

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

1 概述

1.1 项目由来

塔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的油气田，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。

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于奇区块内实施“塔河油田西部奥陶系油藏 2026 年第三期产能建设项目”。建设内容主要为：①老井侧钻 1 口（YQ5-4CH2 井）；②新建井场 2 座（YQ5-41H 井、YQ5-50 井），各建设 1 座 400kW 真空加热炉，老井不新增地面设施，YQ201 拉油流程扩建 30m³/h 掺稀泵 1 台，12-4 站重油处理站新增全重力平衡一体化装置（电脱水装置）1 座；③配套建设单井集输管线 2.7km、燃料气管线 2.7km、掺稀管线 2.7km，燃料气管线、掺稀管线和集输管线同沟敷设；④配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后单井日产原油 24t/d，12-4 站重油处理站新增设计处理量为 1000m³/d。

1.2 环境影响评价工作过程

项目属于油气开采项目，位于阿克苏地区库车市，根据《新疆维吾尔自治区

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2026年4月5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评工作。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。

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定

本项目为石油天然气开采项目,属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目,结合《产业结构调整指导目录(2024年本)》(国家发展改革委令第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) 生态环境分区管控符合性判定

本项目东南距生态保护红线区最近约21.9km,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周边联合站处理,井下作业废水

采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，后期井下作业（侧钻过程）产生的生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉，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、阿克苏地区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；各井场、站场地下水环境影响评价工作等级为二级；单井集输管线、掺稀管线、净化燃料气管线地下水环境影响评价工作等级为三级；声环境影响评价等级为二级；各井场、站场土壤生态影响型环境影响评价等级为一级，单井集输管线、掺稀管线土壤生态影响型环境影响评价等级为二级；各井场、站场土壤污染影响型环境影响评价等级为二级，单井集输管线、掺稀管线土壤污染影响型环境影响评价等级为三级；本项目生态影响评价工作等级为三级；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、井下作业废水和生活污水, 采出水随采出液密闭集输至周边联合站处理, 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阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理; 各井场井下作业期间均建设 1 座撬装式污水处理站, 井下作业工程生活污水经污水处理站处理后, 出水可满足《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荒漠灌溉。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) 本项目运营期固体废物主要为落地油以及井下作业期间产生的废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料属于危险废物, 收集后暂存于井下作业侧钻井场危废贮存点, 由有危废处置资质单位接收处置; 井下作业侧钻过程产生的废油基泥浆及岩屑属于危险废物, 由有危废处置资质单位接收处置; 井下作业侧钻过程产生的磺化泥浆及钻井岩屑、撬装式污水处理站产生的污泥属于一般工业固体废物, 钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统, 在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺, 分离后的液体回用于钻井液配备, 其中废弃磺化泥浆及岩屑进入无害化处理装置进一步处理, 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后用于铺垫油区内的井场、道路等; 废油基泥浆及岩屑采用专用罐进行收集后, 由有危废处置资质单位接收处置; 撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾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。

(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、阿克苏地区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《塔河油田西部奥陶系油藏 2026 年第三期产能建设项目公众参与说明书》，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)》(2024 年 11 月 8

日修订，2025 年 7 月 1 日施行）；

(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)；

(15)《中华人民共和国突发事件应对法》(2024 年 6 月 28 日修订，2024 年 11 月 1 日施行)。

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

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

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

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

(4)《基本农田保护条例》(国务院令〔2011〕588 号)；

(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 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)；

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

(6)《国务院关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知》(国发〔2021〕23 号)；

(7)《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)；

(8)《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)；

(9)《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)；

(10) 《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)；

(11) 《国家危险废物名录(2025 年版)》(部令第 36 号)；

(12) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》(2021 年版)(部令第 16 号)；

(13) 《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)；

(14) 《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)；

(15) 《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)；

(16) 《挥发性有机物(VOC_s)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)；

(17) 《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)；

(18) 《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)；

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

(20) 《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)；

(21) 《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)；

(22) 《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)；

(23) 《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）；

（24）《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）；

（25）《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）；

（26）《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）；

（27）《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）；

（28）《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）；

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

（30）《关于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）；

（31）《关于发布〈固体废物分类与代码目录〉的公告》（生态环境部公告2024年第4号）；

（32）《关于发布〈危险废物排除管理清单（2026年版）〉的公告》（生态环境部公告2026年第2号）；

（33）《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）；

（3）《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)；

(4) 《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)；

(5) 《关于加强自治区生态保护红线管理的通知(试行)》(新自然资发〔2024〕56号)；

(6) 《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)；

(7) 《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)；

(8) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》；

(9) 《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；

(10) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

(11) 《新疆维吾尔自治区油气发展“十四五”规划》；

(12) 《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)；

(13) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018—2030年)》；

(14) 《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)；

(15)《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》(2024年12月3日发布，2025年1月1日施行)；

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

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

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

(19)《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录(修订)》(新政发〔2022〕

75 号，2022 年 9 月 18 日施行）；

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

(21) 《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》；

(22) 《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）；

(23) 《自治区党委办公厅自治区人民政府办公厅印发关于创新预防体制机制推动新时代水土保持工作高质量发展的实施意见》；

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

(25) 《关于印发《阿克苏地区生态环境分区管控方案（动态更新）》的通知》（阿克苏地区生态环境局 2024 年 10 月 28 日）；

(26) 《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）；

(27) 《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》(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)
- (17) 《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》(SY/T7784-2024)；
- (18) 《石油天然气工程项目用地控制指标》(TD/T 1099-2024)；
- (19) 《油气回收处理设施技术标准》(GB/T50759-2022)；
- (20) 《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)。

2.1.4 相关文件及技术资料

- (1) 《塔河油田西部奥陶系油藏 2026 年第三期产能建设项目设计方案》；
- (2) 《环境质量现状检测报告》；
- (3) 西北油田分公司提供的其他资料；
- (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。

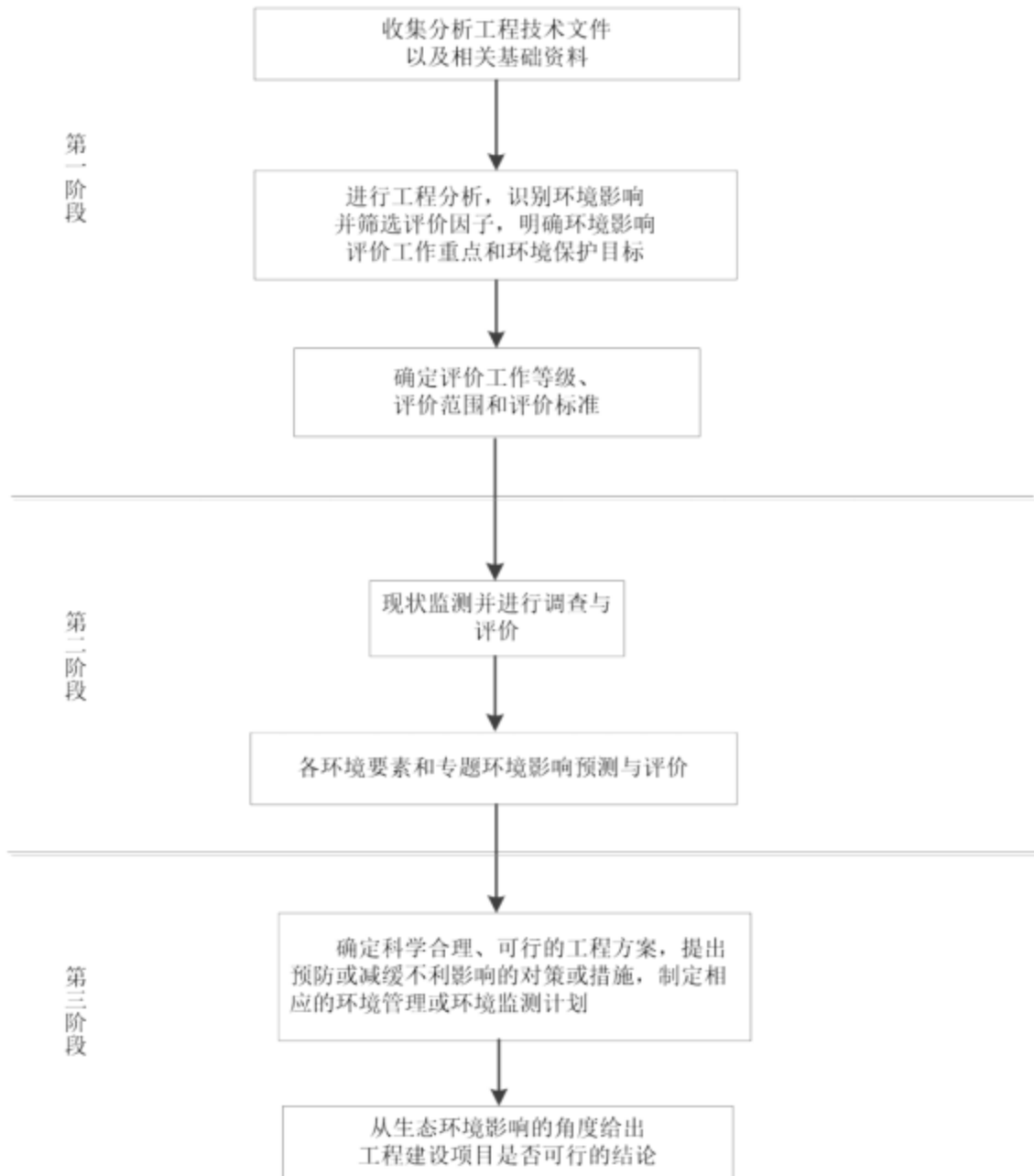


图 2.2-1 环境影响评价工作程序图

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	井下作业	封井工程
自然环境	环境空气	-2D	-2D	-2D	-1D	-1C	-1D	-1D
	地表水	—	—	—	—	—	—	—
	地下水	-1D	-1D	-1D	-1D	-1C	-1D	—
	声环境	-1D	-1D	-1D	-1D	-1C	-1D	-1D
	土壤环境	—	-1D	-1D	-1D	-1C	-1D	—
生态环境	地表扰动	-1C	—	—	-1C	—	-1C	-1D
	植被覆盖度	-1C	—	—	-1C	—	-1C	+1C
	生物量损失	-1C	—	—	-1C	—	-1C	+1C
	生物多样性	-1C	—	—	-1D	—	-1C	+1C
	生态系统完整性	-1C	—	—	-1C	-1C	—	+1C

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

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

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

由表 2.3-1 可知，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、生物多样性、生物量损失、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、生态系统完整性等产生不同程度的直接的负面影响；退役期对环境的影响体现在对环境空气和声环境的短期负面影响，以及对植被覆盖度、生物多样性、生物量损失、生态系统完整性的长期正面影响。

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

环境要素	单项工程	钻井工程	储层改造工程	井下作业	油气开采、集输工程		
	钻前工程	施工期	施工期	运营期	施工期	运营期	退役期
大气	颗粒物	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、烃类	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
地表水	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	pH、挥发酚、BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮、石油类等	pH、挥发酚、BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮、石油类等	pH、挥发酚、BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮、石油类等	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	pH、挥发酚、BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮、石油类等	—
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	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	耗氧量、氨氮	石油类	耗氧量、氨氮
土壤	—	石油烃、盐分含量	石油烃、盐分含量	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	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)	昼间等效声级(L _d)、夜间等效声级(L _n)
环境风险	—	原油、天然气、硫化氢	—	—	—	原油、天然气、硫化氢	—

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, $\mu\text{g}/\text{m}^3$;

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

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

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

(2) 城市农村选项确定

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)附录B中模型计算设置说明:当项目周边3km半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时,选择城市,否则选择农村。本项目各井场周边3km半径范围内城市建成区占地面积较小,因此,本项目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,坐标以典型单座井场中心为原点(0,0,0)。

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/ $^{\circ}\text{C}$		40.8
3	最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-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	裸土地

续表 2.4-1 估算模型参数一览表

序号	参数		取值
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

表 2.4-2 典型井场主要废气污染源参数一览表(点源, 100%负荷)

污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔高度(m)	排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	烟气流量(m ³ /h)	工况烟气流速(m/s)	烟气温度(°C)	年排放小时数(h)	排放工况	评价因子	排放速率(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)										
YQ5-41H 井加热炉烟气				8	0.15	473.3	7.4	120	4800	正常	PM ₁₀	0.0094
											SO ₂	0.0019
											NO ₂	0.076
											非甲烷总烃	0.008

注:本项目新建 2 台加热炉型号、采用的污染防治措施相似,源强相同,本次选取 Y05-41H 井场加热炉作为代表进行核算。

表 2.4-3 典型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				20	30	0	5	8760	正常	H ₂ S	0.0001
										非甲烷总烃	0.013
12-4 站无组织废气				60	50	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.0566

注:本工程各井场废气污染源面源长度、宽度、高度及排放速率均一致,同时项目位于同一区域,地形基本一致,因此选取 Y05-41H 井井场无组织废气为代表井场进行预测。

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 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_i (%)	P_{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)	$D_{10\%}$ (m)
1	井场加热炉烟气	PM _{2.5}	1.77	0.49	7.15	113	—
		SO ₂	0.36	0.07			
		NO ₂	14.31	7.15			
		非甲烷总烃	1.51	0.08			
2	YQ5-41H井场无组织废气	非甲烷总烃	118.31	5.92	7.15	10	—
		硫化氢	0.11	1.12			
3	12-4站无组织废气	非甲烷总烃	132.94	6.65	7.15	45	—

(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 $1\% < P_{\text{max}} = 7.15\% < 10\%$ ，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、井下作业废水及井下作业工程生活污水，采出水随采出液最终输送至周边联合站处理，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，送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；井下作业工程生活污水经井场撬装式污水处理站处理达标后用于荒漠灌溉。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)，拟建工程采油井场、12-4 站重油处理站类别为 I 类，掺稀管线和集输管线类别为 II 类，燃料气管线类别为 III 类。

(2) 地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)，建设项目的

地下水环境敏感程度分级原则见表 2.4-5。

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它未列入上述敏感分级的环境敏感区 ^a
不敏感	上述地区之外的其他地区

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

拟建项目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,拟建项目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	—	—	二
较敏感	—	二	三
不敏感	二	三	三

地下水评价工作等级见表 2.4-7。

表 2.4-7 地下水评价工作等级一览表

工程名称	项目类别	和周边水源地关系	环境敏感程度	评价等级
采油井场、12-4 站重油处理站	I 类	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	二级
集输管线、掺稀管线	II 类	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	三级
燃料气管线	III 类	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	三级

本项目采油井场、12-4 站重油处理站地下水环境评价等级为二级，集输管线、掺稀管线、燃料气管线地下水评价等级为三级。

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

(1) 声环境功能区类别

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、站场周围 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》(HJ

349-2023)，本项目采油井场、12-4 站重油处理站类别为 I 类，掺稀管线和集输管线类别为 II 类，燃料气管线类别为 IV 类。

② 占地规模

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

本项目新增永久占地面积为 0.9hm^2 ，占地规模为小型。

新建单井集输管线地下敷设不新增永久占地，占地规模为小型。

③ 建设项目敏感程度

拟建工程井场、站场周边 1km 范围内及管线 200m 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、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

工程名称	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、12-4 站重油处理站	I 类	井场、站场周边 1km 范围内及管线 200m 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、村庄等敏感点	不敏感	二
集输管线、掺稀管线	II 类		不敏感	三
燃料气管线	IV 类		不敏感	可不开展环境影响评价

本项目采油井场、12-4 站重油处理站土壤环境污染影响型评价工作等级为二级，集输管线、掺稀管线土壤环境污染影响型评价工作等级为三级。

(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)，本项目采油井场、12-4 站重油处理站类别为 I 类，掺稀管线和集输管线类别为 II 类，燃料气管线类别为 IV 类。

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、12-4 站重油处理站	I	>4	敏感	一级
集输管线、掺稀管线	II	>4	敏感	二级
燃料气管线	IV	—	—	不开展评价

本项目采油井场、12-4 站重油处理站建设土壤环境生态影响评价工作等级为一级，集输管线、掺稀管线土壤环境生态影响评价工作等级为二级。

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

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

(1) 本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境。

(2) 本项目不涉及自然公园、生态保护红线。

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

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

(5) 本项目永久占地面积 0.9hm²，临时占地面积 5.74hm²，总面积≤20km²。

(6) 本项目不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域。

表 2.4-10 生态影响评价工作等级一览表

项目名称	和周边生态敏感区关系	评价等级
采油井场、12-4 站重油处理站	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；	三
集输管线、掺稀管线、燃料气管线	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；总面积≤20km ²	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，本项目生态影响评价工作等级为三级。

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

(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)：

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

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

$Q_1, Q_2 \dots Q_n$ 每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

本项目涉及的各项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

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量 q_i /t	临界量 Q_i /t	该种危险物质Q值
集输管线	1	原油	—	12.3615	2500	0.0049
	2	天然气	74-82-8	1.5212	10	0.1521
	3	硫化氢	7783-06-4	0.0042	2.5	0.0017
掺稀管线	1	稀油	—	5.0677	2500	0.0020
燃料气管线	1	天然气	74-82-8	0.0358	10	0.0036
项目Q值Σ						0.1644

注：本次选取 Y05-41H 井管线（此管段风险物质存在量最大），集输管线长度为 1.7km，管线直径 100mm，管线压力 6.4MPa；掺稀管线长度为 1.7km，管线直径 65mm，管线压力 25MPa；燃料气管线长度为 1.7km，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 ^a	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 2.4-11 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。

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	以各井场、站场为中心边长 5km 的包络线区域
2	地表水环境	三级 B	--
3	地下水环境	二级	各井场、站场边界外扩 200m 范围
		三级	单井集输管线、掺稀管线、净化燃料气管线两侧 200m 的范围
4	声环境	二级	各井场边界外 200m 范围
5	土壤环境 (污染影响型)	二级	各井场、站场边界外扩 200m
		三级	单井集输管线、掺稀管线边界两侧向外延伸 200m 范围
6	土壤环境 (生态影响型)	一级	各井场边界外扩 500m
		二级	单井集输管线、掺稀管线边界两侧向外延伸 200m 范围
7	生态	三级	各井场、站场周围 50m 范围，各管线中心线两侧 300m
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：主要介绍塔河油田于奇区块开发现状、塔河油田于奇区块“三同时”执行情况、塔河油田于奇区块环境影响回顾性评价、区块污染物排放情况、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) 在建工程：基本情况、三同时执行情况、工艺流程及产排污节点。 (4) 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。 (5) 依托工程：本项目涉及依托的一号联合站、阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站、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
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：PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃ 执行《环境空气质量标准》(GB3095-2026) 过渡阶段浓度限值二级标准；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准；H₂S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m³ 的标准。

地下水：项目所在区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准。

声环境：执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准。

土壤：占地范围内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 中农用地土壤污染风险筛选值，石油烃参照执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中第二类用地土壤污染风险筛选值。土壤盐化分级执行《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018) 附录 D 表 D.1 中干旱、半荒漠和荒漠地区土壤盐化分级标准；土壤酸化、碱化分级执行《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018) 附录 D 表 D.2 土壤酸化、碱化分级标准。

(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：施工期和井下作业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周边联合站处理，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，酸碱中和后运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，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《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)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)；水基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后用于铺垫油区内的井场、道路等。

上述各标准的标准值见表 2.6-1 至表 2.6-3。

表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	二级标准	单位	标准来源
环境空气	PM_{10}	年平均	60	$\mu g/m^3$	《环境空气质量标准》 (GB3095-2026)
		24小时平均	120		
	$PM_{2.5}$	年平均	30		
		24小时平均	60		
	SO_2	年平均	60		
		24小时平均	150		
1小时平均		500			

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

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			
	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	≤0.3			

	活性剂			
	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		
	三氯甲烷	≤0.06		
	四氯化碳	≤0.002		

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	苯	≤0.01		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1毒理学指 标中Ⅲ类
	甲苯	≤0.7			
	石油类	≤0.05		mg/L	参照执行《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002)Ⅲ类标准
声环境	L _{eq,1}	昼间	60	dB(A)	《声环境质量标准》 (GB3096-2008)2类区标准
		夜间	50		

表 2.6-2

土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	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
2	镉	65		
3	六价铬	5.7		

4	铜	18000		用地筛选值
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		
21	1,1,1-三氯乙烷	840		
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8		
23	三氯乙烯	2.8		
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5		

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
25	氯乙烯	0.43	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
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	《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)
37	2-氯酚	2256	
38	苯并[a]蒽	15	
39	苯并[a]芘	1.5	
40	苯并[b]荧蒽	15	
41	苯并[k]荧蒽	151	
42	蒽	1293	
43	二苯并[a,h]蒽	1.5	
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15	
45	萘	70	
46	石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)	4500	
47	镉	0.6	
48	汞	3.4	
49	砷	25	
50	铅	170	
51	铬	250	
52	铜	100	
53	镍	190	
54	锌	300	

表 2.6-3 土壤盐化分级标准一览表

序号	分级	干旱、半荒漠和荒漠地区土壤含盐量(SSC)	单位	标准
1	未盐化	SSC<2	g/kg	《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附录D表D.1中干旱、半荒漠和荒漠地区土壤盐化分级标准
2	轻度盐化	2≤SSC<3		
3	中度盐化	3≤SSC<5		
4	重度盐化	5≤SSC<10		
5	极重度盐化	SSC≥10		

注：根据区域自然背景状况适当调整。

表 2.6-4 土壤酸化、碱化分级标准一览表

序号	土壤 pH 值	土壤酸化、碱化强度	标准
1	pH<3.5	极重度酸化	《环境影响评价技术导则 土壤环

2	$3.5 \leq \text{pH} < 4.0$	重度酸化	境(试行)》(HJ964-2018)附录 D 表 D.2 土壤酸化、碱化分级标准
3	$4.0 \leq \text{pH} < 4.5$	中度酸化	
4	$4.5 \leq \text{pH} < 5.5$	轻度酸化	
5	$5.5 \leq \text{pH} < 8.5$	无酸化或碱化	
6	$8.5 \leq \text{pH} < 9.0$	轻度碱化	
7	$9.0 \leq \text{pH} < 9.5$	中度碱化	
8	$9.5 \leq \text{pH} < 10$	重度碱化	
9	$\text{pH} \geq 10$	极重度碱化	

注：土壤酸化、碱化强度指受人为影响后呈现的土壤 pH 值，可根据区域自然背景状况适当调整。

表 2.6-3 污染物排放标准一览表

类别	污染源	项 目	排放限值	单位	标准来源
废气	加热炉 烟气	颗粒物	20	mg/m ³	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值
		二氧化硫	50		
		氮氧化物	200		
		烟气黑度	1	级	
	非甲烷总烃	120	mg/m ³	《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/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	
	H ₂ S	0.06		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表 1 新扩改建项目二级标准	
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	L _{max} 7	昼间	70	dB(A)	《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)

噪声		夜间	55		
场界 噪声	L _{weq} :	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、站场和集输管线，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、站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 生态环境保护相关规划、规范文件符合性

(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》《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规划和 2035 年远景目标纲要》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度	本项目属于塔里木盆地油气开采项目	符合
《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜一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	报告中已提出自行监测计划及信息公开制度	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治	本项目不属于涉重金属行业污染防治与工业废物处理处置，塔河油田于奇区块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
	加强重点行业 VOC ₂ 治理。实施 VOC ₂ 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 ₂ 污染防治，加强重点行业、重点企业的精	本项目井场无组织废气排放涉及 VOC ₂ 排放，油气采取密闭集输工艺，减少 VOC ₂ 排放量	符合

	细化管控；全面推进使用低 VOC ₃ 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOC ₃ 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOC ₃ 排放量		
	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）中相关要求	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》	以石化、化工等行业为重点，加快实施 VOC ₃ 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 ₃ 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 ₃ 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 ₃ 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 ₃ 排放，油气采取密闭集输工艺，减少 VOC ₃ 排放量	符合
	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贮存点内，完井后将由井队联系有危	符合

		危险废物处置资质的单位回收处理；运营期固体废物无害化处理和资源化利用，危险废物妥善处置
--	--	---

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周边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阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，后期井下作业（侧钻过程）产生的生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉，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
	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、库车博孜一大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替	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）》	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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</p>	本项目占地范围内不占用基本农田，未处于城镇开发边界，井场距离生态保护红线最近约 21.9km。	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	<p>(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。</p>	本项目距生态保护红线区最近约 21.9km，不在生态保护红线范围内；本项目符合新疆维吾尔自治区、阿克苏地区生态环境分区管控方案相关要求；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周边联合站处理,达标后回注地层,井下作业废水采用专用废水回收罐收集,酸碱中和后运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理,后期井下作业(侧钻过程)产生的生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉,废水均不向外环境排放;固体废物遵循减量化、资源化、无害化原则,合规处置	符合
	(四)加强生态环境系统治理,维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主,统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理,守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围,加大生态治理力度,结合油气开采绿色矿山建设等相关要求,落实各项生态环境保护措施,保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案,综合考虑防沙治沙等相关要求,因地制宜开展生态恢复治理工作	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

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	(五) 加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任, 进一步健全生态环境管理和应急管理体系, 确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系, 开展长期跟踪监测。根据监测结果, 及时优化开发方案, 并采取有效的生态环境保护措施	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	符合

(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
	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

