

目 录

1 概述	1
1.1 项目由来	1
1.2 环境影响评价工作过程	1
1.3 分析判定相关情况	2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	3
1.5 主要结论	4
2 总则	6
2.1 编制依据	6
2.2 评价目的和评价原则	12
2.3 环境影响因素和评价因子	14
2.4 评价等级和评价范围	17
2.5 评价内容和评价重点	26
2.6 评价标准	27
2.7 相关规划及环境功能区划	33
2.8 环境保护目标	69
3 建设项目工程分析	71
3.1 区块开发现状及环境影响回顾	71
3.2 拟建项目	88
3.3 依托工程	142
4 环境现状调查与评价	146
4.1 自然环境概况	146
4.2 环境质量现状监测与评价	149
5 环境影响预测与评价	181
5.1 施工期环境影响分析	181
5.2 运营期环境影响评价	200
5.3 退役期环境影响分析	260
6 环保措施可行性论证	262
6.1 环境空气保护措施可行性论证	262
6.2 废水治理措施可行性论证	263
6.3 噪声防治措施可行性论证	265
6.4 固体废物处理措施可行性论证	266
6.5 生态保护措施可行性论证	271
7 温室气体排放影响评价	277
7.1 温室气体排放分析	277
7.2 减污降碳措施	285

7.3 温室气体排放评价结论及建议	286
8 环境影响经济效益分析	287
8.1 经济效益分析	287
8.2 社会效益分析	287
8.3 环境措施效益分析	287
8.4 环境经济效益分析结论	289
9 环境管理与监测计划	290
9.1 环境管理	290
9.2 企业环境信息披露	296
9.3 污染物排放清单	297
9.4 环境及污染源监测	300
9.5 环保设施“三同时”验收一览表	301
10 结论	305
10.1 建设项目情况	305
10.2 环境现状	306
10.3 拟采取环保措施的可行性	307
10.4 项目对环境的影响	308
10.5 总量控制分析	311
10.6 环境风险评价	311
10.7 公众参与分析	311
10.8 项目可行性结论	312

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 9 区位于新疆维吾尔自治区巴州轮台县境内，目前塔河油田处于开发后期，区块现有单井原油产量下降，为维持区块原油生产能力，增大塔河油田整体开发效益，西北油田分公司拟投资 5000 万元在巴州轮台县实施“塔河油田 T903A-6X 井开采及集输工程”，建设内容为：①新钻井 1 口(T903A-6X 井)，并新建采油井场 1 座；②新建 T903A-6X 井至西达里亚集输站集输管线和燃料气管线各 2.0km，集输管线和燃料气管线同沟敷设；③配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后日产油 20t/d，日产气 1000m³/d。

1.2 环境影响评价工作过程

项目属于油气开采项目，位于巴州轮台县，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。根据《中华人民共和国环境影响评价法》(2018 年 12 月 29 日修正)、《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(部令第 16 号)，拟建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 2024 年 10 月 10 日委托河北省众联能源环保科技有限公司进行拟建项目的环境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即开展环境影响报告书编

制工作。在环评报告编制期间，建设单位于 2024 年 10 月 10 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行第一次网络信息公示，并开展项目区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，评价单位完成了环境影响报告书征求意见稿，随后西北油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》（部令第 4 号）要求，于 2024 年 10 月 22 日至 11 月 4 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站对拟建项目环评信息进行了第二次公示，在此期间分别于 2024 年 10 月 25 日、2024 年 10 月 29 日在《新疆法制报》（刊号：CN65-0044）对拟建项目环评信息进行了公示。根据西北油田分公司提供的塔河油田 T903A-6X 井开采及集输工程公众参与说明书，拟建项目公示期间未收到反馈意见。西北油田分公司向巴州生态环境局报批环境影响报告书前，于 2024 年 11 月 5 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站公开拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明书。在以上工作的基础上，评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求和各级生态环境主管部门的意见，编制完成了拟建项目环境影响报告书。

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定

拟建项目为石油开采项目，结合《产业结构调整指导目录(2024 年本)》(国家发展改革委令 2023 年 第 7 号)，拟建项目属于第一类“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

拟建项目属于西北油田分公司油气勘探开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》。拟建项目位于塔河油田 9 区，项目占地范围内不涉及生态保护红线、水源地、自然保护区及风景名胜区等环境敏感区，拟建项目不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

(3) “三线一单”符合性判定

拟建项目距离生态保护红线区最近约 530m，建设内容均不在生态保护红线范围内；拟建项目采出水随采出液经集输管线最终输送至一号联合站处理，井下作业废液采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，酸碱中和后运至塔河油田绿色环保站处理，废水均不向外环境排放；拟建项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，拟建项目已提出持续改善、防风固沙、生态恢复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。拟建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“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

(4) 评价工作等级

根据环境影响评价技术导则规定并结合项目特点，经判定，本次环境影响评价工作大气环境影响评价工作等级为二级，地表水环境影响评价工作等级为三级 B，采油井场地下水环境影响评价工作等级为二级、集输管线及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，生态影响评价等级为三级，环境风险评价等级为简单分析；采油井场土壤环境(生态型)影响评价等级为一级，集输管线土壤环境(生态型)影响评价等级为二级；采油井场土壤环境(污染型)影响评价等级为二级；集输管线土壤环境(污染型)影响评价等级为三级。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

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

(1) 本项目新建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。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) 拟建项目废水主要为采出水和井下作业废液,采出水随采出液经集输管线最终输送至一号联合站处理,达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层;井下作业废液采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后送至塔河油田绿色环保站处理。即拟建项目无废水排入地表水体,对地表水环境影响可接受。

(3) 拟建项目采取严格的源头控制、完善分区防渗措施、过程防控措施,同时制定跟踪监测计划、建立跟踪监测制度,完善应急处置的前提下,对地下水环境影响可以接受,从土壤环境影响的角度分析,拟建项目可行。

(4) 拟建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) 拟建项目整个施工期、运营期、退役期涉及危险废物主要包括落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋,收集后委托有危废处置资质的单位接收处置;涉及的一般工业固体废物主要包括:废弃水基泥浆及岩屑、废弃磺化泥浆及岩屑、施工土方、焊接及吹扫废渣、污泥等,其中废弃水基泥浆及岩屑、废弃磺化泥浆及岩屑经井场不落地系统处理达标后,用于区域铺垫井场等,施工土方全部回填管沟及井场,焊接及吹扫废渣委托周边工业固废填埋场合规处置;污泥和生活垃圾一起送至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置。固体废物均妥善处置。

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

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

1.5 主要结论

综合分析,拟建项目符合国家及地方当前产业政策要求,选址和建设内容

可满足国家和地方有关环境保护法律法规要求，符合新疆维吾尔自治区、七大大片区、巴州“三线一单”生态环境分区管控要求；项目通过采取完善的污染防治措施及生态恢复措施，污染物可达标排放，项目实施后环境影响可接受、环境风险可防控。根据西北油田分公司提供的塔河油田 T903A-6X 井开采及集输工程公众参与说明书，拟建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拟建项目建设可行。

本次评价工作得到了各级生态环境主管部门、西北油田分公司等诸多单位的大力支持和帮助，在此一并致谢！

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

(1) 《中华人民共和国环境保护法》(2014 年 4 月 24 日发布, 2015 年 1 月 1 日施行);

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(11) 《中华人民共和国矿产资源法》(2009 年 8 月 27 日修正, 1986 年 10 月 1 日施行)

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

(13)《中华人民共和国安全生产法》(2002 年 11 月 1 日施行, 2021 年 6 月 10 日修正);

(14)《中华人民共和国突发事件应对法》(2007 年 8 月 30 日审议通过, 2007 年 11 月 1 日施行)。

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

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

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

(3)《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);

(4)《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);

(5)《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);

(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);

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

(8)《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);

(9)《关于印发强化危险废物监管和利用处置能力改革实施方案的通知》(国务院办公厅 国办函[2021]47 号);

(10)《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);

(11)《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);

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

(13)《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);

(14)《工矿用地土壤环境管理办法(试行)》(生态环境部令第 3 号, 2017 年 5 月 3 日发布, 2018 年 8 月 1 日实施);

(15)《环境影响评价公众参与办法》(生态环境部令第 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(2021 年版)》(生态环境部令第 15 号, 2020 年 11 月 25 日发布, 2021 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)(生态环境部令第 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》(环境保护部令第 34 号, 2015 年 4 月 16 日发布, 2015 年 6 月 5 日实施);

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

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

(23)《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》(环境保护部 环环评[2016]150 号, 2016 年 10 月 26 日发布并实施);

(24)《关于印发<企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法(试行)>的通知》(环境保护部 环发[2015]4 号, 2015 年 1 月 8 日发布并实施);

(25)《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》(环境保护部 环发[2014]197 号, 2014 年 12 月 30 日发布并实施);

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

(27)《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》(环境保护部 环发[2015]169号,2015年12月18日发布并实施);

(28)《关于印发<2020年挥发性有机物治理攻坚方案>的通知》(生态环境部 环大气[2020]33号);

(29)《关于印发<重点行业挥发性有机物综合治理方案>的通知》(生态环境部 环大气[2019]53号);

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

(31)《关于规范临时用地管理的通知》(自然资源部 自然资规[2021]2号);

(32)《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知(试行)》(自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局 自然资发[2022]142号,2022年8月16日发布并实施);

(33)《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);

(34)《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);

(35)《关于加强和规范声环境功能区划管理工作的通知》(生态环境部办公厅 环办大气函[2017]1709号,2017年11月10日发布并实施);

(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》(环境保护部办公厅 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》(环境保护部办公厅 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》(生态环境部办公厅 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》(生态环境部办公厅 环办环评

函[2019]590 号)

(40)《关于进一步优化环境影响评价工作的意见》(环环评[2023]52 号)。

2.1.2.2 地方环境保护法规和规章

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

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

(3)《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2015 年 3 月 1 日实施, 2018 年 9 月 21 日修正);

(4)《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);

(5)《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》;

(6)《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);

(7)《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);

(8)《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);

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

(10)《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》;

(11)《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》;

(12)《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);

(13)《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);

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

(15)《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)；

(16)《关于印发新疆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)；

(17)《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》；

(18)《关于印发巴音郭楞蒙古自治州水污染防治工作方案的通知》(巴政发[2016]52号)；

(19)《关于印发自治州实施最严格水资源管理制度“三条红线”控制指标的通知》(巴政发[2015]172号)；

(20)《关于印发〈自治州固体废物污染防治实施方案〉的通知》(巴政办发[2018]79号)；

(21)《关于印发巴音郭楞蒙古自治州土壤污染防治工作方案的通知》(巴政办发[2017]39号)；

(22)《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2035年远景目标纲要》；

(23)《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》(巴政办发[2021]32号)。

2.1.3 环境保护技术规范

(1)《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；

(2)《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)；

(3)《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)；

(4)《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)；

(5)《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)；

(6)《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)；

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

(8)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)；

- (9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)；
- (10) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)；
- (11) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环境保护部公告 2012 年 第 18 号)；
- (12) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》；
- (13) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)；
- (14) 《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T 3999-2017)；
- (15) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)；
- (16) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022)。

2.1.4 相关文件及技术资料

- (1) 塔河油田 T903A-6X 井开采及集输工程设计方案；
- (2) 《环境质量现状检测报告》；
- (3) 西北油田分公司提供的其他资料；
- (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，掌握项目所在地轮台县的自然环境及环境质量现状。
- (2) 针对拟建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) 预测拟建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) 分析拟建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、经济角度分析拟建项目采取污染治理措施的可行性，从环境保护的角度对拟建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

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

表 2.3-1 环境影响因素识别结果一览表

环境因素 \ 单项工程		施工期					运营期	退役期
		钻前工程	钻井工程	储层改造工程	井场工程	油气集输工程	开采及集输	封井、井场清理
自然环境	环境空气	-2D	-2D	-2D	-2D	-1D	-1C	-1D
	地表水	—	—	—	—	-1C	—	—
	地下水	-1D	-1D	-1D	—	-1D	-1C	—
	声环境	—	-1D	-1D	-1D	-1D	-1C	-1D
	土壤环境	—	-1D	-1D	-1C	-1D	-1C	—
生态环境	地表扰动	-1C	—	—	-1C	-1C	—	—
	土壤肥力	—	—	—	-1C	-1C	—	—
	植被覆盖度	—	—	—	-1C	-1C	—	—
	生物量损失	—	—	—	-1C	-1C	—	—
	生物多样性	—	—	—	-1D	-1D	—	+1D
	水土保持	-1C	—	—	-1C	-1C	—	+1D
	防沙治沙	-1C	—	—	-1C	-1C	—	+1D
	生态系统完整性	-1C	—	—	-1C	-1C	-1C	+1D

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

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

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

4、钻前工程包括井场场地平整、道路工程及池体、活动房建设性工程等。

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

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2

拟建项目评价因子一览表

环境要素	项 目	评 价 因 子
环境空气	现状评价	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、NO ₂ 、SO ₂ 、非甲烷总烃、硫化氢
	污染源评价	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度、非甲烷总烃、硫化氢
	影响评价	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、NO ₂ 、SO ₂ 、非甲烷总烃、硫化氢
地下水环境	现状评价	基本水质因子：色、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯 检测分析因子：K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 特征因子：pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体
	污染源评价	施工期：pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体 运营期：石油类
	影响评价	施工期：pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体 运营期：石油类
土壤环境	现状评价	建设用地基本因子：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘 农用地基本因子：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌 特征因子：石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、盐分含量、pH
	污染源评价	施工期：石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、盐分含量、pH 运营期：石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、盐分含量
	影响评价	施工期：石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀) 运营期：石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)
	生态影响类	运营期：盐分含量
固体废物	污染源评价	施工期：一般工业固废(废弃钻井泥浆、钻井岩屑、施工土方、焊接及吹扫废渣、污泥)，危险废物(含油废物、废防渗材料、废烧碱包装袋)，生活垃圾； 运营期：危险废物(落地油、废防渗材料)
	影响评价	
声环境	现状评价	L _{Aeq,T}
	污染源评价	L _A
	影响评价	L _{Aeq,T}

续表 2.3-2

拟建项目评价因子一览表

环境要素	项 目	评 价 因 子
温室气体	污染源评价	CO ₂ 、CH ₄
生态环境	现状评价	地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物量损失、生物多样性、水土流失、
	影响评价	防沙治沙、生态系统完整性
环境风险	风险识别	原油、天然气、硫化氢
	简单分析	—

2.4 评价等级和评价范围

2.4.1 评价等级

2.4.1.1 环境空气影响评价工作等级

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

(1) P_{max} 及 D_{10%} 的确定

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

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

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，μg/m³；

ρ_{oi}——第i个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

其中：P_i——如污染物数i大于1，取P值中最大者P_{max}；

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

(2) 城市农村选项确定

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)附录B中模型计

算设置说明：当项目周边 3km 半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时，选择城市，否则选择农村。拟建项目井场周边 3km 半径范围内村庄占地面积较小，因此，拟建项目估算模式农村或城市的计算选项为“农村”。

(3) 模型参数和污染源及其预测结果

拟建项目估算模式参数取值见表 2.4-1；废气污染源参数见表 2.4-2 和表 2.4-3，坐标以井场中心为原点 (0,0,0)；相关污染物预测及计算结果见表 2.4-4。

表 2.4-1 估算模型参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	/
2	最高环境温度/℃		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	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
		岸线距离/km	—
		岸线方向/°	—

表 2.4-2 主要废气污染源参数一览表(点源，100%负荷)

序号	污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔高度(m)	排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	烟气流量(m ³ /h)	烟气流速(m/s)	烟气温度(℃)	年排放小时数(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
		经度(°)	纬度(°)										
1	T903A-6X 井加热炉烟气	84.4328	41.2983	928	8	0.2	250	3.2	120	4800	正常	PM ₁₀	0.004
												PM _{2.5}	0.002
												SO ₂	0.001
												NO _x	0.038

表 2.4-2 主要废气污染源参数一览表(面源, 100%负荷)

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
T903A-6X井无组织废气	84.4321	41.2977	928	6	6	0	4	8760	正常	H ₂ S	0.000008
										非甲烷总烃	0.0052

表 2.4-3 P_{max}及D_{10%}预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	评价标准 (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离(m)	D _{10%} (m)
1	T903A-6X 井加热炉烟气	PM ₁₀	0.953	450	0.21	4.52	97	—
		PM _{2.5}	0.476	225	0.21			
		SO ₂	0.238	500	0.05			
		NO ₂	9.049	200	4.52			
2	T903A-6X 井无组织废气	非甲烷总烃	25.021	2000	1.25	4.52	172	—
		硫化氢	0.028	10	0.28			

(4) 评价工作等级判定

根据上述计算结果, 拟建项目外排废气污染物 $1\% < P_{\max} = 4.52\% < 10\%$, 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, 拟建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), 拟建项目废水主要为采出水、井下作业废液, 采出水随采出液经集输管线最终输送至一号联合站处理, 达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层; 井下作业废液采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后, 酸碱中和后送至塔河油田绿色环保站处理。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023), 拟建项目属于废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目, 评价等级按照三级

B 开展评价。

2.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级

(1) 建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)附录 A 和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，拟建项目采油井场地下水环境影响评价类别为 I 类，输油管线地下水环境影响评价项目类别为 II 类，燃料气管线地下水环境影响评价项目类别为 III 类。

(2) 地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，建设项目的地下水环境敏感程度分级原则见表 2.4-4。

表 2.4-4 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	

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

(3) 评价工作等级判定

地下水评价工作等级划分依据见表 2.4-5。

表 2.4-5 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 2.4-6。

表 2.4-6 地下水评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	环境敏感程度	评价等级
采油井场	I	不敏感	二级
采油管线	II	不敏感	三级
燃料气管线	III	不敏感	三级

拟建项目采油井场建设内容类别为 I 类项目、环境敏感程度为不敏感，地下水环境影响评价工作等级为二级；采油管线建设内容类别为 II 类项目、环境敏感程度为不敏感，地下水环境影响评价工作等级为三级；燃料气管线建设内容类别为 III 类项目、环境敏感程度为不敏感，地下水环境影响评价工作等级为三级。

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

(1) 声环境功能区类别

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

(2) 敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

项目井场周围 200m 范围内现状无声环境敏感目标。

(3) 评价工作等级判定

综合以上分析，按照《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021) 中声环境影响评价等级划分原则，确定拟建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，项目所在区域土壤盐分含量 $\geq 4\text{g/kg}$ ，属于 HJ964-2018 盐化地区。拟建项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

(1) 建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，拟建项目采油井场属于 I 类项目，输油管线属于 II 类项目，燃料气管线属于 IV 类项目，燃料气管线部分可不开展土壤环境影响评价。

(2) 占地规模

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

拟建项目永久占地面积为 0.43hm^2 ($\leq 5\text{hm}^2$)，占地规模为小型。

(3) 建设项目敏感程度

① 污染影响型

污染影响型建设项目敏感程度见表 2.4-7。

表 2.4-7 污染影响型建设项目敏感程度一览表

项目名称	和周边敏感目标关系	环境敏感程度
采油井场	井场周边 1km 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、村庄等敏感点	不敏感
采油管线	管线周边 200m 范围内不涉及耕地、园地、牧草地、村庄等敏感点	不敏感

② 生态影响型

生态影响型建设项目敏感程度见表 2.4-8。

表 2.4-8 生态影响型建设项目敏感程度一览表

项目名称	土壤含盐量(g/kg)	土壤 pH 值	环境敏感程度
采油井场	>4	$5.5 < \text{pH} < 8.5$	敏感
采油管线	>4	$5.5 < \text{pH} < 8.5$	敏感

(5) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，生态影响型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.4-9。

表 2.4-9 污染影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

土壤环境污染影响评价工作等级见表 2.4-10。

表 2.4-10 土壤环境污染影响评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	环境敏感程度	评价等级
采油井场	I 类	不敏感	二
采油管线	II 类	不敏感	三

表 2.4-11 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

土壤环境生态影响评价工作等级见表 2.4-12。

表 2.4-12 土壤环境生态影响评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	环境敏感程度	评价等级
采油井场	I 类	敏感	一
采油管线	II 类	敏感	二

拟建项目采油井场建设内容类别为 I 类项目、环境敏感程度为不敏感，土壤环境污染影响评价工作等级为二级；本项目采油管线建设内容类别为 II 类项目、环境敏感程度为不敏感，土壤环境污染影响评价工作等级为三级。

拟建项目采油井场建设内容类别为 I 类项目、环境敏感程度为敏感，土壤环境生态影响评价工作等级为一级；本项目采油管线类别为 II 类项目、环境敏感程度为不敏感，土壤环境生态影响评价工作等级为二级。

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

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

(1)拟建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)拟建项目不涉及自然公园和生态保护红线。

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

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

(5)拟建项目不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域。

(6)拟建项目永久占地面积为 0.0043km²,临时占地面积 0.0308km²,总面积≤20km²。

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

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

2.4.1.7.1 危险物质及工艺系统危险性(P)的分级确定

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

(1)危险物质数量与临界量比值(Q)

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

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

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

$Q_1, Q_2 \cdots Q_n$ 每种危险物质的临界量, t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

拟建项目涉及的各危险物质在厂界内的最大存在总量与其在环境风险评价导则 HJ169-2018 附录 B 中对应的临界量的比值 Q 计算结果见表 2.4-13。

表 2.4-13 建设项目 Q 值确定表

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	该种危险物质 Q 值
输油管线	1	天然气	74-82-8	0.32	10	0.032
	2	硫化氢	7783-06-4	0.0004	2.5	0.00016
	3	原油	/	8	2500	0.0032
燃料气管线	1	天然气	74-82-8	0.08	10	0.008
项目 Q 值 Σ						0.04336

经计算，拟建项目 Q 值为 $0.04336 < 1$ ，风险潜势为 I。

2.4.1.7.2 评价工作等级的划分

根据导则规定，环境风险评价工作等级划分方法见表2.4-14。

表2.4-14 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2.4-14可知，拟建项目环境风险潜势为 I，因此拟建项目环境风险评价等级为简单分析。

2.4.2 评价范围

根据拟建项目各环境要素确定的评价等级、拟建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 2.4-15、附图 10。

表 2.4-15 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评价范围
1	环境空气	二级	以井场为中心边长 5km 的矩形区域
2	地表水环境	三级 B	—

续表 2.4-15 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素		评价等级	评 价 范 围
3	地下水环境		二级	井场地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的 6km ² 矩形区域
			三级	管线边界两侧向外延伸 200m
4	声环境		二级	井场边界外 200m 范围
5	土壤环境	污染影响型	二级	井场外扩 200m 范围
			三级	管线边界两侧向外延伸 200m 范围
		生态影响型	一级	井场外扩 5000m 范围
			二级	管线边界两侧向外延伸 200m 范围
6	生态		三级	井场边界外延 50m 范围，管线中心线两侧 300m
7	环境风险		简单分析	—

2.5 评价内容和评价重点

2.5.1 评价内容

根据拟建项目特点及周围环境特征, 将本次评价工作内容列于表 2.5-1。

表 2.5-1 评价内容一览表

序号	项目	内容
1	概述	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的及评价原则、环境影响因素和评价因子、评价等级与评价范围、评价内容及评价重点、评价标准、相关规划及环境功能区划分析、环境保护目标
3	工程分析	(1) 区块开发现状及环境影响回顾: 主要介绍 9 区开发现状、“三同时”执行情况、环境影响回顾性评价、区块污染物排放情况、环境问题及“以新带老”改进意见。 (2) 拟建项目: 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。 (3) 依托工程: 拟建项目涉及依托的一号联合站、塔河油田绿色环保站等基本情况及依托可行性分析
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境质量现状监测与评价
5	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析(施工废气影响分析、施工噪声影响分析、施工期固体废物影响分析、施工废水影响分析、施工期生态影响分析)
		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)

续表 2.5-1

评价内容一览表

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

2.5.2 评价重点

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

2.6 评价标准

本次环境影响评价执行如下标准：

(1) 环境质量标准

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

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

声环境：执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准。

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

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

(2) 污染物排放标准

废气:施工期机械设备和车辆废气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)及修改单中排放限值要求;运营期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。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:施工期生活污水达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表 2 的 B 级标准,达标处理后中水主要用于施工区域荒漠灌溉;采出水随采出液经集输管线最终输送至一号联合站处理,达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层,井下作业废液采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后,酸碱中和后运至塔河油田绿色环保站处理,达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。

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

(3) 控制标准

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

上述各标准的标准值见表 2.6-1 至表 2.6-3。

表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标 准	单位	标准来源
环境空气	PM _{2.5}	年平均	35	μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 及其修改单二级标准
		24 小时平均	75		
	PM ₁₀	年平均	70	μg/m ³	
		24 小时平均	150		
	SO ₂	年平均	60		
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	NO ₂	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	
		1 小时平均	10		
O ₃	日最大 8 小时平均	160	μg/m ³		
	1 小时平均	200			
	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m ³ 的标准
	H ₂ S	1 小时平均	10	μg/m ³	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值
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			
	铁	≤0.3		mg/L	
	锰	≤0.1			

续表 2.6-1

环境质量标准一览表

环境要素	项目	标 准		单位	标准来源
地下水	铜	≤1.0		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1 感官性状及一般化学指标中Ⅲ类
	锌	≤1.0			
	铝	≤0.2			
	挥发性酚类	≤0.002			
	阴离子表面活性剂	≤0.3			
	耗氧量	≤3.0			
	氨氮	≤0.5			
	硫化物	≤0.02			
	总大肠菌群	≤3		CFU/100mL	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)Ⅲ类微生物指标
	菌落总数	≤100		CFU/mL	
	亚硝酸盐	≤1.0		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1 毒理学指标中Ⅲ类
	硝酸盐	≤20.0			
	氰化物	≤0.05			
	氟化物	≤1.0			
	碘化物	≤0.08			
	汞	≤0.001			
	砷	≤0.01			
	硒	≤0.01			
	镉	≤0.005		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1 毒理学指标中Ⅲ类
	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			参照执行《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002)Ⅲ类标准
声环境	L _{Aeq, T}	昼间	60	dB(A)	《声环境质量标准》 (GB3096-2008)2类区标准
		夜间	50		

表 2.6-2 土壤污染风险筛选值一览表

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

表 2.6-3 农用地土壤污染风险筛选值

污染项目		风险筛选值(mg/kg)
		pH>7.5
镉	其他	0.6

续表 2.6-3

农用地土壤污染风险筛选值

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

表 2.6-4

污染物排放标准一览表

类别	污染源	项 目		排放限值	单位	标 准 来 源
废气	燃油机械 设备废气	560kW≥ Pmax≥ 130kW	CO	3.5	g/kWh	《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)及修改单中第三阶段排放限值
			HC	—		
			NO _x	—		
			HC+NO _x	4.0		
			PM	0.2		
	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	
	井场无组 织废气	非甲烷总烃		4.0	mg/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求
		H ₂ S		0.06		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表 1 新扩改建项目二级标准
废水	生活 污水	pH 值		6~9	—	《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表 2 的 B 级标准
		化学需氧量		180	mg/L	
		悬浮物		90	mg/L	
		粪大肠菌群		40000	MPN/L	
		蛔虫卵个数		2	个/L	

续表 2.6-4

污染物排放标准一览表

类别	污染源	项 目	排放限值	单位	标 准 来 源
废水	采出水、 井下作 业废液	悬浮固体含量	35.0	mg/L	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中表 1 水质主要控制指标, 储层空气渗透率(μm^2) ≥ 2.0
		悬浮物颗粒直径中值	5.5	μm	
		含油量	100.0	mg/L	
		平均腐蚀率	0.076	mm/a	
施工 噪声	$L_{Aeq, T}$	昼间	70	dB(A)	《建筑施工场界环境噪声排放标准》 (GB12523-2011)
		夜间	55		
场界 噪声	$L_{Aeq, T}$	昼间	60	dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008)2 类标准
		夜间	50		

2.7 相关规划及环境功能区划

2.7.1 主体功能区划

拟建项目位于 9 区内, 占地范围内不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区分区等, 根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》, 拟建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。拟建项目主要内容为井场建设及管线敷设, 主要目的是满足塔河油田产能开发的需要, 开发强度不会超过西北油田分公司“十四五”规划目标; 项目施工过程中严格控制施工占地, 井场建设和管道敷设完成后, 采取措施及时恢复临时占地, 尽可能减少对区域生态环境的影响; 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, 项目未处于主体功能区划中的禁止开发区, 与区域主体功能区划目标相协调。

2.7.2 生态环境保护

(1) 相关规划

根据评价区块的地理位置, 项目区位于新疆维吾尔自治区巴州轮台县境内, 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》等。

拟建项目与相关规划的符合性分析结果参见表 2.7-1。

表 2.7-1 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度	拟建项目属于塔里木盆地油气开采项目	符合
《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》	立足巴州塔里木盆地油气主产区资源优势和加工基础，稳定扩大油气产能，积极争取承接进口油气运输中转、储备、加工和交易中心重要功能，推进石油化工基地建设，做大做强基础石化，拉长精细化工产业链条，推动炼化纺一体化发展，提高资源就地加工比例，推动巴州由单一资源输出地向全产业链加工基地转型，打造新疆大型油气生产、加工、外送基地和战略储备基地	本项目属于西北油田分公司塔河油田油气开采项目	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测	报告中已提出环境监测计划，详见：“9.4.3 监测计划”	符合
	有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动全疆重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。严控土壤重金属污染，加强油(气)田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展风险管控与修复工程。推广绿色修复理念，强化修复过程二次污染防控	拟建项目不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置，9 区已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作	符合
	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量	拟建项目井场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合

续表 2.7-1

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单,全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况,报备管理计划,做好信息公开工作,规范运行危险废物转移联单	拟建项目产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)、《危险废物转移管理办法》(生态环境部令 第 23 号)中相关管理要求	符合
《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》	防范新增土壤污染。结合重点行业企业用地详查成果,完善土壤污染重点监管单位名录,在排污许可证中载明土壤和地下水污染防治要求。鼓励土壤污染重点监管单位实施防渗漏改造。定期对土壤污染重点监管单位和地下水重点污染源周边土壤、地下水开展监督性监测。督促企业定期开展土壤及地下水环境自行监测、污染隐患排查	报告中已提出环境监测计划,详见:“9.4.3 监测计划”	符合
《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》	有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动全州重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用,提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的污染地块为重点,严格建设用地准入管理和风险管控。严控土壤重金属污染,加强油(气)田开发土壤污染防治,以历史遗留工业企业污染场地为重点,开展治理与修复工程	本项目不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置,塔河油田各区已开展历史遗留污油泥清理工作,已完成受污染土壤清理工作	符合
	加强重点行业 VOCs 协同控制。深入实施《自治州重点行业挥发性有机物综合治理方案》,切实推进重点行业 VOCs 污染治理。重点推进石化、化工、包装印刷、工业涂装等重点行业以及机动车、油品储运销等交通源 VOCs 污染防治,加强芳香烃、烯烃、炔烃、醛类等活性强的 VOCs 排放控制,持续削减重点企业 VOCs 排放量。建立健全以改善环境空气质量为核心的 VOCs 污染防治管理体系,加强石化、煤化工、表面处理、印刷、油气储罐等重点排放行业的精细化管理,持续实施 LDAR 治理。强化新增污染物排放控制,推进 VOCs 与 NOx 等的协同减排,改善环境空气质量	本项目井场无组织废气排放涉及 VOCs 排放,报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合

续表 2.7-1

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《巴音郭楞蒙古自治州生态环境保护“十四五”规划》	强化危险废物环境监管能力。建立完善危险废物环境重点监管单位清单,开展危险废物规范化环境管理排查整治,强化重点行业企业事中事后监管,严厉打击危险废物环境违法行为,强化部门之间联动	本项目产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号)、《危险废物转移管理办法》(生态环境部令 第 23 号)中相关管理要求	符合
《新疆维吾尔自治区油气发展“十四五”规划环境影响报告书》	提高老油田采收率,加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开发力度,减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发,加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜一大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设,促进油气增储上产,实现资源良性接替	拟建项目位于塔河油田 9 区,项目的实施有利于维持塔河油田产能稳定,有利于提高老油田采收率	符合

表 2.7-2 中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》	塔河油田持续开展技改增效、系统配套、节能和隐患治理工作	拟建项目实施后,可有效提高开采效率,保证区域开采系统稳定运行	符合
《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》及审查意见	(一)严守生态保护红线,加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导,严守生态保护红线,严格维护区域主导生态功能,积极推动绿色发展,促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划,进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解,严格落实各项生态环境保护要求,协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调,切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。	拟建项目距离最近的生态保护红线约 530m,不在生态保护红线范围内;报告中已对生态保护红线周边施工作业活动提出相关要求;拟建项目符合新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案、新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求、巴州“三线一单”生态环境分区管控方案相关要求;拟建项目严格落实生态保护措施要求,与生态环境保护相协调,切实维护了区域生态系统的完整性和稳定性	符合

续表 2.7-2 中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划

符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》及审查意见	(二)合理确定开发方案,优化开发布局。根据区域主体功能定位,结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求,依据生态环境影响评价结果,进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验,及时进行优化调整	拟建项目符合西北油田分公司整体开发方案布局,项目建设进一步优化了石油开采规模、开发布局和建设时序,及对生态环境保护措施进行了优化调整	符合
	(三)严格生态环境保护,强化各类污染防治。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求,严格落实资源环境指标要求,进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制,确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制,涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物,应当遵循减量化、资源化、无害化原则,合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用,提高综合利用水平	拟建项目井场采取密闭集输,定期巡检措施;废水主要为采出水及井下作业废液,采出水随采出液经集输管线最终输送至一号联合站处理,达标后回注地层,井下作业废液采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后,酸碱中和后运至塔河油田绿色环保站处理,废水均不向外环境排放;固废主要为落地油、废防渗材料,收集后委托有资质单位接收处置	符合
	(四)加强生态环境系统治理,维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主,统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理,守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围,加大生态治理力度,结合油气开采绿色矿山建设等相关要求,落实各项生态环境保护措施,保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案,综合考虑防沙治沙等相关要求,因地制宜开展生态恢复治理工作	拟建项目同步制定并落实生态保护和修复方案;综合考虑了防沙治沙等相关要求;拟建项目已提出一系列生态环境保护措施,详见 5.1.6 章节	符合
	(五)加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任,进一步健全生态环境管理和应急管理体系,确保各项生态环境保护 and 应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系,开展长期跟踪监测。根据监测结果,及时优化开发方案,并采取有效的生态环境保护措施	拟建项目环境管理由采油一厂负责,拟建项目日常环境管理工作纳入采油一厂现有QHSE 管理体系,并长期开展跟踪监测,根据监测结果及时优化开发方案并采取有效的生态环境保护措施	符合

(2) 拟建项目与相关文件符合性分析见表 2.7-3。

表 2.7-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《关于进一步 加强石油天然 气行业环境影 响评价管理的 通知》(环办环 评函[2019] 910 号)	加快推进油气发展(开发)相关规划编制,并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展(开发)规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的,应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司已按要求编制了“十四五”规划,目前《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》已取得自治区生态环境厅审查意见(新环审[2022]147 号)	符合
	油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评),一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价,对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的,应当论证其可行性和有效性	拟建项目位于塔河油田,属于区块滚动开发项目,不属于单井环评	符合
	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价,对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的,应当论证其可行性和有效性	拟建项目已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施,并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行回顾性评价,同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合
	井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备,应当优先使用清洁燃料,废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	拟建项目加热炉使用清洁能源天然气,废气排放满足国家排放标准要求	符合

续表 2.7-3

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号)	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施,降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油,减少废气排放。选用低噪声设备,避免噪声扰民。施工结束后,应当及时落实环评提出的生态保护措施	拟建项目报告中已提出施工过程中严格控制作业带,减少施工占地的措施,要求施工结束后及时进行恢复清理,落实报告中提出的生态保护措施,避免对区域生态造成影响	符合
	油气企业应当加强风险防控,按规定编制突发环境事件应急预案,报所在地生态环境主管部门备案	采油一厂已编制了环境应急预案并进行了备案,后续应根据拟建项目生产过程存在的风险事故类型,完善现有的突发环境事件应急预案	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	因矿制宜选择开采工艺和装备,符合清洁生产要求。应贯彻“边开采,边治理,边恢复”的原则,及时治理恢复矿区地质环境,复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后,恢复井场周边及管线临时占地,符合“边开采,边治理,边恢复”的原则	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,科学合理地确定开发方案,选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺,推广使用成熟、先进的技术装备,严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	拟建项目开发方案设计考虑了塔河油田油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,所选用的技术和工艺均成熟、先进	符合
	集约节约利用土地资源,土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目井场、管线永久占地和临时占地规模均从土地资源节约方面考虑,尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合
《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》(环大气[2021]65号)	其他行业企业中载有气态、液态 VOCs 物料的设备与管线组件密封点大于等于 2000 个的,应开展 LDAR 工作。要将 VOCs 收集管道、治理设施和与储罐连接的密封点纳入检测范围。按照相关技术规范要求,开展泄漏检测、修复、质量控制、记录管理等工作。鼓励企业加严泄漏认定标准;对在用泵、备用泵、调节阀、搅拌器、开口管线等密封点加强巡检	塔河油田已制定泄漏检测与修复(LDAR)计划,定期检测、及时修复,防止或减少跑、冒、滴、漏现象	符合
	产生 VOCs 的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式,并保持负压运行。	拟建项目采取密闭集输工艺	符合

续表 2.7-3

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》(环境保护部公告 2013 年第 31 号)	液态 VOCs 物料应采用密闭管道输送。采用非管道输送方式转移液态 VOCs 物料时, 应采用密闭容器、罐车	项目采出液采用密闭管道输送, 加强设备管理	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	拟建项目运营期废水主要为采出水和井下作业废液, 采出水随采出液经集输管线最终输送至一号联合站处理, 达标后回注地层; 井下作业废液委托塔河油田绿色环保站处理; 危险废物委托有危废处置资质的单位接收处置; 无石油类污染物排放	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	油气田建设应总体规划, 优化布局, 整体开发, 减少占地和油气损失, 实现油气和废物的集中收集、处理处置。	拟建项目建设布局合理, 已在设计阶段合理选址, 合理利用区域现有道路, 减少项目占地; 油气输送至一号联合站集中处理; 危险废物直接委托有危废处置资质的单位接收处置	符合
	在油气集输过程中, 应采用密闭流程, 减少烃类气体排放	拟建项目采出液采用管道密闭集输, 采用先进设备和材料, 加强设备管理, 减少跑、冒、滴、漏	符合
	在开发过程中, 伴生气应回收利用, 减少温室气体排放, 不具备回收利用条件的, 应充分燃烧, 伴生气回收利用率应达到 80% 以上	拟建项目采出液随集输管道一起输送至一号联合站集中处理	符合
	在油气开发过程中, 应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井, 若有较大的生态影响, 应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区, 应采取措施, 保护零散自然湿地。	拟建项目不占用湿地自然保护区和鸟类迁徙通道, 集输管道采用埋地敷设	符合
	在钻井和井下作业过程中, 鼓励污油、污水进入生产流程循环利用, 未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	运营期采出水随采出液经集输管线最终输送至一号联合站处理, 达标后回注地层; 井下作业废液委托塔河油田绿色环保站处理	符合

续表 2.7-3

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号)	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	拟建项目不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案,并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布,接受社会监督	拟建项目已提出生态保护和生态恢复治理方案,并要求油田公司进行公示和接受社会监督	符合
	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测,接受生态环境主管部门的指导,并向社会公布监测情况。	本评价已制定监测方案	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备,实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	拟建项目集输过程采用先进技术、工艺和设备	符合
	散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理,不得掩埋	拟建项目运营期固体废物为落地油、废防渗材料,委托有危废处置资质单位接收处理	符合
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号)	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置,必须符合国家和自治区有关规定;不具备处置、利用条件的,应当送交有资质的单位处置。煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物,应当采取措施防止污染大气、土壤、水体	拟建项目运营期固体废物为落地油、废防渗材料,委托有危废处置资质单位接收处理	符合
《中华人民共和国矿产资源法》(1986 年 10 月 1 日施行,2009 年 8 月 27 日修正)	开采石油、天然气、放射性矿产等特定矿种的,可以由国务院授权的有关主管部门审批,并颁发采矿许可证	拟建项目所在区域为塔河油田,西北油田分公司已取得探矿权许可证、采矿权许可证	符合

续表 2.7-3

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》(林沙发[2013]136号)	须严格执行《防沙治沙法》的有关规定,切实做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作,引导和规范沙区开发建设秩序,合理利用沙区资源,有效保护防沙治沙成果	拟建项目同步制定并落实生态保护和修复方案;综合考虑了防沙治沙等相关要求;拟建项目已提出一系列生态环境保护措施,详见 5.1.6 章节。	符合
《关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知》(新环固体函[2022]675号)	历史遗留废弃磺化泥浆可由具备相应能力的危险废物集中处置设施,或专业废弃磺化泥浆集中处置设施进行规范化处置;历史遗留磺化泥浆采取填埋方式进行处置的,需开展危险废物鉴别,根据鉴别结论按照《危险废物填埋污染控制标准》(GB18598-2019)或《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)要求开展填埋处置;综合利用历史遗留废弃磺化泥浆的,应满足《固体废物再生利用污染防治技术导则》(HJ1091-2020)等相关要求	拟建项目不涉及历史遗留废弃磺化泥浆;拟建项目钻井工程产生的磺化泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆,磺化岩屑在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理,固相经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染物控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值要求,同时含油率满足《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值要求(含油率<0.45%)后用于铺垫油区内的井场、道路等,一次处理后检测不合格,现场进行二次处理,达标后用于铺垫油区内的井场、道路等	符合
《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号)	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”,尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地,要严格控制占用耕地。铁路、公路等单独选址建设项目,应科学组织施工,节约集约使用临时用地。制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田,可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地	项目施工过程中严格控制施工占地,井场建设和管线敷设完成后,采取措施及时恢复临时占地,尽可能减少对区域生态的影响	符合
	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地,可先以临时用地方式批准使用,勘探结束转入生产使用的,办理建设用地审批手续	严格按照有关规定办理建设用地审批手续	符合

续表 2.7-3

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知(试行)》(自然资发[2022]142号)	规范管控对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线是国土空间规划中的重要管控边界,生态保护红线内自然保护地核心保护区外,禁止开发性、生产性建设活动,在符合法律法规的前提下,仅允许以下对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线内自然保护区、风景名胜區、饮用水水源保护区等区域,依照法律法规执行	拟建项目距离生态保护红线最近距离 530m,项目建设内容未在生态保护红线范围内,报告中已对生态保护红线周边施工作业活动提出相关要求	符合
《关于在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》	生态保护红线内,自然保护地核心保护区原则上禁止人为活动,其他区域严格禁止开发性、生产性建设活动,在符合现行法律法规前提下,除国家重大战略项目外,仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动,主要包括:零星的原住民在不扩大现有建设用地和耕地规模前提下,修缮生产生活设施,保留生活必需的少量种植、放牧、捕捞、养殖;因国家重大能源资源安全需要开展的战略性能源资源勘查,公益性自然资源调查和地质勘查;自然资源、生态环境监测和执法包括水文水资源监测及涉水违法事件的查处等,灾害防治和应急抢险活动;经依法批准进行的非破坏性科学研究观测、标本采集;经依法批准的考古调查发掘和文物保护活动;不破坏生态功能的适度参观旅游和相关的必要公共设施建设;必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施建设、防洪和供水设施建设与运行维护;重要生态修复工程	拟建项目距离生态保护红线最近距离 530m,项目建设内容未在生态保护红线范围内,报告中已对生态保护红线周边施工作业活动提出相关要求	符合

续表 2.7-3

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	1. 石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作	项目符合《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司“十四五”规划》及规划环评要求，项目为现有塔河油田改扩建项目	符合
	2. 在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址	项目符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求	符合
	3. 涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行	拟建工程不涉及	—
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	1. 施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响	拟建工程施工期严格控制施工作业面积、缩短施工时间，提出水土保持、防风固沙、生态修复的要求，有效降低生态环境影响	符合
	2. 陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放	拟建工程废气主要为加热炉烟气和井场无组织废气，加热炉使用净化后的天然气作为燃料，井场采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水、井下作业废液，采出水随采出液一起输送至一号联合站处理，井下作业废液送塔河油田绿色环保处理站处理，废水均不向外环境排放；拟建工程油气集输采用管输方式，损耗率低于 0.5%；井场边界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求；拟建工程位于塔河油田不属于高含硫天然气开采	符合

续表 2.7-3

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	3. 油气开发产生的伴生气应优先回收利用, 减少温室气体排放, 开发区块伴生气整体回收利用率应达到80%以上; 边远井, 零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的, 应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存(CCUS)技术用于油气开采, 提高采收率、减少温室气体排放	本项目提出了相关降碳措施, 具体见“7.2 减污降碳措施”	符合
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	4. 陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用, 无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放, 工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液, 配备完善的固控设备, 钻井液循环率应达到 95%以上, 压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐	本项目运营期采出水随采出液一起进入一号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不落地收集后运至塔河油田绿色环保站处理。钻井及储层改造过程中使用了环境友好的油田化学助剂、酸化压裂液, 储层改造过程中产生的废水全部进罐回收	符合
	5. 涉及废水回注的, 应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施, 不得回注与油气开采无关的废水, 严禁造成地下水污染; 在相关行业污染控制标准发布前, 回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)《气田水注入技术要求》(SY/T6596)等相关标准要求。对于页岩油、油注汽开采, 鼓励废水处理回用于注汽锅炉	本项目采出水随油气混合物输送至一号联合站采出水处理系统处理, 达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 标准后回注地层	符合
	6. 废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺, 勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后, 固相优先综合利用, 暂时不利用或者不能利用的, 应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599)处置; 废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、基钻井泥浆及岩屑经“泥清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物, 应按照国家有关规定制定危险废物管理计划, 建立危险废物管理台账, 依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%	本项目钻井过程中不涉及油基泥浆, 废弃钻井泥浆及岩屑采取了“泥浆不落地”工艺, 勘探、开发过程产生的落地原油回收率达到了100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物, 应按照国家有关规定制定危险废物管理计划, 建立危险废物管理台账, 依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%	符合

续表 2.7-3

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求		本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》	污染防治与环境影响	7. 噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348)要求	本项目井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准要求	符合
		8. 对拟退役的废弃井(站)场、管道、道路等工程设施应进行生态修复,生态修复前应对废弃油(气)井、管道进行封堵或设施拆除,确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术规范(试行)》《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求。	退役的废弃井场、管道、道路等工程设施进行生态修复,生态修复前对废弃油(气)井、管道进行封堵或设施拆除,确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术规范(试行)》《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求	符合

综上所述，拟建项目符合《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》、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910号）、《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号）、《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》等相关规划、技术规范和政策法规文件要求。

2.7.3 “三线一单”分析

2021 年 2 月，新疆维吾尔自治区人民政府发布了《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发[2021]18 号）。为落实其管控要求，2021 年 7 月，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发[2021]162 号）；2021 年 7 月，巴州人民政府办公室分别发布了《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生

