

声明：根据《环境影响评价公众参与办法》，“第八条 建设项目环境影响评价公众参与相关信息应当依法公开，涉及国家秘密、商业秘密、个人隐私的，依法不得公开。法律法规另有规定的，从其规定。”本次公示的环境影响报告书拟报批稿中涉及商业秘密的相关内容依法未进行公开。

1 概述

1.1 项目由来

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

塔河油田采油一厂所辖区块包含 1 区、2 区奥陶系、2 区三叠系、2 区东区块、塔河 TK7226 井区、3 区奥陶系、S72 区块、3 区石炭系、4 区、5 区、9 区、塔河 T903 区块、西达里亚、YT 区块、AT1 区块、KZ1 区块、KZ2-GP4 区块、AT9 区块及周围试采区块；采油二厂所辖区块包含塔河 6 区、7 区、10 区北、12 区等 4 个区块；采油三厂所辖区块包含塔河油田 8 区、10 区南、11 区、托甫台区、T759 井区五个区块。

目前塔河油田处于开发后期，区块现有单井原油产量下降，为维持区块原油生产能力，增大塔河油田整体开发效益，西北油田分公司拟投资 14288 万元在新疆阿克苏地区库车市实施“塔河油田 S77-S78 井区奥陶系油藏 2020 年产能建设项目”，主要涉及采油一厂 2 区奥陶系及 3 区奥陶系区块。建设内容包括：①新建钻井 3 口（包括 1S47-1 井、TK281 井、1TK347-1H 井）；②新建采油井场 4 座（包括 TK280 井、1S47-1 井、TK281 井、1TK347-1H 井），各井场均配备 1 座加热炉撬；③新建单井集输管线总长 5.1km，燃料气管线总长 4.49km；④3 号计转站扩建 1 座 8 井式撬装计量阀组；⑤配套建设供配电、仪表自控、

道路、通信、防腐、土建等工程。项目建成后预计产油量 80t/d，产气量 $4.8 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

1.2 环境影响评价工作过程

拟建工程属于油气开采项目，位于阿克苏地区库车市，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)，项目位于塔里木盆地北部农田防护水源涵养区，属于重点推进煤炭、油气资源开发水土流失综合治理工作区域，故为塔里木河流域水土流失重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法(2018年12月29日修正)》、《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021年版)》(部令第16号)，拟建工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 7 陆地石油开采 0711”中的“涉及环境敏感区的(含内部集输管线建设)”，应编制环境影响报告书。

为此，西北油田分公司于2021年1月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2021年1月6日在阿克苏新闻网对拟建工程进行第一次网络信息公示，并开展项目区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，评价单位完成了环境影响报告书征求意见稿，随后西北油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》(生态环境部令第4号)要求，于2021年4月6日至4月19日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行了第二次网络信息公示，在此期间分别于2021年4月8日、2021年4月10日在阿克苏日报(刊号：CN65-0012)对拟建工程环评信息进行了公示。根据西北油田分公司反馈情况，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，编制完成了拟建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

拟建工程为石油开采，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(2019 年本)》(中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 29 号)，拟建工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，为鼓励类产业。因此，拟建工程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勘探开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》。拟建工程位于塔河油田，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜等环境敏感区，不在划定的新疆重点开发区域和禁止开发区域范围内，属于主体功能区中的限制开发区域(重点生态功能区)，与区域主体功能区中限制开发区域规划目标相一致，与主体功能区划相协调。

(3) 评价工作等级

根据环境影响评价技术导则规定并结合项目特点，经判定，本次环境影响评价工作大气环境影响评价工作等级为二级、地表水环境影响评价工作等级为三级 B、地下水环境影响评价工作等级为二级、声环境影响评价等级为二级、土壤环境影响评价等级为二级、生态环境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、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) 拟建工程营运期各井场真空加热炉采用净化后的天然气作为燃料，采出液采取密闭集输工艺。真空加热炉烟气排放可满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值。各井场及计转站站场无组织废气非甲烷总烃可满足《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， H_2S 可满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表 1 二级新扩改建项目标准。项目实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(2) 拟建工程营运期废水主要为采出水和修井废液，其中采出水随采出液一

起最终进入联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层；修井废液送至塔河油田绿色环保站妥善处理，均不外排，不会对周围地表水环境产生影响。

(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，对地下水环境影响可以接受。

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

(5) 拟建工程采取严格的源头控制、过程防控措施，同时制定跟踪监测计划、建立跟踪监测制度，类比同类石油开采项目，表明对土壤环境的影响可接受。

(6) 拟建工程井场无人值守，营运期固体废物主要为落地油泥，采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

(7) 拟建工程永久占地面积较小，所在区域植被较少，未见大型野生动物出没，管线敷设完成后及时对管沟进行回填，对区域生态环境的影响通过2~3年可自然恢复。项目的实施对生态环境影响是可以接受的。

(8) 拟建工程涉及的风险物质主要包括原油(采出液)、硫化氢、甲烷、乙烷、丙烷，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

1.5 主要结论

综合分析，拟建工程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“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反馈的公众意见调查结果，未收到公众反馈意见。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 日实施);

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

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

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

(5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》(2018 年 12 月 29 日修正, 1997 年 3 月 1 日施行);

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

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

(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 日实施);

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

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

(11) 《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)。

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

(1) 《中共中央办公厅、国务院办公厅关于印发在国土空间规划中统筹划定

落实三条控制线的指导意见》(2019 年 7 月 24 日);

(2)《国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》(国发[2018]22 号);

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

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

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

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

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

(8)《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(国家发展改革委令 29 号, 2019 年 10 月 30 日发布, 2020 年 1 月 1 日实施);

(9)《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);

(10)《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);

(11)《关于印发〈“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案〉的通知》(环大气[2017]121 号, 2017 年 9 月 13 日发布并实施);

(12)《环境影响评价公众参与办法》(生态环境部公告 2018 年第 48 号);

(13)《建设项目环境影响评价分类管理名录》(2021 年版)(生态环境部令 第 16 号, 2020 年 11 月 30 日公布, 2021 年 1 月 1 日实行);

(14)《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);

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

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

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

(18) 《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);

(19) 《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);

(20) 《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);

(21) 《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);

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

(23) 《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);

(24) 《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);

(25) 《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);

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

(27) 《突发环境事件应急预案管理暂行方法》(环发[2010]113 号, 2010 年 9 月 28 日发布并实施);

(28) 《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);

(29) 《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)。

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 日修正并实施)；

(2) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例(2018 年修正)》(2018 年 9 月 21 日修正并实施)；

(3) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例(2018 年修正)》(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) 《关于印发〈自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划(2018-2020 年)〉的通知》；

(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) 《新疆生态环境功能区划》；

(10) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

(11) 《新疆维吾尔自治区实施〈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)；

(12) 《阿克苏地区环境保护“十三五”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)。

2.1.2.3 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》(HJ2.4-2009)；
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011)；
- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境》(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/T 349-2007)；
- (10) 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)；
- (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) 《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；
- (14) 《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及修改单；
- (15) 《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019)；
- (16) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)；
- (17) 《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T 3999-2017)；
- (18) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)。

2.1.2.4 相关文件及技术资料

- (1) 《塔河油田 S77-S78 井区奥陶系油藏 2020 年产能建设方案可行性研究报告》；
- (2) 《塔河油田一区至五区环境影响后评价报告书》；
- (3) 《环境质量现状检测报告》；
- (4) 西北油田分公司提供的其他技术资料；
- (5) 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。

2.3 环境影响要素和评价因子

2.3.1 环境影响要素识别

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要素进行识别，结果见表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响要素识别结果一览表

工程活动		环境因素	自然环境					生态			
			环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤环境	植被	动物	防沙治沙	水土流失
施工期	钻井	-2D	--	-1D	-2D	-1C	-2C	-1C	-1C	-2C	
	管线开挖及井场道路	-2D	--	--	-1D	-1C	-2C	-1C	-1C	-2C	
	设备安装	--	--	--	-1D	--	--	--	--	--	
	材料、废弃物运输	-1D	--	--	-1D	--	--	--	--	--	
营运期	原油开采及集输	-1C	--	--	-1C	--	--	--	--	--	
闭井期	封井、井场清理	-1D	--	--	-1D	--	+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、生态环境要素中的植被、动物、防沙治沙、水土流失等产生一定程度的负面影响；营运期对环境的影响是长期的，最主要的是对自然环境中的环境空气、声环境等产生不同程度的直接的负面影响；闭井期对环境的影响体现在对环境空气的短期影响和对生态环境要素中的植被和景观利好影响。

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，确定拟建工程评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 拟建工程评价因子一览表

环境要素	项目	评价因子	
环境空气	现状评价	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、NO ₂ 、SO ₂ 、H ₂ S、非甲烷总烃	
	污染源	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、H ₂ S、非甲烷总烃	
	影响评价	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、NO ₂ 、SO ₂ 、H ₂ S、非甲烷总烃	
地下水环境	现状评价	基本水质因子: pH、色度、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、硫酸盐、氯化物、氟化物、硫化物、氰化物、碘化物、挥发性酚类、铝、铁、锰、铜、锌、砷、汞、铅、镉、铬(六价)、硒、阴离子表面活性剂、总大肠菌群、菌落总数、苯、甲苯 检测分析因子: K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 特征因子: 石油类	
	污染源	石油类	
	影响评价	石油类	
固体废物	污染源	危险废物(落地油泥)	
	影响评价		
土壤环境	现状评价	建设用地基本因子: pH、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘 农用地基本因子: pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌 特征因子: 石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)	
	污染源	入渗型: 石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)	
	影响分析	入渗型: 石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)	
声环境	现状评价	L _{eq}	
	污染源	L _A	
	影响评价	L _{eq}	
生态环境	现状评价	土地利用、植被、动物、水土流失、防沙治沙	
	影响评价		
环境风险	风险识别	原油(采出液)、硫化氢、甲烷、乙烷、丙烷	
	风险分析	大气	硫化氢、甲烷、乙烷、丙烷
		地下水	原油(采出液)

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。拟建工程各井场周边 3km 半径范围内均无城市建成区和规划区，因此，拟建工程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。

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/°C		36.8
3	最低环境温度/°C		-32.0
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5
6	土地利用类型		沙漠化荒地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	<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/°	--

(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 $1\% < P_{\max} = 3.92\% < 10\%$ ，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评价。

2.4.1.2 地表水环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)，水污染影响型建设项目评价等级判定见表 2.4-5。

表 2.4-5 水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/(m ³ /d)；水污染物当量数 W/(无量纲)
一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	$Q < 200$ 且 $W < 6000$
三级 B	间接排放	—

注 1: 依托现有排放口, 且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目, 评价等级参照间接排放, 定为三级 B。

注 2: 建设项目生产工艺中有废水产生, 但作为回水利用, 不排放到外环境的, 按三级 B 评价。

拟建工程废水主要为采出水和修井废液, 采出水随油气混合物输送至联合站采出水处理单元, 处理后进行回注。修井废液收集后送塔河油田绿色环保站处理。因此由表 2.4-5 可知, 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·地下水环境》(HJ610-2016)附录 A, 拟建工程行业类别属于“F 石油、天然气”中的“37、石油开采”, 地下水环境影响评价项目类别为 I 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 2.4-6。

表 2.4-6 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它保护区, 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	上述地区之外的其它地区

^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

拟建工程不在集中式饮用水水源(包括已建成在用、备用、应急水源, 在建和规划的饮用水水源)准保护区; 亦不在除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区, 如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。同时亦不涉及集中式饮用水水源(包括已建成在用、备用、应急水源, 在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区; 不涉及未划定

准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；不涉及特殊地下水资源(如矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。因此，拟建工程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 2.4-7。

表 2.4-7 地下水评价工作等级划分依据一览表

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

拟建工程为地下水环境影响评价 I 类项目、环境敏感程度为不敏感，根据表 2.4-7 判定结果，确定拟建工程地下水环境影响评价工作等级为二级。

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

(1) 声环境功能区类别

拟建工程位于塔河油田，周边区域居住、工业混杂，根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)，属于其规定的 2 类声环境功能区。

(2) 敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

项目各井场周围 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》(HJ2.4-2009) 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》(HJ964-2018)，拟建工程不属于会造成土壤酸化、盐化、碱化的生态影响型项目，属于污染影响型项目，因此根据污染影响型建设项目类别判定评价等级。

(1) 建设项目类别

根据导则附表 A.1，项目属于“采矿业”中的“石油开采项目”，项目类

别为 I 类。

(2) 影响类型

拟建工程主要通过垂直入渗的形式对土壤造成影响，土壤环境的影响类型为“污染影响型”。

(3) 占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)中“建设项目占地规模分为大型($\geq 50\text{hm}^2$)、中型($5\sim 50\text{hm}^2$)和小型($\leq 5\text{hm}^2$)”，拟建工程永久占地面积约 2.64hm^2 ，占地规模为小型。

(4) 建设项目敏感程度

拟建工程土壤环境敏感程度为“不敏感”。

(5) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.4-8。

表 2.4-8 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	—	—

拟建工程类别为 I 类、占地规模为小型、环境敏感程度为不敏感，综合以上分析结果，拟建工程土壤环境影响评价工作等级为二级。

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

(1) 占地范围

拟建工程位于塔河油田，其中永久占地面积为 0.0264km^2 ，临时占地面积 0.06855km^2 ，总面积 $\leq 2\text{km}^2$ ，新建单井集输管线 5.1km ，燃料气管线 4.49km ，管线总长度 $\leq 50\text{km}$ 。

(2) 区域生态敏感性

拟建工程井场及管线用地为沙漠化荒地，影响区域内不涉及《环境影响评价技术导则 生态环境》(HJ19-2011)中规定的特殊生态敏感区和重要生态敏感区，为一般区域。

(3) 评价等级判定

根据《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2011)，拟建工程生态影响评价工作等级为三级。生态影响评价工作等级划分办法见表 2.4-9。

表 2.4-9 生态影响评价工作等级划分表

影响区域生态敏感性	工程占地(含水域)范围		
	面积≥20km ² 或长度≥100km	面积 2~20km ² 或长度 50~100km	面积≤2km ² 或长度≤50km
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

2.4.1.7.1 危险物质及工艺系统危险性(P)的分级确定

拟建工程在生产、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。

(1) 危险物质数量与临界量比值(Q)

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)：

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

式中：q₁, q₂...q_n 每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁, Q₂...Q_n 每种危险物质的临界量，t。

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

经计算，拟建工程 Q 值为 $0.1863 < 1$ ，风险潜势为 I。

2.4.1.7.2 评价工作等级的划分

根据导则规定，环境风险评价工作等级划分方法见表 2.4-11。

表 2.4-11 环境风险评价工作等级划分一览表

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

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

对照表 2.4-11 可知，拟建工程环境风险潜势为 I，因此拟建工程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、拟建工程污染源排放情形，结合区域自然环境特征，按导则中评价范围确定的相关规定，各环境要素评价范围见表 2.4-12。

表 2.4-12 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评价范围
1	环境空气	二级	以各井场为中心边长 5km 的矩形区域
2	地表水环境	三级 B	--
3	地下水环境	二级	各井场及站场地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的矩形区域，及管线边界两侧向外延伸 200m
4	声环境	二级	各井场边界外 200m 范围
5	土壤环境	二级	各井场边界及管线两侧外延 200m 范围
6	生态环境	三级	各井场边界及管线两侧外延 200m 范围
7	环境风险	简单分析	-

2.5 评价内容和评价重点

2.5.1 评价内容

根据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、评价目的及评价原则、环境影响要素和评价因子、评价等级与评价范围、评价内容及评价重点、评价标准、相关规划及环境功能区划分析、分析项目建设内容及选址与产业政策及环境保护政策的符合性、环境保护目标
3	建设项目工程分析	区块开发现状回顾简述： 塔河油田 2 区开发现状、塔河油田 3 区开发现状。 现有工程： 现有工程基本情况、主要构筑物、生产设备及经济技术指标、工艺流程及产排污节点、原辅材料、公辅设施概况、给排水、达标排放情况、污染物年排放量、环境问题及“以新带老”改进意见等内容。 在建工程： 在建工程基本情况、主要构筑物、生产设备及经济技术指标、工艺流程及产排污节点、原辅材料、公辅设施概况、给排水、污染源调查与评价。 相关工程： 介绍 TK278X 井、2-1 计转站等基本情况。 拟建工程： 基本概况、油藏特性、主要技术经济指标、油田开发工程内容、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、营运期污染源及其防治措施、闭井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、三本账、污染物总量控制分析。 依托工程： 介绍一号联合站、塔河油田绿色环保站等基本情况及富余量。
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境敏感区调查、环境质量现状监测与评价、区域污染源调查
5	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析（施工废气、施工噪声、施工期固体废物、施工废水、施工期生态影响分析） 营运期环境影响评价（大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、土壤环境影响评价，固体废物、生态环境环境影响评价，环境风险评价）
6	环境保护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	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，以定性和定量方式估算建设项目环境影响的经济价值
8	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
9	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、大气环境影响评价、地下水影响评价、生态环境影响分析和环保措施可行性论证。

2.6 评价标准

本次环境影响评价执行如下标准：

(1) 环境质量标准

环境空气：PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃ 执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及其修改单(生态环境部公告 2018 年第 29 号) 二级标准；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准；H₂S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m³ 的标准。

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

声环境：执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准；

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

(2) 污染物排放标准

废气：真空加热炉烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 表 2 新建锅炉大气污染物排放限值。厂界无组织排放非甲烷总烃执行《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；厂界无组织排放 H₂S 执行《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93) 中新扩改建项目二级标准。

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

(3) 控制标准

废气控制要求：井场无组织排放控制要求执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)。

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》(GB18597-2001) 及其修改单(环境保护部公告 2013 年第 36 号)。

2.7 相关规划及环境功能区划

2.7.1 主体功能区划

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

拟建工程位于阿克苏地区库车市东南部，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(重点生态功能区)。《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中限制开发区域(重点生态功能区)规划目标：“针对阿尔泰山、塔里木盆地、准噶尔盆地等地的矿产资源富集区域的开发，要在科学规划的基础上，以点状开发方式有序进行，其开发强度控制在规划目标之内，尽可能减少对生态环境的扰动和破坏，同时加强对矿产开发区迹地的生态修复”。拟建工程主要建设单井和集输管线，主要目的是维持塔河油田现有产能，开发强度不会超过区域规划目标。项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态环境的影响。

综上所述，项目未处于主体功能区划中的禁止开发区，与区域主体功能区中限制开发区域规划目标相一致，与主体功能区划相协调。

2.7.2 生态环境保护规划

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，所在地涉及到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“十三五”规划纲要》、《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》、《新疆维吾尔自治区生态功能区划》、《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》等。

拟建工程与上述相关文件的符合性分析结果参见表 2.7-1。

表 2.7-1 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要	油气开发。重点建设西北石油局油气勘探开发项目、新疆油田勘探开发项目、吐哈油田勘探开发项目、塔中西部油气勘探项目、塔里木油田油气勘探开发项目	拟建工程属于西北油田分公司区块开发项目	符合
新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）、《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》	按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等 4 类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐-哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区；	拟建工程属于油气开发项目，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于禁止开采区	符合

续表 2.7-1 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	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
	井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	拟建工程井场真空加热炉采用净化后的天然气作为燃料，燃烧后的烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放限值	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	拟建工程施工周期较短，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	拟建工程油气集输管线采	符合

	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	取埋地敷设方式，管线路径未经过环境敏感区，周边无居民区分布	
《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》	重点行业挥发性有机物污染防治。在进一步深化二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量、氨氮总量减排的基础上，大力推行区域性、行业性总量控制。实施行业挥发性有机污染物总量控制	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
	强化未污染土壤保护，严控新增污染。按照科学有序原则开发利用未利用地，加强纳入耕地后备资源的未利用地、矿产资源开采活动影响区域内未利用地的环境管理，防止造成土壤污染；排放重点污染物（重金属、多环芳烃、石油烃）的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响的评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施，防范建设用地新增污染物	拟建工程正常运行工况下不会对区域土壤环境造成影响，事故状况下，如管道泄漏，可能会对区域土壤环境有一定的影响，报告中已针对土壤环境提出具体的措施，对区域环境影响可接受	符合

续表 2.7-1 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》	加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。2017 年起，以拜城县、库车县、沙雅县、温宿县为重点，开展油（气）资源开发区土壤环境污染专项调查工作，加强油（气）田废弃物的无害化处理和资源化利用，加强危险废物综合利用和处置水平	拟建工程产生的固废主要为落地油泥，桶装收集后委托有资质单位接收处置	符合
	加强防沙固沙区管控。规范工程施工作业行为，严格控制开发作业范围，不得扰动或破坏工程区外沙漠等各类地表形态，减少对荒漠土地的占用。实施生态修复，开展禁牧、休牧，推进塔里木盆地周边防沙治沙工程，封育保护河岸林和绿洲边缘荒漠林，加大天然植被保护，恢复自然植被，遏制沙漠化趋势，保障阿克苏绿洲生态安全	本次评价针对防沙治沙提出相关要求，在工程开发过程中，要求控制施工作业带，开挖过程中分层开挖，分层回填，尽量减小对区域地表的扰动	符合
	加强对危险废物全过程监管。严格执行危险废物转移联单制度和危险废物道路运输经营许可证及从业人员资格证制度。加强石油天然气勘探开发业危险废物监管，建立完善《石油天然气勘探开发井危险废物产生源分布图》。加强危险废物产生、经营单位规范化管理督查考核，规范危险废物识别标示、贮存设施和场所管理。强化石油天然气	拟建工程产生的固废主要为落地油泥，桶装收集后委托有资质单位接收处置	符合

勘探开发行业危险废物监管

表 2.7-2 石油天然气开采业污染防治技术政策符合性分析一览表

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)	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修井废液,采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层;修井废液委托塔河油田绿色环保站处理,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,合理利用现有道路	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	本评价已提出生态环境影响减缓措施	符合

续表 2.7-2 石油天然气开采业污染防治技术政策符合性分析一览表

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、采油管线地下敷设。在油田作业区,应采取措施,保护零散自然湿地。	拟建工程不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道,集输管线采用埋地敷设	符合
	在钻井和井下作业过程中,鼓励污油、污水进入生产流程循环利用,未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	拟建工程运营期采出水随采出液一起进入联合站处理,达标后回注地层;修井废液委托塔河油田绿色环保站处理	符合

表 2.7-3 新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例符合性分析一览表

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	拟建工程不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案,并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布,接受社会监督	拟建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,接受环境保护主管部门的指	本评价已制定监测方案	符合

	导，并向社会公布监测情况。		
	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	拟建工程运营期固体废物为落地油泥，桶装收集后委托有危废处置资质单位接收处理	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家 and 自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体	拟建工程运营期固体废物为落地油泥，桶装收集后委托有危废处置资质单位接收处理	符合

2.7.3 “三线一单”分析

拟建工程与《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）、《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）等文件相符性分析见表 2.7-4。

表 2.7-4 “三线一单”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）	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关规划环评应将生态空间管控作为重要内容，规划区域涉及生态保护红线的，在规划环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件	根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案(征求意见稿)》，拟建工程敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	符合

	<p>环境质量底线</p>	<p>环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关规划环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求</p>	<p>根据阿克苏地区例行监测点数据可知，项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，不达标原因主要是因为区域紧邻沙漠，受沙尘天气影响，PM₁₀、PM_{2.5}超标现象严重。 拟建工程施工期废气、废水、噪声、固废等污染物均采取了严格的治理和处置措施，且施工周期较短，随着施工期结束将消失。运营期主要为废气污染源，包括加热炉和井场及计转站站场无组织废气，加热炉使用清洁能源天然气作为燃料，井场及计转站站场管线阀门连接处定期检测，污染物能达标排放，采取相应措施后经预测能够满足相关标准要求，符合环境质量底线的要求，不会对环境质量底线产生冲击</p>	<p>符合</p>
--	---------------	--	--	-----------

续表 2.7-4

“三线一单”符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
<p>《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)</p>	<p>资源利用上线</p>	<p>项目所在区域设置有水资源、土地资源及能源上线。拟建工程不属于新区块开发，属于现有钻井工程配套的石油天然气集输工程。运营过程中不消耗水资源，不会对区域水资源造成影响。项目真空加热炉运行过程中消耗少量的天然气，对区域能源影响较小。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。综上所述，项目的实施，不会突破区域资源利用上线</p>	<p>符合</p>
	<p>环境准入负面清单</p>	<p>项目无行业准入条件，对照《产业结构调整指导目录(2019年本)》，属于鼓励类中的“第七类石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开采”中的“开采”；对照《市场准入负面清单(2020年版)》(发改体改规[2020]1880号)，属于许</p>	<p>符合</p>

		资源配置方式等方面入手，制定环境准入负面清单，充分发挥负面清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用	可准入类项目。此外，项目符合国家、地方各项环境政策、规范以及各项规划的要求，不在环境准入负面清单范围。	
《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。	根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案(征求意见稿)》，拟建工程敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	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一起最终进入一号联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，修井废液送至塔河油田绿色环保站妥善处理，废水均不向外环境排放；拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，拟建工程真空加热炉采用净化后的天然气作为燃料，采出液采取密闭集输工艺。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 “三线一单”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	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回低碳试点示范和引领作用。	拟建工程生产过程中不用水，废水主要为采出水和修井废液，不会对区域水资源造成较大影响；拟建工程使用天然气为燃料，天然气属清洁能源，污染物排放相对较少，有利于减少区域污染物排放。	符合

<p>分区管控方案》的通知》(新政发(2021)18号)</p> <p>环境管控单元</p>	<p>自治区共划定 1323 个环境管控单元,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。</p> <p>优先保护单元 465 个,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。</p> <p>重点管控单元 699 个,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。</p> <p>一般管控单元 159 个,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。</p>	<p>拟建工程位于塔河油田采油一厂 2 区奥陶系及 3 区奥陶系区块,不在生态保护红线区,属于一般生态管控区。拟建工程实施后通过采取完善的污染治理措施,不会对站址周围大气环境、地表水环境、声环境、土壤环境产生明显影响,对地下水环境影响可接受。拟建工程采取了有效的污染防治措施,可确保污染得到有效的控制,不会对周围环境产生明显影响。</p>	<p>符合</p>
--	---	---	-----------

2.7.4 环境功能区划

拟建工程位于塔河油田,属于油气勘探开发区域,区域环境空气质量功能属于《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二类区;项目周边无地表水体;区域地下水以工农业用水为主,属于《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类区;项目区域居住、工业混杂,区域声环境属于《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类功能区。

