

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征求意见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 区等四个区块；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。项目区域主要涉及塔河油田 10 区。

塔河油田 10 区位于新疆阿克苏地区库车市境内，为了提高区域原油生产能力，增大塔河油田 10 区整体开发效益，根据开发产能建设安排，西北油田分公司拟投资 2000 万元在新疆阿克苏地区库车市实施“塔河油田西部奥陶系油藏 2021 年第二期侧钻项目”，主要建设内容包括：新建 3 口侧钻井（TH10421CH 井、T756CX2 井、TH10131CH 井），利旧现有井场设备和集输管线、燃料气管线等；项目实施后日产液量 80t/d。

1.2 环境影响评价工作过程

本项目属于现有油田区块内的改扩建项目位于库车市，按照《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,属于塔里木河流域水土流失重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法(2018年12月29日修正)》、《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021年版)》(部令第16号),本项目属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 7 陆地石油开采 0711”中的“涉及环境敏感区的(含内部集输管线建设)”,应编制环境影响报告书。

为此,西北油田分公司于2021年1月27日委托河北省众联能源环保科技有限公司开展本项目的环评工作。接受委托后,评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场,收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料,与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案,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31日在环评互联网论坛网站对本项目进行第一次环评信息公示,并开展项目区域环境质量现状监测工作。在以上工作的基础上,评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求和各级生态环境主管部门的意见,编制完成了本项目环境影响报告书。

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定

本项目为石油开采,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),本项目属于第一类“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。结合《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》,项目区块周边200m范围内无铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线,周边1000m范围内不涉及重要河流功能区、水环境功能区,选址和空间布局符合准入条件要求,因此,本项目符合国家及地方当前产业政策要求。

(2) 规划符合性判定

本项目属于西北油田分公司油气勘探开发项目,符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《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》。本项目位于塔河油田,不涉及生态保护红

线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的新疆重点开发区域和禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

(3) 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一级、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、土壤的环境影响是否可接受，环境风险是否可防控，环保措施是否可行。

(1) 本项目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) 本项目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) 本项目生产过程中废水主要为采出水和修井废液，采取严格的防腐防渗措施，正常状况下不会对地下水造成污染影响。项目井场内设置流量控制仪及压力变送器等措施，非正常状况下，地下水环境影响可接受。同时，项目采取源头控制、分区防控、污染监控、应急响应的措施，防止对地下水造成污染。

(4) 本项目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) 本项目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) 本项目井场无人值守，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) 本项目永久占地小，区域存在一定的植被覆盖，区域未见大型野生动物出没，井场钻探会对区域植被覆盖度造成一定的影响，施工完成后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) 本项目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，本项目符合国家及地方当前产业政策要求，选址和建设内容可满足国家和地方有关环境保护法律法规要求，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本项目建设可行。

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

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

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

(2)《中华人民共和国环境影响评价法》(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 年修订)(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 第 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 第 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》(生态保护部公告 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)》(部令 第 16 号，2020 年 11 月 30 日公布，2021 年 1 月 1 日实施)；

(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分管理工作的通知》(环办大气函[2017]1709 号，2017 年 11 月 10 日发布并实施)；

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

(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<“十三五”环境影响评价改革实施方案>的通知》(环环评[2016]95 号, 2016 年 7 月 15 日发布并实施);

(21)《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);

(22)《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);

(23)《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);

(24)《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);

(25)《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);

(26)《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);

(27)《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);

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

(29)《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);

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

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》(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)《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》;

(10)《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》;

(11)《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件(试行)》(新环发[2017]1 号, 2017 年 7 月 21 日修订并实施);

(12)《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);

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

(14)《关于自治州“十三五”节能减排工作的实施意见》(巴政发[2017]200

号)；

(15)《关于印发〈阿克苏地区土壤污染防治工作方案〉的通知》(阿行署发[2017]68号)；

(16)《阿克苏地区大气污染防治行动计划实施方案》；

(17)《关于印发〈阿克苏地区打赢蓝天保卫战三年行动计划实施方案(2018-2020)〉的通知》(阿行署办[2019]5号)；

(18)《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)。

2.1.3 环境保护技术规范

(1)《建设项目环境影响评价技术导则·总纲》(HJ2.1-2016)；

(2)《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)；

(3)《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)；

(4)《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)；

(5)《环境影响评价技术导则·声环境》(HJ2.4-2009)；

(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》(HJ 964-2018)；

(8)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)。

(9)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(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)；

(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)。

2.1.4 相关文件及技术资料

(1)《关于中石化西北分公司塔河油田 10 区开发项目环境影响报告书的批复》；

(2)《关于中石化西北油田分公司塔河油田 10 区奥陶系油藏开发工程竣工环境保护验收意见的函》；

(3)《塔河油田 10 区环境影响后评价报告书》

(4)《环境质量现状检测报告》；

(5)西北油田分公司提供的其他技术资料；

(6)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)针对本项目特点和污染特征,确定主要环境影响要素及其污染因子。

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

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

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

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

2.2.2 评价原则

(1)坚持环境影响评价为项目建设服务,为环境管理服务,为保护生态环境服务。

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

(3) 全面贯彻环境影响评价导则、总纲，科学分析项目建设对环境质量的影响。

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

(5) 严格贯彻执行“达标排放”、“总量控制”、“以新带老”、“排污许可”等环保法律、法规。

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

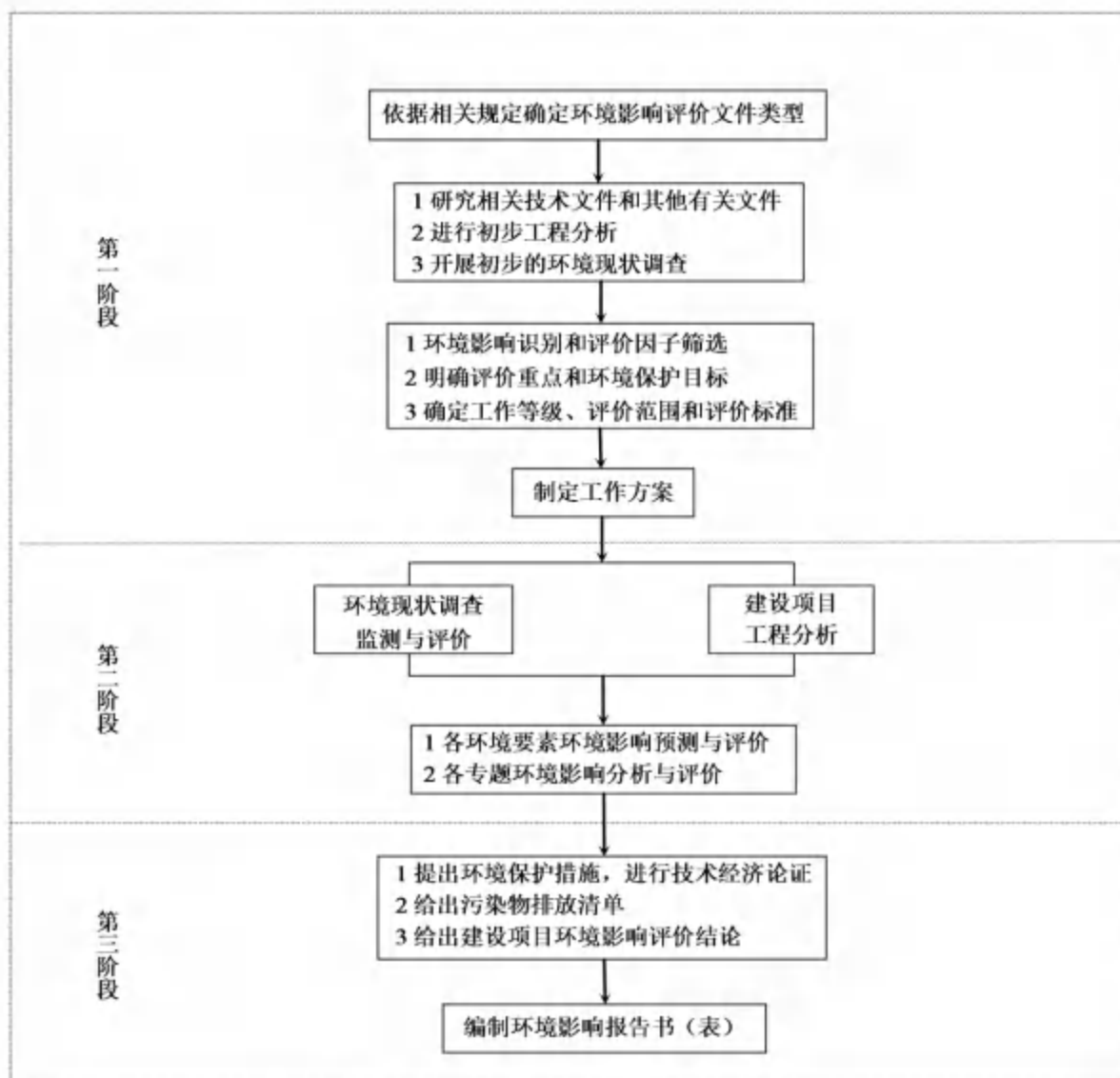


图 2.2-1 环评影响评价工作程序图

2.3 环境影响要素和评价因子

2.3.1 环境影响要素识别

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

表 2.3-1 环境影响要素识别结果一览表

环境因素 工程活动		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	景观	水土流失
施工期	钻井	-2D	--	-1D	-2D	-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，本项目的建设对环境的影响是多方面的，存在短期或长期的负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素中的环境空气、地下水环境、声环境、土壤环境、生态环境要素中的植被、动物、景观、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，以及本项目特点和污染物排放特征，确定本项目评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 本项目评价因子一览表

环境要素	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
地表水	现状评价	-

续表 2.3-2

本项目评价因子一览表

环境要素	项目	评价因子
地表水	污染源	采出液
	影响评价	石油类
地下水	现状评价	阴阳离子: K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 基本水质因子: 色、嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类(以苯酚计)、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、铬(六价)、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类 特征因子: 石油类
地下水	污染源	石油类
	影响评价	石油类
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($C_{10} \sim C_{49}$)
	污染源	入渗型: 石油烃($C_{10} \sim C_{49}$)
	影响分析	入渗型: 石油烃($C_{10} \sim C_{49}$)
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	动物、植物、景观、水土流失、生态系统
	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 环境空气影响评价工作等级

本评价依据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)中“5.3 评

价等级判定”，选择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数，采用估算模型分别计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

(1) $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 的确定

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

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

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。以本项目 TH10421CH 井、T756CX2 井为中心，外扩半径 3km 范围内用地类型为建设用地、耕地、裸地；以本项目 TH10131CH 井为中心，外扩半径 3km 范围内用地类型为裸地，因此，本项目估算模式农村或城市的计算选项为“农村”。

(3) 模型参数和污染源及其预测结果

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

表 2.4-1 估算模型参数一览表

序号	参数		取值	取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村	农村
		人口数(城市选项时)	/	/
2	最高环境温度/℃		36.8	36.8
3	最低环境温度/℃		-32.0	-32.0
4	测风高度/m		10	10
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5	0.5
6	土地利用类型		农作地	沙漠化荒地
7	区域湿度条件		干燥气候	干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否	☒ 是 ☐ 否
		地形数据分辨率/m	90	90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否	☐ 是 ☒ 否
		岸线距离/km	—	—
		岸线方向/°	—	—

表 2.4-2 主要废气污染源参数一览表(点源, 100%负荷)

序号	污染源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒底部海拔高度(m)	排气筒		烟气流速(m/s)	标况气量(m ³ /h)	烟气温度(℃)	年工作小时(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
		经度(°)	纬度(°)		高度(m)	出口内径(m)							
1	TH10421CH井真空加热炉烟气	83.552	41.183	948	8	0.2	3.0	240	120	4800	正常	PM ₁₀	0.001
												PM _{2.5}	0.0005
												SO ₂	0.001
												NO _x	0.018
2	T756CX2井真空加热炉烟气	83.576	41.215	950	8	0.2	3.0	240	120	4800	正常	PM ₁₀	0.001
												PM _{2.5}	0.0005
												SO ₂	0.001
												NO _x	0.018
3	TH10131CH井真空加热炉烟气	83.833	41.357	940	8	0.2	3.0	240	120	4800	正常	PM ₁₀	0.001
												PM _{2.5}	0.0005
												SO ₂	0.001
												NO _x	0.018

表 2.4-4 主要废气污染源参数一览表(面源, 100%负荷)

序号	面源名称	面源起点坐标		面源海拔高度 /m	面源长度 /m	面源宽度 /m	与正北向 夹角 /°	面源有效 排放高度 /m	年排 放小时数 /h	排放 工况	评价 因子	排放速 率 /(kg/h)
		经度 (°)	纬度 (°)									
1	TH10421CH 井 场无组织废 气	83.552	41.183	948	6	6	0	6	8760	正常	H ₂ S	0.0001
											非甲 烷总 烃	0.013
2	T756CX2 井真 场无组织废 气	83.576	41.215	950	6	6	0	6	8760	正常	H ₂ S	0.0001
											非甲 烷总 烃	0.013
3	TH10131CH 井 场无组织废 气	83.833	41.357	940	6	6	0	6	8760	正常	H ₂ S	0.0001
											非甲 烷总 烃	0.013

表 1.4-4 P_{max}及D_{10%}预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离(m)	D _{10%} (m)
1	TH10421CH 井真空加热炉烟气	PM ₁₀	0.55	0.12	3.92	124	—
		PM _{2.5}	0.28	0.12			
		SO ₂	0.06	0.01			
		NO ₂	7.52	3.76			
2	T756CX2 井真空加热炉烟气	PM ₁₀	0.55	0.12		124	
		PM _{2.5}	0.28	0.12			
		SO ₂	0.06	0.01			
		NO ₂	7.52	3.76			
3	TH10131CH 井真空加热炉烟气	PM ₁₀	0.57	0.13		124	
		PM _{2.5}	0.29	0.13			
		SO ₂	0.06	0.01			
		NO ₂	7.85	3.92			
4	TH10421CH 井场无组织废气	H ₂ S	0.09	0.94		89	
		非甲烷总烃	10.32	0.52			
5	T756CX2 井真场无	H ₂ S	0.09	0.94		89	

	组织废气	非甲烷总烃	10.32	0.52		
6	TH10131CH 井场无组织废气	H ₂ S	0.09	0.94	89	
		非甲烷总烃	10.32	0.52		

注：利用估算模式AERSCREEN计算时，PM₁₀、PM_{2.5}1h质量浓度均值取日平均值质量浓度限值的3倍。

(4)评价工作等级判定

根据上述计算结果，本项目外排废气污染物 $1\% < P_{\text{max}} = 3.92\% < 10\%$ ，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，本项目大气环境影响评价工作等级为二级评价。

2.4.1.2 地表水环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)，水污染影响型建设项目评价等级判定见表 2.4-6。

表 2.4-6 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。

本项目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各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 2.4-6 可知，本项目地表水环境影响评价工作等级为三级 B。

2.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级

(1)建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)附录 A，本项目行业类别属于“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 2.4-7。

表 2.4-7 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*
不敏感	上述地区之外的其它地区

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

本项目各井场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；不涉及分散式饮用水水源地，不涉及特殊地下水资源(如矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。因此，本项目地下水环境敏感程度分级为不敏感。

(3) 评价工作等级判定

地下水评价工作等级划分依据见表 2.4-8。

表 2.4-8 地下水评价工作等级划分依据一览表

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

本项目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，确定本项目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

本项目位于塔河油田 10 区，周边区域以石油勘探开采为主要功能，根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)，属于其规定的 2 类声环境功能区。

(2) 敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

项目各井场周围 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，确定本项目声环境影响评价工作等级为二级。

