

目 录

1 概述	3
1.1 项目由来	3
1.2 环境影响评价工作过程	3
1.3 分析判定相关情况	4
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	5
1.5 主要结论	6
2 总则	8
2.1 编制依据	8
2.2 评价目的和评价原则	14
2.3 环境影响因素和评价因子	16
2.4 评价等级和评价范围	18
2.5 评价内容和评价重点	27
2.6 评价标准	28
2.7 相关规划及环境功能区划	35
2.8 环境保护目标	39
3 建设项目工程分析	41
3.1 区块开发现状及环境影响回顾	41
3.2 现有工程	错误！未定义书签。
3.3 在建工程	51
3.4 本项目	53
3.5 依托工程	91
4 环境现状调查与评价	95
4.1 自然环境概况	95
4.2 环境质量现状监测与评价	97
5 环境影响预测与评价	114
5.1 施工期环境影响分析	114
5.2 运营期环境影响评价	124
5.3 退役期环境影响分析	182
6 环保措施可行性论证	184
6.1 环境空气保护措施可行性论证	184
6.2 废水治理措施可行性论证	185
6.3 噪声防治措施可行性论证	187
6.4 固体废物处理措施可行性论证	187
6.5 生态保护措施可行性论证	190

7 温室气体排放影响评价	199
7.1 温室气体排放分析	199
7.2 减污降碳措施	201
7.3 碳排放评价结论及建议	202
8 环境影响经济损益分析	203
8.1 经济效益分析	203
8.2 社会效益分析	203
8.3 环境措施效益分析	203
8.4 环境经济损益分析结论	205
9 环境管理与监测计划	206
9.1 环境管理	206
9.2 企业环境信息披露	216
9.3 污染物排放清单	216
9.4 环境及污染源监测	219
9.5 环保设施“三同时”验收一览表	220
10 结论	225
10.1 建设项目情况	225
10.2 环境现状	226
10.3 拟采取环保措施的可行性	227
10.4 项目对环境的影响	228
10.5 总量控制分析	230
10.6 环境风险评价	230
10.7 公众参与分析	231
10.8 项目可行性结论	231

1 概述

1.1 项目由来

塔河油田是我国陆上十大油田之一，是中石化西北油田分公司在塔里木盆地发现的最大油气田，资源量约 30 亿吨。目前西北油田分公司油气勘查开采矿权范围为采矿区 9 处，探矿区 17 处，分别由采油一厂、采油二厂、采油三厂、采油四厂、雅克拉采气厂进行管理开发。

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

塔河油田于奇区块由采油一厂进行管理，为维持区块原油生产能力，增大塔河油田整体开发效益，实现区块开发，西北油田分公司拟在新疆巴州轮台县于奇西区块内实施“采油一厂 2026 年第一期滚动及油气藏评价井地面工程”。建设内容主要为：①新建采油井场 2 座，新建单井集输管线 2 条、掺稀管线 2 条、燃料气管线 2 条；②YQ9-4X 井新建单井出油管线、掺稀管线各 2.95km；③配套完善电气、自控、结构、防腐、消防等公用工程。项目建成后平均单井日产油 20 吨。

1.2 环境影响评价工作过程

项目属于油气开采项目，位于巴州轮台县，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》和《关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修正）、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），本项目属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 7 陆地石油开采 0711”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

为此，西北油田分公司于 2026 年 1 月 20 日委托河北省众联能源环保科技

有限公司进行本项目的环评工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环境治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行第一次网络信息公示，并开展工程区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，评价单位完成了环境影响报告书征求意见稿。

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定

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

（2）规划符合性判定

本项目属于西北油田分公司油气勘探开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》。本项目位于塔河油田内，项目占地范围内不涉及生态保护红线、水源地、自然保护区及风景名胜区等环境敏感区，本项目不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

（3）生态环境分区管控要求符合性判定

本项目距离生态保护红线区（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）最近约 38.3km，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进入一号联合站处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，后期侧钻期间产生生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉，废水均不向外环境排放。本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。本项目在正常

状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均不超过自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、巴州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，采油井场地下水环境影响评价工作等级为二级，集输管线、掺稀管线、燃料气管线地下水环境影响评价工作等级为三级，声环境影响评价等级为二级，采油井场土壤生态影响型环境影响评价等级为一级，集输管线、掺稀管线土壤生态影响型环境影响评价等级为二级，燃料气管线可不开展土壤环境影响评价，采油井场土壤污染影响型环境影响评价等级为二级，集输管线、掺稀管线土壤污染影响型环境影响评价等级为三级，燃料气管线可不开展土壤环境影响评价；生态评价等级为二级；环境风险评价等级为简单分析。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本评价重点关注项目的实施对区域环境空气、地表水、地下水、土壤、生态的环境影响是否可接受，环境风险是否可防控，环保措施是否可行。

（1）本项目井场加热炉烟气中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放限值，烟气中非甲烷总烃排放满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率（1.42kg/h）二级要求。井场无组织废气非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求，H₂S 可满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表 1 二级新扩改建项目标准。项目实施对当地大气环境造成的影响可接受。

（2）本项目运营期废水主要为采出水、井下作业废水、生活污水，采出水随采出液最终送至联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收

罐收集后送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；后期侧钻期间产生生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉。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、落实地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，制定跟踪监测计划、建立跟踪监测制度，对地下水环境的影响可以接受，从土壤环境影响角度来看，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危险废物主要为落地油、废防渗材料、废液压油、废油桶以及后期侧钻产生的含油废物、废烧碱包装袋等，收集后在危废贮存库暂存，定期由有危废处置资质的单位接收处置。后期侧钻产生的磺化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后用于铺垫油区内的井场、道路等；后期侧钻过程产生的废油基泥浆及岩屑属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置；后期侧钻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，废药剂包装袋集中收集后送周边固废填埋场填埋处置。

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

（7）本项目涉及的风险物质主要包括原油、硫化氢、天然气，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

1.5 主要结论

综合分析，本项目符合国家及地方当前产业政策要求，选址和建设内容可满足国家和地方有关环境保护法律法规要求，符合新疆维吾尔自治区、巴州生态环境分区管控要求；项目通过采取完善的污染防治措施及生态恢复措施，污

染物可达标排放，项目实施后环境影响可接受、环境风险可防控。根据西北油田分公司提供的《采油一厂 2026 年第一期滚动及油气藏评价井地面工程公众参与说明书》，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) 《中华人民共和国生态环境法典》（2026 年 3 月 12 日发布，2026 年 8 月 15 日施行）；

(2) 《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）；

(3) 《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）；

(4) 《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）；

(5) 《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）；

(6) 《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）；

(7) 《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）；

(8) 《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 年第 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(2026 年版)》(环境部公告 2026 年第 2 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）；

（14）《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》；

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

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

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

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

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

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

(21) 《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）；

(22) 《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》；

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）；

(13) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）；

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

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

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

2.1.4 相关文件及技术资料

(1) 《采油一厂 2026 年第一期滚动及油气藏评价井地面工程可行性研究报告》（中国石油化工股份有限公司西北油田分公司）

(2) 《环境质量现状监测报告》；

(3) 西北油田分公司提供的其他资料;

(4) 环评委托书。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

(1) 通过环境现状调查和监测,掌握项目所在地的自然环境及环境质量现状。

(2) 针对本项目特点和污染特征,确定主要环境影响因素及其污染因子。

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

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

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

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

2.2.2 评价原则

(1) 坚持环境影响评价为项目建设服务,为环境管理服务,为保护生态环境服务。

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

(3) 全面贯彻环境影响评价导则、总纲,科学分析项目建设对环境质量的影响。

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

(5) 严格贯彻执行“达标排放”“总量控制”“以新带老”“排污许可”

等环保法律法规。

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

图 2.2-1 环境影响评价工作程序图

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

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

表 2.3-1 环境影响因素识别结果一览表

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

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

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

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

由表 2.3-1 可知，本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、声环境、土壤环境、生态环境要素中的地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物多样性、生物量损失、生态系统完整性等产生一定程度的负面影响；运营期开采及集输工程对环境的影响是长期的，最主要的是对自然环境中的环境空气、声环境、地下水环境、土壤环境、生态系统完整性等产生不同程度的直接的负面影响；后期侧钻表现在对自然环境要素中的环境空气、地下水环境、声环境、土壤环境、生态环境要素中的地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性等产生一定程度的负面影响；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，对生态环境的地表扰动产生短期的负面影响以及对生态环境其他因素的长期正面影响。

2.3.2 评价因子

根据环境影响因素识别结果，结合区域环境质量现状，以及本项目特点和

污染物排放特征，确定本项目评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 本项目评价因子一览表

环境因素	油气开采、集输工程			
时期	施工期	运营期		退役期
		油气开采、集输	后期侧钻	
大气	颗粒物、SO ₂ 、NO ₂ 、非甲烷总烃	非甲烷总烃、硫化氢、SO ₂ 、NO ₂ 、颗粒物	颗粒物、SO ₂ 、NO ₂ 、非甲烷总烃	颗粒物、SO ₂ 、NO ₂ 、非甲烷总烃
地表水	本项目不跨越、穿越地表水体，不设水文影响评价因子；无废水排放，不设污染影响评价因子			
地下水	耗氧量、氨氮、石油类	石油类	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	—
土壤	—	石油烃	石油烃	—
生态	地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生物多样性、生态系统完整性	生态系统完整性	地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生物多样性、生态系统完整性	地表扰动
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)
固体废物	生活垃圾、施工废料	落地油、废防渗材料、废液压油、废油桶、生活垃圾	含油废物、废防渗材料、废烧碱包装袋、磺化钻井岩屑、磺化钻井泥浆、撬装式污水处理站污泥、废药剂包装袋、生活垃圾、废油基泥浆及岩屑	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：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

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

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

(2) 城市农村选项确定

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

(3) 模型参数和污染源及其预测结果

本项目估算模式参数取值见表2.4-1；井场废气污染源参数见表2.4-2、2.4-3和表2.4-4；相关污染物预测及计算结果见表2.4-5。

表2.4-1 估算模型参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数（城市选项时）	/
2	最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		41.4
3	最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-36.0

4	测风高度/m	10
5	允许使用的最小风速 (m/s)	0.5

续表2.4-1 估算模型参数一览表

序号	参数		取值
6	土地利用类型		裸土地、林地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
		岸线距离/km	—
		岸线方向/°	—

表2.4-2 井场主要废气污染源参数一览表（点源，100%负荷）

序号	污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔(m)	排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	烟气流量(m³/h)	工况烟气流速(m/s)	烟气温度(℃)	年排放小时数(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
		经度(°)	纬度(°)										
1	井场加热炉烟气（以YQ9-7X井场为代表）								120	4800	正常	PM ₁₀	0.0094
												PM _{2.5}	0.0052
												SO ₂	0.0019
												NO ₂	0.0761
												非甲烷总烃	0.008

表2.4-3 井场主要废气污染源参数一览表（面源，100%负荷）

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
井场无组织废气（以YQ9-7X井场为代表）								8760	正常	H ₂ S	0.0008
										非甲烷总烃	0.021

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

序号	污染源名称	评价因子	$C_i(\mu g/m^3)$	$P_i(\%)$	$P_{\max}(\%)$	最大浓度出现距离 (m)	$D_{10\%}(m)$
1	井场加热炉烟气 (以 YQ9-7X 井场为代表)	PM ₁₀			6.91	10	—
		PM _{2.5}					
		SO ₂					
		NO ₂					
		非甲烷总烃					
2	井场无组织废气 (以 YQ9-7X 井场为代表)	非甲烷总烃			6.91	48	—
		硫化氢					

(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 $1\% < P_{\max} = 6.91\% < 10\%$, 根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)中评价工作分级判据, 本项目大气环境影响评价工作等级为二级评价。

2.4.1.2 地表水环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018), 本项目废水主要为采出水、井下作业废水及生活污水, 采出水随采出液一起进入联合站处理, 达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层; 井下作业废水采用专用废水回收罐收集, 酸碱中和后送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层; 后期侧钻期间产生生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉。拟建项目无废水直接排入地表水体, 地表水环境影响评价工作等级为三级 B。

2.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级

(1) 建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)附录 A 及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023), 本项目采油井场建设属于 I 类项目, 集输管线、掺稀管线建设属于 II 类项目, 燃料气管线建设属于 III 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	

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

(3) 评价工作等级判定

地下水评价工作等级划分依据见表 2.4-6。

表 2.4-6 地下水评价工作等级划分依据一览表

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

地下水评价工作等级见表 2.4-7。

表 2.4-7 地下水评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	和周边敏感目标关系	环境敏感程度	评价等级
采油井场	I 类	本项目井场及管线所在区域均不涉及集中式及分散式饮用水水源，不属于集中式饮用水水源保护区和准保护区以外的补给径流区，不涉及国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区及保护区以外的分布区，不涉及未划定准保护区的集中式饮用水水源及其保护区以外的补给径流区	不敏感	二
集输管线、掺稀管线	II 类		不敏感	三
燃料气管线	III 类		不敏感	三

本项目采油井场地下水环境影响评价工作等级为二级，集输管线、掺稀管线、燃料气管线地下水环境影响评价工作等级为三级。

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

(1) 声环境功能区类别

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

(2) 敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

项目井场周围 200m 范围内现状无声环境敏感目标。

(3) 评价工作等级判定

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

2.4.1.5 土壤环境影响评价工作等级

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

(1) 土壤环境污染影响型评价工作等级

① 建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目采油井场建设属于 I 类项目，集输管线、掺稀管线建设属于 II 类项目，燃料气管线建设属于 IV 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），“建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）和小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）”。

本项目新增永久占地面积 1.26hm^2 ，占地规模为小型。

③建设项目敏感程度

本项目井场周边 1km 范围内及管线 200m 范围内不涉及耕地、村庄等敏感点，土壤环境敏感程度为“不敏感”。

④评价工作等级判定

土壤环境污染影响评价工作等级见表 2.4-8。

表 2.4-8 土壤环境污染影响型评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	和周边敏感目标关系	环境敏感程度	评价等级
采油井场	I 类	井场周边 1000m 范围不涉及耕地等敏感目标	不敏感	二
集输管线、掺稀管线	II 类	管线两侧 200 米范围不涉及耕地等敏感目标	不敏感	三
燃料气管线	IV 类		不敏感	可不开展环境影响评价

本项目采油井场土壤环境污染影响评价工作等级为二级，集输管线、掺稀管线土壤环境污染影响评价工作等级为三级；燃料气管线可不开展土壤环境影响评价。

（2）土壤环境生态影响型评价工作等级

①建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目采油井场建设属于 I 类项目，集输管线、掺稀管线建设属于 II 类项目，燃料气管线建设属于 IV 类项目。

②建设项目敏感程度

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

③评价工作等级判定

土壤环境生态影响评价工作等级见表 2.4-9。

表 2.4-9 土壤环境生态影响型评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	土壤含盐量 (g/kg)	环境敏感程度	评价等级
采油井场	I 类	>4	敏感	一
集输管线、掺稀管线	II类	>4	敏感	二
燃料气管线	IV类	>4	敏感	可不开展环境影响评价

本项目采油井场建设土壤环境生态影响评价工作等级为一级，集输管线、掺稀管线土壤环境生态影响评价工作等级为二级；燃料气管线可不开展土壤环境影响评价。

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

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

（1）本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境。

（2）本项目不涉及自然公园、生态保护红线。

（3）本项目 YQ9-7X 井场、管线土壤影响范围内涉及有公益林，生态影响评价等级不低于二级。

（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面积 0.0126km²，新增临时占地面积为 0.0877km²，总面积≤20km²。

综合以上分析，本项目生态评价等级为二级。

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

(1) 危险物质及工艺系统危险性 (P) 的分级确定

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

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

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

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

$Q_1, Q_2 \dots Q_n$ 每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

本项目涉及的各项危险物质在厂界内的最大存在总量与其在环境风险评价导则 HJ169-2018 附录 B 中对应的临界量的比值 Q 计算结果见表 2.4-11。

表 2.4-11 建设项目 Q 值确定表

序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量 q_n /t	临界量 Q_n /t	该种危险物质Q值
1	天然气	74-82-8		10	
2	原油	—		2500	
3	掺稀油	—		2500	
4	硫化氢	7783-06-4		2.5	
项目Q值Σ					0.1768

经计算，本项目 Q 值 < 1 ，风险潜势为 I。

(2) 评价工作等级的划分

根据导则规定，环境风险评价工作等级划分方法见表2.4-12。

表2.4-12 环境风险评价工作等级划分一览表

环境风险潜势	IV、IV ⁺	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a

a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。

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

2.4.2 评价范围

根据本项目各环境要素确定的评价等级、本项目污染源排放情形，结合区域自然环境特征，按导则中评价范围确定的相关规定，各环境要素评价范围见表 2.4-13、附图 11。

表 2.4-13 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评 价 范 围
1	环境空气	二级	以井场为中心边长 5km 的矩形包络线区域
2	地表水环境	三级 B	—
3	地下水环境	二级	井场地下水流向上游 1km，下游 3km，两侧外扩 1km 的 8km ² 矩形区域
		三级	管线两侧 200m 的范围
4	声环境	二级	井场边界外 200m 范围
5	土壤环境 (污染影响型)	二级	井场边界外扩 200m 范围
		三级	管线边界两侧向外延伸 200m 范围
6	土壤环境 (生态影响型)	一级	井场边界外扩 5000m 范围
		二级	管线边界两侧向外延伸 200m 范围
7	生态	二级	井场周围 50m 范围，集输管线、掺稀管线、燃料气管线中心线两侧 300m，穿越公益林段，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km 范围
8	环境风险	简单分析	—

2.5 评价内容和评价重点

2.5.1 评价内容

根据本项目特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.5-1。

表 2.5-1 评 价 内 容 一 览 表

序号	项 目	内 容
1	概述	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的及评价原则、环境影响因素和评价因子、评价等级与评价范围、评价内容及评价重点、评价标准、相关规划及环境功能区划分析、环境保护目标

3	工程分析	(1) 区块开发现状及环境影响回顾：塔河油田于奇区块开发现状、塔河油田于奇区块环保手续履行情况、塔河油田于奇区块回顾性评价、环境问题及“以新带老”改进意见。 (2) 在建工程：基本情况、三同时执行情况、工艺流程及产排污节点。 (3) 本项目：项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、运营期污染源及其防治措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、三本账、污染物总量控制分析。 (4) 依托工程：本项目涉及依托的一号联合站、阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站、库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂、库车经济技术开发区工业固体废物填埋场等基本情况及依托可行性分析
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境质量现状监测与评价
5	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析（施工废气影响分析、施工噪声影响分析、施工期固体废物影响分析、施工废水影响分析、施工期生态影响分析） 运营期环境影响预测与评价（大气环境影响评价、地表水环境影响评价、地下水环境影响评价、声环境影响评价、土壤环境影响评价、固体废物影响分析、生态影响评价、环境风险分析） 退役期影响分析（退役期污染物情况、退役期生态保护措施）
6	环保措施可行性论证	针对本项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	温室气体排放影响评价	温室气体排放分析、减污降碳措施、温室气体排放评价结论及建议
8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性定量相结合的方式，对工程的环境影响后果进行经济损益核算，估算建设项目环境影响的经济价值
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账等相关要求；提出环境监测计划
10	结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.5.2 评价重点

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

2.6 评价标准

本次环境影响评价执行如下标准：

(1) 环境质量标准

环境空气：PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃ 执行《环境空气质量标准》

(GB3095-2026) 过渡阶段二级浓度限值要求；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 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 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 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。土壤盐化分级执行《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018) 附录 D 表 D.1 中干旱、半荒漠和荒漠地区土壤盐化分级标准；土壤酸化、碱化分级执行《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018) 附录 D 表 D.2 土壤酸化、碱化分级标准。

(2) 污染物排放标准

废气：加热炉烟气中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014) 表 2 新建锅炉大气污染物排放限值，加热炉烟气中非甲烷总烃排放满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 表 2 最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率 ($1.42\text{kg}/\text{h}$) 二级要求。厂界无组织排放非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中边界污染物控制要求；无组织排放 H_2S 执行《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93) 中表 1 二级新扩改建项目标准。

废水：施工期生活污水经处理后主要用于荒漠灌溉，执行《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019) 表 2 的 B 级标准；采出水随采出液进入联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 标准后回注地层，井下作业废水由井下作业施工队采用专用

废水回收罐收集，酸碱中和后运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，后期侧钻生活污水执行《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表 2 的 B 级标准。

噪声：施工噪声执行《建筑施工噪声排放标准》(GB 12523-2025)中相应限值；运营期井场边界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准。

(3) 控制标准

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

上述各标准的标准值见表 2.6-1 至表 2.6-3。

表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	二级标准	单位	标准来源
环境空气	PM ₁₀	年平均	60	μg/m ³	《环境空气质量标准》(GB3095-2026)过渡阶段二级浓度限值要求
		24 小时平均	120		
	PM _{2.5}	年平均	30		
		24 小时平均	60		
	SO ₂	年平均	60		
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	NO ₂	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		

续表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	二级标准	单位	标准来源
环境空气	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	《环境空气质量标准》(GB3095-2026)过渡阶段二级浓度限值要求
		1 小时平均	10		
	O ₃	日最大 8 小时平均	160	μg/m ³	

		1 小时平均	200		
	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m ³ 的标准
	H ₂ S	1 小时平均	0.01	mg/m ³	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值
环境要素	项目	取值时间	标 准	单位	标准来源
地下水	色	≤15		铂钴色度单位	《地下水质量标准》 （GB/T14848-2017）表 1 感官性状及一般化学指标 中Ⅲ类
	嗅和味	无		—	
	浑浊度	≤3		NTU	
	肉眼可见物	无		—	
	pH	6.5~8.5		—	
	总硬度	≤450		mg/L	
	溶解性总固体	≤1000			
	硫酸盐	≤250			
	氯化物	≤250		mg/L	
	铁	≤0.3			
	锰	≤0.10			
	铜	≤1.00			
	锌	≤1.00			
	铝	≤0.20			
	挥发性酚类	≤0.002			
	阴离子表面活性剂	≤0.3			
	耗氧量	≤3.0			
	氨氮	≤0.50			

续表 2.6-1

环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标 准	单位	标准来源
地下水	硫化物	≤0.02		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) 表 1 感官性状及一般化学指标 中Ⅲ类
	钠	≤200			
	总大肠菌群	≤3.0		CFU/100mL	《地下水质量标准》

	菌落总数	≤100		CFU/mL	(GB/T14848-2017) 表 1 微生物指标中Ⅲ类
	亚硝酸盐	≤1.00		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) 表 1 毒理学指标中Ⅲ类
	硝酸盐	≤20.0			
	氰化物	≤0.05			
	氟化物	≤1.0			
	碘化物	≤0.08			
	汞	≤0.001			
	砷	≤0.01			
	硒	≤0.01		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) 表 1 毒理学指标中Ⅲ类
	镉	≤0.005			
	铬（六价）	≤0.05			
	铅	≤0.01			
	三氯甲烷	≤0.06			
	四氯化碳	≤0.002			
	苯	≤0.01			
	甲苯	≤0.7			
	石油类	≤0.05		mg/L	参照执行《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) Ⅲ类标准
声环境	L _{Aeq, T}	昼间	60	dB(A)	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2 类区标准
		夜间	50		

表 2.6-2 土壤污染风险筛选值一览表

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

续表 2.6-2 土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	风险筛选值	单位	标准
4	铜	18000	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》 (GB36600-2018) 表 1、表 2 第二类用地筛选值
5	铅	800		
6	汞	38		

7	镍	900		
8	四氯化碳	2.8		
9	氯仿	0.9		
10	氯甲烷	37		
11	1,1-二氯乙烷	9		
12	1,2-二氯乙烷	5		
13	1,1-二氯乙烯	66		
14	顺 1,2-二氯乙烯	596		
15	反 1,2-二氯乙烯	54		
16	二氯甲烷	616		
17	1,2-二氯丙烷	5		
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10		
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8		
20	四氯乙烯	53		
21	1,1,1-三氯乙烷	840		
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8		
23	三氯乙烯	2.8		
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5		
25	氯乙烯	0.43		
26	苯	4		
27	氯苯	270		
28	1,2-二氯苯	560		
29	1,4-二氯苯	20		
30	乙苯	28		
31	苯乙烯	1290		
32	甲苯	1200		
33	间/对二甲苯	570		

续表 2.6-2 土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	风险筛选值	单位	标准
34	邻二甲苯	640	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1、表 2 第二类用地筛选值
35	硝基苯	76		
36	苯胺	260		
37	2-氯酚	2256		
38	苯并[a]蒽	15		
39	苯并[a]芘	1.5		
40	苯并[b]荧蒽	15		
41	苯并[k]荧蒽	151		
42	蒽	1293		
43	二苯并[a,h]蒽	1.5		
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15		
45	萘	70		
46	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	4500		
47	镉	0.6		
48	汞	3.4		
49	砷	25		
50	铅	170	mg/kg	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中农用地土壤污染风险筛选值（pH>7.5）
51	铬	250		
52	铜	100		
53	镍	190		
54	锌	300		