2.7.5 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 2.7-5。

表 2.7-5 工程区生态功能区划

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区					
塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区	塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区	沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产	河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒	生物多样性和生境高度敏感，土壤侵蚀中度敏感，土地沙漠化不敏感，土壤盐渍化轻度敏感	保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻	加大保护力度，建设好国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区。在保护好生态环境的前提下，有规划地开发利用油气资源，对废弃物进行无害化处理，恢复被破坏的林草植被实施迹地恢复，加强防洪“导流”工程，实现油气开发与生态环境保护的双赢

由表 2.7-5 可知，项目位于“塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区”，主要服务功能为“沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产”，主要保护目标“保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻”。

项目类型属于油气开采项目，与生态功能区划发展方向相一致。项目占地不涉及胡杨林，占地范围周围分布少量植被，未见野生动物出没。项目主要是油气管线敷设和井场设备安装，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、土壤盐渍化造成影响。综上所述，项目的建设实施与区域生态环境功能不冲突，对区域生态环境影响是可接受的。拟建工程不属于新区块开发，属于现有钻井工程配套的油气集输项目，项目的实施不会增加区域油气资源总产能，项目废气达标排放、产生的固废妥善处置，可确保油气开发与生态环境保护的双赢，与区域发展方向相协调。

2.8 环境保护目标

拟建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村庄、学校、医院等敏感点，因此不再设置环境空气保护目标，鉴于石油开采类项目的特点，本次评价对环境空气的保护目的为不改变区域环境空气功能区质量。拟建工程周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；

将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，将各井场边界及管线两侧 200m 范围内的土壤作为土壤环境保护目标；拟建工程生态评价范围内不存在自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，亦不存在风景名胜区、森林公园等重要生态敏感区及其它特别需要保护的對象，将生态环境影响评价范围内植被、动物和塔里木河流域水土流失重点治理区作为生态环境保护目标，保护目的为不对区域生态环境产生明显影响；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

编号	名称	与项目位置关系		供水人口 (人)	井深 (m)	备注	功能要求	备注
		方位	距离(m)					
G1	评价范围内潜水含水层	--	--	--	--	--	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类	不对地下水产生污染影响

表 2.8-2 土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位	距项目厂界(m)
各井场边界及管线两侧外延200m范围内土壤	--	--

表 2.8-3 生态环境保护目标一览表

环境要素	保护目标	相对井场方位	距井场最近距离 (m)	功能要求	备注
生态环境	植被和动物	井场占地范围外扩 200m 及管线两侧 200m	--	--	不对区域生态环境产生明显影响
	塔里木河流域水土流失重点治理区		--	--	不对区域水土保持产生明显影响

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	井场周边 5km 范围内

塔河油田 S77-S78 井区奥陶系油藏 2020 年产能建设项目环境影响报告书

空气	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	区域大气环境	--	--	--	--
井场周边 500m 范围内人口数小计						--
井场边 5km 范围内人口数小计						--
大气环境敏感程度 E 值						--
类别	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离(m)
地下水	1	调查评价范围内潜水含水层	--	III类	--	--
	地下水环境敏感程度 E 值					E1

3 建设项目工程分析

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

塔河油田采油一厂所辖区块包含 1 区、2 区奥陶系、2 区三叠系、2 区东区块、塔河 TK7226 井区、3 区奥陶系、S72 区块、3 区石炭系、4 区、5 区、9 区、塔河 T903 区块、西达里亚、YT 区块、AT1 区块、KZ1 区块、KZ2-GP4 区块、AT9 区块及周围试采区块；采油二厂所辖区块包含塔河 6 区、7 区、10 区北、12 区等 4 个区块；采油三厂所辖区块包含塔河油田 8 区、10 区南、11 区、托甫台区、T759 井区五个区块。

本次在新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内塔河油田实施“塔河油田 S77-S78 井区奥陶系油藏 2020 年产能建设项目”，开采油藏主要涉及采油一厂 2 区奥陶系及 3 区奥陶系区块。建设内容包括：①新建钻井 3 口（包括 1S47-1 井、TK281 井、1TK347-1H 井）；②新建采油井场 4 座（包括 TK280 井、1S47-1 井、TK281 井、1TK347-1H 井），各井场均配备 1 座加热炉撬；③新建单井集输管线总长 5.1km，燃料气管线总长 4.49km；④3 号计转站扩建 1 座 8 井式撬装计量阀组；⑤配套建设供配电、仪表自控、道路、通信、防腐、土建等工程。项目建成后预计产油量 80t/d，产气量 $4.8 \times 10^3 \text{m}^3/\text{d}$ 。

拟建工程实施后，TK280 井产油气通过新建集输管线接入 2-1 计转站，1S47-1 井、TK281 井、1TK347-1H 井产油气通过新建集输管线接入 3 号计转站，最终输送至一号联合站集中处理。同时从 TK278X 单井新建 1 条燃料气管线至 TK280 井井场加热炉，从 3 号计转站分别新建 3 条燃料气管线至 1S47-1 井、TK281 井、1TK347-1H 井井场加热炉。项目固废处置依托塔河油田绿色环保站。

TK280 井目前正在进行钻探，《西北油田分公司 TK280 井勘探井工程环境影响报告表》于 2020 年 12 月获得阿克苏地区生态环境局批复（阿地环函字 [2020]901 号）。

TK278X 井已钻探完成，《中国石化西北油田分公司 TK278X 井项目环境影响报告表》于 2017 年 8 月获得原阿克苏地区环境保护局批复(阿地环函字[2017]389 号)，2020 年进行了自主验收。

塔河油田 2-1 计转站纳入 2 区奥陶系区块环评及验收中，《新疆塔河油田 2 区奥陶系油藏开发建设工程环境影响报告书》于 2003 年 12 月获得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复(新环自函[2003]477 号)，2019 年进行了自主验收。

塔河油田 3 号计转站纳入 3 区奥陶系区块环评及验收中，《新疆塔里木盆地塔河油田 3 区奥陶系油藏滚动开发工程环境影响报告书》于 2000 年 6 月获得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复(新环监字[2000]125 号)，2006 年 4 月由原新疆维吾尔自治区环境保护局以环自验〔2006〕03 号验收。

塔河油田一号联合站包括主要包括 270 万吨原油处理系统和 80 万方轻烃处理系统（30 万方轻烃处理和 50 万方轻烃处理两套装置）等。其中 270 万吨原油处理系统纳入“新疆塔里木盆地艾协克南-桑塔木油气田开发建设工程”中，《新疆塔里木盆地艾协克南-桑塔木油气田开发建设工程环境影响报告书》于 1999 年 7 月获得原国家环境保护总局批复(环函[1999]242 号)，2007 年 10 月由原国家环境保护总局以环验[2007]211 号验收；其中 80 万方轻烃处理系统纳入“中石化西北分公司塔河油田一号联合站轻烃回收装置扩建改造工程”中，《中石化西北分公司塔河油田一号联合站轻烃回收装置扩建改造工程环境影响报告书》于 2007 年 6 月获得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复(新环监函[2007]221 号)，2008 年 12 月由原新疆维吾尔自治区环境保护局以新环监验[2008]53 号验收。

塔河油田绿色环保站位于塔河油田 S61 井附近，库车市境内，距离东南侧一号联合站约 4km。按处理对象，塔河油田绿色环保站内主要有含油污泥处理、废液处理、生活垃圾处理等 3 个系统。塔河油田绿色环保站内含油污泥处理系统，首期工程始建于 2011 年，2015 年进行了扩建，扩建工程于 2015 年 7 月取得原新疆维吾尔自治区环保厅批复（新环函[2015]811 号），2016 年 12 月由原新疆维吾尔自治区环保厅以环函[2016]2005 号验收。废液处理系统(原名为：

塔河油田一号固废液处理站)于 2002 年建成运行,2014 年进行了扩建。扩建工程于 2014 年 6 月取得原阿克苏地区环境保护局批复(阿地环函字[2014]236 号),2015 年 12 月由原阿克苏地区环境保护局以阿地环函字[2015]501 号验收。生活垃圾填埋场于 2015 年 11 月由原阿克苏环保局批复(阿地环函字[2015]445 号),2020 年 7 月企业进行了自主验收。

为便于说明,本次评价将 3 号计转站作为现有工程进行分析,TK280 井作为在建工程分析,TK278X 井、2-1 计转站作为相关工程分析,一号联合站、塔河油田绿色环保站作为依托工程分析。

本次评价工程分析内容分为区块开发状况回顾简述、现有工程、在建工程、相关工程、拟建工程、依托工程六部分内容,具体工程分析章节结构见表 3-2。

表 3-2 工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	区块开发状况回顾简述	塔河油田 2 区开发现状、塔河油田 3 区开发现状
2	现有工程	现有工程基本情况、主要建构筑物、生产设备及经济技术指标、工艺流程及产排污节点、原辅材料、公辅设施概况、给排水、现有工程达标排放情况、现有工程污染物年排放量、环境问题及“以新带老”改进意见等内容。
3	在建工程	在建工程工程基本情况、主要建构筑物、生产设备及经济技术指标、工艺流程及产排污节点、原辅材料、公辅设施概况、给排水、污染源调查与评价。
4	相关工程	介绍 TK278X 井、2-1 计转站等基本情况。
5	拟建工程	基本概况、油藏特性、主要技术经济指标、油田开发工程内容、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、营运期污染源及其防治措施、闭井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、三本账、污染物总量控制分析。
6	依托工程	介绍一号联合站、塔河油田绿色环保站等基本情况及富余量

3.1 区块开发状况回顾简述

本次产能建设项目共涉及塔河油田 2 区奥陶系及 3 区奥陶系油藏。

3.1.1 塔河油田 2 区开发现状

塔河油田 2 区位于轮台县和库车市,包括 2 区三叠系、塔河 2 区奥陶系、塔河二区东三叠系、S72 区块。塔河油田 2 区奥陶系在 2000 年布署了 2 口探井: S77、S79 井,同年获得高产油气流,从而发现了塔河油田 2 区奥陶系油藏。为了扩大油

气勘探成果，2001 年至 2002 年，在该地区先后部署了 T414、T436、T313、T314、T443、T453、T452、T207 等 8 口评价井和 TK445、TK315、TK320 等 3 口开发井，除 T414、T436 井见油气但未达到工业油气流标准外，其余井均获工业油气流。塔河油田 2 区奥陶系油藏对应的储量区块为塔河油田 S77~S79 井区。目前塔河油田 2 区已探明地质储量 $325 \times 10^4 \text{t}$ ，可采储量为 $137 \times 10^4 \text{t}$ ，截止到 2009 年 12 月底，整个塔河油田 2 区共有油井 140 口，区块 2019 年年产油 23.92 万吨，年产气 6949 万 m^3 ，年产液 127.53 万 m^3 。二区现有 2 号计转站、2-1 计转站、2-2 计转站、2-3 计转站、S72 计转站。

塔河油田 2 区主要地面设施情况统计见表 3.1-1。

表 3.1-1 塔河油田 2 区主要地面设施情况一览表

序号	区块名称	井数	计转站/阀组站名称	计转站/阀组站总数	联合站	其它
1	塔河油田 2 区	140 口	2 号计转站、2-1 计转站、2-2 计转站、2-3 计转站、S72 计转站	5	—	各计转站采出液汇入塔河油田一号联合站处理

3.1.2 塔河油田 3 区开发现状

塔河油田 3 区位于轮台县和库车市，包括：3 区奥陶系、3 区东奥陶系及 3 区石炭系。塔河油田 3 区油气藏的勘探开发工作先后经历了勘探开发和滚动开发阶段。

勘探开发阶段（1998 年~2001 年）：塔河油田 3 区油气藏的勘探工作始于 1994 年，开始勘探工作采集的桑塔木三维地震资料。1998~1999 年开始针对塔河南部盐边奥陶系油气藏进行滚动勘探，共部署勘探井 3 口。2000~2001 年，为进一步落实该区域含油气特征、扩大油气勘探成果，分别在工区西北部、南部斜坡区部署勘探井 8 口。

滚动开发阶段（2002 年~今）：2002~2010 年，在斜坡区西部深大断裂带和中部次级断裂带部署了开发评价井 16 口。2012 年后，在上述新高精度三维解释成果的基础上，结合前期地质认识，在工区西北部局部构造高地断裂上部署、南部次级断裂发育区部署 S72-2 井、S60-1 井、AT36X 井等开发评价井 10 口。截止 2019 年底塔河油田 3 区共有 83 口井。区块 2019 年年产油 4.29 万吨，

年产气 1376.4 万 m³，年产液 22.99 万 m³。三区现有 3 号计转站、3-1 计量站和塔河一号联合站。

塔河油田 3 区主要地面设施情况统计见表 3.1-2。

表 3.1-2 塔河油田 2 区主要地面设施情况一览表

序号	区块名称	井数	计转站/阀组站名称	计转站/阀组站总数	联合站	其它
1	塔河油田 3 区	83 口	3 号计转站、3-1 计量站	2	—	各计转站采出液汇入塔河油田一号联合站处理

3.2 现有工程

现有工程主要包括 3-1 计转站。

3.2.1 基本情况

现有工程要建构主筑物见表 3.2-1。

表 3.2-1 现有工程基本情况一览表

项目	内容		
单位名称	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司		
地点	新疆阿克苏地区库车市塔河油田采油一厂 3 区奥陶系区块		
工程内容	主体工程	1 套 15 井式阀组、1 套 9 井式阀组、3 台加热炉、1 台计量分离器、1 台除油器、1 台分液包、1 台原油分气包、2 台过滤器、2 座脱硫塔、1 台加药装置、1 座事故罐、1 座落地水罐、1 座缓冲罐、3 台清管器发射装置等	
	公用工程	供电系统	依托附近电网
		供水	生产过程中不消耗水
		供热	采用真空加热炉加热
环保工程	废气治理：包括加热炉烟气和站场无组织废气，其中加热炉燃料为净化后的天然气，站场日常维护，做好密闭措施； 废水治理：无废水产生； 噪声治理：采取选用增加隔震垫、弹性材料等减震措施、基础减振、厂房隔声的降噪措施； 固废治理：主要为废脱硫剂，由生产厂家定期回收		
劳动定员	无人值守站场		
工作制度	采用四班三运转工作制，每班 8 小时		

3.2.2 主要建构筑物、生产设备及技术经济指标

现有工程主要建构筑物见表 3.2-2，主要生产设备设施见表 3.2-3。

表 3.2-2 现有工程主要建构筑物一览表

序号	名称	数量	规格	结构形式
1	计量间	1	—	砖混
2	加热炉间	1	—	钢结构
3	加药间	1	—	砖混
4	外输泵房	1	—	砖混
5	配电室	1	—	砖混
6	变压器房	1	—	砖混
7	阴极保护间	1	—	砖混
8	库房	1	—	砖混
9	值班室	1	—	砖混

表 3.2-3 主要生产设施一览表

序号	设备名称	规格参数	数量
1	阀组	15 井式	1 套
2	阀组	9 井式	1 套
3	加热炉	HJ1000-Y(H)/4.0-Q	3 台
4	计量分离器	DN1200, PN1.6MPa	1 台
5	除油器	DN2000×20	1 台
6	分液包	—	1 台
7	原油分气包	DN600	1 台
8	过滤器	DN800	2 台
9	脱硫塔	DN2800	2 座
10	加药装置	—	1 套
11	事故罐	500m ³	1 座
12	落地水罐	5m ³	1 座
13	缓冲罐	DN3000×9600×14	1 座
14	清管器发射装置	PL-DN400、PR-DN250、 PR-DN250/DN200, PN160	3 套
15	外输泵	DYK100-27*6、TLB63/2.5、DYK80-50*4	3 台
16	加药泵	JX125/1.6	2 台

3.2.3 主要经济技术指标

现有工程主要经济技术指标见表 3.2-4。

表 3.2-4 现有工程主要技术经济指标一览表

序号	项目	单位	数量
1	设计处理油量	10 ⁴ t/a	100
2	实际处理油量	10 ⁴ t/a	61
3	设计处理气量	10 ⁴ Nm ³ /d	40
4	实际处理气量	10 ⁴ m ³ N/d	21

3.2.4 工艺流程及产排污节点

3 号计转站主要对单井来液初步进行油气分离、计量，分离出的天然气进脱硫塔进行脱硫处理，最终进入一号联合站进一步处理；原油通过加药、加热后输至一号联合站进一步处理。设计规模转输液量 100×10⁴t/a，气量 40×10⁴Nm³/d；设计进站压力和温度：0.4-0.7Mp，18-40℃；设计出站压力和温度：0.8-1.2Mp，40-60℃。

3 号计转站废气污染源主要为加热炉烟气和场界无组织废气，其中加热炉燃料为净化后的天然气，站场日常维护，做好密闭措施；噪声污染源主要为各种泵类，采用基础减震、厂房隔声的降噪措施；固体废物污染源主要为脱硫塔产生的废脱硫剂，由生产厂家定期回收。

3 号计转站污染源及治理措施见表 3.2-5。

表 3.2-5 3#计转站污染源及治理措施一览表

类别	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	加热炉烟气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x	连续	燃料为净化后的天然气
	场界无组织废气	非甲烷总烃、H ₂ S	连续	日常维护，做好密闭措施
噪声	泵类	L _{Ar}	间歇	基础减震、厂房隔声
固废	废脱硫剂	废脱硫剂	间歇	由生产厂家定期回收

3.2.5 原辅材料

现有工程原辅材料消耗情况见表 3.2-6。

表 3.2-6 原辅材料消耗量一览表

序号	物料名称	单位	用量	备注
1	缓蚀剂	m ³ /a	7.3	防止原油腐蚀管道

3.2.6 公辅设施概况

(1) 采暖及供热

3 号计转站采用真空加热炉加热。

(2) 供电

3 号计转站通电依托附近电网。

3.2.7 给排水

(1) 给水

3 号计转站生产过程不消耗水。

(2) 排水

3 号计转站生产过程中无废水产生。

3.2.8 达标排放情况

为分析现有工程达标排放情况，本次 3#计转站站场无组织废气、加热炉烟气及厂界噪声类比《塔河油田一区至五区环境影响后评价报告书》编制期间对 4-1 计转站开展的污染源监测数据(4-1 计转站位于塔河油田 1 区，位于拟建工程西北侧约 20.1km 处；该计转站设计转液量 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，气量 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，采出液成分与 1#计转站转运采出液成分相似，规模、原理与 1#计转站相似，加热炉与 1#计转站功率相同，类比可行)，各污染源均可达标排放，详见表 3.2-7。

表 3.2-7 现有工程主要污染源及治理措施一览表

项目	污染源	污染物	排放速率/浓度	主要处理措施	标准	达标情况
废气	站场无组织废气	非甲烷总烃	0.75~0.80mg/m ³	日常维护，做好密闭措施	《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	达标
		硫化氢	未检出		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 标准限值要求	达标
	真空加热炉烟气	颗粒物	16.7~18.4mg/m ³	使用清洁能源	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值要求	达标
		SO ₂	未检出			达标

续表 3.2-7 现有工程主要污染源及治理措施一览表

项目	污染源	污染物	排放速率/ 浓度	主要处理 措施	标准	达标 情况
废气	真空加 热炉 烟气	NO _x	119~ 121mg/m ³	使用清洁 能源	《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271-2014)表 2 新建锅炉大气 污染物排放限值要求	达标
噪声	噪声	昼间	47.5~54.7	选用低产 噪设备、基 础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标 准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、 夜间标准要求	达标
		夜间	47.5~54.1			达标
污染物 名称	产生量 (t/a)	固废类别		治理措施	治理效果	
废脱硫剂	0.5	一般工业固体废物		由生产厂家定期回收	妥善处置	

3.2.9 污染物年排放量

3.2.10 环境问题及“以新带老”改进意见

根据调查，暂未发现现有工程相关环境问题。

3.3 在建工程

在建工程主要包括 TK280 井，现状正在进行钻井作业。

3.3.1 基本情况

在建工程主要建构筑物见表 3.3-1。

表 3.3-1 在建工程基本情况一览表

项 目	内 容		
单位名称	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司		
地点	新疆阿克苏地区库车市塔河油田采油一厂 2 区奥陶系		
工程 内容	主体工程	钻井平台 1 套、应急池(1 座, 600m ³)、放喷池(2 座, 200m ³ /座)等设施, 钻井废弃物不落地处理系统 1 套等	
	公用 工程	供电系统	依托附近电网
		供水	钻井生产用水和生活用水由水罐车拉运至井场和营地

续表 3.3-1 在建工程基本情况一览表

项 目		内 容	
工程内容	公用工程	供热	钻井泥浆罐保温采用电伴热，生活区供暖采用电采暖，测试放喷设备伴热为电伴热
	环保工程		废气治理：钻井废气主要为施工扬尘，采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖的措施； 废水治理：包括钻井废水、压裂废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理；生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至塔河油田二号联合站生活基地污水处理系统处理； 噪声治理：对钻机、泵等设施增加隔震垫，弹性材料等减震设施； 固废治理：钻井过程中产生的固废主要为钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、废油和生活垃圾。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆废弃物，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制，分离后的固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至塔河油田绿色环保站处理；废油采用废油罐收集后暂存于危险废物临时贮存间，施工结束后及时清运至塔河油田绿色环保站处理；生活垃圾集中收集后，拉运至塔河油田绿色环保站生活垃圾池填埋处置。
劳动定员	钻井期劳动定员 60 人		
工作制度	采用四班三运转工作制，每班 8 小时，年工作 3600 小时(150 天)		

3.3.2 主要构筑物、生产设备及技术经济指标

在建工程主要构筑物见表 3.3-2，主要生产设备设施见表 3.3-3。

表 3.3-2 在建工程主要构筑物一览表

序号	名 称	数量	规格	结构形式
1	应急池	1	600m ³	环保防渗膜+水泥压边
2	主放喷池	1	200m ³	环保防渗膜+水泥压边
3	副放喷池	1	200m ³	环保防渗膜+水泥压边
4	钻井平台	1	--	--
5	生活污水收集罐	1	50m ³	--
6	活动房	40	座	--

表 3.3-3 主要生产设备设施一览表

序号	设备名称	规格参数	数量	备注
1	钻机	ZJ70L-ZPD	1 台	-

续表 3.3-3 主要生产设施一览表

序号	设备名称		规格参数	数量	备注
2	井架		JJ450/45-K	1 台	-
3	底座		DZ450/10.5-X	1 台	-
4	提升系统	绞车	1 台	1 台	-
5		天车	1 台	1 台	-
6		游动滑车	1 台	1 台	-
7		大钩	1 台	1 台	-
8		水龙头	1 台	1 台	-
9	转盘		ZP520B1	1 台	-
10	循环系统配置	泥浆泵	F1600	2 台	-
11		钻井液罐	13000×3000×2500	1 座	-
12		搅拌器	NJ-7.5	12 个	-
13	钻机动力系统	柴油机	CAT3512	3 台	应急使用
14	发电机组	发电机	Volvo	2 台	应急使用
15		MCC 房	-	1 座	-
16	钻机控制系统	自动压风机	2V6.5/12	1 台	-
17		电动压风机	2V6.5/12	1 台	-
18	固控系统	振动筛	J1/A-2/E48-90F-3TA	2 台	-
19		除砂器	ZQJ254×2	1 台	-
20		除泥器	ZQG125×8	1 台	-
21		离心机	LW355×860-N	1 台	-
22	井控装置	单闸板防喷器	FZ35-35	1 套	-
23		双闸板防喷器	2FZ35-35	1 套	-
24		控制装置	FKQ5606	1 套	-
25		节流管汇	JG-35	1 套	-
26		压井管汇	YG-35	1 套	-
27		液气分离器	YFQ-1200	1 套	-
28		除气器	ZCQ2-1/4	1 套	-
29		司钻控制台	-	1 套	-
30	仪器仪表	钻井参数仪表	八参数仪	1 套	-
31		测斜仪	单点测斜仪	1 套	-

续表 3.3-3 主要生产设施一览表

序号	设备名称	规格参数	数量	备注
32	液压大钳	-	1 台	-
33	井架	JJ6029-W	1 部	用于 TK280 井试油
34	通井机	60t	1 部	
35	液压钳	600 型或 300 型	1 台	
36	方罐	20m ³	4 座	
37	吊卡	Φ73.0mm	2 只	
38	吊环	75t	1 副	
39	通管规	Φ59.0	2 个	
40	提升短节	Φ73.0mm	1 套	
41	定位短节	Φ33.0mm	10m	
42	值班房	-	1 座	
43	水泥车	700 型/400 型	1 台	
44	中压分离器	6.4MPa	1 套	

3.3.3 主要经济技术指标

在建工程主要经济技术指标见表 3.3-4。

表 3.3-4 在建工程主要技术经济指标一览表

项目	序号	指标名称	单位	技术指标
TK280 井	1	预计钻井深度	m	5572m(垂)
	2	钻井目的层	—	奥陶系一间房组
	3	钻井泥浆体系	—	膨润土泥浆和聚磺体系泥浆

3.3.4 工艺流程及产排污节点

钻井作业采用电钻机，通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程重复进行，使井不断加深，直至目的井深。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(增加钻井液配料)和检修设备。工程施工期为冬季，为防止泥浆罐内泥浆结冰冻结，需对泥浆罐进行保温，工程施工期泥浆罐保温采用电伴热。

钻井结束后，需进行测试放喷，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，原油回收罐等。如有油气资源，则产出液经油气分离器分离后，原油进入原油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，放喷时间一般为 1~2 天时间。

在建工程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、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；压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理，生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至塔河油田二号联合站生活基地污水处理系统处理；噪声污染源主要为泥浆泵噪声、钻机噪声和放喷气流噪声，采取选用增加隔震垫、弹性材料等减震措施；固体废物主要为钻井岩屑、钻井泥浆废弃物和生活垃圾。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆废弃物，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制，分离后的固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至塔河油田绿色环保站处理；生活垃圾集中收集后，拉运至塔河油田绿色环保站生活垃圾池填埋处置。

在建工程污染源及治理措施见表 3.3-5。

表 3.3-5 在建工程污染源及治理措施一览表

类别	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	施工扬尘无组织废气	颗粒物	连续	车辆减速慢行，加盖苫布
	放喷废气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	间歇	控制放喷时间
废水	钻井废水	pH、COD、SS、石油类	间歇	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
	压裂废水	pH、COD、SS、石油类	间歇	采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理
	生活污水	COD、SS、氨氮	间歇	由生活污水收集罐收集，定期拉运至塔河油田二号联合站生活基地污水处理系统处理

续表 3.3-5 在建工程污染源及治理措施一览表

类别	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
噪声	泥浆泵	L _{Ar}	间歇	增加隔震垫、弹性材料等减震措施
	钻机		连续	增加隔震垫、弹性材料等减震措施
	放喷气流		间歇	疏散周边作业人员
固废	钻井岩屑	钻井岩屑	间歇	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆废弃物，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制，分离后的固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至塔河油田绿色环保站处理
	泥浆废弃物	泥浆	间歇	
	生活垃圾	生活垃圾	间歇	定期拉运至塔河油田绿色环保站处理

