

1 概述

1.1 项目由来

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司(以下简称“西北油田分公司”)是中国石化上游第二大原油生产企业,油田主体位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区、巴音郭楞蒙古自治州境内,部分分布在和田地区境内。总部机关设在自治区首府乌鲁木齐市,并在巴音郭楞蒙古自治州轮台县建立了前线指挥基地。

西北油田分公司目前投入开发的有塔河油田、西达里亚油田、巴什托油田、雅克拉凝析油气田、大涝坝凝析油气田、轮台凝析油气田等共 6 个油气田。塔河油田是我国陆上十大油田之一,是西北油田分公司在塔里木盆地发现的最大油气田,资源量约 30 亿吨,已探明开发 16 个区块,包括塔河油田 1 区~塔河油田 12 区、托甫台区、YT 区、AT 区、跃进区块等。其中塔河油田 1 区、塔河油田 2 区、塔河油田 3 区、塔河油田 4 区、塔河油田 9 区、YT 区、AT 区等开发单元区块由采油一厂管理。

塔河油田 1 区位于新疆巴州轮台县,主要含油层位为三叠系下油组,油层埋深 4600m 左右。塔河油田 1 区现有 69 口井,其中生产井 66 口、注水井 3 口,1 区范围内现有 1#计转站和 TK1115-2 号阀组站 2 座站场。2019 年底,塔河油田 1 区年产油 10.22 万吨,年产气 4149 万 m^3 ,年产液 97.31 万 m^3 。

为了提高区域原油生产能力,增大塔河 1 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 673.43 万元实施“塔河油田东部石炭系油藏 2020 年滚动产建项目”,主要建设内容包括:①新建 TKC1-1H 井、TKC1-2H 井、TKC1-3H 井至 1#计转站单井集油管线共 5650m,并同沟敷设通信光缆;②新建 1#计转站至 TKC1-1H 井、TKC1-2H 井、TKC1-3H 井燃料气管线共 2780m;③在 TKC1-1H、TKC1-2H、TKC1-3H 井口各设置 200kW 真空加热炉 1 座,共计 3 座;④在 1#计转站内新建 10 井式进站计量阀组(以下简称“新建阀组”)1 座;⑤配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后日产凝析油量 105t/d,产气量 $2.53 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

1.2 环境影响评价工作过程

本项目属于油气开采项目，位于轮台县，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，属于塔里木河中上游水土流失重点预防区和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 1 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境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于 2021 年 1 月 5 日在网站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。在上述工作基础上，评价单位完成了环境影响报告书征求意见稿，随后西北油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》(部令第 4 号)要求，于 2021 年 3 月 23 日至 4 月 6 日在网站对本项目环评信息进行了第二次公示，在此期间分别于 2021 年 3 月 25 日、2021 年 3 月 27 日在巴州日报(刊号:CN65-0015)对本项目环评信息进行了公示。根据西北油田分公司反馈情况，公示期间未收到反馈意见。在以上工作的基础上，评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求和各级生态环境主管部门的意见，编制完成了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

本项目为油气开采项目，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《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》、《巴州“十三五”环境保护规划》。本项目位于塔河油田 1 区，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二级、生态环境影响评价等级为三级、环境风险评价等级为简单分析。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

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

(1) 本项目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。井场及新建阀组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一号联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)

标准后回注地层；修井废液送至塔河油田绿色环保站妥善处理，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，集输管线采用柔性复合管，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。项目集输管线选用正规厂家生产材料、管线上方设置警示牌、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) 本项目选用低噪声设备，采取基础减振等措施，各井场场界噪声值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准限值要求。

(5) 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) 本项目永久占地面积较小，所在区域植被较少，未见大型野生动物出没，管线敷设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 日施行);

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

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

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

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

(1)《中共中央办公厅、国务院办公厅关于印发在国土空间规划中统筹划定

落实三条控制线的指导意见》(2019 年 7 月 24 日)；

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(12)《环境影响评价公众参与办法》(生态保护部公告 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 日实行)；

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

(15)《关于加强和规范声环境功能区划分管理工作的通知》(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)《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》(新政发[2021]18 号, 2021 年 2 月 21 日发布并实施);

(14)《关于印发〈巴音郭楞蒙古自治州环境保护“十三五”规划〉的通知》(巴

政办发[2016]69 号)；

(15)《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)；

(16)《关于印发自治州大气污染防治行动计划实施方案的通知》(巴政发[2015]24 号)；

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

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

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

(20)《关于印发<2018 年度自治州土壤污染防治工作方案>的通知》(巴政办发[2018]82 号)；

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

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》(HJ964-2018)；

(8)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)。

(9)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T 349-2007)；

(10)《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)；

(11)《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环境保护部公告 2012 年 第

18 号)；

(12)《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》；

(13)《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；

(14)《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单；

(15)《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019)。

(16)《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)

(17)《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T 3999-2017)；

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

2.1.4 相关文件及技术资料

(1)《关于对西北油田分公司 TKC1-1H 井建设项目环境影响报告表的批复》，巴环评价函[2020]326 号；

(2)《关于对西北油田分公司 TKC1-2H 井建设项目环境影响报告表的批复》，巴环评价函[2020]327 号；

(3)《关于对西北油田分公司 TKC1-3H 井建设项目环境影响报告表的批复》，巴环评价函[2020]342 号；

(4)《环境质量现状检测报告》；

(5)环评委托书；

(6)西北油田分公司提供的其他技术资料。

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) 为生态环境主管部门决策、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。

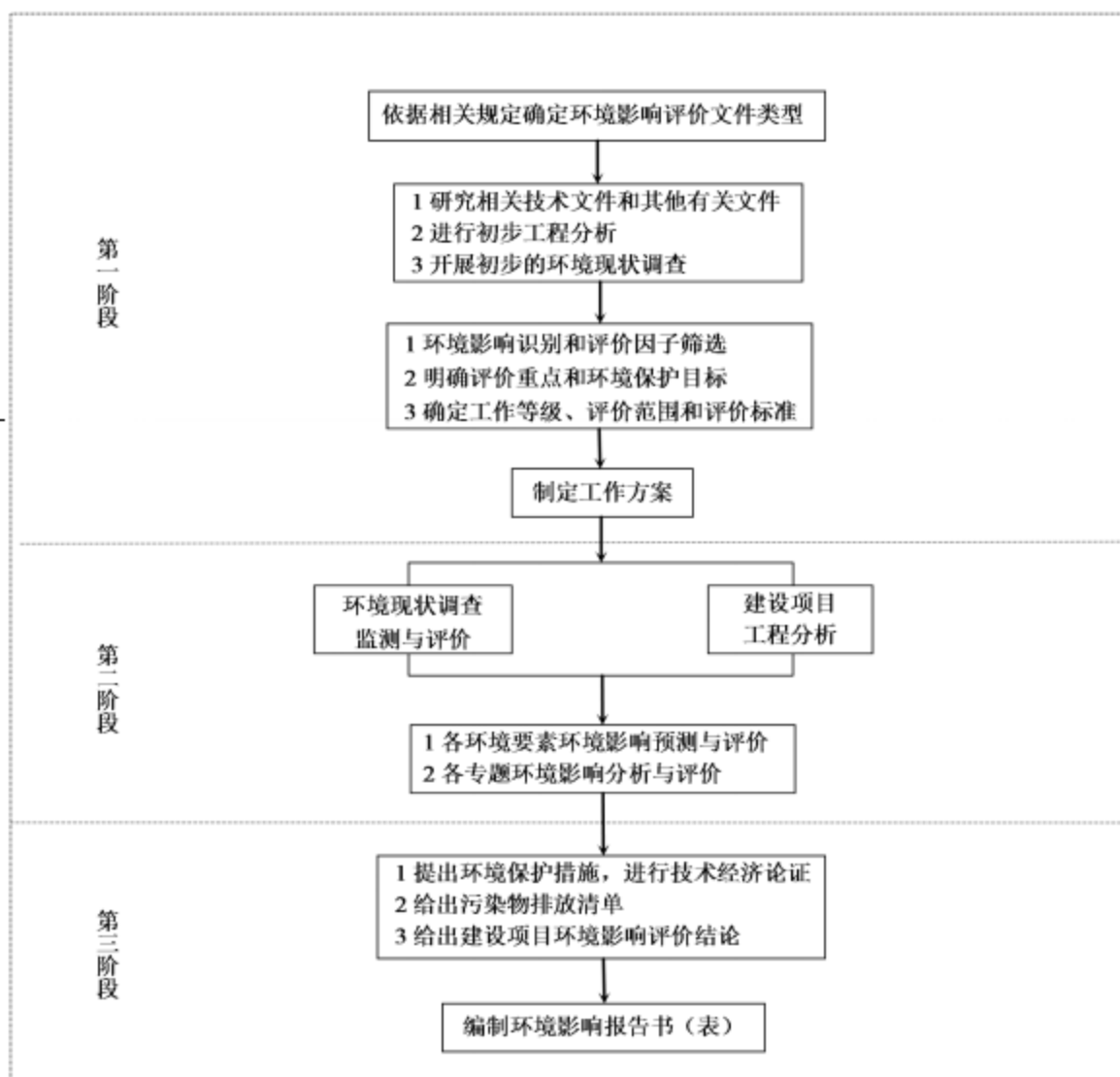


图 2.2-1 环评影响评价工作程序图

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

工程活动 \ 环境因素		自然环境					生态			
		环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤环境	植被	动物	景观	水土流失
施工期	管线开挖	-2D	--	--	-1D	-1C	-2C	-1C	-1C	-2C
	设备安装	--	--	--	-1D	--	--	--	--	--

续表 2.3-1

环境影响要素识别结果一览表

工程活动 \ 环境因素		自然环境					生态			
		环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤环境	植被	动物	景观	水土流失
施工期	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、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
地下水	现状评价	基本水质因子： 色、臭和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、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、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氰化物、氟化物、硫化物、汞、砷、铬(六价) 特征因子： 石油类
	污染源	石油类
	影响评价	石油类

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
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 特征因子: 石油烃($C_{10}\sim C_{40}$)
	污染源	石油类
	影响分析	石油类
声环境	现状评价	L_{eq}
	污染源	L_A
	影响评价	L_{eq}
固体废物	现状评价	废矿物油
	污染源	落地油
	影响评价	废矿物油
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%时所对应的最远距离。

(2) 城市农村选项确定

本项目周边3km范围内的用地布局详见图2.4-1。

图 2.4-1 项目周边 3km 范围内土地利用类型分布示意图

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TKC1-1H井、TKC1-2H井、TKC1-3H

井及新建阀组各自为中心,外扩半径3km范围内均不存在建成区或规划区,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1.4-1;废气污染源参数见表2.4-2和表2.4-3,坐标以各井场中心为原点(0,0);相关污染物预测及计算结果见表2.4-4。

表2.4-1 估算模型参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	/
2	最高环境温度/℃		41.4
3	最低环境温度/℃		-36.0
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5
6	土地利用类型		草地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
		地形数据分辨率/m	90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

表2.4-2 主要废气污染源参数一览表(点源, 100%负荷)

序号	污染源名称	排气筒底部中心坐标		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(℃)	年工作时间(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	TKC1-1H井场真空加热炉烟气	84.144	41.283	934	8	0.2	3.0	240	120	4800	正常	PM ₁₀	0.003
												PM _{2.5}	0.0015
												SO ₂	0.001
												NO _x	0.036

续表 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(℃)	年工作时间(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)							
2	TKC1-2H井场真空加热炉烟气	84.144	41.291	934	8	0.2	3.0	240	120	4800	正常	PM ₁₀	0.003
												PM _{2.5}	0.0015
												SO ₂	0.001
												NO _x	0.036
3	TKC1-3H井场真空加热炉烟气	84.149	41.293	934	8	0.2	3.0	240	120	4800	正常	PM ₁₀	0.003
												PM _{2.5}	0.0015
												SO ₂	0.001
												NO _x	0.036

表 2.4-3 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	TKC1-1H井场无组织废气	84.145	41.283	934	60	60	20	6	8760	正常	H ₂ S	0.0001
											非甲烷总烃	0.014
2	TKC1-2H井场无组织废气	84.144	41.291	934	60	60	20	6	8760	正常	H ₂ S	0.0001
											非甲烷总烃	0.014
3	TKC1-3H井场无组织废气	84.149	41.293	934	60	60	25	6	8760	正常	H ₂ S	0.0001
											非甲烷总烃	0.014
4	新建阀组无组织废气	84.147	41.275	934	10	5	-20	6	8760	正常	H ₂ S	0.0001
											非甲烷总烃	0.04

表 2.4-4 P_{max}及D_{10%}预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离(m)	D _{10%} (m)
1	TKC1-1H井场真空加热炉烟气	PM ₁₀	0.59	0.13	3.56	145	—
		PM _{2.5}	0.3	0.13			
		SO ₂	0.2	0.04			
		NO ₂	7.12	3.56			

续表 2.4-4 P_{max} 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	$C_i(\mu g/m^3)$	$P_i(\%)$	$P_{max}(\%)$	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}(m)$
2	TKC1-2H 井场真空加热炉烟气	PM ₁₀	0.54	0.12	3.24	155	—
		PM _{2.5}	0.27	0.12			
		SO ₂	0.18	0.04			
		NO ₂	6.49	3.24			
3	TKC1-3H 井场真空加热炉烟气	PM ₁₀	0.59	0.13	3.54	150	
		PM _{2.5}	0.29	0.13			
		SO ₂	0.2	0.04			
		NO ₂	7.07	3.54			
4	TKC1-1H 井场无组织废气	H ₂ S	0.085	0.85	0.85	45	—
		非甲烷总烃	15.23	0.76			
5	TKC1-2H 井场无组织废气	H ₂ S	0.085	0.85	0.85	45	
		非甲烷总烃	15.23	0.76			
6	TKC1-3H 井场无组织废气	H ₂ S	0.085	0.85	0.85	45	
		非甲烷总烃	15.23	0.76			
7	新建阀组无组织废气	H ₂ S	0.35	3.54	3.54	10	
		非甲烷总烃	20.53	1.03			

注：利用估算模式 AERSCREEN 计算时， PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 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 $1\% < P_{max} = 3.56\% < 10\%$ ，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 2.4-5。

表 2.4-5 水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 $Q/(m^3/d)$ ；水污染物当量数 $W/(无量纲)$
一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$

续表 2.4-5 水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/(m ³ /d)；水污染物当量数 W/(无量纲)
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一号联合站采出水处理单元，处理后进行回注。修井废液收集后送塔河油田绿色环保站处理。因此由表 2.4-5 可知，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 2.4-6。

表 2.4-6 地下水环境敏感程度分级表

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

调查评价范围：

$$L = \alpha \times K \times I \times T / n_e$$

式中：L-下游迁移距离，m；

α -变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

K-渗透系数，m/d，潜水含水层为细砂，根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)附录 B，渗透系数取值 5m/d；

I-水力坡度，无量纲；根据区域水文地质资料，水力坡度取值 0.0021；

T-质点迁移天数，取值不小于 5000 天；

n_e -有效孔隙度，无量纲；含水层岩性主要为粉细砂，参照相关资料，其有效孔隙度 $n=0.32$ 。

根据上述公式计算可知，最大下游迁移距离为 328m。

本项目各井场均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 2.4-7。

表 2.4-7 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 1.4-6 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 1 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)，本项目不属于会造成土壤盐化、酸化、碱化的生态影响型项目，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。

(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($\leq 5\text{hm}^2$)”，本项目新增永久占地面积约 10850m^2 (1.085hm^2)，占地规模为小型。

(4) 建设项目敏感程度

本项目建设地点位于塔里木河中上游水土流失重点预防区和塔里木河流域水土流失重点治理区，土壤环境敏感程度为“较敏感”。

(5) 评价工作等级判定

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

表 2.4-8 评价工作等级分级表

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

本项目类别为 I 类、占地规模为小型、环境敏感程度为较敏感, 综合以上分析结果, 本项目土壤环境影响评价工作等级为二级。

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 1 区, 其中永久占地面积 10850m², 临时占地面积 45200m², 总面积 ≤ 2km², 新建集输管线 5650m、燃料气管线 2780m, 管线总长度 ≤ 50km。

(2) 区域生态敏感性

本项目用地类型为裸地及草地, 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2.4-9。

表 2.4-9 生态影响评价工作等级划分表

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

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

2.4.1.7.1 危险物质及工艺系统危险性(P)的分级确定

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)：

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

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

$Q_1, Q_2 \dots Q_n$ 每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

本项目集输管线长度为 5650m，设计压力 4MPa，管径为 DN75。输送介质中油气比为 $185.49 \text{ m}^3/\text{m}^3$ ； $2.53 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

根据 $PV = nRT$ ，则 $P_0 V_0 / T_0 = P_1 V_1 / T_1$

式中：

V_0 —常压下天然气体积， m^3 ；

P_0 —标况压力，kPa(101.325kPa)；

T_0 —标况温度，K(取值为 273.15K)；

V_1 —集输管线体积， $V_1 = \pi d^2 / 4$ ，集输管线管径 d 为 75mm，则 V_1 为 24.96 m^3 ；

P_1 —集输管线压力，kPa(取值为 4000kPa)；

T_1 —管道内温度，K(取值为 298.35K)。

经计算，集输管线中天然气体积为 925.58 m^3 ，则根据输送介质油气比，集输管线中原油(采出液)最大存在量为 3.6t。

根据 $m = \rho V / 1000$

m —集输管线中天然气最大存在量, t;

ρ —集输管线中天然气密度, kg/m^3 ; 天然气密度为 $0.82\text{kg}/\text{m}^3$ 。

V —集输管线中天然气体积, m^3 (取值为 867.37m^3) ;

经计算, 集输管线天然气中甲烷含量为 62.89%、乙烷含量为 7.76%、丙烷含量为 3.82%、 H_2S 含量为 5%, 则甲烷最大存在量为 0.48t, 乙烷最大存在量为 0.059t、丙烷最大存在量为 0.029t, H_2S 最大存在量为 0.038t。

本项目燃料气管线长度为 2780m, 设计压力 1.6MPa, 管径为 DN48。

根据 $PV = nRT$, 则 $P_0V_0/T_0 = P_1V_1/T_1$

式中:

V_0 —常压下天然气体积, m^3 ;

P_0 —标况压力, kPa(101.325kPa);

T_0 —标况温度, K(取值为 273.15K);

V_1 —燃料气管线体积, $V_1 = \pi d^2/4$, 集输管线管径 d 为 48mm, 则 V_1 为 5.03m^3 ;

P_1 —燃料气管线压力, kPa(取值为 1600kPa);

T_1 —管道内温度, K(取值为 298.35K)。

经计算, 燃料气管线中天然气体积为 5.03m^3 。

根据 $m = \rho V_0 / 1000$

m —燃料气管线中天然气最大存在量, t;

ρ —燃料气管线中天然气密度, kg/m^3 ; 天然气密度为 $0.82\text{kg}/\text{m}^3$ 。

V_0 —燃料气管线中天然气体积, m^3 (取值为 77.38m^3) ;

经计算, 集输管线中天然气最大存在量为 0.06t, 天然气中甲烷含量为 90.23%、乙烷含量为 2.75%、丙烷含量为 1.09%, 则甲烷最大存在量为 0.054t, 乙烷最大存在量为 0.002t、丙烷最大存在量为 0.0007t。

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 2.4-10。

表 2.4-10 建设项目 Q 值确定表

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量 q/t	临界量 Q_c/t	该种危险物质Q值
集输 管线	1	原油(采出液)	—	3.6	2500	0.0014
	2	甲烷	74-82-8	0.48	10	0.048
	3	乙烷	74-84-0	0.059	10	0.0059
	4	丙烷	74-98-6	0.029	10	0.0029
	5	H ₂ S	7783-06-4	0.038	2.5	0.015
集输管线Q值Σ						0.0732
燃料 气管线	1	甲烷	74-82-8	0.054	10	0.0054
	2	乙烷	74-84-0	0.002	10	0.0002
	3	丙烷	74-98-6	0.0007	10	0.00007
燃料气管线Q值Σ						0.00567
项目Q值Σ						0.07887

经计算,本项目 Q 值为 $0.07887 < 1$, 风险潜势为 I。

2.4.1.7.2 评价工作等级的划分

根据导则规定,环境风险评价工作等级划分方法见表2.4-11。

表2.4-11 环境风险评价工作等级划分一览表

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	—	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1.4-10可知,本项目环境风险潜势为 I, 因此本项目确定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 2.4-12。

表 2.4-12 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评 价 范 围
1	环境空气	二级	以各井场及新建阀组为中心,边长 5km 的矩形区域

续表 2.4-12 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评 价 范 围
2	地表水环境	三级 B	--
3	地下水环境	二级	各井场及新建阀组边界外扩 328m 范围
4	声环境	二级	各井场边界外 200m 范围
5	土壤环境	二级	各井场边界及新建阀组、管线两侧外延 200m 范围
6	生态环境	三级	各井场边界及新建阀组、管线两侧外延 200m 范围
7	环境风险	简单分析	--

2.5 评价内容和评价重点

2.5.1 评价内容

根据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、环境保护目标
3	工程分析	塔河油田 1 区开发现状简述：塔河油田 1 区开发现状、塔河油田 1 区主要地面设施情况。 现有工程：本项目涉及改造的 1#计转站概况、现有工程达标情况、现有工程污染物排放量、环境问题及“以新带老”改进意见等内容。 在建工程：在建工程(TKC1-1H 井、TKC1-2H 井、TKC1-3H 井)基本情况、主要构筑物、生产设备、主要经济技术指标、工艺流程及产排污节点、原辅材料、公辅设施概况、给排水、污染源调查与评价、环境问题及“以新带老”改进意见等内容。 拟建工程：项目基本概况、油气水物性、主要设备设施、主要经济技术指标、原辅材料、公辅工程、工艺流程及排污节点分析、施工期环境影响因素及其防治措施、营运期污染源及其防治措施、闭井期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、污染物年排放量、三本账、污染物总量控制分析等内容。 依托工程：与项目相关的一号联合站、塔河油田绿色环保站基本情况、依托工程可行性分析等内容。
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

续表 2.5-1

评价内容一览表

序号	项目	内容
6	环保措施可行性论证	针对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、生态影响评价和环保措施可行性论证。

2.6 评价标准

本次环境影响评价执行如下标准:

(1) 环境质量标准

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

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

声环境:执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准;

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

(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；厂界无组织排放 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；运营期厂界执行《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 1.6-1 至表 1.6-3。

(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	μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)及其修改单二级 标准
		24 小时平均	150		
	PM _{2.5}	年平均	35	μg/m ³	
		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		

续表 2.6-1

环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标 准	单位	标准来源
空气	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)及其修改单二级 标准
		1 小时平均	10		
	O ₃	日最大 8 小时 平均	160	μg/m ³	
		1 小时平均	200		
	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》 中的 2.0mg/m ³ 的标准
	H ₂ S	一次	0.01	mg/m ³	《环境影响评价技术导则 大气环 境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染 物空气质量浓度参考限值
地下水	色	≤25		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Ⅳ类
	嗅和味	无		—	
	浑浊度	≤10		NTU	
	肉眼可见物	无		—	
	pH	5.5~6.5 8.5~9.0		—	
	总硬度	≤650		mg/L	
	溶解性总固体	≤2000			
	硫酸盐	≤350			
	氯化物	≤250			
	铁	≤2.0			
	锰	≤1.50			
	挥发性酚类	≤0.01			
	阴离子表面活 性剂	≤0.3			
	耗氧量	≤10.0			
	氨氮	≤1.50			
	硫化物	≤0.10			
	钠	≤400			
总大肠菌群	≤100		CFU/100mL	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)Ⅳ类微生物 指标	

续表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标 准	单位	标准来源
地下水	亚硝酸盐	≤4.80		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1 毒理学指 标中Ⅳ类
	硝酸盐	≤30.0			
	氰化物	≤0.1			
	氟化物	≤2.0			
	汞	≤0.002			
	砷	≤0.05			
	铬(六价)	≤0.10			
	石油类	≤0.5		mg/L	参照执行《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002)Ⅳ类标准
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		
13	1,1-二氯乙烯	66		
14	顺 1,2-二氯乙烯	596		
15	反 1,2-二氯乙烯	54		
16	二氯甲烷	616		
17	1,2-二氯丙烷	5		

