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。

采油三厂所辖区块包含塔河油田 8 区、10 区南、11 区、托甫台区、T759 井区等。目前，塔河油田 8 区、10 区内 6 口老井因油藏压力不足等原因处于停产状态，急需进行侧钻恢复原有产能。为此，西北油田分公司拟投资 5800 万元实施“采油三厂 2025 年第三期短半径侧钻项目”。建设内容主要为：①对现有 6 口老井(TH10434CH2 井、T754CH 井、TH10448CH 井、TK720CH2 井、TK890CH2 井、TH10349CH2 井)实施侧钻；②三号联站新增 1000 方水罐 1 座，对现有事故应急池进行改造。

短半径侧钻技术是指沿钻头纵向心的方向上的一条或多口水平井。短半径侧钻水平井的造斜率通常每米大于 10°,在 0.3m 的曲率半径内完成由垂直转向水平钻进。该技术能使死井复活,大幅度提高油井产量和原油采收率,且能降低钻井成本,是油田老井改造、油藏挖潜和稳产的有效手段。

项目建成后 6 口井总产量为日产油 120t，日产气 0.9 万 m^3，未超原有规模（原有规模为日产油 120t，日产气 0.9 万 m^3）。

1.2 环境影响评价工作过程

项目属于油气开采项目，位于新疆阿克苏地区库车市境内，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和《关于印发新疆维吾尔自治区级

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且本项目涉及永久基本农田。根据《中华人民共和国环境影响评价法(2018 年 12 月 29 日修正)》、《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(部令第 16 号)，本项目属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 7 陆地石油开采 0711”中的“涉及环境敏感区的(含内部集输管线建设)”，应编制环境影响报告书。

为此，西北油田分公司于 2025 年 5 月 23 日委托河北省众联能源环保科技有限公司进行本项目的环境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于 2025 年 5 月 27 日在阿克苏新闻网进行第一次网络信息公示，并开展项目区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，评价单位完成了环境影响报告书征求意见稿，随后西北油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》(部令第 4 号)要求，于 2025 年 7 月 3 日至 7 月 16 日在阿克苏新闻网对本方案环评信息进行了第二次公示,在此期间分别于 2025 年 7 月 7 日、2025 年 7 月 8 日在《阿克苏日报》(刊号：CN65-0012)对本方案环评信息进行了公示。根据西北油田分公司提供的采油三厂 2025 年第三期短半径侧钻项目公众参与说明书，本项目公示期间未收到反馈意见。西北油田分公司向阿克苏地区生态环境局报批环境影响报告书前，于 2025 年 7 月 17 日在阿克苏新闻网公开拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明书。在以上工作的基础上，评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求和各级生态环境主管部门的意见，编制完成了本项目环境影响报告书。

1.3 分析判定相关情况

(1)产业政策符合性判定

拟建工程为石油开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录(2024 年本)》(国家发展改革委令 2023 年第 7 号)，拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”“1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采”，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《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《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》、《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》。本项目位于塔河油田内，项目占地范围内不涉及生态保护红线、水源地、自然保护区及风景名胜区等环境敏感区，本项目不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

(3)“三线一单”符合性判定

本项目距离生态保护红线区最近约 1.4km，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经集输管线输送至三号联合站处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔河油田绿色环保站处理，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，井场加热炉使用清洁能源天然气，本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。本项目在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均不超过自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、七大片区、阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

(4)评价工作等级

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

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)本项目井场现有加热炉采用净化后的天然气作为燃料,真空加热炉烟气中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值，非甲烷总烃排放满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率(1.42kg/h)二级要求。井场无组织废气非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求，H_2S 可满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表 1 二级新扩改建项目标准。项目实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(2)本项目废水主要为采出水和井下作业废液,采出水随采出液经现有集输管线输送至三号联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层；井下作业废液采用专用废水回收罐收集后送至塔河油田绿色环保站处理。即本项目无废水排入地表水体，对地表水环境影响可接受。

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

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

(5)本项目运营期产生的落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥均属于危险废物，分别采取桶装形式收集后，委托有资质单位接收处置。钻井泥浆循环使用不外排，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离出的钻井岩屑经无害化处理装置处理，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求(含油率＜0.45%)后用于铺垫油区内的井场、

道路等。撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥和生活垃圾送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

(6)本项目井场侧钻过程临时占地会对区域植被覆盖度造成一定的影响,施工完成后，对临时占地区域进行平整、恢复，植被可逐步自然恢复，从生态影响角度，项目建设可行。

(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，满足自治区、自治区七大片区和阿克苏地区“三线一单”的相关要求；项目通过采取完善的污染防治措施及生态恢复措施，污染物可达标排放，项目实施后环境影响可接受、环境风险可防控。根据西北油田分公司提供的采油三厂 2025 年第三期短半径侧钻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）》（2025 年 7 月 1

日起施行）；

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

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

（12）《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年第 7 号，2023 年 12 月 27 日发布，2024 年 1 月 1 日施行）；

（13）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（原环境保护部公告 2017

第 43 号，2017 年 8 月 29 日发布，2017 年 10 月 1 日实施）；

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

（27）《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2012〕

98 号，2012 年 8 月 8 日发布并实施）；

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

（39）《关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则大气环境（HJ2.2-2018）〉差别化政策有关事宜的复函》（环办环评函〔2019〕590 号）；

（40）《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）；

2.1.2.2 地方环境保护法规和规章

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

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

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

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

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

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

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

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

（10）《新疆生态环境保护“十四五”规划》；

（11）《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；

（12）《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

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

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

（15）《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》；

（16）《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）；

（17）《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035

年远景目标纲要》；

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

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

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

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

（22）《关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知》（新环固体函〔2022〕675 号）；

（23）《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》；

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

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

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

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

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

（29）《关于印发〈阿克苏地区水污染防治工作方案〉的通知》（阿行署办〔2016〕104 号）；

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

2.1.3 环境保护技术规范

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（5）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）；

（8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（9）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）；

（10）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）；

（11）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（原环境保护部公告 2012 年 第 18 号）；

（12）《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》；

（13）《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）；

（14）《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T 3999-2017）；

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

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

2.1.4 相关文件及技术资料

(1)《塔河油田 10 区环境影响后评价报告书》《塔河油田 8 区、11 区环境影响后评价报告书》及备案意见的函；

(2)《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》及审查意见；

(3)《环境质量现状监测报告》；

(4)《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油三厂突发环境事件应急预案》及备案证明；

(5)《采油三厂 2025 年第三期短半径侧钻项目设计方案》；

(6)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,掌握项目所在地库车市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，确定主要环境影响要素及其污染因子。

(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要素进行识别，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	地面工程(包括1000方水罐建设及事故应急池改造)	油气开采及集输	封井工程
自然环境	环境空气	-2D	-2D	-2D	-2D	-1C	-1D
	地表水	--	--	--	--	--	--
	地下水	-1D	-1D	-1D	-1D	-1C	--
	声环境	--	-1D	-1D	-1D	-1C	-1D
	土壤环境	--	-1D	-1D	-1D	-1C	--
生态环境	地表扰动	-1C	--	--	-1C	--	-1D
	植被覆盖度	-1C	--	--	-1C	--	--
	生物量损失	-1C	--	--	-1C	--	--
	生物多样性	--	--	--	--	--	+1D
	生态系统完整性	-1C	--	--	-1C	--	+1D

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

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

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

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

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2　　本项目评价因子一览表

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

2.4 评价等级和评价范围

2.4.1 评价等级

2.4.1.1 环境空气影响评价工作等级

本评价依据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)中“5.3 评价等级判定”，选择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数，采用估算

模型分别计算项目污染源的最大环境影响,然后按评价工作分级判据进行分级。

(1)P_{max}及$D_{10\%}$的确定

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

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

式中：P_i——第i个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

ρ_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m^3。

其中：P_i——如污染物数i大于1，取P值中最大者P_{max}；

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

(2)城市农村选项确定

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)附录 B 中模型计算设置说明：当项目周边 3km 半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时，选择城市，否则选择农村。本项目井场周边 3km 半径范围内均无城市建成区和规划区，因此，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；废气污染源参数见表2.4-2和表2.4-3,坐标以井场中心为原点(0,0,0)；相关污染物预测及计算结果见表2.4-4。

表2.4-1 **估算模型参数一览表**

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	/
2	最高环境温度/℃		40.8

续表2.4-1　　**估算模型参数一览表**

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

表2.4-2　　**主要废气污染源参数一览表(点源，100%负荷)**

序号	污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔高度(m)	排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	工况烟气流量(m^3/h)	烟气流速(m/s)	烟气温度(℃)	年排放小时数(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
		经度(°)	纬度(°)										
1	井场加热炉烟气（以TH10434CH2井为代表）	*	*	*	*	*	*	*	*	*	正常	PM_{10}	0.003
												$PM_{2.5}$	0.002
												SO_2	0.001
												NO_x	0.037
												非甲烷总烃	0.005

表2.4-3　　**主要废气污染源参数一览表(面源，100%负荷)**

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度（°）	纬度（°）									
井场无组织废气	*	*	*	*	*	*	*	8760	正常	H_2S	0.0000008
										非甲烷总烃	0.031

表2.4-4 **P_{max}及$D_{10\%}$预测及计算结果一览表**

序号	污染源名称	评价因子	C_i(μg/m³)	P_i(%)	P_{max}(%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$(m)
1	井加热炉烟气	PM_{10}	0.66	0.15	4.04	112	--
		$PM_{2.5}$	0.44	0.19			
		SO_2	0.22	0.04			
		NO_2	8.09	4.04			
		非甲烷总烃	1.09	0.05			
2	井场无组织废气	非甲烷总烃	30.45	1.52		10	--
		硫化氢	0.0008	0.01			

(4)评价工作等级判定

根据上述计算结果，本项目外排废气污染物 1%＜P_{max}=4.04%＜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

本项目废水主要为采出水、井下作业废液，采出水经集输管线输送至三号联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层；井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后送至塔河油田绿色环保站处理。拟建项目废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)，项目属于间接排放项目建设项目，地表水环境影响评价工作等级为三级 B。

2.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级

(1)建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，拟建工程采油井场建设属于Ⅰ类项目，三号联站新增 1000 方水罐 1 座属于Ⅰ类项目。

(2)地下水环境敏感程度

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

地下水环境敏感程度分级原则见表 2.4-5。

表 2.4-5　　**地下水环境敏感程度分级表**

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源(如矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区[a]
不敏感	上述地区之外的其他地区
[a]“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区	

本项目井场所在区域不涉及集中式及分散式饮用水水源，不属于集中式饮用水水源准保护区和准保护区以外的补给径流区，不涉及国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区及保护区以外的分布区，不涉及未划定准保护区的集中式饮用水水源及其保护区以外的补给径流区，区域地下水环境敏感程度分级为**“不敏感”**。

(3)评价工作等级判定

地下水评价工作等级划分依据见表 2.4-6。

表 2.4-6　　**地下水评价工作等级划分依据一览表**

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

地下水评价工作等级见表 2.4-7。

表 2.4-7　　**地下水评价工作等级一览表**

项目名称	项目类别	和周边水源地关系	环境敏感程度	评价等级
TH10434CH2 井、T754CH 井、TH10448CH 井、TK720CH2 井、TK890CH2 井、TH10349CH2 井	Ⅰ类	不涉及集中式及分散式饮用水水源地	不敏感	二

续表 2.4-7　　**地下水评价工作等级一览表**

项目名称	项目类别	和周边水源地关系	环境敏感程度	评价等级
三号联站新增 1000 方水罐 1 座	Ⅰ类	不涉及集中式及分散式饮用水水源地	不敏感	二

本项目采油井场地下水评价等级均为二级。

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)建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，拟建工程采油井场属于Ⅰ类项目，三号联站新增 1000 方水罐 1 座属于Ⅰ类项目。

(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)中“建设项目占地规模分为大型(≥50hm^2)、中型(5hm^2～50hm^2)和小型(≤5hm^2)”。

本项目不新增永久占地，占地规模为小型。

(3)建设项目敏感程度

①污染影响型

拟建工程周边 1km 范围内涉及耕地敏感点，土壤环境敏感程度为“敏感”。

②生态影响型

项目井场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”。

(4)评价工作等级判定

①根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤环境污染影响评价工作等级见表 2.4-8。

表 2.4-8　　土壤环境污染影响评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	和周边敏感目标关系	环境敏感程度	评价等级
TH10434CH2 井、T754CH 井、TH10448CH 井、TK720CH2 井、TK890CH2 井、TH10349CH2 井	Ⅰ类	井场周边 1km 范围内涉及耕地等敏感点	敏感	一
三号联站新增 1000 方水罐 1 座	Ⅰ类	井场周边 1km 范围内涉及耕地等敏感点	敏感	一

由上表可知，本项目井场土壤环境污染型评价等级为一级。

②根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤环境污染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
TH10434CH2 井、T754CH 井、TH10448CH 井、TK720CH2 井、TK890CH2 井、TH10349CH2 井	Ⅰ类	>4	敏感	一
三号联站新增 1000 方水罐 1 座	Ⅰ类	>4	敏感	一

由上表可知，本项目采油井场土壤环境生态型评价等级均为一级。

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

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

(1)本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境。

(2)本项目不涉及自然公园、生态保护红线。

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

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

(5)本项目不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域。

(6)本项目新增永久占地 0.203hm^2，新增临时占地面积 7.44hm^2，总面积≤

20km^2。

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

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

(1)声环境功能区类别

本项目位于塔河油田内，周边区域以油气开采为主要功能，根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)，属于其规定的 2 类声环境功能区。

(2)敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

项目井场周围200m范围内现状无声环境敏感目标。

(3)评价工作等级判定

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

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

2.4.1.7.1 危险物质及工艺系统危险性(P)的分级确定

本项目在生产、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。

(1)危险物质数量与临界量比值(Q)

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

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

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

Q_1，$Q_2 \cdots Q_n$ 每种危险物质的临界量，t。

当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ；

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

本项目涉及的各危险物质在厂界内的最大存在总量与其在环境风险评价导

则 HJ169-2018 附录 B 中对应的临界量的比值 Q 计算结果见表 2.4-10。

表 2.4-10　　建设项目 Q 值确定表

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量 q_n/t	临界量Q_n/t	该种危险物质Q值
集输管线	1	天然气	74-82-8	4.98	10	0.498
	2	硫化氢	7783-06-4	0.0004	2.5	0.0002
	3	原油	/	24.1	2500	0.01
燃料气管线	1	天然气	74-82-8	0.13	10	0.013
项目Q值Σ						0.5212

注：本项目主要考虑现有集输管线、燃料气管线进行预测分析，选择 T754CH 井至 10-6 计转站集输管线、燃料气管线进行核算，管线同沟敷设，管线长度 4.8km，集输管线直径 80mm，管线压力 3MPa；燃料气管线直径 50mm，管线压力 1.6MPa。

经计算，本项目 Q 值为 0.5312＜1，风险潜势为Ⅰ。

2.4.1.7.2 评价工作等级的划分

根据导则规定，环境风险评价工作等级划分方法见表2.4-11。

表2.4-11　　环境风险评价工作等级划分一览表

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

对照表2.4-9可知，本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 2.4-12、附图 11。

表 2.4-12　　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	以各井场为中心边长 5km 的矩形区域
2	地表水环境	三级 B	应满足依托处理设施的环境可行性分析的要求

续表 2.4-12　　**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
3	地下水环境		二级	各井场地下水流向上游 1km，下游 3km，两侧外扩 1km 的 8km^2 矩形区域
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	一级	各井场边界外扩 1000m 范围
		生态影响型	一级	各井场边界外扩 5000m 范围
6	生态		三级	各井场边界外扩 50m 范围
7	环境风险		简单分析	--

2.5 评价内容和评价重点

2.5.1 评价内容

根据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、环境影响要素和评价因子、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)区块回顾：区块开发现状、塔河油田 8 区、10 区环保手续履行情况、区块回顾性评价、现有区块污染物排放量、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、现有工程污染物排放量、环境问题及“以新带老”整改措施等内容 (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、施工期污染源及治理措施、营运期污染源及治理措施、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：本项目涉及依托的三号联合站和三号轻烃站、塔河油田绿色环保站等基本情况及依托可行性分析
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境敏感区调查、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)
		营运期环境影响评价(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、固体废物影响分析、生态影响评价、土壤环境影响评价、环境风险评价)

续表 2.5-1　　评 价 内 容 一 览 表

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

2.5.2 评价重点

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

2.6 评价标准

本次环境影响评价执行如下标准：

(1)环境质量标准

环境空气：PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2、CO、O_3执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单(生态环境部公告 2018 年第 29 号)二级标准；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m^{3}的标准；H_2S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m^{3}的标准。

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

声环境：执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准。

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

土壤参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值，石油烃参照执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值。

(2)污染物排放标准

废气：施工扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值；施工机械设备废气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单中排放限值要求；加热炉烟气中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放限值,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；井场无组织排放 H_2S 执行《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新扩改建项目二级标准。

废水:施工期生活污水达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表 2 B 级标准，达标处理后出水主要用于油田区域荒漠灌溉。油井采出水随采出液输送至三号联合站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔河油田绿色环保处理站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。

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

(3)控制标准

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

上述各标准的标准值见表 2.6-1 至表 2.6-4。

表 2.6-1　　**环境质量标准一览表**

环境要素	项目	取值时间	标　准	单位	标准来源
环境空气	$PM_{2.5}$	年平均	35	μg/m³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单二级标准
		24 小时平均	75		
	PM_{10}	年平均	70	μg/m³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单二级标准
		24 小时平均	150		
	SO_2	年平均	60		
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	NO_2	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
	CO	24 小时平均	4	mg/m³	
		1 小时平均	10		
	O_3	日最大 8 小时平均	160	μg/m³	
		1 小时平均	200		
	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m³	《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³的标准
	H_2S	1 小时平均	10	μg/m³	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值
环境要素	项目	标　准		单位	标准来源
地下水	色	≤15		铂钴色度单位	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)标 1 感官性状及一般化学指标中Ⅲ类
	嗅和味	无		—	
	浑浊度	≤3		NTU	
	肉眼可见物	无		—	
	pH	6.5～8.5		—	
	总硬度	≤450		mg/L	
	溶解性总固体	≤1000			
	硫酸盐	≤250			

续表 2.6-1　　**环境质量标准一览表**

环境要素	项目	标　准	单位	标准来源
地下水	氯化物	≤250	mg/L	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)标 1 感官性状及一般化学指标中III类
	铁	≤0.3		
	锰	≤0.1		
	铜	≤1.0		
	锌	≤1.0		
	铝	≤0.2		
	挥发性酚类	≤0.002		
	阴离子表面活性剂	≤0.3		
	耗氧量	≤3.0		
	氨氮	≤0.5		
	硫化物	≤0.02		
	总大肠菌群	≤3	CFU/100mL	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类微生物指标
	菌落总数	≤100	CFU/mL	
	亚硝酸盐	≤1.0	mg/L	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)表 1 毒理学指标中III类
	硝酸盐	≤20.0		
	氰化物	≤0.05		
	氟化物	≤1.0		
	碘化物	≤0.08		
	汞	≤0.001		
	砷	≤0.01		
	硒	≤0.01		
	镉	≤0.005		
	铬(六价)	≤0.05		
	铅	≤0.01		
	三氯甲烷	≤0.06		
	四氯化碳	≤0.002		
	苯	≤0.01		
	甲苯	≤0.7		

续表 2.6-1　　**环境质量标准一览表**

环境要素	项目	标　准		单位	标准来源
地下水	石油类	≤0.05		mg/L	参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准
声环境	$L_{Aeq,T}$	昼间	60	dB(A)	《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准
		夜间	50		

表 2.6-2　　**土壤污染风险筛选值一览表**

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

表 2.6-3　　农用地土壤污染风险筛选值

污染项目		风险筛选值(mg/kg)
		pH>7.5
镉	其他	0.6
汞	其他	3.4
砷	其他	25
铅	其他	170
铬	其他	250
铜	其他	100
镍		190
锌		300

表 2.6-4　　污染物排放标准一览表

类别	污染源	项　　目	排放限值	单位	标 准 来 源
废气	加热炉烟气	颗粒物	20	mg/m³	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建燃气锅炉大气污染物排放限值
		二氧化硫	50		
	加热炉烟气	氮氧化物	200	mg/m³	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建燃气锅炉大气污染物排放限值
		烟气黑度	1	级	
		非甲烷总烃	120	mg/m³	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率二级要求
			1.42 (8m 高排气筒)	kg/h	
	井场无组织废气	非甲烷总烃	4.0	mg/m³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求
		H_2S	0.06		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中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	

续表 2.6-4　　**污染物排放标准一览表**

类别	污染源	项　　目	排放限值	单位	标 准 来 源
废水	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 水质主要控制指标，储层空气渗透率(μm²)≥2.0
		悬浮物颗粒直径中值	5.5	μm	
		含油量	100.0	mg/L	
		平均腐蚀率	0.076	mm/a	
施工噪声	$L_{Aeq,T}$	昼间	70	dB(A)	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
		夜间	55		
场界噪声	$L_{Aeq,T}$	昼间	60	dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类区标准
		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

本项目位于阿克苏地区库车市境内，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等，根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，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，属于主体功能区中的限制开发区域。本项目主要建设进行老井侧钻，地面设施依托现有，不新增永久占地，报告中已提出相关生态减缓措施，项目施工过程中严格控制施工占地，井场侧钻完成后，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。

综上所述，项目与区域主体功能区划目标相协调，符合主体功能区划。

2.7.2 生态环境保护

(1)相关规划

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内，所在地涉及的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》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—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发项目	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测	报告中已提出环境监测计划，详见：“9.4.3 监测计划”，采油一厂已履行自行监测及信息公开制度	符合
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单	本项目产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号)、《危险废物转移管理办法》(生态环境部令第 23 号)中相关管理要求	符合
	加强重点行业 VOC_S 治理。实施 VOC_S 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOC_S 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOC_S 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOC_S 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOC_S 排放量	本项目井场营运期无组织废气排放涉及 VOC_S 排放，侧钻完成后，依托现有集输管线进行密闭集输	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_S 治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和 VOC_S 在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOC_S 治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOC_S 治理，加快更换装载方式	本项目井场无组织废气排放涉及 VOC_S 排放，侧钻完成后，依托现有集输管线进行密闭集输	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域土壤污染清单，对列入土壤污染清单中的区域，编制风险管控方案。加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用，开展油气资源开发区历史遗留污染场地治理，对历史遗留油泥坑进行专项排查，建立整治清单、制定治理与修复计划	采油三厂已按要求对区域土壤环境质量进行了专项调查，建立了油气资源开发区域土壤污染清单，并编制了风险管控方案。同时已对历史遗留废弃物进行了清理，清理出的历史遗留废弃物委托有资质单位处理	符合
	持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排水雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全	本项目采出水经现有管道输送至三号联合站处理，经处理达标后回注地层，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔河油田绿色环保站处理，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610－2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
	按照生态环境部统一部署，建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动	本项目侧钻井场未处于自然保护地	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》	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	本项目侧钻井场未处于自然保护地，项目临时占地面积较小，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》	加强油气产能建设。提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜—大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替。	本项目为塔河油田内现有 6 口老井因油藏压力不足等原因处于停产状态，急需进行侧钻恢复原有产能	符合
《阿克苏地区国土空间规划(2021 年-2035 年)》	严保永久基本农田保护红线、严守生态保护红线、严控城镇开发边界。 严保永久基本农田保护红线：坚决落实最严格的耕地保护制度，严守耕地保护红线，将达到质量要求的优质耕地依法划入永久基本农田，实施特殊保护。已经划定的永久基本农田全面梳理整改，有序推进永久基本农田划定成果核实，确保永久基本农田数量不减少、质量不降低、生态有改善。 严守生态保护红线：以资源环境承载力为硬约束，结合“双评价”中生态保护极重要区评价，强调生态涵养，落实生态红线保护要求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间。阿克苏地区生态红线主要分布于天山南脉、塔里木河上游沿岸、托什干河中下游沿岸。 严控城镇开发边界：坚持节约优先、保护优先，严控增量、盘活存量，优化结构、提升效率，提高城镇建设用地集约化程度。在综合考虑城镇定位、发展方向和综合承载能力的基础上，科学研判城镇发展需求，优化城镇形态和布局，促进城镇有序、适度、紧凑发展，实现多中心、网络化、组团式、集约型的城乡国土空间格局	本项目不占用基本农田，未处于城镇开发边界，本项目距离最近的生态保护红线约 1.4km，不在生态保护红线范围内	符合
《阿克苏地区库车市国土空间总体规划》(2021-2035 年)	落实生态保护红线评估调整优化成果，明确空间范围和坐标界线	拟建工程距离生态保护红线最近距离 1.4km	符合
	维持永久基本农田保护目标不变，正向优化市域永久基本农田布局，明确空间范围和坐标界线	拟建工程不占用永久基本农田	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》	塔河油田持续开展技改增效、系统配套、节能和隐患治理工作	本项目实施后，可有效增加开采效率，保证区域开采系统稳定运行	符合
《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》及审查意见	(一)严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性	本项目距离最近的生态保护红线约 1.4km，不在生态保护红线范围内；本项目符合新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案、新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求及阿克苏“三线一单”生态环境分区管控方案相关要求；本项目严格落实生态保护措施要求，与生态环境保护相协调，切实维护了区域生态系统的完整性和稳定性	符合
	(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

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	(三)严格生态环境保护，强化各类污染物防治。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平	本项目废气主要为真空加热炉烟气和井场无组织废气，真空加热炉使用净化后的天然气作为燃料，采出液采取密闭集输措施；废水主要为采出水及井下作业废液，采出水随采出液经集输管线输送至周边联合站处理，达标后回注地层，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔河油田绿色环保站处理，废水均不向外环境排放；运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥、钻井岩屑、钻井泥浆、撬装式污水处理站污泥、生活垃圾等，落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥属于危险废物，收集后委托有资质单位处置；钻井岩屑、钻井泥浆、撬装式污水处理站污泥、生活垃圾等处置过程与施工期相同，固体废物均妥善处置	符合
	(四)加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作	本项目同步制定并落实生态保护和修复方案；综合考虑了防沙治沙等相关要求；本项目已提出一系列生态环境保护措施	符合
	(五)加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一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。	本项目环境管理由采油三厂负责，纳入采油三厂现有 QHSE 管理体系，并长期开展跟踪监测，根据监测结果及时优化开发方案并采取有效的生态环境保护措施	符合

(2)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。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	拟建工程位于塔河油田，属于区块滚动开发项目，不属于单井环评，项目以整体进行环境影响评价，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、固废处置依托设施的可行性和有效性进行了论证	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910 号)	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	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	本项目井场现有加热炉使用净化后的天然气作为燃料，加热炉烟气可满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放限值和《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	本项目	符合性
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910 号)	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	本项目报告中已提出施工过程中严格控制占地范围，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理。侧钻过程中使用井场现有电网进行施工作业，减少废气排放。落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响	符合
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民	本项目主要进行侧钻作业，集输管线等依托井场现有不新增	--
	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	采油三厂编制完成并发布了《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油三厂突发环境事件应急预案》(备案编号为652923-2024-219-M)，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，恢复井场周边临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	本项目开发方案设计考虑了塔河油田 8 区、10 区油气资源赋存状况、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	符合
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发[2020]138 号)	对于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	本项目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

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 2012 年第 18 号)	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	本项目运营期废水主要为采出水和井下作业废液，采出水随采出液经集输管线输送至三号联合站处理，达标后回注地层；井下作业废液委托塔河油田绿色环保站处理；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；油气输送至三号联合站集中处理；危险废物直接委托有危废处置资质的单位接收处置	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	本项目油气集输过程为密闭流程	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地	本项目不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道	--
	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	运营期采出水随采出液经集输管线输送至三号联合站处理，达标后回注地层；井下作业废液委托塔河油田绿色环保站处理	符合
《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》(环大气[2021]65 号)	其他行业企业中载有气态、液态 VOC_s 物料的设备与管线组件密封点大于等于 2000 个的，应开展 LDAR 工作。要将 VOC_s 收集管道、治理设施和与储罐连接的密封点纳入检测范围。按照相关技术规范要求，开展泄漏检测、修复、质量控制、记录管理等工作。鼓励企业加严泄漏认定标准；对在用泵、备用泵、调节阀、搅拌器、开口管线等密封点加强巡检	西北油田分公司采油三厂已开展 LDAR 工作，对站场泵、阀等密封点进行检测	符合
《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)	6.1.1－液态 VOC_s 物料应采用密闭管道输送。采用非管道输送方式转移液态 VOC_s 物料时，应采用密闭容器、罐车	本项目油气采用密闭集输管道输送	符合
	企业中载有气态 VOC_s 物料、液态 VOC_s 物料的设备与管线组件的密封点≥2000 个，应开展泄漏检测与修复工作	本项目制定有完善的监测计划，具体见“8.5.3 章节”	符合

续表 2.7-3 **相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《中华人民共和国矿产资源法》(1986年10月1日施行，2009年8月27日修正)	开采石油、天然气、放射性矿产等特定矿种的，可以由国务院授权的有关主管部门审批，并颁发采矿许可证。	本项目所在区域为塔河油田8区、10区，西北油田分公司已取得探矿权许可证、采矿权许可证	符合
《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》(林沙发[2013]136号)	须严格执行《防沙治沙法》的有关规定，切实做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作，引导和规范沙区开发建设秩序，合理利用沙区资源，有效保护防沙治沙成果	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，详见5.1.6章节。	符合
《关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知》(新环固体函[2022]675号)	历史遗留废弃磺化泥浆可由具备相应能力的危险废物集中处置设施，或专业废弃磺化泥浆集中处置设施进行规范化处置；历史遗留磺化泥浆采取填埋方式进行处置的，需开展危险废物鉴别，根据鉴别结论按照《危险废物填埋污染控制标准》(GB18598-2019)或《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)要求开展填埋处置；综合利用历史遗留废弃磺化泥浆的，应满足《固体废物再生利用污染防治技术导则》(HJ1091-2020)等相关要求	本项目不涉及历史遗留废弃磺化泥浆;本项目钻井工程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,达标后用于铺垫油区内的井场、道路等	符合
《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号)	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。铁路、公路等单独选址建设项目，应科学组织施工，节约集约使用临时用地。制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地	本项目不占用耕地,项目施工过程中严格控制施工占地,井场建设完成后,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	符合

续表 2.7-3 **相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区环境保护条例》	第十七条环境保护规划和生态功能区划应当与主体功能区规划、土地利用总体规划和城乡规划等相衔接。各类开发和建设活动应当符合环境保护规划和生态功能区划的要求，严格遵守生态保护红线的规定	本项目距离生态保护红线约1.4km，项目占地及周边不涉及生态保护红线	符合
《新疆维吾尔自治区环境保护条例》	第四十七条矿产资源勘探、开发单位，应当对矿产资源勘探、开发产生的尾矿、煤矸石、粉煤灰、冶炼渣以及脱硫、脱硝、除尘等产生的固体废物的堆存场所进行整治，完善防扬散、防流失、防渗漏等设施；造成环境污染的，应当采取有效措施进行生态修复	本项目钻井过程中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，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等	符合
《国务院办公厅关于坚决制止耕地“非农化”行为的通知》(国办发明电[2020]24号)	五、严禁违规占用耕地从事非农建设。加强农村地区建设用地审批和乡村建设规划许可管理，坚持农地农用。不得违反规划搞非农建设、乱占耕地建房等。巩固“大棚房”问题清理整治成果，强化农业设施用地监管。加强耕地利用情况监测，对乱占耕地从事非农建设及时预警，构建早发现、早制止、严查处的常态化监管机制。	本项目不新增永久占地，新增临时占地均为裸土地，不占用耕地	符合
《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》(新环发[2018]133号)	油气田开发建设项目的建设运营单位(即项目业主单位)为油气田勘探开发活动环保责任单位，对在其作业区域内生产运营活动负有监督和管理的责任。业主单位责任人为该油气田开发区域内环保第一责任人，要切实履行好监督管理的责任。	拟建工程日常环境管理工作纳入西北油田分公司采油三厂现有QHSE管理体系对区域内生产运营活动进行监督和管理	符合

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
《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发[2018]133 号）	严格落实《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》要求各油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收、且稳定运行满 5 年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施，推动油气田开发建设绿色高质量发展	拟建项目已提出定期开展环境影响后评价工作相关要求，详见 9.1.6 章节	符合

表 2.7-4 **相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求		本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》	选址与空间布局	1.石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	项目符合《西北油田分公司“十四五”规划》及规划环评要求，项目为现有塔河油田改扩建项目	符合
		2.在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	项目符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求	符合
		3.涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本项目不涉及	符合
	污染防治与环境影响	1.施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	本项目施工期严格控制施工作业面积、缩短施工时间，提出水土保持、防风固沙、生态修复的要求，有效降低生态环境影响	符合

续表 2.7-4 **相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求		本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	污染防治与环境影响	2.陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫黄回收工艺，减少二氧化硫排放。	本项目采取密闭工艺，井场边界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求；井场加热炉使用净化后的天然气作为燃料，加热炉烟气中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建锅炉大气污染物排放限值，烟气中非甲烷总烃《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率二级要求	符合
		3.油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到80%以上；边远井，零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	本项目提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	符合
	选址与空间布局	4.陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐。	本项目钻井及储层改造采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、钻井液，配备完善的固控设备。运营期采出水随油气混合物输送联合站采出水处理单元处理达标后回注地层；井下作业废水收集后送塔河油田绿色环保站处理。	符合

续表 2.7-4　　**相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求		本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	选址与空间布局	5.涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、油注汽开采，鼓励废水处理后回用于注汽锅炉。	本项目采出水随油气混合物输送联合站采出水处理单元处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022)标准后回注地层	—
		6.钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%。	本项目钻井泥浆及岩屑采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率达到100%；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；运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥、钻井岩屑、钻井泥浆、撬装式污水处理站污泥、生活垃圾等，落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥属于危险废物，收集后委托有资质单位处置；钻井岩屑、钻井泥浆、撬装式污水处理站污泥、生活垃圾等处置过程与施工期相同，固体废物均妥善处置；采油一厂已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	符合
	污染防治与环境影响	7.噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	本项目井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求	符合

续表 2.7-4 **相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求		本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	污染防治与环境影响	8.对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。	退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施进行生态修复，生态修复前对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等相关要求。	符合

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

2.7.3 “三线一单”分析

2021 年 2 月，新疆维吾尔自治区人民政府发布了《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18 号）。为落实其管控要求，2021 年 7 月，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162 号）；2021 年 7 月，阿克苏地区行政公署发布了《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（阿行署发〔2021〕81 号）；2024 年 11 月，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《关于印发<新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果>的通知》（新环环评发〔2024〕157 号）；2024 年 10 月，阿克苏地区生态环境局发布了《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）的通知》（阿地环字〔2024〕32 号）。本项目与上述文件中“三线一单”分区管

控要求的符合性分析见表 2.7-5 至表 2.7-8，本项目与“生态保护红线”位置关系示意见附图 5。

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

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【A1.1-1】禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录（2024年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022年版）》禁止准入类事项。	拟建工程为石油天然气开采项目，属于“石油天然气开采”项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年第 7 号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025 年版）》（发改体改规〔2025〕466 号）中禁止准入类项目	符合
			【A1.1-2】禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	拟建工程执行标准符合国家和自治区环境保护标准	符合
			【A1.1-3】禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	拟建工程不涉及相关内容	—
			【A1.1-4】禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	拟建工程占地范围内不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合

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

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【A1.1-5】禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为： （一）开（围）垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源； （二）擅自填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土； （三）排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物； （四）过度放牧或者滥采野生植物，过度捕捞或者灭绝式捕捞，过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为； （五）其他破坏湿地及其生态功能的行为。	拟建工程不涉及自然湿地	—
			【A1.1-6】禁止在自治区行政区域内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	拟建工程不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【A1.1-7】①坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。 ②重点行业企业纳入重污染天气绩效分级，制定“一厂一策”应急减排清单，实现应纳尽纳；引导重点企业在秋冬季安排停产检修计划，减少冬季和采暖期排放。推进重点行业深度治理实施全工况脱硫脱硝提标改造，加大无组织排放治理力度，深度开展工业炉窑综合整治，全面提升电解铝、活性炭、硅冶炼、纯碱、电石、聚氯乙烯、石化等行业污染治理水平。	拟建工程不属于高耗能高排放低水平项目；不属于重点行业企业	符合
			【A1.1-8】严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。	拟建工程不属于新建危险化学品生产项目	符合

