

1 概述

1.1 项目由来

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司(以下简称“西北油田分公司”)是中国石化上游第二大原油生产企业,油田主体位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区、巴音郭楞蒙古自治州境内,部分分布在和田地区境内。总部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、雅克拉原油气田、大涝坝原油气田、轮台原油气田、顺北油气田 7 个油气田。塔河油田是我国陆上十大油田之一,是中国石油化工股份有限公司西北油田分公司在塔里木盆地发现的最大的油气田,资源量约 30 亿吨,已探明开发 16 个区块,分别由采油一厂、采油二厂、采油三厂、采油四厂、雅克拉采气厂进行管理开发。包括塔河油田 1~12 区、托甫台区、YT 区、AT 区、跃进区块等,其中采油三厂主要管理塔河油田 8 区、10 区南、11 区、托甫台区、T759 井区等开发单元区块。

塔河油田 1 区位于新疆维吾尔自治区巴州轮台县境内,S72-18 井区属于塔河油田 1 区小产能区块,目前塔河油田 1 区现有单井油气产量下降,为维持区块油气生产能力,确保塔河油田整体开发效益,西北油田分公司拟投资 5000 万元实施“S72-18 井区石炭系油藏 2022 年产能建设项目”,主要建设内容包括:①新钻 1 口采油井(TKC1-11H 井),井场建设 1 台 400kW 真空加热炉;②新建 TKC1-11H 井至 TKC1-7H 阀组集输管线 1.7km,同沟敷设燃料气管线 1.7km;③配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后年产油 6150t/a,产气量 $1.46 \times 10^6 \text{m}^3/\text{a}$ 。

1.2 环境影响评价工作过程

本项目属于油气开采项目,位于巴州轮台县,根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号),项目位于

塔里木河流域水土流失重点治理区及预防区,且项目管线穿越国家二级公益林,属天然林。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2022年5月7日委托河北省众联能源环保科技有限公司进行本项目的环评工作。接受委托后,评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场,收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料,与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案,随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间,建设单位于2022年5月7日在丝路楼兰网进行第一次网络信息公示,并开展项目区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上,评价单位完成了环境影响报告书征求意见稿,随后西北油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》(部令第4号)要求,于2022年5月16日在丝路楼兰网对本工程环评信息进行了第二次公示,在此期间分别于2022年5月17日、2022年5月18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提供的S72-18井区石炭系油藏2022年产能建设项目公众参与说明书,本项目公示期间未收到反馈意见。在以上工作的基础上,评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求和各级生态环境主管部门的意见,编制完成了本项目环境影响报告书。

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定

本项目为石油开采,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)》(国家发展改革委令第29号,2021年12月30日修订并实施),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。

(2) 规划符合性判定

本项目属于西北油田分公司油气勘探开发项目,符合《新疆维吾尔自治区

国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》及《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》。本项目位于塔河油田 1 区内，不涉及生态保护红线、水源地、自然保护区及风景名胜等环境敏感区，本项目不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

(3) “三线一单”符合性判定

本项目距离生态环境保护红线区约 4.7km，建设内容均不在生态保护红线范围内；本项目采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔河油田绿色环保站处理，废水均不向外环境排放；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，本项目真空加热炉采用净化后的天然气作为燃料并采取低氮燃烧技术，油气采取密闭集输工艺，本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

(4) 评价工作等级

根据环境影响评价技术导则规定并结合项目特点，经判定，本次环境影响评价工作大气环境影响评价工作等级为二级、地表水环境影响评价工作等级为三级 B、地下水环境影响评价工作等级为二级、声环境影响评价等级为二级、土壤环境影响评价等级为二级、生态环境影响评价等级为二级、环境风险评价等级为简单分析。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

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

(1) 本项目真空加热炉采用净化后的天然气作为燃料并采取低氮燃烧技术，

采出液采取密闭集输工艺。真空加热炉烟气排放可满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值,其中 NO_x 同时满足《关于开展自治区 2021 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》(新环大气发[2021]142 号)中燃气锅炉氮氧化物排放浓度限值($\text{NO}_x \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$)。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)中新扩改建项目二级标准。项目实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(2) 本项目废水主要为采出水和井下作业废水,其中采出水随油气混合物输送至塔河油田一号联合站处理,达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层;井下作业废水送至塔河油田绿色环保站妥善处理,均不外排,不会对周围地表水环境产生影响。

(3) 本项目生产过程中废水主要为采出水和井下作业废水,集输管线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,场界噪声值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准限值要求。

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

(6) 本项目井场无人值守,营运期固体废物主要为落地油及废防渗材料,均属于危险废物,收集后委托有危废处置资质的单位接收处置。

(7) 本项目永久占地面积较小,未见大型野生动物出没,管线敷设完成后及时对管沟进行回填,施工完成后对临时占地区域进行平整、恢复,植被可逐步自然恢复。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、硫化氢、天然气,在采取相应的

风险防控措施后，环境风险可防控。

1.5 主要结论

综合分析，本项目符合国家及地方当前产业政策要求，选址和建设内容可满足国家和地方有关环境保护法律法规要求，满足“三线一单”的相关要求；项目通过采取完善的污染防治措施及生态恢复措施，污染物可达标排放，项目实施后环境影响可接受、环境风险可防控。根据西北油田分公司反馈的公众意见调查结果，未收到公众反馈意见。为此，本评价从环保角度认为本项目建设可行。

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

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(12) 《中华人民共和国清洁生产促进法》(2012 年 2 月 29 日修正, 2012 年 7 月 1 日施行)。

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

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

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

(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，2021 年 12 月 30 日修订并实施)；

(9) 《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)；

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

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

(12) 《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 日施行)；

(13) 《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)；

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

(15)《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)；

(16)《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)；

(17)《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)；

(18)《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)；

(19)《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)；

(20)《突发环境事件应急管理办法》(环境保护部令第34号，2015年4月16日发布，2015年6月5日实施)；

(21)《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)；

(22)《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)；

(23)《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)；

(24)《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)；

(25)《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)；

(26)《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)；

(27) 《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);

(28) 《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2 号);

(29) 《地下水管理条例》(中华人民共和国国务院令 第 748 号);

(30) 《关于印发〈“十四五”环境影响评价与排污许可工作实施方案〉的通知》(环环评[2022]26 号);

(30) 《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》(环办环评函[2020]341 号)。

2.1.2.2 地方环境保护法规和规章

(1) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例(2018 年修正)》(2018 年 9 月 21 日修正, 2006 年 12 月 1 日施行);

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

(3) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2015 年 3 月 1 日实施, 2018 年 9 月 21 日修正);

(4) 《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》(新政发[2014]35 号, 2014 年 4 月 17 日发布并实施);

(5) 《关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知》(新政发[2016]21 号, 2016 年 1 月 29 日发布并实施);

(6) 《关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知》(新政发[2017]25 号, 2017 年 3 月 1 日发布并实施);

(7) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法》(2013 年 7 月 31 日修订, 2013 年 10 月 1 日实施);

(8) 《关于印发〈自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》(新环发[2016]126 号, 2016 年 8 月 24 日发布并实施);

(9) 《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》

(新环环评发[2020]142 号)；

(10) 《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号)；

(12) 《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；

(13) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

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

(15) 《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》；

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

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

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

(19) 《关于开展自治区 2021 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》(新环大气发[2021]142 号)；

(20) 《关于加快推广实施燃气锅炉间壁式烟气余热回收利用技术规范和燃气锅炉烟气再循环降氮技术规范两项地方标准的通知》(新市监标[2021]130 号)；

(21) 《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》；

(22) 《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》(巴政办发[2021]32 号，2021 年 6 月 30 日发布并实施)；

(23) 《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)；

(24) 《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)；

(25) 《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);

(26) 《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);

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

2.1.3 环境保护技术规范

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则·总纲》(HJ2.1-2016);

(2) 《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018);

(3) 《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018);

(4) 《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016);

(5) 《环境影响评价技术导则·声环境》(HJ2.4-2021);

(6) 《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2022);

(7) 《环境影响评价技术导则·土壤环境(试行)》(HJ 964-2018);

(8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018);

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

(10) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018);

(11) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环境保护部公告 2012 年 第 18 号);

(12) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》;

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

(14) 《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单(环境保护部公告 2013 年第 36 号);

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

(16) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012);

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

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

(19) 《油气田开发生产井报废规定》(Q/SY36-2007)；

(20) 《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)。

2.1.4 相关文件及技术资料

(1) 《塔河油田一区至五区环境影响后评价报告书》；

(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。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

(1) 通过环境现状调查和监测，掌握项目所在地一带的自然环境及环境质量现状。

(2) 针对本项目特点和污染特征，确定主要环境影响要素及其污染因子。

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

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

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

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

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

① 依法评价

贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设，服务环境管理。

②科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

③突出重点

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，根据规划环境影响评价结论和审查意见，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。

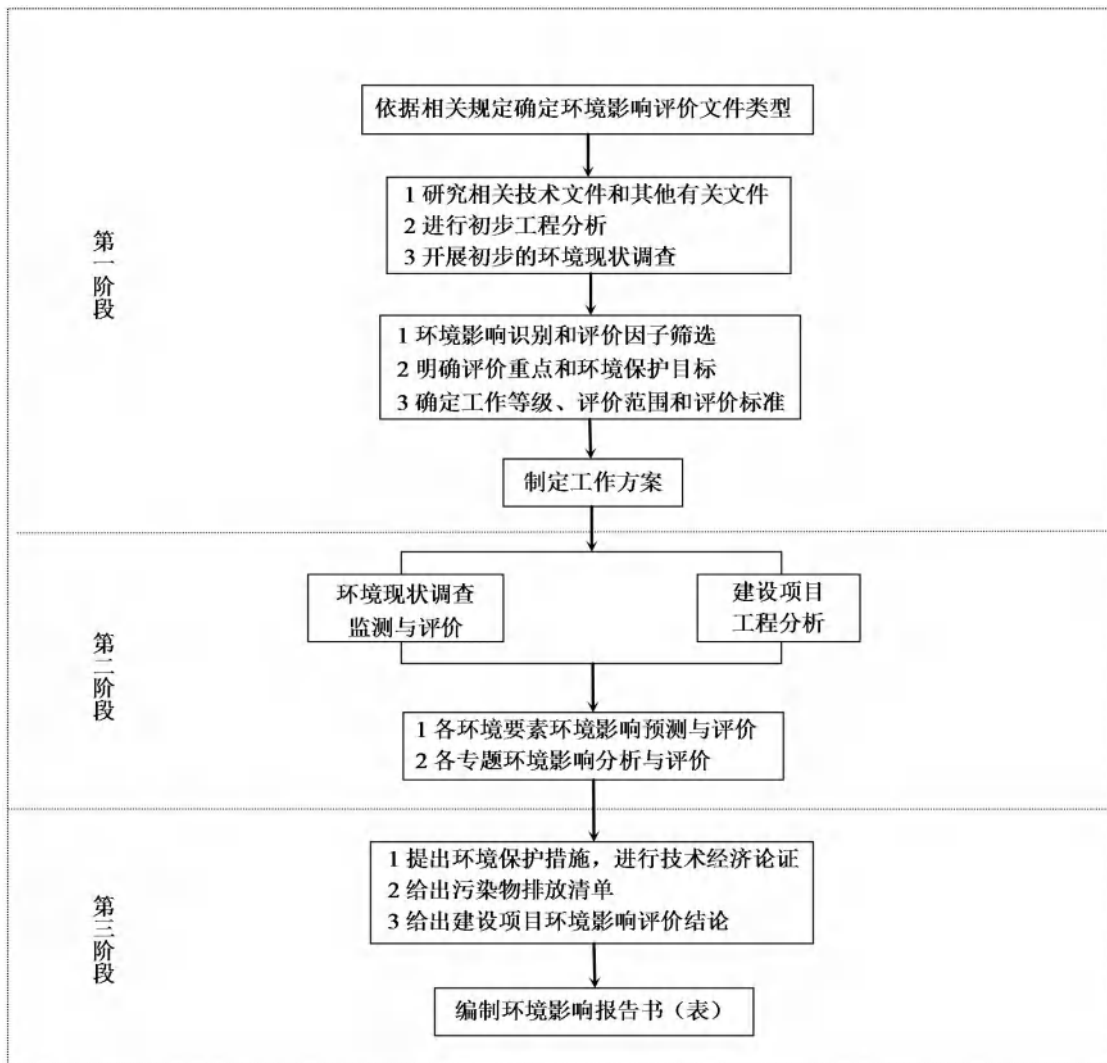


图 2.2-1 环评影响评价工作程序图

2.3 环境影响要素和评价因子

2.3.1 环境影响要素识别

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

表 2.3-1 环境影响要素识别结果一览表

工程活动		环境因素	施工期				营运期	闭井期
			钻井	管道开挖、井场建设、道路	设备安装	材料、废弃物运输	石油开采及集输	封井、井场清理
自然环境	环境空气	-2D	-2D	—	-1D	-1C	-1D	
	地表水	—	—	—	—	—	—	
	地下水	-1D	—	—	—	-1C	—	
	声环境	-2D	-1D	-1D	-1D	-1C	-1D	
	土壤环境	-1C	-1C	—	—	-1C	—	
生态环境	物种	-1C	-1C	—	—	—	—	
	生物群落	-1C	-1C	—	—	—	—	
	生态系统	-2C	-2C	—	—	-1C	—	
	生态敏感区	—	-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 2.3-1 可知，本项目的建设对环境的影响是多方面的，存在短期或长期的负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素中的环境空气、地下水环境、声环境、土壤环境、生态环境要素中的物种、生物群落、生态系统及生态敏感区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、地下水环境、声环境、土壤环境等产生不同程度的直接的负面影响；闭井期对环境的影响体现在对环境空气、闭井期对环境的影响体现在对环境空气的短期影响和对防沙治沙利好影响。

2.3.2 评价因子

根据环境影响因素识别结果，结合区域环境质量现状，以及本项目特点和污染物排放特征，确定本项目评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 本项目评价因子一览表

环境要素	项目	评价因子
环境空气	现状评价	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、NO ₂ 、SO ₂ 、H ₂ S、非甲烷总烃
	污染源	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、H ₂ S、非甲烷总烃、烟气黑度
	影响评价	PM ₁₀ 、NO ₂ 、SO ₂ 、H ₂ S、非甲烷总烃、烟气黑度

续表 2.3-2

本项目评价因子一览表

环境要素	项目	评价因子	
地下水	现状评价	检测因子: K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 基本水质因子: 色、嗅和味、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、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、细菌总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯 特征因子: 石油类	
	污染源	石油类	
	影响评价	石油类	
土壤环境	现状评价	建设用基本因子: 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、1,1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘 农用地基本因子: pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌 特征因子: 石油烃($C_{10} \sim C_{40}$)	
	污染源	入渗型: 石油烃($C_{10} \sim C_{40}$)	
	影响分析	入渗型: 石油烃($C_{10} \sim C_{40}$)	
固体废物	污染源	施工期: 危险废物(含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料), 一般工业固废(钻井泥浆、施工土方、钻井岩屑、施工废料、污泥), 生活垃圾;	
	影响评价	运营期: 危险废物(落地油、废防渗材料)	
声环境	现状评价	$L_{Aeq, T}$	
	污染源	$L_{Aeq, T}$	
	影响评价	$L_{Aeq, T}$	
生态环境	现状评价	物种分布范围、种群数量、种群结构、行为等; 生物群落物种组成、群落结构等; 植被覆盖力、生产力、生物量、生态系统功能等; 生态敏感区主要保护对象、生态功能等	
	影响评价		
环境风险	风险识别	原油、硫化氢、天然气	
	风险分析	大气	硫化氢、天然气、CO
		地下水	原油
		地表水	原油

2.4 评价等级和评价范围

2.4.1 评价等级

2.4.1.1 环境空气影响评价工作等级

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

(1) P_{\max} 及 $D_{10\%}$ 的确定

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

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

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

本项目周边 3km 范围内的用地布局详见图 2.4-1。

续表2.4-1 估算模型参数一览表

序号	参数		取值
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5
6	土地利用类型		沙漠化荒地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
		地形数据分辨率/m	90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
		岸线距离/km	—
		岸线方向/°	—

表2.4-2 主要废气污染源参数一览表(点源, 100%负荷)

污染源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒底部海拔高度(m)	排气筒		烟气流速(m/s)	标况气量(m ³ /h)	烟气温度(°C)	年工作小时(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)		高度(m)	出口内径(m)							
井场真空加热炉烟气	84.139	41.304	933	8	0.2	6.1	476	120	4800	正常	PM ₁₀	0.005
											SO ₂	0.002
											NO _x	0.024

表2.4-3 主要废气污染源参数一览表(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)
	经度(°)	纬度(°)									
TKC1-11H井无组织废气	84.138	41.304	933	6	6	0	6	8760	正常	H ₂ S	0.0001
										非甲烷总烃	0.0069

表2.4-4 P_{max}及D_{10%}预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离(m)	D _{10%} (m)
1	TKC1-11H井真空加热炉烟气	PM ₁₀	0.50	0.11	4.26	11	—
		SO ₂	0.20	0.04			
		NO ₂	2.38	1.19			

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

序号	污染源名称	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_i (%)	P_{max} (%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$ (m)
2	TKC1-11H井场无组织废气	H_2S	0.43	4.26	4.26	10	—
		非甲烷总烃	29.36	1.47			

(4) 评价工作等级判定

根据上述计算结果，本项目外排废气污染物 $1\% < P_{max} = 4.26\% < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ 2.2-2018)中评价工作分级判据，本项目大气环境影响评价工作等级为二级评价。

2.4.1.2 地表水环境影响评价工作等级

本项目废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随油气混合物输送至一号联合站采出水处理单元，处理后进行回注。井下作业废水收集后送塔河油田绿色环保站处理。因此，本项目地表水环境影响评价工作等级为三级B。

2.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级

(1) 建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)附录A，本项目建设内容属于“F石油、天然气”中的“37、石油开采”，地下水环境影响评价项目类别为I类。

(2) 地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)，建设项目的地下水环境敏感程度分级原则见表2.4-5。

表2.4-5 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式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源(如矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其它未列入上述敏感分级的环境敏感区 ^a
不敏感	上述地区之外的其它地区

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

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 2.4-6。

表 2.4-6 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

本项目为地下水环境影响评价 I 类项目、环境敏感程度为不敏感,根据表 2.4-6 判定结果,确定本项目地下水环境影响评价工作等级为二级。

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

(1) 声环境功能区类别

本项目位于塔河油田 1 区内,项目周边区域以工业生产(油气开采)为主要功能,根据《声环境质量标准》(GB3096-2008),属于其规定的 2 类声环境功能区。

(2) 敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

项目周围 200m 范围内现状无声环境敏感目标。

(3) 评价工作等级判定

综合以上分析,按照《环境影响评价技术导则·声环境》(HJ2.4-2021)中

声环境影响评价等级划分原则，确定本项目声环境影响评价工作等级为二级。

2.4.1.5 土壤环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，本项目不属于会造成土壤酸化、盐化、碱化的生态影响型项目，属于污染影响型项目，因此根据污染影响型建设项目类别判定评价等级。

(1) 建设项目类别

根据导则附表 A.1，本项目钻井及井场建设内容属于“采矿业”中的“石油开采项目”，属于 I 类项目；集输管线属于“交通运输仓储邮政业”中“石油及成品油的输送管线”，属于 II 类项目。

(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($\leq 5\text{hm}^2$)”，本项目新建井场的永久占地面积为 0.24hm^2 ($< 5\text{hm}^2$)，占地规模为小型；本项目管线埋地敷设，不新增永久占地，占地规模为小型。

(4) 建设项目敏感程度

本项目管线 200m 范围内存在公益林，因此环境敏感程度为“较敏感”。

(5) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.4-7。

表 2.4-7 评价工作等级分级表

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

本项目钻井及井场建设内容类别为 I 类、占地规模为小型、环境敏感程度为不敏感；集输管线建设内容类别为 II 类、占地规模为小型、环境敏感程度为较敏感。综合以上分析结果，本项目土壤环境影响评价工作等级为二级。

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

(1) 本项目不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线及重要生境等。

(2) 本项目不属于水文要素影响型项目。

(3) 本项目土壤影响范围内(管线两侧 200m 范围内)分布有公益林生态保护目标，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)要求，生态影响评价等级不低于二级。

(4) 本项目占地规模为 0.0044km^2 ，占地规模 $<20\text{km}^2$ 。

综上分析，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)划分依据，确定本项目生态影响评价等级为二级。

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

2.4.1.7.1 危险物质及工艺系统危险性(P)的分级确定

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

(1) 危险物质数量与临界量比值(Q)

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

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

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

$Q_1, Q_2 \cdots Q_n$ 每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

本工程拟建集输管道长度为 1.7km，设计压力 4MPa，管径为 DN75，集输管道输送介质中主要为原油、天然气；拟建燃料气管道长度为 1.7km，设计压力 1.6MPa，管径为 DN48，管道输送介质主要为经净化处理后的天然气。经计算，集输管线天然气最大存在量为 0.92t，硫化氢含量为 2.5t，原油质量为 5.78t；燃料气管道天然气最大存在量为 0.028t。具体计算结果见下表。

表 2.4-8 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qn/t	临界量Qn/t	该种危险物质Q值
集输 管线	1	天然气	74-82-8	0.92	10	0.092
	2	原油	-	5.78	2500	0.0023
	3	硫化氢	7783-06-4	0.0012	2.5	0.00046
	项目Q值Σ					0.09476
燃料 气管 线	1	天然气	74-82-8	0.028	10	0.0028
	项目Q值Σ					0.0028
合计						0.09756