表 2.6-3 污染物排放标准一览表

类别	污染源	项 目	排放 限值	单位	标 准 来 源
废气	加热炉 烟气	颗粒物	20	mg/m ³	《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放限值
		二氧化硫	50		
		氮氧化物	200		
		烟气黑度	1	级	《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
		非甲烷总烃	120	mg/m ³	
			1.42（8m 高排气 筒）	kg/h	

续表 2.6-3 污染物排放标准一览表

类别	污染源	项 目		排放 限值	单位	标 准 来 源	
废气	井场、站 场无组 织废气	非 甲 烷 总 烃	厂界		4.0	mg/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制 要求
			厂 区 内	1 小时平 均浓度	10		《挥发性有机物无组织排放控制标准》 （GB37822-2019）中表 A.1 厂区内 VOCs 无组 织排放限值
				任意一次 浓度	30		
		H ₂ S		0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中 表 1 新扩改建项目二级标准		
废水	生活污 水	pH 值		6~9	—	《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表 2 的 B 级标准	
		化学需氧量		180	mg/L		
		悬浮物		90	mg/L		
		粪大肠菌群		40000	MPN/L		
		蛔虫卵个数		2	个/L		
	采出水、 井下作 业废水	悬浮固体含量		35.0	mg/L	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析 方法》（SY/T5329-2022）中表 1 V 级水质 主要控制指标	
		悬浮物颗粒直径 中值		5.5	μm		
		含油量		100.0	mg/L		
平均腐蚀率		0.076	mm/a				
施工 噪声	L _{Aeq, T}	昼间		70	dB(A)	《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）	
		夜间		55			
厂界 噪声	L _{Aeq, T}	昼间		60	dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 （GB12348-2008）2 类标准	
		夜间		50			

2.7 相关规划及环境功能区划

2.7.1 主体功能区划

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

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

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

2.7.2 生态环境保护

（1）相关规划

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆巴州轮台县境内，所在地涉及的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》等。

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

(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

综上所述，拟建工程符合《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》等相关规划、技术规范和政策法规文件要求。

2.7.3 生态管控方案符合性判定

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，巴州生态环境局发布了《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）》。拟建工程与上述文件中“三线一单”分区管控要求的符合性分析见表 2.7-4 至表 2.7-9，拟建工程与“生态保护红线”位置关系示意图附图 2，拟建工程与环境管控单元位置关系见附图 9。

表 2.7-5 本项目与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

表 2.7-7 本项目与《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

表 2.7-8 本项目与所在管控单元“轮台县一般管控单元”管控要求符合性分析一览表

综上所述，拟建工程符合《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157 号）中新疆维吾尔自治区总

体管控要求、《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单（2023 年）》中巴州总体管控要求、所在管控单元“轮台县一般管控单元”要求。

2.7.4 选址选线合理性分析

2.7.4.1 井场布置的合理性分析

根据现场调查井场均不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位、永久基本农田等敏感目标；根据《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区，井场布置无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能。

综上所述，井场、站场布置合理。

2.7.4.2 管线选线可行性分析

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

②管线走向周边无居民集中区域，两侧敏感点距离符合《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）的要求。

③管线施工结束后，对临时占地及时恢复，减少占地影响。

④本项目充分利用区域现有道路。

综上所述，本项目合理优化管线选线方案，减少管线的长度。管道两侧 10m 范围内无居民等敏感目标，敷设区域无城市规划区、水源保护地、森林公园等敏感目标，管线占地类型主要为裸土地、低密度草地、林地，均为临时占地，建设单位正在同步办理项目征地中。从环境保护角度看，管道选线可行。

2.7.5 环境功能区划

本项目位于塔河油田内，属于油气勘探开发区域，区域环境空气质量功能属于《环境空气质量标准》（GB3095-2026）二类区；区域尚无地下水功能区划，根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）地下水质量分类规定，区域地下水以工农业用水为主，属于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类区；

项目区域以油气开采为主要功能,声环境属于《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类功能区。

2.8 环境保护目标

本项目评价区域内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点,故不设置环境空气保护目标;本项目周边无地表水体,且项目废水全部妥善处置,不外排,故不再设置地表水保护目标;将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标;项目周边 200m 范围内无声环境敏感点,因此不再设置声环境保护目标;根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018),将井场边界外扩 5km,管线边界两侧向外延伸 200m 范围的土壤作为土壤生态影响型环境保护目标;本项目生态评价范围内不存在自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区,将生态影响评价范围内重要物种(塔里木兔)、塔里木河流域水土流失重点治理区、国家二级公益林为生态保护目标。将区域环境空气、区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。

环境保护目标见表 2.8-1 至 2.8-4。

表 2.8-1 地下水环境保护目标一览表

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

表 2.8-2 土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位及距离	功能要求
生态影响型		
评价范围内土壤	井场占地外5000m及管道周边200m范围内	不对区域盐碱化程度进一步加深

表2.8-3 生态保护目标一览表

环境要素	保护目标	保护范围	距最近距离(m)
生态	塔里木河流域水土流失重点治理区	井场周围 50m 范围, 管线中心线两	占用

	重要物种（塔里木兔）	侧 300m，管线穿越公益林段，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km 范围	项目用地不占用，评价范围内有分布
	国家二级公益林		部分管线穿越

表 2.8-4 环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	井场周边 3km 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	区域大气环境	—	—	—	0
管线周边 500m 范围内人口数小计						0
井场周边 3km 范围内人口数小计						0
管线周边 200m 范围内						0
大气环境敏感程度 E 值						E3

续表 2.8-4 环境风险保护目标一览表

地表水	序号	受纳水体名称	水域环境功能		24h 内流经范围	与排放点距离
	1	—	—		—	—
	地表水环境敏感程度 E 值					—
类别	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离（m）
地下水	1	调查评价范围内潜水含水层	G3	III类	D1	—
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

3 建设项目工程分析

本项目在新疆维吾尔自治区巴州轮台县境内塔河油田于奇区块内实施“采油一厂 2026 年第一期滚动及油气藏评价井地面工程”。主要建设内容为：①新建采油井场 2 座，新建单井集输管线 2 条、掺稀管线 2 条、燃料气管线 2 条；②YQ9-4X 井新建单井出油管线、掺稀管线各 2.95km；③配套完善电气、自控、结构、防腐、消防等公用工程。

为便于说明，本次评价对本次涉及的塔河油田于奇区块开发现状进行回顾；将 YQ9-6 井、YQ9-7X 井钻井工程作为在建工程进行介绍；将本次建设内容作为本项目进行介绍；将本项目依托的塔河油田一号联合、阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站、库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂、库车经济技术开发区工业固体废物填埋场作为依托工程进行分析。本次评价工程分析章节结构见表 3-1。

表 3-1 工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	区块开发现状及环境影响回顾	主要介绍塔河油田于奇区块开发现状、塔河油田于奇区块环保手续履行情况、塔河油田于奇区块回顾性评价、环境问题及“以新带老”改进意见
2	在建工程	基本情况、三同时执行情况、工艺流程及产排污节点
3	本项目	项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、运营期污染源及其防治措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、三本账、污染物总量控制分析
4	依托工程	本项目涉及依托的一号联合站、阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站、库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂、库车经济技术开发区工业固体废物填埋场等基本情况及依托可行性分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

本项目位于塔河油田于奇西区块内，故本次评价对于奇西区块开发现状及环境影响进行回顾。

(1) 井场、站场工程建设情况

塔河油田于奇区块位于轮台县和库车市交界处，面积为 802.35km²，是塔

河油田向北的外扩区域，塔河油田于奇区块隶属于采油一厂。截至 2025 年 4 月，于奇区块完钻 65 井次，建产 55 井次，建产率 84%，目前开井 34 口，混输泵站 9 座，日产油 953 吨，累产油 72.7 万吨，本项目位于于奇西区块范围内，本项目实施后日产油 1028 吨。塔河油田于奇区块不涉及中央环保督察要求退出的井，不在中央环保督察整改范围内。

（2）塔河油田于奇区块公辅工程建设情况

①给排水

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

②供热

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

③供电

塔河油田于奇区块范围内设置 35kV 变电站，用于区域各站场、井场供电，区域电力线路网覆盖较全面，钻井期用电主要从周边已有电力线路上接入。

（3）塔河油田于奇区块辅助工程建设情况

①集输管线及运输情况

区域井场就近进入周边混输泵站，最终输至一号联合站处理，分离后的油气通过已建管道外输，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，油田内部建设有主干路、支干路和通井道路，其中主干路按三级公路标准，支干路按四级公路标准，沥青混凝土路面；通井道路全部为砂石路面。

3.1.2 塔河油田于奇区块环保手续履行情况

塔河油田于奇区块环保手续履行情况如表 3.1-1 所示。

表 3.1-1 塔河油田于奇区块环保手续履行情况一览表

3.1.3 塔河油田于奇区块回顾性评价

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

3.1.3.1 生态影响回顾

(1) 植被环境影响回顾分析

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

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

①永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场、站场和道路占地。根据现场调查情况,塔河油田于奇区块的道路地面均进行了硬化处理,在井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理,站场有护栏围护。油气田内部永久占地范围的植被完全清除,主要为桧柳等,西北油田分公司已严格按照有关规定办理建设用地审批手续。

②临时占地植被影响回顾

a. 井场临时占地的恢复情况

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

地完钻后进行了迹地清理和平整。

站场周围恢复效果

井场周围恢复效果

b. 道路和管线

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

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

项目区勘探开发时间长，依托设施完善，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，尽量减少和避免对项目区域地表的扰动和破坏。施工结束后平整恢复了迹地，路面表层铺垫有砾石层，道路两侧植被正在恢复。

(2) 野生动物影响回顾分析

①破坏栖息环境

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

②人类活动对野生动物生存的干扰

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

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

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

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

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

(3) 生态保护措施回顾

①井场

钻井工程结束后，对井场永久占地范围内地表结合区块地表特点，铺设了水泥板，采取了必要的硬化措施，以减少侵蚀量。井场永久性占地面积为 60m×70m，符合施工设计要求。施工完成后，地面均进行了砾石铺垫处理。

②管线和道路

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

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

3.1.3.2 大气环境影响回顾评价

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

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

(2) 在井场、站场设置了可燃气体监测仪，可及时发现天然气泄漏并及时处理。

(3) 生产运行期加热炉采用清洁能源天然气为原料。

(4) 加强了油罐的保温和绝热措施，有效控制了罐内温度，减少了油罐呼吸量。

(5) 站场内设置可燃气体探测器，随时发现天然气泄漏并及时处理。

根据区域例行监测的结果显示，井场、站场加热炉废气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求，各井场、站场无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中表 1 新扩改建项目二级标准；无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求。因此，油气田开发对区域大气环境造成的影响可接受。

3.1.3.3 水环境影响回顾评价

塔河油田于奇区块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，深层地下磺化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。

塔河油田于奇区块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于奇区块地下水污染物浓度没有显著变化，油气田开发未对该区块主要供水层的地下水环境产生不良影响。

3.1.3.4 声环境影响回顾评价

塔河油田于奇区块现有噪声源主要来自井场、站场的各类机泵，于奇区块评价范围无居民区分布，不存在噪声扰民现象。油气田开发时间较长，已进入开发稳定期，工业活动较少，影响较小。

根据区域例行监测结果。区域各声环境敏感点均满足《声环境质量标准》

(GB3096-2008) 中 2 类区标准限值, 声环境质量较好。

3.1.3.5 固体废物影响回顾评价

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

钻井井场设置岩屑池, 其池底和池体压实, 采取 HJHY 系列二布一膜环保型防渗膜进行防渗, 磺化废弃泥浆和岩屑排入岩屑池。施工过程中, 岩屑池中的一开、二开上部的废弃泥浆和岩屑在单井废液池中干化后综合利用, 二开下部含磺化的钻井废弃物应用不落地达标处理技术, 进行固液分离, 分离出的磺化泥浆岩屑现场处理后, 达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB 65/T3997-2017) 标准中相应指标要求后用于铺垫油区内的井场、道路等; 生活垃圾合理处置。

落地油、废矿物油等危险废物均第一时间委托阿克苏塔河环保工程有限公司接收并进行达标处理。落地油、废矿物油收集、贮存、运送、处置过程中, 严格执行《危险废物转移管理办法》(生态环境部令第 23 号)。塔河油田于奇区块生活垃圾定期拉运至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

总体来说, 塔河油田于奇区块内生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善处置, 固体废物环境保护措施基本有效。

3.1.3.6 土壤环境影响回顾

根据油气田开发建设的特点分析, 塔河油田于奇区块开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质, 使表层土内有机质含量降低, 并且使土壤的富集过程受阻, 土壤生产力下降。在进行地面构筑物施工时, 将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏, 土壤表层结构、肥力将受到影响, 尤其是在敷设管线时, 对地表的开挖将对开挖范围内土壤剖面造成破坏, 填埋时不能完全保证恢复原状, 土壤正常发育将受到影响, 土壤易沙化风蚀。

此外, 营运过程中, 来自井场、站场产生的污染物对土壤环境可能产生一

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

根据现场调查及收集相关资料，采油一厂主要采取了以下措施防治土壤污染：

（1）“大气沉降”途径阻断措施

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

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

（2）“地面漫流”途径阻断措施

①采出水在塔河油田一号联合站处理后，直接回注单井或者通过增压站回注到单井。

②重点罐区、设置了围堰、地面硬化等措施。

（3）“垂直入渗”途径阻断措施

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

②对管线刺漏造成的土壤污染进行了及时清运，减少扩散范围，降低土壤污染风险。根据调查井场管线刺漏发生时，管线内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远

程自动关闭阀门。采油一厂第一时间封堵井场管线刺漏处土壤转运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行达标处理。含油污泥收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行国家《危险废物转移管理办法》。

③塔河油田于奇区块产生的含油污泥、压滤泥饼、废矿物油等危险废物均第一时间转运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行达标处理。含油污泥收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行国家《危险废物转移管理办法》。通过采取上述措施，大大降低了含油污泥暂存对土壤的污染风险。

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

3.1.3.7 环境风险回顾

塔河油田于奇区块隶属于采油一厂管理。采油一厂于 2025 年 12 月取得《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为 652923-2025-229-L。塔河油田于奇区块采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

3.1.3.8 与排污许可衔接情况

从评价调查及收集资料可以看出，采油一厂基本能做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌，废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范，废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置符合国家和自治区的相关要求进行规范管理，并自行开展了相关监测。采油一厂按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 版）》规定的范围，已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》（环监〔1996〕470 号）、《〈环境保护图形标志〉实施细则》（环监〔1996〕463 号）、《环境保护图形标志-排放口（源）》（GB15562.1-1995）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），采油一厂进一步建立完善了自行监测制度及排污口规范化管理制度。

3.1.3.9 清洁生产审核工作回顾

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

3.1.4 环境问题及“以新带老”改进意见

根据塔河油田于奇区块环境影响评价报告及现场调查情况，具体存在的问题如下：

- ①重点场站、储罐、装卸区密封点的 VOC_s 的控制和管理措施不够完善；
- ②信息公开不够规范；

整改方案：目前存在的问题已纳入塔河油田 2026-2027 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健全环境信息披露制度。按照《企业环境信息依法披露管理办法》（部令第 24 号，2021 年 12 月 11 日发布，2022 年 2 月 8 日实施）及《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》（环发〔2013〕81 号）、《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评〔2017〕4 号）等进行企业相关信息披露。

3.3 在建工程

在建工程主要为 YQ9-6 井钻井工程、YQ9-7X 井钻井工程，目前以上 2 口钻井正在钻井中。

3.2.1 基本情况

在建工程基本概况见表 3.3-1。

表 3.3-1 在建工程基本概况一览表

名称	YQ9-6 井	YQ9-7X 井
----	---------	----------

内容		
位置	轮台县	轮台县
坐标		
设计井深		
完钻原则	钻至目的层	
完井形式	裸眼完钻	
井场布置	钻井平台、应急池、放喷池、泥浆暂存池等设施，撬装设施包括发电机房、泥浆罐、泥浆泵、柴油罐等	

3.2.2 三同时执行情况

在建工程三同时执行情况见表 3.3-2。

表 3.3-2 在建工程环评及验收情况一览表

3.2.3 工艺流程及产排污节点

现阶段钻井工程尚未结束，结合环评阶段产污节点识别，废气污染源主要为施工扬尘和放喷废气，目前施工过程中已采取了车辆减速慢行、加盖苫布等措施，经咨询现场作业人员，测试放喷作业时间可控制在一周内；废水污染源主要为废酸化压裂废水和生活污水，目前酸化压裂废水尚未产生，后期产生后采取加碱中和后拉运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；施工营地设置有污水罐，生活污水排入井场撬装化生活污水处理装置处理，处理达标后用于区域荒漠灌溉；噪声污染源主要为泥浆泵、钻机和放喷气流噪声，采取基础减振等降噪措施。固体废物为岩屑、泥浆、含油废物及生活垃圾，根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离出的钻井岩屑经无害化处理装置处理，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等；含油废物由有危废处置资质单位接收处置；生活垃圾送至库车景胜新能源环保有限公司生活

垃圾焚烧发电厂处置。

3.4 本项目

3.3.1 项目概况

项目基本情况见表 3.4-1。

表 3.4-1 项目基本情况一览表

项目			基 本 情 况	
项目名称			采油一厂 2026 年第一期滚动及油气藏评价井地面工程	
建设单位			中国石油化工股份有限公司西北油田分公司	
建设地点			新疆巴州轮台县境内	
建设性质			改扩建	
总投资			项目总投资 1300 万元，其中环保投资 60 万元，占总投资的 4.62%	
占地面积			占地面积 10.03hm ² （其中永久占地面积为 1.26hm ² ，临时占地面积 8.77hm ² ）	
工程 内 容	主体 工程	油气集输 工程	井场工程	新建采油井场 2 座
			管道工程	新建单井集输管线 2 条、掺稀管线 2 条、燃料气管线 2 条；YQ9-4X 井新建单井出油管线、掺稀管线各 2.95km；
	公辅 工程	供电	依托区域电网供电	

续表 3.4-1 项目基本情况一览表

项目			基 本 情 况	
工程 内 容	公辅 工程	给排水	施工期用水采用罐车拉运，施工期管线试压废水泼洒抑尘，生活污水依托采油一厂于奇基地现有生活污水处理装置处理。 运营期采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层；井下作业废水运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，后期侧钻期间产生生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉	
		供热系统	运营期井场采用真空加热炉加热	

		防腐工程	本项目管线采用埋地敷设，管线采用耐腐蚀性好的柔性复合管，不需要额外采取防腐措施，掺稀管线、燃料气管线采用采用聚丙烯网状增强纤维防腐胶带。从生产厂家运来的管线及设备均已在厂家做好内外防腐，只在施工现场进行安装连接。
		道路系统	依托区块现有道路
		自控工程	井场关键参数设置检测仪表，通过现有 RTU 将仪表信号上传上级站场，实现远程监控。站场扩建工艺部分关键参数设置检测仪表，信号接入站场控制系统
	环保工程	废气	施工期：采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接作业时使用无毒低尘焊条；运营期：加热炉使用净化后的天然气作为燃料，采取密闭措施；退役期：采取洒水抑尘的措施
		废水	施工期：管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘；生活污水依托采油一厂于奇基地现有生活污水处理装置处理；运营期：运营期废水包括采出水、井下作业废水及生活污水，采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层，达标后回注地层，井下作业废水送阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，后期侧钻期间产生生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉；退役期：无废水产生
		噪声	施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间；运营期：选用低噪声设备、基础减振；退役期：合理安排作业时间

续表 3.4-1

项目基本情况一览表

项目			基 本 情 况
工程内容	环保工程	固体废物	施工期：施工土方全部用于管沟回填和井场平整；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托库车经济技术开发区工业固体废物填埋场合规处置； 运营期：落地油、废防渗材料、废液压油、废油桶以及后期侧钻产生的含油废物、废烧碱包装袋等，收集后危废贮存库暂存，定期由有危废处置资质单位接收处置；后期侧钻产生的磺化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，磺化岩屑和非磺化岩屑经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等，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；后期侧钻过程产生的废油基泥浆及岩屑属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置；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，废药剂包装袋集中收集后送周边固废填埋场填埋处置。 退役期：退役期设备拆除过程中产生的落地油收集后送阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站妥善处置；建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵
		环境风险	管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声检查，井场设置可燃气体报警仪
工程内容	环保工程	生态	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗； 运营期：管道上方设置标志，定时巡查井场、管道，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育； 退役期：洒水降尘，地面设施拆除
劳动定员			本项目依托塔河油田现有巡检人员，拉油井场新增劳动定员 3 人
工作制度			年工作 365d，年工作 8760h
组织机构			新建井场依托现有的组织机构，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 2794.91km²，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%。

3.3.2.2 勘探开发概况

塔河油田位于阿克库勒凸起轴部和翼部，截至目前，累计提交探明面积 445km^2 ，石油地质储量 $29593 \times 10^4\text{t}$ ，动用储量 $26767 \times 10^4\text{t}$ ，标定可采储量为 $4768 \times 10^4\text{t}$ ，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 $2287.69 \times 10^4\text{t}$ ，累产水 $1149.51 \times 10^4\text{t}$ 。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。

3.3.2.3 地质构造

塔河油田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 T_7^4 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。

结合投产井生产情况，可划分为 5 个构造单元：北东部 S46-S48 鼻状构造高、S62 残丘发育区、中部 S74-S76 长轴断隆、南东部 S79-T701 构造斜坡、南西部 S86-S91 断隆缓坡。S46-S48 鼻状构造高、S62 残丘发育区和 S74-S76 长轴断隆中北部位于上奥陶剥蚀区，S74-S76 长轴断隆南部与 S79-T701 构造斜坡、S86-S91 断隆缓坡位于上奥陶覆盖区。

3.3.2.4 区带或层系

全区主要发育三条北东向断裂带，西部以“Y”字形逆冲断裂为主，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 F_1 - F_3 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”字型为主，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 F_6 、 F_7 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 F_{11} 北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。

3.3.2.5 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。

3.3.3.6 油气藏流体性质

(1) 原油性质

塔河油田于奇区块原油属于高粘度、高含硫、低含蜡的重质原油。工区原油性质在平面上呈北高南低趋势。

表 3.3-2 原油物性参数表

区块	密度 (g/cm^3)	凝固点 ($^{\circ}\text{C}$)	粘度 ($\text{mPa} \cdot \text{s}/50^{\circ}\text{C}$)	含蜡 (%)
YQ 区	0.934	24	875	2.2

(2) 天然气性质

塔河油田于奇区块伴生气相对密度平均为 0.778，氮气平均 4.74%，二氧化碳平均 2.73%，硫化氢平均 $6578\text{mg}/\text{m}^3$ 。

表 3.3-3 伴生气物性参数表

区块	相对密度	体积百分数 (%)							
		C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	N_2	CO_2	$H_2S(\text{mg}/\text{m}^3)$
YQ 区	0.778	70.53	11.77	6.23	2.84	0.71	4.74	2.73	6578

(3) 地层采出水物性

目前井区平均地层水密度为 $1.141\text{g}/\text{cm}^3$ ，pH 值为 6.3；总矿化度为 $218033\text{mg}/\text{L}$ ， Cl^- 为 $133522\text{mg}/\text{L}$ 。为 CaCl_2 型水，属封闭环境下的高矿化度地层水。

(4) 掺稀油物性

目前掺稀油密度 $0.89\text{g}/\text{cm}^3$ ， 30°C 运动粘度 $210.7\text{mm}^2/\text{s}$ ，凝固点为 4°C ，含盐量 $109\text{mg}/\text{L}$ 。

3.3.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.4-2。

表 3.4-2 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	新建井场	座	
2		单井产油量	t/d	
3		平均气油比	m^3/t	
4		动用储量	万 t	
5		集输管线	km	
7		掺稀管线	km	
8		燃料气管线	km	
9	能耗指标	年电耗量	$10^4\text{kWh}/\text{a}$	
10		天然气耗量	万 m^3	
11		后期侧钻耗水量	$\text{m}^3/100\text{m}$	
12	综合指标	总投资	万元	
13		环保投资	万元	
14		永久占地面积	hm^2	
15		临时占地面积	hm^2	
16		劳动定员	人	
17		工作制度	h	

3.3.4 工程组成

本项目主要包括井场工程、集输工程及封井工程，项目组成及周边关系见

附图 2。

3.3.4.1 井场工程

(1) 建设内容

本项目新建采油井场 2 座，各井场均设置加热炉 1 座，采出液经井场真空加热炉加热，加热后的采出液通过井集输管线输送至就近井场，最终送至联合站处置；

本项目井场主要工程内容见表 3.4-3。

表 3.4-3 本项目井场主要工程内容一览表

3.3.4.2 油气集输工程

本项目新建管线敷设情况见表 3.4-5。

表 3.4-5 管线部署一览表

3.2.4.3 后期侧钻

(1) 钻前工程

后期侧钻钻前工程主要施工设备为机械钻机、运输车、装载机及配套设施，设备设施情况见表 3.4-6。

表 3.4-6 单座井场钻前工程主要内容和工程量一览表

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

(2) 钻井工程

①钻井液体系设计

老井侧钻使用 KC1 聚磺体系泥浆，膨润土（2%~5%）+烧碱（0.2%~0.5%）+磺化酚醛树脂（2%~5%）+磺化褐煤树脂（2%~4%）+防塌剂（2%~5%）+润滑剂（1%~3%）+氯化钾（7%~10%）+加重剂，设计密度 $1.10\sim 1.30\text{g/cm}^3$ 。由于水平井轨迹的特殊性，为了保障井壁稳定和减小井壁对钻具、管柱的摩阻，提高泥浆的润滑性，采用聚磺混油体系，在聚磺体系钻井液中加入了 8%~12% 的柴油或原油。

