

1 概述

1.1 项目由来

顺北油气田位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，北距沙雅县城约 65km。自然地理位置介于东经 $81^{\circ} 30' \sim 82^{\circ} 00'$ 、北纬 $40^{\circ} 20' \sim 40^{\circ} 50'$ ，地处塔克拉玛干沙漠区，地形较为平坦，大体呈东高西低、北高南低的趋势，地面海拔 950m~985m 左右。顺北油气田奥陶系油藏构造位置位于塔里木盆地北部坳陷中西部，处于阿瓦提坳陷北斜坡、顺托果勒低隆西北部与沙雅隆起西南倾没端的过渡部位，东临中石油的跃满、富源区块，西部是阿瓦提北区块，南部为顺托、顺南等区块，北部为中石化跃进以及中石油的英买、哈拉哈塘等区块。顺北油气田总面积 19979km^2 ，包含顺托果勒北(一区块)、顺托果勒(二区块)、顺托果勒西(三区块)、阿瓦提东(四区块)。顺北油气田为西北油田分公司近几年开发的新油区，现处于前期的勘探开发阶段，主要工作为探勘收集地层资料，了解区域的油气性质及规律，开发形势为边勘探、边开发。顺北油气田由西北油田分公司采油四厂管辖。

根据顺北油气田开发指标和勘探进度，顺北油气田产能项目正陆续建设，提高区块气藏采出率，合理利用地下资源，指导该区域后续油气资源勘探、开发。为此，西北油田分公司决定投资 9340.54 万元，实施“顺中 412 斜井探转采工程”。本工程建设性质为改扩建，属于现有顺北油气田的改扩建项目，主要建设内容包括：①部署顺中 412X 开发井 1 口；②新建井场 1 座；③新建集输管线 4.2km；④配套建设土建、通信、供电、自控等。项目建成后日产气 8 万 m^3 、日产凝析油 40t。

根据阿克苏地区生态环境局要求：“已取得勘探井批复，未验收的单井，后续油气集输工程，按照小区块滚动开发编制报告，将钻井工程内容纳入评价报告”。

顺中 412X 井原先钻井性质为勘探井，并开展了勘探井项目环评。顺中 412X 井(勘探井)钻井工程于 2024 年 3 月 29 日取得阿克苏地区生态环境局批复(阿地环审[2024]214号)。目前顺中 412X 井(勘探井)已完钻，根据顺中 412X 井(勘探井)

测试放喷过程中的油气显示及气藏地质预测报告,结合区域现有单井开发数据,该区域油气资源良好,具有开采利用价值。现将顺中412X井(勘探井)转为开发井,配套建设相关地面集输工程,故本次将顺中412X井钻井工程纳入本次环评评价范围,重新评价。

1.2 环境影响评价工作过程

拟建工程属于天然气开采项目,位于新疆阿克苏地区沙雅县境内,根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》和“自治区级水土流失两区复核划分成果的通知”,项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围,同时项目管线临时占用永久基本农田。根据《中华人民共和国环境影响评价法》(2018年12月29日修正)、《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021年版)》(部令第16号),拟建工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 7 陆地天然气开采 0721”中的“涉及环境敏感区的(含内部集输管道建设)”,应编制环境影响报告书。

为此,西北油田分公司于2024年10月6日委托河北省众联能源环保科技有限公司开展拟建工程的环境影响评价工作。接受委托后,评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场,收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料,与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案,随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间,建设单位于2024年10月9日在《阿克苏新闻网》进行第一次网络信息公示,并开展工程区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上,评价单位完成了环境影响报告书征求意见稿,随后西北油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》(部令第4号)要求,于2024年10月25日至11月7日在《阿克苏新闻网》对本工程环评信息进行了第二次公示,在此期间分别于2024年10月28日、2024年10月29日在《阿克苏日报》(刊号:CN65-0012)对本工程环评信息进行了公示;西北油田分公司向阿克苏生态环境局报批环境影响报告书前,于2024年11月8日在《阿克苏新闻网》网站公开拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明书。根据西北油田分公司提供的《顺中 412 斜井探转采工程公众参与说明书》,公示期间未收到反馈意见。在以上工作的基础上,评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要

求和各级生态环境主管部门的意见，编制完成了本工程环境影响报告书。

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定

拟建工程为天然气开采项目，属国家战略性矿产资源开发，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录(2024 年本)》，拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油天然气开采”，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

拟建工程属于西北油田分公司油气开采项目，符合《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》、《西北油田分公司“十四五”规划》。拟建工程位于顺北油气田，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，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

拟建工程距生态保护红线(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 83km，不在生态保护红线内；拟建工程采取密闭输送，从源头减少泄漏产生的无组织废气；运营期产生的采出水随采出液输送至五号联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至顺北油田绿色环保站处理；拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量；工程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、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、七大片区、阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

(4) 评价工作等级

根据环境影响评价技术导则规定并结合项目特点，经判定，本次环境影响

评价工作大气环境影响评价工作等级为二级，地表水环境影响评价工作等级为三级 B，采气井场地下水环境影响评价工作等级为三级，集输管线地下水环境影响评价工作等级为三级，声环境影响评价等级为二级，采气井场土壤污染影响型环境影响评价等级为三级，集输管线土壤污染影响型环境影响评价等级为三级，生态影响评价等级为三级，环境风险评价等级为简单分析。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本评价重点关注项目实施后污染物对区域环境空气、地表水、地下水、声环境、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) 拟建工程采取密闭集输工艺，井场无组织废气中非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)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，甲醇可满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放监控浓度限值。拟建工程实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(2) 项目运营期产生废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随采出液输送至五号联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至顺北油田绿色环保站处理。拟建工程无废水排入地表水体，对地表水环境影响可接受。

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

(4) 拟建工程选用低噪声设备，采取基础减振等措施，井场厂界噪声值满足《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) 拟建工程运营期产生的落地油及废防渗材料均属于危险废物，分别采取桶装形式收集后，委托有资质单位接收处置。

(6) 拟建工程管道敷设完成后及时对管沟进行回填，在采取相应措施后施工过程中对生态造成的影响可自然恢复。从生态影响角度项目可行。

(7) 拟建工程涉及的风险物质主要包括凝析油、天然气、 H_2S 、甲醇，在采

取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

1.5 主要结论

综合分析，本工程属于现有顺北油气田内的改扩建项目，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，满足新疆维吾尔自治区、七大片区、阿克苏地区“三线一单”的相关要求；项目通过采取完善的污染防治措施及生态恢复措施，污染物可达标排放，项目实施后环境影响可接受、环境风险可防控。根据西北油田分公司提供的《顺中 412 斜井探转采工程公众参与说明书》，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工程建设可行。

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

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(12)《中华人民共和国清洁生产促进法》(2012年2月29日发布);

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

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

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

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

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

(4)《基本农田保护条例》(国务院令[2011]第588号);

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

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

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

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

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

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

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

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

(13)《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告 2017 第 43

号，2017年8月29日发布，2017年10月1日实施)；

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

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

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

(27)《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》(环发

[2012]98 号，2012 年 8 月 8 日发布并实施)；

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(40)《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2 号)；

2.1.2.2 地方环境保护法规和规章

(1)《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例(2018 年修正)》(2018 年 9 月

21 日修正，2006 年 12 月 1 日施行)；

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

(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) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》；

(11) 《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；

(12) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

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

(14) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》；

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

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

(17) 《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野

生植物名录的通知》(新政发[2023]63号)；

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

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

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

(21)《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024年)》(新环环评发[2024]93号)；

(22)《新疆维吾尔自治区国土空间规划(2021-2035年)》；

(23)《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)；

(24)《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》；

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

(26)《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)；

(27)《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)；

(28)《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)》(HJ964-2018)；
- (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》(HJ 349-2023)；
- (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) 《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南(试行)》(HJ1209-2021)；
- (15) 《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)；
- (16) 《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物(试行)》(HJ1200-2021)。

2.1.4 相关文件及技术资料

- (1) 《顺中 412 斜井探转采工程初步设计》(西北油田分公司)；
- (2) 《环境质量现状监测报告》；
- (3) 西北油田分公司提供的其他技术资料；
- (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,掌握项目所在地沙雅县一带的自然环境及环境质量现状。

(2) 针对拟建工程特点和污染特征,确定主要环境影响要素及其污染因子。

(3) 预测拟建工程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) 分析拟建工程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、经济角度分析拟建工程采取污染治理措施的可行性，从环境保护的角度对拟建工程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。

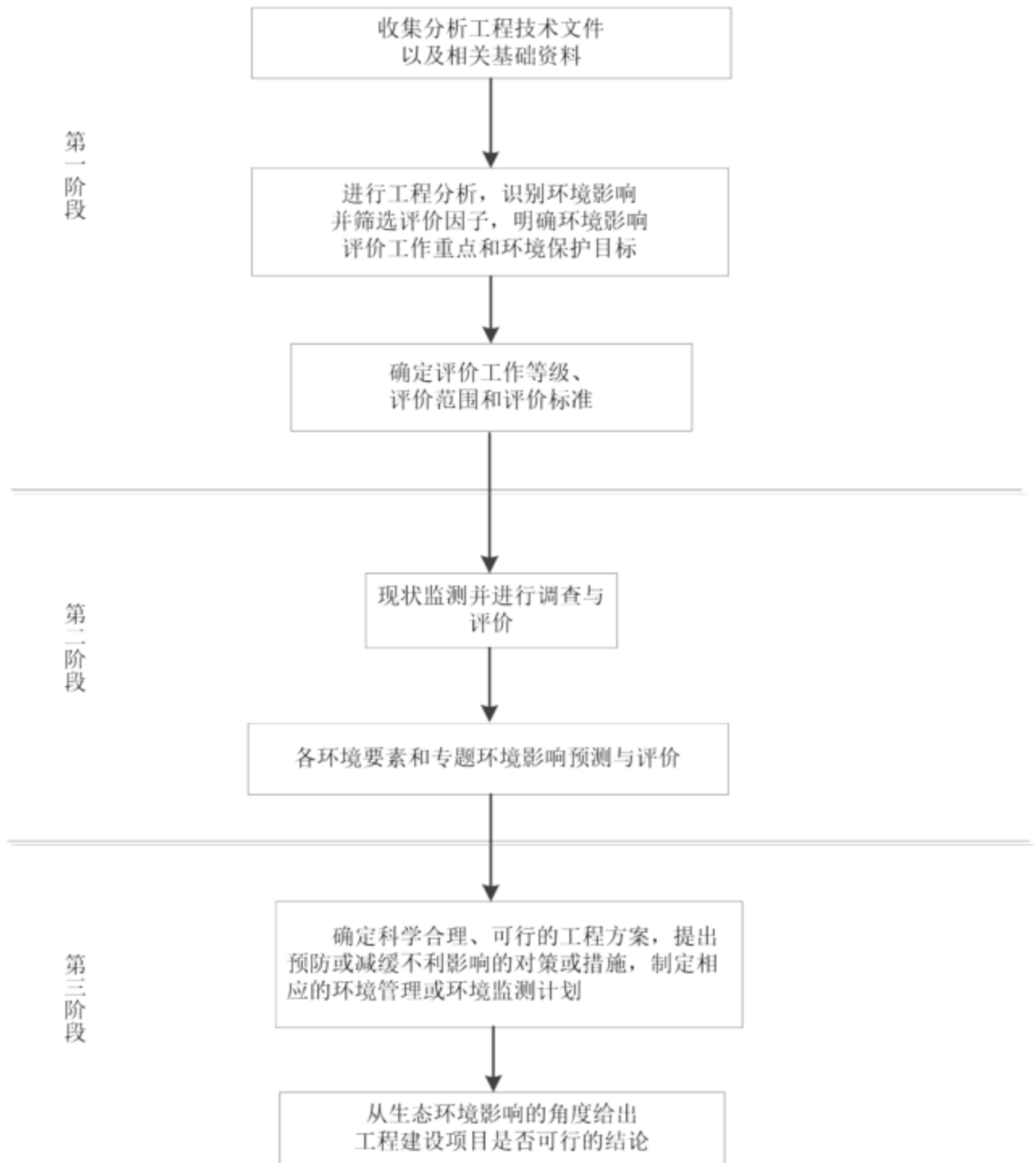


图 2.2-1 环境影响评价工作程序图

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

根据拟建工程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		施工期				运营期	退役期
		钻前工程	钻井工程	储层改造工程	油气开采、集输工程	油气开采、集输工程	封井
自然环境	环境空气	-2D	-2D	-1D	-1D	-1C	-1D
	地表水	--	--	--	--	--	--
	地下水	--	-1D	-1D	--	-1C	--
	声环境	-1D	-1D	-1D	-1D	-1C	-1D
	土壤环境	--	-1D	--	-1D	-1C	--
生态环境	地表扰动	-1C	--	--	-1C	--	-1D
	植被覆盖度	-1C	--	--	-1C	--	+1C
	生物量损失	-1C	--	--	-1C	--	+1C
	生态系统完整性	-1C	--	--	-1C	--	+1C
	生物多样性	--	--	--	-1C	--	+1C

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

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

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

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

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2 拟建工程评价因子一览表

环境要素	环境要素					
	钻前工程	钻井工程	储层改造工程	油气开采、集输工程		
时期	施工期	施工期	施工期	施工期	运营期	退役期
大气	颗粒物	SO ₂ 、NO ₂	SO ₂ 、NO ₂	颗粒物	非甲烷总烃、硫化氢、甲醇	颗粒物
地下水	耗氧量、氨氮	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	—	石油类	—
土壤	—	石油烃	石油烃	—	石油烃	—
生态	地表扰动、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性	—	—	地表扰动、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性、生物多样性	生态系统完整性	地表扰动、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性、生物多样性
噪声	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)
固体废物	生活垃圾	一般工业固废，危险废物，生活垃圾	生活垃圾	生活垃圾	落地油、废防渗材料	建筑垃圾、废弃管线
环境风险	—	原油、天然气、硫化氢	—	—	凝析油、天然气、H ₂ S、甲醇	—

2.4 评价等级和评价范围

2.4.1 评价等级

2.4.1.1 大气环境影响评价工作等级

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

(1) P_{max} 及 D_{10%} 的确定

根据项目污染源初步调查结果，分别计算项目排放主要污染物的最大地面

空气质量浓度占标率 P_i (第 i 个污染物, 简称“最大浓度占标率”), 及第 i 个污染物的地面空气质量浓度达到标准值的10%时对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义公式:

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

式中: P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率, %;

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

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

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

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

(2) 城市农村选项确定

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

(3) 模型参数和污染源及其预测结果

拟建工程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, 相关污染物预测及计算结果见表2.4-3。

表2.4-1 估算模型参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	/
2	最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		41.2
3	最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-24.2
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

续表 2.4-1 估算模型参数一览表

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

表 2.4-2 主要废气污染源参数一览表(面源)

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
井场无组织废气	83.240361	39.971764	1023	20	30	0	3	8760	正常	H ₂ S	0.0001
										非甲烷总烃	0.002
										甲醇	0.0027

表 2.4-3 P_{max} 及 D_{10%} 预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离(m)	D _{10%} (m)
1	井场无组织废气	H ₂ S	0.512	5.12	5.12	34	—
		非甲烷总烃	10.235	0.51			
		甲醇	13.818	0.46			

(4) 评价工作等级判定

根据上述计算结果，拟建工程外排废气污染物 $1\% < P_{max} = 5.12\% < 10\%$ ，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，拟建工程大气环境影响评价工作等级为二级。

2.4.1.2 地表水环境影响评价工作等级

拟建工程废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随采出液输送至五号联合站采出水处理单元处理，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)标准要求后回注地层；井下作业废水收集后送顺北油田绿色环保站处理。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目，评价等级按照三级 B 开展评价。因此，拟建工程地表水环境影响评价工作

等级为三级 B。

2.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级

(1) 建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023),拟建工程采气井场建设内容类别为 II 类;内部集输管线类别为 II 类。

(2) 地下水环境敏感程度

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

表 2.4-4 地下水环境敏感程度分级表

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

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

本工程调查评价范围内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,项目区域地下水环境敏感程度分级为“不敏感”。

(3) 评价工作等级判定

地下水评价工作等级划分依据见表 2.4-5。

表 2.4-5 地下水评价工作等级划分依据一览表

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

地下水评价工作等级见表 2.4-6。

表 2.4-6 地下水评价工作等级一览表

工程名称	项目类别	和周边水源地关系	环境敏感程度	评价等级
采气井场	II	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	三
集输管线	II	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	三

拟建工程采气井场地下水环境影响评价类别属于 II 类项目、环境敏感程度为不敏感，地下水环境影响评价工作等级为三级；集输管道地下水环境影响评价类别属于 II 类项目、环境敏感程度为不敏感，地下水环境影响评价工作等级为三级。

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

(1) 声环境功能区类别

本项目位于居住、工业混杂地区，周边区域以油气开发、居住为主，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

拟建工程井场周围 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，确定拟建工程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)，工程所在区域土壤盐分含量小于 2g/kg，区域 $5.5 < \text{pH} < 8.5$ ，不属于土壤盐化、酸化和碱化地区，本项目类别按照污染影响型项目考虑。

(1) 建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，采气井场建设内容类别为 II 类；内部集输管线类别为 II 类。

(2) 占地规模

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

本项目采气井场永久占地面积为 0.24hm^2 , 占地规模为小型。

新建采气管线地下敷设不新增永久占地, 占地规模为小型。

(3) 建设项目敏感程度

拟建工程井场及管线周边 200m 范围内不涉及耕地等敏感目标, 土壤环境敏感程度为“不敏感”。

(4) 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), 土壤环境污染影响评价工作等级划分见表 2.4-7。

表 2.4-7 评价工作等级分级表

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

土壤环境污染影响评价工作等级见表 2.4-8。

表 2.4-8 土壤环境污染影响评价工作等级一览表

工程名称	项目类别	和周边敏感目标关系	环境敏感程度	占地规模	评价等级
采气井场	II	井场周边 200m 范围内不涉及耕地敏感点	不敏感	小	三级
集输管线	II	井场周边 200m 范围内不涉及耕地敏感点	不敏感	小	三级

拟建工程采气井场建设属于 II 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; 集输管线属于 II 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”, 集输管线污染影响型土壤环境影响评价工作等级为三级。

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

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

(1)本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境。

(2)本项目不涉及自然公园、生态保护红线。

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

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

(5)本项目不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域。

(6)本项目新增永久占地面积 3.34hm²,临时占地面积 5.14hm²,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,确定拟建工程生态影响评价工作等级为三级。

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

2.4.1.7.1 危险物质及工艺系统危险性(P)的分级确定

本工程在生产、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。

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

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

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) $Q \geq 100$ 。

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/t	该种危险物质Q值
集输 管线	1	天然气	74-82-8	6.64	10	0.6640
	2	H ₂ S	7783/6/4	0.19	2.5	0.0760
	3	凝析油	—	4.75	2500	0.0019
集输管线Q值Σ						0.7419
甲醇加 药撬	1	甲醇	67-56-1	0.8	10	0.08
	甲醇加药撬Q值Σ					
项目Q值Σ						0.8219

注：集输管线直径 150mm，管线压力 15MPa，长度 4.2km。

经计算，本工程 Q 值最大为 0.8219<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	—	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，本工程环境风险潜势为 I，因此本工程确定环境风险评价等级为简单分析。

2.4.2 评价范围

根据拟建工程各环境要素确定的评价等级、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，评价范围图见附图 3。

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	以井场为中心边长 5km 矩形区域
2	地表水环境	三级 B	—
3	地下水环境	三级	井场地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的矩形区域

		三级	管线两侧 200m 的范围
4	声环境	二级	井场边界外 200m 范围
5	土壤环境	污染影响型	三级
			三级
6	生态影响	三级	井场周围 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

根据拟建工程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、评价目的和评价原则、环境影响要素和评价因子、评价等级与评价范围、评价内容和评价重点、相关规划、技术规范、政策法规及环境功能区划、评价标准、环境保护目标
3	建设项目工程分析	现有工程：顺北油气田开发现状、顺北油气田“三同时”执行情况、环境影响回顾评价、现有工程污染物排放情况、存在环保问题及整改措施。 相关工程：主要介绍顺中 412X 井基本情况、三同时执行情况、工艺流程及产排污节点、环境问题及“以新带老”改进意见； 拟建工程：项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、运营期污染源及其防治措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、三本账、污染物总量控制分析。 依托工程：介绍天然气处理厂、五号联合站、顺北油田绿色环保站等基本情况及依托可行性分析
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境质量现状监测与评价
5	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析(大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、固体废物、生态影响、土壤环境影响分析) 运营期环境影响预测与评价(大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、固体废物、生态影响、土壤环境及环境风险) 退役期环境影响分析(退役期污染物情况、退役期生态保护措施)
6	环保措施及其可行性论证	针对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，以定性和定量相结合方式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；提出环境监理要求；提出环境监测计划
10	环境影响评价结论	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，确定拟建工程评价重点为工程分析、地下水影响评价、土壤环境影响评价、生态影响评价和环保措施可行性论证。

2.6 评价标准

本次环境影响评价执行如下标准：

(1) 环境质量标准

环境空气：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；甲醇执行《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 3000μg/m³ 的标准。

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(其他)土壤污染风险筛选值；石油烃参照执行《土壤环境质量 建设

用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值。

(2) 污染物排放标准

废气：施工期施工机械废气参照执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》(HJ1014-2020)；运营期井场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；厂界无组织排放 H₂S 执行《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中表 1 新扩改建项目二级标准；无组织排放甲醇执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放监控浓度限值。

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；运营期站场边界执行《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 ₁₀	年平均	70	μg/m ³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单标准
		24小时平均	150		
	PM _{2.5}	年平均	35		
		24小时平均	75		
	SO ₂	年平均	60		
		24小时平均	150		
1小时平均		500			

续表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标准	单位	标准来源
环境空气	NO ₂	年平均	40	μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)及其修改单 标准
		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	
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	
甲醇	1小时平均	3000			
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)表1感官性 状及一般化学指标中Ⅲ类	
	嗅和味	无	—		
	肉眼可见物	无	—		
	pH	6.5~8.5	—		
	总硬度	≤450	mg/L		
	溶解性总固体	≤1000			
	硫酸盐	≤250			
	氯化物	≤250	mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1感官性 状及一般化学指标中Ⅲ类	
	铁	≤0.3			
	锰	≤0.10			
	铜	≤1.00			
	锌	≤1.00			
	铝	≤0.20			
	挥发性酚类	≤0.002			
	阴离子表面活性 剂	≤0.3			
	耗氧量	≤3.0			
	氨氮	≤0.50			
硫化物	≤0.02				

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	总大肠菌群	≤3.0	CFU/100mL	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1微生物 指标中Ⅲ类	
	菌落总数	≤100	CFU/mL		
	亚硝酸盐	≤1.00	mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1毒理学 指标中Ⅲ类	
	硝酸盐	≤20.0			
	氰化物	≤0.05			
	氟化物	≤1.0			
	碘化物	≤0.08			
	汞	≤0.001			
	砷	≤0.01			
	硒	≤0.01			
	镉	≤0.005			
	铬(六价)	≤0.05			
	铅	≤0.01			
	三氯甲烷	≤0.06			
	四氯化碳	≤0.002			
	苯	≤0.01			
	甲苯	≤0.7			
	石油类	≤0.05	参照执行《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002)Ⅲ类标准		
声环境	L _{eq,1}	昼间	60	dB(A)	《声环境质量标准》 (GB3096-2008)2类区标准
		夜间	50		

表 2.6-2 土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	第二类用地风险筛选值	单位	标准
1	砷	60	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤 污染风险管控标准(试行)》 (GB36600-2018)表1、表2第二类 用地筛选值
2	镉	65		
3	六价铬	5.7		
4	铜	18000		
5	铅	800		
6	汞	38		

7	镍	900				
8	四氯化碳	2.8				
9	氯仿	0.9				
10	氯甲烷	37				
11	1,1-二氯乙烷	9				
12	1,2-二氯乙烷	5				
13	1,1-二氯乙烯	66				
14	顺1,2-二氯乙烯	596				
15	反1,2-二氯乙烯	54				
16	二氯甲烷	616				
17	1,2-二氯丙烷	5				
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10				
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8				
20	四氯乙烯	53				
21	1,1,1-三氯乙烷	840				
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8				
23	三氯乙烯	2.8				
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5				
25	氯乙烯	0.43			mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表1、表2第二类用地筛选值
26	苯	4				
27	氯苯	270				
28	1,2-二氯苯	560				
29	1,4-二氯苯	20				
30	乙苯	28				
31	苯乙烯	1290				
32	甲苯	1200				
33	间/对二甲苯	570				
34	邻二甲苯	640				
35	硝基苯	76				
36	苯胺	260				
37	2-氯酚	2256				
38	苯并[a]蒽	15				
39	苯并[a]芘	1.5				

40	苯并[b]荧蒽	15	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》 (GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值(pH>7.5)
41	苯并[k]荧蒽	151	
42	蒽	1293	
43	二苯并[a,h]蒽	1.5	
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15	
45	萘	70	
46	石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)	4500	
47	镉	0.6	
48	汞	3.4	
49	砷	25	
50	铅	170	
51	铬	250	
52	铜	100	
53	镍	190	
54	锌	300	

表 2.6-4 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	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》(GB 14554-93)中表 1 新扩改建项目二级标准
		甲醇	12		《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放监控浓度限值
施工噪声	L _{eq}	昼间	70	dB(A)	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
		夜间	55		
厂界噪声		昼间	60		《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、技术规范、政策法规及环境功能区划

2.7.1 主体功能区划

拟建工程位于顺北油气田内，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜区

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

本项目主要建设井场和集输管线，项目位于塔克拉玛干沙漠腹地，不占用农田区域，不会对区域农产品生产产生影响；项目与区域主体功能区中限制开发区域发展方向和开发原则相协调，符合主体功能区划。

2.7.2 相关规划、技术规范及政策法规

(1) 相关规划

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆阿克苏地区沙雅县境内，所在地涉及的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《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》、《西北油田分公司“十四五”规划》等。拟建工程与相关规划符合性分析结果参见表 2.7-1。

表 2.7-1 相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度	拟建工程属于塔里木盆地油气开采项目	符合

续表 2.7-1 相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜一大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县(市)天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县	本项目属于西北油田分公司顺北油气田油气开采项目	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量	拟建工程井场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合
	加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测	企业现状已履行排污许可及自行监测，报告中已提出计划	符合
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	拟建工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)、《危险废物转移管理办法》(生态环境部令 第 23 号)中相关管理要求	符合
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	以石化、化工等行业为重点，加快实施 VOC _s 治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和 VOC _s 在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOC _s 治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOC _s 治理，加快更换装载方式	本项目井场无组织废气排放涉及 VOC _s 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合

续表 2.7-1 相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排入雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全	本项目采出水随采出液输送至五号联合站采出水处理单元处理达标后回注地层；井下作业废水收集后送顺北油田绿色环保站处理，废水均不向外环境排放；按照相关要求分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
	按照生态环境部统一部署，建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动	本项目不占用自然保护地	符合
	建立生态保护红线管控体系，明确管理责任，强化用途管制，实现一条红线管控重要生态空间，确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变。开展生态保护红线基础调查和人类活动遥感监测，及时发现、移交、查处各类生态破坏问题并监督保护修复情况	本项目不占用及穿越生态保护红线，可确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变	符合
《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》	加强油气产能建设。提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜一大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替。	拟建工程为塔里木盆地油气勘探开采项目，促进油气增储上产	符合

续表 2.7-2 西北油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》及审查意见	<p>(三) 严格生态环境保护, 强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题, 采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施, 确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求, 有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求, 严格落实资源环境指标要求, 进一步控制污染物排放以及能源消耗水平, 对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油及其他固体废物, 提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求, 按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置, 提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求, 严格落实资源环境指标要求, 进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制, 确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制, 涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求, 采取切实可行的地下水污染防治和监控措施, 防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物应当遵循减量化、资源化、无害化原则, 合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用, 提高综合利用水平。</p> <p>(四) 加强生态环境系统治理, 维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主, 统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理, 守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围, 加大生态治理力度, 结合油气开采绿色矿山建设等相关要求, 落实各项生态环境保护措施, 保障区域生态功能不退化, 油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案, 综合考虑防沙治沙等相关要求, 因地制宜开展生态恢复治理工作</p>	<p>拟建工程废气主要为井场无组织废气, 采取密闭集输, 定期巡检措施; 废水主要为采出水、井下作业废水, 采出水随采出液输送至五号联合站采出水处理单元处理达标后回注地层; 井下作业废水收集后送顺北油田绿色环保处理; 同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施, 防止造成地下水污染; 固废主要为落地油、废防渗材料, 落地油、废防渗材料收集后委托有资质单位接收处置。项目采取分区防渗措施, 同时提出相关防沙治沙措施</p>	符合

(3) 拟建工程与相关文件符合性分析见表 2.7-3。

表 2.7-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《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)	加快推进油气发展(开发)相关规划编制, 并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展(开发)规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的, 应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满5年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	西北油田分公司已完成《西北油田分公司“十四五”规划》, 并取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见(新环审[2022]214号)	符合

续表 2.7-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号)	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价,对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的,应当论证其可行性和有效性	拟建工程已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施,并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行回顾性评价,同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合
	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块,建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后,原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的,可以纳入区块环评。自2021年1月1日起,原则上不以单井形式开展环评。过渡期间,项目建设单位可以根据实际情况,报批区块环评或单井环评。	本项目顺北油气田区块滚动开发产能建设项目	符合
	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施,降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油,减少废气排放。选用低噪声设备,避免噪声扰民。施工结束后,应当及时落实环评提出的生态保护措施	拟建工程报告中已提出施工过程中严格控制作业带,减少施工占地的措施,要求施工结束后及时进行恢复清理,落实报告中提出的生态保护措施,避免对区域生态环境造成影响	符合
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区,并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险,尽量远离沿线居民	拟建工程油气集输管线采取埋地敷设方式,敷设管线未穿越红线,不在生态保护红线范围内,在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施后,环境风险可防控	符合
	油气企业应当加强风险防控,按规定编制突发环境事件应急预案,报所在地生态环境主管部门备案	采油四厂区制定有《采油四厂突发环境事件应急预案》(备案编号 652924-2021-140)	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	因矿制宜选择开采工艺和装备,符合清洁生产要求。应贯彻“边开采,边治理,边恢复”的原则,及时治理恢复矿区地质环境,复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后,恢复管线临时占地,符合“边开采,边治理,边恢复”的原则	符合

续表 2.7-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目井场永久占地和管线临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发[2020]138号)	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件,严格按照《环境影响评价技术导则生态影响》要求,强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估	报告中已提出有效可行的防沙治沙措施	符合
	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目,不予批准其环评文件,从源头预防环境污染和生态破坏	拟建工程不在沙化土地封禁保护区范围内,不属于对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目,项目在采取有效的生态保护、避让、减缓等措施,不会超过区域生态环境承载能力	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	拟建工程运营期废水主要为采出水和井下作业废水,采出水随采出液输送至五号联合站采出水处理单元处理达标后回注地层;井下作业废水收集后送顺北油田绿色环保站处理;同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,防止造成地下水污染;无石油类污染物排放	符合
	油气田建设应总体规划,优化布局,整体开发,减少占地和油气损失,实现油气和废物的集中收集、处理处置。	拟建工程建设布局合理,已在设计阶段合理选址,合理利用区域现有道路,减少项目占地;天然气采取密闭集输工艺,输送至天然气处理厂集中处理	符合
	在油气集输过程中,应采用密闭流程,减少烃类气体排放	拟建工程油气集输过程为密闭流程	符合
	在油气开发过程中,应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态影响减缓措施	符合

续表 2.7-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年 第 18 号)	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井,若有较大的生态影响,应将电线、集输管线地下敷设。在油田作业区,应采取措施,保护零散自然湿地	拟建工程不占用湿地自然保护区和鸟类迁徙通道	符合
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号)	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	拟建工程不占用及穿越水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案,并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布,接受社会监督	拟建工程已提出生态保护和生态恢复治理方案,并要求油田公司进行公示和接受社会监督	符合
	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测,接受生态环境主管部门的指导,并向社会公布监测情况	本评价已制定监测方案	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备,实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	拟建工程集输过程采用先进技术、工艺和设备	符合
	散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理,不得掩埋	运营期落地油和废防渗材料,委托有危废处置资质单位接收处理	符合
《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2 号)	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”,尽量不占或者少占耕地	本项目临时用地严格落实“用多少、批多少、占多少、恢复多少”要求	符合
	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地,可先以临时用地方式批准使用,勘探结束转入生产使用的,办理建设用地审批手续	本项目严格按照有关规定办理建设用地审批手续	符合
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024 年)》	选址与空间布局	1. 石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求,原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	符合
		2. 在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下,经环境影响比选论证后,适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	项目符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求

续表 2.7-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性	
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	选址与空间布局	3. 涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本项目不涉及	符合
	污染防治与环境影响	1. 施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	本项目施工期严格控制施工作业面积、缩短施工时间，提出水土保持、防风固沙、生态修复的要求，有效降低生态环境影响	符合
		2. 陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。	本项目采取密闭集输工艺，井场边界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求	符合
3. 油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上；边远井，零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	本项目提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	符合		

续表 2.7-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	4. 陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。	运营期采出水随采出液输送至五号联合站采出水处理单元处理达标后回注地层；井下作业废水收集后送顺北油田绿色环保站处理。	符合
	5. 涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)《气田水注入技术要求》(SY/T6596)等相关标准要求。对于页岩油、油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	本项目采出水随采出液输送至五号联合站采出水处理单元处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 标准后回注地层	符合
	6. 钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599) 处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。	拟建工程运营期落地油和废防渗材料，委托有危废处置资质单位接收处理	符合
	7. 噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348) 要求。	本项目井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准要求	符合

续表 2.7-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	污染防治与环境影响 8. 对拟退役的废弃井(站)场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油(气)井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求。	退役的废弃井(站)场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前对废弃油(气)井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求。	符合
《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)	强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井(池)有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。	拟建工程采用密闭集输工艺	符合

综上所述，本项目符合《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》、《西北油田分公司“十四五”规划》、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号)、《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号)、《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》等相关规划、技术规范和政策法规文件要求。

2.7.3 “三线一单”分析

2021年2月，新疆维吾尔自治区人民政府发布了《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》(新政发[2021]18号)。为落实其管控要求，2021年7月，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》(新环环评发[2021]162号)；2021年7月，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)；《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明(2023年)》。拟建工程与上述文件中“三线一单”分区管控要求的符合性分析见表2.7-4至表2.7-9，拟建工程与“生态保护红线”位置关系示意图见附图7，拟建工程与环境管控单元位置关系见附图4。

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

文件名称	文件要求		拟建工程	符合性
《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》(新政发[2021]18号)	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线	拟建工程距离生态保护红线区约83km，不在生态保护红线范围内，项目与生态保护红线位置关系见附图7	符合
	环境质量底线	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到优先治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控	拟建工程采出水随采出液输送至五号联合站采出水处理单元处理达标后回注地层；井下作业废水收集后送顺北油田绿色环保站处理；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，拟建工程油气采取密闭集输工艺，拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。拟建工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险	符合

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

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性	
《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》(新政发[2021]18号)	资源利用 上线	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等4个国家级低碳试点城市发挥低碳试点示范和引领作用	拟建工程采出水随采出液输送至五号联合站采出水处理单元处理达标后回注地层；井下作业废水收集后送顺北油田绿色环保站处理，不外排；油气集输不消耗天然气，井场用电接自区域电网，能源利用均在区域供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；井场永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求；拟建工程开发符合资源利用上线要求	符合
	环境管控 单元	自治区划定环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。优先保护单元主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。重点管控单元主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。一般管控单元主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善	拟建工程属于一般管控单元，项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。拟建工程实施后通过采取完善的污染治理措施，可确保污染得到有效地控制，对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境影响可接受，从声环境、土壤环境影响角度项目可行	符合

表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控类别	管控要求	拟建工程	符合性
A1空间 布局 约束	<p>【A1.1-1】禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录(2019年本)》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单(2019年版)》禁止准入类事项。除国家规划项目外,凡属于新增产能“三高”项目均不允许在全疆新(改、扩)建</p>	<p>拟建工程为天然气开采项目,属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目,属于《产业结构调整指导目录(2024年本)》中的鼓励类项目;不属于《市场准入负面清单(2022年版)》(发改体改规[2022]397号)中禁止准入类项目;不属于“三高”项目</p>	符合
	<p>【A1.2-1】严格执行国家产业、环境准入和去产能政策,防止过剩或落后产能跨地区转移。符合国家煤电产业政策的新建煤电、热电联产项目烟气排放执行超低排放标准。除国家规划项目外,国家和自治区大气污染联防联控区域内不再布局建设煤化工、电解铝、燃煤纯发电机组、金属硅、碳化硅、聚氯乙烯(电石法)、焦炭(含半焦)等行业的新增产能项目,具备风光电清洁能源供暖建设条件的区域原则上不新批热电联产项目。重点控制区主要大气污染物排放须进行“倍量替代”,执行大气污染物相应标准限值,新增大气污染物排放量须在项目所在区域内实施总量替代,不得接受其他区域主要大气污染物可替代总量指标;一般控制区域内主要大气污染物排放须进行“等量替代”,执行大气污染物相应标准限值。严格执行钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃等行业产能置换实施办法</p>	<p>拟建工程为天然气开采项目,不属于《市场准入负面清单(2022年版)》(发改体改规[2022]397号)中禁止准入类项目;项目所在区域不属于国家和自治区大气污染联防联控区域及重点控制区</p>	符合
	<p>【A1.3-1】列入《产业结构调整指导目录(2019年本)》淘汰类的现状企业,制定调整计划。针对环保治理措施不符合现行环保要求、资源能源消耗高、涉及大量排放区域超标污染物或持续发生环保投诉的现有企业,制定整治计划。在调整过渡期内,应严格控制其生产规模,禁止新增产生环境污染的产能和产品</p>	<p>拟建工程为改扩建项目,现有工程不属于《产业结构调整指导目录(2024年本)》中的淘汰类项目</p>	符合
	<p>【A1.3-2】任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目;对已建成的工业污染项目,当地人民政府应当组织限期搬迁</p>	<p>拟建工程不在水源涵养区、饮用水水源保护区内建设</p>	符合
	<p>【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区生态功能区划、国民经济和社会发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求,符合区域或产业规划环评要求</p>	<p>拟建工程建设符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等规划要求</p>	符合