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)	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家和地方大气污染物排放标准要求	本项目井场加热炉使用净化后的天然气作为燃料，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	—
	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

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
《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》(环境保护部公告 2013 年第 31 号)	液态 VOCs 物料应采用密闭管道输送。采用非管道输送方式转移液态 VOCs 物料时,应采用密闭容器、罐车	项目采出液采用密闭管道输送,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	本项目采出水随采出液最终输送至周边联合站处理,达标后回注地层;井下作业废水委托阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理;井下作业工程生活污水经井场撬装式污水处理站处理后达标后用于荒漠灌溉;危险废物委托有危废处置资质的单位接收处置;无石油类污染物排放	符合
	油气田建设应总体规划,优化布局,整体开发,减少占地和油气损失,实现油气和废物的集中收集、处理处置。	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;油气输送至周边联合站集中处理;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周边联合站集中处理	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,集输管道采用埋地敷设	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
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告	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	运营期采出水随采出液最终输送至周边联合站处理,达标后回注地层;井下作业废水委托阿克苏	符合

2012 年第 18 号)	化装置等处理后达标外排	苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理	
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环评发(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
《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》(GB/T 43936-2024)	管道若采用全埋设, 管沟可机械开挖或人工开挖。沿管线表土剥离采用分层剥离和分层堆放措施, 保持分层土壤理化性质的稳定, 并减少对土壤结构的破坏。管道堆放区域, 可采取棕垫铺盖等方式减少地表扰动和破坏, 开挖的表土和底土分层临时堆放于管沟作业带两侧。管线工程完成后应立即回填, 采用分层回填时宜尽量保证原土体剖面结构和土层厚度不变, 回填时可同步实施土壤改良措施。	拟建工程采用表土剥离及保存、垫层清理、土地平整、表土回覆等土地复垦措施	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。	本项目不属于涉重金属行业污染防治, 塔河油田于奇区块已开展历史遗留油污泥清理工作, 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周边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阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理, 后期井下作业(侧钻过程)产生的生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉, 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)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、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地	项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态的影响	符合
	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设建设用地，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
《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知(试行)》(自然资发(2022)142号)	规范管控对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线是国土空间规划中的重要管控边界，生态保护红线内自然保护地核心保护区外，禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许以下对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线内自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等区域，依照法律法规执行	本项目距离生态保护红线最近约 21.9km，西北油田分公司生产运行部负责监督施工单位在工程建设过程中落实在生态保护红线周边施工作业时严格控制作业带宽度，严禁随意进入生态保护红线区内等相关环境保护措施和环境保护管理要求	符合
《关于在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》	生态保护红线内，自然保护地核心保护区原则上禁止人为活动，其他区域严格禁止开发性、生产性建设活动，在符合现行法律法规前提下，除国家重大战略项目外，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动，主要包括：零星的原住民在不扩大现有建设用地和耕地规模前提下，修缮生产生活设施，保留生活必需的少量种植、放牧、捕捞、养殖；因国家重大能源资源安全需要开展的战略性能源资源勘查，公益性自然资源调查和地质勘查；自然资源、生态环境监测和执法包括水文水资源监测及涉水违法事件的查处等，灾害防治和应急抢险活动；经依法批准进行的非破坏性科学研究观测、标本采集；经依法批准的考古调查发掘和文物保护活动；不破坏生态功能的适度参观旅游和相关的必要公共设施建设；必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施建设、防洪和供水设施建设与运行维护；重要生态修复工程	本项目距离生态保护红线最近约 21.9km，西北油田分公司生产运行部负责监督施工单位在工程建设过程中落实在生态保护红线周边施工作业时严格控制作业带宽度，严禁随意进入生态保护红线区内等相关环境保护措施和环境保护管理要求	符合

续表 2.7-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》	在封禁保护区内进行铁路、公路、石油、天然气开发、电力、通讯等工程建设的，应当经自治区人民政府审核，报国务院或者国务院指定的部门同意	拟建工程不在沙化土地封禁保护区范围内	符合
	在沙化土地范围内从事开发建设活动的，应当依法进行环境影响评价。	报告中已提出有效可行的防沙治沙措施	符合
《新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案》（新政办发〔2024〕58 号）	坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马。	本项目不属于高耗能、高排放、低水平项目	符合
	严格执行《产业结构调整指导目录》，依法依规淘汰落后产能。	拟建工程属于“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	符合
《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）	油气开采固体废物污染防治坚持减量化、资源化和无害化原则。钻井作业现场配备钻井泥浆回收装置，实现钻井泥浆最大化利用。无法循环利用的钻井泥浆宜采用随钻不落地处理，回收钻井泥浆中的液相，减少钻井岩屑的产生量，回收的液相宜在钻井作业现场循环利用	钻井采用泥浆不落地系统，钻井期水基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，分离出的废弃磺化泥浆经无害化处理装置处理。	符合
	水基岩屑、剩余固相根据相关国家生态环境标准或技术文件等要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式。	废弃磺化泥浆经无害化处理装置处理后，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。	符合

续表 2.7-3

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》 (HJ1461-2026)	4.5 油气开采固体废物利用处置过程中废水排放满足 GB 8978 等国家或地方水污染物排放标准要求。	钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段优先用于配制相应体系泥浆，剩余的钻井废水集中拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注。	符合
	水基岩屑随钻固液分离后收集，其中磺化钻井岩屑先破胶脱稳处理，分离后的水基岩屑含水率宜小于 60%，分离后的液相宜在钻井现场循环利用。	钻井采用泥浆不落地系统，钻井期水基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。	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）》	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
	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
	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

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）》	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、净化等环节风险防范措施。高含硫气田回注采出水,应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺,减少二氧化硫排放。	本项目采取密闭工艺,井场边界《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	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(CO ₂ -EOR)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
	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阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。	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)》	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、油注气开采,鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	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%;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;运营期制定危险废物管理计划,建立危险废物管理台账,产生的危险废物,收集后依托区域具有危废处置资质的公司接收处置	符合
	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、站场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准要求	符合
	8. 对拟退役的废弃井(站)场、管道、道路等工程设施应进行生态修复,生态修复前应对废弃油(气)井、管道进行封堵或设施拆除,确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置,生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求。	退役的废弃井(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)》(环办土壤函(2020)72号)《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)等相关要求。	符合

综上所述，本项目符合《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《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 生态环境分区管控分析

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（动态更新）的通知》。本项目与上述文件中生态环境分区管控要求的符合性分析见表 2.7-5 至表 2.7-9，本项目与“生态保护红线”位置关系示意图见图 7，本项目与环境管控单元位置关系见图 4。

表 2.7-5 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析表

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	<p>【A1.1-1】禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》《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。</p> <p>【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。</p> <p>【A1.1-3】禁止在饮用水水源保护区、风景名胜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。</p> <p>【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。</p>	<p>拟建工程属于“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</p> <p>拟建工程执行标准符合国家和自治区环境保护标准</p> <p>拟建工程不涉及相关内容</p>	符合
					符合
					—
					符合

续表 2.7-5 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》

符合性分析表

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。	拟建工程不占用自然湿地	符合
		【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
		【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，深入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 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》

符合性分析表

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	<p>【A1.1-9】严禁新建《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）。</p> <p>【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。</p> <p>【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生态环境。</p>	<p>拟建工程不属于危险化学品化工项目；不占用生态保护红线和永久基本农田</p> <p>拟建工程不属于用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，不属于重有色金属冶炼、电镀、制革企业</p> <p>拟建工程不涉及相关内容</p>	符合
		A1.2 限制开发建设的活动	<p>【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。</p>	<p>拟建工程不属于高耗水高污染行业</p>	符合
					符合
					符合

续表 2.7-5 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》

符合性分析表

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	A1.2 限制开发建设的活动	<p>【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。</p> <p>【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。</p> <p>【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。</p> <p>【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。</p>	<p>本项目不占用永久基本农田</p> <p>拟建工程不涉及相关内容</p> <p>拟建工程不涉及占用湿地</p> <p>拟建工程不涉及相关内容</p>	<p>符合</p> <p>—</p> <p>符合</p> <p>—</p>
		A1.3 不符合空间布局要求活动的退出要求	<p>【A1.3-1】任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。</p> <p>【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。</p> <p>【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律法规标准，推动经整改仍达不到要求的产能依法依规关闭退出。</p>	<p>拟建工程不属于重化工、涉重金属等工业污染项目</p> <p>拟建工程不属于严重污染水环境的生产项目</p> <p>拟建工程不涉及重金属落后产能和化解过剩产能</p>	<p>符合</p> <p>符合</p> <p>符合</p>

续表 2.7-5 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》

符合性分析表

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	A1.3	不符合空间布局要求活动的退出要求	【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 空间布局约束		【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	拟建工程与区域主体功能区划目标相协调，符合西北油田“十四五”规划及规划环评	符合	
		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	符合
	A2 污染物排放管控	A2.1 污染物削减/替代要求	【A2.1-1】新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则。	拟建工程属于石油开采项目，不属于重点行业建设项目	符合	
			【A2.1-2】以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。	拟建工程实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOC ₂ 排放对大气环境的影响	符合	

续表 2.7-5 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》

符合性分析表

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	A2 污染物排放管控	A2.1 污染物削减/替代要求	【A2.1-3】促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究，减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接促进大气污染防治协同增效。	拟建工程不涉及相关内容	—
		A2.1 污染物削减/替代要求	【A2.1-4】严控建材、铸造、冶炼等行业无组织排放，推进石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业项目挥发性有机物（VOCs）防治。严格有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化等行业项目的土壤、地下水污染防治措施要求。推进工业园区和企业集群建设涉 VOCs “绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 VOCs 集中高效处理。	拟建工程实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOCs 排放对大气环境的影响	符合
		A2.2 污染控制措施要求	【A2.2-1】推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	拟建工程不属于能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域	符合

续表 2.7-5 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》

符合性分析表

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	A2 污染物排放管控	A2.2 污染控制措施要求	<p>【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。</p>	拟建工程不涉及相关内容	—
		<p>【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。</p>	拟建工程不涉及相关内容	—	
		<p>【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。</p>	<p>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</p>	符合	
		<p>【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。</p>	拟建工程不涉及相关内容	—	

续表 2.7-5 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》

符合性分析表

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	A2 污染物排放管控	<p>【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。</p>	<p>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</p>	符合
		<p>【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聚集区、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。</p>	<p>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阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，后期井下作业（侧钻过程）产生的生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉，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</p>	符合
		<p>【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。</p>	<p>本项目制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全</p>	符合

续表 2.7-5 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》

符合性分析表

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	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。“乌—昌—石”区域内可能影响相邻行政区域大气环境的项目，兵地间、城市间必须相互征求意见。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【A3.1-2】对跨国境河流、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联控机制，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	—
			【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	—

续表 2.7-5 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》

符合性分析表

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	【A3.2-1】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，推进饮用水水源地保护区规范化建设，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地保护区划定，到 2025 年完成乡镇级集中式饮用水水源地保护区划定与勘界立标。开展“千万人”农村饮用水水源地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地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。强化饮用水水源地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地应急和执法机制，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 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》

符合性分析表

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	联防联控要求	<p>【A3.2-4】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。</p>	符合
			<p>【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。</p>	符合
			<p>【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。</p>	—
资源利用效率	A4.1 水资源	<p>【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。</p>	<p>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</p>	符合
		<p>【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%。</p>	<p>拟建工程不涉及相关内容。</p>	—

续表 2.7-5 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》

符合性分析表

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	资源利用效率	A4.1 水资源	【A4.1-4】地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	拟建工程运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标；不涉及取用地下水	符合
		A4.2 土地资源	【A4.2-1】土地资源上线指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内。	拟建工程各井场不新增永久占地，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。	项目加热炉采用净化后的天然气作为燃料	符合
			【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 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》

符合性分析表

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	资源利用效率	A4.5 资源综合利用	<p>【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。</p>	运营期落地油、废防渗材料、废机油、废烧碱包装袋属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置；废弃泥浆及磺化岩屑经无害化处理装置处理达标后用于铺垫油区内的井场、道路等；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处置。	符合
		<p>【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。</p>	拟建工程不涉及相关内容。	--	
		<p>【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料，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。</p>	拟建工程不涉及相关内容。	--	
		<p>【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。</p>	拟建工程不涉及相关内容。	--	

表 2.7-6 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性	
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.1 禁止新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022 年版）》禁止准入类事项。	本项目为石油开采项目，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
		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。	本项目不在国家重点生态功能区内，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年 第 7 号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025 年版）》（发改体改规（2025）466 号）中禁止准入类项目	符合
		1.3 禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	本项目符合国家和自治区环境保护标准	符合
		1.4 禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	本项目不属于列入淘汰类目录的高污染工业项目	符合
		1.5 禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区的核心区和缓冲区、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	-

续表 2.7-6 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单（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	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
	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。	拟建工程不属于危险化学品化工项目；本项目在阿克苏地区范围内不占用生态保护红线及永久基本农田	符合
	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	-

续表 2.7-6 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单（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	1.14 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。	本项目在阿克苏地区范围内不涉及	-
		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，滨岸带缓冲带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 50m，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	-
		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。	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）》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。	本项目不涉及占用湿地	符合

续表 2.7-6 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单（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	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设施安全，不得影响河势稳定。	本项目不涉及	-	
	1.22 严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，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。	本项目不属于石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目	符合	
	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、水产养殖类及其它活动类规划，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	-	
	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。	本项目符合生态环境分区管控、产业政策、规划环评和行业环境准入管控要求	符合	
	2.2 积极遏制臭氧浓度增长趋势，推进挥发性有机物和氮氧化物协同减排。以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。	本项目实施后采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOC ₃ 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。	本项目不涉及	-	
	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。	本项目不涉及	-	

续表 2.7-6 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单（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	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。	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
	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。	本项目不涉及	-
	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。	本项目不涉及	-
	2.8 提升城市精细化管理水平，强化施工、道路、堆场、裸露地面等扬尘管控，加强城市保洁和清扫。加大餐饮油烟污染、恶臭异味治理力度。强化秸秆综合利用和禁烧管控。	本项目不涉及	-

续表 2.7-6 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单（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	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。	本项目采取节水措施，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。	本项目不涉及	-
	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，对站场进行分区防渗，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。	本项目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
	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。	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
	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。	本项目不涉及	-

续表 2.7-6 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单（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	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。	本项目不涉及	-
	2.16 聚焦秋冬季细颗粒物污染，加大产业结构调整 and 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。	本项目不涉及	-
	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。	本项目不涉及	-
	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。	本项目不涉及	-
	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。	本项目不涉及	-

续表 2.7-6 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单（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	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。	本项目不涉及	-
	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）《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
	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控机制，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 2.7-6 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单（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	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，推进饮用水水源地保护区规范化建设，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地保护区划定，到 2025 年，完成乡镇级集中式饮用水水源地保护区划定与勘界立标。开展“千吨万人”农村饮用水水源地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地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。强化饮用水水源地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地应急和执法机制，共享应急物资。	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。	本项目不属于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
	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	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。	本次建设内容纳入西北油田分公司现有应急预案中，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 2.7-6 与《阿克苏地区生态环境准入清单（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。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求,将本次建设内容纳入西北油田分公司现有应急预案中,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。	拟建工程运营期不新增用水,不会超过用水总量控制指标;不涉及取用地下水	符合
		4.3 土地资源利用上线指标执行批复后的《阿克苏地区国土空间规划(2021-2035年)》。	本项目对土地资源占用较少,土地资源消耗符合要求	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 2.7-7 本项目与“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	
ZH6529 023000 1 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。	本项目库车市范围内不占用基本农田	符合
		2. 对违反资源环境法律法规、规划,污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山,依法整治;对污染治理不规范的露天矿山,依法责令停产整治,对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭;对责任主体灭失的露天矿山,要加强修复绿化、减尘抑尘。	本项目不涉及	—

续表 2.7-7 本项目与“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	
ZH6529 023000 1 库车市一般 管控 单元	空间 布局 约束	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	本项目库车市范围内不占用基本农田	符合
		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	运营期产生危险废物，收集后依托区域具有危废处置资质的公司接收处置	符合
	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、多元利用的秸秆综合利用格局	本项目不涉及	--
		4. 对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控	本项目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	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
		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	--

续表 2.7-7 本项目与“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	
ZH6529 023000 1 库车市一般 管控单元	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	塔河油田加强油开发土壤污染防治，及时对落地油进行清理	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	--
	资源 利用 效率	1. 全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集	本项目不涉及	--
		2. 减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长	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《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）中新疆维吾尔自治区总体管控要求、《阿克苏地区生态环境准入清单（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、站场布置的合理性分析

根据现场调查钻井井场、新建井场、站场均在现有油田采矿权范围内，不涉及新申采矿权范围。钻井井场不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位、生态保护红线、永久基本农田等敏感目标；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；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。

综上所述，井场布置合理。

2.7.4.2 管线选线可行性分析

(1) 本项目管线敷设区域无城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点；管线走向全线避让生态保护红线；管线走向同时避让居民集中区域。

(2) 管线施工结束后，对临时占地及时恢复，减少占地影响。

(3) 本项目充分利用区域现有道路。

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

2.7.5 环境功能区划

拟建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》（GB3095-2026）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

拟建项目评价区域内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区

域以及村庄、学校、医院等敏感点，故不设置环境空气保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；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，集输管线及掺稀管线边界两侧向外延伸 200m 范围的土壤作为土壤生态影响型环境保护目标；井场边界外扩 200m，集输管线及掺稀管线边界两侧向外延伸 200m 范围内不涉及耕地、园地、牧草地等环境敏感目标，因此不再设置土壤污染影响型环境保护目标；拟建项目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塔里木河流域水土流失重点治理区作为生态保护目标。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	--	--	—	—	—	《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	井场边界外扩 5000m 范围及集输管线、掺稀管线边界两侧向外延伸 200m 范围	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、站场周围 50m 范围，各管线中心线两侧 300m	占用

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	井场周边 5km 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数

塔河油田西部奥陶系油藏 2026 年第三期产能建设项目环境影响报告书

	1	区域大气环境	—	--	—	0
管线周边 500m 范围内人口数小计						0
井场周边 3km 范围内人口数小计						0
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

拟建项目在新疆阿克苏地区库车市塔河油田于奇区块内实施“塔河油田西部奥陶系油藏 2026 年第三期产能建设项目”。建设内容主要为：①老井侧钻 1 口 (YQ5-4CH2 井)；②新建井场 2 座 (YQ5-41H 井、YQ5-50 井)，各建设 1 座 400kW 真空加热炉，老井不新增地面设施，YQ201 拉油流程扩建 30m³/h 掺稀泵 1 台，12-4 站重油处理站新增全重力平衡一体化装置（电脱水装置）1 座；③配套建设单井集输管线 2.7km、燃料气管线 2.7km、掺稀管线 2.7km，燃料气管线、掺稀管线和集输管线同沟敷设；④配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后单井日产原油 24t/d，12-4 站重油处理站新增设计处理量为 1000m³/d。

为便于说明，本次评价对本次涉及的塔河油田于奇区块开发现状进行回顾；将现有老井 YQ5-4CH2、YQ201 拉油流程、12-4 站重油处理站作为现有工程进行介绍，将 YQ5-41H 井、YQ5-50 井钻井工程作为在建工程进行介绍；将本项目依托的塔河油田一号联合站和阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站作为依托工程进行分析。本次评价工程分析章节结构见表 3-1。

表 3-1 工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	区块开发现状及环境影响回顾	主要介绍塔河油田于奇区块开发现状、塔河油田于奇区块“三同时”执行情况、塔河油田于奇区块环境影响回顾性评价、区块污染物排放情况、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
2	在建工程	基本情况、三同时执行情况、工艺流程及产排污节点
3	拟建工程	项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、运营期污染源及其防治措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、三本账、污染物总量控制分析
4	依托工程	本项目涉及依托的一号联合站、阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站、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 塔河油田于奇区块开发现状

(1) 塔河油田于奇区块主体工程建设情况

塔河油田不涉及中央环保督察要求退出的井，不在中央环保督察整改范围内。

塔河油田于奇区块位于轮台县和库车市交界处，面积为 802.35km²，是塔河油田向北的外扩区域，塔河油田于奇区块隶属于采油一厂。截至 2025 年 4 月，于奇区块完钻 65 井次，建产 55 井次，建产率 84%，目前开井 34 口，混输泵站 9 座，日产油 953 吨，累产油 72.7 万吨，油田内部集输管网和道路等。

(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，以巡检人员为主，生产过程中不涉及用水。生产过程中不涉及用水，废水主要为采出水和井下作业废水，采出水在各联合站处理达标后，通过采出水管线输送至区域回注水井回注地层；井下作业废水送至塔河油田绿色环保处理站处理。

② 供热

塔河油田于奇区块内大部分井场根据生产需要设置有真空加热炉，燃料为联合站经净化后的天然气。

③ 供电

塔河油田于奇区块范围内设置 35kV 变电站，用于区域各站场、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。

(3) 塔河油田于奇区块辅助工程建设情况

① 集输管线及运输情况

区域井场就近进入周边混输泵站，最终输至一号联合站处理，分离后的油、气通过已建集输系统外输，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，油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。

3.1.2 塔河油田于奇区块“三同时”执行情况

塔河油田于奇区块已开展的主要工程环保手续履行情况如表 3.1-1 所示。

表 3.1-1 塔河油田于奇区块手续情况一览表

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
1	塔河油田于奇区块 2022年产能建设项目	阿克苏地区 生态环境局	阿地环审 (2022) 54号	2022.1.30	自主验收	—	2024.4
2	于奇西区块奥陶系油 藏开发方案地面工程	阿克苏地区 生态环境局	阿地环审 (2023) 49号	2023.1.3	自主验收	—	2024.11
3	塔河油田于奇区块 2023年产能建设项目	阿克苏地区 生态环境局	阿地环审 (2023) 118号	2023.2.27	自主验收	—	2024.4

3.1.3 塔河油田于奇区块环境影响回顾性评价

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

3.1.3.1 生态影响回顾

(1) 植被环境影响回顾分析

油田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期，根据油田开发特点，对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油田公路修建及管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响，其次污染物排放也将对天然植被产生一定的不利影响。塔河油田于奇区块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荒漠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，塔河油田于奇区块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（计转站等）有护栏围护。油田内部永久占地范围的植被完全清除，主要为怪柳等，西北油田分公司已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

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地。塔河油田于奇区块极端的干旱和强烈蒸发，项目区植被恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，因此植被的恢复需要时间长。由于各油区所处地理位置不同、植被覆盖及分布不同，使得油田开发对地面植被的影响不尽相同。

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田开发规划用地，所占土地完钻后进行了迹地清理和平整。

图 3.1-1 塔河油田区域现有井场恢复效果

b. 道路和管线

油田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。

项目区至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，尽量减少和避免对项目区域地表的扰动和破坏。在胡杨分布的地段，为了更好地保护胡杨，采取修建成弯道进行绕避或控制道路的宽度和临时占地面积的方法，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。

图 3.1-2 区块现有道路和管线周边恢复效果

(2) 野生动物影响回顾分析

①破坏栖息环境

油田开发建设，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田进入生产期，人为影响程度趋于平稳，除未逃离的种类可继续生存外，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感（两栖类、爬行类、小型鸟类）的种类，又可重新返回油田区影响较弱的地带生存。同时会增加一些适应人类影响的种类。

根据油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，由于油气田的油井较多，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）已采取的生态保护措施有效性评价

①井场和站场

钻井工程结束后，对井场永久占地范围内地表结合区块地表特点，铺设了水泥板，采取了必要的硬化措施，以减少侵蚀量。井场永久性占地面积在 40m×60m，施工完成后，地面均进行了砾石铺垫处理。

②管线和道路

项目区临时占地的植被恢复以自然恢复为主。油区主干路为沥青路面，至各单井为独立的探井路，砂石路面，路面宽约 5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，禁止车辆乱碾乱轧的情况发生，不得随意开设便道。在胡杨分布的地段，为了更好地保护胡杨，采取修建成弯道进行绕避或控制道路的宽度和临时占地面积的方法，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。

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

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

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

根据油气田开发建设的特点分析，塔河油田于奇区块开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质，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，运营期过程中，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用和吸收作用。

根据现场调查及收集相关资料，塔河油田主要采取了以下措施防治土壤污染：

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。

③塔河油田于奇区块产生的含油污泥、废矿物油等危险废物均转运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站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》（生态环境部令 第 23 号）。

结合塔河油田于奇区块历年的土壤监测数据及本次评价土壤环境质量现状

监测数据为依据，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的开发建设而明显增加，未对区域土壤产生累积性影响。

3.1.3.3 水环境影响回顾

施工期钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段优先用于配制相应体系泥浆，剩余的钻井废水集中拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注；管道试压废水试压结束后用于洒水抑尘；生活污水排入一体化污水处理装置，处理达标后用于荒漠灌溉。

运营期塔河油田于奇区块采出水经周边联合站污水处理系统处理，处理工艺采用“重力除油+压力除油+电化学预氧化+混凝沉降+过滤”。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站运至卸液接收池，分离后由泵提升进入沉淀池，进行药剂混合、沉降分离，上清液进入过滤器，进入净化水池后回注。结合区域例行监测数据，各联合站污水处理系统出水水质能够满足《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，根据井场注水需要回注地层；阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处置后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注。根据西北油田分公司的规定，落地原油 100%进行回收；目前生产过程产生的含油污泥和罐底油泥均委托有处置资质的单位进行处理，未对水环境产生不利影响。