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

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【A1.1-9】严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线1公里范围内，除提升安全、环保、节能、智能化、产品质量水平的技术改造项目外，严格禁止新建、扩建化工项目，不得布局新的化工园区（含化工集中区）。	拟建工程不涉及	--
			【A1.1-10】推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	拟建工程不涉及	--
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【A1.1-11】国务院有关部门和青藏高原县级以上地方人民政府应当建立健全青藏高原雪山冰川冻土保护制度，加强对雪山冰川冻土的监测预警和系统保护。青藏高原省级人民政府应当将大型冰帽冰川小规模冰川群等划入生态保护红线，对重要雪山冰川实施封禁保护采取有效措施，严格控制人为扰动。青藏高原省级人民政府应当划定冻土区保护范围，加强对多年冻土区和中深季节冻土区的保护，严格控制多年冻土区资源开发，严格审批多年冻土区城镇规划和交通、管线、输变电等重大工程项目。青藏高原省级人民政府应当开展雪山冰川冻土与周边生态系统的协同保护，维持有利于雪山冰川冻土保护的自然生态环境。	拟建工程不涉及相关内容	--
		A1.2限制开发建设的活动	【A1.2-1】严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水高污染行业发展。	拟建工程不属于高耗水高污染行业	符合
			【A1.2-2】建设项目用地原则上不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	拟建工程不占用	--

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

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	A1.2限制开发建设的活动	【A1.2-3】以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控，未依法完成土壤污染状况调查或风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。	拟建工程不涉及相关内容	--
			【A1.2-4】严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	拟建工程不涉及相关内容	--
			【A1.2-5】严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。	拟建工程不涉及相关内容	--
		A1.3不符合空间布局要求活动的退出要求	【A1.3-1】任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。	拟建工程不属于重化工、涉重金属等工业污染项目	符合
			【A1.3-2】对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔。	拟建工程不属于严重污染水环境的生产项目	符合
			【A1.3-3】根据《产业结构调整指导目录》《限期淘汰产生严重污染环境的工业固体废物的落后生产工艺设备名录》等要求，配合有关部门依法淘汰烧结-鼓风炉 5 炼铅工艺炼铅等涉重金属落后产能和化解过剩产能。严格执行生态环境保护等相关法规标准，推动经整改仍达不到要求的产能依法依规关闭退出。	拟建工程不涉及重金属落后产能和化解过剩产能	符合
			【A1.3-4】城市建成区、重点流域内已建成投产化工企业和危险化学品生产企业应加快退城入园，搬入化工园区前企业不应实施改扩建工程扩大生产规模。	拟建工程不涉及相关内容	--
		A1.4其他布局要求	【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	本项目与区域主体功能区划目标相协调，符合《西北油田分公司“十四五”规划》及规划环评要求	符合

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

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	A1.4其他布局要求	【A1.4-2】新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。	拟建工程不属于石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目	符合
			【A1.4-3】危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立，规划环评通过审查，规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区，并符合国土空间规划产业发展规划和生态红线管控要求	拟建工程不属于危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目	--
	A2 污染物排放管控	A2.1 污染物削减/替代要求	【A2.1-1】新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则。	拟建工程属于石油天然气开采项目，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_S 排放对大气环境的影响	符合
			【A2.1-3】促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究，减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接促进大气污染防治协同增效。	本项目提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	--
			【A2.1-4】严控建材、铸造、冶炼等行业无组织排放，推进石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业项目挥发性有机物（VOCs）防治。严格有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化等行业项目的土壤、地下水污染防治措施要求。推进工业园区和企业集群建设涉 VOCs“绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 VOCs 集中高效处理。	拟建工程实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOC_S 排放对大气环境的影响	符合

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

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物排放管控	A2.2 污染控制措施要求	【A2.2-1】推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	拟建工程不属于能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域	--
			【A2.2-2】实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。 钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	拟建工程不涉及相关内容	--
			【A2.2-3】强化重点区域大气污染联防联控，合理确定产业布局，推动区域内统一产业准入和排放标准。实施水泥行业错峰生产，推进散煤整治、挥发性有机污染物综合治理、钢铁、水泥、焦化和燃煤工业锅炉行业超低排放改造、燃气锅炉低氮燃烧改造、工业园区内轨道运输（大宗货物“公转铁”）、柴油货车治理、锅炉炉窑综合治理等工程项目。全面推行绿色施工，持续推动城市建成区重污染企业搬迁或关闭退出。	拟建工程不涉及相关内容	--
			【A2.2-4】强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合

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

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物排放管控	A2.2 污染控制措施要求	【A2.2-5】持续推进伊犁河、额尔齐斯河、额敏河、玛纳斯河、乌伦古湖、博斯腾湖等流域生态治理，加强生态修复。推动重点行业重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维等企业综合治理和清洁化改造。	拟建工程不涉及相关内容	--
			【A2.2-6】推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
			【A2.2-7】强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估加强风险管控。	拟建工程采出水随采出液输送至联合站处理达标后回注地层，井下作业废液采用专用回收罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
			【A2.2-8】严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	塔河油田区块已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作	符合

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

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物排放管控	A2.2 污染控制措施要求	【A2.2-9】加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	拟建工程不涉及相关内容	--
	A3 环境风险防控	A3.1 人居环境要求	【A3.1-1】建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预报预警应急机制和会商联动机制。“鸟一昌一石”区域内可能影响相邻行政区域大气环境的项目，兵地间、城市间必须相互征求意见。	拟建工程不涉及相关内容	--
			【A3.1-2】对跨国境河流、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联动机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。	拟建工程不涉及相关内容	--
			【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　**拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表**

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

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

名称	管控要求			拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A3 环境风险防控	A3.2 联防联控要求	【A3.2-4】加强环境风险预警防控。加强涉危险物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入采油三厂现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
			【A3.2-5】强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入采油三厂现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
			【A3.2-6】强化兵地联防联控联治，落实兵地统一规划、统一政策统一标准、统一要求、统一推进的防治管理措施，完善重大项目环境影响评价区域会商、重污染天气兵地联合应急联动机制。建立兵地生态环境联合执法和联合监测长效机制。	拟建工程不涉及相关内容	--
	A4	A4.1 水资源	【A4.1-1】自治区用水总量 2025 年、2030 年控制在国家下达的指标内。	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
			【A4.1-2】加大城镇污水再生利用工程建设力度，推进区域再生水循环利用，到 2025 年，城市生活污水再生利用率力争达到 60%。 【A4.1-3】加强农村水利基础设施建设，推进农村供水保障工程，农村自来水普及率、集中供水率分别达到 99.3%、99.7%。	拟建工程不涉及相关内容	--

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

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

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

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

表 2.7-6　　拟建项目与“七大片区总体管控”符合性分析

名称	管控要求	拟建项目	符合性
天山南坡片区总体管控要求	切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用 天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性	拟建项目不在托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	符合
	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障	拟建项目属于石油开采项目，施工过程中严格控制施工占地，管道敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，对施工作业带进行生态恢复，尽可能减少对区域生态环境的影响	符合
	推进塔里木河流域用水结构调整，维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水	拟建项目不涉及	--
	加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度，实施博斯腾湖综合治理	拟建项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
	加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	采油三厂加强油田废弃物的无害化处理，严防塔河油田勘探、开发、运行过程中以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染；拟建项目不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	符合

表 2.7-7　　本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.1 禁止新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022 年版）》禁止准入类事项。	本项目为石油开采项目，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。		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

续表 2.7-7　**本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023 年）》符合性分析一览表**

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.4 禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	本项目不属于列入淘汰类目录的高污染工业项目	符合
		1.5 禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	本项目不涉及	-
		1.6 禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	本项目占地范围内不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
		1.7 禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。	本项目不涉及	-
		1.8 禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	本项目危险废物均交由具有危险废物处置单位处置	-
		1.9 禁止在地区范围内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	本项目不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合
		1.10 坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。	本项目不属于高耗能高排放低水平项目	符合

续表 2.7-7　**本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023 年）》符合性分析一览表**

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.11 引导化工项目进区入园，促进高水平集聚发展。推动化工园区规范化发展，依法依规利用综合标准倒逼园区防范化解安全环境风险，加快园区污染防治等基础设施建设，加强园区污水管网排查整治，提升本质安全和清洁生产水平。引导园区内企业循环生产、产业耦合发展，鼓励化工园区间错位、差异化发展，与冶金、建材、纺织、电子等行业协同布局。鼓励化工园区建设科技创新及科研成果孵化平台、智能化管理系统。严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。	本项目不属于化工项目	符合
		1.12 严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。坚决遏制“两高”项目盲目发展，石化、现代煤化工项目应纳入国家产业规划。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。	本项目不占用	-
		1.13 推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	本项目不涉及	-
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.14 永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。	本项目不涉及	-
		1.15 河湖岸线生态红线保护区实施最严格的保护政策，严禁一切与保护无关的开发活动，滨岸带缓冲区以维系地表径流污染拦截功能为重点，严格岸线用途管制，严控畜禽养殖业。严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染、尾矿库等项目环境风险。制定河湖岸线开发利用负面清单，禁止不符合水体功能定位的涉水开发活动。强化河湖岸线建设项目管理，严禁以各种名义侵占河道、围垦湖泊。	本项目距离生态保护红线最近为 1.4km，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	符合
		1.16 原则上禁止曾用于生产、使用、贮存、回收、处置有毒有害物质的工矿用地复垦为种植食用农产品的耕地。	本项目不涉及	-

续表 2.7-7　**本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023 年）》符合性分析一览表**

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

续表 2.7-7　　**本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023 年）》符合性分析一览表**

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.2 积极遏制臭氧浓度增长趋势，推进挥发性有机物和氮氧化物协同减排。以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。	本项目实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOCs 排放对大气环境的影响	符合
		2.3 加强能耗“双控”管理，合理控制能源消费增量，优化能源消费结构。合理控制煤电装机规模，有序淘汰煤电落后产能，推进燃煤电厂灵活性和供热改造。	拟建工程不涉及	符合
		2.4 完成自治区下达的“十四五”重点工程污染物减排指标，制定年度减排计划。	拟建工程不涉及	-
		2.5 推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	拟建工程提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	符合
		2.6 实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。持续推进钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰、耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	拟建工程不涉及	-

续表 2.7-7　　**本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023 年）》符合性分析一览表**

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.7 深入实施清洁柴油车（机）行动，基本淘汰国三及以下排放标准机动车，加快淘汰报废老旧柴油公务用车，全面实施国六排放标准。积极推广新能源汽车，提高城市公交领域新能源车辆占比。因地制宜持续提升新增及更新公务用车新能源汽车配备比例。大力推广“公转铁”运输组织模式，力争长距离公路货物运输量占比逐年递减，铁路发送量占比持续增加。推进重点工业企业和工业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度。持续强化货运车辆燃油消耗量限值标准管理。积极推广新能源汽车，加快充电桩建设，建设高速公路沿线、物流集散地充电桩，鼓励开展充电桩进小区相关工作。	拟建工程不涉及	-
		2.8 提升城市精细化管理水平，强化施工、道路、堆场、裸露地面等扬尘管控，加强城市保洁和清扫。加大餐饮油烟污染、恶臭异味治理力度。强化秸秆综合利用和禁烧管控。	拟建工程不涉及	-
		2.9 严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	拟建工程采取节水措施，管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘。运营期无用水工序	符合
		2.10 全面落实河（湖）长制，实施水陆统筹的水污染减排机制，严格执行污染物排放总量控制，整体推进水功能区水质稳中向好。巩固提升城市黑臭水体治理成效，推动实现长治久清。	拟建工程不涉及	-

续表 2.7-7　**本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023 年）》符合性分析一览表**

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

续表 2.7-7　　**本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023 年）》符合性分析一览表**

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

续表 2.7-7　**本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023 年）》符合性分析一览表**

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

续表 2.7-7　　**本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023 年）》符合性分析一览表**

名称	文件要求		拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	环境风险防控	3.4 提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于 2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到 2025 年，完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千吨万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。	本项目评价范围内无县级及以上集中式饮用水水源地；本项目不涉及相关内容	--
		3.5 有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。	本项目不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置，本项目制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	符合
阿克苏地区总体管控要求	环境风险防控	3.6 在高敏感性县。市配备专职环境应急管理人员，配备必要的物资装备。完善多层级环境应急专家管理体系，建立对口帮扶模式和远程非现场会商调度机制，指导地方提升应急能力、规范应急准备与响应、分类分级开展基层环境应急人员轮训。加强各地应急监测装备配置，定期开展应急监测演练，增强应急实战能力。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，详见“5.2.8.4 环境风险防范措施及应急要求”章节	符合
		3.7 依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	本项目不涉及受污染耕地	—
		3.8 加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复，形成一批生态环境综合整治和风险防控示范工程，在环境高风险领域建立环境污染强制责任保险制度。推动重要水源地水质在线生物预警系统建设。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入采油三厂现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合

续表 2.7-7　**本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023 年）》符合性分析一览表**

名称	文件要求		拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	环境风险防控	3.9 强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入采油三厂现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
	资源利用效率	4.1 地区用水总量控制在自治区下达的指标范围内。	本项目施工期中采取节水措施，用水量较小；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
		4.2 地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	本项目施工期中采取节水措施，用水量较小；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
阿克苏地区总体管控要求	资源利用效率	4.3 土地资源利用上线指标执行批复后的《阿克苏地区国土空间规划（2021-2035 年）》。	本项目管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源占用符合要求	符合
		4.4 到 2025 年，单位地区生产总值二氧化碳排放较 2020 年下降 12%，单位地区生产总值能耗强度较 2020 年下降 14.5%，非化石能源消费比重增长至 18%以上。	本项目整体温室气体排放量相对较小	符合
		4.5 高污染燃料禁燃区内禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的项目和设施，已建成的应逐步或依法限期改用天然气、电或其他清洁能源。	本项目不涉及	-

表 2.7-8　**本项目与所在管控单元“库车市一般管控单元”管控要求符合性分析一览表**

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

续表 2.7-8 **本项目与所在管控单元“库车市一般管控单元”管控要求符合性分析一览表**

名称	文件要求		本项目	符合性
ZH65290230001 库车市一般管控单元	空间布局约束	2.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。	本项目为石油天然气开采项目，不属于露天矿山	--
		3.永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求	本项目不占用	-
		4.严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模	本项目不涉及	--
		5.禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质	本项目不涉及	-
		6.禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物	本项目不涉及	-
	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	--

续表 2.7-8 **本项目与所在管控单元“库车市一般管控单元”管控要求符合性分析一览表**

名称	文件要求		本项目	符合性
ZH65290230001 库车市一般管控单元	污染物排放管控	4.对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控	本项目采出水随油气混合物输送至联合站处理达标后回注地层，井下作业废液采用专用回收罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
		5.严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程	采油三厂已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作	符合
		6.因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用	本项目不涉及	--
	环境风险防控	1.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染	采油三厂已对区域存在的历史遗留污染场地进行治理	符合
		2.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施	本项目不涉及	--
		3.依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用	本项目不涉及受污染耕地	—
	资源利用效率	1.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集	本项目不涉及	--

续表 2.7-8 **本项目与所在管控单元“库车市一般管控单元”管控要求符合性分析一览表**

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

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

2.7.4 选址选线合理性分析

本项目属于老井侧钻项目，不新增永久占地，工程临时占地范围内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标。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。

2.7.5 环境功能区划

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

功能区。

2.8 环境保护目标

拟建项目将大气评价范围内的阿克库勒村作为环境空气保护目标；本项目周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；将井边界外扩 1000m 范围的耕地作为土壤环境(污染影响型)保护目标，将井场边界外扩 5000m 范围内的土壤作为土壤环境(生态影响型)保护目标；将生态影响评价范围内重要物种(胡杨、塔里木兔、苍鹰、红隼)、塔里木河流域水土流失重点治理区范围作为生态保护目标。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 2.8-5。

表 2.8-1　　**环境空气保护目标一览表**

保护目标	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	与工程位置关系		人口	户数
	X	Y				方位	距离		
阿克库勒村	*	*	村庄	环境空气	二类区	NE	TK890CH2 井场西南侧 1.2km 处	875	292

表 2.8-2　　**地下水环境保护目标一览表**

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

表 2.8-3　　**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范围内	不对区域盐碱化程度进一步加深
污染影响型		
耕地	井场边界外1000m范围内	不对土壤环境功能产生明显影响

表 2.8-4 **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
生态影响	塔里木河流域水土流失重点治理区范围	各井场周围 50m 范围	占用
	重要物种(胡杨、塔里木兔、苍鹰、红隼)		项目用地不占用，评价范围内有分布

表 2.8-5 **环境风险保护目标一览表**

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

塔河油田是我国陆上十大油田之一，是中国石油化工股份有限公司西北油田分公司在塔里木盆地发现的最大油气田，资源量约 30 亿吨，已探明开发 16 个区块，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。

本项目在新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内塔河油田 8 区、10 区内实施“采油三厂 2025 年第三期短半径侧钻项目”。建设内容主要为：①对现有 6 口老井(TH10434CH2 井、T754CH 井、TH10448CH 井、TK720CH2 井、TK890CH2 井、TH10349CH2 井)实施侧钻；②三号联站新增 1000 方水罐 1 座，对现有事故应急池进行改造。项目建成后 6 口井总产量为日产油 120t，日产气 0.9 万 m^3，未超原有规模。

为便于说明，本次评价对塔河油田 8 区、10 区开发现状进行回顾；将现有 6 口老井、现有事故应急池及现有水处理设施作为现有工程进行介绍；将 6 口井侧钻工程作为拟建工程进行介绍,将本项目依托的三号联合站和三号轻烃站、塔河油田绿色环保站作为依托工程进行分析。本次评价工程分析章节结构见表 3-1。

表 3-1　　工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	区块回顾	区块开发现状、塔河油田 8 区、10 区环保手续履行情况、区块回顾性评价、现有区块污染物排放量、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、现有工程污染物排放量、环境问题及“以新带老”整改措施等内容
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、施工期污染源及治理措施、营运期污染源及治理措施、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	本项目涉及依托的三号联合站和三号轻烃站、塔河油田绿色环保站等基本情况及依托可行性分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

本次建设内容主要涉及塔河油田 8 区、10 区，区块开发现状及回顾主要针对上述区块内容。

3.1.1 区块开发现状

(1)塔河油田 8 区、10 区主体工程建设情况

塔河油田各区块主要地面设施情况统计见表 3.1-1。

表 3.1-1 **塔河油田各区块主要地面设施情况一览表**

序号	区块名称	井数	计转站/阀组站名称	计转站/阀组站总数	联合站	其它
1	塔河油田 8 区	116 口	8-1 计转站、8-2 计转站、8-3 计转（掺稀）站、8-4 计转站、8-5 计量站	5	塔河油田三号联合站	油气水依托三号联合站处理
2	塔河油田 10 区	316 口	10-1 至 10-9 计转站、10321 计量混输泵站、TH10434 混输泵站 、S99 卸油站、TK1023 配液站	计转站 9 座、泵站 2 座、卸油站 1 座、配液站 1 座	二号联合站、三号联合站、四号联合站	10 区北采出水依托二号联合站、四号联合站进行处理，10 区南采出水依托三号联合站进行处理

(2)塔河油田公辅工程建设情况

①给排水

塔河油田区域各井场、站场为无人值守井站场，主要以巡检人员为主，生产过程中不涉及用水。采油三厂厂部设置有基地，基地人员生活用水通过水井取水，生活污水排入基地生活污水处理装置处理，基地生活污水采用一体化污水处理装置处理。生产过程中不涉及用水，废水主要为采出水和井下作业废液，采出水在联合站分离出来后，通过采出水管线输送至区域回注水井回注地层，回注层位为油气开采层位。井下作业废液送至塔河油田绿色环保处理站处理。

②供热

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

③供电

塔河油田 8 区、10 区块范围内设置有 110kV 或 35kV 变电站，用于区域各联合站、站场及井场供电，区域电力线路网覆盖较全面，钻井期用电主要从周边已有电力线路上接入，未使用柴油发电机。

(3)塔河油田辅助工程建设情况

①集输管线及运输情况

目前塔河油田采油三厂分布有三号联合站，周边区域井场就近进入附近计转站，最终输至三号联合站进行油气水分离及处理，分离后的油、气通过已建管道外输。处理达标后的采出水通过管道经区域回注井回注地层。

②内部道路建设情况

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

③储罐、运输及装载系统建设情况

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

3.1.2 塔河油田 8 区、10 区环保手续履行情况

塔河油田 8 区、10 区主要工程环保手续履行情况、环境风险应急预案、排污许可、环境影响后评价等手续情况如表 3.1-2 所示。

表 3.1-2 **塔河油田 8 区、10 区主要环保手续履行情况一览表**

序号	类别		项目名称	环评文件			验收文件		
				审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
1	环评及验收	8区	新疆塔里木盆地塔河油田 8 区奥陶系油藏开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环自函〔2005〕552 号	2005 年 10 月	自主验收	--	2021 年 12 月
2			塔河油田主体区奥陶系报告 2017 年第一期产能建设项目	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2017〕1974 号	2017 年 12 月	自主验收	--	2020 年 1 月

续表 3.1-2 **塔河油田 8 区、10 区主要环保手续履行情况一览表**

序号	类别		项目名称	环评文件			验收文件		
				审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
3	环评及验收	10 区	塔河油田10区奥陶系油藏开发建设工程	原自治区环境保护厅	新环自函[2006]134号	2006 年 4 月 4 日	原自治区环保厅	新环评价函[2010]586号	2010 年
4			塔河油田10区奥陶系油藏低品位储量第三期产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环评价函[2013]491号	2013 年 6 月 14 日	原自治区环境保护厅	新环函[2015]1413号	2015 年 12 月 23 日
5			塔河油田10区奥陶系油藏低品位储量第五期产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环函[2014]164号	2014 年 2 月 13 日	自主验收	--	2019 年 9 月 4 日
6			塔河油田10区奥陶系油藏第六期产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环函[2015]418号	2015 年 4 月 24 日	自主验收	--	2019 年 9 月 4 日
7			塔河油田10区奥陶系油藏2015—2016年产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环函[2016]930号	2016 年 7 月 19 日	自主验收	--	2019 年 1 月 7 日
8			塔河油田10区奥陶系油藏2018年第一期产能建设项目	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2019]805号	2019 年 12 月 31 日	自主验收	--	2021 年
10	环境风险应急预案		中石化西北油田分公司采油三厂突发环境事件应急预案	采油三厂 2024 年 12 月 6 日修编了应急预案，并在阿克苏地区生态环境局库车市分局进行了备案(备案编号：652923-2024-219-M)					
11	排污许可执行情况		采油三厂	采油三厂 2020 年 7 月 20 日取得排污许可证(证书编号为：91650000742248144Q084U)，并先后进行 5 次变更，最后一次变更时间为 2023 年 6 月 20 日					
12	环境影响后评价开展情况		塔河油田10区环境影响后评价报告书	编制完成，并于 2021 年 2 月 25 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅备案意见(新环环评函[2021]159 号)					
			塔河油田8、11区环境影响后评价报告书	编制完成，并于 2021 年 2 月 25 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅备案意见(新环环评函[2021]161 号)					

3.1.3 区块回顾性评价

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 8 区、10 区经过了多年的开发后，现在已占用了一定面积的土地，使永久占地范围内的荒漠植被受到破坏。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，其它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 8 区、10 区的主干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。

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 8 区、10 区位于塔里木河冲积平原，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、站场占地类型、井场平整情况和井场附近植被状况进行了调查。井场、站场施工期临时占地均为油田开发规划用地，井场所占土地完钻后进行了施工场地清理和平整。

荒漠周围站场恢复效果　　荒漠周围井场恢复效果

图 3.1-1　塔河油田现有井、站场周边恢复效果

b.道路和管线恢复情况

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，恢复较好，对周围植被和地表的影响不大。

项目区勘探开发时间长，依托设施完善，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 4.5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免了对项目区域地表的扰动和破坏。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　　塔河油田区域现有管线及道路恢复效果

(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)生态保护措施回顾

据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被。井场内临时性占地的地表基本裸露，没有植被恢复。管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水。环评及环评批复提出的生态保护要求基本得到落实。

综上所述，塔河油田 8 区、10 区井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场设有护栏围护。油田内部永久占地范围的植被完全清除。井场内临时性占地的地表基本裸露，植被正在自然恢复。油田区域道路和管线两侧植被自然恢复。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被。油气开采在施工期和运营期对野生动物的负面影响不大，也没有发生捕猎保护动物的现象，对周边生态影响可接受。

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

根据油田开发建设的特点分析，塔河油田 8 区、10 区开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质，使表层土内有机质含量降低，并且使土壤的富集过程受阻，土壤生产力下降。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构、肥力将受到影响，尤其是在

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

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

以塔河油田 8 区、10 区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区块的开发建设而明显增加。

3.1.3.3 水环境影响回顾

塔河油田 8 区、10 区采出水依托联合站处理，分离出的采出水依托回注水处理系统处理，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后，根据井场注水需要回注地层。根据现场踏勘及咨询企业现场管理人员，出水水质可稳定达标。

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

塔河油田 8 区、10 区在实施油气开发的过程中基本落实了环评中提出的地下水污染防治措施，结合水环境质量监测结果，从整体区域看历年来 8 区、10 区地下水污染物浓度没有显著变化，油气田开发未对该区块主要供水层的地下水环境产生不良影响。

3.1.3.4 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，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。结合区域例行监测数据，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 3.1-3 **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
塔河油田三号联合站 1#加热炉(4MW)	真空加热炉烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	1.4～2.0 未检出 162～164 ＜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
10-5 计转站加热炉(1.5MW)	真空加热炉烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	3.9～4.3 未检出 186～191 ＜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
TH10339 井真空加热炉(0.2MW)	真空加热炉烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	9.3～10.9 未检出 55～88 ＜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
10-3 计转站	站场无组织废气	硫化氢	未检出～0.005	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	0.72～0.77		《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	
TH10124 井	井场无组织废气	硫化氢	未检出～0.006	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	0.73～0.75		《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 2019 年～2023 年监测数据以及区域历史报告中开展的监测进行说明，塔河油田废气污染物中涉及的因子主要为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃和硫化氢，本次基本 6 项因子仅分析 PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2四项因子。

表 3.1-4　区域 2019 年～2023 年环境空气质量变化情况一览表

地区	污染物	年评价指标	2019 年现状浓度（μg/m³）	2020 年现状浓度（μg/m³）	2021 年现状浓度（μg/m³）	2022 年现状浓度（μg/m³）	2023 年现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	达标情况
阿克苏地区	PM_{10}	年平均值	101	95	87	94	95	70	超标
	$PM_{2.5}$	年平均值	39	39	35	41	37	35	超标
	SO_2	年平均值	7	7	6	6	7	60	达标
	NO_2	年平均值	31	28	29	24	32	40	达标

从表中可以看出，区域 PM_{10}、$PM_{2.5}$年平均值均处于超标状态，主要原因是紧邻沙漠导致，并不是油气田开发过程造成；SO_2、NO_2年平均值均处于一个逐步降低的过程，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，未因为油气田开发导致非甲烷总烃、硫化氢监测值大幅度变化。说明项目的建设和运行对区域环境空气质量影响不大。

3.1.3.5 固体废物影响回顾

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主要来自于集输过程中产生的含油污泥及废矿物油，还有少部分的生活垃圾、废机油。钻井废弃物影响集中在井场内，各阶段均按照相关的环保规范进行了管理，现场未发现废弃泥浆遗留。钻井泥浆经处理后其泥饼浸出液均可达到《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，用

于铺垫井场和井场道路。含油污泥及受浸土处置后的还原土，满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》(SY/T7301-2016)相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发[2018]20 号)要求，可用于铺垫井场和井场道路。塔河油田 8 区、10 区生活垃圾定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置。根据现场调查，塔河油田 8 区、10 区在落地油处理中采取了有力的措施，井下作业必须带罐上岗，铺设作业，控制落地原油产生量，落地原油回收率为 100%，统一收集后交由塔河油田绿色环保工作站进行处理。废机油一般来自机泵等机械设备维修、维护产生的润滑、更换机油，塔河油田采油三厂有专业的维修和检修队伍，维修检修期间自行综合利用或交第三方有资质单位处理。

总体来说，项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善地处置,未对周围环境产生不利影响。

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内造成影响。但随着距离的增大，钻井施工噪声有一定程度的衰减，钻井过程为临时性的，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。

塔河油田 8 区、10 区内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、计转站的各类机泵。塔河油田 8 区、10 区环境影响后评价阶段监测的结果显示(监测至今井、站场生产设施未发生较大变化)，区域内井场、计转站等厂界噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准值。因此从声环境影响角度，区块开发建设可行，在采取有效声污染防治措施后不会导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

表 3.1-5　**塔河油田井场、站场噪声达标情况一览表**

位置	监测值 dB(A)		主要处理措施	标准	达标情况
10-3 计转站四周	昼间	47～49	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	43～44			达标

续表 3.1-5　**塔河油田井场、站场噪声达标情况一览表**

位置	监测值 dB(A)		主要处理措施	标准	达标情况
TH10339 井场四周	昼间	47～48	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	42～43			达标

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(包括井喷)；油气集输和储运过程中的原油、采出污水的泄漏。

根据调查，塔河油田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泄漏事故，事故发生后，采取了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井场设置明显地禁止烟火标志；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每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力 5MPa，施工后探伤，更换不符合要求的汇管。

(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在集输系统运行期间，严格控制输送介质的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；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，以减少事故时油气的释放量，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，区域内的配电设备均采用防爆型。

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连锁系统，采用电脑自动监测和报警机制。

塔河油田 8 区、10 区由采油三厂管理。采油三厂编制完成并发布了《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油三厂突发环境事件应急预案》，并在阿克苏地区生态环境局库车市分局进行了备案，备案编号为 652923-2024-219-M。塔河油田 8 区、10 区采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

3.1.3.8 与排污许可衔接情况

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，采油三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。采油三厂按照《固定污染源排污许可分类管理名录(2019版)》规定的范围，已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。根据《排污口规范化整治技术要求(试行)》(环监[1996]470号)、《<环境保护图形标志>实施细则》(环监[1996]470号)、《<环境保护图形标志>实施细则》(环监[1996]463号)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)，采油三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。采油三厂已于2020年7月20日取得排污许可证，并于2023年10月18日进行变更(证书编号为：91650000742248144Q084U)，详见附件。

随着国家、自治区环境管理要求的提高，采油三厂围绕QHSE制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范 环境监察》、《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》，采油三厂建立并完善环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

3.1.3.9 环境管理回顾

西北油田分公司已建立较为完善的环境管理制度，对各二级生产单位清洁生产审核、排污许可执行、例行监测等均实现全覆盖，并保证企业环境信息全公开。

建设单位已根据《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)等要求，对建设项目实际产生的环境污染问题进行了合理的跟踪监测和检验，并对项目建设的污染防治和相关的风险防范对策进行评价。

3.1.3.10 退役设施情况

塔河油田部分区块涉及长停井，长停井部分已按照西北油田分公司有关封井要求进行封井，封井时采取了如下保护措施：

1、挤堵裸眼段，封堵所有射孔段，并确保层间不窜；封堵表层套管鞋，保护浅层水；封堵井口，隔绝地表与井筒；

2、对圆井或方井坑进行回填，设置地面封井标识；

3、实施单井地面工程的拆除，将阀门、管线埋地水平段以上部分均全部拆除后统一拉运至报废场所，管线埋地水平段以下部分维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线埋地水平段以上部分拆除前管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，先用盐水进行清扫，再用氮气吹扫置换，置换完成后进行通球清管，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

4、清理临时占地范围内的废弃物、戈壁石、井场垫土层；

5、临时土地平整。对井场临时进行平整，达到起伏平缓，无陡坡，无深坑的效果。

图 3.1-3　　**塔河油田区域长停井封井效果**

保护区退出井采取如下地质恢复措施：

(1)挤堵裸眼段，封堵所有射孔段，并确保层间不窜；封堵表层套管鞋，保护浅层水；封堵井口，隔绝地表与井筒。

(2)对圆井或方井坑进行回填，与地面平齐。

(3)实施地面工程的拆除,将阀门、地上管线均拆除后统一拉运至报废场所。

管线拆除前先用盐水进行清扫，再用氮气吹扫置换，置换完成后进行通球清管，最后用盲板封堵。

(4)井场水泥条基拆除拉运，井场戈壁石、井场垫土层清理；将前期填埋的钻井废物清运至绿色环保工作站处理。

(5)土地平整。对井场进行平整达到起伏平缓，无陡坡，无深坑的效果，井场略低于周边，便于洪水过境。

(6)生态恢复。因保护区退出井位于洪水区域，采取自然落种方式恢复，通过洪水灌溉及保护区生态系统自我调节能力与自身规律演替,经过 2～3 年的休养生息过程，完成生态恢复。

图 3.1-4　　**塔河油田区域保护区退役井封井效果**

3.1.4 现有区块污染物排放量

目前塔河油田 8 区、10 区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)》(部令第 11 号，2019 年 12 月 20 日发布并实施)，于 2020 年完成了固定污染源(锅炉)的排污许可证的申领。本次评价引用后评价报告中的区域已建工程污染物排放相关情况，目前塔河油田 8 区、10 区现有污染物年排放情况见 3.1-6。

表3.1-6　　**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 8 区、10 区现有污染物排放量	10.91	1.52	71.39	196.49	2.4	0	0

3.1.5 环境问题及“以新带老”改进意见

目前，塔河油田 8 区、10 区已开展后评价工作并完成备案，针对后评价期间梳理的未进行验收的单井，已完成了验收工作。根据后评价报告、验收报告及现场调查情况，具体存在的问题如下：

①重点场站、储罐、装卸区密封点的 VOC_S 的控制和管理措施不够完善；

②信息公开不够规范，未定期公开企业环境管理信息，未能确保周边区域居民及时了解企业相关环保信息；

整改方案：

目前存在的问题已纳入塔河油田 2025 年度～2026 年度整改计划中，已落实到具体的责任部门，并明确了资金来源。建议整改方案如下：

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

②健全环境信息公开制度。按照《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部部令 第 24 号)及《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法(试行)》(环发[2013]81 号)、《关于发布<建设项目竣工环境保护验收暂行办法>的公告》(国环规环评[2017]4 号)等进行企业相关信息公开；

3.2 现有工程

拟建工程建设内容中需对 TH10434CH 井、T754 井、TH10448 井、TK720CH 井、TK890CH 井、TH10349CH 井进行侧钻，现有工程介绍中主要针对 6 口侧钻老井进行介绍。同时本次需对现有事故应急池进行改造并新增 1 座 1000 方接收水罐，将现有事故应急池及现有水处理装置进行介绍。

3.2.1 现有老井概况

(1)基本情况

现有 6 口老井基本情况如表 3.2-1 所示，各老井井场设备设施情况见表 3.2-2 所示。

表 3.2-1 **现有老井基本情况一览表**

序号	老井名称	井场状态	接入计转站	接入联合站	所属区块	备注
1	TH10434CH	停产	TH10434 混输泵站	三号联合站	10 区	管线已敷设

续表 3.2-1　　**现有老井基本情况一览表**

序号	老井名称	井场状态	接入计转站	接入联合站	所属区块	备注
2	T754	停产	10-6 混输泵站	三号联合站	10 区	管线已敷设
3	TH10448	停产	TH10434 混输泵站		10 区	管线已敷设
4	TK720CH	停产	8-5 计转站		8 区	管线已敷设
5	TK890CH	停产	8-5 计转站		8 区	管线已敷设
6	TH10349CH	停产	TH10434 混输泵站		10 区	管线已敷设

表 3.2-2　　**单个井场主要设备设施一览表**

序号	设备名称	型号	单位	数量
1	采油树	/	座	1
2	加热炉	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
7	视频监控系统	/	套	1

现有工程老井各设备设施均处于停产状态，采油三厂相关巡检人员定期对设备进行检测维护，现有集输管线壁厚等检测指标正常，截止目前，未发生爆管泄漏等事故。侧钻工程实施后，现有工程井场设备设施及现有集输管线、燃料气管线依托均可行。

图 3.2-1　**现有老井现状情况**

(2)工艺流程

本项目现状 6 口老井均为采油井，现状已处于停产状态，停产之前，井场采出液依靠地层压力自喷出后经站内加热炉加热后通过单井集输管线管输就近计转站，最终输至三号联合站处理。

3.2.2 现有事故应急排水池以及现有水处理设施概况

（1）现有事故应急池

采油三厂现有事故应急池位于三号联合站南侧，现有尺寸为 106m×98m，池体深度为 2.5m，前期作为晒水池进行使用，后受当地生态环境部门要求不允许油气开采单位使用晒水池处理采出水、井下作业废水等含油废水，采油三厂已于 2022 年对池体进行了清理工作，目前该池作为事故应急池使用。