续表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控类别	管控要求	拟建工程	符合性
A1空间布局约束	【A1.4-2】重大项目原则上布局在自治区主体功能区划中的优化开发区和重点开发区,并符合国土空间规划	拟建工程符合《阿克苏地区国土空间规划(2021年-2035年)》	符合
	【A1.4-3】石化、化工、煤化工、制药、农药等挥发性有机物排放重点行业建设项目,以及工业涂装、包装印刷等涉 VOC ₂ 排放的项目,在符合国家产业政策和清洁生产水平要求、满足污染物排放标准以及污染物排放总量控制指标的前提下,必须在依法设立、环境保护基础设施齐全并经规划环评的产业园区内布设。推进工业园区和企业集群建设涉 VOC ₂ “绿岛”项目,统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等,实现 VOC ₂ 集中高效处理	拟建工程属于天然气开采项目,不属于重点行业建设项目。拟建工程实施后天然气密闭输送,减少 VOC ₂ 排放对大气环境的影响	符合
A2污染物排放管控	【A2.1-1】PM _{2.5} 年平均浓度不达标城市禁止新(改、扩)建未落实 SO ₂ 、NO _x 、烟粉尘、挥发性有机物(VOC ₂)等四项大气污染物总量指标倍量替代的项目	拟建工程不涉及	—
	【A2.1-2】优化区域交通运输结构,加大货运铁路建设投入。推进多式联运型和干支衔接型货运枢纽(物流园)建设,降低大宗货物公路运输比重,减少重型柴油车使用强度,推进重点工业企业和工业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移。钢铁、电解铝、电力、焦化等重点企业要加快铁路专用线建设,充分利用已有铁路专用线能力,大幅提高铁路运输比例。建设城市绿色物流体系,支持利用城市现有铁路货场物流货场转型升级为城市配送中心	拟建工程不涉及	—
	【A2.1-3】推动实现减污降碳协同效应。优先选择化石能源替代、原料工艺优化、产业结构升级等源头治理措施,严格控制高耗能、高排放项目建设。加大交通运输结构优化调整力度,推动“公转铁”和多式联运,推广节能和新能源车辆。加强畜禽养殖废弃物污染治理和综合利用,强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理,协同控制甲烷、氧化亚氮等温室气体。鼓励各县(市)积极探索协同控制温室气体和污染物排放的创新举措和有效机制	项目不属于高耗能、高排放项目	符合
	【A2.1-4】到 2025 年,全区所有城镇(城市、县城)和重点镇具备污水收集处理能力,城市污水处理率达到 98%左右,县城污水处理率达到 95%左右	拟建工程采出水随采出液输送至五号联合站处理达标后回注地层,井下作业废水采用专用废水回收罐收集,运至顺北油田绿色环保站处理,无废水排入地表水体	符合

续表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控类别	管控要求	拟建工程	符合性
A2污染物排放管控	【A2.1-5】加强生活垃圾处理。建设城镇生活垃圾综合处理设施，实现地级城市生活垃圾分类投放、分类收集、分类运输和分类处置，县级城市（县城）生活垃圾无害化处理设施全覆盖，区域中心城市及设区城市餐厨垃圾分类收运和处理。提高农村生活垃圾无害化处理水平。积极发展垃圾生物堆肥，统筹建设垃圾焚烧发电设施，促进生活垃圾资源化利用	施工期生活垃圾定期拉运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置	符合
	【A2.2-1】伊犁河流域、额尔齐斯河流域、博斯腾湖流域、额敏河流域等敏感区域城镇污水处理设施全面提高至一级 A 排放标准。乌鲁木齐市、喀什市、博乐市、石河子市、五家渠市等建成区水体水质达不到地表水 IV 类标准的城市，新改扩建城镇污水处理设施要执行一级 A 排放标准。城镇污水处理厂运行负荷率达到 75% 以上	拟建工程不涉及伊犁河流域、额尔齐斯河流域、博斯腾湖流域、额敏河流域等敏感区域，建设地点不在乌鲁木齐市、喀什市、博乐市、石河子市、五家渠市等建成区	—
A3环境风险管控	【A3.1-1】禁止在化工园区外新建、扩建危险化学品生产项目。严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全和卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出	拟建工程不属于危险化学品生产项目	—
	【A3.1-2】全区受污染耕地安全利用率 2025 年达到 98% 以上，2030 年保持 98%；污染地块安全利用率 2025 年不低于 90%，2030 年达到 95% 以上	拟建工程不涉及受污染耕地及污染地块	—
A3环境风险管控	【A3.1-3】到 2025 年，全区地下水水质基本稳定。到 2035 年，地下水污染风险得到有效防范。	拟建工程严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工程储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，对井场进行分区防渗，地下水污染风险得到有效防范	符合
	【A3.2-1】建立重污染天气监测预警体系，建立地州(市)与县(市)之间上下联动、县级以上人民政府生态环境主管部门与气象主管机构等有关部门之间左右联动应急响应体系，实行联防联控	拟建工程不涉及	—

续表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控类别	管控要求	拟建工程	符合性
A4资源利用要求	【A4.1-1】实行最严格的水资源管理制度，严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化节水约束性指标管理。自治区用水总量 2025 年、2030 年分别控制在 536.15、526.74 亿立方米以内	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
	【A4.1-2】严格实行用水总量控制和实施计划供水制度，坚决制止非法开荒。严格实施取水许可制度，对纳入取水许可管理的单位和其他用水大户实行计划用水管理。新建、改建、扩建项目用水要达到行业先进水平，节水设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投运。具备使用再生水条件但未充分利用的钢铁、火电、化工、制浆造纸、印染等项目，不得批准其新增取水许可	拟建工程施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
	【A4.1-3】严控地下水超采。严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可。加强地下水超采区综合治理与修复，实行地下水开采量与水位双控制度	拟建工程不涉及地下水的开采	--
	【A4.1-4】2025 年、2030 年新疆维吾尔自治区地下水供水量控制指标分别为 688538 万 m ³ 、626527 万 m ³	拟建工程用水主要为施工期用水，用水量较小，对区域水资源消耗较小，不会超过自治区供水量控制指标	符合
	【A4.2-1】2025 年，全区永久基本农田保持在 4100 万亩以上	拟建工程不涉及	--
	【A4.3-1】煤炭占一次能源消费比重持续下降。 【A4.3-2】加强能耗“双控”管理，严格控制能源消费增量和能耗强度。优化能源消费结构，对“乌—昌—石”“奎—独—乌”等重点乡镇域实施新建用煤项目煤炭等量或减量替代。 【A4.3-3】大力发展绿色建筑，城镇新建公共建筑全面执行 65% 强制性节能标准，新建居住建筑全面执行 75% 强制性节能标准	拟建工程不涉及煤炭的消耗	--
	【A4.4-1】重点控制区实施燃煤总量控制。各城市结合本地实际划定和扩大高污染燃料禁燃区范围，逐步由城市建成区扩展到近郊。通过政策补偿等措施，逐步推行以天然气或电替代煤炭。 【A4.4-2】在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源	拟建工程不涉及高污染燃料	--

续表 2.7-5 拟建工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

管控类别	管控要求	拟建工程	符合性
A4资源利用要求	【A4.5-1】实施全社会节水行动，推动水资源节约集约利用	拟建工程开发过程中采取节水措施，节约了水资源	符合
	【A4.5-2】大力发展绿色矿业，提高矿产资源开采回采率、选矿回收率和综合利用率	拟建工程属于天然气开采项目，符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)相关要求；拟建工程不涉及选矿回收及综合利用	--

表 2.7-6 拟建工程与“七大片区总体管控”符合性分析

名称	管控要求	拟建工程	符合性
天山南坡片区总体管控要求	切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性	拟建工程不在托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	符合
	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障	拟建工程属于天然气开采项目，施工过程中严格控制施工占地，管道敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，对施工作业带进行生态恢复，尽可能减少对区域生态环境的影响	符合
	推进塔里木河流域用水结构调整，维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水	拟建工程位于沙雅县，未处于博斯腾湖流域，项目不会对塔里木河基本生态用水产生影响	符合
	加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度，实施博斯腾湖综合治理	拟建工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
	加强油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	采油四厂加强油田废弃物的无害化处理，严防顺北油气田勘探、开发、运行过程中以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染；拟建工程不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	符合

表 2.7-7 本项目与《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性	
《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护地区生态安全的底线和生命线	拟建工程距离生态保护红线区约 83km，不在生态保护红线范围内，项目与生态保护红线位置关系见附图	符合
	环境质量底线	水环境质量持续改善，河流水质优良断面比例保持稳定，饮用水安全保障水平提升，地下水水质保持良好；环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，持续做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；土壤环境质量保持稳定，土壤环境风险得到进一步管控	拟建工程采出水随采出液输送至五号联合站处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集运至顺北油田绿色环保站处理；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，拟建工程油气采取密闭集输工艺，拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。拟建工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险	符合
	资源利用上线	推进低碳发展，强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到自治区下达的总量和强度控制目标	拟建工程采出水随采出液一起进入五号联合站处理达标后回注地层，井下作业废水送顺北油田绿色环保站处理，不外排；油气集输不消耗天然气，井场用电接自区域电网，能源利用均在区域供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；井场永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求；拟建工程开发符合资源利用上线要求	符合
	环境管控单元	阿克苏地区共划分 99 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类，实施分类管控。一般管控单元主要落实生态环境保护及其它相关法律、法规要求，推动地区环境质量持续改善	拟建工程属于一般管控单元，项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。拟建工程实施后通过采取完善的污染治理措施，可确保污染得到有效地控制，对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境影响可接受，从声环境、土壤环境影响角度项目可行	符合

表 2.7-8 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明(2023 年)》

符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性	
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.1 禁止新建、改(扩)建《产业结构调整指导目录(2019 年本)(2021 年修改)》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单(2022 年版)》禁止准入类事项。	本项目为天然气开采项目,属于《产业结构调整指导目录(2024 年本)》(国家发展改革委令 2023 年 第 7 号)中的鼓励类项目,符合国家当前产业政策要求;不属于《市场准入负面清单(2022 年版)》(发改体改规[2022]397 号)中禁止准入类项目	符合
		1.2 国家重点生态功能区内禁止新建、改扩建产业准入负面清单中禁止类项目。	本项目为天然气开采项目,属于《产业结构调整指导目录(2024 年本)》(国家发展改革委令 2023 年 第 7 号)中的鼓励类项目,符合国家当前产业政策要求;不属于《市场准入负面清单(2022 年版)》(发改体改规[2022]397 号)中禁止准入类项目	符合
		1.3 禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	本项目符合国家和自治区环境保护标准	符合
		1.4 禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	本项目不属于列入淘汰类目录的高污染工业项目	符合
		1.5 禁止在饮用水水源保护区、风景名胜、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	本项目不涉及	-
		1.6 禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	本项目占地范围内不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
		1.7 禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。	本项目不涉及	-

续表 2.7-8 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明(2023年)》符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性	
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.8 禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	本项目危险废物均交由具有危险废物处置单位处置	-
		1.9 禁止在地区范围内引进能(水)耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家(地方)标准及有关产业准入条件的高污染(排放)、高能(水)耗、高环境风险的工业项目。	本项目不属于高污染(排放)、高能(水)耗、高环境风险的工业项目	符合
		1.10 坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口,严格落实污染物排放区域削减要求,对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。	本项目不属于高耗能高排放低水平项目	符合
		1.11 引导化工项目进区入园,促进高水平集聚发展。推动化工园区规范化发展,依法依规利用综合标准倒逼园区防范化解安全环境风险,加快园区污染防治等基础设施建设,加强园区污水管网排查整治,提升本质安全和清洁生产水平。引导园区内企业循环生产、产业耦合发展,鼓励化工园区间错位、差异化发展,与冶金、建材、纺织、电子等行业协同布局。鼓励化工园区建设科技创新及科研成果孵化平台、智能化管理系统。严格执行危险化学品“禁限控”目录,新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区(与其他行业生产装置配套建设的项目除外),引导其他石化化工项目在化工园区发展。	本项目不属于化工项目	符合
		1.12 严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。坚决遏制“两高”项目盲目发展,石化、现代煤化工项目应纳入国家产业规划。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求,禁止新(改、扩)建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。	本项目不占用生态保护红线、永久基本农田	符合
		1.13 推动涉重金属产业集中优化发展,禁止新建用汞的电石法(聚)氯乙烯生产工艺,新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	本项目不涉及	-

续表 2.7-8 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明(2023年)》符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	1.14 永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新(改、扩)建项目,提出并落实土壤和地下水污染防治要求。	本项目不占用永久基本农田	符合
	1.15 河湖岸线生态红线保护区实施最严格的保护政策,严禁一切与保护无关的开发活动,滨岸带缓冲区以维系地表径流污染拦截功能为重点,严格岸线用途管制,严控畜禽养殖业。严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染、尾矿库等项目环境风险。制定河湖岸线开发利用负面清单,禁止不符合水体功能定位的涉水开发活动。强化河湖岸线建设项目管理,严禁以各种名义侵占河道、围垦湖泊。	本项目距离生态保护红线最近为 83km,敷设管线未穿越红线,不在生态保护红线范围内	符合
	1.16 原则上禁止曾用于生产、使用、贮存、回收、处置有毒有害物质的工矿用地复垦为种植食用农产品的耕地。	本项目不涉及	-
	1.17 对自然保护区、森林公园、湿地公园、沙漠公园、饮用水源地等特殊类土壤应严格保护,严格执行保护区管理规定,禁止各类开发建设活动污染保护区土壤。	本项目不涉及	-

续表 2.7-8 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明(2023年)》符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	1.18 严禁在天然水体进行网箱养殖和将规模化畜禽养殖场产生的污水和粪便排入河道。加强对畜禽养殖及屠宰企业污染物排放的监管,在水源地保护区内不允许进行畜禽养殖。	本项目不涉及	-
	1.19 严禁以风雨廊桥等名义在河湖管理范围内开发建设房屋;严禁城市建设和发展占用河道滩地;严禁在河湖管理范围内建设光伏电站、风力发电等项目;严禁以各种名义在河湖管理范围内新开发耕地;严禁在有生活、生产功能河湖管理范围内钻探、开发石油天气等具有水源污染风险的项目;严禁在河湖管理范围内未批建设生产围堤和开发耕地;严禁在河湖保护范围内建设规模畜牧养殖或有水源污染风险的项目。	本项目不涉及在有生活、生产功能河湖管理范围内钻探、开发石油天气	符合
	1.20 在地区范围内严格控制引进高排放、高污染、高耗能项目。严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水、高污染行业发展。	本项目不属于高排放、高污染、高耗能项目	符合
	1.21 限制新建、改(扩)建《产业结构调整指导目录(2019年本)(2021年修改)》中限制类项目。国家重点生态功能区内限制新建、改(扩)建产业准入负面清单中限制类项目。	本项目为天然气开采项目,属于《产业结构调整指导目录(2024年本)》中鼓励类项目	符合
	1.22 建设项目用地原则上不得占用基本农田,确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求,占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	本项目不占用永久基本农田	符合
	1.23 以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点,严格建设用地准入管理和风险管控,未依法完成土壤污染状况调查或风险评估的地块,不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。	本项目不涉及	-

续表 2.7-8 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明(2023年)》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性	
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.24 严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设,以及重点公益性项目建设,确需占用湿地的,应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	本项目不涉及占用湿地	符合
		1.25 严格管控自然保护地范围内非生态活动,稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出,矿权依法依规退出。	本项目不涉及	-
		1.26 任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目;对已建成的工业污染项目,当地人民政府应当组织限期搬迁。	本项目不属于重化工、涉重金属等工业污染项目	符合
		1.27 加大落后产能和不达标工业炉窑淘汰力度。分行业清理《产业结构调整指导目录》淘汰类工业炉窑。对热效率低下、敞开未封闭,装备简易落后、自动化程度低,无组织排放突出,以及无治理设施或治理设施工艺落后等严重污染环境的工业炉窑,依法责令停业关闭。	本项目不涉及工业炉窑	符合
		1.28 对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔。	本项目不属于严重污染水环境的生产项目	符合
		1.29 城市建成区、重点流域内已建成投产化工企业和危险化学品生产企业应加快退城入园,搬入化工园区前企业不应实施改扩建工程扩大生产规模。	本项目不涉及	-
		1.30 各类开发和建设活动应当符合环境保护规划和生态功能区划的要求,严格遵守生态保护红线的规定。	本项目距离生态保护红线最近为83km,敷设管线未穿越红线,不在生态保护红线范围内	符合
		1.31 一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、城乡总体规划、土地利用规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求,符合区域或产业规划环评要求。	本项目与区域主体功能区划目标相协调,符合《西北油田分公司“十四五”规划》及规划环评要求	符合

续表 2.7-8 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明(2023 年)》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束		
	1.32 危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立,规划环评通过审查,规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区,并符合国土空间规划、产业发展规划和生态红线管控要求。	本项目不属于危险化学品生产企业和化工项目	符合
	1.33 新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。各级生态环境部门和行政审批部门要严格把关,对于不符合相关法律法规的,依法不予审批。	本项目不属于石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目	符合
	2.1 新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求,应遵循重点重金属污染物排放“等量替代”原则。	本项目符合“三线一单”、产业政策、规划环评和行业环境准入管控要求	符合
	2.2 积极遏制臭氧浓度增长趋势,推进挥发性有机物和氮氧化物协同减排。以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点,安全高效推进挥发性有机物综合治理,实施原辅材料和产品源头替代工程。	本项目实施后油气采取密闭集输工艺,生产设施密闭,加强设备管理,减少 VOC ₃ 排放对大气环境的影响	符合
	2.3 促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制,实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究,减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理,协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接,促进大气污染防治协同增效。	本项目提出了相关降碳措施,具体见“7.2 减污降碳措施”	符合
	2.4 以能源、工业、交通、建筑等领域和钢铁、建材、有色、化工、电力、煤炭等行业为重点,积极开展碳达峰行动。强化减污降碳协同管控和环境准入。探索实施二氧化碳排放强度和总量双控,推动重点行业企业开展碳排放强度对标活动。	本项目提出了相关降碳措施,具体见“7.2 减污降碳措施”	符合
2.5 完成自治区下达的“十四五”重点工程污染物减排指标,制定年度减排计划。	本项目不涉及	-	

续表 2.7-8 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明(2023年)》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区 总 体 管 控 要 求	2.6 推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	本项目提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	符合
	2.7 实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。持续推进钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰、耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	本项目不涉及	-
	2.8 新、改、扩建加热炉、热处理炉、干燥炉、融化炉，采用清洁低碳能源，不得使用煤炭等高污染燃料，全面淘汰间歇式固定煤气发生炉。	本项目不涉及	-
	2.9 深入实施清洁柴油车（机）行动，基本淘汰国三及以下排放标准机动车，加快淘汰报废老旧柴油公务用车，全面实施国六排放标准。积极推广新能源汽车，提高城市公交领域新能源车辆占比。因地制宜持续提升新增及更新公务用车新能源汽车配备比例。大力推广“公转铁”运输组织模式，力争长距离公路货物运输量占比逐年递减，铁路发送量占比持续增加。推进重点工业企业和工业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度。持续强化货运车辆燃油消耗量限值标准管理。积极推广新能源汽车，加快充电桩建设，建设高速公路沿线、物流集散地充电桩，鼓励开展充电桩进小区相关工作。	本项目不涉及	-
	2.10 提升城市精细化管理水平，强化施工、道路、堆场、裸露地面等扬尘管控，加强城市保洁和清扫。加大餐饮油烟污染、恶臭异味治理力度。强化秸秆综合利用和禁烧管控。	本项目不涉及	-

续表 2.7-8 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明(2023 年)》

符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区 总 体 管 控 要 求	2.11 严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”严格实行区域用水总量和强度控制,强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量(水量)确定工作,强化生态用水保障。	本项目采取节水措施,管线试压废水属于清净废水,试压完成后用于区域降尘。运营期无用水工序	符合
	2.12 全面落实河(湖)长制,实施水陆统筹的水污染减排机制,严格执行污染物排放总量控制,整体推进水功能区水质稳中向好。巩固提升城市黑臭水体治理成效,推动实现长治久清。	本项目不涉及	-
	2.13 推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点,防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展,严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造,加强工业园区污水集中处理设施运行管理,加快再生水回用设施建设,提升园区水资源循环利用水平。	拟建工程严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求,对井场进行分区防渗,地下水污染风险得到有效防范	符合
	2.14 强化重点区域地下水环境风险管控,对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域,逐步开展地下水环境状况调查评估,加强风险管控。	本项目制定完善的地下水监测计划,切实保障地下水生态环境安全	符合
	2.15 严控土壤重金属污染,加强油(气)田开发土壤污染防治,以历史遗留工业企业污染场地为重点,开展土壤污染风险管控与修复工程。	本项目制定土壤污染防治措施,切实保障土壤环境安全	符合

续表 2.7-8 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明(2023 年)》

符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	2.16 加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	本项目不涉及	-
	2.17 因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	本项目不涉及	-
	2.18 聚焦秋冬季细颗粒物污染，加大产业结构调整 and 污染治理力度，强化联防联控联治。进一步深化工业污染源深度治理，钢铁、有色金属、化工等行业执行重污染天气应急减排措施。持续开展防风固沙生态修复工程，加强沙尘天气颗粒物防控。建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，实施重污染天气重点行业绩效分级和应急减排差异化控制。	本项目不涉及	-
	2.19 建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动。	本项目不涉及	-
	2.20 实施塔里木河重要源流区（阿克苏河流域）山水林田湖草沙一体化保护和修复工程。推行草原森林河流湖泊休养生息，对生态严重退化地区实行封禁保护。巩固提升退耕还林还草成果，推进草原禁牧和草畜平衡制度落实。健全耕地休耕轮作制度，推进荒漠化和水土流失综合治理。根据区域水资源条件科学开展国土绿化行动，全面保护修复天然林，深入实施以农田防护林为主的防护林体系修复建设工程。加强湿地保护和修复，推进重点湿地综合治理，强化湿地用途管制和利用监管。	本项目不涉及	-

续表 2.7-8 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明(2023 年)》

符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区总体管控要求	2.21 全面提升城镇污水处理能力。所有县级以上城市及重点独立建制镇均应建成污水处理设施，对现有城镇污水处理设施因地制宜进行提标改造。加强污水处理设施运行管理及配套管网建设，进一步提高县城、城市污水处理率，提升污泥处理处置水平。建立污泥生产、运输、处置全过程监管体系，实现污泥稳定化、无害化和资源化处理处置。加强城镇污水处理及再生利用设施建设。	本项目不涉及	-
	2.22 提升生活垃圾处理处置水平。规范化建设生活垃圾卫生填埋场，发展垃圾生物堆肥、焚烧发电和卫生填埋相组合的综合处置，减少原生垃圾直接填埋量。推行垃圾分类收集和回收体系，加强对垃圾填埋场封场后的环境管理。开展餐厨垃圾资源化利用与无害化处理试点以及垃圾分类示范试点。	本项目不涉及	-
	2.23 加强矿山地质环境保护与恢复治理力度。建立健全矿山生态环境保护修复监管信息系统，完善矿山地质环境动态监测体系建设。加强对矿山企业依法履行矿山地质环境保护与土地复垦义务的监督管理。	项目生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求	
环境风险防控	3.1 对涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联控机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警、控污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。	本项目不涉及	-

续表 2.7-8 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明(2023年)》符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区 总管控要求	3.2 强化重污染天气监测预报预警能力,建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制,加强轻、中度污染天气管控。	本项目不涉及相关内容	--
	3.3 严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全和卫生防护距离要求的危险化学品生产企业,进行定量风险评估,就地改造达标、搬迁进入规范化工业园区或关闭退出。	本项目不涉及相关内容	--
	3.4 提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点,推进饮用水水源地保护区规范化建设,统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于 2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设,有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源地保护区划定,到 2025 年,完成乡镇级集中式饮用水水源地保护区划定与勘界立标。开展“千吨万人”农村饮用水水源地保护区环境风险排查整治,加强农村水源水质监测,依法清理饮用水水源地保护区内违法建筑和排污口,实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源地保护区环境应急管理,完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的,建立统一的饮用水水源应急和执法机制,共享应急物资。	本项目不涉及相关内容	--
	3.5 有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用,提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点,严格建设用地准入管理和风险管控。	本项目不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置,本项目制定土壤污染防治措施,切实保障土壤环境安全	符合

续表 2.7-8 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明(2023 年)》

符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区 总管控要求	3.6 在高敏感性县、市配备专职环境应急管理人员, 配备必要的物资装备。完善多层次环境应急专家管理体系, 建立对口帮扶模式和远程非现场会商调度机制, 指导地方提升应急能力、规范应急准备与响应、分类分级开展基层环境应急人员轮训。加强各地应急监测装备配置, 定期开展应急监测演练, 增强应急实战能力。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
	3.7 依法推行农用地分类管理制度, 强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案, 鼓励采取种植结构调整等措施, 确保受污染耕地全部实现安全利用。	本项目不涉及受污染耕地	—
	3.8 开展新污染物筛查、评估与环境监测。按照国家部署, 推进重点行业重点化学物质生产使用信息调查和环境危害评估, 识别有毒有害化学物质。以内分泌干扰物、抗生素、全氟化合物等有毒有害化学物质为调查对象, 实施有毒有害化学物质环境调查监测, 持续开展环境风险评估。加强新污染物环境风险管控。健全有毒有害化学物质环境风险管理体系。强化新化学物质环境管理登记, 加强事中事后监管, 督促企业落实环境风险管控措施。严格执行产品质量标准中有毒有害化学物质的含量限值。对使用有毒有害化学物质或在生产过程中排放新污染物的企业, 全面实施强制性清洁生产审核。加强石化化工、涂料、纺织印染、橡胶、农药、医药等行业新污染物环境风险管控。	本项目不涉及	—
	3.9 加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估, 实施分类分级风险管控, 协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复, 形成一批生态环境综合整治和风险防控示范工程, 在环境高风险领域建立环境污染强制责任保险制度。推动重要水源地水质在线生物预警系统建设。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求, 本次建设内容纳入采油四厂区现有应急预案中, 定期按照应急预案内容进行应急演练, 逐步提高应急演练范围与级别, 出现风险事故时能够及时应对	符合

续表 2.7-8 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明(2023 年)》

符合性分析一览表

名称	文件要求	拟建工程	符合性
阿克苏地区 环境 风险 防控	3.10 强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案,完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统,结合新疆各地特征污染物的特性,加强应急物资储备及应急物资信息化建设,掌握社会应急物资储备动态信息,妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置,定期开展应急演练,增强实战能力。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求,本次建设内容纳入采油四厂现有应急预案中,定期按照应急预案内容进行应急演练,逐步提高应急演练范围与级别,出现风险事故时能够及时应对	符合
	3.11 存在环境风险的建设项目,提出有效的环境风险防范措施及环境风险应急预案编制原则和要求,纳入区域环境风险应急联动机制。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求,本次建设内容纳入采油四厂现有应急预案中,定期按照应急预案内容进行应急演练,逐步提高应急演练范围与级别,出现风险事故时能够及时应对	符合
阿克苏地区 总体 管 控 要 求	4.1 地区用水总量控制在自治区下达的指标范围内。	本项目施工期中采取节水措施,用水量较小;运营期不新增用水,不会超过用水总量控制指标	符合
	4.2 地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源,应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	本项目施工期中采取节水措施,用水量较小;运营期不新增用水,不会超过用水总量控制指标	符合
	4.3 土地资源利用上线指标执行批复后的《阿克苏地区国土空间规划(2021-2035年)》。	本项目井场永久占地面积较小,管线埋地敷设,敷设完成后回填管沟,对土地资源占用较少,土地资源消耗符合要求	符合
	4.4 到 2025 年,单位地区生产总值二氧化碳排放较 2020 年下降 12%,单位地区生产总值能耗强度较 2020 年下降 14.5%,非化石能源消费比重增长至 18%以上。	本项目整体温室气体排放量相对较小	符合
	4.5 高污染燃料禁燃区内禁止销售、燃用高污染燃料;禁止新建、扩建燃用高污染燃料的项目和设施,已建成的应逐步或依法限期改用天然气、电或其他清洁能源。	本项目不涉及	-

表 2.7-9 本项目与“沙雅县一般管控单元”管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性	
ZH6529 243000 1 沙雅县一般管控单元	空间布局约束	1. 建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	本项目不占用永久基本农田	符合
		2. 对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。	本项目不涉及	—
		3. 永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新(改、扩)建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求	本项目不占用永久基本农田	符合
		4. 严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模	本项目不涉及	—
		5. 禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质	本项目不涉及	—
		6. 禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物	本项目不涉及	—
	污染物排放管控	1. 强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理	本项目不涉及	—
		2. 严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药	本项目不涉及	—
		3. 加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局	本项目不涉及	—

续表 2.7-9 本项目与“沙雅县一般管控单元”管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性	
ZH6529 243000 1 沙雅县一般管控单元	污染物排放管控	4. 对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域,逐步开展地下水环境状况调查评估,加强风险管控	本项目制定完善的地下水监测计划;切实保障地下水生态环境安全	符合
		5. 严控土壤重金属污染,加强油(气)田开发土壤污染防治,以历史遗留工业企业污染场地为重点,开展土壤污染风险管控与修复工程	顺北油气田已开展历史遗留油污泥清理工作,已完成受污染土壤清理工作	符合
		6. 因地制宜推进农村厕所革命,分类分区推进农村生活污水治理,全面提升农村生活垃圾治理水平,建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合,整县推进畜禽粪污资源化利用	本项目不涉及	--
	环境风险防控	1. 加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管,发现土壤污染问题的,要坚决查处,并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染	顺北油气田已对区域存在的历史遗留污染场地进行治理	符合
		2. 对排查出的危库和病库以及风险评估有严重安全隐患的尾矿库,要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库,完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施	本项目不涉及	--
		3. 依法推行农用地分类管理制度,强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案,鼓励采取种植结构调整等措施,确保受污染耕地全部实现安全利用	本项目不涉及	--
	资源利用效率	1. 全面推进秸秆综合利用,鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用,推动秸秆还田与离田收集	本项目不涉及	--
		2. 减少化肥农药使用量,增加有机肥使用量,实现化肥农药使用量负增长	本项目不涉及	--
		3. 推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术,完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉,推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络,提高农业用水效率,降低农业用水比重	本项目不涉及	--

综上所述,本项目符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》(新政发[2021]18号)、新疆维吾尔自治区总体管控要求、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》(新环环评发[2021]162

号)、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》(阿行署发[2021]81号)、《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明(2023年)》中阿克苏地区总体管控要求、所在管控单元沙雅县一般管控单元管控要求。

2.7.4 选址选线合理性分析

(1) 项目总体布局合理性分析

拟建工程开发区域位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县顺北油气田内,位于城市建成区以外,除位于塔里木河流域水土流失重点治理区以外,不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等其他环境敏感区;从现状调查结果看,项目永久占地和临时占地的土地利用类型为沙地,评价范围内绝大部分为连绵的流动沙丘,基本无植物生长,为裸地。周边几乎无野生动物分布。建设过程中将严格执行各项水土保持措施,以减小因工程建设带来的不利影响,从而减少水土流失。

拟建工程管线避让城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点,总体布局合理。本次评价要求油田开发要严格按照开发方案划定区域进行,认真落实环评提出的环境保护措施,项目与其他构筑物距离要严格满足相关设计技术规范要求。

(2) 井场布置的合理性分析

根据现场调查,井场周边不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、居民区、文物保护单位等;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,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;按照土地集约利用原则及合理布局,项目不占用耕地,井场永久占地依法办理用地审批手续;综上所述,井场布置合理。

(3) 管线选线可行性分析

拟建工程管线周边不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区、居民区、文物保护单位等环境敏感点,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，对管线沿线上方种植草方格，减少对沙漠地带表层土壤扰动。综上所述，从环境保护角度看，管道选线可行。

2.7.5 环境功能区划

拟建工程位于顺北油气田内，属于油气勘探开发区域，大气环境属于《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，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；项目区域周边区域以油气开发为主，区域声环境属于《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类功能区。

2.8 环境保护目标

拟建工程评价区域内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置环境空气保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；工程 200m 范围内不涉及学校、医院、居住区等，不设置声环境保护目标；将井场外延 50m 范围及管线两侧 200m 范围的土壤作为土壤环境保护目标；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环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。环境保护目标见表 2.8-1 至 2.8-4。

表 2.8-1 地下水环境保护目标一览表

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

表 2.8-2 土壤环境保护目标一览表

影响类型	保护目标	土壤环境质量	距最近距离
污染影响型	土壤	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB15618-2018)	--

表2.8-3 生态保护目标一览表

环境要素	保护目标	保护范围	距最近距离
生态影响	塔里木河流域水土流失重点治理区范围	井场周围50m范围, 管线中心线两侧300m	—

表2.8-4 环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	井场周边 3km 内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	—	—	—	—	—	—
井场周边 500m 范围内人口数小计						0
井场周边 3km 范围内人口数小计						0
集输管线周边 200m 内						0
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

西北油田分公司在顺北油气田内实施“顺中 412 斜井探转采工程”，主要建设内容包括：①部署顺中 412X 开发井 1 口；②新建井场 1 座；③新建集输管线 4.2km；④配套建设土建、通信、供电、自控等。

为便于说明，本次评价将顺北油气田区块作为现有工程进行介绍；将顺中 412X 井(勘探井)钻井工程作为在建工程进行介绍；将本次建设内容作为拟建工程进行分析；将拟建工程依托的天然气处理厂、五号联合站、顺北油田绿色环保站等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	现有工程	顺北油气田区块开发现状、顺北油气田区块“三同时”执行情况、环境影响回顾评价、现有工程污染物排放情况、存在环保问题及整改措施
2	相关工程	主要介绍顺中 412X 井(勘探井)钻井工程基本情况、三同时执行情况、工艺流程及产排污节点、环境问题及“以新带老”改进意见
3	拟建工程	项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、运营期污染源及其防治措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、污染物年排放量、污染物总量控制分析
4	依托工程	介绍天然气处理厂、五号联合站、顺北油田绿色环保站等基本情况及依托可行性

3.1 现有工程

3.1.1 顺北油气田开发现状

(1) 现有工程总体概况

截至目前，顺北区块内现有油气水井 111 口（油井 41 口，注水替油井 10 口，气井 35 口，注气井 8 口，其他井 17 口）。处理站 3 座（顺北油田五号联合站、顺北 1 处理站、天然气处理厂），混输泵站 1 座（顺北 5 混输泵站），阀组站 16 座，拉油站 7 座（在用 2 座 SHB7 拉油站、顺北隆 1 单井流程），酸化油处理站 1 座，顺北应急泥浆站 1 座，附属设施（生产运行基地、试采基地、顺北油气田绿色环保站等），油田内部集输管网和道路等。

3.1.2 顺北油气田“三同时”执行情况

顺北油气田大部分工程正在建设过程中，目前顺北油气田内已开展的工程环保手续履行情况、环境影响后评价、环境风险应急预案、排污许可等手续情况如表 3.1-4 所示。

表 3.1-4 顺北油气田环评及验收情况一览表

序号	建设项目名称	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	顺北地区产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2016]846号	2016年7月1日	西北油田分公司	油田环验[2019]1号	2019年1月7日
2	中国石化西北油田公司顺北井区2017年一期产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2017]2055号	2017年12月17日	西北油田分公司	油田环验[2020]133号	2020年4月20日
3	中国石化西北油田分公司顺北区块2018年新建产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审[2019]140号	2019年8月8日	中国石化西北油田分公司顺北区块2018年新建产能建设项目(一期)于2021年12月16日通过自主验收		
4	顺北油气田环保站建设工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审[2019]317号	2019年12月9日	顺北油气田环保站建设工程(一期)于2021年12月15日通过自主验收		
5	顺北油气田2021年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审[2021]79号	2021年5月26日	顺北油气田2021年产能建设项目(一期)于2023年9月16日通过自主验收		
6	顺北油气田2022年产能建设项目	阿克苏地区生态环境局	阿地环审[2022]28号	2022年1月24日	顺北油气田2022年产能建设项目(一期)于2024年3月10日通过自主验收		
7	顺北油气田2023年产能建设项目	阿克苏地区生态环境局	阿地环审[2023]126号	2023年2月27日	建设中		
8	顺北油气田2024年产能建设项目	阿克苏地区生态环境局	阿地环审[2023]711号	2023年12月26日	建设中		
9	环境风险应急预案	西北油田分公司采油四厂突发环境事件应急预案	《西北油田分公司采油四厂突发环境事件应急预案》备案编号：652924-2021-140				
10	排污许可执行情况	采油四厂	2020年4月21日,西北油田分公司采油四厂申领了排污许可证(证书编号:91650000742248144Q021Z)				

续表 3.1-4 顺北油气田环评及验收情况一览表

序号	建设项目名称	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
11	环境影响后评价执行情况	顺北区块建设项目环境影响后评价报告书	2023年6月20日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅备案意见(新环环评函[2023]414号)				

3.1.3 顺北油气田环境影响回顾评价

根据现场踏勘情况及调查结果，对顺北油气田分别从生态影响、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 生态环境影响回顾

(1) 占地影响回顾分析

开发建设对生态的影响主要表现为占地影响，分为临时占地和永久占地。施工期临时占地会造成占地范围内植被破坏、土壤扰动及水土流失等影响，永久占地会改变土地利用类型，造成生态景观破碎化等影响。

