

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

目前西北油田分公司油气勘查开采矿权范围为采矿区 9 处，探矿区 17 处，分别由采油一厂、采油二厂、采油三厂、采油四厂、雅克拉采气厂进行管理开发。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 $8.39 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。新疆塔里木盆地中 1 油田区块油气勘查面积 4178.955km^2 ，由采油一厂进行管理开发，主要涉及于田县、民丰县、且末县、沙雅县等行政区域。

为了尽快摸清中 1 油田区块油藏地质规模，实现该区块开发，西北油田分公司拟在新疆和田地区民丰县中 1 油田区块内实施“中 102 斜井探转采地面工程”，建设内容为：①在中 102 斜井新建试采流程，井场内设置井口撬、真空加热炉、油气分离器、2 座 60m^3 多功能储油罐、装车泵等设备；②新建燃料气管线 1.2km ；③配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。项目建成后日产油 20t/d ，日产气 $14 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

1.2 环境影响评价工作过程

项目属于油气开采项目，位于和田地区民丰县，根据《水利部办公厅关于印发〈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》，工程所在和田地区民丰县属于塔里木河国家级水土流失重点预防区范围，且项目位于中 1 油田区块，属于新区块开发。根据《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修正）、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），拟建工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 7 陆地石油开采 0711”中的“石油开采新区块开发、涉及

环境敏感区的(含内部集输管线建设)”，应编制环境影响报告书。

为此，西北油田分公司于 2024 年 6 月 26 日委托河北省众联能源环保科技有限公司进行拟建工程的环境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于 2024 年 6 月 27 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，并开展项目区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，评价单位完成了环境影响报告书征求意见稿，随后西北油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》(部令第 4 号)要求，于 2024 年 7 月 15 日至 7 月 26 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站对拟建工程环评信息进行了第二次公示，在此期间分别于 2024 年 7 月 18 日、2024 年 7 月 19 日在《新疆法制报》(刊号：CN65-0044)对拟建工程环评信息进行了公示。根据西北油田分公司提供的中 102 斜井探转采地面工程公众参与说明书，拟建工程公示期间未收到反馈意见。西北油田分公司向新疆维吾尔自治区生态环境厅报批环境影响报告书前，于 2024 年 7 月 29 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站公开拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明书。在以上工作的基础上，评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求和各级生态环境主管部门的意见，编制完成了拟建工程环境影响报告书。

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定

拟建工程为石油天然气开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录(2024 年本)》(国家发展改革委令 2023 年第 7 号)，拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油天然气开采”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

(2) 规划符合性判定

拟建工程属于西北油田分公司油气勘探开发项目，符合《中华人民共和国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》《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》。拟建工程位于中 1 油田区块内，项目占地范围内不涉及生态保护红线、水源地、自然保护区及风景名胜等环境敏感区，拟建工程不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

(3) “三线一单”符合性判定

拟建工程距离生态保护红线区最近约 66km，建设内容均不在生态保护红线范围内；拟建工程采出水随采出液一起拉运至一号联合站处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔河油田绿色环保站处理，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，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，拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态恢复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。拟建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、能源消耗等均不超过自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

(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；井场地下水环境影响评价工作等级为二级、燃料气管线地下水环境影响评价工作等级为三级；井场土壤环境影响评价等级为二级；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、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中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度满

足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放限值。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, H₂S 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, 厂界无组织排放颗粒物、二氧化硫、氮氧化物执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 新污染源大气污染物无组织排放监控浓度限值要求; 柴油发电机废气应满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要 求》(HJ1014-2020)中排放限值要求。项目实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(2) 拟建工程废水主要为采出水、井下作业废液和生活污水, 采出水随采出液一起拉运至一号联合站处理, 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; 井下作业废液采用专用废水回收罐收集后送至塔河油田绿色环保站处理; 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; 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, 井场场界噪声值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准限值要求。

(5) 拟建工程运营期产生的落地油、废防渗材料属于危险废物, 收集后委托有资质单位接收处置; 生活垃圾集中收集后, 定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处置。

(6) 拟建工程所在区域为沙漠腹地, 未见大型野生动物出没, 在采取相应措施后施工过程中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, 工程可行。

(7) 拟建工程涉及的风险物质主要包括原油、硫化氢、天然气, 在采取相应

的风险防控措施后，环境风险可防控。

1.5 主要结论

综合分析，拟建工程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，符合新疆维吾尔自治区、七大片区、和田地区“三线一单”生态环境分区管控要求；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。根据西北油田分公司提供的中 102 斜井探转采地面工程公众参与说明书，拟建工程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、西北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)《和田地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》；

(20)《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024年)》；

(21)《关于印发〈和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》(和行发[2021]38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)《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T 3999-2017)；

(15)《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)；

(16)《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022)。

2.1.4 相关文件及技术资料

- (1)中 102 斜井探转采地面工程设计方案；
- (2)《环境质量现状检测报告》；
- (3)西北油田分公司提供的其它资料；
- (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,掌握项目所在地民丰县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,确定主要环境影响因素及其污染因子。

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

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

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

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

2.2.2 评价原则

(1)坚持环境影响评价为项目建设服务,为环境管理服务,为保护生态环境服务。

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

(3)全面贯彻环境影响评价导则、总纲,科学分析项目建设对环境质量的影响。

(4)根据建设项目的工程内容及其特点,明确与环境要素间的作用效应关

系，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

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

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

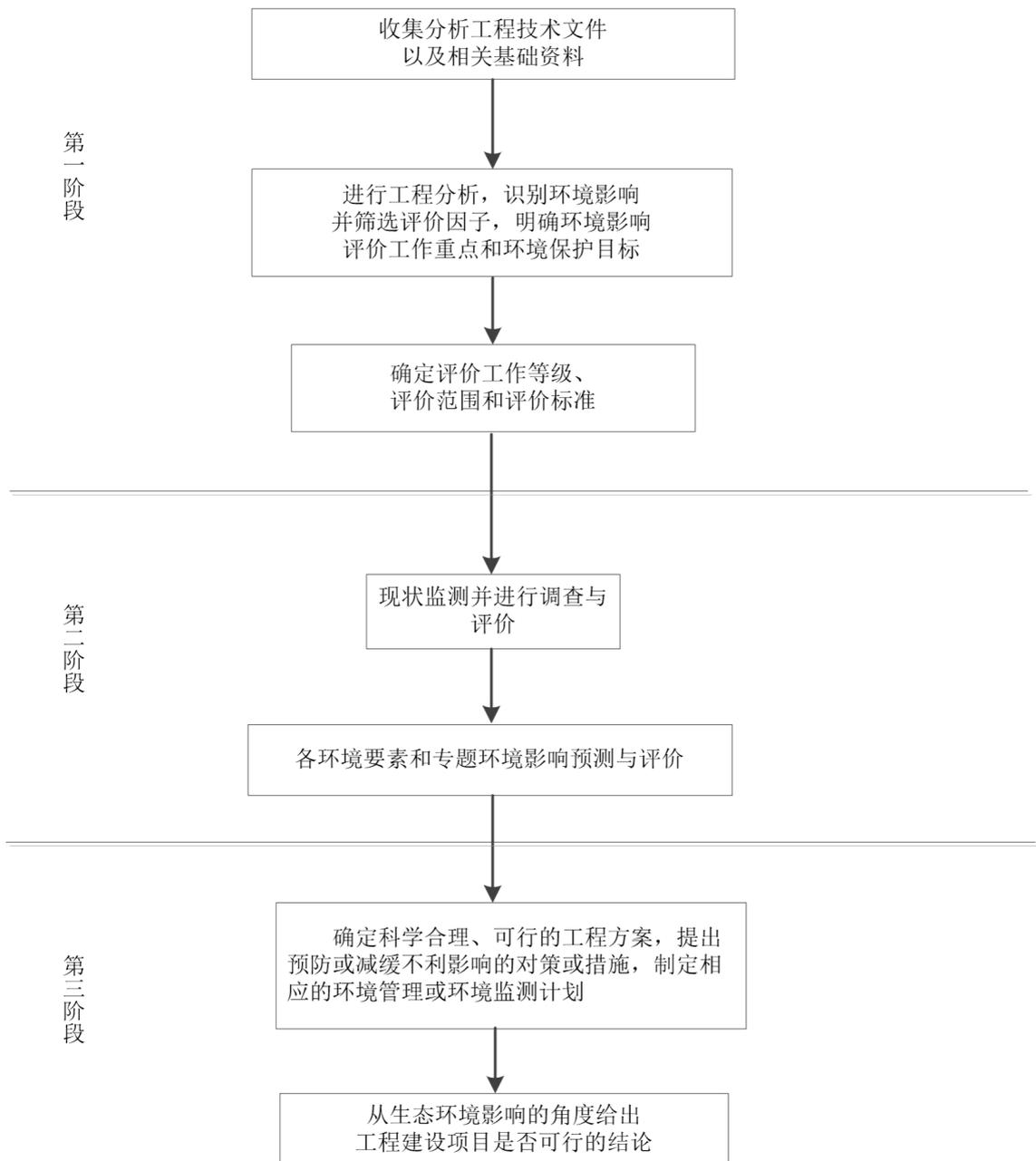


图 2.2-1 环境影响评价工作程序图

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

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

表 2.3-1 环境影响因素识别结果一览表

环境因素		施工期	营运期	退役期
		井场、燃料气管线建设	油气开采及燃料气集输	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
	植被覆盖度	-1C	—	—
	生物量损失	-1C	—	—
	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，项目的建设对环境的影响是多方面的，存在短期或长期的负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素中的环境空气、地下水环境、声环境、土壤环境、生态环境要素中的地表扰动、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性等产生一定程度的负面影响；营运期对环境的影响是长期的，最主要的是对自然环境中的环境空气、声环境、地下水环境、土壤环境等产生不同程度的直接的负面影响；退役期对环境的影响体现在对环境空气、声环境和生态环境的短期影响。

2.3.2 评价因子

根据环境影响因素识别结果，结合区域环境质量现状，以及拟建工程特点

和污染物排放特征，确定拟建工程评价因子见表 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、NO ₂ 、SO ₂ 、非甲烷总烃、硫化氢、烟气黑度
	影响评价	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、NO ₂ 、SO ₂ 、非甲烷总烃、硫化氢
地下水环境	现状评价	基本水质因子：色、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯 检测分析因子：K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 特征因子：pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体
	污染源评价	运营期：pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体、SS、COD、氨氮
	影响评价	运营期：耗氧量、石油类
土壤环境	现状评价	建设用地基本因子：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘 农用地基本因子：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌 特征因子：石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、盐分含量、pH
	污染源评价	石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)
	影响评价	石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)
固体废物	污染源评价	施工期：一般工业固废(施工土方、施工废料)，生活垃圾；
	影响评价	运营期：危险废物(落地油、废防渗材料)，生活垃圾
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、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性
	影响评价	
温室气体	污染源评价	CO ₂ 、CH ₄

续表 2.3-2 拟建工程评价因子一览表

环境要素	项目	评价因子
环境风险	风险识别	原油、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 环境空气影响评价工作等级

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

(1) P_{max} 及 $D_{10\%}$ 的确定

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

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

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_{oi} ——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

无城市建成区或者规划区，因此，拟建工程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和表2.4-3，坐标以井场中心为原点(0, 0, 0)；相关污染物预测及计算结果见表2.4-4。

表2.4-1 估算模型参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	/
2	最高环境温度/°C		45.6
3	最低环境温度/°C		-32.7
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5
6	土地利用类型		沙漠化荒地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

表2.4-2 主要废气污染源参数一览表(点源, 100%负荷)

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			1076	8	0.2	248	3.2	120	4800	正常	PM ₁₀	0.004
												PM _{2.5}	0.002
												SO ₂	0.001
												NO ₂	0.038

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(°)									
中 102 斜井无组织废气			1076	138	119	0	7	8760	正常	非甲烷总烃	0.053
										H ₂ S	0.00006
										颗粒物	0.0025
										SO ₂	0.0002
										NO ₂	0.0303

表 2.4-4 P_{max}及D_{10%}预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	评价标准 (μg/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	0.953	450	0.21	7.15	97	-
		PM _{2.5}	0.476	225	0.21			
		SO ₂	0.238	500	0.05			
		NO ₂	9.049	200	4.52			
2	中 102 斜井无组织废气	非甲烷总烃	25.021	2000	1.25	7.15	172	-
		硫化氢	0.028	10	0.28			
		颗粒物	1.180	900	0.13			
		SO ₂	0.094	500	0.02			
		NO ₂	14.304	200	7.15			

(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 $1\% < P_{max} = 7.15\% < 10\%$, 根据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)中评价工作分级判据, 拟建工程大气环境影响评价工作等级为二级评价。

2.4.1.2 地表水环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018), 拟建工程废水主要为采出水、井下作业废液和生活污水, 采出水随采出液一起拉运至一号联合站处理, 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；井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后送至塔河油田绿色环保站处理；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。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，评价等级按照三级 B 开展评价。

2.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级

(1) 建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)附录 A 和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，拟建工程新建井场为地下水环境影响评价 I 类项目，燃料气管线地下水环境影响评价项目类别为 III 类。

(2) 地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)，建设项目的地下水环境敏感程度分级原则见表 2.4-5。

表 2.4-5 地下水环境敏感程度分级表

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

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

拟建工程井场和燃料气管线均不在集中式饮用水水源(包括已建成在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区；亦不在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；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。因此，拟建工程井场和集输管线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 2.4-6。

表 2.4-6 地下水评价工作等级划分依据一览表

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

拟建工程井场为地下水环境影响评价 I 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二级；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

拟建工程位于中 1 油田区块区域，周边区域以油气开采为主要功能，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

项目井场周围 200m 范围内现状无声环境敏感目标。

(3) 评价工作等级判定

综合以上分析，按照《环境影响评价技术导则·声环境》(HJ2.4-2021) 中声环境影响评价等级划分原则，确定拟建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)以及区域监

测数据，工程所在区域属于干旱、半荒漠和荒漠地区，工程所在区域土壤盐分含量小于 2g/kg，属于 HJ964-2018 附录 D.1 中未盐化地区，工程所在区域 $5.5 < \text{pH} < 8.5$ 属于 HJ964-2018 附录 D.2 中无酸化、碱化地区，即工程所在区域不属于土壤盐化、酸化、碱化地区，拟建工程类别按照污染影响型项目考虑，并根据项目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)，拟建工程新建井场属于 I 类项目，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($\leq 5\text{hm}^2$)”。

拟建工程永久占地面积为 1.66hm^2 ($5\sim 50\text{hm}^2$)，占地规模为小型。

(3) 建设项目敏感程度

拟建工程新建井场 1km 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”。

(5) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，污染影响型土壤环境影响评价工作等级划见表 2.4-7。

表 2.4-7 污染影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

拟建工程新建井场属于 I 类项目，环境敏感程度为不敏感，新建井场污染影响型土壤环境影响评价工作等级为二级。

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

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

(1)拟建工程不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境。

(2)拟建工程不涉及自然公园、生态保护红线。

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

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

(5)拟建工程不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域。

(6)拟建工程永久占地面积为 0.0166km²,临时占地面积 0.0096km²,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,确定拟建工程生态评价工作等级为三级。

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

2.4.1.7.1 危险物质及工艺系统危险性(P)的分级确定

拟建工程在生产、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。

(1)危险物质数量与临界量比值(Q)

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):

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n} \quad (\text{式 1-1})$$

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

$Q_1, Q_2 \dots Q_n$ 每种危险物质的临界量, t。

当 $Q < 1$ 时, 该项目环境风险潜势为 I ;

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

拟建工程涉及的各危险物质在厂界内的最大存在总量与其在环境风险评价导则 HJ169-2018 附录 B 中对应的临界量的比值 Q 计算结果见表 2.4-8。

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
多功能储油罐	1	原油	/	95.16	2500	0.038
燃料气管线	1	天然气	74-82-8	0.1	10	0.010
井场设备	1	原油	/	2.42	2500	0.00097
	2	天然气	74-82-8	0.09	10	0.002
	3	硫化氢	7783-06-4	0.0001	2.5	0.00004
Q 值 Σ						0.05101

注: 燃料气管线长度 1.2km, 管线直径 DN48, 管线压力 4MPa。

经计算, 拟建工程 Q 值为 $0.05101 < 1$, 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, 拟建工程环境风险潜势为 I , 因此拟建工程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、拟建工程污染源排放情形, 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、附图 13。

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 的矩形区域
2	地表水环境	三级 B	--
3	地下水环境	二级	井场地下水流向上游 1km, 下游 3km, 两侧外扩 1km 的矩形区域
		三级	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 污染影 响型	二级	井场边界外扩 200m
6	生态环境	三级	井场边界外延 50m 范围, 管线中心线两侧 300m
7	环境风险	简单分析	—

2.5 评价内容和评价重点

2.5.1 评价内容

根据拟建工程特点及周围环境特征, 将本次评价工作内容列于表 2.5-1。

表 2.5-1 评价内容一览表

序号	项目	内 容
1	概述	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的及评价原则、环境影响因素和评价因子、评价等级与评价范围、评价内容及评价重点、评价标准、相关规划及环境功能区划分析、环境保护目标
3	工程分析	(1) 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。 (2) 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、营运期污染源及其防治措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、排放量、污染物总量控制分析。 (3) 依托工程: 拟建工程涉及依托的一号联合站、塔河油田绿色环保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)
5	环境影响预测与评价	营运期环境影响预测与评价(大气环境影响评价、地表水环境影响评价、地下水环境影响评价、声环境影响评价、土壤环境影响评价、固体废物影响分析、生态影响评价、环境风险分析)
		退役期影响分析(退役期污染物情况、退役期生态保护措施)

续表 2.5-1 评价内容一览表

序号	项目	内 容
6	环保措施可行性论证	针对拟建工程拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	碳排放影响评价	碳排放分析、减污降碳措施、碳排放评价结论及建议
8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性定量相结合的方式，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的环境影响可行性结论

2.5.2 评价重点

结合项目的排污特征及周围环境现状，确定拟建工程评价重点为工程分析、大气环境影响评价、地下水环境影响评价、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：项目所在区域地下水执行《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；占地范围外土壤参照执行《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：加热炉烟气中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建燃气锅炉大气污染物排放限值。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，无组织排放 H₂S 执行《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中表1二级新扩改建项目标准，厂界无组织排放颗粒物、二氧化硫、氮氧化物执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2新污染源大气污染物无组织排放监控浓度限值要求；柴油发电机废气应满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要 求》(HJ1014-2020)中排放限值要求。

废水：采出水随采出液一起拉运至一号联合站处理，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，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔河油田绿色环保站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。

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

(3) 控制标准

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

上述各标准的标准值见表 2.6-1 至表 2.6-3。

表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标准	单位	标准来源
环境空气	PM _{2.5}	年平均	35	μg/m ³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单二级标准
		24 小时平均	75		
	PM ₁₀	年平均	70	μg/m ³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单二级标准
		24 小时平均	150		
	SO ₂	年平均	60	μg/m ³	
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	NO ₂	年平均	40	μg/m ³	
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	
		1 小时平均	10		
O ₃	日最大 8 小时平均	160	μg/m ³		
	1 小时平均	200			
非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m ³ 的标准	
H ₂ S	1 小时平均	10	μg/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	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)标 1 感官性状及一般化学指标中Ⅲ类
	嗅和味	无		—	
	浑浊度	≤3		NTU	
	肉眼可见物	无		—	
	pH	6.5~8.5		—	
	总硬度	≤450		mg/L	
	溶解性总固体	≤1000			
	硫酸盐	≤250			
	氯化物	≤250			
	铁	≤0.3		mg/L	
锰	≤0.1				

续表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	标准		单位	标准来源
地下水	铜	≤1.0		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)标 1 感官性状及一般化学指标中Ⅲ类
	锌	≤1.0			
	铝	≤0.2			
	挥发性酚类	≤0.002			
	阴离子表面活性剂	≤0.3			
	耗氧量	≤3.0			
	氨氮	≤0.5			
	硫化物	≤0.02			
	总大肠菌群	≤3	CFU/100mL		《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)Ⅲ类微生物指标
	菌落总数	≤100	CFU/mL		
	亚硝酸盐	≤1.0		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		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表 1 毒理学指标中Ⅲ类
	四氯化碳	≤0.002			
	苯	≤0.01			
	甲苯	≤0.7			
石油类	≤0.05		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(mg/kg)	序号	检测项目	第二类用地风险筛选值(mg/kg)
1	砷	60	24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
2	镉	65	25	氯乙烯	0.43
3	六价铬	5.7	26	苯	4
4	铜	18000	27	氯苯	270
5	铅	800	28	1,2-二氯苯	560
6	汞	38	29	1,4-二氯苯	20
7	镍	900	30	乙苯	28
8	四氯化碳	2.8	31	苯乙烯	1290
9	氯仿	0.9	32	甲苯	1200
10	氯甲烷	37	33	间/对二甲苯	570
11	1,1-二氯乙烷	9	34	邻二甲苯	640
12	1,2-二氯乙烷	5	35	硝基苯	76
13	1,1-二氯乙烯	66	36	苯胺	260
14	顺1,2-二氯乙烯	596	37	2-氯酚	2256
15	顺-1,2-二氯乙烯	596	39	苯并[a]蒽	15
16	反-1,2-二氯乙烯	54	40	苯并[a]芘	1.5
17	二氯甲烷	616	41	苯并[b]荧蒽	15
18	1,2-二氯丙烷	5	42	苯并[k]荧蒽	151
19	1,1,1,2-四氯乙烷	10	43	蒽	1293
20	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	44	二苯并[a,h]蒽	1.5
21	四氯乙烯	53	45	茚并(1,2,3-c,d)芘	15
22	1,1,1-三氯乙烷	840	46	萘	70
23	1,1,2-三氯乙烷	2.8	47	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	4500
24	三氯乙烯	2.8		—	

表 2.6-3 农用地土壤污染风险筛选值

污染项目		风险筛选值(mg/kg)
		pH>7.5
镉	其他	0.6
汞	其他	3.4
砷	其他	25
铅	其他	170

续表 2.6-3 农用地土壤污染风险筛选值

污染项目		风险筛选值 (mg/kg)
		pH>7.5
铬	其他	250
铜	其他	100
镍		190
锌		300

表 2.6-4 污染物排放标准一览表

类别	污染源	项 目	排放限值	单位	标准来源
废气	加热炉烟气	颗粒物	20	mg/m ³	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放限值
		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
		H ₂ S	0.06		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表 1 新扩改建项目二级标准
		颗粒物	1.0		《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 新污染源大气污染物无组织排放监控浓度限值要求
		SO ₂	0.4		
		NO _x	0.12		
	柴油发电机废气	CO	3.5	g/kWh	《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》(HJ1014-2020)中表 2 非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值
		HC	0.19		
		NO _x	2.0		
		HC+NO _x	—		
		颗粒物	0.025		
	废水	采出水、井下作业废液	悬浮固体含量	35.0	mg/L
悬浮物颗粒直径中值			5.5	μm	
含油量			100.0	mg/L	
平均腐蚀率			0.076	mm/a	

续表 2.6-4 污染物排放标准一览表

类别	污染源	项 目	排放限值	单位	标准来源
施工 噪声	$L_{Aeq, T}$	昼间	70	dB(A)	《建筑施工场界环境噪声排放标准》 (GB12523-2011)
		夜间	55		
场界 噪声	$L_{Aeq, T}$	昼间	60	dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008)2类标准
		夜间	50		

2.7 相关规划及环境功能区划

2.7.1 主体功能区划

拟建工程位于中 1 油田区块区域内，占地区域不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等，根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，拟建工程不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区。拟建工程主要内容为井场建设及管线敷设，主要目的是尽快摸清中 1 油田区块油藏地质规模，实现该区块开发，开发强度不会超过西北油田分公司“十四五”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；营运期采取完善相应的污染防治措施，污染物均可达标排放。

综上所述，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 生态环境保护

(1) 相关规划

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆维吾尔自治区和田地区民丰县境内，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》、《和田地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《和田地区“十四五”生态环境保护规划》等。

拟建工程与相关规划的符合性分析结果参见表 2.7-1。

表 2.7-1 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
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度	拟建工程属于塔里木盆地油气开采项目	符合
《和田地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	实行最严格的生态保护制度，严禁“三高”项目进和田，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度，守住生态保护红线、环境质量底线和自然资源利用上线。	拟建工程属于西北油田油气开发项目，不属于“三高”项目，工程不涉及生态保护红线，工程的建设不会突破区域环境质量底线和自然资源利用上线	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测	报告中已提出环境监测计划，详见：“9.4.3 监测计划”	符合
	有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动全疆重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。严控土壤重金属污染，加强油(气)田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展风险管控与修复工程。推广绿色修复理念，强化修复过程二次污染防控	拟建工程不涉及涉重金属行业污染防治与工业废物处理处置	符合
	加强重点行业 VOC _s 治理。实施 VOC _s 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOC _s 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOC _s 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOC _s 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOC _s 排放量	拟建工程井场无组织废气排放涉及 VOC _s 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合

续表 2.7-1 相关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
《和田地区“十四五”生态环境保护规划》	严格产业准入。严格执行国家绿色产业指导目录标准，严格落实《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案》，制订更严格的产业准入门槛，实施环境准入负面清单管理，严控“两高”项目盲目上马。各县市、各部门依法依规把好土地审批供应关、环保关、产业政策关和项目审批关。	拟建工程《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案》中相关要求	符合

表 2.7-2 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
《和田地区“十四五”生态环境保护规划》	积极推进和田地区土壤污染防治行动计划，构建地区土壤环境质量监测网络，实现监测点位所有县市全覆盖，强化涉重金属污染防治，加强油气资源开发集中区域土壤环境风险管控，开展问题尾矿库治理。	拟建工程属于塔里木油田油气开发项目，不属于“三高”项目，工程不涉及生态保护红线，工程的建设不会突破区域环境质量底线和自然资源利用上线	符合
	强化林草植被保护，预防土地沙化。将保护现有荒漠植被作为防沙治沙的首要任务，保护好沙化地区各类荒漠植被，对适宜封沙育林育草的地带，有计划地进行封禁保护，恢复林草植被，增强防风固沙能力。	报告中已提出有效可行的防沙治沙措施	符合
	加强对开发迹地的生态恢复，实施矿区生态建设与修复工程，保障水源涵养与水土保持功能。严格实施矿产资源开发环境影响评价，建设绿色矿山	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
	完善环境风险应急响应体系。建立政府主导、部门协调、分级负责、属地为主、全社会参与的环境应急管理机制。制定完善环境突发事件应急预案，基本建成分级环境风险应急监测体系。强化环境应急救援能力建设，开展环境应急演练，提高环境风险应对能力。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容应编写环境突发事件应急预案，并进行备案，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合

续表 2.7-2 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
《和田地区“十四五”生态环境保护规划》	加强对危险废物全过程监管。加强危险废物重点产生单位的日常监管。加强危险废物转移运输环节的监管。开展电子废物环境管理工作，运用自治区固体危险废物环境管理信息系统，实现危险废物申报登记和经营许可证网上审批，逐步推行危险废物转移网上审批和信息化管理。严格执行危险废物转移联单制度和危险废物道路运输经营许可证及从业人员资格证制度。	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

表 2.7-3 中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》及审查意见	(一)严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。	拟建工程距离最近的生态保护红线约 66km，不在生态保护红线范围内；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、和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案相关要求；拟建工程严格落实生态保护措施要求，与生态环境保护相协调，切实维护了区域生态系统的完整性和稳定性	符合
	(二)合理确定开发方案，优化开布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据环境影响评价结果，进一步优化石油天然气开采规模、开布局和建设时序。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整	拟建工程符合西北油田分公司整体开发方案布局，项目建设进一步优化了石油天然气开采规模、开布局和建设时序，及时对生态环境保护措施进行了优化调整	符合

续表 2.7-3 中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表

符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”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。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	拟建工程废气主要为加热炉烟气、井场无组织废气和柴油发电机废气，加热炉使用净化后的天然气作为燃料，井场采取密闭拉运输送，定期巡检措施，柴油发电机燃用合格油品；废水主要为采出水、井下作业废液和生活污水，采出水随采出液一起拉运至一号联合站处理，达标后回注地层，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔河油田绿色环保站处理；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，废水均不向外环境排放；固废主要为落地油、废防渗材料，收集后委托有资质单位接收处置；生活垃圾集中收集后，定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处置	符合
	(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	拟建工程管线开挖过程中要求严格控制作业带宽度，同时针对井场及管线沿线提出相关防沙治沙措施	符合
	(五) 加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施	拟建工程环境管理由采油一厂负责，拟建工程日常环境管理工作纳入采油一厂现有QHSE管理体系，并长期开展跟踪监测，根据监测结果及时优化开发方案并采取有效的生态环境保护措施	符合

(2) 拟建工程与相关文件符合性分析见表 2.7-4。

表 2.7-4 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号)	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	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司已按要求编制了“十四五”规划,目前《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》已取得自治区生态环境厅审查意见(新环审[2022]147号)	符合
	油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评),一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。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	拟建工程位于中1油田区块,属于新区块开发项目	符合
	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,同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合
	井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备,应当优先使用清洁燃料,废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	拟建工程井场加热炉使用净化后的天然气作为燃料	—

续表 2.7-4

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号)	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施,降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油,减少废气排放。选用低噪声设备,避免噪声扰民。施工结束后,应当及时落实环评提出的生态保护措施	拟建工程报告中已提出施工过程中严格控制作业带,减少施工占地的措施,要求施工结束后及时进行恢复清理,落实报告中提出的生态保护措施,避免对区域生态造成影响	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	本次建设内容应编写环境突发事件应急预案,并进行备案	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	因矿制宜选择开采工艺和装备,符合清洁生产要求。应贯彻“边开采,边治理,边恢复”的原则,及时治理恢复矿区地质环境,复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后,恢复井场周边及管线临时占地,符合“边开采,边治理,边恢复”的原则	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,科学合理确定开发方案,选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺,推广使用成熟、先进的技术装备,严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	拟建工程开发方案设计考虑了油气资源赋存状况、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
《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》(环大气[2021]65号)	其他行业企业中载有气态、液态 VOC _s 物料的设备与管线组件密封点大于等于 2000 个的,应开展 LDAR 工作。要将 VOC _s 收集管道、治理设施和与储罐连接的密封点纳入检测范围。按照相关技术规范要求,开展泄漏检测、修复、质量控制、记录管理等工作。鼓励企业加严泄漏认定标准;对在用泵、备用泵、调节阀、搅拌器、开口管线等密封点加强巡检	西北油田已制定泄漏检测与修复(LDAR)计划,定期检测、及时修复,防止或减少跑、冒、滴、漏现象	符合
	产生 VOC _s 的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式,并保持负压运行。	拟建工程采取密闭拉运工艺	符合

续表 2.7-4

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
《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》(环境保护部公告 2013 年第 31 号)	液态 VOCs 物料应采用密闭管道输送。采用非管道输送方式转移液态 VOCs 物料时, 应采用密闭容器、罐车	项目采出液采用密闭拉运输送, 加强设备管理	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、井下作业废液和生活污水, 采出水随采出液一起拉运至一号联合站处理, 达标后回注地层; 井下作业废液委托塔河油田绿色环保站处理; 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; 危险废物委托有危废处置资质的单位接收处置; 无石油类污染物排放	符合
	油气田建设应总体规划, 优化布局, 整体开发, 减少占地和油气损失, 实现油气和废物的集中收集、处理处置。	拟建工程建设布局合理, 已在设计阶段合理选址, 合理利用区域现有道路, 减少项目占地; 油气拉运至一号联合站集中处理; 危险废物直接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	拟建工程采出液采用密闭拉运集输, 采用先进设备和材料, 加强设备管理, 减少跑、冒、滴、漏	符合
	在开发过程中, 伴生气应回收利用, 减少温室气体排放, 不具备回收利用条件的, 应充分燃烧, 伴生气回收利用率应达到 80%以上	拟建工程伴生气有第三方回收处置	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)	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