（2）现有水处理设施

塔河油田三号联采出水处理系统于 2005 年底建成投运。采出水处理系统处理规模为 6500m^3/d，采用“一次除油＋压力除油＋核桃壳过滤”工艺。塔河三号联合站污水处理系统采用压力高效聚结斜管除油器加一级过滤器的压力流程。油站来水先进污水接收罐，经泵提升后进入高效聚结斜管除油器除油、除悬浮物，再经核桃壳过滤进一步除油和悬浮物，并在流程中通过投加配套化学药剂，增强污水处理效果，使处理后污水达到回注水质标准。通过含油污水处理工艺流程的合格污水，首先排入回注罐，回注时通过喂水泵至回注泵进入回注干线输至回注井口进行回注。

3.2.2 现有工程手续履行情况

本项目涉及 6 口老井手续履行情况见表 3.2-3 所示。

表 3.2-3 **现有老井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	TH10434CH	塔河油田 10 区奥陶系油藏开发建设工程	原自治区环境保护厅	新环自函[2006]134 号	2006 年 4 月 4 日	原自治区环保厅	新环评价函[2010]586 号	2010 年
2	T754							

续表 3.2-3　　现有老井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
3	TH10434CH	塔河油田 10 区奥陶系油藏低品位储量第三期产能建设项目	原自治区环境保护厅	新环评价函[2013]491 号	2013 年 6 月 14 日	原自治区环境保护厅	新环函[2015]1413 号	2015 年 12 月 23 日
4	TH10448							
5	TK720CH	新疆塔里木盆地塔河油田 8 区奥陶系油藏开发建设工程	原自治区环境保护厅	新环自函[2005]552 号	2005 年 10 月 25 日	自主验收		
6	TK890CH	中国石化西北油田分公司塔河油田主体区奥陶系油藏 2017 年第一期调整项目	原自治区环境保护厅	新环函[2017]1974 号	2017 年 12 月 2 日	自主验收		
7	事故应急池、采出水处理系统	塔河油田三号联合站建设工程	原自治区环保局	新环自函[2006]135 号	2006 年 4 月 3 日	自治区监测总站	阿地环函字[2007]19 号	2007 年 1 月 29 日

3.2.3 现有工程污染物达标情况

本项目现有老井停产前，井场废气污染源主要为加热炉烟气和井场无组织废气，废水污染源为采出水和井下作业废水，噪声污染源为采油树和真空加热炉噪声，固废为落地油和废防渗材料。由于现状 6 口老井均处于停产状态，本次采用区块同类型井场监测数据类比说明现有 6 口井场废气、废水、噪声达标情况，根据表 3.1-4、表 3.1-7 和表 3.1-10，井场废气、废水、噪声、固废均可达标排放。现场踏勘期间，井场未见历史遗留废弃物，井场集输管线未发生刺漏现象，施工期间产生的固体废物均妥善处置。

3.2.4 现有工程污染物排放量

根据现场调查和资料搜集情况，现有工程污染源排放见表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	0.084	0.03	1.068	0.444	0.006	0	0

3.2.5 环境问题及“以新带老”改进意见

本项目现有 6 口老井均处于停产状态，现场踏勘期间，井场未见固体废物残留，现场调查过程中暂未发现环境问题。

3.3 拟建工程

3.3.1 项目概况

项目基本情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 **项目基本情况一览表**

项目			基 本 情 况
项目名称			采油三厂 2025 年第三期短半径侧钻项目
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塔河油田境内
总投资			项目总投资 5800 万元，其中环保投资 230 万元，占总投资的 3.97%
建设周期			建设周期 3 个月
工程内容	主体工程	钻前工程	对现有 6 口老井(TH10434CH2 井、T754CH 井、TH10448CH 井、TK720CH2 井、TK890CH2 井、TH10349CH2 井)实施侧钻，井场建设应急池、放喷池、钻井平台、生活区等
		钻井工程	共部署 6 座侧钻井，老井侧钻采用的井身结构为“裸眼一开”，老井侧钻总钻尺深度为 3173.68m。老井侧钻使用 KCl 聚磺体系泥浆
		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
		井场工程	井场工程设施依托现有井场不新增
		油气集输工程	油气集输工程管线依托现有管线不新增
		站场工程	三号联站新增 1000 方接收水罐 1 座，对三号联合站南侧现有事故应急池进行改造
	公辅工程	供电	施工期钻井期钻机动力、生活、办公等用电直接从区域现有电网引入
		给排水	施工期用水采用罐车拉运。施工期钻井废水全部回用，生活污水井撬装化污水处理站处理达标后用于油田区域荒漠灌溉； 运营期采出水通过现有管道输送至三号联合站处理达标后回注区域地层；井下作业废水运至塔河油田绿色环保站处理；后期侧钻期间各均建设 1 座撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺处理达标后的水用于区域荒漠灌溉。 退役期不涉及用水及废水产生
		供热	施工期生活区采取电采暖，设备伴热方式为电伴热。
		道路	本项目侧钻期间不新修道路，依托井场现有道路

续表 3.3-1　　**项目基本情况一览表**

项目			基本情况
工程内容	环保工程	废气	施工期：废气包括施工扬尘、焊接废气、测试放喷废气、车辆尾气等；焊接作业时使用无毒低尘焊条，施工扬尘采取进出车辆减速慢行、物料苫盖的措施；试油放喷阶段采取疏散周边作业人员，控制放喷时间的措施； 营运期：加热炉使用净化后的天然气作燃料，利用现有集输管道密闭输送； 退役期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施
		废水	施工期：施工期废水包括钻井废水、酸化压裂废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理；生活污水排入一体化污水处理装置，采用“生化+过滤”处理工艺，处理达标后用于油田区域荒漠灌溉； 营运期：营运期废水包括采出水和井下作业废液，采出水随采出液经现有集输管线输送至三号联合站处理，达标后回注地层，井下作业废液送塔河油田绿色环保站处理；后期侧钻期间各均建设 1 座撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺处理达标后的水用于区域荒漠灌溉 退役期：无废水产生
		噪声	施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间； 营运期：选用低噪声设备、基础减振； 退役期：合理安排作业时间
		固体废物	施工期：施工期固废主要为岩屑、含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料、施工废料、撬装式污水处理站产生污泥和施工人员生活垃圾。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，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等；含油废物、废烧碱包装袋和废防渗材料均属危险废物，收集后暂存在井场撬装式危废暂存间内，完井后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置；撬装式污水处理站产生污泥经脱水装置脱水处理后，与生活垃圾定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置； 营运期：落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置；后期侧钻过程中岩屑随泥浆一同进入不落地系统进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，其中磺化岩屑经无害化处理装置进一步处理后，磺化岩屑和非磺化岩屑经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率<0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等；含油废物、废烧碱包装袋和废防渗材料均属危险废物，收集后暂存在井场撬装式危废暂存间内（10㎡），完井后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理；撬装式污水处理站产生污泥经脱水装置脱水处理后，与生活垃圾一起送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置； 退役期：退役期废弃建筑残渣等收集后送塔河油田绿色环保站妥善处置；

续表 3.3-1　　**项目基本情况一览表**

项目			基本情况
工程内容	环保工程	环境风险	施工期：井场利旧原有放喷池； 营运期：定期对原有管线壁厚进行超声波检查，井场利旧原有可燃气体和硫化氢气体检测报警仪
占地			项目在原有井场范围内施工，新增永久占地 0.203hm^2，新增临时占地面积 7.44hm^2
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			侧钻后的井场依托现有的组织机构，统一管理

3.3.2 油气资源概况

3.3.2.1 油田范围

塔河油田位于巴州轮台县、尉犁县和阿克苏地区库车市和沙雅县，主体位于巴州轮台县和阿克苏地区库车市，主要包括塔河油田 1 区～12 区、托甫台区等，1997 年伴随着S48 井的投产，全面进入开发阶段，探明面积 2794.91km^2，探明储量 165215.27 万吨,动用储量 105818.94 万吨,可采储量 16533.98 万吨，采收率 15.62%。

本项目地面工程主要涉及塔河油田 8 区、10 区，所属区块具体涉及的油气藏为塔河油田奥陶系油藏。

3.2.2.2 勘探开发概况

塔河油田奥陶系油藏位于阿克库勒凸起轴部和翼部，截止目前，累计提交探明面积 445km^2，石油地质储量 29593×10^{4}t，动用储量 26767×10^{4}t,标定可采储量为 4768×10^{4}t，采收率为 17.63%。塔河主体区 1997 年投入开发，现有采油井 324 口,开井率 90.0%,日产油水平 2639t,综合含水 60%,采油速度 0.39%,累产油 2287.69×10^{4}t，累产水 1149.51×10^{4}t。采出程度 8.6%，年折算自然递减率 23.5%，年综合递减 16.25%，整体进入中高含水开发阶段。

3.2.2.3 地质构造

塔河油田奥陶系油藏位于阿克库勒凸起轴部和翼部，奥陶系顶面现今地貌形态整体上表现为由北东向南西倾斜的大型鼻状凸起，形成于海西早期，海西

晚期基本定型。主体区 T74 顶面构造整体上表现为北东高、南西低的趋势，由北向南呈现出岩溶残丘-斜坡-缓坡形态。主体区 T74 等深度图和褶曲分布图可看出，剥蚀区残丘幅度大，局部构造发育区残丘以相对高、陡残丘为主。

3.2.2.4 区带或层系

全区主要发育三条北东向断裂带，西部以“Y”字型逆冲断裂为主，东部以单支断裂为主。

全区主干深大断裂、伴生次级断裂共解释了 14 组，为区块主要断裂，主要发育三条断裂带，形成了全区的断裂体系。其中主干深大断裂 6 组，伴生 8 组主要次级断裂，都为区域挤压应力形成的逆断层，且以逆冲断层为主。

第一条断裂带位于主体区西部，发育由 F1-F3 三组断裂构成的逆冲断裂，为区域性挤压地质应力作用在刚性基底上形成的一组逆冲断裂，以“Y”自型为主，形成局部背形低幅构造。第二条断裂带位于主体区中部，主要由 F6、F7 两组北北东向深大主干平行断裂构成，主要为区域性挤压地质应力作用下形成的扇状褶皱构造样式，两条主干深大断裂共同作用形成了断隆构造。第三条断裂带为主体区东部，主要由 F11 北东向主干深大断裂构成，主要为区域挤压地质应力形成的单支状深大主干断裂，主干断裂深入基底，伴生多条北北西向次级断裂。

3.2.2.5 储层特征

受到多期构造运动和岩溶作用的影响，塔河地区奥陶系基质物性总体表现相对比较差，储集空间应以溶洞、溶孔、裂缝为主，其中溶洞、溶孔为主要的储集体核心空间，主要受多期次的大规模溶蚀作用形成，形成多个岩溶体系。主要经历了加里东中期表生岩溶、海西早期裸露风化岩溶和埋藏期层状岩溶等三期岩溶作用过程；海西早期裸露风化岩溶是缝洞系统的主要形成时期，该期的古岩溶地貌和古水动力条件是缝洞系统发育的主要影响因素；缝洞系统经历了被不断埋藏所产生的溶蚀和充填改造作用，深部热液作用形成了以层状分布为特征的溶蚀孔洞；塔河油田碳酸盐岩缝洞系统具有类型多样、大小悬殊和分布规律复杂的特点。

3.3.2.6 油气藏流体性质

(1)原油

8 区、10 区总体上属于稠油藏-未饱和油藏。全区原油密度介于 0.8403～1.0756g/cm^{3}之间，平均为 0.9g/cm^3；由于轻、中、重质原油均有分布，原油动力粘度差别较大，南部轻质油区运动粘度在 100mPa.s（30 ℃）以内，北部重质油区运动粘度多在 10000～40000mPa.s（30℃）之间，地面流动性较差。平均含硫 2.3%，平均含蜡量为 7.25%；含盐量介于 17～41200mg/L，平均 16517mg/L。

(2)天然气

8 区、10 区天然气为溶解气，北部及东北部的重质油井区地面天然气 CH_4 含量在 55.78%～88.01%，平均 75.3%，相对密度分布在 0.59～0.99 之间，平均 0.84。甲烷系数分布在 1.81%～53.6%之间，平均 8.85%。干燥系数分布在 14.0～61.3%之间，平均 17.8%。西南部轻-中质油井区地面天然气 CH_4 含量介于 50.1%～94.4%，平均 64.1%。相对密度分布在 0.621～0.906 之间，平均 0.729。甲烷系数分布在 1.22%～37.3%之间，平均 5.08%。干燥系数分布在 2.83～4.92%之间，平均 3.87%。H_2S 含量主要分布在 13.63mg/m^3～116370mg/m^{3}之间，平均 19879mg/m^3。

(3)采出水

塔河油田 8 区、10 区地层水矿化度介于 133662mg/L～232236mg/L 之间，平均为 178950mg/L。矿化度较主体区低，处于封闭的高矿化度 $CaCl_2$ 型水。

3.3.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.3-2。

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	侧钻井数量	口	6
2		产油量	t/d	120
3		产气量	万m^3/d	0.9
4		永久占地面积	hm^2	0.203
5		临时占地面积	hm^2	7.44

续表 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
6	开发指标	集输管线	km	0，依托现有集输管线
7		道路	km	0，依托原有井场道路
8	能耗指标	年电耗量	10^4kWh/a	153
9		钻井耗水量	m^3/100m	19
10	综合指标	总投资	万元	5800
11		环保投资	万元	230
12		劳动定员	人	无人值守

3.3.4 工程组成

3.3.4.1 主体工程

本项目属于老井侧钻，仅涉及钻井工程，钻井工程实施后，地面工程依托老井现有。本项目主体工程主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、地面工程内容。

3.3.4.1.1 钻前工程

钻前工程主要对老井现有设备进行拆除及配套的营地建设等，施工周期约10d，井场设备及围栏拆除堆放在指定地点，场地进行简单的平整；生活营地一般建设在井场周边 500m 至 1km 处，生活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	m^2	10800	新建，90m×120m，临时占地
2	钻井平台	--	套	1	新建
3	岩屑池	500m^3	个	1	新建，“环保防渗膜+水泥压边”
4	主放喷池	100m^3	个	1	利旧，“环保防渗膜+水泥压边”
5	副放喷池	100m^3	个	1	利旧，“环保防渗膜+水泥压边”
6	撬装式污水处理站	处理规模 20m^3/d	座	1	新建，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

续表 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
7	活动房	--	座	42	新建，30m×40m，临时占地；撬装装置
8	对井场现有采油树、加热炉、井场内管线等设备设施拆除，临时堆存于井场临时占地范围内				

钻前工程施工机械主要为装载机、挖掘机、推土机，单座井场钻前工程阶段所需设备设施情况见表 3.3-4。

表 3.3-4　　**井场钻前工程施工所用机械一览表**

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

3.3.4.1.2 钻井工程

(1)井位部署

本次在塔河油田区域共部署 6 口井，全部为侧钻井，具体井位相关情况见表 3.3-5，钻井期井场平面布置情况见图 3.3-1。

表 3.3-5　　**井场相关信息一览表**

序号	井名称	经纬度坐标		井类别	井型	井身结构	钻尺深度(m)
		经度(°)	纬度(°)				
1	TH10434CH2	*	*	油井	侧钻井	裸眼一开	325.01
2	T754CH	*	*	油井	侧钻井	裸眼一开	692
3	TH10448CH	*	*	油井	侧钻井	裸眼一开	621.57
4	TK720CH2	*	*	油井	侧钻井	裸眼一开	458.17
5	TK890CH2	*	*	油井	侧钻井	裸眼一开	581.98
6	TH10349CH2	*	*	油井	侧钻井	裸眼一开	494.95
7	合计	-	-	-	-	-	3173.68

图 3.3-1　　**井场钻井期平面示意图**

(2)井身结构

本项目老井侧钻采用的井身结构主要为裸眼一开。

(1)TH10434CH2井身结构

(2)T754CH井身结构

(3)TH10448CH井身结构

(4)TK720CH2井身结构

(5)TK890CH2井身结构

(6)TH10349CH2井身结构

图 3.3-2　**井身结构示意图**

(3)钻井液体系设计

本项目主要进行老井侧钻，仅使用磺化泥浆体系，不使用油基泥浆体系。采用 KCl 聚磺体系，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 1.10g/cm^3～1.30g/cm^3。

(4)固井方案

本项目老井侧钻采用裸眼完钻。

(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，单座老井侧钻施工天数 40d。

(6)主要设备设施

表 3.3-6　　**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
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
柴油发电机	—	800	kW	4 台
泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	2 台
循环罐	—	60	m^3	7 个
振动筛	—	—	m^3/h	2 台
除气器	ZCQ220	240	m^3/h	1 台
钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m^3/h	1 台
离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m^3/h	1 台
液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m^3/h	1 台
钻台紧急滑道	—	—	—	按标准配套

续表 3.3-6　　**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
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
采油树	—	—	—	1 套
三相计量分离器	—	—	—	1 套
原油储罐	—	50	m^3	4 个
放空管	—	—	—	1 个

(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，本项目主要对现有老井侧钻，钻井进尺相对新钻井较小，采用 KCl 聚磺体系。原材料消耗情况见表 3.3-7。

表 3.3-7　　**单座井场工程原辅材料消耗一览表**

序号	材料名称	单位	数量(总)	理化特性	用途
1	水	m^3	100.5	--	配制泥浆
2	基础材料(膨润土)	t	5	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
3	基础材料(Na_2CO_3)	t	1	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
4	烧碱/NaOH	t	1	烧碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水，其水溶液呈碱性。为无色晶体，结晶水不稳定，易风化，为强电解质，具有盐的通性和热稳定性	用于调节钻井液 pH 值
5	大分子聚合物/80A51/NM1-4等	T	0.5	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性	钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂

续表 3.3-7　　**单座井场工程原辅材料消耗一览表**

序号	材料名称	单位	数量(总)	理化特性	用途
6	羧甲基纤维素/CMC-LV 等	t	0.4	羧甲基纤维素钠，白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明粘稠液体，具有较好耐盐性	钻井液增粘和降滤失剂
7	中分子聚合物/LP++等	t	0.1	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
8	小分子聚合物/双聚铵盐 NP-2 等	t	0.1	聚丙烯腈复配铵盐	钻井液降滤失剂
9	抗温降滤失剂/HX-E/TSH-2 等	t	0.1	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
10	磺化酚醛树脂/SMP-2/3	t	5	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
11	磺化褐煤树脂/SPNH	t	4	酚醛树脂和腐植酸缩合物	钻井液抗高温抗盐降滤失剂
12	加重剂/重晶石粉	t	38	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
13	防塌剂(胶体)/SY-A01 等	t	15	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
14	防塌剂(粉剂)/FT-1A/KH-N/DYFT-2	t	0.3	磺化沥青，粉状，可吸附在黏土上组织页岩颗粒分散，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
15	润滑剂/PRH-1/TRH-1 等	t	3	仿烃类衍生物复配，棕褐色液体	钻井液润滑剂
16	氯化钾	t	7	无色立方晶体或白色结晶，可抑制井壁泥饼页岩水化膨胀或坍塌	提高钻井液黏度和切力，抑制盐岩井段盐溶，钻井液防塌剂
17	超细碳酸钙	t	3	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
18	固体润滑剂/SHR-102 等	t	0.4	特种树脂，黑色粉末	钻井液抗盐抗高温降滤失剂
19	随钻堵漏剂/TYSD-1/TP-2 等	t	1	灰白色粉末，随钻堵漏剂改性植物纤维系改性天然植物高分子复合材料，具有良好的水溶胀桥接封堵动能，粘附性强，不受电解质污染影响，无毒，无害。	堵漏裂缝性漏失，钻井液随钻堵漏剂

续表 3.3-7　　**单座井场工程原辅材料消耗一览表**

序号	材料名称	单位	数量(总)	理化特性	用途
20	润滑剂	t	0.3	硫化脂肪酸皂，亚硝酸钠等，具有良好的抗磨阻性和降黏附性，无荧光干扰，不影响地质录井	改善钻井液润滑性，钻井液润滑剂

3.3.4.1.3 储层改造工程

(1)射孔工艺

考虑电缆传输射孔需要多次下入射孔枪，作业周期长、风险大；管柱传输射孔是主要射孔方式，射孔作业实施情况良好，工艺技术成熟，拟建项目新钻井采用管柱传输射孔工艺。

射孔参数推荐：枪型：127 型，弹型：欧文弹或 127 聚能弹，孔密：16 孔/米，校深方式：采用 GR+CCL 校深。

(2)储层改造工艺

结合塔河区块已实施的钻井作业储层改造工艺，拟建项目各钻井采用酸化压裂工艺。

(3)压裂方案

选用 3 1/2″油管进行施工，采用“一体化压裂液+胶凝酸+滑溜水”作为酸化压裂施工液，其中单座井场压裂液用量为 300m^3，胶凝酸用量为 280m^3，滑溜水用量为 150m^3，单座井场总液量为 730m^3，压裂返排液产生量为 438m^3，返排率 60%。由于涉及商业机密，本次酸化压裂液未给出具体配比。

(4)压裂设备配置

压裂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 3.3-8。

表 3.3-8　　**单座井场压裂施工所用机械一览表**

设备或部件名称	参数	数量	备注
地面动力机械设备			
2000 型主压车	—	8 辆	向井内注入高压的压裂液
供液车	—	1 辆	压裂液和返排液罐均位于车上

续表 3.3-8　　**单座井场压裂施工所用机械一览表**

设备或部件名称	参数	数量	备注
地面动力机械设备			
管汇车	—	1 辆	由高压三通、四通、单流阀、控制阀等部件组成
仪表车	—	1 辆	计量仪表
压裂液在线混配车	—	1 辆	在线混配压裂液
井下工具			
喷砂器		2 套	向地层喷砂液，同时形成节流压差
封隔器	—	2 套	分隔井的压裂层段
水力锚		2 套	固定井下管柱

3.3.4.4 地面工程

（1）新增 1000 方水罐

本项目在三号联合站南侧新增 1000 方接收水罐 1 座,主要用于现有水处理工艺二次沉降罐放水和外输水管线应急放水（为采出水），主要工程内容见表 3.3-11。

表 3.3-9　　**拟建工程主要工程内容一览表**

序号	设备名称	尺寸、材质	单位	数量	备注	介质
1	接收水罐	∅ =11.5m　H=10.5m 玻璃钢材质	台	1	新建	采出水

（2）事故应急池改造

现有事故应急池位于三号联合站南侧 230m 处，应急池改造主要内容为：①对现有应急池坡面进行抗渗鉴定，如果混凝土抗渗等级未达到 P8，则拆除重新做；②对现有应急池底部进行局部勘测,如果下部未设置两道高密度聚乙烯(HDPE)膜防渗层则池底拆除重新做。

本工程防渗层采用两道高密度聚乙烯（HDPE）膜，抗渗等级不低于 P8；抗渗等级 P8 对应的渗透系数为 2.61×10^{-9}cm/s。

3.3.4.2 公辅工程

(1)供电

钻井期钻机动力、生活、办公等用电直接从区域现有电网引入。

(2)给排水

①给水：工程用水主要包括钻井用水和生活用水。

工程钻井用水由罐车拉至井场，用水量约 235m^3，主要用于配制泥浆；生活用水由罐车拉至井场和生活区，井场工程井队人数约 60 人，侧钻井施工天数 40d，按生活用水量 100L/d·人计，生活用水量总计约 1440m^3。

②排水：工程废水主要为生活污水。

生活污水主要为盥洗废水，产生量约 1152m^3，各井场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，达标处理后出水主要用于油田区域荒漠灌溉。

(3)供热

若单井冬季施工，生活区供暖方式采取电采暖，测试放喷期井场设备伴热方式为电伴热。

(4)道路

本项目侧钻期间不新修道路，依托井场现有道路。

3.3.4.3 环保工程

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

3.3.5 工艺流程及产排污节点

3.3.5.1 施工期

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

3.3.5.1.1 钻前工程

工程钻前工程主要为井场建设。

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

钻前工程废气污染源主要为施工扬尘和施工设备及车辆废气，控制车辆运行速度，燃用合格燃料等措施；废水污染源主要为施工人员产生的少量生活污水，经处理达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表2 B级标准后，用于油田区域荒漠灌溉；噪声污染源主要为施工及运输车辆噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为施工人员生活垃圾，现场集中收集，定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置。

3.3.5.1.2 钻井工程

工程预计老井施工天数 40d，24h 连续作业。钻井工程在原有井身结构基础上利用造斜工具控制钻头方向，在造斜点位置采用裸眼侧钻的方式进行侧钻。侧钻前进行通井，主要是了解套管完好情况，为开窗选位和确定尾管的超覆高度等提供参考资料。侧钻前原有井身结构造斜点位置以下注水泥塞进行封堵，防止原井眼油水层互窜影响分采分注效果，同时为斜向器创造一个准确而坚固的井底，以控制侧钻开窗位置。

工程钻井作业采用电钻机，通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性将岩屑带至地面，整个过程重复进行，使井不断加深，直至目的层井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。

固井是在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水

泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全继续钻进下一开井筒或保证顺利水泥浆由水泥罐运至井场存储。

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

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

钻井作业施工过程中废水污染源主要为生活污水、钻井废水及酸化压裂废水，根据目前油田钻井实际情况，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理；生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于油田区域荒漠灌溉；噪声污染源主要为泥浆泵及钻机噪声，采取基础减振等降噪措施；固体废物主要为钻井岩屑、钻井泥浆、含油废物、废烧碱包装袋、撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，岩屑经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。含油废物桶装密闭收集，废烧碱包装袋折叠打包收集，均暂存于井场撬装式危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置。撬装式污水处理站产生污泥收集、合规暂存，和生活垃圾一同定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东

区)生活垃圾焚烧发电厂处置。

3.3.5.1.3 储层改造工程

储层改造工程主要包括射孔、压裂以及后续的测试放喷等。

(1)射孔

项目射孔采用油管传输射孔工艺，射孔队到达井场后，按设计要求进行枪串联接，安装起爆装置。随后在井口采油树上安装封井器、防落器。电缆经过天地滑轮后，再穿过防喷盒与磁定位器加重杆安全接头和射孔枪连接，打开防落器、井口闸门。将射孔枪匀速下入进口车内下出油管喇叭口至目的层附近标准套管接箍处,根据用跟踪定位原理计算出的跟踪距上提或下放对准目的层位，点火射孔枪，射孔后匀速起出电缆枪。

(2)压裂

塔河油田区域酸化压裂作业时，使用的胶凝酸在塔河油田拉依苏酸站配置完成，压裂液、滑溜水由施工单位在现场自行配制，由西北油田分公司进行监管。胶凝酸以及压裂液和滑溜水配置所需的原料通过车辆运输至井场，通过压裂液在线混配车将酸液、压裂液、滑溜水按一定比例混合后，通过管汇车输送至压裂车进行加压，向地层注入高于地层破裂压力的酸化压裂液，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。停泵后，压裂液返排比为 60%，压裂返排液自喷返排至地面专用废液收集罐中，拉运至塔河油田绿色环保处理站处理。

(3)测试放喷

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

测试放喷阶段主要污染物为三相(或两相)分离器产生气体(或天然气)在放喷池放空。产生的液体(或原油)由液体罐收集后，原油送临近的联合站；如为不含油的采出液，则送塔河油田绿色环保站进行处理。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酸化压裂废气、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压裂返排液，生活污水经井场撬装式污水处理站处理达标后，用于油田区域荒漠灌溉。压裂返排液采用专用废液收集罐收集，拉运至塔河油田绿色环保站处理。噪声为压裂车噪声及测试放喷高压气流噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为生活垃圾，定期送至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置。

图 3.3-3　钻井过程中污染源及污染物产生节点图

3.3.5.1.4 地面工程

3.3.5.1.4.1 1000方水罐建设

（1）基础施工

采用钢筋混凝土环形基础或板式基础，具体步骤根据设计图纸施工。主要施工步骤为：放线定位→铺设垫层→支模→铺设钢筋、预埋地脚螺栓→浇筑混凝土、找平→养护。

（2）罐体安装

用吊车将罐体吊装至基础上，调整位置，确保接口对齐，按图纸安装进出水法兰、人孔盖、爬梯、液位计、压力表等，接口处缠绕玻璃纤维布密封，法兰连接时加橡胶垫片，螺栓均匀拧紧。

3.3.5.1.4.2 事故应急池施工

本项目对现有应急池坡面进行抗渗鉴定，如果混凝土抗渗等级未达到P8，则拆除重新做;对现有应急池底部进行局部勘测,如果下部未设置两道高密度聚乙烯(HDPE)膜防渗层则池底拆除重新做。本工程防渗层采用两道高密度聚乙烯（HDPE）膜，抗渗等级不低于 P8；抗渗等级 P8 对应的渗透系数为 2.61×10^{-9}cm/s。

项目地面工程施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接废气、施工机械及运输车辆尾气，土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量，焊接过程使用合格无毒焊条。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；固体废物为焊接及吹扫废渣和事故应急池施工产生的废混凝土块、废防渗膜等施工废料；焊接及吹扫废渣、事故应急池施工产生的废混凝土块、废防渗膜收集后委托库车经济技术开发区工业固体废物填埋场合规处置。

3.3.5.2 运营期

拟建工程地面设施依托现有，营运期工艺流程主要包括油气开采、集输及井下作业、新增水罐工艺。

(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)油气集输

井场采出油气通过井口模块油嘴二级节流后，进入井场现有真空加热炉进行加热，加热后的采出油气依托现有集输管线输送至计转站，经计转站最终输送至联合站进行处理。

(3)井下作业

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

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

井场工艺流程见图3.3-4。

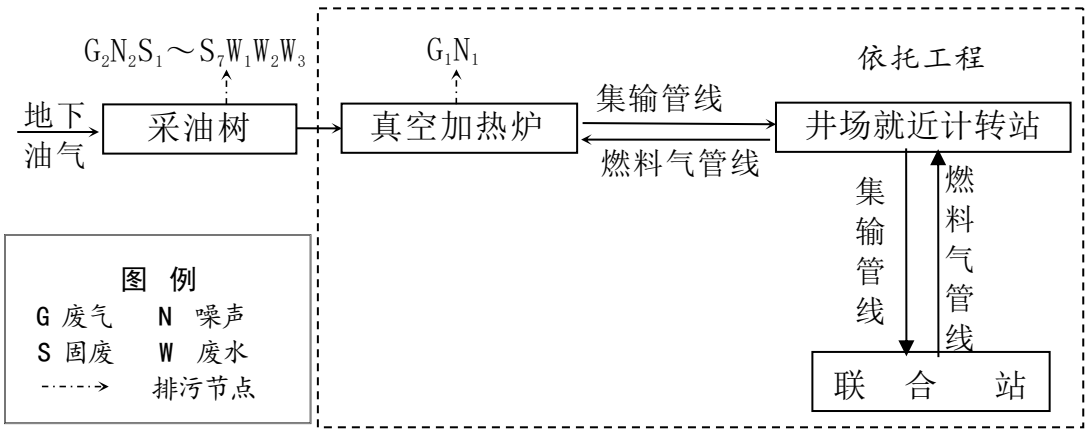

图 3.3-4 **油气开采及集输工艺流程图**

（4）新增 1000 方接收水罐

本项目在三号联合站南侧新增 1000 方接收水罐 1 座,主要用于现有水处理工艺二次沉降罐放水和外输水管线应急放水。

水处理工艺流程见图3.3-5。

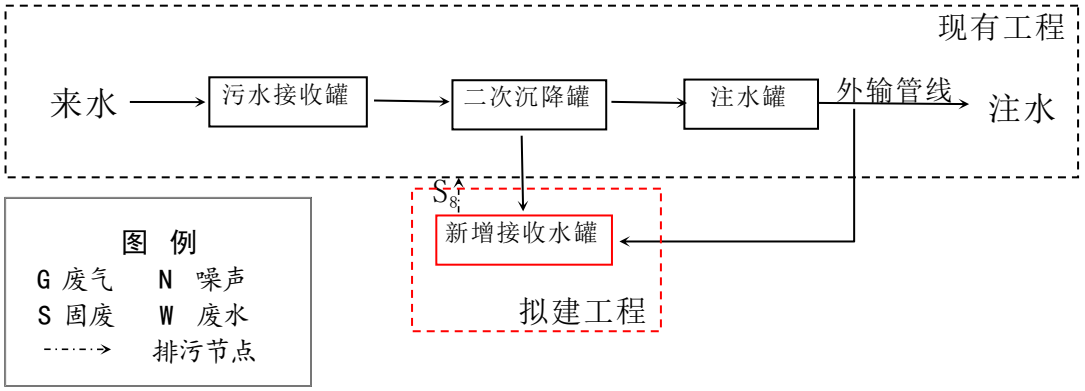

图 3.3-5　水处理单元工艺流程图

（5）现有事故应急池

当三号联合站出现事故时，联合站废水经现有管线输至事故应急池暂存，当三号联合站事故解除恢复正常生产后，现有事故应急池内废水经抽水泵回抽至联合站水处理工序进行合规处置。

油气开采及集输过程中废气污染源主要为井场加热炉烟气(G_1)、井场无组织废气(G_2)，井场加热炉内部采用低氮燃烧器，同时使用净化后的天然气作为燃料，井场采取密闭集输工艺减少无组织废气排放；废水污染源主要为采出水(W_1)和井下作业废水(W_2)、生活污水（W_3），其中采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层，井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理；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。固废污染源主要为井下作业、采油环节和集输环节产生的落地油（S_1）、井下作业产生的废防渗材料（S_2）、废烧碱包装袋（S_3）、钻井岩屑（S_4）、钻井泥浆（S_5）、撬装式污水处理站产生污泥（S_6）、生活垃圾（S_7）及接收水罐定期清理产生的清罐底泥（S_8），钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，岩屑经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。落地油、含油废物桶装密闭收集，废烧碱包装袋和废防渗材料折叠打包收集，暂存于井场撬装式危废暂存

间内，定期委托有资质单位接收处置。撬装式污水处理站产生污泥收集、合规暂存，和生活垃圾一同拉运至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园（东区）生活垃圾焚烧发电厂处置；接收水罐定期清理产生的清罐底泥收集后，委托有危废处置资质的单位接收处置。

表 3.3-10　　**本项目营运期污染源及治理措施一览表**

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	G_1	加热炉烟气	颗粒物、SO_2、NO_x、烟气黑度、非甲烷总烃	连续	使用清洁能源天然气，烟气经 8m 烟囱外排
	G_2	井场无组织废气	非甲烷总烃、H_2S	连续	密闭输送
废水	W_1	采出水	石油类、SS	连续	采出水随采出液经集输管线输送至联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后通过回注地层
	W_2	井下作业废液	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	送至塔河油田绿色环保站处理
	W_3	生活污水	SS、COD、BOD_5、NH_3-N	连续	后期侧钻期间均建设 1 座撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺
噪声	N_1	加热炉	$L_{Aeq,T}$	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N_2	采油树		连续	选用低产噪设备、基础减振
固废	S_1	落地油	含油废物	间歇	暂存于井场撬装危废暂存间后，定期委托有资质单位接收处置
	S_2	废防渗材料	含油废物	间歇	
	S_3	废烧碱包装袋	沾染毒性的危险废物	间歇	
	S_4	钻井岩屑	钻井岩屑	间歇	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，岩屑经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等
	S_5	钻井泥浆	钻井泥浆	间歇	

续表 3.3-10　　**本项目营运期污染源及治理措施一览表**

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
固废	S_6	撬装式污水处理站污泥	污水污泥	间歇	一同拉运至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园（东区）生活垃圾焚烧发电厂处置
	S_7	生活垃圾	生活垃圾	间歇	
	S_8	清罐底泥	含油废物	间歇	定期清理，委托有资质的单位接收处置

3.3.5.3 退役期

随着石油天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

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

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

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为设备拆除过程中产生的落地油，管道中残余的液体以及其余建筑垃圾，其中落地油收集后委托有资质单位送至塔河油田绿色环保处理站处理，管道中残余的液体先使用氮气吹扫至计转站后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入计转站后送至联合站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。

3.3.6 施工期污染源及其防治措施

本项目施工内容主要包括钻井工程、设备安装等，施工过程中对井场现有地表植被及土壤环境造成一定的扰动。同时施工期间将产生废气、废水、噪声、固废等，对区域大气环境、声环境、地下水环境等产生一定的影响。