态环境分区管控方案》(巴政办发[2021]32 号)。拟建项目与上述文件中“三线一单”分区管控要求的符合性分析见表 2.7-4 至表 2.7-9, 拟建项目与“生态保护红线”位置关系示意图见附图 2, 拟建项目与环境管控单元位置关系见附图 9。

表 2.7-4 拟建项目与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

文件名称	文件要求		拟建项目	符合性
《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(新政发[2021]18 号)	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求, 对划定的生态保护红线实施严格管控, 保障和维护国家生态安全的底线和生命线	拟建项目距离生态保护红线最近距离 530m, 项目建设内容未在生态保护红线范围内, 报告中已对生态保护红线周边施工作业活动提出相关要求; 拟建项目与“生态保护红线”位置关系示意图见附图 2	符合
《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(新政发[2021]18 号)	环境质量底线	全区水环境质量持续改善, 受污染地表水体得到优先治理, 饮用水安全保障水平持续提升, 地下水超采得到严格控制, 地下水水质保持稳定; 全区环境空气质量有所提升, 重污染天数持续减少, 已达标城市环境空气质量保持稳定, 未达标城市环境空气质量持续改善, 沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作; 全区土壤环境质量保持稳定, 污染地块安全利用水平稳中有升, 土壤环境风险得到进一步管控	拟建项目采出水随采出液经集输管线最终输送至一号联合站处理, 达标后回注地层, 井下作业废液委托塔河油田绿色环保站处理, 废水均不向外环境排放; 拟建项目所在区域属于大气环境质量不达标区域。拟建项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标, 不会增加土壤环境风险	符合

续表2.7-4 拟建项目与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建项目	符合性
《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(新政发[2021]18号)	资源利用上线 强化节约集约利用,持续提升资源能源利用效率,水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展,积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等4个国家级低碳试点城市发挥低碳试点示范和引领作用。	拟建项目采出水随采出液一起输送至一号联合站采出水处理系统处理,处理达标后回注地层,井下作业废液采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后,酸碱中和后送至塔河油田绿色环保站处理,处理达标后回注地层,废水均不向外环境排放;拟建项目所在区域属于大气环境质量不达标区域,拟建项目油气采取密闭集输工艺,加强设备管理,加强阀门的检修与维护,能源利用均在区域供电负荷范围内,消耗未超出区域负荷上限;井场永久占地面积较小,对土地资源占用较少,土地资源消耗符合要求;拟建项目开发符合资源利用上线要求	符合
《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(新政发[2021]18号)	环境管控单元 自治区划定环境管控单元,分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类,实施分类管控。优先保护单元主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求;一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则,开发建设活动应严格执行相关法律法规要求,严守生态环境质量底线,确保生态功能不降低。重点管控单元主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局,不断提升资源利用效率,有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控,解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。一般管控单元主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求,推动区域环境质量持续改善	拟建项目属于轮台县一般管控单元(ZH65282230001),项目建设过程中以生态环境保护优先为原则,开发建设过程中严格执行相关法律法规要求,严守生态环境质量底线,生态功能不会降低。拟建项目实施后通过采取完善的污染治理措施,可确保污染得到有效的控制,对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、土壤环境影响可接受	符合

表 2.7-5 拟建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

名称	管控要求		拟建项目	符合性
一般管控单元				
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	【A1.1-1】禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录(2019年本)》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单(2019 年版)》禁止准入类事项。除国家规划项目外，凡属于新增产能“三高”项目均不允许在全疆新(改、扩)建。	拟建项目属于“石油天然气开采”项目，属于《产业结构调整指导目录(2024 年本)》(国家发展改革委令 2023 年 第 7 号)中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单(2022 年版)》(发改体改规[2022]397 号)中禁止准入类项目；不属于“三高”项目	符合
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	【A1.2-1】严格执行国家产业、环境准入和去产能政策，防止过剩或落后产能跨地区转移。符合国家煤电产业政策的新建煤电、热电联产项目烟气排放执行超低排放标准。除国家规划项目外，国家和自治区大气污染联防联控区域内不再布局建设煤化工、电解铝、燃煤纯发电机组、金属硅、碳化硅、聚氯乙烯(电石法)、焦炭(含半焦)等行业的新增产能项目，具备风光电清洁供暖建设条件的区域原则上不新批热电联产项目。重点控制区主要大气污染物排放须进行“倍量替代”，执行大气污染物相应标准限值，新增大气污染物排放量须在项目所在区域内实施总量替代，不得接受其他区域主要大气污染物可替代总量指标；一般控制区域内主要大气污染物排放须进行“等量替代”，执行大气污染物相应标准限值。严格执行钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃等行业产能置换实施办法。	拟建项目为石油开采项目，不属于《市场准入负面清单(2022 年版)》(发改体改规[2022]397 号)中禁止准入类项目；项目所在区域不属于国家和自治区大气污染联防联控区域	符合
		【A1.3-1】列入《产业结构调整指导目录(2019年本)》淘汰类的现状企业，制定调整计划。针对环保治理措施不符合现行环保要求、资源能源消耗高、涉及大量排放区域超标污染物或持续发生环保投诉的现有企业，制定整治计划。在调整过渡期内，应严格控制其生产规模，禁止新增产生环境污染的产能和产品。	拟建项目为改扩建项目，现有工程不属于《产业结构调整指导目录(2024 年本)》(国家发展改革委令 2023 年 第 7 号)中的淘汰类项目	符合

续表 2.7-5 拟建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

名称	管控要求	拟建项目	符合性
一般管控单元			
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	【A1.3-2】任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。	拟建项目不属于重化工、涉重金属等工业污染项目 符合
		【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区生态功能区划、国民经济和社会发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求	拟建项目建设符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等规划要求 符合
		【A1.4-2】重大项目原则上布局在自治区主体功能区划中的优化开发区和重点开发区，并符合国土空间规划	拟建项目不属于重大项目 —
		【A1.4-3】石化、化工、煤化工、制药、农药等挥发性有机物排放重点行业建设项目，以及工业涂装、包装印刷等涉 VOCs 排放的项目，在符合国家产业政策和清洁生产水平要求、满足污染物排放标准以及污染物排放总量控制指标的前提下，必须在依法设立、环境保护基础设施齐全并经规划环评的产业园区内布设。推进工业园区和企业集群建设涉 VOCs “绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 VOCs 集中高效处理	拟建项目属于石油开采项目，不属于重点行业建设项目。拟建项目实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOCs 排放对大气环境的影响 符合
	A2 污染物排放管控	【A2.1-1】PM _{2.5} 年平均浓度不达标城市禁止新（改、扩）建未落实 SO ₂ 、NO _x 、烟粉尘、挥发性有机物（VOCs）等四项大气污染物总量指标倍量替代的项目	拟建项目所在区域属于 PM _{2.5} 、PM ₁₀ 年平均浓度不达标城市，根据《关于将巴音郭楞蒙古自治州吐鲁番市 哈密市纳入执行〈环境影响评价技术导则大气环境（HJ2.2-2018）〉差别化政策范围的复函》（环办环评函[2022]341 号）的要求，对巴州实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减 符合

续表 2.7-5 拟建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

名称	管控要求	拟建项目	符合性
一般管控单元			
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物排放管控	【A2.1-2】优化区域交通运输结构，加大货运铁路建设投入。推进多式联运型和干支衔接型货运枢纽(物流园区)建设，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度，推进重点工业企业和工业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移。钢铁、电解铝、电力、焦化等重点企业要加快铁路专用线建设，充分利用已有铁路专用线能力，大幅提高铁路运输比例。建设城市绿色物流体系，支持利用城市现有铁路货场物流货场转型升级为城市配送中心	拟建项目不涉及相关内容 —
		【A2.1-3】推动实现减污降碳协同效应。优先选择化石能源替代、原料工艺优化、产业结构升级等源头治理措施，严格控制高耗能、高排放项目建设。加大交通运输结构优化调整力度，推动“公转铁”和多式联运，推广节能和新能源车辆。加强畜禽养殖废弃物污染治理和综合利用，强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制甲烷、氧化亚氮等温室气体。鼓励各县(市)积极探索协同控制温室气体和污染物排放的创新举措和有效机制	拟建项目为石油开采项目，不属于高耗能、高排放项目 符合
		【A2.1-4】到 2025 年，全区所有城镇(城市、县城)和重点镇具备污水收集处理能力，城市污水处理率达到 98%左右，县城污水处理率达到 95%左右	拟建项目采出水随采出液经集输管线最终输送至一号联合站处理，达标后回注地层，井下作业废液委托塔河油田绿色环保站处理，废水均不向外环境排放 符合
		【A2.1-5】加强生活垃圾处理。建设城镇生活垃圾综合处理设施，实现地级城市生活垃圾分类投放、分类收集、分类运输和分类处置，县级城市(县城)生活垃圾无害化处理设施全覆盖，区域中心城市及设区城市餐厨垃圾分类收运和处理。提高农村生活垃圾无害化处理水平。积极发展垃圾生物堆肥，统筹建设垃圾焚烧发电设施，促进生活垃圾资源化利用	拟建项目撬装式污水处理站产生污泥经脱水装置脱水处理后，与生活垃圾一同送至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置 符合
		【A2.2-1】伊犁河流域、额尔齐斯河流域、博斯腾湖流域、额敏河流域等敏感区域城镇污水处理设施全面提高至一级 A 排放标准。乌鲁木齐市、喀什市、博乐市、石河子市、五家渠市等建成区水体水质达不到地表水Ⅳ类标准的城市，新扩改建城镇污水处理设施要执行一级 A 排放标准。城镇污水处理厂运行负荷率达到 75%以上	拟建项目不涉及伊犁河流域、额尔齐斯河流域、博斯腾湖流域、额敏河流域等敏感区域，建设地点不在乌鲁木齐市、喀什市、博乐市、石河子市、五家渠市等建成区 —

续表 2.7-5 拟建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

名称	管控要求		拟建项目	符合性
一般管控单元				
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A3 环境风险管控	【A3.1-1】禁止在化工园区外新建、扩建危险化学品生产项目。严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全和卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出	拟建项目不属于危险化学品生产项目	—
		【A3.1-2】全区受污染耕地安全利用率 2025 年达到 98%以上，2030 年保持 98%；污染地块安全利用率 2025 年不低于 90%，2030 年达到 95%以上	拟建项目不涉及受污染耕地及污染地块	—
		【A3.1-3】到 2025 年，全区地下水水质基本稳定。到 2035 年，地下水污染风险得到有效防范	拟建项目严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，对井场进行分区防渗，地下水污染风险得到有效防范	符合
		【A3.2-1】建立重污染天气监测预警体系，建立地州(市)与县(市)之间上下联动、县级以上人民政府生态环境主管部门与气象主管机构等有关部门之间左右联动应急响应体系，实行联防联控	拟建项目不涉及相关内容	—
	A4 资源利用要求	【A4.1-1】实行最严格的水资源管理制度，严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化节水约束性指标管理。自治区用水总量 2025 年、2030 年分别控制在 536.15、526.74 亿立方米以内	拟建项目采取节水措施，管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘；生活污水排入一体化污水处理装置，采用“生化+过滤”处理工艺，处理达标后用于灌溉，施工过程中节约了水资源。运营期无用水工序	符合
		【A4.1-2】严格实行用水总量控制和实施计划供水制度，坚决制止非法开荒。严格实施取水许可制度，对纳入取水许可管理的单位和其他用水大户实行计划用水管理。新建、改建、扩建项目用水要达到行业先进水平，节水设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投运。具备使用再生水条件但未充分利用的钢铁、火电、化工、制浆造纸、印染等项目，不得批准其新增取水许可	拟建项目用水主要为施工期用水，用水量较小，施工期管道试压废水及钻井废水均进行综合利用，节约了水资源，对区域水资源消耗较小	符合

续表 2.7-5 拟建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

名称	管控要求		拟建项目	符合性
一般管控单元				
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A4 资源利用要求	【A4.1-3】严控地下水超采。严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可。加强地下水超采区综合治理与修复，实行地下水开采量与水位双控制度。	拟建项目不涉及地下水的开采	—
		【A4.1-4】2025 年、2030年新疆维吾尔自治区地下水供水量控制指标分别为68962万m³、626527万m³	拟建项目用水主要为施工期用水，用水量较小，施工期管道试压废水及钻井废水均进行综合利用，节约了水资源，对区域水资源消耗较小	符合
		【A4.2-1】2025 年，全区永久基本农田保持在4100万亩以上。	拟建项目不涉及基本农田	—
		【A4.3-1】煤炭占一次能源消费比重持续下降。 【A4.3-2】加强能耗“双控”管理，严格控制能源消费增量和能耗强度。优化能源消费结构，对“乌—昌—石”“奎—独—乌”等重点乡镇域实施新建用煤项目煤炭等量或减量替代。 【A4.3-3】大力发展绿色建筑，城镇新建公共建筑全面执行 65%强制性节能标准，新建居住建筑全面执行 75%强制性节能标准	拟建项目不涉及煤炭的消耗	—
		【A4.4-1】重点控制区实施燃煤总量控制。各城市结合本地实际划定和扩大高污染燃料禁燃区 范围，逐步由城市建成区扩展到近郊。通过政策补偿等措施，逐步推行以天然气或电替代煤炭。 【A4.4-2】在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源	拟建项目不涉及煤炭的消耗，不涉及燃用高污染燃料的设施	—
		【A4.5-1】实施全社会节水行动，推动水资源节约集约利用	拟建项目开发过程中采取节水措施，生产废水进行综合利用，节约了水资源	符合
		【A4.5-2】大力发展绿色矿业，提高矿产资源开采回采率、选矿回收率和综合利用率	拟建项目属于石油开采项目，符合《陆上石油天然气开采业绿色 矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)相关要求；拟建项目不涉及选矿回收及综合利用	—

表 2.7-6 拟建项目与“七大片区总体管控”符合性分析

名称	管控要求	拟建项目	符合性
天山南坡片区总体管控要求	切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原,合理利用天然草地,稳步推进草原减牧,加强保护区管理,维护自然景观和生物多样性	拟建项目不在托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	—
	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护,规范油气勘探开发作业,建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系,逐步形成生态屏障	拟建项目地处塔里木盆地北缘,属于石油开采项目,施工过程中严格控制施工占地,井场建设和管道敷设完成后,采取措施及时恢复临时占地,对施工作业带进行生态恢复,尽可能减少对区域生态的影响	符合
	推进塔里木河流域用水结构调整,维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水	拟建项目周边无地表水体,不会对河流水质产生影响	符合
	加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度,实施博斯腾湖综合治理	拟建项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求,详见“5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求”章节	符合
	加强油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	拟建项目运营期固体废物为落地油、废防渗材料,委托有危废处置资质单位接收处理。报告中已针对土壤污染提出相应防治措施	符合

表 2.7-7 拟建项目与《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

名称	文件要求	拟建项目	符合性
《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求,对划定的生态保护红线实施严格管控,保障和维护地区生态安全的底线和生命线。 本项目距离生态保护红线约530m,敷设管线未穿越红线,不在生态保护红线范围内,本项目与“生态保护红线”位置关系示意图附图2	符合

续表 2.7-7 拟建项目与《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

名称	文件要求	拟建项目	符合性
《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》	环境质量底线	全州水环境质量持续改善,开都河、塔里木河、迪那河、车尔臣河、黄水沟 5 条河流 13 个监测断面稳定达到 II 类水(塔里木河氟化物不参与考核,其他指标均为 II 类),孔雀河 4 个监测断面达到 II 类水,博斯腾湖 17 个重点点位中 1、7、14 监测点均值 III 类,其余监测点均值 IV 类;受污染地表水体得到有效治理,饮用水安全保障水平持续提升,地下水超采得到严格控制,地下水水质保持稳定。全州环境空气质量有所提升,SO₂、NO₂ 浓度长期维持在较低水平,达到环境空气质量一级标准;逐步减少颗粒物排放,PM₁₀、PM_{2.5} 平均浓度分别低于 81 μg/m³、31.5 μg/m³(库尔勒市,扣除沙尘天气影响),空气优良天数比例大于 75.2%(库尔勒市),重污染天数持续减少,沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作;全州土壤环境质量保持稳定,受污染耕地安全利用率达到 98%以上,污染地块安全利用率不低于 93%,土壤环境风险得到进一步管控 本项目采出水随采出液经集输管线最终输送至一号联合站处理,达标后回注地层,井下作业废液委托塔河油田绿色环保站处理,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,本项目油气采取密闭集输工艺,加强设备管理,加强阀门的检修与维护,本项目已提出持续改善、防风固沙、生态恢复的要求,项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施,改善区域环境空气质量。本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标,不会增加土壤环境风险	符合
《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》	资源利用上线	推进低碳发展,强化节约集约利用,持续提升资源能源利用效率,水资源、土地资源、能源消耗等达到自治区下达的总量和强度控制目标。 本项目开发过程中采取节水措施,生产废水和生活污水进行综合利用节约了水资源;能源利用均在区域供电供气负荷范围内,消耗未超出区域负荷上限;井场永久占地面积较小,对土地资源占用较少,土地资源消耗符合要求;本项目开发符合资源利用上线要求	符合

续表 2.7-7 拟建项目与《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

名称	文件要求		拟建项目	符合性
《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》	环境管控单元	巴州共划分 125 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类，实施分类管控。 一般管控单元 9 个，主要指优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元以沙漠、荒漠、戈壁、一般农业生产等为主的管控单元，主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善	本项目属于 ZH65282230001 轮台县一般管控单元，项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。本项目实施后通过采取完善的污染治理措施，可确保污染得到有效的控制，对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、土壤环境影响可接受	符合

表 2.7-8 拟建项目与巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求符合性分析一览表

文件要求	本项目	符合性
1.1 禁止在人口集中地区和其他依法需要特殊保护的区域内焚烧沥青、油毡、橡胶、塑料、皮革、垃圾以及其他产生有毒有害烟尘和恶臭气体的物质	本项目不涉及	—
1.2 禁止在居民住宅楼、未配套设立专用烟道的商住综合楼以及商住综合楼内与居住层相邻的商业楼层内新建、改建、扩建产生油烟、异味、废气的餐饮服务项目。任何单位和个人不得在当地人民政府禁止的区域内露天烧烤食品或者为露天烧烤食品提供场地	本项目不涉及	—
1.3 县级及以上城市建成区原则上不再新建每小时 35 蒸吨以下的燃煤锅炉，其他地区原则上不再新建每小时 10 蒸吨及以下的燃煤锅炉	本项目不涉及新建燃煤锅炉	—
1.4 禁止在自治州行政区域内引进能(水)耗不符合相关国家标准中准入值要求，且污染物排放和环境风险防控不符合国家(地方)标准及有关产业准入条件的高污染(排放)、高能(水)耗、高环境风险的工业项目	本项目属于石油开采项目，耗水量较小，不属于高污染(排放)、高能(水)耗、高环境风险的工业项目	符合

续表 2.7-8 拟建工程与巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
空间布局约束	1.5 禁止新建、改建、扩建严重污染大气环境的项目。工业和信息化主管部门应当会同发展和改革、生态环境等部门,根据巴州生态环境局提供的大气监测数据制定工业产业转型升级行动计划和严重污染大气项目退出计划,报本级人民政府批准后向社会公布。对城市建成区大气环境质量造成明显影响的项目,自治州、各县(市)人民政府规定期限内未达到治理要求的项目,应当停产、限期搬迁或者关闭	本项目属于石油开采项目,不属于严重污染大气环境的项目	符合
	1.6 在饮用水水源保护区内,禁止设置排污口	本项目未处于饮用水水源保护区内	符合
	1.7 开都-孔雀河流域、塔里木河流域沿岸,要严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等项目环境风险,合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施	本项目不涉及	—
	1.8 禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动	本项目未处于基本农田保护区	符合
	1.9 县级以上地方人民政府应当依法将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田,实行严格保护。在永久基本农田集中区域,不得新建可能造成土壤污染的建设项目;已经建成的,应当限期关闭拆除	本项目未处于永久基本农田范围内	符合
	1.10 落实重度污染土地严格管控措施。加强对严格管控类耕地、园地、草地的用途管理,依法将其划定为农产品禁止生产区域,严禁种植食用农产品,不得列入国家中央财政投资农业高效节水项目建设;对威胁地下水、饮用水水源安全的,有关县市人民政府要制定环境风险管控方案,并落实有关措施。研究推进严格管控类耕地、园地、草地纳入新一轮退耕还林还草实施范围,制定实施重度污染耕地、园地、草地种植结构调整或退耕还林还草计划。推行耕地轮作休耕制度试点、草地轮牧休牧禁牧制度试点	本项目不涉及	—

续表 2.7-8 拟建工程巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
空间布局约束	1.11 强化空间布局管控。严格执行相关行业企业布局选址要求，禁止在居民区、学校、医疗和养老机构等周边新建土壤环境重点监管行业企业；结合推进新型城镇化、产业结构调整 and 化解过剩产能等，有序搬迁或依法关闭对土壤造成严重污染的现有企业。结合区域功能定位和土壤污染防治需要，科学布局生活垃圾处理、危险废物处置、废旧资源再生利用等设施 and 场所，合理确定畜禽养殖布局和规模	本项目不涉及	—
	1.12 【生态红线禁止类】生态保护红线内，自然保护地核心保护区原则上禁止人为活动，其他区域严格禁止开发性、生产性建设活动	本项目井场及管线未处于生态保护红线范围内	符合
	1.13 【生态红线允许类】共 10 条	本项目井场及管线未处于生态保护红线范围内	符合
	1.14 自治州、各县(市)人民政府不得批准在沙漠边缘地带和林地、草原开垦耕地；已经开垦并对生态产生不良影响的，应当有计划地组织退耕还林还草；对已退耕、闲置和未开垦的荒滩、荒地，采取引洪灌溉、生态输水、扎草方格等措施，促进生态自然修复。禁止在退耕还林还草实施范围内复耕和从事滥采、乱挖等破坏地表植被的行为	本项目未处于退耕还林还草范围	符合
	1.15 严格保护具有水源涵养功能的自然植被，禁止过度放牧、无序采矿、毁林开荒、开垦草原等行为	本项目选址区域为荒漠，施工结束后采取自然恢复措施	符合
	1.16 限制陡坡垦殖和超载过牧；加强小流域综合治理，实行封山禁牧，恢复退化植被。加强对能源和矿产资源开发及建设项目的监管，加大矿山环境整治修复力度，最大限度地减少人为因素造成新的水土流失	本项目属于石油开采项目，已提出相关防止水土流失措施	符合
	1.17 对重要水源涵养区建立生态功能保护区，加强对水源涵养区的保护与管理，严格保护具有重要水源涵养功能的自然植被，限制或禁止各种损害生态系统水源涵养功能的经济社会活动和生产方式，如无序采矿、毁林开荒、湿地和草地开垦、过度放牧、道路建设等	本项目属于石油开采项目，已提出相关防护措施	符合
	1.18 主体功能区实行更加严格的产业准入标准。严格限制区内“两高一资”产业落地，禁止高水耗资源消耗产业在水源涵养生态功能区布局，限制土地资源高消耗产业在水土保持生态功能区发展，降低防风固沙生态功能区的农牧业开发强度，禁止生物多样性维护生态功能区的大规模水电开发和林纸一体化产业发展	本项目不属于“两高一资”项目	—

续表 2.7-8 拟建工程与巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
空间布局约束	1.19 自然保护区核心保护区：共 7 条	本项目未处于自然保护区范围内	符合
	1.20 自然保护区一般控制区：共 9 条	本项目未处于自然保护区范围内	符合
	1.21 生态保护红线外的生态空间，原则上按限制开发区域的要求进行管理。按照生态空间用途分区，依法制定区域准入条件，明确允许、限制、禁止的产业和项目类型清单，根据空间规划确定的开发强度，提出城乡建设、工农业生产、矿产开发、旅游康体等活动的规模、强度、布局 and 环境保护等方面的要求，由同级人民政府予以公示	本项目属于石油开采项目，开采强度未超过区域规划规模	符合
	1.22 严格限制农业开发占用生态保护红线外的生态空间，符合条件的农业开发项目，须依法由县级及以上地方人民政府统筹安排。生态保护红线外的耕地，除符合国家生态退耕条件，并纳入国家生态退耕总体安排，或因国家重大生态工程建设需要外，不得随意转用	本项目不涉及	—
	1.23 在不改变利用方式的前提下，依据资源环境承载能力，对依法保护的生态空间实行承载力控制，防止过度垦殖、放牧、采伐、取水、渔猎、旅游等对生态功能造成损害，确保自然生态系统的稳定	本项目不涉及	—
	1.24 禁止在自然保护区内进行砍伐、放牧、狩猎、捕捞、采药、开垦、烧荒、开矿、采石、挖沙等活动；但是，法律、行政法规另有规定的除外。禁止任何人进入自然保护区的核心区。禁止在自然保护区的缓冲区开展旅游和生产经营活动。严禁开设与自然保护区保护方向不一致的参观、旅游项目	本项目不在自然保护区范围内	符合
	1.25 在风景名胜区内禁止进行下列活动：共 4 条	本项目不在风景名胜区范围内	符合
	1.26 禁止违反风景名胜区规划，在风景名胜区内设立各类开发区和在核心景区内建设宾馆、招待所、培训中心、疗养院以及与风景名胜资源保护无关的其他建筑物；已经建设的，应当按照风景名胜区规划，逐步迁出	本项目不在风景名胜区范围内	符合
	1.27 除国家另有规定外，国家湿地公园内禁止下列行为：共 5 条	本项目不在国家湿地公园范围内	符合
	1.28 在国家级森林公园内禁止从事下列活动：共 9 条	本项目不在国家级森林公园范围内	符合

续表 2.7-8 拟建工程与巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
空间布局约束	1.29 除国家另有规定外，在国家沙漠公园范围内禁止下列行为：共 3 条	本项目不在国家沙漠公园范围内	符合
	1.30 在天山自然遗产地内，禁止实施下列行为：共 4 条	本项目不在天山自然遗产地范围内	符合
	1.31 在天山自然遗产地禁建区内，除配置必要的研究监测和安全防护设施外，禁止进行任何建设活动。天山自然遗产地限建区内，可以建设与自然遗产保护有关的设施。天山自然遗产地展示区内，可以建设与游览观光、文体娱乐等活动有关的公共服务设施和管理设施。按照前款规定实施建设活动的，建设单位、施工单位应当制定生态保护方案，采取有效措施，保护好周围景物、水体、林草植被、野生动物资源和地形地貌，并经天山自然遗产管理机构审核同意后，依照有关法律、法规的规定办理审批手续；天山自然遗产地详细规划已经明确建设项目选址、布局与规模的，可以不再申请核发建设项目选址意见书。	本项目不在天山自然遗产地范围内	符合
	1.32 【开都河流域空间布局约束】：共 7 条	本项目未处于开都河流域	符合
污染物排放管控	2.1 水源涵养和生物多样性维护型重点生态功能区水质达到地表水、地下水 I 类，空气质量达到一级	本项目不涉及	—
	2.2 燃煤电厂和其他燃煤单位应当采用清洁生产工艺，配套建设除尘、脱硫、脱硝等装置，或者采取技术改造等其他控制大气污染物排放的措施。国家鼓励燃煤单位采用先进的除尘、脱硫、脱硝、脱汞等大气污染物协同控制的技术和装置，减少大气污染物的排放	本项目不涉及	—
	2.3 钢铁、建材、有色金属、石油、化工等企业生产过程中排放粉尘、硫化物和氮氧化物的，应当采用清洁生产工艺，配套建设除尘、脱硫、脱硝等装置，或者采取技术改造等其他控制大气污染物排放的措施	本项目不涉及	—
	2.4 钢铁、建材、有色金属、石油、化工、制药、矿产开采等企业，应当加强精细化管理，采取集中收集处理等措施，严格控制粉尘和气态污染物的排放。工业生产企业应当采取密闭、围挡、遮盖、清扫、洒水等措施，减少内部物料的堆存、传输、装卸等环节产生的粉尘和气态污染物的排放	本项目不涉及	—

续表 2.7-8 拟建工程与巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
污染物排放管控	2.5 库尔勒区域(库尔勒市、尉犁县、焉耆县、和静县、博湖县)的火电、钢铁、水泥、石化行业和燃煤锅炉新(改、扩)建项目应执行相应大气污染物特别排放限值标准	本项目不涉及	—
	2.6 根据水环境保护的需要,在饮用水水源保护区内,采取禁止或者限制使用含磷洗涤剂、化肥、农药以及限制种植养殖等措施	本项目不涉及	—
	2.7 饮用水源地准保护区内无新建、扩建制药、化工、造纸、制革、印染、染料、炼焦、炼硫、炼砷、炼油、电镀、农药等对水体污染严重的建设项目	本项目不在饮用水水源地范围内	符合
	2.8 饮用水水源二级保护区内城镇生活垃圾全部集中收集并在保护区外进行无害化处置。准保护区内工业园区企业的第一类水污染物达到车间排放要求、常规污染物达到间接排放标准后,进入园区污水处理厂集中处理。不能满足水质要求的地表水饮用水水源,准保护区或汇水区域采取水污染物容量总量控制措施,限期达标	本项目不在饮用水水源地范围内	符合
	2.9 所有排污单位必须依法实现全面达标排放。逐一排查工业企业排污情况,重点排污单位应按要求安装污染物在线监控设施,达标企业应采取措施确保稳定达标。实行“红黄牌”警示制度,对超标和超总量的企业予以“黄牌”警示,一律限制生产或停产整治;对整治仍不能达到要求且情节严重的企业予以“红牌”处罚,一律停业、关闭。定期公布环保“黄牌”、“红牌”企业名单。定期抽查排污单位达标排放情况,结果向社会公布。加大综合惩处和处罚执行力度,建立环保领域非诉案件执行联动配合机制,对行政处罚、行政命令执行情况实施后督察	本项目废气、废水可达标排放	符合
	2.10 严格控制环境激素类化学品污染。完成环境激素类化学品生产使用情况调查,监控评估水源地、农产品种植区及水产品集中养殖区风险,实施环境激素类化学品淘汰、限制、替代等措施。严格控制持久性有机污染物排放,实施持久性有机污染物统计报表制度,对污染物和废弃物进行严格管理	本项目不涉及	—
	2.11 【开都河流域污染排放限制】:共4条	本项目未处于开都河流域	符合
	2.12 自治州、铁门关市、博斯腾湖周边各级人民政府、焉耆垦区团(镇)应当采取保护和治理措施,维护和改善博斯腾湖水环境,使汇入博斯腾湖的各河流水质达到《地表水环境质量标准》(GB3838—2002) II类标准,博斯腾湖水质达到《地表水环境质量标准》(GB3838—2002) III类标准	本项目不涉及	—
	2.13 【博斯腾湖水污染防治要求】:共7条	本项目不涉及	—
	2.14 狠抓工业污染防治。对水环境影响较大的“低、小、散”落后企业、加工点、作坊的专项整治,严防小型造纸、印染、染料、炼焦、炼油、电镀、农药等严重污染水环境的生产项目死灰复燃	本项目不涉及	—

续表 2.7-8 拟建工程与巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
污染物排放管控	2.15 推进污泥处理处置。建立污泥从产生、运输、储存、处置全过程监管体系。污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理处置，禁止处理处置不达标的污泥进入耕地，非法污泥堆放点一律予以取缔	本项目不涉及	—
	2.16 推进农业农村污染防治。依法关闭或搬迁禁养区内的畜禽养殖场(小区)和养殖专业户。现有规模化畜禽养殖场(小区)要根据污染防治需要，配套建设粪便污水贮存、处理、利用设施，散养密集区要实行畜禽粪便污水分户收集、集中处理利用。新建、改建、扩建规模化畜禽养殖场(小区)要实施干湿分流、粪便污水资源化利用	本项目不涉及	—
	2.17 控制农业面源污染。塔里木河流域、开都河流域等敏感区域及大中型灌区，应建设生态沟渠、污水净化塘、地表径流集蓄池等设施，避免上灌下排造成污染物转移扩散，严禁农田排水直接进入河道污染河流水质	本项目不涉及	—
	2.18 加强灌溉水水质管理。开展灌溉水水质监测，灌溉用水应符合农田灌溉水水质标准，水质未达到农田灌溉水水质标准的，县级人民政府应当采取措施予以改善。对因长期使用污水灌溉导致土壤污染严重、威胁农产品质量安全的，要及时调整种植结构	本项目不涉及	—
	2.19 防控企业污染。结合自治区、自治州耕地保护相关规定以及生态红线、耕地红线等要求，加强项目的立项、环评审核审批和节能评估审查等源头控制措施，严格控制在优先保护类耕地、园地、草地集中区域新建有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革、造纸及纸制品、金属制品、金属冶炼及延压加工、煤炭开采、黑色金属和有色金属矿采选业、非金属矿物采选业、危废治理等土壤环境监管重点行业项目。根据土壤详查结果，现有优先保护类耕地、园地、草地集中区域的相关企业，要制定升级改造计划，采用新技术、新工艺，加快提标升级改造步伐	本项目属于石油开采项目，未处于优先保护类耕地、园地、草地集中区域内	符合
	2.20 加强油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治。以中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司桑吉作业区、轮南作业区、塔中作业区以及河南油田分公司新疆采油厂等油(气)资源开发区为重点，加强油(气)田废弃物的无害化处理和资源化利用，严防油(气)田勘探、开发、运行过程中以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油(气)资源开发区历史遗留污染场地治理	采油一厂加强了油田废弃物的无害化处理，严防勘探、开发、运行过程中以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染	符合

续表 2.7-8 拟建工程与巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
环境风险防控	3.1 强化污染防治区域联防联控。坚持属地管理与区域协调联动共治相结合，强化主体责任，完善跨区域大气污染联防联控工作机制，强化兵地区域同防同治，完善兵地沟通协作、信息共享机制以及生态环境治理体系，积极推进兵地生态环境执法改革，使兵地联合执法、交叉执法成为常态。健全污染过程预警应急响应机制。各县市人民政府负责本行政区内的重污染天气应急响应工作，自治州重污染天气应急指挥部统筹指挥重污染应对工作，成员各司其职、密切配合。州生态环境局、气象局监测监控空气质量和气象条件变化，共享数据、科学预警、有效应对。强化部门间沟通协作，建立健全信息共享机制，充分发挥各部门专业优势，提高联防联控和快速反应能力	本项目不涉及	—
	3.2 提升空气质量预警预报能力。建立健全重污染天气会商制度，加强全州环境空气质量预警预报能力提升建设，逐步建立州、县市为骨干的空气环境质量预报预警体系，开展 7 天重污染天气监测预警、分析和研判，以及环境空气质量中长期趋势预测分析；完善重污染天气应急减排措施。完善或修订重污染天气应急预案，实施清单化管理	本项目不涉及	—
	3.3 人民政府应当制定重污染天气应急预案，报上一级生态环境主管部门备案，并向社会公布。重污染天气应急预案应当根据实际需要和情势变化适时修订。重点排污单位应当根据所在地重污染天气应急预案，编制本单位重污染天气应急响应方案。医疗、教育、交通、应急管理等重点部门按照部门分预案开展应急管理工作，对发生或者可能发生危害人体健康和安全的重污染天气，应当启动应急方案	本项目不涉及	—
	3.4 自治州、各县(市)人民政府应当根据重污染天气的预警等级，及时启动重污染天气应急预案，并采取与预警等级对应的响应措施，相关单位和个人应当配合	本项目不涉及	—
	3.5 推进重点流域、饮用水源等环境敏感区域防控体系建设，落实环境风险防控措施，配备拦截、吸附等基本应急处置物资。落实饮用水源一级保护区周边人类活动频繁区域隔离墙、隔离网、视频监控等防范设施建设	本项目不涉及	—
	3.6 禁止从事下列危及城镇排水与污水处理设施安全的活动：共 6 条	本项目不在饮用水水源保护区内	符合
	3.7 健全保护区内危险化学品运输管理制度。保护区内有道路、桥梁穿越的，危险化学品运输采取限制运载重量和物资种类、限定行驶线路等管理措施，并完善应急处置设施。保护区内运输危险化学品车辆及其他穿越保护区的流动源，利用全球定位系统等设备实时监控	本项目不涉及	—

续表 2.7-8 拟建工程与巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
环境风险防控	3.8 严格环境风险控制。防范环境风险。定期评估沿河流湖库的工业企业、工业集聚区环境与健康风险，加强预案管理，落实防控措施，排除水污染隐患。评估现有化学物质环境与健康风险，根据国家公布的优先控制化学品名录，对高风险化学品生产、使用进行严格限制，并逐步淘汰替代	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
	3.9 (农田灌溉风险要求) 农田灌溉用水应当符合相应的水质标准，防止污染土壤、地下水和农产品。禁止向农田灌溉渠道排放工业废水或者医疗污水。向农田灌溉渠道排放城镇污水以及未综合利用的畜禽养殖废水、农产品加工废水的，应当保证其下游最近的灌溉取水点的水质符合农田灌溉水质标准	本项目不涉及	—
资源利用效率	4.1 推进循环发展。加强工业水循环利用。推进矿井水综合利用，煤炭矿区的补充用水、周边地区生产和生态用水应优先使用矿井水，加强洗煤废水循环利用。鼓励钢铁、纺织印染、造纸、石油石化、化工、制革等高耗水企业废水深度处理回用	本项目不涉及	—
	4.2 促进再生水利用。制定促进再生水利用的政策，以城市及产业集聚区为重点，实施再生水利用工程，完善再生水利用设施，工业生产、城市绿化、道路清扫、车辆冲洗、建筑施工以及生态景观等用水，要优先使用再生水。推进高速公路服务区污水处理和利用。具备使用再生水条件但未充分利用的钢铁、火电、化工、制浆造纸、印染等项目，不得批准其新增取水许可。单体建筑面积超过 2 万平方米的新建公共建筑应安装建筑中水设施。积极推动其他新建住房安装建筑中水设施	本项目不涉及	—
	4.3 依法制定和完善重点河流水资源调度方案。采取闸坝联合调度、生态补水等措施，合理安排闸坝下泄水量和泄流时段，维持河湖基本生态用水需求，重点保障枯水期生态基流。加快重大水资源配置工程建设，提高区域水资源调配能力，发挥好控制性水利工程在改善水质中的作用。制定应急调度预案和调度计划，适时开展抗旱应急、突发水污染应急调度。建立和完善防洪防灾体系。不符合河流最小生态流量要求的规划和建设项目要限制运行，对安全隐患重、生态影响大的建设项目要建立退出机制。	本项目不涉及	—
	4.4 严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可。加强地下水超采区综合治理与修复，实行地下水开采量与水位双控制度，划定地下水禁采区、限采区。依法规范机井建设管理，完成已建机井的排查登记，未经批准的和公共供水管网覆盖范围内的自备水井，逐步予以关闭。	本项目不涉及	—
	4.5 编制重点超采区域地下水压采方案。在地下水超采区，禁止兴建地下水取水工程。加强水源置换，合理配置地表水和地下水开采量，减少地下水开采规模，逐步实现地下水采补平衡	本项目不涉及	—

续表 2.7-8 拟建工程与巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
资源利用效率	4.6 流域执行最严格的水资源管理制度，依法实行取水许可和有偿使用制度。在流域内从事生产、建设活动应当遵守生态环境保护规划，严格执行水资源用水总量控制、用水效率控制、水功能区限制纳污“三条红线”控制指标。流域内水资源开发利用应当兼顾上下游、左右岸和有关县、团镇之间的利益，发挥水资源的综合效益	本项目用水量较小，未超过水资源用水总量控制、用水效率控制、水功能区限制纳污“三条红线”控制指标	符合
	4.7 【开都河流域自然资源开发限制】：共 8 条	本项目不涉及	—
	4.8 开都河岸线保护区：共 2 条	本项目不涉及	—
	4.9 开都河岸线控制利用区：共 2 条	本项目不涉及	—
	4.10 开都河岸线保留区：共 2 条	本项目不涉及	—
	4.11 根据博斯腾湖水生态环境保护需要，确定博斯腾湖大湖区水体最低预警水位为 1045.50 米。在满足防洪要求确保安全的前提下，优化水资源配置与调度，维持合理水位。流域管理机构应当加强水位变化动态监测，按照法律法规规定，在人员流动相对密集的湖岸场所（大河口和扬水站区域）设立水位变化动态监测结果的显著标志标识，实时公开公示水位	本项目不涉及	—
	4.12 【博斯腾湖水资源管理】共 4 条	本项目不涉及	—
	4.13 将博斯腾湖大湖、小湖全部岸线划分为优先保护岸线：共 2 条	本项目不涉及	—
	4.14 抓好工业节水。依据国家鼓励和淘汰的用水技术、工艺、产品和设备目录，加大工业节水先进技术的推广应用，加快落后技术、设备的淘汰退出。研究制定一批工业节水地方标准，推动重点行业开展企业用水定额对标工作。开展节水诊断、水平衡测试、用水效率评估，严格取用水定额管理。以工业用水重复利用、热力和工艺系统节水、工业给水和废水处理等领域为重点，支持企业实施节水技术改造	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水	符合
	4.15 加强城镇节水。禁止生产、销售不符合节水标准的产品：公共建筑必须采用节水器具，限期淘汰公共建筑中不符合节水标准的水嘴、便器水箱等生活用水器具。鼓励居民家庭选用节水器具，推动旅馆饭店、学校等用水单位用水器具的更新改造。加快城镇老旧供水管网更新改造	本项目不涉及	—
	4.16 发展农业节水。推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。大力推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重	本项目不涉及	—

续表 2.7-8 拟建工程与巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
资源利用效率	4.17 加强河流湖库水量调度管理。依法制定和完善开都河、博斯腾湖、塔里木河水资源调度方案。采取闸坝联合调度、生态补水等措施,合理安排闸坝下泄水量和泄流时段,维持河湖基本生态用水需求,重点保障枯水期生态基流。加快重大水资源配置工程建设,提高区域水资源调配能力,发挥好控制性水利工程在改善水质中的作用。制定应急调度预案和调度计划,适时开展抗旱应急、突发水污染应急调度。建立和完善防洪防灾体系	本项目不涉及	—
	4.18 加强废弃农膜回收利用。严厉打击违法生产和销售农膜厚度小于 0.01 毫米、耐候期小于 180 天等不符合相关质量标准农膜的行为。鼓励生产企业进行科技创新,采用新技术、新材料生产可降解、无污染的农田地膜;鼓励销售企业和农田地膜使用者、农业生产经营组织销售和使用可降解、无污染的农田地膜,并逐步推广。建立农膜回收利用机制,建立健全废弃农膜回收贮运和综合利用网络	本项目不涉及	—
	4.19 国家加强对土壤资源的保护和合理利用。对开发建设过程中剥离的表土,应当单独收集和存放,符合条件的应当优先用于土地复垦、土壤改良、造地和绿化等。禁止将重金属或者其他有毒有害物质含量超标的工业固体废物、生活垃圾或者污染土壤用于土地复垦	本项目不涉及	—
	4.20 加强建设用地规划引领管控:严控城乡建设用地规模;优化建设用地结构布局。促进建设用地立体综合开发:鼓励建设用地立体开发;支持土地综合开发利用;推行多层标准化厂房建设。实施城镇存量土地盘活利用:推进城镇低效用地再开发;鼓励低效工业用地内涵挖潜。提高农村建设用地利用效率:严格农村用地标准控制;盘活存量集体建设用地	本项目不涉及	—

表 2.7-9 本项目与所在管控单元和“轮台县一般管控单元”管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建项目	符合性
ZH65282230001 轮台县一般管控单元	空间布局约束	1. 执行自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的空间布局约束准入要求	拟建项目满足自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的空间布局约束准入要求	符合
	污染物排放管控	1. 执行自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的污染物排放管控要求	拟建项目满足自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的污染物排放管控要求	符合
	环境风险防控	1. 执行自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的环境风险防控要求	拟建项目满足自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的环境风险防控要求	符合

续表 2.7-9 本项目与所在管控单元和“轮台县一般管控单元”管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		拟建项目	符合性
ZH6528 223000 1 轮台县一般管控单元	资源利用效率	1. 执行自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的资源利用效率要求	拟建项目满足自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的资源利用效率要求	符合

拟建工程符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》(新政发[2021]18 号)、新疆维吾尔自治区总体管控要求、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》(新环环评发[2021]162 号)、《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》(巴政办发[2021]32 号)、巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求、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

(1) 项目总体布局合理性分析

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

(2) 井场布置的合理性分析

根据现场调查钻井井场占地范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标；根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号)，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区，井场布置无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能。根据《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)要求，“油、气井井口距高压线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于 500m”。拟建项目井场远离学校及居民区，周边不涉及铁路、高速公路，整体

安全距离满足规范要求。综上所述，井场布置合理。

(3) 管线选线可行性分析

①拟建项目管线避让城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点。管线走向全线避让生态保护红线，敷设管线未穿越红线；不涉及居民集中区域，两侧敏感点距离符合《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2015)的要求；降低环境风险事故状态下对敏感目标的影响。

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

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

2.7.5 环境功能区划

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

2.7.6 生态环境功能区划

根据《新疆生态功能区划》(原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月)，拟建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 2.7-10 和附图 8。

表 2.7-10 工程区生态功能区划

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区					
塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区	塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区	沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产	河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒	生物多样性和生境高度敏感,土壤侵蚀中度敏感,土地沙漠化不敏感,土壤盐渍化轻度敏感	保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻	加大保护力度,建设好国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区。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

由表 2.7-10 可知,项目位于“塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区”,主要服务功能为“沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产”,主要保护目标“保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻”。

拟建项目属于石油开采项目,主要建设内容为集输管线敷设和井场建设,对生态环境的影响主要体现在施工期,施工期具有临时性、短暂性特点,施工结束后,管沟回填,区域生态采取自然恢复措施及完善的防沙治沙及水土保持措施,不会对沙漠化扩大造成影响。综上所述,项目的建设实施对区域生态环境影响是可接受的,符合区域生态服务功能定位。本项目不属于新区块开发,项目废气达标排放、产生的废水、固废妥善处置,可确保油气开发与生态环境保护的双赢,与区域发展方向相协调。

2.8 环境保护目标

拟建项目评价区域内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域,以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等,不设置环境空气保护目标;拟建项目周边无地表水体,且项目不外排废水,不设置地表水保护

目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；将井场边界外扩 5000m 范围及管线周边 200m 范围内的土壤作为土壤环境(生态影响型)保护目标；将生态影响评价范围内塔里木河流域水土流失重点治理区、重要物种(塔里木兔、黑果枸杞、肉苁蓉、大叶白麻)作为生态保护目标；拟建项目环境风险评价等级为简单分析，因此不再设置环境风险保护目标。

环境保护目标见表 2.8-1 至 2.8-3。

表 2.8-1 地下水环境保护目标一览表

名称	与项目位置关系		供水人口 (人)	井深(m)/取 水层位	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	保护对象	与厂区方位/距离(m)	土壤环境质量
生态影响型			
井场外延5000m范围及管线周边200m范围内土壤	裸土地	相邻	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	井场边界外扩 50m，管线中心线两侧 300m	—

