1 概述

1.1 项目由来

塔河油田是我国陆上十大油田之一，是中石化西北油田分公司在塔里木盆地发现的最大油气田，资源量约30亿吨。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。

塔河油田采油一厂所辖区块包含1区、2区奥陶系、2区三叠系、2区东区块、塔河TK7226井区、3区奥陶系、S72区块、3区石炭系、4区、5区、9区、塔河T903区块、西达里亚、YT区块、AT1区块、KZ1区块、KZ2-GP4区块、AT9区块及于奇西区块。

塔河油田二区、四区由采油一厂进行管理，区块位于库车市，为维持区块原油生产能力，增大塔河油田整体开发效益，实现区块开发，西北油田分公司拟在新疆阿克苏地区库车市塔河油田二区、四区内实施“采油一厂奥陶系油藏2025年第一期短半径侧钻方案”。建设内容主要为：①部署侧钻井6口；②5座井场各设置抽稠泵1台，TK224CH2井、TK434CH井各更换200kW加热炉1台，TK224CH2井场增加注氮气流程1套；③新建氮气管线1.4km；④现有10kV架空线路导线更换5.55km，配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。

1.2 环境影响评价工作过程

项目属于油气开采项目，位于阿克苏地区库车市，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》和《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。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），本项目属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业07 7陆地石油开采0711”中的“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2025年5月20日委托河北省众联能源环保科技

有限公司进行本项目的环境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于2025年5月23日在《阿克苏新闻网》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2025年6月17日至2025年6月30日在《阿克苏新闻网》对拟建项目环评信息进行了第二次公示，同时在评价范围内的敏感点张贴了环评信息第二次公示材料，在此期间分别于2025年6月18日、2025年6月19日在《阿克苏日报》（刊号：CN65-0012）对拟建项目环评信息进行了公示；西北油田分公司向阿克苏地区生态环境局报批环境影响报告书前，于2025年7月1日在《阿克苏新闻网》网站公开拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明书。根据西北油田分公司提供的《采油一厂奥陶系油藏2025年第一期短半径侧钻方案公众参与说明书》，公示期间未收到反馈意见。在以上工作的基础上，评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求和各级生态环境主管部门的意见，编制完成了拟建项目环境影响报告书。

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定

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

（2）规划符合性判定

本项目属于西北油田分公司油气勘探开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》。本项目位于塔河油田内，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，本项目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

本项目距离生态保护红线区最近约6.1km，建设内容均不在生态保护红线范围内；本项目采出水随采出液最终输送至联合站处理，井下作业废水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，废水均不向外环境排放；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。本项目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，符合新疆维吾尔自治区、七大片区、阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

（4）评价工作等级

根据环境影响评价技术导则规定并结合项目特点，经判定，本次环境影响评价工作大气环境影响评价工作等级为二级，地表水环境影响评价工作等级为三级B，井场地下水环境影响评价工作等级为二级，氮气管线可不开展地下水环境影响评价，声环境影响评价等级为二级，井场土壤生态影响型环境影响评价等级为一级，井场土壤污染影响型环境影响评价等级为二级，氮气管线可不开展土壤环境影响评价，生态影响评价等级为三级，环境风险评价等级为简单分析。

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的实施对区域环境空气、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）本项目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》（GB 13271-2014）表2新建锅炉大气污染物排放限值，烟气中非甲烷总烃排放满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率（1.42kg/h）

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

（2）本项目废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随采出液最终输送至联合站处理，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；井下作业废水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。即本项目无废水排入地表水体，对地表水环境影响可接受。

（3）本项目在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，同时制定跟踪监测计划、建立跟踪监测制度，对地下水环境影响可以接受，从土壤环境影响角度项目可行。

（4）本项目选用低噪声设备，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）本项目运营期产生的落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥均属于危险废物，分别采取桶装形式收集后，委托有资质单位接收处置。钻井泥浆循环使用不外排，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，分离出的钻井岩屑经无害化处理装置处理，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等。撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥和生活垃圾送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

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

（7）本项目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，本项目符合国家及地方当前产业政策要求，选址和建设内容可满足国家和地方有关环境保护法律法规要求，符合新疆维吾尔自治区、七大片区、阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控要求；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《采油一厂奥陶系油藏2025年第一期短半径侧钻方案公众参与说明书》，本项目公示期间未收到反馈意见。为此，本评价从环保角度认为本项目建设可行。

本次评价工作得到了各级生态环境主管部门、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日修订，2015年1月1日施行）；

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

（12）《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012年2月29日发布）；

（13）《中华人民共和国矿产资源法（2024年修订）》（2025年7月1日起施行）；

（14）《中华人民共和国野生动物保护法》（2022年12月30日修正，2023年5月1日施行）。

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

（1）《中共中央办公厅 国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见》（2024年3月6日）；

（2）《中共中央、国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》（2021年11月2日）；

（3）《中共中央办公厅、国务院办公厅关于印发在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》（2019年7月24日）；

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

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

（7）《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）；

（8）《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）；

（9）《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）；

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

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

（12）《产业结构调整指导目录（2024年本）》（国家发展改革委令 2023

年第7号，2023年12月27日发布，2024年1月1日施行）；

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

（14）《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021年第74号）；

（15）《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号，2018年7月16日发布，2019年1月1日施行）；

（16）《国家危险废物名录（2025年版）》（部令第36号，2024年11月8日由生态环境部2024年第5次部务会议审议通过,2025年1月1日实施）；

（17）《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版）（部令第16号，2020年11月30日公布，2021年1月1日施行）；

（18）《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部令第24号，2021年12月11日发布，2022年2月8日施行）；

（19）《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第23号，2021年11月30日发布，2022年1月1日施行）；

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

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

（22）《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（环境部公告 2013年第31号，2013年5月24日实施）；

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

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

（25）《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150号，2016年10月26日发布并实施）；

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

（27)《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》(环发〔2012〕98号，2012年8月8日发布并实施）；

（28）《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77号，2012年7月3日发布并实施）；

（29）《关于印发〈建设项目环境影响评价区域限批管理办法（试行）〉的通知》（环发〔2015〕169号，2015年12月18日发布并实施）；

（30）《中华人民共和国水土保持法实施条例》（2011年1月8日修订，2011年1月8日实施）；

（31）《关于印发〈2020年挥发性有机物治理攻坚方案〉的通知》（环大气〔2020〕33号）；

（32）《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》（环大气〔2019〕53号）；

（33）《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（环大气〔2021〕65号，2021年8月4日发布并实施）；

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

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

（36）《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84号，2017年11月14日发布并实施）；

（37）《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》（环办〔2014〕30号，2014年4月25日发布并实施）；

（38）《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号，2019年12月13日发布并实施）；

（39）《关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则大

气环境（HJ2.2-2018）〉差别化政策有关事宜的复函》（环办环评函〔2019〕590号）；

（40）《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）；

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）；

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

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

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

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

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

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

（10）《新疆生态环境保护“十四五”规划》；

（11）《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；

（12）《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

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

（14）《关于印发<新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果>的通知》（新环环评发〔2024〕157号，2024年11月发布）；

（15）《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》；

（16）《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）；

（17）《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》；

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

（19）《关于印发〈新疆国家重点保护野生植物名录〉的通知》（新林护字〔2022〕8号）（2022年2月9日）；

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

（21）《关于印发〈新疆国家重点保护野生动物名录〉的通知》（自治区林业和草原局 自治区农业农村厅，2021年7月28日）；

（22）《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）；

（23）《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》；

（24）《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）；

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

（26）《阿克苏地区坚决制止耕地“非农化”行为工作方案》（阿行署办〔2020〕29号）

（27）《关于印发〈阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（阿行署发〔2021〕81号）；

（28）《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023年版）的通知》（阿地环字〔2024〕32号,2024年10月）；

（29）《关于印发〈阿克苏地区水污染防治工作方案〉的通知》（阿行署

办〔2016〕104号）；

（30）《关于印发〈阿克苏地区土壤污染防治工作方案〉的通知》（阿行署发〔2017〕68号）。

2.1.3 环境保护技术规范

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（5）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（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》（原环境保护部公告 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）《采油一厂奥陶系油藏2025年第一期短半径侧钻方案设计方案》；

（2）《环境质量现状监测报告》；

（3）西北油田分公司提供的其他资料；

（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，掌握项目所在地的自然环境及环境质量现状。

（2）针对本项目特点和污染特征，确定主要环境影响因素及其污染因子。

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

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

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

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

2.2.2 评价原则

（1）坚持环境影响评价为项目建设服务，为环境管理服务，为保护生态环境服务。

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

（3）全面贯彻环境影响评价导则、总纲，科学分析项目建设对环境质量的影响。

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

（5）严格贯彻执行“达标排放”“总量控制”“以新带老”“排污许可”

等环保法律法规。

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

图 2.2-1　环境影响评价工作程序图

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

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

表2.3-1 **环境影响因素识别结果一览表**

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

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

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

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

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

2.3.2 评价因子

根据环境影响因素识别结果，结合区域环境质量现状，以及本项目特点和污染物排放特征，确定本项目评价因子见表2.3-2。

表2.3-2 **本项目评价因子一览表**

单项工程 / 环境要素	钻前工程	钻井工程	储层改造工程	油气开采、集输工程		
时期	施工期	施工期	施工期	施工期	运营期	退役期
大气	颗粒物	SO_2、NO_x	SO_2、NO_x、	颗粒物	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度、非甲烷总烃、硫化氢	颗粒物
地下水	耗氧量、氨氮	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	—	石油类	—
土壤	—	石油烃	石油烃	—	石油烃、盐分含量	—
生态	地表扰动、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性	—	—	地表扰动、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性、生物多样性	生态系统完整性	地表扰动、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性、生物多样性
噪声	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）
固体废物	生活垃圾	一般工业固废，危险废物，生活垃圾	生活垃圾	生活垃圾	落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥、钻井岩屑、钻井泥浆、撬装式污水处理站污泥、生活垃圾	落地油、建筑垃圾、废弃管线

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：

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

式中：P_i——第i个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

ρ_{oi}——第i个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/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。本项目井场周边3km半径范围内均无城市建成区和规划区，因此，估算模式农村或城市的计算选项为“农村”。

（3）模型参数和污染源及其预测结果

本项目估算模式参数取值见表2.4-1；典型井场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/℃		40.8
3	最低环境温度/℃		-23.7
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速（m/s）		0.5
6	土地利用类型		沙漠化荒地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☑是　　（否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是　　☑否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

表2.4-2　　井场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)	工况烟气流量(m^3/h)	烟气流速(m/s)	烟气温度(℃)	年排放小时数(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
		经度(°)	纬度(°)										
1	井场200kW真空加热炉烟气(TK224CH2井为代表)	*	*	*	*	*	*	*	*	*	正常	PM_{10}	0.003
												$PM_{2.5}$	0.002
												SO_2	0.001
												NO_x	0.037
												非甲烷总烃	0.005
2	井场400kW真空加热炉烟气(TK446CH井为代表)	*	*	*	*	*	*	*	*	*	正常	PM_{10}	0.008
												$PM_{2.5}$	0.004
												SO_2	0.003
												NO_x	0.075
												非甲烷总烃	0.01

表 2.4-3　　井场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（°）									
井场无组织废气（以TK224CH2为代表）	*	*	*	*	*	*	*	*	正常	H_2S	0.0000008
										非甲烷总烃	0.031

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/m³）	P_i(%)	P_{max}(%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$(m)
1	井场200kW真空加热炉烟气(TK224CH2井为代表)	PM_{10}	*	*	6.78	112	--
		$PM_{2.5}$	*	*			
		SO_2	*	*			--
		NO_2	*	*			
		非甲烷总烃	*	*			
2	井场400kW真空加热炉烟气(TK446CH井为代表)	PM_{10}	*	*		120	--
		$PM_{2.5}$	*	*			
		SO_2	*	*			
		NO_2	*	*			
		非甲烷总烃	*	*			
3	无组织废气	非甲烷总烃	*	*		64	--
		硫化氢	*	*			

（4）评价工作等级判定

根据上述计算结果，本项目典型井场外排废气污染物 1%＜P_{max}=6.78%＜10%，根据《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ 2.2-2018）中评价工作分级判据，本项目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），本项目废水主要为采出水、井下作业废水，采出水随采出液最终输送至联合站处理，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；井下作业废水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。项目废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体，地表水环境影响评价工作等级为三级B。

2.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级

（1）建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则•地下水环境》（HJ610-2016）附录A及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目井场建设内容属于常规石油开采井场，项目类别为Ⅰ类；氮气管线建设属于Ⅳ类项目。

（2）地下水环境敏感程度

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

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

地下水评价工作等级见表2.4-7。

表2.4-7　　地下水评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	和周边敏感目标关系	环境敏感程度	评价等级
采油井场	I类	本项目井场及管线所在区域均不涉及集中式及分散式饮用水水源，不属于集中式饮用水水源准保护区和准保护区以外的补给径流区，不涉及国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区及保护区以外的分布区，不涉及未划定准保护区的集中式饮用水水源及其保护区以外的补给径流区	不敏感	二
氮气管线	Ⅳ类		不敏感	/

本项目采油井场地下水环境评价等级为二级，氮气管线可不开展地下水环境影响评价。

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

（1）声环境功能区类别

本项目位于塔河油田区域，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，确定本项目声环境影响评价工作等级为二级。

2.4.1.5 土壤环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）以及区域历史监测数据，工程所在区域土壤盐分含量大于4g/kg，属于HJ964-2018附录D.1中中度盐化及以上地区，即项目所在区域属于土壤盐化地区，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

（1）土壤环境污染影响型评价工作等级

①建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目井场建设内容属于常规石油开采井场，项目类别为Ⅰ类；氮气管线可不开展土壤环境影响评价。

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（≥50hm^2）、中型（5～50hm^2）和小型（≤5hm^2）”。

本项目井场不新增永久占地面积，占地规模为小型。

新建氮气管线埋地敷设，不新增永久占地，占地规模为小型。

③建设项目敏感程度

拟建工程周边1km范围内及管线200m范围内不涉及耕地、村庄等敏感点，土壤环境敏感程度为“不敏感”。

④评价工作等级判定

土壤环境污染影响评价工作等级见表2.4-8。

表2.4-8 **土壤环境污染影响评价工作等级一览表**

项目名称	项目类别	和周边敏感目标关系	环境敏感程度	**评价等级**
采油井场	Ⅰ类	井场周边1000m范围不涉及耕地等	不敏感	二

		敏感目标		
氮气管线	Ⅳ类	管线两侧200米范围不涉及耕地等敏感目标	不敏感	可不开展环境影响评价

本项目采油井场土壤污染型环境评价等级为二级，氮气管线可不开展土壤环境影响评价。

（2）土壤环境生态影响型评价工作等级

①建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目井场建设内容属于常规石油开采井场，项目类别为Ⅰ类；氮气管线可不开展土壤环境影响评价。

②建设项目敏感程度

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

③评价工作等级判定

土壤环境生态影响评价工作等级见表2.4-9。

表2.4-9 **土壤环境生态影响评价工作等级一览表**

项目名称	项目类别	土壤含盐量(g/kg)	环境敏感程度	**评价等级**
采油井场	Ⅰ类	>4	敏感	一
氮气管线	Ⅳ类	>4	--	可不开展环境影响评价

本项目采油井场土壤生态型环境评价等级为一级，氮气管线可不开展土壤环境影响评价。

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

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

（1）本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境。

（2）本项目不涉及自然公园、生态保护红线。

（3）本项目土壤影响范围内不涉及天然林、公益林。

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

（5）本项目不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域。

（6）本项目不新增永久占地面积，新增临时占地面积为0.097km^2，总面积≤20km^2。

表2.4-10　　生态影响评价工作等级一览表

项目名称	和周边敏感目标关系	评价等级
采油井场	本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境；本项目不涉及自然公园、生态保护红线；本项目土壤影响范围内不涉及天然林、公益林；本项目不属于水文要素影响型建设项目；本项目不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域；本项目不新增永久占地面积，新增临时占地面积为0.097km^2，总面积≤20km^2	三
氮气管线		三

综合以上分析，根据《环境影响评价技术导则·生态影响》（HJ19-2022）中划分依据，确定本项目生态环境评价工作等级为三级。

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

（1）危险物质及工艺系统危险性（P）的分级确定

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

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

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

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

Q_1，$Q_2\cdots Q_n$ 每种危险物质的临界量，t。

当Q＜1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ；

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

本项目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2.4-11。

表 2.4-11　　**建设项目 Q 值确定表**

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
1	天然气	74-82-8	0.647	10	0.0647
2	原油	—	13.834	2500	0.0055
3	硫化氢	7783-06-4	0.0001	2.5	0.00004
项目Q值Σ					0.07024

注：本项目为侧钻项目，本次评价主要考虑现有集输管线、燃料气管线进行预测分析，选择 S65CH 井至 4-4 计转站集输管线、燃料气管线进行核算，管线同沟敷设，管线长度 3.5km，集输管线直径 80mm，管线压力 3MPa；燃料气管线直径 50mm，管线压力 1.6MPa。

经计算，本项目 Q 值＜1，风险潜势为Ⅰ。

（2）评价工作等级的划分

根据导则规定，环境风险评价工作等级划分方法见表2.4-12。

表2.4-12　　**环境风险评价工作等级划分一览表**

环境风险潜势	Ⅳ、Ⅳ+	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2.4-12可知，本项目环境风险潜势为Ⅰ，因此本项目环境风险评价等级为简单分析。

2.4.2 评价范围

根据本项目各环境要素确定的评价等级、本项目污染源排放情形，结合区域自然环境特征，按导则中评价范围确定的相关规定，各环境要素评价范围见表 2.4-13、附图 12。

表 2.4-13　　**各环境要素评价范围一览表**

序号	环境要素	评价等级	评 价 范 围
1	环境空气	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 8km^2 矩形区域
		三级	管线两侧 200m 的范围
4	声环境	二级	井场边界外 200m 范围

5	土壤环境（污染影响型）	二级	井场边界外扩200m
6	土壤环境（生态影响型）	一级	井场边界外扩5000m
7	生态	三级	井场周围50m范围，管线中心线两侧300m范围
8	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

根据本项目特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表2.5-1。

表2.5-1 **评 价 内 容 一 览 表**

序号	项 目	内 容
1	概述	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的及评价原则、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）区块开发现状及环境影响回顾：塔河油田二区、四区开发现状、环保手续履行情况、塔河油二区、四区回顾性评价、环境问题及“以新带老”改进意见。 （2）现有工程：现有工程概况、现有工程手续履行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程污染物年排放量、现有工程环境问题及“以新带老”改进意见。 （3）拟建工程：项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、运营期污染源及其防治措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、三本账、污染物总量控制分析。 （4）依托工程：本项目涉及依托的一号联合站、塔河油田绿色环保站、库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂、库车经济技术开发区工业固体废物填埋场等基本情况及依托可行性分析

续表2.5-1 **评 价 内 容 一 览 表**

序号	项 目	内 容
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境质量现状监测与评价
5	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析（施工废气影响分析、施工噪声影响分析、施工期固体废物影响分析、施工废水影响分析、施工期生态影响分析）
		运营期环境影响预测与评价（大气环境影响评价、地表水环境影响评价、地下水环境影响评价、声环境影响评价、土壤环境影响评价、固体废物影响分析、生态影响评价、环境风险分析）
		退役期影响分析（退役期污染物情况、退役期生态保护措施）

6	环保措施可行性论证	针对本项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	温室气体排放影响评价	温室气体排放分析、减污降碳措施、温室气体排放评价结论及建议
8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性与定量相结合的方式，对工程的环境影响后果进行经济损益核算，估算建设项目环境影响的经济价值
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监测计划
10	结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.5.2 评价重点

结合项目的排污特征及周围环境现状，确定本项目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：PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2、CO、O_3执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单（生态环境部公告2018年第29号）二级标准；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m^{3}的标准；H_2S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/m^{3}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新建锅炉大气污染物排放限值，加热炉烟气中非甲烷总烃排放满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996）表2最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率（1.42kg/h）二级要求。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H_2S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。

废水：施工期生活污水经处理后主要用于周边生态林、荒漠的灌溉，执行《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2的B级标准；采出水随采出液最终输送至联合站处理，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，井下作业废水由井下作业施工队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）中表1Ⅴ级水质标准后回注地层。

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	项目	取值时间	二级	单位	标准来源

要素			标准		
环境空气	PM_{10}	年平均	70	μg/m³	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单标准
		24小时平均	150		
	$PM_{2.5}$	年平均	35		
		24小时平均	75		
	SO_2	年平均	60		
		24小时平均	150		
		1小时平均	500		
	NO_2	年平均	40		
		24小时平均	80		
		1小时平均	200		
	CO	24小时平均	4	mg/m³	
		1小时平均	10		
	O_3	日最大8小时平均	160	μg/m³	
		1小时平均	200		
	非甲烷总烃	1小时平均	2.0	mg/m³	《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m³的标准
	H_2S	1小时平均	0.01	mg/m³	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D其他污染物空气质量浓度参考限值

环境要素	项目	取值时间	标　准	单位	标准来源
地下水	色	≤15		铂钴色度单位	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表1感官性状及一般化学指标中III类
	嗅和味	无		—	
	浑浊度	≤3		NTU	

续表 2.6-1　　**环境质量标准一览表**

环境要素	项目	取值时间	标　准	单位	标准来源
地下水	肉眼可见物	无		—	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表1感官性状及一般化学指标中III类
	pH	6.5～8.5		—	
	总硬度	≤450		mg/L	
	溶解性总固体	≤1000			
	硫酸盐	≤250			
	氯化物	≤250		mg/L	

	铁	≤0.3		
	锰	≤0.10		
	铜	≤1.00		
	锌	≤1.00		
	铝	≤0.20		
	挥发性酚类	≤0.002		
	阴离子表面活性剂	≤0.3		
	耗氧量	≤3.0		
	氨氮	≤0.50		
	硫化物	≤0.02		
	钠	≤200		
	总大肠菌群	≤3.0	CFU/100mL	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表1微生物指标中III类
	菌落总数	≤100	CFU/mL	
	亚硝酸盐	≤1.00	mg/L	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表1毒理学指标中III类
	硝酸盐	≤20.0		
	氰化物	≤0.05		
	氟化物	≤1.0	mg/L	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表1毒理学指标中III类
	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		

续表 2.6-1　　**环境质量标准一览表**

环境要素	项目	取值时间	标　准	单位	标准来源
地下水	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		mg/L	参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准

声环境	$L_{Aeq,T}$	昼间	60	dB（A）	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准
		夜间	50		

表 2.6-2　　土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	风险筛选值	单位	标准
1	砷	60	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1、表2第二类用地筛选值
2	镉	65		
3	六价铬	5.7		
4	铜	18000		
5	铅	800		
6	汞	38		
7	镍	900		
8	四氯化碳	2.8		
9	氯仿	0.9		
10	氯甲烷	37		
11	1,1-二氯乙烷	9		
12	1,2-二氯乙烷	5		
13	1,1-二氯乙烯	66		
14	顺1,2-二氯乙烯	596		
15	反1,2-二氯乙烯	54		
16	二氯甲烷	616		
17	1,2-二氯丙烷	5		
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10		
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8		
20	四氯乙烯	53		

续表 2.6-2　　土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	风险筛选值	单位	标准
21	1,1,1-三氯乙烷	840	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1、表2第二类用地筛选值
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8		
23	三氯乙烯	2.8		
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5		
25	氯乙烯	0.43		
26	苯	4		

27	氯苯	270		
28	1,2-二氯苯	560		
29	1,4-二氯苯	20		
30	乙苯	28		
31	苯乙烯	1290		
32	甲苯	1200		
33	间/对二甲苯	570		
34	邻二甲苯	640		
35	硝基苯	76		
36	苯胺	260		
37	2-氯酚	2256		
38	苯并[a]蒽	15		
39	苯并[a]芘	1.5		
40	苯并[b]荧蒽	15		
41	苯并[k]荧蒽	151		
42	䓛	1293		
43	二苯并[a,h]蒽	1.5		
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15		
45	萘	70		
46	石油烃（C_{10}～C_{40}）	4500		
47	镉	0.6		《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中农用地土壤污染风险筛选值（pH>7.5）
48	汞	3.4		
49	砷	25		
50	铅	170		

续表 2.6-2　　**土壤污染风险筛选值一览表**

序号	检测项目	风险筛选值	单位	标准
51	铬	250	mg/kg	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中农用地土壤污染风险筛选值（pH>7.5）
52	铜	100		
53	镍	190		
54	锌	300		

表 2.6-3　　**污染物排放标准一览表**

类别	污染源	项　　目	排放限值	单位	标 准 来 源

废气	加热炉烟气	颗粒物	20	mg/m³	《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表2新建锅炉大气污染物排放限值
		二氧化硫	50		
		氮氧化物	200		
		烟气黑度	1	级	
		非甲烷总烃	120	mg/m³	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率二级要求
			1.42（8m高排气筒）	kg/h	
	井场无组织废气	非甲烷总烃	4.0	mg/m³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求
		H_2S	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
废水	生活污水	pH值	6～9	--	《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2的B级标准
		化学需氧量	180	mg/L	
		悬浮物	90	mg/L	
		粪大肠菌群	40000	MPN/L	
		蛔虫卵个数	2	个/L	
	采出水、井下作业废水	悬浮固体含量	35.0	mg/L	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中表1 Ⅴ级水质主要控制指标
		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	
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

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

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

本项目主要建设井场和管线，报告中已提出相关生态环境减缓措施，项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态环境的影响；同时项目井位选址及管线选线过程中已避让农田，减少对生态空间与农业空间的占用；运营期采取完善相应的污染防治措施，污染物均可达标排放。综上所述，项目与区域主体功能区中限制开发区域发展方向和开发原则相协调，符合主体功能区划。

2.7.2 生态环境保护

（1）相关规划

根据评价区块的地理位置，所在地涉及的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区国土空间规划（2021年-2035年）》等。

本项目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	本项目	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	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	本项目属于塔里木盆地油气开采项目	符合

规划和2035年远景目标纲要》			
《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》	积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜—大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县（市）天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县	本项目属于西北油田分公司塔河油田油气开采项目	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强企业自行监测管理。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	本项目不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置，塔河油田各区已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤进行清理	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强重点行业VOC_S治理。实施VOC_S排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源VOC_S污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低VOC_S含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业VOC_S综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减VOC_S排放量	本项目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密闭集输措施	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	本项目	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	本项目产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021年 第74号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第23号）中相关管理要求	符合

《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	以石化、化工等行业为重点，加快实施VOC_S治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和VOC_S在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的VOC_S治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展VOC_S治理，加快更换装载方式	本项目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密闭集输措施	符合
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	加强油气资源开发集中区域土壤环境风险管控。以塔里木油田、塔河油田等油气资源开发强度较大地区为重点，开展油气资源开发区土壤环境质量专项调查，建立油气资源开发区域土壤污染清单，对列入土壤污染清单中的区域，编制风险管控方案。加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用，开展油气资源开发区历史遗留污染场地治理，对历史遗留油泥坑进行专项排查，建立整治清单、制定治理与修复计划	本项目钻井产生的磺化泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，磺化岩屑在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理，固相经检测各污染物满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理；废烧碱包装袋、废机油、废防渗材料收集后暂存在井场危废暂存间内，完井后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理；运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥、钻井岩屑、钻井泥浆、撬装式污水处理站污泥、生活垃圾等，落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥属于危险废物，收集后委托有资质单位处置；钻井岩屑、钻井泥浆、撬装式污水处理站污泥、生活垃圾等处置过程与施工期相同，固体废物均妥善处置	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	本项目	符合性

《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排入雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全	本项目采出水随油气混合物输送至联合站处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用回收罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610 - 2016）“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
	按照生态环境部统一部署，建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动	本项目不占用自然保护地	符合
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	建立生态保护红线管控体系，明确管理责任，强化用途管制，实现一条红线管控重要生态空间，确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变。开展生态保护红线基础调查和人类活动遥感监测，及时发现、移交、查处各类生态破坏问题并监督保护修复情况	本项目不占用及穿越生态保护红线，可确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变	符合
《新疆维吾尔自治区油气发展“十四五”规划环境影响报告书》	提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜—大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替	本项目位于塔河油田内，项目的实施有利于维持塔河油田产能稳定，有利于提高老油田采收率	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	本项目	符合性

《阿克苏地区国土空间规划（2021年-2035年）》	严保永久基本农田保护红线、严守生态保护红线、严控城镇开发边界。 严保永久基本农田保护红线：坚决落实最严格的耕地保护制度，严守耕地保护红线，将达到质量要求的优质耕地依法划入永久基本农田，实施特殊保护。已经划定的永久基本农田全面梳理整改，有序推进永久基本农田划定成果核实，确保永久基本农田数量不减少、质量不降低、生态有改善。 严守生态保护红线：以资源环境承载力为硬约束，结合“双评价”中生态保护极重要区评价，强调生态涵养，落实生态红线保护要求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间。阿克苏地区生态红线主要分布于天山南脉、塔里木河上游沿岸、托什干河中下游沿岸。 严控城镇开发边界：坚持节约优先、保护优先，严控增量、盘活存量，优化结构、提升效率，提高城镇建设用地集约化程度。在综合考虑城镇定位、发展方向和综合承载能力的基础上，科学研判城镇发展需求，优化城镇形态和布局，促进城镇有序、适度、紧凑发展，实现多中心、网络化、组团式、集约型的城乡国土空间格局	本项目占地范围内不涉及基本农田，未处于城镇开发边界，井场距离生态保护红线最近距离6.1km。	符合
	“两群、两带、三片区”的产业空间布局，打造生态产业体系，优化配置产业资源。 阿-温产业集群主要发展农副产品加工、纺织服装、石油天然气化工、现代物流、商务金融、科技服务、数字经济等产业，以及生物医药、节能环保、新一代信息技术等战略新兴产业；库（车）-沙（雅）-新（和）-拜（城）产业集群主要发展能源化工、农副产品加工、纺织服装、装备制造、建材冶金、现代物流等产业	本项目位于库（车）-沙（雅）-新（和）-拜（城）产业集群，属于石油开采项目，符合区域发展规划要求	符合

表 2.7-2　**中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环评及审查意见符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	本项目	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。	本项目距离最近的生态保护红线约6.1km，不在生态保护红线范围内；本项目符合新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案、新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、阿克苏“三线一单”生态环境分区管控方案相关要求；本项目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

续表 2.7-2　**中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环评及审查意见符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	本项目	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	（二）合理确定开发方案，优化开发布局。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，依据生态环境影响评价结果，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序。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	本项目位于重点油气开发区域的“塔河地区”，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、开发布局和建设时序，及时对生态环境保护措施进行了优化调整	符合
	（三）严格生态环境保护，强化各类污染物防治。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	本项目废气主要为加热炉烟气和井场无组织废气，加热炉内部采用低氮燃烧器，使用净化后的天然气作为燃料，井场采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水及井下作业废水，采出水随采出液最终输送至联合站处理，达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔河油田绿色环保站处理，废水均不向外环境排放；运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥、钻井岩屑、钻井泥浆、撬装式污水处理站污泥、生活垃圾等，落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥属于危险废物，收集后委托有资质单位处置；钻井岩屑、钻井泥浆、撬装式污水处理站污泥、生活垃圾等处置过程与施工期相同，固体废物均妥善处置	符合
《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》及审查意见	（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	本项目同步制定并落实生态保护和修复方案；综合考虑了防沙治沙等相关要求；本项目已提出一系列生态环境保护措施	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	本项目环境管理由西北油田分公司负责，日常环境管理工作	符合

	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	纳入西北油田分公司现有HSE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	

（2）本项目与相关文件符合性分析见表2.7-3。

表2.7-3 **相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	本项目	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
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）	油气开采项目（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	本项目位于塔河油田，属于区块滚动开发项目，不属于单井环评	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	本项目已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施，并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行回顾性评价，同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合
	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	本项目井场加热炉使用净化后的天然气作	--

	家和地方大气污染物排放标准要求	为燃料，加热炉烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表2新建锅炉大气污染物排放限值	

续表 2.7-3　　**相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《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	本项目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	采油一厂已编制了环境应急预案并进行了备案，后续应根据本项目生产过程存在的风险事故类型，完善现有的突发环境事件应急预案	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后，恢复井场周边及管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	本项目开发方案设计考虑了塔河油田油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺均成熟、先进	符合
	集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目井场、管线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。	塔河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

	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		
	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。	本项目采取密闭集输工艺	符合
《挥发性有机物（VOC_s）污染防治技术政策》（原环境保护部公告2013年第31号）	液态VOC_s物料应采用密闭管道输送。采用非管道输送方式转移液态VOC_s物料时，应采用密闭容器、罐车	项目采出液采用密闭管道及密闭罐车输送，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	本项目运营期废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随采出液最终输送至联合站处理，达标后回注地层；井下作业废水委托塔河油田绿色环保站处理；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
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012年第18号）	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目建设布局合理，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；油气输送至联合站集中处理；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	本项目采出液采用密闭集输方式，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	本项目采出液中含有的少量伴生气随集输管道一起输送至联合站集中处理	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地。	本项目不占用湿地自然保护区和鸟类迁徙通道，氮气管道采用埋地敷设	符合
	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	运营期采出水随采出液最终输送至联合站处理，达标后回注地层；井下作业废水委托塔河油田绿色环保站处理	符合

续表 2.7-3 **相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发〔2020〕138号)	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则生态影响）》要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估	本项目部分建设内容涉及沙区，报告中已提出有效可行的防沙治沙措施	符合
	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏	拟建工程不在沙化土地封禁保护区范围内，不属于对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，项目在采取有效的生态保护、避让、减缓等措施，不会超过区域生态环境承载能力	符合
《国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知》（国发[2023]24号）	强化VOCs全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含VOCs有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的VOCs废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。	拟建工程采用密闭集输工艺	符合
《自治区党委自治区人民政府印发关于深入打好污染防治攻坚战的实施方案》	严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	本项目不涉及涉重金属行业污染防控，塔河油田各区已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤进行清理	符合
	强化地下水污染协同防治。持续开展地下水环境状况调查评估，实施水土环境风险协同防控，统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地上、地下协同防治与环境风险管控。	本项目采出水随油气混合物输送至联合站处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用回收罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610－2016）“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合

续表 2.7-3 **相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《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、拌和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
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发[2020]138号)	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则生态影响)》要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估	报告中已提出有效可行的防沙治沙措施	符合
	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏	拟建工程不在沙化土地封禁保护区范围内，不属于对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，项目在采取有效的生态保护、避让、减缓等措施，不会超过区域生态环境承载能力	符合
《新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国防沙治沙法>办法》	第三条 防沙治沙工作应当坚持预防为主、保护优先、因地制宜、突出重点、分区施策、以水定绿、科学防治、合理利用的原则，统筹推进山水林田湖草沙系统治理，实现生态效益、经济效益和社会效益相统一。	本项目实施过程中已采取相应防沙治沙措施，详见6.5.1.5	符合

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）》	选址与空间布局	1.石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	项目符合《西北油田分公司“十四五”规划》及规划环评要求，项目为现有塔河油田改扩建项目	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）》	选址与空间布局	2.在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	项目符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求	符合
		3.涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本项目不涉及	符合
	污染防治与环境影响	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。	本项目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黄回收工艺，减少二氧化硫排放。	本项目采取密闭工艺，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》（GB39728-2020）要求；井场加热炉使用净化后的天然气作为燃料，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新建锅炉大气污染物排放限值，烟气中非甲烷总烃《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率二级要求	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）》	选址与空间布局	4.陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐。	本项目钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、钻井液，配备完善的固控设备。运营期采出水随油气混合物输送联合站采出水处理单元处理达标后回注地层；井下作业废水收集后送塔河油田绿色环保站处理。	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，鼓励废水处理后回用于注汽锅炉。	本项目采出水随油气混合物输送联合站采出水处理单元处理，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.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%。	本项目钻井泥浆及岩屑采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率达到100%；膨润土泥浆钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测达标后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；磺化岩屑在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理；运运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥、钻井岩屑、钻井泥浆、撬装式污水处理站污泥、生活垃圾等，落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥属于危险废物，收集后委托有资质单位处置；钻井岩屑、钻井泥浆、撬装式污水处理站污泥、生活垃圾等处置过程与施工期相同，固体废物均妥善处置	符合

《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	污染防治与环境影响	7.噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	本项目井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准要求	符合

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（站）场、管道、道路等工程设施进行生态修复，生态修复前对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等相关要求。	符合

综上所述，本项目符合《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）、《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》等相关规划、技术规范和政策法规文件要求。

2.7.3 生态管控方案符合性判定

2021年2月，新疆维吾尔自治区人民政府发布了《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18号）。为落实其管控要求，2021年7月，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162号）；

2021年7月，阿克苏地区行政公署发布了《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（阿行署发〔2021〕81号）；2024年11月，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《关于印发<新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果>的通知》（新环环评发〔2024〕157号）；2024年10月，阿克苏地区生态环境局发布了《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023年版）的通知》（阿地环字〔2024〕32号）。本项目与上述文件中“三线一单”分区管控要求的符合性分析见表2.7-5至表2.7-17，本项目与“生态保护红线”位置关系示意见附图5，本项目与环境管控单元位置关系见附图10。

表2.7-5 **拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表**

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【A1.1-1】禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录（2024年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022年版）》禁止准入类事项。	拟建工程为石油天然气开采项目，属于“石油天然气开采”项目，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》（国家发展改革委令2023年第7号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025年版）》（发改体改规〔2025〕466号）中禁止准入类项目	符合
			【A1.1-2】禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	拟建工程执行标准符合国家和自治区环境保护标准	符合
			【A1.1-3】禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	拟建工程不涉及相关内容	—

			【A1.1-4】禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	拟建工程占地范围内不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合

续表 2.7-5　**拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表**

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【A1.1-5】禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为： （一）开（围）垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源； （二）擅自填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土； （三）排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物； （四）过度放牧或者滥采野生植物，过度捕捞或者灭绝式捕捞，过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为； （五）其他破坏湿地及其生态功能的行为。	拟建工程不涉及自然湿地	—
			【A1.1-6】禁止在自治区行政区域内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	拟建工程不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合

新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【A1.1-7】①坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。②重点行业企业纳入重污染天气绩效分级，制定“一厂一策”应急减排清单，实现应纳尽纳；引导重点企业在秋冬季安排停产检修计划，减少冬季和采暖期排放。推进重点行业深度治理实施全工况脱硫脱硝提标改造，加大无组织排放治理力度，深度开展工业炉窑综合整治，全面提升电解铝、活性炭、硅冶炼、纯碱、电石、聚氯乙烯、石化等行业污染治理水平。	拟建工程不属于高耗能高排放低水平项目；不属于重点行业企业	符合
			【A1.1-8】严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。	拟建工程不属于新建危险化学品生产项目	符合

续表 2.7-5　**拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表**

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【A1.1-9】严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线1公里范围内，除提升安全、环保、节能、智能化、产品质量水平的技术改造项目外，严格禁止新建、扩建化工项目，不得布局新的化工园区（含化工集中区）。	拟建工程不涉及	--
			【A1.1-10】推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	拟建工程不涉及	--

新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【A1.1-11】国务院有关部门和青藏高原县级以上地方人民政府应当建立健全青藏高原雪山冰川冻土保护制度，加强对雪山冰川冻土的监测预警和系统保护。青藏高原省级人民政府应当将大型冰帽冰川小规模冰川群等划入生态保护红线，对重要雪山冰川实施封禁保护采取有效措施，严格控制人为扰动。青藏高原省级人民政府应当划定冻土区保护范围，加强对多年冻土区和中深季节冻土区的保护，严格控制多年冻土区资源开发，严格审批多年冻土区城镇规划和交通、管线、输变电等重大工程项目。青藏高原省级人民政府应当开展雪山冰川冻土与周边生态系统的协同保护，维持有利于雪山冰川冻土保护的自然生态环境。	拟建工程不涉及相关内容	--
		A1.2限制开发建设的活动	【A1.2-1】严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水高污染行业发展。	拟建工程不属于高耗水高污染行业	符合
			【A1.2-2】建设项目用地原则上不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	拟建工程不涉及相关内容	--

续表 2.7-5　**拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表**

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	A1.2限制开发建设的活动	【A1.2-3】以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控，未依法完成土壤污染状况调查或风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。	拟建工程不涉及相关内容	--
			【A1.2-4】严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	拟建工程不涉及相关内容	--
			【A1.2-5】严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。	拟建工程不涉及相关内容	--
		A1.3不符	【A1.3-1】任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水	拟建工程不属于重化工、涉重金属等工业污染	符合

		合空间布局要求活动的退出要求	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。	项目	
			【A1.3-2】对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔。	拟建工程不属于严重污染水环境的生产项目	符合
			【A1.3-3】根据《产业结构调整指导目录》《限期淘汰产生严重污染环境的工业固体废物的落后生产工艺设备名录》等要求，配合有关部门依法淘汰烧结-鼓风炉5炼铅工艺炼铅等涉重金属落后产能和化解过剩产能。严格执行生态环境保护等相关法规标准，推动经整改仍达不到要求的产能依法依规关闭退出。	拟建工程不涉及重金属落后产能和化解过剩产能	符合
			【A1.3-4】城市建成区、重点流域内已建成投产化工企业和危险化学品生产企业应加快退城入园，搬入化工园区前企业不应实施改扩建工程扩大生产规模。	拟建工程不涉及相关内容	--
		A1.4其他布局要求	【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	本项目与区域主体功能区划目标相协调，符合《西北油田分公司“十四五”规划》及规划环评要求	符合

续表 2.7-5　**拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表**

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	A1.4其他布局要求	【A1.4-2】新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。	拟建工程不属于石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目	符合
			【A1.4-3】危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立，规划环评通过审查，规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区，并符合国土空间规划产业发展规划和生态红线管控要求	拟建工程不属于危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目	--
	A2污染物	A2.1污染物削减/替代要求	【A2.1-1】新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则。	拟建工程属于石油天然气开采项目，不属于重点行业建设项目	符合

	排放管控		【A2.1-2】以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。	拟建工程实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOC_S 排放对大气环境的影响	符合
			【A2.1-3】促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究，减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接促进大气污染防治协同增效。	本项目提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	--
			【A2.1-4】严控建材、铸造、冶炼等行业无组织排放，推进石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业项目挥发性有机物（VOCs）防治。严格有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化等行业项目的土壤、地下水污染防治措施要求。推进工业园区和企业集群建设涉 VOCs“绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 VOCs 集中高效处理。	拟建工程实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOC_S 排放对大气环境的影响	符合

续表 2.7-5　**拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表**

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总	A2 污染物排放管控	A2.2 污染控制措施要求	【A2.2-1】推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	拟建工程不属于能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域	--

体管控要求			【A2.2-2】实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。 钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	拟建工程不涉及相关内容	--
			【A2.2-3】强化重点区域大气污染联防联控，合理确定产业布局，推动区域内统一产业准入和排放标准。实施水泥行业错峰生产，推进散煤整治、挥发性有机污染物综合治理、钢铁、水泥、焦化和燃煤工业锅炉行业超低排放改造、燃气锅炉低氮燃烧改造、工业园区内轨道运输（大宗货物“公转铁”）、柴油货车治理、锅炉炉窑综合治理等工程项目。全面推行绿色施工，持续推动城市建成区重污染企业搬迁或关闭退出。	拟建工程不涉及相关内容	--
			【A2.2-4】强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合