续表 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
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	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
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	屈	1293		
43	二苯并[a,h]蒽	1.5		
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15		
45	萘	70		
46	石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)	4500		

续表 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
47	镉	0.6	mg/kg	《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	
废气	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	mg/m ³	《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。

本项目位于轮台县南部，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”。本项目主要建设集输管线，主要目的是维持塔河油田现有产能，开发强度不会超过区域规划目标。且项目开发强度较小，施工周期时间较短，管线采取埋地敷设方式，敷设完成后回填，采取自然恢复区域生态方式，对区域生态环境影响较小。

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

根据评价项目的地理位置，项目区位于新疆维吾尔自治区巴州轮台县，所在地涉及到的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展“十三五”规划纲要》、《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》、《新疆维吾尔自治区生态功能区划》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
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油气勘探开发项目	符合

续表 2.7-1

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
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]190 号）	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
	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	本项目施工周期较短，报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响	符合
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民	本项目油气集输管线采取埋地敷设方式，管线路径未经过环境敏感区，周边无居民区分布	符合
《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》	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、大型水利设施、城镇市政工程设施所在区域，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	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、大型水利设施、城镇市政工程设施所在区域，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（轮南镇牙买提社区）6.8km	符合

续表 2.7-1

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》	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	项目边界南距最近地表水体塔里木河 11.3km	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
巴州“十三五”环境保护规划	推进能源清洁化，优化能源结构，提高全州天然气、太阳能等能源使用率；提高能源使用效率，坚持节能优先，控制能源消费总量过快增长	本项目真空加热炉使用清洁能源天然气	符合
	加强工业危险废物与化学品管理。危险废物实行集中收集、统一处置，实现零排放。按照“减量化、资源化、无害化”原则，一般工业固体废物以综合利用为主、填埋焚烧为辅。通过实施清洁生产，发展无废、少废工艺，提高原材料的利用率，减少原材料的流失，从源头控制和减少工业固体废弃物的产生	本项目产生的固废主要为落地油泥，桶装收集后委托有资质单位接收处置。施工期产生的一般工业固废送塔河油田绿色环保站填埋处置。	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一号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

续表 2.7-2 石油天然气开采业污染防治技术政策符合性分析一览表

文件名称	文件要求	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)	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。	本项目建设布局合理, 已在设计阶段合理选址, 合理利用现有道路	符合
	在油气集输过程中, 应采用密闭流程, 减少烃类气体排放	本项目油气集输过程为密闭流程	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, 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一号联合站处理, 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

续表 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)	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

本项目与《“十三五”环境影响评价改革实施方案》(环环评[2016]95号)、《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)、《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》等文件相符性分析见表 2.7-4。

表 2.7-4 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)	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外,在生态保护红线范围内,严控各类开发建设活动,依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件	本项目东南距拟定生态环境保护红线最近距离约 3.5km,敷设管线未穿越红线,不在生态保护红线范围内	符合

续表 2.7-4

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)	环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求	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；营运期产生的废水、固体废物均能合理处置，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	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关规划环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据	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
《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》(环环评[2016]150号)	生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关规划环评应将生态空间管控作为重要内容，规划区域涉及生态保护红线的，在规划环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件	根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案(征求意见稿)》，项目东南距生态保护红线区 3.4km，不在红线范围内。	符合

续表 2.7-4

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
《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)	环境质量底线 环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关规划环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求	根据轮台县例行监测点数据可知，项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，不达标原因主要是因为区域紧邻沙漠，受沙尘天气影响， 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，不会对环境质量的底线产生冲击。	符合
	资源利用上线 资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关规划环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据	项目所在区域设置有水资源、土地资源及能源上线。本项目不属于新区块开发，属于现有钻井工程配套的石油天然气集输工程。运营过程中不消耗水资源，不会对区域水资源造成影响。项目真空加热炉运行过程中消耗少量的天然气，对区域能源影响较小。永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少。综上所述，项目的实施，不会突破区域资源利用上线	符合
	环境准入负面清单 环境准入负面清单是基于生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，以清单方式列出的禁止、限制等差别化环境准入条件和要求。要在规划环评清单式管理试点的基础上，从布局选址、资源利用效率、资源配置方式等方面入手，制定环境准入负面清单，充分发挥负面清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用	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。	符合

续表 2.7-4

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线。	根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案(征求意见稿)》，项目东南距生态保护红线区 3.4km，不在红线范围内。	符合
	环境质量底线 全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到优先治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控。	本项目采出水随采出液一起最终进入一号联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，修井废液送至塔里木油田绿色环保站妥善处理，废水均不向外环境排放；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，本项目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。本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险。	符合
	资源利用上线 强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等 4 个国家级低碳试点城市发回低碳试点示范和引领作用。	本项目生产过程中不取水，废水主要为采出水和修井废液，不会对区域水资源造成较大影响；本项目使用天然气为燃料，天然气属清洁能源，污染物排放相对较少，有利于减少区域污染物排放。	符合
	环境管控单元 自治区共划定 1323 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。 优先保护单元 465 个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理方法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。 重点管控单元 699 个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。 一般管控单元 159 个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。	本项目位于塔里木油田 1 区，本项目不在生态保护红线区，属于一般生态管控区。项目实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对站址周围大气环境、地表水环境、声环境、土壤环境产生明显影响，对地下水环境影响可接受。本项目采取了有效的污染防治措施，可确保污染得到有效控制，不会对周围环境产生明显影响。	符合

图 2.7-1 与生态保护红线(拟定)位置关系图

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 1 区，属于油气勘探开发区域，区域环境空气质量功能属于《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二类区；项目周边无地表水体；区域地下水以工农业用水为主，属于《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)IV 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 2.7-5 和图 2.7-2。

表 2.7-5 工程区生态功能区划

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

由表 2.7-5 可知，项目位于“塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区”。

图 1.7-2 生态功能区划图

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”，主要保护目标为“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”，发展方向为“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”。

项目类型属于油气开采项目，与生态功能区划发展方向相一致。项目占地不涉及胡杨林，占地范围周围分布少量植被，未见野生动物出没。项目主要是油气管线敷设和井场设备安装，对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，施工结束后，管沟回填，区域生态采取自然恢复措施、完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化扩大、土壤盐渍化造成影响。综上所述，项目的建设实施与区域生态环境功能不冲突，对区域生态环境影响是可接受的。本项目不属于新区块开发，属于现有钻井工程配套的油气集输项目，项目废气达标排放、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，与区域发展方向不冲突。

2.8 环境保护目标

本项目评价区域内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点，因此不再设置环境空气保护目标，鉴于石油开采类项目的特点，本次评价对环境空气的保护目的为不改变区域环境空气功能区质量；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)，将各井场及新建阀组占地外 200m 和新建管线两侧 200m 范围内的土壤作为土壤环境保护目标；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及水土保持产生明显影响；将区域

大气环境和区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。环境保护目标见表 2.8-1 至 2.8-5。

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(°)	纬度(°)				方位	与项目最近距离(km)			
1	区域大气环境	--	--	--	--	二类区	--	--	--	--	--

表 2.8-2 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) IV类	不对地下水产生污染影响

表 2.8-3 土壤环境保护目标一览表

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

表 2.8-4 环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	各井场周边 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	区域大气环境	--	--	--	--
	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					0	
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	--	IV类	--	--
	地下水环境敏感程度E 值					E3

表 2.8-5 生态环境保护目标一览表

环境要素	保护目标	保护范围	最近距离	功能要求	备注
生态环境	植被和动物	井场及新建阀组占地范围外扩 200m 及	--	—	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	管线边界两侧 200m	--	—	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，是西北油田分公司在塔里木盆地发现的最大油气田，资源量约 30 亿吨，已探明开发 16 个区块。包括塔河油田 1 区～塔河油田 12 区、托甫台区、YT 区、AT 区、跃进区块等。其中塔河油田 1 区、塔河油田 2 区、塔河油田 3 区、塔河油田 4 区、塔河油田 9 区、YT 区、AT 区等开发单元区块由采油一厂进行管理开发。

塔河油田 1 区位于新疆巴州轮台县，塔河油田东北部，主要含油层位为三叠系下油组，油层埋深 4600m 左右。塔河油田 1 区现有 69 口井，其中生产井 66 口，注水井 3 口，1 区范围内现有 1#计转站和 TK1115-2 号阀组站 2 座站场。2019 年底，塔河油田 1 区年产油 10.22 万吨，年产气 4149 万 m^3 ，年产液 97.31 万 m^3 。

本次在新疆维吾尔自治区巴州轮台县塔河油田 1 区内实施“塔河油田东部石炭系油藏 2020 年滚动产建项目”，建设内容包括：①新建 TKC1-1H 井、TKC1-2H 井、TKC1-3H 井至 1#计转站单井集油管线共 5650m，并同沟敷设通信光缆；②新建 1#计转站至 TKC1-1H 井、TKC1-2H 井、TKC1-3H 井燃料气管线共 2780m；③在 TKC1-1H，TKC1-2H，TKC1-3H 井口各设置 200kW 真空加热炉 1 座，共计 3 座；④在 1#计转站内新建 10 井式进站计量阀组 1 座；⑤配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后日产凝析油量 105t/d，产气量 $2.53 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

本项目实施后，TKC1-1H 井、TKC1-2H 井、TKC1-3H 井集输管线接入 1#计转站，油气最终输送至一号联合站集中处理；新建 3 条燃料气管线由 1#计转站送至 TKC1-1H 井、TKC1-2H 井、TKC1-3H 井井场加热炉；并在 1#计转站内新建 10 井式进站计量阀组 1 座。

为便于说明，本次评价对塔河油田 1 区开发现状进行简述，将 1#计转站作为现有工程进行分析，将 TKC1-1H 井、TKC1-2H 井、TKC1-3H 井作为在建工程进行分析，将一号联合站及塔河油田绿色环保站作为依托工程分析。上述工程环评及验收情况见表 3-1，本次评价工程分析章节结构见表 3-2。

表 3-1 上述工程环评及验收情况一览表

序号	包含内容	建设项目名称	环评文件			验收文件		
			审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	TKC1-1H 井	TKC1-1H 井钻井工程	巴州生态环境局	巴环评价函[2020]326 号	2020.12.1	正在钻井		
2	TKC1-2H 井	TKC1-2H 井钻井工程	巴州生态环境局	巴环评价函[2020]327 号	2020.12.1	正在钻井		
3	TKC1-3H 井	TKC1-3H 井钻井工程	巴州生态环境局	巴环评价函[2020]342 号	2020.12.7	正在钻井		
4	1#计转站	塔河油田一区三叠系下油组油藏加密调整项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2011]902 号	2011.9.29	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2012]908 号	2012.9.12
5	一号联合站	新疆塔里木盆地艾协克南-桑塔木油气田开发建设工程	原国家环境保护总局	环函[1999]242 号	1999.7.7	原国家环境保护总局	环验[2007]211 号	2007.10.9
5	塔河油田绿色环保站	塔河油田一号固废液处理站扩建工程	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2014]236 号	2014.6.23	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2015]501 号	2015.12.17

表 3-2 工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	塔河油田 1 区开发现状简述	塔河油田 1 区开发现状简述
2	现有工程	本项目涉及改造的 1#计转站概况、现有工程达标情况、现有工程污染物排放量、环境问题及“以新带老”改进意见等内容
3	在建工程	在建工程(TKC1-1H 井、TKC1-2H 井、TKC1-3H 井)基本情况、主要建构筑物、生产设备、主要经济技术指标、工艺流程及产排污节点、原辅材料、公辅设施概况、给排水、污染源调查与评价、环境问题及“以新带老”改进意见等内容
4	拟建工程	项目基本概况、油气水物性、主要设备设施、主要经济技术指标、原辅材料、公辅工程、工艺流程及排污节点分析、施工期环境影响因素及其防治措施、营运期污染源及其防治措施、闭井期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、污染物年排放量、三本账、污染物总量控制分析等内容
5	依托工程	与项目相关的一号联合站、塔河油田绿色环保站基本情况、依托工程可行性分析等内容

3.1 塔河油田 1 区开发现状简述

塔河油田 1 区位于轮台县，位置处于塔里木盆地沙雅隆起阿克库勒凸起南部的桑塔木构造带上，圈闭类型为一个局部发育的低幅断背斜。塔河油田 1 区主要含油层位为三叠系下油组，油层埋深 4600m 左右，油藏类型为底水、低幅断背斜、中-高孔、中-高渗砂岩油藏。1 区目前共有 69 口井，其中生产井 66 口，注水井 3 口。1 区范围内有 1#计转站和 TK1115-2 号阀组站两座站场，2019 年底 1 区块年产油 10.22 万吨，年产气 4149 万 m^3 ，年产液 97.31 万 m^3 。

塔河油田 1 区主要地面设施情况统计见表 3.1-1。

表 3.1-1 塔河油田东部各区域主要地面设施情况一览表

序号	区块名称	井数	计转站/阀组站名称	计转站/阀组站总数	联合站	其它
1	塔河油田 1 区	69 口	1 号计转站、TK1115-2 号阀组站	2	—	各计转站采出液汇入塔河油田一号联合站处理

3.2 现有工程

3.2.1 基本情况

1#计转站位于塔河油田一号联合站东南约 10km，占地面积 3000 m^2 。1#计转站基本情况见表 3.2-1。

表 3.2-1 现有工程基本情况一览表

项 目		内 容
建设单位名称		西北油田分公司
地点		新疆巴州轮台县，塔河油田东北部
工程内容	主体工程	6 套计量阀组，2 套油气分离计量装置，2 台油气分离缓冲罐，3 台外输泵，2 台 1000kW 水套加热炉，1 台天然气除油器，2 座事故油罐，1 台提升泵，1 套加药装置等
	公用工程	供电系统 依托附近电网
		供水 生产过程中不消耗水
		供热 采用水套加热炉加热
工程内容	环保工程	废气治理：包括水套加热炉烟气和站场无组织废气，其中加热炉燃料为净化后的天然气，站场日常维护，做好密闭措施； 废水治理：无废水产生； 噪声治理：采取选用增加减震垫、弹性材料等减振措施、基础减振、厂房隔声的降噪措施； 固废治理：油泥、油砂清运至塔河油田绿色环保站处理

续表 3.2-1 现有工程基本情况一览表

项 目	内 容
劳动定员	无人值守站场
工作制度	采用四班三运转工作制，每班 8 小时

3.2.2 主要建构筑物及生产设备

1#计转站主要建构筑物见表 3.2-2，主要生产设备设施见表 3.2-3。平面布置见图 3.4-1。

表 3.2-2 现有工程主要建构筑物一览表

序号	名 称	数量	单位	结构形式
1	事故罐区	1	座	—
2	加热炉间	1	座	钢结构
3	缓冲罐区	1	座	—
4	配电间	1	座	砖混
5	工具间	1	座	砖混
6	值班室	1	座	砖混
13	外输泵房	1	座	砖混
14	计量分离器间	1	座	砖混

表 3.2-3 现有工程主要设备情况一览表

序号	设备名称	型号	数量	备注
1	计量阀组	10 井式	2 套	
2	计量阀组	8 井式	3 套	
3	计量阀组	5 井式	1 套	
4	油气分离装置	YBJ-1200	2 套	
5	油气分离缓冲罐	PN1.6MPa $\Phi 2400\text{mm} \times 10304\text{mm}$	2 台	
6	外输泵	$Q=100\text{m}^3/\text{h}$	3 台	2 用一备
7	水套加热炉	1000kW	2 台	
8	天然气除油器	PN1.0MPa $\Phi 1600\text{mm} \times 5230\text{mm}$	1 台	
9	事故油罐	500m^3	2 座	
10	放空火炬	15m	1 座	事故状态下使用

3.2.3 主要经济技术指标

1#计转站主要经济技术指标见表 3.2-4。

表 3.2-4 现有工程主要技术经济指标一览表

序号	项目	单位	数量
1	设计处理油量	m ³ /d	3000
2	实际处理油量	m ³ /d	2200
3	设计处理气量	m ³ /d	40×10 ⁴
4	实际处理气量	m ³ /d	21×10 ⁴

3.2.4 工艺流程及产排污节点

1#计转站所辖各单井来油气通过进站阀组，分别进入计量分离器和生产分离器进行油气分离，分离后的天然气进入三股换热器通过天然气聚结器过滤后计量外输至一号联合站轻烃处理站处理；生产分离器、计量分离器分离出来的液相计量后外输至一号联合站原油处理系统。

1#计转站废气污染源主要为水套加热炉烟气和厂界无组织废气，其中加热炉燃料为净化后的天然气，站场日常维护，做好密闭措施；噪声污染源主要为各种泵类，采用基础减振、厂房隔声的降噪措施；固体废物污染源主要为油泥、油砂，清运至塔河油田绿色环保站处理。

1#计转站污染源及治理措施见表 3.2-5。

表 3.2-5 1#计转站污染源及治理措施一览表

类别	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	水套加热炉烟气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x	连续	燃料为净化后的天然气
	场界无组织废气	非甲烷总烃、H ₂ S	连续	日常维护，做好密闭措施
噪声	泵类	L _{we}	间歇	基础减振、厂房隔声
固废	油泥、油砂	油泥、油砂	间歇	清运至塔河油田绿色环保站处理

3.2.5 公辅设施概况

(1) 采暖及供热

1#计转站采用水套加热炉加热。

(2) 供电

1#计转站用电依托附近电网。

3.2.6 给排水

(1) 给水

1#计转站生产过程中不消耗水。

(2) 排水

1#计转站生产过程中无废水产生。

3.2.7 现有工程达标情况

为分析现有工程达标排放情况，本次 1#计转站站场无组织废气、加热炉烟气及厂界噪声类比《塔河油田一区至五区环境影响后评价报告书》编制期间对 4-1 计转站开展的污染源监测数据（4-1 计转站位于塔河油田 1 区，位于本项目西北侧约 16.5km 处；该计转站设计转液量 $100 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，气量 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，采出液成分与 1#计转站转运采出液成分相似，规模、原理与 1#计转站相似，加热炉与 1#计转站功率相同，类比可行），各污染源均可达标排放，详见表 3.2-6。

表 3.2-6 现有工程主要污染源及治理措施一览表

项目	污染源	污染物	排放速率/ 浓度	主要处理 措施	标准	达标 情况
废气	站场无 组织废 气	非甲烷总 烃	0.75~ 0.80mg/m³	日常维护， 做好密闭 措施	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)表 2 无组织排放监 控浓度限值	达标
		硫化氢	未检出		《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93)表 1 标准限值要求	达标
	真空加 热炉 烟气	颗粒物	16.7~ 18.4mg/m³	使用清洁 能源	《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271-2014)表 2 新建锅炉大气 污染物排放限值要求	达标
		SO₂	未检出			达标
		NOₓ	119~ 121mg/m³			达标
噪声	噪声	昼间	47.5~54.7	选用低产 噪设备、基 础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标 准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、 夜间标准要求	达标
		夜间	47.5~54.1			达标
污染物 名称	产生量 (t/a)	固废类别			治理措施	治理效果
油泥、 油砂	0.5	危险废物(HW08 废矿物油 与含矿物油废物)			清运至塔河油田绿色环保站处理	妥善处置

3.2.8 现有工程污染物排放量

根据核算结果，现有工程污染物排放情况见表 3.2-7。

表 3.2-7

现有工程污染物排放情况一览表

单位: t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
现有工程排放量	0.066	0.0198	0.99	0.096	0.0009	0	0.5

3.2.9 环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场调查,暂未发现现有工程相关环境问题。

3.3 在建工程

在建工程主要为 TKC1-1H 井、TKC1-2H 井、TKC1-3H 井,以上三口井现状正在进行钻井作业。

3.3.1 基本情况

表 3.3-1

在建工程基本情况一览表

项 目	内 容
建设单位名称	西北油田分公司
地点	TKC1-1H 井位于新疆维吾尔自治区巴州轮台县境内,大道南乡牧业村西南 33km 处; TKC1-2H 井位于新疆维吾尔自治区巴州轮台县境内,大道南乡牧业村西南 31.8km 处; TKC1-3H 井位于新疆维吾尔自治区巴州轮台县境内,大道南乡牧业村西南 31.47km 处
工程内容	主体工程
	各井建设内容相同,各建设:钻井平台、应急池(1座,500m ³)、放喷池(2座,100m ³ /座)等设施,撬装设施包括发电机房、泥浆罐(11个,60m ³ /座)、泥浆泵、柴油罐等
	公用工程
	供电系统 钻井用电均就近接入附近电网
工程内容	供水
	钻井生产用水和生活用水均由水罐车拉运至井场和营地
	供热
工程内容	钻井泥浆罐保温均采用电伴热,生活区供暖均采用电采暖,测试放喷设备伴热均为电伴热
	TKC1-1H 井、TKC1-2H 井、TKC1-3H 井环保工程相同,均为:
	(1)废气治理:钻井废气主要为施工扬尘,采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖的措施;
工程内容	(2)废水治理: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)自然蒸发处理;
	(3)噪声治理:采取选用低噪设备、基础减振的降噪措施;
	(4)固废治理:钻井过程中产生的固废主要为岩屑、含油废物和生活垃圾。钻井期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;含油废物收集后在井场的废弃物存放点暂存,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生活垃圾池填埋
工作制度	均采用四班三运转工作制,每班 8 小时,年工作 3600 小时(150 天)

3.3.2 主要建构筑物、生产设备

在建工程主要建构筑物见表 3.3-2，主要生产设备设施见表 3.3-3。

表 3.3-2 在建工程主要建构筑物一览表

序号	名 称	单位	数量			规格	结构形式
			TKC1-1H 井	TKC1-2H 井	TKC1-3H 井		
1	应急池	座	1	1	1	15m ³	混凝土结构
2	主放喷池	座	1	1	1	100m ³	环保防渗膜
3	副放喷池	座	1	1	1	100m ³	环保防渗膜
4	钻井平台	座	1	1	1	--	--
5	生活污水池	座	1	1	1	100m ³	环保防渗膜
6	活动板房	座	42	42	42	--	彩钢房，撬装装置

表 3.3-3 主要生产设备设施一览表

序号	设备名称	规格参数	台(套)		
			TKC1-1H 井	TKC1-2H 井	TKC1-3H 井
1	机械钻机	ZJ70	1	1	1
2	井架	JJ450/45-X	1	1	1
3	底座	DZ450/10.5-X	1	1	1
4	绞车	JC70LDB	1	1	1
5	天车	TC450	1	1	1
6	游车/大钩	YC450/DG450	1	1	1
7	水龙头	SL450-5	1	1	1
8	转盘	ZP375	1	1	1
9	柴油发电机	CAT34T2	3	3	3
10	泥浆泵	3NB-1600F	2	2	2
11	循环罐	—	7	7	7
12	振动筛	—	2	2	2
13	除气器	ZOQ220	1	1	1
14	钻井液清洁剂	CS-250×3/CN100×16	1	1	1
15	离心机	GW458-842/GL255-1250	1	1	1
16	液气分离器	NQF1200/0.7	1	1	1
17	钻台紧急滑道	—	1	1	1

续表 3.3-3 主要生产设施设备一览表

序号	设备名称	规格参数	台(套)		
			TKC1-1H 井	TKC1-2H 井	TKC1-3H 井
18	环形防喷器	FH35-35	1	1	1
19	单闸板防喷器	FZ35-70	1	1	1
20	双闸板防喷器	2FZ35-70	2	2	2
21	压井管汇	YG78/103-70	1	1	1
22	节流管汇	JG78/103-70	1	1	1
23	运输车辆	--	10	10	10
24	装载机	--	2	2	2
25	采油树	--	1	1	1
26	三相计量分离器	--	1	1	1
27	原油储罐	50m ³	4	4	4
28	放空管	--	1	1	1