2.4.1.5 土壤环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，本项目属于污染影响型建设项目，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

本项目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($\leq 5\text{hm}^2$)”，本项目永久占地面积约 1.08hm^2 ，占地规模为小型。

(4) 建设项目敏感程度

本项目井场 1km 范围内存在耕地，因此，环境敏感程度为“敏感”。

(5) 评价工作等级判定

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

表 2.4-9 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	—	—

本项目类别为 I 类、占地规模为小型、环境敏感程度为敏感，综合以上分析结果，本项目土壤环境影响评价工作等级为一级。

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

(1) 占地范围

本项目位于塔河油田 10 区，其中永久占地面积为 0.0108km^2 ，临时占地面积 0.0216km^2 ，总面积为 $0.0324\text{km}^2 \leq 2\text{km}^2$ 。

(2) 区域生态敏感性

本项目井场用地包括建设用地、耕地、裸地，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)，本项目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 2.4-10。

表 2.4-10 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 $\geq 20\text{km}^2$ 或长度 $\geq 100\text{km}$	面积 $2 \sim 20\text{km}^2$ 或长度 $50 \sim 100\text{km}$	面积 $\leq 2\text{km}^2$ 或长度 $\leq 50\text{km}$
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

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

(1) 危险物质数量与临界量比值(Q)

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

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

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

$Q_1, Q_2 \cdots Q_n$ 每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

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

表 2.4-11 建设项目 Q 值确定表

序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_i /t	临界量 Q_i /t	该种危险物质 Q 值
1	甲烷	74-82-8	0.330	10	0.03
2	乙烷	74-84-0	0.028	10	0.0028
3	丙烷	74-98-6	0.008	10	0.0008
4	硫化氢	7783-06-4	0.002	2.5	0.0008
5	原油(采出液)	—	13.6	2500	0.00544
项目 Q 值					0.03984

注：项目选取最长的现有单井集输管线(2km)和燃料气管线(2km)计算。

经计算，本项目 Q 值为 $0.03984 < 1$ ，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 2.4-12。

表 2.4-12 环境风险评价工作等级划分一览表

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	—	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 1.4-12 可知，本项目环境风险潜势为 I，因此本项目环境风险评价等级为简单分析。

2.4.2 评价范围

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

表 2.4-13 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评 价 范 围
1	环境空气	二级	以各井场为中心边长 5km 的矩形区域
2	地表水环境	三级 B	--
3	地下水环境	二级	地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的矩形区域
4	声环境	二级	各井场边界外 200m 范围
5	土壤环境	一级	各井场边界外扩 1km 范围
6	生态环境	三级	各井场边界外延 200m 范围
7	环境风险	简单分析	项目周边区域大气、地下水环境

2.5 评价内容和评价重点

2.5.1 评价内容

根据本项目特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.5-1。

表 2.5-1 评 价 内 容 一 览 表

序号	项 目	内 容
1	概述	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的及评价原则、环境影响要素和评价因子、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	工程分析	现有工程：主要介绍塔河油田 10 区整体开发现状回顾、本次拟建工程涉及改造的 3 口老井现状回顾、现有区块污染物排放量、环境问题及“以新带老”改进意见。 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、污染物年排放量、总量分析。

		依托工程：介绍二号联合站和二号轻烃站、三号联合站和三号轻烃站、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	施工废气、施工废水、施工噪声和施工固废环境影响分析；环境空气、地下水、声环境、土壤、生态环境影响评价，固体废物环境影响分析，环境风险评价
6	环保措施可行性论证	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；提出环境监测计划
9	结论与建议	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.5.2 评价重点

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

2.6 评价标准

本次环境影响评价执行如下标准：

(1) 环境质量标准

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

地下水：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》(GB 13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值。厂界无组织排放非甲烷总烃执行《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;无组织排放 H_2S 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。

上述各标准的标准值见表 2.6-1 至表 2.6-3。

(3) 控制标准

废气控制要求:废气排放控制要求执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中 5.7 节要求。

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)。

表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标准	单位	标准来源
空气	PM_{10}	年平均	70	$\mu g/m^3$	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单二级标准
		24 小时平均	150		
	$PM_{2.5}$	年平均	35		
		24 小时平均	75		
	SO_2	年平均	60		
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	NO_2	年平均	40		

		24小时平均	80		
		1 小时平均	200		
	CO	24小时平均	4	mg/m³	
		1 小时平均	10		
	O ₃	日最大 8 小时平均	160	μg/m³	
		1 小时平均	200		
空气	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m³	《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³的标准
	H ₂ S	一次	0.01	mg/m³	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值
地表水	pH 值	6~9		—	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002)Ⅳ类标准
	溶解量	≥3		mg/L	
	化学需氧量	≤30			
	五日生化需氧量	≤6			
	总磷	≤0.3			
	总氮	≤1.5			
	氯化物	≤250			
	硫酸盐	≤250			
	挥发酚	≤0.01			
	高锰酸盐指数	≤10			
	硫化物	≤0.5			
	氰化物	≤0.2			
	氟化物	≤1.5			
	氨氮	≤1.5			
	阴离子表面活性剂	≤0.3			
	硝酸盐氮	≤10			
	六价铬	≤0.05			
	铁	≤0.3			
	锰	≤0.1			
	铜	≤1.0			
	锌	≤2.0			

	砷	≤0.1			
	汞	≤0.001			
	硒	≤0.01			
	镉	≤0.005			
地表水	铅	≤0.05		《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002)Ⅳ类标准	
	石油类	≤0.5			
	粪大肠菌群	≤20000	个/L		
地下水	色	≤15	铂钴色度单位	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)标1感官性状及一般化学指标中Ⅲ类	
	嗅和味	无	—		
	浑浊度	≤3	NTU		
	肉眼可见物	无	—		
	pH	6.5~8.5	—		
	总硬度	≤450	mg/L		
	溶解性总固体	≤1000			
	硫酸盐	≤250			
	氯化物	≤250			
	铁	≤0.3			
	锰	≤0.1			
	铜	≤1.0			
	锌	≤1.0			
	铝	≤0.2			
	挥发性酚类	≤0.002			
	阴离子表面活性剂	≤0.3			
	耗氧量	≤3.0			
	氨氮	≤0.5			
	硫化物	≤0.02			
	钠	≤200			
	总大肠菌群	≤3	CFU/100mL	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)Ⅲ类微生物指标	
	菌落总数	≤100	CFU/mL		
		亚硝酸盐	≤1.0	mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1 毒理学指
		硝酸盐	≤20.0		

	氟化物	≤0.05			标中Ⅲ类
地下水	氟化物	≤1.0		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1 毒理学指 标中Ⅲ类
	碘化物	≤0.08			
	汞	≤0.001			
	砷	≤0.01			
	硒	≤0.01			
	镉	≤0.005			
	铬(六价)	≤0.05			
	铅	≤0.01			
	三氯甲烷	≤0.06			
	四氯化碳	≤0.002			
	苯	≤0.01			
	甲苯	≤0.7			
		石油类	≤0.05		mg/L
声环境	L _{eq}	昼间	60	dB(A)	《声环境质量标准》 (GB3096-2008)2类标准
		夜间	50		

表 2.6-2 土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	第二类用地风险筛选值	单位	标准
1	砷	60	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤 污染风险管控标准(试行)》 (GB36600-2018)表1、表2 第二 类用地筛选值
2	镉	65		
3	六价铬	5.7		
4	铜	18000		
5	铅	800		
6	汞	38		
7	镍	900		
8	四氯化碳	2.8		
9	氯仿	0.9		
10	氯甲烷	37		
11	1,1-二氯乙烷	9		
12	1,2-二氯乙烷	5	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤 污染风险管控标准(试行)》
13	1,1-二氯乙烯	66		

14	顺 1,2-二氯乙烯	596		(GB36600-2018)表 1、表 2 第二类用地筛选值
15	反 1,2-二氯乙烯	54		
16	二氯甲烷	616		
17	1,2-二氯丙烷	5		
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10		
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8		
20	四氯乙烯	53		
21	1,1,1-三氯乙烷	840		
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8		
23	三氯乙烯	2.8		
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5		
25	氯乙烯	0.43		
26	苯	4		
27	氯苯	270		
28	1,2-二氯苯	560		
29	1,4-二氯苯	20		
30	乙苯	28		
31	苯乙烯	1290		
32	甲苯	1200		
33	间/对二甲苯	570		
34	邻二甲苯	640		
35	硝基苯	76		
36	苯胺	260		
37	2-氯酚	2256		
38	苯并[a]蒽	15		
39	苯并[a]芘	1.5		
40	苯并[b]荧蒽	15		
41	苯并[k]荧蒽	151		
42	蒽	1293	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》 (GB36600-2018)表 1、表 2 第二类用地筛选值
43	二苯并[a,h]蒽	1.5		
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15		
45	萘	70		
46	石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)	4500		

47	镉	0.6	《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, 风险筛选值>7.5
48	汞	3.4	
49	砷	25	
50	铅	170	
51	铬	250	
52	铜	100	
53	镍	190	
54	锌	300	

表 2.6-3 污染物排放标准一览表

类别	污染源	项 目	排放限值	单位	标准来源
废气	加热炉 烟气	颗粒物	20	mg/m ³	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建锅炉大气污染物排放限值
		二氧化硫	50		
		氮氧化物	200		
		烟气黑度	1	级	
	井场无 组织废 气	非甲烷总烃	4.0	mg/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
		H ₂ S	0.06		《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93) 中新扩改建项目二级标准
施工 噪声	L _{eq}	昼间	70	dB(A)	《建筑施工场界环境噪声排放标准》 (GB12523-2011)
		夜间	55		
场界 噪声	L _{eq}	昼间	60	dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008)2类区标准
		夜间	50		

2.7 相关规划及环境功能区划

2.7.1 主体功能区划

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

本项目位于阿克苏地区库车市南部，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迹地的生态修复”。本项目主要建设单井,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规划“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》等。

本项目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	本项目	符合性
《“十三五”环境影响评价改革实施方案》(环环评[2016]95号)	拟定生态保护红线	本项目东南距离拟定生态环境保护红线(土地沙化生态保护红线区)最近为 TH10421CH 井,距离约 3.9km,不在生态保护红线范围内	符合
《“十三五”环境影响评价改革实施方案》(环环评[2016]95号)	环境质量底线	本项目施工期产生的废气、废水、固体废物、噪声对区域环境影响较小,且随施工结束而消失;营运期无废水及固体废物外排,废气贡献浓度较低,不会对大气环境产生明显影响,不会突破环境质量底线	符合
	资源利用上线	本项目主要利用资源为加热炉用气,本项目用气量较小,区域资源可保障工程实施	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	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	本项目属于西北石油局区块开发项目	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；	本项目属于油气开发项目，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
《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	本项目已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施，并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行回顾性评价，同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合
	井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	本项目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》(GB 13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号)	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	本项目报告中已提出施工过程中严格控制施工占地，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
《新疆维吾尔自治区重点行业环境	铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧 200 米范围以内，重要工业区、大型水利工程	本项目不在铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧 200 米范围以内，不在重要工业区、大型水利	符合

准入条件》	设施、城镇市政设施所在区域,军事管理区、机场、国防工程设施圈定的区域,居民聚集区 1 千米以内禁止建设非金属矿采选项目	工程设施、城镇市政设施所在区域,军事管理区、机场、国防工程设施圈定的区域,井场距最近居民聚集区(塔里木乡)2km	
	伊犁河、额尔齐斯河等重要河流源头区、水环境功能区划为 I、II 类和具有饮用功能的 III 类水体岸边 1000 米以内,其它 III 类水体岸边 200 米以内,禁止新建或改扩建非金属矿选矿工程,存在山体等阻隔地形或建设人工地下水阻隔设施的,可根据实际情况,在确保不会对水体产生污染影响的前提下适当放宽距离要求	本项目 3 口单井中与地表水体距离最近为 TH10421CH 井,距离塔里木河 19km	符合
	噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348)	本项目场界噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准限值要求	符合

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	本项目	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	本项目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。	本项目为现有井场侧钻,选址合理	符合
	在油气集输过程中,应采用密闭流程,减少烃类气体排放	本项目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
	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。	本项目不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道,现有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	本项目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	本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告 第 7 号)	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	本项目不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督	本项目已提出生态保护和生态恢复治理方案，并要求油田公司进行公示和接受社会监督	符合
	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况。	本评价已制定监测方案	符合
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告 第 7 号)	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、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	本项目集输过程采用先进技术、工艺和设备	符合
	散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋	本项目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	本项目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

根据《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)，要求以生态保护红线、环境质量底线、资源利用上限和环境准入负面清单(以下简称“三线一单”)为手段，强化空间、总量和准入环境管理。将本项目与生态保护红线、环境质量底线、资源利用上限，以及所属行业及区

域环境准入负面清单相关要求对比分析如下。

(1) 生态保护红线

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)》，红线区为土地沙化生态保护红线区，项目 TH10421CH 井东南距土地沙化生态保护红线区 3.9km，不在红线范围内。

(2) 环境质量底线

根据区域例行监测点数据可知，项目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，受沙尘暴影响， PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 超标现象严重。

本项目施工期废气、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，包括加热炉和井场无组织废气，加热炉使用清洁能源天然气作为燃料，井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。

(3) 资源利用上线

项目为石油天然气开采项目，运营过程中不消耗水资源，不会对区域水资源造成影响。项目单个井场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。单个井场永久占地面积较小，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。

(4) 环境准入负面清单

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。

2.7.4 环境功能区划

本项目位于塔河油田，属于油气勘探开发区域，区域环境空气质量功能属于《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二类区；区域地下水以工农业用水为主，

属于《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类区；项目区域以工业生产(油气开采)为主要功能，区域声环境属于《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类功能区。

2.7.5 生态环境功能区划

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)，本项目主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 1.7-4。

表 2.7-4 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 2.7-4 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保护区，区块占地范围分布少量植被，未见野生动物出没。项目以施工期为主，具有临时性、短暂性特点，施工结束后，井场恢复，区域生态采取自然恢复措施，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。项目属于油气开采项目，项目的实施后，增加的区域油气资源总产能不会超过规划产能，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

本项目大气评价范围内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，将评价范围内涉及的 1 个村庄作为环境空气保护目标。本项目周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），将各井场占地外 1000m 范围内的耕地作为土壤环境保护目标；本项目生态评价范围内不存在自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，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和动物及塔里木河流域水土流失重点治理区和重点预防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；将区域风险评价范围内的 2 个村庄和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 2.8-6。

表 2.8-1 环境空气保护目标一览表

序号	保护目标	坐标 (m)		保护对象	保护内容	环境功能区	与项目位置关系		人口	户数	备注
		经度 (°E)	纬度 (°N)				方位	与井场距离 (m)			
1	塔里木乡	83.590	41.172	居住区	人群	二类区	SE	与 TH10446 井场距离 2000m	900	300	不改变环境空气质量功能

表 2.8-3 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 2.8-4 土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位	距项目厂界(m)
评价范围内耕地	—	—

表 2.8-5 环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境 空气	井场周边 3km 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	阿恰勒村	SE	与 TH10421CH 井场距离 2900m	村庄	300
		塔里木乡	SE	与 TH10421CH 井场距离 2000m	乡镇	900
井场周边 500m 范围内人口数小计						0
井场边 3km 范围内人口数小计						1460
大气环境敏感程度 E 值						E3
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					E2

表 2.8-6 生态环境保护目标一览表

环境要素	保护目标	保护范围	距井场最近距离	功能要求	备注
生态环境	植被和动物	井场占地范围 外扩 200m	—	—	不对区域生态环境产生明显影响
	塔里木流域水土流失重点治理区和预防区		—	—	不对区域水土保持产生明显影响