续表 2.7-4

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)	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。	拟建工程不占用湿地自然保护区和鸟类迁徙通道, 管道采用埋地敷设	符合
	在钻井和井下作业过程中, 鼓励油污、污水进入生产流程循环利用, 未进入生产流程的油污、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	运营期采出水随采出液一起拉运至一号联合站处理, 达标后回注地层; 井下作业废液委托塔河油田绿色环保站处理; 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	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	拟建工程不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
	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	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; 生活垃圾集中收集后, 定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处置	符合
煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置, 必须符合国家和自治区有关规定; 不具备处置、利用条件的, 应当送交有资质的单位处置。煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物, 应当采取措施防止污染大气、土壤、水体	拟建工程落地油、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; 生活垃圾集中收集后, 定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处置	符合	

续表 2.7-4

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
《中华人民共和国矿产资源法》(1986年10月1日施行,2009年8月27日修正)	开采石油、天然气、放射性矿产等特定矿种的,可以由国务院授权的有关主管部门审批,并颁发采矿许可证	拟建工程所在区域为中1油田区块,西北油田分公司已取得探矿权许可证	符合
《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)	须严格执行《防沙治沙法》的有关规定,切实做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作,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	拟建工程管线开挖过程中要求严格控制作业带宽度,同时针对井场及管线沿线提出相关防沙治沙措施	符合
《关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知》(新环固体函[2022]675号)	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》(GB18598-2019)或《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)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	拟建工程不涉及历史遗留废弃磺化泥浆	符合
《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号)	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”,尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地,要严格控制占用耕地。铁路、公路等单独选址建设项目,应科学组织施工,节约集约使用临时用地。制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田,可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地	项目施工过程中严格控制施工占地,井场建设和管线敷设完成后,采取措施及时恢复临时占地,尽可能减少对区域生态的影响	符合
	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 2.7-4

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
《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知(试行)》(自然资发[2022]142号)	规范管控对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线是国土空间规划中的重要管控边界,生态保护红线内自然保护地核心保护区外,禁止开发性、生产性建设活动,在符合法律法规的前提下,仅允许以下对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线内自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等区域,依照法律法规执行	拟建工程井场距离生态保护红线最近距离 66km,项目建设内容未在生态保护红线范围内,报告中已对生态保护红线周边施工作业活动提出相关要求	符合
《关于在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》	生态保护红线内,自然保护地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,在符合现行法律法规前提下,除国家重大战略项目外,仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动,主要包括:零星的原住民在不扩大现有建设用地和耕地规模前提下,修缮生产生活设施,保留生活必需的少量种植、放牧、捕捞、养殖;因国家重大能源资源安全需要开展的战略性能源资源勘查,公益性自然资源调查和地质勘查;自然资源、生态环境监测和执法包括水文水资源监测及涉水违法事件的查处等,灾害防治和应急抢险活动;经依法批准进行的非破坏性科学研究观测、标本采集;经依法批准的考古调查发掘和文物保护活动;不破坏生态功能的适度参观旅游和相关的必要公共设施建设;必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施建设、防洪和供水设施建设与运行维护;重要生态恢复工程	拟建工程井场距离生态保护红线最近距离 66km,项目建设内容未在生态保护红线范围内,报告中已对生态保护红线周边施工作业活动提出相关要求	符合
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024年)》	选址与空间布局	1. 石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求,原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	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。	符合
		3. 涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	符合
		项目符合《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》及规划环评要求,项目为新区块开发项目	符合
		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
		拟建工程不涉及	符合

续表 2.7-4

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)》	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，井场采用底部装载方式、罐车密闭集输处理、加强阀门和设备的检修和维护；柴油发电机燃用合格油品；废水主要为采出水、井下作业废液，采出水随采出液一起拉运至一号联合站处理，井下作业废液送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，废水均不向外环境排放；井场边界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728)要求；拟建工程井场加热炉燃用清洁能源天然气，加热炉烟气中颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、烟气黑度排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(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 2.7-4 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024年)》	4. 陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用,无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放,工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液,配备完善的固控设备,钻井液循环率应达到 95%以上,压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。	本项目运营期采出水随采出液一起拉运至一号联合站处理,井下作业废液送塔河油田绿色环保处理站处理。	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。	本项目采出水随采出液一起拉运至一号联合站处理,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	—
	6. 废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺,勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后,固相优先综合利用,暂时不利用或者不能利用的,应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599)处置;废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物,应按照国家有关规定制定危险废物管理计划,建立危险废物管理台账,依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。	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
	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

续表 2.7-4

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	8. 对拟退役的废弃井(站)场、管道、道路等工程设施应进行生态修复,生态修复前应对废弃油(气)井、管道进行封堵或设施拆除,确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求。	退役的废弃井场、管道、道路等工程设施应进行生态修复,生态修复前对废弃油(气)井、管道进行封堵或设施拆除,确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求。	符合

综上所述,拟建工程符合《和田地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《和田地区“十四五”生态环境保护规划》、《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 6 月,和田地区行政公署发布了《关于印发〈和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》(和行发[2021]38 号)。

表 2.7-5 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最近为66km，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内，拟建工程与生态保护红线位置关系见附图2	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	拟建工程采出水随采出液一起拉运至一号联合站处理，达标后回注地层，井下作业废液委托塔河油田绿色环保站处理，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，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。拟建工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险	符合
	资源利用上线	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等4个国家级低碳试点城市发挥低碳试点示范和引领作用。	拟建工程采出水随采出液一起拉运至一号联合站采出水处理系统处理，处理达标后回注地层，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后送至塔河油田绿色环保站处理，处理达标后回注地层，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，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拉运输送工艺，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；拟建工程开发符合资源利用上线要求	符合

续表 2.7-5 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)	<p>环境管控单元</p> <p>自治区划定环境管控单元,分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类,实施分类管控。优先保护单元主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求;一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则,开发建设活动应严格执行相关法律法规要求,严守生态环境质量底线,确保生态功能不降低。重点管控单元主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局,不断提升资源利用效率,有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控,解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。一般管控单元主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求,推动区域环境质量持续改善</p>	<p>拟建工程属于民丰县一般管控单元(ZH65322730001),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控制,对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、土壤环境影响可接受</p>	符合

表 2.7-6 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求	拟建工程	符合性
一般管控单元			
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束 【A1.1-1】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。	<p>拟建工程为石油天然气开采项目,属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目,属于《产业结构调整指导目录(2024 年本)》(国家发展改革委令 2023 年 第 7 号)中的鼓励类项目,符合国家当前产业政策要求;不属于《市场准入负面清单(2022 年版)》(发改体改规[2022]397 号)中禁止准入类项目;不属于“三高”项目</p>	符合

续表 2.7-6 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求	拟建工程	符合性	
一般管控单元				
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	<p>【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。</p>	<p>拟建工程为石油天然气开采项目，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</p>	符合
		<p>【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。</p>	<p>拟建工程为新建项目</p>	符合
		<p>【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。</p>	<p>拟建工程不属于重化工、涉重金属等工业污染项目</p>	符合
		<p>【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、自治区生态功能区规划、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</p>	<p>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</p>	符合
		<p>【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</p>	<p>拟建工程不属于重大项目</p>	—

续表 2.7-6 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求	拟建工程	符合性	
一般管控单元				
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	<p>【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</p>	<p>拟建工程属于石油天然气开采项目，不属于重点行业建设项目。拟建工程实施后油气采取密闭拉运输送工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOC_s 排放对大气环境的影响</p>	符合
	A2 污染物排放管控	<p>【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 SO₂、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</p>	<p>拟建工程所在区域属于 PM_{2.5}、PM₁₀ 年平均浓度不达标城市，根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则 大气环境(HJ2.2-2018)〉差别化政策有关事宜的复函》和《关于将巴音郭楞蒙古自治州吐鲁番市哈密市纳入执行〈环境影响评价技术导则 大气环境(HJ2.2-2018)〉差别化政策范围的复函》(环办环评函[2022]341号)的要求，对和田地区实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减</p>	符合
	A2 污染物排放管控	<p>【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</p>	<p>拟建工程不涉及相关内容</p>	—

续表 2.7-6 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求	拟建工程	符合性
一般管控单元			
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物排放管控	<p>【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</p>	<p>拟建工程为石油天然气开采项目，不属于高耗能、高排放项目</p> <p>符合</p>
		<p>【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</p>	<p>拟建工程采出水随采出液一起拉运至一号联合站处理，达标后回注地层，井下作业废液委托塔河油田绿色环保站处理，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，废水均不向外环境排放</p> <p>符合</p>
		<p>【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</p>	<p>拟建工程生活垃圾定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处置</p> <p>符合</p>
		<p>【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</p>	<p>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</p> <p>—</p>

续表 2.7-6 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求	拟建工程	符合性	
一般管控单元				
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A3 环境风险管控	【A3.1-1】禁止在化工园区外新建、扩建危险化学品生产项目。严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全和卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出	拟建工程不属于危险化学品生产项目	—
		【A3.1-2】全区受污染耕地安全利用率 2025 年达到 98%以上，2030 年保持 98%；污染地块安全利用率 2025 年不低于 90%，2030 年达到 95%以上	拟建工程不涉及受污染耕地及污染地块	—
		【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	拟建工程不涉及相关内容	—
	A4 资源利用要求	【A4.1-1】实行最严格的水资源管理制度，严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化节水约束性指标管理。自治区用水总量 2025 年、2030 年分别控制在 536.15、526.74 亿立方米以内	拟建工程采取节水措施，管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘；施工过程中节约了水资源。	符合
		【A4.1-2】严格实行用水总量控制和实施计划供水制度，坚决制止非法开荒。严格实施取水许可制度，对纳入取水许可管理的单位和其他用水大户实行计划用水管理。新建、改建、扩建项目用水要达到行业先进水平，节水设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投运。具备使用再生水条件但未充分利用的钢铁、火电、化工、制浆造纸、印染等项目，不得批准其新增取水许可	拟建工程运营期用水主要为值班人员生活用水，用水量较小，对区域水资源消耗较小	符合

续表 2.7-6 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求	拟建工程	符合性	
一般管控单元				
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A4 资源利用要求	<p>【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。</p>	<p>拟建工程不涉及地下水的开采</p>	—
		<p>【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68962万m³、626527万m³</p>	<p>拟建工程运营期用水主要为值班人员生活用水，用水量较小，对区域水资源消耗较小</p>	符合
		<p>【A4.2-1】2025年，全区永久基本农田保持在4100万亩以上。</p>	<p>拟建工程不涉及基本农田</p>	—
		<p>【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</p>	<p>拟建工程不涉及煤炭的消耗</p>	—
		<p>【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</p>	<p>拟建工程不涉及煤炭的消耗，不涉及燃用高污染燃料的设施</p>	—
		<p>【A4.5-1】实施全社会节水行动，推动水资源节约集约利用</p>	<p>拟建工程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</p>	符合
		<p>【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</p>	<p>拟建工程属于石油天然气开采项目，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</p>	—

表 2.7-7 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
南疆三州片区总体管控要求	加强绿洲边缘生态保护与修复,统筹推进山水林田湖草沙治理,禁止樵采喀什三角洲荒漠、绿洲区荒漠植被,禁止砍伐玉龙喀什河、喀拉喀什河、叶尔羌河、和田河等河流沿岸天然林,保护绿洲和绿色走廊。	拟建工程位于塔克拉玛干沙漠腹地,不在喀拉喀什河、叶尔羌河、皮山河等河流沿岸,占地范围内不涉及绿洲荒漠植被和天然林	符合
	控制东昆仑山—阿尔金山山前绿洲、叶尔羌河流域绿洲、和田河流域绿洲、喀什—阿图什绿洲的农业用水量,提高水土资源利用效率,大力推行节水改造,维护叶尔羌河、和田河等河流下游基本生态用水。	拟建工程不涉及农业用水	符合

表 2.7-8 拟建工程与《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案》	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以及一般生态空间实施严格监管,保障和维护国家、自治区及地区生态安全底线和生命线	拟建工程距离生态保护红线区约 66km,敷设管线未穿越红线,不在生态保护红线范围内	符合
	大气环境质量目标根据《受沙尘天气过程影响城市空气质量评价补充规定》(环办监测(2016)120号)要求,扣除沙尘影响,争取环境空气质量好于2020年考核目标。全地区水环境质量得到进一步改善,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。土壤环境质量保持平稳,土壤环境风险得到进一步管控。主要污染物排放总量得到控制,荒漠化防治与防风固沙能力得到提升,生态环境保护及修复工作得到加强,污染防治水平和环境监管基础能力显著提升	拟建工程采出水随采出液一起拉运至一号联合站处理,达标后回注地层,井下作业废液委托塔河油田绿色环保站处理,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,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,拟建工程原油输送采用密闭拉运输送工艺,拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态恢复的要求,项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施,改善区域环境空气质量。拟建工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标,不会增加土壤环境风险	符合

续表 2.7-8 拟建工程与《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案》

符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建工程	符合性
《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案》	资源利用上线	强化节约利用，持续提升资源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下发的总量与强度控制目标，积极推动和田市国家级低碳城市试点工作。	拟建工程采出水随采出液一起拉运至一号联合站采出水处理系统处理，处理达标后回注地层，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后送至塔河油田绿色环保站处理，处理达标后回注地层，生活污水设移动环保厕所收集后，定期清运至当地污水处理厂处理，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拉运输送工艺，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；拟建工程开发符合资源利用上线要求	符合
	环境管控单元	和田地区共划定环境管控单元 72 个，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	拟建工程属于民丰县一般管控单元 (ZH65322730001)，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 2.7-9 拟建工程与和田地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建工程	符合性
和田地区总体管控要求	空间布局约束	1.1 严格执行自治区总体准入要求中“A1 空间布局约束”和南疆三地州片区总体管控要求中“B1 空间布局约束”管控要求。	拟建工程满足自治区总体准入要求中“A1 空间布局约束”管控要求及南疆三地州片区总体管控要求	符合
		1.2 严禁在水源涵养区、饮用水源保护区、风景名胜等生态敏感区域进行矿产资源勘探和开发。在非水源涵养区、饮用水源保护区等生态空间内，在确保区域生态环境风险可控，对生态功能不造成破坏情形，可以适当开展国家重大项目的战略性能源资源勘查和开采项目。	拟建工程所在区域不涉及水源涵养区、饮用水源保护区、风景名胜等生态敏感区	符合

续表 2.7-9 拟建工程与和田地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
和田地区 总体 管控 要求	1.3 禁止对粮食产地和蔬菜基地的污水灌溉，禁止在污染严重的土地种植养殖，防止农产品受到污染。	拟建工程不涉及相关内容	—
	1.4 和田市及其余七个县的县城严禁新建 35 蒸吨以下燃煤锅炉。	拟建工程不涉及相关内容	—
	1.5 加强对旅游资源开发的生态环境监管，限制生态敏感区域旅游开发活动。	拟建工程不涉及相关内容	—
	1.6 严格控制地下水资源开采总量，禁止建设污水渗井和渗坑。加强地下水保护，严禁超采滥采；严控地下水超采。超采区内禁止农业新增取用地下水。	拟建工程不涉及采取地下水资源	—
	1.7 加强绿洲边缘地区生态防护林建设；严格控制污染，保护玉龙喀什河、喀拉喀什河等河流生态环境。和田河沿岸禁止天然胡杨砍伐和乱挖甘草，以保护和田、墨玉、洛浦三县绿洲。	拟建工程不涉及相关内容	符合
	1.8 自治区级工业园区禁止新建每小时 65 蒸吨以下燃煤锅炉。	拟建工程不涉及相关内容	符合
	1.9 逐步淘汰玉龙喀什河、喀拉喀什河、克里雅河、皮山河流域内的不符合产业政策或环保不达标重污染企业，促进流域内重污染企业产业转型升级。	拟建工程不涉及相关内容	符合
	1.10 新建大气污染排放及水污染排放的工业污染类项目必须进入相应的工业园区或者工业集聚区，实施“以大带小”、“以新带老”，坚持涉重污染物排放量“等量置换”或“减量置换”，主要污染物排放总量得到有效控制。	拟建工程为油气开采项目，属于新建项目	符合
	1.11 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。	拟建工程不涉及相关内容	—
	1.12 水质不能稳定达标的区域原则上不允许建设新增相应不达标污染物指标排放量的工业项目。	拟建工程不涉及相关内容	—
	1.13 对在水源涵养区和生物多样性维护与特殊保护区内的矿山逐步撤出或到期关闭。严格保护冰川，禁止任何开发建设，严禁在水源涵养区、水源保护区等生态敏感区域进行矿产资源勘探和开发，加强旅游资源开发的生态保护，开展旅游景区环境污染治理。工业开发建设、矿产资源开采和旅游开发应保护戈壁砾幕层，沙区尽量避免对荒漠自然表层的破坏，防止沙丘活化。	拟建工程不涉及水源涵养区、水源保护区等生态敏感区。工程施工期严格控制施工作业带宽度，施工期结束后恢复井场周边临时占地，管沟回填，生态采取自然恢复措施、完善的防沙治沙及水土保持措施	符合
	1.14 禁止侵占自然湿地等水源涵养空间，已侵占的要限期予以恢复。	拟建工程不涉及相关内容	—

续表 2.7-9 拟建工程与和田地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
和田地区总体管控要求	空间布局约束 1.15 鼓励发展节水高效现代农业、低耗水高新技术产业以及生态保护型旅游业,严格控制缺水地区、水污染严重地区和敏感区域高耗水、高污染行业发展,新建、改建、扩建重点行业建设项目实行主要污染物排放减量置换。优先发展特色林果业、有机绿色农牧业、农副产品加工业、民族特色加工业、外贸物流等绿色、低能耗、低排放产业,适度发展沙漠生态产业和特色旅游业,禁止无序开荒,限制发展破坏荒漠稳定的产业和项目。	拟建工程不涉及相关内容	--
	1.16 和田河、玉龙喀什河、喀拉喀什河河道和古河床范围内严禁非法采挖玉石。	拟建工程不涉及相关内容	--
	1.17 不得对天然林进行商业性采伐。	拟建工程不涉及相关内容	--
	2.1 严格执行自治区总体准入要求中“A2 污染物排放管控”和南疆三地州片区总体管控要求中“B2 污染物排放管控”管控要求。	拟建工程满足自治区总体准入要求中“A2 污染物排放管控”要求及天山南坡片区总体管控要求	符合
污染物排放管控 2.2 自治区已于 2016 年开始在试点区域和重点行业(以下简称试点范围)开展排污权有偿使用和交易试点工作,并在全区建立健全排污权管理体系,推行排污权总量预算管理。属于试点范围内的建设项目,均采用排污权交易方式,通过购买有偿取得总量指标。不属于试点范围的建设项目,其主要污染物排放总量指标,从所在地州市排污权总量指标中无偿划拨取得。主要来源于政府预留储备排污权和已建成投运的现有企事业单位在“十三五”期间进一步采取减排措施后形成的富余排污权指标。在“十三五”初期可以来源于 2016 年减排项目预计减排量。集中供热或企业内以新带老等建设项目的总量指标,可从拟替代关停的现有企业或设施可形成的预计减排量中预支,替代削减方案须在建设项目建成投产前落实到位。农业源通过减排形成的减排量不得用于工业类建设项目。建设项目所在地主要污染物总量指标不足以分配时,建设单位可以按照自治区排污权有偿使用和交易工作相关规定,申请以排污权交易方式购买自治区或其他排污权交易试点区域储备排污权,取得总量指标。火电、钢铁、水泥、造纸等行业建设项目主要污染物排放总量指标按照《自治区重点行业主要污染物排污许可量核定技术方法(暂行)》采用绩效方法核定。其他无绩效值行业依照国家或地方污染物排放标准及单位产品基准排水量(行业最高允许排水量)、烟气量等予以核定。不属于试点范围,且由环保部负责环评文件审批的建设项目,按环保部《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》执行。	拟建工程不涉及相关内容	--	

续表 2.7-9 拟建工程与和田地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
和田地区总体管控要求	2.3 加快城镇生活污水处理设施建设和提标改造，加大配套管网建设力度，所有城市、县城以及重点独立建制镇均建成生活污水处理设施，污水处理率达到 80%以上，达到相应排放标准或再生利用标准。	拟建工程不涉及相关内容	—
	2.4 实施加油站、油库等油气回收综合治理工程，减少挥发性有机物排放。推进有毒废气排放工业企业的工艺技术改进，开展重点行业有毒废气监测，减少含汞、铅、二噁英等有毒有害废气的排放。	拟建工程不涉及相关内容	—
	2.5 加强源头水等重要水体保护，治理沿河矿山排放，加强水环境监管。	拟建工程不涉及相关内容	—
	2.6 制定造纸、丝织业、纺织业和食品加工业等行业专项治理方案，实施清洁化改造，新建、改建、扩建上述行业建设项目实行主要污染物排放等量或减量置换。	拟建工程不涉及相关内容	—
	2.7 对超标、超总量排污和使用、排放有毒有害物质的企业实施强制性清洁生产审核，扩大自愿性清洁生产审核范围，强化对重点行业强制性清洁生产审核及评估验收。	拟建工程在生产工艺、设备的先进性、合理性，原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中	符合
	2.8 对重点排污企业排污口安装自动监控装置，与和田地区污染源监控中心联网，实行实时监控、动态管理。	拟建工程不涉及相关内容	—
	2.9 加大河道管理力度，依法严厉查处沿河道乱倒生活垃圾、乱排生活污水和工业企业偷排漏排等违法行为。	拟建工程采出水随采出液一起拉运至一号联合站处理，达标后回注地层，井下作业废液委托塔河油田绿色环保站处理，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，废水均不向外环境排放	符合
	2.10 严格执行建设项目环评审批与区域环境质量、污染减排绩效挂钩制度，实行“以新带老”、“增产减污”和“区域削减替代”的总量平衡政策和替代削减标准。	拟建工程不涉及相关内容	—
	2.11 严格控制污染物新增排放量，对超过重点污染物排放总量控制指标的地区，暂停审批新增重点水污染物排放总量的项目。	拟建工程不涉及相关内容	—

续表 2.7-9 拟建工程与和田地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性	
和田地区总体管控要求	污染物排放管控	2.12 环境容量较小、生态环境脆弱，环境风险高的地区，应执行水污染物特别排放限值。	拟建工程不涉及相关内容	—
		2.13 加强对有色金属矿采选与有色金属冶炼及压延加工业、皮革、毛皮、羽毛(绒)及其制品业、化学原料及化学制品制造业、电镀、铅蓄电池制造行业等五大类涉及重金属排放行业的管理，原则上和田地区内新增以上五大类行业涉及排放铅(Pb)、汞(Hg)、镉(Cd)、铬(Cr)和类金属砷(As) 五类重金属污染物的企业仅限布局于洛浦县的和田循环经济工业园区内。	拟建工程不涉及相关内容	符合
	环境风险防控	3.1 严格执行自治区总体准入要求中“A3 环境风险防控”和南疆三地州片区总体管控要求中“B3 环境风险防控”管控要求。	拟建工程满足自治区总体准入要求中“A3 环境风险防控”要求及南疆三地州片区总体管控要求	符合
		3.2 落实企业防范环境风险主体责任，建立企业突发环境事件报告和应急处理制度。	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
		3.3 所有污染源排污状况得到监控。	拟建工程不涉及相关内容	—
		3.4 对使用和排放重金属、持久性有机污染物、危险废物和危险化学品的工业企业，实行分类管理和全过程监控。	拟建工程运营期产生的落地油和废防渗材料收集后委托有资质单位接收处置	符合
		3.5 建立政府主导、部门协调、分级负责、属地为主、全社会参与的环境应急管理机制。制定完善环境突发事件应急预案，建立健全环境风险应急监测体系。强化环境应急救援能力建设，开展环境应急演练，提高环境风险应对能力。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容编写突发环境事件应急预案并进行备案，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
		3.6 定期评估玉龙喀什河、喀拉喀什河、克里雅河、策勒河、尼雅河、皮山河周边工业企业、工业集聚区环境和健康风险，落实防控措施。	拟建工程不涉及相关内容	—
		3.7 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。	拟建工程不涉及相关内容	—
		3.8 加强养殖投入品管理，依法规范、限制使用抗生素类、激素类药物或其它化学物质等化学药品，开展专项整治。严格控制环境激素类化学品污染。	拟建工程不涉及相关内容	—

续表 2.7-9 拟建工程与和田地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
环境 风险 防控	3.9 对玉龙喀什河、喀拉喀什河、克里雅河、策勒河、尼雅河、皮山河周边矿山开采企业及尾矿库进行风险排查,及时清理病库、危库及不符合产业政策和环保要求的矿山开采企业,避免水污染环境风险事故。	拟建工程不涉及相关内容	—
	3.10 矿山企业严格按照开发利用方案和地质环境保护与土地复垦方案要求进行矿产资源开发和地质环境恢复治理工作,按照“边生产、边恢复”要求进行开发,按照“谁破坏、谁治理”原则,及时督促矿山企业完成治理恢复任务。	工程施工期严格控制施工作业带宽度,施工期结束后恢复井场周边临时占地,管沟回填,生态采取自然恢复措施、完善的防沙治沙及水土保持措施	符合
和田地区 总体 管控 要求	4.1 严格执行自治区总体准入要求中“A4 资源开发利用效率”和南疆三地州片区总体管控要求中“B4 资源开发利用效率”管控要求。	拟建工程满足自治区总体准入要求中“A4 资源开发利用效率”要求及南疆三地州片区总体管控要求	符合
	4.2 到 2020 年,和田地区年用水总量不得超过 38.77 亿立方米。到 2025 年,和田地区年用水总量不得超过 38.77 亿立方米。到 2030 年,和田地区年用水总量不得超过 38.765 亿立方米。到 2020 年较 2017 年,和田地区新增地下水开采总量不得超过 1.8015 亿立方米(总量不得超过 5.644 亿立方米)。到 2025 年较 2017 年,和田地区新增地下水开采总量不得超过 2.1619 亿立方米(开采总量 6.0044 亿立方米)。到 2030 年较 2017 年,和田地区新增地下水开采总量不得超过 2.5219 亿立方米(开采总量 6.3644 亿立方米)。	拟建工程开发过程中采取节水措施,生产废水及生活污水进行综合利用,节约了水资源,对区域水资源消耗较小,不会超过和田地区地下水供水控制指标	符合
	4.3 到 2020 年及 2030 年,和田地区综合能耗总量控制在自治区下达目标任务范围内。	拟建工程开发符合资源利用上线要求	—
	4.4 在高污染燃料禁燃区内,禁止销售、燃用原煤、粉煤、各种可燃废物等高污染燃料;禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施;已建设成的,应当在规定的期限内改用电、天然气、液化石油气、生物质燃料、含硫量低于 0.5%的型煤或者其他清洁能源。	拟建工程不涉及相关内容	—
	4.5 已设露天矿山,企业按照绿色矿山建设标准加快升级改造;新设露天矿山必须按照绿色矿山建设标准进行建设。	拟建工程属于油气开采项目,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	符合
	4.6 绿洲边缘新垦区耕地的稳固措施与管控要求,不得随意开垦与弃荒。	拟建工程不涉及相关内容	—

表 2.7-10 拟建工程所在“民丰县一般管控单元”管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性	
ZH65322 730001 民丰县 一般管 控单元	空间布局约束	1. 执行总体管控要求中关于空间布局约束的准入要求。 2. 执行一般管控单元中关于空间布局约束的准入要求。 3. 执行重点管控单元空间布局约束总体管控要求、大气环境受体敏感重点管控区的准入要求。	拟建工程满足和田地区总体管控要求中“空间布局约束”要求	符合
	污染物排放管控	1. 执行总体管控要求关于污染物排放管控的准入要求。 2. 执行一般管控单元关于污染物排放管控的准入要求。 3. 执行重点管控单元污染物排放总体管控要求、大气环境受体敏感重点管控区的准入要求。	拟建工程满足和田地区总体管控要求中“污染物排放管控”要求	符合
	环境风险防控	1. 执行总体管控要求关于环境风险防控的准入要求。 2. 执行一般管控单元关于环境风险防控的准入要求。 3. 执行重点管控单元中环境风险管控总体管控要求。	拟建工程满足和田地区总体管控要求中“环境风险防控”要求	符合
	资源利用效率	1. 执行总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。 2. 执行一般管控单元中关于资源利用效率的准入要求。 3. 执行重点管控单元中资源利用效率总体管控要求、大气环境受体敏感重点管控区的准入要求。	拟建工程满足和田地区总体管控要求中“资源利用效率”要求	符合

综上所述，拟建工程符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发[2021]18号）、新疆维吾尔自治区总体管控要求、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发[2021]162号）、《和田地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（和行发[2021]38号）、和田地区总体管控要求、所在管控单元民丰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

工程占地范围内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标。井位严格按照勘探期测线设计方案进行布设，总体布局合理。

(2) 井场布置的合理性分析

根据现场调查，井场不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标；根据《水利部办公厅关于印发〈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》，工程所在和

田地区民丰县属于塔里木河国家级水土流失重点预防区范围。井场无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能；按照土地集约利用原则及合理布局，工程不占用耕地，井场永久占地依法办理用地审批手续；综上所述，井场布置合理。

(3) 管线选线可行性分析

① 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。管线走向同时避让居民集中区域，两侧敏感点距离符合《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2015)的要求；降低环境风险事故状态下对敏感目标的影响。

② 管线在施工完成后已进行过水力试压，不存在渗漏情况，非正常状态下，燃料气管道内层破裂后，外层敷有 3 层 PE 防腐膜将起到防止天然气外泄的作用；同时管线敷设区域避开地质灾害(洪水等)易发区和潜发区，施工结束后，对临时占地及时恢复，减少占地影响。

综上所述，拟建工程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

拟建工程位于中 1 油田区块，属于油气勘探开发区域，区域环境空气质量功能属于《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二类区；区域尚无地下水功能区划，根据《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)地下水质量分类规定，区域地下水以工农业用水为主，属于《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类区；项目区域以油气开采为主要功能，声环境属于《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类功能区。

2.7.6 生态环境功能区划

根据《新疆生态功能区划》(原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月)，拟建工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 2.7-11 和附图 5。

表 2.7-11 工程区生态功能区划

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区					
塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区	塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠敏感生态亚区	塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区	沙漠景观、风沙源地、油气资源	风沙威胁绿洲和公路以及油田设施、石油开发区环境污染	生物多样性和生境不敏感,土壤侵蚀高度敏感,土地沙漠化极度敏感,土壤盐渍化轻度敏感	保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹	加强沙漠油气资源勘探开发,适度开发地下水,进行油田区和公路绿化,发展沙漠探险旅游

由表 2.7-11 可知,项目位于“塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区”,主要服务功能为“沙漠景观、风沙源地、油气资源”,主要保护目标为“保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹”,主要发展方向为“加强沙漠油气资源勘探开发,适度开发地下水,进行油田区和公路绿化,发展沙漠探险旅游”。

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

2.8 环境保护目标

拟建工程评价区域内无自然保护区、风景名胜区和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;土壤评价范围内不存在耕地、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,不设置土壤环境保护目标;将生态环境影响评价范围内塔里木河国家级水土流失重点预防区作为生态环境保护目标;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 2.8-3。

表 2.8-1 地下水环境保护目标一览表

名称	与项目位置关系		功能要求
	方位	距离(km)	
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 生态保护目标一览表

环境要素	保护目标	保护范围	与厂区(工程)方位/距离(m)	保护要求
生态	塔里木河国家级水土流失重点预防区	井场边界外扩 50m, 管线中心线两侧 300m	厂区及四周	不对区域水土保持产生明显影响

表 2.8-3 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
	集输管线周边 200m 内					0
	大气环境敏感程度 E 值					E3
地表水	序号	接纳水体名称	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

拟建工程位于新疆维吾尔自治区和田地区民丰县境内，西北油田分公司拟在新疆和田地区民丰县中 1 油田区块内实施“中 102 斜井探转采地面工程”，建设内容为：①在中 102 斜井新建试采流程，井场内设置井口撬、真空加热炉、油气分离器、2 座 60m³ 多功能储油罐、装车泵等设备；②新建燃料气管线 1.2km；③配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。

为便于说明，将中 102 斜井(勘探井)钻井工程作为在建工程进行介绍；将拟建工程依托的塔河油田一号联合站和塔河油田绿色环保站作为依托工程进行分析。本次评价工程分析章节结构见表 3-1。