续表 2.7-5　**拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表**

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总	A2污染物排放管控	A2.2污染控制措施要求	【A2.2-5】持续推进伊犁河、额尔齐斯河、额敏河、玛纳斯河、乌伦古湖、博斯腾湖等流域生态治理，加强生态修复。推动重点行业重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维等企业综合治理和清洁化改造。	拟建工程不涉及相关内容	--

体管控要求			【A2.2-6】推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
			【A2.2-7】强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估加强风险管控。	拟建工程采出水随采出液输送至联合站处理达标后回注地层，井下作业废液采用专用回收罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合

续表 2.7-5　**拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表**

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体	A2污染物排放管控	A2.2污染控制措施要求	【A2.2-8】严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	塔河油田区块已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作	符合

管控要求					
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2污染物排放管控	A2.2污染控制措施要求	【A2.2-9】加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	拟建工程不涉及相关内容	--
	A3环境风险防控	A3.1人居环境要求	【A3.1-1】建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预报预警应急机制和会商联动机制。“鸟一昌一石”区域内可能影响相邻行政区域大气环境的项目，兵地间、城市间必须相互征求意见。	拟建工程不涉及相关内容	--
			【A3.1-2】对跨国境河流、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联动机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。	拟建工程不涉及相关内容	--

续表 2.7-5　**拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表**

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔	A3环境风险	A3.1人居环境要求	【A3.1-3】强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	拟建工程不涉及相关内容	--

自治区总体管控要求	防控	A3.2联防联控要求	【A3.2-1】提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于2025年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到2025年完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。	拟建工程不涉及相关内容	--
			【A3.2-2】依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	拟建工程不涉及受污染耕地	—
			【A3.2-3】加强新污染物多环境介质协同治理。排放重点管控新污染物的企事业单位应采取污染控制措施，达到相关污染物排放标准及环境质量目标要求；按照排污许可管理有关要求，依法申领排污许可证或填写排污登记表，并在其中载明执行的污染控制标准要求及采取的污染控制措施。排放重点管控新污染物的企事业单位和其他生产经营者应按照相关法律法规要求，对排放（污）口及其周边环境定期开展环境监测，评估环境风险，排查整治环境安全隐患，依法公开新污染物信息，采取措施防范环境风险。土壤污染重点监管单位应严格控制有毒有害物质排放，建立土壤污染隐患排查制度防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。	拟建工程不涉及相关内容	--

续表 2.7-5　**拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表**

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A3环境风险防控	A3.2联防联控要求	【A3.2-4】加强环境风险预警防控。加强涉危险物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入采油一厂现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
			【A3.2-5】强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入采油一厂现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
			【A3.2-6】强化兵地联防联控联治，落实兵地统一规划、统一政策统一标准、统一要求、统一推进的防治管理措施，完善重大项目环境影响评价区域会商、重污染天气兵地联合应急联动机制。建立兵地生态环境联合执法和联合监测长效机制。	拟建工程不涉及相关内容	--
	A4	A4.1水资源	【A4.1-1】自治区用水总量2025年、2030年控制在国家下达的指标内。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
			【A4.1-2】加大城镇污水再生利用工程建设力度，推进区域再生水循环利用，到2025年，城市生活污水再生利用率力争达到60%。 【A4.1-3】加强农村水利基础设施建设，推进农村供水保障工程，农村自来水普及率、集中供水率分别达到99.3%、99.7%。	拟建工程不涉及相关内容	--

续表 2.7-5　**拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表**

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

续表 2.7-5　**拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表**

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

表 2.7-6　　拟建项目与“七大片区总体管控”符合性分析

名称	管控要求	拟建项目	符合性
天山南坡片区总体管控要求	切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用 天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性	拟建项目不在托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	符合
	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障	拟建项目属于石油开采项目，施工过程中严格控制施工占地，管道敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，对施工作业带进行生态恢复，尽可能减少对区域生态环境的影响	符合
	推进塔里木河流域用水结构调整，维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水	拟建项目不涉及	--
	加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度，实施博斯腾湖综合治理	拟建项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
	加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	采油一厂加强油田废弃物的无害化处理，严防塔河油田勘探、开发、运行过程中以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染；拟建项目不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	符合

表 2.7-8　本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023年）》符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.1 禁止新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2024年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2025年版）》禁止准入类事项。	本项目为石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》（国家发展改革委令 2023年 第7号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单(2025年版)》(发改体改规〔2025〕466号）中禁止准入类项目	符合

续表 2.7-8　**本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023年）》符合性分析一览表**

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.2 国家重点生态功能区内禁止新建、改扩建产业准入负面清单中禁止类项目。	本项目为石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》（国家发展改革委令 2023年 第7号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025年版）》（发改体改规〔2025〕3466号）中禁止准入类项目	符合
		1.3 禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	本项目符合国家和自治区环境保护标准	符合
		1.4 禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	本项目不属于列入淘汰类目录的高污染工业项目	符合
		1.5 禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	本项目不涉及	-
		1.6 禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	本项目占地范围内不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
		1.7 禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。	本项目不涉及	-
		1.8 禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	本项目危险废物均交由具有危险废物处置单位处置	-
		1.9 禁止在地区范围内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	本项目不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合
		1.10 坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。	本项目不属于高耗能高排放低水平项目	符合

续表 2.7-8　**本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023年）》符合性分析一览表**

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.11 引导化工项目进区入园，促进高水平集聚发展。推动化工园区规范化发展，依法依规利用综合标准倒逼园区防范化解安全环境风险，加快园区污染防治等基础设施建设，加强园区污水管网排查整治，提升本质安全和清洁生产水平。引导园区内企业循环生产、产业耦合发展，鼓励化工园区间错位、差异化发展，与冶金、建材、纺织、电子等行业协同布局。鼓励化工园区建设科技创新及科研成果孵化平台、智能化管理系统。严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。	本项目不属于化工项目	符合
		1.12 严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。坚决遏制“两高”项目盲目发展，石化、现代煤化工项目应纳入国家产业规划。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。	本项目不涉及	-
		1.13 推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	本项目不涉及	-
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.14 永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。	本项目不涉及	-
		1.15 河湖岸线生态红线保护区实施最严格的保护政策，严禁一切与保护无关的开发活动，滨岸带缓冲区以维系地表径流污染拦截功能为重点，严格岸线用途管制，严控畜禽养殖业。严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染、尾矿库等项目环境风险。制定河湖岸线开发利用负面清单，禁止不符合水体功能定位的涉水开发活动。强化河湖岸线建设项目管理，严禁以各种名义侵占河道、围垦湖泊。	本项目距离生态保护红线最近为6.1km，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	符合
		1.16 原则上禁止曾用于生产、使用、贮存、回收、处置有毒有害物质的工矿用地复垦为种植食用农产品的耕地。	本项目不涉及	-

续表 2.7-8　**本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023年）》符合性分析一览表**

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.17 对自然保护区、森林公园、湿地公园、沙漠公园、饮用水源地等特殊类土壤应严格保护，严格执行保护区管理规定，禁止各类开发建设活动污染保护区土壤。	本项目不涉及	-
		1.18 严禁在天然水体进行网箱养殖和将规模化畜禽养殖场产生的污水和粪便排入河道。加强对畜禽养殖及屠宰企业污染物排放的监管，在水源地保护区内不允许进行畜禽养殖。	本项目不涉及	-
		1.19 限制新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中限制类项目。国家重点生态功能区内限制新建、改（扩）建产业准入负面清单中限制类项目。	拟建工程为石油天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类项目	符合
		1.20 严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的，应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	拟建工程不涉及占用湿地	符合
		1.21 在河湖管理范围外，湖泊周边、水库库边建设光伏、风电项目的，要科学论证，严格管控，不得布设在具有防洪、供水功能和水生态、水环境保护需求的区域，不得妨碍行洪通畅，不得危害水库大坝和堤防等水利工程设施安全，不得影响河势稳定。	本项目不涉及	-
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.22 严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。	本项目不涉及	-
		1.23 新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。各级生态环境部门和行政审批部门要严格把关，对于不符合相关法律法规的，依法不予审批。	本项目不涉及	-
		1.24 在河湖管理范围内布局岸线整治修复类、体育和旅游类、水产养殖类及其他活动类规划，应征求水行政部门意见，办理相关手续。河湖管理范围内违法违规建筑物、构筑物不符合补救消缺要求的存量问题拆除腾退；对于坑塘养殖类、耕地种植类存量问题复核洪水影响，不能够满足要求的逐步退出。	本项目不涉及	符合
	污染物排放管控	2.1 新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求，应遵循重点重金属污染物排放“等量替代”原则。	本项目符合“三线一单”、产业政策、规划环评和行业环境准入管控要求	符合

续表 2.7-8　**本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023年）》符合性分析一览表**

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.2 积极遏制臭氧浓度增长趋势，推进挥发性有机物和氮氧化物协同减排。以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。	本项目实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少VOCs排放对大气环境的影响	符合
		2.3 加强能耗“双控”管理，合理控制能源消费增量，优化能源消费结构。合理控制煤电装机规模，有序淘汰煤电落后产能，推进燃煤电厂灵活性和供热改造。	拟建工程不涉及	符合
		2.4 完成自治区下达的“十四五”重点工程污染物减排指标，制定年度减排计划。	拟建工程不涉及	–
		2.5 推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	拟建工程提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	符合
		2.6 实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。持续推进钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰、耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	拟建工程不涉及	–
		2.7 深入实施清洁柴油车（机）行动，基本淘汰国三及以下排放标准机动车，加快淘汰报废老旧柴油公务用车，全面实施国六排放标准。积极推广新能源汽车，提高城市公交领域新能源车辆占比。因地制宜持续提升新增及更新公务用车新能源汽车配备比例。大力推广“公转铁”运输组织模式，力争长距离公路货物运输量占比逐年递减，铁路发送量占比持续增加。推进重点工业企业和工业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度。持续强化货运车辆燃油消耗量限值标准管理。积极推广新能源汽车，加快充电桩建设，建设高速公路沿线、物流集散地充电桩，鼓励开展充电桩进小区相关工作。	拟建工程不涉及	–

续表 2.7-8　**本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023年）》符合性分析一览表**

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.8 提升城市精细化管理水平，强化施工、道路、堆场、裸露地面等扬尘管控，加强城市保洁和清扫。加大餐饮油烟污染、恶臭异味治理力度。强化秸秆综合利用和禁烧管控。	拟建工程不涉及	-
		2.9 严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	拟建工程采取节水措施，管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘。运营期无用水工序	符合
		2.10 全面落实河（湖）长制，实施水陆统筹的水污染减排机制，严格执行污染物排放总量控制，整体推进水功能区水质稳中向好。巩固提升城市黑臭水体治理成效，推动实现长治久清。	拟建工程不涉及	-
		2.11 推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。	拟建工程严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610－2016）“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934－2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，对井场进行分区防渗，地下水污染风险得到有效防范	符合
		2.12 强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。	拟建工程制定完善的地下水监测计划，已建立地下水监测网络，切实保障地下水生态环境安全	符合
		2.13 严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	拟建工程制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	符合

续表 2.7-8　**本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023年）》符合性分析一览表**

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.14 加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	拟建工程不涉及	-
		2.15 因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	拟建工程不涉及	-
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.16 聚焦秋冬季细颗粒物污染，加大产业结构调整和污染治理力度，强化联防联控联治。进一步深化工业污染源深度治理，钢铁、有色金属、化工等行业执行重污染天气应急减排措施。持续开展防风固沙生态修复工程，加强沙尘天气颗粒物防控。建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，实施重污染天气重点行业绩效分级和应急减排差异化控制。	拟建工程不涉及	-
		2.17 建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动。	拟建工程不涉及	-
		2.18 实施塔里木河重要源流区（阿克苏河流域）山水林田湖草沙一体化保护和修复工程。推行草原森林河流湖泊休养生息，对生态严重退化地区实行封禁保护。巩固提升退耕还林还草成果，推进草原禁牧和草畜平衡制度落实。健全耕地休耕轮作制度，推进荒漠化和水土流失综合治理。根据区域水资源条件科学开展国土绿化行动，全面保护修复天然林，深入实施以农田防护林为主的防护林体系修复建设工程。加强湿地保护和修复，推进重点湿地综合治理，强化湿地用途管制和利用监管。	拟建工程不涉及	-
		2.19 全面提升城镇污水处理能力。所有县级以上城市及重点独立建制镇均应建成污水处理设施，对现有城镇污水处理设施因地制宜进行提标改造。加强污水处理设施运行管理及配套管网建设，进一步提高县城、城市污水处理率，提升污泥处理处置水平。建立污泥生产、运输、处置全过程监管体系，实现污泥稳定化、无害化和资源化处理处置。加强城镇污水处理及再生利用设施建设。	拟建工程不涉及	-

续表 2.7-8 **本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023年）》符合性分析一览表**

名称	文件要求		拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.20 提升生活垃圾处理处置水平。规范化建设生活垃圾卫生填埋场，发展垃圾生物堆肥、焚烧发电和卫生填埋相组合的综合处置，减少原生垃圾直接填埋量。推行生活垃圾分类收集和回收体系，加强对垃圾填埋场封场后的环境管理。开展餐厨垃圾资源化利用与无害化处理试点以及生活垃圾分类示范试点。	拟建工程不涉及	-
		2.21 加强矿山地质环境保护与恢复治理力度。建立健全矿山生态环境保护修复监管信息系统，完善矿山地质环境动态监测体系建设。加强对矿山企业依法履行矿山地质环境保护与土地复垦义务的监督管理。	项目生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等相关要求	-
	环境风险防控	3.1 对涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联动机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警、拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。	本项目不涉及	-
		3.2 强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	本项目不涉及相关内容	--
		3.3 严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全和卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出。	本项目不涉及相关内容	--

续表 2.7-8 **本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023年）》符合性分析一览表**

名称	文件要求		拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	环境风险防控	3.4 提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于2025年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到2025年，完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千吨万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。	本项目评价范围内无县级及以上集中式饮用水水源地；本项目不涉及相关内容	--
		3.5 有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。	本项目不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置，本项目制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	符合
阿克苏地区总体管控要求	环境风险防控	3.6 在高敏感性县。市配备专职环境应急管理人员，配备必要的物资装备。完善多层级环境应急专家管理体系，建立对口帮扶模式和远程非现场会商调度机制，指导地方提升应急能力、规范应急准备与响应、分类分级开展基层环境应急人员轮训。加强各地应急监测装备配置，定期开展应急监测演练，增强应急实战能力。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，详见“5.2.8.4 环境风险防范措施及应急要求”章节	符合
		3.7 依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	本项目不涉及受污染耕地	—
		3.8 加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复，形成一批生态环境综合整治和风险防控示范工程，在环境高风险领域建立环境污染强制责任保险制度。推动重要水源地水质在线生物预警系统建设。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入采油一厂现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合

续表 2.7-8 **本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023年）》符合性分析一览表**

名称	文件要求		拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	环境风险防控	3.9 强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入采油一厂现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
	资源利用效率	4.1 地区用水总量控制在自治区下达的指标范围内。©	本项目施工期中采取节水措施，用水量较小；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
		4.2 地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	本项目施工期中采取节水措施，用水量较小；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
阿克苏地区总体管控要求	资源利用效率	4.3 土地资源利用上线指标执行批复后的《阿克苏地区国土空间规划（2021-2035年）》。	本项目管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源占用符合要求	符合
		4.4 到2025年，单位地区生产总值二氧化碳排放较2020年下降12%，单位地区生产总值能耗强度较2020年下降14.5%，非化石能源消费比重增长至18%以上。	本项目整体温室气体排放量相对较小	符合
		4.5 高污染燃料禁燃区内禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的项目和设施，已建成的应逐步或依法限期改用天然气、电或其他清洁能源。	本项目不涉及	-

表 2.7-9 **本项目与所在管控单元“库车市一般管控单元”管控要求符合性分析一览表**

名称	文件要求		本项目	符合性
ZH65290230001库车市一般管控单元	空间布局约束	1.建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	本项目不涉及	-

续表 2.7-9　**本项目与所在管控单元“库车市一般管控单元”管控要求符合性分析一览表**

名称	文件要求		本项目	符合性
ZH65290230001库车市一般管控单元	空间布局约束	2.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。	本项目为石油天然气开采项目，不属于露天矿山	--
		3.永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求	本项目不涉及	-
		4.严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模	本项目不涉及	--
		5.禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质	本项目不涉及	-
		6.禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物	本项目运营期产生的落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥均属于危险废物，分别采取桶装形式收集后，委托有资质单位接收处置	符合
	污染物排放管控	1.强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理	本项目不涉及	--
		2.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药	本项目不涉及	--
		3.加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元	本项目不涉及	--

		利用的秸秆综合利用格局		

续表 2.7-9　**本项目与所在管控单元“库车市一般管控单元”管控要求符合性分析一览表**

名称	文件要求		本项目	符合性
ZH65290230001库车市一般管控单元	污染物排放管控	4.对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控	本项目采出水随油气混合物输送至联合站处理达标后回注地层，井下作业废液采用专用回收罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
		5.严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程	采油一厂已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作	符合
		6.因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用	本项目不涉及	--
	环境风险防控	1.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染	采油一厂已对区域存在的历史遗留污染场地进行治理	符合
		2.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施	本项目不涉及	--
		3.依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用	本项目不涉及受污染耕地	—
	资源利用效率	1.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动	本项目不涉及	--

		秸秆还田与离田收集		

续表 2.7-9　**本项目与所在管控单元“库车市一般管控单元”管控要求符合性分析一览表**

名称	文件要求		本项目	符合性
ZH65290230001库车市一般管控单元	资源利用效率	2.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长	本项目不涉及	--
		3.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重	本项目不涉及	--

拟建工程符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18号）、新疆维吾尔自治区总体管控要求、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162号）、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（阿行署发〔2021〕81号）、《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023年）》中阿克苏地区总体管控要求、所在管控单元库车市一般管控单元要求。

2.7.4 选址选线合理性分析

2.7.4.1 井场布置的合理性分析

根据现场调查钻井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、永久基本农田等敏感目标；根据《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），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区，井场布置无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能。根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）要求，“油、气井井口距高压线及其他永久性设施不小于75m，距民宅不小于100m，距铁路、高速公路不小于200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危型场所不小于500m”。本项目井场均远离学校及居民区，周边不涉及铁路、高速公路，整体安全距离均满足规范要求。

综上所述，井场布置合理。

2.7.4.2 管线选线可行性分析

①拟建工程管线评价范围内无城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点；管线走向范围内不涉及生态保护红线，全线取直敷设，同时采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，尽可能缩窄施工作业带，减少对管线沿线植被的破坏。

②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。

③管线施工结束后，对临时占地及时恢复，减少占地影响。

④拟建工程充分利用区域现有道路。

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，管线占地类型主要为裸地和低密度草地，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

本项目位于塔河油田内，属于油气勘探开发区域，区域环境空气质量功能属于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类区；区域尚无地下水功能区划，根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）地下水质量分类规定，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。

2.8 环境保护目标

拟建工程评价区域内无自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点，故不设置环境空气保护目标；拟建工程周边无地表水体，且项目废水全部妥善处置，不外排，故不再设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；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；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），将井场边界外扩5km范围的

土壤作为土壤生态型环境保护目标;拟建工程生态评价范围内不存在自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，将生态影响评价范围内重要物种（胀果甘草、黑果枸杞、肉苁蓉、灰胡杨；塔里木马鹿、鹅喉羚、沙狐、塔里木兔、苍鹰、红隼、云雀等）、塔里木河流域水土流失重点治理区为生态保护目标。将区域环境空气、区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。

环境保护目标见表2.8-1至2.8-4。

表2.8-1　　地下水环境保护目标一览表

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

表2.8-2　　土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位及距离	功能要求
生态影响型		
评价范围内土壤	井场占地外5000m范围内	不对区域盐碱化程度进一步加深

表2.8-3　　生态保护目标一览表

环境要素	保护目标	保护范围	距最近距离（m）
生态	塔里木河流域水土流失重点治理区	井场周围50m范围，管线中心线两侧300m	--
	重要物种（胀果甘草、黑果枸杞、肉苁蓉、灰胡杨；塔里木马鹿、鹅喉羚、沙狐、塔里木兔、苍鹰、红隼、云雀等）		--

表2.8-4　　环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	场址周边3km范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	区域大气环境	--	--	--	0
管线周边500m范围内人口数小计						0
站场周边3km范围内人口数小计						0

续表 2.8-4　　**环境风险保护目标一览表**

类别	环境敏感特征					
管线周边200m范围内						0
大气环境敏感程度E值						E3
地表水	序号	受纳水体名称	水域环境功能		24h内流经范围	与排放点距离
	1	--	--		--	--
	地表水环境敏感程度E值					--
类别	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	与下游厂界距离(m)
地下水	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

本项目在新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内塔河油田二区、四区内实施“采油一厂奥陶系油藏2025年第一期短半径侧钻方案”。主要建设内容为：①部署侧钻井6口；②5座井场各设置抽稠泵1台，TK224CH2井、TK434CH井各更换200kW加热炉1台，TK224CH2井场增加注氮气流程1套；③新建氮气管线1.4km；④10kV架空线路导线更换5.55km，配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。

为便于说明，本次评价对本次涉及的塔河油田各区块开发现状进行回顾；将现有6口老井作为现有工程进行介绍，将本项目建设内容作为拟建工程进行分析，将本项目依托的塔河油田一号联合站和塔河油田绿色环保站、库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂、库车经济技术开发区工业固体废物填埋场作为依托工程进行分析。本次评价工程分析章节结构见表3-1。

表3-1　　工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	区块开发现状及环境影响回顾	主要介绍塔河油田二区、四区开发现状、环保手续履行情况、塔河油田二区、四区回顾性评价、环境问题及“以新带老”改进意见
2	现有工程	现有工程概况、现有工程手续履行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程污染物年排放量、现有工程环境问题及“以新带老”改进意见
3	拟建工程	项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、运营期污染源及其防治措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、三本账、污染物总量控制分析
4	依托工程	本项目涉及依托的一号联合站、塔河油田绿色环保站、库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂、库车经济技术开发区工业固体废物填埋场等基本情况及依托可行性分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 塔河油田二区、四区开发现状

本项目位于塔河油田二区、四区内，故本次评价对塔河油田二区、四区等2个区块开发现状及环境影响进行回顾。

(1)塔河油田各区块主体工程建设情况

塔河油田各区块主要地面设施情况统计见表3.1-1。

表3.1-1　　塔河油田各区块主要地面设施情况一览表

序号	区块名称	井数	计转站/阀组站名称	计转站/阀组站总数	联合站	其它
1	塔河油田2区	140口	2号计转站、2-1计转站、2-2计转站、2-3计转站、S72计转站	5	/	油气水依托一号联合站处理
2	塔河油田4区	105口	4-1计转站、4-2 计转站、4-3计转站、4-4计转站	4	/	

(2)塔河油田公辅工程建设情况

①给排水

塔河油田区域各井场、站场为无人值守井站场，主要以巡检人员为主，生产过程中不涉及用水。采油一厂厂部设置有基地，基地人员生活用水通过水井取水，生活污水排入基地生活污水处理装置处理，基地生活污水采用一体化污水处理装置处理。生产过程中不涉及用水，废水主要为采出水和井下作业废液，采出水在各联合站分离出来后，通过采出水管线输送至区域回注水井回注地层，回注层位为油气开采层位。井下作业废液送至塔河油田绿色环保处理站处理。

②供热

塔河油田内大部分井场根据生产需要设置有真空加热炉，联合站设置有导热油炉为生产过程提供热量，燃料为各联合站经过脱水脱硫脱烃后的天然气。采油一厂厂部单独设置有供暖锅炉用于冬季供暖。

③供电

塔河油田各区块范围内设置有110kV或35kV变电站，用于区域各联合站、站场及井场供电，区域电力线路网覆盖较全面，钻井期用电主要从周边已有电力线路上接入，未使用柴油发电机。

(3)塔河油田辅助工程建设情况

①集输管线及运输情况

目前塔河油田采油一厂分布有一号联合站，周边区域井场就近进入一号联合站进行油气水分离及处理，分离后的油、气通过已建管道外输。处理达标后

的采出水通过管道经区域回注井回注地层。

②内部道路建设情况

目前塔河油田周边紧邻沙漠公路、库东公路，气田内部建设有主干路、支干路和通井道路，其中主干路按三级公路标准，支干路按四级公路标准，沥青混凝土路面；通井道路全部为砂石路面。

③储罐、运输及装载系统建设情况

塔河油田各井场不涉及储罐，现有储罐主要存在于各计转站、联合站，其中各计转站现状仅进行计量，原有建设的储罐仅作为应急措施备用，联合站内经过分离后的原油可进入联合站内缓冲罐暂存，也可直接通过管道外输。目前塔河油田内各井场均实现采出液管输，联合站分离后的采出水全部通过输水管线送至注水井回注地层，油、气通过单独管道外输，基本不需要单独的装载系统，但各联合站仍预留有装卸口，主要用于试油阶段井场采出液的装卸。

3.1.2 塔河油田各区块环保手续履行情况

塔河油田各区块环保手续履行情况如表3.2-2所示。

表3.1-2 **塔河油田各区块环保手续履行情况一览表**

序号	项目名称	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
塔河油田2区							
1	塔河油田2区奥陶系油藏开发建设工程	原自治区环境保护局	新环自函[2003]477号	2003年12月	自主验收	--	2020年1月
2	塔河油田2区三叠系油藏加密调整项目	原自治区环境保护局	新环评价函[2011]903号	2011年9月	原自治区环境保护局	新环函[2015]910号	2015年8月
3	塔河油田二区东三叠系断块油藏产能建设项目	原自治区环境保护局	新环评价函[2011]463号	2011年5月	原自治区环境保护局	新环评价函[2012]907号	2012年9月
塔河油田4区							
1	新疆塔里木盆地塔河四号油田奥陶系油藏滚动开发工程	原自治区环境保护局	新环监字[2000]126号	2000年6月	原自治区环境保护局	环自验[2006]4号	2006年4月
2	塔河油田2-4区2022年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境	新环审〔2022〕43号	2022.3.16	正在建设中		

		厅			

续表 3.2-2　**塔河油田各区块环保手续履行情况一览表**

序号	类别	区块	项目名称	环评文件			验收文件		
				审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文件	验收时间
3	环境风险应急预案		中石化西北油田分公司采油一厂突发环境事件应急预案	采油一厂2023年8月15日修编了应急预案，并在阿克苏地区生态环境局库车市分局进行了备案（备案编号：652923-2023-126-L）					
4	排污许可执行情况		采油一厂	2021年4月9日，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂采油管理一区试采区块变更了排污许可证（证书编号：91650000742248144Q034X），进行4次变更					

3.1.3 塔河油田各区环境影响回顾性评价

根据现场踏勘情况及调查结果，对塔河油田各区块分别从大气环境影响、水环境影响、声环境影响、固废环境影响、土壤环境影响、生态影响、环境风险进行回顾性评价。

3.1.3.1 生态影响回顾

（1）植被环境影响回顾分析

油气田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期，根据油气田开发特点，对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油气田公路修建及管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响，其次污染物排放也将对天然植被产生一定的不利影响。塔河油田二区、四区经过了多年的开发后，现在已占用了一定面积的土地，使永久占地范围内的植被受到一定程度的破坏。整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。

油气田进入正式生产运营期后，不会再对区域内的自然植被产生新的和破坏的影响，除了永久性建筑设施、面积较小的井场以及道路的路基和路面占地外，其他临时性占地区域将被自然植物逐步覆盖，随着时间的推移，被破坏的植被将逐渐恢复到原有自然景观。

①永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场、站场和道路占地。根据现场调查情况，塔河油田二区、四区的道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，

站场有护栏围护。油气田内部永久占地范围的植被完全清除，主要为柽柳等，西北油田分公司已严格按照有关规定办理建设用地审批手续。

②临时占地植被影响回顾

a.井场临时占地的恢复情况

本次评价就井场占地类型、井场平整情况和井场附近植被状况进行了调查。井场施工期临时占地均为油气田开发规划用地，占地类型以盐土为主，所占土地完钻后进行了迹地清理和平整。

b.道路和管线

公路和管线建设对植被的影响主要是通过施工机械、施工人员对地表的践踏、碾压、开挖，改变了土壤坚实度的同时，损伤和破坏了植被。施工结束后，植被可以不同程度地进行恢复。

施工结束后管沟回填，除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被已基本恢复，恢复较好，对周围植被和地表的影响不大。

项目区勘探开发时间长，依托设施完善，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约4.5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免了对项目区域地表的扰动和破坏。施工结束后平整恢复迹地，路面表层铺垫有砾石层，道路两侧植被

正在恢复。

（2）野生动物影响回顾分析

①破坏栖息环境

油气田开发建设，除各种占地直接破坏动物栖息环境外，各面、线状构筑物对栖息地造成分割，加上各种机械产生的噪声和人员活动，使原先相对完整的栖息地破碎化和岛屿化，连通程度下降，对物种的扩散和迁徙产生阻碍和限制。

②人类活动对野生动物生存的干扰

在油气田钻前建设和油建等工程实施过程中，人为活动不断侵入野生动物活动领域，迫使一些对人为影响敏感的种类逃往邻近未影响区域。随着地面工程影响结束和油气田进入生产期，人为影响程度趋于平稳。同时会增加一些适应人类影响的种类。

根据油气田开发对野生动物的影响特征，对两栖类、爬行类及啮齿动物的分布情况进行了调查。

结果表明：在油气田区域内植被状况恢复较好的地段，动物活动的痕迹较多，而在井场附近则很少有活动的迹象。在整个区域内的分布数量也较原始状态少。

主要原因：虽然油气田进入正常运营后人类密度及活动范围同开发期相比有所减少。但是，由于油气田的井场较多，开发活动使得区域内自然植被的覆盖度降低，影响了爬行类及鼠类动物生存及栖息的基本环境条件。动物在没有植被的裸地得不到食物及水分，也就不会在此生存。

综上所述，施工期和运营期对野生动物的负面影响不大，没有发生捕猎野生保护动物的现象。

（3）生态保护措施回顾

①井场

钻井工程结束后，对井场永久占地范围内地表结合区块地表特点，铺设了水泥板，采取了必要的硬化措施，以减少侵蚀量。井场永久性占地面积为60m×60m，符合施工设计要求。施工完成后，地面均进行了砾石铺垫处理。

②管线和道路

项目区临时占地的植被恢复以自然恢复为主，人工植树为辅。项目区自然植被恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖雨水，因此植被的恢复需要时间长。通过现场调查，被扰动的区域水分条件好的已恢复植被，水分条件不好的区域有零星植物恢复生长。油气管线占地因各自所在区域水分条件不同，自然恢复程度有所不同。油区主干路为沥青路面，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约4.5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，禁止车辆乱碾乱轧的情况发生，不得随意开设便道。

综上所述，塔河油田二区、四区井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场有护栏围护。油气田内部永久占地范围的植被完全清除，井场内临时性占地的地表基本裸露，植被正在自然恢复。区域道路和管线两侧植被自然恢复。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被。油气开采在施工期和运营期对野生动物的负面影响不大，也没有发生捕猎保护动物的现象，对周

边生态影响可接受。

3.1.3.2 大气环境影响回顾评价

塔河油田二区、四区目前大气污染源主要为加热炉燃烧的天然气、检修或紧急状态下放空火炬燃烧天然气产生的废气以及井场、地面工程无组织排放废气。大气污染物主要是真空加热炉等产生的废气，以及井场、地面工程等无组织排放废气。针对以上污染源，采取了以下大气污染治理措施：

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

（2）在站场设置了可燃气体检测仪，可随时发现天然气泄漏并及时处理。

（3）生产运行期加热炉采用清洁能源天然气为原料。

（4）加强了油罐的保温和绝热措施，有效控制了罐内温度，减少了油罐呼吸量。

（5）站场内设置可燃气体探测器，随时发现天然气泄漏并及时处理。

根据区域例行监测的结果显示，站场加热炉废气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求，各场站无组织排放的硫化氢满足《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；无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求。因此，油气田开发对区域大气环境造成的影响可接受。

本次回顾引用阿克苏地区例行监测点2019年～2023年监测数据以及区域历史报告中开展的监测进行说明，塔河油田废气污染物中涉及的因子主要为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃和硫化氢，本次基本6项因子仅分析PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2四项因子。

表3.1-5　区域2019年～2023年环境空气质量变化情况一览表

地区	污染物	年评价指标	2019年现状浓度（μg/m³）	2020年现状浓度（μg/m³）	2021年现状浓度（μg/m³）	2022年现状浓度（μg/m³）	2023年现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	达标情况
阿克苏地	PM_{10}	年平均值	101	95	87	94	95	70	超标
	$PM_{2.5}$	年平均值	39	39	35	41	37	35	超标

区	SO_2	年平均值	7	7	6	6	7	60	达标
	NO_2	年平均值	31	28	29	24	32	40	达标

从表中可以看出，区域PM_{10}、$PM_{2.5}$年平均值均处于超标状态，主要原因是紧邻沙漠导致，并不是油气田开发过程造成；SO_2、NO_2年平均值均未超标，说明油气田开发过程中加热炉的使用未导致区域二氧化硫、氮氧化物产生较大影响。

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

3.1.3.3 水环境影响回顾评价

塔河油田二区、四区采出水依托联合站处理，分离出的采出水依托回注水处理系统处理，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后，根据井场注水需要回注地层。根据现场踏勘及咨询企业现场管理人员，出水水质可稳定达标。

塔河油田回注水回注层为原石油开采层，经处理达标后的含油污水通过密闭的注水管线输送至回注井和注水替油井，注入地下，不外排，由于回注井回注层位在5000m左右并设有套管，深层地下水基本得不到补给和循环，径流和排泄处于停滞状态，正常情况下基本不会对地下水产生不利影响。

塔河油田二区、四区在实施油气开发的过程中基本落实了环评中提出的地下水污染防治措施，结合水环境质量监测结果，从整体区域看历年来二区、四区地下水污染物浓度没有显著变化，油气田开发未对该区块主要供水层的地下水环境产生不良影响。

3.1.3.4 声环境影响回顾评价

塔河油田二区、四区现有噪声源主要来自站场的各类机泵，二区、四区评价范围无居民区分布，不存在噪声扰民现象。油气田开发时间较长，已进入开

发后期，工业活动较少，影响较小。

根据区域例行监测结果。区域各声环境敏感点均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类区标准限值，声环境质量较好。

3.1.3.5 固体废物影响回顾评价

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主要来自集输过程中产生的落地油、生活垃圾等。钻井废弃物影响集中在井场内，各阶段均按照相关的环保规范进行了管理，现场未发现废弃泥浆遗留。

钻井井场设置岩屑池，其池底和池体压实，采取HJHY系列二布一膜环保型防渗膜进行防渗，水基废弃泥浆和岩屑排入岩屑池。施工过程中，岩屑池中的一开、二开上部的废弃泥浆和岩屑在单井废液池中干化后综合利用，二开下部含磺化的钻井废弃物应用不落地达标处理技术，进行固液分离，分离出的磺化泥浆岩屑现场处理后，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）标准中相应指标要求后用于铺垫油区内的井场、道路等；生活垃圾合理处置。

落地油、废矿物油等危险废物均第一时间委托阿克苏塔河环保工程有限公司（塔河油田一号固废液处理站，危险废物经营许可证编号：6529230040）接收并进行达标处理。落地油、废矿物油收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第23号）。塔河油田二区、四区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。

总体来说，塔河油田二区、四区内生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善地处置，固体废物环境保护措施基本有效。

3.1.3.6 土壤环境影响回顾

根据油气田开发建设的特点分析，塔河油田二区、四区开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质，使表层土内有机质含量降低，并且使土壤的富集过程受阻，土壤生产力下降。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构、肥力将受到影响，尤其是在

敷设管线时，对地表的开挖将对开挖范围内土壤剖面造成破坏，填埋时不能完全保证恢复原状，土壤正常发育将受到影响，土壤易沙化风蚀。

此外，营运期过程中，来自井场、站场产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如单井管线爆管泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少，从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。进入土壤的油污一般富集在0～20cm的土层中，积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

根据现场调查及收集相关资料，采油一厂主要采取了以下措施防治土壤污染：

（1）“大气沉降”途径阻断措施

①开展了LDAR工作，根据《西北油田分公司VOCs项目工作总结》：采油一厂完成检测点数6345个，静密封点6300个，动密封点45个，初检泄露点数70个，复检后泄漏点数7个，修复率90%。LDAR工作于2020年完成，大大降低了对土壤的污染。

②井场油气集输基本全部实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。

（2）“地面漫流”途径阻断措施

①采出水在塔河油田一号联合站处理后，直接回注单井或者通过增压站回注到单井。

②重点罐区、设置了围堰、地面硬化等措施。

（3）“垂直入渗”途径阻断措施

①站场内储罐区、原辅料储藏区、加热装置区等区域均采取了防渗措施，油气密闭集输；场地内设备运行正常，场地内裸露土壤未发现明显颜色异常、油渍等污染痕迹，且无异常气味。

②对管线刺漏造成的土壤污染进行了及时清运，减少扩散范围，降低土壤污染风险。根据调查井场管线刺漏发生时，管线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。采油一厂第一时间封堵井场管线刺漏处土壤转运至阿克苏塔河环保工程有限公司（塔河油田绿色环保站，危险废物经营许可证编号：6529230040）和中石化西南石油工程有限公司巴州分公司（西北油田分公司一号固废液处理站西北侧，危险废物经营许可证编号：6529230053）接收并进行达标处理。含油污泥收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行国家《危险废物转移管理办法》。

③塔河油田二区、四区产生的含油污泥、压滤泥饼、废矿物油等危险废物均第一时间转运至阿克苏塔河环保工程有限公司（塔河油田绿色环保站，危险废物经营许可证编号：6529230040）和中石化西南石油工程有限公司巴州分公司（西北油田分公司一号固废液处理站西北侧，危险废物经营许可证编号：6529230053）接收并进行达标处理。含油污泥收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行国家《危险废物转移管理办法》。通过采取上述措施，大大降低了含油污泥暂存对土壤的污染风险。

结合塔河油田二区、四区历年的土壤监测数据分析，区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因塔河油田二区、四区的开发建设而明显增加。

3.1.3.7 环境风险回顾

塔河油田二区、四区隶属于采油一厂管理。采油一厂于2023年8月取得《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为652923-2023-126-L。塔河油田二区、四区采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

3.1.3.8 与排污许可衔接情况

从评价调查及收集资料可以看出，采油一厂基本能做到排污口规范化。固

体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌，废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范，废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置符合国家和自治区的相关要求进行规范管理，并自行开展了相关监测。采油一厂按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019版）》规定的范围，已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》（环监〔1996〕470号）、《〈环境保护图形标志〉实施细则》（环监〔1996〕463号）、《环境保护图形标志-排放口（源）》（GB15562.1-1995）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），采油一厂进一步建立完善了自行监测制度及排污口规范化管理制度。2021年4月9日，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂采油管理一区试采区块变更了排污许可证（证书编号：91650000742248144Q034X），有效期限自2020年10月22日至2025年10月21日止。

3.1.3.9 清洁生产审核工作回顾

按照《中华人民共和国清洁生产促进法》相关要求，西北油田分公司下发了成立了《关于成立清洁生产审核小组的通知》，明确了清洁生产主要职责，西北油田分公司采油一厂于2011年开展了第一轮清洁生产审核，并于2015年11月完成了第一轮清洁生产审核验收；于2015年开展了第二轮清洁生产审核，并于2018年8月完成了第二轮清洁生产审核验收；于2018年开展了第三轮清洁生产审核，并于2020年10月完成了第二轮清洁生产审核验收；于2021年开展了第四轮清洁生产审核，并于2023年5月开始第四轮清洁生产审核验收工作。

3.1.4 环境问题及“以新带老”改进意见

根据塔河油田二区、四区环境影响评价报告及现场调查情况，具体存在的问题如下：

①重点场站、储罐、装卸区密封点的VOC_S的控制和管理措施不够完善；

②信息公开不够规范；

整改方案：目前存在的问题已纳入塔河油田2025年度整改计划中，已落实到具体的责任部门，并明确了资金来源。建议整改方案如下：

①按照国家、地方环保法规、标准，开展VOC_S排放的日常监测工作，并保证相关监测数据的完整性和有效性；

②健全环境信息公开制度。按照《企业环境信息依法披露管理办法》（部令第24号，2021年12月11日发布，2022年2月8日实施）及《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》（环发〔2013〕81号）、《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评〔2017〕4号）等进行企业相关信息公开；

3.2 现有工程

本项目建设内容中需对现有6口老井进行侧钻，现有工程介绍中主要针对现有6口老井进行介绍。

3.2.1 现有工程概况

3.2.1.1 现有老井

（1）基本情况

现有工程6口老井因产能降低不具备开采价值而暂时关停，基本情况如下表所示。

表3.2-1　　**现有老井基本情况一览表**

序号	老井井号	井场状态	接入计转站	最终进入联合站
1	S65	停产状态	4-4计转站	一号联合站
2	TK446CH2	停产状态		
3	TK434	停产状态	3-1计转站	
4	TK224CH	停产状态	2-1计转站	
5	T414CH2	停产状态		
6	TK215CH	停产状态		

（2）工艺流程

现有工程井场油气经过井场加热炉加热后或不加热，通过已建集输管线输送至就近计转站，最终输送至一号联合站进行处理。井场不涉及油气分离和拉油流程，全部采用管输方式。

（3）主要设备设施

现有工程井场设备设施如下表所示。

表 3.2-2　　**单座井场主要设备设施一览表**

序号	设备名称	型号	单位	数量
1	采油树	/	座	1
2	加热炉（S65CH 井、TK215CH2 井、TK224CH2 井、TK434CH 井为 200kW 加热炉；TK446CH 井场、T414CH3 井场为 400kW 加热炉）	/	座	1
3	高压节流阀	/	套	1
4	流量控制仪	/	台	1
5	可燃气体检测报警仪	/	台	1
6	放喷池	/	座	1
7	视频监控系统	/	套	1

3.2.2 现有工程手续履行情况

现有 1 座老井手续履行情况见表 3.2-4 所示。

表 3.2-4　　**环评及验收情况一览表**

序号	包含内容	建设项目名称	环评文件			验收文件		
			审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	TK224CH 井、TK215CH 井、T414CH2 井	新疆塔河油田 2 区奥陶系油藏开发建设工程	原自治区环境保护局	新环自函〔2003〕477 号	2003 年 12 月	自主验收		
2	S65 井、TK446CH2 井、TK434 井	新疆塔里木盆地塔河四号油田奥陶系油藏滚动开发工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环监函〔2000〕126 号	2000 年 6 月	原新疆维吾尔自治区环境保护局	环自验〔2006〕4 号	2006.4.10

3.2.3 现有工程污染物达标情况

本次评价通过现场踏勘并结合例行监测报告分析现有工程污染物达标排放情况。

（1）废气

根据例行监测报告及现场调查，井场各类废气污染物均可达标排放，废气污染源及治理措施情况见表 3.2-5。

表 3.2-5　　**井场废气污染源及其治理措施一览表**

序	污染源	治理措	污染物	排放浓度	排放标准	执行标准	达

号		施		（mg/m³）	（mg/m³）		标情况
1	井场无组织废气	密闭集输	非甲烷总烃	0.89～1.34	4	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求	达标
			硫化氢	未检出～0.007	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新扩改建项目二级标准	