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。

塔河油田 10 区位于新疆阿克苏地区库车市境内，属于阿克库勒凸起，大量油气勘探工作始于 80 年代。在侏罗系、三叠系、石炭系和奥陶系获得油气流发现，发现阿克库勒、轮南、达里亚和塔河 1、2 区三叠系，3、4、6 区奥陶系等油气田。10 区是 6、7、8 区向西南延伸的一部分。塔河油田 10 区奥陶系油藏上报探明含油面积 297.3km^2 ，探明石油地质储量 $21533.6 \times 10^4\text{t}$ ，动用储量 $15906 \times 10^4\text{t}$ 。截至 2019 年 12 月底，塔河油田 10 区内现有计转站 9 座、泵站 2 座、卸油站 1 座、配液站 1 座，油气水井 316 口（油气生产井 281 口、注水井 20 口、长停井 1 口、封井 14 口）及附属配套设施，油田内部集输管网和道路等。

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“塔河油田西部奥陶系油藏 2021 年第二期侧钻项目”，建设内容包括：新建 3 口侧钻井，利用现有井场设备和集输管线、燃料气管线等；项目实施后日产液量 80t/d 。

本项目主要新建 3 口侧钻井，各井场采出液经现有集输管线输送至各计转站或阀组后，最终汇入联合站处理，因此，项目将现有 3 口老井作为现有工程进行描述。本次评价工程分析内容分为现有工程、拟建工程、依托工程三部分内容，具体工程分析章节结构见表 3-1。

表 3-1 工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	现有工程	主要介绍塔河油田 10 区整体开发现状回顾、现有 3 口老井现状回顾、现有区块污染物排放量、环境问题及“以新带老”改进意见
2	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、污染物年排放量、总量分析
3	依托工程	介绍二号联合站和二号轻烃站、三号联合站和三号轻烃站、塔河油田绿色环保站等基本情况及富余量

3.1 现有工程

3.1.1 塔河油田 10 区整体开发现状回顾

塔河油田 10 区按勘探开发历程主要经历了勘探阶段、油藏评价阶段和产能建设阶段。截止 2019 年 12 月，累计上报探明含油面积 343.98km^2 ，探明地质储量 $25252 \times 10^4\text{t}$ ，动用储量 $17900 \times 10^4\text{t}$ ，动用程度 70.9%，标定可采储量为 $2832 \times 10^4\text{t}$ ，标定采收率为 15.8%。10 区目前共有采油井 292 口，开井 236 口，开井率 80.8%，日产液能力 6366t，日产油能力 3265t，综合含水 53.55%，累计产油 $1770.6 \times 10^4\text{t}$ ，采出程度 7.01%。

3.1.2 本次拟建工程涉及改造的 3 口老井现状回顾

(1) 老井现状回顾

本次拟建工程涉及 TH10421CH 井、T756CX2 井、TH10131CH 井等 3 口井侧钻，现状 3 口老井名称分别为 TH10421 井、T756 井、TH10131 井，现状为停产状态。

(2) 老井手续履行情况

现有 3 口老井手续履行情况见表 3.1-4 所示。

表 3.1-4 现有 3 口老井环评及验收情况一览表

序号	老井名称	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	TH10421	原自治区环境保护局	新环自函[2006]134号	2006.4.3	原自治区环境保护厅	新环评价函[2010]586号	2010.9.21

2	T756	原自治区环境保护局	新环自函 [2006]134号	2006.4.3	原自治区环境保护厅	新环评价函 [2010]586号	2010.9.21
3	TH10131	原自治区环境保护厅	新环函 [2013]490号	2013.6.14	正在组织验收		

(3) 老井主要设备及工艺

各井场采出液通过抽油机采出后进井场加热炉加热并节流后，由现有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。

表 3.1-5 现有 9 口老井井场主要设备情况一览表

序号	老井名称	设备名称	数量(台/套/个)	备注
3	TH10421	抽油机	1	停产状态
		采油树	1	
		200kW 真空加热炉	1	
4	T756	抽油机	1	停产状态
		采油树	1	
		200kW 真空加热炉	1	
5	TH10131	抽油机	1	停产状态
		采油树	1	
		200kW 真空加热炉	1	

(4) 老井污染物达标情况

现状 3 口老井处于停产状态，各井场加热炉均为 200kW 真空加热炉。TK873 井场内设置有 1 座 200kW 真空加热炉，主要设备设施与现状 3 口老井相似，选取 TK873 井场监测数据进行现状老井污染物达标情况判定。现有工程各污染源均可达标排放。

表 3.1-6 代表性井场及站场污染物排放情况汇总一览表

项目	工程	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	TK873	真空加热炉烟气	颗粒物	3.5~5.2mg/m ³	燃料为净化后的天然气	《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			
			NO _x	108~112mg/m ³			

		井场无组织废气	硫化氢	未检出~ 0.005mg/m ³	日常维护,做好 密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新扩改建项目二级 标准	达标
			非甲烷总 烃	0.73~ 0.77mg/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	
噪声	TK873 井 场四周	噪声	昼间	42~43	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	47~49			达标

3.1.3 现有区块污染物排放量

根据“塔河油田10区块项目”后评价期间开展的污染源监测，塔河油田10区现有污染物年排放情况见表3.1-7。

表3.1-7 现有区块污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
塔河油田10区区块 现有污染物排放量	8.3	0.7	54.33	104.05	1.87	0	0

3.1.4 环境问题及“以新带老”改进意见

目前，塔河油田区域已开展后评价工作并完成备案，根据后评价结论，各区域存在的主要问题为：区块勘探时间过早，部分单井未履行环评及验收手续。管理部门已同意针对无环评手续的单井以区域后评价报告和备案文件作为竣工环保验收依据，并要求油田公司尽快落实。目前油田公司正在按照后评价报告及备案文件积极组织验收工作。

整改方案：建议西北油田分公司尽快落实单井验收手续事宜。

3.2 拟建工程

3.2.1 基本概况

根据塔河油田西部奥陶系油藏 2021 年第二期侧钻项目方案,项目基本情况见表 3.2-1,新建钻井基本信息见表 3.2-2。

表 3.2-1 产能建设项目基本情况一览表

项目	基 本 情 况
项目名称	塔河油田西部奥陶系油藏 2021 年第二期侧钻项目

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 10 区
建设性质			改扩建
总投资			项目总投资 2000 万元，其中环保投资 71 万元，占总投资的 3.55%
工程内容	主体工程	钻井工程	部署老井侧钻 3 口，井场建设应急池、放喷池、钻井平台、生活区等
	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； 营运期：加热炉使用净化后的天然气作为燃料，采出液密闭输送
		废水	施工期：施工期废水包括钻井废水及生活污水。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；生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)后，就近拉运至采油二厂、三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，修井废液送塔河油田绿色环保站处理； 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：基础减震； 闭井期：合理安排作业时间
		固体废物	施工期：施工期固废主要为岩屑、废机油、废烧碱包装袋和生活垃圾。岩屑随泥浆一同进入不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；废机油桶装收集后和废烧碱包装袋暂存在井场危废暂存间内，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；生活垃圾在垃圾收集箱暂存，将由井队定期清理运送至塔河油田绿色环保站； 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、废弃建筑垃圾等，收集后送塔河油田绿色环保站妥善处置
		环境风险	施工期：各井场设置 2 座放喷池和 1 座应急池；
产能			产液量 80/d
占地			项目总占地预计 32400m ² ，其中永久占地 10800m ² （主要包括井场永久占地），临时占地 21600m ² （主要包括井场临时占地地和放喷池、应急池及生活区临时占地）
劳动定员			本项目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			井场依托现有的组织机构，统一管理

3.2.2 油气水物性

(1) 原油物性

塔河油田 10 区全区地面原油密度介于 $0.8403 \sim 1.0756 \text{ g/cm}^3$ 之间, 平均为 0.9725 g/cm^3 ; 由于轻、中、重质原油均有分布, 原油运动粘度差异较大, 南部轻质油运动粘度在 $100 \text{ mPa} \cdot \text{s} (30^\circ\text{C})$ 以内, 北部重质油运动粘度多在 $10000 \sim 40000 \text{ mPa} \cdot \text{s} (30^\circ\text{C})$ 之间, 地面流动性较差。平均含硫量 2.3%, 平均含蜡量为 7.25%; 含盐量介于 $17 \sim 41200 \text{ mg/L}$, 平均 16517 mg/L 。

(2) 伴生气物性

塔河油田 10 区西南部轻-中质油井区地面天然气 CH_4 含量介于 50.1~94.4%, 平均 64.1%。相对密度分布在 $0.621 \sim 0.906 \text{ g/cm}^3$ 之间, 平均 0.729 g/cm^3 。甲烷系数分布在 1.22~37.3% 之间, 平均 5.08%。干燥系数分布在 2.83~4.92% 之间, 平均 3.87%。

(3) 地层水物性

塔河油田 10 区地层水矿化度介于 $133662 \sim 232236 \text{ mg/L}$ 之间, 平均为 178950 mg/L 。该区地层水矿化度较主体区低, 为封闭的高矿化度 CaCl_2 型水。

3.2.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.2-3。

表 3.2-3 本项目主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
1	开发指标	钻井数量	口	3
5		日产液量	t/d	80
6		油气比	m^3/t	16
7		综合含水率	%	50
9	能耗指标	燃料气年耗量	$10^4 \text{ m}^3/\text{a}$	494.5
10		年电耗量	10^4 kWh/a	2.365
11	综合指标	总投资	万元	2000
12		环保投资	万元	71
13		劳动定员	人	无人值守

3.2.4 油田开发工程内容

塔河油田西部奥陶系油藏 2021 年第二期侧钻项目包括钻井工程、地面工程

两部分内容，本次评价分别从钻井工程和地面工程两部分内容展开介绍。

3.2.4.1 钻井工程

3.2.4.1.1 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 3.2-4。

表 3.2-4 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	井场面积	长×宽(120m×90m)	m²	10800	新建
	钻井平台	--	套	1	新建
2	应急池	500m³	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	100m³	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	100m³	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
3	生活污水池	200m³	个	1	生活污水暂存；新建，“环保防渗膜+水泥”防渗
	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			

3.2.4.1.3 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备；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 3.2-6。

表 3.2-6 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	ZQ220	240	m ³ /h	1 台
	钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m ³ /h	1 台
	离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m ³ /h	1 台
	液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m ³ /h	1 台
	钻台紧急滑道	—	—	—	按标准配套
	环形防喷器	FH35-35	35	MPa	1
	单闸板防喷器	FZ35-70	70	MPa	1
	双闸板防喷器	2FZ35-70	70	MPa	2
	压井管汇	YG78/103-70	70	MPa	1
	节流管汇	JG78/103-70	70	MPa	1
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

3.2.4.1.4 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。

3.2.4.1.5 公辅工程

(1) 供电

钻井期钻机动、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。区域电网可以满足钻井工程用电需求。

(2) 给排水

① 给水：工程用水主要包括钻井用水和生活用水。

工程钻井用水由罐车拉至井场，3 座单座井场用水量约 295m³，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 70d，按生活用水量 100L/d·人计，生活用水量总计约 1260m³，3 座井场工程总用水量 1555m³。

② 排水：工程废水主要为生活污水。

生活污水主要为盥洗废水，3 座井场产生量约 1008m³，生活污水排入生活污水池（采用环保防渗膜+水泥压边防渗）暂存后，就近拉运至采油二厂、三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) 危险化学品间

本项目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。

(5) 危废暂存间

本项目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。

3.2.4.2 地面工程

3.2.4.2.1 工程建设内容

各单井井场设备主要包括利旧现有采油树、真空加热炉等。

3.2.4.2.2 主要设备设施

本项目地面集输过程涉及的主要设备见表 3.2-8。

表 3.2-8 本项目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	1	单盘管加热炉	200kW	座	3	利旧
	2	高压节流阀	DN75, 16MPa	套	3	利旧
管线	1	集输管线	DN75mm PN4.0MPa RF-Q(Y)-II-96×10.5-6.4	km	4	利旧
	2	燃料气管线	Φ48mm×4mm, 3PE, PN1.6MPa	km	4	利旧

3.2.4.2.3 原辅材料

项目原辅材料消耗为天然气。新建加热炉燃料气来源于各联合站处理净化后的天然气。本项目单座井场加热炉燃料气年消耗量 11.52 万 m³，3 座井场加热炉年消耗燃料气量为 34.56 万 m³。燃料气低位发热值为 33.59MJ/m³。其组分见表 2.2-9，单座井场燃料气用量情况见表 3.2-10。

表 3.2-9 燃料气组分一览表

组分	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	2、3-二甲基丁烷	3-甲基戊烷	正己烷	CO ₂	N ₂	总硫
含量,体积分数%	90.23	2.75	1.09	0.19	0.33	0.08	0.09	0.02	0.01	0.03	0.22	4.94	20mg/m ³

表 3.2-10 单座井场燃料气用量情况一览表

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

注：加热炉实际 24h 运行，运行负荷根据原料气及燃料气温度自动控制，折合满负荷日运行 16h。

3.2.4.2.4 公辅工程

(1) 通信工程

利旧现有井场通信设备，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。

(2) 供热

利旧现有井场加热炉，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°C 后外输。加热炉气源为处理站净化后的天然气。本项目井场各加热炉运行时间为 $4800\text{h}/\text{a}$ ，燃料气年消耗量 34.56万 m^3 。

(3) 给排水

本项目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 $0.2\text{m}^3\text{水}/\text{月}/\text{加热炉}$ 。项目无废水外排。

3.2.5 工艺流程及产排污节点

3.2.5.1 施工期

项目钻井工程基本作业程序主要包括钻前工程(井场准备)、钻井工程(钻井、完井)和连接生产管线等主要步骤。

3.2.5.1.1 钻前工程

工程钻前工程主要为井场建设。

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，生活污水池(采用环保防渗膜防渗+水泥压边)暂存后，就近拉运至采油二厂、三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，定点收集，定期拉运至塔河油田绿色环保站处理。

3.2.5.1.2 钻井作业

工程预计老井侧钻时间为 70 天，24h 连续作业。

工程钻井作业采用电钻机，通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性将岩屑带至地面，整个过程重复进行，使井不断加深，直至目的层井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。若工程施工期为冬季，为防止泥浆罐内泥浆结冰冻结，需对泥浆罐进行保温，工程施工期泥浆罐保温采用电伴热，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。发现钻时快，砂岩岩屑多而且呈棕褐色，有油味，可能显示钻遇油气层，而钻遇非含油气砂岩层时则多是白色、灰白色砂岩岩屑。

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

钻井作业施工过程中废水污染源主要为生活污水，生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)暂存后，就近拉运至采油二厂、三厂生活基地污水处理装置处理；噪声污染源主要为泥浆泵及钻机噪声，采取基础减振等降噪措施；固体废物主要为岩屑、废泥浆、废机油、废烧碱包装袋及生活垃圾，岩屑及废泥浆经不落地无害化处理装置处理，产生的泥饼及砂石用于铺垫井场。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。生活垃圾定点收集，定期拉运至塔河油田绿色环保站处理。

3.2.5.1.3 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。废水污染源主要为施工人员生活污水，生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜防渗+水泥压边)暂存后，就近拉运至采油二厂、三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。

3.2.5.1.4 井场建设

本项目建设井场3座，各井场均设置利旧1台真空加热炉。井场施工期内容主要为现有设备安装及与现有管线连接。真空加热炉等设备为现有井场设备，用施工车辆运至指定井场位置即可。

该过程废气污染源主要为施工车辆产生的车辆尾气；噪声污染源为施工车辆噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声。

3.2.5.2 运营期

本项目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，他们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现有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。

本项目燃料气气源为联合站内处理后的干气。现有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)主要为落地油泥，委托有资质单位进行接收处置。