3.3.5 原辅材料

在建工程原辅材料消耗情况见表 3.3-6。

表 3.3-6 原辅材料消耗量一览表

序号	物料名称	单位	用量	备注
1	膨润土	t	44	配制钻井液
2	烧碱	t	11	
3	纯碱	t	7	
4	高/低粘羧甲基纤维素钠	t	8	
5	聚合物包被剂	t	5	
6	聚丙烯酰胺钾盐	t	5	
7	金属离子聚合物	t	6	
8	水解聚丙烯腈铵盐	t	15	
9	磺化酚醛树脂（干粉）	t	27	
10	褐煤树脂	t	25	
11	抗高温增粘降滤失剂	t	6	
12	改性沥青	t	11	
13	有机硅醇抑制剂	t	13	
14	磺化沥青/阳离子沥青	t	17	

续表 3.3-6 原辅材料消耗量一览表

序号	物料名称	单位	用量	备注
15	超细碳酸钙	t	24	配制钻井液
16	单向压力屏蔽剂	t	10	
17	清洁剂	t	5	
18	液体润滑剂	t	9	
19	固体润滑剂	t	6	
20	石灰石粉	t	58	
21	除硫剂	t	4	
22	重晶石（含固井用）	t	272	
23	水	m ³	1600	
24	粉煤灰	t	58.6	
25	硅粉	t	7.3	
26	水泥	t	200	
27	微硅	t	6.4	
28	分散剂	t	2.7	
29	降失水剂	t	9.1	
30	缓凝剂	t	15	
31	消泡剂	t	0.2	
32	早强剂	t	3.7	
33	膨胀剂	t	3.1	

3.3.6 公辅设施概况

(1) 采暖及供热

在建工程钻井泥浆罐保温采用电伴热，生活区供暖采用电采暖，测试放喷设备伴热为电伴热。

(2) 供电

在建工程用电依托附近电网。

3.3.7 给排水

(1) 给水

在建工程生产用水主要为钻井泥浆、固井水泥浆配制用水，用水量共计

1600m³；钻井周期为 70d，常驻井场人员按 50 人计算，每人每天生活用水按 100L 计算，拟建工程钻井期生活用水 350m³。合计用水量 2014m³。

(2) 排水

在建工程废水主要为钻井废水、压裂废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理；生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至塔河油田二号联合站生活基地污水处理系统处理。

3.3.8 污染源调查与评价

根据《西北油田分公司 TK280 井勘探井工程环境影响报告表》，结合物料衡算和类比同类型井场，各污染源均可达标排放。在建工程污染源及治理措施情况见表 3.3-7。

表 3.3-7 在建工程主要污染源及治理措施一览表

类别	编号	污染源	排放量 (m ³ /h)	污染物名称	产生浓度 (mg/m ³)	处理措施	排气筒高度 (m)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	作业时间 (h/a)	排放量 (t/a)
废气	1	放喷废气	--	颗粒物	--	--	--	--	4.2	48	0.2
				SO ₂	--			--	8.4		0.4
				NO _x	--			--	29.4		1.4
				非甲烷总烃	--			--	6.3		0.3
	2	施工扬尘	--	颗粒物		车辆慢行，加盖苫布	--	--	0.11	3600	0.4
序号	污染源名称	污染物	产生浓度 (mg/L)	治理措施		处理效果		排放量 (m ³ /d)	排放量 (t/a)		
1	钻井废水	SS	2000~2500	钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理，分离后的液体回用于钻井液配备，不外排		SS	--	不外排	0		
		COD	300~4000			COD	--				
		石油类	60~70			石油类	--				
		挥发酚	0.1~0.2			挥发酚	--				
		硫化物	0.2~0.3			硫化物	--				

续表 3.3-7 在建工程主要污染源及治理措施一览表

序号	污染源名称	污染物	产生浓度 (mg/L)	治理措施	处理效果		排放量 (m ³ /d)	排放量 (t/a)
					污染物	排放浓度		
2	酸化压裂废水	pH	3~5	采用专用废液收集罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理	pH	—	不外排	0
		SS	200		SS	—		
		COD	500		COD	—		
		石油类	2000		石油类	—		
3	钻井期生活污水	COD	350	由生活污水收集罐收集,定期拉运至塔河油田二号联合站生活基地污水处理系统处理	COD	—	不外排	
		SS	240		SS	—		
		氨氮	60		氨氮	—		
序号	污染源名称	台/套	源强[dB(A)]	降噪措施	隔声降噪效果 [dB(A)]	达标分析		
1	泥浆泵	2	95~100	增加隔震垫、弹性材料等减震措施	15	场界达标		
2	钻机	1	100~105		15			
3	放喷气流	—	110	疏散周边作业人员	—			
序号	污染物名称	产生量 (t/a)	固废类别	治理措施	治理效果			
1	钻井岩屑	751.95m ³	一般工业固体废物	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统,其中非磺化水基泥浆废弃物,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制,分离后的固相经检测合格后,用于铺垫油区内的井场、道路等;磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后,液相回用于钻井液配制,固相拉运至塔河油田绿色环保站处理	全部综合利用或妥善处置			
2	废弃钻井泥浆	771.49m ³	一般工业固体废物					
3	废油	1	危险废物(HW08 矿物油与含矿物油废物)	采用废油罐收集后暂存于危险废物临时贮存间,施工结束后及时清运至塔河油田绿色环保站处理				
4	生活垃圾	2.01	生活垃圾	拉运至塔河油田绿色环保站生活垃圾池填埋处置	全部综合利用或妥善处置			

3.4 相关工程

3.4.1 TK278X 井

TK278X 井正在运行,采用抽油机进行采油,井场内现有一台 200kW 真空加热

炉，加热炉使用净化后的天然气，天然气来自于处理站处理后的净化天然气，自身年消耗天然气量为 11.52 万 m³。TK278X 井燃料气管线已预留接口。

3.4.2 2-1 计转站

2-1 计转站位于塔河油田一号联合站西南约 8.2km，占地面积 7300m²，站内空地均采取硬化措施。设计含水原油集输能力 60×10⁴t/a；原油集输能力 45×10⁴t/a；天然气集输能力 6.8×10⁴m³/d。2-1 计转站现状处理进站油井数 22 口，站内设有 3 套计量阀组，单井油气经 2-1 计转站分离处理后，含水原油输至塔河油田一号联合站进行综合处理，伴生气输往一号联轻烃站进行处理。

3.5 拟建工程

3.5.1 基本概况

根据塔河油田 S77-S78 井区奥陶系油藏 2020 年产能建设方案，项目基本情况见表 3.5-1。

表 3.5-1 拟建项目基本情况一览表

项目		基本情况	
项目名称		塔河油田 S77-S78 井区奥陶系油藏 2020 年产能建设项目	
建设单位		中国石油化工股份有限公司西北油田分公司	
建设地点		新疆阿克苏地区库车市境内，塔河油田 2 区奥陶系及 3 区奥陶系区块	
建设性质		改扩建	
建设周期		建设周期 4 个月，预计 2021 年 10 月正式投产运营	
总投资		项目总投资 14288 万元，其中环保投资 970 万元，占总投资的 6.8%	
占地面积		占地面积 94950m ² （永久占地面积 26400m ² ，临时占地面积 68550m ² ）	
建设规模		产油量 80t/d，产气量 4.8×10 ³ m ³ /d	
工程内容	主体工程	钻井工程	新建钻井 3 口（包括 1S47-1 井、TK281 井、1TK347-1H 井），井场建设应急池、放喷池、钻井平台、生活区等
		地面工程	新建采油井场 4 座（包括 TK280 井、1S47-1 井、TK281 井、1TK347-1H 井），新建单井集输管线总长 5.1km，燃料气管线总长 4.49km；3 号计转站扩建 1 座 8 井式撬装计量阀组
	公辅工程		配套建设供配电、道路、通信、防腐等工程
	环保工程	废气	施工期：废气包括施工扬尘、测试放喷废气、焊接烟尘、车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖的措施；试油放喷阶段采取疏散周边作业人员，控制放喷时间的措施； 运营期：加热炉使用净化后的天然气作为燃料，采出液密闭输送； 闭井期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施

续表 3.5-1

拟建项目基本情况一览表

项目		基本情况
工程内容	环保工程	废水 施工期：施工期废水包括钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；酸化压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理；管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域绿化；生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至采油一厂生活基地污水处理装置处理 营运期：营运期废水包括采出水和修井废液，采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层，修井废液委托有危废处置资质单位接收处理； 闭井期：无废水产生
		噪声 施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间； 营运期：选用低噪声设备、基础减震； 闭井期：合理安排作业时间
		固体废物 施工期：施工期固废主要为施工土方、施工废料、钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废物、废烧碱包装袋和生活垃圾。施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河油田绿色环保站处理；钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆废弃物，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制，分离后的固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至塔河油田绿色环保站处理；含油废物采用钢制桶装收集后和废烧碱包装袋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；生活垃圾集中收集后，拉运至塔河油田绿色环保站生活垃圾池填埋处置 营运期：营运期固体废物主要为落地油泥，属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置； 闭井期：固废主要为废弃管线、废弃建筑残渣等，收集后送塔河油田绿色环保站妥善处置
		生态环境 施工期：严格控制施工作业带宽度；分层开挖，分层回填；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘； 营运期：管线上方设置标志，定时巡查井场、管线； 闭井期：洒水降尘，地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况
		环境风险 施工期：各井场设置 2 座放喷池和 1 座应急池； 营运期：管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，站场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪
劳动定员	拟建工程依托塔河油田现有巡检人员，不新增劳动定员	
工作制度	年工作 365d，年工作 8760h	
组织机构	新建井场依托现有的组织机构，统一管理	

3.5.2 油藏特性

本次产能建设项目共涉及 2 个油藏，包括塔河油田 2 区奥陶系油藏、塔河油田 3 区奥陶系油藏。

(1) 塔河油田 2 区奥陶系油藏

塔河油田 2 区奥陶系油藏原油密度和原油粘度横向差异大，原油密度平均为 $0.9326\text{g}/\text{cm}^3$ ，原油运动粘度平均为 $479.7\text{mm}^2/\text{s}$ ，总体属于高粘、高硫、高蜡的中质原油。2 区奥陶系油藏原油密度平面上呈现自然分区的特点，本区中部 T443-T414-S79 井组成的区域内，原油性质表现出与 4、7 区相近的特征，而东部 S77-T313-TK218 井地区和西部 T453 井区则为轻质油区，与 3 区油层中部的轻质油相当，而其中间区域如 T452、T313 等井，则属于轻质油与重质油的过渡区。塔河油田 2 区奥陶系油藏天然气属于油内溶解气，天然气相对密度为 0.7325，甲烷含量为 75.58%，重烃含量为 13.66%，干燥系数为 7.48。2 区奥陶系油藏水的 pH 值平均 5.47，呈弱酸性，为 CaCl_2 型水。水的矿化度为 $20.87 \times 10^4\text{mg}/\text{L}$ ，与 3、4、6、7 区相近，油田水密度为 $1.145\text{g}/\text{cm}^3$ ，略低于 3、4、6、7 区的油田水密度，与 3、4、6、7 区同属封闭环境下的高矿化度地层水。

(2) 塔河油田 3 区奥陶系油藏

塔河油田 3 区奥陶系油藏地面原油密度介于 $0.7088 \sim 1.0414\text{g}/\text{cm}^3$ ，平均 $0.8515\text{g}/\text{cm}^3$ ，以轻质和中质原油为主。原油密度在平面上变化比较明显，整体呈现东低西高的分布特征，由东向西发育有凝析气藏—轻质油油藏—中质油油藏—重质油油藏—超重质油藏。凝固点介于 $-2.5 \sim 23^\circ\text{C}$ ，平均 11.0°C ，属于常规原油；含硫量介于 $0.1 \sim 1.15\%$ ，平均 0.34% ，属于低含硫原油；含蜡量介于 $2.75 \sim 33.39\%$ ，平均含蜡量 15.2% ，属于高含蜡原油。

3.5.3 主要技术经济指标

拟建工程主要技术经济指标见表 3.5-3。

表 3.5-3 拟建工程主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量	
1	开发指标	钻井数量	新钻井	口	3

		在钻井	口	1
2		日总产气量	10 ⁴ m ³ /d	0.48
3		日总产油量	t/d	80
4		集输管线	km	5.1
5		燃料气管线	km	4.49
6		井场道路	km	2.0
7	能耗指标	燃料气年耗量	10 ⁴ m ³ /a	57.6
8		年电耗量	10 ⁴ kWh/a	0.25
9	综合指标	总投资	万元	14288
10		环保投资	万元	970
11		劳动定员	人	无人值守

3.5.4 油田开发工程内容

塔河油田 S77-S78 井区奥陶系油藏 2020 年产能建设项目包括钻井工程、地面工程、闭井三部分内容，本次评价分别从钻井工程、地面工程、闭井三部分内容展开介绍。

3.5.4.1 钻井工程

3.5.4.1.1 工程建设内容

工程主要包括钻前工程、钻井工程、钻后工程和测试放喷四部分，其具体工程见表 3.5-4。

表 3.5-4 单座井场钻井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
钻前工程					
1	井场道路	宽约 6m	km	0.5	砂石路面

续表 3.5-4 单座井场钻井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
钻前工程					
2	井场面积	长×宽(120m×90m)	m ²	10800	新建
	钻井平台	—	套	1	新建
3	应急池	500m ³	座	1	用于不落地无害化处理装置出现事故时临时存放钻井岩屑；“环保防渗膜+水泥压边”防渗
	主放喷池	100m ³	座	1	测试放喷过程中放喷出来的污水进行集中存放；

					新建, “环保防渗膜+水泥压边” 防渗
	副放喷池	100m ³	座	1	测试放喷中放喷出来的污水进行集中存放; 新建, “环保防渗膜+水泥压边” 防渗
4	活动房	—	座	42	人员居住; 撬装装置
钻井工程					
钻井设备安装		钻井成套设备搬运、安装、调试			
钻井作业		采用常规旋转钻井工艺, 钻井进入目的层后完钻			
录井、测井		记录钻井过程中的所有地质参数; 并对岩层孔度等进行测量			
完井		进行完井作业后, 拆除井场设备, 安装采油树, 其余设备将拆除搬迁, 并进行测试放喷; 若该井不产油气或所产气量无工业开采价值, 则进行水泥塞封井			
钻后工程					
完井		钻井设备拆卸、搬运			
井场平整恢复		井场平整、恢复, 做到工完、料净、场地清			
测试放喷					
设备安装		设备搬运、安装采油树、安全阀、计量管汇、压井管汇、地面加热器、三相或两相分离器、计量罐、储液罐(油罐)、油气水进出口管线、放喷管线等设备			
测试放喷		项目放喷目为证实可能油气层的储性			

3.5.4.1.2 井身结构及泥浆体系

3.5.4.1.3 主要设备设施

项目钻前工程施工机械主要为装载机、挖掘机等; 钻井工程主要施工设备为机械钻机及配套设施; 钻后工程主要施工设备为运输车及装载机。单座井场各阶段所需设备设施情况见表 3.5-6。

表 3.5-6 单座井场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/单座井场
钻前工程	装载机	—	—	辆	2
	挖掘机	—	—	辆	2
钻井工程	机械钻机	ZJ70 钻机	—	—	1 套
	井架	JJ450/45-X	4500	kN	1 套
	底座	DZ450/10.5-X	4500	kN	1 套
	绞车	JC70LDB	1470	kW	1 套
	天车	TC450	4500	kN	1 套

游车/大钩	YC450/DG450	4500	kN	1 套
水龙头	SL450-5	4500	kN	1 套
转盘	ZP375	5850	kN	1 套
柴油发电机	—	800	kW	4 台
泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	2 台
循环罐	—	60	m ³	7 个
振动筛	—	—	m ³ /h	2 台
除气器	ZCQ220	240	m ³ /h	1 台
钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m ³ /h	1 台
离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m ³ /h	1 台
液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m ³ /h	1 台
钻台紧急滑道	—	—	—	按标准配套
环形防喷器	FH35-35	35	MPa	1
单闸板防喷器	FZ35-70	70	MPa	1
双闸板防喷器	2FZ35-70	70	MPa	2

续表 3.5-6 单座井场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/单座井场
钻井工程	压井管汇	YG78/103-70	70	MPa	1
	节流管汇	JG78/103-70	70	MPa	1
钻后工程	运输车辆	—	—	辆	10
	装载机	—	—	辆	2
测试放喷	采油树	—	—	—	1 套
	三相计量分离器	—	—	—	1 套
	原油储罐	—	50	m ³	4 个
	放空管	—	—	—	1 个

3.5.4.1.4 原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等，钻井期用电通过附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。原材料消耗见表 3.5-7。

表 3.5-7 拟建工程 3 口井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	备注
1	水	m ³	3237	—	配制泥浆
2	水泥+硅粉	t	1047	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	固井
3	基础材料（膨润土）	t	204	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	配制泥浆
4	基础材料（纯碱 Na ₂ CO ₃ ）	t	24	烧碱，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	24	纯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	21	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性	钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂

续表 3.5-7 拟建工程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	备注
7	羧甲基纤维素 /CMC-LV 等	t	18	羧甲基纤维素钠，白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明粘稠液体，具有较好耐盐性	钻井液增粘和降滤失剂
7	中分子聚合物 /LP++ 等	t	12	低粘度乳液聚合物，钻井液稳定剂、增粘和降滤失剂	钻井液降滤失剂
8	小分子聚合物/双聚铵盐 NP-2 等	t	12	聚丙烯腈复配铵盐	钻井液降滤失剂
9	抗温降滤失剂 /HX-E/TSH-2 等	t	45	树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善泥饼质量，具有抗盐和抗高温特点	钻井液降滤失剂
10	磺化酚醛树脂 /SMP-2/3	t	150	水溶性树脂，玫瑰红透明色粘稠液体，耐高温降失水，同时有防塌、控制粘度的作用，抗盐性能好	钻井液处理剂
11	磺化褐煤树脂 /SPNH	t	105	酚醛树脂和腐植酸缩合物	钻井液抗高温抗盐降滤失剂
12	加重剂/重晶石粉	t	993	主要成分 BaSO ₄ ，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm ³	钻井液加重剂
13	加重剂/石灰石粉	t	297	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
14	除硫剂	t	6	主要成分碱式碳酸锌，白色细微无定形粉	钻井液除硫剂

				末, 无臭、无味	
15	防塌剂(胶体)/SY-A01 等	t	75	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
16	防塌剂(粉剂)/FT-1A/KH-N/DYFT-2	t	135	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
17	润滑剂/PRH-1/TRH-1 等	t	93	仿烃类衍生物复配, 棕褐色液体	钻井液润滑剂
18	氯化钾	t	180	无色立方晶体或白色结晶, 可抑制井壁泥饼页岩水化膨胀或坍塌	提高钻井液黏度和切力, 抑制盐岩井段盐溶, 钻井液防塌剂
19	超细碳酸钙	t	135	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
20	固体润滑剂/SHR-102 等	t	9	特种树脂, 黑色粉末	钻井液抗盐抗高温降滤失剂

续表 3.5-7 拟建工程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	备注
21	随钻堵漏剂/TYSD-1/TP-2 等	t	30	灰白色粉末, 随钻堵漏剂改性植物纤维系该性天然植物高分子复合材料, 具有良好的水溶胀桥接封堵动能, 粘附性强, 不受电解质污染影响, 无毒, 无害。	堵漏裂缝性漏失, 钻井液随钻堵漏剂
22	润滑剂	t	15	硫化脂肪酸皂, 亚硝酸钠等, 具有良好的抗磨阻性和降黏附性, 无荧光干扰, 不影响地质录井	改善钻井液润滑性, 钻井液润滑剂

3.5.4.1.5 公辅工程

(1) 供电

钻井期钻机动力、生活、办公等用电以及测试放喷期井场设备直接从附近电网引入。柴油发电机作为备用电源。

(2) 给排水

①给水: 工程用水主要包括钻井用水和生活用水。

工程钻井用水由水罐车拉至井场, 拟建工程钻井工程井场用水量约 3237m³, 主要用于配制泥浆; 生活用水由罐车拉至井场和生活区, 单座井场工程井队人数

约 60 人，施工天数 150d，按生活用水量 100L/d·人计，拟建工程钻井工程生活用水量约 2700m³，则拟建工程钻井工程总用水量 5937m³。

②排水：工程废水主要为酸化压裂废水和生活污水。

压裂作业产生的酸化压裂废水，单座井场产生量约 90m³，拟建工程钻井工程酸化压裂废水总产生量为 270m³，采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理；生活污水主要为盥洗废水，单座井场产生量约 720m³，拟建工程钻井工程生活污水总产生量为 2160m³，由生活污水收集罐收集，定期拉运至采油一厂生活基地污水处理装置处理。

(3) 供热

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

(4) 道路

拟建工程各单井钻前工程需修建井场道路，各单井道路从就近道路引接。井场道路宽约 5m，用砂石路面结构。

(5) 危险化学品间

拟建工程钻井过程中使用的烧碱属于危险化学品，在井场单独设置撬装式危险化学品间存放烧碱，烧碱为袋装形式包装，撬装式危险化学品间应高出地面，且应处于阴凉、干燥、通风处，并经过防腐、防渗处理。危险化学品间应在醒目位置设置警示牌，应包括烧碱理化特性表、应急措施等内容。

(6) 危废暂存间

拟建工程各钻井井场设置有一座撬装式危废暂存间，危废暂存间内部及四周裙角采取防渗膜防渗，内部主要存放钻井期间产生的废机油和烧碱废包装袋，废机油采取桶装形式密闭后存放在危废暂存间内，烧碱废包装袋折叠后打包存放在危废暂存间内，并与废机油存放有一定的界限。

3.5.4.2 地面工程

3.5.4.2.1 工程建设内容

各单井井场设备主要包括采油树、真空加热炉等。

3.5.4.2.2 主要设备设施

拟建工程地面集输过程涉及的主要设备见表 3.5-8。

表 3.5-8 拟建工程油气集输主要设备一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量	备注	
单井井场	TK280 井	1	采油树	-	座	1	采油
		2	单盘管加热炉	400kW	座	1	对采出液进行加热
		3	抗硫钢法兰闸阀	DN100 PN40	套	3	抗硫
		4	钢法兰球阀	DN40 PN16	套	1	
		5	抗硫钢丝扣截止阀	DN20 PN40	套	2	
	1S47-1 井	1	采油树	-	座	1	采油
		2	单盘管加热炉	200kW	座	1	对采出液进行加热
		3	高压节流阀	DN75, 16MPa	套	1	抗硫
	TK281 井	1	采油树	-	座	1	采油
		2	单盘管加热炉	200kW	座	1	对采出液进行加热
		3	高压节流阀	DN75, 16MPa	套	1	抗硫
	1TK347-1H 井	1	采油树	-	座	1	采油
		2	单盘管加热炉	200kW	座	1	对采出液进行加热
		3	高压节流阀	DN75, 16MPa	套	1	抗硫
	集输管线	1	TK280 井至 2-1 号计转站集输管线	RF-Y(S)-II-128×13-6.4	km	1.7	柔性连续复合管
2		1S47-1 井至 3 号计转站集输管线	RF-Y(S)-II-96×10.5-6.4	km	1.3	柔性连续复合管	
3		TK281 井至 3 号计转站集输管线	RF-Y(S)-II-96×10.5-6.4	km	1.3	柔性连续复合管	
4		1TK347-1H 井至 3 号计转站集输管线	RF-Y(S)-II-96×10.5-6.4	km	0.8	柔性连续复合管	
燃料气管线	1	TK278 井至 TK280 井燃料气管线	Φ48mm×4mm, 2PE, PN1.6MPa	km	1.09	20#无缝钢管	
	2	3 号计转站至 1S47-1 井燃料气管线	Φ48mm×4mm, 2PE, PN1.6MPa	km	1.3	20#无缝钢管	

续表 3.5-8 拟建工程油气集输主要设备一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
燃料气管线	3	3 号计转站至 TK281 井燃料气管线	Φ48mm×4mm, 2PE, PN1.6MPa	km	1.3	20#无缝钢管
	4	3 号计转站至 1TK347-1H 井燃料气管线	Φ48mm×4mm, 2PE, PN1.6MPa	km	0.8	20#无缝钢管
阀组	1	阀组	8 井式	座	1	位于 3 号计转站

3.5.4.2.3 原辅材料

项目原辅材料消耗为天然气。气源为处理后的天然气；拟建工程 4 座井场加热炉年消耗燃料气量为 57.6 万 m³。燃料气低位发热值为 33.59MJ/m³。

3.5.4.2.4 公辅工程

(1) 供配电工程

拟建工程各单井井场单独设置 1 台 50kVA 双杆杆上式变压器，电源就近 T 接 10kV 架空线路，架空线路平均长约 350m，井场设低压配电柜 1 台。

(2) 通信工程

井口参数采集及上传、井口设置摄像头和远程喊话设备，视频、音频信号及 RTU 数据通过视频光端机，经光缆上传相应的站场。压力检测信号包括油压、套压、回压、加热炉出口压力、炉体压力等，温度检测信号包括油温、回温、套温、炉体温度、出口温度等。

(3) 供热

拟建工程单井采用井口加热集输工艺，加热对象为采出液，通过加热炉加热至 65℃ 后外输。加热炉燃料气由处理站敷设管线至井场，气源为处理站净化后的天然气。拟建工程井场各加热炉运行时间为 4800h/a，燃料气年消耗量 57.6 万 m³。

(4) 给排水

拟建工程井场为无人值守场站，井场加热炉需定期进行补水，补水周期为 0.2m³水/月/加热炉。项目无废水外排。

(5) 防腐工程

拟建工程集输管线采用埋地敷设，采用耐腐蚀性好的柔性复合管，不需要额外采取防腐措施。

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

3.5.4.3 闭井

闭井主要是环境功能恢复时期，本节对闭井期环境保护措施进行介绍。

3.5.4.3.1 闭井期环境空气保护措施

(1) 闭井期废气主要是施工过程中产生的扬尘，要求闭井期作业时，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。

3.5.4.3.2 闭井期水污染防治措施

闭井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)要求进行施工作业，首先进行井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水串层。

3.5.4.3.3 闭井期噪声防治措施

(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。

3.5.4.3.4 闭井期固体废物处置措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集。废弃建筑残渣等收集后送塔河油田绿色环保站妥善处理。

(2) 对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，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。

3.5.4.3.5 闭井期生态恢复措施

油田单井进行开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入闭井期。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) 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如原油等。

