

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

概 述

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 6 个油气田。塔河油田是我国陆上十大油田之一,是中石化西北油田分公司在塔里木盆地发现的最大油气田,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 2 区位于新疆巴州轮台县,主要含油层位为三叠系上油组,油层埋深 4400m 左右。塔河油田 2 区现有 38 口井,其中藏探井 1 口,滚动评价井 3 口,开发井 34 口。2 区范围内现有 2 号计转站、2-1 计转站、2-2 计转站、2-3 计转站、S72 计转站等计转站。2019 年底,区块日产液水平 552.3t/d,日产油水平 49.5t/d,平均单井日产油 3.3t/d,综合含水 91%,区块累产油 $103.23 \times 10^4 \text{t}$ 。

为了提高区域原油生产能力,增大塔河 2 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 334.57 万元实施“塔河油田二区东三叠系上

油组油藏 2021 年第一期单井产能建设项目”，主要建设内容包括：①新建 1 条单井集输管线 370m，管线起自 TK7252H 井终至 T206 井；②利用已建管线 1890m，管线起自 T206 井终至 S72 计转站（对管线进行 HTP0 内穿处理）③新建 TK7208 井至本项目燃气管道 300m；④TK7252H 井井场设置 1 座功率 100kW 的加热炉；⑤设置 8 井式进站计量阀组撬一座；⑥配套建设土建、通信、电气、自控等工程。项目建成后日产液量 30t/d，产气量 $1.65 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

2、环境影响评价工作过程

本项目属于现有油田区块内的改扩建项目，依据《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），新疆巴州轮台县属于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 日在环评互联网论坛网站对本项目进行第一次环评信息公示，并开展项目区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，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**月**日至**月**日在环评互联网论坛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**月**日至**月**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。

3、分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定

本项目为石油开采，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 29 号)，本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，为鼓励类产业。结合《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》，项目周边 200m 范围内无铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线，周边 1000m 范围内不涉及重要河流功能区、水环境功能区，选址和空间布局符合准入条件要求，因此，本项目符合国家及地方当前产业政策要求。

(2) 规划符合性判定

本项目属于西北油田分公司油气勘探开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》。本项目位于塔河油田 2 区，不涉及生态红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的新疆限制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、地表水环境不开展评价、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三级、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。

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、地下水、土壤的环境影响是否可接受，环境风险是否可防控，环保措施是否可行。

(1) 本项目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。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。井场无组织废气非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控

制要求， H_2S 可满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 中新建项目二级标准。项目实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(2) 本项目无废水产生，不会对周围水环境产生影响。

(3) 本项目生产过程中无废水产生，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，厂界噪声值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 3 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，营运期无固体废物产生。

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

(8) 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。

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！

1 总则

1.1 编制依据

1.1.1 环境保护法律

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1.1.2 环境保护法规、规章

1.1.2.1 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 16 号, 2020 年 11 月 30 日公布, 2021 年 1 月 1 日实行);

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

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

(16) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》(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)。

1.1.2.2 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 日修订并实施);

(2) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例(2016 年修订)》(2018 年 9 月 21 日修订并实施);

(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 日修订);

(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) 《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);

(13) 《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);

(14) 《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);

(15) 《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);

(16) 《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);

(17) 《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)；

(18)《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)；

(19)《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)。

1.1.3 环境保护技术规范

(1)《建设项目环境影响评价技术导则·总纲》(HJ2.1-2016)；

(2)《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)；

(3)《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)；

(4)《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)；

(5)《环境影响评价技术导则·声环境》(HJ2.4-2009)；

(6)《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2011)；

(7)《环境影响评价技术导则·土壤环境》(HJ 964-2018)；

(8)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)。

(8)《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)；

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

(10)《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)；

(11)《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》；

1.1.4 相关文件及技术资料

(1)《关于对西北油田分公司 TK7252H 井建设项目环境影响报告表的批复》；

(2)《环境质量现状检测报告》；

(3)西北油田分公司提供的其他技术资料；

(4)环评委托书。

1.2 评价目的和评价原则

1.2.1 评价目的

(1)通过环境现状调查和监测,掌握项目所在地一带的自然环境及环境质量现状。

(2) 针对本项目特点和污染特征，确定主要环境影响要素及其污染因子。

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

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

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

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

1.2.2 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。

1.3 环境影响要素和评价因子

1.3.1 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 1.3-1。

表 1.3-1 环境影响要素识别结果一览表

环境因素 工程活动		自然环境					生态			
		环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤环境	植被	动物	景观	水土流失
施工期	管线开挖	-2D	—	—	-1D	-1C	-2C	-1C	-1C	-2C
	设备安装	—	—	—	-1D	—	—	—	—	—
	材料、废弃物运输	-1D	—	—	-1D	—	—	—	—	—
营运期	原油开采及集输	-1C	—	—	-1C	—	—	—	—	-2C

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 1.3-1 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。

1.3.2 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 1.3-2。

表 1.3-2 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 1.3-2

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
	污染源	入渗型：石油烃
	影响分析	入渗型：石油烃
声环境	现状评价	L_{eq}
	污染源	L_A
	影响评价	L_{eq}
生态环境	现状评价	
	影响评价	动物、植物、景观、水土流失、生态系统
	影响分析	
环境风险	风险识别	原油、硫化氢、甲烷、乙烷、丙烷
	风险评价	大气 硫化氢、甲烷、乙烷、丙烷
		地下水 原油

1.4 评价等级和评价范围

1.4.1 评价等级

1.4.1.1 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：

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

式中： P_i ——第*i*个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

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

(2) 城市农村选项确定

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)附录B中模型计算设置说明：当项目周边3km半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时，选择城市，否则选择农村。以本项目TK7252H井为中心，外扩半径3km范围内规划用地均为草地，因此，本项目估算模式农村或城市的计算选项为“农村”。

(3) 模型参数和污染源及其预测结果

本项目估算模式参数取值见表1.4-1；废气污染源参数见表1.4-2和表1.4-3，坐标以井场中心为原点(0,0)；相关污染物预测及计算结果见表1.4-4。

表1.4-1 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

续表 1.4-1

估算模型参数一览表

序号	参数		取值
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 1.4-2

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)	排气筒高度出口内径(m)		烟气流速(m/s)	标况气量(m ³ /h)	烟气温度(°C)	年工作时间(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
		x	y		高度(m)	出口内径(m)							
1	加热炉烟气	15	55	933	8	0.1	6.3	123	120	4800	正常	PM ₁₀	0.001
												PM _{2.5}	0.0005
												SO ₂	0.001
												NO _x	0.018

表 1.4-3

拟建工程污染源源强一览表(面源, 100%负荷)

面源名称	面源起点坐标/m	面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	(X, Y)									
井场无组织废气	30, 30	933	6	6	25	6	8760	正常	H ₂ S	0.0001
									非甲烷总烃	0.007

表 1.4-4

P_{max}及D_{10%}预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离(m)	D _{10%} (m)
1	加热炉烟气	PM ₁₀	0.27	0.06	4.27	22	—
		PM _{2.5}	0.14	0.06			
		SO ₂	0.27	0.06			
		NO ₂	5.55	2.78			
2	井场无组织废气	H ₂ S	0.42	4.27	4.27	10	—
		非甲烷总烃	46.97	2.35			

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

(4) 评价工作等级判定

根据上述计算结果,本工程外排废气污染物 $1\% < P_{\max} = 4.27\% < 10\%$, 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。

1.4.1.2 地表水环境影响评价工作等级

本工程建成投运后,不新增劳动定员,仅定期巡检,无常备工作人员,全部依托塔河油田现有人员,无新增废水的产生及排放。本工程实施投运后,无废水外排,不会对周围水环境产生影响,因此本工程不再进行地表水环境评价。

1.4.1.3 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”,环评类别应为报告书,因此本项目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表 1.4-5。

表 1.4-5 地下水环境敏感程度分级表

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

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

本项目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 1.4-6。

表 1.4-6 地下水评价工作等级划分依据一览表

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

本项目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 1-11 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。

1.4.1.4 声环境影响评价工作等级

(1) 声环境功能区类别

本项目厂址位于塔河油田 2 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 3 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

项目厂址周围 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三级。

1.4.1.5 土壤环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018),本项目属于污染影响型建设项目,根据污染影响型建设项目类别判定评价等级。

(1) 建设项目类别

根据导则附表 A.1，项目属于“采矿业”中的“石油开采项目”，项目类别为 I 类。

(2) 影响类型

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

(3) 占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)中“建设项目占地规模分为大型($\geq 50\text{hm}^2$)、中型($5\sim 50\text{hm}^2$)和小型($\leq 5\text{hm}^2$)”，本项目永久占地面积约 0.36hm^2 ，占地规模为小型。

(4) 建设项目敏感程度

本项目周边用地类型为草地，井场 1km 范围内、管线 200m 范围内不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或村庄、学校等敏感点及其他土壤环境敏感目标，因此，环境敏感程度为“不敏感”。

(5) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤环境影响评价工作等级划分见表 1.4-7。

表 1.4-7 评价工作等级分级表

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

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

1.4.1.6 生态影响评价工作等级

(1) 占地范围

本项目位于塔河油田 2 区，占地面积为 0.0034km^2 ，面积在 2km^2 范围内。新建集输管线 370m、燃料气管线 300m。管线长度在 50km 范围内。

(2) 区域环境

本项目周边用地类型为草地，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1.4-8。

表 1.4-8 生态影响评价工作等级划分表

影响区域生态敏感性	工程占地(含水域)范围		
	面积 $\geq 20\text{km}^2$ 或长度 $\geq 100\text{km}$	面积 $2\sim 20\text{km}^2$ 或长度 $50\sim 100\text{km}$	面积 $\leq 2\text{km}^2$ 或长度 $\leq 50\text{km}$
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

1.4.1.7 环境风险评价工作等级

1.4.1.7.1 危险物质及工艺系统危险性(P)的分级确定

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

(1) 危险物质数量与临界量比值(Q)

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

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

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

$Q_1, Q_2 \cdots Q_n$ 每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

本项目涉及的各项危险物质在厂界内的最大存在总量与其在环境风险评价导则 HJ169-2018 附录 B 中对应的临界量的比值 Q 计算结果见表 1.4-9。

表 1.4-9 建设项目 Q 值确定表

序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	该种危险物质 Q 值
1	甲烷	74-82-8	0.0878	10	0.00878
2	乙烷	74-84-0	0.0018	10	0.00018
3	丙烷	74-98-6	0.0021	10	0.00021
4	硫化氢	7783-06-4	0.0005	2.5	0.00018
5	原油（采出液）	/	5.17	2500	0.0002
项目 Q 值					0.0114

经计算，本项目 Q 值为 0.0114，Q 值 < 1，风险潜势为 I。

1.4.1.7.2 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 1.4-10。

表 1.4-10 环境风险评价工作等级划分一览表

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

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

对照表 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。

1.4.2 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 1.4-11。

表 1.4-11 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评价范围
1	环境空气	二级	以厂址为中心边长 5km 的矩形区域，评价范围面积 25km ²
2	地表水环境	—	—
3	地下水环境	二级	地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的矩形区域，总面积 6km ²

续表 1.4-11 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评 价 范 围
4	声环境	三级	厂界外 200m 范围
5	土壤环境	二级	井场边界及管线两侧外延 200m 范围
6	生态环境	三级	井场边界及管线两侧外延 200m 范围
7	环境风险	简单分析	项目周边区域大气、地下水环境