通过对顺北区块不同开发期卫星影像图解译数据分析可见，油田开发区域沙地面积较大，总体上植被盖度较低，因油田开发引起土地利用类型变化不大，变化主要发生在荒漠生态系统内部，大部分保持原有荒漠景观，局部新增工矿用地。

据统计，油田开发占地面积约为 1391.75hm²，其中永久占地 297.6319hm²，临时占地面积 1094.126hm²，主要占地类型为沙地。单井永久占地 60×60m，临时占地 120×110m，单井和站场永久占地范围内无植被，地表平整压实，铺垫砾石层。各类管线临时影响范围均在管道两侧各 5m 的范围之内。工程完工后覆土回填，除管廊上方回填土高于原地表，其余临时占用地方清理平整并恢复地表。道路临时影响范围均在道路中心线两侧各 5m 范围之内，工程完工后对公路两侧的施工迹地进行平整。

(2) 植被环境影响回顾分析

油田开发建设对植被的影响主要表现在钻井期，根据油田开发特点，

对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油田公路修建及管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。其次污染物排放也将对天然植被产生一定的不利影响。顺北油气田经过了多年的开发后，现在已占用了一定面积的土地，使永久占地范围内的荒漠植受到一定程度的破坏。整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。

①永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场、站场占地。根据现场调查情况，顺北油气田的道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场（顺北油气田联合站、顺北 1 处理站等）有护栏围护。油田内部永久占地范围的植被完全清除，主要为柽柳、芦苇等，西北油田分公司已严格按照有关规定办理建设用地审批手续。

②临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地，施工结束后对临时占地进行清理平整和恢复。根据现场调查，本项目井位大部分位于沙漠地区内，流动沙丘，基本无植被覆盖，可忽略不计，植物群落类型单一，结构简单，生物量低，群落稳定性差，植被覆盖度小于 5%，施工期间对周围植被影响有限，并且随着施工结束影响也随之结束。在道路及管线固沙范围外铺设了草方格，一定程度上起到了很好的防风固沙作用。

油气田进入正式生产运营期后，地表土壤、植被也将不再受到扰动，不会再对区域内的自然植被产生新的和破坏的影响，正在逐步的自然恢复过程中。

(3) 野生动物影响回顾分析

根据现场踏勘和走访调查，顺北区块内野生动物种类、数量均不丰富，主要为爬行类、小型鸟类等，油田开发建设施工期对动物的影响，主要是运输、施工噪声和人为活动，迫使动物离开场站和管道沿线区域，其适应性较强，较容易在油田开发后找到替代生境；对区域野生动物的影响不属于永久性和伤害性影响，只是造成短时间的干扰，随着施工结束，对野生动物的干扰也随之消失。油田进入生产期，人为影响程度趋于平稳，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感（两栖类、爬行类、小型鸟类）的种类，又可重新返回油田区

影响较弱的地带生存。同时油田开发在施工过程中加强对施工人员活动区域的控制，减少对野生动物的干扰，未发生捕猎野生保护动物的现象。因此，油田开发活动对野生动物种群和数量影响较小。

(4) 已采取的生态保护措施有效性评价

① 井场和站场

钻井工程结束后，对井场永久占地范围内地表结合区块地表特点，铺设了水泥板，采取了必要的硬化措施，以减少侵蚀量。井场永久性占地面积在 60m × 60m，完全符合施工设计要求。施工完成后，地面均进行了砾石铺垫处理。因沙地生态环境极其脆弱，永久用地的硬化地面起到了防风固沙的作用，且优于铺设沙障措施效果，因此在沙地场站内设备拆除、井口封堵后，场站内水泥基础或砾石地面保留原状。



图 3.1-1 顺北油气田区域现有井场情况

② 管线和道路

项目区临时占地的植被恢复以自然恢复为主，人工植树为辅。油区主干路为沥青路面，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，禁止车辆乱碾乱轧的情况发生，不得随意开设便道。据现场调查，同时顺北油气田在流动沙丘地带及荒漠地带在管垄上方铺设了 10m 左右的草方格（1m × 1m），在道路上风侧铺设 50m 宽草方格，在下风向侧铺设 30m 宽草方格（1m × 1m），在顺北油田五号联合站、应急指挥中心、各计量阀组站及混输泵站拉油流程周边均栽植了草方格（1m × 1m），在固沙范围外铺设了草网阻沙栅栏，一定程度上起到了很好的防风固沙作用。在顺北油田五号联合站、应急指挥中心柏油道路两侧栽植草方格的同时人工种植了近

4000 株梭梭草等耐旱植被，为顺北区块生态环境起到了一定的正向改善作用。

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

综上所述，据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被。井场内临时性占地的地表基本裸露，没有植被恢复；管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢。道路沿线草方格出现破损的情况，本次评价已提出整改方案，要求定期对草方格、沙障进行维护。综上所述，环评及环评批复提出的生态保护要求基本得到落实。

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

根据油气田开发建设的特点分析，顺北油气田开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构将受到影响。

此外，营运期过程中，来自井场、计量阀组站产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如单井管线泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少。加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由沙雅深蓝环保科技有限公司负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

以顺北油气田历年的环评土壤监测数据及本次评价土壤环境质量现状监测数据为依据，各监测点均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因顺北油气田的开发建设而明显增加。

3.1.3.3 水环境影响回顾

施工期钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水同泥浆进入泥浆不

落地系统固液分离后，废水全部回用，不外排；井场钻井期间建设 1 座撬装式污水处理站，采用“AO+MBR”处理工艺，生活污水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)中表 2 的 B 级标准，用于生活区、井场及通井路降尘；管道试压废水试压结束后用于洒水抑尘；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，加碱中和后拉运至顺北油田绿色环保站处理，处理达标后回注。

运营期顺北油气田采出水经顺北 1 处理站及五号联合站污水回注系统处理，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后，根据井场注水需要回注地层。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至顺北油田绿色环保站处置，处置后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后回注，未外排。根据西北油田分公司的规定，落地原油 100%进行回收；目前生产过程产生的含油污泥和罐底油泥均委托沙雅深蓝环保科技有限公司进行处理，未对水环境产生不利影响。

本次评价搜集顺北油气田历年的环评、顺北区块地下水例行监测及后评价阶段中地下水环境质量现状监测数据，与本次评价期间实地进行的地下水环境质量监测数据进行比对，存在溶解性总固体、总硬度、氯化物和硫酸盐、氟化物等有不同程度的超标，其余各项满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准要求，超标的主要原因与当地水文地质条件有关；石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准要求。

综上所述，顺北油气田在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的地下水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效；油田开发未对当地浅层地下水环境产生明显不良影响。

3.1.3.4 大气环境影响回顾

根据现场调查，顺北油气田内现有的各井场采出原油集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，井口密封并设紧急截断阀，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃及硫化氢逸散排放。运营期站场、井场等锅

炉及加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。根据采油四厂例行监测数据及《顺北区块建设项目环境影响后评价报告书》中开展期间进行的污染源监测数据进行区块现状大气污染物达标情况分析。

(1) 有组织废气监测结果分析

有组织监测结果见表 3.1-5。

表 3.1-5 代表性场站有组织废气监测结果一览表

监测点位	监测时间	颗粒物		二氧化硫		氮氧化物		烟气黑度
		浓度(mg/m ³)		浓度(mg/m ³)		浓度(mg/m ³)		
顺北联合站 4#导热油炉	2022 年 4 月 28 日	7.2		<3		24.3		<1
	2022 年 4 月 29 日	7.9		<3		24		<1
顺北联合站 蒸汽锅炉	2022 年 4 月 28 日	11.7		<3		57.7		<1
	2022 年 4 月 29 日	12		<3		62		<1
标准限值		20	/	50	/	200	/	≤1
达标情况		达标	/	达标	/	达标	/	达标

由表 3.1-2 可知，顺北五号联合站燃气蒸汽锅炉、导热油炉烟气中颗粒物、SO₂、NO_x、烟气黑度，均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中表 2 新建锅炉大气污染物浓度排放限值要求。同时根据《关于加快推广实施燃气锅炉间壁式烟气余热回收利用技术规范和燃气锅炉烟气再循环降氮技术规范两项地方标准的通知》的要求，西北油田分公司采油四厂已对顺北油气田内 8 座加热炉等安装低氮燃烧器，大大降低了氮氧化物的排放。

(2) 无组织废气监测结果分析

无组织废气结果见表 3.1-6。

表 3.1-6 代表性场站无组织废气监测结果一览表

监测点		监测时间	非甲烷总烃			H ₂ S		
			浓度范围 (mg/m ³)	标准 限值	达标情 况	监测结果 (mg/m ³)	最高 值	标准 限值
顺北油田 联合站厂 界外	上风口 1#	2021.7.31	0.53~0.67	4.0	达标	未检出	0.06	达标
	下风口 2#		0.40~0.41			未检出		
	下风口 3#		0.38~0.51			未检出		

	下风口 4#	2021.8.1	0.40~0.45	4.0	达标	未检出	0.06	达标
	上风口 1#		0.70~ 0.79			未检出		
	下风口 2#		0.66~ 0.83			未检出		
	下风口 3#		0.75~ 0.84			未检出		
	下风口 4#		0.40~ 0.58			未检出		
顺北 5 混 输泵站 厂界	上风向 1	2023.1.12	1.12~1.2	4.0	达标	未检出	0.06	达标
	下风向 2		1.14 ~ 1.2			未检出		
	下风向 3		1.11 ~1.22			未检出		
	下风向 4		1.09~1.16			未检出		
顺北 7 井 井场厂界	上风向 1	2023.1.13	1.1~ 1.17	4.0	达标	未检出	0.06	达标
	下风向 2		1.1~1.18			未检出		
	下风向 3		1.16~1.22			未检出		
	下风向 4		1.15~1.21			未检出		

监测结果表明，油田内联合站、计量阀组站及井场等场站无组织废气排放中的硫化氢浓度满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 中新改扩建二级标准限值 0.06mg/m³；无组织废气中非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求。

(3) 环境空气质量变化趋势与分析

以顺北油气田历年的环评、后评价中环境空气质量监测数据及本次评价环境空气质量环境质量现状监测数据为依据。顺北油气田区域 SO₂、NO₂、PM₁₀监测值仅在小范围内上下波动，变化不大，SO₂、NO₂日均值全部满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级标准的要求，PM₁₀日均值全部超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级标准的要求，PM₁₀超标主要是由于当地气候条件干燥、季节性沙尘天气影响。历次监测中，H₂S 均未检出，非甲烷总烃上下波动，变化不大，全部满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准要求。

综上所述，说明加热炉等有组织废气污染防治措施、各站场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及批复落实；区域环境空气质量保持稳定，环境空气中的非甲烷总烃和 H₂S 并未因顺北油气

田的开发建设而明显增加。

3.1.3.5 固体废物影响回顾

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主要来自于集输过程中产生的含油污泥及废矿物油，还有少部分的生活垃圾、废机油。钻井废弃物影响集中在井场内，各阶段均按照相关的环保规范进行了管理，现场未发现废弃泥浆遗留。钻井泥浆及岩屑经“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理，达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T3999-2017)、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)标准中相应指标要求，用于铺垫井场和井场道路；含油污泥由沙雅深蓝环保科技有限公司负责接收、转运和处置；生活垃圾堆放在指定地点，定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处理。废机油一般来自机泵等机械设备维修、维护产生的润滑、更换机油，维修检修期间交第三方有资质单位处理。

综上所述，项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物没有对周围环境产生重大不利影响。

3.1.3.6 声环境影响回顾

油田钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域内造成影响。但随着距离的增大，钻井施工噪声有一定程度的衰减，钻井过程为临时性的，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。根据《顺北区块建设项目环境影响后评价报告书》中开展期间进行的污染源监测数据进行区块现状噪声达标情况分析。

表 3.1-7 代表性站场噪声监测结果一览表

监测点		昼间				夜间			
		第一天	第二天	标准 限值	达标 情况	第一天	第二天	标准 限值	达标 情况
顺北油田五号联合站	东	42	42	60	达标	39	39	50	达标
	南	51	51			48	48		
	西	45	45			43	43		

	北	46	46			43	44		
顺北 53 拉 油站	东	41	41	60	达标	37	38	50	达标
	南	43	43			38	38		
	西	39	39			37	36		
	北	39	39			36	37		

顺北油气田内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、阀组站及联合站各类机泵。由上表可知，顺北油气田井场、阀组站及联合站等厂界噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准值。因此油田落实了设计及环评提出的噪声污染防治的相关措施，区块开发对周围声环境的影响可行，在采取有效声污染防治措施后不会导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

3.1.3.7 环境风险回顾

顺北油气田隶属于采油四厂管理。西北油田分公司采油四厂编制了《西北油田分公司采油四厂突发环境事件应急预案》，并在完成了备案(备案编号：652924-2021-140)。顺北油气田采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

3.1.3.8 与排污许可衔接情况

2020 年 4 月 21 日，西北油田分公司采油四厂申领了排污许可证(证书编号：91650000742248144Q021Z)，有效期限自 2020 年 4 月 21 日至 2025 年 4 月 20 日止；根据《排污口规范化整治技术要求(试行)》(环监[1996]470 号)、《〈环境保护图形标志〉实施细则》(环监[1996]463 号)、《环境保护图形标志》(GB15562.1-1995)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)，采油四厂建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并定期按照监测计划实施监测。

3.1.4 现有工程污染物年排放量

根据《顺北区块建设项目环境影响后评价报告书》污染物年排放量核算结果，现有工程污染物年排放情况见表 3.1-8。

表 3.1-8 顺北油气田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 ₂ S		
现有工程排放量	4.94	1.45	47.32	249.551	2.5	0	0

3.1.5 存在环保问题及整改措施

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，区块内现有完钻井井场已进行了平整，井口周边区域进行了硬化，井区的巡检道路采用砂石路面，井场规范。具体存在的问题如下：

- (1)重点场站、储罐、装卸区密封点的 VOC₂的控制和管理措施不够完善；
- (2)信息公开不够规范；

整改方案：

目前存在的问题已纳入采油四厂区 2024 年度~2025 年度整改计划中，已落实到具体的责任部门，并明确了资金来源。建议整改方案如下：

(1)按照国家、地方环保法规、标准，开展 VOC₂排放的日常监测工作，并保证相关监测数据的完整性和有效性；

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

3.2 相关工程

相关工程为顺中 412X 井(勘探井)钻井工程，目前顺中 412X 井(勘探井)已完钻。

3.2.1 基本情况

相关工程基本概况见表 3.2-1。

表 3.2-1 在建工程基本概况一览表

内容	名称
	顺中 412X 井(勘探井)钻井工程
位置	新疆阿克苏地区沙雅县境内
坐标	*

设计井深	831m
完钻原则	钻至目的层完钻
完井形式	套管完井

3.2.2 三同时执行情况

相关工程三同时执行情况见表 3.2-2。

表 3.2-2 在建工程环评及验收情况一览表

序号	建设内容	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	顺中 412X 井(勘探井)钻井工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审[2024]214号	2024年3月29日	正在组织验收		

3.2.3 相关工程产排污节点

结合环评阶段产污节点识别及现场调查情况，废气污染源主要为施工扬尘和放喷废气，施工扬尘采取车辆减速慢行、加盖苫布等措施；放喷持续时间较短，随着放喷作业结束，对环境影响将消失。废水污染源主要为钻井废水、酸化压裂废水和生活污水，钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，运至顺北油田绿色环保站处理；生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于生活区、井场及通井路降尘。噪声污染源主要为泥浆泵噪声、钻机噪声、压裂噪声和放喷气流噪声，采取选用增加隔震垫、弹性材料等减振措施；固体废物主要为钻井岩屑、钻井泥浆废弃物和生活垃圾。岩屑及废泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等；含油废物收集后暂存于危险废物临时贮存间，由区域具有危废处置资质的公司接收处置；生活垃圾定点收集，定期由库车城乡建设投资(集团)有限公司负责拉运处置。

3.2.4 环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场调查顺中 412X 井(勘探井)已落实环评批复要求，未发现环境问

题。

3.3 拟建工程

3.3.1 基本概况

拟建工程基本情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 拟建工程基本情况一览表

项目		基本情况		
项目名称		顺中 412 斜井探转采工程		
建设单位		中国石油化工股份有限公司西北油田分公司		
建设地点		新疆阿克苏地区沙雅县境内		
建设性质		改扩建		
建设周期		120d		
总投资		项目总投资 9340.54 万元，其中环保投资 200 万元，占总投资的 2.14%		
占地面积		占地面积 8.48km ² （永久占地面积 3.34km ² ，临时占地面积 5.14km ² ）		
建设规模		项目建成后日产气 8 万 m ³ 、日产凝析油 40t		
工程内容	主体工程	钻前工程	建设井场、设备基础施工、池体开挖与防渗等	
		钻井工程	新钻顺中 412X 开发井 1 口，井深 8314m 斜，目的层奥陶系一间房组和鹰山组	
		储层改造工程	射孔采用管柱传输射孔工艺，储层改造采用酸化压裂工艺	
		油气集输工程	采气井场	新建顺中 412X 井场 1 座
	管道工程		新建集输管线 5.6km	
	公辅工程	供电工程	新建 1 条 35kV 电力线为顺中 412X 井场供电，新建 35kV 电力线路约 4.2km。	
		给排水	采出水随油气混合物输送至五号联合站处理，处理后作为注水水源加以利用；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至顺北油田绿色环保站处理。	
	公辅工程	供热工程	采用井口加热集输工艺，加热对象为井口油气混合物，通过电磁加热器加热后外输	
		自控工程	井场设置油压、回压、油温监测仪表，井口配置硫化氢气体检测、可燃气体检测，中频加热器出口设置温度检测仪表井口设置 RTU，采集仪表信号并上传上级站场	
		道路工程	新建井场道路 6.2km，井场道路宽约 5m，用砂石路面结构	
环保工程	废气	施工期：采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行； 运营期：采取密闭集输工艺； 退役期：采取洒水抑尘的措施；		

续表 3.3-1 拟建工程基本情况一览表

项目		基本情况	
工程内容	环保工程	废水	<p>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；酸化压裂废水收集在酸液罐内，拉运至顺北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；</p> <p>运营期：运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随油气混合物一起进入五号联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至顺北油田绿色环保站处理；</p> <p>退役期：无废水产生</p>
		噪声	<p>施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间；</p> <p>运营期：选用低噪声设备、基础减振；</p> <p>退役期：合理安排作业时间</p>
		固体废物	<p>施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；岩屑随泥浆一同进入不落地系统进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，水基钻井岩屑经无害化处理装置进一步处理后，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值要求(含油率<0.45%)后用于铺垫油区内的井场、道路等；油基泥浆钻井岩屑送至塔河油田绿色环保站处理；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；撬装式污水处理站产生污泥经脱水装置脱水处理后，与生活垃圾一起送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置；</p> <p>运营期：运营期产生的落地油及废防渗材料均属于危险废物，桶装收集后依托区域具有危废处置资质的公司接收处置；</p> <p>退役期：建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵</p>
		生态	<p>施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；</p> <p>运营期：管道上方设置标志，定时巡查井场、管道；</p> <p>退役期：洒水降尘，地面设施拆除</p>
		环境风险	<p>施工期：井场设置放喷池、岩屑池及火炬；</p> <p>运营期：管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪、硫化氢检测仪</p>

3.3.2 油气资源概况

(1) 凝析油性质

顺中 412 斜井位于顺北二区 4-1 号断裂带，无流体性质，本次均参照附近顺北二区 6 号带油气物性。根据顺北 6 号凝析油分析资料，凝析油密度分布在

0.7502~0.7772g/cm³，属轻凝析油~挥发油；凝析油动力粘度在 1.02mPa·s~1.75mPa·s 之间变动，平均值为 1.19mPa·s，为低粘凝析油；凝析油凝固点在-4~-24℃，平均<-15.17℃，属于低凝油；凝析油含硫量在 0.0157%~0.164%，平均值 0.0457%，属于低含硫凝析油；含蜡量在 0.21%~2.8%，平均为 1.32%，属于中含蜡凝析油；初馏点数值介于 48~92℃之间，凝析油初馏点平均值 66.9℃，属高初馏点凝析油。

综上所述，顺北 6 号地面属于低凝固点、高初馏点、低粘度、中含蜡、低含硫的凝析油。

(2) 天然气性质

天然气均为凝析气，天然气组分差异较大，相对密度平均 0.65，甲烷含量平均 88.08%，重烃气(C₂⁺)平均 6.24%，干燥系数为 0.94，氮气含量平均 2.1%，二氧化碳含量平均 3.32%。顺北 8 号断裂带硫化氢含量分布在 638~1848mg/m³，平均为 1200mg/m³，硫化氢含量平均 0.143%(质量分数)，属于凝析气藏特征。

(3) 地层水性质

目前 4-1 号断裂带投产井均未见地层水，参考顺北二区 4 号带地层水物性。目前，顺北二区 4 号带见水井矿化度<10000mg/L，氯根含量小于 2000mg/L。

3.3.3 主要技术经济指标

拟建工程主要技术经济指标见表 3.3-2。

表 3.3-2 拟建工程主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
1	钻井	新钻井	口	1
2		井场道路长度	km	6.2
3	采气井场	新建采气井场	口	1
4		日产凝析油	t/d	40
5		日产天然气	10 ⁴ m ³ /d	8
6		集输管线	km	4.2

7	综合指标	总投资	万元	9340.54
8		环保投资	万元	200
9		永久占地面积	hm ²	3.34
10		临时占地面积	hm ²	5.14
11		劳动定员	人	不新增
12		工作制度	h	8760

3.3.4 工程组成

本项目主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程及封井工程五部分内容，项目总平面布置图见附图 2。

3.3.4.1 钻前工程

钻前工程施工内容包括建设井场、井场道路、设备基础施工、池体开挖与防渗等；共计新建井场道路 2km，井场道路宽约 5m，用砂石路面结构。

主要工程内容及工程量见表 3.3-3。

表 3.3-3 井场钻前工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
1	井场面积	长×宽	m ²	14300	新建，130m×110m
2	钻井平台	--	套	1	新建
3	非磺化岩屑池	500m ³	个	1	“环保防渗膜+水泥压边”防渗
4	磺化岩屑池	500m ³	个	1	“环保防渗膜+水泥压边”防渗
5	主放喷池	100m ³	个	1	“环保防渗膜+水泥压边”防渗
6	副放喷池	100m ³	个	1	“环保防渗膜+水泥压边”防渗
7	施工营地	--	m ²	3500	新建
8	井场道路	--	km	6.2	新建

3.3.4.2 钻井工程

(1) 井位部署

本次共部署新钻 1 口直井，井位部署见表 3.3-4。

表 3.3-4 井位部署一览表

序号	井号	井型	井口坐标		目的层	井深(m)
			经度	纬度		
1	顺中 412X	斜井	83° 14' 25.3018"	39° 58' 18.3523"	奥陶系一间房组和鹰山组	8314

(2) 井身结构

设计三级井身结构，详见图 3.3-1。

(3) 钻井液体系设计

一开：采用膨润土~聚合物体系，防止表层窜漏、松散地层垮塌。

二开：二开上部(2000m~3900m)采用聚合物体系，增强包被抑制性，加足超细碳酸钙类封堵剂，保证泥饼质量。二开下部(3900m~7516m)聚磺体系。

三开：采用油基体系，做好润滑防卡、防漏及储层保护工作。

项目钻井液主要为水基泥浆及油基泥浆，不涉及重金属、有毒有害物质；同时由于钻井液体系涉及西北油田分公司商业秘密、技术秘密，故本次不再对钻井液相关信息分析。

(4) 钻机选型

钻井使用 ZJ80D 型钻机，另外钻井作业过程中，配套齐全辅助设备、救生消防装备。

(5) 钻井周期

钻井完井周期 120 天。

(6) 主要设备设施

钻井工程主要施工设备为机械钻机、运输车、装载机及配套设施，设备设施情况见表 3.3-5。

表 3.3-5 井场钻井施工所用机械一览表

项目组成	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
钻井工程	机械钻机	ZJ80 钻机	—	—	1 套
	井架	JJ450/45-X	4500	kN	1 套
	底座	DZ450/10.5-X	4500	kN	1 套

	绞车	JC70LDB	1470	kW	1 套
	天车	TC450	4500	kN	1 套
	游车/大钩	YC450/DG450	4500	kN	1 套
	水龙头	SL450-5	4500	kN	1 套
	转盘	ZP375	5850	kN	1 套
	泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	2 台
	循环罐	—	60	m ³	7 个
	振动筛	—	—	m ³ /h	2 台
	除气器	ZCQ220	240	m ³ /h	1 台
	钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m ³ /h	1 台
	离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m ³ /h	1 台
	液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m ³ /h	1 台
	环形防喷器	FH35-35	35	MPa	1 套
	单闸板防喷器	FZ35-70	70	MPa	1 套
	双闸板防喷器	2FZ35-70	70	MPa	2 套
	压井管汇	YG78/103-70	70	MPa	1 套
	节流管汇	JG78/103-70	70	MPa	1 套
钻井工程	运输车辆	—	—	辆	10
	装载机	—	—	辆	2

(7) 原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等，钻井期用电通过附近电网引入。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。井场原材料消耗与井身结构有关，井场原材料消耗量情况见表 3.3-6。

表 3.3-6 井场钻井工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
1	水	m ³	1580	—	配制泥浆
2	水泥+硅粉	t	837	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	140	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	23	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	11	烧碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水，其水溶液呈碱性。为无色晶体，结晶水不稳定，易风化，为强电解质，具有盐的通性和热稳定性	用于调节钻井液 pH 值
6	大分子聚合物 /80A51/ NM1-4 等	t	5	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性	钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂
7	羧甲基纤维素 /CMC-LV 等	t	3	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	4	低粘度乳液聚合物，钻井液稳定剂、增粘和降滤失剂	钻井液降滤失剂
9	小分子聚合物 /双聚铵盐 NP-2 等	t	4	聚丙烯腈复配铵盐	钻井液降滤失剂
10	抗温降滤失剂/HX-E/ TSH-2 等	t	30	树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善泥饼质量，具有抗盐和抗高温特点	钻井液降滤失剂
11	磺化酚醛树脂 /SMP-2/3	t	25	水溶性树脂，玫瑰红透明色粘稠液体，耐高温降失水，同时有防塌、控制粘度的作用，抗盐性能好	钻井液处理剂
12	磺化褐煤树脂 /SPNH	t	15	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	200	主要成分 BaSO ₄ ，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm ³	钻井液加重剂
14	加重剂/石灰石粉	t	50	主要成分 CaCO ₃ ，可溶于含 CO ₂ 的水，可溶于盐酸等无机酸，以减轻对油层的污染	钻井液加重剂
15	除硫剂	t	5	主要成分碱式碳酸锌，白色细微无定形粉末，无臭、无味	钻井液除硫剂
16	防塌剂 (胶体)/SY-A01 等	t	20	黑色胶状物、均匀分散，无漂浮固状物	钻井液絮凝剂、页岩抑制剂防塌剂
17	防塌剂(粉 剂)/FT-1A/KH-N /DYFT-2	t	25	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
18	润滑剂 /PRH-1/TRH-1	t	15	仿烃类衍生物复配，棕褐色液体	钻井液润滑剂
19	氯化钾	t	30	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	提高钻井液粘度和切力，抑制盐岩井段盐溶，钻井液防塌剂

20	超细碳酸钙	t	10	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙	钻井液酸中和剂, 调节泥浆 pH 值
21	固体润滑剂/SHR-102 等	t	12	特种树脂, 黑色粉末	钻井液抗盐抗高温降滤失剂
22	随钻堵漏剂/TYSD-1/TP-2 等	t	8	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功能, 粘附性强, 不受电解质污染影响, 无毒, 无害。	堵漏密封性漏失, 钻井液随钻堵漏剂
23	润滑剂	t	14	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
24	钻井液用润滑剂/LU-99	t	12	白油(95%)	改善油基钻井液润滑性, 钻井液润滑剂
25	矿物油基泥浆系统	t	20	矿物油, 石油馏分	配制油基泥浆

3.3.4.3 储层改造工程

(1) 储层改造工艺

采用胍胶压裂液造长缝, 黄原胶非交联压裂液/滑溜水激活天然裂缝; 采用不同酸液体系进行近、中、远井区域的刻蚀。结合本区块改造的需求, 具体用液组合需根据不同改造工艺优选改造液组合。由于涉及商业机密, 本次酸化压裂液未给出具体配比和详细成分。

(2) 改造材料及配方

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

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

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

(3) 酸压设备配置

酸压施工设备分为地面动力机械设备和井下工具, 具体设备设施情况见表 3.3-8。

表 3.3-7 井场酸压施工所用机械一览表

设备或部件名称	主参数	单位	数量
运输车辆	—	—	5 辆
电缆绞车	—	—	1 辆
混砂车	—	—	6 辆
供液系统	—	—	1 套
压裂车	20	m ³	6 辆
酸罐车	20	m ³	6 辆
加压泵组	—	—	2 套
废液收集罐	30	m ³	10 个
钻采一体化井口装置	—	—	1 套
三相计量分离器	—	—	1 套
凝析油储罐	50	m ³	4 个
放空火炬	—	—	1 个

3.3.4.4 油气集输工程

(1) 采气井场

拟建工程新建顺中 412X 采气井场，设计规模为日产气 8 万 m³、日产凝析油 40t。井口采出液经节流后去集输管道，采气树设有地面安全截断阀，该阀在压力超高或超低时可自动关闭，具备远传接口，可实现远程关井；井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至上级站场；井场无人值守，定期巡检。井场主要工程内容见表 3.3-8，运营期井场平面布置图见附图 6。

表 3.3-8 拟建工程采气井场主要工程内容一览表

序号	设备名称	单位	数量	备注
1	井口撬	座	1	—
2	甲醇加药撬	座	1	50L/h
3	电磁加热器	套	1	240kW
4	角式节流阀	套	1	DN150 PN260
5	多相流量计	台	1	--
6	可燃气体检测报警仪	台	1	--
7	硫化氢检测报警仪	台	1	--

8	智能压力变送器	台	2	--
9	智能一体化温度变送器	台	2	--
10	井口 RTU	台	1	--
11	甲醇储罐	座	1	V=3m ³ H=2m D=1.4m 储存物质：甲醇

(2) 管道工程

拟建工程新建集输管线 4.2km。

表 3.3-9 集输管线部署一览表

序号	类别	起点	终点	长度(km)	敷设方式	管径和材质
1	集输管线	顺中 412X 井	顺中 4-6 井	4.2	埋地敷设	DN150 9.5MPa 柔性复合管

3.3.4.5 封井工程

随着天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井场将进入退役期。严格按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函[2020]72号)、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)要求进行施工作业，对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性。采用固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井，避免发生油水串层；对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌；临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

3.3.4.6 公辅工程

(1) 供电工程

井口建设杆上式变压器 1 台，并设杆上式户外配电箱，35kV 架空线路就近引接，线路材质 LGJ-120，长度 4.2km，配套建设单井及阀组站低压电缆及防静电设施。

(2) 给排水

① 给水

施工期工程用水主要包括钻井用水、生活用水及管线试压用水。钻井用水由罐车拉运至井场，井场生产用水量共计约 1580m³，主要用于配制泥浆；生活用水由罐车拉至井场和生活区，井场工程井队人数约 60 人，完井周期 120 天，按生活用水量 100L/d·人计，生活用水量总计约 720m³。管道试压用水由罐车拉运至井场，用水量共计约 16m³，主要用于管道试压。

运营期井场为无人值守场站，无生产及生活给水。

②排水

施工期废水主要为生活污水、钻井废水、试压废水、酸化压裂废水。生活污水产生量约 576m³，井场钻井期间单独建设 1 座撬装化污水处理站，采用“AO+MBR”工艺，生活污水经过“格栅+调节池+厌氧池+生物接触氧化池+二沉池+MBR 膜池+消毒池”处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB 65 4275-2019)表 2 的 B 级标准后用于荒漠灌溉。钻井废水约为 416m³，由临时罐体收集，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 16m³，试压结束后用于洒水抑尘；酸化压裂废水约为 600m³，采用专用废液收集罐收集，拉运至顺北油田绿色环保站处理，处理达标后回注。

运营期采出水随油气混合物输送至五号联合站处理，处理后作为注水水源加以利用；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至顺北油田绿色环保站处理。

(3) 自控工程

井场设置 1 套 RTU，井场新增仪表信号通过有线方式接入 RTU。RTU 通过新建光缆与通信设备将井场数据上传至五号联合站 SCADA 系统进行远程监控，并接受远程关井命令。

(4) 道路工程

随着油气田钻井的不断增多展开，油区内钻井路不断增多，形成更紧密的路网。本项目钻前工程需修建井场道路，井场道路从就近道路引接，共计新建井场道路 6.2km，井场道路宽约 5m，用砂石路面结构。

(5) 危废暂存间

本项目钻井期井场设置有一座撬装式危废暂存间(30m²)，危废暂存间的设置严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18957-2023)中有关规定进行防渗防腐处理，防渗层为至少 2mm 厚高密度聚乙烯，渗透系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s。危废暂存间内部主要存放钻井期间产生的危险废物，废机油、废防渗材料及废烧碱包装袋收集后暂存在井场危废暂存间内，由有危废处置资质单位接收处置。

3.3.4.7 环保工程

顺北油气田现有环保设施比较齐全，依托的五号联合站配套有采出水处理系统，区域还建有顺北油田绿色环保站。运营期采出水处理、落地油及废防渗材料危险废物处置均依托区域现有联合站配套设施和第三方有危废资质的单位处理，不新建环保工程。

3.3.5 工艺流程及产排污节点

3.3.5.1 施工期

本工程施工期分为钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程，工艺流程及排污节点分述如下：

3.3.5.1.1 钻前工程

钻前工程主要为在钻井井位确定后建设井场道路和井场建设。

(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，砂砾外购于沙雅县周边砂石料厂，采用自卸卡车运至施工现场，摊铺机摊铺，采用推土机压实，平地机整平，再用压路机碾压，确保底基层成活后顶面高程和压实度符合设计要求。

本项目油气田内部充分利用现有干线道路，修建从井场至干线道路的井场道路合计约6.2km，井场砂石路路基宽度为5m。

(2) 井场建设

根据井场平面布置图，首先对井场进行初步平整，然后利用挖掘机对应急

池、放喷池进行开挖，并利用场地凸起处的石方进行填方作业，对场地进行平整、对各撬装化装置基础进行硬化，由车辆拉运戈壁石对井场进行铺垫。

钻前工程主要废气为施工扬尘、施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为生活污水，生活污水排入一体化污水处理装置，经处理达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表2的B级标准后，用于荒漠灌溉。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为井场建设期间产生的土方、生活垃圾。井场建设期间产生的土方用于场地平整；生活垃圾定点收集，定期清运至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置(集团)有限公司负责拉运处置。

3.3.5.1.2 钻井工程

钻井工程主要为设备搬运及安装、钻井、录井、测井等。

钻井工程采用常规旋转钻井工艺，使用的钻机为电钻机，钻井期间供电从附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。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，利用其粘性和密度将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。

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。钻井用泥浆在泥浆罐内配制，在钻井过程中根据地层对泥浆性能的要求不同在循环泥浆中添加不同量原料，配制泥浆用原料暂存于井场泥浆罐区旁材料区内，配制时由人工破袋加入泥浆罐中。

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。由于砂样中混有上部地层的岩屑，工作人员通常会根据砂样中不同岩样的百分含量和最新出现的岩屑成分来确定岩性，并用钻时快慢区分砂岩、泥岩等。若是发现钻时快，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。

钻井工程使用放射源用于测井，提供服务的主要为顺北油气田服务的乙方单位，均已编制了测井用密封型放射源项目环境影响报告表，并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》。

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段井筒或保证顺利开采生产层中的油气资源。

钻井工程表层钻井液为膨润土泥浆，钻井时泥浆会粘附在井壁上，平衡地层压力，切断钻井液与地下水水力联系，一开后及时对井筒下入套管，进行水泥固井，可彻底切断井筒钻井液与地下水的水力联系。

本工程钻井期间主要废气为施工扬尘、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。废水主要为钻井废水及生活污水，钻井废水由临时罐体收集，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；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。固体废物为钻井期间产生的生活垃圾、钻井泥浆及岩屑、机械检修时会产生少量废机油等；水基泥浆钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后进入无害化处理装置进一步处理，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地筛选值后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；油基泥浆钻井岩屑送至塔河油田绿色环保站处理；废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料收集后暂存于撬装式危废暂存间中，由区域具有危废处置资质的公司接收处置；撬装式污水处理站产生污泥收集、合规暂存，和生活垃圾一同清运至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

3.3.5.1.3 储层改造工程

层改造工程主要为射孔、酸化压裂、测试放喷等工艺。

(1) 射孔

钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹将井管射成蜂窝状孔，使油气自喷流入井管采出。

(2) 酸化压裂

酸化压裂主要用于油层的改造。经按比例配制好的压裂液、酸化液由压裂车及酸罐车拉运至井场暂存，通过混砂车将压裂液及支撑剂按一定比例混合后，利用地面加压泵组，向地层注入高于地层破裂压力的前置液，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝，继续将带有支撑剂（石英砂、陶粒）的压裂液注入裂缝中，支撑剂留在地层中，形成填砂（或陶粒）裂缝带。造成人工裂缝后，继续泵注酸液，依靠酸液和地层的不均匀溶蚀，把裂缝壁面刻蚀成凹凸不平的表面，可提高油层渗透性，从而达到增产的目的。停泵后，酸化压裂废水自喷返排至地面专用废液收集罐中，运至顺北油田绿色环保站处理。

(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。

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

储层改造工程主要废气为放喷期天然气燃烧产生的废气及施工机械尾气。废水主要为生活污水及酸化压裂废水，生活污水经井场撬装式污水处理站处理达标后，用于荒漠灌溉；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，运至顺北油田绿色环保站处理。噪声为酸压设备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，定期清运至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