同时本次评价搜集塔河油田于奇区块历年的环评监测数据中地下水环境质量现状监测数据进行比对，存在溶解性总固体、总硬度、氯化物、硫酸盐、氟化物等有不同程度的超标，其余各项满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准要求，超标的主要原因与当地水文地质条件有关；石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。

综上所述，塔河油田在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的地下水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效，未对区域地下水环境产生累积性影响。

3.1.3.4 大气环境影响回顾

根据现场调查，塔河油田内现有的各井场采出原油集输基本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。运营期站场、井场加热炉燃用处理后的返输天然气，天然气气质稳定。各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。根据采油一厂 2023 年、2024 年例行监测报告污染源监测数据，加热炉烟气排放满足《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》（GB14554-93）表 1 恶臭污染物厂界标准值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）中边界污染物控制要求。

表 3.1-2 塔河油田井场、站场废气污染物达标情况一览表

名称	污染源	污染物	排放浓度 (mg/m ³)	主要处理 措施	标准	达标 情况
YQ5 混输泵站 加热炉	加热炉 烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	9.4~11.1 未检出 41.8~51 <1 级	使用净化后 的天然气作 为燃料	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 表 2 新建燃气锅炉 大气污染物排放浓度限值	达标
YQ5-8 井加热炉	加热炉 烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	6.8~8.1 未检出 124~130 <1 级	使用净化后 的天然气作 为燃料	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 表 2 新建燃气锅炉 大气污染物排放浓度限值	达标
YQ5 混输泵站	站场无 组织 废气	硫化氢	0.011~ 0.029	日常维护， 做好密闭措 施	《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93) 表 1 标准限值要 求	达标
		非甲烷总烃	0.58~0.76		《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	
YQ5-8 井	井场无 组织 废气	硫化氢	0.003~ 0.004	日常维护， 做好密闭措 施	《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93) 表 1 标准限值要 求	达标
		非甲烷总烃	0.94~1.11		《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	

本次回顾引用阿克苏地区例行监测点 2020 年~2024 年监测数据以及区域历史报告中开展的监测进行说明，油气田区域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 3.1-3 区域 2020 年~2024 年环境空气质量变化情况一览表

地区	污染物	年评价指标	2020 年现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	2021 年现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	2022 年现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	2023 年现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	2024 年现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	达标情况
阿克苏地区	PM_{10}	年平均	95	87	94	95	81	60	超标
	$PM_{2.5}$	年平均	39	35	41	37	35	30	超标
	SO_2	年平均	7	6	6	7	5	60	达标
	NO_2	年平均	28	29	24	32	27	40	达标

从表中可以看出，区域 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 年平均浓度均处于超标状态，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 年平均浓度未发生较大变化，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，主要以区域的检测结果进行说明，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。

3.1.3.5 固体废物影响回顾

塔河油田于奇区块不同阶段固体废物主要为废钻井泥浆及岩屑、污泥、落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、生活垃圾等，目前塔河油田钻井以水基和磺化泥浆为主。钻井过程中，各钻井队制定了完善的管理制度，按照规范要求建设标准化的井场，施工过程中，要求带膜带罐作业，泥浆不落地，各钻井队钻井期间泥浆进入不落地系统后直接在井场进行无害化处理，处理后的岩屑

经检测均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《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，同时岩屑中的石油烃可满足《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。

同时，西北油田分公司要求各钻井队在井场设置有撬装化危废贮存点，钻井过程中及结束后产生的废防渗膜、落地油、废烧碱包装袋暂存危废贮存点，定期委托有资质单位接收处置。各钻井队严格按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）中相关管理要求，落实了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。填写了危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实了环境保护标准制度，并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。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。

生活污水撬装化处理装置产生的污泥经脱水后，和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。

目前塔河油田于奇区块内的历史遗留废弃物已全部清理干净，并进行了验收，各井场已无历史遗留废弃物残留。现状各阶段产生的固体废物基本得到妥善地处置，没有对周围环境产生重大不利影响。

3.1.3.6 声环境影响回顾

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

塔河油田内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、站场的各类机泵。根据采油一厂 2024 年例行监测报告进行区块现状噪声达标情况分析,塔河油田井场、站场等厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准值。因此区块开发对周围环境的影响可接受,在采取有效声污染防治措施后未导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

表 3.1-4 代表性场站噪声监测结果一览表 单位: dB (A)

监测点选择	采样日期	检测因子							
		昼间				夜间			
		东	南	西	北	东	南	西	北
YQ5 混输泵站	—								
	2024.10.10	48	49	57	52	45	46	49	45
YQ5-8 井	—								
	2024.2.20	42	42	41	41	40	41	40	41

3.1.3.7 环境风险回顾

塔河油田生产过程中的风险物质主要包括原油、天然气等,可能发生的风险事故主要为钻井过程中发生的原油泄漏;油气集输和储运过程中的原油、采出污水的泄漏。根据调查,区块至今未发生过井喷事故及管道全管径断裂事故,因管道及设备腐蚀老化发生的刺漏事故,通过采取有效的环境风险防范和应急措施,使危害影响范围减小到最低程度,未对周边产生较大的影响。

本次对油田环境风险防范措施进行了调查,具体如下:

(1) 钻井、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,严格遵守钻井、井下作业的安全规定,在井口安装防喷器和控制装置,杜绝井喷的发生。

②井场设置明显的禁止烟火标志;井场钻井设备及电气设备、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。

(2) 油气集输事故风险预防措施

①严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

②集输管线敷设前，对管材和焊接质量检查，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。

③在集输管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

④按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

⑤定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

⑥定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

（3）站场事故风险预防措施

①在建、构筑物区域内设置接地装置，工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

②站场内的装置区、泵房等均为爆炸火灾危险区域，配电设备采用防爆型。

③在可能产生易燃易爆介质泄漏的地方，设置可燃气体检测报警器，以便及时发现事故隐患。

④站场设置自动化控制系统和紧急停车联锁系统，采用自动监测报警机制。

塔河油田于奇区块由采油一厂管理，采油一厂编制完成并发布了“突发环境事件应急预案”，并在当地生态环境局进行了备案。采油一厂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

排污口是否规范，是项目验收的前提条件之一。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）《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），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。采油一厂已申领了排污许可证（采油一厂登记编号：91650000742248144Q092X）。

3.1.3.9 自行监测情况

根据塔河油田生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南 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）及地方生态环境主管部门的要求，开展自行监测工作，对辖区范围的采出水、生活污水、生产废水、回注水、受侵泥土、污油泥、泥浆不落地开展监督监测，锅炉、地下水和土壤外委协测。同时采油一厂对辖区内联合站每年开展VOC_s泄漏密封点检测及修复工作，贯彻落实《新疆维吾尔自治区工业企业挥发性有机物泄漏检测与修复（LDAR）技术要求（试行）》，遵循了LDAR实施的技术要求，减少环境污染。

3.1.4 区块污染物排放情况

目前塔河油田于奇区块已根据开采区块和集输情况，按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》（生态环境部令 第11号），完成了排污许可证的申领。同时根据《塔河油田于奇区块2024年产能建设项目环境影响报告书》中区块污染物排放量，目前于奇区块现有污染物年排放情况见表3.1-5。

表3.1-5 现有区块污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
塔河油田于奇区块现有污染物排放量	0.43	1.43	6.69	4.83	0.024	0	0

3.1.5 环境问题及“以新带老”改进意见

目前，塔河油田于奇区块各井场采取砾石压盖，并严格按照水土保持方案开展了水土保持工作，有效减少水土流失；井场施工期临时占地完钻后进行了迹地清理和平整。根据验收报告及现场调查情况，具体存在的问题如下：

(1) 土壤自行监测频次低，不满足自行监测频次及点位要求。

整改方案：

目前存在的问题已纳入塔河油田整改计划中，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) 根据《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（生态环境部部令 第 3 号）、《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》（生态环境部 2021 年 1 号文）要求，加强土壤自行监测工作，并进行信息公开。

3.2 现有工程

本项目老井侧钻 1 口 (YQ5-4CH2 井)，在 YQ201 拉油流程扩建 30m³/h 掺稀泵 1 台，在 12-4 站重油处理站新增全重力平衡一体化装置（电脱水装置）1 座。本次评价将 YQ5-4CH2 井、YQ201 拉油流程、12-4 站作为现有工程进行介绍。

3.2.1 现有工程概况

3.2.1.1 YQ5-4CH2 井

现有工程 YQ5-4CH2 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	管线长度 km
1	YQ5-4CH2 井	停产状态	YQ5-3 混输泵站	一号联合站	2.31

(2) 工艺流程

现有工程井场油气经过井场加热炉加热后，通过已建集输管线输送至临近 YQ5-3 混输泵站，最终输送至周边联合站进行处理。

(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 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	真空加热炉	200kW	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

3.2.1.2 YQ201 拉油流程

YQ201 拉油流程为单井拉油流程，目前共有 2 口单井进站生产，产液量 240t/d，掺稀量 154t/d，综合含水 12.9%，目前现场仅有 1 台 30m³/h 掺稀泵，无备用泵，为防止新井进站后，增加掺稀量，影响正常生产，因此本次在 YQ201 流程扩建 30m³/h 掺稀泵 1 台。

周边井场采出液存储于 YQ201 拉油流程多功能储集器内，定期装车拉运至一号联合站处理。一号联拉运来稀油在 YQ201 拉油流程稀油储罐储存，通过掺稀泵把掺稀油输至周边井进行掺稀。净化后的燃料气通过 YQ201 配气阀组输至周边井场进行加热。

表 3.2-1 YQ201 拉油流程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	掺稀泵撬	30m ³ /h	座	1
3	多功能集油器	80m ³	座	1
4	稀油罐	常压 50m ³	座	2
5	应急罐	常压 50m ³	套	4

3.2.1.3 12-4 站重油处理站

于奇区块来液经 12-4 站加药装置添加破乳剂、稳定剂后，进入站内现有加热炉进行加热。加热后的来液再进入站内现有 1 套全重力平衡一体化装置（电脱水装置）进行脱水，脱出的污水输至排污罐，通过罐车拉运至一号联合站进一步处置；全重力平衡一体化装置（电脱水装置）脱出的乳化液进入老化油罐，

通过罐车拉运至一号联合站进一步处置；经脱水后的原油进入多功能储罐缓存，随后在站内与于奇掺稀油进行混配，混配后掺稀油沿原稀油管线输至于奇区块。

12-4 站现有设备设施基本情况见表 3.2-2。

表 3.2-2 12-4 站主要设备设施及建构筑物情况一览表

序号	设备名称	型号规格	单位	数量
1	全重力平衡一体化装置（电脱水装置）	处理能力为 1000m ³ /d	座	1
2	加热炉	额定负荷 1600kW	座	3
3	增压泵	--	台	2
4	排污罐	50m ³	座	4
5	多功能储罐	80m ³	座	2
6	老化油罐	50m ³	座	2
7	加药装置	--	套	3
8	空压机	--	套	1

3.2.2 现有工程手续履行情况

现有工程手续履行情况见表 3.2-3 所示。

表 3.2-3 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	YQ5-4CH2	塔河油田 YQ9-AT1 井区 2024 年产能建设项目	自治区生态环境厅	新环环评函(2024)92号	2024 年 4 月	滚动开发项目，目前还在建设中		
2	YQ201 拉油流程	塔河油田于奇西区块项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审[2020]39号	2020 年 3 月	滚动开发项目，目前还在建设中		
3	12-4 站重油处理站	塔河油田西部 2026 年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审(2026)26号	2026 年 2 月	滚动开发项目，目前还在建设中		

3.2.3 现有工程污染物达标情况

现有工程废气主要为井场、站场无组织废气、加热炉烟气，废水污染源为采出水、井下作业废水，噪声污染源为泵等设备噪声，固废主要为废润滑油、废润滑油桶、清罐底泥等。

根据后评价报告、验收监测及企业自行监测数据，现有井场、站场四周厂界无组织废气中无组织排放非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求；无组织排放 H_2S 满足《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；站场加热炉烟气排放均满足《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；现有井场、站场四周厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准。

采出水经周边联合站污水处理系统处理达标后回注。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注。

现场踏勘期间，现有井场、站场无历史遗留废弃物产生，结合西北油田分公司现场工作人员反馈，站场产生的废润滑油、废润滑油桶、清罐底泥等危险废物均妥善收集危废贮存库中暂存，定期委托有资质单位接收处置，未发生随意丢弃现象。

根据后评价报告及现有现场踏勘，现有井场、站场永久占地范围内均进行了砾石铺垫，西北油田分公司已严格按照有关规定办理了建设用地审批手续；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

根据例行监测报告及后评价开展期间进行的污染源监测数据，计算现有工程正常生产期间污染物年排放情况见表 3.2-4。

表 3.2-4 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	0.331	0.067	2.665	0.340	0.003	0	0

3.2.5 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

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

3.3 在建工程

在建工程主要为 YQ5-41H 井、YQ5-50 井钻井工程，YQ5-41H 井、YQ5-50 井尚未开工建设。

3.3.1 基本情况

在建工程基本概况见表 3.2-1。

表 3.2-1 在建工程基本概况一览表

内容 \ 名称	YQ5-41H 井	YQ5-50 井
位置	阿克苏地区库车市	阿克苏地区库车市
坐标		
完钻原则	钻至目的层	
完井形式	套管完井，根据完井后油气测试情况	
井场布置	修建钻井平台、岩屑池（1 座，80m ³ ）、放喷池（2 座，单个容积 345m ³ ）等设施，撬装设施主要为发电机房、泥浆罐（4 个，60m ³ /个）、泥浆循环罐（7 个，60m ³ /个）、泥浆泵、柴油罐（1 个，40m ³ /个）、危废贮存点（1 座，10m ² ）等	

3.3.2 三同时执行情况

在建工程三同时执行情况见表 3.2-2。

表 3.2-2 在建工程环评及验收情况一览表

序号	建设内容	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	YQ5-41H 井钻井工程	塔河油田 2025 年第一期产能建设项目	阿克苏地区生态环境局	新环审〔2024〕258 号	2024.11.29	正在建设过程中		
2	YQ5-50 井钻井工程							

3.3.3 工艺流程及产排污节点

YQ5-41H 井、YQ5-50 井尚未开工建设。现阶段钻井工程尚未进行，结合环评阶段产污节点识别，废气污染源主要为施工扬尘、柴油发电机废气和放喷废气，采取车辆减速慢行、加盖苫布等措施；废水污染源主要为钻井废水、废酸化压裂废水和生活污水，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理，处理后的液相回用于钻井液配制，余量的液相拉至塔河绿色环保站处理。酸化

压裂废水采取加碱中和后拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；施工营地设置污水罐，生活污水排入井场撬装化生活污水处理装置处理，处理达标后用于区域荒漠灌溉；噪声污染源主要为泥浆泵、钻机和放喷气流噪声，采取基础减振等降噪措施。固体废物为落地油、岩屑、泥浆及生活垃圾，钻井过程中仅使用磺化钻井泥浆，磺化钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆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，分离出的磺化岩屑经井场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后用于铺垫油区内的井场、道路等；落地油桶装收集后暂存于危废贮存点，废烧碱包装袋、废防渗材料、废机油、废机油桶、废含油手套及抹布由有危废处置资质单位接收处置；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。

3.4 拟建工程

3.4.1 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		塔河油田西部奥陶系油藏 2026 年第三期产能建设项目	
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，项目中心坐标：	
总投资		项目总投资 2164.34 万元，其中环保投资 48 万元，占总投资的 2.22%	
建设周期		建设周期 2 个月	
建设规模		项目建成后单井日产原油 24t/d，12-4 站重油处理站新增设计处理量为 1000m ³ /d	
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 1 口(YQ5-4CH2 井)
		储层改造工程	射孔采用管柱传输射孔工艺，储层改造采用酸化压裂工艺
		油气集输工程	井场、站场工程 新建井场 2 座(YQ5-41H 井、YQ5-50 井)，各建设 1 座 400kW 真空加热炉，老井不新增地面设施，YQ201 拉油流程扩建 30m ³ /h 掺稀泵 1 台，12-4 站重油处理站新增全重力平衡一体化装置（电脱水装置）1 座

公辅工程	管道工程	新建单井集输管线 2.9km、燃料气管线 2.9km、掺稀管线 2.9km，燃料气管线、掺稀管线和集输管线同沟敷设
	供电	新建 10kV 架空线路 2.9km，就近挂接区域电网
	给排水	施工期：钻井废水按泥浆体系不同分阶段优先用于配制相应体系泥浆，剩余的钻井废水集中拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注，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；井下作业废水运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；井下作业工程生活污水经井场撬装式污水处理站处理后达标后用于荒漠灌溉； 退役期：管道、设备清洗废水输送至周边联合站处理，达标后回注地层
	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
	自控工程	各井场设置 1 套 RTU。井场温度、压力等信号接入液控柜成套 RTU 系统。RTU 通过通讯设备将数据传至联合站监控系统
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

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	废水 施工期：钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段优先用于配制相应体系泥浆，剩余的钻井废水集中拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注；酸化压裂废水收集在酸液罐内，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；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，处理达标后用于荒漠灌溉； 运营期：运营期废水包括采出水、井下作业废水及井下作业工程生活污水，采出水随采出液密闭集输至周边联合站处理，达标后回注地层，井下作业废水送阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；井下作业工程生活污水经井场撬装式污水处理站处理后达标后用于荒漠灌溉； 退役期：管道、设备清洗废水输送至周边联合站处理，达标后回注地层
	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，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) 中污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等；废机油、废烧碱包装袋和废防渗材料均属危险废物，收集后暂存在井场危废贮存点内，完井后将由井队联系有危险废物处置

		<p>资质的单位回收处理；废油基泥浆及岩屑采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置；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；</p> <p>运营期：落地油收集后由有危废处置资质单位接收处置；井下作业期间产生的废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置；废油基泥浆及岩屑采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置；废磺化泥浆及岩屑经无害化处理装置处理后，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；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；</p> <p>退役期：退役期设备拆除过程中产生的落地油收集后由有危废处置资质单位接收处置；建筑垃圾委托库车经济技术开发区工业固体废物填埋场合规处置；废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵</p>
--	--	--

续表 3.3-1

项目基本情况一览表

项目		基本情况
工程内容	固体废物	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；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌；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 采出水随采出液密闭集输至周边联合站处理
		井下作业废水 井下作业废水依托阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理
		危险废物 落地油、废防渗材料、废机油、废烧碱包装袋、废油基泥浆及岩屑属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置
	占地	
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

3.4.2 油气资源概况

3.4.2.1 油田范围

塔河油田于奇区块位于轮台县和库车市交界处，面积为 802.35km²，是塔河油田向北的外扩区域，塔河油田于奇区块隶属于采油一厂。

3.2.2.2 勘探开发概况

截至 2025 年 4 月，于奇区块完钻 65 井次（勘探+开发），建产 55 井次，建产率 84%，目前开井 34 口，混输泵站 9 座，日产油 953 吨，累产油 72.7 万吨。

3.2.2.3 地质构造

工区缺失奥陶系中、上统，中—下统鹰山组也遭受了不同程度的剥蚀，呈现东北厚、西南薄的特点。塔河油田于奇地区奥陶系油藏纵向上由下到上钻井揭示的地层有古生界奥陶系中下统鹰山组（O1-2y），石炭系下统巴楚组（C1b）、卡拉沙依组（C1k1），中生界三叠系下统柯吐尔组（T1k）、中统阿克库勒组（T2a）、上统哈拉哈塘组（T3h），侏罗系下统（J1），白垩系下统卡普沙良群（K1kp）、巴什基奇克组（K1bs），新生界下第三系库姆格列木群（E1-2km）、苏维依组（E3s），上第三系吉迪克组（N1j）、康村组（N1k）、库车组（N2k）和第四系（Q）。

受海西早期、海西晚期和燕山早期构造运动影响，缺失奥陶系中、上统、志留系、泥盆系、石炭系上统和二叠系。石炭系下统巴楚组尖灭于 LX4 井及其以北一带，卡拉沙拉依组在本区北部被剥蚀。奥陶系中—下统鹰山组也遭受了不同程度的剥蚀，但仍残留有较大厚度；鹰山组地层残留厚度由西向东增加，由南向北增加。

3.2.2.4 断裂特征

由区域构造演化史可知工区经历了加里东、海西期、印支期~燕山期及喜马拉雅期等多次构造运动，在上述区域构造演化背景下，区内发育有 152 条（垂直断距 10m，水平延伸 500m 以上）不同级别、组系、期次叠加的断裂，这些断裂以加里东期中晚期、海西晚期北东向、近南北向逆断裂为主，其次为北西向逆断裂，还有部分近东西向小断层发育；总体上中、东部断裂发育程度好于西部。根据断裂活动期次、强度，走向、平面延伸距离等，平面上划分为三个断裂发育带：S82-AD29-1 断裂带、YQ5-YQX1 断裂带、YQ4-YQ7 断裂带。

S82-AD29-1 断裂带：位于工区的最西部，包括北东东向轮台断裂以及断裂

南盘的次级小断裂，12 区西部北东向断裂向北延伸部分及一些零碎小断裂。该区断裂以加里东期逆断裂为主，少部分断裂后期持续活动。平面延伸长度范围一般在 1~13.7km 之间，垂直断距 10~430m 之间。

YQ5-YQX1 断裂带：位于工区中部，是断裂最发育区。又可细分为三组“X”型走滑性质断裂带，以及在这三组断裂带之间交替出现的三排近南北向断裂。断裂走向以北东向、南北向为主，少数北西向。平面延伸长度 1~7km，断裂垂直断距一般在 10~120m 之间，本区断裂多数具有长期继承性发育特点，其中 YQ3-1 断裂带、YQ3-YQ9 断裂带以及南北向的 YQX1 断裂带向下均断穿 T90，向上断至 T56。后期持续活动的断裂对该地区的成藏，特别是轻-中油的调整可能具有重要作用。

YQ4-YQ7 断裂带：位于工区最东部，断裂密度最小，活动程度最弱。主要受阿克库木断裂带的控制，形成时期主要为加里东晚-海西早期、海西晚期，主要为逆断层，走向以北东向、近南北向为主，平面延伸长度范围一般在 1~5km 之间，垂直断距在 10~40m。

2021 年 YQ5 井区高精资料采集后，在此基础上开展断裂精细分组、分期、分类对比解释，同时基于深度学习的断裂识别技术，提升了次级断裂的预测精度。于奇 5 井区为非典型共轭断裂体系，发育北北东、北东、北北西、北西西、北东东、近南北向共六组断裂体系。北北东向走滑断裂主要活动时间为加里东中期-海西期；近南北向走滑断裂主要活动期为加里东晚期-海西期；印支-喜山早期二者均表现为局部持续活动，北东东向断裂、北北西向走滑断裂、北西西向走滑断裂主要活动时间均为加里东中期-海西期，北东向走滑断裂主要活动期为加里东晚期。

3.2.2.5 储层特征

于奇西区奥陶系储集体由洞、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-孔洞型、裂缝型。

溶洞型储集体是塔河油区最好的储层，在钻进过程中常发生放空、漏失、

井涌等现象，该类储层以获高产油气流为特点。根据充填程度，可以分为未充填、部分充填和全充填溶洞。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。如YQ5井酸压沟通溶洞型储层，获得高产油流；处于岩溶高地的YQ3、YQ4、YQ7、YQ3-1、YQX1、YQ11和YQ16等井钻遇洞穴层但被陆源碎屑岩或岩溶角砾岩充填。

裂缝-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。

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。

3.3.2.6 油气藏流体性质

(1) 原油性质

原油密度平均 $1.0438\text{g}/\text{cm}^3$ ；原油动力粘度大，流动性能较差，凝固点大于 50，含硫 0.41%，平均含蜡量为 3.2%。

(2) 伴生气

塔河油田 YQ 区伴生气相对密度平均为 0.778，甲烷平均 70.53%，乙烷平均 11.77%，氮气平均 4.74%，二氧化碳平均 2.73%，硫化氢平均 $4889\text{mg}/\text{m}^3$ 。

(3) 地层采出水物性

采出水平均密度 $1.143\text{g}/\text{cm}^3$ ，矿化度 $206886\text{mg}/\text{l}$ ，pH 为 6.01， $\text{Na}^+/\text{Cl}^-0.732$ ， $\text{Cl}^-/\text{Br}^-2123$ ，为高矿化度 CaCl_2 型深层封闭构造环境下形成的地层水。

(4) 掺稀油物性

稀油的原油物性：密度 0.8988g/cm^3 、粘度 $21.7\text{m}^2/\text{s}$ (30°C)，掺稀比约为 $1.5\sim 3.5$ ，真实蒸气压为 70kpa 。

3.4.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.3-2。

表 3.3-2 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	1
2		新建井场	座	2
3		集输管线	km	2.9
4		燃料气管线	km	2.9
5		掺稀管线	km	2.9
6		掺稀比	--	$3.9\sim 4.5$
7		产油量	t/d	72
8		产气量	m^3/d	2600
9		12-4 站重油处理站新增重油处理量	m^3/d	1000
10	能耗指标	年电耗量	10^4kWh/a	95
11		钻井耗水量	$\text{m}^3/100\text{m}$	19
12		天然气耗量	$10^4\text{m}^3/\text{a}$	46.08
13	综合指标	总投资	万元	2164.34
14		环保投资	万元	48
15		永久占地面积	hm^2	0.9
16		临时占地面积	hm^2	5.74
17		劳动定员	人	无人值守
18		工作制度	h	8760