经计算，本项目 Q 值为 $0.09756 < 1$ ，风险潜势为 I。

2.4.1.7.2 评价工作等级的划分

根据导则规定，环境风险评价工作等级划分方法见表2.4-9。

表2.4-9 环境风险评价工作等级划分一览表

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

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

对照表2.4-9可知，本项目环境风险潜势为 I，因此本项目确定环境风险评价等级为简单分析。

2.4.2 评价范围

根据本项目各环境要素确定的评价等级、本项目污染源排放情形，结合区域自然环境特征，按导则中评价范围确定的相关规定，各环境要素评价范围见表 2.4-10 及附图 12。

表 2.4-10 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评价范围
1	环境空气	二级	以井场为中心边长 5km 的矩形区域
2	地表水环境	三级 B	—
3	地下水环境	二级	井场地下水流向上游 1km, 下游 2km, 两侧外扩 1km 的矩形区域, 及管线边界两侧向外延伸 200m
4	声环境	二级	井场边界外 200m 范围
5	土壤环境	二级	井场边界外扩 200m, 管线边界两侧外延 200m 范围
6	生态环境	二级	井场: 边界外扩 2km, 管线: 穿越公益林段管线向两端外延 1km、管线中心线向两侧外延 1km(已涵盖穿越非公益林段时, 线路中心线向两侧外侧 300m 范围)
7	环境风险	简单分析	—

2.5 评价内容和评价重点

2.5.1 评价内容

根据本项目特点及周围环境特征, 将本次评价工作内容列于表 2.5-1。

表 2.5-1 评价内容一览表

序号	项目	内容
1	概述	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响要素和评价因子、评价等级和评价范围、评价内容和评价重点、评价标准、相关规划及环境功能区划、环境保护目标
3	工程分析	(1)塔河油田 1 区开发现状及环境影响回顾: 开发现状、主要地面设施情况、“三同时”执行情况、回顾性评价、区块污染源达标情况、现有区块污染物排放量、环境问题及“以新带老”改进意见; (2)拟建工程: 基本概况、油气水物性、主要技术经济指标、工程组成、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、营运期污染源及其防治措施、闭井期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、三本账、污染物总量控制分析; (3)依托工程: TKC1-7H 阀组、一号联合站、塔河油田绿色环保站基本情况介绍及富余量
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境敏感区调查、环境质量现状监测与评价、区域污染源调查
5	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析(施工废气、施工噪声、施工期固体废物、施工废水、施工期生态影响分析) 营运期环境影响预测与评价(大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、土壤环境、固体废物、生态环境及环境风险)

续表 2.5-1 评价内容一览表

序号	项目	内容
6	环保措施可行性论证	针对项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性和定量方式估算建设项目环境影响的经济价值
8	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监理要求；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的环境影响可行性结论

2.5.2 评价重点

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

2.6 评价标准

本次环境影响评价执行如下标准：

(1) 环境质量标准

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

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

声环境：执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准；

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

(2) 污染物排放标准

废气：真空加热炉烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值，其中 NO_x 同时满足《关于开展自治区 2021 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》(新环大气发[2021]142 号)中燃气锅炉氮氧化物排放浓度限值($\text{NO}_x \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$)；井场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；井场无组织排放 H_2S 执行《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新扩改建项目二级标准。

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

上述各标准的标准值见表 2.6-1 至表 2.6-4。

(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 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标准	单位	标准来源
环境空气	PM_{10}	年平均	70	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单二级标准
		24 小时平均	150		
	$\text{PM}_{2.5}$	年平均	35		
		24 小时平均	75		
	SO_2	年平均	60		
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	NO_2	年平均	40		
		24 小时平均	80		
1 小时平均		200			

续表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标准	单位	标准来源
环境空气	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及其修改单二级标准
		1 小时平均	10		
	O ₃	日最大 8 小时平均	160	μg/m ³	
		1 小时平均	200		
	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m ³	
H ₂ S	一次	10	μg/m ³	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值	
地下水	色	≤15		铂钴色度单位	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 标 1 感官性状及一般化学指标中 III 类
	嗅和味	无		—	
	浑浊度	≤3		NTU	
	肉眼可见物	无		—	
	pH	6.5~8.5		—	
	总硬度	≤450		mg/L	
	溶解性总固体	≤1000			
	硫酸盐	≤250			
	氯化物	≤250			
	铁	≤0.3			
	锰	≤0.1			
	铜	≤1.0			
	锌	≤1.0			
	铝	≤0.2			
	挥发性酚类	≤0.002			
	阴离子表面活性剂	≤0.3			
	耗氧量	≤3.0			
	氨氮	≤0.5			
硫化物	≤0.02				
钠	≤200				

续表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标准	单位	标准来源
地下水	总大肠菌群	≤ 3		CFU/100 mL	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类微生物指标
	菌落总数	≤ 100		CFU/mL	
	亚硝酸盐	≤ 1.0		mg/L	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)表1毒理学指标中III类
	硝酸盐	≤ 20.0			
	氰化物	≤ 0.05			
	氟化物	≤ 1.0			
	碘化物	≤ 0.08			
	汞	≤ 0.001			
	砷	≤ 0.01			
	硒	≤ 0.01			
	镉	≤ 0.005			
	铬(六价)	≤ 0.05			
	铅	≤ 0.01			
	三氯甲烷	≤ 0.06			
	四氯化碳	≤ 0.002			
	苯	≤ 0.01			
	甲苯	≤ 0.7			
石油类	≤ 0.05		参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准		
声环境	$L_{Aeq, T}$	昼间	60	dB(A)	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类标准
		夜间	50		

表 2.6-2 土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	第二类用地风险筛选值(mg/kg)	序号	检测项目	第二类用地风险筛选值(mg/kg)
1	砷	60	24	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5
2	镉	65	25	氯乙烯	0.43
3	六价铬	5.7	26	苯	4
4	铜	18000	27	氯苯	270
5	铅	800	28	1, 2-二氯苯	560

续表 2.6-2 土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	第二类用地风险筛选值(mg/kg)	序号	检测项目	第二类用地风险筛选值(mg/kg)
6	汞	38	29	1,4-二氯苯	20
7	镍	900	30	乙苯	28
8	四氯化碳	2.8	31	苯乙烯	1290
9	氯仿	0.9	32	甲苯	1200
10	氯甲烷	37	33	间/对二甲苯	570
11	1,1-二氯乙烷	9	34	邻二甲苯	640
12	1,2-二氯乙烷	5	35	硝基苯	76
13	1,1-二氯乙烯	66	36	苯胺	260
14	顺1,2-二氯乙烯	596	37	2-氯酚	2256

表 2.6-3 农用地土壤污染风险筛选值

污染项目		风险筛选值(mg/kg)
		pH>7.5
镉	其他	0.6
汞	其他	3.4
砷	其他	25
铅	其他	170
铬	其他	250
铜	其他	100
镍		190
锌		300

表 2.6-4 污染物排放标准一览表

类别	污染源	项 目	排放限值	单位	标准来源
废气	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	
		氮氧化物	50	mg/m ³	

续表 2.6-4

污染物排放标准一览表

类别	污染源	项 目	排放限值	单位	标 准 来 源
废气	井场无组织废气	非甲烷总烃	4.0	mg/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求
		H ₂ S	0.06		《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新扩改建项目二级标准
施工噪声	L _{Aeq, T}	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 _{Aeq, T}	昼间	60	dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区标准
		夜间	50		

2.7 相关规划及环境功能区划

2.7.1 主体功能区划

本项目位于轮台县南部塔河油田 1 区内，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等，根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本项目不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区。本项目主要建设井场及集输管线，主要目的是满足塔河油田 1 区产能开发的需要，开发强度不会超过区域规划目标。项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态环境的影响。

综上所述，项目未处于主体功能区划中的禁止开发区，与区域主体功能区划目标相协调。

2.7.2 生态环境保护

根据评价项目的地理位置，项目区位于新疆维吾尔自治区巴州轮台县，所在地涉及的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《国家级公益林管理办法》（林资发[2017]34 号）、《关于印发〈新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法〉的通知》（新林规[2021]3 号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）、《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》（新环环评发[2020]142 号）、《新疆生态环境保护“十

四五”规划》、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)等。

目前,西北油田分公司正委托河北省众联能源环保科技有限公司编制《西北油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》,根据规划文本及规划环评报告内容,“十四五”规划已涵盖项目所在区域。

本项目与上述相关文件的符合性分析结果参见表 2.7-1。

表 2.7-1 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度,提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。	本工程属于塔里木盆地石油开采项目	符合
巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要	立足巴州塔里木盆地油气主产区资源优势和加工基础,稳定扩大油气产能,积极争取承接进口油气运输中转、储备、加工和交易中心重要功能,推进石油化工基地建设,做大做强基础石化,拉长精细化工产业链条,推动炼化纺一体化发展,提高资源就地加工比例,推动巴州由单一资源输出地向全产业链加工基地转型,打造新疆大型油气生产、加工、外送基地和战略储备基地。	本工程属于塔里木盆地石油开采项目	符合
《国家级公益林管理办法》(林资发[2017]34号)	第九条 严格控制勘查、开采矿藏和工程建设使用国家级公益林地。确需使用的,严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续。涉及林木采伐的,按相关规定依法办理林木采伐手续	本工程管线临时占地涉及国家二级公益林,目前正在同步办理用地手续	符合
	第十二条 一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动,严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为	本工程建设内容占地不涉及国家一级公益林	符合
	第十三条 二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下,可以按照第十二条第三款相关技术规程的规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下,可以合理利用其林地资源,适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用,科学发展林下经济	本工程管线临时占地涉及国家二级公益林,项目管线施工周期较短,施工结束后,及时恢复临时占地,不会对区域整体生态系统	符合

续表 2.7-1

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《关于印发〈新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法〉的通知》(新林规[2021]3号)	国家级公益林管护包括下列任务：(一)宣传林草法律法规和国家级公益林保护管理相关政策；(二)制止破坏森林资源等行为；(三)制止非法猎捕野生动物和乱采滥挖野生植物行为；(四)开展封育、抚育、造林、补植(补种)、引洪灌溉、管护基础设施建设等活动；(五)预防和扑救森林火灾；(六)监测、调查和防治林业有害生物灾害；(七)防止牲畜践踏、啃食幼苗幼树；(八)保护管护区域的标志牌、宣传牌、监测标志及封育围栏、林班界碑、小班界桩等管护设施；(九)开展森林资源监测工作；(十)制止其它破坏森林资源及林业设施的行为	本工程管线临时占地涉及国家二级公益林，为避免施工期对国家二级公益林造成较大影响，要求施工过程中加强人员公益林防护教育，严禁猎捕野生动物和乱采滥挖野生植物的行为，严格控制施工作业带宽度，加快施工进度，施工结束后及时恢复临时占地	符合
《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》(新环环评发[2020]142号)	加快推进油气发展(开发)相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展(开发)规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满5年的应当及时开展规划环境影响评价	目前《西北油田分公司“十四五”环境影响报告书》正在编制中	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号)	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	本项目已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施，并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行回顾性评价，同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合
	井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	本项目井场真空加热炉采用净化后的天然气作为燃料并采取低氮燃烧技术，燃烧后的烟气执行《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，其中NO _x 同时满足《关于开展自治区2021年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》(新环大气发[2021]142号)中燃气锅炉氮氧化物排放浓度限值(NO _x ≤50mg/m ³)	符合

续表 2.7-1

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》 (环办环评函[2019]910号)	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	本项目报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响	符合
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民	本项目油气集输管线采取埋地敷设方式，建设内容均不在生态保护红线范围内，且周边无居民区分布	符合
	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	西北油田分公司采油一厂制定有《中石化西北油田分公司采油一厂突发环境事件应急预案》并进行了备案(备案编号652800-2021-094-M)，后续应根据本工程生产过程存在的风险事故类型，完善现有的突发环境事件应急预案	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量	本项目井场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合
	有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动全疆重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展风险管控与修复工程。推广绿色修复理念，强化修复过程二次污染防控	塔河油田 1 区对历史遗留废弃物进行清理工作已纳入塔河油田 2022 年度~2023 年度整改计划中。本项目不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	符合

续表 2.7-1

相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测	报告中已提出环境监测计划，详见：“8.4.3 监测计划”	符合
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	本项目产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第 23 号）中相关管理要求	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后，恢复井场周边及管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	本项目开发方案设计考虑了塔河油田油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺均成熟、先进	符合
	集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目井场、管线永久占地和临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合

表 2.7-2 石油天然气开采业污染防治技术政策符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号）	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	本项目运营期废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层；井下作业废水委托塔河油田绿色环保站处理；落地油及废防渗材料收集后委托有危废处置资质的单位接收处置；无石油类污染物排放	符合

续表 2.7-2 石油天然气开采业污染防治技术政策符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	油气田建设应总体规划, 优化布局, 整体开发, 减少占地和油气损失, 实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目建设布局合理, 已在设计阶段合理选址, 合理利用区域现有道路, 减少项目占地; 油气采取密闭集输工艺, 输送至塔河油田一号联合站集中处理; 落地油及废防渗材料收集后委托有危废处置资质的单位接收处置	符合
	在油气集输过程中, 应采用密闭流程, 减少烃类气体排放	本项目油气集输过程为密闭流程	符合
	在油气开发过程中, 应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态环境影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井, 若有较大的生态影响, 应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区, 应采取保护措施, 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
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	在钻井和井下作业过程中, 鼓励污油、污水进入生产流程循环利用, 未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	本项目运营期采出水随采出液一起进入联合站处理, 达标后回注地层; 井下作业废水委托塔河油田绿色环保站处理	符合

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

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号)	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	本项目不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案, 并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布, 接受社会监督	本项目已提出生态保护和生态恢复治理方案, 并要求油田公司进行公示和接受社会监督	符合
	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测, 接受生态环境主管部门的指导, 并向社会公布监测情况。	本评价已制定监测方案	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备, 实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	本项目集输过程采用先进技术、工艺和设备	符合

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

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第7号)	散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理,不得掩埋	本项目运营期固体废物为落地油及废防渗材料,收集后委托有危废处置资质单位接收处理	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置,必须符合国家 and 自治区有关规定;不具备处置、利用条件的,应当送交有资质的单位处置。煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物,应当采取措施防止污染大气、土壤、水体	本项目运营期固体废物为落地油及废防渗材料,收集后委托有危废处置资质单位接收处理	符合

2.7.3 “三线一单”分析

2021年2月,新疆维吾尔自治区人民政府发布了《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》(新政发[2021]18号)。为落实其管控要求,2021年7月,新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》(新环环评发[2021]162号)。2021年7月,巴州人民政府办公室发布了《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》(巴政办发[2021]32号)。本工程与上述文件中“三线一单”分区管控要求的符合性分析见表2.7-3至表2.7-8,本工程与“生态保护红线”位置关系示意图见附图5。

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

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《关于印发新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》(新政发[2021]18号)	生态保护红线 按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求,对划定的生态保护红线实施严格管控,保障和维护国家生态安全的底线和生命线	本项目距离生态环境保护红线区约4.7km,建设内容均不在生态保护红线范围内	符合

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

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》(新政发[2021]18号)	环境质量底线	<p>本项目采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔河油田绿色环保站处理，废水均不向外环境排放；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，本项目真空加热炉采用净化后的天然气作为燃料并采取低氮燃烧技术，油气采取密闭集输工艺，本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险</p>	符合
	资源利用上线	<p>项目为石油开采项目，运营过程中不消耗水资源，不会对区域水资源造成影响。项目井场真空加热炉运行过程中消耗少量的天然气，对区域能源影响较小。井场永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少。井场采用罐车就近从村庄水井拉水，钻井过程采取节水措施，且钻井工程结束后不新增用水，不会超过区域水资源上线。综上所述，项目的实施，不会突破区域资源利用上线</p>	符合

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

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(新政发[2021]18号)	环境管控单元 自治区划定环境管控单元,分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类,实施分类管控。优先保护单元主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求;一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则,开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求,严守生态环境质量底线,确保生态功能不降低。重点管控单元主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局,不断提升资源利用效率,有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控,解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。一般管控单元主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求,推动区域环境质量持续改善	本项目属于一般管控单元,项目建设过程中以生态环境保护优先为原则,开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求,严守生态环境质量底线,生态功能不会降低。本项目实施后通过采取完善的污染治理措施,不会对站址周围大气环境、地表水环境、声环境、土壤环境产生明显影响,对地下水环境影响可接受。本项目采取有效的污染防治措施,可确保污染得到有效地控制,不会对周围环境产生明显影响	符合

表 2.7-5 本工程与“新疆维吾尔自治区总管控要求”符合性分析一览表

管控类别	管控要求	本项目	符合性
A1空间布局约束	【A1.1-1】禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录(2019年本)》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单(2019年版)》禁止准入类事项。除国家规划项目外,凡属于新增产能“三高”项目均不允许在全疆新(改、扩)建。	本项目为石油开采项目,属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目,属于《产业结构调整指导目录(2019年本)》中的鼓励类项目;不属于《市场准入负面清单》中禁止准入类项目;不属于“三高”项目	符合

续表 2.7-5 本工程与“新疆维吾尔自治区总体管控要求”符合性分析一览表

管控类别	管控要求	本项目	符合性
A1空间 布局 约束	<p>【A1.2-1】严格执行国家产业、环境准入和去产能政策，防止过剩或落后产能跨地区转移。符合国家煤电产业政策的新建煤电、热电联产项目烟气排放执行超低排放标准。除国家规定项目外，国家和自治区大气污染防治联防联控区域内不再布局建设煤化工、电解铝、燃煤纯发电机组、金属硅、碳化硅、聚氯乙烯（电石法）、焦炭（含半焦）等行业的新增产能项目，具备风光电清洁供暖建设条件的区域原则上不新批热电联产项目。重点控制区主要大气污染物排放须进行“倍量替代”，执行大气污染物相应标准限值，新增大气污染物排放量须在项目所在区域内实施总量替代，不得接受其他区域主要大气污染物可替代总量指标；一般控制区域内主要大气污染物排放须进行“等量替代”，执行大气污染物相应标准限值。严格执行钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃等行业产能置换实施办法。</p>	<p>本项目为石油开采项目，不属于《市场准入负面清单》中禁止准入类项目；不属于国家和自治区大气污染防治联防联控区域</p>	符合
	<p>【A1.3-1】列入《产业结构调整指导目录（2019 年本）》淘汰类的现状企业，制定调整计划。针对环保治理措施不符合现行环保要求、资源能源消耗高、涉及大量排放区域超标污染物或持续发生环保投诉的现有企业，制定整治计划。在调整过渡期内，应严格控制其生产规模，禁止新增产生环境污染的产能和产品。</p>	<p>本项目为改扩建项目，现有工程不属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中的淘汰类项目</p>	符合
	<p>【A1.3-2】任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。</p>	<p>本项目不在水源涵养区、饮用水水源保护区内建设。</p>	符合
	<p>【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划、自治区生态功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。</p>	<p>本项目建设符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等规划要求</p>	符合
	<p>【A1.4-2】重大项目原则上布局在自治区主体功能区划中的优化开发区和重点开发区，并符合国土空间规划。</p>	<p>本项目不属于重大项目</p>	—
	<p>【A1.4-3】石化、化工、煤化工、制药、农药等挥发性有机物排放重点行业建设项目，以及工业涂装、包装印刷等涉 VOCs 排放的项目，在符合国家产业政策和清洁生产水平要求、满足污染物排放标准以及污染物排放总量控制指标的前提下，必须在依法设立、环境保护基础设施齐全并经规划环评的产业园区内布设。推进工业园区和企业集群建设涉 VOCs “绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 VOCs 集中高效处理。</p>	<p>本项目属于石油开采项目，不属于重点行业建设项目。本项目实施后生产工艺过程密闭，减少 VOCs 排放对大气环境的影响。</p>	符合

续表 2.7-5 本工程与“新疆维吾尔自治区总体管控要求”符合性分析一览表

管控类别	管控要求	本项目	符合性
A2 污染物排放管控	<p>【A2.1-1】PM_{2.5} 年平均浓度不达标城市禁止新（改、扩）建未落实 SO₂、NO_x、烟粉尘、挥发性有机物（VOCs）等四项大气污染物总量指标倍量替代的项目。</p>	<p>本项目所在区域属于 PM_{2.5}、PM₁₀ 年平均浓度不达标城市，根据《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》（环办环评函〔2020〕341 号）要求，对巴州实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减；按照总量替代原则，本项目 SO₂、NO_x 及挥发性有机物（VOCs）总量指标由中国石油化工股份有限公司西北油田分公司内部调剂</p>	符合
	<p>【A2.1-2】优化区域交通运输结构，加大货运铁路建设投入。推进多式联运型和干支衔接型货运枢纽（物流园区）建设，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度，推进重点工业企业和工业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移。钢铁、电解铝、电力、焦化等重点企业要加快铁路专用线建设，充分利用已有铁路专用线能力，大幅提高铁路运输比例。建设城市绿色物流体系，支持利用城市现有铁路货场物流货场转型升级为城市配送中心。</p>	<p>本项目不涉及</p>	—
	<p>【A2.1-3】推动实现减污降碳协同效应。优先选择化石能源替代、原料工艺优化、产业结构升级等源头治理措施，严格控制高耗能、高排放项目建设。加大交通运输结构优化调整力度，推动“公转铁”和多式联运，推广节能和新能源车辆。加强畜禽养殖废弃物污染治理和综合利用，强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制甲烷、氧化亚氮等温室气体。鼓励各县（市）积极探索协同控制温室气体和污染物排放的创新举措和有效机制。</p>	<p>目前，国家和自治区对陆地石油天然气企业无减污降碳的要求</p>	符合