②固井方案

采用套管开窗完钻或裸眼一开完钻。

③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。单座老井侧钻施工平均天数为 55d。

④主要设备设施

后期侧钻钻井工程主要施工设备为机械钻机、运输车、装载机及配套设施，设备设施情况见表 3.4-7。

表 3.4-7 单座井场施工所用机械一览表

设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
机械钻机	ZJ70 型钻机	—	—	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
泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	2 台
循环罐	—	60	m^3	7 个
振动筛	—	—	m^3/h	2 台
除气器	ZCQ220	240	m^3/h	1 台
钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m^3/h	1 台

离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m ³ /h	1 台
液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m ³ /h	1 台
钻台紧急滑道	—	—	—	按标准配套
环形防喷器	FH35-35	35	MPa	1
单闸板防喷器	FZ35-70	70	MPa	1
双闸板防喷器	2FZ35-70	70	MPa	2
压井管汇	YG78/103-70	70	MPa	1
节流管汇	JG78/103-70	70	MPa	1
运输车辆	—	—	辆	10
装载机	—	—	辆	2

(3) 原辅材料

后期侧钻钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等，钻井期用电通过附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。由于涉及具体商业机密，本次仅给出钻井液主要成分材料，原材料消耗情况见表 3.4-8。

表 3.4-8 单座井场钻井工程原材料消耗一览表

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

	素/CMC-LV 等			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	降滤失剂
8	中分子聚合物/LP++等	t	4	低粘度乳液聚合物，钻井液稳定剂、增粘和降滤失剂	钻井液降滤失剂
9	小分子聚合物/双聚铵盐 NP-2 等	t	4	聚丙烯腈复配铵盐	钻井液降滤失剂
10	抗温降滤失剂/HX-E/TSH-2 等	t	2	树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善泥饼质量，具有抗盐和抗高温特点	钻井液降滤失剂
11	磺化酚醛树脂/SMP-2/3	t	8	水溶性树脂，玫瑰红透明色粘稠液体，耐高温降失水，同时有防塌、控制粘度的作用，抗盐性能好	钻井液处理剂
12	磺化褐煤树脂/SPNH	t	2	酚醛树脂和腐植酸缩合物	钻井液抗高温抗盐降滤失剂
13	加重剂/重晶石粉	t	51	主要成分 BaSO ₄ ，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm ³	钻井液加重剂
14	加重剂/石灰石粉	t	4	主要成分 CaCO ₃ ，可溶于含 CO ₂ 的水，可溶于盐酸等无机酸，以减轻对油层的污染	钻井液加重剂

续表 3.4-8

单座井场钻井工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
15	除硫剂	t	5	主要成分碱式碳酸锌，白色细微无定形粉末，无臭、无味	钻井液除硫剂
16	防塌剂（胶体）/SY-A01 等	t	3	黑色胶状物、均匀分散，无漂浮固状物	钻井液絮凝剂、页岩抑制剂防塌剂
17	防塌剂（粉剂）/FT-1A/KH-N/DYFT-2	t	8	磺化沥青，粉状，可吸附在黏土上阻止页岩颗粒分散，吸附在页岩微缝上阻止水渗入，改善井壁泥饼润滑性，抗盐性好	钻井液防塌剂
18	润滑剂/PRH-1/TRH-1 等	t	5	仿烃类衍生物复配，棕褐色液体	钻井液润滑剂
19	氯化钾	t	3	无色立方晶体或白色结晶，可抑制井壁泥饼页岩水化膨胀或坍塌	提高钻井液黏度和切力，抑制盐岩井段盐溶，钻井液防塌剂
20	超细碳酸钙	t	5	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙	钻井液酸中和剂，调节泥浆 pH 值
21	固体润滑剂/SHR-102 等	t	3	特种树脂，黑色粉末	钻井液抗盐抗高温降滤失剂
22	随钻堵漏剂/TYSD-1/	t	3	灰白色粉末，随钻堵漏剂改性植物纤维系改性天然植物高分子复合材料，具有良好的水溶胀桥接	堵漏裂缝性漏失，钻井液随

	TP-2 等			封堵动能，粘附性强，不受电解质污染影响，无毒，无害。	钻堵漏剂
23	润滑剂	t	2	硫化脂肪酸皂，亚硝酸钠等，具有良好的抗磨阻性和降黏附性，无荧光干扰，不影响地质录井	改善钻井液润滑性，钻井液润滑剂

（3）储层改造工程

①储层改造工艺

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

②改造材料及配方

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

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

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

③酸压设备配置

酸压施工设备分为地面动力机械设备和井下工具，具体设备设施情况见表 3.4-9。

表 3.4-9 单座井场酸压施工所用机械一览表

设备或部件名称	主参数	单位	数量
运输车辆	—	—	5 辆
混砂车	—	—	6 辆
供液系统	—	—	1 套

压裂车	20	m ³	6 辆
酸罐车	20	m ³	6 辆
加压泵组	—	—	2 套
废液收集罐	30	m ³	10 个
钻采一体化井口装置	—	—	1 套
三相计量分离器	—	—	1 套
原油储罐	50	m ³	4 个
放空火炬	—	—	1 个

3.2.4.4 封井工程

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

3.3.4.5 公辅工程

（1）供电工程

本项目供电依托区域现有供电系统。

（2）供排水工程

①给水

施工期：施工用水主要包括生活用水及管线试压用水。生活用水由罐车拉至井场，单座井场工程井队人数约 10 人，施工周期 60 天，按生活用水量 100L/d·人计，本项目井场生活用水量总计约 180m³。管道试压用水由罐车拉运至井场，用水量共计约 33.6m³，主要用于管道试压。

运营期：后期侧钻用水由罐车拉至井场，用水量约 104m³，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 55d，按生活用水量 $100\text{L}/\text{d} \cdot \text{人}$ 计，则本项目新建 2 座井场生活用水量总计约 $660\text{m}^3/\text{a}$ 。

②排水

施工期废水主要为生活污水、管线试压废水。生活污水产生量约 144m^3 ，生活污水定期拉运至采油一厂生活污水处理装置处理。管线试压废水约为 33.6m^3 ，试压废水重复使用，试压结束后用于洒水抑尘。

运营期采出水随油气混合物送至联合站处理，处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；后期侧钻产生生活污水经井场撬装化生活污水处理装置处理达标后用于周边荒漠灌溉。

（3）供热工程

运营期新建井场采用井口加热工艺，加热对象为采出液，通过加热炉加热至 65°C 后外输。加热炉燃料气由现有燃料气阀组敷设管线至井场，气源为联合站内处理后的天然气。本项目井场加热炉年使用时间 4800h，燃料气年消耗量 69 万 m^3 。燃料气低位发热值为 $33.4\text{MJ}/\text{m}^3$ 。其组分见表 3.4-10。

表 3.4-10 燃料气组分一览表

燃料气来源	组分	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	CO_2	N_2	总硫 (mg/m^3)
联合站	含量, mol%	89.06	2.96	0.51	0.03	0	0.45	6.71	≤ 20

（4）防腐工程

本项目管线采用埋地敷设，管线采用耐腐蚀性好的柔性复合管，不需要额外采取防腐措施，外做保温，掺稀管线、燃料气管线采用 2PE 防腐。从生产厂家运来的管线及设备均已在厂家做好内外防腐，只在施工现场进行安装连接。

（5）自控工程

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

（6）道路

目前塔河油田周边紧邻沙漠公路、库东公路，油田内部建设有主干路、支干路和通井道路，其中主干路按三级公路标准，支干路按四级公路标准，沥青混凝土路面；通井道路全部为砂石路面；根据现场踏勘，目前井场正在钻井，已建设有通井砂石路面，本项目依托区域道路及通井道路可行。

(7) 硫平衡

本项目井场硫化氢浓度相对较高， H_2S 含量最高为 $6578\text{mg}/\text{m}^3$ ，天然气中的硫化氢一小部分在井场以无组织形式释放，剩余部分输至一号联合站进一步处理。硫平衡图如下：

图 3.4-1 本项目硫平衡图 单位：t/a

3.3.4.6 环保工程

塔河油田现有环保设施比较齐全，依托的站场配套有采出水处理系统，区域还建有阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站。运营期采出水处理、落地油及废防渗材料等危险废物处置均依托区域现有联合站配套设施和第三方有危废资质的单位处理。

3.3.5 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井场工程及管线工程内容，工艺流程及排污节点分述如下：

3.3.5.1.1 井场工程

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

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气和焊接废气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量，焊接作业时使用无毒低尘焊条；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养

降低噪声；固体废物主要为设备废弃包装、生活垃圾，设备废弃包装现场收集，拉运至库车经济技术开发区工业固体废物填埋场合规处置；生活垃圾收集后统一送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

3.3.5.1.2 管线工程

管线工程主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、收尾工序等。施工方案见图 3.4-2。

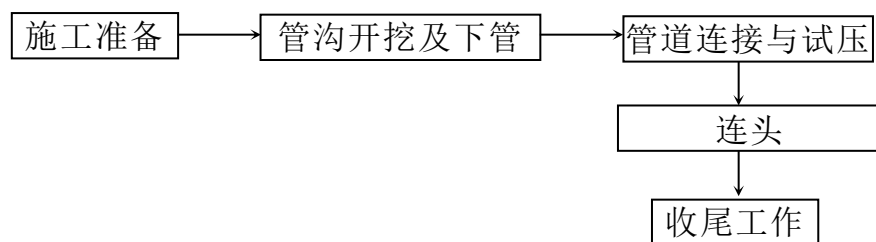


图3.4-2 施工阶段工艺流程图

①施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约5m的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点。

②管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽 0.8m，沟深 1.6m，管沟边坡比为 1:1，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电（光）缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电（光）缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。本项目所有线路管道均采用外防腐保温层保护方案，集输管道补口和热煨弯管防腐保温结构为：无溶剂液体环氧涂料（厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ ）+硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+辐射交联聚乙烯热收缩带（套）。管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。本项目集输管线最

小管顶埋深 1.2m。管道施工示意图见图 3.4-3。

图 3.4-3 一般地段管道施工方式断面示意图

(3) 管道连接与试压

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

(4) 连头

管线施工完成后在井场及站场将管线与阀门连接。

(5) 收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁 300mm 范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过 10mm，然后采用原土进行回填，管顶距自然地坪不小于 1.2m 且管沟回填土高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富余量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气；土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量，焊接过程中使用合格无毒焊条；废水污染源主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后用于区域降尘；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物为管沟开挖产生的土方，施工结束后用

于回填管沟及场地平整；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托库车经济技术开发区工业固体废物填埋场合规处置。

3.3.5.2 运营期

本项目工艺流程主要包括油气开采、管线集输及井下作业。

(1) 油气开采

根据塔河油田目前生产情况、油气藏性质和配产情况，采取掺稀采油方式。

(2) 管线集输

拟建工程采用管线集输工艺。稀油经就近井场引出，经拟建掺稀管线输至各井场，然后注入井口与井口采出液进行掺稀（目的为降低井底油品粘度，以满足原油集输的需要），经掺稀后的采出油气通过井场真空加热炉进行加热（加热炉原料气气源来自周边井场燃料气阀组，经拟建燃料气管线密闭输至井场），经加热后的采出油气通过拟建集输管道输送至就近井场，最终通过现有集输管线输至一号联合站进一步处理。

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

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

井场工艺流程见图 3.3-5、3.3-6。

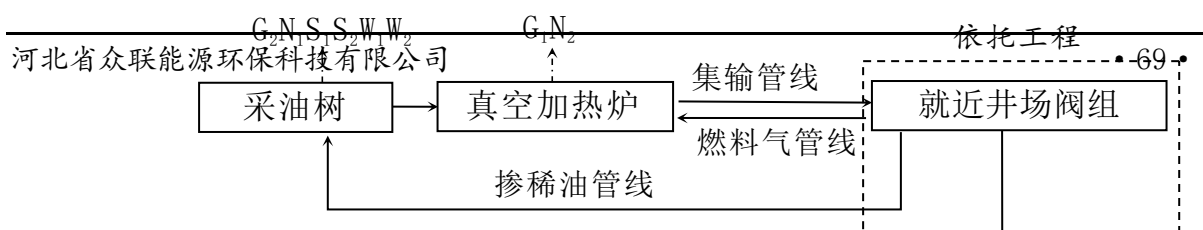


图 3.3-5 新建井场工艺流程图

油气开采及集输过程中废气污染源主要为井场无组织废气 (G_1)、井场加热炉烟气 (G_2)，井场加热炉使用净化后的天然气作为燃料，井场设备采取密闭措施减少无组织废气排放；废水污染源主要为采出水 (W_1)、井下作业废水 (W_2)、生活污水 (W_3)，其中采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层，井下作业废水送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，后期侧钻期间产生生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉；噪声污染源主要为井场采油树 (N_1)、真空加热炉 (N_2)、液压式油气混输增压装置 (N_3) 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)、液压式油气混输增压装置定期更换产生的废液压油 (S_3)、废油桶 (S_4)、以及后期侧钻产生的含油废物 (S_5)、废烧碱包装袋 (S_6)、磺化钻井岩屑 (S_7)、磺化钻井泥浆 (S_8)、撬装式污水处理站产生污泥 (S_9)、生活垃圾 (S_{10})、废油基泥浆及岩屑 (S_{11})、废药剂包装袋 (S_{12}) 等。落地油、废防渗材料、废液压油、废油桶以及后期侧钻产生的含油废物、废烧碱包装袋属于危险废物，危废贮存库内暂存，定期委托有资质单位进行接收处置。后期侧钻产生的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后用于铺垫油区内的井场、道路等；后期侧钻过程产生的废油基泥浆及岩

屑属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置；后期侧钻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，废药剂包装袋集中收集后送周边固废填埋场填埋处置。

表 3.4-11 本项目运营期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	G ₁	井场无组织废气	非甲烷总烃、H ₂ S	连续	密闭措施
	G ₂	井场加热炉烟气	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度、非甲烷总烃	连续	采用清洁能源天然气+1 根 8m 高排气筒排放
废水	W ₁	采出水	石油类、SS	连续	采出水随采出液一起进入联合站处理，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	井下作业废水	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理
	W ₃	生活污水	SS、COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N	连续	后期侧钻期间产生生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉
噪声	N ₁	采油树	L _{Aeq, T}	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N ₂	真空加热炉	L _{Aeq, T}		
	N ₃	外输泵	L _{Aeq, T}		
固废	S ₁	落地油	含油废物	间歇	危废贮存库内暂存，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	废液压油	含油废物	间歇	
	S ₄	废油桶	含油废物	间歇	危废贮存库内暂存，定期委托有资质单位接收处置
	S ₅	含油废物	含油废物	间歇	
	S ₆	废烧碱包装袋	沾染毒性的危险废物	间歇	
	S ₇	磺化钻井岩屑	钻井岩屑	间歇	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落

	S ₈	磺化钻井泥浆	钻井泥浆	间歇	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 ₉	撬装式污水处理站产生污泥	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 ₁₀	生活垃圾	生活垃圾	间歇	
	S ₁₁	废油基泥浆及岩屑	含油废物	间歇	废油基泥浆及岩屑采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置
	S ₁₂	废药剂包装袋	废药剂包装袋	间歇	集中收集后送周边固废填埋场填埋处置

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

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为设备拆除过程中产生的落地油、废弃管线及建筑垃圾，其中落地油收集后委

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

3.3.6 施工期污染源及其防治措施

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

3.3.6.1 生态影响因素

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

3.3.6.2 废气

本项目施工过程中废气包括施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。

①施工扬尘

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

②车辆尾气和焊接烟气

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、 SO_2 、 NO_x 、 C_mH_n 等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

3.3.6.3 废水

①生活污水

本项目单座井场施工队人数约 10 人，施工周期 60 天，按生活用水量 $100\text{L}/\text{d} \cdot \text{人}$ 计，生活用水量总计约 180m^3 。生活污水产生量按用水量的 80% 计算则总产生量为 144m^3 。生活污水中主要污染物为 COD、 BOD_5 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 、SS 等；类比区域内周边油田现状，生活污水中主要污染物浓度 COD 为 $400\text{mg}/\text{L}$ 、 BOD_5 为 $200\text{mg}/\text{L}$ 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 为 $25\text{mg}/\text{L}$ 、SS 为 $220\text{mg}/\text{L}$ 。生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至采油一厂于奇基地现有生活污水处理装置处理。

② 管线试压废水

本项目集输管线试压介质采用中性洁净水，对于管线长度大于 2km 的管道，每 2km 试压一次，试压用水循环使用，对于管线长度小于 2km 的管线，全管段试压。根据项目管线长度及直径，试压用水量约为 33.6m^3 ，管道试压废水中主要污染物为 SS，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于洒水抑尘。

3.3.6.4 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、吊机等机械设备噪声等，产噪声级在 $80\sim 90\text{dB}(\text{A})$ 之间，对周围声环境产生一定的影响，工程选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

3.3.6.5 固体废物

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土方、施工废料和施工人员生活垃圾。

① 土石方

本项目共开挖土方 3.869万 m^3 ，回填土方 4.298万 m^3 ，借方 0.429万 m^3 ，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建井场需进行压盖，借方主要来源于轮台县周边砂石料场，本项目不设置取土场。本项目土石方平衡见下表 3.4-12。

② 施工废料

施工废料主要包括管材边角料和吹扫产生的废渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 $0.05\text{t}/\text{km}$ ，本项目施工废料产生量约为 1.34t ，施工废料应

首先考虑回收利用,不可回收利用部分委托周边工业固体废物填埋场合规处置。

③生活垃圾

本工程单井施工周期 60 天,施工人数约 10 人,平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。则本项目施工期生活垃圾产生量共计 0.9t,生活垃圾集中收集,送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

3.3.7 运营期污染源及其防治措施

3.3.7.1 废气污染源及其治理措施

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

表 3.4-13 本项目废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度 (mg/m ³)	治理措施	排气筒高度 (m)	废气量 (m ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	有效工作时间	年总排放量 (t/a)
1	井场加热炉烟气(以 YQ9-7X 井场为代表)	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度 非甲烷总烃	20 4.1 161 <1 级 17.2	使用净化后的天然气作为燃料	8	472	20 4.1 161 <1 级 17.2	0.0094 0.0019 0.0761 — 0.008	4800	0.045×3 0.009×3 0.365×3 — 0.0386×3
2	井场无组织废气(以 YQ9-7X 井场为代表)	非甲烷总烃 硫化氢	—	密闭输送	—	—	—	0.021×3 0.0008×3	8760	0.184×3 0.0069×3

源强核算过程:

(3) 后期侧钻

本项目后期侧钻过程中废气包括测试放喷废气、施工扬尘、焊接废气和施

工车辆尾气。

①测试放喷废气

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

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

②施工扬尘

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

③车辆尾气和焊接烟气

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

3.3.7.2 废水污染源及其治理措施

（1）采出水

采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据开发方案预测，开采含水量约 12000m³/a。采出水中主要污染物为 SS、石油类等。采出水随采出液一起进入联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，可保持油层压力，使油气藏有较强的驱动力，以提高油气藏的开采速度和采收率。

（2）井下作业废水

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

主要分析洗井、修井、侧钻、酸化、压裂等过程产生的废液。

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

表 3.4-20 与石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表

污染物类别	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数
废水	压裂液	非低渗透油井加砂压裂	所有规模	废压裂液	立方米/井	119.94
	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，本项目共部署 2 座新井，则每年井下作业废水产生量约为 200t，井下作业废水采用专用回收罐收集后运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。

表 3.4-21 本项目井场废水情况一览表

类别	序号	污染源	产生量 (m³/a)	排放量 (m³/a)	主要污染物	产生特点	治理措施
废水	W ₁	采出水	12000	0	SS、石油类	连续	采出水随采出液一起进入联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层
	W ₂	井下作业废水	200	0	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理

（4）后期侧钻产生废水

① 钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有 pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体等。根据类比目前塔河油田钻井实际情况，井场产生的钻井废水约为 0.05m³/m，本工程后期侧钻井 2 口，

钻井总进尺为1300m/a，产生的钻井废水约为65m³。

钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理，处理后的液相回用于钻井液配制，余量的液相拉至塔河绿色环保站处理，不外排。

②酸化压裂废水

钻井固定完毕后，需进行压裂完井，在储层改造过程中排出的酸化压裂废水中主要含有黄原胶、石油类及其他各种添加剂。根据区域现有井场历史钻井数据，压裂过程酸化压裂废水返排率为60%左右，项目钻井过程中单座井场压裂液量为500m³，则单座井场酸化压裂废水产生量为300m³/a，本项目后期侧钻井2口，项目酸化压裂废水产生量为600m³/a，储层改造过程中产生的酸化压裂废水排入回收罐中，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注。

③生活污水

本项目单座井场后期侧钻施工天数 55d，按生活用水量 100L/d·人计，生活用水量总计约 990m³，生活污水产生量按用水量的 80%计算，则总产生量为 792m³。生活污水中主要污染物为 COD、BOD₅、NH₃-N、SS 等；类比区域内油气田现状，生活污水中主要污染物浓度 COD 为 400mg/L、BOD₅ 为 200mg/L、NH₃-N 为 25mg/L、SS 为 220mg/L；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、BOD₅ 为 20mg/L、NH₃-N 为 15mg/L、SS 为 20mg/L，可满足《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表 2 的 B 级标准，处理达标后的水用于区域荒漠灌溉。

3.3.7.3 噪声污染源及其治理措施

（1）营运期井场噪声

本项目井场产噪设备主要为采油树、真空加热炉、液压式油气混输增压装置等设备噪声，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），本项目采油树噪声值参照采气树噪声取 85dB（A）；根据《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ 991-2018），燃气（油）锅炉噪声源强范围为 70~90dB（A），取 85dB（A）；参照《污染源源强核算技术指南 石

油炼制工业》（HJ982-2018）中机泵噪声源强范围为 85~90dB(A)；故本项目液压式油气混输增压装置噪声取 90dB(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 3.4-22。

表 3.4-22 井场噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称		数量/（台/套）	源强（dB(A)）	降噪措施	降噪效果（dB(A)）
1	新建井场	采油树	1	85	基础减振	10
2		加热炉	1	85	基础减振	10

（2）后期侧钻噪声

后期侧钻阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、钻机、吊机、泥浆泵、压裂车、测试放喷噪声等，产噪声级在 98~120dB(A) 之间，对周围声环境产生一定的影响，工程选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

3.3.7.4 固体废物及其治理措施

本项目运营期井场产生的固体废物主要为落地油、废防渗材料、废液压油、废油桶以及后期侧钻产生的含油废物、废烧碱包装袋、磺化钻井岩屑、磺化钻井泥浆、撬装式污水处理站污泥、废药剂包装袋、生活垃圾、废油基泥浆及岩屑等。

（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 2 座新井，运行后井场落地油总产生量约 0.4t/a，收集后危废贮存库内暂存，定期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 2 座新井，则工程产生废防渗材料约 0.5t/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。

（4）废液压油

本项目新建液压式油气混输增压装置定期更换液压油会产生一定量废液压油，本项目废液压油产生量约为 0.2t/a。废润滑油桶装收集后危废贮存库内暂存，定期由危废处置资质单位接收处置。

（5）废油桶

本项目新建液压式油气混输增压装置定期更换液压油会产生一定量废油桶，本项目废油桶产生量约为 0.1t/a。废油桶集中收集后危废贮存库内暂存，定期由危废处置资质单位接收处置。

（6）后期侧钻产生含油废物

后期侧钻施工过程中机械检修时会产生少量含油废物，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止含油废物落地污染土壤和地下水，类比同类钻井工程，钻井期间产生的含油废物量约为 0.3t/口，本工程 2 座井场后期需进行侧钻，含油废物量产生量为 0.6t/a，定期由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

（7）后期侧钻产生废烧碱包装袋

后期侧钻施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量废烧碱包装袋（属 HW49 类危险废物），及时回收废烧碱包装袋暂存于撬装式危废暂存间中，类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为 0.1t/口，本工程 2 座井场后期需进行侧钻，烧碱废包装袋产生量为 0.2t，定期由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