（2）废水

各老井现处于停产状态，无生产废水产生及排放。

（3）噪声

井场主要产噪设备为采油树产生噪声。噪声污染源及治理措施情况见表3.2-6。

续表 3.2-6　　**井场噪声污染源及其治理措施一览表**

项目	井场	监测值 dB（A）		主要处理措施	标准	达标情况
噪声	采油井场	昼间	46.0～48.0	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准要求	达标
		夜间	39.0～41.0			达标

（4）固体废物

落地油收集后直接由阿克苏塔河环保工程有限公司接收处置，站场内不暂存。危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行《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）及《危险废物转移管理办法》（部令 第23号）中相关要求。

（5）生态影响回顾

根据后评价报告及现有现场踏勘，现有井场永久占地范围内进行了砾石铺垫，西北油田分公司已严格按照有关规定办理建设用地审批手续；施工结束后，对所占土地进行了迹地清理和平整，临时占地范围内植被正在逐步恢复当中，植被状况恢复较好。

3.2.4 现有工程污染物年排放量

根据现场踏勘与现有环评、验收资料对比，同时依据《塔河油田一区至五区环境影响后评价报告书》中污染物年排放量核算结果，现有工程污染物年排放情况见表3.2-7。

表3.2-7 **现有工程污染物排放情况一览表** 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	H_2S		
现有工程排放量	0.134	0.048	1.43	1.296	0.00004	0	0

3.2.5 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

本项目现有老井处于停产状态，现场踏勘期间，井场未见固体废物残留，现场调查过程中未发现环境问题。

3.3 拟建工程

3.3.1 项目概况

项目基本情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 **项目基本情况一览表**

项目			基 本 情 况	
项目名称			采油一厂奥陶系油藏2025年第一期短半径侧钻方案	
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			新疆阿克苏地区库车市境内	
建设性质			改扩建	
总投资			项目总投资8729万元，其中环保投资140万元，占总投资的1.60%	
占地面积			占地面积9.7hm^2 （全部为临时占地面积）	
工程内容	主体工程	钻前工程	建设井场、设备基础施工、防渗等	
		钻井工程	老井侧钻6口	
		储层改造工程	储层改造采用酸化压裂工艺	
		油气集输工程	井场工程	5座井场（TK224CH2井、TK215CH2井、T414CH3井、TK446CH3井、TK434CH井）各设置抽稠泵1台；TK224CH2井、TK434CH井各更换200kW加热炉1台，TK224CH2井场增加注氮气流程1套

			管道工程	新建氮气管线1.4km
工程内容	公辅工程	供电	现有10kV架空线路导线更换5.55km	
		给排水	施工期用水采用罐车拉运，供水水源来源于供水首站。施工期钻井废水全部回用，管线试压废水泼洒抑尘，生活污水经撬装化污水处理站处理达标后用于荒漠灌溉。 运营期采出水通过管道输送至区域联合站处理达标后回注区域地层；井下作业废水运至塔河油田绿色环保站处理	
		供热系统	施工期生活区采取电采暖，设备伴热方式为电伴热； 运营期井场采用真空加热炉加热	
		道路系统	依托区块现有道路	

续表 3.3-1　　**项目基本情况一览表**

项目			基 本 情 况
工程内容	公辅工程	自控工程	井场关键参数设置检测仪表，通过现有RTU将仪表信号上传上级站场，实现远程监控。站场扩建工艺部分关键参数设置检测仪表，信号接入站场控制系统
	环保工程	废气	施工期：采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接作业时使用无毒低尘焊条； 运营期：加热炉使用净化后的天然气作燃料，采出液密闭输送； 退役期：采取洒水抑尘的措施
		废水	施工期：钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；酸化压裂废水收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理；管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘；生活污水排入一体化污水处理装置，采用“生化+过滤”处理工艺，处理达标后用于荒漠灌溉； 运营期：运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液最终输送至联合站处理，达标后回注地层，井下作业废水送塔河油田绿色环保站处理； 退役期：无废水产生
		噪声	施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间； 运营期：选用低噪声设备、基础减振； 退役期：合理安排作业时间

		固体废物	施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；岩屑随泥浆一同进入不落地系统进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，其中磺化岩屑经无害化处理装置进一步处理后，磺化岩屑和非磺化岩屑经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等；含油废物、废烧碱包装袋和废防渗材料均属危险废物，收集后暂存在井场撬装式危废暂存间内（10㎡），完井后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托库车经济技术开发区工业固体废物填埋场合规处置；撬装式污水处理站产生污泥经脱水装置脱水处理后，与生活垃圾一起送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置；
工程内容	环保工程	固体废物	运营期：落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置；后期侧钻过程中岩屑随泥浆一同进入不落地系统进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，其中磺化岩屑经无害化处理装置进一步处理后，磺化岩屑和非磺化岩屑经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等；含油废物、废烧碱包装袋和废防渗材料均属危险废物，收集后暂存在井场撬装式危废暂存间内（10㎡），完井后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理；撬装式污水处理站产生污泥经脱水装置脱水处理后，与生活垃圾一起送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置； 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；建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵

续表 3.3-1　　**项目基本情况一览表**

项目			基 本 情 况
工程内容	环保工程	环境风险	施工期：井场设置放喷池、岩屑池及火炬； 运营期：管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪、硫化氢检测仪
		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，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态的意识； 退役期：洒水降尘，地面设施拆除

	依托工程	采出水	采出水随采出液最终输送至联合站处理
		井下作业废水、酸化压裂废水	井下作业废水、酸化压裂废水依托塔河油田绿色环保站处理
		生活垃圾	定期清运至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置
		建筑垃圾	定期清运至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场合规处置
		危险废物	落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置
劳动定员			本项目依托塔河油田现有巡检人员，不新增劳动定员
工作制度			年工作365d，年工作8760h
组织机构			新建井场依托现有的组织机构，统一管理

3.3.2 油气资源概况

3.3.2.1 油田范围

塔河油田位于新疆维吾尔自治区库车县和轮台县境内，东北方向距轮台县城约50km,西北方向距库车县城约70km。构造位置属于塔里木盆地东北坳陷区沙雅隆起阿克库勒凸起西南部艾协克2号构造上，西邻哈拉哈塘凹陷，东靠草湖凹陷，南接满加尔坳陷和顺托果勒隆起，北为雅克拉凸起。塔河油田主体区奥陶系油藏主要包括塔河2-8区，均为高精度三维地震覆盖区。其中塔河2、4区奥陶系油藏截止2025年3月累计提交探明面积154.8km^2,探明地质储量11512×10^{4}t,标定可采储量为1520×10^{4}t,标定采收率为16.8%。

3.3.2.2 勘探开发概况

塔河油田奥陶系油藏自1997年10月27日S48井测试获工业油气流后即投入试采，先后部署探井11口、开发井13口，随后编制开发方案进入规模开发，区块产量不断上升，2000年11月达到日产油水平的历史最高值4851吨/天，由于含水、能量下降的影响，老井措施难度加大，产量递减明显增大，2001年12月油田进入递减阶段，2012年3月至今编制多期加密调整方案，产量运行整体较为平稳。

塔河油田2、4区奥陶系油藏自1997年投入开发到目前已历时28年，开发历程可划分为五个阶段：试采阶段、上产阶段、稳产阶段、递减阶段、综合调整阶段。截止2025年3月，塔河2、4区目前总油井数170口，开井94口，日

产液水平 5355t/d,日产油水平 696t/d,综合含水 87%；平均单井日产油水 4t/d(开井日产油水平 7.4t/d),累产油 1.4×10^4t。

3.3.2.3 地质构造

阿克库勒凸起为由前震旦系变质基底上发育的一个长期发展的、经历了多期构造运动、变形叠加的古凸起，现今构造表现为向北东，向西南倾伏的鼻凸形态,构造高部位位于轮古-塔河主体区一带,塔河地区围绕鼻凸发育西部斜坡、东南斜坡，斜坡区整体构造起伏不大，呈现大斜坡形态。阿克库勒凸起发育了五期主要构造运动(康玉柱，2007；翟晓先，1996):(1)奥陶纪至志留纪末的加里东期运动；(2)泥盆纪末的海西早期运动；(3)早二叠世末的海西晚期运动；(4)三叠纪至白垩纪末的印支一燕山运动；(5)中新世以来的喜马拉雅运动。这些构造运动于不同时期对包括研究区在内的盆地不同位置产生了不同程度的改造，其中加里东中期、海西早期构造运动对研究区的岩溶发育占主导地位，海西早期后研究区构造形态基本定型，一直处于构造斜坡部位，东北高，向西、向南降低的斜坡形态。

塔河 4 区奥陶系油藏位于阿克库勒凸起西南部艾协克 2 号构造上，经历了多次构造运动，奥陶系顶面构造总体整体上呈西北高东南低的形态，其上发育一系列北东走向的残丘山头。塔河 4 区潜山构造顶面发育有 20 多个局部残丘高点：中部的残丘闭合幅度较高，向四周变低；局部的构造高点由北至南位于 T402、T401、S48、T403、TK407 等一系列山头；局部残丘最大闭合高度 85m,一般为 20-40m,最大闭合面积 3.05km²,一般为 0.6-1.8km²;残丘的最高点在 T402 残丘，埋深为 5310m;最低点位于 4 区西南部的 TK447 井区以北，埋深为 5530m 左右。东部为一条近南北走向的沟谷，以海拔高度 900m 为基准面，奥陶系顶面埋藏深度在 5300m-5510m。2 区主要为从剥蚀区到过渡带,北部发育残丘，南部以缓坡为主，逐渐过渡到岩溶盆地。综合古地貌恢复、现今构造特征、断裂发育特征等，借助于精细相干技术、趋势面技术和地震解释成果，研究认为 2 区地表水系极为发育，可以看出在平面上呈树枝状、羽状结构。

3.3.2.4 油气充注及富集特征

油气的充注、调整运移模式的准确判断是制约完善井部署效果的重要因素，

依托老区连片处理技术重新刻画，老区断裂格局更加清楚。利用张量属性对不同期次断裂进行刻画，叠合后认为T_7^4-T_7^6继承性发育断裂油气充注程度高，储集体规模大。鉴于塔河主体区多轮次调整开发后，缝洞单元内部的阁楼缝洞体、分隔缝洞体两大剩余油方向被充分挖潜，当前主要是对高累产缝洞体内部相对低控区进行了深入研究，立足于高累产井缝洞体内部的结构差异，动静结合，分析认为该模式下剩余油较富集。其次2、4区由于高采出，且基于缝洞油藏的非均质性，目前油水界面难以统一，目标靶体的油柱高度一般参考邻井目前的产出层段。

3.3.2.5 储层类型及分布特征

塔河油田奥陶系储集体由洞、孔、缝一起构成了复杂的储集体空间结构。据钻探揭示奥陶系储集体类型有溶洞型、裂缝一孔洞、裂缝型。

溶洞型储集体以大型溶洞为主要的储集空间，裂缝主要起连通的作用。该类储层是区内的最优质储集体。在钻进过程中常发生放空、泥浆漏失、井涌等现象，因岩心破碎或取不到岩心而缺乏实测物性数据，但是测试资料、测井解释说明大型溶扩裂缝、洞穴型储集体是极好的储集岩，钻进中多钻遇放空、泥浆漏失，测试后可获得高一较高油气产能。根据充填程度，溶洞可以区分为未充填、部分充填和全充填，未充填或半充填溶洞。当充填砂泥质时多在测井曲线上显示出明显的高自然伽玛值，砂泥质没有经过压实，通常情况下具有较高的孔隙度值和较低的电阻率值。

裂缝一孔洞型储集体以次生孔隙为主、次为裂缝。测井特征为：具有较低的自然伽玛值、薄层状的高声波时差、低密度和高中子孔隙度，反映出基质具有2%～3%的孔隙度值。深浅侧向电阻率表现为在高阻背景下显著降低，双侧向有较小的正差异。

裂缝型储集体表现为孔隙度小但渗透率较大的特征。构造断裂的发育程度是裂缝型储层主控因素。根据取心资料的裂缝描述并对照测井资料，裂缝型储层段自然伽玛曲线一般为纯灰岩基线，砂泥质充填时自然伽玛值增大。高角度裂缝在孔隙度测井曲线一般没有明显的显示，接近灰岩基质孔隙度。由于裂缝的高渗透性，低电阻率的钻井液容易侵入裂缝层段，故双侧向测井值通常会表

现为致密高电阻率背景下的尖峰状高低间互的测井响应特征。

通过分析研究区实钻井的录井、测井、测试、产液剖面和开发动态资料，可以识别出三类主要的储层类型：溶洞型、裂缝一孔洞型和裂缝型。

3.3.3.6 油气藏流体性质

（1）原油性质

塔河2、4区奥陶系油藏原油是以轻-中-重质原油为主的具有粘度高、凝固点高、含盐量高、含硫量和含蜡量高等特点。塔河油田2、4区奥陶系油藏原油密度介于0.7843～1.0082g/cm^3,平均0.9238g/cm^3,属于轻-中-重质原油；原油运动粘度介于1.66～36355.59mm^2/s,平均为1203.83mm^2/s。凝固点介于<-34～61℃,平均在-10.13℃;平均含硫1.93%,平均含蜡量为7.11%；含盐量介于4.84～158262.60mg/L,平均11448.06mg/L。部署井周原油密度约0.91～0.97g/cm³,不掺稀生产。

（2）天然气性质

依据天然气样品物性分析、统计结果，2、4区天然气相对密度为0.70,各气体组分的体积的百分含量为：C_1占81.78%,C_2占5.82%,C_3占3.35%,iC_4占0.61%,nC_4占1.15%,iC_5占0.33%,nC_5占0.38%,N_2占3.26%,CO_2占3.22%。天然气具有相对密度低、甲烷含量高和重烃含量低的特点。

（3）地层采出水物性

塔河2、4区地层水总矿化度平均为20.93×10^{4}mg/L,pH值平均6.0,为$CaCl_2$型地层水，平面上地层水总矿化度呈现西部和南部高，而北东部相对较低的趋势。

3.3.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表3.3-4。

表3.3-4 **本项目主要技术经济指标一览表**

序号	项目		单位	数量
1	开发指标	老井侧钻数量	口	6
3		单井原油产量	t/d	12
4		单井天然气产量	10^{4}m^3/d	1.0

5		氮气管线	km	1.4
6		储层改造工艺	/	酸化压裂
7	能耗指标	年电耗量	10^4kWh/a	0.6
8		钻井耗水量	m^3/100m	19
9	综合指标	总投资	万元	8729
10		环保投资	万元	140
11		永久占地面积	hm^2	0
12		临时占地面积	hm^2	9.7
13		劳动定员	人	无人值守
14		工作制度	h	8760

3.3.4 工程组成

本项目主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程及封井工程五部分内容，项目总平面布置图见附图2。

3.3.4.1 钻前工程

表3.3-5 **单座井场钻前工程主要内容和工程量一览表**

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
1	井场面积	长×宽	hm^2	1.08	新建，90m×120m
2	钻井平台	--	套	1	新建
3	主放喷池	100m^3	座	1	测试放喷过程中放喷出来的污水进行集中存放；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
	副放喷池	100m^3	座	1	测试放喷中放喷出来的污水进行集中存放；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
4	非磺化岩屑池	400m^3	座	1	暂存非磺化岩屑；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
	磺化岩屑池	300m^3	座	1	暂存磺化岩屑；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
5	撬装式污水处理站	处理规模20m^3/d	座	1	包括1套微生物处理系统，1座调节反应池、1套生物降解反应器、1套曝气系统、1套杀菌装置、1套脱色装置
	活动房	--	座	42	人员居住；撬装装置，井场42座活动房

3.3.4.2 钻井工程

（1）井位部署

本次共部署侧钻井6口，井位部署见表3.3-6。

表3.3-6 **井位部署一览表**

序号	井号	井型	进尺（m）	井口坐标		所属采油厂	所属区块	所属行政区域
				经度	纬度			
1	S65CH	侧钻井	*	*	*	一厂	四区	库车市
2	TK446CH3	侧钻井	*	*	*			
3	TK434CH	侧钻井	*	*	*			
4	TK224CH2	侧钻井	*	*	*		二区	
5	T414CH3	侧钻井	*	*	*			
6	TK215CH2	侧钻井	*	*	*			
7	合计	-	3273.44	-	-	-	-	-

（2）井身结构

本项目老井侧钻井身结构见下图。

（1）S65CH井井身结构

（2）TK446CH3井井身结构

（3）TK434CH井井身结构

（4）TK224CH2井井身结构

（5）T414CH3井井身结构

（6）TK215CH2井井身结构

（3）钻井液体系设计

老井侧钻使用KCl聚磺体系泥浆，膨润土（2%～5%）+烧碱（0.2%～0.5%）+磺化酚醛树脂（2%～5%）+磺化褐煤树脂（2%～4%）+防塌剂（2%～5%）+润滑剂（1%～3%）+氯化钾（7%～10%）+加重剂，设计密度1.10～1.30g/cm^3。

（4）固井方案

老井侧钻采用裸眼完井。

（5）钻机选型及钻井周期

3口井采用50D网电钻机，3口井设计850修井机；同时钻井作业过程中配套齐全辅助设备、救生消防装备。老井侧钻平均施工天数55d。

（6）主要设备设施

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

表3.3-7　　**单座井场施工所用机械一览表**

设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
机械钻机	50D网电钻机/850修井机	—	—	1套
井架	JJ450/45-X	4500	kN	1套
底座	DZ450/10.5-X	4500	kN	1套
绞车	JC70LDB	1470	kW	1套
天车	TC450	4500	kN	1套
游车/大钩	YC450/DG450	4500	kN	1套
水龙头	SL450-5	4500	kN	1套
转盘	ZP375	5850	kN	1套
泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	2台
循环罐	—	60	m^3	7个
振动筛	—	—	m^3/h	2台
除气器	ZCQ220	240	m^3/h	1台
钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m^3/h	1台
离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m^3/h	1台
液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m^3/h	1台
钻台紧急滑道	—	—	—	按标准配套
环形防喷器	FH35-35	35	MPa	1
单闸板防喷器	FZ35-70	70	MPa	1

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

（7）原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等，钻井期用电通过附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。由于涉及具体商业机密，本次仅给出钻井液主要成分材料，原材料消耗情况见表3.3-8。

表3.3-8　　**单座井场钻井工程原材料消耗一览表**

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
1	水	m^3	104	--	配制泥浆
2	水泥+硅粉	t	89	硅石提炼硅铁后的排放物，为粉状物料，外观颜色为灰绿色，硅粉成分相对稳定，烧失量小，属纯度较高的硅质物料；水泥的主要原料为石灰或硅酸钙，硬化后能够抵抗淡水或含盐水的侵蚀	用于固井
3	基础材料（膨润土）	t	7	也叫坂土，是一种胶性黏土，具有良好的吸附性、膨胀性以及悬浮性	用于配制泥浆
4	基础材料（Na_2CO_3）	t	2	纯碱，具有高腐蚀性的强碱，一般为白色片状或颗粒，能溶于水生成碱性溶液，也能溶解于甲醇及乙醇	用于调节钻井液pH值
5	烧碱/NaOH	t	1	烧碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水，其水溶液呈碱性。为无色晶体，结晶水不稳定，易风化，为强电解质，具有盐的通性和热稳定性	用于调节钻井液pH值
6	大分子聚合物/80A51/NM1-4等	t	5	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性	钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂
7	羧甲基纤维素/CMC-LV等	t	3	羧甲基纤维素钠，白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明粘稠液体，具有较好耐盐性	钻井液增粘和降滤失剂
8	中分子聚合物/LP++等	t	4	低粘度乳液聚合物，钻井液稳定剂、增粘和降滤失剂	钻井液降滤失剂
9	小分子聚合物	t	4	聚丙烯腈复配铵盐	钻井液降滤

	/双聚铵盐NP-2等				失剂
10	抗温降滤失剂/HX-E/TSH-2等	t	2	树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善泥饼质量，具有抗盐和抗高温特点	钻井液降滤失剂
11	磺化酚醛树脂/SMP-2/3	t	8	水溶性树脂，玫瑰红透明色粘稠液体，耐高温降失水，同时有防塌、控制粘度的作用，抗盐性能好	钻井液处理剂

续表 3.3-8　　**单座井场钻井工程原材料消耗一览表**

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
12	磺化褐煤树脂/SPNH	t	2	酚醛树脂和腐植酸缩合物	钻井液抗高温抗盐降滤失剂
13	加重剂/重晶石粉	t	51	主要成分$BaSO_4$，白色粉末，可将钻井液密度配至2.0g/cm^3	钻井液加重剂
14	加重剂/石灰石粉	t	4	主要成分$CaCO_3$，可溶于含CO_2的水，可溶于盐酸等无机酸，以减轻对油层的污染	钻井液加重剂
15	除硫剂	t	5	主要成分碱式碳酸锌，白色细微无定形粉末，无臭、无味	钻井液除硫剂
16	防塌剂（胶体）/SY-A01等	t	3	黑色胶状物、均匀分散，无漂浮固状物	钻井液絮凝剂、页岩抑制剂防塌剂
17	防塌剂(粉剂)/FT-1A/KH-N/DYFT-2	t	8	磺化沥青，粉状，可吸附在黏土上阻止页岩颗粒分散，吸附在页岩微缝上阻止水渗入，改善井壁泥饼润滑性，抗盐性好	钻井液防塌剂
18	润滑剂/PRH-1/TRH-1等	t	5	仿烃类衍生物复配， 棕褐色液体	钻井液润滑剂
19	氯化钾	t	3	无色立方晶体或白色结晶，可抑制井壁泥饼页岩水化膨胀或坍塌	提高钻井液黏度和切力，抑制盐岩井段盐溶，钻井液防塌剂
20	超细碳酸钙	t	5	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙	钻井液酸中和剂，调节泥浆pH值
21	固体润滑剂/SHR-102等	t	3	特种树脂，黑色粉末	钻井液抗盐抗高温降滤失剂
22	随钻堵漏剂/TYSD-1/TP-2等	t	3	灰白色粉末，随钻堵漏剂改性植物纤维系改性天然植物高分子复合材料，具有良好的水溶胀桥接封堵动能，粘附性强，不受电解质污染影响，无毒，无害。	堵漏裂缝性漏失，钻井液随钻堵漏剂
23	润滑剂	t	2	硫化脂肪酸皂，亚硝酸钠等，具有良好的抗磨阻性和降黏附性，无荧光干扰，不影响地质录井	改善钻井液润滑性，钻井液

					润滑剂

3.3.4.3 储层改造工程

（1）储层改造工艺

塔河油田储层基质物性差，油田后续单井不能保证都能自然放喷投产，有必要采取储层改造措施来获得产能。根据塔河油田现有井场改造情况，采用胍胶压裂液造长缝，黄原胶非交联压裂液/滑溜水激活天然裂缝；采用不同酸液体系进行近、中、远井区域的刻蚀。结合本区块改造的需求，具体用液组合需根据不同改造工艺优选改造液组合。由于涉及商业机密，本次酸化压裂液未给出具体配比和详细成分。

（2）改造材料及配方

酸液体系：根据区块改造储层岩心酸溶蚀实验确定酸液浓度，并配套相关添加剂。主体酸配方：8%～12%HCl+3.6%缓蚀剂+常规添加剂。

压裂液体系：预测储层温度160℃，选择压裂液体系：0.4%～0.45%超级瓜胶+0.5%助排剂+0.8%温度稳定剂+0.4%交联调节剂+2.0%KCl+0.1%杀菌剂。

支撑剂体系：采用高强度陶粒，段塞粒径：70目～140目；主加砂支撑剂：40目～70目、尾追30目～50目陶粒。按改造液量1000m^3计，最高支撑剂浓度340kg/m^3，支撑剂砂量60m^3左右。

（3）酸压设备配置

酸压施工设备分为地面动力机械设备和井下工具，具体设备设施情况见表3.3-9。

表3.3-9 **单座井场酸压施工所用机械一览表**

设备或部件名称	主参数	单位	数量
运输车辆	—	—	5辆
混砂车	—	—	6辆
供液系统	—	—	1套
压裂车	20	m^3	6辆
酸罐车	20	m^3	6辆

加压泵组	—	—	2套
废液收集罐	30	m^3	10个
钻采一体化井口装置	—	—	1套
三相计量分离器	—	—	1套
原油储罐	50	m^3	4个
放空火炬	—	—	1个

3.3.4.4 井场工程

拟建工程TK224CH2井、TK434CH井场各更换真空加热炉1台，TK224CH2井、TK215CH2井、T414CH3井、TK446CH3井、TK434CH井场各设置抽稠泵1台；拟建工程TK224CH2井为注采完善井，需定期进行氮气回注（每年2次，每次持续1个月）。

表3.3-10 **拟建工程井场主要工程内容一览表**

序号	井、站场	设备名称	型号	单位	数量	备注
1	TK224CH2井场	真空加热炉	200kW	台	1	本次更换
2		增压机	-	台	1	本次新增
3		注水泵	10m^3/h	台	2	本次新增
4		水罐	50m^3	座	1	本次新增
5	TK434CH井场	真空加热炉	200kW	台	1	本次更换
6	TK224CH2井、TK215CH2井、T414CH3井、TK446CH3井、TK434CH井场	抽稠泵	-	套	1	本次新增,每座井场各1台

3.3.4.5 管线工程

本项目TK224CH2井为注采完善井，需定期进行氮气注入，氮气就近引自TK276井氮气供气阀组，本项目新建氮气管线1条，采用埋地敷设方式。管线敷设情况见表3.3-11。

表3.3-11 **管线部署一览表**

序号	起点	坐标	终点	坐标	长度（km）	敷设方式	管径、材质	集输介质
1	TK276井氮气供气阀组	*	TK224CH2井	*	1.4	埋地敷设	DN80 20#钢	氮气

3.2.4.5 封井工程

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终采油井将进入退役期。严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）要求进行施工作业，对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性。采用固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井，避免发生油水串层；对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌；临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理,随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

3.3.4.6 公辅工程

（1）供电工程

本项目供电依托井场现有供电系统。

（2）供排水工程

①给水

项目钻井用水由罐车拉至井场，井场生产用水量约104m^3，主要用于配制泥浆；生活用水由罐车拉至井场和生活区，单座井场工程井队人数约60人，单口老井侧钻施工天数55d。项目老井侧钻井6口，按生活用水量100L/d·人计，生活用水量总计约1980m^3。

运营期井场为无人值守井场，不涉及新增用水。

②排水

施工期废水主要为生活污水、钻井废水、管线试压废水、酸化压裂废水。生活污水产生量约1584m^3,每座井场钻井期间单独建设1座撬装化污水处理站，采用“AO+MBR”工艺，生活污水经过“格栅+调节池+厌氧池+生物接触氧化池+二沉池+MBR膜池+消毒池”处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》（DB 65 4275-2019）表2的B级标准后用于荒漠灌溉。钻井废水产生量约为163.7m^3，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。

管线试压废水约为7.03m³，试压废水重复使用，试压结束后用于洒水抑尘。酸化压裂废水产生量为1800m³，根据建设单位提供的钻井技术方案，储层改造过程中产生的酸化压裂废水直接排入回收罐中，运至塔河油田绿色环保处理站处理，处理达标后回注。

运营期采出水随油气混合物输送至联合站处理，处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至塔河油田绿色环保处理站处理。

（3）供热工程

拟建工程钻井期生活区供暖方式采取电采暖。运营期供热采用现有井场加热炉供热。

（4）防腐工程

拟建工程集输管线采用埋地敷设，采用耐腐蚀性好的柔性复合管，不需要额外采取防腐措施，外做保温。

（5）自控工程

井场关键参数设置检测仪表，通过现有RTU将仪表信号上传上级站场，实现远程监控。站场扩建工艺部分关键参数设置检测仪表，信号接入站场控制系统。

（6）危废暂存间

施工期井场建设1座撬装危废暂存间，占地面积10m²，防渗性能不低于6.0m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层防渗性能，危废暂存间底部及四周裙角采取重点防渗措施，产生的含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料暂存于危废暂存间内，含油废物采取桶装形式密闭后存放在危废暂存间内，废烧碱包装袋和废防渗材料折叠后打包存放在危废暂存间内，并与含油废物存放有一定的界限，危险废物定期由钻井队委托有资质单位接收处置。

3.3.4.7 环保工程

塔河油田现有环保设施比较齐全，依托的联合站配套有采出水处理系统，区域还建有塔河油田绿色环保处理站。运营期采出水处理、落地油及废防渗材料危险废物处置均依托区域现有联合站配套设施和第三方有危废资质的单位处

理。

3.3.5 工艺流程及产排污节点

3.3.5.1 施工期

本工程施工期主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程和油气集输工程内容，工艺流程及排污节点分述如下：

3.3.5.1.1 钻前工程

工程钻前工程主要为井场建设。

对老井现有设备进行拆除，井场拆除设备主要为采油树、井场内的管线以及四周围栏，拆除完成后堆放在井场临时占地范围内。井场临时占地区域主要为原井场钻井施工区域，对原有撬装设备水泥基础进行修补或重建，同时对井场进行平整；修建岩屑池，并对岩屑池铺设防渗膜和水泥压边，井场道路依托现有井场道路，本次不新建道路。

钻前工程主要废气为施工扬尘、施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为生活污水，生活污水排入一体化污水处理装置，经处理达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2的B级标准后，用于荒漠灌溉。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为生活垃圾，在井场及施工营地设有垃圾桶，生活垃圾定期送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

3.3.5.1.2 钻井工程

工程预计老井侧钻施工天数55d，24h连续作业。钻井工程在原有井身结构基础上利用造斜工具控制钻头方向，在造斜点位置采用裸眼侧钻的方式进行侧钻。侧钻前进行通井，主要是了解套管完好情况，为开窗选位和确定尾管的超覆高度等提供参考资料。侧钻前原有井身结构造斜点位置以下注水泥塞进行封堵，防止原井眼油水层互窜影响分采分注效果，同时为斜向器创造一个准确而坚固的井底，以控制侧钻开窗位置。

工程钻井作业采用电钻机，通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性将岩屑带至地

面，整个过程重复进行，使井不断加深，直至目的层井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。

固井是在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全继续钻进下一开井筒或保证顺利水泥浆由水泥罐运至井场存储。

钻井至设计井深中段开始进行录井以记录钻井过程中的所有地质参数，录井主要包括钻时录井、气测录井、钻井液录井、岩屑录井、岩心录井和压力录井，其中岩屑录井是获取井下地层岩石样品的重要手段。录井时，要随钻井进尺每隔1米左右从返出的钻井液中捞一包砂样，洗净晒干，进行岩性观察描述，并挑选出相对应地层的岩样。砂岩岩屑多而且呈棕褐色，有油味，可能显示钻遇油气层，而钻遇非含油气砂岩层时则多是白色、灰白色砂岩岩屑。

本项目使用放射源用于测井，提供服务的主要为西北油田分公司服务的乙方单位，均已编制了测井用密封型放射源项目环境影响报告表，取得环评批复及新疆维吾尔自治区生态环境厅《辐射安全许可证》的单位。

钻井作业施工过程中废水污染源主要为生活污水、钻井废水及酸化压裂废水，根据目前油田钻井实际情况，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理；生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于油田区域荒漠灌溉；噪声污染源主要为泥浆泵及钻机噪声，采取基础减振等降噪措施；固体废物主要为钻井岩屑、钻井泥浆、含油废物、废烧碱包装袋、撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，岩屑经检测满足《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，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。含油废物桶装密闭收集，废烧碱包装袋折叠打包收集，均暂

存于井场撬装式危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置。撬装式污水处理站产生污泥收集、合规暂存，和生活垃圾一同拉运至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园（东区）生活垃圾焚烧发电厂处置。

3.3.5.1.3 储层改造工程

储层改造工程主要为酸化压裂以及后续的测试放喷等。

（1）酸化压裂

酸化压裂主要用于油层的改造。经按比例配制好的压裂液、酸化液由压裂车及酸罐车拉运至井场暂存,通过混砂车将压裂液及支撑剂按一定比例混合后，利用地面加压泵组，向地层注入高于地层破裂压力的前置液，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝，继续将带有支撑剂（石英砂、陶粒）的压裂液注入裂缝中，支撑剂留在地层中，形成填砂（或陶粒）裂缝带。造成人工裂缝后，继续泵注酸液，依靠酸液和地层的不均匀溶蚀，把裂缝壁面刻蚀成凹凸不平的表面，可提高油层渗透性，从而达到增产的目的。停泵后，酸化压裂废水自喷返排至地面专用废液收集罐中，拉运至塔河油田绿色环保站处理。

（2）测试放喷

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

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

储层改造工程主要废气为放喷天然气燃烧产生的废气及施工机械尾气。废水主要为生活污水及酸化压裂废水，生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于荒漠灌溉。酸化压裂废水采用专用废液收集罐收集，拉运至塔河油田

绿色环保站处理。噪声为压裂车噪声及测试放喷高压气流噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为生活垃圾，定期送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

图 3.3-2　钻前工程、钻井工程及储层改造工程工艺流程及污染物排放示意图

3.3.5.1.4 设备安装

将本次新建的设备拉运至井场，进行安装调试，同时将井场现有设备进行重新安装调试；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，更换下来的废旧设备拉运至库房存储，以备后期使用。

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、生活垃圾及更换的废旧设备，设备废弃包装、水泥基础现场收集、合规暂存，委托库车经济技术开发区工业固体废物填埋场合规处置；生活垃圾收集后统一送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置；更换的废旧设备拉运至库房存储，以备后期使用。

3.3.5.1.5 管线工程

管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、收尾工序等。施工方案见图3.3-3。

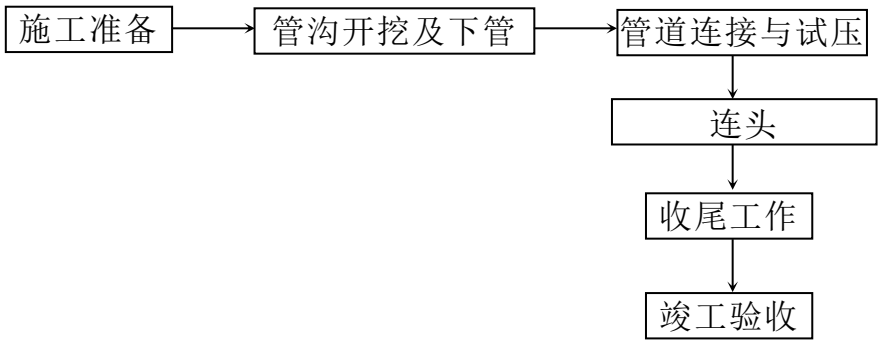

图3.3-3 施工阶段工艺流程图

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≥5m，距离外输管线水平距离≥2m。管沟底宽0.8m，沟深1.6m，管沟边坡比为1:1，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电（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。本项目所有线路管道均采用外防腐保温层保护方案，集输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≥400μm）+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。本项目集输管线最小管顶埋深1.2m。管道施工示意图见图3.3-4。

图3.3-4　　**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）连头

管线施工完成后在井场将管线与采油树阀门连接。

（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，然后采用原土进行回填，管顶距自然地坪不小于1.2m且管沟回填土高出自然地面300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富余量，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。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气；土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量，焊接过程使用合格无毒焊条；废水污染源主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后用于区域降尘；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；固体废物为管沟开挖产生的土方，施工结束后用于回填管沟及场地平整；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托库车经济技术开发区工业固体废物填埋场合规处置。

3.3.5.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括油气开采、管线集输及井下作业、TK224CH2井注氮流程。

（1）油气开采

根据塔河油田目前生产情况、油气藏性质和配产情况，选择采油方式为抽油开采。

（2）管线集输

井场采出油气通过井口抽稠泵从地下抽出后，通过井场真空加热炉进行加热，加热后的采出油气通过管道输送至井场就近计转站，最终输至一号联合站进行处理。

（3）井下作业

井下作业主要包括压裂、洗井、修井、清蜡、除砂、侧钻等。压裂、侧钻

工艺过程与施工期相同。洗井、修井、清蜡和除砂作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施。修井时一般需要将油管全部拔出，以便更换损坏油管和机具；洗井采用活动洗井车密闭洗井。

考虑到后期上产需要，单座井场后期侧钻按4次考虑，单次侧钻钻尺深度按650m考虑，单次侧钻钻井周期按55天考虑，侧钻过程中使用KCl聚磺体系泥浆，初步估算单次侧钻泥浆用量450方左右。

井场工艺流程见图3.3-5。

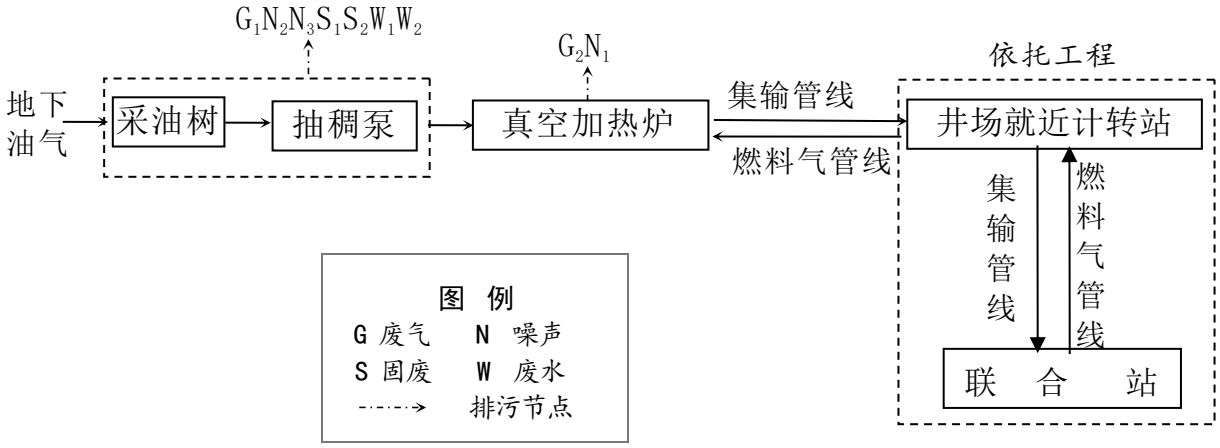

图3.3-5 **油气开采及集输工艺流程图**

（4）TK224CH2井注氮流程

本项目TK224CH2井为注采完善井，需定期进行氮气回注（每年2次，每次持续1个月，注气过程不进行采油），主要工艺流程为：TK276井氮气供气阀组氮气通过本项目拟建氮气管线输送至井场，经井场拟建增压机增压后通过井筒回注地层。注气过程需同步进行压井，压井介质为联合站处理达标采出水，压井主要流程为:计转站来水经井场现有集输管线输送至井场拟建水罐中缓存，再经井场拟建注水泵通过套管回注至地层进行压井。

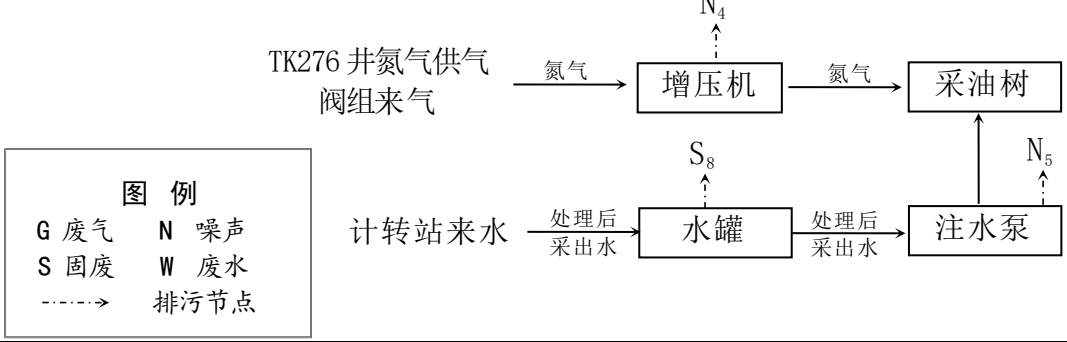

图 3.3-6　注氮气工艺流程图

本项目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，井场采取密闭集输工艺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）、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，侧钻期间均建设1座撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺处理，注氮期间生活污水罐装收集后拉运至采油一厂生活污水处理设施处理；噪声污染源主要为井场真空加热炉（N_1）、采油树（N_2）、抽油泵（N_3）、增压机（N_4）、注水泵（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、集输环节及注氮环节产生的落地油（S_1）、井下作业产生的废防渗材料（S_2）、废烧碱包装袋（S_3）、钻井岩屑（S_4）、钻井泥浆（S_5）、撬装式污水处理站产生污泥（S_6）、生活垃圾（S_7）、清罐底泥（S_8），钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，岩屑经检测满足《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，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。落地油、含油废物桶装密闭收集，废烧碱包装袋和废防渗材料折叠打包收集，暂存于井场撬装式危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置。撬装式污水处理站产生污泥收集、合规暂存，和生活垃圾一同拉运至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园（东区）生活垃圾焚烧发电厂处置；清罐底泥罐装收集后委托有危废处置资质的单位接收处置。

表 3.3-13　拟建工程运营期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	G_1	井场无组织废气	非甲烷总烃、H_2S	连续	密闭输送
	G_2	井场加热炉烟气	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度、非甲烷总烃	连续	采用清洁能源天然气＋1根8m高烟囱排放

废水	W_1	采出水	石油类、SS	连续	采出水随采出液经集输管线输送至一号联合站处理，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）标准后通过回注地层
	W_2	井下作业废液	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	送至塔河油田绿色环保站处理
	W_3	生活污水	SS、COD、BOD_5、NH_3-N	连续	期侧钻期间均建设1座撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺；注氮期间生活污水罐装收集后拉运至采油一厂生活污水处理设施处理
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	真空加热炉	$L_{Aeq,T}$		
	N_3	抽稠泵	$L_{Aeq,T}$		
	N_4	增压机	$L_{Aeq,T}$		
	N_5	注水泵	$L_{Aeq,T}$		
固废	S_1	落地油	含油废物	间歇	暂存于井场撬装危废暂存间后，定期委托有资质单位接收处置
	S_2	废防渗材料	含油废物	间歇	
	S_3	废烧碱包装袋	沾染毒性的危险废物	间歇	
	S_4	钻井岩屑	钻井岩屑	间歇	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，岩屑经检测满足《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，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等
	S_5	钻井泥浆	钻井泥浆	间歇	
	S_6	撬装式污水处理站污泥	污水污泥	间歇	一同拉运至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园（东区）生活垃圾焚烧发电厂处置
	S_7	生活垃圾	生活垃圾	间歇	
	S_8	清罐底泥	含油废物	间歇	定期清理，收集后委托有资质单位接收处置

3.3.5.3 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、废弃管线及建筑垃圾，其中落地油收集后委托有资质单位接收处置，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

3.3.6 施工期污染源及其防治措施

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

3.3.6.1 生态影响因素

井场施工以及管线开挖过程中需要占用大量土地，占用过程中需要对区域植被进行清理，在这个过程中，对原有地表进行了扰动，造成了区域植被覆盖度的降低和造成生物量的损失；施工过程中由于车辆运输、机械设备噪声等，造成区域野生动物受到惊吓，导致区域生物多样性发生了微弱变化。施工过程中对地表的扰动，破坏了原有生态系统的平衡，对区域生态系统造成了一定的