(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。

(4) 将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理，使井场恢复到原有自然状况。

3.5.5 工艺流程及产排污节点

3.5.5.1 施工期

项目钻井工程基本作业程序主要包括钻前工程(确定井位、井场准备)、钻井工程(钻井、完井)和连接生产管线等主要步骤。钻(完)井工艺流程示意图见图3.5-5。

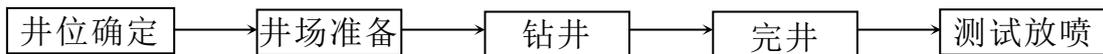


图3.5-5 钻(完)井工艺流程图

3.5.5.1.1 钻前工程

工程钻前工程主要为在钻井井位确定后建设进场道路和井场建设。

(1) 道路建设

项目需修建井场道路，宽约6m，长度根据井场与最近道路的距离合理确定。根据选定路线，由装载机推平、压实即可。

(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、

岩屑池、放喷池由挖掘机进行开挖，并利用场地凸起处的挖方进行填方作业，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。

钻前工程废气污染源主要为施工扬尘和施工设备及车辆废气，土方施工时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；废水污染源主要为施工人员产生的少量生活污水，由生活污水收集罐收集，定期拉运至采油一厂生活基地污水处理装置处理；噪声污染源主要为施工及运输车辆噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为施工人员生活垃圾，集中收集后，拉运至塔河油田绿色环保站生活垃圾池填埋处置。

3.5.5.1.2 钻井作业

工程预计钻井时间为 120 天，且为 24h 连续作业。

工程钻井作业采用电钻机，通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性将岩屑带至地面，整个过程重复进行，使井不断加深，直至目的井深。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。电源由柴油发电机提供。若工程施工期为冬季，为防止泥浆罐内泥浆结冰冻结，需对泥浆罐进行保温，工程施工期泥浆罐保温采用电伴热，电源由区域电网提供。

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

钻井至设计井深中段开始进行录井以记录钻井过程中的所有地质参数，录井主要包括钻时录井、气测录井、钻井液录井、岩屑录井、岩心录井和压力录井，其中岩屑录井是获取井下地层岩石样品的重要手段。录井时，要随钻井进尺每隔 1 米左右从返出的钻井液中捞一包砂样，洗净晒干，进行岩性观察描述，并挑选出相对应地层的岩样。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。

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

钻井作业施工过程中废水污染源主要为钻井废水和生活污水，其中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；生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至采油一厂生活基地污水处理装置处理。噪声污染源主要为柴油发电机、泥浆泵及钻机噪声，采取安装消声器、基础减振等降噪措施。固体废物主要为钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、废机油、废烧碱包装袋和生活垃圾，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆废弃物，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制，分离后的固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至塔河油田绿色环保站处理；废机油和废烧碱包装袋属于危险废物，其中废机油桶装密闭收集，废烧碱包装袋折叠打包后，暂存于井场撬装式危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置；生活垃圾集中收集后，拉运至塔河油田绿色环保站生活垃圾池填埋处置。

3.5.5.1.3 测试放喷作业

当钻至目的层后，对油气进行测试。测试放喷阶段包括试压、射孔、诱喷、求产、测压 6 个程序。

检查套管通径及变形、破损情况；检查固井后形成的人工井底是否符合测试放喷要求；同时调整井内压井液使之符合射孔的要求，防止在地层打开后，污水进入油层造成地层污染。

检验井底、套管、井口装置密封性。随后用射孔枪射穿油层套管和管外水泥环及近井地层，在地层和井筒之间建立流体通道，保证地层流体进入井筒。

诱喷用一定的技术手段，降低井内液柱压力，在井筒和地层间造成负压，诱使地层流体喷出。诱喷后通过地面分离器计量产量。自喷井测取开井井底流压、关井静压及井口油压、套压，了解产层能量大小，并为储层改造提供依据。

测试放喷阶段主要污染物为三相(或两相)分离器产生气体(或天然气)在放喷池放空。产生的液体(或原油)由液体罐收集后,原油送临近的计转站;如为不含油的采出液,则送塔河油田绿色环保站进行处理。

测试放喷过程废气污染源主要为放空天然气燃烧废气,燃烧废气直接排放。废水污染源主要为酸化压裂作业废水和施工人员生活污水,酸化压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理;生活污水由生活污水收集罐收集,定期拉运至采油一厂生活基地污水处理装置处理。噪声污染源主要为放喷气流噪声和机械设备运行噪声,采取机械设备基础减振的降噪措施。固体废物主要为施工人员生活垃圾,集中收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理。

3.5.5.1.4 井场及阀组建设

拟建工程新建井场4座,同时在3号计转站扩建1座阀组,各井场均设置1台真空加热炉。新建井场和阀组施工期内容主要为设备安装及管线连接。新增真空加热炉、阀组等设备为成品外购,用施工车辆运至指定井场位置即可。

首先需对占地进行场地平整,设置施工车辆临时停放场地,将采油设备及阀组拉运至场地,进行安装调试。施工结束后,对施工场地临时占地进行平整恢复,清除临时占地内水泥基础、应急池等各类池体防渗层并进行平整。

该过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及设备废弃包装、水泥基础等,收集后统一送至塔河油田绿色环保站填埋处理。

3.5.5.1.5 管线敷设

拟建工程管道施工方案内容主要为集输管线建设、燃料气管线敷设、通信光缆敷设及井场配套设备安装,其中集输管线和通信光缆同沟并行敷设,管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。

(1) 施工准备

施工前需对场地进行平整,设置施工车辆临时停放场地。施工期间可依托已

有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约5m的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，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、集输管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽 0.8m，沟深 1.6m，管沟边坡比为 1:1.5，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电(光)缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电(光)缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。拟建工程燃料气管线均采用外防腐保温层保护方案，集输管道补口和热煨弯管防腐保温结构为：无溶剂液体环氧涂料(厚度 $\geq 400\mu\text{m}$) + 硬质聚氨酯泡沫塑料保温层 + 辐射交联聚乙烯热收缩带(套)。管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。拟建工程集输管线和燃料气管线最小管顶埋深 1.2m。

拟建工程管线穿越井场砂石路面时，采取大开挖方式，直接将砂石路面挖开后放入管线；穿越沥青道路时，采用顶管穿越施工方式，该方式施工具有不破坏现有道路、河流，减少开挖土方，不会对交通造成明显影响等优点。

顶管是一种非开挖施工方法，即在工作坑内借助顶进设备产生的顶力，克服管道与周围土壤的摩擦力，将管道按设计坡度顶入地层中，并将土方运走。顶管穿越施工设备主要包括千斤顶、高压液压站、工具管、顶铁以及挖土设备等。施工工艺包括测量放线、作业坑开挖、设备安装、测量纠偏、顶进作业、土石开挖、浆注等工序。

根据设计给定的控制桩位，用全站仪(或经纬仪)放出穿越中心轴线，并定下穿越中心桩，施工带变线桩，撒上白灰线，同时放出操作坑与接管坑的位置和开挖边线。保护好路两侧中心线上的标志桩，以便控制测量、校核操作坑开挖深度和穿越准确度。根据各穿越处地形特点以及道路具体特点，在穿越两端各开挖一个作业坑，一个作为顶管作业坑，一个作为接收坑。作业坑采用机械和人工配合

开挖。作业坑埋深为管道埋深+垫层厚度，承受顶进反作用力的作业坑背部处理成垂直状，并根据土质情况，后背墙采取相应支撑。作业坑处理完毕后，用吊车把顶管设备安装好，测量校正导轨面，保证套管中心与设计中心吻合。顶进操作坚持“先挖后顶，随挖随顶”的施工原则，千斤顶顶进开始时，应缓慢进行，待各接触部位密合后，再按正常顶进速度(3~4cm/min)顶进。千斤顶顶进一个冲程(20~40mm)后，千斤顶复位，在横铁和环形顶铁间装进合适的顶铁，然后继续顶进，直至管道顶至对面接收坑。顶铁安装需平直，顶进时严防偏心。

顶管工作开始后要连续施工，不宜中途停止，同时应尽量衔接工序，减少停顶时间，避免推进阻力的增大，直至顶进到规定长度。套管安装完毕后，用测量仪器对套管进行测量，套管检查合格后，将设备、顶铁、轨道吊出操作坑，拆除后背靠墙。然后将主管道穿进套管，用装载机和吊装机配合，按设计要求进行主管线穿越。主管穿越、连头、检测合格后立即安装设计要求进行封堵。管道安装完毕检查合格后进行回填，靠近公路侧的回填土分层夯实，清理施工现场，恢复原有地貌。

(3) 管道连接与试压

集输管线、燃料气管线采用焊接组装。焊接完成后的对管道采用压缩空气进行吹扫，保持管道内清洁。管线经过连接、防腐补口，进行注水试压。集输管线试压介质采用洁净水，燃料气管线使用空气试压，管道试压分段进行，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于区域绿化；燃料气管线试压废气自然排放。

(4) 井场配套设备安装及连头

将配套设备拉运至井场，并完成安装工作。管线施工完成后在井场将管线与采油树阀门连接，并安装RTU室等辅助设施；采出液通过新建集输管线输送至各对应阀组或计转站，然后再通过现有集输管线输送至联合站处理。燃料气管线与附近井场内现有燃料气管线连接，尾端与井场新建加热炉连接。

(5) 收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟

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

施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接烟尘和施工车辆尾气，其中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；废水污染源主要为管线试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后用于区域绿化；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物为管沟开挖产生的土方，施工结束后用于回填管沟及场地平整；管道焊接及管道吹扫产生的废渣运至塔河油田绿色环保站处理。

3.5.5.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括油气开采及集输。

为减少采出液粘滞性，便于集输，井场设真空加热炉对采出液进行加热。真空加热炉的筒体中，装设了火筒、烟管、油盘管等部件，占据了筒体的一部分空间，其余的空间为水。燃料在火筒中燃烧后，产生的热能以辐射、对流等传热形式将热量传给水套中的水，使水的温度升高，水及其蒸汽再将热量传递给油盘管中的原油，使油温度升高。释放潜热后的蒸汽发生相变，凝结成液滴后靠重力落回液面，进行二次加热，如此循环往复，实现连续加热。

运营期井场采出液通过井口模块油嘴一级节流后进井场新建加热炉，经过加热炉加热并节流后由新建集输管线混输至各阀组或计转站，然后输送至联合站处理。加热炉可实现对采出液自动加热，根据气候气温自动调节和运行。

拟建工程燃料气气源为联合站内处理后的干气。燃料气管线采用密闭输送，输送工程中无污染物的产生和排放。

油井开采一定年限后，需进行修井作业，周期大概为2~3年1次。运营期依据单井产能情况，当产量下降，判断是井孔地层堵塞，则需进行修井等井下作业。

在油井投入生产后，油井中的套管可能会出现堵塞、内径变小等各种状况，这会导致有些生产工具无法通过套管下入油井内，从而导致油井无法正常生产。在这种情况下就需要进行修井作业，也即是进行修复油井套管的作业。在修井作业中需要利用钻具对套管进行磨铣，以解除套管堵塞，从而保证生产工具能够通过套管下入油井内。

油气开采及集输过程中废气污染源主要为加热炉烟气 (G_1) 和井场无组织废气 (G_2)，加热炉燃用清洁能源天然气，通过 1 根 8m 高烟囱排放；废水污染源主要为采出水 (W_1) 和修井废液 (W_2)，其中采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层，修井废液送至塔河油田绿色环保站处理；噪声污染源主要为井场加热炉 (N_1)、采油树 (N_2) 等设备运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固废污染源 (S_1) 主要为阀门、法兰等设施原油渗漏及井下作业原油溅溢产生的落地油泥，委托有资质单位进行接收处置。

营运期污染源及治理措施见表 3.5-11。

表 3.5-11 拟建工程营运期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	G_1	加热炉烟气	颗粒物、 SO_2 、 NO_x	连续	使用清洁能源天然气，烟气经 8m 烟囱外排
	G_2	井场及计转站无组织废气	H_2S 、非甲烷总烃	连续	管道密闭输送，定期巡检
废水	W_1	采出水	—	连续	送至联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层
	W_2	修井废液	—	间歇	送至塔河油田绿色环保站处理
噪声	N_1	井场加热炉	L_{eq}	连续	选用低产噪设备、基础减震
	N_2	采油树		连续	选用低产噪设备、基础减震
固废	S_1	落地油泥	含油废物	间歇	委托有资质单位接收处置

3.5.5.3 闭井期

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。

首先采用清水清洗注水通道，然后将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井。由于清洗后井筒中仍存在被油污、垢

体和泥沙堵塞的区域，使固化堵剂和水泥浆无法进入这些区域，但是由于固化堵剂具有优良的胶结性能，且在凝固的过程中存在膨胀性，使该区域的堵塞物被挤压得更结实且能与固化堵剂胶合在一起，完成井筒的封固，使得地层的水在此井筒中无法形成窜流，达到了封井的目的。

闭井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；固体废物主要为闭井过程中产生的废弃管线、废弃建筑残渣等，废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送塔河油田绿色环保站妥善处理。

3.5.6 施工期污染源及其防治措施

拟建工程施工内容主要包括钻井工程、管沟开挖、设备安装、覆土回填等，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、声环境产生一定的影响。

(1) 生态影响因素

施工过程中生态影响主要包括占用土地、对植被的破坏、对土壤的扰动等。

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和道路永久占地，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。拟建工程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。拟建工程要求施工作业时避开植被茂密区，对于穿越植被密集区，开挖过程中应分层开挖，单侧分层堆放，施工结束后，分层循序回填压实。

(2) 废气

拟建工程施工过程中废气包括放喷废气、施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。

① 放喷废气

拟建工程测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放喷池点燃。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

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

③车辆尾气和焊接烟气

在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 SO_2 及 NO_x 等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

(3)施工废水

施工期产生的废水主要是钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；酸化压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理；管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域绿化；生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至采油一厂生活基地污水处理装置处理。

(3)施工噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、钻机、吊机等，产噪声级在 85~100dB(A) 之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

(4)固体废物

拟建工程施工过程中产生的固体废物主要为施工土方、施工废料、钻井岩屑、

钻井泥浆废弃物、含油废物、废烧碱包装袋和生活垃圾。

项目施工土方全部用于回填管沟及场地平整；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河油田绿色环保站处理；钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆废弃物，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制，分离后的固相满足《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；磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至塔河油田绿色环保站处理；含油废物采用钢制铁桶收集后和废烧碱包装袋暂存在井场撬装式危废暂存间内，完井后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理；施工人员生活垃圾集中收集后，拉运至塔河油田绿色环保站生活垃圾池填埋处置。

3.5.7 营运期污染源及其防治措施

3.5.7.1 废气污染源及其治理措施

结合《石化行业 VOC_s污染源排查工作指南》和《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953-2019)要求对源强进行核算，拟建工程实施后废气污染源及其治理措施见表 3.5-12。

表 3.5-12 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	单座井场年排放量 (t/a)	总年排放量 (t/a)
1	200kW 真空加热炉烟气 (3 座)	颗粒物	10	使用清洁能源	8	248	10	0.0025	4800	0.012	0.036
		SO ₂	4				4	0.001		0.005	
NO _x	150	150	0.037				0.177				
1	400kW 真空加热炉烟气 (1 座)	颗粒物	10	使用清洁能源	8	495	10	0.005	4800	0.024	0.024
		SO ₂	4				4	0.002		0.010	
		NO _x	150				150	0.074		0.354	
2	井场无组织废	非甲烷总烃 H ₂ S	—	密闭输送	—	—	—	0.013 0.0001	8760	0.12 0.0009	0.48 0.004

	气(4座)										
3	3号计转站无组织废气	非甲烷总烃H ₂ S	---	密闭输送	---	---	---	0.005 0.0001	8760	0.04 0.0009	0.04 0.0009

3.5.7.2 废水污染源及其治理措施

拟建工程采出水随采出液一起进入联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，修井废液送至塔河油田绿色环保站处理。拟建工程营运期井场废水产生情况见表 3.5-15

表 3.5-15 拟建工程营运期井场废水产生情况一览表

类别	序号	污染源	产生量(m ³ /a)	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	7200	0	石油类、SS	连续	送至联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层
	W ₂	修井废液	160	0	石油类、SS、COD	间歇	送至塔河油田绿色环保站处理

3.5.7.3 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 3.5-16。

表 3.5-16 噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称		数量/(台/套)	源强(dB(A))	降噪措施	降噪效果(dB(A))
1	新建井场	采油树	4	85	基础减振	10
2		真空加热炉	4	80	基础减振	10

拟建工程产噪设备主要为采油树、真空加热炉等(3号计转站内新建阀组无产噪设备)设备噪声，噪声值为80~85dB(A)。项目采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约10dB(A)。

3.5.7.4 固体废物及其治理措施

拟建工程实施后，固体废物主要为落地油泥。根据《国家危险废物名录(2021年版)》，落地油泥属于危险固体废物，采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。危险废物处理处置情况见表 3.5-17。

表 3.5-17 拟建工程营运期危险废物产生、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
落地油泥	HW08	071-001-08	2.0	阀门、法兰等设施原油渗漏及井下作业原油溅溢	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	桶装收集后,由有危废处置资质单位接收处置

3.5.8 闭井期污染源及其防治措施

闭井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;固废污染源主要为废弃管线、废弃建筑残渣等,均属于一般工业固体废物,废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送塔河油田绿色环保站妥善处理。

3.5.9 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和集输管线刺漏等情况。

拟建工程油气集输过程中,若井口压力过高,采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。拟建工程非正常排放见表 3.5-18。

表 3.5-18 拟建工程非正常排放情况一览表

项目	持续时间(min)	污染物排放速率(kg/h)	
放喷口	10	非甲烷总烃	0.1
		硫化氢	0.001

拟建工程集输管线刺漏时,采出液从刺漏处泄漏,会对周边土壤造成一定的污染。刺漏处修复后,将周围污染的土壤收集置于密闭容器中,委托有资质单位进行接收处置。

3.5.10 清洁生产分析

(1) 集输及处理清洁生产工艺

① 拟建工程所在区块具备完善的油气集输管网,各井场采出液经集输管线输送至计转站或阀组,最终进入一号联合站集中处理,全过程密闭集输,降低

了损耗，减少烃类物质的挥发量。

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

③井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。

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，对产生的散落原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原油落地。

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采用高效加热设备，合理利用能量，降低生产运行能耗损失；

⑤采油区采用自动化管理，提高了管理水平。

(3) 建立有效的环境管理制度

拟建工程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。

拟建工程主要采取的环境管理措施如下：

①落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

②井下作业系统积极推行“铺膜”等无污染作业法；在采油过程中加强管理，对集输管线及井口设施定期检查，维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

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。

3.5.11 污染物年排放量

3.5.12 三本账

3.5.13 污染物总量控制分析

3.5.13.1 总量控制因子

根据国家现行总量控制因子及“十四五”总量控制要求，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： SO_2 、 NO_x 、 VOC_s ，

废水污染物： COD 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 。

3.5.13.2 拟建工程污染物排放总量

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)，挥发性有机物(VOC_s)是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。本标准采用非甲烷总烃作为 VOC_s 排放控制项目。根据计算，项目运营期 VOC_s (即非甲烷总烃)排放量估算为 0.52t/a ，本评价以 VOC_s (即非甲烷总烃)实际排放量作为总量控制指标。

综上所述，拟建工程总量控制指标为： SO_2 0.297t/a ， NO_x 1.189t/a ， VOC_s 0.52t/a ， COD 0t/a ，氨氮 0t/a 。

3.6 依托工程

3.6.1 一号联合站

塔河油田一号联合站(原名为艾桑油气田联合站)包括原油处理系统、原油稳定系统、轻烃处理系统和污水处理系统。其中主要原油处理系统设计规模 $270 \times 10^4\text{t/a}$ ，包括1套 $120 \times 10^4\text{t/a}$ 中质油处理系统和1套 $150 \times 10^4\text{t/a}$ 重质油处理系统；

原油稳定系统设计规模 $200 \times 10^4 \text{t/a}$ ；轻烃处理系统设计规模 $80 \text{万m}^3/\text{d}$ ，包括1套 $30 \text{万m}^3/\text{d}$ 轻烃处理和1套 $50 \text{万m}^3/\text{d}$ 轻烃处理装置；污水处理系统设计规模为 $15500 \text{m}^3/\text{d}$ ，包括1套 $6500 \text{m}^3/\text{d}$ 污水处理系统和1套 $9000 \text{m}^3/\text{d}$ 污水处理系统。截止目前，原油处理系统实际处理量为 $95.3 \times 10^4 \text{t/a}$ 、水 $13812.88 \text{m}^3/\text{d}$ 、气 $74 \text{万m}^3/\text{d}$ 。

(1) 原油处理系统

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

(2) 原油稳定系统

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

(3) 轻烃装置

轻烃装置主要处理塔河油田1区、2区、3区、4区、9区、AT2南区块、YT2区块、T903区块、西达里亚区块的伴生气，处理后天然气除供燃气电站发电和生产、生活燃料用气外，剩余天然气进入输气首站。 $30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 轻烃装置采用原料气增压、分子筛脱水、膨胀机+丙烷辅助制冷工艺。 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 轻烃装置采用原料气增压、分子筛脱水、膨胀机+DHX（重接触塔）+丙烷辅助制冷工艺。

(4) 污水处理系统

一号联合站采出水处理系统承担着塔河油田一厂范围内集输系统污水的处理任务，主要包括污水处理工艺主流程及由污水、污油回收流程、污泥处理系统、

反冲洗系统、加药系统组成的辅助系统。

(5) 依托可行性

拟建工程各井场采出液经新建集输管线输送至计转站后，最终输送至一号联合站进行处理，一号联合站富余情况如表 3.5-23 所示。

表 3.5-23 一号联合站依托可行性分析一览表

序号	井场名称	进入联合站井场数量	进入联合站量		联合站			是否满足项目要求
					名称	设计最大处理规模	现状富余量	
1	TK280 井、1S47-1 井、TK281 井、1TK347-1H 井	4	原油	2.92 万 t/a	一号联合站	270 万 t/a	174.7 万 t/a	满足
			采出水	19.7 m ³ /d		15500 m ³ /d	1688 m ³ /d	
			天然气	0.48 m ³ /d		80 万 m ³ /d	6 万 m ³ /d	

综上所述，一号联合站富余量可以满足拟建工程采出液处理要求，拟建工程采出液依托一号联合站处理可行。

3.6.2 塔河油田绿色环保站

(1) 基本情况

塔河油田绿色环保站位于塔河油田 S61 井附近，库车市境内，距离东南侧一号联合站约 4km，其南侧约 1.8km 处是塔河油田主干道，交通便利。

按处理对象，塔河油田绿色环保站内主要有含油污泥处理、废液处理、生活垃圾处理等 3 个系统。含油污泥处理系统中受侵土（含油量 < 5%）入场计量后，依托中石化西南石油工程有限公司巴州分公司、阿克苏塔河环保工程有限公司处理；含油污泥（含油量 > 5%），自行在绿色环保站内处理降低含油后，进一步委托站内阿克苏塔河环保工程有限公司或中石化西南石油工程有限公司巴州分公司、采取热解析工艺处置。废液在站内自行处理；生活垃圾在站内采用填埋处置。

(2) 含油污泥处理系统

塔河油田绿色环保站内含油污泥处理系统（主要处理对象为含油量 > 5% 含油污泥），首期工程始建于 2011 年，处理规模为 50 m³/d，采用热化学清洗油泥分离技术；西北油田分公司于 2012 年、2015 年对含油污泥处理设施进行了扩建，原阿克苏环保局、自治区环保厅分别以阿地环函字[2012]297 号、新环函[2015]811 号文件批复扩建工程，2016 年扩建后，以新环函[2016]2005 号文件批复通过验收。

目前，塔河油田绿色环保站内运行的含油污泥处理装置有 4 套（5 项分离装置），主要处理流体油污泥（含油量 $>5\%$ ），每套处理能力为 $50\text{m}^3/\text{d}$ ，处理设施年运行有效天数约 300 天，日处理量约为 200m^3 ，年处理含油污泥 6 万 m^3 。2019 年，实际年处理含油污泥 $47870.42\text{t}/\text{a}$ （约 35198.8m^3 ，折算比重 1.36），富余 1.48 万 m^3/a 。

（3）受侵土处理系统

受侵土（主要指含油量 $<5\%$ 的含油污泥）主要来自修井作业、管线穿孔和井喷等突发事故等产生的落地油、污染土，其含油量波动很大，其组分比较复杂而不稳定，除含原油、泥沙外，通常还会含油杂草等机质，主要呈固态状。该部分危险废物，按照危险废物管理流程全过程管理，受侵土运至站内后，由油田工程服务中心外委中石化西南石油工程有限公司巴州分公司、阿克苏塔河环保工程有限公司在站内处理。

本区块产生的受侵土均第一时间转运至阿克苏塔河环保工程有限公司（危险废物经营许可证编号：6529230040）或中石化西南石油工程有限公司巴州分公司（危险废物经营许可证编号：6529230053）接收并进行达标处理。其中阿克苏塔河环保工程有限公司处理能力为 15 万 t/a ，中石化西南石油工程有限公司巴州分公司处理能力为 7 万 t/a 。受侵土经处理后达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置规范》（DB65/T3999-2017）中相应指标要求，用于铺垫井场及井场道路。

（4）废液处理系统

塔河油田绿色环保站废液处理系统承担着西北油田分公司勘探开发作业生产过程中产生的废水、酸化压裂废液、部分磺化泥浆滤出液等的处理，其中酸化压裂废液占 80%。

主工艺流程为：接收、隔油、调节、加药、沉降、过滤，废液处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注至 TK512 井。

现有废液处理系统于 2002 年建成运行，2014 年进行了扩建，扩建后的处理能力达 30 万 m^3/a ，于 2015 年 12 月通过竣工环保验收（阿地环函字[2015]501 号）。根据资料搜集和现场调查，到目前，废液处置能力为 $65\text{m}^3/\text{h}$ ，实际平均运行行为

9.2m³/h，富余 55.8m³/h。

(5) 生活垃圾填埋场

塔河油田绿色环保站内原油垃圾填埋场已封场。新建垃圾填埋设计总库容 146000m³，日均处理垃圾量 26t，年均处理垃圾量 9490t，一期设计库容 73100m³，2015 年 11 月原阿克苏环保局以阿地环函字[2015]445 号批复塔河油田生活垃圾池建设工程，2016 年建成。2020 年 7 月企业进行了竣工环境保护自主验收。

截止目前，生活垃圾填埋约 10000m³，富余 63100m³。

(6) 依托可行性

拟建工程固废处置依托塔河油田绿色环保站。塔河油田绿色环保站富余情况如表 3.5-24 所示。

表 3.5-24 塔河油田绿色环保站依托可行性分析一览表

序号	固废类别	塔河油田绿色环保站			是否满足项目要求
		名称	设计最大处理规模	现状富余量	
1	生活垃圾	生活垃圾填埋场	10000m ³	63100m ³	满足
2	落地油泥	含油污泥处理系统	6 万 m ³ /a	1.48 万 m ³ /a	

