

1 概述

1.1 项目由来

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

雅克拉采气厂所辖的雅克拉区块是近年来国内发现的中大型凝析油气藏之一，1984~1995 年，在雅克拉构造上相继钻探了 SC2、S4、S5、S6、S7、S15、YK2 等井，发现了下奥陶统、中寒武统及下白垩统等 3 个凝析气藏，在上震旦统及下侏罗统有 3 口井产工业油气流，并在上第三系苏维依组发现良好的油气显示，从而证明雅克拉区块为一多油气层、多类型的复合型油气田区块。

为维持区块生产能力，保障区域整体开发效益，西北油田分公司拟投资 3000 万元在阿克苏地区库车市境内实施“塔河油田 YK1 井区 2024 年产能建设项目”，建设内容为：①新钻井 1 口(YK37 井)，侧钻老井 1 口(YK1CX 井)；②新建 YK37 井集输管线 1.8km，燃料气管线 1.8km，燃料气管线和集输管线同沟敷设；③新建采气井场(YK37 井)1 座；④配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后日产气 6000m³/d。

1.2 环境影响评价工作过程

项目属于天然气开采项目，位于阿克苏地区库车市境内，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和《关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号)，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法》(2018 年 12 月 29 日修正)《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(部令第 16 号)，拟建项目属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 8 陆地天然气开采 0721”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 3 月 1 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 3 月 4 日在阿克苏新闻网进行第一次网络信息公示,并开展项目区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上,评价单位完成了环境影响报告书征求意见稿。

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定

拟建项目属于“石油天然气开采”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《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》。拟建项目位于雅克拉区块 YK1 井区内,项目占地范围内不涉及生态保护红线、水源地、自然保护区及风景名胜区等环境敏感区,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 38.4km,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输送至雅克拉集气处理站处理,井下作业废液采用专用废水回收罐收集,酸碱中和后运至塔河油田绿色环保站处理,废水均不向外环境排放;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、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；采气井场地下水环境影响评价工作等级为三级、土壤环境（生态型）影响评价等级为二级、土壤环境（污染型）影响评价等级为三级；采气管线、燃料气管线地下水环境影响评价工作等级为三级、不开展土壤环境影响评价工作。

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) 拟建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， H_2S 可满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表 1 二级新扩改建项目标准。项目实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(2) 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输送至雅克拉集气处理站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层；井下作业废液采用专用废水回收罐收集后送至塔河油田绿色环保站处理。即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，本工程可行。

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

1.5 主要结论

综合分析，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、阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控要求；项目通过采取完善的污染防治措施及生态恢复措施，污染物可达标排放，项目实施后环境影响可接受、环境风险可防控。根据西北油田分公司提供的塔河油田 YK1 井区 2024 年产能建设项目公众参与说明书，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)《中华人民共和国水土保持法实施条例》(2011 年 1 月 8 日修订, 2011 年 1 月 8 日实施);

(3)《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);

(4)《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);

(5)《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);

(6)《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);

(7)《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);

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

(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[2021]47 号);

(10)《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);

(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》(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)》(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)(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)》(环境部公告 2021 年第 66 号)；

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

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

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

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

(26)《关于印发〈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》(环发[2015]4号,2015年1月8日发布并实施);

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(40)《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号);

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

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

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

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

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

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

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

(10)《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);

(11)《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》;

(12)《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》;

(13)《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉

的通知》(新政发[2021]18 号, 2021 年 2 月 21 日发布并实施);

(14)《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》;

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

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

(17)《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);

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

(21)《阿克苏地区大气污染防治行动计划实施方案》(2015 年 4 月 20 日实施);

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

(23)《关于印发<阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(阿行署发[2021]81 号);

(24)《关于印发<阿克苏地区水污染防治工作方案>的通知》(阿行署办[2016]104 号);

(25)《关于印发<阿克苏地区土壤污染防治工作方案>的通知》(阿行署发[2017]68 号)。

2.1.3 环境保护技术规范

(1)《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016);

(2)《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018);

(3)《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018);

(4)《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016);

(5)《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021);

(6)《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022);

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

- (8)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)；
- (9)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)；
- (10)《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)；
- (11)《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环境保护部公告 2012 年 第 18 号)；
- (12)《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》；
- (13)《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)；
- (14)《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T 3999-2017)；
- (15)《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)；
- (16)《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022)。

2.1.4 相关文件及技术资料

- (1)塔河油田 YK1 井区 2024 年产能建设项目设计方案；
- (2)《环境质量现状检测报告》；
- (3)西北油田分公司提供的其它资料；
- (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,掌握项目所在地库车市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。

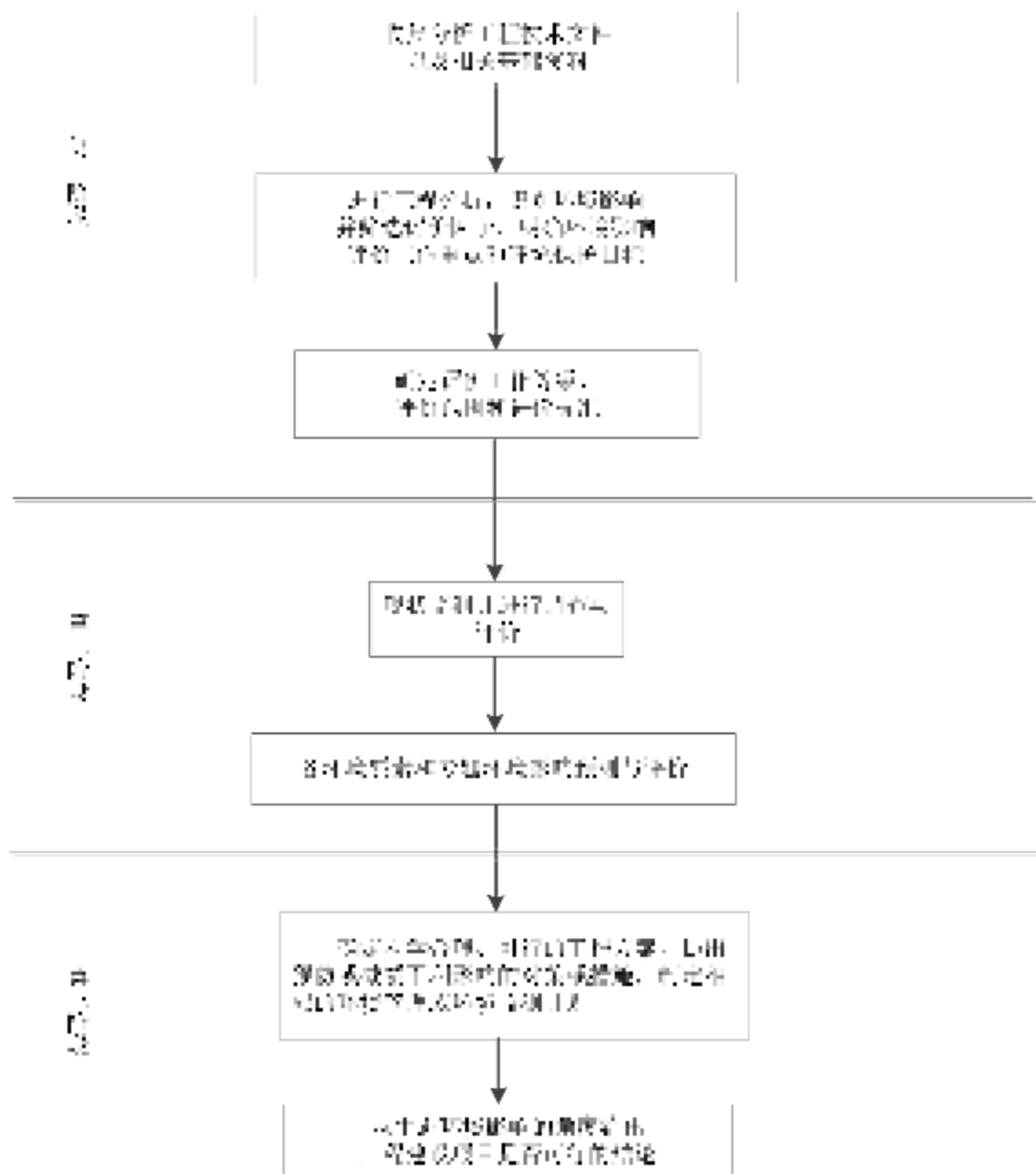


图 2.2-1 环境影响评价工作程序图

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				营运期	退役期
		钻前工程	钻井工程	储层改造工程	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	-1D	-1C	-1D
	地表水	--	--	--	-1C	--	--
	地下水	-1D	-1D	-1D	-1D	-1C	--
	声环境	--	-1D	-1D	-1D	-1C	-1D
	土壤环境	--	-1D	-1D	-1D	-1C	--
生态环境	地表扰动	-1C	--	--	-1C	--	--
	土壤肥力	--	--	--	--	--	--
	植被覆盖度	--	--	--	-1C	--	--
	生物量损失	--	--	--	-1C	--	--
	生物多样性	--	--	--	-1D	--	+1D
	生态敏感区	-1C	--	--	-1C	--	+1D
	生态系统完整性	-1C	--	--	-1C	-1C	+1D

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

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

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

由表 2.3-1 可知，项目的建设对环境的影响是多方面的，存在短期或长期的负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素中的环境空气、地下水环境、声环境、土壤环境、生态环境要素中的地表扰动、植被覆盖度、生物量损失、生物多样性、生态敏感区、生态系统完整性等产生一定程度的负面影响；营运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、SO ₂ 、氮氧化物、烟气黑度、非甲烷总烃、硫化氢、CO ₂ 、CH ₄
	影响评价	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO 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	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体
	影响评价	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、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)
	污染源评价	石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、盐分含量、pH、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)
	影响 评价	污染类 石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)
		生态类 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,1}
	污染源评价	L _A
	影响评价	L _{Aeq,1}
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、生态敏感区、生态系统完整性
	影响评价	
环境风险	风险识别	原油、天然气、硫化氢

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
环境风险	大气	天然气、CO、硫化氢
	地表水	—
	地下水	石油类

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：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

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

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

(2) 城市农村选项确定

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

计算设置说明：当项目周边 3km 半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时，选择城市，否则选择农村。拟建项目井场周边 3km 半径范围内均无城市建成区和规划区，因此，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/℃		40.8
3	最低环境温度/℃		-23.7
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5
6	土地利用类型		沙漠化荒地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
		岸线距离/km	—
		岸线方向/°	—

表 2.4-2 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	YK37 井加热炉烟气				8	0.2			120	4800	正常	PM ₁₀	
												PM _{2.5}	
												SO ₂	
												NO _x	

表 2.4-3 主要废气污染源参数一览表(面源, 100%负荷)

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
YK37 井无组织废气				6	6	0	4	8760	正常	H ₂ S	
										非甲烷总烃	

表 2.4-4 P_{max}及D_{10%}预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/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	YK37 井加热炉烟气	PM ₁₀		450				—
		PM _{2.5}		225				
		SO ₂		500				
		NO ₂		200				
2	YK37 井无组织废气	非甲烷总烃		2000				—
		硫化氢		10				

(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 $P_{\max} < 10\%$, 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输送至雅克拉集气处理站处理, 达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层; 井下作业废液采用专用废水回收罐收集, 酸碱中和后送至塔河油田绿色环保站处理。拟建项目地表水环境影响评价工作等级为三级 B。

2.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级

(1) 建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023),拟建项目采气井场地下水环境影响评价项目类别为 II 类,采气管线、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 2.4-5。

表 2.4-5 地下水环境敏感程度分级表

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

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

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

(3) 评价工作等级判定

地下水评价工作等级划分依据见表 2.4-6。

表 2.4-6 地下水评价工作等级划分依据一览表

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

拟建项目采气井场地下水环境影响评价工作等级为**三级**，采气管线、燃料气管线地下水环境影响评价工作等级为**三级**。

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

(1) 声环境功能区类别

拟建项目位于雅克拉区块 YK1 井区内，周边区域以油气开采为主要功能，根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)，属于其规定的 2 类声环境功能区。

(2) 敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

项目井场周围 200m 范围内现状无声环境敏感目标。

(3) 评价工作等级判定

综合以上分析，按照《环境影响评价技术导则·声环境》(HJ2.4-2021)中声环境影响评价等级划分原则，确定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，工程所在区域土壤盐分含量大于 4g/kg，属于 HJ964-2018 盐化地区，区域 $5.5 < \text{pH} < 8.5$ ，属于 HJ964-2018 附录 D.2 中无酸化或碱化地区。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》(HJ349-2023)，拟建项目采气井场属于 II 类项目，井场采气管线、燃料气管线属于 IV 类项目，采气管线、燃料气管线可不开展土壤环境影响评价。

(2) 占地规模

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

拟建项目新增永久占地面积为 0.25hm^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

拟建项目采气井场、采气管线及燃料气管线周边 200m 范围内均不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或村庄、学校等敏感点，土壤环境敏感程度为“不敏感”。

②生态影响型

根据区域历史监测及本次环境质量现状监测数据，工程所在区域土壤含盐量 $\geq 4\text{g/kg}$ ，土壤敏感程度为“敏感”；所在区域 $5.5 < \text{pH} < 8.5$ ，土壤敏感程度为“不敏感”。综上，生态影响型土壤敏感程度为“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 2.4-7 和表 2.4-8。

表 2.4-7 土壤环境生态影响型评价工作等级划分依据一览表

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

拟建项目采气井场建设属于 II 类项目，采气管线及燃料气管线属于 IV 类项目；生态影响型环境敏感程度为敏感；采气井场生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级，采气管线及燃料气可不开展土壤环境影响评价工作。

表 2.4-8 土壤环境污染影响型评价工作等级划分依据一览表

占地规模 敏感程度	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	—	—

拟建工程采气井场建设属于 II 类项目，采气管线及燃料气管线属于 IV 类项目；项目占地规模为小型；污染影响型环境敏感程度为“不敏感”；采气井场污染影响型土壤环境影响评价工作等级为三级；采气管线及燃料气管线可不开展土壤环境影响评价工作。

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 0.0025km²,临时占地面积 0.0434km²,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):

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

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

$Q_1, Q_2 \dots Q_n$ 每种危险物质的临界量, t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

拟建项目涉及的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 2.4-9。

表 2.4-9 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/t	临界量 Q_c/t	该种危险物质 Q 值
采气管线	1	天然气	74-82-8		10	
	2	硫化氢	7783-06-4		2.5	
	3	凝析油	/		2500	
燃料气管线	1	天然气	74-82-8		10	
项目 Q 值 Σ						

经计算，拟建项目 Q 值 < 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2.4-10。

表2.4-10 环境风险评价工作等级划分一览表

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

对照表2.4-10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 2.4-11、附图 12。

表 2.4-11 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评 价 范 围
1	环境空气	二级	以各井场为中心边长 5km 的矩形区域
2	地表水环境	三级 B	--
3	地下水环境	二级	各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	各井场边界外 200m 范围
5	土壤环境	污染影响型	井场边界外扩 50m
		生态影响型	井场边界外扩 2000m
6	生态	三级	各井场边界外延 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：主要介绍雅克拉区块开发现状、区块环保手续执行情况、区块环境影响回顾性评价、区块污染物排放情况、环境问题及“以新带老”改进意见。 (2) 现有工程：现有工程概况、现有工程手续履行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程污染物年排放量、现有工程环境问题及“以新带老”改进意见。 (3) 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、营运期污染源及其防治措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、三本账、污染物总量控制分析。 (4) 依托工程：拟建项目涉及依托的雅克拉集气处理站、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