3.3.5.1.4 油气集输工程

(1) 井场建设

设置施工车辆临时停放场地，将电磁加热器等设备拉运至站场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气，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；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；固体废物主要为生活垃圾，定期清运至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

(2) 管线敷设

管线敷设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 3.3-3。



图3.3-3 施工方案工艺流程图

① 施工准备

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

② 管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线及天然气管线保持一定距离：距离地下现有凝析油天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽0.8m，沟深1.6m，管沟边坡比为1:1，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电(光)缆交叉时，净距不小于0.5m，并对电(光)缆采取角钢围裹

的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。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。

③管道穿(跨)越

管道穿越井场道路穿越采用大开挖的穿越方式。有套管穿越公路时，套管顶的埋深 $\geq 1.2\text{m}$ ，套管应伸出公路边沟外 2m。保护套管采用钢筋混凝土套管，并满足强度及稳定性要求。

③管道连接与试压

柔性复合管现场常采用扣压接头活螺纹连接，连接完成后进行吹扫，吹扫介质采用压缩氮气，吹扫完成后进行注水试压。集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由管内排出后进入下一段管线循环使用，试压完成后用于洒水抑尘。

④井场配套设备安装及连头

将配套设备和井场设备拉运至井场，并完成安装工作。管线施工完成后在井场将管线与配套阀门连接，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，然后采用原土进行大回填，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，作为管道上方土层沉降富余量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。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。

管线施工过程中废气污染源为施工扬尘、施工机械及运输车辆尾气，土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；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；废水污染源主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后用于洒水抑尘；

固体废物为管沟开挖产生的土方及生活垃圾，土方施工结束后用于回填管沟及场地平整；生活垃圾定期清运至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

3.3.5.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括油气开采、集输、井下作业。

(1) 油气开采

根据顺北油气田目前生产情况、油气藏性质和配产情况，选择采气方式为利用地层天然能量自喷开采。

(2) 油气集输

井口来气、液经油嘴一次节流后，通过甲醇加药橇将甲醇注入集输管线内，加注甲醇的主要作用为降低天然气露点温度，防止天然气中水合物的形成，还可防止管输过程中采出液的冻堵；加药后的采出液进入电磁加热器加热、二次节流后，由拟建集输管线混输至顺中4-6X井，最终送至天然气处理厂处理。气液混合物进入天然气处理厂进行油气分离，分离后的液相增压输至五号联合站进行处理，分离出的天然气至天然气处理系统处理。

(3) 井下作业

井下作业主要包括压裂、酸化、洗井、修井、清蜡、除砂、侧钻等。酸化、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、集输过程中废气污染源主要为井场无组织废气(G_1)，采取密闭集输工艺；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五号联合站处理达标后回注地层，井下作业废水送至顺北油田绿色环保站处理；噪声污染源主要为采气树(N_1)运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为阀门、法兰等设施凝析油渗漏及井下作业凝析油溅溢产生的落地油(s_1)、井下作业产生的废防渗材料(s_2)，属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置。

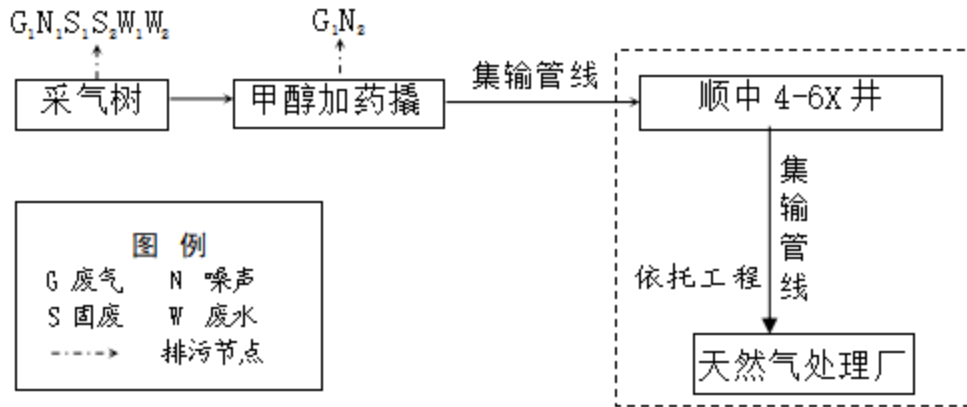


图 3.3-6 井场油气开采及集输工艺流程图

3.3.5.3 退役期

随着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。

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。

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；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

3.3.6 施工期污染源及其防治措施

本项目施工内容主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、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

施工过程中生态影响主要包括占用土地、对植被的破坏、对土壤的扰动等。

井场占地主要包括永久占地和临时占地，永久占地主要为井场、道路永久占地，将不可避免改变区域用地性质；临时占地主要包括管线临时占地、生活区临时占地，随着管线和井场施工的结束，临时占地可恢复原有使用功能。本项目要求管沟开挖时采取严格控制作业带宽度的措施。

井场、管线施工过程中，不可避免的对地表植被造成破坏，造成土壤扰动，容易导致水土流失。

3.3.6.2 废气

本项目施工过程中废气包括测试放喷废气、施工扬尘和车辆尾气。

(1) 测试放喷废气

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

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

(2) 施工扬尘

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

(3) 车辆尾气

在油田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO₂、NO₂、C₂H₂等，施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

3.3.6.3 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。根据类比目前顺北油气田钻井实际情况，井场产生的钻井废水约为0.05m³/m，本工程钻井进尺为8314m，产生的钻井废水约为416m³。钻井废水由临时罐体收集，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。

(2) 生活污水

井场工程井队人数约60人，完井周期120天，按生活用水量100L/d·人计，生活用水量总计约1680m³。生活污水产生量按用水量的80%计算则总产生量为720m³。生活污水中主要污染物为COD、BOD₅、NH₃-N、SS等；类比区域内气田现状，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576mg/L。井场钻井期间均建设1座撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺，经污水处理站处理后，出水可达到COD 60mg/L、BOD₅为20mg/L、NH₃-N为15mg/L、SS为20mg/L，可满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表2的B级标准，处理达标后的水用于区域荒漠灌溉。

(3) 管线试压废水

拟建工程集输管线试压介质采用中性洁净水，对于管线长度大于2km的管道，每2km试压一次，试压用水循环使用，对于管线长度小于2km的管线，全管段试压。根据项目管线长度及直径，试压用水量约为16m³，管道试压废水中主要污染物为SS，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后用于洒水抑尘。

(4) 酸化压裂废水

钻井固定完毕后，需进行压裂完井，在储层改造过程中排出的酸化压裂废

水中主要含有石油类、SS等。根据区域现有井场历史钻井数据，酸化压裂废水返排率为60%左右，项目钻井过程中井场改造液量为1000m³，则井场酸化压裂废水产生量为600m³，酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，运至顺北油田绿色环保站处理。

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、泥浆泵等，产噪声级在90~110dB(A)之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

3.3.6.5 固体废物

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、钻井泥浆、钻井岩屑、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、施工人员生活垃圾。

(1) 土石方

本项目共开挖土方 1.66 万 m³，回填土方 2.92 万 m³，借方 1.26 万 m³，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建井场和道路工程区需进行压盖，借方主要来源于沙雅县周边砂石料厂，本项目不设置取土场。本项目土石方平衡见下表 3.3-10。

表 3.3-10 土方挖填方平衡表 单位：万 m³

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	0.05	0.07	0.02	沙雅县周边 砂石料厂	0	—
道路工程	0.00	1.24	1.24		0	—
管道工程	1.61	1.61	0.00	—	0	—
合计	1.66	2.92	1.26	—	0	—

(2) 钻井泥浆

工程使用水基体系泥浆及油基泥浆，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，岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，送入井场内泥浆池中。

根据顺中 412x井深结构及泥浆体系计算，同时类比顺北区块同类型钻井井场钻井岩屑产生量情况，钻井期内产生的岩屑量最大为 2008m³，其中膨润土泥浆钻井岩屑 909m³，磺化泥浆钻井岩屑 849m³，油基泥浆钻井岩屑 250m³。

根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离出的水基钻井岩屑经无害化处理装置处理，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求，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。油基泥浆钻井岩屑送至塔河油田绿色环保站处理。

(4) 废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为0.3t/口，本工程部署钻井1口，废机油量产生量为0.3t，废机油由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

(5) 烧碱废包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为 0.1t/口，本工程新部署钻井 1 口，烧碱废包装袋产生量为 0.1t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

(6) 废防渗材料

工程钻井期产生少量废防渗材料属于危险废物，类比同类钻井工程，钻井

期间产生的废防渗材料约为 0.2t/口，本工程新部署钻井 1 口，废防渗材料产生量为 0.2t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

(7) 撬装式污水处理站产生污泥

撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥经污泥脱水装置，脱到 60%含水率后，送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。生活污水 SS 产生浓度为 200mg/L，经污水处理站处理后 SS 浓度为 20mg/L，井场污水产生量为 576m³，则井场污泥产生量为 0.1t。

(8) 生活垃圾

本工程完井周期 120 天，单井施工人数约 60 人，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。整个钻井过程生活垃圾产生量共计 3.6t。在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

3.3.7 运营期污染源及其防治措施

3.3.7.1 废气污染源及其治理措施

结合《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)、《污染源源强核算技术指南 准则》(HJ884-2018)等要求对无组织废气进行源强核算，拟建工程实施后废气污染源及其治理措施见表 3.3-6。

表 3.3-6 拟建工程废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度 (mg/m ³)	治理措施	排气筒高度(m)	废气量 (m ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	有效工作时间	年总排放量 (t/a)
1	井场无组织废气	非甲烷总烃 硫化氢 甲醇	--	密闭输送	--	--	--	0.002 0.0001 0.0027	8760	0.018 0.001 0.024

源强核算过程：

(1) 无组织非甲烷总烃核算

在油气集输环节产生的挥发性有机物 (VOC_s) 主要包括非甲烷总烃(烷烃等)、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对拟建工程而言，VOC_s 主要为非甲烷总烃。拟建工程运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散的非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)“5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物年许可排

放量”中公式及取值参数对拟建工程无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

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

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

t_i ——密封点*i*的年运行时间，h/a；

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

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点数。

表 3.3-7 设备与管道组件 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC},i}$ / (kg/h 排放源)
石油化学工业	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 $WF_{\text{VOCs},i}$ 和 $WF_{\text{TOC},i}$ 比值取 0.24。根据设计单位提供的数据，项目井场涉及的阀门、法兰数量如表 3.3-19 所示。

表 3.3-19 拟建工程无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量 (个)	密封点排放速率 (kg/h)	总排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t)
井场采出液流经的密封点						
1	气体阀门	30	0.024	0.0005	8760	0.005
2	法兰或连接件	44	0.044	0.0014	8760	0.012

3	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	1	0.14	0.0001	8760	0.001
合计						0.018

经核算，拟建工程井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.002kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，拟建工程井场无组织非甲烷总烃年排放量共计为 0.018t/a。

(2) 无组织硫化氢核算

项目井场、站场无组织硫化氢主要通过阀门、法兰、泵连接处泄漏，参照大连市环境科学设计研究院张秀青发表的《石化企业废气无组织排放源及排放量估算简介》计算出气体泄漏速率后，根据硫化氢在气体中的比例折算。

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

G_c 为设备或管道不严密处的散发量，kg/h；

K 为安全系数，一般取 1~2，拟建工程取 1；

C 压力系数，取 0.166；

V 为设备和管道内部容积， m^3 ，井场核算值为 1.5；

M 为设备和管道内气体分子质量，拟建工程取 16；

T 为设备和管道内部气体绝对温度，K，拟建工程取 333。

经过核算，井场 G_c 取值为 0.055kg/h，硫化氢在天然气中占比最大约为 0.143%（质量分数），则单座井场无组织硫化氢排放速率为 0.055 × 0.00143kg/h=0.0001kg/h，年排放 0.001t/a。

(3) 无组织甲醇核算

根据储罐公式：

$$\text{小呼吸： } L_s = 0.191 \times M(P/(100910-P))^{0.66} \times D^{1.73} \times H^{0.51} \times \Delta T^{0.45} \times F_p \times C \times K_c$$

$$\text{大呼吸： } L_r = 4.188 \times 10^{-7} \times M \times P \times K_s \times K_c$$

式中： L_s ——固定顶罐的呼吸排放量 (kg/a)；

M ——储罐内蒸汽的分子量，取 32；

P ——在大量液体状态下，真实的蒸汽压力 (Pa)；取 12.3kPa

D ——罐的直径 (m)；取 1.6m

H ——平均蒸汽空间高度 (m)；取 0.3m

ΔT ——一天之内的平均温差($^{\circ}\text{C}$)；取 15°C

F_p ——涂层因子(无量纲)，根据油漆状况取值在 $1\sim 1.5$ 之间，取 1.25 ；

C ——用于小直径罐的调节因子(无量纲)，直径在 $0\sim 9\text{m}$ 之间的罐体， $C=1-0.0123(D-9)^2$ ，罐径大于 9m 的 $C=1$ ；取 0.3265

K_p ——产品因子(石油原油取 0.65 ，其他液体取 1.0)，取 1.0 。

L_v ——固定顶罐的工作损失(kg/m^3 投入量)；

K_v ——周转因子(无量纲)，取值按年周转次数(K ，次)确定： $K\leq 36$ ， $K_v=1$ ， $36<K\leq 220$ ， $K_v=11.467\times K^{-0.7026}$ ， $K>220$ ， $K_v=0.26$ ；(本项目 $K=183$ ， $K_v=0.29502$)；

通过上述公式计算可知，甲醇储罐呼吸废气甲醇排放量为 $0.024\text{t}/\text{a}$ 。

3.3.7.2 废水污染源及其治理措施

(1) 采出水

根据项目预测开发指标，项目采出水为 $1460\text{t}/\text{a}$ ，主要污染物为悬浮物、石油类。采出水随采出液输送至五号联合站污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。

(2) 井下作业废水

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

根据《关于发布〈排放源统计调查产排污核算方法和系数手册〉的公告》(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，计算井下作业废水的产生量。

表 3.3-9 与石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表

污染物类别	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数
废水	压裂液	气井加砂压裂	所有规模	废压裂液	立方米/井	263.98
	酸化液	气井酸化压裂	所有规模	废酸化液	立方米/井	82.3
废水	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29

按井下作业每 2 年 1 次计算，井下作业废水包括废压裂液、废酸化液、废

洗井液，每年井下作业废水产生量为 186t。井下作业废水采用专用回收罐收集后运至顺北油田绿色环保站处理。

拟建工程运营期井场废水产生情况见表 3.3-10。

表 3.3-10 拟建工程运营期废水产生情况一览表

类别	序号	污染源	产生量	排放量 (t/a)	主要污染物	产生特点	治理措施
废水	W ₁	采出水	1460t/a	0	悬浮物、石油类	连续	输至五号联合站达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 标准后回注地层
	W ₂	井下作业废水	186t/a	0	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、溶解性总固体	间歇	送至顺北油田绿色环保站处理

3.3.7.3 噪声污染源及其治理措施

拟建工程实施后噪声污染源治理措施情况见表 3.3-11，拟建工程采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 15dB(A)。

表 3.3-11 噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称		数量/(台/套)	源强 (dB(A))	降噪措施	降噪效果 (dB(A))
1	井场	采气树	1	80	基础减振	15
2		甲醇加药撬	1	90	基础减振	15

3.3.7.4 固体废物及其治理措施

拟建工程运营期产生的固体废物主要为落地油、废防渗材料。

(1) 落地油

落地油主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油。类比同类型井场落地油产生量约 0.2t/a，桶装收集后有危废处置资质单位接收处置。

(2) 废防渗材料

工程运行期气井井下作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 3 年左右。单块防渗布重约 250kg (12m×12m)，每口井作业用 2 块，则本工程气井

作业 1 次共产生废弃防渗布约 0.5t，气井作业频次为 2 年/次，则工程产生废弃防渗材料约 0.25t/a，属于危险废物。作业施工结束后，集中收集后有危废处置资质单位接收处置。

表 3.3-23 拟建工程主要固体废物及治理措施一览表

序号	污染源名称	产生量	固废类别	处置措施	排放量(t/a)
1	落地油	0.2t/a	危险废物 (071-001-08)	桶装收集后，由有危废处置 资质单位接收处置	全部妥善处置 或综合利用， 不外排
2	废防渗材料	0.25t/a	危险废物 (900-249-08)		

3.3.7.5 运营期生态恢复措施

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

3.3.8 退役期污染源及其防治措施

3.3.8.1 退役期环境空气保护措施

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

(2) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

3.3.8.2 退役期水污染防治措施

退役期无废水污染物产生，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)、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)要求进行施工作业，首先对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水窜层。

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管线、建筑垃圾，应集中清理收集。建筑垃圾收集后送区域工业固废填埋场妥善处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，管线两端使用盲板封堵。

(2)对废弃井应封堵，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)运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

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，并严格控制施工作业带，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)经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

3.3.9 非正常排放

拟建工程非正常排放主要包括井口压力过高时的放喷。若井口压力过高，天然气通过放喷管道直接进入放喷池点燃放空。拟建工程非正常排放见表 3.3-12。

表 3.3-12 非正常排放情况一览表

项目	单次持续时间(min)	年发生频次	产生的污染物排放速率(kg/h)	
			非甲烷总烃	NO _x
放喷口	30	1	非甲烷总烃	0.25
			颗粒物	0.1
			NO _x	0.0675

3.3.10 清洁生产分析

3.3.10.1 清洁生产技术和措施分析

3.3.10.1.1 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；科学的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 90%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。具体做法为：

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。对泥浆类废液经过沉淀、过滤等去除有机杂质后再进行利用，使其资源化。

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用。

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

④开钻前对井场应急池等做防渗漏处理。

⑤配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，保证其性能优良，减少废弃泥浆产生量。

(3) 采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

(4) 设置井控装置(防喷器等)，防止井喷事故对环境造成污染影响。

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

(6) 井场设有应急池，为防渗设计，用于事故等非正常工况下泥浆的存放。

(7) 本项目钻井新鲜水使用量为 19t/100m 标准进尺，根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》中新鲜水消耗评价基准值为 $\leq 25t/100m$ 标准进尺，低于国家要求的清洁生产标准。

(8) 先进性分析。西北油田分公司在各个油气田区块内新建钻井，不断总结前期钻井经验，形成了针对不同油气层、不同地层地质条件下的成熟、可靠的

钻井技术，从钻机选型、钻井液选取与配制、油气层储层保护措施和固井方案等方面，积累了丰富的工作经验，从油田开发钻井阶段横向对比，钻井深、难度大，钻井设备和工艺技术水平处于国内领先水平，具有一定的先进性。

3.3.10.1.2 运行期清洁生产工艺

(1) 集输及处理清洁生产工艺

①本项目所在区块具备完善的油气集输管网，最终进入联合站集中处理，全过程密闭集输，降低损耗，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井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免油气喷出。

④对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤井下作业过程中，对产生的散落凝析油和废液采用循环作业罐(车)收集。

⑥井下作业过程中铺防渗土工膜防止凝析油落地。

⑦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) 节能及其它清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

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

④采用自动化管理，提高了管理水平。

(3) 建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入油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，制订了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

本次评价采用《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，分别对钻井作业、井下作业、采气作业等三个油田开发阶段进行清洁生产指标分析，油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.3-20 及表 3.3-21。

表 3.3-20 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目评价	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	m ²	15	符合行业标准要求	符合	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	19	15
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	100%	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：3000 以上	10	≥60%	90%	10
		柴油机效率	%	10	≥90%	90%	10
		油污回收率	%	10	≥90%	100%	10
(4) 污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30； 乙类区：≤35	乙类区 ≤35	10
		石油类	kg/井次	5	≤10	≤10	5
		COD	kg/井次	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	乙类区 ≤150	5
		废弃钻井液产生量	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	≤10	10
		柴油机烟气排放浓度	-	5	符合排放标准要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目评价得分		
(1) 资源和能源消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	无毒钻井液	10	
		柴油消耗	具有节油措施	5	具备	5	
(2) 生产工艺及设备要求	30	钻井设备先进性	国内领先	5	国内领先	5	

续表 3.3-20 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定性指标						
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目评价得分	
(2) 生产工艺及设备要求	30	压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	具备	5
		钻井液收集设施	配有收集设施,且使钻井液不落地	5	不落地	5
		固控设备	配备振动筛、处理器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备固控设备	5
		井控措施	具备	5	具备	5
		有无防噪措施	有	5	有	5
(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	建立	10
		开展清洁生产审核并通过验收		20	开展	20
		制定节能减排工作计划		5	制定	5
(4) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	满足法规要求	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	制定减排措施	5
		满足其他法律法规要求		5	满足	5

表 3.3-21 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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

续表 3.3-21 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(4) 污染物产生指标	30	含油油泥	kg/井次	5	甲类区：≤50； 乙类区：≤70	乙类区 ≤70	5
		一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程		
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	有效	5	有效		5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	按标准试压		5
		防溢设备(防溢池设置)	具备	5	具备		5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	铺设防渗材料		5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	集中回收处理		10
		防止落地油产生措施	具备原油回收设施	10	具备凝析油回收设施		10
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	建立 HSE 管理体系并通过认证		15
		开展清洁生产审核		20	开展清洁生产审核		20
		制定节能减排工作计划		5	制定节能减排工作计划		5
(3) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求		20	满足其他法律法规要求		20

表 3.3-22 采油(气)作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本项目	
						实际值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 天然气	30	天然气：≤50	≤50	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10

续表 3.3-22 采油(气)作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本项目	
						实际值	得分
(3)污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	≤10	5
		COD	mg/L	5	乙类区 ≤150	60	5
		落地凝析油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采油废水有效利用率	%	7.5	≥80	100	7.5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本项目得分	
						实际情况	得分
(1)生产工艺及设备要求	45	井筒质量			5	井筒实施完好	5
		采气	采气过程醇回收设施		10	已落实	10
			天然气净化设施先进、净化率高		20	先进	20
		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	全密闭	10
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证			10	已建立	10
		开展清洁生产审核并通过验收			20	已开展	20
		制定节能减排工作计划			5	已制定	5
(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况			5	已落实	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况			5	已落实	5
		老污染源限期治理项目完成情况			5	不涉及限期治理项目	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况			5	已完成	5

由表计算得出：本工程钻井作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采气作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 94 分，达到 $P \geq 90$ ，属于清洁生产先进企业。

3.3.10.2 清洁生产结论

根据综合分析和类比已开发区块，拟建工程严格执行各类环境保护、节能

降耗措施后，整体可达到清洁生产先进企业水平。

3.3.11 三本账

拟建工程实施后“三本账”的情况见表 3.3-23。

表 3.3-23 拟建工程实施后“三本账”的情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
现有工程排放量	4.94	1.45	47.32	249.551	2.5	0	0
拟建工程新增排放量	0	0	0	0.042	0.001	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0	0
拟建工程实施后排放量	4.94	1.45	47.32	249.593	2.501	0	0
拟建工程实施后增减量	0	0	0	+0.042	+0.001	0	0

3.3.12 污染物总量控制分析

3.3.12.1 总量控制因子

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

废气污染物：VOCs、NO_x。

废水污染物：COD、NH₃-N。

3.3.12.2 拟建工程污染物排放总量

本项目在正常运行期间，采出水随采出液输送至五号联合站污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至顺北油田绿色环保站处理。本项目无废水外排，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

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。根据计算，项目运营期无组织VOCs排放量估算为0.042t/a。

综上所述，本项目总量控制指标为：NO_x 0t/a，VOC_s 0.042t/a，COD 0t/a，氨氮 0t/a。

3.4 依托工程

3.4.1 天然气处理厂

(1) 基本情况

天然气处理厂位于阿克苏地区沙雅县顺北区块顺北 8 号带。来自顺北油气田 6、8 号带的气液混合物进入天然气处理厂进行油气分离，分离后的液相增压输至五号联合站进行处理，分离出的天然气至脱硫装置净化脱水处理，净化脱水后的天然气至凝液回收装置回收凝液，经净化处理、凝液回收后的天然气增压外输，脱硫后的再生酸气经硫磺回收装置回收硫磺后碱洗排放；建设天然气处理规模 $10 \times 10^6 \text{m}^3/\text{a}$ 。天然气处理厂于 2022 年 11 月 7 日取得阿克苏地区生态环境局批复(阿地环审[2021]486 号)，并于 2024 年 3 月 9 日完成自主验收。

(2) 天然气净化

天然气经分离器至聚结过滤分离器进行精细过滤，过滤后的天然气进入吸收塔脱除 H_2S 。脱硫后的天然气升温至 45°C ，再进入净化气分离器气液分离，分离出的胺液排至富液闪蒸罐，分离出的天然气进入凝液回收单元；脱硫脱碳装置处理后的净化气去新建分子筛脱水装置进行脱水处理，处理后的天然气经压缩机增压外输。

(3) 依托可行性分析

本项目井场采出液经新建管线最终输送至天然气处理厂进行处理，气液混合物进入天然气处理厂进行油气分离，分离后的液相增压输至五号联合站进行处理，分离出的天然气至天然气处理厂天然气处理系统处理，依托天然气处理厂富余情况如表 3.3-1 所示。

表 3.3-1 依托工程可行性分析一览表

天然气处理厂			本项目需处理量	依托可行性
分类	设计最大处理能力	现状富余能力		
天然气($10^6 \text{m}^3/\text{a}$)	10	7.5	0.292	可依托

综上所述，天然气处理厂富余量可以满足本项目天然气处理要求，本项目天然气处理依托现有天然气处理厂处理可行。

3.4.2 五号联合站

五号联合站选址在顺北 5、顺北 1 井区之间，西北距顺中 412X 井 112km。

其主要包括原油处理系统、天然气处理系统及污水处理系统；工艺装置区列装化布置，预留整列扩建位置；建设原油处理规模 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气处理规模 $13.8 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，污水处理规模 $1500 \text{m}^3/\text{d}$ ；原油脱水采用两级热化学沉降脱水工艺；原油稳定采用负压稳定+气提脱硫一体化工艺；天然气脱硫采用胺法脱硫+自循环硫磺回收工艺；凝液回收采用深冷凝液回收工艺。五号联合站于 2019 年 8 月 8 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环审[2019]140 号)，并于 2021 年 12 月 16 日通过自主验收。

(1) 原油处理

五号联合站采用两级热化学沉降脱水工艺。为消除油气混输段塞流对站内生产造成的冲击、脱除游离水，一级热化学沉降脱水具备段塞流捕集、游离水脱除、伴生气分离等功能。

(2) 混烃处理

含硫化氢的混烃来自原油稳定系统，混烃中硫化氢所占气体体积分数为 0.5%。来自联合站原油稳定单元的混烃，压力为 0.9MPa，温度 46°C 。含硫混烃经换热器加热后进入混烃脱硫稳定塔的中部，与塔下部进塔的净化天然气及塔底再沸器返塔气体逆流接触，混烃中的 H_2S 及大部分 $\text{C}_3 \sim \text{C}_4$ 进入塔顶气相，塔顶气相经塔顶冷凝器冷却后进塔顶回流罐，凝液经塔底回流泵提升回到混烃脱硫稳定塔上部，塔顶回流罐富含硫化氢气相进入天然气脱硫装置。少量 $\text{C}_3 \sim \text{C}_4$ 及绝大部分 C_2 进入塔底再沸器，绝大部分 C_2 作为轻烃产品经混烃换热器降温后进轻烃储罐。

(3) 污水处理工程

采出水处理系统采用“压力沉降+加碱除硫+缓冲沉降+过滤”工艺，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。根据污水的水质特性污水中含 H_2S ，为此采用密闭工艺的压力流程对顺北区块产生的采出水进行处理，工艺处理过程中对污水处理设备内填充天然气增加设备的压力，使设备处于一个密闭的处理环境，以减少硫化氢气体的挥发，最终的天然气经管线输送至天然气进化单元进行脱硫处理

(4) 依托可行性分析

本项目井场采出液最终输送至天然气处理厂进行处理，气液混合物进入天然气处理厂进行油气分离，分离后的液相增压输至五号联合站进行处理，分离出的天然气至天然气处理系统处理，依托五号联合站富余情况如表 3.3-2 所示。

表 3.3-2 依托工程可行性分析一览表

五号联合站情况			本项目需处理量	依托可行性
分类	设计最大处理能力	现状富余能力		
原油(万 t/a)	100	20	1.46	可依托
采出水(m ³ /d)	1500	1183	4	

综上所述，五号联合站富余量可以满足本项目油水混合物处理要求，本项目油水混合物处理依托现有五号联合站处理可行。

3.4.3 顺北油田绿色环保站

(1) 基本情况

顺北油气田环保站位于阿克苏地区沙雅县中部顺北一区内 5 号联合站东南侧约 1.5km 处。顺北油气田环保站内主要有 1 套废液处理装置，1 套磺化泥浆废弃物处理装置，1 套含油污泥、受侵土壤处理装置，1 套建筑垃圾处理装置。废液处理工程采用预处理+破胶沉降混凝+过滤工艺，设计处理能力为 400m³/d，磺化泥浆废弃物处理工程采用化学水洗工艺，设计处理能力为 450m³/d，含油污泥及受侵土壤处理工程采用热相分离工艺，设计处理能力为 120t/d，建筑垃圾处理工程采用筛分破碎工艺，设计处理能力为 6.5m³/d。顺北油气田环保站建设工程于 2019 年 12 月 9 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环审[2019]317 号)，顺北油气田环保站建设工程遵循整体规划、分步实施的原则，即先期建设(一期)钻井作业废液的集中贮存、处理设施及固废(包括磺化泥浆、含油污泥、受侵土壤、建筑垃圾等)集中贮存等固定设施，顺北油气田环保站建设工程(一期)于 2021 年 12 月 15 日通过自主验收；磺化泥浆、含油污泥、受侵土壤、建筑垃圾等处理设施二期 B0 建设。

(2) 废液处理系统

顺北区块油气田钻试修产生的废液(包括水基泥浆分离出的溢流水、酸化压裂废液及采出液分离废水)，采用“预处理+破胶沉降混凝+过滤”工艺对废液进

行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)的生产回注水质指标要求，用于顺北区块油田油层回注用水。

(3) 依托可行性

顺北油气田环保站富余情况如表 3.3-3 所示。

表 3.3-3 顺北油气田环保站依托可行性分析一览表

序号	单元名称	设计规模	实际处理量	富余能力	本项目需处理量	依托可行性
1	废液处理系统(m ³ /d)	400	200	200	186t/a	可行

综上所述，顺北油气田环保站富余量可以满足拟建工程井下作业废水处理要求，依托可行。

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

沙雅县位于新疆西南部，阿克苏地区东偏南。处于塔里木盆地北部，渭干河绿洲平原的南端，北靠天山，南拥大漠。地处东经 $81^{\circ}45' \sim 84^{\circ}47'$ ，北纬 $39^{\circ}31' \sim 41^{\circ}25'$ 之间，东西宽 180km，南北长 220km，总面积 31972.5km²。北接天山南缘的库车、新和两县，南辖塔克拉玛干沙漠的一部分，与和田地区的民丰、于田两县沙漠相连，西与阿克苏市毗邻，东南和巴州的且末县接壤。

本项目井场及集输管线建设内容分布在阿克苏地区沙雅县，区域以油气开采为主，现状占地类型主要为沙地。工程选址区域周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点。本项目地理位置见附图 1，周边关系见附图 2。

4.1.2 地形地貌

沙雅县地域辽阔，地面高程海拔 948~977m，地势北高南低、西高东低，地貌奇特。县域内从南向北有三种地貌类型：渭干河冲积扇平原、塔里木河河谷平原、塔克拉玛干沙漠。

①渭干河冲积洪积缓倾斜细土平原

渭干河冲积洪积平原位于县城北部，村落及田园分布于渭干河及其支流，干、支渠道的两侧。县辖面积 880km²，占全县总面积的 2.75%，是全县的主要耕作区，亦是人口集中、村舍毗邻的地方。地势北高南低，海拔由最北部的 1020m 降至塔里木河沿岸的 950m。坡度南北 3%~4%、东西 2%。是渭干河冲积平原水力侵蚀堆积而成的地貌。地表物质主要由冲积粉细沙、亚沙土、亚粘土组成，属山前缓倾土质平原，系现代山前绿洲带。

②塔里木河河谷冲积细土平原

塔里木河谷平原主要分布在县域中偏北部，西自喀玛亚朗东到喀达墩，横贯全境，由塔里木河泛滥冲积而成，长约 180km；南北 20~60km，宽窄不等，呈长条状。县内面积 5343.15km²，占全县总面积的 16.85%。由第四纪最新沉积物组成，地形西高东低，由北向南倾斜，坡度为 20%~25%。由于塔里木河的

作用，区域内河床低浅，湖泊星布，是天然胡杨林及甘草的主要生长地，生长有天然胡杨林 2133.33km²，其次还有 166.67km² 的野生甘草、200km² 的罗布麻及其他如野生麻黄、假木贼等野生植物，构成一条绿色的屏障，对阻挡塔克拉玛干沙漠的北袭风沙有不可替代的作用。

③塔克拉玛干沙漠区

塔克拉玛干沙漠区位于县城南部，面积颇大，在塔里木河冲积平原基底上由风蚀风积而成。南北长约 160km，东西宽约 170km，县境面积 25732km²，占全县总面积的 80.4%。地势自西向东略有倾斜，自南向北稍有抬升，平均坡降为 1/6000。地表形态均为连绵起伏的沙丘，相对高差一般在 10~50m 之间。由于该区域气候干旱，植被稀少，在风力的作用下，沙丘的形态和位置不断在变化和移动。该区无有人类居住，但地下油气资源丰富，为我国西气东输的主要气源地之一；沙漠中植被稀少，部分地区分布有稀疏胡杨、多枝怪柳灌丛及面积不等的骆驼刺、芨芨草等。

本工程所在区域位于沙雅县中部塔里木河以南，塔克拉玛干沙漠区。

4.1.3 地表水系

塔里木河是我国最长的内陆河流，干流全长 1321km，位于我区天山以南，是沿塔里木盆地周边的叶尔羌河、喀什噶尔河、阿克苏河和孔雀河以及包括渭干河在内的 144 条河流汇集而成，流域总面积 103 万 km²，流域内 144 条大小河流的水资源总量为 429 亿立方，但塔里木河本身不产水，只起到向下游输水的作用。

沿塔里木河两岸依靠各源流可系的水资源繁衍发展起来的，以胡杨林和灌木林为主体形成的绿色走廊是保护流域的绿洲经济和各族人民生存发展以及防止塔克拉玛干大沙漠风沙侵害的重要屏障，对维护塔里木盆地的生态环境有着不可替代的作用。塔里木河自西向东流经沙雅县中部偏北，横贯全县，总长 220 千米，先后流经沙雅县的二牧场，海楼乡牧场、托依堡勒迪乡（沙雅监狱）、塔里木乡、古力巴克乡牧场、一牧场等 7 个乡、场。由于上游的叶尔羌河、喀什噶尔河已有 20 多年不向塔里木河输水，全县湖泊集中在塔里木河两岸，其特点是：面积不大，咸水皆分布于沼泽及荒漠地区，无养殖价值。只有和田河（季节

性输水)及阿克苏河还向塔里木河干流输水,因此,造成沙雅县塔里木河灌区春季用水无保证,每年的春旱一直持续到6月底。另外,径流量减少,而输沙量增加,输沙量由80年代的1870万吨增加为90年代的2452万吨,增加了76.76%,加之塔里木河弯道多,叉河多,河道的纵坡缓(1/4000~1/5000),因此造成河床较二十世纪五、六十年代平均抬高1.2~1.4米,河道的泄洪能力锐减。

工程场地及周边临近区域无地表水体分布。

4.1.4 水文地质

(1) 地下水类型及含水岩组富水性

在塔里木盆地,环盆地的冲洪积倾斜平原呈向心状倾斜,上述环带状特征最为明显,山前巨厚的第四系松散堆积物为地下水的储存提供了良好空间。例如,盆地北缘的阿克苏冲洪积倾斜平原中上部、渭干河-迪那河冲洪积倾斜平原中上部以及盆地南缘和田至于田一代,第四系沉积厚度一般为1000~1500m,其它山前冲洪积倾斜平原和盆地西缘诸河流冲洪积平原中上部第四系厚度一般为500~1000m,其组成岩性均为单一的卵砾石和砂砾石层,使这些地区成为单一结构的孔隙潜水分布区。由盆地南、北缘和西缘向盆地中心防线,地势逐渐降低,第四系厚度逐渐变薄,至冲洪积倾斜平原下部溢出带部位和冲洪积平原区,组成岩性由单一卵砾石、砂砾石层逐渐变为细土与砂砾石和砂层互层的多层结构,这里分布的地下水除上部的孔隙潜水外,在下部还赋存承压水。到盆地腹部塔里木河冲积平原区和塔克拉玛干沙漠区,组成岩性为黏土与粉细砂呈互层状,这里分布的地下水位多层结构的潜水和承压水。塔克拉玛干沙漠区,由于细颗粒黏性土夹层薄、不稳定或呈透镜体状,期间分布的多层结构地下水仅具有微承压性质。

古河道和冲蚀洼地地下水埋深1~3m,矿化度在1~3g/L,是可利用的淡水资源。沙漠区含水层为下伏的冲积、洪积、风积粉细砂层。潜水单井出水量一般为100~500m³/d,含水层在10~100m之间。沙漠腹地亦有承压水存在,含水层在200m~500m之间,单井最大涌水量700~4000m³/d。地下水流方向由西向东,含水层岩性为粉细砂、夹不连续的亚砂土、亚粘土薄层,总厚度超过300m,没有区域性隔水层,深层地下水矿化度大于10g/L。

(2) 地下水的补给、径流与排泄

顺北油气田所在的塔克拉玛干沙漠中的地下水大体由西南向东北缓慢径流，至塔里木河附近折转向东径流，下游向东南径流，最终排泄于台特玛湖和罗布泊，并通过蒸发和植物蒸腾进行垂直排泄。