（8）后期侧钻产生磺化钻井泥浆

工程使用磺化聚磺体系泥浆，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。

（9）后期侧钻产生磺化钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，岩屑经泥浆循环携

带至井口，在地面经振动筛分离出来，送入井场内泥浆罐中。

钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

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

式中：W——钻井岩屑产生量， m^3 ；

D——井眼的平均直径，侧钻井取平均值 0.15m；

h——钻尺深度，2口井单次侧钻总钻尺深度为1300m。

根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离出的钻井岩屑经无害化处理装置处理，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等。

（10）后期侧钻产生撬装式污水处理站产生污泥

后期侧钻井场撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥经污泥脱水装置，脱到 60%含水率后，送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。生活污水 SS 产生浓度为 220mg/L，经污水处理站处理后 SS 浓度为 20mg/L，井场生活污水产生量为 792 m^3 ，则井场污泥产生量为 0.16t。

（11）后期侧钻产生的废油基泥浆及岩屑

由于地层构造岩性局部存在差异性，长水平段摩阻控制难度增大，在井斜较大的井段，钻具与井壁的接触面积大，滑动钻进的摩擦阻力也大，而且随着钻进施工的延续，钻井液中固相含量增加，密度上升，摩阻控制难度增大。由于水平井轨迹的特殊性，为了保障井壁稳定和减小井壁对钻具、管柱的摩阻，提高泥浆的润滑性，采用聚磺混油体系，在聚磺体系钻井液中加入了 8%~12% 的柴油或原油。类比同类钻井工程，运营期侧钻期间产生的废油基泥浆及岩屑约为 200t/口，本次考虑 1/3 的钻井井场出现上述情况，钻井期间产生的废油基泥浆及岩屑（属 HW08 类危险废物）量约为 200t。废油基泥浆及岩屑采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置。

（12）后期侧钻无害化处置产生的废药剂包装袋

后期侧钻井场无害化处置装置会产生一定量的废药剂包装袋，主要为硫酸亚铁及 PAC 药剂废包装袋，类比区域同类型井场，废药剂包装袋主要产生量为 0.2t，集中收集后送至周边一般工业固废填埋场处置。

（13）生活垃圾

后期侧钻单座老井侧钻施工天数 55d，钻井期间，常住井场人员按 60 人计算，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。本项目 2 座井场后期侧钻施工期生活垃圾产生总量为 3.3t/a，现场集中收集，送至库车景胜新能源环保科技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 3.4-23，危险废物情况见表 3.4-24。

表 3.4-23 一般工业固体废物污染源强一览表

表 3.4-24 本项目危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

3.3.7.5 运营期生态恢复措施

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

3.3.8 退役期污染源及其防治措施

3.3.8.1 退役期环境空气保护措施

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

（2）运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

3.3.8.2 退役期水污染防治措施

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

确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水串层。

3.3.8.3 退役期噪声防治措施

- (1) 选用低噪声机械和车辆。
- (2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。
- (3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.3.8.4 退役期固体废物处置措施

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

(2) 对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

3.3.8.5 退役期生态恢复措施

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

(1) 施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，将施工作业带宽度控制在5m以内，严禁人为破坏作业带以外区域植被；各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

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

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

(4) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

(5) 井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免因拆除作业对区域表层土

的扰动，引起土地沙化。

3.3.9 非正常排放

本项目非正常排放主要为井口压力过高时的放喷情况。本项目油气集输过程中，若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。

表 3.4-25 非正常排放参数表

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

3.3.10 清洁生产分析

3.3.10.1 钻井工艺（后期侧钻）清洁生产工艺

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

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

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

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用。

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

④开钻前对井场池体等做防渗漏处理。

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

（3）采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

（4）设置井控装置（防喷器等），防止井喷事故对环境造成污染影响。

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

(6) 井场设有应急池，为防渗设计，用于事故等非正常工况下泥浆的存放。本项目后期侧钻井场设置应急池 1 座，应急池大小为 300 立方米，为防渗设计，主要用于事故等非正常工况下泥浆岩屑的存放。本项目后期单井侧钻最大泥浆岩屑产生量为 200 立方米，可满足单井泄漏量需求。

(7) 本项目钻井新鲜水使用量为 19t/100m 标准进尺，低于国家要求的清洁生产标准。

(8) 先进性分析

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

3.3.10.2 运营期清洁生产工艺

(1) 集输及处理清洁生产工艺

①单井井场全过程密闭措施，降低了损耗，减少烃类物质的挥发量。

②采用全自动控制系统对主要采油和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证，实现集输生产过程少放空，减少天然气燃烧对环境的污染。

③优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。管线、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

(2) 节能及其他清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网及原油运输路线，降低生产运行及车辆运输时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

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

而降低生产成本；

④采油区采用自动化管理，提高了管理水平。

(3) 建立有效的环境管理制度

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

本次评价分别对钻井作业、井下作业、采油作业等三个油田开发阶段进行清洁生产指标分析，油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.4-26 及表 3.4-27。

表 3.4-26 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目评价	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	m ²	15	符合行业标准要求	符合	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	19	15

续表 3.4-26 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目评价	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	100%	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深: 3000 以上	10	≥60%	90%	10
		柴油机效率	%	10	≥90%	90%	10
		污油回收率	%	10	≥90%	100%	10
(4) 污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区: ≤30; 乙类区: ≤35	乙类区 ≤35	10
		石油类	kg/井次	5	≤10	≤10	5
		COD	kg/井次	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	乙类区 ≤150	5

		废弃钻井液产生量	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	≤10	10
		柴油机烟气排放浓度	—	5	符合排放标准要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目评价得分		
(1) 资源和能源消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	无毒钻井液	10	
		柴油消耗	具有节油措施	5	具备	5	
(2) 生产工艺及设备要求	30	钻井设备先进性	国内领先	5	国内领先	5	
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	具备	5	
		钻井液收集设施	配有收集设施, 且使钻井液不落地	5	不落地	5	
		固控设备	配备振动筛、处理器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备固控设备	5	
		井控措施	具备	5	具备	5	
		有无防噪措施	有	5	有	5	

续表 3.4-26 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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

表 3.4-27 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分

采油一厂 2026 年第一期滚动及油气藏评价井地面工程环境影响报告书

(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		单位能耗	—	10	行业基本水平	符合	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	kg/井次	10	≤3.0	≤3.0	10
		石油类	kg/井次	5	甲类区：≤10； 乙类区：≤50	乙类区 ≤50	5
		COD	kg/井次	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	乙类区 ≤150	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50； 乙类区：≤70	乙类区 ≤70	5
		一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程		
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	有效	5	有效	5	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	按标准试压	5	

续表 3.4-27 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程		
(1) 生产工艺及设备要求	40	防溢设备(防溢池设置)	具备	5	具备	5	
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	铺设防渗材料	5	
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	集中回收处理	10	
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	具备原油回收设施	10	
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	建立 HSE 管理体系并通过认证	15	
		开展清洁生产审核		20	开展清洁生产审核	20	
		制定节能减排工作计划		5	制定节能减排工作计划	5	
(3) 贯彻执行环境保护法规	20	满足其他法律法规要求		20	满足其他法律法规要求	20	

符合性					
-----	--	--	--	--	--

表 3.4-28 采油作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本项目	
						实际值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	天然气: ≤50	≤50	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	≤10	5
		COD	mg/L	5	乙类区 ≤150	60	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采油废水有效利用率	%	7.5	≥80	100	7.5

续表 3.4-28 采油作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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

法规的执行情况	老污染源限期治理项目完成情况	5	不涉及限期治理项目	5
	污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	已完成	5

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

3.3.11 三本账

本项目“三本账”的排放情况见表 3.4-29。

表 3.4-29 本项目“三本账”的排放情况一览表 单位：t/a

3.2.13 污染物总量控制分析

3.2.13.1 总量控制因子

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

废气污染物： VOC_s 、 NO_x 。

废水污染物： COD 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 。

3.2.12.2 本项目污染物排放总量

本项目在正常运行期间，油井采出水随采出液一起进入联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，后期侧钻期间产生生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉。本项目无废水外排，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

综上所述，本项目总量控制指标为： NO_x 1.095t/a， VOC_s 0.883t/a（其中有组织排放 0.116t/a，无组织排放 0.767t/a）， COD 0t/a，氨氮 0t/a。按照总量替代原则和《西北油田分公司“十四五”期间大气污染物减排量核算说明》， NO_x 、 VOC_s 由中国石油化工股份有限公司西北油田分公司内部调剂解决。

3.5 依托工程

3.4.1 一号联合站

塔河油田一号联合站包括原油处理系统、原油稳定系统、轻烃处理系统和污水处理系统。于1999年7月7日取得原国家环境保护总局批复（环函〔1999〕242号），2007年10月9日取得原国家环境保护总局竣工环保验收意见（环验〔2007〕211号）。其中原油处理系统设计规模 $270 \times 10^4 \text{t/a}$ ，包括1套 $120 \times 10^4 \text{t/a}$ 中质油处理系统和1套 $150 \times 10^4 \text{t/a}$ 重质油处理系统；原油稳定系统设计规模 $200 \times 10^4 \text{t/a}$ ；轻烃处理系统设计规模 $80 \text{万m}^3/\text{d}$ ，包括1套 $30 \text{万m}^3/\text{d}$ 轻烃处理和1套 $50 \text{万m}^3/\text{d}$ 轻烃处理装置；污水处理系统设计规模为 $15500 \text{m}^3/\text{d}$ ，包括1套 $6500 \text{m}^3/\text{d}$ 污水处理系统和1套 $9000 \text{m}^3/\text{d}$ 污水处理系统。截至目前，实际原油处理量为 $117.5 \times 10^4 \text{t/a}$ 、水 $14120 \text{m}^3/\text{d}$ 、气 $71.5 \text{万m}^3/\text{d}$ 。

（1）原油处理系统

中质油处理系统目前主要负责塔河油田1、2、3、4、5、9、于奇西区的中质原油的油、气、水三相分离、原油储存以及全站外输原油的混配工作。来液首先进入储罐区储存、脱水，初步脱水后的原油混合物进入中质油处理系统分离。重质油处理系统负责处理塔河油田的稠油及1、3、4、5区分离出的天然气。三相分离器将各小站的稠油进行油、气、水三相分离，分离后天然气进除油器或放空，污水进入污水处理系统，油则进入分离缓冲罐，经升压加热后进入热化学脱水器，分离出的水进入污水处理系统，油则进入储罐进行沉降。

（2）原油稳定系统

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

（3）轻烃装置

轻烃装置主要处理塔河油田1区、2区、3区、4区、5区、9区、AT2南区块、

YT2区块、T903区块、西达里亚区块的伴生气，处理后天然气除供燃气电站发电和生产、生活燃料用气外，剩余天然气进入输气首站。 $30 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 轻烃装置采用原料气增压、分子筛脱水、膨胀机+丙烷辅助制冷工艺。 $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 轻烃装置采用原料气增压、分子筛脱水、膨胀机+DHX（重接触塔）+丙烷辅助制冷工艺。

（4）污水处理系统

一号联合站采出水处理系统承担着塔河油田一厂范围内集输系统污水的处理任务，主要包括污水处理工艺主流程及由污水、污油回收流程、污泥处理系统、反冲洗系统、加药系统组成的辅助系统，采出水处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，净化污水经高压注水泵增压，通过注水系统回注。

（5）依托可行性分析

本项目东南距一号联合站 27km，井场原油、采出水最终送至一号联合站进行处理，依托一号联合站运行负荷见表 3.5-1。

表 3.5-1 一号联合站运行负荷分析表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	富余处理能力	本项目需处理量	依托可行性
1	原油 10^4 t/a					可依托
2	污水 m^3/d					可依托

综上所述，一号联合站富余量可以满足本项目原油处理要求，依托可行。

3.4.2 阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站

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

2020 年 12 月 16 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅《关于阿克苏塔河环保工程有限公司塔河油田绿色环保工作站废液处理及减量化系统改造工程环境影响报告书的批复》（新环审〔2020〕242 号）。废液处理及减量化装置废液

处理采用“化学、机械破胶+絮凝沉降+沉渣减量化”工艺，处理规模为 $60\text{m}^3/\text{h}$ ，含油污泥减量化系统采用“调质+分离”技术，处理规模为 $14\text{t}/\text{h}$ ，废液年处理量为 50 万 m^3 ，含油污泥年处理量为 10 万 t，该项目于 2022 年 7 月完成自主验收。排污许可证编号：91652923778950680R001V。

本项目东南距阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站 23km，本项目井下作业废水、落地油、油基泥浆岩屑等最终输送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行处理，依托富余情况如下表 3.4-2 所示。

表 3.5-2 阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站运行情况一览表

序号	单元名称	设计规模	实际处理量	富余能力	本项目需处理量	依托可行性
1	废液处理系统 (m^3/d)					可行
2	污油泥处理系统 (t/a)					可行

综上可知，阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站废液、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）一生活垃圾焚烧发电 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 $300\text{t}/\text{d}$ 的垃圾焚烧线和 1 台 10MW 汽轮发电机组，包括垃圾接收系统、焚烧处理线、烟气处理装置、灰渣输送系统、余热回收系统、汽轮发电机组、灰渣处理系统、渗滤液收集处理系统等。现状日处理生活垃圾 400 吨，本项目施工期生活垃圾产生量约为 0.9 吨，后期侧钻生活垃圾产生量为 4.95 吨/年，后期侧钻撬装式污水处理站污泥产生量为 0.21 吨/年，可满足项目处理要求。

本项目产生的生活垃圾依托该公司处理可行。

3.4.4 库车经济技术开发区工业固体废物填埋场

库车经济技术开发区工业固体废物填埋场于 2019 年 11 月 1 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅《关于库车经济技术开发区工业固体废物填埋场项目环境影响报告书的批复》（新环审〔2019〕263 号），2020 年 5 月 20 日主体建成，于 2020 年 6 月完成环保验收工作。工业固体废物填埋场位于阿克苏地区静脉产业园（东区）内，库车市垃圾填埋场东南侧。近期处理规模 200 吨/天，远期处理规模 100 吨/天，总库容 80 万方，填埋场区占地面积 11.2 万平方米，本项目施工期总的施工废料产生量约为 1.34 吨，后期侧钻产生的废药剂包装袋约为 0.2 吨，可满足项目处理要求。本项目产生的施工废料依托该工业固废填埋场处理可行。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

轮台县地处天山南麓，塔里木盆地北缘，位于巴音郭楞蒙古自治州西部。县境位于东经 $83^{\circ} 38' \sim 85^{\circ} 25'$ 、北纬 $41^{\circ} 05' \sim 42^{\circ} 32'$ 之间，东西横距 110km，南北最大纵距 136km，全县总面积 14184km^2 。轮台县东与库尔勒市相连，南与尉犁县毗邻，西与库车市接壤，北与和静县交界。

本项目位于新疆巴州轮台县境内，区域以油气开采为主，项目东南距牙买提社区 23km。本项目地理位置见附图 1，周边关系见附图 2。

4.1.2 地形地貌

轮台县处于塔北隆起轮南斜坡桑塔木潜山披覆背斜带上，地貌类型属于平原区，属冲积扇平原山前洪积细土平原和砾石戈壁地带。县域地貌分北部山区、中部平原区和南部塔里木河平原区，北部高，向东南倾斜。塔里木河由西向东横贯县境南部。

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

4.1.3 地表水

塔河油田所在区域河流主要为塔里木河、迪那河。

塔里木河干流是典型的干旱区内陆河流，由叶尔羌河、和田河、阿克苏河三源流汇合而成，从肖夹克至台特玛湖全长 1321km，流域面积 1.76万 km^2 ，属平原型河流，自西向东流动，塔里木河地处我国西北内陆的塔里木盆地，水质表现为矿化度高，水质偏碱性，含氟较高，河水化学类型为 $\text{HSO}_4 \cdot \text{Cl}-\text{Ca} \cdot \text{Mg} \cdot \text{Na}$ 为主，矿化度枯水期最大。

区域河流主要为迪那河。迪那河是轮台县境内最大的一条河流，全流域东西平均宽约为 42.3km，南北长 136km，面积为 5777km^2 ，其中山区面积(含冲积扇)为 2029km^2 ，占全流域总面积的 35.1%，平原区面积 3748km^2 ，占全流域总面积

的 64.9%。迪那河发源于天山南坡的尤尔都斯达坂、巴什迪那达坂、科克铁克达坂，河流正南流出，归塔里木盆地。四面环山，深居大陆腹地，属山溪性河流。迪那河干流总长 105.15km，支流红桥河长 63.08km，卡尔塔河长 57.8km。

本项目距离塔里木河最近距离 45km。

4.1.4 水文地质

(1) 地下水类型及富水性

第四系松散地层是区域地下水赋存的主要介质。塔里木盆地第四系地层分布广泛，对山前平原和沙漠腹地水资源的形成、运移、储存及水动力循环具有显著的影响作用。环盆地的冲洪积倾斜平原呈向心状倾斜，山前巨厚的第四系松散堆积物为地下水储存提供了良好空间，第四系组成岩性均为单一的卵砾石和砂砾石层，也使该区域成为单一结构的孔隙潜水分布区。由盆地南、北缘和西缘向盆地中心方向地势逐渐降低，第四系厚度逐渐变薄，至洪冲积倾斜平原下部溢出带部位，组成岩性由洪冲积平原区单一卵砾石、砂砾石层逐渐变为细土与砂砾石和砂层互层状，这里分布的地下水为多层结构的潜水和承压（自流）水。该区域地下潜水水位埋深一般为 10m 左右，东北部地区埋深小于 10m。

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

(3) 区域地下水补给、径流、排泄条件

塔里木盆地北缘地下水在松散卵砾石和砂砾石的空隙中大体由北向南径流，至塔里木河以北的细土平原地下水浅埋带，一部分以垂直蒸发和植物蒸腾形式进行垂直排泄，另一部分则排入塔里木河或河床冲积层。在盆地西缘和南缘地下水在松散卵砾石和砂砾石的空隙中大体由南（或西南）向北（或东北）径流，至山前洪冲积倾斜平原前缘溢出带附近一部分以泉的形式排泄于地表，一部分通过蒸发和植物蒸腾形式进行排泄，在埋深小于 1m 地段，地表土层普遍积盐，形成厚达 10cm~20cm 的白色盐壳；还有一部分则以地下侧向径流的形式

排泄于塔克拉玛干沙漠。区域地下水流向总体西北向东南。

4.1.5 气候气象

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

表 4.1-1 主要气候要素一览表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1	年平均气温	11.9℃	7	年平均蒸发量	2104.7mm
2	年极端最高气温	42.1℃	8	年最大冻土深度	80cm
3	年极端最低气温	-25.6℃	9	年最多风向及频率	NE/14.9%
4	年均日照时数	2602h	10	年平均相对湿度	48%
5	日最大降水量	45.7mm	11	多年平均风速	1.6m/s
6	年平均降水量	68.9mm	—	—	—

4.2 环境质量现状监测与评价

4.2.1 环境空气质量现状评价

4.2.1.1 基本污染物环境质量现状数据

本次评价根据收集了 2024 年 1 月 1 日至 2024 年 12 月 31 日期间巴音郭楞蒙古自治州例行监测点的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行环境质量现状评价，现状评价结果见表 4.6-1 和表 4.6-2 所示。

表 4.6-1 巴音郭楞蒙古自治州环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
$\text{PM}_{2.5}$	年平均值	30	26	86.6	达标
PM_{10}	年平均值	60	82	136.6	超标
SO_2	年平均值	60	5	8.33	达标
NO_2	年平均值	40	14	35.00	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数值	4000	1100	27.50	达标
O_3	最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数值	160	130	81.25	达标

巴音郭楞蒙古自治州 PM_{10} 年均浓度值超过《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中二级标准要求，即项目所在区域为不达标区。季节性春季沙

尘天气对环境空气质量影响很大，是造成空气质量不达标的主要因素。

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状评价

根据监测结果，监测点非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准；硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值。

4.3.2 地下水环境现状监测

由表 4.2-7 分析可知，潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。监测点中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物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。

4.2.3 声环境现状监测与评价

由上表可知，拟建井场声环境监测值昼间、夜间均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

4.2.4 土壤环境现状监测与评价

由表 4.2-15、4.2-16、4.2-17 分析可知，占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值；同时各监测点土壤属于未盐化~重度盐化，无酸化或碱化。

4.2.5 生态现状调查与评价

4.2.5.1 调查概况

(1) 调查范围及时间

评价单位于 2026 年 7 月对评价范围内进行了集中踏勘和野外调查,调查范围为井场周围 50m 范围,管线中心线两侧 300m,穿越公益林段,以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km 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 4.2-19。

表 4.2-19 工程区生态功能区划

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

由表 4.2-20 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。

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

4.2.5.3 生态系统调查

（1）生态系统类型

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

（2）生态系统特征

①灌丛生态系统

灌丛生态系统主要是稀疏灌丛，分布于天然林区，以灌木、半灌木为优势类群，主要灌木为多枝怪柳，伴生有盐穗木等，灌木层高度 2~3m，植被盖度为 20%~30%。

②荒漠生态系统

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

4.2.5.4 土地利用现状调查

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

4.2.5.5 植被现状评价

（1）区域自然植被类型

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

被类型在中国植被区划中属塔里木荒漠省、塔克拉玛干亚省、塔里木河谷洲。

根据现场勘查和以往研究资料，评价区分布的植物种类包括怪柳科（多枝怪柳、刚毛怪柳等）、禾本科（芦苇等）、豆科（疏叶骆驼刺）、藜科（假木贼）等。区域主要的野生植物具体名录见表 4.2-20，区域植被类型图见附图 7。

表 4.2-20 项目周边区域野生植物名录

科	种名	拉丁名
藜科	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>
	盐节木	<i>Halocnemum shrobelaceum</i>
	盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>
藜科	碱蓬	<i>Suaeda salsa</i>
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	假木贼	<i>Anabasis aphylla</i>
豆科	疏叶骆驼刺	<i>Alhagi sparsifolia</i>
蒺藜科	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
怪柳科	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>
	刚毛怪柳	<i>Tamarix hispida</i>

续表 4.2-20 项目周边区域野生植物名录

科	种名	拉丁名
旋花科	打碗花	<i>Calystegia hederacea</i>
菊科	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科	芦苇	<i>Phragmites australis</i>

（2）野生植物重要物种

根据《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》（新政发〔2023〕63 号）及《关于印发〈新疆国家重点保护野生植物名录〉的通知》（新林护字〔2022〕8 号），项目生态调查范围内不涉及国家及自治区保护植物。

（3）评价区域植被类型

本工程所在区域分布群系为多枝怪柳群系，植被盖度约为 20%~30%。各群

系主要的群落特征如下：

群系中优势种为多枝怪柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度 2~3m，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。

4.2.5.6 植被样方调查

自然植被实地调查中主要采用样地法和样方法。选择重点工程建设地点和有代表性植被类型作为调查样地，在样地中统计植物种类、群落结构等数据，详细记录样方中的植物种类、盖度、建群种等信息。本次评价范围涉及多枝怪柳群系，共调查样方 3 个，现场调查植被样方见表 4.2-5。

(1) 植被样方调查表(1#样方)

地点：				样方号01		
样方面积：5m×5m				群落类型：多枝桤柳群系		
经度：		纬度：		海拔：941m	坡度：0°	
坡向：－		土壤类型：盐土		优势种：多枝桤柳		
土地利用类型：林地		盖度：20%				
调查日期：2026.8.1						
植物种	中文名	拉丁名	平均胸径 /mm	株高/m	冠幅/m ²	株数/棵
灌木	多枝桤柳	<i>Tamarix ramosissima</i>	/	1.5	0.1	10
多枝桤柳						

(2) 植被样方调查表(2#样方)

地点:		样方号2	
样方面积: 5m×5m		群落类型: 多枝桤柳群系	
经度:	纬度:	海拔: 944m	坡度: 0°
坡向: -	土壤类型: 盐土	优势种: 多枝桤柳	
土地利用类型: 裸土地	盖度: 10%		
调查日期: 2026. 8. 1			

植物种	中文名	拉丁名	平均胸径/mm	株高/m	冠幅/m ²	株数/棵
灌木	多枝桤柳	<i>Tamarix ramosissima</i>	/	2.0	0.1	3
多枝桤柳						

(3) 植被样方调查表 (3#样方)

地点:				样方号03		
样方面积: 5m×5m				群落类型: 多枝桉柳群系		
经度:		纬度:		海拔: 933m		坡度:0°
坡向: -		土壤类型: 盐土		优势种: 多枝桉柳		
土地利用类型: 裸土地		盖度: 10%				
调查日期: 2026. 8. 1						
植物种	中文名	拉丁名	平均胸径 /mm	株高/m	冠幅/m ²	株数/棵
灌木	多枝桉柳	<i>Tamarix ramosissima</i>	/	1. 5	0. 1	3
多枝桉柳						

4.2.5.7 生物多样性评价

参考《区域生物多样性评价标准》(HJ623-2011), 对评价区的生物多样性进行评价。

(1) 评价指标及其内涵

根据《区域生物多样性评价标准》(HJ623-2011), 生物多样性评价含有 6 个评价指标。

①野生维管植物丰富度: 指评价区域内野生维管植物的物种数, 主要为被子植物, 用来表征野生植物的多样性。

②野生高等动物丰富度: 指评价区内野生脊椎动物的物种数, 包括鸟类、爬行类、两栖类以及哺乳类动物四类, 用于表征野生动物的多样性。

③生态系统类型多样性: 指评价区内自然或半自然的生态系统类型数。该指标中规定的生态系统类型是按照《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》(HJ 1166-2021) 的分类方法确定, 以二级分类进行划分。