表 3-1 工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	在建工程	主要介绍中 102 斜井(勘探井)钻井工程基本情况、三同时执行情况、工艺流程及产排污节点、环境问题及“以新带老”改进意见
2	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、营运期污染源及其防治措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、排放量、污染物总量控制分析
3	依托工程	拟建工程涉及依托的一号联合站、塔河油田绿色环保站等基本情况及依托可行性分析

3.1 在建工程

在建工程为中 102 斜井钻井工程，目前中 102 斜井已完井，井场设备未搬迁。

3.1.1 基本情况

在建工程基本概况见表 3.1-1。

表 3.1-1 在建工程基本概况一览表

名称	中 102 斜井
位置	民丰县
坐标	E82° 41' 25.354" ， N39° 20' 40.392"
设计井深	6511.91m(斜)/6320m(垂)

续表 3.1-1 在建工程基本概况一览表

名称	中 102 斜井
内容	
目的层	鹰山组
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

3.1.2 三同时执行情况

在建工程三同时执行情况见表 3.1-2。

表 3.1-2 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	中102斜井钻井工程	和田地区生态环境局	和地环审[2023]86号	2023.7.4	中 102 斜井已完井，井场设施未拆除，设备未搬迁

3.1.3 工艺流程及产排污节点

在建工程为中 102 斜井钻井工程，包括钻前场地平整、钻井工程、钻后测试放喷。

现阶段中 102 斜井已完井，井场设施未拆除，设备未搬迁，结合环评阶段产污节点识别，废气污染源主要为施工扬尘和放喷废气，拟采取车辆减速慢行、加盖苫布、缩短放喷作业时间等措施；废水污染源主要为钻井废水和生活污水，钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排，生活污水经“生化+过滤”一体化装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB654275-2019)表二的 B 级标准，达标处理后中水主要用于生活区、井场及通井路降尘、钻井液配置或进行荒漠植被绿化；噪声污染源主要为泥浆泵、钻机和放喷气流噪声，采取安装消声器、基础减振等措施；固体废物为岩屑、泥浆、含油废物及生活垃圾，钻井期岩屑随钻井泥浆带出，一开、二开上部为非磺化水基泥浆，二开下部及三开、四开均采用磺

化水基泥浆。根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相需进行检测，检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等综合利用。井场生活垃圾定点收集，定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处置。含油废物由有危险废物处置资质的单位接收处置。

3.1.4 环境问题及“以新带老”改进意见

根据调查，目前中 102 斜井已完井，井场设备未搬迁，根据现场调查中 102 斜井钻井工程已落实环评批复要求，暂未发现环境问题。待中 102 斜井钻井井场清理完成后，尽快完成竣工环保验收工作。

3.2 拟建工程

3.2.1 项目概况

项目基本情况见表 3.2-1。

表 3.2-1 项目基本情况一览表

项目		基本情况	
项目名称		中 102 斜井探转采地面工程	
建设单位		中国石油化工股份有限公司西北油田分公司	
建设地点		新疆和田地区民丰县境内	
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%	
建设周期		建设周期 4 个月	
建设规模		项目建成后日产油 20t/d，日产气 14 万 m ³ /d	
工程内容	主体工程	井场工程	中 102 斜井新建试采流程，井场内设置井口撬、真空加热炉、油气分离器、2 座 60m ³ 多功能储油罐、装车泵等设备
		油气集输工程	新建燃料气管线 1.2km
	公辅工程	供电	拟建工程前期在井场放置 200kw 柴油发电机 2 台(1 用 1 备)，满足工程用电需求，后期并入当地电网
		给排水	施工期管线试压废水泼洒抑尘，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一号联合站处理，处理达标后回注区域地层；井下作业废液运至塔河油田绿色环保站处理；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
	供热	运营期井场采用真空加热炉加热	

续表 3.2-1 项目基本情况一览表

项目		基本情况	
工程内容	公辅工程	道路	利用现有通井道路，不新建道路
		防腐	燃料气管线管道外壁底漆为环氧富锌底漆、中间漆为环氧云铁中间漆、面漆为丙烯酸聚氨酯面漆，均在生产厂家处做好防腐后运输至现场，现场不进行防腐处理
		自控	井场设置 1 套 RTU。井场温度、压力等信号接入液控柜成套 RTU 系统。RTU 通过通讯设备将数据传至采油一厂监控系统
	环保工程	废气	施工期：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：真空加热炉使用净化后的天然气作燃料，采出液密闭拉运输送，柴油发电机燃用合格油品 退役期：废气主要为施工扬尘，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、井下作业废液和生活污水，采出水随采出液一起拉运至一号联合站处理，达标后回注地层，井下作业废液送塔河油田绿色环保站处理；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； 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、施工废料和生活垃圾。施工土方全部用于管沟回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边工业固废填埋场合规处置；生活垃圾集中收集后，定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处置； 运营期：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；生活垃圾集中收集后，定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处置； 退役期：退役期设备拆除过程中产生的落地油收集后送塔河油田绿色环保站妥善处置
		生态	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗； 运营期：管道上方设置标志，定时巡查井场、管道； 退役期：洒水降尘，地面设施拆除
		环境风险	运营期：管线上方设置标识，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、硫化氢检测仪及 4 合 1 监控报警装置
		占地	项目总占地面积 2.62hm ² ，其中永久占地 1.66hm ² ，临时占地 0.96hm ²
劳动定员	拟建工程新增劳动定员 2 人		
工作制度	年工作 365d，年工作 8760h		
组织机构	新建井场依托现有采油一厂组织机构，统一管理		

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 油气田范围及勘探开发概况

塔里木盆地中 1 油田区块位于新疆于田县、民丰县、且末县、沙雅县境内，塔里木盆地腹地；新疆塔里木盆地中 1 油田区块油气勘查面积 4178.955km²，由采油一厂进行管理开发。

3.2.2.2 地质构造

塔中地区历经多期构造运动，断裂系统比较复杂。早加里东期，受盆地南部挤压应力的作用，北西向逆冲断裂体系开始发育，塔中隆起雏形基本形成；中加里东期塔中地区构造运动剧烈，逆冲断裂控制了塔中地区构造基本格局，同时受剪切应力作用影响，奥陶系内部北东向走滑断裂发育，走滑断裂切割早期逆冲断裂使得构造平面呈现分段性；晚加里东期，在区域应力作用下，走滑、逆冲断裂在早期断裂基础上继续继承性发育，造成志留系内部逆冲断裂、雁列式断裂发育，由于隆升剥蚀作用，志留系在塔中东部地区剥蚀尖灭；海西期构造运动平缓，石炭系内部整体断裂欠发育，只有少数早期发育的主干裂断向上断至石炭系。

塔里木盆地中 1 油田区块位于塔里木盆地中央隆起中部，西与巴楚隆起相接，东邻塔东低凸起，南为塘古孜巴斯坳陷，北接北部坳陷，是一个长期发育的继承性古隆起，自北向南划分为塔中北斜坡、塔中中部凸起、塔中南斜坡三个二级构造单元。

3.2.2.3 油气藏流体性质

(1) 原油性质

中 102 斜井所在地层原油在地面条件下平均密度为 0.793g/cm³，凝固点 0℃，粘度 2.103mm²s，含硫 0.22%，含蜡 2.9%，属于低凝固点、低粘度、含蜡、低含硫原油。

(2) 天然气性质

中 102 斜井所在地层天然气相对密度平均为 0.64；甲烷含量平均 84.96%；N₂含量平均 3.97%；CO₂含量平均 3.26%。硫化氢含量分布在 250~1200mg/m³，平均为 650mg/m³，硫化氢含量平均 0.05%。

(3) 地层采出水物性

地层水均为 CaCl_2 型, 采出水矿化度为 108512~123511mg/L, Cl^- 为 65069~74053mg/L 左右, pH 值为 6~7。

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		原油总产量	t/d	20
3		天然气总产量	$10^4\text{m}^3/\text{d}$	14
4		燃料气管线	km	1.2
5	能耗指标	年柴油耗量	t	88
6	综合指标	总投资	万元	1000
7		环保投资	万元	40
8		永久占地面积	hm^2	1.66
9		临时占地面积	hm^2	0.96
10		劳动定员	人	2
11		工作制度	h	8760

3.2.4 工程组成

3.2.4.1 主体工程

拟建工程主体工程主要包括井场工程和油气集输工程内容, 拟建工程采出液最终进入塔河油田一号联合站处理。

3.2.4.1.1 井场工程

拟建工程在中 102 斜井新建试采流程, 井场内设置井口撬、真空加热炉、油气分离器、2 座 60m^3 多功能储油罐、装车泵等设备。井场采出液通过真空加热炉加热后, 通过油气分离器分离后的气有第三方处理, 采出液由原油罐车运至一号联合站集中处理。井场主要工程内容见表 3.2-3。

表 3.2-3 拟建工程场站主要设备一览表

序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
1	井口撬	—	座	1	—

续表 3.2-3 拟建工程场站主要设备一览表

序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
2	真空加热炉	200kW	座	1	使用第三方净化后的天然气
3	油气分离器	—	座	1	—
4	多功能储油罐	60m ³	座	2	固定顶罐
5	电控信一体化橇	—	套	1	—
6	柴油发电机	200kW	台	2	1用1备
7	撬装值班室	—	套	1	—
8	移动环保厕所	—	套	1	—

3.2.4.1.2 油气集输工程

拟建工程新建燃料气管线 1 条，燃料气管线 1.2km。管线敷设情况见表 3.2-4。

表 3.2-4 新建燃料气管线部署一览表

序号	起点	终点	长度(km)	管径和材质	设计压力(MPa)	敷设方式
1	第三方天然气处理公司	中 102 斜井	1.2	DN48, 无缝钢管	4.0	埋地敷设

3.2.4.2 公辅工程

(1) 供电系统

拟建工程前期在井场放置 200kw 柴油发电机 2 台(1 用 1 备)，满足工程用电需求，后期并入当地电网。

(2) 供排水系统

① 给水

拟建工程设置 1 座值班室，新增值班人员 2 人，生活用水由罐车拉至井场，生活用水量按 100L/d·人计，生活用水量总计约 0.2m³/d。

② 排水：工程营运期废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水。

根据拟建工程设计资料，采出水随采出液一起拉运至一号联合站处理，处理达标后回注区域地层；井下作业废液运至塔河油田绿色环保站处理；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。

(3) 供热系统

运营期采用井口加热集输工艺，加热对象为采出液，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第三方天然气处理公司经过净化后的天然气。

值班室采用加热型冷暖空调用于夏季制冷，冬季制热。

(4) 防腐工程

拟建工程燃料气管线防腐：燃料气管线采用 20#无缝钢管，管道外壁底漆为环氧富锌底漆、中间漆为环氧云铁中间漆、面漆为丙烯酸聚氨酯面漆。已在厂家做好内外防腐，只在施工现场进行连接。管线焊接补口选用无溶剂液体环氧防腐涂料(干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$) + 聚乙烯热收缩补口套防腐结构；聚乙烯热收缩补口套自带无溶剂液体双组分环氧防腐涂料。

(5) 仪表自控

油气井井口设置 RTU 及检测仪表，RTU 用来采集井口生产数据，并上传上级站场，最终上传采油一厂监控中心。仪表控制部分主要设备包括：智能压力变送器、智能一体化温度变送器、功图传感器、电参数模块、井口 RTU、原油含水分析仪等。

(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和柴油发电机使用的柴油。

① 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 3.2-5，单座井场燃料气用量情况见表 3.2-6。

表 3.2-5 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 3.2-6 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。

②柴油

拟建工程柴油发电机柴油消耗量约为 88t/a，柴油全部由车辆拉运至井场，柴油理化性质见表 3.2-7。

表 3.2-7 柴油理化性质一览表

物料名称	理化性质或成分	用途
柴油	轻质石油产品，是复杂的烃类混合物，易燃易挥发，不溶于水，易溶于醇和其他有机溶剂，是组分复杂的混合物	柴油发电机燃料

3.2.4.3 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；采出液密闭拉运输送，柴油发电机燃用合格油品。

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一号联合站处理达标后，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。

(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；运营期采油树、真空加热炉、油气分离器、装车泵、柴油发电机选用低噪声设备，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、施工废料。施工土方全部用于管沟回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边工业固废填埋场合规处置。

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，定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处置。

(5) 生态影响减缓措施

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

运营期：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

拟建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：

3.2.5.1.4 地面井场建设

对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将设备拉运至井场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复，清除井场临时占地内水泥基础等各类池体防渗层并进行平整。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气和焊接废气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量，焊接作业时使用无毒低尘焊条；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为设备废弃包装、水泥基础和生活垃圾，设备废弃包装、水泥基础现场收集、合规暂存，委托周边工业固废填埋场合规处置；生活垃圾收集后，定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处置。

3.2.5.1.5 油气集输工程

燃料气管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。施工方案见图 3.2-1。

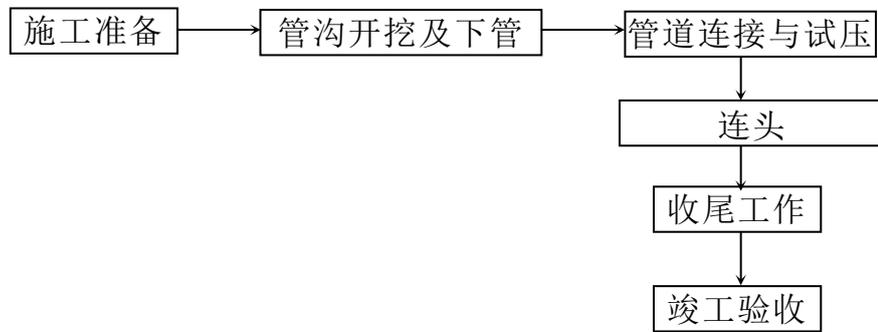


图3.2-1 施工阶段工艺流程图

(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。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，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。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。拟建工程所

有线路管道均采用外防腐保温层保护方案，管道补口和热煨弯管防腐保温结构为：无溶剂液体环氧涂料（厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ ）+硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+辐射交联聚乙烯热收缩带（套）。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。拟建工程管线最小管顶埋深 1.2m。管道施工示意图见图 3.2-2。

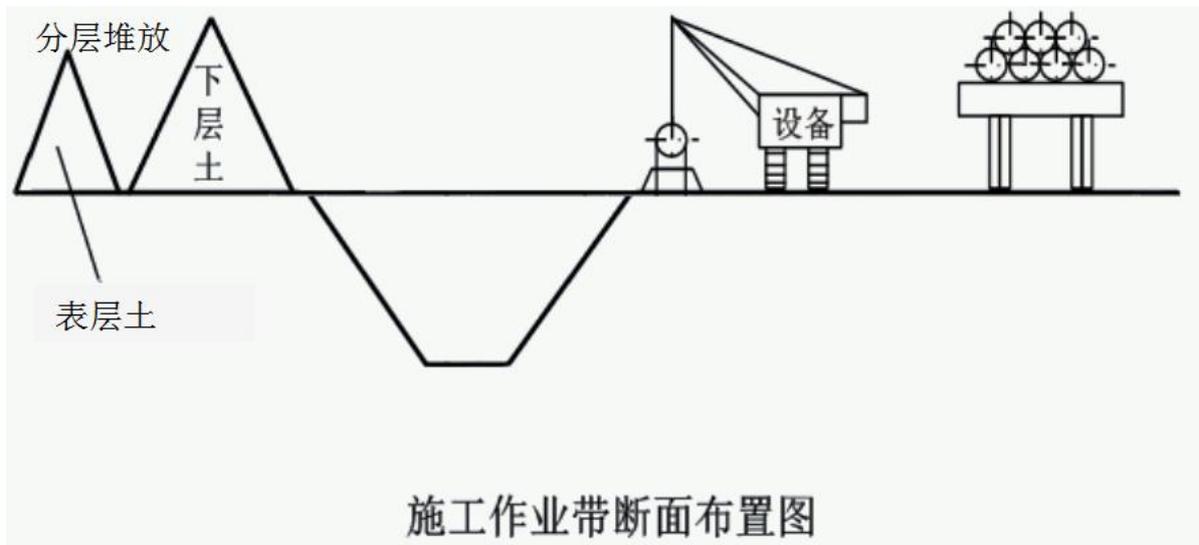


图 3.2-2 一般地段管道施工方式断面示意图

(3) 管道连接与试压

管线试压介质采用洁净水，管道试压分段进行，管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于区域降尘。

(4) 井场配套设备安装及连头

将配套设备拉运至井场，并完成安装工作。管线施工完成后在井场将管线与加热炉连接。

(5) 收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁 300mm 范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过 10mm，然后采用原土进行大回填，管顶距自然地坪不小于

1.2m 且管沟回填土高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为自管道上方土层然沉降富余量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程碑、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

施工过程中废气污染源为施工扬尘(G_1)、焊接废气(G_2)和施工车辆尾气(G_3)；土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量，焊接过程使用合格无毒焊条；废水污染源主要为试压废水(W_1)，由管内排出后循环使用，试压结束后用于区域降尘；噪声污染源为施工机械产生的噪声(N_1N_2)，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物为管沟开挖产生的土方(S_1)，施工结束后用于回填管沟及场地平整；施工废料(S_2)应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边工业固废填埋场合规处置。

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

根据中 1 油田区块油气藏性质和配产情况，选择采油采气方式为自喷开采。

(2) 油气集输

为减少采出液粘滞性，便于集输，井场设真空加热炉对采出液进行加热。真空加热炉的筒体中，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。

中102斜井采出液经加热炉加热后进入油气分离器进行油气分离，油气分离器分离后天然气销售至第三方天然气处理公司，由第三方天然气处理公司进行回收处理；分离后的液相进入多功能储油罐储存，储油罐内的采出液达到储存容积后经过装车泵及装车鹤管装车外运，最终送至一号联合站处理。采出液装载采用底部装载方式减少无组织废气排放，储油罐中的采出液利用内部气压及

装车泵输至到油罐车中，装车泵与油罐车之间加装底部装车鹤管撬，平衡两者压力，装车完毕后油罐车将采出液送至联合站处理。

多功能储油罐设备集油气储存、计量直读、压力自装车等多项功能于一身，具有安全、环保、节能、高效等特点。多功能储油罐采用自调压方式，顶部设置有调节阀，多功能储油罐运行过程中罐内始终保持一定的气相压力，装车拉油时，利用内部气压及装车泵将罐内原油由出油口压出，实现压力装车，减少无组织废气排放。

本项目燃料气气源为第三方天然气处理公司处理后的干气。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、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或采气井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施。修井时一般需要将油管全部拔出，以便更换损坏的油管和机具；洗井采用活动洗井车密闭洗井。

油气开采及集输过程中废气污染源主要为井场加热炉烟气(G_1)、井场无组织废气(G_2)，井场加热炉使用净化后的天然气作为燃料，井场采用底部装载方式、罐车密闭集输处理、加强阀门和设备的检修和维护、柴油发电机燃用合格油品等减少无组织废气排放；废水污染源主要为采出水(W_1)、井下作业废水(W_2)和生活污水(W_3)，其中采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层，井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理，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；噪声污染源主要为采油树(N_1)、真空加热炉(N_2)、油气分离器(N_3)、装车泵(N_4)、柴油发电机(N_5)等设备运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为井下作业、采油环节和集输环节产生的落地油(S_1)、井下作业产生的废防渗材料(S_2)，属于危险废物，委托有资质单位进行接收处置。

图 3.2-3 本工程油气开采及集输工艺流程图

本工程营运期污染源及治理措施情况见表3.2-8。

表 3.2-8 本工程污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源		主要污染物	产生特点	治理措施
废气	G ₁	加热炉烟气		颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、烟气黑度	连续	燃用净化后的天然气
	G ₂	中 102 斜井无组织废气	无组织废气	非甲烷总烃、H ₂ S	连续	采用底部装载方式、罐车密闭集输处理、加强阀门和设备的检修和维护
			柴油发电机废气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、CO、HC	连续	燃用合格油品
废水	W ₁	采出水		—	连续	送至一号联合站处理达到《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
	W ₂	井下作业废水		—	间歇	送至塔河油田绿色环保站处理
	W ₃	生活污水		—	间歇	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
类别	序号	污染源		主要污染物	产生特点	治理措施
噪声	N ₁	采油树		L _{Aeq, T}	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N ₂	加热炉			连续	选用低产噪设备、基础减振
	N ₃	油气分离器			连续	选用低产噪设备、基础减振

续表 3.2-8 本工程污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
噪声	N ₄	装车泵	L _{Aeq, T}	间歇	选用低产噪设备、基础减振
	N ₅	柴油发电机		连续	选用低产噪设备、基础减振
固废	S ₁	落地油	含油废物	间歇	委托有资质单位进行接收处置
	S ₂	废防渗材料	含油废物	间歇	
	S ₃	生活垃圾	生活垃圾	间歇	集中收集后, 定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处置

3.2.5.3 退役期

随着石油天然气开采的不断进行, 其储量逐渐下降, 最终井区将进入退役期。

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

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

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; 固体废物主要为设备拆除过程中产生的落地油以及其余建筑垃圾, 其中落地油收集后委托有资质单位送至塔河油田绿色环保处理站处理, 建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置。

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区，开挖过程中应单侧堆放，施工结束后，回填压实，井场四周、管线两侧采取设置草方格防风固沙措施，减少水土流失，防止土地沙漠化。

3.2.6.2 废气

拟建工程施工过程中废气包括施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。

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、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车辆尾气和焊接烟气

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO₂、NO_x、C_mH_n等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

3.2.6.3 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50L/d·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48m³。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。

(3) 管线试压废水

拟建工程燃料气管线试压介质采用中性洁净水，采取全管段试压，根据管线长度及直径，试压用水量约为2.2m³，管道试压废水中主要污染物为SS，试压结束后用于洒水抑尘。

3.2.6.4 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、施工废料和施工人员生活垃圾。

① 土石方

拟建工程共开挖土方0.63万m³，回填土方0.65万m³，借方0.02万m³，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0.17万m³，土石方回填量0.19万m³，借方0.02万m³。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0.17万m³，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m³，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 3.84m³，管道工程长 1.2km，合计挖方约 0.46 万 m³。所有挖方后期全部回填，无弃方，拟建工程土石方平衡见下表 3.2-9。

表 3.2-9 土方挖填方平衡表 单位：万 m³

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	0.17	0.19	0.02	民丰县周边 砂石料厂	0	—
管线工程	0.46	0.46	0		0	—
合计	0.63	0.65	0.02	—	0	—

②施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣和吹扫产生的废渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约 0.1t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边工业固废填埋场合规处置。

③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由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处置。

综上所述，拟建工程施工期污染物产生和排放情况见表 3.2-10。

表 3.2-10 拟建工程施工期污染物产生和排放情况一览表

项目	污染源	污染物	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
废气	施工扬尘	粉尘	—	场地大风天气适当洒水抑尘	—	环境空气
	焊接烟气、施工机械、车辆尾气	颗粒物、SO ₂ 、NO ₂ 、C _m H _n	—	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	—	环境空气
废水	试压废水	SS	—	试压结束后区域洒水抑尘	0	不外排
	生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS	48m ³	现场不设施工营地，施工人员生活污水依托当地生活污水处理厂处理	0	不外排

续表3.2-10 拟建工程施工期污染物产生和排放情况一览表

项目	污染源	污染物	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
固体废物	土石方	—	—	全部用于管沟回填	0	不外排
	施工废料	—	0.1t	委托周边工业固废填埋场处置	0	不外排
	生活垃圾	—	0.6t	集中收集后由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处置	0	不外排
噪声	吊装机	—	84dB(A)	合理安排施工时间,基础减振、利用距离衰减	74dB(A)	—
噪声	推土机	—	88dB(A)	合理安排施工时间,基础减振、利用距离衰减	78dB(A)	—
	运输车辆		90dB(A)		80dB(A)	
	挖掘机		90dB(A)		80dB(A)	

3.2.7 营运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 3.2-11。

表 3.2-11 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	中102斜井场加热炉烟气	颗粒物	16	使用净化后的天然气作为燃料	8	248	16	0.004	4800	0.019
		二氧化硫	4				4	0.001		0.005
		氮氧化物	154				154	0.038		0.183
		烟气黑度	<1级				<1级	—		—
2	中102斜井无组织废气	非甲烷总烃	—	采用底部装载方式、罐车密闭集输处理、加强阀门和设备的检修和维护	—	—	—	0.053	8760	0.468
		硫化氢						0.00006		0.0005

续表 3.2-11 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)
2	柴油发电机废气	柴油发电机废气	颗粒物	—	使用合格轻质柴油	—	—	—	0.0025	8760	0.022
			二氧化硫						0.0002		0.002
			氮氧化物						0.0303		0.265
			碳氢化合物						—		0.025
			一氧化碳						—		0.025

源强核算过程：

(1) 加热炉烟气

本项目新井需设置 1 台 200kW 真空加热炉，其燃料气为第三方天然气处理公司处理后的天然气。真空加热炉烟气主要污染物为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度，经 8m 高烟囱排放。

①真空加热炉燃气量计算公式如下：

$$A = \frac{3600pt}{\varepsilon Q_L}$$

式中：A 为燃气量，m³；

P 为加热炉功率，MW，200kW 真空加热炉 1 小时满负荷取 0.2MW；

ε 为加热炉热转化效率，加热炉取 0.9；

Q_L 为燃气的低位热值，MJ/m³，根据燃气分析结果，燃气取 33.4MJ/m³；

t 为真空加热炉运行时间，h。

则 200kW 真空加热炉每小时燃气量为 24m³。

②标态下单位体积天然气的理论空气需要量 (m³/m³)

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

$$= 9.51 \text{m}^3/\text{m}^3$$

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

计算可得单位体积天然气的理论空气需要量 $9.51\text{m}^3/\text{m}^3$ 。

③标态下单位体积天然气的理论干烟气量 (m^3/m^3)

$$V_o^g = 1 + L_0 - [1.5\text{H}_2 + 0.5\text{CO} - (\frac{n}{4} - 1) \times C_m\text{H}_n + \frac{n}{2} C_m\text{H}_n + \frac{3}{2} \text{H}_2\text{S}]$$

$$= 8.61\text{m}^3/\text{m}^3$$

④标态下加热炉燃烧单位体积天然气的实际干烟气量 (m^3/m^3)

$$V_o^s = V_o^g \div (1 - 3.5\% \div 21\%) = 10.33\text{m}^3/\text{m}^3$$

标态下 200kW 加热炉的实际干烟气量为 $24 \times 10.33\text{Nm}^3/\text{h} = 248\text{Nm}^3/\text{h}$ 。

⑤拟建工程燃用天然气中全硫含量按《天然气》(GB17820-2018)规定的一类天然气最大值计算。加热炉排放 SO_2 浓度 $= 20 \times 64 / 32 / 10.33 \approx 4\text{mg}/\text{m}^3$ 。

初始烟气中颗粒物浓度直接类比同类型加热炉监测数据，根据采油一厂最新购置的 200kW 真空加热炉例行监测期间监测数据，新购置的 200kW 真空加热炉颗粒物监测浓度范围在 $6\text{mg}/\text{m}^3 \sim 16\text{mg}/\text{m}^3$ ，类比加热炉属于西北油田分公司现有真空加热炉，使用燃料均为净化后的天然气，烟气通过 1 根 8m 高烟囱外排，类比真空加热炉符合《污染源源强核算技术指南 锅炉》(HJ 991—2018)中 3 条适用原则，即①燃料、辅料、副产物类型相同；②锅炉类型和规模等级相同；③污染控制措施相似，且污染物设计脱除效率不低于类比对象脱除效率。根据类比结果，颗粒物排放浓度取值 $16\text{mg}/\text{m}^3$ 。

氮氧化物选用《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(生态环境部公告 2021 年第 24 号)中 4430 锅炉产排污量核算系数手册中排放系数进行核算，拟建项目氮氧化物排放系数为 15.87 千克/万立方米燃料，真空加热炉年运行 4800h，则 200kW 真空加热炉 NO_x 排放浓度为 $154\text{mg}/\text{m}^3$ ，排放速率为 $0.038\text{kg}/\text{h}$ 。

(2) 无组织非甲烷总烃核算

①设备与管线组件泄漏量

在油气集输环节产生的挥发性有机物 (VOC_s) 主要包括非甲烷总烃(烷烃等)、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对拟建工程而言， VOC_s 主要为非甲烷总烃。拟建工程运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化

工业》(HJ853-2017)要求对拟建工程无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

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

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

t_i ——密封点*i*的年运行时间，h/a；

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

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.2-12 设备与管线组件 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC},i}$ / (kg/h 排放源)
石油化学工业	气体阀门	0.024
	开口阀或开口管线	0.03
	有机液体阀门	0.036
	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.14
	其他	0.073

根据油气水物性参数，项目采出液中 $WF_{\text{VOCs},i}$ 和 $WF_{\text{TOC},i}$ 比值取 0.73。根据设计单位提供的数据，工程井场涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.2-13 所示。

表 3.2-13 拟建工程井场设备与管线组件无组织废气中非甲烷总烃核算一览表

序号	设备名称	密封点数量 (个)	单个设备排放速率 (kg/h)	排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t)
井场采出液流经的密封点						
1	有机液体阀门	55	0.036	0.0039	8760	0.034
2	法兰或连接件	60	0.044	0.0058	8760	0.051

续表 3.2-13 拟建工程井场设备与管线组件无组织废气中非甲烷总烃核算一览表

序号	设备名称	密封点数量 (个)	单个设备排放速率 (kg/h)	排放速率 (kg/h)	年运行时 间(h)	年排放量 (t)
井场采出液流经的密封点						
3	气体阀门	20	0.024	0.0011	8760	0.010
4	泵、压缩机、搅拌器、泄 压设备	10	0.14	0.003	8760	0.026
合计				0.0138	8760	0.121

经过核算，拟建工程井场设备与管线组件无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.0138kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，井场设备与管线组件无组织非甲烷总烃年排放量为 0.121t/a

② 储罐呼吸废气

根据储罐呼吸计算公式：

$$\text{小呼吸： } L_B = 0.191 \times M(P / (100910 - P))^{0.68} \times D^{1.73} \times H^{0.51} \times \Delta T^{0.45} \times F_p \times C \times K_c$$

$$\text{大呼吸： } L_w = 4.188 \times 10^{-7} \times M \times P \times K_N \times K_c$$

式中： L_B ——储罐的呼吸排放量(kg/a)；

M ——储罐内蒸汽的分子量；

P ——在大量液体状态下，真实的蒸汽压力(Pa)；

D ——罐的直径(m)；

H ——平均蒸汽空间高度(m)；

ΔT ——一天之内的平均温差(°C)；

F_p ——涂层因子(无量纲)，根据油气状况取值在 1~1.5 之间，取 1.25；

C ——用于小直径罐的调节因子(无量纲)，直径在 0~9m 之间的罐体， $C=1-0.0123(D-9)^2$ ，罐径大于 9m 的 $C=1$ ；

K_c ——产品因子(石油原油取 0.65，其他液体取 1.0)。

L_w ——固定顶罐的工作损失(kg/m³投入量)；

K_N ——周转因子(无量纲)，取值按年周转次数(K ，次)确定： $K \leq 36$ ， $K_N=1$ ， $36 < K \leq 220$ ， $K_N=11.467 \times K^{-0.7026}$ ， $K > 220$ ， $K_N=0.26$ ；

表 3.2-14 各参数取值一览表

序号	项目	M	P/Pa	D/m	H/m	$\Delta T/^\circ\text{C}$	F_p	C	K_c	K_N
1	采出液	150	100	2.8	0.7	15	1.25	0.5272	0.65	0.26

通过上述公式计算可知，储罐呼吸废气非甲烷总烃排放量为 0.347t/a。

③无组织非甲烷总烃汇总

经过核算，拟建工程井场无组织废气非甲烷总烃排放量共计 0.468t/a，按年有效工作时间 8760h 计算，非甲烷总烃排放速率为 0.053kg/h。

(3)无组织硫化氢核算

拟建工程井场无组织硫化氢主要通过阀门、法兰连接处泄漏，参照《环境统计手册》中经验公式计算出气体泄漏速率后，根据硫化氢在气体中的比例折算。

$$G_c = KCV \times (M/T)^{0.5}$$

G_c 为设备或管道不严密处的散发量，kg/h；

K 为安全系数，一般取 1~2，本工程取 1；

C 压力系数，取 0.166；

V 为设备和管道内部容积， m^3 ，井场核算值为 3.2；

M 为设备和管道内气体分子质量，本工程取 16；

T 为设备和管道内部气体绝对温度，K，本工程取 333。

经过核算， G_c 取值为 0.116kg/h，根据油气水物性表可知，天然气在天然气中占比最大约为 0.05%，则井场无组织硫化氢排放速率为 $0.116 \times 0.05\% = 0.00006\text{kg/h}$ ，按年有效工作时间 8760h 计算，硫化氢年排放 0.0005t。