3 建设项目工程分析

塔河油田 9 区位于新疆维吾尔自治区巴州轮台县境内，目前塔河油田处于开发后期，区块现有单井原油产量下降，为维持区块原油生产能力，增大塔河油田整体开发效益，西北油田分公司拟投资 5000 万元在巴州轮台县实施“塔河油田 T903A-6X 井开采及集输工程”，建设内容为：①新钻井 1 口（T903A-6X 井），并新建采油井场 1 座；②新建 T903A-6X 井至西达里亚集输站集输管线和燃料气管线各 2.0km，集输管线和燃料气管线同沟敷设；③配套建设土建、通信、电气、自控等。

为便于说明，本次评价对本次涉及的 9 区开发现状进行回顾；将拟建项目依托的塔河油田一号联合站和塔河油田绿色环保站作为依托工程进行分析。本次评价工程分析章节结构见表 3-1。

表 3-1 工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	区块开发现状及环境影响回顾	主要介绍 9 区开发现状、“三同时”执行情况、环境影响回顾性评价、区块污染物排放情况、环境问题及“以新带老”改进意见
2	拟建项目	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
3	依托工程	拟建项目涉及依托的一号联合站、塔河油田绿色环保站等基本情况及依托可行性分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 9 区开发现状

9 区主要地面设施情况统计见表 3.1-1。

表 3.1-1 9 区主要地面设施情况一览表

序号	区块名称	井数	计转站/阀组站名称	计转站/阀组站总数	联合站	其它
1	塔河油田 9 区	173 口	西达里亚集输站、9 区净化处理站、9 区集气站、9-1 计转站、9-2 计转站、T904 阀组站、DK25 阀组站、T901 阀组站	8	/	油气水依托一号联合站处理

(2) 公辅工程建设情况

① 给排水

区域各井场、站场为无人值守井站场，主要以巡检人员为主，生产过程中不涉及用水。采油一厂厂部设置有基地，基地人员生活用水通过水井取水，生活污水排入基地生活污水处理装置处理，基地生活污水采用一体化污水处理装置处理。生产过程中不涉及用水，废水主要为采出水和井下作业废液，采出水在一号联合站分离后进入采出水处理装置处理，工艺流程为：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，处理达标后的采出水通过采出水管线输送至区域回注水井回注地层，回注层位为油气开采层位。井下作业废液送至塔河油田绿色环保处理站处理。

② 供热

9 区部分井场根据生产需要设置有真空加热炉，一号联合站设置有导热油炉为生产过程提供热量，燃料为联合站经过脱水脱硫脱烃后的天然气。采油一厂厂部单独设置有供暖锅炉用于冬季供暖。

③ 供电

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

(3) 辅助工程建设情况

① 集输管线及运输情况

一号联合站周边区域井场就近进入联合站进行油气水分离及处理，分离后的油、气通过已建管道外输。处理达标后的采出水通过管道经区域回注井回注地层。

② 内部道路建设情况

目前 9 区周边紧邻沙漠公路、库东公路，气田内部建设有主干路、支干路和通井道路，其中主干路按三级公路标准，支干路按四级公路标准，沥青混凝土路面；通井道路全部为砂石路面。

③储罐、运输及装载系统建设情况

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

3.1.2 “三同时”执行情况

9 区已开展的主要工程环保手续履行情况如表 3.1-2 所示。

表 3.1-2 9 区环保手续履行情况一览表

序号	类别	项目名称	环评文件			验收文件		
			审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文件	验收时间
1	环评及验收情况	九区三叠系油藏开发建设工程	原自治区环境保护局	新环自函[2003]478号	2003 年 12 月	自主验收	—	2021 年 11 月
2		塔河油田 9 区奥陶系凝析气藏滚动产能建设项目	原自治区环境保护局	新环函[2014]879号	2014 年 7 月	原自治区环境保护局	新环函[2016]1975 号	2016 年 12 月
3		塔河油田 9 区 2017 年产能建设项目	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2017]1973号	2017 年 12 月	自主验收	—	2020 年 1 月
4	环境风险应急预案	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	采油一厂 2022 年 12 月修编了应急预案，并在巴音郭楞蒙古自治州生态环境局进行了备案(备案编号: 652800-2022-17-M)					
5	排污许可执行情况	采油一厂	2023 年 12 月 13 日，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂采油管理一区区块变更了排污许可证(证书编号: 91650000742248144Q086Y); 2023 年 12 月 29 日，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂采油管理二区 9-1 计转站区块变更了排污许可证(证书编号: 91650000742248144Q087X); 2023 年 10 月 3 日，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂采油管理三区区块变更了排污许可证(证书编号: 91650000742248144Q092X);					

续表 3.1-2 9 区环保手续履行情况一览表

序号	类别	项目名称	环评文件			验收文件		
			审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文件	验收时间
6	环境影响后评价开展情况	塔河油田九区环境影响后评价报告书	编制完成，并于 2021 年 2 月 25 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅备案意见(新环环评函[2021]164 号)					

3.1.3 9 区环境影响回顾性评价

根据现场踏勘情况及调查结果，对 9 区分别从生态环境影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险进行回顾性评价。

3.1.3.1 生态影响回顾

(1) 植被环境影响回顾分析

油田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期，根据油田开发特点，对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油田公路修建及管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响，其次污染物排放也将对天然植被产生一定的不利影响。9 区经过了多年的开发后，现在已占用了一定面积的土地，使永久占地范围内的荒漠植被受到一定程度的破坏。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。

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

① 永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场、站场和道路占地。根据现场调查情况，9 区的道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场(计转站等)有护栏围护。油田内部永久占地范围的植被完全清除，主要为怪柳及棉花等，西北油田分公司已按照有关规定办理建设用地审批手续，占用耕地按《中华人民共和国土地管理法》相关规定实行占用耕地补偿制度。

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田开发规划用地，区域土壤类型有风沙土、草甸土、林灌草甸土等，所占土地完钻后进行了迹地清理和平整。

图 3.1-1 9 区现有井场恢复效果

b. 道路和管线

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

施工结束后管沟回填，除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被已基本恢复。

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

图 3.1-2 区域现有道路和管线周边恢复效果

(2) 野生动物影响回顾分析

① 破坏栖息环境

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

② 人类活动对野生动物生存的干扰

在油田钻前建设和油建等工程实施过程中，人为活动不断侵入野生动物活动领域，迫使一些对人为影响敏感的种类逃往邻近未影响区域。随着地面工程影响结束和油田进入生产期，人为影响程度趋于平稳，除未逃离的种类可继续生存外，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感(两栖类、爬行类、小型鸟类)的种类，又可重新返回油田区影响较弱的地带生存。同时会增加一些适应人类影响的种类。

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

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

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

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

(3) 生态保护措施回顾

据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被。井场内临时性占地的地表基本裸露，没有植被恢复。管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢，生态保护要求基本得到落实。

据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。管线和道路施工作业期间严格控制车辆便道的线路和作业宽度及施工队伍的临时占地，临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢，各项生态保护要求基本得到落实。

整体而言，油气开发活动中环评所提及的措施已基本落实，但由于区域整体气候干燥、降雨量较小，管道施工作业带形成的临时性作业带区域植被未恢复至周边地貌水平。整个区域，尤其是植被稀疏区域，由于管道敷设对整个区域的切割形成了廊道效应，影响了区域整体自然景观。

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

根据油田开发建设的特点分析，9区开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质，使表层土内有机质含量降低，并且使土壤的富集过程受阻，土壤生产力下降。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构、肥力将受到影响，尤其是在敷设管线时，对地表的开挖将对开挖范围内土壤剖面造成破坏，填埋时不能完全保证恢复原状，土壤正常发育将受到影响，土壤易沙化风蚀。

此外，运营期过程中，来自井场、站场产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如单井管线爆管泄漏致使油污进入土壤。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) “地面漫流”途径阻断措施

①采出水在联合站处理后，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。

(2) “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。

③9 区产生的含油污泥、压滤泥饼、废矿物油等危险废物均第一时间转运至塔河油田绿色环保站接收并进行达标处理。含油污泥收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行国家《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第 23 号）。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 9 区历年的土壤监测数据及本次评价土壤环境质量现状监测数据为依据，区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因油田的开发建设而明显增加，未对区域土壤产生累积性影响。

3.1.3.3 水环境影响回顾

①采出水及井下作业废水处置情况回顾

9 区采出水经一号联合站污水处理系统处理，处理工艺采用“重力除油+压力除油+电化学预氧化+混凝沉降+过滤”。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至塔河油田绿色环保站运至卸液接收池，分离后由泵提升进入沉淀池，进行药剂混合、沉降分离，上清液进入过滤器，进入净化水池

后回注。结合区域例行监测数据，联合站污水处理系统出水水质能够满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求，根据井场注水需要回注地层；塔河油田绿色环保站处置后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注(以上监测结果见表 3.1-3)。根据西北油田分公司的规定，落地原油 100%进行回收；目前生产过程产生的含油污泥和罐底油泥均委托有处置资质的单位进行处理，未对水环境产生不利影响。

表 3.1-3 废水水质监测结果统计表

采样地点	检测项目	单位	监测结果	标准	达标分析
一号联合站	悬浮固体含量	mg/L	14~15	30.0	达标
	含油量	mg/L	0.39~1.37	50.0	达标
	pH 值	—	5.53~5.56	—	—
塔河油田绿色环保站	悬浮固体含量	mg/L	2.57~2.77	30.0	达标
	含油量	mg/L	18~20	50.0	达标
	pH 值	—	7.6~7.7	—	—

②地表水环境影响回顾

9 区周边地表水体主要为塔里木河。通过区块内周边地表水体监测断面监测结果可知，塔里木河总磷、氟化物浓度沿程变化不明显，化学需氧量浓度从沙雅断面至轮台断面呈现降低趋势。从污染物浓度随时间变化看，塔里木河水体中化学需氧量浓度春季明显高于其他季节，上半年呈逐渐上升趋势，在夏季开始呈现下降趋势，化学需氧量浓度春夏季节明显高于秋冬季节，在 4 月达到最大值；氟化物浓度含量全年波动较大，4 月浓度达到最大值，上半年氟化物浓度含量明显高于下半年，随着季节温度的升高氟化物浓度含量从夏季开始呈现下降趋势，9 月达到最低值，从秋季开始氟化物浓度含量开始呈现上升趋势；总磷浓度全年变化不大。

③地下水环境影响回顾

通过区块内 TK622 监测井的历史地下水环境质量监测数据，整体无明显变化。石油开发行业特征污染物石油类在历史监测数据中为未检出，满足《地表

水环境质量标准》(GB3838-2002)中的 III 类标准要求。

表 3.1-4 塔河油田区域周边地下水监测情况统计表

单位: mg/L

位置及 监测时间	监测因子及 标准	总硬度	溶解 性总 固体	硫酸盐	氯化物	挥发性 酚类	耗氧量	总大肠菌群	氟化 物	石油类
		≤450	≤ 1000	≤250	≤250	≤0.002	≤3.0	≤ 3MPN/100mL	≤1.0	≤0.05
TK622 监测 井	2021.3	3240	14658	3610	5400	未检出	1.45	0	1.33	未检出
	2023.11	3010	14900	4090	5900	未检出	1.31	0	1.26	未检出
	变化 情况	变化 不大	变化 不大	上升	上升	变化 不大	下降	变化不大	下降	变化不大

通过区块内地下水监测井水质、地表水水质及废水的监测情况可看出,油田开发未对地表水及当地浅层及主要供水层的地下水环境产生明显不良影响。上述分析可知,区域在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的地下水污染防治措施,采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果,采取的水污染防治措施基本有效,未对区域地下水环境产生累积性影响。

3.1.3.4 大气环境影响回顾

根据现场调查,区域现有的各井场采出原油集输基本实现了密闭集输工艺,选用先进的生产工艺及设备,在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场、井场加热炉燃用处理后的返输天然气,从运行现状情况看,天然气气质稳定,各设备运行正常,排放废气中各项污染物浓度较低。结合区域同类型井场及站场污染源进行例行监测数据及竣工环保验收监测数据,加热炉烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表2新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求;各场站无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1恶臭污染物厂界标准值新扩改建项目二级标准;无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求。

表 3.1-5 9 区井场、站场废气污染物达标情况一览表

名称	污染源	污染物	排放浓度 (mg/m ³)	主要处理 措施	标准	达标 情况
9-1 计转站 2#加热炉 (0.8MW)	真空加 热炉烟 气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	1.7~2.1 未检出 25~34 <1	使用净化后 的天然气作 为燃料	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建燃气锅炉大 气污染物排放浓度限值	达标
TK950 井真 空加热炉 (0.2MW)	真空加 热炉烟 气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	7.0~7.9 未检出~4 33~35 <1	使用净化后 的天然气作 为燃料	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建燃气锅炉大 气污染物排放浓度限值	达标
一号联 合站	站场无 组织 废气	硫化氢	未检出	日常维护, 做好密闭 措施	《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93)表1 标准限值要求	达标
		非甲烷总烃	0.07~0.51		《陆上石油天然气开采工业大气污 染物排放标准》(GB39728-2020)企 业边界污染物控制要求	

本次回顾引用巴州例行监测点 2020 年~2023 年监测数据以及区域历史报告中开展的监测进行说明,塔河油田废气污染物中涉及的因子主要为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃和硫化氢,本次基本 6 项因子仅分析 PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂ 四项因子。

表 3.1-6 区域 2020 年~2023 年环境空气质量变化情况一览表

地区	污染 物	年评价指标	2020 年现状浓 度(μg/m ³)	2021 年现状 浓度(μg/m ³)	2022 年现状浓 度(μg/m ³)	2023 年现 状浓度 (μg/m ³)	标准值 (μg/m ³)	达标 情况
巴州	PM ₁₀	年平均值	79	83	141	82	70	超标
	PM _{2.5}	年平均值	31	27	60	26	35	达标/ 超标
	SO ₂	年平均值	5	4	3	5	60	达标
	NO ₂	年平均值	20	25	19	14	40	达标

从表中可以看出,区域 PM₁₀ 年平均值均处于超标状态,主要原因是因为紧邻沙漠导致,并不是油气田开发过程造成;SO₂、NO₂ 年平均值均处于一个逐步降低的过程,说明油气田开发过程中加热炉的使用未导致区域二氧化硫、氮氧化物产生较大影响。

由于非甲烷总烃、硫化氢不属于基本 6 项因子,所在区域非甲烷总烃、硫

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

3.1.3.5 固体废物影响回顾

9 区不同阶段固体废物主要为废钻井泥浆及岩屑、污泥、落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、生活垃圾等，目前区域钻井均未涉及油基泥浆，以水基和磺化泥浆为主。钻井过程中，各钻井队制定了完善的管理制度，按照规范要求建设标准化的井场，施工过程中，要求带膜带罐作业，泥浆不落地，各钻井队钻井期间泥浆进入不落地系统后直接在井场进行无害化处理，处理后的岩屑经检测均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T3999-2017)、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)标准中相应指标要求，同时岩屑中的含油率可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值要求(含油率 $<0.45\%$)。

同时，西北油田分公司要求各钻井队在井场设置有撬装化危废暂存间，钻井过程中及结束后产生的废防渗膜、落地油、废烧碱包装袋暂存危废暂存间，定期委托有资质单位接收处置。各钻井队严格按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关管理要求，落实了危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写了危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实了环境保护标准制度，并按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)、《危险废物转移管理办法》(部令第 23 号)等有关规定。

生活污水撬装化处理装置产生的污泥经脱水后，和生活垃圾一起送至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处

置。

目前 9 区内的历史遗留废弃物已全部清理干净，并进行了验收，各井场已无历史遗留废弃物残留。现状各阶段产生的固体废物基本得到妥善地处置，没有对周围环境产生重大不利影响。

3.1.3.6 声环境影响回顾

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

区域油气开发活动产生的噪声主要来自井场、站场的各类机泵。类比同类型井场及站场污染源进行例行监测数据及竣工环保验收监测数据，井场、站场等厂界噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准值。因此区块开发对周围环境的影响可接受，在采取有效声污染防治措施后未导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

表 3.1-7 9 区井场、站场噪声达标情况一览表

位置	监测值 dB(A)		主要处理措施	标准	达标情况
9-1 计转站四周	昼间	42.1~51.8	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	36.4~48.8			达标
9-2 计转站四周	昼间	44.4~53.9	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	44.1~49.8			达标

3.1.3.7 环境风险回顾

9 区生产过程中的风险物质主要包括原油、天然气等，可能发生的风险事故主要为钻井过程中发生的原油泄漏(包括井喷)；油气集输和储运过程中的原油、采出污水的泄漏。

根据调查，9 区至今未发生过井喷事故及管道全管径断裂事故，因管道及设备腐蚀老化发生泄漏事故，事故发生后，采取了有效的环境风险防范和应急措

施，使危害影响范围减小到最低程度，未对周边产生较大的影响。

本次对油田环境风险防范措施进行了调查，具体如下：

(1) 钻井、井下作业事故风险防范措施

①设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井、井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

②井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电气设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

③按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

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

⑤每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力 5MPa，施工后探伤，更换不符合要求的汇管。

(2) 油气集输事故风险防范措施

①严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

②集输管线敷设前，对管材和焊接质量检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

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

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

⑤在集输系统运行期间，严格控制输送介质的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

⑥定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

(3) 站场事故风险预防措施

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

②站场内的装置区、泵房等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均采用防爆型。

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

④站场设置自动化控制系统和紧急停车联锁系统，采用电脑自动监测和报警机制。

9 区由采油一厂管理。采油一厂编制完成并发布了“突发环境事件应急预案”，并在当地生态环境局进行了备案。采油一厂采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

3.1.3.8 与排污许可衔接情况

排污口是否规范，是项目验收的前提条件之一。从评价调查及收集资料可以看出，采油一厂基本能做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌，废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范，废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置符合国家和自治区的相关要求进行规范管理，并自行开展了相关监测。采油一厂按照《固定污染源排污许可分类管理名录(2019 版)》规定的范围，已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。根据《排污口规范化整治技术要求(试行)》(环监[1996]470 号)、《〈环境保护图形标志〉实施细则》(环监[1996]463 号)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)，采油一厂进一步建立完善了自行监测制度及排污口规范化管理制度，申领了排污许可证。

随着国家、自治区环境管理要求的提高，采油一厂围绕 QHSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、

固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范 环境监察》、《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则》，采油一厂建立并完善环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

3.1.3.9 环境管理回顾

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

建设单位已根据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)等要求，对建设项目实际产生的环境污染问题进行了合理的跟踪监测和检验，并对项目建设的污染防治和相关的风险防范对策进行评价。

3.1.3.10 退役设施情况

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

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

2、对圆井或方井坑进行回填，设置地面封井标识；

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

4、清理临时占地范围内的废弃物、戈壁石、井场垫土层；

5、临时土地平整。对井场临时进行平整，达到起伏平缓，无陡坡，无深坑的效果。

图 3.1-3 区域长停井封井效果

保护区退出井采取如下地质恢复措施：

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

(2) 对圆井或方井坑进行回填，与地面平齐。

(3) 实施地面工程的拆除，将阀门、地上管线均拆除后统一拉运至报废场所。管线拆除前先用盐水进行清扫，再用氮气吹扫置换，置换完成后进行通球清管，最后用盲板封堵。

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

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

3.1.4 区块污染物排放情况

目前9区已根据开采区块和集输情况，按照《固定污染源排污许可分类管理名录(2019年版)》(生态环境部令 第11号)，完成了排污许可证的申领。本次评价引用后评价报告和近期验收报告中区域已建工程污染物排放相关情况，目前9区现有污染物年排放情况见表3.1-8。

表3.1-8 现有区块污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
塔河油田9区现有污染物排放量	3.56	0.48	23.33	15.89	0.08	0	0

3.1.5 环境问题及“以新带老”改进意见

目前，9 区已开展后评价工作并完成备案，针对后评价期间梳理的未进行验收的单井，已完成了验收工作。根据后评价报告、近期验收报告及现场调查情况，具体存在的问题如下：

- ①重点场站、储罐、装卸区密封点的 VOC_s 的控制和管理措施不够完善；
- ②部分井场遗留有水泥块和随钻泥饼；
- ③信息公开不够规范；
- ④土壤自行监测频次低。

整改方案：

目前存在的问题已纳入塔河油田 2023 年度～2024 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清理水泥块，破碎后综合利用；随钻泥饼清运综合利用，如用于铺垫井场、道路等；
- ③健全环境信息公开制度。按照《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部部令 第 24 号）及《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》（环发[2013]81 号）、《关于发布〈建设项目竣工环境保护验收暂行办法〉的公告》（国环规环评[2017]4 号）等进行企业相关信息公开；
- ④根据《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（生态环境部部令 第 3 号）、《重点排污单位土壤污染隐患排查指南（试行）》（生态环境部 2021 年 1 号文）要求，加强土壤自行监测工作，并进行信息公开。

3.2 拟建项目

3.2.1 项目概况

项目基本情况见表 3.2-1。

表 3.2-1 项目基本情况一览表

项目	基 本 情 况
项目名称	塔河油田 T903A-6X 井开采及集输工程

续表 3.2-1

项目基本情况一览表

项目			基 本 情 况
项目名称			塔河油田 T903A-6X 井开采及集输工程
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
总投资			项目总投资 5000 万元，其中环保投资 300 万元，占总投资的 6.0%
建设周期			建设周期 4 个月
建设规模			项目建成后日产油 20t/d，日产气 1000m ³ /d
工程 内容	主体工程	钻前工程	1 座井场场地平整和 1 座新井通井道路，建设岩屑池、主副放喷池、活动房等
		钻井工程	共部署 1 座井，钻尺深度为 6938m。一开采用膨润土-聚合物体系，二开、三开上部采用 KCl 聚合物体系，三开下部(约 3000m 开始)转 KCl 聚磺体系
		储层改造工程	射孔采用管柱传输射孔工艺，储层改造采用酸化压裂工艺
		井场工程	新建 1 座井场，井场内设置采油树、加热炉等生产设施
		油气集输工程	新建 T903A-6X 井至西达里亚集输站集输管线和燃料气管线各 2.0km
	公辅工程	供电	新建电力支线长度 0.4km，线路终端杆新建 50kVA 双杆杆上式变压器 1 台
		给排水	施工期用水采用罐车拉运。施工期钻井废水全部回用，管线试压废水泼洒抑尘，生活污水经撬装化污水处理站处理达标后用于施工区域荒漠灌溉。运营期采出水通过管道最终输送至一号联合站处理，处理达标后回注区域地层；井下作业废液运至塔河油田绿色环保站处理
		供热系统	施工期生活区采取电采暖，设备伴热方式为电伴热。运营期井场不设置加热设备
		道路系统	新建通井道路 0.4km，采用单车道砂石路面，路面宽 4.5m
		防腐工程	集输管线不需要额外采取防腐措施
	环保工程	自控工程	井场设置 1 套 RTU。井场温度、压力等信号接入液控柜成套 RTU 系统。RTU 通过通讯设备将数据传至采油一厂监控系统
		废气	施工期：测试放喷废气引至放空火炬点燃，施工扬尘采取洒水抑尘措施，焊接使用无毒低尘焊条，运输车辆定期检修，燃用合格油品，储层改造过程酸化压裂液和酸化压裂返排液使用密闭罐存放；运营期：加热炉使用净化后的天然气作为燃料，采出液密闭输送；退役期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施

续表 3.2-1

项目基本情况一览表

项目		基 本 情 况
程 内 容	废水	施工期：钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；酸化压裂返排液收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理；管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘；生活污水排入一体化污水处理装置，采用“生化+过滤”处理工艺，处理达标后用于施工区域荒漠灌溉； 运营期：运营期废水包括采出水和井下作业废液，采出水随采出液经集输管线最终输送至一号联合站处理，达标后回注地层，井下作业废液送塔河油田绿色环保站处理； 退役期：无废水产生
	噪声	施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间； 运营期：选用低噪声设备、基础减振； 退役期：合理安排作业时间
	固体废物	施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；岩屑随泥浆一同进入不落地系统进行无害化处理，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值要求(含油率<0.45%)后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等；含油废物、废烧碱包装袋和废防渗材料均属危险废物，收集后暂存在井场撬装式危废暂存间内，完井后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边工业固废填埋场合规处置；撬装式污水处理站产生污泥经脱水装置脱水处理后，与生活垃圾一起送至库车景胜新能源环保科技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； 运营期：落地油、废防渗材料属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置； 退役期：退役期设备拆除过程中产生的落地油收集后送塔河油田绿色环保站妥善处置；管道中残余的液体先试用氮气吹扫至计转站后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入计转站后送至联合站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵
	生态	施工期：严格控制施工作业带宽度；分层开挖，分层回填；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘； 运营期：定时巡查井场； 退役期：拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，恢复原有地貌；
	环境风险	施工期：井场设置放喷池、岩屑池及火炬； 运营期：管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪、硫化氢检测仪
占地		项目总占地面积 3.51hm ² ，其中永久占地 0.43hm ² ，临时占地 3.08hm ²
劳动定员		拟建项目依托区域现有巡检人员，不新增劳动定员
工作制度		年工作 365d，年工作 8760h
组织机构		新建井场依托现有的组织机构，统一管理

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 油田范围

塔河油田位于巴州轮台县、尉犁县和阿克苏地区库车市和沙雅县，主体位于巴州轮台县和阿克苏地区库车市，主要包括塔河油田 1 区~12 区、托甫台区等，1997 年伴随着 S48 井的投产，全面进入开发阶段，探明面积 2794.91km²，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%。

本项目地面工程主要涉及塔河油田 9 区，所属区块具体涉及的油气藏为塔河油田东部三叠系油气藏。

3.2.2.2 勘探开发概况

塔河油田东部三叠系油气藏位于轮台县城以南，构造位置位于塔里木盆地东北坳陷区沙雅隆起阿克库勒凸起南部，沙雅隆起中段南翼，西邻哈拉哈塘凹陷，东靠草湖凹陷，南接满加尔凹陷。

塔河东部三叠系油气藏自 1998 年开发，截止目前，1 区、9 区、AT 区探明面积 48.39km²，探明原油地质储量 2972×10^4 t，凝析油地质储量 170×10^4 t，溶解气地质储量 37.6×10^8 m³，天然气地质储量 72.4×10^8 m³；目前共有油气井 171 口，开井 142 口，开井率 83%，日产液能力 6920t，日产油能力 568t，日气能力 43×10^4 m³，综合含水 91%，累计产油 823×10^4 t，采出程度 27.7%；累计产气 18.7×10^8 m³，采出程度 17%。

3.2.2.3 地质构造

塔河油田东部三叠系油气藏位于塔里木盆地东北坳陷区沙雅隆起阿克库勒凸起南部，三叠系以角度不整合超覆沉积在石炭系风化面之上，为一套辫状三角洲-湖泊相沉积，各组的旋回性和上统中部黑色泥岩的高伽玛、低电阻测井标志层是三叠系地层的良好标志。在本区变化最为明显，主砂体厚度在 2m~30m 之间，向北则逐渐减薄尖灭，北侧阿克库勒断垒带区处于浅湖相(砂体尖灭)。

印支-燕山期主压应力为 NE-SW 方向，持续性的稳定挤压，形成盐边三叠、侏罗系中的 NEE 向右行扭动张性断裂组合，同时导致工区东南侧下石炭统盐体的大规模塑性流动形成三叠、侏罗系盐边低幅度背斜构造带。塔河油田三叠系

中油组属于低幅断背斜圈闭，背斜长轴走向为北东向。

3.2.2.4 区带或层系

根据钻井揭示，塔河油田东部三叠系自上而下为第四系、上第三系、下第三系、白垩系下统、下侏罗统、三叠系。

三叠系与上覆的下侏罗统呈假整合接触，为一套辫状河三角洲～湖泊相沉积。依其古生物组合及岩性组合特征划分地层组，自下而上依次是：柯吐尔组(T1k)、阿克库勒组(T2a)和哈拉哈塘组(T3h)，厚约 460m 左右。

3.2.2.5 储层特征

三叠系岩石类型主要为长石岩屑砂岩，以细、中粒砂岩为主，砂岩分选性好，磨圆度较好，次棱角-次圆状，成分成熟度低。胶结物以高岭石、绿泥石为主，胶结类型以孔隙式为主，接触关系以点接触为主，储层空间以粒间孔为主。根据物性样品分析统计，总体看孔隙度主要分布在 20%～25%之间，平均 22.4%，较下油组的平均孔隙度(21.1%)略大；渗透率主要集中在 $64 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 1024 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 区间，平均 $426 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，本区属中孔、中-高渗储层类型。非均质参数中渗透率极差差异较大，储层非均质性较强。

3.2.2.6 油气藏流体性质

①原油性质

塔河油田东部三叠系原油密度平均为 $0.7971\text{g}/\text{cm}^3$ ，凝固点平均值 -18°C ；地面原油粘度平均 $3.7\text{mm}^2/\text{s}$ ，含硫量平均 0.38%，含蜡量平均 4.4%。根据分类标准，中油组凝析气藏凝析油为低密度、低粘度、低含硫量、低凝固点、中含蜡的凝析油。

②天然气性质

天然气平均密度为 0.6199，甲烷含量介于 77.38%～91.24%，平均为 86.91%， N_2 含量分布在 3.55%～13.14%之间，平均 6.26%， CO_2 含量分布在 0.14%～0.38%之间，平均 0.26%，硫化氢含量为 $993\text{mg}/\text{m}^3$ 。

③地层采出水物性

水样总矿化度 $20.87 \times 10^4\text{mg}/\text{L}$ ，氯根含量 $12.78 \times 10^4\text{mg}/\text{L}$ ，水型为氯化钙

型，密度为 $1.143\text{g}/\text{cm}^3$ ，pH 值为 6.2，呈弱酸性，为封闭环境下高矿化度地层水。

3.2.2.7 油气资源类型及开发进程

根据 2023 年 12 月开展的现场调查工作结合收集到的资料，塔河油田九区累积产油 $18.24\times 10^4\text{t}$ ，产气 $236\times 10^4\text{m}^3$ ，采出水 $157.22\times 10^4\text{t}$ 。

3.2.3 主要技术经济指标

拟建项目主要技术经济指标见表 3.2-2。

表 3.2-2 拟建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	新钻井数量	口	1
2		日产油	t/d	20
3		日产气	m^3/d	1000
4		单井集输管线	km	2.0
5		燃料气管线	km	2.0
6		井场道路	km	0.4
7		储层改造工艺	/	酸化压裂
8	能耗指标	年电耗量	$10^4\text{kWh}/\text{a}$	10
9		钻井耗水量	$\text{m}^3/100\text{m}$	21.9
10	综合指标	总投资	万元	5000
11		环保投资	万元	300
11		永久占地面积	hm^2	0.43
12		临时占地面积	hm^2	3.08
13		劳动定员	人	无人值守
14		工作制度	h	8760

3.2.4 工程组成

3.2.4.1 主体工程

拟建项目主体工程主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场工程和油气集输工程内容，拟建项目新钻井 1 口，井场采出液进入一号联合站处理，采用管道输送方式。具体井位相关情况见表 3.2-3。

表 3.2-3 井场相关信息一览表

序号	塔河油田区块	井名称	井坐标		井类别	井型	井深/垂深(m)	所属县域
			X	Y				
1	塔河油田 9 区	T903A-6X 井	4576877	15284972	油井	斜井	6501.95	轮台县

3.2.4.1.1 钻前工程

钻前工程主要进行场地平整和进场道路修建等，新钻井场施工周期约 10d。

钻前工程主要建设内容包括修建进场道路、钻井区域地表植被清理、场地平整以及配套的营地建设等，营地一般建设在井场周边 500m 至 1km 处，主要分布在主干道周边，生活营地建设主要为地表植被清理、场地平整、撬装房安装、撬装式污水处理站安装等内容，具体建设内容及工程量如表 3.3-4 所示。

表 3.2-4 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(120m×90m)	hm ²	1.08	新建；钻井工程井场临时占地面积 10800m ²
2	钻井平台	—	套	1	新建
3	主放喷池	100m ³	座	1	测试放喷过程中放喷出来的污水进行集中存放；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
	副放喷池	100m ³	座	1	测试放喷中放喷出来的污水进行集中存放；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
4	非磺化岩屑池	400m ³	座	1	暂存非磺化岩屑；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
	磺化岩屑池	300m ³	座	1	暂存磺化岩屑；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
5	撬装式污水处理站	处理规模 20m ³ /d	座	1	包括 1 套微生物处理系统、1 座调节反应池、1 套生物降解反应器、1 套曝气系统、1 套杀菌装置、1 套脱色装置
	活动房	—	座	42	生活营地人员居住；撬装装置，设 42 座活动房
6	井场道路	—	km	0.4	井场道路宽约 4.5m，用砂石路面结构

钻前工程施工机械主要为装载机、挖掘机、推土机，井场钻前工程阶段所需设备设施情况见表 3.3-5。

表 3.2-5 井场钻前工程施工所用机械一览表

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

3.2.4.1.2 钻井工程

(1) 井位部署

本次在塔河油田区域共部署 1 口，钻井期井场平面布置情况见图 3.3-1。

图 3.2-1 钻井平面布置示意图

(2) 井身结构

拟建项目采用的井身结构如下。

图 3.2-2 井身结构图

(3) 钻井液体系设计

一开采用膨润土-聚合物体系,膨润土(5%~8%)+烧碱(0.1%~0.3%)+大分子聚合物(0.1%~0.3%)+中分子聚合物(0.2%~0.4%)+小分子聚合物(0.2%~0.4%)+润滑剂(0.5%~1%),设计密度 $1.05\sim 1.15\text{g}/\text{cm}^3$ 。

二开、三开上部采用 KCl 聚合物体系,膨润土(3%~5%)+烧碱(0.1%~0.3%)+大分子聚合物(0.1%~0.3%)+中分子聚合物(0.2%~0.4%)+小分子聚合物(0.2%~0.4%)+润滑剂(0.5%~1%)+KCl(5%~7%);

三开下部(约 3000m 处)转 KCl 聚磺体系,膨润土(2%~5%)+烧碱(0.2%~0.5%)+磺化酚醛树脂(2%~5%)+磺化褐煤树脂(2%~4%)+防塌剂(2%~5%)+润滑剂(1%~3%)+氯化钾(7%~10%)+加重剂,设计密度 $1.10\sim 1.30\text{g}/\text{cm}^3$ 。

(4) 固井方案

一开、二开采用常规密度水泥浆单级全封固井方式。三开采用套管+筛管完井或裸眼完井。

(5) 钻机选型及钻井周期

钻井使用 ZJ70 型钻机,同时钻井作业过程中配套齐全辅助设备、救生消防

装备。

项目井场工程井队人数约 60 人，新井施工天数 65d。

(6) 主要设备设施

钻井工程主要施工设备为机械钻机、运输车、装载机及配套设施，设备设施情况见表 3.2-6。

表 3.2-6 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 钻机	—	—	1 套
井架	JJ450/45-X	4500	kN	1 套
底座	DZ450/10.5-X	4500	kN	1 套
绞车	JC70LDB	1470	kW	1 套
天车	TC450	4500	kN	1 套
游车/大钩	YC450/DG450	4500	kN	1 套
水龙头	SL450-5	4500	kN	1 套
转盘	ZP375	5850	kN	1 套
柴油发电机	—	800	kW	4 台
泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	2 台
循环罐	—	60	m ³	7 个
振动筛	—	—	m ³ /h	2 台
除气器	ZCQ220	240	m ³ /h	1 台
钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m ³ /h	1 台
离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m ³ /h	1 台
液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m ³ /h	1 台
钻台紧急滑道	—	—	—	按标准配套
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

续表 3.2-6 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
装载机	—	—	辆	2
采油树	—	—	—	1 套
三相计量分离器	—	—	—	1 套
原油储罐	—	50	m ³	4 个
放空管	—	—	—	1 个

(7) 原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、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 3.2-7。

表 3.2-7 井场工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量(总)	理化特性	用途
1	水	m ³	2010	—	钻井用水和生活用水
2	水泥+硅粉	t	228.5	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	34.2	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	2.3	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	2.3	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	4.6	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性	钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂

续表 3.2-7 井场工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量(总)	理化特性	用途
7	羧甲基纤维素 /CMC-LV 等	t	3.1	羧甲基纤维素钠, 白色或灰白色粉末, 无毒, 不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂, 溶于水, 水溶液为透明粘稠液体, 具有较好耐盐性	钻井液增粘和降滤失剂
8	中分子聚合物 /LP++等	t	2.3	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	2.3	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	6.5	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	25.4	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	15.8	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	152.3	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	防塌剂(胶体)/SY-A01 等	t	15.8	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
15	防塌剂(粉剂)/FT-1A/KH-N/DYFT-2	t	19.2	磺化沥青, 粉状, 可吸附在黏土上组织页岩颗粒分散, 吸附在页岩微缝上阻止水渗入, 改善井壁泥饼润滑性, 抗盐性好	钻井液防塌剂
16	润滑剂 /PRH-1/TRH-1 等	t	12.7	仿烃类衍生物复配, 棕褐色液体	钻井液润滑剂
17	氯化钾	t	41.9	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
18	超细碳酸钙	t	14.6	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
19	固体润滑剂 /SHR-102 等	t	1.2	特种树脂, 黑色粉末	钻井液抗盐抗高温降滤失剂

续表 3.2-7 井场工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量(总)	理化特性	用途
20	随钻堵漏剂 /TYS-1/TP-2 等	t	7.3	灰白色粉末, 随钻堵漏剂改性植物纤维系改性天然植物高分子复合材料, 具有良好的水溶胀桥接封堵动能, 粘附性强, 不受电解质污染影响, 无毒, 无害。	堵漏裂缝性漏失, 钻井液随钻堵漏剂
21	润滑剂	t	3.1	硫化脂肪酸皂, 亚硝酸钠等, 具有良好的抗磨阻性和降黏附性, 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

3.2.4.1.3 储层改造工程

(1) 射孔工艺

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

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

(2) 储层改造工艺

结合区域已实施的钻井作业储层改造工艺, 拟建项目钻井工程采用酸化压裂工艺。

(3) 压裂方案

选用 3 1/2" 油管进行施工, 采用“一体化压裂液+胶凝酸+滑溜水”作为酸化压裂施工液, 井场压裂液用量为 300m³, 胶凝酸用量为 280m³, 滑溜水用量为 150m³, 总液量为 730m³。压裂返排液产生量为 438m³, 返排率 60%。由于涉及商业机密, 本次酸化压裂液未给出具体配比, 井场酸化压裂施工程序如表 5.2。

表 3.2-8 井场酸化施工泵注程序

阶段	序号	工序	液量	排量	累计液量	预计泵压	备注
			m ³	m ³ /min	m ³	MPa	
试解堵	1	正挤滑溜水	30	0-2.0	30	≥42	将压井液挤入地层
	2	正挤胶凝酸	50	3.0-4.0	80	≥48	控制排量注酸

续表 3.2-8 井场酸化施工泵注程序

阶段	序号	工序	液量	排量	累计液量	预计泵压	备注
			m ³	m ³ /min	m ³	MPa	
试解堵	3	正挤滑溜水	40	≥2.0	120	≥44	将酸液顶入地层，顶替结束后停泵观察 30min
①若停泵压降小，解堵不明显则执行第 4-7 步； ②若停泵压降大，解堵明显沟通则结束施工。							
小型酸压	4	正挤一体化压裂液	200	4.0-5.0	320	≥72	控制排量泵注，若出现较大压降则停止泵注压裂液并切换酸液
	5	正挤胶凝酸	220	≥5.5	540	≥68	刻蚀深部裂缝通道
顶替	6	正挤滑溜水	60	≥4.0	600		将酸液顶入地层
测压降	7	停泵测压降 30min					

表 3.2-9 钻井改造液体系配方

液体类型	配方
压裂液	纳米乳液稠化剂、破乳剂、破胶剂、清水
胶凝酸	31%盐酸、胶凝剂、缓蚀剂、铁离子稳定剂、破乳剂、清水
滑溜水	纳米乳液稠化剂、清水

(4) 压裂设备配置

压裂施工设备分为地面动力机械设备和井下工具，具体设备设施情况见表 3.3-10。

表 3.2-10 井场压裂施工所用机械一览表

设备或部件名称	参数	数量	备注
地面动力机械设备			
2000 型主压车	—	8 辆	向井内注入高压的压裂液
供液车	—	1 辆	压裂液和返排液罐均位于车上
管汇车	—	1 辆	由高压三通、四通、单流阀、控制阀等部件组成
仪表车	—	1 辆	计量仪表
压裂液在线混配车	—	1 辆	在线混配压裂液

续表 3.2-10 井场压裂施工所用机械一览表

设备或部件名称	参数	数量	备注
井下工具			
喷砂器		2 套	向地层喷砂液，同时形成节流压差
封隔器	—	2 套	分隔井的压裂层段
水力锚		2 套	固定井下管柱

3.2.4.1.4 井场工程

拟建项目新建采油井场 1 座。井场采出液通过新建集输管线最终输送至一号联合站处理。井场装置为无人值守，定期巡检。井场主要工程内容见表 3.2-11。

表 3.2-11 拟建项目新建井场主要设备一览表

序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
1	采油树	—	座	1	新建采油井场
2	高压节流阀	DN75, 16MPa	套	1	抗硫
3	流量控制仪	—	台	1	——
4	可燃气体检测报警仪	—	台	1	检测可燃气体泄漏情况
5	硫化氢检测报警仪	—	台	1	检测硫化氢气体泄漏情况

图 3.2-3 井场运营期平面布置示意图

3.2.4.1.5 油气集输工程

拟建项目新建集输管线 2km，新建燃料气管线 2km，集输管线和燃料气管线同沟敷设。管线敷设情况见表 3.2-12。

表 3.2-12 新建管线部署一览表

序号	类别	起点	终点	长度 (km)	管径和材质	设计压力 (MPa)	敷设 方式
1	集输管线	T903A-6X 井	西达里亚集输站	2.0	DN80, 柔性复合管	3.0	埋地 敷设
2	燃料气 管线	西达里亚集 输站	T903A-6X 井	2.0	DN40, 无缝钢管	4.0	埋地 敷设

3.2.4.2 公辅工程

(1) 供电系统

钻井期钻机动力、生活、办公等用电以及测试放喷期井场设备直接从附近电网引入。柴油发电机作为备用电源。区域电网可以满足钻井工程用电需求。

拟建项目运营期新钻井场单独设置 50kVA 双杆杆上式变压器 1 台，电源就近 T 接 10kV 架空线路，预计新增架空线路长约 0.4km，井场设低压配电柜 1 台。

(2) 供排水系统

① 给水

项目钻井用水由罐车拉至井场，井场生产用水量约 1620m^3 ，主要用于配制泥浆；生活用水由罐车拉至井场和生活区，井场工程井队人数约 60 人，施工天数 65d。项目新钻井 1 口，按生活用水量 $100\text{L}/\text{d} \cdot \text{人}$ 计，生活用水量总计约 390m^3 。

运营期井场为无人值守井场，不涉及新增用水。

② 排水

施工期废水主要为生活污水、钻井废水、管线试压废水、压裂返排液。生活污水产生量约 312m^3 ，井场钻井期间单独建设 1 座撬装化污水处理站，采用“AO+MBR”工艺，生活污水经过“格栅+调节池+厌氧池+生物接触氧化池+二沉池+MBR 膜池+消毒池”处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB 65 4275-2019)表 2 的 B 级标准后用于施工区域荒漠灌溉。钻井废水产生量约为 347m^3 ，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。管线试压废水约为 10m^3 ，试压废水重复使用，试压结束后用于洒水抑尘。压裂返排液产生量为 438m^3 ，根据建设单位提供的钻井技术方案，储层改造过

程中产生的压裂返排液采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，运至塔河油田绿色环保处理站处理，处理达标后回注。

运营期采出水随采出液输送至一号联合站处理，处理达标后回注地层；井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后运至塔河油田绿色环保处理站处理。

(3) 供热系统

拟建项目钻井期生活区供暖方式采取电采暖，钻井井场测试放喷期井场设备伴热方式为电伴热。

运营期采用井口加热集输工艺，加热对象为采出液，通过燃气真空加热炉加热后外输。加热炉使用的燃料气来源于各联合站经过净化后的天然气。

拟建项目新建井场加热炉年消耗燃料气量为 11.52 万 m^3 。燃料气低位发热值为 33.4 MJ/m^3 。其组分见表 3.2-13，单座井场燃料气用量情况见表 3.2-14。

表 3.2-13 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)
塔河油田一号联合站	含量, m01%	89.06	2.96	0.51	0.03	0	0.45	6.71	≤ 20

表 3.2-14 拟建工程燃料气用量情况一览表

用气单元	小时用气量(m^3/h)	折合满负荷日运行时间(h)	运行天数(d)	年用量(万 m^3/a)
1 座 200kW 真空加热炉	24	16	300	11.52

注：加热炉实际 24h 运行，运行负荷根据采出液温度自动控制，折合满负荷日运行 16h。

(4) 道路工程

拟建项目新井钻前工程需修建通井道路，通井道路从就近道路引接，共计新建通井道路 0.4km，采用单车道砂石路面，路面宽 4.5m。

(5) 防腐工程

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

(6) 仪表自控

油气井井口设置 RTU 及检测仪表，RTU 用来采集井口生产数据，并上传上

级站场，最终上传采油一厂监控中心。仪表控制部分主要设备包括：智能压力变送器、智能一体化温度变送器、功图传感器、电参数模块、井口 RTU、原油含水分析仪等。

3.2.4.3 环保工程

(1) 废气处理工程

施工期间测试放喷废气引至放空火炬点燃，施工扬尘采取洒水抑尘措施，焊接使用无毒低尘焊条，运输车辆定期检修，燃用合格油品。

运营期定期对井场进行巡检，更换损坏的法兰、阀门等部件。

退役期采取洒水抑尘措施。

(2) 废水处理工程

施工期钻井废水全部回收用于配制泥浆，管线试压废水循环使用后用于区域洒水抑尘，施工期井场施工营地建设 1 座处理能力 $20\text{m}^3/\text{d}$ 的撬装化污水处理站，采用“AO+MBR”工艺，生活污水经过“格栅+调节池+厌氧池+生物接触氧化池+二沉池+MBR 膜池+消毒池”处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表 2 的 B 级标准后用于施工区域荒漠灌溉。钻井过程中产生的酸化压裂返排液采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，拉运至塔河油田绿色环保处理站处理。

运营期采出水随采出液一起进入一号联合站处理达标后，回注区域地层。修井、侧钻等过程中产生的井下作业废液采取带罐作业，产生的废液采用回收罐收集后运至塔河油田绿色环保处理站处理。

(3) 噪声防治工程

施工期挖掘机、钻机、吊机、泥浆泵、压裂车等选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间；运营期采油树选用低噪声设备，采取基础减振降噪；退役期选用低噪声机械和车辆。

(4) 固体废物收集及处理处置工程

① 一般工业固体废物

井场建设 1 套泥浆不落地处理系统、1 座 500m^3 非磺化岩屑池和 1 座 500m^3 磺化岩屑池。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

地技术在井场进行无害化处理后，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值要求(含油率 $<0.45\%$)后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。撬装式污水处理站产生污泥收集、合规暂存，和生活垃圾一起送至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置。施工废料拉运至周边工业固废填埋场合规处置。