④物种特有性：指评价区内属于中国特有分布的野生维管束植物和野生高等动物的相对数量，其中中国特有分布的植物是按照吴征镒教授《关于中国种子植物的分布区类型划分》中属于中国特有分布的植物物种，该指标用于表征物种的特殊价值。

物种特有性=(评价区内中国特有的野生维管束植物物种数/3662+评价区内中国特有的野生高等动物物种数/635)/2。

⑤外来物种入侵度：指评价区内外来入侵物种数在本地野生维管束植物和野生高等动物物种总数中所占的比例。该指标用于表征生态系统受外来物种的干扰程度。

外来物种入侵度=外来入侵物种/(野生维管束植物物种数+野生高等动物物种数)，根据走访当地林草部门，油田范围内目前暂无入侵物种的报道记录。

⑥受威胁物种丰富度：指被评价区内受威胁的野生维管束植物和野生高等动物的相对数量，受威胁物种指《中国生物多样性红色名录》中规定的极危(CR)、濒危(EN)、易危(VU)和近危(NT)四类物种。

受威胁物种丰富度=(受威胁的野生维管束植物物种数/3662+受威胁的野生高等动物物种数/635)/2。

(2) 评价方法

①指标的归一化处理

归一化后的评价指标=归一化前的评价指标×归一化系数

归一化系数=100/A 最大值

其中，A 最大值：指被计算指标归一化处理前的最大值。

表 4.2-21 相关指标参考值及权重

指标	参考最大值	归一化系数	权重
野生维管束植物丰富度	3662	0.027	0.2
野生高等动物丰富度	635	0.157	0.2
生态系统类型多样性	124	0.806	0.2

续表 4.2-21 相关指标参考值及权重

指标	参考最大值	归一化系数	权重
----	-------	-------	----

物种特有性	0.3070	325.732	0.2
外来物种入侵度	0.1572	636.132	0.1
受威胁物种丰富度	0.1441	693.963	0.1

② 生物多样性指数的计算

生物多样性指数（BI）是指将上述六项指标，即野生维管植物丰富度、野生高等动物丰富度、生态系统类型多样性、物种特有性、外来物种入侵度和受威胁物种丰富度加权求和，用来表征被评价区域的生物多样性状况。

生物多样性指数（BI）=归一化后的野生维管束植物丰富度 $\times 0.20$ +归一化后的野生高等动物丰富度 $\times 0.20$ +归一化后的生态系统类型多样性 $\times 0.20$ +归一化后的物种特有性 $\times 0.20$ +（100-归一化后的外来物种入侵度） $\times 0.10$ +归一化后的受威胁物种丰富度 $\times 0.10$ 。

（3）评价结果

根据前面对评价区生态系统及野生动植物资源的调查结果，对上述 6 项生物多样性评价指标进行统计，详见下表。

表 4.2-22 各项评价指标值

指标	原始数值	归一化处理后数值	BI
野生维管束植物丰富度	20	0.54	11.72
野生高等动物丰富度	27	4.24	
生态系统类型多样性	3	2.42	
物种特有性	0.0016	0.52	
外来物种入侵度	0	0.00	
受威胁物种丰富度	0.0025	1.73	

根据生物多样性指数（BI）将生物多样性状况分为低、一般、中、高四个等级，见表 4.2-23。

表 4.2-23 各项评价指标值

生物多样性等级	BI	生物多样性状况
高	≥ 60	物种高度丰富，特有属、种多，生态系统丰富多样

中	30~60	物种较丰富，特有属、种较多，生态系统类型较多，局部地区生物多样性高度丰富
一般	20~30	物种较少，特有属、种不多，局部地区生物多样性较丰富，但生物多样性总体水平一般
低	≤20	物种贫乏，生态系统类型单一、脆弱，生物多样性低

参考上述标准，评价区整体生物多样性为低，物种相对贫乏，受区域较为严重的水土流失、土地沙漠化影响，区域生物多样性处于低水平。

4.2.5.8 野生动物现状评价

(1) 区域野生动物调查

按中国动物地理区划，评价区域动物区系属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原州、塔里木河中游区。从有关资料调查中得知，区域评价范围内野生动物情况见表 4.2-24。

表 4.2-24 项目区主要动物种类及分布

序号	种名	拉丁学名	保护级别
爬行类			
1	密点麻蜥	<i>Eremias multionllata</i> Günther	
2	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i> Strauch	
鸟类			
1	凤头百灵	<i>Galerida cristata</i> Linnaeus	
2	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris</i> Linnaeus	
3	喜鹊	<i>Pica pica</i> Linnaeus	
4	小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i> Linnaeus	
5	漠雀	<i>Rhodopechys Cabaris</i> , Mus. Heis.	
哺乳类			
1	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	国家二级
2	子午沙鼠	<i>Euchoreutes naso</i> Pallas	

(2) 野生动物实地样线调查

野生动物调查主要为样线调查，在工程区域内沿各类型植被设置调查样线，样线调查时记录所见到的动物种类和数量，野生动物调查样线见 4.2-1。

样线调查要求：样线调查长度为 1km, 根据设定好的路线，采用无人机航拍方式进行样线调查，无人机飞行高度控制在 15m 左右，飞行速度控制 2m/s，飞行过程中通过在线影像观测周边是否有野生动物出没，发现野生动物时，通过无人机及时抓拍并保留影像资料，单条样线飞行不少于 2 次，根据飞行结果记录所见到的动物种类和数量。

图 4.2-1 野生动物调查样线示意图

由于项目区地处干旱荒漠区，动物生境较差，现场勘查时偶尔可见到塔里木兔的踪迹。

（2）野生动物重要物种

根据《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号）及《新疆国家重点保护野生动物名录（修订）》，该区域共有国家级重点保护动物 1 种，为塔里木兔。

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(<i>Lepus yarkandensis</i>)	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	区域偶尔可见

由于项目区地处干旱荒漠区，动物生境较差，现场勘查时偶尔可见到塔里木兔的踪迹。

（4）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	<i>Lepus yarkandensis</i>	国家二级	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窖藏身。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。

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水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），新疆共划分了 2 个自治区级

重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。

（2）水土流失的成因

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。

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 1.63m/s，降低了 42.9%；在胡杨密林地 0.09m/s，降低了 86.8%，几乎成为静风区。塔河油田于奇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%，这种盐类聚集地表呈白色结皮，因此又叫白碱土。盐土在干燥时黏结

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。该地区气象资料可以看出，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，油气田勘探对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设，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、工业园区建设；④其他水土流失较为严重，对当地或者下游经济社会发展产生严重影响的区域。

(6) 水土流失治理措施

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030 年）》，项目所在区域水土流失治理措施为：重点推进油气资源开发水土流失综合治理工作，主要

对矿区周边进行生态修复。

4.3.5.7.2 生态保护红线

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

塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区主要分布在阿克苏地区的新和县、沙雅县和库车市和巴州的轮台县、尉犁县等。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。土地沙化防控主要生态功能为防风固沙，主要保护要求在风沙危害大的区域，转变传统畜牧业生产方式，实行禁牧休牧，推行舍饲圈养，以草定畜，严格控制载畜量。加大退牧还草、退耕还林和防沙治沙力度，恢复草地植被。

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 38.3km，不在红线内。

4.3.5.7.3 土地沙化现状调查

根据《新疆维吾尔自治区 2018 年自治区级水土流失动态监测报告》，轮台县土地总面积 14185.00km²，水土流失总面积 4329.87km²，占县域总面积 30.52%，轻度侵蚀面积达 3936.19km²，占全县水土流失总面积的 90.91%，中度侵蚀面积达 387.50km²，占全县水土流失总面积的 8.95%，强烈侵蚀面积达 6.11km²，占全县水土流失总面积的 0.14%，侵蚀类型主要有水力侵蚀和风力侵蚀。其中水力侵蚀面积为 697.04km²，占土地总面积的 491%，风力侵蚀面积为 3632.83km²，占土地总面积的 25.61%。

根据《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190—2007)，结合项目区的地理位置、地形地貌、气候特征、河流特征、土壤、植被及周围环境特点等具体情况进行分析，该区域水土流失类型以轻度风力侵蚀为主，土壤侵蚀模数背景值取为 2000t/km²·a。根据现场调查及土壤侵蚀背景值，确定项目区容许土壤流失量

取值为 $2000\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ 。

4.2.5.8 主要生态问题调查

(1) 水土流失问题

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号),项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区。项目区气候干热,降雨少,蒸发量大,地形平坦,地表裸露植被稀少,林草覆盖率较低,由于植被被破坏,加剧了土壤侵蚀,是区域水土流失的主要成因。水土流失是评价范围内的主要生态问题之一。

(2) 土地荒漠化问题

土地盐渍化和沙漠化主要是指在干旱多风的沙质和沙壤质地表土壤条件下,由于地下水位较高,人类强度活动破坏了脆弱生态系统的平衡,造成地表出现以风沙活动为主要标志的土地退化和土壤盐渍化。从而引起地表土壤含盐量增加,沙质地表、沙丘等的活化,导致生物多样性减少、生物生产力下降、土地生产潜力衰退以及土地资源丧失,项目区荒漠化的形成主要是因风蚀所致。近年来,自治区实施了退耕还林还草、沙化土地封禁保护等措施,土地沙化趋势明显减缓,局部生态状况明显改善。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

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

5.1.1 施工废气影响分析

(1) 施工扬尘

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

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

(2) 焊接烟气、机械设备和车辆废气

在油气田井场工程及集输工程在施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO₂、NO₂、非甲烷总烃等，施工机械废气满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物

排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020）限制要求；金属材料管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，可为环境所接受。

（3）环境影响分析

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

5.1.2 施工噪声影响分析

5.1.2.1 井场施工噪声影响分析

①施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括建构筑物结构施工、设备吊运安装等过程中各种机械和设备产生的噪声及物料运输车辆交通噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油田开发工程中井场施工实际情况，项目夜间不进行井场施工，工程施工期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.1-1。

表 5.1-1 施工期噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离 (dB(A)/m)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	运输车辆	—	—	—	1	90/5	—	昼间
2	吊装机	—	60	40	1	84/5	—	昼间
3	推土机	—	60	40	1	88/5	—	昼间
4	挖掘机	—	60	40	1	90/5	—	昼间

②施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见运营期声环境影响评价章节中“5.2.4.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，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 5.1-2。

表 5.1-2 施工期噪声预测结果一览表 单位：dB（A）

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

③影响分析

各种施工机械噪声预测结果可以看出，施工期井场在噪声源对厂界的噪声贡献值昼间为 58~65dB(A)，均满足《建筑施工噪声排放标准》(GB 12523-2025)场界噪声限值要求；项目周边无声环境保护目标，施工期间通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。从声环境影响角度，项目可行。

5.1.2.2 管线施工噪声影响分析

①施工噪声源强

项目管线施工期噪声主要包括土方施工、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油田同类油气集输工程中管线铺设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.1-3。

表 5.1-3 施工期噪声源参数一览表（室外声源）

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

5	焊接机器	—	—	—	1.5	84/5	基础减振	昼夜
---	------	---	---	---	-----	------	------	----

②施工噪声贡献值

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

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

式中： L_r ——距声源 r 处的 A 声压级，dB (A)；

L_{r_0} ——距声源 r_0 处的 A 声压级，dB (A)；

r ——预测点与声源的距离，m；

r_0 ——监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.1-4。

表 5.1-4 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

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

③影响分析

根据表 5.1-4 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，昼间距施工设备 60m，夜间 300m 即可满足《建筑施工噪声排放标准》(GB 12523-2025)场界噪声限值要求。施工场地周边 300m 范围内无声环境敏感目标，施工期从声环境影响角度项目可行。

5.1.2.3 施工噪声污染防治措施

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

(1) 建设单位应要求施工单位使用低噪声的机械设备，并在施工中设专人

对其进行保养维护，对设备使用人员进行培训，严格按操作规范使用各类机械。

(2) 应合理安排施工作业，避免高噪设备集中施工造成局部噪声过高。

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

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

5.1.3 施工期固体废物影响分析

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土方、施工废料和施工人员生活垃圾。

(1) 土石方

本项目共开挖土方 3.869 万 m^3 ，回填土方 4.298 万 m^3 ，借方 0.429 万 m^3 ，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建井场需进行压盖，借方主要来源于轮台县周边砂石料场，本项目不设置取土场。

(2) 施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣和吹扫产生的废渣等。根据类比调查，施工废料的产生量共约 1.34t。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托库车经济技术开发区工业固体废物填埋场合规处置。

(3) 生活垃圾

本项目施工期生活垃圾产生总量为 0.9t，现场集中收集，送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

5.1.4 施工地表水环境影响分析

5.1.4.1 废水产生量分析

(1) 管线试压废水

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

(2) 生活污水

施工期产生的生活污水水量小、水质简单，生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至采油一厂于奇基地现有生活污水处理装置处理。

5.1.4.2 地表水影响分析

施工过程中的生活污水、管线试压废水等均可得到有效的处置，不会形成地表径流或因雨水的冲刷而随地表径流漫流进地表水体，本项目周边无地表径流，故施工过程中的各种污染物质不存在进入地表水体，对地表水环境影响可接受。

5.1.5 施工期地下水环境影响分析

本项目施工期废水主要包括管线试压废水和生活污水。项目管线试压废水属于洁净水，循环使用后用于洒水抑尘；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至采油一厂于奇基地现有生活污水处理装置处理。本项目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。

5.1.6 施工期生态影响分析

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

5.1.6.1 地表扰动影响分析

本工程占地主要为井场、管道、架空线路占地等。

表 5.1-5 本项目占用土地情况表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)		占地类型	备注
		永久占地	临时占地		
1	井场工程			裸土地	新建井场占地面积 60m×70m；后期侧钻期井场临时占地面积为 120m×90m，生活区占地面积 50m×70m
2	管线工程			裸土地、灌木林地	管线长度合计 8.95km，管线作业带宽度按 5m 计
合计				—	—

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

工程占地主要为井场工程占地、管道施工占地等。根据占地类型统计，项目占用的土地类型主要为灌木林地和裸土地。从宏观整体区域看，施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，项目临时占地面积较小，不会对该区域的土地利用结构造成较大改变。管道工程及线路工程施工完毕后，对施工临时占地进行恢复，对土地利用的影响也会逐渐消失。

5.1.6.2 对植被的影响分析

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

（1）植被覆盖度的影响分析

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

（2）生物量损失

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

$$Y=S_i \cdot W_i$$

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

积生物量， t/hm^2 。

生物量损失见表 5.1-6。

表 5.1-6 项目建设各类型占地的生物量损失

土地利用类型	平均生物量 (t/hm^2)	面积 (hm^2)		生物量 (t)	
		永久占地	临时占地	永久占地植被损失	临时占地植被损失
灌木林地					
裸土地					
合计					

本项目的实施将造成 0.63t 永久占地植被损失,5.185t 临时占地植被损失。

5.1.6.3 对野生动物的影响分析

(1) 对野生动物生境的破坏

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

(2) 对野生动物分布的影响

在施工生产过程中，由于施工机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着本项目建设的各个过程，野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的鸟类和哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其他区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。塔河油田已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次油田开发所影响的只是一些鼠类和鸟类（漠雀等）。

(3) 对重点保护野生动物的影响

根据现场调查、走访及资料收集，该区域共有国家级重点保护动物 1 种，为塔里木兔。塔里木兔主要分布于塔里木河沿岸植被丰富的林地及林缘灌丛生境，工程占地和建筑施工会减少它们的适宜生境，对其在评价范围内的生存

和种群数量存在一定影响。但考虑到本项目所在区域附近类似生境很多，这些兽类可以向周围相似生境中迁移，并且施工范围内分布范围较小，不会对其生存生活和种群数量产生大的影响。

5.1.6.4 生态系统完整性的影响

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

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

5.1.6.6 水土流失影响分析

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，加上地表整体植被覆盖相对较低，项目建设过程中对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若在施工过程中不加以治理和防护，遇大风天气易产生严重的水土流失现象。

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

5.1.6.7 防沙治沙分析

①占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况。

拟建项目总占地面积 10.03hm²（其中永久占地面积为 1.26hm²，临时占地面积为 8.77hm²），涉及沙化土地占用。

②项目实施过程中的弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响。

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

③损坏的防沙治沙设施（包括生物、物理或化学固沙等措施）。

本项目占地范围不涉及已建设的防沙治沙设施。

④可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

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

5.1.7 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	地表扰动、植被覆盖度、生物量损失、生物多样性、生态系统完整性
评价等级		一级 ☐ 二级 ☒ 三级 ☐ 生态影响简单分析 ☐
评价范围		陆域面积：（0.1）km ² ；水域面积：（0）km ²

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

5.2 运营期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

5.2.1.1 多年气候统计资料分析

拟建工程分布于巴州轮台县境内, 距离项目区最近的气象站为轮台县气象站, 该地面观测站与项目区最近距离 52km 左右。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轮台县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轮台县气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 5.2-1。

表 5.2-1 观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/m		相对距离/m	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
轮台县气象站	51642	一般站	84.120	41.780	52	976	2023	风速、风向、总云量、干球温度

5.2.1.2 多年气候统计资料分析

(1) 温度

区域内近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.2-2。

表 5.2-2

近 20 年各月平均温度月变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度(℃)	-7.8	-1.0	7.9	16.1	21.2	25.0	26.5	25.4	20.4	11.9	2.7	-5.4	11.9

由表 5.2-2 分析可知，区域近 20 年平均温度为 11.9℃，4~9 月月平均温度均高于多年平均值，其它月份均低于多年平均值，7 月份平均气温最高，为 26.5℃，1 月份平均气温最低，为-7.8℃。

(2) 风速

区域内近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.2-3。

表 5.2-3

近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速(m/s)	1.0	1.2	1.7	2.0	2.1	2.0	1.9	1.8	1.5	1.3	1.1	1.0	1.6

由表 5.2-3 分析可知，区域近 20 年平均风速为 1.6m/s，5 月份平均风速最大为 2.1m/s，1 月、12 月份平均风速最低，为 1.0m/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(%)	6.2	5.8	14.9	10.2	3.6	3.0	2.1	1.8	2.7
风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C	
频率(%)	5.1	12.0	8.2	5.1	3.4	3.5	4.0	8.4	

图 5.2-1 区域近 20 年风频玫瑰图

由表 5.2-4 分析可知，轮台县近 20 年资料统计结果表明，该地区多年 NE 风向

的频率最大，其次是SW风向。

5.2.1.3 环境空气影响预测与分析

(1) 预测模式

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

表5.2-5 估算模型参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数（城市选项时）	/
2	最高环境温度/℃		42.1
3	最低环境温度/℃		-25.6
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
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 5.2-7 和表 5.2-8。

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(m)	排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	烟气流量(m ³ /h)	工况烟气流速(m/s)	烟气温度(℃)	年排放小时数(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
		经度(°)	纬度(°)										
1	井场加								120	4800	正	PM ₁₀	0.0094

热炉烟气（以 YQ9-7X 井场为代表）										常	PM _{2.5}	0.0052
											SO ₂	0.0019
											NO ₂	0.0761
											非甲烷总烃	0.008

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/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
井场无组织废气（以 YQ9-7X 井场为代表）								8760	正常	H ₂ S	0.0008
										非甲烷总烃	0.021

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	井场加热炉烟气（以 YQ9-7X 井场为代表）	PM ₁₀			6.91	10	—
		PM _{2.5}					
		SO ₂					
		NO ₂					
		非甲烷总烃					
2	井场无组织废气（以 YQ9-7X 井场为代表）	非甲烷总烃				48	—
		硫化氢					

由表 5.2-8 可知，项目废气中 PM₁₀ 最大落地浓度为 0.609 μg/m³、占标率为 0.14%；PM_{2.5} 最大落地浓度为 0.337 μg/m³、占标率为 0.15%；SO₂ 最大落地浓度为 0.129 μg/m³、占标率为 0.03%；NO₂ 最大落地浓度为 4.926 μg/m³、占标率为 2.46%；非甲烷总烃最大落地浓度为 76.714 μg/m³、占标率为 3.84%；H₂S 最大落地浓度为 0.691 μg/m³、占标率为 6.91%，D_{10%} 均未出现。

5.2.1.4 废气源对四周厂界贡献浓度

本项目实施后，无组织废气对井场四周无组织贡献浓度情况如表 5.2-9。

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

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

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

5.2.1.6 非正常排放影响分析

（1）污染源强

非正常生产排放包括开车、停车、设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况的污染物排放，如工艺设备和环保设施不能正常运行时污染物的排放等。本项目单井开采过程，若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑，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/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/ $^\circ$	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
		X	Y									
1	放喷口				6	6	0	2	0.17	非正常	H_2S	0.01
											非甲烷总烃	0.1

（2）影响分析

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

表 5.2-11 非正常排放 $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表 单位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$

序号	污染源名称	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_i (%)	$P_{\max}$ (%)	最大浓度出现距离 (m)	$D_{10\%}$ (m)
1	放喷口	H_2S	164	1643.8	1643.8	10	450

		非甲烷总烃	1640	82.19		10	250
--	--	-------	------	-------	--	----	-----

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

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

5.2.1.7 污染物排放量核算

(1) 有组织排放量核算

本项目有组织排放量核算情况见表 5.2-12。

表 5.2-12 大气污染物有组织排放量核算表

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

(2) 无组织排放量核算

本项目无组织排放量核算情况见表 5.2-13。

表 5.2-13 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产物环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m^3)	
1	井场无组织废气	非甲烷总烃	密闭工艺	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中边界污染物控制要求	非甲烷总烃 ≤ 4.0	
		硫化氢	密闭工艺	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表1新扩改建厂界二级标准值	$\text{H}_2\text{S}\leq 0.06$	

5.2.1.8 后期侧钻废气影响分析

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

(1) 施工扬尘

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

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

(2) 焊接烟气、机械设备和车辆废气

后期侧钻钻井前工程、钻井工程、储层改造工程使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、 SO_2 、 NO_2 、 C_mH_n 等，施工机械废气满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020）限制要求；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，可为环境所接受。

(3) 测试放喷废气

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

(4) 环境影响分析

后期侧钻阶段，钻井前工程、钻井工程、储层改造工程，呈现出分区域、分

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

5.2.1.9 评价结论

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

5.2.1.10 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-14。

表 5.2-14 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐		二级 ☒	
	评价范围	边长=50km ☐		边长5~50km ☐	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥ 2000t/a ☐		500~2000t/a ☐	
	评价因子	基本污染物 (PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃) 其他污染物 (H ₂ S、非甲烷总烃)			包括二次PM _{2.5} ☐ 不含二次PM _{2.5} ☐
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐	附录D ☒ 其他标准 ☐
现状评价	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☒	一类区和二类区 ☐
	评价基准年	(2024) 年			
现状评价	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☒		主管部门发布的数据 ☐	现状补充监测 ☒
	现状评价	达标区 ☐		不达标区 ☒	
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☒ 现有污染源 ☒		拟替代的污染源 ☐	其他在建、拟建项目污染源 ☐ 区域污染源 ☐

续表 5.2-14 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
大气环	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☒

境影响 预测与 评价	预测范围	边长 $\geq 50\text{km}$ ☐	边长 $5\sim 50\text{km}$ ☐		边长 $=5\text{km}$ ☒	
	预测因子	预测因子 (PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 SO_2 、 NO_2 、 H_2S 、非甲烷总烃)			包括二次 $\text{PM}_{2.5}$ ☐ 不包括二次 $\text{PM}_{2.5}$ ☐	
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 100\%$ ☐		$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $> 100\%$ ☐		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 10\%$ ☐		$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $> 10\%$ ☐	
		二类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 30\%$ ☐		$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $> 30\%$ ☐	
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长 (0.17) h	$C_{\text{非正常}}$ 占标率 $\leq 100\%$ ☐		$C_{\text{非正常}}$ 占标率 $> 100\%$ ☒	
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{\text{叠加}}$ 达标 ☐		$C_{\text{叠加}}$ 不达标 ☐		
区域环境质量的 整体变化情况	$k \leq -20\%$ ☐		$k > -20\%$ ☐			
环境监 测 计 划	污染源监测	监测因子: (颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度、 H_2S 、非甲烷总烃)		有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☐	无监测 ☒	
	环境质量监测	监测因子: ()		监测点位数 ()	无监测 ☒	
评价结 论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐				
评价结 论	大气环境保护 距离	距 () 厂界最远 () m				
评价结 论	污染源年排放量	SO_2 : (0.027) t/a	NO_x : (1.095) t/a	颗粒物: (0.135) t/a	VOC_s : (0.883) t/a	
注: “ ☐ ”为勾选项, 填“ ☒ ”; “()”为内容填写项						