续表 2.5-1

评价内容一览表

序号	项目	内容
5	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析(施工废气影响分析、施工噪声影响分析、施工期固体废物影响分析、施工废水影响分析、施工期生态影响分析)
		营运期环境影响预测与评价(大气环境影响评价、地表水环境影响评价、地下水环境影响评价、声环境影响评价、土壤环境影响评价、固体废物影响分析、生态影响评价、环境风险分析)
		退役期影响分析(退役期污染物情况、退役期生态保护措施)
6	环保措施可行性论证	针对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:PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃ 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/m³ 的标准;H₂S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m³ 的标准;

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

声环境：执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类区标准。

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

(2) 污染物排放标准

废气：加热炉烟气中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值；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)表二的 B 级标准，达标处理后中水主要用于荒漠灌溉；采出水随采出液经集输管线输送至雅克拉集气处理站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔河油田绿色环保站处理，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	
环境要素	项目	标 准		单位	标准来源
地下水	色	≤15		铂钴色度单位	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 标 1 感官性状及一般化学指标中Ⅲ类
	嗅和味	无		—	
	浑浊度	≤3		NTU	
	肉眼可见物	无		—	
	pH	6.5~8.5		—	
	总硬度	≤450		mg/L	
	溶解性总固体	≤1000			
	硫酸盐	≤250			
	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) 标 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			
	铬(六价)	≤0.05			
	铅	≤0.01			
	三氯甲烷	≤0.06		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) 表 1 毒理学指标中Ⅲ类 参照执行《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) Ⅲ类标准
	四氯化碳	≤0.002			
	苯	≤0.01			
	甲苯	≤0.7			
	石油类	≤0.05			
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	6.9	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
汞	其他	3.4
砷	其他	25
铅	其他	170

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
铬	其他	250
铜	其他	100
镍		190
锌		300

表 2.6-4

污染物排放标准一览表

类别	污染源	项 目	排放限值	单位	标 准 来 源
废气	加热炉烟气	颗粒物	20	mg/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)表二的 B 级标准
		化学需氧量	180	mg/L	
		悬浮物	90	mg/L	
		粪大肠菌群	40000	MPN/L	
		蛔虫卵个数	2	个/L	
	采出水、井下作业废液	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
		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 _{昼夜}	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 _{昼夜}	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

拟建项目位于阿克苏地区库车市境内，占地区域不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等，根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，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，主要目的是满足雅克拉区块 YK1 井区产能开发的需要，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；营运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阿克苏地区库车市境内，所在地涉及的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》等。

综上所述，拟建项目符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）、《新疆维吾尔自治区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）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“三线一单”生态环境分区管控要求》(新环环评发[2021]162 号)；2021 年 7 月，阿克苏地区行政公署发布了《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》(阿行署发[2021]81 号)。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 2.7-11，拟建项目与“生态保护红线”位置关系示意图见附图 3，拟建项目与环境管控单元位置关系见附图 10。

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》(新政发[2021]18 号)、新疆维吾尔自治区总体验控要求、《新疆维吾尔自治区七大片“三线一单”生态环境分区管控要求》(新环环评发[2021]162 号)、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》(阿行署发[2021]81 号)、阿克苏地区总体验控要求、所在管控单元库车市一般管控单元要求。

2.7.4 选址选线合理性分析

(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”。拟建项目井场均远离学校及居民区，周边不涉及铁路、高速公路，整体安全距离均满足

规范要求。综上所述，井场布置合理。

(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、风景名胜區、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点。管线走向同时避让居民集中区域，两侧敏感点距离符合《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2015)的要求；降低环境风险事故状态下对敏感目标的影响。

②管线在施工完成后已进行过水力试压，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。

③管线穿越裸地相对较长，平均植被盖度约为 10%，管线路由临时占地无保护植被分布；天然气开采使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，管线路由无野生保护动物分布；管沟开挖扰动会影响土壤的物理、化学和生物特性，导致土壤质量下降和生态环境的变化，管线总长较短，占地面积相对较小，地表扰动面积较小；区域地质相对稳定，气候干旱，降雨量较少，且项目区周围无地表水体，结合历史调查资料，项目区域发生洪水概率很小。

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

2.7.5 环境功能区划

拟建项目位于雅克拉区块 YK1 井区，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 9。

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					
塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区	塔里木盆地西部和北部荒漠、绿洲农业生态亚区	渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区	农产品生产、荒漠化控制、油气资源	土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染	生物多样性及其生境中度敏感, 土地沙漠化中度敏感、土壤盐渍化高度敏感	保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害	发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业, 建设石油和天然气基地

由表 2.7-5 可知, 项目位于“渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区”, 主要服务功能为“农产品生产、荒漠化控制、油气资源”, 主要保护目标“保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害”。

项目主要是井场建设及管道敷设, 对生态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、土壤盐渍化造成影响。综上所述, 项目的建设实施对区域生态影响是可接受的, 符合区域生态服务功能定位。拟建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

拟建项目大气评价范围内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点, 因此不再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施工期和营运期地下水保护目标; 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; 将井场外延 2000m 范围作为营运期土壤环境(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作为施工期、营运期和退役期生态保护目标；将区域大气环境和区域潜水含水层分别作为营运期环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。

环境保护目标见表 2.8-1 至 2.8-4。

表 2.8-1 施工期和营运期地下水环境保护目标一览表

名称	与项目位置关系		功能要求
	方位	距离(km)	
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 营运期土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位及距离	功能要求
生态影响型		
评价范围内土壤	井场占地外2000m范围内	不对区域盐碱化程度进一步加深

表2.8-3 施工期、营运期和退役期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	各井场边境界外扩 50m，管线中心线两侧 300m	—

表 2.8-4 营运期环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	井场周边 3km 内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	区域大气环境	—	—	—	—
	井场周边 500m 范围内人口数小计					—
	井场边 3km 范围内人口数小计					—
	集输管线周边 200m 内					
	每公里管段人口数最大()					—
大气环境敏感程度 E 值					E3	
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与厂界距离/m
	1	调查评价范围内潜水含水层	G3	Ⅲ类	D1	—
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

3 建设项目工程分析

雅克拉采气厂所辖的雅克拉区块是近年来国内发现的中大型凝析油气藏之一，1984~1995 年，在雅克拉构造上相继钻探了 SC2、S4、S5、S6、S7、S15、YK2 等井，发现了下奥陶统、中寒武统及下白垩统等 3 个凝析气藏，在上震旦统及下侏罗统有 3 口井产工业油气流，并在上第三系苏维依组发现良好的油气显示，从而证明雅克拉区块为一多油气层、多类型的复合型油气田区块。

为维持区块生产能力，保障区域整体开发效益，西北油田分公司拟投资 3000 万元在阿克苏地区库车市境内实施“塔河油田 YK1 井区 2024 年产能建设项目”，建设内容为：①新钻井 1 口(YK37 井)，侧钻老井 1 口(YK1CX 井)；②新建 YK37 井集输管线 1.8km，燃料气管线 1.8km，燃料气管线和集输管线同沟敷设；③新建采气井场(YK37 井)1 座；④配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后日产气 6000m³/d。

为便于说明，本次评价对本次涉及的雅克拉区块开发现状进行回顾；将现有 1 座老井(YK1CX 井)作为现有工程进行介绍，将拟建项目依托的雅克拉集气处理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	主要介绍雅克拉区块开发现状、区块环保手续执行情况、区块环境影响回顾性评价、区块污染物排放情况、环境问题及“以新带老”改进意见
2	现有工程	现有工程概况、现有工程手续履行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程污染物年排放量、现有工程环境问题及“以新带老”改进意见
3	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、营运期污染源及其防治措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、三本账、污染物总量控制分析
4	依托工程	拟建项目涉及依托的雅克拉集气处理站、塔河油田绿色环保站等基本情况及依托可行性分析

3.1 雅克拉区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 雅克拉区块开发现状

(1) 雅克拉区块主体工程建设情况

(2) 雅克拉区块公辅工程建设情况

(3) 雅克拉区块辅助工程建设情况

3.1.2 雅克拉区块环保手续执行情况

3.1.3 雅克拉区块环境影响回顾性评价

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

3.1.3.1 生态影响回顾

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

3.1.3.3 水环境影响回顾

3.1.3.3.1 施工期地下水环境影响回顾

3.1.3.4 大气环境影响回顾

3.1.3.5 固体废物影响回顾

3.1.3.6 声环境影响回顾

3.1.3.7 环境风险回顾

3.1.3.8 与排污许可衔接情况

3.1.3.9 环境管理回顾

3.1.3.10 退役设施情况

3.1.4 区块污染物排放情况

目前雅克拉区块已根据开采区块和集输情况，按照《固定污染源排污许可分类管理名录(2019年版)》(生态环境部令 第11号)，完成了排污许可证的申领。本次评价引用后评价报告中的区域已建工程污染物排放相关情况，目前雅克拉区块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		
雅克拉区块现有污染物排放量						0	0

3.1.5 环境问题及“以新带老”改进意见

(1) 部分生产井井场临时占地未及时恢复

对于生产井场，有部分井场遗留有废弃设施及弃渣，需及时清理。永久征地区范围内的地表可以保持现状，永久征地区范围外的临时征地区范围内，应进行场地恢复。

(2) 部分已退役的油气井未及时实施封井。

整改方案：目前存在的问题已纳入西北油田分公司整改计划中，已落实到具体的责任部门，并明确了资金来源。西北油田分公司已制定整改方案，具体如下：

①清理部分井场遗留废弃设施及弃渣；对井场两侧遗留的钻井期间的放喷池及应急池，定期清理池内的废弃物。

②按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》、《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井及时实施封井，油田公司督促相关方落实相关协议与责任，保证其做好场地恢复工作，对关停、搬迁和退役生产设施采取防止土壤和地下水污染的措施，对油气生产和储运等设施要制定退出方案，实施清除设施内残存物料、清理遗留污染等措施。

3.2 现有工程

拟建项目建设内容中需对 1 座老井(YK1 井)进行侧钻，现有工程介绍中主要针对 1 座老井(YK1 井)进行介绍。

3.2.1 现有工程概况

(1) 基本情况

现有工程 1 座老井基本情况如下表所示。

表 3.2-1 现有老井基本情况一览表

序号	井号	井口坐标	所属区块	生产状态	产量	接入计转站	管线长度 km	行政区划
1	YK1		雅克拉区块 YK1 井区	生产	日产气 3000m ³ /d	雅克拉集气处理站		库车市

(2) 工艺流程

现有工程 YK1 井场油气经过井场加热炉加热后，通过已建集输管线输送至雅克拉集气处理站进行处理。

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、井场无组织废气，井场加热炉使用净化后的天然气作为燃料，井场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和井下作业废水，其中采出水随采出液一起进入雅克拉集气处理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、采气树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、采气环节和集输环节产生的落地油、井下作业产生的废防渗材料，属于危险废物，委托有资质单位进行接收处置。

(3) 主要设备设施

现有工程井场设备设施如下表所示。

表 3.2-2 井场主要设备设施一览表

序号	设备名称	型号	单位	数量
1	采气树	/	座	1
2	真空加热炉	200kW	座	1
3	高压节流阀	DN75, 16MPa	套	1
4	流量控制仪	/	台	1
5	可燃气体检测报警仪	/	台	1
6	放喷池	/	座	1
7	视频监控系统	/	套	1

3.2.2 现有工程手续履行情况

现有 1 座老井手续履行情况见表 3.2-3 所示。

表 3.2-3 环评及验收情况一览表

序号	包含内容	建设项目名称	环评文件			验收文件
			审批单位	批准文号	批准时间	
1	YK1 井	雅克拉气田 YK 区块产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2016]1717 号	2016. 11. 22	已于 2018 年 6 月进行自主验收

3.2.3 现有工程污染物达标情况

现有工程老井主要为真空加热炉烟气和井场无组织废气,井场无废水产生,噪声污染源为采气树等设备噪声,固废主要为落地油、废防渗材料等。

根据雅克拉采气厂例行监测, YK1 井真空加热炉烟气中烟气黑度、颗粒物、二氧化硫、氮氧化物均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放限值。根据雅克拉采气厂例行监测, YK1 井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。

根据雅克拉采气厂例行监测, YK1 井四周厂界噪声监测值厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准。

现有老井井场现场踏勘期间,井场无历史遗留废弃物产生,结合西北油田分公司现场工作人员反馈,各井场产生的含油废物和修井过程中产生的废防渗材料均妥善处置,委托有资质单位接收处置,未发生随意丢弃现象。现有工程老井已运行多年,集输管线在埋地敷设后进行了生态恢复措施,根据现场踏勘,井场周围及管线沿线植被已基本得到恢复。

3.2.4 现有工程污染物年排放量

根据现场调查和资料搜集情况,目前现有工程污染源排放见表 3.2-4。

表 3.2-4 现有工程污染物排放情况一览表 单位: t/a

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

3.2.5 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场踏勘结果,现有工程稳定运行,现有井场周边无历史废弃物及建筑垃圾,各污染物均能达标排放,现场调查过程中暂未发现环境问题。

3.3 拟建项目

3.3.1 项目概况

项目基本情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 项目基本情况一览表

项目		基 本 情 况	
项目名称		塔河油田 YK1 井区 2024 年产能建设项目	
建设单位		中国石油化工股份有限公司西北油田分公司	
建设地点		新疆阿克苏地区库车市境内	
总投资		项目总投资 3000 万元，其中环保投资 100 万元，占总投资的 3.3%	
建设周期		建设周期 12 个月	
建设规模		项目建成后日产气 6000m ³ /d	
工程内容	主体工程	钻前工程	2 座井场场地平整，建设岩屑池、主副放喷池、活动房等
		钻井工程	共部署 2 座井，其中侧钻井 1 座，新井 1 座；新井采用的井身结构主要为三级直井，老井侧钻采用的井身结构主要为裸眼一开，新井钻尺深度为 5395m，老井侧钻钻尺深度为 2000m。新井一开采用膨润土-聚合物体系，二开上部采用 KCl 聚合物体系，二开下部(约 3000m 开始)转 KCl 聚磺体系，老井侧钻使用 KCl 聚磺体系泥浆
		储层改造工程	射孔采用管柱传输射孔工艺，储层改造采用酸化压裂工艺
		井场工程	新建 1 座井场，新井设置 1 台 200kW 真空加热炉，老井利用原有地面设施
		油气集输工程	新建 YK37 井集输管线 1.8km，燃料气管线 1.8km，燃料气管线和集输管线同沟埋地敷设
	公辅工程	供电	新建电力支线长度 0.1km，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，生活污水并撬装化污水处理站处理达标后用于荒漠灌溉。运营期采出水通过管道输送至雅克拉集气处理站处理，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。运营期井场采用真空加热炉加热
		道路系统	新建通井道路 0.1km，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。燃料气管线管道外壁底漆为环氧富锌底漆、中间漆为环氧云铁中间漆、面漆为丙烯酸聚氨酯面漆，均在生产厂家处做好防腐后运输至现场，现场不进行防腐处理

续表 3.3-1

项目基本情况一览表

项目			基 本 情 况
工程内容	公辅工程	自控工程	井场设置 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雅克拉采气厂监控系统
	环保工程	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； 营运期：真空加热炉使用净化后的天然气作燃料，采出液密闭输送； 退役期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施
	环保工程	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，处理达标后用于荒漠灌溉； 营运期：营运期废水包括采出水和井下作业废液，采出水随采出液经集输管线输送至雅克拉集气处理站处理，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； 营运期：选用低噪声设备、基础减振； 退役期：合理安排作业时间
		固体废物	施工期：施工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)中综合利用标准限值要求，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有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置； 营运期：落地油、废防渗材料属于危险废物，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使用氮气吹扫至处理站后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入处理站处理，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； 营运期：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；