影响。

3.3.6.2 废气

本项目施工过程中废气包括测试放喷废气、施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。

①测试放喷废气

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

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

②施工扬尘

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

③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、SO_2、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。

3.3.6.3 废水

①钻井废水

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

田钻井实际情况，井场产生的钻井废水约为0.05m³/m，本工程老井侧钻6口，钻井总进尺为3273.44m，产生的钻井废水约为163.7m³。

钻井废水由临时罐体收集,按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排。

②酸化压裂废水

钻井固定完毕后，需进行压裂完井，在储层改造过程中排出的酸化压裂废水中主要含有黄原胶、石油类及其他各种添加剂。根据区域现有井场历史钻井数据，压裂过程酸化压裂废水返排率为60%左右，项目钻井过程中单座井场压裂液量为500m³，则单座井场酸化压裂废水产生量为300m³，拟建工程共部署钻井6口，项目酸化压裂废水产生量为1800m³，储层改造过程中产生的酸化压裂废水排入回收罐中，运至塔河油田绿色环保站处理达标后回注。

③生活污水

本项目老井侧钻施工天数 55d，按生活用水量 100L/d·人计，生活用水量总计约 1980m³，生活污水产生量按用水量的 80%计算，则总产生量为 1584m³。生活污水中主要污染物为 COD、BOD_5、NH_3-N、SS 等；类比区域内油气田现状，生活污水中主要污染物浓度 COD 为 400mg/L、BOD_5为 200mg/L、NH_3-N 为 25mg/L、SS 为 220mg/L；井场钻井期间均建设 1 座撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺，经污水处理站处理后，出水可达到 COD 60mg/L、BOD_5为 20mg/L、NH_3-N 为 15mg/L、SS 为 20mg/L，可满足《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表 2 的 B 级标准，处理达标后的水用于区域荒漠灌溉。

④管线试压废水

拟建工程集输管线试压介质采用中性洁净水，对于管线长度大于2km的管道，每2km试压一次，试压用水循环使用，对于管线长度小于2km的管线，全管段试压。根据项目管线长度及直径，试压用水量约为7.03m³，管道试压废水中主要污染物为SS，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于洒水抑尘。

3.3.6.4 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、钻机、吊机、泥浆泵、压裂车、测试放喷噪声等，产噪声级在98～120dB（A）之间，对周围声环

境产生一定的影响，工程选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

3.3.6.5 固体废物

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土方、钻井泥浆、钻井岩屑、含油废物、废机油桶、废烧碱包装袋、废防渗材料、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

本项目为老井侧钻，井场占地现状已进行平整，无土方作业。

结合所在地区最大冻土层深度确定管顶最小埋深为1.20m，管沟深度按1.6m计，管沟底宽0.8m，边坡比为1:1，管沟每延米挖方量约3.84m^3，管道工程长1.4km，合计挖方约0.54万m^3，所有挖方后期全部回填，无弃方。

综上所述，本项目共开挖土方0.54万m^3，回填土方0.54万m^3，无借方，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。本项目不设置取土场。本项目土石方平衡见下表3.2-14。

表3.2-14 **土方挖填方平衡表** 单位：万m^3

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
管道工程	0.54	0.54	0	--	0	—

②钻井泥浆

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

③钻井岩屑

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

钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

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

式中：W——钻井岩屑产生量，m^3；

D——井眼的平均直径，侧钻井取平均值0.15m；

h——钻尺深度，侧钻井总钻尺深度为3273.44m。

利用上述公式计算，钻井岩屑膨胀系数取2，钻井期内产生的岩屑量最大为115.6m^3，全部为磺化泥浆钻井岩屑。

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，分离出的钻井岩屑经无害化处理装置处理，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等。

④施工废料

施工废料主要包括管材边角料和吹扫产生的废渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为0.05t/km，本项目施工废料产生量约为0.07t，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体废物填埋场合规处置。

⑤危险废物

钻井施工过程中机械检修时会产生少量含油废物，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止含油废物落地污染土壤和地下水，类比同类钻井工程，钻井期间产生的含油废物量约为0.3t/口，本工程部署钻井6口，含油废物量产生量为1.8t，桶装收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

钻井期间会产生少量废防渗材料（属HW08类危险废物），类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料约为0.2t/口，本工程部署钻井6口，废防渗材料产生量为1.2t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量废烧碱包装袋(属HW49类危险废物），及时回收废烧碱包装袋暂存于撬装式危废暂存间中，类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为0.1t/口，本工程部署钻井6口，烧碱

废包装袋产生量为0.6t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑥撬装式污水处理站产生污泥

撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥经污泥脱水装置，脱到60%含水率后，送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。生活污水SS产生浓度为200mg/L，经污水处理站处理后SS浓度为20mg/L，井场污水产生量为1584m^3，则井场污泥产生量为0.29t。

⑦生活垃圾

本项目单座老井侧钻施工天数55d，钻井期间，常住井场人员按60人计算，平均每人每天产生生活垃圾0.5kg。本项目6座老井侧钻施工期生活垃圾产生总量为1.65t，现场集中收集，送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

综上所述，本项目施工期各种污染物产生和排放情况见表3.3-15。

表3.3-15　**本项目施工期各种污染物产生和排放情况一览表**

项目	污染源	污染物	污染物排放速率/浓度	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
废气	测试放喷废气	SO_2、NO_2、C_mH_n	—	—	试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃	—	环境空气
	施工扬尘	粉尘	—	—	洒水抑尘	—	环境空气
	焊接废气、施工机械及运输车辆尾气	颗粒物、SO_2、NO_2、C_mH_n	—	—	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接作业时使用无毒低尘焊条	—	环境空气
废水	钻井废水	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	—	163.7m^3	钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排	0	不外排
	试压废水	SS	—	7.03m^3	循环使用，洒水抑尘	0	不外排
	生活污水	水量	—	1584m^3	井场钻井期间均建设1座撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺	0	不外排
		COD	400mg/L	—		0	
		BOD_5	200mg/L	—		0	

续表3.3-15　**本项目施工期各种污染物产生和排放情况一览表**

项目	污染源	污染物	污染物排放速率/浓度	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
废水	生活污水	NH_3-N	25mg/L	—	井场钻井期间均建设1座撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺	0	
		SS	220mg/L	—		0	
	酸化压裂废水	石油类、SS	—	1800m³	排入回收罐中，运至塔河油田绿色环保处理站处理	0	不外排
固体废物	废弃磺化泥浆	—	—	--	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，分离后的固相经无害化处理装置处理经检测满足《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，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等	0	不外排
	磺化泥浆钻井岩屑	—	—	115.6m³			
	含油废物	—	—	1.8t	收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置	0	不外排
	废烧碱包装袋	—	—	1.2t		0	不外排
	废防渗材料	—	—	1.2t		0	不外排
	施工废料	—	—	0.07t	收集后送至周边固体填埋场填埋处置	0	不外排
	污泥	—	—	0.29t	脱到60%含水率后，送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置	0	不外排
	生活垃圾	—	—	1.65t	在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置	0	不外排

续表3.3-15　**本项目施工期各种污染物产生和排放情况一览表**

项目	污染源	污染物	污染物排放速率/浓度	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
噪声	钻机	—	—	110dB（A）	合理安排施工时间，基础减振、利用距离衰减	100dB（A）	声环境
	吊装机	—	—	98dB（A）		88dB（A）	
	泥浆泵	—	—	109dB（A）		99dB（A）	
	压裂车	—	—	120dB（A）		110dB（A）	
	挖掘机	—	—	104dB（A）		94dB（A）	
	压路机	—	—	104dB（A）		94dB（A）	

3.3.7 运营期污染源及其防治措施

3.3.7.1 废气污染源及其治理措施

本次侧钻实施后，生产规模未超过原有井场设计规模，真空加热炉、采油树、集输管线依托井场现有地面设施不新增。本项目S65CH井场、TK215CH2井场、TK224CH2井场、TK434CH井场现状使用200kW真空加热炉加热，TK446CH井场、T414CH3井场现状使用400kW真空加热炉加热，本次废气污染物核算类比现有工程周边井场真空加热炉验收期间数据对源强进行核算，由于区域同类型真空加热炉监测数据较多，且数据有一定的差异，本次从最不利影响出发，类比监测结果中烟气量、排放浓度中的最大值作为本项目源强，类比监测数据来源于后评价期间开展的井场真空加热炉监测数据。由于本次地面工程均为利旧现有设施，仅给出污染物源强用于后续预测，不再核算污染物排放量。

本项目实施后废气污染源及其治理措施见表3.3-13。

表3.3-13 **本项目废气污染源及其治理措施一览表**

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度(mg/m³)	治理措施	排气筒高度(m)	废气量(m³/h)	排放浓度(mg/m³)	排放速率(kg/h)	有效工作时间
1	井场真空加热炉烟气(200kW)	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 非甲烷总烃 烟气黑度	10 3 120 16 ＜1级	使用清洁能源天然气	8	308	10 3 120 16 ＜1级	0.003 0.001 0.037 0.005 --	4800

2	井场真空加热炉烟气(400kW)	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 非甲烷总烃 烟气黑度	15 6 150 20 <1级		8	500	15 6 150 20 <1级	0.008 0.003 0.075 0.01 --	4800
3	井场无组织废气	非甲烷总烃 硫化氢	--	密闭输送	--	--	--	0.021 0.0000008	8760

无组织废气源强核算主要参照相关公式进行核算。

源强核算过程：

（1）无组织非甲烷总烃核算

在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOC_S）主要包括非甲烷总烃（烷烃等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对拟建工程而言，VOC_S主要为非甲烷总烃。拟建工程运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散的非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）“5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物年许可排放量”中公式及取值参数对拟建工程无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

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

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

t_i——密封点i的年运行时间，h/a；

$e_{TOC,i}$——密封点 i 的总有机碳排放速率，kg/h；

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

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

n——挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点数。

表 3.2-18　　设备与管道组件 $e_{TOC,i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{TOC,i}$/（kg/h 排放源）
石油炼制工业	连接件	0.028
	开口阀或开口管线	0.03
	阀门	0.064
	压缩机、搅拌器、泄压设备	0.073
	泵	0.074
	法兰	0. 085
	其他	0.073

$WF_{VOCs,i}$ 和 $WF_{TOC,i}$ 比值取 1。根据设计单位提供的数据，项目井场涉及的阀门、法兰数量如表 3.2-19 所示。

表 3.2-19　　拟建工程井场无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量（个）	单个设备排放速率（kg/h）	排放速率（kg/h）	年运行时间（h）	年排放量（t）
采油井场采出液流经的密封点						
1	阀门	30	0.064	0.006	8760	0.05
2	法兰	60	0.085	0.015	8760	0.13
合计						0.18

经核算，拟建工程井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.021kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，拟建工程单座井场无组织非甲烷总烃年排放量共计为 0.18t/a。

（3）无组织硫化氢核算

项目井场、站场无组织硫化氢主要通过阀门、法兰、泵连接处泄漏，参照大连市环境科学设计研究院张秀青发表的《石化企业废气无组织排放源及排放量估算简介》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，拟建工程取 2；

C 压力系数，取 0.182；

V 为设备和管道内部容积，m^3，井场核算值为 2，试采点核算值为 1.8；

M为设备和管道内气体分子质量，拟建工程取16；

T为设备和管道内部气体绝对温度，K，拟建工程取333。

经过核算，井场G_C取值为0.16kg/h，计转站G_C取值为0.14kg/h，硫化氢在天然气中占比平均为0.0005%，则井场无组织硫化氢排放速率为0.160×0.000005kg/h=0.0000008kg/h，年排放0.000007t。

3.3.7.2 废水污染源及其治理措施

（1）采出水

采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据设计资料，采出水量约占采出液的85%，则6口老井开采含水量约115000m^3/a。采出水中主要污染物为SS、石油类等。采出水随采出液最终输送至联合站处理，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）井下作业废水

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

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

表3.3-20 **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

续表3.3-20 **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	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，拟建工程共部署6座侧钻井，则每年井下作业废水产生量约为600t，井下作业废水采用专用回收罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理。

（3）生活污水

后期按单个井场需侧钻4次，单次老井侧钻施工天数40d，常住井场人员按60人计算，按生活用水量100L/d·人计，本项目6座井场生活用水量总计约1440m^3/a，生活污水产生量按用水量的80%计算，则总产生量为1152m^3。生活污水中主要污染物为COD、BOD_5、NH_3-N、SS等；类比区域内油气田现状，生活污水中主要污染物浓度COD为400mg/L、BOD_5为200mg/L、NH_3-N为25mg/L、SS为220mg/L；各井场钻井期间均建设1座撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺，经污水处理站处理后，出水可达到COD 60mg/L、BOD_5为20mg/L、NH_3-N为15mg/L、SS为20mg/L，可满足《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2的B级标准，处理达标后的水用于区域荒漠灌溉。TK224CH2井场每年注氮2次每次持续1个月，注氮期间劳动定员为4人，则注氮期间生活污水产生量为19.2m^3/a，罐装收集后拉运至采油一厂生活污水处理装置处理。

表3.3-21　　**本项目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	115000	0	SS、石油类	连续	采出水随采出液最终输送至联合站处理，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	600	0	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	送至塔河油田绿色环保站处理
	W_3	生活污水	1171.2	0	SS、COD、BOD_5、NH_3-N	连续	侧钻期间均建设1座撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺，注氮期间罐装收集后拉运至采油一厂生活污水处理装置处理

3.3.7.3 噪声污染源及其治理措施

拟建工程井场产噪设备主要为采油树、真空加热炉、抽稠泵等设备噪声，

根据《天然气长输管道工艺场站噪声的治理》（电子设计工程，施纪卫、吕莉、武玉双，2013年2月）：采气树噪声属气流噪声，噪声源强范围为85～90dB（A），拟建工程采油树噪声值参照采气树噪声取85dB（A）；根据《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ 991-2018），燃气（油）锅炉噪声源强范围为70～90dB（A），取85dB（A）；参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018)中机泵噪声源强范围为85～90dB（A）、压缩机噪声源强范围为90～98dB(A)，拟建工程抽稠泵噪声取85dB（A），注水泵噪声取90dB（A），压缩机噪声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）。本项目实施后，噪声污染源治理措施情况见表3.3-22。

表3.3-22　　**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	采油井场（T414CH3为代表）	采油树	1	85	基础减振	10
2		加热炉	1	85	基础减振	10
3		抽稠泵	1	85	基础减振	10
4	注气井场（TK224CH2井）	增压机	1	90	基础减振	10
5		注水泵	2	95	基础减振	10

3.3.7.4 固体废物及其治理措施

拟建工程运营期井场产生的固体废物主要为落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、钻井岩屑、钻井泥浆、撬装式污水处理站污泥、生活垃圾、清罐底泥等。

（1）落地油

落地油主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油。类比同类型单座井场落地油产生量约0.2t/a，本工程共部署6座新井，运行后井场落地油总产生量约1.2t/a，收集后直接由危废处置资质单位接收处置。

（2）废防渗材料

工程运行期井场井下作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直

接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用3年左右。单块防渗布重约250kg（12m×12m），每口井作业用2块，则本工程井场井下作业1次共产生废弃防渗布约0.5t，油井作业频次为1次/2年，本工程共部署6座侧钻井，则工程产生废防渗材料约1.5t/a，属于危险废物。作业施工结束后，收集后直接由危废处置资质单位接收处置。

（3）废烧碱包装袋

结合施工期计算过程，预计后期侧钻作业过程中废烧碱包装袋量0.6t/a。

（4）钻井岩屑

结合施工期计算过程，预计后期侧钻作业过程中钻井岩屑量138m^3/a。

（5）钻井泥浆

结合施工期计算过程，预计后期侧钻作业过程中全部使用磺化泥浆，泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用。工程泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用。

（6）撬装式污水处理站污泥

后期侧钻过程中，作业时间、人员数量与本次侧钻施工相同，根据施工期计算结果，预计后期侧钻作业过程中撬装式污水处理站污泥产生量为0.29t/a。

（7）生活垃圾

后期侧钻过程中，作业时间、人员数量与本次侧钻施工相同，根据施工期计算结果，预计后期侧钻作业过程中生活垃圾产生量为1.65t/a。TK224CH2井每年注氮2次，每次持续1个月，劳动定员4人则注氮过程生活垃圾产生量为0.12t/a。

（8）清罐底泥

TK224CH2井场水罐清理会产生一定量的清罐底泥，类比同类型水罐清理，清罐底泥产生量约0.2t/a，收集后直接由危废处置资质单位接收处置。

一般工业固体废物情况见表3.3-22，危险废物处理处置情况见表3.3-23。

表 3.3-20　　一般工业固体废物污染源强一览表

序号	固体废物名称	代码	产生环节	物理性状	产生量（t/a）	属性	贮存方式	处理措施
1	钻井岩屑	SW12 900-099-S12	侧钻环节	固态	138㎥/a	一般工业固体废物	岩屑池	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，分离后的固相经无害化处理装置处理经检测满足《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，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率<0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等
2	钻井泥浆	SW12 900-099-S12	侧钻环节	液态	/		循环使用	工程泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用
3	撬装式污水处理站污泥	SW90 462-001-S90	侧钻环节	固态	0.29		不贮存	现场集中收集，送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置
4	生活垃圾	SW64 900-099-S64	侧钻环节	固态	1.77	生活垃圾	生活垃圾桶	

表 3.3-21　　**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	1.2	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T，I	收集后，由有危废处置资质单位接

废防渗材料	HW08	900-249-08	1.5	修井场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	收处置
废烧碱包装袋	HW49	900-041-49	0.6	修井场地清理环节	固态	氢氧化钠	氢氧化钠	/	T，In	
清罐底泥	HW08	071-001-08	0.2	集输与处理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	

3.3.7.5 运营期生态恢复措施

运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线及周边生态恢复情况，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线，以防管线泄漏破坏周边生态。

3.3.8 退役期污染源及其防治措施

3.3.8.1 退役期环境空气保护措施

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

（2）运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

3.3.8.2 退役期水环境污染防治措施

退役期严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井封井处置规范》（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。

3.3.8.3 退役期噪声防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.3.8.4 退役期固体废物处置措施

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

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

3.3.8.5 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。

3.3.9 非正常排放

本项目非正常排放主要为井口压力过高时的放喷情况。本项目油气集输过程中，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 3.3-24　　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/h
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		

3.3.10 清洁生产分析

3.3.10.1 钻井工艺清洁生产工艺

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

（2）作业井场采用泥浆循环系统；钻井废水循环回收罐等环保设施，工业废水回用率达到90%以上，钻井液循环率达到95%以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。具体做法是：

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

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用。

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

④开钻前对井场池体等做防渗漏处理。

⑤配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，努力控制钻井液中无用固相含量为最低，保证其性能优良，从而大大减少了废弃泥浆产生量。

（3）采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

（4）设置井控装置（防喷器等），防止井喷事故对环境造成污染影响。

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

（6）井场设有应急池，为防渗设计，用于事故等非正常工况下泥浆的存放。

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

（8）先进性分析

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

3.3.10.2 运营期清洁生产工艺

（1）集输及处理清洁生产工艺

①单井采出液通过井口模块一级节流后经集输管线最终输送至联合站处理。全过程密闭措施，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

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

本次评价采用《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，分别对钻井作业、井下作业、采油作业等三个油田开发阶段进行清洁生产指标分析，油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表3.3-25及表3.3-27。

表3.3-25 **钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值**

定量指标						本项目评价	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	占地面积	m^2	15	符合行业标准要求	符合	15
		新鲜水消耗	t/100m标准进尺	15	≤25	19	15
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
（2）生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	100%	5
（3）资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：3000以上	10	≥60%	90%	10
		柴油机效率	%	10	≥90%	90%	10
		污油回收率	%	10	≥90%	100%	10
（4）污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m标准进尺	10	甲类区：≤30；乙类区：≤35	乙类区≤35	10
		石油类	kg/井次	5	≤10	≤10	5
		COD	kg/井次	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	乙类区≤150	5
		废弃钻井液产生量	m^3/100m标准进尺	10	≤10	≤10	10
		柴油机烟气排放浓度	-	5	符合排放标准要求	符合	5
定性指标							

一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目评价得分	
（1）资源和能源消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	无毒钻井液	10
		柴油消耗	具有节油措施	5	具备	5
（2）生产工艺及设备要求	30	钻井设备先进性	国内领先	5	国内领先	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	具备	5
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	不落地	5
		固控设备	配备振动筛、处理器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备固控设备	5
		井控措施	具备	5	具备	5
		有无防噪措施	有	5	有	5

续表 3.3-25　**钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值**

定性指标					
一级指标	权重值	二级指标	指标分值	本项目评价得分	
（3）管理体系建设及清洁生产审核	35	建立HSE管理体系并通过认证	10	建立	10
		开展清洁生产审核并通过验收	20	开展	20
		制定节能减排工作计划	5	制定	5
（4）贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求	10	满足法规要求	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况	5	制定减排措施	5
		满足其他法律法规要求	5	满足	5

表 3.3-26　**井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值**

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
（1）资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m^3/井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	10
（2）生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
（3）资源综	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10

合利用指标		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
（4）污染物产生指标	30	作业废液量	kg/井次	10	≤3.0	≤3.0	10
		石油类	kg/井次	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	乙类区≤50	5
		COD	kg/井次	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	乙类区≤150	5
		含油油泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	乙类区≤70	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5

定性指标						
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程	
（1）生产工艺及设备要求	40	防喷措施	有效	5	有效	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	按标准试压	5

续表 3.3-26　**井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值**

定性指标						
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程	
（1）生产工艺及设备要求	40	防溢设备（防溢池设置）	具备	5	具备	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	铺设防渗材料	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	具备原油回收设施	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	建立HSE管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核		20	开展清洁生产审核	20
		制定节能减排工作计划		5	制定节能减排工作计划	5
（3）贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求		20	满足其他法律法规要求	20

表 3.3-27　**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	天然气：≤50	≤50	30
（2）资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
（3）污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	≤10	5
		COD	mg/L	5	乙类区≤150	60	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采油废水有效利用率	%	7.5	≥80	100	7.5

续表 3.3-27　**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	本项目得分	
					实际情况	得分
（1）生产工艺及设备要求	45	井筒质量		5	井筒实施完好	5
		采油	套管气回收装置	10	无	0
			防止落地原油产生措施	10	先进	10
		采油方式	采油方式经过综合评价确定	10	先进	10
		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	全密闭	10
（2）环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立HSE管理体系并通过认证		10	已建立	10
		开展清洁生产审核并通过验收		20	已开展	20
		制定节能减排工作计划		5	已制定	5
（3）贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	已落实	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	已落实	5
		老污染源限期治理项目完成情况		5	不涉及限期治理项目	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	已完成	5

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

3.3.11 三本账

本项目“三本账”的排放情况见表3.3-28。

表3.3-28 **本项目“三本账”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		
现有工程排放量	0.134	0.048	1.43	1.296	0.00004	0	0
本项目排放量	0	0	0	0	0	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0	0
本项目实施后排放量	0.134	0.048	1.43	1.296	0.00004	0	0
本项目实施后增减量	0	0	0	0	0	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、NH_3-N。

3.2.12.2 拟建工程污染物排放总量

本项目在正常运行期间，井场采出水随采出液一起最终输送至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，无废水外排。因此建议不对废水污染物进行总量控制。

本项目属于老井侧钻工程，地面工程设施依托现有老井，井场现有真空加热炉已申请总量，本次评价不再进行总量指标核算。

3.4 依托工程

3.4.1 一号联合站

塔河油田一号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。于1999年7月7日取得原国家环境保护总局批复（环函〔1999〕242号），2007年10月9日取得原国家环境保护总局竣工环保验收意见（环验

〔2007〕211号）。其中原油处理系统设计规模270×10^4t/a，包括1套120×10^4t/a中质油处理系统和1套150×10^4t/a重质油处理系统；原油稳定系统设计规模200×10^4t/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15500m^3/d，包括1套6500m^3/d污水处理系统和1套9000m^3/d污水处理系统。截至目前，实际原油处理量为117.5×10^4t/a、水14120m^3/d、气71.5万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、4、5、9、于奇西区的中质原油的油、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、5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塔河联合站污水处理装置。

（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、5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×$10^4$$m^3$/d轻烃装置采用原料气增压、分子筛脱水、膨胀机＋丙烷辅助制冷工艺。50×$10^4$$m^3$/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

一号联合站采出水处理系统承担着塔河油田一厂范围内集输系统污水的处理任务，主要包括污水处理工艺主流程及由污水、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，采出水处理满足《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，净化污水经高压注水泵增压，通过注水系统回注。

（5）依托可行性分析

本项目油气最终输送至一号联合站进行处理，依托一号联合站运行负荷见表3.4-1。

表3.4-1　　一号联合站运行负荷分析表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	富余处理能力	本项目需处理量	依托可行性
1	原油10^4t/a	270	117.5	152.5	2.03	可依托
2	天然气10^4m^3/d	80	71.5	8.5	6.0	可依托
3	采出水m^3/d	15500	14120	1380	408	可依托

综上可知，一号联合站富余量可以满足本项目油气处理要求，依托可行。

3.4.2 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。

塔河油田绿色环保站于2014年6月23日取得环评批复〔阿地环函字〔2014〕236号），并于2015年12月17日取得竣工环保验收批复（阿地环函字〔2015〕501号）。2015年7月13日取得了扩建工程环评批复（新环函〔2015〕811号），并于2016年12月27日取得竣工环保验收批复（新环函〔2016〕2005号）。

（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50m^3/d，处理设施年运行有效天数约 300天，日处理量约为200m^3，年处理含油污泥的量为6万m^3，现状年处理含油污泥的量为3.9万m^3。

（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。

本项目井下作业废水、落地油等最终输送至塔河油田绿色环保站进行处理，依托富余情况如表3.4-2所示。

表3.4-2　　**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	本项目需处理量	依托可行性
1	废液处理系统（m^3/d）	1430	580	850	6.0	可行
2	污油泥处理系统（m^3/a）	6×10^4	3.9×10^4	2.1×10^4	3.5t（1.4m^3）	可行

3.4.3 库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂

库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂于2019年5月16日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅《关于阿克苏地区静脉产业园（东区）-生活垃圾焚烧发电PPP项目环境影响报告书的批复》（新环审〔2019〕9号），2021年12月9日开始试运营，于2022年12月完成环保验收工作。生活垃圾焚烧发电厂位于阿克苏地区静脉产业园（东区）内，库车市垃圾填埋场西南侧，国道G3012库车东立交出口北侧空地上，占地面积为50009.79m^2（约75亩）。生活垃圾焚烧发电厂设计日处理生活垃圾600吨,配置2台300t/d的垃圾焚烧线和1台10MW汽轮发电机组，包括垃圾接收系统、焚烧处理线、烟气处理装置、灰

渣输送系统、余热回收系统、汽轮发电机组、灰渣处理系统、渗滤液收集处理系统等。现状日处理生活垃圾400吨，本项目施工期日生活垃圾产生量约为1.65吨，可满足项目处理要求。

本项目产生的生活垃圾依托该公司处理可行。

3.4.4 库车经济技术开发区工业固体废物填埋场

库车经济技术开发区工业固体废物填埋场于2019年11月1日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅《关于库车经济技术开发区工业固体废物填埋场项目环境影响报告书的批复》（新环审〔2019〕263号），2020年5月20日主体建成，于2020年6月完成环保验收工作。工业固体废物填埋场位于阿克苏地区静脉产业园（东区）内，库车市垃圾填埋场东南侧。近期处理规模200吨/天，远期处理规模100吨/天，总库容80万方，填埋场区占地面积11.2万平方米，本项目施工期总的施工废料产生量约为0.07吨，可满足项目处理要求。本项目产生的施工废料依托该工业固废填埋场处理可行。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

库车市位于天山中段南部，塔里木盆地北缘，地处东经82°35′～84°17′，北纬40°46′～42°35′之间，东与轮台县接壤，西与拜城县、新和县相邻，南与沙雅县、尉犁县毗邻，北隔天山山脉与和静县相望。县境南北最大长度193km，东西最大宽度164km，总面积为15379km^2。

本项目位于新疆阿克苏地区库车市境内，区域以油气开采为主。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

库车市在大地构造上处于天山地槽褶皱带与塔里木地台两大构造单元的接触部位，呈东西走向，在乌喀公路（314道）以北30km范围内分布新构造运动第三系地层，却勒塔克背斜（低山）和亚肯背斜以北为第四纪沉积洼地，东路以南上部地层为第四纪地质结构的冲积、洪积和风积层，均为巨厚的松散堆积物。库车河冲洪积扇中下部，其北侧即为沿山前砾质平原隆起，东西向分布的亚肯背斜西部倾斜末端。库车市北部的天山山脉，东西走向，海拔1400～4550m，后山呈高山地貌，海拔4000m以上为积雪带，为库车平原提供着水源；前山区海拔在1400～2500m之间，为风化作用强烈的低山带；低山带前局部有剥蚀残丘，海拔高程在1300m左右；低山带以南为山前洪积扇带和平原带。平原带海拔小于1200m。平均坡降0.8%，自西北向东南倾斜。平原北半部自西向东是渭干河冲洪积平原、库车河洪积平原和东部的洪积扇群带，南部是塔里木河冲积平原。库车市绿洲北依天山，南临塔克拉玛干沙漠，地势由西北向东南倾斜，在地貌单元上属于库车河流域山前冲洪积平原，地势基本是北高南低，略偏东，地表平坦开阔。

本项目位于塔里木河冲积平原地带，地势平坦，井场海拔920m～970m，地形简单，地貌单一。

4.1.3 地表水

塔河油田所在区域河流主要为塔里木河、渭干河、库车河。

塔里木河干流是典型的干旱区内陆河流，由叶尔羌河、和田河、阿克苏河三源流汇合而成，从肖夹克至台特玛湖全长1321km，流域面积1.76万km^2，属平原型河流，自西向东流动，塔里木河地处我国西北内陆的塔里木盆地，水质表现为矿化度高，水质偏碱性，含氟较高，河水化学类型为HSO_4·Cl-Ca·Mg·Na为主，矿化度枯水期最大。

渭干河发源于哈尔克驼山汗腾格里峰东侧的喀拉库勒冰川，流经拜城盆地后，穿过千佛洞峡谷进入平原区，经沙雅县努尔马克乡南部折向东南部消失于荒漠中。渭干河全长452km，流域面积$6.19\times10^8hm^2$，年径流量$1.9\times10^8m^3$，多年平均流量为$2.52m^3/s$。

库车河又名“苏巴什河”，整个流程在库车市境内，径流形成区面积2946km^2，河流总长121.6km，库车河水资源可利用量$2.83\times10^8m^3$，为冰雪融水及降雨补给型河流。库车河多年平均径流量为$3.48\times10^8m^3/a$，年均流量$11.04m^3/s$，实测最大流量$1940m^3/s$，最小流量$0.62m^3/s$。库车河水质经多年长期监测，水质较好，矿化度为0.4439g/L，总硬度118mg/L（以CaO计），属微硬水，氯离子和硫酸盐含量多年平均值都小于100mg/L。河水的pH值在7.5～8.5，略偏碱性，水化学类型为HCO_3-Ca型，枯水季节会出现硫酸盐钠型或氯化物钠型水。库车河流域的离子径流量为21.85万t。

4.1.4 水文地质

（1）地下水类型及富水性

第四系松散地层是区域地下水赋存的主要介质。塔里木盆地第四系地层分布广泛，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。环盆地的冲洪积倾斜平原呈向心状倾斜，山前巨厚的第四系松散堆积物为地下水储存提供了良好空间，第四系组成岩性均为单一的卵砾石和砂砾石层，也使该区域成为单一结构的孔隙潜水分布区。由盆地南、北缘和西缘向盆地中心方向地势逐渐降低，第四系厚度逐渐变薄，至洪冲积倾斜平原

下部溢出带部位，组成岩性由洪冲积平原区单一卵砾石、砂砾石层逐渐变为细土与砂砾石和砂层互层状，这里分布的地下水为多层结构的潜水和承压（自流）水。该区域地下潜水水位埋深一般为10m左右，东北部地区埋深小于10m。

区域的潜水含水层富水性可划分为潜水水量中等、承压水水量丰富，顶板埋深小于50m。潜水含水层近似呈扇状较大面积分布在塔北评价区的东北角地段。该区潜水位埋深3.47m～29.7m左右，钻孔揭露的潜水含水层厚度10.5m～48.9m，含水层岩性为第四系卵砾石、砂砾石、粉砂、粉细砂，换算涌水量为145.04m^3/d～221.39m^3/d，水量中等；渗透系数为1.02m/d～3.88m/d。

（3）区域地下水补给、径流、排泄条件

塔里木盆地北缘地下水在松散卵砾石和砂砾石的空隙中大体由北向南径流，至塔里木河以北的细土平原地下水浅埋带，一部分以垂直蒸发和植物蒸腾形式进行垂直排泄，另一部分则排入塔里木河或河床冲积层。在盆地西缘和南缘地下水在松散卵砾石和砂砾石的空隙中大体由南（或西南）向北（或东北）径流，至山前洪冲积倾斜平原前缘溢出带附近一部分以泉的形式排泄于地表，一部分通过蒸发和植物蒸腾形式进行排泄，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；还有一部分则以地下侧向径流的形式排泄于塔克拉玛干沙漠。区域地下水流向总体西北向东南。

4.1.5 气候气象

区域地处暖温带，热量丰富，气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差都很大，属暖温带大陆性干旱气候。据库车市气象站近20年观测资料统计，主要常规气象要素统计资料见表4.1-1。

表4.1-1 **主要气候要素一览表**

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均风速	1.8m/s	7	年平均水气压	7.1hPa
2	年平均相对湿度	51%	8	年平均蒸发量	2012.3mm
3	年平均气温	11.1℃	9	年平均降水量	82.2mm
4	年极端最高/最低气温	40.8℃/-23.7℃	10	年最多/最少降水量	145.7mm/43.6mm
5	年平均气压	893.7hPa	11	年日照时数	2863.7h
6	年平均降水量	68.9mm	--	--	--

4.2 环境敏感区调查

环境敏感区包括需要特殊保护地区、生态敏感与脆弱区和社会关注区。根据调研，井场周边的环境敏感区主要包括生态保护红线区、新疆库车龟兹国家沙漠公园等。

4.2.1 生态保护红线

塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区主要分布在阿克苏地区新和县、沙雅县、库车市及巴州轮台县、尉犁县。生物多样性维护主要生态功能为重点维护生物种类的多样性、基因的多样性和生态系统的多样性及稳定性；主要保护要求为重要生态功能区域生态功能不降低、面积不减少、性质不改变；主要保护对象有鹅喉羚等珍稀野生动物，塔里木沙拐枣、梭梭、肉苁蓉等珍稀野生植物。

拟建工程距生态保护红线区（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）约6.1km，不在生态保护红线内。

4.2.2 新疆库车龟兹国家沙漠公园

新疆库车龟兹国家沙漠公园位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内。2016年，原国家林业和草原局以《国家林业和草原局关于同意山西偏关林湖等33个国家沙漠（石漠）公园的通知》（林沙发〔2015〕153号）批准新疆库车龟兹国家沙漠公园为试点沙漠公园。保护沙漠生态安全非常重要，防沙治沙，保护和恢复沙漠植被，是龟兹国家沙漠公园最主要的任务。把龟兹国家沙漠公园建成生态保育型国家沙漠公园。

本项目西南距新疆库车龟兹国家沙漠公园11.8km，建设内容均不在沙漠公园范围内。

4.3 环境质量现状监测与评价

4.3.1 环境空气质量现状评价

4.3.1.1 基本污染物环境质量现状数据

本次评价收集了2023年1月1日至2023年12月31日期间阿克苏地区例行监测点的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行评价，现状评价结果见表4.3-1所示。

表 4.3-1　　阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	评价标准（μg/m³）	现状浓度（μg/m³）	占标率（%）	达标情况
PM_{10}	年平均质量浓度	70	95	135.7	超标
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	35	37	105.7	超标
SO_2	年平均质量浓度	60	7	11.6	达标
NO_2	年平均质量浓度	40	32	80.0	达标
CO	日均值第95百分位浓度	4000	2200	55.0	达标
O_3	日最大8小时滑动平均第90百分位浓度	160	130	81.2	达标

由表4.3-2可知，项目所在区域阿克苏地区$PM_{2.5}$、PM_{10}年均浓度值超过《环境空气质量标准》（GB3095－2012）及修改单（生态环境部公告2018年第29号）中二级标准要求，即项目所在区域为不达标区。季节性沙尘天气对环境空气质量影响很大，是造成空气质量不达标的主要因素。

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状评价

（1）监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次评价设置1个环境空气现状监测点数据。监测点位基本信息见表4.3-2，具体监测点位置见附图3。

表 4.3-2　　监测点位基本信息一览表

序号	监测点名称	方位/距离（km）	监测因子
			1小时平均浓度
1	TK224CH2井南侧2km处	TK224CH2井南侧2km处	非甲烷总烃、硫化氢

（2）监测时间及频率

监测点位监测时间为2025年3月10日～2025年3月17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4.3-3。

表 4.3-3　　环境空气各监测因子分析方法及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃测定 直接进样-气相色谱法》	HJ 604-2017	mg/m^3	0.07
2	H_2S	《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/T 11742-1989	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：

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

式中：P_i——i 评价因子最大占标百分比；

C_i——i 评价因子最大监测浓度（mg/m^3）；

C_{io}——i 评价因子评价标准（mg/m^3）。

（4）评价标准

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

（5）其他污染物环境质量现状评价

根据监测点监测数据，其他污染物环境质量现状评价结果见表 4.3-4。

表 4.3-4　　其他污染物环境质量现状评价表

点位名称	污染物	平均时间	评价标准（mg/m^3）	监测浓度范围（mg/m^3）	最大浓度占标率/%	超标率/%	达标情况
TK224CH2 井南侧 2km 处	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.20～0.29	14.5	0	达标
	硫化氢	1 小时	0.01	未检出	—	—	达标

根据监测结果，监测点非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m^{3}的标准；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。

4.3.2 地下水环境现状监测

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求，并结合区域水文地质条件要求，设置5个潜水监测点和2个承压水监测点，本项目所在区域承压水无饮用价值，不再设置承压水监测点；本次评价引用《塔河油田东北部2023年产能建设项目》编制期间开展的2个潜水地下水监测点；同时引用《塔河油田四区集输系统增压改造工程》编制期间开展的3个潜水地下水监测点。区域地下水流向总体西北向东南，整体布置符合导则要求。以上监测点与拟建项目处于同一水文地质单元，其监测数据在一定程度上能够反映拟建项目所在区域地下水环境质量现状。

4.2.2.1 地下水质量现状监测

4.2.2.1.1 监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表4.3-5，监测点具体位置见附图3。

表4.3-5 **地下水监测点及监测因子一览表**

序号	监测点名称	监测点坐标	与本工程最近距离及位置关系	潜水/承压水	水质监测因子	检测分析项目	引用项目
1	3#	*	项目东南5km处(下游)	潜水	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、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类	K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}	塔河油田东北部2023年产能建设项目
2	4#	*	项目东南5.3km处(下游)				
3	四区1#	*	项目西北4.2km处(上游)				塔河油田四区集输系统增压改造工程
4	四区2#	*	项目北侧4.1km处(侧游)				
5	四区3#	*	项目东侧2.2km处（项目区）				

4.2.2.1.2 监测时间及频率

引用监测点监测时间分别为2022年12月、2023年3月，监测1天，采样1次。

4.2.2.1.3 监测及分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）、《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）、《环境水质监测质量保证手册》（第二版）有关标准和规范执行，并给出各监测因子的分析方法及其检出浓度。分析方法、各因子检出限等详细情况见表4.3-6。

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

序号	监测因子	检 测 方 法	最低检出浓度
1	色度	《生活饮用水标准检验方法 第4部分：感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2023）	5度
2	嗅和味	《生活饮用水标准检验方法 第4部分：感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2023）6.1嗅气和尝味法	——
4	肉眼可见物	《生活饮用水标准检验方法 第4部分：感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2023）	——
5	pH值	《水质 pH值的测定 电极法》（HJ 1147-2020）	——
6	耗氧量	《生活饮用水标准检验方法 第7部分：有机物综合指标》（GB/T 5750.7-2023）	0.05 mg/L
7	硝酸盐氮	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法（试行）》（HJ/T 346-2007）	0.08 mg/L
8	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》（HJ 535-2009）	0.025 mg/L
9	亚硝酸盐氮	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》（GB 7493-87）	0.003 mg/L
10	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》（GB 7484-87）	0.05 mg/L
11	溶解性总固体	《生活饮用水标准检验方法 第4部分：感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2023）	——
12	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》（HJ 503-2009）	0.0003 mg/L
13	阴离子表面活性剂	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2023）13.1亚甲蓝分光光度法	0.050 mg/L
14	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》（HJ 1226-2021）	0.01 mg/L
15	碘化物	《地下水质分析方法 第56部分：碘化物的测定 淀粉分光光度法》（DZ/T 0064.56-2021）	0.025 mg/L

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

序号	监测因子	检　测　方　法	最低检出浓度
16	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第5部分：无机非金属指标》（GB/T 5750.5-2023）7.1 异烟酸-吡唑啉酮分光光度法	0.002 mg/L
17	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 》（GB 11911-89）	0.03 mg/L
18	锰		0.01 mg/L
19	铜	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》（GB 7475-87）第一部分 直接法	0.05 mg/L
20	锌		0.05 mg/L
21	铝	《生活饮用水标准检验方法 第6部分：金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023）4.3 无火焰原子吸收分光光度法	1.0×10^{-2} mg/L
22	镉	《生活饮用水标准检验方法 第6部分：金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023）12.1 无火焰原子吸收分光光度法	0.0005 mg/L
23	铅	《生活饮用水标准检验方法 第6部分：金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023）14.1 无火焰原子吸收分光光度法	0.0025 mg/L
24	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 第4部分：感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2023）	1.0 mg/L
25	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 》（HJ 694-2014）	4×10^{-5} mg/L
26	砷		3×10^{-4} mg/L
27	硒		4×10^{-4} L mg/L
28	铬（六价）	《生活饮用水标准检验方法 第6部分：金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023）	0.004 mg/L
29	三氯甲烷	《水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 639-2012）	0.4 μg/L
30	四氯化碳		0.4 μg/L
31	苯	《水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 639-2012）	0.4 μg/L
32	甲苯		0.3 μg/L
33	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）》（HJ 970-2018）	0.01 mg/L
34	钾离子	《水质 可溶性阳离子（Li^+、Na^+、NH_4^+、K^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}）的测定 离子色谱法》（HJ 812-2016）	0.02 mg/L
35	钠离子		0.02 mg/L
36	钙离子		0.03 mg/L
37	镁离子		0.02 mg/L
38	碳酸根	《地下水质分析方法 第49部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》（DZ/T 0064.49-2021）	1 mg/L
39	碳酸氢根		1 mg/L

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

序号	监测因子	检 测 方 法	最低检出浓度
40	氯离子	《水质 无机阴离子（F^-、Cl^-、NO_2^-、Br^-、NO_3^-、PO_4^{3-}、SO_3^{2-}、SO_4^{2-}）的测定 离子色谱法》（HJ 84-2016）	0.007 mg/L
41	硫酸根离子		0.018 mg/L
42	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 第12部分:微生物指标》(GB/T 5750.12-2023）	——
43	细菌总数	《生活饮用水标准检验方法 第12部分:微生物指标》(GB/T 5750.12-2023）4.1 平皿计数法	——

