Ⅲ类
	铁	≤0.3		
	锰	≤0.10		
	铜	≤1.00		
	锌	≤1.00		
	铝	≤0.20		
	挥发性酚类	≤0.002		
	阴离子表面活性剂	≤0.3		
	耗氧量	≤3.0		
	氨氮	≤0.50		

续表 2.6-1

环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标准	单位	标准来源
地下水	硫化物	≤0.02	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
	钠	≤200			
	总大肠菌群	≤3.0	CFU/100mL		《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1 微生物指 标中Ⅲ类
	菌落总数	≤100	CFU/mL		
	亚硝酸盐	≤1.00	mg/L		《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1 毒理学指 标中Ⅲ类
	硝酸盐	≤20.0			
	氰化物	≤0.05			
	氟化物	≤1.0			
	碘化物	≤0.08			
	汞	≤0.001			
	砷	≤0.01			
	硒	≤0.01			
	镉	≤0.005			
	铬(六价)	≤0.05			

	铅	≤0.01			
	三氯甲烷	≤0.06			
	四氯化碳	≤0.002			
	苯	≤0.01			
	甲苯	≤0.7			
	石油类	≤0.05		mg/L	参照执行《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) III类标准
声环境	L _{Aeq, T}	昼间	60	dB(A)	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2 类区标准
		夜间	50		

表 2.6-2 土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	第二类用地风险筛选值	单位	标准
1	砷	60	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1、表 2 第二类用地筛选值
2	镉	65		
3	六价铬	5.7		
4	铜	18000		
5	铅	800		

续表 2.6-2 土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	第二类用地风险筛选值	单位	标准
6	汞	38	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1、表 2 第二类用地筛选值
7	镍	900		
8	四氯化碳	2.8		
9	氯仿	0.9		
10	氯甲烷	37		
11	1,1-二氯乙烷	9		
12	1,2-二氯乙烷	5		
13	1,1-二氯乙烯	66		
14	顺 1,2-二氯乙烯	596		
15	反 1,2-二氯乙烯	54		
16	二氯甲烷	616		
17	1,2-二氯丙烷	5		
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10		
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8		

20	四氯乙烯	53		
21	1, 1, 1-三氯乙烷	840		
22	1, 1, 2-三氯乙烷	2.8		
23	三氯乙烯	2.8		
24	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5		
25	氯乙烯	0.43		
26	苯	4		
27	氯苯	270		
28	1, 2-二氯苯	560		
29	1, 4-二氯苯	20		
30	乙苯	28		
31	苯乙烯	1290		
32	甲苯	1200		
33	间/对二甲苯	570		
34	邻二甲苯	640		
35	硝基苯	76		

续表 2.6-2 土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	第二类用地风险筛选值	单位	标准
36	苯胺	260	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1、表 2 第二类用地筛选值
37	2-氯酚	2256		
38	苯并[a]蒽	15		
39	苯并[a]芘	1.5		
40	苯并[b]荧蒽	15		
41	苯并[k]荧蒽	151		
42	蒽	1293		
43	二苯并[a, h]蒽	1.5		
44	茚并[1, 2, 3-cd]芘	15		
45	萘	70		
46	石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)	4500		
47	镉	0.6		《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值(pH>7.5)
48	汞	3.4		
49	砷	25		

50	铅	170		
51	铬	250		
52	铜	100		
53	镍	190		
54	锌	300		

表 2.6-3 污染物排放标准一览表

类别	污染源	项 目	排放限值	单位	标 准 来 源
废气	加热炉 烟气	颗粒物	20	mg/m ³	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值
		二氧化硫	50		
		氮氧化物	200		
		烟气黑度	1	级	
	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 《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表 1 新改扩建项目二级标准
		H ₂ S	0.06		
施工 噪声	L _{Aeq, T}	昼间	70	dB(A)	《建筑施工场界环境噪声排放标准》 (GB12523-2011)
		夜间	55		
厂界 噪声		昼间	60		《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008)2 类标准
		夜间	50		

2.7 相关规划、技术规范、政策法规及环境功能区划

2.7.1 主体功能区划

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

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

2.7.2 相关规划、技术规范及政策法规

(1) 相关规划

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆巴州尉犁县境内，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》、《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》、《塔里木油田“十四五”发展规划》等。拟建工程与相关规划符合性分析结果参见表 2.7-1。

表 2.7-1 相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度	拟建工程属于塔里木盆地天然气开采项目	符合
《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》	立足巴州塔里木盆地油气主产区资源优势和加工基础，稳定扩大油气产能，积极争取承接进口油气运输中转、储备、加工和交易中心重要功能，推进石油化工基地建设，做大做强基础石化，拉长精细化工产业链条，推动炼化纺一体化发展，提高资源就地加工比例，推动巴州由单一资源输出地向全产业链加工基地转型，打造新疆大型油气生产、加工、外送基地和战略储备基地	本项目属于塔里木油田分公司富满油田油气开采项目	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强重点行业 VOC _s 治理。实施 VOC _s 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOC _s 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOC _s 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOC _s 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOC _s 排放量	拟建工程井场无组织废气排放涉及 VOC _s 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合
	加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测	报告中已提出环境监测计划，详见：“9.4.3 监测计划”	符合

续表 2.7-1

相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	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
《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》	以石化、化工等行业为重点，加快实施 VOCs 治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和 VOCs 在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOCs 治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOCs 治理，加快更换装载方式	拟建工程井场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合
《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》	加强油气资源开发集中区域土壤环境风险管控。以塔里木油田、塔河油田等油气资源开发强度较大地区为重点，开展油气资源开发区土壤环境质量专项调查，建立油气资源开发区域土壤污染清单，对列入土壤污染清单中的区域，编制风险管控方案。加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用，开展油气资源开发区历史遗留污染场地治理，对历史遗留油泥坑进行专项排查，建立整治清单、制定治理与修复计划	拟建工程运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料，属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置	符合

续表 2.7-1

相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》	持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排水雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全	拟建工程采出水随凝析油一同进入哈一联合站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，运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610 - 2016）“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
	按照生态环境部统一部署，建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动	拟建工程不涉及自然保护区	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

续表 2.7-1

相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区油气发展“十四五”规划》	加强油气产能建设。提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜一大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替。	拟建工程为塔里木盆地天然气开采项目，促进油气增储上产	符合

(2) 本工程与塔里木油田“十四五”发展规划符合性分析见表 2.7-2。

表 2.7-2 塔里木油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划》	“十四五”期间持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北-塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产。	拟建工程为天然气开采项目，可保证富满油田持续稳产	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，强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。 (四) 加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化，油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作	拟建工程废气主要为井场无组织废气、加热炉烟气，加热炉燃烧清洁能源天然气，采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水、井下作业废水，采出水随采出气一起送至哈一联合站处理，井下作业废水送轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理；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、废防渗材料，落地油、废防渗材料收集后委托有资质单位接收处置。项目井场采取分区防渗措施，同时提出相关防沙治沙措施	符合

(3) 拟建工程与相关文件符合性分析见表 2.7-3。

表 2.7-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》(新环环评发[2020]142 号)	加快推进油气发展(开发)相关规划编制,并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展(开发)规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的,应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	塔里木油田分公司已开展《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电网、高标准清洁燃油,减少废气排放。选用低噪声设备,避免噪声扰民。施工结束后,应当及时落实环评提出的生态保护措施	拟建工程报告中已提出施工过程中严格控制作业带,减少施工占地的措施,要求施工结束后及时进行恢复清理,落实报告中提出的生态保护措施,避免对区域生态环境造成影响	符合
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区,并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险,尽量远离沿线居民	拟建工程油气集输管线采取埋地敷设方式,敷设管线未穿越红线,不在生态保护红线范围内,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	哈得采油气管理区制定有《塔里木油田公司哈得油气开发部突发环境事件应急预案》(备案编号 652924-2022-026),后续应根据本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

续表 2.7-3

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	因矿制宜选择开采工艺和装备,符合清洁生产要求。应贯彻“边开采,边治理,边恢复”的原则,及时治理恢复矿区地质环境,复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后,恢复井场周边及管线临时占地,符合“边开采,边治理,边恢复”的原则	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,科学合理地确定开发方案,选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺,推广使用成熟、先进的技术装备,严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	拟建工程开发方案设计考虑了富满油田油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,所选用的技术和工艺均成熟、先进	符合
	集约节约利用土地资源,土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目井场永久占地和管线临时占地规模均从土地资源节约方面考虑,尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发[2020]138号)	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件,严格按照《环境影响评价技术导则生态影响》要求,强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估	报告中已提出有效可行的防沙治沙措施,具体见“5.1.5.2 章节”	符合
	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目,不予批准其环评文件,从源头预防环境污染和生态破坏	拟建工程不在沙化土地封禁保护区范围内,不属于对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目,项目在采取有效的生态保护、避让、减缓等措施,不会超过区域生态环境承载能力	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	拟建工程运营期废水主要为采出水和井下作业废水,采出水随凝析油一同进入哈一联合站处理,处理达标后进行回注;井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理;落地油和废防渗材料委托有危废处置资质的单位接收处置;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

续表 2.7-3

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年 第 18 号)	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,输送至哈一联合站集中处理;落地油和废防渗材料委托有危废处置资质的单位接收处置	符合
	在油气集输过程中,应采用密闭流程,减少烃类气体排放	拟建工程油气集输过程为密闭流程	符合
	在油气开发过程中,应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井,若有较大的生态影响,应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区,应采取措施,保护零散自然湿地	拟建工程不涉及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	拟建工程运营期采出水随凝析油一同进入哈一联合站处理,达标后回注地层;井下作业废水委托轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理,达标后回注地层	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和废防渗材料,委托有危废处置资质单位接收处理	符合

续表 2.7-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第7号)	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置,必须符合国家 and 自治区有关规定;不具备处置、利用条件的,应当送交有资质的单位处置。煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物,应当采取措施防止污染大气、土壤、水体	拟建工程运营期落地油和废防渗材料,委托有危废处置资质单位接收处理	符合
《关于规范临时用地管理的通知》(自然资源[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”,尽量少占耕地	符合
	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地,可先以临时用地方式批准使用,勘探结束转入生产使用的,办理建设用地审批手续	严格按照有关规定办理建设用地审批手续	符合

续表 2.7-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知》(新环固体函[2022]675号)	历史遗留废弃磺化泥浆可由具备相应能力的危险废物集中处置设施,或专业废弃磺化泥浆集中处置设施进行规范化处置,历史遗留磺化泥浆采取填埋方式进行处置的,需开展危险废物鉴别,根据鉴别结论按照《危险废物填埋污染控制标准》(G118597-2019)或《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB 18599-2020)要求开展填埋处置;综合利用历史遗留废弃磺化泥浆的,应满足《固体废物再生利用污染防治技术导则》(HJ1091-2020)等相关要求	塔里木油田分公司哈得采油气管理区已开展历史遗留废弃磺化泥浆治理工作,规范化处置历史遗留废弃磺化泥浆	符合
《国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知》(国发[2023]24号)	强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀,定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理;含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井(池)有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区,2024 年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间,及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。	塔里木油田分公司哈得采油气管理区已委托第三方单位开展 LDAR 工作,对泵、阀等密封点进行检测;拟建工程采用密闭集输工艺	符合

续表 2.7-3

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区环境保护条例(2018年修正)》	在自治区行政区域内严格控制引进高排放、高污染、高耗能项目，禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目	拟建工程不属于高污染、高耗能项目	符合
	任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目，对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁	拟建工程不涉及水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库，且不属于重化工涉重金属等工业污染项目	符合
	各类开发和建设活动应当符合环境保护规划和生态功能区划的要求，严格遵守生态保护红线的规定	拟建工程符合《新疆生态功能区划》、《生态环境保护“十四五规划”》等要求，不在生态保护红线范围内	符合
《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》(新环发[2018]133号)	油气田开发建设项目的建设运营单位(即项目业主单位)为油气田勘探开发活动环保责任单位，对在其作业区域内生产运营活动负有监督和管理责任。业主单位责任人为该油气田开发区域内环保第一责任人，要切实履行好监督管理的责任。	拟建工程日常环境管理工作纳入塔里木油田分公司哈得采油气管理区现有QHSE管理体系对区域内生产运营活动进行监督和管理	符合
	严格落实《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》要求各油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收、且稳定运行满5年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施，推动油气田开发建设绿色高质量发展	拟建项目已提出定期开展环境影响后评价工作相关要求，详见9.1.5章节	符合

续表 2.7-3

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入标准》	1. 石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	项目符合《塔里木油田“十四五”发展规划》及规划环评要求，项目为现有富满油田改扩建项目	符合
	2. 在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	项目符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求	符合
	3. 涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目	拟建工程不涉及	符合

入条件 (2024 年)》	按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。		
	1. 施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	拟建工程施工期严格控制施工作业面积、缩短施工时间，提出水土保持、防风固沙、生态修复的要求，有效降低生态环境影响	符合
	2. 陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728) 要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271) 要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。	拟建工程废气主要为加热炉烟气、井场无组织废气，加热炉燃用清洁能源天然气，井场采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水、井下作业废液，采出水随凝析油一同进入哈一联合站处理，井下作业废液送轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放；拟建工程油气集输采用管输方式，损耗率不高于 0.5%；井场边界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728) 要求；拟建工程井场加热炉燃用清洁能源天然气，加热炉烟气满足《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；拟建工程位于富满油田不属于高含硫天然气开采	符合
	3. 油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80% 以上；边远井，零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存(CCUS) 技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	本项目提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	符合

续表 2.7-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求		本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》	污 染 防 治 与 环 境 影 响	4. 陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。	本项目运营期采出水随采出液一起进入博孜天然气处理厂处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐不落地收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。	符合
		5. 涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	本项目采出水随凝析油一同进入哈一联合站处理污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层	—
		6. 废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。	本项目运营期产生的落地油及废防渗材料均属于危险废物，桶装收集后依托区域具有危废处置资质的公司接收处置	符合

续表 2.7-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
------	------	-----	-----

《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》	污染防治与环境影响	7. 噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348) 要求。	本项目井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准要求	符合
		8. 对拟退役的废弃井(站)场、管道、道路等工程设施应进行生态修复,生态修复前应对废弃油(气)井、管道进行封堵或设施拆除,确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术规范(试行)》《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求。	退役的废弃井场、管道、道路等工程设施应进行生态修复,生态修复前对废弃油(气)井、管道进行封堵或设施拆除,确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术规范(试行)》《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求。	符合

综上所述,本项目符合《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》、《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》、《塔里木油田“十四五”发展规划》、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910 号)、《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号)、《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024 年)》等相关规划、技术规范和政策法规文件要求。

2.7.3 “三线一单”分析

2021 年 2 月,新疆维吾尔自治区人民政府发布了《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》(新政发[2021]18 号)。为落实其管控要求,2021 年 7 月,新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》(新环环评发[2021]162 号);2021 年 7 月,巴州人民政府办公室分别发布了《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生

态环境分区管控方案》(巴政办发[2021]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 2.7-4 至表 2.7-9, 拟建工程与“生态保护红线”位置关系示意图见附图 7, 拟建工程与环境管控单元位置关系见附图 4。

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

文件名称	文件要求		拟建工程	符合性
《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》(新政发[2021]18 号)	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求, 对划定的生态保护红线实施严格管控, 保障和维护国家生态安全的底线和生命线	拟建工程距离生态保护红线区约 10.6km, 敷设管线未穿越红线, 不在生态保护红线范围内, 管线与生态保护红线位置关系见附图	符合
	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	拟建工程采出水随凝析油一同进入哈一联合站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轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理, 废水均不向外环境排放; 拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域, 拟建工程油气采取密闭集输工艺, 拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求, 项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施, 改善区域环境空气质量。拟建工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标, 不会增加土壤环境风险	符合
	资源利用上线	强化节约集约利用, 持续提升资源能源利用效率, 水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展, 积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等 4 个国家级低碳试点城市发挥低碳试点示范和引领作用	拟建工程采出水随凝析油一起进入哈一联合站处理达标后回注地层, 井下作业废水送轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理, 不外排; 本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域, 本项目油气采取密闭集输工艺, 加强设备管理, 加强阀门的检修与维护, 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, 对土地资源占用较少, 土地资源消耗符合要求; 本项目开发符合资源利用上线要求	符合

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

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

表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控类别	管控要求		拟建工程	符合性
A1空间布局约束	【A1.1-1】禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录(2019年本)》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单(2019年版)》禁止准入类事项。除国家规划项目外，凡属于新增产能“三高”项目均不允许在全疆新(改、扩)建		拟建工程为天然气开采项目，属于“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；不属于《市场准入负面清单(2022 年版)》(发改体改规[2022]397 号)中禁止准入类项目；不属于“三高”项目	符合

续表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

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

续表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控类别	管控要求	拟建工程	符合性
A1空间布局约束	【A1.4-3】石化、化工、煤化工、制药、农药等挥发性有机物排放重点行业建设项目，以及工业涂装、包装印刷等涉 VOC _s 排放的项目，在符合国家产业政策和清洁生产水平要求、满足污染物排放标准以及污染物排放总量控制指标的前提下，必须在依法设立、环境保护基础设施齐全并经规划环评的产业园区内布设。推进工业园区和企业集群建设涉 VOC _s “绿岛” 项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 VOC _s 集中高效处理	拟建工程属于天然气开采项目，不属于重点行业建设项目。拟建工程实施后采出气密闭输送，减少 VOC _s 排放对大气环境的影响	符合
A2污染物排放管控	【A2.1-1】PM _{2.5} 年平均浓度不达标城市禁止新(改、扩)建未落实 SO ₂ 、NO _x 、烟粉尘、挥发性有机物(VOC _s)等四项大气污染物总量指标倍量替代的项目	拟建工程不涉及	—
	【A2.1-2】优化区域交通运输结构，加大货运铁路建设投入。推进多式联运型和干支衔接型货运枢纽(物流园区)建设，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度，推进重点工业企业和产业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移。钢铁、电解铝、电力、焦化等重点企业要加快铁路专用线建设，充分利用已有铁路专用线能力，大幅提高铁路运输比例。建设城市绿色物流体系，支持利用城市现有铁路货场物流货场转型升级为城市配送中心	拟建工程不涉及	—
	【A2.1-3】推动实现减污降碳协同效应。优先选择化石能源替代、原料工艺优化、产业结构升级等源头治理措施，严格控制高耗能、高排放项目建设。加大交通运输结构优化调整力度，推动“公转铁”和多式联运，推广节能和新能源车辆。加强畜禽养殖废弃物污染治理和综合利用，强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制甲烷、氧化亚氮等温室气体。鼓励各县(市)积极探索协同控制温室气体和污染物排放的创新举措和有效机制	项目不属于高耗能、高排放项目。	符合
	【A2.1-4】到 2025 年，全区所有城镇(城市、县城)和重点镇具备污水收集处理能力，城市污水处理率达到 98%左右，县城污水处理率达到 95%左右	拟建工程采出水随凝析油一同进入哈一联合站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，运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理，无废水排入地表水体	符合

续表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控类别	管控要求	拟建工程	符合性
A2污染物排放管控	【A2.1-5】加强生活垃圾处理。建设城镇生活垃圾综合处理设施,实现地级城市生活垃圾分类投放、分类收集、分类运输和分类处置,县级城市(县城)生活垃圾无害化处理设施全覆盖,区域中心城市及设区城市餐厨垃圾分类收运和处理。提高农村生活垃圾无害化处理水平。积极发展垃圾生物堆肥,统筹建设垃圾焚烧发电设施,促进生活垃圾资源化利用	本项目施工期不设施工营地,生活垃圾运至轮南固废填埋场处置,现场不遗留	符合
	【A2.2-1】伊犁河流域、额尔齐斯河流域、博斯腾湖流域、额敏河流域等敏感区域城镇污水处理设施全面提高至一级 A 排放标准。乌鲁木齐市、喀什市、博乐市、石河子市、五家渠市等建成区水体水质达不到地表水Ⅳ类标准的城市,新改扩建城镇污水处理设施要执行一级 A 排放标准。城镇污水处理厂运行负荷率达到 75%以上	拟建工程不涉及伊犁河流域、额尔齐斯河流域、博斯腾湖流域、额敏河流域等敏感区域,建设地点不在乌鲁木齐市、喀什市、博乐市、石河子市、五家渠市等建成区	—
A3环境风险管控	【A3.1-1】禁止在化工园区外新建、扩建危险化学品生产项目。严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全 and 卫生防护距离要求的危险化学品生产企业,进行定量风险评估,就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出	拟建工程不属于危险化学品生产项目	—
	【A3.1-2】全区受污染耕地安全利用率 2025 年达到 98%以上,2030 年保持 98%;污染地块安全利用率 2025 年不低于 90%,2030 年达到 95%以上	拟建工程不涉及受污染耕地及污染地块	—
A3环境风险管控	【A3.1-3】到 2025 年,全区地下水水质基本稳定。到 2035 年,地下水污染风险得到有效防范。	拟建工程严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求,对井场进行分区防渗,地下水污染风险得到有效防范	符合
	【A3.2-1】建立重污染天气监测预警体系,建立地州(市)与县(市)之间上下联动、县级以上人民政府生态环境主管部门与气象主管机构等有关部门之间左右联动应急响应体系,实行联防联控	拟建工程不涉及	—

续表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控类别	管控要求	拟建工程	符合性
A4资源利用要求	【A4.1-1】实行最严格的水资源管理制度，严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化节水约束性指标管理。自治区用水总量 2025 年、2030 年分别控制在 536.15、526.74 亿立方米以内	本项目开发过程中采取节水措施，生产废水进行综合利用，节约了水资源	符合
	【A4.1-2】严格实行用水总量控制和实施计划供水制度，坚决制止非法开荒。严格实施取水许可制度，对纳入取水许可管理的单位和其他用水大户实行计划用水管理。新建、改建、扩建项目用水要达到行业先进水平，节水设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投运。具备使用再生水条件但未充分利用的钢铁、火电、化工、制浆造纸、印染等项目，不得批准其新增取水许可	本项目用水主要为施工期试压用水，用水量较小，对区域水资源消耗较小	符合
	【A4.1-3】严控地下水超采。严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可。加强地下水超采区综合治理与修复，实行地下水开采量与水位双控制度	拟建工程不涉及地下水的开采	—
	【A4.1-4】2025 年、2030 年新疆维吾尔自治区地下水供水量控制指标分别为 688538 万 m ³ 、626527 万 m ³	拟建工程用水主要为施工期试压用水，用水量较小，对区域水资源消耗较小，不会超过自治区地下水供水量控制指标	符合
	【A4.2-1】2025 年，全区永久基本农田保持在 4100 万亩以上	拟建工程不占用基本农田	—
	【A4.3-1】煤炭占一次能源消费比重持续下降。 【A4.3-2】加强能耗“双控”管理，严格控制能源消费增量和能耗强度。优化能源消费结构，对“乌—昌—石”“奎—独—乌”等重点乡镇域实施新建用煤项目煤炭等量或减量替代。 【A4.3-3】大力发展绿色建筑，城镇新建公共建筑全面执行 65% 强制性节能标准，新建居住建筑全面执行 75% 强制性节能标准	拟建工程不涉及煤炭的消耗	—
	【A4.4-1】重点控制区实施燃煤总量控制。各城市结合本地实际划定和扩大高污染燃料禁燃区范围，逐步由城市建成区扩展到近郊。通过政策补偿等措施，逐步推行以天然气或电替代煤炭。 【A4.4-2】在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源	拟建工程不涉及高污染燃料	—

续表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控类别	管控要求	拟建工程	符合性
A4资源利用要求	【A4.5-1】实施全社会节水行动，推动水资源节约集约利用	拟建工程开发过程中采取节水措施，节约了水资源	符合
	【A4.5-2】大力发展绿色矿业，提高矿产资源开采回采率、选矿回收率和综合利用率	拟建工程属于天然气开采项目，符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)相关要求；拟建工程不涉及选矿回收及综合利用	—

表 2.7-6 拟建工程与“七大片区总体管控”符合性分析

名称	管控要求	拟建工程	符合性
天山南坡片区总体管控要求	切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性	拟建工程不在托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	符合
	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障	拟建工程属于天然气开采项目，施工过程中严格控制施工占地，管道敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，对施工作业带进行生态恢复，尽可能减少对区域生态环境的影响	符合
	推进塔里木河流域用水结构调整，维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水	拟建工程位于尉犁县，未处于博斯腾湖流域，项目用水量较少，不会对塔里木河基本生态用水产生影响	符合
	加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度，实施博斯腾湖综合治理	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
	加强油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	哈得采油气管理区加强油田废弃物的无害化处理，严防富满油田勘探、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 2.7-9 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州“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		本项目	符合性
《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》(巴政办发[2021]32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 10.6km,敷设管线未穿越红线,不在生态保护红线范围内	符合
	环境质量底线	全州水环境质量持续改善,开都河、塔里木河、迪那河、车尔臣河、黄水沟 5 条河流 13 个监测断面稳定达到 II 类水(塔里木河氟化物不参与考核,其他指标均为 II 类),孔雀河 4 个监测断面达到 II 类水,博斯腾湖 17 个重点点位中 1、7、14 监测点均值 III 类,其余监测点均值 IV 类;受污染地表水体得到有效治理,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。全州环境空气质量有所提升,SO ₂ 、NO ₂ 浓度长期维持在较低水平,达到环境空气质量一级标准;逐步减少颗粒物排放,PM ₁₀ 、PM _{2.5} 平均浓度分别低于 81 μg/m ³ 、31.5 μg/m ³ (库尔勒市,扣除沙尘天气影响),空气优良天数比例大于 75.2%(库尔勒市),重污染天数持续减少,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;全州土壤环境质量保持稳定,受污染耕地安全利用率达到 98%以上,污染地块安全利用率不低于 93%,土壤环境风险得到进一步管控	拟建工程采出水随凝析油一同进入哈一联合站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轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理,废水均不向外环境排放;拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域,拟建工程油气采取密闭集输工艺,拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求,项目实施后建设单位应不断强化大气污染防治措施,改善区域环境空气质量。拟建工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标,不会增加土壤环境风险	符合
	资源利用上线	推进低碳发展,强化节约集约利用,持续提升资源能源利用效率,水资源、土地资源、能源消耗等达到自治区下达的总量和强度控制目标。	拟建工程采出水随凝析油一起进入哈一联合站处理达标后回注地层,井下作业废水送轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理,不外排;本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域,本项目油气采取密闭集输工艺,加强设备管理,加强阀门的检修与维护,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,对土地资源占用较少,土地资源消耗符合要求;本项目开发符合资源利用上线要求	符合