(3) 地下水化学特征

在塔里木盆地中，地下水的水化学特征环带状水平分带规律表现尤为明显。但在占据塔里木盆地 58% 以上的塔克拉玛干沙漠中，地下水的水化学特征除环带状水平分带规律外，还表现为与现代河床和古河道相垂直的水平分带规律。在现代河床两侧和古河道中，含水层颗粒相对较粗，地下水径流条件较好，水质相对较好，以 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4 \cdot \text{HCO}_3\text{-Na}$ 型、 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4 \cdot \text{HCO}_3\text{-Na} \cdot \text{Mg}$ 型或 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na Mg}$ 型、 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型水为主，矿化度 $< 1\text{g/L}$ 或 $1 \sim 3\text{g/L}$ 。向古河道两侧含水层颗粒变细，地下水径流条件变差，水质逐渐变差，水化学类型逐渐过渡为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型或 Cl-Na 型，矿化度逐渐增大到 $3 \sim 5\text{g/L}$ 或 $5 \sim 10\text{g/L}$ 。在广袤的沙漠中地下水化学类型多为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型（或 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Mg}$ 型），矿化度多在 $3 \sim 5\text{g/L}$ 或 $5 \sim 10\text{g/L}$ 。

4.1.5 气候气象

顺北油气田所在区域属暖温带沙漠边缘气候区，北受拜城、库车等邻县荒漠沙地的影响及南部塔克拉玛干大沙漠的影响较大，区域内日照充足，热量充沛，降水稀少，气候干燥，昼夜温差大，风沙较多，常年主风向为东北风。气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 主要气候气象参数一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均气温	12℃	6	年平均蒸发量	2044.6mm
2	年极端最高气温	41.2℃	7	年最大冻土深度	0.77m
3	年极端最低气温	-24.2℃	8	年平均相对湿度	49%
4	年平均降水量	47.3mm	9	多年平均风速	1.4m/s
5	年平均大气压	956.5hPa	-	-	-

4.2 环境敏感区调查

环境敏感区包括需要特殊保护地区、生态敏感与脆弱区和社会关注区。根

据调研，井场周边的环境敏感区主要包括生态保护红线区、水土流失重点治理区、塔里木河上游湿地自然保护区、沙雅国家沙漠公园、沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区。

4.2.1 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、盐渍化等生态环境敏感脆弱区域。

本工程西北距离生态保护红线区(塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区)约 83km，不在红线内。

4.2.2 水土流失重点治理区

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《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4号)，新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

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。

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

本项目类型属于油气开采项目，项目以施工期为主，具有临时性、短暂性特点，施工期井场采取砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险；对项目区域进行定时洒水抑尘；设置限行彩条旗，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；采取了完善的防沙治沙及水土保持措施。施工结束后，井场恢复和管沟回填，不会对区域的水土保持基础功能类型造成影响。

4.2.3 塔里木河上游湿地自然保护区

新疆塔里木河上游湿地自然保护区位于新疆塔里木河流域上游范围内，涵盖了塔里木河沙雅县境内 164.38km 流域，包括塔河流域的古河道、自然积水坑、河漫滩、冲蚀阶地和台地等；河流两岸的沼泽、湖泊、水塘、人工水库、排水沟渠等；以及荒漠中的积水洼地。行政上跨越沙雅县一牧场、二牧场、英买里镇、海楼乡、托依堡镇、塔里木乡，地理坐标为：东经 $81^{\circ} 44' 45'' \sim 83^{\circ} 39' 06''$ 、北纬 $41^{\circ} 09' 55'' \sim 40^{\circ} 40' 05''$ 总面积为 256840hm^2 ，海拔 $950 \sim 1020\text{m}$ 。

塔里木河上游湿地自然保护区典型干旱荒漠隐域性湿地，是新疆内陆干旱区塔里木河流域集河流湿地、湖泊湿地、沼泽湿地的人工湿地于一体的典型的、永久性湿地。其建设内容主要包括塔里木河上游鸟类、鱼类、有蹄类野生动物、生物多样性等保护小区。是集生态保护、生态重建、科研监测、宣传教育、生态旅游等可持续利用为一体的资源管理保护区。新疆塔里木河上游湿地自然保护区属于大型湿地自然保护区，保护区面积 256840hm^2 ，其中核心区面积为 71586hm^2 ，占保护区总面积的 27.87%；缓冲区面积为 149468hm^2 ，占保护区面积的 58.08%，实验区面积为 36086hm^2 ，占保护区面积 14.05%。

本工程北距新疆塔里木河上游湿地自然保护区最近为 95km。本工程与新疆塔里木河上游湿地自然保护区位置关系示意图见图 4。

4.2.4 沙雅国家沙漠公园

沙漠公园是以沙漠景观为主体，以保护荒漠生态、合理利用沙漠资源为目的，在促进防沙治沙和维护生态服务功能的基础上，开展公众游憩休闲或进行科学、文化和教育活动的特定区域。

2014年9月，沙雅国家沙漠公园成为全国首批国家级沙漠公园之一。沙雅国家沙漠公园位于新疆阿克苏沙雅县盖孜库木乡塔里木古河道范围内，面积为 27800 公顷。建于沙雅县盖孜库木乡，于塔里木古河道范围内，距离沙雅县城 60 公里。规划面积 27800 公顷，建设期限为 2014 年-2020 年，规划有沙地保育区、

宣教展示区、沙漠体验区、服务管理区等。

本工程西北距沙雅国家沙漠公园最近距离为 85km, 不在沙雅国家沙漠公园内。

4.2.5 沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区

根据《中华人民共和国防沙治沙法》(中华人民共和国主席令第五十五号)《国家沙化土地封禁保护区管理办法》(林沙发[2015]66 号)有关规定, 2016 年 12 月 28 日, 国家林业局正式将沙雅县盖孜库木乡南部 2.1 万公顷的沙化土地划分为国家级沙化土地封禁保护区(国家林业局公告(2016 年第 22 号)), 距离沙雅县城约 46km, 地处塔里木河南岸, 塔克拉玛干沙漠北缘。四至地理坐标 $N40^{\circ} 39' 04''$, $E82^{\circ} 34' 22''$; $N40^{\circ} 48' 19''$, $E83^{\circ} 02' 20''$; $N40^{\circ} 48' 45''$, $E82^{\circ} 34' 36''$; $N40^{\circ} 38' 38''$, $E83^{\circ} 02' 02''$ 。

封禁意义: 对封禁区人为活动频繁地段采取全封方式修建围栏, 对风沙流动频繁地段采取机械固沙埋设草方格沙障, 通过采取固沙压沙、生态修复等方式, 促进封禁保护区内植被的自然恢复和地表皮的形成, 拯救现有天然荒漠植被, 环保生态环境, 遏制沙化扩展趋势。

2016 年开始实施沙化土地封禁保护试点补助项目(新林计字[2016]385 号), 主要包括刺丝围栏 40.34km, 维修刺丝围栏 3.2km, 草方格沙障 69.03hm², 建设护管站 1 座, 建筑面积 289.21m², 检查哨卡 1 座, 建设输电线路 4.638km, 维修道路 4.43km, 设置警示牌 147 个, 安装监控设备 1 套, 购置相关检测、保护等设施设备。

封禁期限: 永久。

本工程西北距沙化土地封禁保护区最近约 75km, 不在保护区。本工程与沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区位置关系示意图见图 4。

4.3 环境质量现状监测与评价

4.3.1 环境空气质量现状评价

4.3.1.1 基本污染物环境质量现状评价

本次评价收集了 2023 年 1 月 1 日至 2023 年 12 月 31 日期间阿克苏地区例

行监测点的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行环境质量现状评价，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	95	135.7	超标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	37	105.7	超标
SO ₂	年平均质量浓度	60	7	11.6	达标
NO ₂	年平均质量浓度	40	32	80.0	达标
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000	2200	55.0	达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度	160	130	81.2	达标

由表 4.3-2 可知，项目所在区域阿克苏地区 PM_{2.5}、PM₁₀ 年均浓度值超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单(环境保护部公告 2018 年第 29 号)中二级标准要求，即项目所在区域为不达标区。季节性沙尘天气对环境空气质量影响很大，是造成空气质量不达标的主要因素。

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状评价

(1) 监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次评价布设 1 个环境空气监测点。监测点位基本信息见表 4.3-2，具体监测点位置见附图 8。

表 4.3-2 监测点位基本信息一览表

序号	监测点名称	方位/距离(km)	监测因子	备注
			1 小时平均浓度	
1	顺中 412 斜井下风向	顺中 412 斜井下风向 100m	非甲烷总烃、甲醇、H ₂ S	本次监测

(2) 监测时间及频率

本次监测点位监测时间为 2024 年 10 月 12 日~2024 年 10 月 18 日，监测 7 天。非甲烷总烃、甲醇、H₂S 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样 60 分钟，具体为北京时间：4:00、10:00、16:00、22:00。

(3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表 4.3-3。

表 4.3-3 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》	GB 11742-89	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》	HJ 604-2017	mg/m ³	0.07
3	甲醇	《居住区大气中甲醇、丙酮卫生检验标准方法 气相色谱法》	GB 11738-89	mg/m ³	0.1

(4) 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、甲醇。

② 评价方法

采用最大占标百分比，计算公式为：

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

式中：P_i——i 评价因子最大占标百分比；

C_i——i 评价因子最大监测浓度 (mg/m³)；

C_{io}——i 评价因子评价标准 (mg/m³)。

(4) 评价标准

非甲烷总烃 1 小时平均浓度执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准；硫化氢执行《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；甲醇执行《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 3000μg/m³ 的标准。

(5) 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 4.3-4。

表 4.3-4 其他污染物环境质量现状评价表

点位名称	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/%	超标率/%	达标情况
顺中 412 斜井 下风向	非甲烷总烃	1 小时	2.0	0.22~0.26	13	0	达标
	硫化氢	1 小时	0.01	未检出	—	—	达标
	甲醇	1 小时	3	未检出	—	—	达标

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

4.3.2 地下水环境现状监测

4.3.2.1 地下水质量现状监测

(1) 监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表 4.3-5，监测点具体位置见附图 8。

表 4.3-5 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	坐标	监测对象	功能区	监测与调查项目	
						检测分析因子	监测因子
1	1#	顺中 412X 井场内	N:39° 58' 16.045" E:83° 14' 15.390"	潜水	III 类	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻	色、嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类共 37 项
2	2#	顺中 412X 井东北 6.3km	N:40° 01' 07.818" E:83° 16' 42.736"				
3	3#	顺中 412X 井东北 3.6km	N:39° 59' 56.643" E:83° 15' 33.695"				

(2) 监测时间及频率

监测点监测时间为 2024 年 10 月 12 日。

(3) 监测及分析方法

分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.3-6。

表 4.3-6 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表 单位：mg/L (pH 除外)

序号	监测因子	检测方法	最低检出浓度
1	色度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)	5 度
2	嗅和味	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023) 6.1 嗅气和尝味法	—
4	肉眼可见物	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)	—
5	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》(HJ 1147-2020)	—
6	耗氧量	《生活饮用水标准检验方法 第 7 部分:有机物综合指标》(GB/T 5750.7-2023)	0.05 mg/L
7	硝酸盐氮	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ/T 346-2007)	0.08 mg/L
8	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》(HJ 535-2009)	0.025 mg/L
9	亚硝酸盐氮	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》(GB 7493-87)	0.003 mg/L
10	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》(GB 7484-87)	0.05 mg/L
11	溶解性总固体	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)	—
12	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》(HJ 503-2009)	0.0003 mg/L
13	阴离子表面活性剂	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2006) 10.1 亚甲蓝分光光度法	0.050 mg/L
14	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》(HJ 1226-2021)	0.01 mg/L
15	碘化物	《地下水水质分析方法 第 56 部分:碘化物的测定 淀粉分光光度法》(DZ/T 0064.56-2021)	0.025 mg/L
16	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第 5 部分:无机非金属指标》(GB/T 5750.5-2023) 7.1 异烟酸-吡唑啉酮分光光度法	0.002 mg/L
17	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》(GB 11911-89)	0.03 mg/L
18	锰		0.01 mg/L
19	铜	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》(GB 7475-87) 第一部分 直接法	0.05 mg/L
20	锌		0.05 mg/L

21	铝	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 4.3 无火焰原子吸收分光光度法	1.0×10^{-2} mg/L
22	镉	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 12.1 无火焰原子吸收分光光度法	0.0005 mg/L
23	铅	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 14.1 无火焰原子吸收分光光度法	0.0025 mg/L
24	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)	1.0 mg/L
25	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》(HJ 694-2014)	4×10^{-3} mg/L
26	砷		3×10^{-4} mg/L
27	硒		4×10^{-4} L mg/L
28	铬(六价)	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》(GB/T 5750.6-2006) 10.1 二苯碳酰二肼分光光度法	0.004 mg/L
29	三氯甲烷	《水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 639-2012)	0.4 μ g/L
30	四氯化碳		0.4 μ g/L
31	苯	《水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 639-2012)	0.4 μ g/L
32	甲苯		0.3 μ g/L
33	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ 970-2018)	0.01 mg/L
34	钾离子	《水质 可溶性阳离子(Li ⁺ 、Na ⁺ 、NH ₄ ⁺ 、K ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺)的测定 离子色谱法》(HJ 812-2016)	0.02 mg/L
35	钠离子		0.02 mg/L
36	钙离子		0.03 mg/L
37	镁离子		0.02 mg/L
38	碳酸根	《地下水水质分析方法 第 49 部分:碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》(DZ/T 0064.49-2021)	1 mg/L
39	碳酸氢根		1 mg/L
40	氯离子	《水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻)的测定 离子色谱法》(HJ 84-2016)	0.007 mg/L
41	硫酸根离子		0.018 mg/L

4.3.2.2 地下水质量现状评价

(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_{si} ——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: 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。

(2) 水质监测及评价结果

地下水质量现状监测与评价结果见表 4.3-7。

表 4.3-7 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层		
			1#	2#	3#
色度	≤15 度	监测值(度)	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—
嗅和味	—	监测值	无	无	无
		标准指数	—	—	—
肉眼可见物	—	监测值	无	无	无
		标准指数	—	—	—
pH 值	6.5~8.5	监测值	7.5	7.4	7.5
		标准指数	0.33	0.27	0.33
总硬度	≤450	监测值	2140	2390	2350
		标准指数	4.76	5.31	5.22
溶解性总固体	≤1000	监测值	7760	10200	9560
		标准指数	7.76	10.20	9.56
硫酸盐	≤250	监测值	1920	2500	2340
		标准指数	7.68	10	9.36

续表 4.3-7 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层		
			1#	2#	3#
氯化物	≤250	监测值	2660	4060	3620
		标准指数	10.64	16.24	14.48
铁	≤0.3	监测值	未检出	未检出	0.05
		标准指数	—	—	0.17
锰	≤0.1	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—
铜	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—
锌	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—
铝	≤0.2	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—
挥发性酚类	≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—
阴离子表面活性剂	≤0.3	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—
耗氧量	≤3.0	监测值	0.67	0.59	0.63
		标准指数	0.22	0.20	0.21
氨氮	≤0.5	监测值	0.11	0.114	0.125
		标准指数	0.22	0.23	0.25
硫化物	≤0.02	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—
总大肠菌群	≤3MPN/100mL	监测值	0	0	0
		标准指数	0.00	0.00	0.00
细菌总数	≤100CFU/mL	监测值	41	42	38
		标准指数	0.41	0.42	0.38
亚硝酸盐氮	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—

续表 4.3-7 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层		
			1#	2#	3#
硝酸盐氮	≤20.0	监测值	1.98	4.62	2.58
		标准指数	0.099	0.231	0.129
氰化物	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
氟化物	≤1.0	监测值	1.87	2.51	2.56
		标准指数	1.87	2.51	2.56
碘化物	≤0.08	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--
汞	≤0.001	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	--
砷	≤0.01	监测值	0.0011	0.0008	0.0007
		标准指数	0.11	0.08	0.07
镉	≤0.005	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—
硒	≤0.01	监测值	0.0007	0.0008	0.0008
		标准指数	0.07	0.08	0.08
六价铬	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—
铅	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—
三氯甲烷	≤0.06	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	—
四氯化碳	≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	—
苯	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	—
甲苯	≤0.7	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	—
石油类	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	—

由表 4.3-7 分析可知，潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准要求。

潜水监测点总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、氟化物超标与区域水文地质条件有关，区域蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高。

②地下水离子检测结果与评价

地下水离子检测结果见表 4.3-8。

表 4.3-8 地下水检测分析因子分析结果一览表 单位：mg/L

项目		潜水含水层		
		1#	2#	3#
监测值 (mg/L)	K ⁺	81	115	79.8
	Na ⁺	2230	2910	2460
	Ca ²⁺	227	252	216
	Mg ²⁺	377	459	444
	CO ₃ ²⁻	0	0	0
	HCO ₃ ⁻	315	325	326
	Cl ⁻	2660	4060	3620
	SO ₄ ²⁻	1920	2500	2340
毫克当量百分比 (%)	K ⁺ +Na ⁺	70.14	72.12	69.79
	Ca ²⁺	7.92	6.91	6.83
	Mg ²⁺	21.93	20.97	23.38
	CO ₃ ²⁻	0	0	0
	HCO ₃ ⁻	4.30	3.10	3.42
	Cl ⁻	62.39	66.58	65.34
	SO ₄ ²⁻	33.31	30.32	31.24

根据地下水离子检测结果，评价区潜水含水层阴离子以 SO₄²⁻、Cl⁻为主，阳离子以 Na⁺为主，水化学类型主要以 Cl·SO₄-Na 型为主。

③地下水质量现状监测结果统计分析

本次监测 3 口潜水监测井各监测因子最大值、最小值、均值、标准差、检出率和超标率见表 4.3-9。

表 4.3-9 潜水监测井监测统计分析结果一览表 mg/L pH(无量纲)

项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
pH 值	7.5	7.4	7.47	0.05	100	0
总硬度	2390	2140	2293.33	109.65	100	100
溶解性总固体	10200	7760	9173.33	1032.97	100	100
硫酸盐	2500	1920	2253.33	244.59	100	100
氯化物	4060	2660	3446.67	584.54	100	100
铁	0.05	—	—	—	33.3	0
锰	—	—	—	—	0	0
铜	—	—	—	—	0	0
锌	—	—	—	—	0	0
铝	—	—	—	—	0	0
挥发性酚类	—	—	—	—	0	0
阴离子表面活性剂	—	—	—	—	0	0
耗氧量	0.67	0.59	0.63	0.03	100	0
氨氮	0.125	0.11	0.12	0.01	100	0
硫化物	—	—	—	—	0	0
总大肠菌群	—	—	—	—	0	0
细菌总数	64	60	62.00	1.63	100	0
亚硝酸盐	—	—	—	—	0	0
硝酸盐	4.62	1.98	3.06	1.13	100	0
氰化物	—	—	—	—	0	0
氟化物	2.56	1.87	2.31	0.31	100	100
碘化物	—	—	—	—	0	0
汞	—	—	—	—	0	0
砷	0.0011	0.0007	0.0009	0.0002	100	0
硒	0.0008	0.0007	0.0008	0.0000	100	0

镉	—	—	—	—	0	0
铬(六价)	—	—	—	—	0	0
铅	—	—	—	—	0	0
三氯甲烷	—	—	—	—	0	0
四氯化碳	—	—	—	—	0	0
苯	—	—	—	—	0	0
甲苯	—	—	—	—	0	0
石油类	—	—	—	—	0	0

4.3.4 声环境现状监测与评价

4.3.4.1 声环境质量现状监测

(1) 监测点布设

为了说明场地声环境质量现状,本次在新建井场进行声环境质量现状监测。具体布置情况见表 4.3-10。

表 4.3-10 噪声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	顺中 412X 井	1	$L_{Aeq,T}$

(2) 监测因子

等效连续 A 声级。

(3) 监测时间及频率

2024 年 10 月 12 日,昼间、夜间各监测一次。昼间监测时段为 8:00~24:00,夜间监测时段为 24:00~次日 08:00,新建井场每次噪声监测时间 10 分钟。

(4) 监测方法

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的规定进行。

4.3.4.2 声环境质量现状评价

(1) 评价方法

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

(2) 声环境现状监测及评价结果

噪声监测点声环境现状监测及评价结果见表 4.3-11。

表 4.3-11 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	顺中 412X 井	43	60	达标	39	50	达标

由上表可知，新建井场监测值昼间为 43dB(A)，夜间为 39dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准要求。

4.3.5 土壤环境现状监测与评价

4.3.5.1 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 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，拟建工程属于污染影响型项目，因此根据污染影响设置监测点。根据项目位置和 HJ 964-2018 布点要求，本评价在占地范围内设置 3 表层样监测点。土壤监测布点符合 HJ964-2018 中布点要求。

(2) 监测项目

各监测点主要监测因子见表 4.3-12。

表 4.3-12 监测点位及监测因子一览表

分类	采样区名称	采样层位	监测因子
占地范围内	顺中 412 斜井口区域	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、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀) 共计 47 项因子
	顺中 412 斜井井口南侧 10 m	表层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	顺中 412 斜井井口北侧 10 m	表层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)

(3) 监测时间及频率

监测时间为 2024 年 10 月 12 日，采样一次。

(4) 采样方法

表层样采集表层样 0.2m。

(5) 监测及分析方法

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

检测分析及检出限见表 4.3-13。

表 4.3-13 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

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
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 mg/kg
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 mg/kg
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》(HJ 1082-2019)		0.5 mg/kg
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)		1 mg/kg
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)		0.1 mg/kg
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 mg/kg
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 mg/kg

续表 4.3-13 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

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
8	挥发性有机物	四氯化碳	《土壤和沉积物挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	$1.3 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
9		氯仿			$1.1 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
10		氯甲烷			$1.0 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
11		1, 1-二氯乙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
12		1, 2-二氯乙烷			$1.3 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
13		1, 1-二氯乙烯			$1.0 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
14		顺-1, 2-二氯乙烯			$1.3 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
15	土壤 挥发性有机物	反-1, 2-二氯乙烯	《土壤和沉积物挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	$1.4 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
16		二氯甲烷			$1.5 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
17		1, 2-二氯丙烷			$1.1 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
18		1, 1, 1, 2-四氯乙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
19		1, 1, 2, 2-四氯乙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
20		四氯乙烯			$1.4 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
21		1, 1, 1-三氯乙烷			$1.3 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
22		1, 1, 2-三氯乙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
23		三氯乙烯			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
24		1, 2, 3-三氯丙烷			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
25		氯乙烯			$1.0 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
26		苯			$1.9 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
27		氯苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
28		1, 2-二氯苯			$1.5 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
29		1, 4-二氯苯			$1.5 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
30		乙苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
31		苯乙烯			$1.1 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
32		甲苯			$1.3 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
33		间-二甲苯+对-二甲苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
34		邻-二甲苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
30	乙苯	$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$			
31	苯乙烯	$1.1 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$			

续表 4.3-13 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

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
32	挥发性有机物	甲苯	《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} mg/kg
33		间-二甲苯+对-二甲苯			1.2×10^{-3} mg/kg
34		邻-二甲苯			1.2×10^{-3} mg/kg
35	土壤 半挥发性有机物	硝基苯	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》(HJ 834-2017)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	0.09 mg/kg
36		苯胺			0.09 mg/kg
37		2-氯酚			0.06 mg/kg
38		苯并[a]蒽			0.1 mg/kg
39		苯并[a]芘			0.1 mg/kg
40		苯并[b]荧蒽			0.2 mg/kg
41		苯并[k]荧蒽			0.1 mg/kg
42		蒽			0.1 mg/kg
43		二苯并[a, h]蒽			0.1 mg/kg

4.3.5.2 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。

(3) 土壤环境现状监测结果与评价

本工程所在区域土壤环境现状监测及评价结果见表 4.3-14、表 4.3-15。

表 4.3-14 土壤现状监测及评价结果一览表 单位：mg/kg

监测因子		监测点		监测因子		监测点	
		顺中 412X 井口区域	监测值			顺中 412X 井口区域	监测值
pH	—	监测值	8.13	乙苯	筛选值 ≤28	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—

续表 4.3-14

土壤现状监测及评价结果一览表

单位: mg/kg

监测因子		监测点 顺中 412X 井口区域		监测因子		监测点 顺中 412X 井口区域	
汞	筛选值 ≤38	监测值	0.176	苯乙烯	筛选值 ≤1290	监测值	未检出
		标准指数	0.002			标准指数	—
砷	筛选值 ≤60	监测值	9.38	甲苯	筛选值 ≤1200	监测值	未检出
		标准指数	0.117			标准指数	—
铅	筛选值 ≤800	监测值	21.3	间二甲苯+ 对二甲苯	筛选值 ≤570	监测值	未检出
		标准指数	0.018			标准指数	—
镉	筛选值 ≤65	监测值	0.16	邻二甲苯	筛选值 ≤640	监测值	未检出
		标准指数	0.002			标准指数	—
镍	筛选值 ≤900	监测值	37	四氯乙烯	筛选值 ≤53	监测值	未检出
		标准指数	0.022			标准指数	—
铜	筛选值 ≤18000	监测值	43	1, 2, 3-三 氯丙烷	筛选值 ≤0.5	监测值	未检出
		标准指数	0.001			标准指数	—
四氯化碳	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出	1, 1, 1-三 氯乙烷	筛选值 ≤840	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
氯仿	筛选值 ≤0.9	监测值	未检出	氯苯	筛选值 ≤270	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,1-二氯乙 烷	筛选值 ≤9	监测值	未检出	2-氯酚	筛选值 ≤2256	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,2-二氯乙 烷	筛选值 ≤5	监测值	未检出	苯并[a]蒽	筛选值 ≤15	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,1-二氯乙 烯	筛选值 ≤66	监测值	未检出	苯并[a]芘	筛选值 ≤1.5	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
顺 1,2-二 氯乙烯	筛选值 ≤596	监测值	未检出	苯并[b]荧 蒽	筛选值 ≤15	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
反 1,2-二 氯乙烯	筛选值 ≤54	监测值	未检出	苯并[k]荧 蒽	筛选值 ≤151	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
二氯甲烷	筛选值 ≤616	监测值	未检出	蒽	筛选值 ≤1293	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,2-二氯丙 烷	筛选值 ≤5	监测值	未检出	二苯并 [a, h]蒽	筛选值 ≤1.5	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—

续表 4.3-14 土壤现状监测及评价结果一览表 单位: mg/kg

监测因子		监测点		监测因子		监测点	
		顺中 412X 井口区域	监测值			顺中 412X 井口区域	监测值
1, 1, 1, 2-四氯乙烷	筛选值 ≤10	监测值	未检出	茚并(1, 2, 3-c, d)芘	筛选值 ≤15	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1, 1, 2, 2-四氯乙烷	筛选值 ≤6.8	监测值	未检出	萘	筛选值 ≤70	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1, 1, 2-三氯乙烷	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出	六价铬	筛选值 ≤5.7	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
三氯乙烯	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出	氯甲烷	筛选值 ≤37	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
氯乙烯	筛选值 ≤0.43	监测值	未检出	硝基苯	筛选值 ≤76	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
苯	筛选值 ≤4	监测值	未检出	苯胺	筛选值 ≤260	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1, 2-二氯苯	筛选值 ≤560	监测值	未检出	1, 4-二氯苯	筛选值 ≤20	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
检测项目		检测结果					
		顺中 412X 井口区域	顺中 412 斜井井口南侧 10 m	顺中 412 斜井井口北侧 10 m			
采样深度		0.2m	0.2m	0.2m			
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	监测值	未检出	未检出	未检出			
	筛选值	4500	4500	4500			
	标准指数	—	—	—			
全盐量 g/kg	监测值	1.8	1.5	1.2			
	级别	未盐化	未盐化	未盐化			
pH	监测值	8.13	7.99	8.03			
	级别	无酸化碱化	无酸化碱化	无酸化碱化			

由表 4.3-16 和 4.3-17 分析可知, 占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值。

4.3.5.3 土壤理化性质调查

土壤理化性质见表 4.3-16。

表 4.3-16 土壤理化性质调查结果一览表

点号		顺中 412X 井
时间		2024 年 10 月 12 日
深度		0.2
现场记录	颜色	灰色
	结构	疏粒状
	质地	沙土
	砂砾含量	0
	其他异物	无
实验室测定	pH 值	8.13
	阳离子交换量 cmol^+/kg	1.8
	氧化还原电位 mV	220
	饱和导水率 mm/min	5.09
	土壤容重 g/cm^3	1.25
	孔隙度%	55

4.3.6 生态现状调查与评价

4.3.6.1 调查概况

(1) 调查范围及时间

评价单位于 2024 年 10 月 9 日对评价范围内进行了集中踏勘和野外调查，调查范围为井场周围 50m 范围，管线中心线两侧 300m 为评价范围。

(2) 调查内容

调查内容包括评价区生态系统类型、土地利用类型、植被类型、野生动物等。

(3) 调查方法

① 基础资料收集

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

② 土地利用现状调查

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

③ 植被及植物资源调查

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

④ 野生动物资源调查

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

4.3.6.2 生态功能区划

参照《新疆生态功能区划》(原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月)，拟建工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.3-16 和附图 5。

表 4.3-16 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	适宜发展方向
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	塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠敏感生态亚区	塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区	沙漠景观、风沙源地、油气资源	风沙威胁绿洲和公路以及油田设施、石油开发区环境污染	生物多样性和生境不敏感，土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感	保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹	加强沙漠油气资源勘探开发，适度开发地下水，进行油田区和公路绿化，发展沙漠探险旅游

由表 4.3-16 可知，项目位于“塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区”，主要服务功能为“沙漠景观、风沙源地、油气资源”，主要保护目标为“保护油田设施和沙漠公路、保护文物古迹”，主要发展方向为“加强沙漠油气资源勘探开发，适度开发地下水，进行油田区和公路绿化，发展沙漠

探险旅游”。

拟建工程属于天然气开采项目，主要建设内容为集输管线敷设和井场建设，对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，施工结束后，管沟回填，区域生态采取自然恢复措施及完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化扩大造成影响。综上所述，项目的建设实施符合区域生态服务功能定位，与区域发展方向相协调。

4.3.6.3 生态系统调查

(1) 生态系统类型

结合野外调查情况，根据《全国生态状况调查评估技术规范 生态系统遥感解译与野外核查》(HJ1166-2021)的分类方法，对评价区生态系统进行分类，项目评价范围生态系统为荒漠生态系统，生态系统结构简单。

(2) 生态系统特征

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。荒漠地区为极端大陆性气候，年降水量大都在 250mm 以下，降水变率很大，蒸发量大于降水量许多倍。温度变化剧烈，尤以日夜温差最大。并多有风沙与尘暴出现。土壤中营养物质比较贫乏。群落的植物种类贫乏、结构简单、覆盖度低，有些地面完全裸露。由于食物资源比较单调和贫乏，动物的种类不多，数量也少。

4.3.6.4 土地利用现状评价

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，根据《土地利用现状分类》(GB/T21010-2017)，以确定项目区内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。

生态现状调查范围土地利用类型见表 4.3-17。

表 4.3-17 评价区土地利用类型一览表

土地利用类型		面积 (hm ²)	比例/%
一级分类	二级分类		
其他土地	沙地	249.6	100
合计		249.6	100

由上表可知，生态现状调查范围土地利用类型以沙地为主，面积为 249.6hm²，占评价区总面积的 100%。

4.3.6.5 植被现状评价

区域内除局部地段外，地表基本无植被生长。植物物种的分布和水文条件直接有关，沙漠边缘分布有一年生草本植物和依靠水平根系吸收水分的植物，地下水位较深的地区，分布深根型多年生植物，沙漠腹地绝大部分为连绵的流动沙丘，极端干旱的气候和稀疏的植被使得该区域的生物种类贫乏，仅在一些高大沙丘间低地、地下水位较高的地段生长有芦苇、柽柳等植物群落，植被覆盖度<5%，但项目评价区域内除局部地段外，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地，无国家和地方保护植物。项目区域植被类型图见附图 9，生态调查评价范围内野生植物情况见表 4.3-18。

表 4.3-18 生态调查评价范围内野生植物情况一览表

科	种名	拉丁名	保护级别
柽柳科	多枝柽柳	<i>Tamarix ramosissima</i>	—
禾本科	芦苇	<i>Phragmites australis</i>	—

4.3.6.6 野生动物现状评价

拟建工程位于塔克拉玛干沙漠腹地，气候极端干旱，生态系统极为脆弱，油气田建设工程势必会对脆弱的沙漠生态环境造成一定的影响，同时也会不同程度地影响到建设项目周围的野生动物活动。

拟建工程位于塔里木盆地，按中国动物地理区划分级标准，评价区域属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲、塔里木河中上游区。塔克拉玛干沙漠及其边缘地带共分布有野生脊椎动物 8 种，其中爬行类 3 种，哺乳动物 2 种，鸟类 3 种，这些动物能够在沙漠环境中相对独立生存（仅能短暂栖息、途经沙漠区域的物种则不计入内）。沙漠中物种区系成分基本为中亚类型，在评价区域生存的野生动物主要是一些荒漠动物，无国家和地方保护动物，主要是爬行动物沙蜥等。评价区野生动物种类及保护级别见表 4.3-19。

表 4.3-19 项目区域主要脊椎动物名录

序号	目名	科名	属名	中文名	拉丁名	保护级别
爬行纲						
1	蜥蜴目	蜥蜴科	麻蜥属	密点麻蜥	<i>Eremiasmultiocellata</i>	-
2	有鳞目	蜥蜴科	麻蜥属	荒漠麻蜥	<i>Eremiasprzewalskii</i>	-
鸟纲						
3	雀形目	燕雀科	沙雀属	蒙古沙雀	<i>Rhodopechysmongolica</i>	-
4	雀形目	鸦科	鸦属	小嘴乌鸦	<i>Corvuacarone</i>	-
5	雀形目	文鸟科	麻雀属	黑顶麻雀	<i>Passerammodendri</i>	-
哺乳纲						
6	啮齿目	仓鼠科	沙鼠属	子午沙鼠	<i>Merionesmeridianus</i>	-
7	啮齿目	跳鼠科	长耳跳鼠属	长耳跳鼠	<i>Euchareutes naso</i>	-

4.3.6.7 水土流失重点治理区

(1) 水土流失重点防治分区

根据《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4号),新疆共划分了2个自治区级重点预防区,4个自治区级重点治理区。其中,重点预防区面积19615.9km²,包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区;重点治理区面积283963km²,包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区,项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。

(2) 水土保持基础功能类型

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

(3) 水土流失治理对象

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

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

(4) 水土流失治理措施

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

4.3.6.8 主要生态问题调查

(1) 区域荒漠化土地现状

根据《新疆防沙治沙规划》(2011-2020年)，沙雅县沙化土地总面积为241394.11hm²，占沙雅县国土总面积的15.18%。其中：固定沙地238.13hm²，占0.099%；风蚀残丘11217.61hm²，占4.65%；风蚀劣地3hm²，占0.001%；戈壁229935.71hm²，占95.25%。

(2) 水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区2022年度水土流失动态监测年报》，2022年沙雅县土壤侵蚀类型全部为风力侵蚀，轻度以上风力侵蚀总面积23822.19km²，占全县土地总面积的74.71%。沙雅县2022年水土流失面积比2021年减少了14.88km²。

项目评价区域降水量少，地表基本无植被覆盖，干旱和半干旱是生态环境的主要特征，生态环境较为脆弱。本次评价针对顺北油气田的现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题为土地沙漠化，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，地表出现以风沙活动为主要标志的土地退化，从而引起沙质地表、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，项目区沙漠化的形成主要是因风蚀所致。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

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

5.1.1 施工期大气环境影响分析

(1) 施工扬尘

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

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) 机械设备和车辆废气

在油气田钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO₂、NO_x、C₂H₆等。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，机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，可为环境所接受。

(3) 测试放喷废气

储层改造工程中需进行油气测试，会产生测试放喷废气，依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2d 时间。放喷期间油气通过分离器分离，凝析油进入罐储存，分离出的气体燃烧放空。

(4) 环境影响分析

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

5.1.2 施工期声环境影响分析

(1) 钻井噪声影响分析

① 钻井噪声源强

钻井噪声主要来源于钻井设备、泥浆泵、振动筛等连续性噪声。目前钻井噪声处理难度较大，要减轻钻井噪声影响，主要还是通过钻井过程中采取相应的降噪措施。主要为在泥浆泵等设备下加衬弹性垫料，在钻井过程中平稳操作，避免产生非正常的噪声，通过以上措施可以降低噪声约 10dB(A) 左右。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013) 中表 A.2 和类比油气田开发工程中钻井工程实际情况，项目钻井期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.1-2。

表 5.1-2 施工期钻井噪声源参数一览表(室外声源)

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声压级/距离 [dB(A)/m]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	钻机	ZJ70	53	50	10	90/5	基础减振	昼夜

2	泥浆泵	--	57	80	1.5	90/5	基础减振	昼夜
3	泥浆泵	--	60	80	1.5	90/5	基础减振	昼夜
4	振动筛	--	74	85	1.5	90/5	基础减振	昼夜
5	振动筛	--	78	85	1.5	90/5	基础减振	昼夜
6	绞车	JC70LDB	43	64	1.5	70/5	基础减振	昼夜
7	离心机	--	90	75	1.5	75/5	基础减振	昼夜

②施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见运营期声环境影响评价章节中“5.2.4.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本工程施工期各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.1-3。

表 5.1-3 施工期钻井噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

序号	站场		噪声贡献值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	井场	东场界	68	68	70	55	达标	超标
2	井场	南场界	65	65	70	55	达标	超标
3		西场界	62	62	70	55	达标	超标
4		北场界	64	64	70	55	达标	超标

③影响分析

根据表 5.1-3 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，施工期井场噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间均为 62~68dB(A)，昼间满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求，夜间不满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求，井场周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点，施工期间通过采取对设备定期保养维护、基础减振等措施可减少噪声对周边环境的影响，且随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