5.2.2 地表水环境影响评价

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

5.2.2.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

本项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水及生活污水。采出水随采出液一起进入联合站处理,满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层,井下作业废水送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理,后期侧钻期间产生生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉。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) 一号联合站采出水处理单元

本项目建成投运后，采出水随采出液进入一号联合站处理。一号联合站水处理工艺流程具体为：含油污水→接收罐→污水提升泵→压力高效聚集除油器→核桃壳过滤→储水罐→外输注水站。处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，处理后净化污水经高压注水泵增压，通过注水系统回注，可保持油气层压力，使油气藏有较强的驱动力，以提高油气藏的开采速度和采收率。

表 5.2-15 联合站采出水处理单元采出水处理规模一览表 m^3/d

联合站名称	设计规模	实际处理量	富余能力	本项目需处理量	依托可行性
塔河油田一号联合站					可依托

综上所述，塔河油田一号联合站水处理单元满足本项目采出水处理需求，依托处理设施可行。

(2) 阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站

阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理废液处理及减量化装置废液处理采用“化学、机械破胶+絮凝沉降+沉渣减量化”工艺，处理规模为 $60\text{m}^3/\text{h}$ ，含油污泥减量化系统采用“调质+分离”技术，处理规模为 $14\text{t}/\text{h}$ ，废液年处理量为 50 万 m^3 ，含油污泥年处理量为 10 万 t，目前尚有较大余量，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。因此阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理废液装置处理能力可满足本项目需求。

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

5.2.2.3 后期侧钻废水影响分析

考虑到后期上产需要，单座井场后期侧钻按 4 次考虑。

(1) 钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、

泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体等，井场不设置废水池，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理，处理后的液相回用于钻井液配制，余量的液相拉至塔河绿色环保站处理，不外排。

（2）生活污水

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

撬装化污水处理装置设计处理规模 $20\text{m}^3/\text{d}$ ，后期侧钻单座井场污水产生规模为 $4.8\text{m}^3/\text{d}$ ，可满足井场生活污水处理需求。撬装化污水处理站采用“生化+过滤”工艺，生活污水经过“格栅+调节池+厌氧池+生物接触氧化池+二沉池+MBR膜池+消毒池”处理达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表2的B级标准后，主要用于荒漠灌溉。

（3）酸化压裂废水

本项目井场不设置废水池，根据建设单位提供的钻井技术方案，储层改造过程中产生的酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理达标后回注。

表 5.2-16 地表水环境影响评价自查表

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

5.2.3 地下水环境影响评价

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

5.2.3.1 区域地形地貌

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

(1) 冲洪积平原

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

(2) 冲积平原

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

5.2.3.2 地质概况

(1) 地质构造

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

(2) 地层岩性

调查区内地表覆盖有厚层第四系松散物，无基岩出露。第四系从北部到南

部的塔里木河区域依次为冲洪积和冲积成因，岩性结构颗粒有由粗到细的变化特征。

5.2.3.3 水文地质条件

(1) 含（隔）水层结构及其分布特征

调查区内地下水以多层潜水—承压水含水层结构为主，在塔里木河南岸分布为单一结构潜水。整体来看，从北向南第四系有含水层由厚变薄，颗粒由粗变细的规律性变化。

塔里木河北岸为多层潜水—承压水含水层结构。潜水含水层岩性为细砂，渗透系数一般小于 5m/d ，水位埋深一般 $2.5\sim 9\text{m}$ ，含水层厚度 $10\sim 30\text{m}$ ，单井涌水量 $100\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，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 $20\sim 30\text{m}$ ，单井涌水量 $100\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，富水性中等。

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

塔里木河南岸为单层潜水结构，含水层岩性为粉细砂、粉土，其上河网纵横交错，地下水埋深 $3\sim 10\text{m}$ ，富水性中等，单井涌水量 $100\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ 。

(2) 地下水补径排条件

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

(3) 各含水层之间及与地表水之间水力联系

① 各含水层之间的关系

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

调查区内潜水和承压含水层之间存在 $2\sim 5\text{m}$ 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 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 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

2025 年 9 月对塔河油田整个区块进行水位统测，具体统测结果见表 5.2-17。

表 5.2-17 塔河油田地下水水位统测点统计表

序号	坐标		井深 (m)	地面标高 (m)	丰水期 (2025 年 9 月)	
	X	Y			水位埋深 (m)	水位标高 (m)
T02					5.36	941.39
T03					4.56	935.52
T04					4.55	946.73
T05					4.64	941.58
T06					3.64	935.69
T07					4.62	938.4

T08					5.15	935.67
T09					4.65	935.08
T10					9.16	926.12
T11					5.52	924.22
T12					5.83	926.73

(6) 包气带特征及防污性能

①岩性特征

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

②包气带防污性能

塔河油田区块内包气带岩性主要有:第四系松散岩类粉质粘土、粉土和细砂,第四系包气带厚度 2.5~9m,粉质粘土垂直渗透系数 $5.56 \times 10^{-5} \sim 1.11 \times 10^{-4} \text{cm/s}$,粉土垂直渗透系数 $1.67 \times 10^{-4} \sim 6.67 \times 10^{-4} \text{cm/s}$,细砂垂直渗透系数为 $6.11 \times 10^{-4} \sim 8.89 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ 。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 $1 \times 10^{-4} \text{cm/s}$,综合判定塔河油田天然包气带防污性能为“弱”。

5.2.3.4 区域地下水污染源调查

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

5.2.3.5 地下水环境影响预测

本项目地下水环境影响评价等级为“二级”,项目场地位于冲洪积平原区,水文地质条件较为简单,污染物的渗漏对地下水流场基本不会产生影响,含水层水文地质参数变化很小。因此,根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016),为了解项目实施对地下水环境的影响,本次评价采用解析法进行地下水环境影响预测工作。

5.2.3.5.1 正常状况

(1) 废水

本项目运营期间废水主要包括采出水、井下作业废水和生活污水，采出水随采出液进入联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理。后期侧钻期间产生生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

(2) 落地油

石油开采中产生的落地油转移到下层的量很少。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林等，2009），土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染最多可下渗到50cm。由于油田气候干旱少雨，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

(3) 井场

本项目正常状况下，井口区采取严格的防渗，定期开展井筒完整性检查，不会对区域地下水环境产生污染影响。

(4) 管线

本项目正常状况下，管线采取严格的防腐防渗措施，不会对区域地下水环境产生污染影响。

5.2.3.3.2 非正常状况

(1) 井场套管破损泄漏对地下水环境的影响

油井正常运行过程中如套管发生破损泄漏，则会发生套外返水事故。一旦发生事故，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生油水串层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。套外返水发生概率极低，本次评价考虑最不利的极端情况下，套管发生破损泄漏后对潜水含水层水质产生影响，

本次评价对非正常状况下套管发生破损泄漏情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

①预测因子筛选

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

表 5.2-18 评价因子及评价标准一览表

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

②预测源强

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

③预测模型

污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据本项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物一平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

- 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；
- 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；
- 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：

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

式中：

x, y —计算点处的位置坐标；

t —时间，d；

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 x, y 处的污染物浓度，mg/L；

M —含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约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0.02kg；

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

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

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

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

π —圆周率。

④预测内容

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

表 5.2-19 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围 (m ²)	超标范围(m ²)	最大运移距离(m)	晕中心浓度 (mg/L)	超标范围是否运移出井场边界
100d	235.5	—	20	0.038	否
1000d	—	—	—	—	—
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 235.5m²，无超标范围，最大运移距离 20m，晕中心最大浓度为 0.038mg/L；1000d、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。

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 井场非正常状况下，井场边界石油类浓度变化曲线图

(2) 管道泄漏事故对地下水的影响

1) 预测因子筛选

本项目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。各评价因子检出限及评价标准见表 5.2-22。

表 5.2-22 评价因子及评价标准一览表

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

2) 预测源强

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境(修订征求意见稿)》中附录F中管道泄漏量公式:

$$Q=a \times \beta \times q \times L$$

式中:

Q—废污水渗透量, m^3/d ;

L—管道长度, km; 本工程选取最大管径泄漏;

α —变差系数, 一般可取0.1~1.0, 管道采取特殊防渗措施时根据防渗能力选取; 考虑最不利因素, 本项目取1.0;

β —调整系数, 针对不同压力管道单位泄漏量的量纲差异给出的调整系数, 有压管道取值3.6, 无压管道和渠道取值0.001; 本工程取值3.6;

q—单位泄漏量, $\text{L}/\text{min} \cdot \text{km}$ 或 $\text{L}/\text{d} \cdot \text{km}$, 不同材质有压管道和无压管道的单位泄漏量分别见F.3.1和F.3.2, 渠道或管渠泄漏量见F.3.3。本工程取值为 $1.05\text{L}/\text{min} \cdot \text{km}$ 。

根据上述公式, 管线发生事故, 最长1h可以到达事故地进行处置, 则1h内管线泄漏量为 0.30m^3 , 根据建设单位提供的资料, 本工程区块原油密度约 $934\text{kg}/\text{m}^3$, 石油类泄漏量为 0.28t 。类比同类型采油井场多年统计数据, 考虑采出液流量的1‰渗入潜水含水层, 则石油类泄漏源强为 0.28kg 。

3) 预测模型

非正常状况下, 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:

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

式中：

x, y —计算点处的位置坐标；

t —时间，d；

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 x, y 处的污染物浓度，mg/L；

M —含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约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0.28kg；

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0.8%。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=1\text{m/d} \times 0.8\%/0.18=0.044\text{m/d}$ ；

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

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；根据资料，纵向弥散度 $\alpha_m=10\text{m}$ ，纵向弥散系数 $D_L=\alpha_m \times u=0.44\text{m}^2/\text{d}$ ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；横向弥散系数 $D_T=0.044\text{m}^2/\text{d}$ ；

π —圆周率。

4) 预测内容

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值等值线作为影响范围，取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准值等值线作为石油类的超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表 5.2-23。

表 5.2-23 非正常状况下石油类污染预测结果表

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	超标范围是否运移出
------	-----------------------	-----------------------	-----------	-------	-----------

				(mg/L)	井场边界
100d	305	207	20	2.13	否
1000d	2192.2	1065	59	0.21	否
7300d	5970	—	190	0.029	否

(1) 100d 时污染晕运移分布图

(2) 1000d 时污染晕运移分布图

(4) 7300d 时污染晕运移分布图

图5.2-5 非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

综合以上分析可知，管线下游监测到石油类波动，在 7300d 的模拟期内，最大浓度为 0.029mg/L，未超标(0.05mg/L)。

(4) 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，选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加强对集输管线和油井的监测和管理，定期检查，及时发现、修补损坏井，减少管线破坏、减少原油泄漏量。

⑥油井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

(2) 分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求。本项目各分区防渗等级具体见表 5.2-24。

表 5.2-24 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	井口区、阀组 区	弱	易	其他类型	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$, 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 5.2-25。

表 5.2-25 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
		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	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、汞、六价铬	每半年1次

5.2.3.7 地下水污染应急措施

(1) 应急治理程序

针对应急工作需要，参照“场地环境保护标准体系”的相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，制定地下水污染应急治理程序见图 5.2-6。

图 5.2-6 污染应急治理程序框图

(2) 地下水污染治理技术

地下水污染治理技术归纳起来主要有：物理处理法、水动力控制法、抽出

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

（3）治理措施

塔河油田于奇区块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 100~1000m³/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 100~1000m³/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、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，各井场内采油树、阀组、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，可避免采出液泄漏而对地下水产生污染影响。

非正常状况下，套管破损、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治防控措施的前提下，从地下水环境影响的角度分析，本项目对地下水环境影响可接受。

5.2.4 声环境影响评价

本项目管线埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；本项目产噪设备主要为井场采油树、加热炉、液压式油气混输增压装置

等。

5.2.4.1 预测模式

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

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

L_w —由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

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

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减，dB。

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的声压级，dB；

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

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减，dB。

b) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算：

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

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级，dB (A)；

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

ΔL_i —第 i 倍频带的 A 计权网络修正值, dB;

c) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB (A) ;

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级, dB (A) ;

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

d) 工业企业噪声计算

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{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:

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

式中: L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值, dB;

T —用于计算等效声级的时间, s;

N —室外声源个数;

t_i —在 T 时间内 i 声源工作时间, s;

M —等效室外声源个数;

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间, s。

e) 噪声预测值计算

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

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 5.2-26。

表 5.2-26 井场、站场噪声源强调查清单（室外声源）

序号	声源名称		型号	空间相对位置/m			声源源强 [dB(A)]	声源控制措施	运行时段
				X	Y	Z			
1	新建井场（以 YQ9-7X 井场为代表）	采油树	—	30	30	1	85	基础减振	昼夜
2		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 5.2-27。

表 5.2-27 井场噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

序号	厂界		时段	噪声现状值 /dB(A)	噪声贡献值 /dB(A)	叠加后 测值	标准值	达标 情况
1	新建井场 (以 YQ9-7X 井 场为代表)	东厂界	昼间	--	42	--	60	达标
			夜间	--	42	--	50	达标
2		南厂界	昼间	--	45	--	60	达标
			夜间	--	45	--	50	达标
3		西厂界	昼间	--	40	--	60	达标
			夜间	--	40	--	50	达标
4		北厂界	昼间	--	43	--	60	达标
			夜间	--	43	--	50	达标

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

综上，从声环境影响角度，本项目建设可行。

5.2.4.4 后期侧钻噪声影响分析

考虑到后期上产需要，单座井场后期侧钻按 4 次考虑。

（1）钻井噪声源强

钻井噪声主要来源于钻井设备、泥浆泵、振动筛等连续性噪声。目前钻井噪声处理难度较大，要减轻钻井噪声影响，主要还是通过钻井过程中采取相应

的降噪措施。主要为在泥浆泵等设备下加衬弹性垫料，在钻井过程中平稳操作，避免产生非正常的噪声，通过以上措施可以降低噪声约 10dB (A) 左右。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013) 中表 A.2 和类比油田开发工程中钻井工程实际情况，项目钻井期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.2-28。

表 5.2-28 后期侧钻钻井噪声源参数一览表（室外声源）

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

(2) 施工噪声贡献值

后期侧钻钻井噪声预测模式见运营期声环境影响评价章节中“5.2.4.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本工程施工期各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.2-29。

表 5.2-29 施工期钻井噪声预测结果一览表 单位：dB (A)

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

(3) 影响分析

根据表 5.2-28 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，施工期井场

噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间均为 63~68dB（A），昼间满足《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）场界噪声限值要求，夜间不满足《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）场界噪声限值要求，本项目井场周边无居民区、村庄等环境敏感点，施工结束后，噪声影响消失。

（2）储层改造噪声影响分析

①储层改造噪声源强

储层改造主要来源于压裂车、测试放喷时产生的高压气流噪声，参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油田开发工程中储层改造工程实际情况，项目储层改造期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.2-30。

表 5.2-30 后期侧钻储层改造噪声源参数一览表（室外声源）

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

（2）施工噪声贡献值

后期侧钻储层改造噪声预测模式见运营期声环境影响评价章节中“5.2.4.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本工程后期侧钻储层改造工程各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.2-31。

表 5.3-31 后期侧钻储层改造噪声预测结果一览表 单位：dB（A）

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

4		北场界	68	68	70	55	达标	超标
---	--	-----	----	----	----	----	----	----

(3) 影响分析

根据表 5.2-30 可知,由预测结果可以看出,储层改造对厂界的噪声贡献值昼间、夜间均为 60~75dB(A),不满足《建筑施工噪声排放标准》(GB 12523-2025)场界噪声限值要求,本项目井场周边无居民区、村庄等环境敏感点,施工期间通过采取对设备定期保养维护、基础减振等措施可减少噪声对周边环境的影响,同时一般储层改造周期短,仅为几天,施工结束后,噪声影响消失。

5.2.4.5 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 5.2-32。

表 5.2-32 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐		二级 ☒		三级 ☐	
	评价范围	200m ☒		大于 200m ☐		小于 200m ☐	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
评价标准	评价标准	国家标准 ☒ 地方标准 ☐ 国外标准 ☐					
现状评价	环境功能区	0 类区 ☐	1 类区 ☐	2 类区 ☒	3 类区 ☐	4a 类区 ☐	4b 类区 ☐
	评价年度	初期 ☐		近期 ☒		中期 ☐	
	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、废液压油、废油桶以及后期侧钻产生的含油废物、废烧碱包装袋等，收集后危废贮存库暂存，定期由有危废处置资质单位接收处置。后期侧钻产生的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后用于铺垫油区内的井场、道路等；后期侧钻过程产生的废油基泥浆及岩屑属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置；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。废药剂包装袋集中收集后送至周边一般工业固废填埋场处置。后期侧钻产生固废按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ 1461—2026）相关要求执行。

一般工业固体废物情况见表 5.2-33，危险废物情况见表 5.2-34。

表 5.2-33 一般工业固体废物污染源强一览表

表 5.2-35 本项目危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

5.2.5.1 一般工业固体废物影响分析

本项目后期侧钻产生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后用于铺垫油区内的井场、道路等。撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥和生活垃圾送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置，固体废物均妥善处置，可避免对周围环境产生不利影响。

5.2.5.2 危险废物影响分析

(1) 危险废物贮存

本项目产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）中相关管理要求并根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。及时在线填报危险废物管理计划、办理电子转移联单。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显地标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

- a. 危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。
- b. 危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 5.2-7 所示；
- c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.2-8 所示；
- d. 装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间。

图 5.2-7 危险废物类别标识示意图

图 5.2-8 危险废物相关信息标签

(2) 危险废物运输过程影响分析

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阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站进行处置，阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理资质及处置类别涵盖了本项目 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前阿克苏塔河环保

工程有限公司绿色环保工作站已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 15 万 m^3/a ，富余处理能力 2.5 万 m^3/a 。因此，本项目危险废物全部委托阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站接收处置可行。

5.2.6 生态影响评价

项目运营期对生态的影响主要表现在对野生动物、植物、生态系统完整性等影响。

(1) 对野生动物的影响分析

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

运营期道路行车主要是油气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。并从管理上对工作人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识，车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物，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

运营期间由于占地活动的结束，管线所经地区处于正常状态，对地表植被无不良影响。非正常状况下，如漏油、爆炸等，产生的原油和废气会对周边植被产生不利影响。运营期间加强巡线，发现问题及时采取紧急关闭阀门及时维修等措施，管线泄漏一般影响时间较短，造成植被损失较小。

(3) 生态系统完整性影响分析

本项目管线的建设在施工期间将原有景观格局分割成零散的地块，导致斑块数目增加，最终引起景观破碎度的增加；集输管线对自然景观起到一种分割作用，造成空间上的非连续性，并形成廊道效应，导致景观连通性降低。本项目管线建设在施工后覆土回填，植被逐渐恢复原貌，对自然景观影响较小。道路建设过程中分割作用对动物有所影响，由于区域动物以鸟类、爬行类为主，因此道路建设对鸟类的隔离作用很小，爬行类均为常见物种，适应能力较强，

在受到不利影响后，会主动向周边适宜生境中迁移。

在油田开发如管道等建设中，新设施的增加不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大，同时由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

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

5.2.7 土壤环境影响评价

5.2.7.1 环境影响识别

（1）项目类型

本项目采油井场建设属于Ⅰ类项目，集输管线、掺稀管线建设属于Ⅱ类项目，燃料气管线建设属于Ⅳ类项目。

（2）影响类型及途径

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

运营期废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水，井场未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况管道连接处破裂，井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。同时，本项目采出液盐分含量较高，当出现泄漏时，采出液中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高。影响类型见表 5.2-36。

表 5.2-36

建设项目影响类型表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期	--	--	--	--	--	--	--	--

运营期	--	--	√	--	√	--	--	--
服务期满后	--	--	--	--	--	--	--	--

(3) 影响源及影响因子

① 污染影响型

本项目集输管线输送介质为采出液，集输管线破裂时，采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响；井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，采出液在水头压力差的作用下，可能会下渗到土壤中，造成一定的影响；因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。本项目土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-37。

表 5.2-37 土壤环境影响源及影响因子识别表

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

② 生态影响型

考虑最不利情况，集输管线破裂、井场套管破损泄漏导致其中高含盐液体进入土壤中，造成土壤中盐分含量有一定程度的升高。本次评价选择盐分含量作为代表性因子进行预测。

表 5.2-38 土壤环境影响源及影响因子识别表

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

5.2.7.2 现状调查与评价

(1) 调查范围

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

(2) 敏感目标

将井场外延 5km 范围及管线两侧 0.2km 范围的土壤作为土壤环境(生态型)保护目标。

(3) 土地利用类型调查

①土地利用现状

根据现场调查结果,井场、管道等占地现状为裸土地、林地。

②土地利用历史

根据调查,项目区域建设之前为裸土地、林地,局部区域已受到油田开发的扰动和影响。

③土地利用规划

本项目占地范围暂无规划。

5.2.7.2.4 土壤类型调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图(数据来源:二普调查,2016 年),《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类,土壤评价范围内土壤类型为盐土。区域土壤类型见附图 8。

5.2.7.3 土壤环境影响预测与评价

5.2.7.3.1 污染影响型

(1) 预测情景

本项目实施后,由于严格按照要求采取防渗措施,在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。因此,垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况,根据企业的实际情况分析,结合前文“影响源及影响因子”。综合考虑本项目物料特性及土壤特征,本次评价对集输管线破损泄漏、套管发生破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染,作为预测情景。

(2) 预测模型

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

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程:

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

式中：c—污染物介质中的浓度，mg/L；

D—弥散系数，m²/d；

q—渗流速度，m/d；

z—沿 z 轴的距离，m；

t—时间变量，d；

θ—土壤含水率，%。

②初始条件

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

③边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

a. 连续点源：

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

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

b. 非连续点源：

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

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

(3) 预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，预测模型参数取值见表 5.2-39。

表 5.2-39 垂直入渗预测模型参数一览表

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

(4) 预测源强

根据工程分析，结合项目特点，本评价重点针对集输管线破损泄漏及套管发生破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

表 5.2-40 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
集输管线泄漏	石油烃	934000	瞬时
井场套管破损泄漏	石油烃	934000	瞬时

(5) 土壤污染预测结果

①集输管线泄漏石油烃预测结果

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 934000mg/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 5.2-9 所示。

图 5.2-9 石油烃沿土壤垂向迁移情况

由图 5.2-9 土壤模拟结果可知，入渗 10 天后，污染深度为 32cm，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井场套管破损泄漏石油烃预测结果

井场套管破损泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为 934000mg/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 5.2-10 所示。预测结果见表 5.2-41。

图 5.2-10 石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

表 5.2-41 土壤预测情况表

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

由图 5.2-10 土壤模拟结果可知，入渗 20 天后，污染深度为 50cm，整体渗漏速率较慢，发生泄漏会在短时间内发现，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，因此，本项目实施后对周边土壤环境污染影响可接受。

5.2.7.3.2 生态影响型

（1）预测情景

本项目实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。事故工况，根据企业的实际情况分析，结合前文“影响源及影响因子”，综合考虑本项目物料特性及土壤特征，本次评价对集输管线破损泄漏、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 1h 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 0.3m^3 ，采出液中总矿化度为 218033mg/L ，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=0.3 \times 218033 = 65409.9\text{g}$ 。

②井场套管破损泄漏

套管泄漏量取单井采出水量 20t/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 218033mg/L ，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=2.0 \times 218033 = 436066\text{g}$ 。

(3) 预测模型

本次预测采用 HJ964-2018 附录 E.1.3 中预测方法，预测公式如下：

(1) 单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s) / (\rho_b \times A \times D)$$

式中： ΔS —单位质量表层土壤中某种物质的增量， g/kg ；

I_s —预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量， g ；

L_s —预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量， g ；

R_s —预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量， g ；

ρ_b —表层土壤容重， kg/m^3 ；

A —预测评价范围， m^2 ；

D —表层土壤深度，一般取 0.2m ，可根据实际情况适当调整；

n —持续年份， a 。

(2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

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， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以集输管线泄漏点为中心 $20\text{m} \times 20\text{m}$ 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.45 \times 10^3 \text{kg/m}^3$ ，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状最大值为 10.7g/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 0.015g/kg ，叠加现状值后的预测值为 10.715g/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， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以采油井场泄漏点为中心 $100\text{m} \times 100\text{m}$ 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.45 \times 10^3 \text{kg/m}^3$ ，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状最大值为 10.7g/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 0.008g/kg ，叠加现状值后的预测值为 10.708g/kg 。

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

5.2.7.4 土壤污染防治措施

（1）源头控制

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

②人员定期巡检，巡检时应对管线沿线进行仔细检查，出现泄漏情况能及

时发现；

③加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生；

④加强井场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

（2）过程防控措施

①巡检车辆按照指定路线行驶，严禁随意碾压破坏井场周边土壤结构；

②严格执行《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934 - 2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口装置区划分为一般防渗区，其余区域划分为简单防渗区。防渗措施的设计，使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

（3）跟踪监测

为了掌握本项目土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，对本项目实施土壤跟踪监测。根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）相关要求，制定监测计划，详情见表 5.2-42。

表 5.2-42 土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	井场内	表层样	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、pH	执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1、2 第二类用地筛选值	每3年1次