1.5 评价内容和评价重点

1.5.1 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 1.5-1。

表 1.5-1 评 价 内 容 一 览 表

序号	项 目	内 容
1	总则	编制依据、评价目的及评价原则、环境影响要素和评价因子、评价等级与评价范围、评价内容及评价重点、评价标准、相关规划及环境功能区划分析、分析项目建设内容及选址与产业政策及环境保护政策的符合性、环境保护目标
2	工程分析	在建工程： 在建工程基本情况、主要经济技术指标、在建工程主要工艺及产排污节点、原辅材料、公辅设施、给排水、污染源调查、环境问题及以新带老建议等内容 依托工程： S72 计转站、T206 井、TK7208、塔河油田绿色环保站基本情况介绍 拟建工程： 项目基本概况、主要生产设施、油气水物性及技术经济指标、主要工艺流程及排污节点、原辅材料、给排水、施工期污染源及治理措施、营运期污染源及治理措施、非正常排放源强、污染物年排放量、污染物总量控制分析
3	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
4	施工期环境影响分析	施工废气、施工废水、施工噪声和施工固废环境影响分析
5	营运期环境影响评价	环境空气、地下水、声环境、土壤、生态环境影响评价，固体废物环境影响分析，环境风险评价
6	环保措施可行性论证	针对项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性和定量方式估算建设项目环境影响的经济价值

续表 1.5-1

评价内容一览表

序号	项目	内容
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

1.5.2 评价重点

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

1.6 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)3 类区标准。

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

(2) 污染物排放标准

废气: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《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求;

厂界无组织排放 H_2S 执行《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新扩改建项目二级标准。

噪声：施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)中相应限值；运营期井场边界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 3 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

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 1.6-1 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	μ g/m ³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准及其修改单		
		24 小时平均	150				
	PM _{2.5}	年平均	35			μ g/m ³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准及其修改单
		24 小时平均	75				
	SO ₂	年平均	60				
		24 小时平均	150				
		1 小时平均	500				
	NO ₂	年平均	40				
		24 小时平均	80				
		1 小时平均	200				
	CO	24 小时平均	4	mg/m ³			
		1 小时平均	10				
	O ₃	日最大 8 小时平均	160	μ g/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		

续表 1.6-1

环境质量标准一览表

环境要素	项目	标 准	单位	标准来源
地下水	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	—	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) 表 1 感官性状 及一般化学指标中Ⅳ类
	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		
	铜	≤1.50		
	锌	≤5.00		
	铝	≤0.50		
	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
	菌落总数	≤1000	CFU/mL	
	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			
碘化物	≤0.50			
汞	≤0.002			
砷	≤0.05			

续表 1.6-1

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	镉	≤0.01		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表1 毒理学指标中Ⅳ类
	铬(六价)	≤0.10			
	铅	≤0.10			
	苯	≤1120		μ g/L	
	甲苯	≤1400			
	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	65	dB(A)	《声环境质量标准》 (GB3096-2008)3类标准
		夜间	55		

表 1.6-2

土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	第二类用地风险筛选值	单位	标准
1	砷	60	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》 (GB36600-2018)表1、表2 第二类用地筛选值
2	镉	65		
3	六价铬	5.7		
4	铜	18000		
5	铅	800		
6	汞	38		
7	镍	900		
8	四氯化碳	2.8		
9	氯仿	0.9		
10	氯甲烷	37		
11	1,1-二氯乙烷	9		
12	1,2-二氯乙烷	5		
13	1,1-二氯乙烯	66		
14	顺1,2-二氯乙烯	596		
15	反1,2-二氯乙烯	54		
16	二氯甲烷	616		
17	1,2-二氯丙烷	5		
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10		

续表 1.6-2 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
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	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
20	四氯乙烯	53		
21	1,1,1-三氯乙烷	840		
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8		
23	三氯乙烯	2.8		
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5		
25	氯乙烯	0.43		
26	苯	4		
27	氯苯	270		
28	1,2-二氯苯	560		
29	1,4-二氯苯	20		
30	乙苯	28		
31	苯乙烯	1290		
32	甲苯	1200		
33	间/对二甲苯	570		
34	邻二甲苯	640		
35	硝基苯	76		
36	苯胺	260		
37	2-氯酚	2256		
38	苯并[a]蒽	15		
39	苯并[a]芘	1.5		
40	苯并[b]荧蒽	15		
41	苯并[k]荧蒽	151		
42	蒽	1293		
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 1.6-2 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 1.6-3 污染物排放标准一览表

类别	污染源	项 目	排放限值	单位	标 准 来 源
废气	加热炉 烟气	颗粒物	20	mg/m ³	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建锅炉大气污染物排放限值
		二氧化硫	50		
		氮氧化物	200		
		烟气黑度	1	级	
	井场无 组织 废气	非甲烷总烃	4.0	mg/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求
		H ₂ S	0.06		《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中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	65	dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3类区标准
		夜间	55		

1.7 相关规划及环境功能区划

1.7.1 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区迹地的生态修复”。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的持续稳定，项目的实施不会造成主体区产能大幅度增加。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。

1.7.2 生态环境保护规划

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆维吾尔自治区巴州轮台县，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规划“十三五”规划纲要》、《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》、《新疆维吾尔自治区生态功能区划》等。

本工程与上述相关文件的符合性分析结果参见表 1.7-1。

表 1.7-1 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《“十三五”环境影响评价改革实施方案》（环环评[2016]95 号）	拟定生态保护红线	本工程项目区东南距拟定生态环境保护红线（土地沙化生态保护红线区）最近距离约*****，不在生态保护红线范围内	符合 (待生态保护红线管控要求正式发布后，本项目若涉及新疆生态红线等禁止开发区域，届时按照文件相关要求进行处理)

表 1.7-1

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《“十三五”环境影响评价改革实施方案》(环评[2016]95 号)	环境质量底线	本项目施工期产生的废气、废水、固体废物、噪声对区域环境影响较小,且随施工结束而消失;运营期无废水及固体废物,废气贡献浓度较低,不会对大气环境产生明显影响,不会突破环境质量底线	符合
	资源利用上线	本项目主要利用资源为加热炉用气,本项目用气量较小,区域资源可保障工程实施	符合
新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要	油气开发。重点建设西北石油局油气勘探开发项目、新疆油田勘探开发项目、吐哈油田勘探开发项目、塔中西部油气勘探项目、塔里木油田油气勘探开发项目	本工程属于西北石油局油气勘探开发项目	符合
新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2016-2020 年)、《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》	按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等 4 类重点开采区。其中油气重点开采规划区为:准噶尔、塔里木和吐-哈三大盆地,三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区;	本项目属于油气开发项目,开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”,不属于禁止开采区	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]190 号)	井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备,应当优先使用清洁能源,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环境保护措施	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

续表 1.7-1

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]190号)	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、大型水利工程设施、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	本项目油田区不在铁路、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、大型水利工程设施、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,井场区距最近居民聚集区(轮南镇)*****	符合
《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*****	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)3 类标准限值要求	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	本项目运营期无废水产生,修井过程中产生的废水委托周边钻试修环保处理站处理,无石油类污染物排放	符合
	油气田建设应总体规划,优化布局,整体开发,减少占地和油气损失,实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目建设布局合理,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
	在油气开发过程中,应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态环境影响减缓措施	符合

续表 1.7-1

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《石油天然气开采污染防治技术政策》(公告 2012 年 第 18 号)	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井,若有较大的生态影响,应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区,应采取措施,保护零散自然湿地。	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	本项目修井作业过程中产生的废水委托周边钻试修环保处理站处理	符合

表 1.7-2 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	本工程	符合性
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号)	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	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
《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
	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	本项目运营期无固废产生,修井过程中产生的含油废物委托有危险废物处置资质单位接收处置	符合

续表 1.7-2 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	本工程	符合性
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第7号)	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	本项目运营期无固废产生,修井过程中产生的含油废物委托有危险废物处置资质单位接收处置	符合

1.7.3 “三线一单”分析

根据《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》(环环评[2016]150号),要求以生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单(以下简称“三线一单”)为手段,强化空间、总量和准入环境管理。将本项目与生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线,以及所属行业及区域环境准入负面清单相关要求对比分析如下。

(1) 生态保护红线

根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案(征求意见稿)》,红线区为土地沙化生态保护红线区,项目南距土地沙化生态保护红线区****,不在红线范围内。

(2) 环境质量底线

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,受沙尘暴影响,PM₁₀、PM_{2.5}超标现象严重。

本项目施工期废气、废水、噪声、固废等污染物均采取了严格的治理和处置措施,且施工周期较短,随着施工期结束将消失。运营期主要为废气污染源,包括加热炉和井场无组织废气,加热炉使用清洁能源天然气作为燃料,井场管线阀门连接处定期检测,污染物能达标排放,采取相应措施后经预测能够满足相关标准要求,符合环境质量底线的要求,不会对环境质量底线产生冲击。

(3) 资源利用上线

项目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。

(4) 环境准入负面清单

项目无行业准入条件，对照《产业结构调整指导目录(2019 年本)》，属于鼓励类中的“第七类石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开采”中的“开采”；对照《市场准入负面清单(2020 年版)》(发改体改规[2020]1880 号)，属于许可准入类项目。此外，项目符合国家、地方各项环境政策、规范以及各项规划的要求，不在环境准入负面清单范围。

1.7.4 环境功能区划

本项目位于塔河油田 2 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)3 类功能区。

1.7.5 生态环境功能区划

参照《新疆生态功能区划》(原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月)，本项目主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 1.7-3。

表 1.7-3

工程区生态功能区划

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

由表 1.7-3 可知，项目位于“塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区”，主要服务功能为“沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产”，主要保护目标“保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻”。项目占地不涉及胡杨林，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，且项目施工期和运营期不涉及用水，施工结束后，管沟回填，区域生态采取自然恢复措施，不会对沙漠化扩大、土壤盐渍化造成影响。综上所述，项目的建设实施与区域生态环境功能不冲突，对区域生态环境影响是可接受的。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，与区域发展方向相协调。

1.8 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，涉及 1 个村庄敏感点，因此将评价范围内的村庄设置为环境空气保护目标，本项目周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），将井场占地外 200m 和管线两侧 200m 范围内的土壤作为土壤环境保护目标；本项目生态评价范围内不存在自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，亦不存在风景名胜区、森林公园等重要生态敏感区及其它特别需要保护的對象，将生态环境影响评价范围内植被和动物作为生态环境保护目标，保护目的为不对区域生态环境产生明显影响；将区域大气环境和区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。环境保护目标见表 1.8-1 至 1.8-5。

表 1.8-1 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	与项目距离(km)			
1	区域大气环境	****	****	居民区	人群	二类区	*****	**	700	233	不改变环境空气质量功能

表 1.8-2 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 1.8-3 土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位	距项目厂界(m)
评价范围内土壤	—	—

表 1.8-4 生态环境保护目标一览表

环境要素	保护目标	相对井场方位	距井场最近距离(m)	功能要求	备 注
生态环境	植被和动物	井场占地范围外扩 200m 及管线两侧 200m	—	—	不改变生态功能

表 1.8-5 环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境 空气	井场周边 3km 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/km	属性	人口数
	1	区域大气环境	*****	*****	—	700
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

2 建设项目工程分析

塔河油田是我国陆上十大油田之一，是中石化西北油田分公司在塔里木盆地发现的最大油气田，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 2 区位于新疆巴州轮台县，主要含油层位为三叠系上油组，油层埋深 4400m 左右。塔河油田 2 区现有 38 口井，其中藏探井 1 口，滚动评价井 3 口，开发井 34 口。2 区范围内现有 2 号计转站、2-1 计转站、2-2 计转站、2-3 计转站、S72 计转站等计转站。2019 年底，区块日产液水平 552.3t/d，日产油水平 49.5t/d，平均单井日产油 3.3t/d，综合含水 91%，区块累产油 103.23×10^4 t。