(2) 储层改造噪声影响分析

①酸化压裂、测试放喷噪声源强

酸化压裂、测试放喷主要来源于压裂车、测试放喷时产生的高压气流噪声，参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表 A.2 和类比油

田开发工程中储层改造工程实际情况，项目储层改造期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.1-4。

表 5.1-4 施工期储层改造噪声源参数一览表(室外声源)

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

②施工噪声贡献值

施工期噪声预测模式见运营期声环境影响评价章节中“5.2.4.1 预测模式”，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本工程施工期储层改造工程各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.1-5。

表 5.1-5 施工期储层改造噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

序号	站场		噪声贡献值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	井场	东场界	75	75	70	55	超标	超标
2		南场界	60	60	70	55	达标	超标
3		西场界	65	65	70	55	达标	超标
4		北场界	68	68	70	55	达标	超标

③影响分析

根据表 5.1-5 可知，由预测结果可以看出，酸化、测试放喷对厂界的噪声贡献值昼间、夜间均为 60~75dB(A)，不满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求，井场周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点，施工期间通过采取对设备定期保养维护、基础减振等措施可减少噪声对周边环境的影响，同时一般酸压作业、测试放喷周期短，仅为几天，施工结束后，噪声影响消失。

综上所述，施工期从声环境影响角度项目可行。

5.1.3 施工期固体废物影响分析

(1) 施工土方

本项目共开挖土方 1.66 万 m³，回填土方 2.92 万 m³，借方 1.26 万 m³，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建井场和道路工程区需进行压盖，借方主要来源于沙雅县周边砂石料厂，本项目不设置取土场。

(2) 钻井泥浆

项目使用泥浆为膨润土体系泥浆、聚磺体系泥浆。泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用，无废弃钻井泥浆产生。

(3) 钻井岩屑

本项目钻井期内产生的岩屑量最大为 2008m³，其中膨润土泥浆钻井岩屑 909m³，磺化泥浆钻井岩屑 849m³，油基泥浆钻井岩屑 250m³。根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离出的水基钻井岩屑经无害化处理装置处理，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求，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。油基泥浆钻井岩屑送至塔河油田绿色环保站处理。

(4) 撬装式污水处理站产生污泥

撬装式污水处理站处置过程中产生的污泥经污泥脱水装置，脱到 60%含水率后，送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

(5) 生活垃圾

拟建工程产生生活垃圾 3.6t，施工人员生活垃圾集中收集后，定期清运至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置。

(6) 废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为 0.3t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

(7) 废烧碱包装袋

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，及时回收烧碱废包装袋，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，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

(8) 废防渗材料

工程钻井期产生少量废防渗材料属于危险废物，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料约为 0.2t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

5.1.4 施工地表水环境影响分析

(1) 钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有 pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体等，井场不设置废水池，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。

(2) 管线试压废水

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

(3) 生活污水

钻井期产生的生活污水水量小、水质简单，生活污水经井场撬装式污水处理站处理达标后，用于荒漠灌溉。

(4)酸化压裂废水

本项目井场不设置废水池，根据建设单位提供的钻井技术方案，储层改造过程中产生的酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，运至顺北油田绿色环保站处理。

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

5.1.5 施工期地下水环境影响分析

5.1.5.1 正常状况下地下水影响分析

拟建项目钻井施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式，对含水层进行了封固处理，有效保护地下水层，同时严格要求套管下入深度，可有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水的影响。井深超过 7000m，远超出了项目所在区域地下水含水层深度，正常状况下，不会对地下水产生影响。

施工期废水主要包括钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水和生活污水。根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，运至顺北油田绿色环保站处理；项目管线试压废水属于洁净水，循环使用后用于洒水抑尘；生活污水经井场撬装式污水处理站处理达标后，用于荒漠灌溉。拟建工程施工期间无废水直接外排，在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水可避免对地下水环境产生不利影响。

5.1.5.2 非正常状况下地下水影响分析

(1) 井漏事故对地下水环境的影响

非正常状况下，井漏事故对地下水的污染是指在钻井过程中，钻井废水、泥浆漏失于地下含水层中，造成地下含水层水质污染。就钻井液漏失而言，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水层套管）固井变径后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆

自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使钻井液在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入含水层造成污染，其风险性是存在的。

本项目一开及二开钻井泥浆主要成分为水基泥浆，不含有毒有害物质，一开井深基本涵盖了可能具有使用功能的地下水，因此本项目一开钻井过程不会对可能具备使用功能的地下水造成影响。三开以下施工时，表层套管已完成固井，因此钻井泥浆不会在表层套管范围内漏失，漏失发生在表层套管以下的三开范围内，三开范围内的地层地下水埋深较深，不具备使用功能。

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

(2) 井喷事故对地下水环境的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围。根据测算，井喷发生后，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 300m，井喷持续时间 2 天，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的凝析油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。区域气候干旱，降水稀少，不会因降雨形成地表径流，油品中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，同时从事事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，项目所在区域地下水埋深大于 1m，同时及时将凝析油喷散物集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。因此非正常状况下井喷对区域地下水影响可接受。

5.1.5.3 分区防渗

为防止污染地下水，针对钻井工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”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 5.1-6 及附图 13。

表 5.1-6 分区防渗要求一览表

站场	项目		防渗要求
钻前工程	重点防渗区	钻台	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		放喷池	
		危废暂存间	
		泥浆罐区	
		应急池	
		泥浆随钻不落地系统	
	一般防渗区	泥浆泵区	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层的防渗性能
危险化学品间			
泥饼暂存池			
储层改造工程	重点防渗区	井口装置区	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层的防渗性能
		放喷池	
		凝析油储罐区	
		废液收集罐区	
		酸压设备区	

综上所述，本项目施工期采取了源头控制、分区防渗等防控措施，从地下水环境影响的角度分析，本项目对地下水环境影响可接受。

5.1.6 施工期生态影响分析

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

5.1.6.1 地表扰动影响分析

本工程占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场及道路占地，临时占地主要为管道作业带占地。

表5.1-7 拟建工程占用土地情况表

序号	工程内容	占地面积(km^2)		备注
		永久占地	临时占地	
1	采气井场	0.24	1.78	井场永久占地为 $40\text{m} \times 60\text{m}$ ；钻井期井场临时占地面积为 $130\text{m} \times 110\text{m}$
2	道路工程	3.1	0	道路长度 2km ，道路宽度 5m
3	管线工程	0	3.36	管线段宽度按 8m 计
合计		3.34	5.14	—

拟建工程施工过程中对地表的扰动主要来源于以下方面：①井场土地平整；②管道管沟开挖及两侧临时堆土；③井场通井道路施工开辟新道路。上述施工过程中，井场施工因单个井场占地面积小，且影响范围主要集中在井场周围，对地表扰动相对较小；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，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。

5.1.6.2 对植被的影响分析

拟建工程植被影响主要表现为永久占地影响和临时性施工对植被的破坏影响，但由于本项目区域地表基本无植被覆盖，仅在一些高大沙丘间低地、地下水位较高的地段生长有怪柳等植物，且项目井场占地区域无植被覆盖，集输管线沿现有道路敷设，临时占地范围内植被覆盖，无因此工程的建设对植被影响较小。

5.1.6.3 对野生动物的影响分析

施工期对动物的影响方式主要包括井场、管道建设迫使动物远离原有生境，各种车辆和机械噪声对野生动物的惊扰，这种影响是短暂的。施工过程中可能对周围的沙蜥等造成惊吓和干扰，影响范围很小，且沙漠地区受工程影响的动物数量较少。

根据现场踏勘和走访调查，项目评价范围内野生动物种类、数量均不丰富，

项目周围未发现国家和新疆重点保护动物，项目开发活动对区域野生动物的影响不属于永久性和伤害性影响，只是造成短时间的干扰，随着施工结束，对野生动物的干扰也随之消失。因此，拟建项目对野生动物种群和数量影响较小。

5.1.6.4 对生态系统的影响分析

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

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

5.1.6.5 水土流失影响分析

(1) 扩大侵蚀面积，加剧水土流失。拟建工程地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度较低，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。

(3) 工程占用破坏原有植被，增加了地面裸露和松动，植被面积减少和植被破坏，抗蚀能力减弱，水土流失加剧。

施工过程中土石方的开挖、堆放、回填等工程，将不可避免的造成水土流失量增大，必须采取相应的水土保持措施，要求项目建设过程中应严格执行《中华人民共和国水土保持法》等法律法规要求，编制水土保持方案报告，具体水土保持结论及要求应以水土保持方案报告为准。同时拟建工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，区域地表基本无植被覆盖，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减小因拟建工程的建设而产生的水土流失。

5.1.6.6 防沙治沙分析

(1) 占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况。

拟建工程总占地面积 8.48hm^2 (永久占地面积 3.34hm^2 ，临时占地面积 5.14hm^2)，全部为沙地。

(2) 项目实施过程中的弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响。

拟建工程管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填管沟及铺垫井场。项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表基本无植被覆盖，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)。

拟建工程占地范围不涉及已建设的防沙治沙设施。

(4) 可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

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

5.1.6.7 生态影响评价自查表

表 5.1-9 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 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态影响识别	影响方式	工程占用 <input type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> 生境 <input checked="" type="checkbox"/> (地表扰动) 生物群落 <input type="checkbox"/> 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> (生态系统完整性、植被覆盖度、生物量损失) 生物多样性 <input type="checkbox"/> 生态敏感区 <input type="checkbox"/> 自然景观 <input type="checkbox"/> 自然遗迹 <input type="checkbox"/> 其他 <input type="checkbox"/>
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input type="checkbox"/> 三级 <input checked="" type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积： <input type="checkbox"/> km ² ；水域面积： <input type="checkbox"/> km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input checked="" type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ；沙漠化 <input checked="" type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input type="checkbox"/> ；定性和定量 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input checked="" type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input type="checkbox"/> ；生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input type="checkbox"/> ；常规 <input checked="" type="checkbox"/> ；无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可行 <input type="checkbox"/>
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“ <input type="checkbox"/> ”为内容填写项。		

5.1.7 施工期土壤环境影响分析

5.1.7.1 土壤环境影响分析

(1) 土壤理化性质影响

施工期对土壤理化性质的影响主要是施工期的施工机械设备碾压等活动，可扰乱土壤表层、破坏土壤结构。由于表层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在整个施工区域内，该工程对土壤表层的影响较大。

(2) 钻井过程对土壤环境影响

钻井过程会产生钻井泥浆及岩屑，钻井泥浆主要含有重晶石、防塌剂、磺化酚醛树脂等，若不集中收集并进行妥善处理，进入土壤后可能会污染土壤表层，影响土壤理化性质等。因此钻井时必须对钻井泥浆及岩屑进行不落地收集和无害化处置。

拟建项目产生的钻井泥浆和岩屑一起被收集至泥浆不落地收集系统，依次经振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备将固液分开，得到液相输送至泥浆循环罐内暂存，经调节泥浆密度、pH 值后进行循环利用；分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 2 第二类用地筛选值后，用于铺垫油区内的井场、道路等。泥浆不落地装置实现了泥浆收集、固液分离、液相回用，实现了对钻井废弃物的减量化及无害化处理目的；油基泥浆钻井岩屑送至塔河油田绿色环保站处理。因此，正常情况下钻井泥浆及岩屑不会对土壤环境产生影响。

(3) 施工期废弃物对土壤环境质量影响

施工期对土壤环境质量的影响主要是施工期间的固体废物堆存及施工设备漏油、施工产生的酸化压裂废水泄漏等，造成污染物进入土壤环境。钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止废机油落地污染土壤。酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，运至顺北油田绿色环保站处理。因此，正常情况下施工期废弃物不会对土壤环境产生影响。

5.1.7.2 施工期土壤环境保护措施

(1) 施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面。

(2)产生的挖填方尽量实现自身平衡，和开挖土方集中堆放并采取保护措施，在临时堆放场周围采取必要的防护措施。

(3)钻井井场严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求，将钻井平台、危废暂存间、放喷池等设置为重点防渗区，重点污染防治区防渗层的防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 。

(4)钻井岩屑采用泥浆不落地收集系统收集并对其无害化处置。

(5)加强泥浆循环设备的维护保养，减少跑、冒、滴、渗、漏，减少设备破损和泄漏发生。

5.2 运营期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

5.2.1.1 多年气候统计资料分析

拟建工程位于阿克苏地区沙雅县，距离该项目最近的气象站为沙雅县气象站，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)规定，本次评价气象统计资料分析选用沙雅县气象站的气象资料。

表 5.2-1 观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/m		相对距离/m	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
沙雅	51639	基本站	82.78333	41.23333	175	981	2023	风向、风速、总云量、低云量、干球温度

(1)温度

区域内近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.2-2。

表 5.2-2 近 20 年各月平均温度月变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度(°C)	-6.8	-0.3	8.5	16.4	21.1	24.6	25.9	24.8	19.9	11.8	3.0	-4.7	12.0

由表 5.2-2 分析可知，区域近 20 年平均温度为 12°C，4~9 月平均温度均高于多年平均值，其他月份均低于多年平均值，7 月份平均气温最高，为 25.9°C，1 月份平均气温最低，为 -6.8°C。

(2) 风速

区域内近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.2-3。

表 5.2-3 近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速(m/s)	1.1	1.3	1.5	1.7	1.8	1.8	1.6	1.5	1.3	1.0	1.0	1.1	1.4

表 5.2-3 分析可知，区域近 20 年平均风速为 1.4m/s，5~6 月份平均风速最大为 1.8m/s，10~11 月份平均风速最低为 1.0m/s。

③ 风向、风频

区域近 20 年各月、各季及全年平均风向频率见表 5.2-4，近 20 年风频玫瑰图见图 5.2-1。

表 5.2-4 近 20 年各月、各季及全年平均风向频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
1 月	4.8	5.6	8.8	5.6	0.8	0.8	1.6	1.6	1.6	14.5	14.5	12.1	2.4	5.7	0.8	0.0	18.6
2 月	5.2	1.7	2.5	1.7	0.8	0.9	0.0	0.9	0.0	8.6	25.0	22.4	12.1	6.0	2.6	1.7	7.8
3 月	4.8	12.1	20.9	10.5	4.0	1.6	2.4	0.8	1.6	5.7	4.8	6.5	4.8	4.0	1.6	2.4	11.3
4 月	5.0	11.7	11.6	8.3	4.2	3.3	0.0	3.3	7.5	3.3	9.2	7.5	2.5	3.3	2.5	2.5	14.2
5 月	9.7	16.9	13.7	12.1	1.6	3.2	7.3	4.0	0.0	2.4	4.0	4.8	1.6	16.1	4.0	4.8	8.1
6 月	11.7	14.2	10.8	12.5	9.2	5.8	4.2	1.7	1.7	1.7	2.5	2.5	1.7	4.2	6.7	2.5	6.7
7 月	11.3	13.7	8.1	8.9	2.4	3.2	1.6	2.4	3.2	4.8	4.8	3.2	6.5	5.7	6.5	6.5	7.3
8 月	6.4	16.1	20.2	13.7	6.5	5.7	3.2	4.0	1.6	1.6	403.0	0.8	1.6	0.0	2.4	6.5	5.7
9 月	10.0	18.3	13.3	11.7	5.8	1.7	1.7	3.3	1.7	1.7	5.8	2.5	6.7	2.5	2.5	1.7	9.2
10 月	5.6	13.7	8.1	8.1	2.4	0.0	1.6	1.6	0.8	5.7	5.7	4.0	4.8	4.0	4.0	3.2	26.6
11 月	0.0	3.3	5.8	4.2	1.7	2.5	0.8	0.8	2.5	6.7	15.0	15.8	6.7	4.2	1.7	1.7	26.7
12 月	1.6	8.1	15.3	10.4	4.8	0.8	2.4	2.4	2.4	6.5	11.3	10.5	5.7	2.4	0.0	1.6	13.7
春季	6.5	13.6	15.5	10.3	3.3	2.7	3.3	2.7	3.0	3.8	6.0	6.3	3.0	3.0	2.7	3.3	11.1
夏季	9.8	14.7	13.1	11.6	6.0	4.9	3.0	2.7	2.2	2.7	3.8	2.2	3.3	3.3	5.2	5.2	6.5
秋季	5.2	11.8	9.1	7.9	3.3	1.4	1.4	1.9	1.7	4.7	8.8	7.4	6.0	3.6	2.8	2.2	20.9
冬季	3.8	5.2	9.1	6.0	2.2	0.8	1.4	1.7	1.4	9.9	16.8	14.8	6.6	4.7	1.1	1.1	13.5
全年	6.3	11.3	11.7	9.0	3.7	2.5	2.3	2.3	2.1	5.3	8.8	7.7	4.7	3.6	2.9	2.9	13.0

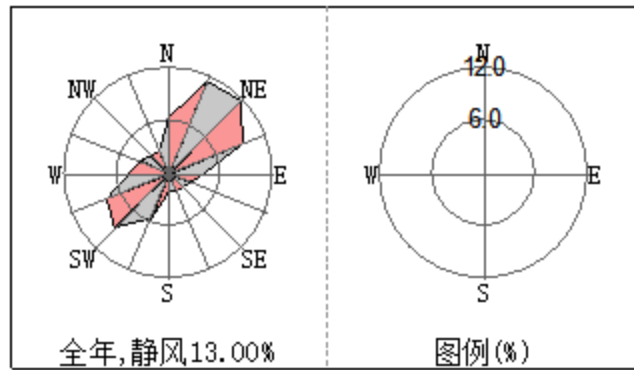


图 5.2-1 近 20 年风频玫瑰图

由表 5.2-4 分析可知，沙雅县近 20 年资料统计结果表明，该地区多年 NE 风向的频率最大。

5.2.1.3 环境空气影响预测与分析

(1) 预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)所推荐采用的估算模式 AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的**最大影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.2-4。

表 5.2-4 项目估算模式参数一览表

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/℃		41.2
3	最低环境温度/℃		-24.2
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		41.2
8	是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
		地形数据分辨率/m	90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
		岸线距离/km	—
		岸线方向/°	—

(2) 预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表 5.2-6，相关污染物预测及计算结果见表 5.2-7。

表 5.2-6 主要废气污染源参数一览表(面源)

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
井场无组织废气	83.240361	39.971764	1023	20	30	0	3	8760	正常	H ₂ S	0.0001
										非甲烷总烃	0.002
										甲醇	0.0027

表 5.2-7 P_{max}及D_{10%}预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离(m)	D _{10%} (m)
1	井场无组织废气	H ₂ S	0.512	5.12	5.12	34	—
		非甲烷总烃	10.235	0.51			
		甲醇	13.818	0.46			

由表 5.2-7 可知，项目废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 10.235 μg/m³、占标率为 0.51%；H₂S 最大落地浓度为 0.511 μg/m³、占标率为 5.11%，甲醇最大落地浓度为 13.818 μg/m³、占标率为 0.46%，D_{10%}均未出现。

5.2.1.4 废气源对四周场界贡献浓度

拟建工程实施后，无组织废气对井场四周贡献浓度情况如表 5.2-8。

表 5.2-8 厂界四周边界浓度计算结果一览表 单位：μg/m³

污染源	污染物	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
井场无组织废气	非甲烷总烃	7.598	8.286	7.598	8.286
	H ₂ S	0.380	0.414	0.380	0.414
	甲醇	10.259	11.186	10.259	11.186

拟建工程实施后，本项目实施后，井场无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值为 7.598~8.286 μg/m³，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求；对四周场界 H₂S 浓度贡献值为 0.38~0.414 μg/m³，满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 新

扩改建厂界二级标准值；甲醇浓度贡献值为 10.259~11.186 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996)中表 2 无组织排放监控浓度限值。

5.2.1.5 大气环境保护距离

根据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)“8.8.5 大气环境保护距离确定”相关要求，需要采用进一步预测模式计算大气环境保护距离，拟建工程大气环境影响评价等级为二级，不再计算大气环境保护距离。

5.2.1.6 非正常排放影响分析

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 5.2-7。

表 5.2-7 非正常排放 P_{\max} 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表 单位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$

序号	污染源名称	评价因子	$C_i(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_i(\%)$	$P_{\max}(\%)$	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}(\text{m})$
1	井场放喷口	非甲烷总烃	676.9	33.8	91.4	10	50
		PM_{10}	270.8	60.2			250
		NO_2	182.8	91.4			525

由表 5.2-9 计算结果表明，非正常工况条件下，井场放喷废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 676.9 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 33.8%， $D_{10\%}$ 对应距离为 50m； PM_{10} 最大落地浓度为 270.8 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 60.2%， $D_{10\%}$ 对应距离为 250m； NO_2 最大落地浓度为 182.8 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 91.4%， $D_{10\%}$ 对应距离为 525m。

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

5.2.1.7 污染物排放量核算

项目无组织废气污染物排放量核算情况见表 5.2-9。

表 5.2-9 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	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	无组织	非甲烷总烃	采出液密闭	《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	非甲烷总烃 ≤ 4.0	0.018

	废气		集输	控制要求		
2		硫化氢		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1新扩改建厂界二级标准值	H ₂ S≤0.06	0.001
3		甲醇	加强设备管理,减少跑、冒、滴、漏	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中表2无组织排放监控浓度限值	甲醇≤12	0.024

5.2.1.8 评价结论

拟建工程位于环境质量不达标区,污染源正常排放下硫化氢、非甲烷总烃、甲醇短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%,污染物的贡献浓度较低,且出现距离较近,影响范围较小。本工程废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。拟建工程实施后大气环境影响可以接受。

5.2.1.9 大气环境影响评价自查表

表 5.2-10 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>			三级 <input type="checkbox"/>		
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥ 2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>			<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>		
评价因子	评价因子	基本污染物(PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO _x 、CO、O ₃) 其他污染物(H ₂ S、非甲烷总烃、甲醇)				包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不含二次PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		附录D <input checked="" type="checkbox"/>	其他标准 <input type="checkbox"/>		
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>			一类区和二类区 <input type="checkbox"/>		
	评价基准年	(2023)年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input checked="" type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input type="checkbox"/>			现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>				不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 现有污染源 <input checked="" type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域污染源 <input checked="" type="checkbox"/>		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>	
	预测范围	边长≥ 50km <input type="checkbox"/>		边长5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子(H ₂ S、非甲烷总烃、甲醇)				包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/>			
	正常排放短期浓度贡献值	C _{10%} 最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>				C _{10%} 最大占标率>100% <input type="checkbox"/>			

大气环境影响预测与评价	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 10\%$ <input type="checkbox"/>		$C_{\text{本项目}}$ 最大标率 $> 10\%$ <input type="checkbox"/>
		二类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 30\%$ <input type="checkbox"/>		$C_{\text{本项目}}$ 最大标率 $> 30\%$ <input type="checkbox"/>
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时间长()h	$C_{\text{本项目}}$ 占标率 $\leq 100\%$ <input checked="" type="checkbox"/>		$C_{\text{本项目}}$ 占标率 $> 100\%$ <input type="checkbox"/>
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{\text{叠加}}$ 达标 <input type="checkbox"/>		$C_{\text{叠加}}$ 不达标 <input type="checkbox"/>	
	区域环境质量的整体变化情况	$k \leq -20\%$ <input type="checkbox"/>		$k > -20\%$ <input type="checkbox"/>	
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (H ₂ S、非甲烷总烃、甲醇)		有组织废气监测 <input type="checkbox"/>	无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
	环境质量监测	监测因子: ()		监测点位数()	无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>			
	大气环境保护距离	距()厂界最远()m			
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 : (0.042) t/a
注: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 填“ <input checked="" type="checkbox"/> ”;“()”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, 判定拟建工程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

拟建工程运营期产生的废水主要有采出水和井下作业废水, 采出水前期随采出液一起进入五号联合站处理达标后回注地层; 井下作业废水采用专用废水回收罐收集, 运至顺北油田绿色环保站处理。

拟建工程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) 五号联合站采出水处理单元

拟建工程建成投运后, 采出水随采出液经管道输送进入五号联合站处理, 满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层。处理后净化污水经高压注水泵增压, 通过注水系统回注, 可保持油层压力, 使油藏有较强的驱动力, 以提高油藏的开采速度和采收率。

表 5.2-10 五号联合站采出水处理规模一览表

序号	联合站名称	项目内容	设计最大处理规模	预计富余处理能力	拟建工程需处理量	依托可行性
1	五号联合站	采出水(m ³ /d)	1500	1183	4	依托可行

(2) 顺北油田绿色环保站

顺北油田绿色环保站处理站采取“预处理+破胶沉降混凝+过滤”工艺，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)指标要求，用于顺北区块油田油层回注用水。处理规模为 400m³/d，顺北油田绿色环保站处理能力可满足拟建工程需求，依托处理设施可行。

综上，拟建工程废水不外排，拟建工程实施对地表水环境整体可接受。

表 5.2-11 地表水环境影响评价自查表

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

5.2.3 地下水环境影响评价

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

5.2.3.1 区域水文地质条件概况

根据区域钻井剖面资料，塔克拉玛干沙漠沙丘之下，广泛分布有第四系的

冲积、洪积和风积层，厚度多在 200m~300m。其上部 120m~150m 绝大多数为粉细沙层，粒度均匀，不含或微含细粒物质，渗透系数较大，透水性能较强，单井出水量 20m³/d~200m³/d，按地下水的富水性标准，属于水量中等地区。

(1) 区域地质概况

① 塔里木盆地构造条件

塔里木盆地在大地质构造中称为塔里木地台，其基底(指第四系以前的地质时代的地层)形态特征受南北向天山和昆仑山地槽褶皱带挤压应力场的作用，使塔里木地台的构造格局以南北向分带性、地层系统发育的完整性及强烈的新构造运动的差异性为显著特点，新构造作用使地台缓慢抬升，基底的拗陷，隆起呈波状起伏，断裂发育等为基本形态特征，对地下水储存具有较强的控制作用。

② 第四系松散地层

第四系松散地层是地表水流床，也是地下水赋存的主要介质。昆仑山前平原至塔中沙漠区，第四系地层分布广泛，它不仅塑造了盆地现代地貌景观，而且对山前平原和沙漠腹地水资源的形成、运移、储存及水动力循环具有显著的影响作用。昆仑山前倾斜平原由河流冲洪积扇群组成，基底岩层处于民丰-若羌拗陷带内，向扇前缘过渡为冲积平原，由原层砂夹亚砂土，亚粘土互层组成，通称细土带，厚度为 500m~800m；向盆地中央延伸，流水作用逐渐减弱，岩性粒度由粗变细，向河湖相和风积相过渡，被巨厚的粉细砂夹薄层亚砂土或精致粘土层代替。项目区处于中央隆起构造带内，第四系厚度有所变薄，一般沉积厚度小于 300m，最大厚度可达 500m，在较低沙坳间洼地中可见冲、湖积地层出露，其岩性结构粒度同风成沙类同，流水层理清楚，并发现较多的螺壳化石，证明冲湖积的物质来源于风积砂再搬运沉积的结果。

总之，塔里木盆地基底地形，由南向北经过的拗陷-隆起-再拗陷至塔中再隆起的波浪式变化，对第四系的补偿堆积具有很强的控制作用，为地下水的赋存和运移创造了有利的储水构造条件。

(2) 区域地下水系统特征

项目区沙漠地下水同昆仑山前冲洪积平原地下水具有紧密联系并处于同一水环境单元，构成了区域地下水系统。

①地下水赋存及分布规律

本区从昆仑山前至基底地质构造由两个拗陷和两个隆起组成。直接影响储水介质——第四系松散物质的补偿性沉积厚度和地下水赋存条件。在地貌上山前倾斜平原衔接沙漠覆盖的冲积湖积平原，构成完整的水系统单元，自南向北沿流向水文地质条件呈有规律的变化。

a 南部山前平原：据水文地质普查勘探资料，山前平原处于民丰-若羌拗陷内，由第四系松散卵砾质堆积物充填，厚度近千米，储水条件优越，赋存有丰富的水质良好的潜水，315 国道南侧一带，地下水埋深 10m~20m，向山麓方向埋深大于 60m，含水层岩性为单一的卵砾石层，富水性强，水交替条件活跃，单井涌水量大于 2000m³/d。

倾斜平原前缘，处于车尔臣隆起带内，第四系冲积层相变为双层和多层结构的粗中砂、粉细砂和粘土、亚粘土或亚砂土互层，为细土平原带，赋存有上部劣质潜水和下层(深部)优质承压水的储水构造。潜水位埋深 1m~10m，富水性时空变化大，以安边尔兰杆边界，东部入莫勒恰河和喀拉米兰河下游平原，富水性较差，单井涌水量约 500m³/d。深部承压水有两层含水层，以中细砂为主，富水性较强，单井涌水量达 1000m³/d~2000m³/d。

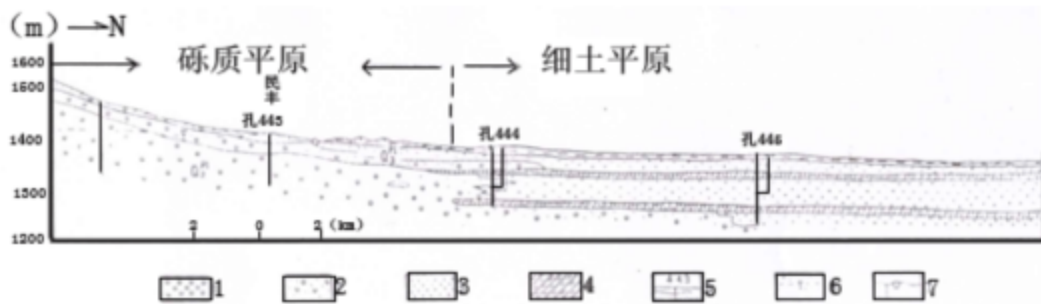


图 5.2-2 水文地质剖面图

b 北部古冲积湖积平原：基底由唐古孜巴斯拗陷过渡到中央隆起带。新生代时期随着基底地壳拗陷和隆起的演化，第四系古水文网异常发育，对风成沙的再搬运，形成当今的厚度大于 300m，以粉细砂为主体，夹有不稳定亚砂、亚粘土层的储水构造，构成广阔的古冲湖积平原，普遍含有地下水。现代风成沙堆积在古冲积平原之上，流动的沙丘、沙垅不含地下水，形成表层风沙地貌。

深部大厚度粉细砂层构成巨大的储水空间。据沙漠中钻井资料分析，沙漠地下水主要分布于更新世中晚期冲积和冲湖积砂层中。石油勘探供水井资料表明坳间洼地地下水位 3m~5m，最大深度 15m，井深 100m~120m，8 英寸管径单井涌水量达 $600\text{m}^3/\text{d}\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，单位涌水量 $1\text{L}/\text{s}\cdot\text{m}$ 左右，属水量中等的潜水含水层。水质差，矿化度 $4\text{g}/\text{L}\sim 5\text{g}/\text{L}$ ，不适饮用。据分析第四系含水层之下的新第三系泥岩、砾岩和砂岩有深循环承压地下水分布，有待供水勘探证实。

②地下水补给、径流、排泄条件

昆仑山前平原至沙漠腹地油气田区，为一个整体的地下水动力系统，具有良好的储水条件，贮水体积巨大，地下水分布较为普遍，其补给水源主要靠山地流入的七条河流和季节洪流的转化下渗补给。据外业调查，这些地表径流在山前平原区除蒸发消耗和小面积灌溉被作物吸收外约有 90%以上水量渗失地下转换为地下水资源，如安迪尔河和牙通古孜河出山口不到 15km，全部渗入地下，河床断流，估测地表水转换为地下水资源约为 $5\times 10^5\text{m}^3/\text{a}$ ，说明地表水补给地下水作用极为强烈。平原区虽有大气降水，但不足 30mm，其它如灌溉水入渗等，其量甚微，对平原地下水补给不具实际意义。

地下水径流自南向北运动，山前至沙漠油田区地形高差大于 400m，径流交替强烈，向较低的沙漠腹地运移条件良好，地下径流速度由每日数十米向沙漠古冲湖积平原逐渐趋于缓慢，约为 1m，构成广大沙漠中大面积的滞流集水区，是沙漠普遍分布地下水的基本原因之一。

地下水的排泄，严格受基底构造控制，在车尔臣隆起带附近，倾斜平原前缘地下水位埋深 1.5m，古河道侵蚀谷侧有泉水出露，一般流量小于 $5\text{L}/\text{s}$ ，是地下水排泄回归地表水，而后又汇集河床向沙漠倾泄，形成局部循环转化过程。但大面积地下水浅埋带垂直蒸发强烈，特别是在埋深小于 1m 地段，地表土层普遍积盐，形成厚达 10cm~20cm 的白色盐壳，表明该带为地下水排泄地段。深部的大量地下径流仍源源不断地向沙漠中集致辞，在沙漠中仅占 15%面积的坳间洼地内水位浅埋地段，仅有极少部分蒸发消耗，表现为正均衡状态。沙漠下伏冲湖积层是地下水储存的地下水库，地下水呈长期的滞流状态，靠远距离排泄平衡。

③地下水水化学演变规律

地下水化学特征的形成及演变，是地下水在地质构造、地层岩性及水文地质条件控制下，在不同介质中运移与围岩进行各种水文地球化学作用的结果。塔克拉玛干沙漠区地下水化学特征，是在极端干旱的气候条件下形成的，在水化学演化作用中从山地到倾斜径流过程中，水文地球化学作用十分复杂强烈。表现为大陆盐化过程，是沙漠地下水最显著的水化学特征。

从山前平原单一的卵砾石带过渡到细土平原和冲洪积平原(沙漠区)，地下水化学成份，表现为由上游到下游沿地下水流向的水平演变；而且也有沿河床由近及远方向的水平分带规律，同时大厚度含水层水化学垂直分带规律也普遍存在。

a 沿地下水流向自南向北水平变化规律

从山前至沙漠常量阴阳离子转换明显，矿化度不断增高，水质向劣化方向递变，水化学类型由倾斜平原的 $\text{SO}_4\text{-Ca(Mg)}$ → 细土带 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl-Ca(Mg)}$ → 至沙漠区为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Mg}$ 水递变；矿化度由 $< 1\text{g/L}$ → $1\text{g/L} \sim 3\text{g/L}$ → $3\text{g/L} \sim 10\text{g/L}$ 递增。特别是大面积的沙漠地下水类型比较稳定，均为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Mg}$ 水。

b 垂直河床方向的水平分带规律

因河水是地下水主要补给源，所以垂直河床两侧的地下水的水质由近及远地表现为水平分带规律。即随着河床向两侧地表水和地下水混合作用由强到弱，水化学成份近河水向原始水型呈分带变化，各带的宽度大小与河水流量大小和所接触的含水层透水性密切相关。

c 垂直分带规律

地下水上咸下淡的倒置垂直分带性是干旱区潜水化学的普遍特征之一。主要表现在细土带和沙漠区大厚度含水层和上部潜水与下部承压水分布区。这类地区含水层颗粒细，水力坡度小，地下水径流速度滞缓，水位埋深浅，在极端干旱的气候条件下，潜水大量蒸发，盐份自下而上不断迁移，使盐份在潜水上部或地面富集，而下层(或深部)潜水(或承压水)水质相对较好。这种规律在塔中沙漠地下水中反映明显。如塔中油田区浅-深部均为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Mg}$ 水，但矿化度随深度增加而降低，表层水矿化度一般都大于 5g/L ， $100\text{m} \sim 120\text{m}$ 水井矿

化度为 4g/L~5g/L, GS3 水井 263m~354m 深度段地下水矿化度为 4.2g/L, GS2 水井 251m~389m 深度矿化度为 3.5g/L。

5.2.3.2 评价区水文地质条件

(1) 含水层空间分布

根据野外岩性描述, 评价区含水地层总体上基本一致, 岩性自上而下差异不大, 砂层占据绝对优势, 砂层中又以粉砂占绝对优势。

据资料分析, 评价区内在深度 300m 以上的潜水含水层大体可以划分为 2 个含水岩组, 即 220m 以上的中、上更新统含水岩组和 220~300m 的下更新统含水岩组。中上更新统含水岩组包括 2~3 个含水层, 潜水含水层的岩性主要为第四系全新统冲积的粉砂, 其次为细砂。其中细砂层数较多, 单层厚度较小, 呈薄层或透镜体状, 单层厚度一般 0.5~20m, 最大可达 28m。下更新统含水岩组可分为上、下两个含水段; 上含水段深度为 220~300m, 包括 1~2 个含水层。

评价区内潜水的水位埋藏深度随沙漠地形变化, 由于地形复杂, 因而地下水埋深变化也很复杂, 无明显规律。洼地潜水静止水位一般在 3~5m 之间。水质较差, 根据取样检测分析可知, 矿化度一般在 3.0~13.8g/L, 矿化度大小分布无规律。

(2) 地下水类型及富水性

评价区第四系含水层主要为沙丘下伏的沉积层, 通过对勘探孔岩芯的颜色、结构、构造、粒度变化分析, 整个地层岩性从上到下变化不大, 含水层岩性较单一, 主要由砂类地层夹粘性土类薄层构成, 肉眼观察粘性土层与粉砂层不易区分。砂类地层主要为粉砂或细砂, 个别地段出现粘性土类夹层, 岩性主要为粉质粘土层, 不稳定, 多以薄夹层或透镜体形式存在, 不能形成稳定的隔水层。因此, 评价区地下水类型均为第四系松散岩类孔隙潜水。

评价区范围内勘探深度内地下水为潜水, 含水层岩性为粉砂、细砂, 换算单井涌水量在 12.6~104.94m³/d, 水力坡度在 1%~3%, 地下水埋深在 3~37m 之间, 渗透系数 0.35m/d~1.78m/d; 水化学类型为 C1·SO₄-Na·Mg 型水。