本项目营运期污染源及治理措施情况见表 3.2-11。

表 3.2-11 本项目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	井场无组织废气	H_2S 、非甲烷总烃	连续	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

3.2.5.3 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、废弃建筑垃圾等，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。

3.2.6 施工期环境影响因素及其防治措施

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

(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；临时占地主要包括井场临时占地、生活区临时占地，随着井场施工的结束，临时占地可恢复原有使用功能。

井场施工过程中，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。本项目要求施工作业时避开植被茂密区。

(2) 废气

本项目施工过程中废气包括放喷废气、施工扬尘和施工车辆尾气。

① 放喷废气

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

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

② 施工扬尘

施工扬尘主要来自于池体开挖、车辆运输过程中产生，井场施工过程中池体开挖周期较短，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。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小。

(3) 施工废水

施工期产生的废水主要是钻井队生活污水。生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)暂存后，就近拉运至采油二厂、三厂生活基地污水处理装置处理。

采油二厂、三厂生活基地污水处理装置均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。采油二厂厂部基地生活污水处理装置设计规模 $360\text{m}^3/\text{d}$ ，实际运行规模 $140\text{m}^3/\text{d}$ ，于 2016 年 11 月 4 日取得原库车市环境保护局批复(库环监函[2016]141 号文)，2018 年 4 月 21 日完成了自主验收工作。采油三厂厂部基地生活污水处理装置设计处理规模 $168\text{m}^3/\text{d}$ ，实际运行规模 $47.6\text{m}^3/\text{d}$ ，于 2016 年 11 月 4 日取得原库车市环境保护局批复(库环监函[2016]145 号文)，2017 年完成了验收工作。

(4) 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 $85\sim 100\text{dB}(\text{A})$ 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。

(5) 固体废物

本项目施工过程中产生的固体废物主要为施工过程中废弃泥浆、钻井岩屑、废机油、废烧碱包装袋施工人员生活垃圾。

工程使用聚磺体系泥浆，泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用。工程泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用。分离的岩屑相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

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。施工人员生活垃圾定期收集后送塔河油田绿色环保站处理。

3.2.7 营运期污染源及其防治措施

3.2.7.1 废气污染源及其治理措施

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，本项目实施后废气污染源及其治理措施见表 3.2-12。

表 3.2-12 本项目废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度 (mg/m ³)	治理措施	排气筒高度 (m)	废气量 (m ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	有效工作时间	单座井场年总排放量 (t/a)	年总排放量 (t/a)
1	真空加热炉烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物	10 4 150	使用清洁能源	8	240	10 4 150	0.003 0.001 0.036	4800	0.012 0.001 0.173	0.036 0.015 0.519
2	井场无组织废气	非甲烷总烃 硫化氢	—	密闭输送	—	—	—	0.013 0.0001	8760	0.12 0.0009	0.36 0.0027

源强核算过程：

(1) 加热炉烟气

本项目各井场均设置 1 台 200kW 真空加热炉，井场加热炉烟气主要污染物为颗粒物、SO₂、NO_x，经 8m 高烟囱排放。

①200kW 真空加热炉燃气量计算公式如下：

$$A = \frac{3600pt}{\varepsilon Q_L} = \frac{3600 \times 0.2 \times 1}{0.9 \times 33.59} = 24$$

式中：A 为燃气量，m³；

P 为真空加热炉功率，MW，真空加热炉 1 小时满负荷取 0.2MW；

ε 为真空加热炉热转化效率，真空加热炉取 0.9；

Q_L 为燃气的低位热值，MJ/m³，根据燃气分析结果，燃气取 33.59MJ/m³；

t 为真空加热炉运行时间, h。

则真空加热炉每小时燃气量为 24m^3 。

②标态下单位体积天然气的理论空气需要量 (m^3/m^3)

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

$$= 9.6\text{m}^3/\text{m}^3$$

式中 CO 、 H_2 、 H_2O 、 H_2S 、 C_mH_n 、 O_2 ——天然气中气体相应成分体积分数(%)。

计算可得单位体积天然气的理论空气需要量 $9.6\text{m}^3/\text{m}^3$ 。

③标态下单位体积天然气的理论干烟气量 (m^3/m^3)

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

$$= 8.6\text{m}^3/\text{m}^3$$

④标态下加热炉燃烧单位体积天然气的实际干烟气量 (m^3/m^3)

$$V_g^s = V_g^s \div (1 - 3.5\%/21\%) = 10\text{m}^3/\text{m}^3$$

标态下单井真空加热炉的实际干烟气量为 $24 \times 10\text{Nm}^3/\text{h} = 240\text{Nm}^3/\text{h}$

⑤本项目燃用天然气中全硫含量按天然气标准 (GB17820-2018) 规定的一类天然气最大值计算。加热炉排放 SO_2 浓度 $= 20 \times 64/32/10 = 4\text{mg}/\text{m}^3$

初始烟气中颗粒物浓度和氮氧化物浓度直接类比同类型加热炉监测数据, 则烟气中颗粒物浓度为 $10\text{mg}/\text{m}^3$, SO_2 浓度为 $4\text{mg}/\text{m}^3$ 、 NO_x 浓度取 $150\text{mg}/\text{m}^3$, 真空加热炉烟气排放满足《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。按真空加热炉年有效运行时间为 4800h, 单座井场加热炉颗粒物排放量 $0.012\text{t}/\text{a}$ 、 SO_2 排放量 $0.005\text{t}/\text{a}$ 、 NO_x 排放量 $0.173\text{t}/\text{a}$ 。

(2) 井场无组织废气

本项目运营过程中从阀门、法兰等部分逸散无组织非甲烷总烃和硫化氢, 参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》要求中石油炼制行业对本项目无组织废气进行核算。挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有

机物量按以下公式计算。

$$VOCs\text{排放量} = N \times F_A \times \frac{WF_{TOC}}{WF_{TOC} - WF_{\text{甲烷}}} \times WF_{TOC} \times \frac{WF_{VOC}}{WF_{TOC}} \times t$$

式中： F_A ——密封点排放系数；

$WF_{\text{甲烷}}$ ——流经密封点的物料中甲烷平均质量分数；

WF_{TOC} ——流经密封点的物料中总有机碳平均质量分数；

WF_{VOC} ——流经密封点的物料中 VOC_s 平均质量分数；

N ——密封点的个数；

t ——时间。

表 3.2-13 设备与管线组件 F_A 取值参数表

设备类型	介质	石油炼制排放系数(千克/小时/排放源)
阀	气体	0.0268
	轻液体	0.0109
	重液体	0.00023
泵 ^d	轻液体	0.114
	重液体	0.021
压缩机	气体	0.636
泄压设备	气体	0.16
法兰、连接件	所有	0.00025
开口阀或开口管线	所有	0.0023
采样连接系统	所有	0.0150

根据油气水物性参数，项目 $WF_{\text{甲烷}}$ 核算值为 39%， WF_{TOC} 核算值为 92%， WF_{VOC} 核算值为 53%，项目井场涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.2-14 所示。

表 3.2-14 本项目井场无组织废气核算一览表

序号	设备名称	设备数量 (个)	单个设备排放速 率(kg/h)	排放速率 (kg/h)	年运行时 间(h)	年排放量 (t)
1	阀(重液体)	20	0.00023	0.004	8760	0.04
2	法兰	40	0.00025	0.009	8760	0.08

合计	0.12
----	------

经过核算，本项目单座井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.013kg/h。无组织废气中硫化氢含量类比同类型井场，排放速率按 0.0001kg/h 考虑。按年有效工作时间 8760h 计算，单座井场非甲烷总烃年排放量为 0.12t/a，硫化氢年排放量为 0.0009t/a。

3.2.7.2 废水污染源及其治理措施

本项目运营期废水主要包括采出水和修井废液，产生情况见表 3.2-16。

表 3.2-15 本项目井场废水情况一览表

类别	序号	污染源	产生量 (m³/a)	排放量 (t/a)	主要污染物	产生特点	治理措施
废水	W ₁	采出水	14600	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	120	0	石油类、SS、COD	间歇	送至塔河油田绿色环保站处理

本项目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。

3.2.7.3 噪声污染源及其治理措施

本项目实施后，各噪声污染源治理措施情况见表 3.2-16。

表 3.2-16 单座井场噪声污染源强一览表

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

本项目单座井场产噪设备主要为采油树、真空加热炉等设备噪声，噪声值为 80~85dB(A)。项目采取基础减震降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 10dB(A)。

3.2.7.4 固体废物及其治理措施

本项目实施后，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 3.2-17。

表 3.2-17 本项目危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量 (t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油泥	HW08	071-001-08	1.5	油气开采、管道集输	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

3.2.8 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。

3.2.9 非正常排放

本项目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。

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

表 3.2-18 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

本项目现有集输管线刺漏时，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。

3.2.11 污染物年排放量

本项目实施后污染物年排放量见表 3.2-19。

表 3.2-19 本项目污染物排放一览表 单位: t/a

大气污染物					水污染物				固体废物
颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢	SS	COD	BOD ₅	氨氮	
0.036	0.015	0.519	0.36	0.0027	0	0	0	0	0

3.2.12 三本账

本项目“三本账”的排放情况见表 3.2-20。

表 3.2-20 本项目“三本账”的排放情况一览表 单位: t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
现有工程排放量	0	0	0	0	0	0	0
本项目排放量	0.036	0.015	0.519	0.36	0.0027	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0	0
本项目实施后排放量	0.036	0.015	0.519	0.36	0.0027	0	0
本项目实施后增减量	+0.036	+0.015	+0.519	+0.36	+0.0027	0	0

3.2.13 污染物总量控制分析

3.2.13.1 总量控制因子

根据国家“十四五”总量控制水平,考虑本项目的排污特点,污染物排放总量控制因子如下:

废气污染物: SO_2 、 NO_x 、 VOC_s

废水污染物: COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 。

3.2.13.2 本项目污染物排放总量

本项目在正常运行期间,各井场采出水随采出液一起最终输送至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,无废水外排。因此建议不对废水污染物进行总量控制。

根据《关于印发〈建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》(环发[2014]197号)及《关于印发〈自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》(新环发[2016]126号)要求,本项目 SO_2 、

NO_x 排放总量控制指标核算过程如下：

表 3.2-21 项目废气主要污染物排放总量核算表

污染源	项目	标准限值 (mg/m ³)	单座加热炉废 气量(m ³ /h)	运行时间 (h/a)	加热炉数量(台)	污染物总量 (t/a)
真空加热 炉烟气	SO ₂	50	240	16×300=4800	3	0.173
	NO _x	200				0.691

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)，挥发性有机物(VOCs)是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。本标准采用非甲烷总烃作为 VOCs 排放控制项目。根据计算，项目运营期 VOCs(即非甲烷总烃)排放量估算为 5.16t/a。

综上所述，本项目总量控制指标为：SO₂ 0.173t/a，NO_x 0.691t/a，VOC_s 0.36t/a，COD 0t/a，氨氮 0t/a。

3.3 依托工程

本项目各井场采出液通过现有集输管线集输至各计转站或阀组，然后送入联合站进行处理。本次将涉及依托的联合站及环保站作为依托工程进行介绍。

3.3.2 二号联合站和二号轻烃站

(1) 二号联合站

塔河油田二号联合站包括原油处理系统和污水处理系统，主要负责塔河油田 6 区、7 区、10 区油区的原油处理任务。设计最大原油处理能力为 574×10⁴t/a，包括 2 套原油处理装置。采出水处理设施设计处理能力 5000m³/d。现状实际原油处理能力 370×10⁴t/a，水处理能力 4869m³/d。

二号联合站原油处理装置主要生产流程：计转(量)站来油→进站加热炉→三相分离器→原油脱硫装置→一次沉降罐→二次沉降罐→脱水泵→脱水加热炉→净化油储罐→外输泵→输油首站。

污水处理工艺采用斜管除油器加核桃壳过滤除油工艺，处理后的废水经过 500m³缓冲罐进入外输泵房，全部用于油井回注。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。

(2) 二号轻烃站

二号联轻烃站主要负责二号联来气、6、7 区来气及 12 区伴生气主管网来气的处理，天然气设计最大处理能力为 $35 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，采用“压缩机增压+湿法脱硫+分子筛脱水+丙烷、膨胀机制冷+DHX 分馏”等工艺将进站高含原料气进行增压、脱硫、脱水、制冷、分馏等处理，最终形成净化气、液化石油气及 I 号稳定轻烃等产品。截止目前，最大处理天然气量 $21 \text{ 万 m}^3/\text{d}$ 。

天然气处理流程：天然气来自原油装置区→原料气分离器→一级压缩机→酸气预分离器→酸气过滤分离器→MDEA 吸收塔→净化气分离器→二级压缩→净化气分水器→分子筛前置聚结器→分子筛干燥器→粉尘过滤器→膨胀机增压端→增压出口冷却器→主换热器→丙烷蒸发器→副换热器→低温分离器→膨胀机膨胀端入口→低温吸收塔→副换热器→主换热器→外输压缩机组→干气外输

液化气、轻烃生产流程：低温吸收塔→低温泵（部分回流）→脱乙烷塔顶部→塔底重沸器（部分回流）→轻油换热器→液化气管中→塔底重沸器→轻油换热器→轻油冷却器→储罐

↓
液化气管顶部→回流罐→回流泵→液化气储罐

轻烃站天然气采用湿法脱硫，药剂是 UDS-2 脱硫剂，脱硫废气最终去硫磺回收单元生成硫膏。轻烃，混烃采用分馏法脱硫，轻混烃脱出的硫（气态）去压缩机后在湿法脱硫单元脱出。

3.3.3 三号联合站和三号轻烃站

(1) 三号联合站

塔河油田三号联合站主要担负塔河油田 8 区、10 区、11 区、TP 片区及外围新增区块单井采出液的处理任务，集原油破乳，油气分离，脱硫，沉降脱水，污水处理以及回灌等多功能于一体，设计原油处理规模分别 $276 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，污水处理规模为 $6500 \text{ m}^3/\text{d}$ 。现三号联合站为全稀油生产模式，主要对外输送中质油，为塔河油田主力片区超稠油的开采提供有力保障。原油处理工艺流程：稀油由稀油汇管来液加药后，进稀油加热炉加热，然后进三相分离器进行油气水分离。稠油由稠油汇管加药后，进稠油加热炉加热，然后进两相分离器进行气液分离。稠油、稀油在经过分离器初步处理后在分离器出口完成混配，混配后的中质油进入脱硫塔一段进行脱硫后再依次进入一次沉降罐及二次沉降罐沉降脱水，脱水后的原油通

过脱水泵提升进入加热炉区再次加热升温至 75°C 后，进入脱硫塔二段再次脱硫并进入净化油罐储存，最后经过脱水、脱硫的净化原油通过外输泵增压、流量计计量后一部分输送至 TK835 装车站用于单井掺稀，剩余部分外输至二号联合站，最后通过输油首站外输。截止目前，原油实际处理规模为 $125 \times 10^4 \text{t/a}$ ，水 $6058 \text{m}^3/\text{d}$ 。

(2) 三号轻烃站

三号轻烃站集原料气增压、天然气脱硫及硫磺回收、天然气脱水、冷凝分离、凝液分馏、外输气增压及辅助生产装置等多项功能于一体，采用先进的 MDEA 胺法脱硫技术，硫磺回收采用自循环 LO-CAT 工艺。主要担负塔河油田 8 区、10 区南、11 区、托普台区伴生气的处理任务。主要功能是生产高附加值的液化气和轻烃产品，并为下游用户提供合格的天然气。三号轻烃处理站设计最大处理天然气 $60 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；主要产品为干气、轻烃和液化气，设计外输干气量 $42.91 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，液化气产量 103.3t/d ，轻烃产量 47t/d 。干气作为采油三厂所辖站场自用燃料气及发电三厂燃料气；轻烃和液化气全部外销；副产品为硫磺外运。截至目前，天然气实际处理 $51 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