(1)生态影响因素

施工过程中生态影响主要包括占用土地、对植被的破坏、对土壤的扰动等。

本项目侧钻过程仅新增临时占地，临时占地范围内植被正在逐步恢复中，植被覆盖度低，侧钻过程中可能对井场周边临时占地范围内已恢复的植被造成一定的破坏，对井场临时占地范围内土壤造成扰动，容易导致水土流失。

(2)废气

本项目施工过程中废气包括放喷废气、施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。

①测试放喷废气

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

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

②施工扬尘

施工扬尘主要来自于车辆运输过程中产生，施工过程中运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，可有效降低扬尘对周围大气环境的不利影响。

③储层改造废气

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

④车辆尾气和焊接烟气

在施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO_2、NO_2、C_mH_n等；井场内金属材质管

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)废水

①钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体等。根据类比目前塔河油田钻井实际情况，井场产生的钻井废水约为0.05m^3/m，本工程老井侧钻6口，钻井总进尺为3173.68m，产生的钻井废水约为158.68m^3。

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

②酸化压裂废水

钻井固定完毕后，需进行压裂完井，在储层改造过程中排出的压裂返排液中主要含有黄原胶、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，压裂过程压裂返排液返排率为60%左右，项目钻井过程中单座井场压裂液量为730m^3,则单座井场压裂返排液产生量为438m^3，拟建工程老井侧钻6座，项目压裂返排液产生量为2628m^3，储层改造过程中产生的压裂返排液排入回收罐中，运至塔河油田绿色环保站处理，处理达标后回注。

③生活污水

本项目侧钻施工天数 40d，按生活用水量 100L/d·人计，单座井场施工人数 60 人，生活用水量总计约 1440m^3，生活污水产生量按用水量的 80%计算，则总产生量为 1152m^3。生活污水中主要污染物为 COD、BOD_5、NH_3-N、SS 等；类比区域内油田现状,生活污水中主要污染物浓度 COD 为 400mg/L、BOD_5为 200mg/L、NH_3-N 为 25mg/L、SS 为 220mg/L；井场钻井期间各建设 1 座撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺，经污水处理站处理后，出水可达到 COD 60mg/L、BOD_5为 20mg/L、NH_3-N 为 15mg/L、SS 为 20mg/L，可满足《农村生活污水处理排

放标准》(DB65 4275-2019)表 2 的 B 级标准，最终用于油田区域荒漠灌溉。

(3)噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如钻机、泥浆泵、振动筛、绞车、离心机、压裂车等，产噪声级在70dB(A)～110dB(A)之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

(4)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钻井泥浆、钻井岩屑、含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料、施工废料、撬装式污水处理站产生污泥和施工人员生活垃圾。

①钻井泥浆

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

②钻井岩屑

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

钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

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

式中：W——钻井岩屑产生量，m^3；

D——井眼的平均直径，取0.15m；

h——钻尺深度，6口侧钻井总钻尺深度为3173.68m。

利用上述公式计算，钻井岩屑膨胀系数取 2，钻井期内产生的岩屑量为 112.1m^3，全部为磺化泥浆钻井岩屑。

根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离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。

③施工废料

施工废料主要包括设备包装材料、焊接作业中产生的废焊渣及事故应急池施工产生的废混凝土、废防渗材料等。根据类比调查，施工废料的产生量共约0.9t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。

④危险废物

钻井施工过程中机械检修时会产生少量含油废物，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止含油废物落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的含油废物量约为1.2t，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

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

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

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，定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置。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 1152m^3/a，则井场污泥产生量为 0.21t。

⑥生活垃圾

本项目侧钻井施工天数 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 7.2t，现场集中收集，定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运至库车景胜新能源环保

有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置。

3.3.8 营运期污染源及其防治措施

3.3.8.1 废气污染源及其治理措施

本次侧钻实施后，生产规模未超过原有井场设计规模，真空加热炉、采油树、集输管线依托井场现有地面设施不新增。本项目侧钻井场现状均使用 200kW 真空加热炉加热，本次废气污染物核算类比现有工程周边井场真空加热炉验收期间数据对源强进行核算，由于区域同类型真空加热炉监测数据较多，且数据有一定的差异，本次从最不利影响出发，类比监测结果中烟气量、排放浓度中的最大值作为本项目源强，类比监测数据来源于《塔河油田 10 区环境影响后评价报告书》《塔河油田 8、11 区环境影响后评价报告书》中的真空加热炉监测数据。由于本次不涉及地面工程改造，仅给出污染物源强用于后续预测，不再核算污染物排放量。

本项目实施后废气污染源及其治理措施见表 3.3-11。

表 3.3-11 **本项目废气污染源及其治理措施一览表**

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度(mg/m³)	治理措施	排气筒高度(m)	废气量(m³/h)	排放浓度(mg/m³)	排放速率(kg/h)	有效工作时间
1	井场真空加热炉烟气(以TH10434CH2 井场为代表)	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 非甲烷总烃 烟气黑度	10 3 120 16 ＜1 级	使用清洁能源天然气	8	308	10 3 120 16 ＜1 级	0.003 0.001 0.037 0.005 --	4800
2	井场无组织废气（TH10434CH2 井为代表）	非甲烷总烃 硫化氢	--	密闭输送	--	--	--	0.031 0.0001	8760

无组织废气源强核算主要参照相关公式进行核算。

(1)非甲烷总烃

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。本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无组织非甲烷总烃，参照《排污许可

证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)要求对拟建工程无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

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

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

t_i——密封点i的年运行时间，h/a；

$e_{TOC,i}$——密封点 i 的总有机碳排放速率，kg/h；

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

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

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.3-12 **设备与管线组件 $e_{TOC,i}$ 取值参数表**

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

根据油气水物性参数，区域采出液中 $WF_{VOCs,i}$ 和 $WF_{TOC,i}$ 比值为 0.503。

表 3.3-13 **本项目单座井场无组织非甲烷总烃废气核算一览表**

序号	设备名称	密封点数量（个）	单个设备排放速率（kg/h）	排放速率（kg/h）	年运行时间（h）	年排放量（t）
采油井场采出液流经的密封点						
1	阀门	45	0.064	0.008	8760	0.08

续表 3.3-13　**本项目单座井场无组织非甲烷总烃废气核算一览表**

序号	设备名称	密封点数量（个）	单个设备排放速率（kg/h）	排放速率（kg/h）	年运行时间（h）	年排放量（t）
采油井场采出液流经的密封点						
2	法兰	90	0.085	0.023	8760	0.20
合计						0.28

(2)无组织硫化氢核算

项目各井场无组织硫化氢主要通过阀门、法兰连接处泄漏，参照如下经验公式计算出气体泄漏速率后，根据硫化氢在气体中的比例折算。

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

G_C为设备或管道不严密处的散发量，kg/h；

K 为安全系数，一般取 1～2，本工程取 1；

C 压力系数，取 0.166；

V 为设备和管道内部容积，m^3，单井核算值为 0.1；

M 为设备和管道内气体分子质量，本工程取 16；

T 为设备和管道内部气体绝对温度，K，本工程取 333。

经过核算，G_C取值为 0.0036kg/h，天然气中硫化氢含量按区域平均浓度值取值，核算硫化氢在天然气中占比约为 3.6%，核算井场无组织硫化氢排放速率为 0.0036×0.036kg/h=0.0001kg/h。

3.3.8.2 废水污染源及其治理措施

(1)采出水

采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据开发方案预测，区块开发前期采出水水量较小，随着开采年限的增长采出水量逐渐增加。根据项目设计，后期开采含水量最大约 3600m^3/a，项目核算采出水量按最大产生量考虑。采出水中主要污染物为 SS、石油类等。采出水随采出液经集输管线最终输送至三号联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，可保持油层压力，使油气藏有较强的驱动力，以提高油气藏的开采速度和

采收率。

(2)井下作业废液

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

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

表 3.3-14　**与石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表**

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

按井下作业每 2 年 1 次计算，井下作业废液包括废压裂液、废酸化液、废洗井液，本项目共部署 6 座采油井场，则每年井下作业废液产生量为 600t。井下作业废液采用专用回收罐收集后运至塔河油田绿色环保处理站处理。

(3)生活污水

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

本项目运营期废水主要包括采出水和井下作业废液，产生情况见表

3.3-15。

表 3.3-15　　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	3600	0	SS、石油类	连续	采出水随采出液经集输管线最终输送至三号联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层
	W_2	井下作业废液	600	0	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	送至塔河油田绿色环保站处理
	W_3	生活污水	1152	0	SS、COD、BOD_5、NH_3-N	连续	后期侧钻期间均建设 1 座撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺

3.3.8.3 噪声污染源及其治理措施

拟建工程井场产噪设备主要为采油树、真空加热炉等设备噪声，根据《天然气长输管道工艺场站噪声的治理》（电子设计工程，施纪卫、吕莉、武玉双，2013 年 2 月）：采气树噪声属气流噪声，噪声源强范围为 85～90dB（A），拟建工程采油树噪声值参照采气树噪声取 85dB（A）；根据《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ 991-2018），燃气（油）锅炉噪声源强范围为 70～90dB（A），取 85dB（A）。项目采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 10dB（A）。本项目实施后，噪声污染源治理措施情况见表 3.3-16。

表 3.3-16　　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	采油树	1	85	基础减振	10
2	真空加热炉	1	85	基础减振	10

3.3.8.4 固体废物及其治理措施

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

（1）落地油

落地油主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地

油。类比同类型单座井场落地油产生量约 0.2t/a，本工程共部署 6 座侧钻老井，运行后井场落地油总产生量约 1.2t/a，收集后直接由危废处置资质单位接收处置。

（2）废防渗材料

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

（3）废烧碱包装袋

结合施工期计算过程，预计后期侧钻作业过程中废烧碱包装袋量 0.6t/a。

（4）钻井岩屑

结合施工期计算过程，预计后期侧钻作业过程中钻井岩屑量 95.4m^3/a。

（5）钻井泥浆

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

（6）撬装式污水处理站污泥

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

（7）生活垃圾

后期侧钻过程中，作业时间、人员数量与本次侧钻施工相同，根据施工期计算方法，预计后期侧钻作业过程中生活垃圾产生量为 9.9t/a。

（8）清罐底泥

拟建工工程定期对接收水罐清理会产生一定量的清罐底泥，类比同类型水罐清理，清罐底泥产生量约 0.2t/a，收集后直接由危废处置资质单位接收处置。

一般工业固体废物情况见表 3.3-17，危险废物情况见表 3.3-18。

表 3.3-17　　**一般工业固体废物污染源强一览表**

序号	固体废物名称	代码	产生环节	物理性状	产生量（t/a）	属性	贮存方式	处理措施
1	钻井岩屑	SW12 900-099-S12	侧钻环节	固态	95.4m³/a	一般工业固体废物	岩屑池	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经无害化处理装置处理经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等
2	钻井泥浆	SW12 900-099-S12	侧钻环节	液态	/		循环使用	工程泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用
3	撬装式污水处理站污泥	SW90 462-001-S90	侧钻环节	固态	0.29		不贮存	现场集中收集，送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置
4	生活垃圾	SW64 900-099-S64	侧钻环节	固态	9.9	生活垃圾	生活垃圾桶	

表 3.3-18　　本项目危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量（t/a）	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	1.2	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T，I	收集后，由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	1.5	修井场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
废烧碱包装袋	HW49	900-041-49	0.6	修井场地清理环节	固态	氢氧化钠	氢氧化钠	/	T，In	
清罐底泥	HW08	071-001-08	0.2	集输 与处理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	

3.3.8.5 营运期生态恢复措施

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，定期检查井场及周边生态恢复情况，如发生井场设备老化，接口断裂，及时更换，以防油气泄漏破坏周边生态。

3.3.9 退役期污染源及其防治措施

3.3.9.1 退役期环境空气保护措施

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

(2)运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

3.3.9.2 退役期水环境污染防治措施

退役期严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）要求进行施工作业，首先进行井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水串层。

3.3.9.3 退役期噪声防治措施

(1)选用低噪声机械和车辆。

(2)加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3)加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.3.9.4 退役期固体废物处置措施

(1)地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集，收集后送至周边固废填埋场填埋处置。落地油收集后委托有资质单位接收处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

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

3.3.9.5 退役期生态恢复措施

油田单井进行开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。采取的生态恢复措施如下：

（1）施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，将施工作业带宽度控制在8m以内，严禁人为破坏作业带以外区域植被；各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

（2）闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物等。

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

（4）各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

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

3.3.10 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/次
井场放喷口	井口压力过高时的放喷情况	非甲烷总烃	0.1	0.17	1
		硫化氢	0.001		

3.3.11 清洁生产分析

(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)钻井新鲜水使用量低于行业要求的清洁生产标准

(7)先进性分析

西北油田分公司在各个油气田区块内开展了大量的侧钻工作，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。

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)》，本次为侧钻项目，仅对钻井作业油气田开发阶段进行清洁生产指标分析，各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.3-20。

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							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	拟建工程	
						措施	得分
(1)资源和能源消耗指标	20	占地面积	m^2	8	符合行业标准要求	符合	8
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	12	≤25	≤25	12
(2)生产技术特征指标	30	固井质量合格率	%	30	≥95%	100%	30
(3)资源综合利用指标	25	钻井液循环率	井深：3000 以上	15	≥75%	90%	10
		柴油机效率	%	5	≥90%	90%	5
		污油回收率	%	5	≥90%	100%	5
(4)污染物指标	25	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30；**乙类区：≤35**	≤15(乙类区)	10
		废弃钻井液产生量	m^3/100m 标准进尺	10	≤10	≤10	10
		柴油机烟气	-	2	符合排放标准要求	符合	2
		噪声	dB(A)	3	符合排放标准要求	符合	3

定性指标						
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	拟建工程	
					措施	得分
(1)原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	15	钻井泥浆可生物降解	15
(2)生产工艺及设备要求	40	钻井设备先进性	国内领先	8	钻井设备国内先进	8
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	符合	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	拟建工程	
					措施	得分
(2)生产工艺及设备要求	40	钻井液收集设施完整性	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	泥浆不落地系统	5
		固控设备完整性	配备振动筛、处理器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备	5
		固井质量	固井质量合格	5	合格	5
		钻井效率	高	7	高	7
		井控措施有效性	井控措施有效	5	有效	5
(3)符合国家政策的生产规模	10	现行政策暂无生产规模限制要求		10	满足	10
(4)管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	已建立 HSE 管理体系并通过认证	10
		开展清洁生产审核		10	已开展	10
(5)贯彻执行环境保护法规符合性	15	建设项目环保“三同时”执行情况		5	落实环保“三同时”制度	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	落实建设项目环境影响评价制度	5
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	污染物排放量低于总量控制指标	5

由表 3.3-20 计算得出：本项目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，达到 P≥90，属于清洁生产先进企业。

3.3.12 三本账

本项目属于老井侧钻项目，地面设施依托现有，生产规模未超原有规模，未新增污染物排放，“三本账”的排放情况见表 3.3-21。

表 3.3-21 **本项目“三本账”的排放情况一览表** 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
现有工程排放量	10.91	1.52	71.39	196.49	2.4	0	0
本项目排放量	0	0	0	0	0	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0	0

续表 3.3-21　　**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		
本项目实施后排放量	10.91	1.52	71.39	196.49	2.4	0	0
本项目实施后增减量	0	0	0	0	0	0	0

3.3.13 污染物总量控制分析

3.3.13.1 总量控制因子

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

废气污染物：NO_X、VOC_S

废水污染物：COD、NH_3-N。

3.3.13.2 本项目污染物排放总量

本项目在正常运行期间，井场采出水随采出液一起最终输送至联合站处理达标后回注地层，井下作业废液送至塔河油田绿色环保站处理，无废水外排。因此建议不对废水污染物进行总量控制。

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

3.4 依托工程

3.4.1 三号联合站和三号轻烃站

塔河油田三号联合站和三号轻烃站于 2006 年 4 月 3 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复(新环自函[2006]135 号),2007 年 1 月 29 日取得原阿克苏地区环境保护局竣工环境保护验收意见(阿地环函字[2007]19 号)；扩建工程于 2007 年 4 月 28 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复(新环监函[2007]137 号),2010 年 12 月 27 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局竣工环境保护验收意见(新环评价函[2010]939 号)。

(1)三号联合站

塔河油田三号联合站主要担负塔河油田 8 区、10 区南、11 区、TP 片区及外围新增区块单井采出液的处理任务，集原油破乳，油气分离，脱硫，沉降脱

水，污水处理以及回灌等多功能于一体，设计原油处理规模分别 276×10^4t/a，污水处理规模为 6500m^3/d。现三号联合站为全稀油生产模式，主要对外输送中质油，为塔河油田主力片区超稠油的开采提供有力保障。

原油处理工艺流程：稠油、稀油在经过分离器初步处理后在分离器出口完成混配，混配后的中质油进入脱硫塔一段进行脱硫后再依次进入一次沉降罐及二次沉降罐沉降脱水，脱水后的原油通过脱水泵提升进入加热炉区再次加热升温至 75℃后，进入脱硫塔二段再次脱硫并进入净化油罐储存，最后经过脱水、脱硫的净化原油一部分输送至 TK835 装车站用于单井掺稀，剩余部分外输至二号联合站后外输。截至目前，原油实际处理规模为 125×10^4t/a，采出水 6058m^3/d。

天然气处理工艺流程：进站原油经过两相、三相分离器分出的伴生气，经伴生气分离器分离，伴生气分离器稳定压力为 0.3MPa，与三号联负压区伴生气汇合后通过伴生气汇管去轻烃站处理。

塔河油田三号联合站污水处理系统:采出水处理系统处理规模为 6500m^3/d，采用“一次除油＋压力除油＋核桃壳过滤”工艺。油站来水先进污水接收罐，经泵提升后进入高效聚结斜管除油器除油、除悬浮物，再经核桃壳过滤进一步除油和悬浮物，并在流程中通过投加配套化学药剂，增强污水处理效果，使处理后污水达到回注水质标准。合格污水首先排入回注罐，回注时通过回注干线输至回注井口进行回注。

(2)三号轻烃站

三号轻烃站集原料气增压、天然气脱硫及硫磺回收、天然气脱水、冷凝分离、凝液分馏、外输气增压及辅助生产装置等多项功能于一体，采用先进的 MDEA 胺法脱硫技术，硫磺回收采用自循环 LO-CAT 工艺。主要担负塔河油田 8 区、10 区南、11 区、托普台区伴生气的处理任务。主要功能是生产高附加值的液化气和轻烃产品，并为下游用户提供合格的天然气。

三号联轻烃处理站设计最大处理天然气 60×10^4m^3/d；主要产品为干气、轻烃和液化气，设计外输干气量 42.91×10^4m^3/d，液化气产量 103.3t/d，轻烃产量 47t/d。干气作为采油三厂所辖站场自用燃料气及发电三厂燃料气；轻烃和

液化气全部外销；副产品为硫磺外运。截至目前，天然气实际处理 51×$10^4$$m^3$/d。

(3)依托可行性分析

本项目 6 座侧钻井场采出液最终输送至三号联合站进行处理，侧钻后井场规模未超出原有井场规模。三号联合站富余情况如表 3.4-1 所示。

表 3.4-1　　**塔河油田三号联合站依托可行性分析一览表**

分类	设计最大处理规模	现状处理规模	现状富余量	拟建工程需处理量	依托可行性
原油(万 t/a)	276	125	151	3.6	可依托
天然气(万m^3/d)	60	52	8	0.9	
采出水(m^3/d)	6500	6058	442	12	

综上可知，塔河油田三号联合站原油、轻烃站天然气、采出水富余量可以满足本项目处理要求，依托可行。

3.4.2　塔河油田绿色环保站

（1）基本情况

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

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

（2）含油污泥处理系统

塔河油田绿色环保站内含油污泥处理系统（主要处理对象为含油量＞5%油泥），目前，绿色环保站运行的含油污泥处置装置有 4 套，主要处理流体油污泥（含油量＞5%），每套处理能力为 50m^3/d，处理设施年运行有效天数约 300 天，日处理量约为 200m^3，年处理含油污泥的量为 6 万 m^3，现状年处理含油污泥的量为 3.9 万 m^3。

（3）废液处理系统

塔河油田绿色环保站作业废液处理系统承担着西北油田分公司勘探开发作

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

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

表 3.4-2　　**塔河油田绿色环保站运行情况一览表**

序号	单元名称	设计规模	实际处理量	富余能力	本项目需处理量	依托可行性
1	废液处理系统（m^3/d）	1430	580	850	1.99	可行
2	污油泥处理系统（m^3/a）	6×10^4	3.9×10^4	2.1×10^4	0.4t（0.16m^3）	可行

综上可知，塔河油田绿色环保站废液、污油泥处理富余量可以满足本项目处理要求，依托可行。

3.4.3　库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂

库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂于 2019 年 5 月 16 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅《关于阿克苏地区静脉产业园（东区）-生活垃圾焚烧发电 PPP 项目环境影响报告书的批复》（新环审〔2019〕9 号），2021 年 12 月 9 日开始试运营，于 2022 年 12 月完成环保验收工作。生活垃圾焚烧发电厂位于阿克苏地区静脉产业园（东区）内，库车市垃圾填埋场西南侧，国道 G3012 库车东立交出口北侧空地上，占地面积为 50009.79m^2（约 75 亩）。生活垃圾焚烧发电厂设计日处理生活垃圾 600 吨,配置 2 台 300t/d 的垃圾焚烧线和 1 台 10MW 汽轮发电机组，包括垃圾接收系统、焚烧处理线、烟气处理装置、灰渣输送系统、余热回收系统、汽轮发电机组、灰渣处理系统、渗滤液收集处理系统等。现状日处理生活垃圾 400 吨,本项目施工期日生活垃圾产生量约为 7.2 吨，后期运营期侧钻过程生活垃圾产生量约为 9.9 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。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

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

拟建工程位于阿克苏地区库车市，距离最近村庄阿克库勒村 1.7km。区域以油气开采为主。工程选址区域周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点。本项目地理位置见附图 1。

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 1400m～4550m，后山呈高山地貌，海拔 4000m 以上为积雪带，为库车平原提供着水源；前山区海拔在 1400m～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和渭干河共同作用下的冲洪积平原，地形北高南低，由西向东略有坡降，海拔 930m～960m。

4.1.3 水文地质

(1)区域地质概况

区域地质情况为奥陶系灰岩顶面以轮古西走滑断裂为界整体分为两部分，走滑断裂以西整体呈现一个西北倾向的宽缓斜坡，斜坡内部发育多个被大型沟谷所切割的形态各异的小型背斜。走滑断裂以东整体呈现大型东南倾的斜坡，以东西向逆冲走滑断裂为界，可划分为中部斜坡带、轮南断垒带、桑塔木断垒带及南部斜坡带三部分。受构造活动及岩溶改造作用影响，潜山顶面发育一系列面积大小不一、形态不规则的断鼻或断背斜。

(2)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。

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

②包气带岩性、结构、厚度、分布及垂向渗透系数

在塔里木河以北，从北部-中部的英达里亚、奥依库都克-南部的塔里木农场、塔里木一线，包气带岩性主要为粉土和细砂、粉砂，其结构总体来说比较

松散，包气带厚度约 5.12m～6.0m 左右，粉土的垂向渗透系数为 0.22m/d～0.79m/d，细砂、粉砂的垂向渗透系数为 1.15m/d～1.93m/d。

③区域地下水补给、径流、排泄条件

塔北区域地下水的补给来源主要是英达里亚河的渗漏补给、渠系渗漏补给、田间灌溉水的渗漏补给、井灌水的回归补给、水库水的渗漏补给、上游地下水的侧向径流补给。因气候非常干燥，因而降水入渗补给微乎其微。地下水从渭干河冲洪积扇顶部向南部汇流。在渭干河冲洪积平原的上、中部，地下水含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为卵砾石、砂砾石，含水层颗粒粗、厚度大、渗透性强，故地下水径流通畅，径流条件好。到冲洪积平原的中下部，含水层渐变为双层-多层结构的潜水-承压水含水层，含水层岩性也由粗颗粒的卵砾石、砂砾石地层渐变为细颗粒的中砂、细砂、粉砂等砂类地层，含水层的厚度变薄、渗透性变差、径流不畅，因而地下水径流条件相对变差。因塔北评价区位于渭干河冲洪积平原中下部，故其地下水径流条件相对较差。在塔北区域北部，地下水的水力坡度约 0.83‰，中部变为 0.59‰，南部变为 0.60‰。地下水主要通过潜水蒸发、植物蒸腾、人工开采等方式排泄，最终以地下径流的方式排泄至塔里木河中，塔里木河又排泄到最低排泄点—台特玛湖。

④地下水的水化学特征

从塔北区域的中部向东西两侧，潜水的矿化度和水化学类型具有十分明显的水平分带规律性，表现为从中部到东西两侧，潜水矿化度由小于 1g/L 逐渐升高为 35.59g/L，水化学类型也由 HCO_3·SO_4·Cl-Na(Ca·Mg)型渐变为 SO_4·Cl—Na·Mg 型和 Cl·SO_4-Na(Mg·Ca)型水。

从塔北区域的北部向中部、南部，潜水的矿化度和水化学类型也具有十分明显的水平分带规律性，表现为从北部到南部，潜水矿化度由小于 1g/L 逐渐升高为 12.27g/L，水化学类型也由 HCO_3·SO_4·Cl-Na(Ca·Mg)型渐变为 SO_4·Cl—Na·Mg 型和 Cl·SO_4-Na(Mg·Ca)型水。

在塔河南北两岸沿河地带，潜水矿化度相对较低，为 1g/L～3g/L，水化学类型变为 Cl·SO_4·HCO_3·-Na·Mg 型水。

区内地下水主要接受英达里亚河、渠系、田间灌溉、水库水的渗漏补给、

井灌水的回归补给，上游地下水的侧向径流补给；地下水从北部向南部径流；又通过潜水蒸发、植物蒸腾、人工开采等方式排泄，最终以地下径流的方式排泄至塔里木河中。这种补、径、排条件，决定了潜水的水化学作用同时具有离子交替吸附作用和蒸发浓缩作用。

4.1.4 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、英达里亚河、巴依孜库勒湖。

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

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

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

工程场地及周边临近区域无地表水体，项目南距塔里木河约 15km。

4.1.6 气候气象

库车市地处暖温带，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　　**库车市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 m/s	2.0	6	年平均水气压 hPa	7.1
2	年平均相对湿度%	51	7	年平均蒸发量 mm	2012.3
3	年平均气温℃	11.3	8	年平均降水量 mm	82.2
4	年极端最高/最低气温℃	40.8/-23.7	9	年最多/最少降水量 mm	145.7/43.6
5	年平均气压 hPa	893.7	10	年日照时数 h	2863.7

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 2023 年 1 月 1 日至 2023 年 12 月 31 日期间阿克苏地区例行监测点的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行评价，现状评价结果见表 4.2-1 所示。

表 4.2-1　　**阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表**

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

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

4.2.1.2 其他污染物环境质量现状数据

(1)补充监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次评价引用《塔河油田东部 2024 年产能建设项目环境影响报告书》中 1 个大气环境质量现状监测点，同时本次评价在阿克库勒村设置 1 个大气环境质量监测点。监测点位基本信息见表 4.2-2，具体监测点位置见附图 3。

表 4.2-2 **监测点位基本信息一览表**

编号	监测点名称	监测点坐标	监测因子	相对厂址方位	相对厂界距离/km	备注
			1 小时平均			
1	塔里木乡	*	H_2S、非甲烷总烃	TH10434CH2 井南侧	4.7	补充监测
2	阿克库勒村	*		TK890CH2 井场西南侧		

(2)监测时间及频率

引用监测时间为 2023 年 11 月 24 日～2023 年 11 月 30 日，H_2S、非甲烷总烃 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样 45 分钟。

(3)监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表 4.2-3。

表 4.2-3 **环境空气各监测因子分析方法及检出限一览表**

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	H_2S	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法亚甲蓝分光光度法》	GB11742-89	mg/m^3	0.005
2	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃测定 直接进样-气相色谱法》	HJ604-2017	mg/m^3	0.07

4.2.1.3 各污染物环境质量现状评价

(1)评价因子

评价因子为 H_2S、非甲烷总烃。

(2)评价方法

采用最大占标百分比，计算公式为：

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

式中：P_i——i 评价因子最大占标百分比；

C_i——i 评价因子最大监测浓度(mg/m³)；

C_{io}——i 评价因子评价标准(mg/m³)。

(3)评价标准

非甲烷总烃 1 小时平均浓度执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³的标准；H_2S 参照执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值。

(4)其他污染物环境质量现状评价

根据监测点监测数据，其他污染物环境质量现状评价结果见表 4.2-4。

表 4.2-4 **其他污染物环境质量现状评价表**

监测点位	污染物	平均时间	评价标准(μg/m³)	监测浓度范围(μg/m³)	最大浓度占标率/%	超标频率/%	达标情况
塔里木乡	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	0.20～0.24	12.0	0	达标
	硫化氢	1 小时平均	0.01	未检出	—	0	达标
阿克库勒村	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	0.21～0.29	14.5	0	达标
	硫化氢	1 小时平均	0.01	未检出	—	0	达标

根据监测结果，硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值；非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³的标准。

4.3.2 地下水环境现状监测

本次评价引用《塔河油田 10 区、11 区 2023 年产能建设项目》编制期间开展的 3 个潜水地下水监测点；同时引用《采油二厂注水支干线隐患治理工程现状监测》编制期间开展的 2 个潜水地下水监测点。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)要求，本次评价需设置 5 个潜水监测点和 2 个承压水点，根据区域水文地质等资料判定项目所在区域有承压水，不具备饮用价值。根据区域水文地质资料，区域地下水流

向为西北向东南方向，引用监测点位与本项目位于同一地下水单位，结合区域地下水井分布情况，本次评价引用点与本项目位置关系为：上游 2 口井、项目区侧游 1 口井、下游 2 口井，整体布置符合《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)要求。

4.2.2.1 地下水质量现状监测

4.2.2.1.1 监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表 4.2-5，监测点具体位置见附图 3。

表 4.2-5 **地下水监测点及监测因子一览表**

序号	监测点名称	监测点坐标	与本工程最近距离及位置关系	潜水/承压水	水质监测因子	检测分析项目	引用项目
1	T20 地下水监测点	*	TH10434CH2 井井东北 1.2km 处(项目区)	潜水	色、嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类	K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}	塔河油田 10 区、11 区 2023 年产能建设项目
2	T26 地下水监测点	*	T754CH 西南 8.7km 处(下游)				
3	T32 地下水监测点	*	T754CH 井东南 13.3km 处(下游)				
4	12-1 计转站南侧机井	*	T754CH 井场西北侧 14.4km 处(上游)		pH 值、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸根（硫酸盐）、氯离子（氯化物）、总大肠菌群、细菌总数、硫化物、石油类	K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}	采油二厂注水支干线隐患治理工程
5	TH12303	*	TH10434CH2 井井西北 12.5km 处（上游）				

4.2.2.1.2 监测时间及频率

本项目引用监测时间为 2022 年 12 月，监测 1 天，采样 1 次。

4.2.2.1.3 监测及分析方法

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

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

序号	监测因子	检 测 方 法	最低检出浓度
1	色度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2023）	5 度
2	嗅和味	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2023）6.1 嗅气和尝味法	——
4	肉眼可见物	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2023）	——
5	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》（HJ 1147-2020）	——
6	耗氧量	《生活饮用水标准检验方法 第 7 部分：有机物综合指标》（GB/T 5750.7-2023）	0.05 mg/L
7	硝酸盐氮	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法（试行）》（HJ/T 346-2007）	0.08 mg/L
8	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》（HJ 535-2009）	0.025 mg/L
9	亚硝酸盐氮	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》（GB 7493-87）	0.003 mg/L
10	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》（GB 7484-87）	0.05 mg/L
11	溶解性总固体	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2023）	——
12	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》（HJ 503-2009）	0.0003 mg/L
13	阴离子表面活性剂	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2023）13.1 亚甲蓝分光光度法	0.050 mg/L
14	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》（HJ 1226-2021）	0.01 mg/L
15	碘化物	《地下水质分析方法 第 56 部分：碘化物的测定 淀粉分光光度法》（DZ/T 0064.56-2021）	0.025 mg/L
16	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第 5 部分：无机非金属指标》（GB/T 5750.5-2023）7.1 异烟酸-吡唑啉酮分光光度法	0.002 mg/L
17	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 》（GB 11911-89）	0.03 mg/L
18	锰		0.01 mg/L

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

序号	监测因子	检　测　方　法	最低检出浓度
19	铜	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》（GB 7475-87）第一部分 直接法	0.05 mg/L
20	锌		0.05 mg/L
21	铝	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023）4.3 无火焰原子吸收分光光度法	1.0×10^{-2} mg/L
22	镉	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023）12.1 无火焰原子吸收分光光度法	0.0005 mg/L
23	铅	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023）14.1 无火焰原子吸收分光光度法	0.0025 mg/L
24	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2023）	1.0 mg/L
25	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 》（HJ 694-2014）	4×10^{-5} mg/L
26	砷		3×10^{-4} mg/L
27	硒		4×10^{-4} L mg/L
28	铬（六价）	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023）	0.004 mg/L
29	三氯甲烷	《水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 639-2012）	0.4 μg/L
30	四氯化碳		0.4 μg/L
31	苯	《水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 639-2012）	0.4 μg/L
32	甲苯		0.3 μg/L
33	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）》（HJ 970-2018）	0.01 mg/L
34	钾离子	《水质 可溶性阳离子（Li^+、Na^+、NH_4^+、K^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}）的测定 离子色谱法》（HJ 812-2016）	0.02 mg/L
35	钠离子		0.02 mg/L
36	钙离子		0.03 mg/L
37	镁离子		0.02 mg/L
38	碳酸根	《地下水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》（DZ/T 0064.49-2021）	1 mg/L
39	碳酸氢根		1 mg/L
40	氯离子	《水质 无机阴离子（F^-、Cl^-、NO_2^-、Br^-、NO_3^-、PO_4^{3-}、SO_3^{2-}、SO_4^{2-}）的测定 离子色谱法》（HJ 84-2016）	0.007 mg/L
41	硫酸根离子		0.018 mg/L
42	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分：微生物指标》(GB/T 5750.12-2023）	——
43	细菌总数	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分：微生物指标》(GB/T 5750.12-2023）4.1 平皿计数法	——

4.2.2.2 地下水质量现状评价

4.2.2.2.1 评价方法

①采用单因子标准指数法，其计算公式为：

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

式中：P_i——第i个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第i个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{oi}——第i个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于pH值，评价公式为：

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

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

式中：P_{pH}—pH的标准指数，无量纲；

pH_i--i监测点的水样pH监测值；

pH_{sd}—评价标准值的下限值；

pH_{su}—评价标准值的上限值。

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

4.2.2.2.2 水质监测及评价结果

(1)地下水质量现状监测与评价

地下水质量现状监测与评价结果见表4.2-7。

表4.2-7 **地下水质量现状监测及评价结果一览表** mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			T26	T20	T32	TH12303	12-1计转站南侧机井
色度	≤15度	监测值(度)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
嗅和味	--	监测值	无	无	无	--	--
		标准指数	--	--	--	--	--

续表 4.2-7　　**地下水质量现状监测及评价结果一览表**　　mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			T26	T20	T32	TH12303	12-1 计转站南侧机井
肉眼可见物	--	监测值	无	无	无	--	--
		标准指数	--	--	--	--	--
pH 值	6.5～8.5	监测值	8.0	8.0	8.1	7.6	8.0
		标准指数	0.67	0.67	0.73	0.4	0.67
总硬度	≤450	监测值	881	4090	4260	6150	432
		标准指数	**1.96**	**9.09**	**9.47**	**13.67**	0.96
溶解性总固体	≤1000	监测值	22200	9290	5910	16600	1100
		标准指数	**22.20**	**9.29**	**5.91**	**16.6**	**1.1**
硫酸盐	≤250	监测值	4010	2810	1550	4290	341
		标准指数	**16.04**	**11.24**	**6.20**	**17.16**	**1.36**
氯化物	≤250	监测值	9290	3890	2160	7750	420
		标准指数	**37.16**	**15.56**	**8.64**	**31**	**1.68**
铁	≤0.3	监测值	8.39	0.11	0.16	0.06	0.05
		标准指数	**27.97**	0.37	0.53	0.2	0.167
锰	≤0.1	监测值	1.85	0.45	0.21	0.64	0.03
		标准指数	**18.50**	**4.50**	**2.10**	**6.4**	0.3
铜	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	--	--
		标准指数	--	--	--	--	--
锌	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	--	--
		标准指数	--	--	--	--	--
铝	≤0.2	监测值	0.03	0.046	0.027	--	--
		标准指数	0.15	0.23	0.14	--	--
挥发性酚类	≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
阴离子表面活性剂	≤0.3	监测值	未检出	未检出	未检出	--	--
		标准指数	--	--	--	--	--
耗氧量	≤3.0	监测值	1.93	0.98	0.78	0.82	0.49
		标准指数	0.64	0.33	0.26	0.27	0.163