续表 2.7-9 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州“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	本项目	符合性
《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》	环境管控单元 巴州共划分 125 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 9 个，主要指优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元以沙漠、荒漠、戈壁、一般农业生产等为主的管控单元，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地控制，对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境影响可接受，从声环境、土壤环境影响角度项目可行	符合

表 2.7-10 本工程与巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求符合性分析一览表

	文件要求	本项目	符合性
空间布局约束	1.1 禁止在人口集中地区和其他依法需要特殊保护的区域内焚烧沥青、油毡、橡胶、塑料、皮革、垃圾以及其他产生有毒有害烟尘和恶臭气体的物质	本项目不涉及	—
	1.2 禁止在居民住宅楼、未配套设立专用烟道的商住综合楼以及商住综合楼内与居住层相邻的商业楼层内新建、改建、扩建产生油烟、异味、废气的餐饮服务项目。任何单位和个人不得在当地人民政府禁止的区域内露天烧烤食品或者为露天烧烤食品提供场地	本项目不涉及	—
	1.3 县级及以上城市建成区原则上不再新建每小时 35 蒸吨以下的燃煤锅炉，其他地区原则上不再新建每小时 10 蒸吨及以下的燃煤锅炉	本项目不涉及新建燃煤锅炉	—
	1.4 禁止在自治州行政区域内引进能（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	本项目属于油气开采项目，耗水量较小，不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合

续表 2.7-10 本工程与巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
空间布局约束	1.5 禁止新建、改建、扩建严重污染大气环境的项目。工业和信息化主管部门应当会同发展和改革、生态环境等部门，根据巴州生态环境局提供的大气监测数据制定工业产业转型升级行动计划和严重污染大气项目退出计划，报本级人民政府批准后向社会公布。对城市建成区大气环境质量造成明显影响的项目，自治州、各县（市）人民政府规定期限内未达到治理要求的项目，应当停产、限期搬迁或者关闭	本项目属于天然气开采项目，不属于严重污染大气环境的项目	符合
	1.6 在饮用水水源保护区内，禁止设置排污口	本项目未处于饮用水水源保护区内	符合
	1.7 开都-孔雀河流域、塔里木河流域沿岸，要严格控制石油加工、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、纺织印染等项目环境风险，合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施	本项目不涉及	—
	1.8 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	本项目未处于基本农田保护区	符合
	1.9 县级以上地方人民政府应当依法将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护。在永久基本农田集中区域，不得新建可能造成土壤污染的建设项目；已经建成的，应当限期关闭拆除	本项目未处于永久基本农田范围内	符合
	1.10 落实重度污染土地严格管控措施。加强对严格管控类耕地、园地、草地的用途管理，依法将其划定为农产品禁止生产区域，严禁种植食用农产品，不得列入国家中央财政投资农业高效节水项目建设；对威胁地下水、饮用水水源安全的，有关县市人民政府要制定环境风险管控方案，并落实有关措施。研究推进严格管控类耕地、园地、草地纳入新一轮退耕还林还草实施范围，制定实施重度污染耕地、园地、草地种植结构调整或退耕还林还草计划。推行耕地轮作休耕制度试点、草地轮牧休牧禁牧制度试点	本项目不涉及	—

续表 2.7-10 本工程巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
空间布局约束	1.11 强化空间布局管控。严格执行相关行业企业布局选址要求，禁止在居民区、学校、医疗和养老机构等周边新建土壤环境重点监管行业企业；结合推进新型城镇化、产业结构调整 and 化解过剩产能等，有序搬迁或依法关闭对土壤造成严重污染的现有企业。结合区域功能定位和土壤污染防治需要，科学布局生活垃圾处理、危险废物处置、废旧资源再生利用等设施 and 场所，合理确定畜禽养殖布局和规模	本项目不涉及	—
	1.12 【生态红线禁止类】生态保护红线内，自然保护区核心保护区原则上禁止人为活动，其他区域严格禁止开发性、生产性建设活动	本项目井场及管线未处于生态保护红线范围内	符合
	1.13 【生态红线允许类】共 6 条	本项目井场及管线未处于生态保护红线范围内	符合
	1.14 自治州、各县（市）人民政府不得批准在沙漠边缘地带和林地、草原开垦耕地；已经开垦并对生态产生不良影响的，应当有计划地组织退耕还林还草；对已退耕、闲置和未开垦的荒滩、荒地，采取引洪灌溉、生态输水、扎草方格等措施，促进生态自然修复。禁止在退耕还林还草实施范围内复耕和从事滥采、乱挖等破坏地表植被的行为	本项目未处于退耕还林还草范围	符合
	1.15 严格保护具有水源涵养功能的自然植被，禁止过度放牧、无序采矿、毁林开荒、开垦草原等行为	本项目选址区域为荒漠，施工结束后采取自然恢复措施	符合
	1.16 限制陡坡垦殖和超载过牧；加强小流域综合治理，实行封山禁牧，恢复退化植被。加强对能源和矿产资源开发及建设项目的监管，加大矿山环境整治修复力度，最大限度地减少人为因素造成新的水土流失	本项目属于天然气开采项目，已提出相关防止水土流失措施	符合
	1.17 对重要水源涵养区建立生态功能保护区，加强对水源涵养区的保护与管理，严格保护具有重要水源涵养功能的自然植被，限制或禁止各种损害生态系统水源涵养功能的经济社会活动和生产方式，如无序采矿、毁林开荒、湿地和草地开垦、过度放牧、道路建设等	本项目属于天然气开采项目，已提出相关防护措施	符合
	1.18 主体功能区实行更加严格的产业准入标准。严格限制区内“两高一资”产业落地，禁止高水资源消耗产业在水源涵养生态功能区布局，限制土地资源高消耗产业在水土保持生态功能区发展，降低防风固沙生态功能区的农牧业开发强度，禁止生物多样性维护生态功能区的大规模水电开发和林纸一体化产业发展	本项目不属于“两高一资”项目	—

续表 2.7-10 本工程与巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
空间布局约束	1.19 自然保护区核心保护区：共 7 条	本项目未处于自然保护区范围内	符合
	1.20 自然保护区一般控制区：共 9 条	本项目未处于自然保护区范围内	符合
	1.21 生态保护红线外的生态空间，原则上按限制开发区域的要求进行管理。按照生态空间用途分区，依法制定区域准入条件，明确允许、限制、禁止的产业和项目类型清单，根据空间规划确定的开发强度，提出城乡建设、工农业生产、矿产开发、旅游康体等活动的规模、强度、布局 and 环境保护等方面的要求，由同级人民政府予以公示	本项目属于天然气开采项目，开采强度未超过区域规划规模	符合
	1.22 严格限制农业开发占用生态保护红线外的生态空间，符合条件的农业开发项目，须依法由市级及以上地方人民政府统筹安排。生态保护红线外的耕地，除符合国家生态退耕条件，并纳入国家生态退耕总体安排，或因国家重大生态工程建设需要外，不得随意转用	本项目不涉及	—
	1.23 在不改变利用方式的前提下，依据资源环境承载能力，对依法保护的生态空间实行承载力控制，防止过度垦殖、放牧、采伐、取水、渔猎、旅游等对生态功能造成损害，确保自然生态系统的稳定	本项目不涉及	—
	1.24 禁止在自然保护区内进行砍伐、放牧、狩猎、捕捞、采药、开垦、烧荒、开矿、采石、挖沙等活动；但是，法律、行政法规另有规定的除外。禁止任何人进入自然保护区的核心区。禁止在自然保护区的缓冲区开展旅游和生产经营活动。严禁开设与自然保护区保护方向不一致的参观、旅游项目	本项目不在自然保护区范围内	符合
	1.25 在风景名胜区内禁止进行下列活动：共 4 条	本项目不在风景名胜区范围内	符合
	1.26 禁止违反风景名胜区规划，在风景名胜区内设立各类开发区和在核心景区内建设宾馆、招待所、培训中心、疗养院以及与风景名胜资源保护无关的其他建筑物；已经建设的，应当按照风景名胜区规划，逐步迁出	本项目不在风景名胜区范围内	符合
	1.27 除国家另有规定外，国家湿地公园内禁止下列行为：共 9 条	本项目不在国家湿地公园范围内	符合
	1.28 在国家级森林公园内禁止从事下列活动：共 9 条	本项目不在国家级森林公园范围内	符合

续表 2.7-10 本工程与巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
空间布局约束	1.29 除国家另有规定外，在国家沙漠公园范围内禁止下列行为：共 3 条	本项目不在国家沙漠公园范围内	符合
污染物排放管控	1.30 在天山自然遗产地内，禁止实施下列行为：共 4 条	本项目不在天山自然遗产地范围内	符合
	1.31 在天山自然遗产地禁建区内，除配置必要的研究监测和安全防护设施外，禁止进行任何建设活动。天山自然遗产地限建区内，可以建设与自然遗产保护有关的设施。天山自然遗产地展示区内，可以建设与游览观光、文体娱乐等活动有关的公共服务设施和管理设施。按照前款规定实施建设活动的，建设单位、施工单位应当制定生态保护方案，采取有效措施，保护好周围景物、水体、林草植被、野生动物资源和地形地貌，并经天山自然遗产管理机构审核同意后，依照有关法律、法规的规定办理审批手续；天山自然遗产地详细规划已经明确建设项目选址、布局与规模的，可以不再申请核发建设项目选址意见书。	本项目不在天山自然遗产地范围内	符合
	1.32 【开都河流域空间布局约束】：共 7 条	本项目未处于开都河流域	符合
	2.1 水源涵养和生物多样性维护型重点生态功能区水质达到地表水、地下水 I 类，空气质量达到一级	本项目不涉及	—
	2.2 燃煤电厂和其他燃煤单位应当采用清洁生产工艺，配套建设除尘、脱硫、脱硝等装置，或者采取技术改造等其他控制大气污染物排放的措施。国家鼓励燃煤单位采用先进的除尘、脱硫、脱硝、脱汞等大气污染物协同控制的技术和装置，减少大气污染物的排放	本项目不涉及	—
	2.3 钢铁、建材、有色金属、石油、化工等企业生产过程中排放粉尘、硫氧化物和氮氧化物的，应当采用清洁生产工艺，配套建设除尘、脱硫、脱硝等装置，或者采取技术改造等其他控制大气污染物排放的措施	本项目不涉及	—
	2.4 钢铁、建材、有色金属、石油、化工、制药、矿产开采等企业，应当加强精细化管理，采取集中收集处理等措施，严格控制粉尘和气态污染物的排放。工业生产企业应当采取密闭、围挡、遮盖、清扫、洒水等措施，减少内部物料的堆存、传输、装卸等环节产生的粉尘和气态污染物的排放	本项目不涉及	—

续表 2.7-10 本工程与巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
污染物排放管控	2.5 库尔勒区域(以库尔勒市人民广场为中心,半径 50 公里范围,主要包括库尔勒市、第二师铁门关市(28 团、29 团)、库尔勒经济技术开发区、第二师铁门关经济工业园、焉耆河北生态产业园、库尔勒上库综合产业园区(不含石油石化产业园)和尉犁县部分区域。)禁止新(改、扩)建未落实 SO ₂ 、NO _x 等主要大气污染物总量指标减量替代的项目。上述区域所有新(改、扩)建项目应执行相应大气污染物特别排放限值标准	本项目不涉及	—
	2.6 根据水环境保护的需要,在饮用水水源保护区内,采取禁止或者限制使用含磷洗涤剂、化肥、农药以及限制种植养殖等措施	本项目不涉及	—
	2.7 饮用水源地准保护区内无新建、扩建制药、化工、造纸、制革、印染、染料、炼焦、炼硫、炼砷、炼油、电镀、农药等对水体污染严重的建设项目	本项目不在饮用水水源地范围内	符合
	2.8 饮用水水源二级保护区内城镇生活垃圾全部集中收集并在保护区外进行无害化处置。准保护区内工业园区企业的第一类水污染物达到车间排放要求、常规污染物达到间接排放标准后,进入园区污水处理厂集中处理。不能满足水质要求的地表水饮用水水源,准保护区或汇水区域采取水污染物容量总量控制措施,限期达标	本项目不在饮用水水源地范围内	符合
	2.9 所有排污单位必须依法实现全面达标排放。逐一排查工业企业排污情况,重点排污单位应按要求安装污染物在线监控设施,达标企业应采取措施确保稳定达标。实行“红黄牌”警示制度,对超标和超总量的企业予以“黄牌”警示,一律限制生产或停产整治;对整治仍不能达到要求且情节严重的企业予以“红牌”处罚,一律停业、关闭。定期公布环保“黄牌”、“红牌”企业名单。定期抽查排污单位达标排放情况,结果向社会公布。加大综合惩处和处罚执行力度,建立环保领域非诉案件执行联动配合机制,对行政处罚、行政命令执行情况实施后督察	本项目废气、废水可达标排放	符合

续表 2.7-10 本工程与巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
污染物排放管控	2.10 严格控制环境激素类化学品污染。完成环境激素类化学品生产使用情况调查，监控评估水源地、农产品种植区及水产品集中养殖区风险，实施环境激素类化学品淘汰、限制、替代等措施。严格控制持久性有机污染物排放，实施持久性有机污染物统计报表制度，对污染物和废弃物进行严格管理	本项目不涉及	—
	2.11 【开都河流域污染排放限制】：共 4 条	本项目未处于开都河流域	符合
	2.12 自治州、铁门关市、博斯腾湖周边各级人民政府、焉耆垦区团（镇）应当采取保护和治理措施，维护和改善博斯腾湖水环境，使汇入博斯腾湖的各河流水质达到《地表水环境质量标准》（GB3838—2002）II 类标准，博斯腾湖水质达到《地表水环境质量标准》（GB3838—2002）III 类标准	本项目不涉及	—
	2.13 【博斯腾湖水污染防治要求】：共 7 条	本项目不涉及	—
	2.14 狠抓工业污染防治。对水环境影响较大的“低、小、散”落后企业、加工点、作坊的专项整治，严防小型造纸、印染、染料、炼焦、炼油、电镀、农药等严重污染水环境的生产项目死灰复燃	本项目不涉及	—
	2.15 推进污泥处理处置。建立污泥从产生、运输、储存、处置全过程监管体系。污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理处置，禁止处理处置不达标的污泥进入耕地，非法污泥堆放点一律予以取缔	本项目不涉及	—
	2.16 推进农业农村污染防治。依法关闭或搬迁禁养区内的畜禽养殖场（小区）和养殖专业户。现有规模化畜禽养殖场（小区）要根据污染防治需要，配套建设粪便污水贮存、处理、利用设施，散养密集区要实行畜禽粪便污水分户收集、集中处理利用。新建、改建、扩建规模化畜禽养殖场（小区）要实施干湿分流、粪便污水资源化利用	本项目不涉及	—
	2.17 控制农业面源污染。塔里木河流域、开都河流域等敏感区域及大中型灌区，应建设生态沟渠、污水净化塘、地表径流集蓄池等设施，避免上灌下排造成污染物转移扩散，严禁农田排水直接进入河道污染河流水质	本项目不涉及	—

续表 2.7-10 本工程与巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
污染物排放管控	2.18 加强灌溉水水质管理。开展灌溉水水质监测，灌溉用水应符合农田灌溉水水质标准，水质未达到农田灌溉水水质标准的，县级人民政府应当采取措施予以改善。对因长期使用污水灌溉导致土壤污染严重、威胁农产品质量安全的，要及时调整种植结构	本项目不涉及	—
	2.19 防控企业污染。结合自治区、自治州耕地保护相关规定以及生态红线、耕地红线等要求，加强项目的立项、环评审核审批和节能评估审查等源头控制措施，严格控制在优先保护类耕地、园地、草地集中区域新建有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革、造纸及纸制品、金属制品、金属冶炼及延压加工、煤炭开采、黑色金属和有色金属矿采选业、非金属矿物采选业、危废治理等土壤环境监管重点行业项目。根据土壤详查结果，现有优先保护类耕地、园地、草地集中区域的相关企业，要制定升级改造计划，采用新技术、新工艺，加快提标升级改造步伐	本项目属于天然气开采项目，未处于优先保护类耕地、园地、草地集中区域内	符合
	2.20 加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。以中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司桑吉作业区、轮南作业区、塔中作业区以及河南油田分公司新疆采油厂等油（气）资源开发区为重点，加强油（气）田废弃物的无害化处理和资源化利用，严防油（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。开展油（气）资源开发区历史遗留污染场地治理	哈得采油气管理区加强油田废弃物的无害化处理，严防富满油田勘探、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	符合
环境风险防控	3.1 加强重污染天气应急联动。完善自治区重污染天气预警分级标准，统一同一区域内应急预警标准。当预测到区域将出现大范围重污染天气时，统一发布区域预警信息，各县市按级别启动应急响应，落实应急措施，实施区域应急联动	本项目不涉及	—
	3.2 完善重污染天气应急减排措施。各地进一步完善或修订重污染天气应急预案。提高应急预案中污染物减排比例，黄色、橙色、红色级别减排比例原则上分别不低于 10%、20%、30%。细化应急减排措施，落实到企业各工艺环节，实施“一厂一策”清单化管理。制定应急运输响应方案，在黄色及以上重污染天气预警期间，对钢铁、建材、焦化、有色、化工、矿山等涉及大宗物料运输的重点用车企业，实施应急运输响应	本项目不涉及	—

续表 2.7-10 本工程与巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
环境风险防控	3.3 人民政府应当制定重污染天气应急预案,报上一级生态环境主管部门备案,并向社会公布。重污染天气应急预案应当根据实际需要和情势变化适时修订。重点排污单位应当根据所在地重污染天气应急预案,编制本单位重污染天气应急响应方案。医疗、教育、交通、应急管理等重点部门按照部门预案开展应急管理工作,对发生或者可能发生危害人体健康和安全的重污染天气,应当启动应急预案	本项目不涉及	—
	3.4 自治州、各县(市)人民政府应当根据重污染天气的预警等级,及时启动重污染天气应急预案,并采取与预警等级对应的响应措施,相关单位和个人应当配合	本项目不涉及	—
	3.5 推进重点流域、饮用水源等环境敏感区域防控体系建设,落实环境风险防控措施,配备拦截、吸附等基本应急处置物资。落实饮用水源一级保护区周边人类活动频繁区域隔离墙、隔离网、视频监控等防范设施建设	本项目不涉及	—
	3.6 对饮用水水源保护区内排放重金属等有毒有害污染物的企业,优先取缔关闭;对饮用水水源保护区受重金属污染的土壤,修复处理以确保饮用水水源环境安全;对天然背景值超标、水厂无法处理的重金属等污染的水源,需尽快更换	本项目不在饮用水水源保护区内	符合
	3.7 强化对水源周边可能影响水源安全的制药、化工、造纸、采选、制革、印染、电镀、农药等重点行业企业的执法监管	本项目不涉及	—
	3.8 禁止从事下列危及城镇排水与污水处理设施安全的活动:共6条	本项目不涉及	—
	3.9 健全保护区内危险化学品运输管理制度。保护区内有道路、桥梁穿越的,危险化学品运输采取限制运载重量和物资种类、限定行驶线路等管理措施,并完善应急处置设施。保护区内运输危险化学品车辆及其他穿越保护区的流动源,利用全球定位系统等设备实时监控	本项目不涉及	—
	3.10 严格环境风险控制。防范环境风险。定期评估沿河流湖库的工业企业、工业集聚区环境与健康风险,加强预案管理,落实防控措施,排除水污染隐患。评估现有化学物质环境与健康风险,根据国家公布的优先控制化学品名录,对高风险化学品生产、使用进行严格限制,并逐步淘汰替代	本工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合

续表 2.7-10 本工程与巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
环境风险防控	3.11 建立州内国家 4A 级及以上旅游景区、生态旅游示范区的资源和环境保护监测机制。在旅游旺季对环博斯腾湖景区、巴音布鲁克景区、罗布人村寨景区、巩乃斯景区等重点景区实施空气质量（含负氧离子）、噪声指标、地表水质量、污水排放实施监测管控，出具监测质量报告。与景区管理机构形成联动机制，及时公布	本项目不涉及	—
	3.12 （农田灌溉风险要求）农田灌溉用水应当符合相应的水质标准，防止污染土壤、地下水和农产品。禁止向农田灌溉渠道排放工业废水或者医疗污水。向农田灌溉渠道排放城镇污水以及未综合利用的畜禽养殖废水、农产品加工废水的，应当保证其下游最近的灌溉取水点的水质符合农田灌溉水质标准	本项目不涉及	—
资源利用效率	4.1 加强秸秆综合利用和氨排放控制。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。全面加强秸秆禁烧管控，强化各级政府秸秆禁烧主体责任，充分发挥网格化监管作用，在初春、秋收和夏收阶段开展秸秆禁烧专项巡查	本项目不涉及	—
	4.2 提高能源利用效率。继续实施能源消耗总量和强度双控行动。大力开发、推广节能高效技术和产品，实现重点用能行业、设备节能标准全覆盖	本项目能源消耗较小，设备设施均属于节能高效设备	符合
	4.3 推进循环发展。加强工业水循环利用。推进矿井水综合利用，煤炭矿区的补充用水、周边地区生产和生态用水应优先使用矿井水，加强洗煤废水循环利用。鼓励钢铁、纺织印染、造纸、石油石化、化工、制革等高耗水企业废水深度处理回用	本项目不涉及	—
	4.4 促进再生水利用。制定促进再生水利用的政策，以城市及产业集聚区为重点，实施再生水利用工程，完善再生水利用设施，工业生产、城市绿化、道路清扫、车辆冲洗、建筑施工以及生态景观等用水，要优先使用再生水。推进高速公路服务区污水处理和利用。具备使用再生水条件但未充分利用的钢铁、火电、化工、制浆造纸、印染等项目，不得批准其新增取水许可。单体建筑面积超过 2 万平方米的新建公共建筑应安装建筑中水设施。积极推动其他新建住房安装建筑中水设施	本项目不涉及	—

续表 2.7-10 本工程与巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
资源利用效率	4.5 依法制定和完善重点河流水资源调度方案。采取闸坝联合调度、生态补水等措施，合理安排闸坝下泄水量和泄流时段，维持河湖基本生态用水需求，重点保障枯水期生态基流。加快重大水资源配置工程建设，提高区域水资源调配能力，发挥好控制性水利工程在改善水质中的作用。制定应急调度预案和调度计划，适时开展抗旱应急、突发水污染应急调度。建立和完善防洪防灾体系。不符合河流最小生态流量要求的规划和建设项目要限制运行，对安全隐患重、生态影响大的建设项目要建立退出机制	本项目不涉及	—
	4.6 严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可。加强地下水超采区综合治理与修复，实行地下水开采量与水位双控制度，划定地下水禁采区、限采区。依法规范机井建设管理，完成已建机井的排查登记，未经批准的和公共供水管网覆盖范围内的自备水井，逐步予以关闭	本项目不涉及	—
	4.7 编制重点超采区域地下水压采方案。在地下水超采区，禁止兴建地下水取水工程。加强水源置换，合理配置地表水和地下水开采量，减少地下水开采规模，逐步实现地下水采补平衡	本项目不涉及	—
	4.8 流域执行最严格的水资源管理制度，依法实行取水许可和有偿使用制度。在流域内从事生产、建设活动应当遵守生态环境保护规划，严格执行水资源用水总量控制、用水效率控制、水功能区限制纳污“三条红线”控制指标。流域内水资源开发利用应当兼顾上下游、左右岸和有关县、团镇之间的利益，发挥水资源的综合效益	本项目用水量较小，未超过水资源用水总量控制、用水效率控制、水功能区限制纳污“三条红线”控制指标	符合
	4.9 【开都河流域自然资源开发限制】：共 8 条	本项目不涉及	—
	4.10 开都河岸线保护区：共 2 条	本项目不涉及	—
	4.11 开都河岸线控制利用区：共 2 条	本项目不涉及	—
	4.12 开都河岸线保留区：共 2 条	本项目不涉及	—
	4.13 根据博斯腾湖水生态环境保护需要，确定博斯腾湖大湖区水体最低预警水位为 1045.50 米。在满足防洪要求确保安全的前提下，优化水资源配置与调度，维持合理水位。流域管理机构应当加强水位变化动态监测，按照法律法规规定，在人员流动相对密集的湖岸场所（大河口和扬水站区域）设立水位变化动态监测结果的显著标志标识，实时公开公示水位	本项目不涉及	—

续表 2.7-10 本工程与巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
资源利用效率	4.14 【博斯腾湖水资源管理】共 4 条	本项目不涉及	—
	4.15 将博斯腾湖大湖、小湖全部岸线划分为优先保护岸线：共 2 条	本项目不涉及	—
	4.16 抓好工业节水。依据国家鼓励和淘汰的用水技术、工艺、产品和设备目录，加大工业节水先进技术的推广应用，加快落后技术、设备的淘汰退出。研究制定一批工业节水地方标准，推动重点行业开展企业用水定额对标工作。开展节水诊断、水平衡测试、用水效率评估，严格取用水定额管理。以工业用水重复利用、热力和工艺系统节水、工业给水和废水处理等领域为重点，支持企业实施节水技术改造	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	符合
	4.17 加强城镇节水。禁止生产、销售不符合节水标准的产品：公共建筑必须采用节水器具，限期淘汰公共建筑中不符合节水标准的水嘴、便器水箱等生活用水器具。鼓励居民家庭选用节水器具，推动旅馆饭店、学校等用水单位用水器具的更新改造。加快城镇老旧供水管网更新改造	本项目不涉及	—
	4.18 发展农业节水。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。大力推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重	本项目不涉及	—
	4.19 加强河流湖库水量调度管理。依法制定和完善开都河、博斯腾湖、塔里木河水资源调度方案。采取闸坝联合调度、生态补水等措施，合理安排闸坝下泄水量和泄流时段，维持河湖基本生态用水需求，重点保障枯水期生态基流。加快重大水资源配置工程建设，提高区域水资源调配能力，发挥好控制性水利工程在改善水质中的作用。制定应急调度预案和调度计划，适时开展抗旱应急、突发水污染应急调度。建立和完善防洪防灾体系	本项目不涉及	—
	4.20 加强废弃农膜回收利用。严厉打击违法生产和销售农膜厚度小于 0.01 毫米、耐候期小于 180 天等不符合相关质量标准农膜的行为。鼓励生产企业进行科技创新，采用新技术、新材料生产可降解、无污染的农田地膜；鼓励销售企业和农田地膜使用者、农业生产经营组织销售和使用可降解、无污染的农田地膜，并逐步推广。建立农膜回收利用机制，建立健全废弃农膜回收贮运和综合利用网络	本项目不涉及	—