3.4.4 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。

3.4.4.1 钻前工程

钻前工程施工内容包括建设井场、设备基础施工、池体开挖与防渗以及配套的营地建设等，营地一般建设在井场周边 500m 至 1km 处，主要分布在主干道

周边，营地建设主要为地表植被清理、场地平整、撬装房安装、撬装式污水处理站安装等内容。具体建设内容及工程量如表 3.3-3 所示。

表 3.3-3 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	新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
	副放喷池	100m ³	座	1	新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
4	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，单座井场 42 座活动房

3.4.4.2 钻井工程

(1) 井位部署

本次共部署老井侧钻 1 口。井位部署见表 3.3-4。

表 3.3-4 井位部署一览表

序号	井号	井型	井口坐标		所属行政区域
			X	Y	
1	TK513CH	侧钻井	4600261.998	15227874.989	库车市

(2) 井身结构

老井侧钻采用的井身结构包括“开窗一开”。

(1) 开窗—开井身结构

图 3.3-1 老井侧钻井身结构示意图

(3) 钻井液体系设计

老井侧钻使用 KC1 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/cm³。

(4) 固井方案

采用套管+筛管完井或裸眼完井。

(5) 钻机选型及钻井周期

钻井使用 ZJ70 型钻机，同时钻井作业过程中配套齐全辅助设备、救生消防装备。

项目单座井场工程井队人数约 60 人，老井侧钻施工天数 40d。

(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 3.3-5。

表 3.3-5 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/单座井场
机械钻机	ZJ70 钻机	—	—	1 套
井架	JJ450/45-X	4500	kN	1 套
底座	DZ450/10.5-X	4500	kN	1 套
绞车	JC70LDB	1470	kW	1 套

续表 3.3-5 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/单座井场
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	ZOQ220	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 3.3-6。

表 3.3-6 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	430	—	配制泥浆

续表 3.3-6 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
2	水泥+硅粉	t	10	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	用于固井

				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	
3	基础材料 (膨润土)	t	27	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 ₂ CO 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	5	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	2	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	1	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	钻井液增粘和降滤失剂
8	中分子聚合物 /LP++等	t	1	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 /双聚铵盐 NP-2 等	t	1	聚丙烯腈复配铵盐	钻井液降滤失剂
10	抗温降滤 试剂/HX-E/ TSH-2 等	t	6	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	10	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
12	磺化褐煤树脂 /SPNH	t	11	酚醛树脂和腐植酸缩合物	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	23	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	2	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	4	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

续表 3.3-6

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
18	润滑剂 /PRH-1/ TRH-1 等	t	5	芳烃类衍生物复配，棕褐色液体	钻井液润滑剂

19	氯化钾	t	10	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	钻井液防塌剂
20	超细碳酸钙	t	4	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	1	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	2	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性能,粘附性强。	堵漏裂缝性漏失, 钻井液随钻堵漏剂
23	润滑剂	t	1	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	改善钻井液润滑性, 钻井液润滑剂
24	钻井液用润滑剂/LU-99	t	4	白油(95%)	改善油基钻井液润滑性, 钻井液润滑剂
25	矿物油基泥浆系统	t	5	矿物油, 石油馏分	配制油基泥浆

3.4.4.3 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°C , 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 $340\text{kg}/\text{m}^3$, 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 3.3-7。

表 3.3-7 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

3.4.4.4 油气集输工程

(1) 井场工程

本项目老井侧钻 1 口 (YQ5-4CH2 井)，新建井场 2 座 (YQ5-41H 井、YQ5-50 井)，各建设 1 座 400kW 真空加热炉，老井 (YQ5-4CH2 井) 不新增地面设施，YQ201 拉油流程扩建 30m³/h 掺稀泵 1 台，12-4 站重油处理站新增全重力平衡一体化装置 (电脱水装置) 1 座。

本项目井场、站场主要工程内容见表 3.4-3。

表 3.4-3 本项目井场、站场主要工程内容一览表

序号	设备名称	型号	单位	数量	备注	
1	YQ5-41H 井场、 YQ5-50 井场	采油树	—	座	2	每座井场各 1 座
2		真空加热炉	400kW	台	2	每座井场各 1 座
3		智能压力变送器	—	台	2	每座井场各 1 座
4		可燃气体检测报警仪	—	台	2	每座井场各 1 座

5		硫化氢检测报警仪	—	台	2	每座井场各 1 座
6	YQ201 拉油流程	掺稀泵	30m ³ /h	座	1	—
7	12-4 站重油处理站	全重力平衡一体化装置	处理能力为 1000m ³ /d	台	1	本次新增

(2) 油气集输工程

拟建工程新建新建单井集输管线 2.9km、燃料气管线 2.9km、掺稀管线 2.9km，燃料气管线、掺稀管线和集输管线同沟敷设，均采用埋地敷设方式。侧钻老井利旧原有集输管线、掺稀管线和净化燃料气管线。管线敷设情况见表 3.3-9。

表 3.3-9 集输管线部署一览表

序号	起点	起点坐标	终点	终点坐标	长度 (km)	敷设方式	备注
1	YQ5-50 井		YQX1-1 阀组		1.7	埋地敷设	燃料气管线、掺稀管线和集输管线同沟敷设
2	YQ5-41H 井		YQ5-40 阀组		1.2	埋地敷设	

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。

3.4.4.6 公辅工程

(1) 供电工程

拟建项目供电依托现有供电系统，井场新建 2.9km 供电线路。

(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 430m^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 40d。项目老井侧钻井 1 口，按生活用水量 $100\text{L}/\text{d}\cdot\text{人}$ 计，生活用水量总计约 240m^3 。

运营期 3 座井场每个侧钻 4 次，侧钻施工天数 40d，按生活用水量 $100\text{L}/\text{d}\cdot\text{人}$ 计，生活用水量总计约 2880m^3 ，生活用水由罐车拉至井场和生活区。

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 192m^3 ，每座井场钻井期间单独建设 1 座撬装化污水处理站，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 400m^3 ，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段优先用于配制相应体系泥浆，剩余的钻井废水集中拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注。管线试压废水约为 13.3m^3 ，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 300m^3 ，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，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，处理达标后回注。

运营期采出水随油气混合物输送至周边联合站处理，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；井下作业工程生活污水经井场撬装式污水处理站处理后达标后用于荒漠灌溉。

(3) 供热工程

拟建工程钻井期生活区供暖方式采取电采暖。

运营期单井采用井口加热工艺，加热对象为采出液，通过加热炉加热至 65℃ 后外输。加热炉燃料气由新建燃料气管线输送至井场，气源为联合站内处理后的天然气。拟建项目井场新增加热炉年使用时间 4800h，燃料气年消耗量 46.08 万 m³。燃料气低位发热值为 33.4MJ/m³。其组分见表 3.3-5。

表 3.3-5 燃料气组分一览表

燃料气来源	组分	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	CO ₂	N ₂	总硫 (mg/m ³)
联合站	含量, mol%	89.06	2.96	0.51	0.03	0	0.45	6.71	≤20

(4) 道路工程

依托区块现有道路。

(5) 危废贮存点

本项目钻井期井场设置有一座撬装式危废贮存点，危废贮存点的设置严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023) 中有关规定进行防渗防腐处理，防渗层为至少 2mm 厚高密度聚乙烯，渗透系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s。危废贮存点内部主要存放钻井期间产生的危险废物，废机油、废防渗材料及废烧碱包装袋收集后暂存在井场危废贮存点内，由有危废处置资质单位接收处置。贮存点贮存的危险废物应置于容器或包装物中，不应直接散堆；贮存点应及时清运贮存的危险废物，实时贮存量不应超过 3 吨；采取防风、防雨、防晒和防止危险废物流失、扬散等措施。

(6) 硫平衡

塔河油田井场硫化氢浓度相对较高，区域 H₂S 含量平均 4889mg/m³，井场天然气中的硫极小部分通过计量装置以无组织形式释放，剩余部分以油气混输方式全部进入联合站处理。

图 3.3-1 井场硫平衡图 单位：t/a

3.4.4.7 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，区域还建有阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站。运营期采出水处理、落地油等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。

3.4.5 工艺流程及产排污节点

3.4.5.1 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：

3.4.5.1.1 钻前工程

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

钻前工程主要废气为施工扬尘、施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为生活污水，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。固体废物为井场、道路建设期间产生的土方、生活垃圾。土方用于场地平整和修建道路；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。

3.4.5.1.2 钻井工程

侧钻工艺：侧钻为在原有井身结构基础上，采用开窗侧钻的方式进行侧钻，侧钻作业采用电钻机，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，利用其黏性将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程重复进行，使井不断加深，直至目的井深。

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。发现钻时快，砂岩岩屑多而且呈棕褐色，有油味，可能显示钻遇油气层，而钻遇非含油气砂岩层时则多是白色、灰白色砂岩岩屑。

本工程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优先用于配制相应体系泥浆，剩余的钻井废水集中拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注；酸化压裂作业结束后的酸化压裂废水收集在罐内，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；生活污水经井场撬装式污水处理站处理达标后，用于荒漠灌溉；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、废机油、废防渗材料、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，分离后的液体回用于钻井液配备，其中废磺化泥浆及岩屑进入无害化处理装置进一步处理，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后用于铺垫油区内的井场、道路等；废油基泥浆及岩屑收集后有危废处置资质单位接收处置。废机油桶装密闭收集，废防渗材料、废烧碱包装袋折叠打包收集，均暂存于井场撬装式危废贮存点内，定期由钻井队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。

3.4.5.1.3 储层改造工程

(1) 射孔

钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹将井

管射成蜂窝状孔，使油气自喷流入井管采出。

(2) 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。

(3) 测试放喷

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

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

储层改造工程主要废气为放喷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，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。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

3.4.5.1.4 地面井场、站场工程建设

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

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气和焊接废气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量，焊接作业时使用无毒低尘焊条；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为设备废弃包装、水泥基础和生活垃圾，设备废弃包装、水泥基础现场收集、合规暂存，委托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。

3.4.5.1.5 油气集输工程

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~12m的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点。

②管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽 0.8m，沟深 1.6m，管沟边坡比为 1:1，

开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电（光）缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电（光）缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。拟建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 $\geq 400\mu\text{m}$ ）+硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+辐射交联聚乙烯热收缩带（套）。管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。拟建项目集输管线最小管顶埋深 1.2m。管道施工示意图见图 3.3-3。

图 3.3-3 一般地段管道施工方式断面示意图

（3）管道连接与试压

集输管线试压介质采用洁净水，管道试压分段进行，集输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，回填时分两次回填，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。

3.4.5.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括油气开采、管线集输、站场工程及井下作业。

(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，选择采油方式为自喷开采。

(2) 管线集输

井场采出油气通过井口模块油嘴二级节流后，进入井场真空加热炉进行加热，加热后的采出油气通过新建集输管线输送至周边阀组，经阀组最终输送至周边联合站进行处理。

拟建项目燃料气气源为联合站内处理后的干气。燃料气管线采用密闭输送，减少输送过程中的产生和排放。

拟建项目周边井场开采出的原油粘度大，需进行井筒掺稀降粘才能正常流动。拟建项目掺稀管线由周边阀组铺设至各新建采油井场，然后注入井口，降低井底油品粘度，以满足原油生产的需要。输送介质为联合站处理过的稀油。

(3) 12-4 站

于奇区块来液经现有加药装置添加破乳剂、稳定剂后，进入站内现有加热炉进行加热。加热后的来液再进入站内全重力平衡一体化装置（电脱水装置，现有1座，新建1座）进行脱水，脱出的污水输至现有排污罐，通过罐车拉运至

一号联合站进一步处置；全重力平衡一体化装置（电脱水装置）脱出的乳化液进入现有老化油罐，通过罐车拉运至一号联合站进一步处置；经脱水后的原油进入现有多功能储罐缓存，随后在站内与于奇掺稀油进行混配，混配后掺稀油沿原稀油管线输至于奇区块。

(4) 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，考虑到后期上产需要，运营期每座井场后期侧钻按 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 40 天考虑，侧钻过程中使用 KCl 聚磺体系泥浆，其工艺流程详见“3.4.5.1.2 钻井工程”及“3.4.5.1.3 储层改造工程”。洗井、修井、清蜡和除砂作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施。修井时一般需要将油管全部拔出，以便更换损坏的油管和机具；洗井采用活动洗井车密闭洗井。

井场工艺流程见图 3.3-8。

图 3.3-8 井场油气开采及集输工艺流程图

油气开采及集输过程中废气污染源主要为井场加热炉烟气 (G_1)、井场无组织废气 (G_2)、12-4 站新增无组织废气，井场加热炉使用净化后的天然气作为燃料，井场、站场采取密闭集输工艺减少无组织废气排放；同时井下作业期间废气主要为施工扬尘、施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。

废水污染源主要为采出水 (w_1) 和井下作业废水 (w_2)，其中采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层；井下作业废水送至阿克苏塔河环保

工程有限公司绿色环保工作站处理；同时井下作业施工人员生活污水（ W_5 ）经井场撬装式污水处理站处理后，处理达标后，用于荒漠灌溉。

噪声污染源主要为真空加热炉（ N_1 ）、采油树（ N_2 ）等设备运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施；同时井下作业期间噪声为侧钻噪声（ N_3 ）、压裂噪声（ N_4 ）等，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。

固废污染源主要为井下作业、采油环节和集输环节产生的落地油（ S_1 ）；同时井下作业期间侧钻产生的固体废物主要为钻井岩屑（ S_2 ）、钻井泥浆（ S_3 ）、废机油（ S_4 ）、废防渗材料（ S_5 ）、废烧碱包装袋（ S_6 ）、撬装式污水处理站产生的污泥（ S_7 ）及生活垃圾（ 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，磺化岩屑进入无害化处理装置进一步处理，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后用于铺垫油区内的井场、道路等，废油基泥浆及岩屑收集后有危废处置资质单位接收处置。落地油收集后有危废处置资质单位接收处置；废机油、废防渗材料、废烧碱包装袋密闭收集，暂存于侧钻井场危废贮存点内，定期由钻井队委托有资质单位接收处置；撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾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。

3.4.5.3 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，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。

图 3.3-9 退役期工艺流程图

退役期废气污染源主要为施工扬尘 (G_1)，采取洒水抑尘的措施；废水污染源主要为管道、设备清洗废水 (W_1)，输送至周边联合站处理，达标后回注地层；噪声污染源主要为车辆噪声 (N_1)，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 (S_1)、废弃管线 (S_2) 及建筑垃圾 (S_3)，其中落地油收集后有危废处置资质单位接收处置，建筑垃圾收集后送库车经济技术开发区工业固体废物填埋场合规处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，集输管线进行氮气吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

3.4.6 施工期污染源及其防治措施

3.4.6.1 生态影响因素

井场、站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。

3.4.6.2 废气

(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、SO₂、NO_x、C₂H₂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）限值要求；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。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。

3.4.6.3 废水

① 钻井废水

钻井废水主要由冲洗钻台、钻具、地面、设备等冲洗水、钻井泵等机械冷却废水、废钻井液及泥浆无害化处理装置滤液等组成，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，一般每口井产生钻井废水约400m³，本工程产生的钻井废水约为400m³。

钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段优先用于配制相应体系泥浆，剩余的钻井废水集中拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注。

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，拟建工程酸化压裂废水产生量为300m³，储层改造过程中产生的酸化压裂废水排入回收罐中，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注。

③生活污水

本项目老井侧钻施工天数40d，按生活用水量100L/d·人计，生活用水量总计约240m³，生活污水产生量按用水量的80%计算，则总产生量为192m³。生活污水中主要污染物为COD、BOD₅、NH₃-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、BOD₅为200mg/L、NH₃-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COD60mg/L、BOD₅为20mg/L、NH₃-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。

在出水用于生态恢复情况下的污水，须避免因采用漫灌、沟灌、淹灌等不合理利用方式而造成地下水和土壤污染、浪费水资源，须采用微灌、喷灌、滴灌、渗灌等现代科学灌溉技术和设施，有效用于林草、荒漠灌溉且不进入天然水体和生态环境敏感区。

④管线试压废水

集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

3.4.6.4 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，参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013) 中表A. 2和类比油气田开发工程中实际情况，产噪声级在84~104dB(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。

3.4.6.5 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、废弃磺化钻井泥浆、磺化钻井岩屑、废油基泥浆及岩屑、废机油、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 1.39 万 m³，回填土方 1.48 万 m³，借方 0.09 万 m³，无弃方，开挖土方主要为井场平整、管沟开挖产生土方，回填土方主要为井场回填、管沟回填。井场需进行压盖，借方主要来源于区域砂石料场。本项目土石方平衡见下表 3.3-11。

表 3.3-11 土方挖填方平衡表 单位：万 m³

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	0.09	0.18	0.09	周边砂石料场	0	—
管道工程	1.30	1.30	0.00	0	0	—
合计	1.39	1.48	0.09	—	0	—

②废弃磺化钻井泥浆

废弃钻井泥浆是指在钻井过程中无法利用或钻井完工后弃置于泥浆罐中的泥浆，主要产生于钻井和完井过程中，包括因部分性能不合格或因不适于钻井工程和地质要求而被排放的钻井泥浆，以及完井时井筒内被清水替出的钻井泥浆等。废弃钻井泥浆呈液态细腻乳状，一般呈碱性，其主要成分取决于钻井泥浆的类型以及满足钻井要求而加入的钻井液添加剂，对环境的影响与其本身的组成成分关系较大。

废弃钻井泥浆产生量可按照经验公式推算：

$$V=0.125\pi D^2h+18(h-1000)/500+116$$

式中：

V—废弃钻井泥浆产生量， m^3 ；

D—钻井的直径，m；

h—钻井的深度，m；

本项目侧钻井均采用水基磺化泥浆，本工程侧钻井1口，根据计算，则废弃磺化泥浆约 $103m^3$ 。

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，钻井期水基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，分离出的废弃磺化泥浆经无害化处理装置处理后，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。

③磺化钻井岩屑

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——井深。

利用上述公式计算，钻井岩屑膨胀系数取2，本项目侧钻井均采用水基磺化泥浆，本工程侧钻井1口，利用上述公式计算，则磺化泥浆钻井岩屑约 $35m^3$ 。

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，钻井期水基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，分离出的水基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，施工废料的产生量约 0.3t。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。

⑤危险废物

由于地层构造岩性局部存在差异性，长水平段摩阻控制难度增大，在井斜较大的井段，钻具与井壁的接触面积大，滑动钻进的摩擦阻力也大，而且随着钻进施工的延续，钻井液中固相含量增加，密度上升，摩阻控制难度增大。由于长水平段轨迹的特殊性，为了保障井壁稳定和减小井壁对钻具、管柱的摩阻，提高泥浆的润滑性，采用油基泥浆体系。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废油基泥浆及岩屑约为 200t/口，本项目钻井期间产生的废油基泥浆及岩屑（属 HW08 类危险废物）量约为 200t，废油基泥浆及岩屑采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置。

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，采用钢制铁桶收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油约为 0.3t/口，本工程钻井期间产生的废机油（属 HW08 类危险废物）量约为 0.3t，桶装收集后暂存于各钻井井场拟建的危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置。

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，本工程钻井期间产生的废防渗材料量约为 0.2t，袋装收集后暂存于各钻井井场拟建的危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置。

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危废贮存点中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废烧碱包装袋约为 0.1t/口，本工程钻井期间产生的废烧碱包装袋约为 0.1t，袋装收集后暂存于各钻井井场拟建的危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置。

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 192m³，则井场污泥产生量为 0.03t。

⑦生活垃圾

本项目老井侧钻施工天数 40d，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。施工期生活垃圾产生总量为 1.2t，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。

3.4.7 运营期污染源及其防治措施

3.4.7.1 废气污染源及其治理措施

本项目老井侧钻 1 口，老井侧钻不新增地面设施。现有 1 口侧钻老井已履行过环评、验收手续，其污染物排放量已在现有区块排放量中核算，故不再核算现有 1 口侧钻老井加热炉烟气及井场无组织废气排放量，仅核算 2 座新建井场废气污染源、12-4 站重油处理站新增废气污染源。

废气污染源主要为井场加热炉烟气、井场无组织挥发废气、12-4 站新增无组织废气，主要污染物为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度、非甲烷总烃、硫化氢等。结合《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)及《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953-2018)等要求对源强进行核算，本项目实施后废气污染源及其治理措施见表 3.4-13。

表 3.3-8 拟建项目废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度 (mg/m ³)	治理措施	排气筒高度 (m)	废气量 (m ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	有效工作时间	年总排放量 (t/a)
1	采油井场加热炉烟气	颗粒物	20	使用净化后的天然气作为燃料	8	473.3	20	0.0094×2	4800	0.045×2
		二氧化硫	4				4	0.0019×2		0.009×2
		氮氧化物	152				152	0.076×2		0.365×2
		非甲烷总烃	16				16	0.008×2		0.039×2
		烟气黑度	<1 级				<1 级	—		—
2	井场无组织废	非甲烷总烃 硫化氢	—	密闭输送	—	—	—	0.0211×2 0.00002×2	8760	0.184×2 0.0002×2

	气									
3	12-4 站新增无组织废气	非甲烷总烃	—	密闭输送	—	—	—	0.0475	8760	0.416

源强核算过程：

拟建项目 YQ5-41H 井、YQ5-50 井场内各设置 1 台 400kW 真空加热炉，井场加热炉烟气主要污染物为颗粒物、SO₂、NO_x 和非甲烷总烃，经 8m 高烟囱排放。

①400kW 真空加热炉燃气量计算公式如下：

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

式中：A 为燃气量，m³；

p 为真空加热炉功率，MW，真空加热炉 1 小时满负荷取 0.4MW；

ε 为真空加热炉热转化效率，真空加热炉取 0.9；

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

t 为真空加热炉运行时间，h。

则 400kW 真空加热炉每小时燃气量为 48m³。

②标态下单位体积天然气的理论空气需要量 (m³/m³)

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

$$= 9.09 \text{m}^3/\text{m}^3$$

式中 CO、H₂、H₂O、H₂S、C_mH_n、O₂——天然气中气体相应成分体积分数 (%)。

计算可得单位体积天然气的理论空气需要量 9.09m³/m³。

③标态下单位体积天然气的理论干烟气量 (m³/m³)

$$V_0^s = 1 + L_0 - \left[1.5H_2 + 0.5CO - \left(\frac{n}{4} - 1 \right) \times C_mH_n + \frac{n}{2} C_mH_n + \frac{3}{2} H_2S \right]$$

$$= 8.22 \text{m}^3/\text{m}^3$$

④标态下加热炉燃烧单位体积天然气的实际干烟气量 (m³/m³)

$$V_0^s = V_0^s \div (1 - 3.5\%/21\%) = 9.86 \text{m}^3/\text{m}^3$$

标态下单井真空加热炉的实际干烟气量为 $48 \times 9.86 \text{Nm}^3/\text{h} = 473.3 \text{Nm}^3/\text{h}$

⑤拟建项目燃用天然气中全硫含量按《天然气》(GB17820-2018)中规定的一类天然气最大值计算。加热炉排放 SO_2 浓度 $= 20 \times 64/32/9.86 = 4 \text{mg}/\text{m}^3$ ，排放量为 $4 \times 473.3 \times 4800/10^9 = 0.0091 \text{t}/\text{a}$ ，排放速率 $= 0.0091 \times 1000/4800 = 0.0019 \text{kg}/\text{h}$ 。

初始烟气中颗粒物浓度类比同类型加热炉监测数据(颗粒物浓度为 $20 \text{mg}/\text{m}^3$)，排放量为 $20 \times 473.3 \times 4800/10^9 = 0.045 \text{t}/\text{a}$ ，排放速率 $= 0.045 \times 1000/4800 = 0.0094 \text{kg}/\text{h}$ ，所类比加热炉属于塔河油田区块现有 400kW 真空加热炉，使用燃料均为天然气，烟气通过 1 根 8m 高烟囱外排，类比真空加热炉符合《污染源核算技术指南 锅炉》(HJ 991-2018)中 3 条适用原则，即①燃料、辅料、副产物类型相同；②锅炉类型和规模等级相同；③污染控制措施相似。所引用真空加热炉中颗粒物检测浓度可以作为拟建项目排放取值依据。类比现有真空加热炉数据可行。

氮氧化物：选用《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》(生态环境部公告 2021 年第 24 号)中 4430 锅炉产排污量核算系数手册中排放系数进行核算，单台 400kW 真空加热炉每小时燃气量为 48m^3 ，根据排污系数计算其污染物排放情况如下： $48 \times 4800 \times 15.87/10000000 = 0.365 \text{t}/\text{a}$ ，排放速率 $= 0.365 \times 1000/4800 = 0.076 \text{kg}/\text{h}$ ，排放浓度为 $0.076 \times 1000000/500 = 152 \text{mg}/\text{m}^3$ 。

非甲烷总烃：目前西北油田分公司各加热炉烟气中暂未监测非甲烷总烃，本次烟气中非甲烷总烃排放量根据《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》(生态环境部公告 2021 年第 24 号)工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册中排放系数进行核算。