3.3.3 在建工程主要经济技术指标

在建工程主要经济技术指标见表 3.3-4。

表 3.3-4 在建工程主要技术经济指标一览表

项目	序号	指标名称	单位	技术指标
TKC1-1H 井	1	预计钻井深度	m	5709.89m(斜)/4853.5m(垂)
	2	钻井目的层	--	石炭系卡拉沙依组
	3	钻井泥浆体系	--	膨润土泥浆、聚磺体系泥浆和油基体系泥浆
TKC1-2H 井	1	预计钻井深度	m	5416.98m(斜)/4849.5m(垂)
	2	钻井目的层	--	石炭系卡拉沙依组
	3	钻井泥浆体系	--	膨润土泥浆和聚磺体系泥浆
TKC1-3H 井	1	预计钻井深度	m	5432.55m(斜)/4849.5m(垂)
	2	钻井目的层	--	石炭系卡拉沙依组
	3	钻井泥浆体系	--	膨润土泥浆和聚磺体系泥浆

3.3.4 工艺流程及产排污节点

TKC1-1H 井、TKC1-2H 井、TKC1-3H 井工艺流程及排污节点相同。

钻井作业采用电钻机，通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时

泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程重复进行，使井不断加深，直至目的井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液（增加钻井液配料）和检修设备。工程施工期为冬季，为防止泥浆罐内泥浆结冰冻结，需对泥浆罐进行保温，工程施工期泥浆罐保温采用电伴热。

钻井结束后，需进行测试放喷，测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，原油回收罐等。如有油气资源，则产出液经油气分离器分离后，原油进入原油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，放喷时间一般为 1~2 天时间。

在建工程废气污染源主要为施工扬尘和放喷废气，施工扬尘采取车辆减速慢行、加盖苫布等措施；放喷持续时间较短，随着放喷作业结束，对环境影响将消失。废水污染源主要为生活污水，生活污水排入生活污水池（采用环保防渗膜防渗）自然蒸发处理；噪声污染源主要为泥浆泵噪声、钻机噪声和放喷气流噪声，采取安装消声器、基础减振、疏散周边人员等措施；固体废物主要为岩屑、泥浆、含油废物及生活垃圾，膨润土泥浆岩屑及聚磺泥浆岩屑用于铺垫井场，TKC1-1H 井产生的油基泥浆钻井岩屑经不落地收集系统收集后，运至塔河油田绿色环保站处理；泥浆循环使用，完钻后拉走，其他井再利用；含油废物暂存后，委托有危险废物处置资质单位进行接收处置；生活垃圾定点收集，定期拉运至塔河油田绿色环保站处理。

表 3.3-5 在建工程污染源及治理措施一览表

类别	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	施工扬尘无组织废气	颗粒物	连续	车辆减速慢行，加盖苫布
	放喷废气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	间歇	控制放喷时间
废水	生活污水	COD、SS、氨氮	间歇	排入生活污水池（采用环保防渗膜+水泥压边防渗）自然蒸发处理
噪声	泥浆泵	L _{eq}	间歇	选用低产噪设备、基础减振
	钻机		连续	选用低产噪设备、基础减振
	放喷气流		间歇	疏散周边作业人员

续表 3.3-5 在建工程污染源及治理措施一览表

类别	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
固废	废岩屑	膨润土泥浆岩屑及聚磺泥浆岩屑	间歇	用于铺垫井场
		油基泥浆钻井岩屑	间歇	经不落地收集系统收集后，运至塔河油田绿色环保站处理
	泥浆	泥浆	间歇	分离后循环使用，完钻后拉走，其他井再利用
	含油废物	含油废物	间歇	委托有危险废物处置资质单位接收处置
	生活垃圾	生活垃圾	间歇	定期拉运至塔河油田绿色环保站处理

3.3.5 原辅材料

在建工程原辅材料消耗情况见表 3.3-6。

表 3.3-6 原辅材料消耗量一览表

序号	物料名称	单位	用量			备注
			TKC1-1H 井	TKC1-2H 井	TKC1-3H 井	
1	水	m ³	1985	1929	1932	配制泥浆；生活用水
2	水泥+硅粉	t	890	338	340	固井
3	基础材料	t	7.2	7.2	7.2	配制泥浆
4	烧碱、纯碱	t	0.7	0.7	0.7	配制泥浆
5	抑制包被剂	t	0.15	0.15	0.15	调节钻井液 pH 值
6	增粘剂	t	0.05	0.05	0.05	调节泥浆的流动性、抗压强度
7	防塌润滑剂	t	8	8	8	具有增粘、絮凝、改变流型、降滤失等作用
8	磺化酚醛树脂	t	0.5	0.5	0.5	磺化泥浆配制
9	活性剂	m ³	0.8	0.8	0.8	改善钻井液
10	油气保护剂	t	0.9	0.9	0.9	抗高温抗盐的无渗透钻井液处理剂
11	胶凝酸	m ³	16	16	16	调节泥浆的流动性，抗压强度
12	氯化钙	t	10	10	10	来稳定不同深度的各种泥层

3.3.6 公辅设施概况

(1) 采暖及供热

在建工程冬季泥浆罐采暖均采用电伴热，营地均采用空调采暖。

(2) 供电

在建工程供电接自周边变电线，柴油发电机作为备用电源。

3.3.7 给排水

(1) 给水

在建工程新水用量共 5846m³ (TKC1-1H 井 1985m³、TKC1-2H 井 1929m³、TKC1-3H 井 1932m³)，主要包括钻井用水和生活用水。钻井用水由水罐车拉至各井场，主要用于配制泥浆；生活用水由罐车拉至各井场和各生活区。

(2) 排水

在建工程废水主要为生活污水。生活污水产生量共 2160m³ (TKC1-1H 井、TKC1-2H 井、TKC1-3H 井各 720m³)，排入生活污水池 (采用环保防渗膜防渗) 自然蒸发处理。

3.3.8 污染源调查与评价

根据《西北油田分公司 TKC1-1H 井环境影响报告表》、《西北油田分公司 TKC1-2H 井环境影响报告表》及《西北油田分公司 TKC1-3H 井环境影响报告表》，结合物料衡算和类比同类型井场，在建工程污染源及治理措施情况见表 3.3-7。

表 3.3-7 在建工程主要污染源及治理措施一览表

类别	编号	污染源	排放量 (m³/h)	污染物 名称	产生 浓度 (mg/m³)	处理 措施	排气 筒高 度 (m)	排放 浓度 (mg/m³)	排放 速率 (kg/h)	作业 时间 (h/a)	排放量 (t/a)	3 座井 场排放 总量 (t/a)
废气	1	放喷 废气	--	颗粒物	—	—	--	—	4.2	48	0.2	0.6
				SO ₂	—			—	8.4		0.4	1.2
				NO _x	—			—	29.4		1.4	4.2
				非甲烷总烃	—			—	6.3		0.3	0.9
	2	施工 扬尘	--	颗粒物	车辆慢行，加 盖苫布		--	—	0.11	3600	0.4	1.2

类别	编号	污染源 名称	污染物	产生 浓度 (mg/L)	治理措施	处理效果		排放量 (m³/d)	排放量 (t/a)
						污染物	排放 浓度		
废水	1	生活 盥洗 废水	COD	400	排入生活污水池(采 用环保防渗膜防渗) 自然蒸发处理	COD	--	不外排	0
			SS	350		SS	--		
			氨氮	25		氨氮	--		

续表 3.3-7 在建工程主要污染源及治理措施一览表

类别	编号	污染源名称	污染物	产生浓度 (mg/L)	治理措施	处理效果		排放量 (m³/d)	排放量(t/a)
						污染物	排放浓度		
废水	2	酸化压裂废水	pH	3~5	加烧碱中和后收集至酸液罐后拉运至塔河油田绿色环保站	pH	6~9	不外排	0
			SS	200		SS	200		
			COD	500		COD	500		
			石油类	2000		石油类	2000		
类别	编号	污染源名称	台/套	源强[dB(A)]	降噪措施	隔声降噪效果 [dB(A)]		达标分析	
噪声	1	泥浆泵	2	95	选用低产噪设备、基础减振	10		场界达标	
	2	钻机	1	95		10			
	3	放喷气流	—	110	疏散周边作业人员	—			
类别	编号	污染物名称	产生量 (3座井场合计)(t/a)	固废类别	治理措施			治理效果	
固废	1	膨润土及聚磺体系泥浆钻井岩屑	2058.3m³	一般工业固体废物	岩屑采用不落地无害化处理装置进行处理，产生的泥饼及砂石用于修路、铺垫井场			全部综合利用或妥善处置	
	2	油基体系泥浆钻井岩屑	86m³	危险废物(HW08 废矿物油与含矿物油废物)	岩屑经不落地收集系统收集后，运至塔河油田绿色环保站处理				
	3	泥浆	—	一般工业固体废物	分离后循环使用，完钻后拉走，其他井再利用				
	4	含油废物	0.6	危险废物(HW08 废矿物油与含矿物油废物)	委托有危险废物处置资质单位接收处置				
	5	生活垃圾	27	生活垃圾	清运至塔河油田绿色环保站				

3.3.9 环境问题及“以新带老”改进意见

根据调查,目前TKC1-1H井、TKC1-2H井、TKC1-3H井均正在进行钻探,现场调查过程中暂未发现以上井场环境问题。

3.4 拟建工程

3.4.1 基本概况

本项目基本情况见表 3.4-1。

表 3.4-1 项目基本情况一览表

项目	基本情况	
项目名称	塔河油田东部石炭系油藏 2020 年滚动产建项目	
建设单位	西北油田分公司	
建设地点	新疆巴州轮台县境内，塔河油田 1 区	
建设性质	改扩建	
建设周期	建设周期 1 个月，预计 2021 年 6 月正式投产运营	
总投资	项目总投资 673.43 万元，其中环保投资 70 万元，占总投资的 10.39%	
占地面积	占地面积 56050m ² （永久占地面积 10850m ² ，临时占地面积 45200m ² ）	
规模	凝析油量 105t/d，产气量 2.53×10 ⁴ m ³ /d	
建设内容	主体工程	①新建 TKC1-1H 井、TKC1-2H 井、TKC1-3H 井至 1#计转站单井集油管线共 5650m，并同沟敷设通信光缆；②新建 1#计转站至 TKC1-1H 井、TKC1-2H 井、TKC1-3H 井燃料气管线共 2780m；③在 TKC1-1H，TKC1-2H，TKC1-3H 井口各设置 200kW 真空加热炉 1 座，共计 3 座；④在 1#计转站内新建 10 井式进站计量阀组 1 座；
建设内容	公辅工程	配套建设土建、通信、电气、自控等
	环保工程	废气
		施工期：废气包括施工扬尘、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； 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； 闭井期：控制车辆运行速度
		废水
		施工期：试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于区域绿化。管线施工时间较短，不设施工营地，施工人员生活污水依托采油一厂生活基地污水处理装置处理； 营运期：营运期废水包括采出水 and 修井废液，采出水随采出液一起进入一号联合站处理达标后回注地层，修井废液送塔河油田绿色环保站处理； 闭井期：无废水产生
	环保工程	噪声
		施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间； 营运期：选用低噪声设备、基础减振； 闭井期：合理安排作业时间
		固体废物
		施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填，生活垃圾随车带走； 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
		风险措施：管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，站场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪
劳动定员	井场为无人值守场站，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	

3.4.2 油气水物性

本项目油井采出液为油气混合物，前期不含水。

(1) 凝析油

采出液中凝析油具有低粘度、低含蜡、低含硫特性，具体参数见表 3.4-2。

表 3.4-2 本项目凝析油特性参数指标一览表

密度 (g/cm ³)	粘度 (mm ² /s)	凝固点(℃)	含盐(%)	含硫(%)	含蜡(%)	初馏点(℃)	终馏点(℃)
0.7698	1.28	16	358	0.02	0.13	104	306

(2) 天然气

采出液中天然气特性参数见表 3.4-3。

表 3.4-3 本项目天然气特性参数指标一览表

组分	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	CO ₂	N ₂	H ₂ S(mg/m ³)
体积比(%)	62.89	7.76	3.82	2.38	1.2	11.20	10.14	1~5

3.4.3 主要设备设施

本项目油气集输过程涉及的主要设备见表 3.4-4。

表 3.4-4 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
TKC1-1 H 井场	1	真空加热炉	200kW, 单盘管	座	1	对采出液进行加热
	2	高压节流阀	DN80, 16MPa	套	1	抗硫
	3	可燃气体检测报警仪	--	台	2	检测可燃气体泄漏情况
	4	硫化氢检测报警仪	--	台	2	检测硫化氢气体泄漏情况
TKC1-2 H 井场	1	真空加热炉	200kW, 单盘管	座	1	对采出液进行加热
	2	高压节流阀	DN80, 16MPa	套	1	抗硫
	3	可燃气体检测报警仪	--	台	2	检测可燃气体泄漏情况
	4	硫化氢检测报警仪	--	台	2	检测硫化氢气体泄漏情况
TKC1-3 H 井场	1	真空加热炉	200kW, 单盘管	座	1	对采出液进行加热
	2	高压节流阀	DN80, 16MPa	套	1	抗硫
	3	可燃气体检测报警仪	--	台	2	检测可燃气体泄漏情况
	4	硫化氢检测报警仪	--	台	2	检测硫化氢气体泄漏情况

续表 3.4-4 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
新建 阀组	1	10 井式计量阀组撬	—	套	1	—
	2	抗硫旋启式止回阀	KH44Y-40 PN40 DN80	套	3	—
	3	抗硫高密封取样用压力表截止阀	KGMQJ11F/H-40 -型 DN15II	个	3	—
	4	抗硫弹簧压力表	YTU-100 0-4MPa	块	3	—
管线	1	集输管线	DN75mm PN4.0MPa RF-Q(Y)-II-96 ×10.5-6.4	m	5650	新建 TKC1-1H 井、TKC1-2H 井、TKC1-3H 井至 1#计转站集输管线，采用非金属柔性连续复合管
	2	燃料气管线	Φ48mm×4mm， 3PE，PN1.6MPa	m	2780	新建 1#计转站至 TKC1-1H 井、TKC1-2H 井、TKC1-3H 井燃料气管线，采用 20#无缝钢管

3.4.4 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.4-5。工程平面布置见图 3.4-1、图 3.4-2。

表 3.4-5 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	各单井现状	—	正在钻井
2		各单井日产天然气	10 ⁴ m ³ /d	0.843
3		各单井日产凝析油	t/d	35
4		综合含水	%	0
5		气油比	m ³ /t	241
6		集输管线	m	5650
7		燃料气管线	m	2780
8		管线穿越道路次数	次	2(顶管套管穿越) 1(大开挖穿越)
9	能耗指标	各单井燃料气年耗量	10 ⁴ m ³ /a	11.52
10		各单井年电耗量	10 ⁴ kWh/a	0.055
11	综合指标	总投资	万元	673.43
12		环保投资	万元	70
13		劳动定员	人	0(井场无人值守)

图3.4-1 1#计转站平面布置图

图3.4-2 各井场平面布置简图

3.4.5 原辅材料

工程原辅材料消耗为天然气。新建加热炉燃料气由 1#计转站敷设管线至各井场，气源为一号联合站内处理后的天然气；本项目井场加热炉燃料气年消耗量共 34.56 万 m^3 (TKC1-1H 井、TKC1-2H 井、TKC1-3H 井各 11.52 万 m^3)。燃料气低位发热值为 33.59MJ/ m^3 。其组分见表 3.4-6，燃料气用量情况见表 3.4-7。

表 3.4-6 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 3.4-7 本项目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)	各单井年用量(万 m ³ /a)	总年用量(万 m ³ /a)
1 座 200kW 加热炉	24	16	300	11.52	34.56

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。

3.4.6 公辅工程

3.4.6.1 供电工程

塔河油田 1 区现有高压线路 10kV, 本项目电源就近 T 接 10kV 架空线路, 井场各设低压配电柜 1 台。

3.4.6.2 通信工程

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

3.4.6.3 供热

本项目单井采用井口加热集输工艺, 加热对象为采出液, 通过加热炉加热至 65℃后外输。加热炉燃料气由 1#计转站敷设管线至各井场, 气源为处理站净化后的天然气。本项目各加热炉年使用时间 4800h, 燃料气年消耗量共 34.56 万 m³ (TKC1-1H 井、TKC1-2H 井、TKC1-3H 井各 11.52 万 m³)。

图3.4-3 管线走向图

3.4.6.4 给排水

本项目井场为无人值守场站，井场加热炉水套需定期进行补水，补水周期为 $0.2\text{m}^3/\text{月} \cdot \text{井}$ 。项目无废水外排。

3.4.6.5 防腐工程

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

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

3.4.7 工艺流程及排污节点分析

3.4.7.1 施工期工艺流程及排污节点分析

本项目施工期分为井场及新建阀组建设、管道工程建设，工艺流程及排污节点分述如下：

3.4.7.1.1 井场及新建阀组建设

井场设备及阀组施工期内容主要为设备安装及管线连接。新增真空加热炉、阀组等设备为成品外购，用施工车辆运至指定井场位置即可。

该过程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾及设备废弃包装、水泥基础等，收集后统一送至塔河油田绿色环保站填埋处理。

3.4.7.1.2 管道工程

本项目管道施工方案内容主要为集输管线建设、燃料气管线敷设、通信光缆敷设及井场配套设备安装，管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。管道工程施工阶段工艺流程见图 3.4-4。

图3.4-4 施工阶段工艺流程图

(1) 施工准备

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

(2) 管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管沟与已建输送管线及天然气、集输管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽 0.8m，沟深 1.6m，管沟边坡比为 1:1.5，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电(光)缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电(光)缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。本项目所有线路管道均采用外防腐保温层保护方案，集输管道补口和热煨弯管防腐保温结构为：无溶剂液体环氧涂料(厚度 $\geq 400\mu\text{m}$)+硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+辐射交联聚乙烯热收缩带(套)。管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。本项目新建管线最小管顶埋深 1.2m，两条管线之间的净距不小于 0.5m。

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

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

根据设计给定的控制桩位，用全站仪(或经纬仪)放出穿越中心轴线，并定下穿越中心桩，施工带变线桩，撒上白灰线，同时放出操作坑与接管坑的位置和开挖边线。保护好路两侧中心线上的标志桩，以便控制测量、校核操作坑开挖深度和穿越准确度。根据各穿越处地形特点以及道路具体特点，在穿越两端各开挖一个作业坑，一个作为顶管作业坑，一个作为接收坑。作业坑采用机械和人工配合开挖。作业坑埋深为管道埋深+垫层厚度，承受顶进反作用力的作业坑背部处理成垂直状，并根据土质情况，后背墙采取相应支撑。作业坑处理完毕后，用吊车把顶管设备安装好，测量校正导轨面，保证套管中心与设计中心吻合。顶进操作坚持“先挖后顶，随挖随顶”的施工原则，千斤顶顶进开始时，应缓慢进行，待各接触部位密合后，再按正常顶进速度(3~4cm/min)顶进。千斤顶顶进一个冲程(20~40mm)后，千斤顶复位，在横铁和环形顶铁间装进合适的顶铁，然后继续顶进，直至管道顶至对面接收坑。顶铁安装需平直，顶进时严防偏心。

顶管工作开始后要连续施工，不宜中途停止，同时应尽量衔接工序，减少停顶时间，避免推进阻力的增大，直至顶进到规定长度。套管安装完毕后，用测量仪器对套管进行测量，套管检查合格后，将设备、顶铁、轨道吊出操作坑，拆除后背靠墙。然后将主管道穿进套管，用装载机和吊装机配合，按设计要求进行主管线穿越。主管穿越、连头、检测合格后立即安装设计要求进行封堵。管道安装完毕检查合格后进行回填，靠近公路侧的回填土分层夯实，清理施工现场，恢复原有地貌。管道施工示意图见图 3.4-5~3.4-7。

图 3.4-5 一般地段管道施工方式断面示意图

图3.4-6 穿越道路施工作业示意图

图3.4-7 管线与已建管线穿越示意图

(3) 管道连接与试压

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

(4) 井场配套设备安装及连头

将配套设备拉运至井场，并完成安装工作。管线施工完成后在井场将管线与采油树阀门连接，并安装RTU室等辅助设施；采出液通过新建集输管线输送至1#计转站。燃料气管线与井场新建加热炉连接。

(5) 收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁300mm范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过10mm，然后采用原土进行回填，管顶距自然地坪不小于1.2m且管沟回填土高出自然地面300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为自管道上方土层自然沉降富裕量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

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

3.4.7.2 运营期工艺流程及排污节点分析

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，它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。

本项目在井场新建加热炉，井场采出液通过井口模块油嘴一级节流后进井场新建加热炉，经过加热炉加热并节流后由新建集输管线混输至1#计转站，最终送至一号联合站处理。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。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。营运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、阀组无组织废气(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一号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 3.4-8。

表 3.4-8 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、阀组无组织废气	H_2S 、非甲烷总烃	连续	管道密闭输送；定期巡检
废水	W_1	采出水	—	连续	送至一号联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层
	W_2	修井废液	—	间歇	送至塔河油田绿色环保站处理

续表 3.4-8 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
噪声	N ₁	井场加热炉	L _{eq}	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N ₂	采油树		连续	选用低产噪设备、基础减振
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

图 3.4-8 油气开采及集输工艺流程图

3.4.7.3 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。

3.4.8 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管沟开挖、建筑施工、设备安装、覆土回填等，施工过程中占用土地，对地表植被及土壤环境造成一定的扰动。同时施工期间

将产生废气、废水、噪声、固废等，对区域大气环境、声环境、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占地，将不可避免改变区域用地性质；临时占地主要包括管线临时占地，随着管线和井场施工的结束，临时占地可恢复原有使用功能。本项目要求管沟开挖时采取严格控制作业带宽度的措施。

井场、管线施工过程中，不可避免的对地表植被造成破坏，造成土壤扰动，容易导致水土流失。本项目要求施工作业时避开植被茂密区，开挖过程中应分层开挖，单侧分层堆放，施工结束后，分层循序回填压实。

(2) 废气

本项目施工过程中废气包括施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。

① 施工扬尘

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

② 车辆尾气和焊接烟气

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

(3) 废水

管线施工时间较短，不设施工营地，施工人员生活污水依托采油一厂生活基地污水处理装置处理。施工期产生管道试压结束后，试压废水用于区域绿化。

(4) 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、吊机等，产噪声级

在 85~100dB(A) 之间,对周围声环境产生一定的影响,工程采取选用低噪施工设备,合理控制施工作业时间,控制施工噪声对周围的不利影响。

(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土方、焊接及吹扫废渣、施工人员生活垃圾。土方全部用于回填管沟及场地平整,焊接及吹扫废渣运至塔河油田绿色环保站处理,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。

3.4.9 营运期污染源及其防治措施

3.4.9.1 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 3.4-9。

表 3.4-9 本项目废气污染源(合计)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 (h)	年排放量 (t/a)
1	各井场真空加热炉烟气	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 0.005 0.173
2	各井场无组织废气	非甲烷总烃 硫化氢	—	密闭输送	—	—	—	0.014 0.0001	8760	0.12 0.0009
3	新建阀组无组织废气	非甲烷总烃 硫化氢	—	密闭输送	—	—	—	0.004 0.0001	8760	0.04 0.0009

源强核算过程:

(1) 加热炉烟气

本项目包含 3 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:

$$A = \frac{3600pt}{\varepsilon Q_L} = \frac{3600 \times 0.2 \times 1}{0.9 \times 33.4} = 24$$

式中:A为燃气量, m^3 ;

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/m^3 , 根据燃气分析结果, 燃气取 $33.59\text{MJ}/\text{m}^3$;

t 为真空加热炉运行时间, h。

则单台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)

$$V_0^g = 1 + L_0 - \left[\frac{1.5\text{H}_2 + 0.5\text{CO} - \left(\frac{n}{4} - 1 \right) \times \text{C}_m\text{H}_n + \frac{n}{2}\text{C}_m\text{H}_n + \frac{3}{2}\text{H}_2\text{S} \right]$$

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

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)

$$V_0^s = V_0^g \div (1 - 3.5\% \div 21\%) = 10\text{m}^3/\text{m}^3$$

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

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

台加热炉颗粒物排放量 0.012t/a、SO₂排放量 0.005t/a、NO_x排放量 0.173t/a。

(2) 井场及新建阀组无组织废气

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 VOC_s 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_{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 3.4-10 设备与管线组件 e_{TOC,i} 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_{甲烷} 核算值为 10%，WF_{TOC} 核算值为 96%，WF_{VOC} 核算值为 87%，项目井场涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.4-11 所示。