(4)柴油发电机废气

根据《第一次全国污染源普查工业污染源产排污系数手册》，烟尘按 0.25kg/t 柴油计，根据环评工程师注册培训教材《社会区域》 NO_x 按 2.56g/L 柴油计，拟建工程柴油发电机年耗柴油 88t。根据《车用柴油》(GB19147-2016) 及《关于做好全国全面供应硫含量不大于 10ppm 普通柴油有关工作的通知》(发改办能源[2017]1665号)，现行柴油(V)含硫量不大于 10mg/kg (0.01kg/t)，本次评价按柴油中硫含量 0.01kg/t 柴油估算，燃烧柴油 SO_2 排放量按照 $Q=2*S*W$ 计算，

其中Q是污染物排放量，单位kg，S为含硫率，0.01kg/t，W为耗油量，88t。根据《环境统计手册》，燃烧1m³柴油产生的CO 0.238kg，HC 0.238kg，本项目采用轻柴油，密度850kg/m³，据此核算本项目备用情况下拟建工程柴油发电机的废气中各项污染物的年排放量为SO₂0.002t、NO_x0.265t、颗粒物0.022t、CO0.025t、HC0.025t。

本项目使用功率为200kW的柴油发电机的废气中各项污染物的比排放量为SO₂0.001g/kWh、NO_x0.151g/kWh、颗粒物0.013g/kWh、CO 0.014g/kWh、HC 0.014g/kWh，燃烧烟气直接由机组排气筒排入大气。各项污染物的比排放量乘以各自的劣化系数后均满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB 20891-2014）及修改单中第四阶段排放限值要求即CO3.5g/kWh、HC0.19g/kWh、NO_x2.0g/kWh、PM0.025g/kWh。

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。根据开发方案预测，区块开发前期采出水水量较小，随着开采年限的增长采出水量逐渐增加。根据项目设计，后期开采含水量最大约2800m³/a，项目核算采出水量按最大产生量考虑。采出水中主要污染物为pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体等，不涉及重金属物质。采出水随采出液一起拉运至一号联合站处理，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，可保持油层压力，使油气藏有较强的驱动力，以提高油气藏的开采速度和采收率。

(2) 井下作业废液

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

根据《关于发布〈排放源统计调查产排污核算方法和系数手册〉的公告》（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。

表 3.2-15 与石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表

污染物类别	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数
废水	压裂液	非低渗透油井加砂压裂	所有规模	废压裂液	立方米/井	119.94
	酸化液	非低渗透油井酸化压裂	所有规模	废酸化液	立方米/井	26.56
	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29
	洗井液	低渗透油井洗井作业	所有规模	废洗井液	吨/井	27.13

按井下作业每 2 年 1 次计算，井下作业废液包括废压裂液、废酸化液、废洗井液，拟建工程每年井下作业废液产生量为 99.46t。井下作业废液采用专用回收罐收集后运至塔河油田绿色环保处理站处理。

(3) 生活污水

拟建工程设置 1 座值班室，新增值班人员 2 人，生活用水量按 100L/d·人计，生活用水量总计约 0.2m³/d。生活污水产生量按用水量的 80% 计算则产生量为 0.16m³/d (58.4m³/a)，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。

表 3.2-16 拟建工程井场废水情况一览表

类别	序号	污染源	产生量 (m ³ /a)	排放量 (m ³ /a)	主要污染物	产生特点	治理措施
废水	W ₁	采出水	2800	0	SS、石油类	连续	采出水随采出液一起拉运至一号联合站处理，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
	W ₂	井下作业废液	99.46	0	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	采用专用回收罐收集后运至塔河油田绿色环保处理站处理
	W ₃	生活污水	58.4	0	SS、COD、氨氮、BOD ₅	间歇	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

3.2.7.3 噪声污染源及其治理措施

拟建工程实施后，噪声污染源治理措施情况见表 3.2-17。

表 3.2-17 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	采油树	1	85	基础减振	10
2	真空加热炉	1	95	基础减振	10
3	油气分离器	1	80	基础减振	10
4	装车泵	1	90	基础减振	10
5	柴油发电机	1	95	基础减振	10

拟建工程井场产噪设备主要为采油树、真空加热炉、油气分离器、装车泵、柴油发电机设备噪声，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

(1) 生活垃圾

拟建工程设置 1 座值班室，新增值班人员 2 人，值班人员生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算，则生活垃圾总产生量为 0.365t，生活垃圾集中收集后，定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处置。

(2) 危险废物

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 3.2-18。

表 3.2-18 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	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 营运期生态恢复措施

营运期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发

生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

3.2.8 退役期污染源及其防治措施

闭井主要是环境功能恢复时期，本节对退役期环境保护措施进行介绍。

3.2.8.1 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)、《废弃井封井处置规范》(Q/SH0653-2015)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。

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建筑残渣，应集中清理收集，收集后送至周边固废填埋场填埋处置。落地油收集后委托有资质单位送至塔河油田绿色环保处理站处理。

(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。

3.2.8.5 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。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，将施工作业带宽度控制在8m以内，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) 在退役期施工过程中，严禁随意踩踏破坏植被；不得惊扰、伤害野生动物。加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，理解保护野生动植物的重要意义。

(4) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

(5) 井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免因拆除作业对区域表层土的扰动，引起土地沙化。

3.2.9 非正常排放

拟建工程非正常排放主要为井口压力过高时的放喷情况。拟建工程油气开采过程中，若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。

表 3.2-19 非正常排放参数表

非正常排放源	非正常排放原因	污染物	非正常排放速率 (kg/h)	单次持续时间 /h	年发生频次/ 次
井场放喷口	井口压力过高时的放喷情况	非甲烷总烃	0.1	0.17	1
		硫化氢	0.01		

3.2.10 清洁生产分析

3.2.10.1 运营期清洁生产工艺

(1) 集输及处理清洁生产工艺

① 拟建工程实施后，采出液由原油罐车密闭运至一号联合站集中处理，输送过程密闭，降低了损耗，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优化布局,减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动,充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合,布置紧凑。管线、水、电、道路等沿地表自然走向敷设,最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏,土方量也大大减少。

(2) 节能及其他清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网及原油运输路线,降低生产运行及车辆运输时间;

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采油区采用自动化管理,提高了管理水平。

(3) 建立有效的环境管理制度

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

本次评价采用《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》,分别对采油作业等油气田开发阶段进行清洁生产指标分析,油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.3-27 及表 3.2-20。

表 3.2-20 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						拟建工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1)资源和能源消耗指标	25	占地面积	m ²	5	符合行业标准要求	符合	5
		作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	≤5.0	10
(2)生产技术特征指标	25	压裂放喷返排入罐率	%	25	100	100%	25
(3)资源综合利用指标	25	落地原油回收利用率	%	8	100	100%	8
		生产过程排出物利用率	%	9	100	100%	9
		剩余作业液回收率	%	8	100	100%	8
(4)污染物产生指标	25	作业废液量	kg/井次	5	≤3.0	≤3.0	5
		石油类	kg/井次	5	甲类区: ≤10; 乙类区: ≤50	≤50(乙类区)	5
		COD	kg/井次	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	≤150(乙类区)	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区: ≤50; 乙类区: ≤70	≤70(乙类区)	5
		一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	拟建工程		
					措施	得分	
(1)生产工艺及设备要求	40	防喷措施	有效	5	采取有效的防喷措施	5	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	地面管线按标准试压	5	
		防溢设备(防溢池设置)	具备	5	采取防溢设备	5	
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	按要求进行分区防渗	5	
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	集中回收处理	10	
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	原油回收	10	
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	已建立 QHSE 管理体系并通过认证	15	
		开展清洁生产审核		15	已开展	15	
		制定节能减排工作计划		10	已制定	10	

续表 3.2-20 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定性指标					
一级指标	权重值	二级指标	指标分值	拟建工程	
(3) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求	20	满足其他法律法规要求	20

表 3.2-21 采油作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标									
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本项目			
						实际值	得分		
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油: ≤65 稠油: ≤160	55(稀油)	30		
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0		
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10		
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10		
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	未检出	5		
		COD	mg/L	5	乙类区≤150	150	5		
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5		
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5		
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5		
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5		
定性指标									
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本项目情况	本项目得分		
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好	5	井筒设施完好	5		
		采气	天然气净化设施先进、净化效率高	10	采油	套管气回收装置	10	设置套管气回收装置及防止落地原油产生措施	10
				10		防止落地原油产生措施	10		10
		采油(气)方式		采油方式经过综合评价确定		10	油井自喷	10	
		集输流程		全密闭流程		10	采用全密闭拉油流程	10	
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证			10	已建立 HSE 管理体系并通过认证	10		

续表 3.2-21 采油作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定性指标					
一级指标	指标分值	二级指标	指标分值	本项目情况	本项目得分
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	开展清洁生产审核并通过验收	20	采油一厂已开展清洁生产审核并通过验收	20
		制定节能减排工作计划	5	采油一厂已制定节能减排工作计划	5
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况	5	落实环保“三同时”制度	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	落实建设项目环境影响评价制度	5
		老污染源限期治理项目完成情况	5	正在开展中	0
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	污染物排放量低于总量控制指标	5

由表 3.2-20、3.2-21 计算得出：本项目井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采油作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 95 分，综合评价指数得分 92 分，属于清洁生产先进企业。

3.2.11 排放量

拟建工程排放量的排放情况见表 3.2-22。

表 3.2-22 拟建工程排放量的排放情况一览表 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		
拟建工程排放量	0.041	0.007	0.448	0.468	0.0005	0	0

3.2.13 污染物总量控制分析

3.2.13.1 总量控制因子

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

废气污染物：VOC_s、NO_x

废水污染物：COD、NH₃-N。

3.2.13.2 拟建工程污染物排放总量

(1) 废水

拟建工程在正常运行期间，井场采出水随采出液一起拉运至一号联合站处理，达标后回注地层，井下作业废液送至塔河油田绿色环保站处理，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，无废水外排。因此建议不对废水污染物进行总量控制。

(2) 废气

① 有组织排放

根据《关于印发〈建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》(环发[2014]197号)及《关于印发〈自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》(新环发[2016]126号)要求，废气污染物排放总量根据《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》(生态环境部公告2021年第24号)中4430锅炉产排污量核算系数手册中排放系数进行核算。

表 3.2-23 排放源统计调查产污核算方法和系数手册中排放系数

产品名称	原料名称	工艺名称	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术
蒸汽/热水/其它	天然气	室燃炉	氮氧化物	千克/万立方米-原料	15.87(低氮燃烧-国内一般) ^②	—

注：低氮燃烧-国内一般技术的天然气锅炉设计 NO_x 排放控制要求一般介于 100mg/m³ (③3.5%O₂) ~ 200mg/m³ (③3.5%O₂)。

拟建项目新建井场加热炉天然气耗量为 11.52 万 m³/a，根据排污系数计算其污染物排放情况如下：

NO_x 排放量：11.52 × 15.87 / 1000 = 0.183t/a

② 无组织排放

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)，挥发性有机物(VOCs)是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。本标准采用非甲烷总烃作为 VOCs 排放控制项目。根据计算，项目运营期井场无组织 VOCs (即非甲烷总烃)排放量估算为 0.468t/a，NO_x排放量估算为 0.265t/a。

综上所述，拟建项目总量控制指标为： NO_x 0.448t/a，VOCs0.468t/a。按照总量替代原则氮氧化物指标由中石化西北油田分公司减排量中平衡解决

3.3 依托工程

3.3.1 一号联合站

塔河油田一号联合站于1999年7月8日取得原国家环境保护总局批复(环函[1999]242号)，于2007年10月9日取得原国家环境保护总局竣工环境保护验收意见(环验[2007]211号)。塔河油田一号联合站(原名为艾桑油气田联合站)包括原油处理系统、原油稳定系统、轻烃处理系统和污水处理系统。其中原油处理系统设计规模 270×10^4 t/a，包括1套 120×10^4 t/a中质油处理系统和1套 150×10^4 t/a重质油处理系统；原油稳定系统设计规模 200×10^4 t/a；轻烃处理系统设计规模80万 m^3/d ，包括1套30万 m^3/d 轻烃处理和1套50万 m^3/d 轻烃处理装置；污水处理系统设计规模为15500 m^3/d ，包括1套6500 m^3/d 污水处理系统和1套9000 m^3/d 污水处理系统。截至目前，实际原油处理量为 95.3×10^4 t/a、水13812.88 m^3/d 、气71万 m^3/d 。富余原油处理量为 170.87×10^4 t/a、水1673.2 m^3/d 、气6.47万 m^3/d 。

(1) 原油处理系统

中质油处理系统目前主要负责塔河油田1、2、3、9区的中质原油的油、气、水三相分离、原油储存以及全站外输原油的混配工作。来液首先进入储罐区储存、脱水，初步脱水后的原油混合物进入中质油处理系统分离。重质油处理系统负责处理塔河油田的稠油及1、3、4区分离出的天然气。三相分离器将各小站的稠油进行油、气、水三相分离，分离后天然气进除油器或放空，污水进入污水处理系统，油则进入分离缓冲罐，经升压加热后进入热化学脱水器，分离出的水进入污水处理系统，油则进入储罐进行沉降。

(2) 原油稳定系统

经过脱水处理后的中质原油经进料加热炉加热后与经过脱水处理后的重质原油混合进入原油稳定塔进行负压闪蒸，原稳塔底油经原稳塔底泵提升后进原油外输首站或进储罐储存。塔顶气经增压、冷却进塔顶三相分离器进行油气水三相分离，分离器顶部的气体计量后去轻烃回收装置，分离器分出的轻烃经轻

烃提升泵提升后进轻烃回收装置，分离器分出的污水去污水处理装置。

(3) 轻烃装置

轻烃装置主要处理塔河油田1区、2区、3区、4区、9区、AT2南区块、YT2区块、T903区块、西达里亚区块的伴生气，处理后天然气除供燃气电站发电和生产、生活燃料用气外，剩余天然气进入输气首站。30×10⁴m³/d轻烃装置采用原料气增压、分子筛脱水、膨胀机+丙烷辅助制冷工艺。50×10⁴m³/d轻烃装置采用原料气增压、分子筛脱水、膨胀机+DHX(重接触塔)+丙烷辅助制冷工艺。

(4) 污水处理系统

一号联合站污水处理系统对采出水进行处理，该系统包括 6500m³/d 和 9000m³/d 污水处理系统各一套，合计处理能力为 15500m³/d。承担着塔河油田一厂范围内集输系统污水的处理任务，主要包括废水处理工艺主流程及由废水、污油回收流程、污泥处理系统、反冲洗系统、加药系统组成的辅助系统。处理后废水达到回注水质标准后。回注 T820K、T818K、T815K、T808K、TK732 等井口。

污水处理系统设计处理能力为 15500m³/d,实际日均处理水量约 14120m³/d,处理负荷为 91.1%。

(5) 依托可行性分析

拟建工程实施后采出液输送至一号联合站集中处理，依托一号联合站富余情况如表 3.3-1 所示。

表 3.3-1 一号联合站依托工程可行性分析一览表

一号联合站情况			拟建工程需处理量	依托可行性
分类	设计最大处理规模	现状富余量		
原油(万 t/a)	270	170.87	0.73	可依托
采出水(m ³ /d)	15500	1380	7.7	

综上所述，一号联合站富余量可以满足拟建工程原油及采出水处理需求，拟建工程采出液依托现有一号联合站处理可行。

3.3.2 塔河油田绿色环保站

(1) 基本情况

2019年初,西北油田分公司成立了西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站,该站包含了原塔河油田一号固废液处理站和塔河油田污油泥处理站,仅进行了整合和更名,未进行规模、地点、工艺等变化。

塔河油田一号固废液处理站位于库车市与轮台县交界处,行政区划隶属沙雅县,距轮台县约51km,距轮南镇28.4km,东侧15km为沙漠公路,东南侧3.75km为塔河油田采油一厂基地。塔河油田一号固废液处理站主要处理塔河油田废液、洗井废液、压裂酸化液及生活垃圾、含油废物等。

(2) 含油污泥处理系统

塔河油田绿色环保站内含油污泥处理系统(主要处理对象为含油量>5%油泥),目前,绿色环保站运行的含油污泥处置装置有4套,主要处理流体油污泥(含油量>5%),每套处理能力为50m³/d,处理设施年运行有效天数约300天,日处理量约为200m³,年处理含油污泥的量为6万m³,现状年处理含油污泥的量为3.9万m³,拟建工程落地油产量为0.4t/a,含油污泥处理系统满足拟建工程落地油处理需求,依托处理设施可行。

(3) 废液处理系统

塔河油田绿色环保站作业废液处理系统承担着西北油田分公司勘探开发作业生产过程中产生的废水、酸压废液、部分磺化泥浆滤出液等的处理,其中作业酸压废液占80%。塔河油田废液处理系统主要处理塔河油田废液、洗井废液、压裂酸化液及含油废物等固体废物以及生活垃圾。站场内对各单位产生的一般固废和危险废物进行集中分类存放处置。主工艺流程为:接收、隔油、调节、加药、沉降、过滤,废液处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)回注至TK512井。

目前,塔河油田绿色环保站废液处理规模为65m³/h,现状处理量为9.2m³/h,富余处理能力55.8m³/h,拟建工程井下作业废液产生量为99.46m³/a(折合0.14m³/h),因此塔河油田绿色环保站处理废液装置处理能力可满足拟建工程需求。

表 3.3-2 塔河油田绿色环保站运行情况一览表

序号	单元名称	设计规模	实际处理量	富余能力	拟建工程需处理量	依托可行性
1	废液处理系统(m ³ /h)	65	9.2	55.8	0.14	可行
2	含油污泥处理系统(m ³ /a)	6×10 ⁴	3.9×10 ⁴	2.1×10 ⁴	0.4	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

民丰县位于和田地区的东部，昆仑山北麓，塔克拉玛干沙漠南缘，地处东经 $82^{\circ} 22' \sim 85^{\circ} 55'$ ，北纬 $35^{\circ} 20' \sim 39^{\circ} 29'$ ，总面积 56759.86km^2 ，东临且末县，西连于田县，县城距自治区首府乌鲁木齐市的直线距离 858km ，公路里程 1190km ，南越昆仑山与西藏自治区改则县接壤，北接阿克苏地区沙雅县。

本项目井场及燃料气管线建设内容分布在和田地区民丰县，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

项目所在区域在大地构造上属新疆南部塔里木地台、塔里木中央台坳、塔里木平原地貌区，位于克里雅河和塔里木河下游之间东北风吹扬作用最强烈的区域，新、老第四纪冲积层混存，且受风力严重吹蚀而形成的沙丘型平原，为世界第二大流动性沙漠。沙丘相对高度一般在 100m 左右，沙粒细小，沙丘形状复杂。区域分布着巨大的复合性新月型沙丘和纵向沙山，多呈东北—西南走向。沙丘间低地中，发育有西南走向的鲸鱼脊状沙垄和纵向沙垄。在较巨大沙丘迎风面坡度均较平缓，迎风坡上多有一系列复合的小沙丘，总的坡度同单一的新月型沙丘相类似，约 $10\sim 12^{\circ}$ ，背风坡在一般情况下没有复合的形态，具有比较简单的陡峭斜坡。由于散沙稳定角的作用，背风坡一般为 30° 左右，沙丘的长度一般均较大，其新月型沙链顺风向延伸的沙丘角使各新月型沙丘链之间彼此相连。区域内地势开阔，属平原格状丘陵(沙丘)型地貌。

本项目位于塔克拉玛干沙漠腹地，区块内地形地貌以沙丘为主，地势有一定的起伏，海拔 $1000\sim 1110\text{m}$ 左右。

4.1.3 地表水

塔克拉玛干沙漠四周有叶尔羌河、塔里木河、和田河和车尔臣河贯穿两岸。由于降雨量小蒸发率高，降雨对于滋润沙漠和给地下水供水微不足道。昆仑山

水系河流渗透到沙漠中达 100km~200km, 逐渐在沙漠中干涸。只有和田河穿越沙漠腹地, 在夏季偶然可将水流注入塔里木河。

拟建工程位于塔克拉玛干沙漠腹地, 项目区域无地表水体。

4.1.4 水文地质

塔克拉玛干沙漠所在的塔里木盆地是一个内流水系盆地, 从周围山脉而来的全部径流都聚集在盆地自身之中, 为河流和地下水层供水。沙漠下面的地下水多半有持续不断的水道, 从西面流向东部的罗布泊。

本区从昆仑山山前至油田区, 基底地质构造由两个坳陷和两个隆起组成, 直接影响地下水储水介质-第四系松散物质的补偿性沉积厚度和地下水赋存条件。地下水自南向北流向, 水文地质条件呈现有规律的地带性变化。拟建工程位于该区的北部古冲积湖积平原。

北部古冲积湖积平原基底由唐古孜巴斯坳陷过渡到中央隆起带。新生代时期随着基底地壳坳陷和隆起的演化, 第四纪古水文网异常发育, 在风成沙的再次搬运下, 形成了当今厚度大于 300m, 以粉细砂为主体且夹有不稳定亚砂、亚粘土层的储水构造, 构成了广阔的古冲积湖积平原。石油勘探供水井的钻井资料表明, 在垄间洼地地下水水位一般在 5m~6m 之间, 最大深度可达 15m, 井深一般为 100m~120m, 8 英寸管径单井涌水量达 $600\text{m}^3/\text{d}\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$, 单位涌水量在 $11/\text{s}\cdot\text{m}$ 左右, 属水量中等的潜水含水层。该区域水质条件差, 水质矿化度在 $4\text{g/L}\sim 5\text{g/L}$ 之间, 不适于人类和牲畜饮用。

4.1.5 气候气象

工程区所在区域为欧亚大陆最干旱的地区, 塔克拉玛干沙漠是最干旱地区的中心。从地理位置来看, 塔里木盆地三面环山, 东面开口, 地势西高东低, 呈横向犁型簸箕状。下垫面主体部分基本为无植被、吸热强烈而干燥的沙漠, 各路海洋性气流对该区域的影响甚微, 为典型的大陆性干旱型气候区, 即: 气候基本特征是春季多风沙, 夏秋季酷热, 冬季无降雪, 干旱降水少。根据近年来塔中气象站的观测资料, 塔中地区的主要气象数据见表 4.1-1。

表 4.1-1 塔中地区主要气象数据一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均气温	11.7℃	6	年平均蒸发量	3701.7mm
2	年极端最高气温	45.6℃	7	年日照时数	2725.1h
3	年极端最低气温	-32.7℃	8	年平均相对湿度	34%
4	年平均降水量	25.8mm	9	多年平均风速	2.2m/s
5	年平均大气压	891.0hPa	-	-	-

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数据

本次评价根据收集了 2022 年 1 月 1 日至 2022 年 12 月 31 日期间和田地区例行监测点的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行环境质量现状评价，现状评价结果见表 4.2-1 和表 4.2-2 所示。

表 4.2-1 和田地区环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率(%)	达标情况
PM _{2.5}	年平均值	35	44	126	超标
PM ₁₀	年平均值	70	123	176	超标
SO ₂	年平均值	60	12	20	达标
NO ₂	年平均值	40	25	63	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数值	4000	2600	65	达标
O ₃	最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数值	160	128	80	达标

由表 4.2-1 可知，和田地区 PM_{2.5}、PM₁₀ 年均浓度值超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单(环境保护部公告 2018 年第 29 号)中二级标准要求，即项目所在区域为不达标区。季节性春季沙尘天气对环境空气质量影响很大，是造成空气质量不达标的主要因素。

4.2.1.2 其他污染物环境质量现状数据

(1) 监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)要求，结合项目

所在区域地形特点以及当地气象特征，本次评价设置 1 个环境空气质量现状监测点。监测点位基本信息见表 4.3-2，具体监测点位置见附图 6。

表 4.2-2 监测点位基本信息一览表

序号	监测点名称	方位/距离(km)	监测因子	备注
			1 小时平均浓度	
1	中 102 斜井西南侧 0.5km 处	中 102 斜井西南侧 0.5km	非甲烷总烃、硫化氢	本次监测

(2) 监测时间及频率

本次监测点位监测时间为 2024 年 7 月 1 日~2024 年 7 月 6 日，监测 7 天。非甲烷总烃、硫化氢 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样 60 分钟，具体为北京时间：4:00、10:00、16:00、22:00。

(3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表 4.2-3。

表 4.2-3 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃测定 直接进样-气相色谱法》	HJ 604-2017	mg/m ³	0.07
2	H ₂ S	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法 亚甲蓝分光光度法》	GB 11742-89	mg/m ³	0.005

(4) 各污染物环境质量现状评价

① 评价因子

评价因子为非甲烷总烃、硫化氢。

② 评价方法

采用最大占标百分比，计算公式为：

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

式中：P_i——i 评价因子最大占标百分比；

C_i——i 评价因子最大监测浓度 (mg/m³)；

C_{i0}——i 评价因子评价标准 (mg/m³)。

③评价标准

非甲烷总烃 1 小时平均浓度执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准；硫化氢执行《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。

④其他污染物环境质量现状评价

根据监测点监测数据，其他污染物环境质量现状评价结果见表 4.2-4。

表 4.2-4 其他污染物环境质量现状评价表

点位名称	污染物	平均时间	评价标准 (mg/m ³)	监测浓度范围 (mg/m ³)	最大浓度占标率/%	超标率 /%	达标情况
中 102 斜井西南侧 0.5km 处	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.23~0.27	13.5	0	达标
	硫化氢	1 小时	0.01	未检出	—	—	达标

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 2.0mg/m³ 的标准。

4.2.2 地下水环境现状监测

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023) 要求，需设置 5 个潜水监测点和 2 个承压水监测点。根据区域水文地质等资料判定该区域无承压水，故不再设置承压水监测点。结合区域水文地质条件要求，本次评价引用《塔中 I 号气田 III 区产能建设实施方案环境影响报告书》中的 1 个潜水监测点，同时设置 4 个潜水监测点。监测点与本项目处于同一水文地质单元，其监测数据在一定程度上能够反映本项目所在区域地下水环境质量现状。

4.3.2.1 地下水质量现状监测

4.3.2.1.1 监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表 4.2-5，监测点具体位置见附图 6。

表 4.2-5 地下水监测点及监测因子一览表

序号	监测点名称	与本项目位置关系	坐标	监测对象	所处功能区	监测与调查项目	
						检测分析因子	监测因子
1	1#井	中 102 斜井场南侧 5.4km 处		潜水	III类	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ ，共计 8 项	色、嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、细菌总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类
2	2#井	中 102 斜井场南侧 2.6km 处					
3	3#井	中 102 斜井场东北侧 10.7km					
4	4#井	中 102 斜井场					
5	5#井	中 102 斜井场西北侧 5km 处					

4.3.2.1.2 监测时间及频率

监测点监测时间为 2024 年 7 月 1 日，引用潜水监测点中监测时间为 2022 年 12 月 27 日，监测 1 天，采样 1 次。

4.3.2.1.3 监测及分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)有关标准和规范执行，并给出各监测因子的分析方法及其检出浓度。分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.2-6。

表 4.2-6 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表 单位：mg/L (pH 除外)

序号	检测项目	检测方法	检出限/最低检出浓度
1	色度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)	5 度
2	嗅和味	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)6.1 嗅气和尝味法	——
3	肉眼可见物	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)	——

续表 4.2-6 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表单位:mg/L(pH 除外)

序号	检测项目	检测方法	检出限/最低检出浓度
4	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》(HJ 1147-2020)	——
5	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)	1.0 mg/L
6	溶解性总固体		——
7	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》(GB 11911-89)	0.03 mg/L
8	锰		0.01 mg/L
9	铜	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》(GB 7475-87)	0.05 mg/L
10	锌		0.05 mg/L
11	铝	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 4.3 无火焰原子吸收分光光度法	1.0×10^{-2} mg/L
12	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》(HJ 503-2009)方法 1 萃取分光光度法	0.0003 mg/L
13	阴离子表面活性剂	《水质 阴离子表面活性剂的测定 亚甲蓝分光光度法》(GB 7494-87)	0.05 mg/L
14	高锰酸盐指数(以 O ₂ 计)	《生活饮用水标准检验方法 第 7 部分:有机物综合指标》(GB/T 5750.7-2023)	0.05 mg/L
15	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》(HJ 535-2009)	0.025 mg/L
16	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》(HJ 1226-2021)	0.003 mg/L
17	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分:微生物指标》(GB/T 5750.12-2023)	——
18	菌落总数	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分:微生物指标》(GB/T 5750.12-2023) 4.1 平皿计数法	——
19	亚硝酸盐氮	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》(GB 7493-87)	0.003 mg/L
20	硝酸盐氮	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ/T 346-2007)	0.08 mg/L
21	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第 5 部分:无机非金属指标》(GB/T 5750.5-2023) 7.1 异烟酸-吡啶啉酮分光光度法	0.002 mg/L
22	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》(GB 7484-87)	0.05 mg/L
23	碘化物	《地下水水质分析方法 第 56 部分:碘化物的测定 淀粉分光光度法》(DZ/T 0064.56-2021)	0.025 mg/L
24	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》(HJ 694-2014)	4×10^{-5} mg/L

续表 4.2-6 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表 单位:mg/L (pH 除外)

序号	检测项目	检测方法	检出限/最低检出浓度
25	砷	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》 (HJ 694-2014)	3×10^{-4} mg/L
26	硒		4×10^{-4} mg/L
27	镉	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 12.1 无火焰原子吸收分光光度法	5×10^{-4} mg/L
28	六价铬	《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》(GB 7467-87)	0.004 mg/L
29	铅	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 14.1 无火焰原子吸收分光光度法	2.5×10^{-3} mg/L
30	三氯甲烷	《水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 639-2012)	0.4 μ g/L
31	四氯化碳		0.4 μ g/L
32	苯		0.4 μ g/L
33	甲苯		0.3 μ g/L
34	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)》 (HJ 970-2018)	0.01 mg/L
35	硫酸根(硫酸盐)	《水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻)的测定 离子色谱法》(HJ 84-2016)	0.018 mg/L
36	氯离子(氯化物)		0.007 mg/L
37	钾离子	《水质 可溶性阳离子(Li ⁺ 、Na ⁺ 、NH ₄ ⁺ 、K ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺)的测定 离子色谱法》 (HJ 812-2016)	0.02 mg/L
38	钠离子		0.02 mg/L
39	钙离子		0.03 mg/L
41	镁离子	《水质 可溶性阳离子(Li ⁺ 、Na ⁺ 、NH ₄ ⁺ 、K ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺)的测定 离子色谱法》(HJ 812-2016)	0.02 mg/L
42	碳酸根	《地下水水质分析方法 第 49 部分:碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》(DZ/T 0064.49-2021)	1 mg/L
43	碳酸氢根		

4.3.2.2 地下水质量现状评价

4.3.2.2.1 评价方法

①采用单因子标准指数法，其计算公式为：

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

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{oi} ——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于 pH 值，评价公式为：

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

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

式中： P_{pH} —pH 的标准指数，无量纲；

pH_i — i 监测点的水样 pH 监测值；

pH_{sd} —评价标准值的下限值；

pH_{su} —评价标准值的上限值。

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

4.3.2.2.2 水质监测及评价结果

(1) 地下水质量现状监测与评价

地下水质量现状监测与评价结果见表 4.2-7。

表 4.2-7 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			1#	2#	3#	4#	5#
色度	≤15 度	监测值(度)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
嗅和味	--	监测值	无	无	无	无	无
		标准指数	-	-	-	-	-
浑浊度	≤3	监测值	未检出	未检出	1.0	未检出	未检出
		标准指数	--	--	0.33	--	--
肉眼可见物	--	监测值	无	无	无	无	无
		标准指数	--	--	--	--	--
pH 值	6.5~8.5	监测值	7.3	7.3	7.7	7.3	7.3
		标准指数	0.20	0.20	0.47	0.20	0.20
总硬度	≤450	监测值	83	213	800	3090	2410
		标准指数	0.18	0.47	1.78	6.87	5.36
溶解性总固体	≤1000	监测值	166	292	4510	5200	5120
		标准指数	0.166	0.292	4.51	5.2	5.12