续表 2.7-5 本工程与“新疆维吾尔自治区总体管控要求”符合性分析一览表

管控类别	管控要求	本项目	符合性
A2 污染物排放管控	【A2.1-4】到 2025 年，全区所有城镇（城市、县城）和重点镇具备污水收集处理能力，城市污水处理率达到 98%左右，县城污水处理率达到 95%左右。	本项目运营期废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层；井下作业废水委托塔河油田绿色环保站处理。本项目无废水排入地表水体，不会对区域水环境造成影响	符合
	【A2.1-5】加强生活垃圾处理。建设城镇生活垃圾综合处理设施，实现地级城市生活垃圾分类投放、分类收集、分类运输和分类处置，县级城市（县城）生活垃圾无害化处理设施全覆盖，区域中心城市及设区城市餐厨垃圾分类收运和处理。提高农村生活垃圾无害化处理水平。积极发展垃圾生物堆肥，统筹建设垃圾焚烧发电设施，促进生活垃圾资源化利用。	本项目施工期生活垃圾现场集中收集，就近委托有资质的生活垃圾填埋场或生活垃圾焚烧场合规处置；井场生活污水处理装置污泥收集后委托周边有资质工业固废填埋场合规处置	符合
	【A2.2-1】伊犁河流域、额尔齐斯河流域、博斯腾湖流域、额敏河流域等敏感区域城镇污水处理设施全面提高至一级 A 排放标准。乌鲁木齐市、喀什市、博乐市、石河子市、五家渠市等建成区水体水质达不到地表水 IV 类标准的城市，新改扩建城镇污水处理设施要执行一级 A 排放标准。城镇污水处理厂运行负荷率达到 75%以上。	本项目不涉及伊犁河流域、额尔齐斯河流域、博斯腾湖流域、额敏河流域等敏感区域，建设地点不在乌鲁木齐市、喀什市、博乐市、石河子市、五家渠市等建成区	—
A3 环境风险管控	【A3.1-1】禁止在化工园区外新建、扩建危险化学品生产项目。严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全和卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出。	本项目不属于危险化学品生产项目	—
	【A3.1-2】全区受污染耕地安全利用率 2025 年达到 98%以上，2030 年保持 98%；污染地块安全利用率 2025 年不低于 90%，2030 年达到 95%以上。	本项目不涉及受污染耕地及污染地块	—
	【A3.1-3】到 2025 年，全区地下水水质基本稳定。到 2035 年，地下水污染风险得到有效防范。	本项目严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，对井场进行分区防渗，地下水污染风险得到有效防范	符合

续表 2.7-5 本工程与“新疆维吾尔自治区总体管控要求”符合性分析一览表

管控类别	管控要求	本项目	符合性
A3环境风险管控	【A3.2-1】建立重污染天气监测预警体系,建立地州(市)与县(市)之间上下联动、县级以上人民政府生态环境主管部门与气象主管机构等有关部门之间左右联动应急响应体系,实行联防联控。	本项目不涉及	—
A4资源利用要求	【A4.1-1】实行最严格的水资源管理制度,严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”,严格实行区域用水总量和强度控制,强化节水约束性指标管理。自治区用水总量 2025 年、2030 年分别控制在 536.15、526.74 亿立方米以内。	本项目开发过程中采取节水措施,生产废水及生活污水进行综合利用,节约了水资源	符合
	【A4.1-2】严格实行用水总量控制和实施计划供水制度,坚决制止非法开荒。严格实施取水许可制度,对纳入取水许可管理的单位和其他用水大户实行计划用水管理。新建、改建、扩建项目用水要达到行业先进水平,节水设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投运。具备使用再生水条件但未充分利用的钢铁、火电、化工、制浆造纸、印染等项目,不得批准其新增取水许可。	本项目用水主要为施工期用水,用水量较小,对区域水资源消耗较小	符合
	【A4.1-3】严控地下水超采。严格控制开采深层承压水,地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可。加强地下水超采区综合治理与修复,实行地下水开采量与水位双控制度。	本项目不涉及地下水的开采	—
	【A4.1-4】2025 年、2030 年新疆维吾尔自治区地下水供水控制指标分别为 688538 万 m ³ 、626527 万 m ³ 。	本项目用水主要为施工期用水,用水量较小,对区域水资源消耗较小,不会超过自治区地下水供水控制指标	符合
	【A4.2-1】2025 年,全区永久基本农田保持在 4100 万亩以上。	本项目不占用基本农田	—
	【A4.3-1】煤炭占一次能源消费比重持续下降。 【A4.3-2】加强能耗“双控”管理,严格控制能源消费增量和能耗强度。优化能源消费结构,对“乌—昌—石”“奎—独—乌”等重点乡镇或实施新建用煤项目煤炭等量或减量替代。 【A4.3-3】大力发展绿色建筑,城镇新建公共建筑全面执行 65% 强制性节能标准,新建居住建筑全面执行 75% 强制性节能标准。	本项目不涉及煤炭的消耗	—
	【A4.4-1】重点控制区实施燃煤总量控制。各城市结合本地实际划定和扩大高污染燃料禁燃区范围,逐步由城市建成区扩展到近郊。通过政策补偿等措施,逐步推行以天然气或电替代煤炭。 【A4.4-2】在禁燃区内,禁止销售、燃用高污染燃料;禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的,应当在规定期限内改用清洁能源。	本涉及不涉及煤炭的消耗,不涉及燃用高污染燃料的设施	—

续表 2.7-5 本工程与“新疆维吾尔自治区总体管控要求”符合性分析一览表

管控类别	管控要求	本项目	符合性
A4资源利用要求	【A4.5-1】实施全社会节水行动，推动水资源节约集约利用。	本项目开发过程中采取节水措施，生产废水及生活污水进行综合利用，节约了水资源	符合
	【A4.5-2】大力发展绿色矿业，提高矿产资源开采回采率、选矿回收率和综合利用率。	本项目不涉及矿产资源开采回采、选矿回收及综合利用	—

表 2.7-6 本工程与“七大片区总体管控”符合性分析

名称	管控要求	本项目	符合性
天山南坡片区总体管控要求	切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性。	本项目不在托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	符合
	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障。	本项目地处塔克拉玛干沙漠北缘，属于石油开采项目，施工过程中严格控制施工占地，井站场建设和管道敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，对施工作业带进行生态恢复，尽可能减少对区域生态环境的影响。	符合
	推进塔里木河流域用水结构调整，维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水。	本项目周边无地表水体，不会对河流水质产生影响。	符合
	加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度，实施博斯腾湖综合治理。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，详见“5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求”章节	符合
	加强油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。	采油一厂对历史遗留废弃物进行治理已纳入塔河油田2022年度~2023年度整改计划中，已落实到具体的责任部门，并明确了资金来源。本项目不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置	符合

表2.7-7 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线	本项目距离生态环境保护红线区约4.7km，建设内容均不在生态保护红线范围内	符合

续表2.7-7 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性	
《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》	环境质量底线	<p>全州水环境质量持续改善,开都河、塔里木河、迪那河、车尔臣河、黄水沟 5 条河流 13 个监测断面稳定达到 II 类水(塔里木河氟化物不参与考核,其他指标均为 II 类),孔雀河 4 个监测断面达到 II 类水,博斯腾湖 17 个重点点位中 1、7、14 监测点均值 III 类,其余监测点均值 IV 类;受污染地表水体得到有效治理,饮用水安全保障水平持续提升,地下水超采得到严格控制,地下水水质保持稳定。全州环境空气质量有所提升,SO₂、NO₂ 浓度长期维持在较低水平,达到环境空气质量一级标准;逐步减少颗粒物排放,PM₁₀、PM_{2.5} 平均浓度分别低于 81 μg/m³、31.5 μg/m³ (库尔勒市,扣除沙尘天气影响),空气优良天数比例大于 75.2% (库尔勒市),重污染天数持续减少,沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作;全州土壤环境质量保持稳定,受污染耕地安全利用率达到 98%以上,污染地块安全利用率不低于 93%,土壤环境风险得到进一步管控</p>	<p>本项目采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层,井下作业废水采用专用废水回收罐收集,酸碱中和后运至塔河油田绿色环保站处理,废水均不向外环境排放;本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域,本项目真空加热炉采用净化后的天然气作为燃料并采取低氮燃烧技术,油气采取密闭集输工艺,本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求,项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施,改善区域环境空气质量。本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标,不会增加土壤环境风险</p>	符合
	资源利用上线	<p>推进低碳发展,强化节约集约利用,持续提升资源能源利用效率,水资源、土地资源、能源消耗等达到自治区下达的总量和强度控制目标。</p>	<p>项目为石油开采项目,运营过程中不消耗水资源,不会对区域水资源造成影响。项目井场真空加热炉运行过程中消耗少量的天然气,对区域能源影响较小。井场永久占地面积较小,管线埋地敷设,敷设完成后回填管沟,对土地资源占用较少。井场采用罐车就近从村庄水井拉水,钻井过程采取节水措施,且钻井工程结束后不新增用水,不会超过区域水资源上线。综上所述,项目的实施,不会突破区域资源利用上线</p>	符合

续表2.7-7 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》	<p>环境管控单元</p> <p>巴州共划分 125 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类，实施分类管控。</p> <p>一般管控单元 9 个，主要指优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元以沙漠、荒漠、戈壁、一般农业生产等为主的管控单元，主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善</p>	<p>本项目属于一般管控单元，项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。本项目实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对站址周围大气环境、地表水环境、声环境、土壤环境产生明显影响，对地下水环境影响可接受。本项目采取有效的污染防治措施，可确保污染得到有效的控制，不会对周围环境产生明显影响</p>	符合

表 2.7-8 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

	文件要求	本项目	符合性
空间布局约束	1.1 禁止在人口集中地区和其他依法需要特殊保护的区域内焚烧沥青、油毡、橡胶、塑料、皮革、垃圾以及其他产生有毒有害烟尘和恶臭气体的物质	本项目不涉及	—
	1.2 禁止在居民住宅楼、未配套设立专用烟道的商住综合楼以及商住综合楼内与居住层相邻的商业楼层内新建、改建、扩建产生油烟、异味、废气的餐饮服务项目。任何单位和个人不得在当地人民政府禁止的区域内露天烧烤食品或者为露天烧烤食品提供场地	本项目不涉及	—
	1.3 县级及以上城市建成区原则上不再新建每小时 35 蒸吨以下的燃煤锅炉，其他地区原则上不再新建每小时 10 蒸吨及以下的燃煤锅炉	本项目 400kW 真空加热炉使用清洁能源天然气	符合
	1.4 禁止在自治州行政区域内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求，且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	本项目属于油气开采项目，耗水量较小，不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合

续表 2.7-8 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中
“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
空间布局约束	1.5 禁止新建、改建、扩建严重污染大气环境的项目。工业和信息化主管部门应当会同发展和改革、生态环境等部门，根据巴州生态环境局提供的大气监测数据制定工业产业转型升级行动计划和严重污染大气项目退出计划，报本级人民政府批准后向社会公布。对城市建成区大气环境质量造成明显影响的项目，自治州、各县（市）人民政府规定期限内未达到治理要求的项目，应当停产、限期搬迁或者关闭	本项目属于油气开采项目，不属于严重污染大气环境的项目	—
	1.6 在饮用水水源保护区内，禁止设置排污口	本项目未处于饮用水水源保护区内	—
	1.7 开都-孔雀河流域、塔里木河流域沿岸，要严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等项目环境风险，合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施	本项目属于油气开采项目，不涉及	—
	1.8 禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动	本项目未处于基本农田保护区	—
	1.9 县级以上地方人民政府应当依法将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护。在永久基本农田集中区域，不得新建可能造成土壤污染的建设项目；已经建成的，应当限期关闭拆除	本项目未处于永久基本农田范围内	—
	1.10 落实重度污染土地严格管控措施。加强对严格管控类耕地、园地、草地的用途管理，依法将其划定为农产品禁止生产区域，严禁种植食用农产品，不得列入国家中央财政投资农业高效节水项目建设；对威胁地下水、饮用水水源安全的，有关县市人民政府要制定环境风险管控方案，并落实有关措施。研究推进严格管控类耕地、园地、草地纳入新一轮退耕还林还草实施范围，制定实施重度污染耕地、园地、草地种植结构调整或退耕还林还草计划。推行耕地轮作休耕制度试点、草地轮牧休牧禁牧制度试点	本项目不涉及	—

续表 2.7-8 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中

“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

文件要求	本项目	符合性
1.11 强化空间布局管控。严格执行相关行业企业布局选址要求，禁止在居民区、学校、医疗和养老机构等周边新建土壤环境重点监管行业企业；结合推进新型城镇化、产业结构调整 and 化解过剩产能等，有序搬迁或依法关闭对土壤造成严重污染的现有企业。结合区域功能定位和土壤污染防治需要，科学布局生活垃圾处理、危险废物处置、废旧资源再生利用等设施 and 场所，合理确定畜禽养殖布局 and 规模	本项目不涉及	—
1.12 【生态红线禁止类】生态保护红线内，自然保护区核心保护区原则上禁止人为活动，其他区域严格禁止开发性、生产性建设活动	本项目建设内容未处于生态保护红线范围内	—
1.13 【生态红线允许类】共 6 条	本项目建设内容未处于生态保护红线范围内	—
1.14 自治州、各县（市）人民政府不得批准在沙漠边缘地带 and 林地、草原开垦耕地；已经开垦并对生态产生不良影响的，应当有计划地组织退耕还林还草；对已退耕、闲置 and 未开垦的荒滩、荒地，采取引洪灌溉、生态输水、扎草方格等措施，促进生态自然修复。禁止在退耕还林还草实施范围内复耕 and 从事滥采、乱挖等破坏地表植被的行为	本项目未处于退耕还林还草范围	—
1.15 严格保护具有水源涵养功能的自然植被，禁止过度放牧、无序采矿、毁林开荒、开垦草原等行为	本项目选址区域为荒地，开采完成后采取自然恢复措施	符合
1.16 限制陡坡垦殖 and 超载过牧；加强小流域综合治理，实行封山禁牧，恢复退化植被。加强对能源 and 矿产资源开发及建设项目的监管，加大矿山环境整治修复力度，最大限度地减少人为因素造成新的水土流失	本项目属于油气开采项目，已提出相关防止水土流失措施	符合
1.17 对重要水源涵养区建立生态功能保护区，加强对水源涵养区的保护与管理，严格保护具有重要水源涵养功能的自然植被，限制或禁止各种损害生态系统水源涵养功能的经济社会活动和生产方式，如无序采矿、毁林开荒、湿地 and 草地开垦、过度放牧、道路建设等	本项目属于油气开采项目，已提出相关防护措施	符合
1.18 主体功能区实行更加严格的产业准入标准。严格限制区内“两高一资”产业落地，禁止高水资源消耗产业在水源涵养生态功能区布局，限制土地资源高消耗产业在水土保持生态功能区发展，降低防风固沙生态功能区的农牧业开发强度，禁止生物多样性维护生态功能区的大规模水电开发和林纸一体化产业发展	本项目不属于两高项目	—

续表 2.7-8 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中

“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
空间布局约束	1.19 自然保护区核心保护区：共 7 条	本项目未处于自然保护区范围内	—
	1.20 自然保护区一般控制区：共 9 条	本项目未处于自然保护区范围内	—
	1.21 生态保护红线外的生态空间，原则上按限制开发区域的要求进行管理。按照生态空间用途分区，依法制定区域准入条件，明确允许、限制、禁止的产业和项目类型清单，根据空间规划确定的开发强度，提出城乡建设、工农业生产、矿产开发、旅游康体等活动的规模、强度、布局 and 环境保护等方面的要求，由同级人民政府予以公示	本项目属于油气开采项目，开采强度未超过区域规划规模	符合
	1.22 严格限制农业开发占用生态保护红线外的生态空间，符合条件的农业开发项目，须依法由市级及以上地方人民政府统筹安排。生态保护红线外的耕地，除符合国家生态退耕条件，并纳入国家生态退耕总体安排，或因国家重大生态工程建设需要外，不得随意转用	本项目不涉及	—
	1.23 在不改变利用方式的前提下，依据资源环境承载能力，对依法保护的生态空间实行承载力控制，防止过度垦殖、放牧、采伐、取水、渔猎、旅游等对生态功能造成损害，确保自然生态系统的稳定	本项目不涉及	—
	1.24 禁止在自然保护区内进行砍伐、放牧、狩猎、捕捞、采药、开垦、烧荒、开矿、采石、挖沙等活动；但是，法律、行政法规另有规定的除外。禁止任何人进入自然保护区的核心区。禁止在自然保护区的缓冲区开展旅游和生产经营活动。严禁开设与自然保护区保护方向不一致的参观、旅游项目	本项目未处于自然保护区范围内	—
	1.25 在风景名胜区内禁止进行下列活动：共 4 条	本项目未处于风景名胜区范围内	—
	1.26 禁止违反风景名胜区规划，在风景名胜区内设立各类开发区和在核心景区内建设宾馆、招待所、培训中心、疗养院以及与风景名胜资源保护无关的其他建筑物；已经建设的，应当按照风景名胜区规划，逐步迁出	本项目未处于风景名胜区范围内	—
	1.27 除国家另有规定外，国家湿地公园内禁止下列行为：共 9 条	本项目未处于国家湿地公园范围内	—
	1.28 在国家级森林公园内禁止从事下列活动：共 9 条	本项目未处于国家级森林公园范围内	—

续表 2.7-8 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中

“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

文件要求	本项目	符合性
空间布局约束 1.29 除国家另有规定外，在国家沙漠公园范围内禁止下列行为：共 3 条	本项目未处于国家沙漠公园范围内	—
1.30 在天山自然遗产地内，禁止实施下列行为：共 4 条	本项目未处于天山自然遗产地范围内	—
1.31 在天山自然遗产地禁建区内，除配置必要的研究监测和安全防护设施外，禁止进行任何建设活动。天山自然遗产地限建区内，可以建设与自然遗产保护有关的设施。天山自然遗产地展示区内，可以建设与游览观光、文体娱乐等活动有关的公共服务设施和管理设施。按照前款规定实施建设活动的，建设单位、施工单位应当制定生态保护方案，采取有效措施，保护好周围景物、水体、林草植被、野生动物资源和地形地貌，并经天山自然遗产管理机构审核同意后，依照有关法律、法规的规定办理审批手续；天山自然遗产地详细规划已经明确建设项目选址、布局与规模的，可以不再申请核发建设项目选址意见书。	本项目未处于天山自然遗产地范围内	—
1.32 【开都河流域空间布局约束】：共 7 条	本项目未处于开都河流域	—
污染物排放管控 2.1 水源涵养和生物多样性维护型重点生态功能区水质达到地表水、地下水 I 类，空气质量达到一级	本项目不涉及	—
2.2 燃煤电厂和其他燃煤单位应当采用清洁生产工艺，配套建设除尘、脱硫、脱硝等装置，或者采取技术改造等其他控制大气污染物排放的措施。国家鼓励燃煤单位采用先进的除尘、脱硫、脱硝、脱汞等大气污染物协同控制的技术和装置，减少大气污染物的排放	本项目不涉及	—
2.3 钢铁、建材、有色金属、石油、化工等企业生产过程中排放粉尘、硫氧化物和氮氧化物的，应当采用清洁生产工艺，配套建设除尘、脱硫、脱硝等装置，或者采取技术改造等其他控制大气污染物排放的措施	本项目不涉及	—
2.4 钢铁、建材、有色金属、石油、化工、制药、矿产开采等企业，应当加强精细化管理，采取集中收集处理等措施，严格控制粉尘和气态污染物的排放。工业生产企业应当采取密闭、围挡、遮盖、清扫、洒水等措施，减少内部物料的堆存、传输、装卸等环节产生的粉尘和气态污染物的排放	本项目不涉及	—

续表 2.7-8 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中

“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

文件要求	本项目	符合性
2.5 库尔勒区域(以库尔勒市人民广场为中心,半径 50 公里范围,主要包括库尔勒市、第二师铁门关市(28 团、29 团)、库尔勒经济技术开发区、第二师铁门关经济工业园、焉耆河北生态产业园、库尔勒上库综合产业园区(不含石油石化产业园)和尉犁县部分区域。)禁止新(改、扩)建未落实 SO ₂ 、NO _x 等主要大气污染物总量指标减量替代的项目。上述区域所有新(改、扩)建项目应执行相应大气污染物特别排放限值标准	本项目未处于库尔勒区域、库尔勒经济技术开发区、第二师铁门关经济工业园、焉耆河北生态产业园、库尔勒上库综合产业园区范围内	—
2.6 根据水环境保护的需要,在饮用水水源保护区内,采取禁止或者限制使用含磷洗涤剂、化肥、农药以及限制种植养殖等措施	本项目不涉及	—
2.7 饮用水源地准保护区内无新建、扩建制药、化工、造纸、制革、印染、染料、炼焦、炼硫、炼砷、炼油、电镀、农药等对水体污染严重的建设项目	本项目未处于饮用水水源地范围内	—
2.8 饮用水水源二级保护区内城镇生活垃圾全部集中收集并在保护区外进行无害化处置。准保护区内工业园区企业的第一类水污染物达到车间排放要求、常规污染物达到间接排放标准后,进入园区污水处理厂集中处理。不能满足水质要求的地表水饮用水水源,准保护区或汇水区域采取水污染物容量总量控制措施,限期达标	本项目未处于饮用水水源地范围内	—
2.9 所有排污单位必须依法实现全面达标排放。逐一排查工业企业排污情况,重点排污单位应按要求安装污染物在线监控设施,达标企业应采取措施确保稳定达标。实行“红黄牌”警示制度,对超标和超总量的企业予以“黄牌”警示,一律限制生产或停产整治;对整治仍不能达到要求且情节严重的企业予以“红牌”处罚,一律停业、关闭。定期公布环保“黄牌”、“红牌”企业名单。定期抽查排污单位达标排放情况,结果向社会公布。加大综合惩处和处罚执行力度,建立环保领域非诉案件执行联动配合机制,对行政处罚、行政命令执行情况实施后督察	塔河油田一厂已申领排污许可证	符合