续表 3.3-1 项目基本情况一览表

项目			基 本 情 况
工程内容	环保工程	环境风险	施工期：井场设置放喷池、岩屑池及火炬； 营运期：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、硫化氢检测仪及 4 合 1 监控报警装置
占地			项目总占地面积 4.59hm ² ，其中永久占地 0.25hm ² ，临时占地 4.34hm ²
劳动定员			拟建项目依托雅克拉区块现有巡检人员，不新增劳动定员
工作制度			年工作 365d，年工作 8760h
组织机构			新建井场依托现有的组织机构，统一管理

3.3.2 油气资源概况

3.3.2.1 区块范围

3.3.2.2 勘探开发概况

3.3.2.3 地质构造

3.3.2.4 区带或层系

3.3.2.5 储层特征

3.3.2.6 油气藏流体性质

3.3.2.7 油气资源类型及开发进程

3.3.3 主要技术经济指标及开发建设时序

拟建项目主要技术经济指标见表 3.3-2。

表 3.3-2 拟建项目主要技术经济指标一览表

序号	项目	单位	数量
1	新钻井数量	口	1
2	老井侧钻数量	口	1
3	天然气产量	m ³ /d	6000
5	集输管线	km	1.8
6	燃料气管线	km	1.8
7	井场道路	km	0.1
8	新井钻尺深度	m	5395
9	老井侧钻钻尺深度	m	2000
10	储层改造工艺	/	酸化压裂

11	能耗指标	年电耗量	10 ⁴ kWh/a	5
12		钻井耗水量	m ³ /100m	21.9
13	综合指标	总投资	万元	3000
14		环保投资	万元	100
15		永久占地面积	hm ²	0.25
16		临时占地面积	hm ²	4.34
17		劳动定员	人	无人值守
18		工作制度	h	8760

3.3.4 工程组成

3.3.4.1 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。拟建项目共钻井 2 口，其中新钻井 1 口，老井侧钻 1 口。新井钻尺深度为 5395m，老井侧钻钻尺深度为 2000m。井场采出液最终进入雅克拉集气处理站处理，具体井位相关情况见表 3.3-3。

表 3.3-3 井场相关信息一览表

序号	区块	井名称	井坐标		井类别	井型	井身结构	井深/垂深(m)
			X	Y				
1	雅克拉	YK37			气井	直井	三级	
2	区块 YK1 井区	YK1CX			气井	侧钻井	裸眼一开	

3.3.4.1.1 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，老井利用原有道路，仅需进行场地平整。

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，生活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 3.3-4 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	2.16	新建；钻井工程单座井场临时占地面积 10800m ²
2	钻井平台	—	套	2	新建
3	主放喷池	100m ³	座	2	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	2	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	2	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	2	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	2	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	84	生活营地人员居住；撬装装置，单座井场生活营地建设 42 座活动房

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

表 3.3-5 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/单座井场
装载机	—	—	辆	1
挖掘机	—	—	辆	1
推土机	—	—	辆	1

3.3.4.1.2 钻井工程

(1) 井位部署

本次在雅克拉区块共部署 2 口井，其中侧钻井 1 口，新井 1 口。

(2) 井身结构

拟建项目新井采用的井身结构为三级，老井侧钻采用的井身结构主要为裸眼一开。

(3) 钻井液体系设计

① 新钻井

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%);二开下部(约 3000m 开始)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 $1.10\sim 1.30\text{g}/\text{cm}^3$ 。

②侧钻井

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

(4)固井方案

一开采用常规密度水泥浆单级全封固井方式。二开采用套管+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。

项目单座井场工程井队人数约 60 人,单座新井施工天数 150d,单座老井侧钻施工天数 40d。

(6)主要设备设施

钻井工程主要施工设备为机械钻机、运输车、装载机及配套设施,设备设施情况见表 3.3-6。

表 3.3-6 单座井场施工所用机械一览表

设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量/单座井场
机械钻机	ZJ70 钻机	—	—	1 套
井架	JJ450/45-X	4500	kN	1 套

底座	DZ450/10.5-X	4500	kN	1 套
绞车	JC70LDB	1470	kW	1 套
天车	TC450	4500	kN	1 套
游车/大钩	YC450/DG450	4500	kN	1 套
水龙头	SL450-5	4500	kN	1 套
转盘	ZP375	5850	kN	1 套
柴油发电机	—	800	kW	4 台
泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	2 台
循环罐	—	60	m ³	7 个
振动筛	—	—	m ³ /h	2 台
除气器	ZOQ220	240	m ³ /h	1 台
钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m ³ /h	1 台
离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m ³ /h	1 台
液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m ³ /h	1 台
钻台紧急滑道	—	—	—	按标准配套
环形防喷器	FH35-35	35	MPa	1
单闸板防喷器	FZ35-70	70	MPa	1
双闸板防喷器	2FZ35-70	70	MPa	2
压井管汇	YG78/103-70	70	MPa	1
节流管汇	JG78/103-70	70	MPa	1
运输车辆	—	—	辆	10
装载机	—	—	辆	2
采气树	—	—	—	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

3.3-7。

表 3.3-7 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		—	钻井用水和生活用水
2	水泥+硅粉	t		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		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		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		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		丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性	钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂
7	羧甲基纤维素/CMC-LV 等	t		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		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		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		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		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		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		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		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		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		仿烃类衍生物复配, 棕褐色液体	钻井液润滑剂
17	氯化钾	t		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	31	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	3	特种树脂, 黑色粉末	钻井液抗盐抗高温降滤失剂
20	随钻堵漏剂/TYSD-1/TP-2 等	t	15	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	6	硫化脂肪酸皂, 亚硝酸钠等, 具有良好的抗磨阻性和降黏附性, 无荧光干扰, 不影响地质录井	改善钻井液润滑性, 钻井液润滑剂

3.3.4.1.3 储层改造工程

(1) 射孔工艺

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

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

(2) 储层改造工艺

结合雅克拉区块已实施的钻井作业储层改造工艺, 拟建项目各钻井采用酸化压裂工艺。

(3) 压裂方案

选用 3 1/2" 油管进行施工, 采用“一体化压裂液+胶凝酸+滑溜水”作为酸化压裂施工液, 其中单座井场压裂液用量为 300m³, 胶凝酸用量为 280m³, 滑溜水用量为 150m³, 单座井场总液量为 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。

(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 3.3-10 单座井场压裂施工所用机械一览表

设备或部件名称	参数	数量	备注
地面动力机械设备			
2000 型主压车	—	8 辆	向井内注入高压的压裂液
供液车	—	1 辆	压裂液和返排液罐均位于车上
管汇车	—	1 辆	由高压三通、四通、单流阀、控制阀等部件组成
仪表车	—	1 辆	计量仪表
压裂液在线混配车	—	1 辆	在线混配压裂液
井下工具			
喷砂器		2 套	向地层喷砂液, 同时形成节流压差
封隔器	—	2 套	分隔井的压裂层段
水力锚		2 套	固定井下管柱

3.3.4.1.4 井场工程

拟建项目新建井场 1 座。井场采出液通过真空加热炉加热后, 通过新建集输管线输送至雅克拉集气处理站处理。井场装置均无人值守, 定期巡检。老井侧钻井场设备设施利旧原有, 不再新增, 新钻井场主要工程内容见表 3.3-11。

表 3.3-11 拟建项目新钻井场主要设备一览表

序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
1	采气树	—	座	1	新建采气井场
3	真空加热炉	200kW	台	1	—

4	高压节流阀	DN75, 16MPa	套	1	抗硫
5	流量控制仪	—	台	1	—
6	可燃气体检测报警仪	—	台	1	检测可燃气体泄漏情况
7	硫化氢检测报警仪	—	台	1	检测硫化氢气体泄漏情况

3.3.4.1.5 油气集输工程

拟建项目新建单井集输管线共计 1.8km, 燃料气管线共计 1.8km, 燃料气管线和集输管线同沟敷设, 管线均采用埋地敷设方式。侧钻老井利用原有集输管线和燃料气管线。管线敷设情况见表 3.3-12。

表 3.3-12 新建集输管线和燃料气管线部署一览表

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	YK37 井	雅克拉集气处理站	1.8	DN80, 柔性复合管	6.0	埋地敷设
2	燃料气管线	雅克拉集气处理站	YK37 井	1.8	DN40, 无缝钢管	4.0	埋地敷设

3.3.4.2 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 0.1km, 井场设低压配电柜 1 台。老井侧钻利用旧井场现有变压器和配电柜。

(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 1620m³, 主要用于配制泥浆; 生活用水由罐车拉至井场和生活区, 单座井场工程井队人数约 60 人, 新井施工天数 150d, 老井侧钻施工天数 40d。项目新钻井 1 口, 老井侧钻井 1 口, 按生活用水量 100L/d·人计, 生活用水量总计约 1140m³。

运营期各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 912m^3 ，每座井场钻井期间单独建设 1 座撬装化污水处理站，采用“A0+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)表二的 B 级标准后用于荒漠灌溉。钻井废水产生量约为 390m^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 150m^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 876m^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直接排入回收罐中，运至塔河油田绿色环保处理站处理，处理达标后回注。

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

(3) 供热系统

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雅克拉集气处理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 33.4MJ/m^3 。其组分见表 3.3-13，井场燃料气用量情况见表 3.3-14。

表 3.3-13 燃料气组分一览表

燃料气来源	组分	C_1	C_2	C_3	CO_2	N_2	总硫(mg/m^3)
雅克拉集气处理站	含量, mol%						

表 3.3-14 拟建项目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，新建通井道路 0.1km，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。

燃料气管线防腐：燃料气管线采用 20#无缝钢管，管道外壁底漆为环氧富锌底漆、中间漆为环氧云铁中间漆、面漆为丙烯酸聚氨酯面漆。已在厂家做好内外防腐，只在施工现场进行连接。管线焊接补口选用无溶剂液体环氧防腐涂料（干膜厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ ）+聚乙烯热收缩补口套防腐结构；聚乙烯热收缩补口套自带无溶剂液体双组分环氧防腐涂料。

(6) 仪表自控

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，最终上传雅克拉采气厂监控中心。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。

3.3.4.3 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。

运营期井场加热炉使用净化后的天然气作为燃料，燃烧后的烟气通过 8m 高排气筒外排；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，施工期各井场施工营地建设 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)表二的 B 级标准后用于荒漠灌溉。钻井过程中产生的酸化压裂返排液进入回收罐存放后，拉运至塔河油田绿色环保处理站处理。

营运期采出水随采出液一起进入雅克拉集气处理站处理达标后，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

采取基础减振措施。

(4) 固体废物收集及处理处置工程

① 一般工业固体废物

施工期各井场建设 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)中综合利用标准限值要求，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。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处理站后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入处理站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵。

② 危险废物

施工期各井场建设 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，并与含油废物存放有一定的界限，危险废物定期由钻井队委托有资质单位接收处置。

营运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。

3.3.5 工艺流程及产排污节点

3.3.5.1 施工期

本工程施工期主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、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：

3.3.5.1.1 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场，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约 0.1km，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，然后利用挖掘机对岩屑池、放喷池进行开挖，并利用场地凸起处的石方进行填方作业，对场地进行平整、对各撬装化装置基础进行硬化，由车辆拉运戈壁石对井场进行铺垫。

钻前工程主要废气为施工扬尘、施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为生活污水，生活污水排入一体化污水处理装置，经处理达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表二的B级标准后，用于荒漠灌溉。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为井场、道路建设期间产生的土方、生活垃圾。土方用于场地平整和修建道路；在井场及施工营地设有垃圾桶，生活垃圾定期送至库车景胜新能源环保有限公司阿克苏地区静脉产业园(东区)生活垃圾焚烧发电厂处置。

3.3.5.1.2 钻井工程

工程预计单座新井钻井时间为 150 天，单座老井侧钻井时间为 40 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。

侧钻工艺：侧钻为在原有井身结构基础上，采用开窗侧钻的方式进行侧钻，狗腿 $6-8^{\circ}/30\text{m}$ 左右，侧钻作业采用电钻机，通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其黏性将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程重复进行，使井不断加深，直至目的井深。

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

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

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

钻井作业施工过程中废气主要为施工扬尘、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，根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，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)中综合利用标准限值要求,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。

3.3.5.1.3 储层改造工程

储层改造工程主要包括射孔、压裂以及后续的测试放喷等。

(1) 射孔

项目射孔采用油管传输射孔工艺,射孔队到达井场后,按设计要求进行枪串联接,安装起爆装置。随后在井口采气树或采气树上安装封井器、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

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

(3) 测试放喷

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

测试放喷阶段主要污染物为三相(或两相)分离器产生气体(或天然气)在放喷池放空。产生的液体(或原油)或不含油的采出液,送雅克拉集气处理站进行处理。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。

3.3.5.1.4 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水泥基础等各类池体防渗层并进行平整。

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、水泥基础和生活垃圾,设备废弃包装、水泥基础现场收集、合规暂存,委托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。

3.3.5.1.5 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 3.3-4。

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10m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, 保证新铺设管沟与已建输送管线保持一定距离: 距离地下现有集输管线水平距离 $\geq 5\text{m}$, 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 3.3-5。

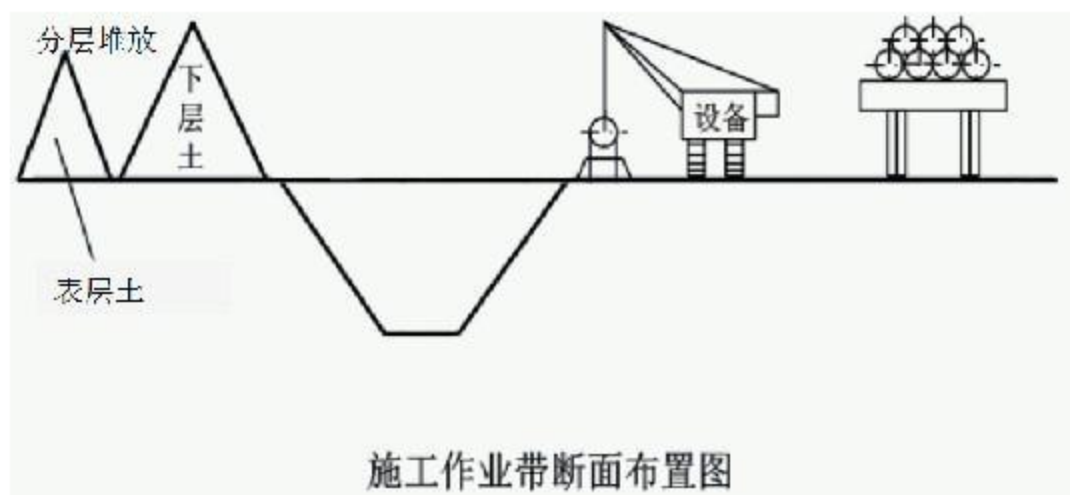


图 3.3-5 一般地段管道施工方式断面示意图

(3)管道连接与试压

集输管线试压介质采用洁净水, 管道试压分段进行, 集输管线试压水由排

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

3.3.5.2 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

根据雅克拉区块目前生产情况、油气藏性质和配产情况，选择采气方式为自喷开采。

(2) 油气集输

井场采出油气通过井口模块油嘴二级节流后，进入井场真空加热炉进行加

热，加热后的采出油气通过新建集输管线输送至雅克拉集气处理站进行处理。

(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或采气井使用一段时间后，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。

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雅克拉集气处理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)、采气树(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、采气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
	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雅克拉集气处理站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后通过回注地层
	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	真空加热炉	L _{等效} 7	连续	基础减振
	N ₂	采气树		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

3.3.5.3 退役期

随着石油天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

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

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

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

3.3.6 施工期污染源及其防治措施

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。

3.3.6.1 生态影响因素

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

3.3.6.2 废气

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

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 、 NO_x 、 CH_4 等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