表 3.3-9 燃烧烟气锅炉挥发性有机物产污系数表-燃气锅炉

锅炉类型	燃烧方式	燃料名称	污染物指标	单位	产污系数
燃气锅炉	室燃炉	天然气	非甲烷总烃	千克/万立方米-燃料	1.68

单台 400kW 真空加热炉每小时燃气量为 48m^3 ，根据排污系数计算其污染物排放情况如下：非甲烷总烃排放量： $48 \times 4800 \times 1.68/10000000 = 0.039 \text{t}/\text{a}$ ，排放速率 $= 0.039 \times 1000/4800 = 0.008 \text{kg}/\text{h}$ ，排放浓度为 $0.008 \times$

$1000000/500=16\text{mg}/\text{m}^3$ 。

综上所述，按真空加热炉年有效运行时间为 4800h，拟建项目单台加热炉颗粒物排放量 0.045t/a、 SO_2 排放量 0.0091t/a、 NO_x 排放量 0.365t/a、非甲烷总烃排放量 0.039t/a。

(2) 井场无组织废气

① 无组织非甲烷总烃核算

在油气集输环节产生的挥发性有机物 (VOC_s) 主要包括非甲烷总烃 (烷烃等)、卤代烃, 含氮有机化合物, 含硫有机化合物等, 对拟建项目而言, VOC_s 主要为非甲烷总烃。拟建项目运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散的非甲烷总烃, 12-4 站新增无组织废气主要为新增全重力平衡一体化装置 (电脱水装置) 挥发无组织废气和处理重油产生的老化油拉运大呼吸废气, 参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017) “5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物年许可排放量” 中公式及取值参数对拟建项目无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

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

式中: $E_{\text{设备}}$ —— 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;

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

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

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

n —— 挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点数。

表 3.3-10 设备与管道组件 $e_{\text{TOC}, i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC}, i}$ / (kg/h 排放源)
石油炼制工业	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

$WF_{\text{TOCs}, i}$ 和 $WF_{\text{TOC}, i}$ 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 3.3-11 所示。

表 3.3-11 拟建项目无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量 (个)	单个设备排放速率 (kg/h)	排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t)
新建采油井场采出液流经的密封点						
1	阀门	30	0.064	0.0058×2	8760	0.050×2
2	法兰	60	0.085	0.0153×2	8760	0.134×2
合计				0.0211×2	—	0.184×2
12-4 站全重力平衡一体化装置（电脱水装置）的密封点						
1	阀门	50	0.064	0.0096	8760	0.084
2	法兰	100	0.085	0.0255	8760	0.223
合计				0.0351	—	0.307

经核算，拟建项目 YQ5-41H 井、YQ5-50 井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.0211kg/h，无组织非甲烷总烃年排放量为 0.184t/a。新建 3 座采油井场无组织非甲烷总烃年排放量共计为 0.368t/a。12-4 站新增无组织废气中全重力平衡一体化装置（电脱水装置）挥发无组织废气中非甲烷总烃排放速率为 0.0351kg/h，无组织非甲烷总烃年排放量为 0.307t/a。

②无组织硫化氢核算

项目井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，拟建项目取 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 1.0；

M 为设备和管道内气体分子质量，拟建项目取 16；

T 为设备和管道内部气体绝对温度，K，拟建项目取 333。

经过核算，井场 G_c 取值为 0.08kg/h，硫化氢在天然气中占比约为 0.02%，则单座采油井场无组织硫化氢排放速率为 $0.08 \times 0.0002 \text{kg/h} = 0.00002 \text{kg/h}$ ，年排放 0.0002t。新建 2 座采油井场无组织硫化氢年排放量共计为 0.0004t/a。

(3) 12-4 站新增无组织废气（大呼吸废气）

12-4 站新增无组织废气主要为新增全重力平衡一体化装置（电脱水装置）挥发无组织废气和处理重油产生的老化油拉运大呼吸废气，本项目不增加储罐数量，无小呼吸废气产生；根据《石油库节能设计技术导则》（SH/T3002-2019），固定顶罐大呼吸废气的产生量采用下式计算。

$$L_w = NV_L K_N K_P K_B W_V \quad (1)$$

$$N = \frac{Q}{V_L} \quad (2)$$

$$N \leq 36: K_N = 1, N > 36: K_N = \frac{180 + N}{6N} \quad (3)$$

式中： L_w ——工作储存损失，即大呼吸废气，kg/a；

N ——一年周转次数，次/a；

V_L ——罐内液体最大体积量， m^3 ；

K_N ——周转系数；

K_P ——损耗系数，其他炼油及化工产品取 1；

K_3 —排放压力设定值校正系数,本项目呼吸阀作为紧急泄压阀使用,取值为 1;

Q —一年周转体积, m^3/a ;

W_v —日均液体表面温度下的气相密度, kg/m^3 ;

本项目新增处理重油产生的老化油转运次数为 183 次/a,老化油罐大呼吸废气污染物产生量见表 3.4-19。

表 3.4-19 本项目固定罐大呼吸废气污染物产生量一览表

序号	储罐名称	N (次/a)	$V_L(m^3)$	K_1	K_2	K_3	$W_v(kg/m^3)$	小计 (t/a)
1	老化油罐	183	50	0.33	1	1	0.036	0.109

由表 3.3-21 可知,老化油罐新增大呼吸废气污染物非甲烷总烃产生量为 0.1087t/a。

(3) 井下作业

拟建项目井下作业过程中废气包括侧钻后的测试放喷废气、施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。

①测试放喷废气

拟建项目井下作业侧钻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

在后期井下作业过程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 、烃类等。

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

3.4.7.2 废水污染源及其治理措施

(1) 采出水

采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据开发方案预测，区块开发前期采出水水量较小，随着开采年限的增长采出水量逐渐增加。根据项目设计，后期开采含水量约 $8395\text{m}^3/\text{a}$ 井。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周边联合站处理，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，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，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 3.3-15 与石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表

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

按井下作业每 2 年 1 次计算，拟建工程共新建 2 井场，则每年井下作业废水产生量为 200t，井下作业废水采用专用回收罐收集后运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。

(3) 井下作业工程生活污水

本项目运营期侧钻施工天数 40d，按生活用水量 $100\text{L}/\text{d} \cdot \text{人}$ 计，运营期每

座井场侧钻 4 次，生活用水量总计约 2880m³；生活污水产生量按用水量的 80% 计算，则总产生量为 2304m³。生活污水中主要污染物为 COD、BOD₅、NH₃-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、BOD₅ 为 200mg/L、NH₃-N 为 25mg/L、SS 为 220mg/L；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，出水可达到 COD 60mg/L、BOD₅ 为 20mg/L、NH₃-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荒漠灌溉。

表 3.3-16 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	16790	0	SS、石油类	连续	采出水随采出液最终输送至周边联合站处理，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	200	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	送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理
	W ₃	生活污水	2304	0	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS	间歇	经井场撬装式污水处理站处理后，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荒漠灌溉

3.4.7.3 噪声污染源及其治理措施

本项目实施后，噪声污染源治理措施情况见表 3.3-17。

表 3.3-17 单座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	井场	采油树	1	80	基础减振	15
2		加热炉	1	90	基础减振	15
3	YQ201 拉油流程	掺稀泵	1	90	基础减振	15
4	12-4 站重油处理站	全重力平衡一体化装置	1	80	基础减振	15

本项目运营期井场、站场噪声源主要为全重力平衡一体化装置、采油树、加热炉、掺稀泵，参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油气田开发工程中实际情况，产噪声级在 80~90dB(A) 之间。项目采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 15dB(A)。

3.4.7.4 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，以及井下作业期间产生的固体废物主要为废弃水基磺化钻井泥浆、水基磺化钻井岩屑、废油基泥浆及岩屑、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、撬装式污水处理站产生污泥和施工人员生活垃圾。

(1) 危险废物

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，本工程新建 2 座井场，运行后井场落地油总产生量约 0.4t/a，定期巡检过程中及井下作业施工结束后发现产生落地油后桶装收集，收集后有危废处置资质单位接收处置。

井下作业侧钻过程中机械检修时会产生少量废机油，采用钢制铁桶收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点中。类比同类钻井工程，本工程运营期侧钻 4 次，井下作业侧钻过程产生的废机油约为 3.6t，收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置。

本项目井下作业侧钻过程中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，本工程运营期侧钻 4 次，井下作业侧钻过程中产生的废防渗材料量约为 2.4t，井下作业施工结束后，废防渗材料人工打包收集后，收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置。

本项目井下作业侧钻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危废贮存点中。类比同类钻井工程，本工程运营期侧钻 4 次，井下作业侧钻过程中产生的废烧碱包装袋约为 1.2t，井下作业施工结束后，废烧碱包装袋人工打包收集后，收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置。

(2) 废弃水基磺化钻井泥浆

废弃水基钻井泥浆产生量可按照经验公式推算：

$$V=0.125\pi D^2h+18(h-1000)/500+116$$

式中：

V—废弃钻井泥浆产生量， m^3 ；

D—钻井的直径，m；

h—钻井的深度，m；

本项目井下作业侧钻期间采用水基磺化钻井泥浆，本工程运营期侧钻4次，废弃磺化泥浆约 $1236m^3$ 。废弃水基磺化泥浆经无害化处理装置处理后，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。

(3) 水基磺化钻井岩屑

本项目井下作业侧钻过程中，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，取平均值0.15m；

h——井深。

本项目井下作业侧钻过程中采用水基磺化泥浆，运营期侧钻4次，利用上述公式计算，则磺化泥浆钻井岩屑约 $420m^3$ 。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后用于铺垫油区内的井场、道路等。

(4) 废油基泥浆及岩屑

由于地层构造岩性局部存在差异性，长水平段摩阻控制难度增大，在井斜较大的井段，钻具与井壁的接触面积大，滑动钻进的摩擦阻力也大，而且随着钻进施工的延续，钻井液中固相含量增加，密度上升，摩阻控制难度增大。由于长水平段轨迹的特殊性，为了保障井壁稳定和减小井壁对钻具、管柱的摩阻，提高泥浆的润滑性，采用油基泥浆体系。类比同类钻井工程，运营期侧钻期间

产生的废油基泥浆及岩屑约为 200t/口，本次考虑 1 座钻井井场出现上述情况，钻井期间产生的废油基泥浆及岩屑量约为 200t。废油基泥浆及岩屑采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置。

(5) 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，井下作业侧钻过程中井场污泥产生量为 0.36t，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。

(6) 生活垃圾

本工程侧钻施工天数 40d，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。运营期侧钻 4 次，井下作业侧钻过程中生活垃圾产生量为 4.8t，现场集中收集至垃圾箱，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。

表 3.3-18 拟建工程主要固体废物及治理措施一览表

序号	污染源名称	产生量 (t/a)	固废类别	处置措施	排放量 (t/a)
1	落地油	0.4	危险废物 (HW08 071-001-08)	收集后有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置，不外排
2	废防渗材料	2.4	危险废物 (HW08 900-249-08)	收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置	
3	废机油	3.6	危险废物 (HW08 900-214-08)		
4	废烧碱包装袋	1.2	危险废物 (HW49 900-041-49)		
5	生活垃圾	4.8	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	污泥	0.36	一般工业固体废物 (S90 462-001-S90)		
7	废弃磺化泥浆	1236	一般工业固体废物 (SW12 071-001-S12)	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后用于铺垫油区内的井场、道路等	
8	磺化泥浆钻井岩屑	420	一般工业固体废物 (SW12 071-001-S12)		
9	废油基泥浆及岩屑	200	危险废物 (HW08 071-002-08)	废油基泥浆及岩屑采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置	

3.4.7.5 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，主要为对井场地表进行砾石压盖；对临时占地区域进行平整、恢复；严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，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；加强野生动物保护，严禁惊扰、猎杀野生动物；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。

3.4.8 退役期污染源及其防治措施

3.4.8.1 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。

3.4.8.2 退役期水污染防治措施

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。管道、设备清洗废水，输送至周边联合站处理，达标后回注地层。

3.4.8.3 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。

3.4.8.4 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垃圾，应集中清理收集，收集后送至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场填埋处置；落地油

收集后由有危废处置资质单位接收处置；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，集输管线进行氮气吹扫，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，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。

3.4.8.5 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。

3.4.9 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 3.3-19 非正常排放参数表

非正常排放源	非正常排放原因	污染物	非正常排放速率 (kg/h)	单次持续时间 /h	年发生频次 /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		

3.4.10 清洁生产分析

3.4.10.1 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。

3.4.10.2 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周边联合站处理。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生态环境部门负责，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 3.3-20 及表 3.3-22。

表 3.3-20 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目评价	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	m ²	15	符合行业标准要求	符合	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	19	15
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	100%	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：3000 以上	10	≥60%	95%	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 3.3-20 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 3.3-21 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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

(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	有效	5	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 3.3-21 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 3.3-22 采油(气)作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	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 3.3-22 采油(气)作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	本项目得分		
					实际情况	得分	
(1)生产工艺及设备要求	45	井筒质量		5	井筒实施完好	5	
		采油	套管气回收装置		10	无	0
			防止落地原油产生措施		10	先进	10
		采油方式	采油方式经过综合评价确定		10	先进	10
		集输流程	全密闭流程,并具有轻烃回收装置		10	全密闭	10
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	已建立	10	
		开展清洁生产审核并通过验收		20	已开展	20	
		制定节能减排工作计划		5	已制定	5	
(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	已落实	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	已落实	5	
		老污染源限期治理项目完成情况		5	不涉及限期治理项目	5	
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	已完成	5	

由表计算得出：本工程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 $P \geq 90$ ，属于清洁生产先进企业。

3.4.11 三本账

本项目“三本账”的排放情况见表 3.3-23。

表 3.3-23 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		
现有区块排放量	0.331	0.067	2.665	0.340	0.003	0	0
本项目排放量	0.090	0.018	0.730	0.678	0.0004	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	0.421	0.085	3.395	1.018	0.0034	0	0
本项目实施后增减量	+0.090	+0.018	+0.730	+0.678	+0.0004	0	0

3.4.12 污染物总量控制分析

3.4.12.1 总量控制因子

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

废气污染物：VOC_s、NO_x

废水污染物：COD、NH₃-N。

3.4.12.2 本项目污染物排放总量

拟建项目在正常运行期间，油井采出水随采出液最终送至一号联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；井下作业生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉。拟建项目无废水外排，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

1. 有组织排放

根据《关于印发〈建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》（新环发〔2014〕197号）及《关于印发〈自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》（新环发〔2016〕126号）及当地管理部门要求，废气污染物排放总量根据《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 4430 锅炉产排污量核算系数手册及工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册中排放系数进行核算。

表 3.3-22 排放源统计调查产污核算方法和系数手册中排放系数

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

其他				料	-国内一般) ^②
锅炉类型	燃烧方式	燃料名称	污染物指标	单位	产污系数
燃气锅炉	室燃炉	天然气	非甲烷总烃	千克/万立方米-燃料	1.68

注：低氮燃烧-国内一般技术的天然气锅炉设计 NO_x 排放控制要求一般介于 $100\text{mg}/\text{m}^3$ ($\text{e}3.5\%\text{O}_2$) ~ $200\text{mg}/\text{m}^3$ ($\text{e}3.5\%\text{O}_2$)。

单台 400kW 真空加热炉每小时燃气量为 48m^3 ，根据排污系数计算其污染物排放情况如下：

单台加热炉 NO_x 排放量： $48 \times 4800 \times 15.87 / 10000000 = 0.365\text{t}/\text{a}$ ，项目共计 2 台加热炉，总计 NO_x 排放量为 $0.730\text{t}/\text{a}$ 。

单台加热炉非甲烷总烃排放量： $48 \times 4800 \times 1.68 / 10000000 = 0.039\text{t}/\text{a}$ ，项目共计 2 台加热炉，总计非甲烷总烃排放量为 $0.078\text{t}/\text{a}$ 。

2. 无组织排放

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)，挥发性有机物 (VOCs) 是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。本标准采用非甲烷总烃作为 VOCs 排放控制项目。根据计算，项目运营期井场无组织 VOCs (即非甲烷总烃) 排放量估算为 $0.6\text{t}/\text{a}$ 。

综上所述，拟建项目总量控制指标为： NO_x $0.731\text{t}/\text{a}$ ， VOC_s $0.678\text{t}/\text{a}$ (其中有组织排放 $0.078\text{t}/\text{a}$ ，无组织排放 $0.6\text{t}/\text{a}$)，COD $0\text{t}/\text{a}$ ，氨氮 $0\text{t}/\text{a}$ 。

3.5 依托工程

3.5.1 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 $270 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ ，包括 1 套 $120 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ 中质油处理系统和 1 套 $150 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ 重质油处理系统；原油稳定系统设计规模 $200 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ ；轻烃处理系统设计规模 $80\text{万m}^3/\text{d}$ ，包括 1 套 $30\text{万m}^3/\text{d}$ 轻烃处理和 1 套 $50\text{万m}^3/\text{d}$ 轻烃处理装置；污水处理系统设计规模为 $15500\text{m}^3/\text{d}$ ，包括 1 套 $6500\text{m}^3/\text{d}$ 污水处理系统和 1 套 $9000\text{m}^3/\text{d}$ 污水处理系统。截至目前，实际原油处理量为 117.5

$\times 10^4 \text{t/a}$ 、水 $14120 \text{m}^3/\text{d}$ 、气 $71.5 \text{万m}^3/\text{d}$ 。本项目 TK532CH 井东南距一号联合站 6km 。

(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。 $30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 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。 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 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 ⁴ t/a	270	117.5	152.5	2.63	可依托
2	天然气 10 ⁴ m ³ /d	80	71.5	8.5	0.26	可依托
3	采出水 m ³ /d	15500	14120	1380	46	可依托

综上所述，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。

3.5.2 阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站

阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站于 2016 年 9 月 27 日取得环评批复（新环函〔2016〕1395 号），并于 2017 年 1 月 10 日取得竣工环保验收批复（新环函〔2017〕58 号），主要建设年处理 15 万吨受浸泥土生产线，处理塔河油田落地油、污油泥、管线刺漏油泥等受原油污染的废油泥。

2020 年 12 月 16 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅《关于阿克苏塔河环保工程有限公司塔河油田绿色环保工作站废液处理及减量化系统改造工程环境影响报告书的批复》（新环审〔2020〕242 号）。废液处理及减量化装置废液处理采用“化学、机械破胶+絮凝沉降+沉渣减量化”工艺，处理规模为 60m³/h，含油污泥减量化系统采用“调质+分离”技术，处理规模为 14t/h，废液年处理量为 50 万 m³，含油污泥年处理量为 10 万 t，该项目于 2022 年 7 月完成自主验收。排污许可证编号：91652923778950680R001V。本项目 TK532CH 井东南距阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站 1.5km。

本项目井下作业废水、废油基泥浆及岩屑等由阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行处理，依托富余情况如表 3.4-5 所示。

表 3.4-5 阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站运行情况一览表

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	0.55	可行

2	污油泥处理系统(t/a)	15×10 ⁴	12.5×10 ⁴	2.5×10 ⁴	200	可行
---	--------------	--------------------	----------------------	---------------------	-----	----

3.5.3 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 50009.79m²(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, 本项目施工期生活垃圾产生量约为 3.6 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。

3.5.4 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 0.3 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 $82^{\circ} 35' \sim 84^{\circ} 17'$ ，北纬 $40^{\circ} 46' \sim 42^{\circ} 35'$ 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 km²，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 HSO₄·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 6.19×10⁵hm²，年径流量 1.9×10⁸m³，多年平均流量为 2.52m³/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 2946km²，河流总长 121.6km，库车河水资源可利用量 2.83×10⁸m³，为冰雪融水及降雨补给型河流。库车河多年平均径流量为 3.48×10⁸m³/a，年均流量 11.04m³/s，实测最大流量 1940m³/s，最小流量 0.62m³/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 HCO₃-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 145.04m³/d~221.39m³/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 环境质量现状监测与评价

4.2.1 环境空气质量现状评价

4.2.1.1 基本污染物环境质量现状数据

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

表 4.2-1 阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
PM ₁₀	年平均质量浓度	60	81	135.0	超标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	30	35	116.7	超标
SO ₂	年平均质量浓度	60	5	8.3	达标
NO ₂	年平均质量浓度	40	27	67.5	达标
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000	1600	40.0	达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度	160	132	82.5	达标

由表 4.2-1 可知，项目所在区域阿克苏地区 PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度值超过《环境空气质量标准》(GB3095-2026) 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

根据监测结果，监测点非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准；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。

4.2.2 地下水环境现状监测

根据监测结果，监测期间监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、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。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物超标与区域水文地质条件有关，区域蒸发量大、补给量小，上述因子日积月累浓度逐渐升高等。

4.2.3 声环境现状监测与评价

根据监测结果，井场、站场监测值昼间、夜间均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准。

4.2.4 土壤环境现状监测与评价

根据监测结果，占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）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无盐化~重度盐化，无酸化或碱化。

4.2.5 生态现状调查与评价

4.2.5.1 调查概况

（1）调查范围及时间

评价单位于2026年4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、站场周围50m范围，各管线中心线两侧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，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。

4.2.5.2 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），拟建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 4.2-19。

表 4.2-19 工程区生态功能区划

项 目		主 要 内 容
生态功 能分 区 单 元	生态区	塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区
	生态亚区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区
	生态功能区	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 4.2-19 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”。

拟建项目属于石油开采项目，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。

4.2.5.3 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主要为荒漠生态系统。

(2) 生态系统特征

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。

4.2.5.4 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，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。

4.2.5.5 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。区域主要的野生植物具体名录见表 4.2-20，区域植被类型图见附图 7。

表 4.2-20 项目周边区域野生植物名录

科	种名	拉丁名
杨柳科	线叶柳	<i>Salix wilhelmsiana</i>
藜科	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>
	盐节木	<i>Halocnemum shrobilaceum</i>
	盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>
	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
藜科	碱蓬	<i>Suaeda salsa</i>

续表 4.2-20 项目周边区域野生植物名录

科	种名	拉丁名
藜科	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	假木贼	<i>Anabasis aphylla</i>
豆科	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>
蒺藜科	骆驼蓬	<i>Pegaron harmala</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
柽柳科	多枝柽柳	<i>Tamarix ramosissima</i>

	刚毛怪柳	<i>Tamarix hispida</i>
	短穗怪柳	<i>Tamarix laxa Willd</i>
菊科	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科	芦苇	<i>Phragmites australis</i>

(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），项目生态调查范围内不涉及国家及自治区保护植物。

(3) 评价区域植被类型

拟建项目所在区域分布多枝怪柳群系，群系中优势种为多枝怪柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度 2~3m。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。

4.2.5.6 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 4.2-24。

表 4.2-24 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	<i>Eremias multicolor Günther</i>	
2	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii Strauch</i>	
鸟类			
1	凤头百灵	<i>Galerida cristata Linnæus</i>	
2	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris Linnæus</i>	

3	喜鹊	<i>Pica pica Linnaeus</i>	
4	小嘴乌鸦	<i>Corvus corone Linnaeus</i>	
5	漠雀	<i>Rhodopechys Cabaris, Mus. Heis.</i>	
哺乳类			
1	子午沙鼠	<i>Euchoreutes naso Pallas</i>	

(3) 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）》，项目生态调查范围内不涉及国家及自治区保护动物。

4.2.5.7 生态敏感区调查

(1) 水土流失重点防治分区

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19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。

②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。

③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。

④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。

（2）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；主要保护对象有塔里木兔等珍稀野生动物，肉苁蓉等珍稀野生植物。

拟建项目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 21.9km。拟建项目与生态保护红线区位置关系示意图附图 5。

4.2.5.8 主要生态问题调查

（1）区域沙化土地现状

根据《新疆维吾尔自治区第六次沙化监测报告》，项目位于塔克拉玛干沙漠，占地类型属于戈壁。塔克拉玛干沙漠是世界第二大流动性沙漠，是我国最大的沙漠，沙漠面积362366平方千米，占全疆沙漠的82.25%，占我国沙漠总面积的一半以上。它位于塔里木盆地的中心地带，属暖温带干旱、极干旱气候区。塔克拉玛干主体沙漠中的沙化土地面积3435.59万公顷，其中：流动沙地2618.66万公顷，半固定沙地549.82万公顷，固定沙地247.10万公顷，沙化耕地11.83万公顷，非生物工程治沙地8.18万公顷。

塔克拉玛干沙漠中的流动沙地占新疆沙漠流动沙地总面积的 92.54%，是我国流沙分布最广的沙漠。沙漠沙丘高大，形态类型多样。沙丘由外向内逐渐升高，边缘在 25 米以下，内部一般在 50~80 米之间，少数高达 200~300 米。沙

丘类型有 10 多种，以复合型纵向沙垄和新月形沙丘链为主，还有鱼鳞状沙丘、穹状沙丘、复合新月形沙丘等。沙漠边缘地区年降水量 60~80 毫米，腹地降水量更低，降水少而蒸发强烈，植被覆盖率低，生态环境极为脆弱。

(2) 水土流失

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》和《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），工程位于塔里木河流域水土流失重点治理区。工程区气候干热，降雨少，蒸发量大，地形平坦，地表裸露植被稀少，林草覆盖率较低，由于植被被破坏，加剧了土壤侵蚀，是区域水土流失的主要成因。水土流失是评价范围内的主要生态问题之一。