续表 2.7-8 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中

“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

文件要求	本项目	符合性
2.10 严格控制环境激素类化学品污染。完成环境激素类化学品生产使用情况调查，监控评估水源地、农产品种植区及水产品集中养殖区风险，实施环境激素类化学品淘汰、限制、替代等措施。严格控制持久性有机污染物排放，实施持久性有机污染物统计报表制度，对污染物和废弃物进行严格管理	本项目不涉及	—
2.11 【开都河流域污染排放限制】：共 4 条	本项目未处于开都河流域	—
2.12 自治州、铁门关市、博斯腾湖周边各级人民政府、焉耆垦区团（镇）应当采取保护和治理措施，维护和改善博斯腾湖水环境，使汇入博斯腾湖的各河流水质达到《地表水环境质量标准》（GB3838—2002）II 类标准，博斯腾湖水水质达到《地表水环境质量标准》（GB3838—2002）III 类标准	本项目不涉及	—
2.13 【博斯腾湖水污染防治要求】：共 7 条	本项目不涉及	—
2.14 狠抓工业污染防治。对水环境影响较大的“低、小、散”落后企业、加工点、作坊的专项整治，严防小型造纸、印染、染料、炼焦、炼油、电镀、农药等严重污染水环境的生产项目死灰复燃	本项目不涉及	—
2.15 推进污泥处理处置。建立污泥从产生、运输、储存、处置全过程监管体系。污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理处置，禁止处理处置不达标的污泥进入耕地，非法污泥堆放点一律予以取缔	本项目不涉及	—
2.16 推进农业农村污染防治。依法关闭或搬迁禁养区内的畜禽养殖场（小区）和养殖专业户。现有规模化畜禽养殖场（小区）要根据污染防治需要，配套建设粪便污水贮存、处理、利用设施，散养密集区要实行畜禽粪便污水分户收集、集中处理利用。新建、改建、扩建规模化畜禽养殖场（小区）要实施干湿分流、粪便污水资源化利用	本项目不涉及	—
2.17 控制农业面源污染。塔里木河流域、开都河流域等敏感区域及大中型灌区，应建设生态沟渠、污水净化塘、地表径流集蓄池等设施，避免上灌下排造成污染物转移扩散，严禁农田排水直接进入河道污染河流水质	本项目不涉及	—

续表 2.7-8 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中

“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

	文件要求	本项目	符合性
污染物 排放 管控	2.18 加强灌溉水水质管理。开展灌溉水水质监测，灌溉用水应符合农田灌溉水水质标准，水质未达到农田灌溉水水质标准的，县级人民政府应当采取措施予以改善。对因长期使用污水灌溉导致土壤污染严重、威胁农产品质量安全的，要及时调整种植结构	本项目不涉及	—
	2.19 防控企业污染。结合自治区、自治州耕地保护相关规定以及生态红线、耕地红线等要求，加强项目的立项、环评审核审批和节能评估审查等源头控制措施，严格控制在优先保护类耕地、园地、草地集中区域新建有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革、造纸及纸制品、金属制品、金属冶炼及延压加工、煤炭开采、黑色金属和有色金属矿采选业、非金属矿物采选业、危废治理等土壤环境监管重点行业项目。根据土壤详查结果，现有优先保护类耕地、园地、草地集中区域的相关企业，要制定升级改造计划，采用新技术、新工艺，加快提标升级改造步伐	本项目属于油气开采项目，未处于优先保护类耕地、园地、草地集中区域内	—
	2.20 加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。以中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司桑吉作业区、轮南作业区、塔中作业区以及河南油田分公司新疆采油厂等油（气）资源开发区为重点，加强油（气）田废弃物的无害化处理和资源化利用，严防油（气）田勘探、开发、运行过程中以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油（气）资源开发区历史遗留污染场地治理	采油一厂对历史遗留废弃物进行治理，已纳入塔河油田 2022 年度~2023 年度整改计划中，已落实到具体的责任部门，并明确了资金来源	符合
环境风 险防控	3.1 加强重污染天气应急联动。完善自治区重污染天气预警分级标准，统一同一区域内应急预警标准。当预测到区域将出现大范围重污染天气时，统一发布区域预警信息，各县市按级别启动应急响应，落实应急措施，实施区域应急联动	本项目不涉及	—
	3.2 完善重污染天气应急减排措施。各地进一步完善或制、修订重污染天气应急预案。提高应急预案中污染物减排比例，黄色、橙色、红色级别减排比例原则上分别不低于 10%、20%、30%。细化应急减排措施，落实到企业各工艺环节，实施“一厂一策”清单化管理。制定应急运输响应方案，在黄色及以上重污染天气预警期间，对钢铁、建材、焦化、有色、化工、矿山等涉及大宗物料运输的重点用车企业，实施应急运输响应	本项目不涉及	—

续表 2.7-8 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中

“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
环境风险防控	3.3 人民政府应当制定重污染天气应急预案，报上一级生态环境主管部门备案，并向社会公布。重污染天气应急预案应当根据实际需要和情势变化适时修订。重点排污单位应当根据所在地重污染天气应急预案，编制本单位重污染天气应急响应方案。医疗、教育、交通、应急管理等重点部门按照部门分预案开展应急管理工作，对发生或者可能发生危害人体健康和安全的重污染天气，应当启动应急方案	本项目不涉及	—
	3.4 自治州、各县（市）人民政府应当根据重污染天气的预警等级，及时启动重污染天气应急预案，并采取与预警等级对应的响应措施，相关单位和个人应当配合	本项目不涉及	—
	3.5 推进重点流域、饮用水源等环境敏感区域防控体系建设，落实环境风险防控措施，配备拦截、吸附等基本应急处置物资。落实饮用水源一级保护区周边人类活动频繁区域隔离墙、隔离网、视频监控等防范设施建设	本项目不涉及	—
	3.6 对饮用水水源保护区内排放重金属等有毒有害污染物的企业，优先取缔关闭；对饮用水水源保护区受重金属污染的土壤，修复处理以确保饮用水水源环境安全；对天然背景值超标、水厂无法处理的重金属等污染的水源，需尽快更换	本项目未处于饮用水水源保护区内	—
	3.7 强化对水源周边可能影响水源安全的制药、化工、造纸、采选、制革、印染、电镀、农药等重点行业企业的执法监管	本项目不涉及	—
	3.8 禁止从事下列危及城镇排水与污水处理设施安全的活动：共 6 条	本项目不涉及	—
	3.9 健全保护区内危险化学品运输管理制度。保护区内有道路、桥梁穿越的，危险化学品运输采取限制运载重量和物资种类、限定行驶线路等管理措施，并完善应急处置设施。保护区内运输危险化学品车辆及其他穿越保护区的流动源，利用全球定位系统等设备实时监控	本项目不涉及	—
	3.10 严格环境风险控制。防范环境风险。定期评估沿河流湖库的工业企业、工业集聚区环境与健康风险，加强预案管理，落实防控措施，排除水污染隐患。评估现有化学物质环境与健康风险，根据国家公布的优先控制化学品名录，对高风险化学品生产、使用进行严格限制，并逐步淘汰替代	本项目不涉及	—

续表 2.7-8 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中

“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
环境风险防控	3.11 建立州内国家 4A 级及以上旅游景区、生态旅游示范区的资源和环境保护监测机制。在旅游旺季对环博斯腾湖景区、巴音布鲁克景区、罗布人村寨景区、巩乃斯景区等重点景区实施空气质量（含负氧离子）、噪声指标、地表水质量、污水排放实施监测控管，出具监测质量报告。与景区管理机构形成联动机制，及时公布	本项目不涉及	—
	3.12 （农田灌溉风险要求）农田灌溉用水应当符合相应的水质标准，防止污染土壤、地下水和农产品。禁止向农田灌溉渠道排放工业废水或者医疗污水。向农田灌溉渠道排放城镇污水以及未综合利用的畜禽养殖废水、农产品加工废水的，应当保证其下游最近的灌溉取水点的水质符合农田灌溉水质标准	本项目不涉及	—
资源利用效率	4.1 加强秸秆综合利用和氨排放控制。全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。全面加强秸秆禁烧管控，强化各级政府秸秆禁烧主体责任，充分发挥网格化监管作用，在初春、秋收和夏收阶段开展秸秆禁烧专项巡查	本项目不涉及	—
	4.2 提高能源利用效率。继续实施能源消耗总量和强度双控行动。大力开发、推广节能高效技术和产品，实现重点用能行业、设备节能标准全覆盖	本项目能源消耗较小，设备设施均属于节能高效设备	符合
	4.3 推进循环发展。加强工业水循环利用。推进矿井水综合利用，煤炭矿区的补充用水、周边地区生产和生态用水应优先使用矿井水，加强洗煤废水循环利用。鼓励钢铁、纺织印染、造纸、石油石化、化工、制革等高耗水企业废水深度处理回用	本项目不涉及	—
	4.4 促进再生水利用。制定促进再生水利用的政策，以城市及产业集聚区为重点，实施再生水利用工程，完善再生水利用设施，工业生产、城市绿化、道路清扫、车辆冲洗、建筑施工以及生态景观等用水，要优先使用再生水。推进高速公路服务区污水处理和利用。具备使用再生水条件但未充分利用的钢铁、火电、化工、制浆造纸、印染等项目，不得批准其新增取水许可。单体建筑面积超过 2 万平方米的新建公共建筑应安装建筑中水设施。积极推动其他新建住房安装建筑中水设施	本项目不涉及	—

续表 2.7-8 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中

“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

文件要求	本项目	符合性
4.5 依法制定和完善重点河流水资源调度方案。采取闸坝联合调度、生态补水等措施，合理安排闸坝下泄水量和泄流时段，维持河湖基本生态用水需求，重点保障枯水期生态基流。加快重大水资源配置工程建设，提高区域水资源调配能力，发挥好控制性水利工程在改善水质中的作用。制定应急调度预案和调度计划，适时开展抗旱应急、突发水污染应急调度。建立和完善防洪防灾体系。不符合河流最小生态流量要求的规划和建设项目要限制运行，对安全隐患重、生态影响大的建设项目要建立退出机制	本项目不涉及	—
4.6 严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可。加强地下水超采区综合治理与修复，实行地下水开采量与水位双控制度，划定地下水禁采区、限采区。依法规范机井建设管理，完成已建机井的排查登记，未经批准的和公共供水管网覆盖范围内的自备水井，逐步予以关闭	本项目不涉及矿产资源开采回采、选矿回收及综合利用	—
4.7 编制重点超采区域地下水压采方案。在地下水超采区，禁止兴建地下水取水工程。加强水源置换，合理配置地表水和地下水开采量，减少地下水开采规模，逐步实现地下水采补平衡	本项目不涉及	—
4.8 流域执行最严格的水资源管理制度，依法实行取水许可和有偿使用制度。在流域内从事生产、建设活动应当遵守生态环境保护规划，严格执行水资源用水总量控制、用水效率控制、水功能区限制纳污“三条红线”控制指标。流域内水资源开发利用应当兼顾上下游、左右岸和有关县、团镇之间的利益，发挥水资源的综合效益	本项目用水量较小，未超过水资源用水总量控制、用水效率控制、水功能区限制纳污“三条红线”控制指标	符合
4.9 【开都河流域自然资源开发限制】：共 8 条	本项目不属于开都河流域	—
4.10 开都河岸线保护区：共 2 条	本项目不属于开都河流域	—
4.11 开都河岸线控制利用区：共 2 条	本项目不属于开都河流域	—
4.12 开都河岸线保留区：共 2 条	本项目不属于开都河流域	—
4.13 根据博斯腾湖水生态环境保护需要，确定博斯腾湖大湖区水体最低预警水位为 1045.50 米。在满足防洪要求确保安全的前提下，优化水资源配置与调度，维持合理水位。流域管理机构应当加强水位变化动态监测，按照法律法规规定，在人员流动相对密集的湖岸场所（大河口和扬水站区域）设立水位变化动态监测结果的显著标志标识，实时公开公示水位	本项目不属于博斯腾湖区域	—

续表 2.7-8 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中

“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
资源利用效率	4.14 【博斯腾湖水资源管理】共 4 条	本项目不属于博斯腾湖区域	—
	4.15 将博斯腾湖大湖、小湖全部岸线划分为优先保护岸线：共 2 条	本项目不属于博斯腾湖区域	—
	4.16 抓好工业节水。依据国家鼓励和淘汰的用水技术、工艺、产品和设备目录，加大工业节水先进技术的推广应用，加快落后技术、设备的淘汰退出。研究制定一批工业节水地方标准，推动重点行业开展企业用水定额对标工作。开展节水诊断、水平衡测试、用水效率评估，严格取用水定额管理。以工业用水重复利用、热力和工艺系统节水、工业给水和废水处理等领域为重点，支持企业实施节水技术改造	本项目用水量较小	—
	4.17 加强城镇节水。禁止生产、销售不符合节水标准的产品：公共建筑必须采用节水器具，限期淘汰公共建筑中不符合节水标准的水嘴、便器水箱等生活用水器具。鼓励居民家庭选用节水器具，推动旅馆饭店、学校等用水单位用水器具的更新改造。加快城镇老旧供水管网更新改造	本项目不涉及	—
	4.18 发展农业节水。推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。大力推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重	本项目不涉及	—
	4.19 加强河流湖库水量调度管理。依法制定和完善开都河、博斯腾湖、塔里木河水资源调度方案。采取闸坝联合调度、生态补水等措施，合理安排闸坝下泄水量和泄流时段，维持河湖基本生态用水需求，重点保障枯水期生态基流。加快重大水资源配置工程建设，提高区域水资源调配能力，发挥好控制性水利工程在改善水质中的作用。制定应急调度预案和调度计划，适时开展抗旱应急、突发水污染应急调度。建立和完善防洪防灾体系	本项目不涉及	—
	4.20 加强废弃农膜回收利用。严厉打击违法生产和销售农膜厚度小于 0.01 毫米、耐候期小于 180 天等不符合相关质量标准农膜的行为。鼓励生产企业进行科技创新，采用新技术、新材料生产可降解、无污染的农田地膜；鼓励销售企业和农田地膜使用者、农业生产经营组织销售和使用可降解、无污染的农田地膜，并逐步推广。建立农膜回收利用机制，建立健全废弃农膜回收贮运和综合利用网络	本项目不涉及	—

续表 2.7-8 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中

“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
资源利用效率	4.21 国家加强对土壤资源的保护和合理利用。对开发建设过程中剥离的表土，应当单独收集和存放，符合条件的应当优先用于土地复垦、土壤改良、造地和绿化等。禁止将重金属或者其他有毒有害物质含量超标的工业固体废物、生活垃圾或者污染土壤用于土地复垦	本项目不涉及	—
	4.22 加强建设用地规划引领管控：严控城乡建设用地规模；优化建设用地结构布局。促进建设用地立体综合开发：鼓励建设用地立体开发；支持土地综合开发利用；推行多层标准化厂房建设。实施城镇存量土地盘活利用：推进城镇低效用地再开发；鼓励低效工业用地内涵挖潜。提高农村建设用地利用效率：严格农村用地标准控制；盘活存量集体建设用地	本项目不涉及	—

表 2.7-9 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中

“轮台县一般管控单元”管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
ZH652822 30001 轮台县一般管控单元	空间布局约束	1. 执行自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的空间布局约束准入要求	本项目满足自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的空间布局约束准入要求	符合
	污染物排放管控	1. 执行自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的污染物排放管控要求	本项目满足自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的污染物排放管控要求	符合
	环境风险防控	1. 执行自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的环境风险防控要求	本项目满足自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的环境风险防控要求	符合
	资源利用效率	1. 执行自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的资源利用效率要求	本项目满足自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的资源利用效率要求	符合

综上所述，本工程符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》、新疆维吾尔自治区总体管控要求、新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求、《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环

境分区管控方案》、巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求、轮台县一般管控单元管控要求。

2.7.4 环境功能区划

本项目位于塔河油田 1 区，属于油气勘探开发区域，区域环境空气质量功能属于《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二类区；区域地下水以饮用、工业、农业用水为主要功能，属于《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类区；项目区域以工业生产(油气开采)为主要功能，区域声环境属于《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类功能区。

2.7.5 生态环境功能区划

参照《新疆生态功能区划》(原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月)，本项目主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 2.7-10 和附图 4。

表 2.7-10 工程区生态功能区划

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

由表 2.7-10 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，未见野生

动物出没。项目主要是油气管线敷设和井场设备安装，对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，施工结束后，管沟回填，区域生态采取自然恢复措施及完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化扩大、土壤盐渍化造成影响。综上所述，项目的建设实施对区域生态环境影响是可接受的，符合区域生态服务功能定位。本项目不属于新区块开发，项目废气达标排放、产生的废水、固废妥善处置，可确保油气开发与生态环境保护的双赢，与区域发展方向相协调。

2.8 路由评价与选址选线合理性分析

2.8.1 项目总体布局合理性分析

本项目位于现有塔河油田采矿权范围内，不涉及新申矿权范围。工程占地范围内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标。井位严格按照勘探期测线设计方案进行布设，燃料气管线和集输管线同沟敷设，且尽量沿现有道路敷设，总体布局合理。本次评价要求油田开发要严格按照设计方案划定区域进行，认真落实环评提出的环境保护措施，项目与周围居民及其他建构筑的距离要严格满足相关设计技术规范要求。

2.8.2 井场布置的合理性分析

根据现场调查，钻井井场布置均远离居民点等环境敏感目标，与最近居民点解放渠村 15.6km，不涉及自然保护区、无风景名胜区、水源保护区、文物保护单位；根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号)，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区及预防区，井场布置无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能。本项目新建的管线涉及轮台县重点公益林，公益林类型为国家二级公益林，主要是为防风固沙林。可研设计阶段已尽量减少占用国家二级公益林，建设单位施工前应根据《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法(试行)》(新林资字[2015]497 号)等有关规定，办理建设项目使用林地手续后方可开工建设。综上所述，井场布置合理。

2.8.3 管线选线可行性分析

2.8.3.1 总体走向

方案一：管道起自 TKC1-11H 井，沿油田已建公路向东北敷设 0.6km 再向东南敷设 1km，拐向东北敷设 0.1km。管线长度 1.7km，其中部分管线(约 0.4km)穿越公益林地，管线东南侧约 150m 处分布有胡杨林，但管线不涉及穿越。

方案二：管道起自 TKC1-11H 井，向南敷设 0.5km 再向东南敷设 1.2km，折向东北避让公益林地再敷设 1.9km。管线长度 3.6km，不穿越公益林地，但部分管线(约 1.2km)穿越胡杨林。

方案一及方案二管线走向见附图 6。

2.8.3.2 环境敏感因素

方案一管线评价范围内需穿越公益林地 0.4km，不需穿越胡杨林；方案二不需穿越公益林地，需穿越胡杨林 1.2km。

2.8.3.3 工程比选

通过对方案一、方案二进行比选，主要工程量情况见表 2.8-1。

表 2.8-1 方案 1 和方案 2 对比

项目	方案 1	方案 2
线路总长/km	1.7	3.6
穿越道路/次	不穿越	穿越油田碎石路 2 次
穿越农田/km	0	0
穿越公益林地/km	0.4	0
穿越胡杨林地/km	0	1.2
投资	5000	7800

二者优缺点比较见表 2.8-2。

表 2.8-2 方案比选优缺点对比表

项目	方案一	方案二
优点	部分管段可沿现有油田已建公路伴行敷设，交通方便，线路总体长度较短；不穿越胡杨林地	不穿越公益林地
缺点	穿越公益林地 0.4km，需办理相关手续	穿越胡杨林地 1.2km，相关政府部门协调难

	度大，需办理相关手续；整体投资略高
--	-------------------

2.8.3.4 环境比选

项目路由比选方案环境敏感性、优缺点综合比较见表 2.8-3。

表 2.8-3 环境比选对比表

比选内容	方案一	方案二	比选结果
生态环境	管线施工不穿越胡杨林地；穿越公益林地 0.4km	管线施工穿越胡杨林地 1.2km；不穿越公益林地	方案一较优
地下水	不涉及地下水环境敏感目标	不涉及地下水环境敏感目标	相当
声环境和环境空气	沿线无声环境和环境空气敏感点	沿线无声环境和环境空气敏感点	相当
环境风险	沿线涉及公益林地 0.4km，物质泄漏后可能污染公益林地	沿线涉及胡杨林 1.2km，物质泄漏后可能污染胡杨林	方案一较优
综合比选结果	方案一较优		

方案一生态影响相对较小，不涉及穿越胡杨林地，环境风险敏感程度相对较低，从环境保护角度推荐采用方案一。

综上所述，本项目合理优化管线选线方案，减少管线的长度。管道两侧范围内无居民等敏感目标，敷设区域无城市规划区、水源保护地、森林公园等敏感目标，管线占地类型主要为林地、草地及裸地，均为临时占地。从环境保护角度看，管道、道路选线可行。