本次在新疆维吾尔自治区巴州轮台县塔河油田 2 区实施“塔河油田二区东三叠系上油组油藏 2021 年第一期单井产能建设项目”，建设内容包括：①新建 1 条单井集输管线 370m，管线起自 TK7252H 井终至 T206 井；②利用已建管线 1890m，管线起自 T206 井终至 S72 计转站（对管线进行 HTP0 内穿处理）③新建 TK7208 井至本项目燃气管道 300m；④TK7252H 井井场设置 1 座功率 100kW 的加热炉；⑤设置 8 井式进站计量阀组撬一座；⑥配套建设土建、通信、电气、自控等工程。项目建成后日产液量 30t/d，产气量 1.65×10^3 m³/d。

本项目实施后，TK7252H 井产油气通过新建单井集输管线接入 T206 井，通过 T206 井集输至 S72 计转站，最终输送原油集输至一号联合站，伴生气输送至一联轻烃站。同时从 TK7208 井单井新建 1 条燃料气管线送至 TK7252H 井井场加热炉。

S72 计转站纳入 2 区区块环评及验收中，《塔河油田二区东三叠系断块油藏产能建设项目环境影响报告书》于 2011 年 5 月 26 日获得原新疆维吾尔自治区环保厅批复（新环评价函[2011]463 号文）。《塔河油田二区东三叠系断块油

藏产能建设项目竣工环境保护验收调查报告》于 2012 年 9 月 20 日获得原新疆维吾尔自治区环保厅批复(新环评价函[2012]907 号文)。

TK7252H 井目前正在进行钻探,《西北油田分公司 TK7252H 井建设项目环境影响评价报告表》于 2020 年 11 月获得巴州生态环境局批复(巴环评价函[2020]323 号)。

为便于说明,本次评价将 TK7252H 井作为在建工程进行分析,T206 井、S72 计转站、TK7208 单井、塔河油田绿色环保站作为依托工程分析。本项目属于 TK7252H 井实施后的油气集输项目,随着钻井活动的结束,在建工程污染源将消失。因此,报告中不再进行“三本账”核算。上述工程环评及验收情况见表 2-1。本次评价工程分析章节结构见表 2-2。

表 2-1 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	TK7252H 井	西北油田分公司 TK7252H 井建设项目环境影响评价表	巴州生态环境局	巴环评价函(2020)323 号	2020.11.20	正在钻井		
2	S72 计转站、T206 井、TK7208 井	塔河油田二区东三叠系断块油藏产能建设项目环境影响评价报告	原新疆维吾尔自治区环保厅	新环评价函[2011]463 号	2011.5.26	原新疆维吾尔自治区环保厅	新环评价函[2012]907 号	2012.9.20

表 2-2 工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	在建工程	主要介绍在建工程基本情况、主要经济技术指标、在建工程主要工艺及产排污节点、原辅材料、公辅设施、给排水、污染源调查、环境问题及以新带老建议等内容
2	依托工程	与项目相关的 S72 计转站、T206 井、TK7208 井基本情况
3	拟建工程	项目基本概况、主要生产设施设备、油气水物性及技术经济指标、主要工艺流程及排污节点、原辅材料、给排水、施工期污染源及治理措施、营运期污染源及治理措施、非正常排放源强、污染物年排放量、污染物总量控制分析

2.1 在建工程

在建工程主要为 TK7252H 单井,TK7252H 单井现状正在进行钻井作业。

2.1.1 基本情况

表 2.1-1 在建工程基本情况一览表

项 目	内 容	
单位名称	中石化西北油田分公司	
地点	新疆巴州轮台县塔河油田 2 区内	
工程内容	主体工程	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 TK7252H 井钻井用电采用柴油发电机
		供水 TK7252H 井钻井生产用水和生活用水由水罐车拉运至井场和营地
		供热 TK7252H 井钻井泥浆罐保温采用电伴热, 生活区供暖采用电采暖, 测试放喷设备伴热为电伴热
	环保工程	(1)废气治理: TK7252H 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; 柴油发电机废气, 柴油发电机定期检修、运行良好, 燃用符合质量标准的柴油; (2)废水治理: TK7252H 废水包括压裂废水及生活污水, 压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理; 生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)自然蒸发处理; (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: TK7252H 井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
劳动定员	TK7252H 井劳动定员 60 人	
工作制度	采用四班三运转工作制, 每班 8 小时, 年工作 3600 小时(150 天)	

2.1.2 主要建构筑物、生产设备及技术经济指标

在建工程主要建构筑物见表 2.1-2, 主要生产设备设施见表 2.1-3。

表 2.1-2 在建工程主要建构筑物一览表

序号	名 称	数量	规格	结构形式	备注
1	应急池	1	500m ³	环保防渗膜	TK7252H井内, 钻前工程
2	主放喷池	1	100m ³	环保防渗膜	
3	副放喷池	1	100m ³	环保防渗膜	
4	钻井平台	1	—	—	TK7252H井
5	生活污水池	1	200m ³	环保防渗膜	
6	活动板房	42	—	彩钢房, 撬装装置	

表 2.1-3 主要生产设备设施一览表

序号	设备名称	规格参数	台(套)	用途
1	机械钻机	ZJ70 钻机	1	位于 TK7252H 井内，用于钻井
2	井架	JJ450/45-X	1	
3	底座	DZ450/10.5-X	1	
4	绞车	JC70LDB	1	
5	天车	TC450	1	
6	游车/大钩	YC450/DG450	1	
7	水龙头	SL450-5	1	
8	转盘	ZP375	1	
9	柴油发电机	—	4	
10	泥浆泵	3NB-1600F	2	
11	循环罐	—	7	
12	振动筛	—	2	
13	除气器	ZCQ220	1	
14	钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	1	
15	离心机	GW458-842/GL255-1250	1	
16	液气分离器	NQF1200/0.7	1	
17	钻台紧急滑道	—	1	
18	环形防喷器	FH35-35	1	
19	单闸板防喷器	FZ35-70	1	
20	双闸板防喷器	2FZ35-70	2	
21	压井管汇	YG78/103-70	1	
22	节流管汇	JG78/103-70	1	
23	运输车辆	—	10	位于 TK7252H 井内
24	推土机	—	2	
25	采油树	—	1	位于 TK7252H 井内，测试放喷阶段使用
26	三相计量分离器	—	1	
27	原油储罐	50m ³	4	
28	放空管	—	1	

2.1.3 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 2.1-4。

表 2.1-4 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
TK7252H 井	1	预计钻井深度	m	5222.38m(斜)/4421m(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

2.1.4 工艺流程及产排污节点

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

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

在建工程废气污染源主要为柴油发电机运行过程中产生的柴油发电机废气。废水污染源主要为射孔、酸化压裂作业产生的酸化压裂废水和生活污水，酸化压裂废水在井场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，生活污水排入生活污水池(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，岩屑用于铺垫井场；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 2.1-5 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
废气	放喷废气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	间歇	控制放喷时间
	柴油发电机废气	烃类、NO _x 、CO、颗粒物	连续	HC+NO _x ≤6.4g/kWh; CO≤3.5g/kWh; 颗粒物≤0.2g/kWh
废水	酸化压裂废水	pH、COD、SS、石油类	间歇	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
	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 _{nr}	间歇	选用低产噪设备、基础减震
	钻机		连续	选用低产噪设备、基础减震
	放喷气流		间歇	疏散周边作业人员
固废	废岩屑	废岩屑	间歇	用于铺垫井场
	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

2.1.5 原辅材料

在建工程原辅材料消耗情况见表 2.1-6。

表 2.1-6 原辅材料消耗量一览表

序号	物料名称	单位	用量	备注
1	柴油	t	130	柴油发电机燃料
2	水	m ³	992	配制泥浆
3	水泥+硅粉	t	290	固井
4	基础材料	t	7.2	配制泥浆
5	烧碱、纯碱	t	0.7	配制泥浆
6	抑制包被剂	t	0.15	调节钻井液 pH 值
7	增粘剂	t	0.05	调节泥浆的流动性、抗压强度
8	防塌润滑剂	t	8	具有增粘、絮凝、改变流型、降滤失等作用
9	磺化酚醛树脂	t	0.5	磺化泥浆配制
10	活性剂	m ³	0.8	改善钻井液

续表 2.1-6 原辅材料消耗量一览表

序号	物料名称	单位	用量	备注
11	油气保护剂	t	0.9	抗高温抗盐的无渗透钻井液处理剂
12	胶凝酸	m ³	16	调节泥浆的流动性，抗压强度
13	氯化钙	t	10	来稳定不同深度的各种泥层

2.1.6 公辅设施概况

(1) 采暖及供热

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

(2) 供电

在建工程钻机动力、生活、办公等用电由柴油发电机供电。

2.1.7 给排水

(1) 给水

在建工程新水用量 1892m³，主要包括钻井用水和生活用水。钻井用水由水罐车拉至井场，用水量约 992m³，主要用于配制泥浆；生活用水由罐车拉至井场和生活区，生活用水量约 900m³。

(2) 排水

在建工程废水主要为酸化压裂废水和生活污水。压裂作业产生的酸化压裂废水 90m³，在井场中和后在酸液收集罐内暂存，拉运至塔河油田绿色环保站；生活污水产生量 720m³，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。

2.1.8 污染源调查与评价

参考《西北油田分公司 TK7252H 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 2.1-7。

表 2.1-7 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)
废气	1	放喷 废气	—	颗粒物	—	—	—	—	4.2	48	0.2
				SO ₂	—			—	8.4		0.4
废气	1	放喷 废气	—	NO _x	—	—	—	—	29.4	48	1.4
				非甲烷 总烃	—			—	6.3		0.3
	2	施工 扬尘	—	颗粒物	—	车辆慢行， 加盖苫布	—	0.11	3600	0.4	0.4
	3	柴油发 电机 废气	—	烃类		—	—	—	0.089	3120	0.27
				NO _x				—	0.778		2.4
				CO				—	0.778		2.4
				SO ₂				—	0.0008		0.0026
				颗粒物				—	0.045		0.14
	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)	
	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+水泥 压边防渗)自然蒸发 处理	COD	—	不外排	0	
SS				350	SS		—				
氨氮				25	氨氮		—				
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			
			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、 基础减震	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	—					

表 2.1-7 在建工程主要污染源及治理措施一览表

类别	编号	污染物名称	产生量 (t/a)	固废类别	治理措施	治理效果
固废	1	钻井岩屑	571.4m ³	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	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	全部综合利用或妥善处置
	3	含油废物	0.2	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	
	4	生活垃圾	9	生活垃圾	清运至塔河油田绿色环保站	

2.1.9 环境问题及“以新带老”改进意见

根据调查,目前TK7252H井场正在进行钻探,现场调查过程中暂未发现TK7252H井场环境问题。

2.2 依托工程

2.2.1 S72 计转站

S72 计转站位于塔河油田 2 区,占地面积 4000m²,站内空地均采取硬化措施,硬化面积 4000m²。设计处理液量 50×10^4 t/a,处理气量 10×10^4 m³/d,脱硫处理 6×10^4 m³/d。实际处理液量 1600m³/d、气量 38235m³/d,S72 计转站负责处理进站油汽水井数 52 口,1 套 24 井式配气阀组,单井油气经 S72 计转站分离处理后,含水原油输至塔河油田一号联合站进行综合处理,伴生气输往一号联轻烃站进行处理。S72 计转站设备情况见表 2.2-1。