续表 4.2-7

地下水质量现状监测及评价结果一览表

mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			1#	2#	3#	4#	5#
硫酸盐	≤250	监测值	18.4	21.4	907	1570	1490
		标准指数	0.07	0.09	3.63	6.28	5.96
氯化物	≤250	监测值	21.4	29.4	1760	1800	1850
		标准指数	0.09	0.12	7.04	7.20	7.40
铁	≤0.3	监测值	未检出	未检出	0.06	未检出	未检出
		标准指数	—	—	0.2	—	—
锰	≤0.1	监测值	未检出	未检出	0.06	未检出	未检出
		标准指数	—	—	0.6	—	—
铜	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
锌	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
铝	≤0.2	监测值	未检出	未检出	0.046	未检出	未检出
		标准指数	—	—	0.23	—	—
挥发性酚类	≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
阴离子表面活性剂	≤0.3	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
耗氧量	≤3.0	监测值	0.4	0.5	0.82	0.41	0.48
		标准指数	0.13	0.17	0.27	0.14	0.16
氨氮	≤0.5	监测值	未检出	0.054	0.257	0.203	0.249
		标准指数	—	0.108	0.514	0.406	0.498
硫化物	≤0.02	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
总大肠菌群	≤3MPN/100mL	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
细菌总数	≤100CFU/mL	监测值	46	38	50	42	37
		标准指数	0.46	0.38	0.5	0.42	0.37

续表 4.2-7 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			1#	2#	3#	4#	5#
亚硝酸盐氮	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
硝酸盐氮	≤20.0	监测值	未检出	未检出	2.45	2.86	2.88
		标准指数	--	--	0.12	0.14	0.14
氰化物	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
氟化物	≤1.0	监测值	0.23	0.22	5.41	0.22	0.81
		标准指数	0.23	0.22	5.41	0.22	0.81
碘化物	≤0.08	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
汞	≤0.001	监测值	未检出	未检出	0.00006	未检出	未检出
		标准指数	--	--	0.06	--	--
砷	≤0.01	监测值	0.0004	未检出	0.0024	0.0015	0.0052
		标准指数	0.04	--	0.24	0.15	0.52
镉	≤0.005	监测值	未检出	未检出	0.001	未检出	未检出
		标准指数	--	--	0.20	--	--
硒	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	0.0043	0.0048
		标准指数	--	--	--	0.43	0.48
六价铬	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
铅	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
三氯甲烷	≤0.06	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
四氯化碳	≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
苯	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--

续表 4.2-7 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			1#	2#	3#	4#	5#
甲苯	≤0.7	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
石油类	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--

由表 4.2-7 分析可知，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等。

(2) 地下水离子检测结果与评价

地下水离子检测结果见表 4.2-8。

表 4.2-8 地下水检测分析因子分析结果一览表 单位：mg/L

项目		潜水含水层				
		1#	2#	3#	4#	5#
监测值 (mg/L)	K ⁺	1.10	3.70	34.3	62.9	69.2
	Na ⁺	28.8	37.7	1480	393	708
	Ca ²⁺	12.6	43.3	102	860	449
	Mg ²⁺	11.0	27.1	134	262	296
	CO ₃ ²⁻	0	0	0	0	0
	HCO ₃ ⁻	135	255	159	268	226
	Cl ⁻	21.4	29.4	1760	1800	1860
毫克当量百分比(%)	SO ₄ ²⁻	18.4	21.4	907	1570	1490
	K ⁺ +Na ⁺	45.67	28.92	80.19	23.41	41.77
	Ca ²⁺	22.13	34.79	6.21	50.79	27.75
	Mg ²⁺	32.20	36.29	13.60	25.79	30.49
	CO ₃ ²⁻	0	0	0	0	0

续表 4.2-8 地下水检测分析因子分析结果一览表 单位: mg/L

项目		潜水含水层				
		1#	2#	3#	4#	5#
毫克当量百分比(%)	HCO ₃ ⁻	69.18	76.64	3.67	5.00	4.25
	Cl ⁻	11.98	8.17	26.58	37.25	35.62
	SO ₄ ²⁻	18.84	15.18	69.75	57.75	60.13

根据地下水离子检测结果, 1#、2#地下水阴离子以 HCO₃⁻ 为主, 阳离子以 Na⁺、Mg²⁺ 为主, 水化学类型主要以 HCO₃-Na·Mg 型为主; 3#地下水阴离子以 Cl⁻、SO₄²⁻ 为主, 阳离子以 Na⁺ 为主, 水化学类型主要以 Cl·SO₄-Na 型为主; 4#、5#井地下水阴离子以 Cl⁻、SO₄²⁻ 为主, 阳离子以 Na⁺、Ca²⁺ 为主, 水化学类型主要以 Cl·SO₄-Na·Ca 型为主。

(3) 地下水质量现状监测结果统计分析

潜水监测井各监测因子最大值、最小值、均值、标准差、检出率和超标率见表 4.2-9。

表 4.2-9 地下水监测统计分析结果一览表 mg/L pH(无量纲)

项目	标准值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
pH 值	6.5~8.5	7.7	7.3	7.38	0.16	100	0
总硬度	≤450	3090	83	1319.20	1212.19	100	60
溶解性总固体	≤1000	5200	166	3057.60	2322.19	100	60
硫酸盐	≤250	1570	18.4	801.36	677.87	100	60
氯化物	≤250	1850	21.4	1092.16	871.48	100	60
铁	≤0.3	0.06	未检出	—	—	20	0
锰	≤0.1	0.06	未检出	—	—	20	0
铜	≤1.0	未检出	未检出	—	—	0	0
锌	≤1.0	未检出	未检出	—	—	0	0
铝	≤0.2	0.046	未检出	—	—	20	0
挥发性酚类	≤0.002	未检出	未检出	—	—	0	0
阴离子表面活性剂	≤0.3	未检出	未检出	—	—	0	0
耗氧量	≤3.0	0.82	0.4	0.52	0.15	100	0

续表 4.2-9 地下水监测统计分析结果一览表 mg/L pH(无量纲)

项目	标准值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
氨氮	≤0.5	0.257	未检出	—	—	80	0
硫化物	≤0.02	未检出	未检出	—	—	0	0
总大肠菌群	≤ 3MPN/100mL	未检出	未检出	—	—	0	0
细菌总数	≤ 100CFU/mL	50	37	42.60	4.88	100	0
亚硝酸盐	≤1.0	未检出	未检出	—	—	0	0
硝酸盐	≤20.0	2.88	未检出	—	—	60	0
氰化物	≤0.05	未检出	未检出	—	—	0	0
氟化物	≤1.0	5.41	0.22	1.38	2.03	100	20
碘化物	≤0.08	未检出	未检出	—	—	0	0
汞	≤0.001	0.00006	未检出	—	—	20	0
砷	≤0.01	0.0052	未检出	—	—	80	0
硒	≤0.01	0.001	未检出	—	—	20	0
镉	≤0.005	0.0048	未检出	—	—	40	0
铬(六价)	≤0.05	未检出	未检出	—	—	0	0
铅	≤0.01	未检出	未检出	—	—	0	0
三氯甲烷	≤0.06	未检出	未检出	—	—	0	0
四氯化碳	≤0.002	未检出	未检出	—	—	0	0
苯	≤0.01	未检出	未检出	—	—	0	0
甲苯	≤0.7	未检出	未检出	—	—	0	0
石油类	≤0.05	未检出	未检出	—	—	0	0

4.2.3 声环境现状监测与评价

4.3.3.1 声环境质量现状监测

(1) 监测点布设

为了说明场地声环境质量现状,本次在井场进行声环境质量现状监测数据。具体布置情况见表 4.2-10 和附图 6。

表 4.2-10 噪声监测布置情况一览表

编号	监测点名称	监测点位(个)	监测因子
1#	中 102 斜井	1	$L_{Aeq, T}$

(2) 监测因子

等效连续 A 声级。

(3) 监测时间及频率

2024 年 6 月 30 日，昼间、夜间各监测一次。昼间监测时段为 8:00~24:00，夜间监测时段为 24:00~次日 08:00，每次声环境质量监测时间 10min。

(4) 监测方法

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的规定进行。

4.3.3.2 声环境质量现状评价

(1) 评价方法

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

(2) 声环境现状监测及评价结果

各噪声监测点声环境现状监测及评价结果见表 4.2-11。

表 4.2-11 声环境质量现状监测及评价结果一览表 单位：dB(A)

序号	监测点位置	昼间			夜间		
		监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果
1	中 102 斜井	44	60	达标	42	50	达标

由表 4.2-11 分析可知，新建井场监测值昼间为 44dB(A)，夜间为 42dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准要求。

4.2.4 土壤环境现状监测与评价

4.3.4.1 土壤环境现状监测

(1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，工程所在区域不属于土壤盐化、酸化、碱化地区，拟建工程类别按照污染影响型项目考虑。根据项目位置和 HJ964-2018 布点要求，本评价在占地范围内设置 3 个柱状样，1 个表层样监测点；占地范围外设置 2 个表层样监测点；土壤类型均为风沙土。土壤监测布点符合 HJ964-2018、HJ349-2023 中污染影响型项目布点要求。

(2) 监测项目

各监测点主要监测因子见表 4.2-12。

表 4.2-12 监测点位及监测因子一览表

分类	序号	采样区名称	采样层位	监测因子	
占地范围内	1	中 102 斜井口处	柱状样	砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷, 1,2-二氯乙烷, 1,1-二氯乙烯, 顺-1,2-二氯乙烯, 反-1,2-二氯乙烯, 二氯甲烷, 1,2-二氯丙烷, 1,1,1,2-四氯乙烷, 1,1,2,2-四氯乙烷, 四氯乙烯, 1,1,1-三氯乙烷, 1,1,2-三氯乙烷, 三氯乙烯, 1,2,3-三氯丙烷, 氯乙烯, 苯, 氯苯, 1,2-二氯苯, 1,4-二氯苯, 乙苯, 苯乙烯, 甲苯, 间二甲苯+对二甲苯, 邻二甲苯, 硝基苯, 苯胺, 2-氯酚, 苯并[a]蒽, 苯并[a]芘, 苯并[b]荧蒽, 苯并[k]荧蒽, 蒽, 二苯并[a,h]蒽, 茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量共计 47 项因子	
			浅层样		
			中层样		pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量
			深层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量	
	2	多功能储油罐处	柱状样	浅层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量
				中层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量
				深层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量
	3	油气分离器处	柱状样	浅层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量
				中层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量
				深层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量
4	装车处	表层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量		
占地范围外	5	中 102 斜井场南侧 100m 处	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量	
	6	中 102 斜井场北侧 100m 处	表层样	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量	

(3) 监测时间及频率

本次监测采样时间为 2024 年 6 月 30 日。

(4) 采样方法

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

(5) 监测及分析方法

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

检测分析及检出限见表 4.2-13。

表 4.2-13 检测分析及检出限一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度(mg/kg)	
1	土壤	砷	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	AFS-8520 原子荧光光度计	0.01	
2		镉	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)	GGX-830 原子吸收分光光度计	0.01	
3		铬(六价)	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》(HJ1082-2019)	GGX-830 原子吸收分光光度计	0.5	
4		铜	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》(HJ 491-2019)		1	
5		铅	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)		0.1	
6		汞	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	AFS-8520 原子荧光光度计	0.002	
7		镍	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》(HJ 491-2019)	GGX-830 原子吸收分光光度计	3	
8		挥发性有机物	四氯化碳	《土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.3×10^{-3}
9			氯仿			1.1×10^{-3}
10			氯甲烷			1.0×10^{-3}
11			1,1-二氯乙烷			1.2×10^{-3}
12			1,2-二氯乙烷			1.3×10^{-3}

续表 4.2-13 检测分析及检出限一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度(mg/kg)	
13	土壤	1,1-二氯乙烯	《土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.0×10^{-3}	
14		顺-1,2-二氯乙烯			1.3×10^{-3}	
15		反-1,2-二氯乙烯			1.4×10^{-3}	
16		二氯甲烷			1.5×10^{-3}	
17		1,2-二氯丙烷			1.1×10^{-3}	
18		1,1,1,2-四氯乙烷			1.2×10^{-3}	
19		1,1,2,2-四氯乙烷			1.2×10^{-3}	
20		四氯乙烯			1.4×10^{-3}	
21		1,1,1-三氯乙烷			1.3×10^{-3}	
22		1,1,2-三氯乙烷			1.2×10^{-3}	
23		挥发性有机物			三氯乙烯	1.2×10^{-3}
24		挥发性有机物			1,2,3-三氯丙烷	1.2×10^{-3}
25		挥发性有机物			氯乙烯	1.0×10^{-3}
26		挥发性有机物			苯	1.9×10^{-3}
27		挥发性有机物			氯苯	1.2×10^{-3}
28		挥发性有机物			1,2-二氯苯	1.5×10^{-3}
29	挥发性有机物	1,4-二氯苯	1.5×10^{-3}			
30	挥发性有机物	乙苯	1.2×10^{-3}			
31	挥发性有机物	苯乙烯	1.1×10^{-3}			
32	挥发性有机物	甲苯	1.3×10^{-3}			
33	挥发性有机物	间-二甲苯+对-二甲苯	1.2×10^{-3}			
34	挥发性有机物	邻-二甲苯	1.2×10^{-3}			

续表 4.2-13 检测分析及检出限一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度(mg/kg)	
35	土壤	半挥发性有机物	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》(HJ 834-2017)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	0.09	
36					硝基苯	0.09
37					苯胺	0.06
38					2-氯酚	0.1
39					苯并[a]蒽	0.1
40					苯并[b]芘	0.2
41					苯并[k]荧蒽	0.1
42					蒽	0.1
43					二苯并[a,h]蒽	0.1
44					茚并[1,2,3-cd]芘	0.1
45					萘	0.09
46		石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	《土壤和沉积物 石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)的测定 气相色谱法》(HJ 1021-2019)	8860 气相色谱仪	6	
47		pH 值	《土壤 pH 值的测定 电位法》(HJ 962-2018)	PHSJ-4F 实验室 pH 计	—	

4.3.4.2 土壤环境质量现状评价

(1)评价方法：采用标准指数法，其计算公式为：

$$P_i=C_i/S_i$$

式中：P_i—土壤中污染物 i 的单因子污染指数；

C_i—监测点位土壤中污染物 i 的实测浓度，单位与 S_i 一致；

S_i—污染物 i 的标准值或参考值。

(2)评价标准

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

壤环境质量标准 建设地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值标准。

(3) 土壤环境现状监测结果与评价

拟建工程所在区域土壤环境现状监测及评价结果见表 4.2-14、4.2-15、4.2-16。

表 4.3-15 占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表单位: mg/kg

监测因子		监测点		监测因子		监测点	
		中 102 斜井口处				中 102 斜井口处	
pH	—	监测值	8.11	乙苯	筛选值 ≤28	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
汞	筛选值 ≤38	监测值	0.270	苯乙烯	筛选值 ≤1290	监测值	未检出
		标准指数	0.007			标准指数	—
砷	筛选值 ≤60	监测值	6.00	甲苯	筛选值 ≤1200	监测值	未检出
		标准指数	0.10			标准指数	—
铅	筛选值 ≤800	监测值	11.5	间二甲苯+ 对二甲苯	筛选值 ≤570	监测值	未检出
		标准指数	0.014			标准指数	—
镉	筛选值 ≤65	监测值	0.19	邻二甲苯	筛选值 ≤640	监测值	未检出
		标准指数	0.003			标准指数	—
镍	筛选值 ≤900	监测值	24	四氯乙烯	筛选值 ≤53	监测值	未检出
		标准指数	0.027			标准指数	—
铜	筛选值 ≤18000	监测值	14	1, 2, 3-三 氯丙烷	筛选值 ≤0.5	监测值	未检出
		标准指数	0.0008			标准指数	—
四氯化碳	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出	1, 1, 1-三 氯乙烷	筛选值 ≤840	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
氯仿	筛选值 ≤0.9	监测值	未检出	氯苯	筛选值 ≤270	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1, 1-二氯乙 烷	筛选值 ≤9	监测值	未检出	2-氯酚	筛选值 ≤2256	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1, 2-二氯乙 烷	筛选值 ≤5	监测值	未检出	苯并[a]蒽	筛选值 ≤15	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1, 1-二氯乙 烯	筛选值 ≤66	监测值	未检出	苯并[a]芘	筛选值 ≤1.5	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—

续表 4.2-15 占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表单位: mg/kg

监测因子			监测点 中 102 斜井 口处	监测因子			监测点 中 102 斜井 口处
顺 1,2-二 氯乙烯	筛选值 ≤596	监测值	未检出	苯并[b]荧 蒽	筛选值 ≤15	监测值	未检出
		标准指数	--				标准指数
反 1,2-二 氯乙烯	筛选值 ≤54	监测值	未检出	苯并[k]荧 蒽	筛选值 ≤151	监测值	未检出
		标准指数	--				标准指数
二氯甲烷	筛选值 ≤616	监测值	未检出	蒽	筛选值 ≤1293	监测值	未检出
		标准指数	--				标准指数
1,2-二氯丙 烷	筛选值 ≤5	监测值	未检出	二苯并 [a, h]蒽	筛选值 ≤1.5	监测值	未检出
		标准指数	--				标准指数
1, 1, 1, 2- 四氯乙烷	筛选值 ≤10	监测值	未检出	茚并 (1, 2, 3 -c, d)芘	筛选值 ≤15	监测值	未检出
		标准指数	--				标准指数
1, 1, 2, 2- 四氯乙烷	筛选值 ≤6.8	监测值	未检出	萘	筛选值 ≤70	监测值	未检出
		标准指数	--				标准指数
1, 1, 2-三 氯乙烷	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出	六价铬	筛选值 ≤5.7	监测值	未检出
		标准指数	--				标准指数
三氯乙烯	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出	氯甲烷	筛选值 ≤37	监测值	未检出
		标准指数	--				标准指数
氯乙烯	筛选值 ≤0.43	监测值	未检出	硝基苯	筛选值 ≤76	监测值	未检出
		标准指数	--				标准指数
苯	筛选值 ≤4	监测值	未检出	苯胺	筛选值 ≤260	监测值	未检出
		标准指数	--				标准指数
1,2-二氯苯	筛选值 ≤560	监测值	未检出	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	筛选值 ≤4500	监测值	未检出
		标准指数	--				标准指数
1,4-二氯苯	筛选值 ≤20	监测值	未检出	盐分含量	--	监测值	1.6g/kg
		标准指数	--				

表 4.2-16 占地范围内土壤环境现状监测结果 单位: mg/kg (pH 值除外)

检测项目	检测结果									
	中 102 斜井口处		多功能储油罐处			油气分离器处			装车处	
采样深度	1.5	3.0	0.5	1.5	3.0	0.5	1.5	3.0	0.2	
pH	监测值	8.32	8.03	8.47	8.41	8.30	8.17	8.26	8.03	7.95

续表 4.2-16 占地范围内土壤环境现状监测结果 单位: mg/kg (pH 值除外)

检测项目		检测结果								
		中 102 斜井口处		多功能储油罐处			油气分离器处			装车处
采样深度		1.5	3.0	0.5	1.5	3.0	0.5	1.5	3.0	0.2
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—
盐分含量 (g/kg)	监测值	1.5	1.7	1.6	1.2	1.3	1.5	1.7	1.6	1.4

表 4.2-17 占地范围外土壤环境现状监测结果 单位: mg/kg (pH 值除外)

采样点	采样层位	监测结果	监测因子										
			pH	镉	汞	砷	铅	铬	铜	镍	锌	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	盐分含量 (g/kg)
		筛选值	> 7.5	≤ 0.6	≤ 3.4	≤ 25	≤ 170	≤ 250	≤ 100	≤ 190	≤ 300	≤ 4500	—
中 102 斜井场南侧 100m 处	0.2m	监测值	8.06	0.21	0.346	5.47	11.8	14	14	20	90	未检出	1.2
		标准指数	—	0.35	0.10	0.22	0.07	0.06	0.14	0.11	0.30	—	—
中 102 斜井场北侧 100m 处	0.2m	监测值	8.13	—	—	—	—	—	—	—	—	未检出	1.5
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

由表 4.2-15、4.2-16、4.2-17 分析可知, 占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量建设用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(其他)土壤污染风险筛选值, 石油烃满足《土壤环境质量建设用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 生态背景调查范围

本评价根据区域生态特点, 从维护生态系统完整性出发, 确定生态现状

调查范围与评价范围相同，为井场边界外扩 50m，管道中心线两侧外延 300m。

4.2.5.2 生态系统结构和特征

拟建工程所在区域为荒漠生态系统。

荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型，分布非常广泛。工程所在区域荒漠生态系统主要为沙漠，区域植被稀少，因位于原古河道沿线，胡杨林有一定的分布，但灌丛、草本稀少，几乎不可见。荒漠生态系统功能简单，结构脆弱，一经破坏极难恢复。

4.2.5.3 土地利用现状调查

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，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。工程区土地利用现状见附图 7。

拟建工程位于中 1 油田区块内，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。

4.2.5.4 土壤类型及分布

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

4.2.5.5 植被类型及分布

区域内除局部地段外，地表基本无植被生长。植物物种的分布和水文条件直接有关，沙漠边缘分布有一年生草本植物和依靠水平根系吸收水分的植物，地下水位较深的地区，分布深根型多年生植物，沙漠腹地绝大部分为连绵的流动沙丘，极端干旱的气候和稀疏的植被使得该区域的生物种类贫乏，仅在一些高大沙丘间低地、地下水位较高的地段生长有芦苇、怪柳等植物群落，植被覆盖度<5%，但项目评价区域内除局部地段外，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地，无国家和地方保护植物。项目区域植被类型图见附图 9，生态调查评价范围内野生植物情况见表 4.2-18。

表 4.2-18 生态调查评价范围内野生植物情况一览表

科	种名	拉丁名	保护级别
柽柳科	多枝柽柳	<i>Tamarix ramosissima</i>	—
禾本科	芦苇	<i>Phragmites australis</i>	—

4.2.5.6 野生动物现状评价

拟建工程位于塔克拉玛干沙漠腹地，气候极端干旱，生态系统极为脆弱，油气田建设工程势必会对脆弱的沙漠生态环境造成一定的影响，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。

拟建工程位于塔里木盆地，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、塔里木河中上游区。塔克拉玛干沙漠及其边缘地带共分布有野生脊椎动物 7 种，其中爬行类 2 种，哺乳动物 2 种，鸟类 3 种，这些动物能够在沙漠环境中相对独立生存(仅能短暂栖息、途经沙漠区域的物种则不计入内)。沙漠中物种区系成分基本为中亚类型，在评价区域生存的野生动物主要是一些荒漠动物，无国家和地方保护动物，主要是爬行动物沙蜥等。评价区野生动物种类及保护级别见表 4.2-19。

表 4.2-19 项目区域主要脊椎动物名录

序号	目名	科名	属名	中文名	拉丁名	保护级别
爬行纲						
1	蜥蜴目	蜥蜴科	麻蜥属	密点麻蜥	<i>Eremiasmultiocellata</i>	—
2	有鳞目	蜥蜴科	麻蜥属	荒漠麻蜥	<i>Eremiasprzewalskii</i>	—
鸟纲						
3	雀形目	燕雀科	沙雀属	蒙古沙雀	<i>Rhodopechysmongolica</i>	—
4	雀形目	鸦科	鸦属	小嘴乌鸦	<i>Corvuacorone</i>	—
5	雀形目	文鸟科	麻雀属	黑顶麻雀	<i>Passerammodendri</i>	—
哺乳纲						
6	啮齿目	仓鼠科	沙鼠属	子午沙鼠	<i>Merionesmeridianus</i>	—
7	啮齿目	跳鼠科	长耳跳鼠属	长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>	—

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(塔里木盆地南缘土地沙化防控生态保护红线区)最近为 66km，不在红线内。

4.2.5.7.6 水土流失重点治理区及预防区

(1) 水土流失重点防治分区

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》和《水利部办公厅关于印发〈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)，项目所在和田地区民丰县属于塔里木河国家级水土流失重点预防区。

(2) 水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区 2022 年度水土流失动态监测年报》，2022 年民丰县轻度以上风力侵蚀和水力侵蚀总面积 42112.65km²，占全市土地总面积的 74.19%。其中水力侵蚀面积为 2107.56km²，占土壤侵蚀总面积的 5.00%；风力侵蚀面积为 40005.09km²，占土壤侵蚀总面积的 95.00%。民丰县 2022 年水土流失面积比 2021 年减少了 76.24km²。项目区域水土流失类型以轻度风力侵蚀为主。

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)，判断本项目沙漠区为中度风力侵蚀。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。

(3) 水土保持基础功能类型

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》，项目所在区域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) 水土流失治理对象

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》，项目所在区域水土流失治理范围与对象为：①国家级及自治区级水土流失重点治理区；②绿洲外围风沙防治区；③生产建设项目，尤其是资源开发、农林开发、城镇建设、工业园建设；④其他水土流失较为严重，对当地或者下游经济社会发展产生严重影响区域。

(5) 水土流失治理措施

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》，项目所在区域水土流失治理措施为：重点推进油气资源开发水土流失综合治理工作，主要对矿区周边进行生态恢复。

4.3.5.9 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361154km²，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34944602.58hm²，其中：沙质土地面积为34560399.13hm²。在沙质土地中，流动沙地26341108.65hm²，半固定沙地5898376.53hm²，固定沙地2192994.05hm²，沙化耕地122550.34hm²，非生物治沙工程地5369.56hm²。

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 25m 以下，内部一般在 50m~80m 之间，少数高达 200m~300m。沙丘类型有 10 多种，以复合型纵向沙垄和新月型沙丘链为主，还有鱼鳞状沙丘、穹状沙丘、复合新月型沙丘等。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 60mm~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。

4.3.5.10 主要生态问题调查

项目评价区域降水量少，地表基本无植被覆盖，干旱和半干旱是生态环境的主要特征，生态环境较为脆弱。本次评价针对中 1 油田区块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，集输管线地下敷设，在生态影响方面表现为地表扰动、土壤肥力影响、植被覆盖度及生物损失量影响、水土流失影响等。

5.1.1 施工废气影响分析

5.1.1.1 施工废气来源及影响分析

(1) 施工扬尘

在油气田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) 焊接烟气、机械设备和车辆废气

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO₂、NO_x、C_mH_n等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施

工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响可为环境所接受。

施工前期准备过程中应检修设备和车辆，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，焊接作业时使用无毒低尘焊条，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响。

(5) 环境影响分析

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

5.1.1.2 施工废气污染防治措施

(1) 施工扬尘污染防治措施

为有效控制施工期间的扬尘影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》(新政发[2014]35号)及《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108号)相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》(XJJ000-2019)等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求。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》

续表 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
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：加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，减少建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶 II级(橙色)预警：加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶 I级(红色)预警：加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶；实施高排放车辆限行(应急及执行任务的特种车辆除外)；重点区域重点企业按照错峰运输方案减少柴油货车进出厂区，原则上不允许柴油货车进出厂区(保证安全生产运行、运输民生保障物资或特殊需求产品，以及为外贸货物、进出境旅客提供集疏运服务的国五及以上排放标准的车辆除外)	《关于印发新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案(修订版)的通知》(新政办发[2019]96号)

(2) 焊接烟气、机械设备和车辆废气污染防治措施

施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，焊接作业时使用无毒低尘焊条。

5.1.2 施工噪声影响分析

5.1.2.1 噪声源及其影响预测

(1) 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 5.1-4。

表 5.1-4 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：

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

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 5.1-5。

表 5.1-5 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]							施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
1	推土机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	土石方
2	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	
3	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	物料运输
4	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	安装
5	焊接机器	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	

③影响分析

根据表 5.1-7 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

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

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

(2) 应合理安排施工作业，避免高噪设备集中施工造成局部噪声过高。

(3) 运输车辆进出工地、路过村庄时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

采取以上措施后，施工噪声不会对周围声环境产生明显影响，且施工噪声影响是短期的、暂时的，噪声影响将随着各工程施工的结束而消除。

5.1.3 施工期固体废物影响分析

5.1.3.1 施工固废来源及影响分析

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、施工废料、撬装式污水处理站产生污泥和施工人员生活垃圾。

①土石方

拟建工程共开挖土方 0.63 万 m³，回填土方 0.65 万 m³，借方 0.02 万 m³，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施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣和吹扫产生的废渣等。根据类比调查，施工废料的产生量共约 0.1t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边工业固废填埋场合规处置。

⑤生活垃圾

拟建工程施工期间施工人员生活垃圾产生量为 0.6t，生活垃圾集中收集后由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处置。

5.1.3.2 施工固废污染防治措施

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

①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 施工废水影响分析

5.1.4.1 施工期废水环境影响分析

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

拟建工程对生态的影响以施工期为主，施工期对于某一特定的生态有直接

和间接的影响，但是从整体区域来讲，其影响是局部的，施工完成后将对施工作业带进行生态恢复，工程施工期环境影响是可以接受的。本次评价主要从地表扰动影响、土壤肥力、植被覆盖度、生物损失量、生物多样性、生态系统完整性、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

拟建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等。

表5.1-6 拟建工程占用土地情况表

序号	工程内容	占地面积(hm ²)		土地利用类型	备注
		永久占地	临时占地		
1	井场工程	1.66	0	裸土地	井场占地
2	管道工程	0	0.96	裸土地	作业带宽度按8m计
合计		1.66	0.96	—	—

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 3.84m³，开挖过程中以机械开挖为主，若前期未对土壤构造进行调研分析，开挖过程中极易造成不同肥力的土壤混合堆放在一起，在回填过程中，管沟区域的土壤肥力发生变化，影响了管线沿线区域土壤肥力，对后续植被自然恢复造成了一定的影响。

5.1.5.1.3 对植被覆盖度及生物损失量的影响分析

拟建工程植被影响主要表现为永久占地影响和临时性施工对植被的破坏影

响,但由于本项目区域地表基本无植被覆盖,仅在一些高大沙丘间低地、地下水位较高的地段生长有怪柳等植物,且项目井场占地区域无植被覆盖,燃料气管线临时占地范围内无植被覆盖,因此工程的建设对植被影响较小。

5.1.5.1.4 生物多样性影响分析

生物多样性是生物与环境形成的生态复合体以及与此相关的各种生态过程的总和,包括生态系统、物种和基因三个层次。生态系统多样性指生态系统的多样化程度,包括生态系统的类型、结构、组成、功能和生态过程的多样性等。物种多样性指物种水平的多样化程度,包括物种丰富度和物种多度。基因多样性(或遗传多样性)指一个物种的基因组成中遗传特征的多样性,包括种内不同种群之间或同一种群内不同个体的遗传变异性。

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

(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。

5.1.5.1.5 生态系统完整性的影响

拟建工程实施后,由于植被破坏,导致生态系统净初级生产力水平下降,使得区域原本恢复稳定性较弱的生态系统更加向不稳定的方向发展,异质化程度也随之降低,造成区域各生态系统的恢复稳定性和阻抗稳定性整体下降。同

时,由于管线敷设形成的管廊切割效应,导致了地域连续性发生了一定的变化,整个生态系统完整性会受到小范围的影响,但不会造成整个生态系统发生变化。

5.1.5.1.6 水土流失影响分析

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

(1)扩大侵蚀面积,加剧水土流失。拟建工程地处内陆地区,风沙较大,空气干燥,加上地表整体植被覆盖相对较低,项目建设过程中对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力,若在施工过程中不加以治理和保护,遇大风天气易产生严重的水土流失现象。

(2)扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力,工程建设由于车辆行驶,改变了扰动区域的原地貌、土壤结构和地面物质组成,降低了土壤抗侵蚀能力。