2.9 环境保护目标

本项目大气评价范围内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域等敏感点，因此不再设置环境空气保护目标，鉴于石油开采类项目的特点，本次评价对环境空气的保护目的为不改变区域环境空气功能区质量；本项目周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，将管线边界两侧外延 200m 范围的公益林作为土壤环境保护目标；本项目生态评价范围内不涉及重要物种，不存在国家公园、自然保护区、森林公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线及重要生境等生态敏感区，将生态环境影响评价范围内植被及动物、塔里木河流域水土流失重

点治理区和预防区及国家二级公益林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、区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。环境保护目标见表 2.9-1 至表 2.9-4。

表 2.9-1 地下水环境保护目标一览表

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

表 2.9-2 土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位	距项目厂界(m)
评价范围内公益林	管线两侧	200

表 2.9-3 生态环境保护目标一览表

类别	保护目标	保护范围	距井场最近距离	功能要求	备注
生态敏感区	塔里木流域水土流失重点治理区和预防区	井场：边界外扩 2km， 管线：穿越公益林段管线向两端外延 1km、管线中心线向两侧外延 1km(已涵盖穿越非公益林段时，线路中心线向两侧外侧 300m 范围)	—	—	不对区域生态环境产生明显影响
	国家二级公益林	1km(已涵盖穿越非公益林段时，线路中心线向两侧外侧 300m 范围)	400m 管线穿越公益林	—	避免占用林地茂密区，按规定进行补偿

表 2.9-4 环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
	井场周边 3km 范围内					
环境空气	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	—	—	—
井场周边 500m 范围内人口数小计						0
井场周边 3km 范围内人口数小计						0
集输管线周边 200m 内						0
大气环境敏感程度 E 值						E3

续表 2.9-4 环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
地表水	序号	受纳水体名称	水域环境功能	24h 内流经范围	与排放点距离	
	1	--	--	--	--	
	地表水环境敏感程度 E 值				--	
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与厂界距离/m
	1	调查评价范围内潜水含水层	G3	III类	D1	--
	地下水环境敏感程度 E 值				E2	

3 建设项目工程分析

西北油田分公司目前投入开发的有塔河油田、西达里亚油田、巴什托油田、雅克拉原油气田、大涝坝原油气田、轮台原油气田、顺北油气田 7 个油气田。塔河油田是我国陆上十大油田之一，是中国石油化工股份有限公司西北油田分公司在塔里木盆地发现的最大的油气田，资源量约 30 亿吨，已探明开发 16 个区块，分别由采油一厂、采油二厂、采油三厂、采油四厂、雅克拉采气厂进行管理开发。包括塔河油田 1~12 区、托甫台区、YT 区、AT 区、跃进区块等，其中采油三厂主要管理塔河油田 8 区、10 区南、11 区、托甫台区、T759 井区等开发单元区块。

本次在新疆维吾尔自治区巴州轮台县塔河油田 1 区内实施“S72-18 井区石炭系油藏 2022 年产能建设项目”，建设内容包括：①新钻 1 口采油井(TKC1-11H 井)，井场建设 1 台 400kW 真空加热炉；②新建 TKC1-11H 井至 TKC1-7H 阀组集输管线 1.7km，同沟敷设燃料气管线 1.7km；③配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后年产油 6150t/a，产气量 $1.46 \times 10^6 \text{m}^3/\text{a}$ 。

本项目实施后，单井井场油气通过新建集输管线接入 TKC1-7H 阀组后，最终输送至一号联合站集中处理。为便于说明，本次评价对塔河油田 1 区开发现状进行回顾；将 TKC1-7H 阀组、一号联合站、塔河油田绿色环保站作为依托工程分析。本次评价工程分析章节结构见表 3-1。

表 3-1 工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	塔河油田 1 区开发现状及环境影响回顾	主要介绍塔河油田 1 区开发现状、三同时手续履行情况、环境影响评价回顾、区块污染源达标情况、现有区块污染物排放量、环境问题及“以新带老”改进意见
2	拟建工程	项目基本概况、主要生产设施、油气水物性及技术经济指标、工程组成、主要工艺流程及排污节点、施工期污染源及治理措施、营运期污染源及治理措施、闭井期污染源及其防治措施、非正常排放源强、清洁生产分析、三本账、污染物总量控制分析
3	依托工程	TKC1-7H 阀组、一号联合站、塔河油田绿色环保站等基本情况及富余量

3.1 塔河油田 1 区开发现状及环境影响回顾

3.1.1 塔河油田 1 区开发现状

塔河油田 1 区位于轮台县，位置处于塔里木盆地沙雅隆起阿克库勒凸起南部的桑塔木构造带上，圈闭类型为一个局部发育的低幅断背斜。塔河油田 1 区主要含油层位为三叠系下油组，油层埋深 4600m 左右，油藏类型为底水、低幅断背斜、中-高孔、中-高渗砂岩油藏。1 区目前共有 69 口井，其中生产井 66 口、注水井 3 口。

3.1.2 塔河油田 1 区主要地面设施情况

塔河油田 1 区主要地面设施情况统计见表 3.1-1。

表 3.1-1 塔河油田 1 区主要地面设施情况一览表

序号	区块名称	井数	计转站/阀组站名称	计转站/阀组站总数	联合站	其它
1	塔河油田 1 区	69 口	1#计转站、TK134 阀组站、S41-1 计量站、TK1115-1 号阀组站、TK1115-2 号阀组站、TKC1-7H 阀组站	6	—	各计转站/阀组采出液汇入塔河油田一号联合站处理

3.1.3 塔河油田 1 区“三同时”执行情况

塔河油田 1 区先后实施了四次工程，相应的环评批复和验收手续履行情况如表 3.1-2 所示。2021 年 2 月，取得自治区生态环境厅《关于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司塔河油田一区至五区环境影响后评价报告书备案意见的函》（新环环评函[2021]165 号）。

表 3.1-2 塔河油田 1 区环评及验收情况一览表

序号	区块名称	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	塔河油田 1 区	原国家环境保护总局	环函[1999]242 号	1999.7.7	原国家环境保护总局	环验[2007]211 号	2007.10.9
2		原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环监函[2007]218 号	2007.6.15	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环监验[2008]54 号	2008.12.30
3		原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价[2011]902 号	2011.9.29	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2012]908 号	2012.9.12
4		原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2017]1975 号	2017.12.2	自主验收	—	—

3.1.4 塔河油田 1 区回顾性评价

根据现场踏勘情况及调查结果，对塔河油田 1 区分别从生态环境影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险进行回顾性评价。

3.1.4.1 生态环境影响回顾

(1) 植被环境影响回顾分析

油田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期，根据油田开发特点，对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油田公路修建及管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响，其次污染物排放也将对天然植被产生一定的不利影响。塔河油田 1 区经过了多年的开发后，现在已占用了一定面积的土地，使永久占地范围内的荒漠植被受到一定程度的破坏。整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。

油气田进入正式生产运营期后，不会再对区域内的自然植被产生新的和破坏的影响，除了永久性建筑设施、面积较小的井场以及道路的路基和路面占地外，其它临时性占地区域将被自然植物逐步覆盖，随着时间的推移，被破坏的植被将逐渐恢复到原有自然景观。

① 永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场、站场和道路占地。根据现场调查情况，塔河油田 1 区的道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场（计转站等）有护栏围护。油田内部永久占地范围的植被完全清除，主要为怪柳及棉花等，西北油田分公司已严格按照有关规定办理建设用地审批手续，占用耕地按《中华人民共和国土地管理法》相关规定实行占用耕地补偿制度。

② 临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地。塔河油田 1 区位于塔里木河冲积平原，极端的干旱和强烈蒸发，项目区植被恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，因此植被的恢复需要时间长。由于各油区所处地理位置不同、植被覆盖及分布不同，使得油田开发对地面植被的影响不

尽相同。

a. 井场临时占地的恢复情况

本次评价就井场占地类型、井场平整情况和井场附近植被状况进行了调查。

井场施工期临时占地均为油田开发规划用地，区域土壤类型有草甸土、结壳盐土、林灌草甸土等，所占土地完钻后进行了迹地清理和平整。

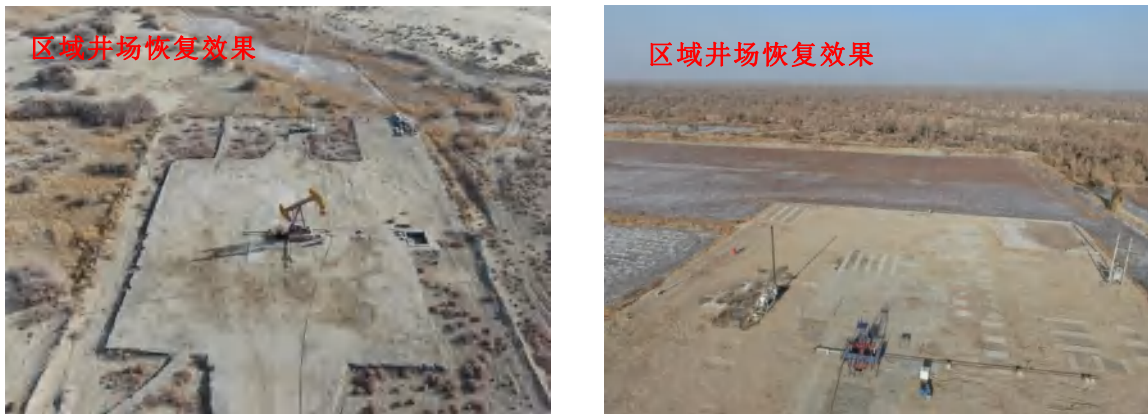


图 3.1-1 塔河油田区域现有井场恢复效果

b. 道路和管线

油田公路和管线建设对植被的影响主要是通过施工机械、施工人员对地表的践踏、碾压、开挖，改变了土壤坚实度的同时，损伤和破坏了植被。施工结束后，植被可以不同程度地进行恢复。

施工结束后管沟回填，除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被已基本恢复，恢复较好，对周围植被和地表的影 响不大。

项目区勘探开发时间长，依托设施完善，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免了对项目区域地表的扰动和破坏。在胡杨分布的地段，为了更好地保护胡杨，采取修建成弯道进行绕避或控制道路的宽度和临时占地面积的方法，施工结束后平整恢复迹地，路面表层铺垫有砾石层，道路两侧植被正在恢复。



图 3.1-2 塔河油田区域现有道路和管线周边恢复效果

(2) 野生动物影响回顾分析

① 破坏栖息环境

油田开发建设，除各种占地直接破坏动物栖息环境外，各面、线状构筑物对栖息地造成分割，加上各种机械产生的噪声和人员活动，使原先相对完整的栖息地破碎化和岛屿化，连通程度下降，对物种的扩散和迁徙产生阻碍和限制。

② 人类活动对野生动物生存的干扰

在油田钻前建设和油建等工程实施过程中，人为活动不断侵入野生动物活动领域，迫使一些对人为影响敏感的种类逃往邻近未影响区域。随着地面工程影响结束和油田进入生产期，人为影响程度趋于平稳，除未逃离的种类可继续生存外，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感(两栖类、爬行类、小型鸟类)的种类，又可重新返回油田区影响较弱的地带生存。同时会增加一些适应人类影响的种类。

根据油田开发对野生动物的影响特征，对两栖类、爬行类及啮齿动物的分布情况进行了调查。

结果表明：在油田区域内植被状况恢复较好的地段，动物活动的痕迹较多，而在井场附近则很少有活动的迹象。在整个区域内的分布数量也较原始状态少。

主要原因：虽然油气田进入正常运营后人类密度及活动范围同开发期相比有所减少。但是，由于油气田的油井较多，开发活动使得区域内自然植被的覆盖度降低，影响了爬行类及鼠类动物生存及栖息的基本环境条件。动物在没有

植被的裸地得不到食物及水分，也就不会在此生存。

综上所述，施工期和运营期对野生动物的负面影响不大，没有发生捕猎野生保护动物的现象。

(3) 生态保护措施回顾

据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被。井场内临时性占地的地表基本裸露，没有植被恢复。管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水。环评及环评批复提出的生态保护要求基本得到落实。

综上所述，塔河油田 1 区井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场有护栏围护。油田内部永久占地范围的植被完全清除。井场内临时性占地的地表基本裸露，植被正在自然恢复。油田区域道路和管线两侧植被自然恢复。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被。另油区北部部分开垦有棉田，油气田开发区域内的绿化改善了区域小环境。油气开采在施工期和运营期对野生动物的负面影响不大，也没有发生捕猎保护动物的现象，对周边生态环境影响较小。

3.1.4.2 土壤环境影响回顾

根据油气田开发建设的特点分析，塔河油田 1 区开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质，使表层土内有机质含量降低，并且使土壤的富集过程受阻，土壤生产力下降。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构、肥力将受到影响，尤其是在敷设管线时，对地表的开挖将对开挖范围内土壤剖面造成破坏，填埋时不能完全保证恢复原状，土壤正常发育将受到影响，土壤易沙化风蚀。

此外，运营期过程中，来自井场、站场产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如单井管线爆管泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分

布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少，从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。进入土壤的油污一般富集在 0~20cm 的土层中，积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

根据现场调查及收集相关资料，采油一厂主要采取了以下措施防治土壤污染：

(1) “大气沉降”途径阻断措施

①根据《西北油田分公司 VOCs 项目工作总结》：采油一厂完成检测点数 3104 个，静密封点 3086 个，动密封点 18 个，初检泄漏点数 6 个，复检后泄漏点数 0 个，修复率 100%。LDAR 工作于 2020 年完成，大大降低了对土壤的污染。

②各井场油气集输基本全部实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。

(2) “地面漫流”途径阻断措施

①采出水在塔河油田一号联合站处理后，直接回注单井或者通过增压站回注到单井。

②重点罐区、设置了围堰、地面硬化等措施。

(3) “垂直入渗”途径阻断措施

①站场内储罐区、原辅料储藏区、加热装置区等区域均采取了防渗措施，油气密闭集输；场地内设备运行正常，场地内裸露土壤未发现明显颜色异常、油渍等污染痕迹，且无异常气味。

②对管线刺漏造成的土壤污染进行了及时清运，减少扩散范围，降低土壤污染风险。

③塔河油田 1 区产生的含油污泥、压滤泥饼、废矿物油等危险废物均第一时间转运至塔河油田绿色环保站接收并进行达标处理。含油污泥收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行国家《危险废物转移管理办法》。通过采取上述措施，大大降低了含油污泥暂存对土壤的污染风险。

以塔河油田 1 区历年的土壤监测数据及本次评价土壤环境质量现状监测数

据为依据，区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因塔河油田 1 区的开发建设而明显增加。

3.1.4.3 水环境影响回顾

塔河油田 1 区采出水经一号联合站污水回注系统处理，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准要求后，根据井场注水需要回注地层。在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至塔河油田绿色环保站处置，处置后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准要求后回注，未外排。根据西北油田分公司的规定，落地原油 100%进行回收；目前生产过程产生的含油污泥和罐底油泥均委托有处置资质的单位进行处理，未对水环境产生不利影响。

通过区块内地下水监测井水质、地表水水质及废水的监测情况可看出，油田开发未对地表水及当地浅层及主要供水层的地下水环境产生明显不良影响。上述分析可知，塔河油田 1 区在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的地下水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

3.1.4.4 大气环境影响回顾

根据现场调查，塔河油田 1 区内现有的各井场采出原油集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场、井场加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。类比塔河油田同类型井场及站场污染源监测数据，加热炉烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求。各场站无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 恶臭污染物厂界标准值新扩改建项目二级标准；无组织排放非甲烷总烃满足《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。说明加热炉有组织废气污染防治措施、各站场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及批复意见落实。

后评价阶段对塔河油田 1 区环境空气质量进行了监测，并且收集了往年环评报告中的监测数据、例行监测数据及评价时段内的环境空气监测数据，针对主要监测因子进行统计分析，区域大气环境质量未发生明显变化，除 PM₁₀、PM_{2.5} 超标外，其余指标均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准要求，说明项目的建设和运行对区域环境空气质量影响不大。

3.1.4.5 固体废物影响回顾

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主要来自于集输过程中产生的含油污泥及废矿物油，还有少部分的生活垃圾、含油废物。钻井废弃物影响集中在井场内，各阶段均按照相关的环保规范进行了管理，现场未发现废弃泥浆遗留。钻井泥浆经处理后其泥饼浸出液均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T3997-2017）标准中相应指标要求，综合利用。含油污泥及受浸土处置后的还原土，满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发[2018]20 号）要求可综合利用。塔河油田 1 区生活垃圾现场集中收集，就近委托有资质的生活垃圾填埋场或生活垃圾焚烧场合规处置。根据现场调查，塔河油田 1 区在落地油处理中采取了有力的措施，总体来说，项目区内下作业必须带罐上岗，铺设作业，控制落地原油产生量，落地原油回收率为 100%。含油废物一般来自机泵等机械设备维修、维护产生的润滑、更换机油等，由专业的维修和检修队伍作业。含油废物均第一时间由塔河油田绿色环保站接收处置。危险废物收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行国家《危险废物转移管理办法》。

已有工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善地处置，没有对周围环境产生重大不利影响。

3.1.4.6 声环境影响回顾

油田钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域内造成影响。但随着距离的增大，钻井施工噪声有一定程度的衰减，钻井过程为临时性的，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施

工结束后这种影响也随之消失。开发期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

塔河油田 1 区内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、站场的各类机泵。类比塔河油田同类型井场及站场污染源监测数据，塔河油田 1 区井场、站场等厂界噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准值。因此区块开发对周围环境的影响较小，在采取有效声污染防治措施后不会导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

3.1.4.7 环境风险回顾

塔河油田 1 区隶属于塔河油田采油一厂管理。采油一厂于 2021 年 11 月取得《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为 652800-2021-094-M。塔河油田 1 区采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

3.1.4.8 与排污许可衔接情况

西北油田分公司采油一厂已申领了排污许可证（登记编号：91650000742248144Q083U）；根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》、《〈环境保护图形标志〉实施细则》、《环境保护图形标志》、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），采油一厂建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行；同时按照要求定期进行年报填报并公示。

随着国家、自治区环境管理要求的提高，采油一厂围绕 QHSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范 环境监察》、《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则》，采油一厂建立并完善环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

3.1.5 区块污染源达标情况

根据“塔河油田一区至五区项目”后评价期间开展的污染源监测数据，区域内各污染源均可达标排放，本次选取 1 区代表性的井场真空加热炉、无组织废气、噪声进行分析。

表 3.1-3 代表性井场污染物排放情况汇总一览表

项目	工程	污染源	污染物	排放速率/浓度	主要处理措施	标准	达标情况
废气	代表性井场四周	井场无组织废气	非甲烷总烃	0.68~0.71mg/m ³	日常维护，做好密闭措施	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放监控浓度限值	达标
			硫化氢	未检出		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 标准限值要求	达标
		真空加热炉烟气	颗粒物	<20mg/m ³	燃料为净化后的天然气	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值要求	达标
			SO ₂	未检出			达标
			NO _x	87.4~96.8mg/m ³			达标
		废水	油田采出液	油田采出水	石油类	7.85mg/L	经塔河油田一号联合站处理
悬浮物	201mg/L				达标		
噪声	代表性井场四周	噪声	昼间	44.9~51.0	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求	达标
			夜间	41.8~48.9			达标
固废	基地及生活区	生活垃圾	--	--	现场集中收集，就近委托有资质的生活垃圾填埋场或生活垃圾焚烧场合规处置	--	不外排
	井场	岩屑	--	--	井场设不落地区系统，处理达标后用于铺路等	--	不外排
	井场、计转站、联合站	含油污泥(危险废物)	--	--	含油量小于 5%的委托中石化西南石油工程有限公司巴州分公司接收处理；含油量大于 5%的委托塔河油田绿色环保站处理	--	妥善处置

3.1.6 现有区块污染物排放量

目前塔河油田1区已根据开采区块和集输情况，按照《固定污染源排污许可分类管理名录》，于2020年完成了固定污染源（锅炉）的排污许可证的申领。根据“塔河油田一区至五区项目”后评价期间开展的污染源监测，塔河油田1区现有污染物年排放情况见表3.1-4。

表3.1-4 现有区块污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
塔河油田1区现有污染物排放量	1.05	0.15	6.86	3.08	0.02	0	0

3.1.7 环境问题及“以新带老”改进意见

目前，塔河油田1区已开展后评价工作并完成备案，针对后评价期间梳理的未进行验收的单井，已完成了验收工作。根据后评价报告、验收报告及现场调查情况，具体存在的问题如下：

- ①重点场站、储罐、装卸区密封点的VOCs的控制和管理措施不够完善；
- ②部分井场遗留有水泥块和随钻泥饼；
- ③有部分生产井场遗留有废弃设施及弃渣，临时占地未及时恢复；
- ④信息公开不够规范；
- ⑤土壤自行监测频次低。

整改方案：目前存在的问题已纳入塔河油田2022年度~2023年度整改计划中，已落实到具体的责任部门，并明确了资金来源。建议整改方案如下：

- ①按照国家、地方环保法规、标准，开展VOCs排放的日常监测工作，并保证相关监测数据的完整性和有效性；
- ②清理水泥块，破碎后综合利用；随钻泥饼清运综合利用，如用于铺垫井场、道路等；
- ③清理部分井场遗留废弃设施及弃渣；对井场两侧遗留的钻井期间的放喷池及应急池，定期清理池内的废弃物；