续表 2.7-10 本工程与巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
资源利用效率	4.21 国家加强对土壤资源的保护和合理利用。对开发建设过程中剥离的表土，应当单独收集和存放，符合条件的应当优先用于土地复垦、土壤改良、造地和绿化等。禁止将重金属或者其他有毒有害物质含量超标的工业固体废物、生活垃圾或者污染土壤用于土地复垦	本项目不涉及	—
	4.22 加强建设用地规划引领管控：严控城乡建设用地规模；优化建设用地结构布局。促进建设用地立体综合开发；鼓励建设用地立体开发；支持土地综合开发利用；推行多层标准化厂房建设。实施城镇存量土地盘活利用；推进城镇低效用地再开发；鼓励低效工业用地内涵挖潜。提高农村建设用地利用效率：严格农村用地标准控制；盘活存量集体建设用地	本项目不涉及	—

表 2.7-11 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
ZH6528 233000 1 尉犁县一般管控单元	空间布局约束	1. 执行自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的空间布局约束准入要求	本项目满足自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的空间布局约束准入要求	符合
	污染物排放管控	1. 执行自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的污染物排放管控要求	本项目满足自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的污染物排放管控要求	符合
	环境风险防控	1. 执行自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的环境风险防控要求	本项目满足自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的环境风险防控要求	符合
	资源利用效率	1. 执行自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的资源利用效率要求	本项目满足自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的资源利用效率要求	符合

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)、《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》(巴政办发[2021]32号)、巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求、所在管控单元尉犁县一般管控单元要求。

2.7.4 选址选线合理性分析

(1) 项目总体布局合理性分析

拟建工程开发区域位于富满油田内，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、文物保护单位等其他环境敏感区；从现状调查结果看，项目永久占地和临时占地的土地利用类型为沙地，评价范围内植被覆盖度较低，拟建井场及管线沿途所经区域生态系统为荒漠生态系统。周边几乎无野生动物分布。建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

拟建工程管线避让城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点，总体布局合理。本次评价要求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，项目与其他构筑的距离要严格满足相关设计技术规范要求。

(2) 井场布置的合理性分析

根据现场调查，井场不占用自然保护区、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预防区和重点治理区范围，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

①本项目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。管线的选线阶段，对拟敷设管线的地表情况进行现场调查，尽可能选择植被稀疏地段进行工程建设，尽量避开植被茂密区域，减少因施工造成的植被破坏；管线敷设区域避开地质灾害易发区和潜发区，不占用基本农田；集输管线占地类型为裸土地，临时占地范围内植被以多枝桧柳群系为主等，占地范围内无保护植物；管线临时占地范围内土壤类型为草甸土

和荒漠风沙土，施工过程对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。施工结束后，对临时占地及时恢复植被，采取措施避免土壤的蓄水保肥能力降低，减少占地影响。在实际施工过程中，可结合实际植被覆盖情况进行局部优化调整。

②管线施工结束后，对临时占地及时恢复，减少占地影响。

③本项目充分利用区域现有道路。

综上所述，本项目合理优化管线选线方案，减少管线的长度。管道两侧 10m 范围内无居民等敏感目标，敷设区域无城市规划区、水源保护地、森林公园等敏感目标，管线占地类型主要为沙地，均为临时占地。从环境保护角度看，管道选线可行。

2.7.5 环境功能区划

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

2.8 环境保护目标

拟建工程评价区域内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置环境空气保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；将采气井场边界外扩 2000m 范围及采气管线周边 200m 范围内的土壤作为土壤环境(生态影响型)保护目标；将采气井场边界外扩 50m 范围及采气管线周边 200m 范围内无耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标，因此不再设置土壤环境(污染型)保护目标；将生态影响评价范围内塔里木河流域水土流失重点治理区和重点预防区、重要物种(塔里木兔、灰胡杨、胀果甘草、黑果枸杞、肉苁蓉)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。环境保护目标见表 2.8-1 至 2.8-4。

表 2.8-1 地下水环境保护目标一览表

名称	与项目位置关系		供水人口(人)	井深(m)	备注	功能要求
	方位	距离(m)				
评价范围内潜水含水层	—	—	—	—	—	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类

表 2.8-2 土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位及距离	功能要求
生态影响型		
评价范围内土壤	采气井场边界外扩2000m范围及采气管线周边200m范围内	不对区域盐碱化程度进一步加深

表2.8-3 生态保护目标一览表

环境要素	保护目标	保护范围	距最近距离(m)
生态影响	塔里木河流域水土流失重点治理区和重点预防区	井场周围 50m 范围, 管线中心线两侧 300m	—
	重要物种		—

表2.8-4 环境敏感(风险保护)目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	井场周边 5km 内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	—	—	—	—	—
	井场周边 500m 范围内人口数小计					0
	井场周边 5km 范围内人口数小计					0
地表水	集输管线周边 200m 内					0
	大气环境敏感程度 E 值					E3
	序号	受纳水体名称	水域环境功能	24h 内流经范围	与排放点距离	
	1	—	—	—	—	
	地表水环境敏感程度 E 值					—

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

3 建设项目工程分析

塔里木油田分公司在富满油田内实施“富源 401 井开采及集输工程”，主要建设内容包括：①在富源 401 采气井场内建设采气树、抗硫加热节流撬、电控信一体化撬等设备；②新建单井采气管线 5km 及燃料气管线 4.1km；③配套建设土建、通信、供电、自控等。

为便于说明，本次评价将富满油田作为现有工程进行介绍；将富源 401 井钻井工程(勘探井)作为在建工程进行介绍；将本次建设内容作为拟建工程进行分析；将拟建工程依托的哈一联合站、玉科油气回收站、轮南油田钻试修废弃物环保处理站等作为依托工程进行分析。本次评价工程分析章节结构见表 3-1。

表 3-1 工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	区块开发现状及环境影响回顾	富满油田开发现状、富满油田“三同时”执行情况、环境影响回顾评价、区块污染物排放情况、存在环保问题及整改措施
2	在建工程	主要介绍富源 401 井钻井工程(勘探井)基本情况、三同时执行情况、工艺流程及产排污节点、环境问题及“以新带老”改进意见
3	拟建工程	项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、运营期污染源及其防治措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、三本账、污染物总量控制分析
4	依托工程	介绍哈一联合站、玉科油气回收站、轮南油田钻试修废弃物环保处理站等基本情况及依托可行性

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 富满油田开发现状

(1) 勘探开发进程

富满油田整体处于北部坳陷地构造斜坡位置，位于阿瓦提坳陷和满加尔坳陷之间。矿权面积 $1.6 \times 10^4 \text{km}^2$ ，有利区面积 $1.1 \times 10^4 \text{km}^2$ 。

富满油田自 2014 年发现以来，连续 8 年实现勘探持续突破，含油范围向南、向西、向东不断扩大，是塔里木油田近期最大的原油增储上产区块，该区奥陶系油气勘探开发经历阶段如下：

预探阶段（2014-2016 年）：2014 年，跃满区块沿断裂带部署的跃满 3 井

钻探获得高产。

评价阶段（2017-2023 年）：2017 年~2019 年部署的跃满 20、富源 210H 井相继获得成功。2020 年满深 1 井获得战略突破，发现了 F₁17 超级富油气断裂带，南段满深 1 井区提交了亿吨级探明储量，富满油田进入快速增储上产阶段。同时，围绕满深 1 井区向东部油气富集区整体部署实施了大面积三维地震，2021~2023 年，果勒 3、富源 3、满深 7、满深 8 等井相继获得高产油气流，发现了 F₁5、F₁16、F₁19、F₁20 富油气断裂带，富源 218、满深 505、富源 6、富源 4 等井相继试油投产成功，实现了次级断裂带的突破，富东 1、富东 2 井的试油成功推进了断控高能滩体的勘探突破，实现了断控区全面发现，含油气规模向南、向东持续扩大，形成新的规模增储区。

开发阶段（2018 年至今）：2022 年，富满油田年产量突破 250 万吨，以每年 50 万吨的速度净增。按照勘探开发程度，富满油田平面上分为 3 个区：

I 区：正建产，包含哈得、跃满、富源、富源 II、玉科等已开发区块，目前已形成 160×10^4 t 产能规模；

II 区：新建产，含果勒、果勒西、满深、果勒东、富源 III、富源 IV 等区块，果勒 301H、果勒 302H、满深 1 和满深 3 等井已获得高产；

III 区：正探索，已部署阿满 3 井。

富满油田采用“衰竭式开发+注水开发”的开采方式，目前，富满油田 I 区共有生产井 171 口，合计产气 $155 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、产油 4935t/d；富满油田 II 区共有生产井 53 口，合计产气 $140.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、产油 2946t/d。

图 3.1-1 富满油田分区平面布置图

(2) 井场、油气处理工程建设情况

富满油田地面骨架已形成“一横二纵一中心”布局，油气处理外输以哈一联为中心，油气集输以转油站、计转站和集输干线为支撑，辐射周边油井。目前，南区已建计转站 7 座，已建油气骨架管道 260km。

富满油田开发现状见图 3.1-2。

图 3.1-2 富满油田开发现状

一横：跃满西—跃满—哈一联集输干线（已建北线）。

二纵：满深 1 号计转站—富源 3—哈一联集输干线（满哈一线），满深 3 号计转站—满深 5 号计转站—哈一联集输干线（满哈二线）。

一中心：哈一联碳酸盐岩油气处理、外输系统。

富满油田已建转油站 1 座（跃满转油站），已建计转站 14 座（富源 1 号计转站、富源 2 号计转站、富源 3 号计转站、哈得 1 号计转站、哈得 2 号计转站、跃满西 1 号计转站、满深 1 号计转站、满深 2 号计转站、满深 3 号计转站、满深 4 号计转站、满深 5 号计转站、富源东 1 号计转站、富源东 2 号计转站、满深 8 号计转站），区域内油气通过计转站、转油站油气分离、增压后，经油气分输管道输至哈一联进行油气处理及外输，油气外输管道搭接至已建塔轮线。

(3) 公用工程建设情况

① 给排水

生产过程中不涉及用水，采出水和井下作业废水，采出水随油气混合物一

起进入哈一联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。

②供电

富满油田周边相关的电源点 110kV 变电站 4 座：哈一联变电站、哈四联电站、富源变电站，满深变电站，35kV 变电站 3 座：满深变电站、满深 3 号变电站、满深 5 号变电站；35kV 线路 3 条：35kV 哈玉线、35kV 骨架网电、35kV 玉满线。

(4)辅助工程建设情况

①集输管线及运输情况

按照富满油田整体规划，富满油田已形成东、西两条集输干线。2023 年底富源联合站建成前油气处理依托哈一联，2024 年起南区油气处理依托富源联，北区油气处理依托哈一联。

②内部道路建设情况

富满油田地面骨架已形成“一横二纵一中心”布局，该区域主干道路总体满足该布局，重要控制点以已建计转站及拟建计转站进行布设。目前道路已基本形成路网。该区块主干道路路网有：

该区块已建成沥青道路：富源联-富源 3 号计转站主干道路，富源 3 号计转站-哈一联主干道路，哈四联-满深 3 号计转站主干道路，满深 3 号计转站主干道路，满深 1 号计转站主干道路，满深 3 号计转站-满深 3 井区主干道路，满深 1 井-满深 4 井主干道路，满深 6 计转站主干道路，满深 7 计转站主干道路。

已建成砂石道路：富源联-满深 2 号计转站-满深 4 计转站主干道路，满深 3 号计转站-满深 8 计转站主干道路。

正在开展砂砾道路：满深 6 号计转站至满深 7 号计转站连接道路。

其余计转站之间连接道路、各井场道路均为砂石路面，路面修建均符合油田内部建设标准。

3.1.3 富满油田“三同时”执行情况

目前富满油田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 3.1-4 所示。

表 3.1-4 富满油田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	哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程	原新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环函[2016]1264号	2016年8月31日	已于2020年12月完成自主验收工作		
2		哈拉哈塘油田富源II区块奥陶系油藏滚动开发方案地面工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2020]343号	2020年6月20日	2023年7月8日完成自主验收		
3		哈拉哈塘油田满深区块试采方案地面工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2020]344号	2020年6月20日	2022年12月完成自主验收		
4		富满油田满深一果勒东区块初步开发方案	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审[2021]186号	2021年11月5日	正在建设过程中		
5		富满油田果勒东I区奥陶系油藏试采方案地面工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审[2021]197号	2021年12月8日	2023年6月完成自主验收		
6		富源II区块2021年产能建设项目(一期)	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2022]27号	2022年1月25日	2022年7月13日完成自主验收		
7		哈得逊油田玉科区块碳酸盐岩油气藏开发方案地面工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审[2020]9号	2020年1月14日	2023年3月19日完成自主验收		
8		富满油田跃满-富源-富源III区块产能建设方案	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审[2022]20号	2022年2月9日	正在建设过程中		
9		富满油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发地面骨架工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审[2022]71号	2022年4月24日	正在建设过程中		
10		玉科区块产能建设项目	巴州生态环境局	巴环评价函[2023]5号	2023年1月6日	正在建设过程中		
11		富满油田富满II区东部初步开发方案	阿克苏地区生态环境局	阿地环审[2023]113号	2023年2月21日	正在建设过程中		
12	环评及验收情况	富满油田富满III区初步开发方案	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审[2023]234号	2023年10月7日	正在建设过程中		
13	环境风险应急预案	塔里木油田公司哈得油气开发部突发环境事件应急预案	2022年2月对《塔里木油田公司哈得油气开发部突发环境事件应急预案》进行了修编并取得备案证, 备案编号为652924-2022-026					

14	排污许可执行情况	哈得采油气管理区	跃满油气运维中心固定污染源排污登记回执(2023 年 8 月 19 日, 登记编号:9165280071554911XG053Y) 满深油气运维中心固定污染源排污登记回执(2023 年 9 月 3 日, 登记编号:9165280071554911XG052Y) 富源油气运维中心固定污染源排污登记回执(2023 年 9 月 3 日, 登记编号:9165280071554911XG051W) 综合管理部固定污染源排污登记回执(2023 年 8 月 19 日, 登记编号:9165280071554911XG054W)
----	----------	----------	---

3.1.4 富满油田环境影响回顾评价

根据现场踏勘情况及调查结果, 结合竣工环保验收报告、例行监测报告、排污许可执行报告等资料, 对富满油田分别从生态影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险进行回顾性评价。

3.1.4.1 生态影响回顾

(1) 占地影响回顾分析

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。

通过对富满油田各区块不同开发期卫星影像图解译数据分析可见, 油田开发区域荒漠面积较大, 总体上植被盖度较低, 因油田开发引起土地利用类型变化不大, 变化主要发生在荒漠生态系统内部, 大部分保持原有荒漠景观, 局部新增工矿用地。

单井永久占地 $40 \times 60\text{m}$, 临时占地 $120 \times 100\text{m}$, 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 5m 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

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

生的影响、人类活动产生的影响。

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，富满油田各区块的井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，油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，施工结束后对临时占地进行清理平整和恢复。根据现场调查，本项目井场位于荒漠地区内，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。

油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，富满油田内野生动物种类、数量均不丰富，主要为爬行类、小型鸟类等，油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，较容易在油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。油田进入生产期，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，如沙蜥、麻雀等，又可重新返回油田区影响较弱的地带生存。同时油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，油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在 40m×60m，施工完成后，地面均进行了砾石铺垫处理。因沙地生态环境极其脆弱，永久用地的硬化地面起到了防风固沙的作用，且优于铺设沙障措施效果。

图 3.1-3 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。油区主干路为沥青路面，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。据现场调查，同时在流动沙丘地带及荒漠地带在管堍上方铺设了 10m 左右的草方格（1m×1m），一定程度上起到了很好的防风固沙作用。

图 3.1-4 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。道路沿线草方格出现破损的情况，本次评价已提出整改方案，要求定期对草方格、沙障进行维护。综上所述，生态保护要求基本得到落实。

3.1.4.2 土壤环境影响回顾

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

此外，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油污进入土壤。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环保科技有限公司负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

以富满油田历年的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富满油田的开发建设而明显增加。

3.1.4.3 水环境影响回顾

施工期钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水同泥浆进入泥浆不落地系统固液分离后，废水全部回用，不外排；管道试压废水试压结束后用于洒水抑尘；生活污水排入生活污水池（采用环保防渗膜防渗）暂存，由罐车定期拉运至油田作业区污水处理设施处理。

运营期富满油田采出水经哈一联合站污水回注系统处理，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。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处置，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注，未外排。根据塔里木油田分公司的规定，落地原油 100%进行回收；目前生产过程产生的含油污泥和罐底油泥均委托库车畅源环保科技有限公司进行处理，未

对水环境产生不利影响。

本次评价搜集富满油田历年的环评中地下水环境质量现状监测数据，与本次评价期间实地进行的地下水环境质量监测数据进行比对，存在溶解性总固体、总硬度、氯化物和硫酸盐、氟化物等有不同程度的超标，其余各项满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求，超标的主要原因与当地水文地质条件有关；石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

综上所述，富满油田在实施油气开发的过程中基本落实了地下水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效；富满油田开发未对当地浅层地下水环境产生明显不良影响。

3.1.4.4 大气环境影响回顾

(1) 现有污染源达标分析

根据现场调查，富满油田内现有的各井场油气集输全部实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，井口密封并设紧急截断阀，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场、井场加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。

① 有组织废气监测结果分析

据《哈得逊油田玉科区块碳酸盐岩油气藏开发方案地面工程竣工环境保护验收调查报告表》中开展期间进行的污染源监测数据进行区块现状有组织废气污染物达标情况分析。有组织监测结果见表 3.1-5。

表 3.1-5 代表性场站有组织废气监测结果一览表

污染源	检测项目	监测时间	单位	检测结果			最大值	执行标准	标准限值	达标情况
				第 1 次	第 2 次	第 3 次				
YUKE401H井加热炉	颗粒物	2023. 2. 25	mg/m ³	2.4	2.4	2.7	2.7	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)	20	达标
	SO ₂		mg/m ³	20	13	6	20		50	达标
	NO _x		mg/m ³	96	88	82	96		200	达标

	烟气黑度	2023. 2. 26	级	<1	<1	<1	<1	表 2 新建锅炉大气污染物排放限值	1	达标
	颗粒物		mg/m ³	2.4	2.6	2.7	2.7		20	达标
	SO ₂		mg/m ³	9	10	6	10		50	达标
	NO _x		mg/m ³	91	93	81	93		200	达标
	烟气黑度		级	<1	<1	<1	<1		1	达标
玉科计转站加热炉	颗粒物	2023. 2. 25	mg/m ³	1.4	1.6	1.5	1.6	《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	20	达标
	SO ₂		mg/m ³	8	8	5	9		50	达标
	NO _x		mg/m ³	134	124	127	134		200	达标
	烟气黑度		级	<1	<1	<1	<1		1	达标
	颗粒物	2023. 2. 26	mg/m ³	1.3	1.3	1.5	1.5		20	达标
	SO ₂		mg/m ³	10	5	7	10		50	达标
	NO _x		mg/m ³	91	96	93	96		200	达标
	烟气黑度		级	<1	<1	<1	<1		1	达标

由表 3.1-5 可知，富满油田站场及井场加热炉烟气中颗粒物、SO₂、NO_x、烟气黑度，均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中表 2 新建锅炉大气污染物浓度排放限值要求。

②无组织废气监测结果分析

根据《哈拉哈塘油田满深区块试采方案地面工程竣工环境保护验收调查报告表》中开展期间进行的污染源监测数据进行区块现状无组织废气污染物达标情况分析。无组织废气结果见表 3.1-6。

表 3.1-6 富满油田井场、站场废气污染物达标情况一览表

名称	污染源	污染物	排放浓度 (mg/m ³)	主要处理措施	标准	达标情况
满深 1 井	无组织废气	硫化氢	未检出	日常维护，做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 标准限值要求 《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
		非甲烷总烃	0.18~0.25			
满深 2 井	无组织	硫化氢	未检出	日常维护，	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 标准限值要求	达标

	废气	非甲烷总烃	0.19~0.24	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	
满深 1 号计转站	站场无组织废气	硫化氢	未检出	日常维护,做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 标准限值要求	达标
		非甲烷总烃	0.20~0.25		《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	

各井场、站场监测点厂界无组织非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求, H_2S 排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表 1 新扩改建项目二级标准。

(2) 环境空气质量变化趋势与分析

以富满油田历年的环评中环境空气质量监测数据及本次评价环境空气质量环境质量现状监测数据为依据。富满油田区域 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 监测值仅在小范围内上下波动, 变化不大, SO_2 、 NO_2 日均值全部满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及其修改单中二级标准的要求, PM_{10} 日均值全部超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及其修改单中二级标准的要求, PM_{10} 超标主要是由于当地气候条件干燥、季节性沙尘天气影响。历次监测中, 非甲烷总烃、 H_2S 上下波动, 变化不大, 非甲烷总烃全部满足《大气污染物综合排放标准详解》 $2.0mg/m^3$ 的标准要求, H_2S 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值。

综上所述, 说明各井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落实; 区域环境空气质量保持稳定, 环境空气中的非甲烷总烃、硫化氢并未因富满油田的开发建设而明显增加。

3.1.4.5 固体废物影响回顾

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾; 运营期主要来自集输过程中产生的含油污泥及废矿物油, 还有少部分的生活垃圾。钻井废弃物影响集中在井场内, 各阶段均按照相关的环保规范进行了管理, 现场未发现废弃泥浆遗留。钻井废弃物中废弃膨润土泥浆及岩屑在井场泥浆池自然干化后达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB 65/T3997-2017) 标准中

相应指标要求，用于铺垫井场和井场道路；钻井废弃物中废弃磺化泥浆及岩屑拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站处理；含油污泥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；建筑垃圾等一般工业固废及生活垃圾送附近固废填埋场工业固废池进行填埋。废机油一般来自机泵等机械设备维修、维护产生的润滑、更换机油，维修检修期间交第三方有资质单位处理。富满油田各区块各井场及站场在选址、建设、处置和运行管理中严格执行塔里木油田分公司各项要求，严格落实《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597)和《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599)中的相关要求，开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理。

根据评价期间现状调查结果部分井场遗留废弃物，没有及时清运，本次评价已提出整改方案，要求按计划清理井场遗留废弃物，平整恢复。综上所述，项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物没有对周围环境产生重大不利影响。

3.1.4.6 声环境影响回顾

油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，施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。根据《哈拉哈塘油田满深区块试采方案地面工程竣工环境保护验收调查报告表》中开展期间进行的污染源监测数据进行区块现状噪声达标情况分析。

表 3.1-7 富满油田井场、站场噪声排放情况一览表

站场	监测值 dB(A)		主要处理措施	标准	达标情况
满深 1 井	昼间	43~44	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	41~43			达标
满深 2 井	昼间	40~41	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	38~40			达标
满深 1 号计转站	昼间	43~48	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	42~46			达标

运营期富满油田内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、计转站的各类机泵。由上表可知，富满油田井场、计转站厂界噪声满足《工业企业厂界噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准值。因此油田落实了设计及环评提出的噪声污染防治的相关措施，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。

3.1.4.7 环境风险回顾

根据收集到的 2019~2023 年哈得采油气管理区环境风险事故统计结果，富满油田未发生过大型环境风险事故，偶尔发生阀门跑冒滴漏等小型风险事故。小型风险事故发生后，建设单位立即进行了现场治理，开展了污染现场处置恢复工作。事故影响均可控制在厂区范围内，未造成外环境大面积污染事件。

富满油田隶属于哈得采油气管理区管理。塔里木油田分公司哈得采油气管理区编制了《塔里木油田公司哈得油气开发部突发环境事件应急预案》，在阿克苏地区生态环境局沙雅县分局进行了备案(备案编号：652924-2022-026)。富满油田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。

3.1.4.8 与排污许可衔接情况

塔里木油田公司哈得采油气管理区按照法律法规规定申领排污许可证工作，先后取得跃满油气运维中心固定污染源排污登记回执(2023 年 8 月 19 日，登记编号：9165280071554911XG053Y)、满深油气运维中心固定污染源排污登记回执(2023 年 9 月 3 日，登记编号：9165280071554911XG052Y)、富源油气运维中心固定污染源排污登记回执(2023 年 9 月 3 日，登记编号：9165280071554911XG051W)、综合管理部固定污染源排污登记回执(2023 年 8 月 19 日，登记编号：9165280071554911XG054W)；根据《排污口规范化整治技术要求(试行)》(环监[1996]470 号)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)，哈得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。

3.1.5 现有工程污染物排放情况

根据哈得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，富满油田污染物年排放情况见表3.1-8。

表3.1-8 富满油田污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
富满油田现有污染物排放量	8.47	33.89	60.68	249.69	3.30	0	0

3.1.6 存在环保问题及整改措施

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

油区部分道路属于简易便道，无路基，仅在表面覆盖戈壁砾石，路况较差，车辆碾压和行驶扬尘对地表植被影响较大；道路沿线草方格出现破损的情况。

整改方案：

按相关要求修复井场道路并定期洒水，减少车辆碾压和行驶扬尘；进一步加强富满油田生态恢复工作，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。