退役期地面设施拆除、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；管道中残余的液体先使用氮气吹扫至计转站后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入计转站后送至联合站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵。

②危险废物

施工期井场建设1座撬装危废暂存间，占地面积 10m^2 ，防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0\times 10^{-7}\text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能，危废暂存间底部及四周裙角采取重点防渗措施，产生的含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料暂存于危废暂存间内，含油废物采取桶装形式密闭后存放在危废暂存间内，废烧碱包装袋和废防渗材料折叠后打包存放在危废暂存间内，各类危险废物分区贮存，危险废物定期由钻井队委托有资质单位接收处置。

运营期井场产生的落地油和废防渗材料桶装收集后，由有危废处置资质单位接收处置。

退役期产生的落地油桶装收集后，由有危废处置资质单位接收处置。

③生活垃圾

在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期送至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置。

(5)生态影响减缓措施

施工期：严格控制施工作业带宽度；分层开挖，分层回填；填埋所需土方

利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘。

运营期：定时巡查井场。

退役期：拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，恢复原有地貌。

(6) 环境风险措施

施工期：井场设置放喷池、岩屑池及火炬。

运营期：管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪、硫化氢检测仪。

3.2.5 工艺流程及产排污节点

3.2.5.1 施工期

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

3.2.5.1.1 钻前工程

(1) 道路建设

首先确定道路中心线，并对其进行详细放样，对重要坐标点进行标识和增加控制点，基准高程标桩的坐标控制点位和水准点位。采用推土机、挖掘机清除道路范围内的表土，保证基底土的密实，挖出的表土集中堆存于施工作业带内，并进行必要的苫盖及挡护措施。按照路面结构设计厚度进行路基填筑，砂砾外购于周边砂石料厂，采用自卸卡车运至施工现场，摊铺机摊铺，采用推土机压实，平地机整平，再用压路机碾压，确保底基层成活后顶面高程和压实度符合设计要求。

拟建项目充分利用现有干线道路，修建从井场至干线道路的井场道路合计约0.4km，井场砂石路路基宽度为4.5m。

(2) 井场建设

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

钻前工程主要废气为施工扬尘、施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为生活污水，生活污水排入一体化污水处理装置，经处理达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表2的B级标准后，用于施工区域荒漠灌溉。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为井场、道路建设期间产生的土方、生活垃圾。土方用于场地平整和修建道路；在井场及施工营地设有垃圾桶，生活垃圾定期送至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置。

3.2.5.1.2 钻井工程

工程预计新井钻井时间为 65 天，24h 连续作业。

工程钻井作业采用电钻机，通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性将岩屑带至地面，整个过程重复进行，使井不断加深，直至目的层井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。若工程施工期为冬季，为防止泥浆罐内泥浆结冰冻结，需对泥浆罐进行保温，工程施工期泥浆罐保温采用电伴热，钻井期间供电从附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。项目钻井过程中需使用水基泥浆和磺化泥浆，泥浆切换过程中无需对泥浆罐清洗。

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

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

拟建项目使用放射源用于测井，提供服务的主要为西北油田分公司服务的

乙方单位，均已编制了测井用密封型放射源项目环境影响报告表，取得环评批复及新疆维吾尔自治区生态环境厅《辐射安全许可证》的单位。

钻井作业施工过程中废气主要为施工扬尘、井场建设及设备安装期间施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；钻井作业施工过程中废水污染源主要为生活污水、钻井废水及酸化压裂返排液，根据目前油田钻井实际情况，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；酸化压裂作业结束后的酸化压裂返排液收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理；生活污水经井场撬装式污水处理站处理达标后，用于施工区域荒漠灌溉；噪声污染源主要为泥浆泵及钻机噪声，采取基础减振等降噪措施；固体废物主要为钻井岩屑、钻井泥浆、含油废物、废烧碱包装袋、撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，岩屑经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值要求(含油率<0.45%)后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。含油废物桶装密闭收集，废烧碱包装袋折叠打包收集，均暂存于井场撬装式危废暂存间内，定期由钻井队委托有资质单位接收处置。撬装式污水处理站产生污泥收集、合规暂存，和生活垃圾一同清运至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置。

3.2.5.1.3 储层改造工程

储层改造工程主要包括射孔、压裂以及后续的测试放喷等。

(1) 射孔

项目射孔采用油管传输射孔工艺，射孔队到达井场后，按设计要求进行枪串联接，安装起爆装置。随后在井口采油树上安装封井器、防落器。电缆经过天地滑轮后，再穿过防喷盒与磁定位器加重杆安全接头和射孔枪连接，打开防

落器、井口闸门。将射孔枪匀速下入进口车内下出油管喇叭口至目的层附近标准套管接箍处,根据用跟踪定位原理计算出的跟踪距上提或下放对准目的层位,点火射孔枪,射孔后匀速起出电缆枪。

(2) 压裂

区域酸化压裂作业时,使用的胶凝酸在塔河油田拉依苏酸站配置完成,压裂液、滑溜水由施工单位在现场自行配制。胶凝酸以及压裂液和滑溜水配置所需的原料通过车辆运输至井场,通过压裂液在线混配车将酸液、压裂液、滑溜水按一定比例混合后,通过管汇车输送至压裂车进行加压,向地层注入高于地层破裂压力的酸化压裂液,随即在井底附近产生高压,当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后,在地层中形成裂缝。停泵后,压裂返排液自喷返排至地面专用废液收集罐中,拉运至塔河油田绿色环保处理站处理。

(3) 测试放喷

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

测试放喷阶段主要污染物为三相(或两相)分离器产生气体(或天然气)在放喷池放空。产生的液体由液体罐收集后,送一号联合站;如为不含油的采出液,则送塔河油田绿色环保站进行处理。依据具体情况设定放喷时间,一般为1~2d。

储层改造工程主要废气为酸化压裂废气、放喷天然气燃烧产生的废气及施工机械尾气。废水主要为生活污水及压裂返排液,生活污水经井场撬装式污水处理站处理达标后,用于施工区域荒漠灌溉。压裂返排液采用专用废液收集罐收集,拉运至塔河油田绿色环保站处理。噪声为压裂车噪声及测试放喷高压气流噪声,通过定期检修施工设备、合理布置作业任务,避免局部噪声过高。固体废物为生活垃圾,定期送至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置。

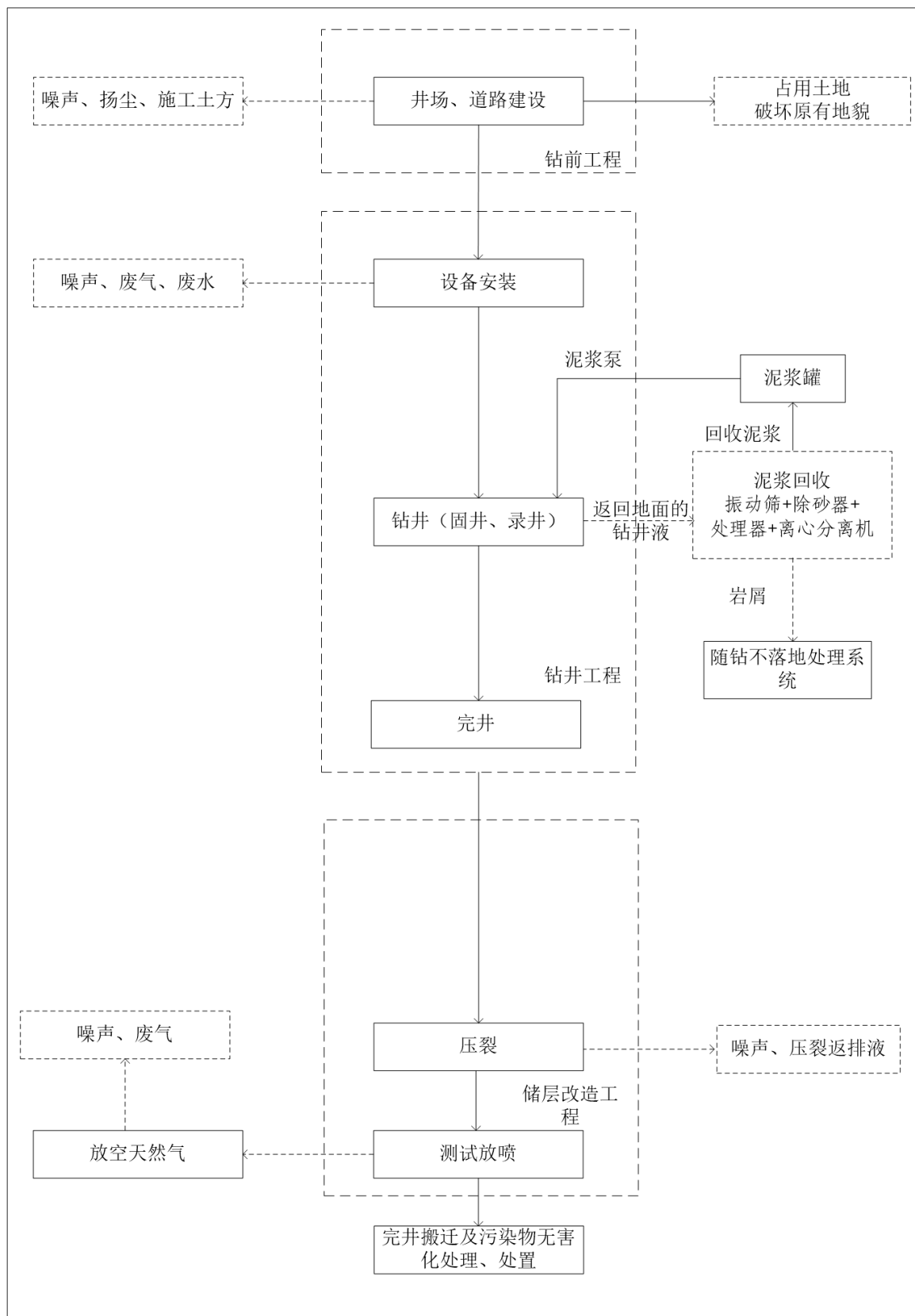


图 3.2-4 钻前工程、钻井工程及储层改造工艺流程及污染物排放示意图

3.2.5.1.4 地面井场建设

对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将设备拉运至井场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复，清除井场临时占地内各类池体水泥压边、环保防渗膜等防渗层并进行平整。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气和焊接废气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量，焊接作业时使用无毒低尘焊条；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为设备废弃包装、废防渗层和生活垃圾，设备废弃包装、废防渗层现场收集、合规暂存，委托周边工业固废填埋场合规处置；生活垃圾收集后统一送至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置。

3.2.5.1.5 油气集输工程

管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。施工方案见图 3.2-5。

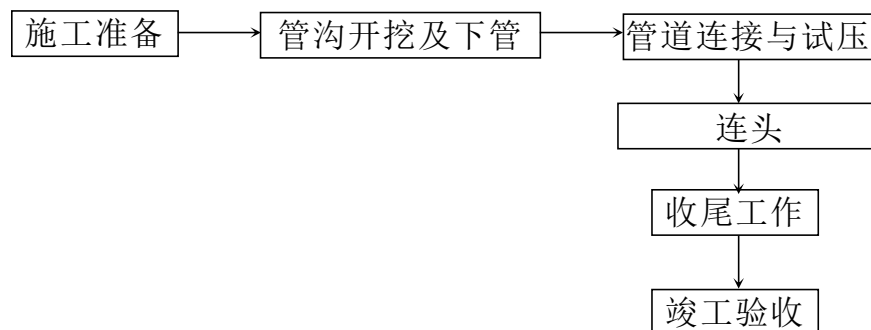


图3.2-5 施工阶段工艺流程图

(1) 施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约8m的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

(2) 管沟开挖及下管

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

距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽 0.8m ，沟深 1.6m ，管沟边坡比为 $1:1$ ，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电(光)缆交叉时，净距不小于 0.5m ，并对电(光)缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m ，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。拟建项目所有线路管道均采用外防腐保温层保护方案，集输管道补口和热煨弯管防腐保温结构为：无溶剂液体环氧涂料(厚度 $\geq 400\mu\text{m}$) + 硬质聚氨酯泡沫塑料保温层 + 辐射交联聚乙烯热收缩带(套)。管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。拟建项目集输管线最小管顶埋深 1.2m 。管道施工示意图见图 3.2-6。

图 3.2-6 一般地段管道施工方式断面示意图

(3) 管道连接与试压

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

(4) 井场配套设备安装及连头

将配套设备拉运至井场，并完成安装工作。管线施工完成后在井场将管线与采油树阀门连接，并安装 RTU 室等辅助设施。

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

3.2.5.2 运营期

拟建项目工艺流程主要包括油气开采、集输及井下作业。

(1) 油气开采

根据 9 区目前生产情况、油气藏性质和配产情况，选择采油方式为自喷开采。

(2) 油气集输

井场采出液通过井口模块油嘴二级节流后并经过加热炉加热后，通过新建集输管线最终输送至一号联合站进行处理。

(3) 井下作业

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

井。

工艺流程见图 3.2-7。

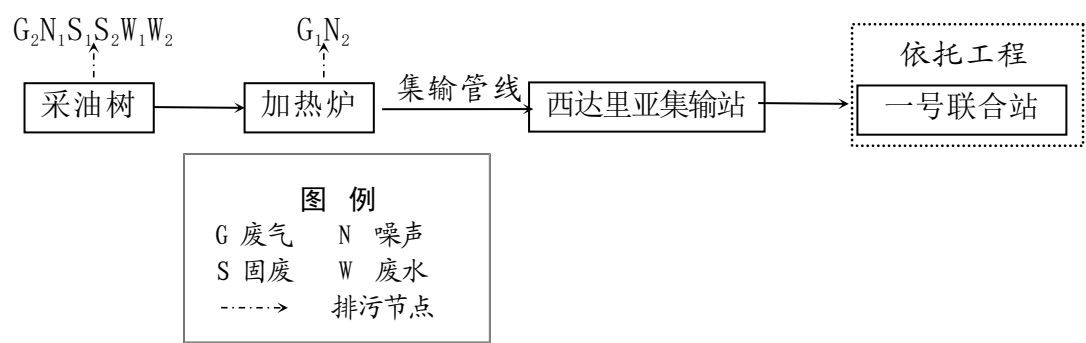


图 3.2-7 油气开采及集输工艺流程图

油气开采及集输过程中废气污染源主要为井场加热炉烟气(G_1)、井场无组织废气(G_2)，井场加热炉使用净化后的天然气作为燃料，井场采取密闭集输工艺减少无组织废气排放；废水污染源主要为采出水(W_1)和井下作业废水(W_2)，其中采出水随采出液一起进入一号联合站处理达标后回注地层，井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理；噪声污染源主要为真空加热炉(N_1)、采油树(N_2)等设备运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为井下作业、采油环节和集输环节产生的落地油(S_1)、井下作业产生的废防渗材料(S_2)，属于危险废物，委托有资质单位进行接收处置。

表 3.2-15 拟建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	加热炉烟气	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度	连续	使用净化后的天然气，采用低氮燃烧器
	G_2	井场无组织废气	非甲烷总烃、 H_2S	连续	密闭输送
废水	W_1	采出水	石油类、SS	连续	采出水随采出液经集输管线输送至一号联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后通过回注地层
	W_2	井下作业废液	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	送至塔河油田绿色环保站处理

续表 3.2-15 拟建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
噪声	N ₁	加热炉	L _{Aeq, T}	连续	基础减振
	N ₂	采油树		连续	基础减振
固废	S ₁	落地油	含油废物	间歇	委托有资质单位接收处置
	S ₂	废防渗材料	含油废物	间歇	委托有资质单位接收处置

3.2.5.3 退役期

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

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

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

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

3.2.6 施工期污染源及其防治措施

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

3.2.6.1 生态影响因素

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

3.2.6.2 废气

拟建项目施工过程中废气包括测试放喷废气、施工扬尘、储层改造废气、焊接废气和施工车辆尾气。

①测试放喷废气

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

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

②施工扬尘

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

③储层改造废气

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

④车辆尾气和焊接烟气

在油田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO₂、NO_x、C_mH_n等，燃油机械设备废气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单中排放限值要求；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

3.2.6.3 废水

①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、挥发酚、耗氧量、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，拟建项目新钻井1口，钻井进尺为6938m，产生的钻井废水约为347m³。

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

②酸化压裂返排液

钻井固定完毕后，需进行压裂完井，在储层改造过程中排出的压裂返排液中主要含有黄原胶、石油类及其他各种添加剂。根据区域现有井场历史钻井数据，压裂过程压裂返排液返排率为60%左右，项目钻井过程中井场压裂液量为730m³，则井场压裂返排液产生量为438m³，储层改造过程中产生的压裂返排液采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，运至塔河油田绿色环保站处理，

处理达标后回注。

③生活污水

拟建项目新钻井施工天数 65d，按生活用水量 $100\text{L/d} \cdot \text{人}$ 计，生活用水量总计约 390m^3 ，生活污水产生量按用水量的 80% 计算，则总产生量为 312m^3 。生活污水中主要污染物为 COD、 BOD_5 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 、SS 等；类比区域内油田现状，生活污水中主要污染物浓度 COD 为 400mg/L 、 BOD_5 为 200mg/L 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 为 25mg/L 、SS 为 220mg/L ；井场钻井期间建设 1 座撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺，经污水处理站处理后，出水可达到 COD 60mg/L 、 BOD_5 为 20mg/L 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 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施工区域荒漠灌溉。

④管线试压废水

集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压后排放的废水约 10m^3 ，含有少量泥沙等悬浮物，管道试压分段进行，试压水进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

3.2.6.4 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、钻机、吊机、泥浆泵、压裂车、测试放喷噪声等，产噪声级在 $98\sim 120\text{dB(A)}$ 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。

3.2.6.5 固体废物

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

①土石方

井场工程区土石方工程量主要来自于场地平整等施工过程。井场工程区土石方开挖量 0.72万 m^3 ，土石方回填量 0.78万 m^3 ，借方 0.06万 m^3 。根据主体设计，根据地形地貌及地面标高需进行不同程度的地面平整工作，地面平整工作的挖方量经统计为 0.72万 m^3 ，该部分挖方全部用于原地面的平整，无弃方

产生；井场工程施工完成后需对裸露地面进行压盖，根据主体工程设计，压盖厚度约 25cm，合计需土方 0.06 万 m^3 ，来源于区域已完钻井场经“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理达标后还原土。

结合所在地区最大冻土层深度确定管顶最小埋深为 1.20m，管沟深度按 1.6m 计，管沟底宽 0.8m，边坡比为 1:1，管沟每延米挖方量约 3.84 m^3 ，管道工程长 2km，合计挖方约 0.77 万 m^3 ，所有挖方后期全部回填，无弃方。

井场道路路面结构层为：20cm 厚级配砾石路面+20cm 厚天然砂砾垫层，砂石路路面宽 4.5m，长 0.4km，合计借方 0.1 万 m^3 ，借方从当地周边的砂石料场购买。

综上所述，拟建项目共开挖土方 1.49 万 m^3 ，回填土方 1.65 万 m^3 ，借方 0.16 万 m^3 ，无弃方，开挖土方主要为井场平整、管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填、井场及道路压盖。井场借方及道路借方主要来自处理达标后还原土和周边砂石料场。

拟建项目土石方平衡见下表 3.2-16。

表 3.2-16

土方挖填方平衡表

单位：万 m^3

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	0.72	0.78	0.06	区域井场还原土	0	—
管道工程	0.77	0.77	0	0	0	—
道路工程	0	0.1	0.1	周边砂石料场	0	—
合计	1.49	1.65	0.16	—	0	—

②钻井泥浆

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

③钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中 50%混入泥浆中，其余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：

$$W = \frac{1}{4} \times \pi \times D^2 \times h \times a \times 50\%$$

式中：W——钻井岩屑产生量，m³；

D——井眼直径，m；

a——膨胀系数，取 2；

h——井深m。

利用上述公式计算出钻井期内产生的岩屑量为 406m³，其中膨润土泥浆钻井岩屑 175m³，磺化泥浆钻井岩屑 231m³。

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无害化处理，处理后进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值要求(含油率<0.45%)后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。

④施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣和吹扫产生的废渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约 0.2t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边工业固废填埋场合规处置。

⑤危险废物

钻井施工过程中机械检修时会产生少量含油废物，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止含油废物落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的含油废物量约为0.2t，收集后由钻井队委托区域具有危废处置资质的公司接收处置。

钻井期间会产生少量废防渗材料，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料量约为 0.1t，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量废烧碱包装袋，属于危险废物，及时回收废烧碱包装袋暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废烧碱包装袋约为 0.05t，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑥撬装式污水处理站产生污泥

撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥经污泥脱水装置，脱到 60%含水率后，送至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置。生活污水 SS 产生浓度为 200mg/L，经污水处理站处理后 SS 浓度为 20mg/L，井场污水产生量为 312m³/a，则井场污泥产生量为 0.14t。

⑦生活垃圾

拟建项目新钻井施工天数 65d，钻井期间，常住井场人员按 60 人计算，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。施工期生活垃圾产生总量为 1.95t，现场集中收集，送至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置。

综上所述，拟建项目施工期各种污染物产生和排放情况见表3.2-17。

表3.2-17 拟建项目施工期各种污染物产生和排放情况一览表

项目	污染源	污染物	污染物排放速率/浓度	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
废气	测试放喷废气	SO ₂ 、NO ₂ 、C _m H _n	—	—	测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃	—	环境空气
	施工扬尘	粉尘	—	—	洒水抑尘	—	环境空气
	储层改造废气	HCl	—	—	压裂液和返排液使用密闭罐存放	—	环境空气
	焊接废气、施工机械及运输车辆尾气	颗粒物、SO ₂ 、NO ₂ 、C _m H _n	—	—	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接作业时使用无毒低尘焊条	—	环境空气

续表3.2-17 拟建项目施工期各种污染物产生和排放情况一览表

项目	污染源	污染物	污染物排放 速率/浓度	污染物 产生量	主要处理措施	排放量	排放 去向
废水	钻井 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	—	347m ³	钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排	0	不外 排
	试压废水	SS	—	10m ³	循环使用，洒水抑尘	0	不外 排
废水	生活 污水	水量	—	312m ³	井场钻井期间建设 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施工区域荒漠灌溉	0	不外 排
		COD	400mg/L	—		0	
		BOD ₅	200mg/L	—		0	
		NH ₃ -N	25mg/L	—		0	
		SS	220mg/L	—		0	
	酸化压裂 返排液	pH、挥发 酚、耗氧 量、氨 氮、硫化 物、氯化 物、石油 类、溶解 性总固 体	—	438m ³	采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，运至塔河油田绿色环保处理站处理	0	不外 排
固体 废物	钻井泥浆	—	—	—	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	0	不外 排

续表3.2-17 拟建项目施工期各种污染物产生和排放情况一览表

项目	污染源	污染物	污染物排放 速率/浓度	污染物产生 量	主要处理措施	排放量	排放去向
固体废物	膨润土泥浆钻井岩屑	—	—	175m ³	钻井采用泥浆不落地系统, 钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统, 采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离, 分离后的液体回用于钻井液配备, 分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017) 中综合利用污染物限值要求, 同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中第二类用地土壤污染风险筛选值要求(含油率<0.45%) 后用于铺垫油区内的井场、道路等, 一次处理后检测不合格, 现场进行二次处理, 达标后用于铺垫油区内的井场、道路等	0	不外排
	磺化泥浆钻井岩屑	—	—	231m ³			
	含油废物	—	—	0.2t	收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置	0	不外排
	废烧碱包装袋	—	—	0.05t		0	不外排
	废防渗材料	—	—	0.1t		0	不外排
	施工废料	—	—	0.2t	收集后送至周边固体填埋场填埋处置	0	不外排
	污泥	—	—	0.14t	脱到60%含水率后, 送至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置	0	不外排
	生活垃圾	—	—	1.95t	在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶, 送至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置	0	不外排
噪声	钻机	—	—	110dB(A)	合理安排施工时间, 基础减振、利用距离衰减	100dB(A)	声环境
	吊装机	—	—	98dB(A)		88dB(A)	
	泥浆泵	—	—	109dB(A)		99dB(A)	
	压裂车	—	—	120dB(A)		110dB(A)	
	挖掘机	—	—	104dB(A)		94dB(A)	
	压路机	—	—	104dB(A)		94dB(A)	

3.2.7 运营期污染源及其防治措施

3.2.7.1 废气污染源及其治理措施

废气污染源主要为加热炉烟气和井场无组织挥发废气，主要污染物为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃、硫化氢。结合《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)及《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953—2018)等要求对源强进行核算，拟建工程实施后废气污染源及其治理措施见表 3.2-18。

表 3.2-18 拟建项目废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度 (mg/m ³)	治理措施	排气筒高度(m)	废气量 (m ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	有效工作时间	年排放量 (t/a)
1	T903A-6X 井场加热炉烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	15 6 150 <1 级	低氮燃烧器+使用净化后的天然气作为燃料	8	250	15 4 152 <1 级	0.004 0.001 0.038 —	4800	0.019 0.005 0.182 —
2	T903A-6X 井场无组织废气	非甲烷总烃 硫化氢	—	密闭输送	—	—	—	0.0052 0.000008	8760	0.046 0.00007

源强核算过程：

(1) 加热炉烟气

本项目井场需设置 1 台 200kW 真空加热炉，其燃料气为联合站处理后的天然气。真空加热炉烟气主要污染物为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物，经 8m 高烟囱排放。

①真空加热炉燃气量计算公式如下：

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

式中：A 为燃气量，m³；

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

ε 为加热炉热转化效率，加热炉取 0.9；

Q_L 为燃气的低位热值, MJ/m^3 , 根据燃气分析结果, 燃气取 $33.4\text{MJ}/\text{m}^3$;
 t 为真空加热炉运行时间, h 。

则 200kW 真空加热炉每小时燃气量为 24m^3 。

②标态下单位体积天然气的理论空气需要量 (m^3/m^3)

$$V_0 = 0.0476 \left[0.5\varphi(\text{CO}) + 0.5\varphi(\text{H}_2) + 1.5\varphi(\text{H}_2\text{S}) + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) \varphi(\text{C}_m\text{H}_n) - \varphi(\text{O}_2) \right]$$

$$= 9.66\text{m}^3/\text{m}^3$$

式中 CO 、 H_2 、 H_2O 、 C_mH_n 、 O_2 ——天然气中气体相应成分体积分数(%)。

计算可得单位体积天然气的理论空气需要量 $9.66\text{m}^3/\text{m}^3$ 。

③标态下单位体积天然气的理论干烟气量 (m^3/m^3)

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

$$= 8.69\text{m}^3/\text{m}^3$$

④标态下加热炉燃烧单位体积天然气的实际干烟气量 (m^3/m^3)

$$V_o^s = V_o^g \div (1 - 3.5\% \div 21\%) = 10.43\text{m}^3/\text{m}^3$$

标态下 200kW 加热炉的实际干烟气量为 $24 \times 10.43\text{Nm}^3/\text{h} = 250\text{Nm}^3/\text{h}$ 。

⑤加热炉烟气中各污染物排放浓度核算

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

初始烟气中颗粒物浓度直接类比同类型真空加热炉监测数据, 根据塔河油田最新购置的 200kW 真空加热炉例行监测期间监测数据, 新购置的 200kW 真空加热炉颗粒物监测浓度范围在 $6\text{mg}/\text{m}^3 \sim 15\text{mg}/\text{m}^3$, 类比真空加热炉属于塔河油田现有真空加热炉, 使用燃料均为净化后的天然气, 烟气通过 1 根 8m 高烟囱外排, 类比真空加热炉符合《污染源源强核算技术指南 锅炉》(HJ 991—2018)中 3 条适用原则, 即①燃料、辅料、副产物类型相同; ②锅炉类型和规模等级相同; ③污染控制措施相似, 且污染物设计脱除效率不低于类比对象脱除效率。根据类比结果, 颗粒物排放浓度取值 $15\text{mg}/\text{m}^3$ 。

氮氧化物选用《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(生态环境部

公告 2021 年第 24 号) 中 4430 锅炉产排污量核算系数手册中排放系数进行核算, 拟建项目氮氧化物排放系数为 15.87 千克/万立方米燃料, 真空加热炉年运行 4800h, 则 200kW 真空加热炉氮氧化物排放浓度为 $152\text{mg}/\text{m}^3$, 排放速率为 $0.038\text{kg}/\text{h}$ 。

(2) 无组织非甲烷总烃核算

在油气集输环节产生的挥发性有机物 (VOC_s) 主要包括非甲烷总烃 (烷烃等)、卤代烃, 含氮有机化合物, 含硫有机化合物等, 对拟建工程而言, VOC_s 主要为非甲烷总烃。拟建工程运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散无组织非甲烷总烃, 参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017) 要求对拟建工程无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

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

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

t_i ——密封点 i 的年运行时间, h/a ;

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

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.2-19 设备与管线组件 $e_{\text{TOC}, i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC}, i}/(\text{kg}/\text{h}$ 排放源)
石油化学工业	气体阀门	0.024
	开口阀或开口管线	0.03
	有机液体阀门	0.036

续表 3.2-19 设备与管线组件 $e_{\text{TOC}, i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC}, i}/(\text{kg/h 排放源})$
石油化学工业	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.14
	其他	0.073

根据油气水物性参数，东部三叠系油气藏中 $WF_{\text{VOCs}, i}$ 和 $WF_{\text{TOC}, i}$ 比值为 0.455。新建井场涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.2-20 所示。

表 3.2-20 本工程井场无组织非甲烷总烃废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量 (个)	单个设备排放速率 (kg/h)	排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t)
1	有机液体阀门	42	0.036	0.0021	8760	0.018
2	法兰或连接件	45	0.044	0.0027	8760	0.024
3	气体阀门	12	0.024	0.0004	8760	0.004
小计				0.0052	8760	0.046

(3) 无组织硫化氢核算

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

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

G_c 为设备或管道不严密处的散发量，kg/h；

K 为安全系数，一般取 1~2，本工程取 1；

C 压力系数，取 0.166；

V 为设备和管道内部容积， m^3 ，新建井场核算值为 0.18；

M 为设备和管道内气体分子质量，本工程取 16；

T 为设备和管道内部气体绝对温度，K，本工程取 333。

经过核算，新建井场 G_c 取值为 0.007kg/h，根据油气水物性表可知，塔河油田东部三叠系油气藏天然气中硫化氢浓度为 993mg/ m^3 (质量比为 0.12%)，则新建井场无组织硫化氢排放速率分别为 0.000008kg/h。

3.2.7.2 废水污染源及其治理措施

(1) 采出水

采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据开发方案预测，区块开发前期采出水水量较小，随着开采年限的增长采出水量逐渐增加。根据项目设计，后期开采含水量最大约 $1200\text{m}^3/\text{a}$ ，项目核算采出水量按最大产生量考虑。采出水中主要污染物为 SS、石油类等，不涉及重金属物质。采出水随采出液经集输管线最终输送至一号联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 标准后回注地层，可保持油层压力，使油气藏有较强的驱动力，以提高油气藏的开采速度和采收率。

(2) 井下作业废液

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

根据《关于发布〈排放源统计调查产排污核算方法和系数手册〉的公告》(生态环境部 公告 2021 年 第 24 号)中与石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中产排污系数，计算井下作业废液的产生量。

表 3.2-21 与石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表

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

按井下作业每 2 年 1 次计算，井下作业废液包括废压裂液、废酸化液、废洗井液，拟建项目部署 1 座采油井场，则每年井下作业废液产生量为 99.46t。井下作业废液采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后运至塔河油田绿色环保处理站处理。

表 3.2-22 拟建项目井场废水情况一览表

类别	序号	污染源	产生量 (m ³ /a)	排放量 (m ³ /a)	主要污染物	产生特点	治理措施
废水	W ₁	采出水	1200	0	石油类、SS	连续	采出水随采出液经集输管线最终输送至一号联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层
	W ₂	井下作业废液	99.46	0	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	送至塔河油田绿色环保站处理

3.2.7.3 噪声污染源及其治理措施

拟建项目实施后，噪声污染源治理措施情况见表 3.2-23。

表 3.2-23 井场噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称	数量/(台/套)	源强(dB(A))	降噪措施	降噪效果(dB(A))
1	采油树	1	85	基础减振	10
2	真空加热炉	1	95	基础减振	10

拟建项目井场产噪设备主要为采油树和加热炉设备噪声，噪声值为 85dB(A)~95dB(A)。项目采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 10dB(A)。

3.2.7.4 固体废物及其治理措施

根据《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)，拟建项目运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料等，收集后有危废处置资质单位接收处置。危险废物处理处置情况见表 3.2-24。

表 3.2-24 拟建项目危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量 (t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.1	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	收集后，由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.1	修井场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

3.2.7.5 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。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

3.2.8 退役期污染源及其防治措施

闭井主要是环境功能恢复时期，本节对退役期环境保护措施进行介绍。

3.2.8.1 退役期环境空气保护措施

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

(2) 运输车辆使用符合国家标准油品。

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

3.2.8.2 退役期水污染防治措施

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

3.2.8.3 退役期噪声防治措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.2.8.4 退役期固体废物处置措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集，收集后送至周边固废填埋场填埋处置。落地油收集后委托有资质单位送至塔河油田绿色环保处理站处理；管道中残余的液体先试用氮气吹扫至计转站后，

再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入计转站后送至联合站处理，清理干净管线两端使用盲板封堵。

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

3.2.8.5 退役期生态恢复措施

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

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

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

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

(4) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

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

3.2.9 非正常排放

拟建项目非正常排放主要为井口压力过高时的放喷情况。拟建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 3.2-25 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	0.1	0.17	1
		硫化氢	0.01		

3.2.10 清洁生产分析

3.2.10.1 钻井工艺清洁生产工艺

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

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

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

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用。

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

④开钻前对井场池体等做防渗漏处理。

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

(3) 采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

(4) 设置井控装置(防喷器等)，防止井喷事故对环境造成污染影响。

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

(6) 钻井新鲜水使用量低于行业要求的清洁生产标准。

(7) 先进性分析

西北油田分公司在各个油气田区块内新建钻井，不断总结前期钻井经验，形成了针对不同油气层、不同地层地质条件下的成熟、可靠的钻井技术，从钻机选型、钻井液选取与配置、油气层储层保护措施和固井方案等方面，积累了丰富的工作经验，从油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。

3.2.10.2 运营期清洁生产工艺

(1) 集输及处理清洁生产工艺

①单井采出液通过井口模块油嘴二级节流后并计量后经集输管线最终输送至一号联合站处理。全过程密闭措施，降低了损耗，减少烃类物质的挥发量。

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

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

(2) 节能及其他清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

②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；

③采油区采用自动化管理，提高了管理水平。

(3) 建立有效的环境管理制度

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

本次评价采用《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》，分别对钻井作业、采油作业等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 3.2-26 及表 3.2-27。

表 3.2-26 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						拟建项目评价	
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	20	占地面积	m ²	8	符合行业标准要求	符合	8
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	12	≤25	≤25	12
(2) 生产技术特征指标	30	固井质量合格率	%	30	≥95%	100%	30
(3) 资源综合利用指标	25	钻井液循环率	井深：3000 以上	15	≥75%	90%	10
		柴油机效率	%	5	≥90%	90%	5
		污油回收率	%	5	≥90%	100%	5
(4) 污染物指标	25	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区： ≤30； 乙类区：≤35	≤15 (乙类区)	10
(4) 污染物指标	25	废弃钻井液产生量	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	≤10	10
		柴油机烟气	—	2	符合排放标准要求	符合	2
		噪声	dB(A)	3	符合排放标准要求	符合	3
定性指标							
一级指标	权重 值	二级指标		指标分 值	拟建项目		
					措施	得分	
(1) 原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	15	钻井泥浆可生物降解		15
(2) 生产工艺及设备要求	40	钻井设备先进性	国内领先	8	钻井设备国内先进		8
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	符合		5
		钻井液收集设施完整性	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	泥浆不落地系统		5
		固控设备完整性	配备振动筛、处理器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备		5
		固井质量	固井质量合格	5	合格		5
		钻井效率	高	7	高		7
		井控措施有效性	井控措施有效	5	有效		5
(3) 符合国家政策的生产规模	10	现行政策暂无生产规模限制要求			10	满足	10

续表 3.2-26 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	拟建项目	
				措施	得分
(4)管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证	10	已建立 QHSE 管理体系并通过认证	10
		开展清洁生产审核	10	已开展	10
(5)贯彻执行环境保护法规符合性	15	建设项目环保“三同时”执行情况	5	落实环保“三同时”制度	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	落实建设项目环境影响评价制度	5
		污染物排放总量控制与减排措施情况	5	污染物排放量低于总量控制指标	5

表 3.2-27 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						拟建项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1)资源和能源消耗指标	25	占地面积	m ²	5	符合行业标准要求	符合	5
		作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	≤5.0	10
(2)生产技术特征指标	25	压裂放喷返排入罐率	%	25	100	100%	25
(3)资源综合利用指标	25	落地原油回收利用率	%	8	100	100%	8
		生产过程排出物利用率	%	9	100	100%	9
		剩余作业液回收率	%	8	100	100%	8
(4)污染物产生指标	25	作业废液量	kg/井次	5	≤3.0	≤3.0	5
		石油类	kg/井次	5	甲类区: ≤10; 乙类区: ≤50	≤50(乙类区)	5
		COD	kg/井次	5	甲类区: ≤100; 乙类区: ≤150	≤150(乙类区)	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区: ≤50; 乙类区: ≤70	≤70(乙类区)	5
		一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5

续表 3.2-27 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	拟建项目	
					措施	得分
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	有效	5	采取有效的防喷措施	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	地面管线按标准试压	5
		防溢设备(防溢池设置)	具备	5	采取防溢设备	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	按要求进行分区防渗	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	集中回收处理	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	原油回收	10
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	已建立 QHSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核		15	已开展	15
		制定节能减排工作计划		10	已制定	10
(3) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求		20	满足其他法律法规要求	20

表 3.2-28 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	拟建项目	
						实际值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 天然气	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	未检出	5
		COD	mg/L	5	乙类区 ≤ 150	150	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥ 60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤ 20	0	7.5
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥ 80	100	7.5

续表 3.2-28 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	拟建项目 情况	拟建项目得分	
(1)生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好		5	井筒质量完好	5	
		采气	天然气净化设施先进、净化效率高	10	采油	套管气回收装置	10	设置套管气回收装置、防止落地原油产生措施	10
				10		防止落地原油产生措施	10		10
		采油(气)方式		采油(气)方式经过综合评价确定		10	自喷采油	10	
		集输流程		全密闭流程		10	采用全密闭集输流程	10	
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证				10	已建立 HSE 管理体系并通过认证	10	
		开展清洁生产审核并通过验收				20	已开展清洁生产审核并通过验收	20	
		制定节能减排工作计划				5	已制定节能减排工作计划	5	
(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况				5	落实环保“三同时”制度	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	落实建设项目环境影响评价制度	5	
		老污染源限期治理项目完成情况				5	正在开展中	0	
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况				5	污染物排放量低于总量控制指标	5	

由表 3.2-26、3.2-27、3.2-28 计算得出：拟建项目钻井作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采油作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 95 分，综合评价指数得分 92 分，属于清洁生产先进企业。

3.2.11 三本账

拟建项目“三本账”的排放情况见表 3.2-29。

表 3.2-29 拟建项目“三本账”的排放情况一览表 单位: t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
现有区块排放量	3.56	0.48	23.33	15.89	0.08	0	0
拟建项目排放量	0.019	0.005	0.182	0.046	0.00007	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0	0
拟建项目实施后排放量	3.579	0.485	23.512	15.936	0.08007	0	0
拟建项目实施后增减量	+0.019	+0.005	+0.182	+0.046	+0.00007	0	0

3.2.12 污染物总量控制分析

3.2.12.1 总量控制因子

根据国家“十四五”总量控制水平以及地方生态环境主管部门对污染物排放总量控制的要求,考虑拟建项目的排污特点,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 拟建项目污染物排放总量

(1) 废水

拟建项目在正常运行期间,井场采出水随采出液经集输管线最终输送至一号联合站处理,达标后回注地层,井下作业废液送至塔河油田绿色环保站处理,无废水外排。因此建议不对废水污染物进行总量控制。

(2) 废气

根据《关于印发〈建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》(环发[2014]197号)及《关于印发〈自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》(新环发[2016]126号)要求,废气污染物排放总量指标核算过程如下:

本项目真空加热炉烟气排放执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表3燃气锅炉排放限值要求($\text{NO}_x \leq 200\text{mg/m}^3$),废气污染物排放总量采用浓度法进行核算。

本项目涉及1台200kW真空加热炉,真空加热炉烟气排放 NO_x 按照理论测

算的实际排放浓度 $152\text{mg}/\text{m}^3$ 进行核算。

则按照浓度法核算 1 台 200kW 真空加热炉排放量为：

NO_x 排放量： $250\text{Nm}^3/\text{h} \times 152\text{mg}/\text{m}^3 \times 4800 = 0.182\text{t}/\text{a}$

按照浓度法估算，项目 NO_x 排放量为 $0.182\text{t}/\text{a}$ 。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)，挥发性有机物(VOC_s)是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。本标准采用非甲烷总烃作为 VOC_s 排放控制项目。根据计算，项目运营期井场无组织 VOC_s (即非甲烷总烃)排放量估算为 $0.046\text{t}/\text{a}$ ，不涉及有组织排放 VOC_s 排放。

综上所述，本项目总量控制指标为： $\text{NO}_x 0.182\text{t}/\text{a}$ ， $\text{VOC}_s 0\text{t}/\text{a}$ ，COD $0\text{t}/\text{a}$ ，氨氮 $0\text{t}/\text{a}$ 。

3.3 依托工程

3.3.1 一号联合站

塔河油田一号联合站包括原油处理系统、原油稳定系统、轻烃处理系统和污水处理系统。于1999年7月7日取得原国家环境保护总局批复(环函[1999]242号)，2007年10月9日取得原国家环境保护总局竣工环保验收意见(环验[2007]211号)。其中原油处理系统设计规模 $270 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ ，包括1套 $120 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ 中质油处理系统和1套 $150 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ 重质油处理系统；原油稳定系统设计规模 $200 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ ；轻烃处理系统设计规模 $80\text{万m}^3/\text{d}$ ，包括1套 $30\text{万m}^3/\text{d}$ 轻烃处理和1套 $50\text{万m}^3/\text{d}$ 轻烃处理装置；污水处理系统设计规模为 $15500\text{m}^3/\text{d}$ ，包括1套 $6500\text{m}^3/\text{d}$ 污水处理系统和1套 $9000\text{m}^3/\text{d}$ 污水处理系统。截止目前，实际原油处理量为 $117.5 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ 、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区的中质原油的油、气、水三相分离、原油储存以及全站外输原油的混配工作。来液首先进入储罐区储存、脱水，初步脱水后的原油混合物进入中质油处理系统分离。重质油处理系统负责处理塔河油田的稠油及1、3、4、5区分离出的天然气。三相分离器将各小站的稠油进行油、气、水三相分离，分离后天然气进除油器或放空，

污水进入污水处理系统，油则进入分离缓冲罐，经升压加热后进入热化学脱水器，分离出的水进入污水处理系统，油则进入储罐进行沉降。

(2) 原油稳定系统

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

(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

本项目井场采出液经新建管线输送至各计转站后，最终输送至一号联合站进行处理，依托一号联合站运行负荷见表 3.3-1。

表 3.3-1 一号联合站运行负荷分析表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	富余处理能力	本项目需处理量	依托可行性
1	原油 10^4 t/a	270	117.5	152.5	0.73	可依托
2	天然气 $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$	80	71.5	8.5	0.12	可依托
3	采出水 m^3/d	15500	14120	1380	3.3	可依托

综上可知，一号联合站富余量可以满足本项目井场采出液处理要求，本项目采出液依托现有一号联合站处理可行。

3.3.2 塔河油田绿色环保站

(1) 基本情况

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

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

(2) 含油污泥处理系统

塔河油田绿色环保站内含油污泥处理系统(主要处理对象为含油量 $>5\%$ 油泥)，目前，绿色环保站运行的含油污泥处置装置有 4 套，主要处理流体油污泥(含油量 $>5\%$)，每套处理能力为 $50\text{m}^3/\text{d}$ ，处理设施年运行有效天数约 300 天，日处理量约为 200m^3 ，年处理含油污泥的量为 6 万 m^3 ，现状年处理含油污泥的量为 3.9 万 m^3 ，拟建项目落地油产量为 0.1t/a ，含油污泥处理系统满足拟建项目落地油处理需求，依托处理设施可行。

(3) 废液处理系统

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

目前，塔河油田绿色环保站废液处理规模为 $65\text{m}^3/\text{h}$ ，现状处理量为 $9.2\text{m}^3/\text{h}$ ，富余处理能力 $55.8\text{m}^3/\text{h}$ ，拟建项目井下作业废液产生量为 $99.46\text{m}^3/\text{a}$ (折合

0.04m³/h)，因此塔河油田绿色环保站处理废液装置处理能力可满足拟建项目需求。

表 3.3-2 塔河油田绿色环保站运行情况一览表

序号	单元名称	设计规模	实际处理量	富余能力	拟建项目需处理量	依托可行性
1	废液处理系统(m ³ /h)	65	9.2	55.8	0.04	可行
2	含油污泥处理系统(m ³ /a)	6×10 ⁴	3.9×10 ⁴	2.1×10 ⁴	0.1	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。

拟建项目井场及集输管线建设内容分布在巴州轮台县，距离最近的村庄为西南部 21km 处的解放渠村。区域以油气开采为主，工程选址区域周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点。本项目地理位置见附图 1，管线路由分布见附图 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 928m，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。

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。

工程场地及周边临近区域地表水体为塔里木河，项目 T903A-6X 井场南距塔里木河最近约 11km。

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，最浅埋深 1.26m。

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

在塔里木河以北，从北部-中部的英达里亚、奥依库都克-南部的塔里木农场、塔里木一线，包气带岩性主要为粉土和细砂、粉砂，其结构总体来说比较松散，包气带厚度约 5.12m~6.0m 左右，粉土的垂向渗透系数为 $0.22\text{m}/\text{d} \sim 0.79\text{m}/\text{d}$ ，细砂、粉砂的垂向渗透系数为 $1.15\text{m}/\text{d} \sim 1.93\text{m}/\text{d}$ 。本项目评价区包气带岩性主要为粉土和粉砂，包气带厚度约为 5.5m。

(3) 区域地下水补给、径流、排泄条件

塔里木盆地地下水受地表水补给作用极为强烈。在区域上，盆地北缘地下水接受开都-孔雀河、渭干河、阿克苏河及其他河流出口后的入渗补给、天山南麓山前地带暴雨洪流入渗补给、渠系引水入渗补给及山区地下水侧向径流补给等；在盆地西缘和南缘，地下水接受克孜河、盖孜河、叶尔羌河、喀拉喀什