④健全环境信息公开制度。按照《企业事业单位环境信息公开办法》(环境保护部令第 31 号)及《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法(试行)》(环发[2013]81 号)、《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》等进行企业相关信息公开;

⑤根据《工矿用地土壤环境管理办法》(试行)、《重点排污单位土壤污染隐患排查指南(试行)》(生态环境部 2021 年 1 号文)要求,加强土壤自行监测工作,并进行信息公开。

3.2 拟建工程

3.2.1 基本概况

本项目基本情况见表 3.2-1。

表 3.2-1 项目基本情况一览表

项目		基本情况
项目名称		S72-18 井区石炭系油藏 2022 年产能建设项目
建设单位		中国石油化工股份有限公司西北油田分公司
建设地点		新疆巴州轮台县境内,塔河油田 1 区内
建设性质		改扩建
建设周期		建设周期 6 个月,预计 2023 年 1 月正式投产运营
总投资		项目总投资 5000 万元,其中环保投资 150 万元,占总投资的 3%
占地面积		占地面积 2.88hm ² (永久占地面积 0.44hm ² , 临时占地面积 2.44hm ²)
规模		项目建成后年产油 6150 万 t/a, 产气量 1.46×10 ⁶ m ³ /a
建设内容	主体工程	①新钻 1 口采油井(TKCl-11H 井), 井场建设 1 台 400kW 真空加热炉; ②新建 TKCl-11H 井至 TKCl-7H 阀组集输管线 1.7km, 同沟敷设燃料气管线 1.7km; ③配套建设土建、通信、电气、自控等
	公辅工程	配套建设土建、通信、电气、自控等
	环保工程 废气	施工期: 废气包括施工扬尘、测试放喷废气、车辆尾气等; 施工扬尘采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖的措施; 测试放喷阶段采取疏散周边作业人员, 控制放喷时间的措施; 运营期: 加热炉使用净化后的天然气作为燃料并采取低氮燃烧技术, 采出液密闭输送

续表 3.2-1

项目基本情况一览表

项目		基本情况	
建设内容	环保工程	废水	<p>施工期：施工期废水包括钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水及生活污水。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理，处理后的液相回用于钻井液配制，余量的液相拉至塔河绿色环保站处理，不外排；酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理；管线试压废水属于清净废水，试压完成后就地泼洒抑尘；生活污水经“生化+过滤”一体化装置处理后水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)一级 B 标准，达标处理后中水主要用于生活区、井场及通路降尘、钻井液配置；</p> <p>营运期：营运期废水包括采出水 and 井下作业废水，采出水随采出液一起进入一号联合站处理达标后回注地层，井下作业废水送塔河油田绿色环保站处理</p>
		噪声	<p>施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间；</p> <p>营运期：选用低噪声设备、基础减振</p>
		固体废物	<p>施工期：施工期固废主要为施工土方、钻井泥浆、钻井岩屑、含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料、施工废料、污泥和施工人员生活垃圾。施工土方全部用于管沟和井场回填；钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，非磺化水基泥浆废弃物经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路、固废场封场覆土及作为自然坑洼填充等；磺化水基泥浆废弃物在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中污染物限值要求后，综合利用；含油废物、废烧碱包装袋和废防渗材料均属危险废物，收集后暂存在井场危废暂存间内，完井后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置；污水处理站污泥收集、合规暂存，委托周边有资质工业固废填埋场合规处置；生活垃圾现场集中收集，就近委托有资质的生活垃圾填埋场或生活垃圾焚烧场合规处置</p>
			<p>营运期：本项目运营期固体废物为落地油及废防渗材料，收集后委托有危废处置资质单位接收处理</p>
		生态	<p>施工期：严格控制施工作业带宽度；分层开挖，分层回填；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘；</p> <p>营运期：管线上方设置标志，定时巡查井场、管线</p>
环境风险	<p>施工期：井场设置 2 座放喷池和 1 座应急池；</p> <p>营运期：管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪</p>		

续表 3.2-1

项目基本情况一览表

项目		基本情况	
建设内容	油气集输和处理	一号联合站	本项目井场的油气处理部分依托一号联合站处理
	采出水处理	一号联合站污水处理系统	本项目井场的采出水处理部分依托一号联合站处理。塔河油田一号联合站污水处理系统，污水处理工艺采用斜管除油器加核桃壳过滤除油工艺，处理后的废水经过缓冲罐进入外输泵房，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层
	固体废弃物及废液处理	塔河油田绿色环保站	本项目产生的落地油、井下作业废水。油污泥处理系统设计年处理含油污泥的量为6万m ³ ，有4套分离装置；废液处置能力65m ³ /h，在站内自行处理
劳动定员	井场为无人值守场站，不新增劳动定员		

3.2.2 油气水物性

本项目单井油气性质参考周边石炭系单井，初期开井压力 39MPa。

(1) 原油

原油密度 0.7698g/cm³，30℃运动粘度值为 1.28mm²/s，蜡含量为 0.13%，硫含量为 0.02%。原油性质属于低粘度、低含蜡、低含硫的油品。伴生气硫化氢浓度 1~5mg/m³。

表 3.2-2 本项目凝析油特性参数指标一览表

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

(2) 伴生气

伴生气特性参数见表 3.2-3。

表 3.2-3 本项目伴生气特性参数指标一览表

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

(3) 采出水

塔河油田 1 区石炭系地层水型为CaCl₂型，密度 1.141g/cm³，总矿化度为 208470mg/L，属封闭环境下的高矿化度地层水。采出水特性参数见表 3.3-4。

表 3.2-4 本项目采出水特性参数指标一览表

层位	密度 (g/cm ³)	pH	总矿 化度	离子含量 (mg/L)								
				Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	I ⁻	NH ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Fe ³⁺	Fe ²⁺
下油组	1.141	6.0	208470	128070	484	362.9	7.8	130	16266	1481.8	3	0

3.2.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.2-5。

表 3.2-5 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	年产油	t/a	6150
2		年产气量	10 ⁶ m ³ /a	1.46
3		集输管线	km	1.7
4		燃料气管线	km	1.7
5	能耗指标	天然气年耗量	10 ⁴ m ³ /a	22.848
6		年电耗量	10 ⁴ kWh/a	0.4
7	综合指标	总投资	万元	5000
8		环保投资	万元	150
9		劳动定员	人	0(井场无人值守)

3.2.4 工程组成

3.2.4.1 钻井工程

3.2.4.1.1 新钻井基本数据及井身结构

本工程新钻 1 口井，井场平面布置见图 3.2-1，井深结构见图 3.2-2。

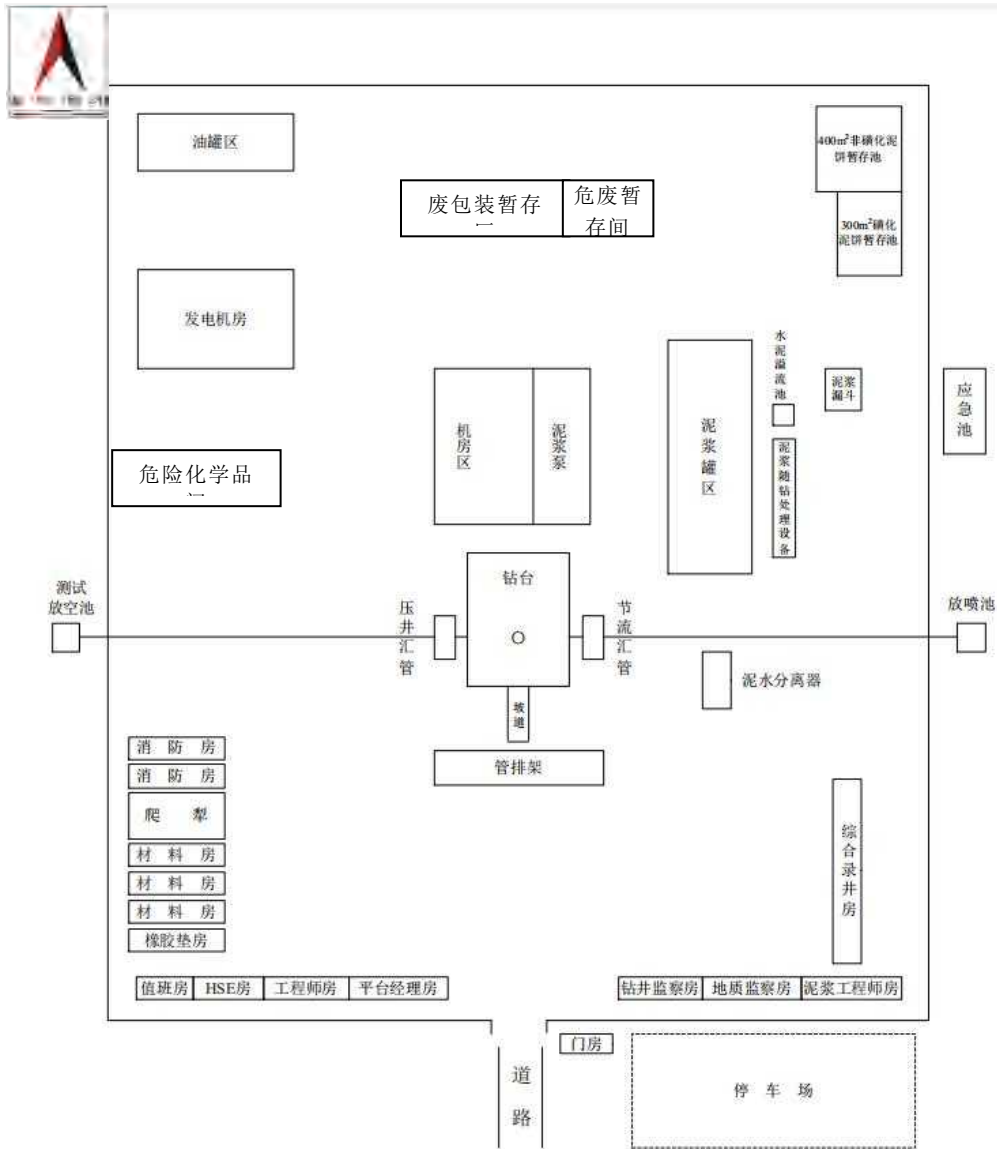


图 3.2-1 钻井期井场平面布置示意图

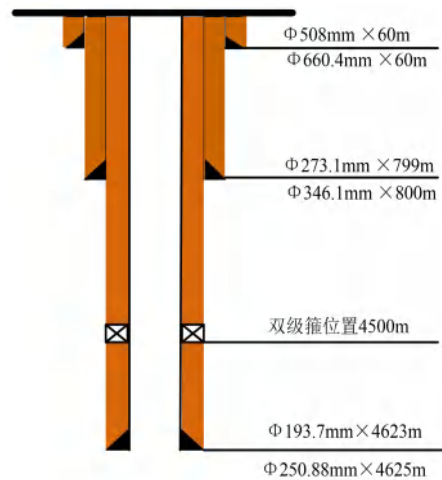


图 3.2-2 井身结构示意图

3.2.4.1.2 钻井液体系设计

一开采用膨润土-聚合物体系,膨润土(5%~8%)+烧碱(0.1%~0.3%)+大分子聚合物(0.1%~0.3%)+中分子聚合物(0.2%~0.4%)+小分子聚合物(0.2%~0.4%)+润滑剂(0.5%~1%),设计密度 $1.05\sim 1.15\text{g}/\text{cm}^3$ 。

二开上部采用KCl聚合物体系,膨润土(3%~5%)+烧碱(0.1%~0.3%)+大分子聚合物(0.1%~0.3%)+中分子聚合物(0.2%~0.4%)+小分子聚合物(0.2%~0.4%)+润滑剂(0.5%~1%)+KCl(5%~7%);二开下部(约3000m开始)转KCl聚磺体系,膨润土(2%~5%)+烧碱(0.2%~0.5%)+磺化酚醛树脂(2%~5%)+磺化褐煤树脂(2%~4%)+防塌剂(2%~5%)+润滑剂(1%~3%)+氯化钾(7%~10%)+加重剂,设计密度 $1.10\sim 1.30\text{g}/\text{cm}^3$ 。

由于钻井液体系涉及西北油田分公司商业秘密、技术秘密,故本次不再对钻井液相关信息分析。

3.2.4.1.3 主要设备设施

项目钻前工程施工机械主要为装载机、挖掘机等;钻井工程主要施工设备为机械钻机及配套设施;钻后工程主要施工设备为运输车及装载机。井场各阶段所需设备设施情况见表 3.2-6。

表 3.2-6 井场施工所用机械一览表

项目组成	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
钻前工程	装载机	—	—	辆	2
	挖掘机	—	—	辆	2
	污水处理站	200m ³	—	座	1
钻井工程	机械钻机	ZJ70 钻机	—	—	1 套
	井架	JJ450/45-X	4500	kN	1 套
	底座	DZ450/10.5-X	4500	kN	1 套
	绞车	JC70LDB	1470	kW	1 套
	天车	TC450	4500	kN	1 套
	游车/大钩	YC450/DG450	4500	kN	1 套
	水龙头	SL450-5	4500	kN	1 套
	转盘	ZP375	5850	kN	1 套

续表 3.2-6 井场施工所用机械一览表

项目组成	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
钻井工程	柴油发电机	—	800	kW	2 台
	泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	2 台
	循环罐	—	60	m ³	7 个
	振动筛	—	—	m ³ /h	2 台
	除气器	ZCQ220	240	m ³ /h	1 台
	钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m ³ /h	1 台
	离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m ³ /h	1 台
	液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m ³ /h	1 台
	钻台紧急滑道	—	—	—	按标准配套
	环形防喷器	FH35-35	35	MPa	1
	单闸板防喷器	FZ35-70	70	MPa	1
	双闸板防喷器	2FZ35-70	70	MPa	2
	压井管汇	YG78/103-70	70	MPa	1
	节流管汇	JG78/103-70	70	MPa	1
钻后工程	运输车辆	—	—	辆	10
	装载机	—	—	辆	2
测试放喷	采油树	—	—	—	1 套
	三相计量分离器	—	—	—	1 套
	原油储罐	—	50	m ³	4 个
	放空管	—	—	—	1 个

3.2.4.1.4 原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等，钻井期用电通过附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。烧碱属于危险化学品，单独存放在危险化学品间内。井场原材料消耗与井深结构有关，最终汇总的原材料消耗情况见表 3.2-7。

表 3.2-7 井场钻井工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
1	水	m ³	1061	—	配制泥浆
3	水泥+硅粉	t	741.5	硅石提炼硅铁后的排放物，为粉状物料，外观颜色为灰绿色，硅粉成分相对稳定，烧失量小，属纯度较高的硅质物料；水泥的主原料为石灰或硅酸钙，硬化后能够抵抗淡水或含盐水的侵蚀	用于固井
4	基础材料(膨润土)	t	34.5	也叫坂土，是一种胶性黏土，具有良好的吸附性、膨胀性以及悬浮性	用于配制泥浆
5	基础材料(Na ₂ CO ₃)	t	5.5	纯碱，具有高腐蚀性的强碱，一般为白色片状或颗粒，能溶于水生成碱性溶液，也能溶解于甲醇及乙醇	用于调节钻井液 pH 值
6	烧碱/NaOH	t	5.5	烧碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水，其水溶液呈碱性。为无色晶体，结晶水不稳定，易风化，为强电解质，具有盐的通性和热稳定性	用于调节钻井液 pH 值
7	大分子聚合物/80A51/NM1-4 等	t	3.5	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性	钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂
8	羧甲基纤维素/CMC-LV 等	t	2	羧甲基纤维素钠，白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明粘稠液体，具有较好耐盐性	钻井液增粘和降滤失剂
9	中分子聚合物/LP++ 等	t	1	低粘度乳液聚合物，钻井液稳定剂、增粘和降滤失剂	钻井液降滤失剂
10	小分子聚合物/双聚铵盐 NP-2 等	t	1	聚丙烯腈复配铵盐	钻井液降滤失剂
11	抗温降滤失剂/HX-E/TSH-2 等	t	1	树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善泥饼质量，具有抗盐和抗高温特点	钻井液降滤失剂
12	磺化酚醛树脂/SMP-2/3	t	38	水溶性树脂，玫瑰红透明色粘稠液体，耐高温降失水，同时有防塌、控制粘度的作用，抗盐性能好	钻井液处理剂
13	磺化褐煤树脂/SPNH	t	27	酚醛树脂和腐植酸缩合物	钻井液抗高温抗盐降滤失剂
14	加重剂/重晶石粉	t	256.5	主要成分 BaSO ₄ ，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm ³	钻井液加重剂
15	加重剂/石灰石粉	t	96	主要成分 CaCO ₃ ，可溶于含 CO ₂ 的水，可溶于盐酸等无机酸，以减轻对油层的污染	钻井液加重剂
16	除硫剂	t	2	主要成分碱式碳酸锌，白色细微无定形粉末，无臭、无味	钻井液除硫剂

续表 3.2-7 井场钻井工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
17	防塌剂(胶体)/SY-A01 等	t	18	黑色胶状物、均匀分散, 无漂浮固状物	钻井液絮凝剂、页岩抑制剂防塌剂
18	防塌剂(粉剂)/FT-1A/KH-N/DYFT-2	t	36	磺化沥青, 粉状, 可吸附在黏土上组织页岩颗粒分散, 吸附在页岩微缝上阻止水渗入, 改善井壁泥饼润滑性, 抗盐性好	钻井液防塌剂
19	润滑剂/PRH-1/TRH-1 等	t	25	仿烃类衍生物复配, 棕褐色液体	钻井液润滑剂
20	氯化钾	t	41.5	无色立方晶体或白色结晶, 可抑制井壁泥饼页岩水化膨胀或坍塌	提高钻井液黏度和切力, 抑制盐岩井段盐溶, 钻井液防塌剂
21	超细碳酸钙	t	14.5	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙	钻井液酸中和剂, 调节泥浆 pH 值
22	固体润滑剂/SHR-102 等	t	2	特种树脂, 黑色粉末	钻井液抗盐抗高温降滤失剂
23	随钻堵漏剂/TYSD-1/TP-2 等	t	6.5	灰白色粉末, 随钻堵漏剂改性植物纤维系该性天然植物高分子复合材料, 具有良好的水溶胀桥接封堵功能, 粘附性强, 不受电解质污染影响, 无毒, 无害	堵漏裂缝性漏失, 钻井液随钻堵漏剂
24	润滑剂	t	2	硫化脂肪酸皂, 亚硝酸钠等, 具有良好的抗磨阻性和降黏附性, 无荧光干扰, 不影响地质录井	改善钻井液润滑性, 钻井液润滑剂

3.2.4.1.5 公辅工程

(1) 供电

钻井期钻机动力、生活、办公等用电以及测试放喷期井场设备直接从附近电网引入。柴油发电机作为备用电源。区域电网可以满足钻井工程用电需求。

(2) 给排水

① 给水：工程用水主要包括钻井用水和生活用水。

工程钻井用水由罐车拉至井场，井场生产用水量约 1061m³，主要用于

配制泥浆；生活用水由罐车拉至井场和生活区，井场工程井队人数约 60 人，其中新井施工天数 80d，按生活用水量 100L/d·人计，井场施工完成预计生活用水量总计约 480m³。

②排水：工程废水主要为生活污水。

生活污水主要为盥洗废水，产生量约 384m³，生活污水经“生化+过滤”一体化装置处理后水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 B 标准，达标处理后中水主要用于生活区、井场及通井路降尘、钻井液配置。

(3) 供热

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

(4) 道路

本项目各新钻井钻前工程需修建井场道路，井场道路从就近道路引接，共计 400m，井场道路宽约 5m，用砂石路面结构。

(5) 危险化学品间

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

(6) 危废暂存间

本项目钻井井场设置有一座撬装式危废暂存间(10m²)，防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层防渗性能，危废暂存间内部及四周裙角采取防渗膜防渗，内部主要存放钻井期间产生的含油废物、废烧碱包装袋和废防渗材料，含油废物采取桶装形式密闭后存放在危废暂存间内，废烧碱包装袋和废防渗材料折叠后打包存放在危废暂存间内，并与含油废物存放有一定的界限。

3.2.4.2 地面工程

3.2.4.2.1 采油井场

本项目新建采油井场 1 座，井场内安装采油树、真空加热炉等生产设施，采用加热集输工艺流程。油气通过节流装置节流后，最后通过集输管线输送至阀组站。本项目采油井场涉及的主要设备见表 3.2-8，井场平面布置见图 3.2-3。

表 3.2-8 本项目油气集输主要设备一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
井场	1	采油树	—	座	1	—
	2	真空加热炉	400kW	座	1	TKC1-11H 井
	3	高压节流阀	DN75, 16MPa	套	1	抗硫
	4	智能压力变送器	—	台	2	—
	5	流量控制仪	—	台	2	—
	6	可燃气体检测报警仪	—	台	2	检测可燃气体泄漏情况
	7	硫化氢检测报警仪	—	台	2	检测硫化氢气体泄漏情况