3.2 在建工程

在建工程为富源 401 井钻井工程，目前富源 401 井已完井，目前正在开展自主验收工作。

3.2.1 基本情况

在建工程基本概况见表 3.3-1。

表 3.3-1 在建工程基本概况一览表

名称 内容	富源 401 井
位置	尉犁县
坐标	E84° 09' 35.539"，N40° 50' 39.589"
设计井深	7827m(斜深)

目的层	奥陶系
完钻原则	钻至目的层
完井形式	套管完井
井场布置	钻井平台、应急池、放喷池、泥浆暂存池等设施，撬装设施包括发电机房、泥浆罐、泥浆泵、柴油罐等
完井	进行井场临时施工设施拆除、井场设备搬迁以及钻井产生的“三废”处理，井场地面及应急池、放喷池、泥浆暂存池平整恢复及临时占地恢复

3.2.2 三同时执行情况

在建工程三同时执行情况见表 3.3-2。

表 3.3-2 在建工程环评及验收情况一览表

序号	建设内容	环评文件			验收文件
		审批单位	批准文号	批准时间	-
1	富源401井钻井工程	巴音郭楞蒙古 自治州生态环境 局	巴环评价函[2023]276 号	2023.11.2 7	富源401井已完井，正在 开展自主验收工作

3.2.3 工艺流程及产排污节点

钻井作业采用电钻机，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，利用其粘性将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程重复进行，使井不断加深，直至目的井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。

钻井结束后，需进行测试放喷，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，原油回收罐等。井口产出液经油气分离器分离后，原油进入原油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，放喷时间为7天时间。

3.3.4 污染源调查及治理措施

根据现场调查及咨询井队相关人员，在建工程废气污染源主要为施工扬尘和放喷废气，施工扬尘采取车辆减速慢行、加盖苫布等措施；放喷持续时间较短，随着放喷作业结束，对环境影响消失。废水污染源主要为钻井废水、压裂废水和生活污水，钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备；压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理，生活污水定期拉运至轮一联合

站生活污水处理系统处置；噪声污染源主要为泥浆泵噪声、钻机噪声和放喷气流噪声，采取选用增加隔震垫、弹性材料等减震措施；固体废物主要为钻井岩屑、废机油和生活垃圾。钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，非磺化水基泥浆采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的固相排入防渗岩屑池对其进行达标检测，经检测满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制要求》（DB65/T3998-2017）要求后，用于铺垫油区内的井场、道路；磺化水基泥浆废弃物收集后运输至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处置；废机油暂存危废间，交由有资质的单位进行处理；生活垃圾集中收集后定期运至轮南固废填埋场填埋处置。

3.3.5 环境问题及“以新带老”改进意见

现场调查期间，在建工程钻井期间的钻井工程设施均已拆除，各类池体均得到清理并平整，基本落实了钻井工程环评及批复中提出环保措施，未发现环境问题。建设单位应尽快组织开展钻井工程竣工环境保护验收工作。

3.2 拟建工程

3.2.1 基本概况

拟建工程基本情况见表 3.2-1。

表 3.2-1 拟建工程基本情况一览表

项目			基 本 情 况
项目名称			富源 401 井开采及集输工程
建设单位			中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司
建设地点			新疆巴州尉犁县境内
建设性质			改扩建
建设周期			1 年
总投资			项目总投资 1000 万元，其中环保投资 40 万元，占总投资的 4.0%
占地面积			占地面积 4.248hm ² （永久占地面积 0.16hm ² ，临时占地面积 4.088hm ² ）
建设规模			项目建成后天然气产量为 9 万 m ³ /d，凝析油产量为 13t/d
工程 内容	主体 工程	井场工程	富源 401 采气井场内建设采气树、抗硫加热节流撬、电控信一体化撬等设备
		油气集输工程	新建单井采气管线 5km 及燃料气管线 4.1km

工程内容	公辅工程	供电工程	在井场旁新建 1 座 50kVA 杆架式变电站为井场用电设备供电, 35kV 电源引自井场旁钻井期已建 35kV 玉满线富源 401 井支线 40 号杆。
		给排水	采出水随凝析油一同进入哈一联合站处理, 处理后作为注水水源加以利用; 井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。
		供热工程	采用井口加热集输工艺, 加热对象为采出气, 通过加热炉加热后外输
	公辅工程	防腐工程	柔性复合管保温由厂家自带, 保温层现场补口采用 30mm 厚憎水性复合硅酸盐毡。保温层外壁缠弹性聚氨酯漆及玻璃布做防护层, 防护层结构为: 一层玻璃布~二道聚氨酯涂料面漆~一层玻璃布~二道聚氨酯涂料面漆, 防腐层干膜厚度 $\geq 400 \mu\text{m}$
		自控工程	井场设置油压、回压、油温监测仪表, 井口配置可燃气体检测, 设置一座电控信一体化撬, 撬内布置井安系统液控柜 1 面, 液控柜自带 RTU 控制系统 1 套
		道路工程	利用现有通井道路, 不新建道路
	环保工程	废气	施工期: 采取洒水抑尘, 运输车辆采取减速慢行和苫盖措施, 机械、车辆定期检修, 燃烧合格油品, 不超负荷运行; 运营期: 真空加热炉使用净化后的天然气作燃料, 采出气密闭管道输送; 退役期: 采取洒水抑尘的措施;
		废水	施工期: 管线试压废水属于清净废水, 试压完成后用于区域降尘; 生活污水依托当地生活污水处理厂处理; 运营期: 运营期废水包括采出水和井下作业废水, 采出水随凝析油一起进入哈一联合站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, 运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理; 退役期: 无废水产生
		噪声	施工期: 选用低噪施工设备, 合理安排作业时间; 运营期: 选用低噪声设备、基础减振; 退役期: 合理安排作业时间
		固体废物	施工期: 施工期固废主要为施工土方和生活垃圾。施工土方全部用于管沟回填; 生活垃圾集中收集后送至轮南固废填埋场填埋; 运营期: 运营期产生的落地油及废防渗材料均属于危险废物, 桶装收集后依托区域具有危废处置资质的公司接收处置; 退役期: 建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置; 废弃管线维持现状, 管线内物质应清空干净, 并按要求进行吹扫, 确保管线内无残留采出气, 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; 填埋所需土方利用管沟挖方, 做到土方平衡; 临时堆土防尘网苫盖; 设置限行彩条旗; 运营期: 管道上方设置标志, 定时巡查井场、管道; 退役期: 洒水降尘, 地面设施拆除
	环保工程	环境风险	管道上方设置标识, 定期对管道壁厚进行超声波检查, 井场设置可燃气体报警仪、硫化氢检测仪

劳动定员	新建井场为无人值守站，不新增劳动定员
工作制度	年工作 365d，8760h

3.2.2 油气资源概况

3.3.2.1 油气范围

富满油田产能建设区地理位置主体位于沙雅县，距沙雅县城东南约 95km，东部玉科区块部分位于库车市、尉犁县。

3.2.2.2 勘探开发概况

富满油田为塔里木油田分公司近几年开发的新油区，现处于前期的勘探开发阶段，主要工作为探勘收集地层资料，了解区域的油气性质及规律，开发形势为边勘探、边开发。塔里木油田分公司富满油田 2022 年产油气当量 $250 \times 10^4 \text{t}$ ，实现百万吨产能建设目标。

3.2.2.3 地层特征

富满油田自上而下钻遇地层有新生界第四系、新近系、古近系，中生界白垩系、侏罗系、三叠系，古生界二叠系、石炭系、泥盆系、志留系和奥陶系，其中奥陶系为主要目的层。根据已钻井钻遇地层可细分为上奥陶统铁热克阿瓦提组、桑塔木组、良里塔格组及吐木休克组，中奥陶统一间房组，中-下奥陶统鹰山组、蓬莱坝组，其中一间房组是本区主要的储层段和油气产层段，厚度 150m 左右，岩性以浅褐灰、灰褐色亮晶砂屑灰岩、亮晶鲕粒灰岩、亮晶藻砂屑灰岩、泥晶灰岩、生屑泥晶灰岩为主，夹瓶筐石生物障积岩和藻粘结岩，电性上表现为低自然伽马和较高电阻率特征。

3.2.2.4 构造特征

富满油田主体位于北部坳陷阿满过渡带，构造形态上近似“三角形”特征。北接塔北隆起，南部为塔中隆起，西部为阿瓦提凹陷，东靠满加尔凹陷。油田北部与轮古-塔河-哈拉哈塘-英买力相连，以宽缓坡折带过渡，构成奥陶系碳酸盐岩特大型油田群。富满油田生产层位主要为奥陶系一间房组-鹰山组，埋深位于 6500m~9000m 之间。奥陶系一间房组顶面构造整体呈北西高南东低特征，区内走滑断裂发育。

3.2.2.5 油藏特征

富满油田主力油气产层为奥陶系一间房组-鹰山组，一间房组岩性以浅灰色亮晶砂屑灰岩，亮晶藻屑砂屑灰岩为主；鹰山组岩性为灰色生屑、砂屑灰岩夹泥晶灰岩。受构造和岩溶作用叠加改造，储层为断控缝洞型储层，储集体类型以溶蚀洞穴、孔洞和裂缝为主。储层分布主要受断裂控制，平面呈线性展布，纵向沿断裂带集中发育，储集体规模大、穿层特征明显。受断裂和岩溶储层共同控制的缝洞型碳酸盐岩油气藏，目前整体上天然能量充足，驱动类型以天然水驱为主，弹性驱动为辅，油藏中部埋深 7680~8020m，油藏中部海拔深度 -6740~-7080m。根据实测油气藏温度与压力资料回归分析，地温梯度 1.70~1.74 °C/100m，油气藏中部温度 157.08~171.48 °C，静压梯度 0.56~0.66MPa/100m，油气藏中部压力 83.5~96.8MPa，压力系数为 1.11~1.20，属于正常温度压力系统。

3.3.2.6 油藏流体性质

(1) 凝析油性质

对已建投产井取样化验分析，区块凝析油性质具有“轻质、低粘度、低含硫、低胶质+沥青质、高含蜡”的特点。地面凝析油密度（20°C下）0.7990g/cm³，50°C原油粘度 1.693mPa·s，凝固点 0°C，含蜡量 17%，含硫量 0.0009%，胶质含量 0.3%，沥青质含量 0.09%。

(2) 天然气性质

天然气相对密度为 0.9885；甲烷含量为 59.73%，乙烷以上含量为 34.02%；氮气平均含量为 1.73%，二氧化碳平均含量为 4.08%，硫化氢含量 0.05%，平均浓度为 720mg/m³，整体表现为重烃组分较高的溶解气特征。

(3) 地层水性质

区块地层水水型为CaCl₂型，地层水密度 1.0116~1.1641g/cm³；氯根 64800~139000mg/L；总矿化度 119900~178300mg/L。本项目开发前期采出水水量较小，随着开采年限的增长水量逐渐增加。

3.2.3 主要技术经济指标

拟建工程主要技术经济指标见表 3.2-2。

表 3.2-2 拟建工程主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
1	开发指标	井场数量	座	1
2		凝析油产量	t/d	13
3		天然气产量	10 ⁴ m ³ /d	9
4		采气管线	km	5
5		燃料气管线	km	4.1
6	能耗指标	年电耗量	10 ⁴ kWh/a	20.86
7	综合指标	总投资	万元	1000
8		环保投资	万元	40
9		永久占地面积	hm ²	0.16
10		临时占地面积	hm ²	4.088
11		劳动定员	人	不新增
12		工作制度	h	8760

3.2.4 工程组成

3.2.4.4.1 井场工程

拟建工程新建采气井场 1 座，井场采出气通过真空加热炉加热后，通过新建采气管线，最终进入哈一联合站处理。井场装置均无人值守，定期巡检。井场主要内容见表 3.2-7，运营期井场平面布置图见附图 6。

表 3.2-7 拟建工程单座采油井场主要工程内容一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量
单井井场	1	采气树	—	座	1
	2	加热炉	200kW	座	1
	3	电控信一体化撬	—	座	1
	4	高压节流阀	DN75, 16MPa	套	1
	5	可燃气体检测报警仪	—	台	1
	6	硫化氢检测报警仪	—	台	1
	7	智能压力变送器	—	台	2
	8	智能一体化温度变送器	—	台	2

3.2.4.4.2 油气集输工程

拟建工程新建单井采气管线 5km 及燃料气管线 4.1km(其中同沟敷设 3.99km)。管线敷设情况见表 3.2-13。

表 3.2-13 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	富源 401 井	玉科 401 试采站	5.0	DN80, 柔性复合管	6.0	埋地敷设
燃料气管线						
1	玉科油气回收站	富源 401 井	4.1	DN50, 柔性复合管	1.2	埋地敷设

3.2.4.5 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。

3.2.4.5 公辅工程

(1) 供电工程

本工程在井场旁新建 1 座 50kVA 杆架式变电站为井场用电设备供电,35kV 电源引自井场旁钻井期已建 35kV 玉满线富源 401 井支线 40 号杆。

(2) 给排水

运营期井场为无人值守场站,无生产及生活给水。

运营期采出水随凝析油一同进入哈一联合站处理,处理后作为注水水源加以利用;井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。

(3) 供热工程

运营期采用井口加热集输工艺，加热对象为采出气，通过燃气真空加热炉加热后拉运。加热炉使用的燃料气来源于玉科油气回收站经过净化后的天然气。

(4) 防腐工程

柔性复合管保温由厂家自带，保温层现场补口采用 30mm 厚憎水性复合硅酸盐毡。保温层外壁缠弹性聚氨酯漆及玻璃布做防护层，防护层结构为：一层玻璃布～二道聚氨酯涂料面漆～一层玻璃布～二道聚氨酯涂料面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 400 \mu\text{m}$ 。从生产厂家运来的管线及设备均已在厂家做好内外防腐，只在施工现场进行安装连接。

(5) 自控工程

井场设置油压、回压、油温监测仪表，井口配置可燃气体检测及硫化氢检测仪，设置一座电控信一体化橇，橇内布置井安系统液控柜 1 面，液控柜自带 RTU 控制系统 1 套，将井场过程生产数据经过有线或无线传输方式传输至 RTU 进行监控，采集仪表信号并上传上级站场。

(6) 原辅材料

拟建工程运营期原辅材料消耗主要为加热炉使用的天然气。

本项目新建井场加热炉年消耗燃料气量为 11.52 万 m^3 。燃料气低位发热值为 33.4 MJ/m^3 。其组分见表 3.2-7，单座井场燃料气用量情况见表 3.2-8。

表 3.2-14 燃料气组分一览表

组分	C_1	C_2	C_3	CO_2	N_2	总硫(mg/m^3)
含量, mol%	84.96	4.86	2.58	3.26	3.97	≤ 20

表 3.2-15 拟建工程燃料气用量情况一览表

用气单元	小时用气量(m^3/h)	折合满负荷日运行时间(h)	运行天数(d)	年用量(万 m^3/a)
1 座 200kW 真空加热炉	24	16	300	11.52

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

3.2.4.6 环保工程

(1) 废气处理工程

施工期间施工扬尘采取洒水抑尘措施，焊接使用无毒低尘焊条，运输车辆定期检修，燃用合格油品。

运营期井场加热炉使用净化后的天然气作为燃料，燃烧后的烟气通过 8m 高排气筒外排；定期对井场进行巡检，更换损坏的法兰、阀门等部件；采出气密闭拉运输送。

退役期采取洒水抑尘措施。

(2) 废水处理工程

施工期管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘；生活污水依托当地生活污水处理厂处理。

运营期采出水随采出液一起拉运至哈一联合站处理达标后，回注区域地层。修井、侧钻等过程中产生的井下作业废液采取带罐作业，产生的废液采用回收罐收集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。

(3) 噪声防治工程

施工期运输车辆、吊装机、挖掘机、推土机等选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间；运营期采气树、真空加热炉选用低噪声设备，采取基础减振降噪；退役期选用低噪声机械和车辆。

(4) 固体废物收集及处理处置工程

① 一般工业固体废物

施工期固废主要为施工土方。施工土方全部用于管沟回填。

② 危险废物

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

③ 生活垃圾

在井场设置生活垃圾收集桶，生活垃圾集中收集后送至轮南固废填埋场填埋。

(5) 生态影响减缓措施

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

运营期：管道上方设置标志，定时巡查井场、管道。

退役期：拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，恢复原有地貌。

(6) 环境风险措施

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

3.2.5 工艺流程及产排污节点

3.2.5.1 施工期

本工程施工期主要包括井场工程和油气集输工程内容，工艺流程及排污节点分述如下：

3.2.5.1.1 井场建设

设置施工车辆临时停放场地，将加热炉等设备拉运至井场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气，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，定期清运至轮南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 3.2-4。

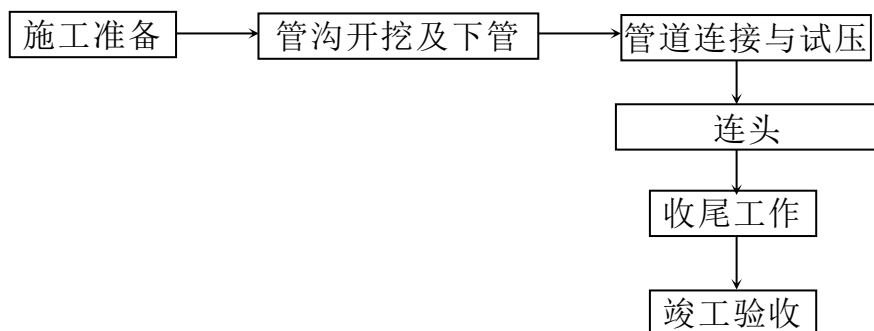


图3.2-4 施工方案工艺流程图

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 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽 0.8m，沟深 1.6m，管沟边坡比为 1:1，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管沟开挖采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，当管线穿越农田区域时采用人工开挖方式，且在管线开挖过程中，采取分层开挖、分层堆放、分层回填，减少对地表植被、土壤的扰动范围。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。

图 3.2-6 一般地段管道施工方式断面示意图

图 3.2-7 管道交叉施工作业示意图

③管道连接与试压

柔性复合管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。管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，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轮南固废填埋场填埋处置。

3.2.5.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括油气开采、集输及井下作业。

(1) 油气开采

根据富满油田奥陶系油藏目前生产情况、油气藏性质和配产情况，选择采气方式为利用地层天然能量自喷开采。

(2) 油气集输

为减少采出气粘滞性，井场设抗硫加热节流撬对采出气进行加热；抗硫加热节流撬的筒体中，装设了火筒、烟管、油盘管等部件，它们占据了筒体的一部分空间，其余的空间为水。燃料在火筒中燃烧后，产生的热能以辐射、对流等传热形式将热量传给水套中的水，使水的温度升高，水及其蒸汽再将热量传递给油盘管中的油品，使油品温度升高。释放潜热后的蒸汽发生相变，凝结成液滴后靠重力落回液面，进行二次加热，如此循环往复，实现连续加热。

井场采出气通过井口模块油嘴一级节流后经过加热炉加热并节流后由新建采气管线混输至玉科401试采站，凝析油及采出水送至哈一联合站处理，天然气送至玉科油气回收站处理。

本项目燃料气气源为玉科油气回收站处理后的干气。燃料气管线采用密闭输送，减少输送过程中燃料气的产生和排放。

(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。

油气开采及集输过程中废气污染源主要为井场无组织废气(G_1)、井场加热炉烟气(G_2)，井场加热炉使用净化后的天然气作为燃料，采取密闭集输工艺；废水3污染源主要为采出水(W_1)和井下作业废水(W_2)，其中采出水随凝析油一起进入哈一联合站处理达标后回注地层，井下作业废水送至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理；噪声污染源主要为采气树(N_1)、真空加热炉(N_2)运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为油气开采、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)，属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置。

3.2.5.3 退役期

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

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

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

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，建筑垃圾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气，管线两端使用盲板封堵。

3.2.6 施工期污染源及其防治措施

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

3.2.6.1 生态影响因素

施工过程中生态影响主要包括占用土地、对植被的破坏、对土壤的扰动等。

井场占地主要包括永久占地和临时占地，永久占地主要为井场永久占地，

将不可避免改变区域用地性质；临时占地主要包括管线临时占地，随着管线施工的结束，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。

3.2.6.2 废气

本项目施工过程中废气包括施工扬尘和施工车辆尾气。

(1) 施工扬尘

施工扬尘主要来自管沟开挖、场地平整、车辆运输过程中产生，井场施工过程中场地平整、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。

(2) 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 、 C_mH_n 等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

3.2.6.3 废水

(1) 生活污水

油气集输工程施工人数约20人，有效施工期约60d，生活用水量按 $50\text{L}/\text{d}\cdot\text{人}$ 计算，排水量按用水量的80%计算，则拟建工程施工期间生活污水产生量约为 48m^3 。拟建工程不设施工营地，施工期间产生的生活污水依托当地生活污水处理厂处理。

(2) 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 280m^3 ，管道试压废水

中主要污染物为 SS，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于洒水抑尘。

3.2.6.4 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、推土机、运输车辆、吊装机、焊接机器等，产噪声级在 84~90dB(A) 之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

3.2.6.5 固体废物

拟建工程施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土方和施工人员生活垃圾。

①土石方

拟建工程共开挖土方 1.98 万 m^3 ，回填土方 2.00 万 m^3 ，借方 0.02 万 m^3 ，无弃方，开挖土方主要为井场平整、管沟开挖产生土方，回填土方主要为井场回填、管沟回填。新建井场需进行压盖，借方主要来源于民丰县周边砂石料场。

井场工程区土石方工程量主要来自于场地找平、砾石压盖等施工过程。井场工程区土石方开挖量 0.02 万 m^3 ，土石方回填量 0.04 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 0.02 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 0.02 万 m^3 ，所有砾石均外购自周边的砂石料厂。

结合所在地区最大冻土层深度确定管顶最小埋深为 1.20m，管沟深度按 1.6m 计，管沟底宽 0.8m，边坡比为 1:1，管沟每延米挖方量约 3.84 m^3 ，管沟长 5.11km，合计挖方约 1.96 万 m^3 。所有挖方后期全部回填，无弃方。

②生活垃圾

拟建工程施工期间施工人员生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算，拟建工程有效施工期约 60d，施工人员共计 20 人，则生活垃圾产生量为 0.6t。生活垃圾集中收集后清运至轮南固废填埋场填埋处置。

3.2.7 运营期污染源及其防治措施

3.2.7.1 废气污染源及其治理措施

废气污染源主要为加热炉烟气和井场无组织废气，主要污染物为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度、非甲烷总烃、硫化氢。结合《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)及《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953—2018)等要求对源强进行核算，拟建工程实施后废气污染源及其治理措施见表 3.3-18。

表 3.3-18 拟建工程废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度 (mg/m ³)	治理措施	排气筒高度(m)	废气量 (m ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	有效工作时间	年排放量 (t/a)
1	富源 401 井场加热炉烟气	颗粒物		使用净化后的天然气作为燃料						
		二氧化硫								
		氮氧化物								
		烟气黑度								
2	富源 401 井无组织废气	非甲烷总烃		加强阀门和设备的检修和维护						
		硫化氢								

3.2.7.2 废水污染源及其治理措施

(1) 采出水

采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据项目预测开发指标，项目采出水平均为 2000t/a，主要污染物为 SS、石油类。采出水随凝析油一同进入哈一联合站污水处理系统处理，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》(生态环境部 公告 2021 年 第 24 号)中与石油和天然气开采专业及辅助性活

动行业系数手册中产排污系数，计算井下作业废液的产生量。

按井下作业每 2 年 1 次计算，井下作业废液包括废压裂液、废酸化液、废洗井液，拟建工程共部署 1 座采气井场，则每年井下作业废液产生量为 199.35t。井下作业废液采用专用回收罐收集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。

拟建工程运营期井场废水产生情况见表 3.2-18。

表 3.2-18 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			SS、石油类	连续	随凝析油一同进入哈一联合站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
	W ₂	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	间歇	送至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理

3.2.7.3 噪声污染源及其治理措施

本项目实施后，噪声污染源治理措施情况见表 3.2-26。

表 3.2-26 井场噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称	数量/(台/套)	源强(dB(A))	降噪措施	降噪效果(dB(A))
1	采气树	1	85	基础减振	10
2	真空加热炉	1	95	基础减振	10

本项目井场产噪设备主要为采气树、真空加热炉设备噪声，噪声值为 85~95dB(A)。项目采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 10dB(A)。

3.2.7.4 固体废物及其治理措施

根据《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)，拟建工程

营运期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料等，收集后有危废处置资质单位接收处置。危险废物处理处置情况见表 3.3-25。

表 3.3-25 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	0.4	油气开采及集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	收集后，由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.4	修井场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

3.2.7.5 运营期生态恢复措施

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

3.2.8 退役期污染源及其防治措施

3.2.8.1 退役期环境空气保护措施

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

(2) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(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。

3.2.8.2 退役期水污染防治措施

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函[2020]72号)、《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。

3.2.8.3 退役期噪声防治措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.2.8.4 退役期固体废物处置措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、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气，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。

3.2.8.5 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。

3.2.9 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，采出气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 3.2-21。

表 3.2-21 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	0.8	0.17	1
		硫化氢	0.002		

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。

3.2.10 清洁生产分析

3.2.10.1 清洁生产技术和措施分析

3.2.10.1.2 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，最终进入哈一联合站集中处理，全过程密闭集输，降低损耗，减少烃类物质的挥发量。

②采用全自动控制系统对主要采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井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免油气喷出。

④对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤井下作业过程中，对产生的散落原油和废液采用循环作业罐(车)收集。

⑥井下作业过程中铺防渗土工膜防止原油落地。

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

(2) 节能及其它清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

③选用节能型电气设备。井场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本；

④采用自动化管理，提高了管理水平。

(3) 建立有效的环境管理制度

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

本次评价采用《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，分别对井下作业、采气作业等两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 3.2-22 及表 3.2-23。

表 3.2-22 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						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	5