5.1.5.1.7 防沙治沙分析

5.1.5.1.7.1 项目背景说明

(1)项目名称(主体工程、附属工程)、性质、规模、总投资等要素

拟建工程性质属于新建项目,项目总投资 1000 万元。建设内容包括:①在中 102 斜井新建试采流程,井场内设置井口撬、真空加热炉、油气分离器、2 座 60m^3 多功能储油罐、装车泵等设备;②新建燃料气管线 1.2km;③配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。项目建成后日产油 $20\text{t}/\text{d}$,日产气 $14\text{万 m}^3/\text{d}$ 。

(2)项目区地理位置、范围和面积(附平面图)

拟建工程位于新疆和田地区民丰县境内。拟建工程建设内容占地现状均以沙地为主。项目总占地 2.62hm^2 ,其中永久占地 1.66hm^2 ,临时占地 0.96hm^2 。项目平面布置情况见附图 13。

(3)项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

拟建工程位于塔克拉玛干沙漠腹地,区块内地形地貌以沙丘为主,地势有一定的起伏,海拔 $1000\sim 1110\text{m}$ 左右。项目区域无地表径流;项目区域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的沙漠平原区,含水层岩性为细砂、粉砂。南部沙漠区地下径流侧向补给是区域地下水

的主要补给来源，以垂直蒸发和人工开采方式排泄。地下水化学类型为 $Cl \cdot SO_4-Na \cdot Mg$ 型水，矿化度为 $3.0 \sim 8.52g/L$ ，水质差，为咸水。

(4) 项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

民丰县沙化土地总面积为 $3272318.19hm^2$ ，占民丰县国土总面积的 56.57% 。其中：流动沙地 $2233893.55hm^2$ ，占 68.27% ；半固定沙地 $182882hm^2$ ，占 5.59% ；固定沙地 $620798.13hm^2$ ，占 18.97% ；沙化耕地 $255.46hm^2$ ，占 0.01% ；戈壁 $234489.05hm^2$ ，占 7.17% 。

在油气田开发区域内的绿化改善了区域小环境。在沙漠中造就了一个“人工绿洲”，在塔中周围形成了约小面积的绿洲，主要种植有沙拐枣、梭梭、柽柳等，有助于防风固沙，同时在塔中沙漠公路两侧种植了柽柳灌木林地，治理沙化土地；同时油气田在道路及管线两侧采取设置草方格防风固沙措施，减少水土流失，防止土地沙漠化。

5.1.5.1.7.2 项目实施过程中对周边沙化土地的影响

(1) 占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

拟建工程总占地 $2.62hm^2$ ，其中永久占地 $1.66hm^2$ ，临时占地 $0.96hm^2$ ，土地利用现状为沙地。

(2) 弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

拟建工程管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填管沟。工程建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土等遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

(3) 损坏的防沙治沙设施(包括生物、物理或化学固沙等措施)。

拟建工程占地为沙地，占地范围不涉及已建设的防沙治沙设施。

(4) 可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

项目施工期主要涉及井场平整以及管沟开挖等。施工过程中可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆(尤其是重型卡车)在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严

重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

5.1.5.2 生态影响减缓措施

5.1.5.2.1 地表扰动生态减缓措施

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

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

③对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

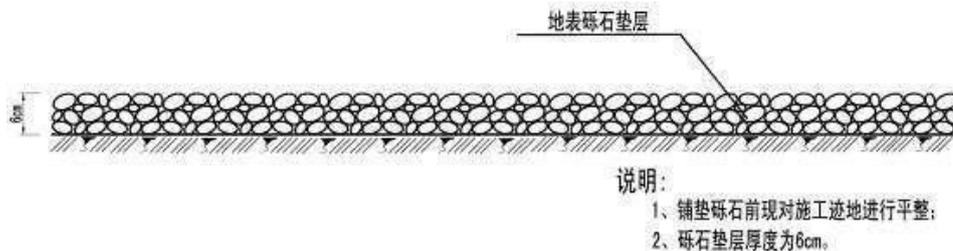


图 5.1-1 井场砾石压盖措施典型设计图

④设计选线过程中，避开植被区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境，严格控制施工作业带宽度。

⑤严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的范围。

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

⑦工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，减少水土流失。

5.1.5.2.2 生物多样性影响减缓措施

①管线的选线阶段，应对拟敷设管线的地表情况进行现场调查，尽可能选择无植被或裸地进行工程建设，尽量避开植被区域，减少因施工造成的植被破坏；严格界定施工活动范围，管线施工作业带宽度控制在 8m 以内，尽可能缩小施工作业带宽度，减少对地表的碾压。

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

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

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

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

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

⑦管沟回填过程中应在管沟上方构筑条垄，严禁压实回填后的管沟，适当时候进行耙松，从而构建区域植被恢复的有利条件。

5.1.5.2.3 维持区域生态系统完整性措施

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

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

③工程施工结束后，应对施工临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理。

5.1.5.2.4 水土流失保护措施

5.1.5.2.4.1 井场工程区

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

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

5.1.5.2.4.2 管道工程区

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

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

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

图 5.1-2 限行彩条旗典型措施设计图

5.1.5.2.5 防沙治沙内容及措施

(1) 采取的技术规范、标准

① 《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）；

② 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发

[2020]138 号)；

③《防沙治沙技术规范》(GB/T21141-2007)；

(2)制定方案的原则与目标

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

制定方案的目标：通过工程建设，沙化土地扩展趋势得到遏制。

(3)工程措施(物理、化学固沙及其他机械固沙措施)

采取设置草方格防风固沙措施，减少水土流失，防止土地沙漠化。

草方格采用芦苇制作，方格尺寸 1.0m×1.0m，规划好草方格的位置后，先进行沿主风向的草方格埋设，然后再进行沿管线方向的草方格埋设。为确保草方格能固住流沙，及不被风吹走，草方格的埋设能按设计规定进行施工，施工时采用平头铁锹将插入沙中，插入深度应在 25~30cm 之间，地表留 15~20cm 之间，草方格成形后将其根部压实，并在方格内填沙。用脚将芦苇根部沙子踩紧，并用铁锹将方格中心沙子向外扒一下，使之形成弧形洼地。

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

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

(5)其他措施(废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施)

针对井场施工过程，提出如下措施：井场平整后，采取砾石压盖。

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

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

(6) 各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

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

(7) 方案实施保障措施

① 组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。拟建工程防沙治沙工程中西北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。西北油田分公司应在各施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

② 技术保证措施

邀请各级林业部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性；塔里木盆地自然条件恶劣，水资源短缺，项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性。

③ 防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

拟建工程防沙治沙措施投资 3 万元，由西北油田分公司自行筹措，已在拟建工程总投资中考虑。

④ 生态、经济效益预测

拟建工程防沙治沙措施实施后，预计塔河油田沙化土地扩展趋势得到一定的遏制。

5.1.5.3 生态影响评价自查表

表 5.1-7 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input checked="" type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价因子	地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生态系统完整性

续表 5.1-7 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input type="checkbox"/> 三级 <input checked="" type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积: ()km ² ; 水域面积: ()km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ; 遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ; 调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ; 调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ; 专家和公众咨询法 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input checked="" type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ; 沙漠化 <input checked="" type="checkbox"/> ; 石漠化 <input type="checkbox"/> ; 盐渍化 <input type="checkbox"/> ; 生物入侵 <input type="checkbox"/> ; 重要物种 <input type="checkbox"/> ; 生态敏感区 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ; 土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ; 重要物种 <input type="checkbox"/> ; 生态敏感区 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	评价方法	定性 <input type="checkbox"/> ; 定性和定量 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ; 土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ; 重要物种 <input type="checkbox"/> ; 生态敏感区 <input type="checkbox"/> ; 生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input type="checkbox"/> ; 减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态恢复 <input type="checkbox"/> ; 生态补偿 <input type="checkbox"/> ; 科研 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ; 长期跟踪 <input type="checkbox"/> ; 常规 <input type="checkbox"/> ; 无 <input checked="" type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ; 环境影响后评价 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不可行 <input type="checkbox"/>
注: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项。		

5.2 营运期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

5.2.1.1 常规气象资料分析

距离拟建工程最近的气象站为塔中气象站, 项目周边地形、气候条件与塔中气象站一致。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塔中气象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塔中气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站点信息见表 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				
塔中	51747	基本站	83.470	39.000	87	1099.3	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

①温度

塔中多年月平均温度 1 月最低，为-10.1℃，7 月份平均温度最高，为 28.3℃，全年平均温度为 11.7℃。塔中多年平均温度的月变化情况见表 5.2-1 和图 5.2-2。

表 5.2-2 多年及各月平均气温统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度(℃)	-10.1	-2.5	8.0	16.5	21.9	26.3	28.3	27.3	21.3	11.4	0.2	-8.5	11.7

②风速

区域内多年各月平均风速变化情况见表 5.2-3，多年各月平均风速变化曲线见图 5.2-2。

表 5.2-3 多年及各月平均风速统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速(m/s)	1.1	1.5	2.2	2.8	3.0	3.1	3.1	2.9	2.5	1.7	1.2	1.0	2.2

由表 5.2-3 可知，区域多年平均风速为 2.2m/s，6、7 月份平均风速最大为 3.1m/s，12 月份平均风速最低，为 1.0m/s。

③风向、风频

区域近多年平均各风向风频变化情况见表 5.2-4，近 30 年风频玫瑰图见图 5.2-1。

表 5.2-4 近 30 年不同风向对应频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S
频率(%)	4.04	8.40	12.27	12.52	8.65	4.53	2.72	2.31	2.80
风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C	—
频率(%)	2.47	2.06	1.81	1.98	1.40	1.81	2.06	28.09	

(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 斜井无组织废气进行预测，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	评价因子	排放速率(kg/h)
		经度(°)	纬度(°)										
1	中 102 斜井加热炉烟气			1076	8	0.2	248	3.2	120	4800	正常	PM ₁₀	0.004
												PM _{2.5}	0.002
												SO ₂	0.001
												NO ₂	0.038

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			1076	138	119	0	7	8760	正常	非甲烷总烃	0.053
										H ₂ S	0.00006
										颗粒物	0.0025
										SO ₂	0.0002
										NO ₂	0.0303

表 5.2-8 P_{max} 及 D_{10%} 预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	评价标准 (μg/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	0.953	450	0.21	7.15	97	-
		PM _{2.5}	0.476	225	0.21			
		SO ₂	0.238	500	0.05			
		NO ₂	9.049	200	4.52			

续表 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)
2	中102斜井无组织废气	非甲烷总烃	25.021	2000	1.25	7.15	172	-
		硫化氢	0.028	10	0.28			
		颗粒物	1.180	900	0.13			
		SO ₂	0.094	500	0.02			
		NO ₂	14.304	200	7.15			

由表 5.2-8 可知，拟建工程废气中颗粒物最大落地浓度为 $1.180 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 0.13%；PM₁₀ 最大落地浓度为 $0.953 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 0.21%；PM_{2.5} 最大落地浓度为 $0.476 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 0.21%；SO₂ 最大落地浓度为 $0.238 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 0.05%；NO₂ 最大落地浓度为 $14.304 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 7.15%；非甲烷总烃最大落地浓度为 $25.021 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 1.25%；硫化氢最大落地浓度为 $0.028 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 0.28%，D_{10%} 均未出现。

5.2.1.4 废气源对四周场界贡献浓度

拟建工程实施后，无组织废气对井场四周无组织贡献浓度情况如表 5.2-9。

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	10.381	9.732	9.732	10.381
	硫化氢	0.012	0.011	0.011	0.012
	颗粒物	0.490	0.459	0.459	0.490
	SO ₂	0.039	0.037	0.037	0.039
	NO ₂	5.935	5.564	5.564	5.935

由表 5.2-9 预测结果可知，拟建工程实施后，井场无组织废气排放非甲烷总烃四周场界浓度为 $9.732 \sim 10.381 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，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；H₂S 浓度为 $0.011 \sim 0.012 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，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；井场无组织废气颗粒物四周厂界浓度贡献值为 $0.459 \sim 0.490 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，SO₂ 四周厂界浓度贡献值为 $0.037 \sim 0.039 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，NO_x 四周厂界浓

度贡献值为 5.564~5.935 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，均能满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 新污染源大气污染物无组织排放监控浓度限值。

5.2.1.5 非正常排放影响分析

5.2.1.5.1 污染源强

非正常生产排放包括开车、停车、设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况的污染物排放，如工艺设备和环保设施不能正常运行时污染物的排放等。拟建工程属于单井集输过程，若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑，拟建工程放喷等非正常工况下污染物源强情况见表 5.2-10。

表 5.2-10 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/ $^{\circ}$	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	中 102 斜井放喷口	0	60	1076	6	6	0	2	0.17	非正常	H ₂ S	0.01
											非甲烷总烃	0.1

5.2.1.5.2 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，计算结果见表 5.2-11。

表 5.2-11 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)	D _{10%} (m)
1	中 102 斜井放喷口	H ₂ S	164	1643.8	1643.8	10	450
		非甲烷总烃	1640	82.19		10	250

由表 5.2-11 计算结果表明，非正常工况条件下，非甲烷总烃最大落地浓度为 1640 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 82.19%，D_{10%} 对应距离为 250m；硫化氢最大落地浓度为 164 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 1643.8%，D_{10%} 对应距离为 450m。

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。

5.2.1.6 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	16	0.019
		二氧化硫	4	0.005
		氮氧化物	154	0.183

(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	采用底部装载方式、罐车密闭集输处理、加强阀门和设备的检修和维护,使用合格轻质柴油	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	4.0	0.468
		硫化氢		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1新扩改建厂界二级标准值	0.06	0.0005
		颗粒物		《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2新污染源大气污染物无组织排放监控浓度限值	0.4	0.022
		SO ₂			0.12	0.002
		NO ₂			1.0	0.265

(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	0.041
2	二氧化硫	0.007
3	氮氧化物	0.448
4	非甲烷总烃	0.468
5	硫化氢	0.0005

5.2.1.7 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

拟建工程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 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>			三级 <input type="checkbox"/>		
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>			<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>		
	评价因子	基本污染物(PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃) 其他污染物(H ₂ S、非甲烷总烃)				包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不含二次PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		附录D <input checked="" type="checkbox"/>	其他标准 <input type="checkbox"/>		
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>			一类区和二类区 <input type="checkbox"/>		
	评价基准年	(2022)年							
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 <input checked="" type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input type="checkbox"/>			现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>				不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 现有污染源 <input checked="" type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、本项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域污染源 <input checked="" type="checkbox"/>		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>	
	预测范围	边长≥50km <input type="checkbox"/>		边长5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子(PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、H ₂ S、非甲烷总烃)				包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/>			
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100% <input type="checkbox"/>				C _{本项目} 最大占标率>100% <input type="checkbox"/>			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率>10% <input type="checkbox"/>			
		二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率>30% <input type="checkbox"/>			
非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长(0.17)h	C _{非正常} 占标率≤100% <input type="checkbox"/>			C _{非正常} 占标率>100% <input checked="" type="checkbox"/>				

续表 5.2-15 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
大气环境影响预测与评价	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 <input type="checkbox"/>		C _{叠加} 不达标 <input type="checkbox"/>	
	区域环境质量的整体变化情况	k ≤ -20% <input type="checkbox"/>		k > -20% <input type="checkbox"/>	
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃、H ₂ S)		有组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>
	环境质量监测	监测因子: ()		监测点位数()	无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>			
	大气环境保护距离	距()厂界最远()m			
	污染源年排放量	SO ₂ (0.007) t/a	NO _x : (0.448) t/a	颗粒物: (0.041) t/a	VOC _s : (0.468) t/a
注: “□”为勾选项, 填“√”; “()”为内容填写项					

5.2.2 地表水环境影响评价

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

5.2.2.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

拟建工程营运期产生的废水主要有采出水、井下作业废液和生活污水。采出水随采出液一起拉运至一号联合站处理, 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; 井下作业废液送至塔河油田绿色环保站处理; 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, 拟建工程水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.2.2.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

(1) 采出水处理单元

拟建工程建成投运后, 采出水随采出液一起进入一号联合站处理。一号联合站采出水处理工艺流程具体为: 含油污水→接收罐→污水提升泵→压力高效聚集除油器→核桃壳过滤→储水罐→外输注水站。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。处理后净化污水经高压注水泵增压, 通过注水系统回注, 可保持油气层压力, 使油气藏有

较强的驱动力，以提高油气藏的开采速度和采收率。

表 5.2-16 各联合站采出水处理单元采出水处理规模一览表 m^3/d

联合站名称	设计规模	实际处理量	富余能力
塔河油田一号联合站	15500	14120	1380

本项目预计进入一号联合站采出水量 $0.73m^3/d$ ，一号联合站采出水处理单元满足本项目采出水处理需求，依托处理设施可行。

(2) 塔河油田绿色环保站

塔河油田绿色环保站处理站现有 1 座 $9000m^3$ 废液接收池(包括 2 个接液池、1 个沉降池和 1 个隔油池)、1 套处理能力 $1430m^3/d$ 的一体化设备配套处理设施(包括缓冲沉降池、二次调节池、加药调节池)、一体化气浮处理设备及相应的公用设施。

塔河油田绿色环保站废液处理规模为 $65m^3/h$ ，现状处理量为 $9.2m^3/h$ ，富余处理能力 $55.8m^3/h$ ，本项目预计井下作业废液产生量为 $99.46m^3/a$ (折合 $0.14m^3/h$)，因此塔河油田绿色环保站处理废液装置处理能力可满足拟建工程需求。

综上，拟建工程评价范围内无地表水体，采出水、井下作业废液及生活污水不外排，故拟建工程实施对地表水环境可接受。

表 5.2-17 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文要素影响型 <input type="checkbox"/>	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ；饮用水取水口 <input type="checkbox"/> ；涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ；重要湿地 <input type="checkbox"/> ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 <input type="checkbox"/> ；涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
	影响途径	直接排放 <input type="checkbox"/> ；间接排放 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；径流 <input type="checkbox"/> ；水域面积 <input type="checkbox"/>
	影响因子	持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ；非持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；pH值 <input type="checkbox"/> ；热污染 <input type="checkbox"/> ；富营养化 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；水位(水深) <input type="checkbox"/> ；流速 <input type="checkbox"/> ；流量 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型
		一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级A <input type="checkbox"/> ；三级B <input checked="" type="checkbox"/>	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>

5.2.3 地下水环境影响评价

本次评价区域内项目井场和管线位于同一水文地质单元，水文地质条件一致，因此进行统一叙述，不再分述。

5.2.3.1 区域水文地质条件概况

根据区域钻井剖面资料，塔克拉玛干沙漠沙丘之下，广泛分布有第四系的冲积、洪积和风积层，厚度多在 200m~300m。其上部 120m~150m 绝大多数为粉细沙层，粒度均匀，不含或微含细粒物质，渗透系数较大，透水性能较强，单井出水量 20m³/d~200m³/d，按地下水的富水性标准，属于水量中等地区。

(1) 区域地质概况

①塔里木盆地构造条件

塔里木盆地在大地质构造中称为塔里木地台，其基底(指第四系以前的地质时代的地层)形态特征受南北向天山和昆仑山地槽褶皱带挤压应力场的作用，使塔里木地台的构造格局以南北向分带性、地层系统发育的完整性及强烈的新构造运动的差异性为显著特点，新构造作用使地台缓慢抬升，基底的拗陷，隆起呈波状起伏，断裂发育等为基本形态特征，对地下水储存具有较强的控制作用。

②第四系松散地层

第四系松散地层是地表水流床，也是地下水赋存的主要介质。昆仑山前平原至塔中沙漠区，第四系地层分布广泛，它不仅塑造了盆地现代地貌景观，而且对山前平原和沙漠腹地水资源的形成、运移、储存及水动力循环具有显著的影响作用。昆仑山前倾斜平原由河流冲洪积扇群组成，基底岩层处于民丰-若羌拗陷带内，向扇前缘过渡为冲积平原，由原层砂夹亚沙土，亚黏土互层组成，通称细土带，厚度为 500m~800m；向盆地中央延伸，流水作用逐渐减弱，岩性粒度由粗变细，向河湖相和风积相过渡，被巨厚的粉细砂夹薄层亚沙土或精致黏土层代替。项目区处于中央隆起构造带内，第四系厚度有所变薄，一般沉积厚度小于 300m，最大厚度可达 500m，在较低沙垅间洼地中可见冲、湖积地层出露，其岩性结构粒度同风成沙类同，流水层理清楚，并发现较多的螺壳化石，证明冲湖积的物质来源于风积砂再搬运沉积的结果。

总之，塔里木盆地基底地形，由南向北经过的拗陷-隆起-再拗陷至塔中再

隆起的波浪式变化，对第四系的补偿堆积具有很强的控制作用，为地下水的赋存和运移创造了有利的储水构造条件。

(2) 区域地下水系统特征

项目区沙漠地下水同昆仑山前冲洪积平原地下水具有紧密联系并处于同一水环境单元，构成了区域地下水系统。

① 地下水赋存及分布规律

本区从昆仑山前至基底地质构造由两个拗陷和两个隆起组成。直接影响储水介质——第四系松散物质的补偿性沉积厚度和地下水赋存条件。在地貌上山前倾斜平原衔接沙漠覆盖的冲积湖积平原，构成完整的水系统单元，自南向北沿流向水文地质条件呈有规律的变化。

a 南部山前平原：据水文地质普查勘探资料，山前平原处于民丰-若羌拗陷内，由第四系松散卵砾质堆积物充填，厚度近千米，储水条件优越，赋存有丰富的水质良好的潜水，315 国道南侧一带，地下水埋深 10m~20m，向山麓方向埋深大于 60m，含水层岩性为单一的卵砾石层，富水性强，水交替条件活跃，单井涌水量大于 2000m³/d。

倾斜平原前缘，处于车尔臣隆起带内，第四系冲积层相变为双层和多层结构的粗中砂、粉细砂和黏土、亚黏土或亚沙土互层，为细土平原带，赋存有上部劣质潜水和下层(深部)优质承压水的储水构造。潜水位埋深 1m~10m，富水性时空变化大，以安边尔兰杆边界，东部人莫勒恰河和喀拉米兰河下游平原，富水性较差，单井涌水量约 500m³/d。深部承压水有两层含水层，以中细砂为主，富水性较强，单井涌水量达 1000m³/d~2000m³/d。

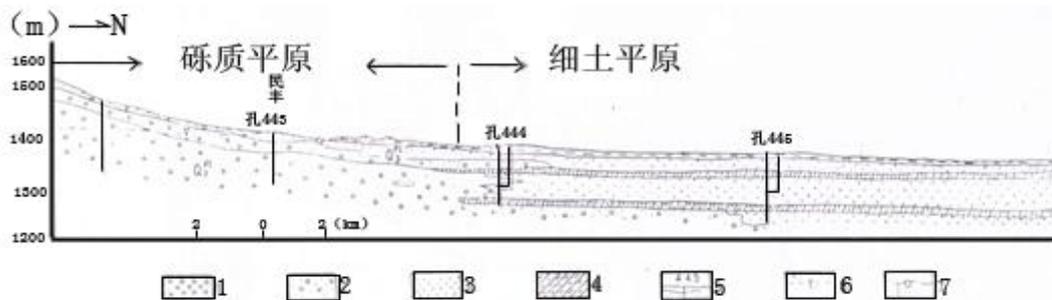


图 5.2-2 水文地质剖面图

b 北部古冲积湖积平原：基底由唐古孜巴斯拗陷过渡到中央隆起带。新生

代时期随着基底地壳拗陷和隆起的演化，第四系古水文网异常发育，对风成沙的再搬运，形成当今的厚度大于 300m，以粉细砂为主体，夹有不稳定亚砂、亚黏土层的储水构造，构成广阔的古冲湖积平原，普遍含有地下水。现代风成沙堆积在古冲积平原之上，流动的沙丘、沙垅不含地下水，形成表层风沙地貌。深部大厚度粉细砂层构成巨大的储水空间。据沙漠中钻井资料分析，沙漠地下水主要分布于更新世中晚期冲积和冲湖积砂层中。石油勘探供水井资料表明垅间洼地地下水位 3m~5m，最大深度 15m，井深 100m~120m，8 英寸管径单井涌水量达 $600\text{m}^3/\text{d}\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，单位涌水量 $1\text{L}/\text{s}\cdot\text{m}$ 左右，属水量中等的潜水含水层。水质差，矿化度 $4\text{g}/\text{L}\sim 5\text{g}/\text{L}$ ，不适饮用。据分析第四系含水层之下的新第三系泥岩、砾岩和砂岩有深循环承压地下水分布，有待供水勘探证实。

②地下水补给、径流、排泄条件

昆仑山前平原至沙漠腹地油气田区，为一个整体的地下水动力系统，具有良好的储水条件，贮水体积巨大，地下水分布较为普遍，其补给水源主要靠山地流入的七条河流和季节洪流的转化下渗补给。据外业调查，这些地表径流在山前平原区除蒸发消耗和小面积灌溉被作物吸收外约有 90%以上水量渗失地下转换为地下水资源，如安迪尔河和牙通古孜河出山口不到 15km，全部渗入地下，河床断流，估测地表水转换为地下水资源约为 $5\times 10^8\text{m}^3/\text{a}$ ，说明地表水补给地下水作用极为强烈。平原区虽有大气降水，但不足 30mm，其它如灌溉水入渗等，其量甚微，对平原地下水补给不具实际意义。

地下水径流自南向北运动，山前至沙漠油田区地形高差大于 400m，径流交替强烈，向较低的沙漠腹地运移条件良好，地下径流速度由每日数十米向沙漠古冲湖积平原逐渐趋于缓慢，约为 1m，构成广大沙漠中大面积地滞流集水区，是沙漠普遍分布地下水的基本原因之一。

地下水的排泄，严格受基底构造控制，在车尔臣隆起带附近，倾斜平原前缘地下水位埋深 1.5m，古河道侵蚀谷侧有泉水出露，一般流量小于 $5\text{L}/\text{s}$ ，是地下水排泄回归地表水，而后又汇集河床向沙漠倾泄，形成局部循环化过程。但大面积地下水浅埋带垂直蒸发强烈，特别是在埋深小于 1m 地段，地表土层普遍积盐，形成厚达 10cm~20cm 的白色盐壳，表明该带为地下水排泄地段。深部的

大量地下径流仍源源不断地向沙漠中集致，在沙漠中仅占 15% 面积的坳间洼地内水位浅埋地段，仅有极少部分蒸发消耗，表现为正均衡状态。沙漠下伏冲湖积层是地下水储存的地下水库，地下水呈长期的滞流状态，靠远距离排泄平衡。

③地下水水化学演变规律

地下水化学特征的形成及演变，是地下水在地质构造、地层岩性及水文地质条件控制下，在不同介质中运移与围岩进行各种水文地球化学作用的结果。塔克拉玛干沙漠区地下水化学特征，是在极端干旱的气候条件下形成的，在水化学演化作用中从山地到倾斜径流过程中，水文地球化学作用十分复杂强烈。表现为大陆演化过程，是沙漠地下水最显著的水化学特征。

从山前平原单一的卵砾石带过渡到细土平原和冲洪积平原(沙漠区)，地下水化学成分，表现为由上游到下游沿地下水流向的水平演变；而且也有沿河床由近及远方向的水平分带规律，同时大厚度含水层水化学垂直分带规律也普遍存在。

a 沿地下水流向自南向北水平变化规律

从山前至沙漠常量阴阳离子转换明显，矿化度不断增高，水质向劣化方向递变，水化学类型由倾斜平原的 $\text{SO}_4\text{-Ca(Mg)}$ → 细土带 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl-Ca(Mg)}$ → 至沙漠区为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Mg}$ 水递变；矿化度由 $< 1\text{g/L}$ → $1\text{g/L} \sim 3\text{g/L}$ → $3\text{g/L} \sim 10\text{g/L}$ 递增。特别是大面积的沙漠地下水类型比较稳定，均为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Mg}$ 水。

b 垂直河床方向的水平分带规律

因河水是地下水主要补给源，所以垂直河床两侧的地下水的水质由近及远地表现为水平分带规律。即随着河床向两侧地表水和地下水混合作用由强到弱，水化学成分近河水向原始水型式呈分带变化，各带的宽度大小与河水流量大小和所接触的含水层透水性密切相关。

c 垂直分带规律

地下水咸下淡的倒置垂直分带性是干旱区潜水化学的普遍特征之一。主要表现在细土带和沙漠区大厚度含水层和上部潜水与下部承压水分布区。这类地区含水层颗粒细，水力坡度小，地下水径流速度滞缓，水位埋深浅，在极端干旱的气候条件下，潜水大量蒸发，盐分自下而上不断迁移，使盐分在潜水上

部或地面富集，而下层(或深部)潜水(或承压水)水质相对较好。这种规律在塔中沙漠地下水中反应明显。如塔中油田区浅-深部均为 $Cl \cdot SO_4-Na \cdot Mg$ 水，但矿化度随深度增加而降低，表层水矿化度一般都大于 5g/L，100m~120m 水井矿化度为 4g/L~5g/L，GS3 水井 263m~354m 深度段地下水矿化度为 4.2g/L，GS2 水井 251m~389m 深度矿化度为 3.5g/L。

5.2.3.2 评价区水文地质条件

(1) 含水层空间分布

根据野外岩性描述，评价区含水地层总体上基本一致，岩性自上而下差异不大，砂层占据绝对优势，砂层中又以粉砂占绝对优势。

据资料分析，评价区内在深度 300m 以上的潜水含水层大体可以划分为 2 个含水岩组，即 220m 以上的中、上更新统含水岩组和 220~300m 的下更新统含水岩组。中上更新统含水岩组包括 2~3 个含水层，潜水含水层的岩性主要为第四系全新统冲积的粉砂，其次为细砂。其中细砂层数较多，单层厚度较小，呈薄层或透镜体状，单层厚度一般 0.5~20m，最大可达 28m。下更新统含水岩组可分为上、下两个含水段；上含水段深度为 220~300m，包括 1~2 个含水层。

评价区内潜水的水位埋藏深度随沙漠地形变化，由于地形复杂，因而地下水埋深变化也很复杂，无明显规律。洼地潜水静止水位一般在 3~5m 之间。水质较差，根据取样检测分析可知，矿化度一般在 3.0~13.8g/L，矿化度大小分布无规律。

(2) 地下水类型及富水性

评价区第四系含水层主要为沙丘下伏的沉积层，通过对勘探孔岩芯的颜色、结构、构造、粒度变化分析，整个地层岩性从上到下变化不大，含水层岩性较单一，主要由砂类地层夹黏性土类薄层构成，肉眼观察黏性土层与粉砂层不易区分。砂类地层主要为粉砂或细砂，个别地段出现黏性土类夹层，岩性主要为粉质黏土层，不稳定，多以薄夹层或透镜体形式存在，不能形成稳定的隔水层。因此，评价区地下水类型均为第四系松散岩类孔隙潜水。

评价区范围内勘探深度内地下水为潜水，含水层岩性为粉砂、细砂，换算单井涌水量在 12.6~104.94m³/d，水力坡度在 1%~3%，地下水埋深在 3~37m

之间，渗透系数 $0.35\text{m/d}\sim 1.78\text{m/d}$ ；水化学类型为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Mg}$ 型水。

(3) 地下水补给

评价区位于塔克拉玛干沙漠腹部，无地表河流穿过，也无其它地表水体和引水渠系等。地下水的补给来源于以下 2 个方面：

①南部沙漠区地下水侧向径流补给：这是评价区地下水的最主要补给来源。

②降水入渗补给：沙漠区降水稀少，多年平均降水量仅有 $25\sim 35\text{mm}$ ，年平均蒸发量高达 $3000\sim 4000\text{mm}$ ，蒸降比高达 116 以上，评价区内的降水基本上不能直接对浅埋带地下水形成入渗补给作用。所以评价区内降水入渗补给对地下水资源的补给一般无实际意义。

(4) 径流

沙漠区地下水的径流运移速度总体上是极迟缓的。评价区地下水接受南部沙漠区地下径流侧向补给后，在粉细砂含水层的孔隙中总体上由东南向西北径流。除局部地段外，地下水的径流方向与沙垄的延伸方向大体一致。