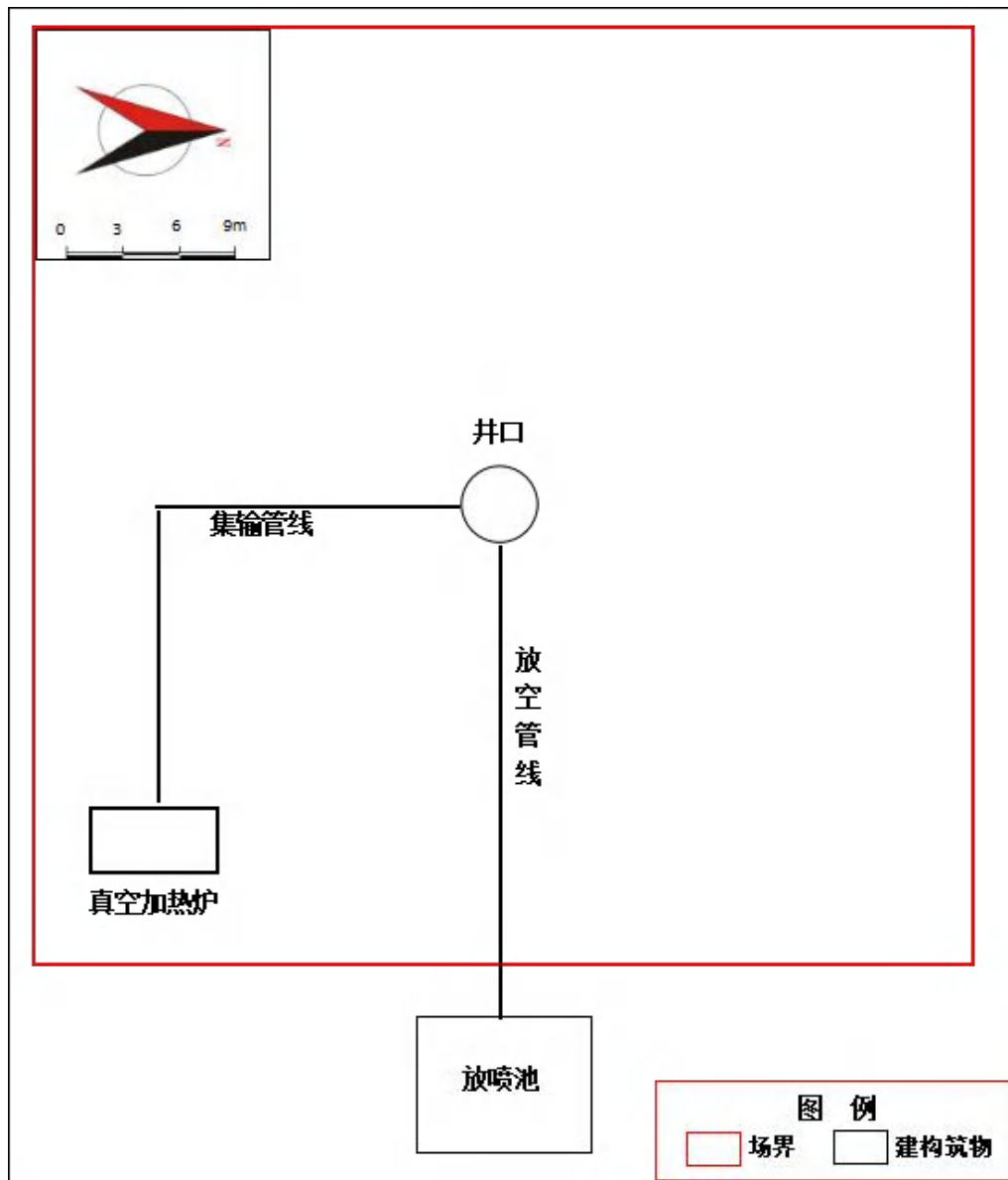


图3.2-3 井场平面布置示意图

3.2.4.2.2 集输管线

本工程新建单井集输管线 1.7km，同沟敷设燃料气管线 1.7km，采出液经新建集输管道输送至 TKC1-7H 阀组，最终汇入一号联合站进行油气水处理。集输管道见表 3.2-9，管线走向图见附图 2。

表 3.2-9 集输管道一览表

序号	管道名称	起点	终点	长度(m)	管径和材质	输送介质
1	集输管线	TKC1-11H 井	TKC1-7H 阀组	1700	DN75, 非金属柔性连续复合管	采出液
2	燃料气管线	TKC1-7H 阀组	TKC1-11H 井	1700	Φ48×4, 20#无缝钢管	净化后天然气

3.2.4.2.2 原辅材料

工程原辅材料消耗为净化后天然气。新建加热炉燃料气由阀组站敷设管线至井场，气源为一号联合站内处理后的天然气；本项目井场加热炉燃料气年消耗量 22.848 万 m³。其组分见表 3.2-10，燃料气用量情况见表 3.2-11。

表 3.2-10 燃料气组分一览表

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

表 3.2-11 本项目燃料气用量情况一览表

用气单元	小时用量气(m ³ /h)	折合满负荷日运行时间(h)	运行天数(d)	年用量(万 m ³ /a)
400kW 加热炉	47.6	16	300	22.848

注：总硫含量按天然气标准(GB17820-2018)规定的一类天然气最大值计算；加热炉实际 24h 运行，运行负荷根据采出液温度自动控制，折合满负荷日运行 16h。

3.2.4.2.3 公辅工程

(1) 道路工程

地面工程不新建道路，利用塔河油田区域现有道路及钻井期井场道路。

(2) 供电工程

塔河油田 1 区现有高压线路 10kV，本项目设置 50kVA 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 200m，井场设低压配电柜 1 台。

(3) 通信工程

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

(4) 供热

本项目单井采用井口加热集输工艺，加热对象为采出液，通过加热炉加热至 65℃ 后外输。加热炉燃料气由阀组站敷设管线至井场，气源为联合站内

处理后的天然气。本项目井场加热炉年使用时间 4800h，燃料气年消耗量 22.848 万 m³。

(5) 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 0.2m³/月。项目无废水外排。

(6) 防腐工程

本项目集输管线及燃料气管线采用埋地敷设。集输管线采用非金属柔性连续复合管，不需要额外采取防腐措施，外做保温；燃料气管线采用 20# 无缝钢管，管道外壁底漆为环氧富锌底漆、中间漆为环氧云铁中间漆、面漆为丙烯酸聚氨酯面漆，已在厂家做好内外防腐，只在施工现场进行连接。管线焊接补口选用无溶剂液体环氧防腐涂料(干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$) + 聚乙烯热收缩补口套防腐结构；聚乙烯热收缩补口套自带无溶剂液体双组分环氧防腐涂料。

3.2.4.3 闭井

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。

严格按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函[2020]72号)及《废弃井封井处置规范》(Q/SH0653-2015)要求进行施工作业，首先对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，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，避免发生油水串层。

3.2.5 工艺流程及产排污节点

3.2.5.1 施工期

项目钻井工程基本作业程序主要包括钻前工程(确定井位、井场准备)、钻井工程(钻井、完井)和连接生产管线等主要步骤。工艺流程示意图见图3.2-4。

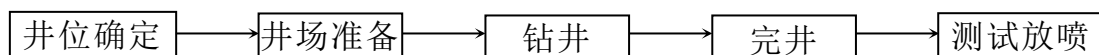


图3.2-4 钻(完)井工艺流程图

3.2.5.1.1 钻前工程

工程钻前工程主要为在钻井井位确定后建设进场道路和井场建设。

(1) 道路建设

本项目各新钻井钻前工程需修建井场道路，井场道路从就近道路引接，共计 400m，井场道路宽约 5m，用砂石路面结构。根据选定路线，由装载机推平、压实即可。

(2) 井场建设

根据井场平面布置图，首先对井场进行初步平整，然后利用挖掘机对应急池、岩屑池、放喷池由挖掘机进行开挖，并利用场地凸起处的挖方进行填方作业，对场地进行平整、对各撬装化装置基础进行硬化，由车辆拉运戈壁石对井场进行铺垫。

钻前工程废气污染源主要为施工扬尘和施工设备及车辆废气，土方施工时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；废水污染源主要为施工人员产生的少量生活污水，生活污水经“生化+过滤”一体化装置处理后水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级B标准，达标处理后中水主要用于生活区、井场及通井路降尘、钻井液配置；噪声污染源主要为施工及运输车辆噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为施工人员生活垃圾，现场集中收集，就近委托有资质的生活垃圾填埋场或生活垃圾焚烧场合规处置。

3.2.5.1.2 钻井作业

工程预计新井施工天数 80d，24h 连续作业。

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

固井是在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水

泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全继续钻进下一开井筒或保证顺利水泥浆由水泥罐运至井场存储。

钻井至设计井深中段开始进行录井以记录钻井过程中的所有地质参数，录井主要包括钻时录井、气测录井、钻井液录井、岩屑录井、岩心录井和压力录井，其中岩屑录井是获取井下地层岩石样品的重要手段。录井时，要随钻井进尺每隔 1 米左右从返出的钻井液中捞一包砂样，洗净晒干，进行岩性观察描述，并挑选出相对应地层的岩样。发现钻时快，砂岩岩屑多而且呈棕褐色，有油味，可能显示钻遇油气层，而钻遇非含油气砂岩层时则多是白色、灰白色砂岩岩屑。

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

钻井作业施工过程中废水污染源主要为生活污水和酸化压裂废水，生活污水经处理达标后中水主要用于生活区、井场及通井路降尘、钻井液配置；酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理；噪声污染源主要为钻机、泥浆泵、运输车辆等噪声，采取基础减振等降噪措施；固体废物主要为钻井岩屑、钻井泥浆、含油废物、废烧碱包装袋、污泥及生活垃圾，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，非磺化水基泥浆废弃物经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路、固废场封场覆土及作为自然坑洼填充等；磺化水基泥浆废弃物在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后，综合利用。含油废物桶装密闭收集，废烧碱包装袋折叠打包收集，均暂存于井场撬装式危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置。污水处理站污泥收集、合规暂存，委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。生活垃圾

现场集中收集，就近委托有资质的生活垃圾填埋场或生活垃圾焚烧场合规处置。

3.2.5.1.3 测试放喷作业

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

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

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

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

测试放喷阶段主要污染物为三相(或两相)分离器产生气体(或天然气)在放喷池放空。产生的液体(或原油)由液体罐收集后，原油送一号联合站；如为不含油的采出液，则送塔河油田绿色环保站进行处理。

测试放喷过程废气污染源主要为放空天然气燃烧废气，燃烧废气直接排放。废水污染源主要为施工人员生活污水，经处理达标后中水主要用于生活区、井场及通井路降尘。噪声污染源主要为放喷气流噪声和机械设备运行噪声，采取机械设备基础减振的降噪措施。固体废物主要为施工人员生活垃圾和废防渗材料，生活垃圾现场集中收集，就近委托有资质的生活垃圾填埋场或生活垃圾焚烧场合规处置，废防渗材料暂存于井场撬装式危废暂存间内，定期委托有资质单位进行处置。

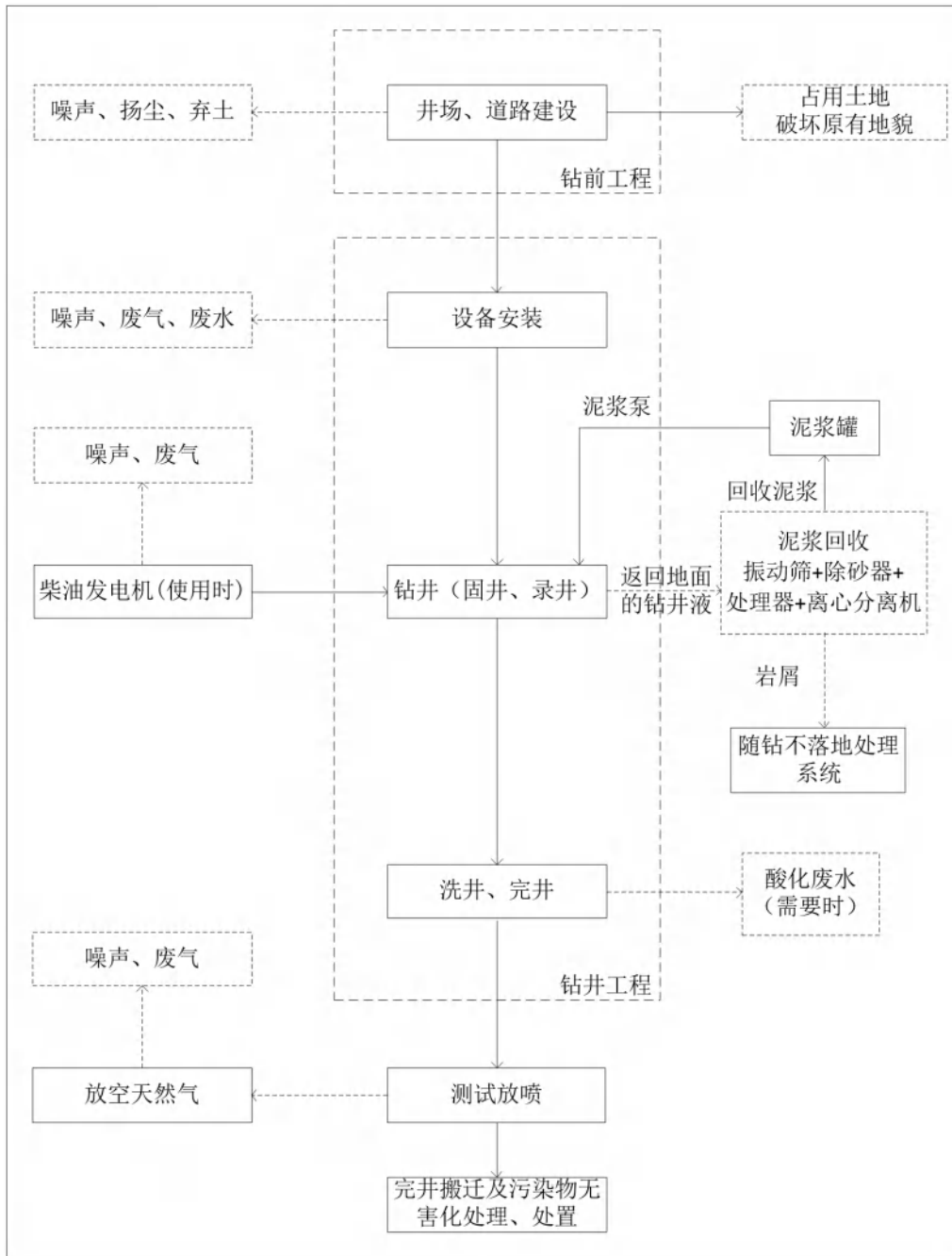


图 3.2-5 钻井过程中污染源及污染物产生节点图

3.2.5.1.4 地面工程

井场设备安装需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。

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，生活垃圾现场集中收集，就近委托有资质的生活垃圾填埋场或生活垃圾焚烧场合规处置；设备废弃包装、水泥基础现场收集、合规暂存，委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。

3.2.5.1.5 管道工程

本项目管道施工方案内容主要为集输管线敷设、燃料气管线敷设、通信光缆敷设及井场配套设备安装，其中燃料气管线、集输管线和通信光缆同沟并行敷设，管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。管道工程施工阶段工艺流程见图3.2-6。

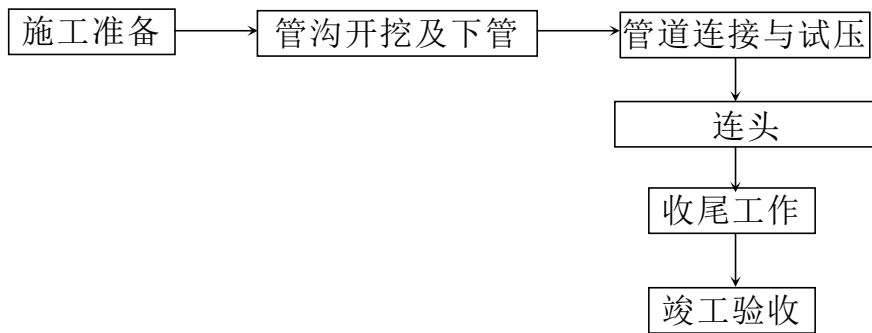


图3.2-6 施工阶段工艺流程图

(1) 施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置一定宽度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。管沟底宽 0.8m，沟深 1.6m，管沟边坡比为 1:1.5；管沟开挖采用机械开挖与人工开挖相结合的方式。管线与电(光)缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电(光)缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。本项目集输管线及燃料气管线采用埋地敷设，集输管线采用非金属柔性连续复

合管，不需要额外采取防腐措施，外做保温；燃料气管线采用 20#无缝钢管，管道外壁底漆为环氧富锌底漆、中间漆为环氧云铁中间漆、面漆为丙烯酸聚氨酯面漆，已在厂家做好内外防腐，只在施工现场进行连接。管线焊接补口选用无溶剂液体环氧防腐涂料(干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$) + 聚乙烯热收缩补口套防腐结构；聚乙烯热收缩补口套自带无溶剂液体双组分环氧防腐涂料。管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。本项目集输管线和燃料气管线同沟埋地敷设，最小管顶埋深 1.2m，两条管线之间的净距不小于 0.5m。管道施工示意图见图 3.2-7~3.2-8。

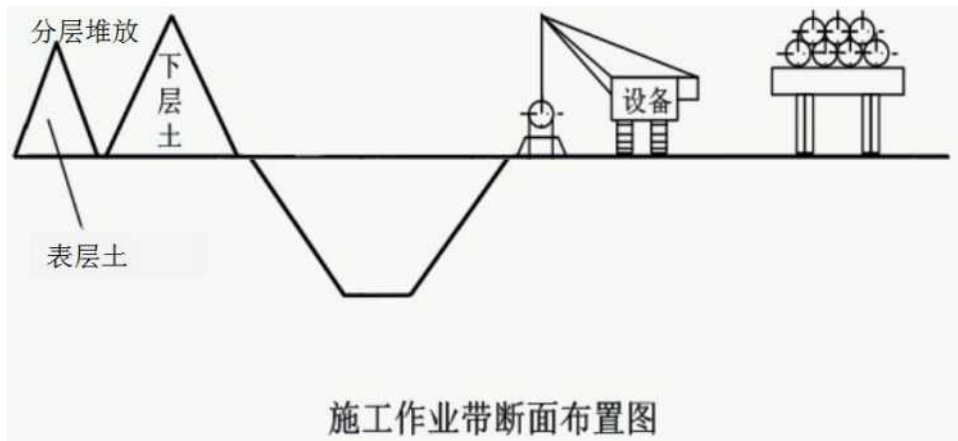


图 3.2-7 一般地段管道施工方式断面示意图

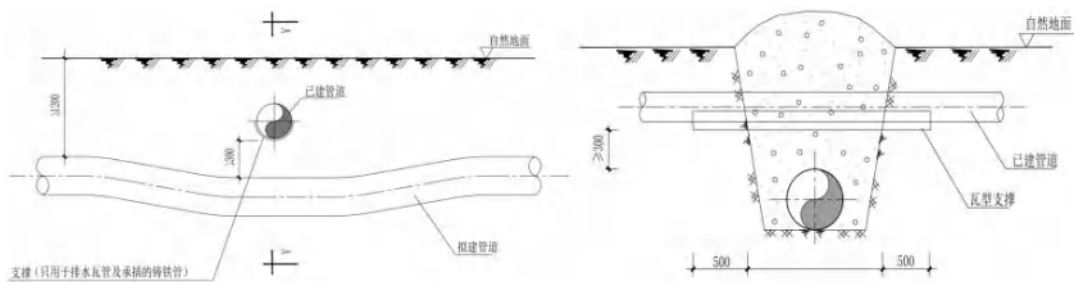


图3.2-8 管线与已建管线穿越示意图

(3) 管道连接与试压

集输管线及燃料气管线采用焊接组装，焊接完成后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，管道试压分段进行，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

(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阀组站。

(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余量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

施工过程中废气污染源为施工扬尘和施工车辆尾气；土方开挖和倾卸时产生的扬尘；废水污染源主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；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；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。

施工期污染源及环境影响减缓措施情况见表3.2-12。

表3.2-12 施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表

工程	项目	污染源	排放方式	主要污染物	环境影响减缓措施	排放去向
井场及站场	废气	设备运输和装卸扬尘、施工扬尘、车辆行驶扬尘、土方开挖和倾斜扬尘、施工扬尘	间断	粉尘	对土石方临时堆场及建筑材料(如水泥、砂石等)修建围护设施，并合理堆放物料，减少迎风面积，同时定时洒水，减少风对料堆表面细小颗粒物的侵蚀引起的扬尘量；开挖的土方在遇大风天气时，应用篷布遮盖，减少扬尘产生量	环境空气

续表3.2-12 施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表

工程	项目	污染源	排放方式	主要污染物	环境影响减缓措施	排放去向
井场及站场	废气	施工机械及运输车辆尾气	间断	SO ₂ 、NO ₂ 、C _m H _n	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行；运输土石方等车辆，车箱遮盖严密后方可运出场外	环境空气
		测试放喷废气	间断	SO ₂ 、NO ₂ 、H ₂ S、C _m H _n	在修建地面放喷池内放喷，采用防喷器组等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生	环境空气
	废水	钻井废水	间断	COD、SS、石油类	与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理，处理后的液相回用于钻井液配制，余量的液相拉至塔河绿色环保站处理，不外排	不外排天然地表水体
		生活污水	间断	COD、BOD、NH ₃ -N、SS	经“生化+过滤”一体化装置处理后水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)一级B标准，达标处理后中水主要用于生活区、井场及通井路降尘、钻井液配置	不外排天然地表水体
		酸化压裂废水	间断	COD、SS、石油类	酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理	不外排天然地表水体
		管道试压废水	间断	COD、SS	试压结束后用于区域洒水降尘	不外排天然地表水体
	固体废物	钻井泥浆	间断	钻井泥浆	进入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用	综合利用或妥善处置
		钻井岩屑	间断	非磺化水基泥浆废弃物	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，非磺化水基泥浆废弃物经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路、固废场封场覆土及作为自然坑洼填充等	妥善处置
				磺化水基泥浆废弃物	磺化水基泥浆废弃物在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中污染物限值要求后，综合利用	妥善处置
		含油废物	间断	含油废物	采用桶装密闭收集，暂存于井场撬装式危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置	妥善处置