续表 4.2-7　　**地下水质量现状监测及评价结果一览表**　　mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			T26	T20	T32	TH12303	12-1 计转站南侧机井
氨氮	≤0.5	监测值	0.214	0.148	0.157	0.085	0.171
		标准指数	0.43	0.30	0.31	0.17	0.342
硫化物	≤0.02	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
总大肠菌群	≤3MPN/100mL	监测值	0	0	0	0	0
		标准指数	--	--	--	--	--
细菌总数	≤100CFU/mL	监测值	74	52	40	76	64
		标准指数	0.74	0.52	0.40	0.76	0.64
亚硝酸盐氮	≤1.0	监测值	0.005	0.005	0.004	未检查	未检查
		标准指数	0.005	0.005	0.004	--	--
硝酸盐氮	≤20.0	监测值	0.53	0.10	0.11	未检查	未检查
		标准指数	0.03	0.01	0.01	--	--
氰化物	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
氟化物	≤1.0	监测值	0.66	1.47	1.19	0.58	0.44
		标准指数	0.66	**1.47**	**1.19**	0.58	0.44
碘化物	≤0.08	监测值	未检出	未检出	未检出	--	--
		标准指数	--	--	--	--	--
汞	≤0.001	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
砷	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	0.0004	0.0004
		标准指数	--	--	--	0.04	0.04
硒	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
镉	≤0.005	监测值	0.002	0.002	0.002	0.001	0.0009
		标准指数	0.40	0.40	0.40	0.2	0.18
六价铬	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--

续表 4.2-7　　**地下水质量现状监测及评价结果一览表**　　mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			T26	T20	T32	TH12303	12-1 计转站南侧机井
铅	≤0.01	监测值	0.0045	0.0043	未检出	0.004	0.0051
		标准指数	0.45	0.43	--	0.4	0.51
三氯甲烷	≤0.06	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
四氯化碳	≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
苯	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
甲苯	≤0.7	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
石油类	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--

由表 4.2-7 分析可知，潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、氟化物外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求。监测点中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、氟化物等因子超标与区域水文地质条件有关，区域蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。

(2)地下水离子检测结果与评价

地下水离子检测结果见表 4.2-8。

表 4.2-8　　**地下水检测分析因子分析结果一览表**　　单位：mg/L

项目		潜水含水层				
		T26	T20	T32	TH12303	12-1 计转站南侧机井
监测值(mg/L)	$K^{+}+Na^{+}$	5932.3	2663.4	1259.2	3791	240.4
	Ca^{2+}	506	96	95.7	814	139

续表 4.2-8　　**地下水检测分析因子分析结果一览表**　　单位：mg/L

项目		潜水含水层				
		T26	T20	T32	TH12303	12-1 计转站南侧机井
监测值(mg/L)	Mg^{2+}	1160	406	258	1020	27.3
	CO_3^{2-}	0	2	5	0	0
	HCO_3^-	30	242	104	41	77
	Cl^-	9290	3890	2160	7750	420
	SO_4^{2-}	4010	2810	1550	4290	341
毫克当量百分比(%)	K^++Na^+	67.89	74.98	67.56	56.73	53.12
	Ca^{2+}	6.66	3.11	5.91	14.01	35.32
	Mg^{2+}	25.45	21.91	26.53	29.26	11.56
	CO_3^{2-}	0	0.02	0.09	0	0
	HCO_3^-	0.14	2.30	1.80	0.22	6.25
	Cl^-	75.69	63.66	64.10	70.80	58.58
	SO_4^{2-}	24.16	34.01	34.02	28.98	35.17

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

(3)地下水质量现状监测结果统计分析

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

表 4.2-9　　**地下水监测统计分析结果一览表(潜水)**

项目	标准值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
pH 值	6.5～8.5	8.1	7.6	7.94	0.17	100	0
总硬度	≤450	6150	432	3162.6	2174.89	100	80
溶解性总固体	≤1000	22200	1100	11020	7531.80	100	100
硫酸盐	≤250	4290	341	2600.2	1489.55	100	100
氯化物	≤250	9290	420	4702	3340.56	100	100
铁	≤0.3	8.39	0.05	1.75	3.32	100	20
锰	≤0.1	1.85	0.03	0.636	0.64	100	80
铜	≤1.0	未检出	未检出	--	--	0	0

续表 4.2-9　　地下水监测统计分析结果一览表(潜水)

项目	标准值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
锌	≤1.0	未检出	未检出	--	--	0	0
铝	≤0.2	0.046	0.027	0.034	0.008	60	0
挥发性酚类	≤0.002	未检出	未检出	--	--	0	0
阴离子表面活性剂	≤0.3	未检出	未检出	--	--	0	0
耗氧量	≤3.0	1.93	0.49	1	0.49	100	0
氨氮	≤0.5	0.214	0.085	0.155	0.04	100	0
硫化物	≤0.02	未检出	未检出	--	--	0	0
总大肠菌群	≤3MPN/100mL	0	0	0	0	0	0
细菌总数	≤100CFU/mL	76	40	61.2	13.6	100	0
亚硝酸盐氮	≤1.0	0.005	0.004	0.005	0.0005	60	0
硝酸盐氮	≤20.0	0.53	0.1	0.25	0.25	60	0
氰化物	≤0.05	未检出	未检出	--	--	0	0
氟化物	≤1.0	1.47	0.44	0.87	0.397	100	40
碘化物	≤0.08	未检出	未检出	--	--	0	0
汞	≤0.001	未检出	未检出	--	--	0	0
砷	≤0.01	0.0004	0.0004	0.0004	0	40	0
硒	≤0.01	未检出	未检出	--	--	0	0
镉	≤0.005	0.002	0.0009	0.0016	0.0005	100	0
六价铬	≤0.05	未检出	未检出	--	--	0	0
铅	≤0.01	0.0051	0.004	0.004	0.0004	80	0
三氯甲烷	≤0.06	未检出	未检出	--	--	0	0
四氯化碳	≤0.002	未检出	未检出	--	--	0	0
苯	≤0.01	未检出	未检出	--	--	0	0
甲苯	≤0.7	未检出	未检出	--	--	0	0
石油类	≤0.05	未检出	未检出	--	--	0	0

(4)包气带质量现状监测

包气带质量现状监测结果见表 4.2-10。

表 4.2-10　　包气带质量现状监测结果一览表

序号	监测点名称	采样位置	采样深度	采样重量	监测因子	监测值
1	TH10434CH2 井井场	土壤裸露处	0.2m	＞500g	石油类	未检出

4.2.3 声环境现状监测与评价

4.2.3.1 声环境质量现状监测

(1)监测点布设

根据井场周边环境，本项目在 TH10434CH2 井场、T754CH 井四周各布设 1 个噪声监测点。具体布置情况见表 4.2-11 和附图 3。

表 4.2-11　　厂界噪声现状监测布置情况一览表

序号	监测点名称		监测点位(个)	监测因子
1	TH10434CH2 井场	东场界	1	$L_{Aeq,T}$
2		南场界	1	
3		西场界	1	
4		北场界	1	
5	T754CH 井	东场界	1	
6		南场界	1	
7		西场界	1	
8		北场界	1	

(2)监测因子

等效连续 A 声级($L_{Aeq,T}$)。

(3)监测时间及频率

监测时间为 2025 年 5 月 28 日，监测 1 天，分昼夜进行监测，昼间监测时段为 8:00～24:00，夜间监测时段为 24:00～次日 08:00，每次噪声监测时间不少于 1 分钟。

(4)监测方法

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

4.2.4.2 声环境质量现状评价

(1)评价方法

采用等效声级与相应标准值比较的方法进行，项目所在区域井场边界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区标准。

(2)声环境现状监测及评价结果

噪声监测点监测及评价结果见表 4.2-12。

表 4.2-12 **声环境质量现状监测及评价结果一览表** 单位：dB(A)

序号	监测点位置		昼间			夜间		
			监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果
	TH10434CH2 井场	东场界	54	60	达标	41	50	达标
2		南场界	43	60	达标	42	50	达标
3		西场界	42	60	达标	42	50	达标
4		北场界	42	60	达标	40	50	达标
5	T754CH 井	东场界	52	60	达标	42	50	达标
6		南场界	51	60	达标	40	50	达标
7		西场界	52	60	达标	39	50	达标
8		北场界	54	60	达标	41	50	达标

由表 4.2-12 分析可知，井场场界噪声监测值昼间为 42dB(A)～54dB(A)，夜间为 39dB(A)～42dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区标准要求。

4.2.4 土壤环境现状监测与评价

4.2.4.1 土壤环境现状监测

(1)监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，工程所在区域属于土壤盐化地区，拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。根据项目位置和 HJ964-2018 布点要求，本评价在占地范围内设置 5 个柱状样和 5 个表层样，占地范围外设置 6 个表层样；土壤类型为草甸土、盐土。土壤监测布点符合 HJ964-2018、HJ349-2023 中污染影响型和生态影响型项目布

点要求。

(2)监测项目

各监测点主要监测因子见表 4.2-13。

表 4.2-13　　监测点位及监测因子一览表

分类	序号	采样区名称	采样层位	监测因子
占地范围内	1	TH10434CH2 井井口处	浅层样	砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、全盐量
			中层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
			深层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
	2	T754CH 井口处	浅层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
			中层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
			深层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
	3	TH10349CH2 井井口处	浅层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
			中层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
			深层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
	4	TK720CH2 井井口处	浅层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
			中层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
			深层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
	5	1000 方水罐处	浅层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
			中层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
			深层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
	6	T754CH 井井管线接口处	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
	7	TH10434CH2 井管线接口处	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
	8	TK890CH2 井口南侧 10m 处	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量

续表 4.2-13　　**监测点位及监测因子一览表**

分类	序号	采样区名称	采样层位	监测因子
占地范围内	9	TH10434CH2 井井口南侧 20m 口处	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
	10	T754CH 井井口南侧 20m 处	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
占地范围外	11	TH10434CH2 井南侧 100m 处(草甸土)	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
	12	TH10448CH 井南侧 100 处农田(盐土)	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C_{10}-C_{40}）、全盐量
	13	T754CH 井南侧 100m 处(草甸土)	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
	14	TK890CH2 井南侧 100m 处农田(草甸土)	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C_{10}-C_{40}）、全盐量
	15	TH10349CH2 井南侧 100m 处(草甸土)	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量
	16	1000 方水罐南侧 100m 处(草甸土)	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、全盐量

(3)监测时间及频率

监测采样时间为 2025 年 6 月 2 日。

(4)采样方法

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

(5)监测及分析方法

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

检测分析方法及检出限见表 4.2-14。

表 4.2-14 **检测分析方法及检出限一览表**

序号	类别	检测项目		检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度(mg/kg)
1	土壤	砷		《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	AFS-8520 原子荧光光度计	0.01
2		镉		《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)	GGX-830 原子吸收分光光度计	0.01
3		铬(六价)		《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》(HJ1082-2019)	GGX-830 原子吸收分光光度计	0.5
4		铜		《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》(HJ 491-2019)	GGX-830 原子吸收分光光度计	1
5		铅		《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)	GGX-830 原子吸收分光光度计	0.1
6		汞		《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	AFS-8520 原子荧光光度计	0.002
7		镍		《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》(HJ 491-2019)	GGX-830 原子吸收分光光度计	3
8	土壤	挥发性有机物	四氯化碳	《土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.3×10^{-3}
9			氯仿			1.1×10^{-3}
10			氯甲烷			1.0×10^{-3}
11			1,1-二氯乙烷			1.2×10^{-3}
12			1,2-二氯乙烷			1.3×10^{-3}
13			1,1-二氯乙烯			1.0×10^{-3}
14			顺-1,2-二氯乙烯			1.3×10^{-3}
15			反-1,2-二氯乙烯			1.4×10^{-3}
16			二氯甲烷			1.5×10^{-3}
17			1,2-二氯丙烷			1.1×10^{-3}

续表 4.2-14　　**检测分析方法及检出限一览表**

序号	类别	检测项目		检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度(mg/kg)
18	土壤	挥发性有机物	1,1,1,2-四氯乙烷	《土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.2×10^{-3}
19			1,1,2,2-四氯乙烷			1.2×10^{-3}
20			四氯乙烯			1.4×10^{-3}
21			1,1,1-三氯乙烷			1.3×10^{-3}
22			1,1,2-三氯乙烷			1.2×10^{-3}
23			三氯乙烯			1.2×10^{-3}
24			1,2,3-三氯丙烷			1.2×10^{-3}
25			氯乙烯			1.0×10^{-3}
26			苯			1.9×10^{-3}
27			氯苯			1.2×10^{-3}
28			1,2-二氯苯			1.5×10^{-3}
29			1,4-二氯苯			1.5×10^{-3}
30			乙苯			1.2×10^{-3}
31			苯乙烯			1.1×10^{-3}
32			甲苯			1.3×10^{-3}
33			间-二甲苯+对-二甲苯			1.2×10^{-3}
34			邻-二甲苯			1.2×10^{-3}
35		半挥发性有机物	硝基苯	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法》(HJ 834-2017)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	0.09
36			苯胺			0.09
37			2-氯酚			0.06
38			苯并[a]蒽			0.1
39			苯并[a]芘			0.1
40			苯并[b]荧蒽			0.2
41			苯并[k]荧蒽			0.1
42			䓛			0.1
43			二苯并[a,h]蒽			0.1
44			茚并[1,2,3-cd]芘			0.1
45			萘			0.09
46		石油烃(C_{10}-C_{40})		《土壤和沉积物 石油烃(C_{10}-C_{40})的测定气相色谱法》(HJ 1021-2019)	8860 气相色谱仪	6

4.2.4.2 土壤环境质量现状评价

(1)评价方法：采用标准指数法，其计算公式为：

$P_i=C_i/S_i$

式中：P_i—土壤中污染物 i 的单因子污染指数；

C_i—监测点位土壤中污染物 i 的实测浓度，单位与 S_i 一致；

S_i—污染物 i 的标准值或参考值。

(2)评价标准

占地范围内执行《土壤环境质量标准 建设地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值标准；占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤污染风险筛选值标准。

(3)土壤环境现状监测结果与评价

本项目所在区域土壤环境现状监测数据及评价结果见表 4.2-15。

表 4.2-15 **土壤现状监测数据及评价结果一览表** 单位：mg/kg

监测因子		监测点	TH10434CH2 井井口处	监测因子		监测点	TH10434CH2 井井口处
			0.5m				0.5m
pH	—	监测值	7.69	砷	筛选值≤60	监测值	9.97
		标准指数	--			标准指数	0.166
镉	筛选值≤65	监测值	0.16	铬(六价)	筛选值≤5.7	监测值	未检出
		标准指数	0.002			标准指数	--
铜	筛选值≤18000	监测值	17	铅	筛选值≤800	监测值	12.6
		标准指数	0.0009			标准指数	0.016
汞	筛选值≤38	监测值	0.118	镍	筛选值≤900	监测值	31
		标准指数	0.003			标准指数	0.034
四氯化碳	筛选值≤2.8	监测值	未检出	氯仿	筛选值≤0.9	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
氯甲烷	筛选值≤37	监测值	未检出	1,1-二氯乙烷	筛选值≤9	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
1,2-二氯乙烷	筛选值≤5	监测值	未检出	1,1-二氯乙烯	筛选值≤66	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--

续表 4.2-15　　**土壤现状监测数据及评价结果一览表**　　单位：mg/kg

监测因子 \ 监测点			TH10434CH2 井井口处	监测因子 \ 监测点			TH10434CH2 井井口处
			0.5m				0.5m
顺-1,2-二氯乙烯	筛选值	监测值	未检出	反-1,2-二氯乙烯	筛选值	监测值	未检出
	≤596	标准指数	--		≤54	标准指数	--
二氯甲烷	筛选值	监测值	未检出	1,2-二氯丙烷	筛选值	监测值	未检出
	≤616	标准指数	--		≤5	标准指数	--
1,1,1,2-四氯乙烷	筛选值	监测值	未检出	1,1,2,2-四氯乙烷	筛选值	监测值	未检出
	≤10	标准指数	--		≤6.8	标准指数	--
四氯乙烯	筛选值	监测值	未检出	1,1,1-三氯乙烷	筛选值	监测值	未检出
	≤53	标准指数	--		≤840	标准指数	--
1,1,2-三氯乙烷	筛选值	监测值	未检出	三氯乙烯	筛选值	监测值	未检出
	≤2.8	标准指数	--		≤2.8	标准指数	--
1,2,3-三氯丙烷	筛选值	监测值	未检出	氯乙烯	筛选值	监测值	未检出
	≤0.5	标准指数	--		≤0.43	标准指数	--
苯	筛选值	监测值	未检出	氯苯	筛选值	监测值	未检出
	≤4	标准指数	--		≤270	标准指数	--
1,2-二氯苯	筛选值	监测值	未检出	1,4-二氯苯	筛选值	监测值	未检出
	≤560	标准指数	--		≤20	标准指数	--
乙苯	筛选值	监测值	未检出	苯乙烯	筛选值	监测值	未检出
	≤28	标准指数	--		≤1290	标准指数	--
甲苯	筛选值	监测值	未检出	间二甲苯+对二甲苯	筛选值	监测值	未检出
	≤1200	标准指数	--		≤570	标准指数	--
邻二甲苯	筛选值	监测值	未检出	硝基苯	筛选值	监测值	未检出
	≤640	标准指数	--		≤76	标准指数	--
苯胺	筛选值	监测值	未检出	2-氯酚	筛选值	监测值	未检出
	≤260	标准指数	--		≤2256	标准指数	--
苯并[a]蒽	筛选值	监测值	未检出	苯并[a]芘	筛选值	监测值	未检出
	≤15	标准指数	--		≤1.5	标准指数	--
苯并[b]荧蒽	筛选值	监测值	未检出	苯并[k]荧蒽	筛选值	监测值	未检出
	≤15	标准指数	--		≤151	标准指数	--

续表 4.2-15　　**土壤现状监测数据及评价结果一览表**　　单位：mg/kg

监测因子 \ 监测点			TH10434CH2 井井口处 0.5m	监测因子 \ 监测点			TH10434CH2 井井口处 0.5m
菑	筛选值 ≤1293	监测值	未检出	二苯并[a,h]蒽	筛选值 ≤1.5	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
茚并(1,2,3-c,d)芘	筛选值 ≤15	监测值	未检出	萘	筛选值 ≤70	监测值	未检出
		标准指数	--			标准指数	--
石油烃(C_{10}-C_{40})	筛选值 ≤4500	监测值	6	全盐量	--	监测值	18.7
		标准指数	0.001			级别	极重度盐化

表 4.2-16　　**占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表**　　单位：mg/kg

检测项目		检测结果										
		TH10434CH2 井井口处		T754CH 井口处			TH10349CH2 井井口处			TK720CH2 井井口处		
采样深度		1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m
pH		7.49	7.70	7.45	7.42	7.32	7.92	7.95	7.95	7.29	7.76	7.27
石油烃(C_{10}-C_{40})(筛选值≤4500)	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	标准指数	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
全盐量（g/kg）	监测值	18.3	14.2	16.5	8.0	19.7	10.8	11.7	13.4	48.1	20.4	50.4
	级别	极重度盐化	极重度盐化	极重度盐化	重度盐化	极重度盐化	极重度盐化	极重度盐化	极重度盐化	极重度盐化	极重度盐化	极重度盐化

检测项目		检测结果							
		1000 方水罐处			T754CH 井井管线接口处	TH10434CH2 井井口南侧 20 m 口处	T754CH 井井口南侧 20m 处	TH10434CH2 井管线接口处	TK890CH2 井口南侧 10m 处
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.2m	0.2m	0.2m	0.2m	0.2m
pH		7.71	7.75	7.44	7.28	7.89	7.38	7.75	7.70
石油烃(C_{10}-C_{40})(筛选值≤4500)	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	标准指数	-	-	-	-	-	-	-	-
全盐量（g/kg）	监测值	18.6	15.2	25.9	11.1	4.8	25.8	20.5	42.8
	级别	极重度盐化	极重度盐化	极重度盐化	极重度盐化	中度盐化	极重度盐化	极重度盐化	极重度盐化

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

采样点	采样层位	监测结果	监测因子										
			pH	铅	铬	砷	镉	汞	镍	铜	锌	石油烃（C_{10}-C_{40}）	全盐量（g/kg）
		筛选值	＞7.5	≤170	≤250	≤25	≤0.6	≤3.4	≤190	≤100	≤300	≤4500	/
TH10434CH2 井南侧 100m 处	0.2m	监测值	7.84	--	--	--	--	--	--	--	--	未检出	6.7
		标准指数	未碱化	--	--	--	--	--	--	--	--	--	重度盐化
T754CH 井南侧 100m 处	0.2m	监测值	7.86	--	--	--	--	--	--	--	--	未检出	2.0
		标准指数	未碱化	--	--	--	--	--	--	--	--	--	轻度盐化
TH10448CH 井南侧 100 处农田(盐土)	0.2m	监测值	8.09	13.6	65	6.50	0.18	0.144	33	14	42	未检出	2.0
		标准指数	未碱化	0.08	65	0.26	0.3	0.04	0.174	0.14	0.14	--	轻度盐化
TK890CH2 井南侧 100m 处农田(草甸土)	0.2m	监测值	8.07	15.4	62	6.86	0.16	0.110	30	15	52	未检出	1.8
		标准指数	未碱化	0.09	0.248	0.274	0.267	0.032	0.158	0.15	0.173	--	未盐化
TH10349CH2 井南侧 100m 处	0.2m	监测值	7.56	--	--	--	--	--	--	--	--	未检出	13.6
		标准指数	未碱化	--	--	--	--	--	--	--	--	--	极重度盐化
1000 方水罐南侧 100m 处(草甸土)	0.2m	监测值	7.92	--	--	--	--	--	--	--	--	未检出	7.8
		标准指数	未碱化	--	--	--	--	--	--	--	--	--	重度盐化

由表 4.2-15、4.2-16、4.2-17 分析可知，占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中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。

4.2.4.3 土壤理化性质调查

土壤理化性质见表 4.2-18。

表 4.2-18 **土壤理化性质调查结果一览表**

点号		TH10434CH2 井场	时间	2025 年 6 月
深度		0.5	1.5	3.0
现场记录	颜色	棕	棕	棕
	结构	团粒	团粒	团粒
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	0	0	0
	其他异物	无	无	无
实验室测定	pH 值	8.09	8.02	8.37
	阳离子交换量 $cmol^+/kg$	1.33	1.31	1.35
	氧化还原电位 mV	347	348	341
	饱和导水率 mm/h	4.91	4.82	4.83
	土壤容重 g/cm^3	1.43	1.45	1.43
	孔隙度%	37	38	42

表 4.2-19 **区域土体结构剖面调查表**

点位	土壤剖面照片	层次
TH10434CH2 井场		壤土：0～0.5m，深灰，松散～稍密，主要由壤土组成
		壤土：0.5～1.5m，浅棕色，稍密，主要由壤土组成
		壤土：1.5～3.0m，暗棕色，稍密，主要由壤土组成

4.2.5 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 2025 年 5 月 28 日对评价范围内进行了集中踏勘和野外调查，

调查范围为各井场周围 50m 范围。

(2)调查内容

调查内容包括评价区生态系统类型、土地利用类型、植被类型、野生动物等。

(3)调查方法

①基础资料收集

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

②土地利用现状调查

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

③植被及植物资源调查

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

④野生动物资源调查

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

4.2.5.2 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），本项目主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目

标见表 4.2-20。

表 4.2-20 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 4.2-20 可知，项目位于“渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区”，主要服务功能为“农产品生产、荒漠化控制、油气资源”，主要保护目标为“保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害”，主要发展方向为“发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地”。在保护好生态环境的前提下，有规划地开发利用油气资源，对废弃物进行无害化处理，恢复被破坏的林草植被实施迹地恢复，加强防洪“导流”工程，实现油气开发与生态环境保护的双赢”。

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

4.3.5.3 生态系统调查

4.3.5.3.1 生态系统类型

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

4.2.5.3.2 生态系统特征

（1）荒漠生态系统

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

荒漠生态系统的植被稀少，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后很难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀、沙化，或成为沙尘暴的发源地。

（2）草地生态系统

草地生态系统主要是稀疏草地，主要建群种为疏叶骆驼刺，骆驼刺多与小獐茅、芦苇组成群落，植被覆盖度在 10%～20%之间，混生有花花柴等。

4.3.5.4 土地利用现状调查

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，以确定项目区内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。

生态现状调查范围内土地利用类型主要为裸土地、低密度草地、水浇地、建设用地。土地利用现状图见附图6。

表4.2-21 **评价区土地利用类型一览表**

土地利用类型	面积(hm^2)	比例/%
裸土地	0.56	14.29
低密度草地	1.12	28.57
水浇地	1.68	42.86
建设用地	0.56	14.29
合计	3.92	100

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。评价区高等植被有 40 种，分属 14 科。区域主要的野生植物具体名录见表 4.2-22，区域植被类型图见附图 7。

表 4.2-22　　**项目周边区域野生植物名录**

科	种名	拉丁名
杨柳科	灰胡杨	*Populus pruinosa Schrenk*
	线叶柳	*Salix wilhelmsiana*
蓼科	沙拐枣	*Calligonum mongolicunl*
	盐穗木	*Halostachys caspica*
	盐节木	*Halocnemum shrobilaceum*
	盐生草	*Halogeton glomeratus*
	圆叶盐爪爪	*Kalidium schrenkianum*
藜科	碱蓬	*Suaed salsa*
	刺蓬	*Sallsola pestifer*
	细叶虫实	*Corispormum heptapotamicum*
	星状刺果藜	*Bassia dasyphylla*
	假木贼	*Anabasis aphylla*
毛茛科	东方铁线莲	*Cleamatis orientalis*
豆科	铃铛刺	*Halimodendron halodendron*
	白花苦豆子	*Sophora alopecuroides*
	苦马豆	*Sphaorophysa salsula*
	胀果甘草	*Glycyrrhiza inflata Batal*
	疏叶骆驼刺	*Althagi sparsifolia*

续表 4.2-22　　项目周边区域野生植物名录

科	种名	拉丁名
蒺藜科	骆驼蓬	*Peganum harmala*
	西伯利亚白刺	*Nitraria sibirica*
柽柳科	多枝柽柳	*Tamarix ramosissima*
	刚毛柽柳	*Tamarix hispida*
	短穗柽柳	*Tamarix laxa Willd*
	多花柽柳	*Tamarix hohenackeri Bunge*
	长穗柽柳	*Tamarix elongata Ledeb*
夹竹桃科	茶叶花	*Trachomitum lancifolium*
牛皮科	牛皮消	*Cynanchum auriculatum*
茄科	黑果枸杞	*Lycium ruthenicum*
旋花科	打碗花	*Calystegia hederacea*
菊科	分枝鸦葱	*Scorzonera divaricata*
	盐生鸦葱	*Scorzonera Salsula*
	新疆绢蒿	*Seriphidium kaschgaricum*
	小蓟	*Ciriium setosum*
	花花柴	*Karelinia caspica*
禾本科	芦苇	*Phragmites australis*
禾本科	假苇拂子茅	*Calamagrostis pseudophramites*
	小獐茅	*Aeluropus pungens*
	拂子茅	*Calamagrostis epigeios*
	赖草	*Leymus secalinus*
列当科	肉苁蓉	*Cistanche deserticola*

（2）野生植物重要物种

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

表 4.2-23 **重点保护野生植物表**

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

①黑果枸杞

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

②胀果甘草

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

③灰胡杨

灰胡杨，拉丁学名（*Populus pruinosa Schrenk*），杨柳科、杨属小乔木，灰胡杨高可达 20 米，树冠开展；树皮淡灰黄色；萌条枝密被灰色短绒毛；小枝有灰色短绒毛。萌枝叶椭圆形，两面被灰绒毛；短枝叶肾脏形，全缘或先端具疏齿牙，两面灰蓝色，密被短绒毛；叶柄微侧扁；灰胡杨广泛生长在塔里木河流域的干旱的沙漠周边河流沿岸，因此在生理和生态功能上具备了耐干旱、耐盐碱、抗风沙等优良特性。

④肉苁蓉

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

（3）评价区域植被类型

本工程所在区域分布 2 个群系，即多枝柽柳群系、盐穗木群系，各群系主要的群落特征如下：

①多枝柽柳+刚毛柽柳群系

群系中优势种为多枝柽柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度 2～3m，群落中偶有零星胡杨出现。灌木层下草本很少，只有在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，主要有花花柴、疏叶骆驼刺、盐爪

爪、碱蓬等。在盐渍化较强的地段，灌木和草本层有稀疏得多浆半灌木层片，主要为盐穗木。

②盐穗木群系

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

4.2.5.6 野生动物现状评价

4.2.5.6.1 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
两栖类			
1	绿蟾蜍	*Bufo viridis*	-
爬行类			
2	密点麻蜥	*Eremias multionllata Günther*	-
3	荒漠麻蜥	*Eremias przewalskii Strauch*	-
鸟类			
4	赤麻鸭	*Tadorna ferruginea Pallas*	-
5	绿头鸭	*Anas platyrhynchos Linnaeus*	-
6	鸢	*Milvus korschum*	-
7	苍鹰	*Accipiter gentilis Linnaeus*	国家Ⅱ级
8	红隼	*Faloco tinnunculus*	国家Ⅱ级
9	环颈雉	*Phasianus colchicus Linnaeus*	-
10	银鸥	*Larus argentatus*	-
11	红嘴鸥	*Larus ridibundus Linnaeus*	-

续表 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
鸟类			
12	原鸽	*Columba livia Gmelin*	-
13	欧斑鸠	*Streptopelia turtur Linnaeus*	-
14	灰斑鸠	*Streptopelia decaocto Frivaldszky*	-
15	沙百灵	*Calandrella rugescens*	-
16	凤头百灵	*Galerida cristata Linnaeus*	-
17	紫翅椋鸟	*Sturnus vulgaris Linnaeus*	-
18	喜鹊	*Pica pica Linnaeus*	-
19	小嘴乌鸦	*Corvua corone Linnaeus*	-
20	漠即鸟	*Oenanthe deserti Temminck*	-
21	沙白喉莺	*Rhodopechys obsoleta Lichenstein*	-
22	漠雀	*Rhodopechys Cabaris, Mus.Heis.*	-
哺乳类			
23	塔里木兔	*Lepus yarkandensis*	国家Ⅱ级
24	三趾心颅跳鼠	*Salpingotus kozlovi*	-
25	长耳跳鼠	*Euchoreutes naso*	-
26	子午沙鼠	*Euchoreutes naso Pallas*	-
27	大耳猬	*Hemiechinus auritus Gmelin*	-

4.2.5.6.2 野生动物重要物种

(1)种类组成

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

表 4.2-25　　重要野生动物调查结果统计表

序号	物种名称(中文名/拉丁名)	保护级别	濒危级别	特有种(是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情况(是/否)
1	塔里木兔(Lepus yarkandensis)	国家二级	近危 NT	是	栖息于塔里木盆地中各种不同的荒漠环境和农田	现场调查、文献记录、历史调查资料	附近偶尔可见

续表 4.2-25　　**重要野生动物调查结果统计表**

序号	物种名称(中文名/拉丁名)	保护级别	濒危级别	特有种(是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情况(是/否)
2	苍鹰(Accipiter gentilis)	国家二级	近危 NT	否	通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地，属于小型猛禽，在项目区农田绿洲区有分布。	现场调查、文献记录、历史调查资料	项目临时占地不涉及该物种生境分布区域
3	红隼(Falco tinnunculus)	国家二级	无危 LC	否	通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地，属于小型猛禽，在项目区农田绿洲区有分布。		项目临时占地不涉及该物种生境分布区域

现场勘查时未见苍鹰、红隼等保护动物，偶尔可见到塔里木兔的踪迹。

(2)生理生态特征

表 4.2-26　　**评价区域重点野生保护动物**

序号	中文名	学名	保护等级	照片
1	塔里木兔	*Lepus yarkandensis*	国家Ⅱ级	
		生态学特征：塔里木兔的耳朵特别大，体形较小，体长 35～43 厘米，尾长 5～10 厘米，体重不到 2 千克。由于长期适应干旱自然环境，其形态高度特化；毛色浅淡，背部沙黄褐色，尾部无黑毛，整体毛色与栖息环境非常接近；听觉器官非常发达，耳长达 10 厘米，超过其他兔类。利用长耳壳可接收到较远距离的微弱音响，及时发现并逃脱天敌。		
		生存现状：分布在新疆南部塔里木盆地，栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲，白天活动，晚间常在灌木丛下挖浅窟藏身。以灌木的树皮和细枝为食，也取食芦苇嫩茎。每年于 5 月和 8 月份繁殖两次，每窝产仔 2～5 只。		

续表 4.2-26　　评价区域重点野生保护动物

序号	中文名	学名	保护等级	照片
2	苍鹰	*Accipiter gentilis*	国家Ⅱ级	
		生态学特征：苍鹰是中小型猛禽。体长可达 60 厘米，翼展约 1.3 米。头顶、枕和头侧黑褐色，枕部有白羽尖，眉纹白杂黑纹；背部棕黑色；胸以下密布灰褐和白相间横纹；尾灰褐，有 4 条宽阔黑色横斑，尾方形。飞行时，双翅宽阔，翅下白色，但密布黑褐色横带。		
		生存现状：肉食性，主要以森林鼠类、野兔和其他小型鸟类为食。栖息于不同海拔高度的针叶林、混交林和阔叶林等森林地带，也见于山地平原和丘陵地带的疏林和小块林内。视觉敏锐，善于飞翔。白天活动。性甚机警，亦善隐藏。通常单独活动，叫声尖锐洪亮。		
3	红隼	*Falco tinnunculus*	国家Ⅱ级	
		生态学特征：红隼是隼科的小型猛禽之一。体重 173-335 克，体长 305-360 毫米。翅狭长而尖，尾亦较长，外形和共同爪隼非常相似。雄鸟头蓝灰色，背和翅上覆羽砖红色，具三角形黑斑；腰、尾上覆羽和尾羽蓝灰色，尾具宽阔的黑色次端斑和白色端斑，眼下有一条垂直向下的黑色口角髭纹。雌鸟上体从头至尾棕红色，具黑褐色纵纹和横斑，脚、趾黄色，爪黑色。		
		生存现状：栖息于山地和旷野中，多单个或成对活动，飞行较高。以猎食时有翱翔习性而著名。吃大型昆虫、鸟和小哺乳动物，分布范围很广。		

4.2.5.7 生态敏感区调查

4.2.5.7.1 水土流失重点治理区

（1）水土流失重点防治分区

根据《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km^2，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km^2，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。

（2）水土流失的成因

1）自然因素

①土壤干旱

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

②植被衰败

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

作用有限。

③土壤组成物质质地轻

评价区土壤剖面以盐土为主，是含有大量可溶性盐类的土壤，其中以氯化钠(食盐)和硫酸钠(芒硝)为主。土壤中可溶盐含量达到对于一般农作物的生长开始有害时，这种土壤就叫盐土。这时可溶盐含量的限度是相当于烘干土重的0．2%，这种盐类聚集地表成白色结皮，因此又叫白碱土。盐土在干燥时粘结性和黏着性中等，易破碎分散，成为风蚀源对象。

④大风和频繁的起风沙

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

2）人为因素

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

（3）水土流失的发展趋势

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

（4）水土保持基础功能类型

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

（5）水土流失治理对象

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，项目所在区域水土流失治理范围与对象为：①国家级及自治区级水土流失重点治理区；②

绿洲外围风沙防治区；③生产建设项目，尤其是资源开发、农林开发、城镇建设、工业园建设；④其他水土流失较为严重，对当地或者下游经济社会发展产生严重影响的区域。

（6）水土流失治理措施

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

4.2.5.7.2 生态保护红线

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

本工程距离生态保护红线区（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）约 1.4km，不在红线内。

4.2.5.7.3 土地沙化现状调查

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

4.2.5.7.4 永久基本农田调查

永久基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准。经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位