河、玉龙喀什河、于田河、克里雅河和车尔臣河等河流出山口后入渗补给、昆仑山山前地带暴雨洪流入渗补给、渠系引水入渗补给及山前侧向地下水径流补给等。

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南向东北。

(4) 地下水的水化学特征

下面对潜水的水化学类型分别进行论述。

——潜水的水化学类型

在塔里木河以北区域，潜水的水化学类型分为三种： $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}$ 型、 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4$ 型和 Cl 型。其中， $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}$ 型地下水主要呈片状小面积分布在区域西部，地下水的水化学类型为 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}-\text{Na}(\text{Ca} \cdot \text{Mg})$ 型。 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4$ 型地下水广泛分布于区域内，地下水的水化学类型为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4-\text{Na}(\text{Ca} \cdot \text{Mg})$ 型。 Cl 型地下水主要呈半椭圆状分布在区域东北部，地下水的水化学类型为 $\text{Cl}-\text{Na}$ 型。

区域地下水主要靠塔里木泛滥洪水补给地下水的侧向径流补给，补给源距地表水系和灌区较远；含水层为细砂和粉砂层，透水性相对较差，地下水径流缓慢，加之区内气候极度干燥，潜水的埋深普遍小。这些决定了区域地下水的水化学作用主要以强烈的蒸发浓缩矿化作用为主，而离子交替作用很弱。因此，区域内地下水化学类型主要为 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}$ 型、 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4$ 型和 Cl 型为主。

4.1.5 气候气象

轮台县属于暖温带大陆性气候，气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，春季升温快而不稳，多风沙浮尘天气，秋季降温迅速。年温差和日温差均较大，光照充足，热量丰富，蒸发强烈，无霜期较长，风沙活动频繁。

轮台县主要气象数据见表 4.1-1。

表 4.1-1 轮台县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 2023 年 1 月 1 日至 2023 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 4.2-1 所示。

表 4.2-1 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
PM _{2.5}	年平均值	35	26	74.29	达标
PM ₁₀	年平均值	70	82	117.14	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

由表 4.2-1 可知，巴音郭楞蒙古自治州 PM₁₀ 年均浓度值超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单(环境保护部公告 2018 年第 29 号)中二级标准要求，即项目所在区域为不达标区。季节性春季沙尘天气对环境空气质量影响

很大，是造成空气质量不达标的主要因素。

4.2.1.2 其他污染物环境质量现状数据

(1) 补充监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次评价引用《塔河油田东部 2024 年产能建设项目环境影响报告书》中的 1 个大气监测点。监测点位基本信息见表 4.2-2，具体监测点位置见附图 7。

表 4.2-2 监测点位基本信息一览表

序号	监测点名称	坐标	方位/距离	监测因子
				1 小时平均浓度
1	TKC5-3 井场西南 500m	E84° 23' 29.33" N41° 17' 55.33"	T903A-6X 井西侧 3.4km	非甲烷总烃、H ₂ S

(2) 监测时间及频率

本次引用报告监测时间为 2023 年 11 月 24 日~2023 年 11 月 30 日。H₂S、非甲烷总烃 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样 45 分钟。

(3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表 4.2-3。

表 4.2-3 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

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

4.2.1.3 各污染物环境质量现状评价

(1) 评价因子

评价因子为 H₂S、非甲烷总烃。

(2) 评价方法

采用最大占标百分比，计算公式为：

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

式中： P_i —— i 评价因子最大占标百分比；

C_i —— i 评价因子最大监测浓度 (mg/m^3)；

C_{i0} —— i 评价因子评价标准 (mg/m^3)。

(3) 评价标准

非甲烷总烃 1 小时平均浓度执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准； H_2S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 中附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值。

(4) 其他污染物环境质量现状评价

根据监测点监测数据，其他污染物环境质量现状评价结果见表 4.2-4。

表 4.2-4 其他污染物环境质量现状评价表

监测点位	污染物	平均时间	评价标准 (mg/m^3)	监测浓度 范围(mg/m^3)	最大浓度 占标率/%	超标频 率/%	达标 情况
TKC5-3 井场西 南 500m	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.21~0.24	12.0	0	达标
	硫化氢	1 小时	0.01	未检出	—	0	达标

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

4.2.2 地下水环境现状监测

拟建工程地下水环境影响评价工作等级为二级。根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)要求，需设置 5 个潜水监测点和 2 个承压水监测点。根据区域水文地质资料，根据区域水文地质等资料判定该区域有承压水，但不具备饮用价值，故不再设置承压水地下水监测点；区域潜水流向为由西南向东北方向。本次评价引用《中石化西北油田分公司采油一厂例行监测报告》中的 1 个潜水监测点(DK31H，以下简称引用 1#监测点)、《LG39-H1、LG38-H8、轮古 393H 井集输工程环境影响报告书》中的 2 个潜水监测点(LN14-1CH 水井和 S4 水井，以下简称引用 2#监测点和引用 3#监测点)、《塔河油田 S73-3、TK915-10CH 等三口井开采集输建设项目》中的 1 个潜水监测点(项目区下游监测井，以下简称引用 4#监测点)、《塔河油田东部 2024 年产能建设项目环境影

响报告书》中的 1 个潜水监测点(TK915-13H 监测井,以下简称引用 5#监测点)。其中引用 5#监测点位于项目区上游,引用 1#监测点和引用 2#监测点位于项目区侧向,引用 4#监测点位于项目区,引用 3#监测点位于项目区下游,整体布置符合《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)要求。

4.2.2.1 地下水质量现状监测

4.2.2.1.1 监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表 4.2-5,监测点具体位置见附图 7。

表 4.2-5 地下水监测点及监测因子一览表

序号	监测点名称	与项目关系(km)	坐标	监测对象	所处功能区	监测与调查项目	
						检测分析因子	监测因子
1	引用 1#监测点	西达里亚集输站东南侧 0.7km	E:84° 27' 25" N:41° 16' 59"	潜水	III 类	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ , 共计 8 项	pH、六价铬、溶解性总固体、氨氮、氯离子、硫酸根离子、硝酸盐、亚硝酸盐氮、氟化物、石油类、总大肠菌群、Na、Cd、As、Fe、Hg、Mn、Pb、氰化物、总硬度、挥发酚、阴离子表面活性剂、高锰酸盐指数、肉眼可见物、嗅和味、硫化物共 26 项
2	引用 2#监测点	T903A-6X 井西北侧 8.3km	N:41° 21' 33.58" E:84° 22' 32.87"				嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类共 36 项
3	引用 3#监测点	T903A-6X 井东北侧 8.1km	E84° 27' 40.84" N41° 21' 55.24"				
4	引用 4#监测点	西达里亚集输站西南侧 0.5km	E:84° 26' 34.12" N:41° 17' 04.82"				
5	引用 5#监测点	T903A-6X 井西北侧 8.3km	E:84° 19' 52.59" N:41° 18' 21.25"				

4.2.2.1.2 监测时间及频率

引用监测点监测时间为 2022 年 7 月 26 日、2023 年 11 月 29 日、2024 年 2 月 3 日、2024 年 8 月 30 日，监测 1 天，采样 1 次。

4.2.2.1.3 监测及分析方法

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

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

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
1	臭和味	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)6.1 嗅气和尝味法	——
2	肉眼可见物	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)	——
3	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》(HJ 1147-2020)	——
4	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)	1.0 mg/L
5	溶解性总固体		——
6	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》(GB 11911-89)	0.03 mg/L
7	锰		0.01 mg/L
8	铜	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》(GB 7475-87)	0.05 mg/L
9	锌		0.05 mg/L
10	铝	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 4.3 无火焰原子吸收分光光度法	1.0×10^{-2} mg/L
11	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》(HJ 503-2009) 方法 1 萃取分光光度法	0.0003 mg/L
12	阴离子表面活性剂	《水质 阴离子表面活性剂的测定 亚甲蓝分光光度法》(GB 7494-87)	0.05 mg/L
13	高锰酸盐指数 (以 O ₂ 计)	《生活饮用水标准检验方法 第 7 部分：有机物综合指标》(GB/T 5750.7-2023)	0.05 mg/L
14	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》(HJ 535-2009)	0.025 mg/L
15	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》(HJ 1226-2021)	0.003 mg/L

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

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
16	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分: 微生物指标》 (GB/T 5750.12-2023)	——
17	菌落总数	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分: 微生物指标》 (GB/T 5750.12-2023) 4.1 平皿计数法	——
18	亚硝酸盐氮	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》(GB 7493-87)	0.003 mg/L
19	硝酸盐氮	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法(试行)》 (HJ/T 346-2007)	0.08 mg/L
20	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第 5 部分: 无机非金属指 标》(GB/T 5750.5-2023) 7.1 异烟酸-吡啶啉酮分光光度法	0.002 mg/L
21	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》(GB 7484-87)	0.05 mg/L
22	碘化物	《地下水水质分析方法 第 56 部分: 碘化物的测定 淀粉 分光光度法》(DZ/T 0064.56-2021)	0.025 mg/L
23	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》(HJ 694-2014)	4×10^{-5} mg/L
24	砷		3×10^{-4} mg/L
25	硒		4×10^{-4} mg/L
26	镉	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分: 金属和类金属 指标》(GB/T 5750.6-2023) 12.1 无火焰原子吸收分光光度法	5×10^{-4} mg/L
27	六价铬	《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》(GB 7467-87)	0.004 mg/L
28	铅	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分: 金属和类金属 指标》(GB/T 5750.6-2023) 14.1 无火焰原子吸收分光光度法	2.5×10^{-3} mg/L
29	三氯甲烷	《水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质 谱法》(HJ 639-2012)	0.4 μ g/L
30	四氯化碳		0.4 μ g/L
31	苯		0.4 μ g/L
32	甲苯		0.3 μ g/L
33	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ 970-2018)	0.01 mg/L
34	硫酸根(硫酸盐)	《水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、 SO ₄ ²⁻)的测定 离子色谱法》(HJ 84-2016)	0.018 mg/L
35	氯离子(氯化物)		0.007 mg/L
36	钾离子	《水质 可溶性阳离子(Li ⁺ 、Na ⁺ 、NH ₄ ⁺ 、K ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺)的 测定 离子色谱法》 (HJ 812-2016)	0.02 mg/L
37	钠离子		0.02 mg/L
38	钙离子		0.03 mg/L

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

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
39	镁离子	《水质 可溶性阳离子(Li ⁺ 、Na ⁺ 、NH ₄ ⁺ 、K ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺)的测定 离子色谱法》(HJ 812-2016)	0.02 mg/L
41	碳酸根	《地下水水质分析方法 第 49 部分:碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》(DZ/T 0064.49-2021)	1 mg/L
42	碳酸氢根		

4.2.2.2 地下水质量现状评价

4.2.2.2.1 评价方法

①采用单因子标准指数法,其计算公式为:

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

式中: P_i ——第 i 个水质因子的标准指数,无量纲;

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度值, mg/L;

C_{oi} ——第 i 个水质因子的标准浓度值, mg/L。

②对于 pH 值,评价公式为:

$$P_{\text{pH}} = (7.0 - \text{pH}_i) / (7.0 - \text{pH}_{\text{sd}}) \quad (\text{pH}_i \leq 7.0)$$

$$P_{\text{pH}} = (\text{pH}_i - 7.0) / (\text{pH}_{\text{su}} - 7.0) \quad (\text{pH}_i > 7.0)$$

式中: P_{pH} —pH 的标准指数,无量纲;

pH_i — i 监测点的水样 pH 监测值;

pH_{sd} —评价标准值的下限值;

pH_{su} —评价标准值的上限值。

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

4.2.2.2.2 水质监测及评价结果

(1) 地下水质量现状监测与评价

地下水质量现状监测与评价结果见表 4.2-8 和表 4.2-9。

表 4.2-7

地下水质量现状监测及评价结果一览表

单位: mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			引用 1#监测点	引用 2#监测点	引用 3#监测点	引用 4#监测点	引用 5#监测点
嗅和味	—	监测值	无	无	无	无	无
		标准指数	—	—	—	—	—
肉眼可见物	—	监测值	无	无	无	无	无
		标准指数	—	—	—	—	—
pH 值	6.5~8.5	监测值	8.7	7.3	7.5	7.2	7.8
		标准指数	1.13	0.20	0.33	0.13	0.53
总硬度	≤450	监测值	6030	836	9220	5720	529
		标准指数	13.40	1.86	20.49	12.71	1.18
溶解性总固体	≤1000	监测值	24200	2620	38500	18000	1510
		标准指数	24.20	2.62	38.50	18.00	1.51
硫酸盐	≤250	监测值	4160	780	7640	3380	379
		标准指数	16.64	3.12	30.56	13.52	1.52
氯化物	≤250	监测值	8890	16700	863	8260	574
		标准指数	35.56	66.80	3.45	33.04	2.30
铁	≤0.3	监测值	0.3	0.37	未检出	未检出	未检出
		标准指数	1.00	1.23	—	—	—
锰	≤0.1	监测值	1.34	0.38	0.23	0.2	0.54
		标准指数	13.4	3.8	2.3	2.00	5.4
铜	≤1.0	监测值	—	0.077	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	0.077	—	—	—
锌	≤1.0	监测值	—	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
铝	≤0.2	监测值	—	0.054	0.047	未检出	未检出
		标准指数	—	0.27	0.24	—	—
挥发性酚类	≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
阴离子表面活性剂	≤0.3	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—

续表 4.2-7

地下水质量现状监测及评价结果一览表

单位: mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			引用 1#监测点	引用 2#监测点	引用 3#监测点	引用 4#监测点	引用 5#监测点
耗氧量	≤ 3.0	监测值	0.6	2.82	0.98	2.72	2.18
		标准指数	0.2	0.94	0.33	0.91	0.73
氨氮	≤ 0.5	监测值	0.082	0.192	0.224	未检出	0.309
		标准指数	0.164	0.384	0.448	—	0.62
硫化物	≤ 0.02	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
总大肠菌群	$\leq 3\text{MPN}/100\text{mL}$	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
菌落总数	$\leq 100\text{CFU}/\text{mL}$	监测值	—	65	81	34	40
		标准指数	—	0.65	0.81	0.34	0.40
亚硝酸盐氮	≤ 1.0	监测值	0.01	0.008	0.004	未检出	未检出
		标准指数	0.01	0.008	0.004	—	—
硝酸盐氮	≤ 20.0	监测值	0.33	未检出	未检出	0.31	0.20
		标准指数	0.017	—	—	0.02	0.01
氰化物	≤ 0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
氟化物	≤ 1.0	监测值	0.23	0.77	2.41	0.72	0.96
		标准指数	0.23	0.77	2.41	0.72	0.96
碘化物	≤ 0.08	监测值	—	未检出	未检出	—	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
汞	≤ 0.001	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
砷	≤ 0.01	监测值	未检出	未检出	0.001	未检出	0.0013
		标准指数	—	—	0.10	—	0.13
硒	≤ 0.01	监测值	—	0.0005	0.0005	未检出	未检出
		标准指数	—	0.05	0.05	—	—
镉	≤ 0.005	监测值	0.001	0.001	0.001	未检出	未检出
		标准指数	0.2	0.20	0.20	—	—

续表 4.2-7

地下水质量现状监测及评价结果一览表

单位: mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			引用 1#监测点	引用 2#监测点	引用 3#监测点	引用 4#监测点	引用 5#监测点
六价铬	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
铅	≤0.01	监测值	未检出	0.0035	0.0033	未检出	未检出
		标准指数	—	0.35	0.33	—	—
三氯甲烷	≤0.06	监测值	—	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
四氯化碳	≤0.002	监测值	—	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
苯	≤0.01	监测值	—	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
甲苯	≤0.7	监测值	—	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
石油类	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—

由表 4.2-7 分析可知, 潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、氟化物外, 其余监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准要求, 石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准要求。超标原因与区域原生水文地质条件有关, 另外, 该区域气候干旱、地表蒸发强烈, 由于各监测点潜水埋深不同, 对应的蒸发强度不同, 造成地下水中溶解性总固体、总硬度、硫酸盐和氯化物等因子呈梯度变化。结合塔河油田区域历史监测数据, 多出现锰以及盐分超标的情况, 与本次调查情况基本一致, 超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响, 由于区内地下水径流较缓慢, 蒸发排泄强烈, 各类离子容易富集, 这也是干旱区浅层地下水化学特征的共性表现。

(2) 地下水离子检测结果与评价

地下水离子检测结果见表 4.2-8。

表 4.2-8 地下水检测分析因子分析结果一览表

单位: mg/L

项目		引用 1#监测点	引用 2#监测点	引用 3#监测点	引用 4#监测点	引用 5#监测点
监测值 (mg/L)	K ⁺ +Na ⁺	/	621.8	11278	4834.5	277.9
	Ca ²⁺	/	102	856	723	107
	Mg ²⁺	/	137	1700	939	63.1
	CO ₃ ²⁻	/	0	0	0	0
	HCO ₃ ⁻	/	126	121	218	206
	Cl ⁻	/	863	16700	8260	574
	SO ₄ ²⁻	/	780	7640	3380	379
毫克当量百 分比(%)	K ⁺ +Na ⁺	/	62.08	72.66	64.76	53.25
	Ca ²⁺	/	11.71	6.34	11.14	23.58
	Mg ²⁺	/	26.21	20.99	24.11	23.17
	CO ₃ ²⁻	/	0	0	0	0
	HCO ₃ ⁻	/	4.85	0.31	1.17	12.31
	Cl ⁻	/	57.03	74.48	75.87	58.92
	SO ₄ ²⁻	/	38.12	25.20	22.96	28.77

根据地下水离子检测结果,评价区地下水阴离子以 Cl⁻、SO₄²⁻ 为主,阳离子以 Na⁺、Mg²⁺ 为主,水化学类型主要以 Cl • SO₄-Na • Mg 型为主。

(3) 地下水质量现状监测结果统计分析

监测井各监测因子最大值、最小值、均值、标准差、检出率和超标率见表 4.2-9 和表 4.2-10。

表 4.2-9 地下水(潜水)监测统计分析结果一览表 mg/L pH(无量纲)

项目	标准值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
pH 值	6.5~8.5	8.7	7.2	7.70	0.54	100	0
总硬度	≤450	9220	529	4467	3326	100	100
溶解性总固体	≤1000	38500	1510	16966	13869	100	100
硫酸盐	≤250	7640	379	3268	2625	100	100
氯化物	≤250	16700	574	7057	5970	100	100
铁	≤0.3	0.37	未检出	—	—	40	50

续表 4.2-9 地下水(潜水)监测统计分析结果一览表 mg/L pH(无量纲)

项目	标准值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
锰	≤0.1	1.34	0.2	0.54	0.42	100	100
铜	≤1.0	0.077	未检出	—	—	25	0
锌	≤1.0	未检出	未检出	—	—	0	0
铝	≤0.2	0.054	未检出	—	—	50	0
挥发性酚类	≤0.002	未检出	未检出	—	—	0	0
阴离子表面活性剂	≤0.3	未检出	未检出	—	—	0	0
耗氧量	≤3.0	2.82	0.6	1.86	0.91	100	0
氨氮	≤0.5	0.309	未检出	—	—	80	0
硫化物	≤0.02	未检出	未检出	—	—	0	0
总大肠菌群	≤ 3MPN/100mL	未检出	未检出	—	—	0	0
细菌总数	≤ 100CFU/mL	81	34	55	19	100	0
亚硝酸盐	≤1.0	0.01	未检出	—	—	60	0
硝酸盐	≤20.0	0.33	未检出	—	—	60	0
氰化物	≤0.05	未检出	未检出	—	—	0	0
氟化物	≤1.0	2.41	0.23	1.018	0.737	100	20
碘化物	≤0.08	未检出	未检出	—	—	0	0
汞	≤0.001	未检出	未检出	—	—	0	0
砷	≤0.01	0.0013	未检出	—	—	40	0
硒	≤0.01	0.0005	未检出	—	—	50	0
镉	≤0.005	0.001	未检出	—	—	60	0
铬(六价)	≤0.05	未检出	未检出	—	—	0	0
铅	≤0.01	0.0035	未检出	—	—	40	0
三氯甲烷	≤0.06	未检出	未检出	—	—	0	0
四氯化碳	≤0.002	未检出	未检出	—	—	0	0
苯	≤0.01	未检出	未检出	—	—	0	0
甲苯	≤0.7	未检出	未检出	—	—	0	0
石油类	≤0.05	未检出	未检出	—	—	0	0

(4) 包气带质量现状监测

包气带质量现状监测结果见表 4.2-10。

表 4.2-10 包气带质量现状监测结果一览表

序号	监测点名称	采样位置	采样深度	采样重量	监测因子	监测值
1	西达里亚集输站 内空地	土壤 裸露处	0.2m	>500g	石油类	未检出

4.2.3 声环境现状监测与评价

4.2.3.1 声环境质量现状监测

(1) 监测点布设

根据井场周边环境，在 T903A-6X 井进行声环境质量现状监测。具体布置情况见表 4.2-11 和附图 7。

表 4.2-11 声环境质量现状监测布置情况一览表

序号	监测点名称	监测点位(个)	监测因子
1	T903A-6X 井	1	$L_{Aeq, T}$

(2) 监测因子

等效连续 A 声级 ($L_{Aeq, T}$)。

(3) 监测时间及频率

监测时间为 2024 年 10 月 13 日~2024 年 10 月 14 日，监测 1 天，分昼夜进行监测，昼间监测时段为 8:00~24:00，夜间监测时段为 24:00~次日 08:00，每次噪声监测时间不少于 10 分钟。

(4) 监测方法

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的规定进行。

4.2.3.2 声环境质量现状评价

(1) 评价方法

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

(2) 声环境现状监测及评价结果

噪声监测点声环境现状监测及评价结果见表 4.2-12。

表 4.2-12 声环境质量现状监测及评价结果一览表 单位: dB(A)

序号	监测点位置	昼间			夜间		
		监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果
1	T903A-6X 井	48	60	达标	46	50	达标

由表 4.2-12 分析可知,新建井场监测值昼间为 48dB(A),夜间为 46dB(A),满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准要求。

4.2.4 土壤环境现状监测与评价

4.2.4.1 土壤环境现状监测

(1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023),工程所在区域属于土壤盐化地区,拟建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。根据项目位置和 HJ964-2018 布点要求,本评价在占地范围内设置 5 个表层样、3 个柱状样,在占地范围外设置 6 个表层样;土壤类型为草甸土及风沙土。土壤监测布点符合 HJ964-2018、HJ349-2023 中污染影响型和生态影响型项目布点要求。

(2) 监测项目

各监测点主要监测因子见表 4.2-13。

表 4.2-13 监测点位及监测因子一览表

分类	序号	采样区名称	采样层位		监测因子
占地范围内	1	T903A-6X 井中心处(草甸土)	柱状样	浅层样	砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷,1,2-二氯乙烷,1,1-二氯乙烯,顺-1,2-二氯乙烯,反-1,2-二氯乙烯,二氯甲烷,1,2-二氯丙烷,1,1,1,2-四氯乙烷,1,1,2,2-四氯乙烷,四氯乙烯,1,1,1-三氯乙烷,1,1,2-三氯乙烷,三氯乙烯,1,2,3-三氯丙烷,氯乙烯,苯,氯苯,1,2-二氯苯,1,4-二氯苯,乙苯,苯乙烯,甲苯,间二甲苯+对二甲苯,邻二甲苯,硝基苯,苯胺,2-氯酚,苯并[a]蒽,苯并[a]芘,苯并[b]荧蒽,苯并[k]荧蒽,蒽,二苯并[a,h]蒽,茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量共计 46 项因子

续表 4.2-13 监测点位及监测因子一览表

分类	序号	采样区名称	采样层位		监测因子
占地范围内	1	T903A-6X 井中心处(草甸土)	柱状样	中层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、土壤盐分含量、pH
				深层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、土壤盐分含量、pH
	2	T903A-6X 井内北侧	柱状样	浅层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、土壤盐分含量、pH
				中层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、土壤盐分含量、pH
				深层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、土壤盐分含量、pH
	3	T903A-6X 井内东侧	柱状样	浅层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、土壤盐分含量、pH
				中层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、土壤盐分含量、pH
				深层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、土壤盐分含量、pH
	4	T903A-6X 井内南侧	表层样		石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、土壤盐分含量、pH
	5	T903A-6X 井内西侧	表层样		石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、土壤盐分含量、pH
占地范围外	6	T903A-6X 井集输管线起点	表层样		石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、土壤盐分含量、pH
	7	T903A-6X 井集输管线中点	表层样		石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、土壤盐分含量、pH
	8	T903A-6X 井集输管线终点	表层样		石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、土壤盐分含量、pH
	9	T903A-6X 井外西侧荒地(风沙土)	表层样		pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、盐分含量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	10	T903A-6X 井外东侧空地	表层样		石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、土壤盐分含量、pH
	11	T903A-6X 井外南侧空地	表层样		石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、土壤盐分含量、pH
	12	西达里亚集输站外南侧空地	表层样		石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、土壤盐分含量、pH
	13	T903A-6X 井集输管线南侧空地	表层样		石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、土壤盐分含量、pH
	14	T903A-6X 井集输管线北侧空地	表层样		石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、土壤盐分含量、pH

(3) 监测时间及频率

监测采样时间为 2024 年 10 月 13 日。

(4) 采样方法

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

(5) 监测及分析方法

土壤监测方法参照《土壤环境监测技术规范》(HJ/T166-2004)要求进行。分析方法参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》中有关要求。

检测分析及检出限见表 4.2-14。

表 4.2-14 检测分析及检出限一览表

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

续表 4.2-14

检测分析及检出限一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度(mg/kg)
15	土壤	反-1, 2-二氯乙烯	《土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.4×10^{-3}
16		二氯甲烷			1.5×10^{-3}
17		1, 2-二氯丙烷			1.1×10^{-3}
18		1, 1, 1, 2-四氯乙烷			1.2×10^{-3}
19		1, 1, 2, 2-四氯乙烷			1.2×10^{-3}
20		四氯乙烯			1.4×10^{-3}
21		1, 1, 1-三氯乙烷			1.3×10^{-3}
22		1, 1, 2-三氯乙烷			1.2×10^{-3}
23		三氯乙烯			1.2×10^{-3}
24		1, 2, 3-三氯丙烷			1.2×10^{-3}
25		氯乙烯			1.0×10^{-3}
26		苯			1.9×10^{-3}
27		氯苯			1.2×10^{-3}
28		1, 2-二氯苯			1.5×10^{-3}
29		1, 4-二氯苯			1.5×10^{-3}
30		乙苯			1.2×10^{-3}
31		苯乙烯			1.1×10^{-3}
32		甲苯			1.3×10^{-3}
33		间-二甲苯+对-二甲苯			1.2×10^{-3}
34		邻-二甲苯			1.2×10^{-3}
35	半挥发性有机物	硝基苯	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》(HJ 834-2017)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	0.09
36		苯胺			0.09
37		2-氯酚			0.06
38		苯并[a]蒽			0.1
39		苯并[a]芘			0.1
40		苯并[b]荧蒽			0.2
41		苯并[k]荧蒽			0.1

续表 4.2-14 检测分析及检出限一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度(mg/kg)
42	土壤	半挥发 性有机 物	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》 (HJ 834-2017)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	0.1
43		蒎			0.1
44		二苯并[a, h]蒎			0.1
45		茚并[1, 2, 3-cd]芘			0.09
46		萘	《土壤和沉积物 石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)的测定 气相色谱法》(HJ 1021-2019)	8860 气相色谱仪	6
47		石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)			—
48		pH 值			—
		盐分含量	《森林土壤水溶性盐分分析》 (LY/T 1251-1999)3.1 质量法	BSA124S 电子天平	0.1g/kg

4.2.4.2 土壤环境质量现状评价

(1) 评价方法：采用标准指数法，其计算公式为：

$$P_i = C_i / S_i$$

式中：P_i—土壤中污染物 i 的单因子污染指数；

C_i—监测点位土壤中污染物 i 的实测浓度，单位与 S_i 一致；

S_i—污染物 i 的标准值或参考值。

(2) 评价标准

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

(3) 土壤环境现状监测结果与评价

拟建项目所在区域土壤环境现状监测数据及评价结果见表 4.2-15～表 4.2-17。

表 4.2-15

土壤现状监测数据及评价结果一览表

单位: mg/kg

监测因子			监测点 T903A-6X 井中 心处(草甸土)	监测因子			监测点 T903A-6X 井中 心处(草甸土)
			0.5m				0.5m
pH	—	监测值	8.21	砷	筛选值 ≤60	监测值	11.4
		标准指数	—			标准指数	0.19
镉	筛选值 ≤65	监测值	0.12	铬(六价)	筛选值 ≤5.7	监测值	未检出
		标准指数	0.002			标准指数	—
铜	筛选值 ≤18000	监测值	22	铅	筛选值 ≤800	监测值	17.0
		标准指数	0.0012			标准指数	0.021
汞	筛选值 ≤38	监测值	0.185	镍	筛选值 ≤900	监测值	34
		标准指数	0.005			标准指数	0.038
四氯化碳	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出	氯仿	筛选值 ≤0.9	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
氯甲烷	筛选值 ≤37	监测值	未检出	1,1-二氯 乙烷	筛选值 ≤9	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,2-二氯 乙烷	筛选值 ≤5	监测值	未检出	1,1-二氯 乙烯	筛选值 ≤66	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
顺-1,2-二 氯乙烯	筛选值 ≤596	监测值	未检出	反-1,2-二 氯乙烯	筛选值 ≤54	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
二氯甲烷	筛选值 ≤616	监测值	未检出	1,2-二氯 丙烷	筛选值 ≤5	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,1,1,2- 四氯乙烷	筛选值 ≤10	监测值	未检出	1,1,2,2- 四氯乙烷	筛选值 ≤6.8	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
四氯乙烯	筛选值 ≤53	监测值	未检出	1,1,1-三 氯乙烷	筛选值 ≤840	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,1,2-三 氯乙烷	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出	三氯乙烯	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,2,3-三 氯丙烷	筛选值 ≤0.5	监测值	未检出	氯乙烯	筛选值 ≤0.43	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
苯	筛选值 ≤4	监测值	未检出	氯苯	筛选值 ≤270	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—

续表 4.2-15

土壤现状监测数据及评价结果一览表

单位: mg/kg

监测因子			监测点	T903A-6X 井中 心处(草甸土)	监测因子			监测点	T903A-6X 井中 心处(草甸土)
			0.5m	0.5m					
1, 2-二氯苯	筛选值 ≤560	监测值	未检出	1, 4-二氯 苯	筛选值 ≤20	监测值	未检出		
		标准指数	—			标准指数	—		
乙苯	筛选值 ≤28	监测值	未检出	苯乙烯	筛选值 ≤1290	监测值	未检出		
		标准指数	—			标准指数	—		
甲苯	筛选值 ≤1200	监测值	未检出	间二甲苯 +对二甲 苯	筛选值 ≤570	监测值	未检出		
		标准指数	—			标准指数	—		
邻二甲苯	筛选值 ≤640	监测值	未检出	硝基苯	筛选值 ≤76	监测值	未检出		
		标准指数	—			标准指数	—		
苯胺	筛选值 ≤260	监测值	未检出	2-氯酚	筛选值 ≤2256	监测值	未检出		
		标准指数	—			标准指数	—		
苯并[a]蒽	筛选值 ≤15	监测值	未检出	苯并[a] 芘	筛选值 ≤1.5	监测值	未检出		
		标准指数	—			标准指数	—		
苯并[b]荧 蒽	筛选值 ≤15	监测值	未检出	苯并[k] 荧蒽	筛选值 ≤151	监测值	未检出		
		标准指数	—			标准指数	—		
蒽	筛选值 ≤1293	监测值	未检出	二苯并 [a, h]蒽	筛选值 ≤1.5	监测值	未检出		
		标准指数	—			标准指数	—		
茚并(1, 2, 3-c, d)芘	筛选值 ≤15	监测值	未检出	萘	筛选值 ≤70	监测值	未检出		
		标准指数	—			标准指数	—		
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	筛选值 ≤4500	监测值	未检出	盐分含量	—	监测值	0.4		
		标准指数	—			标准指数	—		

表 4.2-16

占地范围内土壤环境现状监测结果

单位: mg/kg (pH 值除外)

检测项目			检测结果							
			T903A-6X 井中心处(草甸土)		T903A-6X 井内北侧			T903A-6X 井内东侧		
采样深度			1. 5m	3. 0m	0. 5m	1. 5m	3. 0m	0. 5m	1. 5m	3. 0m
pH	—	监测值	9. 43	8. 60	9. 02	9. 03	9. 32	8. 22	8. 30	7. 01
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—

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

检测项目			检测结果							
			T903A-6X 井中心处(草甸土)		T903A-6X 井内北侧			T903A-6X 井内东侧		
采样深度			1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m	0.5m	1.5m	3.0m
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	筛选值	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	≤4500	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—
盐分 含量 (g/kg)	—	监测值	0.2	0.2	0.7	0.8	0.5	2.9	2.6	2.9
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—
检测项目			检测结果							
			T903A-6X 井内南侧	T903A-6X 井内西侧	T903A-6X 井集输管线起点	T903A-6X 井集输管线中点	T903A-6X 井集输管线终点			
采样深度			0.2m	0.2m	0.2m	0.2m	0.2m			
pH	—	监测值	8.92	9.03	9.03	8.12	7.54			
		标准指数	—	—	—	—	—			
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	筛选值	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出			
	≤4500	标准指数	—	—	—	—	—			
盐分 含量 (g/kg)	—	监测值	1.2	0.6	0.8	3.7	3.7			
		标准指数	—	—	—	—	—			

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

采样点	采样层位	监测结果	监测因子										
			pH	铅	铬	砷	镉	汞	镍	铜	锌	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	盐分 含量 (g/kg)
		筛选值	>7.5	≤170	≤250	≤25	≤0.6	≤3.4	≤190	≤100	≤300	≤4500	—
T903A-6X 井外西侧荒地(风沙土)	0.2m	监测值	7.92	18.4	50	9.45	0.17	0.23	38	35	91	未检出	4.5
		标准指数	—	0.11	0.20	0.38	0.28	0.07	0.2	0.35	0.30	—	—
T903A-6X 井外东侧空地	0.2m	监测值	7.82	—	—	—	—	—	—	—	—	未检出	6.5
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
T903A-6X 井外南侧空地	0.2m	监测值	8.60	—	—	—	—	—	—	—	—	未检出	1.0
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

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

采样点	采样层位	监测结果	监测因子										
			pH	铅	铬	砷	镉	汞	镍	铜	锌	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	盐分 含量 (g/kg)
		筛选值	> 7.5	≤ 170	≤ 250	≤25	≤ 0.6	≤ 3.4	≤ 190	≤ 100	≤ 300	≤4500	—
西达里亚集输站外南侧空地	0.2m	监测值	7.91	—	—	—	—	—	—	—	—	未检出	6.5
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
T903A-6X 井集输管线南侧空地	0.2m	监测值	8.41	—	—	—	—	—	—	—	—	8	0.8
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.002	—
T903A-6X 井集输管线北侧空地	0.2m	监测值	8.08	—	—	—	—	—	—	—	—	未检出	2.2
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

由表 4.2-15、4.2-16、4.2-17 分析可知, 占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值; 占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值; 石油烃(C₁₀-C₄₀)满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值。

4.2.5 生态现状调查与评价

4.2.5.1 生态背景调查范围

本评价根据区域生态特点, 从维护生态系统完整性出发, 确定生态现状调查范围与评价范围相同, 为井场边界外扩 50m, 管道中心线两侧及两端外延 300m。

4.2.5.2 生态系统结构和特征

拟建项目井场所在区域主要为荒漠生态系统。

荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型, 分布非常广泛。评价区域属于新疆南部地区塔里木盆地, 该区域自然生态系统由小半灌木多枝木本盐柴类植物、杂类草盐生草甸构成。土壤为风沙土和草甸土。

4.2.5.3 土地利用现状调查

4.2.5.3.1 评价区域土地利用现状调查

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，以确定项目区内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。土地利用现状图见附图 4 及表 4.2-18。

表 4.2-18 评价区土地利用类型一览表

土地利用类型		面积(hm ²)	比例/%
一级分类	二级分类		
草地	其他草地	7.2	5.9
其他土地	裸土地	114.6	94.1
合计		121.8	100.00

由上表可知，生态现状调查范围土地利用类型以裸土地为主，面积为 114.6hm²，占评价区总面积的 94.1%；其他草地面积为 7.2hm²，占评价区总面积的 5.9%。

4.2.5.3.2 项目区域土地利用现状调查

拟建项目占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场、道路及架空电力线路占地，临时占地主要为井场、管道及架空电力线作业带占地等。根据现场调查，项目区域土地利用类型全部为裸土地。

表 4.2-19 拟建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
		永久占地	临时占地	
1	1 座新井	0.24	1.24	裸土地
2	道路工程	0.18	0	裸土地
3	架空电力线	0.01	0.24	裸土地
4	管线工程	0	1.60	裸土地
合计		0.43	3.08	裸土地

4.2.5.4 土壤类型及分布

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图(数据来源：河北省众联能源环保科技有限公司

二普调查, 2016 年), 《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009) 中土壤分类及现场踏勘结果, 评价区土壤类型主要为风沙土、草甸土等。区域土壤类型分布见附图 6。

项目除井场区域占用风沙土外, 管线、道路、架空电力线等占地区域土壤类型为草甸土。

4.2.5.5 植被类型及分布

4.2.5.5.1 区域自然植被区系类型

区域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, 又受塔里木河和渭干河地下水径流的影响, 非地带性的水热条件又丰富了一些植被类型。

该区域的植被类型在中国植被区划中属塔里木荒漠省、塔克拉玛干荒漠亚省、塔里木河谷州。该区域的植被除塔里木河沿岸分布有胡杨及人工植被外, 基本均属于荒漠类型的灌木、低河漫滩盐化草甸。区域低密度草地植被覆盖度为 14%~18%, 裸土地区域植被覆盖度为 5%~8%; 评价区高等植被有 42 种, 分属 15 科。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 5。

表 4.2-20 项目区及周边区域植物名录

科	种名	拉丁名	地方保护级别	国家保护级别
麻黄科	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i> Stapf		
杨柳科	胡杨	<i>Populus euphratica</i>		
	线叶柳	<i>Salix wilhelmsiana</i>		
藜科	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>		
	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>		
藜科	盐节木	<i>Halocnemum strobilaceum</i>		
	盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>		
	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>		
	碱蓬	<i>Suaeda salsa</i>		
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>		
	细叶虫实	<i>Corispermum heptapotamicum</i>		

续表 4.2-20

项目区及周边区域植物名录

科	种名	拉丁名	地方保护级别	国家保护级别
藜科	星状刺果藜	<i>Bassia dasyphylla</i>		
	假木贼	<i>Anabasis aphylla</i>		
毛茛科	东方铁线莲	<i>Cleamatis orientalis</i>		
豆科	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>		
	白花苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>		
	苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>		
	疏叶骆驼刺	<i>Althagi 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>		
	短穗怪柳	<i>Tamarix laxa Willd</i>		
	多花怪柳	<i>Tamarix hohenackeri Bunge</i>		
	长穗怪柳	<i>Tamarix elongata Ledeb</i>		
夹竹桃科	大叶白麻	<i>Poacynum hendersonii</i>	自治区 I 级	
	罗布麻	<i>Apocynum venetum L.</i>		
	茶叶花	<i>Trachomitum lancifolium</i>		
牛皮科	牛皮消	<i>Cynanchum auriculatum</i>		
旋花科	打碗花	<i>Calystegia hederacea</i>		
茄科	黑果枸杞	<i>Lycium ruthenicum</i>		国家二级
列当科	肉苁蓉	<i>Cistanche deserticola</i>	自治区 I 级	国家二级
菊科	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>		
	盐生鸦葱	<i>Scorzonera Salsula</i>		
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium kaschgaricum</i>		
	小薊	<i>Cirium setosum</i>		
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>		
禾本科	芦苇	<i>Phragmites australis</i>		
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophramites</i>		
	拂子茅	<i>Calamagrostis epigeios</i>		
	小獐茅	<i>Aeluropus pungens</i>		
	赖草	<i>Leymus secalinus</i>		

根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》及《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),黑果枸杞、肉苁蓉为国家二级保护植物,肉苁蓉、大叶白麻为自治区 I 级保护植物。

表 4.2-21 重点保护野生植物表

序号	物种名称(中文名/拉丁名)	保护级别	濒危级别	特有种(是/否)	极小种群野生植物(是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情况(是/否)
1	黑果枸杞 (<i>Lycium ruthenicum</i>)	国家二级	无危 LC	否	否	常生于盐碱土荒地、沙地或路旁		否
2	肉苁蓉 (<i>Cistanche deserticola</i>)	自治区 I 级, 国家二级	濒危 EN	否	否	喜生于轻度盐渍化的松软沙地上		否
3	大叶白麻 (<i>Poacynum hendersonii</i>)	自治区 I 级	无危 LC	否	否	主要生在盐碱荒地和沙漠边缘及河流两岸、冲积平原、河泊周围及戈壁荒滩上		否

4.3.6.5.2 评价区植被类型

工程区主要为荒漠带,植被稀疏,植株矮小,以旱生灌木为主,呈典型的荒漠生态景观,区域的自然植被主要有灌丛植被;1 个群系,即多枝怪柳群系、刚毛怪柳群系。群系主要的群落特征如下:多枝怪柳+刚毛怪柳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,盖度 30%~50%,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、碱蓬等。在盐渍化较强的地段,灌木和草本层有稀疏的多浆半灌木层片,主要为盐穗木,盖度 8%左右。

4.3.6.5.3 项目区植被类型

项目区管线沿线及井场周边植被覆盖度相对较低,沿线植被以稀疏的怪柳为主,所在区域裸土地区域植被覆盖度为 5%~8%,平均生物量为 0.3t/hm²。根据现场踏勘,项目永久占地和临时占地范围内不涉及黑果枸杞、肉苁蓉、大叶白麻等保护植物。

4.2.5.6 野生动物现状评价

(1) 区域野生动物调查

按中国动物地理区划，评价区域动物区系属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原州、塔里木河中游区。从有关资料调查中得知，本项目区栖息分布着野生动物(指脊椎动物中的兽类、鸟类、爬行类和两栖类)。

区域评价范围内野生动物情况见表 4.2-22。

表 4.2-22 项目区主要动物种类及分布

序号	种名	拉丁学名	保护级别
两栖类			
1	绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>	
爬行类			
2	新疆鬣蜥	<i>Agama stoliczkana</i> Blanford	
3	密点麻蜥	<i>Eremias multionllata</i> Günther	
4	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i> Strauch	
鸟类			
5	赤麻鸭	<i>Tadorna ferruginea</i> Pallas	
6	绿头鸭	<i>Anas platyrhynchos</i> Linnaeus	
7	鸢	<i>Milvus korschum</i>	
8	环颈雉	<i>Phasianus colchicus</i> Linnaeus	
9	银鸥	<i>Larus argentatus</i>	
10	红嘴鸥	<i>Larus ridibundus</i> Linnaeus	
11	原鸽	<i>Columba livia</i> Gmelin	
12	欧斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i> Linnaeus	
13	灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i> Frivaldszky	
14	沙百灵	<i>Calandrella rugescens</i>	
15	凤头百灵	<i>Galerida cristata</i> Linnaeus	
16	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris</i> Linnaeus	
17	喜鹊	<i>Pica pica</i> Linnaeus	
18	小嘴乌鸦	<i>Corvua corone</i> Linnaeus	
19	漠即鸟	<i>Oenanthe deserti</i> Temminck	

续表 4.2-22

项目区主要动物种类及分布

序号	种名	拉丁学名	保护级别
鸟类			
20	沙白喉莺	<i>Rhodopechys obsoleta Lichenstein</i>	
21	漠雀	<i>Rhodopechys Cabaris, Mus. Heis.</i>	
哺乳类			
22	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	国家Ⅱ级
23	三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus kozlovi</i>	
24	长耳跳兔	<i>Euchouetes naso Sclater</i>	
25	子午沙鼠	<i>Euchoreutes naso Pallas</i>	
26	大耳猯	<i>Hemiechinus auritus Gmelin</i>	

(2) 项目区重点野生动物分布情况调查

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《新疆维吾尔自治区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，主要为塔里木兔。

表 4.2-23

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	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	现场调查、文献记录、历史调查资料	附近偶尔可见

4.2.5.7 生态敏感区调查

4.2.5.7.1 生态保护红线

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

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。

拟建项目距离生态保护红线区最近约 530m，建设内容均不在红线内。拟建项目与“生态保护红线”位置关系示意图见附图 2。

4.2.5.7.2 塔里木胡杨林风景名胜区

2004 年，由自治区人民政府以《关于公布第三批自治区级风景名胜区名单的通知》（新政发[2004]13 文件）批复为自治区级风景名胜区，面积约 100km²。塔里木胡杨林自治区级风景名胜区以原始胡杨林为核心，并融合胡杨林、河流、沙漠、湖泊等自然生态景观，集生态保育、观光游览、科学考察、探奇探险于一体的自治区级风景名胜区。根据《自然资源部国家林业和草原局关于做好自然保护区范围及功能分区优化调整前期有关工作的函》（自然资函[2020]71 号）要求，2020 年 11 月，新疆维吾尔自治区林业勘察设计院编制《塔里木胡杨林风景名胜区总体规划》（2020-2035），东经 84° 12′ 08.29″ ~ 84° 26′ 27.74″，北纬 41° 11′ 58.81″ ~ 41° 19′ 01.44″，面积 11566.93 公顷。一级保护区为特殊保存区（核心景区），面积 2758.91hm²，占总面积的 23.85%。二级保护区包括风景恢复区和风景游览区，面积 7756.90hm²，占总面积的 67.06%，三级保护区包括发展控制区和旅游服务，面积 1051.12hm²，占总面积的 9.09%。

本项目管线南距塔里木胡杨林风景名胜区 4.2km，不在风景名胜区范围内，本项目与塔里木胡杨林风景名胜区位置关系图见附图 2。

4.2.5.7.3 新疆塔里木胡杨国家级自然保护区

新疆塔里木胡杨国家级自然保护区位于新疆巴音郭楞蒙古自治州尉犁、轮台两县境内，新疆塔里木胡杨保护区于 1984 年建立，保护区为新疆维吾尔自治区级自然保护区，2006 年晋升为国家级自然保护区。塔里木胡杨国家级自然保

保护区总面积为 395420hm²，其中尉犁县 362049hm²，轮台县 33371hm²。核心区面积 180382hm²，缓冲区面积 181996hm²，实验区面积 33042hm²。保护区地理位置北纬 40° 53′ 4.26″ ~41° 19′ 2.13″，东经 84° 11′ 4.39″ ~85° 30′ 58.56″。

项目管线南距塔里木胡杨林风景名胜区 6.4km，不在保护区范围内。

4.2.5.7.4 水土流失重点治理区

(1) 水土流失重点防治分区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》和《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4号)，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区。

(2) 水土流失现状

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 2000t/km²·a。

(3) 水土保持基础功能类型

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农田防护，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系

主要为“三河”中塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、城郊清洁型小流域建设以及库-拜地区煤炭行业、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