表 2.2-1 S72 计转站主要设备情况一览表

序号	设备名称	型号	数量	备注
1	单井计量装置	—	1 套	—
2	24 井式阀组	—	1 套	—
3	离心油泵	Q=45m ³ /h H=200m N=55kW	3 台	—
4	污油回收装置	—	1 套	—
5	油气分离缓冲罐	Φ2600×9400	2 台	—
6	水套加热炉	1200kW	2 台	—

续表 2.2-1 S72 计转站主要设备情况一览表

序号	设备名称	型号	数量	备注
7	拱顶油罐（带加热盘）	300m ³	1 座	—
8	天然气分离器	PN1.6MPa Φ1200 H=4500	2 台	—
9	脱硫塔	Φ2600×11620 PN1.0MPa	2 台	—
10	单井计量装置	—	1 套	—
11	脱硫塔过滤器	PN1.6MPa DN800×3300	2 台	—
12	加药装置	—	1 套	—
13	放空火炬	DN150	1 套	事故状态下使用
14	事故罐	—	1 座	—

2.2.2 TK7208 单井

TK7208 正在运行，采用抽油机进行采油，井场内现有一台 200kW 真空加热炉，加热炉使用净化后的天然气，天然气来自于处理站处理后的净化天然气，自身年消耗天然气量为 11.5 万 m³。TK7208 井燃料气管线已预留接口。

2.2.3 T206 井单井集输管线

T206 井目前正在运行，T206 井油气通过 T206 井单井集输管线输送至 S72 计转站，管线长 1890m，该管道目前已运行 11 年。本次工程利旧并改造 T206 井至 S72 计转站的管道对其进行 HTP0 内穿插治理，治理后 T206 井建设 8 芯管道架空至 S72 计转站。

2.2.4 塔河油田绿色环保站

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

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

塔河油田一号固废液处理站主要处理塔河油田废液、洗井废液、压裂酸化液及生活垃圾、含油废物等。塔河油田一号固废液处理站现有 2 座 10000m³ 工业垃圾池、库容 73100m³ 的生活垃圾池、6 座总容积为 10×10⁴m³ 固体垃圾池、3 座总容积为 36000m³ 污油泥接收池、1 座 5000m³ 脱硫剂暂存池、1 座 5000m³ 药渣

暂存池、1 座 9000m³ 废液接收池（包括 2 个接液池、1 个沉降池和 1 个隔油池）、1 套处理能力 1430m³/d 的一体化设备配套处理设施（包括缓冲沉降池、二次调节池、加药调节池）、一体化气浮处理设备及相应的公用设施。

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

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 2.2-2 所示。

表 2.2-2 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

2.3 拟建工程

2.3.1 基本概况

本项目基本情况见表 2.3-1。

表 2.3-1 项目基本情况一览表

项目	基 本 情 况
项目名称	塔河油田二区东三叠系上油组油藏 2021 年第一期单井产能建设项目
建设单位	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司
建设地点	新疆巴州轮台县境内，塔河油田 2 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 344.52 万元，其中环保投资 30 万元，占总投资的 8.7%
占地面积	占地面积 6950m ² （永久占地面积 3600m ² ，临时占地面积 3350m ² ）
规模	日产液量 30t/d，产气量 1.65×10 ³ m ³ /d

续表 2.3-1

项目基本情况一览表

项目	基本情况	
建设内容	主体工程	①新建 1 条单井集输管线 370m, 管线起自 TK7252H 井终至 T206 井; ②利用已建管线 1890m, 管线起自 T206 井终至 S72 计转站 (对管线进行 HTP0 内穿处理) ③新建 TK7208 井至本项目燃气管道 300m; ④TK7252H 井井场设置 1 座功率 100kW 的加热炉; ⑤设置 8 井式进站计量阀组撬一座; ⑥配套建设土建、通信、电气、自控等工程。
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: 洒水抑尘、遮盖存放; 运营期: 加热炉使用净化后的天然气作为燃料, 采出液密闭输送
		废水 施工期: 试压水排出后进入下一段管线循环使用, 试压结束后就地泼洒抑尘。现场不设施工营地, 施工期间产生少量生活污水主要为盥洗废水, 就地泼洒抑尘 运营期: 无废水产生
		噪声 施工期: 选用低噪施工设备, 合理安排作业时间; 运营期: 选用低噪声设备、基础减震
		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; 运营期: 运营期无固体废物产生
		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	

2.3.2 油气物性

(1) 原油

原油具有低粘度、低含蜡、低含硫特性, 具体参数见表 2.3-2。

表 2.3-2 本项目原油特性参数指标一览表

密度(g/cm ³)	粘度(mm ² /s)	凝固点(°C)	含硫(%)	含蜡(%)	初馏点(°C)	终馏点(°C)
0.8253	5.27	-6	0.1765	4.21	104	306

(2) 天然气

天然气特性参数见表 2.3-3。

表 2.3-3 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 (%)	91.86	2.49	0.775	0.32	0.1	0.36	4.075	1~8

2.3.3 主要设备设施

本项目油气集输过程涉及的主要设备见表 2.3-4。

表 2.3-4 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
TK7252H 井场	1	加热炉	100kW, 单盘管	座	1	对采出液进行加热
	2	多相流流量计	—	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
管线	1	集输管线	DN75mm PN4.0MPa RF-Q(Y)-II-96×10.5-6.4	m	370	新建 TK7252H 井至 TD206 井单井集输管线, 非金属柔性连续复合管
			DN80mm	m	1890	利旧管线从 TD206 井至 S72 计转站, 对管线进行 HTP0 内穿插治理
	2	燃料气管线	Φ48mm×4mm, 2PE, PN1.6MPa	m	300	新建 TK7208 井至 TK7252H 井燃料气管线, 20#无缝钢管

2.3.4 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 2.3-5。

表 2.3-5 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	TK7252H 现状	—	正在钻井
2		单井日产天然气	10 ⁴ m ³ /d	0.165
3		单井日产凝析油	t/d	30
4		综合含水	%	0
5		气油比	m ³ /t	55
6		集输管线	m	370
7		燃料气管线	m	300
8		管线穿越道路次数	次	1(挖沟穿越)
9	能耗指标	燃料气年耗量	10 ⁴ m ³ /a	5.7
10		年电耗量	10 ⁴ kWh/a	11
11	综合指标	总投资	万元	344.52
12		环保投资	万元	30
13		劳动定员	人	0(井场无人值守)

2.3.5 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 TK7208 井敷设配气管线至井场，气源为联合站内处理后的天然气；本工程井场加热炉燃料气年消耗量 5.7 万 m^3 。燃料气低位发热值为 33.59MJ/ m^3 。其组分见表 2.3-6，燃料气用量情况见表 2.3-7。

表 2.3-6 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	$\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$

表 2.3-7 本工程燃料气用量情况一览表

用气单元	小时用量气(m^3/h)	折合满负荷日运行时间(h)	运行天数(d)	年用量(万 m^3/a)
1 座 100kW 加热炉	11.9	16	300	5.7

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。

2.3.6 公辅工程

2.3.6.1 供电工程

塔河油田 2 区现有高压线路 10kV，本项目设置 125kVA 双杆杆上式变压器，电源就近 T 接 10kV 架空线路，架空线路长约 450m，井场设低压配电柜 1 台。

2.3.6.2 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，经光缆上传至采油一厂。

压力检测信号包括油压、套压、回压、加热炉出口压力、炉体压力等，温度检测信号包括油温、回温、套温、炉体温度、出口温度等。

2.3.6.3 供热

本工程单井采用井口加热集输工艺，加热对象为采出液，通过加热炉加热至 45℃ 后外输。新建加热炉燃料气由 TK7208 井敷设配气管线至井场，气源为处理站净化后的返输干天然气。本工程加热炉运行时间为 4800h/a，燃料气年消耗量 5.7 万 m^3 。

2.3.6.4 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 $0.2\text{m}^3/\text{月}$ 。项目无废水外排。

2.3.6.5 防腐工程

本项目集输管线采用埋地敷设，埋地非金属复合管采用 20mm 闭孔发泡交联聚乙烯保温；燃料气管线防腐：单井燃料气管线采用 2PE 防腐，不保温。井场内及站内埋地钢制管线采用 30mm 聚氨酯泡沫保温，聚乙烯保护层；地面管线采用 40mm 复合硅酸盐管壳（无石棉型）保温，铁丝捆扎后外包 $\delta=0.5\text{mm}$ 银灰色彩钢板， $M4\times 12$ 自攻螺钉紧固，间距 $150\text{mm}\sim 200\text{mm}$ ，3PE 防腐；阀门保温：保温管线上的阀门除锈刷漆后，采用防水复合硅酸盐板保温 60mm，铁丝捆扎后用 0.7mm 银灰色彩钢板做保护层。

2.3.7 工艺流程及排污节点分析

2.3.7.1 施工期工艺流程及排污节点分析

本工程施工期分为地面工程和管道工程，工艺流程及排污节点分述如下：

2.3.7.1.1 地面工程

井场配套设备安装首先需对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将采油设备拉运至井场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复，清除井场临时占地内水泥基础、应急池等各类池体防渗层并进行平整。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气，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。

2.3.7.1.2 管道工程

本工程管道工程施工方案内容主要为新建集输管线的建设、利旧集输管线的治理（HTPO衬管内穿工艺）、燃料气管线敷设、通信光缆敷设及井场配套设备安装，其中集输管线和通信光缆同沟并行敷设。

1)新建管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试

压、连头、配套设备安装、收尾工序等。

(1) 施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约5m的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

(2) 管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线及天然气、集输管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽 0.8m，沟深 1.6m，管沟边坡比为 1:1.5，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电(光)缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电(光)缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。本工程所有线路管道均采用外防腐保温层保护方案，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；热收缩补口套基材厚度 $\geq 1.5\text{mm}$ ，胶粘剂层厚度 1.2mm~ 1.5mm，收缩后宽度 $\geq 500\text{mm}$ 。热收缩补口套与管体涂层两端搭接宽度各不小于 100mm，周向收缩率不小 15%。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。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。本工程集输管线和通信光缆同沟并行敷设，最小管顶埋深 1.2m。

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。

本工程管线穿越砂石路面时，采用大开挖越的施工方式。

(3) 管道连接与试压

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

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T206井，然后再通过现有集输管线输送至S72计转站。燃料气管线与TK7208井内现有燃料气管线连接，尾端与新建加热炉连接。

(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。

2) 利旧管线采用穿插衬装HTPO管技术，穿插衬装HTPO管技术是将适合尺寸的内衬管插入需要修复的旧管道内，利用原旧管道的刚性和强度为承力结构，结合内衬管耐腐蚀、耐磨损、耐渗透以及管更具耐高温等特点，形成复合结构，使修复后的管道具备钢管和内衬管的综合性能。