					乙类区: ≤ 50	≤ 50	
(4) 污染物产生指标	30	COD	kg/井次	5	甲类区: ≤ 100 ; 乙类区: ≤ 150	乙类区 ≤ 150	5
		含油污泥	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

续表 3.2-22 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定性指标					
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	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 3.2-23 采气作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本项目	
						实际值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出气	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	40	石油类	mg/L	5	≤ 10	≤ 10	5

指标		COD	mg/L	5	乙类区 ≤150	60	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采油废水有效 利用率	%	7.5	≥80	100	7.5

续表 3.2-23 采气作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定性指标						
一级指标	指标 分值	二级指标		指标 分值	本项目得分	
					实际情况	得分
(1)生产工艺 及设备要求	45	井筒质量		5	井筒实施完好	5
		采油	套管气回收装置	10	无	0
			防止落地原油产生措施	10	先进	10
		采油方式	采油方式经过综合评价确定	10	先进	10
		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	全密闭	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	10
		开展清洁生产审核并通过验收		20	已开展	20
		制定节能减排工作计划		5	已制定	5
(3)贯彻执行 环境保护政策 法规的执行 情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	已落实	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	已落实	5
		老污染源限期治理项目完成情况		5	不涉及限期治 理项目	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	已完成	5

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

3.2.10.2 清洁生产结论

根据综合分析和类比已开发区块，拟建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。

3.2.11 三本账

3.2.12 污染物总量控制分析

3.3 依托工程

3.3.1 哈一联合站

(1) 哈一联合站基本情况

哈一联合站于 2005 年 4 月 29 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复(新环自函[2005]161 号), 2007 年 10 月 16 日原新疆维吾尔自治区环境保护局进行了验收公示; 2016 年哈一联进行了扩建, 纳入哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程中, 于 2016 年 8 月取得了原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函[2016]1264 号), 并于 2020 年 12 月通过了阿克苏地区生态环境局竣工环境保护验收备案(备案编号: BA652900YS2020-122)。

目前, 哈一联设计原油处理规模 $145 \times 10^4 \text{t/a}$, 天然气处理规模 $200 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$, 含油污水处理规模 $5000 \text{m}^3/\text{d}$, 注水规模 $3050 \text{m}^3/\text{d}$ 。

(2) 工艺流程

①原油处理流程

哈一联合站采用单管集油一级布站与二级布站相结合的密闭集输工艺流程, 油气处理采用两段分离沉降、热化学脱水原油处理工艺: 单井来油进站后经过计量进入三相分离器, 进行油、气、水三相沉降分离(一段), 脱去大部分的伴生气和游离水; 一段脱出的原油经换热器进行预热后进相变加热炉加热, 然后进入原油脱水器进行热化学沉降分离(二段), 脱出原油中的乳化水和部分伴生气, 最后进原油缓冲罐进行油气分离缓冲, 合格原油经外输泵外输至轮南。

②天然气处理流程

天然气处理采用两级除油工艺: 三相分离器分离出来的天然气(一段气)经一级天然气除油器除油后依靠自压输送至哈四联合站, 经原油脱水器分离出来的天然气(二段气)进入二级天然气除油器除油, 再经天然气压缩机增压后与一段气汇合, 外输至哈四联合站伴生气处理装置进行处理。

③采出水处理流程

采出水处理采用一级压力除油、二级压力过滤的污水处理工艺: 生产污水经加热后进入污水接收罐, 然后经升压泵升压进入污水除油器除去污水中原油,

出水进入一级、二级双滤料过滤器过滤掉污水中的悬浮物，滤后水进入注水罐进行污水回注或经污水外输泵外输至哈四联合站。

(4) 依托可行性

本项目井场凝析油和采出水最终送至哈一联合站进行处理，依托哈一联合站富余情况如表 3.3-1 所示。

表 3.3-1 哈一联合站处理能力一览表

哈一联合站	设计规模	实际处理量	富余能力	本工程需处理量	依托可行性
原油×10 ⁴ t/a	145	99.4	45.6		可依托
采出水 m ³ /d	5000	4500	500		可依托

由上表可知，因此哈一联合站处理能力可满足本工程生产需求，依托可行。

3.5.2 玉科油气回收站

(1) 玉科油气回收站概况

玉科油气回收站于 2021 年 11 月取得巴州生态环境局批复(巴环评价函[2021]255 号)，2022 年 4 月完成自主验收工作。

位于新疆巴音郭楞蒙古自治州尉犁县西部，东北距轮南镇 33.5km，东距玉科 401H 井 700m，主要回收处理周边单井所采出的天然气，站内主要设备为 2 台压缩机、1 套脱硫装置、1 套注醇装置、2 台发电机、2 套分离器、1 套脱水装置、1 套控制系统、污水罐、1 套仪表风系统等配套设施，用于处理周边单井的天然气。

(2) 玉科油气回收站处理工艺

脱硫主要步骤具体如下：

(1) 脱硫

来自井场的放空伴生气进入装置界区后，首先进入管束分离器气液分离，经流量计后送至湿法脱硫吸收塔。

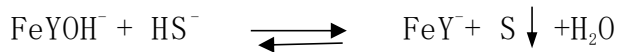
伴生气从吸收塔底进入吸收塔，在上升过程中与塔上喷淋的络合铁脱硫塔逆向充分接触，气相中的 H₂S 在络合铁催化剂溶液中被 Fe³⁺ 氧化为硫泥，催化

剂中 Fe^{3+} 被还原为 Fe^{2+} 而失活，净化后天然气 H_2S 浓度 $< 100\text{mg}/\text{m}^3$ ，从吸收塔顶部排出，经过气液分离器分离游后，气相进入综合脱水撬脱水脱水。该过程中发生的化学反应如下：

① H_2S 溶于 Na_2CO_3 溶液生成 HS^- (脱硫过程中溶液的 PH 值控制在 7.5~9)：



② 络合态的 Fe^{3+} 将 HS^- 氧化为单质硫，本身被还原成 Fe^{2+} ：



(2) 催化再生

吸收塔内失活络合铁催化剂溶液夹带硫泥颗粒从底部进入氧化槽，氧化槽为常压容器，在氧化槽中，采用鼓风机鼓入空气的方式进行强制氧化对络合铁催化剂溶液进行再生，催化剂中 Fe^{2+} 被空气中的氧气氧化为 Fe^{3+} 而恢复活性，再通过贫液泵打入板框压滤机对硫泥颗粒进行过滤，得到硫泥产品，过滤后的滤液由贫液泵送至吸收塔，完成络合铁催化剂溶液循环，并保证脱硫系统溶液对 H_2S 的处理效果。

再生过程中发生的主要化学反应式为：

③ 络合态的 Fe^{2+} 与空气中的氧反应，再生成 Fe^{3+} ：



(3) 依托可行性

玉科油气回收站依托可行性见表 3.5-3。

表 3.5-3 玉科油气回收站依托可行性一览表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	本项目需处理量	依托可行性
1	天然气回收处理	$30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	$2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	6.67%	$28 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$		可依托

综上可知，玉科油气回收站富余处理能力可以满足本项目处理要求。

3.3.2 轮南油田钻试修废弃物环保处理站

(1) 轮南油田钻试修废弃物环保处理站概况

轮南钻试修废弃物环保处理站(简称“环保站”)位于轮台县轮南镇，主要用于处理周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液，于 2016 年 11 月 7 日

取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函[2016]1626 号), 并于 2019 年 4 月通过了企业自主竣工环境保护验收(油质安[2019]6 号)。

2017 年 11 月 30 日开始投用, 处置的废弃物主要包括钻井聚磺泥浆体系固废及钻试修废水, 年处理达标固相可达 12 万 m^3 , 处理后的固相用于铺设油田道路、井场等。站内有一套撬装化钻井聚磺泥浆体系固废处理装置和一套撬装化钻试修废水处理装置, 站内辅助工程为钻井聚磺泥浆体系固废暂存池、污水暂存池、隔油池、简易注水站、回注水输送管线等辅助设施。

(2) 钻试修废水处理工艺

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

(3) 依托可行性

轮南油田钻试修废弃物环保处理站运行负荷见表 3.5-4。

表 3.5-4 轮南油田钻试修废弃物环保处理站运行负荷统计表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	本项目需处理量	依托可行性
1	井下作业废水	$500\text{m}^3/\text{d}$	$305\text{m}^3/\text{d}$	61%	$195\text{m}^3/\text{d}$		可依托

综上所述, 轮南油田钻试修废弃物环保处理站富余处理能力可以满足本项目处理要求, 依托现有轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理可行。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

尉犁县位于天山南麓，塔里木盆地东北缘，地处新疆维吾尔自治区东南部，地理坐标东经 $84^{\circ} 02' 50'' \sim 89^{\circ} 58' 50''$ ，北纬 $40^{\circ} 10' 33'' \sim 41^{\circ} 39' 47''$ 。东邻若羌县，南依塔克拉玛干沙漠与且末县相望，西与阿克苏地区的沙雅、库车市交界，北与轮台县、库尔勒市、博湖县、和硕县和吐鲁番地区的吐鲁番市、托克逊县、鄯善县接壤。东西长 502km，南北宽 165km，总面积 59760km^2 。

本项目位于巴音郭楞蒙古自治州尉犁县境内，区域以油气开采为主，现状占地类型主要为沙地。工程选址区域周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点。本项目地理位置见附图 1，周边关系见附图 2。

4.1.2 地形地貌

尉犁县地形地貌特征与塔里木盆地的形成密切相关，在新生代第三、四纪以来的喜马拉雅构造期，随着昆仑山脉、天山山脉的隆起升高，造就了盆地四周高山环抱的地貌轮廓。盆地内部又经湖泊—陆地的沉积过程，沉积层深厚，仅东部边缘的厚度约 800m，沉积物颗粒疏松，容易起沙，是风沙的发源地。而且土层内积聚了大量盐分。鉴于昆仑山脉平均高于天山山脉，决定了盆缘地势南高北低，西高东低的趋势。

尉犁县境内除东北部库鲁塔格山南麓，地势偏高以外，其他地区均属塔里木盆地边缘，地势西北向东南倾斜，地域分北部库鲁塔格山前冲积戈壁平原，中部塔里木河和孔雀河冲积平原，南部为塔克拉玛干大沙漠三部分。

本工程所在区域位于塔里木河以南，塔克拉玛干沙漠区。

4.1.3 地表水系

塔里木河是我国最长的内陆河流，干流全长 1321km，位于我区天山以南，是沿塔里木盆地周边的叶尔羌河、喀什噶尔河、阿克苏河和孔雀河以及包括渭干河在内的 144 条河流汇集而成，流域总面积 103 万 km^2 ，流域内 144 条大小河

流的水资源总量为 429 亿立方，但塔里木河本身不产水，只起到向下游输水的作用。

沿塔里木河两岸依靠各源流可系的水资源繁衍发展起来的，以胡杨林和灌木林为主体形成的绿色走廊是保护流域的绿洲经济和各族人民生存发展以及防止塔克拉玛干大沙漠风沙侵害的重要屏障，对维护塔里木盆地的生态环境有着不可替代的作用。塔里木河自西向东流经沙雅县中部偏北，横贯全县，总长 220 千米，先后流经沙雅县的二牧场，海楼乡牧场、托依堡勒迪乡（沙雅监狱）、塔里木乡、古力巴克乡牧场、一牧场等 7 个乡、场。由于上游的叶尔羌河、喀什噶尔河已有 20 多年不向塔里木河输水，全县湖泊集中在塔里木河两岸，其特点是：面积不大，咸水皆分布于沼泽及荒漠地区，无养殖价值。只有和田河（季节性输水）及阿克苏河还向塔里木河干流输水，因此，造成沙雅县塔里木河灌区春季用水无保证，每年的春旱一直持续到 6 月底。另外，径流量减少，而输沙量增加，输沙量由 80 年代的 1870 万吨增加为 90 年代的 2452 万吨，增加了 76.76%，加之塔里木河弯道多，叉河多，河道的纵坡缓（ $1/4000 \sim 1/5000$ ），因此造成河床较二十世纪五、六十年代平均抬高 1.2~1.4 米，河道的泄洪能力锐减。

本工程距塔里木河最近距离为 22.1km。

4.1.4 水文地质

（1）地下水类型及含水岩组富水性

在塔里木盆地，环盆地的冲洪积倾斜平原呈向心状倾斜，上述环带状特征最为明显，山前巨厚的第四系松散堆积物为地下水的储存提供了良好空间。例如，盆地北缘的阿克苏冲洪积倾斜平原中上部、渭干河-迪那河冲洪积倾斜平原中上部以及盆地南缘和田至于田一代，第四系沉积厚度一般为 1000~1500m，其它山前冲洪积倾斜平原和盆地西缘诸河流冲洪积平原中上部第四系厚度一般为 500~1000m，其组成岩性均为单一的卵砾石和砂砾石层，使这些地区成为单一结构的孔隙潜水分布区。由盆地南、北缘和西缘向盆地中心防线，地势逐渐降低，第四系厚度逐渐变薄，至冲洪积倾斜平原下部溢出带部位和冲洪积平原区，组成岩性由单一卵砾石、砂砾石层逐渐变为细土与砂砾石和砂层互层的多层结构，这里分布的地下水除上部的孔隙潜水外，在下部还赋存承压水。到盆

地腹部塔里木河冲积平原区和塔克拉玛干沙漠区，组成岩性为黏土与粉细砂呈互层状，这里分布的地下水位多层结构的潜水和承压水。塔克拉玛干沙漠区，由于细颗粒黏性土夹层薄、不稳定或呈透镜体状，期间分布的多层结构地下水仅具有微承压性质。

古河道和冲蚀洼地地下水埋深 1~3m，矿化度在 1~3g/L，是可利用的淡水资源。沙漠区含水层为下伏的冲积、洪积、风积粉细砂层。潜水单井出水量一般为 100~500m³/d，含水层在 10~100m 之间。沙漠腹地亦有承压水存在，含水层在 200m~500m 之间，单井最大涌水量 700~4000m³/d。地下水流方向由西向东，含水层岩性为粉细砂、夹不连续的亚砂土、亚粘土薄层，总厚度超过 300m，没有区域性隔水层，深层地下水矿化度大于 10g/L。

（2）地下水的补给、径流与排泄

富满油田所在的塔克拉玛干沙漠中的地下水大体由西南向东北缓慢径流，至塔里木河附近折转向东径流，下游向东南径流，最终排泄于台特玛湖和罗布泊，并通过蒸发和植物蒸腾进行垂直排泄。

（3）地下水化学特征

在塔里木盆地中，地下水的水化学特征环带状水平分带规律表现尤为明显。但在占据塔里木盆地 58% 以上的塔克拉玛干沙漠中，地下水的水化学特征除环带状水平分带规律外，还表现为与现代河床和古河道相垂直的水平分带规律。在现代河床两侧和古河道中，含水层颗粒相对较粗，地下水径流条件较好，水质相对较好，以 Cl·SO₄·HCO₃-Na 型、Cl·SO₄·HCO₃-Na·Mg 型或 Cl·SO₄-Na·Mg 型、Cl·SO₄-Na 型水为主，矿化度 <1g/L 或 1~3g/L。向古河道两侧含水层颗粒变细，地下水径流条件变差，水质逐渐变差，水化学类型逐渐过渡为 Cl·SO₄-Na 型或 Cl-Na 型，矿化度逐渐增大到 3~5g/L 或 5~10g/L。在广袤的沙漠中地下水化学类型多为 Cl·SO₄-Na 型（或 Cl·SO₄-Na·Mg 型），矿化度多在 3~5g/L 或 5~10g/L。

4.1.5 气候气象

尉犁县位于塔里木盆地东北部，塔克拉玛干沙漠东北边缘，深居内陆腹地，

属温带大陆性干旱气候。其基本特点是：日照时间长，气温高，冬寒夏热，昼夜温差大，多风而干热，无霜期长，降水量小，蒸发量大等。尉犁县气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 尉犁县主要气候要素一览表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1	年平均气温	11.4℃	6	年平均蒸发量	2256.7mm
2	年极端最高气温	42.2℃	7	年日照时数	3052.4
3	年极端最低气温	-24.4℃	8	年平均相对湿度	49%
4	年平均降水量	47.6	9	多年平均风速	1.5m/s
5	年平均大气压	7.1hPa	-	-	-

4.2 环境质量现状监测与评价

4.2.1 环境空气质量现状评价

4.2.1.1 基本污染物环境质量现状评价

本次评价根据收集了 2023 年 1 月 1 日至 2023 年 12 月 31 日期间巴音郭楞蒙古自治州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 巴音郭楞蒙古自治州环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率(%)	达标情况
PM _{2.5}	年平均值	35	26	74.29	达标
PM ₁₀	年平均值	70	82	117.14	超标
SO ₂	年平均值	60	5	8.33	达标
NO ₂	年平均值	40	14	35.00	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数值	4000	1100	27.50	达标
O ₃	最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数值	160	130	81.25	达标

由表 4.2-2 可知，巴音郭楞蒙古自治州 PM₁₀ 年均浓度值超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及修改单(环境保护部公告 2018 年第 29 号)中二级标准

要求，即项目所在区域为不达标区。季节性春季沙尘天气对环境空气质量影响很大，是造成空气质量不达标的主要因素。

4.2.1.2 其他污染物环境质量现状评价

根据监测结果，监测点硫化氢 1 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 其他污染物空气质量浓度参考限值；非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准。

4.2.2 地下水环境现状监测

根据监测结果，监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准；各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准要求。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物超标与区域水文地质条件有关，区域蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高。

4.2.3 声环境现状监测与评价

根据监测结果，井场监测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 3 类区标准要求。

4.2.4 土壤环境现状监测与评价

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；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值；石油烃($\text{C}_{10}\text{-C}_{40}$)满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值。

4.2.5 生态现状调查与评价

4.2.5.1 调查概况

(1) 调查范围及时间

评价单位于 2024 年 7 月 20 日对评价范围内进行了集中踏勘和野外调查，调查范围为井场周围 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《全国生态状况调查评估技术规范——荒漠生态系统野外观测》（HJ1166-2021）、《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，具体如下：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。

4.2.5.2 生态功能区划

参照《新疆生态功能区划》(原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月), 拟建工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.2-22 和附图 5。

表 4.2-22 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	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区
	生态亚区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区
	生态功能区	塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区
主要生态服务功能		沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产
主要生态环境问题		河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性和生境高度敏感, 土壤侵蚀中度敏感, 土地沙漠化不敏感, 土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻
适宜发展方向		加大保护力度, 建设好国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区。在保护好生态环境的前提下, 有规划地开发利用油气资源, 对废弃物进行无害化处理, 恢复被破坏的林草植被实施迹地恢复, 加强防洪“导流”工程, 实现油气开发与生态环境保护的双赢

由表 4.2-17 可知, 项目位于“塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区”, 主要生态服务功能为“沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产”, 适宜发展方向为加大保护力度, 建设好国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区。

本项目为油气开发项目, 按照塔里木油田分公司的总体规划进行开发, 项目废气达标排放, 产生的废水、固废妥善处置; 通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作, 在项目建设的过程中大力保护地表植被, 采取完善的防沙治沙及水土保持措施, 不会对土地沙漠化、土壤盐渍化造成影响; 工程结束后及时对占地进行恢复, 不会对占地区域土壤、动植物产生明显影响, 实现油气开发与生态环境保护的双赢, 与区域发展方向相协调, 符合区域生态服务功能定位。

4.2.5.3 生态系统调查

4.2.5.3.1 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，项目评价范围生态系统主要为荒漠生态系统，荒漠生态系统属于沙漠，生态系统结构简单。

4.2.5.3.2 生态系统特征

(1) 天然降水稀少

环境水分稀少是生态系统的最基本环境特征。在气候上，该区域处于干旱和极干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀，主要集中在冬季（非植物生长季）。由于降水稀少和蒸散十分强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的荒漠植物才能得以生存，由此形成内陆干旱荒漠生态景观。

(2) 植被稀疏，生态服务功能受到限制

植被是环境因素综合作用的产物，是生态系统的核心。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。

(3) 生态环境的结构脆弱，破坏后不易恢复

物种和生态系统类型是在长期发展进化的过程中，适应复杂条件和生存环境的产物，两者间已形成了相关的平衡关系。荒漠生态系统的植被稀少，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后很难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀、沙化，或成为沙尘暴的发源地。

4.2.5.4 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。

项目生态评价区土地利用类型为沙地，项目占地范围内土地利用类型为沙地。

4.2.5.5 植被现状评价

4.2.5.5.1 区域自然植被类型

评价区在塔里木河流域的植被区划中属暖温带灌木，半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。该区域气候极端干旱，但热量丰富，又受塔里木河水的影响，非地带性的水热条件又丰富了一些植被类型。区域植被类型在中国植被区划中属塔里木荒漠省、塔克拉玛干亚省、塔里木河谷洲。

根据现场勘查和以往研究资料，评价区分布的植物种类包括柽柳科（多枝柽柳、刚毛柽柳等）、禾本科（芦苇等）、豆科（疏叶骆驼刺）、藜科（假木贼）等。评价区高等植被有 40 种，分属 14 科。区域主要的野生植物具体名录见表 4.2-24，区域植被类型图见附图 11。

表 4.2-24 项目周边区域野生植物名录

科	种名	拉丁名
杨柳科	灰胡杨	<i>Populus pruinosa Schrenk</i>
	线叶柳	<i>Salix wilhelmsiana</i>
藜科	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>
	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>
藜科	盐节木	<i>Halocnemum shroblaceum</i>
	盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>
	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
	碱蓬	<i>Suaeda salsa</i>
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	细叶虫实	<i>Corispermum heptapotamicum</i>
	星状刺果藜	<i>Bassia dasyphylla</i>
	假木贼	<i>Anabasis aphylla</i>
毛茛科	东方铁线莲	<i>Cleamatis orientalis</i>
豆科	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
	白花苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>
	苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>
	胀果甘草	<i>Glycyrrhiza inflata Batal</i>

	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>
蒺藜科	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
怪柳科	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>
	刚毛怪柳	<i>Tamarix hispida</i>
	短穗怪柳	<i>Tamarix laxa Willd</i>
	多花怪柳	<i>Tamarix hohenackeri Bunge</i>
	长穗怪柳	<i>Tamarix elongata Ledeb</i>
夹竹桃科	茶叶花	<i>Trachomitum lancifolium</i>
牛皮科	牛皮消	<i>Cynanchum auriculatum</i>
茄科	黑果枸杞	<i>Lycium ruthenicum</i>
旋花科	打碗花	<i>Calystegia hederacea</i>
列当科	肉苁蓉	<i>Cistanche deserticola</i>
菊科	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
	盐生鸦葱	<i>Scorzonera Salsula</i>
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium kaschgaricum</i>
	小薊	<i>Cirium setosum</i>
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科	芦苇	<i>Phragmites australis</i>
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophramites</i>
	小獐茅	<i>Aeluropus pungens</i>
	拂子茅	<i>Calamagrostis epigeios</i>
	赖草	<i>Leymus secalinus</i>

4.2.5.5.2 野生植物重要物种

根据《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)及《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),区域内分布的国家 II 级保护植物胀果甘草、肉苁蓉、黑果枸杞,灰胡杨为自治区 II 级保护植物。

表 4.2-25 重点保护野生植物表

序号	物种名称(中文名/拉丁名)	保护级别	濒危级别	特有种(是/否)	极小种群野生植物(是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情况(是/否)	图片
1	黑果枸杞 (<i>Lycium ruthenicum</i>)	国家Ⅱ级	无危	否	否	常生于盐碱土荒地、沙地	现场调查、文献记录、历史调查资料	否(占地范围不涉及, 评价范围内涉及)	
2	肉苁蓉 (<i>Cistanche deserticola</i>)	国家Ⅱ级	濒危	否	否	喜生于轻度盐渍化的松软沙地上		否(占地范围不涉及, 评价范围内涉及)	
3	胀果甘草 (<i>Glycyrrhiza inflata</i>)	国家Ⅱ级	无危	否	否	常生于河岸阶地、水边、农田边或荒地中		否(占地范围不涉及, 评价范围内涉及)	
4	灰胡杨 (<i>Populus pruinosa</i> Schrenk)	自治区Ⅱ级	无危	否	否	常生于盐碱土荒地、沙地或路旁		否(占地范围不涉及, 评价范围内涉及)	

4.2.5.5.3 评价区域植被类型

评价区自然植被主要有 1 种植被类型, 即荒漠植被; 2 个群系, 即多枝怪柳群系和疏叶骆驼刺群系。各群系主要的群落特征如下:

(1) 多枝怪柳群系

远离塔里木河的区域为沙地覆盖, 地表主要以半固定沙丘为主, 植被以怪柳为主, 伴有衰退胡杨林, 胡杨林密度较低, 稀疏胡杨林呈岛状分布, 并已干枯死亡, 植被盖度 5%~20%。

(2) 疏叶骆驼刺群系

疏叶骆驼刺与耐盐禾草组成的群落分布在边缘的草甸盐土和盐化草甸土上, 骆驼刺多与小獐茅、芦苇组成群落, 植被覆盖度在 10%~40%之间, 混生有

花花柴、黑果枸杞等。在固定和半固定沙丘上生长的骆驼刺群落，由于沙地中水分条件较好而生长良好，并因骆驼刺适应沙埋，地上分枝较发达，成为很大的草丛，丛径可达 0.5~1.5m，高度 30~60cm，常常形成种子植物群落。

4.2.5.6 野生动物现状评价

本项目位于塔河以南，气候极端干旱，生态系统极为脆弱，油田建设工程势必会对脆弱的荒漠生态造成一定的影响，同时也会不同程度地影响到建设项目周围的野生动物活动。

本项目位于塔里木盆地北部，按中国动物地理区划分级标准，评价区域属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲、塔里木河中下游区。塔克拉玛干沙漠及其边缘地带共分布有野生脊椎动物 11 种，其中爬行类 4 种，哺乳动物 5 种，鸟类 2 种，这些动物能够在荒漠环境中相对独立生存(仅能短暂栖息、途经区域的物种则不计入内)。