(3) 区域生态面临的压力和存在的问题

参照《新疆生态功能区划》（原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月），拟建项目位于“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，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

钻前工程不可避免的要占用土地、进行土方施工，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_2H_6 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)限值要求;金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气,污染物主要为金属氧化物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短,从影响范围和程度来看,焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的,又因其排放量较小,其对评价区域空气环境产生的影响较小,可为环境所接受。

(3) 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,废气污染物气象扩散条件好。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	ZJ70	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	68	68	70	55	达标	超标
2		南场界	65	65	70	55	达标	超标
3		西场界	62	62	70	55	达标	超标
4		北场界	64	64	70	55	达标	超标

(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 62~68dB(A)，昼间满足《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)场界噪声限值要求，夜间不满足《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)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《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)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。

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 管线施工噪声影响分析

(1) 施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表 A.2 和类比油田同类油气集输工程中管线铺设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.1-5。

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	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：

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

式中： L_r ——距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

L_{r_0} ——距声源 r_0 处的 A 声压级，dB(A)；

r ——预测点与声源的距离，m；

r_0 ——监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.1-6。

表 5.1-6 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 5.1-6 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《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)场界噪声限值要求。项目管线周边 1km 范围内无声环境保护目标，施工期间通过采取设备定期保养维护、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。

综上所述，施工期从声环境影响角度项目可行。

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、废机油、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 1.39 万 m³，回填土方 1.48 万 m³，借方 0.09 万 m³，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为井管沟回填。新建井场需进行压盖，借方主要来源于周边砂石料场。

(2) 废弃水基磺化钻井泥浆及钻井岩屑

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，分离出的废磺化泥浆及钻井岩屑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后用于铺垫油田内的井场、道路等。

(3) 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，送至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场合规处置。

(4) 危险废物

由于长水平段轨迹的特殊性，为了保障井壁稳定和减小井壁对钻具、管柱的摩阻，提高泥浆的润滑性，采用油基泥浆体系。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废油基泥浆及岩屑约为 200t/口，本项目钻井期间产生的废油基泥浆及岩屑（属 HW08 类危险废物）量约为 200t。废油基泥浆及岩屑采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置。

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点中，防止废机油落地污染土壤和地下水。钻井期间产生的废机油收集后暂存于各钻井井场拟建的危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置。

钻井期间会产生少量废防渗材料，袋装收集后暂存于各钻井井场拟建的危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置。

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危废贮存点中，由有危废处置资质单位接收处置。

(5) 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。

(6) 生活垃圾

本项目施工期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。

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，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注。

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优先用于配制相应体系泥浆，剩余的钻井废水集中拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注；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。

本项目侧钻施工时，表层套管已完成固井，因此钻井泥浆不会在表层套管范围内漏失，漏失发生在表层套管以下的范围内，侧钻地层地下水埋深较深，不具备使用功能。

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 5.1-7 及附图 15。

表 5.1-7 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
		钻井工程基础区域	
		危废贮存点	
		泥浆罐区	
钻前工程	重点防渗区	应急池	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		泥浆随钻不落地系统	
	一般防渗区	泥浆泵区	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层的防渗性能
		危险化学品间	
		泥饼暂存池	
储层改造工程	重点防渗区	井口装置区	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
		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

本工程占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场占地，临时占地主要为井场、管道占地等。

表5.1-8 拟建工程占用土地情况表

序号	工程内容	占地面积(hm ²)		备注
		永久占地	临时占地	
1	2座新井	0.9	2.86	单座井场永久占地为60m×75m；井下作业侧钻期井场临时占地面积为120m×90m，生活区占地面积50m×70m
2	1口老井	0	1.43	侧钻期井场临时占地面积为120m×90m，生活区占地面积50m×70m
3	站场工程	0	0	现有站场内施工，不新增占地
4	管线工程	0	1.45	单井集输管线2.9km，集输管线、净化燃料气管线及掺稀管线同沟敷设，管线作业带宽度按5m计
合计		0.9	5.74	—

拟建工程施工过程中对地表的扰动主要来源于以下方面：①井场土地平整；②管道管沟开挖及两侧临时堆土、车辆运输临时道路。上述施工过程中，井场施工因单个井场占地面积小，且影响范围主要集中在井场周围，对地表扰动相对较小；管线施工过程中，对地表扰动面积最大，对地表的破坏程度较严重，施工过程中，管沟开挖将造成区域的土壤结构发生局部变化，同时管线沿线植被将全部损失。同时，在回填后，由于地表的扰动，导致土壤松紧程度发生变化，区域水土流失程度将有一定程度的加剧。

工程占地主要为井场工程占地、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裸土地。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。管道工程及线路工程施工完毕后，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桤柳群系。群落中优势种为多枝桤柳，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的多浆半灌木层片，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 5.1-9。

表 5.1-9 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/hm^2)	面积(hm^2)		生物量(t)	
		永久占地	临时占地	永久植被损失	临时植被损失
裸土地	0.5	0.9	5.74	0.45	2.87

拟建工程的实施，将造成 0.45t 永久占地植被损失，2.87t 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开远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着拟建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它区域，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)。

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的恢复。

从整个评价区来看，本项目不会减少生态系统的数量，不会改变评价区生态系统的完整性和稳定性。评价认为，采取必要的生态保护措施后，对评价区内的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保护，遇大风天气易产生严重的水土流失现象。

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

5.1.6.6 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 6.64hm^2 （其中永久占地面积为 0.9hm^2 ，临时占地面积为 5.74hm^2 ），项目占地类型为裸土地。

②项目实施过程中的弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响。

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

③损坏的防沙治沙设施（包括生物、物理或化学固沙等措施）。

拟建项目占地范围不涉及已建设的防沙治沙设施。

④可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

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。

5.1.6.7 生态影响评价自查表

表 5.1-11 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input checked="" type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价因子	地表扰动、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 <input type="checkbox"/> 二级 <input type="checkbox"/> 三级 <input checked="" type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积：(2.5) km ² ；水域面积：() km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>

续表 5.1-11 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态现状调查与评价	调查时间	春季 <input checked="" type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ；沙漠化 <input checked="" type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价方法	定性 <input type="checkbox"/> ；定性和定量 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input checked="" type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input type="checkbox"/> ；生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input checked="" type="checkbox"/> ；常规 <input type="checkbox"/> ；无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可行 <input type="checkbox"/>

注：“”为勾选项，可√；“()”为内容填写项。

5.1.7 施工期土壤环境影响分析

5.1.7.1 土壤环境影响分析

(1) 土壤理化性质影响

施工期对土壤理化性质的影响主要是施工期的施工机械设备碾压等活动，破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤紧实度、土壤物理性质。由于表层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，

在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在整个施工区域内，该工程对土壤表层的影响较大。

(2) 钻井过程对土壤环境影响

钻井过程会产生钻井泥浆及岩屑，钻井泥浆主要含有重晶石、防塌剂、磺化酚醛树脂等，若不集中收集并进行妥善处理，进入土壤后可能会污染土壤表层，影响土壤理化性质等。

拟建项目产生的钻井泥浆和岩屑一起被收集至泥浆不落地收集系统，依次经振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备将固液分开，得到液相输送至泥浆循环罐内暂存，经调节泥浆密度、pH 值后进行循环利用；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)中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 2 第二类用地筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。泥浆不落地装置实现了泥浆收集、固液分离、液相回用，实现了对钻井废弃物的减量化及无害化处理目的。因此，正常情况下钻井泥浆及岩屑不会对土壤环境产生影响。

5.1.7.2 土壤环境保护措施

(1) 划定施工作业范围，避免对施工范围外的土壤扰动；严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

(2) 钻井井场严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)相关要求，将钻井平台、危废贮存点、放喷池等设置为重点防渗区，重点污染防治区防渗层的防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 。

(3) 钻井过程采用无毒无害的水基钻井液，钻井废水用于配置泥浆，在井场内循环使用，钻井岩屑采用泥浆不落地收集系统收集并对其无害化处置。

(4) 施工机械及运输车辆按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压；施工完毕后采取土地平整措施。

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

拟建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/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
库车市气象站	51644	一般站	82.97E	41.72N	63	1082	2024	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 年各月平均温度月变化统计表

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 5.2-4 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	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否

续表 5.2-5 估算模型参数一览表

序号	参数		取值
8	是否考虑地形	地形数据分辨率/m	90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
		岸线距离/km	—
		岸线方向/°	—

(2) 预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表 5.2-6、表 5.2-7。

表 5.2-6 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(m)	排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	烟气流量(m ³ /h)	工况烟气流速(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	井场加热炉烟气				8	0.15	473.3	7.4	120	4800	正常	PM ₁₀	0.0094
												SO ₂	0.0019
												NO ₂	0.076
												非甲烷总烃	0.008

注：拟建项目新建 2 台加热炉型号、采用的污染防治措施相似，源强相同，本次选取 Y05-41H 井场加热炉作为代表进行核算。

表 5.2-7 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/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			20	30	0	5	8760	正常	H ₂ S	0.0001
									非甲烷总烃	0.013
12-4站无组织废气			60	50	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.104

注：本工程各井场废气污染源面源长度、宽度、高度及排放速率均一致，同时项目位于同一区域，地形基本一致，因此选取 YQ5-41H 井井场无组织废气为代表井场进行预测。

表 5.2-8 P_{max}及D_{10%}预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C _i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离(m)	D _{10%} (m)
1	井场加热炉烟气	PM ₁₀	1.77	0.49	7.15	113	—
		SO ₂	0.36	0.07			
		NO ₂	14.31	7.15			
		非甲烷总烃	1.51	0.08			
2	YQ5-41H井场无组织废气	非甲烷总烃	118.31	5.92		10	—
		硫化氢	0.11	1.12			
3	12-4站无组织废气	非甲烷总烃	132.94	6.65		45	—

由表 5.2-8 可知，项目废气中 PM₁₀ 最大落地浓度为 1.77 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.49%；SO₂ 最大落地浓度为 0.36 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.07%；NO₂ 最大落地浓度为 14.31 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 7.15%；非甲烷总烃最大落地浓度为 132.94 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 6.65%；H₂S 最大落地浓度为 0.11 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 1.12%，D_{10%} 均未出现。

5.2.1.4 废气源对四周厂界贡献浓度

拟建项目实施后，无组织废气对井场四周无组织贡献浓度情况如表 5.2-9。

表 5.2-9 井场四周边界浓度计算结果一览表 单位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$

污染源	污染物	东场界	南场界	西场界	北场界
YQ5-41H井场无组织废气	非甲烷总烃	56.036	52.417	62.241	49.098
	H ₂ S	0.053	0.050	0.059	0.047
12-4站无组织废气	非甲烷总烃	102.297	91.134	102.297	91.134

由表 5.2-10 预测结果可知，拟建项目实施后，井场无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值均满足《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；对四周厂界 H₂S 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。拟建项目单井开采过程，若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑，拟建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/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	60	941	6	6	0	2	0.17	非正常	H ₂ S	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/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)	D _{10%} (m)
1	放喷口	H ₂ S	164	1643.8	1643.8	10	450
		非甲烷总烃	1640	82.19		10	250

由表 5.2-12 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，拟建项目非正常排放对环境空气影响较大，建议做好定期巡检工作，确保井场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

5.2.1.7 污染物排放量核算

(1) 有组织排放量核算

拟建项目有组织排放量核算情况见表 5.2-12。

表 5.2-12 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 (mg/m ³)	核算年排放量 (t/a)
1	井场加热炉烟气	颗粒物	20	0.090
		二氧化硫	4	0.018
		氮氧化物	152	0.730
		非甲烷总烃	16	0.078

(2) 无组织排放量核算

拟建项目无组织排放量核算情况见表5.2-13。

表 5.2-13 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产物环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值(mg/m ³)	
1	井场、站场无组织废气	非甲烷总烃	密闭工艺	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中边界污染物控制要求	非甲烷总烃≤4.0	0.6
		硫化氢	密闭工艺	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表1新扩改建厂界二级标准值	H ₂ S≤0.06	0.0004

5.2.1.8 井下作业（侧钻）废气影响分析

考虑到后期上产需要，井场后期侧钻按 4 次考虑，后期侧钻废气主要为施工扬尘、焊接烟气、机械设备和车辆废气、测试放喷废气等。

(1) 施工扬尘

后期侧钻不可避免地要占用土地、进行土方施工等，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；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。

后期侧钻产生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。后期侧钻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，只要严格按施工规范文明施工，采取有效的防尘措施，可将污染影响

减到最小，侧钻结束后，所有施工影响即可消除。

(2) 机械设备和车辆废气

后期侧钻钻前工程、钻井工程、储层改造工程使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO₂、NO₂、烃类等，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；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

后期侧钻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

后期井下作业阶段，钻前工程、钻井工程、储层改造工程，呈现出分区域、分阶段实施的特点，施工污染产生点分散在区块内，伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，拟建项目施工活动范围区域开阔，废气污染物气相扩散条件好。因此，施工扬尘、测试放喷废气、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。

5.2.1.9 评价结论

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

5.2.1.8 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-12。

表 5.2-12 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>			三级 <input type="checkbox"/>		
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥ 2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>			<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>		
	评价因子	基本污染物 (PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃) 其他污染物(H ₂ S、非甲烷总烃)				包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不含二次PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		附录D <input checked="" type="checkbox"/>	其他标准 <input type="checkbox"/>		
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>			一类区和二类区 <input type="checkbox"/>		
	评价基准年	(2024)年							
现状评价	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input checked="" type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input type="checkbox"/>			现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>				不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 现有污染源 <input checked="" type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域污染源 <input checked="" type="checkbox"/>		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>	
	预测范围	边长 ≥ 50km <input type="checkbox"/>		边长5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子(PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、H ₂ S、非甲烷总烃)				包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/>			
	正常排放短期浓度贡献值	C _{10%} 最大占标率 ≤ 100% <input type="checkbox"/>				C _{10%} 最大占标率 > 100% <input type="checkbox"/>			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{10%} 最大占标率 ≤ 10% <input type="checkbox"/>			C _{10%} 最大占标率 > 10% <input type="checkbox"/>			
	二类区	C _{10%} 最大占标率 ≤ 30% <input type="checkbox"/>			C _{10%} 最大占标率 > 30% <input type="checkbox"/>				
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 _{10%} 占标率 ≤ 100% <input type="checkbox"/>			C _{10%} 占标率 > 100% <input checked="" type="checkbox"/>			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{95%} 达标 <input type="checkbox"/>				C _{95%} 不达标 <input type="checkbox"/>			
	区域环境质量的整体变化情况	k ≤ -20% <input type="checkbox"/>				k > -20% <input type="checkbox"/>			

续表 5.2-12

大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
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、非甲烷总烃)		有组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>
	环境质量监测	监测因子：0		监测点位数 0	无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/>		不可以接受 <input type="checkbox"/>	

	大气环境保护 距离	距()厂界最远()m			
	污染源年排放量	SO ₂ (0.018) t/a	NO _x :(0.730) t/a	颗粒物:(0.090)t/a	VOC _s :(0.678)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

本项目废水主要为采出水、井下作业废水及井下作业工程生活污水，采出水随采出液最终输送至周边联合站处理，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，送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；井下作业工程生活污水经井场撬装式污水处理站处理达标后用于荒漠灌溉。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、二号、三号及四号联合站处理。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 5.2-13 联合站采出水处理单元采出水处理规模一览表 m³/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	8	可依托

综上所述，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) 阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站

阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理站现有 1 座 9000m³ 废液接收池、1 套处理能力 1430m³/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，阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站废液处理规模为 65m³/h，现状处理量为 9.2m³/h，富余处理能力 55.8m³/h，本项目井下作业废水产生量为 8800m³/a (折合 1m³/h)，因此阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理废液装置处理能力可满足本项目需求。

(3) 撬装化污水处理装置

撬装化污水处理装置设计处理规模 20m³/d，后期侧钻井场污水产生规模为 4.8m³/d，可满足井场生活污水处理需求。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。

综上，本项目采出水、井下作业废水及井下作业工程生活污水不外排，故本项目实施对地表水环境可接受。

表 5.2-14 地表水环境影响评价自查表

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

5.2.3 地下水环境影响评价

本次评价区域内项目井场、站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 评价区水文地质条件

(1) 地下水埋藏、分布特征

评价区主要地层为粉土、粉砂，第二层粉砂层为主要的含水层，评价区域水位埋深约 3.26m~12.62m，水位高程 917.60~934.81m，水位高程 11.36m，最高点位于西北方向，最低点位于东南侧，水流方向整体呈现由西北往东南方向流，由于局部地势问题，水流方向局部与整体流向略有不同。

(2) 含水层

评价区地下水含水层主要有第四系潜水层和新第三系裂隙空隙承压含水层。

第四系潜水层颗粒细小，地下水径流缓慢，蒸发作用强，潜水运移过程中逐渐矿化，矿化度 16.65~92.34g/L。该含水层薄，富水性弱，水质差，潜水水量不大。新第三系裂隙空隙承压含水层岩性主要为新第三系上新统砂岩、粉砂岩、裂隙空隙较为发育，该含水北部轮台沉积中心第四系巨厚含水层侧向潜流补给；沿西北向东南方向，矿化度由小变大（5.38~33.59g/L）， F^- 含量则有减小趋势（3.95~2.51mg/L）。该含水层水量中等-丰富，矿化度高，水质较差。该区域地下潜水水位埋深一般为 10m 左右。

(3) 水化学类型

评价区地下水矿化度整体偏高，为特硬水，局部地区为硬水。评价区地下水阴离子以 Cl^- 、 SO_4^{2-} 为主，阳离子以 Na^+ 为主，水化学类型主要以 $Cl \cdot SO_4-Na$ 型和 $SO_4 \cdot Cl-Na \cdot Ca$ 型。

(4) 补径排条件

评价区地下水补给以塔里木河水侧向渗透及洪水泛滥补给为主。地下潜水埋深在 3.26~12.62m 之间。地下水水力坡度不大，为 0.2%~0.8%，地下水的径流方向与地层倾斜方向一致，由西北向东南缓慢径流。地下水的水平循环仅限于表层，30~60m 以下地下水基本处于停滞状态，水质矿化度不断增高，形成咸水。表层潜水垂直循环比较强烈，洪水期塔里木河漫流，补给地下水，

使水质变淡，水位上升。

(5) 开发利用现状

评价区处在人烟稀少的荒漠地带，没有定居的牧民，也没有进行农业开发，地方部门对地下水基本上没有开采利用，仅在近期石油勘探开发开采少量地下水作为工业用水。

(6) 水位统测

① 统测频率

于奇区块位于塔里木盆地北缘冲洪积平原，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，拟建项目地下水环境水位统测开展一期，引用区域历史进行的水位统测数据，引用点位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。具体统测结果见表 5.2-17。

表 5.2-17 地下水水位统测点统计表

序号	井深 (m)	水位 (m)
1#	30	11
2#	30	12
3#	28	12
4#	26	12.5
5#	29	14
6#	24	12
7#	27	14

(7) 包气带

项目所在区域浅层地层属于山前洪冲积平原，岩性为粉土、细砂等。项目所在区域包气带上部主要为粉土，底部存在一层稳定的粉质粘土层，包气带平均厚度约 7m，分布连续稳定且单层厚度大于 1.0m，根据包气带渗水试验结果，经计算渗透系数在 $0.57 \times 10^{-4} \text{cm/s} \sim 221.8 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ ，平均值 $86.61 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ ，包气带防护性能弱。

5.2.3.2 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。

5.2.3.3 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。

5.2.3.3.1 正常状况

(1) 废水

拟建工程运营期间废水主要包括采出水、井下作业废水及生活污水，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，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；井下作业工程生活污水经井场撬装式污水处理站处理达标后用于荒漠灌溉。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。

5.2.3.4.2 非正常状况

(1) 井场套管破损泄漏对地下水环境的影响

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

① 预测因子筛选

套管破损泄漏污染物主要为石油类，本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的Ⅲ类标准。评价因子检出限及评价标准见表 5.2-17。

表 5.2-17 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 20m³/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一平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

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

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

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

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_w —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 $u=K \times I/n=1\text{m/d} \times 0.4\text{‰}/0.18=0.002\text{m/d}$ ；

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

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；根据资料，纵向弥散度 $\alpha_m=10\text{m}$ ，纵向弥散系数 $D_L=\alpha_m \times u=0.02\text{m}^2/\text{d}$ ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；横向弥散系数 $D_T=0.002\text{m}^2/\text{d}$ ；

π —圆周率。

④预测内容

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值等值线作为影响范围，石油类取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中Ⅲ类标准值等值线作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表 5.2-18。

表 5.2-18 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 63m²，超标范围 50m²，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 204m²，超标范围 20m²，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 5.2-5。

(1) 100d 时污染晕运移分布图 (2) 1000d 时污染晕运移分布图

图5.2-5 非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

(2) 集油管道、掺稀管线泄漏事故对地下水的影响

集油管道、掺稀管线泄漏事故对地下水的影响，一般泄漏于土体中的液相

可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。

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

本工程非正常状况下，集油管道、掺稀管线泄漏如不及时修复，少量原油、稀油可能下渗，对地下水造成影响。由于石油类受土壤的吸附作用，石油类主要积聚在包气带表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，且本项目地下水埋深大于 2m，同时油田公司能及时发现并通过采取有效的措施治理污染，因此非正常状况下管线与阀门连接处泄漏对地下水环境的影响可以接受。

（3）燃料气管道泄漏对地下水环境的影响

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

5.2.3.6 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，确保固井质量满足《固井质量评价方法》(SY/T 6592-2004)相关要求，避免套管返液窜漏污染地下水，防止发生井漏等事故。

⑤加强对管线、罐体和油井的监测和管理工作，定期检查，及时发现、修补坏损井，减少管线破坏、减少原油泄漏量。

⑦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 5.2-19。

表 5.2-19 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 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$,或参考 GB16689 执行
12-4 站	一般防 渗区	重油处理装 置区	弱	易	其他类型	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$,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 5.2-20。

表 5.2-23 地下水监测点布控一览表

名称	监测层位	功能	井深	监测因子	方位/距离	监测频次
TK527	潜水 含水层	跟踪监测井	\leq 50m	石油类、砷、汞、六价铬	上游地下水井	每年 2 次
TK521					上游地下水井	
TK307					下游地下水井	

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 5.2-6。

图 5.2-6 污染应急治理程序框图

(2) 地下水污染治理技术

地下水污染治理技术归纳起来主要有：物理处理法、水动力控制法、抽出处理法、原位处理法等。依据区域水文地质条件，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

评价区地下水含水层主要有第四系潜水层和新第三系裂隙空隙承压含水层，地下水矿化度整体偏高，为特硬水，局部地区为硬水，地下水补给以塔里木河水侧向渗透及洪水泛滥补给为主；项目所在区域包气带上部主要为粉土，底部存在一层稳定的粉质粘土层，包气带平均厚度约 7m，分布连续稳定且单层厚度大于 1.0m，根据包气带渗水试验结果，经计算渗透系数在 0.57×10^{-4} cm/s~ 221.8×10^{-4} cm/s，平均值 86.61×10^{-4} cm/s，包气带防护性能弱。

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、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、集油管线等装置完好无损且井场严格按照

《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T 50934)相关要求采取了防渗措施,可避免采出液泄漏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) 地下水污染防治措施

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

(4) 地下水环境影响评价结论

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

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,油气集输不会对周围声环境产生影响;本项目产噪设备主要为全重力平衡一体化装置、采油树、加热炉、掺稀泵等。

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:

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

式中: $L_p(r)$ —预测点处声压级, dB;

L_w —由点声源产生的声功率级(A 计权或倍频带), dB;

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

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

A_{atm} —大气吸收引起的衰减, dB;

A_{gr} —地面效应引起的衰减, dB;

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减, dB。

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

式中: $L_p(r)$ —预测点处声压级, dB;

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的声压级, dB;

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

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

A_{atm} —大气吸收引起的衰减, dB;

A_{gr} —地面效应引起的衰减, dB;

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减, dB。

b) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB(A);

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

ΔL_i —第 i 倍频带的 A 计权网络修正值, dB;

c) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB(A);

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级, dB(A);

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

d) 工业企业噪声计算

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{A_i} ，在 T 时间内该声源工作时间为 t_i ；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{A_j} ，在 T 时间内该声源工作时间为 t_j ，则本项目声源对预测点产生的贡献值 (L_{eqg}) 为：

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

式中： L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T —用于计算等效声级的时间，s；

N —室外声源个数；

t_i —在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

M —等效室外声源个数；

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

e) 噪声预测值计算

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

式中： L_{eq} —预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb} —预测点的背景噪声值，dB。

(3) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.2.4.2 噪声源参数的确定

本项目井场噪声源噪声参数见表 5.2-21。

表 5.2-21 各井场噪声源强调查清单(室外声源)

序号	声源名称		型号	空间相对位置/m			声源源强 [dB(A)]	声源控制 措施	运行时 段
				X	Y	Z			
1	井场	采油树	—	30	30	1	80	基础减振	昼夜
2		加热炉	400kW	20	30	1	90	基础减振	昼夜
3	YQ201 拉 油流程	掺稀泵	30m ³ /h	20	30	1	90	基础减振	昼夜