主要施工内容包括施工准备、管道物理清洗、HTPO衬管内穿、管道焊接与试压、收尾工序等。

(1) 施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。在合适地点设置车辆临时停放场地。

(2) 作业坑开挖

根据各穿越处地形特点以及管线具体特点，在需要修复的管线两端各开挖一个作业坑，一个作为操作坑，一个作为接收坑。操作坑长度按施工组织设计

的长度。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。

(3) 管道物理清洗

对现有管道进行机械物理清洗，清洗管道焊瘤、结垢、硫化物及其他异物，为管道内穿衬管作业提供技术保障。管道清洗含油废水委托有危险废物处置资质单位接收处理。

(4) HTP0 衬管内穿

在操作坑端放入需要内穿的HTP0衬管，利用专用施工设备，用一定的牵引力和速度将衬管拉入目标管道直至对面接收坑，撤消拉力，衬管恢复到原来的直径。

(5) 管道焊接与试压

采用焊接组装，管线经过连接、防腐补口，进行注水试压。试压介质采用洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

(6) 收尾工作

收尾工作包括操作坑回填、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操作坑回填。

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和管道清洗含油废水，试压废水由管内排出后循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。管道清洗含油废水委托有危险废物处置资质单位接收处理；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。

2.3.7.2 运营期工艺流程及排污节点分析

本工程工艺流程主要包括油气开采及集输。

为减少采出液粘滞性，便于集输，井场设加热炉对采出液进行加热。加热炉，是在油井井场用来给油井产出的油气进行加热降粘的装置。在加热炉的筒体中，装设了火筒、烟管、油盘管等部件，他们占据了筒体的一部分空间，其余的空间装的是水。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，并部分汽化，水及其蒸汽再将热量传递给油盘管中的原油，使油获得热量，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。加热炉在调试期，打开炉体进水阀，向炉体内注入清洁水，待注水完毕后，打开炉体顶部阀门与大气相通，启动燃烧机进行加热，使热载体在加热过程中得以汽化，从而利用生成的气相热载体的携带作用来排出炉体中的空气，当排至一定程度后，封闭炉体顶部阀门，形成封闭的汽相及液相空间。因为气相空间中不凝气(空气)比例很小，因此称为真空加热炉。

运营期采油井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S72计转站，然后由S72计转站原油输送至一号联合站，伴生气通过KZ1伴生气管道输至一联轻烃站。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。

本工程燃料气管线由TK7208井敷设管线至井场，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。

油气开采及集输过程中废气污染源主要为加热炉烟气(G_1)和井场无组织废气(G_2)，其中加热炉燃用清洁能天然气，通过1根8m高烟囱排放；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。

本项目营运期污染源及治理措施情况见表2.3-8。

表 2.3-8 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、 NO_x	连续	使用清洁能源天然气，烟气经8m烟囱外排
	G_2	井场无组织废气	H_2S 、非甲烷总烃	连续	定期巡检
噪声	N_1	井场加热炉	L_{eq}	连续	选用低产噪设备、基础减震
	N_2	采油树		连续	选用低产噪设备、基础减震

2.3.7.3 修井、闭井作业工艺流程

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。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。

营运期依据 TK7252H 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。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。

(1) 修井

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。

(2) 闭井

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。

修井、闭井工程产污节点：噪声污染源主要为修井钻具设备运行过程中产生的噪声，采取基础减振的降噪措施；废液主要为修井产生的废液，运至塔河油田绿色环保站妥善处理；固体废物主要为修井过程中产生的含油废物和闭井过程中产生的废弃管线、废弃建筑残渣等，废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送塔河油田绿色环保站妥善处理，含油废物收集后委托有危险废物处置资质单位接收处理。

2.3.8 施工期污染源及其防治措施

拟建工程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，在此期间将产生施工扬尘、施工废水、施工噪声和建筑垃圾等，此外物料运输也将对运输路线两侧一定范围内大气环境、声环境产生不利影响。

(1) 施工扬尘

拟建工程施工过程中废气包括施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。拟建

工程采用洒水抑尘、车辆减速慢行等抑尘措施，控制施工扬尘对周围大气环境的不利影响。

(2) 施工废水

施工期产生的废水主要是管道试压废水和施工人员产生的少量生活污水。试压结束后，试压废水就地泼洒抑尘。施工现场不设置施工营地，生活污水就地泼洒抑尘，管道清洗含油废水委托有危险废物处置资质单位接收处理。

(3) 施工噪声

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

(4) 固体废物

拟建工程施工过程中产生的固体废物主要为施工过程中产生土方、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，施工人员生活垃圾随车带走。

2.3.9 营运期污染源及其防治措施

2.3.9.1 废气污染源及其治理措施

结合《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)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 2.3-9。

表 2.3-9 拟建工程废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度 (mg/m ³)	治理措施	排气筒 高度 (m)	废气量 (m ³ /h)	排放 浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	有效 工作 时间	年排放 量(t/a)
1	加热炉 烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物	10 3.86 150	使用清洁 能源	8	123	10 3.86 150	0.001 0.001 0.018	4800	0.005 0.002 0.08
2	井场无 组织 废气	非甲烷总烃 硫化氢	—	密闭输送	—	—	—	0.007 0.0001	8760	0.062 0.0009

表 2.3-10 本项目井场无组织废气核算一览表

序号	设备名称	设备数量 (个)	单个设备排放速率(kg/h)	排放速率 (kg/h)	年运行时间(h)	年排放量 (t)
1	有机液体阀门	20	0.036	0.011	8760	0.018
2	法兰	40	0.044	0.005	8760	0.044
合计						0.062

经过核算，本项目无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.007kg/h。本项目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，非甲烷总烃年排放量为 0.062t/a，硫化氢年排放量为 0.0009t/a。

2.3.9.2 废水污染源及其治理措施

本项目运营期无人值守，无生产废水及生活污水产生。

2.3.9.3 噪声污染源及其治理措施

本项目实施后，各噪声污染源治理措施情况见表 2.3-11。

表 2.3-11 噪声污染源强一览表

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

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

2.3.9.4 固体废物及其治理措施

本项目运营期无固废产生。

2.3.10 非正常排放

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。

表 2.3-12 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

2.3.11 污染物年排放量

本项目实施后污染物年排放量见表 2.3-13。

表 2.3-13 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	
0.005	0.002	0.08	0.062	0.0009	0	0	0	0	0

2.3.12 污染物总量控制分析

2.3.12.1 总量控制因子

根据国家“十三五”总量控制水平,考虑拟建工程的排污特点,污染物排放总量控制因子如下:

废气污染物: SO₂、NO_x

废水污染物: COD、NH₃-N。

2.3.12.2 本项目污染物排放总量

本项目在正常运行期间,采出液通过新建集输管线输送至 T206 井,通过已有管线输送至 S72 计转站,原油集输至一号联合站,伴生气集输至一联轻烃站井场无废水产生和排放。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 SO₂、NO_x 排放总量控制指标核算过程如下:

表 2.3-14 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)	污染物总量(t/a)
真空加热炉烟气	SO ₂	50	123	16×300=4800	0.029
	NO _x	200			0.118

综上所述,本项目总量控制指标为:SO₂ 0.029t/a,NO_x 0.118t/a,COD 0t/a,氨氮 0t/a。

3 环境现状调查与评价

3.1 自然环境概况

3.1.1 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，*****处。其中 TK7252H 井场中心坐标为东经*****、北纬*****。区域以油气开采为主，现状占地以草地为主，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。

3.1.2 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，TK7252H 井井场海拔 934m，地形简单，地貌单一。

3.1.3 区域地质概况

本工程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。

3.1.4 水文地质

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。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。

3.1.5 地表水

轮台县水资源丰富，境内有 9 条山溪性河流和塔里木河，可利用水资源总量达 8.73 亿 m^3 。

塔里木河干流是典型的干旱区内陆河流，由叶尔羌河、和田河、阿克苏河三源流汇合而成，从肖夹克至台特玛湖全长 1321km，流域面积 1.76 万 km^2 ，属平原型河流，自西向东流动，塔里木河地处我国西北内陆的塔里木盆地，水质表现为矿化度高，水质偏碱性，含氟较高，河水化学类型为 $\text{HSO}_4 \cdot \text{Cl}-\text{Ca} \cdot \text{Mg} \cdot \text{Na}$ 为主，矿化度枯水期最大。

3.1.6 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 3.1-1。

表 3.1-1 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	10.6℃	7	年平均蒸发量	2070mm
2	年极端最高气温	41.4℃	8	年最大冻土深度	80cm
3	年极端最低气温	-36.0℃	9	年最多风向及频率	NE/13%

续表 3.1-1

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
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	1.6m/s
6	年平均降水量	65.6mm	—	—	—

3.1.7 土壤

评价区土壤类型较为简单，主要以荒漠风沙土和草甸盐土为主。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木为主，常见的有怪柳、骆驼刺、盐穗木等，盖度 10~20%。草甸土发育于地势低平、受地下水或潜水的直接浸润并生长草甸植物的土壤，属半水成土。其主要特征是有机质含量较高，腐殖质层较厚，土壤团粒结构较好，水分较充分。草甸土的形成有潜育过程和腐殖质积累过程，有腐殖质层、腐殖质过渡层和潜育层。

评价区域土壤类型草甸盐土和荒漠风沙土。

3.2 环境敏感区调查

环境敏感区包括需要特殊保护地区、生态敏感与脆弱区和社会关注区。根据调研，井场周边的环境敏感区主要包括生态保护红线区、自然保护区、水源保护区、文物保护单位、风景名胜区、森林公园等。

3.2.1 生态保护红线

目前新疆维吾尔自治区生态保护红线正在编制修改中，本项目东南距离拟定生态保护红线(土地沙化生态保护红线区)最近为*****，不在红线内。

3.2.2 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*****，不在保护区范围内。

3.2.3 水土流失重点治理区和预防区

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

项目所在区域轮台县属于塔里木河中上游重点预防区和塔里木河流域重点治理区范围。

所在区域水土流失预防范围为：塔里木盆地北部山区天然林区、天然草场，开都河、阿克苏河、渭干河等主要河流天然河谷林草区，国家及自治区确定的自然资源开发区域，天山南坡行业带，天然胡杨林区，绿洲外围的天然荒漠林草区，区域内国家及自治区级的自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要野生植物资源原生境保护区等。

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：在塔里木河等主要河流产流、汇流区域加强对河谷林草的保护，对退化草场进行生态修复，合理利用草场资源，发展人工饲草料基地的建设，实施以电代柴工程，保护河谷林草。

3.3 环境质量现状监测与评价

3.3.1 环境空气质量现状评价

3.3.1.1 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 58km。

3.3.1.2 其他污染物环境质量现状数据

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。

3.3.1.3 各污染物环境质量现状评价

(1) 空气达标区判定

本次评价收集国控监测站轮台县监测站 2019 年的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据,并对各污染物的年评价指标进行环境质量现状评价,现状评价结果见表 3.3-1 所示。

表 3.3-1 区域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
$\text{PM}_{2.5}$	年平均值	35	55	157	超标
PM_{10}	年平均值	70	184	263	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	24 小时平均第 95 百分位数值	4000	1	0.03	达标
O_3	最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数值	160	61	38.13	达标

由表 3.3-1 可知,项目所在区域 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 年均浓度值超过《环境空气质量标准》(GB3095—2012)及修改单(环境保护部公告 2018 年第 29 号)中二级标准要求,即项目所在区域为不达标区。

根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施<环境影响评价技术导则 大气

环境(HJ2.2-2018)》差别化政策有关事宜的复函》(环办环评函[2019]590号)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。

(2) 其他污染物环境质量现状评价

根据补充监测结果,硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值;非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准。

3.3.2 地下水环境现状监测

本次评价引用《塔河油田 YT、AT 区块环境影响后评价报告书》、《轮古油田地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》中 5 个潜水质量现状监测数据。项目所在区域有承压水,区域矿化度在 $163123.45\sim 225871.13\text{g}/\text{L}$,不具备饮用价值,本次评价不再进行承压水监测。