表 3.4-11 本项目各井场及阀组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	单座井场	阀(重液体)	20	0.00023	0.004	8760	0.04
2		法兰	40	0.00025	0.010	8760	0.08
合计					0.014	8760	0.12
3	新建阀组	阀(重液体)	6	0.00023	0.001	8760	0.01
4		法兰	12	0.00025	0.003	8760	0.03
合计					0.004	8760	0.04

经过核算，本项目各井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率均为 0.014kg/h，新建阀组无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.004kg/h。本项目各井场及新建阀组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，各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；新建阀组非甲烷总烃年排放量为 0.04t/a，硫化氢年排放量为 0.0009t/a。

3.4.9.2 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 3.4-12。

表 3.4-12 本项目井场废水情况一览表

类别	序号	污染源	产生量 (m ³ /a)	排放量 (t/a)	主要污染物	产生特点	治理措施
废水	W ₁	采出水	5370	0	石油类、SS	连续	送至一号联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层
	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一号联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，修井废液送至塔河油田绿色环保站处理。

3.4.9.3 噪声污染源及其治理措施

本项目实施后，噪声污染源治理措施情况见表 3.4-13。

表 3.4-13 噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称		数量/(台/套)	源强 (dB(A))	降噪措施	降噪效果 (dB(A))
1	新建井场	采油树	3	85	基础减振	10
2		真空加热炉	3	80	基础减振	10

本项目产噪设备主要为采油树、真空加热炉等(1#计转站内新建阀组无产噪设备)设备噪声,噪声值为 80~85dB(A)。项目采取基础减振降噪,控制噪声对周围环境的影响,降噪效果约 10dB(A)。

3.4.9.4 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 3.4-14。

表 3.4-14 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

3.4.10 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。

3.4.11 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 3.4-15 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。

3.4.12 清洁生产分析

(1) 集输及处理清洁生产工艺

①本项目所在区块具备完善的油气集输管网，各井场采出液经集输管线输送至计转站或阀组，最终进入一号联合站集中处理，全过程密闭集输，降低了损耗，减少烃类物质的挥发量。

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

③井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。

④对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤井下作业过程中，对产生的散落原油和废液采用循环作业罐（车）收集。

⑥井下作业过程中铺防渗土工膜防止原油落地。

⑦优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。管线、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

(2) 节能及其它清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

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

而降低生产成本；

④采用高效加热设备，合理利用能量，降低生产运行能耗损失；

⑤采油区采用自动化管理，提高了管理水平。

(3) 建立有效的环境管理制度

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

本项目主要采取的环境管理措施如下：

①落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

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

根据综合分析和类比已开发区块，本项目严格执行各类环境保护、节能降耗措施后，整体可达到清洁生产先进企业水平。

3.4.13 污染物年排放量

本项目实施后污染物年排放量见表 3.4-16。

表 3.4-16 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	0.4	0.0036	0	0	0	0	0

3.4.14 三本账

本项目“三本账”的排放情况见表 3.4-17。

表 3.4-17 本工程“三本账”污染物排放一览表 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	0.066	0.0198	0.99	0.096	0.0009	0	0

续表 3.4-17

本工程“三本账”污染物排放一览表

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		
本工程新增排放量	0.036	0.015	0.519	0.4	0.0036	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0	0
本工程实施后排放量	0.102	0.0348	1.509	0.496	0.0045	0	0
本工程实施后增减量	+0.036	+0.015	+0.519	+0.4	+0.0036	0	0

3.4.15 污染物总量控制分析

3.4.15.1 总量控制因子

根据国家现行总量控制因子及“十四五”总量控制要求,考虑本项目的排污特点,污染物排放总量控制因子如下:

废气污染物: SO_2 、 NO_x

废水污染物: COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 。

3.4.15.2 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一号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 3.4-18 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)	废气量(m^3/h)	运行时间(h/a)	各井场污染物总量(t/a)	总污染物总量(t/a)
各井场真空加热炉烟气	SO_2	50	240	$16 \times 300 = 4800$	0.058	0.174
	NO_x	200			0.23	0.69

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 0.4t/a, 本评价以 VOCs(即非甲烷总烃)实际排放量作为总量控制指标。

综上所述, 本项目总量控制指标为: SO_2 0.174t/a, NO_x 0.69t/a, VOC_s 0.4t/a, COD 0t/a, 氨氮 0t/a。

3.5 依托工程

本项目各井场采出液通过集输管线敷设至 1#计转站, 然后送入一号联合站进行处理; 修井废液送至塔河油田绿色环保站处理。本次将涉及依托的一号联合站及塔河油田绿色环保站作为依托工程进行介绍。

3.5.1 一号联合站

塔河油田一号联合站(原名为艾桑油气田联合站)包括原油处理系统、原油稳定系统、轻烃处理系统和污水处理系统。其中原油处理系统设计规模 $270 \times 10^4 \text{t/a}$, 包括 1 套 $120 \times 10^4 \text{t/a}$ 中质油处理系统和 1 套 $150 \times 10^4 \text{t/a}$ 重质油处理系统; 原油稳定系统设计规模 $200 \times 10^4 \text{t/a}$; 轻烃处理系统设计规模 $80 \text{万 m}^3/\text{d}$, 包括 1 套 $30 \text{万 m}^3/\text{d}$ 轻烃处理和 1 套 $50 \text{万 m}^3/\text{d}$ 轻烃处理装置; 污水处理系统设计规模为 $15500 \text{m}^3/\text{d}$, 包括 1 套 $6500 \text{m}^3/\text{d}$ 污水处理系统和 1 套 $9000 \text{m}^3/\text{d}$ 污水处理系统。截止目前, 实际原油处理量为 $95.3 \times 10^4 \text{t/a}$ 、水 $13812.88 \text{m}^3/\text{d}$ 、气 $74 \text{万 m}^3/\text{d}$ 。

(1) 原油处理系统

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

(2) 原油稳定系统

经过脱水处理后的中质原油经进料加热炉加热后与经过脱水处理后的重质原油混合进入原油稳定塔进行负压闪蒸, 原稳塔底油经原稳塔底泵提升后进原油外输首站或进储罐储存。塔顶气经增压、冷却进塔顶三相分离器进行油气水

三相分离，分离器顶部的气体计量后去轻烃回收装置，分离器分出的轻烃经轻烃提升泵提升后进轻烃回收装置，分离器分出的污水去塔河联合站污水处理装置。

(3) 轻烃装置

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

(4) 污水处理系统

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

3.5.2 塔河油田绿色环保站

(1) 基本情况

塔河油田绿色环保站工程于 2014 年 6 月 23 日取得环评批复(阿地环函字[2014]236 号)，并于 2015 年 12 月 17 日取得竣工环保验收批复(阿地环函字[2015]501 号)。处理场占地 235451m^2 ，建筑面积 68884.0m^2 ，绿地面积 47080m^2 。

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 10000m^3 工业垃圾池、库容 73100m^3 的生活垃圾池、6 座总容积为 $10 \times 10^4 \text{m}^3$ 固体垃圾池、3 座总容积为 36000m^3 污油泥接收池、1 座 5000m^3 脱硫剂暂存池、1 座 5000m^3 药渣暂存池、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。

塔河油田绿色环保站各处理系统单元设计规模、富余情况如表 3.5-1 所示。

表 3.5-1 塔河油田绿色环保站运行情况一览表

序号	单元名称	设计规模	实际规模	富余量
1	废液处理系统	设计处理能力 65m ³ /h	实际处理能力 9.2m ³ /h	富余处理能力 55.8m ³ /h
2	工业垃圾填埋池	设计容积 20000m ³	目前填埋工业固废约 11000m ³	富余容积 9000m ³
3	生活垃圾填埋池	设计容积 73100m ³	目前填埋生活垃圾约 10000m ³	富余容积 63100m ³
4	污油泥处理系统	设计处理规模 6×10 ⁴ m ³ /a	实际处理能力 3.9×10 ⁴ m ³ /a	富余处理能力 2.1×10 ⁴ m ³ /a

3.5.3 依托工程可行性分析

本项目各井场采出液经新建管线输送至 1#计转站后，最终输送至一号联合站进行处理，一号联合站富余情况如表 3.5-2 所示。

表 3.5-2 依托工程可行性分析一览表

序号	井场名称	进入联合站井场数量	进入联合站量		联合站			是否满足项目要求
					名称	设计最大处理规模	现状富余量	
1	TKC1-1H 井、TKC1-2H 井、TKC1-3H 井	3	原油	38325t/a	一号联合站	270 万 t/a	174.7 万 t/a	满足
			采出水	14.7m ³ /d		15500m ³ /d	1688m ³ /d	
			天然气	69.3m ³ /d		80 万 m ³ /d	6 万 m ³ /d	

综上所述，一号联合站富余量可以满足本项目采出液处理要求，本项目采出液依托一号联合站处理可行。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

轮台县地处天山南麓，塔里木盆地北缘，位于巴音郭楞蒙古自治州西部。县境位于东经 $83^{\circ} 38' \sim 85^{\circ} 25'$ 、北纬 $41^{\circ} 05' \sim 42^{\circ} 32'$ 之间，东西横距 110km，南北最大纵距 136km，全县总面积 14184km^2 。轮台县东与库尔勒市相连，南与尉犁县毗邻，西与库车市接壤，北与和静县交界。

本项目位于轮台县南侧，轮南镇牙买提社区东南侧 6.8km 处。其中 TKC1-1H 井场中心坐标为东经 $84^{\circ} 8' 28.00''$ 、北纬 $41^{\circ} 16' 53.00''$ ；TKC1-2H 井场中心坐标为东经 $84^{\circ} 8' 28.00''$ 、北纬 $41^{\circ} 17' 25.00''$ ；TKC1-3H 井场中心坐标为东经 $84^{\circ} 8' 46.00''$ 、北纬 $41^{\circ} 17' 32.00''$ 。井场距最近居民聚集区（轮南镇牙买提社区）6.8km。区域以油气开采为主，现状占地类型为裸地及草地，工程选址区域周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点。本项目地理位置见图 4.1-1，周边关系见图 4.1-2。

4.1.2 地形地貌

轮台县处于塔北隆起轮南斜坡桑塔木潜山披覆背斜带上，地貌类型属于平原区，属冲积扇平原山前洪积细土平原和砾石戈壁地带。县域地貌分北部山区、中部平原区和南部塔里木河平原区，北部高，向东南倾斜。塔里木河由西向东横贯县境南部。

本项目位于塔里木河冲积平原地带，地势平坦，井场海拔 934m，地形简单，地貌单一。

4.1.3 区域地质概况

本项目所在区域地质情况为奥陶系灰岩顶面以轮古西走滑断裂为界整体分为两部分，走滑断裂以西整体呈现一个西北倾向的宽缓斜坡，斜坡内部发育多个被大型沟谷所切割的形态各异的小型背斜。走滑断裂以东整体呈现大型东南倾的斜坡，以东西向逆冲走滑断裂为界，可划分为中部斜坡带、轮南断垒带、桑塔木断垒带及南部斜坡带三部分。受构造活动及岩溶改造作用影响，潜山顶面发育一系列面积大小不一、形态不规则的断鼻或断背斜。

图 4.1-1 项目地理位置图

图 4.1-2 项目周边关系图

4.1.4 水文地质

(1) 地下水类型及富水性

第四系松散地层是区域地下水赋存的主要介质。塔里木盆地第四系地层分布广泛，对山前平原和沙漠腹地水资源的形成、运移、储存及水动力循环具有显著的影响作用。环盆地的冲洪积倾斜平原呈向心状倾斜，山前巨厚的第四系松散堆积物为地下水储存提供了良好空间，第四系组成岩性均为单一的卵砾石和砂砾石层，也使该区域成为单一结构的孔隙潜水分布区。由盆地南、北缘和西缘向盆地中心方向地势逐渐降低，第四系厚度逐渐变薄，至洪冲积倾斜平原下部溢出带部位，组成岩性由洪冲积平原区单一卵砾石、砂砾石层逐渐变为细土与砂砾石和砂层互层状，这里分布的地下水为多层结构的潜水和承压(自流)水。该区域地下潜水水位埋深一般为 10m 左右，东北部地区埋深小于 10m，最浅埋深 1.26m。

塔里木河以北区域的潜水含水层富水性可划分为潜水水量中等、承压水水量丰富，顶板埋深小于 50m。潜水含水层近似呈扇状较大面积分布在塔北评价区的东北角地段。该区潜水位埋深 3.47~29.7m 左右，钻孔揭露的潜水含水层厚度 10.5~48.9m，含水层岩性为第四系卵砾石、砂砾石、粉砂、粉细砂，换算涌水量为 145.04~221.39m³/d，水量中等；渗透系数为 1.02~3.88m/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。

4.1.5 地表水

塔河油田所在区域河流主要为塔里木河、渭干河、库车河。

渭干河发源于哈尔克驼山汗腾格里峰东侧的喀拉库勒冰川，流经拜城盆地后，穿过千佛洞峡谷进入平原区，经沙雅县努尔马克乡南部折向东南部消失于荒漠中。渭干河全长 452km，流域面积 $6.19 \times 10^5 \text{ km}^2$ ，年径流量 $1.9 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，多年平均流量为 $2.52 \text{ m}^3/\text{s}$ 。

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

工程场地及周边临近区域无地表水体分布，南距塔里木河约 11.3km。

4.1.6 气候气象

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

轮台县主要气象数据见表 4.1-1。

表 4.1-1 轮台县主要气候要素一览表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1	年平均气温	12.5°C	7	年平均蒸发量	2070mm
2	年极端最高气温	41.4°C	8	年最大冻土深度	80cm
3	年极端最低气温	-36.0°C	9	年最多风向及频率	NE/13%
4	年均日照时数	2658h	10	年平均相对湿度	46%
5	日最大降水量	45.7mm	11	多年平均风速	2.65 m/s
6	年平均降水量	65.6mm	--	—	--

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，常见的有多枝怪柳、假木贼、骆驼刺等，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盐化草甸土。

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、水源地保护区、文物保护单位、风景名胜區、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最近为 3.5km，不在红线内。

4.2.2 新疆塔里木胡杨国家级自然保护区

新疆塔里木胡杨国家级自然保护区位于新疆巴音郭楞蒙古自治州尉犁、轮台两县境内，新疆塔里木胡杨保护区于 1984 年建立，保护区为新疆维吾尔自治区省级自然保护区，2006 年晋升为国家级自然保护区。塔里木胡杨国家级自然保护区总面积为 395420hm²，其中尉犁县 362049hm²，轮台县 33371hm²。核心区面积 180382hm²，缓冲区面积 181996hm²，实验区面积 33042hm²。保护区地理位置北纬 40° 53′ 4.26″ ~41° 19′ 2.13″，东经 84° 11′ 4.39″ ~85° 30′ 58.56″。

本项目东南距新疆塔里木胡杨国家级自然保护区 13.1km，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，包括天山山区水土流失重点预防区、塔里木河中上游水土流失重点预防区；重点治理区面积283963km²，包括额尔齐斯河流域水土流失重点治理区、天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区、塔里木河流域水土流失重点治理区、伊犁河流域水土流失重点治理区。

项目所在区域轮台县属于塔里木河中上游水土流失重点预防区和塔里木河流域水土流失重点治理区范围。

所在区域属于塔里木盆地北部农田防护水源涵养区，区域的水土保持基础功能类型是水源涵养、农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护、水源涵。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。

(1) 水土流失预防对象及预防措施

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：制定规章制度及相关政策，严禁砍伐荒漠林草，采取围栏封育天然草场，使天然草场充分发挥自我修复功能，对有条件的草场进行引水灌溉措施，加强牧区水利基础建设，补种更新天然林地，切实保护好风沙源头区域的自然植被，最大限度的减轻大风引起的水土流失。

(2) 水土流失治理对象及治理措施

水土流失治理范围与对象为：①国家级及自治区级水土流失重点治理区；②绿洲外围风沙防治区；③河流沿岸水蚀区、湖泊周边区；④水土流失严重并具有土壤保持、拦沙减沙、蓄水保水、防灾减灾等水土保持功能的区域；⑤城镇周边水土流失频发、水土流失危害严重的小流域；⑥生产建设项目，尤其是资源开发、农林开发、城镇建设、工业园建设；⑦其他水土流失较为严重，对当地或者下游经济社会发展产生严重影响的区域。

水土流失治理措施为：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

图 4.3-1 项目监测点位布置图

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

按《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)相关规定,本次评价收集了 2019 年 1 月 1 日至 2019 年 12 月 31 日轮台县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,轮台县例行监测点位于本项目北侧,距项目厂址 56km。现状评价结果见表 4.3-1。

表 4.3-1 轮台县环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率(%)	达标情况
PM_{10}	年平均值	70	184	263	超标
$\text{PM}_{2.5}$	年平均值	35	55	157	超标
SO_2	年平均值	60	8	13.3	达标
NO_2	年平均值	40	22	55	达标
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000	1	0.03	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度	160	61	38.13	达标

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)和《关于将巴音郭楞蒙古自治州 吐鲁番市 哈密市纳入执行〈环境影响评价技术导则大气环境(HJ2.2-2018)〉差别化政策范围的复函》要求,对阿克苏地区、巴州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

(1) 补充监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)要求,结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征,本次评价引用《塔河油田东部 2021 年产能建设项目环境影响报告书》中 1 个大气环境质量现状监测点。监测点位基本

信息见表 4.3-2，具体监测点位置见图 4.3-1。

表 4.3-2 监测点位基本信息一览表

编号	监测点名称	监测点与井场相对方位	监测点与井场最近距离(km)	监测点坐标	监测因子	环境功能区
				(X, Y)/m	1 小时平均	
1	TK158H 井场东南侧 2km 处	SW	6.0	(-4200, -4467)	H ₂ S、非甲烷总烃	二类区

注：以厂址中心位置为坐标原点。

(2) 监测时间及频率

监测时间为 2021 年 3 月 1 日~2021 年 3 月 7 日。其中，H₂S、非甲烷总烃 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样 45 分钟。

(3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表 4.3-3。

表 4.3-3 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	H ₂ S	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法亚甲蓝分光光度法》	(第四版 增补版) (3.1.11.2) 亚甲基蓝分光光度法	mg/m ³	0.001
2	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃测定 直接进样-气相色谱法》	HJ 604-2010	mg/m ³	0.07

4.3.1.3 各污染物环境质量现状评价

(1) 评价因子

评价因子为 H₂S、非甲烷总烃。

(2) 评价方法

采用最大占标百分比，计算公式为：

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

式中：P_i——i 评价因子最大占标百分比；

C_i——i 评价因子最大监测浓度 (mg/m³)；

C_{io}——i 评价因子评价标准 (mg/m³)。

(3) 评价标准

非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的

2.0mg/m³ 的标准;H₂S 参照执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值。

(4) 其他污染物环境质量现状评价

根据引用监测点监测数据,其他污染物环境质量现状评价结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 其他污染物环境质量现状评价表

监测点位	监测点坐标	污染物	平均时间	评价标准 (μg/m ³)	监测浓度 范围 (μg/m ³)	最大浓 度占标 率/%	超标 频率 /%	达标 情况
TK158H 井场东南 侧 2km 处	E84° 8' 6.06" N41° 14' 47.69"	非甲烷总烃	1 小时平均	2000	130~860	44	—	达标
		硫化氢	1 小时平均	10	未检出~7	70	—	达标

注:以厂址中心点为坐标原点

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 2.0mg/m³ 的标准。

4.3.2 地下水环境现状监测

本次评价引用塔河油田采油一厂例行监测点数据。项目所在区域有承压水,区域矿化度在 2.39~3.12g/L,不具备饮用价值,本次评价不再检测承压水。

区域地下水流向总体西北向东南,项目在区域西北侧布置有 2 口水井,东南侧、西南侧及东北侧各布置有 1 口地下水井,整体布置符合《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)要求。

4.3.2.1 地下水质量现状监测

4.3.2.1.1 监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表 4.3-5,监测点具体位置见图 4.3-1。

表 4.3-5 地下水监测点及监测因子一览表

序号	监测点名称	与项目的相对方位	距边界最近距离(m)	纬度	经度	功能区	含水层	监测因子	监测时间
1	TK307	NW	7	41° 18' 42.73"	84° 3' 46.42"	GB/T14848-2017 中IV类	潜水含水层	色、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、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、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氰化物、氟化物、硫化物、汞、砷、铬(六价)、石油类共计 26 项	2020 年 10 月 13 日~10 月 15 日
2	TK203	SW	12.5	41° 15' 5.85"	83° 59' 51.76"				
3	TK521	NW	10.2	41° 20' 21.17"	84° 2' 16.87"				
4	DK31H	SE	26.2	41° 16' 59.48"	84° 27' 25.76"				
5	TK915-13H	NE	15.6	41° 18' 21.17"	84° 19' 52.50"				

4.3.2.1.2 监测时间及频率

潜水监测点监测时间为 2020 年 10 月 13 日~2020 年 10 月 15 日，监测 1 天，采样 1 次。

4.3.2.1.3 监测及分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)有关标准和规范执行，并给出各监测因子的分析方法及其检出浓度。分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.3-6。

表 4.3-6 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表

序号	监测项目	分析方法	分析方法来源	检出限(mg/L)
1	色度	铂钴比色法	GB6920-1986	—
2	嗅和味	嗅气和尝味法	GB/T5750.4-2006	—
3	浑浊度	浊度计法	GB13200-1991	1 度
4	肉眼可见物	直接观察法	GB/T5750.4-2006	—
5	pH 值	玻璃电极法	GB/T6920-1986	—
6	总硬度	EDTA 滴定法	GB7477-1987	5.0mg/L

续表 4.3-6 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表

序号	监测项目	分析方法	分析方法来源	检出限(mg/L)
7	溶解性总固体	称量法	GB/T5750.4-2006	—
8	硫酸盐	铬酸钡分光光度法	HJ/T342-2007	1mg/L
9	氯化物	硝酸银滴定法	GB11896-1989	2mg/L
10	铁	火焰原子吸收分光光度法	GB11911-1989	0.03mg/L
11	锰	火焰原子吸收分光光度法	GB11911-1989	0.01mg/L
12	挥发性酚类	4-氨基安替比林分光光度法	HJ503-2009	0.0003 mg/L
13	阴离子表面活性剂	亚甲蓝分光光度法	GB7494-1987	0.05mg/L
14	耗氧量	酸性高锰酸钾滴定法	GB11892-1989	0.5 mg/L
15	氨氮	纳氏试剂分光光度法	HJ535-2009	0.025 mg/L
16	钠	火焰原子吸收分光光度法	GB11904-1989	0.01 mg/L
17	总大肠菌群	滤膜法	GB/T5750.12-2006	—
18	亚硝酸盐氮	分光光度法	GB7493-1987	0.003mg/L
19	硝酸盐氮	酚二磺酸分光光度法	GB7480-1987	0.08mg/L
20	氰化物	分光光度法	HJ484-2009	0.004mg/L
21	氟化物	离子选择电极法	GB7484-1987	0.05mg/L
22	硫化物	亚甲蓝分光光度法	GB/T16489-1996	0.005mg/L
23	汞	原子荧光法	HJ694-2014	0.04μg/L
24	砷	原子荧光法	HJ694-2014	0.3μg/L
25	铬(六价)	二苯碳酰二肼分光光度法	GB7467-1987	0.004mg/L
26	石油类	紫外分光光度法	HJ970-2018	0.01mg/L

4.3.2.2 地下水质量现状评价

4.3.2.2.1 评价方法

①采用单因子标准指数法，其计算公式为：

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

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{oi} ——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于 pH 值, 评价公式为:

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

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

式中: P_{pH} —pH 的标准指数, 无量纲;

pH_i —i 监测点的水样 pH 监测值;

pH_{std} —评价标准值的下限值;

pH_{std} —评价标准值的上限值。

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

4.3.2.2.2 水质监测及评价结果

(1) 地下水质量现状监测与评价

地下水质量现状监测与评价结果见表 4.3-7。

表 4.3-7 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			TK307	TK203	TK521	DK31H	TK915-13H
色度	≤ 25 度	监测值(度)	5	10	5	5	10
		标准指数	0.2	0.4	0.2	0.2	0.4
溴和味	—	监测值	无味	无味	无味	无味	无味
		标准指数	—	—	—	—	—
浑浊度	≤ 10	监测值(NTU)	2	1	1	2	1
		标准指数	0.2	0.1	0.1	0.2	0.1
肉眼可见物	—	监测值	无	无	无	无	无
		标准指数	—	—	—	—	—
pH 值	5.5~6.5 8.5~9.0	监测值	7.42	7.20	7.42	7.14	7.28
		标准指数	—	—	—	—	—
总硬度	≤ 650	监测值	1020	2670	5880	6110	701
		标准指数	1.57	4.11	9.05	9.40	1.08
溶解性总固体	≤ 2000	监测值	40100	8220	25100	26000	1820
		标准指数	20.05	4.11	12.55	13.00	0.91
硫酸盐	≤ 350	监测值	65	905	188	527	987
		标准指数	0.19	2.59	0.54	1.51	2.82

续表 4.3-7 地下水质量现状监测及评价结果一览表

mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			TK307	TK203	TK521	DK31H	TK915-13H
氯化物	≤ 350	监测值	18100	2500	9930	8870	519
		标准指数	51.71	7.14	28.37	25.34	1.48
铁	≤ 2.0	监测值	1.16	1.02	7.43	3.26	1.45
		标准指数	0.58	0.51	3.72	1.63	0.73
锰	≤ 1.5	监测值	1.22	0.58	1.60	0.91	0.54
		标准指数	0.81	0.39	1.07	0.61	0.36
挥发性酚类	≤ 0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
阴离子表面活性剂	≤ 0.3	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
氨氮	≤ 1.5	监测值	未检出	0.037	0.203	0.078	0.526
		标准指数	—	0.02	0.14	0.05	0.35
钠	≤ 400	监测值	6920	1600	2630	2690	329
		标准指数	17.30	4.00	6.58	6.73	0.82
硫化物	≤ 0.10	监测值	0.007	未检出	未检出	0.02	0.006
		标准指数	0.07	—	—	0.20	0.06
总大肠菌群	$\leq 100\text{MPN}/100\text{mL}$	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
亚硝酸盐氮	≤ 4.80	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
硝酸盐氮	≤ 30	监测值	未检出	0.03	0.08	未检出	0.05
		标准指数	—	0.001	0.003	—	0.002
氟化物	≤ 0.1	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
汞	≤ 0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
砷	≤ 0.05	监测值	未检出	未检出	0.0003	未检出	未检出
		标准指数	—	—	0.006	—	—

续表 4.3-7 地下水质量现状监测及评价结果一览表

mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			TK307	TK203	TK521	DK31H	TK915-13H
六价铬	≤ 0.1	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
耗氧量	≤ 10.0	监测值	1.2	1.1	未检出	0.7	1.3
		标准指数	0.12	0.11	—	0.07	0.13
石油类	≤ 0.5	监测值	未检出	0.02	0.01	0.04	0.03
		标准指数	—	0.04	0.02	0.08	0.06
氟化物	≤ 2.0	监测值	0.76	1.63	0.69	0.43	0.77
		标准指数	0.38	0.82	0.35	0.22	0.39

由表 4.3-7 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) IV 类标准要求, 其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、铁、锰外, 均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) IV 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 TK521 井、DK31H 井为钢质井筒, 腐蚀造成局部污染。

(2) 地下水质量现状监测结果统计分析

监测井各监测因子最大值、最小值、均值、标准差、检出率和超标率见表 4.3-8。

表 4.3-8 地下水监测统计分析结果一览表

项目	标准值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
pH 值	5.5~6.5 8.5~9.0	7.42	7.14	7.29	0.11	100	0
总硬度	≤ 650	6110	701	3276.20	2319.47	100	100
溶解性总固体	≤ 2000	40100	1820	20248.00	13674.75	100	80
硫酸盐	≤ 350	987	65	534.40	369.48	100	60
氯化物	≤ 350	18100	519	7983.80	6208.15	100	100
铁	≤ 2.0	7.43	1.02	2.86	2.42	100	40
锰	≤ 1.5	1.6	0.54	0.97	0.40	100	20

续表 4.3-8 地下水监测统计分析结果一览表

项目	标准值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
挥发性酚类	≤0.01	ND	ND	—	—	0	0
阴离子表面活性剂	≤0.3	ND	ND	—	—	0	0
氨氮	≤1.5	0.526	ND	—	—	80	0
钠	≤400	6920	329	2833.80	2216.10	100	80
硫化物	≤0.10	0.02	ND	—	—	60	0
总大肠菌群	≤100MPN/100mL	ND	ND	—	—	0	0
亚硝酸盐氮	≤4.80	ND	ND	—	—	0	0
硝酸盐氮	≤30	0.08	ND	—	—	60	0
氟化物	≤0.1	ND	ND	—	—	0	0
汞	≤0.002	ND	ND	—	—	0	0
砷	≤0.05	0.0003	ND	—	—	20	0
六价铬	≤0.1	ND	ND	—	—	0	0
耗氧量	≤10.0	1.3	ND	—	—	80	0
石油类	≤0.5	0.04	ND	—	—	80	0
氟化物	≤2.0	1.63	0.43	0.86	0.41	100	0

总硬度、氟化物超标率为 100%，溶解性总固体、钠超标率为 100%，硫酸盐超标率为 60%，铁超标率为 40%，锰超标率为 20%。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氟化物、钠超标与区域水文地质条件有关。铁、锰超标是 TK521 井、DK31H 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

4.3.3.1 声环境质量现状监测

(1) 监测点布设

根据井场平面布置情况，在 TKC1-2H 井场边界布设 4 个噪声监测点。具体布置情况见表 4.3-9 和图 4.3-1。

表 4.3-9 噪声监测布置情况一览表

监测点名称			监测点位(个)
TKC1-2H 井场边界	东场界	1#	1

续表 4.3-9 噪声监测布置情况一览表

监测点名称			监测点位(个)
TKC1-2H 井场边界	南场界	2#	1
	西场界	3#	1
	北场界	4#	1

(2) 监测因子

等效连续 A 声级(L_{eq})。

(3) 监测时间及频率

监测时间为 2021 年 3 月 1 日~3 月 2 日, 监测 1 天, 分昼夜进行监测, 昼间监测时段为 8:00~24:00, 夜间监测时段为 24:00~次日 08:00, 每次噪声监测时间不少于 1 分钟。

(4) 监测方法

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的规定进行。

4.3.3.2 声环境质量现状评价

(1) 评价方法

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

(2) 声环境现状监测及评价结果

各噪声监测点声环境现状监测及评价结果见表 4.3-10。

表 4.3-10 声环境质量现状监测及评价结果一览表 单位: dB(A)

序号	监测点位置			昼间			夜间		
				监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果
1	TKC1-2H 井场边界	东场界	1#监测点	52	60	达标	48	50	达标
2		南场界	2#监测点	51	60	达标	48	50	达标
3		西场界	3#监测点	51	60	达标	49	50	达标
4		北场界	4#监测点	50	60	达标	50	50	达标

由表 4.3-10 分析可知, 场界噪声监测值昼间为 50~52dB(A), 夜间为 48~50dB(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

4.3.4.1 土壤环境现状监测

(1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)定义,本项目不属于会造成土壤盐化、酸化、碱化的生态影响型项目,属于污染影响型项目。根据项目位置和《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)布点要求,本项目于井场内设置 3 个柱状样监测点和 1 个表层样监测点,井场外 2 个表层样监测点引用《轮古油田轮古 100 井区开发调整方案地面工程环境影响报告表》数据。

(2) 监测项目

各监测点主要监测因子见表 4.3-11。

表 4.3-11 监测点位及监测因子一览表

序号	区域	监测点名称	点位坐标	类型	监测因子
1	井场占地范围内	TKC1-2H 井口 南侧 10m 处	41° 17' 24.00"N 84° 8' 27.00"E	表层样	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]蒎、苯并[a]花、苯并[b]荧蒎、苯并[k]荧蒎、蒎、二苯并[a,h]蒎、茚并[1,2,3-cd]花、萘 特征因子: 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
				中层样	特征因子: 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
				深层样	特征因子: 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
2		TKC1-1H 井口 南侧 10m 处	41° 16' 54.00"N 84° 8' 30.00"E	柱状样	特征因子: 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
3		TKC1-3H 井口 南侧 10m 处	41° 17' 31.00"N 84° 8' 45.00"E	柱状样	特征因子: 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
4		TKC1-2H 井口 南侧 20m 处	41° 17' 24.00"N 84° 8' 27.00"E	表层样	特征因子: 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)

续表 4.3-11 监测点位及监测因子一览表

序号	区域	监测点名称	点位坐标	类型	监测因子
5	井场占地范围内	LG100-15 井东北侧约 1km 处	41° 21' 41.83"N 84° 12' 3.08"E	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
6	井场占地范围外	LN54-1 井井西南侧约 1km 处	41° 20' 35.36"N 84° 9' 20.03"E		pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)

(3) 监测时间及频率

本次监测采样时间为 2021 年 3 月 2 日。引用监测点位监测时间 2020 年 3 月 28 日。

(4) 采样方法

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

(5) 监测及分析方法

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

检测分析及检出限见表 4.3-12。

表 4.3-12 检测分析及检出限一览表

序号	检测项目	检测方法与方法依据	主要仪器型号、名称	方法检出限
1	pH 值	《土壤 pH 值的测定 电位法》(HJ 962-2018)	PHSJ-4A 实验室 pH 计	—
2	砷	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	AFS-230E 双道原子荧光光度计	0.01 mg/kg
3	汞			0.002 mg/kg
4	镉	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)	ICE 3300 原子吸收分光光度计	0.01 mg/kg
5	铅			0.1mg/kg

续表 4.3-12 检测分析及检出限一览表

序号	检测项目			检测方法	方法依据	主要仪器型号、名称	方法检出限
6	铜			《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》(HJ 491-2019)	TAS-990 super F 原子吸收分光光度计	1 mg/kg	
7	镍						3 mg/kg
8	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)			《全国土壤污染状况详查土壤样品分析测试方法技术规范》(环办土壤函[2017]1625)第二部分 土壤样品有机污染物分析测试方法 3-1 石油烃类 C ₁₀ -C ₄₀ 气相色谱法	7890B 气相色谱仪	6.0 mg/kg	
9	铬(六价)			《六价铬离子的碱性消解/土壤 底泥 固体废弃物 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》(USEPA 7196A(1992))	T6 新世纪 紫外可见分光光度计	0.08 mg/kg	
10	半挥发性有机物	多环芳烃	萘	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》(HJ 834-2017)	气相 7890B/质谱 5977B 气相色谱-质谱联用仪	0.09 mg/kg	
11			苯并[a]蒽			0.1 mg/kg	
12			苯并[b]荧蒽			0.2 mg/kg	
13			苯并[k]荧蒽			0.1 mg/kg	
14			苯并[a]芘			0.1 mg/kg	
15			茚并[1,2,3,-c,d]芘			0.1 mg/kg	
16			二苯并[a,h]蒽			0.1 mg/kg	
17			硝基苯			0.09 mg/kg	
18		2-氯苯酚	0.06 mg/kg				
19	苯胺			《半挥发性有机化合物的测定 气相色谱-质谱法》USEPA 8270D Rev. 4(2007. 2)	气相 7890B/质谱 5977B 气相色谱-质谱联用仪	165 μg/kg	
20	挥发性有机物	苯系物	苯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	气相 7890B/质谱 5977A 气质联用仪	1.9 μg/kg	
21			甲苯			1.3 μg/kg	
22			间,对二甲苯			1.2 μg/kg	
23			邻二甲苯			1.2 μg/kg	
24		1,2-二氯丙烷				1.1 μg/kg	
25		1,1,1,2-四氯乙烷				1.2 μg/kg	
26		1,1,2,2-四氯乙烷				1.2 μg/kg	
27		四氯乙烯				1.4 μg/kg	

续表 4.3-12 检测分析方法及检出限一览表

序号	检测项目	检测方法及方法依据	主要仪器型号、名称	方法检出限
28	1,1,1-三氯乙烷	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	气相 7890B/质谱 5977A 气质联用仪	1.3 $\mu\text{g/kg}$
29	1,1,2-三氯乙烷			1.2 $\mu\text{g/kg}$
30	三氯乙烯			1.2 $\mu\text{g/kg}$
31	1,2,3-三氯丙烷			1.2 $\mu\text{g/kg}$
32	氯乙烯			1.0 $\mu\text{g/kg}$
33	氯苯			1.2 $\mu\text{g/kg}$
34	1,2-二氯苯			1.5 $\mu\text{g/kg}$
35	1,4-二氯苯			1.5 $\mu\text{g/kg}$
36	乙苯			1.2 $\mu\text{g/kg}$
37	苯乙烯			1.1 $\mu\text{g/kg}$
38	四氯化碳			1.3 $\mu\text{g/kg}$
39	氯仿			1.1 $\mu\text{g/kg}$
40	氯甲烷			1.0 $\mu\text{g/kg}$
41	1,1-二氯乙烷			1.2 $\mu\text{g/kg}$
42	1,2-二氯乙烷			1.3 $\mu\text{g/kg}$
43	1,1-二氯乙烯			1.0 $\mu\text{g/kg}$
44	顺-1,2-二氯乙烯			1.3 $\mu\text{g/kg}$
45	反-1,2-二氯乙烯			1.4 $\mu\text{g/kg}$
46	二氯甲烷			1.5 $\mu\text{g/kg}$

4.3.4.2 土壤环境质量现状评价

(1) 评价方法：采用标准指数法，其计算公式为：

$$P_i = C_i / S_i$$

式中： P_i —土壤中污染物 i 的单因子污染指数；

C_i —监测点位土壤中污染物 i 的实测浓度，单位与 S_i 一致；

S_i —污染物 i 的标准值或参考值。

(2) 评价标准

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

中农用地土壤污染风险筛选值。

(3) 土壤环境现状监测结果与评价

本项目所在区域土壤环境现状监测及评价结果见表 4.3-13。

表 4.3-13 占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表 单位: mg/kg

监测因子			监测点 TKC1-2H 井 口南侧 10m 处, 0.5m	监测因子			监测点 TKC1-2H 井 口南侧 10m 处, 0.5m
砷	筛选值	监测值	5.49	镉	筛选值	监测值	0.11
	≤60	标准指数	0.092		≤65	标准指数	0.0017
铬(六价)	筛选值	监测值	未检出	铜	筛选值	监测值	10
	≤5.7	标准指数	--		≤18000	标准指数	0.00056
铅	筛选值	监测值	13	汞	筛选值	监测值	0.018
	≤800	标准指数	0.016		≤38	标准指数	0.00047
镍	筛选值	监测值	18	四氯化碳	筛选值	监测值	未检出
	≤900	标准指数	0.02		≤2.8	标准指数	--
氯仿	筛选值	监测值	未检出	氯甲烷	筛选值	监测值	未检出
	≤0.9	标准指数	--		≤37	标准指数	--
1,1-二氯乙烷	筛选值	监测值	未检出	1,2-二氯乙烷	筛选值	监测值	未检出
	≤9	标准指数	--		≤5	标准指数	--
1,1-二氯乙烯	筛选值	监测值	未检出	顺-1,2-二氯乙烯	筛选值	监测值	未检出
	≤66	标准指数	--		≤596	标准指数	--
反-1,2-二氯乙烯	筛选值	监测值	未检出	二氯甲烷	筛选值	监测值	未检出
	≤54	标准指数	--		≤616	标准指数	--
1,2-二氯丙烷	筛选值	监测值	未检出	1,1,1,2-四氯乙烷	筛选值	监测值	未检出
	≤5	标准指数	--		≤10	标准指数	--
1,1,2,2-四氯乙烷	筛选值	监测值	未检出	四氯乙烯	筛选值	监测值	未检出
	≤6.8	标准指数	--		≤53	标准指数	--
1,1,1-三氯乙烷	筛选值	监测值	未检出	1,1,2-三氯乙烷	筛选值	监测值	未检出
	≤840	标准指数	--		≤2.8	标准指数	--
三氯乙烯	筛选值	监测值	未检出	1,2,3-三氯丙烷	筛选值	监测值	未检出
	≤2.8	标准指数	--		≤0.5	标准指数	--
氯乙烯	筛选值	监测值	未检出	苯	筛选值	监测值	未检出
	≤0.43	标准指数	--		≤4	标准指数	--

续表 4.3-13 占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表

单位:mg/kg

监测因子			监测点	TKC1-2H 井口南侧 10m 处, 0.5m	监测因子			监测点	TKC1-2H 井口南侧 10m 处, 0.5m
氯苯	筛选值	监测值	未检出	1, 2-二氯苯	筛选值	监测值	未检出		
	≤270	标准指数	--		≤560	标准指数	--		
1, 4-二氯苯	筛选值	监测值	未检出	乙苯	筛选值	监测值	未检出		
	≤20	标准指数	--		≤28	标准指数	--		
苯乙烯	筛选值	监测值	未检出	甲苯	筛选值	监测值	未检出		
	≤1290	标准指数	--		≤1200	标准指数	--		
间二甲苯+对二甲苯	筛选值	监测值	未检出	邻二甲苯	筛选值	监测值	未检出		
	≤570	标准指数	--		≤640	标准指数	--		
硝基苯	筛选值	监测值	未检出	苯胺	筛选值	监测值	未检出		
	≤76	标准指数	--		≤260	标准指数	--		
苯并[a]蒽	筛选值	监测值	未检出	2-氯酚	筛选值	监测值	未检出		
	≤15	标准指数	--		≤2256	标准指数	--		
苯并[a]芘	筛选值	监测值	未检出	苯并[b]荧蒽	筛选值	监测值	未检出		
	≤1.5	标准指数	--		≤15	标准指数	--		
苯并[k]荧蒽	筛选值	监测值	未检出	蒽	筛选值	监测值	未检出		
	≤151	标准指数	--		≤1293	标准指数	--		
二苯并[a,h]蒽	筛选值	监测值	未检出	茚并[1, 2, 3-c, d]芘	筛选值	监测值	未检出		
	≤1.5	标准指数	--		≤15	标准指数	--		
萘	筛选值	监测值	未检出	石油烃(C10~40)	筛选值	监测值	未检出		
	≤70	标准指数	--		≤4500	标准指数	--		
pH	筛选值	监测值	9.48						
	≤70	标准指数	--						

监测因子			监测点	TKC1-2H 井口南侧 20m 处	TKC1-1H 井口南侧 10m 处			TKC1-2H 井口南侧 10m 处		TKC1-3H 井口南侧 10m 处		
采样深度(m)				0.2	0.5	1.5	3	1.5	3	0.5	1.5	3
石油烃(C10~C40)	筛选值	监测值	22	6	未检出	21	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	≤4500	标准指数	0.0049	0.0013	--	0.0047	--	--	--	--	--	--

表 4.3-14 占地范围外土壤环境现状监测结果 单位: mg/kg (pH 值除外)

采样点	采样层位	监测结果	监测因子									
			pH	铅	铬	砷	镉	汞	镍	铜	锌	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
		筛选值	>7.5	≤170	≤250	≤25	≤0.6	≤3.4	≤190	≤100	≤300	≤4500
LG100-15井东北侧约1km处	0.2m	监测值	7.85	16.5	33	14.13	0.14	<0.002	16	13	32	41
		标准指数	—	0.097	0.13	0.57	0.23	—	0.084	0.13	0.11	0.009
LN54-1井井西南侧约1km处	0.2m	监测值	7.63	16.9	44	22.94	0.14	0.004	22	22	50	48
		标准指数	—	0.1	0.18	0.92	0.23	0.002	0.12	0.22	0.17	0.011

由表 4.3-13 和 4.3-14 分析可知, 占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值; 占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值。

4.3.5 生态环境调查与评价

4.3.5.1 生态背景调查范围

本项目位于塔河油田 1 区, 区域地貌属塔里木河冲积平原地带, 属于自然生态系统-荒漠生态系统。根据区域生态环境特点, 考虑生态环境特点、地理环境等因素, 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及阀组边界及管线两侧外延 200m 范围, 即总面积 2.47km²。

4.3.5.2 土地利用现状调查

本项目位于塔河油田, 建设内容主要为井场、集输管线和燃料气管线, 土地利用类型主要为裸地及草地。土地利用现状图见图 4.3-2。

图 4.3-2 区域土地利用类型现状图

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为荒漠生态系统。

荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型，分布非常广泛。区域土地利用类型以草地和裸地为主，主要植被为多枝柺柳、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。

(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。区域野生植物情况见表 4.3-15。

表 4.3-15 区域野生植物情况一览表

科	种名	拉丁名
麻黄科 <i>Ephedraceae</i>	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i>
杨柳科 <i>Salicaceae</i>	胡杨	<i>Populus diversifolia</i>
	灰杨	<i>P. pruinosa</i>
	线叶柳	<i>Salix wilhelmsiana</i>
蓼科 <i>Polygonaceae</i>	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>
	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>
藜科 <i>Chenopodiaceae</i>	圆叶盐爪爪	<i>K. Schrenkianum</i>
麻黄科 <i>Ephedraceae</i>	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	细叶虫实	<i>Corispermum heptapotanicum</i>
	星状刺果藜	<i>Echinopsilon divaricatum</i>
	假木贼	<i>Anabasis spp</i>
毛茛科 <i>Ranunculaceae</i>	东方铁线莲	<i>Clematis orientalis</i>
	铃铛刺	<i>Halimolobos halodendron</i>

续表 4.3-15 区域野生植物情况一览表

科	种名	拉丁名
毛茛科 <i>Ranunculaceae</i>	白花苦豆子	<i>Sapbora alopecuroides</i>
	苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>
	光甘草	<i>Glycyrrhiza korshinskyi</i>
	胀果甘草	<i>G. inflata Batal</i>
	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>
蒺藜科 <i>Zygophyaceae</i>	骆驼蓬	<i>Pegaron barbat</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
怪柳科 <i>Tamaricaceae</i>	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>
	刚毛怪柳	<i>T. hispida</i>
	短穗怪柳	<i>T. axa</i>
	多花怪柳	<i>T. hahnakeri</i>
	长穗怪柳	<i>T. elongata</i>
胡颓子科 <i>Elaeagnaceae</i>	尖果沙枣	<i>Elaeagnus oxycarpa</i>
	大沙枣	<i>E. Moorcroftii</i>
夹竹桃科 <i>Apocynaceae</i>	大花罗布麻	<i>Poacynon hendersonii</i>
	茶叶花	<i>Trachomitum lancifolium</i>
萝藦科 <i>Asclepiaceae</i>	牛皮消	<i>Cynanchon sibiricum</i>
旋花科 <i>Convolvulaceae</i>	打碗花	<i>Calystegia spium</i>
茄科 <i>Solanaceae</i>	黑刺	<i>Lycium ruthenicum</i>
列当科 <i>Orobanchaceae</i>	肉苁蓉	<i>Cistanche tubulosa</i>
菊科 <i>Compositae</i>	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
	盐生鸦葱	<i>S. Salsula</i>
菊科 <i>Compositae</i>	新疆绢蒿	<i>Seriphidium borataense</i>
	小蓟	<i>Cirsium setosum</i>
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科 <i>Gramineae</i>	芦苇	<i>Phragmites communis</i>
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophragmites</i>
	拂子茅	<i>Cepigejos</i>
	獐毛	<i>Aeluropus litoralis</i>

项目区主要植被为多枝怪柳、假木贼、骆驼刺等。

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)。区域野生动物情况见表 4.3-16。

表 4.3-16 区域野生动物情况一览表

种名	拉丁名	居留特性	分布及频度		
			I	II	III
两栖类					
绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>			±	
爬行类					
新疆鬣蜥	<i>Agama stoliczkana</i>			±	
南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>			±	±
密点麻蜥	<i>Eremias multionllata</i>			+	++
荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>			±	±
鸟类					
环颈雉	<i>Phasianus colchicus</i>	R		±	
银鸥	<i>Larus argentatus</i>	B			
红嘴鸥	<i>Larus ridibundus</i>	B			
原鸽	<i>Columba livia</i>	R			+
欧斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i>	B	+	+	
灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	R	+	+	
戴胜	<i>Upupa epops</i>	R		±	
白翅啄木鸟	<i>Dendrocopos leucophaea</i>	B	±		
沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	R		+	++
凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	R		+	++
云雀	<i>Alauda arvensis</i>	B		+	
红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	B	+	+	±
紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris</i>	S	++	++	+
喜鹊	<i>Pica Pica</i>	R	+	+	
白尾地鸦	<i>Podoces hendulphi</i>	R			+