4	12-4站重油处理站	全重力平衡一体化装置	1000m ³ /d	25	30	1	80	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，本项目各噪声源对各井场、站场四周场界的贡献声级值见表 5.2-22。

表 5.2-27 井场、站场噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

序号	厂界		时段	噪声现状值 /dB(A)	噪声贡献值 /dB(A)	叠加后测值	标准值	达标情况
1	井场	东厂界	昼间	—	42	—	60	达标
			夜间	—	42	—	50	达标
2		南厂界	昼间	—	45	—	60	达标
			夜间	—	45	—	50	达标
3		西厂界	昼间	—	40	—	60	达标
			夜间	—	40	—	50	达标
4		北厂界	昼间	—	43	—	60	达标
			夜间	—	43	—	50	达标
1	YQ201 拉油流程	东厂界	昼间	42	41	44.54	60	达标
			夜间	37	41	42.46	50	达标
2		南厂界	昼间	44	43	46.54	60	达标
			夜间	39	43	44.46	50	达标
3		西厂界	昼间	43	42	45.54	60	达标
			夜间	38	42	43.46	50	达标
4		北厂界	昼间	43	43	46.01	60	达标
			夜间	37	43	43.97	50	达标
1	12-4站重油处理站	东厂界	昼间	44	41	45.76	60	达标
			夜间	39	41	43.12	50	达标
2		南厂界	昼间	42	45	46.76	60	达标
			夜间	40	45	46.19	50	达标
3		西厂界	昼间	44	42	46.12	60	达标
			夜间	40	42	44.12	50	达标
4		北厂界	昼间	42	40	44.12	60	达标
			夜间	39	40	42.54	50	达标

由表 5.2-27 可知，井场、站场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类昼间、夜间标准要求。

运营期井下作业使用不同的施工机械，如钻机、吊机、泥浆泵、压裂车等，与施工期钻井工程噪声、储层改造噪声相同，详见“5.1.2.1 钻井噪声影响分析”及“5.1.2.2 储层改造噪声影响分析”；井下作业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。

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 5.2-23。

表 5.2-23 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>	
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200m <input type="checkbox"/>		小于 200m <input type="checkbox"/>	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		国外标准 <input type="checkbox"/>	
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>		中期 <input type="checkbox"/>	
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/> 现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/> 收集资料 <input type="checkbox"/>					
	现状评价	达标百分比			100		
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 <input type="checkbox"/>		已有资料 <input checked="" type="checkbox"/>		研究成果 <input type="checkbox"/>	
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/>				其他 <input type="checkbox"/>	
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200m <input type="checkbox"/>		小于 200m <input type="checkbox"/>	
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标 <input type="checkbox"/>		
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input type="checkbox"/>			不达标 <input type="checkbox"/>		

环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input type="checkbox"/> 无监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子： <input type="text"/>	监测点位数 <input type="text"/>	无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>		
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“ <input type="text"/> ”为内容填写项。				

5.2.5 固体废物影响分析

5.2.5.1 固体废物类别

本项目产生的固体废物主要为落地油，以及井下作业期间产生的固体废物主要为废弃磺化钻井泥浆、磺化钻井岩屑、废油基泥浆及岩屑、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、撬装式污水处理站产生污泥和施工人员生活垃圾，固体废物类别及处理措施见下表。

表 5.2-24 本项目固体废物类别及处置措施一览表

序号	污染源名称	产生量 (t/a)	固废类别	处置措施	排放量 (t/a)
1	落地油	0.4	危险废物 (HW08 071-001-08)	收集后有由危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置，不外排
2	废防渗材料	2.4	危险废物 (HW08 900-249-08)	收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置	
3	废机油	3.6	危险废物 (HW08 900-214-08)		
4	废烧碱包装袋	1.2	危险废物 (HW49 900-041-49)		
5	生活垃圾	4.8	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	污泥	0.36	一般工业固体废物 (S90 462-001-S90)	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后用于铺垫油区内的井场、道路等	
7	废弃磺化泥浆	1236	一般工业固体废物 (SW12 071-001-S12)		
8	磺化泥浆钻井岩屑	420	一般工业固体废物 (SW12 071-001-S12)		

9	废油基泥浆及岩屑	200	危险废物 (HW08 071-002-08)	废油基泥浆及岩屑采用专用罐进行收集后, 由有危废处置资质单位接收处置	
---	----------	-----	---------------------------	------------------------------------	--

5.2.5.2 一般工业固体废物环境影响分析

本项目井下作业侧钻过程产生的钻井岩屑、钻井泥浆、撬装式污水处理站产生污泥属于一般工业固体废物。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统, 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, 其中废弃磺化泥浆及磺化岩屑进入无害化处理装置进一步处理, 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后用于铺垫油区内的井场、道路等; 撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾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。综上, 本项目一般工业固体废物全部妥善处置。

5.2.5.3 危险废物

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), 本项目运营期产生的危险废物主要为落地油以及井下作业期间产生的废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料, 落地油收集后有危废处置资质单位接收处置; 井下作业期间产生的废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点, 由有危废处置资质单位接收处置; 废油基泥浆及岩屑采用专用罐进行收集后, 由有危废处置资质单位接收处置。根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021年 第74号), 本项目危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 5.2-25。

表 5.2-25 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

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

落地油	HW08	071-001-08	0.4	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	收集后有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	2.4	侧钻场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点, 由有危废处置资质单位接收处置
废机油	HW08	900-214-08	3.6	侧钻设备检修	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

续表 5.2-25 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
废烧碱包装袋	HW49	900-041-49	1.2	侧钻配制泥浆	固态	废烧碱包装袋	废烧碱	/	T/In	收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点, 由有危废处置资质单位接收处置
废油基泥浆及岩屑	HW08	071-002-08	200	侧钻环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	采用专用罐进行收集, 由有危废处置资质单位接收处置

(1) 危险废物贮存场所（设施）环境影响分析

本项目井下作业期间, 侧钻期井场设置有一座撬装式危废贮存点(30m³), 危废贮存点的设置严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18957-2023)中有关规定进行防渗防腐处理, 防渗层为 2mm 厚高密度聚乙烯, 渗透系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s。井下作业期间产生的废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料集中收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点, 由有危废处置资质单位接收处置, 贮存设施可行。

(2) 危险废物收集过程中的环境影响分析

定期巡检过程中及井下作业施工结束后发现产生落地油、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料后, 落地油收集后有危废处置资质单位接收处置; 井下作业期间产生的废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料收集后暂存于井下作业期

间侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置；废油基泥浆及岩屑采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置。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 5.2-6 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 5.2-7 所示；
- d. 装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间。

图 5.2-7 危险废物类别标识示意图

图 5.2-8 危险废物相关信息标签

(3) 危险废物运输过程影响分析

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

拟建工程产生的危险废物运输过程由阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站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。

(4) 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。

拟建工程落地油委托阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站(危险废物经营许可证编号:6529230040)进行处置,阿克苏塔河环保工程有限公司处理资质及处置类别涵盖了拟建工程 HW08 危险废物,处置能力能够满足项目要求,目前阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站已建设完成并投入运行,设计处置含油污泥 15 万 t/a,富余处理能力 2.5 万 t/a。因此,拟建工程危险废物全部委托阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站接收处置可行。

(5) 运输过程的污染防治措施

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

拟建工程所产生的危险废物道路运输委托持有危险废物经营许可证的单位,按照其许可证的经营范围组织实施,并在当地生态环境部门批准后进行危险废物的转移。危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》(交通部令(2005)9号)执行;运输过程中全部采用密闭容器收集储存,转运结束后及时对转运路线进行检查和清理,确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上,危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)

中的相关要求。综上，拟建工程危险废物运输过程的污染防治措施可行。

5.2.6 生态影响评价

项目运营期油气开采、集输工程对生态的影响较小，主要体现在生态系统完整性方面，运营期井下作业过程由于涉及新增临时占地、侧钻井场等内容，对地表扰动、植被覆盖度、生物多样性、生物量损失等均有一定程度的影响，但相比于钻井期，其影响相对较小。

(1) 对地表扰动的分析

运营期油气开采、集输工程不会对地表扰动造成影响，井下作业期间需要征占临时占地，但井下作业临时占地征用主要集中在井场周围，占地面积较小且井下作业周期时间较短。井下作业期间，井场外围区域将铺垫防渗膜，临时存放设备设施等，不涉及土石方开挖，扰动范围较集中，整体实施对地表扰动的影响相对较小。

(2) 对植被覆盖度及生物量损失的影响分析

运营期油气开采、集输工程不会对植被覆盖度及生物量损失造成影响，井下作业由于新增临时占地，对植被覆盖度及生物量损失造成一定影响。井下作业一般集中在井场运行 2~3 年后，钻井期占用的井场周边临时占地植被缓慢恢复中，施工过程中，若不注意对地表植被的保护，由于防渗膜的覆盖及设备设施的压覆，将造成临时占地区域植被受到损失，井场周边植被覆盖度降低，生物量有一定程度的降低。

(3) 对生物多样性的影响分析

运营期油气开采、集输工程主要对周边野生动物产生一定的影响，运营期井场无人值守，采出液采用管线输送，日常主要进行井场定期巡检，车辆运输噪声相对施工期有所减小，但对井场道路周边区域的野生动物造成一定的影响。非正常状况下，如漏油、爆炸等，产生的原油和废气会对周边植被产生不利影响。同时，管线回填后形成的廊道将对区域形成一定的分割，对大型野生动物的活动轨迹造成一定的影响。

运营期井下作业过程中，由于施工机械、人员的入驻，导致井场周边区域人为活动影响加剧，受机械设备噪声影响，井场周边野生动物活动范围逐渐远

离井场区域，井下作业期间，井场周边区域野生动物数量将有一定程度的降低；同时，若作业人员教育宣传不到位，可能出现惊扰、猎杀野生动物的行为。

井下作业期间主要集中在井场周边，可能会对井场钻井期间临时占地植被恢复造成一定的影响，但项目井下作业活动属于临时性活动，短时间内，植被覆盖度有一定程度的降低，但后续井下作业活动的结束，扰动活动的停止及通过自然恢复，植物的覆盖度将逐渐恢复。运营期间加强巡线，发现问题及时采取紧急关闭阀门及时维修等措施，管线泄漏一般影响时间较短，造成植被损失较小。

(4) 生态系统完整性影响分析

运营期油气开采、集输工程对生态系统完整性有一定的影响，主要是管线施工完成后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，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。在油田开发建设中，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，运营期油气开采、集输工程对生态的影响主要体现在生态系统完整性方面，井下作业过程对生态的影响主要体现在地表扰动、植被覆盖度、生物多样性、生物量损失等，影响主要集中在井场内及周边，影响随着井下作业活动的结束而逐渐消失。

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

本项目采油井场、12-4 站重油处理站类别为 I 类，掺稀管线和集输管线类别为 II 类，燃料气管线类别为 IV 类。

(2) 影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)及《环境

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、井下作业废水及生活污水，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；非正常状况采油管道连接处破裂，井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。同时，本项目采出液盐分含量较高，当出现泄漏时，采出液中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高。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	其它	盐化	碱化	酸化	其它
建设期	--	—	—	—	—	—	—	--
运营期	--	—	✓	—	✓	—	—	--
服务期满后	--	—	—	—	—	—	—	--

(3) 影响源及影响因子

① 污染影响型

拟建项目集输管线、掺稀管线输送介质为原油、稀油，管线破裂时石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响；井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，采出液在水头压力差的作用下，可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。拟建项目土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-31。

表 5.2-31 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
集输管线、掺稀管线泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况
井场套管破损泄漏	垂直入渗	石油烃	事故工况

② 生态影响型

考虑最不利情况，集输管线破裂、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 5.2-32 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
集输管线泄漏	物质输入	盐分含量	事故工况
井场套管破损泄漏	物质输入	盐分含量	事故工况

5.2.7.2 现状调查与评价

(1) 调查范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤生态影响型现状调查范围为井场、站场外扩 5km、集输管线及掺稀管线边界两侧向外延伸 0.2km 范围；土壤污染影响型现状调查范围为井场、站场外扩 200m、集输管线及掺稀管线边界两侧向外延伸 0.2km 范围。

(2) 敏感目标

将井场、站场外延 5km 范围、集输管线及掺稀管线两侧 0.2km 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，井场、管道等占地现状为裸土地。

② 土地利用历史

根据调查，项目区域建设之前为裸土地，局部区域已受到油田开发的扰动和影响。

③ 土地利用规划

拟建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盐土。区域土壤类型见附图 13。

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

拟建项目实施后，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”。综合考虑拟建项目物料特性及土壤特征，本次评价对集输管线、掺稀管线破损泄漏及套管发生破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染，作为预测情景。

(2) 预测模型

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

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中：c-- 污染物介质中的浓度，mg/L；

D-- 弥散系数，m²/d；

q-- 渗流速度，m/d；

z-- 沿 z 轴的距离，m；

t-- 时间变量，d；

θ - 土壤含水率，%。

②初始条件

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

③边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

a. 连续点源：

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

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

b. 非连续点源：

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

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

(3) 预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，预测模型参数取值见表 5.2-33。

表 5.2-33 垂直入渗预测模型参数一览表

土壤质地	厚度(m)	渗透系数(m/d)	孔隙度	土壤含水量(%)	弥散系数(m ² /d)	土壤容重(kg/m ³)
壤土	3.5	0.45	0.41	0.8	1	1.45×10 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 5.2-34 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
集输管线、掺稀管线泄漏	石油烃	892000	瞬时
井场套管破损泄漏	石油烃	892000	瞬时

(5) 土壤污染预测结果

①井场套管、集输管线、掺稀管线泄漏石油烃预测结果

井场套管、集输管线、掺稀管线出现破损泄漏，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 892000mg/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 5.2-35。

图 5.2-8 石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

表 5.2-35 土壤预测情况表

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

由图 5.2-8 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，拟建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

拟建项目实施后，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”，综合考虑拟建项目物料特性及土壤特征，本次评价对集输管线破损泄漏及套管发生破损泄漏的盐分含量对土壤的盐化影响，作为预测情景。

(2) 预测源强

①集输管线破损泄漏

根据设计资料并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏油

事故，管内压力减小，各截断阀可以确保在 10min 内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间 10min 考虑。管道泄漏时，选取最不利情形即管道截面 100% 断裂进行评价。管线输送全管径泄漏最大采出液泄漏量为 1m^3 ，采出液中总矿化度为 206886mg/L ，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=1 \times 206886 = 206886\text{g}$ 。

②井场套管破损泄漏

套管泄漏量取单井采出水量 23t/d ，本次评价考虑采出液量的 10% 泄漏渗入土壤，采取措施 1 天后停止泄漏，采出液含水率为采出液中总矿化度为 206886mg/L ，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=2.3 \times 206886 = 475837.8\text{g}$ 。

(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： ΔS -单位质量表层土壤中某种物质的增量， g/kg ；

I_s -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 ；

L_s -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 ；

R_s -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

$$S = S_0 + \Delta S$$

S -单位质量土壤中某种物质的预测值， g/kg ；

S_0 -单位质量土壤中某种物质的现状值， g/kg 。

(4) 预测结果

①集输管线泄漏盐化预测结果

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以集输管线泄漏点为中心 $20m \times 20m$ 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.45 \times 10^3 kg/m^3$ ，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 $8g/kg$ 。预测年份为 0.027a（10 天）。根据上述计算结果，在 10 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 $0.048g/kg$ ，叠加现状值后的预测值为 $8.048g/kg$ 。

②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， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以采油井场泄漏点为中心 $100m \times 100m$ 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.45 \times 10^3 kg/m^3$ ，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 $8.0g/kg$ 。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 $0.009g/kg$ ，叠加现状值后的预测值为 $8.009g/kg$ 。

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 土壤污染防治措施

(1) 源头控制

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

②人员定期巡检，巡检时应对管线沿线进行仔细检查，出现泄漏情况能及时发现；

③加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生；

④加强井场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有

相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影 响程度。

(2) 过程防控措施

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	代表性井场内	表层样	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、 石油烃(C ₁₀ -C ₂₅)、砷、六 价铬、盐分含量、pH	执行《土壤环境质量 建设用 地污染风险管控标准(试 行)》(GB36600-2018)表 2 第 二类用地筛选值	每 3 年 1 次

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治措施后，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 <input type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input checked="" type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>				
	占地规模	小型				
	敏感目标信息	敏感目标()、方位()、距离()				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
	全部污染物	盐分、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₂₀)				
	特征因子	盐分、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₂₀)				
	所属土壤环境影响评价项目类别	采油井场、12-4站重油处理站	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>			
		掺稀管线和集输管线	I类 <input type="checkbox"/> ；II类 <input checked="" type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>			
		净化燃料气管线	I类 <input type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input checked="" type="checkbox"/>			
敏感程度	敏感 <input type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input checked="" type="checkbox"/>			污染影响型		
	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>			生态影响型		
评价工作等级	采油井场、12-4站重油处理站	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>		污染影响型		
	掺稀管线和集输管线	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input checked="" type="checkbox"/>				
	采油井场、12-4站重油处理站	一级 <input checked="" type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>		生态影响型		
	掺稀管线和集输管线	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>				
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input checked="" type="checkbox"/> ；c) <input checked="" type="checkbox"/> ；d) <input checked="" type="checkbox"/>				
	理化特性	--				
	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		

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	现状监测因子	占地范围内：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷,1,2-二氯乙烷,1,1-二氯乙烯,顺-1,2-二氯乙烯,反-1,2-二氯乙烯,二氯甲烷,1,2-二氯丙烷,1,1,1,2-四氯乙烷,1,1,2,2-四氯乙烷,四氯乙烯,1,1,1-三氯乙烷,1,1,2-三氯乙烷,三氯乙烯,1,2,3-三氯丙烷,氯乙烯,苯,氯苯,1,2-二氯苯,1,4-二氯苯,乙苯,苯乙烯,甲苯,间二甲苯+对二甲苯,邻二甲苯,硝基苯,苯胺,2-氯酚,苯并[a]蒽,苯并[a]芘,苯并[b]荧蒽,苯并[k]荧蒽,蒽,二苯并[a,h]蒽,茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量		
现状评价	评价因子	占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量		
	评价标准	GB15618 <input checked="" type="checkbox"/> ; GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ; 表 D.1 <input type="checkbox"/> ; 表 D.2 <input type="checkbox"/> ; 其他()		
	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求		
影响预测	预测因子	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量		
	预测方法	附录 E <input checked="" type="checkbox"/> ; 附录 F <input type="checkbox"/> ; 其他()		
	预测分析内容	污染影响范围：井场周围；影响程度：较小	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) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input checked="" type="checkbox"/> 不达标结论：a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>		
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input checked="" type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他()		
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次
防治措施	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、六价铬、盐分含量、pH	每3年一次
	信息公开指标	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、pH		
评价结论		通过采取源头控制、过程防控、跟踪监测措施，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、稀油、天然气、硫化氢，存在于集输管线、掺稀管线和燃料气管线内。

(2) 环境敏感目标调查

本项目周边敏感特征情况见表 2.8-5。

(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

(1) 物质危险性识别

拟建项目涉及的风险物质主要为原油、稀油、天然气、硫化氢及火灾爆炸等次生污染物 CO。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.2-38。

表 5.2-38 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	原油、稀油	热值：41870kJ/kg；火焰温度：1100℃；沸点：300-325℃；闪点：23.5℃；爆炸极限 1.1%~6.4% (v)；自然燃点 380-530℃	集输管线、掺稀管线
2	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%~46.0%，溶于水、乙醇	集输管线
3	天然气	无色无味气体，爆炸上限 16%，爆炸下限 4.8%，蒸汽压：53.32kPa (-168.8℃)，闪点：-188.8℃，熔点：-182.5℃，沸点：-161.5℃，相对密度 0.42 (-164℃)	集输管线、燃料气管线
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

(2) 生产系统危险性识别

① 集输管线危险性识别

本工程集输管线输送介质为采出液，管线主要采用埋地敷设方式。运行过程中常见的事故包括：因腐蚀穿孔造成泄漏；人为破坏导致管道泄漏。一旦发生泄漏，释放出的原油、天然气遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，原油泄漏还可能造成土壤、地下水污染物。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。

②掺稀管线危险性识别

本工程掺稀管线输送介质为原油，管线主要采用埋地敷设方式。运行过程中常见的事故包括：因腐蚀穿孔造成泄漏，人为破坏导致管道泄漏。一旦发生泄漏，释放出的原油遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，原油泄漏还可能造成土壤、地下水污染物。

③净化燃料气管线危险性识别

本工程净化燃料气管线输送介质为天然气，管线主要采用埋地敷设方式。运行过程中常见的事故包括：因腐蚀穿孔造成泄漏；人为破坏导致管道泄漏。一旦发生泄漏，释放出的天然气遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。

④井场危险性识别

井场危险性分为施工期和运营期两个阶段。在钻井过程中，当钻穿高压油气层时，因处理不当等原因可能造成井喷事故。井喷喷出的大量烃类气体会污染环境空气，原油覆盖植物、覆盖地层、污染土壤及地下水。运营期井下作业过程中，也可能由于人员误操作、地层压力波动等原因发生井喷。

(3) 可能影响环境的途径

根据工程分析，本项目开发建设过程中采油、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 5.2-38。

表 5.2-38 油气田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
井场	井喷事故	泥浆液柱压力低于油气层的自然压力；泥浆漏失；钻透油气层时，起钻速度过快；设备故障，停钻修理等	井喷事故发生时，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，油类物质渗流至地下水。	大气、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	管线、泄	管道、设备腐蚀，施工、操	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、	大气、地

漏	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	爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件；油类物质渗流至地下水	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。

同时拟建项目油气管线、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 H₂S 的扩散量及扩散浓度较小，地处开阔有利于 H₂S 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。

(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，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，或其它辅助作业，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、消防铁锹和其它消防器材。

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

5.2.8.4.3 井漏风险预防措施

(1) 在固井工艺上, 为防止采出液从井管串入其它地层, 对油井采取防坍塌、防斜、防漏措施, 固井完成后, 对固井质量进行严格检测, 满足固井相关标准、规范。

(2) 油井通过水泥将套管与地层之间进行封闭, 上有封隔器完全隔绝石油开采过程中与非油气层和地下含水层的联系, 阻止采出液对非气层和地下含水层的污染; 仅井体底部的钢质封闭管壁设置了有作为采出液进入钢管内的通道。

(3) 油管内外壁防腐处理, 避免采出液和套管表面直接接触, 防止腐蚀。

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

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，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。

⑤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，加强管线和警戒标志的管理工作。

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) 基本农田区域周边事故防范措施

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定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

③定期检查管线上的阀门及其连接法兰的状况，防止泄漏发生。

④制定事故应急救援预案，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。

⑤因发生事故或者其他突然性事件，造成或者可能造成基本农田环境污染事故的，当事人必须立即采取措施处理，并向当地生态环境主管部门和农业主管部门报告。

5.2.8.4.5 H₂S 气体泄漏风险防范措施

(1) 硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《硫化氢环境人身防护规范》(SY/T 6277-2017)和《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》(SY/T 6137-2024)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/m³(或 10ppm)，第 2 级报警阈值应设置为 30mg/m³(或 20ppm)，进入作业区域

应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢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 $15\text{mg}/\text{m}^3$ (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 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (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 $150\text{mg}/\text{m}^3$ (或 100ppm) 时, 应组织周边危险区域内的作业人员有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 [$150\text{mg}/\text{m}^3$ (100ppm)] 的大气环境中执行任务时, 应有接受过救护技术培训的值班救护人员, 同时应备有必要的救护设备, 包括适用的呼吸器具。

(3) 泄漏事故风险防范措施

①操作时宜按要求配备基本人员, 采用必要的设备进行安全施工。现场应配置呼吸保护设备且基本人员能迅速而方便的取用。采用适当的硫化氢检测设备实时监测空气状况。

②严格执行“禁止吸烟”的规定。

③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，针对管线泄漏事件，采取以下措施：

① 切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭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完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

5.2.8.6 突发环境事件应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。采油一厂于 2025 年 12 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 652923-2025-229-L（库车市）。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，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

各类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；钻井、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

项目周边属于环境低度敏感区，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二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	塔河油田西部奥陶系油藏 2026 年第三期产能建设项目		
建设地点	新疆阿克苏地区库车市境内		
中心坐标			
主要危险物质及分布	原油、稀油、天然气、硫化氢，存在于集输管线、掺稀管线和燃料气管线内		

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。管道、设备清洗废水,输送至周边联合站处理,达标后回注地层。

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,收集后送库车经济技术开发区工业固体废物填埋场填埋;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,集输管线进行氮气吹扫,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，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) 定期对井场的设备、阀门等检查、检修,以防止跑、冒、漏现象的发生;加强对密闭管线及密封点的巡检,一旦发生泄漏立即切断控制阀,并尽快完成修复。

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、站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,属于成熟可靠技术,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

项目施工过程中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，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段优先用于配制相应体系泥浆，剩余的钻井废水集中拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注。

(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，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。

(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。

(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。

各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。

单座井场撬装化污水处理站设计处理规模 20m³/d，实际单座井场污水产生规模为 4.8m³/d，可满足井场生活污水处理需求。根据区域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周边联合站处理，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。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周边联合站可行。

(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阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作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) 井下作业生活污水