由监测结果可知,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,其余监测因子除浑浊度、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铝、碘化物、耗氧量外,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、氯化物超标与区域水文地质条件有关,区域潜水蒸发量大、补给量小,潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。铁、锰超标是该井为钢质井筒,腐蚀造成局部污染。耗氧量超标可能是施工活动人为引起。

3.3.3 声环境现状监测与评价

根据井场平面布置情况,在井场边界布设 4 个噪声监测点。

由监测结果可知,场界噪声监测值昼间为 $39\sim 40\text{dB}(\text{A})$,夜间为 $36\sim 37\text{dB}(\text{A})$,满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)3类标准要求。

3.3.4 土壤环境现状监测与评价

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

限值；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值。

3.3.5 生态环境调查与评价

3.3.5.1 生态背景调查范围

本项目位于塔河油田 2 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边界及管线两侧外延 200m 范围，即总面积 0.34km²。

3.3.5.2 土地利用现状调查

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，以确定项目区内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。项目区的主要土地类型为草地。

3.3.5.3 生态背景调查

区域属于新疆南部地区塔里木盆地荒漠生态系统。系统由乔木、半灌木、小半灌木构成初级生产力，分布 3 种天然植被类型，4 个植物群系，43 种以上天然植物。土壤为典型盐土和草甸盐土，属于典型的盐生荒漠。该类荒漠生态系统位于农田生态系统的外围，与人工植被相嵌分布。

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。

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

3.4 区域污染源调查

3.4.1 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 26 口单井（包括本项目 TK7252H 单井），各单井污染源情况类似，其中废气污染源主要为 200kW 加热炉烟气及井场无组织废气。经核算，类比同类型单井数据，区域企业外排污染物具体情况见表 3.4-1。

表 3.4-1 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		三同时执行情况
		颗粒物	SO ₂	NO _x	COD	氨氮	
1	西北油田分公司采油一厂 26 口单井	0.364	0.026	5.122	0	0	部分单井未验收

3.4.2 污染源评价

由评价结果可知，区域主要进行油气开采活动，西北油田分公司采油一厂颗粒物污染负荷比为 3.0%，二氧化硫的污染负荷比为 0.2%，氮氧化物的污染负荷比为 96.8%，即氮氧化物为该区域主要污染物。

4 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。

4.1 施工废气影响分析

4.1.1 施工废气来源及影响分析

在油气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。管道工程的管道在焊接时有焊接烟气。

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，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。

4.1.2 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》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 4.1-1 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》
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	《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》
		施工现场必须建立洒水清扫抑尘制度，配备洒水设备。非冰冻期每天洒水不少于 2 次，并有专人负责。重污染天气时相应增加洒水频次	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
6	重污染天气应急预案	IV级(蓝色)预警：强化日常检查	《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108 号)
		III级(黄色)预警：环保部门加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，减少建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路行驶	
		II级(橙色)预警：区域内 50%重点排放企业限产或停产，停止喷涂粉刷、建筑拆除、切割、土石方等施工作业，建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车禁止上路行驶(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	

4.2 施工噪声影响分析

4.2.1 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 4.2-1。

表 4.2-1 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	推土机	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，预测计算拟建工程主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 4.2-2。

表 4.2-2 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	推土机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	土石方 道路
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

各种施工机械噪声预测结果可以看出，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。

4.2.2 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。

4.3 施工期固体废物影响分析

4.3.1 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。根据《国家危险废物名录》(2021 年版)及《危险废物鉴别标准通则》(GB5085.7-2019),施工过程中产生的建筑垃圾均不属于危险废物,其中施工过程中产生的土方全部用于管沟回填;现场不设置施工营地,生活垃圾随车带走。

4.3.2 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。

4.4 施工废水影响分析

本工程施工期废水主要包括管道清洗含油废水、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，试压结束后就地泼洒抑尘。工程施工人员现场不设施工营地，施工期间产生少量生活污水主要为盥洗废水，水质简单产生量少，就地泼洒抑尘，管道清洗含油废水委托有危险废物处置资质单位接收处理。

本工程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。

4.5 施工期生态影响分析

4.5.1 生态影响分析

(1) 项目占地影响分析

根据现场踏勘结果，结合本工程可行性研究报告统计数据，本工程永久占地为井场占地 0.36hm^2 ，施工临时占地约 0.34hm^2 ，占地类型以草地为主。

① 临时占地的影响

本工程临时占地约 0.34hm^2 ，主要为施工作业带占地。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。本工程临时占地类型以草地为主，由于管道两侧 5m 范围内禁止种植深根植物，临时占地需要种植桤柳等浅根草本植物，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

本工程永久占地主要为井场占地，占地面积为 0.36hm^2 ，占地类型主要为草地。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。本项目仅涉及 1 座井场，且井场单元占地面积较小，因此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。

(2) 对土壤环境影响

根据现场踏勘结果，本项目主要土壤类型为草甸盐土。

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

① 人为扰动对土壤的影响

施工过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是管道沟埋大面积开挖和填埋土层，翻动土壤层次并破坏土壤结构。

在自然条件下，土壤形成了层状结构，表层是可以生长适宜的植被。土壤层次被翻动后，表层土被破坏，改变土壤质地。管道开挖和回填过程中，会对其土壤原有层次产生扰动和破坏。在开挖的部位，土壤层次变动最为明显。

② 车辆行驶和机械施工对土壤的影响

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的践踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。

(3) 对植被的影响分析

根据工程建设的特点，对植被环境影响最大的是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。

本工程对植被的破坏主要在于施工期对施工作业带内地表植被的铲除和碾压，土方开挖及临时堆场对地表植被的压埋，设备、车辆、施工机械及施工人员在施工期碾压、践踏植被等。

本工程永久占地面积 0.36hm^2 ，临时占地 0.34hm^2 ，本工程井场和管线施工区域以草地为主。永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \cdot W_i$$

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

本项目管线临时占地面积 0.34hm^2 。占地以草地为主，平均生物量 $2\text{t}/\text{hm}^2$ 。本项目的实施将造成 0.68t 临时植被损失，施工结束后立即对临时占地进行植被恢复，一般经 2~3 个生长期后即可恢复至原有生产水平。因此只要加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

(4) 对野生动物的影响分析

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

本项目施工活动和工程占地对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

项目区生态完整性受本项目影响较小，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，同时也加剧了局部区域由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) 水土流失影响分析

本项目施工过程中因破坏地表植被、开挖土方会产生一定范围的水土流失。根据本项目施工特点，将水土流失分为项目施工期和自然恢复期。

① 施工期水土流失

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

② 自然恢复期水土流失

随着项目建设的结束，扰动地表的施工活动基本终止，同时采取了有效的水土流失防治措施后，土壤流失得到有效控制，但地表植被需要一定时期才能

恢复，在植被未能全部覆盖地表以前，仍存在一定的土壤流失。

本项目建设管线较短，临时占地面积小，管线路线设计时已尽量避开植被茂密地段，同时合理安排施工进度与时序，控制作业带宽度，减少土方开挖量，缩小地表裸露面积和时间。本项目通过采取相应的工程措施和临时措施，可有效防止因本项目的建设而产生的水土流失。

4.5.2 生态环境影响减缓措施

(1) 占地生态补偿措施

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。

(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：管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲土机铲运土方回填，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地再塑，而且要稳坡固表，防止水土流失。

②临时措施：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，在管沟施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界。项目所在区域具有降水量少、蒸发量较大的特点，管沟施工过程中，定期对区域进行洒水抑尘，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失。

(3) 施工期防沙治沙分析及措施

1) 施工期防沙治沙分析

本项目井场及管道施工过程中，可能对区域稀少植被造成破坏，形成沙土裸露过程。根据《中华人民共和国防沙治沙法》(中华人民共和国主席令第 55 号)等文件要求，油田应确保项目占地范围内的防风固沙治理。施工过程中严禁超越施工场地，开挖完成后植被经过 2~3 个生长期后即可自然恢复。

2) 防沙治沙措施

①施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

②施工结束，对施工场地进行清理、平整，防止土壤沙漠化；

③施工期间严格执行生态保护措施，杜绝破坏植被、造成沙化的行为。

5 营运期环境影响评价

5.1 大气环境影响评价

由预测结果可知，项目废气中 PM_{10} 最大落地浓度为 $0.27 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.06%； $\text{PM}_{2.5}$ 最大落地浓度为 $0.14 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.06%； SO_2 最大落地浓度为 $0.27 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.06%； NO_2 最大落地浓度为 $5.55 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 2.78%；非甲烷总烃最大落地浓度为 $46.97 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 2.35%； H_2S 最大落地浓度为 $0.42 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 4.27%， $\text{D}_{10\%}$ 均未出现。井场无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值为 $13.9 \sim 15.9 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求；对四周场界 H_2S 浓度贡献值为 $0.12 \sim 0.14 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，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。

5.1.1 大气环境防护距离

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

5.1.2 污染物排放量核算

项目大气污染物排放量核算情况见表 5.1-1。

表 5.1-1 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	0.005
2	氮氧化物	0.08
3	硫化氢	0.0009
4	非甲烷总烃	0.062

5.1.3 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。

5.1.4 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 5.1-2。

表 5.1-2 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐			二级 ☒			三级 ☐	
	评价范围	边长=50km ☐			边长5~50km ☐			边长=5km ☒	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥ 2000t/a ☐			500~2000t/a ☐			<500t/a ☒	
	评价因子	基本污染物 (PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃) 其他污染物 (H ₂ S、非甲烷总烃)					包括二次PM _{2.5} ☐ 不含二次PM _{2.5} ☒		
评价标准	评价标准	国家标准 ☒			地方标准 ☐			附录D ☒	其他标准 ☐
现状评价	环境功能区	一类区 ☐			二类区 ☒			一类区和二类区 ☐	
	评价基准年	(2019) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☒			主管部门发布的数据 ☐			现状补充监测 ☒	
	现状评价	达标区 ☐					不达标区 ☒		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☒ 现有污染源 ☒			拟替代的污染源 ☐	其他在建、拟建项目污染源 ☐		区域污染源 ☒	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☒	
	预测范围	边长 ≥ 50km ☐			边长5~50km ☐			边长=5km ☒	
	预测因子	预测因子 (PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、H ₂ S、非甲烷总烃)					包括二次PM _{2.5} ☐ 不包括二次PM _{2.5} ☐		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率 ≤ 100% ☒					C _{本项目} 最大占标率 > 100% ☐		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率 ≤ 10% ☐			C _{本项目} 最大占标率 > 10% ☐			
		二类区	C _{本项目} 最大占标率 ≤ 30% ☐			C _{本项目} 最大占标率 > 30% ☐			
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时间 (0.17) h		C _{本项目} 占标率 ≤ 100% ☐			C _{非正常} 占标率 > 100% ☐		
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 _{叠加} 达标 ☐			C _{叠加} 不达标 ☐				
	区域环境质量的整体变化情况	k ≤ -20% ☐			k > -20% ☐				

续表 5.1-2

大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
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 ☒	无监测 ☐
	环境质量监测	监测因子: ()		监测点位数 ()	无监测 ☒
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐			
	大气环境保护距离	距 () 厂界最远 () m			
	污染源年排放量	SO ₂ (0.002) t/a	NO _x : (0.08) t/a	颗粒物: (0.005) t/a	VOC _s : (0.062) t/a
注: “□”为勾选项, 填“√”; “()”为内容填写项					