综上所述，塔河油田绿色环保站富余量可以满足拟建工程采出液处理要求，拟建工程固废处置依托塔河油田绿色环保站处理可行。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

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

拟建工程井场及集输管线建设内容位于阿克苏地区库车市境内。区域以油气开采为主，现状占地类型主要为沙漠化荒地。

4.1.2 地形地貌

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

拟建工程区块位于塔里木河冲积平原地带，地势平坦，地形简单，地貌单一。

4.1.3 水文地质

4.1.5 地表水

塔河油田所在区域河流主要为塔里木河、渭干河、库车河。

塔里木河干流是典型的干旱区内陆河流，由叶尔羌河、和田河、阿克苏河三源流汇合而成，从肖夹克至台特玛湖全长 1321km，流域面积 1.76万 km^2 ，属平原型河流，自西向东流动，塔里木河地处我国西北内陆的塔里木盆地，水质

表现为矿化度高，水质偏碱性，含氟较高，河水化学类型为 $\text{HSO}_4 \cdot \text{Cl}-\text{Ca} \cdot \text{Mg} \cdot \text{Na}$ 为主，矿化度枯水期最大。

渭干河发源于哈尔克驼山汗腾格里峰东侧的喀拉库勒冰川，流经拜城盆地后，穿过千佛洞峡谷进入平原区，经沙雅县努尔马克乡南部折向东南部消失于荒漠中。渭干河全长 452km，流域面积 $6.19 \times 10^8 \text{hm}^2$ ，年径流量 $1.9 \times 10^8 \text{m}^3$ ，多年平均流量为 $2.52 \text{m}^3/\text{s}$ 。

库车河又名“苏巴什河”，整个流程在库车市境内，径流形成区面积 2946km^2 ，河流总长 121.6km，库车河水资源可利用量 $2.83 \times 10^8 \text{m}^3$ ，为冰雪融水及降雨补给型河流。库车河多年平均径流量为 $3.48 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，年均流量 $11.04 \text{m}^3/\text{s}$ ，实测最大流量 $1940 \text{m}^3/\text{s}$ ，最小流量 $0.62 \text{m}^3/\text{s}$ 。库车河水质经多年长期监测，水质较好，矿化度为 0.4439g/L ，总硬度 118mg/L (以 CaO 计)，属微硬水，氯离子和硫酸盐含量多年平均值都小于 100mg/L 。河水的 pH 值在 $7.5 \sim 8.5$ ，略偏碱性，水化学类型为 HCO_3-Ca 型，枯水季节会出现硫酸盐钠型或氯化物钠型水。库车河流域的离子径流量为 21.85 万 t。

工程场地及周边临近区域无地表水体分布。

4.1.6 气候气象

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

4.1.7 土壤

评价区土壤类型较为简单，主要以盐土和草甸土为主。典型盐土通常由草甸盐土和盐化土壤进一步积盐，盐生植被取代草甸植被，生草过程进一步削弱而来。其地下水位约 $2 \sim 3 \text{m}$ ，地面起伏不平，并被 $5 \sim 15 \text{cm}$ 的盐结皮或盐结壳所覆盖，盐类组成以氯化物为主，生物累积少，有机质含量及其它养分含量均较低。植被以稀疏的盐生灌丛为主，常见的有怪柳、骆驼刺、盐穗木等，盖度 $10 \sim 20\%$ 。草甸土发育于地势低平、受地下水或潜水的直接浸润并生长草甸植物的土壤，属半水成土。其主要特征是有机质含量较高，腐殖质层较厚，土壤团

粒结构较好，水分较充分。草甸土的形成有潜育过程和腐殖质积累过程，有腐殖质层、腐殖质过渡层和潜育层。

评价区域土壤类型为盐土。

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、自然保护区、水源地保护区、文物保护单位、风景名胜区、森林公园等。

4.2.1 生态保护红线

目前新疆维吾尔自治区生态保护红线正在编制修改中，拟建工程不在红线内。

4.2.2 新疆龟兹国家沙漠公园

新疆龟兹国家沙漠公园位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市境内，东与轮台县毗邻，西与塔里木乡为界，西北为库车县城。沙漠公园规划总面积 20047 公顷，东西长约 37 千米，南北宽约 10 千米，距库车县城 100 公里。2016 年，原国家林业局以《国家林业局关于同意山西偏关林湖等 33 个国家沙漠（石漠）公园的通知》（林沙发[2015]153 号）批准新疆库车龟兹国家沙漠公园为试点沙漠公园。根据《新疆龟兹国家沙漠公园总体规划（2014-2020 年）》，新疆龟兹国家沙漠公园地处塔克拉玛干沙漠北缘，沙漠面积占规划总面积的 63.35%，有明显沙化趋势的土地面积占总的 26.78%，非沙化土地只占总面积的 9.87%。由此可见，保护沙漠生态安全非常重要，防沙治沙，保护和恢复沙漠植被，是龟兹国家沙漠公园最主要的任务。把龟兹国家沙漠公园建成生态保育型国家沙漠公园。

根据龟兹国家沙漠公园的性质，综合考虑沙漠公园的现状，依据分区原则，按区位、资源特色、旅游主题等进行分区管理。将公园划分为四个功能区：沙地保育区、宣教展示区、沙漠体验区、管理服务区。

拟建工程不在沙漠公园范围内。

4.2.3 水土流失重点治理区和预防区

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。

项目所在区域库车市属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围。

所在区域属于塔里木盆地北部农田防护水源涵养区,区域的水土保持基础功能类型是水源涵养、农田防护、防风固沙与防灾减灾,水土保持主导功能类型是农田防护、水源涵养,为了实现水土保持主导功能,预防措施体系主要为“三河”中塔里木河源流阿克苏河中高山区的水源涵养区天然林草进行封禁保护,塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、城郊清洁型小流域建设以及库-拜地区煤炭行业、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

4.3 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

项目所在区域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。

根据《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)要求,对阿克苏地区实行环境影响评价差别化政策,可不进行颗粒物区域削减。拟建工程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。

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状评价

根据监测结果,硫化氢1小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录D其他污染物空气质量浓度参考限值;非甲烷总烃1小时

平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准。

4.3.2 地下水环境现状监测

根据监测结果，监测期间区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准要求。潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、铁、锰、氟化物外，承压水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、钠外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准要求。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物超标与区域水文地质条件有关，区域潜水蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高，另外，该区域气候干旱、地表蒸发强烈，由于各监测点潜水埋深不同，对应的蒸发强度不同，造成地下水中溶解性总固体、总硬度、硫酸盐和氯化物等因子呈梯度变化。铁、锰超标是该井为钢质井筒，腐蚀造成局部污染。

根据地下水离子检测结果以及地下水化学类型的舒卡列夫分类法，区域浅层水中 TK915-13H 含水层为 42-A 型，即矿化度(M)小于 $1.5\text{g}/\text{L}$ 的 $\text{SO}_4^{2-}+\text{Cl}^{-}\text{-Na}$ 型水；TK307、TH716 含水层为 42-B 型，即矿化度(M)介于 $1.5\text{g}/\text{L}$ 和 $10\text{g}/\text{L}$ 的 $\text{SO}_4^{2-}+\text{Cl}^{-}\text{-Na}$ 型水；TK527、TK622 含水层为 42-C 型，即矿化度(M)介于 $10\text{g}/\text{L}$ 和 $40\text{g}/\text{L}$ 的 $\text{SO}_4^{2-}+\text{Cl}^{-}\text{-Na}$ 型水。

引用包气带质量现状监测结果见表 4.3-11。

表 4.3-11 包气带质量现状监测结果一览表

序号	监测点名称	采样位置	采样深度	采样重量	监测因子	监测值(mg/L)
1	1T436CHB2	土壤裸露处	0.2m	>500g	石油类	未检出

4.3.3 声环境现状监测与评价

根据监测结果，各井场场界噪声监测值昼间为 $38\sim 40\text{dB}(\text{A})$ ，夜间为 $36\sim 37\text{dB}(\text{A})$ ，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准要求；3 号计转站噪声监测值昼间为 $41\sim 42\text{dB}(\text{A})$ ，夜间为 $38\sim 39\text{dB}(\text{A})$ ，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准要求。

4.3.4 土壤环境现状监测与评价

根据监测结果，占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值。

4.3.5 生态环境调查与评价

4.3.5.1 评价区生态环境概况

拟建工程主要建设内容为：①新建钻井 3 口（包括 1S47-1 井、TK281 井、1TK347-1H 井）；②新建采油井场 4 座（包括 TK280 井、1S47-1 井、TK281 井、1TK347-1H 井），各井场均配备 1 座加热炉撬；③新建单井集输管线总长 5.1km，燃料气管线总长 4.49km；④3 号计转站扩建 1 座 8 井式撬装计量阀组；⑤配套建设供电、仪表自控、道路、通信、防腐、土建等工程。工程呈点线状分布在塔河油田 S77-S78 井区内，根据现场调查和资料收集，评价区域内以自然状态为主，为典型的干旱荒漠，人为干扰较小，基本处于未开发状态，主要为荒漠生态系统，占地为裸地，土壤类型为盐土，植被稀疏，盖度低，以疏叶骆驼刺-刚毛怪柳群系和多枝怪柳群系为主，盖度 10-20%。

4.3.5.2 土壤环境现状评价

该区域属极端干旱的暖温带气候，气候干旱、高温、不利于土壤中矿物质分解，土壤发育较差，类型较为简单，成土母质由沙、粉沙和粘粒组成。区域分布的土壤类型主要为盐土。盐土是项目区分布最广的一类土壤。

盐土类型主要是氯化物型残余盐土和氯化物型典型盐土。典型盐土通常由草甸盐土和盐化土壤进一步积盐，盐生植被取代草甸植被，生草过程进一步削弱而来。其地下水位约 2-3m，地面起伏不平，并被 5~15cm 的盐结皮或盐结壳所覆盖，盐类组成以氯化物为主，生物累积少，有机质含量及其它养分含量均较低。植被以稀疏的盐生灌丛为主，常见的有怪柳、骆驼刺、盐穗木等，盖度 10~20%。

4.3.5.3 土地利用现状调查及评价

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析，即将遥感影像与平面布置图进行叠加，以确定塔河油田 S77-S78 井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。

项目区域为荒漠戈壁，基本处于未开发状态，主要为荒漠生态系统，占地为裸地，不占用耕地和灌木林地。

4.3.5.4 植被环境现状调查及评价

4.3.5.4.1 区域自然植被区系类型

按中国植被自然地理区划划分，评价区属暖温带灌木，半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。本区域生态环境条件较差，荒漠景观决定了该区植被组成简单，类型单一，种类贫乏等特点。区域高等植被有 43 种，分属 16 科。

根据《国家重点保护野生植物名录》（第一批）和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（第一批），项目区域有保护植物 6 种，胡杨、灰杨和肉苁蓉为国家 II 级保护植物，膜果麻黄、胀果甘草、罗布麻为自治区 I 级保护植物。

4.3.5.4.2 评价区植被类型

项目区主要为荒漠带，植被稀疏，植株矮小，以旱生灌木为主，呈典型的荒漠生态景观。

(1) 疏叶骆驼刺-刚毛柽柳群落

主要分布在 3 号计转站的集输管线和道路沿线，以柽柳群丛为主的灌木、小半灌木和草本群落类型，这里距塔河上河道较远。植物因盐碱蒸出向耐盐碱化发展，因较河岸距离较大，胡杨树的比例很少，猪毛菜、芦苇、罗布麻等耐盐植物的分布增多，盖度 10-20%。

(2) 多枝柽柳群落

主要分布在 2-1 计转站的集输管线和道路沿线，地表主要以固定沙丘为主，同时伴有少量半固定沙丘。植被以柽柳为主，伴有衰退胡杨林，胡杨林密度较低，稀疏胡杨林呈岛状分布，并已干枯死亡。

项目区主要植被为胡杨、多枝柽柳、假木贼、芦苇、骆驼刺等。

4.3.5.5 野生动物现状调查及评价

4.3.5.5.1 野生动物栖息生境类型

评价区域的野生动物生存环境可分为以下 3 种类型。

(1) 胡杨林区

又称为阔叶林区，主要分布于塔里木河北岸，解放渠两侧，呈带状分布，距离拟建工程 20km 以上。植被主要为胡杨，由于乔木林冠的郁闭作用，植被覆盖度相当高，为野生动物提供了良好的栖息场所。

(2) 荒漠灌丛区

在胡杨林的阔叶林区的林间地，距离拟建工程 20km 以上，分布着以怪柳、铃铛刺等为主的灌丛，在胡杨林保护区内为野生动物提供了另一类型的栖息场所和隐蔽地。

(3) 半灌木荒漠区

主要以半灌木荒漠为主，栖息分布着部分耐旱型野生动物，野生动物生存条件相对很差。拟建工程主要位于该荒漠区。

4.3.5.5.2 野生动物的区系与分布

项目区位于塔里木盆地北部，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。通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询，区域内栖息分布着各种野生脊椎动物 37 种，其中两栖类 1 种，爬行类 4 种，鸟类 24 种，哺乳类 8 种。

经过咨询当地林业局野生动物保护科以及当地环保局等单位，该区域共有国家级重点保护动物 7 种，自治区级重点保护动物 3 种，其中地区特有种中塔里木兔、塔里木马鹿被列入保护名录，白尾地鸦是我国新疆的独有物种，目前的数量已不足 7000 只，虽然在我国仍未被纳入国家和地区的野生动物保护名录中，但是是国际知名的濒危物种。

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

4.3.5.6 水土流失现状

(1) 水土流失重点防治分区

根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》(办水保[2013]188 号)及关于印发《新疆自治区级水土

流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》的通知(新水水保[2019]4号), 拟建工程所在库车市属于 II₃塔里木河流域重点治理区。

(2) 水土流失成因

项目区地形平坦, 地表裸露植被稀少, 林草覆盖率较低, 扰动后易引发侵蚀。从年降雨频率、平均风速、最大风速分析, 具备发生侵蚀的条件。

(3) 水土流失现状

根据《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190—2007), 结合项目区的地理位置、地形地貌、气候特征、河流特征、土壤、植被及周围环境特点等具体情况进行分析, 该区域水土流失类型以中度风力侵蚀为主, 土壤侵蚀模数背景值取为 2700t/km²·a。根据现场调查及土壤侵蚀背景值, 确定项目区容许土壤流失量取值为 2200t/km²·a。

4.3.5.7 区域荒漠化土地现状

根据《新疆防沙治沙规划》, 库车市属于“塔克拉玛干沙漠周边及绿洲治理区”中的“塔里木盆地北缘治理小区”, 近年来, 塔里木河流域综合治理工程尚未结束, 由于上游给水减少, 以及粗放型农业造成的水资源利用效率低的因素, 使塔里木河中下游严重缺水, 大量荒漠植被面临死亡。

库车市沙化土地总面积为 215537.24hm², 占库车市国土总面积的 14.49%。其中: 流动沙地 9857.52hm², 占 4.57%; 半固定沙地 50089hm², 占 23.22%; 固定沙地 9669.75hm², 占 4.49%; 戈壁 141759.83hm², 占 65.77%。

4.4 区域污染源调查

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

油田开发过程中施工内容主要为钻井工程、集输管道敷设、井场道路修建、井场及计转站设备安装等，不同的施工阶段，除有一定量的施工机械进驻现场外，还伴有一定量物料运输作业，从而产生施工废气、施工废水、施工噪声和一定量的建筑垃圾。此外，物料运输也将对运输路线两侧一定范围内大气、声环境产生不利影响；油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开发区块内，集输管线地下敷设，在生态影响方面表现为占用土地，改变土地利用类型，破坏占地区域植被，造成水土流失，扰动占地区域周边或两侧生境。

5.1.1 施工废气影响分析

5.1.1.1 施工废气来源及影响分析

(1) 施工扬尘

在油田钻井工程和地面工程施工过程中，不可避免的要占用土地、进行土方施工、物料运输、管沟开挖和管线铺设，该过程中将产生一定的施工扬尘。主要来自施工和运输产生的粉尘、车辆运输二次扬尘以及地面物料堆放时的遇风扬尘，施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定关系，如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。根据《城市扬尘源排放清单编制技术指南（试行）》，拟建工程施工期扬尘产生量为 73.76t。

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，加之当地环境容量较大，故对环境的影响较小。施工期只要严格按施工规范文明施工，采取有效的防尘措施，可将施工期污染影响减到最小，施工期结束后，所有施工影响即可消除。

(2) 焊接烟气、机械设备和车辆废气

在油田钻井工程和地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会

产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 及 NO_x 等，施工机械及车辆排放的废气较分散，排放量相对较少，时间较短，对区域环境空气质量影响较小。金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，每公里消耗约 400kg 的焊条，根据类比资料分析，每千克焊条产生的焊接烟尘约 8g，则拟建工程估算焊接烟尘产生量约为 0.014t。拟建工程焊接工序随管道敷设分段进行，由于废气量较小，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

(3) 钻井工程废气

钻井结束时需进行油气测试，会产生测试放喷废气。

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

(4) 环境影响分析

油田开发阶段，钻井工程、地面工程和管道工程，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，伴随着随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，拟建工程地面工程施工活动范围区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、测试废气、焊接烟气、机械设备车辆尾气等不会对区域环境空气产生明显影响，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

5.1.1.2 施工废气污染防治措施

(1) 施工扬尘污染防治措施

为有效控制施工期间的扬尘影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》（新政发[2014]35号）及《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》（新政办发[2017]108号）相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》（XJJ119-2020）等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度的降低施工扬尘对周围环境的影响。施工期扬尘污染防治措施见表 5.1-1。

表 5.1-1 施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
1	施工现场公示牌	在施工现场出入口明显位置设置公示牌，公示施工现场负责人、环保监督员、防尘措施、扬尘监督管理部门、举报电话等信息	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》(XJJ119-2020)
2	密闭苫盖措施	①建筑材料采用密闭存储、设置围挡、采用防尘布苫盖等措施； ②建筑垃圾采用覆盖防尘布、防尘网、定期喷洒抑尘剂、定期喷水压尘等措施	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》(XJJ119-2020)
3	物料运输车辆密闭措施	①进出工地的物料、渣土、垃圾运输车辆，应尽可能采用密闭车斗，并保证物料不遗撒外漏。若无密闭车斗，物料、垃圾、渣土的装载高度不得超过车辆槽帮上沿，车斗应用苫布遮盖严实； ②装卸和运输渣土、砂石、建筑垃圾等易产生扬尘污染物料的，应当采取完全密闭措施	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》(XJJ119-2020)
4	洒水抑尘措施	遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网 施工现场必须建立洒水清扫抑尘制度，配备洒水设备。非冰冻期每天洒水不少于 2 次，并有专人负责。重污染天气时相应增加洒水频次	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》(XJJ119-2020)
5	重污染天气应急预案	IV级(蓝色)预警：强化日常检查 III级(黄色)预警：环保部门加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，减少建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶 II级(橙色)预警：区域内 50%重点排放企业限产或停产，停止喷涂粉刷、建筑拆除、切割、土石方等施工作业，建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车禁止上路行驶(生活垃圾清运车辆除外) I级(红色)预警：停区域内 70%的重点排放企业限产或者停产，停止喷涂粉刷、建筑拆除等施工作业，禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路	《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108号)

(2) 机械设备和车辆废气污染防治措施

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

5.1.2 施工噪声影响分析

5.1.2.1 施工期噪声源及影响预测

(1) 施工噪声影响分析

①施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、道路修建、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声，以及钻井工程钻机、泥浆泵和发电机运转过程产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ2034-2013)中表 A.2 和类比油田开发工程中井场、集气站、内部道路、管线铺设和钻井工程实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 5.1-2。

表 5.1-2 项目主要施工设备噪声源不同距离声压级 单位：dB(A)

序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]	序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]
1	装载机	88/5	5	吊装机	84/5
2	挖掘机	90/5	6	钻机	95/5
3	运输车辆	90/5	7	泥浆泵	95/5
4	压路机	90/5	8	振动筛	90/5

(2) 预测计算

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

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

式中： L_r ——距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

L_{r_0} ——距声源 r_0 处的 A 声压级，dB(A)；

r ——预测点与声源的距离，m；

r_0 ——监测设备噪声时的距离，m。

利用上述公式，预测计算项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.1-3。

表 5.1-3 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

序号	机械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]										施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	700m	900m	1200m	
1	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	土石方 道路施工 管线施工
2	装载机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	—	—	—	
3	压路机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	
4	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	物料运输
5	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	—	—	—	设备安装

续表 5.1-3 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]										施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	700m	900m	1200m	
6	钻机	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	钻井
7	振动筛	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	47.1	44.9	42.4	
8	泥浆泵	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	

(3) 施工噪声影响分析

根据表 5.1-3 可知, 各种施工机械噪声预测结果可以看出, 在不采取减振降噪措施的情况下, 土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 场界噪声限值要求; 设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 场界噪声限值要求; 钻井期间昼间距施工机械 200m、夜间 1200m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 场界噪声限值要求。根据区块各单井分布情况, 钻井期间施工不会对周围村庄声环境产生明显影响。

另外, 距离运输车辆昼间 200m、夜间 500m 以上才能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准限值。因此运输车辆产生的交通噪声可能对运输路线沿途的村庄声环境质量产生影响。钻井工程在昼间 300m、夜间 900m 以上才能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准限值。

5.1.2.2 施工噪声污染防治措施

为避免施工机械对周围声环境的影响, 本评价要求施工期间采取以下措施:

(1) 合理安排施工

①根据《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 确定工程施工场界, 合理科学地布局施工现场, 施工生产生活区远离环境敏感点。

②施工现场设置施工标志, 对可能受施工噪声影响的村庄或住户进行公开, 取得谅解。

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

④合理安排施工时间，在敏感点附近施工，一般可采取变动施工方法措施和控制施工时间。

(2) 采取噪声控制措施

施工单位应尽量选用低噪声、低振动的施工机械设备和带有消声、隔音的附属设备，减少对周围声环境的影响。加强施工机械的保养维护，使其处于良好的运行状态。做好宣传工作，倡导科学管理和文明施工。采取以上措施后，施工噪声不会对周围居民区声环境产生明显影响。且施工噪声影响是短期的、暂时的，运输车辆噪声具有局部路段特性，噪声影响将随着各施工的结束而消除。

综上所述，施工噪声分布在区块内，呈现出阶段性和散点状分布，在采取针对性降噪措施后，不会对周围声环境产生明显影响。

5.1.3 施工期固体废物影响分析

5.1.3.1 施工固废来源及影响分析

拟建工程共计部署 3 口钻井，钻井过程中产生的固体废物主要来自于开发期钻井过程中产生的施工土方、施工废料、钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废物、废烧碱包装袋和生活垃圾等。

① 施工土方

拟建工程共开挖土方 0.28 万 m³，回填土方 0.59 万 m³，借方 0.31 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。新建站场和道路工程区需进行压盖，借方主要来源于附近钻试修环保站处理后还原土，还原土满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)限值中垫井场、通井路标准，可直接用于区块填坑、垫井场、修通井路。

② 施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣和吹扫产生的废渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，拟建工程施工废料产生量约为 1.92t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河油田绿色环保站处理。

③ 钻井岩屑

钻井过程中，岩石井钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中 50%的岩屑混

进泥浆，剩余岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面井振动筛分离出来，送入井场内泥浆池中。

拟建工程总岩屑产生量 1137m^3 ，其中膨润土泥浆钻井岩屑 636m^3 ，聚磺泥浆钻井岩屑 501m^3 ，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统进行处理。

④ 钻井泥浆废弃物

钻井泥浆废弃物是钻井过程中无法利用或钻井完井后弃置泥浆池内的泥浆，钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随钻井的深度而增加。

钻井在一开、二开上部分使用膨润土泥浆，二开下部分至三开使用聚磺泥浆，根据钻井结构及已建钻井泥浆体系适用情况，由以上经验公式计算可得，单井产生的废弃泥浆量约为 496.17m^3 ，废弃泥浆中膨润土泥浆约 421.57m^3 ，聚磺泥浆约 74.6m^3 。

拟建工程新钻井 3 口，产生的废弃泥浆量约为 1488.51m^3 ，废弃泥浆中膨润土泥浆约 1264.71m^3 ，聚磺泥浆约 223.8m^3 。膨润土泥浆废弃物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制，分离后的固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至塔河油田绿色环保站处理。

⑤ 含油废物

工程钻井过程中只对简单设备进行检修，产生的废机油量较少，另外在钻井、设备检修时产生少量含油废物。

西北油田分公司对施工单位要求废油不落地，施工单位采取相应措施防止废油品落地，主要措施为柴油发电机、油品储罐、石油钻杆的贮存区等设备下方采取防渗措施。工程结束后，废油由区域具有危废处置资质的公司接收处理。

每口新井设备检修产生的废油产生量约为 0.5t ，拟建工程新增含油废物 1.5t/a ，采用钢制铁桶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理，并按《废矿物油回收利用污染控制技术规范》(HJ607-2011)和《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求，落实废油的收集和防治污染措施，对周围环境不会造成污染影响。

⑥ 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0.01t/口，拟建工程新钻井3口，烧碱废包装袋产生量为0.03t，由区域具有危废处置资质的公司接收处理。并按《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求，落实废包装袋的收集和防治污染措施，对周围环境不会造成污染影响。

⑦生活垃圾

拟建工程部署新井3口，总计钻井完井周期120天。钻井期间，单座井场常住人员按60人计算，平均每人每天产生生活垃圾0.5kg，则单座井场产生生活垃圾共计3.6t。综上拟建工程3座井场施工期生活垃圾产生总量为10.8t，生活垃圾堆放在指定地点，定期清运至塔河油田绿色环保站生活垃圾填埋场。

5.1.3.2 施工固废污染防治措施

为避免施工期固体废物对周围环境产生不利影响，本评价建议建设单位采取以下防范措施：

①工程土方施工应对挖方单侧堆放，用于管沟回填作业，多余土方用于场地平整，严禁弃土产生；

②施工单位应指派专人负责施工固体废物的收集及转运工作，不得随意丢弃；

③严格执行《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T 3999-2017)标准等相关要求。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆废弃物，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制，分离后的固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至塔河油田绿色环保站处理；

④妥善存放泥浆材料等化学品，不得失散在井场。含油废物采用钢制桶装收集后和废烧碱包装袋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；

⑤提倡文明施工，严禁施工人员产生的生活垃圾随地乱扔，当天施工结束后随身带走，施工现场不遗留。

综上所述，按照本评价提出的防范措施妥善处置施工期产生的固体废物，不会对周围环境产生明显影响。

5.1.4 施工废水影响分析

5.1.4.1 施工期地表水环境影响分析

项目油田所在区域有地表水系分布，主要有自西向东径流的塔里木河。

(1) 废水产生量分析

① 钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有悬浮物、COD、石油类等。

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

② 酸化压裂废水

当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，钻孔在目的层未遇裂隙发育，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中，通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶蚀部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的裂缝，改善地层近井地带渗透率。