(3) 地下水补给

评价区位于塔克拉玛干沙漠腹部, 无地表河流穿过, 也无其它地表水体和

引水渠系等。地下水的补给来源于以下 2 个方面：

①南部沙漠区地下水侧向径流补给：这是评价区地下水的最主要补给来源。

②降水入渗补给：沙漠区降水稀少，多年平均降水量仅有 25~35mm，年平均蒸发量高达 3000~4000mm，蒸降比高达 116 以上，评价区内的降水基本上不能直接对浅埋带地下水形成入渗补给作用。所以评价区内降水入渗补给对地下水资源的补给一般无实际意义。

(4) 径流

沙漠区地下水的径流运移速度总体上是极迟缓的。评价区地下水接受南部沙漠区地下迳流侧向补给后，在粉细砂含水层的孔隙中总体上由西南向东北迳流。除局部地段外，地下水的径流方向与沙垄的延伸方向大体一致。

(5) 地下水的排泄

评价区地下水的排泄方式主要有以下三项：

①北部地下侧向径流排泄。这是沙漠区地下水的主要排泄方式。区内地下水各含水组岩性均为大厚度粉细砂或粉砂层，迳流条件较差。所以地下水总体上以缓慢迳流的方式向北部下游地段排泄。

②潜水面垂直蒸发排泄

区内地下水埋藏条件总体上受风积沙丘、沙垄构成的地形地貌制约。在沙垄及其周边沙丘分布区，地下水埋藏较深，埋深一般大于 10m，最深达 37.07m，垂直蒸发对地下水基本上不起作用。

但在沙垄之间的洼地中，地下水埋深大多小于 5m，部分地段为 5~10m。且垄间洼地内岩性颗粒较沙垄上细，多为粉砂或粉土，地下水通过包气带细颗粒地层的毛细管可上升到地表表面及其附近。尤其垄间洼地内地下水潜水位埋深小于 5m 的地段，在沙漠区极干旱的气候条件和强烈的蒸发作用控制下，使地下水沿毛细管不断上升而消耗。由此可见，潜水面的垂直蒸发也是垄间洼地内(地下潜水位埋深小于 5m 的地段)地下水的重要排泄方式之一。

③地下水人工开采排泄

沙漠区地下水原本不存在人工开采。但在区域随着油田的勘探开发，需水量呈逐年增长之势，而且主要靠开采地下水加以解决。目前，评价区内的油田

勘探井和油田开采井旁都建有钻前供水井开采地下水供给施工用水，而部分钻前供水井在油井施工完后即已停止开采地下水。

(6) 地下水化学类型

① 形成作用

评价区内地下水均为潜水，且水位埋藏浅，加之沙漠气候异常干旱，因此区内水化学作用主要以蒸发浓缩作用为主。评价区内的地下水主要接受西南部地下水的侧向径流补给，径流路径长、蒸发强度大，地下水含盐量增高，水质逐渐变差，地下水中 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、 Na^+ 、 Mg^{2+} 含量大量富集，水化学类型以 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na} \cdot \text{Mg}$ 型为主，溶解性总固体含量集中在 3.0~8.52g/L。

② 地下水化学类型分布

评价区位于塔克拉玛干沙漠中部，区内地下水径流条件差异不大，水化学类型的变化也很小，主要为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型，水化学类型没有明显的分布规律，在垂向上无明显分带规律。

(7) 地下水开发利用现状

评价区随着油田的勘探开发，需水量呈逐年增长之势，而且主要靠开采地下水加以解决。目前，评价区内的油田勘探井和油田开采井旁都建有钻前供水井开采地下水供给施工用水，而部分钻前供水井在油井施工完后即已停止开采地下水。

5.2.3.2 区域地下水污染源调查

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

5.2.3.3 地下水环境影响评价

5.2.3.3.1 正常状况

(1) 废水

拟建工程运营期间废水主要包括采出水和井下作业废水，井场不设置废水池，采出水随采出液一起进入五号联合站处理达标后回注地层；井下作业废水

采用专用废水回收罐收集，运至顺北油田绿色环保站处理。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

(2) 落地油

天然气开采中产生的落地油转移到下层的量很少。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等, 2009), 土壤中石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50cm。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, 即无迁移凝析油从地表到地下水的动力条件。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收, 在措施落实、管理到位的前提下, 可最大限度减少落地油量, 故落地油对开发区域地下水的影响很小。

(3) 集输管道

拟建工程正常状况下, 集输管道采取严格的防腐防渗措施, 不会对区域地下水环境产生污染影响。

5.2.3.3.2 非正常状况

(1) 采气井场套管破损泄漏对地下水环境的影响

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

① 预测因子筛选

采气井场套管破损泄漏污染物主要为石油类, 本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测, 石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的Ⅲ类标准。评价因子检出限及评价标准见表 5.2-13。

表 5.2-13 评价因子及评价标准一览表

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

②预测源强

泄漏量取单井采出水流量的最大值 $4\text{m}^3/\text{d}$ ，考虑采出水全部渗入潜水含水层，采取措施 1 天后停止泄漏。参考《采油废水治理技术规范》(HJ 2041-2014)，石油类浓度范围在 $20\text{mg}/\text{L}\sim 200\text{mg}/\text{L}$ ，本次评价为求得事故状态下对地下水的最大影响，石油类浓度取 $200\text{mg}/\text{L}$ ，则石油类泄漏源强为 0.4kg 。

③预测模型

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

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

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

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

式中：

x, y —计算点处的位置坐标；

t —时间， d ；

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

M —含水层厚度， m ；评价区域潜水含水层平均厚度约 30m ；

m_w —长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量， kg 。本次线源瞬时注入的污染物质量石油类 0.4kg ；

u —地下水流速度， m/d ；潜水含水层岩性为第四系细砂，依据抽水试验结果，渗透系数取 $1.5\text{m}/\text{d}$ 。水力坡度 I 为 3% 。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=1.5\text{m}/\text{d} \times 3\%/0.18=0.025\text{m}/\text{d}$ ；

n —有效孔隙度，无量纲；参照相关资料，其有效孔隙度 $n=0.18$ ；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；根据资料，纵向弥散度 $\alpha_m=10m$ ，纵向弥散系数 $D_L=\alpha_m \times u=0.25m^2/d$ ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；横向弥散系数 $D_T=0.025m^2/d$ ；

π —圆周率。

④预测内容

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值等值线作为影响范围，石油类取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中Ⅲ类标准值等值线作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表 5.2-14。

表 5.2-14 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围(m^2)	超标范围(m^2)	最大运移距离(m)	晕中心浓度(mg/L)	超标范围是否运移出井场边界
100d	502	301	25	0.75	否
1000d	2120	628	70	0.07	—
7300d	142	—	195	0.01	—

地下水石油类浓度预测结果表明，套管破损泄漏发生 100d 后，含水层污染物影响范围 $502m^2$ ，超标范围 $301m^2$ ，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向北方向最大运移距离为 25m，晕中心最大浓度为 0.75mg/L；套管破损泄漏发生 1000d 后，含水层污染物影响范围 $2120m^2$ ，超标范围 $628m^2$ ，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向北方向最大运移距离为 70m，晕中心最大浓度为 0.07mg/L；套管破损泄漏发生 7300d 后，含水层污染物影响范围 $142m^2$ ，无超标范围，污染晕沿地下水流向，由泄漏点向北方向最大运移距离为 195m，晕中心最大浓度为 0.01mg/L。

(2)集输管道泄漏事故对地下水的影响

集输管道泄漏事故对地下水的影响，一般泄漏于土体中的液相可以同时向

表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。

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

拟建工程非正常状况下，管线出现破损泄漏，如不及时修复，少量石油类可能下渗对地下水造成影响。由于石油类受土壤的吸附作用，石油类主要积聚在包气带表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，且拟建工程所在区域地下水水位埋深 3~37m 之间，同时油田公司能及时发现并通过采取有效的措施治理污染，因此非正常状况下管线与阀门连接处泄漏对地下水环境的影响可以接受。

5.2.3.4 地下水环境保护措施与对策

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

(1) 源头控制措施

①采取先进、成熟、可靠的工艺技术工艺，良好合格的防渗材料，尽可能从源头上减少污染物泄漏风险，同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量；

②定期做好井场设备、阀门、管线等巡检，一旦发现异常，及时采取措施，避免“跑、冒、滴、漏”现象的发生；

③井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集作业废水，外委处置；

④设备定期检验、维护、保养，定期对采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。

⑥加强对管线和井场的监测和管理工作，定期检查，及时发现、修补损坏井，减少管线破坏、减少凝析油泄漏量。

①井场运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》(GB/T17745-2011)要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

(2)分区防控措施

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

表 5.2-15 分区防渗要求一览表

站场	防渗分区		划分依据		污染物类型	防渗技术要求
			天然包气带防污性能	污染控制难易程度		
采气井场	一般防渗区	井口	弱	易	其他类型	等效黏土防渗层Mb≥1.5m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s, 或参考 GB16689 执行

(3)地下水环境监测与管理

根据拟建工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)、《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)、《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则设置地下水跟踪监测计划。

表 5.2-16 地下水监控井基本情况表

名称	相对位置	监测层位	功能	监测因子	监测频次
顺中 412 水井	顺中 412 井场内	潜水含水层	跟踪监测井	pH、总硬度、溶解性总固体、挥发酚、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₂₀)、砷、汞、六价铬	每半年 1 次

5.2.3.5 地下水环境评价结论

(1)环境水文地质现状

评价区潜水位埋深 43.35~146.75m，钻孔揭露的含水层厚度为 59.25~142.68m，含水层岩性为第四系砂砾石；换算涌水量为 1304.85~4720.72m³/d，

富水性级别为水量丰富；渗透系数为 7.16~35.77m/d，影响半径为 42.33~155.0m。

(2) 地下水环境影响

正常状况下，各站场内采气树、管线等装置完好无损且井场严格按照《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T 50934)相关要求采取了防渗措施，可避免采出液泄露而对地下水产生污染影响。非正常状况下，套管破损、集输管道破损等导致采出液泄漏进入地下水后沿水流迁移，但影响范围较小，不会对周围地下水水质产生明显污染影响。

(3) 地下水环境污染防治措施

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

(4) 地下水环境影响评价结论

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

5.2.4 声环境影响评价

5.2.4.1 预测模式

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

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

L_w —由点声源产生的声功率级(A计权或倍频带)，dB；

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

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

A_{atm} —大气吸收引起的衰减, dB;

A_{gr} —地面效应引起的衰减, dB;

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减, dB。

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

式中: $L_p(r)$ —预测点处声压级, dB;

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的声压级, dB;

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

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

A_{atm} —大气吸收引起的衰减, dB;

A_{gr} —地面效应引起的衰减, dB;

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减, dB。

b) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB(A);

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

ΔL_i —第 i 倍频带的 A 计权网络修正值, dB;

c) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB(A);

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级, dB(A);

A_{d1r} —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_{A1} ，在 T 时间内该声源工作时间为 t_1 ；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 ，则拟建工程声源对预测点产生的贡献值 (L_{eqg}) 为：

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

式中： L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T —用于计算等效声级的时间，s；

N —室外声源个数；

t_1 —在 T 时间内 I 声源工作时间，s；

M —等效室外声源个数；

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

e) 噪声预测值计算

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

式中： L_{eq} —预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb} —预测点的背景噪声值，dB。

(3) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.2.4.2 噪声源参数的确定

本工程产噪设备主要为采气树。

表 5.2-17 井场噪声源参数一览表(室外)

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强(声功率级) [dB(A)]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	采气树	—	20	30	1	80	基础减振	昼夜
2	甲醇加药撬	—	25	30	1	90	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，拟建工程新建噪声源对四周场界的贡献声级值见表 5.2-18。

表 5.2-16 井场噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

评价点	井场厂界	贡献值	标准值		结论
			昼间	夜间	
采气井场	东场界	41.1	60	50	达标
	南场界	47.0			达标
	西场界	45.5			达标
	北场界	32.2			达标

由表 5.2-17 可知项目实施后，采气井场主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 32.2~47.0dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准要求。

综上，拟建工程实施后从声环境影响角度，项目可行。

5.2.4.4 声环境影响评价自查表

本工程声环境影响评价自查表见表 5.2-19。

表 5.2-19 声环境影响评价自查表

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

续表 5.2-19 声环境影响评价自查表

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

5.2.5 固体废物影响分析

5.2.5.1 固体废物产生及处置情况

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)、《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)，拟建工程运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料，收集后直接由有危废处置资质单位接收处置，井场内不暂存。

拟建工程危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 5.2-20。

表 5.2-20 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	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	收集后，由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.25	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	

5.2.5.2 危险废物环境影响分析

(1) 危险废物收集

本工程产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021年 第74号)中相关管理要求，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

危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)等有关规定。

根据《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1276-2022)，收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的表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. 危险废物标签印刷的油墨应均匀，图案和文字应清晰、完整。危险废物标签的文字边缘宜加黑色边框，边框宽度不小于 1 mm，边框外宜留不小于 3 mm 的空白；危险废物标签所选用的材质宜具有一定的耐用性和防水性。
- b. 危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 5.2-5 所示；

危险特性	警示图形	图形颜色
腐蚀性		符号：黑色 底色：上白下黑
毒性		符号：黑色 底色：白色
易燃性		符号：黑色 底色：红色 (RGB: 255,0,0)
反应性		符号：黑色 底色：黄色 (RGB: 255,255,0)

图 5.2-5 危险废物类别标识示意图

- c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.2-7 所示。

危险废物	
废物名称:	危险特性
废物类别:	
废物代码:	
废物形态:	
主要成分:	
有害成分:	
注意事项:	
数字识别码:	
产生/收集单位:	
联系人和联系方式:	
产生日期:	
废物重量:	
备注:	

图 5.2-6 危险废物相关信息标签

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

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)、《危险废物转移管理办法》(生态环境部令 第 23 号)中相关要求，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定；按照危险废物污染防治和危险货物运输相关规定运输危险废物，记录运输轨迹，防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

本项目产生的危险废物运输过程由沙雅深蓝环保科技有限公司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

拟建工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者

其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

拟建工程落地油委托沙雅深蓝环保科技有限公司进行处置，危废经营许可证编号为 6529240111，沙雅深蓝环保科技有限公司处理资质及处置类别涵盖了本工程 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，设计处置含油污泥 8 万 t/a，富余处理能力 3.5 万 t/a。因此，本项目危险废物全部委托沙雅深蓝环保科技有限公司接收处置可行。

5.2.5.3 运输过程的污染防治措施

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

拟建工程所产生的危险废物道路运输委托持有危险废物经营许可证的单位，按照其许可证的经营范围组织实施，并在当地生态环境部门批准后进行危险废物的转移。危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》(交通部令[2005年]第9号)、JT617以及JT618执行；运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照GB18597附录A设置标志；危险废物公路运输时，运输车辆应按GB13392设置车辆标志；运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。综上，拟建工程危险废物运输过程的污染防治措施可行。

5.2.6 生态影响评价

项目运营期对生态的影响主要表现在对野生动物、植物、生态系统完整性

等影响。

(1) 对野生动物的影响分析

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

运营期主要影响集中在井场内，运营期废水合理处置，厂界噪声达标排放；道路行车主要是油气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。并从管理上对工作人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识，车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物，对进行野生动物保护法的宣传教育，严禁惊扰、猎杀野生动物。

(2) 植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，管线所经地区处于正常状态，主要影响集中在井场内，运营期废水合理处置，厂界噪声达标排放，危险废物委托有资质单位接收处置，对地表植被无不良影响。

(3) 生态系统完整性影响分析

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

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

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

5.2.7 土壤环境影响评价

5.2.7.1 环境影响识别

(1) 项目类型

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，拟建工程采气井场建设内容类别为Ⅱ类；内部集输管线类别为Ⅱ类。

(2) 影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，拟建工程属于污染影响型。

运营期废水主要为采出水和井下作业废水，井场不设置废水池，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况集输管道连接处破裂，采气井场运行过程中如套管发生破损泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。影响类型见表 5.2-21。

表 5.2-21 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

本项目集输管线输送介质为采出液，集输管线及设备破裂时，采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响；采气井场正常运行过程中如套管发生破损泄漏，采出液在水头压力差的作用下，可能会下渗到土壤中，造成一定的

影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测，本项目土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-22。

表 5.2-22 土壤环境影响源及影响因子识别表

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

5.2.7.2 现状调查与评价

(1) 调查范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤生态影响型现状调查范围为采气井场外扩 50m，集输管线边界两侧向外延 200m 范围。

(2) 敏感目标

拟建工程土壤评价范围内不涉及耕地等环境敏感目标。

(3) 土地利用类型调查

① 土地利用现状

根据现场调查结果，井场、管道等占地现状为沙地。

② 土地利用历史

根据调查，项目区域建设之前为沙地。

③ 土地利用规划

本项目占地范围暂无规划。

(4) 土壤类型调查

根据《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类，土壤评价范围内土壤类型为沙土。项目区土壤类型分布见附图 9。

5.2.7.3 土壤环境影响预测与评价

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凝析油渗漏进入土壤。非正常状况下采气井场套管发生破损泄漏、采气管道泄漏等情况下导致石油烃泄漏污染区域土壤，如不及时修复，则油类物质将垂直入渗进入土壤，其主要污染物为石油烃。

非正常状况下石油类污染物主要积聚在土壤表层 50cm 以内，其污染也主要限于地表，且本项目已建设 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，管线及套管泄漏一旦发生，建设单位会立即采取措施关闭阀门，并及时清理泄漏油类物质，防止泄漏石油烃污染区域土壤。因此，本项目实施后从土壤环境影响的角度，项目建设可行。

5.2.7.4 土壤污染防治措施

(1) 源头控制

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

②人员定期巡检，巡检时应对管线沿线进行仔细检查，出现泄漏情况能及时发现；

③加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生；

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

(2) 过程防控措施

参照执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口区划分为一般污染防治区，一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层的防渗性能。防渗措施的设计，使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

根据项目特点及相关要求，制定监测计划，详情见表 5.2-23。

表 5.2-23 土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	井场	表层样	石油类、石油烃	执行《土壤环境质量 建设用地污染	每年 1 次

			(C_6-C_{10})、石油烃($C_{10}-C_{40}$)、砷、汞、六价铬	风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表2 第二类用地筛选值	
--	--	--	---	--------------------------------------	--

5.2.7.5 结论

本工程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。同时根据土壤剖面的采样监测数据,非正常状况下石油烃污染物主要积聚在土壤表层 50cm 以内,其污染也主要限于地表,一般很难渗入到 2m 以下。因此,拟建工程需采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则,并定期开展土壤跟踪监测,在严格按照土壤污染防治措施后,从土壤环境影响的角度,拟建工程建设可行。

拟建工程土壤环境影响评价自查表见表 5.2-24。

表 5.2-24 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注
影响识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ;生态影响型 <input type="checkbox"/> ;两种兼有 <input type="checkbox"/>			
	土地利用类型	建设用地位 <input type="checkbox"/> ;农用地 <input type="checkbox"/> ;未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>			
	占地规模	小型			
	敏感目标信息	敏感目标() <input type="checkbox"/> 、方位() <input type="checkbox"/> 、距离() <input type="checkbox"/>			无
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ;地面漫流 <input type="checkbox"/> ;垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ;地下水位 <input type="checkbox"/> ;其他() <input type="checkbox"/>			
	全部污染物	石油烃($C_{10}-C_{40}$)			
	特征因子	污染影响型	石油烃($C_{10}-C_{40}$)		
	所属土壤环境影响评价项目类别	井场	I类 <input type="checkbox"/> ;II类 <input checked="" type="checkbox"/> ;III类 <input type="checkbox"/> ;IV类 <input type="checkbox"/>		
影响识别	敏感程度	井场	敏感 <input type="checkbox"/> ;较敏感 <input type="checkbox"/> ;不敏感 <input checked="" type="checkbox"/>		
		集输管线	敏感 <input type="checkbox"/> ;较敏感 <input type="checkbox"/> ;不敏感 <input checked="" type="checkbox"/>		
评价工作等级	污染影响型	井场	一级 <input type="checkbox"/> ;二级 <input type="checkbox"/> ;三级 <input checked="" type="checkbox"/>		
		集输管线	一级 <input type="checkbox"/> ;二级 <input type="checkbox"/> ;三级 <input checked="" type="checkbox"/>		
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ;b) <input checked="" type="checkbox"/> ;c) <input checked="" type="checkbox"/> ;d) <input checked="" type="checkbox"/>			
	理化特性	土壤结构、土壤容重、饱和导水率、孔隙度等			
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度
表层样点数		3	--	0.2m	

		柱状样点数	—	--	
	现状监测因子	占地范围内: 砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷,1,2-二氯乙烷,1,1-二氯乙烯,顺-1,2-二氯乙烯,反-1,2-二氯乙烯,二氯甲烷,1,2-二氯丙烷,1,1,1,2-四氯乙烷,1,1,2,2-四氯乙烷,四氯乙烯,1,1,1-三氯乙烷,1,1,2-三氯乙烷,三氯乙烯,1,2,3-三氯丙烷,氯乙烯,苯,氯苯,1,2-二氯苯,1,4-二氯苯,乙苯,苯乙烯,甲苯,间二甲苯+对二甲苯,邻二甲苯,硝基苯,苯胺,2-氯酚,苯并[a]蒽,苯并[a]芘,苯并[b]荧蒽,苯并[k]荧蒽,蒽,二苯并[a,h]蒽,茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、全盐量、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)			
现状评价	评价因子				
	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)			
	预测方法	附录 E□; 附录 F□; 其他(类比分析)☑			
	预测分析内容	影响范围: 井场占地 影响程度: 较小			
	预测结论	达标结论: a)□; b)□; c)☑ 不达标结论: a)□; b)□			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑; 源头控制☑; 过程防控☑; 其他()			
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次
		1	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、汞、六价铬		每年一次
信息公开指标	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、汞、六价铬				
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				

5.3 退役期环境影响分析

5.3.1 退役期污染物情况

随着油气田开采的不断进行,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,进驻其中的油气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、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环境的恢复为主,同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾,会对周围的环境造成一定影响。井场停采后将进行一系列清理工作,包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、

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

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

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建筑垃圾，应集中清理收集。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

(2) 对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 环境保护措施及其可行性论证

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)井场场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度；

(2)在管线作业带内施工作业，施工现场定时洒水抑尘、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；

(3)加强施工管理，尽可能缩短施工周期。

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 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，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响，措施是可行的。

6.1.1.3 测试放喷废气

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

(2)采用防喷器组等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

由于测试放喷时间较短，测试放喷燃烧天然气排放对周围环境影响很小，以上措施是可行的。

6.1.2 运营期环境空气保护措施

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

(1)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。

(2) 定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复。

(3) 加强井场生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好井场的压力监测，并准备应急措施。

结合“3.1.3.4 大气环境影响回顾”的顺北油气田区块同类型井场污染源监测数据，井场无组织废气中非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求。类比顺北油气田同类型井场污染源监测数据及预测结果，无组织废气可达标排放，因此本项目运营期采取的环境空气污染防治措施可行。

6.1.3 退役期环境空气保护措施

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

6.2 废水治理措施可行性论证

6.2.1 施工期水污染防治措施

(1) 钻井废水

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

(2) 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。

(3) 施工队生活污水

本项目生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于荒漠灌溉。井场建设一座撬装化污水处理站，采用“AO+MBR”工艺，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2的B级标准后，用于荒漠灌溉。撬装化污水处理站设计处理规模 20m³/d，实际井场污

水产生规模 6.0m³/d，可满足井场生活污水处理需求。

(4)酸化压裂废水

酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，运至顺北油田绿色环保站处理，废液处理系统采用“预处理+破胶沉降混凝+过滤”工艺对废液进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)的生产回注水质指标要求，用于顺北区块油田油层回注用水。参照《油气田压裂返排液处理技术规范》中推荐的水处理工艺，顺北油田绿色环保站废液处理系统处理工艺属于其中推荐的水处理工艺，废水处理工艺可行；本项目实施后，预计酸化压裂废水产生量为 600m³，富余量可以满足项目酸化压裂废水处理需求。

综上，施工期采取的废水处置措施可行。

6.2.2 运营期水污染防治措施

项目运营期水环境污染源为采出水和井下作业废水。

(1)采出水

拟建工程采出水随采出液一起进入五号联合站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，五号联合站采出水处理系统采用“压力沉降+加碱除硫+缓冲沉降+过滤”工艺，处理规模为 1500m³/d，其富余处理能力可满足拟建工程需求，依托处理设施可行。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。

(2)井下作业废水

井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至顺北油田绿色环保站处理，废液处理系统采用“预处理+破胶沉降混凝+过滤”工艺对废液进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的回注水质指标要求，处理能力 350m³/d，本项

目实施后，预计井下作业废水产生量为 186t/a，富余量可以满足项目井下作业废水处理需求。

综上，运营期采取的废水处置措施可行。

6.2.3 退役期水污染防治措施

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中参照《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)、《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函[2020]72号)、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号)以及《地下水管理条例》(中华人民共和国国务院令 第 748 号)等要求进行施工作业，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

施工期钻井工程高噪声污染源主要是钻机、泥浆泵，储层改造工程高噪声污染源主要是酸罐车、加压泵，测试放喷时产生的高压气流噪声。采取的隔声降噪措施如下：

(1) 泥对泥浆泵做好减振基础，减少噪声传播，合理安排施工时间，倡导科学管理和文明施工；加强施工机械的保养维护，使其处于良好的运行状态。

(2) 定期维护泥浆泵、钻机等高噪声设备。

(3) 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) 施工运输车辆在驶经声敏感点时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛，加强车辆维护，合理安排运输路线，来减轻噪声对周围声环境的影响。

(6) 管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内。

类比顺北油气田同类项目采取的井场噪声防治措施，拟建工程采取的噪声防治措施可行。

6.3.2 运营期噪声防治措施

(1) 提高工艺过程的自动化水平，设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

(2) 采取基础减振措施。

类比顺北油气田同类井场，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，施工运输车辆在驶经声敏感点时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛，加强车辆维护，合理安排运输路线，来减轻噪声对周围声环境的影响。

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 施工期固体废物处置措施

6.4.1.1 钻井废弃物处理措施

本项目钻井井场现场使用的泥浆、药剂均进行重金属检测，从源头控制污染物产生。本项目钻井期岩屑随钻井泥浆带出，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，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；油基泥浆钻井岩屑送至塔河油田绿色环保站处理。工艺采用撬装式装备对钻井期间产生的废弃泥浆进行同步收集和处理。主要工艺及相关流程如下：

共设置两套接收搅拌装置，作用是实现振动筛+除砂器+处理器+离心分离机等排出的废弃物接收、搅拌、储存并输送至泥浆脱稳搅拌装置。废磺化泥浆回收效率达到98%以上。首先进行均匀化调整，调整好后再用污泥泵打入一级螺旋式混拌装置，同时加入与打入量相匹配量的沥水剂(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

用，颗粒表面的双电层被压缩，降低体系电位，不产生其他成分物质；加入破稳降粘剂（过碳酸钠浓度进一步降低。随后污泥打入二级螺旋式混拌装置，同时加入混凝聚结剂（硫酸亚铁），改变磺化废弃泥浆的物理、化学性质，通过吸附架桥作用使脱稳后的较小颗粒快速凝聚成较大颗粒，进入固液分离装置进行泥水分离，泥水分离采用离心分离机，依靠离心作用实现液相和固相分离。整个反应过程采用专用加药搅拌设备，分离小罐加药、快速搅拌及转移，提高絮凝、降解工序的时间效率。

处置过程通过添加聚合氯化铝、过碳酸钠、生石灰、硫酸亚铁等化学药剂实现废弃泥浆及岩屑的脱稳、破胶、氧化作用，发生脱稳氧化反应、降解有害物质，使胶体失去稳定性并粘结聚集形成絮状物，再经过机械压滤等措施将絮状物固液分离，分理出泥饼后固废量减少到原来泥浆量的50%，分离后的泥饼暂存于岩屑池，经处置检测合格并按规定进行留样，满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，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。

目前，西北油田分公司已有多处采用相同处理工艺的撬装化装置处理聚磺体系泥浆钻井岩屑。根据西北油田分公司固废历史检测数据结果，处理后废弃物可达到相关标准要求。具体数值见表6.4-1。

表 6.4-1 处置后固体废物检测结果 单位：mg/kg，pH 无量纲

污染源	检测项目	单位	检测结果	执行标准	标准限值	达标情况
固体废物	pH	无量纲	7.53~9.86	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中表1综合利用标准限值，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险	2.0~12.5	达标
	六价铬	mg/kg	<2~2.31		≤13	达标
	铜		19.0~32.7		≤600	达标
	锌		65.2~96.5		≤1500	达标
	镍		19.0~34.2		≤150	达标
	铅		2.3~16.9		≤600	达标
	镉		0.6~6.2		≤20	达标

	砷		6.34~29.9		≤80	达标
	苯并(a)芘	μg/kg	0.03~0.30		≤0.7	达标
	含水率	%	3.3~25.4		≤60	达标
	含油率	%	0.02~0.09		≤2	达标
	COD	mg/L	33~148		≤150	达标

西北油田分公司加强监管，每个井场随钻不落地处理工艺末端排放口均进行监测，钻井泥浆经处理后其泥饼经检测12项指标均达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中污染物限值要求，含油率可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值要求(含油率<0.45%)。根据《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)，达到污染物限值的钻井固体废物作为可利用资源，可用于铺设油田生产的各种内部道路、铺垫井场填充材料的利用方式，同时根据西北油田分公司固废历史检测数据结果，岩屑含水率一般在10%~20%左右，综合利用用于铺垫油区内的井场、道路等可行。

同时，西北油田分公司在优化、改进处置工艺设备的同时健全了配套管理制度，加强了现场采样监督检查管理，建立了自行监督检查、委托第三方单位抽测、处置单位自行检测的三级抽样质量监督管控机制，同时，为确保装置稳定达标，处置单位根据生产情况采取1天~2天采样一次，采样过程采取分层、均匀布设采样点，最终送检混合样的方式确保装置处理后的还原土检测结果能确保钻井废弃泥浆合规处置、稳定达标，环境风险可控受控，实现了钻井泥浆资源化、减量化和井场的清洁生产。

6.4.1.2 危险废物处理措施

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废机油，废机油收集后应置于铁质油桶内且不得超过容器的3/4。废机油、废防渗材料、烧碱废包装袋必须由具有资质的机构接收，油基泥浆钻井岩屑送至塔河油田绿色环保站处理，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。

6.4.1.3 撬装式污水处理站产生污泥及生活垃圾处理措施

撬装式污水处理站污泥定期排入污泥池，通过泵打入小型叠螺式污泥脱水机，其脱水原理为污泥在浓缩部经过重力浓缩后，被运输到脱水部，在前进的过程中随着滤缝及螺距的逐渐变小，以及背压板的阻挡作用下，产生极大的内压，容积不断缩小，达到充分脱水的目的。经叠螺式污泥脱水机脱水后可确保污泥含水率低于 60%，满足垃圾填埋场进场污泥含水率要求。

根据《生活垃圾焚烧污染控制标准》(GB 18485-2014)及修改单中：“6.2 在不影响生活垃圾焚烧炉污染物排放达标和焚烧炉正常运行的前提下，生活污水处理设施产生的污泥和一般工业固体废物可以进入生活垃圾焚烧炉进行焚烧处置”。同时根据库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂现状运行情况，当污泥含水率低于 60%状态下入炉，污泥掺烧比例小于等于 10%时，对生活垃圾焚烧厂的影响较小，生活垃圾焚烧发电厂可协同焚烧处置污水处理站污泥。

综上所述，生活垃圾现场集中收集，与经脱水装置脱水后的污泥一同送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置可行。

6.4.2 运营期固体废物处置措施

6.4.2.1 运营期固体废物产生及处置情况

拟建工程运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料，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)，本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。危险废物处理处置情况见表 6.4-1。

表 6.4-1 拟建工程危险废物产生、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	油气开采、管道集输	固态	废矿物油	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	0.25	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	收集后，由有危废处置资质单位接收处置

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

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

拟建工程本项目产生的危险废物运输过程由沙雅深蓝环保科技有限公司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

拟建工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号)中相关要求, 落实危险废物经营许可证制度, 禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。拟建工程落地油、废防渗材料、清管废渣全部委托沙雅深蓝环保科技有限公司进行处置, 危废经营许可证编号为 6529240111, 沙雅深蓝环保科技有限公司处理资质及处置类别涵盖了本工程 HW08 危险废物, 处置能力能够满足项目要求, 设计处置含油污泥 8 万 t/a, 富余处理能力 3.5 万 t/a。因此, 本项目危险废物全部委托沙雅深蓝环保科技有限公司接收处置可行。

6.4.3 退役期固体废物处置措施

拟建工程退役期固体废物主要为废弃管道、建筑垃圾等, 废弃管线维持现状, 避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏, 管线内物质应清空干净, 并按要求进行吹扫, 确保管线内无残留采出液, 管线两端使用盲板封堵; 建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置。

类比顺北油气田现有退役井采取的固体废物处置措施, 拟建工程退役期采取的固体废物处置措施可行。

6.5 生态保护措施可行性论证

6.5.1 施工期生态环境保护措施

6.5.1.1 地表扰动生态环境保护措施

(1) 严格遵守国家和地方有关动植物保护和防止水土流失等环境保护法律法规，最大限度地减少占地产生的不利影响，减少对土壤的扰动、植被破坏，减少水土流失。

(2) 严格按照有关规定办理建设用地审批手续，贯彻“优化设计、动态设计”的设计理念，避免大填大挖，减少后期次生灾害的发生，充分体现“最大限度地保护，最小程度的破坏，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。

(4) 设计选线及井场选址过程中，避开植被区域，避免破坏植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

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

(6) 工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，减少水土流失。

类比顺北油气田现有井场、管线、道路等采取的地表扰动保护措施，拟建工程采取的地表扰动保护措施可行。

6.5.1.2 动植物保护措施

(1) 施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对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。

(2) 加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被；加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。

(3) 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植被。

(4) 强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对植物和野生动物的影响。

类比顺北油气田已采取的动植物保护措施，拟建工程采取的动植物保护措施可行。

6.5.1.3 水土流失防治措施

(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。

(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。

类比顺北油气田已采取的水土流失防治措施，拟建工程采取的水土流失防治措施可行。

6.5.1.4 防沙治沙措施

(1) 采取设置草方格防风固沙措施，减少水土流失，防止土地沙漠化。草方格设置原则为：井场四周宽度为 20m，管线上风向 8m，下风向 4m，道路两侧 10m。

草方格采用芦苇制作，方格尺寸 1.0m×1.0m，规划好草方格的位置后，先进

行沿主风向的草方格埋设，然后再进行沿管线方向的草方格埋设。为确保草方格能固住流沙，及不被风吹走，草方格的埋设能按设计规定进行施工，施工时采用平头铁锹将插入沙中，插入深度应在 25~30cm 之间，地表留 15~20cm 之间，草方格成形后将其根部压实，并在方格内填沙。用脚将芦苇根部沙子踩紧，并用铁锹将方格中心沙子向外扒一下，使之形成弧形洼地。

(2) 施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被，加剧土地荒漠化。

(3) 井场平整后，采取砾石压盖；施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。

(4) 在施工过程中，不得随意碾压区域内其它固沙植被

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

类比顺北油气田同类项目施工采取的防沙治沙措施，拟建工程采取的防沙治沙措施可行。

6.5.2 运营期生态恢复措施

拟建工程实施后，运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主。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。在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

类比顺北油气田同类项目采取的生态恢复措施，拟建工程采取的生态恢复措施可行。

6.5.3 退役期生态恢复措施

油气田单井进入开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。根据《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函[2020]72号)、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)，项目针对退役期生态恢复提出如下措施：

(1) 废弃井采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除各种固体废物，及时回收拆除采油(气)设备过程中产生的落地油，经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

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

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

(4) 退役期井场集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

(5) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

7 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。

7.1 评价依据

(1) 风险调查

本项目涉及的风险物质主要为凝析油、天然气、甲醇及 H₂S，凝析油、天然气及 H₂S 存在于集输管线内，甲醇储存在井场甲醇加药撬内。

(2) 环境敏感目标调查

本项目周边敏感特征情况见表 2.8-5。

(3) 环境风险潜势初判

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。

7.2 环境风险识别

(1) 物质危险性识别

本工程涉及的风险物质主要为凝析油、天然气、甲醇及 H₂S，存在于工艺管道及甲醇加药撬内。危险物质危险性见表 5.2-26。

表 5.2-26 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	天然气	与空气混合能形成爆炸性混合物，遇火星、高热有燃烧爆炸危险；当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息	集输管线
2	硫化氢	硫化氢是强烈的神经毒物，对神经、呼吸道、眼贴膜具有明显刺激作用	
3	凝析油	凝析油本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾，吸入大量可引起危害：有刺激和麻痹作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头晕、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状	
4	甲醇	具有毒性，经消化道、呼吸道或皮肤摄入都会产生毒性反应，甲醇蒸气能损害人的呼吸道粘膜和视力，属于易燃液体	甲醇加药撬内

(2) 生产系统危险性识别

① 集输管线危险性识别

本工程管线输送介质为采出液，管线主要采用埋地敷设方式。运行过程中常见的事故包括：因腐蚀穿孔造成泄漏；人为破坏导致管道泄漏。一旦发生泄漏，释放出的凝析油、天然气遇明火后产生的燃烧热辐射伤害和爆炸冲击波伤害，凝析油泄漏还可能造成土壤、地下水污染物；采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。

②井场危险性识别

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

③甲醇加药撬危险性识别

甲醇加药撬中甲醇储罐腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致装置破裂，导致甲醇泄露，遇火源会发生火灾、爆炸事故。

(3)可能影响环境的途径

根据工程分析，本项目开发建设过程中采气、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 7.3-1。

表 7.3-1 油气田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
井场	井喷事故	泥浆液柱压力低于油气层的自然压力；泥浆漏失；钻透油气层时，起钻速度过快；设备故障，停钻修理等	井喷事故发生时，大量烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾	大气、地下水
管线	集输管线泄漏	管道、设备腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致破裂，导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质随地表径流进入地表水体及渗流至地下水	大气、地下水
甲醇加药撬	甲醇加药撬泄漏	施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致装置破裂，导致甲醇泄露	遇火源会发生火灾、爆炸事故	大气、地下水