应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

区域永久基本农田为库车市永久基本农田，形状和内部结构比较规则，主要种植棉花。拟建工程占地均避让永久基本农田，距永久基本农田最近距离为10m。

4.2.5.8 主要生态问题调查

（1）区域荒漠化土地现状

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

（2）水土流失

根据《新疆维吾尔自治区 2022 年度水土流失动态监测年报》，2022 年库车市轻度以上风力侵蚀和水力侵蚀总面积 3634.3km²，占全市土地总面积的 25.01%。其中水力侵蚀面积为 738.6km^2，占土壤侵蚀总面积的 20.32%；风力侵蚀面积为 2895.7km^2，占土壤侵蚀总面积的 79.68%。库车市 2022 年水土流失面积比 2021 年减少了 8.67km^2。2022 年沙雅县土壤侵蚀类型全部为风力侵蚀，轻度以上风力侵蚀总面积 23822.19km^2，占全县土地总面积的 74.71%。

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

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

油气田开发过程中施工内容主要为钻井工程及设备安装等，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；侧钻过程中会对井场临时占地范围内土壤造成一定的扰动，破坏占地区域内植被，扰动占地区域周边生境。

5.1.1 施工废气影响分析

5.1.1.1 施工废气来源及影响分析

(1)施工扬尘

在油气田钻井工程和设备安装施工过程中，不可避免地要占用土地、进行物料运输、场地建设等，该过程中将产生一定的施工扬尘。主要来自车辆运输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

在油气田钻井工程和设备安装施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO_2、NO_2、C_mH_n等，施工机械废气满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020）限制要求；井场内部金属材

质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响可为环境所接受。

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

(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，分离出的天然气燃烧放空，天然气中含有的硫化氢通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低放空气的毒性。

(4)环境影响分析

油气田开发阶段，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，本项目地面工程施工活动范围区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、测试废气、焊接烟气、机械设备车辆尾气等对区域环境空气影响可接受，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

5.1.1.2 施工废气污染防治措施

(1)施工扬尘污染防治措施

为有效控制施工期间的扬尘影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》(新政发[2014]35 号)及《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案(修订版)》(新政办发[2019]96 号)相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》(XJJ000-2019)等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度地降低施工扬尘对周围环境的影响。

表 5.1-1　　施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
1	施工现场公示牌	在施工现场出入口明显位置设置公示牌，公示施工现场负责人、环保监督员、防尘措施、扬尘监督管理部门、举报投诉电话等信息	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
2	密闭苫盖措施	①建筑材料采用密闭存储、设置围挡、采用防尘布苫盖等措施； ②建筑垃圾采用覆盖防尘布、防尘网、定期喷水压尘等措施	
3	物料运输车辆密闭措施	①进出工地的物料、渣土、垃圾运输车辆，应尽可能采用密闭车斗，并保证物料不遗撒外漏。若无密闭车斗，物料、垃圾、渣土的装载高度不得超过车辆槽帮上沿，车斗应用苫布遮盖严实； ②装卸和运输渣土、砂石、建筑垃圾等易产生扬尘污染物料的，应当采取完全密闭措施	
4	洒水抑尘措施	遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
		施工现场必须建立洒水清扫抑尘制度，配备洒水设备。非冰冻期每天洒水不少于 2 次，并有专人负责。重污染天气时相应增加洒水频次	
5	重污染天气应急预案	Ⅲ级(黄色)预警：加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，减少建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶	《关于印发新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案(修订版)》(新政办发[2019]96号)
		Ⅱ级(橙色)预警：加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶	
		Ⅰ级(红色)预警：加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶；实施高排放车辆限行(应急及执行任务的特种车辆除外)；重点区域重点企业按照错峰运输方案减少柴油货车进出厂区，原则上不允许柴油货车进出厂区(保证安全生产运行、运输民生保障物资或特殊需求产品，以及为外贸货物、进出境旅客提供集疏运服务的国五及以上排放标准的车辆除外)	

(2)焊接烟气、机械设备和车辆废气污染防治措施

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

(3)测试放喷废气污染防治措施

①放喷期间油气通过分离器分离，原油进入罐储存，分出的气体燃烧放空，伴生气中硫化氢通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低放离空气的毒性。

②采用防喷器组等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

5.1.2 施工噪声影响分析

5.1.2.1 噪声源及其影响预测

(1)施工噪声源强

本项目施工期噪声主要包括设备吊运安装，钻井工程钻机、泥浆泵运转过程产生的噪声，物料运输车辆交通噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表 A.2 和类比油田开发工程中实际情况，本项目各类建筑施工机械产噪值及噪声监测点与设备距离见表 5.1-2。

表 5.1-2 **施工期噪声源参数一览表(室外声源)**

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离[dB(A)/m]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	钻机	ZJ70	53	50	10	90/5	基础减振	昼夜
2	泥浆泵	3NB-1600F	57	80	1.5	90/5	基础减振	昼夜
3	泥浆泵	3NB-1600F	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

表 5.1-3 **储层改造工程噪声源参数一览表(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	--	55	50	10	110/5	基础减振	昼夜

(2)施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见营运期声环境影响评价章节中“5.2.4.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本项目施工期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
钻井工程								
1	井场	东场界	65	65	70	55	达标	超标

续表 5.1-4　　**施工期噪声预测结果一览表**　　单位：dB(A)

序号	站场		噪声贡献值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
钻井工程								
2	井场	南场界	64	64	70	55	达标	超标
3		西场界	63	63	70	55	达标	超标
4		北场界	68	68	70	55	达标	超标
储层改造工程								
5	井场	东场界	78	78	70	55	超标	超标
6		南场界	75	75	70	55	超标	超标
7		西场界	78	78	70	55	超标	超标
8		北场界	75	75	70	55	超标	超标

(3)施工噪声影响分析

根据表 5.1-4 可知，施工期钻井过程各噪声源对厂界的噪声贡献值昼间夜间为 63～68dB(A)，昼间满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求，夜间超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求；储层改造过程各噪声源对厂界的噪声贡献值为 75～78dB(A)，昼间、夜间均超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求。本项目各井场周边均无村庄等声环境敏感目标，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，且随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。从声环境影响角度，项目可行。

5.1.2.2 施工噪声污染防治措施

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

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

(2)应合理安排施工作业，避免高噪设备集中施工造成局部噪声过高。

(3)运输车辆进出工地、路过村庄时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

采取以上措施后，本项目施工期噪声对周围环境的影响可以接受，且施工噪声影响是短期的、暂时的，噪声影响将随着各工程施工的结束而消除。

5.1.3 施工期固体废物影响分析

5.1.3.1 施工固废来源及影响分析

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的钻井泥浆、钻井岩屑、含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料、施工废料、撬装式污水处理站产生污泥和施工人员生活垃圾。

①钻井泥浆

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

②钻井岩屑

钻井期内产生的岩屑量为 112.1m^3，均为磺化泥浆钻井岩屑。根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离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。

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等。根据类比调查，施工废料的产生量共约 0.9t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。

④危险废物

钻井施工过程中机械检修时会产生少量含油废物，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止含油废物落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的含油废物量约为1.2t，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

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

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

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，定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置。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 1152m^3/a，则井场污泥产生量为 0.21t。

⑥生活垃圾

本项目侧钻井施工天数 40d，侧钻期间，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 7.2t，现场集中收集，定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置。

5.1.3.2 施工固废污染防治措施

(1)钻井废弃物不落地处理方案

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

①钻井液废弃物全部使用不落地分离及收集系统进行减量化处理；

②聚磺钻井液体系废弃物随钻处理后，经检查合格后。井场暂存，然后用于铺垫油区内的井场、道路等。

(2)其它要求或方案

①妥善存放泥浆材料等化学品，不得失散在井场。废弃包装袋等应及时加以回收，废油必须使用废油罐(桶)储存，并回收。

②完井后，井场内废物必须全部进行清理、回收处理；废泥浆池等要求掩埋、

填平、覆净土、压实，恢复原地貌。做到“工完、料尽、场地清”。

③所有固体废物必须进行规范处理。

(3)落地油的控制与回收处理

对井口泄漏油、井下作业时产生的油，在源头上加以控制。井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油等废物。

加强管理，对井口装置等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或杜绝井场跑、冒、滴、漏，以及泄漏事件的发生。

综上所述，按照本评价提出的防范措施妥善处置施工期产生的固体废物，对周围环境影响可接受。

5.1.4 施工废水影响分析

5.1.4.1 施工期废水环境影响分析

(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，其中主要污染物有悬浮物、COD、石油类等，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酸化压裂废水

拟建工程压裂废水产生量为 2628m^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压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理。

③生活污水

钻井期产生的生活污水水量小、水质简单，生活污水共计产生量为 1152m^3，生活污水排入井场撬装式污水处理站处理，采用“生化+过滤”处理工艺，出水可满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表二 B 级标准，用于油田区域荒漠灌溉。

5.1.4.2 施工期地表水环境影响分析

钻井过程中的钻井废水、生活污水、酸化压裂废水等均可得到有效的处置，其中酸化压裂废水收集在酸液罐内，运至塔河油田绿色环保站处理，处理达标后回注；生活污水经井场撬装式污水处理站处理达标后，用于油田区域荒漠灌溉。

塔河油田绿色环保处理站现有 1 座 9000m^3废液接收池(包括 2 个接液池、1 个沉降池和 1 个隔油池)、1 套处理能力 1430m^3/d 的一体化设备配套处理设施(包括缓冲沉降池、二次调节池、加药调节池)、一体化气浮处理设备及相应的公用设施。废液处理规模为 65m^3/h，现状处理量为 9.2m^3/h，富余处理能力 55.8m^3/h，本项目施工期预计井下作业废液产生量为 2628m^3(折合 2.74m^3/h)，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)回注地层。因此塔河油田绿色环保站处理废液装置富余处理能力、处理工艺、出水水质达标性等均可满足拟建项目需求。

正常情况下井场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，故钻井过程中的各种污染物质不存在进入地表水体，影响地表水水质的可能。钻井过程对区域地表水的影响主要来自非正常状态：钻井过程中若发生井喷，大量的泥浆喷出，后期还会伴有原油，若不能及时彻底清理喷出的污染物，降雨过程中将随地表径流漫流，由于对本区域地层已有深度的了解，在钻井过程中均会采取有效防喷措施，在加强管理、措施到位的前提下，井喷是可以得到防范的。

5.1.4.3 施工期地下水环境影响分析

5.1.4.3.1 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。本项目钻井深度超过 4000m，且项目区域属于透水不含水层，正常状况下，不会对地下水产生影响。

钻井过程中的钻井废水、生活污水、酸化压裂废水等均可得到有效的处置，施工期各井场均不设置废水池。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。

5.1.4.3.2 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 6 口侧钻井侧钻点均超过 4000m，从破坏处产生井漏而不会进入含水层造成污染。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

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。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。因此非正常状况下井喷对区域地下水影响可接受。

5.1.4.4 施工期土壤环境影响分析

本项目施工期各井场均不设置废水池，本项目6口侧钻井侧钻点均超过

4000m，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，可有效减轻井漏对土壤的影响。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土壤中的漏失，减轻土壤环境影响。

5.1.4.5 分区防渗

为防止污染地下水、土壤，针对钻井工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610－2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934－2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表 5.1-5。

表 5.1-5 **分区防渗要求一览表**

站场	项目		防渗要求
钻前工程	重点防渗区	钻台	防渗性能不低于6.0m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		放喷池	
		危废暂存间	
		泥浆罐区	
		无害化处理装置	
		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	
		岩屑池	
储层改造工程	重点防渗区	井口装置区	防渗性能不低于6.0m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		放喷池	
		原油储罐区	

图 5.1-1　　**钻井期井场分区防渗图**

5.1.4.6 施工期水环境保护措施

(1)钻前环境保护管理措施

合理确定钻井占地，钻井井场设置岩屑池、应急池，生活区设置生活污水暂存池、生活垃圾箱，所有的污染物按规定入池、入场，不得随意流失。

(2)钻井作业环境保护管理措施

①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。

②使用清洁无害化泥浆，所有钻井液、化学药剂和材料，由专人负责管理，防止破损和流失，严格杜绝泥浆排出井场。

③物料及废物不乱排乱放，严禁各种油料落地，禁止焚烧废油品。擦洗设备和更换的废油品料要集中到废油回收罐，如果发生外溢和散落则必须及时清理。

④在钻进高压油气层前，配备齐全防井喷设施，加强现场防喷技术措施，制定应急预案，防止井喷污染。

⑤表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求，彻底切断井筒钻井液与地下水的水力联系。

⑥完井后回收各种原料，泥浆药品、重晶石粉等泥浆材料及废油品必须全部回收，不得随意遗弃在井场。

5.1.5 施工期生态影响分析

5.1.5.1 生态影响分析

根据油田开采项目特点，本项目对生态环境的影响以施工期为主。施工期对于某一特定的生态环境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范围内的临时占地进行生态恢复，项目施工期环境影响是可以接受的。本次评价主要从土地利用影响、植被影响、动物影响、土壤影响、水土流失等方面展开。

5.1.5.1.1 土地利用影响分析

本项目主要进行侧钻工程，不新增永久占地，全部为临时占地，临时占地面积2.48hm^2，占地类型为裸土地。

表5.1-6 **本项目永久占地和临时占地组成表** 单位：hm^2

序号	工程内容	占地面积(hm^2)		占地类型	备注
		永久占地	临时占地		
1	井场	0	7.44	裸土地、低密度草地	本项目 6 口侧钻井，单座侧钻期井场临时占地面积为 120m×90m，井场生活区占地面积 40m×40m

续表5.1-6　　**本项目永久占地和临时占地组成表**　　单位：hm^2

序号	工程内容	占地面积(hm^2)		占地类型	备注
		永久占地	临时占地		
2	新增1000方水罐	0.203	0	裸土地	--
3	合计	0.203	7.44	--	--

本项目临时占地主要为井场及生活区临时占地。工程临时占地会使土地的利用形式发生临时性改变，暂时影响这些土地的原有功能。随着施工期结束，临时占地将恢复原状，影响逐渐消失。

5.1.5.1.2 植被影响分析

(1)植被覆盖度的影响分析

从现场调研情况看，区域整体覆盖度相对较低，在施工过程中由于地表的清理，将导致占地区域内的植被损失，区域植被覆盖度将有一定程度的降低。

(2)生物损失量的影响分析

拟建工程新增永久占地 0.203hm^2，临时占地面积为 7.44hm^2，占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——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。

根据查阅相关文献资料，低密度草地平均生物量为 2.1t/hm^2，裸土地平均生物量为 0.6t/hm^2。

表 5.1-7　　**项目建设各类型占地的生物量损失**

类型	平均生物量(t/hm^2)	面积(hm^2)		生物量(t)	
		永久占地	临时占地	永久占地植被损失	临时占地植被损失
裸土地	0.6	0.203	6.2	0.12	3.72
低密度草地	2.1	0	1.24	0	2.604
合计	-	0.203	7.44	0.12	6.324

项目施工过程预计将造成 0.12 永久占地植被损失、6.324t 临时性植被损失。

5.1.5.1.3 动物影响分析

(1)对野生动物生境的破坏

施工期间的各种人为活动，施工机械，对野生动物有一定的惊吓，破坏了其正常生境。

(2)对野生动物分布及迁徙的影响

在施工建设期，野生动物出于物种保护本能，尽可能远离施工现场，施工沿线出现野生动物分布稀疏带，从而造成其他区域分布密度的增加。施工期间的喧闹，对野生动物的迁徙有一定的影响，这种影响主要是针对在地面活动的哺乳动物，对鸟类而言，影响很小。施工结束后，影响便可随之消失。

5.1.5.1.4 对水土流失的影响分析

本项目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。本项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，项目建设过程中对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若在施工过程中不加以治理和防护，遇大风天气易产生严重的水土流失现象。

(2)破坏生态环境，对周边地区造成影响，本项目井场周边植被覆盖度低，但施工期对地表结皮破坏，有可能加剧项目区内的风灾天气，增加空气中粉尘含量，严重时会形成沙尘暴，造成一定的生态环境破坏，施工车辆的反复碾压将会使井场周边长期处于扬尘状况下，给施工人员健康造成危害。

(3)扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力，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。

本项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区，区域以地表植被分布较少，土壤侵蚀强度以轻度为主，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减小因本项目的建设而产生的水土流失。

5.1.5.1.5 防沙治沙分析

(1)占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况。

拟建工程总占地面积 7.643hm^2(永久占地面积 0.203hm^2，临时占地面积 7.44hm^2)，涉及沙化土地。

(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。

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。

(3)损坏的防沙治沙设施(包括生物、物理或化学固沙等措施)。

拟建工程占地范围不涉及已建设的防沙治沙设施。

(4)可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

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

5.1.5.1.6 对永久基本农田的影响分析

拟建工程不占用永久基本农田，井场在选线设计、施工作业时避让永久基本农田，TH10448CH 井场距离永久基本农田最近距离为 10m。永久基本农田附近管沟开挖、材料运输和土方回填环节中会产生施工扬尘，导致环境空气中 TSP 浓度升高，影响农田植物的光合作用与正常生长，使局部区域农作物减产，由于施工扬尘粒径较大，飘移距离短，采取洒水抑尘等控制措施后，施工扬尘影响范围有限，且随着施工期的结束，影响将会消失。同时加强施工人员的教育工作，施工机械不得随意行驶，碾压永久基本农田，对永久基本农田的影响较小。

5.1.5.2 生态影响减缓措施

5.1.5.2.1 临时占地施工生态保护工程措施

(1)控制临时占地区域，尽可能避免破坏荒漠植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

(2)加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁

施工人员惊扰、猎杀野生动物。

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

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

5.1.5.2.2 动植物影响减缓措施

(1)控制临时占地区域,严格界定施工活动范围,尽可能避免破坏荒漠植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

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

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

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

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

5.1.5.2.3 水土流失防治措施

①洒水降尘。项目区降水量极少，蒸发量却很大，井场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。本项目对防治区进行定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施。

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

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

图 5.1-2　**水土保持宣传牌设计图**

5.1.5.2.4 防沙治沙保护措施

5.1.5.2.4.1 防沙治沙措施方案

(1)采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》(2018 年 11 月 14 日修订)；

②《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发[2020]138 号)；

③《防沙治沙技术规范》(GB/T21141-2007)；

(2)制定方案的原则与目标

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

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

(3)工程措施(物理、化学固沙及其他机械固沙措施)

本项目不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。

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

施工过程中，严格控制施工活动范围，减少对井场周边植被的破坏；

(5)其他措施(弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施)

针对井场施工过程，提出如下措施：井场平整后，恢复原貌，利用原有砾石压盖。

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

(6)各种措施总量和年度实施计划、完成期限等。

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

5.1.5.2.4.2 方案实施保障措施

(1)组织领导措施

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

(2)技术保证措施

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

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

(3)防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资概算预计 20 万，由西北油田分公司自行筹措，已在本项目总投资中考虑。

(4)生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，预计区域植被覆盖度能维持现状，沙化土地扩展趋势得到一定的遏制，区域生态环境有所改善。

5.1.5.2.5 永久基本农田生态保护措施

(1)对永久基本农田实施避让，井场等永久占地选址不得占用基本农田区域。

(2)在永久基本农田附近区域避免机械开挖，尽可能采取人工开挖，减少施工作业带范围。

(3)施工期间不得在永久基本农田范围内堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。

(4)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)加强施工人员的教育工作,施工机械不得随意行驶,碾压永久基本农田。施工单位应做好施工机械的保养工作，防止污染永久基本农田；

(6)施工废水及处理后的生活污水禁止排入附近的耕地内。

5.1.5.3 生态影响评价自查表

表 5.1-8 **生态影响评价自查表**

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑
	影响方式	工程占用□；施工活动干扰☑；改变环境条件□；其他□
	评价因子	物种☑(种群数量、种群结构) 生境□(　) 生物群落☑(物种组成、群落结构) 生态系统☑(植被覆盖度) 生物多样性□(　) 生态敏感区□(　) 自然景观□(　) 自然遗迹□(　)
评价等级		一级□　　二级□　　三级☑　　生态影响简单分析□

续表 5.1-8　　生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
评价范围		陆域面积：(0.0392)km²；水域面积：(　　)km²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集☑；遥感调查□；调查样方、样线□；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他□
	调查时间	春季□；夏季☑；秋季□；冬季□ 丰水期□；枯水期□；平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失☑；沙漠化☑；石漠化□；盐渍化□；生物入侵□；重要物种□；生态敏感区□；其他□
生态现状调查与评价	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性□；重要物种□；生态敏感区☑；其他□
生态影响预测与评价	评价方法	定性□；定性和定量☑
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性□；重要物种□；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他□
生态保护对策措施	对策措施	避让☑；减缓☑；生态修复□；生态补偿□；科研□；其他□
	生态监测计划	全生命周期□；长期跟踪□；常规□；无☑
	环境管理	环境监理☑；环境影响后评价☑；其他□
评价结论	生态影响	可行☑；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“(　)”为内容填写项。		

5.2 营运期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

本项目属于侧钻工程，地面设施依托现有不新增，侧钻完成后，开采规模未超原有规模，未新增污染物排放，考虑到现有 6 口老井已运行多年，本次评价仅对照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)要求进行重新预测，不再核算污染物排放量。

5.2.1.1 常规气象资料分析

本项目 6 口侧钻井分布于阿克苏地区库车市，距离该项目最近的气象站为库车市气象站，该地面观测站与项目单井距离最近为 75km，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)规定，地面气象资料可直接采用库车市气象站的常规地面气象观测资料。因此，本次评价气象统计资料分析选用库车市气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 5.2-1。

表 5.2-1　　观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/m		相对距离/km	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
库车市气象站	51644	一般站	*	*	75	1082	2022	风速、风向、总云量、干球温度

5.2.1.2 多年气候统计资料分析

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

(1)温度

区域内近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.2-2。

表 5.2-2　　近 20 年各月平均温度变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度(℃)	-7.2	-0.9	7.3	15.0	20.0	23.6	25.1	24.1	19.2	11.2	2.8	-5.2	11.3

由表 5.2-2 分析可知，区域近 20 年平均温度为 11.3℃，4 月～9 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 25.1℃，1 月份平均气温最低，为-7.2℃。

(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)	1.4	1.8	2.3	2.5	2.4	2.4	2.4	2.1	1.9	1.7	1.5	1.2	2.0

由表 5.2-3 分析可知，区域近 20 年平均风速为 2.0m/s，4 月份平均风速最大为 2.5m/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。

5.2.1.2 环境空气影响预测与分析

(1)预测模式

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

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

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	考虑地形	☑是　☐否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐是　☑否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

(2)预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表 5.2-6。

表5.2-6　　**主要废气污染源参数一览表(点源，100%负荷)**

序号	污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔高度(m)	排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	工况烟气流量(m^3/h)	烟气流速(m/s)	烟气温度(℃)	年排放小时数(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
		经度(°)	纬度(°)										
1	井加热炉烟气（TH10434CH2井场为代表）	*	*	*	*	*	*	*	*	*	正常	PM_{10}	0.003
												$PM_{2.5}$	0.002
												SO_2	0.001
												NO_x	0.037
												非甲烷总烃	0.005

表5.2-7　　**主要废气污染源参数一览表(面源，100%负荷)**

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度（°）	纬度（°）									
井场无组织废气	*	*	*	*	*	*	*	*	正常	H_2S	0.0000008
										非甲烷总烃	0.031

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

序号	污染源名称	评价因子	C_i(μg/m^3)	P_i(%)	P_{max}(%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$(m)
1	井加热炉烟气	PM_{10}	0.66	0.15	4.04	112	--

续表5.2-8　　P_{max}及$D_{10\%}$预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C_i（μg/m³）	P_i(%)	P_{max}(%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$(m)
1	井加热炉烟气	$PM_{2.5}$	0.44	0.19	4.04	112	--
		SO_2	0.22	0.04			
		NO_2	8.09	4.04			
		非甲烷总烃	1.09	0.05			
2	井场无组织废气	非甲烷总烃	30.45	1.52		10	--
		硫化氢	0.0008	0.01			

由表 5.2-8 可知，项目废气中 PM_{10}最大落地浓度为 0.66μg/m³、占标率为 0.15%；$PM_{2.5}$最大落地浓度为 0.44μg/m³、占标率为 0.19%；SO_2最大落地浓度为 0.22μg/m³、占标率为 0.04%；NO_2最大落地浓度为 8.09μg/m³、占标率为 4.04%；非甲烷总烃最大落地浓度为 30.45μg/m³、占标率为 1.52%；H_2S 最大落地浓度为 0.0008μg/m³、占标率为 0.01%，$D_{10\%}$均未出现。

5.2.1.4 废气源对四周场界贡献浓度

本项目实施后，无组织废气对井场四周贡献浓度情况如表 5.2-8。

表 5.2-9　　井场四周边界浓度计算结果一览表　　单位：μg/m³

污染源	污染物	东场界	南场界	西场界	北场界
井场无组织废气（以 TH10434CH2 井为代表）	非甲烷总烃	34.893	38.937	34.893	38.937
	H_2S	0.411	0.458	0.411	0.458

由表 5.2-9 预测结果可知，本项目实施后，井场无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值为 34.893μg/m³～38.937μg/m³，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求；对四周场界 H_2S 浓度贡献值为 0.411μg/m³～0.458μg/m³，满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 新扩改建厂界二级标准值。

5.2.1.5 非正常排放影响分析

5.2.1.5.1 污染源强

非正常生产排放包括开车、停车、设备检修、工艺设备运转异常等非正

常工况的污染物排放，如工艺设备和环保设施不能正常运行时污染物的排放等。本项目属于单井集输过程，若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑，本项目放喷等非正常工况下污染物源强情况见表 5.2-10。

表 5.2-10　　**非正常工况下污染物排放一览表**

序号	面源名称	面源起点坐标		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
		X	Y									
1	井场放喷口	*	*	*	6	6	0	2	0.17	非正常	H_2S	0.001
											非甲烷总烃	0.1

5.2.1.5.2 影响分析

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

表 5.2-11　**非正常排放 P_{max} 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表**　单位：μg/m³

序号	污染源名称	评价因子	C_i(μg/m³)	P_i(%)	P_{max}(%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$(m)
1	井场放喷口	H_2S	16.2	162.0	162.0	10	425
		非甲烷总烃	1618.6	80.9		10	250

由表 5.2-11 计算结果表明，非正常工况条件下，非甲烷总烃最大落地浓度为 1618.6μg/m³，占标率为 80.9%，$D_{10\%}$对应距离为 250m；硫化氢最大落地浓度为 16.2μg/m³，占标率为 162.0%，$D_{10\%}$对应距离为 425m。

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

5.2.1.6 污染物排放量核算

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

5.2.1.7 评价结论

项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下颗粒物、二氧化硫、氮氧

化物、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**

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="8">自查项目</td></tr>
<tr><td rowspan="2">评价等级与范围</td><td>评价等级</td><td colspan="3">一级□</td><td colspan="3">二级☑</td><td>三级□</td></tr>
<tr><td>评价范围</td><td colspan="3">边长=50km□</td><td colspan="3">边长5～50km□</td><td>边长=5km☑</td></tr>
<tr><td rowspan="2">评价因子</td><td>SO_2+NO_x排放量</td><td colspan="3">≥ 2000t/a□</td><td colspan="3">500～2000t/a□</td><td><500t/a☑</td></tr>
<tr><td>评价因子</td><td colspan="4">基本污染物($PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3)
其他污染物(H_2S、非甲烷总烃$_x$)</td><td colspan="4">包括二次$PM_{2.5}$□
不含二次$PM_{2.5}$☑</td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td>评价标准</td><td colspan="3">国家标准☑</td><td colspan="2">地方标准□</td><td>附录D ☑</td><td>其他标准 □</td></tr>
<tr><td rowspan="2">现状评价</td><td>环境功能区</td><td colspan="3">一类区□</td><td colspan="3">二类区☑</td><td>一类区和二类区□</td></tr>
<tr><td>评价基准年</td><td colspan="8">(2022)年</td></tr>
<tr><td rowspan="2">现状评价</td><td>环境空气质量现状调查数据来源</td><td colspan="3">长期例行监测数据☑</td><td colspan="3">主管部门发布的数据□</td><td>现状补充监测☑</td></tr>
<tr><td>现状评价</td><td colspan="5">达标区□</td><td colspan="4">不达标区☑</td></tr>
<tr><td>污染源调查</td><td>调查内容</td><td colspan="3">本项目正常排放源☑
本项目非正常排放源☑
现有污染源☑</td><td colspan="2">拟替代的污染源□</td><td colspan="2">其他在建、拟建项目污染源□</td><td>区域污染源☑</td></tr>
<tr><td rowspan="8">大气环境影响预测与评价</td><td>预测模型</td><td>AERMOD □</td><td>ADMS □</td><td>AUSTAL2000 □</td><td colspan="2">EDMS/AEDT □</td><td>CALPUFF □</td><td>网格模型 □</td><td>其他 ☑</td></tr>
<tr><td>预测范围</td><td colspan="3">边长≥ 50km□</td><td colspan="3">边长5～50km □</td><td colspan="2">边长=5km ☑</td></tr>
<tr><td>预测因子</td><td colspan="5">预测因子($PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、H_2S、非甲烷总烃)</td><td colspan="4">包括二次$PM_{2.5}$□
不包括二次$PM_{2.5}$□</td></tr>
<tr><td>正常排放短期浓度贡献值</td><td colspan="5">$C_{本项目}$最大占标率≤100%☑</td><td colspan="4">$C_{本项目}$最大占标率＞100% □</td></tr>
<tr><td rowspan="2">正常排放年均浓度贡献值</td><td>一类区</td><td colspan="4">$C_{本项目}$最大占标率≤10%□</td><td colspan="4">$C_{本项目}$最大标率＞10% □</td></tr>
<tr><td>二类区</td><td colspan="4">$C_{本项目}$最大占标率≤30%□</td><td colspan="4">$C_{本项目}$最大标率＞30% □</td></tr>
<tr><td>非正常排放1h浓度贡献值</td><td>非正常持续时长(0.17)h</td><td colspan="4">$C_{非正常}$占标率≤100% □</td><td colspan="4">$C_{非正常}$占标率＞100%☑</td></tr>
<tr><td>保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值</td><td colspan="5">$C_{叠加}$达标 □</td><td colspan="4">$C_{叠加}$不达标 □</td></tr>
<tr><td>区域环境质量的整体变化情况</td><td colspan="5">k≤-20% □</td><td colspan="4">k＞-20% □</td></tr>
</table>

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、SO_2、NO_X、烟气黑度、H_2S、非甲烷总烃)	有组织废气监测 ☑ 无组织废气监测 ☑	无监测□	
	环境质量监测	监测因子：()	监测点位数()	无监测☑	
评价结论	环境影响	可以接受 ☑　　不可以接受 □			
	大气环境防护距离	距(　　)厂界最远(　　)m			
评价结论	污染源年排放量	SO_2() t/a	NO_x:()t/a	颗粒物：()t/a	VOC_s:()t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“(　)”为内容填写项					

5.2.2 地表水环境影响评价

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

5.2.2.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

本项目营运期产生的废水主要有采出水、井下作业废液。采出水随采出液经现有集输管线输送至三号联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，井下作业废液送至塔河油田绿色环保站处理；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可满足《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表 2 的 B 级标准，处理达标后的水用于区域荒漠灌溉；本项目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三号联合站处理。三号联合站采用“一次除油＋压力除油＋核桃壳过滤”工艺，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** m^3/d

联合站名称	设计规模	实际处理量	富余能力
塔河油田三号联合站	6500	6058	442

本项目进入三号联合站采出水量 12m^3/d，三号联合站采出水处理单元满足本项目采出水处理需求，依托处理设施可行。

(2)塔河油田绿色环保站

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

塔河油田绿色环保站采取“均质除油+沉降+过滤+加药”工艺对废水进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)指标要求，用于油层回注用水，废液处理规模为 65m^3/h，现状处理量为 9.2m^3/h，富余处理能力 55.8m^3/h，本项目预计井下作业废液产生量为 600m^3（0.25m^3/h），因此塔河油田绿色环保站处理废液装置处理能力可满足本项目需求。

综上，本项目采出水、井下作业废液不外排，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☑；水文要素影响型□	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区□；饮用水取水口□；涉水的自然保护区□；重要湿地□ 重点保护与珍稀水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区□；其他□	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放□；间接排放□；其他□	水温□；径流□；水域面积□

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

5.2.3 地下水环境影响评价

本项目 6 口侧钻井场和现有集输管线均位于同一水文地质单元，水文地质条件一致，因此进行统一叙述，不再分述。

5.2.3.1 区域地形地貌

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

（1）冲洪积平原

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

（2）冲积平原

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

5.2.3.2 地质概况

（1） 地质构造

塔河油田区块在大地构造分区上属于塔里木地台北部向斜二级大地构造单元，三级构造单元属沙雅隆起。地表主要为第四系覆盖区，无基岩裸露，构造上相对比较稳定，只发育有隐伏背斜和断裂，隐伏背斜轴部在评价区内北部边缘，隐伏断裂延伸方向为近东西向。

（2） 地层岩性

调查区内地表覆盖有厚层第四系松散物，无基岩出露。第四系从北部到南部的塔里木河区域依次为冲洪积和冲积成因，岩性结构颗粒有由粗到细的变化特征。

5.2.3.3 水文地质条件

（1）含（隔）水层结构及其分布特征

调查区内地下水以多层潜水-承压水含水层结构为主。整体来看，从北向南第四系有含水层由厚变薄，颗粒由粗变细的规律性变化。

塔里木河北岸为多层潜水-承压水含水层结构。潜水含水层岩性为细砂，渗透系数一般小于 5m/d，水位埋深一般 2.5～9m，含水层厚度 10～30m，单井涌水量 100～1000m^3/d，富水性中等。承压水含水层岩性为中细砂、细砂，地下水渗透系数一般小于 10m/d，100m 钻孔揭露的含水层厚度为 20～30m，单井涌水量 100～1000m^3/d，富水性中等。

潜水含水层与承压含水层之间存在厚 2～5m 的粉质粘土，构成区域稳定隔水层，此外承压含水层内部存在多层粉质粘土，也构成各含水层间隔水层。

（2）地下水补径排条件

调查区内降雨量小，只有暴雨洪流存在少量入渗补给，补给来源主要为渠系入渗和田间灌溉，以及地下水侧向径流补给。地下水径流方向主要为自西向东，水力梯度小于 1‰。最终以人工开采、潜水蒸发、植物蒸腾和补给塔里木河方式排泄。

（3）各含水层之间及与地表水之间水力联系

①各含水层之间的关系

调查区内孔隙水含水层主要为上更新统冲洪积含水层和全新统冲积含水层。两含水层交互沉积，互相衔接为一体，地下水体互相传递，具有统一的水动力特征和统一的水面，构成完整的上、下游地下水补径排系统。

调查区内潜水和承压含水层之间存在 2～5m 的粉质粘土层，为分布稳定的隔水层，使潜水和承压水之间水力联系较弱。此外，承压含水层内部存在多层粉质粘土层，将承压含水层分割为多层结构。

②地表水与地下水的关系

调查区南部塔里木河自西向东穿过，该河为区域性河流，调查区内河流北岸地下水接受塔里木河向北补给地下水。此外，调查区内农业灌溉渠道和引水渠尾修建的排碱渠会使少量地表水补给地下水。

③ 地下水动态变化特征

调查区内地下水动态类型以渗入-蒸发型为主。动态曲线呈现为多峰型：每年 1～2 月地下水处于低水位期，3 月份水位开始上升，至 4 月～5 月达到高水位，之后水位开始回落；平水位期为 11 月底或 3 月底。

（4）地下水开发利用

经过调查，评价区地下水潜水、承压水水量中等，矿化度较高，水化学类型主要以 Cl·SO_4-Na 型为主，区域地下水以饮用、工业、农业用水为主。

（5）水位统测

①统测频率

塔河油田位于塔里木盆地北缘库车河冲洪积平原，属于其他平原区，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中表 4 地下水环境现状监测频率参照表，结合地下水环境影响预测的需要，本次塔河油田地下水环境水位统测开展一期。

②统测结果

2024年9月对塔河油田整个区块进行水位统测，具体统测结果见表5.2-15，地下水等水位线图见图 5.2-3。

表 5.2-15　　塔河油田地下水水位统测点统计表

序号	坐标		井深（m）	地面标高（m）	丰水期（2024 年 9 月）	
	X	Y			水位埋深（m）	水位标高（m）
T02	*	*	30	946.75	5.36	941.39
T03	*	*	30	940.08	4.56	935.52
T04	*	*	30	951.28	4.55	946.73
T05	*	*	30	946.22	4.64	941.58
T06	*	*	30	939.33	3.64	935.69
T07	*	*	30	943.02	4.62	938.4
T08	*	*	30	940.82	5.15	935.67
T09	*	*	30	939.73	4.65	935.08
T10	*	*	30	935.28	9.16	926.12
T11	*	*	30	929.74	5.52	924.22
T12	*	*	30	932.56	5.83	926.73