4.2.2.2 地下水质量现状评价

4.2.2.2.1 评价方法

①采用单因子标准指数法，其计算公式为：

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

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，量纲为 1；

C_i——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si}——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于 pH 值，评价公式为：

P_{pH}=（7.0-pH）/（7.0-pH_{sd}）（pH≤7.0）

P_{pH}=（pH-7.0）/（pH_{su}-7.0）（pH＞7.0）

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，量纲为 1；

pH--pH 监测值；

pH_{sd}—标准中下限值；

pH_{su}—标准的上限值。

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

4.2.2.2.2 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 4.3-7　地下水质量现状监测及评价结果一览表　mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			3#	4#	四区 1#	四区 2#	四区 3#
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	--	--	--	--	--
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	7.6	8.2	7.6	7.4	7.8
		标准指数	0.40	0.80	0.40	0.27	0.53
总硬度	≤450	监测值	1890	1250	4760	5910	1200
		标准指数	**4.20**	**2.78**	**10.58**	**13.13**	**2.67**
溶解性总固体	≤1000	监测值	11500	4950	33300	20500	4980
		标准指数	**11.5**	**4.95**	**33.3**	**20.5**	**4.98**
硫酸盐	≤250	监测值	1270	1260	7700	3880	1500
		标准指数	**5.08**	**5.04**	**30.8**	**15.52**	**6.00**
氯化物	≤250	监测值	6520	1470	13400	9230	1720
		标准指数	**26.08**	**5.88**	**53.60**	**36.92**	**6.88**
铁	≤0.3	监测值	0.06	0.05	0.24	0.24	0.04
		标准指数	0.20	0.17	0.80	0.80	0.13
锰	≤0.1	监测值	0.74	0.22	0.12	0.45	0.25
		标准指数	**7.4**	**2.2**	**1.2**	**4.5**	**2.5**
铜	≤1.0	监测值	未检出	未检出	0.16	0.12	未检出
		标准指数	--	--	0.16	0.12	--
锌	≤1.0	监测值	未检出	未检出	0.19	0.13	未检出
		标准指数	--	--	0.19	0.13	--
铝	≤0.2	监测值	0.06	0.042	0.064	0.036	0.029
		标准指数	0.30	0.21	0.32	0.18	0.15

续表 4.3-7 **地下水质量现状监测及评价结果一览表** mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			3#	4#	四区 1#	四区 2#	四区 3#
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	1.4	0.95	0.81	0.51	0.6
		标准指数	0.47	0.32	0.27	0.17	0.20
氨氮	≤0.5	监测值	0.131	0.348	0.127	0.06	0.098
		标准指数	0.26	0.70	0.25	0.12	0.20
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	0	0	0	0	0
		标准指数	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
细菌总数	≤100CFU/mL	监测值	88	20	63	67	57
		标准指数	0.88	0.2	0.63	0.67	0.57
亚硝酸盐氮	≤1.0	监测值	未检出	0.009	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	0.009	—	—	—
硝酸盐氮	≤20.0	监测值	0.4	0.14	1.65	未检出	0.11
		标准指数	0.02	0.007	0.0825	—	0.0055
氟化物	≤1.0	监测值	0.1	3.07	5	0.56	3.19
		标准指数	0.1	**3.07**	**5**	0.56	3.19
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	0.00006	0.00004	未检出	未检出	未检出
		标准指数	0.06	0.04	--	--	--
镉	≤0.005	监测值	0.0009	0.0009	0.0019	0.0014	0.0018
		标准指数	0.18	0.18	0.38	0.28	0.36

续表 4.3-7 **地下水质量现状监测及评价结果一览表** mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			3#	4#	四区 1#	四区 2#	四区 3#
硒	≤0.01	监测值	未检出	未检出	0.004	未检出	未检出
		标准指数	--	--	0.4	--	--
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	0.0059	0.0069	0.004	0.0041	0.0044
		标准指数	0.59	0.69	0.4	0.41	0.44
三氯甲烷	≤0.06	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
四氯化碳	≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
苯	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
甲苯	≤0.7	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
石油类	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--

由表 4.3-7 分析可知，潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物、锰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，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。监测点中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物、锰等因子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 4.3-8。

表 4.3-8　　**地下水监测分析因子分析结果一览表**　　单位：mg/L

项目		潜水含水层				
		3#	4#	四区 1#	四区 2#	四区 3#
监测值（mg/L）	K^++Na^+	3870	1450	9956	5509.6	1383.5
	Ca^{2+}	167	146	228	471	124
	Mg^{2+}	386	211	948	1180	220
	CO_3^{2-}	2	7	0	0	0
	HCO_3^-	65	356	348	197	169
	Cl^-	6520	1470	13400	9230	1720
	SO_4^{2-}	1270	1260	7700	3880	1500
毫克当量百分比（%）	K^++Na^+	80.77	72.04	82.72	66.28	71.03
	Ca^{2+}	3.96	8.20	2.18	6.52	7.32
	Mg^{2+}	15.27	19.76	15.10	27.21	21.65
	CO_3^{2-}	0.02	0.16	0.00	0.00	0.00
	HCO_3^-	0.50	7.93	1.05	0.94	3.36
	Cl^-	86.95	56.25	69.44	75.57	58.75
	SO_4^{2-}	12.53	35.66	29.51	23.49	37.89

根据地下水离子检测结果，评价区潜水地下水阴离子以Cl^-、SO_4^{2-}为主，阳离子以Na^+、Mg^{2+}为主，水化学类型主要以Cl·SO_4-Na·Mg型为主。

（3）地下水质量现状监测结果统计分析

本次监测5口潜水监测井各监测因子最大值、最小值、均值、标准差、检出率和超标率见表4.3-9。

表 4.3-9　　**潜水监测井监测统计分析结果一览表**　　mg/L　pH（无量纲）

项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率（%）	超标率（%）
pH值	8.2	7.4	7.72	0.27	100	0
总硬度	5910	1200	3002	1954.49	100	100
溶解性总固体	33300	4950	15046	10759.02	100	100
硫酸盐	7700	1260	3122	2492.41	100	100
氯化物	13400	1470	6468	4543.29	100	100

续表 4.3-9　**潜水监测井监测统计分析结果一览表**　mg/L　pH（无量纲）

项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率（%）	超标率（%）
铁	0.24	0.04	0.13	0.09	100	0
锰	0.74	0.12	0.36	0.22	100	100
铜	0.16	0.12	0.14	0.02	40	0
锌	0.19	0.13	0.16	0.03	40	0
铝	0.064	0.029	0.05	0.01	100	0
挥发性酚类	未检出	未检出	--	--	0	0
阴离子表面活性剂	未检出	未检出	--	--	0	0
耗氧量	1.4	0.51	0.854	0.31	100	0
氨氮	0.348	0.06	0.1528	0.1	100	0
硫化物	未检出	未检出	--	--	0	0
总大肠菌群	未检出	未检出	--	--	0	0
细菌总数	88	20	59	22.12	100	0
亚硝酸盐	0.009	0.009	0.009	--	20	0
硝酸盐	1.65	0.11	0.575	0.63	80	0
氟化物	5	0.1	2.384	1.82	100	60
碘化物	未检出	未检出	--	--	0	0
汞	0.00006	0.00004	0.00005	0.00001	40	0
硒	0.004	0.004	0.004	--	20	0
镉	0.0019	0.0009	0.00138	0.0004	100	0
铬（六价）	未检出	未检出	--	--	0	0
铅	0.0069	0.004	0.005	0.001	100	0
三氯甲烷	未检出	未检出	--	--	0	0
四氯化碳	未检出	未检出	--	--	0	0
苯	未检出	未检出	--	--	0	0
甲苯	未检出	未检出	--	--	0	0
石油类	未检出	未检出	--	--	0	0

（4）包气带质量现状监测

包气带质量现状监测结果见表4.3-10。

表4.3-10　　**包气带质量现状监测结果一览表**

序号	监测点名称	采样位置	采样深度	采样重量	监测因子	监测值
1	TK224CH2井场	土壤裸露处	0.2m	＞500g	石油类	未检出

4.3.3 声环境现状监测与评价

4.2.3.1 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T414CH3井、TK434CH井、S65CH进行厂界噪声监测。具体布置情况见表4.3-11。

表4.3-11　　**噪声监测布置情况一览表**

序号	监测点名称		监测点位（个）	监测因子
1	T414CH3井	东场界	1	$L_{Aeq,T}$
2		南场界	1	
3		西场界	1	
4		北场界	1	
5	TK434CH井	东场界	1	$L_{Aeq,T}$
6		南场界	1	
7		西场界	1	
8		北场界	1	
9	S65CH井	东场界	1	$L_{Aeq,T}$
10		南场界	1	
11		西场界	1	
12		北场界	1	

（2）监测因子

等效连续A声级。

（3）监测时间及频率

2025年5月26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，厂界噪声监测时间不少于1分钟。

（4）监测方法

按照《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中的规定进行。

4.2.3.2 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，执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准。

（2）声环境现状监测及评价结果

噪声监测点声环境现状监测及评价结果见表4.3-12。

表4.3-12 **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	T414CH3井	东场界	39	60	达标	38	50	达标
2		南场界	40	60	达标	39	50	达标
3		西场界	39	60	达标	38	50	达标
4		北场界	39	60	达标	38	50	达标
5	TK434CH井	东场界	39	60	达标	38	50	达标
6		南场界	39	60	达标	37	50	达标
7		西场界	38	60	达标	37	50	达标
8		北场界	37	60	达标	38	50	达标
9	S65CH井	东场界	38	60	达标	37	50	达标
10		南场界	39	60	达标	38	50	达标
11		西场界	39	60	达标	38	50	达标
12		北场界	39	60	达标	37	50	达标

由上表可知，现有井场厂界噪声监测值昼间为37～40dB（A），夜间为37～39dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中2类标准。

4.3.4 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 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），拟建项目位于土壤盐化、碱化地区，同时属于污染影响型项目，因此根据污染影响型和生态影响型建设项目分别设置监测点。根据项目位置和HJ 964-2018布点要求，本评价在占地范围内设置3个柱状样、5个表层样监测点，占地范围外设置6个表层样监测点。土壤监测布点符合HJ964-2018中布点要求。

（2）监测项目

各监测点主要监测因子见表4.3-13。

表4.3-13 **监测点位及监测因子一览表**

分类	序号	采样区名称	采样层位	监测因子
占地范围内	1	S65CH井井口处	浅层样	砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、全盐量
			中层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
			深层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
	2	TK446CH3井井口处	浅层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
			中层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
			深层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
	3	TK224CH2井井口处	浅层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
			中层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
			深层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
	4	TK434CH3井井口处	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
	5	T414CH3井井口处	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量

	6	TK215CH2井口处	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
	7	2-1计转站管线接口处	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
	8	4-4计转站管线接口处	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
占地范围外	9	TK215CH2井南侧100m处(风沙土)	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C_{10}-C_{40})、全盐量
	10	TK446CH3井南侧100处(盐土)	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C_{10}-C_{40})、全盐量
	11	S65CH井南侧100m处(草甸土)	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C_{10}-C_{40})、全盐量
	12	TK434CH3井南侧100m处(风沙土)	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
	13	TK224CH2井南侧100m处(风沙土)	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
	14	T414CH3井西南侧100m处(风沙土)	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量

（3）监测时间及频率

监测时间为2025年5月26日，采样一次。

（4）采样方法

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

（5）监测及分析方法

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

检测分析方法及检出限见表4.2-14。

表4.3-14 **土壤环境监测项目、分析方法及依据一览表**

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
1	土壤	砷	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》（HJ 680-2013）	AFS-8520 原子荧光光度计	0.01 mg/kg

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
2		镉	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》（GB/T 17141-1997）	GGX-830 原子吸收分光光度计	0.01 mg/kg
3		铬（六价）	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》（HJ 1082-2019）		0.5 mg/kg
4		铜	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》（HJ 491-2019）		1 mg/kg
5		铅	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》（GB/T 17141-1997）		0.1 mg/kg
6		汞	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》（HJ 680-2013）	AFS-8520 原子荧光光度计	0.002 mg/kg
7		镍	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》（HJ 491-2019）	GGX-830 原子吸收分光光度计	3 mg/kg

续表 4.3-14　**土壤环境监测项目、分析方法及依据一览表**

序号	类别	检测项目		检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
8	土壤	挥发性有机物	四氯化碳	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011）	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.3×10^{-3}mg/kg
9			氯仿			1.1×10^{-3}mg/kg
10			氯甲烷			1.0×10^{-3}mg/kg
11			1，1-二氯乙烷			1.2×10^{-3}mg/kg
12			1，2-二氯乙烷			1.3×10^{-3}mg/kg
13			1，1-二氯乙烯			1.0×10^{-3}mg/kg
14			顺-1，2-二氯乙烯			1.3×10^{-3}mg/kg
15			反-1，2-二氯乙烯			1.4×10^{-3}mg/kg
16			二氯甲烷			1.5×10^{-3}mg/kg
17			1，2-二氯丙烷			1.1×10^{-3}mg/kg
18			1，1，1，2-四氯乙烷			1.2×10^{-3}mg/kg
19			1，1，2，2-四氯乙烷			1.2×10^{-3}mg/kg
20			四氯乙烯			1.4×10^{-3}mg/kg
21			1，1，1-三氯乙烷			1.3×10^{-3}mg/kg
22			1，1，2-三氯乙烷			1.2×10^{-3}mg/kg
23			三氯乙烯			1.2×10^{-3}mg/kg
24			1，2，3-三氯丙烷			1.2×10^{-3}mg/kg
25			氯乙烯			1.0×10^{-3}mg/kg
26			苯			1.9×10^{-3}mg/kg
27			氯苯			1.2×10^{-3}mg/kg
28			1，2-二氯苯			1.5×10^{-3}mg/kg
29			1，4-二氯苯			1.5×10^{-3}mg/kg
30			乙苯			1.2×10^{-3}mg/kg
31			苯乙烯			1.1×10^{-3}mg/kg
32			甲苯			1.3×10^{-3}mg/kg
33			间-二甲苯+对-二甲苯			1.2×10^{-3}mg/kg

续表 4.3-14　**土壤环境监测项目、分析方法及依据一览表**

序号	类别	检测项目		检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
34	土壤	挥发性有机物	邻-二甲苯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011）	8860/5977B气相色谱-质谱联用仪	1.2×10^{-3}mg/kg
30			乙苯			1.2×10^{-3}mg/kg
31			苯乙烯			1.1×10^{-3}mg/kg
32			甲苯			1.3×10^{-3}mg/kg
33			间-二甲苯+对-二甲苯			1.2×10^{-3}mg/kg
34			邻-二甲苯			1.2×10^{-3}mg/kg
35		半挥发性有机物	硝基苯	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》（HJ 834-2017）	8860/5977B气相色谱-质谱联用仪	0.09 mg/kg
36			苯胺			0.09 mg/kg
37			2-氯酚			0.06 mg/kg
38			苯并〔a〕蒽			0.1 mg/kg
39			苯并〔a〕芘			0.1 mg/kg
40			苯并〔b〕荧蒽			0.2 mg/kg
41			苯并〔k〕荧蒽			0.1 mg/kg
42			䓛			0.1 mg/kg
43			二苯并〔a，h〕蒽			0.1 mg/kg
44			茚并〔1，2，3-cd〕芘			0.1 mg/kg
45			萘			0.09 mg/kg
46		石油烃（C_{10}-C_{40}）		《土壤和沉积物 石油烃（C_{10}-C_{40}）的测定 气相色谱法》（HJ 1021-2019）	8860气相色谱仪	6 mg/kg
47		全盐量		《土壤检测 第16部分：土壤水溶性盐总量的测定》（NY/T 1121.16-2006）	BSA124S电子天平	—

4.3.4.2 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 农用地土壤污染风险筛选值；占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。

（3）土壤环境现状监测结果与评价

拟建项目所在区域土壤环境现状监测及评价结果见表 4.3-15 至表 4.3-17。

表 4.3-15 **土壤现状监测数据及评价结果一览表** 单位：mg/kg

监测因子 \ 监测点			S65CH 井井口处	监测因子 \ 监测点			S65CH 井井口处
			0.5m				0.5m
pH	—	监测值	8.04	砷	筛选值≤60	监测值	7.30
		级别	未碱化			标准指数	0.122
镉	筛选值≤65	监测值	0.20	铬（六价）	筛选值≤5.7	监测值	未检出
		标准指数	0.003			标准指数	--
铜	筛选值≤18000	监测值	21	铅	筛选值≤800	监测值	8.2
		标准指数	0.001			标准指数	0.01
汞	筛选值≤38	监测值	0.164	镍	筛选值≤900	监测值	30
		标准指数	0.004			标准指数	0.033
四氯化碳	筛选值≤2.8	监测值	未检出	氯仿	筛选值≤0.9	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
氯甲烷	筛选值≤37	监测值	未检出	1,1-二氯乙烷	筛选值≤9	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
1,2-二氯乙烷	筛选值≤5	监测值	未检出	1,1-二氯乙烯	筛选值≤66	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
顺-1,2-二氯乙烯	筛选值≤596	监测值	未检出	反-1,2-二氯乙烯	筛选值≤54	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
二氯甲烷	筛选值≤616	监测值	未检出	1,2-二氯丙烷	筛选值≤5	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
1,1,1,2-四氯乙烷	筛选值≤10	监测值	未检出	1,1,2,2-四氯乙烷	筛选值≤6.8	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--

续表 4.3-15　　**土壤现状监测数据及评价结果一览表**　　单位：mg/kg

监测因子 \ 监测点			S65CH井井口处	监测因子 \ 监测点			S65CH井井口处
			0.5m				0.5m
四氯乙烯	筛选值 ≤53	监测值	未检出	1,1,1-三氯乙烷	筛选值 ≤840	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
1,1,2-三氯乙烷	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出	三氯乙烯	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
1,2,3-三氯丙烷	筛选值 ≤0.5	监测值	未检出	氯乙烯	筛选值 ≤0.43	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
苯	筛选值 ≤4	监测值	未检出	氯苯	筛选值 ≤270	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
1,2-二氯苯	筛选值 ≤560	监测值	未检出	1,4-二氯苯	筛选值 ≤20	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
乙苯	筛选值 ≤28	监测值	未检出	苯乙烯	筛选值 ≤1290	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
甲苯	筛选值 ≤1200	监测值	未检出	间二甲苯+对二甲苯	筛选值 ≤570	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
邻二甲苯	筛选值 ≤640	监测值	未检出	硝基苯	筛选值 ≤76	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
苯胺	筛选值 ≤260	监测值	未检出	2-氯酚	筛选值 ≤2256	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
苯并〔a〕蒽	筛选值 ≤15	监测值	未检出	苯并〔a〕芘	筛选值 ≤1.5	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
苯并〔b〕荧蒽	筛选值 ≤15	监测值	未检出	苯并〔k〕荧蒽	筛选值 ≤151	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
䓛	筛选值 ≤1293	监测值	未检出	二苯并〔a,h〕蒽	筛选值 ≤1.5	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
茚并（1,2,3-c,d）芘	筛选值 ≤15	监测值	未检出	萘	筛选值 ≤70	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
石油烃（C_{10}-C_{40}）	筛选值 ≤4500	监测值	未检出	全盐量（g/kg）	--	监测值	7.1
		标准指数	--			级别	重度盐化

表 4.3-16 **占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表** 单位：mg/kg

检测项目		检测结果								
		S65CH井井口处		TK446CH3井井口处			TK224CH2井井口处			TK434CH井井口处
采样深度		1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.2m
pH	监测值	8.08	7.96	7.93	8.38	8.28	7.86	8.05	7.75	7.74
	级别	未碱化	未碱化	未碱化	未碱化	未碱化	未碱化	未碱化	未碱化	未碱化
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	--	--	--	--	--	--	--	--	--
全盐量（g/kg）	监测值	4.2	11.0	5.3	11.0	6.9	14.1	11.6	12.8	24.4
	级别	中度盐化	极重度盐化	重度盐化	极重度盐化	重度盐化	极重度盐化	极重度盐化	极重度盐化	极重度盐化

检测项目		检测结果			
		T414CH3井井口处	TK215CH2井口处	2-1计转站管线接口处	4-4计转站管线接口处
采样深度		0.2m	0.2m	0.2m	0.2m
pH	监测值	8.14	7.61	8.12	8.06
	级别	未碱化	未碱化	未碱化	未碱化
石油烃（C_{10}-C_{40}）	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	4500	4500	4500	4500
	标准指数	--	--	--	--
全盐量（g/kg）	监测值	13.0	12.8	17.3	13.5
	级别	极重度盐化	极重度盐化	极重度盐化	极重度盐化

表 4.3-17 **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	铅	铬	砷	镉	汞	镍	铜	锌	石油烃（C_{10}-C_{40}）	全盐量（g/kg）
		筛选值	>7.5	≤170	≤250	≤25	≤0.6	≤3.4	≤190	≤100	≤300	≤4500	/
TK215CH2井南侧100m处(风沙土)	0.2m	监测值	7.86	7.2	34	8.00	0.18	0.164	31	18	45	未检出	43.6
		标准指数	未碱化	0.04	0.136	0.32	0.3	0.048	0.163	0.18	0.15	--	极重度盐化

续表 4.3-17　**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	铅	铬	砷	镉	汞	镍	铜	锌	石油烃（C_{10}-C_{40}）	全盐量（g/kg）
		筛选值	>7.5	≤170	≤250	≤25	≤0.6	≤3.4	≤190	≤100	≤300	≤4500	/
TK446CH3井南侧100处(盐土)	0.2m	监测值	7.84	12.0	40	8.28	0.16	0.208	33	12	40	未检出	13.3
		标准指数	未碱化	0.07	0.16	0.33	0.26	0.06	0.173	0.12	0.133	--	极重度盐化
S65CH井南侧100m处(草甸土)	0.2m	监测值	7.60	12.6	42	6.83	0.14	0.149	34	14	54	未检出	14.8
		标准指数	未碱化	0.07	0.168	0.27	0.23	0.04	0.18	0.14	0.18	--	极重度盐化
TK434CH3井南侧100m处(风沙土)	0.2m	监测值	7.57	--	--	--	--	--	--	--	--	未检出	17.1
		标准指数	未碱化	--	--	--	--	--	--	--	--	--	极重度盐化
TK224CH2井南侧100m处(风沙土)	0.2m	监测值	8.20	--	--	--	--	--	--	--	--	未检出	16.6
		标准指数	未碱化	--	--	--	--	--	--	--	--	--	极重度盐化
T414CH3井西南侧100m处(风沙土)	0.2m	监测值	8.31	--	--	--	--	--	--	--	--	未检出	3.8
		标准指数	未碱化	--	--	--	--	--	--	--	--	--	中度盐化

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 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值；同时各监测点土壤属于中度盐化～极重度盐化，无酸化或碱化。

4.3.4.3 土壤理化性质调查

土壤理化性质见表 4.3-18。

表 4.3-18　　**土壤理化性质调查结果一览表**

点号		TK224CH2井场	时间	2025年6月
深度		0.5	1.5	3.0
现场记录	颜色	棕	棕	棕
	结构	团粒	团粒	团粒
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	0	0	0
	其他异物	无	无	无
实验室测定	pH值	8.09	8.02	8.37
	阳离子交换量 $cmol^+/kg$	1.33	1.31	1.35
	氧化还原电位mV	347	348	341
	饱和导水率mm/h	4.91	4.82	4.83
	土壤容重 g/cm^3	1.43	1.41	1.43
	孔隙度%	37	38	42

表4.3-19 **区域土体结构剖面调查表**

点位	土壤剖面照片	层次
TK224CH2井场		壤土：0～0.5m，深灰，松散～稍密，主要由壤土组成
		壤土：0.5～1.5m，浅棕色，稍密，主要由壤土组成
		壤土：1.5～3.0m，暗棕色，稍密，主要由壤土组成

4.3.5 生态现状调查与评价

4.3.5.1 调查概况

（1）调查范围及时间

评价单位于2025年5月对评价范围内进行了集中踏勘和野外调查，调查范围为井场周围50m范围，管线中心线两侧300m。

（2）调查内容

调查内容包括评价区生态系统类型、土地利用类型、植被类型、野生动物等。

（3）调查方法

①基础资料收集

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

②土地利用现状调查

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

③植被及植物资源调查

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

④野生动物资源调查

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

4.3.5.2 生态功能区划

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），本项目主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表4.3-20。

表4.3-20 **工程区生态功能区划**

项 目		主 要 内 容
生态功	生态区	塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区

能分区单元	生态亚区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区
	生态功能区	渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区
主要生态服务功能		农产品生产、荒漠化控制、油气资源
主要生态环境问题		土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性及其生境中度敏感，土壤荒漠化中度敏感，土壤盐渍化高度敏感
主要保护目标		保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害
适宜发展方向		发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地

由表4.3-20可知，项目位于“渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区”，主要服务功能为“农产品生产、荒漠化控制、油气资源”，主要保护目标为“保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害”，主要发展方向为“发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地”。在保护好生态环境的前提下，有规划地开发利用油气资源，对废弃物进行无害化处理，恢复被破坏的林草植被实施迹地恢复，加强防洪“导流”工程，实现油气开发与生态环境保护的双赢”。

拟建工程属于石油开采项目，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，通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作，工程结束后及时对占地进行恢复，不会对占地区域地表形态、动植物产生明显影响。综上所述，项目的建设实施符合区域生态服务功能定位。

4.3.5.3 生态系统调查

（1）生态系统类型

本次采用野外调查与遥感技术相结合的手段，根据《全国生态状况调查评估技术规范 生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）的分类方法，对评价区生态系统进行分类，项目评价范围生态系统包括荒漠生态系统、草地生态系统，荒漠生态系统属于盐碱地，草地生态系统属于稀疏草地，评价区以荒漠生态系统为主，生态系统结构简单。

（2）生态系统特征

①草地生态系统

草地灌丛生态系统主要是稀疏草地，主要建群种为疏叶骆驼刺，骆驼刺多

与小獐茅、芦苇组成群落，植被覆盖度在10%～20%之间，混生有花花柴等。

②荒漠生态系统

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

4.3.5.4 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环境现状进行分析，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。生态现状调查范围内土地利用类型为裸土地及低密度草地。

4.3.5.5 植被现状评价

（1）区域自然植被类型

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

根据现场勘查和以往研究资料，评价区分布的植物种类包括柽柳科（多枝柽柳、刚毛柽柳等）、禾本科（芦苇等）、豆科（疏叶骆驼刺）、藜科（假木贼）等。评价区高等植被有40种，分属14科。区域主要的野生植物具体名录见表4.3-21，区域植被类型图见附图7。

表4.3-21　　**项目周边区域野生植物名录**

科	种名	拉丁名
杨柳科	灰胡杨	*Populus pruinosa Schrenk*

	线叶柳	*Salix wilhelmsiana*
蓼科	沙拐枣	*Calligonum mongolicunl*
	盐穗木	*Halostachys caspica*
	盐节木	*Halocnemum shrobilaceum*
	盐生草	*Halogeton glomeratus*
	圆叶盐爪爪	*Kalidium schrenkianum*
藜科	碱蓬	*Suaed salsa*
	刺蓬	*Sallsola pestifer*
	细叶虫实	*Corispormum heptapotamicum*
	星状刺果藜	*Bassia dasyphylla*
	假木贼	*Anabasis aphylla*
毛茛科	东方铁线莲	*Cleamatis orientalis*
豆科	铃铛刺	*Halimodendron halodendron*
	白花苦豆子	*Sophora alopecuroides*
	苦马豆	*Sphaorophysa salsula*
	胀果甘草	*Glycyrrhiza inflata Batal*
	疏叶骆驼刺	*Althagi sparsifolia*
蒺藜科	骆驼篷	*Peganum harmala*
	西伯利亚白刺	*Nitraria sibirica*
柽柳科	多枝柽柳	*Tamarix ramosissima*
	刚毛柽柳	*Tamarix hispida*
	短穗柽柳	*Tamarix laxa Willd*
	多花柽柳	*Tamarix hohenackeri Bunge*
	长穗柽柳	*Tamarix elongata Ledeb*
夹竹桃科	茶叶花	*Trachomitum lancifolium*
牛皮科	牛皮消	*Cynanchum auriculatum*
茄科	黑果枸杞	*Lycium ruthenicum*
旋花科	打碗花	*Calystegia hederacea*
菊科	分枝鸦葱	*Scorzonera divaricata*
	盐生鸦葱	*Scorzonera Salsula*

续表 4.3-21　　项目周边区域野生植物名录

科	种名	拉丁名
菊科	新疆绢蒿	*Seriphidium kaschgaricum*
	小蓟	*Ciriium setosum*
	花花柴	*Karelinia caspica*
禾本科	芦苇	*Phragmites australis*
禾本科	假苇拂子茅	*Calamagrostis pseudophramites*
	小獐茅	*Aeluropus pungens*
	拂子茅	*Calamagrostis epigeios*
	赖草	*Leymus secalinus*
列当科	肉苁蓉	*Cistanche deserticola*

（2）野生植物重要物种

根据《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》（新政发〔2023〕63号）及《关于印发〈新疆国家重点保护野生植物名录〉的通知》（新林护字〔2022〕8号），区域内分布的国家Ⅱ级保护植物胀果甘草、黑果枸杞、肉苁蓉，灰胡杨为自治区Ⅱ级保护植物。

表 4.3-22　　重点保护野生植物表

序号	物种名称（中文名/拉丁名）	保护级别	濒危级别	特有种（是/否）	极小种群野生植物（是/否）	分布区域	资料来源	工程占用情况（是/否）	图片
1	黑果枸杞（*Lycium ruthenicum*）	国家Ⅱ级	无危	否	否	常生于盐碱土荒地、沙地或路旁	现场调查、文献记录、历史调查资料	否（占地范围不涉及）	
2	胀果甘草（*Glycyrrhiza inflata*）	国家Ⅱ级	易危	否	否	主要分布在塔里木河两岸	现场调查、文献记录、历史调查资料	否（占地范围不涉及）	

续表 4.3-22 **重点保护野生植物表**

序号	物种名称（中文名/拉丁名）	保护级别	濒危级别	特有种（是/否）	极小种群野生植物（是/否）	分布区域	资料来源	工程占用情况（是/否）	图片
3	灰胡杨（*Populus pruinosa Schrenk*）	自治区Ⅱ级	无危	否	否	主要分布在塔里木河两岸	现场调查、文献记录、历史调查资料	否（占地范围不涉及）	
4	肉苁蓉（*Cistanche deserticola*）	国家Ⅱ级	濒危	否	否	主要分区塔里木河南侧沙地		否（占地范围不涉及）	

①黑果枸杞

黑果枸杞，拉丁学名（*Lycium ruthenicum*），茄科，枸杞属多棘刺灌木，高可达 150 厘米，多分枝；坚硬，有不规则的纵条纹，小枝顶端渐尖成棘刺状，节间短缩，有簇生叶或花、叶同时簇生，在幼枝上则单叶互生，肥厚肉质，顶端钝圆，基部渐狭，中脉不明显，花生于短枝上；花梗细瘦，花萼狭钟状，花冠漏斗状，浅紫色，裂片矩圆状卵形，耳片不明显；花柱与雄蕊近等长。浆果紫黑色，球状，种子肾形，褐色，5～10 月开花结果。耐干旱，常生于盐碱土荒地、沙地或路旁。

②胀果甘草

胀果甘草，拉丁学名（*Glycyrrhiza inflata*），被子植物，豆科，多年生草本，高 30～80cm，叶面绿色，光亮。边缘起伏。总状花序腋生，较松散，花紫色。荚果紫红色，长椭圆形，饱满。生于盐渍化砂地，胀果甘草随地下水位、土壤含盐和土壤质地的变化，可以与多种耐盐植物组成不同的群落。在砂质或砂壤质轻盐化草甸土上，地下水深 1～2 米，水土条件良好，形成茂密的群落，胀果甘草高可达 1 米。

③灰胡杨

灰胡杨，拉丁学名（*Populus pruinosa Schrenk*），杨柳科、杨属小乔木，灰胡杨高可达 20 米，树冠开展；树皮淡灰黄色；萌条枝密被灰色短绒毛；小枝

有灰色短绒毛。萌枝叶椭圆形，两面被灰绒毛；短枝叶肾脏形，全缘或先端具疏齿牙，两面灰蓝色，密被短绒毛；叶柄微侧扁；灰胡杨广泛生长在塔里木河流域的干旱的沙漠周边河流沿岸，因此在生理和生态功能上具备了耐干旱、耐盐碱、抗风沙等优良特性。

④肉苁蓉

肉苁蓉，拉丁学名（*Cistanche deserticola*），肉苁蓉属列当科濒危种，别名大芸、寸芸、苁蓉、查干告亚（蒙语）。肉苁蓉是一种寄生在沙漠树木柽柳、梭梭根部的寄生植物，从寄主植物根部中吸取养分及水份。素有“沙漠人参”之美誉，具有极高的药用价值，是中国传统的名贵中药材。喜生于轻度盐渍化的松软沙地上，一般生长在沙地或半固定沙丘等，生境条件很差。评价内分布极少，现状调查中未见。

（3）评价区域植被类型

本工程所在区域分布2个群系，即多枝柽柳群系、盐穗木群系，植被盖度约为5%～8%。各群系主要的群落特征如下：

①多枝柽柳+刚毛柽柳群系

群系中优势种为多枝柽柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度2～3m，群落中偶有零星胡杨出现。灌木层下草本很少，只有在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，主要有花花柴、疏叶骆驼刺、盐爪爪、碱蓬等。在盐渍化较强的地段，灌木和草本层有稀疏得多浆半灌木层片，主要为盐穗木。

②盐穗木群系

主要建群种为盐穗木，多与木本盐柴类植物形成群落，分布的土壤多是沙漠化的典型盐土。在这种强烈盐渍化的土壤生境上，植物群落发育受到显著抑制；其灌木层高1.5m～2.0m。但在较潮湿的条件下，如在农田区南侧地下水位较高的局部地带。这一群落除建群种之外，还混生有多枝柽柳和长穗柽柳。在灌木层下以多枝木本盐柴类植物的分布占优势，主要种类是盐穗木、白刺等，草本植物主要是盐生鸦葱、芦苇等。

4.3.5.6 野生动物现状评价

（1）区域野生动物调查

按中国动物地理区划，评价区域动物区系属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原州、塔里木河中游区。从有关资料调查中得知，区域评价范围内野生动物情况见表4.3-23。

表4.3-23 **项目区主要动物种类及分布**

序号	种名	拉丁学名	保护级别
爬行类			
1	密点麻蜥	*Eremias multionllata Günther*	
2	荒漠麻蜥	*Eremias przewalskii Strauch*	
3	赤麻鸭	*Tadorna ferruginea Pallas*	
4	绿头鸭	*Anas platyrhynchos Linnaeus*	
5	鸢	*Milvus korschum*	
6	苍鹰	*Accipiter gentilis Linnaeus*	国家Ⅱ级
7	红隼	*Faloco tinnunculus*	国家Ⅱ级
8	环颈雉	*Phasianus colchicus Linnaeus*	
9	银鸥	*Larus argentatus*	
10	红嘴鸥	*Larus ridibundus Linnaeus*	
11	原鸽	*Columba livia Gmelin*	
12	欧斑鸠	*Streptopelia turtur Linnaeus*	
13	灰斑鸠	*Streptopelia decaocto Frivaldszky*	
14	沙百灵	*Calandrella rugescens*	
15	凤头百灵	*Galerida cristata Linnaeus*	
16	紫翅椋鸟	*Sturnus vulgaris Linnaeus*	
17	喜鹊	*Pica pica Linnaeus*	
18	小嘴乌鸦	*Corvua corone Linnaeus*	
19	漠即鸟	*Oenanthe deserti Temminck*	
20	沙白喉莺	*Rhodopechys obsoleta Lichenstein*	
21	漠雀	*Rhodopechys Cabaris，Mus.Heis.*	
22	云雀	*Alauda arvensis*	国家Ⅱ级
23	白尾地鸦	*Podoces biddulphi*	国家Ⅱ级

续表 4.3-23　　项目区主要动物种类及分布

序号	种名	拉丁学名	保护级别
哺乳类			
24	塔里木兔	*Lepus yarkandensis*	国家Ⅱ级
25	三趾心颅跳鼠	*Salpingotus kozlovi*	
26	长耳跳鼠	*Euchoreutes naso*	
27	子午沙鼠	*Euchoreutes naso Pallas*	
28	大耳猬	*Hemiechinus auritus Gmelin*	
29	沙狐	*Vulpes corsac Linnaeus*	国家Ⅱ级
30	塔里木马鹿	*Cervus yarkandensis Linnaeus*	国家Ⅰ级
31	鹅喉羚	*Gazella subgutturosa*	国家Ⅱ级

（2）野生动物重要物种

根据《国家重点保护野生动物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告2021年第3号）及《新疆国家重点保护野生动物名录（修订）》，该区域共有国家级重点保护动物8种，分别为塔里木马鹿、鹅喉羚、沙狐、塔里木兔、苍鹰、红隼、云雀、白尾地鸦。

表 4.3-24　　重要野生动物调查结果统计表

序号	物种名称（中文名/拉丁名）	保护级别	濒危级别	特有种（是/否）	分布区域	资料来源	工程占用情况（是/否）
1	塔里木马鹿（*Cetvus yarkandensis*）	国家一级	濒危EN	是	在自然条件下，塔里木河沿岸绿色走廊中的原始胡杨林、次生胡杨林及灌木丛和草地，则是野生塔里木马鹿繁衍的主要栖息地。	现场调查、文献记录、历史调查资料	否
2	鹅喉羚（*Gazella subgutturosa*）	国家二级	濒危EN	否	鹅喉羚为典型的荒漠与半荒漠栖居者，主要分布于塔里木河沿岸		区域偶尔可见
3	沙狐（*Vulpes corsac*）	国家二级	近危NT	否	要栖息于干荒漠和半荒漠地带，远离农田、森林，主要分布于塔里木河灌木林中		否
4	塔里木兔(*Lepus yarkandensis*）	国家二级	近危NT	是	栖息于塔里木盆地中各种不同的荒漠环境和农田		区域偶尔可见

续表 4.3-24　　**重要野生动物调查结果统计表**

序号	物种名称（中文名/拉丁名）	保护级别	濒危级别	特有种（是/否）	分布区域	资料来源	工程占用情况（是/否）
5	苍鹰(*Accipiter gentilis*)	国家二级	近危NT	否	通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地,属于小型猛禽,在项目区农田绿洲区有分布。	现场调查、文献记录、历史调查资料	否
6	红隼（*Falco tinnunculus*）	国家二级	无危LC	否	通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地，属于小型猛禽，在项目区农田绿洲区有分布。	现场调查、文献记录、历史调查资料	否
7	云雀（*Alauda arvensis*）	国家二级	无危LC	否	栖息于开阔的草地环境，喜欢天然草地，栖息地很少或没有木本植被，大多数繁殖种群处于适合的农业环境中		区域偶尔可见
8	白尾地鸦（*Podoces hiddulphi*）	国家二级	近危NT	是	主要栖息于干旱平原和荒漠地区，尤以植被稀疏的沙质荒漠地区较常见		否

根据《陆生野生动物重要栖息地名录（第一批）》（国家林业和草原局公告 2023 年第 23 号），塔里木马鹿、鹅喉羚、沙狐等重要物种主要分布于新疆沙雅塔里木河上游湿地兽类及鸟类重要栖息地，项目占地区域不涉及新疆沙雅塔里木河上游湿地兽类及鸟类重要栖息地。由于项目区地处干旱荒漠区，动物生境较差，现场勘查时未见塔里木马鹿、沙狐、苍鹰、红隼、白尾地鸦等保护动物，偶尔可见到鹅喉羚、塔里木兔、云雀的踪迹。

（4）生理生态特征

表 4.3-25　　评价区域重点野生保护动物

序号	中文名	学名	保护等级	照片
1	塔里木马鹿	*Cetvus yarkandensis*	国家Ⅰ级	
		生态学特征：塔里木马鹿体型中等，体躯较短。塔里木马鹿体型紧凑结实，喜昂头，肩峰明显，头清秀，鼻梁微突，眼大机警，眼虹膜黑色，耳尖。公鹿角多为5～6个权，角基距窄，茸主干粗圆，嘴头肥大饱满，眉枝冰枝间距较紧，茸型规整，单门桩率很低，茸毛灰白色而密长。全身毛色较为一致。	
		生存现状：在自然条件下，塔里木河沿岸绿色走廊中的原始胡杨林、次生胡杨林及灌木丛和草地，则是野生塔里木马鹿繁衍的主要栖息地。	
2	鹅喉羚	*Gazella subgutturosa*	国家Ⅱ级	
		生态学特征：鹅喉羚属典型的荒漠、半荒漠区域生存的动物，体形似黄羊，因雄羚在发情期喉部肥大，状如鹅喉，故得名“鹅喉羚”。上体毛色沙黄或棕黄，吻鼻部由上唇到眼平线白色，有的个体略染棕黄色调，额部、眼间至角基及枕部均棕灰，其间杂以少许黑毛，耳外面沙黄，下唇及喉中线亦为白色，而与胸部、腹部及四肢内侧之白色相连。	
		生存现状：鹅喉羚属于典型的荒漠和半荒漠地区的种类，栖息在海拔300-6000米之间的干燥荒凉的沙漠和半沙漠地区，依靠生长在荒漠上的柽柳、骆驼刺和极少量的水存活下来并繁衍着后代	

续表 4.3-25　　**评价区域重点野生保护动物**

序号	中文名	学名	保护等级	照片
3	沙狐	*Vulpes corsac*	国家Ⅱ级	
		生态学特征：沙狐身体比赤狐小，体长50-60厘米，体重约2-3公斤，尾长25-35厘米，四肢相对较短，耳大而尖，耳基宽阔，毛细血管发达。背部呈浅棕灰色或浅红褐色，腹部呈淡白色或淡黄色。毛色呈浅沙褐色到暗棕色，头上颊部较暗，耳壳背面和四肢外侧灰棕色，腹下和四肢内侧为白色，尾基部半段毛色与背部相似，末端半段呈灰黑色。夏季毛色近于淡红色。		
	沙狐	生存现状：主要栖息于干草原、荒漠和半荒漠地带，远离农田、森林和灌木丛，喜欢在草原和半沙漠中生活，无固定居住区域，肉食性，齿细小，以啮齿类动物为主要食物，鸟类和昆虫次之。		
4	塔里木兔	*Lepus yarkandensis*	国家Ⅱ级	
		生态学特征：塔里木兔的耳朵特别大，体形较小，体长35～43厘米，尾长5～10厘米，体重不到2千克。由于长期适应干旱自然环境，其形态高度特化；毛色浅淡，背部沙黄褐色，尾部无黑毛，整体毛色与栖息环境非常接近；听觉器官非常发达，耳长达10厘米，超过其他兔类。利用长耳壳可接收到较远距离的微弱音响，及时发现并逃脱天敌。		