天然气脱硫工艺流程：原料气进站后进入原料气分离器脱出气体中的游离水和杂质，然后经一级压缩机增压之后进脱硫单元进行 MDEA 胺法脱硫。硫磺回收工艺流程：硫磺回收部分采用自循环 LO-CAT 工艺。经脱硫系统处理出的含硫化氢的酸气经酸气分离器分离后，进入吸收氧化塔后进行氧化还原反应，氧化塔得到的硫磺进入硫磺过滤机，制成含水 30% 的硫饼，滤液经滤液分离器分离、溶液泵增压后进入吸收/氧化塔顶部循环使用。

天然气脱水及干气外输：天然气脱硫完成后，经二级压缩之后进入脱水单元进行脱水，采用分子筛脱水固体吸附法，将天然气中的水份和杂质脱出，经脱水后的天然气进入冷凝分离部分凝液分馏，最后处理完成的干气由外输压缩机外输。

轻烃回收工艺流程：轻烃回收采用“膨胀机制冷+丙烷辅助制冷+低温冷油吸收”工艺。脱水后的天然气经膨胀机所带的同轴增压机增压，经冷却后进入主换热器与外输干气和凝液换热、回收冷量，冷却后的物料进入丙烷蒸发器、冷油换热器换热，进入低温分离器。低温分离器出口的气相进入膨胀机的膨胀端，与脱

乙烷塔来的天然气充分接触回收凝液后经冷油换热器、主换热器回收冷量后进入外输气压缩机增压、后冷器冷却后外输至二号燃气电站。由低温分离器分出的液相经降压、主换热器回收冷量后进入脱乙烷塔的中部，经膨胀机低温膨胀得到的凝液进入脱乙烷塔的顶部，在该塔内进行分离，分离出的液相进入液化气塔，在液化气塔内分离后合格的液化气和轻烃产品。液化气和轻烃经储罐储存后装车外运。为提高液化气塔的操作稳定性，液化气塔采用塔顶全冷凝、强制回流的方式。

3.3.4 塔河油田绿色环保站

塔河油田绿色环保站工程于 2014 年 6 月 23 日取得环评批复(阿地环函字[2014]236 号)，并于 2015 年 12 月 17 日取得竣工环保验收批复(阿地环函字[2015]501 号)。处理场占地 235451m²，建筑面积 68884.0m²，绿地面积 47080m²。

塔河油田绿色环保站包含原塔河油田一号固废液处理站和塔河油田污油泥处理站。塔河油田污油泥处理站紧邻塔河油田一号固废液处理站。

塔河油田一号固废液处理站主要处理塔河油田废液、洗井废液、压裂酸化液及生活垃圾、含油废物等。塔河油田一号固废液处理站现有 2 座 10000m³工业垃圾池、库容 73100m³的生活垃圾池、6 座总容积为 10×10⁴m³固体垃圾池、3 座总容积为 36000m³污油泥接收池、1 座 5000m³脱硫剂暂存池、1 座 5000m³药渣暂存池、1 座 9000m³废液接收池(包括 2 个接液池、1 个沉降池和 1 个隔油池)、1 套处理能力 1430m³/d 的一体化设备配套处理设施(包括缓冲沉降池、二次调节池、加药调节池)、一体化气浮处理设备及相应的公用设施。

塔河油田污油泥处理站主要处理废液油泥、落地油泥、集输系统污油泥、污水处理系统油泥等，采用化学热洗作为主导工艺，辅助焚烧处理技术，主体工艺流程主要包括：预液化单元、油泥分离单元、固液分离单元、油水分离单元、供热单元。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

库车市位于天山中段南部，塔里木盆地北缘，位于阿克苏地区东部。县境位于东经 $82^{\circ} 35' \sim 84^{\circ} 17'$ ，北纬 $40^{\circ} 46' \sim 42^{\circ} 35'$ 之间，东与轮台县接壤，西与拜城县、新和县相邻，南与沙雅县、尉犁县毗邻，北隔天山山脉与静县相望。县境南北最大长度 193km，东西最大宽度 164km，总面积为 15379km²。其中，南部平原占总面积的 53.8%，北部山地约占 46.2%。

本项目位于在阿克苏地区库车市境内，距离本项目单井最近的村庄为塔里木乡，西北距 TH10421CH 井 2km。工程选址区域周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点。

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。

本项目位于塔里木河冲积平原地带，地势平坦，各井场海拔高度在 945~955m 之间，地形简单，地貌单一。

4.1.3 区域地质概况

项目所在区域构造位于塔里木盆地沙雅隆起中段阿克库勒凸起西南部。新构造运动活跃，前山却勒塔格形成的同时，在山麓带有下更新统砾石构成的倾斜台地；由中更新统半胶结砾石层构成的山前残留台地与平原

上更新统砂砾石层呈不整合接触。由于基底位置较高，第四系松散岩类沉积物一般较薄，小于 350m。冲洪积平原沉积物主要来源于渭干河和库车河，从山地搬运的卵砾碎屑物多沉积于上游的拜城盆地，因而，本冲洪积平原第四系松散岩类堆积物一般以砂砾石、砾沙和砂层为主。

4.1.4 地表水

库车市按地表水系划分为三大流域，即渭干河流域、塔里木河流域和库车河流域。渭干河发源于天山南麓哈雷克群山和汗腾格里峰，年径流量 22.46 亿 m^3 ，库车市按 39.5%分水，实际水量为 8.87 亿 m^3 ，灌溉面积为 44840 km^2 ，渭干河出秋里塔克山峡后分为沙雅河与英达里亚河。塔里木河是通过库车南部的过境河流，由西向东横穿草湖地区，可灌溉一些草场。库车河是库车河系中水量最大的河流，河源最高点海拔 4553m，河尾最低点海拔 930m，河流全长 221.6km。

距离本项目单井最近的地表水体为塔里木河。塔里木河干流是典型的干旱区内陆河流，由叶尔羌河、和田河、阿克苏河三源流汇合而成，从肖夹克至台特玛湖全长 1321km，流域面积 1.76 万 km^2 ，属平原型河流，自西向东流动，塔里木河地处我国西北内陆的塔里木盆地，水质表现为矿化度高，水质偏碱性，含氟较高，河水化学类型为 $HSO_4 \cdot Cl-Ca \cdot Mg \cdot Na$ 为主，矿化度枯水期最大。

工程场地及周边临近区域无地表水体分布，项目 TH10421CH 井场南距塔里木河 19km。

4.1.5 水文地质

(1) 地下水类型及富水性

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

土与砂砾石和砂层互层状，这里分布的地下水为多层结构的潜水和承压（自流）水。该区域地下潜水水位埋深一般为 10m 左右，东北部地区埋深小于 10m，最浅埋深 1.26m。

塔里木河以北区域的潜水含水层富水性可划分为潜水水量中等。潜水含水层近似呈半圆状分布在塔里木河以北区域的西北角地段。该区潜水位埋深 3~6m 左右，钻孔揭露的潜水含水层厚度 17~50m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂，换算涌水量为 363.0~810.0m³/d，水量中等；渗透系数为 1.82~4.01m/d。

(2) 包气带岩性、结构、厚度、分布及垂向渗透系数

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

(3) 区域地下水补给、径流、排泄条件

塔里木盆地地下水受地表水补给作用极为强烈。在区域上，盆地北缘地下水接受开都-孔雀河、渭干河、阿克苏河及其它河流出口后的入渗补给、天山南麓山前地带暴雨洪流入渗补给、渠系引水入渗补给及山区地下水侧向径流补给等；在盆地西缘和南缘，地下水接受克孜河、盖孜河、叶尔羌河、喀拉喀什河、玉龙喀什河、于田河、克里雅河和车尔臣河等河流出口后入渗补给、昆仑山山前地带暴雨洪流入渗补给、渠系引水入渗补给及山前侧向地下水径流补给等。

塔里木盆地北缘地下水在松散卵砾石和砂砾石的空隙中大体由北向南径流，至塔里木河以北的细土平原地下水浅埋带，一部分以垂直蒸发和植物蒸腾形式进行垂直排泄，另一部分则排入塔里木河或河床冲积层。在盆地西缘和南缘地下水在松散卵砾石和砂砾石的空隙中大体由南（或西南）向北（或东北）径流，至山前洪冲积倾斜平原前缘溢出带附近一部分以泉的形式排泄于地表，一

部分通过蒸发和植物蒸腾形式进行排泄,在埋深小于 1m 地段,地表土层普遍积盐,形成厚达 10~20cm 的白色盐壳;还有一部分则以地下侧向径流的形式排泄于塔克拉玛干沙漠。塔克拉玛干沙漠中的地下水大体由南向北缓慢径流(盆地西南缘为由西南向东北径流)至塔里木河附近折转向东径流,下游向东南径流,最终排泄于台特玛湖和罗布泊,并通过蒸发和植物蒸腾形式进行垂直排泄。沙漠下伏冲湖积层是地下水储存的地下水库,地下水流速缓慢,靠远距离排泄平衡。

(3) 地下水的水化学特征

下面对潜水的水化学类型分别进行论述。

——潜水的水化学类型

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

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

4.1.6 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。

库车市主要气象数据见表 4.1-1。

表 4.1-1 库车市主要气候要素一览表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1	年平均气温	11.3℃	7	多年平均风速	2.0m/s
2	极端最高气温	36.8℃	8	10m 高最大风速	19.7m/s

3	极端最低气温	-32.0℃	9	年最大降雨量	128.1mm
4	月平均最高气温(7月)	32.9℃	10	日最大降雨量	37.5mm
5	月平均最低气温(1月)	-18.0℃	11	年平均降雨量	79.9mm
6	年平均相对湿度	54%	12	平均年蒸发量	2115.2mm

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 2~3m，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%。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结壳盐土、盐化草甸土、盐化林灌草甸土。

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，本项目东南距离拟定生态保护红线(土地沙化生态保护红线区)最近为 3.9km，不在红线内。

4.2.2 新疆库车大峡谷国家地质公园

新疆库车大峡谷国家地质公园是位于新疆阿克苏地区库车市。库车大峡谷国家地质公园于 2009 年被国土资源部授予国家地质公园资质。以盐水沟、库车大峡谷、大龙池为轴线，周边形成 200 km² 的地质遗迹保护范围，作为旅游风景区。新疆库车大峡谷国家地质公园以发育于新生界红色砂岩中的峡谷为特色，其他尚有第四纪冰川遗迹、雅丹地貌景观等。

公园内还有由红色砂岩形成的“库车地貌”，其特征是指发生褶皱构造的陆相中新生界砾岩、砂岩、泥岩等岩层在干旱气候条件，在季节性水流的作用下，伴有崩塌作用，形成迷宫式峡谷与城堡式山岭的地貌景观。冰川地貌类型发育多样，有堰塞湖、冰碛平台、“U”形谷等；雅丹地貌形态多样，有条带状、金字塔状等。

本项目西北距新疆库车大峡谷国家地质公园 78km，不在保护区范围内。

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。

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

水土流失预防措施为：塔里木盆地北部农田防护水源涵养区塔里木河干流段外围注重保护现有植被。加强流域水资源统一管理、保证生态用水，在加强天然林草建设和管护的同时，对天然林草进行引洪灌溉，促进天然林草的恢复和更新，提高乔灌的郁闭度和草地的覆盖度，为区域经济的可持续发展提供保障。

4.3 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数据

本次评价收集了 2019 年 1 月 1 日至 2019 年 12 月 31 日期间阿克苏地区例行监测点的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行环境质量现状评价，现状评价结果见表 4.3-1 所示。

表 4.3-1 阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
PM_{10}	年平均质量浓度	70	176	251.4	超标
$\text{PM}_{2.5}$	年平均质量浓度	35	54	154.3	超标
SO_2	年平均质量浓度	60	7	11.7	达标
NO_2	年平均质量浓度	40	31	77.5	达标
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000	900	22.5	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度	160	93	58.1	达标

由表 4.3-3 可知，项目所在区域 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 年均浓度值超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单(环境保护部公告 2018 年第 29 号)中二级标准要求，即项目所在区域为不达标区。

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。本项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状数据

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

本项目引用《塔河油田 12 区 2019 年产能建设项目》2 个承压水、2 个潜水质量现状监测数据和《西北油田分公司采油二厂地下水监测井》中 3 个潜水质量现状监测数据，其监测点与本工程处于同一水文地质单元，其监测数据在一定程度上能够反映本工程所在区域地下水环境质量。

由表 4.3-11 分析可知，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等。铁、锰超标是该井为钢质井筒，腐蚀造成局部污染。

4.3.3 声环境现状监测与评价

根据各井场周边环境，在井场边界各布设 4 个声环境质量现状监测点。

由监测结果可知，各井场场界噪声监测值昼间为 39~41dB(A)，夜间为 36~38dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准要求。

4.3.4 土壤环境现状监测与评价

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

4.3.6 生态环境调查与评价

4.3.5.1 生态背景调查范围

本评价根据区域生态环境特点，从维护生态系统完整性出发，确定生态环

境现状调查范围为井场边界外延 200m 范围。

4.3.5.2 土地利用现状调查

据遥感调查结果,采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析,即将遥感影像与线路进行叠加,以确定生态评价范围内的土地利用类型,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。项目区的主要土地类型为耕地、建设用地、裸地。

4.3.5.3 生态背景调查

(1)生态系统

本项目所在区域生态系统主要由荒漠生态系统和农田生态系统组成。

荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型,分布非常广泛。区域土地利用类型以草地和裸地为主,主要植被为多枝怪柳、芦苇、假木贼、骆驼刺等。荒漠生态系统功能简单,结构脆弱,一经破坏极难恢复。但因其分布面积大,处于人类活动频繁的农田区域外围,与人工植被相嵌分布。所以在防止农田土地荒漠化、保护绿洲稳定、维持生物多样性方面具有十分重要的作用。

农田生态系统,该区域植被类型以栽培作物为主,主要为棉花。

(2)动植物

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

该区域的植被类型在中国植被区划中属塔里木荒漠省、塔克拉玛干亚省、塔里木河谷洲。该区域的植被除塔里木河沿岸分布有胡杨及人工植被外,基本均属于低地河漫滩多汁盐柴类、草甸类型植被。

按中国动物地理区划,评价区域动物区系属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原州、塔里木河中游区。从有关资料调查中得知,本工程区栖息分布着野生动物(指脊椎动物中的兽类、鸟类、爬行类和两栖类)。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,动物种类较少,主要为伴人动物,如麻雀、啮齿类动物。

4.4 区域污染源调查

本次环境影响评价区域污染源主要调查废气污染源和废水污染源，经现场调查及咨询当地生态环境主管部门，大气评价范围内主要涉及塔河油田单井、计转站、联合站等，各单井污染源情况类似。经核算和参考区域后评价期间统计数据，区域企业外排污染物具体情况见表 4.4-1。

表 4.4-1 现有及在建、拟建企业主要污染物调查结果一览表 单位：t/a

序号	企业名称	废气污染物			废水污染物	
		颗粒物	SO ₂	NO _x	COD	氨氮
1	西北油田分公司单井、计转站、联合站	8.3	0.7	54.33	0	0

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，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；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，井场呈点状分布在开发区块内，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，扰动占地区域周边生境。

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

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

施工期的扬尘产生量与施工现场条件、管理水平、机械化程度以及气象条件等诸多因素有关，难以进行量化，类比调查结果表明，施工扬尘以土壤颗粒为主。施工期对环境造成不利影响的污染因素持续时间短，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) 机械设备和车辆废气