(4) 水土流失预防范围

所在区域水土流失预防范围为：塔里木盆地北部山区天然林区、天然草场，国家及自治区确定的自然资源开发区域，天山南坡行业带，天然胡杨林区，绿洲外围的天然荒漠林草区，区域内国家及自治区级的自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要野生植物资源原生境保护区等。

(5) 水土流失预防对象

所在区域水土流失预防对象为：①天然林草、植被覆盖率较高的人工林、草原、草地。②主要河流的两岸河谷林草以及湖泊和水库周边植物保护带。③植被或地貌人为破坏后，难以恢复和治理的地带。④水土流失严重、生态脆弱的区域可能造成水土流失的生产建设活动。⑤重要的水土流失综合防治成果。⑥重要野生植物资源原生境保护区。

(6) 水土流失预防措施

所在区域水土流失预防对象为：在塔里木河等主要河流产流、汇流区域加强对河谷林草的保护，对退化草场进行生态恢复，合理利用草场资源，发展人工饲草料基地的建设，实施以电代柴工程，保护河谷林草。

(7) 水土流失治理范围与对象

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河流沿岸水蚀区、湖泊周边区；④水土流失严重并具有土壤保持、拦沙减沙、蓄水保水、防灾减灾等水土保持功能的区域；⑤城镇周边水土流失频发、水土流失危害严重的小流域；⑥生产建设项目，尤其是资源开发、农林开发、城镇建设、工业园建设；⑦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。

(8) 水土流失治理措施

所在区域水土流失治理措施为：加强流域水资源统一管理、保证生态用水，在加强天然林草建设和管护的同时，对天然林草进行引洪灌溉，促进天然林草

的恢复和更新，提高乔灌的郁闭度和草地的覆盖度，为区域经济的可持续发展提供保障。

4.2.5.8 主要生态问题调查

项目评价区域降水量少，植被覆盖率低，干旱和半干旱是生态的主要特征，生态较为脆弱。结合本次现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题包括以下几方面：

(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

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

5.1.1 施工废气影响分析

5.1.1.1 施工废气来源及影响分析

(1) 施工扬尘

在油田钻井工程和地面工程施工过程中，不可避免地要占用土地、进行土方施工、物料运输、场地建设、管沟开挖和管线铺设，该过程中将产生一定的施工扬尘。主要来自施工和运输产生的粉尘、车辆运输二次扬尘以及地面物料堆放时的遇风扬尘，施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定关系，如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。管道工程的管道在焊接时有焊接烟气、连接好后试压时会产生试压废气。

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

(2) 焊接烟气、机械设备和车辆废气

在油田钻井工程和地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO₂、NO_x、

C_{H_2} 等，燃油机械设备废气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)及修改单中排放限值要求；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响可为环境所接受。

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

(3) 储层改造废气

储层改造过程中酸化压裂作业需使用酸化压裂液，会产生无组织 HCl 等。

使用酸化液过程中，要求全部采用密闭罐存放，产生的废酸化液及时委托有资质单位接收处置，减少在现场存储时间。

(4) 钻井工程废气

钻井结束时需进行油气测试，会产生测试放喷废气。

放喷期间油气通过分离器分离，原油进入罐储存，分离出的气体燃烧放空，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低放喷气体的毒性。

(5) 环境影响分析

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

5.1.1.2 施工废气污染防治措施

(1) 施工扬尘污染防治措施

为有效控制施工期间的扬尘影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建

设单位严格执行《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》(新政发[2014]35号)及《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案(修订版)》(新政办发[2019]96号)相关文件要求,同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》(XJJ119-2020)等采取的抑尘措施,对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后,可较大限度地降低施工扬尘对周围环境的影响。

表 5.1-1 施工期扬尘污染防治措施一览表

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

(2) 焊接烟气、机械设备和车辆废气污染防治措施

施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，燃油机械设备废气需满足《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)及修改单中排放限值要求；焊接作业时使用无毒低尘焊条。

(3) 储层改造废气污染防治措施

使用酸化液过程中，要求全部采用密闭罐存放，产生的废酸化液及时委托有资质单位接收处置，减少在现场存储时间。同时控制酸化压裂作业时间，减少酸化液和废酸化返排液在井场的存留时间。

(4) 测试放喷废气污染防治措施

①放喷期间油气通过分离器分离，原油进入罐储存，分离出的气体燃烧放空。

②采用防喷器组(环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器)等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

5.1.2 施工噪声影响分析

5.1.2.1 噪声源及其影响预测

(1) 施工噪声影响分析

① 施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、设备吊运安装、道路修建、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，以及钻井工程钻机、泥浆泵运转过程产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表 A.2 和类比油田开发工程中井场、内部道路、管线铺设和钻井工程实际情况，项目施工期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.1-2，5.1-3。

表 5.1-2 钻井期噪声源参数一览表(室外声源)

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离 [dB(A)/m]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	钻机	ZJ70	53	50	10	90/5	基础减振	昼夜
2	泥浆泵	3NB-1600F	57	80	1.5	90/5	基础减振	昼夜
3	泥浆泵	3NB-1600F	60	80	1.5	90/5	基础减振	昼夜

续表 5.1-2 钻井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			
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	GW458-842/GL255-1250	90	75	1.5	75/5	基础减振	昼夜

表 5.1-3 储层改造工程噪声源参数一览表(室外声源)

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离 [dB(A)/m]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	压裂车	—	55	50	10	110/5	基础减振	昼夜

②施工噪声贡献值

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

表 5.1-4 施工期噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

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

(3) 施工噪声影响分析

根据表 5.1-4 可知，施工期钻井工程噪声源对厂界的噪声贡献值昼间为 63~68dB(A)，夜间为 63~68dB(A)，昼间满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求，夜间超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求；储层改造工程噪声源对厂界的噪声贡献值昼间为 75~78dB(A)，夜间为 75~78dB(A)，昼间、夜间超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求。拟建项目钻井井场周边 200m 范围内无村庄等声环境敏感目标，且钻井工程施工周期较短，施工期间通过采取对设备定期保养维护、基础减振等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。从声环境影响角度，项目可行。

5.1.2.2 施工噪声污染防治措施

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

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

(2) 应合理安排施工作业，避免高噪设备集中施工造成局部噪声过高。

(3) 运输车辆进出工地、路过村庄时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

采取以上措施后，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

5.1.3.1 施工固废来源及影响分析

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

① 土石方

拟建项目共开挖土方 1.49 万 m^3 ，回填土方 1.65 万 m^3 ，借方 0.16 万 m^3 ，无弃方，开挖土方主要为井场平整、管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟

回填、井场及道路压盖。井场借方及道路借方主要来自处理达标后还原土和周边砂石料场。

②钻井泥浆

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

③钻井岩屑

钻井期内产生的岩屑量为 406m^3 ，其中膨润土泥浆钻井岩屑 175m^3 ，磺化泥浆钻井岩屑 231m^3 。根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值要求(含油率 $<0.45\%$)后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。

④施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣和吹扫产生的废渣等。根据类比调查，施工废料的产生量共约 0.2t 。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边工业固废填埋场合规处置。

⑤危险废物

钻井施工过程中机械检修时会产生少量含油废物，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止含油废物落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的含油废物量约为 0.2t ，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

钻井期间会产生少量废防渗材料，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料量约为 0.1t ，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量废烧碱包装袋，属于危险废物，

及时回收废烧碱包装袋暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废烧碱包装袋约为 0.05t，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑥撬装式污水处理站产生污泥

撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥经污泥脱水装置，脱到 60%含水率，送至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置。生活污水 SS 产生浓度为 200mg/L，经污水处理站处理后 SS 浓度为 20mg/L，井场污水产生量为 312m³/a，则井场污泥产生量为 0.14t。

⑦生活垃圾

拟建项目施工期生活垃圾产生总量为 1.95t，现场集中收集，送至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置。

5.1.3.2 施工固废污染防治措施

(1) 钻井废弃物不落地处理方案

严格执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)，和《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)(含油率<0.45%)标准。

①钻井液废弃物全部使用不落地分离及收集系统进行减量化处理；

②膨润土废弃物板框压滤机压滤后，井场暂存，然后用于铺垫油区内的井场、道路等；

③聚磺钻井液体系废弃物随钻处理后，经检查合格后井场暂存，然后用于铺垫油区内的井场、道路等。

(2) 其他要求或方案

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

②完井后，井场内废物必须全部进行清理、回收处理；废泥浆池等要求掩埋、填平、覆净土、压实，恢复原地貌。做到“工完、料尽、场地清”。

③所有固体废物必须进行规范处理。

(3) 落地油的控制与回收处理

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

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

综上所述，拟建项目施工期产生的固体废物均得到综合利用或妥善处置，可避免对环境产生不利影响。

5.1.4 施工废水影响分析

5.1.4.1 施工期废水环境影响分析

(1) 废水产生量分析

① 钻井废水

根据目前油田钻井实际情况，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排。

② 酸化压裂返排液

根据计算酸化压裂返排液的产生量为 438m^3 。酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理，做好污水出场进站的记录，禁止运输途中随意倾倒。

③ 生活污水

拟建项目生活污水产生量为 312m^3 ，生活污水排入井场撬装式污水处理站处理达标后，用于施工区域荒漠灌溉。

④ 管线试压废水

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

5.1.4.2 施工期地表水环境影响分析

钻井过程中的钻井废水、生活污水、酸化压裂返排液、钻井泥浆和钻井岩屑等均可得到有效的处置，其中酸化压裂返排液收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理。

塔河油田绿色环保处理站现有 1 座 9000m³ 废液接收池(包括 2 个接液池、1 个沉降池和 1 个隔油池)、1 套处理能力 1430m³/d 的一体化设备配套处理设施(包括缓冲沉降池、二次调节池、加药调节池)、一体化气浮处理设备及相应的公用设施。废液处理规模为 65m³/h, 现状处理量为 9.2m³/h, 富余处理能力 55.8m³/h, 拟建项目预计酸化压裂返排液的产生量为 438m³(折合 0.03m³/h), 废液处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)回注至 TK512 井。因此塔河油田绿色环保站处理废液装置富余处理能力、处理工艺、出水水质达标性等均可满足拟建项目需求。

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

拟建项目集输管线距离塔里木河最近 11km, 非正常状态下不会形成地表径流或因雨水的冲刷而随地表径流漫流间接影响到地表水体。

5.1.4.3 施工期地下水环境影响分析

5.1.4.3.1 正常状况下地下水影响分析

拟建项目钻井施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式, 对含水层进行了封固处理, 有效保护地下水层, 同时严格要求套管下入深度, 可有效控制钻井液在地层中的漏失, 减轻对地下水的影响。拟建项目钻尺深度超过 6900m, 远超出了项目所在区域地下水含水层深度, 正常状况下, 不会对地下水产生影响。

钻井过程中的钻井废水、生活污水、酸化压裂返排液、钻井泥浆和钻井岩屑等均可得到有效的处置, 施工期井场不设置废水池。拟建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。

5.1.4.3.2 非正常状况下地下水影响分析

(1) 井漏事故对地下水环境的影响

非正常状况下，井漏事故对地下水的污染是指在钻井过程中，钻井废水、泥浆漏失于地下含水层中，造成地下含水层水质污染。就钻井液漏失而言，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管(隔离含水体套管)固井变径后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使钻井液在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入含水层造成污染，其风险性是存在的。

拟建项目钻井一开、二开及三开上部钻井泥浆主要成分为膨润土浆，不含有毒有害物质，一开、二开及三开上部井深基本涵盖了可能具有使用功能的地下水，因此拟建项目一开钻井过程不会对可能具备使用功能的地下水造成影响。三开下部施工时，表层套管已完成固井，因此钻井泥浆不会在表层套管范围内漏失，漏失发生在表层套管以下的三开范围内，三开范围内的地层地下水埋深较深，不具备使用功能。

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

(2) 井喷事故对地下水环境的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围。根据测算，井喷发生后，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 300m，井喷持续时间 2 天，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的油喷散物，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，项目所在区域地下水埋深大于 1m，同时及时将油喷散物集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。因此非正常状况下井喷对区域地下水影响可接受。

5.1.4.4 施工期土壤环境影响分析

非正常状况下新钻井钻尺深度小于 100m 时可能发生井漏事故，钻井废水、泥浆漏失渗入包气带中，泄漏物质在包气带中淤积最终污染下层土壤。钻尺深度小于 100m 时钻井泥浆主要成分为膨润土浆，不含有毒有害物质，就钻井液漏失而言，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中一旦发现异常，施工单位将立即停钻采取堵漏承压、打水泥塞等措施，防止井漏事故的发生，可有效减轻井漏对包气带及土壤的影响。井漏事故发生概率较低，拟建项目钻井液使用清洁无害的钻井泥浆，不含重金属等有毒物质，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在包气带及土壤中的漏失，减轻土壤环境影响。

5.1.4.5 分区防渗

为防止污染地下水，针对钻井工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表 5.1-4 及图 5.1-1。

表 5.1-5 分区防渗要求一览表

井场	项目		防渗要求
钻井期井场	重点防渗区	钻台	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		放喷池	
		柴油罐区	
		撬装式危废暂存间、危险化学品间	
		泥浆罐区	
		泥浆随钻不落地处理系统	
	一般防渗区	泥浆泵区	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能
		泥饼暂存池	

图 5.1-1 钻井期井场分区防渗图

5.1.5 施工期生态影响分析

5.1.5.1 生态影响分析

拟建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、土壤肥力、植被覆盖度、生物损失量、生物多样性、生态系统完整性、生态敏感区、水土流失、防沙治沙等几个方面展开。

5.1.5.1.1 地表扰动影响分析

拟建项目占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场、道路及架空电力线路占地，临时占地主要为井场、管道及架空电力线作业带占地等。项目永久占地及临时占地范围内土地利用类型全部为裸土地，占地区域植被主要为柽柳。

表5.1-6 拟建项目占用土地情况表

序号	工 程 内 容	占地面积(hm ²)		备注
		永久占地	临时占地	
1	1 座新井	0.24	1.24	1 座，井场永久占地为 40m×60m；钻井期井场临时占地面积为 120m×90m，井场生活区占地面积 40m×40m
2	道路工程	0.18	0	道路长度 0.4km，道路宽度 4.5m
3	架空电力线	0.01	0.24	电力线长度 0.4km，作业带宽度按 6m 计，电力杆 30 组，单组永久占地 2m ²
4	管线工程	0	1.60	集输管线 2km，燃料气管线 2km，集输管线和燃料气管线同沟敷设，管线作业带宽度按 8m 计
合计		0.43	3.08	—

拟建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；③井场通井道路施工开辟新道路；④架空电力线安装过程中车辆临时占地。上述施工过程中，井场施工因井场占地面积小，且影响范围主要集中在井场周围，对地表扰动相对较小；架空电力线安装过程中临时占地主要来源于车辆运输过程中临时碾压原有地表，短暂影响了原有地表结实程度，影响局部区域植被生长；道路施工过程中，由于在原有地表的基础上通过填方进行铺路，导致原有的地表植被全部破坏，导致区域水土流失加剧；管线施工过程中，对地表扰动面积最大，对地表的破坏程度较严重，施工过程中，管沟开挖将造成区域的土壤结构发生局部变化，同时管线沿线植被将全部损失。同时，在回填后，由于地表的扰动，导致土壤松紧程度发生变化，区域水土流失程度将有一定程度的加剧。

5.1.5.1.2 对土壤肥力的影响分析

拟建项目施工过程中对土壤肥力的影响主要来源于管线施工过程，项目管沟开挖深度为 1.6m，管沟底宽 0.8m，边坡比为 1:1，管沟每延米挖方量约 3.84m^3 ，开挖过程中以机械开挖为主，若前期未对土壤构造进行调研分析，开挖过程中极易造成不同肥力的土壤混合堆放在一起，在回填过程中，管沟区域的土壤肥力发生变化，影响了管线沿线区域土壤肥力，对后续植被自然恢复造成了一定的影响。

5.1.5.1.3 对植被覆盖度及生物损失量的影响分析

(1) 植被覆盖度的影响分析

从现场调研情况看，区域整体覆盖度相对较低，覆盖度高的区域主要集中井场、集输管线等周边，在施工过程中由于地表的清理，将导致占地区域内的植被损失，区域植被覆盖度将有一定程度的降低。

(2) 生物损失量的影响分析

拟建项目永久占地面积 0.43hm^2 ，临时占地面积为 3.08hm^2 ，永久占地和临时占地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \cdot W_i$$

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

根据查阅相关文献资料，所在区域裸土地区域植被覆盖度为 5%~8%，平均生物量为 $0.3\text{t}/\text{hm}^2$ 。

表 5.1-7 项目建设各类型占地的生物量损失

类型	平均生物量 (t/hm^2)	面积(hm^2)		生物量(t)	
		永久占地	临时占地	永久植被损失	临时植被损失
裸土地	0.3	0.43	3.08	0.129	0.924

项目施工过程预计将造成 0.129t 永久性植被损失和 0.924t 临时性植被损失。

5.1.5.1.4 生物多样性影响

生物多样性是生物与环境形成的生态复合体以及与此相关的各种生态过程的总和，包括生态系统、物种和基因三个层次。生态系统多样性指生态系统的多样化程度，包括生态系统的类型、结构、组成、功能和生态过程的多样性等。

物种多样性指物种水平的多样化程度，包括物种丰富度和物种多度。基因多样性(或遗传多样性)指一个物种的基因组成中遗传特征的多样性，包括种内不同种群之间或同一种群内不同个体的遗传变异性。

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

(1) 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井场、道路及管线施工对地表植被的扰动和破坏。施工过程预计将造成 0.129t 永久性植被损失和 0.924t 临时性植被损失。区域植被不会因项目的施工导致整个区域植被物种数量减少，物种种类不会发生变化，主要影响为单一植被在区域占比有一定程度的下降。

(2) 对野生动物的影响

项目施工过程对野生动物的影响主要来源于施工机械的噪声惊吓野生动物以及管沟开挖等临时占地破坏野生动物生境。

在施工生产过程中，由于油田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀等，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，拟建项目井场、管线建设的各个过程，区域内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

同时，在管沟开挖过程中，由于未及时进行覆土回填，可能导致破坏野生脊椎动物活动轨迹，可能导致野生脊椎动物困入管沟内，破坏了其生存空间。后期管沟覆土回填后，由于管沟区域有隆起，对原有活动轨迹范围进行了切割，将影响区域野生脊椎动物的活动轨迹。

根据现场调研，由于油田的长期开发，区域已无大型野生动物活动轨迹，井场及道路的施工可能对附近区域活动的一些小型爬行动物造成一定的影响。

5.1.5.1.5 生态系统完整性的影响

拟建项目实施后，由于植被破坏，导致生态系统净初级生产力水平下降，使得区域原本恢复稳定性较弱的生态系统更加向不稳定的方向发展，异质化程度也随之降低，造成区域各生态系统的恢复稳定性和阻抗稳定性整体下降。同时，由于管线敷设形成的管廊切割效应，导致了地域连续性发生了一定的变化，整个生态系统完整性会受到小范围的影响，但不会造成整个生态系统发生变化。

5.1.5.1.6 水土流失影响分析

拟建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。拟建项目地处内陆地区，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保护，遇大风天气易产生严重的水土流失现象。

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

5.1.5.1.7 防沙治沙分析

5.1.5.1.7.1 项目背景说明

(1) 项目名称(主体工程、附属工程)、性质、规模、总投资等要素

拟建项目性质属于改扩建项目，项目总投资 5000 万元。建设内容包括：①新钻井 1 口(T903A-6X 井)，并新建采油井场 1 座；②新建 T903A-6X 井至西达里亚集输站集输管线和燃料气管线各 2.0km，集输管线和燃料气管线同沟敷设；③配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后日产油 20t/d，日产气 1000m³/d。

(2) 项目区地理位置、范围和面积(附平面图)

拟建项目位于新疆巴州轮台县境内。拟建项目建设内容占地现状均为裸土地。项目总占地 3.51hm²，其中永久占地 0.43hm²，临时占地 3.08hm²。项目平面布置情况见附图 2。

(3) 项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

拟建工程区块位于塔里木河冲积平原地带，地势平坦，井场海拔高度在 935m~950m，地形简单，地貌单一。项目区主要植被为多枝怪柳。区域包气带岩性主要为粉土和细砂、粉砂，其结构总体来说比较松散，包气带厚度约 5.12~6.0m 左右，包气带防污性能为弱。塔里木河以北区域的潜水含水层富水性可划分为潜水水量中等、承压水水量丰富，顶板埋深小于 50m。

(4) 项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

轮台县沙化土地总面积为 312054.54hm²，占轮台县国土总面积的 22.35%。其中：流动沙地 64374.61hm²，占 20.63%；半固定沙地 99721hm²，占 31.96%；固定沙地 18744.87hm²，占 6%；戈壁 129214.18hm²，占 41.41%。

区域防沙治沙工作已实施“塔里木河流域近期综合治理项目”，“塔里木河流域近期综合治理项目”是在流域节水改造和河道治理的基础上，通过实施退耕封育和荒漠林封育恢复，治理沙化土地，保护和恢复荒漠林草植被，改善流域生态环境建设工程。项目实施以来，在塔北区累计完成生态建设工程面积 6.69 万 hm²，其中完成退耕封育保护 0.44 万 hm²；荒漠林封育保护 5.92 万 hm²；草地改良保护 0.33 万 hm²。

5.1.5.1.7.2 项目实施过程中对周边沙化土地的影响

(1) 占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

拟建项目总占地 3.51hm²，其中永久占地 0.43hm²，临时占地 3.08hm²，土地利用现状为裸土地。

(2) 弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

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

(3) 损坏的防沙治沙设施(包括生物、物理或化学固沙等措施)

拟建项目占地为裸土地，占地范围不涉及已建设的防沙治沙设施。

(4)可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害

项目施工期主要涉及井场平整、池体开挖、道路修建以及管沟开挖等。施工过程中可能导致土壤的蓄水保肥能力降低,影响区域植被生长,造成土壤逐渐沙化。此外,在施工过程中,各种车辆(尤其是重型卡车)在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实,严重的经过多次碾压后植物很难再生长,甚至退化为沙地。

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

5.1.5.2 生态影响评价自查表

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

5.2 运营期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

5.2.1.1 常规气象资料分析

本项目分布于巴州轮台县境内,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	2022	风速、风向、总云量、干球温度

(1) 温度

区域内近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.2-2。

表 5.2-2 近 20 年各月平均温度变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度(°C)	-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	

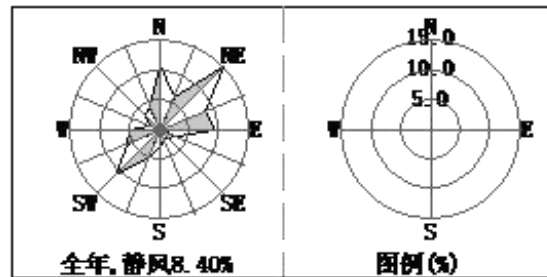


图 5.2-1 区域近 20 年风频玫瑰图

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。

5.2.1.2 环境空气影响预测与分析

(1) 预测模式

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

表5.2-5 估算模型参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	/
2	最高环境温度/℃		42.1

续表5.2-5

估算模型参数一览表

序号	参数		取值
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	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
		岸线距离/km	—
		岸线方向/°	—

(2) 预测源强

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

表5.2-6 主要废气污染源参数一览表(点源，100%负荷)

序号	污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔高度(m)	排气筒高度(m)	排气筒出口内径(m)	烟气流量(m ³ /h)	烟气流速(m/s)	烟气温度(℃)	年排放小时数(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
		经度(°)	纬度(°)										
1	T903A-6X井加热炉烟气	84.4328	41.2983	928	8	0.2	250	3.2	120	4800	正常	PM ₁₀	0.004
												PM _{2.5}	0.002
												SO ₂	0.001
												NO _x	0.038

表 5.2-7 主要废气污染源参数一览表(面源，100%负荷)

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
T903A-6X井无组织废气	84.4321	41.2977	928	6	6	0	4	8760	正常	H ₂ S	0.000008
										非甲烷总烃	0.0052

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

序号	污染源名称	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_i (%)	$P_{\max}$ (%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$ (m)
1	T903A-6X 井加热炉 烟气	PM_{10}	0.953	450	0.21	4.52	97	—
		$\text{PM}_{2.5}$	0.476	225	0.21			
		SO_2	0.238	500	0.05			
		NO_2	9.049	200	4.52			
2	T903A-6X 井无组织 废气	非甲烷总烃	25.021	2000	1.25	4.52	172	—
		硫化氢	0.028	10	0.28			

由表 5.2-8 可知，项目废气中 PM_{10} 最大落地浓度为 $0.953 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.21%； $\text{PM}_{2.5}$ 最大落地浓度为 $0.476 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.21%； SO_2 最大落地浓度为 $0.238 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.05%； NO_2 最大落地浓度为 $9.049 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 4.52%；非甲烷总烃最大落地浓度为 $25.021 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 1.25%； H_2S 最大落地浓度为 $0.028 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.28%， $D_{10\%}$ 均未出现。

5.2.1.4 废气源对四周场界贡献浓度

拟建项目实施后，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
T903A-6X 井无组织废气	非甲烷总烃	8.98	11.02	8.98	11.02
	H_2S	0.22	0.28	0.22	0.28

由表 5.2-8 预测结果可知，拟建项目实施后，井场无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值为 $8.98 \sim 11.02 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中边界污染物控制要求；对四周场界 H_2S 浓度贡献值为 $0.22 \sim 0.28 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 新扩改建厂界二级标准值。

5.2.1.5 非正常排放影响分析

5.2.1.5.1 污染源强

非正常生产排放包括开车、停车、设备检修、工艺设备运转异常等非正

常工况的污染物排放，如工艺设备和环保设施不能正常运行时污染物的排放等。拟建项目属于单井集输过程，若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将 T903A-6X 井井口压力异常情况作为非正常排放考虑，拟建项目放喷等非正常工况下污染物源强情况见表 5.2-10。

表 5.2-10 非正常工况下污染物排放一览表

序号	面源名称	面源起点坐标		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
		X	Y									
1	T903A-6X 井放喷口	0	60	928	6	6	0	2	0.17	非正常	H ₂ S	0.01
											非甲烷总烃	0.1

5.2.1.5.2 影响分析

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

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

序号	污染源名称	评价因子	C_1 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_1 (%)	$P_{\max}$ (%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$ (m)
1	T903A-6X 井放喷口	H ₂ S	164	1643.8	1643.8	10	450
		非甲烷总烃	1640	82.19		10	250

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

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

5.2.1.6 污染物排放量核算

(1) 有组织排放量核算

拟建工程有组织排放量核算情况见表 5.2-12。

表 5.2-12 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度(mg/m ³)	核算年排放量(t/a)
1	T903A-6X 井场真空加热炉 烟气	颗粒物	15	0.019
		二氧化硫	4	0.005
		氮氧化物	152	0.182

(2) 无组织排放量核算

拟建工程无组织排放量核算情况见表5.2-13。

表 5.2-13 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产物环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量(t/a)
				标准名称	浓度限值(mg/m ³)	
1	T903A-6X 井场无组织废气	非甲烷总烃	密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中边界污染物控制要求	非甲烷总烃≤4.0	0.046
		硫化氢	密闭集输	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表1新扩改建厂界二级标准值	H ₂ S≤0.06	0.00007

(3) 项目大气污染物排放量核算

拟建工程大气污染物排放量核算情况见表5.2-14。

表 5.2-14 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	核算年排放量(t/a)
1	颗粒物	0.019
2	二氧化硫	0.005
3	氮氧化物	0.182
4	非甲烷总烃	0.046
5	硫化氢	0.00007

5.2.1.7 评价结论

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

5.2.1.8 大气环境影响评价自查表

拟建项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-15。

表 5.2-15 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐		二级 ☒		三级 ☐			
	评价范围	边长=50km ☐		边长5~50km ☐		边长=5km ☒			
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥ 2000t/a ☐		500~2000t/a ☐		<500t/a ☒			
	评价因子	基本污染物(PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、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	(2022) 年							
现状评价	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☒		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	拟建项目正常排放源 ☒ 拟建项目非正常排放源 ☒ 现有污染源 ☒		拟替代的污染源 ☐		其他在建、拟建项目污染源 ☐		区域污染源 ☒	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☒	
	预测范围	边长≥ 50km ☐		边长5~50km ☐		边长=5km ☒			
	预测因子	预测因子(颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度、非甲烷总烃、硫化氢)				包括二次PM _{2.5} ☐ 不包括二次PM _{2.5} ☐			
	正常排放短期浓度贡献值	C _{拟建项目} 最大占标率≤100% ☐				C _{拟建项目} 最大占标率>100% ☐			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{拟建项目} 最大占标率≤10% ☐				C _{拟建项目} 最大占标率>10% ☐		
		二类区	C _{拟建项目} 最大占标率≤30% ☐				C _{拟建项目} 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 _{非正常} 占标率≤100% ☐		C _{非正常} 占标率>100% ☒			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 ☐				C _{叠加} 不达标 ☐			
区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% ☐				k>-20% ☐				
环境监测计划	污染源监测	监测因子：(颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度、非甲烷总烃、硫化氢)			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 ☒		

续表 5.2-15

大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐			
	大气环境防护距离	距()厂界最远()m			
评价结论	污染源年排放量	SO ₂ (0.005)t/a	NO _x :(0.182)t/a	颗粒物:(0.019)t/a	VOC _s :(0.046)t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“()”为内容填写项					

5.2.2 地表水环境影响评价

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

拟建项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废液。采出水随采出液经集输管线最终输送至一号联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，井下作业废液送至塔河油田绿色环保站处理，拟建项目水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.2.2.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

(1) 采出水处理单元

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

表 5.2-16 一号联合站采出水处理单元采出水处理规模一览表 m³/d

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

拟建项目预计进入一号联合站采出水量 3.3m³/d，采出水处理单元满足拟建项目采出水处理需求，依托处理设施可行。

(2) 塔河油田绿色环保站

塔河油田绿色环保站处理站现有 1 座 9000m³ 废液接收池(包括 2 个接液池、1 个沉降池和 1 个隔油池)、1 套处理能力 1430m³/d 的一体化设备配套处理设施(包括缓冲沉降池、二次调节池、加药调节池)、一体化气浮处理设备及相应的公用设施。

塔河油田绿色环保站废液处理规模为 65m³/h, 现状处理量为 9.2m³/h, 富余处理能力 55.8m³/h, 拟建项目预计井下作业废液产生量为 99.46m³/a(折合 0.04m³/h), 因此塔河油田绿色环保站处理废液装置处理能力可满足拟建项目需求。

综上, 拟建项目采出水、井下作业废液不外排, 故拟建项目实施对地表水环境可接受。

表 5.2-17 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型 ☒ ; 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

拟建项目新建井场和集输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。

塔河油田 9 区位于塔里木河冲积平原，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。

5.2.3.2 区域地质概况

5.2.3.2.1 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。

5.2.3.2.2 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。区域地层年代由老到新描述为：奥陶系（O）-志留系（S）-石炭系（C）-三叠系（T）-白垩系（K）-下第三系（E）-上第三系（N）-第四系（Q）。

5.2.3.3 区域水文地质条件

5.2.3.3.1 含(隔)水层结构及其分布特征

塔里木河北岸为多层潜水-承压水含水层结构。潜水含水层岩性为细砂，渗透系数一般小于 5m/d，水位埋深一般 2.5～9m，含水层厚度 10～30m，单井涌水量 100～1000m³/d，富水性中等。承压水含水层岩性为中细砂、细砂，地下水渗透系数一般小于 10m/d，100m 钻孔揭露的含水层厚度为 20～30m，单井涌水量 100～1000m³/d，富水性中等。

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

图 5.2-2 调查评价范围水文地质图

5.2.3.3.2 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北向东南，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。

5.2.3.3.3 各含水层之间及与地表水之间水力联系

(1) 各含水层之间的关系

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

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

(2) 地表水与地下水的关系

调查区南部塔里木河自西向东穿过，该河为区域性河流，调查区内河流北岸地下水接受塔里木河向北补给地下水。此外，调查区内农业灌溉渠道和引水

渠尾修建的排碱渠会使少量地表水补给地下水。

5.2.3.3.4 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。

5.2.3.4 环境水文地质调查

5.2.3.4.1 地下水开发利用

(1) 地下水开发利用现状

调查区内农田灌溉用水主要通过人工渠道从塔里木河引水。

5.2.3.4.2 水位统测

(1) 统测频率

塔河油田 9 区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，本次开展一期。

(2) 统测结果

2023 年 9 月对塔河油田区域进行水位统测，具体统测结果见表 5.2-18。

表 5.2-18 塔河油田区域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(2023 年 9 月)	
	X	Y			水位埋深(m)	水位标高(m)
T08	482298.34	4578553.61	30	940.82	5.15	935.67
T09	487633.57	4575192.85	30	939.73	4.65	935.08
T10	501028.08	4580344.86	30	935.28	9.16	926.12
T11	503244.30	4578462.11	30	929.74	5.52	924.22
T12	505301.98	4575198.76	30	932.56	5.83	926.73
T14	527724.97	4574596.30	20	931.08	5.93	925.15
T17	538101.95	4572154.85	30	925.43	2.85	922.58
T21	485841.27	4567975.08	30	939.71	3.26	936.45
T22	499634.25	4568586.03	20	935.75	2.51	933.24
T23	509421.38	4560999.12	20	937.95	3.61	934.34

图 5.2-3 塔河油田区块地下水流场图(2023.9)

前人已在本次调查区内开展过大量的水文地质试验，有较为详尽的水文地质资料，因此本次评价直接引用新疆地质工程勘察院在塔河油田区块内进行地下水监测井建设工程时的抽水试验成果。本次评价选用其中 1 组抽水试验，采用单孔稳定流，抽水井主要为潜水井，含水层岩性主要为细砂。

对于潜水完整井，渗透系数 K 用下列方程组求解，采用迭代法进行求解，计算公式如下：

$$K = 0.732 \frac{Q}{(2H - s_w) s_w} \lg \frac{R}{r_w}$$

$$R = 2 s_w \sqrt{KH}$$

式中， K —渗透系数 (m/d)；

Q —抽水井的涌水量 (m^3/d)；

H —天然状态下含水层的厚度 (m)；

s_w —水位稳定时抽水井水位下降深度 (m)；

R —影响半径 (m)；

r—井孔半径(m)。

抽水试验数据统计见表 5.2-19，试验过程曲线见图 5.2-6。

表 5.2-19 收集抽水试验成果统计一览表

编号	抽水地点		含水层岩性	井深 (m)	含水层厚度 H(m)	涌水量 Q(m³/d)	降深 s (m)	井孔半径 r (m)	影响半径 R (m)	渗透系数 K (m/d)
T17	区块周边	西达里亚集输站附近	细砂	30	18.45	45.92	9.52	0.0795	70	0.73

根据以上抽水试验结果，调查区内冲洪积平原地区细砂含水层渗透系数为 0.73m/d。

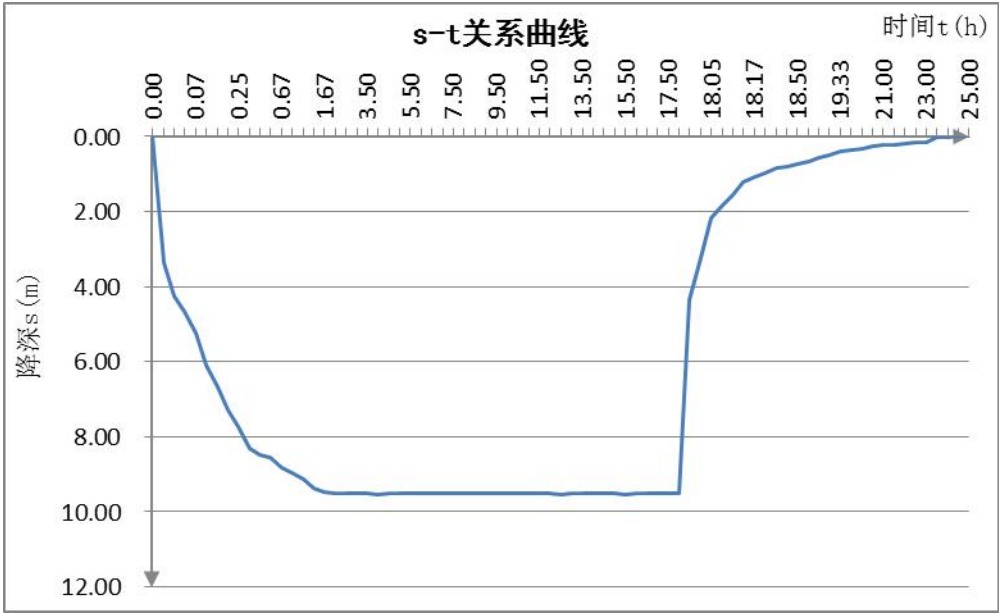


图 5.2-4 抽水试验过程曲线

5.2.3.5 项目区水文地质条件概况

5.2.3.5.1 地层岩性

塔河油田 9 区地表岩层均为第四系松散沉积物，从成因类型上属于上更新统冲洪积层（Q₃^{ap1}），地层岩性主要为粉质粘土、粉土和细砂，油田区块内第四系厚度相对稳定，约 400m。

5.2.3.5.2 评价目标含水层

依据区域水文地质资料，塔河油田 9 区均位于冲洪积平原区，地下水主要赋存于上更新统冲洪积含水层中。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；承压水含水层岩性为中细砂、细砂，顶板埋深 40m 左右，100m 钻孔揭露的含水层厚度有 20~30m。承压水和潜水含水层之间有约 2~5m 的稳定粉质粘土层隔开，因此本项目地下水评价目标含水层为潜水含水层。

5.2.3.5.3 油田区块水文地质特征

5.2.3.5.3.1 地下水类型及赋存特征

塔河油田 9 区位于冲洪积平原区，区块范围内地下水均为多层潜水-承压水结构，潜水含水层岩性为细砂，富水性中等。承压水含水层岩性为中细砂、细砂，富水性中等。潜水含水层与承压含水层之间存在稳定隔水层，此外承压含水层内部存在多层粉质粘土层，也构成各含水层间隔水层。

5.2.3.5.3.2 地下水补径排及动态特征

塔河油田区块内地下水主要接受渠系入渗、田间灌溉和地下水侧向径流补给，由于降雨量小，只有在暴雨洪流时存在降雨入渗补给。地下水径流方向为自西南向东北，水力梯度 0.2~0.7‰。最终以侧向径流以及潜水蒸发、植物蒸腾和人工开采方式排泄。

5.3.5.3.3 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。现以塔河油田西区块内钻孔 T17 为例，描述地层岩性如下：

0~1.5m 为粉土：土黄色、松散、干燥；

1.5m~14.7m 为细砂：灰色，稍湿，稍密-中密，局部含少量黏土；

14.7m~17.4m 为粉质黏土：土黄色，稍湿，密实，可塑，手搓能成条，干强度高，韧性强；

17.4m~30m 为细砂：灰色，饱和，中密，局部含少量黏土，其中 25m~26m 处夹 30cm 黏土，稍湿，密实，黏土中夹少量细砂。

T17 勘探井钻孔水文地质编录图

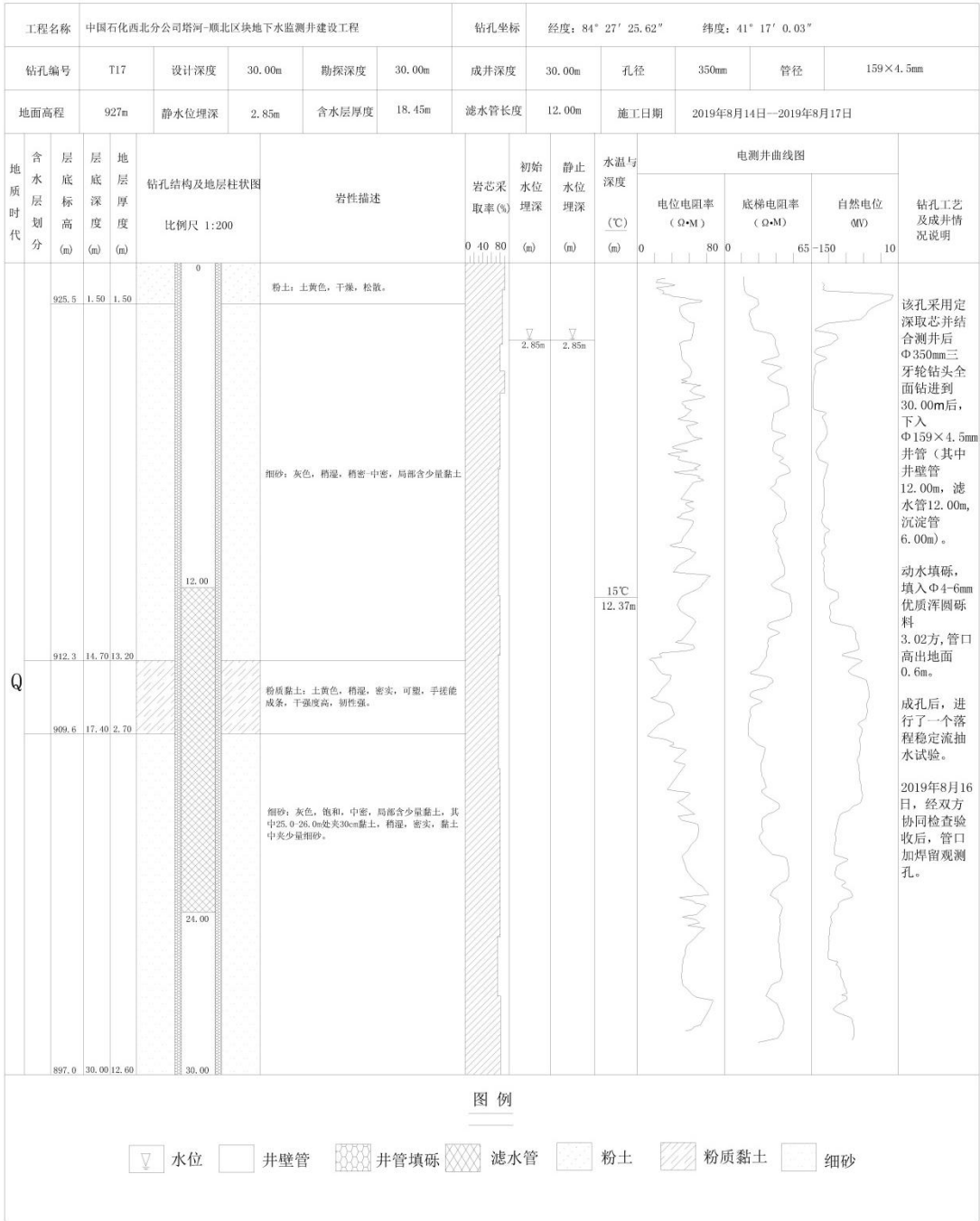


图 5.2-5 钻孔剖面图

(2) 渗水试验

渗水试验的目的是测定包气带渗透性能及防污性能，是一种在野外现场测定包气带土层垂向渗透系数的简易方法。由于前人已在本次调查区内开展过大

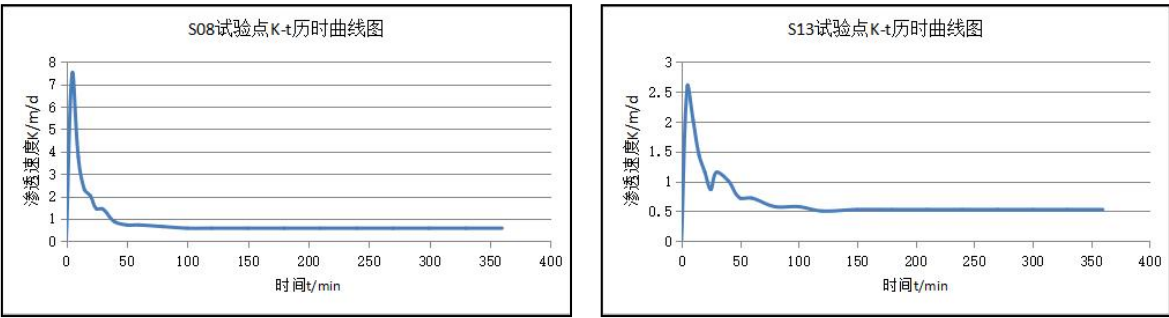
量的水文地质试验，有较为详尽的水文地质资料，因此本次评价直接引用新疆地质工程勘察院在塔河油田区块内进行的渗水试验成果。本次引用区域渗水试验 2 组。

试验均采用双环入渗法，土层中挖开试坑后，分别将大小铁圈插入地下土层内，试验时向内、外环同时注入清水，并保持内外环的水位基本一致，都为 0.1m，由于外环渗透场的约束作用使内环的水只能垂向渗入，因而排除了侧向渗流的误差。水位控制采用人工观测法及时加水，固定水头高度，观测时间为 0、5、10、15、20、25、30、40……120、150……360 分钟，根据水位下降数每次添加至固定的水头高度，当内环水位单位时间下降高度稳定时，即得到包气带地层垂向渗透系数 K。

双环渗水试验成果表见表 5.2-20，渗水试验过程曲线见图 5.2-6。根据渗水试验结果，塔河油田 9 区内包气带粉土垂直渗透系数 $6.67 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ ，粉砂垂直渗透系数为 $6.67 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ 。

表 5.2-20 收集双环渗水试验成果表

试验编号	位置		包气带岩性	渗透系数 K (m/d)	渗透系数 K (cm/s)
S08	494555	4580548	粉土	0.576	6.67×10^{-4}
S13	525328	4576575	粉砂	0.528	6.11×10^{-4}



(1) S08 渗水试验点

(2) S13 渗水试验点

图 5.2-6 渗水试验历时曲线图

(3) 包气带防污性能

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 5-2-21)，粉质粘土分布不稳定，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 9 区内天然包气带防污性能为“弱”。

表 5.2-21 天然包气带防污性能分级参照表

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

5.2.3.6 地下水环境影响评价

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。

本次地下水污染模拟过程未考虑污染物在含水层中的吸附、挥发、生物化学反应，模型中各项参数予以保守性考虑。这样选择的理由是：

①从保守性角度考虑，假设污染物在运移中不与含水层介质发生反应，可以被认为是保守型污染质，只按保守型污染质来计算，即只考虑运移过程中的对流、弥散作用。

②有机污染物在地下水中的运移非常复杂，影响因素除对流、弥散作用以外，还存在物理、化学、微生物等作用，这些作用常常会使污染浓度衰减。目前国际上对这些作用参数的准确获取还存在着困难。

③在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的成功实例，保守型考虑符合工程设计思想。

5.2.3.6.1 解析模型

(1) 数学表达式

模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散一平面瞬时点源，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，其预测模型为：

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

式中：x, y—计算点处位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t 时刻点 x, y 处的污染物浓度，g/L；

M—含水层厚度，m；

m—长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n_e —有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