压入地层的酸液会在排液测试阶段从井底返排出来，即为酸化压裂废水。类比区域内相同井深钻井过程，每口井产生的酸化压裂废水量约 90m^3 ，拟建工程总共产生的酸化压裂废水量约 270m^3 。

酸化压裂作业结束后返排的酸化压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理。

③ 管线试压废水

集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于区域绿化。

④ 生活污水

拟建工程部署新井3口，施工天数120d。钻井人数一般为60人，按每人每天

用水量100L计算，则生活用水量为720m³，生活污水产生量按用水量的80%计算，则总产生量为2160m³。生活污水中主要污染物为COD、BOD₅、NH₃-N、SS等；类比其他油田，生活污水中主要污染物浓度 COD为350mg/L、BOD₅为250mg/L、NH₃-N为20mg/L、SS为200mg/L；各污染物的产生量为COD 0.756t、BOD₅ 0.54t、NH₃-N 0.043t、SS 0.432t。生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至采油一厂生活基地污水处理系统处理。

(2) 地表水环境影响分析

施工期钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水及生活污水等均可得到有效的处置，正常情况下不会形成地表径流或因雨水的冲刷而随地表径流漫流进地表水体。

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

5.1.4.2 施工期地下水环境影响分析

(1) 地下水影响分析

施工期废水包括钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；酸化压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理；管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域绿化；生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至采油一厂生活基地污水处理装置处理。因此，施工期废水不会对区域地下水环境造成影响。

(2) 分区防渗

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

表 5.1-5 分区防渗要求一览表

站场	项目		防渗要求
各井场 钻井期	重点防渗区	钻井区	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
		发电房	
		油罐区	
		放喷池	
		危废暂存间	
		应急池	
		磺化泥饼暂存池	

续表 5.1-5 分区防渗要求一览表

站场	项目		防渗要求
各井场 钻井期	一般 防渗区	泥浆泵、泥浆罐区、泥浆随钻处理系统	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
		机房区	
		非磺化泥饼暂存池	

5.1.5 施工期生态影响分析

5.1.5.1 占地影响分析

拟建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等占地。

永久占地使原先土壤-植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。拟建工程永久占地和临时占地分别 2.64hm^2 和 6.885hm^2 ，施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

5.1.5.2 对土壤环境影响

拟建工程永久占地面积 2.64hm²，临时占地面积 6.885hm²，主要土壤类型是盐土。

(1) 钻井影响

钻井作业产生的固体废弃物主要为钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废物、废烧碱包装袋和生活垃圾等。

钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，其中非磺化水基泥浆废弃物，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制，分离后的固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配制，固相拉运至塔河油田绿色环保站处理；含油废物采用钢制桶装收集后和废烧碱包装袋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接收处理；生活垃圾集中收集后，拉运至塔河油田绿色环保站生活垃圾池填埋处置。

综上所述，通过对钻井作业产生的钻井岩屑、钻井泥浆废弃物、含油废物、废烧碱包装袋和生活垃圾等进行妥善的处置，可对地表土壤的影响范围和程度都将降到最小。

(2) 管线临时占地对土壤环境的影响

拟建工程新建单井集输管线 5.1km，燃料气管线 4.49km。管线开挖临时占地面积共 3.095hm²。主要土壤类型是盐土，临时占地中开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

(3) 车辆行驶和机械施工对土壤的影响

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的践踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆(尤其是重型卡车)在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地存在这种影响。

5.1.5.3 对植被的影响分析

(1) 占地

由影响因素分析和油气田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重，只有勘探对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。在井场和道路一定的情况下，临时占地对生态的影响程度对影响后的植被恢复能力有直接关系。

(2) 占地对植被的影响

项目区主要为荒漠带，植被稀疏，植株矮小，以旱生灌木为主，呈典型的荒漠生态景观，占地对植被较小。

(3) 生物量损失

拟建工程永久占地面积 2.64hm²，临时占地 6.855hm²，拟建工程井场和管线施工区域以荒漠为主。永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \cdot W_i$$

式中，Y——永久性生物量损失，t；S_i——占地面积，hm²；W_i——单位面积生物量，t/hm²。

拟建工程站场和管线穿越施工区域为荒漠，植被覆盖率较低，植被覆盖度约为 10%，平均生物量 1.25t/hm²。拟建工程的实施，将造成 3.3t 永久植被损失和 8.6t 临时植被损失。新增植被损失主要来自临时占地，通过加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

(4) 污染物对植物的影响

① 扬尘对植被的影响

工程开发建设中的扬尘是对植物生长产生影响的因素之一，但由于该区域多风、地形开阔的自然条件使得大气中扬尘易扩散，因此在正常情况下扬尘浓度低，工期短，对植被影响很小。

② 施工期废水对植被影响

施工期废水主要有钻井期产生的钻井废水、酸化压裂废水、管道试压废水和少量生活污水等，其中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；酸化压裂废水采

用专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理；管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域绿化；生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至采油一厂生活基地污水处理装置处理，所以施工期废水不会对植被产生影响。

(5) 人为活动对植被的影响

人为活动对植被的影响主要表现为施工人员和作业机械对草本植物的践踏、碾压等，主要有以下几种途径。

①由于开发及施工过程中人类践踏形成的小面积局部地段的次生裸地，多集中在临时性占地外围 50m 范围内，这种影响一般为短期性影响，且强度不大，施工结束，这一影响也逐渐消除。

②施工作业中机械碾压和翻动地表土壤，造成地表原有结构的破坏，改变了十分脆弱的原有自然生态型，造成施工区外缘区域沙漠化。其影响范围同工程临时占地面积相同，这一破坏需经较长时段才能完全恢复。

5.1.5.4 对野生动物的影响分析

(1) 对野生动物生境的破坏

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

(2) 对野生动物分布及迁徙的影响

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

(3) 对典型动物的影响

评价区域内典型动物为塔里木兔。塔里木兔对环境的适应性较强，对人类的敏感程度已大大降低，工程施工对其影响不大。

5.1.5.5 管线建设对生态环境的影响

拟建工程管线工程以未利用地为主，不占用林地和耕地。

管线采用埋地敷设，管底埋深 1.4m，管线施工结束，施工迹地及管线填埋迹地植被受到破坏，形成裸地，此带与周围植被没有明显的隔离作用，管线两侧一般在 2~3 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。

5.1.5.6 道路建设对生态环境的影响

新建井场道路从道路途径区域两侧各 500m 评价范围的现状调查结果来看，沿线植被稀疏，盖以疏叶骆驼刺-刚毛柽柳群系和多枝柽柳群系为主，盖度 10-20%；沿线土壤侵蚀以轻度侵蚀为主。在道路施工过程中，沿线两侧 4m 范围的植被和土体不可避免地遭到破坏和扰动，增大该区域的土壤侵蚀模数和侵蚀量。项目井场道路主要占地类型为未利用地，从整个项目建设的评价区域来看，道路建设对区域生态环境的影响可以接受。

5.1.5.7 水土流失影响分析

拟建工程对水土流失的影响主要发生在施工期，主要表现在：

①管沟开挖过程及回填土方的堆放等活动，破坏了原有地貌及地表结皮，使原来相对稳定的表土层收到不同程度的扰动和破坏，在降雨作用下，加剧水土流失，还可能加剧区域风灾天气，增加空气中粉尘含量；

②管道临时占地导致施工区域地表植被减少、造成植物的生物量损失，使土壤结构疏松，并产生一定面积的裸露地面。对原地貌的扰动降低了项目临时占地范围内的土壤抗侵蚀能力，扩大侵蚀面积，诱发土壤侵蚀危害，加剧了水土流失。

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

5.1.5.8 生态环境影响减缓措施

5.1.5.8.1 井场生态环境保护措施

①工程施工临时占地，应按照国家 and 地方有关工程征地及补偿要求，主管部门办理相关手续，并进行补偿和恢复。

②严格遵守国家和地方有关动植物保护和防治水土流失等环境保护法律法规，最大限度的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。

③井场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

④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。

5.1.5.8.2 管线及道路施工生态保护工程措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②确保各环保设施正常运行，落地油回收、固体废物填埋，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的荒漠植被。

③施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

④确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰野生动物。

⑤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。

⑥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。

⑦工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复。

⑧在进场道路及井场区，设置“保护生态环境、保护野生植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

5.1.5.9 水土流失保护措施

5.1.5.9.1 站场工程区

(1) 工程措施

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场地平整

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

(2) 临时措施

①洒水降尘

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

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。

③水土保持宣传牌

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

5.1.5.9.2 管道工程区

(1) 工程措施

管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。据估算，管道工程区场地平整面积约为 3.095hm^2 。

(2) 临时措施

①防尘网苫盖

单独敷设管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方，拟建工程对临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施，施工过程中，临时堆土高度 1.5m ，底宽 3m ，边坡 $1:0.67$ ，预计每延一米需要防尘网 2.5m^2 ，单独敷设管道长度 6.2km ，需要防尘网 15500m^2 。

②限行彩条旗

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

③洒水降尘

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

5.1.5.9.3 道路工程区

(1)工程措施

道路工程区域施工结束后对路面扰动区域进行严格的场地平整，恢复原始土地类型。

(2)临时措施

①洒水降尘

项目区降水量极少，蒸发量却很大，新建道路施工期间机械扰动频繁，易产生扬尘对周边环境产生影响，造成一定的水土流失。本方案拟对本防治区进行定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在道路施工期内，增加洒水防护措施。

②限行彩条旗

为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，本方案设计在道路两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的范围，以避免增加对地表的扰动和破坏。

5.1.5.10 防沙治沙分析及措施

5.1.5.10.1 项目背景说明

(1)项目名称（主体工程、附属工程）、性质、规模、总投资等要素

拟建工程性质属于改扩建项目，项目总投资 14288 万元。建设内容包括：

①新建钻井 3 口（包括 1S47-1 井、TK281 井、1TK347-1H 井）；②新建采油井场 4 座（包括 TK280 井、1S47-1 井、TK281 井、1TK347-1H 井），各井场均配备 1 座加热

炉撬；③新建单井集输管线总长 5.1km，燃料气管线总长 4.49km；④3 号计转站扩建 1 座 8 井式撬装计量阀组；⑤配套建设供配电、仪表自控、道路、通信、防腐、土建等工程。项目建成后预计产油量 80t/d，产气量 $4.8 \times 10^3 \text{m}^3/\text{d}$ 。

(2) 项目区地理位置、范围和面积（附平面图）

拟建工程位于新疆阿克苏地区库车市境内，塔河油田 2 区奥陶系及 3 区奥陶系区块。项目总占地预计 94950m²，其中永久占地 26400m²（主要包括井场、道路永久占地），临时占地 68550m²（主要包括井场、管线临时占地）。项目平面布置情况见图 3.4-1。

(3) 项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

拟建工程位于塔里木河冲积平原地带，地势平坦，井场海拔 935m，地形简单，地貌单一。项目区主要植被为多枝桧柳、假木贼、骆驼刺等。所在区域河流主要为塔里木河、渭干河、库车河，工程场地及周边临近区域无地表水体分布。区域包气带岩性主要为粉土和细砂、粉砂，包气带厚度约为 5.5m，包气带防污性能为弱。区域地下水类型为单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水，地下水潜水水位埋深 3~6m 左右。地下水的补给来源主要是北部冲洪积平原区地下水的侧向流入补给。由于区域气候异常干燥，降水量少而蒸发强烈。地下水潜水的总体流向是从西北向东南方向径流。地下水一部分通过潜水蒸发、植物蒸腾排泄，一部分通过人工开采排泄。

(4) 项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

根据库车市调查数据，库车市沙化土地面积 215537.24hm²，占库车市国土总面积的 14.49%。

区域防沙治沙工作已实施“塔里木河流域近期综合治理项目”，“塔里木河流域近期综合治理项目”是在流域节水改造和河道治理的基础上，通过实施退耕封育和荒漠林封育恢复，治理沙化土地，保护和恢复荒漠林草植被，改善流域生态环境建设工程。项目实施以来，在塔北区累计完成生态建设工程面积 6.69 万公顷，其中完成退耕封育保护 0.44 万公顷；荒漠林封育保护 5.92 万公顷；草地改良保护 0.33 万公顷。

5.1.5.10.2 项目实施过程中对周边沙化土地的影响

(1) 占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

拟建工程总占地面积 94950m²，其中永久占地 26400m²，临时占地 68550m²，其中戈壁、沙地等沙化土地面积 34050m²，占总占地面积的 35.86%。

(2) 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场地平整。拟建工程共开挖土方 0.28 万 m³，回填土方 0.59 万 m³，借方 0.31 万 m³，无弃方。

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

(3) 损坏的防沙治沙设施（包括生物、物理或化学固沙等措施）。

拟建工程占地主要为裸地，永久占地及临时占地范围均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钻井工程和地面工程，包括管沟开挖等。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

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

5.1.5.10.3 防沙治沙内容及措施

(1) 采取的技术规范、标准

① 《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）；

② 《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发[2013]136 号）；

③ 《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)；

④《防沙治沙技术规范》(GB/T21141-2007)；

(2)制定方案的原则与目标

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

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

(3)工程措施(物理、化学固沙及其他机械固沙措施)

拟建工程不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。

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

①植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；

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

③植被覆盖度高的区域，采取分层开挖、分层回填措施，避免破坏区域土壤肥力；

④针对周边若基本无植被覆盖区域，采取防沙治沙措施，对区域进行人工抚育芦苇等植被，防止土地沙漠化。

(5)其他措施(废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施)

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②管沟开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘。③管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。⑤管沟分层开挖、分层回填。

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

(6) 各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

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

5.1.5.10.4 方案实施保障措施

(1) 组织领导措施

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

(2) 技术保证措施

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

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

(3) 防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

拟建工程防沙治沙措施投资概算预计 20 万，由西北油田分公司自行筹措，已在拟建工程总投资中考虑。

(4) 生态、经济效益预测

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

5.2 营运期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

5.2.1.1 常规气象资料分析

5.2.1.2 多年气候统计资料分析

5.2.1.3 环境空气影响预测与分析

根据预测结果,项目废气中 PM_{10} 最大落地浓度为 $0.57 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.13%; $PM_{2.5}$ 最大落地浓度为 $0.29 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.13%; SO_2 最大落地浓度为 $0.06 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.01%; NO_2 最大落地浓度为 $7.85 \mu g/m^3$ 、占标率为 3.92%; 非甲烷总烃最大落地浓度为 $10.32 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.52%; H_2S 最大落地浓度为 $0.09 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.94%, $D_{10\%}$ 均未出现。

5.2.1.4 废气源对四周场界贡献浓度

根据预测结果,拟建工程实施后,井场及 3 号计转站无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值为 $8.50 \sim 16.00 \mu g/m^3$, 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;对四周场界 H_2S 浓度贡献值为 $0.08 \sim 0.40 \mu g/m^3$, 满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 新扩改建厂界二级标准值。

5.2.1.5 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

5.2.1.6.1 污染源强

非正常生产排放包括开车、停车、设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况的污染物排放,如工艺设备和环保设施不能正常运行时污染物的排放等。

拟建工程属于单井集输过程,若井口压力过高,采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。

5.2.1.6.2 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短,采用估算模式计算最大占标率。

计算结果表明,非正常工况条件下,非甲烷总烃最大落地浓度为

1922.22 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 96.11%；硫化氢最大落地浓度为 19.22 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 192.22%。

由以上分析可知，拟建工程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

项目大气污染物排放量核算情况见表 5.2-14。

表 5.2-14 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	核算年排放量(t/a)
1	颗粒物	0.060
2	二氧化硫	0.025
3	氮氧化物	0.885
4	硫化氢	0.62
5	非甲烷总烃	0.005

5.2.1.8 评价结论

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

5.2.1.9 大气环境影响评价自查表

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

拟建工程营运期产生的废水主要有采出水、修井废液。采出水随采出液一起进入联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，修井废液送至塔河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) 采出水处理单元

拟建工程建成投运后，采出水随采出液一起进入一号联合站处理。工艺流程为：含油污水→接收罐→污水提升泵→压力高效聚集除油器→核桃壳过滤→储水罐→外输注水站。处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)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。

塔河油田一号联合站采出水处理单元设计处理规模 $15500\text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理量 $13812\text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理能力为 $1688\text{m}^3/\text{d}$ 。拟建工程预计进入一号联合站采出水量 $60\text{m}^3/\text{d}$ ，一号联合站采出水处理单元满足拟建工程采出水处理需求，依托处理设施可行。

(2) 塔河油田绿色环保站

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

塔河油田绿色环保站废液处理规模为 $65\text{m}^3/\text{h}$ ，富余量 $55.8\text{m}^3/\text{h}$ ，拟建工程修井废液为 $160\text{m}^3/\text{a}$ ，仅占塔河油田绿色环保站废液处理系统年处理规模的 0.33%，因此塔河油田绿色环保站处理装置处理能力可满足拟建工程需求。

综上，拟建工程评价范围内无地表水体，且采出水、修井废液不外排，故拟建工程实施对地表水环境可接受。

5.2.3 地下水环境影响评价

5.2.3.1 调查区域水文地质条件概况

5.2.3.2 工程场区包气带污染调查

5.2.3.3 区域地下水污染源调查

评价区位于库车市，根据区域地下水现状监测结果表明，区域地下水除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、钠、氟化物超标外，其他含

水层监测因子均未超标。

5.2.3.4 地下水环境影响评价

拟建工程地下水环境影响评价等级为二级，因此，本次评价采用解析模型预测污染物在含水层中扩散并进行影响评价。

5.2.3.4.1 正常状况

(1) 废水

拟建工程运营期间采出水随采出液一起进入联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，修井废液送至塔河油田绿色环保站处理。集输管道采用柔性复合管，正常情况下不会对地下水产生污染影响。

(2) 含油废物

采油过程中产生的含油废物，转移到下层的量很少。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等，2009)，土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于20cm表层，只有极少量的石油类最多可下渗到20cm。由于油田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。含油废物一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少含油废物量，故含油废物对开发区域地下水的的影响很小。

(3) 集输管线

拟建工程正常状况下，集输管线采用柔性复合管，采取严格的防腐防渗措施，不会对区域地下水环境产生污染影响。

5.2.3.4.2 非正常状况

(1) 油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后油气窜层污染(包括生产井的窜层)的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，可能对地下水有影响；废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水

泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

(2) 集输管道原油泄漏事故对地下水的影响

井场管线与法兰连接处泄漏事故对地下水的影响，一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。

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

拟建工程非正常状况下，采油树管线与法兰连接处破损泄漏，如不及时修复，原油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下采油树管线与法兰连接处泄漏情景运用解析模型进行预测，以评价对下水环境的影响。

5.2.3.4.3 预测因子筛选

拟建工程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 5.2-17。

表 5.2-17 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	0.03

5.2.3.4.4 预测源强

根据塔河油田实际操作经验，考虑非正常状况下，管线连接和阀门处泄漏，发生1小时后发现并关闭阀门，则采出液渗漏量0.1m³。

5.2.3.4.5 预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②污染物进入潜

水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。拟建工程所在区域地下水埋深大于 5m，本次预测考虑泄漏原油 1%进入潜水含水层，则石油类进入地下水的量为 0.8kg。然后污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建工程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。

5.2.3.4.6 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化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值等值线作为影响范围，取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中III类标准值等值线作为石油类的超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。

根据预测结果，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏 100d后污染超标范围为353m²，影响范围为597m²，污染物最大贡献浓度为0.05mg/L，叠加背景值后的浓度为0.08mg/L，污染物最大迁移距离为38m，超标范围未出场界；石油类污染物泄漏365d后污染晕影响范围消失。

拟建工程严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)的要求采取源头控制和分区防控措施。正常状况下在采取源头控制、分区防控措施后，结合地下水污染监控及应急措施，场界内石油类能满足相应标准要求；非正常状况下，由地下水污染预测结果可知，存在泄漏污染物污染晕运移出场界的现象，但场界外污染晕未超标，地下水环境影响满足相应标准要求。综上，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)10.4.1内容，可得出，拟建工程各个不同阶段，地下水中石油类能满足 GB/T14848 或国家相关标准的要求。

5.2.3.5 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 输送原油的介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

② 集输管线采用地下敷设，对工艺要求必须地下走管的管道、阀门设专用防渗管沟，管沟上设活动观察顶盖，以便出现泄漏问题及时观察、解决，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

③ 对集输管线、阀门严格检查，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

(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《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 5.2-19。

表 5.2-19 分区防渗要求一览表

站场	项目		防渗要求
营运期井场	一般 防渗区	井口	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
		加热炉	

(3) 管道刺漏防范措施

① 井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

② 在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

③ 利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若是出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

④一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

(4) 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)及《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则，利用采油一厂 3 个地下水例行监测井(TK307 井)为拟建工程地下水水质监测井。

(5) 应急响应

①应急预案在制定全作业区环保管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故的应急措施，并与其它应急预案相协调。地下水应急预案包括以下内容：

- a 地下水环境保护目标的确定,采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估;
- b 特大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况,平常的训练和演习。

②应急处置

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施：

- a 当确定发生地下水异常情况时，按照制订的地下水应急预案，在第一时间尽快上报主管领导，通知当地环境保护主管部门，密切关注地下水水质变化情况；
- b 组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境事故发生地点、分析事故原因，切断污染源，阻隔地下水流，防止事故的扩散、蔓延及连锁反应，尽量缩小地下水污染事故对人和财产的影响；

c 对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

5.2.3.6 地下水环境评价结论

(1) 环境水文地质现状

区域包气带岩性主要为粉土和细砂、粉砂，包气带厚度约为 5.5m，包气带防污性能为弱。区域地下水类型为单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水，地下水潜水水位埋深 3~6m 左右。地下水的补给来源主要是北部冲洪积平原区地下

水的侧向流入补给。由于区域气候异常干燥，降水量少而蒸发强烈，因此降水补给量可忽略不计。地下水潜水的总体流向是从西北向东南方向径流。地下水一部分通过潜水蒸发、植物蒸腾排泄，一部分通过人工开采排泄。

(2) 地下水环境影响

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施；非正常状况下，采油树管线与法兰连接处油品渗漏，根据环境影响预测结果，在假定情景预测期限内，污染物的泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响。但企业在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下，拟建工程对地下水环境影响可以接受。

(3) 地下水环境污染防控措施

本评价建议拟建工程依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，采取严格的地下水环境污染防控措施。

①通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；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。

②严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗。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建立和完善拟建工程的地下水环境监测制度和环境管理体系，对集输管线、阀门定期进行严格检测，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

④在制定采油一厂全厂环保管理体制的基础上，制订针对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

综上所述，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，拟建工程对地下水环境影响可以接受。

5.2.4 声环境影响评价

拟建工程管线均埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；拟建工程产噪设备主要包括采油树、加热炉设备（3 号计转站内新建阀组无产噪设备）。

5.2.4.1 预测模式

(1) 单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

已知声源的倍频带声功率级（从 63Hz 到 8000Hz 标称频带中心频率的 8 个倍频带），预测点位置的倍频带声压级 $L_p(r)$ 可按下式计算：

$$L_p(r) = L_w + D_c - A$$

$$A = A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}$$

式中： $L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级，dB；

L_w —倍频带声功率级，dB；

D_c —指向性校正，dB；

A —倍频带衰减，dB；

A_{div} —几何发散引起的倍频带衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的倍频带衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的倍频带衰减，dB；

A_{bar} —声屏障引起的倍频带衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

(2) 室内点声源对场界噪声预测点贡献值预测模式

室内声源首先换算为等效室外声源，再按各类声源模式计算。

① 首先计算出某个室内声源靠近围护结构处的倍频带声压级：

$$L_{p1} = L_w + 10 \lg \left(\frac{Q}{4\pi r^2} + \frac{4}{R} \right)$$

式中： L_{p1} —室内声源在靠近围护结构处产生的倍频带声压级，dB；

L_w —声源的倍频带声功率级，dB；

r —声源到靠近围护结构某点处的距离，m；

Q —指向性因子；

R —房间常数， $R = S\alpha / (1 - \alpha)$ ， S 为房间内表面面积， m^2 ， α 为平均

吸声系数。

②计算出所有室内声源在靠近围护结构处产生的 i 倍频带叠加声压级：

$$L_{p1i}(T) = 10 \lg \left(\sum_{j=1}^N 10^{0.1L_{p1ij}} \right)$$

式中： $L_{p1i}(T)$ —靠近围护结构处室内 N 个声源 i 倍频带的叠加声压级，dB；

L_{p1ij} —室内 j 声源 i 倍频带的声压级，dB；

N —室内声源总数。

③计算出室外靠近围护结构处的声压级：

$$L_{p2i}(T) = L_{p1i}(T) - (TL_i + 6)$$

式中： $L_{p2i}(T)$ —靠近围护结构处室外 N 个声源 i 倍频带的叠加声压级，dB；

TL_i —围护结构 i 倍频带的隔声量，dB；

④将室外声源的声压级和透过面积换算成等效的室外声源，计算出中心位置位于透声面积 (S) 处的等效声源的倍频带声功率级。

$$L_w = L_{p2}(T) + 10 \lg S$$

⑤等效室外声源的位置为围护结构的位置，其倍频带声功率级为 L_w ，根据厂房结构 (门、窗) 和预测点的位置关系，分别按照面声源、线声源和点声源的衰减模式，计算预测点处的声级。

假设窗户的宽度为 a ，高度为 b ，窗户个数为 n ；预测点距墙中心的距离为 r 。预测点的声级按照下述公式进行预测：

$$\text{当 } r \leq \frac{b}{\pi} \text{ 时, } L_A(r) = L_2 \text{ (即按面声源处理);}$$

$$\text{当 } \frac{b}{\pi} \leq r \leq \frac{na}{\pi} \text{ 时, } L_A(r) = L_2 - 10 \lg \frac{r}{b} \text{ (即按线声源处理);}$$

$$\text{当 } r \geq \frac{na}{\pi} \text{ 时, } L_A(r) = L_2 - 20 \lg \frac{r}{na} \text{ (即按点声源处理);}$$

(3) 计算总声压级

①计算拟建工程各室外噪声源和各含噪声源厂房对各预测点噪声贡献值

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai} ，在 T 时间内该声源工作时

间为 t_i ；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{A_j} ，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：

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

② 预测点的噪声预测值

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

式中： L_{eqg} —建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb} —预测点的背景值，dB(A)。