区域分布的动物名录见表 4.3-20。

表 4.3-20 区域动物分布名录

序号	种名	拉丁学名
两栖类		
1	绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>
爬行类		
2	新疆鬣蜥	<i>Agama stoliczkana</i>
3	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>
4	密点麻蜥	<i>Eremisa multiocellata</i>
5	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>
鸟类		
6	鸢	<i>Milvus korschun</i>
7	白尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>
哺乳类		
8	长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>
9	毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>

10	科氏三趾跳鼠	<i>Phodopus roborovskii</i>
11	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>

根据《国家重点保护野生动物名录(2021 年版)》、《新疆国家重点保护野生动物名录》(2021 年 07 月 28 日发布)、《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》(第一批), 经过咨询当地相关部门, 工程区保护动物主要为塔里木兔, 为国家二级保护动物。塔里木兔的耳朵大, 体形较小, 体长 35~43cm, 尾长 5~10cm, 体重不到 2kg。由于长期适应干旱自然环境, 其形态高度特化; 毛色浅淡, 背部沙黄褐色, 尾部无黑毛, 整体毛色与栖息环境非常接近; 听觉器官非常发达, 耳长达 10cm, 超过其他兔类。

生态现状调查评价区域重点野生动物调查结果见表 4.3-21。

表 4.3-21 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	塔里木兔(<i>Lepus yarkandensis</i>)	国家二级, 自治区 II 级	近危 NT	是	分布在新疆南部塔里木盆地, 栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲	现场调查、文献记录、历史调查资料	否

4.2.5.7 生态敏感区调查

4.2.5.7.1 生态保护红线

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

拟建工程距生态保护红线区(塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区)约 10.6km, 不在生态保护红线内。本工程与生态保护红线区位置关系示意图见附图 7。

4.2.5.7.2 水土流失重点治理区

根据《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号), 新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区, 4 个自治区级重点治理区。其中, 重点预防区面积 19615.9km², 包括

天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区。

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

4.2.5.8 水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区 2020 年水土保持公报》、《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190-2007)，判断本项目区为中度风力侵蚀。结合项目区地表植被、土壤状况、气象等资料综合分析项目区环境状况确定土壤侵蚀模数，沙漠区基本无植物生长，土壤类型为风沙土，因此确定原生地貌土壤侵蚀模数为 3000t/km²·a；根据《生产建设项目水土流失防治标准》(GB/T50434-2018)，北方风沙区容许土壤流失量为 1000t/km²·a~2500t/km²·a，因工程沙漠区接近沙漠腹地，因此确定项目沙漠区容许土壤流失量为 3000t/km²·a。

4.2.5.9 区域荒漠化土地现状

根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》(2015 年 3 月)，塔克拉玛干沙漠是世界第二大流动性沙漠，是我国最大的沙漠，沙漠面积 361154 平方千米，占全疆沙漠的 81.97%，占我国沙漠总面积的一半以上。它位于塔里木盆地的中心地带，属暖温带干旱、极干旱气候区。包括塔克拉玛干主体沙漠、罗布泊以西与塔里木河下游以东的库鲁克沙漠、且末河以南的雅克塔格沙漠以及喀什三角洲上的托克拉克沙漠和布古里沙漠等。

本工程所在区域为流动沙地，根据资料，沙漠中的沙化土地面积 34944602.58 公顷，其中：沙质土地面积为 34560399.13 公顷。在沙质土地中，流动沙地 26341108.65 公顷，半固定沙地 5898376.53 公顷，固定沙地 2192994.05 公顷，沙化耕地 122550.34 公顷，非生物治沙工程地 5369.56 公顷。

塔克拉玛干沙漠中的流动沙地占我区沙漠流动沙地总面积的 92.54%，是我国流沙分布最广的沙漠。该沙漠处于塔里木盆地中心，沙漠基底构造属塔里木地台区，是由前震旦系变质岩所组成。盆地为高山和高原所夹，除东面罗布泊为风口外，其余三面均为海拔 4000m 以上的高山环绕，盆地边缘山前环状分布着冲积、洪积倾斜平原，沙漠居于盆地中部。盆地汇集了天山南坡和昆仑山-喀喇昆仑山北坡所有水系，但只有部分较大的河流在汛期能流入沙漠。极端干旱的大陆性气候使得沙漠降水稀少，蒸发强烈，夏季酷热，冬季寒冷，春秋多风，日温差大，日照时间长。沙漠沙丘高大，形态类型多样。沙丘由外向内逐渐升高，边缘在 25 米以下，内部一般在 50~80m 之间，少数高达 200~300m。沙丘类型有 10 多种，以复合型纵向沙垄和新月形沙丘链为主，还有鱼鳞状沙丘、穹状沙丘、复合新月形沙丘等。沙漠中每年有沙尘暴 30 天以上，浮尘 150 天以上，沙漠边缘地区年降水量 60~80mm，腹地降水量更低，降水少而蒸发强烈，植被覆盖率低，生态环境极为脆弱。

4.2.5.10 主要生态问题调查

项目评价区域降水量少，干旱和半干旱是生态环境的主要特征，生态环境较为脆弱。本次评价针对富满油气田的现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题为土地沙漠化，沙漠化主要是指在干旱多风的沙质和沙壤质地表土壤条件下，由于地下水位较高，地表出现以风沙活动为主要标志的土地退化，从而引起沙质地表、沙丘等的活化，导致生物多样性减少、生物生产力下降、土地生产潜力衰退以及土地资源丧失，项目区沙漠化的形成主要是因风蚀所致。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

油气田开发过程中施工内容主要为井场工程和油气集输工程等，不同的施工阶段，除有一定量的施工机械进驻现场外，还伴有一定量物料运输作业，从而产生施工废气、施工废水、施工噪声和一定量的建筑垃圾。此外，物料运输也将对运输路线两侧一定范围内大气、声环境产生不利影响；油气田开发施工过程中除永久占地外，为了施工方便还将有一部分临时占地，新建井场呈点状分布在区块内，在生态影响方面表现为地表扰动、土壤肥力影响、植被覆盖度、生态系统完整性、生活损失量影响、水土流失影响等。

5.1.1 施工期大气环境影响分析

5.1.1.1 施工期废气来源及影响分析

(1) 施工扬尘

在油气田钻井工程和地面工程施工过程中，不可避免地要占用土地、进行土方施工、物料运输、场地建设、管沟开挖和管线铺设，该过程中将产生一定的施工扬尘。主要来自施工和运输产生的粉尘、车辆运输二次扬尘以及地面物料堆放时的遇风扬尘，施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定关系，如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。管道工程的管道在焊接时有焊接烟气、连接好后试压时会产生试压废气。

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) 机械设备和车辆废气

在油气田钻前工程、钻井工程、储层改造工程及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、SO₂、NO₂、C_mH_n等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，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，呈现出分区域、分阶段实施的特点，施工期污染产生点分散在区块内，伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，本项目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。

5.1.1.2 施工期大气污染防治措施

(1) 施工扬尘污染防治措施

为有效控制施工期间的扬尘影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》(新政发[2014]35号)及《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案(修订版)》(新政办发[2019]96号)相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度地降低施工扬尘对周围环境的影响。

表 5.1-1 施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
1	施工现场公示牌	在施工现场出入口明显位置设置公示牌，公示施工现场负责人、环保监督员、防尘措施、扬尘监督管理部门、举报电话等信息	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
2	密闭苫盖措施	①建筑材料采用密闭存储、设置围挡、采用防尘布苫盖等措施； ②建筑垃圾采用覆盖防尘布、防尘网、定期喷洒抑尘剂、定期喷水压尘等措施	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》

3	物料运输车辆密闭措施	①进出工地的物料、渣土、垃圾运输车辆，应尽可能采用密闭车斗，并保证物料不遗撒外漏。若无密闭车斗，物料、垃圾、渣土的装载高度不得超过车辆槽帮上沿，车斗应用苫布遮盖严实； ②装卸和运输渣土、砂石、建筑垃圾等易产生扬尘污染物料的，应当采取完全密闭措施	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
4	洒水抑尘措施	遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网 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》 《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 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	《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案(修订版)》(新政办发[2019]96号)

(2) 机械设备和车辆废气污染防治措施

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

5.1.2 施工期声环境影响分析

5.1.2.1 噪声源及其影响预测

(1) 井场施工噪声影响分析

① 施工噪声源强

项目井场施工期噪声主要包括土方施工、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实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 5.1-2。

表 5.1-2 施工期噪声源参数一览表(室外声源)

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离 [dB(A)/m]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			

1	运输车辆	—	60	40	1	90/5	—	昼间
2	吊装机	—	60	40	1	84/5	—	昼间
3	挖掘机	—	50	20	1	90/5	—	昼间
4	推土机	—	50	25	1	88/5	—	昼间

②施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见营运期声环境影响评价章节中“5.2.4.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，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 5.1-3。

表 5.1-3 施工期噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

序号	站场		噪声贡献值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	井场	东场界	63	—	70	55	达标	—
2		南场界	68	—	70	55	达标	—
3		西场界	59	—	70	55	达标	—
4		北场界	61	—	70	55	达标	—

③影响分析

根据表 5.1-3 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，施工期井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间为 59~68dB(A)，满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求。拟建工程井场周边无村庄等声环境敏感目标，且施工期周期较短，施工期间通过采取对设备定期保养维护、基础减振等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

(2)燃料气管线施工声环境影响分析

①施工噪声源强

项目燃料气管线施工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 和类比气田开发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 5.1-6。

表 5.1-6 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	ZJ80/ZJ90	-	-	1.5	90/5	基础减振	昼夜
2	推土机	3NB-1600F	-	-	1.5	88/5	基础减振	昼夜
3	运输车辆	3NB-1600F	-	-	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：

$$L_r = L_{r_0} - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： L_r ——距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

L_{r_0} ——距声源 r_0 处的 A 声压级，dB(A)；

r ——预测点与声源的距离，m；

r_0 ——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 5.1-7。

表 5.1-7 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

③影响分析

根据表 5.1-7 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，且管线沿线 300m 范围内无居民区、村庄等声环境敏感点，施工结束后，噪声影响消失。

综上所述，从声环境影响角度，项目可行。

5.1.2.2 施工噪声污染防治措施

(1) 合理安排施工

①根据《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)确定工程施工场界，合理科学地布局施工现场，YueM1-H11 井施工生产生活区远离库木博斯坦村。在距离村庄或住户等声环境敏感点附近建设施工，严格控制施工时间，尽量将噪声大的设备使用时间安排在村民非休息时段。缓解、避免强噪声设备集中施工。施工单位合理安排施工时间，在库木博斯坦村附近施工，采取变动施工方法措施和控制施工时间。

②施工现场设置施工标志，对可能受施工噪声影响的村庄或住户进行公开，取得谅解。

③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。

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

5.1.3 施工期固体废物影响分析

5.1.3.1 施工期固废来源及影响分析

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方和施工人员生活垃圾。

①土石方

拟建工程共开挖土方 1.98 万 m^3 ，回填土方 2.00 万 m^3 ，借方 0.02 万 m^3 ，无弃方，开挖土方主要为井场平整、管沟开挖产生土方，回填土方主要为井场平整、管沟回填。新建井场工程区需进行压盖，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

本项目施工期生活垃圾集中收集后，定期清运至轮南固废填埋场填埋处置。

5.1.3.2 施工期固废污染防治措施

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

①工程土方施工应对挖方单侧堆放，土方全部用于管沟回填作业，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井场及管线沿线废物必须全部进行清理、回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

综上所述，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，可避免对环境产生不利影响。

5.1.4 施工水环境影响分析

项目施工期废水主要有管道试压废水和少量生活污水等。

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，试压水由管线排出后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于区域洒水抑尘。拟建工程施工时间较短，不设施工营地，施工人员生活污水依托周边生活污水处理厂处理。

拟建工程施工期间无废水直接外排，项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

5.1.5 施工期生态影响分析

5.1.5.1 生态影响分析

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

性、生态敏感区、水土流失、防沙治沙等几个方面展开。

5.1.5.1.1 地表扰动影响分析

本工程占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场占地，临时占地主要为管道作业带占地。

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，在回填后，由于地表的扰动，导致土壤松紧程度发生变化，区域水土流失程度将有一定程度的加剧。

5.1.5.1.2 对土壤肥力的影响分析

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

5.1.5.1.3 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怪柳+疏叶骆驼刺群系。群落中优势种为多枝怪柳，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 4.248hm^2 ，拟建工程井场、管线施工区域以沙地为主，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， hm^2 ； W_i ——单位面积生物量， t/hm^2 。

生物量损失见表 5.1-10。

表 5.1-10 项目建设各类型占地的生物量损失

类型	平均生物量 (t/hm^2)	面积(hm^2)		生物量(t)	
		永久占地	临时占地	永久植被损失	临时植被损失
荒漠沙地	0.5	0.16	4.088	0.08	2.044

拟建工程的实施，将造成 0.08t 永久植被损失和 2.044t 临时植被损失。

5.1.5.1.4 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，随着拟建工程建设的各个过程，野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型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。

富满油田已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次油田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类。

5.1.5.1.5 对生态系统的影响分析

本项目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，本项目永久占地主要为新增井场占地，占地面积约为 0.16hm^2 ，临时占地约 4.088hm^2 ，主要为管道施工作业带占地。由于新建井场及集输管线呈点状、线状分布在开发区块内，相对于整体油区来说是非常小且分散的。施工活动、运输的噪声以及土地的占用会对荒漠生态系统植被生长地和动物栖息地造成直接破坏，使生态系统的生境特征发生变化，导致动植物生境破碎化，如项目建设区域动物活动的干扰等。由于工程建设一般为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，本项目不会减少生态系统的数量，不会改变评价区生态系统的完整性和稳定性。评价认为，采取必要的生态保护措施后，对评价区内的荒漠生态系统和生态系统服务功能的影响较小。

5.1.5.1.7 水土流失影响分析

拟建工程建设过程中人为活动造成水土流失的原因主要是破坏地面表层结构以及大风季节临时堆土对周边环境带来的影响，可能造成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。

5.1.5.1.8 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。

拟建工程建设内容占地现状均以沙地为主。拟建工程总占地面积 4.248hm^2 (永久占地面积 0.16hm^2 ，临时占地面积 4.088hm^2)。

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

5.1.5.2 生态影响减缓措施

5.1.5.2.1 地表扰动生态减缓措施

(1) 严格遵守国家和地方有关动植物保护和防止水土流失等环境保护法律法规，最大限度地减少占地产生的不利影响，减少对土壤的扰动、植被破坏，

减少水土流失。

(2) 严格按照有关规定办理建设用地审批手续，贯彻“优化设计、动态设计”的设计理念，避免大填大挖，减少后期次生灾害的发生，充分体现“最大限度地保护，最小程度的破坏，最大限度地恢复”的原则。施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

(3) 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。

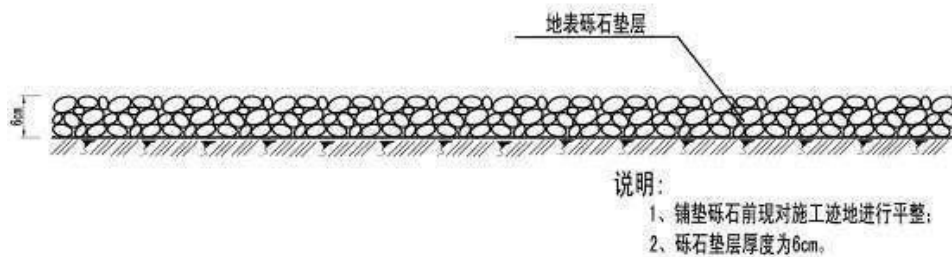


图 5.1-1 井场砾石压盖措施典型设计图

(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，全线避让重点保护野生植物(灰胡杨、胀果甘草、黑果枸杞、肉苁蓉)，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。

5.1.5.2.2 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，尤其是分布在区域受保护的植被——肉苁蓉、胀果甘草、黑果枸杞、灰胡杨；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。

5.1.5.2.3 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，严禁自行扩大施工用地范围。施工结束后应及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。

(2)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。

5.1.5.2.4 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。

5.1.5.2.9 水土流失防治措施

5.1.5.2.9.1 井场工程区

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

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

5.1.5.2.9.2 管道工程区

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

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

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

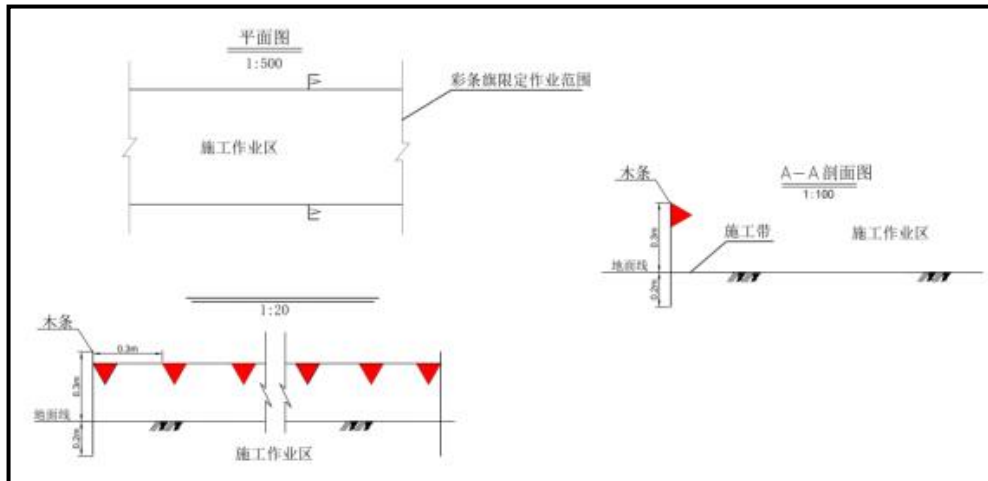


图 5.1-2 限行彩条旗典型措施设计图

5.1.5.2.10 防沙治沙措施

1) 采取的技术规范、标准

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

(2) 制定方案的原则与目标

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

制定方案的目标：通过工程建设，维持现有区域植被覆盖度，沙化土地扩展趋势得到遏制，区域生态显著改善。

(3) 工程措施(物理、化学固沙及其他机械固沙措施)

本项目针对项目区地理环境，在井场周边及管道周边设置草方格沙障，上风侧防护带宽度为 20m，下风侧宽度为 15m，芦苇方格边长 1m，每个方格芦苇用量(计算一个方格的两条边)1.2kg。

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

施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被。

(5) 其他措施(废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施)

针对井场工程及管沟开挖过程,提出如下措施:①施工土方全部用于管沟回填和井场平整,严禁随意堆置。②遇到干燥、易起尘的土方工程作业时,应辅以洒水压尘,尽量缩短起尘操作时间,遇到四级及四级以上大风天气,应停止土方作业,同时作业处覆以防尘网。③井场平整后采取砾石压盖;④在施工过程中,不得随意碾压区域内其它固沙植被。

针对施工机械及运输车辆,提出如下措施:施工期间应划定施工活动范围,严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围,不得离开运输道路及随意行驶,由专人负责,以防破坏土壤和植被,加剧土地荒漠化。

(6) 各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

工程措施、植被措施及其他措施,要求在井场建设完成投入运行之前完成,严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

5.1.5.2.4 方案实施保障措施

(1) 组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全,促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本项目防沙治沙工程中塔里木油田分公司为第一责任人,各施工队作为措施落实方,属于主要责任人。塔里木油田分公司应在各施工队施工过程中,提出具体的目标及要求,并落实到具体人员。

(2) 技术保证措施

①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。

②塔里木盆地自然条件恶劣,水资源短缺,项目建设的各个环节过程中,加强人员的节水意识,避免铺张浪费,提高水的重复利用性。

(3) 防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资 3 万元,由塔里木油田分公司自行筹措,已在本项目总投资中考虑。

(4) 生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，预计富满油田植被覆盖度能维持现状，沙化土地扩展趋势得到一定的遏制，区域生态有所改善。

5.1.5.3 生态影响评价自查表

表 5.1-9 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 ☒ ；国家公园 ☐ ；自然保护区 ☐ ；自然公园 ☐ ；世界自然遗产 ☐ ；生态保护红线 ☐ ；重要生境 ☐ ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 ☐ ；其他 ☒
	影响方式	工程占用 ☒ ；施工活动干扰 ☒ ；改变环境条件 ☐ ；其他 ☐
	评价因子	地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生态系统完整性
评价等级		一级 ☐ 二级 ☐ 三级 ☒ 生态影响简单分析 ☐
评价范围		陆域面积：() 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 ☐
	评价方法	定性 ☐ ；定性和定量 ☒
生态现状调查与评价	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☒ ；重要物种 ☐ ；生态敏感区 ☐ ；生物入侵风险 ☐ ；其他 ☐
生态保护对策措施	对策措施	避让 ☐ ；减缓 ☒ ；生态修复 ☐ ；生态补偿 ☐ ；科研 ☐ ；其他 ☐
	生态监测计划	全生命周期 ☐ ；长期跟踪 ☐ ；常规 ☐ ；无 ☐
	环境管理	环境监理 ☒ ；环境影响后评价 ☒ ；其他 ☐
评价结论	生态影响	可行 ☒ ；不可行 ☐

注：“☐”为勾选项，可√；“()”为内容填写项。

5.2 运营期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

5.2.1.1 多年气候统计资料分析

本项目分布于巴州尉犁县，距离尉犁县气象站 176km。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)规定，地面气象资料可采用尉犁县气象

河北省众联能源环保科技有限公司

站的常规地面气象观测资料。因此，本次评价气象统计资料分析选用尉犁县气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 5.2-1。

表 5.2-1 观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/m		相对距离/km	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
尉犁	51655	基本站	86.130	41.350	80.1	884.9	2022	风向、风速、总云量、低云量、干球温度

5.2.1.2 多年气候统计资料分析

根据尉犁县气象站近 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 5.2-2。

表 5.2-2 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(°C)	-8.5	-1.6	7.5	16.0	21.2	25.2	26.4	24.9	19.4	10.7	1.7	-6.4	11.4

由表 5.2-2 分析可知，区域多年平均温度为 11.4℃，4~9 月平均温度均高于多年平均值，其它月份均低于多年平均值，7 月份平均气温最高，为 26.4℃，1 月份平均气温最低，为-8.5℃。

(2) 风速

区域内近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.2-3。

表 5.2-3 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)	1.0	1.3	1.7	2.0	2.1	2.0	1.9	1.7	1.3	1.2	1.1	1.0	1.5

表 5.2-3 分析可知，区域近多年平均风速为 1.5m/s，5 月份平均风速最大为 2.1m/s，12、1 月份平均风速最低，为 1.0m/s。

③ 风向、风频

区域近 20 年各月、各季及全年平均风向频率见表 5.2-4，近 20 年风频玫瑰图见图 5.2-1。

表 5.2-4 近 20 年各月、各季及全年平均风向频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
1 月	4.8	5.6	8.8	5.6	0.8	0.8	1.6	1.6	1.6	14.5	14.5	12.1	2.4	5.7	0.8	0.0	18.6
2 月	5.2	1.7	2.5	1.7	0.8	0.9	0.0	0.9	0.0	8.6	25.0	22.4	12.1	6.0	2.6	1.7	7.8
3 月	4.8	12.1	20.9	10.5	4.0	1.6	2.4	0.8	1.6	5.7	4.8	6.5	4.8	4.0	1.6	2.4	11.3
4 月	5.0	11.7	11.6	8.3	4.2	3.3	0.0	3.3	7.5	3.3	9.2	7.5	2.5	3.3	2.5	2.5	14.2
5 月	9.7	16.9	13.7	12.1	1.6	3.2	7.3	4.0	0.0	2.4	4.0	4.8	1.6	16.1	4.0	4.8	8.1
6 月	11.7	14.2	10.8	12.5	9.2	5.8	4.2	1.7	1.7	1.7	2.5	2.5	1.7	4.2	6.7	2.5	6.7
7 月	11.3	13.7	8.1	8.9	2.4	3.2	1.6	2.4	3.2	4.8	4.8	3.2	6.5	5.7	6.5	6.5	7.3
8 月	6.4	16.1	20.2	13.7	6.5	5.7	3.2	4.0	1.6	1.6	403.0	0.8	1.6	0.0	2.4	6.5	5.7
9 月	10.0	18.3	13.3	11.7	5.8	1.7	1.7	3.3	1.7	1.7	5.8	2.5	6.7	2.5	2.5	1.7	9.2
10 月	5.6	13.7	8.1	8.1	2.4	0.0	1.6	1.6	0.8	5.7	5.7	4.0	4.8	4.0	4.0	3.2	26.6
11 月	0.0	3.3	5.8	4.2	1.7	2.5	0.8	0.8	2.5	6.7	15.0	15.8	6.7	4.2	1.7	1.7	26.7
12 月	1.6	8.1	15.3	10.4	4.8	0.8	2.4	2.4	2.4	6.5	11.3	10.5	5.7	2.4	0.0	1.6	13.7
春季	6.5	13.6	15.5	10.3	3.3	2.7	3.3	2.7	3.0	3.8	6.0	6.3	3.0	3.0	2.7	3.3	11.1
夏季	9.8	14.7	13.1	11.6	6.0	4.9	3.0	2.7	2.2	2.7	3.8	2.2	3.3	3.3	5.2	5.2	6.5

续表 5.2-4 近 20 年各月、各季及全年平均风向频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
秋季	5.2	11.8	9.1	7.9	3.3	1.4	1.4	1.9	1.7	4.7	8.8	7.4	6.0	3.6	2.8	2.2	20.9
冬季	3.8	5.2	9.1	6.0	2.2	0.8	1.4	1.7	1.4	9.9	16.8	14.8	6.6	4.7	1.1	1.1	13.5
全年	6.3	11.3	11.7	9.0	3.7	2.5	2.3	2.3	2.1	5.3	8.8	7.7	4.7	3.6	2.9	2.9	13.0