续表 4.3-25　　**评价区域重点野生保护动物**

序号	中文名	学名	保护等级	照片
4	塔里木兔	生存现状：分布在新疆南部塔里木盆地，栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲，白天活动，晚间常在灌木丛下挖浅窟藏身。以灌木的树皮和细枝为食，也取食芦苇嫩茎。每年于5月和8月份繁殖两次，每窝产仔2～5只。		
5	苍鹰	*Accipiter gentilis*	国家Ⅱ级	
		生态学特征：苍鹰是中小型猛禽。体长可达60厘米，翼展约1.3米。头顶、枕和头侧黑褐色，枕部有白羽尖，眉纹白杂黑纹；背部棕黑色；胸以下密布灰褐和白相间横纹；尾灰褐，有4条宽阔黑色横斑，尾方形。飞行时，双翅宽阔，翅下白色，但密布黑褐色横带。		
5	苍鹰	生存现状：肉食性，主要以森林鼠类、野兔和其他小型鸟类为食。栖息于不同海拔高度的针叶林、混交林和阔叶林等森林地带，也见于山地平原和丘陵地带的疏林和小块林内。视觉敏锐，善于飞翔。白天活动。性甚机警，亦善隐藏。通常单独活动，叫声尖锐洪亮。		
6	红隼	*Falco tinnunculus*	国家Ⅱ级	
		生态学特征：红隼是隼科的小型猛禽之一。体重173-335克，体长305-360毫米。翅狭长而尖，尾亦较长，外形和共同爪隼非常相似。雄鸟头蓝灰色，背和翅上覆羽砖红色，具三角形黑斑；腰、尾上覆羽和尾羽蓝灰色，尾具宽阔的黑色次端斑和白色端斑，眼下有一条垂直向下的黑色口角髭纹。下体颏、喉乳白色或棕白色，其余下体乳黄色或棕黄色，具黑褐色纵纹和斑点。雌鸟上体从头至尾棕红色，具黑褐色纵纹和横斑，下体乳黄色，除喉外均被黑褐色纵纹和斑点，具黑色眼下纵纹。脚、趾黄色，爪黑色。		

续表 4.3-25 **评价区域重点野生保护动物**

序号	中文名	学名	保护等级	照片
6	红隼	生存现状：栖息于山地和旷野中，多单个或成对活动，飞行较高。以猎食时有翱翔习性而著名。吃大型昆虫、鸟和小哺乳动物，分布范围很广。		
7	云雀	*Alauda arvensis*	国家Ⅱ级	
		生态学特征：上体大都砂棕色，各羽纵贯以宽阔的黑褐色轴纹；上背和尾上覆羽的黑褐纵纹较细，棕色因而较显著。后头羽毛稍有延长，略成羽冠状。两翅覆羽黑褐，而具棕色边缘和先端。		
		生存现状：栖息于开阔的草地环境，喜欢天然草地，栖息地很少或没有木本植被，大多数繁殖种群处于适合的农业环境中。		
8	白尾地鸦	*Podoces biddulphi*	国家Ⅱ级	
		生态学特征：一种体形较小的鸦科鸟类，体重102-141克，体长267-312毫米。雄雌同形同色，头顶至后颈的羽毛黑色，略带蓝色的金属光泽；颌部羽色亦为黑色；脸部、耳羽、颈侧均为黄沙色；背部、肩羽、腰部为深至褐色的沙黄色；翅上覆羽与肩羽同色；初级飞羽白色，端部黑色；次级飞羽紫黑色，端部白色；尾上覆羽乳白色。		
		生存现状：主要栖息于山脚干旱平原和荒漠地区，尤以植被稀疏的沙质荒漠地区较常见。主要在地面的荒漠间奔跑、活动和觅食。是杂食性鸟类，也是中国新疆唯一的特有鸟类。		

4.3.5.7 生态敏感区调查

4.3.5.7.1 水土流失重点治理区

（1）水土流失重点防治分区

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

重点预防区，4个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积19615.9km^2，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积283963km^2，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。

（2）水土流失的成因

1）自然因素

①土壤干旱

土壤水分是土壤形成的重要因素之一。土壤水分含量除影响植物生长外，还影响土壤粘结性和黏着性。土壤水分含量高时，据有关资料表明，河漫滩和河心洲土壤含水率高，植物生长良好，无沙化；盐土则位于相对低洼的地方，土壤含水率高，也无沙化发生，高阶地土壤水分含量降低，植物生长变差，部分地段已有积沙。干河床、沙丘土壤含水量多低于20g/kg，不仅植被生长差，而且土壤沙化严重。本项目区干沙层自然含水量0.6～1.1g/kg，湿沙层14～15g/kg。

②植被衰败

植被防止土壤沙化是通过改变地面粗糙度，消减风力而起作用，植被类型和覆盖度的不同，其地面粗糙程度和防风作用也不同。据新疆林业科学院资料，荒漠光板地在20cm高度的粗糙度为0.0914cm，柽柳灌丛为9.6819cm，生长较好的胡杨林为22.407cm，比光板地高234.2倍。在高2m高处荒漠光斑地上8天平均风速为2.84m/s，在柽柳灌丛林地为1.24m/s，降低56.7%；在胡杨疏林地为1.63m/s，降低了42.9%；在胡杨密林地0.09m/s，降低了86.8%，几乎成为静风区。塔河区块范围内植被主要为柽柳灌丛，植被分布稀疏，对抑制土壤沙化作用有限。

③土壤组成物质质地轻

评价区土壤剖面以盐土为主，是含有大量可溶性盐类的土壤，其中以氯化钠(食盐)和硫酸钠(芒硝)为主。土壤中可溶盐含量达到对于一般农作物的生长开始有害时，这种土壤就叫盐土。这时可溶盐含量的限度是相当于烘干土重的

0．2%，这种盐类聚集地表成白色结皮，因此又叫白碱土。盐土在干燥时粘结性和黏着性中等，易破碎分散，成为风蚀源对象。

④大风和频繁的起风沙

风是空气流动产生的一种自然动力，可吹蚀地表并对沙物质起运移和堆积作用，风对地表的吹蚀作用与风力大小成正相关，风速越大，对地表吹蚀越强。该地区气象资料可看出，年瞬间最大风速25m/s。此外，受风力作用，沙暴日数53d。由此可见，大风和频繁的起风沙使土壤沙化的动力条件。

2）人为因素

人口增加，加重了当地压力，从而对环境土壤表面的扰动频率增加。例如牧民的樵采和放牧对当地植被的破坏，尤其是塔河油田大面积的滚动开发，油气田勘探队生态环境的影响也是不容忽视的。

（3）水土流失的发展趋势

工程建成后，由于管道沿线土壤结构、自然植被的恢复还需要一定时间，管道沿线的水土流失还将继续发生。但随着时间的延长、土壤结构的变化、地表植被的恢复以及部分保护措施的建成，水土流失的范围和程度会慢慢减轻。

（4）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。

（5）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的区域。

（6）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修复。

4.3.5.7.2 生态保护红线

阿克苏地区塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区总面积4563.13hm^2，主要分布在新和县、沙雅县和库车市。生物多样性维护主要生态功能为重点维护生物种类的多样性、基因的多样性和生态系统的多样性及稳定性；主要保护要求为重要生态功能区域生态功能不降低、面积不减少、性质不改变；主要保护对象有鹅喉羚等珍稀野生动物，塔里木沙拐枣、梭梭、肉苁蓉等珍稀野生植物。

本工程距离生态保护红线区（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）约6.1km，不在红线内.

4.3.5.7.3 土地沙化现状调查

根据《新疆第六次沙化监测报告》新疆具有明显沙化趋势的土地面积为437.96万公顷，占监测区总面积的2.79%，其中喀什地区、阿克苏地区、巴音郭勒蒙古自治州具有明显沙化趋势的土地分布面积较大，其中阿克苏地区有明显沙化趋势的土地的面积为83.75万公顷，占具有明显沙化趋势土地面积的19.12%。经调查，本项目建设涉及沙化土地。

4.3.5.8 主要生态问题调查

（1）区域荒漠化土地现状

库车市沙化土地总面积为215537.24hm^2，占库车市国土总面积的14.49%。其中：流动沙地9857.52hm^2，占4.57%；半固定沙地50089hm^2，占23.24%；固定沙地9669.75hm^2，占4.49%；戈壁141759.83hm^2，占65.77%。

（2）水土流失

根据《新疆维吾尔自治区2022年度水土流失动态监测年报》，2022年库车市轻度以上风力侵蚀和水力侵蚀总面积3634.3km²，占全市土地总面积的25.01%。其中水力侵蚀面积为738.6km^2，占土壤侵蚀总面积的20.32%；风力侵蚀面积为2895.7km^2，占土壤侵蚀总面积的79.68%。库车市2022年水土流失面积比2021年减少了8.67km^2。2022年沙雅县土壤侵蚀类型全部为风力侵蚀，轻

度以上风力侵蚀总面积23822.19km^2，占全县土地总面积的74.71%。

参照《新疆生态功能区划》(原新疆维吾尔自治区环境保护局2003年9月),本项目位于“渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区”，主要生态环境问题为“土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染”。根据现场踏勘，评价范围内主要生态问题为土壤盐渍化。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

油气田开发过程中施工内容主要为钻前工程、钻井工程、储层改造工程、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、植被覆盖度、生态系统完整性、生物损失量、水土流失影响等。

5.1.1 施工废气影响分析

（1）施工扬尘

钻前工程不可避免地要占用土地、进行土方施工、道路修建，该过程中将产生一定的施工扬尘；钻井工程进行场地建设、物料运输将产生一定的施工扬尘；油气集输工程施工过程中物料运输、管沟开挖和管线铺设将产生一定的施工扬尘，主要来自施工和运输产生的粉尘、车辆运输二次扬尘以及地面物料堆放时的遇风扬尘，施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定关系，如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。

施工期的扬尘产生量与施工现场条件、管理水平、机械化程度以及气象条件等诸多因素有关，难以进行量化，类比调查结果表明，施工扬尘以土壤颗粒为主。施工期对环境造成不利影响的污染因素持续时间短，对环境的影响较小。施工期只要严格按施工规范文明施工，采取有效的防尘措施，可将施工期污染影响减到最小，施工期结束后，所有施工影响即可消除。

（2）焊接烟气、机械设备和车辆废气

在油气田钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程在施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，

其污染物主要有颗粒物、SO_2、NO_2、C_mH_n等，施工机械废气满足《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)限制要求;金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，可为环境所接受。

（3）测试放喷废气

钻井结束时需进行油气测试，会产生测试放喷废气。放喷期间油气通过分离器分离，原油进入罐储存，分离出的气体燃烧放空，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低放喷气体的毒性。

（4）环境影响分析

油气田开发阶段，钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程，呈现出分区域、分阶段实施的特点，施工期污染产生点分散在区块内，伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，本项目施工活动范围区域开阔，废气污染物气相扩散条件好。因此，施工扬尘、测试放喷废气、焊接烟气、机械设备和车辆废气对区域环境空气可接受，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

5.1.2 施工噪声影响分析

5.1.2.1 钻井噪声影响分析

（1）钻井噪声源强

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

钻井工程实际情况，项目钻井期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表5.1-2。

表5.1-1　　施工期钻井噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离[dB（A）/m]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	钻机	--	53	50	10	90/5	基础减振	昼夜
2	泥浆泵	--	57	80	1.5	90/5	基础减振	昼夜
3	泥浆泵	--	60	80	1.5	90/5	基础减振	昼夜
4	振动筛	--	74	85	1.5	90/5	基础减振	昼夜
5	振动筛	--	78	85	1.5	90/5	基础减振	昼夜
6	绞车	JC70LDB	43	64	1.5	70/5	基础减振	昼夜
7	离心机	--	90	75	1.5	75/5	基础减振	昼夜

（2）施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见运营期声环境影响评价章节中“5.2.4.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本工程施工期各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表5.1-2。

表5.1-2　　施工期钻井噪声预测结果一览表　　单位：dB（A）

序号	站场		噪声贡献值/dB（A）		噪声标准/dB（A）		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	井场	东场界	66	66	70	55	达标	超标
2		南场界	68	68	70	55	达标	超标
3		西场界	63	63	70	55	达标	超标
4		北场界	64	64	70	55	达标	超标

（3）影响分析

根据表5.1-2可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，施工期井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间均为63～68dB（A），昼间满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求，夜间不满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求，本项目井场周边无居民区、村庄等环境敏感点，施工结束后，噪声影响消失。

5.1.2.2 储层改造噪声影响分析

（1）储层改造噪声源强

储层改造主要来源于压裂车、测试放喷时产生的高压气流噪声，参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表A.2和类比油田开发工程中储层改造工程实际情况，项目储层改造期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表5.1-3。

表5.1-3 **施工期储层改造噪声源参数一览表（室外声源）**

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离[dB（A）/m]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	压裂车	--	70～80	60～65	1.5	80/5	基础减振	昼夜
2	酸罐车	--	90～100	80～85	1.5	80/5	基础减振	昼夜
3	加压泵	--	50～65	70～75	1.5	90/5	基础减振	昼夜
4	测试放喷	--	100	60	2	90/5	--	昼夜
5	混砂车	--	80～100	70～80	1.5	80/5	基础减振	昼夜

（2）施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见运营期声环境影响评价章节中“5.2.4.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本工程施工期储层改造工程各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表5.1-4。

表5.1-4 **施工期储层改造噪声预测结果一览表** 单位：dB（A）

序号	站场		噪声贡献值/dB（A）		噪声标准/dB（A）		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	井场	东场界	75	75	70	55	超标	超标
2		南场界	60	60	70	55	达标	超标
3		西场界	65	65	70	55	达标	超标
4		北场界	68	68	70	55	达标	超标

（3）影响分析

根据表5.1-4可知，由预测结果可以看出，储层改造对厂界的噪声贡献值昼间、夜间均为60～75dB（A），不满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》

（GB12523-2011）场界噪声限值要求，本项目井场周边无居民区、村庄等环境敏感点，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，同时一般储层改造周期短，仅为几天，施工结束后，噪声影响消失。

5.1.2.3 井场施工噪声影响分析

①施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括建构筑物结构施工、设备吊运安装等过程中各种机械和设备产生的噪声及物料运输车辆交通噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表A.2和类比油田开发工程中井场施工实际情况，项目夜间不进行井场施工，工程施工期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表5.1-5。

表5.1-5　　施工期噪声源参数一览表（室外声源）

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

②施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见运营期声环境影响评价章节中“5.2.4.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建工程施工期各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表5.1-6。

表5.1-6　　施工期噪声预测结果一览表　　单位：dB（A）

序号	位置		噪声贡献值/dB（A）		噪声标准/dB（A）		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	井场	东场界	62	—	70	55	达标	—
2		南场界	65	—	70	55	达标	—
3		西场界	58	—	70	55	达标	—
4		北场界	61	—	70	55	达标	—

③影响分析

各种施工机械噪声预测结果可以看出，施工期井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼

间为58～65dB（A），均满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求；项目周边无声环境保护目标，施工期间通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。从声环境影响角度，项目可行。

5.1.2.4 管线施工噪声影响分析

①施工噪声源强

项目管线施工期噪声主要包括土方施工、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表A.2和类比油田同类油气集输工程中管线铺设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备噪声参数见表5.1-7。

表5.1-7　　施工期噪声源参数一览表（室外声源）

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

②施工噪声贡献值

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

$L_r=L_{ro}-20lg（r/r_o）$

式中：L_r——距声源r处的A声压级，dB（A）；

L_{ro}——距声源r_o处的A声压级，dB（A）；

r ——预测点与声源的距离，m；

r_o——监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表5.1-8。

表 5.1-8　　主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

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

③影响分析

根据表 5.1-8 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，昼间距施工设备 60m，夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求。施工场地周边 300m 范围内无声环境敏感目标，施工期从声环境影响角度项目可行。

5.1.2.5 施工噪声污染防治措施

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

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

（2）应合理安排施工作业，避免高噪设备集中施工造成局部噪声过高。

（3）运输车辆通过噪声敏感点或进入施工现场时减速，并尽量减少鸣笛，禁用高音喇叭鸣笛。

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

5.1.3 施工期固体废物影响分析

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土方、钻井泥浆、钻井岩屑、含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料、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

本项目共开挖土方 0.54 万 m^3，回填土方 0.54 万 m^3，无借方，无弃方，开

挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。

（2）钻井泥浆

工程使用磺化泥浆,泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用。工程泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用。

（3）钻井岩屑

钻井期内产生的岩屑量最大为115.6m^3，全部为磺化泥浆钻井岩屑。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，分离出的磺化泥浆钻井岩屑进一步经无害化处理装置处理，最终岩屑经检测满足《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，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。

（4）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0.07t。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托库车经济技术开发区工业固体废物填埋场合规处置。

（5）危险废物

钻井施工过程中机械检修时会产生少量含油废物，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止含油废物落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的含油废物量约为1.8t，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

钻井期间会产生少量废防渗材料，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料量约为1.2t，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量废烧碱包装袋,属于危险废物,及时回收废烧碱包装袋暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废烧碱包装袋约为0.6t，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

（6）撬装式污水处理站产生污泥

撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥经污泥脱水装置，脱到60%含水率后，送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。生活污水SS产生浓度为200mg/L，经污水处理站处理后SS浓度为20mg/L，井场污水产生量为1584m^3，则井场污泥产生量为0.29t。

（7）生活垃圾

本项目施工期生活垃圾产生总量为1.65t，现场集中收集，送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

5.1.4 施工地表水环境影响分析

5.1.4.1 废水产生量分析

（1）钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体等，井场不设置废水池，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。

（2）管线试压废水

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

（3）生活污水

钻井期产生的生活污水水量小、水质简单，生活污水排入井场撬装式污水处理站处理达标后，用于荒漠灌溉。

（4）酸化压裂废水

本项目井场不设置废水池，根据建设单位提供的钻井技术方案，储层改造过程中产生的酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，运至塔河油田绿色环保站处理达标后回注。

5.1.4.2 地表水影响分析

钻井过程中的钻井废水、生活污水、酸化废水、钻井泥浆和钻井岩屑等均可得到有效的处置，不会形成地表径流或因雨水的冲刷而随地表径流漫流进地表水体，故施工过程中的各种污染物质不存在进入地表水体，对地表水环境影响可接受。

5.1.5 施工期地下水环境影响分析

5.1.5.1 正常状况下地下水影响分析

拟建项目钻井施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式，对含水层进行了封固处理，有效保护地下水层，同时严格要求套管下入深度，可有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水的影响。井深超过5000m，远超出了项目所在区域地下水含水层深度，正常状况下，不会对地下水产生影响。

施工期废水主要包括钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水和生活污水。根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，运至塔河油田绿色环保站处理达标后回注；管线试压废水属于洁净水，循环使用后用于洒水抑尘；生活污水排入井场撬装式污水处理站处理达标后,用于荒漠灌溉。拟建工程施工期间无废水直接外排，在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水可避免对地下水环境产生不利影响。

5.1.5.2 非正常状况下地下水影响分析

（1）井漏事故对地下水环境的影响

非正常状况下，井漏事故对地下水的污染是指在钻井过程中，钻井废水、泥浆漏失于地下含水层中，造成地下含水层水质污染。就钻井液漏失而言，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井变径后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心

力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使钻井液在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入含水层造成污染，其风险性是存在的。

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

（2）井喷事故对地下水环境的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围。根据测算，井喷发生后，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径300m，井喷持续时间2天，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。区域气候干旱，降水稀少，不会因降雨形成地表径流，油品中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，同时从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面1m以内，石油类污染物很难下渗到2m以下，项目所在区域地下水埋深大于1m，同时及时将原油喷散物集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。因此非正常状况下井喷对区域地下水影响可接受。

5.1.5.3 分区防渗

为防止污染地下水，针对钻井工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610－2016）“11.2.2 分区防控措施”相关要求，本评价确定防渗要求见表5.1-9及附图13、附图14。

表5.1-9 **分区防渗要求一览表**

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

续表 5.1-9　　**分区防渗要求一览表**

站场	项目		防渗要求
钻前工程	一般防渗区	泥浆泵区	防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能
		岩屑池	
储层改造工程	重点防渗区	井口装置区	防渗性能不低于6.0m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		放喷池	
		原油储罐区	
		废液收集罐区	
		酸压设备区	

5.1.6 施工期生态影响分析

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

5.1.6.1 地表扰动影响分析

本工程占地主要为井场、管道占地等，全部为临时占地。

表5.1-10　　**拟建工程占用土地情况表**

序号	工程内容	占地面积（hm^2）		占地类型	备注
		永久占地	临时占地		
1	6座侧钻井	0	8.58	裸土地、低密度草地	侧钻期井场临时占地面积为120m×90m，生活区占地面积50m×70m
2	管线工程	0	1.12	裸土地、低密度草地	氮气管线1.4km，管线作业带宽度按8m计
合计		0	9.7	--	—

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；道路施工过程中，由于在原有地表的基础上通过填方进行铺路，导致原有的地表植被全部破坏，导致区域水土流失加剧；管线施工过程中，对地表

扰动面积最大，对地表的破坏程度较严重，施工过程中，管沟开挖将造成区域的土壤结构发生局部变化，同时管线沿线植被将全部损失。同时，在回填后，由于地表的扰动，导致土壤松紧程度发生变化，区域水土流失程度将有一定程度地加剧。

工程临时占地主要为临时用地为钻井工程占地、管道施工占地等。根据占地类型统计，项目占用的土地类型主要为草地和盐碱地。从宏观整体区域看，施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，项目临时占地面积较小，不会对该区域的土地利用结构造成较大改变。管道工程施工完毕后，对施工临时占地进行恢复，对土地利用的影响也会逐渐消失。

5.1.6.2 对植被的影响分析

根据项目建设的特点，对植被环境影响主要体现在管线施工对地表植被的扰动和破坏。在施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。管沟开挖区域内的植被全部被破坏，其管道两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。

（1）植被覆盖度的影响分析

拟建工程临时占地区域植被群系主要为多枝柽柳群系。群落中优势种为多枝柽柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高2～3m。灌木和草本层有稀疏得多浆半灌木层片，主要为盐穗木。施工过程中，对地表的扰动可能会造成区域植被覆盖度有一定的降低，但管线施工周期时间较短，随着施工活动的结束，区域植被经过一定时间自适应可得到一定程度的恢复。

（2）生物量损失

拟建工程线施工区域永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y=S_i \cdot W_i$$

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

生物量损失见表5.1-11。

表 5.1-11　　项目建设各类型占地的生物量损失

土地利用类型	平均生物量（t/hm²）	面积（hm²）		生物量（t）	
		永久占地	临时占地	永久占地植被损失	临时占地植被损失
低密度草地	1.5	0	2.15	0	3.23
裸土地	0.5	0	7.55	0	3.78
合计	-	0	9.7	0	7.01

拟建工程的实施，将造成 7.01t 临时占地植被损失。

5.1.6.3 对野生动物的影响分析

（1）对野生动物生境的破坏

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

（2）对野生动物分布的影响

在施工生产过程中，由于施工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，原有的鸟类和哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其他区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。塔河油田已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次油田开发所影响的只是一些鼠类和鸟类（漠雀等）。

（3）对重点保护野生动物的影响

根据现场调查、走访及资料收集，该区域共有国家级重点保护动物 8 种，分别为塔里木马鹿、鹅喉羚、沙狐、塔里木兔、苍鹰、红隼、云雀、白尾地鸦。苍鹰、红隼这些鸟类主要分布于湿地保护区及周边的灌木林地内，不会集群分布，栖息地范围广阔。本评价区主要是猛禽的觅食场所，极少在工程区繁殖和育幼。由于猛禽数量稀少，飞行高度很高，工程区周边觅食场所广阔，因此，本工程施工期对猛禽影响较小。塔里木马鹿、鹅喉羚、沙狐、塔里木兔主

要分布于塔里木河沿岸植被丰富的林地及林缘灌丛生境，工程占地和建筑施工会减少它们的适宜生境，对其在评价范围内的生存和种群数量存在一定影响。但考虑到拟建工程所在区域附近类似生境很多，这些兽类可以向周围相似生境中迁移，并且施工范围内分布范围较少，不会对其生存生活和种群数量产生大的影响。

5.1.6.4 生态系统完整性的影响

本项目对生态系统的影响主要是对地表植被的破坏、土地的占用等，本项目临时占地主要为管道施工作业带占地。由于新建集输管线呈线状分布在开发区块内，相对于整体油区来说是非常小且分散的。施工活动、运输的噪声以及土地的占用会对植被生长地和动物栖息地造成直接破坏，使生态系统的生境特征发生变化，导致动植物生境破碎化，如项目建设区域动物活动的干扰等。由于工程建设一般局限于小范围的施工活动，工程施工会对它们产生影响，造成部分栖息地和活动范围的丧失，使其迁往他处，但评价区动物多为常见种类，在评价区及周边地区分布广泛，且一般具有趋避性，随着工程建设的结束，生态环境逐渐恢复，种群又会得以恢复。在施工结束后及时进行施工迹地恢复，采取严格生态恢复、水土保持、防沙治沙等措施，区域生态系统服务功能能够在较短的时间内得到有效地恢复。

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

5.1.6.5 水土流失影响分析

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

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

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

5.1.6.6 防沙治沙分析

①占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况。

拟建项目总占地面积9.7hm^2（全部为临时占地面积），涉及沙化土地占用。

②项目实施过程中的弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响。

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

③损坏的防沙治沙设施（包括生物、物理或化学固沙等措施）。

拟建工程占地范围不涉及已建设的防沙治沙设施。

④可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

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

5.1.7 生态影响减缓措施

5.1.7.1 临时占地施工生态保护工程措施

(1)设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，全线避让保护植物，避免破坏荒漠植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

(2)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。

(3)加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。

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

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

(6)工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复。

5.1.7.2 动植物影响减缓措施

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，尽可能选择植被稀疏或裸地进行工程建设，尽量避开植被茂密区域，减少因施工造成的植被破坏；严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，减少对地表的碾压。

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

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

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

⑤加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被。

⑥确保各环保设施正常运行，含油废物回收，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。

⑦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。

⑧建议施工单位在项目区张贴野生保护动植物宣传画及材料，禁止施工人员随意猎捕野生动物；施工活动中发现国家重点保护动物活动踪迹要给予高度关注，保护其正常活动不受人为影响，一旦发现重点保护动物受伤或行为异常要及时向当地林业主管部门汇报，并采取及时有效的救助措施。

5.1.7.3 维持区域生态系统稳定性措施

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

(2)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。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

5.1.7.4 水土流失重点治理区保护措施

(1)井场工程区

1)工程措施

①场地平整，针对井场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后需要进行场地平整，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

2)临时措施

①洒水降尘。项目区降水量极少，蒸发量却很大，站场工程区施工扰动区易产生扬尘对周边环境产生影响，产生一定的水土流失。拟建工程对防治区进行定时洒水，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。

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，在井场施工区四周拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

③水土保持宣传牌。施工期间在工程区设置水土保持宣传警示牌，从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。水土保持宣传牌典型设计图见图5.1-1。

图5.1-1　水土保持宣传牌典型措施设计图

(2)管道工程区

1)工程措施

管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

2)临时措施

①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。

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，在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

③洒水降尘

项目区降水量极少，蒸发量却很大，管道工程区施工扰动区易产生扬尘对周边环境产生影响，产生一定的水土流失。对本防治区进行定时洒水，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。

图 5.1-2　防尘网苫盖典型措施设计图

5.1.7.5 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，维持现有区域植被覆盖度，土地沙化扩展趋势得到遏制。

(3)工程措施(物理、化学固沙及其他机械固沙措施)

拟建工程不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。

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

①植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；

②施工过程中，对于管线工程，尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏；

③植被覆盖度高的区域，采取分层开挖、分层回填措施，避免破坏区域土壤肥力；

(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：①井场平整后，采取砾石压盖；②井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

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管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。

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，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施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

②技术保证措施

1）邀请各级林业部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性。

2）塔里木盆地自然条件恶劣，水资源短缺，项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性，管线试压废水综合利用用于区域洒水抑尘。

（8）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概算预计10万，由西北油田分公司自行筹措，已在总投资中考虑。

（9）生态、经济效益预测

拟建工程防沙治沙措施实施后，预计区域植被覆盖度能维持现状，土地沙化扩展趋势得到一定的遏制。

5.1.8 生态影响评价自查表

表5.1-12　　**生态影响评价自查表**

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种☑；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑
	影响方式	工程占用☑；施工活动干扰☑；改变环境条件□；其他□
	评价因子	地表扰动、植被覆盖度、生物量损失、生物多样性、生态系统完整性
评价等级		一级□　　二级□　　三级☑　　生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（0.9）km^2；水域面积：（　）km^2
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集☑；遥感调查☑；调查样方、样线□；调查点位、断面□；专家和公众咨询法☑；其他□
	调查时间	春季☑；夏季□；秋季□；冬季□ 丰水期□；枯水期□；平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失☑；沙漠化☑；石漠化□；盐渍化☑；生物入侵□；重要物种□；生态敏感区□；其他□
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种☑；生态敏感区□；其他□

续表 5.1-12　　**生态影响评价自查表**

工作内容		自查项目
生态影响预测与评价	评价方法	定性□；定性和定量☑
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种☑；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他□
生态保护对策措施	对策措施	避让☑；减缓☑；生态修复□；生态补偿☑；科研□；其他□
	生态监测计划	全生命周期□；长期跟踪□；常规☑；无□
	环境管理	环境监理☑；环境影响后评价☑；其他□
评价结论	生态影响	可行☑；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“（　）”为内容填写项。		

5.2 运营期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

5.2.1.1 常规气象资料分析

本项目分布于新疆阿克苏地区库车市境内。根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）规定，地面气象资料可直接采用库车市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库车市气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 5.2-1。

表 5.2-1　　**观测气象数据信息**

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/m		相对距离/km	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
库车市气象站	51644	一般站	*	*	66	1082	2023	风速、风向、总云量、干球温度

5.2.1.2 多年气候统计资料分析

根据库车市气象站近 20 年气象资料，对当地的温度、风速、风向及风频进行统计。

（1）温度

区域内近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.2-2。

表 5.2-2　　**近 20 年各月平均温度变化统计表**

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度（℃）	-7.7	-0.9	7.7	15.4	19.9	23.4	24.9	23.7	18.8	10.9	2.7	-5.5	11.1

由表5.2-2分析可知，区域近20年平均温度为11.1℃，4～9月月平均温度均高于多年平均值，其他月份均低于多年平均值，7月份平均气温最高，为24.9℃，1月份平均气温最低，为-7.7℃。

（2）风速

区域内近20年各月平均风速变化情况见表5.2-3。

表5.2-3　　近20年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速（m/s）	1.3	1.7	2.1	2.3	2.3	2.2	2.1	2.0	1.7	1.5	1.4	1.2	1.8

由表5.2-3分析可知，区域近20年平均风速为1.8m/s，4～5月份平均风速最大为2.3m/s，12月份平均风速最低，为1.2m/s。

（3）风向、风频

区域近20年平均各风向风频变化情况见表5.2-4，近20年风频玫瑰图见图5.2-1。

表5.2-4　　近20年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	15.9	6.2	4.1	3.8	5.3	3.5	3.1	2.5	3.5
风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C	—
频率	4.3	7.3	4.7	3.3	2.4	5.6	9.7	15.5	—

图5.2-1 区域近20年风频玫瑰图

由表5.2-5分析可知，库车市近20年资料统计结果表明，该地区多年N风向的频率最大，其次是NNW风向。

5.2.1.3 环境空气影响预测与分析

（1）预测模式

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

表5.2-5　　**估算模型参数一览表**

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数（城市选项时）	/
2	最高环境温度/℃		40.8
3	最低环境温度/℃		-23.7
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速（m/s）		0.5
6	土地利用类型		沙漠化荒地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☑是　　（否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是　　☑否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

（2）预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表5.2-6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)	工况烟气流量(m^3/h)	烟气流速(m/s)	烟气温度(℃)	年排放小时数(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
		经度(°)	纬度(°)										
1	井场真空加热炉烟气(TK224CH2井为代表)	*	*	*	*	*	*	*	*	*	正常	PM_{10}	0.003
												$PM_{2.5}$	0.002
												SO_2	0.001
												NO_x	0.037
												非甲烷总烃	0.005
2	井场真空加	*	*	*	*	*	*	*	*	*	正	PM_{10}	0.008

	热炉烟气(TK446CH井为代表)										常	$PM_{2.5}$	0.004
												SO_2	0.003
												NO_x	0.075
												非甲烷总烃	0.01

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（°）									
井场无组织废气（以TK224CH2为代表）	*	*	*	*	*	*	*	8760	正常	H_2S	0.0000008
										非甲烷总烃	0.031

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/m³）	P_i(%)	P_{max}(%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$(m)
1	井场真空加热炉烟气(TK224CH2 井为代表)	PM_{10}	*	*	6.78	112	--
		$PM_{2.5}$	*	*			
		SO_2	*	*			--
		NO_2	*	*			
		非甲烷总烃	*	*			
2	井场真空加热炉烟气(TK446CH 井为代表)	PM_{10}	*	*		120	--
		$PM_{2.5}$	*	*			
		SO_2	*	*			
		NO_2	*	*			
		非甲烷总烃	*	*			
3	井场无组织废气	非甲烷总烃	*	*		64	--
		硫化氢	*	*			

由表 5.2-8 可知，项目废气中 PM_{10} 最大落地浓度为 1.444 μg/m³、占标率为 0.32%；SO_2 最大落地浓度为 0.541 μg/m³、占标率为 0.11%；NO_2 最大落地浓度为 13.533 μg/m³、占标率为 6.78%；非甲烷总烃最大落地浓度为 51.78 μg/m³、占

标率为2.59%；H_2S最大落地浓度为0.0008μg/m³、占标率为0.01%，$D_{10\%}$均未出现。

5.2.1.4 废气源对四周场界贡献浓度

本项目实施后，无组织废气对井场四周无组织贡献浓度情况如表5.2-9。

表5.2-9 **井场四周边界浓度计算结果一览表** 单位：μg/m³

污染源	污染物	东场界	南场界	西场界	北场界
井场无组织废气	非甲烷总烃	10.381	9.732	9.732	10.381
	H_2S	0.012	0.011	0.011	0.012

由表5.2-9预测结果可知，本项目实施后，井场、站场无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求；对四周场界H_2S浓度贡献值均满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93） 表1新扩改建厂界二级标准值。

5.2.1.6 非正常排放影响分析

（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。本项目属于单井集输过程，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，本项目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/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
		X	Y									
1	放喷口	*	*	*	*	*	0	2	0.17	非正常	H_2S	0.01
											非甲烷总烃	0.1

（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：μg/m³

序号	污染源名称	评价因子	C_i（μg/m³）	P_i（%）	P_{max}（%）	最大浓度出现距离（m）	$D_{10\%}$（m）
1	放喷口	H_2S	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1640μg/m³，占标率为82.19%，$D_{10\%}$对应距离为250m；硫化氢最大落地浓度为164μg/m³，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。

5.2.1.7 污染物排放量核算

本项目属于老井侧钻项目，地面工程依托现有不新增，项目侧钻实施后，规模未超原有规模，本次评价不再核算污染物排放量。

5.2.1.8 评价结论

项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下颗粒物、二氧化硫、二氧化氮、硫化氢、非甲烷总烃短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。项目废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。项目实施后大气环境影响可以接受。

5.2.1.9 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见表5.2-14。

表5.2-14 **大气环境影响评价自查表**

工作内容		自查项目			
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级☑		三级□
	评价范围	边长=50km□	边长5～50km□		边长=5km☑
评价因子	SO_2+NO_x排放量	≥ 2000t/a□	500～2000t/a□		<500t/a☑
	评价因子	基本污染物（$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3） 其他污染物（H_2S、非甲烷总烃）			包括二次$PM_{2.5}$□ 不含二次$PM_{2.5}$（
评价标准	评价标准	国家标准☑	地方标准□	附录D ☑	其他标准

					□
现状评价	环境功能区	一类区□	二类区☑	一类区和二类区□	
	评价基准年	（2023）年			
现状评价	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据☑	主管部门发布的数据□	现状补充监测☑	
	现状评价	达标区□	不达标区☑		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源☑ 现有污染源☑	拟替代的污染源□	其他在建、拟建项目污染源□	区域污染源□
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他☑
	预测范围	边长≥ 50km□	边长5～50km □	边长=5km ☑				
大气环境影响预测与评价	预测因子	预测因子（PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2、H_2S、非甲烷总烃）	包括二次$PM_{2.5}$□ 不包括二次$PM_{2.5}$□		
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{本项目}$最大占标率≤100%□	$C_{本项目}$最大占标率＞100% □		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{本项目}$最大占标率≤10%□	$C_{本项目}$最大标率＞10% □	
		二类区	$C_{本项目}$最大占标率≤30%□	$C_{本项目}$最大标率＞30% □	

续表 5.2-14　　**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	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长（0.17）h	$C_{非正常}$占标率≤100% □	$C_{非正常}$占标率>100%☑	
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{叠加}$达标 □		$C_{叠加}$不达标 □	
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% □		k>-20% □	
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度、H_2S、非甲烷总烃）		有组织废气监测 ☑ 无组织废气监测 □	无监测□
	环境质量监测	监测因子：（）		监测点位数（）	无监测☑
评价结论	环境影响	可以接受 ☑		不可以接受 □	
评价结论	大气环境防护距离	距（　　）厂界最远（　　）m			
评价结论	污染源年排放量	SO_2（） t/a	NO_x：（）t/a	颗粒物：（）t/a	VOC_s：（）t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“（　）”为内容填写项					

5.2.2 地表水环境影响评价

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

5.2.2.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

本项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水、生活污水。采出水随采出液最终输送至联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理；侧钻期间均建设 1 座撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺处理达标后的水用于区域荒漠灌溉；注氮期间生活污水罐装收集后拉运至采油一厂生活污水处理设施处理；本项目水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.2.2.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

（1）采出水处理单元

本项目建成投运后，采出水随采出液一起进入一号联合站处理。各联合站采出水处理工艺流程相似，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 5.2-15　**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	本项目需处理量	依托可行性
塔河油田一号联合站	15500	14120	1380	408	可依托

综上可知，各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、1 套处理能力 1430m^3/d 的一体化设备配套处理设施、一体化气浮处理设备及相应的公用设施。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。

目前，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，本项目井下作业废水产生量为 600m^3/a（折合 0.24m^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本项目需求。

（3）生活污水

本项目各井场侧钻期间均建设 1 座撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺，经污水处理站处理后，出水可达到 COD 60mg/L、BOD_5为 20mg/L、NH_3-N 为 15mg/L、SS 为 20mg/L，可满足《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表 2 的 B 级标准，处理达标后的水用于区域荒漠灌溉。

本项目 TK224CH2 井场注氮期间产生的生活污水罐装收集后拉运至采油一厂生活污水处理设施处理。

综上，本项目采出水、井下作业废水不外排，故本项目实施对地表水环境可接受。

表5.2-16　　地表水环境影响评价自查表

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

续表5.2-16　　地表水环境影响评价自查表

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

5.2.3 地下水环境影响评价

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 区域地形地貌

塔河油田区块位于塔里木盆地北缘，区域北部为渭干河、库车河冲洪积平原，中部为塔里木河冲积平原，南部为风积沙漠，总体地势北高南低，西高东低。其中，北部渭干河、库车河冲洪积平原地势北高南低，西高东低，海拔950～990m，地形坡降1～3‰左右，其上河流、渠道发育；中部塔里木河冲积平原南北高、中间低，西高东低，海拔930～990m，地形坡降1～3‰左右，其上河网发育；南部塔克拉玛干沙漠地势东南高西北低，海拔940～1100m，地形起伏变化较大，主要由半固定沙丘及蜂窝状沙丘为主，沙丘高约1～5m不等。

（1）冲洪积平原

广泛分布于塔河油田区块，地表由第四系冲洪积物构成，包气带岩性为粉土、粉质粘土和细砂，厚度较大，探井开挖深度内未揭穿。地形较平坦，总体地势北高南低、西高东低，河流渠道发育，人类活动频繁，地表以城镇、农田、村庄为主。

（2）冲积平原

主要分布于塔里木河南北两岸，塔河油田区块东南侧部分属于该平原，地表岩性为细砂、粉质粘土、粉土。地势南北高、中间低，西高东低，其上河网纵横交错，地下水埋藏较浅，有零星沼泽分布。沿河流两岸有村庄和农田，南岸有茂盛胡杨林分布。

5.2.3.2 地质概况

（1） 地质构造

塔河油田区块在大地构造分区上属于塔里木地台北部向斜二级大地构造单元，三级构造单元属沙雅隆起。地表主要为第四系覆盖区，无基岩裸露，构造上相对比较稳定，只发育有隐伏背斜和断裂，隐伏背斜轴部在评价区内北部边缘，隐伏断裂延伸方向为近东西向。

（2） 地层岩性

调查区内地表覆盖有厚层第四系松散物，无基岩出露。第四系从北部到南部的塔里木河区域依次为冲洪积和冲积成因，岩性结构颗粒有由粗到细的变化特征。

5.2.3.3 水文地质条件

（1）含（隔）水层结构及其分布特征

调查区内地下水以多层潜水-承压水含水层结构为主,在塔里木河南岸分布为单一结构潜水。整体来看，从北向南第四系有含水层由厚变薄，颗粒由粗变细的规律性变化。

塔里木河北岸为多层潜水-承压水含水层结构。潜水含水层岩性为细砂，渗透系数一般小于5m/d，水位埋深一般2.5～9m，含水层厚度10～30m，单井涌水量100～1000m^3/d，富水性中等。承压水含水层岩性为中细砂、细砂，地下水渗透系数一般小于10m/d，100m钻孔揭露的含水层厚度为20～30m，单井涌

水量100～1000m³/d，富水性中等。

潜水含水层与承压含水层之间存在厚2～5m的粉质粘土，构成区域稳定隔水层，此外承压含水层内部存在多层粉质粘土，也构成各含水层间隔水层。

塔里木河南岸为单层潜水结构，含水层岩性为粉细砂、粉土，其上河网纵横交错，地下水埋深3～10m，富水性中等，单井涌水量100～1000m³/d。

（2）地下水补径排条件

调查区内降雨量小，只有暴雨洪流存在少量入渗补给，补给来源主要为渠系入渗和田间灌溉，以及地下水侧向径流补给。地下水径流方向主要为自西向东，水力梯度小于1‰。最终以人工开采、潜水蒸发、植物蒸腾和补给塔里木河方式排泄。

（3）各含水层之间及与地表水之间水力联系

①各含水层之间的关系

调查区内孔隙水含水层主要为上更新统冲洪积含水层和全新统冲积含水层。两含水层交互沉积，互相衔接为一体，地下水体互相传递，具有统一的水动力特征和统一的水面，构成完整的上、下游地下水补径排系统。

调查区内潜水和承压含水层之间存在2～5m的粉质粘土层，为分布稳定的隔水层，使潜水和承压水之间水力联系较弱。此外，承压含水层内部存在多层粉质粘土层，将承压含水层分割为多层结构。

②地表水与地下水的关系

调查区南部塔里木河自西向东穿过，该河为区域性河流，调查区内河流北岸地下水接受塔里木河向北补给地下水。此外，调查区内农业灌溉渠道和引水渠尾修建的排碱渠会使少量地表水补给地下水。