5.2.7.5 结论与建议

本项目占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环

境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类和第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 50cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。采出液泄漏时，将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高，增量较小。因此，本项目需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防治措施后，从土壤环境影响的角度，本项目建设可行。

本项目土壤环境影响评价自查表见表 5.2-43。

表 5.2-43 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☐ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☒				
	土地利用类型	建设用地 ☐ ；农用地 ☐ ；未利用地 ☒				
	占地规模	小型				
	敏感目标信息	敏感目标（）、方位（）、距离（）				周边区域土壤
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☐ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他（）				
	全部污染物	盐分、pH、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）				
	特征因子	盐分、pH、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 ☒ ；II类 ☐ ；III类 ☐ ；IV类 ☐				
	敏感程度	敏感 ☐ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☒				污染影响型
		敏感 ☒ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☐				生态影响型
评价工作等级		一级 ☐ ；二级 ☒ ；三级 ☐				污染影响型
		一级 ☒ ；二级 ☐ ；三级 ☐				生态影响型
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ；b) ☒ ；c) ☒ ；d) ☒				
	理化特性	—				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	

		表层样点数	5	6	0.2m	
		柱状样点数	3	0	0.5m、1.5m、3m	
现状调查内容	现状监测因子	占地范围内：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷,1,2-二氯乙烷,1,1-二氯乙烯,顺-1,2-二氯乙烯,反-1,2-二氯乙烯,二氯甲烷,1,2-二氯丙烷,1,1,1,2-四氯乙烷,1,1,2,2-四氯乙烷,四氯乙烯,1,1,1-三氯乙烷,1,1,2-三氯乙烷,三氯乙烯,1,2,3-三氯丙烷,氯乙烯,苯,氯苯,1,2-二氯苯,1,4-二氯苯,乙苯,苯乙烯,甲苯,间二甲苯+对二甲苯,邻二甲苯,硝基苯,苯胺,2-氯酚,苯并[a]蒽,苯并[a]芘,苯并[b]荧蒽,苯并[k]荧蒽,蒽,二苯并[a,h]蒽,茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、盐分含量、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油类				
现状评价	评价因子	占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、盐分含量、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油类				

续表 5.2-43

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	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、盐分含量			
	预测方法	附录 E☑; 附录 F□; 其他（）			
	预测分析内容	污染影响范围：井场周围；影响程度：较小	生态影响范围：单井集输管线泄漏点；影响程度：盐碱化程度加剧		
	预测结论	达标结论：a) □; 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	
	跟踪监测	代表性井场	石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬、盐分含量、pH	每 3 年一次	
	信息公开指标	石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬、盐分含量、pH			
评价结论		通过采取源头控制、过程防控、跟踪监测措施，从土壤环境影响的角度，本工程建设可行			

5.2.8 环境风险评价

环境风险评价是分析和预测建设项目对环境存在的潜在危险、有害因素，针对建设项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故，引起有毒有害和

易燃易爆等物质泄漏所造成的环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故风险可防控。

5.2.8.1 评价依据

(1) 风险调查

本项目涉及的风险物质主要为原油、天然气、硫化氢，存在于集输管线、掺稀管线、燃料气管线内。

(2) 环境敏感目标调查

项目周边敏感目标分布情况见表 2.8-4。

(3) 环境风险潜势初判

项目 Q 值小于 1，环境风险潜势为 I。

5.2.8.2 环境风险识别

5.2.8.2.1 物质危险性识别

拟建项目涉及的风险物质主要为原油、天然气、硫化氢及火灾爆炸等次生污染物 CO。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.2-44。

表 5.2-44 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	原油	热值：41870KJ/kg；火焰温度：1100℃；沸点：300-325℃；闪点：23.5℃；爆炸极限 1.1%~6.4%（v）；自然燃点 380-530℃	集输管线、掺稀管线、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 危险物质分布情况

拟建项目危险物质主要分布于集输管线、掺稀管线、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，拟建项目开发建设过程中采油、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事

故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.2-45。

表 5.2-45 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、地下水
	井漏事故	固井套管下入深度不够或固井质量不好	钻井泥浆漏失于地下水含水层中，由于其含 Ca^{2+} 、 Na^+ 等离子，盐分较多，造成地下含水层水质污染	地下水
管线	管线泄漏	管道、阀门腐蚀，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，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到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。

（2）井喷事故风险评价

①井喷对大气环境风险评价

经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径 300m，一般需要 1~2 天能得以控制。井喷事故状态下，局部大气中的烃类在短时间内剧增，使局部地区大气污染物在一定时间段内超标，井喷污染范围内无村庄等大气敏感目标。发生井喷事故后，通过采取及时疏散周边人员，对村庄周边进行检测，可最大程度降低对周边村庄的影响。积极开展公众环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生火灾爆炸事故，及时疏散周边人员，避免造成人员伤亡和财产损失，可最大程度降低对周边的影响。

②井喷对地表水环境风险评价

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 300m，井喷持续时间 2 天，本项目周边无地表水，不会与河流水体之间发生联系，因此在井喷事故下造成油品泄漏不会对地表水体造成影响。

③井喷对地下水环境风险评价

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 300m，井喷持续时间 2 天，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从

事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，项目所在区域地下水埋深大于 1m，同时及时将原油喷散物集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。因此在事故下井喷对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

（3）井漏事故影响分析

本项目井漏事故主要为运营期油水窜层。井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，由于采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。在开采层和含水层之间有多个地层分隔，区域上比较稳定，为相对隔水层。同时为预防污染的发生和污染源的形，表层套管必须严格封闭含水层，钻井过程中采用双级固井，固井质量应符合环保要求，可确保井壁不会发生侧漏，可有效隔离含水层与开采层的交换，有效保护地下水层，将事故风险降低到最低。

5.2.8.4 环境风险防范措施及应急要求

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

5.2.8.4.1 后期侧钻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，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）在设计、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证书，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 H₂S 气体泄漏风险防范措施

（1）硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T 6277-2017）和《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》（SY/T6137-2024）要求进行。

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

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢检测仪和正压式空气呼吸器。

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

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

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到 150mg/m³（或 100ppm）时，应组织周边

危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

（2）预防措施

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

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

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

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

（3）泄漏事故风险防范措施

①操作时宜按要求配备基本人员，采用必要的设备进行安全施工。现场应配置呼吸保护设备且基本人员能迅速而方便地取用。采用适当的硫化氢监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、可燃气体检测报警仪，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，在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完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

5.2.8.6 突发环境事件应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。采油一厂于 2025 年 12 月修编了《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为 652923-2025-229-L。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入西北油田分公司采油一厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.2.8.7 现有风险防范措施的有效性

本项目建设内容纳入西北油田分公司现有突发环境事件应急预案中。目前西北油田分公司已建立完善的应急管理体系，配备有专业的应急管理队伍，同时配备有充足的应急物资。西北油田分公司已针对油田常见的生产设备泄漏、管线爆管泄漏等情景提出了相关防范措施，并制定了相应的应急预案，确保事故发生时，最大程度降低对周围环境空气、地下水、土壤的影响。同时为确保人员熟悉应急措施，定期对相关人员开展应急演练工作，针对演练过程中发现的问题及时修改现有应急预案的不足。现有风险防范措施可靠有效，可有效降低事故状态下对环境空气、地下水的影响。

5.2.8.8 环境风险分析结论

（1）项目危险因素

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）环境敏感性及其事故环境影响

本项目实施后的环境风险主要有油品泄漏，遇火源可能发生火灾爆炸事故，不完全燃烧会产生一定量的二氧化碳及天然气中硫化氢有害气体进入大气，油

类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水环境造成污染影响。

（3）环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入西北油田分公司采油一厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

（4）环境风险评价结论与建议

综上，本项目环境风险是可防控的。

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

环境风险自查表见表 5.2-46。

表 5.2-46 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	采油一厂 2026 年第一期滚动及油气藏评价井地面工程			
建设地点	新疆巴州轮台县境内			
中心坐标	东经		北纬	
主要危险物质及分布	原油、天然气、硫化氢，存在于集输管线、掺稀管线、燃料气管线内			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	根据工程分析，本项目油气田开发建设过程中采油、集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏、硫化氢中毒等			
风险防范措施要求	具体见“5.2.8.4 环境风险防范措施及应急要求”			

5.3 退役期环境影响分析

5.3.1 退役期污染物情况

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。当油田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期的环境影响以生态的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘、落地油和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除，用水泥灌注封井、井场清理等。

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

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管道、建筑垃圾等固体废物，对建筑垃圾等进行集中清理收集，收集后送至区域一般工业固体废物填埋场填埋处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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

5.3.2 退役期生态保护措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集。

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

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

6 环保措施可行性论证

6.1 环境空气保护措施可行性论证

6.1.1 施工期环境空气保护措施

6.1.1.1 施工扬尘

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

(2) 加强施工管理，尽可能缩短施工周期。

(3) 施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量。

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

6.1.1.2 焊接烟气、机械设备和车辆废气

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

6.1.2 运营期环境空气保护措施

为减少挥发性有机物无组织排放，项目从生产工艺选择、设备选型开始，到日常管理、采取控制和治理技术入手，结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中要求，切实有针对性地采取有效环保措施，最大限度减少无组织排放。

(1) 真空加热炉使用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放；

(2) 油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境影响。

(3) 项目定期巡检，确保集输系统安全运行。

(4) 提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

本项目真空加热炉、阀门、采油树属于成熟设备，已在塔河油田区域稳定运行多年，结合前述统计的区域同类型井场污染源监测数据，井场加热炉烟气中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放限值，加热炉烟气中非甲烷总烃排放可满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率（1.42kg/h）二级要求。井场、站场无组织废气中非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求，硫化氢可满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 标准限值要求。

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

6.1.3 退役期环境空气保护措施

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

6.2 废水治理措施可行性论证

6.2.1 施工期水环境污染防治措施

项目施工过程中水环境污染源为管道试压废水和施工队生活污水。

①管道试压废水

管道试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，管道试压水由管内排出后进入下一段管道循环使用，试压结束后用于荒漠洒水降尘。类比区域同类项目，试压废水用于区域洒水降尘可行。

②施工队生活污水

本项目施工期生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至采油一厂于奇基地现有生活污水处理装置处理。

综上所述，施工期采用的废水处理措施可行。

6.2.2 运营期水污染防治措施

(1) 采出水

本项目采出水随采出液一起进入联合站处理，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，在油气集输过程中避免事故泄漏污染土壤和地下水。

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

(2) 井下作业废水

井下作业废水采用废水回收罐收集后运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站废液处理系统运行稳定，且富余量远大于项目产生的废水量，可以满足项目井下作业废水处理需求。

(3) 生活污水

后期侧钻期间产生生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉。撬装化污水处理站采用“生化+过滤”工艺，处理能力为 $20\text{m}^3/\text{d}$ ，可满足本项目处理需求，生活污水经过“格栅+调节池+厌氧池+生物接触氧化池+二沉池+MBR 膜池+消毒池”处理达到《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表 2 的 B 级标准后，主要用于荒漠灌溉。

综上，运营期采取的废水处置措施可行。

6.2.3 退役期水污染防治措施

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

6.3 噪声防治措施可行性论证

6.3.1 施工期噪声防治措施

本项目施工期噪声主要为机械设备、运输车辆运行产生的噪声。采取的降噪措施如下：

(1) 合理安排施工

①根据《建筑施工噪声排放标准》(GB 12523-2025)确定工程施工场界，合理科学地布局施工现场。严格控制施工时间，缓解、避免强噪声设备集中施工。

②施工现场设置施工标志。

③施工运输车辆在通过村庄和学校时控制车速、禁鸣，加强车辆维护，合理安排运输路线，来减轻噪声对周围声环境的影响。

④合理安排施工时间，避免强噪声设备集中施工，尽量降低施工噪声影响。

(2) 采取噪声控制措施

①合理安排施工时间，倡导科学管理和文明施工；加强施工机械的保养维护，使其处于良好地运行状态。

②管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内。

类比塔河油田同类项目采取的井场噪声防治措施，本项目采取的噪声防治措施可行。

6.3.2 运营期噪声防治措施

(1)提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

(2)对采油树、加热炉、液压式油气混输增压装置等设备采取基础减振措施。

(3)后期侧钻设备采取基础减振等措施。

类比塔河油田同类井场，井场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准。因此，所采取的工程措施基本可行。

6.3.3 退役期噪声防治措施

退役期噪声主要为车辆噪声等，合理控制车速，施工运输车辆在驶经声敏感点时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛，加强车辆维护，合理安排运输路线，来减轻噪声对周围声环境的影响。

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 施工期固体废物处置措施

(1) 施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣和吹扫产生的废渣等。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托库车经济技术开发区工业固体废物填埋场合规处置。

(2) 生活垃圾

本项目施工期生活垃圾集中收集，送至库车景胜新能源环保科技有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

类比塔河油田同类项目采取的固体废物处理措施，本项目采取的固体废物处理可行。

6.4.2 运营期固体废物处置措施

6.4.2.1 固体废物产生及处置情况

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（部令第 36 号）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号），本项目运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料、废液压油、废油桶以及后期侧钻产生的含油废物、废烧碱包装袋等，收集后危废贮存库暂存，定期由有危废处置资质单位接收处置。后期侧钻产生的泥浆循环使用不外排，磺化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后用于铺垫油区内的井场、道路等；后期侧钻过程产生的废油基泥浆及岩屑属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置；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科技有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置，废药剂包装袋集中收集后送至周边一般工业固废填埋场处置。

一般工业固体废物情况见表 6.4-1，危险废物情况见表 6.4-2。

表 6.4-1 一般工业固体废物污染源强一览表

续表 6.4-1 一般工业固体废物污染源强一览表

表 6.4-2 本项目危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

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

表 6.4-3 阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理类别、处置能力一览表

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

阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理资质及处置类别涵盖了本项目 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 15 万 m^3/a ，富余处理能力 2.5 万 m^3/a 。因此，本项目危险废物全部委托阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站接收处置可行。

6.4.3 退役期固体废物处置措施

本项目退役期固体废物主要为设备拆除过程中产生的落地油及其余建筑垃圾，其中落地油收集后委托有资质单位接收处置，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

6.5 生态保护措施可行性论证

6.5.1 施工期生态保护措施

西北油田分公司负责监督施工单位在工程建设过程中落实相关环境保护措施和环境保护管理要求，对建设项目环境保护管理执行情况进行监督检查，以确保施工单位严格落实相关环境保护措施和环境保护管理要求。

6.5.1.1 地表扰动生态环境保护措施

(1) 在设计选线阶段，结合现场生态现状调查结果，优先选用植被稀疏、生态敏感性较低的路由，全线避让保护植物、荒漠原生植被集中分布区及野生动物栖息地、迁徙通道与活动场所，最大限度减少对野生动植物生存环境的扰动与破坏。

(2) 施工中要做到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

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

(4) 管道施工过程中穿越植被密集区等临时占地区域，需加强施工期表土剥离、保存及回用方案，开挖过程中要分层开挖，单侧分层堆放；施工结束后，分层循序回填压实，以减少临时占地影响，保护植被生长层。

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

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

类比塔河油田现有井场采取的扰动区域生态环境保护措施，本项目采取的生态环境保护措施可行。

图 6.5-1 塔河油田地表扰动恢复情况

6.5.1.2 动植物保护措施

(1) 井场、管线的选址、选线阶段，应对施工场地周边进行现场调查，选址阶段避让国家及自治区保护植物，施工过程中如在施工范围内发现有珍稀保护植物分布，应及时将其移植，并及时向当地林业主管部门汇报。

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

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

(4) 确保各环保设施正常运行，含油废物回收、固体废物填埋，避免各种

污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的荒漠植被。

(5) 调整工程施工时段和方式，防止噪声对野生动物的惊扰。选用性能良好的低噪声设备，减轻对周边保护动物及鸟类的影响。

(6) 加强野生动物保护，对施工人员进行《中华人民共和国野生动物保护法》的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。施工活动中发现国家重点保护动物活动踪迹要给予高度关注，保护其正常活动不受人为影响，一旦发现重点保护动物受伤或行为异常要及时向当地林业主管部门汇报，购置动物救护设备及药品，救助受到影响的野生动物。

(7) 设置警示牌。施工期间，在临时占地处及各主要施工作业区设置生态保护警示牌。警示牌上标明工程施工区范围，禁止越界施工占地或捕猎野生动物，减少占地造成的动物栖息地和对野生动物的伤害。

(8) 工程完工后尽快做好生态环境的恢复工作，以减少生境破坏对动物的不利影响。

类比塔河油田现有井场采取的动植物保护措施，本项目采取的生态环境保护措施可行。

6.5.1.3 维持区域生态系统完整性措施

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

(2) 工程施工结束后，应对施工临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子，减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

6.5.1.4 重点公益林生态保护措施

拟建工程注水井场及管线沿线涉及的重点公益林类型均为灌木林地，主要植物种类为怪柳。项目需采取的保护措施包括：

(1) 《国家级公益林管理办法》(林资发〔2017〕34号)第十二条规定：“一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动，严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为。国有一级国家级公益林，不得开展任何形式的生产经营活动。”

本项目不涉及占用一级国家级公益林。

(2) 在管线选线设计阶段，通过多方案比选优化路由，优先避让灌木集中、植被茂密区域；施工作业时严格控制作业带宽度，严禁超范围占地、随意砍伐，确需少量移除的灌木依法办理相关手续并做好记录，最大限度减少林木破坏，切实保护沿线林业生态系统完整性。

(3) 严格控制施工范围。教育施工人员保护植被，注意施工及生活用火安全，防止林草火灾的发生。

(4) 施工过程中，加强施工人员的管理，禁止施工人员对林木乱砍滥伐，严禁砍伐森林植被做燃料，尽量减少对作业区周围植被的影响。

(5) 管线沿线可设置一些警示牌，提高公众保护公益林的意识。

(6) 施工期应加强施工管理，科学合理施工，维护植物的生境条件，减少水土流失，杜绝对工程用地范围以外林地的不良影响。积极遵守有关生态公益林资源保护工程的村规民约、告示、管护目标、管护措施；积极配合护林员管护沿线森林资源；主动或配合做好森林“三防”工作；保护好野生动植物及其栖息环境，杜绝非法征占林地。

6.5.1.5 水土流失防治措施

(1) 井场工程区

1) 工程措施

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

2) 临时措施

① 洒水降尘。项目区降水量极少，蒸发量却很大，站场工程区施工扰动区易产生扬尘对周边环境产生影响，产生一定的水土流失。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。水土保持宣传牌典型设计图见图 6.5-2。

图 6.5-2 水土保持宣传牌典型措施设计图

（2）管道工程区

1）工程措施

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

2）临时措施

①防尘网苫盖

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

②限行彩条旗

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

③洒水降尘

项目区降水量极少，蒸发量却很大，管道工程区施工扰动区易产生扬尘对周边环境产生影响，产生一定的水土流失。对本防治区进行定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施。

图 6.5-3 防尘网苫盖典型措施设计图

6.5.1.6 防沙治沙内容及措施

(1) 采取的技术规范、标准

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

(2) 制定方案的原则与目标

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

制定方案的目标：通过工程建设，维持现有区域植被覆盖度，土地沙化扩展趋势得到遏制。

(3) 工程措施（物理、化学固沙及其他机械固沙措施）

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、施工区域及村庄、道路、河流等区域采取的恢复林草植被的林网、林带和片林等防风固沙植被恢复措

施)

①植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；

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

③植被覆盖度高的区域，采取分层开挖、分层回填措施，避免破坏区域土壤肥力；

(5) 其他措施（废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施）

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

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。③管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。

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

(6) 各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

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

(7) 方案实施保障措施

①组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。

本项目防沙治沙工程中西北油田分公司为第一责任人,施工队作为措施落实方,属于主要责任人。西北油田分公司应在施工队施工过程中,提出具体的目标及要求,并落实到具体人员。

②技术保证措施

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

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

(8) 防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资概算预计 5 万元,由西北油田分公司自行筹措,已在总投资中考虑。

(9) 生态、经济效益预测

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,土地沙化扩展趋势得到一定的遏制。

类比塔河油田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。

6.5.2 运营期生态恢复措施

本项目实施后,运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主。

(1) 在管线上方设置标志,以防附近的各类施工活动对管线的破坏。

(2) 在道路边、油田区,设置“防止水土流失、保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌,并从管理上对作业人员加强宣传教育,切实提高保护生态环境的意识。

(3) 井场、管线施工完毕,进行施工迹地的恢复和平整,管线两侧开始发生向原生植被群落演替,并逐渐得到恢复。

6.5.3 退役期生态恢复措施

单井进入开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013），项目针对退役期生态恢复提出如下措施：

（1）废弃井采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地，清除各种固体废物，及时回收拆除采油（气）设备过程中产生的落地油，经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

（2）临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

（3）临时占地范围不具备植被恢复条件的，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

（4）退役期井场集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，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，本次评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算本项目实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

7.1.1.1 温室气体排放源分析

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

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

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

本项目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支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。

本项目不涉及火炬燃烧，不再核算该部分产生的 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。

本项目不涉及工艺装置泄放口，不涉及有意释放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体。

(4) CH_4 逃逸排放

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

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

(5) CH_4 回收利用量

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

本项目未实施甲烷回收利用。

(6) CO_2 回收利用量

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

本项目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。

本项目实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 温室气体产排节点

本项目生产工艺流程中涉及温室气体的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1 温室气体产排污节点汇总一览表

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

7.1.2 温室气体排放量核算

由上表 7.1-4 分析可知，本项目 CO₂ 总排放量为 1353.91 吨。

7.2 减污降碳措施

本项目从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，同时结合《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67 号）中相关建议要求，提出如下措施。

7.2.1 工艺技术减污降碳措施

（1）本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

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

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

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

实现节能运行。

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

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

7.2.3 减污降碳管理措施

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

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

7.3 碳排放评价结论及建议

7.3.1 碳排放评价结论

本项目实施后，CO₂总排放量为 1353.91 吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目吨产品 CO₂排放强度相对较低。

7.3.2 碳排放建议

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

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

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 1300 万元，环保投资 60 万元，环保投资占总投资的比例为 4.62%。由于涉及国家能源商业机密，故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。

8.2 社会效益分析

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

因此本项目具有良好的社会效益。

8.3 环境措施效益分析

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

8.3.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

本项目真空加热炉使用净化后的天然气作为燃料，采取密闭工艺流程，加强阀门的检修与维护，从源头减少烃类气体的挥发量，通过采取相关治理措施后有效减少了废气中污染物的排放量，减少对大气的污染，污染物能达标排放，对周围环境的影响可接受。

（2）废水

本项目运营期废水包括采出水、井下作业废水及生活污水，采出水随采出液一起进入联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，井下作业废水送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，后期侧钻期间产生生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉。

（3）固体废弃物

本项目运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料、废液压油、废油桶以及后期侧钻产生的含油废物、废烧碱包装袋等，收集后危废贮存库暂存，定期由有危废处置资质单位接收处置。后期侧钻产生磺化钻井泥浆循环使用不外排，磺化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后用于铺垫油区内的井场、道路等；后期侧钻过程产生的废油基泥浆及岩屑属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置；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，废药剂包装袋集中收集后送周边固废填埋场填埋处置。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围；井场地表采取砾石压盖，减少水土流失。

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

8.3.2 环境损失分析

本项目在建设过程中，由于井场地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性等造成的环境经济损失。

施工期结束后，临时占地将被恢复，临时占地对土地资源和生态的破坏程度较小，时间较短。只有在油气田停止开发后，永久占地才有可能被恢复，永久占地对土地资源和生态的破坏严重，时间长。

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

项目的开发建设中对土地的占用产生一定程度的生态负效应。在数年内辅之以有效的防护措施和生态修复措施，这种影响将会被局限在较小的范围内，不会呈现放大的效应。

8.3.2 环保措施的经济效益

本项目通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

8.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 60 万元，环境保护投资占总投资的 4.62%。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发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大地影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，增强全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

9.1.1 管理机构及职责

9.1.1.1 管理机构

(1) 西北油田分公司及二级单位成立 HSE 委员会、分委会，基层单位成立 HSE 领导小组，负责研究 HSE 重大问题，决策重要事项，部署重点工作。HSE 委员会办公室设在安全环保质量管理部门。

(2) 西北油田分公司 HSE 委员会下设油气勘探、油气开发、钻井工程、生产运行、地面工程及设备、教育培训、社区安全、公共安全等分委会，负责专业领域 HSE 管理，分委会办公室设在业务管理部门。

(3) HSE 委员会、分委会议题由主任确定，会议由主任主持，每季度不少于 1 次。HSE 例会议题、参会人员由主要负责人确定，会议由主要负责人主持，每月不少于 1 次。

(4) HSE 委员会、分委会办公室应对会议安排的重点工作跟踪、督办，并在下一次会议上汇报工作完成情况。

(5) 西北油田分公司设置 HSE 总监和安全生产相关专业的副总师，主要生产单位设置 HSE 总监、副总监，二级单位设置 HSE 管理部门，基层单位设置 HSE 主管和 HSE 监督员。