5.2 地表水环境影响评价

本工程建成投运后, 不新增劳动定员, 仅定期巡检, 无常备工作人员, 全部依托塔河油田现有人员, 无新增废水的产生及排放。本工程实施投运后, 无废水外排, 不会对周围水环境产生影响, 因此本工程不再进行地表水环境评价。

5.3 地下水环境影响评价

5.3.1 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, 区域地下水除潜水含水层中浑浊度、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、锰、铝、碘化物、耗氧量超标外, 其他潜水含水层监测因子均未超标。

5.3.2 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。

5.3.2.1 正常状况

(1) 废水

本工程运营期间无废水产生。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) 集油管线

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

5.3.2.2 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。

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

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 14.6m^2 ，影响范围为 21.8m^2 ，污染物最大贡献浓度为 3.83mg/L ，叠加背景值后的浓度为 3.90mg/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 18.5m^2 ，影响范围为 46.7m^2 ，污染物最大贡献浓度为 1.05mg/L ，叠加背景值后的浓度为 1.12mg/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 0.45mg/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，本工程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露情形，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露发生地点，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，场界内各因子均能满足相应标准要求；非正常状况下，由地下水污染预测结果可知，存在泄漏污染物污染晕运移出厂界的现象，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，地下水中各评价因子均能满足 GB/T14848 或国家相关标准的要求。

5.3.3 地下水环境保护措施与对策

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污

染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

(1) 源头控制措施

①输送原油的介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

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

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

(2) 分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表 5.3-3。

表 5.3-3 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	

(3) 管道刺漏防范措施

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

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

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

④一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检

测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

(4) 地下水环境监测与管理

根据本项目特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)及《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则，利用下游解放渠村地下水井为本项目地下水水质监测井，地下水监测计划见表 5.3-4。

表 5.3-4 地下水监测点布控一览表

编号	监测层位	功能	井深	监测因子	方位/距离
J1	潜水含水层	地下水环境影响跟踪监测井	≤50m	耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类	**

(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。

5.3.4 地下水环境评价结论

(1) 环境水文地质现状

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,其余监测因子除浑浊度、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铝、碘化物、耗氧量外,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、氯化物超标与区域水文地质条件有关,区域潜水蒸发量大、补给量小,潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。铁、锰超标是该井为钢质井筒,腐蚀造成局部污染。

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

(2) 地下水环境影响

正常状况下,污染源从源头上可以得到控制,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,本工程对地下水环境影响可以接受。

(3) 地下水环境污染防治措施

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

①通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护,保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门,减少泄漏量;加强日常巡检监管工作,出现泄漏情况能及时发现;加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理,避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

②严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求分区防渗。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,本工程对地下水环境影响可以接受。

5.4 声环境影响评价

本项目管线均埋设在地下,埋深大于 1.2m,油气集输不会对周围声环境产生影响;本项目产噪设备主要包括采气树、加热炉设备。

预测结果可知,本次井场噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为 42.3~45.9dB(A),满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 3 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。

5.5 固体废物影响分析

本项目运营期无固废产生,不再开展影响分析。

5.6 生态环境影响评价

项目运营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

运营期项目不新增用地,占地对野生动物的影响不再增加。车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小,对野生动物的影响也相对减小。人为活动相对施工也有所减少,人为捕杀野生动物的风险也随之降低。

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

拟建项目的开发建设，在原有人为干扰的基础上继续扰动建设，加剧了人为扰动的力度，同时也加剧局部区域由自然生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

由于油田的开发植被覆盖度降低，同时油田开发使人类活动加剧，降低了自然生物的生存空间，使物种抗阻能力减弱，从而加剧了区域景观的不稳定性，使油田开发区域连通度增加，破碎度加大，产生一定程度影响。

(3) 景观影响评价

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

地面基础设施建设完成后，井场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。

5.7 土壤环境影响评价

5.7.1 环境影响预测与评价

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

类比同类石油开采项目，正常情况下，防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，正常情况下无土壤污染途径，不会对周围土壤产生影响。非正常状态下，管线阀门连接处发生泄漏，泄漏采出液渗入土壤中，对土壤造成污

染。为了说明油类物质污染土壤的可能性与程度，参照同类项目井场边缘选择存在地表积油的位置进行了土壤剖面的采样监测。

由土壤模拟结果可知，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。

5.7.2 结论与建议

本项目井场占地范围内土壤中各监测因子监测值均达到《土壤环境质量建设用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 5.7-1。

表 5.7-1 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☒ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☐	
	土地利用类型	建设用地 ☐ ；农用地 ☐ ；未利用地 ☒	
	占地规模	(36) 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)	

表 5.7-1

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	特征因子	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 ☒ ; II类 ☐ ; III类 ☐ ; IV类 ☐				
	敏感程度	敏感 ☐ ; 较敏感 ☐ ; 不敏感 ☒				
评价工作等级		一级 ☐ ; 二级 ☒ ; 三级 ☐				
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ; b) ☒ ; c) ☒ ; d) ☒				
	理化特性	—				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	
		表层样点数	1	2	0.2m	
现状调查内容	现状监测因子	柱状样点数	3	0	0.5m、1.5m、3m	
		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, 氯乙烷, 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)				
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, 氯乙烷, 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)				

续表 5.7-1

土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注
影响预测	预测分析内容	影响范围：井场占地 影响程度：贡献值、预测值			
	预测结论	达标结论：a) ☐ ；b) ☐ ；c) ☒ 不达标结论：a) ☐ ；b) ☐			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☐ ；源头控制 ☒ ；过程防控 ☒ ；其他（ ）			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		1	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	每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。					

5.8 环境风险评价

5.8.1 风险调查

本项目新建集输管线 370m，利旧集输管线 1890m、燃料气管线 300m。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。

5.8.2 环境风险分析

5.8.2.1 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。

5.8.2.2 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。

5.8.2.3 地下水环境风险分析

本项目建成投产后，正常状态下无废水产生和排放；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。

5.8.3 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。

5.8.3.1 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。

5.8.3.2 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。

5.8.4 突发环境事件应急预案

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

5.8.5 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可能发生火灾、爆炸事故，产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故。

(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，遇火源可能发生火灾爆炸事故，不完全燃烧会产生一定量的二氧化碳有害气体进入大气；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塔河油田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 5.8-1,环境风险简单分析内容表见表 5.8-2。

表 5.8-1 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	3	便于识别风险,减少事故发生
2	消防器材		4	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		3	设置警戒标语和标牌,起到提醒警示作用
合 计		—	10	—

表 5.8-2 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔河油田二区东三叠系上油组油藏 2021 年第一期单井产能建设项目			
建设地点	新疆巴州轮台县境内,塔河油田 2 区			
TK7252H 井地理坐标	东经	****	北纬	****
主要危险物质及分布	原油(采出液)、硫化氢、甲烷、乙烷以及丙烷,均存在于集输管线和燃料气管线内,存储量分别为 5.17t、0.0005t、0.0918t、0.0024t、0.0027t			
环境影响途径及危害后果 (大气、地表水、地下水等)	根据工程分析,本项目油田开发建设过程中采油、油品集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质,而且生产工艺条件较苛刻,多为高压操作,因此事故风险较大,可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏、硫化氢中毒等			
风险防范措施要求	具体见 5.8.5 节			

5.9 修井、洗井、闭井作业环境影响分析

5.9.1 修井、洗井环境影响分析

据塔河油田现有统计数据,生产期每 2~3 年修井、洗井一次,修井、洗井作业过程中主要污染源为修井、洗井废水、落地油、设备运行噪声。

(1) 修井、洗井废水

修井废水的产生是临时性的,每次产生作业废水约 40m³。废液中主要含有酸、盐类、石油类和有机物。修井、洗井废水采用专用废液收集罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理,达到回注水标准后回注地层。

(2) 修井、洗井固废

修井、洗井固废主要为含油废物,修井、洗井过程中采用清洁生产工艺后(厚

塑料布铺垫井场)，可使含油废物全部得到回收，不向外环境排放含油废物。含油废物委托有危险废物处置资质单位接收处置。

(3) 修井、洗井过程中钻井等设备噪声

修井、洗井时噪声主要为修井、洗井过程中钻井等设备噪声，修井、洗井周期时间较短，且周边无声环境敏感目标。

修井、洗井期作业时间短，修井废水、洗井废水、含油废物均妥善处理，未向外部环境排放，均属于临时性污染源，不会对周边环境产生影响。后续修井、洗井作业过程中严格按照管理要求。

5.9.2 闭井期环境影响分析

随着油气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。当油气田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油气田开发工作人员将陆续撤离油气田区域，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、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣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。油气田设施退役后，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。

5.9.3 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、废弃建筑残渣，应集中清理收集。

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

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

6 环保措施可行性论证

6.1 环境空气保护措施可行性论证

(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) 本工程定期巡检，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。

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。

6.2 废水治理措施可行性论证

本项目运营期井场无人值守，运营过程中无废水产生，不会对周边水环境产生影响。

6.3 噪声防治措施可行性论证

本项目产噪设备主要为真空加热炉噪声和采油树噪声，噪声值为 80～85dB(A)。工程采取基础减震，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果可达 10dB(A)。

由声环境影响预测的结果可知，本项目实施后噪声源对厂界的噪声贡献值为 42.3～45.9dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 3 类区标准限值要求。

因此，本评价认为采用的降噪措施可行。

6.4 固体废物处理措施可行性论证

本项目运营期无固体废物产生，不会对周边环境产生影响。

6.5 生态保护措施可行性论证

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

(1) 在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检

查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

(2) 定时巡查井场、管线等。

(3) 及时做好井场清理平整工作，掩埋岩屑池做到掩埋，填平、覆土、压实。

(4) 井场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整，井场周围及管道两侧设置草方格等生态恢复措施。

本项目永久占地类型为草地，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。

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

(1) 对油田内的永久性占地(井场、道路等)合理规划，严格控制占地面积。

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

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

(4) 施工机械在不得在道路、井场以外的行驶和作业，保持地表不被扰动。

(5) 施工作业结束后，考虑防风固沙。

(6) 井场岩屑池做到掩埋、填平、覆土、压实。

通过采取以上措施，本项目井场、管线和道路永久占地面积可得到有效控制，临时占地可得到及时恢复。评价范围内，野生植物和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。

6.6 闭井期环境保护措施

闭井期的环境影响主要为油田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。

(1) 污染治理措施

随着油田开采的不断进行，其储量将逐渐下降，最终进入闭井期。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。

油田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，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，同时，将产生的固体废物集中进行收集，外运至固体废物填埋场处理。

(2) 闭井期生态环境保护措施

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凡需排污油、污水，必须配备足够容量的容器，收集排出的污油、污水等，施工场地要铺设防渗地膜，确保排出物不污染井场、不渗入地下。

⑤拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土(拉运并填埋具有原来特性的土质)，恢复原有生态机能。

⑥在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染。

⑦设备排出的废水、固体废物采用车辆拉运至临近环保站和固废填埋场处理，避免对周围环境造成影响。

⑧保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水串层，成为污染地下水的通道。

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拟建地区环境的变化。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 334.57 万元，环保投资 30 万元，环保投资占总投资的比例为 8.96%。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

本工程井口密封并设紧急截断阀，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。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

本项目运营期无废水产生。

(3) 固体废弃物

本项目运营期无固体废物产生。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

(5) 生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地。

本工程各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。本工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

7.3.2 环境损失分析

本项目在建设过程中，由于井场、地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性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、影响沙漠生态景观，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 (0.0036km^2)，计算得出生态经济损失预计 0.22×10^4 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。