3.3.6.3 废水

①钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有悬浮物、COD、石油类等。根据类比目前雅克拉区块钻井实际情况，井场产生的钻井废水约为 $0.05\text{m}^3/\text{m}$ ，本工程新钻井1口，老井侧钻1口，钻井总进尺为7800m，产生的钻井废水约为 390m^3 。

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

②酸化压裂返排液

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，项目钻井过程中单座井场压裂液量为 730m^3 ，则单座井场压裂返排液产生量为 438m^3 ，拟建项目共部署新井1座，老井侧钻1座，项目压裂返排液产生量为 876m^3 ，储层改造过程中产生的压裂返排液排入回收罐中，运至塔河油田绿色环保站处理，处理达标后回注。

③生活污水

拟建项目新钻井施工天数 150d, 老井侧钻施工天数 40d, 按生活用水量 100L/d·人计, 生活用水量总计约 1140m³, 生活污水产生量按用水量的 80% 计算, 则总产生量为 912m³。生活污水中主要污染物为 COD、BOD₅、NH₃-N、SS 等; 类比区域内油气田现状, 生活污水中主要污染物浓度 COD 为 400mg/L、BOD₅ 为 200mg/L、NH₃-N 为 25mg/L、SS 为 220mg/L; 各井场钻井期间均建设 1 座撬装式污水处理站, 采用“生化+过滤”处理工艺, 经污水处理站处理后, 出水可达到 COD 60mg/L、BOD₅ 为 20mg/L、NH₃-N 为 15mg/L、SS 为 20mg/L, 可满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表二的 B 级标准, 处理达标后的水用于区域荒漠灌溉。

④管线试压废水

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。

3.3.6.4 噪声

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

3.3.6.5 固体废物

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 1.41 万 m³, 回填土方 1.49 万 m³, 借方 0.08 万 m³, 无弃方, 开挖土方主要为井场平整、管沟开挖产生土方, 回填土方主要为管沟回填、井场及道路压盖。井场借方主要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, 还原土满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用标准限值要求, 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%）后进行综合利用；道路借方主要来自周边砂石料场。

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 658m³，其中膨润土泥浆钻井岩屑 279m³，磺化泥浆钻井岩屑 379m³。

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）中综合利用标准限值要求，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 0.4t,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 0.2t,收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量废烧碱包装袋,属于危险废物,及时回收废烧碱包装袋暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程,钻井期间产生的废烧碱包装袋约为 0.1t,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 912m³/a,则井场污泥产生量为 0.41t。

⑦生活垃圾

拟建项目新钻井施工天数 150d,老井侧钻施工天数 40d,钻井期间,常住井场人员按 60 人计算,平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。施工期生活垃圾产生总量为 5.7t,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3.3-17。

表3.3-17 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 ₂ H ₆	—	—	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 ₂ H ₆	—	—	机械、车辆定期检修,状况良好, 燃烧合格油品,不超负荷运行;焊 接作业时使用无毒低尘焊条	—	环境 空气
废水	钻井 废水	悬浮物、 COD、石 油类等	—	390m 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	—	150m ³	循环使用,洒水抑尘	0	不外 排
	生活 污水	水量	—	912m ³	各井场钻井期间均建设1座撬装式 污水处理站,采用“生化+过滤”处 理工艺,经污水处理站处理后,出 水满足《农村生活污水处理排放标 准》(DB65 4275-2019)表二的B级 标准,处理达标后的水用于区域荒 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	石油类、 SS	—	876m ³	排入回收罐中,运至塔河油田绿色 环保处理站处理	0	不外 排
固体 废物	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3.3-17 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	—	—	279m 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)中综合利用标准限值要求，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	—	—	379m ³			
	含油废物	—	—	0.4t	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	—	—	0.1t		0	不外排
	废防渗材料	—	—	0.2t		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	—	—	0.41t	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		
噪声	生活垃圾	—	—	5.7t	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
	钻机	—	—	110dB(A)	合理安排施工时间，基础减振、利用距离衰减	100dB(A)	声环境
	吊装机	—	—	98dB(A)		88dB(A)	
	泥浆泵	—	—	109dB(A)		99dB(A)	
	压裂车	—	—	120dB(A)		110dB(A)	
	挖掘机	—	—	104dB(A)		94dB(A)	
	压路机	—	—	104dB(A)		94dB(A)	

3.3.7 营运期污染源及其防治措施

3.3.7.1 废气污染源及其治理措施

拟建项目新建井场 1 座，老井侧钻 1 座，老井侧钻不新增地面设施，不再核算污染物排放量，仅核算 1 座新建井场废气污染源。

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，拟建项目实施后废气污染源及其治理措施见表 3.3-18。

表 3.3-18 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	YK37 井场加热炉烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度		使用净化后的天然气作为燃料						
2	YK37 井场井场无组织废气	非甲烷总烃 硫化氢		密闭输送						

源强核算过程：

(1) 加热炉烟气

拟建项目 1 座新井需设置 1 台 200kW 真空加热炉，其燃料气为雅克拉集气处理站处理后的天然气。真空加热炉烟气主要污染物为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃，经 8m 高烟囱排放。

①真空加热炉燃气量计算公式如下：

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

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/m³，根据燃气分析结果，燃气取 33.4MJ/m³；

t 为真空加热炉运行时间，h。

则 200kW 真空加热炉每小时燃气量为 24m³。

②标态下单位体积天然气的理论空气需要量 (m³/m³)

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

$$= 10.53 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

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

计算可得单位体积天然气的理论空气需要量 10.53m³/m³。

③标态下单位体积天然气的理论干烟气量 (m³/m³)

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

$$= 8.58 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

④标态下加热炉燃烧单位体积天然气的实际干烟气量 (m³/m³)

$$V_g = V_g^K \div (1 - 3.5\% \div 21\%) = 10.30 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

标态下 200kW 加热炉的实际干烟气量为 24 × 10.30Nm³/h=247.2Nm³/h。

⑤加热炉烟气中各污染物排放浓度核算

(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 (VOCs) 主要包括非甲烷总烃(烷烃等)、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对拟建项目而言，VOCs 主要为非甲烷总烃。拟建项目运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)要求对拟建项目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 3.3-19 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 $e_{\text{TOC}, i}$ / (kg/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
	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，项目采出液中 $WF_{\text{VOCs}, i}$ 核算值为 68.6%， $WF_{\text{TOC}, i}$ 核算值为 91%， $WF_{\text{VOCs}, i}$ 和 $WF_{\text{TOC}, i}$ 比值取 0.754。根据设计单位提供的数据，项目井场涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.3-14 所示。

表 3.3-14 本项目井场无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量 (个)	单个设备排放速率 (kg/h)	排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t)
YK37 井采出液流经的密封点						
1	有机液体阀门					
2	法兰或连接件					
合计						

(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。

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

G_e 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，m³，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。

3.3.7.2 废水污染源及其治理措施

(1) 采出水

采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据开发方案预测，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 700m³/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 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，不涉及重金属物质。采出水随采出液经集输管线输送至雅克拉集气处理站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 标准后回注地层，可保持油层压力，使油气藏有较强的驱动力，以提高油气藏的开采速度和采收率。

(2) 井下作业废液

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

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

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。

表 3.3-22 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			SS、石油类	连续	采出水随采出液经集输管线输送至雅克拉集气处理站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层
	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

3.3.7.3 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 3.3-23。

表 3.3-23 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	采气树	1	85	基础减振	10
3	真空加热炉	1	85	基础减振	10

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

3.3.7.4 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 3.3-24。

表 3.3-24 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	0.2	天然气开采、管道集输、修井作业	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	0.2	修井场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

3.3.7.5 营运期生态恢复措施

营运期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，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。

3.3.8 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。

3.3.8.1 退役期环境空气保护措施

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

(2) 运输车辆使用符合国家标准油品。

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

3.3.8.2 退役期水污染防治措施

退役期无废水污染物产生，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。

3.3.8.3 退役期噪声防治措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.3.8.4 退役期固体废物处置措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集，收集后送至周边固废填埋场填埋处置。落地油收集后委托有资质单位送至塔河油田绿色环保处理站处理；管道中残余的液体先使用氮气吹扫至处理站后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入处理站处理，清理干净的管线两

端使用盲板封堵。

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

3.3.8.5 退役期生态恢复措施

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

(1) 施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，将施工作业带宽度控制在10m以内，严禁人为破坏作业带以外区域植被；各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

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

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

(4) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

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

3.3.9 非正常排放

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 3.3-25 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		

3.3.10 清洁生产分析

3.3.10.1 钻井工艺清洁生产工艺

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

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

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

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用。

③完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，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，从油气田开发钻井阶段横向对比，钻井深、难度大，钻井设备和工艺技术水平处于国内领先水平，具有一定的先进性。

3.3.10.2 运营期清洁生产工艺

(1) 集输及处理清洁生产工艺

①单井采出液通过井口模块一级节流后经集输管线输送至雅克拉集气处理站处理。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气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，降低生产运行及车辆运输时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

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

④区域采用自动化管理，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气田安全环保部门负责，采用 QHSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 QHSE 管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制定了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

3.2.12 三本账

拟建项目“三本账”的排放情况见表 3.3-29。

表 3.3-29

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							
拟建项目排放量							
以新带老削减量							
拟建项目实施后 排放量							
拟建项目实施后 增减量							

3.2.13 污染物总量控制分析

3.2.13.1 总量控制因子

根据国家“十四五”总量控制水平以及地方生态环境主管部门对污染物排放总量控制的要求，考虑拟建项目的排污特点，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 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 。

3.2.13.2 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输送至雅克拉集气处理站处理，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：

拟建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（ $\text{NO}_x \leq 200\text{mg/m}^3$ ），根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018），废气污染物排放总量采用理论公式法进行核算。

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

3.4 依托工程

(1) 基本情况

雅克拉集气处理站为“雅克拉-大涝坝气田开发工程”的附属工程,于2005年6月14日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环自函[2005]275号),2007年1月29日取得原阿克苏地区环境保护局竣工环境保护验收意见(阿地环函字[2007]20号)。雅克拉集气处理站于2005年投产,设计天然气处理量为 $260 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,凝析油设计处理量为515t/d,液化气产量130t/d,轻烃产量61t/d,目前日处理气 $235 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

流程描述:油气井采出液进入处理站装置区的计量和生产分离系统进行气液分离,气相与天然气增压后的低压不凝气作为天然气凝液回收装置的原料天然气,首先进入分子筛入口分离器,除去液态和固体杂质后,分离器的气相进入分子筛脱水系统,采用两塔分子筛脱水工艺脱除天然气中含有的饱和水,防止在低温系统中生成水合物。

脱水后的天然气经过脱汞除去单质汞,然后经过粉尘过滤器除去粉尘,再经过冷箱预冷后,进入低温分离器,将部分重烃液体从气相中分离出来。离开低温分离器的气相进入膨胀/压缩机组的膨胀端,经过膨胀降温后的物流作为重接触塔塔顶进料,重接触塔塔底凝液作为脱乙烷塔塔顶进料。离开低温分离器的液相经过液位调节阀后进入冷箱,经冷箱复热后作脱乙烷塔中部进料。

重接触塔塔顶塔顶气相经过冷箱回收冷量后,进入膨胀/压缩机组的同轴压缩机,增压后大部分作为干气进入外输管线。脱乙烷塔底液相作液化气塔中部进料,液化气塔顶产品为液化气,送入到液化气储罐;塔底产品为轻油,经液化气塔进料换热器降温后进入轻油储罐。

计量分离系统凝析油进入三相分离器,完成油、气、水的分离。凝析油再

经过凝析油稳定塔进料换热器升温后，进入凝析油稳定塔；三相分离器的气相与凝析油稳定塔回流罐的不凝气汇合，然后进入压缩机入口分离器，分离掉夹带的液体杂质后，离开分离器的气相经过压缩、空气冷却后进入压缩机出口分离器，进一步分离掉液体杂质。离开压缩机出口分离器的气相与计量生产分离系统的原料天然气汇合，然后一并进入天然气处理系统，以回收凝析油稳定过程产生闪蒸气。

（2）低压气回收工艺流程

流程描述：低压单井进站进入8井式撬装计量装置，然后进入低压生产分离器进行气液分离，分离后的天然气进入低压气压缩机进行增压，增压后的天然气接入已建原料气旋流分离器而进入后续的天然气生产流程，低压生产分离器油相则进入已建凝析油二级闪蒸分离器而进入后续的凝析油生产流程，低压生产分离器排污进入已建污水处理系统。

（3）西气东输工艺流程

2008年建设雅克拉天然气西气东输工程，主要由增压站、线路部分和接入阀室三部分组成，先期建设3台压缩机，2010年及2013年分别扩建压缩机1台。

流程描述：低压单井进站进入8井式撬装计量装置，然后进入低压生产分离器进行气液分离，分离后的天然气进入低压气压缩机进行增压，增压后的天然气接入已建原料气旋流分离器而进入后续的天然气生产流程，低压生产分离器油相则进入已建凝析油二级闪蒸分离器而进入后续的凝析油生产流程，低压生产分离器排污进入已建污水处理系统。

（4）污水处理站流程

雅克拉污水处理站2008年建成投产，负责雅克拉区块单井的污水处理与外输。最大处理能力640m³/d，该站目前日处理采气污水580m³/d。

（2）依托可行性分析

本项目单井采出液输至雅克拉集气处理站处理，雅克拉集气处理站富余情况如表 3.3-2 所示。

表 3.3-2 雅克拉集气处理站依托可行性分析一览表

雅克拉集气处理站情况			本项目需处理量	依托可行性
分类	设计最大处理规模	现状富余量		
凝析油(t/d)	515			可依托
采出水(m ³ /d)	640			
天然气(万 m ³ /d)	260			

综上可知，雅克拉集气处理站富余量可以满足本项目采出液处理要求，本项目油气水依托现有雅克拉集气处理站处理可行。

3.4.2 塔河油田绿色环保站

(1) 基本情况

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

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。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 50m³/d，处理设施年运行有效天数约 300 天，日处理量约为 200m³，年处理含油污泥的量为 6 万 m³，现状年处理含油污泥的量为 3.9 万 m³，拟建项目落地油产量为 0.2t/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。

表 3.4-3 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				可行
2	含油污泥处理系统(m ³ /a)	6×10 ⁴				可行

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

库车市位于天山中段南部，塔里木盆地北缘，位于阿克苏地区东部。县境位于东经 $82^{\circ} 35' \sim 84^{\circ} 17'$ ，北纬 $40^{\circ} 46' \sim 42^{\circ} 35'$ 之间，东与轮台县接壤，西与拜城县、新和县相邻，南与沙雅县、尉犁县毗邻，北隔天山山脉与静县相望。市境南北最大长度 193km，东西最大宽度 164km，总面积为 15379km^2 。其中，南部平原占总面积的 53.8%，北部山地约占 46.2%。

4.1.2 地形地貌

库车市在大地构造上处于天山地槽褶皱带与塔里木台地两大构造单元的接触部位，沿东西走向，在乌(乌鲁木齐)喀(什)公路(314 道)以北 30km 范围内分布新构造运动第三系地层，却勒塔克背斜(低山)和亚肯背斜以北为第四纪沉积洼地，东路以南上部地层为第四纪地质结构的冲积、洪积和风积层，均为巨厚的松散堆积物。库车河冲洪积扇中下部，其北侧即为沿山前砾质平原隆起，东西向分布的亚肯背斜西部倾斜末端。库车市北部的天山山脉，东西走向，海拔 1400~4550m，后山呈高山地貌，海拔 4000m 以上为积雪带，为库车平原提供着水源；前山区海拔在 1400~2500m 之间，为风化作用强烈的低山带；低山带前局部有剥蚀残丘，海拔高程在 1300m 左右；低山带以南为山前洪积扇带和平原带。