③ 地下水动态变化特征

调查区内地下水动态类型以渗入-蒸发型为主。动态曲线呈现为多峰型：每年1～2月地下水处于低水位期，3月份水位开始上升，至4月～5月达到高水位，之后水位开始回落；平水位期为11月底或3月底。

（4）地下水开发利用

经过调查，评价区地下水潜水、承压水水量中等，矿化度较高，水化学类

型主要以Cl·SO_4-Na型为主，区域地下水以饮用、工业、农业用水为主。

（5）水位统测

①统测频率

塔河油田位于塔里木盆地北缘库车河冲洪积平原，属于其他平原区，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中表4地下水环境现状监测频率参照表，结合地下水环境影响预测的需要，本次塔河油田地下水环境水位统测开展一期。

②统测结果

2024年9月对塔河油田整个区块进行水位统测，具体统测结果见表5.2-17，地下水等水位线图见图5.2-3。

表5.2-17 **塔河油田地下水水位统测点统计表**

序号	坐标		井深（m）	地面标高（m）	丰水期（2024年9月）	
	X	Y			水位埋深（m）	水位标高（m）
T02	*	*	*	*	5.36	941.39
T03	*	*	*	*	4.56	935.52
T04	*	*	*	*	4.55	946.73
T05	*	*	*	*	4.64	941.58
T06	*	*	*	*	3.64	935.69
T07	*	*	*	*	4.62	938.4
T08	*	*	*	*	5.15	935.67
T09	*	*	*	*	4.65	935.08
T10	*	*	*	*	9.16	926.12
T11	*	*	*	*	5.52	924.22
T12	*	*	*	*	5.83	926.73

（6）包气带特征及防污性能

①岩性特征

根据塔河油田区块内钻孔资料，揭露厚度100m内的地层岩性主要为粉质粘土、粉土和细砂。

②包气带防污性能

塔河油田区块内包气带岩性主要有：第四系松散岩类粉质粘土、粉土和细砂，第四系包气带厚度2.5～9m，粉质粘土垂直渗透系数5.56×10^{-5}～1.11×10^{-4}cm/s，粉土垂直渗透系数1.67×10^{-4}～6.67×10^{-4}cm/s，细砂垂直渗透系数为6.11×10^{-4}～8.89×10^{-4}cm/s。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中天然包气带防污性能分级参照表（见表5-3-5），粉质粘层分布不稳定，粉土和细砂的包气带垂向渗透系数K均大于1×10^{-4}cm/s，综合判定塔河油田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

根据地下水监测结果，潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物、锰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。

5.2.3.5 地下水环境影响预测

本项目地下水环境影响评价等级为“二级”，项目场地位于冲洪积平原区，水文地质条件较为简单，污染物的渗漏对地下水流场基本不会产生影响，含水层水文地质参数变化很小。因此，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），为了解项目实施对地下水环境的影响，本次评价采用解析法进行地下水环境影响预测工作。

5.2.3.5.1 正常状况

（1）废水

拟建工程运营期间废水主要包括采出水和井下作业废水，井场不设置废水池，采出水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。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

（2）落地油

石油开采中产生的落地油转移到下层的量很少。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林等，2009），土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染最多可下渗到

50cm。由于油田气候干旱少雨，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

（3）井场

拟建工程正常状况下，井口区采取严格的防渗，定期开展井筒完整性检查，不会对区域地下水环境产生污染影响。

（4）集输管线

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

5.2.3.3.2 非正常状况

（1）井场套管破损泄漏对地下水环境的影响

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

泄漏量取采出液流量的最大值20m^3/d，考虑采出液流量的10%渗入潜水含

水层，采取措施1天后停止泄漏。套管破损泄漏后，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。根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》（葛春等，天津市环境保护开发中心），在常温下，石油类溶解度为10mg/L，则石油类进入地下水的量为0.02kg。

③预测模型

污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据本项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—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：

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

式中：

x，y—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25m；

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0.04kg；

u—地下水流速度，m/d；潜水含水层岩性为第四系细砂，依据抽水试验结果，渗透系数取1m/d。水力坡度I为0.4‰。因此地下水的渗透流速u=K×I/n=1m/d×0.4‰/0.18=0.002m/d；

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

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；根据资料，纵向弥散度αm=10m，纵向弥散系数D_L=αm×u=0.02m^2/d；

D_T—横向y方向的弥散系数，m^2/d；横向弥散系数D_T=0.002m^2/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）	最大运移距离（m）	晕中心浓度（mg/L）	超标范围是否运移出井场边界
100d	63	50	10	0.56	否
1000d	204	20	15	0.06	否
7300d	—	—	—	—	—

地下水石油类浓度预测结果表明，套管破损泄漏发生100d后，含水层污染物影响范围63m^2，超标范围50m^2，最大运移距离10m，晕中心最大浓度为0.56mg/L；1000d后，含水层污染物影响范围204m^2，超标范围20m^2，最大运移距离15m，晕中心最大浓度为0.06mg/L；7300d后，污染晕消失，无影响和超标范围。在

非正常状况条件下，井场下游边界未监测到石油类波动。

绿色污染晕代表影响范围，红色污染晕代表超标范围。详见图5.2-2。

（1）100d时污染晕运移分布图　　（2）1000d时污染晕运移分布图

图5.2-2　　非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

图5.2-3　　**井场采油树非正常状况下，井场边界石油类浓度变化曲线图**

（2）氮气管道泄漏对地下水环境的影响

非正常状况下，氮气管道等破损，造成氮气泄漏，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。

5.2.3.6 地下水环境保护措施与对策

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

（1）源头控制措施

①采取先进、成熟、可靠的工艺技术工艺，良好合格的防渗材料，尽可能从源头上减少污染物泄漏风险，同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量；

②定期做好井场设备、阀门、管线等巡检，一旦发现异常，及时采取措施，避免“跑、冒、滴、漏”现象的发生；

③井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集作业废水，外委处置；

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

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

⑥油井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

（2）分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610－2016）“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934－2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求。本项目各分区防渗等级具体见表5.2-20。

表5.2-20 **厂区各区域防控措施一览表**

站场	防渗分区		划分依据		污染物类型	防渗技术要求
			天然包气带防污性能	污染控制难易程度		
井场	一般防渗区	井口	弱	易	其他类型	等效黏土防渗层Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s，或参考GB16689执行

（3）地下水跟踪监控措施

根据本项目特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则•地下水环境》（HJ610-2016）及《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则,利用塔河油田现有例行监测井为本项目地下水水质监测井，地下水监测计划见表5.2-21。

表5.2-21 **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
四区1#	项目西北4.2km处(上游)	潜水含水层	跟踪监测井	按《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）执行	pH、总硬度、溶解性总固体、硫化物、石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬	每半年1次
3#	项目东南5km处(下游)					
4#	项目东南5.3km处(下游)					

5.2.3.7 地下水污染应急措施

（1）应急治理程序

针对应急工作需要，参照“场地环境保护标准体系”的相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，制定地下水污染应急治理程序见图5.2-5。

图 5.2-4　**污染应急治理程序框图**

（2）地下水污染治理技术

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

（3）治理措施

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

①一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案；

②查明并切断污染源，在最短时间内清除地表污染物；

③加密地下水污染监控井的监测频率，并实时进行化验分析；

④一旦发现监控井地下水受到污染，立即启动抽水设施；

⑤探明地下水污染深度、范围和污染程度；

⑥依据地下水污染情况和污染场地的含水层埋藏分布特征，结合拟采用的地下水污染治理技术方法，制定地下水污染治理实施方案；

⑦依据实施方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整；

⑧将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析；

⑨当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止井点抽水，并进行土壤修复治理工作。

5.2.3.8 评价结论

（1）环境水文地质现状

本项目位于库车冲洪积平原及塔里木河冲积平原，地下水主要赋存于第四系松散岩类孔隙中，地下水主要为多层潜水-承压水结构，潜水含水层岩性为细砂，水位埋深一般2.5～9m，含水层厚度10～30m，单井涌水量100～1000m^3/d，富水性中等。承压水含水层岩性为中细砂、细砂，含水层顶板埋深40m左右，100m钻孔揭露的含水层厚度为20～30m，单井涌水量100～1000m^3/d，富水性中等。

区域内包气带岩层主要为第四系松散岩类粉质粘土、粉土和细砂等，综合判定项目场地内天然包气带防污性能为“弱”。

由地下水环境现状监测结果可知，评价范围内潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、锰、氟化物外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。

（2）地下水环境的影响

正常状况下，各站场内采油树、集输管线等装置完好无损且井场严格按照

《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）相关要求采取了防渗措施，可避免采出产液泄露而对地下水产生污染影响。

非正常状况下，套管破损、集油管道破损等导致采出液泄漏进入地下水后沿水流迁移，但影响范围较小，不会对周围地下水水质产生明显污染影响。

（3）地下水污染防控措施

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

（4）地下水环境影响评价结论

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

5.2.4 声环境影响评价

本项目管线埋设在地下，埋深大于1.2m，氮气输送不会对周围声环境产生影响；本项目产噪设备主要为井场采油树、加热炉、抽稠泵、注水泵、增压机等。

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：

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

式中：$L_p(r)$—预测点处声压级，dB；

L_w—由点声源产生的声功率级（A计权或倍频带），dB；

D_c—指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级

L_w的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar}—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的衰减，dB。

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

式中：$L_p(r)$—预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$—参考位置 r_0 处的声压级，dB；

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

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar}—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的衰减，dB。

b）预测点的 A 声级 L_A（r）可按下式计算：

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

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；

$\triangle L_i$—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，则本项目声源对预测点产生的贡献值（L_{eqg}）为：

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

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T—用于计算等效声级的时间，s；

N—室外声源个数；

t_i—在T时间内 i 声源工作时间，s；

M—等效室外声源个数；

t_j—在T时间内 j 声源工作时间，s。

e）噪声预测值计算

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

式中：L_{eq}—预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg}—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb}—预测点的背景噪声值，dB。

（3）噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.2.4.2 噪声源参数的确定

本项目井场噪声源噪声参数见表5.2-22。

表5.2-22　　采油井场噪声源强调查清单（室外声源）

序号	声源名称		型号	空间相对位置/m			声源源强[dB（A）]	声源控制措施	运行时段
				X	Y	Z			
1	采油井场（T414CH3为代表）	采油树	--	30	30	1	85	基础减振	昼夜
2		加热炉	200kW/400kW	20	30	1	85	基础减振	昼夜
3		抽稠泵	--	30	30	1	85	基础减振	昼夜

表5.2-23　　注气井场噪声源强调查清单（室外声源）

序号	声源名称		型号	空间相对位置/m			声源源强[dB（A）]	声源控制措施	运行时段
				X	Y	Z			
1	注气井场（TK224CH2井）	增压机	--	30	30	1	90	基础减振	昼夜
2		注水泵	--	20	30	1	95	基础减振	昼夜

5.2.4.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本项目各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表5.2-23。本项目老井侧钻不新增地面设施，利旧原有设备设施，故针对老井侧钻不再叠加现状值。

表5.2-23 **采油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
采油井场（T414CH3为代表）	东场界	45	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	46	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	48	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	43	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

表5.2-23 **注气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
注气井场（TK224CH2井场）	东场界	42	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	43	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	44	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	41	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

由表5.2-23可知，采油井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间为43～48dB（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，注气井场（TK224CH2井）噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间为41～44dB（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，本项目建设可行。

5.2.4.4 声环境影响评价自查表

本项目声环境影响评价自查表见表5.2-24。

表5.2-24 **声环境影响评价自查表**

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级☑	三级□			
	评价范围	200m☑	大于200m□	小于200m□			
评价因子	评价因子	等效连续A声级☑ 最大A声级□ 计权等效连续感觉噪声级□					
评价标准	评价标准	国家标准☑	地方标准□	国外标准□			
现状评价	环境功能区	0类区□	1类区□	2类区☑	3类区□	4a类区□	4b类区□
	评价年度	初期□	近期☑	中期□	远期□		
	现状调查方法	现场实测法☑	现场实测加模型计算法□	收集资料□			
	现状评价	达标百分比	100				
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测☑	已有资料☑	研究成果□			

续表5.2-24 **声环境影响评价自查表**

工作内容		自查项目		
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型☑	其他□	
	预测范围	200m☑	大于200m□	小于200m□
	预测因子	等效连续A声级☑最大A声级□计权等效连续感觉噪声级□		
	厂界噪声贡献值	达标☑	不达标□	
	声环境保护目标处噪声值	达标☑	不达标□	
环境监测计划	排放监测	厂界监测□ 固定位置监测□ 自动监测□ 手动监测□ 无监测☑		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（）	监测点位数（）	无监测☑
评价结论	环境影响	可行☑	不可行□	
注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。				

5.2.5 固体废物影响分析

根据《国家危险废物名录（2025年版）》（部令第36号）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021年 第74号），拟建工程运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥、钻井岩屑、钻井泥浆、撬装式污水处理站污泥、生活垃圾，分别采取桶装形式收集后，委托有资质单位接收处置。钻井泥浆循环使用不外排，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，分离出的钻井岩屑经无害化处理装置处理，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等。撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥和生活垃圾送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

一般工业固体废物情况见表5.2-23，危险废物情况见表5.2-24。

表5.2-23 **一般工业固体废物污染源强一览表**

序号	固体废物名称	代码	产生环节	物理性状	产生量（t/a）	属性	贮存方式	处理措施

1	钻井岩屑	SW12 900-099-S12	侧钻环节	固态	138m³/a	一般工业固体废物	岩屑池	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，分离后的固相经无害化处理装置处理经检测满足《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，同时含油率满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等
2	钻井泥浆	SW12 900-099-S12	侧钻环节	液态	/		循环使用	工程泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用
3	撬装式污水处理站污泥	SW90 462-001-S90	侧钻环节	固态	0.29		不贮存	现场集中收集，送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置
4	生活垃圾	SW64 900-099-S64	侧钻环节	固态	1.77	生活垃圾	生活垃圾桶	

表 5.2-24　　**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	1.2	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T，I	收集后，由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	1.5	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
废烧碱包装袋	HW49	900-041-49	0.6	修井场地清理环节	固态	氢氧化钠	氢氧化钠	/	T，In	
清罐底泥	HW08	071-001-08	0.2	集输与处理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	

5.2.5.1 一般工业固体废物影响分析

拟建工程钻井泥浆循环使用不外排，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，分离出的钻井岩屑经无害化处理装置处理，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等。撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥和生活垃圾送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置，固体废物均妥善处置，可避免对周围环境产生不利影响。

5.2.5.2 危险废物影响分析

（1）危险废物贮存

本项目产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）、《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5.2-5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5.2-6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5.2-5　　危险废物类别标识示意图

图 5.2-6　　危险废物相关信息标签

（2）危险废物运输过程影响分析

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

本项目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

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 m^3/a，富余处理能力 2.1 万 m^3/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。

5.2.6 生态影响评价

项目运营期对生态的影响主要表现在对野生动物、植物、生态系统完整性等影响。

（1）对野生动物的影响分析

运营期项目不新增用地，占地对野生动物的影响不再增加。车辆运输和机

械噪声相对施工期有所减小，对野生动物的影响也相对减小。人为活动相对施工也有所减少，并加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀。

运营期道路行车主要是油气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。并从管理上对工作人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识，车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物，对进行野生动物保护法的宣传教育，严禁惊扰、猎杀野生动物。

（2）植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，管线所经地区处于正常状态，对地表植被无不良影响。非正常状况下，如漏油、爆炸等，产生的原油和废气会对周边植被及天然林产生不利影响。运营期加强巡线，特别是天然林段，发现问题及时采取紧急关闭阀门、及时维修等措施，管线泄漏一般影响时间较短，造成植被损失较小。

（3）生态系统完整性影响分析

本项目管线的建设在施工期将原有景观格局分割成零散的地块，导致斑块数目增加，最终引起景观破碎度的增加；井场道路、集输管线对自然景观起到一种分割作用，造成空间上的非连续性，并形成廊道效应，导致景观连通性降低。本项目管线建设在施工后覆土回填，植被逐渐恢复原貌，对自然景观影响较小。道路建设过程中分割作用对动物有所影响，由于区域动物以鸟类、爬行类为主，因此道路建设对鸟类的隔离作用很小，爬行类均为常见物种，适应能力较强，在受到不利影响后，会主动向周边适宜生境中迁移。

在油田开发如管道等建设中，新设施的增加不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大，同时由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因而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。

综上所述，运营期影响主要集中在井场内，运营期废水合理处置，危险

废物委托有资质单位接收处置；同时加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。因此从生态影响的角度，本工程建设可行。

5.2.7 土壤环境影响评价

5.2.7.1 环境影响识别

（1）项目类型

本项目井场建设内容属于常规石油开采井场，项目采油井场类别为Ⅰ类；氮气管线可不开展土壤环境影响评价。

（2）影响类型及途径

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

运营期废水主要为采出水和井下作业废水，井场不设置废水池，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况下套管发生破损泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。同时，本项目采出液盐分含量较高，当出现泄漏时，采出液中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高。影响类型见表5.2-26。

表5.2-26 **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	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期	--	--	--	--	--	--	--	--
运营期	--	--	√	--	√	--	--	--
服务期满后	--	--	--	--	--	--	--	--

（3）影响源及影响因子

①污染影响型

本项目井场非正常运行过程中如套管发生破损泄漏，采出液在水头压力差的作用下，可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代

表性污染物进行预测。本项目土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表5.2-27。

表5.2-27　　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

②生态影响型

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

表5.2-28　　土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
井场套管破损泄漏	物质输入	盐分含量	事故工况

5.2.7.2 现状调查与评价

（1）调查范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤生态影响型现状调查范围为井场外扩5km范围；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

将井场外延5km范围的土壤作为土壤环境（生态型）保护目标。

（3）土地利用类型调查

①土地利用现状

根据现场调查结果，本项目占地现状为低密度草地、裸土地。

②土地利用历史

根据调查，项目区域建设之前为低密度草地、裸土地，局部区域已受到油田开发的扰动和影响。

③土地利用规划

本项目占地范围暂无规划。

5.2.7.2.4 土壤类型调查

根据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，土壤评价范围内土壤类型为风沙土、盐土、草甸土。区域土壤类型见附图8。

5.2.7.3 土壤环境影响预测与评价

5.2.7.3.1 污染影响型

（1）预测情景

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

（2）预测模型

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

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，m^2/d；

q--渗流速度，m/d；

z--沿z轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ-土壤含水率，%。

②初始条件

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

③边界条件

第一类Dirichlet边界条件：

a. 连续点源：

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

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

b. 非连续点源：

第二类Neumann零梯度边界条件：

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

（3）预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，预测模型参数取值见表5.2-31。

表5.2-29　　**垂直入渗预测模型参数一览表**

土壤质地	厚度（m）	渗透系数（m/d）	孔隙度	土壤含水量（%）	弥散系数（m^2/d）	土壤容重（kg/m^3）
壤土	3.5	0.45	0.41	0.8	1	1.44×10^3

（4）预测源强

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

表5.2-30　　**土壤预测源强表**

渗漏点	污染物	浓度mg/L	渗漏特征
井场套管破损泄漏	石油烃	9550000	瞬时

（5）土壤污染预测结果

井场套管破损泄漏石油烃预测结果

井场套管破损泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为9550000mg/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5.2-8所示。预测结果见表5.2-31。

图 5.2-8　石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

表 5.2-31　　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 5.2-31 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，发生泄漏会在短时间内发现，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，因此，本项目实施后对周边土壤环境污染影响可接受。

5.2.7.3.2 生态影响型

（1）预测情景

本项目实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。事故工况，根据企业的实际情况分析，结合前文“影响源及影响因子”，综合考虑本项目物料特性及土壤特征，本次评价对套管发生破损泄漏的盐分含量对土壤的盐化影响，作为预测情景。

（2）预测源强

井场套管破损泄漏

套管泄漏量取单井采出水量 68t/d（约占采出液的 85%），本次评价考虑采

出水量的10%泄漏渗入土壤，采取措施1天后停止泄漏，采出液含水率为采出液中总矿化度为209300mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为=6.8×209300=1423240g

（3）预测模型

本次预测采用HJ964-2018附录E.1.3中预测方法，预测公式如下：

（1）单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

Is-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

Ls-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

Rs-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b-表层土壤容重，kg/m^3；

A-预测评价范围，m^2；

D-表层土壤深度，一般取0.2m，可根据实际情况适当调整；

n-持续年份，a。

（2）单位质量土壤中某种物质的预测值

$S=S_b+\triangle S$

S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b-单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

（4）预测结果

井场套管破损泄漏盐化预测结果

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况，Ls和Rs取值均为0，预测评价范围为以采油井场泄漏点为中心100m×100m范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为1.45×10^3kg/m^3，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状最大值为43.6g/kg。预测年份为0.054a（20天）。根据上述计算结果，在20天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为0.027g/kg，叠加现状值后的预测值为43.627g/kg。

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

5.2.7.4 土壤污染防护措施

（1）源头控制

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

②人员定期巡检，巡检时应对管线沿线进行仔细检查，出现泄漏情况能及时发现；

③加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生；

④加强井场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

（2）过程防控措施

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，将井口装置区划分为一般防渗区，其余区域划分为简单防渗区。防渗措施的设计，使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

（3）跟踪监测

为了掌握本项目土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，对本项目实施土壤跟踪监测。根据《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5.2-32。

表5.2-32 **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	井场内	表层样	石油类、石油烃(C_6-C_9)、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬、盐分含量、pH	执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表2第二类用地筛选值	每年1次

5.2.7.5 结论与建议

本项目占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类和第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层50cm以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。采出液泄漏时，将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高，增量较小。因此，本项目需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防护措施后，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行。

本项目土壤环境影响评价自查表见表5.2-33。

表5.2-33 **土壤环境影响评价自查表**

工作内容		完成情况	备注
影响识别	影响类型	污染影响型□；生态影响型□；两种兼有☑	
	土地利用类型	建设用地□；农用地□；未利用地☑	
	占地规模	小型	
	敏感目标信息	敏感目标（）、方位（）、距离（）	周边区域土壤
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他（）	
	全部污染物	盐分、pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）	
	特征因子	盐分、pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）	
	所属土壤环境影响评价项目类别	Ⅰ类☑；Ⅱ类□；Ⅲ类□；Ⅳ类□	

	敏感程度	敏感□；较敏感□；不敏感☑	污染影响型
		敏感☑；较敏感□；不敏感□	生态影响型
评价工作等级		一级□；二级☑；三级□	污染影响型
		一级☑；二级□；三级□	生态影响型

续表 5.2-33 **土壤环境影响评价自查表**

工作内容		完成情况				备注
现状调查内容	资料收集	a）☑；b）☑；c）☑；d）☑				
	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	5	6	0.2m	
		柱状样点数	3	0	0.5m、1.5m、3m	
	现状监测因子	占地范围内：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1，1-二氯乙烷，1，2-二氯乙烷，1，1-二氯乙烯，顺-1，2-二氯乙烯，反-1，2-二氯乙烯，二氯甲烷，1，2-二氯丙烷，1，1，1，2-四氯乙烷，1，1，2，2-四氯乙烷，四氯乙烯，1，1，1-三氯乙烷，1，1，2-三氯乙烷，三氯乙烯，1，2，3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1，2-二氯苯，1，4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，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 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				
现状评价	评价因子					
	评价标准	GB15618☑；GB36600☑；表D.1□；表D.2□；其他（）				
	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求				
影响预测	预测因子	石油烃（C_{10}-C_{40}）、盐分含量				
	预测方法	附录E☑；附录F□；其他（ ）				
影响预测	预测分析内容	污染影响范围：井场周围；影响程度：较小		生态影响范围：单井集输管线泄漏点；影响程度：盐碱化程度加剧		
	预测结论	达标结论：a）□；b）□；c）☑ 不达标结论：a）□；b）□				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他（）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
防治	跟踪监测	代表性井场	石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六		每年一次	

措施			价铬、盐分含量、pH		
	信息公开指标	石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬、盐分含量、pH			
评价结论		通过采取源头控制、过程防控、跟踪监测措施，从土壤环境影响的角度，本工程建设可行			

5.2.8 环境风险评价

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

5.2.8.1 评价依据

（1）风险调查

本项目涉及的风险物质主要为原油、天然气、硫化氢，存在于现有管线内。

（2）环境敏感目标调查

项目周边敏感目标分布情况见表2.8-4。

（3）环境风险潜势初判

项目Q值小于1，环境风险潜势为Ⅰ。

5.2.8.2 环境风险识别

5.2.8.2.1 物质危险性识别

拟建项目涉及的风险物质主要为原油、天然气、硫化氢及火灾爆炸次生污染物CO。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表5.2-34。

表5.2-34 **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℃	井场、管线
2	天然气	无色无味气体，爆炸上限16%，爆炸下限4.8%，蒸汽压：53.32kPa（-168.8℃），闪点：-188.8℃，熔点：-182.5℃，沸点：-161.5℃，相对密度0.42（-164℃）	

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	
4	CO	无色无臭气体，微溶于水，溶于乙醇、苯等多数有机溶剂，熔点：-199.1℃，沸点：-191.4℃，是一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸	火灾爆炸次生污染物

5.2.8.2.2 危险物质分布情况

拟建项目危险物质主要分布于现有管线内。

5.2.8.2.3 可能影响环境的途径

根据工程分析，拟建项目开发建设过程中采油、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5.2-35。

表5.2-35 **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	井喷事故发生时，大量烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾	大气、地表水、地下水
	井漏事故	固井套管下入深度不够或固井质量不好	钻井泥浆漏失于地下水含水层中，由于其含Ca^{2+}、Na^{+}等离子，盐分较多，造成地下含水层水质污染	地下水
管线	采油管线泄漏	管道、设备腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致破裂，导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件，油类物质随地表径流进入地表水体及渗流至地下水	大气、地表水、地下水

5.2.8.3 环境风险分析

（1）管道泄漏风险评价

①大气环境风险分析

在管道或设备压力下，加压集输油气泄漏时，油品从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件；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。

同时本项目油气管线、设备等采用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，西北油田分公司负责管理拟建项目的运行管理，制订有突发环境事件应急预案，备有相应的应急物资，采取了各类环境风险防范措施，以便在油气管道泄漏时能够及时发现，在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后，油气管道发生火灾爆炸概率较低，拟建项目所处地点开阔，天然气中H_2S的扩散量及扩散浓度较小，地处开阔有利于H_2S稀释，对周围环境及人员影响较小。

②地表水环境风险分析

本工程在发生安全生产事故造成油品泄漏主要集中在井场区域范围，加之泄漏油品量较少且基本上能够及时地完全回收，且项目距塔里木河较远，因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

③地下水环境风险分析

本项目建成投产后，正常状态下无废水直接外排。非正常状态下，油品中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损油品泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免地对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成油品泄漏。因此在事故下造成油水泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

④管线泄漏对土壤及植被的影响分析

管道泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的原油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。管线发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。运营期管线破裂，将能回收的原油回收，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。综上，本项目运营期发生管线泄漏事故后，及

时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

管线泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理性化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。本工程区域内植被量很小，且发生事故后，及时采取相应的措施，将受污染植被及时清除，对区域植被产生的影响可接受。

（2）井喷事故风险评价

①井喷对大气环境风险评价

经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径300m，一般需要1～2天能得以控制。井喷事故状态下，局部大气中的烃类在短时间内剧增，使局部地区大气污染物在一定时间段内超标，井喷污染范围内无村庄等大气敏感目标。发生井喷事故后，通过采取及时疏散周边人员，对村庄周边进行检测，可最大程度降低对周边村庄的影响。积极开展公众环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生火灾爆炸事故，及时疏散周边人员，避免造成人员伤亡和财产损失，可最大程度降低对周边的影响。

②井喷对地表水环境风险评价

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径300m，井喷持续时间2天，本项目周边无地表水，不会与河流水体之间发生联系，因此在井喷事故下造成油品泄漏不会对地表水体造成影响。

③井喷对地下水环境风险评价

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径300m，井喷持续时间2天，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面1m以内，石油类污染物很难下渗到2m以下，项目所在区域地下水埋深大于1m，同

时及时将原油喷散物集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。因此在事故下井喷对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

（3）井漏事故影响分析

本项目井漏事故主要为运营期油水窜层。井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，由于采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。在开采层和含水层之间有多个地层分隔，区域上比较稳定，为相对隔水层。同时为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，钻井过程中采用双级固井，固井质量应符合环保要求，可确保井壁不会发生侧漏，可有效隔离含水层与开采层的交换，有效保护地下水层，将事故风险降低到最低。

5.2.8.4 环境风险防范措施及应急要求

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

5.2.8.4.1 钻井作业中的井喷防范措施

施工单位应严格执行石油天然气钻井HSE管理体系及井控技术标准和规范中的相关规定，并针对工程情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

（1）开钻前向全队职工、钻井现场的所有工作人员进行地质、工程、钻井液和井控装备等方面的技术交底，并提出具体要求；

（2）严格执行井控工作管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部24h值班制度，井控准备工作及应急预案必须经验收合格后，方可钻开油气层；

（3）钻进中必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀，且备有相应的抢接工具，在井口附近准备一根放喷单根（钻杆下部有与钻铤扣相符的配合接头）；

（4）按班组进行放喷演习，并达到规定要求；

（5）严格落实坐岗制度，无论钻进还是起下钻，或其他辅助作业，钻井班落实专人坐岗观察钻井液池液面变化和钻井液出口情况，录井人员除了在仪表上观察外，还对钻井液池液面变化和钻井液出口进行定时观察，定时测量进出

口钻井液性能，两个岗都必须做好真实准确记录，值班干部必须对上述两个岗位工作情况进行定时和不定时检查，并当班签认；

（6）认真搞好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门；

（7）严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；

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

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

（10）关井压力不得超过井口装置的工作压力、套管抗内压强度的80%和地层破裂压力三者中的最小值；

5.2.8.4.2 井下作业事故风险预防措施

（1）设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定。

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

（3）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

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

5.2.8.4.3 管道泄漏事故风险预防措施

（1）施工阶段的事故防范措施

①在施工过程中，加强监理，确保接口连接及涂层等施工质量。

②管道敷设等设备安装前，应加强对管材和储罐质量的检查，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。

③制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录。

④从事管道连接以及无损检测的检测人员，必须按有关规定取得劳动行政

部门颁发的特种作业人员资格书，并要求持证上岗。管道连接好后必须进行水压试验，严格排除焊缝和母材的缺陷。

（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，避免爆管事故发生。

②每半年检查一次管道安全保护系统（如截断阀、安全阀等），使管道在超压时能得到安全处理。

③对事故易发地段，要加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止，采取相应的措施并向上级报告。

④设置自动感测压力、流量的仪器和能自动感测管道内压降速率的自动紧急截断阀，一旦管道发生事故或大的泄漏，事故段两端的截断阀在感测到情况后可自动切断管路，使事故排放或泄漏的油类物质限制在最小范围内。管网系统中的电动截止阀应采用双路电源，自动切换，并定期对电气系统和传动机构进行维修保养。

⑤定期检查管线上的阀门及其连接法兰的状况，防止泄漏发生。

⑥制定事故应急救援预案，并定期进行演练。应急救援预案内容应包括应急救援预案的组织机构，明确指挥机构和负责人，组建了应急救援队伍，进行演练。配备必要的应急救援器材、设备。真正做到预案的可操作性和实施性。对事故应急救援预案的演练应认真策划、组织实施并做好记录。

（3）管理措施

①在管道系统投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。抢修作业施工前，应对施工周围可燃气体的浓度进行测定，并制定防护措施。施工操作期间，宜用防爆的轴流风机对周围可能出现的泄漏进行强制排风，并跟踪检查和监测。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

⑤提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法;按计划进行定期维护;有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

（4）原油泄漏事故防范措施

①加强《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的宣传力度，普及原油管道输送知识，发现问题及时报告。

②按规定进行设备维修保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生。

③完善管线的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物。

④按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

⑤操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

⑥制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

5.2.8.5.4 H_2S 气体泄漏风险防范措施

（1）硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T 6277-2017）和《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》（SY/T6137-2024）要求进行。

①作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪(第1级预警阈值应设置为15mg/m^3（或10ppm），第2级报警阈值应设置为30mg/m^3（或20ppm），进入作业区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

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

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到30mg/m^3（或20ppm）时，应迅速疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

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

（2）预防措施

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

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

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

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

（3）泄漏事故风险防范措施

①操作时宜按要求配备基本人员，采用必要的设备进行安全施工。现场应配置呼吸保护设备且基本人员能迅速而方便地取用。采用适当的硫化氢检测设备实时监测空气状况。

②严格执行“禁止吸烟”的规定。

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

5.2.8.5 环境风险应急处置措施

（1）管道事故应急措施

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

①按顺序关井

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

②回收泄漏采出液

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应

尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集；将严重污染的土壤集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

（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）管道刺漏事故应急措施

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

①切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

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

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

④后期处理：恢复管线泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性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害等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅

速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。采油一厂于2023年8月取得《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为652923-2023-126-L。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入西北油田分公司采油一厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.2.8.7 现有风险防范措施的有效性

拟建工程建设内容纳入西北油田分公司现有突发环境事件应急预案中。目前西北油田分公司已建立完善的应急管理体系，配备有专业的应急管理队伍，同时配备有充足的应急物资。西北油田分公司已针对油田常见的生产设备泄漏、管线爆管泄漏等情景提出了相关防范措施，并制定了相应的应急预案，可确保事故发生时，最大程度降低对周围环境空气、地下水、土壤的影响。同时为确保人员熟悉应急措施，定期对相关人员开展应急演练工作，针对演练过程中发现的问题及时修改现有应急预案的不足。现有风险防范措施可靠有效，可有效降低事故状态下对环境空气、地下水的影响。

5.2.8.8 环境风险分析结论

（1）项目危险因素

集输管线老化破损导致油品泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故产生的CO、硫化氢等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故；修井等作业过程中如发生溢流等情况，井控措施失效，导致井喷；油品及天然气泄漏、喷出后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件，油类物质渗流至地下水。

（2）环境敏感性及事故环境影响

拟建工程实施后的环境风险主要有油品泄漏，遇火源可能发生火灾爆炸事故，不完全燃烧会产生一定量的一氧化碳及天然气中硫化氢有害气体进入大气，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水环境造成污染影响。

（3）环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入西北油田分公司采

油一厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

（4）环境风险评价结论与建议

综上，本项目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。

环境风险自查表见表5.2-36。

表5.2-36　　**环境风险简单分析内容表**

建设项目名称	采油一厂奥陶系油藏2025年第一期短半径侧钻方案			
建设地点	新疆阿克苏地区库车市境内			
中心坐标	东经	*	北纬	*
主要危险物质及分布	原油、天然气、硫化氢，存在于现有管线内			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	根据工程分析，本项目油气田开发建设过程中采油、集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏、硫化氢中毒等			
风险防范措施要求	具体见“5.2.8.4 环境风险防范措施及应急要求”			

5.3 退役期环境影响分析

5.3.1 退役期污染物情况

随着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，防止水泥等的撒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

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

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。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。

6.1.1.3 测试放喷废气

（1）在集输管网投产前的项目初期，井场要进行测试放喷。为了点火安全和控制热辐射范围，需修建地面放喷池，通过水平火炬进行测试放喷；在集输管网投产后，测试放喷的天然气将通过管网收集，集输至井场后通过水平火炬点燃放空。

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

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

6.1.2 运营期环境空气保护措施

为减少挥发性有机物无组织排放，项目从生产工艺选择、设备选型开始，到日常管理、采取控制和治理技术入手，结合《陆上石油天然气开采工业大气

污染物排放标准》（GB39728-2020）中要求，切实地有针对性地采取有效环保措施，最大限度减少无组织排放。

（1）真空加热炉使用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放；

（2）油井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工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境影响。

（3）项目定期巡检，确保集输系统安全运行。

（4）提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

本项目井场真空加热炉、阀门、采油树属于成熟设备，已在塔河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》（GB 13271-2014）表2新建锅炉大气污染物排放限值，加热炉烟气中非甲烷总烃排放可满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率（1.42kg/h）二级要求。井场无组织废气中非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求，硫化氢可满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1标准限值要求。

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

6.1.3 退役期环境空气保护措施

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

6.2 废水治理措施可行性论证

6.2.1 施工期水环境污染防治措施

项目施工过程水环境污染源为钻井废水、酸化压裂废水、管道试压废水和施工队生活污水。

①钻井废水

根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置。

②酸化压裂废水

酸化压裂作业结束后返排的酸化压裂废水收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理。

③管道试压废水

集输管道试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管道试压水由管内排出后进入下一段管道循环使用，试压结束后用于荒漠洒水降尘。类比区域同类项目，试压废水用于区域洒水降尘可行。

④施工队生活污水

生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于荒漠灌溉。

井场均建设一座撬装化污水处理站，采用“生化+过滤”工艺，生活污水经过“格栅+调节池+厌氧池+生物接触氧化池+二沉池+MBR膜池+消毒池”处理达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2的B级标准后，主要用于荒漠灌溉。撬装化污水处理站采用“生化+过滤”工艺，使接触氧化法和活性污泥法有效地结合起来,可将生活污水中所含的主要污染物进行达标处理。该技术属于主流生活污水处理技术，工艺成熟可靠，可确保污水处理达标。

撬装化污水处理站设计处理规模20m^3/d，实际井场污水产生规模为4.8m^3/d，可满足井场生活污水处理需求。根据区域新钻井验收期间收集的撬装化污水处理站监测数据，出口监测结果中COD浓度31mg/L、SS浓度3mg/L、pH值6.8、粪大肠菌群600个/L，监测结果满足《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2的B级标准。

综上所述，施工期采用的废水处理措施可行。

6.2.2 运营期水环境污染防治措施

（1）采出水

本项目采出水随采出液最终输送至联合站处理。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。要求日常加强油气开采和集输过程的动态监测，油气集输过程中避免事故泄漏污染土壤和地下水。

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，各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联合站可行。

（2）井下作业废水

井下作业废水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水处理需求。

（3）生活污水

本项目各井场侧钻期间均建设1座撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺，经污水处理站处理后，出水可达到COD 60mg/L、BOD_5为20mg/L、NH_3-N为15mg/L、SS为20mg/L，可满足《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2的B级标准，处理达标后的水用于区域荒漠灌溉。

本项目TK224CH2井场注氮期间产生的生活污水罐装收集后拉运至采油一厂生活污水处理设施处理。采油一厂生活污水处理装置采用“格栅+A2O+好氧沉淀”组合工艺，设计日处理污水120m^3/d，主要处理生活污水，出水水质可达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)中的一级B标准，达标后用于周边绿化带绿化。该污水处理厂污水处理规模为120m^3/d，剩余处理能力为20m^3/d，本项目注氮期间产生的生活污水0.4m^3/d，依托采油一厂生活污水处理装置处理可行。

综上，运营期采取的废水处置措施可行。

6.2.3 退役期水环境污染防治措施

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

施工期钻井工程高噪声污染源主要是钻机、泥浆泵，储层改造工程高噪声污染源主要是酸罐车、压裂车、加压泵，测试放喷时产生的高压气流噪声。采取的隔声降噪措施如下：

（1）合理安排施工

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

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

③施工运输车辆在过村庄和学校时控制车速、禁鸣，加强车辆维护，合理安排运输路线，来减轻噪声对周围声环境的影响。

④合理安排施工时间，在敏感点附近施工采取变动施工方法措施和控制施工时间，靠近敏感点一侧设置围挡。避免强噪声设备集中施工，尽量降低施工噪声对居民生活的影响。

（2）采取噪声控制措施

①在距离村庄较近时对泥浆泵做好减振基础，减少噪声传播，合理安排施工时间，倡导科学管理和文明施工；加强施工机械的保养维护，使其处于良好的运行状态。

②修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过2m，尽量缩短放喷时间；

③施工运输车辆在驶经声敏感点时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛，加强车辆维护，合理安排运输路线，来减轻噪声对周围声环境的影响。

④管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内，管线的作业带宽

度为8m。

类比塔河油田同类项目采取的井场噪声防治措施，拟建工程采取的噪声防治措施可行。

6.3.2 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、加热炉、抽稠泵、增压机、注水泵等设备采取基础减振措施。

类比塔河油田同类井场，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，施工运输车辆在驶经声敏感点时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛，加强车辆维护，合理安排运输路线，来减轻噪声对周围声环境的影响。

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 施工期固体废物处置措施

6.4.1.1 钻井废弃物处理措施

本项目钻井井场现场使用的泥浆、药剂均进行重金属检测，从源头控制污染物产生。本项目钻井期岩屑随钻井泥浆带出，本项目侧钻井使用磺化泥浆体系，废弃磺化泥浆采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，磺化泥浆岩屑在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理。工艺采用撬装式装备对钻井期间产生的废弃泥浆进行同步收集和处理。主要工艺及相关流程如下：

共设置两套接收搅拌装置,作用是实现振动筛+除砂器+处理器+离心分离机等排出的废弃物接收、搅拌、储存并输送至泥浆脱稳搅拌装置。废磺化泥浆回收效率达到98%以上。首先进行均匀化调整，调整好后用污泥泵打入一级螺旋式混拌装置，同时加入与打入量相匹配量的沥水剂（聚合氯化铝），主要目的是对磺化泥浆进行调质，吸附重金属离子和降低pH，在碳酸钙表面产生絮凝作用，加速沉降，将电离出的高价态金属阳离子与泥浆中带负电荷的胶体颗粒相互作

用，颗粒表面的双电层被压缩，降低体系电位，不产生其他成分物质；加入破稳降粘剂（过碳酸钠浓度进一步降低。随后污泥打入二级螺旋式混拌装置，同时加入混凝聚结剂（硫酸亚铁），改变磺化废弃泥浆的物理、化学性质，通过吸附架桥作用使脱稳后的较小颗粒快速凝聚成较大颗粒，进入固液分离装置进行泥水分离，泥水分离采用离心分离机，依靠离心作用实现液相和固相分离。整个反应过程采用专用加药搅拌设备，分离小罐加药、快速搅拌及转移，提高絮凝、降解工序的时间效率。

处置过程通过添加聚合氯化铝、过碳酸钠、生石灰、硫酸亚铁等化学药剂实现废弃泥浆及岩屑的脱稳、破胶、氧化作用，发生脱稳氧化反应、降解有害物质，使胶体失去稳定性并粘结聚集形成絮状物，再经过机械压滤等措施将絮状物固液分离，分离出泥饼后固废量减少到原来泥浆量的50%，分离后的泥饼暂存于岩屑池，经处置检测合格并按规定进行留样，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等；分离出的滤液水优先重复利用，剩余滤液水集中统一转运至塔河油田绿色环保站废液处理系统进行处置，检测达标后全部回注地层。

目前，西北油田分公司已有多处采用相同处理工艺的撬装化装置处理聚磺体系泥浆钻井岩屑。根据西北油田分公司固废历史检测数据结果，处理后废弃物可达到相关标准要求。具体数值见表6.4-1。

表 6.4-1　　**处置后固体废物检测结果**　　单位：mg/kg，pH 无量纲

污染源	检测项目	单位	检测结果	执行标准	标准限值	达标情况
固体废物	pH	无量纲	7.53～9.86	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017）中表 1 综合利用标准限值，同时含油率满足《土壤环境质量	2.0～12.5	达标
	六价铬	mg/kg	<2～2.31		≤13	达标
	铜		19.0～32.7		≤600	达标
	锌		65.2～96.5		≤1500	达标
	镍		19.0～34.2		≤150	达标