7.3.3 环保措施的经济效益

本项目通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

7.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场、地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 30 万元，环境保护投资占总投资的 8.96%。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 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 2 区 QHSE 管理委员会职责

- 负责运行期间 QHSE 管理措施的制定、实施和检查。
- 对运行期间出现的问题加以分析,监督生产现场对 QHSE 管理措施的落实情况。

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

- 配合上级主管部门组织全体员工进行环境保护知识的教育和培训。

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

(3) QHSE 兼职管理人员和全体人员

- QHSE 兼职管理人员和全体人员应清楚意识到环境保护的重要性。
- 严格执行 QHSE 管理规程和标准。
- 了解工程建设对环境的影响和可能发生的事故。
- 严格按规章制度操作,发现问题及时向上面汇报,并提出改进意见。

8.1.2 施工期的环境管理任务

(1) 建立和实施施工作业队伍的 QHSE 管理体系。

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

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

(4) 工程建设结束后,会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

8.1.3 运营期的环境管理任务

(1) 本项目运行期的 QHSE 管理体系纳入西北油田分公司采油一厂 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, 减少营运期事故的发生, 确保管道安全运行, 建立科学有效的环境管理体制, 落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求, 结合区域环境特征, 分施工期和营运期提出本项目的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.1-1。

表 8.1-1 本工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	土地占用	严格控制施工占地面积, 严格控制井位外围作业范围, 钻井现场严格管理, 施工结束后尽快恢复临时性占用; 及时清理废弃泥浆, 合理处置弃土等等	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	加强施工人员的管理, 严禁对野生动植物的破坏等等		
	植被	保护荒漠灌丛植被; 收集保存表层土, 临时占地及时清理; 地表施工结束后恢复植被		
	水土保持	主体工程与水保措施同时施工, 并加强临时防护措施, 土石方按规范放置, 作好防护措施等等	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

续表 8.1-1

本工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	重点区段	施工尽量缩小临时占地范围, 施工结束立即恢复植被	施工单位及建设单位	建设单位环保科室及当地生态环境主管部门
	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水降尘, 粉质材料规范放置, 施工现场设置围栏等等		
		固体废物	利用工程弃土; 施工废料回收利用, 不能利用的弃渣送弃渣场		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况, 选择合理的施工时间等		
运营期	正常工况	废气	含硫率低的燃料	建设单位	建设单位环保科室及当地生态环境主管部门
		噪声	选用低噪声设备, 基础减振设施		
	事故风险		事故预防及原油泄漏应急预案		当地生态环境主管部门

8.2 企业环境信息公开

8.2.1 公开内容

(1) 基础信息

企业名称: 中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

法人代表: 张煜

生产地址: 新疆巴州轮台县境内, 塔河油田 2 区

主要产品及规模: ①新建 1 条单井集输管线 370m, 管线起自 TK7252H 井终至 T206 井; ②利用已建管线 1890m, 管线起自 T206 井终至 S72 计转站 (对管线进行 HTP0 内穿处理) ③新建 TK7208 井至本项目燃气管道 300m; ④TK7252H 井井场设置 1 座功率 100kW 的加热炉; ⑤设置 8 井式进站计量阀组撬一座; ⑥配套建设土建、通信、电气、自控等工程。项目建成后日产液量 30t/d, 产气量 $1.65 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

(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 3.8-1。

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 8-2。

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

塔河油田二区东三叠系上油组油藏 2021 年第一期单井产能建设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/m ³)	环境监测要求
				环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟气量 (Nm ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排气筒高度 (m)	内径 (m)			
废气	井场及集输管线	天然气, 管线输送	加热炉烟气	加热炉燃烧净化后的天然气	—	颗粒物 SO ₂ NO _x	4800	123	10 3.86 150	8	0.1	SO ₂ : 0.029 NO _x : 0.118	颗粒物≤ 20; SO ₂ ≤50; NO _x ≤200	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2 新建锅炉大气污染物排放限值
		—	井场无组织废气	采取管道密闭输送, 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	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中边界污染物控制要求
				—	硫化氢	厂界硫化氢≤ 0.06mg/m ³							《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新改扩建项目二级标准	
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≤65dB(A); 夜间≤55dB(A)		按照《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008)中规定执行	
	采油树		L _{eq}				—		降噪 10dB(A)					
环境风险防范措施			严格按照风险预案中相关规定执行											

8.4 环境及污染源监测

8.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为上级环保部门和地方环保部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

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

8.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。根据《全国环境监测管理条例》要求，本项目的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担，也可由西北油田分公司的质量检测中心承担。

8.4.3 监测计划

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油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)、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)、《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 2 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	加热炉烟气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x	排气筒采样孔	每季 1 次
	TK7252H 井无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	下风向厂界外 10m 范围内	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
噪声	井场厂界噪声	L_{eq}	厂界外 1m	每季 1 次
土壤环境	土壤	石油烃($C_{10}-C_{40}$)	井下风向 10m 处	每五年一次

8.4.4 设备及管线组件泄漏检测与控制

参照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)和《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)中挥发性有机物控制有关要求,挥发性有机物流经以下设备与管线组件时,应进行泄漏检测与控制:泵、阀门、开口阀或开口管线、法兰及其他连接件、泄压设备、取样连接系统、其他密闭设备等。

(1) 泄漏检测周期

①对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察,检查其密封处是否出现可见泄漏现象:

- ②阀门、开口阀或开口管线、取样连接系统至少每 6 个月检测一次;
- ③法兰及其他连接件、其他密封设备每 12 个月检测一次;
- ④设备和管线组件初次启动或检维修后,应在 90d 内进行泄漏检测;

(2) 泄漏的认定

出现以下情况,则认定为发生了泄漏:

- ①密封点存在渗液、滴液等可见的泄漏现象;
- ②液态 VOCs 物料流经的设备与管线组件,泄漏检测值大于等于 $2000 \mu\text{mol/mol}$ 。

(3) 泄漏修复

①当检测到泄漏时,对泄漏源应予以标识并及时修复。发现泄漏之日起 5d 内应进行首次修复,应在发现泄漏之日起 15d 内完成修复。

②符合下列条件之一的设备与管线组件可延迟修复。企业应将延迟修复方案报生态环境主管部门备案,并于下次停车(工)检修期间完成修复。

- a、装置停车(工)条件下才能修复;
- b、立即修复存在安全风险;

c、其他特殊情况

(4) 记录要求

泄漏检测应建立台账，记录检测时间、检测仪器读数、修复时间、采取的修复措施、修复后检测仪器读数等，台账保存期限不少于 3 年。

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
废气	1	加热炉烟气	以净化后天然气为燃料+8m 高烟囱	1	$\text{颗粒物} \leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$	2	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建锅炉大气污染物排放限值
	2	井场无组织废气	加强管道、阀门的检修和维护	—	场界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$	—	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求
				—	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
噪声	1	加热炉	基础减震	—	场界达标： 昼间 $\leq 65\text{dB}(\text{A})$ 夜间 $\leq 55\text{dB}(\text{A})$	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3类区排放限值
	2	采油树	—	—		—	
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 $1.0 \times 10^{-7}\text{cm}/\text{s}$	5	—
	2	简单防渗区	地面硬化或绿化处理	—	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	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置		10	—
			消防器材				—
			警戒标语标牌				—

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
其他	2	生态保护	井场恢复			8	植被恢复，恢复程度不低于开发前
			水土保持			5	—
		合计			—		30

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:塔河油田二区东三叠系上油组油藏 2021 年第一期单井产能建设项目

建设单位:中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

建设性质:改扩建

建设内容:①新建 1 条单井集输管线 370m,管线起自 TK7252H 井终至 T206 井;②利用已建管线 1890m,管线起自 T206 井终至 S72 计转站(对管线进行 HTP0 内穿处理)③新建 TK7208 井至本项目燃气管道 300m;④TK7252H 井井场设置 1 座功率 100kW 的加热炉;⑤设置 8 井式进站计量阀组撬一座;⑥配套建设土建、通信、电气、自控等工程。项目建成后日产液量 30t/d,产气量 $1.65 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

项目投资和环保投资:项目总投资 334.57 万元,其中环保投资 30 万元,占总投资的 8.96%。

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,*****处。区域以油气开采为主,现状占地以草地为主,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第 29 号)相关内容,“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目。因此,本项目的建设符合国家产业政策要求。

本项目属于西北油田分公司油气勘探开发项目,符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》。本项目位于塔里木盆地,不在划定的新疆

重点开发区域和禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

9.2 环境现状

9.2.1 环境质量现状评价

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

地下水环境质量现状监测结果表明：监测期间区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) IV 类标准要求，其余监测因子除浑浊度、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铝、碘化物、耗氧量外，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、氯化物超标与区域水文地质条件有关，区域潜水蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。铁、锰超标是该井为钢质井筒，腐蚀造成局部污染。耗氧量超标可能是施工活动人为引起。

声环境质量现状监测结果表明：本项目生产井四周场界噪声监测值昼间为 ****dB(A)，夜间为 **** dB(A)，均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 3 类区标准要求。

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，涉及 1 个村庄等敏感点，因此将评价范围内涉及的 1 个村庄设置为环境空气保护目标；本项目周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；

将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），将井场占地外 200m 和管线两侧 200m 范围内的土壤作为土壤环境保护目标；本项目生态评价范围内不存在自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，亦不存在风景名胜区、森林公园等重要生态敏感区及其它特别需要保护的对象，将生态环境影响评价范围内植被和动物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

本项目运营期无废水产生。

9.3.3 噪声污染源及治理措施

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

9.3.4 固体废物及处理措施

本项目运营期无固体废物产生。

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 $0.27 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.06%； $\text{PM}_{2.5}$ 最大落地浓度为 $0.14 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.06%； NO_2 最大落地浓度为 $5.55 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 2.78%；非甲烷总烃最大落地浓度为 $46.97 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 2.35%； H_2S 最大落地浓度为 $0.42 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 4.27%， $\text{D}_{10\%}$ 均未出现。

5.1.4 废气源对四周场界贡献浓度

本项目实施后，井场无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值为 $13.9 \sim 15.9 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中边界污染物控制要求；对四周场界 H_2S 浓度贡献值为 $0.12 \sim 0.14 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 新扩改建厂界二级标准值。

本项目实施后，井场各废气污染源污染物的贡献浓度较低，占标率较小，不会对大气环境产生明显影响。

9.4.2 地下水环境影响

(1) 环境水文地质现状

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

(2) 地下水环境影响

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

(3) 地下水环境污染防治措施

本评价建议本项目依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原

则，采取严格的地下水环境污染防治措施。

①通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

②严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求分区防渗。防渗措施的设计使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

③建立和完善本项目的地下水环境监测制度和环境管理体系，对集输管线、阀门定期进行严格检测，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

④在制定采油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。

9.4.3 声环境影响

本项目井场噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为 42.3~45.9dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 3 类区昼间、夜间标准要求。

综上，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

9.4.4 固体废物环境影响

本项目运营期无固体废物产生。

9.4.5 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、道路及各类集输管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响；因而项目油田开发建设不会改变区域内景观生态系统的稳定性及完整性。

9.5 总量控制分析

结合本项目排放特征，确定总量控制因子为大气污染因子： SO_2 、 NO_x 。项目稳产期 SO_2 排放量为 0.029t/a， NO_x 排放量为 0.118t/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，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。调查结果表明：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；试压废水和施工人员生活污水就地泼洒抑尘；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 T206 井；含油废物由有资质单位进行回收处理；产噪设备合理布局，采取基础减震降噪措施。

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。