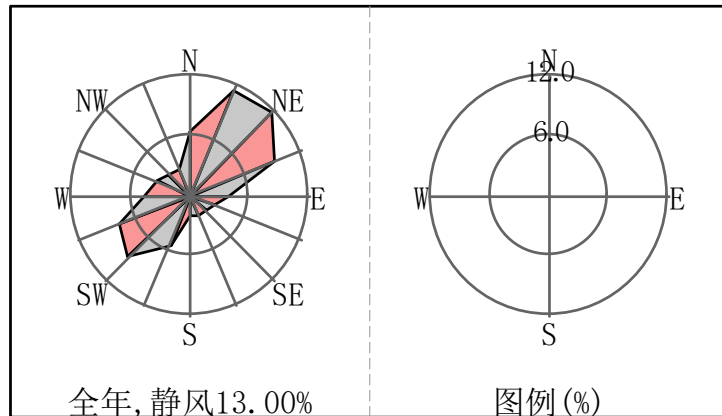


图 5.2-1 近 20 年风频玫瑰图

由表 5.2-4 分析可知，尉犁县近 20 年资料统计结果表明，该地区多年 NE 风向的频率最大，其次是 NNE 风向。

5.2.1.3 大气环境影响预测与分析

(1) 预测模式

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

表 5.2-5 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/℃		42.2
3	最低环境温度/℃		-24.4
4	测风高度/m		10

续表 5.2-5

估算模型参数一览表

序号	参数		取值
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5
6	土地利用类型		沙漠化荒地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
		地形数据分辨率/m	90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
		岸线距离/km	—
		岸线方向/°	—

(2) 预测源强

根据工程分析确定,本次预测各井场污染源源强类似,本次有组织源强选择中 102 斜井加热炉进行预测,无组织面源选择中 102 斜井、TH12441 井场进行预测,项目主要废气污染源源强参数见表 5.2-6 和表 5.2-7。

表 5.2-6 主要废气污染源参数一览表(点源, 100%负荷)

序号	污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔高度(m)	排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	烟气流量(m ³ /h)	烟气流速(m/s)	烟气温度(°C)	年排放小时数(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
		经度(°)	纬度(°)										
1	中 102 斜井加热炉烟气			935	8	0.2							

表 5.2-7 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(°)									
中 102 斜井无组织废气			935								

表 5.2-8 $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_i (%)	$P_{\max}$ (%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$ (m)
1	中 102 斜井加热炉烟气	PM_{10}						
		SO_2						
		NO_2						
		非甲烷总烃						
2	中 102 斜井无组织废气	非甲烷总烃						
		硫化氢						

5.2.1.4 废气源对四周场界贡献浓度

本项目实施后，无组织废气对井场四周无组织贡献浓度情况如表 5.2-9。

表 5.2-9 井场四周边界浓度计算结果一览表

单位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$

污染源	污染物	东场界	南场界	西场界	北场界
中 102 斜井无组织废气	非甲烷总烃				

由表 5.2-9 预测结果可知，本项目实施后，井场无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值满足《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；对四周场界 H_2S 浓度贡献值满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 新扩改建厂界二级标准值。

5.2.1.5 大气环境保护距离

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

5.2.1.6 非正常排放影响分析

5.2.1.6.1 污染源强

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

若井口压力过高，采出气通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑，本项目放喷等非正常工况下污染源强情

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				15	10	0	2	0.17	非正常	H ₂ S	
											非甲烷总烃	

5.2.1.6.2 影响分析

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

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

序号	污染源名称	评价因子	$C_i (\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_i (\%)$	$P_{\max} (\%)$	最大浓度出现距离(m)
1	放喷口	H ₂ S				
		非甲烷总烃				

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

5.2.1.7 污染物排放量核算

(1) 有组织排放量核算

拟建工程有组织排放量核算情况见表 5.2-12。

表 5.2-12 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度(mg/m^3)	核算年排放量(t/a)
1	井场加热炉烟气	颗粒物		
		二氧化硫		
		氮氧化物		

(2) 无组织排放量核算

拟建工程无组织排放量核算情况见表 5.2-13。

表 5.2-13 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产物环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量(t/a)
				标准名称	浓度限值(mg/m ³)	
1	井场无组织废气	非甲烷总烃	采出液密闭拉运输送	《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	
		硫化氢	采出液密闭拉运输送	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1新扩改建厂界二级标准值	H ₂ S≤0.06	

(3) 项目大气污染物排放量核算

拟建工程大气污染物排放量核算情况见表5.2-14。

表 5.2-14 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	核算年排放量(t/a)
1	颗粒物	
2	二氧化硫	
3	氮氧化物	
4	非甲烷总烃	
5	硫化氢	

5.2.1.8 评价结论

项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下颗粒物、二氧化硫、二氧化氮、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。

5.2.1.8 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-15。

表 5.2-15 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、		包括二次PM _{2.5} ☐

		O ₃) 其他污染物(H ₂ S、非甲烷总烃)				不含二次PM _{2.5} ☒		
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		附录D ☒		其他标准 ☐
现状评价	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☒		一类区和二类区 ☐		
	评价基准年	(2022)年						
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、拟建项目污染源 ☐		区域污染源 ☒
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☒
	预测范围	边长≥ 50km ☐		边长5~50km ☐			边长=5km ☒	
	预测因子	预测因子(PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、H ₂ S、非甲烷总烃)					包括二次PM _{2.5} ☐ 不包括二次PM _{2.5} ☐	
大气环境影响预测与评价	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} 最大占标率>10% ☐		
		二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30% ☐			C _{本项目} 最大占标率>30% ☐		
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长(0.17)h		C _{非正常} 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 ☐		
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (H ₂ S、非甲烷总烃)			有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☒		无监测 ☐	
	环境质量监测	监测因子: ()			监测点位数()		无监测 ☒	
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐						
评价结论	大气环境防护距离	距()厂界最远()m						
评价结论	污染源年排放量	SO ₂ () t/a	NO _x :() t/a	颗粒物:() t/a		VOC _s :() t/a		
注: “□”为勾选项, 填“√”; “()”为内容填写项								

5.2.2 地表水环境影响评价

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

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

5.2.3 地下水环境影响评价

5.2.3.1 区域地形地貌

5.2.3.2 区域地质概况

5.2.3.3 区域水文地质条件

5.2.3.4 环境水文地质调查

5.2.3.6.1 正常状况

(1) 废水

本项目营运期产生的废水主要有采出水、井下作业废水和生活污水，其中采出水随采出液经集输管线输送至雅克拉集气处理站处理，采出水处理工艺采用“沉降+过滤”，该工艺利用重力沉降工艺去除采出水中油类，再通过过滤器进一步去除采出水中的悬浮物、控制粒径中值，使处理后污水达到《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运至塔河油田绿色环保处理站处理，生活污水设移动环保厕所收集后，定期清运至当地生活污水处理厂处理。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

(2) 落地油

采油过程中产生的落地油，转移到下层的量很少。根据《采气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20cm。由于气田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移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，正常情况下不会对地下水产生污染影响。

(3) 管道

本项目正常状况下，管道采用柔性复合管，采取严格的防腐防渗措施，不会对区域地下水环境产生污染影响。

5.2.3.6.2 非正常状况

(1) 油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后油气窜层污染(包括生产井的窜层)的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，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，固井质量应符合环保要求。由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待气田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，可能对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油气层几乎没有多少压力，油气不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

(2) 井场泄漏事故对地下水的影响

井场管道与法兰连接处泄漏事故对地下水的影响，一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。

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

本项目非正常状况下，采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏，如不及时修复，原油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下阀门泄漏情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

5.2.3.6.4 地下水环境污染预测评价结论

正常状况下，拟建项目严格按照《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，拟建项目各个不同阶段，地下水中各评价因子均能满足 GB/T14848 的要求。

5.2.6.7 地下水污染防治措施

为了防止非正常状况下废水下渗污染地下水，按照“源头控制、分区防治、污染控制、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

5.2.6.7.1 源头控制措施

(1) 井场防范措施

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、阀门等巡检，一旦发现异常，及时采取措施，避免“跑、冒、滴、漏”现象的发生；

③井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集作业废水，外委处置；

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

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

(2) 管道刺漏防范措施

①井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运

行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

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

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

④一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

5.2.6.7.2 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。

5.2.6.7.3 地下水跟踪监控措施

为了及时准确地掌握区域内及下游地区地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，区域内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)和《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)相关要求，设置地下水环境跟踪监控井。

(2) 监测数据管理

① 监测频率

i. 背景监控井、污染监控井采样频次每年 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到监测计划里, 监测频率为每年监测 1 次。如发现地下水流向发生较大变化, 应根据流场及时调整监测井的监测功能。

②上述监测结果应按有关规定及时建立档案并公开, 特别是对雅克拉区块 YK1 井区内周边的居民进行公开, 满足法律中关于知情权的要求。如发现异常或发生事故, 应加密监测频次, 并分析污染原因, 确定泄漏污染源, 并及时采取相应的应急措施。

5.3.7.4 地下水污染应急措施

(1) 应急治理程序

针对应急工作需要, 参照“场地环境保护标准体系”的相关技术导则, 结合地下水污染治理的技术特点, 制定地下水污染应急治理程序见图 5-3-27。

图 5-3-27 污染应急治理程序框图

(2) 地下水污染治理技术

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

(3) 治理措施

塔河油田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。

5.2.3.6 地下水环境评价结论

(1) 环境水文地质现状

项目评价区位于塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，渗透性差，径流不够通畅，因而地下水径流条件较差。地下水主要通过潜水蒸发、植物蒸腾、油区的人工开采等方式排泄。潜水位埋深 1.43~5.13m，含水层厚度小于 50m，含水层岩性为第四系细砂，渗透系数 1.15~2.44m/d。

区域内包气带岩层主要为第四系全新统风积物，钻孔揭露的包气带岩性单一，均为细砂，厚度 1.46~1.8m 等，综合判定项目场地内天然包气带防污性能为“弱”。

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

(2) 地下水环境影响

正常状况下，井场内采气树、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，可避免采出液泄露而对地下水产生污染影响。

非正常状况下，采气树与管线连接处老化或腐蚀导致采出气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) 地下水环境污染防治措施

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

(4) 地下水环境影响评价结论

本项目采取了源头控制、分区防渗、监控措施和应急响应等防控措施，同

时制定了合理的地下水污染监控计划。因此，在加强管理并严格落实地下水污染防治防控措施的前提下，从地下水环境影响的角度分析，本项目对地下水环境影响可接受。

5.2.4 声环境影响评价

拟建工程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、加热炉。

5.2.4.1 预测模式

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

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

式中： $L_p(r)$ — 预测点处声压级，dB；

L_w — 由点声源产生的声功率级(A 计权或倍频带)，dB；

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

A_{div} — 几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} — 大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} — 地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} — 障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} — 其他多方面效应引起的衰减，dB。

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

式中： $L_p(r)$ — 预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ — 参考位置 r_0 处的声压级，dB；

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

A_{div} — 几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} — 大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} — 地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} — 障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减, dB。

b) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB(A);

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

ΔL_i —第 I 倍频带的 A 计权网络修正值, dB;

c) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB(A);

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级, dB(A);

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

d) 工业企业噪声计算

设第 I 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{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:

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

式中: L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值, dB;

T —用于计算等效声级的时间, s;

N —室外声源个数;

t_i —在 T 时间内 I 声源工作时间, s;

M —等效室外声源个数;

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间, s。

e) 噪声预测值计算

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

式中: L_{eq} —预测点的噪声预测值, dB;

L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值;

L_{eqb} —预测点的背景噪声值，dB。

(3) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.2.4.2 噪声源参数的确定

本项目井场噪声源噪声参数见表 5.2-30。

表 5.2-30 各井场噪声源强调查清单(室外声源)

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强 [dB(A)]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	采气树	—	30	30	1	85	基础减振	昼夜
2	真空加热炉	—	20	30	1	95	基础减振	昼夜

5.2.4.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本项目各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.2-31。

表 5.2-31 井场噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

场地	场界	贡献值	标准值		结论
井场	东场界		昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界		昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界		昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界		昼间	60	达标
			夜间	50	达标

由表 5.2-31 可知，井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类昼间、夜间标准要求

综上，拟建工程实施后从声环境影响角度，项目可行。

5.2.4.4 声环境影响评价自查表

本工程声环境影响评价自查表见表 5.2-25。

表 5.2-25 声环境影响评价自查表

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

5.2.5 固体废物影响分析

5.2.5.1 固体废物产生及处置情况

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

拟建工程危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 5.2-26。

表 5.2-26 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	0.4	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	0.4	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

5.2.5.2 危险废物环境影响分析

(1) 危险废物收集

本工程产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关管理要求, 落实危险废物识别标志制度, 对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表, 并将记录表作为危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. 危险废物标签规格颜色说明: 规格: 正方形, 40×40cm; 底色: 醒目的橘黄色; 字体: 黑体字; 字体颜色: 黑色。
- b. 危险废物类别: 按危险废物种类选择, 危险废物类别如图 5.2-28 所示;
- c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.2-29 所示;
- 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

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气

开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关要求,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。

本项目产生的危险废物运输过程由新疆沙运环保工程有限公司进行运输,运输过程中全部采用密闭容器收集储存,转运结束后及时对转运路线进行检查和清理,确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上,危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

(3) 危险废物委托处置环境影响分析

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

本项目落地油、废防渗材料全部委托塔里木油田绿色环保站进行处置,塔里木油田绿色环保站处理资质及处置类别涵盖了本项目 HW08 危险废物,处置能力能够满足项目要求,目前塔里木油田绿色环保站已建设完成并投入运行,设计处置含油污泥 10 万 m^3/a ,目前尚有较大处理余量。因此,本项目危险废物全部委托塔里木油田绿色环保站接收处置可行。

5.2.5.3 运输过程的污染防治措施

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

拟建工程所产生的危险废物道路运输委托持有危险废物经营许可证的单位,按照其许可证的经营范围组织实施,并在当地生态环境部门批准后进行危险废物的转移。危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》(交通

部令[2005 年]第 9 号)、JT617 以及 JT618 执行;运输单位承运危险废物时,应在危险废物包装上按照 GB18597 附录 A 设置标志;危险废物公路运输时,运输车辆应按 GB13392 设置车辆标志;运输过程中全部采用密闭容器收集储存,转运结束后及时对转运路线进行检查和清理,确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上,危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。综上,拟建工程危险废物运输过程的污染防治措施可行。

5.2.6 生态影响评价

项目运营期对生态的影响主要表现在对野生动物、植物、沙区等的影响。

(1)对野生动物的影响分析

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

运营期道路行车主要是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、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)对沙区影响分析

本项目在塔克拉玛干沙漠沙化土地上实施开发建设,若管理不善破坏沙区生态环境,势必造成沙丘活化,使经过长期治理的且已步入良性发展的沙区生态再度恶化。建设单位应加强管理,严格执行《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)中的相关要求,切实做好防沙

治沙工作，引导和规范沙区开发建设秩序，合理利用沙区资源，有效保护防沙治沙成果。

综上所述，运营期影响主要集中在井场内，运营期废水合理处置，危险废物委托有资质单位接收处置；同时加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。且本工程不在国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、生态保护红线内。因此从生态影响的角度，本工程建设可行。

5.2.7 土壤环境影响评价

5.2.7.1 环境影响识别

5.2.7.1.1 项目类型

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，本项目井场建设内容属于常规天然气开采井场，属于Ⅱ类项目；采气管线类别为Ⅱ类(采出天然气中含有凝析油、采出水，按油类管道考虑)；燃料气管线属于Ⅳ类项目，可不开展土壤环境影响评价工作。

5.2.7.1.2 影响类型及途径

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

运营期废水主要为采出水和井下作业废水，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况单井集输管道连接处破裂，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。同时，本项目集输管线中采出气盐分含量较高，当出现泄漏时，采出气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 5.2-27。

表 5.2-27 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

本项目输送介质为采出气，管线连接处破裂时，采出气中的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。本项目土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-28。

表 5.2-28 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
井场管线连接处	垂直入渗	石油烃	事故工况

② 生态影响型

考虑最不利情况，单井集输管道破裂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 5.2-29 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
单井集输管道	物质输入	盐分含量	事故工况

5.2.7.2 现状调查与评价

5.2.7.2.1 调查范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤生态影响型现状调查范围为井场边界外扩 2km，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井场边界外扩 50m，管线边界两侧向外延伸 200m 范围。

5.2.7.2.2 敏感目标

拟建工程将采气井场边界外扩 2000m 范围及采气管线周边 200m 范围内的土壤作为土壤环境(生态影响型)保护目标；将采气井场边界外扩 50m 范围及采气管线周边 200m 范围内无耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标，因此不再设置土壤环境(污染型)

保护目标。

5.2.7.2.3 土地利用类型调查

(1) 土地利用现状

根据现场调查结果，井场、管道等占地现状为沙地。

(2) 土地利用历史

根据调查，项目区域建设之前为沙地，局部区域已受到油田开发的扰动和影响。

(3) 土地利用规划

本项目占地范围暂无规划。

5.2.7.2.4 土壤类型调查

根据《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类，土壤评价范围内土壤类型为风沙土。项目区土壤类型分布见附图 10。

5.2.7.3 土壤环境影响预测与评价

(1) 污染影响型

本项目实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况，根据企业的实际情况分析，如果是采气树管线连接和阀门处出现破损泄漏，即使有油品泄漏，建设单位必须及时采取措施，不可能任由油品漫流渗漏，任其渗入土壤。因此，只在地表面积油底部非可视部位发生小面积渗漏时，才可能有少量物料通过漏点，逐渐渗入进入土壤。

综合考虑本项目物料特性及土壤特征，本次评价为事故状况下，采气树管线连接和阀门处出现破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

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

②生态影响型

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 5min 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 5min 考虑。

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

5.2.7.4 土壤污染防治措施

(1) 源头控制

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

②人员定期巡检，巡检时应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 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。防渗措施的设计，使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

根据项目特点及相关要求，制定监测计划，详情见表 5.2-35。

表 5.2-35 土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位	采样层	监测因子	执行标准	监测频率
----	--------	-----	------	------	------

	名称	位			
1	井场	表层样	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、pH	执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 2 第二类用地筛选值	每年 1 次

5.2.7.5 结论与建议

本项目占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗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。采出气泄漏时，将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高，增量较小。因此，本项目需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防治措施后，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行。

拟建工程土壤环境影响评价自查表见表 5.2-36。

表 5.2-36 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况		备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☐ ；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()、方位()、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		I类 ☐ ；II类 ☒ ；III类 ☐ ；IV类 ☐		

	类别					
	敏感程度	生态影响型	敏感 ☒ ; 较敏感 ☐ ; 不敏感 ☐			
		污染影响型	敏感 ☐ ; 较敏感 ☐ ; 不敏感 ☒			
评价工作等级		生态影响型	一级 ☐ ; 二级 ☒ ; 三级 ☐			
		污染影响型	一级 ☐ ; 二级 ☐ ; 三级 ☒			
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	—	—	0.5m、1.5m、3m	
现状评价	现状监测因子	占地范围内: 砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、蔡、pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀) 占地范围外: pH、镉、汞、砷、铬、铜、镍、锌、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)				
	评价标准	GB15618 ☒ ; GB36600 ☒ ; 表 D.1 ☒ ; 表 D.2 ☒ ; 其他()				
	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求				
	预测因子	全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)				

续表 5.2-36

土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注
	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、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本工程的建设可行	

5.2.8 环境风险评价

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

5.2.8.1 评价依据

5.2.8.1.1 风险调查

本项目涉及的风险物质主要为凝析油、天然气及硫化氢，存在于集输管线内。

5.2.8.1.2 环境敏感目标调查

本项目周边敏感特征情况见表 2.8-4。

5.2.8.1.2 环境风险潜势初判

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

5.2.8.3 环境风险识别

5.2.8.3.1 物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为凝析油、天然气、硫化氢。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.2-37。

表 5.2-37 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
3	硫化氢	无色酸性气体，有恶臭，熔点：-85.5℃，沸点：-60.4℃，闪点：-50℃；爆炸极限 4.0%~46.0V%，溶于水、乙醇	集输管线

5.2.8.3.2 危险物质分布情况

本项目危险物质主要分布于集输管线内。

5.2.8.3.3 可能影响环境的途径

根据工程分析，本项目开发建设过程中采气、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.2-38。

表 5.2-38 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	集输管线泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致火灾、爆炸、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，采出气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

5.2.8.3 环境风险分析

5.2.8.4.1 井喷事故风险分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，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。据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的凝析油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后

随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要积聚在土壤表层 50cm 以内，其污染也主要限于地表，一般很难渗入到 2m 以下。

5.2.8.4.2 井漏事故影响分析

本项目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气漏失于地下水含水层中，由于采出气中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。

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

5.2.8.4.3 大气环境风险分析

本项目采气管线破裂凝析油泄漏时，从管道中释放出的硫化氢及挥发性有机物会对周围大气环境造成一定的影响。泄漏凝析油遇明火或点火源后，可能发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。

本项目所在区域较空旷，周边无大气环境敏感目标，大气扩散条件良好，且井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。发生火灾、爆炸事故时，整体对大气环境影响可接受。

5.2.8.4.4 地表水环境风险分析

本项目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，且项目周边无地表水，因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

5.2.8.4.5 地下水环境风险分析

本项目建成投产后，正常状态下采出水随凝析油一起进入哈一联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，井下作业废液送至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。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品泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

5.2.8.4 环境风险防范措施及应急要求

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

5.2.8.4.2 井下作业事故风险预防措施

(1) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定。

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

(3) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

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

5.2.8.4.3 井漏风险预防措施

(1) 在固井工艺上，为防止采出气从井管串入其它地层，对油井采取防坍塌、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) 油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，阻止采出气对非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气进入钢管内的通道。

(3) 油管内外壁防腐处理，避免采出气和套管表面直接接触，防止腐蚀。

5.2.8.4.4 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。

5.2.8.4.5 H₂S 气体泄漏风险防范措施

(1) 硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《硫化氢环境人身防护规范》(SY/T 6277-2017)和《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》(SY/T 6137-2017)要求进行。

①作业人员巡检时应携带硫化氢检测仪(第 1 级预警阈值应设置为 15mg/m³(或 10ppm)，第 2 级报警阈值应设置为 30mg/m³(或 20ppm)，进入作业区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢检测仪和正压式空气呼吸器。

③当监测到空气中硫化氢的浓度达到 15mg/m³(或 10ppm)时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，实施应急程序。

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到 30mg/m³(或 20ppm)时，应迅速疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到 $150\text{mg}/\text{m}^3$ (或 100ppm) 时, 应组织周边危险区域内的作业人员有序地迅速向上风向撤离到安全区域。

(2) 预防措施

在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受 H_2S 危害及人身防护措施的培训, 经考核合格后方能持证上岗。

①为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚, 可以使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。

②应特别注意低洼的工作区域, 由于较重的硫化氢在这些地点的沉积, 可能会达到有害的浓度。

③当人员在达到硫化氢危险临界浓度 [$150\text{mg}/\text{m}^3$ (100ppm)] 的大气环境中执行任务时, 应有接受过救护技术培训的值班救护人员, 同时应备有必要的救护设备, 包括适用的呼吸器具。

(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。

③根据《含硫油气井钻井操作标准规范》中相关要求, 作业区应配备满足要求的正压式空气呼吸器、充气泵、可燃气体监测报警仪, 便携式硫化氢报警仪; 作业班除进行常规防喷演习外, 还应佩戴硫化氢防护器具进行防喷演习; 防护器具每次使用后对其所有部件的完好性和安全性进行检查; 在硫化氢环境中使用过的防护器具还应进行全面的清洁和消毒; 钻井队在实施井控作业中放喷时, 通过放喷管线放出的含硫油气应点火烧掉。

5.8.8.5 环境风险应急处置措施

(1) 管道事故应急措施

管道事故风险不可能绝对避免, 在预防事故的同时, 为可能发生的故事制定应急措施, 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回收泄漏采出气

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集；将严重污染的土壤集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。

(2)火灾事故应急措施

①发生火灾时，事故现场工作人员立即通知断电，立即停产，并拉响警报。启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场。

②安全保障组设置警戒区域，撤离事故区域全部人员，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。

③根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离至安全地带，防止火灾燃烧产生的有害物质对人体造成伤害。

④当火灾事故得到有效控制，在确保人员安全的情况下，及时控制消防冷却水次生污染的蔓延。

(3)管道刺漏事故应急措施

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

a. 切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

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

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

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

置。

5.2.8.6 突发环境事件应急预案

对于重大或不可接受的风险(主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等),制定应急响应方案,建立应急反应体系,当事故一旦发生时可迅速加以控制,使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练,应急物资配备齐全,出现风险事故时能够及时应对。哈得采油气管理区编制完成并发布了《塔里木油田公司哈得油气开发部突发环境事件应急预案》,备案编号为 652924-2022-026。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哈得采油气管理区现有突发环境事件应急预案中,对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.2.8.7 现有风险防范措施的有效性

拟建工程建设内容纳入塔里木油田分公司哈得采油气管理区现有突发环境事件应急预案中。目前哈得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。哈得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。

5.2.8.8 环境风险分析结论

(1) 项目危险因素

集输管线老化破损导致油品泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故,产生的一氧化碳、硫化氢等物质引发中毒、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哈得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防范措施和应急预案,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 5.2-39。

表 5.2-39 环境风险自查表

建设项目名称	富源 401 井开采及集输工程			
建设地点	新疆巴州尉犁县境内			
中心坐标	东经		北纬	
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、硫化氢,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,本项目油气田开发建设过程中采油、集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质,而且生产工艺条件较苛刻,多为高压操作,因此事故风险较大,可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等			
风险防范措施要求	具体见“5.2.8.4 环境风险防范措施及应急要求”			

5.3 退役期环境影响分析

5.3.1 退役期污染物情况

随着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田区域,由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主,同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾,会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系

列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。

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

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管道、建筑垃圾等固体废物，对建筑垃圾等进行集中清理收集，收集后送至哈得一般工业固体废物填埋场填埋处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出气，管线两端使用盲板封堵。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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

5.3.2 退役期生态保护措施

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

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

(3) 保证对废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 环境空气保护措施可行性论证

6.1.1 施工期环境空气保护措施

6.1.1.1 施工扬尘

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

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

(3)加强施工管理，尽可能缩短施工周期。

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

6.1.1.2 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，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响，措施是可行的。