在钻井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。施工机械和运输车辆

运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，可为环境所接受。

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

(3) 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

钻井工程，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，本项目施工活动范围区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、测试废气、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》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。

表 5.1-1 施工期扬尘污染防治措施一览表

序	防治	具体要求	依据
---	----	------	----

号	措施		
1	施工现场公示牌	在施工现场出入口明显位置设置公示牌，公示施工现场负责人、环保监督员、防尘措施、扬尘监督管理部门、举报电话等信息	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
2	密闭苫盖措施	①建筑材料采用密闭存储、设置围挡、采用防尘布苫盖等措施； ②建筑垃圾采用覆盖防尘布、防尘网、定期喷洒抑尘剂、定期喷水压尘等措施	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
3	物料运输车辆密闭措施	①进出工地的物料、渣土、垃圾运输车辆，应尽可能采用密闭车斗，并保证物料不遗撒外漏。若无密闭车斗，物料、垃圾、渣土的装载高度不得超过车辆槽帮上沿，车斗应用苫布遮盖严实； ②装卸和运输渣土、砂石、建筑垃圾等易产生扬尘污染物料的，应当采取完全密闭措施	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
4	洒水抑尘措施	遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网 施工现场必须建立洒水清扫抑尘制度，配备洒水设备。非冰冻期每天洒水不少于 2 次，并有专人负责。重污染天气时相应增加洒水频次	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》 《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
5	重污染天气应急预案	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辆上路行驶 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辆禁止上路行驶(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 噪声源及其影响预测

(1) 施工噪声影响分析

① 施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括池体开挖、设备吊运安装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、泥浆泵和振动筛运转

过程产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表 A.2 和类比油田开发工程中井场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	挖掘机	90/5	4	钻机	95/5
2	运输车辆	90/5	5	泥浆泵	95/5
3	吊装机	84/5	6	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	—	—	—	池体开挖
2	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	—	—	—	物料运输
3	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	—	—	—	设备安装
4	钻机	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	52.1	49.9	47.4	钻井
5	振动筛	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	47.1	44.9	42.4	
6	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，池体开挖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，井场距离最近的村庄距离 2000m，钻井期间夜间施工可能会对周围声环境产生一定的影响。

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。

(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。钻井期间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

本项目共计部署 3 口老井侧钻，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钻井废弃泥浆和岩屑、少量生活垃圾等。

① 钻井泥浆

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

② 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。钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

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

式中：W——钻井岩屑产生量，m³；

D——井眼的平均直径；

h——井深。

利用上述公式计算出，项目总岩屑产生量 33m³，全部为聚磺泥浆钻井岩屑。

③ 生活垃圾

本项目部署 3 口老井侧钻，钻井平均周期 70 天。钻井期间，常住井场人员按 60 人计算，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。施工期生活垃圾产生总量为 6.3t，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

(1) 钻井废弃物不落地处理方案

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

①钻井液废弃物全部使用不落地分离及收集系统进行减量化处理；

②聚磺钻井液体系废弃物随钻处理后，经检合格后。井场暂存，然后综合利用做修井场路、垫井场用。

(2)其它要求或方案

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

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

③所有固体废物必须进行规范处理。

(3)落地油的控制与回收处理

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

加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或杜绝油井跑、冒、滴、漏，以及泄漏事件的发生。

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以及农田耕作区的灌溉系统。

(1)废水产生量分析

①生活污水

本项目部署3口老井侧钻，其中施工天数70d。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1260m³，生活污水产生量按用水量的80%计算，则总产生量为1008m³。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 0.40t、BOD₅ 0.25t、NH₃-N 0.02t、SS 0.20t。生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)暂存后，就近拉运至采油二厂、三厂生活基地污水处理装置处理。

(2)钻井过程对地表水的影响分析

钻井过程中的钻井废水、生活污水、废弃钻井泥浆和钻井岩屑等均可得到有效的处置，正常情况下不会形成地表径流或因雨水的冲刷而随地表径流漫流进地表水体，故钻井过程中的各种污染物质不存在进入地表水体，影响地表水水质的可能。

钻井过程对区域地表水的影响主要来自于非正常状态：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

施工期废水主要为生活污水。钻井队生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)暂存后，就近拉运至采油二厂、三厂生活基地污水处理装置处理。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《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表 5.1-5 及图 5.1-1。

表 5.1-5 分区防渗要求一览表

站场	项目		防渗要求
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 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		发电房	
		放喷池	
		危废暂存间	
		应急池	
		柴油罐区	
	一般防渗区	泥浆罐区	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能
		泥浆泵	
		钻井液材料区	

5.1.5 施工期生态影响分析

5.1.5.1 生态影响分析

根据油田开采项目特点，本项目对生态环境的影响以施工期为主。施工期对于某一特定的生态环境有直接和间接的影响，但是从整体区域来讲，其影响是局部的，项目施工期环境影响是可以接受的。本次评价主要从土地利用影响、植被影响、动物影响、土壤影响、水土流失等几个方面展开。

(1) 项目占地影响分析

本项目新建 3 座钻井井场。工程占地面积 3.24hm^2 (永久占地面积 1.08hm^2 ，临时占地面积 2.16hm^2)。工程占地类型为建设用地、裸地。工程新增占地占评价区范围总面积的比例很低，对当地的土地利用影响较小。

① 临时占地的影响

本项目临时占地约 2.16hm^2 ，主要为钻井生活营地、放喷池等。工程临时占地会使土地的利用形式发生临时性改变，暂时影响这些土地的原有功能。本项目临时占地一般经 2~3 个生长期后即可自然恢复至原有生产水平，这使得原有土地利用方式发生改变，但并没有影响土地利用性质。

② 永久占地的影响

本项目永久占地主要为井场占地，占地面积为 1.08hm^2 ，占地类型主要为建设用地。其建设未使土地利用功能发生变化。本项目涉及 3 座井场，井场单元占地面积较小，因此本项目永久占地对区域的现有土地利用状况影响很小。

(2) 对土壤环境影响

类比油田区已建和在建的工程对土壤的影响，可知工程对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

① 人为扰动对土壤的影响

施工过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是池体开挖和填埋土层，翻动土壤层次并破坏土壤结构。

在自然条件下，土壤形成了层状结构，表层可以生长适宜的植被。土壤被翻动后，表层土被破坏，改变土壤质地。池体开挖和填埋过程中，会对其土壤原有层次产生扰动和破坏，影响原有熟化土的肥力。在开挖的部位，土壤层次

变动最为明显。

②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)在荒漠草场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。井场的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

③各种废弃物对土壤的影响

施工废物也会对土壤环境产生影响，包括钻井泥浆以及生活垃圾，如塑料袋等。这些残留于土壤的固体废物，难于分解，被埋入土壤中会长期残留，影响土壤和植物生长。

(3) 对植被的影响分析

永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \cdot W_i$$

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

本项目永久占地面积 1.08hm^2 ，永久占地为现有井场无植被，临时占地面积 2.16hm^2 ，工程区主要植被为多枝柺柳、假木贼、芦苇、骆驼刺等，平均生物量 $0.8\text{t}/\text{hm}^2$ 。项目的实施，将造成 1.73t 临时植被损失。新增植被损失主要来自临时占地，因此只要加强施工管理，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) 对野生动物的影响分析

油田工程多呈点状分布，占地面积相对较小，就整个区域而言施工对野生动物的影响不大。施工机械噪声和人员活动将影响野生动物的正常生活。施工活动可能影响到野生动物生息繁衍的区域，迫使一些对人类活动影响敏感的动物逃离或迁移。对区域野生动物影响不大。

(5) 水土流失影响分析

本项目施工过程中因破坏地表植被、池体开挖会产生一定范围的水土流失。

根据本项目施工特点，将水土流失分为项目施工期和自然恢复期。

①施工期水土流失

项目施工期池体开挖和车辆行驶扰动是导致项目区水土流失的主要因素。施工过程中，如不采取水土保持措施，项目施工期可能产生一定量的水土流失。

②自然恢复期水土流失

随着项目建设的结束，扰动地表的施工活动基本终止，同时采取了有效的水土流失防治措施后，土壤流失得到有效控制，但地表植被需要一定时期才能恢复，在植被未能全部覆盖地表以前，仍存在一定的土壤流失。

本项目通过采取相应的工程措施和临时措施，可有效防止因本项目的建设而产生的水土流失。

(6)井场建设对生态环境的影响

本项目老井侧钻 3 口，钻井作业对土壤的环境影响主要是固体废弃物对周围土壤环境的影响。根据现场对已建井场调查，完钻井井场建设区域已平整，地表植被被清除、压实，并用砾石铺垫，表层土壤原有的结构和质地已发生改变。

钻井期间，每个井场破坏扰动土壤植被约 1.08hm^2 ，合计 3.24hm^2 ，由于项目所在区域的特殊性，井场建设破坏植被的总面积虽然不是很大，但形成植被破口的斑块数量多，如果不采取必要的措施，破口将扩大发展，导致水土流失加剧。

钻井废泥浆暂存于泥浆罐中，完井后运至下一钻井工程使用。通过其他油田已完钻井井场周围土壤环境质量类比调查，结果表明，井场不同距离处土壤中石油类浓度明显高于井场外土壤石油类浓度，说明油田开采对土壤存在石油类污染；而井场外 10m 至 200m 处土壤石油类浓度值较接近，且与区域土壤环境质量对照点石油类浓度也接近，因此油田开采对土壤的污染主要集中在井场内部。从井场内土壤不同剖面深度的石油类浓度分布来看，10cm 深度的石油类浓度最高，是表层土壤石油类浓度的 2 倍，是对照点土壤中石油类浓度的 4 倍，说明油田开采产生的落地油等污染物会向下渗透对深层土壤造成影响；30cm 浓度的土壤中石油类浓度与表层土壤石油类浓度相近，说明井场石油类污染主要集中在表层至 30cm 深度处。

5.1.5.2 生态环境影响减缓措施

5.1.5.2.1 占地生态补偿措施

(1) 施工期间, 尽可能利用现有空地, 严禁人为破坏作业带以外区域; 施工结束后进行场地恢复。

(2) 尽量对草地资源采取避让保护措施, 不随意践踏, 实在无法避让的, 应尽量减少对植被的破坏, 并在施工结束后进行人工恢复;

(3) 对施工垃圾加强管理, 不许任意抛弃, 应集中堆放, 按类分拣, 予以回收, 不能回收的土石可以铺路、填洼等; 施工废料回收利用; 生活垃圾应及时收集并清运, 以将所产生的不利影响减到最少。

(4) 施工中尽可能缩短施工时间, 提高工程施工效率, 尽量减少自然植被的破坏, 减少裸地面积。对于施工破坏区, 施工完毕, 要及时平整土地, 以防止发生新的土壤侵蚀。

(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) 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。

5.1.5.2.2 水土流失保护措施

(1) 工程措施

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

(2) 临时措施

① 洒水降尘。项目区降水量极少, 蒸发量却很大, 站场工程区施工扰动区易产生扬尘对周边环境产生影响, 产生一定的水土流失。本工程对防治区进行定时洒水, 减少施工过程中因风蚀造成的水土流失, 在风季施工期内, 增加洒水防护措施。

② 限行彩条旗。为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围, 减轻对周边

区域的扰动，在井场施工区四周拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

③水土保持宣传牌。施工期间在工程区设置水土保持宣传警示牌，从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

5.1.5.2.3 施工期防沙治沙分析及措施

按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）有关规定以及《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）文件，在沙区范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

(1) 施工期防沙治沙分析

①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。

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。

③本项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，项目建设过程中对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若在施工过程中不加以治理和防护，遇大风天气易产生严重的水土流失现象。

根据《中华人民共和国防沙治沙法》(中华人民共和国主席令第 55 号)等文件要求，油田应确保项目占地范围内的防风固沙治理。

(2) 防沙治沙措施

①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。

②土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

③施工结束，对施工场地进行清理、平整，减少沙物质来源。

④在施工过程中，不得随意碾压项目区内其它固沙植被。

⑤施工期间严格执行生态保护措施，杜绝破坏植被、造成沙化的行为。

5.2 营运期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

由预测结果可知，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 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

本项目实施后，无组织废气对井场四周无组织贡献浓度情况如表 5.2-13。

表 5.2-13 井场四周边界浓度计算结果一览表 单位： $\mu g/m^3$

污染源	污染物	东场界	南场界	西场界	北场界
TH10421CH 井场无组织废气	非甲烷总烃	8.337	8.337	8.337	8.337
	H_2S	0.076	0.076	0.076	0.076
T756CX2 井场无组织废气	非甲烷总烃	8.337	8.337	8.337	8.337
	H_2S	0.076	0.076	0.076	0.076
TH10131CH 井场无组织废气	非甲烷总烃	8.337	8.337	8.337	8.337
	H_2S	0.076	0.076	0.076	0.076

由表 5.2-13 预测结果可知，本项目实施后，井场无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值为 $8.337 \mu g/m^3$ ，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 $0.076 \mu g/m^3$ ，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。

5.2.1.6 大气环境防护距离

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

5.2.1.7 污染物排放量核算

(1) 有组织排放量核算

本项目有组织排放量核算情况见表 5.2-16。

表 5.2-16 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	加热炉数量 (座)	污染物	核算排放浓度 (mg/m ³)	核算排放速率(kg/h)	核算总年排放量(t/a)
1	真空加热炉烟气	3	颗粒物	10	0.003	0.036
			SO ₂	4	0.001	0.015
			NO _x	150	0.036	0.519

(2) 无组织排放量核算

项目无组织排放量核算情况见表 5.2-17。

表 5.2-17 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产物环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年总排放量(t/a)
				标准名称	浓度限值(mg/m ³)	
1	井场无组织废气	非甲烷总烃	采出液密闭集输	《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	非甲烷总烃≤4.0	0.36
		硫化氢		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1新扩改建厂界二级标准值	H ₂ S≤0.06	0.0027

(3) 项目大气污染物排放量核算

项目大气污染物排放量核算情况见表 5.2-18。

表 5.2-18 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	0.036
2	二氧化硫	0.015
3	氮氧化物	0.519
4	硫化氢	0.36
5	非甲烷总烃	0.0027

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

本项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-19。

表 5.2-19 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级 与范围	评价等级	一级 ☐			二级 ☒			三级 ☐	
	评价范围	边长=50km ☐			边长5~50km ☐			边长=5km ☒	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥ 2000t/a ☐		500~2000t/a ☐			<500t/a ☒		
	评价因子	基本污染物 (PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃) 其他污染物(H ₂ S、非甲烷总烃)					包括二次PM _{2.5} ☐ 不含二次PM _{2.5} ☒		
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		附录D ☒		其他标准 ☐	
现状评价	环境功能区	一类区 ☐			二类区 ☒			一类区和二类区 ☐	
	评价基准年	(2019)年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☒			主管部门发布的数据 ☐			现状补充监测 ☒	
	现状评价	达标区 ☐					不达标区 ☒		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☒ 现有污染源 ☒			拟替代的污染源 ☐	其他在建、拟建项目污染源 ☐		区域污染源 ☒	
大气环境 影响预测 与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☒	
	预测范围	边长≥ 50km ☐		边长5~50km ☐			边长=5km ☒		
	预测因子	预测因子(PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、H ₂ S、非甲烷总烃)					包括二次PM _{2.5} ☐ 不包括二次PM _{2.5} ☐		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{10%} 最大占标率≤100% ☒					C _{10%} 最大占标率>100% ☐		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{10%} 最大占标率≤10% ☐			C _{10%} 最大标率>10% ☐			
		二类区	C _{10%} 最大占标率≤30% ☐			C _{10%} 最大标率>30% ☐			
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长(0.17)h		C _{10%} 占标率≤100% ☒			C _{10%} 占标率>100% ☐		