（6）包气带特征及防污性能

①岩性特征

根据塔河油田区块内钻孔资料，揭露厚度 100m 内的地层岩性主要为粉质粘土、粉土和细砂。

②包气带防污性能

塔河油田区块内包气带岩性主要有：第四系松散岩类粉质粘土、粉土和细砂，第四系包气带厚度 2.5～9m，粉质粘土垂直渗透系数 5.56×10^{-5}～1.11×10^{-4}cm/s，粉土垂直渗透系数 1.67×10^{-4}～6.67×10^{-4}cm/s，细砂垂直渗透系数为 6.11×10^{-4}～8.89×10^{-4}cm/s。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中天然包气带防污性能分级参照表（见表 5-3-5），粉质粘层分布不稳定，粉土和细砂的包气带垂向渗透系数 K 均大于 1×10^{-4}cm/s，综合判定塔河油田天然包气带防污性能为“弱”。

5.2.3.3 区域地下水污染源调查

拟建项目评价区位于库车市境内，区域地下水污染源主要为周边井场开采过程中产生的落地油，落地油经桶装收集后直接送有危废处置资质的单位接收

处置，且井场及管线均采取了严格的防渗措施，正常情况下，油类物质不会对区域地下水环境产生污染影响。

5.2.3.4 地下水环境影响评价

本项目 6 口侧钻井场和现有集输管线均位于同一水文地质单元，水文地质条件一致，因此本次评价选取 TH10434CH2 井场作为代表性井场进行分析，不再分述。

5.2.3.4.1 正常状况

(1)废水

本项目营运期产生的废水主要有采出水、井下作业废液，其中采出水随采出液经现有集输管线输送至三号联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层；井下作业废液采用专用废水回收罐收集运至塔河油田绿色环保处理站处理。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

(2)落地油

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

5.2.3.3.2 非正常状况

（1）井场套管破损泄漏对地下水环境的影响

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

以评价对地下水环境的影响。

①预测因子筛选

套管破损泄漏污染物主要为石油类，本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准。评价因子检出限及评价标准见表 5.2-16。

表 5.2-16　　评价因子及评价标准一览表

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

②预测源强

泄漏量取采出液流量的最大值 20m^3/d，考虑采出液流量的 10%渗入潜水含水层，采取措施 1 天后停止泄漏。套管破损泄漏后，石油类污染物向饱水带扩散以及进入饱水带中污染地下水，而水中石油类主要有两种状态，一是溶解在水中成为水溶液，即可溶性油，一般溶解量很少；另外一种是以乳化状态分散在水体中，因此，在水中石油类污染物的两种状态是下渗石油类污染物的重要形态，而石油类只有变为可溶态才会随水迁移扩散。根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》（葛春等，天津市环境保护开发中心），在常温下，石油类溶解度为 10mg/L，则石油类进入地下水的量为 0.02kg。

③预测模型

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

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

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

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

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

式中：

x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C（x,y,t）—t时刻点x,y处的污染物浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约25m；

m_M—长度为M的线源瞬时注入污染物的质量，kg。本次线源瞬时注入的污染物质量石油类0.04kg；

u—地下水流速度，m/d；潜水含水层岩性为第四系细砂，依据抽水试验结果,渗透系数取1m/d。水力坡度I为0.4‰。因此地下水的渗透流速u=K×I/n=1m/d×0.4‰/0.18=0.002m/d；

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

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；根据资料，纵向弥散度αm=10m，纵向弥散系数D_L=αm×u=0.02m^2/d；

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

π—圆周率。

④预测内容

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值等值线作为影响范围，石油类取《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准值等值线作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表 5.2-17。

表 5.2-17　在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围（m^2）	超标范围（m^2）	最大运移距离（m）	晕中心浓度（mg/L）	超标范围是否运移出井场边界
100d	63	50	10	0.56	否
1000d	204	20	15	0.06	否
7300d	—	—	—	—	—

地下水石油类浓度预测结果表明，套管破损泄漏发生 100d 后，含水层污染物影响范围 63m^2，超标范围 50m^2，最大运移距离 10m，晕中心最大浓度为 0.56mg/L；1000d 后，含水层污染物影响范围 204m^2，超标范围 20m^2，最大运移距离 15m，晕中心最大浓度为 0.06mg/L；7300d 后，污染晕消失，无影响和超标范围。在非正常状况条件下，井场下游边界未监测到石油类波动。

绿色污染晕代表影响范围，红色污染晕代表超标范围。详见图 5.2-2。

（1）100d 时污染晕运移分布图　　（2）1000d 时污染晕运移分布图

图5.2-2　　非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

图 5.2-3　　井场采油树非正常状况下，井场边界石油类浓度变化曲线图

（2）集油管道泄漏事故对地下水的影响

集油管道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，集油管道泄漏如不及时修复，少量原油可能下渗，对地下水造成影响。由于石油类受土壤的吸附作用，石油类主要积聚在管线上下 40cm 以内，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，防止发生井漏等事故。

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

⑥加强对集输管线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 5.2-18。

表 5.2-18 **厂区各区域防控措施一览表**

站场	防渗分区		划分依据		污染物类型	防渗技术要求
			天然包气带防污性能	污染控制难易程度		
井场	一般防渗区	井口	弱	易	其他类型	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，$K \leq 1\times10^{-7}$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 5.2-19。

表 5.2-19　　**地下水监测点布控一览表**

名称	相对位置	监测层位	功能	井孔结构	监测因子	监测频次
TH12303	TH10434CH2 井井西北 12.5km 处（上游）	潜水含水层	跟踪监测井	按《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）执行	pH、总硬度、溶解性总固体、硫化物、石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬	每半年 1 次
T20	TH10434CH2 井井东北 1.2km 处(下游)					
T26	T754CH 西南 8.7km 处(下游)					

5.2.3.7 地下水污染应急措施

（1）应急治理程序

针对应急工作需要，参照“场地环境保护标准体系”的相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，制定地下水污染应急治理程序见图 5.2-5。

图 5.2-4　　**污染应急治理程序框图**

（2）地下水污染治理技术

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

（3）治理措施

塔河油田区域内包气带天然防污性能弱，因此在非正常及风险状况下，可能造成污染物进入地下水中，针对上述情景，建议采取如下污染应急治理措施。

①一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案；

②查明并切断污染源，在最短时间内清除地表污染物；

③加密地下水污染监控井的监测频率，并实时进行化验分析；

④一旦发现监控井地下水受到污染，立即启动抽水设施；

⑤探明地下水污染深度、范围和污染程度；

⑥依据地下水污染情况和污染场地的含水层埋藏分布特征，结合拟采用的地下水污染治理技术方法，制定地下水污染治理实施方案；

⑦依据实施方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整；

⑧将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析；

⑨当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止井点抽水，并进行土壤修复治理工作。

5.2.3.8 评价结论

（1）环境水文地质现状

本项目位于库车冲洪积平原及塔里木河冲积平原，地下水主要赋存于第四系松散岩类孔隙中，地下水主要为多层潜水-承压水结构，潜水含水层岩性为细砂，水位埋深一般 2.5～9m，含水层厚度 10～30m，单井涌水量 100～1000m^3/d，富水性中等。承压水含水层岩性为中细砂、细砂，含水层顶板埋深 40m 左右，100m 钻孔揭露的含水层厚度为 20～30m，单井涌水量 100～1000m^3/d，富水性

中等。

区域内包气带岩层主要为第四系松散岩类粉质粘土、粉土和细砂等，综合判定项目场地内天然包气带防污性能为“弱”。

由地下水环境现状监测结果可知，评价范围内潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、锰、氟化物外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。

（2）地下水环境的影响

正常状况下，各站场内采油树、集输管线等装置完好无损且井场严格按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）相关要求采取了防渗措施，可避免采出产液泄露而对地下水产生污染影响。

非正常状况下，套管破损、集油管道破损等导致采出液泄漏进入地下水后沿水流迁移，但影响范围较小，不会对周围地下水水质产生明显污染影响。

（3）地下水污染防控措施

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

（4）地下水环境影响评价结论

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

5.2.4 声环境影响评价

本项目产噪设备主要为采油树和真空加热炉。

5.2.4.1 预测模式

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

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

式中：$L_p(r)$—预测点处声压级，dB；

L_w—由点声源产生的声功率级(A 计权或倍频带)，dB；

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

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar}—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的衰减，dB。

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

式中：$L_p(r)$—预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$—参考位置 r_0 处的声压级，dB；

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

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar}—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的衰减，dB。

b)预测点的 A 声级 $L_A(r)$可按下式计算：

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

式中：$L_A(r)$—距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_{pi}(r)$—预测点(r)处，第 i 倍频带声压级，dB；

△L_i—第 i 倍频带的 A 计权网络修正值，dB；

c)在只考虑几何发散衰减时按下式计算：

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

式中：$L_A(r)$—距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_A(r_0)$—参考位置 r_0 处的 A 声级，dB(A)；

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

d)工业企业噪声计算

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

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

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T—用于计算等效声级的时间，s；

N—室外声源个数；

t_i—在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

M—等效室外声源个数；

t_j—在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

e)噪声预测值计算

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

式中：L_{eq}—预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg}—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb}—预测点的背景噪声值，dB。

(3)噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.2.4.2 噪声源参数的确定

本项目井场噪声源噪声参数见表 5.2-20。

表 5.2-20　　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(声功率级)[dB(A)]	声源控制措施	运行时段
				X	Y	Z			
1	井场	采油树	--	30	30	1	85	基础减振	昼夜
2		真空加热炉	200kW	20	30	1	85	基础减振	昼夜

5.2.4.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本项目各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.2-21。

表 5.2-21　　井场噪声预测结果一览表　　单位：dB(A)

场地	场界	贡献值	标准值		结论
井场噪声（TH10434CH2 井为代表）	东场界	41.7	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	44.0	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	44.0	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	41.7	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

由表 5.2-22 可知，井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间为 41.7dB(A)～44.0dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类昼间、夜间标准要求。

综上，从声环境影响角度，本项目建设可行。

5.2.4.4 声环境影响评价自查表

本项目声环境影响评价自查表见表 5.2-22。

表 5.2-22　　声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级☑	三级□
	评价范围	200m☑	大于 200m□	小于 200m□

续表 5.2-22　　**声环境影响评价自查表**

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

5.2.5 固体废物影响分析

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（部令第 36 号）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号），本项目运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥、钻井岩屑、钻井泥浆、撬装式污水处理站污泥、生活垃圾，分别采取桶装形式收集后，委托有资质单位接收处置。钻井泥浆循环使用不外排，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统,采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离出的钻井岩屑经无害化处理装置处理，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染

风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等。撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥和生活垃圾送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

一般工业固体废物情况见表 5.2-23，危险废物情况见表 5.2-24。

表 5.2-23　　**一般工业固体废物污染源强一览表**

序号	固体废物名称	代码	产生环节	物理性状	产生量（t/a）	属性	贮存方式	处理措施
1	钻井岩屑	SW12 900-099-S12	侧钻环节	固态	95.4㎥/a	一般工业固体废物	岩屑池	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经无害化处理装置处理经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等
2	钻井泥浆	SW12 900-099-S12	侧钻环节	液态	/		循环使用	工程泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用

续表 5.2-23　　一般工业固体废物污染源强一览表

序号	固体废物名称	代码	产生环节	物理性状	产生量（t/a）	属性	贮存方式	处理措施
3	撬装式污水处理站污泥	SW90 462-001-S90	侧钻环节	固态	0.29	一般工业固体废物	不贮存	现场集中收集，送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置
4	生活垃圾	SW64 900-099-S64	侧钻环节	固态	9.9	生活垃圾	生活垃圾桶	

表 5.2-24　　本项目危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量（t/a）	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	1.2	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T，I	收集后，由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	1.5	修井场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
废烧碱包装袋	HW49	900-041-49	0.6	修井场地清理环节	固态	氢氧化钠	氢氧化钠	/	T，In	
清罐底泥	HW08	071-001-08	0.2	集输 与处理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	

5.2.5.1 一般工业固体废物影响分析

本项目钻井泥浆循环使用不外排，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离出的钻井岩屑经无害化处理装置处理，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等。撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥和生活垃圾送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置，固体废物均妥善处置，可避免对周围环境产生不利影响。

5.2.5.2 危险废物影响分析

(1)危险废物贮存及运输

本项目产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开

采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)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。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)等有关规定。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

a．危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。

b．危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 5.2-5 所示；

c．材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.2-6 所示。

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

图 5.2-5　　危险废物类别标识示意图

图 5.2-6　　危险废物相关信息标签

(2)危险废物运输过程影响分析

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气

开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关要求，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定；按照危险废物污染环境防治和危险货物运输相关规定运输危险废物，记录运输轨迹，防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

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

(3)危险废物委托处置环境影响分析

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

本项目含油废物全部委托塔河油田绿色环保站进行处置，塔河油田绿色环保站处理资质及处置类别涵盖了本项目 HW08 危险废物,处置能力能够满足项目要求，目前塔河油田绿色环保站已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 6 万 m^3/a，富余处理能力 2.1 万 m^3/a。因此，本项目危险废物全部委托塔河油田绿色环保站接收处置可行。

5.2.6 生态影响评价

项目运营期对生态的影响主要表现在对野生动物、植物等影响。

（1）对野生动物的影响分析

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

运营期道路行车主要是油气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。并从管理上对工作人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识，车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物，对进行野生动物保护法的宣传教育，严禁惊

扰、猎杀野生动物。

（2）植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，管线所经地区处于正常状态，对地表植被无不良影响。非正常状况下，如漏油、爆炸等，产生的原油和废气会对周边植被及天然林产生不利影响。运营期加强巡线，特别是天然林段，发现问题及时采取紧急关闭阀门、及时维修等措施，管线泄漏一般影响时间较短，造成植被损失较小。

5.2.7 土壤环境影响评价

5.2.7.1 环境影响识别

5.2.7.1.1 项目类型

根据导则附表 A.1，项目属于“采矿业”中的“石油开采项目”，项目类别为Ⅰ类。

5.2.7.1.2 影响类型及途径

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

运营期废水主要为采出水和井下作业废水，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况采油井场套管发生破损泄漏或集输管道泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。同时，本项目采出水盐分含量较高、属于弱酸性水，当出现泄漏时，采出水中的盐分及酸性成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、pH 呈酸性变化，拟建项目所在区域属于轻度碱化地区，不会造成区域土壤进一步碱化。影响类型见表 5.2-25。

表 5.2-25 **建设项目影响类型表**

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

(3)影响源及影响因子

①污染影响型

本项目采油井场运行过程中如套管发生破损泄漏,采出液在水头压力差的作用下，可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。本项目土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-26。

表 5.2-26　　**土壤环境影响源及影响因子识别表**

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

②生态影响型

考虑最不利情况，采油井场套管破损泄漏或集输管线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 5.2-27　　**土壤环境影响源及影响因子识别表**

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

5.2.7.2 现状调查与评价

5.2.7.2.1 调查范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤生态影响型现状调查范围为各采油井场外扩 5km 范围；土壤污染影响型现状调查范围为各井场外扩 1km 范围。

5.2.7.2.2 敏感目标

本项目将井边界外扩 1000m 范围的耕地作为土壤环境(污染影响型)保护目标，将井场边界外扩 5000m 范围内的土壤作为土壤环境(生态影响型)保护目标。

5.2.7.2.3 土地利用类型调查

(1)土地利用现状

根据现场调查结果，本项目井场临时占地利用类型为裸土地、低密度草地。

(2)土地利用历史

根据调查，本项目井场建设之前现状为裸土地、低密度草地。

(3)土地利用规划

本项目占地范围暂无规划。

5.2.7.2.4 土壤类型调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图(数据来源：二普调查，2016 年)，《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类，土壤评价范围内土壤类型为草甸土。区域土壤类型见附图 8。

5.2.7.3 土壤环境影响预测与评价

本项目 6 座侧钻井场非正常泄漏情景相同，污染物均为石油烃，故本次评价选取 TH10434CH2 井作为代表性井场进行影响分析。

5.2.7.3.1 污染影响型

(1)预测情景

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

(2)预测模型

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

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，m^2/d；

q--渗流速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ -土壤含水率，%。

②初始条件

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

③边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

a.连续点源：

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

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

b.非连续点源：

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

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

(3)预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，预测模型参数取值见表 5.2-28。

表 5.2-28 **垂直入渗预测模型参数一览表**

土壤质地	厚度(m)	渗透系数(m/d)	孔隙度	土壤含水量(%)	弥散系数(m^2/d)	土壤容重(kg/m^3)
壤土	3	0.5	0.42	1.2	1	1.45×10^3

(4)预测源强

根据工程分析，结合项目特点，本评价对套管发生破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

表 5.2-29 **土壤预测源强表**

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
采油井场套管破损泄漏	石油烃	900000	瞬时
集输管线泄漏	石油烃	900000	瞬时

(5)土壤污染预测结果

①采油井场套管泄漏

采油井场套管破损泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为 900000mg/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 5.2-7 所示。预测结果见表 5.2-30。

图 5.2-7　石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

表 5.2-30　　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

由表 5.2-32 土壤模拟结果可知，入渗 20 天后，污染深度为 50cm，整体渗

漏速率较慢，发生泄漏会在短时间内发现，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，因此，本项目实施后对周边土壤环境污染影响可接受。

②集输管线泄漏

集输管线出现破损泄漏，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 900000mg/L，考虑到石油烃以点源形式泄漏，第 10 天对周边污染的土壤进行清理作业，预测时段按 10 天考虑。

石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.2-8 所示。

图 5.2-8　**石油烃沿土壤垂向迁移情况**

由图 5.2-11 土壤模拟结果可知，入渗 10 天后，污染深度为 38cm，整体渗漏速率较慢。

5.2.7.3.2 生态影响型

（1）预测情景

本项目实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。事故工况，根据企业的实际情况分析，结合前文“影响源及影响因子”，综合考虑本项目物料特性及土壤特征，本次评价对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 0.28m^3，采出液中总矿化度为 214900mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为=0.28×214900=60172g。

②井场套管破损泄漏

套管泄漏量取单井采出水量 40t/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 214900mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为=4.0×214900=859600g

（3）预测模型

本次预测采用 HJ964-2018 附录 E.1.3 中预测方法，预测公式如下：

（1）单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

Is-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

Ls-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

Rs-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b-表层土壤容重，kg/m^3；

A-预测评价范围，m^2；

D-表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n-持续年份，a。

（2）单位质量土壤中某种物质的预测值

$S=S_b+\triangle S$

S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b-单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

（4）预测结果

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，Ls 和 Rs 取值均为 0，预测评价范围为以集输管线泄漏点为中心 20m×20m 范围，表层土

壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 1.45×10³kg/m³，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状最大值为 50.4g/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 0.0028g/kg，叠加现状值后的预测值为 50.4028g/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。

②井场套管破损泄漏盐化预测结果

目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况，Ls 和 Rs 取值均为 0，预测评价范围为以采油井场泄漏点为中心 100m×100m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 1.45×10³kg/m³，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状最大值为 50.4g/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 0.0032g/kg，叠加现状值后的预测值为 50.4032g/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；

③加强井场巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程

度。

(2)过程防控措施

参照执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934－2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口区划分为一般污染防治区，一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能。防渗措施的设计，使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。

(3)跟踪监测

根据项目特点及相关要求，制定监测计划，详情见表 5.2-31。

表 5.2-31　　**土壤跟踪监测点位布设情况一览表**

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	代表性井场	表层样	石油类、石油烃(C_6-C_9)、石油烃(C_{10}-C_{40})、砷、六价铬、盐分含量、pH	执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 2 第二类用地筛选值	每年 1 次

5.2.7.5 结论与建议

本项目占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值；村庄建设用地满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第一类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 50cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。采出液泄漏时，将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高，增量较小。因此，本项目需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按

照土壤污染防护措施后，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行。

本项目土壤环境影响评价自查表见表 5.2-32。

表 5.2-32　　**土壤环境影响评价自查表**

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型□；生态影响型□；两种兼有☑				
	土地利用类型	建设用地□；农用地□；未利用地☑				
	占地规模	小型				
	敏感目标信息	敏感目标(农田)、方位()、距离()				
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他()				
	全部污染物	全盐量、石油烃(C_{10}-C_{40})				
	特征因子	污染影响型	石油烃(C_{10}-C_{40})			
		生态影响型	全盐量			
	所属土壤环境影响评价项目类别		Ⅰ类☑；Ⅱ类□；Ⅲ类□；Ⅳ类□			
	敏感程度	生态影响型	敏感☑；较敏感□；不敏感□			
		污染影响型	敏感☑；较敏感□；不敏感□			
评价工作等级		生态影响型	一级☑；二级□；三级□			
		污染影响型	一级☑；二级□；三级□			
现状调查内容	资料收集	a)☑；b)☑；c)☑；d)☑				
	理化特性	土壤结构、土壤容重、饱和导水率、孔隙度等				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	
		表层样点数	5	6	0.2m	
		柱状样点数	5	--	0.5m、1.5m、3m	
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，䓛，二苯并[a，h]蒽，茚并[1，2，3-cd]芘、萘、pH、全盐量、石油烃(C_{10}-C_{40}) 占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、全盐量、石油烃(C_{10}-C_{40})				
现状评价	评价因子					

续表 5.2-32　　**土壤环境影响评价自查表**

工作内容		完成情况			备注
现状评价	评价标准	GB15618☑；GB36600☑；表 D.1☑；表 D.2☑；其他()			
	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求			
影响预测	预测因子	全盐量、石油烃(C_{10}-C_{40})			
	预测方法	附录 E☑；附录 F□；其他(类比分析)□			
	预测分析内容	影响范围：井场占地 影响程度：较小			
	预测结论	达标结论：a)□；b)□；c)☑ 不达标结论：a)□；b)□			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑； 其他()			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		1	石油类、石油烃(C_6-C_9)、石油烃(C_{10}-C_{40})、砷、六价铬、盐分含量、pH	每年一次	
	信息公开指标	石油类、石油烃(C_6-C_9)、石油烃(C_{10}-C_{40})、砷、六价铬、盐分含量、pH			
评价结论		通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本工程建设可行			

5.2.8 环境风险评价

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

5.2.8 环境风险评价

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

5.2.8.1 评价依据

5.2.8.1.1 风险调查

本项目涉及的风险物质主要为原油、天然气、硫化氢，存在于管线内。

5.2.8.1.2 环境敏感目标调查

本项目环境风险评价等级为简单分析，因此不再设置环境风险保护目标。

5.2.8.1.3 环境风险潜势初判

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

5.2.8.2 环境风险识别

5.2.8.2.1 物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为原油、天然气、硫化氢及火灾爆炸次生污染物 CO。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.2-33。

表 5.2-33 **物质危险性一览表**

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	原油	热值：41870KJ/kg；火焰温度：1100℃；沸点：300-325℃；闪点：23.5℃；爆炸极限 1.1%-6.4%(v)；自然燃点 380-530℃	油井、集输管线、燃料气管线
2	天然气	无色无味气体，爆炸上限 16%，爆炸下限 4.8%，蒸汽压：53.32kPa(-168.8℃)，闪点：-188.8℃，熔点：-182.5℃，沸点：-161.5℃，相对密度 0.42(-164℃)	
3	硫化氢	无色酸性气体，有恶臭，熔点：-85.5℃，沸点：-60.4℃，闪点：-50℃；爆炸极限 4.0%～46.0V%，溶于水、乙醇	
4	CO	无色无臭气体，微溶于水，溶于乙醇、苯等多数有机溶剂，熔点：-199.1℃，沸点：-191.4℃，是一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸	火灾爆炸次生污染物

5.2.8.2.2 生产系统危险性识别

拟建项目危险物质主要分布于采油管线、燃料气管线内。

5.2.8.2.3 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 5.2-34。

表 5.2-34　油气田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
井场	井喷事故	泥浆液柱压力低于油气层的自然压力；泥浆漏失；钻透油气层时，起钻速度过快；设备故障，停钻修理等	井喷事故发生时，大量烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾	大气、地表水、地下水
	井漏事故	固井套管下入深度不够或固井质量不好	钻井泥浆漏失于地下水含水层中，由于其含 Ca^{2+}、Na^{+}等离子，盐分较多，造成地下含水层水质污染	地下水
管线	采油管线泄漏	管道、设备腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致破裂，导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质随地表径流进入地表水体及渗流至地下水	大气、地表水、地下水

5.2.8.3 环境风险分析

（1）管道泄漏风险评价

①大气环境风险分析

在管道或设备压力下，加压集输油气泄漏时，油品从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件；采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。

同时本项目油气管线、设备等采用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，西北油田分公司负责管理拟建项目的运行管理，制订有突发环境事件应急预案，备有相应的应急物资，采取了各类环境风险防范措施，以便在油气管道泄漏时能够及时发现，在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后，油气管道发生火灾爆炸概率较低，拟建项目所处地点开阔，天然气中 H_2S 的扩散量及扩散浓度较小，地处开阔有利于 H_2S 稀释，对周围环境及人员影响较小。

②地表水环境风险分析

本工程在发生安全生产事故造成油品泄漏主要集中在井场区域范围，加之泄漏油品量较少且基本上能够及时地完全回收，且项目距塔里木河较远，因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

③地下水环境风险分析

本项目建成投产后，正常状态下无废水直接外排。非正常状态下，油品中

的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损油品泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免地对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成油品泄漏。因此在事故下造成油水泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

④管线泄漏对土壤及植被的影响分析

管道泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的原油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。管线发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。运营期管线破裂，将能回收的原油回收，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。综上，本项目运营期发生管线泄漏事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

管线泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理性化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。本工程区域内植被量很小，且发生事故后，及时采取相应的措施，将受污染植被及时清除，对区域植被产生的影响可接受。

（2）井喷事故风险评价

①井喷对大气环境风险评价

经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径 300m，一般需要 1～2 天能得以控制。井喷事故状态下，局部大气中的烃类在短时间内剧增，使局部地区大气污染物在一定时间段内超标，井喷污染范围内无村庄等

大气敏感目标。发生井喷事故后，通过采取及时疏散周边人员，对村庄周边进行检测，可最大程度降低对周边村庄的影响。积极开展公众环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生火灾爆炸事故，及时疏散周边人员，避免造成人员伤亡和财产损失，可最大程度降低对周边的影响。

②井喷对地表水环境风险评价

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 300m，井喷持续时间 2 天，本项目周边无地表水，不会与河流水体之间发生联系，因此在井喷事故下造成油品泄漏不会对地表水体造成影响。

③井喷对地下水环境风险评价

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 300m，井喷持续时间 2 天，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，项目所在区域地下水埋深大于 1m，同时及时将原油喷散物集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。因此在事故下井喷对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

（3）井漏事故影响分析

本项目井漏事故主要为运营期油水窜层。井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，由于采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。在开采层和含水层之间有多个地层分隔，区域上比较稳定，为相对隔水层。同时为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，钻井过程中采用双级固井，固井质量应符合环保要求，可确保井壁不会发生侧漏，可有效隔离含水层与开采层的交换，有效保护地下水层，将事故风险降低到最低。

5.2.8.4 环境风险防范措施及应急要求

各种事故都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的

危害降低到最低限度。结合本项目特点，采取以下风险防范措施。

5.2.8.4.1 钻井作业中的井喷防范措施

施工单位应严格执行石油天然气钻井 HSE 管理体系及井控技术标准和规范中的相关规定，并针对工程情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

（1）开钻前向全队职工、钻井现场的所有工作人员进行地质、工程、钻井液和井控装备等方面的技术交底，并提出具体要求；

（2）严格执行井控工作管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部 24h 值班制度，井控准备工作及应急预案必须经验收合格后，方可钻开油气层；

（3）钻进中必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀，且备有相应的抢接工具，在井口附近准备一根放喷单根（钻杆下部有与钻铤扣相符的配合接头）；

（4）按班组进行放喷演习，并达到规定要求；

（5）严格落实坐岗制度，无论钻进还是起下钻，或其他辅助作业，钻井班落实专人坐岗观察钻井液池液面变化和钻井液出口情况，录井人员除了在仪表上观察外，还对钻井液池液面变化和钻井液出口进行定时观察，定时测量进出口钻井液性能，两个岗都必须做好真实准确记录，值班干部必须对上述两个岗位工作情况进行定时和不定时检查，并当班签认；

（6）认真搞好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门；

（7）严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；

（8）钻进中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井试压后迅速实施压井作业；

（9）发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻进；

（10）关井压力不得超过井口装置的工作压力、套管抗内压强度的 80％和地层破裂压力三者中的最小值；

5.2.8.4.2 井下作业事故风险预防措施

（1）设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定。

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

（3）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

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

5.2.8.4.3 管道泄漏事故风险预防措施

（1）施工阶段的事故防范措施

①在施工过程中，加强监理，确保接口连接及涂层等施工质量。

②管道敷设等设备安装前，应加强对管材和储罐质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

③制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录。

④从事管道连接以及无损检测的检测人员，必须按有关规定取得劳动行政部门颁发的特种作业人员资格书，并要求持证上岗。管道连接好后必须进行水压试验，严格排除焊缝和母材的缺陷。

（2）运行阶段的事故防范措施

①定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，避免爆管事故发生。

②每半年检查一次管道安全保护系统（如截断阀、安全阀等），使管道在超压时能得到安全处理。

③对事故易发地段，要加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止，采取相应的措施并向上级报告。

④设置自动感测压力、流量的仪器和能自动感测管道内压降速率的自动紧急截断阀，一旦管道发生事故或大的泄漏，事故段两端的截断阀在感测到情况后可自动切断管路，使事故排放或泄漏的油类物质限制在最小范围内。管网系

统中的电动截止阀应采用双路电源，自动切换，并定期对电气系统和传动机构进行维修保养。

⑤定期检查管线上的阀门及其连接法兰的状况，防止泄漏发生。

⑥制定事故应急救援预案，并定期进行演练。应急救援预案内容应包括应急救援预案的组织机构，明确指挥机构和负责人，组建了应急救援队伍，进行演练。配备必要的应急救援器材、设备。真正做到预案的可操作性和实施性。对事故应急救援预案的演练应认真策划、组织实施并做好记录。

（3）管理措施

①在管道系统投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。抢修作业施工前，应对施工周围可燃气体的浓度进行测定，并制定防护措施。施工操作期间，宜用防爆的轴流风机对周围可能出现的泄漏进行强制排风，并跟踪检查和监测。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

⑤提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法;按计划进行定期维护;有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

（4）原油泄漏事故防范措施

①加强《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的宣传力度，普及原油管道输送知识，发现问题及时报告。

②按规定进行设备维修保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生。

③完善管线的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物。

④按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

⑤操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

⑥制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

5.2.8.5.4 H_2S 气体泄漏风险防范措施

（1）硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T 6277-2017）和《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》（SY/T6137-2024）要求进行。

①作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪(第 1 级预警阈值应设置为 15mg/m^3（或 10ppm），第 2 级报警阈值应设置为 30mg/m^3（或 20ppm），进入作业区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

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

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到 30mg/m^3（或 20ppm）时，应迅速疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

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

（2）预防措施

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

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

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

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

（3）泄漏事故风险防范措施

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

备实时监测空气状况。

②严格执行“禁止吸烟”的规定。

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

5.2.8.5 环境风险应急处置措施

（1）管道事故应急措施

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

①按顺序关井

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

②回收泄漏采出液

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

（2）火灾事故应急措施

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

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

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

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

（3）管道刺漏事故应急措施

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

①切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

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

③事故现场处理：堵漏作业完成后，对泄漏段管线进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

④后期处理：恢复管线泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性地加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收，若油品泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

5.2.8.5 突发环境事件应急预案

对于重大或不可接受的风险(主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤害等)，制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。采油三厂于 2024 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三厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号分别为 652923-2024-219-M。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三厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.2.8.7 现有风险防范措施的有效性

拟建工程建设内容纳入西北油田分公司现有突发环境事件应急预案中。目前西北油田分公司已建立完善的应急管理体系，配备有专业的应急管理队伍，同时配备有充足的应急物资。西北油田分公司已针对油田常见的生产设备泄漏、管线爆管泄漏等情景提出了相关防范措施，并制定了相应的应急预案，可确保事故发生时，最大程度降低对周围环境空气、地下水、土壤的影响。同时为确保人员熟悉应急措施，定期对相关人员开展应急演练工作，针对演练过程中发

现的问题及时修改现有应急预案的不足。现有风险防范措施可靠有效，可有效降低事故状态下对环境空气、地下水的影响。

5.2.8.7 环境风险分析结论

(1)项目危险因素

集输管线老化破损导致油品泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故产生的CO、硫化氢等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故；修井等作业过程中如发生溢流等情况，井控措施失效，导致井喷；油品及天然气泄漏、喷出后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质渗流至地下水。

(2)环境敏感性及事故环境影响

拟建工程实施后的环境风险主要有油品泄漏，遇火源可能发生火灾爆炸事故,不完全燃烧会产生一定量的一氧化碳及天然气中硫化氢有害气体进入大气，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水环境造成污染影响。

(3)环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容纳入中石化西北油田分公司采油三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

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

表 5.2-35 **建设项目环境风险简单分析内容表**

建设项目名称	采油三厂 2025 年第三期短半径侧钻项目			
建设地点	新疆阿克苏地区库车市境内			
中心坐标	东经	*	北纬	*
主要危险物质及分布	原原油、天然气、硫化氢，存在于集输管线内			
环境影响途径及危害后果(大气、地表水、地下水等)	根据工程分析，本项目油田开发建设过程中采油环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件比较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏、硫化氢中毒等			
风险防范措施要求	具体见“5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求”			

5.3 退役期环境影响分析

5.3.1 退役期污染物情况

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。当油田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期的环境影响以生态的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去一定深度的表层套管并用水泥灌注封井、井场清理等。

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

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

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

5.3.2 退役期生态保护措施

(1)地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集。

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

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

6 环保措施可行性论证

6.1 环境空气保护措施可行性论证

6.1.1 施工期环境空气保护措施

6.1.1.1 施工扬尘

(1)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)侧钻完成后投产之前，井场要进行测试放喷。为了点火安全和控制热辐射范围，通过水平火炬在放喷池进行测试放喷。

(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

(1)真空加热炉用气均用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放；

(2)油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境影响；

(3)本项目定期巡检，确保集输系统安全运行。

(4)提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)要求，本项目对无组织废气非甲烷总烃监测和管控提出如下要求：

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

(2)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，结合表 3.1-7 统计的塔河油田区域同类型井场污染源监测数据，井场真空加热炉烟气中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度可满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值；井场无组织废气中非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求，硫化氢可满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 标准限值要求。有组织废气和无组织废气均可达标排放，属于成熟可靠技术，因此本项目运营期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

项目钻井过程水环境污染源为钻井废水、酸化压裂废水和施工队生活污水。

①钻井废水

根据目前油田钻井实际情况，钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置。

②酸化压裂废水

压裂废水产生量为 2628m^3，酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸

液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理；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，本项目施工期预计井下作业废液产生量为 2628m³(折合 2.74m³/h)，富余处理能力可满足本项目需求。

③施工队生活污水

本项目生活污水产生量为 1152m³。生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于油田区域荒漠灌溉。

各井场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)表二 B 级标准后，主要用于油田区域荒漠灌溉。撬装化污水处理站采用“生化+过滤”工艺，使接触氧化法和活性污泥法有效地结合起来，可将生活污水中所含的主要污染物进行达标处理。该技术属于主流生活污水处理技术，工艺成熟可靠，可确保污水处理达标。

撬装化污水处理站设计处理规模 20m³/d，实际单座井场污水产生规模 4.8m³/d，可满足井场生活污水处理需求。

综上所述，上述措施可行。

6.2.2 运营期水环境污染防治措施

(1)采出水

本项目采出水随采出液经现有集输管线输送至三号联合站处理。处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。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。

三号联合站采出水采用“一次除油＋压力除油＋核桃壳过滤”工艺，处理规模为 6500m³/d，目前富余水处理规模 442m³/d。本项目实施后，预计进入三号联合站采出水 12m³/d，富余量可以满足项目采出水处理需求。

(2)井下作业废液

井下作业废液采用废水回收罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理，塔河油田绿色环保站废液处理系统站采取“均质除油+沉降+过滤+加药”工艺对废水

进行净化处理,富余处理能力 55.8m³/h，本项目实施后，预计井下作业废液产生量为 0.25m³/h，可以满足项目井下作业废液处理需求。

综上，本项目采出水和井下作业废液处置措施可行。

6.2.3 退役期水环境污染防治措施

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函[2020]72 号)及《废弃井封井处置规范》(Q/SH0653-2015)要求进行施工作业，首先进行井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水串层。