续表 4.3-16 区域野生动物情况一览表

种名	拉丁名	居留特性	分布及频度		
			I	II	III
寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	++	++	
小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>	B	++	++	
沙鸥	<i>Oenanthe isabellina</i>	B		±	++
漠鸥	<i>Oenanthe seserti</i>	B		±	++
沙白喉莺	<i>Sylvia nival</i>	B	+	++	
树麻雀	<i>Passer montanus</i>	R	+	++	
巨嘴沙雀	<i>Rhodopechys obsoleta</i>	B	+		+
漠雀	<i>Rhodopechys gi thagineus</i>	B	+		+
哺乳类					
塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>		+	++	+
三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus kozlovi</i>				+
长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>				+
子午沙鼠	<i>Euchoreutes naso</i>				+
大耳猬	<i>Hemiechinus auritus</i>				±
沙狐	<i>Vulpes corsac</i>				±
塔里木马鹿	<i>Cervus elaphus yarkandensis</i>		±	±	
鹅喉羚	<i>Gazella subgutturosa</i>		+		+

注：(1) R——留鸟 B——繁殖鸟 W——冬候鸟 S——夏候鸟

(2) ±：偶见种类 +：常见种 ++：多见种

(3) I 胡杨林区 II 怪柳灌丛区 III 半灌木荒漠区

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，偶尔可见塔里木兔踪迹。

4.3.5.4 水土流失现状

(1) 轮台县水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区 2018 年度水土流失动态监测年报》(2018)，项目区所在的轮台县土壤侵蚀类型、侵蚀强度及面积见表 3.3-12。由表可知，土壤侵蚀类型主要以轻度侵蚀为主。

表4.3-17 2018年轮台县土壤侵蚀分类分级面积统计表(单位: km²)

侵蚀类型	轻度	中度	强烈	合计	其中	
侵蚀	3936.19	387.50	6.11	4329.8	水力侵蚀	697.04
					风力侵蚀	3632.83

(2)水土流失重点防治分区

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), 本项目所在轮台县属于塔里木河中上游水土流失重点预防区和塔里木河流域水土流失重点治理区。

(3)水土流失成因

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

(4)项目区水土流失现状

根据项目区土壤侵蚀情况、地形地貌情况、气候特征和土壤植被等自然条件, 依据《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190-2007), 确定项目区土壤侵蚀类型为轻度风力侵蚀, 原地貌土壤侵蚀模数确定为 $2000\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$, 容许土壤流失量确定为 $2000\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ 。

3.3.4.5.2 区域荒漠化土地现状

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

轮台县沙化土地总面积为 312054.54hm^2 , 占轮台县国土总面积的 22.35%。其中: 流动沙地 64374.61hm^2 , 占 20.63%; 半固定沙地 99721hm^2 , 占 31.96%; 固定沙地 18744.87hm^2 , 占 6%; 戈壁 129214.18hm^2 , 占 41.41%。

图 4.3-3 区域植被类型分布图

4.4 区域污染源调查

4.4.1 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，大气评价范围内共涉及采油一厂 27 口单井及 1#计转站，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	西北油田分公司采油一厂 27 口单井	0.405	0.108	6.156	0	0
2	1#计转站	0.066	0.0198	0.99	0	0
合计		0.471	0.1278	7.146	0	0

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

本项目施工期约 1 个月，施工内容包括管沟开挖、设备安装等内容。不同的施工阶段，除有一定量的施工机械进驻现场外，还伴有一定量的建筑材料的运输作业，从而产生施工废气、施工废水、施工噪声和一定量的固体废物。

5.1.1 施工废气影响分析

5.1.1.1 施工废气来源及影响分析

(1) 施工扬尘

在油田地面工程施工过程中，不可避免的要占用土地、进行土方施工、物料运输、管沟开挖和管线铺设，该过程中将产生一定的施工扬尘。主要来自施工和运输产生的粉尘、车辆运输二次扬尘以及地面物料堆放时的遇风扬尘，施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定关系，如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。根据《城市扬尘源排放清单编制技术指南（试行）》，本项目施工期扬尘产生量为 12.16t。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) 焊接烟气、机械设备和车辆废气

施工期间，管沟开挖施工过程中使用的大型机械由于使用柴油机等设备，将产生车辆尾气和燃烧烟气。管道工程一般分段施工，施工机械及车辆排放的废气较分散，排放量相对较少，时间较短，对区域环境空气影响较小。

管道焊接产生焊接烟尘，每公里消耗约 400kg 的焊条，根据类比资料分析，

每公斤焊条产生的焊接烟尘约 8g，则本项目估算焊接烟尘产生量约为 0.027t。本项目焊接工序随管道敷设分段进行，由于废气量较小，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

(3) 环境影响分析

油田开发阶段，地面工程和管道工程呈现出分区域、分阶段实施的特点，施工期污染产生点分散在区块内，伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，本项目地面工程施工活动范围区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、测试废气、焊接烟气、机械设备车辆尾气等不会对区域环境空气产生明显影响，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

5.1.1.2 施工扬尘污染防治措施

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。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

序号	防治措施	具体要求	依据
1	施工现场公示牌	在施工现场出入口明显位置设置公示牌，公示施工现场负责人、环保监督员、防尘措施、扬尘监督管理部门、举报电话等信息	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
2	施工车辆冲洗设施	在施工现场出口处设置车辆冲洗设施并配套设置排水、泥浆沉淀设施，施工车辆不得带泥上路行驶，施工现场道路以及出口周边的道路不得存留建筑垃圾和泥土	《防治城市扬尘污染技术规范》(HJ/T 393-2007)、《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
3	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	《防治城市扬尘污染技术规范》(HJ/T 393-2007)、《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》

续表 5.1-1

施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
4	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	《防治城市扬尘污染技术规范》(HJ/T 393-2007)、 《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
5	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	《防治城市扬尘污染技术规范》(HJ/T 393-2007)、 《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》
6	重污染天气应急预案	IV 级(蓝色)预警：强化日常检查 III 级(黄色)预警：环保部门加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，减少建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶 II 级(橙色)预警：区域内 50%重点排放企业限产或停产，停止喷涂粉刷、建筑拆除、切割、土石方等施工作业，建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车禁止上路行驶(生活垃圾清运车辆除外) I 级(红色)预警：停区域内 70%的重点排放企业限产或者停产，停止喷涂粉刷、建筑拆除等施工作业，禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路	《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108 号)

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

根据类比调查和资料分析，本项目各类建筑施工机械产噪值及噪声监测点与设备距离见表 5.1-2。

表 5.1-2

施工机械产噪值一览表

单位：[dB(A)/m]

序号	设备名称	噪声值/距离	序号	设备名称	噪声值/距离
1	挖掘机	90/5	3	运输车辆	90/5
2	装载机	88/5	4	吊装机	84/5

②施工噪声贡献值

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，预测计算本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

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	
1	装载机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	土石方
2	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	
3	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	物料运输
4	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	安装

③影响分析

在不采取减振降噪措施的情况下，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。施工场地周边 300m 范围内无声环境敏感目标，因此施工噪声不会对周围声环境产生明显影响。

5.1.2.2 施工噪声污染防治措施

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

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

(2) 应合理安排施工作业，避免高噪设备集中施工造成局部噪声过高。

(3) 运输车辆进出工地、路过村庄时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

采取以上措施后，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，噪声影响将随着各工程施工的结束而消除。

5.1.3 施工期固体废物影响分析

5.1.3.1 施工固废来源及影响分析

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的土方和施工人员产生的生活垃圾。

①土方

本项目共开挖土方 5.9 万 m^3 ，回填土方 5.9 万 m^3 ，无借方、弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。本项目土方平衡见下表 5.1-4。

表 5.1-4 土方挖填方平衡表 单位：万 m^3

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
管道工程	5.9	5.9	0	0	0	—

②生活垃圾

施工期现场不设置施工营地，生活垃圾堆放在指定地点，定期清运至塔河油田绿色环保站生活垃圾填埋场。

5.1.3.2 施工固废污染防治措施

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

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

②施工单位应指派专人负责施工固体废物的收集及转运工作，不得随意丢弃；

③提倡文明施工，严禁施工人员产生的生活垃圾随地乱扔，当天施工结束后随身带走，施工现场不遗留。

综上所述，按照本评价提出的防范措施妥善处置施工期产生的固体废物，

不会对周围环境产生明显影响。

5.1.4 施工废水影响分析

本项目施工期废水主要包括管道试压水和少量生活污水。

本项目管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于区域绿化。管线施工时间较短，不设施工营地，施工人员生活污水依托采油一厂生活基地污水处理装置处理。

本项目施工期间无废水直接外排，且项目周边无地表水体，项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

5.1.5 施工期生态影响分析

5.1.5.1 生态影响分析

根据油田开采集输项目特点，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，施工完成后将对施工作业带进行生态恢复，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。

5.1.5.1.1 土地利用影响分析

本项目新建单井集输管线 5650m、燃料气管线 2780m。永久占地为井场及新建阀组占地 1.085hm²，施工临时占地约 4.52hm²。

表 5.1-5 本项目永久占地和临时占地组成表 单位：hm²

序号	工程内容		占地面积(hm ²)		备注
			永久占地	临时占地	
1	井场		1.085	0	井场永久占地面积 3600m ² (60m×60m)；新建阀组占地 50m ² (10m×5m)
2	管线工程	燃料气管线、集输管线	0	4.52	管线作业带宽度 8m
合计			1.085	4.52	—

①临时占地的影响

本项目临时占地约 4.52hm²，主要为施工作业带占地。项目临时占地主要涉及裸地及草地，临时占地不涉及生态红线。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。本项目临时占地类型以裸地及草地为主，由于管道两侧 5m 范围内禁止种植深根植物，因此管道经过的草地需要因地制宜改种浅根草本植物或者农业作物，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 1.085hm^2 ，占地类型主要为裸地及草地。其建设使土地利用功能发生变化，使土地使用功能永久地转变为人工建筑，改变了其自然结构与功能特点。本项目占地面积较小，本项目永久占地对沿线地区的现有土地利用状况影响很小。

5.1.5.1.2 植被影响分析

根据项目建设的特点，对植被环境影响主要体现在管道施工对地表植被的扰动和破坏。在管道施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。管沟开挖区域内的植被全部被破坏，其管道两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。

根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的规定：在管道线路中心线两侧各五米地域范围内，禁止种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子或者其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物，项目管道建设破坏的乔木将不能恢复重建，为减少项目建设对乔木的破坏影响，施工结束后，应在原乔木分布区域播撒草籽、栽植草等措施恢复植被。

工程施工中的扬尘是对植物生长产生影响的因素之一，但由于该区域土壤水分条件较好、含盐量较高，故管道开挖的土壤在正常条件下很快干燥，盐分结晶，形成坚硬的表层，故小风条件下，不易起尘。但由于车辆碾压和回填，会产生扬尘，对植物叶面呼吸功能产生一定的影响。

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 1.085hm^2 ，临时占地面积 4.52hm^2 ，工程区主要植被

为多枝桤柳、假木贼、骆驼刺等，植被覆盖度约为 10%，平均生物量 $2\text{t}/\text{hm}^2$ 。本项目的实施将造成 2.17t 永久植被损失和 9.04t 临时植被损失。新增植被损失主要来自临时占地，通过加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

5.1.5.1.3 动物影响分析

本项目对野生动物的生存环境及种群数量都有一定的影响。直接影响是建设项目占地，人类活动增加，使野生动物生存环境被破坏或改变，间接影响主要表现为由于植被减少或污染破坏，占用或污染水源而引起食物减少。施工机械的轰鸣声也对野生动物产生干扰。

评价区内的动物对环境因子的变动产生的反应存在很大的差别。据新疆有关动物专家评定，按动物的类群并将它们对外界因子的敏感性加次排序，依次为陆生无脊椎动物<爬行动物<小哺乳动物<鸟类<大中型哺乳动物。经实地考察，本报告认为，由于施工区域主要为伴人性的动物，群体数量较小，而管道穿越地段不会割裂动物的迁徙通道，因此，项目对野生动物的影响不大。

5.1.5.1.4 对土壤的影响分析

本项目施工过程中最直接的环境影响是施工期开挖管沟及管沟敷设临时占地对土壤环境的影响。管道施工期临时占地主要土壤类型为盐化草甸土。施工过程对土壤的影响主要为：

①对土壤结构和质地影响

土体结构是土壤剖面中各种土层组合情况，不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分状况而言，表土层(腐殖质层)远较心土层好，在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构。土壤上层的团粒结构一经破坏将需要长时间培育才能恢复和发展。改变土壤质地。上层和下层土壤的质地不尽相同，管沟下挖回填改变了土壤层次和质地。

②对土壤密实度的影响

管道埋设后的回填，一般难以恢复其原有的密实度。表层过松时降水易造成水分下渗，使土层明显下陷形成凹沟；过密实时，会影响植物根系的下扎。管道施工期间，车辆和重型机械也会造成管道两侧表层过于紧实，给植物生长

造成不良环境。

③ 固体废弃物对土壤的影响

管道的施工除了开挖与回填影响地表形态外，施工废物对土壤的影响也是值得注意的，有可能把固体废物残留于土壤中。这些残留于土壤中的固体废物难以分解，被埋于土壤中长期残留，易造成地形的起伏，在风力作用易产生扬尘。因此管道施工以后必须要求把残留的固体废物清除干净，不得埋入土壤中。

④ 对土壤物理性质的影响

在施工中由于打乱土层，改变土壤容重，地表植被受到破坏，使得表层填筑物对太阳热能的吸收量增加。类比调查表明：管道在运行期间，地表土壤温度比相邻地段高出 1-3℃，蒸发量加大，土壤水分减少，冬季土表积雪提前融化，将可能形成一条明显的沟带。

本项目在管道施工过程中实行分层堆放和分层覆土等保护措施，但仍对土壤结构、肥力、物理性质等产生一定的影响。

总体而言，在严格控制施工作业范围的条件下，项目的实施不会使区域生态系统的结构和功能产生明显影响，不会造成植被和土壤的退化。同时，在尽可能减少工程扰动范围的同时，项目建成后应及时对临时占地实施土壤和植被恢复，使项目施工带来的不良生态影响逐渐得以消除，将项目对生态环境的影响降至最小。

5.1.5.1.5 水土流失影响分析

本项目对水土流失的影响主要发生在施工期，主要表现在：

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

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

本项目所在区域轮台县属于塔里木河中上游水土流失重点预防区和塔里木河流域水土流失重点治理区，区域以地表植被分布较少，土壤侵蚀强度以轻度为主，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减小因本项目的建设而产生的水土流失。

5.1.5.2 生态环境影响减缓及保护措施

5.1.5.2.1 生态环境影响减缓措施

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

②严格遵守国家和地方有关动植物保护和防治水土流失等环境保护法律法规，最大限度的减少占地产生的不利影响，减少对土壤的扰动、植被破坏，减少水土流失。

③工程选线及占地应避开植被覆盖度较高的区域，尽量减少对其他自然植被的践踏破坏。

④提高施工效率，缩短施工时间，以保持土壤肥力，缩短植物生长季节的损失。因地制宜地选择施工季节，尽量避开植物的生长期，减少植被破坏。

⑤施工过程中产生的固体废物应妥善收集处置，禁止随意丢弃。

⑥充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，严禁人为破坏作业带以外区域植被；施工结束后进行场地恢复。

⑦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。

⑧工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复。

项目实施后及时对临时占地区域进行恢复，对区域生态环境的影响通过 2~3 年可恢复，且本项目占地面积较小，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。且参照原有工程对占地进行恢复后，区域植被及生态系统恢复良好，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，项目实施对生态环境的影响是可以接受的。

5.1.5.2.2 水土流失保护措施

根据项目建设特点和区域自然条件，因地制宜、有针对性的提出适宜的水土流失防治措施，主要包括工程措施、临时措施两部分。

1、工程措施

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

2、临时措施

①防尘网苫盖

单独敷设管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方，本工程对临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施，施工过程中，临时堆土高度 1.5m，底宽 3m，边坡 1:0.67，预计每米需要防尘网 2.5m^2 ，敷设管道总长度 8430m，需要防尘网 21075m^2 。

②限行彩条旗

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

③洒水降尘

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

5.1.5.3 施工期防沙治沙分析及措施

5.1.5.3.1 项目背景说明

(1)项目名称（主体工程、附属工程）、性质、规模、总投资等要素

本项目性质属于改扩建项目，项目总投资 673.43 万元。建设内容包括：①新建 TKC1-1H 井、TKC1-2H 井、TKC1-3H 井至 1#计转站单井集油管线共 5650m，

并同沟敷设通信光缆；②新建 1#计转站至 TKC1-1H 井、TKC1-2H 井、TKC1-3H 井燃料气管线共 2780m；③在 TKC1-1H，TKC1-2H，TKC1-3H 井口各设置 200kW 真空加热炉 1 座，共计 3 座；④在 1#计转站内新建 10 井式进站计量阀组（以下简称“新建阀组”）1 座；⑤配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后日产凝析油量 105t/d，产气量 $2.53 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

（2）项目区地理位置、范围和面积（附平面图）

本项目位于轮台县南侧，轮南镇牙买提社区东南侧 6.8km 处。项目总占地预计 56050m²，其中永久占地 10850m²（主要包括井场、阀组永久占地），临时占地 45200m²（主要包括管线临时占地）。项目平面布置情况见图 3.4-1~图 3.4-2。

（3）项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

本项目位于塔里木河冲积平原地带，地势平坦，井场海拔 934m，地形简单，地貌单一。项目区主要植被为多枝怪柳、假木贼、骆驼刺等。所在区域河流主要为塔里木河、渭干河、库车河，工程场地及周边临近区域无地表水体分布，南距塔里木河约 11.3km。区域包气带岩性主要为粉土和细砂、粉砂，包气带厚度约为 5.5m，包气带防污性能为弱。区域地下水类型为单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水，地下水潜水水位埋深 3~6m 左右。地下水的补给来源主要是北部冲洪积平原区地下水的侧向流入补给。由于区域气候异常干燥，降水量少而蒸发强烈。地下水潜水的总体流向是从西北向东南方向径流。地下水一部分通过潜水蒸发、植物蒸腾排泄，一部分通过人工开采排泄。

（4）项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

根据轮台县调查数据，轮台县沙化土地面积 312054.54hm²，占轮台县国土总面积的 22.35%。

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

5.1.5.3.2 项目实施过程中对周边沙化土地的影响

(1) 占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

本项目总占地面积 56050m²，其中永久占地 10850m²，临时占地 45200m²，其中戈壁、沙地等沙化土地面积 14050m²，占总占地面积的 25.07%。

(2) 弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

本项目管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填管沟及场地平整。本项目共开挖土方 5.9 万 m³，回填土方 5.9 万 m³，无借方、弃方。

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

(3) 损坏的防沙治沙设施（包括生物、物理或化学固沙等措施）。

本项目占地主要为裸地和草地，永久占地及临时占地范围均不涉及已建设的防沙治沙设施。

(4) 可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

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

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

5.1.5.3.3 防沙治沙内容及措施

(1) 采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）；

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

③《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发[2020]138号）；

④《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）；

(2) 制定方案的原则与目标

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

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

(3) 工程措施（物理、化学固沙及其他机械固沙措施）

本项目不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。

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

①植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；

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

③植被覆盖度高的区域，采取分层开挖、分层回填措施，避免破坏区域土壤肥力；

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

(5) 其他措施（废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施）

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

表。④设计选线过程中，尽量避免植被较丰富的区域。⑤管沟分层开挖、分层回填。

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

(6) 各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

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

5.1.5.3.4 方案实施保障措施

(1) 组织领导措施

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

(2) 技术保障措施

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

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

(3) 防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资概算预计 20 万，由西北油田分公司自行筹措，已在本项目总投资中考虑。

(4) 生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，预计区域植被覆盖度能维持现状，沙化土地

扩展趋势得到一定的遏制，区域生态环境有所改善。

5.2 营运期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

5.2.1.1 常规气象资料分析

(1) 气象资料搜集

本项目位于巴州轮台县，距离该项目最近的气象站为轮台县气象站，该地面观测站与项目厂址距离 55.1km，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)规定，地面气象资料可直接采用轮台县气象站的常规地面气象观测资料。因此，本次评价气象统计资料分析选用轮台县气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 5.2-1。

表 5.2-1 观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/m		相对距离/m	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
轮台县气象站	51642	一般站	84.25E	41.78N	55100	976	2019	风速、风向、总云量、干球温度

5.2.1.2 多年气候统计资料分析

根据轮台县气象站近 20 年气象资料，对当地的温度、风速、风向及风频进行统计。

(1) 温度

区域内近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.2-2。

表 5.2-2 近 20 年各月平均温度变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度(℃)	-7.5	-3.0	7.6	14.6	20.6	23.6	26.7	25.6	19.7	12.9	1.9	-8.7	12.5

由表 5.2-2 分析可知，区域近 20 年平均温度为 12.5℃，4~10 月月平均温度均高于多年平均值，其它月份均低于多年平均值，7 月份平均气温最高，为 26.7℃，12 月份平均气温最低，为 -8.7℃。

(2) 风速

区域内近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.2-3。

表 5.2-3 近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速(m/s)	1.9	2.3	2.4	3.3	3.6	3.3	3.1	3.0	2.8	2.4	2.1	1.7	2.65

由表 5.2-3 分析可知，区域近 20 年平均风速为 2.65m/s，5 月份平均风速最大为 3.6m/s，12 月份平均风速最低，为 1.7m/s。

(3) 风向、风频

区域近 20 年平均各风向风频变化情况见表 5.2-4，近 30 年风频玫瑰图见图 5.2-1。

表 5.2-4 近 20 年不同风向对应频率统计一览表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S
频率(%)	6.2	5.8	14.9	10.2	3.6	3.0	2.1	1.8	2.7
风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C	
频率(%)	5.1	12.0	8.2	5.1	3.4	3.5	4.0	8.4	

图 5.2-1 区域近 20 年风频玫瑰图

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

5.2.1.3 环境空气影响预测与分析

(1) 预测模式

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

表 5.2-5 项目估算模式参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	--
2	最高环境温度/℃		41.4
3	最低环境温度/℃		-36
4	土地利用类型		裸地、草地
5	区域湿度条件		干燥气候
6	测风高度		10
7	最小风速		0.5
8	是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

(2) 预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表 5.2-6~5.2-7。

表 5.2-6 主要废气污染源参数一览表(点源)

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(℃)	年工作时间(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	TKC1-1H井场真空加热炉烟气	84.144	41.283	934	8	0.2	3.0	240	120	4800	正常	PM ₁₀	0.003
												PM _{2.5}	0.0015
												SO ₂	0.001
												NO _x	0.036
2	TKC1-2H井场真空加热炉烟气	84.144	41.291	934	8	0.2	3.0	240	120	4800	正常	PM ₁₀	0.003
												PM _{2.5}	0.0015
												SO ₂	0.001
												NO _x	0.036

续表 5.2-6 主要废气污染源参数一览表(点源)

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(℃)	年工作时间(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)							
3	TKC1-3H井场真空加热炉烟气	84.149	41.293	934	8	0.2	3.0	240	120	4800	正常	PM ₁₀	0.003
												PM _{2.5}	0.0015
												SO ₂	0.001
												NO _x	0.036

表 5.2-7 主要废气污染源参数一览表(面源)

面源名称	面源坐标/°	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)
TKC1-1H井场无组织废气	30, 30	934	60	60	20	6	8760	正常	H ₂ S	0.0001
									非甲烷总烃	0.014
TKC1-2H井场无组织废气	30, 30	934	60	60	20	6	8760	正常	H ₂ S	0.0001
									非甲烷总烃	0.014
TKC1-3H井场无组织废气	30, 30	934	60	60	25	6	8760	正常	H ₂ S	0.0001
									非甲烷总烃	0.014
新建阀组无组织废气	5, 50	934	10	5	-20	6	8760	正常	H ₂ S	0.0001
									非甲烷总烃	0.014