	铅		2.3～16.9		≤600	达标
	镉		0.6～6.2		≤20	达标
	砷		6.34～29.9		≤80	达标
	苯并（a）芘	μg/kg	0.03～0.30		≤0.7	达标
	含水率	%	3.3～25.4		≤60	达标
	含油率	%	0.02～0.09		≤2	达标
	COD	mg/L	33～148		≤150	达标

西北油田分公司加强监管，每个井场随钻不落地处理工艺末端排放口均进行监测，钻井泥浆经处理后其泥饼经检测12项指标均达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求，含油率可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）。根据《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017），达到污染物限值的钻井固体废物作为可利用资源，可用于铺设油田生产的各种内部道路、铺垫井场填充材料的利用方式，同时根据西北油田分公司固废历史检测数据结果，岩屑含水率一般在10%～20%左右，综合利用于铺垫油区内的井场、道路等可行。

同时，西北油田分公司在优化、改进处置工艺设备的同时健全了配套管理制度，加强了现场采样监督抽查管理，建立了自行监督检测、委托第三方单位抽测、处置单位自行检测的三级抽样质量监督管控机制，同时，为确保装置稳定达标，处置单位根据生产情况采取1天～2天采样一次，采样过程采取分层、均匀布设采样点，最终送检混合样的方式确保装置处理后的还原土检测结果能确保钻井废弃泥浆合规处置、稳定达标，环境风险可控受控，实现了钻井泥浆资源化、减量化和井场的清洁生产。

6.4.1.2 危险废物处理措施

废烧碱包装袋和废防渗材料应折叠打包存放在井场撬装式危废暂存间内，严禁随意丢弃。钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料收集产生的含油废物，含油废物收集后应置于铁质油桶内且不得超过容器的3/4。危险废物必须由具有资质的机构或生态环境主管部门指定单位接收，钻井队与之

签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。

6.4.1.3 撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾处理措施

撬装式污水处理站污泥定期排入污泥池，通过泵打入小型叠螺式污泥脱水机，其脱水原理为污泥在浓缩部经过重力浓缩后，被运输到脱水部，在前进的过程中随着滤缝及螺距的逐渐变小，以及背压板的阻挡作用下，产生极大的内压，容积不断缩小，达到充分脱水的目的。经叠螺式污泥脱水机脱水后可确保污泥含水率低于60%，满足垃圾填埋场进场污泥含水率要求。

根据《生活垃圾焚烧污染控制标准》（GB 18485-2014）及修改单中：“6.2在不影响生活垃圾焚烧炉污染物排放达标和焚烧炉正常运行的前提下，生活污水处理设施产生的污泥和一般工业固体废物可以进入生活垃圾焚烧炉进行焚烧处置”。同时根据库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂现状运行情况，当污泥含水率低于60%状态下入炉，污泥掺烧比例小于等于10%时，对生活垃圾焚烧厂的影响较小，生活垃圾焚烧发电厂可协同焚烧处置污水处理站污泥。

综上所述，生活垃圾现场集中收集，与经脱水装置脱水后的污泥一同送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置可行。

6.4.1.4 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。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托库车经济技术开发区工业固体废物填埋场合规处置。

类比塔河油田同类项目采取的固体废物处理措施，拟建工程采取的固体废物处理可行。

6.4.2 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

根据《国家危险废物名录（2025年版）》（部令第36号）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021年 第74号），拟建工程运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清

罐底泥、钻井岩屑、钻井泥浆、撬装式污水处理站污泥、生活垃圾。钻井泥浆循环使用不外排，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，分离出的钻井岩屑经无害化处理装置处理，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等。撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥和生活垃圾送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

一般工业固体废物情况见表6.4-2，危险废物情况见表6.4-3。

表6.4-2　　**一般工业固体废物污染源强一览表**

序号	固体废物名称	代码	产生环节	物理性状	产生量（t/a）	属性	贮存方式	处理措施
1	钻井岩屑	SW12 900-099-S12	侧钻环节	固态	138㎥/a	一般工业固体废物	岩屑池	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，分离后的固相经无害化处理装置处理经检测满足《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，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等

2	钻井泥浆	SW12 900-099-S12	侧钻环节	液态	/		循环使用	工程泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用

续表 6.4-2　　**一般工业固体废物污染源强一览表**

序号	固体废物名称	代码	产生环节	物理性状	产生量（t/a）	属性	贮存方式	处理措施
3	撬装式污水处理站污泥	SW90 462-001-S90	侧钻环节	固态	0.29		不贮存	现场集中收集,送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置
4	生活垃圾	SW64 900-099-S64	侧钻环节	固态	1.77	生活垃圾	生活垃圾桶	

表 6.4-3　　**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	1.2	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T，I	收集后，由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	1.5	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
废烧碱包装袋	HW49	900-041-49	0.6	修井场地清理环节	固态	氢氧化钠	氢氧化钠	/	T，In	
清罐底泥	HW08	071-001-08	0.2	集输与处理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	

6.4.2.2 危险废物处置措施可行性分析

（1）危险废物贮存及运输

本项目产生的危险废物桶装收集后由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6.4-3。

表6.4-3 **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m^3/a，富余处理能力2.1万m^3/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

本项目退役期固体废物主要为设备拆除过程中产生的落地油及其余建筑垃圾，其中落地油收集后委托有资质单位接收处置，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

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

西北油田分公司负责监督施工单位在工程建设过程中落实相关环境保护措施和环境保护管理要求，对建设项目环境保护管理执行情况进行监督检查，以确保施工单位严格落实相关环境保护措施和环境保护管理要求。

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，尽量避开植被较丰富的区域，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。

类比塔河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。

图 6.5-1　**塔河油田地表扰动恢复情况**

6.5.1.2 动植物保护措施

（1）井场、管线及道路的选址、选线阶段，应对施工场地周边进行现场调查，选址阶段避让国家及自治区保护植物，施工过程中如在施工范围内发现有珍稀保护植物分布，应及时将其移植，并及时向当地林业主管部门汇报。

（2）施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施

工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

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

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

（5）调整工程施工时段和方式，防止噪声对野生动物的惊扰。选用性能良好的低噪声设备，或者加装消声器、对噪声较大的机械运行场地设置临时声屏障等措施，减轻对周边保护动物及鸟类的影响。

（6）加强野生动物保护，对施工人员进行《中华人民共和国野生动物保护法》的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。施工活动中发现国家重点保护动物活动踪迹要给予高度关注，保护其正常活动不受人为影响，一旦发现重点保护动物受伤或行为异常要及时向当地林业主管部门汇报，购置动物救护设备及药品，救助受到影响的野生动物。

（7）设置警示牌。施工期间，在临时占地处及各主要施工作业区设置生态保护警示牌。警示牌上标明工程施工区范围，禁止越界施工占地或捕猎野生动物，减少占地造成的动物栖息地和对野生动物的伤害。

（8）工程完工后尽快做好生态环境的恢复工作，以减少生境破坏对动物的不利影响。

类比塔河油田现有井场采取的动植物保护措施，拟建工程采取的生态环境保护措施可行。

6.5.1.3 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）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。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子，减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

6.5.1.4 水土流失防治措施

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

类比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。

6.5.1.5 防沙治沙措施

（1）工程措施

拟建工程不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。

（2）植物措施

①植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；

②施工过程中，对于管道工程，尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏。

（3）其他措施

针对井场施工过程，提出如下措施：①施工过程中不得随意碾压区域其他固沙植被，严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对占地范围外的区域造成扰动。②严禁施工人员在荒漠地段随意踩踏、占用，施工结束后，应对施工场地及时进行清理、平整，减少沙物质来源。③拟建工程位于荒漠区域，为保护土地资源，应在钻井工程作业结束后对场地进行平整，覆土压实并覆盖砾石，防止风蚀现象发生。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填，严禁随意堆置。②遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。③在施工过程中，不得随意碾压区域内其他固沙植被。④管沟开挖过程中采取边开挖边回填措施，降低土壤裸露风化风险，严禁随意堆放。

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。

（4）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。

类比塔河油田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 运营期生态恢复措施

本项目实施后，运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主。

（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。

（2）在道路边、油田区，设置“防止水土流失、保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

（3）井场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整，管线两侧开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。

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）废弃井采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，地下截取一定深度的表层套管，清理场地，清除各种固体废物，及时回收拆除采油（气）设备过程中产生的落地油，经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

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

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

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

（5）各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

7 温室气体排放影响评价

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 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

7.1.1.1 温室气体排放源分析

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

（1）燃料燃烧CO_2排放

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

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

（2）火炬燃烧排放

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

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

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释

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

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

（4）CH_4逃逸排放

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

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

（5）CH_4回收利用量

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

拟建工程未实施甲烷回收利用。

（6）CO_2回收利用量

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

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

（7）净购入电力和热力隐含的CO_2排放量

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

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 温室气体产排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及温室气体的产排节点表7.1-1所示。

表7.1-1 **温室气体产排污节点汇总一览表**

序号	类别	产污环节	排放因子	排放形式
1	燃料燃烧CO_2排放	井场真空加热炉使用天然气作为燃料燃烧	CO_2	有组织
2	火炬燃烧排放	井场测试放喷期间火炬燃烧	CO_2和CH_4	有组织
3	CH_4逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH_4	无组织
4	净购入电力和热力隐含的CO_2排放量	电力隐含排放	CO_2	--

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 温室气体排放核算边界

拟建工程温室气体排放核算边界及核算内容见表7.1-2所示。

表7.1-2 **核算边界及核算内容一览表**

序号	核算主体/核算边界	温室气体排放核算内容
1	采油一厂奥陶系油藏2025年第一期短半径侧钻方案	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： （1）燃料燃烧CO_2排放 （2）火炬燃烧排放 （3）CH_4逃逸排放 （4）净购入电力和热力隐含的CO_2排放量

7.1.2.2 温室气体排放量核算过程

拟建工程涉及燃料燃烧CO_2排放、火炬燃烧排放、CH_4逃逸排放、净购入电力和热力隐含的CO_2排放量。具体核算过程如下：

（1）燃料燃烧CO_2排放

企业的化石燃料燃烧CO_2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：

$$E_{CO_2_燃烧} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

$ECO_{2_燃烧}$为企业的化石燃料燃烧CO_2排放量，单位为吨CO_2；

i为化石燃料的种类；

j为燃烧设施序号；

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

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

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

本项目S65CH井场、TK215CH2井场、TK224CH2井场、TK434CH井场现状使用200kW真空加热炉加热，TK446CH井场、T414CH3井场现状使用400kW真空加热炉加热，加热炉年运行时间均为4800h，年天然气消耗量为92万m^3。查阅《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》表2.1可知，天然气单位热值含碳量为15.3×10^{-3}吨碳/GJ，天然气低位发热量为334GJ/万m^3，根据换算得出天然气中含碳量为5.11吨碳/万m^3。

根据上述公式核算，燃料燃烧CO_2排放量为470.1吨。

（2）火炬燃烧排放

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

①计算公式

a.火炬燃烧排放计算公式：

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

式中，

$E_{GHG-火炬}$-火炬燃烧产生的CO_2排放量，单位为吨CO_2；

$E_{CO2-正常火炬}$-正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-事故火炬}$-由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$E_{CH4-正常火炬}$-正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4；

$E_{CH4-事故火炬}$-事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4；

GWP_{CH4}-CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH4} 等于 21。

b.正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times \left(CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7\right)\right]_i$$

$$E_{CH_4_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17\right]_i$$

式中，

i-火炬系统序号；

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

$CC_{非CO2}$-火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3；

OF-第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V_{CO2}-火炬气中 CO_2 的体积浓度，取值范围为 0～1；

V_{CH4}-为火炬气中 CH_4 的体积浓度；

c.事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2_事故火炬} = \sum_j GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times \left(CC_{(非CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7\right)$$

$$E_{CH_4_事故火炬} = \sum_j \left[GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17\right]_j$$

上式中，

J-事故次数；

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

$T_{事故,j}$-报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

$CC_{(非CO2)j}$-第 j 次事故火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3；

OF-火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

$V_{(CO2)_j}$-第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度；

V_{CH4}-事故火炬气中 CH_4 的体积浓度；

②计算结果

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

表 7.1-3　　火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	火炬气流速（万 Nm^3/h）	持续时间（h）	火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量（吨碳/万 Nm^3）	火炬燃烧的碳氧化率	火炬气中 CO_2 的体积浓度	火炬气中 CH_4 的体积浓度
1	井场	正常工况	0.04	48	5.0	0.98	0.0322	0.8178

根据表中参数，结合公式计算可知，6 座井场火炬燃烧排放温室气体量为 53.1 吨 CO_2。

（2）CH_4 逃逸排放

①计算公式

$$E_{CH_4_开采逃逸} = \sum_j \left(Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}\right) + \sum_j \left(Num_{gas,j} \times EF_{gas,j}\right)$$

式中，

$E_{CH4-开采逃逸}$-原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4；

J-不同的设施类型；

$Num_{Oil,\ j}$-天然气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

拟建工程为石油开采，相关参数取值见下表。

表 7.1-4　　甲烷逃逸排放活动相关参数一览表

序号	场所	天然气系统	设施逃逸	站场个数
1	采油井场	井口装置	0.23吨/年·个	6

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放1.38吨，折算温室气体排放量为28.98吨CO_2。

（3）净购入电力和热力隐含的CO_2排放

①计算公式

a.净购入电力的CO_2排放计算公式

$$Eco_{2-净电}=AD_{电力}\times EF_{电力}$$

式中：

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

AD电力为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

EF电力为电力供应的CO_2排放因子，单位为吨CO_2/MWh。

b.净购入热力的CO_2排放计算公式

$$Eco_{2-净热}=AD_{热力}\times EF_{热力}$$

式中：

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

AD热力为企业净购入的热力消费量，单位为GJ；

EF热力为热力供应的CO_2排放因子，单位为吨CO_2/GJ。

②计算结果

拟建工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为6.0MWh，电力排放因子根据《关于发布2022年电力二氧化碳排放因子的公告》(2024年第33号)中新疆电力平均二氧化碳排放因子为0.6231吨CO_2/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的CO_2排放量为3.74t。

（4）温室气体排放核算结果汇总

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

$$E_{GHG} = E_{CO_2_燃烧} + E_{GHG_火炬} + \sum_S \left(E_{GHG_工艺} + E_{GHG_逃逸}\right)_S - R_{CH_4_回收} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2_回收} + E_{CO_2_净电} + E_{CO_2_净热}$$

式中，E_{GHG}-温室气体排放总量，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-燃烧}$-核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

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

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

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

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH4-回收}$-企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4；

GWP_{CH4}-CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。取值 21；

$R_{CO2-回收}$-企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2。

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

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

按照上述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 7-2-8 所示。

表 7.1-5　　**温室气体排放总量汇总一览表**

项目	源类别	排放量（吨 CO_2）	占比（%）
拟建工程	燃料燃烧 CO_2 排放	470.1	91.88
	火炬燃烧 CO_2 排放	8.85	1.73
	工艺放空排放	0	/
	CH_4 逃逸排放	28.98	5.66
	CH_4 回收利用量	0	/
	CO_2 回收利用量	0	/

续表 7.1-5　　温室气体排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量（吨CO_2）	占比（%）
拟建工程	净购入电力、热力隐含的CO_2排放	3.74	0.73
	合计	511.67	100.00

由上表 7.1-5 分析可知，拟建工程 CO_2 总排放量为 511.67 吨。

7.2 减污降碳措施

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

7.2.1 工艺技术减污降碳措施

（1）拟建工程井场开采采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

（2）严格控制测试放喷时间，对于老井侧钻井场，可探索将测试放喷期间产生的天然气引入现有管线输送，减少火炬燃烧量。

7.2.2 电气设施减污降碳措施

拟建工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO_2 排放量。具体措施主要有：

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

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

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

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

7.2.3 减污降碳管理措施

西北油田分公司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的规定，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。

后续加快研究建立甲烷排放核算、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，实时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

本项目实施后，CO_2总排放量为511.67吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目吨产品CO_2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

本项目投资8729万元，环保投资140万元，环保投资占总投资的比例为1.60%。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

本项目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。本项目的实施还补充和加快了油气田基础设施的建设。

因此本项目具有良好的社会效益。

8.3 环境措施效益分析

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

8.3.1 环保措施的环境效益

（1）废气

本项目真空加热炉使用净化后的天然气作为燃料，采取管道密闭输送，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

本项目运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液最终输送至联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理。

（3）固体废弃物

拟建工程运营期产生的落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥均属于危险废物，分别采取桶装形式收集后，委托有资质单位接收处置。钻井泥浆循环使用不外排，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，分离出的钻井岩屑经无害化处理装置处理，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求(含油率＜0.45%)后用于铺垫油区内的井场、道路等。撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥和生活垃圾送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

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

本项目各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。本项目选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大地削减。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

本项目在建设过程中，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，项目占地类型为低密度草地、裸地，拟建项目在开发建设过程中，不可避免地会产生一些污染物，这些污染物都会对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。在数年内辅之以有效的防护措施和生态修复措施，这种影响将会被局限在较小的范围内，不会呈现放大的效应。

8.3.2 环保措施的经济效益

本项目通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

8.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场地面设施建设、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140万元，环境保护投资占总投资的1.60%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

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

（1）西北油田分公司及二级单位成立HSE委员会、分委会，基层单位成立HSE领导小组，负责研究 HSE 重大问题，决策重要事项，部署重点工作。HSE委员会办公室设在安全环保质量管理部门。

（2）西北油田分公司HSE委员会下设油气勘探、油气开发、钻井工程、生产运行、地面工程及设备、教育培训、社区安全、公共安全等分委会，负责专业领域HSE管理，分委会办公室设在业务管理部门。

（3）HSE委员会、分委会议题由主任确定，会议由主任主持，每季度不少于 1 次。HSE例会议题、参会人员由主要负责人确定，会议由主要负责人主持，每月不少于1次。

（4）HSE委员会、分委会办公室应对会议安排的重点工作跟踪、督办，并在下一次会议上汇报工作完成情况。

（5）西北油田分公司设置HSE总监和安全生产相关专业的副总师，主要生产单位设置HSE总监、副总监，二级单位设置HSE管理部门，基层单位设置HSE主管和HSE监督员。

（6）西北油田分公司设置安全环保督察大队，主要生产单位设置安全环保督察队，负责对生产经营和施工现场进行全覆盖督查，具有紧急停工权和问责建议权。

（7）实验检测技术中心为油田公司环境监测机构。

（8）石油工程监督中心负责物探、钻井、修井、测井、录井、地面建设等业务范围内承包商工程施工现场 QHSE 监督管理，在生产会议和HSE检查通报分析会议上通报监督情况。

9.1.1.2 职责

（1）油田公司按照“党政同责、一岗双责、齐抓共管、失职追责”的原则，建立HSE责任体系。各单位、部门应落实属地和业务范围内的HSE责任，建立全员岗位HSE责任制。

（2）油田公司HSE委员会统筹 HSE 管理体系的建设和运行管理，明确体系各要素的主管部门。专业分委员会牵头负责专业领域的HSE管理工作，为 HSE 管理体系运行提供专业指导。各要素主管部门牵头负责将体系管理要求融入专业管理制度，并督促落实。

（3）油田公司HSE委员会办公室负责建立完善体系要素监测、报告、分析、持续改进工作机制，负责HSE管理体系运行的监督管理；制定体系审核计划，组织各要素主管部门开展体系审核，指导和监督体系的有效运行。

（4）油田公司定期对HSE责任制进行评审，当法律法规、部门职责变化时，应及时修订完善。

（5）安全环保质量管理部负责建立责任落实考核机制，党委组织部负责将HSE 履职情况纳入领导干部考核管理，各单位、部门负责本单位、部门岗位员工 HSE 履职考核，考核结果纳入员工绩效管理。

9.1.2 环境保护管理

9.1.2.1 总体要求

（1）各单位实施全过程污染防治和生态保护，建设“无异味工厂”“无废工厂”，推进“碳达峰”“碳中和”进程，做到依法合规，实现绿色洁净发展。

（2）各单位、部门应将环境保护纳入规划、计划、勘探开发、生产、经营、建设、关停和科研的全过程，同步规划、同步实施、同步发展，积极采取新工艺和新技术，实现资源再利用，从源头削减污染物的产生。

（3）各单位、部门应按照污染物达标排放、总量控制要求，对污染物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程实施监督管理，将污染物总量减排、达

标排放、合规处置及清洁生产等指标纳入监督考核。

（4）纳入排污许可管理的单位，应按照国家和地方政府要求申领排污许可证，持证排污、按证排污，许可证有效期内有关事项发生变化的应及时申请变更。

（5）各单位、部门应严格落实自行监测，按要求及时、如实向社会公开相关环境信息，按时足额缴纳环境保护税。纳入排污许可管理的单位应做好台账记录、执行报告上报和信息公开等工作，主动自证守法排污。

（6）各单位应健全环境风险评估隐患排查治理机制，鼓励投保环境污染责任险。

9.1.2.2 水污染防治

（1）各单位应按照“清污分流、污污分治”的原则，提升废水循环利用率，降低新鲜水消耗，减少废水排放。

（2）油气开采单位应配套建设采油污水处理系统，采油（气）过程中应积极采用稳油控水技术，减少采油（气）污水产生量；采取回注、回用等技术，提高污水重复利用率。

（3）钻井、作业废水过程中产生的废液应回收处理，达到回注水技术要求后用于工艺回注。钻井泥浆池、污水池应符合防渗要求，管线阀门、接箍处防渗处理，施工过程严防跑冒滴漏。

（4）加强新井固井质量、油水井套管的检测和维护、生产装置和废水处理设施管理，防止油水泄漏污染地下水。

9.1.2.3 废气污染防治

（1）各单位应优化能源结构、优选清洁燃料、采用先进技术，强化过程管理，监测评估装置脱硫效果，加热炉、锅炉应使用合格天然气作为燃料，减少废气及污染物排放量；

（2）各单位应采取高效密封、密闭吹扫、收集处置、泄漏检测和修复（LDAR）等措施，开展无组织源废气的排放控制，满足国家、地方标准和要求；

（3）原油处理过程中应采取原油稳定或油罐烃回收措施，液化烃 等产品应按要求密闭装卸，减少非甲烷总烃排放。

9.1.2.4 固体废物污染防治

（1）各单位应按照“减量化、资源化、无害化”原则，制定合理的固体废物管理目标和计划，并按要求报送地方政府环保部门审批或备案后实施。

（2） 各单位应对固体废物来源、种类、特性进行全面识别、 判定、分类，制定固体废物管理清单，分类分级管控，必要时应进行危险废物鉴别。

（3） 各单位应遵循分类管理及全过程监管原则，规范固体废物的收集、贮存、运输、利用和处置，制定应急处置方案，并按要求进行备案。

（4） 各单位应建立固体废物综合台账和单项台账，如实记录每种固体废物产生、收集、贮存（出入库）、综合利用或内部处置、外委转运处置及过程检测的全生命周期监管情况。

（5）各单位应依法合规处理处置或利用工业固体废物、生活垃圾和建筑垃圾。

9.1.2.5 危险废物管理

（1）产生危险废物的单位应按要求制定年度管理计划，向县级及以上生态环境部门备案后执行；

（2）危险废物贮存场所、设施或容器应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597）要求，危险废物应按照特性分类收集、贮存，按要求设置标识和标签。贮存场所应建立危险废物贮存及进出登记台账；

（3）落实生产者责任延伸管理，危险废物的转移、处置应委托有资质单位开展，转移过程应严格按《危险废物转移联单管理办法》和 地方政府相关规定执行，并对外委活动进行全过程跟踪、监督；

（4）危险化学品及其包装物废弃后应严格按照危险废物进行管理，收集、转运、贮存及处置等环节应满足危险废物管理要求。

9.1.2.6 噪声污染防治

（1） 业务管理部门、单位应在设计、采购时选取低噪设备、设施，施工及运行期应采取减震、消声、隔声、吸声、综合控制及优化作业时间等措施，减少噪声污染。

（2） 厂界噪声排放应满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》要求。

9.1.2.7 土壤和地下水污染防治

（1） 新、改、扩建设项目环境影响评价时，应按照技术规范要求开展土壤和地下水环境影响评价，提出预防或者减轻不良影响的措施和对策。

（2） 各单位应对自有工业用地、关停退出生产设施所在区域、拟征用区域以及可能存在污染的停用或废弃用地制定土壤和地下水调查方案和监测计划，并组织实施。

（3） 油田公司应建立、完善土壤、地下水监测点网，各单位应建立动态监控台账和地下水监测井维护巡检制度。土壤、地下水监测项目、点位、频次应纳入年度监测计划，重点关注油田特征污染物和风险管控污染物。

（4） 各单位应将土壤、地下水隐患排查纳入日常管理，采取措施防控有毒有害物质渗漏、流失、扬散，重点排查应包括：

a）危险化学品的生产区域或设施；

b）固体废物贮存、堆放、装卸等区域；

c）穿越敏感区内的油气管道；

d）应急处置后的周边区域；

e）废水、固体废物处理和综合利用区域。

（5）生产装置、储罐、管道、污水处理池、应急池、危险废物贮存及填埋场等重点设施和场所，应按照标准要求设计、建设和安装防腐蚀、防泄漏设施，预防土壤和地下水受到污染。

9.1.2.8 生态保护与修复

（1） 油田公司应开展生态监测、生态调查和生物多样性保护工作，监测、分析所在区域生态环境各指标的变化趋势，为污染防治工作提供参考依据。

（2） 建设项目选址（选线）时应避绕生态敏感区，无法避绕的应按照生态敏感区主管部门要求开展专项论证，并取得政府主管部门许可。

（3） 各单位应在建设、生产、关停、退役等各个环节，落实环境影响评价及批复中提出的生态保护要求和措施，对造成的生态扰动开展生态恢复，确保生态功能维持原有功能。

（4）业务管理部门、单位应将项目生态保护措施纳入环境监理范围，环境监理报告中应包括生态保护专章。

（5）生产运行管理部应按要求组织开展土地复垦工作。

9.1.2.9 环境监测

（1）按照“属地自行监测、外委合规监测、过程监督监测”要求，分区分类开展环境质量、污染源及生态因子监测工作；

（2)实验检测技术中心应根据污染源分布及污染物排放制定年度环境监测计划，安全环保质量管理部审定后实施；环境监测计划中应明确分级监测责任、项目、频次、评价依据等相关内容，环境监测布点、项目及频次应符合相关技术规范要求；

（3）各单位应按照《排污口规范化整治技术要求（试行）》（国家环保局环监〔1996〕470 号）、《排污许可管理条例》要求规范排污口设置及标识，开展排污许可合规监测，建立主要污染物动态监测管理台账。

9.1.3 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本项目的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 9.1-1。

表 9.1-1 **本项目环境管理和监督计划**

阶段	影响因素			防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	临时占地	设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域；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	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

续表 9.1-1　　**本项目环境管理和监督计划**

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	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	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；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		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
		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、测试放喷废气、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；试油放喷分离出的天然气引至放空火炬点燃，同时控制测试放喷时间；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	钻井废水在钻井期间综合利用；酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理；生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于荒漠灌溉；试压结束后，试压废水就地泼洒抑尘		
		固体废物	施工土方全部用于管沟和井场回填；岩屑随泥浆一同进入不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等；危险废物，收集后暂存在井场撬装式危废暂存间内，完井后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理		
		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	环境监理及建设单位	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
运营期	正常工况	废水	采出水随采出液最终输送至联合站处理，满足标准后回注地层，井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理	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；采出液采取密闭输送		

续表 9.1-1　　**本项目环境管理和监督计划**

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
运营期	正常工况	固体废弃物	落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥均属于危险废物，分别采取桶装形式收集后，委托有资质单位接收处置。钻井泥浆循环使用不外排，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，分离出的钻井岩屑经无害化处理装置处理，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等。撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥和生活垃圾送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置	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		
	事故风险		事故预防及油气泄漏应急预案		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接收处置；建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，管线两端使用盲板封堵		
	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		

9.1.4 施工期环境监理

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

9.1.5 开展环境影响后评价工作相关要求

根据《中华人民共和国环境影响评价法》（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）》（生态环境部 部令第37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）要求，油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满5年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。本项目实施后，区域井场、管线等工程内容发生变化，应在3～5年内以区块为单位继续开展环境影响后评价工作，落实相关补救方案和改进措施，接受生态环境部门的监督检查。

9.1.6 固体废物管理制度

拟建工程运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥、废钻井泥浆、钻井岩屑、撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥和生活垃圾。西北油田分公司采油二厂固体废物管理应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021年 第74号）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）、《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物和危险废物治理》（HJ1033-2019）等相关要求执行。

（1）落实污染环境防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度。

（2）落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志 固体废物贮存（处置）场》（GB 15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

（3）落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

（4）落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

（5） 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。

（6）落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。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。

（7）产生工业危险废物的单位应当落实排污许可制度；已经取得排污许可证的，执行排污许可管理制度的规定。

（8)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、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

（9）危险废物管理计划应以书面形式制定并装订成册，填写《危险废物管理计划》，并附《危险废物管理计划备案登记表》。原则上管理计划按年度制定，并存档5年以上。

9.1.7 排污许可

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

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》（HJ1301-2023）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》（环办环评〔2017〕84号），本项目应纳入西北油田分公司各采油厂排污许可管理，项目无组织废气严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中其他排放控制要求，同时应进一步完善排污许可变更、自行监测制度及排污口规范化管理制度等。

根据《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则（试行）》（HJ944-2018）要求，项目应以各采油厂为单位建立环境管理台账制度和排污许可证执行报告，落实环境管理台账记录的责任单位和责任人，明确工

作职责，并对环境管理台账的真实性、完整性和规范性负责。一般按日或按批次进行记录，异常情况应按次记录。

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：新疆阿克苏地区库车市境内

主要产品及规模：①部署侧钻井6口；②5座井场各设置抽稠泵1台，TK224CH2井、TK434CH井各更换200kW加热炉1台，TK224CH2井场增加注氮气流程1套；③新建氮气管线1.4km；④10kV架空线路导线更换5.55km，配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。

（2）排污信息

本项目拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表3.2-13～表3.2-18。

本项目污染物排放标准见表2.6-4。

本项目污染物排放量情况见表3.2-24。

（3）环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见采油一厂现行突发环境风险应急预案。

（4）环境监测计划

本项目环境监测计划见表9.4-1。

9.2.2 披露方式及时间要求

披露方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

披露时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由。

9.3 污染物排放清单

本项目污染物排放清单见表9.3-1。

表9.3-1　　**拟建工程污染物排放清单一览表**

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况			排污口信息		总量指标（t/a）	执行标准（mg/m³）
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段h/a	标况烟气量（Nm³/h）	排放浓度（mg/m³）	排气筒高度（m）	内径（m）		
废气	井场	200kW加热炉烟气	燃用净化后的天然气	/	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 非甲烷总烃 烟气黑度	4800	308	10 3 120 16 <1级	8	0.2	--	颗粒物≤20； 二氧化硫≤50； NO_X≤200； 非甲烷总烃≤120； 烟气黑度<1级
		400kW加热炉烟气		/	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 非甲烷总烃 烟气黑度	4800	500	15 6 150 20 <1级	8	0.2		

续表9.3-1　　**拟建工程污染物排放清单一览表**

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况			排污口信息		总量指标（t/a）	执行标准（mg/m³）
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段h/a	标况烟气量（Nm³/h）	排放浓度（mg/m³）	排气筒高度（m）	内径（m）		
废气	井场	无组织废气	采取密闭输送，加强阀门的检修与维护	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—		厂界非甲烷总烃≤4.0
				--	硫化氢							厂界硫化氢≤0.06mg/m³

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 加热炉 抽稠泵 增压机 注水泵	$L_{Aeq,T}$	基础减振	降噪10dB（A）	厂界昼间≤60dB（A）；夜间≤50dB（A）

类别	污染源	污染因子	处理措施	处理后浓度（mg/L）	排放去向	总量控制指标	执行标准（mg/L）

废水	采出水	SS、石油类	采出水随采出液一起进入联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）回注地层	—	—	—	—
	井下作业废水	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至塔河油田绿色环保站处理	—	—	—	—
	生活污水	SS、COD、BOD_5、NH_3-N	侧钻期间均建设1座撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺，注氮期间罐装收集后拉运至采油一厂生活污水处理装置处理	—	—	—	—
固废	落地油	含油物质（危险废物HW08）	收集后定期由有危废处置资质单位接收处置				全部妥善处置
	废烧碱包装袋	其他废物（危险废物HW49）					
	废防渗材料	含油物质（危险废物HW08）					
	钻井岩屑	一般工业固体废物	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，分离后的固相经无害化处理装置处理经检测满足《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，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等				
	钻井泥浆	一般工业固体废物	工程泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用				
	撬装式污水处理站污泥	一般工业固体废物	现场集中收集，送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧				

	生活垃圾	生活垃圾	发电厂处置	
	清罐底泥	含油废物	收集后，委托有危废处置资质的单位接收处置	
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。

通过对本项目运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废水、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。本项目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

根据本项目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，制定本项目的监测计划。

本项目投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 9.4-1。

表 9.4-1　　**本项目监测计划一览表**

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	真空加热炉烟气	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃、烟气黑度	排气筒采样口	每年1次
	井场无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	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	各采油厂地下水环境跟踪监控井	每年2次

续表 9.4-1　　**本项目监测计划一览表**

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
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	代表性井场内	每年1次

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

9.5 环保设施“三同时”验收一览表

本项目投产后环保设施“三同时”验收一览表见表9.5-1。

表 9.5-1　　**环保设施“三同时”验收一览表**

类别	序号	污染源	环保措施	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	--	--	1	落实环保措施
	2	测试放喷废气	测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃	--	--	--	
	3	焊接废气、施工机械及运输车辆尾气	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接作业时使用无毒低尘焊条	--	--	--	
废水	1	钻井废水	钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备	--	--	--	不外排
	2	生活污水	生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于荒漠灌溉	--	--	2	
	3	酸化压裂废水	酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理	--	--	10	
	4	管道试压废水	循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘	--	--	--	
噪声	1	运输车辆、吊装机、钻机、泥浆泵、振动筛	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	废弃磺化泥浆及钻井岩屑	不落地装置进行固液处理，其中磺化岩屑经无害化处理装置进一步处理，磺化和非磺化岩屑经检测达标后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等	--	--	20	妥善处置
				--	--		妥善处置

续表 9.5-1　　**环保设施“三同时”验收一览表**

类别	序号	污染源	环保措施	台（套）	治理效果	投资（万元）	验收标准
施工期							
固废	2	含油废物	采用桶装密闭收集，暂存于井场撬装式危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置	--	妥善处置，不外排	10	经有资质单位处置
	3	废烧碱包装袋	折叠打包后暂存于井场撬装式危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置	--	妥善处置，不外排		经有资质单位处置
	4	废防渗材料					
	5	施工废料	不可回收利用部分委托库车经济技术开发区工业固体废物填埋场合规处置	--	--	1	妥善处置
	6	污泥	经脱水装置脱水后送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置	--	--	10	妥善处置
	7	生活垃圾	现场集中收集，送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置	--	--		妥善处置
生态		生态恢复	将施工作业带宽度控制在8m以内 管道填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	10	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	5	落实水土保持措施
		防沙治沙		--	防止土地沙化	5	落实防沙治沙措施
环境监理		开展施工期环境监理		--	--	5	—
运营期							
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	--	颗粒物≤20mg/m³ SO_2≤50mg/m³ NO_X≤200mg/m³ 烟气黑度≤1级	5	《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表2新建锅炉大气污染物排放限值
					非甲烷总烃≤120mg/m³ 排放速率≤1.42kg/h		《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率二级要求

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	2	井场无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护	—	场界非甲烷总烃≤4.0mg/m^3	1	《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≤0.06mg/m^3		《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中表1新扩改建项目二级标准
废水	1	采出水	采出水随采出液最终输送至联合站处理，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	井下作业废水	收集后送至塔河油田绿色环保站处理	--	--	10	
	3	生活污水	侧钻期间均建设1座撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺，注氮期间罐装收集后拉运至采油一厂生活污水处理装置处理				
噪声		采油树、真空加热炉、抽稠泵、增压机、注水泵	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、废烧碱包装袋、清罐底泥	由有危废处置资质单位接收处置	--	--	5	《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）
		钻井岩屑	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，分离后的固相经无害化处理装置处理经检测满足《油	--	--		妥善处置

		气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等				
	钻井泥浆	工程泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用	--	--		
	撬装式污水处理站污泥	现场集中收集，送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置	--	--		
	生活垃圾					
防渗	将井口装置区划分为一般防渗区	防渗层防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1×10^{-7}cm/s黏土层的防渗性能	—	渗透系数小于1.0×10^{-7}cm/s	5	—
环境监测	废气、土壤、地下水、生态	按照监测计划，委托有资质单位开展监测	--	污染源达标排放	5	--
后评价	本项目实施后，应在5年内以区块为单位开展环境影响后评价工作		--	对存在问题提出补救方案	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
运营期							
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	5	—
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，委托库车经济技术开发区工业固体废物填埋场合规处置。	--	妥善处置	5	--
	2	落地油	落地油收集后委托有资质单位接收处置	--	妥善处置	5	--
	3	废弃管线	管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵				
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				—		140	—

10 结论

10.1 建设项目情况

10.1.1 项目概况

项目名称：采油一厂奥陶系油藏2025年第一期短半径侧钻方案

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部署侧钻井6口；②5座井场各设置抽稠泵1台，TK224CH2井、TK434CH井各更换200kW加热炉1台，TK224CH2井场增加注氮气流程1套；③新建氮气管线1.4km；④10kV架空线路导线更换5.55km，配套供配电、自控、通信、防腐等公用工程。

项目投资和环保投资：项目总投资8729万元，其中环保投资140万元，占总投资的1.60%。

劳动定员及工作制度：井场为无人值守场站，不新增劳动定员。

10.1.2 项目选址

本项目位于新疆阿克苏地区库车市境内。区域以油气开采为主，不占用自然保护区、生态保护红线、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址符合相关要求，工程选址合理。

10.1.3 产业政策符合性

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

本项目属于西北油田分公司油气勘探开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》。本项目位于塔河油田内，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，本项目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

本项目距离生态保护红线区最近约6.1km，建设内容均不在生态保护红线范围内；本项目采出水随采出液最终输送至联合站处理，井下作业废水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，废水均不向外环境排放；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。本项目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，符合新疆维吾尔自治区、七大片区、阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

10.2 环境现状

10.2.1 环境质量现状评价

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2.0mg/m^{3}的标准。

地下水环境质量现状监测结果表明:潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物、锰外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。超标原因与区域原生水文地质条件有关。

声环境质量现状监测结果表明：井场监测值昼间、夜间均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区标准。

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（C_{10}-C_{40}）满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类和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、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点，故不设置环境空气保护目标；拟建工程周边无地表水体，且项目废水全部妥善处置，不外排，故不再设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；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；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），将井场边界外扩5km范围的土壤作为土壤生态型环境保护目标;拟建工程生态评价范围内不存在自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，将生态影响评价范围内植被、动物、塔里木河流域水土流失重点治理区为生态保护目标。

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）真空加热炉用气均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集输管道输送，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，采用底部装载方式，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）加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

10.3.2 废水污染源及治理措施

本项目运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液最终输送至联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理。

10.3.3 噪声污染源及治理措施

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

10.3.4 固体废物及处理措施

拟建工程运营期产生的落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥均属于危险废物，分别采取桶装形式收集后，委托有资质单位接收处置。钻井泥浆循环使用不外排，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，分离出的钻井岩屑经无害化处理装置处理，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求(含油率＜0.45%)后用于铺垫油区内的井场、道路等。撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥和生活垃圾送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

10.4 项目对环境的影响

10.4.1 大气环境影响

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

10.4.2 地表水环境影响

本项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。采出水随采出液最终输送至联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022)标准后回注地层，井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理。本项目周边无地表水体，项目采出水、井下作业废水不外排，故本项目实施对地表水环境可接受。

10.4.3 地下水环境影响

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

10.4.4 声环境影响

本项目井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间为43～48dB（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，注气井场（TK224CH2井）噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间为41～44dB（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。从声环境影响的角度，项目可行。

10.4.5 固体废物环境影响

拟建工程运营期产生的落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥均属于危险废物，分别采取桶装形式收集后，委托有资质单位接收处置。钻井泥浆循环使用不外排，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，分离出的钻井岩屑经无害化处理装置处理，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等。撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥和生活垃圾送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。项目固体废物均妥善处置，对周围环境影响较小。

10.4.6 生态影响

本项目不同阶段对生态影响略有不同，施工期主要体现在地表扰动影响、植被覆盖度、生物损失量、生物多样性、生态系统完整性、生态保护红线、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，本项目建设对生态影响可得到有效减缓，对生态影响不大；从生态影响的角度看，该项目是可行的。

10.4.7 土壤影响

本项目占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类和第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层50cm以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。采出液泄漏时，将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高，增量较小。因此，本项目需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防护措施后，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

结合本项目排放特征，拟建工程总量控制指标为：NO_X0t/a，VOC_S0t/a，COD 0t/a，氨氮0t/a。

10.6 环境风险评价

西北油田分公司采油一厂制定了应急预案，本项目实施后，负责实施的采油一厂将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，在可接受范围之内。在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，环境风险可防控。

10.7 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《采油一厂奥陶系油藏2025年第一期短半径侧钻方案公众参与说明书》，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

本项目的建设符合国家相关产业政策和自治区、阿克苏地区“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》《西北油田分公司“十四五”规划》等。项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响可接受；采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施后，项目建设对区域生态影响可行；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。

目　录

1 概述 1
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 13
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 26
2.6 评价标准 27
2.7 相关规划及环境功能区划 33
2.8 环境保护目标 74
3 建设项目工程分析 77
3.1 区块开发现状及环境影响回顾 77
3.2 现有工程 90
3.3 拟建工程 93
3.4 依托工程 144
4 环境现状调查与评价 149
4.1 自然环境概况 149
4.2 环境敏感区调查 152
4.3 环境质量现状监测与评价 152
5 环境影响预测与评价 194
5.1 施工期环境影响分析 194
5.2 运营期环境影响评价 216
5.3 退役期环境影响分析 270
6 环保措施可行性论证 272
6.1 环境空气保护措施可行性论证 272
6.2 废水治理措施可行性论证 273
6.3 噪声防治措施可行性论证 276
6.4 固体废物处理措施可行性论证 277
6.5 生态保护措施可行性论证 283

7 温室气体排放影响评价 289
7.1 温室气体排放分析 289
7.2 减污降碳措施 297
7.3 碳排放评价结论及建议 298
8 环境影响经济损益分析 299
8.1 经济效益分析 299
8.2 社会效益分析 299
8.3 环境措施效益分析 299
8.4 环境经济损益分析结论 301
9 环境管理与监测计划 302
9.1 环境管理 302
9.2 企业环境信息披露 312
9.3 污染物排放清单 312
9.4 环境及污染源监测 315
9.5 环保设施“三同时”验收一览表 317
10 结论 322
10.1 建设项目情况 322
10.2 环境现状 323
10.3 拟采取环保措施的可行性 324
10.4 项目对环境的影响 325
10.5 总量控制分析 327
10.6 环境风险评价 327
10.7 公众参与分析 327
10.8 项目可行性结论 328