D_T —横向 y 方向弥散系数， m^2/d ；

π —圆周率。

(2) 相关参数取值

① 含水层厚度

依据区域及场地水文地质条件，潜水含水层厚度取 18m。

② 水流速度

项目场地位于冲洪积平原区，潜水含水层岩性为细砂，依据抽水试验结果，水平渗透系数取值 0.73m/d，水力坡度取值 0.7‰，有效孔隙度取值 0.18。则水流速度为：

$$0.73m/d \times 0.0007 \div 0.18 = 0.0028m/d。$$

③ 弥散系数

根据国内外有关弥散系数选择的文献报导，结合项目厂区水文地质条件特征，纵向弥散度取值 10m，横向弥散度取值 1m。

综上，各地下水预测参数取值见表 5.2-22。

表 5.2-22 本项目地下水预测参数汇总一览表

影响含水层	含水层厚度M(m)	地下水流速u(m/d)	有效孔隙度n	纵向弥散系数 D_L (m^2/d)	横向弥散系数 D_T (m^2/d)
松散岩类孔隙水	18	0.0028	0.18	0.028	0.0028

5.2.3.6.2.2 地下水污染预测

(1) 地下水污染途径

污染物从污染源进入地下水所经过的路径称为地下水污染途径，地下水污染途径是多种多样的。污染物质渗漏能否污染潜水含水层取决于含水层上覆地层的岩性、厚度，以及对污染成分的分解吸附性能和污染源排放形式。液态污染物质通过包气带中的孔隙向地下垂直渗漏和渗透，在砂性土中会较快进入地下水中，如遇粘性土，载体则沿层面做水平运动，使污染范围扩大，遇到下渗通道时再垂向渗漏，进入浅层地下水中。

根据水文地质条件分析可知，项目场地内包气带厚度 2.5m~9m，污染物可能垂直入渗透过包气带进入含水层，因此，非正常状况下污染物可能进入地下水含水层中，对地下水水质产生污染影响。

(2) 污染情景

① 正常状况

a. 废水

拟建工程运营期采出水随采出液一起输送至一号联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层；井下作业废液采用专用回收罐收集后运至塔河油田绿色环保处理站处理。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

b. 落地油

采油过程中产生的落地油，转移到下层的量很少。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等，2009)，土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于20cm表层，只有极少量的石油类最多可下渗到20cm。由于油田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移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。

c. 集输管线

拟建工程正常状况下，集输管线采用柔性复合高压输送管，采取严格的防

腐防渗措施，不会对区域地下水环境产生污染影响。

②非正常状况

a. 油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后油气窜层污染(包括生产井的窜层)的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。根据区域水文地质条件，拟建工程潜水位埋藏深度约2.5m~9m，钻孔揭露的含水层厚度约18m。工程区的潜水水质均较差，受强烈蒸发蒸腾作用，地下水矿化度较高，地下水类型多为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型咸水。项目区油藏埋深5000m以下，在开采层和取水层之间有多个地层分隔。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。

b. 集输管道泄漏事故对地下水的影响

井场管线连接与阀门连接处和输油管道泄漏事故对地下水的影响，一般泄漏于土体中的采出液可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。

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

拟建工程非正常状况下，采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏，如不及时修复，原油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下采油树管线连接和阀门处出现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。

(3) 预测因子筛选

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)9.5 预测因子确定原则，结合该区油藏特征及工程分析中原油成分分析，特征因子主要为石油

类。因此，确定项目预测因子为石油类，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 5.2-23。

表 5.2-23 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

(4) 源强设定

拟建工程自动控制系统采用 SCADA 系统，系统采用全线调控中心控制级、站场控制级和就地控制级三级控制方式，并对沿线站场及监控阀室实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度管理。

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 2min 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 5min 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。通常按美国矿业管理部(MMS)管道油品泄漏量估算导则(MMS2002-033)给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$V_{rel}=0.1781 \times V_{pipe} \times f_{rel} \times f_{GOR} + V_{pre-shut}$$

式中： V_{rel} —集输管线油品泄漏量；

V_{pipe} —管段体积， ft^3 ($1ft^3=0.0283m^3$)，按最大计算， r 取 0.04m，长度取 2000m；

f_{rel} —最大泄漏率，取 0.2；

f_{GOR} —压力衰减系数，取 0.2；

$V_{pre-shut}$ —截断阀关闭前泄漏量。

截断阀关闭前泄漏量：根据实际生产数据该管线外输液量为 $20m^3/d$ ，管线发生泄漏时，5min 内采出液泄漏量为 $0.1m^3$ 。

阀门关闭后泄漏量：本次评价的破裂管线内径 80mm，长 2000m，管道体积

为 10.0m^3 。经计算，非正常状况下，阀门关闭后采出液泄漏量为 2.5m^3 。

根据上述公式计算可知：管线输送全管径泄漏最大采出液泄漏量为 2.6m^3 ，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 0.026kg 。

5.2.3.6.2.3 地下水污染预测及评价

本项目采油井场地下水环境影响评价工作等级为二级，采油管线、燃料气管线地下水环境影响评价工作等级为三级。根据项目采油井场、采油管线、燃料气管线的地下水污染途径、污染情景和预测源强均相同，本项目地下水污染预测及评价主要预测在非正常状况下井场管线连接与阀门连接处导致石油泄漏对地下水的影响。

本次模拟根据项目特点设定主要污染源的分布位置，选定优先控制污染物，预测在非正常状况下，污染物叠加背景值后在地下水中的迁移过程，预测时段分别为 100 天、1000 天、10 年和 20 年，明确不同时段污染物影响范围、超标范围、最大迁移距离、污染晕中心浓度和污染晕是否出井场边界以及井场边界污染物浓度随时间的变化等方面的情况。石油类超标范围参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准，各类污染物影响范围按照常规仪器检测下限。

地下水石油类浓度预测结果表明，井场采油树渗漏发生 100d 后，含水层污染物影响范围 12.9m^2 ，超标范围 10.6m^2 ，最大运移距离 5.1m，晕中心最大浓度为 9.30mg/L ；1000d 后，含水层污染物影响范围 88.5m^2 ，超标范围 58.9m^2 ，最大运移距离 13.7m，晕中心最大浓度为 0.93mg/L ；3650d 后，含水层污染物影响范围 254.6m^2 ，超标范围 136.0m^2 ，最大运移距离 23.9m，晕中心最大浓度为 0.26mg/L ；7300d 后，含水层污染物影响范围 437.6m^2 ，超标范围 184.2m^2 ，最大运移距离 32.4m，晕中心最大浓度为 0.13mg/L 。

蓝色污染晕代表影响范围，红色污染晕代表超标范围。详见图 5.2-7，表 5.2-24。

表 5.2-24 非正常状况下石油类污染预测结果表

泄漏位置	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
井场采油树	100d	12.9	10.6	5.1	9.30	否
	1000d	88.5	58.9	13.7	0.93	否
	3650d	254.6	136.0	23.9	0.26	否
	7300d	437.6	184.2	32.4	0.13	否

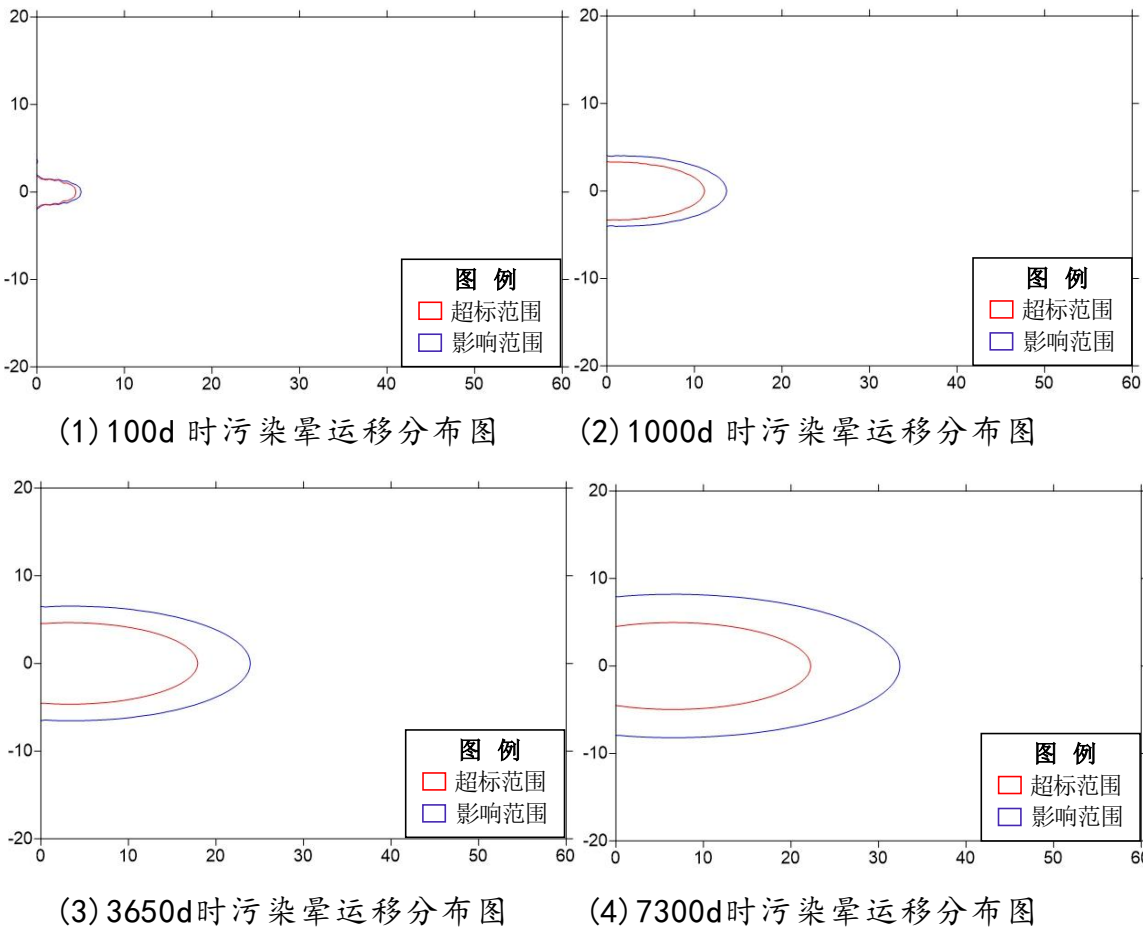


图5.2-7 非正常状况下，石油类渗漏含水层影响范围图

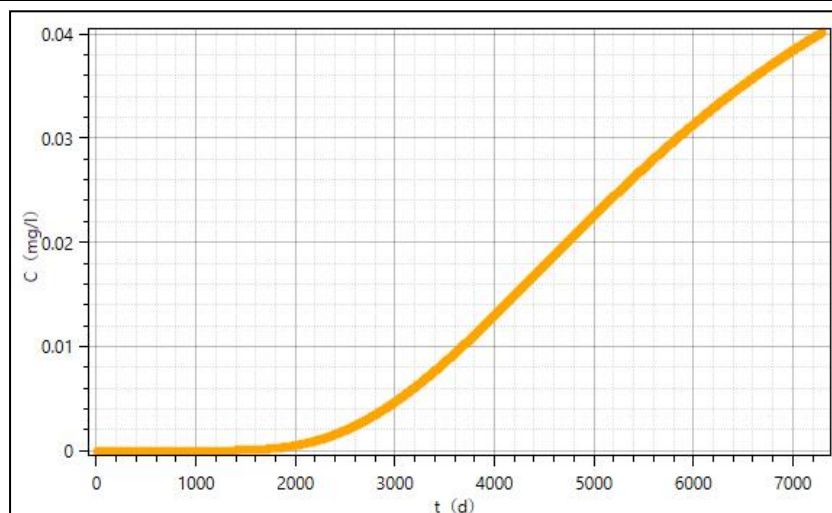


图 5.2-8 井场采油树非正常状况下，井场边界石油类浓度变化曲线图

5.2.3.6.4 地下水环境污染预测评价结论

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

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

5.2.3.7 地下水污染防治措施

为了防止非正常状况下废水下渗污染地下水，按照“源头控制、分区防治、污染控制、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

5.2.3.7.1 源头控制措施

(1) 井场防范措施

①采取先进、成熟、可靠的工艺技术工艺，良好合格的防渗材料，尽可能从源头上减少污染物泄漏风险，同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量；

②定期做好井场设备、阀门等巡检，一旦发现异常，及时采取措施，避免

“跑、冒、滴、漏”现象的发生；

③井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集作业废水，外委处置；

④设备定期检验、维护、保养，定期对采油井的固井质量进行检查，防止发生井漏等事故。

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

(2) 管道刺漏防范措施

①井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

②在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

③利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

④一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

5.2.3.7.2 分区防控措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)及《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)的要求项目场地包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，污染控制难易程度分级参照表见表 5.2-25，天然包气带防污性能分级参照表见表 5.2-26，地下水污染防渗分区参照表见表 5.2-27。

表 5.2-25 污染控制难易程度分级参照表

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

表 5.2-26 天然包气带防污性能分级参照表

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

表 5.2-27 地下水污染防渗分区参照表

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

根据上述划分原则,本项目各分区防渗等级具体见表 5.2-28,单座井场分区防渗示意图见图 5.2-9。

表 5.2-28 厂区各区域防控措施一览表

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		
一般防渗区	井口	弱	易		等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$, 或参考 GB16689 执行

图 5.2-9 营运期井场分区防渗图

5.2.3.7.3 地下水跟踪监控措施

为了及时准确地掌握项目区域及下游区域地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，9 区应建立地下水长期监控系统，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备先进的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。

(1) 监测井布置

依据地下水监测原则，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)和《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)相关要求，结合区

域水文地质特征，设置 1 眼背景监控井、2 眼污染监控井，共计 3 眼监控井作为地下水环境跟踪监控井。地下水监控井基本情况和相对位置等详见表 5.2-29。地下水监控井相对位置参见图 5.2-6。

表 5.2-29 地下水监控井基本情况表

名称	相对位置	井深(m)	监测层位	功能	井孔结构	监测因子	监测频次
5#	T903A-6X 井西北侧 8.3km	30	潜水含水层	背景监控井(依托现有水井)	按《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)执行(已有)	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬	每年 2 次
4#	西达里亚集输站西南侧 0.5km	30		污染监控井(依托现有水井)			
1#	西达里亚集输站东南侧 0.7km	30					

(2) 监测数据管理

① 监测频率

- i. 背景监控井、污染监控井采样频次每年 2 次。
- ii. 遇到特殊的情况或发生污染事故，可能影响地下水水质时，应随时增加采样频次。
- iii. 同时考虑随着时间的推移，区域地下水流向可能会发生变化，导致地下水水质监测井功能的改变，因此将水质监测井地下水水位标高的监测纳入监测计划里，监测频率为每年监测 2 次。如发现地下水流向发生较大变化，应根据流场及时调整监测井的监测功能。

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

5.2.3.7.4 地下水污染应急措施

(1) 应急治理程序

针对应急工作需要，参照“场地环境保护标准体系”的相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，制定地下水污染应急治理程序见图 5.2-10。

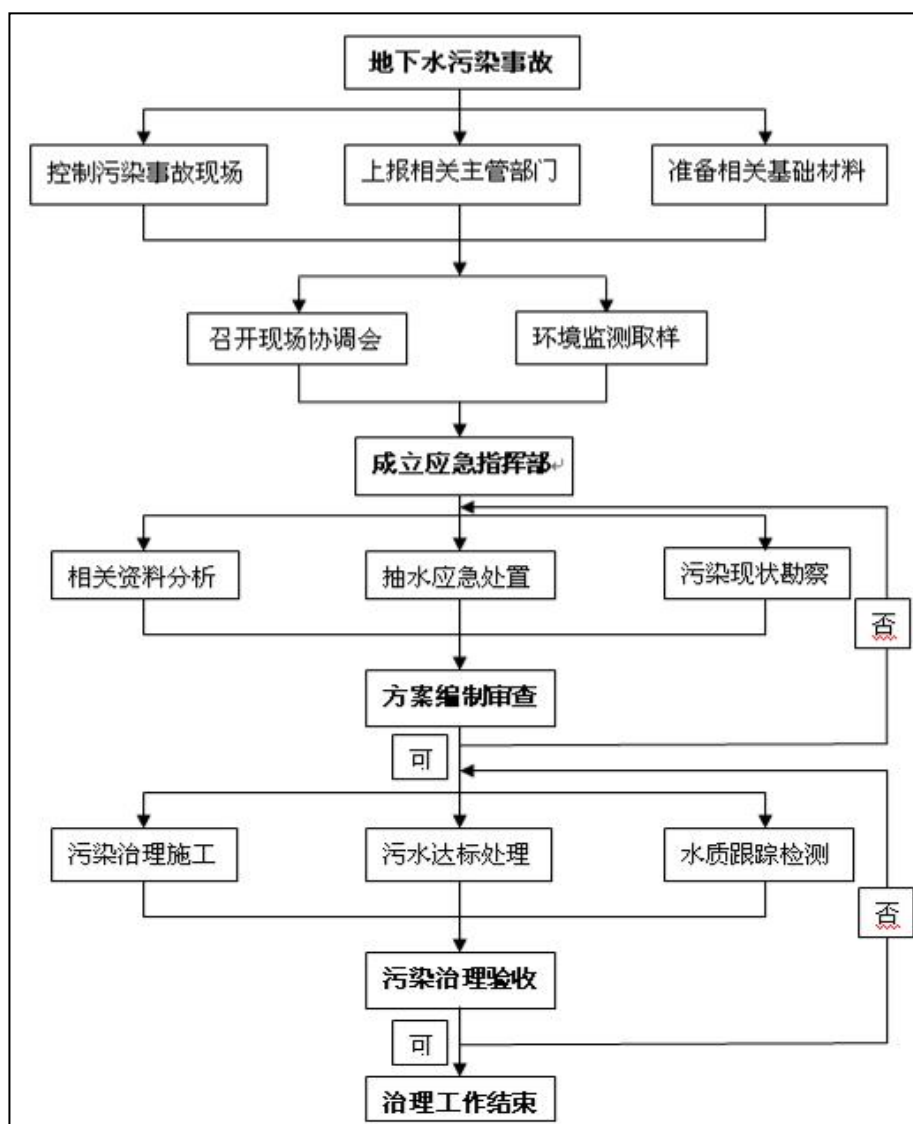


图 5.2-10 污染应急治理程序框图

(2) 地下水污染治理技术

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

区域内包气带天然防污性能弱，因此在非正常及风险状况下，可能造成污

染物进入地下水中，针对上述情景，建议采取如下污染应急治理措施。

①一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案；

②查明并切断污染源，在最短时间内清除地表污染物；

③加密地下水污染监控井的监测频率，并实时进行化验分析；

④一旦发现监控井地下水受到污染，立即启动抽水设施；

⑤探明地下水污染深度、范围和污染程度；

⑥依据地下水污染情况和污染场地的含水层埋藏分布特征，结合拟采用的地下水污染治理技术方法，制定地下水污染治理实施方案；

⑦依据实施方案进行施工，抽取被污染的地下水水体，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

项目区域位于塔里木河以南，包气带普遍存在于地表以下，包气带岩性主要为细砂、粉砂，其结构总体来说比较松散，包气带厚度约 3.27-6.33m。调查评价范围内潜水含水层主要岩性为第四系细砂、粉砂、粉细砂，评价范围内潜水含水层渗透系数为 1.12-2.48m/d，涌水量 121-614m³/d，潜水含水层厚度 < 50m。

由地下水环境现状监测结果可知，潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、氟化物外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准要求。超标原因与区域原生水文地质条件有关，另外，该区域气候干旱、地表蒸发强烈，由于各监测点潜水埋深不同，对应的蒸发强度不同，造成地下水中溶解性总固体、总硬度、硫酸盐和氯化物等因子呈梯度变化。结合塔河油田区域历史监测数据，多出现锰以及盐分超标的情况，与本次调查情况基本一致，超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文

地质环境等因素综合影响，由于区内地下水径流较缓慢，蒸发排泄强烈，各类离子容易富集，这也是干旱区浅层地下水化学特征的共性表现。

(2) 地下水环境的影响

根据预测结果，建设项目各个不同阶段，除井场边界内和管线 200m 范围内存在一定存在超标影响，其它区域均能满足 GB/T14848 相关标准要求，对周围地下水水质影响可接受。

(3) 地下水污染防治措施

拟建项目依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，采取严格的地下水环境污染防治措施。

①依据《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)相关要求，采取相应的分区防渗措施，防渗的设计使用年限不应低于拟建项目主体工程的设计使用年限；

②建立和完善拟建项目的地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划；

③在制定全厂环保管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

(4) 地下水环境影响评价结论

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

5.2.4 声环境影响评价

拟建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；拟建项目产噪设备主要为井场采油树、真空加热炉。

5.2.4.1 预测模式

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

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

L_w —由点声源产生的声功率级(A 计权或倍频带)，dB；

D_c —指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级

L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减，dB。

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的声压级，dB；

D_c —指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级

L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减，dB。

b) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算：

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

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_{pi}(r)$ —预测点 (r) 处，第 i 倍频带声压级，dB；

ΔL_i —第 i 倍频带的 A 计权网络修正值，dB；

c) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算：

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

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级, dB(A);

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

d) 工业企业噪声计算

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai} , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_i ; 第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj} , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_j , 则拟建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

拟建项目井场噪声源噪声参数见表 5.2-30。

表 5.2-30 井场噪声源强调查清单(室外声源)

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强 [dB(A)]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	采油树	—	30	30	1	85	基础减振	昼夜

续表 5.2-30

井场噪声源强调查清单(室外声源)

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强 [dB(A)]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
2	真空加热炉	—	20	30	1	95	基础减振	昼夜

5.2.4.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式,结合噪声源到各预测点距离,通过计算,拟建项目噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.2-31。

表 5.2-31

井场噪声预测结果一览表

单位: dB(A)

场地	场界	贡献值	标准值		结论
单井井场	东场界	45	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	46	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	48	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	43	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

由表 5.2-31 可知,井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间为 43~48dB(A),满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类昼间、夜间标准要求。

综上,从声环境影响角度,拟建项目建设可行。

5.2.4.4 声环境影响评价自查表

拟建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 ☐

续表 5.2-32 声环境影响评价自查表

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

注: “☐”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项。

5.2.5 固体废物影响分析

根据《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号), 拟建项目运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料, 收集后由有危废处置资质单位接收处置。根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号), 拟建项目危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 5.2-33。

表 5.2-33 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.1	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	收集后, 由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.1	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

(1) 危险废物贮存

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

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

- a. 危险废物标签规格颜色说明: 规格: 正方形, 40×40cm; 底色: 醒目的橘黄色; 字体: 黑体字; 字体颜色: 黑色。
- b. 危险废物类别: 按危险废物种类选择, 危险废物类别如图 5.2-11 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 5.2-12 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。

序号	危险特性	警示图形	图形颜色
1	腐蚀性		符号：黑色 底色：上白下黑
2	毒性		符号：黑色 底色：白色
3	易燃性		符号：黑色 底色：红色 (RGB: 255,0,0)
4	反应性		符号：黑色 底色：黄色 (RGB: 255,255,0)

图 5.2-11 危险废物类别标识示意图

图 5.2-12 危险废物相关信息标签

(2) 危险废物运输过程影响分析

拟建项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然

气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关要求, 运输危险废物, 应当采取防止污染环境的措施, 并遵守国家有关危险货物运输管理的规定; 按照危险废物污染环境防治和危险货物运输相关规定运输危险废物, 记录运输轨迹, 防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

拟建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

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

拟建项目含油废物全部委托塔河油田绿色环保站进行处置, 塔河油田绿色环保站处理资质及处置类别涵盖了拟建项目 HW08 危险废物, 处置能力能够满足项目要求, 目前塔河油田绿色环保站已建设完成并投入运行, 设计处置含油污泥 $6 \text{ 万 m}^3/\text{a}$, 富余处理能力 $2.1 \text{ 万 m}^3/\text{a}$ 。因此, 拟建项目危险废物全部委托塔河油田绿色环保站接收处置可行。

5.2.6 生态影响评价

项目运营期对生态环境的影响主要表现在对生态系统完整性的影响。

拟建项目开发区的基质主要是荒漠生态景观, 荒漠生态景观稳定性较差, 异质化程度低, 生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油田开发如井场、管道等建设中, 新设施的增加及永久性构筑物的作用, 不但不会使区域内异质化程度降低, 反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大, 抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。但如现状所述, 目前由于油田开发活动降低了区域生态系统的完整性和稳定性, 只有很好地控制破坏影响范围, 并做好生态恢复和后期管理, 才能控制生态进一步恶化。

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

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

5.2.7 土壤环境影响评价

5.2.7.1 环境影响识别

5.2.7.1.1 项目类型

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

5.2.7.1.2 影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)以及区域历史监测数据，项目所在区域土壤盐分含量 $\geq 4\text{g/kg}$ ，属于 HJ964-2018 盐化地区。拟建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。

拟建项目废水主要为采出水和井下作业废水，运营期井场不设置废水池，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况集输管线破裂，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，拟建项目采出水盐分含量较高、属于弱酸性水，当出现泄漏时，采出水中的盐分及酸性成分将进入表层土壤中，遗留在土壤中造成区域土壤盐分含量升高、pH 呈酸性变化，拟建项目所在区域属于轻度碱化地区，不会造成区

域土壤进一步碱化。影响类型见表 5.2-34。

表 5.2-34 建设项目影响类型表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其它	盐化	碱化	酸化	其它
建设期	—	—	—	—	—	—	—	—
运营期	—	—	√	—	√	—	—	—
服务期满后	—	—	—	—	—	—	—	—

(3) 影响源及影响因子

① 污染影响型

拟建项目采油井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏,采出液在水头压力差的作用下,可能会下渗到土壤中,造成一定的影响;集输管线输送介质为原油,集输管线及设备破裂时,石油烃可能会下渗到土壤中,造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。

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渗入包气带中,泄漏物质在包气带中淤积最终污染下层土壤中,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。

拟建项目土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-35。

表 5.2-35 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
集输管道泄漏	漫流、垂直入渗	盐分含量、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)	事故工况
采油井场套管破损泄漏	漫流、垂直入渗	盐分含量、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)	事故工况

5.2.7.2 现状调查与评价

5.2.7.2.1 调查范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018),土壤生态影响型现状调查范围为 T903A-6X 井场边界外扩 5000m 范围,集输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 T903A-6X 井场边界外扩 200m 范围,集输管线边界两侧向外延伸 0.2km 范围。

5.2.7.2.2 敏感目标

拟建项目将 T903A-6X 井场边界外扩 5000m 范围，集输管线边界两侧向外延伸 0.2km 范围内的土壤作为土壤环境(生态影响型)保护目标。

5.2.7.2.3 土地利用类型调查

(1)土地利用现状

根据现场调查结果，井场、集输管线等占地现状均为裸土地。

(2)土地利用历史

根据调查，项目区域建设之前均为裸土地，局部区域已受到油田开发的扰动和影响。

(3)土地利用规划

拟建项目占地范围暂无规划。

(4)土壤理化性质调查

土壤理化性质见表 5.2-36。

表 5.2-36 土壤理化性质调查结果一览表

点号		T903A-6X 井场周边		时间	2024.10
深度		0.2	0.5	1.5	3.0
现场记录	颜色	灰白色	灰白色	灰白色	灰白色
	结构	团粒	团粒	团粒	团粒
	质地	砂石	砂石	砂石	砂石
	砂砾含量	88	90	85	82
	其他异物	无	无	无	无
实验室测定	pH 值	8.53	8.57	8.52	8.55
	阳离子交换量 cmol ⁺ /kg	8.4	8.0	8.3	8.2
	氧化还原电位 mV	480	460	475	470
	饱和导水率 mm/h	2.06	2.04	2.11	2.15
	土壤容重 g/cm ³	2.72	2.13	2.59	2.38
	孔隙度%	35.5	33.9	34.8	34.0

表 5.2-37 区域土体结构剖面调查表

点位	土壤剖面照片	层次
T903A-6X 井场周边		①灰白色砂土：0~0.2m，团粒结构，砂砾含量 88%
		②灰白色砂土：0.2~0.5m，团粒结构，砂砾含量 90%
		③灰白色砂土：0.5~1.5m，团粒结构，砂砾含量 85%
		④灰白色砂土：1.5~3.0m，团粒结构，砂砾含量 82%

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均为风沙土、草甸土。区域土壤类型见附图 6。

5.2.7.3 土壤环境影响评价

5.2.7.3.1 污染影响型

(1) 预测情景

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

(2) 预测模型

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

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数， m^2/d ；

q--渗流速度， m/d ；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ -土壤含水率，%。

②初始条件

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

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 5.2-38。

表 5.2-38 垂直入渗预测模型参数一览表

土壤质地	厚度 (m)	渗透系数 (m/d)	孔隙度	土壤含水量 (%)	弥散系数 (m^2/d)	土壤容重 (kg/m^3)
壤土	3	0.5	0.36	0.36	1	2.72×10^3

(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井场套管发生破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

表 5.2-39 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	860000	瞬时
井场套管破损泄漏	石油烃	860000	瞬时

(5) 土壤污染预测结果

本次土壤预测情景考虑的两种情景泄漏液体石油烃浓度相似，本次选择井场套管破损泄漏进行预测。

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 860000mg/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 5.2-12 所示。预测结果见表 5.2-40。

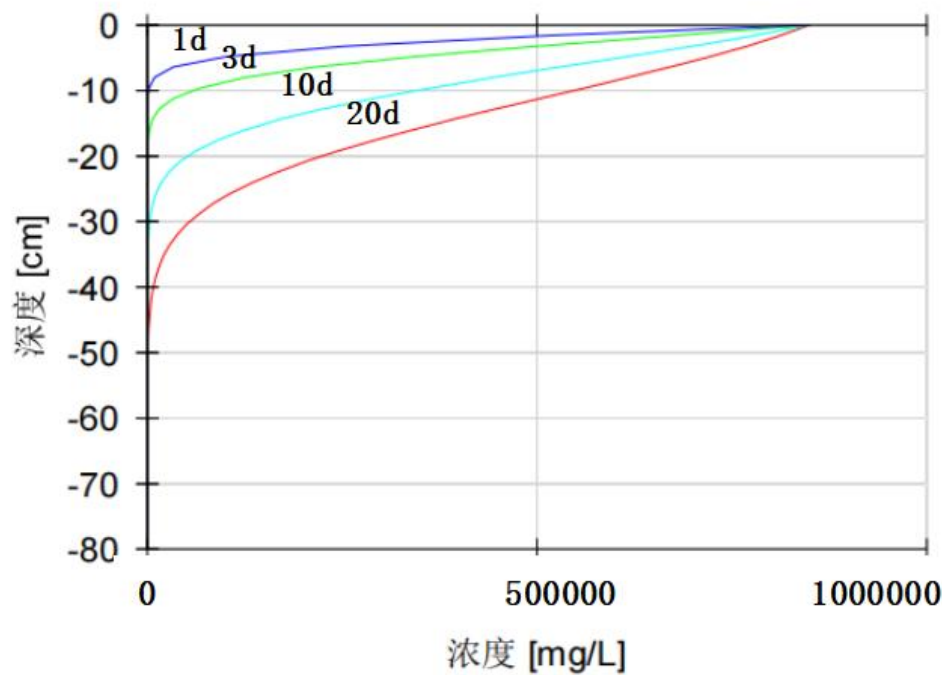


图 5.2-12 石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

表 5.2-40 土壤预测情况表

序号	预测时间	污染深度
1	1d	10cm

续表 5.2-40

土壤预测情况表

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

由图 5.2-34 土壤模拟结果可知，入渗 20 天后，污染深度为 50cm，整体渗漏速率较慢。

5.2.7.3.2 生态影响型

(1) 预测情景

拟建项目实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。事故工况，根据企业的实际情况分析，结合前文“影响源及影响因子”，综合考虑拟建项目物料特性及土壤特征，本次评价重点针对集输管线破损泄漏及井场套管发生破损泄漏的盐分含量对土壤的盐化影响，作为预测情景。

(2) 预测源强

①集输管线破损泄漏

本项目采油井场土壤环境生态影响型评价工作等级为一级，采油管线土壤环境生态影响型评价工作等级为二级。根据采油井场、采油管线对土壤造成影响为管道破裂导致采出液中高含盐液体进入表层土壤中，造成土壤中盐分含量有一定程度的升高。

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，截断阀可以确保在 10min 内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间 10min 考虑。管道泄漏时，选取最不利情形即管道截面 100%断裂进行评价。根据“5.2.3.6 地下水环境影响评价”中源强可知，管线输送全管径泄漏最大原油泄漏量为 2.6m^3 ，采出液中总矿化度为 208700mg/L ，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=2.6 \times 208700 = 542620\text{g}$ 。

(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/m³；

A -预测评价范围，m²；

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 20m×20m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $2.72 \times 10^3 \text{kg/m}^3$ ，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 6.3g/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 0.034g/kg，叠加现状值后的预测值为 6.334g/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。

③采油井场套管破损泄漏盐化预测结果

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以井场泄漏点为中心 $40\text{m} \times 50\text{m}$ 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $2.72 \times 10^3 \text{kg/m}^3$ ，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 6.3g/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 0.067g/kg ，叠加现状值后的预测值为 6.367g/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 保护措施与对策

5.2.7.4.1 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，巡检时应对井口阀门处及管线沿线进行仔细检查，出现泄漏情况能及时发现；

③加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生；

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

(2) 过程防控措施

①巡检车辆按照指定路线行驶，严禁随意碾压破坏井场周边土壤结构；

②严格执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石

油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口装置区及计量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，使用年限不应低于拟建项目主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

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

根据项目特点及《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022)相关要求，制定监测计划，详情见表 5.2-41。

表 5.2-41 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	井场采油树管道接口处	表层样	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、pH	执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表2 第二类用地筛选值	每年监测一次

5.2.7.5 结论与建议

拟建项目占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1农用地土壤污染风险筛选值，石油烃低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值。

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，区域土壤盐碱化程度加剧。因此，拟建项目需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防治措施后，从土壤环境影响的角度，拟建项目建设可行。

拟建项目土壤环境影响评价自查表见表 5.2-42。

表 5.2-42

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	0.43hm ²				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	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				
	特征因子	污染影响型	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)			
		生态影响型	盐分含量			
	所属土壤环境影响评价项目类别	采油井场	I类 ☒ ; II类 ☐ ; III类 ☐ ; IV类 ☐			
		集输管线	I类 ☐ ; II类 ☒ ; III类 ☐ ; IV类 ☐			
敏感程度	污染影响型	敏感 ☐ ; 较敏感 ☐ ; 不敏感 ☒				
	生态影响型	敏感 ☒ ; 较敏感 ☐ ; 不敏感 ☐				
评价工作等级		生态影响型	采油井场	一级 ☒ ; 二级 ☐ ; 三级 ☐		
			集输管线	一级 ☐ ; 二级 ☒ ; 三级 ☐		
		污染影响型	采油井场	一级 ☐ ; 二级 ☒ ; 三级 ☐		
			集输管线	一级 ☐ ; 二级 ☐ ; 三级 ☒		
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		0.5m、1.5m、3m	
现状监测因子	占地范围内：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷, 1,2-二氯乙烷, 1,1-二氯乙烯, 顺-1,2-二氯乙烯, 反-1,2-二氯乙烯, 二氯甲烷, 1,2-二氯丙烷, 1,1,1,2-四氯乙烷, 1,1,2,2-四氯乙烷, 四氯乙烯, 1,1,1-三氯乙烷, 1,1,2-三氯乙烷, 三氯乙烯, 1,2,3-三氯丙烷, 氯乙烯, 苯, 氯苯, 1,2-二氯苯, 1,4-二氯苯, 乙苯, 苯乙烯, 甲苯, 间二甲苯+对二甲苯, 邻二甲苯, 硝基苯, 苯胺, 2-氯酚, 苯并[a]蒽, 苯并[a]芘, 苯并[b]荧蒽, 苯并[k]荧蒽, 蒽, 二苯并[a,h]蒽, 茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量					
现状评价	评价因子					

续表 5.2-42

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	评价因子	占地范围外: pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量			
	评价标准	GB15618☑; GB36600☑; 表 D.1☐; 表 D.2☐; 其他()			
	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求			
影响预测	预测因子	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、盐分含量			
	预测方法	附录 E☑; 附录 F☐; 其他()			
影响预测	预测分析内容	污染影响范围: 井场周围; 影响程度: 较小	生态影响范围: 单井集输管线泄漏点; 影响程度: 盐碱化程度加剧		
	预测结论	达标结论: a)☐; b)☐; c)☑ 不达标结论: a)☐; b)☐			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☐; 源头控制☑; 过程防控☑; 其他()			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
	跟踪监测	1	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、pH	1 年/次	T903A-6X 井场
	信息公开指标	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬、盐分含量、pH			
评价结论		通过采取源头控制、过程防控措施, 从土壤环境影响的角度, 拟建项目建设可行			

5.2.8 环境风险评价

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

5.2.8.1 评价依据

5.2.8.1.1 风险调查

拟建项目涉及的风险物质主要为原油、天然气及硫化氢, 存在于集输管线和燃料气管线内。

5.2.8.1.2 环境敏感目标调查

拟建项目环境风险评价等级为简单分析,因此不再设置环境风险保护目标。

5.2.8.1.2 环境风险潜势初判

根据 2.4.1.7 环境风险评价工作等级判定内容,项目 Q 值小于 1,环境风险潜势为 I。

5.2.8.3 环境风险识别

5.2.8.3.1 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。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.2-43。

表 5.2-43 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	原油	热值: 41870KJ/kg; 火焰温度: 1100℃; 沸点: 300-325℃; 闪点: 23.5℃; 爆炸极限 1.1%-6.4%(v); 自然燃点 380-530℃	集输管线
2	天然气	无色无味气体, 爆炸上限 16%, 爆炸下限 4.8%, 蒸汽压: 53.32kPa(-168.8℃), 闪点: -188.8℃, 熔点: -182.5℃, 沸点: -161.5℃, 相对密度 0.42(-164℃)	集输管线、燃料气管线
3	硫化氢	无色酸性气体, 有恶臭, 熔点: -85.5℃, 沸点: -60.4℃, 闪点: -50℃; 爆炸极限 4.0%~46.0V%, 溶于水、乙醇	集输管线

5.2.8.3.2 危险物质分布情况

拟建项目危险物质主要分布于集输管线和燃料气管线内。

5.2.8.3.3 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 5.2-44。

表 5.2-44 油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,造成地下水含水层水质污染	地下水

续表 5.2-44 油田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
井场	井喷事故	泥浆液柱压力低于油气层的自然压力；泥浆漏失；钻透油气层时，起钻速度过快；设备故障，停钻修理等	井喷时大量的油气从井口喷出，喷出的油气流可高达数十米，喷出气体几万到几十万方，井喷事故发生时，大量烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，火灾和爆炸均会造成灾难性的后果。	大气、地表水、地下水
管线	集输管线泄漏、燃料气管线泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致火灾、爆炸、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，伴生气中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件，油类物质在降雨过程中随地表径流进入地表水体及渗流至地下水、土壤	大气、地表水、地下水

5.2.8.4 环境风险分析

5.2.8.4.1 井喷事故风险分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，喷出的油气流可高达数十米，喷出气体几万到几十万方。井喷事故发生时，大量烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，火灾和爆炸均会造成灾难性的后果。据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要积聚在土壤表层 50cm 以内，其污染也主要限于地表，一般很难渗入到 2m 以下。

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围。大量油、水喷溅到植物上或散落到土壤中，就会影响植物的光合作用，并通过根系吸收，同时石油类将在植物体内富集，影响其品质，使其生产力下降，严重时会导致植物死亡。另外井喷时极易发生火灾，一旦发生火灾，一旦发生火灾应及时采取相应的措施，应立即阻断引火源，并组织灭火，减少对生态系统的影响。

5.2.8.4.2 井漏事故影响分析

拟建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。

拟建项目采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

5.2.8.4.3 大气环境风险分析

拟建项目集输管线破裂原油泄漏时，从管道中释放出的硫化氢及挥发性有机物会对周围大气环境造成一定的影响。泄漏原油遇明火或点火源后，可能发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。

拟建项目所在区域较空旷，周边无大气环境敏感目标，大气扩散条件良好，且井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。发生火灾、爆炸事故时，整体对大气环境影响可接受。

5.2.8.4.4 地表水环境风险分析

拟建项目在发生安全生产事故造成油品泄漏主要集中在井场区域范围，加之泄漏油品量较少且基本上能够及时地完全回收，且项目周边无地表水，因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

5.2.8.4.5 地下水环境风险分析

拟建项目建成投产后，正常状态下采出水随采出液一起进入一号联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，井下作业废液送至塔河油田绿色环保站处理。非正常状态下，油品中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损油品泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免地对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成油品泄漏。因此在事故下造成油品泄漏对区域地下

水造成污染的环境风险可防控。

5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求

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

5.2.8.5.1 钻井作业中的井喷防范措施

施工单位应严格执行石油天然气钻井 HSE 管理体系及井控技术标准和规范中的相关规定，并针对工程情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

(1) 开钻前向全队职工、钻井现场的所有工作人员进行地质、工程、钻井液和井控装备等方面的技术交底，并提出具体要求；

(2) 严格执行井控工作管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部 24h 值班制度，井控准备工作及应急预案必须经验收合格后，方可钻开油气层；

(3) 钻进中必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀，且备有相应的抢接工具，在井口附近准备一根放喷单根（钻杆下部有与钻铤扣相符的配合接头）；

(4) 按班组进行放喷演习，并达到规定要求；

(5) 严格落实坐岗制度，无论钻进还是起下钻，或其它辅助作业，钻井班落实专人坐岗观察钻井液池液面变化和钻井液出口情况，录井人员除了在仪表上观察外，还对钻井液池液面变化和钻井液出口进行定时观察，定时测量进出口钻井液性能，两个岗都必须做好真实准确记录，值班干部必须对上述两个岗位工作情况进行定时和不定时检查，并当班签认；

(6) 认真搞好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门；

(7) 严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；

(8) 钻进中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井试压后迅速实施压井作业；

(9) 发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，

待井内平稳后才恢复钻进；

(10) 关井压力不得超过井口装置的工作压力、套管抗内压强度的 80% 和地层破裂压力三者中的最小值。

5.2.8.5.2 管道事故风险防范措施

(1) 施工阶段的事故防范措施

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

② 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

(2) 运行阶段的事故防范措施

① 定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

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

③ 在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

5.2.8.5.3 H₂S 气体泄漏风险防范措施

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

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

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

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

(5) 设备、管道、管件等均采用可靠的密封技术，防止易燃易爆物料泄漏。

(6) 在修井过程中，如排液、拆卸井口和管道、循环修井液、起泵和起封隔器以及酸化后抽汲等，宜采取特殊预防措施，避免硫化氢聚集气释放造成危险。所有修井作业人员宜进行有关硫化氢的潜在危险性以及遇硫化氢时应采取的防护措施等培训。如果在修井作业过程中硫化氢浓度有可能达到有害浓度，宜使用硫化氢监测仪或检测仪。呼吸保护设备应位于作业人员能迅速容易地取用的地方。在无风或风力较弱的情况下，可使用机械通风设备将气体按规定方向排出。

5.2.8.5.4 环境风险应急处置措施

5.2.8.5.4.1 井喷失控事故应急措施

(1) 伴有硫化氢、甲烷等有毒有害气体逸散时：

① 应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出硫化氢、甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

② 监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

③ 现场人员生命受到威胁、井口失控、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令；

④ 条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

(2) 引发火灾、爆炸时：

① 现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

② 条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

③ 井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

④ 依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

(3) 遇险人员应急撤离条件：

① 井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全或引起重大火灾无法控制时；

② 空气中硫化氢、甲烷浓度较高，且无法有效控制时；

③由于各种原因(如油气泄漏)导致设施发生火灾,经采取措施无效,危及设施及人员生命安全时;

④由于各种原因导致设施发生爆炸,危及整个设施和人员生命安全时。

5.2.8.5.4.2 井场泄漏的应急措施

(1)伴有硫化氢、甲烷等有害气体逸散时:

①应迅速封闭事故现场,抢救现场窒息人员,发出硫化氢、甲烷报警信号,进行交通管制,禁止外人进入现场,控制事态发展;

②监测有害气体浓度,根据现场风向,协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员;

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时,现场应急指挥应立即发出点火指令。

(2)引发火灾、爆炸时:

①现场发生火灾、爆炸,应立即阻断引火源,并组织灭火;

②确定警戒范围,撤离无关人员。

5.2.8.5.4.3 管道泄漏的应急措施

①如出现人员伤亡,在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员;

②切断管道泄漏源,封闭事件现场和危险区域,周边设置警示标识,同时组织人员切断周边着火源,防止事态扩大和引发次生事故;

③配合地方政府有关部门设置警戒线,划定安全区域,组织撤离、疏散周边居民、群众;

④组织集输管道泄漏的围控、处置;

⑤集输管道泄漏原油回收并妥善处理;

⑥对污染现场进行清理,并确保达到环境保护要求。

5.2.8.5.4.4 管道刺漏事故应急措施

拟建项目根据以往经验,现场巡检过程中发现压力表压力不正常后,通过检测判定管线是否发生泄漏,针对管线刺漏事件,采取以下措施:

(1)切断污染源:经与生产调度中心取得联系后,关闭管线泄漏点最近两侧

阀门；

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

(3) 事故现场处理：堵漏作业完成后，对泄漏段管线进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

(4) 后期处理：恢复管线泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性地加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收，若油品泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

5.2.8.5.4.5 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。

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 2022 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 652800-2022-17-M。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入西北油田分公司采油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 环境风险分析结论

(1) 项目危险因素

运营期危险因素为集输管线老化破损导致原油泄漏遇到明火不完全燃烧产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故。

(2) 环境敏感性及事故环境影响

拟建项目区域以油气开发为主，拟建项目实施后的环境风险主要为原油泄漏，遇火源不完全燃烧会产生一定量的二氧化碳有害气体进入大气；另外，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水和土壤环境造成污染影响。

(3) 环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容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，拟建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。

拟建项目环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表 5.2-45，环境风险自查表见表 5.2-46。

表 5.2-45 环境风险防范措施“三同时”验收一览表

序号	防 范 措 施	台(套)	投资(万元)	效 果
1	可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	8	便于识别风险，减少事故发生
2	消防器材		8	防止天然气输气管道泄漏火灾爆炸事故蔓延
3	警戒标语和标牌		4	设置警戒标语和标牌，起到提醒警示作用
合计		—	20	—

表 5.2-46 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔河油田 T903A-6X 井开采及集输工程			
建设地点	新疆巴州轮台县塔河油田区域内			
中心坐标	东经	84.4402°	北纬	41.2919°
主要危险物质及分布	原油、天然气及 H ₂ S，存在于集输管线和燃料气管线内			
环境影响途径及危害后果 (大气、地表水、地下水等)	根据工程分析，拟建项目油田开发建设过程中采油、集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏、硫化氢中毒等			
风险防范措施要求	具体见“5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求”			

5.3 退役期环境影响分析

5.3.1 退役期污染物情况

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

退役期的环境影响以生态的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘、落地油和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去一定深度的表层套管并用水泥灌注封井、井场清理等。