4.1.3 水文地质

雅克拉区块位于渭干河—库车河冲洪积平原前缘与却勒塔格山(库车河—迪那河之间的小河流域)山前冲洪积平原交汇处，南部多属塔里木河冲积平原与北部山前倾斜平原上渭干河、库车河冲洪积扇前缘的交汇部位，垂向上成层状分布的细砂、粉砂与粉土互层结构为赋存第四系松散岩类孔隙潜水和承压含水提供了基础条件。

(1) 地下水类型与含水层的特征

地下水含水层岩性主要为第四系上更新统中砂、细砂及粉细砂多层结构，

根据含水层特征可划分为潜水含水层和承压含水层，其中，承压水又根据赋存深度的不同可划分为浅层承压水和深层承压水。潜水与承压水二者间以粉土、粉质粘土相隔，开采条件下通过越流作用，具微弱水力联系。

①潜水含水层特征

潜水含水层岩性均为细砂、粉砂，夹薄层粉土，含水层富水性为 $100\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，含水层的渗透系数为 $2.38\sim 6.78\text{m}/\text{d}$ ，水位埋深 $2.5\sim 10.5\text{m}$ ，补给来源主要为渭干河洪积扇侧向补给，其次为渠水、田间水等入渗补给。以垂直蒸发和水平径流方式排泄。

雅克拉区块的潜水水质差，矿化度 $0.42\sim 72.58\text{g}/\text{L}$ ，溶解性总固体含量在 $1\text{g}/\text{L}$ 以上，多为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4-\text{Na}$ 、 $\text{Cl}-\text{Na}$ 型咸水，不适合生活用水。

②承压含水层特征

第四系沉积厚度在调查区为 $200\sim 300\text{m}$ 。赋存浅层、中层、深层多层结构的承压水含水层，单层厚度最大的为 35m ，单层最小厚度为 10m 。承压水的主要补给来源为东北部地下水的侧向流入，地下水径流方向为自东北向西南。

承压水含水层岩性以细砂、粉砂为主，开采目的层的埋藏深度在 $75\text{m}\sim 200\text{m}$ 。钻孔的单位涌水量为 $62\sim 111\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$ ，富水性为中等 ($100\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$)，含水层的渗透系数 $1.30\sim 3.71\text{m}/\text{d}$ 之间，承压水含水层的富水性为水量中等。溶解性总固体含量小于 $1\text{g}/\text{L}$ ，水化学类型为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4-\text{Na}$ 及 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}-\text{Na}(\text{Ca})$ 型水。

(2)地下水的补、径、排特征

雅克拉区块处于渭干河冲洪积平原前缘地带，含水层为多层结构，地下水具多层结构特征。潜水可接受人工渠系、田间灌溉和大气降水的入渗补给以及上游潜水的侧向径流补给，受地表平坦、地下水水力坡度小 (千分之一左右)、含水层颗粒细的控制，地下水径流运移十分缓慢，以潜水面蒸发、植被蒸腾、人工排碱渠排水等方式排泄；承压水主要从上游地段地下水侧向径流为补给来源，水平径流运移十分缓慢，为弱径流—停滞状态，区域径流方向为西南方向。目前，人工开采深层地下水也是其排泄的另一种方式。

4.1.4 气候气象

库车市地处暖温带，热量丰富，气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差都很大，属暖温带大陆性干旱气候。据库车市气象站多年观测资料统计，库车市主要气象数据见表 4.1-1。

表 4.1-1 主要气候要素一览表

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

4.2 环境质量现状监测与评价

4.2.1 环境空气质量现状评价

4.2.1.1 基本污染物环境质量现状数据

本次评价根据收集了 2022 年 1 月 1 日至 2022 年 12 月 31 日期间阿克苏地区例行监测点的监测数据，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 4.3-1 所示。

表 4.3-1 阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
PM_{10}	年平均质量浓度	70	94	134.3	超标
$\text{PM}_{2.5}$	年平均质量浓度	35	41	117.1	超标
SO_2	年平均质量浓度	60	6	10.0	达标
NO_2	年平均质量浓度	40	24	60.0	达标
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000	2000	50.0	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度	160	133	83.1	达标

由表 4.3-1 可知，阿克苏地区 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 年均浓度值超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单(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布设 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 8。

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				非甲烷总烃、H ₂ S

(2) 监测时间及频率

本次监测时间为 2024 年 2 月, 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:

$$P_i = \frac{C_i}{C_m} \times 100\%$$

式中: P_i —— i 评价因子最大占标百分比;

C_i —— i 评价因子最大监测浓度(mg/m³);

C_{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
	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0				达标
	硫化氢	1 小时平均	0.01				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

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，地下水环境现状监测点应主要布设在建设项目场地、周围环境敏感点、地下水污染源以及对于确定边界条件有控制意义的地点。根据水文地质资料，结合区域地下水井分布情况，布设 3 个地下水监测点。

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 8。

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				潜水	III类	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ ，共计 8 项	色、嗅和味、肉眼可见物、浑浊度、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 37 项
2							
3							

4.2.2.1.2 监测时间及频率

监测点监测时间为 2024 年 2 月，监测 1 天，采样 1 次。

4.2.2.1.3 监测及分析方法

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

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

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
1	色度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状和物理指标》 (GB/T 5750.4-2023)	5 度
2	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	—
3	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)	—
4	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》(HJ 1147-2020)	—
5	浑浊度	《水质 浊度的测定 浊度计法》(HJ 1075-2019)	0.3 NTU
6	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)	1.0mg/L
7	溶解性总固 体		—
8	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》(GB 11911-89)	0.03mg/L
9	锰		0.01mg/L
10	铜	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》(GB 7475-87)	0.05mg/L
11	锌		0.05mg/L
12	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^{-3} mg/L
13	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	0.0003mg/L
14	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)	0.05mg/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
15	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)	0.05mg/L
16	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》(HJ 535-2009)	0.025mg/L
17	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》(HJ 1226-2021)	0.003mg/L
18	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)	—
19	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	—
20	亚硝酸盐氮	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》(GB 7493-87)	0.003mg/L
21	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)	0.08mg/L
22	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第 5 部分:无机非金属指标》(GB/T 5750.5-2023) 7.1 异烟酸-吡唑啉酮分光光度法	0.002mg/L
23	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》(GB 7484-87)	0.05mg/L
24	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)	0.025mg/L
25	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》(HJ 694-2014)	4×10^{-5} mg/L
26	砷		3×10^{-4} mg/L
27	硒		4×10^{-4} mg/L
28	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
29	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)	0.004mg/L
30	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
31	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
32	四氯化碳		0.4 μ g/L
33	苯		0.4 μ g/L
34	甲苯		0.3 μ g/L
35	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ 970-2018)	0.01mg/L
36	硫酸根(硫酸盐)	《水质 无机阴离子(F^- 、 Cl^- 、 NO_3^- 、 Br^- 、 NO_2^- 、 PO_4^{3-} 、 SO_3^{2-} 、 SO_4^{2-})的测定 离子色谱法》(HJ 84-2016)	0.018mg/L
37	氯离子(氯化物)		0.007mg/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
38	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)	0.02mg/L
39	钠离子		0.02mg/L
40	钙离子		0.03mg/L
41	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)	0.02mg/L
42	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)	1mg/L
43	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

潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、锰、氟化物外,

其余监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准要求,石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准要求。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。

(2)地下水离子检测结果与评价

根据地下水离子检测结果,评价区地下水阴离子以 Cl^- 、 SO_4^{2-} 为主,阳离子以 Na^+ 为主,水化学类型主要以 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型为主。

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 YK37 井进行声环境质量现状监测点,在 YK1CX 井进行厂界噪声监测。具体布置情况见表 4.2-10 和附图 8。

表 4.2-10 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	YK37 井		1	$L_{\text{Aeq,T}}$
2	YK1CX 井	东场界	1	$L_{\text{Aeq,T}}$
3		南场界	1	
4		西场界	1	
5		北场界	1	

(2)监测因子

等效连续 A 声级($L_{\text{Aeq,T}}$)。

(3)监测时间及频率

监测时间为 2024 年 2 月,监测 1 天,分昼夜进行监测,昼间监测时段为 8:00~24:00,夜间监测时段为 24:00~次日 08:00,每次噪声监测时间不少于 1 分钟。

(4)监测方法

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)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，老井执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区标准。

(2) 声环境现状监测及评价结果

噪声监测点声环境现状监测及评价结果见表 4.2-11。

表 4.2-11 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	YK37 井			60	达标		50	达标
2	YK1CX 井	东场界		60	达标		50	达标
3		南场界		60	达标		50	达标
4		西场界		60	达标		50	达标
5		北场界		60	达标		50	达标

由表 4.2-11 分析可知，YK37 井场监测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准要求；现有井场厂界噪声监测值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区标准。

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。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 4.2-12。

表 4.2-12 监测点位及监测因子一览表

分类	编号	采样区名称	采样层位	监测因子
占地范围内	1#	YK1CX 井口南侧 20m 处	表层样	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、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量共计 48 项因子
	2#	YK1CX 井口南侧 40m 处	表层样	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、汞、砷、铬(六价)、土壤盐分含量、pH
	3#	YK37 井拟建井场	表层样	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、汞、砷、铬(六价)、土壤盐分含量、pH
占地范围外	4#	YK37 井南侧 50m 处	表层样	pH、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、铬(六价)、全盐量
	5#	YK37 井南侧 100m 处	表层样	pH、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、汞、砷、铬(六价)、全盐量
	6#	YK37 井北侧 50m 处	表层样	pH、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、汞、砷、铬(六价)、全盐量
	7#	YK1CX 井南侧 50m 处	表层样	pH、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、汞、砷、铬(六价)、全盐量

(3) 监测时间及频率

监测采样时间为 2024 年 2 月。

(4) 采样方法

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。

检测分析方法及检出限见表 4.2-13。

表 4.2-13

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	土壤	四氯化碳	《土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.3×10^{-3}
9		氯仿			1.1×10^{-3}
10		氯甲烷			1.0×10^{-3}
11		1,1-二氯乙烷			1.2×10^{-3}
12		1,2-二氯乙烷			1.3×10^{-3}
13		1,1-二氯乙烯			1.0×10^{-3}
14		顺-1,2-二氯乙烯			1.3×10^{-3}
15		反-1,2-二氯乙烯			1.4×10^{-3}
16		二氯甲烷			1.5×10^{-3}
17		1,2-二氯丙烷			1.1×10^{-3}
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}

续表 4.2-13

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)
20	土壤	四氯乙烯	《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}
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	土壤	硝基苯	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》(HJ 834-2017)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	0.09
36		苯胺			0.09
37		2-氯酚			0.06
38		苯并[a]蒽			0.1
39		苯并[a]芘			0.1
40		苯并[b]荧蒽			0.2
41		苯并[k]荧蒽			0.1
42		屈			0.1
43		二苯并[a,h]蒽			0.1
44		茚并[1,2,3-cd]芘			0.1
45		萘			0.09

续表 4.2-13

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)
46	土壤	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	《土壤和沉积物 石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)的测定 气相色谱法》(HJ 1021-2019)	8860 气相色谱仪	6
47		pH 值	《土壤 pH 值的测定 电位法》(HJ 962-2018)	PHSJ-4F 实验室 pH 计	—
48		全盐量	《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

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，为各井场边界外扩 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

拟建项目所在区域为荒漠生态系统。

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。工程所在区域荒漠生态系统主要为沙漠，区域植被稀少，因位于原古河道沿线，胡杨林有一定的分布，但灌丛、草本稀少，几乎不可见。荒漠生态系统功能简单，结构脆弱，一经破坏极难恢复。

4.2.5.3 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。

拟建项目位于雅克拉区块 YK1 井区内，项目生态评价区土地利用类型为裸土地，项目占地范围内土地利用类型为裸土地。土地利用现状图见附图 5。

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：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，项目主要分布在塔里木河北岸，评价区土壤类型主要为漠境盐土等。区域土壤类型分布见附图 7。

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

根据《新疆植被及其利用》，该区域属阿克苏-库尔勒州—塔克拉玛干荒漠亚省-塔里木荒漠省-东疆-南疆荒漠亚区-新疆荒漠区。本项目位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘，为塔里木河冲积平原，地势较为平坦。项目占地范围内主要群种为多枝怪柳和盐穗木，盖度多在 10%~20%左右，其植被分布及发育好坏随生境的土壤类型(水分和盐分条件)而变化。区域内风沙土的植被盖度

小于 10%。土壤基质有不同程度的盐渍化，表层有 100cm 沙层，其下均为壤质土，灰色，有锈斑。

自然植被主要是多枝桤柳群系和盐穗木群系。多枝桤柳群系广泛分布在项目区，株高一般 1m，分布不均。土壤主要为盐土，建群种为多枝桤柳，伴生有盐穗木，在洪水退下时，地下持水逐渐降低，而因盐碱蒸出向耐盐碱化发展的植被类型。盐穗木群系主要分布于区内盐碱荒地中地下水位埋深较浅的地域。盐穗木株高一般不超过 2m，覆盖率较低。根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》(第一批)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)，区域内分布的国家二级保护植物、自治区 I 级保护植物肉苁蓉，项目占地范围及周边主要植被为多枝桤柳、盐穗木、芦苇等，工程占地范围内无保护植物。

4.2.5.6 野生动物现状评价

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。从有关资料调查中得知，本项目区栖息分布着野生动物。

根据《国家重点保护野生动物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号)及《新疆国家重点保护野生动物名录(修订)》，该区域共有国家二级重点保护动物及自治区 II 级重点保护动物 3 种，分别为塔里木兔、云雀、黑尾地鸦，地区特有种塔里木兔被列入保护名录。

在油气田开发区域，因油气开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已难见大中型的野生动物，偶尔可见到塔里木兔的踪迹。

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。

拟建项目 YK1 井东南距生态保护红线(塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区)最近为 38.4km，不在红线内。拟建项目与“生态保护红线”位置关系示意图见图 3。

4.2.5.7.2 水土流失重点治理区及预防区

(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《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 $2000\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ 。根据现场调查及土壤侵蚀背景值，确定项目区容许土壤流失量取值为 $2000\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ 。

(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,地表地表裸露植被稀少,林草覆盖率较低,由于植被被破坏,加剧了土壤侵蚀,是区域水土流失的主要成因。水土流失是评价范围内的主要生态问题之一。

(2) 土地荒漠化问题

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

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

油气田开发过程中施工内容主要为钻前工程、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；油气田开发施工过程中除永久占地外，为了施工方便还将有一部分临时占地，新建井场呈点状分布在区块内，集输管线地下敷设，在生态影响方面表现为地表扰动、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

在油气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

在油气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 SO_2 、 NO_x 、 CH_4 等；

金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，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

油气田开发阶段，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,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、泥浆泵和发电机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-160CF	57	80	1.5	90/5	基础减振	昼夜
3	泥浆泵	3NB-160CF	60	80	1.5	90/5	基础减振	昼夜
4	振动筛	--	74	85	1.5	90/5	基础减振	昼夜
5	振动筛	--	78	85	1.5	90/5	基础减振	昼夜
6	绞车	JC70LDB	43	64	1.5	70/5	基础减振	昼夜
7	离心机	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营运期声环境影响评价章节中“5.2.4.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本工程施工期各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.1-4。