6.3 噪声防治措施可行性论证

6.3.1 施工期噪声防治措施

施工期主要为钻井工程，钻井工程高噪声污染源主要是钻机、泥浆泵，测试放喷或事故放喷时产生的高压气流噪声。

采取的隔声降噪措施如下：

(1)泥浆泵做好基础减振，临时启用柴油发电机时，应采取基础减振；

(2)定期维护泥浆泵、钻机等高噪声设备；

(3)测试放喷在现有放喷池内进行，周边用砂土作堆，堆高超过 2m，尽量缩短放喷时间；

(4)合理控制施工作业时间；

(5)运输车辆控制车速，通过村庄时应避免鸣笛。

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)设备采取基础减振措施。

类比同类井场，运营期井场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准。因此，所采取的工程措施基本可行。

6.3.3 退役期噪声防治措施

退役期噪声主要为车辆噪声等，合理控制车速，通过村庄时避免鸣笛。

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 施工期固体废物处置措施

6.4.1.1 钻井废弃物处理措施

本项目钻井井场现场使用的泥浆、药剂均进行重金属检测，从源头控制污染物产生。本项目钻井期岩屑随钻井泥浆带出，侧钻过程使用磺化泥浆体系，废弃磺化泥浆采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，磺化泥浆岩屑在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理。工艺采用撬装式装备对钻井期间产生的废弃泥浆进行同步收集和处理。主要工艺及相关流程如下：

共设置两套接收搅拌装置,作用是实现振动筛+除砂器+处理器+离心分离机等排出的废弃物接收、搅拌、储存并输送至泥浆脱稳搅拌装置。废磺化泥浆回收效率达到98%以上。首先进行均匀化调整，调整好后用污泥泵打入一级螺旋式混拌装置，同时加入与打入量相匹配量的沥水剂(聚合氯化铝)，主要目的是对磺化泥浆进行调质，吸附重金属离子和降低pH，在碳酸钙表面产生絮凝作用，加速沉降，将电离出的高价态金属阳离子与泥浆中带负电荷的胶体颗粒相互作用，颗粒表面的双电层被压缩，降低体系电位，不产生其他成分物质；加入破稳降粘剂(过碳酸钠浓度进一步降低。随后污泥打入二级螺旋式混拌装置，同时加入混凝聚结剂(硫酸亚铁)，改变磺化废弃泥浆的物理、化学性质，通过吸附架桥作用使脱稳后的较小颗粒快速凝聚成较大颗粒，进入固液分离装置进行泥水分离，泥水分离采用离心分离机，依靠离心作用实现液相和固相分离。整个反应过程采用专用加药搅拌设备，分离小罐加药、快速搅拌及转移，提高絮凝、降解工序的时间效率。

图 6.4-1 西北油田分公司不落地处置系统现场情况

处置过程通过添加聚合氯化铝、过碳酸钠、生石灰、硫酸亚铁等化学药剂实现废弃泥浆及岩屑的脱稳、破胶、氧化作用，发生脱稳氧化反应、降解有害物质，使胶体失去稳定性并粘结聚集形成絮状物，再经过机械压滤等措施将絮状物固液分离，分离出泥饼后固废量减少到原来泥浆量的50%，分离后的泥饼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；分离出的滤液水优先重复利用，剩余滤液水集中统一转运至塔河油田绿色环保站废液处理系统进行处置,检测达标后全部回注地层。

目前，西北油田分公司已有多处采用相同处理工艺的撬装化装置处理聚磺体系泥浆钻井岩屑。根据西北油田分公司固废历史检测数据结果，处理后废弃物可达到相关标准要求。具体数值见表6.4-1。

表 6.4-1　　处置后固体废物检测结果　　单位：mg/kg，pH 无量纲

污染源	检测项目	单位	检测结果	执行标准	标准限值	达标情况
固体废物	pH	无量纲	7.53～9.86	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)中表1综合利用标准限值	2.0～12.5	达标
	六价铬	mg/kg	＜2～2.31		≤13	达标
	铜		19.0～32.7		≤600	达标
	锌		65.2～96.5		≤1500	达标
	镍		19.0～34.2		≤150	达标
	铅		2.3～16.9		≤600	达标
	镉		0.6～6.2		≤20	达标
	砷		6.34～29.9		≤80	达标
	苯并(a)芘	μg/kg	0.03～0.30		≤0.7	达标
	含水率	%	3.3～25.4		≤60	达标
	含油率	%	0.02～0.09		≤2	达标
	COD	mg/L	33～148		≤150	达标

本项目采用的钻井固废随钻不落地处理技术属于《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)第4.2.2条款中钻井固体废物处理处置中的化学强化固液分离处理技术，目前该项技术在国内油田钻井现场已得到广泛应用，西北油田分公司钻井废弃泥浆现场均使用无害化处理工艺，处理后的固相经检测12项指标均达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中污染物限值要求，滤液水依托塔河油田绿色环保站废液处理系统处置，检测达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)控制指标后全部回注地层利用。

6.4.1.2 危险废物处理措施

废烧碱包装袋和废防渗材料应折叠打包存放在井场撬装式危废暂存间内，严禁随意丢弃。钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料收集产生的含油废物，含油废物收集后应置于铁质油桶内且不得超过者容器的3/4。危险废物必须由具有资质的机构或生态环境主管部门指定单位接收，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关

人员私自转让、买卖。

6.4.1.3 撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾处理措施

撬装式污水处理站污泥定期排入污泥池，通过泵打入小型叠螺式污泥脱水机，其脱水原理为污泥在浓缩部经过重力浓缩后，被运输到脱水部，在前进的过程中随着滤缝及螺距的逐渐变小，以及背压板的阻挡作用下，产生极大的内压，容积不断缩小，达到充分脱水的目的。经叠螺式污泥脱水机脱水后可确保污泥含水率低于 60%。

生活垃圾现场集中收集，与经脱水装置脱水后的污泥一同定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置。

综上，施工期采取的固废处置措施可行。

6.4.2 运营期固体废物处置措施

6.4.2.1 固体废物产生及处置情况

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、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥、钻井岩屑、钻井泥浆、撬装式污水处理站污泥、生活垃圾，分别采取桶装形式收集后，委托有资质单位接收处置。钻井泥浆循环使用不外排，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统,采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离出的钻井岩屑经无害化处理装置处理，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等。撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥和生活垃圾送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

一般工业固体废物情况见表 6.4-2，危险废物情况见表 6.4-3。

表 6.4-2　　一般工业固体废物污染源强一览表

序号	固体废物名称	代码	产生环节	物理性状	产生量（t/a）	属性	贮存方式	处理措施
1	钻井岩屑	SW12 900-099-S12	侧钻环节	固态	95.4m³/a	一般工业固体废物	岩屑池	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经无害化处理装置处理经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等
2	钻井泥浆	SW12 900-099-S12	侧钻环节	液态	/		循环使用	工程泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用
3	撬装式污水处理站污泥	SW90 462-001-S90	侧钻环节	固态	0.29		不贮存	现场集中收集，送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置
4	生活垃圾	SW64 900-099-S64	侧钻环节	固态	9.9	生活垃圾	生活垃圾桶	

表 6.4-3　　本项目危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量（t/a）	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	1.2	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T，I	收集后，由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	1.5	修井场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
废烧碱包装袋	HW49	900-041-49	0.6	修井场地清理环节	固态	氢氧化钠	氢氧化钠	/	T，In	
清罐底泥	HW08	071-001-08	0.2	集输与处理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	

6.4.2.2 危险废物处置措施可行性分析

(1)危险废物贮存及运输

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

(2)危险废物处置单位

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。本项目危险废物全部委托塔河油田绿色环保站进行处置，井场危险废物处理类别、处置能力见表 6.4-4。

表 6.4-4 塔河油田绿色环保站处理类别、处置能力一览表

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

塔河油田绿色环保站处理资质及处置类别涵盖了本项目 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前塔河油田绿色环保站已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 6 万 m^3/a，富余处理能力 2.1 万 m^3/a。因此，本项目危险废物全部委托塔河油田绿色环保站接收处置可行。

综上，运营期项目危险废物处置措施可行。

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废弃建筑垃圾等，属于一般工业固体废物，现场收集、合规暂存，委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。

6.5 生态保护措施可行性论证

6.5.1 施工期生态保护措施

本项目施工期严格控制井场临时占地面积，充分利用井场现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。类比塔河油田同类项目施工采取的生态环境保护措施，本项目采取的施工生态保护措施可行。

6.5.1.2 动植物保护措施

本项目通过采取施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，加强对施工人员的教育工作，强化风险意识，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对荒漠植物和野生动物的影响等措施减缓项目对区域动植物的影响。

区域井场恢复效果　　区域井场恢复效果

图 6.5-1　塔河油田植被恢复情况

类比塔河油田施工采取的动植物影响减缓措施，本项目采取的动植物影响减缓措施可行。

6.5.1.3 土壤影响减缓措施

本项目回填时应尽量注意恢复土壤原有密实度，留足适宜的堆积层，防止因降水、泄漏造成地表下陷，尽量按地形走向、减少挖填作用等措施减缓项目对土壤的影响。

6.5.1.4 水土流失防治措施

根据工程建设特点和当地的自然条件，本项目施工结束后进行场地平整，井场定期进行定时洒水等措施减少施工过程中产生的不利影响。

类比同类项目施工采取的水土流失减缓措施，本项目采取的水土流失防治措施可行。

6.5.1.5 防沙治沙措施

(1)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。

(2)施工结束，对施工场地进行清理、平整，防止土壤沙漠化；

(3)施工期间严格执行生态保护措施，杜绝破坏植被、造成沙化的行为。

类比同类项目施工采取的防沙治沙措施,本项目采取的防沙治沙措施可行。

6.5.1.6 永久基本农田生态保护措施

(1)对永久基本农田实施避让，井场等永久占地选址不得占用基本农田区域。

(2)在永久基本农田附近区域避免机械开挖，尽可能采取人工开挖，减少施工作业带范围。

(3)施工期间不得在永久基本农田范围内堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。

(4)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)加强施工人员的教育工作,施工机械不得随意行驶,碾压永久基本农田。施工单位应做好施工机械的保养工作，防止污染永久基本农田；

(6)施工废水及处理后的生活污水禁止排入附近的耕地内。

6.5.2 营运期生态恢复措施

本项目属于侧钻工程，地面设施依托现有，侧钻完成后，营运期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主。定期对现有管线进行巡检，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油，管线更换或修复作业结束后，应采取分层开挖，分层回填措施。

类比同类项目采取的生态恢复措施，本项目采取的生态恢复措施可行。

6.5.3 退役期生态恢复措施

单井进入开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入退役期。后期按照

要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013），项目针对退役期生态恢复提出如下措施：

（1）废弃井采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，地下截取一定深度的表层套管，清理场地，清除各种固体废物，及时回收拆除采油（气）设备过程中产生的落地油，经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

（2）临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

（3）临时占地范围不具备植被恢复条件的，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

（4）退役期井场集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

（5）各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

7 温室气体排放影响评价

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

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

7.1.1.1 温室气体排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：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临时火炬点燃，需核算该部分产生的 CO_2 和 CH_4 排放量。

(3)工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

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

(4)CH_4 逃逸排放

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

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

(5)CH_4 回收利用量

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

拟建工程未实施甲烷回收利用。

(6)CO_2 回收利用量

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

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

(7)净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消

费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1 **二氧化碳产排污节点汇总一览表**

序号	类别	产污环节	温室气体排放因子	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	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH_4	无组织
4	净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量	电力隐含排放	CO_2	--

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 温室气体排放核算边界

拟建工程温室气体排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

表 7.1-2 **核算边界及核算内容一览表**

序号	核算主体/核算边界	温室气体排放核算内容
1	采油三厂 2025 年第三期短半径侧钻项目	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 温室气体排放量核算过程

拟建工程涉及火炬燃烧排放、CH_4 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量。具体核算过程如下：

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

企业的化石燃料燃烧 CO_2 排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到。计算公式如下：

$$E_{CO_2_燃烧} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

$ECO_{2_燃烧}$为企业的化石燃料燃烧 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

i 为化石燃料的种类；

j 为燃烧设施序号；

$AD_{i,j}$为燃烧设施 j 内燃烧的化石燃料品种 i 消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万 Nm^3）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

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

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

6 座井场 6 台 200kW 加热炉年运行时间均为 4800h，真空加热炉年天然气消耗量为 69 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352.6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温室气体排放量)。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH_4 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO_2 及 CH_4 排放。

①计算公式

a.火炬燃烧排放计算公式：

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

式中，

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

$E_{CO2-正常火炬}$-正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-事故火炬}$-由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$E_{CH4-正常火炬}$-正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4；

$E_{CH4-事故火炬}$-事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4；

GWP_{CH4}-CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH4} 等于 21。

b.正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times \left(CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中，

i-火炬系统序号；

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

$CC_{非CO2}$-火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3；

OF-第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V_{CO2}-火炬气中 CO_2 的体积浓度，取值范围为 0～1；

V_{CH4}-为火炬气中 CH_4 的体积浓度；

c.事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2_事故火炬} = \sum_j GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times \left(CC_{(非CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{CH_4_事故火炬} = \sum_j \left[GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

上式中，

J-事故次数；

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

$T_{事故,j}$-报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

$CC_{(非\ CO2)j}$-第 j 次事故火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3；

OF-火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

$V_{(CO2)j}$-第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度；

V_{CH4}-事故火炬气中 CH_4 的体积浓度；

②计算结果

本项目核算火炬气温室气体排放主要为井场试采过程中火炬气排放量。相关参数如下表。

表 7.1-3　　**火炬燃烧排放活动相关参数一览表**

序号	场所	工况	火炬气流速(万 Nm^3/h)	持续时间(h)	火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量(吨碳/万 Nm^3)	火炬燃烧的碳氧化率	火炬气中 CO_2 的体积浓度	火炬气中 CH_4 的体积浓度
1	6 座井场	正常工况	0.006	48	5.0	0.98	0.032	0.8178

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 0.78 吨 CO_2。

(3)CH_4 逃逸排放

①计算公式

$$E_{CH_4_开采逃逸} = \sum_j \left(Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}\right) + \sum_j \left(Num_{gas,j} \times EF_{gas,j}\right)$$

式中，

$E_{CH4-开采逃逸}$-原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4；

J-不同的设施类型；

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

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

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

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

②计算结果

拟建工程为同时涉及原油开采和天然气开采，相关参数取值见下表。

表 7.1-4　　甲烷逃逸排放活动相关参数一览表

序号	场所	天然气系统	设施逃逸	井场个数
1	6 座采油井场	井口装置	0.23 吨/年·个	6

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 0.46 吨，折算成 CO_2 排放量为 28.98 吨。

(4)净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

①计算公式

a.净购入电力的 CO_2 排放计算公式

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

式中：

E_{CO2}-净电为报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

AD 电力为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时(MWh)；

EF 电力为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/MWh。

b.净购入热力的 CO_2 排放计算公式

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

式中:

E_{CO2}-净热为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

AD 热力为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

EF 热力为热力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/GJ。

②计算结果

拟建工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 153MWh,电力排放因子根据《关于发布 2022 年电力二氧化碳排放因子的公告》(2024 年第 33 号)中新疆电力平均二氧化碳排放因子为 0.6231 吨 CO_2/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量为 95.3t。

(5)温室气体排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南(试

行)》，化工企业的 CO_2 排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2_燃烧} + E_{GHG_火炬} + \sum_{S}\left(E_{GHG_工艺} + E_{GHG_逃逸}\right)_S - R_{CH_4_回收} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2_回收} + E_{CO_2_净电} + E_{CO_2_净热}$$

式中，E_{GHG}-温室气体排放总量，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-燃烧}$-核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

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

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

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

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH4-回收}$-企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4；

GWP_{CH4}-CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。取值 21；

$R_{CO2-回收}$-企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2。

$E_{CO2-净电}$-报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2；

$E_{CO2-净热}$为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2。

按照上述 CO_2 排放总量计算公式，则拟建工程实施后 CO_2 排放总量见表 7-2-8 所示。

表 7.1-5　　**温室气体排放总量汇总一览表**

项目	源类别	排放量(吨 CO_2)	占比(%)
拟建工程	燃料燃烧 CO_2 排放	352.6	55.76
	火炬燃烧排放	0.78	0.10
	工艺放空排放	0	0.00
	CH_4 逃逸排放	28.98	4.58
	CH_4 回收利用量	0	0.00
	CO_2 回收利用量	0	0.00

续表 7.1-5　　**温室气体排放总量汇总一览表**

项目	源类别	排放量(吨CO_2)	占比(%)
拟建工程	净购入电力、热力隐含的CO_2排放	95.3	39.56
	合计	477.66	100

由上表 7.1-5 分析可知，拟建工程CO_2总排放量为 477.66 吨.

7.2 减污降碳措施

拟建项目从工艺技术、节能设备和能源及温室气体排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，同时结合《甲烷排放控制行动方案》(环气候[2023]67号)中相关建议要求，提出如下措施。

7.2.1 工艺技术减污降碳措施

①拟建项目井场开采采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

②严格控制测试放喷时间，对于老井侧钻井场，可探索将测试放喷期间产生的天然气引入现有管线输送，减少火炬燃烧量。

7.2.2 电气设施减污降碳措施

拟建工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的CO_2排放量。具体措施主要有：

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

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

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

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

7.2.3 减污降碳管理措施

采油三厂建立有温室气体排放管理组织机构，对整个作业区能源及温室气体排放管理实行管理，并制定能源及温室气体排放管理制度，将温室气体排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及温室气体排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细地规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对温室气体排放情况进行有效管理。

后续加快研究建立甲烷排放核算、报告制度，逐步完善采油三厂甲烷排放量核算，实现甲烷排放常态化核算，实施掌握甲烷气体排放量。

7.3 温室气体排放评价结论及建议

7.3.1 温室气体排放评价结论

拟建项目实施后，温室气体排放总量为 477.66 吨 CO_2 当量。在工艺技术、节能设备和能源及温室气体排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少温室气体排放，对比同类企业温室气体排放水平，拟建项目吨产品 CO_2 排放强度相对较低。

7.3.2 温室气体排放建议

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

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

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

8 环境影响经济损益分析

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

8.1 经济效益分析

本项目投资 5800 万元，环保投资 230 万元，环保投资占总投资的比例为 3.97%。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田基础设施的建设。

因此本项目具有良好的社会效益。

8.3 环境措施效益分析

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

8.3.1 环保措施的环境效益

(1)废气

本项目井场现有真空加热炉使用净化后的天然气作为燃料，采出液采取管道密闭输送，加强阀门的检修与维护，从源头减少烃类气体的挥发量，通过采取相关治理措施后有效减少了废气中污染物的排放量，减少对大气的污染，污染物能达标排放，对周围环境的影响可接受。

(2)废水

本项目运营期废水包括采出水和井下作业废液，采出水随采出液经现有集输管线输送至三号联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，井下作业废液送至塔河油田绿色环保站处理。

(3)固体废弃物

本项目运营期产生的落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥均属于危险废物，分别采取桶装形式收集后，委托有资质单位接收处置。钻井泥浆循环使用不外排，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离出的钻井岩屑经无害化处理装置处理，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等。撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥和生活垃圾送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

(4)噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

(5)生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地。

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，由于侧钻工程中需要占用一定量临时用地，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。

根据生态影响评价分析，项目占地类型为裸土地，植被盖度较低。拟建项目在开发建设过程中，不可避免地会产生一些污染物，这些污染物都会对油田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油田开发区域内的环境。

项目的开发建设中对土地的占用产生一定程度的生态负效应。在数年内附之以有效的防护措施和生态修复措施，这种影响将会被局限在较小的范围内，不会呈现放大的效应。

8.3.2 环保措施的经济效益

本项目通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

8.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于侧钻工程需要占用一定量的临时土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 230 万元，环境保护投资占总投资的 3.97%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大地影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，提高全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

9.1.1 管理机构及职责

9.1.1.1 管理机构

本项目日常环境管理工作纳入采油三厂现有 QHSE 管理体系。

采油三厂建立了三级环境保护管理机构，形成了环境管理网络。环境保护管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，基层单位环境保护管理领导小组及其办公室为二级管理职能机构，班组为三级管理职能机构。

采油三厂设置有 QHSE(质量、健康、安全和环境)管理科，负责采油厂工业现场“三标”、QHSE 管理体系执行、环境保护、工业动火、防暑降温、交通安全、工伤、特种设备、防雷防静电、井控管理、劳动保护等工作的管理，为采油厂有效的开展环保工作提供了依据。

9.1.1.2 职责

(1)西北油田分公司采油三厂 QHSE 管理委员会

——贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令。

——作为最高管理部门负责组织制定 QHSE 方针、目标和管理实施细则。

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

——组织本单位 QHSE 工作大检查，每季度至少一次。

——负责对方案和体系进行定期审核，并根据审核结果对方案进行修正和

改进。

——组织开展本单位清洁文明生产活动。

——组织开展本单位环境宣传、教育工作。

——直接领导开发公司管理委员会。

(2)下辖管理区 QHSE 管理委员会职责

——负责运行期间 QHSE 管理措施的制定、实施和检查。

——对运行期间出现的问题加以分析,监督生产现场对 QHSE 管理措施的落实情况。

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

——配合上级主管部门组织全体员工进行环境保护知识的教育和培训。

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

(3)QHSE 兼职管理人员和全体人员

——QHSE 兼职管理人员和全体人员应清楚意识到环境保护的重要性。

——严格执行 QHSE 管理规程和标准。

——了解工程建设对环境的影响和可能发生的事故。

——严格按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

9.1.2 施工期的环境管理任务

(1)建立和实施施工作业队伍的 QHSE 管理体系。

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

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

(4)工程建设结束后，会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

9.1.3 运营期的环境管理任务

(1)本项目运行期的QHSE管理体系纳入西北油田分公司采油三厂QHSE系统

统一管理。

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

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

(4)编制各种突发事故的应急计划。

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

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

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

9.1.4 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,减少营运期事故的发生,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,分施工期和营运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	控制作业区边界,以避免增加对周边地表的扰动和破坏;工程结束后,建设单位应承担恢复生态的责任,及时对临时占地区域进行平整、恢复	施工单位、环境监理单位及建设单位	环境监理单位、建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		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		
		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		

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	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：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、环境监理单位及建设单位	环境监理单位、建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		防沙治沙	主体工程与防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，做好防护措施等		
	污染防治	施工扬尘、焊接烟气、车辆尾气、测试放喷废气	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖；使用无毒低尘焊条，车辆燃用合格燃料	施工单位、环境监理单位及建设单位	环境监理单位、建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		废水	钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用；酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理；生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于油田区域荒漠灌溉		
		固体废物	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，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等；含油废物、废烧碱包装袋和废防渗材料均属危险废物，收集后暂存在井场撬装式危废暂存间内，完井后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置；撬装式污水处理站产生污泥经脱水装置脱水处理后，与生活垃圾定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
运营期	正常工况	废水	采出水随采出液经集输管线输送至三号联合站处理，满足标准后回注地层，井下作业废液送至塔河油田绿色环保站处理	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	真空加热炉使用净化后的天然气作为燃料，采出液密闭集输		

续表 9.1-1　　**本项目环境管理和监督计划**

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
运营期	正常工况	固体废弃物	落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥均属于危险废物，分别采取桶装形式收集后，委托有资质单位接收处置。钻井泥浆循环使用不外排，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离出的钻井岩屑经无害化处理装置处理，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等。撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥和生活垃圾送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置	建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		噪声	选用低噪声设备、基础减振措施		
	事故风险		事故预防及油气泄漏应急预案		当地生态环境主管部门
退役期	施工扬尘		施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
	固体废物		废弃建筑垃圾等现场收集、合规暂存，委托周边有资质工业固废填埋场合规处置		
	噪声		选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	生态恢复		闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物		

9.1.5 施工期环境监理

本项目施工期对周边环境造成一定影响，在施工期阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。现场应重点对井场各类放喷池、撬装式危废暂存间等防腐、防渗内容进行环境监理，确保施工期废气、废水达标排放，固废妥善处置，减少对区域土壤、地下水环境和生

态的影响。

9.1.6 开展环境影响后评价工作相关要求

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

目前塔河油田 8 区、10 区已于 2021 年完成环境影响后评价工作。本项目实施后，工程内容发生变化，应在 3 年～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，接受生态环境主管部门的监督检查。

9.2 企业环境信息公开

9.2.1 公开内容

(1)基础信息

企业名称：中国石油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：阿克苏地区库车市境内塔河油田 8 区、10 区

主要产品及规模:①对现有 6 口老井(TH10434CH2 井、T754CH 井、TH10448CH 井、TK720CH2 井、TK890CH2 井、TH10349CH2 井)实施侧钻；②三号联站新增 1000 方水罐 1 座，对现有事故应急池进行改造。项目建成后 6 口井总产量为日产油 120t，日产气 0.9 万 m^3，未超原有规模。

(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 3.3-17。

本项目污染物总量控制指标情况见表 9.3-1。

(3)环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见采油三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;企业应当于每年 3 月 15 日前披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息；采油三厂在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部部令 第 24 号)第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

本项目污染物排放清单见表 9.3-1。

表 9.3-1 **污染物排放清单一览表**

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况			排污口信息		总量指标(t/a)	执行标准(mg/m^3)
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟气量(Nm^3/h)	排放浓度(mg/m^3)	排气筒高度(m)	内径(m)		
废气	井场	井场真空加热炉烟气	燃用净化后的天然气	/	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物非甲烷总烃 烟气黑度	4800	308	10 3 120 16 <1 级	8	0.2	--	颗粒物≤20； 二氧化硫≤50； NO_X≤200； 非甲烷总烃≤120； 烟气黑度<1 级
		井场无组织废气	采取管道密闭输送，加强阀门的检修与维护，从源头减少泄漏产生的无组织废气	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—	--	厂界非甲烷总烃≤4.0
				--	硫化氢							厂界硫化氢≤0.06mg/m^3

类别	噪声源	污染因子	治理措施	处理效果	执行标准
噪声	采油树、真空加热炉	$L_{Aeq,T}$	基础减振	降噪 10dB(A)	厂界 昼间≤60dB(A)； 夜间≤50dB(A)

续表 9.3-1

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(t/a)	执行标准(mg/L)
废水	采出水	石油类、SS	采出水随采出液经集输管线输送至三号联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层	—	—	—	悬浮固体含量≤35 含油量≤100
	井下作业废液	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至塔河油田绿色环保站处理	—	—	—	—

序号	污染源名称	固废类别	处理措施	处理效果
固废	落地油	含油物质(危险废物 HW08)	收集后定期由有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置
	废烧碱包装袋	其他废物（危险废物 HW49）		
	废防渗材料	含油物质（危险废物 HW08）		
	清罐底泥	含油物质（危险废物 HW08）		
	钻井岩屑	一般工业固体废物	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经无害化处理装置处理经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等	

续表 9.3-1 **污染物排放清单一览表**

序号	污染源名称	固废类别	处理措施	处理效果
固废	钻井泥浆	一般工业固体废物	工程泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用	全部妥善处置
	撬装式污水处理站污泥	一般工业固体废物	现场集中收集，送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置	
	生活垃圾	生活垃圾		
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《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)、《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)、《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ 19-2022)、《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)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	井场真空加热炉烟气	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃、烟气黑度	排气筒采样孔	每年 1 次

续表 9.4-1　　**本项目监测计划一览表**

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	井场无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	下风向场界外 10m 范围内	每年 1 次
地下水	潜水含水层	pH、总硬度、溶解性总固体、硫化物、石油类、石油烃(C_6-C_9)、石油烃(C_{10}-C_{40})、砷、六价铬	地下水上游及下游地下水井	每半年一次
土壤环境	土壤环境质量	石油类、石油烃(C_6-C_9)、石油烃(C_{10}-C_{40})、砷、六价铬、盐分含量、pH	井场采油树管道接口处	每年一次

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。

9.5 环保设施“三同时”验收一览表

本项目投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 9.5-1。

表 9.5-1　　**环保设施“三同时”验收一览表**

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							
废气	1	施工扬尘、焊接烟气、车辆尾气、测试放喷废气	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖；使用无毒低尘焊条，车辆燃用合格燃料	--	--	--	落实环保措施
废水	1	钻井废水	钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备	--	--	--	不外排
	2	生活污水	生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于油田区域荒漠灌溉	--	--	10	
	3	酸化压裂废水	酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理	--	--	10	
噪声	1	钻机、泥浆泵、振动筛、绞车、离心机、压裂车等	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	--	--	--	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
固废	1	钻井泥浆	井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用。钻井结束后用于下一口钻井使用	--	--	--	妥善处置

续表 9.5-1　　**环保设施“三同时”验收一览表**

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							
固废	2	岩屑	不落地无害化处理装置处理，经检测达标后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等	--	--	30	妥善处置
	3	含油废物	采用桶装密闭收集，暂存于井场撬装式危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置	--	妥善处置，不外排	10	经有资质单位处置
	4	废烧碱包装袋	折叠打包后暂存于井场撬装式危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置	--	妥善处置，不外排		经有资质单位处置
	5	废防渗材料					
	6	施工废料	不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置	--	--	6	妥善处置
	7	污泥	定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置	--	--	10	妥善处置
	8	生活垃圾		--	--		妥善处置
生态		生态恢复	控制井场施工范围，施工完成后，临时占地恢复原貌	--	临时占地恢复到之前状态	30	恢复原有地貌
		水土保持	防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘	--	防止水土流失	10	落实水土保持措施
		防沙治沙		--	防止土地沙化	20	落实防沙治沙措施
环境监理		开展施工期环境监理		--	--	20	—
营运期							
废气	1	加热炉烟气	以净化后天然气为燃料+8m高烟囱+排污口规范化	--	颗粒物≤20mg/m^3 SO_2≤50mg/m^3 NO_X≤200mg/m^3	--	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建燃气锅炉大气污染物排放限值

续表 9.5-1　　**环保设施“三同时”验收一览表**

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
营运期							
废气	1	加热炉烟气	以净化后天然气为燃料+8m 高烟囱+排污口规范化	--	非甲烷总烃≤120mg/m³，排放速率≤1.42kg/h	--	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率二级要求
废气	2	井场无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护	—	场界非甲烷总烃≤4.0mg/m³	--	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求
				--	场界硫化氢≤0.06mg/m³		《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中表 1 新扩改建项目二级标准
废水	1	营运期采出水	采出水随采出液经集输管线输送至三号联合站处理，达标后回注地层	--	--	10	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)
	2	营运期井下作业废液	收集后送至塔河油田绿色环保站处理	--	--	10	不外排
噪声	1	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、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥	由有危废处置资质单位接收处置	--	--	20	严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关规定进行固体废物的收集、暂存和储运

续表 9.5-1　　**环保设施“三同时”验收一览表**

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
营运期							
固废		钻井岩屑	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经无害化处理装置处理经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等	--	--	20	妥善处置
		钻井泥浆	工程泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用	--	--		
		撬装式污水处理站污泥	现场集中收集，送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置	--	--		
		生活垃圾		--	--		
防渗		将井口装置区划分为一般防渗区	防渗层防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1×10^{-7}cm/s 黏土层的防渗性能	—	渗透系数小于 1.0×10^{-7}cm/s	10	—
环境监测		废气、土壤、地下水	按照监测计划，委托有资质单位开展监测	--	污染源达标排放	10	--
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	—	—

续表 9.5-1　　**环保设施“三同时”验收一览表**

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
退役期							
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	--	--	1	--
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	--	--	1	--
固废	1	废弃建筑垃圾	现场收集、合规暂存，委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。	--	妥善处置	2	--
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况	--	恢复原貌	10	--
合计				—		230	—

10 结论

10.1 建设项目情况

10.1.1 项目概况

项目名称：采油三厂 2025 年第三期短半径侧钻项目

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对现有 6 口老井(TH10434CH2 井、T754CH 井、TH10448CH 井、TK720CH2 井、TK890CH2 井、TH10349CH2 井)实施侧钻；②三号联站新增 1000 方水罐 1 座，对现有事故应急池进行改造。

建设规模：项目建成后 6 口井总产量为日产油 120t，日产气 0.9 万 m^3，未超原有规模。

项目投资和环保投资：项目总投资 5800 万元，其中环保投资 230 万元，占总投资的 3.97%。

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、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址符合相关要求，工程选址合理。

10.1.3 产业政策符合性

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录(2024 年本)》(国家发展改革委令 2023 年第 7 号)相关内容，拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油天然气开采”。因此，拟建工程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开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》。本项目位于塔河油田内，项目占地范围内不涉及生态保护红线、水源地、自然保护区及风景名胜区等环境

敏感区，本项目不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

10.1.4“三线一单”符合性判定

本项目距离生态保护红线区最近约 1.4km，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经集输管线输送至三号联合站处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔河油田绿色环保站处理，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，井场加热炉使用清洁能源天然气，本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。本项目在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均不超过自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、七大片区、阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

10.2 环境现状

10.2.1 环境质量现状评价

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

地下水环境质量现状监测结果表明：监测期间潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、氟化物外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准要求。监测点中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、氟化物等因子超标与区域水文地质条件有关，区域蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。

声环境质量现状监测结果表明：井场场界噪声监测值昼间为 42dB(A)～

54dB(A)，夜间为 39dB(A)～42dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区标准要求。

土壤环境质量现状监测表明：根据监测结果，占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值；石油烃满足《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

本项目评价区域内无自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点，故不设置环境空气保护目标；本项目周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标;将井场边界外扩 1000m 范围内耕地作为土壤环境(污染影响型)保护目标，将井场边界外扩 5000m 范围内土壤作为土壤环境(生态影响型)保护目标；将生态影响评价范围内重要物种(胡杨、塔里木兔、苍鹰、红隼)、塔里木河流域水土流失重点治理区范围作为生态保护目标；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)井场真空加热炉使用净化后的天然气作为燃料。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；

(2)本项目定期巡检，确保集输系统安全运行。

(3)提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

从以往同类管道、井场的验收评价来看，以上环境空气污染防治措施可行。

10.3.2 废水污染源及治理措施

本项目运营期废水包括采出水和井下作业废液，采出水随采出液经集输管线输送至三号联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，井下作业废液送至塔河油田绿色环保站处理。

10.3.3 噪声污染源及治理措施

本项目井场周围地形空旷，井区内无人群居住，井场的噪声在采取有效的基础减振降噪措施后，再通过距离衰减，从声环境影响角度，项目可行，采取的声环境保护措施可行。

10.3.4 固体废物及处理措施

本项目运营期产生的落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥均属于危险废物，分别采取桶装形式收集后，委托有资质单位接收处置。钻井泥浆循环使用不外排，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离出的钻井岩屑经无害化处理装置处理，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等。撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥和生活垃圾送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

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

本项目营运期产生的废水主要有采出水、井下作业废液。采出水随采出液经集输管线输送至三号联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，井下作业废液送至塔河油田绿色环保站处理。本项目周边无地表水体，项目采出水、井下作业废液不外排，故本项目实施对地表水环境可接受。

10.4.3 地下水环境影响

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

10.4.4 声环境影响

井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间为 41.7dB(A)～44.0dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类昼间、夜间标准要求。从声环境影响角度，项目可行。

10.4.5 固体废物环境影响

本项目运营期产生的落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、清罐底泥均属于危险废物，分别采取桶装形式收集后，委托有资质单位接收处置。钻井泥浆循环使用不外排，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离出的钻井岩屑经无害化处理装置处理，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值要求（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等。撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥和生活垃圾送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置，可避免对周围环境产生不利影响。

10.4.6 生态影响

本项目不同阶段对生态影响略有不同，施工期主要体现在地表扰动影响、

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；村庄建设用地满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第一类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 50cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。采出液泄漏时，将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高。因此，本项目需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防护措施后，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行。

10.5 总量控制分析

结合本项目排放特征，确定项目总量控制指标为 NO_X 0t/a，VOC_S 0t/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三厂制定了应急预案，本项目实施后，负责实施的采油三厂将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减少

事故造成的损失，在可接受范围之内。在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，环境风险可防控。

10.7 公众参与分析

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》(部令第 4 号)的有关要求，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。根据西北油田分公司提供的《采油三厂 2025 年第三期短半径侧钻项目公众参与说明书》，本项目公示期间未收到公众反馈意见。

10.8 项目可行性结论

本项目的建设符合国家相关产业政策和自治区、阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案要求，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《西北油田分公司“十四五”规划》等。项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响可接受；采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施后，项目建设对区域生态影响可行；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。