(5) 地下水的排泄

评价区地下水的排泄方式主要有以下三项：

①北部(向下游的)地下侧向径流排泄。这是沙漠区地下水的主要排泄方式。区内地下水各含水组岩性均为大厚度粉细砂或粉砂层，径流条件较差。所以地下水总体上以缓慢径流的方式向北部下游地段排泄。

②潜水面垂直蒸发排泄

区内地下水埋藏条件总体上受风积沙丘、沙垄构成的地形地貌制约。在沙垄及其周边沙丘分布区，地下水埋藏较深，埋深一般大于 10m ，最深达 37.07m ，垂直蒸发对地下水基本上不起作用。

但在沙垄之间的洼地中，地下水埋深大多小于 5m ，部分地段为 $5\sim 10\text{m}$ 。且垄间洼地内岩性颗粒较沙垄上细，多为粉砂或粉土，地下水通过包气带细颗粒地层的毛细管可上升到地表表面及其附近。尤其垄间洼地内地下水潜水位埋深小于 5m 的地段，在沙漠区极干旱的气候条件和强烈的蒸发作用控制下，使地下水沿毛细管不断上升而消耗。由此可见，潜水面的垂直蒸发也是垄间洼地内(地下潜水位埋深小于 5m 的地段)地下水的重要排泄方式之一。

③地下水人工开采排泄

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

(6)地下水化学类型

①形成作用

评价区内地下水均为潜水，且水位埋藏浅，加之沙漠气候异常干旱，因此区内水化学作用主要以蒸发浓缩作用为主。评价区内的地下水主要接受西南部地下水的侧向径流补给，径流路径长、蒸发强度大，地下水含盐量增高，水质逐渐变差，地下水中 Cl^- 、 SO_4^{2+} 、 Na^+ 、 Mg^{2+} 含量大量富集，水化学类型以 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Mg}$ 型为主，溶解性总固体含量集中在 3.0~8.52g/L。

②地下水化学类型分布

评价区位于塔克拉玛干沙漠中部，区内地下水径流条件差异不大，水化学类型的变化也很小，主要为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Mg}$ 型一种，水化学类型没有明显的分布规律，在垂向上无明显分带规律。

(7)地下水流场特征

评价区内的地下水位动态属地下径流—人工开采—蒸发混合型动态，2月份地下水位有所下降。3~4月份随着气温的升高，冰雪的融化，对地下水的补给量增多，地下水位开始缓慢回升。5月份水位较高，进入6月份后随着蒸发量的迅速增大和养护公路对供水井的开采，地下水位开始下降，特别是6~8月为高温季节，蒸发作用十分强烈，平均月蒸发量多在 520~640mm，地下水处于相对低水位期，且比较稳定。进入10月份以后，气温有所下降，蒸发量也逐渐减小，养护公路对供水井停止开采，地下水位开始缓慢上。

由于沙漠区地形起伏变化明显，在沙丘和沙垄部位地下水埋藏较深，垂直蒸发作用不太明显，而在垄间洼地内地下水埋藏相对较浅，垂直蒸发作用较明显，地下水位的变幅受气候影响而有所变化，但变幅一般都较小，大多为 0.05~0.15m，地下水位动态变化更多地体现了地下缓慢径流—人工开采—蒸发混合型

动态特征。

(8) 地下水开发利用现状

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

5.2.3.3 工程场区包气带污染调查

项目区位于塔克拉玛干沙漠。根据《塔克拉玛干沙漠腹地地下水 F-的水文地球化学特征》文献中的调查数据，对沙漠中 13 个包气带沙样分析，其重矿物成分中以角闪石，云母等含氟矿物为主，占重矿物总量的 42.7%以上，还有部分电气石、磷灰石及风化矿物等，4 个潜水带矿物分析结果也表明，潜水介质中含氟矿物角闪石、云母居多，占矿物总含量的 3%~6%，天然包气带防污性能为“弱”。

5.2.3.4 区域地下水污染源调查

根据区域地下水现状监测结果表明，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。

5.2.3.4.1 正常状况

(1) 废水

拟建工程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一起最终通过罐车送至一号联合站进行处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集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

采油过程中产生的含油废物，转移到下层的量很少。根据《采油废水中石

油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等, 2009), 土壤中原油基本上不随土壤水上下移动, 毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于20cm表层, 只有极少量的石油类最多可下渗到20cm。由于油田气候干旱少雨, 无地表径流, 无大量降水的淋滤作用, 即无迁移油品从地表到地下水的动力条件。含油废物一旦产生须及时、彻底进行回收, 在措施落实、管理到位的前提下, 可最大限度减少含油废物量, 故含油废物对开发区域地下水的影响很小。

(3) 燃料气管道

拟建工程正常状况下, 燃料气管道采用无缝钢管, 采取严格的防腐防渗措施, 不会对区域地下水环境产生污染影响。

(4) 多功能储油罐

拟建工程正常状况下, 井场多功能储油罐下方采取防渗措施, 并易于被巡视人员发现, 及时采取应急措施, 第一时间上报有关负责人同时进行有效处理, 因此不会对地下水产生污染影响。

5.2.3.4.2 非正常状况

(1) 井场套管破损泄漏对地下水环境的影响

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

① 预测因子筛选

套管破损泄漏污染物主要为石油类, 本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测, 石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准。评价因子检出限及评价标准见表 5.2-18。

表 5.2-18 评价因子及评价标准一览表

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

②预测源强

泄漏量取单井原油流量的最大值 20t/d，全部渗入潜水含水层，采取措施 0.5h 后停止泄漏。石油类污染物向饱水带扩散以及进入饱水带中污染地下水，而水中石油类主要有两种状态，一是溶解在水中成为水溶液，即可溶性油，一般溶解量很少；另外一种是以乳化状态分散在水体中，因此，在水中石油类污染物的两种状态是下渗石油类污染物的重要形态，而石油类只有变为可溶态才会随水迁移扩散。因此考虑泄漏原油中可溶态全部渗入潜水含水层，可溶态约占原油 1%，则石油类进入地下水的量为 0.42kg。

③预测模型

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

- a. 假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；
- b. 假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；
- c. 污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t时刻点x, y处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约20m；

m_M —长度为M的线源瞬时注入污染物的质量，kg。本次线源瞬时注入的污染物质量石油类0.42kg；

u —地下水流速，m/d；潜水含水层岩性为第四系粉砂、细砂，渗透系数取1.78m/d。水力坡度 I 为2‰。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=1.78\text{m/d} \times 2\% / 0.2=0.018\text{m/d}$ ；

n —有效孔隙度，无量纲；含水层岩性主要为细砂，参照相关资料，其有效孔隙度 $n=0.2$ ；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；根据资料，纵向弥散度 $\alpha_m=10\text{m}$ ，纵向弥散系数 $D_L=\alpha_m \times u=0.18\text{m}^2/\text{d}$ ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；横向弥散系数 $D_T=0.018\text{m}^2/\text{d}$ ；

π —圆周率。

④预测内容

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值等值线作为影响范围，石油类取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中III类标准值等值线作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表 5.2-19。

表 5.2-19 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围 (m^2)	超标范围 (m^2)	背景浓度 (mg/L)	贡献浓度 (mg/L)	叠加浓度 (mg/L)	污染晕最大运 移距离(m)	超标范围是否 出场界
100d	466.7	366.7	0.005	1.403	1.408	22.0	否
1000d	1666.7	688.9	0.005	0.146	0.151	32.3	否
7300d	3111.1	—	0.005	0.015	0.020	190.3	—

注：区域地下水监测点石油类均未检出，背景浓度按检出限一半计。

(1) 100d 时污染晕运移分布图

(2) 1000d 时污染晕运移分布图

(3) 7300d 时污染晕运移分布图

图 5.2-3 非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

图 5.2-4 非正常状况下，井场边界石油类浓度变化曲线图

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏 100d 后污染晕影响范围为 466.7m^2 ，超标范围为 366.7m^2 ，污染晕最大迁移距离为 22.0m，污染晕中心最大贡献浓度为 1.403mg/L ，叠加背景值后的浓度

为1.408mg/L；石油类污染物泄漏1000d后污染晕影响范围为1666.7m²，超标范围为688.9m²，污染晕最大迁移距离为32.3m，污染晕中心最大贡献浓度为0.146mg/L，叠加背景值后的浓度为0.151mg/L；石油类污染物泄漏7300d后污染晕影响范围为3111.1m²，无超标范围，污染晕最大迁移距离为190.3m，污染晕中心最大贡献浓度为0.015mg/L，叠加背景值后的浓度为0.020mg/L。

(2) 多功能储油罐破损泄漏对地下水的影响

油井正常运行过程中如井场多功能储油罐破损泄漏事故对地下水的影响，一般泄漏于土体中的采出液可以向地下渗透，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”。

本次评价对非正常状况下多功能储油罐破损泄漏情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

① 预测因子筛选

多功能储油罐破损泄漏污染物主要为石油类，本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准。评价因子检出限及评价标准见表 5.2-20。

表 5.2-20 评价因子及评价标准一览表

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

② 预测源强

多功能储油罐破损泄漏，裂口面积为5cm²，发生0.5h后发现并堵漏，根据伯努利方程计算可得采出液渗漏量0.095t。污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。考虑原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留，进入到潜水后，原油将随着地下水运移和衰减。由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，同时拟建工程所在区域地下水埋深大于5m，因此预测考虑泄漏原油1%进入潜水含水层，则石油类进入地下水的量为0.095kg。

③预测模型

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

- a. 假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；
- b. 假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；
- c. 污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t时刻点x, y处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约20m；

m_M —长度为M的线源瞬时注入污染物的质量，kg。本次线源瞬时注入的污染物质量石油类0.095kg；

u—地下水流速度，m/d；潜水含水层岩性为第四系粉砂、细砂，渗透系数取1.78m/d。水力坡度I为2‰。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=1.78\text{m/d} \times 2\% / 0.2=0.018\text{m/d}$ ；

n—有效孔隙度，无量纲；含水层岩性主要为细砂，参照相关资料，其有效孔隙度 $n=0.2$ ；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；根据资料，纵向弥散度 $\alpha_m=10\text{m}$ ，纵向弥散系数 $D_L=\alpha_m \times u=0.18\text{m}^2/\text{d}$ ；

D_T —横向y方向的弥散系数， m^2/d ；横向弥散系数 $D_T=0.018\text{m}^2/\text{d}$ ；

π — 圆周率。

④ 预测内容

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值等值线作为影响范围，石油类取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中III类标准值等值线作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表 5.2-21。

表 5.2-21 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围 (m ²)	超标范围 (m ²)	背景浓度 (mg/L)	贡献浓度 (mg/L)	叠加浓度 (mg/L)	污染晕最大运 移距离(m)	超标范围是否 出场界
100d	377.8	211.1	0.005	0.193	0.198	19.7	否
1000d	755.6	—	0.005	0.019	0.024	46.0	否
7300d	—	—	0.005	—	—	—	—

注：区域地下水监测点石油类均未检出，背景浓度按检出限一半计。

(1) 100d 时污染晕运移分布图

(2) 1000d 时污染晕运移分布图

图 5.2-5 非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏 100d 后污染晕影响范围为 644.4m²，超标范围为 500m²，污染晕最大迁移距离为 31.7m，污染晕中心最大贡献浓度为 1.787mg/L，叠加背景值后的浓度为 1.792mg/L；石油类污染物泄漏 1000d 后污染晕影响范围为 3111.1m²，无超标范围，污染晕最大迁移距离为 81.3m，污染晕中心最大贡献浓度为 0.180mg/L，

叠加背景值后的浓度为 0.185mg/L；石油类污染物泄漏 7300d 后石油类污染晕影响范围消失。

(3) 燃料气管道泄漏对地下水环境的影响

非正常状况下，燃料气管道破损，造成天然气泄漏，但管道内天然气均为经过净化处理后的干气，泄漏后，气相直接逸散至大气环境中，不会对区域地下水产生影响。

5.2.3.4.3 地下水环境污染预测评价结论

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

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

5.2.3.5 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。

5.2.3.5.1 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。

5.2.3.5.2 分区防控措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)及《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)的要求项目场地包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，污染控制难易程度分级参照表见表 5.2-22，天然包气带防污性能分级参照表见表 5.2-23，地下水污染防渗分区参照表见表 5.2-24。

表 5.2-22 污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理

表 5.2-23 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土渗透性能
强	岩(土)层单层厚度 $M_b \geq 1.0m$, 渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续、稳定。
中	岩(土)层单层厚度 $0.5m \leq M_b < 1.0m$, 渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续、稳定。 岩(土)层单层厚度 $M_b \geq 1.0m$, 渗透系数 $1 \times 10^{-6} cm/s < K \leq 1 \times 10^{-4} cm/s$, 且分布连续、稳定。
弱	岩(土)层不满足上述“强”和“中”条件

表 5.2-24 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB18598 执行
	中—强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易—难	其他类型	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB16889 执行
	中—强	难		
	中	易	重金属、持久性有机污染物	
	强	易		
简单防渗区	中—强	易	其他类型	一般地面硬化

根据上述划分原则, 拟建工程各分区防渗等级具体见表 5.2-25, 分区防渗示意图见附图 12。

表 5.2-25 分区防渗要求一览表

项目		防渗要求
一般防渗区	多功能储油罐区域	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 的黏土层的防渗性能
	油气分离器区域	
	柴油发电机区域	
	放喷池	
	移动环保厕所	

5.2.3.5.3 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)、《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)及《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)相关要求，结合区域水文地质特征，设置 3 眼跟踪监测井，跟踪监测井可满足项目区域对地下水监控需求。地下水监控井基本情况和相对位置等详见表 5.2-26。

表 5.2-26 地下水监测点布控一览表

名称	相对位置	监测层位	功能	井孔结构	监测因子	监测频次
3#地下水监测点	东北/10.7km	潜水含水层	跟踪监测井	按《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)执行	pH、总硬度、溶解性总固体、硫化物、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬	每半年 1 次
4#地下水监测点	项目区					
5#地下水监测点	西北/5km					

(2) 监测数据管理

① 监测频率

- i. 跟踪监测井采样频次每半年 1 次。
- ii. 遇到特殊的情况或发生污染事故，可能影响地下水水质时，应随时增加采样频次。
- iii. 同时考虑随着时间的推移，区域地下水流向可能会发生变化，导致地下水水质监测井功能的改变，因此将水质监测井地下水水位标高的监测纳入到监测计划里。

②上述监测结果应按有关规定及时建立档案并公开，满足法律中关于知情权的要求。如发现异常或发生事故，应加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，并及时采取相应的应急措施。

5.3.4.5.4 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 5.3-6 污染应急治理程序框图

(2) 地下水污染治理技术

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

(3) 治理措施

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 评价结论

(1) 环境水文地质现状

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的沙漠平原区，含水层岩性为细砂、粉砂。南部沙漠区地下径流侧向补给是区域地下水的主要补给来源，以垂直蒸发和人工开采方式排泄。地下水化学类型为 $Cl \cdot SO_4 - Na \cdot Mg$ 型水，矿化度为 $3.0 \sim 8.52g/L$ ，水质差，为咸水。

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) 地下水环境的影响

拟建工程严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)的要求采取源头控制和分区防控措施。正常状况下在采取源头控制、分区防控措施后，结合地下水污染监控及应急措施，场界内因子能满足相应标准要求；非正常状况下，由地下水污染预测结果可知，除场界内小范围以外地区，地下水环境满足相应标准要求。综上，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)10.4.1内容，可得出，拟建工程各个不同阶段，地下水中评价因

子能满足国家相关标准的要求。

(3) 地下水污染防控措施

本评价建议拟建工程依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，采取严格的地下水环境污染防治措施。

①通过加强站内管线及设备的压力、流量传感器检修维护，保障发生阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

②严格执行《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗。防渗措施的设计使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。

③建立和完善拟建工程的地下水环境监测制度和环境管理体系，对站内管线、罐体、阀门定期进行严格检测，有质量问题的及时更换，站内管道、罐体、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

(4) 地下水环境影响评价结论

综上所述，在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，拟建工程对地下水环境影响可以接受。

5.2.4 声环境影响评价

拟建工程管线埋设在地下，埋深大于 1.2m，燃料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采油树、真空加热炉、油气分离器、装车泵、柴油发电机。

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

拟建工程噪声源噪声参数见表 5.2-27。

表 5.2-27 拟建工程噪声源强调查清单一览表(室外声源)

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距声源 距离)/(dB(A)/m	声源控制 措施	运行 时段
			X	Y	Z			
1	采油树	—	62	64	1	85/1	基础减振	昼夜
2	真空加热炉	200kW	50	113	1	95/1	基础减振	昼夜
3	油气分离器	—	20	113	1	80/1	基础减振	昼夜

续表 5.2-27 拟建工程噪声源强调查清单一览表(室外声源)

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距声源 距离)/(dB(A)/m	声源控制 措施	运行 时段
			X	Y	Z			
4	装车泵	—	36	86	1	90/1	基础减振	昼夜
5	柴油发电机	200kW	25	30	1	95/1	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，拟建工程各噪声源对各井场四周场界的贡献声级值见表 5.2-28。

表 5.2-28 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
			昼间	夜间	
单井井场	东场界	43	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	48	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	49	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	47	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

由表 5.2-28 可知，井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间为 47~53dB(A)，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，从声环境影响角度，拟建工程建设可行。

5.2.4.4 声环境影响评价自查表

拟建工程声环境影响评价自查表见表 5.2-29。

表 5.2-29 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
评价等级 与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input checked="" type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>	大于 200m <input type="checkbox"/>	小于 200m <input type="checkbox"/>
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>		

续表 5.2-29 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		国外标准 <input type="checkbox"/>	
现状评价	环境功能区	0类区 <input type="checkbox"/>	1类区 <input type="checkbox"/>	2类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3类区 <input type="checkbox"/>	4a类区 <input type="checkbox"/>	4b类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>	中期 <input type="checkbox"/>		远期 <input type="checkbox"/>
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/>		现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/>		收集资料 <input type="checkbox"/>	
	现状评价	达标百分比		100			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 <input type="checkbox"/>		已有资料 <input checked="" type="checkbox"/>		研究成果 <input type="checkbox"/>	
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/>			其他 <input type="checkbox"/>		
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于200m <input type="checkbox"/>	小于200m <input type="checkbox"/>		
	预测因子	等效连续A声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大A声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标 <input type="checkbox"/>		
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input type="checkbox"/>			不达标 <input type="checkbox"/>		
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input type="checkbox"/> 无监测 <input checked="" type="checkbox"/>					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子: ()			监测点位数()		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/>			不可行 <input type="checkbox"/>		

注：“□”为勾选项，可√；“()”为内容填写项。

5.2.5 固体废物影响分析

(1) 生活垃圾

拟建工程设置1座值班室，新增值班人员2人，值班人员生活垃圾产生量按0.5kg/人·d计算，则生活垃圾总产生量为0.365t，生活垃圾集中收集后，定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处置。

(2) 危险废物

根据《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告2021年第74号)，拟建工程运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料，收集后有危废处置资质

单位接收处置。根据《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), 拟建工程危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 5.2-30。

表 5.2-30 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	

(1) 危险废物贮存

拟建工程产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号)、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ1259-2022)中相关管理要求并根据《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1276-2022), 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。及时在线填报危险废物管理计划、办理电子转移联单。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。

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 5.2-7 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 5.2-8 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。

图 5.2-7 危险废物类别标识示意图

图 5.2-8 危险废物相关信息标签

(2) 危险废物运输过程影响分析

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

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

(3) 危险废物委托处置环境影响分析

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

拟建工程含油废物全部委托塔河油田绿色环保站进行处置, 塔河油田绿色环保站处理资质及处置类别涵盖了拟建工程 HW08 危险废物, 处置能力能够满足项目要求, 目前塔河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 6 万 m^3/a , 富余处理能力 2.1 万 m^3/a 。因此, 拟建工程危险废物全部委托塔河油田绿色环保站接收处置可行。

5.2.6 生态影响评价

项目营运期对生态环境的影响主要表现在对生态系统完整性的影响。

拟建工程开发区的基质主要是荒漠生态景观, 荒漠生态景观稳定性较差, 异质化程度低, 生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油田开发如井场、管道等建设中, 新设施的增加及永久性构筑物的作用, 不但不会使区域内异质化程度降低, 反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大, 抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。但如现状所述, 目前由于油田开发活动降低了区域生态

系统的完整性和稳定性，只有很好地控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能控制生态进一步恶化。

项目区生态完整性受拟建工程影响较小，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

综上所述，运营期影响主要集中在井场内，运营期废水、固体废物合理处置；同时加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。且项目不在国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态敏感区内。因此从生态影响的角度，拟建工程建设可行。

5.2.7 土壤环境影响评价

5.2.7.1 环境影响识别

5.2.7.1.1 项目类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附表 A.1，拟建工程采油井场属于 I 类项目，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)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)以及区域监测数据，工程所在区域属于干旱、半荒漠和荒漠地区，工程所在区域土壤盐分含量小于 2g/kg，属于 HJ964-2018 附录 D.1 中未盐化地区，工程所在区域 $5.5 < \text{pH} < 8.5$ 属于 HJ964-2018 附录 D.2 中无酸化、碱化地区，即工程所在区域不属于土壤盐化、酸化、碱化地区，拟建工程类别按照污染影响型项目考虑，并根据项目类别分别判定评价等级。

拟建工程废水主要为采出水、井下作业废液和生活污水，井场设置移动环保厕所收集生活污水，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；井

场正常运行过程中如套管发生破损泄漏、多功能储油罐破损泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。影响类型见表 5.2-31。

表 5.2-31 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

拟建工程采油井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，采出液在水头压力差的作用下，石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响；井场多功能储油罐储存介质为原油，井场多功能储油罐破损泄漏时，石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。拟建工程土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-32。

表 5.2-32 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
井场套管破损泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况
多功能储油罐破损泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况

5.2.7.2 现状调查与评价

(1) 调查范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤污染影响型现状调查范围为井场外扩 0.2km 范围。

(2) 敏感目标

拟建项目井场周边不涉及耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或村庄、学校等敏感点及其他土壤(污染影响型)环境敏感目标。

(3) 土地利用类型调查

① 土地利用现状

根据现场调查结果，井场占地现状均为裸土地。

②土地利用历史

根据调查，建设内容建设之前现状均为裸土地。

③土地利用规划

拟建工程占地范围暂无土地利用规划。

(4)土壤类型调查

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。工程区土壤类型分布见附图 8。

5.2.7.3 土壤环境影响预测与评价

(1)预测情景

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

(2)预测模型

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

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，m²/d；

q--渗流速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ -土壤含水率，%。

②初始条件

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

③边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

a. 连续点源：

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

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

b. 非连续点源：

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

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

③预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，预测模型参数取值见表 5.2-33。

表 5.2-33 垂直入渗预测模型参数一览表

土壤质地	厚度 (m)	渗透系数 (m/d)	孔隙度	土壤含水量 (%)	弥散系数 (m ² /d)	土壤容重 (kg/m ³)
砂土	2	4.5	0.55	0.12	1	1.25×10 ³

(4) 预测源强

根据工程分析，结合项目特点，本评价重点针对井场套管发生破损泄漏、多功能储油罐破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

表 5.2-34 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
采油井场套管破损泄漏	石油烃	793000	瞬时
多功能储油罐破损泄漏	石油烃		瞬时

(5) 采油井场套管发生破损泄漏、多功能储油罐破损泄漏的石油烃预测结果
采油井场套管发生破损泄漏、多功能储油罐破损泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为 793000mg/L(考虑泄漏初期采出液中含水率较低，按最不利情况考虑，以泄漏原油进行预测，即泄漏浓度为原油密度)，预测时间节点分别为，T1：1d，T2：3d，T3：10d，T4：20d。

石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.2-9 所示。预测结果见表 5.2-35。

图 5.2-9 石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

表 5.2-35 土壤预测情况表

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

由图 5.2-9 土壤模拟结果可知，入渗 20 天后，污染深度为 50cm，整体渗漏速率较慢。

5.2.7.4 保护措施与对策

(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，巡检时应对井口阀门处及管线沿线进行仔细检查，出现泄漏情况能及时发发现；

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井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，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原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

(2) 过程防控措施

①巡检车辆按照指定路线行驶，严禁随意碾压破坏井场周边土壤结构；

②严格执行《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，将工艺区划分为一般污染防治区，一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s的黏土层的防渗性能。防渗措施的设计，使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

为了掌握拟建工程土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，对拟建工程实施土壤跟踪监测。

根据项目特点及《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022)相关要求，制定监测计划，详情见表 5.2-40。

表 5.2-40 土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	井场多功能储油罐区	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	每年监测一次

5.2.7.5 结论与建议

拟建工程占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量

建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值;占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1农用地土壤污染风险筛选值,石油烃低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移,石油烃主要积聚在土壤表层50cm以内,其污染也主要限于地表,土壤底部石油烃浓度未检出。因此,拟建工程需采取土壤防治措施按照“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5.2-41。

表5.2-41 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注	
影响识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ;生态影响型 <input type="checkbox"/> ;两种兼有 <input type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input type="checkbox"/> ;农用地 <input type="checkbox"/> ;未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>				
	占地规模	1.66hm ²			小型	
	敏感目标信息	敏感目标()、方位()、距离()				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ;地面漫流 <input type="checkbox"/> ;垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ;地下水位 <input type="checkbox"/> ;其他() ()				
	全部污染物	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)				
	特征因子	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ;II类 <input type="checkbox"/> ;III类 <input type="checkbox"/> ;IV类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input type="checkbox"/> ;较敏感 <input type="checkbox"/> ;不敏感 <input checked="" type="checkbox"/>			污染影响型	
评价工作等级	一级 <input type="checkbox"/> ;二级 <input checked="" type="checkbox"/> ;三级 <input type="checkbox"/>			污染影响型		
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ;b) <input checked="" type="checkbox"/> ;c) <input checked="" type="checkbox"/> ;d) <input checked="" type="checkbox"/>				
	理化特性	—				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	
		表层样点数	1	2	0.2m	
	柱状样点数	3	0	0.5m、1.5m、3m		

续表 5.2-41 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况		备注
现状调查内容	现状监测因子	占地范围内：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷, 1,2-二氯乙烷, 1,1-二氯乙烯, 顺-1,2-二氯乙烯, 反-1,2-二氯乙烯, 二氯甲烷, 1,2-二氯丙烷, 1,1,1,2-四氯乙烷, 1,1,2,2-四氯乙烷, 四氯乙烯, 1,1,1-三氯乙烷, 1,1,2-三氯乙烷, 三氯乙烯, 1,2,3-三氯丙烷, 氯乙烯, 苯, 氯苯, 1,2-二氯苯, 1,4-二氯苯, 乙苯, 苯乙烯, 甲苯, 间二甲苯+对二甲苯, 邻二甲苯, 硝基苯, 苯胺, 2-氯酚, 苯并[a]蒽, 苯并[a]芘, 苯并[b]荧蒽, 苯并[k]荧蒽, 蒽, 二苯并[a,h]蒽, 茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量		
现状评价	评价因子	占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量		
	评价标准	GB15618 <input checked="" type="checkbox"/> ; GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ; 表D.1 <input type="checkbox"/> ; 表D.2 <input type="checkbox"/> ; 其他()		
	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求		
影响预测	预测因子	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)		
	预测方法	附录E <input checked="" type="checkbox"/> ; 附录F <input type="checkbox"/> ; 其他()		
	预测分析内容	污染影响范围：井场周围；影响程度：较小		
	预测结论	达标结论：a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input checked="" type="checkbox"/> 不达标结论：a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>		
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他()		
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次
		1	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、pH	1年/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,拟建工程建设可行		

5.2.8 环境风险评价

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

5.2.8.1 评价依据

5.2.8.1.1 风险调查

拟建工程涉及的风险物质主要为原油、天然气及硫化氢，天然气和硫化氢主要存在于站内设备及管线内，原油主要储存在储油罐内。

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。

5.2.8.2 环境敏感目标概况

拟建工程周边敏感特征情况见前表 2.8-3。

5.2.8.3 环境风险识别

5.2.8.3.1 物质危险性识别

拟建工程涉及的风险物质主要为原油、天然气、硫化氢。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.2-42。

表 5.2-42 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	原油	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：-18.5℃，相对密度 0.42(-164℃)	集输管线、燃料气管线
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

拟建工程危险物质主要分布于储油罐、燃料气管线、井场设备内。

5.2.8.3.3 可能影响环境的途径

根据工程分析，拟建工程开发建设过程中采油、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 5.2-43。

表 5.2-43 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	燃料气管线泄漏	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、天然气泄漏事故	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	大气
储罐	多功能储油罐、井场设备泄漏	装置腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致装置破裂，导致泄漏、火灾、爆炸事故	原油泄漏后，遇火源会发生火灾事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件，油类物质在降雨过程中随地表径流进入地表水体及渗流至地下水、土壤	大气、地下水

5.2.8.4 环境风险分析

5.2.8.4.1 井喷事故风险分析

①井喷对大气环境风险分析

经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径 200m，一般需要 1~2 天能得以控制。井喷事故状态下，局部大气中的烃类在短时间内剧增，使局部地区大气污染物在一定时间段内超标，由于项目位于荒漠地带，周边无环境敏感目标，对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的二氧化碳，污染大气环境。建设单位应积极开展员工环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生井喷事故，及时疏散井场及周边人员，对井喷物质进行点火和在周边进行检测，避免造成人员伤亡和财产损失。

②井喷对地表水环境风险分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 200m，井喷持续时间 2 天，拟建工程周边无地表水体，因此在事故下造成采出液泄漏不会对区域地表河流造成污染。

③井喷对地下水环境风险分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 200m，井喷持续时间 2 天，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对周围水环境的影响主要表现为对其周围地表水体的影响，工程所在区域地下水埋深大于 3m，石油类污染物可能下渗到潜水层，造成地下水污染，而地下水位较深地段，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

5.2.8.4.3 大气环境风险分析

在燃料气管道、多功能储油罐泄漏时，油品、天然气从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件；采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。拟建工程燃料气管道、多功能储油罐采用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，英买采油气管理区负责管理拟建工程的运行管理，制订有突发环境事件应急预案，备有相应的应急物资，采取了各类环境风险防范措施；在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后，燃料气管道、多功能储油罐发生火灾爆炸概率较低，拟建工程所处地点开阔，周围无环境敏感目标，天然气中 H₂S 的扩散量及扩散浓度较小，地处开阔有利于 H₂S 稀释，拟建工程对大气环境产生的环境风险可防控。

5.2.8.4.4 地表水环境风险分析

拟建工程在发生安全生产事故造成油品泄漏主要集中在井场区域范围，加之泄漏油品量较少且基本上能够及时地完全回收，且项目周边无地表水，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

拟建工程建成投产后，正常状态下无废水排放；非正常状态下，储油罐发生事故泄漏后，采出液中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，根

据土壤模拟预测结果，入渗 10 天后，污染深度为 50cm，整体渗漏速率较慢，不易迁移至含水层。但在防渗措施老化破损采出液泄漏的情况下，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，定期对罐体进行检查，避免因罐体质量缺陷、阀门腐蚀老化破损造成石油类对地下水水质的影响。因此在落实相应风险防范措施的情况下，拟建工程对地下水环境产生的环境风险可防控。

5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求

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

5.2.8.5.1 管道事故风险预防措施

(1) 施工阶段的事故防范措施

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

②建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

(2) 运行阶段的事故防范措施

①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，消除爆管的隐患。

②利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

③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。

④对于利旧管线位于生态保护红线和沙漠公园内的井场，要求加强日常巡检力度及检测力度，当发现存在泄漏风险时，可采取内穿插方式替代传统开挖更换方式修复原有管线。

5.2.8.5.2 罐体事故风险预防措施

(1) 管理措施

①加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

②按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件。

③定期检查罐体和井场设备上的阀门及其连接法兰的状况，防止泄漏发生；定期检查罐体状况，防止因腐蚀等原因造成罐体开裂、穿孔。

④多功能储油罐有液位计，每天进行巡检。

⑤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，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，多功能储油罐和装载区域一旦发生泄漏，立即切断泄漏源阀门，将受污染区域的土壤交由有资质单位接收处置。