表 5.1-4 施工期噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

序号	站场		噪声贡献值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
钻井工程								
1	井场	东场界			70	55	达标	超标
2		南场界			70	55	达标	超标
3		西场界			70	55	达标	超标
4		北场界			70	55	达标	超标
储层改造工程								
1	井场	东场界			70	55	超标	超标
2		南场界			70	55	超标	超标
3		西场界			70	55	超标	超标
4		北场界			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、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。拟建项目各钻井井场周边 200m 范围内均无村庄等声环境敏感目标，且各钻井工程施工期周期较短，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。井场借方主要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，还原土满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用标准限值要求，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 $<0.45\%$)后进行综合利用；道路借方主要来自周边砂石料场。

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

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)中综合利用标准限值要求，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 0.4t，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 0.2t，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量废烧碱包装袋，属于危险废物，及时回收废烧碱包装袋暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废烧碱包装袋约为 0.1t，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

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 912m³/a，则井场污泥产生量为 0.41t。

⑦生活垃圾

拟建项目施工期生活垃圾产生总量为 5.7t，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/T3997-2017)中综合利用标准限值要求，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%)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，本工程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

根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，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 876m^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 912m^3 ，生活污水排入井场撬装式污水处理站处理达标后，用于荒漠灌溉。

④ 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。

(2) 钻井过程对地表水的影响分析

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，正常情况下不会形成地表径流或因雨水的冲刷而随地表径流漫流进地表水体，故钻井过程中的各种污染物质不存在进入地表水体，影响地表水水质的可能。

钻井过程对区域地表水的影响主要来自非正常状态：钻井过程中若发生井喷，大量的泥浆喷出，后期还会伴有原油，若不能及时彻底清理喷出的污染物，降雨过程中将随地表径流漫流，则会间接地影响到地表水。由于对本区域地层已有深度的了解，在钻井过程中均会采取有效防喷措施，在加强管理、措施到位的前提下，井喷是可以得到防范的。

5.1.4.2 施工期地下水环境影响分析

①地下水影响分析

施工期废水主要包括钻井废水、酸化压裂返排液、管线试压废水和生活污水。根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理，处理后的液相回用于钻井液配制；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；管线试压废水属于洁净水，循环使用后就地泼洒抑尘。钻井队生活污水经“生化+过滤”一体化装置处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表二的 B 级标准，达标处理后中水主要用于荒漠灌溉。废水对区域地下水环境影响可接受。

②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 5.1-5 及图 5.1-1。

表 5.1-5 分区防渗要求一览表

站场	项目		防渗要求
井场钻井期	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	

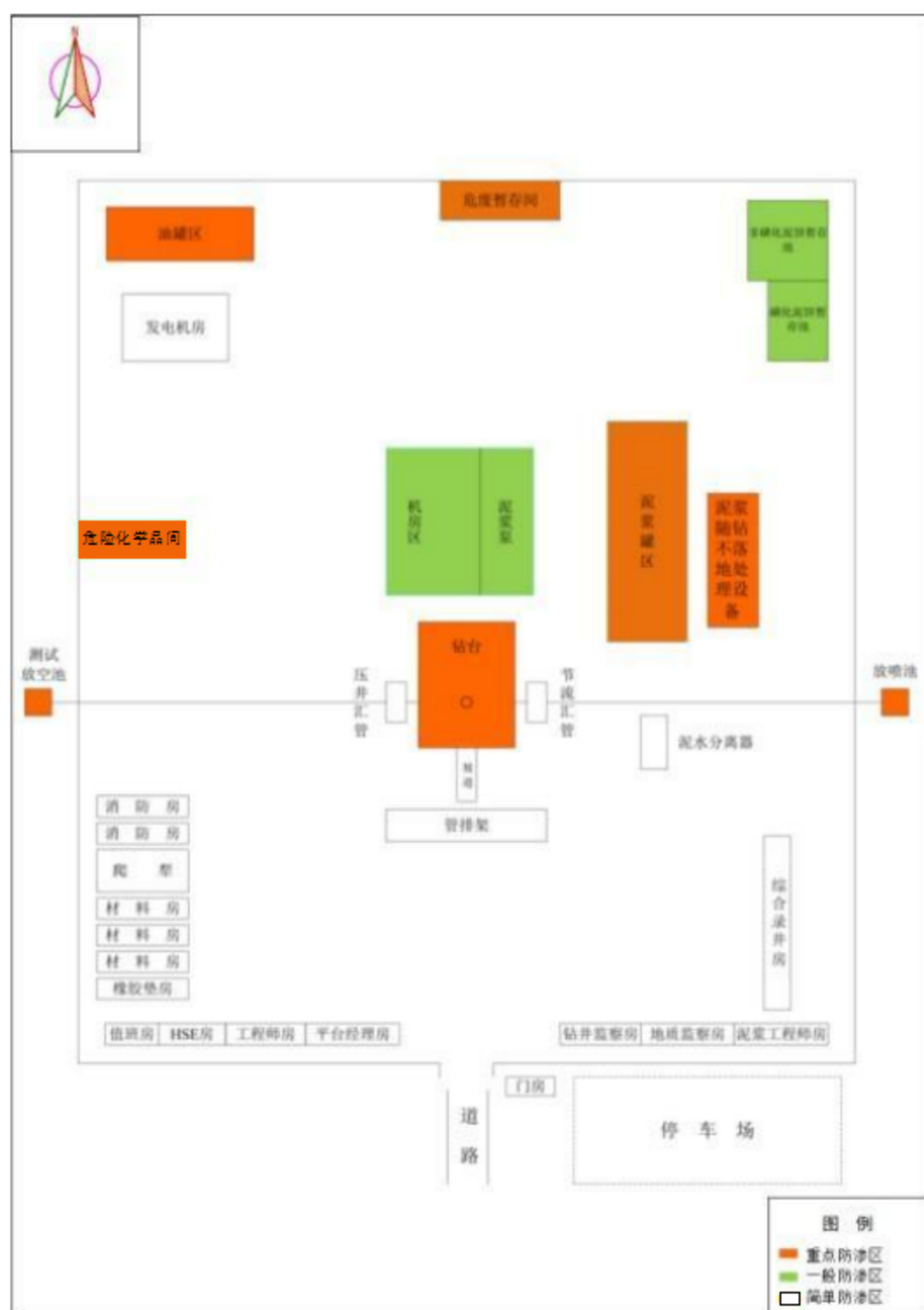


图 5.1-1 钻井期井场分区防渗图

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

本工程占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场及道路占地，临时占地主要为井场、管道及架空电力线作业带占地等。

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，井场施工因单个井场占地面积小，且影响范围主要集中在井场周围，对地表扰动相对较小；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在井场、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 0.25hm^2 ，临时占地面积为 4.34hm^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，所在区域低密度草地植被覆盖度为 $14\% \sim 18\%$ ，平均生物量为 $1.3t/\text{hm}^2$ ；裸土地区域植被覆盖度为 $5\% \sim 8\%$ ，平均生物量为 $0.3t/\text{hm}^2$ 。

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 $0.33t$ 永久性植被损失和 $3.30t$ 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。

(1) 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，由于区域的长期开发，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

拟建项目位于库车市，根据《新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果通知(新水水保[2019]4 号)》，拟建项目位于塔里木河流域重点治理区。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表面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防

护，遇大风天气易产生严重的水土流失现象。

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

5.1.5.1.8 防沙治沙分析

5.1.5.1.8.1 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 3000 万元。建设内容包括：①新钻井 1 口(YK37 井)，侧钻老井 1 口(YK1CX 井)；②新建 YK37 井集输管线 1.8km，燃料气管线 1.8km，燃料气管线和集输管线同沟敷设；③新建采气井场(YK37 井)1 座；④配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后日产原油 40t/d。

(2) 项目区地理位置、范围和面积(附平面图)

拟建项目位于新疆阿克苏地区库车市境内。拟建项目建设内容占地现状均以裸土地为主。项目总占地 4.59hm²，其中永久占地 0.25hm²，临时占地 4.34hm²。项目平面布置情况见附图 2。

(4) 项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

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。

5.1.5.1.8.2 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 4.59hm²，其中永久占地 0.25hm²，临时占地 4.34hm²，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 生态影响减缓措施

5.1.5.2.1 地表扰动生态减缓措施

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，最小程度的破坏，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。

③ 对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

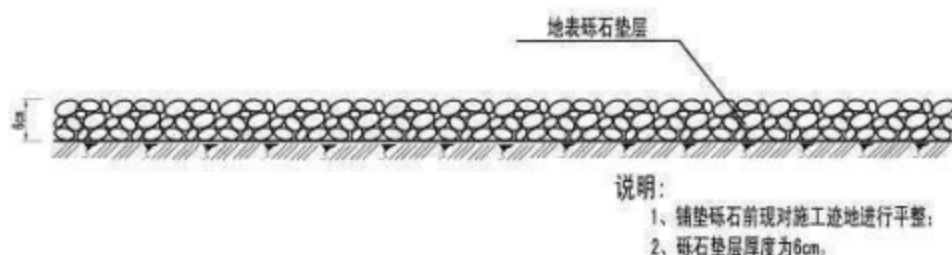


图 5.1-2 井场砾石压盖措施典型设计图

④设计选线过程中，避开植被区域，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境界。

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。

5.1.5.2.2 生物多样性影响减缓措施

①管线的选线阶段，应对拟敷设管线的地表情况进行现场调查，尽可能选择植被稀疏或裸地进行工程建设，尽量避开植被茂密区域，减少因施工造成的植被破坏；严格界定施工活动范围，管线施工作业带宽度控制在 10m 以内，尽可能缩小施工作业带宽度，减少对地表的碾压。

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

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

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

⑤确保各环保设施正常运行，含油废物回收、固体废物填埋，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的荒漠植被。

⑥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。

⑦加强人员对重点保护野生植物的培训教育，发现重点保护野生植物时采取及时避让的措施，无法避让时采取在周边就地迁移保护的措施。

⑧管沟回填过程中应在管沟上方构筑条垄，严禁压实回填后的管沟，适当时候进行耙松，从而构建区域植被恢复的有利条件。

⑨建议施工单位在项目区张贴野生保护动植物宣传画及材料，禁止施工人员随意猎捕野生动物；施工活动中发现国家重点保护动物活动踪迹要给予高度关注，保护其正常活动不受人影响，一旦发现重点保护动物受伤或行为异常要及时向当地林业主管部门汇报，并采取及时有效的救助措施。管线管沟采取边开挖、边回填措施，在可能有野生动物活动的区域设置人员巡逻。

5.1.5.2.3 维持区域生态系统完整性措施

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

②施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表实施砾石覆盖等措施，以减少风蚀量。

③工程施工结束后，应对施工临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

5.1.5.2.4 水土流失保护措施

5.1.5.2.4.1 井场工程区

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

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

5.1.5.2.4.2 管道工程区

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

(2)防尘网苫盖：单独敷设管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方，本工程对

临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施。

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

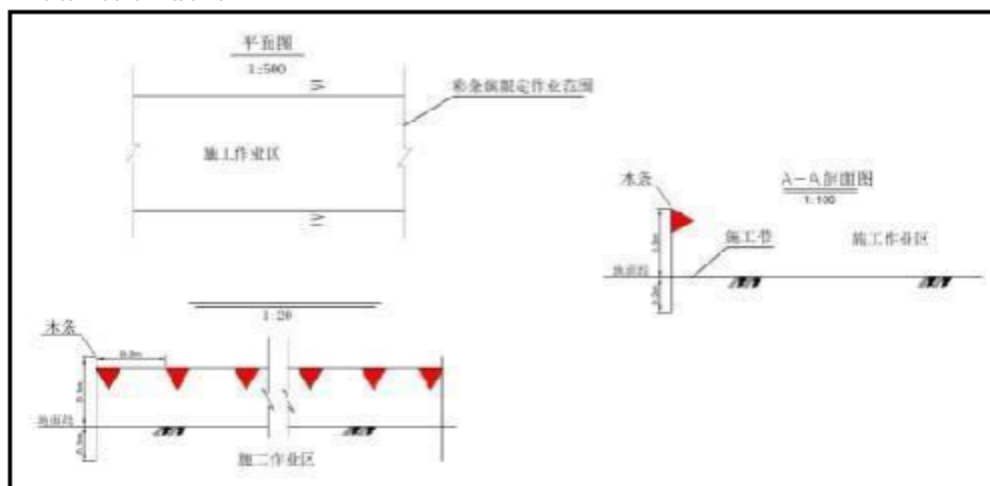


图 5.1-3 限行彩条旗典型措施设计图

5.1.5.2.5 防沙治沙内容及措施

(1)采取的技术规范、标准

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

(2)制定方案的原则与目标

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

制定方案的目标：通过工程建设，沙化土地扩展趋势得到遏制。

(3)工程措施(物理、化学固沙及其他机械固沙措施)

拟建项目不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。

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

①植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；

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

(5) 其他措施(废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施)

针对井场施工过程，提出如下措施：①施工过程中不得随意碾压区域其他固沙植被，严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对占地范围外的区域造成扰动。②严禁施工人员在荒漠地段随意踩踏、占用，施工结束后，应对施工场地及时进行清理、平整，减少沙物质来源。③拟建项目位于荒漠区域，为保护土地资源，应在钻井工程作业结束后对场地进行平整，覆土压实并覆盖砾石，防止风蚀现象发生。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填，严禁随意堆置。②遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网。③在施工过程中，不得随意碾压区域内其他固沙植被。④管沟开挖过程中采取边开挖边回填措施，降低土壤裸露风化风险，严禁随意堆放。

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

(6) 各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

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

(7) 方案实施保障措施

① 组织领导措施

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

②技术保证措施

邀请各级林业部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性；塔里木盆地自然条件恶劣，水资源短缺，项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性。

③防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

拟建项目防沙治沙措施投资 10 万元，由西北油田分公司自行筹措，已在本工程总投资中考虑。

④生态、经济效益预测

拟建项目防沙治沙措施实施后，预计雅克拉区块沙化土地扩展趋势得到一定的遏制。

5.1.5.3 生态影响评价自查表

表 5.1-9 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：(1.92)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□
	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 ☒ ；生态恢复 ☐ ；生态补偿 ☐ ；科研 ☐ ；其他 ☐
	生态监测计划	全生命周期 ☐ ；长期跟踪 ☐ ；常规 ☒ ；无 ☐
	环境管理	环境监理 ☒ ；环境影响后评价 ☒ ；其他 ☐
评价结论	生态影响	可行 ☒ ；不可行 ☐
注：“ ☐ ”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

5.2 营运期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

5.2.1.1 常规气象资料分析

拟建项目分布于阿克苏地区库车市境内境内，距离项目区最近的气象站为库车市气象站，该地面观测站与项目区最近距离 43km 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库车市气象站的常规地面气象观测资料。因此，本次评价气象统计资料分析选用库车市气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 5.2-1。

表 5.2-1 观测气象数据信息

气象站 名称	气象站 编号	气象站 等级	气象站坐标/m		相对 距离/km	海拔高度 /m	数据 年份	气象要素
			经度	纬度				
库车市气象站	51642	一般站			43	976	2022	风速、风向、总云量、干球温度

5.2.1.2 多年气候统计资料分析

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

(1) 温度

区域近 20 年平均温度为 12.5℃，4~10 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 26.7℃，12 月份平均气温最低，为 -8.7℃。

(2) 风速

区域近 20 年平均风速为 2.7m/s，5 月份平均风速最大为 3.6m/s，12 月份平均风速最低，为 1.7m/s。

(3) 风向、风频

库车市近 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高影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.2-5。

表 5.2-5 估算模型参数一览表

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

(2) 预测源强

根据工程分析确定，本次有组织源强对 YK37 井加热炉进行预测，无组织面源选择 YK37 井进行预测，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($^{\circ}\text{C}$)	年排放小时数(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
		经度($^{\circ}$)	纬度($^{\circ}$)										
1	YK37 井加热炉烟气				8	0.2			120	4800	正常	PM_{10}	
												$\text{PM}_{2.5}$	
												SO_2	
												NO_x	