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

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

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

5.3.2 退役期生态保护措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集。

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

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

6 环保措施可行性论证

6.1 环境空气保护措施可行性论证

6.1.1 施工期环境空气保护措施

6.1.1.1 施工扬尘

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

(2)加强施工管理，尽可能缩短施工周期。

(3)施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量。

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

6.1.1.2 焊接烟气、机械设备和车辆废气

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

6.1.1.3 储层改造废气

使用酸化液过程中，要求全部采用密闭罐存放，产生的废酸化液及时委托有资质单位接收处置，减少在现场存储时间。

6.1.1.4 测试放喷废气

(1)在集输管网投产前的项目初期，井场要进行测试放喷。为了点火安全和控制热辐射范围，需修建地面放喷池，通过水平火炬进行测试放喷；在集输管网投产后，测试放喷的天然气将通过管网收集，集输至井场后通过水平火炬点燃放空。

(2)采用防喷器组(环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器)等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

由于测试放喷时间较短，测试放喷燃烧天然气排放对周围环境影响很小，以上措施是可行的。

6.1.2 运营期环境空气保护措施

本项目运营期废气主要为真空加热炉烟气和井场无组织废气。采取的措施如下：

(1) 真空加热炉内部采用低氮燃烧器，同时用气均用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放；

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

(3) 项目定期巡检，确保集输系统安全运行。

(4) 提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

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

有组织废气和无组织废气均可达标排放，属于成熟可靠技术，因此拟建工程采取的环境空气污染防治措施可行。

6.1.3 退役期环境空气保护措施

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

6.2 废水治理措施可行性论证

6.2.1 施工期水环境污染防治措施

项目钻井过程水环境污染源为钻井废水、酸化压裂废水和施工队生活污水。

① 钻井废水

根据目前油田钻井实际情况，钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后

以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置。

②酸化压裂废水

压裂废水产生量为 438m^3 ，酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理。

③管道试压废水

集输管道试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管道试压水由管内排出后进入下一段管道循环使用，试压结束后用于洒水降尘。

④施工队生活污水

拟建项目生活污水产生量为 312m^3 。生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于施工区域荒漠灌溉。

井场建设一座撬装化污水处理站，采用“生化+过滤”工艺，生活污水经过“格栅+调节池+厌氧池+生物接触氧化池+二沉池+MBR膜池+消毒池”处理达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表2的B级标准后，主要用于施工区域荒漠灌溉。撬装化污水处理站采用“生化+过滤”工艺，使接触氧化法和活性污泥法有效地结合起来，可将生活污水中所含的主要污染物进行达标处理。该技术属于主流生活污水处理技术，工艺成熟可靠，可确保污水处理达标。

撬装化污水处理站设计处理规模 $20\text{m}^3/\text{d}$ ，实际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。根据区域新钻井验收期间收集的撬装化污水处理站监测数据，出口监测结果中COD浓度 31mg/L 、SS浓度 3mg/L 、pH值 6.8、粪大肠菌群 600 个/L，监测结果满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表2的B级标准。

综上所述，施工期采用的废水处理措施可行。

6.2.2 运营期水污染防治措施

(1)采出水

拟建项目采出水随采出液经集输管线最终输送至一号联合站处理。处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。要求日常加强油气开采和集输过程的动态监测，油气集输过程中避免

事故泄漏污染土壤和地下水。

一号联合站采出水处理工艺流程为：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。拟建项目预计进入一号联合站采出水量 $3.3\text{m}^3/\text{d}$ ，采出水处理单元富余处理能力、处理工艺、出水水质达标性等均可满足拟建项目需求，依托处理设施可行。

(2) 井下作业废液

井下作业废液采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理，塔河油田绿色环保处理站现有一体化设备配套处理设施废液处理规模为 $65\text{m}^3/\text{h}$ ，现状处理量为 $9.2\text{m}^3/\text{h}$ ，富余处理能力 $55.8\text{m}^3/\text{h}$ ，拟建项目预计井下作业废液产生量为 $99.46\text{m}^3/\text{a}$ (折合 $0.04\text{m}^3/\text{h}$)，废液处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)回注至 TK512 井。塔河油田绿色环保站处理废液装置富余处理能力、处理工艺、出水水质达标性等均可满足拟建项目需求，依托处理设施可行。

综上，运营期采取的废水处置措施可行。

6.2.3 退役期水污染防治措施

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

6.3 噪声防治措施可行性论证

6.3.1 施工期噪声防治措施

施工期高噪声污染源主要是钻机、泥浆泵、压裂车等，测试放喷或事故放喷时产生的高压气流噪声等。

采取的隔声降噪措施如下：

- (1) 泥浆泵做好基础减振，临时启用柴油发电机时，应采取基础减振；
- (2) 定期维护泥浆泵、钻机、压裂车等高噪声设备；

(3) 需要测试放喷的井场，采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过 2m，尽量缩短放喷时间；

(4) 合理控制施工作业时间；

(5) 运输车辆控制车速，通过村庄时应避免鸣笛。

拟建项目钻井井场周边无村庄等声环境敏感目标，且钻井工程施工周期较短，施工期间通过采取对设备定期保养维护、基础减振等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。拟建项目采取的噪声污染防治措施可行。

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、真空加热炉设备采取基础减振措施。

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

6.3.3 退役期噪声防治措施

退役期噪声主要为车辆噪声等，合理控制车速，通过村庄时避免鸣笛。

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 施工期固体废物处置措施

6.4.1.1 钻井废弃物处理措施

拟建项目钻井井场现场使用的泥浆、药剂均进行重金属检测，从源头控制污染物产生。拟建项目钻井期岩屑随钻井泥浆带出，一开、二开、三开上部为膨润土泥浆，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相综合利用，用于铺筑井场、道路等；项目钻井期三开下部使用磺化泥浆体系，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，磺化泥浆岩屑在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理。工艺采用撬装式装备对钻井期间产生的废弃泥浆进行同步收集和处理。主要工艺及相关流程如下：

共设置两套接收搅拌装置,作用是实现振动筛+除砂器+处理器+离心分离机等排出的废弃物接收、搅拌、储存并输送至泥浆脱稳搅拌装置。泥浆回收效率达到98%以上。首先进行均匀化调整,调整好后用污泥泵打入一级螺旋式混拌装置,同时加入与打入量相匹配量的沥水剂(聚合氯化铝),主要目的是对磺化泥浆进行调质,吸附重金属离子和降低pH,在碳酸钙表面产生絮凝作用,加速沉降,将电离出的高价态金属阳离子与泥浆中带负电荷的胶体颗粒相互作用,颗粒表面的双电层被压缩,降低体系电位,不产生其他成分物质;加入破稳降粘剂(过碳酸钠浓度进一步降低。随后污泥打入二级螺旋式混拌装置,同时加入凝聚结剂(硫酸亚铁),改变磺化废弃泥浆的物理、化学性质,通过吸咐架桥作用使脱稳后的较小颗粒快速凝聚成较大颗粒,进入固液分离装置进行泥水分离,泥水分离采用离心分离机,依靠离心作用实现液相和固相分离。整个反应过程采用专用加药搅拌设备,分离小罐加药、快速搅拌及转移,提高絮凝、降解工序的时间效率。

处置过程通过添加聚合氯化铝、过碳酸钠、生石灰、硫酸亚铁等化学药剂实现废弃泥浆及岩屑的脱稳、破胶、氧化作用,发生脱稳氧化反应、降解有害物质,使胶体失去稳定性并粘结聚集形成絮状物,再经过机械压滤等措施将絮状物固液分离,分理出泥饼后固废量减少到原来泥浆量的50%,分离后的泥饼经处置检测合格并按规定进行留样,满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求,同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值要求(含油率 $<0.45\%$)后用于铺垫油区内的井场、道路等,一次处理后检测不合格,现场进行二次处理,达标后用于铺垫油区内的井场、道路等;分离出的滤液水优先重复利用,剩余滤液水集中统一转运至塔河油田绿色环保站废液处理系统进行处置,检测达标后全部回注地层。

目前,西北油田分公司已有多处采用相同处理工艺的撬装化装置处理聚磺体系泥浆钻井岩屑。根据西北油田分公司固废历史检测数据结果,处理后废弃物可达到相关标准要求。具体数值见表6.4-1。

表 6.4-1

处置后固体废物检测结果

单位: mg/kg, pH 无量纲

污染源	检测项目	单位	检测结果	执行标准	标准限值	达标情况
固体废物	pH	无量纲	7.53~9.86	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017) 中表 1 综合利用标准限值, 同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中第二类用地土壤污染风险筛选值要求(含油率<0.45%)	2.0~12.5	达标
	六价铬	mg/kg	<2~2.31		≤13	达标
	铜		19.0~32.7		≤600	达标
	锌		65.2~96.5		≤1500	达标
	镍		19.0~34.2		≤150	达标
	铅		2.3~16.9		≤600	达标
	镉		0.6~6.2		≤20	达标
	砷		6.34~29.9		≤80	达标
	苯并(a)芘	μg/kg	0.03~0.30		≤0.7	达标
	含水率	%	3.3~25.4		≤60	达标
	含油率	%	0.02~0.09		≤2	达标
	COD	mg/L	33~148		≤150	达标

经核算, 废弃磺化泥浆处置前后各污染物控制指标及平均去除效率见下表。

表 6.4-2

处置前后污染物控制指标一览表

单位: mg/kg, pH 无量纲

工艺段	处置前固废源强	处置后污染物指标	平均去除效率/%
pH	2.0~12.5	7.53~9.86	—
六价铬	75.2~77.0	<2~2.31	97.8
铜	97.6~102.3	19.0~32.7	74.1
锌	244~280	65.2~96.5	69.1
镍	37.7~49.0	19.0~34.2	38.6
铅	34.9~42.9	2.3~16.9	75.3
镉	1.5~7.5	0.6~6.2	24.4
砷	81.5~90	6.34~29.9	78.9
苯并(a)芘	0.3~0.5	0.03~0.30	58.8
含水率/%	15~40	3.3~25.4	47.8
石油类/%	0.45~1.08	0.02~0.09	92.8
COD	180~268	33~148	59.6

西北油田分公司加强监管, 每个井场随钻不落地处理工艺末端排放口都要

进行监测。监测项目为：含油率、含水率、pH值、COD。同时油田服务管理中心建立随钻泥饼综合利用台账，钻井泥浆经处理后其泥饼经检测12项指标均达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中污染物限值要求，含油率可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值要求(含油率 $<0.45\%$)，滤液水依托塔河油田绿色环保站废液处理系统处置，检测达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)控制指标后全部回注地层利用。

同时，西北油田分公司在优化、改进处置工艺设备的同时健全了配套管理制度，加强了现场采样监督抽查管理，建立了自行监督检查、委托第三方单位抽测、处置单位自行检测的三级抽样质量监督管控机制，同时，为确保装置稳定达标，处置单位根据生产情况采取1天~2天采样一次，采样过程采取分层、均匀布设采样点，最终送检混合样的方式确保装置处理后的还原土检测结果能确保钻井废弃泥浆合规处置、稳定达标，环境风险可控，实现了钻井泥浆资源化、减量化和井场的清洁生产。

6.4.1.2 危险废物处理措施

废烧碱包装袋和废防渗材料应折叠打包存放在井场撬装式危废暂存间内，严禁随意丢弃。钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料收集产生的含油废物，含油废物收集后应置于铁质油桶内且不得超过容器的3/4。危险废物必须由具有资质的机构或生态环境主管部门指定单位接收，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。

6.4.1.3 撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾处理措施

撬装式污水处理站污泥定期排入污泥池，通过泵打入小型叠螺式污泥脱水机，其脱水原理为污泥在浓缩部经过重力浓缩后，被运输到脱水部，在前进的过程中随着滤缝及螺距的逐渐变小，以及背压板的阻挡作用下，产生极大的内压，容积不断缩小，达到充分脱水的目的。经叠螺式污泥脱水机脱水后可确保污泥含水率低于60%，满足垃圾填埋场进场污泥含水率要求。

生活垃圾现场集中收集，与经脱水装置脱水后的污泥一同送至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置。

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(2021年版)》(部令第15号)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021年第74号)，拟建项目运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料，收集后有危废处置资质单位接收处置。拟建项目危险废物产生情况及危险特性见表 6.4-3。

表 6.4-3 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.1	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	收集后，由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.1	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

6.4.2.2 危险废物处置措施可行性分析

(1) 危险废物贮存及运输

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

(2) 危险废物处置单位

拟建项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021年第74号)中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。拟建项目危险废物全部委托塔河油田绿色环保站进行处置，井场危险废物处理类别、处置能力见表 6.4-4。

表 6.4-4 塔河油田绿色环保站处理类别、处置能力一览表

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

塔河油田绿色环保站处理资质及处置类别涵盖了拟建项目 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前塔河油田绿色环保站已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 6 万 m^3/a ，富余处理能力 2.1 万 m^3/a 。因此，拟建项目危险废物全部委托塔河油田绿色环保站接收处置可行。

6.4.3 退役期固体废物处置措施

拟建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，管道中残余的液体以及其余建筑垃圾，其中落地油收集后委托有资质单位送至塔河油田绿色环保处理站处理，管道中残余的液体先试用氮气吹扫至计转站后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入计转站后送至联合站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置。

6.5 生态保护措施可行性论证

6.5.1 施工期生态保护措施

6.5.1.1 地表扰动生态环境保护措施

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

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

④设计选线过程中，避开植被茂密区域，最大限度避免破坏野生动物的活

动场所和生存环境，严格控制施工作业带宽度。

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

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

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

类比 9 区现有井场采取的扰动区域生态环境保护措施，拟建项目采取的生态环境保护措施可行。

区域井场恢复效果

区域井场恢复效果

图 6.5-1 9 区地表扰动恢复情况

6.5.1.2 生物多样性保护措施

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

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

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

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

类比 9 区现有井场采取的生物多样性保护措施，拟建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。

6.5.1.4 水土流失保护措施

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

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

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

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

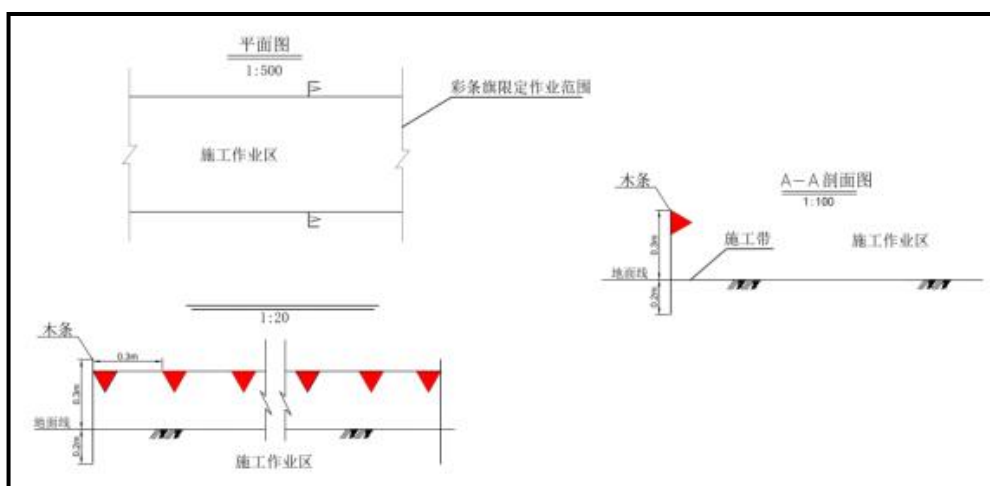


图 6.5-2 限行彩条旗典型措施设计图

6.5.1.5 防沙治沙措施

①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。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。

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，严禁破坏占地范围外的植被。

③针对管沟和操作坑开挖过程，提出如下措施：I 施工土方全部用于管沟和操作坑回填，严禁随意堆置。II 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。III 在施工过程中，不得随意碾压区域内其它固沙植被。针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

④相关防沙治沙措施要求在拟建工程投入运行之前完成，严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

类比同类项目施工采取的防沙治沙措施，拟建工程采取的防沙治沙措施可行。

6.5.2 运营期生态恢复措施

拟建项目实施后，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，同时需处理施工期遗留问题。

(1) 在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

(2) 及时做好井场清理平整工作，岩屑池做到掩埋、填平、覆土、压实。

(3) 井场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整，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) 闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物如原油等。经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

(2) 退役期井场集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态造成二次破坏。管线内物质应清空干净，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) 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。

6.5.4 生态恢复与补偿方案

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相

关要求，拟建项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区等重要生态保护地以及其他法律法规规定的禁采区域内开采。

②油气藏开发活动应符合国家和区域主体功能区规划、生态功能区划、生态环境保护规划的要求，采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

③坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

(1)井场生态恢复措施

所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

①施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表实施水泥硬化或砾石覆盖等措施，以减少风蚀量。

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。

③退役期实施封井措施，防止油水窜层。

(2)管线生态恢复措施

控制管道施工作业带宽度，施工过程中注意保护土壤成分和结构。在施工结束后覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

(3)道路生态恢复措施

开挖路基及取弃土工程均应根据道路施工进度有计划地进行表土剥离并保存。工程结束后，土方应及时回填、平整、压实，以防止侵蚀加剧。

7 温室气体排放影响评价

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

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

7.1.1.1 温室气体排放源分析

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

(1) 燃料燃烧 CO_2 排放

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

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

(2) 火炬燃烧排放

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

拟建项目井场测试放喷过程中产生的天然气通过井场临时火炬点燃，需核算该部分产生的 CO_2 和 CH_4 排放量。

(3) 工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建项目主要为井场建设内容，不涉及计转站或联合站，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

(4) CH_4 逃逸排放

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

拟建项目井场法兰、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。

拟建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。

拟建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。

拟建项目实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 温室气体产排节点

拟建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	火炬燃烧排放	井场测试放喷期间火炬燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	有组织
3	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
4	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	—

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 温室气体排放核算边界

拟建项目温室气体排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

表 7.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	温室气体排放核算内容
1	塔河油田 T903A-6X 井开采及集输工程	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 燃料燃烧 CO ₂ 排放 (2) 火炬燃烧排放 (3) CH ₄ 逃逸排放 (4) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

7.1.2.2 温室气体排放量核算过程

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

(1) 燃料燃烧 CO₂ 排放

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

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

$ECO_{2_燃烧}$ 为企业的化石燃料燃烧 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

i 为化石燃料的种类；

j 为燃烧设施序号；

$AD_{i,j}$ 为燃烧设施 j 内燃烧的化石燃料品种 i 消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积(万 Nm^3)为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

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

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

本项目燃料燃烧温室气体排放计算主要核算新井，共涉及 1 座新井新增 1 台 200kW 真空加热炉，根据核算，单座真空加热炉每小时燃气量为 $24m^3$ 。加热炉年运行时间 4800h，则年天然气消耗量为 11.52 万 m^3 。查阅《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》表 2.1 可知，天然气单位热值含碳量为 15.3×10^{-3} 吨碳/GJ，天然气低位发热量为 334GJ/万 m^3 ，根据换算得出天然气中含碳量为 5.11 吨碳/万 m^3 。

根据上述公式核算，燃料燃烧 CO_2 排放量为 58.87 吨。

(2) 火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，拟建项目主要核算正常工况下的火炬气燃烧(主要为井场测试放喷阶段的火炬燃烧排放量)。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH_4 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO_2 及 CH_4 排放。

① 计算公式

a. 火炬燃烧排放计算公式：

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

式中，

$E_{\text{GHG-火炬}}$ -火炬燃烧产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2\text{-正常火炬}}$ -正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2\text{-事故火炬}}$ -由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CH}_4\text{-正常火炬}}$ -正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

$E_{\text{CH}_4\text{-事故火炬}}$ -事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

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

b. 正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{\text{CO}_2\text{-正常火炬}} = \sum_i \left[Q_{\text{正常火炬}} \times \left(CC_{\text{非CO}_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{\text{CO}_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{\text{CH}_4\text{-正常火炬}} = \sum_i \left[Q_{\text{正常火炬}} \times V_{\text{CH}_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中，

i-火炬系统序号；

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

$CC_{\text{非CO}_2}$ -火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF-第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V_{CO_2} -火炬气中 CO_2 的体积浓度，取值范围为 0~1；

V_{CH_4} -为火炬气中 CH_4 的体积浓度；

c. 事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{\text{CO}_2\text{-事故火炬}} = \sum_j GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times \left(CC_{(\text{非CO}_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(\text{CO}_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{\text{CH}_4\text{-事故火炬}} = \sum_j \left[GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times V_{\text{CH}_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

上式中，

J-事故次数；

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

$T_{\text{事故},j}$ -报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

$CC_{(\text{非CO}_2)_j}$ -第 j 次事故火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量, 单位为吨碳/万 Nm^3 ;

OF-火炬燃烧的碳氧化率, 如无实测数据可采用缺省值 0.98;

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

V_{CH_4} -事故火炬气中 CH_4 的体积浓度;

② 计算结果

拟建项目核算火炬气温室气体排放主要为井场试采过程中火炬气排放量。相关参数如下表。

表 7.1-3 火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	火炬气 流速 (万 Nm^3/h)	持续 时间 (h)	火炬气中除 CO_2 外其 他含碳化合物的总 含碳量(吨碳/万 Nm^3)	火炬燃烧 的碳氧 化率	火炬气中 CO_2 的体积 浓度	火炬气中 CH_4 的体积 浓度
1	1 座井场	正常工况	0.81	48	5.11	0.98	0.0296	0.7396

根据表中参数, 结合公式计算可知, 火炬燃烧排放温室气体量为 0.07 吨 CO_2 。

(3) CH_4 逃逸排放

① 计算公式

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

式中,

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

J-不同的设施类型;

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

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

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

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

②计算结果

拟建项目为涉及石油开采的 T903A-6X 井场，相关参数取值见下表。

表 7.1-4 甲烷逃逸排放活动相关参数一览表

序号	场所	天然气系统	设施逃逸	井场个数
1	1 座采油井场	井口装置	0.23 吨/年·个	1

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 0.23 吨，折算温室气体排放量为 4.83 吨 CO_2 。

(4)净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

①计算公式

a. 净购入电力的 CO_2 排放计算公式

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

式中：

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

$AD_{电力}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时 (MWh)；

$EF_{电力}$ 为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2 /MWh。

b. 净购入热力的 CO_2 排放计算公式

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

式中：

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

$AD_{热力}$ 为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

$EF_{热力}$ 为热力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2 /GJ。

②计算结果

拟建项目生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 100MWh，电力排放因子按照 2021 年度新疆电力平均排放因子 0.6577 吨 CO_2 /MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量为 65.77t。

(4) 温室气体排放核算结果汇总

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

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

式中，E_{GHG}-温室气体排放总量，单位为吨 CO₂；

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

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

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

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

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

R_{CH₄-回收}-企业的 CH₄ 回收利用量，单位为吨 CH₄；

GWP_{CH₄}-CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。取值 21；

R_{CO₂-回收}-企业的 CO₂ 回收利用量，单位为吨 CO₂。

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

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

按照上述温室气体排放总量计算公式，则拟建项目实施后温室气体排放总量见表 7-2-8 所示。

表 7.1-5 温室气体排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量(吨 CO ₂)	占比(%)
拟建项目	燃料燃烧 CO ₂ 排放	58.87	45.4
	火炬燃烧 CO ₂ 排放	0.07	0.1
	工艺放空排放	0	/

续表 7.1-5 温室气体排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量(吨 CO ₂)	占比(%)
拟建项目	CH ₄ 逃逸排放	4.83	3.7
	CH ₄ 回收利用量	0	/
	CO ₂ 回收利用量	0	/
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	65.77	50.8
温室气体排放总量	不包括净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	63.77	/
	包括净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	129.54	100

由上表 7.1-5 分析可知, 拟建项目不包括净购入电力、热力隐含的 CO₂ 排放时温室气体排放总量为 63.77 吨 CO₂ 当量, 拟建项目包括净购入电力、热力隐含的 CO₂ 排放时温室气体排放总量为 129.54 吨 CO₂ 当量。

7.2 减污降碳措施

拟建项目从工艺技术、节能设备和能源及温室气体排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施, 同时结合《甲烷排放控制行动方案》(环气候[2023]67号)中相关建议要求, 提出如下措施。

7.2.1 工艺技术减污降碳措施

①拟建项目井场开采采用无人值守井场, 减少人工干预和井场整定调节参数, 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, 减少火炬燃烧量。

7.2.2 电气设施减污降碳措施

拟建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

采油一厂建立有温室气体排放管理组织机构，对整个作业区能源及温室气体排放管理实行管理，并制定能源及温室气体排放管理制度，将温室气体排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及温室气体排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细的规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对温室气体排放情况进行有效管理。

后续加快研究建立甲烷排放核算、报告制度，逐步完善采油厂甲烷排放量核算，实现甲烷排放常态化核算，实时掌握甲烷气体排放量。

7.3 温室气体排放评价结论及建议

7.3.1 温室气体排放评价结论

拟建项目实施后，温室气体排放总量为 129.54 吨 CO₂ 当量。在工艺技术、节能设备和能源及温室气体排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少温室气体排放，对比同类企业温室气体排放水平，拟建项目吨产品 CO₂ 排放强度相对较低。

7.3.2 温室气体排放建议

(1) 加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及温室气体排放管理培训，提升管理水平；

(2) 积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

(3) 积极开展碳捕获、利用与封存(CCUS)技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

8 环境影响经济损益分析

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

8.1 经济效益分析

拟建项目投资 5000 万元，环保投资 300 万元，环保投资占总投资的比例为 6%。由于涉及国家能源商业机密，故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。

8.2 社会效益分析

拟建项目的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前原油供应紧张、与时俱进的形势，同时，油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。拟建项目的实施还补充和加快了油田基础设施的建设。

因此拟建项目具有良好的社会效益。

8.3 环境措施效益分析

拟建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，拟建项目采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

8.3.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

本项目真空加热炉使用净化后的天然气作为燃料，采取管道密闭输送，加强阀门的检修与维护，从源头减少烃类气体的挥发量，通过采取相关治理措施后有效减少了废气中污染物的排放量，减少对大气的污染，污染物能达标排放，

对周围环境的影响可接受。

(2) 废水

拟建项目运营期废水包括采出水和井下作业废液，采出水随采出液经集输管线最终输送至一号联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，井下作业废液送至塔河油田绿色环保站处理。

(3) 固体废弃物

拟建项目运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料，收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

(5) 生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地。

拟建项目各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。拟建项目选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大降低其对周围环境的影响。

8.3.2 环境损失分析

拟建项目在建设过程中，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，项目占地类型为裸土地，拟建项目在开发建设过程中，不可避免的会产生一些污染物，这些污染物都会对油田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油田开发区域内的环境。

项目的开发建设中土地的占用产生一定程度的生态负效应。在数年内附之以有效的防护措施和生态恢复措施，这种影响将会被局限在较小的范围内，不会呈现放大的效应。

8.3.2 环保措施的经济效益

拟建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

拟建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 300 万元，环境保护投资占总投资的 6%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性地影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大地影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，增强全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

9.1.1 管理机构及职责

9.1.1.1 管理机构

拟建项目日常环境管理工作纳入采油一厂现有 QHSE 管理体系。

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

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

9.1.1.2 职责

(1)西北油田分公司采油一厂 QHSE 管理委员会

——贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令。

——作为最高管理部门负责组织制定 QHSE 方针、目标和管理实施细则。

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

——组织本单位 QHSE 工作大检查，每季度至少一次。

——负责对方案和体系进行定期审核，并根据审核结果对方案进行修正和改进。

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

(2) 下辖管理区 QHSE 管理委员会职责

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

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

- 配合上级主管部门组织全体员工进行环境保护知识的教育和培训。
- 及时向上级主管部门汇报 QHSE 管理现状,提出合理化建议,为环境审查和改进提供依据。

(3) QHSE 兼职管理人员和全体人员

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

9.1.2 施工期的环境管理任务

(1) 建立和实施施工作业队伍的 QHSE 管理体系。

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

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

(4) 工程建设结束后,会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

9.1.3 运营期的环境管理任务

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

系统统一管理。

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

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

(4) 编制各种突发事件的应急计划。

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

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

(7) 参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

9.1.4 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和运营期提出拟建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 拟建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	永久占地	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，施工现场严格管理；井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失	施工单位、环境监理单位及建设单位	环境监理单位、建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
			临时占地	设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域；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		

续表 9.1-1

拟建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
生态 保护	动物	加强施工人员的管理, 强化保护野生动物的观念, 禁止捕猎	施工单位、环境监理单位及建设单位	环境监理单位、建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
	植被	施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围, 使之限于在施工区范围内活动, 严禁破坏占地范围外的植被		
	水土保持	①工程措施: 井场采取砾石压盖, 施工结束后进行场地平整。 ②临时措施: 对临时堆土区采取防尘网苫盖的方式进行防护; 在施工作业带两侧拉彩条旗以表明车辆行驶的边界; 定时洒水, 减少施工过程中因风蚀造成的水土流失, 在风季施工期内, 增加洒水防护措施		环境监理单位、建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
	防沙治沙	主体工程与防沙治沙措施同时施工, 并加强临时防护措施, 做好防护措施等		
施工 期	施工扬尘、测试放喷废气、焊接烟尘、车辆尾气	施工扬尘采取进出车辆减速慢行、物料苫盖的措施; 试油放喷分离出的天然气引至放空火炬点燃, 同时控制测试放喷时间; 焊接作业时使用无毒低尘焊条; 储层改造过程中要求压裂液和返排液使用密闭罐存放	施工单位、环境监理单位及建设单位	环境监理单位、建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
	废水	钻井废水临时罐体收集, 按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆, 在钻井期间综合利用; 酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内, 拉运至塔河油田绿色环保站处理; 生活污水经井场撬装式污水处理站处理后, 用于施工区域荒漠灌溉; 试压结束后, 试压废水就地发酒抑尘		
	固体废物	施工土方全部用于管沟和井场回填; 岩屑随泥浆一同进入不落地系统, 分离后的液相回用于钻井液配制, 分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017) 中污染物限值要求后, 用于铺垫油区内的井场、道路等, 一次处理后检测不合格, 现场进行二次处理, 达标后用于铺垫油区内的井场、道路等; 含油废物、废烧碱包装袋和废防渗材料均属危险废物, 收集后暂存在井场撬装式危废暂存间内, 完井后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理; 施工废料应首先考虑回收利用, 不可回收利用部分委托周边工业固废填埋场合规处置; 撬装式污水处理站产生污泥经脱水装置脱水处理后, 与生活垃圾一同送至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置		

续表 9.1-1

拟建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	污染防治	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	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
运营期	正常工况	废水	采出水随采出液经集输管线最终输送至一号联合站处理，满足标准后回注地层，井下作业废液送至塔河油田绿色环保站处理	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	井场真空加热炉使用净化后的天然气作为燃料，采出液采取密闭集输		
	正常工况	固体废弃物	落地油、废防渗材料收集后有危废处置资质单位接收处置	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		
退役期	环境风险		定期巡检，管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪、硫化氢检测仪，防止设备及管道泄漏，定期进行事故情景演练，修订应急预案	施工单位及建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
	施工扬尘		施工现场洒水抑尘		
	固体废物		落地油收集后委托有资质单位送至塔河油田绿色环保处理站处理，管道中残余的液体先试用氮气吹扫至计转站后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入计转站后送至联合站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置		
	噪声		选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	生态恢复		闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物		

9.1.5 固体废物管理制度

拟建项目运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料。西北油田分公司采油一厂固体废物管理应按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ 1259-2022)等相关要求执行。

拟建项目产生的危险废物应按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》

进行管理。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。

西北油田分公司采油一厂要结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物台账，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息。采用信息化手段建立危险废物台账，在台账工作的基础上如实向所在地县级以上人民政府环境保护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。

9.1.6 施工期环境监理

拟建项目施工期对周边环境造成一定影响，在施工阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。现场应重点对管线工程、井场各类放喷池、撬装式危废暂存间等防腐、防渗内容进行环境监理，确保施工期废气、废水达标排放，固废妥善处置，减少对区域土壤、地下水环境和生态的影响。

9.1.7 排污许可

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

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》（HJ1301-2023）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》（环办环评[2017]84 号），拟建项目应纳入西北油田分公司采油一厂排污许可管理，项目无组织废气严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中其他排放控制要求，同时采油一厂应进一

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),采油一厂完善废气、废水、噪声、固体废物等排放源图形标志;同时根据《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。

9.1.8 开展环境影响后评价工作相关要求

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

目前9区已于2021年完成环境影响后评价工作。拟建项目实施后,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。

9.2 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新钻井1口(T903A-6X井),并新建采油井场1座;②新建T903A-6X井至西达里亚集输站集输管线和燃料气管线各2.0km,集输管线和燃料气管线同沟敷设;③配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后日产油20t/d,日产气1000m³/d。

(2) 排污信息

拟建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。

拟建项目污染物排放标准见表 2.6-4。

拟建项目污染物排放量情况见表 3.2-24。

拟建项目污染物总量控制指标情况见表 9.3-1。

(3) 环境风险防范措施

拟建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

拟建项目环境监测计划见表 9.4-1。

9.2.2 披露方式及时间要求

披露方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

披露时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；企业应当于每年 3 月 15 日前披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息；建设单位在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部部令 第 24 号）第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

拟建项目污染物排放清单见表 9.3-1。

表 9.3-1

污染物排放清单一览表

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况			排污口信息		总量指标(t/a)	执行标准(mg/m³)
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟气量 (Nm³/h)	排放浓度 (mg/m³)	排气筒高度(m)	内径(m)		
	井场	真空加热炉烟气	内部采用低氮燃烧器+燃用净化后的天然气	/	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	4800	250	15 4 152 1级	8	0.2	NO _x 0.182	颗粒物≤20; 二氧化硫≤50; NO _x ≤200; 烟气黑度<1级
废气	井场	井场无组织废气	采取管道密闭输送,加强阀门的检修与维护,从源头减少泄漏产生的无组织废气	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—		厂界非甲烷总烃≤4.0
				—	硫化氢							厂界硫化氢≤0.06mg/m³
类别	噪声源	污染因子				治理措施	处理效果	执行标准				
噪声	采油树、真空加热炉	L _{Aeq, T}				基础减振	降噪 10dB(A)	厂界昼间≤60dB(A); 夜间≤50dB(A)				

续表 9.3-1

污染物排放清单一览表

类别	污染源	污染因子	处理措施	处理后浓度 (mg/L)	排放 去向	总量控制 指标(t/a)	执行 标准(mg/L)
废水	采出水	石油类、SS	采出水随采出液经集输管线最终输送至一号联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层	—	—	—	悬浮固体含量≤35 含油量≤100
	井下作业废液	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	井下作业废液采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，运至塔河油田绿色环保站处理	—	—	—	—
序号	污染源 名称	固废类别		处理措施	处理效果		
固废	落地油、 废防渗材料	含油物质(危险废物 HW08)		收集后定期由有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置		
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“5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求”					

9.4 环境及污染源监测

9.4.1 监测目的

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

通过对拟建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。拟建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

根据拟建项目生产特征和污染物的排放特征，依据《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)、《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)、《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定拟建项目的监测计划。

拟建项目投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 9.4-1。

表 9.4-1 拟建项目监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	真空加热炉烟气	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、 烟气黑度	烟囱出口	每年 1 次

续表 9.4-1

拟建项目监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	井场无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	下风向场界外 10m 范围内	每年 1 次
地下水	潜水含水层	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬	上游设置 1 口背景监控井、下游设置 2 口污染监控井	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	代表性井场采油树管道接口处	每年 1 次

9.5 环保设施“三同时”验收一览表

拟建项目投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 9.5-1。

表 9.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	—	—	4	落实环保措施
	2	测试放喷废气	测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃	—	—	—	
	3	焊接废气、施工机械及运输车辆尾气	机械、车辆定期检修, 状况良好, 燃烧合格油品, 不超负荷运行; 焊接作业时使用无毒低尘焊条	—	—	—	
	4	储层改造废气	压裂液使用密闭罐存放	—	—	—	
废水	1	钻井废水	钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离, 分离后的液体回用于钻井液配备	—	—	—	不外排
	2	生活污水	生活污水经井场撬装式污水处理站处理后, 用于施工区域荒漠灌溉	—	—	5	
	3	酸化压裂废水	酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内, 拉运至塔河油田绿色环保站处理	—	—	5	
	4	管道试压废水	循环使用, 试压结束后就地泼洒抑尘	—	—	—	
噪声	1	运输车辆、吊装机械、钻机、泥浆泵、振动筛	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	—	—	—	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)

续表 9.5-1

环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							
固废	1	钻井泥浆	井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用。钻井结束后用于下一口钻井使用	—	—	30	妥善处理
	2	岩屑	不落地无害化处理装置处理，经检测达标后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等	—	—		妥善处理
	3	含油废物	采用桶装密闭收集，暂存于井场撬装式危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置	—	妥善处理，不外排	10	经有资质单位处置
	4	废烧碱包装袋	折叠打包后暂存于井场撬装式危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置	—	妥善处理，不外排		经有资质单位处置
	5	废防渗材料					
	6	施工废料	不可回收利用部分委托周边工业固废填埋场合规处置	—	—	5	妥善处理
	7	污泥	经脱水装置脱水后送至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置	—	—	5	妥善处理
	8	生活垃圾	现场集中收集，送至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置	—	—		妥善处理
生态	生态恢复	将施工作业带宽度控制在 8m 以内		—	临时占地恢复到之前状态	60	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	30	落实水土保持措施
		防沙治沙		—	防止土地沙化	30	落实防沙治沙措施
环境 监理		开展施工期环境监理		—	—	10	—

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	1	加热炉烟气	使用净化后天然气为燃料+8m高烟囱+排污口规范化	1	颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ 烟气黑度 ≤ 1 级	5	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建锅炉大气污染物排放限值
	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 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$	10	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求
				—	场界硫化氢 $\leq 0.06\text{mg}/\text{m}^3$		《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中表1新改扩建项目二级标准
废水	1	采出水	采出水随采出液经集输管线最终输送至一号联合站处理,达标后回注地层	—	—	—	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)
	2	井下作业废液	收集后送至塔河油田绿色环保站处理	—	—	8	不外排
噪声		采油树、真空加热炉	基础减振	—	厂界达标: 昼间 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$ 夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类排放限值
固废		落地油、废防渗材料	由有危废处置资质单位接收处置	—	—	10	严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关规定进行固体废物的收集、暂存和储运

续表 9.5-1

环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
运营期							
防渗		将井口装置区划分为一般防渗区	防渗层防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1×10^{-7} cm/s 黏土层的防渗性能	—	渗透系数小于 1.0×10^{-7} cm/s	15	—
环境监测		废气、土壤、地下水	按照监测计划,委托有资质单位开展监测	—	污染源达标排放	—	—
后评价		拟建项目实施后,应在 5 年内以区块为单位开展环境影响后评价工作		—	对存在问题提出补救方案	—	—
风险防范措施		井场	设置可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌	—	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	20	—
退役期							
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	—	—	—	—
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	—	—	—	—
固废	1	废弃建筑垃圾	现场收集、合规暂存,委托周边工业固废填埋场合规处置。	—	妥善处置	—	—
	2	落地油	落地油收集后委托有资质单位送至塔河油田绿色环保处理站处理	—	妥善处置	8	—
	3	管道残余液体	管道中残余的液体先使用氮气吹扫至计转站后,再使用清水清洗管道内部,清洗废水最终进入计转站后送至联合站处理,清理干净的管线两端使用盲板封堵	—			
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	30	—
合计				—	—	300	—

10 结论

10.1 建设项目情况

10.1.1 项目概况

项目名称：塔河油田 T903A-6X 井开采及集输工程

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新钻井 1 口 (T903A-6X 井)，并新建采油井场 1 座；②新建 T903A-6X 井至西达里亚集输站集输管线和燃料气管线各 2.0km，集输管线和燃料气管线同沟敷设；③配套建设土建、通信、电气、自控等。

建设规模：项目建成后日产油 20t/d，日产气 1000m³/d。

项目投资和环保投资：项目总投资 5000 万元，其中环保投资 300 万元，占总投资的 6%。

劳动定员及工作制度：井场为无人值守场站，不新增劳动定员。

10.1.2 项目选址

拟建项目位于巴州轮台县境内。区域以油气开采为主，土地利用类型为裸土地，井场及管线不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2014 年 7 月 25 日)等相关要求，工程选址合理。

10.1.3 产业政策符合性

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录(2024 年本)》(国家发展改革委令 2023 年 第 7 号)相关内容，“石油天然气开采”属于“鼓励类”项目。因此，拟建项目的建设符合国家产业政策要求。

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

油田 9 区，项目占地范围内不涉及生态保护红线、水源地、自然保护区及风景名胜等环境敏感区，拟建项目不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

10.1.4 “三线一单”符合性判定

拟建项目距离生态保护红线区最近约 530m，建设内容均不在生态保护红线范围内；拟建项目采出水随采出液经集输管线最终输送至一号联合站处理，井下作业废液采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，酸碱中和后运至塔河油田绿色环保站处理，废水均不向外环境排放；拟建项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，拟建项目已提出持续改善、防风固沙、生态恢复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。拟建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“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

10.2 环境现状

10.2.1 环境质量现状评价

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

地下水环境质量现状监测结果表明：潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、氟化物外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准要求。超标原因与区域原生水文地质条件有关，另外，该区域气候干旱、地表蒸发强烈，由于各监测点潜水埋深不同，对应的蒸发强度不同，造成地下水中溶解性总固体、总硬度、硫酸盐和氯化物等因子呈梯度变化。结合塔河油田区域历史监测数据，多出现锰以及盐分超标的情况，与本次调查

情况基本一致，超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响，由于区内地下水径流较缓慢，蒸发排泄强烈，各类离子容易富集，这也是干旱区浅层地下水化学特征的共性表现。

声环境质量现状监测结果表明：新建井场监测值昼间为 48dB(A)，夜间为 46dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准要求。

土壤环境质量现状监测表明：根据监测结果，占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值；石油烃($C_{10}-C_{40}$)满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值。

10.2.2 环境保护目标

拟建项目评价区域内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置环境空气保护目标；拟建项目周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；将井场边界外扩 5000m 范围及管线周边 200m 范围内的土壤作为土壤环境(生态影响型)保护目标；将生态影响评价范围内塔里木河流域水土流失重点治理区、重要物种(塔里木兔、黑果枸杞、肉苁蓉、大叶白麻)作为生态保护目标；拟建项目环境风险评价等级为简单分析，因此不再设置环境风险保护目标。

10.3 拟采取环保措施的可行性

10.3.1 废气污染源及治理措施

运营期环境空气主要保护措施如下：

(1) 真空加热炉用气均用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放；

(2) 井场采出的井产物进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭集输管道输送，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，井口密封

并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量，严格控制油品泄漏对大气环境影响；

(3) 本项目定期巡检，确保集输系统安全运行。

(4) 增强对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

从以往同类管道、井场的验收评价来看，以上环境空气污染防治措施可行。

10.3.2 废水污染源及治理措施

拟建项目运营期废水包括采出水和井下作业废液，采出水随采出液经集输管线最终输送至一号联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，井下作业废液送至塔河油田绿色环保站处理。

10.3.3 噪声污染源及治理措施

拟建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，对周边声环境影响可接受。

10.3.4 固体废物及处理措施

拟建项目运营期落地油、废防渗材料，属于危险固体废物，收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

10.4 项目对环境的影响

10.4.1 大气环境影响

项目废气中 PM_{10} 最大落地浓度为 $0.953 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.21%； $PM_{2.5}$ 最大落地浓度为 $0.476 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.21%； SO_2 最大落地浓度为 $0.238 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.05%； NO_2 最大落地浓度为 $9.049 \mu g/m^3$ 、占标率为 4.52%；非甲烷总烃最大落地浓度为 $25.021 \mu g/m^3$ 、占标率为 1.25%； H_2S 最大落地浓度为 $0.028 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.28%， $D_{10\%}$ 均未出现。

拟建项目实施后，井场无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求；对四周场界 H_2S 浓度贡献值满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 中表 1 新扩改建项目二级标准。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

拟建项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废液。采出水随采出液经集输管线最终输送至一号联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，井下作业废液送至塔河油田绿色环保站处理。拟建项目周边无地表水体，项目采出水、井下作业废液不外排，故拟建项目实施对地表水环境可接受。

10.4.3 地下水环境影响

(1) 环境水文地质现状

项目区域位于塔里木河以南，包气带普遍存在于地表以下，包气带岩性主要为细砂、粉砂，其结构总体来说比较松散，包气带厚度约 3.27-6.33m。调查评价范围内潜水含水层主要岩性为第四系细砂、粉砂、粉细砂，评价范围内潜水含水层渗透系数为 1.12-2.48m/d，涌水量 121-614m³/d，潜水含水层厚度 < 50m。

由地下水环境现状监测结果可知，潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、氟化物外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准要求。超标原因与区域原生水文地质条件有关，另外，该区域气候干旱、地表蒸发强烈，由于各监测点潜水埋深不同，对应的蒸发强度不同，造成地下水中溶解性总固体、总硬度、硫酸盐和氯化物等因子呈梯度变化。结合塔河油田区域历史监测数据，多出现锰以及盐分超标的情况，与本次调查情况基本一致，超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生地质、水文地质环境等因素综合影响，由于区内地下水径流较缓慢，蒸发排泄强烈，各类离子容易富集，这也是干旱区浅层地下水化学特征的共性表现。

(2) 地下水环境的影响

根据预测结果，建设项目各个不同阶段，除井场边界内和管线 200m 范围内存在一定存在超标影响，其它区域均能满足 GB/T14848 相关标准要求，对周围地下水水质影响可接受。

(3) 地下水污染防治措施

拟建项目依据“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，制定专门的地下水污染事故的应急措施，并应与其他应急预案相协调。

(4) 地下水环境影响评价结论

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

10.4.4 声环境影响

井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间为 43~48dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类昼间、夜间标准要求，从声环境角度，项目可行。

10.4.5 固体废物环境影响

拟建项目运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料，属于危险固体废物，收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置，可避免对环境产生不利影响。

10.4.6 生态影响

拟建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、土壤肥力、植被覆盖度、生物损失量、生物多样性、生态系统完整性、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，拟建项目建设对生态影响可得到有效减缓，对生态影响不大；从生态影响的角度看，该项目是可行的。

10.4.7 土壤影响

拟建项目井场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。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃入渗 10 天后，污染深度为 50cm，整体渗漏速率较慢，其污染也主要限于地表，一般很难渗入到 2m 以下。泄漏将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高，区域土壤盐化程度加剧。本评价要求项目运行期间严格执行各项环境保护管理制度、落实土壤跟踪监测措施和应急措施，发现异常及时采取措施。

综上所述，在严格落实各项环保措施、环境保护管理制度、跟踪监测和应急措施的情况下，从土壤环境影响角度，项目建设可行。

10.5 总量控制分析

结合拟建项目排放特征，确定项目总量控制指标为 NO_x 0.182t/a, VOC_s 0t/a, COD 0t/a, 氨氮 0t/a。

10.6 环境风险评价

西北油田分公司采油一厂制定了应急预案，拟建项目实施后，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塔河油田 T903A-6X 井开采及集输

工程公众参与说明书，拟建项目公示期间未收到公众反馈意见。

10.8 项目可行性结论

拟建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》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。