续表 5.2-19

大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
大气环境影响预测与评价	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{95\%}$ 达标 ☐		$C_{95\%}$ 不达标 ☐	
	区域环境质量的整体变化情况	$k \leq -20\%$ ☐		$k > -20\%$ ☐	
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (颗粒物、 SO_2 、 NO_x 、 H_2S 、非甲烷总烃)		有组织废气监测 ☒ 无组织废气监测 ☒	无监测 ☐
	环境质量监测	监测因子: ()		监测点位数 ()	无监测 ☒
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐			
	大气环境保护距离	距()厂界最远()m			
	污染源年排放量	SO_2 : (0.215) t/a	NO_x : (7.439) t/a	颗粒物: (0.516) t/a	VOCs: (5.16) t/a

注: “□”为勾选项, 填“√”; “()”为内容填写项

5.2.2 地表水环境影响评价

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

5.2.2.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

本项目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。

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

本项目建成投运后, 采出水随采出液一起进入联合站处理。二号联合站、三号联合站采出水处理工艺类似, 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。

表 5.2-20 各联合站采出水处理单元采出水处理规模一览表 m^3/d

联合站名称	设计规模	实际处理量	富余能力
塔河油田二号联合站	5000	4869	131
塔河油田三号联合站	6500	6058	442

本项目预计进入二号联合站采出水量 $13\text{m}^3/\text{d}$ ，预计进入三号联合站采出水量 $27\text{m}^3/\text{d}$ ，各联合站采出水处理单元满足本项目采出水处理需求，依托处理设施可行。

(2) 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 $55.8\text{m}^3/\text{h}$ ，本项目修井废液为 $120\text{m}^3/\text{a}$ ，仅占塔河油田绿色环保站废液处理系统年处理规模的 0.02%，因此塔河油田绿色环保站处理装置处理能力可满足本项目需求。

综上，本项目周边地表水体为塔里木河，项目采出水、修井废液不外排，故本项目实施对地表水环境可接受。

表 5.2-21 地表水环境影响评价自查表

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

5.2.3 地下水环境影响评价

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，但超标范围未出场界，并且在企业做好源头控制措施、完善分区防渗措施、管道刺漏防范措施的前提下，本项目对地下水环境影响可以接受。以上假定非正常情况下管线连接和阀门处泄漏情形，均可由总控室发现压力异常，从而切断阀门，由巡线职工及时赶往泄漏发生地点，组织相关人员进行清污，可以从源头上可以得到控制，不会对地下水环境构成影响。

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现有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 5.2-24 及图 5.2-4。

表 5.2-24 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) 现有管道刺漏防范措施

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在现有管线已设置标志，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

根据本项目特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)及《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则，利用下游地下水井为本项目地下水水质监测井，地下水监测计划见表 5.2-25。

表 5.2-25 地下水监测点布控一览表

编号	监测层位	功能	井深	监测因子	方位/距离
J1	潜水含水层	地下水环境影响跟踪监测井	≤50m	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	下游地下水井

(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 特重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；在塔河北岸沿河地段，地下水是从西向东径流。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，本项目对地下水环境影响可以接受。

(3)地下水环境污染防治措施

本评价建议本项目依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原

则，采取严格的地下水环境污染防治措施。

①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本项目主体工程的设计使用年限。

③建立和完善本项目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在制定采油二厂、采油三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，本项目对地下水环境影响可以接受。

5.2.4 声环境影响评价

本项目产噪设备主要包括采气树、加热炉设备。

由预测结果可知，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，本项目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

本项目营运期产生的固体废物主要为落地油泥 1.5t/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》，本工程危险废物类别、主要成份及污染防治措施见表 5.2-28。

表 5.2-28 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	1.5	油气开采、管道集输	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

本项目建成运行后, 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;

本项目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)相关要求进行运输, 并按要求填写危险废物的收集记录、内转运记录表, 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。

5.2.6 生态环境影响评价

项目营运期对生态环境的影响主要表现在对野生动物等的影响, 生态系统完整性影响以及生态景观影响。

(1) 对野生动物的影响分析

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

(2) 生态系统完整性影响评价

本项目的开发建设，在原有人为干扰的基础上继续扰动建设，加剧了人为扰动的力度，同时也加剧局部区域由自然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。

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，产生一定程度影响。

(3) 景观影响分析

区域经过油田开发，已经形成了采油工业、自然景观交替的景观。本项目井场设施及永久性构筑物的增加，对现有景观影响有限。

地面基础设施建设完成后，井场处于正常运营状况，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。

5.2.7 土壤环境影响评价

5.2.7.3 环境影响预测与评价

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

类比同类石油开采项目，正常情况下，防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，正常情况下无土壤污染途径，不会对周围土壤产生影响。非正常状态下，管线阀门连接处发生泄漏，泄漏采出液渗入土壤中，对土壤造成污染。为了说明油类物质污染土壤的可能性与程度，参照同类项目井场边缘选择

存在地表积油的位置进行了土壤剖面的采样监测。监测结果表明，非正常状态下石油类污染物主要积聚在土壤表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，一般很难渗入到 2m 以下，且井场设电控信一体化撬 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，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，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，送塔河油田绿色环保站处理。因此，本项目实施后对周边土壤环境影响可接受。

5.2.7.4 保护措施与对策

5.2.7.4.1 土壤污染防治措施

(1) 源头控制

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) 过程防控措施

严格执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口装置区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，使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

5.2.7.4.2 跟踪监测

为了掌握本项目土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，对本项目实施土壤跟踪监测。

根据项目特点及相关要求，制定监测计划，详情见表 5.2-34。

表 5.2-34 土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	TH10421CH 井场内采油树管线接口处	表层样	石油烃	执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 2 第二类用地筛选值	每 3 年监测一次

5.2.7.5 结论与建议

本项目各井场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 建设用地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,项目实施对土壤环境的影响可接受。

本项目土壤环境影响评价自查表见表 5.2-35。

表 5.2-35 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型☑；生态影响型□；两种兼有□				
	土地利用类型	建设用地☑；农用地☑；未利用地☑				土地利用类型图
	占地规模	(1.08) hm²				
	敏感目标信息	敏感目标()、方位()、距离()				
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他()				
	全部污染物	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)				
	特征因子	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类☑；II类□；III类□；IV类□				
	敏感程度	敏感☑；较敏感□；不敏感□				
评价工作等级		一级☑；二级□；三级□				
现状调查内容	资料收集	a)☑；b)☑；c)☑；d)☑				
	理化特性	--				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	2	4	0.2m	
柱状样点数		5	0	0.5m、1.5m、3m		

续表 5.2-35

土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注
现状调查内容	现状监测因子	占地范围内：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷, 1,2-二氯乙烷, 1,1-二氯乙烯, 顺-1,2-二氯乙烯, 反-1,2-二氯乙烯, 二氯甲烷, 1,2-二氯丙烷, 1,1,1,2-四氯乙烷, 1,1,2,2-四氯乙烷, 四氯乙烯, 1,1,1-三氯乙烷, 1,1,2-三氯乙烷, 三氯乙烯, 1,2,3-三氯丙烷, 氯乙烯, 苯, 氯苯, 1,2-二氯苯, 1,4-二氯苯, 乙苯, 苯乙烯, 甲苯, 间二甲苯+对二甲苯, 邻二甲苯, 硝基苯, 苯胺, 2-氯酚, 苯并[a]蒽, 苯并[a]芘, 苯并[b]荧蒽, 苯并[k]荧蒽, 蒽, 二苯并[a,h]蒽, 茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀) 占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)			点位布置图
现状评价	评价因子	占地范围内：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷, 1,2-二氯乙烷, 1,1-二氯乙烯, 顺-1,2-二氯乙烯, 反-1,2-二氯乙烯, 二氯甲烷, 1,2-二氯丙烷, 1,1,1,2-四氯乙烷, 1,1,2,2-四氯乙烷, 四氯乙烯, 1,1,1-三氯乙烷, 1,1,2-三氯乙烷, 三氯乙烯, 1,2,3-三氯丙烷, 氯乙烯, 苯, 氯苯, 1,2-二氯苯, 1,4-二氯苯, 乙苯, 苯乙烯, 甲苯, 间二甲苯+对二甲苯, 邻二甲苯, 硝基苯, 苯胺, 2-氯酚, 苯并[a]蒽, 苯并[a]芘, 苯并[b]荧蒽, 苯并[k]荧蒽, 蒽, 二苯并[a,h]蒽, 茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀) 占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)			
	评价标准	GB15618☐; GB36600☐; 表 D.1☐; 表 D.2☐; 其他()			
	现状评价结论	井场占地范围内各监测点各监测因子监测值均达到《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标准; 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			
影响预测	预测因子	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)			
	预测方法	附录 E☐; 附录 F☐; 其他(类比分析)			
	预测分析内容	影响范围: 井场占地 影响程度: 贡献值、预测值			
	预测结论	达标结论: a)☐; b)☐; c)☑ 不达标结论: a)☐; b)☐			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☐; 源头控制☑; 过程防控☑; 其他()			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		1	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	每 3 年 1 次	
	信息公开指标	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)			
评价结论		建设项目对土壤环境影响可以接受			
注 1: “☐”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。 注 2: 需要分别开展土壤环境影响评级工作的, 分别填写自查表。					

5.2.8 环境风险评价

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。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。整体对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的二氧化碳，污染大气环境。

5.2.8.4.2 地表水环境风险分析

本项目在发生安全生产事故造成油品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。

5.2.8.4.3 地下水环境风险分析

本项目建成投产后，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。非正常状态下，油品中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损油品泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成油品泄漏。因此在事故下造成油品泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可接受。

5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求

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

5.2.8.5.1 钻井作业中的井喷防范措施

施工单位应严格执行石油天然气钻井 HSE 管理体系及井控技术标准和规范

中的相关规定，并针对工程情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

(1) 开钻前向全队职工、钻井现场的所有工作人员进行地质、工程、钻井液和井控装备等方面的技术交底，并提出具体要求；

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

(3) 钻进中必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀，且备有相应的抢接工具，在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 管道事故风险预防措施

① 定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

②利用现有管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

③在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

5.2.8.5.3 环境风险应急处置措施

(1)管道事故应急措施

管道事故风险不可能绝对避免，在预防事故的同时，为可能发生的事故制定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度。

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

本项目根据以往经验，现场巡检过程中发现压力表压力不正常后，通过检测判定管线是否发生泄漏，针对管线刺漏事件，采取以下措施：

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。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二厂、采油三厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.2.8.7 环境风险分析结论

(1) 项目危险因素

营运期危险因素为集输管线老化破损导致原油泄漏遇到明火不完全燃烧产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故。

(2) 环境敏感性及事故环境影响

本项目区域以油气开发为主，评价范围内无敏感目标存在。本项目实施后的环境风险主要为原油泄漏，遇火源不完全燃烧会产生一定量的的一氧化碳有害气体进入大气；另外，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水和土壤环境造成污染影响。

(3) 环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入西北油田分公司采油二厂、采油三厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

(4) 环境风险评价结论与建议

综上，本项目环境风险是可防控的。

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

本项目环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表 5.2-42，环境风险自查表见表 5.2-43。

表 5.2-42 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	甲烷检测、报警仪	利旧	—	便于识别风险，减少事故发生
2	消防器材		—	防止天然气输气管道泄漏火灾爆炸事故蔓延
3	警戒标语和标牌		—	设置警戒标语和标牌，起到提醒警示作用
合 计		—	—	—

表 5.2-43 环境风险自查表

工作内容		完成情况					
风险 调查	危险 物质	名称	原油	甲烷	乙烷	丙烷	硫化氢
		存在总量 /t	13.6	0.33	0.028	0.008	0.002
	环境敏 感性	大气	500m 范围内人口数 0 人			5km 范围内人口数 1200 人	
			每公里管段周边 200m 范围内人口数(最大)				0 人
		地表水	地表水功能敏感性	F1 ☐	F2 ☐	F3 ☒	
			环境敏感目标分级	S1 ☐	S2 ☐	S3 ☒	
		地下水	地下水功能敏感性	G1 ☐	G2 ☐	G3 ☒	
			包气带防污性能	D1 ☒	D2 ☐	D3 ☐	

续表 5.2-43

环境风险自查表

工作内容		完成情况					
物质及工艺系统 危险性	Q 值	Q<1 ☒	$1 \leq Q < 10$ ☐	$10 \leq Q < 100$ ☐	$100 \leq Q$ ☐		
	M 值	M1 ☐	M2 ☐	M3 ☐	M4 ☐		
	P 值	P1 ☐	P2 ☐	P3 ☐	P4 ☐		
环境敏感程度	大气	E1 ☐	E2 ☐	E3 ☐			
	地表水	E1 ☐	E2 ☐	E3 ☐			
	地下水	E1 ☐	E2 ☐	E3 ☐			
环境风险潜势		IV ☐	IV ☐	III ☐	II ☐	I ☒	
评价等级		一级 ☐	二级 ☐	三级 ☐	简单分析 ☒		
风险 识别	物质危险 性	有毒有害 ☒			易燃易爆 ☒		
	环境风险 类型	泄漏 ☒			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排 放 ☒		
	影响途径	大气 ☒	地表水 ☐		地下水 ☒		
事故情形分析		源强设定方法	计算法 ☐	经验估算法 ☐	其它估算法 ☐		
风险 预测 与 评价	大气	预测模型	SLAB ☐	AFTOX ☐	其他 ☐		
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围__m				
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围__m				
	地表水	最近环境敏感目标____，到达时间__h					
	地下水	下游厂界边界到达时间__d					
		最近环境敏感目标____，到达时间__d					
重点风险防范 措施		具体见“5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求”					
评价结论与建议		本工程运行过程中存在着泄漏、火灾、爆炸、中毒风险，必须严格按照有关规范标准的要求对井场进行监控和管理。在认真落实安全措施和评价提出的风险防范措施以及风险应急预案后，本项目的环境风险可防控					
注：“ ☐ ”为勾选项，“__”为填写项。							

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、残渣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 环保措施可行性论证

6.1 环境空气保护措施可行性论证

6.1.1 施工期环境保护措施

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)为了控制扬尘,限制井场场地内的车速小于 20km/h;

(3)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;

(4)在井场,钻井泥浆料等均储存在罐内,没有散料的露天堆场。

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

6.1.1.2 测试放喷废气

(1)在投产前的项目初期,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。

(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,井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)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)项目采用密闭集输工艺,容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料,井场设可燃气体浓度检测系统、设 ESD 系统,严格控制天然气泄漏对大气环境影响;

(3)本工程定期巡检,确保现有集输系统安全运行。

(4) 提高对风险事故的防范意识, 在不良地质地段做好工程防护措施。

根据类比以往同类井场的验收监测数据, 真空加热炉烟气和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

项目钻井过程水环境污染源为钻井废水和施工队生活污水。

① 钻井废水

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

② 施工队生活污水

本项目部署 3 口老井侧钻, 其中施工天数 70d。生活污水产生量为 1008m^3 。生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)暂存后, 就近拉运至采油二厂、三厂生活基地污水处理装置处理。

采油二厂、三厂生活基地污水处理装置均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。采油二厂厂部基地生活污水处理装置设计规模 $360\text{m}^3/\text{d}$, 实际运行规模 $140\text{m}^3/\text{d}$, 于 2016 年 11 月 4 日取得原库车市环境保护局批复(库环监函[2016]141 号文), 2018 年 4 月 21 日完成了自主验收工作。采油三厂厂部基地生活污水处理装置设计处理规模 $168\text{m}^3/\text{d}$, 实际运行规模 $47.6\text{m}^3/\text{d}$, 于 2016 年 11 月 4 日取得原库车市环境保护局批复(库环监函[2016]145 号文), 2017 年完成了验收工作。