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/ $^{\circ}$	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度($^{\circ}$)	纬度($^{\circ}$)									
YK37 井无组织废气				6	6	0	4	8760	正常	H_2S	
										非甲烷总烃	

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	YK37 井加热炉烟气	PM_{10}		450				
		$\text{PM}_{2.5}$		225				
		SO_2		500				
		NO_2		200				
2	YK37 井无组织废气	非甲烷总烃		2000				
		硫化氢		10				

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
YK37 井无组织废气	非甲烷总烃				
	H_2S				

由表 5.2-9 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) 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。本次评价以 YK37 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/ $^{\circ}$	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
		X	Y									
1	YK37 井放喷口				6	6	0	2	0.17	非正常	H_2S	
											非甲烷总烃	

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)	$D_{10\%}(\text{m})$
1	YK37 井放喷口	H_2S					
		非甲烷总烃					

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

拟建项目有组织排放量核算情况见表 5.2-12。

表 5.2-12 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度(mg/m ³)	核算年排放量(t/a)
1	YK37 井场加热炉烟气	颗粒物		
		二氧化硫		
		氮氧化物		

(2) 无组织排放量核算

拟建项目无组织排放量核算情况见表5.2-13。

表 5.2-13 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产物环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量(t/a)
				标准名称	浓度限值(mg/m ³)	
1	YK37井场无组织废气	非甲烷总烃	密闭工艺	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中边界污染物控制要求	非甲烷总烃≤4.0	
		硫化氢	采出液密闭集输	《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	

(3) 项目大气污染物排放量核算

拟建项目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	
2	二氧化硫	
3	氮氧化物	
4	非甲烷总烃	
5	硫化氢	

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 _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ ） 其他污染物(H ₂ S、非甲烷总烃)					包括二次PM _{2.5} ☐ 不含二次PM _{2.5} ☒		
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐			附录D ☒	其他标准 ☐	
现状评价	环境功能区	一类区 ☐			二类区 ☒			一类区和二类区 ☐	
	评价基准年	(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(PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、H ₂ S、非甲烷总烃)					包括二次PM _{2.5} ☐ 不包括二次PM _{2.5} ☐		
大气环境 影响预测 与评价	正常排放短期浓度贡献值	C _{9+95%} 最大占标率≤100% ☐					C _{9+95%} 最大占标率>100% ☐		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{9+95%} 最大占标率≤10% ☐				C _{9+95%} 最大标率>10% ☐		
		二类区	C _{9+95%} 最大占标率≤30% ☐				C _{9+95%} 最大标率>30% ☐		
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长(0.17)h	C _{9+95%} 占标率≤100% ☐				C _{9+95%} 占标率>100% ☒		
	保证率日平均浓度和年平均浓度	C _{9+95%} 达标 ☐				C _{9+95%} 不达标 ☐			

	叠加值				
	区域环境质量的 整体变化情况	$k \leq -20\%$ ☐	$k > -20\%$ ☐		
环境监测 计划	污染源监测	监测因子: (H_2S 、非甲烷总烃)	有组织废气监测 ☐	无监测 ☐	
	环境质量监测	监测因子: 0	无组织废气监测 ☒	监测点位数 0	
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 t/a	NO_x : 0 t/a	颗粒物: 0 t/a	VOC_s : 0 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

拟建项目营运期产生的废水主要有采出水、井下作业废液。采出水随采出液经集输管线输送至雅克拉集气处理站处理, 满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)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

(2) 塔河油田绿色环保站

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
	影响途径	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

5.2.3.1 调查区域水文地质条件概况

(1) 地下水类型、赋存分布规律及含水层空间分布特征

地下水含水层岩性主要为第四系上更新统中砂、细砂及粉细砂多层结构，根据含水层特征可划分为潜水含水层和承压含水层，其中，承压水又根据赋存深度的不同可划分为浅层承压水和深层承压水。潜水与承压水二者间以粉土、粉质粘土相隔，开采条件下通过越流作用，具微弱水力联系。

(2) 含水层的富水性

潜水含水层岩性均为细砂、粉砂，夹薄层粉土，含水层富水性为 100~1000m³/d，含水层的渗透系数为 2.38~6.78m/d，水位埋深 2.5~10.5m，补给来源主要为渭干河洪积扇侧向补给，其次为渠水、田间水等入渗补给。以垂直蒸发和水平径流方式排泄。

(3) 地下水的补、径、排条件

雅克拉区块处于渭干河冲洪积平原前缘地带，含水层为多层结构，地下水具多层结构特征。潜水可接受人工渠系、田间灌溉和大气降水的入渗补给以及上游潜水的侧向径流补给，受地表平坦、地下水水力坡度小(千分之一左右)、含水层颗粒细的控制，地下水径流运移十分缓慢，以潜水面蒸发、植被蒸腾、人工排碱渠排水等方式排泄。

5.2.3.3 地下水环境影响评价

5.2.3.3.1 正常状况

(1) 废水

本项目营运期产生的废水主要有采出水、井下作业废水，其中采出水随采出液经集输管线输送至雅克拉集气处理站处理，采出水处理工艺采用“沉降+过滤”，该工艺利用重力沉降工艺去除采出水中油类，再通过过滤器进一步去

除采出水中的悬浮物、控制粒径中值，使处理后污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集运至塔河油田绿色环保处理站处理。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

(2) 落地油

采油过程中产生的落地油，转移到下层的量很少。根据《采气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。由于气田气候干旱少雨，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，正常情况下不会对地下水产生污染影响。

(3) 集输管道

本项目正常状况下，集输管道采用无缝钢管，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。

5.2.3.3.2 非正常状况

(1) 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。因此，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，固井质量应符合环保要求。由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待气田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，可能对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油气层几乎没有多少压力，油气不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

(2) 集输管道泄漏事故对地下水的影响

井场管道与法兰连接处泄漏事故对地下水的影响，一般泄漏于土体中的原油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。

本项目非正常状况下，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阀门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。

5.2.3.6.4 地下水环境污染预测评价结论

正常状况下，拟建项目严格按照《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，拟建项目各个不同阶段，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，定期对采气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，若是出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

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。

5.2.3.7.3 地下水跟踪监控措施

为了及时准确地掌握雅克拉区块 YK1 井区内及下游地区地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，雅克拉区块 YK1 井区内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，设置地下水环境跟踪监控井。

(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 1 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到监测计划里，监测频率为每年监测 1 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，特别是对雅克拉区块 YK1 井区内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 5-2-8。

(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

雅克拉区块 YK1 井区内内包气带天然防污性能弱，因此在非正常及风险状况下，可能造成污染物进入地下水中，针对上述情景，建议采取如下污染应急治理措施。

- ①一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案；
- ②查明并切断污染源，在最短时间内清除地表污染物；
- ③加密地下水污染监控井的监测频率，并实时进行化验分析；
- ④一旦发现监控井地下水受到污染，立即启动抽水设施；
- ⑤探明地下水污染深度、范围和污染程度；
- ⑥依据地下水污染情况和污染场地的含水层埋藏分布特征，结合拟采用的地下水污染治理技术方法，制定地下水污染治理实施方案；
- ⑦依据实施方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整；
- ⑧将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析；
- ⑨当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止井点抽水，并进行土壤修复治理工作。

5.3.8 评价结论

正常状况下，各井场内采气树、井场集输管线等装置完好无损且井场严格按照《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T 50934)相关要求采取了防渗措施，可避免采出产液泄露而对地下水产生污染影响。

非正常状况下，采气树因老化或腐蚀导致采出液泄露进入地下水后沿水流迁移，但影响范围较小，对周围地下水水质影响可接受。

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。

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气树、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：

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

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_i —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_g —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。

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

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_g —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:

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

式中: $L_{pi}(r)$ —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:

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

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_{eq}) 为:

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

式中：\$L_{eq}\$—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

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

式中：\$L_{eq}\$—预测点的噪声预测值，dB；

\$L_{eq}\$—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

\$L_{bA}\$—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 各井场噪声源强调查清单(室外声源)

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强 [dB(A)]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	采气树	—	30	30	1	85	基础减振	昼夜
2	真空加热炉	—	20	30	1	85	基础减振	昼夜

5.2.4.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建项目各噪声源对各井场四周场界的贡献声级值见表 5.2-31。拟建项目老井侧钻不新增地面设施，利旧原有设备设施，无新增产噪设备，现有老井厂界噪声满足《工

业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准要求,故对老井侧钻不再进行预测。

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
YK37 井场	东场界		昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界		昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界		昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界		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 ☐					
现状评价	环境功能区	0 类区 ☐	1 类区 ☐	2 类区 ☒	3 类区 ☐	4a 类区 ☐	4b 类区 ☐
	评价年度	初期 ☐		近期 ☒		中期 ☐	
	现状调查 方法	现场实测法 ☒ 现场实测加模型计算法 ☐ 收集资料 ☐					
	现状评价	达标百分比		100			
噪声源 调查	噪声源调查 方法	现场实测 ☐ 已有资料 ☒ 研究成果 ☐					

声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 ☒ 其他 ☐		
	预测范围	200m ☒ 大于 200m ☐ 小于 200m ☐		
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐		
	厂界噪声贡献值	达标 ☒ 不达标 ☐		
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☐ 不达标 ☐		
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☐ 固定位置监测 ☐ 自动监测 ☐ 手动监测 ☐ 无监测 ☒		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子: ()	监测点位数 ()	无监测 ☒
评价结论	环境影响	可行 ☒ 不可行 ☐		

注：“□”为勾选项，可√；“()”为内容填写项。

5.2.5 固体废物影响分析

根据《国家危险废物名录(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), 拟建项目营运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。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		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		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 5.2-9 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 5.2-10 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。

(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 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。

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

拟建项目所处区域土壤属于盐化较严重的区域，拟建项目土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

拟建项目废水主要为采出水和井下作业废水，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况井场管线连接处出现泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。

拟建项目井场建设及管道敷设过程中，不会造成区域土壤盐化、酸化、碱化，但管沟开挖过程中会对区域局部土壤造成扰动，导致土壤中盐分含量与周边区域不一致，在后续的自然恢复过程中，扰动区域受雨水、风沙作用将逐步与周边区域土壤保持一致。同时，拟建项目集输管线中采出液盐分含量较高，当出现泄漏时，采出液中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高。

影响类型见表 5.2-34。

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

拟建项目输送介质为采出液，管线连接处破裂时，采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。拟建项目土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-35。

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
井场管线连接处	垂直入渗	石油烃	事故工况

②生态影响型

考虑最不利情况,单井集输管道破裂导致其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。本次评价选择盐分含量作为代表性因子进行预测。

表 5.2-36 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
单井集输管道	漫流	盐分含量	事故工况

5.2.7.2 现状调查与评价

5.2.7.3 土壤环境影响评价

①污染影响型

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,如果是采气树管线连接和阀门处出现破损泄漏,即使有油品泄漏,建设单位必须及时采取措施,不可能任由油品漫流渗漏,任其渗入土壤。因此,只在地表积油底部非可视部位发生小面积渗漏时,才可能有少量物料通过漏点,逐渐渗入进入土壤。

拟建项目采气井场土壤环境污染影响型评价工作等级为三级。采气井场对土壤造成影响主要为管线连接处破裂时,采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中,造成一定的影响。综合考虑拟建项目物料特性及土壤特征,本次评价为事故状况下,采气树管线连接和阀门处出现破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

②生态影响型

拟建项目采气井场土壤环境生态影响型评价工作等级为二级。采气井场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。综合考虑拟建项目物料特性及土壤特征,本次评价为事故状况下,采气树管线连接和阀门处出现破损导致采出液中高含盐液体进入表层土壤中,造成土壤盐化。

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

a. 井场防护措施

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。

b. 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，若是出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

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。

(2) 过程防控措施

①巡检车辆按照指定路线行驶，严禁随意碾压破坏井场周边土壤结构；

②严格执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求,将井口装置区划分为一般防渗区,其余区域划分为简单防渗区。防渗措施的设计,使用年限不应低于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 5.2-42。

表 5.2-42 土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	YK37 井场采气树管道接口处	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 5.2-43。

表 5.2-43 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☐ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☒				
	土地利用类型	建设用地 ☒ ；农用地 ☒ ；未利用地 ☒				
	占地规模	0.25hm ²				小型
	敏感目标信息	敏感目标 0、方位 0、距离 0				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 0				
	全部污染物	石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、盐分含量、pH、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)				
	影响类型	盐分、pH、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)				
	土地利用类型	I类 ☐ ；II类 ☒ ；III类 ☐ ；IV类 ☒				
	占地规模 敏感目标信息	敏感 ☐ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☐				污染影响型
		敏感 ☒ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☐				生态影响型
		影响途径				污染影响型
		一级 ☐ ；二级 ☒ ；三级 ☐				生态影响型
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ；b) ☒ ；c) ☒ ；d) ☒				
	理化特性	—				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	
		表层样点数	3	4	0.2m	
		柱状样点数	0	0	0.5m、1.5m、3m	
	现状监测因子	占地范围内：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化				

现状评价	评价因子	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 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()			
	预测分析内容	污染影响范围: 井场周围; 影响程度: 较小	生态影响范围: 单井集输管线泄漏点; 影响程度: 盐碱化程度加剧		
	预测结论	达标结论: a)□; b)□; c)☑ 不达标结论: a)□; b)□			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障□; 源头控制☑; 过程防控☑; 其他()			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
防治措施	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	YK37 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, 本工程建设可行			

5.2.8 环境风险评价

环境风险评价是分析和预测建设项目对环境存在的潜在危险、有害因素, 针对建设项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故, 引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏所造成的对环境的影响和损害程度, 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凝析油、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

拟建项目周边敏感特征情况见表 2.8-4。

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凝析油、天然气、硫化氢。

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气、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.2-45。

表 5.2-45 油气田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
井场	井漏事故	固井套管下入深度不够或固井质量不好	钻井泥浆漏失于地下水含水层中，由于其含 Ca^{2+} 、 Na^{+} 等离子，盐分较多，造成地下含水层水质污染	地下水
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、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, 采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中, 进而可能引发员工硫化氢中毒事件, 油类物质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原油喷散物, 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 40cm 以内, 其污染也主要限于地表, 一般很难渗入到 2m 以下。

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

拟建项目集输管道破裂采出液泄漏时, 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。泄漏采出液遇明火或点火源后, 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雅克拉集气处理站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)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，也会不可避免的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接受。

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

5.2.8.5.2 管道事故风险预防措施

5.2.8.5.3 H₂S 气体泄漏风险防范措施

5.2.8.5.4 环境风险应急处置措施

5.2.8.6 突发环境事件应急预案

对于重大或不可接受的风险(主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员

伤害等),制定应急响应方案,建立应急响应体系,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。雅克拉采气厂于 2020 年 12 月取得《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司雅克拉采气厂突发环境事件应急预案》的备案证明,备案编号为 652923-2020-019-L。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入西北油田分公司雅克拉采气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

营运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的一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雅克拉采气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。

拟建项目各井场环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表 5.2-46,环境风险自查表见表 5.2-47。

表 5.2-46 各井场环境风险防范措施“三同时”验收一览表

塔河油田 YK1 井区 2024 年产能建设项目环境影响报告书

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	1	便于识别风险,减少事故发生
2	消防器材		1	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		1	设置警戒标语和标牌,起到提醒警示作用
合计		—	3	—

表 5.2-47 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔河油田 YK1 井区 2024 年产能建设项目			
建设地点	阿克苏地区库车市境内雅克拉区块			
中心坐标	东经		北纬	41.3780°
主要危险物质及分布	凝析油、天然气及 H ₂ S, 均存在于集输管线内			
环境影响途径及危害后果(大气、地表水、地下水等)	根据工程分析,拟建项目油气田开发建设过程中采气、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、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