表 5.2-8 P_{max}及 D_{10%}预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离(m)	D _{10%} (m)
1	TKC1-1H井场真空加热炉烟气	PM ₁₀	0.59	0.13	3.56	145	—
		PM _{2.5}	0.3	0.13			
		SO ₂	0.2	0.04			
		NO _x	7.12	3.56			

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

序号	污染源名称	评价因子	$C_i(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_i(\%)$	$P_{\max}(\%)$	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}(\text{m})$
2	TKC1-2H 井场真空加热炉烟气	PM_{10}	0.54	0.12	3.56	155	—
		$\text{PM}_{2.5}$	0.27	0.12			
		SO_2	0.18	0.04			
		NO_2	6.49	3.24			
3	TKC1-3H 井场真空加热炉烟气	PM_{10}	0.59	0.13		150	
		$\text{PM}_{2.5}$	0.29	0.13			
		SO_2	0.2	0.04			
		NO_2	7.07	3.54			
4	TKC1-1H 井场无组织废气	H_2S	0.085	0.85		45	—
		非甲烷总烃	15.23	0.76			
5	TKC1-2H 井场无组织废气	H_2S	0.085	0.85		45	
		非甲烷总烃	15.23	0.76			
6	TKC1-3H 井场无组织废气	H_2S	0.085	0.85		45	
		非甲烷总烃	15.23	0.76			
7	1#计转站无组织废气	H_2S	0.35	3.54		10	
		非甲烷总烃	20.53	1.03			

由表 5.2-8 可知, 项目废气中 PM_{10} 最大落地浓度为 $0.59\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.13%; $\text{PM}_{2.5}$ 最大落地浓度为 $0.3\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.13%; SO_2 最大落地浓度为 $0.2\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.04%; NO_2 最大落地浓度为 $7.12\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 3.56%; 非甲烷总烃最大落地浓度为 $20.53\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 1.03%; H_2S 最大落地浓度为 $0.35\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 3.54%, $D_{10\%}$ 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, 无组织废气对四周厂界无组织贡献浓度情况如表 5.2-9。

表 5.2-9 四周厂界浓度计算结果一览表 单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

污染源	污染物	东场界	南场界	西场界	北场界
TKC1-1H 井场无组织排放	非甲烷总烃	5.23	5.23	5.23	5.23
	H_2S	0.005	0.005	0.005	0.005

续表 5.2-9

四周厂界浓度计算结果一览表

单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

污染源	污染物	东场界	南场界	西场界	北场界
TKC1-2H 井场无组织排放	非甲烷总烃	5.23	5.23	5.23	5.23
	H_2S	0.005	0.005	0.005	0.005
TKC1-3H 井场无组织排放	非甲烷总烃	5.23	5.23	5.23	5.23
	H_2S	0.005	0.005	0.005	0.005
1#计转站无组织排放	非甲烷总烃	15.04	16.00	13.51	14.04
	H_2S	0.38	0.40	0.34	0.35

注: 1#计转站四周厂界浓度贡献值为新建阀组污染物排放叠加站内现有 6 座阀组污染物排放的预测结果。

由表 5.2-9 预测结果可知, 本项目实施后, 井场及 1#计转站无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值为 $5.23\sim 16.00\mu\text{g}/\text{m}^3$, 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 $0.005\sim 0.40\mu\text{g}/\text{m}^3$, 满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 新扩改建厂界二级标准值。

5.2.1.5 非正常排放影响分析

5.2.1.5.1 污染源强

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

本项目属于单井集输过程, 若井口压力过高, 采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑, 源强情况见表 5.2-10。

表 5.2-10 非正常工况下污染物排放一览表

序号	污染源	非正常排放原因	污染物	非正常排放浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	非正常排放速率 (kg/h)	单次持续时间/h	年发生频次/次	应对措施
1	放喷口	井口压力过高	H_2S	—	0.001	0.17	1	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
			非甲烷总烃	—	0.1			

5.2.1.5.2 影响分析

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

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

序号	污染源名称	评价因子	$C_i(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_i(\%)$	$P_{max}(\%)$	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}(\text{m})$
1	放喷口	H_2S	19.22	192.22	192.22	10	550
		非甲烷总烃	1922.22	96.11		10	425

由表 5.2-11 计算结果表明,非正常工况条件下,非甲烷总烃最大落地浓度为 $1922.22\mu\text{g}/\text{m}^3$,占标率为 96.11%;硫化氢最大落地浓度为 $19.22\mu\text{g}/\text{m}^3$,占标率为 192.22%。

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

5.2.1.6 大气环境保护距离

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

5.2.1.7 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 5.2-12。

表 5.2-12 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 (mg/m^3)	核算排放速率 (kg/h)	核算年排放量 (t/a)
1	井场(3个井场合计) 真空加热炉烟气	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 5.2-13。

表 5.2-13 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产物环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量(t/a)
				标准名称	浓度限值(mg/m ³)	
1	各井场及1#计转站无组织废气	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	0.4
		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	0.0036

(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5.2-14。

表 5.2-14 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	核算年排放量(t/a)
1	颗粒物	0.036
2	二氧化硫	0.015
3	氮氧化物	0.519
4	硫化氢	0.0036
5	非甲烷总烃	0.4

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 5.2-15。

表 5.2-15 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级☑	三级□
	评价范围	边长=50km□	边长5~50km□	边长=5km☑

续表 5.2-15 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价因子	SO ₂ +NO ₂ 排放量	$\geq 2000\text{t/a}$ ☐		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 $\geq 50\text{km}$ ☐		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_{\text{max}}^{\text{正常排放短期}} \text{最大占标率} \leq 100\% \text{ $					$C_{\text{max}}^{\text{正常排放短期}} \text{最大占标率} > 100\% \text{ $	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{\text{max}}^{\text{正常排放年均}} \text{最大占标率} \leq 10\% \text{ $				$C_{\text{max}}^{\text{正常排放年均}} \text{最大占标率} > 10\% \text{ $	
		二类区	$C_{\text{max}}^{\text{正常排放年均}} \text{最大占标率} \leq 30\% \text{ $				$C_{\text{max}}^{\text{正常排放年均}} \text{最大占标率} > 30\% \text{ $	
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时间 (0.17) h	$C_{\text{max}}^{\text{非正常排放1h}} \text{占标率} \leq 100\% \text{ $				$C_{\text{max}}^{\text{非正常排放1h}} \text{占标率} > 100\% \text{ $	
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_{\text{叠加}} \text{达标} \text{ $				$C_{\text{叠加}} \text{不达标} \text{ $		
	区域环境质量的整体变化情况	$k \leq -20\% \text{ $				$k > -20\% \text{ $		
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、H ₂ S、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 ☐						
	大气环境防护距离	距 () 厂界最远 () m						
	污染源年排放量	SO ₂ : (0.015) t/a	NO _x : (0.519) t/a	颗粒物: (0.036) t/a		VOC _s : (0.4) 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一号联合站处理,满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层,修井废液送至塔河油田绿色环保站处理。本项目水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.2.2.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

(1) 采出水处理单元

本项目建成投运后,采出水随采出液一起进入一号联合站处理。一号联合站采出水处理工艺流程为:含油污水→接收罐→污水提升泵→压力高效聚集除油器→核桃壳过滤→储水罐→外输注水站。处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(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 5.2-16 一号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
塔河油田一号联合站	15500	13812	1688

本项目预计进入一号联合站采出水量 $14.7\text{m}^3/\text{d}$,一号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，本项目采出水、修井废液不外排，本项目实施对地表水环境可接受。

表 5.2-17 地表水环境影响评价自查表

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

5.2.3 地下水环境影响评价

5.2.3.1 调查区域水文地质条件概况

(1) 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。

(2) 地下水类型、赋存分布规律及含水层空间分布特征

在塔里木河以北，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。区内广泛分布的第四系砂类地层，为第四系松散岩类孔隙水的赋存、分布提供了一定的储水空间。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。

评价区域所在地下水潜水水位埋深 3~6m 左右。

(3) 含水层的富水性

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

层近似呈扇状较大面积分布在塔北评价区的东北角地段。该区潜水位埋深 3.47~29.7m 左右, 钻孔揭露的潜水含水层厚度 10.5~48.9m, 含水层岩性为第四系卵砾石、砂砾石、粉砂、粉细砂, 换算涌水量为 145.04~221.39m³/d, 水量中等; 渗透系数为 1.02~3.88m/d。

(4) 地下水的补、径、排条件

在塔里木河以北区域, 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。

项目区内潜水矿化度的变化极其复杂, 从 <1g/L、1~3g/L、>10g/L 不等, 无明显的变化规律; 在塔河北岸的西部地段, 从北向南, 承压水矿化度由低升高的变化趋势为 0.37-2.63-3.12g/L; 在中部地段, 矿化度由低到高的变化趋势为 2.39-3.01-3.12g/L; 在东部地段, 矿化度由低到高的变化趋势为 0.30-0.44-0.76g/L。由此可见, 在塔河北岸的西部地段, 矿化度由低升高的变化幅度最大, 在中部和东部变化的则比较平缓。区域水文地质图见图 5.3-1。

5.2.3.2 工程场区包气带污染调查

本项目调查评价区域地下水大部分属潜水, 局部具承压水特征, 含水层虽很发育, 厚度大, 岩性单一, 但因密实程度强, 透水性能低, 为较小富水性的含水段。包气带渗透系数为 0.0025~0.0223cm/s, 本工程所在位置天然包气带防污性能较弱。

5.2.3.3 区域地下水污染源调查

评价区位于轮台县南部, 根据区域地下水现状监测结果表明, 区域地下水除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、铁、锰外, 其他监测因子均未超标。

图 5.2-2 区域水文地质图

5.2.3.4 地下水环境影响评价

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

5.2.3.4.1 正常状况

(1) 废水

本项目运营期间采出水随采出液一起进入一号联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，修井废液送至塔河油田绿色环保站处理。集输管道采用柔性复合管，正常情况下不会对地下水产生污染影响。

(2) 含油废物

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

(3) 新建阀组及集输管线

本项目正常状况下，集输管线采用柔性复合管，新建阀组采取严格的防腐防渗措施，不会对区域地下水环境产生污染影响。

5.2.3.4.2 非正常状况

(1) 油水窜层对地下水的污染影响

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

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

(2) 集输管道原油泄漏事故对地下水的影响

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

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

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

5.2.3.4.3 预测因子筛选

本项目污染物主要为石油类,本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测,石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的IV类标准。评价因子检出限及评价标准见表 5.2-18。

表 5.2-18 评价因子及评价标准一览表

评价因子	评价标准(mg/L)	检出下限值(mg/L)	现状监测值最大值(mg/L)
石油类	0.5	0.01	0.04

5.2.3.4.4 预测源强

根据塔河油田实际操作经验,考虑非正常状况下,管线连接和阀门处泄漏,发生1小时后发现并关闭阀门,则采出液渗漏量 0.1m^3 。

5.2.3.4.5 预测模型

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

后,随地下水流进行迁移的过程。本项目所在区域地下水埋深大于5m,本次预测考虑泄漏原油1%进入潜水含水层,则石油类进入地下水的量为0.8kg。然后污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散,根据本项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律,本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物一平面瞬时点源的预测模型,其主要假设条件为:

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

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

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

式中:

x, y —计算点处的位置坐标;

t —时间, d;

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

M —含水层厚度, m; 评价区域潜水含水层平均厚度约50m;

m_x —长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量, kg。本项目线源瞬时注入的污染物质量石油类0.8kg;

u —地下水流速度, m/d; 潜水含水层岩性为细砂, 渗透系数取5m/d。水力坡度 I 为2.1%。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=5\text{m/d} \times 2.1\%/0.32=0.03\text{m/d}$;

n —有效孔隙度, 无量纲; 含水层岩性主要为粉细砂, 参照相关资料, 其有效孔隙度 $n=0.32$;

D_L —纵向弥散系数, m^2/d ; 根据资料, 纵向弥散度 $\alpha_m=0.29\text{m}$, 纵向弥散系数 $D_L=0.02\text{m}^2/\text{d}$; D_T —横向 y 方向的弥散系数, m^2/d ; 横向弥散系数 $D_T=0.005\text{m}^2/\text{d}$;

π —圆周率。

5.2.3.4.6 预测内容

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值等值线作为影响范围，取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中Ⅳ类标准值等值线作为石油类的超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表 5.2-19。

表 5.2-19 事故状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

预测时间	超标范围 (m ²)	影响范围 (m ²)	背景浓度 (mg/L)	贡献浓度 (mg/L)	叠加浓度 (mg/L)	污染晕最大运移距离(m)	超标范围是否出场界	超出场界最远距离(m)
100d	14.6	21.8	0.04	3.83	3.87	9.2	否	—
365d	18.5	46.7	0.04	1.05	1.09	22.3	否	—
1000d	—	89.9	0.04	0.38	0.42	47.5	否	—

注：背景浓度取各监测点最大值。

综上所述可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏 100d 后污染超标范围为 14.6m²，影响范围为 21.8m²，污染物最大贡献浓度为 3.83mg/L，叠加背景值后的浓度为 3.87mg/L，污染物最大迁移距离为 9.2m，超标范围未出场界；石油类污染物泄漏 365d 后污染超标范围为 18.5m²，影响范围为 46.7m²，污染物最大贡献浓度为 1.05mg/L，叠加背景值后的浓度为 1.09mg/L，污染物最大迁移距离为 22.3m，超标范围未出场界；石油类污染物泄漏 1000d 后石油类污染晕影响范围消失，污染物最大贡献浓度为 0.38mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.42mg/L，项目周边无超标范围。

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。

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

5.2.3.5 地下水环境保护措施与对策

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

(1) 源头控制措施

①输送原油的介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

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

③对集输管线、阀组及阀门严格检查，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，严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表 5.2-20 及图 5.2-3。

表 5.2-20 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 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能
		加热炉	
		10 井式进站计量阀组区	

(3) 管道刺漏防范措施

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

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

图 5.2-3 营运期 1#计转站分区防渗图

图 5.2-4 营运期井场分区防渗图

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 DK31H 水井、TK307 水井、TK203 水井作为本项目地下水水质监测井,地下水监测计划见表 5.2-21。

表 5.2-21 地下水监测点布控一览表

井号	监测层位	功能	井深	监测因子	方位/距离
DK31H	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	TKC1-3H 井东南侧 26.2km
TK307					TKC1-2H 井西北侧 7km
TK203					TKC1-1H 井西南侧 12.5km

(5) 应急响应

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

a 地下水环境保护目标的确定,采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估;

b 特大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况,平常的训练和演习。

②应急处置

一旦发现地下水发生异常情况,必须按照应急预案马上采取紧急措施:

a 当确定发生地下水异常情况时,按照制订的地下水应急预案,在第一时间尽快上报主管领导,通知当地环境保护主管部门,密切关注地下水水质变化情况;

b 组织专业队伍对事故现场进行调查、监测,查找环境事故发生地点、分析事故原因,切断污染源,阻隔地下水流,防止事故的扩散、蔓延及连锁反应,尽量缩小地下水污染事故对人和财产的影响;

c 对事故后果进行评估,并制定防止类似事件发生的措施。

5.2.3.6 地下水环境评价结论

(1) 环境水文地质现状

① 环境水文地质现状

区域包气带岩性主要为粉土和细砂、粉砂,包气带厚度约为 5.5m,包气带

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

②地下水环境现状

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) IV 类标准要求，其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、铁、锰外，均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) IV 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 TK521 井、DK31H 井为钢质井筒，腐蚀造成局部污染。

(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在制定采油一厂全厂环保管理体制的基础上,制订针对地下水污染事故的应急措施,并应与其它应急预案相协调。

(4)地下水环境影响评价结论

综上所述,在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下,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

本项目管线均埋设在地下,埋深不小于 1.2m,油气集输不会对周围声环境产生影响;本项目产噪设备主要包括采油树、加热炉设备等(1#计转站内新建阀组无产噪设备)。

5.2.4.1 预测模式

(1)单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

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

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

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

式中: $L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级, dB;

L_w —倍频带声功率级, dB;

D_c —指向性校正, dB;

A —倍频带衰减, dB;

A_{div} —几何发散引起的倍频带衰减, dB;

A_{gr} —地面效应引起的倍频带衰减, dB;

A_{atm} —大气吸收引起的倍频带衰减, dB;

A_{bar} —声屏障引起的倍频带衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的倍频带衰减, dB。

(2) 室内点声源对场界噪声预测点贡献值预测模式

室内声源首先换算为等效室外声源，再按各类声源模式计算。

①首先计算出某个室内声源靠近围护结构处的倍频带声压级：

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

式中： L_{p1} —室内声源在靠近围护结构处产生的倍频带声压级，dB；

L_w —声源的倍频带声功率级，dB；

r —声源到靠近围护结构某点处的距离，m；

Q —指向性因子；

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

②计算出所有室内声源在靠近围护结构处产生的 i 倍频带叠加声压级：

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

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

L_{plij} —室内 j 声源 i 倍频带的声压级，dB；

N —室内声源总数。

③计算出室外靠近围护结构处的声压级：

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

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

TL_i —围护结构 i 倍频带的隔声量，dB；

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

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

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

假设窗户的宽度为 a ，高度为 b ，窗户个数为 n ；预测点距墙中心的距离为

r 。预测点的声级按照下述公式进行预测：

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

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

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

(3) 计算总声压级

① 计算本项目各室外噪声源和各含噪声源厂房对各预测点噪声贡献值

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai} ，在 T 时间内该声源工作时间为 t_i ；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj} ，在 T 时间内该声源工作时间为 t_j ，则本项目声源对预测点产生的贡献值 (L_{eqg}) 为：

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

② 预测点的噪声预测值

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

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

L_{eqb} —预测点的背景值，dB(A)。

(4) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.2.4.2 噪声源参数的确定

本项目各井场噪声源类似，井场面积及平面布置基本相同，噪声源噪声参数见表 5.2-22。

表 5.2-22 井场噪声源参数一览表

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

5.2.4.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本项目各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.2-23。

表 5.2-23 噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

场站	边界	东	南	西	北
各井场	贡献值[dB(A)]	44.0	41.7	41.7	44.0

由表 5.4-2 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 5.2-24。

表 5.2-24 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

(1) 危险废物贮存及运输

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，危险废物类别如图 5.2-5 所示；

图 5.2-5 危险废物类别标识示意图

c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.2-6 所示。

图 5.2-6 危险废物相关信息标签

d、装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间；

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。

(2) 危险废物运输过程影响分析

本项目产生的危险废物运输过程由塔河油田绿色环保站委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，且塔河油田绿色环保站距项目最近约 11.2km，沿线无水体、重要敏感目标，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

(3) 危险废物委托处置环境影响分析

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，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)，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。

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) 对野生动物的影响评价

营运期项目车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，对野生动物的影响也相对减小。人为活动相对施工也有所减少，并加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀。

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

(2) 生态系统完整性影响评价

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生境所应包含的全部本土生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

在油气田开发过程中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。但如现状所述，目前由于油气田开发活动降低了区域生态系统的完整性和稳定性，需通过控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能控制生态进一步恶化。

(3) 植被影响分析

营运期由于占地活动的结束，工程基本不会对植被产生影响，临时占地的

植被开始自然恢复，一般在 2~3 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。但事故状态如管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的。

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

5.2.7 土壤环境影响评价

5.2.7.1 环境影响识别

5.2.7.1.1 项目类型

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

5.2.7.1.2 影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，本项目不属于会造成土壤盐化、酸化、碱化的生态影响型项目，属于污染影响型建设项目。本项目施工期主要为管沟开挖及设备安装，主要污染物为施工期扬尘、焊接烟尘等，不涉及土壤污染影响。营运期外排废气中主要为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃、硫化氢。本项目采出液采取密闭集输，管线进行了防腐处理，正常情况下不会造成采出液地面漫流影响，但泄漏事故工况下管线破裂会造成采出液下渗进而对土壤造成垂直入渗影响。影响类型见表 5.2-25。

表 5.2-25 建设项目影响类型表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其它	盐化	碱化	酸化	其它
建设期	--	—	—	—	—	—	—	--
运营期	--	—	✓	—	—	—	—	--
服务期满后	--	—	—	—	—	—	—	--

由表 5.2-25 可知，本项目影响途径主要为运营期垂直入渗染，因此本项目土壤环境影响类型为“污染影响型”。

(3) 影响源及影响因子

本项目输送介质为采出液(石油和天然气)，管线连接处破裂时，采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。本项目土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-26。

表 5.2-26 土壤环境影响源及影响因子识别表

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

5.2.7.2 现状调查与评价

5.2.7.2.1 调查范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤现状调查范围为井场边界外扩 200m 范围和管线边界两侧外扩 200m 范围。

5.2.7.2.2 敏感目标

本项目井场边界外扩 200m 范围和管线边界两侧外扩 200m 范围内无土壤保护目标。

5.2.7.2.3 土地利用类型调查

(1) 土地利用现状

根据现场调查结果，本项目井场永久占地及管线周边土地利用类型为裸地及草地，分布有少量的荒漠植被；新建阀组位于 1#计转站内，土地利用类型为建设用地。

(2) 土地利用历史

根据调查，本项目井场建设之前现状为裸地及草地；新建阀组建设之前现状为建设用地。

(3) 土地利用规划

本项目占地范围暂无规划。

(4) 土壤理化性质调查

为了了解区域土壤理化特征,在调查评价范围内选取了 2 个点位进行了土壤理化性质及剖面调查。土壤理化性质见表 5.2-27。

表 5.2-27 土壤理化性质调查结果一览表

点号		TH1		时间	2021.3.7
坐标		经度	84° 08' 43"	纬度	41° 16' 54"
深度		0.2	0.5	1.5	3.0
现场记录	颜色	浅灰	棕	棕	棕
	结构	团粒	团粒	团粒	团粒
	质地	砂土	砂土	砂土	砂土
	砂砾含量	0	0	0	0
	其他异物	无	无	无	无
实验室测定	pH 值	8.63	8.63	8.62	8.64
	阳离子交换量 cmol ⁺ /kg	1.32	1.33	1.30	1.32
	氧化还原电位 mV	348	346	343	341
	饱和导水率 mm/h	4.98	4.98	4.85	4.73
	土壤容重 g/cm ³	1.44	1.42	1.42	1.43
	孔隙度%	42	—	—	—
点号		TH3		时间	2021.3.7
坐标		经度	84° 47' 25"	纬度	41° 21' 48"
深度		0.2	0.5	1.5	3.0
现场记录	颜色	灰	棕	浅棕	暗棕
	结构	团粒	团粒	团粒	团粒
	质地	壤土	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	10%	0	0	0
	其他异物	无	无	无	无
实验室测定	pH 值	8.95	8.94	8.94	8.92
	阳离子交换量 cmol ⁺ /kg	2.12	2.14	2.13	2.14

续表 5.2-27 土壤理化性质调查结果一览表

点号		TH3		时间	2021.3.7
坐标		经度	84° 47' 25"	纬度	41° 21' 48"
深度		0.2	0.5	1.5	3.0
实验室测定	氧化还原电位 mV	357	355	350	343
	饱和导水率 mm/h	1.98	1.96	1.93	1.95
	土壤容重 g/cm ³	1.11	1.12	1.20	1.22
	孔隙度%	44	—	—	—

5.2.7.2.4 土壤类型调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图(数据来源:二普调查,2016 年),《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类,土壤评价范围内土壤类型为盐化草甸土。

图 5.2-7 区域土壤类型分布图

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，当采油树管线连接和阀门处出现破损造成油品泄漏时，建设单位及时采取措施，不可能任由油品漫流渗漏，任其渗入土壤。因此，仅在地表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，其结果详见表 5.2-28。

表 5.2-28 油类物质在土层中的纵向分布情况

序号	采样深度(cm)	石油类含量 mg/kg
1	0~20	5630.140
2	20~40	253.016
3	40~60	68.451
4	60~80	57.220
5	80~100	48.614