6.1.2 运营期环境空气保护措施

本项目运营期废气主要为真空加热炉烟气和井场无组织废气。采取的措施如下：

(1)真空加热炉用气均用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放；

(2)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；

(3)项目定期巡检，确保集输系统安全运行。

(4)提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

本项目井场真空加热炉、阀门、采气树属于成熟设备，已在富满油田区域稳定运行多年，结合前述统计的区域同类型井场污染源监测数据(见“3.1.3.4 大气环境影响回顾”)，井场加热炉烟气中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑

度可以满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值。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,硫化氢可满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 标准限值要求。

有组织废气和无组织废气均可达标排放,属于《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953—2018)可行技术,满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中其他排放控制要求。因此拟建工程采取的环境空气污染防治措施可行。

6.1.3 退役期环境空气保护措施

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

6.2 废水治理措施可行性论证

6.2.1 施工期水环境污染防治措施

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,试压水由管线排出后,进入下一段管线循环使用,试压结束后用于区域洒水抑尘。拟建工程施工时间较短,不设施工营地,施工人员生活污水依托周边生活污水处理厂处理。综上所述,上述措施可行。

6.2.2 运营期水环境污染防治措施

项目运营期水环境污染源为采出水和井下作业废水。

(1) 采出水

拟建工程采出水随凝析油一起进入哈一联合站处理,达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层,哈一联合站采出水处理系统处理规模为 $5000\text{m}^3/\text{d}$,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。

(2) 井下作业废水

井下作业废水采用专用废水回收罐收集,运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理,富余量可以满足项目井下作业废水处理需求。

综上，运营期采取的废水处置措施可行。

6.2.3 退役期水污染防治措施

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中参照《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函[2020]72号)、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号)以及《地下水管理条例》(中华人民共和国国务院令 第748号)等要求进行施工作业，首先进行井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水串层。

6.3 噪声防治措施可行性论证

6.3.1 施工期噪声防治措施

施工期噪声污染源主要为吊装机、装载机、挖掘机等设备噪声。

采取的隔声降噪措施如下：

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

(2) 应合理安排施工作业，避免高噪设备集中施工造成局部噪声过高。

(3) 运输车辆进出工地、路过村庄时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

经类比同类调查，采取以上治理措施后，可有效控制噪声对环境的影响，措施可行。

6.3.2 运营期噪声防治措施

(1) 提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

(2) 对采油树等设备采取基础减振措施。

类比同类井场，运营期井场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3类标准。因此，所采取的工程措施基本可行。

6.3.3 退役期噪声防治措施

退役期噪声主要为车辆噪声等，合理控制车速，施工运输车辆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。

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 施工期固体废物处置措施

拟建工程施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土方、施工人员生活垃圾。

拟建工程施工土方全部回填，无弃方。生活垃圾定点收集后送至轮南固废填埋场填埋处置。施工期固体废物全部妥善处置，不外排。综上，施工期采取的固废处置措施可行。

6.4.2 运营期固体废物处置措施

6.4.2.1 运营期固体废物产生及处置情况

拟建工程运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料，根据《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)，本项目运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料，收集后有危废处置资质单位接收处置。危险废物处理处置情况见表 6.4-1。

表 6.4-1 拟建工程危险废物产生、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	0.4	油气开采、管道集输	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	收集后，由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.4	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	收集后，由有危废处置资质单位接收处置

6.4.2.2 危险废物处置措施可行性分析

(1) 危险废物贮存及运输

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

本项目产生的危险废物运输过程由新疆沙运环保工程有限公司进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查

和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

(3) 危险废物委托处置环境影响分析

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

本项目落地油、废防渗材料全部委托塔里木油田绿色环保站进行处置，塔里木油田绿色环保站处理资质及处置类别涵盖了本项目 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前塔里木油田绿色环保站已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 10 万 m^3/a ，目前尚有较大处理余量。因此，本项目危险废物全部委托塔里木油田绿色环保站接收处置可行。

6.4.3 退役期固体废物处置措施

拟建工程退役期固体废物主要为废弃管道、建筑垃圾等，废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出气，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。

类比富满油田现有退役井采取的固体废物处置措施，拟建工程退役期采取的固体废物处置措施可行。

6.5 生态保护措施可行性论证

6.5.1 施工期生态环境保护措施

6.5.1.1 地表扰动生态环境保护措施

(1) 严格遵守国家和地方有关动植物保护和防止水土流失等环境保护法律法规，最大限度地减少占地产生的不利影响，减少对土壤的扰动、植被破坏，减少水土流失。

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

土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

(3) 对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

(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，全线避让重点保护野生植物(灰胡杨、胀果甘草、黑果枸杞、肉苁蓉)，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。

类比富满油田现有井场、管线、道路等采取的地表扰动保护措施，拟建工程采取的地表扰动保护措施可行。

6.5.1.2 动植物保护措施

(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，提高环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被，尤其是分布在区域受保护的植被——肉苁蓉、胀果甘草、黑果枸杞、灰胡杨；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。

类比富满油田已采取的动植物保护措施，拟建工程采取的动植物保护措施可行。

6.5.1.4 水土流失防治措施

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

类比富满油田同类项目采取的水土流失减缓措施，拟建工程采取的水土流失减缓措施可行。

6.5.1.5 防沙治沙措施

(1) 施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被。

(2) 施工结束，对施工场地进行清理、平整，防止土壤沙漠化。

(3) 施工期间严格执行生态保护措施，杜绝破坏植被、造成沙化的行为。

(4) 管线、道路沿线采用草方格防风固沙措施，防止土地沙漠化。

类比同类项目施工采取的防沙治沙措施，拟建工程采取的防沙治沙措施可行。

6.6.2 运营期生态恢复措施

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。

6.5.3 退役期生态恢复措施

油气田单井进入开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。根据《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函[2020]72号)、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)、《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气，管线两端使用盲板封堵。

(5)各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

7 碳排放影响评价

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

7.1 碳排放分析

7.1.1 碳排放影响因素分析

7.1.1.1 碳排放源分析

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

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

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

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

（2）火炬燃烧排放

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

拟建工程不涉及火炬燃烧排放。

（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大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、

设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程主要为井场建设内容，不涉及计转站或联合站，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

(4) CH_4 逃逸排放

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

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

(5) CH_4 回收利用量

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

拟建工程未实施甲烷回收利用。

(6) CO_2 回收利用量

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

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

(7) 净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

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

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

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	碳排放因子	排放形式
1	燃料燃烧 CO ₂ 排放	井场真空加热炉使用天然气作为燃料燃烧	CO ₂	有组织
2	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
3	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	—

7.1.2 碳排放量核算

7.1.2.1 碳排放核算边界

拟建工程碳排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

表 7.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	富源 401 井开采及集输工程	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 燃料燃烧 CO ₂ 排放 (2) CH ₄ 逃逸排放 (3) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

7.1.2.2 碳排放量核算过程

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

(1) 燃料燃烧 CO₂ 排放

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

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

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

i 为化石燃料的种类；

j 为燃烧设施序号；

$AD_{i,j}$ 为燃烧设施 j 内燃烧的化石燃料品种 i 消费量，对固体或液体

燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万 Nm^3 ）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

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

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

（2） CH_4 逃逸排放

① 计算公式

$$E_{\text{CH}_4\text{-开采逃逸}} = \sum_j (\text{Num}_{\text{oil},j} \times EF_{\text{oil},j}) + \sum_j (\text{Num}_{\text{gas},j} \times EF_{\text{gas},j})$$

式中，

$E_{\text{CH}_4\text{-开采逃逸}}$ —原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

J —不同的设施类型；

$\text{Num}_{\text{oil},j}$ —原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{\text{oil},j}$ —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 $\text{CH}_4/(\text{年} \cdot \text{个})$ ；

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

$EF_{\text{gas},j}$ —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 $\text{CH}_4/(\text{年} \cdot \text{个})$ 。

（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

$$E_{\text{CO}_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中：

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

$AD_{\text{电力}}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（ MWh ）；

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

b. 净购入热力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{\text{CO}_2-\text{净热}} = AD_{\text{热力}} \times EF_{\text{热力}}$$

式中：

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

$AD_{\text{热力}}$ 为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

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

(4) 碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，企业的 CO_2 排放总量计算公式为：

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

式中， E_{GHG} —温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 ；

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

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

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

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

S —企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

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

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

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

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

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

7.2 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系

列减污降碳措施，具体如下。

7.2.1 工艺技术减污降碳措施

拟建工程井场开采采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，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 CO₂ 排放量。具体措施主要有：

（1）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

（2）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

（3）选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

（4）各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

7.2.3 减污降碳管理措施

哈得采油气管理区建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细地规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

7.3 碳排放评价结论及建议

7.3.1 碳排放评价结论

本项目实施后，在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目吨产品 CO₂ 排放强度相对较低。

7.3.2 碳排放建议

（1）加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

（2）积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

（3）积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

8 环境影响经济损益分析

项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目地区环境的变化。进行环境影响经济损益分析的目的在于分析建设项目的社会、经济和环境损益，评价建设项目环境保护投资的合理性以及环境保护投资的效益，促进项目建设的社会、经济和环境效益的协调统一和可持续发展。

8.1 经济效益分析

拟建工程投资 1000 万元，环保投资 40 万元，环保投资占总投资的比例为 4.0%。由于涉及国家能源商业机密，故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。

8.2 社会效益分析

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

因此拟建工程具有良好的社会效益。

8.3 环境措施效益分析

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

8.3.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

拟建工程真空加热炉使用净化后的天然气作为燃料，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，采出水随凝析油一起进入哈一联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，井下作业废水送至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。

(3) 固体废弃物

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

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

(5) 生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围；井场地表采取砾石压盖，减少水土流失；管线沿线采用草方格防风固沙措施防止土地沙漠化。

拟建工程各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。拟建工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

8.3.2 环境损失分析

拟建工程在建设过程中，由于井场工程建设、敷设管道等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性及地表植物初级生产力下降等造成的环境经济损失。

施工期结束后，临时占地将被恢复，临时占地对土地资源和生态环境的破坏程度较小，时间较短。只有在油田停止开发后，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。拟建项目在开发建设过程中，不可避免地会产生一些污染物，这些污染物都会对油田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能危害油田开发区域内的环境。

项目的开发建设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。

8.3.3 环保措施的经济效益

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

8.4 环境经济损益分析结论

拟建工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。

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

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

本项目日常环境管理工作纳入哈得采油气管理区开发部现有 QHSE 管理体系。塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司 QHSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位 QHSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位 QHSE 管理小组及办公室为三级管理机构。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，建立了富满油气田 QHSE 制度管理体系，并将各项环境管理制度作为 QHSE 制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

8.1.1.3 环境管理职责

哈得采油气管理区 QHSE 管理委员会办公室(质量安全环保科)是环境保护的

归口管理部门，主要职责是：

(1) 拟建工程运行期的 QHSE 管理体系纳入塔里木油田分公司哈得采油气管理区 QHSE 系统统一管理。

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

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

(4) 编制各种突发事故的应急计划。

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

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

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

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

9.1.4 环境管理计划

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

表 9.1-1 拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，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	管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘；生活污水依托当地生活污水处理厂处理		
		固体废物	施工土方全部用于管沟回填；生活垃圾集中收集后送至轮南固废填埋场填埋		
运营期	正常工况	噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		废水	采出水随采出气一起通过管线送至哈一联合站进行处理，井下作业废水采用废水回收罐收集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理		
		废气	真空加热炉使用净化后的天然气作燃料，密闭集输		
		固体废弃物	落地油、废防渗材料收集后有由危废处置资质单位接收处置		
	事故风险		事故预防及油气泄漏应急预案	建设单位	当地生态环境主管部门

续表 9.1-1 拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
退役期	污染防治	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
		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气，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，选择合适的施工时间等		主管部门
	生态恢复	退役后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层		

9.1.3 固体废物管理制度

本项目运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料。塔里木油田分公司哈得采油气管理区固体废物管理应按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ 1259-2022)等相关要求执行。

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

哈得采油气管理区要结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物台账，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息。采用信息化手段建立危险废物台账，在台账工作的基础上如实向所在地县级以上人民政府环境保护主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

9.1.4 环境监理

根据《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，本项目施工期对周边环境造成一定影响，在施工期阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

9.1.5 开展环境影响后评价工作相关要求

根据《中华人民共和国环境影响评价法》(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。

本项目实施后,区域井场、管线等工程内容发生变化,应在5年内以区块为单位继续开展环境影响后评价工作,对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价,对存在问题提出补救方案或者改进措施,不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性,切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

9.1.6 排污许可

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

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018)、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》(HJ1301-2023)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》(环办环评[2017]84号),本项目应纳入塔里木油田分公司哈得采油气管理区排污许可管理,项目无组织废气严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中其他排放控制要求,同时哈得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 企业环境信息公开

9.2.1 公开内容

(1) 基础信息

企业名称:中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法人代表：王清华

生产地址：新疆巴州尉犁县境内

主要产品及规模：①在富源 401 采气井场内建设采气树、抗硫加热节流撬、电控信一体化撬等设备；②新建单井采气管线 5km 及燃料气管线 4.1km；③配套建设土建、通信、供电、自控等。项目建成后天然气产量为 9 万 m³/d，凝析油产量为 13t/d。

(2) 排污信息

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

拟建工程污染物排放标准见表 2.6-3。

拟建工程污染物排放量情况见表 3.3-22。

拟建工程污染物总量控制指标情况见“3.3.13 污染物总量控制分析”章节。

(3) 环境风险防范措施

拟建工程环境风险防范措施见塔里木油田分公司哈得采油气管理区现行突发环境风险应急预案。

(4) 环境监测计划

拟建工程环境监测计划见表 9.4-1。

9.2.2 公开方式及时间要求

公开方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；企业应当于每年 3 月 15 日前披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息；哈得采油气管理区在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部部令 第 24 号）第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

表 9.3-1

拟建工程污染物排放清单一览表

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况			排污口信息		总量指标 (t/a)	执行标准 (mg/m ³)
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟气量 (Nm ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排气筒高度 (m)	内径 (m)		
废气	井场	真空加热炉烟气	内部采用净化后的天然气	/	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	4800			8	0.2		颗粒物≤20; 二氧化硫≤50; NO _x ≤200; 烟气黑度<1 级
	井场	无组织废气	采取管道密闭输送, 加强阀门的检修与维护	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—		厂界非甲烷总烃≤4.0
					硫化氢							厂界硫化氢≤0.06
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、加热炉	L _{Aeq, T}		基础减振				降噪 15dB(A)		厂界 昼间≤60dB(A); 夜间≤50dB(A)		
类别	污染源	污染因子		处理措施			处理后浓度 (mg/L)	排放去向	总量控制指标 (t/a)	执行标准 (mg/L)		
废水	采出水	SS、石油类		采出水随凝析油一起进入哈一联合站处理, 满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 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, 运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理			—	—	—	—		

续表 9.3-1

拟建工程污染物排放清单一览表

类别	污染源名称	固废类别	处理措施	处理效果
固废	落地油	含油物质(危险废物 HW08)	收集后定期由有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置
	废防渗材料	含油物质(危险废物 HW08)		
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行		

9.4 环境及污染源监测

9.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为上级生态环境主管部门和地方生态环境主管部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

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

9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。拟建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	真空加热炉烟气	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度	烟囱出口	每年 1 次
	井场无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	井场下风向厂界外 10m 范围内	每年 1 次
地下水	潜水含水层	石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬	3 眼监控井作为地下水环境跟踪监控井	每半年 1 次
土壤	土壤环境质量	石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、pH	井场内	每年 1 次

9.5 环保设施“三同时”验收一览表

拟建工程投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 9.5-1。

表 9.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	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	—	—	—	落实环保措施
	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, 试压结束后就地泼洒抑尘	—	—	—	不外排
	2	生活污水	施工人员生活污水依托周边生活污水处理厂处理	—	—	0.5	
噪声	1	吊机、挖掘机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	—	—	—	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)

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	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							
固废	1	生活垃圾	收集送至轮南固废填埋场填埋处置	—	—	0.5	妥善处置

生态	生态恢复	将施工作业带宽度控制在 8m 以内	—	临时占地恢复到之前状态	8	恢复原有地貌
		管道填埋所需土方利用管沟挖方,做到土方平衡,减少弃土				
	水土保持	防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘	—	防止水土流失	2	落实水土保持措施
	防沙治沙		—	防止土地沙化	3	落实防沙治沙措施
环境 监理	开展施工期环境监理		—	—	3	—

续表 9.5-1

环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
营运期							
废气	1	加热炉烟气	使用净化后天然气为燃料+8m高烟囱+排污口规范化	1	颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ 烟气黑度 ≤ 1	—	《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
	2	井场无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护	—	场界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$	—	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求
				—	场界硫化氢 $\leq 0.06\text{mg}/\text{m}^3$		《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中表 1 新扩改建项目二级标准
废水	1	营运期采出水	采出水随凝析油一同进入至哈一联合站处理,达标后回注地层	—	—	—	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)
	2	营运期井下作业废液	收集后送至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理	—	—	—	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	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
营运期							
噪声		采油树、装车泵、柴油发电机、真空加热炉	基础减振	—	厂界达标: 昼间 $\leq 65\text{dB(A)}$ 夜间 $\leq 55\text{dB(A)}$	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3类排放限值
固废		落地油、废防渗材料	由有危废处置资质单位接收处置	—	—	2	严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物收集贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关规定进行固体废物的收集、暂存和储运
防渗		井口按一般防渗区考虑	防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 黏土层的防渗性能	—	防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 黏土层的防渗性能	5	防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 黏土层的防渗性能
环境监测		废气、土壤、地下水	按照监测计划,委托有资质单位开展监测	—	污染源达标排放	—	—
后评价		本项目实施后,应在 5 年内以区块为单位开展环境影响后评价工作		—	对存在问题提出补救方案	—	—
风险防范措施		井场	设置可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪、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	3	—
退役期							
废	1	施工扬尘	洒水抑尘	—	—	—	—

气						
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	—	—	—
固废	1	废弃建筑垃圾	现场收集、合规暂存，委托周边工业固废填埋场合规处置。	—	妥善处置	—

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	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
退役期							
固废	2	落地油	由有危废处置资质单位接收处置	—	妥善处置	3	—
	3	管道残余液体	管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出气，管线两端使用盲板封堵				
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况	—	恢复原貌	10	—
合计				—		40	—

10 环境影响评价结论

10.1 建设项目情况

10.1.1 项目概况

项目名称：富源 401 井开采及集输工程

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

建设性质：改扩建

建设内容：①在富源 401 采气井场内建设采气树、抗硫加热节流撬、电控信一体化撬等设备；②新建单井采气管线 5km 及燃料气管线 4.1km；③配套建设土建、通信、供电、自控等。

建设规模：项目建成后天然气产量为 9 万 m^3/d ，凝析油产量为 13t/d。

项目投资和环保投资：项目总投资 1000 万元，其中环保投资 40 万元，占总投资的 4%。

劳动定员及工作制度：新建井场为无人值守站，不新增劳动定员。

10.1.2 项目选址

拟建工程位于新疆巴州尉犁县境内。区域以油气开采为主，现状占地以沙漠为主，区域周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点，不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2014 年 7 月 25 日）等相关要求，工程选址合理。

10.1.3 产业政策符合性

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年 第 7 号）相关内容，“石油天然气开采”属于“鼓励类”项目。因此，本项目的建设符合国家产业政策要求。

拟建工程属于塔里木油田分公司油气开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》。拟建工程位于富满油田，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在

划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

10.1.4 “三线一单”符合性判定

拟建工程距生态保护红线(塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区)最近为 10.6km，不在生态保护红线内；拟建工程采出气密闭输送，从源头减少泄漏产生的无组织废气；运营期产生的采出水随凝析油一起进入哈一联合站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，运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理；拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量；工程在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、七大片区、巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

10.2 环境现状

10.2.1 环境质量现状评价

项目所在区域环境空气中 PM_{10} 年平均浓度值超标，本工程所在区域属于不达标区。环境质量现状监测结果表明，监测点硫化氢 1 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 其他污染物空气质量浓度参考限值；非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0mg/m^3$ 的标准。

地下水环境质量现状监测表明：监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准；各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求。

声环境质量现状监测结果表明：井场监测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准要求。

土壤环境质量现状监测表明：占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土

壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值。

10.2.2 环境保护目标

拟建工程评价区域内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置环境空气保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；将采气井场边界外扩 2000m 范围及采气管线周边 200m 范围内的土壤作为土壤环境(生态影响型)保护目标；将采气井场边界外扩 50m 范围及采气管线周边 200m 范围内无耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标，因此不再设置土壤环境(污染型)保护目标；将生态影响评价范围内塔里木河流域水土流失重点治理区和重点预防区、重要物种(塔里木兔、灰胡杨、胀果甘草、黑果枸杞、肉苁蓉)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。

10.3 拟采取环保措施的可行性

10.3.1 废气污染源及治理措施

运营期环境空气主要保护措施如下：

- (1) 真空加热炉用气使用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放；
- (2) 井场采出的井产物进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭拉运输送，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；
- (3) 增强对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

从以往井场的验收评价来看，以上环境空气污染防治措施可行。

10.3.2 废水污染源及治理措施

本项目运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随凝析油一起进入哈一联合站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，运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。

10.3.3 噪声污染源及治理措施

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

10.3.4 固体废物及处理措施

拟建工程运营期落地油、废防渗材料属于危险固体废物，收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

10.4 项目对环境的影响

10.4.1 大气环境影响

拟建工程位于环境质量不达标区，污染源正常排放下颗粒物、氮氧化物、二氧化硫、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。拟建工程废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。拟建工程实施后大气环境影响可以接受。

10.4.2 地表水环境影响

本项目运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随凝析油一起进入哈一联合站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，运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。拟建工程废水不外排，实施后对地表水环境可接受。

10.4.3 地下水环境影响

(1) 环境水文地质现状

项目评价区位于塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，渗透性差，径流不够通畅，因而地下水径流条件较差。地下水主要通过潜水蒸发、植物蒸腾、油区的人工开采等方式排泄。潜水位埋深 1.43~5.13m，含水层厚度小于 50m，含水层岩性为第四系细砂，渗透系数 1.15~2.44m/d。

区域内包气带岩层主要为第四系全新统风积物，钻孔揭露的包气带岩性单一，均为细砂，厚度 1.46~1.8m 等，综合判定项目场地内天然包气带防污性能为“弱”。

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

(2) 地下水环境影响

正常状况下，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，可避免采出液泄露而对地下水产生污染影响。

非正常状况下，采气树与管线连接处老化或腐蚀导致采出气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) 地下水环境污染防治措施

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

(4) 地下水环境影响评价结论

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

10.4.4 声环境影响

本项目井场噪声源对厂界的噪声贡献值满足《工业企业厂界环境噪声排放

标准》(GB12348-2008)中3类昼间、夜间标准要求。从声环境影响的角度,项目可行。

10.4.5 固体废物环境影响

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

10.4.6 生态影响

本项目不同阶段对生态影响略有不同,施工期主要体现在地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物损失量、生态系统完整性、动物、水土流失、防沙治沙等方面,其中对地表扰动、植被覆盖度、生物损失量、水土流失及防沙治沙的影响相对较大;运营期主要体现在动物、植物等方面,但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后,本项目建设对生态影响可得到有效减缓,对生态影响不大;从生态影响的角度看,该项目是可行的。

10.4.7 土壤影响

本项目占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值;占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1农用地土壤污染风险筛选值,石油烃低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗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。采出气泄漏时,将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高。因此,本项目需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则,并定期开展土壤跟踪监测,在严格按照土壤污染防治措施后,从土壤环境影响的角度,拟建工程建设可行。

10.5 总量控制分析

结合拟建工程排放特征,确定拟建工程总量控制指标为: NO_x t/a, VOC_s t/a,

COD 0t/a，氨氮 0t/a。

10.6 环境风险评价

塔里木油田分公司哈得采油气管理区制定了应急预案，拟建工程实施后，负责实施的哈得采油气管理区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，环境风险是可防控的。

10.8 项目可行性结论

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

目 录

1 概述	1
1.1 项目由来	1
1.2 环境影响评价工作过程	1
1.3 分析判定相关情况	2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	3
1.5 主要结论	4
2 总则	6
2.1 编制依据	6
2.2 评价目的和评价原则	12
2.3 环境影响要素和评价因子	14
2.4 评价等级和评价范围	16
2.5 评价内容和评价重点	24
2.6 评价标准	26
2.7 相关规划、技术规范、政策法规及环境功能区划	31
2.8 环境保护目标	66
3 建设项目工程分析	69
3.1 现有工程	69
3.2 拟建工程	83
3.3 依托工程	108
4 环境现状调查与评价	112
4.1 自然环境概况	112
4.2 环境质量现状监测与评价	115
5 环境影响预测与评价	127
5.1 施工期环境影响分析	127
5.2 运营期环境影响评价	143
5.3 退役期环境影响分析	181
6 环境保护措施及其可行性论证	183
6.1 环境空气保护措施可行性论证	183
6.2 废水治理措施可行性论证	184
6.3 噪声防治措施可行性论证	185
6.4 固体废物处理措施可行性论证	186
6.5 生态保护措施可行性论证	187
7 碳排放影响评价	191
7.1 碳排放分析	191
7.2 减污降碳措施	195

7.3 碳排放评价结论及建议	196
8 环境影响经济损益分析	198
8.1 经济效益分析	198
8.2 社会效益分析	198
8.3 环境措施效益分析	198
8.4 环境经济损益分析结论	200
9 环境管理与监测计划	201
9.1 环境管理	201
9.2 企业环境信息公开	205
9.3 污染物排放清单	207
9.4 环境及污染源监测	208
9.5 环保设施“三同时”验收一览表	209
10 环境影响评价结论	213
10.1 建设项目情况	213
10.2 环境现状	214
10.3 拟采取环保措施的可行性	215
10.4 项目对环境的影响	216
10.5 总量控制分析	218
10.6 环境风险评价	219
10.7 公众参与分析	错误！未定义书签。
10.8 项目可行性结论	219