(2) 加强防腐措施

①根据多功能储油罐及井场设备所处的不同环境，采用相应的涂层防腐体系。

②建立防腐监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

5.2.8.5.3 H₂S 气体泄漏风险防范措施

①制定施工方案，确保其符合所有相应规范和公认的做法。在进行井下作业之前，作业公司、承包公司、专业服务公司以及其他相关代表宜一起讨论有关井的数据和资料。

②作业人员宜至少每周进行一次预防井喷演练，确保井控设备能正常运行，作业队人员明确自己的紧急行动责任同时达到训练作业人员的目的。

③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。

④所有产出气都应以确保人身安全的方式排放或燃烧。严格执行“禁止吸烟”的规定。

⑤设备、管道、管件等均采用可靠的密封技术，防止易燃易爆物料泄漏。

⑥在修井过程中，如排液、拆卸井口和管道、循环修井液、起泵和起封隔器以及酸化后抽汲等，宜采取特殊预防措施，避免硫化氢聚集气释放造成危险。所有修井作业人员宜进行有关硫化氢的潜在危险性以及遇硫化氢时应采取的防

护措施等培训。如果在修井作业过程中硫化氢浓度有可能达到有害浓度，宜使用硫化氢监测仪或检测仪。呼吸保护设备应位于作业人员能迅速容易地取用的地方。在无风或风力较弱的情况下，可使用机械通风设备将气体按规定方向排出。

5.2.8.5.4 环境风险应急处置措施

(1) 管道事故应急措施

管道事故风险不可能绝对避免，在预防事故的同时，为可能发生的事故制定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度。

① 按顺序关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好环境污染防范工作，把损失控制在最小范围内。

② 回收泄漏采出液

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

(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，油气田停产，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) 多功能储油罐破损泄漏事故应急措施

拟建工程根据以往经验，现场巡检过程中发现压力表压力不正常后，通过检测判定管线是否发生泄漏，针对多功能储油罐破损泄漏事件，采取以下措施：

①切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭多功能储油罐最近两侧阀门；

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

③事故现场处理：堵漏作业完成后，对多功能储油罐进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

④后期处理：恢复多功能储油罐泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性地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处理。

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。本评价建议将本次建设内容应编写突发环境事件应急预案并进行备案。

5.2.8.7 环境风险分析结论

(1)项目危险因素

运营期危险因素为管线、多功能储油罐老化破损导致原油泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故。

(2)环境敏感性及事故环境影响

拟建工程周边均为沙漠，评价范围内无敏感目标存在。工程实施后的环境风险主要有原油和天然气泄漏，遇火源可能发生火灾爆炸事故，不完全燃烧会产生一定量的二氧化碳有害气体进入大气，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水和土壤环境造成污染影响。

(3)环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容应编写突发环境事件应急预案并进行备案。

(4) 环境风险评价结论与建议

综上，拟建工程环境风险是可防控的。

根据建设项目环境风险可能影响的范围与程度，本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施和应急预案，可将环境风险概率降到最低。

拟建工程各井场环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表 5.2-44，环境风险自查表见表 5.2-45。

表 5.2-44 各井场环境风险防范措施“三同时”验收一览表

序号	防范措施	台(套)	投资(万元)	效果
1	可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	1	便于识别风险，减少事故发生
2	消防器材		0.5	防止天然气输气管道泄漏火灾爆炸事故蔓延
3	警戒标语和标牌		0.5	设置警戒标语和标牌，起到提醒警示作用
合计		—	2	—

表 5.2-46 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	中 102 斜井探转采地面工程			
建设地点	新疆和田地区民丰县内			
中心坐标	东经	82.6921°	北纬	39.3455°
主要危险物质及分布	原油、天然气及 H ₂ S，均存在于储油罐、管线、井场设备内			
环境影响途径及危害后果(大气、地表水、地下水等)	根据工程分析，拟建工程油气田开发建设过程中采油、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、硫化氢中毒等			
风险防范措施要求	具体见“5.2.8.5 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，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期的环境影响以生态的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘、落地油和建筑垃圾，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、地下截去一定深度的表层套管并用水泥灌注封井、井场清理等。

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

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

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

5.3.2 退役期生态保护措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集。

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

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

6 环保措施可行性论证

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

(2)加强施工管理，尽可能缩短施工周期。

(3)施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量。

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

6.1.1.2 焊接烟气、机械设备和车辆废气

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

6.1.2 运营期环境空气保护措施

拟建工程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。

(5)储罐体应保持完好，不应有孔洞和裂隙；储罐附件开口(孔)，除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭。

(6)在每个停工检修期对储罐的完好情况进行检查，编制储罐检查与修复记

录并至少保存 3 年。

(7) 原油在装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式；采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐(槽)底部高度应小于 200mm。

(8) 建设单位应当按照《道路货物运输及站场管理规定》中有关车辆管理的规定，维护、检测、使用和管理专用车辆，确保专用车辆技术状况良好；严厉禁止报废车、自行改装车参与运营；定期对罐体、车辆进行安全检查，及时排除隐患，确保罐车不带病上路。

(9) 监测要求：西北油田分公司应建立监测制度，制定监测方案，对污染物排放状况及其对周边环境质量的影响开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果；对于设备与管线组件泄漏，监测采样和测定方法按 HJ733 的规定执行。

(10) 管控要求：西北油田分公司应定期对设备与管线组件的密封点进行 VOC_s 泄漏检测，对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察，检查其密封处是否出现可见泄漏现象。阀门至少每 6 个月检测一次，法兰至少每 12 个月检测一次。当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识并及时修复。泄漏检测应建立台账，记录检测时间、检测仪器读数、修复时间、采取的修复措施、修复后检测仪器读数等，台账保存期限不少于 3 年。

拟建工程井场真空加热炉、阀门、采油树属于成熟设备，已在西北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，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》(GB13271-2014)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，厂界无组织排放颗粒物、二氧化硫、氮氧化物执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 新污染源大气污染物无组织排放监控浓度限值要求；柴油发电机废气应满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》(HJ1014-2020)

中排放限值要求。

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

(1) 采出水

拟建工程采出水随采出液一起拉运至一号联合站处理。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。

一号联合站采出水处理装置运行稳定，可稳定达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准，一号联合站采出水处理规模富余量满足项目采出水量处理要求，且区域地层可回注水量仍有较大缺口，项目采出水处理依托周边联合站可行。

(2) 井下作业废液

井下作业废液采用废水回收罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理，塔河油田绿色环保站废液处理系统运行稳定，且富余量远大于项目产生的废水量，可以满足项目井下作业废液处理需求。

(3) 生活污水

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。

综上，营运期采取的废水处置措施可行。

6.2.3 退役期水污染防治措施

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，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)、《废弃井封井处置规范》(Q/SH0653-2015)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设备、推土机、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、真空加热炉、油气分离器、装车泵、柴油发电机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)2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，通过村庄时避免鸣笛。

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 施工期固体废物处置措施

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

废料、施工人员生活垃圾。

拟建工程施工土方全部回填，无弃方；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后统一委托周边工业固废填埋场合规处置。生活垃圾定点收集，定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处置。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 固体废物产生及处置情况

(1) 生活垃圾

拟建工程设置 1 座值班室，新增值班人员 2 人，值班人员生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算，则生活垃圾总产生量为 0.365t，生活垃圾集中收集后，定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处置。

(2) 危险废物

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

表 6.4-1 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	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	

6.4.2.2 危险废物处置措施可行性分析

(1) 危险废物贮存及运输

拟建工程产生的危险废物桶装收集后有危废处置资质单位接收处置，危险废物运输过程由危废处置单位委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存

运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

(2) 危险废物处置单位

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。本项目危险废物全部委托塔河油田绿色环保站进行处置,站场危险废物处理类别、处置能力见表 6.4-2。

表 6.4-2 塔河油田绿色环保站处理类别、处置能力一览表

地点	运营单位	危险废物经营代码	经营许可证有效期限	危险废物经营类别	危险废物经营代码
巴州轮台县	阿克苏塔河环保工程有限公司	6529230040	2022 年 1 月 27 日至 2027 年 1 月 26 日	HW08	071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、900-210-08、900-249-08

塔河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,目前塔河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 6 万 m³/a, 富余处理能力 2.1 万 m³/a。因此,本项目危险废物全部委托塔河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设备拆除过程中产生的落地油,管道中残余的液体以及其余建筑垃圾,其中落地油收集后委托有资质单位送至塔河油田绿色环保处理站处理,建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置。

6.5 生态保护措施可行性论证

6.5.1 施工期生态保护措施

6.5.1.1 地表扰动生态环境保护措施

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

行砾石压盖。

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

类比西北油田现有井场采取的扰动区域生态环境保护措施，拟建工程采取的生态环境保护措施可行。

6.5.1.2 生物多样性保护措施

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

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

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

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

类比西北油田现有井场采取的生物多样性保护措施，拟建工程采取的生态环境保护措施可行。

6.5.1.3 水土流失保护措施

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

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

6.5.1.4 防沙治沙措施

(1)施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工

区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被。

(2) 施工结束，对施工场地进行清理、平整，防止土壤沙化。

(3) 施工期间严格执行生态保护措施，杜绝破坏植被、造成沙化的行为。

类比同类项目施工采取的防沙治沙措施，拟建工程采取的防沙治沙措施可行。

6.5.2 营运期生态恢复措施

拟建工程实施后，营运期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，同时需处理施工期遗留问题。

(1) 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天然气外泄事故要做好防火。

(2) 及时做好井场清理平整工作，岩屑池做到掩埋、填平、覆土、压实。

(3) 井场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整。

6.5.3 退役期生态恢复措施

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）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013），项目针对退役期生态恢复提出如下措施：

(1) 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如原油等。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。

(2) 退役期井场燃料气管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态造成二次破坏，管线两端使用盲板封堵。

(3) 在退役期施工过程中，严禁随意踩踏破坏植被；不得惊扰、伤害野生动物。加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，理解保护野生动植物的重要意义。

(4) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

(5) 井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免因拆除作业对区域表层土的扰动，引起土地沙化。

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 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

(1) 燃料燃烧 CO₂ 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 CO₂ 排放。

拟建工程井场真空加热炉使用天然气作为燃料和柴油发电机使用柴油作为燃料，需核算该部分产生的 CO₂ 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 CO₂ 排放外，还可能产生少量的 CH₄ 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO₂ 和 CH₄ 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 CH₄ 或 CO₂ 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 CH₄ 或 CO₂ 气体排放量。

(4) CH₄ 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各环节由于设备泄漏产生的无组织 CH₄ 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) CH₄ 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 CH₄ 从而免于排放到大气中的那部分 CH₄。CH₄ 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) CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂。CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂，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 CO₂ 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。

拟建工程实施后由柴油发电机提供电力，不涉及购入电量，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、柴油发电机使用柴油	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

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	中 102 斜井探转采地面工程	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

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。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 Nm³) 为

单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

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

$OF_{i,j}$ 为燃烧的化石燃料 i 的碳氧化率，取值范围为 0~1。柴油取值为 0.98，天然气取值为 0.99。

拟建工程燃料燃烧温室气体排放计算主要核算新井，共涉及 1 台 200kW 真空加热炉和 1 台 200kW 柴油发电机，根据核算，单座真空加热炉每小时燃气量为 $24m^3$ ，加热炉年运行时间为 4800h，则年天然气消耗量为 11.52 万 m^3 ；单台柴油发电机年年柴油消耗量为 88t。查阅《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》表 2.1 可知，天然气单位热值含碳量为 15.3×10^{-3} 吨碳/GJ，天然气低位发热量为 365GJ/万 m^3 ，根据换算得出天然气中含碳量为 5.58 吨碳/万 m^3 ；柴油单位热值含碳量为 20.20×10^{-3} 吨碳/GJ，柴油低位发热量为 43.330GJ/吨，根据换算得出柴油中含碳量为 0.875 吨碳/吨。

根据上述公式核算，燃料燃烧 CO_2 排放量为 1208.82 吨。

(2) CH_4 逃逸排放

① 计算公式

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

式中，

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

J —不同的设施类型；

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

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

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

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

②计算结果

拟建工程为涉及原油开采，相关参数取值见下表。

表 7.1-3 甲烷逃逸排放活动相关参数一览表

序号	场所	天然气系统	设施逃逸	站场个数
1	1 座采油井场	井口装置	0.23 吨/年·个	1
2		单井储油装置	0.38 吨/年·个	2

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 0.99 吨，折算温室气体排放量为 20.79 吨 CO₂。

(3)碳排放核算结果汇总

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

$$E_{GHG} = E_{CO_2\text{-燃烧}} + E_{GHG\text{-火炬}} + \sum_s (E_{GHG\text{-工艺}} + E_{GHG\text{-逃逸}})_s - R_{CH_4\text{-回收}} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2\text{-回收}} + E_{CO_2\text{-净电}} + E_{CO_2\text{-净热}}$$

式中，E_{GHG}-温室气体排放总量，单位为吨 CO₂；

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

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

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

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

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

R_{CH₄-回收}-企业的 CH₄ 回收利用量，单位为吨 CH₄；

GWP_{CH₄}-CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。取值 21；

R_{CO₂-回收}-企业的 CO₂ 回收利用量，单位为吨 CO₂。

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

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

按照上述温室气体排放总量计算公式，则拟建工程实施后温室气体排放总量

见表 7.1-4 所示。

表 7.1-4 温室气体排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量(吨 CO ₂)	占比(%)
拟建工程	燃料燃烧 CO ₂ 排放	1208.82	98.31
	火炬燃烧 CO ₂ 排放	0	/
	工艺放空排放	0	/
	CH ₄ 逃逸排放	20.79	1.69
	CH ₄ 回收利用量	0	/
	CO ₂ 回收利用量	0	/
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	0	/
温室气体排放总量	不包括净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	1229.61	/

由上表 7.1-4 分析可知，拟建工程温室气体排放总量为 1229.61 吨 CO₂ 当量。

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，同时结合《甲烷排放控制行动方案》(环气候[2023]67号)中相关建议要求，提出如下措施。

拟建工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。

7.2.3 减污降碳管理措施

采油一厂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。

后续加快建立甲烷排放核算、报告制度，逐步完善各采油厂甲烷排放量核算，实现甲烷排放常态化核算，实施掌握甲烷气体排放量。

7.3 碳排放评价结论及建议

7.3.1 碳排放评价结论

拟建工程实施后，温室气体排放总量为 1229.61 吨 CO₂ 当量。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，拟建工程吨产品 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%。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，缓解当前原油供应紧张、与时俱进的形势，同时，油气田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。拟建工程的实施还补充和加快了油气田基础设施的建设。

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，采出液密闭拉运输送，柴油发电机燃用合格油品，加强阀门的检修与维护，从源头减少烃类气体的挥发量，通过采取相关治理措施后有效减少了废气中污染物的排放量，减少对大气的污染，污染物能达标排放，对周围环境的影响可接受。

(2) 废水

拟建工程运营期废水包括采出水、井下作业废液和生活污水，采出水随采出液一起拉运至一号联合站处理，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，井下作业废液送至塔河油田绿色环保站处理，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。

(3) 固体废弃物

拟建工程运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料，收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置；生活垃圾集中收集后，定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处置。

(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，严格控制乙方单位在施工作业中的占地。

拟建工程各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。拟建工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。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，大大降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，由于井场地面设施建设、敷设管线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、地表植被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的破坏程度较小，时间较短。只有在油气田停止开发后，永久占地才有可能被恢复，永久占地对土地资源和生态的破坏严重，时间长。

根据生态影响评价分析，项目占地类型为林地、低密度草地、耕地、裸地，拟建工程在开发建设过程中，不可避免的会产生一些污染物，这些污染物都会对油气田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油气田开发区域内的环境。

项目的开发建设中对土地的占用产生一定程度的生态负效应。在数年内附之以有效的防护措施和生态恢复措施，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。

8.3.2 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，由于井场地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 40 万元，环境保护投资占总投资的 4%。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地影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大地影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，增强全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

9.1.1 管理机构及职责

9.1.1.1 管理机构

拟建工程日常环境管理工作纳入采油一厂现有 QHSE 管理体系。

采油一厂建立了三级环境保护管理机构，形成了环境管理网络。环境保护管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，基层单位环境保护管理领导小组及其办公室为二级管理职能机构，班组为三级管理职能机构。

采油一厂设置有 QHSE(质量、健康、安全和环境)管理科，负责采油厂工业现场“三标”、QHSE 管理体系执行、环境保护、工业动火、防暑降温、交通安全、工伤、特种设备、防雷防静电、井控管理、劳动保护等工作的管理，为采油厂有效地开展环保工作提供了依据。

9.1.1.2 职责

(1)西北油田分公司采油一厂 QHSE 管理委员会

——贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令。

——作为最高管理部门负责组织制定 QHSE 方针、目标和管理实施细则。

——每季召开一次 QHSE 例会，全面掌握 QHSE 管理工作动态，研究、部署、布置、总结、表彰本单位的 QHSE 工作，讨论、处理本单位 QHSE 工作中存在的重大问题。

——组织本单位 QHSE 工作大检查，每季度至少一次。

——负责对方案和体系进行定期审核，并根据审核结果对方案进行修正和改进。

- 组织开展本单位清洁文明生产活动。
- 组织开展本单位环境宣传、教育工作。
- 直接领导开发公司管理委员会。

(2) 下辖管理区 QHSE 管理委员会职责

- 负责运行期间 QHSE 管理措施的制定、实施和检查。
- 对运行期间出现的问题加以分析, 监督生产现场对 QHSE 管理措施的落实情况。

——协助上级主管部门宣传贯彻国家和地方政府有关环境保护方面的法律法规, 地方政府关于自然保护区方面的法律、条例, 环境保护方面的法律法规及中国石油化工股份有限公司西北油田分公司的 QHSE 方针。

- 配合上级主管部门组织全体员工进行环境保护知识的教育和培训。

——及时向上级主管部门汇报 QHSE 管理现状, 提出合理化建议, 为环境审查和改进提供依据。

(3) QHSE 兼职管理人员和全体人员

- QHSE 兼职管理人员和全体人员应清楚意识到环境保护的重要性。
- 严格执行 QHSE 管理规程和标准。
- 了解工程建设对环境的影响和可能发生的事故。
- 严格按规章制度操作, 发现问题及时向上面汇报, 并提出改进意见。

9.1.2 施工期的环境管理任务

(1) 建立和实施施工作业队伍的 QHSE 管理体系。

(2) 工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门, 以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。

(3) 实施施工作业环境监理制度, 以确保施工作业对生态造成的破坏降到最低限度。

(4) 工程建设结束后, 会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

9.1.3 运营期的环境管理任务

(1) 拟建工程运行期的 QHSE 管理体系纳入西北油田分公司采油一厂 QHSE

系统统一管理。

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

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

(4) 编制各种突发事件的应急计划。

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

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

(7) 参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 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的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和运营期提出拟建工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 9.1-1。

表 9.1-1 拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	永久占地	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；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	施工单位、环境监理单位及建设单位	环境监理单位、建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		临时占地	设计选线过程中，尽量避开植被的区域；在管线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；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		

续表 9.1-1 拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构	
施工期	生态保护	动物	加强施工人员的管理，强化保护野生动物的观念，禁止捕猎	施工单位、环境监理单位及建设单位	环境监理单位、建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		植被	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	①工程措施：井场采取砾石压盖，施工结束后进行场地平整。 ②临时措施：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说明车辆行驶的边界；定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施		
		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、焊接烟尘、车辆尾气	施工扬尘采取进出车辆减速慢行、物料苫盖的措施；焊接作业时使用无毒低尘焊条	施工单位、环境监理单位及建设单位	环境监理单位、建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		废水	试压结束后，试压废水就地泼洒抑尘；施工人员生活污水依托周边生活污水处理厂处理		
		固体废物	施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边工业固废填埋场合规处置；生活垃圾定点收集，定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处置		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
运营期	正常工况	废水	采出水随采出液一起拉运至一号联合站处理，满足标准后回注地层，井下作业废液送至塔河油田绿色环保站处理；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	建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		废气	加热炉使用净化后的天然气作为燃料；采出液采取密闭拉运输送；柴油发电机燃烧合格油品		
	正常工况	固体废弃物	落地油、废防渗材料收集后有危废处置资质单位接收处置；生活垃圾集中收集后，定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处置	建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		噪声	选用低噪声设备、基础减振措施		

续表 9.1-1 拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构
运营期	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
退役期	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
	固体废物	落地油收集后委托有资质单位送至塔河油田绿色环保处理站处理，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置		
	噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	生态恢复	闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物		

9.1.5 施工期环境监理

拟建工程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。现场应重点对管线工程、井场防渗内容进行环境监理，确保施工期废气、废水达标排放，固废妥善处置，减少对区域土壤、地下水环境和生态的影响。

9.1.6 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》(2018年12月29日修正)、《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》(环境保护部 部令第37号)、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》(新环发[2018]133号)、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(环办环评函[2019]910号)、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》(新环环评发[2020]162号)要求，油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满5年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

拟建工程实施后应在 5 年内以中 1 油田区块为单位单位开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 披露内容

(1) 基础信息

企业名称：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

法人代表：王世洁

生产地址：新疆和田地区民丰县境内

主要产品及规模：①在中 102 斜井新建试采流程，井场内设置井口撬、真空加热炉、油气分离器、2 座 60m³ 多功能储油罐、装车泵等设备；②新建燃料气管线 1.2km；③配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。项目建成后日产油 20t/d，日产气 14 万 m³/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 3.2-13~表 3.2-18。

拟建工程污染物排放标准见表 2.6-4。

拟建工程污染物排放量情况见表 3.2-24。

拟建工程污染物总量控制指标情况见表 9.3-1。

(3) 环境风险防范措施

拟建工程环境风险防范措施见 5.2.8.5 章节。

(4) 环境监测计划

拟建工程环境监测计划见表 9.4-1。

9.2.2 披露方式及时间要求

披露方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

披露时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；企业应当于每年 3 月 15 日前披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息；建设单位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

拟建工程污染物排放清单见表 9.3-1。

表 9.3-1

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	4800	248	16	8	0.2	NO _x : 0.448 VOC _s : 0.468	颗粒物≤20;		
					二氧化硫			4				二氧化硫≤50;		
					氮氧化物			154				NO _x ≤200;		
					烟气黑度			<1 级				烟气黑度<1 级		
		井场无组织废气	采出液密闭拉运输送, 加强阀门的检修与维护, 从源头减少泄漏产生的无组织废气	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—		—	厂界非甲烷总烃≤4.0	
					硫化氢								—	厂界硫化氢≤0.06mg/m ³
					颗粒物								—	场界颗粒物 1.0mg/m ³
					二氧化硫								—	场界二氧化硫≤0.4mg/m ³
		氮氧化物	—	场界氮氧化物≤0.12mg/m ³										
		柴油发电机废气	柴油发电机燃用合格油品	—	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、CO、HC	8760	—	—	—	—		《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014) 修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要 求》(HJ1014-2020) 中表 2 非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值		

续表 9.3-1

污染物排放清单一览表

类别	噪声源		污染因子	治理措施	处理效果	执行标准	
噪声	采油树、真空加热炉、油气分离器、装车泵、柴油发电机		$L_{Aeq, T}$	基础减振	降噪 10dB(A)	厂界昼间 ≤ 65 dB(A); 夜间 ≤ 55 dB(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	石油类、SS	采出水随采出液一起拉运至一号联合站处理, 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	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	井下作业废液采用专用废水回收罐收集, 运至塔河油田绿色环保站处理	—	—	—	—
	生活污水	SS、COD、氨氮、 BOD_5	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	—	—	—	—
序号	污染源名称	固废类别	处理措施	处理效果			
固废	落地油、废防渗材料	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			
	生活垃圾	生活垃圾	收集后定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处置	全部妥善处置			
环境风险防范措施	严格按照风险预案中相关规定执行, 具体见“5.2.8.4 环境风险防范措施及应急要求”						

9.4 环境及污染源监测

9.4.1 监测目的

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

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

9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。拟建工程的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担，也可由西北油田分公司的质量检测中心承担。

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《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)、《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)、《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)、《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)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

续表 9.4-1 拟建工程监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	井场无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢、颗粒物、二氧化硫、氮氧化物	下风向场界外 10m 范围内	每年 1 次
地下水	潜水含水层	pH、总硬度、溶解性总固体、硫化物、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬	3 眼监控井作为地下水环境跟踪监控井	每半年 1 次
土壤环境	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	井场储罐处	每年一次

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	焊接废气、施工机械及运输车辆尾气	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接作业时使用无毒低尘焊条	—	—	—	
废水	1	管道试压废水	循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘	—	—	—	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、推土机、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)
固废	1	施工废料	不可回收利用部分委托周边工业固废填埋场合规处置	—	—	—	妥善处置
	8	生活垃圾	现场收集，由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处置	—	—	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 管道埋埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土	—	临时占地恢复到之前状态	8	恢复原有地貌
	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

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							
生态			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	—
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 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ SO ₂ $\leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ 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新建燃气锅炉大气污染物排放限值
	2	井场无组织废气	采用底部装载方式、罐车密闭集输处理、加强阀门和设备的检修和维护	—	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
—	—	场界颗粒物 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$, 二氧化硫 $\leq 0.4\text{mg}/\text{m}^3$, 氮氧化物 $\leq 0.12\text{mg}/\text{m}^3$	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2新污染源大气污染物无组织排放监控浓度限值				

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
运营期							
废气	3	柴油发电机废气	柴油发电机燃烧合格油品	—	—	—	《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》(HJ1014-2020)中表 2 非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值
废水	1	运营期采出水	采出水随采出液一起拉运至一号联合站处理,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	运营期井下作业废液	收集后送至塔河油田绿色环保站处理	—	—	—	不外排
	3	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	—	—	0.5	不外排
噪声		采油树、真空加热炉、油气分离器、装车泵、柴油发电机	基础减振	—	厂界达标: 昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类排放限值
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
		生活垃圾	集中收集后,定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处置	—	—	0.5	—

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							
防渗		分区防渗	具体见“分区防渗要求一览表”			3	—
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		拟建工程实施后,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	2	—
退役期							
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	—	—	—	—
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	—	—	—	—
固废	1	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	—	—
	2	落地油	落地油收集后委托有资质单位送至塔河油田绿色环保处理站处理	—	妥善处置	3	—
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 结论

10.1 建设项目情况

10.1.1 项目概况

项目名称：中 102 斜井探转采地面工程

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

建设内容：①在中 102 斜井新建试采流程，井场内设置井口撬、真空加热炉、油气分离器、2 座 60m³ 多功能储油罐、装车泵等设备；②新建燃料气管线 1.2km；③配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。

建设规模：项目建成后日产原油 20t/d，日产气 14 万 m³/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 4.0%。

劳动定员及工作制度：井场新增劳动定员 2 人，年工作 365d，年工作 8760h。

10.1.2 项目选址

拟建工程位于和田地区民丰县境内。区域以油气开采为主，土地利用类型为沙地，工程选址区域周边及邻近区域无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域。

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，拟建工程的建设符合国家产业政策要求。

拟建工程属于西北油田分公司油气勘探开发项目，符合《中华人民共和国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》《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》。拟建工程位于塔河油田内，项目占地范围内不涉及生态保护红线、水源地、自然保护区及风景名胜区等环境敏感区，拟建工程不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁

止开发区，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

10.1.4 “三线一单”符合性判定

拟建工程距离生态保护红线区最近约 66km，建设内容均不在生态保护红线范围内；拟建工程采出水随采出液一起拉运至一号联合站处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔河油田绿色环保站处理，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，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，拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态恢复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。拟建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、能源消耗等均不超过自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

10.2 环境现状

10.2.1 环境质量现状评价

环境质量现状监测结果表明：项目所在区域属于不达标区；根据监测结果，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。

地下水环境质量现状监测结果表明：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。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等。

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：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(C₁₀-C₄₀)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；土壤评价范围内不存在耕地、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，不设置土壤环境保护目标；将生态环境影响评价范围内动物和植物、塔里木河国家级水土流失重点预防区作为生态环境保护目标；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

拟建工程运营期废水包括采出水、井下作业废液和生活污水，采出水随采出液一起拉运至一号联合站处理，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,井下作业废液送至塔河油田绿色环保站处理,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。

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;生活垃圾集中收集后,定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处置。

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

拟建工程运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废液和生活污水、生活污水。采出水随采出液一起拉运至一号联合站处理,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,井下作业废液送至塔河油田绿色环保站处理,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。拟建工程周边无地表水体,项目采出水、井下作业废液、生活污水不外排,故拟建工程实施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

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的沙漠平原区,含水层岩性为细砂、粉砂。南部沙漠区地下径流侧向

补给是区域地下水的主要补给来源，以垂直蒸发和人工开采方式排泄。地下水化学类型为 $Cl \cdot SO_4 - Na \cdot Mg$ 型水，矿化度为 $3.0 \sim 8.52g/L$ ，水质差，为咸水。

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) 地下水环境的影响

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

(3) 地下水污染防治措施

本评价建议拟建工程依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，采取严格的地下水环境污染防治措施。

①通过加强站内管线及设备的压力、流量传感器检修维护，保障发生阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

②严格执行《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗。防渗措施的设计使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。

③建立和完善拟建工程的地下水环境监测制度和环境管理体系，对站内管线、罐体、阀门定期进行严格检测，有质量问题的及时更换，站内管道、罐体、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

(4) 地下水环境影响评价结论

综上所述，在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措

施和地下水污染应急处置的前提下，拟建工程对地下水环境影响可以接受。

10.4.4 声环境影响

拟建工程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 2 类昼间、夜间标准要求，从声环境影响的角度分析，拟建工程可行。

10.4.5 固体废物环境影响

拟建工程运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料，属于危险固体废物，收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置；生活垃圾集中收集后，定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处置，可避免对环境产生不利影响。

10.4.6 生态影响

拟建工程不同阶段对生态影响略有不同，施工期主要体现在地表扰动影响、土壤肥力、植被覆盖度、生物损失量、生态系统完整性、水土流失、防沙治沙等方面，其中对地表扰动、植被覆盖度、生物损失量、水土流失及防沙治沙的影响相对较大；运营期主要体现在生态系统完整性等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，拟建工程建设对生态影响可得到有效减缓，对生态影响不大；从生态影响的角度看，该项目是可行的。

10.4.7 土壤影响

拟建工程占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 50cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。因此，拟建工程需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防治措施后，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，确定项目总量控制指标为 NO_x 0.448t/a， VOC_s 0.468t/a。

10.6 环境风险评价

项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，在可接受范围之内。在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，环境风险可防控。

10.7 公众参与分析

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）的有关要求，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。根据西北油田分公司提供的中102斜井探转采地面工程公众参与说明书，本项目公示期间未收到公众反馈意见。

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自治区、和田地区“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》等。项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响可接受；采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施后，项目建设对区域生态影响可行；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。

目 录

1 概述	1
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	5
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 环境影响因素和评价因子	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	25
2.7 相关规划及环境功能区划	31
2.8 环境保护目标	61
3 建设项目工程分析	63
3.1 在建工程	63
3.2 拟建工程	65
3.3 依托工程	98
4 环境现状调查与评价	102
4.1 自然环境概况	102
4.2 环境质量现状监测与评价	104
5 环境影响预测与评价	129
5.1 施工期环境影响分析	129
5.2 营运期环境影响评价	145
5.3 退役期环境影响分析	199
6 环保措施可行性论证	201
6.1 环境空气保护措施可行性论证	201
6.2 废水治理措施可行性论证	203
6.3 噪声防治措施可行性论证	204
6.4 固体废物处理措施可行性论证	204
6.5 生态保护措施可行性论证	206
7 碳排放影响评价	210
7.1 碳排放分析	210

7.2 减污降碳措施	215
7.3 碳排放评价结论及建议	216
8 环境影响经济损益分析	217
8.1 经济效益分析	217
8.2 社会效益分析	217
8.3 环境措施效益分析	217
8.4 环境经济损益分析结论	219
9 环境管理与监测计划	220
9.1 环境管理	220
9.2 企业环境信息披露	225
9.3 污染物排放清单	226
9.4 环境及污染源监测	229
9.5 环保设施“三同时”验收一览表	230
10 结论	234
10.1 建设项目情况	234
10.2 环境现状	235
10.3 拟采取环保措施的可行性	236
10.4 项目对环境的影响	237
10.5 总量控制分析	240
10.6 环境风险评价	240
10.7 公众参与分析	240
10.8 项目可行性结论	240