注：《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石油烃标准为 4500mg/kg。

表 5.2-28 中的监测结果表明，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 5.2-29。

表 5.2-29 土壤跟踪监测点位布置情况一览表

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	各井场采油树管线接口处	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 5 年监测一次

5.2.7.5 结论与建议

本项目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 5.2-30。

表 5.2-30 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
影响识别	占地规模	(1.085)hm ²				
	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 ☐				
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	1	2	0.2m	
		柱状样点数	3	0	0.5m、1.5m、3m	
	现状监测因子	占地范围内：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、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、氯乙炔、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

续表 5.2-30

土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注		
现状评价	评价因子	占地范围内：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: 井场及新建阀组占地 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(每座井场1个)	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	每5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

5.2.8.1 评价依据

5.2.8.1.1 风险调查

本项目新建集输管线 5650m、燃料气管线 2780m。本项目涉及的风险物质主要为原油(采出液)、甲烷、乙烷、丙烷以及 H₂S, 存在于集输管线、燃料气管

线内。本项目所在区域以油气开采为主，评价范围内无敏感目标存在。

5.2.8.1.2 环境风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)的要求，结合建设项目涉及的物质和工艺系统危险性及其所在地的环境敏感程度，事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 5.2-31 确定环境风险潜势。本项目危险物质存在量及 Q 值具体见表 5.2-32。

表 5.2-31 建设项目环境风险潜势划分一览表

环境敏感程度(E)	危险物质及工艺系统危险性(P)			
	极高危害(P1)	高度危害(P2)	中度危害(P3)	轻度危害(P4)
环境高度敏感区(E1)	IV ⁺	IV	III	III
环境中度敏感区(E2)	IV	III	III	II
环境低度敏感区(E3)	III	III	II	I

表 5.2-32 建设项目 Q 值确定表

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量 q _t /t	临界量Q _c /t	该种危险物质Q值
集输 管线	1	原油(采出液)	—	3.6	2500	0.0014
	2	甲烷	74-82-8	0.48	10	0.048
	3	乙烷	74-84-0	0.059	10	0.0059
	4	丙烷	74-98-6	0.029	10	0.0029
	5	H ₂ S	7783-06-4	0.038	2.5	0.015
集输管线Q值Σ						0.0732
燃料 气管线	1	甲烷	74-82-8	0.054	10	0.0054
	2	乙烷	74-84-0	0.002	10	0.0002
	3	丙烷	74-98-6	0.0007	10	0.00007
燃料气管线Q值Σ						0.00567
项目Q值Σ						0.07887

经计算，本项目 Q 值为 $0.07887 < 1$ ，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)附录 C 要求，当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I，不再对行业及生产工艺(M)及环境敏感程度(E)进行判定。

5.2.8.1.3 评价工作等级判定

《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)中环境风险评价工作级别划分的判据见表 5.2-33。

表 5.2-33 环境风险评价工作级别划分一览表

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

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

5.2.8.2 环境敏感目标概况

本项目周边以油气开采为主，无敏感目标存在。

5.2.8.3 环境风险识别

5.2.8.3.1 物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为原油(采出液)、甲烷、乙烷、丙烷、硫化氢。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.2-34。

表 5.2-34 物质危险性一览表

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

5.2.8.3.2 危险物质分布情况

本项目危险位置主要分布于集输管线和燃料气管线中。

5.2.8.3.3 可能影响环境的途径

根据工程分析，本项目开发建设过程中采油、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，

具体危害和环境影响可见表 5.2-35。

表 5.2-35 油田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
管线	集输管线、燃料气管线泄漏	管道腐蚀,施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂,导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后,遇火源会发生火灾、爆炸事故,燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件,采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中,进而可能引发员工硫化氢中毒事件,油类物质渗流至地下水;天然气泄漏后,硫化氢进入大气引发中毒事故	大气、土壤、地下水

5.2.8.4 环境风险分析

5.2.8.4.1 大气环境风险分析

在管道压力下,加压集输油品泄漏时,油品从裂口流出后遇明火燃烧,发生火灾爆炸事故,燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中,进而可能引发员工硫化氢中毒事件。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一号联合站处理,满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层,修井废液送至塔河油田绿色环保站处理。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 管道事故风险预防措施

(1) 施工阶段的事故防范措施

①管道敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

(2) 运行阶段的事故防范措施

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

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

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。

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

①按顺序关井

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

②回收泄漏采出液

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

(2)火灾事故应急措施

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

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

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

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

(3)管道刺漏事故应急措施

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。采油一厂于 2017 年 9 月取得《中石化西北油田分公司采油一厂突发环境事件应急预案》的备案证明,备案编号为 652800-2017-088-M。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入西北油田分公司采油一厂现有突发环境事件应急预案中,对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.2.8.7 环境风险分析结论

(1)项目危险因素

营运期危险因素为集输管线老化破损导致原油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一厂现有突发环境事件应急预案中,对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

(4)环境风险评价结论与建议

综上,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。

本项目全厂环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表 5.2-36,环境风险简单分析内容表见表 5.2-37。

表 5.2-36 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	风险防范设施 数量按照消防、 安全等相关要求 设置	6	便于识别风险,减少事故发生
2	消防器材		7	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		7	设置警戒标语和标牌,起到提醒警示作用
合 计		—	20	—

表 5.2-37 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(采出液)	甲烷	乙烷	丙烷	硫化氢
		存在总量/t	3.6	0.48	0.06	0.03	0.012
物质及工艺系统危险性		Q 值	Q<1 ☒	1≤Q<10 ☐	10≤Q<100 ☐	100≤Q ☐	
环境风险潜势		IV ☐	IV ☐	III ☐		II ☐	I ☒
评价等级		一级 ☐		二级 ☐		三级 ☐	
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 ☒	
重点风险防范措施		具体见“5.8.5 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、建筑垃圾等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑垃圾外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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

5.3.2 闭井期生态保护措施

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

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

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

6 环保措施可行性论证

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

(1)施工作业时，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)在管线作业带内施工作业。

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

6.1.2 运营期环境空气保护措施

项目运营期严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中 5.7 节要求。

(1)油井采出产物进行汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境影响；

(2)本项目定期巡检，确保集输系统安全运行。

(3)提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

根据类比以往同类管道、井场的验收监测数据，真空加热炉烟气和井场、阀组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 施工期水污染防治措施

施工期间废水主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后用于区域绿化。管线施工时间较短，不设施工营地，施工人员生活污水依托采油一厂生活基地污水处理装置处理。废水不会对周边环境产生明显影响。

6.2.2 运营期水污染防治措施

本项目运营期废水主要为采出水和修井废液。

(1) 采出水

本项目采出水随采出液一起最终通过管线送至一号联合站进行处理。处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层。要求日常加强油气开采和集输过程的动态监测,油气集输过程中避免事故泄漏污染土壤和地下水。

目前一号联合站实际富余水处理规模 $1687.12\text{m}^3/\text{d}$, 本项目实施后, 预计产生采出水量 $5370\text{m}^3/\text{a}$ (折合 $14.7\text{m}^3/\text{d}$), 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 $0.14\text{m}^3/\text{h}$), 富余量可以满足项目修井废液处理需求。

综上, 运营期采取的废水治理措施可行。

6.2.3 闭井期水污染防治措施

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

6.3 噪声防治措施可行性论证

6.3.1 施工期噪声防治措施

施工期主要为地面工程, 地面工程高噪声污染源主要是吊装机、装载机、挖掘机等设备噪声。

采取的隔声降噪措施如下:

- (1) 合理控制施工作业时间;
- (2) 运输车辆控制车速, 通过村庄时应避免鸣笛。

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

6.3.2 运营期噪声防治措施

(1) 提高工艺过程的自动化水平, 尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

(2) 对设备采取减振方式, 或者选择低噪声型设备。

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

6.3.3 闭井期噪声防治措施

闭井期噪声主要为车辆噪声等, 合理控制车速, 通过村庄时避免鸣笛。

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 施工期固体废物处置措施

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 11.2km, 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

(1) 周密策划,精心施工,努力维护原生环境的完整性

管道施工应严格限定作业范围,审慎确定作业线,不宜随意改线和重复施工。土体构型是土壤和植被稳定的基础。施工作业时,应分层开挖,应采取两条管道间相向单侧分层堆放,以减少临时占地影响范围,并按层回填,有利于防止地表风蚀。回填时应尽量注意恢复原有密实度,或留足适宜的堆积层,防止因降水、泄漏流造成地表下陷。

(2) 改进施工方法,采取积极措施,努力防止各种环境危害

重视地形条件,尽量按地形走向、起伏施工,减少挖填作用。类比同类管线施工采取的土壤影响减缓措施,本项目采取的占地影响减缓措施可行。

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。沿线标志牌，加强环境保护的宣传。

类比同类管道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。

6.5.1.4 开挖工程生态保护及恢复措施

(1) 划定施工作业范围和路线，不得随意扩大。根据施工流水作业的需求及该区域的地形条件，确定管线施工作业带宽度为 8m。尽量缩小施工作业范围；合理设置施工便道，尽可能减少占地，严格限制车辆、机械行驶路线。划定适宜的施工作业区，施工作业区规范施工材料堆放，减少施工占地。应对永久性占地合理规划，严格控制占地面积。

(2) 合理安排施工进度，要尽量避开雨季施工。优化工程施工工艺，在施工过程中边开挖、边回填、边碾压、边采取挡渣和排水措施。施工前对管沟开挖区进行表土剥离，施工结束后进行场地平整。在施工作业带两侧设置彩旗等设施进行边界标识，严格限制施工作业及车辆、机械通行范围，保护施工作业范围以外的植被不被破坏，尽可能减少对生态系统的扰动和破坏。

(3) 按照经济优化的原则，管道填埋所需土方利用附近管沟挖方，尽量达到管道开挖土料利用量和填筑工程量的平衡，减少弃土工程量。施工过程中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，施工结束后先回填深层土，后回填表土层。而且应通过在项目各建设区内调配，实现土石方挖填总量平衡。为防止管沟回填土堆地表自然恢复前在风蚀作用下产生流失，管沟回填后应对回填土堆及管道施工作业带洒水进行养护，使其尽快形成新的地表结皮。

(4) 施工完毕后，及时清理现场；对于施工破坏栽培的乔木，由于管道两侧 5m 范围内禁止种植深根植物，因此需改种浅根植物。管道两侧 5m 以外恢复种植乔木；管道破坏的田坎，为保护坡面，防止风蚀，均应按植物护坡技术要求种植草本植物，种植可根据当地土地条件选择多种草种进行混播。

(5) 强化生活和生产用火管理，特别是在林地、灌丛，要防止引起火灾，避

免引起不必要的损失和破坏。

(6) 保护野生动物的栖息环境：在施工临时占地范围内遇到鸟巢、兽窝、蛇穴等不得破坏，避让施工。

(7) 对施工人员进行法制教育，特别是野生动物保护法的宣传，加强对野生动物的保护。如遇到野生动物幼崽要倍加爱护，不得伤害；遇到受伤的野生保护动物，要及时与野生动物保护部门联系进行救治。严禁猎杀野生动物，若有猎杀野生保护动物者应报有关部门严加处理。

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

(2) 定时巡查井场、管线等。

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

本项目永久占地类型为裸地及草地，征用的土地需按照国土部门的相关规定，支付一定的占地补偿费，具体数额由项目建设单位与当地政府商议确定。

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，管线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

本项目项目投资 673.43 元，环保投资 70 万元，环保投资占总投资的比例为 10.39%。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一号

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

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

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。根据《新疆维吾尔自治区生态损失研究》估算，新疆荒漠林生态功能的经济价值平均为 50×10^4 元/ $\text{km}^2 \sim 60 \times 10^4$ 元/ km^2 ，根据项目永久占地面积 (0.01085 km^2)，计算得出生态经济损失预计 6510 元。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 70 万元，环境保护投资占总投资的 10.39%。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 管理机构及职责

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

采油一厂设置 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。采油一厂 QHSE 管理科现有科长 1 名，副科长 2 名，高级主管 1 名，干部职工共 15 人。

本项目日常环境管理工作纳入塔河油田采油一厂现有 QHSE 管理体系。

8.1.1.2 现有管理制度及存在的问题

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

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》、《建设项目竣工环境保护

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

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

8.1.1.3 职责

（1）西北油田分公司采油一厂 QHSE 管理委员会

- 贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令。
- 作为最高管理部门负责组织制定 QHSE 方针、目标和管理实施细则。
- 每季召开一次 HSE 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）塔河油田 1 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，会同当地生态环境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一厂 QHSE 系统统一管理。

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

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

(4) 编制各种突发事件的应急计划。

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

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

(7) 参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 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	建设单位环保科室及当地生态环境主管部门
		生物多样性		
		植被		
		水土保持	施工单位及建设单位	建设单位环保科室及当地生态环境主管部门
		重点区段		
	污染防治	施工扬尘	施工单位及建设单位	建设单位环保科室及当地生态环境主管部门
		固体废物		
		噪声		
运营期	正常工况	废气	建设单位	建设单位环保科室及当地生态环境主管部门
		废水		
		噪声		
		固体废物		
	事故风险	事故预防及原油泄漏应急预案		当地生态环境主管部门

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。现场应重点对管线工程、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：西北油田分公司

法人代表：张煜

生产地址：新疆巴州轮台县境内，塔河油田 1 区

主要产品及规模：①新建 TKC1-1H 井、TKC1-2H 井、TKC1-3H 井至 1#计转站单井集油管线共 5650m，并同沟敷设通信光缆；②新建 1#计转站至 TKC1-1H 井、TKC1-2H 井、TKC1-3H 井燃料气管线共 2780m；③在 TKC1-1H、TKC1-2H、TKC1-3H 井口各设置真空加热炉 1 座，共计 3 座；④在 1#计转站内新建 10 井式进站计量阀组 1 座；⑤配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后日产凝析油量 105t/d，产气量 $2.53 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

(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 2.3-8、2.3-11。

本项目污染物排放标准见表 1.6-3。

本项目污染物排放量情况见表 8.3-1。

本项目污染物总量控制指标情况见表 8.3-1。

(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采油一厂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

塔河油田东部石炭系油藏 2020 年滚动产建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、新建阀组及集输管线	天然气, 管线输送	各井场加热炉烟气	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 : 0.174 NO _x : 0.69	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
		—	井场及新建阀组无组织废气	采取管道密闭输送, 加强阀门的检修与维护, 从源头减少泄漏产生的无组织废气	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—	—	厂界非甲烷总烃≤4.0	《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/T5329-2012) 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

塔河油田东部石炭系油藏 2020 年滚动产建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

西北油田分公司采油一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 1 区例行监测。

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	每年 1 次

续表 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	各井场及新建阀组无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	下风向场界外 10m 范围内	每年 1 次
噪声	各井场场界噪声	L_{eq}	场界外 1m	每季 1 次
土壤环境	土壤	石油烃($C_{10}-C_{40}$)	各井下风向 10m 处	每五年一次

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	—	—	—	—
废水	1	管道试压废水	循环使用,试压结束后用于区域绿化	—	—	—	—
	2	生活污水	依托采油一厂生活基地污水处理装置处理	—	—	—	—
噪声	1	装载机、吊装 机、挖掘机、运 输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业 时间	—	—	—	—
生态		生态恢复	严格控制作业带宽度	—	—	—	—
			管道埋埋所需土方利用管沟挖方,做到 土方平衡,减少弃土	—	—	—	—
			防沙治沙	—	—	20	—
类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
运营期							
废气	1	加热炉烟气	以净化后天然气为 燃料+8m 高烟囱	1	颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$	5	《锅炉大气污染物 排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染 物排放限值
	2	井场及新建阀组无 组织废气	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

续表 8.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
营运期							
废气	2	井场及新建阀组无组织废气	加强管道、阀门的检修和维护	—	场界硫化氢 $\leq 0.06\text{mg}/\text{m}^3$	—	《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新改扩建项目二级标准
废水	1	营运期采出水	随采出液一起输送至一号联合站处理,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	基础减振	—	场界达标: 昼间 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$ 夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区排放限值
	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	一般防渗区	防渗层防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为 $1\times 10^{-7}\text{cm}/\text{s}$ 黏土层的防渗性能	—	渗透系数小于 $1.0\times 10^{-7}\text{cm}/\text{s}$	10	—
	2	简单防渗区	地面硬化	—	进行硬化处理	—	—
其他	1	风险防范措施	可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置		20	—
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				—		70	—

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：塔河油田东部石炭系油藏 2020 年滚动产建项目

建设单位：西北油田分公司

建设性质：改扩建

建设内容：①新建 TKC1-1H 井、TKC1-2H 井、TKC1-3H 井至 1#计转站单井集油管线共 5650m，并同沟敷设通信光缆；②新建 1#计转站至 TKC1-1H 井、TKC1-2H 井、TKC1-3H 井燃料气管线共 2780m；③在 TKC1-1H，TKC1-2H，TKC1-3H 井口各设置 200kW 真空加热炉 1 座，共计 3 座；④在 1#计转站内新建 10 井式进站计量阀组（以下简称“新建阀组”）1 座；⑤配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后日产凝析油量 105t/d，产气量 $2.53 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

项目投资和环保投资：项目总投资 673.43 万元，其中环保投资 70 万元，占总投资的 10.39%。

劳动定员及工作制度：井场为无人值守场站，不新增劳动定员。

9.1.2 项目选址

本项目位于轮台县南侧，轮南镇牙买提社区东南侧 6.8km 处。区域以油气开采为主，土地利用类型以裸地及草地为主，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 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《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》、《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》的相关要求。

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)IV 类标准要求，其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、铁、锰外，均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)IV 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 TK521 井、DK31H 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：场界噪声监测值昼间为 $50\sim 52\text{dB}(\text{A})$ ，夜间为 $48\sim 50\text{dB}(\text{A})$ ，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，因此不再设置环境空气保护目标，鉴于石油开采类项目的特点，本次评价对环境空气的保护目的为不改变区域环境空气功能区质量；井场及管线所在

区域无地表水体，故不设地表水保护目标；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；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；将区域大气环境和区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。

9.3 拟采取环保措施的可行性

9.3.1 废气污染源及治理措施

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，站场和阀室以及沿线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。

从以往同类管道、井场的验收评价来看，以上环境空气污染防治措施可行。

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一号联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，修井废液送至塔河油田绿色环保站处理。

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 $0.59 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.13%； $\text{PM}_{2.5}$ 最大落地浓度为 $0.3 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.13%； SO_2 最大落地浓度为 $0.2 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.04%； NO_2 最大落地浓度为 $7.12 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 3.56%；非甲烷总烃最大落地浓度为 $20.53 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 1.03%； H_2S 最大落地浓度为 $0.35 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 3.54%， $\text{D}_{10\%}$ 均未出现。

本项目实施后，井场及 1#计转站无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值为 $4.75 \sim 8.14 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，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 $0.063 \sim 0.354 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，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，井场及新建阀组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 地表水环境影响

本项目营运期产生的废水主要为采出水、修井废液。采出水随采出液一起进入一号联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，修井废液送至塔河油田绿色环保站处理。本项目项目边界南距最近地表水体塔里木河 11.3km，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。

9.4.3 地下水环境影响

(1) 环境水文地质现状

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地下水环境现状

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)IV类标准要求，其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、铁、锰外，均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)IV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 TK521 井、DK31H 井为钢质井筒，腐蚀造成局部污染。

(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在制定采油一厂全厂环保管理体制的基础上，制订针对地下水污染事故

的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

(4) 地下水环境影响评价结论

综上所述，在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，本项目对地下水环境影响可以接受。

9.4.4 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。

9.4.5 固体废物环境影响

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

9.4.6 生态影响

生态影响评价分析表明：运营期道路行车主要是油气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。由于油田的开发植被覆盖度降低，同时油田开发使人类活动加剧，降低了自然生物的生存空间，使物种抗阻能力减弱，从而加剧了区域景观的不稳定性，使油田开发区域连通度增加，破碎度加大，对生态系统完整性产生一定程度影响。地面基础设施建设完成后，井场及各类集输管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响；因而项目油田开发建设不会改变区域内景观生态系统的稳定性及完整性。

9.4.7 土壤影响

本项目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。

9.5 总量控制分析

结合本项目排放特征，确定本项目总量控制指标为： SO_2 0.174t/a, NO_x 0.69t/a, VOC_s 0.4t/a, COD 0t/a, 氨氮 0t/a。

9.6 环境风险评价

西北油田分公司采油一厂制定了应急预案，本项目实施后，负责实施的采油一厂将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，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，西北油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。调查结果表明：本项目的建设得到了当地公众的支持，没有公众提出反对意见。

9.8 项目可行性结论

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。施工期加强车辆的管理和土方施工扬尘控制以减少对大气环境的影响；试压废水用于区域绿化，施工人员生活污水依托采油一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；生活垃圾随车带走，避免对环境污染影响。

营运期井口至阀组油气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；加热炉以净化后的天然气为燃料，烟气通过烟囱排放。单井采出液混输至 1#计转站；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，环境风险水平可接受。从环境保护角度出发，项目可行。

目 录

1 概述	1
1.1 项目由来	1
1.2 环境影响评价工作过程	2
1.3 分析判定相关情况	2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	3
1.5 主要结论	4
2 总则	5
2.1 编制依据	5
2.2 评价目的和评价原则	10
2.3 环境影响要素和评价因子	12
2.4 评价等级和评价范围	14
2.5 评价内容和评价重点	26
2.6 评价标准	27
2.7 相关规划及环境功能区划	32
2.8 环境保护目标	44
3 建设项目工程分析	47
3.1 塔河油田 1 区开发现状简述	49
3.2 现有工程	49
3.3 在建工程	53
3.4 拟建工程	59
3.5 依托工程	83
4 环境现状调查与评价	86
4.1 自然环境概况	86
4.2 环境敏感区调查	92
4.3 环境质量现状监测与评价	95
4.4 区域污染源调查	120
5 环境影响预测与评价	121
5.1 施工期环境影响分析	121
5.2 营运期环境影响评价	136
5.3 闭井期环境影响分析	180
6 环保措施可行性论证	182
6.1 环境空气保护措施可行性论证	182
6.2 废水治理措施可行性论证	182
6.3 噪声防治措施可行性论证	183

6.4 固体废物处理措施可行性论证.....	184
6.5 生态保护措施可行性论证.....	185
7 环境影响经济损益分析	189
7.1 经济效益分析.....	189
7.2 社会效益分析.....	189
7.3 环境措施效益分析.....	189
7.4 环境经济损益分析结论.....	191
8 环境管理与监测计划	192
8.1 环境管理.....	192
8.2 企业环境信息公开.....	196
8.3 污染物排放清单.....	197
8.4 环境及污染源监测.....	200
8.5 环保设施“三同时”验收一览表.....	201
9 结论与建议	203
9.1 建设项目情况.....	203
9.2 环境现状.....	204
9.3 拟采取环保措施的可行性.....	205
9.4 项目对环境的影响.....	206
9.5 总量控制分析.....	209
9.6 环境风险评价.....	209
9.7 公众参与分析.....	209
9.8 项目可行性结论.....	209

附件部分：

附件 1 《环评委托书》；

附件 2 《关于对西北油田分公司 TKC1-1H 井建设项目环境影响报告表的批复》，巴环评价函[2020]326 号；

附件 3 《关于对西北油田分公司 TKC1-2H 井建设项目环境影响报告表的批复》，巴环评价函[2020]327 号；

附件 4 《关于对西北油田分公司 TKC1-3H 井建设项目环境影响报告表的批复》，巴环评价函[2020]342 号；

附件 5 《关于塔河油田 1 区三叠系下油组油藏调整项目环境影响报告书的批复》，新环评价函[2011]902 号；

附件 6 《关于关于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河油田一区三叠系下油组油藏加密调整项目竣工环境保护意见的函》，新环评价函[2012]908 号；

附件 7 《关于塔河油田一号固废液处理站扩建工程环境影响报告表的批复》，阿地环函字[2014]236 号；

附件 8 《关于西北油田分公司塔河油田一号固废液处理站扩建工程竣工环境保护验收的批复》，阿地环函字[2015]501 号；

附件 9 《天然气组分分析报告》；

附件 10 《环境质量现状检测报告》；

附件 11 《建设项目环境影响报告书审批基础信息表》。