7.3 环境风险分析

7.3.1 集输管道破裂风险评价

(1) 大气环境风险分析

在管道或设备压力下，集输管道发生破裂泄漏时，油品从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。本项目集输管道采用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，采油四厂负责管理拟建项目的运行管理，制订有突发环境事件应急预案，备有相应的应急物资，采取了各类环境风险防范措施，以便在油气管道泄漏时能够及时发现，在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后，油气管道发生火灾爆炸概率较低，拟建项目所处地点开阔，有利于 CO 稀释，对大气环境产生的环境风险可防控。

(2) 地表水环境风险分析

本工程在发生安全生产事故造成油品泄漏主要集中在井场区域范围，加之泄漏油品量较少且基本上能够及时地完全回收，项目周边无地表水，不会与河流水体之间发生联系，因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

(3) 地下水环境风险分析

非正常状态下，集输管线中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，但在管道泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免地对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成油品泄漏。因此在事故下造成管道泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

7.3.2 井喷事故风险评价

(1) 井喷对大气环境风险评价

经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径 300m，一般需要 1~2 天能得以控制。井喷事故状态下，局部大气中的烃类在短时间内剧增，使局部地区大气污染物在一定时间段内超标，井喷污染范围内无村庄等

大气敏感目标。发生井喷事故后，通过采取及时疏散周边人员，对井喷物质进行点火和在周边进行检测，可最大程度降低对周边的影响。

(2) 井喷对地表水环境风险评价

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

(3) 井喷对地下水环境风险评价

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，类比井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 300m，井喷持续时间 2 天，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的凝析油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，项目所在区域地下水埋深大于 1m，石油类污染物可能下渗到潜水层，造成地下水污染，而地下水位较深地段，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

7.3.3 甲醇储罐破裂风险评价

(1) 大气环境风险分析

甲醇罐泄漏时，甲醇从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。本项目油气管线采用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，采油四厂负责管理拟建项目的运行管理，制订有突发环境事件应急预案，备有相应的应急物资，采取了各类环境风险防范措施，以便在油气管道泄漏时能够及时发现，在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后，甲醇罐泄漏发生火灾爆炸概率较低，拟建项目所处地点开阔，周围无环境敏感目标，甲醇的扩散量及扩散浓度较小，地处开阔有利于甲醇稀释，对周围环境及人员影响较小。

(2) 地表水环境风险分析

本项目在发生安全生产事故造成油品主要集中在站场区域范围，且项目周

边无地表水，因此在事故下造成甲醇泄漏不会对区域地表河流造成污染。

(3) 地下水环境风险分析

非正常状态下，甲醇加药撬药箱发生事故泄露后，液态物料会泄露至加药装置区，由于甲醇为易挥发的物质，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，对区域地下水造成污染的环境风险可接受；本评价要求建设单位加强环境管理，定期进行检查，避免因甲醇罐质量缺陷、阀门腐蚀老化破损造成甲醇对地下水水质的影响。因此在事故下造成甲醇泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可防控。

7.4 环境风险防范措施及应急要求

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

7.4.1 钻井作业中的井喷防范措施

施工单位应严格执行石油天然气钻井 QHSE 管理体系及井控技术标准和规范中的相关规定，并针对工程情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

(1) 严格执行《石油天然气钻井井控技术规范》，严格执行井控工作管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部 24h 值班制度，井控准备工作及应急预案必须经验收合格后，方可钻开油气层；

(2) 钻进中必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀；

(3) 认真搞好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门；

(4) 严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；

(5) 钻进中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井试压后迅速实施压井作业。

(6) 根据《含硫油气井钻井作业规程》(Q/SY 02115-2021) 中相关提要求，停止钻井液循环进行其他作业期间，以及其后重新循环钻井液过程中，钻台和循环系统上的作业人员要注意防范因油气侵而进入钻井液中的硫化氢；含硫油

气层钻开后的每次下钻到底循环钻井液过程中，钻台及循环系统上的工作人员应注意监测空气中硫化氢浓度，直到井底钻井液完全返出。

7.4.2 井下作业事故风险预防措施

(1) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定。

(2) 井场设置明显的禁止烟火标志；井场电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

(3) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

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

7.4.3 管道、甲醇储罐泄漏事故风险预防措施

(1) 施工阶段的事故防范措施

① 在施工过程中，加强监理，确保接口连接及涂层等施工质量。

② 管道敷设和甲醇储罐等设备安装前，应加强对管材和储罐质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

③ 制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录。

④ 从事管道连接以及无损检测的检测人员，必须按有关规定取得劳动行政部门颁发的特种作业人员资格书，并要求持证上岗。管道连接好后必须进行水压试验，严格排除焊缝和母材的缺陷。

(2) 运行阶段的事故防范措施

① 定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，避免爆管事故发生。

② 每半年检查一次管道安全保护系统(如截断阀、安全阀等)，使管道在超压时能得到安全处理。

③ 对事故易发地段，要加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止，采取相应的措施并向上级报告。

④ 设置自动感测压力、流量的仪器和能自动感测管道内压降速率的自动紧

急截断阀，一旦管道发生事故或大的泄漏，事故段两端的截断阀在感测到情况后自动切断管路，使事故排放或泄漏的油类物质限制在最小范围内。管网系统中的电动截止阀应采用双路电源，自动切换，并定期对电气系统和传动机构进行维修保养。

⑤定期检查罐体和管线上的阀门及其连接法兰的状况，防止泄漏发生。

⑥定期检查罐体状况，防止因腐蚀等原因造成罐体开裂、穿孔。

⑦制定事故应急救援预案，并定期进行演练。应急救援预案内容应包括应急救援预案的组织机构，明确指挥机构和负责人，组建了应急救援队伍，进行演练。配备必要的应急救援器材、设备。真正做到预案的可操作性和实施性。对事故应急求援预案的演练应认真策划、组织实施并做好记录。

(3)管理措施

①在管道系统投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。抢修作业施工前，应对施工周围可燃气体的浓度进行测定，并制定防护措施。施工操作期间，宜用防爆的轴流风机对周围和可能出现的泄漏进行强制排风，并跟踪检查和监测。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案(包括维护记录档案)，文件齐全。

7.4.4 H₂S 气体泄漏风险防范措施

硫化氢监测与安全防护应按照《硫化氢环境人身防护规范》(SY/T 6277-2017)、《含硫油气井钻井作业规程》(Q/SY 02115-2021)和《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》(SY/T6137-2017)要求进行。

(1)硫化氢监测与安全防护

①作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪(第 1 级预警阈值应设置为

15mg/m³(或 10ppm)，第 2 级报警阈值应设置为 30mg/m³(或 20ppm)，进入作业区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

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

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

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到 150mg/m³(或 100ppm)时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

(2) 预防措施

①在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受 H₂S 危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方可持证上岗。

②为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚，可以使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。

③应特别注意低洼的工作区域，由于较重的硫化氢在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

④当人员在达到硫化氢危险临界浓度[150mg/m³(100ppm)]的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应具备有必要的救护设备，包括适用的呼吸器具。

⑤进行班组防喷、防火、防硫化氢演习，并达到规定要求；对井场的硫化氢防护措施(含应急预案及演练等)进行检查，未达到要求不准钻开含硫油气层；含硫油气层钻开后的每次下钻到底循环钻井液过程中，钻台及循环系统上的工作人员应注意监测空气中硫化氢浓度，直到井底钻井液完全返出；含硫油气层钻进中，若因检修设备需短时间(小于 30min)停止作业时，井口和循环系统观察溢流的岗位不应离人，若因检修设备需较长时间(大于 30min)停止作业时，应坐好钻具，关闭半封闸板防喷器，井口和循环系统仍需坐岗观察，同时采取可行措施防止卡钻，施工作业人员应携带便携式硫化氢检测设备。

(3) 泄漏事故风险防范措施

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

②严格执行“禁止吸烟”的规定。

7.5 环境风险应急处置措施

(1) 管道事故应急措施

管道事故风险不可能绝对避免，在预防事故的同时，为可能发生的事故制定应急措施，使事故造成的危害减至最低程度。

①按顺序关井

在管道发生断裂事故时，按顺序关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好环境污染防范工作，把损失控制在最小范围内。

②回收泄漏采出液

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集；将严重污染的土壤集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。

(2) 火灾事故应急措施

①发生火灾时，事故现场工作人员立即通知断电，立即停产，并拉响警报。启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场。

②安全保障组设置警戒区域，撤离事故区域全部人员，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。

③根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离至安全地带，防止火灾燃烧产生的有害物质对人体造成伤害。

④当火灾事故得到有效控制，在确保人员安全的情况下，及时控制消防冷却水次生污染的蔓延。

(3) 储罐泄漏事故应急措施

①迅速查明泄漏源点，关闭相关阀门或装置作紧急停工处理，防止污染扩散。

②查明风向，确定并封锁受污染区域。

③现场清理人员要加强现场个人防护，佩戴相应的防护用品。

④如有人员中毒受伤，由应急救援人员采取有效措施后，进附近医院抢救。

⑤安排环境监测人员监测周围大气中有毒有害物质的浓度，确定危害程度，及时报告指挥部。

⑥根据监测结果和现场当时风向等气象情况，确定警戒和疏散范围，并迅速发出有害气体逸散报警，在事件波及区域外界出示现场警示布告。

(4)管道刺漏事故应急措施

本工程根据以往经验，现场巡检过程中发现压力表压力不正常后，通过检测判定管线是否发生泄漏，针对管线刺漏事件，采取以下措施：

①切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

②堵漏：根据泄漏段的实际情况，采用适当的材料和技术手段进行堵漏，并在作业期间设专人监护；

③事故现场处理：堵漏作业完成后，对泄漏段管线进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

④后期处理：恢复管线泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性的加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收，若油品泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置。

7.6 突发环境事件应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。采油四厂编制完成并发布了《西北油田分公司采油四厂突发环境事件应急预案》，备案编号为652924-2021-140。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入西北油田分公司采油四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。

7.7 现有风险防范措施的有效性

拟建工程建设内容纳入西北油田分公司采油四厂现有突发环境事件应急预案中。目前采油四厂已建立完善的应急管理体系，配备有专业的应急管理队伍，同时配备有充足的应急物资。采油四厂已针对油田常见的生产设备泄漏、管线爆管泄漏等情景提出了相关防范措施，并制定了相应的应急预案，可确保事故发生时，最大程度降低对周围环境空气、地下水、土壤的影响。同时为确保人员熟悉应急措施，定期对相关人员开展应急演练工作，针对演练过程中发现的问题及时修改现有应急预案的不足。现有风险防范措施可靠有效，可有效降低事故状态下对环境空气、地下水的影响。

7.8 环境风险分析结论

(1) 项目危险因素

集输管线老化破损导致油品泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故；钻井、修井等作业过程中如发生溢流等情况，井控措施失效，导致井喷；油品及天然气泄漏、喷出后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。甲醇加药装置泄漏甲醇逸散至环境空气中引发中毒事故，同时遇到明火可能发生火灾、爆炸事故。

(2) 环境敏感性及事故环境影响

拟建工程实施后的环境风险主要有油品和甲醇泄漏，遇火源可能发生火灾爆炸事故，不完全燃烧会产生一定量的二氧化碳有害气体进入大气，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水环境造成污染影响。

(3) 环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入西北油田分公司采油四厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

(4) 环境风险评价结论与建议

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

环境风险简单分析内容表见表 7.8-1。

表 7.8-1 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	顺中 412 斜井探转采工程			
建设地点	新疆阿克苏地区沙雅县境内			
中心坐标	东经	*	北纬	*
主要危险物质及分布	拟建工程涉及的风险物质主要为凝析油、天然气、甲醇及 H ₂ S，凝析油、天然气及 H ₂ S 存在于集输管线内，甲醇储存在井场甲醇加药撬内			
环境影响途径及危害后果 (大气、地表水、地下水等)	根据工程分析，本项目油气田开发建设过程中采气、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			
风险防范措施要求	具体见“7.4 环境风险防范措施及应急要求”			

8 温室气体影响评价

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

8.1 温室气体排放分析

8.1.1 温室气体排放影响因素分析

8.1.1.1 温室气体排放源分析

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

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

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

拟建工程井场及站场不设置加热炉，不涉及燃料燃烧 CO_2 排放。

（2）火炬燃烧排放

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

拟建工程施工期测试放喷过程中产生的天然气通过井场火炬点燃，运营期井口发生异常超压的情况下，超压气体可通过放空火炬燃烧排放，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。

拟建工程不涉及工艺装置泄放口，不涉及释放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体。

(4) CH_4 逃逸排放

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

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

(5) CH_4 回收利用量

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

拟建工程未实施甲烷回收利用。

(6) CO_2 回收利用量

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

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

(7) 净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

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

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

8.1.1.2 温室气体产排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 8.1-1 所示。

表 8.1-1 温室气体产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	火炬燃烧排放	井场测试放喷期间火炬燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	有组织
2	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
3	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	—

8.1.2 温室气体排放量核算

8.1.2.1 温室气体排放核算边界

拟建工程温室气体排放核算边界及核算内容见表 8.1-2 所示。

表 8.1-2 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	顺中 412 斜井探转采工程	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 火炬燃烧排放 (2) CH ₄ 逃逸排放 (3) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

8.1.2.2 温室气体排放量核算过程

拟建工程涉及火炬燃烧排放、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) 火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，本项目主要核算正常工况下的火炬气燃烧(主要为井场测试放喷阶段的火炬燃烧碳排放量)。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH₄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 CO₂及 CH₄排放。

① 计算公式

a. 火炬燃烧排放计算公式：

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

式中，

$E_{\text{CH}_4\text{-火炬}}$ -火炬燃烧产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2\text{-正常火炬}}$ -正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2\text{-事故火炬}}$ -由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CH}_4\text{-正常火炬}}$ -正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

$E_{\text{CH}_4\text{-事故火炬}}$ -事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

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

b. 正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{\text{CO}_2\text{-正常火炬}} = \sum_i \left[Q_{\text{正常火炬}} \times \left(CC_{\text{非CO}_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{\text{CO}_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{\text{CH}_4\text{-正常火炬}} = \sum_i \left[Q_{\text{正常火炬}} \times V_{\text{CH}_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中，

i -火炬系统序号；

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

$CC_{\text{非CO}_2}$ -火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF -第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V_{CO_2} -火炬气中 CO_2 的体积浓度，取值范围为 0~1；

V_{CH_4} -为火炬气中 CH_4 的体积浓度；

c. 事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{\text{CO}_2\text{-事故火炬}} = \sum_j GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times \left(CC_{(\text{非CO}_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(\text{CO}_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{\text{CH}_4\text{-事故火炬}} = \sum_j \left[GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times V_{\text{CH}_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

上式中，

J -事故次数；

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

$T_{事故,j}$ -报告期内第 j 次事故的持续时间, 单位为小时;

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

OF-火炬燃烧的碳氧化率, 如无实测数据可采用缺省值 0.98;

$V_{(CO_2),j}$ -第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度;

V_{CH_4} -事故火炬气中 CH_4 的体积浓度;

② 计算结果

本项目核算火炬气温室气体排放量, 相关参数如下表。

表 8.1-3 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	井场	正常工况	0.33	48	5.47	0.98	0.01	0.95
2	井场	非正常工况	0.33	0.5	5.47	0.98	0.01	0.95

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 364.54 吨 CO_2 。

(2) CH_4 逃逸排放

(2) CH_4 逃逸排放

① 计算公式

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

式中,

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

J -不同的设施类型;

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

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

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

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

② 计算结果

拟建工程涉及天然气开采,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	装置类型	设施逃逸)	装置数量/天然气年处理量
1	采气井场	井口装置	2.5吨/年·个	1个

根据表中参数,结合公式计算可知,甲烷逃逸排放 2.5 吨,折算成 CO_2 排放量为 52.5 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

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

式中:

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

$AD_{电力}$ 为企业净购入的电力消费量,单位为兆瓦时 (MWh);

$EF_{电力}$ 为电力供应的 CO_2 排放因子,单位为吨 CO_2 /MWh。

b. 净购入热力的 CO_2 排放计算公式

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

式中:

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

$AD_{热力}$ 为企业净购入的热力消费量,单位为 GJ;

$EF_{热力}$ 为热力供应的 CO_2 排放因子,单位为吨 CO_2 /GJ。

② 计算结果

拟建工程生产过程中不涉及使用蒸汽,不涉及发电内容,使用的电力消耗量为 180MWh,电力排放因子根据《生态环境部、国家统计局关于发布 2021 年电力二氧化碳排放因子的公告》(2024 年 第 12 号)中新疆电力平均二氧化碳排放

因子为 0.6577 吨 CO₂/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量为 118.39t。

(4) 碳排放核算结果汇总

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

$$E_{GHG} = E_{CO_2_{\text{燃烧}}} + E_{GHG_{\text{火炬}}} + \sum_s (E_{GHG_{\text{工艺}}} + E_{GHG_{\text{逃逸}}})_s - R_{CH_4_{\text{回收}}} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2_{\text{回收}}} + E_{CO_2_{\text{净电}}} + E_{CO_2_{\text{净热}}}$$

式中，E_{GHG}-温室气体排放总量，单位为吨 CO₂；

E_{CO₂-燃烧}-核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

E_{GHG-火炬}-企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO₂ 当量；

E_{GHG-工艺}-企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO₂ 当量；

E_{GHG-逃逸}-企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO₂ 当量；

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

R_{CH₄-回收}-企业的 CH₄ 回收利用量，单位为吨 CH₄；

GWP_{CH₄}-CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。取值 21；

R_{CO₂-回收}-企业的 CO₂ 回收利用量，单位为吨 CO₂。

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

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

按照上述温室气体排放总量计算公式，则拟建工程实施后温室气体排放总量见表 8.1-5 所示。

表 8.1-5 温室气体排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量(吨CO ₂)	占比(%)
拟建工程	燃料燃烧CO ₂ 排放	0	0.00
	火炬燃烧排放	364.54	68.08
	工艺放空排放	0	0.00

续表 8.1-5 温室气体排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量(吨 CO ₂)	占比(%)
拟建工程	CH ₄ 逃逸排放	52.5	9.81
	CH ₄ 回收利用量	0	0.00
	CO ₂ 回收利用量	0	0.00
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	118.39	22.1
	合计	545.43	100

由上表 7.1-5 分析可知，拟建工程温室气体总排放量为 545.43 吨。

8.2 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

8.2.1 清洁运输减污降碳措施

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

8.2.2 挥发性有机物与甲烷协同控制

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

8.2.3 节能降耗减污降碳措施

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

(1) 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。

8.2.4 减污降碳管理措施

采油四厂建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细地规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

8.3 温室气体排放评价结论及建议

8.3.1 温室气体排放评价结论

本项目实施后，温室气体总排放量为 545.43 吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放。

8.3.2 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，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

(2) 积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

(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。

9 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。

9.1 经济效益分析

拟建工程投资 9340.54 万元，环保投资 200 万元，环保投资占总投资的比例为 2.14%。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。

9.2 社会效益分析

拟建工程的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前油气供应紧张、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。拟建工程的实施还补充和加快了油田基础设施的建设。

因此拟建工程具有良好的社会效益。

9.3 环境措施效益分析

拟建工程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，拟建工程采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

9.3.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

拟建工程油气进行汇集、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，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，污染物能达标排放。

(2) 废水

拟建工程运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入五号联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 标准后回注地层，井下作业废水送至顺北油田绿色环保站处理。

(3) 固体废弃物

拟建工程运营期产生的落地油及废防渗材料均属于危险废物，分别采取桶装形式收集后，委托有危废处置资质的单位接收处置；可避免对周围环境产生影响。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

(5) 生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围；井场地表采取砾石压盖，减少水土流失。

拟建工程各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。拟建工程选用先进、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，大大减低其对周围环境的影响。

9.3.2 环境损失分析

拟建工程在建设过程中，由于井场工程建设、敷设管道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，如生物多样性及地表植物初级生产力下降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环境的破坏程度较小，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环境的破坏严重，时间长。

根据生态影响评价分析，项目占地类型主要为沙地。拟建项目在开发建设

过程中，不可避免地会产生一些污染物，这些污染物都会对油气田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油田开发区域内的环境。

项目的开发建设中，对土地的占用产生一定程度的生态负效应。在数年内附之以有效的防护措施和生态修复措施，这种影响将会被局限在较小的范围内，不会呈现放大的效应。

9.3.3 环保措施的经济效益

拟建工程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。

9.4 环境经济损益分析结论

拟建工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场建设、敷设管线、道路建设需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

10 环境管理与监测计划

10.1 环境管理

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大地影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，提高全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

10.1.1 管理机构及职责

10.1.1.1 环境管理机构

本项目日常环境管理工作纳入采油四厂开发部现有 QHSE 管理体系。西北油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司 QHSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位 QHSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位 QHSE 管理小组及办公室为三级管理机构。油田所属各单位及一切进入西北油田分公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专(兼)职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其 QHSE 管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

10.1.2 环境管理制度

按照油田公司 QHSE 管理制度体系建设要求，建立了顺北油气田 QHSE 制度管理体系，并将各项环境管理制度作为 QHSE 制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

10.1.3 环境管理职责

采油四厂 QHSE 管理委员会办公室(质量安全环保科)是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

(1) 拟建工程运行期的 QHSE 管理体系纳入西北油田分公司采油四厂 QHSE 系统统一管理。

(2) 协助有关生态环境部门进行环境保护设施的竣工验收工作, 贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律、法规。

(3) 负责集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查, 如生态恢复、环境监测等。

(4) 编制各种突发事故的应急计划。

(5) 根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ1250-2022) 中相关内容, 制定危险废物管理计划和管理台账, 并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料。

(6) 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。

(7) 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。

(8) 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。

10.1.4 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环境的不利影响, 减少运营期事故的发生, 确保管道安全运行, 建立科学有效的环境管理体制, 落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求, 结合区域环境特征, 分施工期和运营期提出拟建工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.1-1。

表 10.1-1 拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构	
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，施工现场严格管理，施工结束后尽快恢复临时性占用	施工单位、环境监理单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		动物	加强施工人员的管理，严禁对野生动物的捕猎等		
		植被	临时占地及时清理；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被		
		水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，做好防护措施等		
		防沙治沙	主体工程与防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，做好防护措施等		
	污染防治	施工扬尘	避免大风天作业等；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量		
		废水	钻井废水按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，不外排；试压结束后，试压废水用于洒水抑尘；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；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，运至顺北油田绿色环保站处理		
运营期	正常工况	固体废物	施工过程中产生的土方全部用于管沟回填；废机油、废防渗材料等危险废物由区域具有危废处置资质的公司接收处置；水基岩屑随泥浆一同进入不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测合格，用于铺垫油区内的井场、道路综合利用；油基泥浆钻井岩屑送至塔河油田绿色环保站处理	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
		废水	采出水随采出液一起通过管线送至五号联合站进行处理，井下作业废水采用废水回收罐收集后运至顺北油田绿色环保站处理		
		废气	密闭集输		
	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			
	噪声	选用低噪声设备、基础减振设施			

续表 10.1-1 拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构
运营期	事故风险	事故预防及油气泄漏应急预案	建设单位	当地生态环境主管部门
退役期	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
	固体废物	废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置		
	噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	生态恢复	退役后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；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		

10.1.5 固体废物管理制度

本项目运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料。西北油田分公司采油四厂固体废物管理应按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ 1259-2022)等相关要求执行。

本项目产生的危险废物应按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》进行管理。危险废物管理计划应以书面形式制定并装订成册，填写《危险废物管理计划》，并附《危险废物管理计划备案登记表》。原则上管理计划按年度制定，并存档 5 年以上。

采油四厂要结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物台账，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息。采用信息化手段建立危险废物台账，在台账工作的基础上如实向所在地县级以上人民政府环境保护主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

10.2 企业环境信息披露

10.2.1 披露内容

(1) 基础信息

企业名称：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

法人代表：王清华

生产地址：新疆阿克苏地区沙雅县境内

主要产品及规模：①部署顺中 412X 开发井 1 口；②新建井场 1 座；③新建集输管线 4.2km；④配套建设土建、通信、供电、自控等。项目建成后日产气 8 万 m³、日产凝析油 40t。

(2) 排污信息

拟建工程拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表 3.2-14~表 3.2-20。

拟建工程污染物排放标准见表 2.6-3。

拟建工程污染物排放量情况见表 3.3-26。

(3) 环境风险防范措施

拟建工程环境风险防范措施见西北油田分公司采油四厂现行突发环境风险应急预案。

(4) 环境监测计划

拟建工程环境监测计划见表 10.4-1。

10.2.2 披露方式及时间要求

披露方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

披露时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；企业应当于每年 3 月 15 日前披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息；采油四厂在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部部令 第 24 号）第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

10.3 污染物排放清单

表 10.3-1 拟建工程污染物排放清单一览表

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况			排污口信息		总量指标 (t/a)	执行标准 (mg/m ³)	环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟气量 (Nm ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排气筒高度 (m)	内径 (m)			
废气	井场	无组织废气	采取管道密闭输送, 加强阀门的检修与维护, 从源头减少泄漏产生的无组织废气	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—	VOCs: 0.042	厂界非甲烷总烃 ≤ 4.0	《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
				—	硫化氢							厂界硫化氢 ≤ 0.06mg/m ³	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 中新扩改建项目二级标准
				—	甲醇							厂界甲醇 ≤ 12mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 中表 2 无组织排放监控浓度限值
类别	噪声源	污染因子			治理措施	处理效果	执行标准	环境监测要求					
噪声	采气树	L _{max} :			基础减振	降噪 15dB(A)	厂界昼间 ≤ 60dB(A); 夜间 ≤ 50dB(A)	按照《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中规定执行					
	甲醇加药撬	L _{max} :			基础减振	降噪 15dB(A)							
类别	污染源	污染因子	处理措施		处理后浓度 (mg/L)	排放去向	总量控制指标 (t/a)	执行标准 (mg/L)	环境监测要求				
废水	采出水	SS、石油类	采出水随采出液一起进入五号联合站处理, 满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 回		—	—	—	—	—				

序号	污染源名称	固废类别	处理措施	处理效果	监测要求				
	井下作业废水	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至顺北油田绿色环保站处理	—	—	—	—	—	—
固废	落地油	含油物质(危险废物 HW08)	收集后定期由有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置	严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关规定进行				
	废防渗材料	含油物质(危险废物 HW08)							
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行							

10.4 环境及污染源监测

10.4.1 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。

通过对拟建工程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。

10.4.2 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。拟建工程的环境监测工作由西北油田分公司的质量检测中心承担，亦可以委托当地有资质的环境监测机构。

10.4.3 监测计划

根据拟建工程生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《环境影响评价技术导则 地下水

环境》(HJ610-2016)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)等标准规范及地方生态环境主管部门的要求,制定拟建工程的监测计划。拟建工程投入运行后,各污染源监测因子、监测频率情况见表 10.4-1。

表 10.4-1 拟建工程监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
地下水	潜水含水层	pH、总硬度、溶解性总固体、挥发酚、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、汞、六价铬	顺中 412 水井	每半年 1 次
土壤	土壤环境质量	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、汞、六价铬	井场	每年 1 次
生态		占地恢复情况	井场、管线周边	每年 1 次

注:当地下水监测指标出现异常时,可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测;当土壤监测指标出现异常时,可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。

10.5 环保设施“三同时”验收一览表

拟建工程投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 10.5-1。

表 10.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	—	1	—
	2	焊接废气、施工机械及运输车辆尾气	机械、车辆定期检修,状况良好,燃烧合格油品,不超负荷运行	—	1	—
	3	放喷废气	点燃放空	—	1	—
废水	1	管道试压废水	循环使用,试压结束后用于洒水抑尘	—	—	—
	2	钻井废水	钻井废水由临时罐体收集,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	—	—
	3	施工期生活污水	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	不外排	2	—
	4	酸化压裂废水	采取不落地直接排入回收罐中,运至顺北油田绿色环保站处理	不外排	1	—
噪声	1	钻机、吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	—	—	—
固废	1	膨润土钻井岩屑	不落地装置进行固液处理,其中磺化岩屑经无害化处理装置进一步处理,磺化和非磺化岩屑经检测达标后用于铺垫油区内的井场、道路等	妥善处置	10	—
	2	磺化钻井岩屑		妥善处置	40	—

续表 10.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期						
固废	3	油基泥浆钻井岩屑	油基泥浆钻井岩屑送至塔河油田绿色环保站处理	妥善处置	15	--
	4	废机油	桶装收集后暂存于井场危废暂存间内, 定期委托有资质单位接收处置	妥善处置	2	--
	5	废防渗材料				
	6	废烧碱包装袋				
	7	生活垃圾	收集后送至库车景胜新能源环保有限公司生活垃圾焚烧发电厂处置	妥善处置	1	--
生态	生态恢复	严格控制作业带宽度, 管道埋埋所需土方利用管沟挖方, 做到土方平衡; 工程结束后, 及时对临时占地区域进行平整、恢复	临时占地恢复到之前状态	20	落实生态恢复措施	
	水土保持	水土流失补偿、防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘	防止水土流失	6	落实水土保持措施	
	防沙治沙		防止土地沙化	10	落实防沙治沙措施	
防渗	重点防渗区	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层防渗性能; 地面进行防腐硬化处理, 保证表面无裂痕	--	15	按要求防渗	
	一般防渗区	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层的防渗性能	--	8	按要求防渗	
环境 监理	开展施工期环境监理			--	2	--
运营期						
废气	1	无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护	硫化氢 $\leq 0.06\text{mg}/\text{m}^3$	2	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 中表1新扩改建项目二级标准
				场界甲醇 $\leq 12\text{mg}/\text{m}^3$		《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996) 中表2无组织排放监控浓度限值
				硫化氢 $\leq 0.06\text{mg}/\text{m}^3$		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 中表1新扩改建项目二级标准

续表 10.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	投资(万元)	验收标准
运营期						
废水	1	采出水	随采出液一起输送至五号联合站处理，达标后回注地层	不外排	—	—
	2	井下作业废水	收集后送至顺北油田绿色环保站处理	不外排	2	—
噪声	1	采气树、甲醇加药撬	基础减振	场界达标： 昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类排放限值
固废		落地油	收集后，由有危废处置资质单位接收处置	妥善处置	2	—
		废防渗材料				
防渗		分区防渗	具体见“分区防渗要求一览表”		—	—
环境监测		土壤、地下水	按照监测计划，委托有资质单位开展监测	污染源达标排放	2	—
风险防范措施		井场	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	2	—
退役期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	—	—	—
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	—	—	—
固废	1	建筑垃圾	委托周边工业固废填埋场合规处置	妥善处置	15	—
	2	废弃管线	管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵	妥善处置	—	—
生态	1	生态恢复	对井口进行封堵，地面设施拆除，恢复原有自然状况	恢复原貌	40	—
合计				—	200	—

11 环境影响评价结论

11.1 建设项目情况

11.1.1 项目概况

项目名称：顺中 412 斜井探转采工程

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

建设性质：改扩建

建设内容：①部署顺中 412X 开发井 1 口；②新建井场 1 座；③新建集输管线 5.6km；④配套建设土建、通信、供电、自控等。

建设规模：项目建成后日产气 8 万 m³、日产凝析油 40t。

项目投资和环保投资：项目总投资 9340.54 万元，其中环保投资 200 万元，占总投资的 2.14%。

劳动定员及工作制度：新建井场为无人值守站，不新增劳动定员。

11.1.2 项目选址

拟建工程位于新疆阿克苏地区沙雅县境内。区域以油气开采为主，不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2014 年 7 月 25 日)等相关要求，工程选址合理。

11.1.3 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)》相关内容，拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油天然气开采”。因此，拟建工程的建设符合国家产业政策要求。

拟建工程属于西北油田分公司油气开采项目，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》。拟建工程位于顺北油气田，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关

要求。

11.1.4 “三线一单”符合性判定

拟建工程距生态保护红线(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 83km,不在生态保护红线内;拟建工程采取密闭输送,从源头减少泄漏产生的无组织废气;运营期产生的采出水随采出液输送至五号联合站处理达标后回注地层;井下作业废水采用专用废水回收罐收集,运至顺北油田绿色环保站处理;拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求,项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施,改善区域环境空气质量;工程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、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标;满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求,符合新疆维吾尔自治区、七大片区、阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

11.2 环境现状

11.2.1 环境质量现状评价

项目所在区域环境空气中 $PM_{2.5}$ 、 PM_{10} 年平均浓度值超标,本工程所在区域属于不达标区。环境质量现状监测结果表明,各监测点硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值;非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0mg/m^3$ 的标准;甲醇 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 $3000\mu g/m^3$ 的标准。

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

声环境质量现状监测结果表明:井场监测值昼间、夜间均满足《声环境质

量标准》(GB3096-2008)2 类区标准要求。

土壤环境质量现状监测表明：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。

11.2.2 环境保护目标

拟建工程评价区域内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置环境空气保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；工程 200m 范围内不涉及学校、医院、居住区等，不设置声环境保护目标；将井场外延 50m 范围及管线两侧 200m 范围的土壤作为土壤环境保护目标；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生态保护目标；本项目环境风险评价等级为简单分析，因此不再设置环境风险保护目标。

11.3 拟采取环保措施的可行性

11.3.1 废气污染源及治理措施

(1)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。

(2)定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复。

(3)加强生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好井场的压力监测，并准备应急措施。

11.3.2 废水污染源及治理措施

本项目运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入五号联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至顺北油田绿色环保站处理。

11.3.3 噪声污染源及治理措施

拟建工程井场周围地形空旷，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。

11.3.4 固体废物及处理措施

拟建工程运营期落地油、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。

11.4 项目对环境的影响

11.4.1 大气环境影响

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

11.4.2 地表水环境影响

本项目运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入五号联合站处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至顺北油田绿色环保站处理。拟建工程废水不外排，实施后对地表水环境可接受。

11.4.3 地下水环境影响

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

11.4.4 声环境影响

采气井场主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 32.2~47.0dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准要求，从声环境影响的角度，项目可行。

10.4.5 固体废物环境影响

本项目运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料，属于危险废物，收集后直接委托有危废处置资质的单位接收处置，可避免对环境产生不利影响。

11.4.6 生态影响

本项目不同阶段对生态影响略有不同，施工期主要体现在地表扰动、生物损失量、生态系统完整性、动物、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；运营期主要体现在动物、植物、生态系统完整性等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本项目建设对生态影响可得到有效减缓，对生态影响不大；从生态影响的角度看，该项目是可行的。

11.4.7 土壤影响

本工程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。同时根据土壤剖面的采样监测数据，非正常状况下石油烃污染物主要积聚在土壤表层 50cm 以内，其污染也主要限于地表，一般很难渗入到 2m 以下。因此，拟建工程需采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防治措施后，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行。

11.5 总量控制分析

结合拟建工程排放特征，确定拟建工程总量控制指标为： NO_x 0t/a， VOC_s 0.042t/a，COD 0t/a，氨氮 0t/a。

11.6 环境风险评价

西北油田分公司采油四厂制定了应急预案，拟建工程实施后，负责实施的采油四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，减小事故造成的损失，环境风险是可防控的。

11.7 温室气体排放影响评价

本项目实施后，温室气体总排放量为 545.43 吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放。

11.8 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三次网络公示、二次报纸公示征求公众意见。调查结果表明：未收到公众反馈意见。

11.9 项目可行性结论

拟建工程的建设符合国家相关产业政策和“三线一单”生态环境分区管控方案要求，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《西北油田分公司“十四五”规划》。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接受；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施下，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.....	2
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.....	4
1.5 主要结论.....	4
2 总则	6
2.1 编制依据.....	6
2.2 评价目的和评价原则.....	12
2.3 环境影响因素和评价因子.....	15
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.....	26
2.7 相关规划、技术规范、政策法规及环境功能区划.....	30
2.8 环境保护目标.....	67
3 建设项目工程分析	70
3.1 现有工程.....	70
3.2 拟建工程.....	82
3.3 依托工程.....	128
4 环境现状调查与评价	133
4.1 自然环境概况.....	133
4.2 环境质量现状监测与评价.....	135
5 环境影响预测与评价	167
5.1 施工期环境影响分析.....	167
5.2 运营期环境影响评价.....	189
5.3 退役期环境影响分析.....	220
6 环境保护措施及其可行性论证	222
6.1 环境空气保护措施可行性论证.....	222
6.2 废水治理措施可行性论证.....	223
6.3 噪声防治措施可行性论证.....	225
6.4 固体废物处理措施可行性论证.....	226
6.5 生态保护措施可行性论证.....	229
7 环境风险评价	233

7.1 评价依据	233
7.2 环境风险识别	233
7.3 环境风险分析	234
7.4 环境风险防范措施及应急要求	236
7.5 环境风险应急处置措施	238
7.6 突发环境事件应急预案	239
7.7 现有风险防范措施的有效性	239
7.8 环境风险分析结论	239
8 温室气体影响评价	241
8.1 温室气体排放分析	241
8.2 减污降碳措施	248
8.3 温室气体排放评价结论及建议	249
9 环境影响经济损益分析	250
9.1 经济效益分析	250
9.2 社会效益分析	250
9.3 环境措施效益分析	250
9.4 环境经济损益分析结论	252
10 环境管理与监测计划	253
10.1 环境管理	253
10.2 企业环境信息披露	258
10.3 污染物排放清单	259
10.4 环境及污染源监测	260
10.5 环保设施“三同时”验收一览表	261
11 环境影响评价结论	264
11.1 建设项目情况	264
11.2 环境现状	265
11.3 拟采取环保措施的可行性	266
11.4 项目对环境的影响	267
11.5 总量控制分析	268
11.6 环境风险评价	268
11.7 温室气体排放影响评价	269
11.8 公众参与分析	269
11.9 项目可行性结论	269