(6) 西北油田分公司设置安全环保督察大队，主要生产单位设置安全环保督察队，负责对生产经营和施工现场进行全覆盖督查，具有紧急停工权和问责建议权。

(7) 实验检测技术中心为油田公司环境监测机构。

(8) 石油工程监督中心负责物探、钻井、修井、测井、录井、地面建设等业务范围内承包商工程施工现场 QHSE 监督管理，在生产会议和 HSE 检查通报分析会议上通报监督情况。

9.1.1.2 职责

(1) 油田公司按照“党政同责、‘一岗双责’、齐抓共管、失职追责”的原则，建立 HSE 责任体系。各单位、各部门应落实属地和业务范围内的 HSE 责任，建立全员岗位 HSE 责任制。

(2) 油田公司 HSE 委员会统筹 HSE 管理体系的建设和运行管理，明确体系各要素的主管部门。专业分委员会牵头负责专业领域的 HSE 管理工作，为 HSE 管理体系运行提供专业指导。各要素主管部门牵头负责将体系管理要求融入专业管理制度，并督促落实。

(3) 油田公司 HSE 委员会办公室负责建立完善体系要素监测、报告、分析、持续改进工作机制，负责 HSE 管理体系运行的监督管理；制定体系审核计划，组织各要素主管部门开展体系审核，指导和监督体系的有效运行。

(4) 油田公司定期对 HSE 责任制进行评审，当法律法规、部门职责变化时，应及时修订完善。

(5) 安全环保质量管理部负责建立责任落实考核机制，党委组织部负责将 HSE 履职情况纳入领导干部考核管理，各单位、部门负责本单位、部门岗位员工 HSE 履职考核，考核结果纳入员工绩效管理。

9.1.2 环境保护管理

9.1.2.1 总体要求

(1) 各单位实施全过程污染防治和生态保护，建设“无异味工厂”“无废工厂”，推进“碳达峰”“碳中和”进程，做到依法合规，实现绿色洁净发展。

(2) 各单位、各部门应将环境保护纳入规划、计划、勘探开发、生产、经营、建设、管停和科研的全过程，同步规划、同步实施、同步发展，积极采取新工艺和新技术，实现资源再利用，从源头削减污染物的产生。

(3) 各单位、各部门应按照污染物达标排放、总量控制要求，对污染物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程实施监督管理，将污染物总量减排、

达标排放、合规处置及清洁生产等指标纳入监督考核。

(4) 纳入排污许可管理的单位，应按照国家 and 地方政府要求申领排污许可证，持证排污、按证排污，许可证有效期内有关事项发生变化的应及时申请变更。

(5) 各单位、各部门应严格落实自行监测，按要求及时、如实向社会公开相关环境信息，按时足额缴纳环境保护税。纳入排污许可管理的单位应做好台账记录、执行报告上报和信息公开等工作，主动自证守法排污。

(6) 各单位应健全环境风险评估和隐患排查治理机制，鼓励投保环境污染责任险。

9.1.2.2 水污染防治

(1) 应按照“清污分流、污污分治”的原则，提升废水循环利用率，降低新鲜水消耗，减少废水排放。

(2) 油气开采单位应配套建设采油污水处理系统，采油（气）过程中应积极采用稳油控水技术，减少采油（气）污水产生量；采取回注、回用等技术，提高污水重复利用率。

(3) 作业废水过程中产生的废液应回收处理，达到回注水技术要求后用于工艺回注。钻井泥浆池、污水池应符合防渗要求，管线阀门、接箍处防渗处理，施工过程中严防跑冒滴漏。

(4) 加强新井固井质量、油水井套管的检测和维护、生产装置和废水处理设施管理，防止油水泄漏污染地下水。

9.1.2.3 废气污染防治

(1) 优化能源结构、优选清洁燃料、采用先进技术，强化过程管理，加热炉应使用合格天然气作为燃料，减少废气及污染物排放量；

(2) 采取高效密封、收集处置等措施，开展无组织源废气的排放控制，满足国家、地方标准和要求；

9.1.2.4 固体废物污染防治

(1) 按照“减量化、资源化、无害化”原则，制定合理的固体废物管理目标和计划，并按要求报送地方政府生态环境部门审批或备案后实施。

(2) 对固体废物来源、种类、特性进行全面识别、判定、分类，制定固体废物管理清单，分类分级管控，必要时应进行危险废物鉴别。

(3) 遵循分类管理及全过程监管原则，规范固体废物的收集、贮存、运输、利用和处置，制定应急处置方案，并按要求进行备案。

(4) 建立固体废物综合台账和单项台账，如实记录每种固体废物产生、收集、贮存（出入库）、综合利用或内部处置、外委转运处置及过程检测的全生命周期监管情况。

(5) 依法合规处理处置或利用工业固体废物、生活垃圾和建筑垃圾。

9.1.2.5 危险废物管理

(1) 产生危险废物的单位应按要求制定年度管理计划，向县级及以上生态环境部门备案后执行；

(2) 危险废物贮存场所、设施或容器应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求，危险废物应按照特性分类收集、贮存，按要求设置标识和标签。贮存场所应建立危险废物贮存及进出登记台账；

(3) 落实生产者责任延伸管理，危险废物的转移、处置应委托有资质单位开展，转移过程应严格按《危险废物转移管理办法》（部令 第 23 号）和地方政府相关规定执行，并对外委活动进行全过程跟踪、监督；

(4) 危险化学品及其包装物废弃后应严格按照危险废物进行管理，收集、转运、贮存及处置等环节应满足危险废物管理要求。

9.1.2.6 噪声污染防治

(1) 业务管理部门、单位应在设计、采购时选取低噪设备、设施，施工及运行期应采取减振、消声、隔声、吸声、综合控制及优化作业时间等措施，减少噪声污染。

(2) 厂界噪声排放应满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）要求。

9.1.2.7 土壤和地下水污染防治

(1) 建设项目环境影响评价时，应按照技术规范要求开展土壤和地下水环境影响评价，提出预防或者减轻不良影响的措施和对策。

(2) 对自有工业用地、关停退出生产设施所在区域、拟征用区域以及可能存在污染的停用或废弃用地制定土壤和地下水调查方案和监测计划，并组织实施。

(3) 油田公司应建立、完善土壤、地下水监测点网，各单位应建立动态监控台账和地下水监测井维护巡检制度。土壤、地下水监测项目、点位、频次应纳入年度监测计划，重点关注油田特征污染物和风险管控污染物。

(4) 将土壤、地下水隐患排查纳入日常管理，采取措施防控有毒有害物质渗漏、流失、扬散，重点排查应包括：

- a) 危险化学品的生产区域或设施；
- b) 固体废物贮存、堆放、装卸等区域；
- c) 穿越敏感区内的油气管道；
- d) 应急处置后的周边区域；
- e) 废水、固体废物处理和综合利用区域。

(5) 生产装置、储罐、管道、污水处理池、应急池、危险废物贮存及填埋场等重点设施和场所，应按照标准要求设计、建设和安装防腐蚀、防泄漏设施，预防土壤和地下水受到污染。

9.1.2.8 生态保护与修复

(1) 油田公司应开展生态监测、生态调查和生物多样性保护工作，监测、分析所在区域生态环境各指标的变化趋势，为污染防治工作提供参考依据。

(2) 建设项目选址（选线）时应避让生态敏感区，无法避让的应按照生态敏感区主管部门要求开展专项论证，并取得政府主管部门许可。

(3) 在建设、生产、关停、退役等各个环节，落实环境影响评价及批复中提出的生态保护要求和措施，对造成的生态扰动开展生态恢复，确保生态功能维持原有功能。

(4) 业务管理部门、单位应将项目生态保护措施纳入环境监理范围，环境监理报告中应包括生态保护专章。

(5) 生产运行管理部应按要求组织开展土地复垦工作。

9.1.2.9 环境监测

(1) 按照“属地自行监测、外委合规监测、过程监督监测”要求，分区分类开展环境质量、污染源及生态因子监测工作；

(2) 实验检测技术中心应根据污染源分布及污染物排放制定年度环境监测计划，由安全环保质量管理部审定后实施；环境监测计划中应明确分级监测责任、项目、频次、评价依据等相关内容，环境监测布点、项目及频次应符合相关技术规范要求；

(3) 各单位应按照《排污口规范化整治技术要求（试行）》（国家环保局环监〔1996〕470 号）、《排污许可管理条例》要求规范排污口设置及标识，开展排污许可合规监测，建立主要污染物动态监测管理台账。

9.1.3 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和运营期提出本项目的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 9.1-1。

表 9.1-1 本项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素			防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	临时占地	设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域；在管线施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏；工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复	施工单位、环境监理单位及建设单位	环境监理单位、建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		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	对临时堆土区采取防尘网苫盖的方式进行防护；在施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶边界；定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施	施工单位、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、焊接烟尘、车辆尾气	施工扬尘采取进出车辆减速慢行、物料苫盖的措施；焊接作业时使用无毒低尘焊条	施工单位、环境监理单位及建设单位	环境监理单位、建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		废水	生活污水依托采油一厂于奇基地现有生活污水处理装置处理；试压结束后，试压废水就地泼洒抑尘		
		固体废物	施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托库车经济技术开发区工业固体废物填埋场合规处置；生活垃圾现场集中收集，送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等	环境监理及建设单位	环境监理单位、建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
运 营 期	正 常 工 况	废水	采出水随采出液一起进入联合站处理，满足标准后回注地层，井下作业废水送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理；后期侧钻期间产生生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉	建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		废气	加热炉使用净化后的天然气作为燃料；采出液采取密闭工艺		

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	本项目运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料、废液压油、废油桶以及后期侧钻产生的含油废物、废烧碱包装袋等，收集后危废贮存库暂存，定期由有危废处置资质单位接收处置。后期侧钻产生的磺化泥浆循环使用不外排，磺化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后用于铺垫油区内的井场、道路等；后期侧钻过程产生的废油基泥浆及岩屑属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置；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，废药剂包装袋集中收集后送周边固废填埋场填埋处置	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
固体废物		落地油收集后委托有资质单位接收处置；建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，管线两端使用盲板封堵			
噪声		选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等			
生态恢复		闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物			

9.1.4 开展环境影响后评价工作相关要求

根据《中华人民共和国环境影响评价法》(2018 年 12 月 29 日修正)、《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》(生态环境部 部令第 37 号)、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(环办环评函〔2019〕910

号)要求,油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满 5 年的建设项目,须组织开展环境影响后评价工作。本项目实施后,区域井场、管线等工程内容发生变化,应在 3~5 年内以区块为单位继续开展环境影响后评价工作,落实相关补救方案和改进措施,接受生态环境部门的监督检查。

9.1.5 固体废物管理制度

本项目运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料、废液压油、废油桶以及后期侧钻产生的含油废物、废烧碱包装袋、磺化钻井泥浆、磺化钻井岩屑、撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾、废油基泥浆及岩屑等。西北油田分公司采油一厂固体废物管理应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ 1259-2022)、《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物和危险废物治理》(HJ1033-2019)等相关要求执行。

(1)落实污染环境防治责任制度,建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度。

(2)落实危险废物识别标志制度,按照《环境保护图形标志 固体废物贮存(处置)场》(GB 15562.2-1995)等有关规定,对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

(3)落实危险废物管理计划制度,按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划,并报所在地生态环境主管部门备案。

(4)落实危险废物管理台账及申报制度,建立危险废物管理台账,如实记录有关信息,并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

(5)落实危险废物经营许可证制度,禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

(6)落实危险废物转移联单制度,转移危险废物的,应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。运输危险废物,应

当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。

(7) 产生工业危险废物的单位应当落实排污许可制度；已经取得排污许可证的，执行排污许可管理制度的规定。

(8) 落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）和《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

(9) 危险废物管理计划应以书面形式制定并装订成册，填写《危险废物管理计划》，并附《危险废物管理计划备案登记表》。原则上管理计划按年度制定，并存档 5 年以上。

9.1.6 排污许可

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

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》（HJ1301-2023）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号），本项目应纳入西北油田分公司各采油厂排污许可管理，项目无组织废气严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中其他排放控制要求，同时应进一步完善排污许可变更、自行监测制度及排污口规范化管理制度等。

根据《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则（试行）》（HJ944-2018）要求，项目应以采油厂为单位建立环境管理台账制度和排污许可证执行报告，落实环境管理台账记录的责任单位和责任人，明确工作职责，并对环境管理台账的真实性、完整性和规范性负责。一般按日或按批次进行记录，异常情况应按次记录。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 披露内容

(1) 基础信息

企业名称：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

法人代表：王世洁

生产地址：新疆巴州轮台县境内

主要产品及规模：①新建采油井场 2 座，新建单井集输管线 2 条、掺稀管线 2 条、燃料气管线 2 条；②YQ9-4X 井新建单井出油管线、掺稀管线各 2.95km；③配套完善电气、自控、结构、防腐、消防等公用工程。项目建成后平均单井日产油 20 吨。

(2) 排污信息

本项目拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表 3.2-13～表 3.2-18。

本项目污染物排放标准见表 2.6-4。

本项目污染物排放量情况见表 3.2-24。

(3) 环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见采油一厂现行突发环境风险应急预案。

(4) 环境监测计划

本项目环境监测计划见表 9.4-1。

9.2.2 披露方式及时间要求

披露方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式披露。

披露时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由。

9.3 污染物排放清单

本项目污染物排放清单见表 9.3-1。

表 9.3-1 本项目污染物排放清单一览表

项目	工程组成情况
----	--------

油气集输工程			井场工程		新建采油井场 2 座							
			管道工程		新建单井集输管线 2 条、掺稀管线 2 条、燃料气管线 2 条；YQ9-4X 井新建单井出油管线、掺稀管线各 2.95km；							
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	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	472	20 4.1 161 17.2 <1 级	8	0.15	NO _x :1.095 VOC _s :0.883	颗粒物≤20； 二氧化硫≤50； NO _x ≤200； 非甲烷总烃≤120； 烟气黑度<1 级
		无组织废气	采取密闭工艺，加强阀门的检修与维护	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—		厂界非甲烷总烃≤4.0
				—	硫化氢							厂界硫化氢≤0.06mg/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	井场	采油树	L _{Aeq, T}	基础减振				降噪 10dB (A)	厂界 昼间≤60dB (A) ； 夜间≤50dB (A)			
		加热炉										

续表 9.3-1

本项目污染物排放清单一览表

类别	污染源	污染因子	处理措施	处理后浓度(mg/L)	排放去向	总量控制指标	执行标准(mg/L)
废水	采出水	SS、石油类	采出水随采出液一起进入进入联合站处理, 满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 回注地层	—	—	—	—
	井下作业废水	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	井下作业废水采用专用废水回收罐收集, 运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理	—	—	—	—
	生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS	后期侧钻期间产生生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉	—	—	—	—
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)					
	废液压油	含油物质 (危险废物 HW08)					
	废油桶	含油物质 (危险废物 HW08)					

续表 9.3-1

本项目污染物排放清单一览表

固废	磺化钻井岩屑	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	全部妥善处置
	磺化钻井泥浆	一般工业固体废物		

			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	
固废	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	全部妥善处置
	生活垃圾	—	现场集中收集，送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置	
	废油基泥浆及岩屑	含油物质（危险废物 HW08）	采用专用罐进行收集后，由有危废处置资质单位接收处置	
	废药剂包装袋	一般工业固体废物	集中收集后送周边固废填埋场填埋处置	
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行，具体见“5.2.8.4 环境风险防范措施及应急要求”		

9.4 环境及污染源监测

9.4.1 监测目的

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

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

9.4.2 环境监测机构及设备配置

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

9.4.3 监测计划

根据本项目生产特征和污染物的排放特征，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定本项目的监测计划。

本项目投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 9.4-1。

表 9.4-1 本项目监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
地下水	潜水含水层	石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、汞、六价铬	采油厂地下水环境跟踪监控井	每年 2 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	代表性井场内	每 3 年 1 次
生态		生态保护目标的实际影响、生态保护对策措施的有效性、生态修复效果	井场周围及管线沿线	每年 1 次

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。

9.5 环保设施“三同时”验收一览表

本项目环保设施“三同时”验收一览表见表 9.5-1。

表 9.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	—	—	1	落实环保措施
	2	焊接废气、施工机械及运输车辆尾气	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接作业时使用无毒低尘焊条	—	—	—	

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							
废水	1	生活污水	生活污水依托采油一厂于奇基地现有生活污水处理装置处理	—	—	2	
	2	管道试压废水	循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘	—	—	—	

采油一厂 2026 年第一期滚动及油气藏评价井地面工程环境影响报告书

噪声	1	运输车辆、吊装机等机械设备	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	—	—	—	《建筑施工噪声排放标准》(GB 12523-2025)
固体废物	1	施工废料	不可回收利用部分委托库车经济技术开发区工业固体废物填埋场合规处置	—	—	1	妥善处理
	2	生活垃圾	现场集中收集，送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置	—	—	2	妥善处理
生态	生态恢复	将施工作业带宽度控制在 5m 以内		—	临时占地恢复到之前状态	5	恢复原有地貌
		管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土					
	水土保持	防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘		—	防止水土流失	5	落实水土保持措施
	防沙治沙			—	防止土地沙化	5	落实防沙治沙措施
环境监理	开展施工期环境监理			—	—	2	—
运营期							
废气	1	加热炉烟气	使用净化后天然气为燃料+8m 高烟囱+排污口规范化	—	颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{SO}_2\leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{NO}_x\leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ 烟气黑度 ≤ 1 级	1	《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放限值
					非甲烷总烃 $\leq 120\text{mg}/\text{m}^3$ 排放速率 $\leq 1.42\text{kg}/\text{h}$		《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 最高允许排放浓度要求及最高允许排放速率二级要求

续表 9.5-1

环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
运营期							
废气	2	井场无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护	—	场界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$	1	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标

					m ³		准》(GB39728-2020) 中边界污染物控制要求
				—	厂界硫化氢≤0.06mg/m ³	1	《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93) 中表 1 新扩改建项目二级标准
废水	1	采出水	采出水随采出液一起联合站处理, 达标后回注地层	—	—	—	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)
	2	井下作业废水	收集后送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理	—	—	5	
	3	生活污水	后期侧钻期间产生生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉	—	—	1	不外排
噪声		采油树、真空加热炉、液压式油气混输增压装置等	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、废防渗材料废液压油、废油桶、含油废物、废烧碱包装袋	由有危废处置资质单位接收处置	—	—	5	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)

续表 9.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台 (套)	治理效果	投资 (万元)	验收标准
运营期							
固废	磺化钻井岩屑	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	—	—	5	妥善处置	
	磺化钻井泥浆		—	—			
	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						
	废药剂包装袋	送周边固废填埋场处置					
	废油基泥浆及岩屑	采用专用罐进行收集后,由有危废处置资质单位接收处置					
防渗	井口、阀组区	防渗层防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为 $1\times 10^{-7}\text{cm/s}$ 黏土层的防渗性能	—	渗透系数小于 $1.0\times 10^{-7}\text{cm/s}$	2	—	
环境监测	土壤、地下水、生态	按照监测计划,委托有资质单位开展监测	—	污染源达标排放	2	—	
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	2	—
风险防范措施	井场	设置可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌	—	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	2	—	

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	—	—	—	—
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	—	—	—	—
固废	1	废弃建筑垃圾	现场收集、合规暂存，委托库车经济技术开发区工业固体废物填埋场合规处置。	—	妥善处置	1	—
	2	落地油	落地油收集后委托有资质单位接收处置	—	妥善处置	4	—
	3	废弃管线	管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵				
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况	—	恢复原貌	5	—
合计				—		60	—

10 结论

10.1 建设项目情况

10.1.1 项目概况

项目名称：采油一厂 2026 年第一期滚动及油气藏评价井地面工程

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

建设内容：①新建采油井场 2 座，新建单井集输管线 2 条、掺稀管线 2 条、燃料气管线 2 条；②YQ9-4X 井新建单井出油管线、掺稀管线各 2.95km；③配套完善电气、自控、结构、防腐、消防等公用工程。项目建成后平均单井日产油 20 吨。

项目投资和环保投资：项目总投资 1300 万元，其中环保投资 60 万元，占总投资的 4.62%。

劳动定员及工作制度：不新增劳动定员。

10.1.2 项目选址

本项目位于新疆巴州轮台县境内。区域以油气开采为主，不占用自然保护区、生态保护红线、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址符合相关要求，工程选址合理。

10.1.3 产业政策符合性

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

本项目属于西北油田分公司油气勘探开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》。本项目位于塔河油田内，项目占地范围内不涉及生态保护红线、水源地、自然保护区及风景名胜区等环境敏感区，本项目不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

10.1.4 生态环境分区管控要求符合性判定

本项目距离生态保护红线区（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）最近约 38.3km，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进入联合站处理，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，后期侧钻期间产生生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉，废水均不向外环境排放。本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。本项目在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均不超过自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、巴州生态环境分区管控方案要求。

10.2 环境现状

10.2.1 环境质量现状评价

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

地下水环境质量现状监测结果表明：潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。超标原因与区域原生水文地质条件有关。

声环境质量现状监测结果表明：井场监测值昼间、夜间均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准。

土壤环境质量现状监测表明：根据监测结果，占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值；占地范围外土壤监测点监测值均

满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中农用地土壤污染风险筛选值；石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类和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，且项目废水全部妥善处置，不外排，故不再设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），将井场边界外扩 5km，管线边界两侧向外延伸 200m 范围的土壤作为土壤生态影响型环境保护目标；本项目生态评价范围内不存在自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，将生态影响评价范围内重要物种（塔里木兔）、塔里木河流域水土流失重点治理区、国家二级公益林为生态保护目标。将区域环境空气、区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。

10.3 拟采取环保措施的可行性

10.3.1 废气污染源及治理措施

运营期环境空气主要保护措施如下：

（1）真空加热炉用气均用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放；

（2）井场采出的井产物进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭集输管道输送，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，井口密封并设紧急截断阀，采用底部装载方式，可有效减少烃类气体的挥发量，严格控制油品泄漏对大气环境影响；

（3）加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

10.3.2 废水污染源及治理措施

本项目运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入

联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，井下作业废水送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，后期侧钻期间产生生活污水经井场拟建撬装式污水处理装置处理达标后用于区域荒漠灌溉。

10.3.3 噪声污染源及治理措施

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

10.3.4 固体废物及处理措施

本项目运营期落地油、废防渗材料、废液压油、废油桶以及后期侧钻产生的含油废物、废烧碱包装袋等，收集后危废贮存库暂存，定期由有危废处置资质单位接收处置；后期侧钻产生的磺化岩屑随磺化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，磺化岩屑和非磺化岩屑经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等，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；后期侧钻过程产生的废油基泥浆及岩屑属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置；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，废药剂包装袋集中收集后送周边固废填埋场填埋处置。

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。本项目实施后大气环境影响可以接受。

10.4.2 地表水环境影响

本项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水及生活污水。采出水

随采出液一起进入联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，井下作业废水送至阿克苏塔河环保工程有限公司绿色环保工作站处理，后期侧钻产生生活污水经井场撬装化污水处理装置处理达标后，用于荒漠灌溉。本项目周边无地表水体，项目采出水、井下作业废水、生活污水均不外排，故本项目实施对地表水环境可接受。

10.4.3 地下水环境影响

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

10.4.4 声环境影响

本项目井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类昼间、夜间标准要求。综上，从声环境影响角度，本项目建设可行。

10.4.5 固体废物环境影响

本项目运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料、废液压油、废油桶以及后期侧钻产生的含油废物、废烧碱包装袋等，收集后危废贮存库暂存，定期由有危废处置资质单位接收处置。后期侧钻产生的磺化钻井泥浆循环使用不外排，磺化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后用于铺垫油区内的井场、道路等；后期侧钻过程产生的废油基泥浆及岩屑属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置；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，废药剂包装袋集中收集后送周边固废填埋场填埋处置。项目固体废物均妥善处置，可避免对环境产生不利影响。

10.4.6 生态影响

本项目不同阶段对生态影响略有不同，施工期主要体现在地表扰动影响、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以得到有效减缓，对生态影响不大；从生态影响的角度看，该项目是可行的。

10.4.7 土壤影响

本项目占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类和第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 50cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。采出液泄漏时，将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高，增量较小。因此，本项目需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防治措施后，从土壤环境影响的角度，本项目建设可行。

10.5 总量控制分析

结合本项目排放特征，本项目总量控制指标为： NO_x 1.095t/a， VOC_s 0.883t/a，COD 0t/a，氨氮 0t/a。

10.6 环境风险评价

西北油田分公司采油一厂制定了应急预案，本项目实施后，负责实施的采油一厂将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，在可接受范围之内。在采取严格完善的环境风险防范措施和

应急措施前提下，环境风险可防控。

10.7 公众参与分析

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）的有关要求，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。根据西北油田分公司提供的《采油一厂 2026 年第一期滚动及油气藏评价井地面工程公众参与说明书》，本项目公示期间未收到公众反馈意见。

10.8 项目可行性结论

本项目的建设符合国家相关产业政策和自治区、巴州“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。