井下作业期间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。单座井场撬装化污水处理站设计处理规模 $20\text{m}^3/\text{d}$ ，实际单座井场污水产生规模为 $4.8\text{m}^3/\text{d}$ ，可满足井场生活污水处理需求。

综上，运营期采取的废水处置措施可行。

6.2.3 退役期水污染防治措施

退役期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。管道、设备清洗废水，输送至周边联合站处理，达标后回注地层。

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《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）确定工程施工场界，合理科学地布局施工现场。严格控制施工时间，缓解、避免强噪声设备集中施工。

②施工现场设置施工标志。

③施工运输车辆通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，避免强噪声设备集中施工，尽量降低施工噪声影响。

(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 5m。

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、加热炉等设备采取基础减振措施；
- (3) 泥浆泵做好基础减振；
- (4) 井下作业期间定期维护泥浆泵、钻机等高噪声设备。

类比塔河油田同类井场、站场，运营期井场、站场场界噪声满足《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。本项目项目钻井期使用磺化泥浆体系，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，调整好后再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，随后污泥打入二级螺旋式混拌装置，同时加入混凝剂(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

离心机，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、脱胶、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。

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)中第二类用地土壤污染风险筛选值要求	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
	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

物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中污染物限值要求,同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值要求。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检查管理,建立了自行监督检查、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。

结合《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范(试行)》(HJ 1461-2026)中相关要求,提出以下钻井废弃物污染控制要求:

(1) 油气开采固体废物污染环境防治坚持减量化、资源化和无害化原则。水基岩屑随钻固液分离后收集,其中磺化钻井岩屑先破胶脱稳处理,分离后的水基岩屑含水率宜小于 60%,分离后的液相宜在钻井现场循环利用;

(2) 泥浆罐区、泥饼暂存池、泥浆随钻不落地系统应满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中相关防渗要求;

(3) 水基岩屑、油基岩屑转移过程中采取防遗撒、防扬尘、防泄漏的措施。

6.4.1.2 危险废物处理措施

钻井施工过程中产生的废机油、废烧碱包装袋和废防渗材料,废机油桶装密闭收集、废防渗材料、废烧碱包装袋折叠打包收集后暂存于各钻井井场拟建的危废贮存点,由有危废处置资质单位接收处置;废油基泥浆及岩屑采用专用罐进行收集后,由有危废处置资质单位接收处置。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 一般工业固体废物产生及处置情况

本项目井下作业侧钻过程产生的磺化钻井岩屑、磺化钻井泥浆、撬装式污水处理站产生污泥属于一般工业固体废物。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落

地系统，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，其中废弃磺化泥浆及磺化岩屑进入无害化处理装置进一步处理，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后用于铺垫油区内的井场、道路等；撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾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。

6.4.2.2 危险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)，本项目运营期产生的危险废物主要为落地油以及井下作业期间产生的废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料，收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置；废油基泥浆及岩屑采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置。

6.4.2.3 危险废物处置措施可行性分析

(1) 危险废物贮存场所(设施)环境影响分析

本项目井下作业期间，侧钻井场设置有一座撬装式危废贮存点(30m³)，危废贮存点的设置严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18957-2023)中有关规定进行防渗防腐处理，防渗层为2mm厚高密度聚乙烯，渗透系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s。井下作业期间产生的废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料集中收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置，贮存设施可行。

(2) 危险废物收集过程中的环境影响分析

定期巡检过程中及井下作业施工结束后发现产生落地油、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料后，落地油收集后由有危废处置资质单位接收处置；井下作业期间产生的废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置；废油基泥浆及岩屑采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置。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。

(3) 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阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行处置,站场危险废物处理类别、处置能力见表 6.4-2。

表 6.4-2 阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理类别、处置能力一览表

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
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

阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作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,目前阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站已建设完成并投入运行,设计处置含油污泥 15 万 t/a,富余处理能力 2.5 万 t/a。因此,本项目危险废物全部委托阿克苏塔河环保工

程有限公司绿色环保工作站接收处置可行。

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，其中落地油收集后有危废处置资质单位接收处置；建筑垃圾收集后送库车经济技术开发区工业固体废物填埋场合规处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，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

(1) 控制井场施工占地范围，钻井、井下作业与地面工程设施建设应尽量减少临时占地。

(2) 严格控制管线施工作业带宽度，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

(3) 对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

(4) 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。施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，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。

(5) 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，开挖产生的土方堆放于管沟一侧的临时堆土区并用防尘网苫盖，降低土壤裸露风化风险，严禁随意堆放；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。

(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。

类比塔河油田现有井场、管线等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) 管线选线阶段，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) 合理划定施工范围，控制施工人员、车辆活动范围，在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，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。

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

(3) 工程施工结束后，应对施工临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。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

(1) 井场工程区

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

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

(2) 管道工程区

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

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

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

④洒水降尘：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。对本防治区进行定期洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失。

图 6.5-2 限行彩条旗典型措施设计图

类比塔河油田已采取的水土流失防治措施，拟建工程采取的水土流失防治措施可行。

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，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，集输管线进行氮气吹扫，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 碳排放影响评价

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

7.1 碳排放分析

7.1.1 碳排放影响因素分析

7.1.1.1 碳排放源分析

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

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

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

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

（2）火炬燃烧排放

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

拟建工程井场测试放喷过程中产生的天然气通过井场放空火炬点燃，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、站场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

(5) CH_4 回收利用量

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

拟建工程未实施甲烷回收利用。

(6) CO_2 回收利用量

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

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

(7) 净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

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

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	燃料燃烧 CO ₂ 排放	井场真空加热炉使用天然气作为燃料燃烧	CO ₂	有组织
2	火炬燃烧排放	各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、站场法兰、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 碳排放量核算

7.1.2.1 碳排放核算边界

拟建工程碳排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

表 7.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	塔河油田西部奥陶系油藏 2026 年第三期产能建设项目	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 碳排放量核算过程

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

(1) 燃料燃烧 CO₂ 排放

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

$$E_{\text{CO}_2\text{燃烧}} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

$E_{CO_2_燃烧}$ 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。

本项目共计新增 2 台 400kW 真空加热炉，根据核算，单座真空加热炉每小时燃气量为 $48m^3$ ，加热炉年运行时间为 4800h，则年天然气消耗量为 46.08 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 235.47 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碳排放量）。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：

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

式中，

$E_{GHG_火炬}$ —火炬燃烧产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2-正常火炬}$ -正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2-事故火炬}$ -由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CH_4-正常火炬}$ -正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

$E_{CH_4-事故火炬}$ -事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} - CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH_4} 等于 21。

b. 正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2-正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times \left(CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4-正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中，

i-火炬系统序号；

$Q_{正常火炬}$ -正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量，单位为万 Nm^3 ；

$CC_{非CO_2}$ -火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF-第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V_{CO_2} -火炬气中 CO_2 的体积浓度，取值范围为 0~1；

V_{CH_4} -为火炬气中 CH_4 的体积浓度；

c. 事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2-事故火炬} = \sum_j GF_{事故j} \times T_{事故j} \times \left(CC_{(非CO_2)j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{CH_4-事故火炬} = \sum_j \left[GF_{事故j} \times T_{事故j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

上式中，

J-事故次数；

$GF_{事故j}$ -报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 Nm^3 /小时；

$T_{事故j}$ -报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

$CC_{(非CO_2)j}$ -第 j 次事故火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF-火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

$V_{(\text{CO}_2)_j}$ -第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度；

V_{CH_4} -事故火炬气中 CH_4 的体积浓度；

② 计算结果

本项目核算火炬气温室气体排放主要为井场测试放喷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	3 座井场	正常工况	0.004	48	6.03	0.98	0.0296	0.7396

根据表中参数，结合公式计算可知，火炬燃烧排放温室气体量为 12.41 吨 CO_2 。

(3) CH_4 逃逸排放

① 计算公式

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

式中，

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

J-不同的设施类型；

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

$EF_{\text{oil},j}$ -原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $\text{CH}_4/(\text{年} \cdot \text{个})$ ；

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

$EF_{\text{gas},j}$ -天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $\text{CH}_4/(\text{年} \cdot \text{个})$ 。

② 计算结果

拟建工程涉及原油开采，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	井场个数
1	2 座井场	井口装置	0.23 吨/年·个	2
2	12-4 站	接转站	0.18 吨/年·个	1

根据表中参数，结合公式计算可知，CO₂ 排放量为 13.44 吨。

(4) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

① 计算公式

a. 净购入电力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2-净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：

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

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 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh。

b. 净购入热力的 CO₂ 排放计算公式

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

式中：

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

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 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/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 950MWh，电力排放因子根据《关于发布 2024 年电力碳足迹因子数据的公告》（生态环境部 国家统计局 国家能源局 公告 2025 年第 19 号）中全国电力平均二氧化碳排放因子为 0.5777 吨 CO₂/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量为 548.82t。

(4) 碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试

行)》，化工企业的 CO_2 排放总量计算公式为：

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

式中， E_{GHG} -温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 ；

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

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

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

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

s -企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

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

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

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

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

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

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

表 7.1-5 温室气体排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量 (吨 CO_2)	占比 (%)
拟建工程	燃料燃烧 CO_2 排放	235.47	29.07
	火炬燃烧排放	12.41	1.53
	工艺放空排放	0	0.00
	CH_4 逃逸排放	13.44	1.66
	CH_4 回收利用量	0	0.00
	CO_2 回收利用量	0	0.00
	净购入电力、热力隐含的 CO_2 排放	548.82	67.74
	合计	810.14	100

由上表 7.1-5 分析可知，拟建工程温室气体总排放量为 810.14 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 清洁运输减污降碳措施

油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复，有效提升温室气体泄漏控制能力。

7.2.2 挥发性有机物与甲烷协同控制

测试放喷过程中，天然气点燃放空；同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

7.2.3 节能降耗减污降碳措施

拟建工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO₂ 排放量。具体措施主要有：

（1）鼓励依托井场闲置土地资源建设光伏发电，加快绿色电力引进。

（2）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。

（3）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。

（4）选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗、维护方便等显著特点。

7.2.3 减污降碳管理措施

西北油田分公司建立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，逐步完善西北油田分公司甲烷排放量核算，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

本项目实施后，温室气体总排放量为 810.14 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，本项目吨产品温室气体排放强度相对较低。

8 环境影响经济损益分析

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

8.1 经济效益分析

本项目投资 2164.34 万元，环保投资 48 万元，环保投资占总投资的比例为 2.22%。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

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、井下作业废水、井下作业工程生活污水，采出水随采出液密闭集输至周边联合站处理，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

阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；井下作业工程生活污水经井场撬装式污水处理站处理后达标后用于荒漠灌溉。

(3) 固体废弃物

本项目运营期固体废弃物主要为落地油，以及井下作业期间产生的固体废弃物主要为钻井岩屑、钻井泥浆、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、撬装式污水处理站产生污泥和施工人员生活垃圾。废弃磺化泥浆及磺化岩屑进入无害化处理装置进一步处理，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后用于铺垫油区内的井场、道路等；撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾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；落地油以及井下作业期间产生的废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料，落地油收集后有危废处置资质单位接收处置；井下作业期间产生的废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置。

(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的控制。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的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大降低其对周围环境的影响。

8.3.2 环境损失分析

本项目在建设过程中，由于老井侧钻、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，项目占地类型主要为林地、草地等，拟建项目在开发建设过程中，不可避免的会产生一些污染物，这些污染物都会对油气田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油气田开发区域内的环境。

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

本项目通过一定的环保投资，采取技术上可行、经济上合理的环保措施，对其生产过程中产生的“三废”进行了综合治理或妥善处置，这些措施的实施既取得了一定的经济效益，又减少了项目对环境造成的污染，达到了削减污染物排放和保护环境的目，其环境保护效果显著。

8.5 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，由于老井侧钻、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。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性地影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行发展。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 and 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生态环境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》（GB18957-2023）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《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第23号）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振、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》(GB12348-2008) 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）时应避让生态敏感区，无法避让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) 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	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，施工现场严格管理；井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失	施工单位及建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
			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边界，以避免增加对地表的扰动和破坏；工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复		

续表 9.1-1 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	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门	
		植被	施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被		
		水土保持	①工程措施：井场采取砾石压盖，施工结束后进行场地平整。 ②临时措施：对临时堆土区采取防尘网苫盖的方式进行防护；在施工作业带两侧拉彩条旗以说明车辆行驶的边界；定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施	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
		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	废气	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	施工单位及建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		废水	钻井废水按泥浆体系不同分阶段优先用于配制相应体系泥浆，剩余的钻井废水集中拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注；酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；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危废贮存点内，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	建设单位	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	
运营期	正常工况	废水	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
		固体废物		落地油收集后有危废处置资质单位接收处置；井下作业期间产生的废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置；井下作业侧钻过程产生的废弃磺化泥浆及磺化岩屑进入无害化处理装置进一步处理，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)中要求后用于铺垫油区内的井场、道路等；废油基泥浆及岩屑采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置。撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾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	落地油收集后有危废处置资质单位接收处置；建筑垃圾收集后送库车经济技术开发区工业固体废物填埋场合规处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，管线两端使用盲板封堵		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 开展环境影响后评价工作相关要求

根据《中华人民共和国环境影响评价法》(2018 年 12 月 29 日修正)、《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》(环境保护部 部令第 37 号)、《关于进一步加强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。

9.1.5 固体废物管理制度

西北油田分公司采油一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》(HJ 1259-2022)、《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》(生态环境部令 第 23 号)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废物运输管理的规定。

(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) 和《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。

9.1.6 排污许可

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

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018)、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》(HJ1301-2023)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017) 及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》(环办环评〔2017〕84 号)，本项目应纳入西北油田分公司采油一厂排污许可管理，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，项目应以采油一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老井侧钻 1 口 (YQ5-4CH2 井)；②新建井场 2 座 (YQ5-41H 井、YQ5-50 井)，各建设 1 座 400kW 真空加热炉，老井不新增地面设施，YQ201 拉油流程扩建 30m³/h 掺稀泵 1 台，12-4 站重油处理站新增全重力平衡一体化装置 (电脱水装置) 1 座；③配套建设单井集输管线 2.7km、燃料气管线 2.7km、掺稀管线 2.7km，燃料气管线、掺稀管线和集输管线同沟敷设；④配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后单井日产原油 24t/d，12-4 站重油处理站新增设计处理量为 1000m³/d。

(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

项目		工程组成情况										
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 1 口 (YQ5-4CH2 井)										
储层改造工程		射孔采用管柱传输射孔工艺, 储层改造采用酸化压裂工艺										
油气集输工程		井场、站场工程		新建井场 2 座 (YQ5-41H 井、YQ5-50 井), 各建设 1 座 400kW 真空加热炉, 老井不新增地面设施, YQ201 拉油流程扩建 30m ³ /h 掺稀泵 1 台, 12-4 站重油处理站新增全重力平衡一体化装置 (电脱水装置) 1 座								
		管道工程		新建单井集输管线 2.9km、燃料气管线 2.9km、掺稀管线 2.9km, 燃料气管线、掺稀管线和集输管线同沟敷设								
类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况			排污口信息		总量指标 (t/a)	执行标准 (mg/m ³)
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟量 (Nm ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排气筒高度 (m)	内径 (m)		
废气	井场	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	473.3	20 4 152 16 <1 级	8	0.15	NO _x : 0.731 VOC _s : 0.678	颗粒物≤20; 二氧化硫≤50; NO _x ≤200; 非甲烷总烃≤120; 烟气黑度<1 级
		无组织废气	密闭输送, 加强阀门的检修与维护	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—		非甲烷总烃≤4.0
	—		—	硫化氢	硫化氢≤0.06mg/m ³							
类别	噪声源				污染因子	治理措施	处理效果	执行标准				
噪声	全重力平衡一体化装置、采油树、加热炉、掺稀泵				L _{max} 7	基础减振	降噪 15dB (A)	厂界 昼间≤60dB (A); 夜间≤50dB (A)				
类别	污染源	污染因子		处理措施		处理后浓度 (mg/L)	排放去向	总量控制指标	执行标准 (mg/L)			
废水	采出水	SS、石油类		采出水随油气混合物输送桥古集气处理站处理, 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	pH、SS、挥发		井下作业废水采用专用废水		—	—	—	—			

业废水	酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	回收罐收集，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理				
-----	-----------------------------	--------------------------------	--	--	--	--

续表 9.3-1 拟建工程污染物排放清单一览表

类别	污染源	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	生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS	经井场撬装式污水处理站处理后达标后用于荒漠灌溉	—	—	—	《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019) 表 2 的 B 级标准
固废	落地油	危险废物 (HW08 071-001-08)	收集后有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置			
	废防渗材料	危险废物 (HW08 900-249-08)	收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置				
	废机油	危险废物 (HW08 900-214-08)					
	废烧碱包装袋	危险废物 (HW49 900-041-49)					
	废油基泥浆及岩屑	危险废物 (HW08 071-002-08)	废油基泥浆及岩屑采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置				
	生活垃圾	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				
	污泥	一般工业固体废物 (S90 462-001-S90)					
	废弃水基钻井泥浆	一般工业固体废物 (SW12 071-001-S12)	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) 中限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等				
水基钻井岩屑	一般工业固体废物 (SW12 071-001-S12)						
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《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 (按10%比例抽测)	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
地下水	潜水含水层	pH、总硬度、溶解性总固体、硫化物、石油类、砷、六价铬	区域地下水跟踪监测井	每年2次
土壤环境	土壤环境质量	石油类、石油烃(C ₂ -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3年1次

9.5 环保设施“三同时”验收一览表

本项目环保设施“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	—	—	0.5	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	钻井废水按泥浆体系不同分阶段优先用于配制相应体系泥浆, 剩余的钻井废水集中拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注	—	—	—	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	—	—	0.5	
	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, 拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理	—	—	0.5	
	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、吊装机械、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	—	—	—	《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)
固废	1	废弃水基泥浆及钻井岩屑	不落地装置进行固液处理, 其中磺化岩屑经无害化处理达标后用于铺垫油区内的井场、道路等	—	—	10	妥善处置
	2	废油基泥浆及岩屑	废油基泥浆及岩屑采用专用罐进行收集后, 由有危废处置资质单位接收处置	—	妥善处置	2.5	经有资质单位处置
	3	废机油	采用桶装密闭收集, 暂存于井场危废贮存点内, 定期委托有资质单位接收处置	—	妥善处置	0.5	经有资质单位处置
	4	废烧碱包装袋	折叠打包后暂存于井场危废贮存点内, 定期委托有资质单位接收处置	—	妥善处置		经有资质单位处置
	5	废防渗材料					
	6	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	—	—	0.5	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	7	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	—	—	0.4	妥善处置

	8	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	管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土	将施工作业带宽度控制在 8m 以内	--	临时占地恢复到之前状态	4.8	恢复原有地貌
			水土保持、防沙治沙				
	风险防范措施	钻井井场设置井场设置放喷池、火炬，安装井控设施、防喷培训等，按钻井行业规范和设计的要求完成；制定突然环境时间应急预案	--	将环境风险控制在可防控范围内	0.8	按要求建设、实施	
运营期							
废气	1	加热炉烟气	使用净化后天然气为燃料	--	颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ 烟气黑度 ≤ 1 级	-	《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 $\leq 120\text{mg}/\text{m}^3$ 排放速率 $\leq 1.42\text{kg}/\text{h}$	《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		
	2	无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护	-	场界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$	-	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中边界污染物控制要求

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	无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护	--	场界硫化氢 $\leq 0.06\text{mg}/\text{m}^3$	-	《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93) 中表 1 新扩改建项目二级

塔河油田西部奥陶系油藏 2026 年第三期产能建设项目环境影响报告书

							标准
废水	1	采出水	采出水随采出液密闭集输至周边联合站处理, 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	收集后送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理	--	--	0.5	
	3	井下作业生活污水	生活污水经井场撬装式污水处理站处理后, 用于荒漠灌溉	--	--	0.5	
噪声		采油树、真空加热炉	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	收集后有危废处置资质单位接收处置	--	--	0.6	《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)
		废防渗材料、废烧碱包装袋、废机油	收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点, 由有危废处置资质单位接收处置	--	--	0.6	
		废油基泥浆及岩屑	废油基泥浆及岩屑采用专用罐进行收集后, 由有危废处置资质单位接收处置	--	妥善处置	0.5	
		废弃水基泥浆及钻井岩屑	不落地装置进行固液处理, 其中磺化岩屑经无害化处理达标后用于铺垫油区内的井场、道路等	--	--	4.8	妥善处置
		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	--	--	0.5	妥善处置
		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	--	--		

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							
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	1.2	--

塔河油田西部奥陶系油藏 2026 年第三期产能建设项目环境影响报告书

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	—	—
后评价	本项目实施后,应在 5 年内以区块为单位开展环境影响后评价工作		—	对存在问题提出补救方案	—	—
风险防范措施	井场	设置可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌	—	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	1.9	—
退役期						
废水	1	管道、设备清洗废水	管道、设备清洗废水,输送至周边联合站处理,达标后回注地层	—	—	—
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	4
	2	落地油	收集后有危废处置资质单位接收处置	—	妥善处置	0.8
	3	废弃管线	管线内物质应清空干净,确保管线内无残留采出液,管线两端使用盲板封堵	—	妥善处置	0.8
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	9.6
合计				—	48	—

10 结论

10.1 建设项目情况

10.1.1 项目概况

项目名称：塔河油田西部奥陶系油藏 2026 年第三期产能建设项目

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老井侧钻 1 口 (YQ5-4CH2 井)；②新建井场 2 座 (YQ5-41H 井、YQ5-50 井)，各建设 1 座 400kW 真空加热炉，老井不新增地面设施，YQ201 拉油流程扩建 30m³/h 掺稀泵 1 台，12-4 站重油处理站新增全重力平衡一体化装置 (电脱水装置) 1 座；③配套建设单井集输管线 2.7km、燃料气管线 2.7km、掺稀管线 2.7km，燃料气管线、掺稀管线和集输管线同沟敷设；④配套建设土建、通信、电气、自控等。

建设规模：项目建成后单井日产原油 24t/d，12-4 站重油处理站新增设计处理量为 1000m³/d。

项目投资和环保投资：项目总投资 2164.34 万元，其中环保投资 48 万元，占总投资的 2.22%。

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、风景名胜區、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址合理。

10.1.3 产业政策符合性

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，项目不占用生态保护红线、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 生态环境分区管控符合性判定

本项目距离生态保护红线区最近约 21.9km，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周边联合站处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，后期井下作业（侧钻过程）产生的生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉，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、阿克苏地区生态环境分区管控方案要求。

10.2 环境现状

10.2.1 环境质量现状评价

环境质量现状监测结果表明：项目所在区域属于不达标区；根据监测结果，硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值；非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准。

地下水环境质量现状监测结果表明：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、站场监测值昼间、夜间均满足《声

环境质量标准》(GB3096-2008) 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)中第二类用地筛选值限值。

10.2.2 环境保护目标

拟建项目评价区域内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点，故不设置环境空气保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；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，集输管线及掺稀管线边界两侧向外延伸 200m 范围的土壤作为土壤生态影响型环境保护目标；井场边界外扩 200m，集输管线及掺稀管线边界两侧向外延伸 200m 范围内不涉及耕地、园地、牧草地等环境敏感目标，因此不再设置土壤污染影响型环境保护目标；拟建项目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塔里木河流域水土流失重点治理区作为生态保护目标。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。

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，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、井下作业废水及井下作业工程生活污水，采出水随采出液密闭集输至周边联合站处理，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，井下作业废水送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；各井场井下作业期间均建设1座撬装式污水处理站，井下作业工程生活污水经污水处理站处理后，出水可满足《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荒漠灌溉。

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

本项目运营期落地油以及井下作业期间产生的废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料，属于危险废物，收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置；井下作业侧钻过程产生的钻井岩屑、钻井泥浆、撬装式污水处理站产生污泥属于一般工业固体废物。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，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，废弃磺化泥浆及磺化岩屑进入无害化处理装置进一步处理，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后用于铺垫油区内的井场、道路等；撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾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。

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、井下作业废水及井下作业工程生活污水。采出水随采出液密闭集输至周边联合站处理，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，井下作业废水送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；各井场井下作业期间均建设 1 座撬装式污水处理站，井下作业工程生活污水经污水处理站处理后，出水可满足《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荒漠灌溉。本项目周边无地表水体，项目采出水、井下作业废水、井下作业工程生活污水不外排，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治防控措施的前提下，从地下水环境影响的角度分析，本项目对地下水环境影响可接受。

10.4.4 声环境影响

本项目井场、站场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、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。

10.4.5 固体废物环境影响

本项目运营期固体废物主要为落地油以及井下作业期间产生的废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料，属于危险废物，收集后暂存于井下作业期间侧钻井场危废贮存点，由有危废处置资质单位接收处置；废油基泥浆及岩屑采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置。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，废弃磺化泥浆及磺化岩屑进入无害化处理装置进一步处理，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后用于铺垫油区内的井场、道路等；撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾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。不会对周围环境产生重大不利影响。

10.4.6 生态影响

本项目不同阶段对生态影响略有不同，施工期主要体现在地表扰动影响、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)中第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直到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治措施后，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行。

10.5 总量控制分析

结合本项目排放特征，确定项目总量控制指标为 NO_x 0.731t/a， VOC_s

0.678t/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

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。