(4) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.2.4.2 噪声源参数的确定

拟建工程各井场噪声源类似，井场面积及平面布置基本相同，噪声源噪声参数见表 5.2-21。

表 5.2-21 井场噪声源参数一览表

分类	序号	声源名称	数量 (台/套)	中心坐标(X, Y, Z)	噪声源强 [dB(A)]	降噪措施	降噪效果 [dB(A)]
TK280 井场	1	采油树	1	(30, 30, 1)	85	基础减振	10
	2	加热炉	1	(15, 15, 1.5)	80	基础减振	10

5.2.4.3 预测结果及评价

根据预测结果，井场噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为 41.7~44.0dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上，拟建工程实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.2.5 固体废物影响分析

拟建工程营运期产生的固体废物主要为落地油泥 2.0t/a。根据《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号)和《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019)，落地油泥(HW08 071-001-08)属于危险废物，桶装收集后有危废处置资质单位接

收处置。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》，拟建工程危险废物类别、主要成份及污染防治措施见表 5.2-23。

表 5.2-23 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
落地油泥	HW08	071-001-08	2.0	阀门、法兰等设施原油渗漏及井下作业原油溅溢	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	桶装收集后, 由有危废处置资质单位接收处置

(1) 危险废物贮存及运输

拟建工程建成运行后, 油田公司应按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012) 相关要求对含油废物进行收集。

①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翔实。具体要求如下:

a. 危险废物标签规格颜色说明: 规格: 正方形, 40×40cm; 底色: 醒目的橘黄色; 字体: 黑体字; 字体颜色: 黑色。

b. 危险废物类别: 按危险废物种类选择;

c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。

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;

拟建工程产生的危险废物按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012) 相关要求运输, 并按要求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。危险废物桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置。

(2) 危险废物运输过程影响分析

拟建工程产生的危险废物运输过程由塔河油田绿色环保站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, 沿线无水体、重要敏感目标, 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

拟建工程含油废物全部委托塔河油田绿色环保站进行处置，塔河油田绿色环保站处理资质及处置类别涵盖了拟建工程 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前塔河油田绿色环保站已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 6 万 m³/a，富余处理能力 2.1 万 m³/a。因此，拟建工程危险废物全部委托塔河油田绿色环保站接收处置可行。

5.2.6 生态环境影响分析

项目运营期对生态环境的影响主要表现在对野生动物、植被等的影响，生态系统完整性影响以及生态景观影响。

(1) 野生动物的影响分析

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

运营期道路行车主要是油气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。

(2) 植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，工程基本不会对植被产生影响，临时占地的植被开始自然恢复，一般在 2~3 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。但事故状态如井喷、管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的，在荒漠地带植被损失量很小。

(3) 生态系统完整性影响评价

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生境所应包含的全部本土生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系

统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

拟建工程开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油气田开发如井场、管线和道路等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。但如现状所述，目前由于油气田开发活动降低了区域生态系统的完整性和稳定性，需通过控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能控制生态进一步恶化。

综上所述，项目区生态完整性受拟建工程影响较小，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.2.7 土壤环境影响评价

5.2.7.1 环境影响识别

5.2.7.1.1 项目类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附表 A.1，拟建工程属于“采矿业”中的“石油开采项目”，项目类别为 I 类。

5.2.7.1.2 影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)，拟建工程不属于会造成土壤酸化、盐化、碱化的生态影响型项目，属于污染影响型项目。拟建工程营运期外排废气中主要为颗粒物、SO₂、NO_x、非甲烷总烃、H₂S，不涉及废水外排。拟建工程采出液采取密闭集输，管线进行了防腐处理，正常情况下不会造成采出液地面漫流影响，但泄漏事故工况下管线破裂会造成采出液下渗进而对土壤造成垂直入渗影响。影响类型见表 5.2-24。

表 5.2-24

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	--	--	--	--	--	--	--	--

由表 5.2-24 可知，拟建工程影响途径主要为运营期垂直入渗染，因此拟建工程土壤环境影响类型为“污染影响型”。

(3) 影响源及影响因子

拟建工程输送介质为采出液(石油和天然气)，管线连接处破裂时，采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。拟建工程土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-25。

表 5.2-25 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
井场管线连接处	垂直入渗	石油烃	事故工况

5.2.7.2 现状调查与评价

5.2.7.2.1 调查范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤现状调查范围为井场边界及管线两侧外扩 200m 范围。

5.2.7.2.2 敏感目标

将各井场边界及管线两侧 200m 范围内的土壤作为土壤环境保护目标。

5.2.7.2.3 土地利用类型调查

(1) 土地利用现状

根据现场调查结果，拟建工程井场永久占地及管线周边土地利用类型为裸地，分布有少量的植被；新建阀组位于 3 号计转站内，土地利用类型为建设用地。

(2) 土地利用历史

根据调查，拟建工程井场建设之前现状为裸地；新建阀组建设之前现状为

建设用地。

(3) 土地利用规划

拟建工程占地范围暂无土地利用规划。

5.2.7.2.4 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内陆盐土。

5.2.7.3 环境影响预测与评价

5.2.7.3.1 土壤预测情景

拟建工程实施后,由于严格按照要求采取防渗措施,在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。因此,垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况,根据企业的实际情况分析,当采油树管线连接和阀门处出现破损造成油品泄漏时,建设单位及时采取措施,不可能任由油品漫流渗漏,任其渗入土壤。因此,仅在地表面积油底部非可视部位发生小面积渗漏时,才可能有少量物料通过漏点,逐渐渗入进入土壤。

综合考虑拟建工程物料特性及土壤特征,本次评价为事故状况下,采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

5.2.7.3.2 垂直入渗土壤预测模型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附录 E 中预测方法对拟建工程垂直入渗对区域土壤环境影响进行预测。

5.2.7.3.3 预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果,拟建工程选取 TK280 井场进行预测,预测模型参数取值见表 5.2-26。

表 5.2-26 垂直入渗预测模型参数一览表

土壤质地	厚度 (m)	渗透系数 (m/d)	孔隙度	土壤含水量 (%)	弥散系数 (m ² /d)	土壤容重 (kg/m ³)
杂填土(以人工回填为主)	1.6	0.5	0.32	0.36	1	1.45×10 ³

根据工程分析,结合项目特点,本评价选取采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏过程中,油品中的石油烃对土壤环境的影响。

表 5.2-27

土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
泄漏油品	石油烃	795700	瞬时

5.2.7.3.4 土壤污染预测结果

根据预测结果，石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，同一点位的数值随时间在增加，浓度随深度增加在降低，入渗 1a 后，污染深度为 5cm；入渗 5a 后，污染深度为 12cm；入渗 10a 后，污染深度为 18cm；入渗 20a 后，污染深度为 26cm；入渗 30a 后，污染深度为 33cm。

5.2.7.4 结论与建议

拟建工程站内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值；站场外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。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、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，从土壤环境影响的角度，项目建设可行。

5.2.7.5 土壤污染防治措施

(1) 源头控制

加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现，一旦产生落地油泥及时、彻底进行回收清理；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。

(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，将井口装置区和真空加热炉区域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，其余区域划分为简单防渗区。防渗措施的设计，使用年限不应低于拟建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。

(4) 土壤环境影响评价结论

综上所述，通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，拟建工程建设可行。

5.2.8 环境风险评价

5.2.8.1 评价依据

5.2.8.1.1 风险调查

拟建工程新建单井集输管线 5.1km，燃料气管线 4.49km。拟建工程涉及的风险物质主要为原油(采出液)、甲烷、乙烷、丙烷以及 H_2S ，存在于集输管线、燃料气管线内。拟建工程周边均为荒漠，评价范围内无敏感目标存在。

5.2.8.1.2 环境风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)的要求，结合建设项目涉及的物质和工艺系统危险性及其所在地的环境敏感程度，事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)附录 C 要求，当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I，不再对行业及生产工艺(M)及环境敏感程度(E)进行判定。

5.2.8.1.3 评价工作等级判定

《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)中环境风险评价工作级别划分的判据见表 5.2-32。

表 5.2-32 环境风险评价工作级别划分一览表

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

拟建工程环境风险潜势为 I 级，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)环境风险评价工作级别划分的判据，确定拟建工程环境风险评价工作级别为简单分析。

5.2.8.2 环境敏感目标概况

拟建工程周边均为荒漠，无敏感目标存在。

5.2.8.3 环境风险识别

5.2.8.3.1 物质危险性识别

拟建工程涉及的风险物质主要为原油(采出液)、甲烷、乙烷、丙烷、硫化氢。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.2-33。

表 5.2-33 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	甲烷	易燃气体	集输管线、燃料气管线
2	乙烷	高浓度时，有单纯性窒息作用，易燃气体	
3	丙烷	有单纯性窒息及麻醉作用，易燃气体	
4	硫化氢	有毒气体，易燃气体	集输管线
5	原油(采出液)	可燃液体	

5.2.8.3.2 危险物质分布情况

拟建工程危险位置主要分布于井筒及集输管线中。

5.2.8.3.3 可能影响环境的途径

根据工程分析，拟建工程开发建设过程中采油、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏、井喷等，具体危害和环境影响可见表 5.2-34。

表 5.2-34 油田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
------	------	------	------	--------

管线	集输管线泄漏	管道腐蚀, 施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂, 导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后, 遇火源会发生火灾、爆炸事故, 燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件, 油类物质渗流至地下水; 采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中, 进而可能引发员工硫化氢中毒事件, 油类物质渗流至地下水; 天然气泄漏后, 硫化氢进入大气引发中毒事故	大气、土壤、地下水
井口	井喷	采油阶段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	遇明火有可能进一步引起火灾爆炸事故, 造成次生污染物 CO 排放	大气、土壤、地下水

5.2.8.4 环境风险分析

5.2.8.4.1 大气环境风险分析

在管道压力下, 加压集输油品泄漏时, 油品从裂口流出后遇明火燃烧, 发生火灾爆炸事故, 燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中, 进而可能引发员工硫化氢中毒事件, 油类物质渗流至地下水; 天然气泄漏后, 硫化氢进入大气引发中毒事故。一旦管道发生泄漏事故, 井场内设置有流量控制仪及压力变送器, 当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时, 由 SCADA 系统发出指令, 远程自动关闭阀门。

项目发生井喷事故时会造成局部地区环境空气中烃类污染物超标, 但不会导致整个区域大气环境的明显恶化。喷出油品遇明火燃烧, 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。井喷发生后, 井喷污染范围为半径 300m 左右, 一般需要 1~2 天能得以控制。由于井场及管道位于荒漠地带, 对大气环境影响较小。

5.2.8.4.2 地表水环境风险分析

拟建工程在发生安全生产事故造成油品泄漏主要集中在站场区域范围, 加之泄漏油品量较少且基本上能够及时地完全回收, 且项目周边无地表水, 因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

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。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 左右, 一般需要 1~2 天才能得以控制, 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。项目周边无地表水体，因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

5.2.8.4.3 地下水环境风险分析

拟建工程建成投产后，正常状态下采出水随采出液一起进入联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，修井废液送至塔河油田绿色环保站处理；非正常状况下，油品中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损油品泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成油品泄漏。

据建设单位已掌握的塔河油田的钻孔资料和地质资料分析，该区域地层压力比较大，稍有不慎，就可能引发井喷事故。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。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 左右，一般需要 1~2 天才能得以控制，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，井喷事故对周围水环境的影响主要表现为对其周围地面水体的影响，对地下水体的影响概率不大，在地下水位小于 1m 地段，石油类污染物可下渗到潜水层，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。

综上所述，在事故下造成油品泄漏及井喷对区域地下水造成污染的环境风险可接受。

5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求

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

5.2.8.5.1 钻井作业中的井喷防范措施

施工单位应严格执行石油天然气钻井 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) 开钻前向全队职工、钻井现场的所有工作人员进行地质、工程、钻井液和井控装备等方面的技术交底，并提出具体要求；

(2) 严格执行井控工作管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部 24h 值班制度，井控准备工作及应急预案必须经验收合格后，方可钻开油气层；

(3) 钻进中必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀，且备有相应的抢接工具，在大门坡道上准备一根放喷单根（钻杆下部有与钻铤扣相符的配合接头）；

(4) 按班组进行放喷演习，并达到规定要求；

(5) 严格落实坐岗制度，无论钻进还是起下钻，或其它辅助作业，钻井班落实专人坐岗观察钻井液池液面变化和钻井液出口情况，录井人员除了在仪表上观察外，还对钻井液池液面变化和钻井液出口进行定时观察，定时测量进出口钻井液性能，两个岗都必须作好真实准确记录，值班干部必须对上述两个岗位工作情况进行定时和不定时检查，并当班签认；

(6) 认真搞好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门；

(7) 严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；

(8) 钻进中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井试压后迅速实施压井作业；

(9) 发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻进；

(10) 关井压力不得超过井口装置的工作压力、套管抗内压强度的 80% 和地层破裂压力三者中的最小值。

5.2.8.5.2 钻井、井下作业事故风险预防措施

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

(2) 抓好井场建设,根据气候特点,做好井场的防护规划,严格按照设计施工,并制订严格的井场岗位责任制,有效防范雨季事故的发生。

(3) 使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求。泥浆比重和粘度要经常进行检查,罐内每周不得少于一次,在危险的油气层中钻进时每 30 分钟检查一次。

(4) 在钻开油气层前必须加重泥浆的密度,使泥浆的液柱压力大于地层压力约 3MPa~5MPa,井场的重泥浆储备量必须为井筒容积的 1.5~2 倍,并且还储备足够量的泥浆加重剂。

(5) 井控操作实行持证上岗,各岗位的钻井人员有明确的分工,并且经过井控专业培训。在油气层中钻进,每班进行一次防喷操作演习。

(6) 井场设置明显的禁止烟火标志;井场钻井设备及电器设备、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。

(7) 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。

(8) 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。

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

5.2.8.5.3 油气集输事故风险预防措施

(1) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

(2) 集输管线敷设前,加强对管材和焊接质量的检查,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。

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

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

(5) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

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

(7) 定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

(8) 严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

(9) 启动放空火炬、放喷池等放空系统。

(10) 发生管道泄漏或断裂等安全事故时，立即疏散管道两侧至少 400m 范围内的人群。

(11) 单井站在井场设置放喷池，在检修或发生超压的非正常工况时进行放空。

5.2.8.5.4 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，为可能发生的事制定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度。

① 按顺序关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好环境污染防范工作，把损失控制在最小范围内。

② 回收泄漏采出液

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集；将严重污染的土壤集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

(2) 火灾事故应急措施

①发生火灾时，事故现场工作人员立即通知断电，油田停产，并拉响警报。启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场。

②安全保障组设置警戒区域，撤离事故区域全部人员，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。

③根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离至安全地带，防止火灾燃烧产生的有害物质对人体造成伤害。

④当火灾事故得到有效控制，在确保人员安全的情况下，及时控制消防冷却水次生污染的蔓延。

(3) 管道刺漏事故应急措施

拟建工程根据以往经验，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：

a. 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；

b. 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；

c. 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。

d. 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处理。

5.2.8.6 突发环境事件应急预案

对于重大或不可接受的风险(主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等)，制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。采油一厂于 2017 年 9 月取得《中石化西北油田分公司采油一厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为 652800-2017-088-M。本评价建议将本次建设内容突发环境

事件应急预案纳入西北油田分公司采油一厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.2.8.7 环境风险分析结论

(1) 项目危险因素

营运期危险因素为集输管线老化破损导致原油或天然气泄漏遇到明火不完全燃烧产生的一氧化碳等物质，引发中毒、污染等伴生/次生污染事故；采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件，油类物质渗流至地下水；天然气泄漏后，硫化氢进入大气引发中毒事故；采油阶段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，遇明火有可能进一步引起火灾爆炸事故。

(2) 环境敏感性及事故环境影响

拟建工程区域以油气开发为主，评价范围内无敏感目标存在。拟建工程实施后的环境风险主要为原油或天然气泄漏，遇火源不完全燃烧会产生一定量的二氧化碳有害气体进入大气；采出液或天然气中硫化氢气体扩散至环境空气中；另外，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水和土壤环境造成污染影响。

(3) 环境风险防范措施和应急预案

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

拟建工程环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表 5.2-35。

表 5.2-35 环境风险防范措施“三同时”验收一览表

序号	防范措施	台(套)	投资 (万元)	效果
1	可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪	风险防范设施 数量按照消防、 安全等相关要 求设置	8	及时发现风险，减少事故发生
2	消防器材		10	防止集输管道泄漏火灾爆炸事故蔓延
3	警戒标语和标牌		2	设置警戒标语和标牌，起到提醒警示作用
合计		—	20	—

5.3 闭井期环境影响分析

5.3.1 闭井期污染物情况

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

闭井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。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 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线、废弃建筑垃圾等固体废物，对这些废弃管线、建筑垃圾等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑垃圾外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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

5.3.2 闭井期生态保护措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑垃圾，应集中清理收集。

(2) 对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

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

6 环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) 用标识带或者围栏,标识出井场钻前工程的井场布置,并禁止在井场外作业;

(3) 在管线和道路作业带内施工作业。

以上总扬尘防治措施,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 测试放喷废气

(1) 在集输管网投产前的项目初期,井场要进行测试放喷。为了点火安全和控制热辐射范围,需修建地面放喷池,通过水平火炬进行测试放喷;在集输管网投产后,井场采出液通过管线集输至计转站,最终送至联合站处理。

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

建设单位在施工招投标时,要说明施工扬尘工程措施和管理措施的管理要求。定期检查以上抑尘措施的落实情况。通过以上工程措施和管理措施,管线、道路和站场周围的施工扬尘影响能够减缓到可接受的程度,因此,以上抑尘措施是可行的。

6.1.2 运营期环境空气保护措施

(1) 井场所有的加热炉用气均用净化后的天然气作为燃料,从而减少有害物质的排放;

(2) 井场无组织排放控制要求执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020);

(3) 油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至原油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，严格控制天然气泄漏对油品环境影响；

(4) 拟建工程定期巡检，确保集输系统安全运行；

(5) 提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

根据类比以往同类管道、井场的验收监测数据，井场无组织废气可达标排放，以上环境空气污染防治措施可行。

6.1.3 闭井期环境空气保护措施

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

6.2 废水治理措施可行性论证

6.2.1 施工期水环境污染防治措施

项目施工期水环境污染源为钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水和施工队生活污水。

(1) 钻井废水

钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放。

(2) 酸化压裂废水处理措施可行性分析

拟建工程总共产生的酸化压裂废水量约 270m³。酸化压裂作业结束后返排的酸化压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理。

①塔河油田绿色环保站基本情况

塔河油田绿色环保站位于塔河油田 S61 井附近，库车市境内，距离东南侧一号联合站约 4km，其南侧约 1.8km 处是塔河油田主干道，交通便利。废液处理系统承担着西北油田分公司勘探开发作业生产过程中产生的废水、酸化压裂废液、部分磺化泥浆滤出液等的处理，其中酸化压裂废液占 80%。现有废液处理系统于 2002 年建成运行，2014 年进行了扩建，扩建后的处理能力达 30 万 m³/a，于 2015 年 12 月通过竣工环保验收（阿地环函字[2015]501 号）。根据资料搜集和现场调查，到目前，废液处置能力为 65m³/h，实际平均运行为

9.2m³/h，富余 55.8m³/h。

②工艺流程

采取接收、隔油、调节、加药、沉降、过滤，废液处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注至 TK512 井。

③依托可行性

根据资料搜集和现场调查，到目前，废液处置能力为 65m³/h，实际平均运行量为 9.2m³/h，富余 55.8m³/h。拟建工程钻井期间压裂废水产生量为 2.25m³/d。因此塔河油田绿色环保站废液处理装置处理能力可满足拟建工程需求。

(3) 管线试压废水

集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于区域绿化。

(4) 施工队生活污水

拟建工程部署新井 3 口，施工天数 120d。生活污水产生量为 2160m³。生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至采油一厂生活基地污水处理系统处理。采油一厂生活基地污水处理装置设计规模 400m³/d，于 2016 年 12 月 21 日取得原巴州环境保护局批复（巴环评价函[2016]302 号文），2020 年 4 月完成了自主验收。

采油一厂生活基地污水处理装置采用一体化污水处理装置，采用“预处理+RAAO+消毒+过滤”处理工艺，处理达到《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）中表 2 的 B 级标准后，用于区域生态林、荒漠绿化。

采油一厂生活基地污水处理装置实际运行规模 140m³/d，富余 260m³/d。拟建工程生活污水产生量为 18m³/d。因此采油一厂生活基地污水处理装置处理能力可满足拟建工程需求。

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修井废液。

(1) 采出水

拟建工程采出水随采出液一起最终通过管线送至区域联合站进行处理。处

理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层。要求日常加强油气开采和集输过程的动态监测,油气集输过程中避免事故泄漏污染土壤和地下水。

目前一号联合站实际富余水处理规模 $1688\text{m}^3/\text{d}$ 。拟建工程实施后,预计产生采出水量 $60\text{m}^3/\text{d}$,富余量可以满足项目采出水处理需求。

(2) 修井废液

修井废液采用废水回收罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理,塔河油田绿色环保站废液处理系统富余处理能力 $55.8\text{m}^3/\text{h}$,拟建工程实施后,预计修井废液产生量为 $160\text{m}^3/\text{a}$ (折合 $0.05\text{m}^3/\text{h}$),富余量可以满足项目修井废液处理需求。

综上,营运期采取的废水处置措施可行。

6.2.3 闭井期水污染防治措施

闭井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)要求进行施工作业,首先进行井场进行环境风险评估,根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式,确保固井、封井措施的有效性,避免发生油水串层。

6.3 噪声防治措施可行性论证

6.3.1 施工期噪声防治措施

施工期主要包括钻井工程和地面工程,钻井工程高噪声污染源主要是钻机、泥浆泵,测试放喷或事故放喷时产生的高压气流噪声,地面工程高噪声污染源主要是吊装机、装载机、挖掘机等设备噪声。

采取的隔声降噪措施如下:

- (1) 泥浆泵做好基础减振,临时启用柴油发电机时,应采取基础减振;
- (2) 定期维护泥浆泵、钻机等高噪声设备;
- (3) 需要测试放喷的井场,采用修建地面放喷池,周边用砂土作堆,堆高超过 2m,尽量缩短放喷时间;
- (4) 合理控制施工作业时间;

(5) 运输车辆控制车速，通过村庄时应避免鸣笛。

根据噪声预测结果并类比同类型井场施工作业，施工期噪声不会对周围声环境产生明显影响。

6.3.2 运营期噪声防治措施

运营期噪声源主要包括井场采油树及加热炉产生的噪声。采取的降噪措施如下：

(1) 提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

(2) 对设备采取减振方式，或者选择低噪声型设备。

根据噪声预测结果并类比同类型井场，运营期井场场界噪声不会对周围声环境产生明显影响。

6.3.3 闭井期噪声防治措施

闭井期噪声主要为车辆噪声等，合理控制车速，通过村庄时避免鸣笛。

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 施工期固体废物处置措施

6.4.1.1 施工土方及废料处理措施

拟建工程施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河油田绿色环保站处理。

塔河油田绿色环保站垃圾填埋场现有富余能力填埋施工废料，因此施工废料处置措施可行。

6.4.1.2 钻井废弃物处理措施

拟建工程新钻3口井，钻井期岩屑随钻井泥浆带出，一开为膨润土泥浆，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；二开、三开为磺化泥浆，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，磺化岩屑在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理，泥浆进入泥浆罐拉运至下一钻井工程使用。

主要工艺如下：

首先把废弃钻井液进行均匀化调整，调整好后再用污泥泵打入一级螺旋式混拌装置，同时加入与废弃钻井液打入量相匹配量的絮凝—脱稳剂，经混拌装置传输，进入固液分离装置进行泥水分离，水相收集到指定位置，固相进入二级螺旋式混拌装置，同时加入与之相匹配量的高效原还粉，在设计时间内，经二级螺旋式混拌装置传输，处理为类土壤性状的无害化处理产物。

目前，塔河油田内有多处采用相同处理工艺(水洗)的撬装化装置处理聚磺体系泥浆钻井岩屑，类比其评估调查结果，处理后废弃物可达到相关标准要求。

6.4.1.3 含油废物和废烧碱包装袋处理措施

废烧碱包装袋应折叠打包存放在井场撬装式危废暂存间内，严禁随意丢弃。钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料收集产生的废机油，含油废物收集后应置于铁质油桶内，桶内必须留足够的空间，桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间。含油废物和废烧碱包装袋必须由具有资质的机构或环保部门指定单位接受，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。

6.4.1.4 生活垃圾处理措施

井场生活垃圾定期清运至塔河油田绿色环保站生活垃圾填埋场填埋处理。

塔河油田绿色环保站垃圾填埋场现有富余能力可满足拟建工程施工期生活垃圾填埋需求，因此生活垃圾处置措施可行。

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

根据《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号)和《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019)，拟建工程运营期产生的落地油泥(HW08 071-001-08)属于危险废物，桶装收集后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桶装收集后有危废处置资质单位接收处置，危险废物运输过程由塔河油田绿色环保站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，沿线无水体、重要敏感目标，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

拟建工程含油废物全部委托塔河油田绿色环保站进行处置，塔河油田绿色环保站处理资质及处置类别涵盖了拟建工程 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前塔河油田绿色环保站已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 6 万 m³/a，富余处理能力 2.1 万 m³/a。因此，拟建工程危险废物全部委托塔河油田绿色环保站接收处置可行。

6.4.3 闭井期固体废物处置措施

拟建工程闭井期固体废物主要为废弃管线、废弃建筑垃圾等，均属于一般工业固体废物，废弃管线、废弃建筑垃圾等收集后送塔河油田绿色环保站妥善处理。塔河油田绿色环保站垃圾填埋场现有富余能力填埋一般固废，因此废弃管线、废弃建筑垃圾处置措施可行。

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 区域生态环境保护措施

(1) 严格控制占地面积，减少扰动土地面积。

(2) 井场施工在开挖地表、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) 荒漠植物保护措施

① 设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物。

② 施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏。

③ 确保各环保设施正常运行，落地油回收、固体废物填埋，避免各种污染

物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的荒漠植被。

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护荒漠植物的观念，不得随意砍伐野生植物，不得将荒漠植物作为薪柴使用。

⑤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荒漠植物的破坏。

(5) 野生动物保护措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

③确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰野生动物。

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动物的观念，禁止捕猎。

⑤降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故对野生动物的影响。

6.5.1.2 工程和施工人员环境教育

在工程管理和施工人员进场前进行环境教育。环境教育的主要内容包括：

——开展《中华人民共和国环境保护法(2014年修订)》、《中华人民共和国大气污染防治法(2018年修正)》、《中华人民共和国水污染防治法(2017年修订)》、《中华人民共和国环境噪声污染防治法(2018年修订)》、《中华人民共和国固体废物污染环境防治法(2020年修订)》、《中华人民共和国石油天然气管道保护法》、《建设项目环境保护管理条例》(国务院令第682号)《中华人民共和国野生植物保护条例(2017年修订)》等相关法律法规的宣传和教育。