拟建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) 真空加热炉使用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放；

(2) 油气进行汇集、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。

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，因此拟建项目采取的环境空气污染防治措施可行。

6.1.3 退役期环境空气保护措施

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

6.2 废水治理措施可行性论证

6.2.1 施工期水环境污染防治措施

项目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

根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置。

② 酸化压裂废水

压裂废水产生量为 876m^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 912m^3 。生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于荒漠灌溉。

各井场均建设一座撬装化污水处理站，采用“生化+过滤”工艺，生活污水经过“格栅+调节池+厌氧池+生物接触氧化池+二沉池+MBR 膜池+消毒池”处理达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表二的 B 级标准后，主要用于荒漠灌溉。撬装化污水处理站采用“生化+过滤”工艺，使接触氧化法和活性污泥法有效地结合起来，可将生活污水中所含的主要污染物进行达标处理。该技术属于主流生活污水处理技术，工艺成熟可靠，可确保污水处理达标。

撬装化污水处理站设计处理规模 $20\text{m}^3/\text{d}$ ，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)表二的 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输送至雅克拉集气处理站处理。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。

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

(2)井下作业废液

井下作业废液采用废水回收罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理，塔河油田绿色环保站废液处理系统运行稳定，且富余量远大于项目产生的废水量，

可以满足项目井下作业废液处理需求。

综上，营运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。

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) 对采气树、加热炉等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、二开上部为膨润土泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，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；项目钻井期二开下部使用磺化泥浆体系，废弃磺化泥浆采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，磺化泥浆岩屑在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理。工艺采用撬装式装备对钻井期间产生的废弃泥浆进行同步收集和处理。主要工艺及相关流程如下：

共设置两套接收搅拌装置，作用是实现振动筛+除砂器+处理器+离心分离机等排出的废弃物接收、搅拌、储存并输送至泥浆脱稳搅拌装置。废磺化泥浆回收效率达到98%以上。首先进行均匀化调整，调整好后用污泥泵打入一级螺旋式混拌装置，同时加入与打入量相匹配量的沥水剂（聚合氯化铝），主要目的是对磺化泥浆进行调质，吸附重金属离子和降低pH，在碳酸钙表面产生絮凝作用，加速沉降，将电离出的高价态金属阳离子与泥浆中带负电荷的胶体颗粒相互作用，颗粒表面的双电层被压缩，降低体系电位，不产生其他成分物质；加入破稳降粘剂（过碳酸钠浓度进一步降低。随后污泥打入二级螺旋式混拌装置，同时加入混凝剂（硫酸亚铁），改变磺化废弃泥浆的物理、化学性质，通过吸附架桥作用使脱稳后的较小颗粒快速凝聚成较大颗粒，进入固液分离装置进行泥水分离，泥水分离采用离心分离机，依靠离心作用实现液相和固相分离。整个反应过程采用专用加药搅拌设备，分离小罐加药、快速搅拌及转移，提高絮凝、降解工序的时间效率。

处置过程通过添加聚合氯化铝、过碳酸钠、生石灰、硫酸亚铁等化学药剂实现废弃泥浆及岩屑的脱稳、破胶、氧化作用，发生脱稳氧化反应、降解有害物质，使胶体失去稳定性并粘结聚集形成絮状物，再经过机械压滤等措施将絮状物固液分离，分离出泥饼后固废量减少到原来泥浆量的50%，分离后的泥饼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)中综合利用标准限值要求,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。

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		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		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。

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使用氮气吹扫至处理站后, 再使用清水清洗管道内部, 清洗废水最终进入处理站处理, 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

6.5.1.2 生物多样性保护措施

6.5.1.3 水土流失保护措施

6.5.1.4 防沙治沙措施

6.5.2 营运期生态恢复措施

6.5.3 退役期生态恢复措施

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。

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

(2) 火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数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 地质封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	各井场测试放喷期间火炬燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	有组织
3	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
4	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	—

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 温室气体排放核算边界

拟建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 YK1 井区 2024 年产能建设项目	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 燃料燃烧 CO ₂ 排放 (2) 火炬燃烧排放 (3) CH ₄ 逃逸排放 (4) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

7.1.2.2 温室气体排放量核算过程

拟建项目涉及燃料燃烧 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。

根据上述公式核算，燃料燃烧 CO_2 排放量为 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，

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

$E_{CO_2_正常火炬}$ —正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2_事故火炬}$ —由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CH_4_正常火炬}$ —正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

$E_{CH_4_事故火炬}$ —事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

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

b. 正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下:

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

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

式中,

i-火炬系统序号;

$Q_{\text{正常火炬}}$ -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:

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

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

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 Nm^3 /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;

$V_{(CO_2)_j}$ -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	2 座井场	正常工况						

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吨 CO₂。

(2) CH₄ 逃逸排放

① 计算公式

$$E_{CH_4 \text{ 开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中，

$E_{CH_4 \text{ 开采逃逸}}$ —原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

J—不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ —原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ —原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/(年·个)；

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

$EF_{gas,j}$ —天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/(年·个)。

② 计算结果

拟建项目为同时涉及原油开采和天然气开采，相关参数取值见下表。

表 7.1-4 甲烷逃逸排放活动相关参数一览表

序号	场所	天然气系统	设施逃逸	井场个数
1	2 座采气井场	井口装置		

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放吨，折算成 CO₂ 排放量

为吨。

(3) 净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

① 计算公式

a. 净购入电力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{\text{CO}_2-\text{净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中：

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

$AD_{\text{电力}}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时 (MWh)；

$EF_{\text{电力}}$ 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

$$E_{\text{CO}_2-\text{净热}} = AD_{\text{热力}} \times EF_{\text{热力}}$$

式中：

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

$AD_{\text{热力}}$ 为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

$EF_{\text{热力}}$ 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 MWh，电力排放因子按照 2022 年度全国电网平均排放因子 0.5703 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 t。

(4) 温室气体排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，化工企业的 CO_2 排放总量计算公式为：

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

式中， E_{GHG} 为温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 ；

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

$E_{\text{CH}_4-\text{火炬}}$ -企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{\text{CH}_4-\text{工艺}}$ -企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{\text{CH}_4-\text{逸散}}$ -企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

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

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

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

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

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

按照上述温室气体排放总量计算公式，则拟建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		
	火炬燃烧 CO_2 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、热力隐含的 CO_2 排放		
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		
	包括净购入电力、热力隐含的 CO_2 排放		

7.2 减污降碳措施

拟建项目从工艺技术、节能设备和能源及温室气体排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，同时结合《甲烷排放控制行动方案》(环气候[2023]67号)中相关建议要求，提出如下措施。

7.2.1 工艺技术减污降碳措施

①拟建项目井场开采采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参

数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

②严格控制测试放喷时间，对于老井侧钻井场，可探索将测试放喷期间产生的天然气引入现有管线输送，减少火炬燃烧量。

7.2.2 电气设施减污降碳措施

拟建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 CO_2 排放量。具体措施主要有：

(1) 根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

(2) 选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

(3) 选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

(4) 各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

7.2.3 减污降碳管理措施

雅克拉采气厂建立有温室气体排放管理组织机构，对整个作业区能源及温室气体排放管理实行管理，并制定能源及温室气体排放管理制度，将温室气体排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及温室气体排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细地规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对温室气体排放情况进行有效管理。

后续加快建立甲烷排放核算、报告制度，逐步完善各采油厂甲烷排放量核算，实现甲烷排放常态化核算，实施掌握甲烷气体排放量。

7.3 温室气体排放评价结论及建议

7.3.1 温室气体排放评价结论

拟建项目实施后，温室气体排放总量为 吨 CO_2 当量。在工艺技术、节能设备和能源及温室气体排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少温室气体排放，对比同类企业温室气体排放水平，拟建项目吨产品 CO_2 排放强度相对较低。

7.3.2 温室气体排放建议

(1) 加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，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 3000 万元，环保投资 100 万元，环保投资占总投资的比例为 3.3%。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，油气田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。拟建项目的实施还补充和加快了油气田基础设施的建设。

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

拟建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输送至雅克拉集气处理站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)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。只有在油气田停止开发后，永久占地才有可能被恢复，永久占地对土地资源和生态的破坏严重，时间长。

根据生态影响评价分析，项目占地类型为裸土地，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气田周围的环境造

成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油气田开发区域内的环境。

项目的开发建设中，对土地的占用产生一定程度的生态负效应。在数年内附之以有效的防护措施和生态恢复措施，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。因而在油气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 100 万元，环境保护投资占总投资的 3.3%。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雅克拉采气厂现有 QHSE 管理体系。

雅克拉采气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。

雅克拉采气厂设置有 QHSE(质量、健康、安全和环境)管理科，负责采气厂工业现场“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，为采气厂有效地开展环保工作提供了依据。

9.1.1.2 职责

(1)西北油田分公司雅克拉采气厂 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雅克拉采气厂

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，减少营运期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和营运期提出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
施工期	生态保护	动物	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		
		水土保持		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		
	污染防治	施工扬尘、测试放喷废气、焊接烟尘、车辆尾气	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		
		固体废物		

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输送至雅克拉集气处理站处理，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	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、硫化氢检测仪及 4 合 1 监控报警装置，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使用氮气吹扫至处理站后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入处理站处理，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	生态恢复		闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物		

9.1.5 施工期环境监理

拟建项目施工期对周边环境造成一定影响，在施工期阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式

对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。现场应重点对管线工程、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。

9.1.6 开展环境影响后评价工作相关要求

根据《中华人民共和国环境影响评价法》(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的通知》(环办环评函[2019]910 号)、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》(新环环评发[2020]162 号)要求，油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满 5 年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

目前雅克拉区块已于 2020 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 企业环境信息公开

9.2.1 公开内容

(1) 基础信息

企业名称：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

法人代表：王世洁

生产地址：新疆阿克苏地区库车市境内

主要产品及规模：①新钻井 1 口(YK37 井)，侧钻老井 1 口(YK1CX 井)；②新建 YK37 井集输管线 1.8km，燃料气管线 1.8km，燃料气管线和集输管线同沟敷设；③新建采气井场(YK37 井)1 座；④配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后日产气 6000m³/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雅克拉采气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 公开方式及时间要求

公开方式：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。

公开时间要求：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。

9.4 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《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
	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	石油类、石油烃($C_6 \sim C_9$)、石油烃($C_{10} \sim C_{40}$)、砷、六价铬	地下水环境跟踪监控井	每年 1 次
土壤环境	土壤环境质量	石油类、石油烃($C_6 \sim C_9$)、石油烃($C_{10} \sim C_{40}$)、砷、六价铬	YK37 井场采气树管道接口处	每年一次
生态		生态恢复情况(管线沿线植被覆盖率、植物多样性组成)	井场周围、管线沿线	每半年一次

9.5 环保设施“三同时”验收一览表

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 YK1 井区 2024 年产能建设项目

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

建设内容：①新钻井 1 口(YK37 井)，侧钻老井 1 口(YK1CX 井)；②新建 YK37 井集输管线 1.8km，燃料气管线 1.8km，燃料气管线和集输管线同沟敷设；③新建采气井场(YK37 井)1 座；④配套建设土建、通信、电气、自控等。

建设规模：项目建成后日产气 6000m³/d。

项目投资和环保投资：项目总投资 3000 万元，其中环保投资 100 万元，占总投资的 3.3%。

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

拟建项目位于阿克苏地区库车市境内。区域以油气开采为主，土地利用类型为低密度草地、裸土地，工程选址区域周边及邻近区域无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域。

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》。拟建项目位于雅克拉区块 YK1 井区内，项目占地范围内不涉及生态保护红线、水源地、自然保护区及风景名胜区等环境敏感区，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 38.4km，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输送至雅克拉集气处理站处理，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔河油田绿色环保站处理，废水均不向外环境排放；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、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。

声环境质量现状监测结果表明：新钻井场监测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准要求；现有井场厂界噪声监测值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类区标准。

土壤环境质量现状监测表明：根据监测结果，占地范围内各土壤监测点监

测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值；石油烃($C_{10}-C_{40}$)满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值。

10.2.2 环境保护目标

拟建项目大气评价范围内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点，因此不再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施工期和营运期地下水保护目标；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；将井场外延 2000m 范围作为营运期土壤环境(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作为施工期、营运期和退役期生态保护目标；将区域大气环境和区域潜水含水层分别作为营运期环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。

10.3 拟采取环保措施的可行性

10.3.1 废气污染源及治理措施

运营期环境空气主要保护措施如下：

- (1) 真空加热炉用气均用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放；
- (2) 井场采出的井产物进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭集输管道输送，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量，严格控制油品泄漏对大气环境影响；
- (3) 拟建项目定期巡检，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

管线输送至雅克拉集气处理站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)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，控制噪声对周围环境的影响。

10.3.4 固体废物及处理措施

拟建项目运营期落地油、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

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输送至雅克拉集气处理站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)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

正常状况下，拟建项目严格按照《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，地下水环境影响满足相应标准要求。

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，拟建项目各个不同阶段，地下水中各评价因子均能满足GB/T14848 的要求。

10.4.4 声环境影响

拟建项目井场噪声源对厂界的噪声贡献值满足《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。

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。

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、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。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 t/a， VOC_s t/a。

10.6 环境风险评价

西北油田分公司雅克拉采气厂制定了应急预案，拟建项目实施后，负责实施的雅克拉采气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 YK1 井区 2024 年产能建设项目公众参与说明书，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、阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案要求，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》等。项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响可接受；采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施后，项目建设对区域生态影响可行；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。

目 录

1 概述	1
1.1 项目由来	1
1.2 环境影响评价工作过程	1
1.3 分析判定相关情况	2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	3
1.5 主要结论	4
2 总则	5
2.1 编制依据	5
2.2 评价目的和评价原则	11
2.3 环境影响因素和评价因子	13
2.4 评价等级和评价范围	16
2.5 评价内容和评价重点	24
2.6 评价标准	25
2.7 相关规划及环境功能区划	31
2.8 环境保护目标	34
3 建设项目工程分析	36
3.1 区块开发现状及环境影响回顾	36
3.2 现有工程	38
3.3 拟建项目	40
3.4 依托工程	81
4 环境现状调查与评价	85
4.1 自然环境概况	85
4.2 环境质量现状监测与评价	87
5 环境影响预测与评价	105
5.1 施工期环境影响分析	105
5.2 营运期环境影响评价	126
5.3 退役期环境影响分析	156
6 环保措施可行性论证	158
6.1 环境空气保护措施可行性论证	158
6.2 废水治理措施可行性论证	159
6.3 噪声防治措施可行性论证	161
6.4 固体废物处理措施可行性论证	161
6.5 生态保护措施可行性论证	165
7 温室气体排放影响评价	166

7.1 温室气体排放分析	166
7.2 减污降碳措施	173
7.3 温室气体排放评价结论及建议	175
8 环境影响经济损益分析	176
8.1 经济效益分析	176
8.2 社会效益分析	176
8.3 环境措施效益分析	176
8.4 环境经济损益分析结论	178
9 环境管理与监测计划	179
9.1 环境管理	179
9.2 企业环境信息公开	184
9.3 污染物排放清单	错误！未定义书签。
9.4 环境及污染源监测	185
9.5 环保设施“三同时”验收一览表	186
10 结论	187
10.1 建设项目情况	187
10.2 环境现状	188
10.3 拟采取环保措施的可行性	189
10.4 项目对环境的影响	190
10.5 总量控制分析	192
10.6 环境风险评价	192
10.7 公众参与分析	192
10.8 项目可行性结论	192