③ 结论

上述措施是具有技术成熟、经济节约、应用普遍的特点。生活污水排入生活污水池暂存后, 就近拉运至采油二厂、三厂生活基地污水处理装置处理, 不

外排至周边环境；钻井废水以泥浆的形式产生和处置，不外排至环境；综上所述，上述措施可行。

6.2.2 运营期水污染防治措施

(1) 采出水

本项目采出水随采出液一起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。

目前二号联合站实际富余水处理规模 $1000\text{m}^3/\text{d}$ ，三号联合站实际富余水处理规模 $1000\text{m}^3/\text{d}$ 。本项目实施后，预计产生采出水量 $14600\text{m}^3/\text{a}$ (折合 $40\text{m}^3/\text{d}$)，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 $55.8\text{m}^3/\text{h}$ ，本项目实施后，预计修井废液产生量为 $120\text{m}^3/\text{a}$ (折合 $0.01\text{m}^3/\text{h}$)，富余量可以满足项目修井废液处理需求。

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、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。

类比同类型井场施工作业，施工期噪声可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)相关标准要求。

6.3.2 运营期噪声防治措施

(1) 提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

(2) 对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。

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

6.3.3 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 钻井废弃物处理措施

本项目老井侧钻3口，钻井期岩屑随钻井泥浆带出，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。

6.4.1.2 废机油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,废机油收集后应置于铁质油桶内且不得超过容器的3/4。废机油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。严禁有关人员私自转让、买卖。

6.4.1.3 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。

6.4.2 运营期固体废物处置措施

6.4.2.1 固体废物产生及处置情况

根据《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号)和《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019),本项目产生的落地油泥(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。本项目危险废物产生情况及危险特性见表6.4-1。

表 6.4-1 本工程危险废物情况一览表

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
含油废物	HW08	071-001-08	1.5	油气开采、管道集输	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

6.4.2.2 危险废物处置措施可行性分析

(1) 危险废物贮存及运输

本项目产生的危险废物桶装收集后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,且塔河油田绿色环保站距项目最近约15.8km,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

本项目含油废物全部委托塔河油田绿色环保站进行处置，塔河油田绿色环保站处理资质及处置类别涵盖了本工程 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 m^3/a ，富余处理能力 2.1 万 m^3/a 。因此，本项目危险废物全部委托塔河油田绿色环保站接收处置可行。

6.4.3 闭井期固体废物处置措施

本项目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。

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 占地影响减缓措施

钻井施工应严格限定作业范围。钻井竣工后的土地复垦，应执行国务院《土地复垦规定》，对因施工直接造成的土地破坏和施工期间污染造成的土地破坏进行复垦有关工作。

6.5.1.2 植被影响减缓措施

(1) 制定严格的施工操作规程，禁止在施工场地外乱碾乱压、随意行车的现象发生，设立专门的环保负责人对工程施工进行环保监督。

(2) 当发生泄漏事故时及时处理，防止污染面积进一步扩大，对于被污染的土壤及时清理，受到污染的植物尽量抢救，因污染而死亡的植物全部清除，避免给其他植物带来危害。

6.5.1.3 动物影响减缓措施

加强野生动物的保护，严禁捕猎和采挖珍稀动、植物。井场设置标志牌，加强环境保护的宣传。

类比同类钻井施工采取的动物影响减缓措施，本项目采取的动物影响减缓措施可行。

6.5.1.5 井场工程生态保护及恢复措施

(1) 施工期间，对开挖产生的临时堆土、堆料的周边设置素土草袋(护坡、农田地埂恢复)筑埂拦挡，防止雨水冲刷造成水土流失。施工结束后，恢复其原有植被类型。

(2) 主要根据水资源情况，做好原有植被恢复工作。

6.5.2 营运期生态恢复措施

本项目实施后，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。

(1) 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) 定时巡查井场、管线等。

(3) 管线更换或修复作业结束后，若涉及耕地等区域，应采取分层开挖，分层回填措施。

通过采取以上措施，本项目井场永久占地面积可得到有效控制，钻井临时占地可得到及时恢复。评价范围内，野生植物和野生动物大多是新疆地区的常见种，工程对野生植物和野生动物影响较小。

6.5.3 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

本项目投资 2000 万元，环保投资 71 万元，环保投资占总投资的比例为 3.55%。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

本项目的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前原油供应紧张、与时俱进的形势，同时，油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本项目的实施还补充和加快了油田基础设施的建设。

因此本项目具有良好的社会效益。

7.3 环境措施效益分析

本项目在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，本项目采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

7.3.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

本项目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

本项目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

本项目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。

本项目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。本项目选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。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

本项目在建设过程中，由于井场、地面设施建设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。

本项目将扰动、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。本项目永久占地为现有井场，因此不会造成生态经济损失。结合本项目区域植被分布情况，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

本项目通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

7.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场、地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，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 71 万元，环境保护投资占总投资的 3.55%。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 管理机构

本项目日常环境管理工作纳入塔河油田采油二厂和采油三厂现有QHSE管理体系。

采油二厂和采油三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。

采油二厂和采油三厂均设置有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 现有管理制度及存在的问题

目前,采油二厂和采油三厂已制定有《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》，采油二厂和采油三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），采油二厂和采油三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 职责

(1)西北油田分公司采油二厂/采油三厂 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) 本项目运行期的 QHSE 管理体系纳入西北油田分公司采油二厂和采油三厂 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 & 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本项目的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.1-1。

表 8.1-1 本项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地环保部门
		生物多样性		建设单位环保部门及当地环保部门
		植被	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地环保部门
		水土保持		建设单位环保部门及当地环保部门
		重点区段		建设单位环保部门及当地环保部门
	污染防治	施工扬尘	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地环保部门
		废水		建设单位环保部门及当地环保部门
		固体废物		建设单位环保部门及当地环保部门
		噪声	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地环保部门
运营期	正常工况	废水	建设单位	建设单位环保部门及当地环保部门
		废气		
		固体废弃物		
		噪声	建设单位	建设单位环保部门及当地环保部门
	事故风险	事故预防及原油泄漏应急预案	建设单位	当地环保部门

8.1.5 施工期环境监理

本项目施工期对周边环境造成一定影响,在施工期阶段应积极开展环境监

理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。现场应重点对井场各类应急池、放喷池、危废暂存间等防腐、防渗内容进行环境监理，确保施工期废气、废水达标排放，固废妥善处置，减少对区域土壤、地下水环境和生态环境的影响。

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：新建 3 口侧钻井（TH10421CH 井、T756CX2 井、TH10131CH 井），利旧现有井场设备和集输管线、燃料气管线等；项目实施后日产液量 80t/d。

(2) 排污信息

本项目拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表 3.2-12~表 3.2-17。

本项目污染物排放标准见表 2.6-3。

本项目污染物排放量情况见表 3.2-19。

本项目污染物总量控制指标情况见表 3.2-21。

(3) 环境风险防范措施

本项目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

本项目环境监测计划见表 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

本项目污染物排放清单见表 8.3-1。

表 8.3-1

塔河油田西部奥陶系油藏 2021 年第二期侧钻项目污染物排放清单一览表

类别	工程组成	原辅材料及要求	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况			排污口信息		总量指标 (t/a)	执行标准 (mg/m³)	环境监测要求
				环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟气量 (Nm³/h)	排放浓度 (mg/m³)	排气筒高度 (m)	内径 (m)			
废气	井场及集输管线	天然气, 管线输送	加热炉烟气	加热炉燃烧净化后的天然气	—	颗粒物 SO ₂ NO _x	4800	240	10 4 150	8	0.2	SO ₂ : 0.173 NO _x : 0.691	颗粒物≤20; SO ₂ ≤50; NO _x ≤200	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建锅炉大气污染物排放限值
		—	井场无组织废气	采取现有管道密闭输送, 加强阀门的检修与维护, 从源头减少泄漏产生的无组织废气	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—	厂界非甲烷总烃≤4.0	《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	
				—	硫化氢	厂界硫化氢≤0.06mg/m³						《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新改扩建项目二级标准		
类别	污染源	污染因子		处理措施			处理后浓度 (mg/L)	排放去向	总量控制指标 (t/a)	执行标准 (mg/L)	环境监测要求			
废水	采出水	石油类、SS		采出水随集输管道进入各区域联合站采出水处理系统, 处理达标后回注地层			—	—	—	悬浮固体含量≤30 含油量≤50	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)标准			
	修井废液	石油类、SS、COD		井下作业废水采用专用废水罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理			—	—	—	—	—			

续表 8.3-1

塔河油田西部奥陶系油藏 2021 年第二期侧钻项目污染物排放清单一览表

序号	污染源名称	固废类别	处理措施	处理效果	监测要求		
固废	落地油泥	含油物质(危险废物HW08)	收集后定期由有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置，不外排	严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关规定进行		
类别	噪声源		污染因子	治理措施	处理效果	执行标准	环境监测要求
噪声	加热炉		L_{eq}	基础减振	降噪 10dB(A)	厂界 昼间≤60dB(A)； 夜间≤50dB(A)	按照《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中规定执行
	采油树		L_{eq}	—	降噪 10dB(A)		
环境风险防范措施			严格按照风险预案中相关规定执行				

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。

通过对本项目运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废水、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

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。根据《全国环境监测管理条例》要求，本项目的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担，也可由西北油田分公司的质量检测中心承担。

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二厂、采油三厂属于自治区重点排污单位，根据本项目生产特征和污染物的排放特征，依据《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)、《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，制定本项目的监测计划和工作方案。地下水监测依托塔河油田采油二厂、采油三厂例行监测。

本项目投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 8.4-1。

表 8.4-1 本项目监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	各井场加热炉烟气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、 烟气黑度	排气筒采样孔	每季 1 次
	各单井无组织废气	非甲烷总烃、 硫化氢	下风向场界外 10m 范围内	每年 1 次
噪声	代表性井场场界噪声	L _{eq}	场界外 1m	每季 1 次
土壤 环境	TH10421CH 井场内采油树管线接 口处	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	井下风向 10m 处	每 3 年一次

8.5 环保设施“三同时”验收一览表

本项目投产后环保设施“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	管道试压废水	循环使用，试压结束后就地泼洒 抑尘	—	—	—	—
	2	施工期生活污水	设置生活污水池，采用环保防渗膜+ 水泥压边，定期拉运至各作业区生 活污水处理装置处理	—	—	6	—
噪声	1	钻机、吊机、运 输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作 业时间	—	—	—	—
固废	1	泥浆	井口采用“振动筛+除砂器+处理器+ 离心分离机”分离岩屑后，进入泥 浆罐循环使用。钻井结束后用于下 一口钻井使用	—	—	—	—
	2	岩屑	经检测达标后用于铺垫井场、道路	—	—	—	—
	3	废机油	桶装收集后暂存于井场危废暂存间 内，定期委托有资质单位接收处置	—	妥善处置， 不外排	5	—
	4	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	—	妥善处置， 不外排	5	—

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							
生态		生态恢复	严格控制钻井井场范围	—	临时占地恢复到之前状态	20	—
防渗	1	钻井区、发电房、放喷池、应急池、危废暂存间、柴油罐区，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	泥浆罐区、泥浆泵、钻井液材料区，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	—
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	3	颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$	—	《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

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							
废水	1	营运期采出水	随采出液一起输送至各联合站处理,达标后回注地层	—	—	—	—
	2	营运期修井废液	收集后送至塔河油田绿色环保站处理	—	—	—	—
噪声	1	加热炉	基础减震	—	场界达标: 昼间 $\leq 60\text{dB(A)}$ 夜间 $\leq 50\text{dB(A)}$	—	《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	—	—		—	
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	—	—	—	—
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 $1 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 黏土层的防渗性能	—	渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$	—	—
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	—	—
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	—	—
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	15	—
合计				—	—	71	—

9 结论与建议

9.1 建设项目情况

9.1.1 项目概况

项目名称：塔河油田西部奥陶系油藏 2021 年第二期侧钻项目

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：新建 3 口侧钻井（TH10421CH 井、T756CX2 井、TH10131CH 井），利旧现有井场设备和集输管线、燃料气管线等。

建设规模：项目实施后日产液量 80t/d。

项目投资和环保投资：项目总投资 2000 万元，其中环保投资 71 万元，占总投资的 3.55%。

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

本项目位于阿克苏地区库车市境内。区域以油气开采为主，土地利用类型以建设用地、耕地、裸地为主，工程选址区域周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点。

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第 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，本项目的建设符合国家产业政策要求。

本项目属于西北油田分公司油气勘探开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《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》。本项目位于塔里木盆地，不在划定的新疆重点开发区域和禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

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等。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：本项目井场场界噪声监测值昼间为 39~41dB(A)，夜间为 36~38dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)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

本项目大气评价范围内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，将评价范围内涉及的 1 个村庄作为环境空气保护目标。本项目周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，将各井场占地外 1000m 范围内的耕地作为土壤环境保护目标；

本项目生态评价范围内不存在自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，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对象，将生态环境影响评价范围内植被和动物及塔里木河流域水土流失重点治理区和重点预防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；将区域风险评价范围内的 2 个村庄和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

运营期环境空气主要保护措施如下：

(1)所有的加热炉用气均用天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放。

(2)项目采用密闭集输工艺，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，井场设可燃气体浓度检测系统、设 ESD 系统，严格控制天然气泄漏对大气环境影响；

(3)本项目定期巡检，确保现有集输系统安全运行。

(4)提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

从以往同类井场的验收评价来看，以上环境空气污染防治措施可行。

9.3.2 废水污染源及治理措施

本项目运营期废水包括采出水和修井废液，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

本项目井场周围地形空旷，井区内无人居住，井场的噪声在采取有效的隔音降噪措施后，再通过距离衰减，对周围声环境的影响较小。

9.3.4 固体废物及处理措施

本项目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

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

本项目实施后井场无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值为 $8.337 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，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 $0.076 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 新扩改建厂界二级标准值。

本项目实施后，井场各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；在塔河北岸沿河地段，地下水是从西向东径流。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

本评价建议本项目依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原

则，采取严格的地下水环境污染防治措施。

①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”相关要求分区防渗。防渗措施的设计使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

③建立和完善本项目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在制定采油二厂和采油三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，本项目对地下水环境影响可以接受。

9.4.3 声环境影响

本项目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，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

9.4.4 固体废物环境影响

本项目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。

9.4.5 生态影响

生态影响评价分析表明：井场设备安装完成后，井场处于正常运营状况，

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。

9.5 总量控制分析

结合本项目排放特征，确定总量控制因子为大气污染因子： SO_2 、 NO_x 和非甲烷总烃。项目 SO_2 排放量为 0.173t/a， NO_x 排放量为 0.691t/a，非甲烷总烃排放量为 0.36t/a。

9.6 环境风险评价

西北油田分公司采油二厂、采油三厂制定了应急预案，本项目实施后，负责实施的采油二厂、采油三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。

9.8 项目可行性结论

本项目的建设符合国家相关产业政策和新疆维吾尔自治区国民经济发展规划、矿产资源总体规划。钻井施工过程中对不同阶段产生的废弃泥浆及岩屑进行处理，使其得到妥善处置，不外排；各井场生活污水收集在防渗的污水池暂存后，就近拉运至采油二厂、三厂生活基地污水处理装置处理；产噪设备合理布局，采用必要的降噪措施，周边无声环境敏感点，对声环境影响较小；生活垃圾集中收集定期清运至塔河油田绿色环保站生活垃圾填埋场填埋，避免对环境污染影响。营运期各井场至计转站或阀组采出液集输均采用密闭流程，并加强阀门的检修和维护，以减少非甲烷总烃无组织排放；产噪设备合理布局，采取基础减振降噪措施。

综上所述，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。