——印制油田区及周边分布的国家重点保护野生动物以及具有重要生态功能的本土植物的野外鉴定手册，并分发到工作人员手中。手册中配以彩色图片和简洁的文字说明，突出对于这些物种的保护方法和保护的重要性。

——对项目工作人员和施工人员开展相关动植物辨认和生态保护措施方面的短期培训工作，通过培训详细介绍如何最大限度减少自然植被的丧失；如何在干旱地区及时开展植被恢复；以及施工作业中对于环境保护的一些注意事项

等。

6.5.2 营运期生态恢复措施

项目实施后，营运期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，同时需处理施工期遗留问题。

(1) 在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

(2) 及时做好井场清理平整工作，岩屑池做到掩埋、填平、覆土、压实。

(3) 井场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整，管线两侧一般在 2~3 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。

6.5.3 生态保护工程的技术和经济可行性

拟建工程永久占地全部为荒漠腹地，征用的土地需按照国土部门的相关规定，支付一定的占地补偿费，具体数额由项目建设单位与当地政府商议确定。

拟建工程开发期要严格遵守国家和地方有关野生动物保护、水土保持法、防沙治沙等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少地表破坏，减缓水土流失起到了一定的积极作用。

(1) 对油气田内的永久性占地合理规划，严格控制占地面积。

(2) 按设计标准规定，严格控制施工作业带(开挖)面积，包括钻井井场用地面积不得超过钻机作业标准规定，油田内道路和管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，并尽量沿道路纵向平行布设，以减少地表破坏。

(3) 勘探作业尽量利用原有道路，沿已有车辙行驶，若无原有道路，严格执行先修路，后开钻的原则进行勘探。

(4) 施工机械在不得在道路、井场以外的行驶和作业，保持地表不被扰动。

(5) 井场岩屑池做到掩埋、填平、覆土、压实。

通过采取以上措施，拟建工程井场、管线和道路永久占地面积可得到有效控制，临时占地可得到及时恢复。评价范围内，野生植物和动物大多是新疆地区的常见种，工程对野生植物动物影响较小。

6.5.4 生态恢复治理方案

(1) 勘探生态恢复

油田勘探活动结束后，对勘探活动造成的地表土壤破坏进行平整，对地表植被进行恢复，恢复其原有生态功能。

(2) 井场生态恢复

工程施工结束后，应对井场临时占地进行平整，恢复原有地貌。充分利用工程施工前期收集的表土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途确定。施工结束初期，对井场、站场永久占地范围内的地表进行硬化，以减少侵蚀量。临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砂石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧。工程施工结束后临时占地内植被在未来 2~3 年时间内通过植物生长季节和气象条件等因素自然恢复。井场恢复后的植被覆盖度不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖度，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行井场植被恢复。

(3) 管线生态恢复

拟建工程施工过程中应注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为修路用土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

(4) 道路生态恢复

拟建工程新建通井路开挖路基及取弃土工程均应根据道路施工进度有计划地进行表土剥离并保存，必要时应设置截排水沟、挡土墙等相应保护措施。工程结束后，取弃土应及时回填、平整、压实，并利用堆存的表土对临时占地进行植被和景观恢复，与原有地貌和景观协调。

6.6 闭井期环境保护措施

6.6.1 闭井期环境空气保护措施

(1) 闭井期废气主要是施工过程中产生的扬尘，要求闭井期作业时，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。

6.6.2 闭井期水污染防治措施

闭井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)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。

6.6.3 闭井期噪声防治措施

- (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。

6.6.4 闭井期固体废物处置措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集。废弃建筑残渣等收集后送塔河油田绿色环保站妥善处理。

(2) 对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，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。

6.6.5 闭井期生态恢复措施

油田单井进行开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入闭井期。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) 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如原油等。
- (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。
- (4) 将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理，使井场恢复到原

有自然状况。

7 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。

7.1 经济效益分析

拟建工程投资 14288 万元，环保投资 970 万元，环保投资占总投资的比例为 6.8%。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。

7.2 社会效益分析

拟建工程的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前原油供应紧张、与时俱进的形势，同时，油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。拟建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。

7.3 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。

7.3.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

拟建工程井口密封并设紧急截断阀，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。真空加热炉采用清洁能源-天然气作为燃料，污染物均能达标排放。

(2) 废水

拟建工程运营期废水包括采出水和修井废液，采出水随采出液一起进入联

合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，修井废液送至塔河油田绿色环保站处理。

(3) 固体废弃物

拟建工程运营期固体废物主要为落地油泥，采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

(5) 生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地。

拟建工程各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。拟建工程选用先进、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。

7.3.2 环境损失分析

拟建工程在建设过程中，由于井场、地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性及地表植物初级生产力下降等造成的环境经济损失。

拟建工程将扰动、影响荒漠生态景观，虽然该区域生态有效利用率低，但有着重要的生态学意义，对防风固沙有着重要的作用。根据《新疆维吾尔自治区生态损失研究》估算，新疆荒漠林生态功能的经济价值平均为 50×10^4 元/ $\text{km}^2 \sim 60 \times 10^4$ 元/ km^2 ，根据项目永久占地面积 (0.02km^2)，计算得出生态经济损失预计 1.2×10^4 元。结合拟建工程区域植被分布情况，其植被生态经济损失还将小于该预计值。

7.3.2 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。

7.4 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、地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 970 万元，环境保护投资占总投资的 6.8%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

8 环境管理与监测计划

8.1 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的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。

8.1.1 管理机构及职责

8.1.1.1 环境管理机构

拟建工程日常环境管理工作纳入塔河油田采油一厂现有 QHSE 管理体系。

采油一厂建立了三级环境保护管理机构，形成了环境管理网络。各厂环境保护管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，基层单位环境保护管理领导小组及其办公室为二级管理职能机构，班组为三级管理职能机构。

采油一厂设置有 QHSE(质量、健康、安全和环境)管理科，负责采油厂工业现场“三标”、QHSE 管理体系执行、环境保护、工业动火、防暑降温、交通安全、工伤、特种设备、防雷防静电、井控管理、劳动保护等工作的管理，为采油厂有效的开展环保工作提供了依据。

8.1.1.2 现有环境管理制度及存在的问题

目前，采油一厂已制定有《环境保护管理实施细则》、《油田地面建设项目环境保护补充管理规定》、《西北油田分公司环境污染与破坏事故管理规定》、《井下作业环境保护管理补充规定》、《环境保护管理实施细则》、《井下作业环境保护管理规定》、《老油井环境保护管理实施细则》、《清洁生产审核管理规定》、《污染治理作业业务指导书》、《生活污水监督管理办法(试行)》等，基本明确了机构与职责、污染防治、生态环境保护、清洁生产、风险防控、奖励处罚等内容。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》、《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》《排污许可管理办法（试行）》、《排污许可证申请与核发技

术规范 总则》、《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则》、《中华人民共和国环境保护税法实施条例》，采油一厂应进一步建立完善项目环保“三同时”管理制度，规范申领并执行排污许可证，及时、足额缴纳环境保护税。

根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》、《〈环境保护图形标志〉实施细则》、《环境保护图形标志》、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），采油一厂应进一步建立完善自行监测制度及排污口规范化管理制度。

8.1.1.3 环境管理职责

(1) 西北油田分公司采油一厂 QHSE 管理委员会

——贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令。

——作为最高管理部门负责组织制定 QHSE 方针、目标和管理实施细则。

——每季召开一次 QHSE 例会，全面掌握 QHSE 管理工作动态，研究、部署、布置、总结、表彰本单位的 QHSE 工作，讨论、处理本单位 QHSE 工作中存在的重大问题。

——组织本单位 QHSE 工作大检查，每季度至少一次。

——负责对方案和体系进行定期审核，并根据审核结果对方案进行修正和改进。

——组织开展本单位清洁文明生产活动。

——组织开展本单位环境宣传、教育工作。

——直接领导开发公司管理委员会。

(2) 下辖管理区 QHSE 管理委员会职责

——负责运行期间 QHSE 管理措施的制定、实施和检查。

——对运行期间出现的问题加以分析，监督生产现场对 QHSE 管理措施的落实情况。

——协助上级主管部门宣传贯彻国家和地方政府有关环境保护方面的法律、法规，地方政府关于自然保护区方面的法律、条例，环境保护方面的法律、法规及中国石油化工股份有限公司西北油田分公司的 QHSE 方针。

——配合上级主管部门组织全体员工进行环境保护知识的教育和培训。

——及时向上级主管部门汇报 QHSE 管理现状，提出合理化建议，为环境审查和改进提供依据。

(3)QHSE 兼职管理人员和全体人员

——QHSE 兼职管理人员和全体人员应清楚意识到环境保护的重要性。

——严格执行 QHSE 管理规程和标准。

——了解工程建设对环境的影响和可能发生的事故。

——严格按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

8.1.2 施工期的环境管理任务

(1)建立和实施施工作业队伍的 QHSE 管理体系。

(2)工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门，以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。

(3)实施施工作业环境监理制度，以确保施工作业队生态环境造成的破坏降到最低限度。

(4)工程建设结束后，会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

8.1.3 运营期的环境管理任务

(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一厂 QHSE 系统统一管理。

(2)协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律、法规。

(3)负责原油集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

(4)编制各种突发事件的应急计划。

(5)组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

(6)强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

(7)参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况

及处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

8.1.4 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，减少营运期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和营运期提出拟建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 8.1-1 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，钻井现场严格管理，尽量少占用林地、耕地和草地，施工结束后尽快恢复临时性占用；及时清理废弃泥浆，合理处置弃土等	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
		生物多样性	加强施工人员的管理，严禁对野生动植物的破坏等		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		植被	保护荒漠灌丛植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		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，作好防护措施等		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		重点区段	施工尽量缩小临时占地范围，施工结束立即恢复植被	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
	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水降尘，粉质材料规范放置，施工现场设置围栏等等		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		废水	处理达标后排放		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		固体废物	废弃泥浆按规范处置；利用工程弃土；施工废料回收利用，不能利用的弃渣送弃渣场		建设单位环保部门及当地生态环境主管
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管
	运营期	正常工况	废水	污水处理装置和回注系统	建设单位
废气			含硫率低的燃料		
固体废弃物			集中堆放，委运处理		
噪声			选用低噪声设备、基础减振设施		
事故风险		事故预防及原油泄漏应急预案		当地生态环境主管	

续表 8.1-1 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
闭井期	污染防治	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
		固体废物	废弃建筑残渣等收集后送塔河油田绿色环保站妥善处理		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	生态恢复	闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理，使井场恢复到原有自然状况			

8.1.5 环境监理

8.1.5.1 环境监理目的

环境监理的目的是根据国家有关建设项目环境管理的法律法规、标准、建设项目环境影响评价文件及其批复的要求、建设项目工程技术资料，协助和指导建设单位全面落实环境影响报告书及批复中提出的营运期环境保护措施及风险防范措施，有效落实建设项目“三同时”制度；监督施工单位全面落实环境影响报告书及批复中提出的各项施工期环境保护措施；为建设单位提供环保技术咨询服务，为环保设施“三同时”验收提供依据。

8.1.5.2 环境监理实施机构

拟建工程应委托专业的环境监理机构进行监理，环境监理机构由总监理工程师、监理工程师和监理员三级组成。其中总监理工程师 1 名，监理工程师 1 名，监理员 2~3 名。

8.1.5.3 环境监理时段

环境监理为全过程监理，分 3 个阶段进行，即设计阶段、施工阶段和试运行阶段。

8.1.5.3.1 设计阶段

设计阶段的工作内容包括收集环境保护相关文件如环评文件、环评批复，并以此为基础对初步设计、施工图设计的工程内容进行复核。主要关注的内容包括工程变化尤其是涉及环境敏感区的工程内容变化情况；项目初步设计、施

工图设计中落实环境保护要求的情况；以及项目的施工组织设计、环保工程工艺路线选择，设计方案及环保设施的设计内容等。

8.1.5.3.2 施工阶段

环境监理施工阶段分为 2 个阶段，分别为是施工准备阶段和施工阶段。

(1) 施工准备阶段

参加项目设计交底，了解项目设计要点及设计变更情况；对施工组织设计(方案)中环保相关内容是否满足环评及其批复文件要求进行审核；组织召开首次环境监理工地会议，建立沟通网络和工作关系，明确施工期环境监理的关注点与监理要求；结合工作需要编制《环境监理实施细则》。

(2) 施工阶段

收集相关施工资料，一般包括施工组织设计(方案)、施工进度计划、相关环保设施合格证和施工方案及图纸、施工扬尘控制方案等。采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、拟建工程建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

8.1.5.3.3 试运行阶段

收集相关试运行资料，一般包括设备运行台账、生产记录、监测报告、突发环境事件应急预案等。对主体工程和环保设施的试运行情况，环境管理制度、突发环境事件应急预案的执行情况等开展监理工作，编制试运行阶段环境监理工作报告和环境监理工作总结报告。督促建设单位在具备竣工环保验收条件的情况下尽快开展竣工环保验收监测或调查工作。

8.2 企业环境信息公开

8.2.1 公开内容

(1) 基础信息

企业名称：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

法人代表：张煜

生产地址：新疆阿克苏地区库车市境内

主要产品及规模：①新建钻井 3 口（包括 1S47-1 井、TK281 井、1TK347-1H 井）；

②新建采油井场 4 座（包括 TK280 井、1S47-1 井、TK281 井、1TK347-1H 井），各井场均配备 1 座加热炉撬；③新建单井集输管线总长 5.1km，燃料气管线总长 4.49km；④3 号计转站扩建 1 座 8 井式撬装计量阀组；⑤配套建设供配电、仪表自控、道路、通信、防腐、土建等工程。项目建成后预计产油量 80t/d，产气量 $4.8 \times 10^3 \text{m}^3/\text{d}$ 。

(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 3.3-11。

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 3.3-20。

拟建工程污染物总量控制指标情况见表 3.3-22。

(3) 环境风险防范措施

拟建工程环境风险防范措施见塔河油田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 8.4-1。

8.2.2 公开方式及时间要求

公开方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：环境信息有新生成或者发生变更情形的，应当自环境信息生成或者变更之日起三十日内予以公开。法律、法规另有规定的，从其规定。

8.3 污染物排放清单

8.4 环境及污染源监测

8.4.1 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，可以为上级环保部门和地方环保部门进行环境规划、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，同时对废水、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

8.4.2 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可委托当地有资质的环境监测机构承担，也可由西北油田分公司的质量检测中心承担。

8.4.3 监测计划

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂属于自治区重点排污单位，根据拟建工程生产特征和污染物的排放特征，依据《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)、《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)、《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)、《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和工作方案。地下水监测依托塔河油田采油一厂例行监测。

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 8.4-1。

表 8.4-1 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
废气	井场加热炉烟气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、烟气黑度	排气筒采样孔	每年 1 次
	井场及计转站场界无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	下风向场界外 10m 范围内	每年 1 次
地下水环境	地下水质量	耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类	区块水井 TK527、TK307、TK915-13H	枯水期监测 1 次
噪声	井场场界噪声	L _{eq}	场界外 1m	每年 1 次
土壤环境	土壤环境质量	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	采油树管线接口处	每 5 年 1 次

8.5 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 8.5-1。

表 8.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	--	--	--	--
	2	放喷废气	控制测试放喷时间	--	--	--	--
废水	1	钻井废水	钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放	--	不外排	20	--
	2	酸化压裂废水	采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理	--	不外排	20	--
	3	管道试压废水	循环使用，试压完成后用于区域绿化	--	不外排	--	--
	4	施工期生活污水	由生活污水收集罐收集，定期拉运至采油一厂生活基地污水处理装置处理	--	不外排	80	--
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	施工土方	全部用于管沟和井场回填	--	--	--	--
	2	施工废料	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至塔河油田绿色环保站处理	--	妥善处置，不外排	20	-

续表 8.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							
固废	3	钻井岩屑	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统, 其中非磺化水基泥浆废弃物, 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制, 分离后的固相经检测合格后, 用于铺垫油区内的井场、道路等; 磺化水基泥浆废弃物在现场进行固液分离后, 液相回用于钻井液配制, 固相拉运至塔河油田绿色环保站处理	--	妥善处理, 不外排	200	
	4	钻井泥浆废弃物		--	妥善处理, 不外排		
	5	含油废物	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	--	妥善处理, 不外排	30	--
	6	废烧碱包装袋	折叠打包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	--	妥善处理, 不外排	30	--
	7	生活垃圾	集中收集后, 拉运至塔河油田绿色环保站生活垃圾池填埋处置	--	妥善处理, 不外排	20	--
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, 减少弃土	--	临时占地恢复到之前状态	400	--
		水土保持					
	防沙治沙	施工土方全部用于管沟回填和井场平整, 严禁随意堆置; 防尘网, 洒水抑尘; 设计选线过程中, 尽量避开植被较丰富的区域; 管沟分层开挖、分层回填; 施工期间应划定施工活动范围, 严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围	--	防止土地沙化			

防渗	1	钻井区、发电房、油罐区、放喷池、危废暂存间、应急池、磺化泥饼暂存池,按重点防渗区考虑	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	—	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	10	—
	2	泥浆泵、泥浆罐区、泥浆随钻处理系统、机房区、非磺化泥饼暂存池,按一般防渗区考虑	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	—	防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层	10	—

续表 8.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
营运期							
废气	1	加热炉烟气	以净化后天然气为燃料+8m 高烟囱	4	颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$	10	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值
	2	井场无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护	—	场界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$	—	《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
				—	场界硫化氢 $\leq 0.06\text{mg}/\text{m}^3$	—	《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新改扩建项目二级标准
废水	1	营运期采出水	随采出液一起输送至联合站处理,达标后回注地层	—	不外排	—	—
	2	营运期修井废液	收集后送至塔河油田绿色环保站处理	—	不外排	20	—

噪声	1	加热炉	基础减震	—	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 类区排放限值
	2	采油树	基础减震	—		—	
固废	1	落地油泥(HW08 071-001-08)	桶装收集后, 由有危废处置资质单位接收处置	—	—	30	—
防渗	1	井口、加热炉区域按一般防渗区	防渗层防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1×10^{-7} cm/s 黏土层的防渗性能	—	渗透系数小于 1.0×10^{-7} cm/s	10	—
风险防范措施		井场	设置可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌	—	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	20	—

续表 8.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
闭井期							
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	—	—	—	—
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	—	—	—	—
固废	1	废弃管线、废弃建筑垃圾	收集后送塔河油田绿色环保站妥善处理	—	妥善处置不外排	20	—
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理, 恢复原有自然状况	—	恢复原貌	200	—
合计					—	970	—

9 环境影响评价结论

9.1 建设项目情况

9.1.1 项目概况

项目名称：塔河油田 S77-S78 井区奥陶系油藏 2020 年产能建设项目

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

建设性质：改扩建

建设内容：①新建钻井 3 口（包括 1S47-1 井、TK281 井、1TK347-1H 井）；②新建采油井场 4 座（包括 TK280 井、1S47-1 井、TK281 井、1TK347-1H 井），各井场均配备 1 座加热炉撬；③新建单井集输管线总长 5.1km，燃料气管线总长 4.49km；④3 号计转站扩建 1 座 8 井式撬装计量阀组；⑤配套建设供配电、仪表自控、道路、通信、防腐、土建等工程。

建设规模：产油量 80t/d，产气量 $4.8 \times 10^3 \text{m}^3/\text{d}$ 。

项目投资和环保投资：项目总投资 14288 万元，其中环保投资 970 万元，占总投资的 6.8%。

劳动定员及工作制度：各井场为无人值守场站，不新增劳动定员。

9.1.2 项目选址

拟建工程位于阿克苏地区库车市。区域以油气开采为主，现状占地以裸地为主，工程占地范围内无固定集中的人群居住区，无自然保护区、无风景名胜区、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。

9.1.3 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（2019 年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令 29 号）相关内容，“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目。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勘探开发项目，符合《新疆维吾尔自治区

区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》。拟建工程位于塔河油田，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜等环境敏感区，不在划定的新疆重点开发区域和禁止开发区域范围内，属于主体功能区中的限制开发区域(重点生态功能区)，与区域主体功能区中限制开发区域规划目标相一致，与主体功能区划相协调。

9.2 环境现状

9.2.1 环境质量现状评价

环境质量现状监测结果表明：项目所在区域属于不达标区，引用监测点中非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准；硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的标准。

地下水环境质量现状监测结果表明：监测期间区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准要求。潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、铁、锰、氟化物外，承压水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、钠外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准要求。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物超标与区域水文地质条件有关，区域潜水蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高，另外，该区域气候干旱、地表蒸发强烈，由于各监测点潜水埋深不同，对应的蒸发强度不同，造成地下水中溶解性总固体、总硬度、硫酸盐和氯化物等因子呈梯度变化。铁、锰超标是该井为钢质井筒，腐蚀造成局部污染。

声环境质量现状监测结果表明：各井场场界噪声监测值昼间为 38~40dB(A)，夜间为 36~37dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准要求；3 号计转站噪声监测值昼间为 41~42dB(A)，夜间为 38~39dB(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。

土壤环境质量现状监测表明：井场占地范围内各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)中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境

质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值。

9.2.2 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村庄、学校、医院等敏感点，因此不再设置环境空气保护目标，鉴于石油开采类项目的特点，本次评价对环境空气的保护目的为不改变区域环境空气功能区质量。拟建工程周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，将各井场边界及管线两侧 200m 范围内的土壤作为土壤环境保护目标；拟建工程生态评价范围内不存在自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，亦不存在风景名胜区、森林公园等重要生态敏感区及其它特别需要保护的對象，将生态环境影响评价范围内植被、动物和塔里木河流域水土流失重点治理区作为生态环境保护目标，保护目的为不对区域生态环境产生明显影响；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。

9.3 拟采取环保措施的可行性

9.3.1 废气污染源及治理措施

(1)井场所有的加热炉用气均用净化后的天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放；

(2)井场无组织排放控制要求执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)；

(3)油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至原油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，严格控制天然气泄漏对油品环境影响；

(4)拟建工程定期巡检，确保集输系统安全运行；

(5)提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

9.3.2 废水污染源及治理措施

拟建工程运营期废水包括采出水和修井废液，采出水随采出液一起进入联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，修井废液送至塔河油田绿色环保站处理。

9.3.3 噪声污染源及治理措施

运营期噪声源主要包括井场采油树及加热炉产生的噪声。采取的降噪措施如下：(1)提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。(2)对噪声较大的设备设置消音设施和隔声设备。(3)在运营期时应给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

9.3.4 固体废物及处理措施

拟建工程运营期落地油泥属于危险固体废物，采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

9.4 项目对环境的影响

9.4.1 大气环境影响

拟建工程废气中 PM_{10} 最大落地浓度为 $0.57 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.13%； $PM_{2.5}$ 最大落地浓度为 $0.29 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.13%； SO_2 最大落地浓度为 $0.06 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.01%； NO_2 最大落地浓度为 $7.85 \mu g/m^3$ 、占标率为 3.92%；非甲烷总烃最大落地浓度为 $10.32 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.52%； H_2S 最大落地浓度为 $0.09 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.94%， $D_{10\%}$ 均未出现。

拟建工程实施后，井场及 3 号计转站无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值为 $8.50 \sim 16.00 \mu g/m^3$ ，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；对四周场界 H_2S 浓度贡献值为 $0.08 \sim 0.40 \mu g/m^3$ ，满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 新扩改建厂界二级标准值。

拟建工程实施后，各井场及计转站站场废气污染源污染物的贡献浓度较低，占标率较小，不会对大气环境产生明显影响。

9.4.2 地表水环境影响

拟建工程运营期产生的废水主要为采出水、修井废液。采出水随采出液一起进入一号联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》

(SY/T5329-2012)标准后回注地层，修井废液送至塔河油田绿色环保站处理。项目采出水、修井废液不外排，故拟建工程实施对地表水环境可接受。

9.4.3 地下水环境影响

(1) 环境水文地质现状

区域包气带岩性主要为粉土和细砂、粉砂，包气带厚度约为 5.5m，包气带防污性能为弱。区域地下水类型为单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水，地下水潜水水位埋深 3~6m 左右。地下水的补给来源主要是北部冲洪积平原区地下水的侧向流入补给。由于区域气候异常干燥，降水量少而蒸发强烈，因此降水补给量可忽略不计。地下水的总体流向是从西北向东南方向径流。地下水一部分通过潜水蒸发、植物蒸腾排泄，一部分通过人工开采排泄。

(2) 地下水环境影响

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，根据环境影响预测结果，在假定情景预测期限内，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，但石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小。

(3) 地下水环境污染防治措施

本评价建议拟建工程依据“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通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；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。

②严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗。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建立和完善拟建工程的地下水环境监测制度和环境管理体系，对集输管线、阀门定期进行严格检测，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

④在制定采油一厂全厂环保管理体制的基础上，制订针对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

综上所述，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，拟建工程对地下水环境影响可以接受。

9.4.4 声环境影响

拟建工程井场噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为 41.7~44.0dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。综上，拟建工程实施后不会对周边声环境产生明显影响。

9.4.5 固体废物环境影响

拟建工程运营期固体废物主要为落地油泥，落地油泥属于危险固体废物，采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

9.4.6 生态影响

生态影响评价分析表明：运营期道路行车主要是油田巡线的自备车辆，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。由于油田的开发植被覆盖度降低，同时油田开发使人类活动加剧，降低了自然生物的生存空间，使物种抗阻能力减弱，从而加剧了区域景观的不稳定性，使油田开发区域连通度增加，破碎度加大，对生态系统完整性产生一定程度影响。地面基础设施建设完成后，井场、道路及各类集输管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响；因而项目油田开发建设不会改变区域内景观生态系统的稳定性及完整性。

9.4.7 土壤影响

拟建工程占地范围内土壤中各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地土壤污染风险筛选值标准要求；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，一般很难

渗入到 2m 以下。本评价要求项目运行期间严格执行各项环境保护管理制度、落实土壤跟踪监测措施和应急措施，发现异常及时采取措施。

综上所述，在严格落实各项环保措施、环境保护管理制度、跟踪监测和应急措施的情况下，从土壤环境影响的角度，项目建设可行。

9.5 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： SO_2 0.297t/a， NO_x 1.189t/a， VOC_s 0.52/a，COD 0t/a，氨氮 0t/a。

9.6 环境风险评价

西北油田分公司采油一厂制定了应急预案，拟建工程实施后，负责实施的采油一厂将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，在可接受范围之内。

9.7 公众参与分析

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）的有关要求，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。调查结果表明：拟建工程的建设得到了当地公众的支持，没有公众提出反对意见。

9.8 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新疆维吾尔自治区国民经济发展规划、矿产资源总体规划。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较小；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。