续表3.2-12 施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表

工程	项目	污染源	排放方式	主要污染物	环境影响减缓措施	排放去向
井场及站场	固体废物	废烧碱包装袋	间断	危险废物	折叠打包后，暂存于井场撬装式危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置	妥善处置
		废防渗材料	间断	含油废物		妥善处置
		生活垃圾	间断	生活垃圾	生活垃圾现场集中收集，就近委托有资质的生活垃圾填埋场或生活垃圾焚烧场合规处置	妥善处置
		施工废料	间断	管道吹扫产生的废渣	部分回收利用，剩余现场收集、合规暂存，委托周边有资质工业固废填埋场合规处置	综合利用或妥善处置
				弃土弃渣	施工结束后用于回填管沟及场地平整	
	污泥	间断	污泥	污水处理站污泥收集、合规暂存，委托周边有资质工业固废填埋场合规处置	妥善处置	
噪声	施工机械、运输车辆噪声	间断	噪声	运输设备等车辆沿固定路线行驶，尽量减少鸣笛；合理布置施工现场，避免在同一地点安排大量施工机械，以防止局部声级过高；尽量使用对讲机等现代通讯设备，按规程操作机械设备，减少人为噪声；采用基础减震、距离衰减的降噪措施	声环境	
生态	占用土地、破坏植被	临时	植被、动物、防沙治沙、水土流失	见“6.5.1 施工期生态环境保护措施”章节	生态影响最小化	

3.2.5.2 运营期

本项目工艺流程主要包括油气开采及集输。

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

运营期井场采出液通过井口模块油嘴一级节流后进井场新建加热炉，经过加热炉加热并节流后由新建集输管线混输至阀组站，最终送至一号联合站处理。加

热炉可实现对采出液自动加热，根据气候气温自动调节和运行。

本项目燃料气气源为联合站内处理后的干气。燃料气管线采用密闭输送，减少输送过程中的产生和排放。

油井开采一定年限后，需进行修井作业，周期大概为 2~3 年 1 次。运营期依据单井产能情况，当产量下降，判断是井孔地层堵塞，则需进行修井等井下作业。在油井投入生产后，油井中的套管可能会出现堵塞、内径变小等各种状况，这会导致有些生产工具无法通过套管下入油井内，从而导致油井无法正常生产。在这种情况下就需要进行修井作业，也即是进行修复油井套管的作业。在修井作业中需要利用钻具对套管进行磨铣，以解除套管堵塞，从而保证生产工具能够通过套管下入油井内。

油气开采及集输过程中废气污染源主要为加热炉烟气 (G_1) 和井场无组织废气 (G_2)，加热炉燃用清洁能源天然气和低氮燃烧技术，通过 1 根 8m 高烟囱排放，油气采取管道密闭输送，通过加强检修和维护从源头减少阀门等泄漏挥发；废水污染源主要为采出水 (W_1) 和井下作业废水 (W_2)，其中采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层，井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理；噪声污染源主要为井场加热炉 (N_1)、采油树 (N_2) 等设备运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施；固废污染源 (S_1) 主要为开采过程产生的落地油及修井过程产生的废防渗材料，定期收集后委托有资质单位进行接收处置。

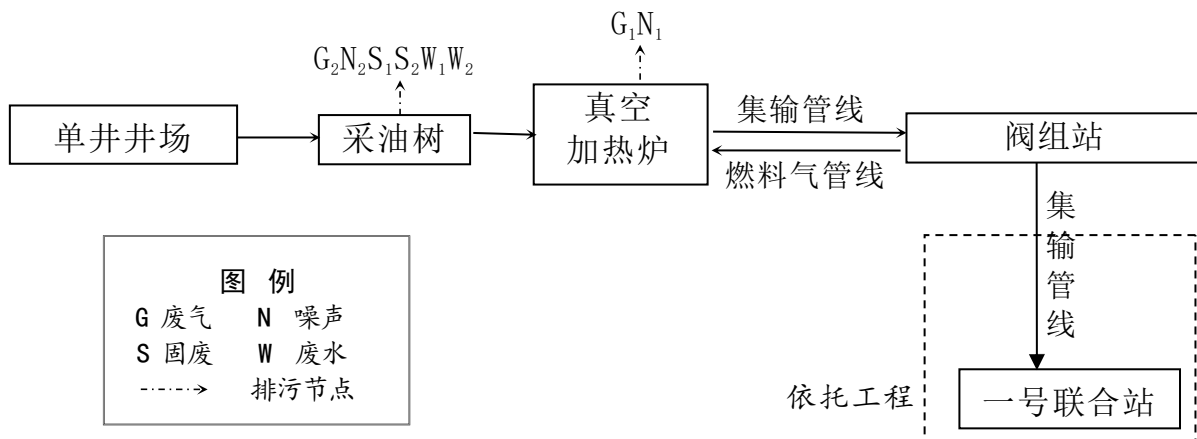


图 3.2-9 井场油气开采及集输工艺流程图

本项目营运期污染源及治理措施情况见表3.2-13。

表 3.2-13 本项目污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	G ₁	加热炉烟气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、 烟气黑度	连续	使用清洁能源天然气+低氮燃烧技术， 烟气经 8m 烟囱外排
	G ₂	井场无组织废气	非甲烷总烃、H ₂ S	连续	油气采取管道密闭输送，通过加强检 修和维护从源头减少阀门等泄漏挥发
废水	W ₁	采出水	—	连续	送至联合站处理达到《碎屑岩油藏注 水水质指标及分析方法》 (SY/T5329-2012)标准后回注地层
	W ₂	井下作业废水	—	间歇	送至塔河油田绿色环保站处理
噪声	N ₁	真空加热炉	L _{Aeq, T}	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N ₂	采油树		连续	选用低产噪设备、基础减振
固废	S ₁	落地油	含油废物	间歇	委托有资质单位接收处置
	S ₂	废防渗材料			

3.2.5.3 闭井期

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。

首先采用清水清洗注水通道，然后将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井。由于清洗后井筒中仍存在被油污、垢体和泥沙堵塞的区域，使固化堵剂和水泥浆无法进入这些区域，但是由于固化堵剂具有优良的胶结性能，且在凝固的过程中存在膨胀性，使该区域的堵塞物被挤压得更结实且能与固化堵剂胶合在一起，完成井筒的封固，使得地层的水在此井筒中无法形成窜流，达到了封井的目的。

闭井期废气污染源为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，采取控制车辆速度的措施；固体废物主要为闭井过程中产生的废弃管线、废弃建筑垃圾等，现场收集、合规暂存，委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。

3.2.6 施工期污染源及其防治措施

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

产生一定的影响。

(1) 生态影响因素

施工过程中生态影响主要包括占用土地、对植被的破坏、对土壤的扰动等。

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

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

(2) 废气

本项目施工过程中废气包括放喷废气、施工扬尘和施工车辆尾气。

① 放喷废气

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

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

② 施工扬尘

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

③ 车辆尾气

在油田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 及 NO_x 等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械车辆废气对周围

大气环境的影响是有限的。

(3) 施工废水

① 钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及其下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有悬浮物、COD、石油类等。根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理，处理后的液相回用于钻井液配制，余量的液相拉至塔河绿色环保站处理，不外排。

② 酸化压裂废水

钻井固定完毕后，需进行射孔和酸压完井。在射孔和酸压过程中由于井筒压力小于地层压力，所以酸化压裂废水基本由管道排出。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册系数，计算压裂液及酸化液的产生量分别为 $119.94\text{m}^3/\text{井次}$ 、 $26.56\text{m}^3/\text{井次}$ ，本项目共新钻1口井，则施工期压裂液及酸化液的产生量为 146.5m^3 。酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理。

③ 生活污水

本项目新井施工天数 80d，按生活用水量 $100\text{L}/\text{d}\cdot\text{人}$ 计，生活用水量总计约 480m^3 。生活污水产生量按用水量的 80% 计算，则总产生量为 384m^3 。生活污水中主要污染物为 COD、 BOD_5 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 、SS 等；类比区域内油气田现状，生活污水中主要污染物浓度 COD 为 $400\text{mg}/\text{L}$ 、 BOD_5 为 $200\text{mg}/\text{L}$ 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 为 $25\text{mg}/\text{L}$ 、SS 为 $220\text{mg}/\text{L}$ ；井场钻井期间建设 1 座撬装式污水处理站，采用“生化+过滤”处理工艺，经污水处理站处理后，出水可达到 COD $60\text{mg}/\text{L}$ 、 BOD_5 为 $20\text{mg}/\text{L}$ 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 为 $15\text{mg}/\text{L}$ 、SS 为 $20\text{mg}/\text{L}$ ，可满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 B 标准。

④ 管线试压废水

集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，试压水由罐车收

集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

(4) 施工噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、钻机、吊机等，产噪声级在 90~110dB(A) 之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

(5) 固体废物

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土方、钻井泥浆、钻井岩屑、含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料、施工废料、污泥和施工人员生活垃圾。

① 施工土方

本项目共开挖土方 0.82 万 m³，回填土方 0.95 万 m³，借方 0.13 万 m³，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建井场和道路工程区需进行压盖，借方主要来源于区域已完钻井场经“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理达标后还原土，还原土满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017) 限值中垫井场、通井路标准，可直接用于区块填坑、垫井场、修通井路。本项目土石方平衡见下表 3.2-14。

表 3.2-14 土方挖填方平衡表 单位：万 m³

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	0.24	0.36	0.12	区域井场还原土	0	—
道路工程	0.01	0.02	0.01		0	—
管道工程	0.57	0.57	0	0	0	—
合计	0.82	0.95	0.13	—	0	—

② 钻井泥浆

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

③ 钻井岩屑

钻井过程中，岩石井钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面井振动筛分离出来，送入井场内泥浆池中。

钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

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

式中：W——钻井岩屑产生量，m³；

D——结合钻井井眼的直径；

h——钻井进尺深度，TKC1-11H井为4625m。

利用上述公式计算出钻井期内产生的岩屑量为 270m³，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑 185m³，水基磺化泥浆钻井岩屑 85m³。

根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，非磺化水基泥浆废弃物经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路、固废场封场覆土及作为自然坑洼填充等；磺化水基泥浆废弃物在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后，综合利用。

④ 施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣和吹扫产生的废渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。

⑤ 危险废物

钻井施工过程中机械检修时会产生少量含油废物，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止含油废物落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的含油废物量约为0.4t/口，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

钻井期间会产生少量废防渗材料，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废

防渗材料量约为 0.1t/口，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量废烧碱包装袋，属于危险废物，及时回收废烧碱包装袋暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废烧碱包装袋约为 0.1t/口，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑥ 污泥

污水处理站处置过程中产生的污泥经污泥脱水装置，脱到 60%含水率后，委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。生活污水 SS 产生浓度为 200mg/L，经污水处理站处理后 SS 浓度为 20mg/L，井场污水产生量为 384m³，则井场污泥产生量为 0.175t。

⑦ 生活垃圾

本项目新井施工天数 80d，钻井期间常住井场人员按 60 人计算，平均每人每天产生生活垃圾 1kg。施工期生活垃圾产生总量为 4.8t，生活垃圾堆放在指定地点，就近委托有资质的生活垃圾填埋场或生活垃圾焚烧场合规处置。

综上所述，本项目钻井期各种污染物产生和排放情况见表 3.2-15。

表 3.2-15 本项目施工期各种污染物产生和排放情况一览表

项目	污染源	污染物	污染物排放速率/浓度	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
废气	测试放喷废气	SO ₂ 、NO ₂ 、H ₂ S、C _m H _n	—	—	试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃	—	环境空气
	施工扬尘	粉尘	—	—	对土石方临时堆场及建筑材料(如水泥、砂石等)修建围护设施，并合理堆放物料，减少迎风面积，同时定时洒水，减少风对料堆表面细小颗粒物的侵蚀引起的扬尘量；开挖的土方在遇大风天气时，应用篷布遮盖，减少扬尘产生量；	—	环境空气
	施工机械、车辆尾气	SO ₂ 、NO ₂ 、C _m H _n	—	—	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行；运输土石方等车辆，车箱遮盖严密后方可运出场外	—	环境空气
废水	钻井废水	悬浮物、COD、石油类等	—	—	钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理，处理后的液相回用于钻井液配制，余量的液相拉至塔河绿色环保站处理，不外排	0	不外排

续表3.2-15 本项目施工期各种污染物产生和排放情况一览表

项目	污染源	污染物	污染物排放速率/浓度	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向	
废水	试压废水	SS	—	—	洒水抑尘	0	不外排	
	生活污水	水量	—	384m ³	经井场撬装式污水处理站处理后,用于生活区、井场及通井路降尘	0	不外排	
		COD	400mg/L	0.154t		0		
		BOD ₅	200mg/L	0.077t		0		
		NH ₃ -N	25mg/L	0.0096t		0		
		SS	220mg/L	0.084t		0		
固体废物	钻井泥浆	—	—	—	泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”分离岩屑后,进入泥浆罐循环使用	0	不外排	
	膨润土泥浆钻井岩屑	—	—	185m ³	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统,在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆,分离后的液体回用于钻井液配备,非磺化水基泥浆废弃物经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后,用于铺垫油区内的井场、道路、固废场封场覆土及作为自然坑洼填充等	0	不外排	
	磺化泥浆钻井岩屑	—	—	85m ³	磺化水基泥浆废弃物在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理,经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中污染物限值要求后,综合利用	0	不外排	
	含油废物	—	—	0.4	收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置	0	不外排	
	废烧碱包装袋	—	—	0.1		0	不外排	
	废防渗材料	—	—	0.1		0	不外排	
	污泥	—	—	—	0.175	污水处理站处置过程中产生的污泥经污泥脱水装置,脱到60%含水率后,委托周边有资质工业固废填埋场合规处置	0	不外排

续表3.2-15 本项目施工期各种污染物产生和排放情况一览表

项目	污染源	污染物	污染物排放速率/浓度	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
固体废物	生活垃圾	—	—	4.8t	生活垃圾现场集中收集，就近委托有资质的生活垃圾填埋场或生活垃圾焚烧场合规处置	0	不外排
噪声	装载机	—	—	88dB(A)	运输设备等车辆沿固定路线行驶，尽量减少鸣笛；合理布置施工现场，避免在同一地点安排大量施工机械，以防止局部声级过高；尽量使用对讲机等现代通讯设备，按规程操作机械设备，减少人为噪声；采用基础减震、距离衰减的降噪措施	88dB(A)	声环境
	吊装机	—	—	84dB(A)		84dB(A)	
	挖掘机	—	—	90dB(A)		90dB(A)	
	钻机	—	—	95dB(A)		95dB(A)	
	泥浆泵	—	—	95dB(A)		95dB(A)	
	压路机	—	—	90dB(A)		90dB(A)	
	振动筛	—	—	90dB(A)		90dB(A)	
	运输车辆	—	—	90dB(A)		90dB(A)	

3.2.7 营运期污染源及其防治措施

3.2.7.1 废气污染源及其治理措施

结合《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)、《污染源源强核算技术指南 准则》(HJ884-2018)、《污染源源强核算技术指南 锅炉》(HJ 991-2018)和《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953-2019)等要求对源强进行核算，本项目实施后废气污染源及其治理措施见表 3.2-16。

表 3.2-16 本项目废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度(mg/m ³)	治理措施	排气筒高度(m)	废气量(m ³ /h)	排放浓度(mg/m ³)	排放速率(kg/h)	有效工作时间	年总排放量(t/a)
1	TKC1-1 1H 真空加热炉烟气	颗粒物	10	清洁能源+低氮燃烧技术	8	476	10	0.005	4800	0.023
		二氧化硫	4				4	0.002		0.009
		氮氧化物	50				50	0.024		0.114
		烟气黑度	<1 级				<1 级			
2	TKC1-1 1H 井场无组织废气	非甲烷总烃	—	密闭输送	—	—	—	0.0069	8760	0.061
		硫化氢	—					0.0001		0.0009

源强核算过程：**(1) 加热炉烟气**

本项目包含 1 台 400kW 真空加热炉，井场加热炉烟气主要污染物为颗粒物、SO₂、NO_x，经 8m 高烟囱排放。

①400kW 真空加热炉燃气量计算公式如下：

$$A = \frac{3600pt}{\varepsilon Q_L} = \frac{3600 \times 0.4 \times 1}{0.9 \times 33.6} = 47.6$$

式中：A 为燃气量，m³；

P 为真空加热炉功率，MW，真空加热炉 1 小时满负荷取 0.4MW；

ε 为真空加热炉热转化效率，真空加热炉取 0.9；

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

t 为真空加热炉运行时间，h。

则真空加热炉每小时燃气量为 47.6m³。

②标态下单位体积天然气的理论空气需要量 (m³/m³)

$$V_0 = 0.0476 \left[0.5\varphi(CO) + 0.5\varphi(H_2) + 1.5\varphi(H_2S) + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) \varphi(C_m H_n) - \varphi(O_2) \right]$$

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

式中 CO、H₂、H₂O、H₂S、C_mH_n、O₂——天然气中气体相应成分体积分数(%)。

计算可得单位体积天然气的理论空气需要量 9.6m³/m³。

③标态下单位体积天然气的理论干烟气量 (m³/m³)

$$V_0^g = 1 + L_0 - \left[1.5H_2 + 0.5CO - \left(\frac{n}{4} - 1 \right) \times C_m H_n + \frac{n}{2} C_m H_n + \frac{3}{2} H_2 S \right]$$

$$= 8.3 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

④标态下加热炉燃烧单位体积天然气的实际干烟气量 (m³/m³)

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

标态下单井真空加热炉的实际干烟气量为 47.6 × 10Nm³/h = 476Nm³/h

⑤本项目燃用天然气中全硫含量按天然气标准(GB17820-2018)规定的一类天然气最大值计算。加热炉排放 SO₂ 浓度 = 20 × 64/32/10 = 4mg/m³。

初始烟气中颗粒物浓度直接类比同类型加热炉监测数据，所类比加热炉属于塔河油田 1 区现有 400kW 真空加热炉，使用燃料均为净化后的天然气并采取低氮燃烧技术，烟气通过 1 根 8m 高烟囱外排，类比真空加热炉符合《污染源源强核算技术指南 锅炉》(HJ 991—2018)中 3 条适用原则，即①燃料、辅料、副产物类型相同；②锅炉类型和规模等级相同；③污染控制措施相似。所引用真空加热炉中颗粒物监测浓度可以作为本项目排放取值依据。类比现有真空加热炉数据可行。真空加热炉采用低氮燃烧技术，可有效降低出口氮氧化物浓度。

烟气中颗粒物浓度为 $10\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 浓度为 $4\text{mg}/\text{m}^3$ 、 NO_x 浓度取 $50\text{mg}/\text{m}^3$ ，真空加热炉烟气满足《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，其中 NO_x 同时满足《关于开展自治区 2021 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》(新环大气发[2021]142 号)中燃气锅炉氮氧化物排放浓度限值($\text{NO}_x \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$)。按真空加热炉年有效运行时间为 4800h，加热炉颗粒物排放量 $0.023\text{t}/\text{a}$ 、 SO_2 排放量 $0.009\text{t}/\text{a}$ 、 NO_x 排放量 $0.114\text{t}/\text{a}$ 。

(2) 井场无组织废气

在油气集输环节产生的挥发性有机物 (VOCs) 主要包括非甲烷总烃 (烷烃等)、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本项目而言，VOCs 主要为非甲烷总烃。本项目运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)要求对本项目无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

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

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

t_i ——密封点*i*的年运行时间，h/a；

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

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.2-17 设备与管线组件 $e_{\text{TOC}, i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC}, i}$ / (kg/h 排放源)
石油化学工业	气体阀门	0.024
	开口阀或开口管线	0.03
	有机液体阀门	0.036
石油化学工业	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.14
	其他	0.073

根据油气水物性参数，项目采出液中 $WF_{\text{VOCs}, i}$ 核算值为 68.6%， $WF_{\text{TOC}, i}$ 核算值为 91%， $WF_{\text{VOCs}, i}$ 和 $WF_{\text{TOC}, i}$ 比值取 0.754；燃料气 $WF_{\text{VOCs}, i}$ 核算值为 18.6%， $WF_{\text{TOC}, i}$ 核算值为 91%， $WF_{\text{VOCs}, i}$ 和 $WF_{\text{TOC}, i}$ 比值取 0.204。根据设计单位提供的数据，项目井场涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.2-18 所示。

表 3.2-18 本项目井场无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量 (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)
TKC1-11H 井场采出液流经的密封点						
1	有机液体阀门	45	0.036	0.0036	8760	0.032
2	法兰或连接件	40	0.044	0.0030	8760	0.026
TKC1-11H 井场燃料气流经的密封点						
3	气体阀门	12	0.024	0.00018	8760	0.0016
4	法兰或连接件	6	0.044	0.00016	8760	0.0014
合计				0.0069	—	0.061

经过核算,本项目 TKC1-11H 井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.0069kg/h,无组织废气中硫化氢含量类比同类型井场,排放速率按 0.0001kg/h 考虑。按年有效工作时间 8760h 计算,TKC1-11H 井场无组织非甲烷总烃年排放量为 0.061t/a,硫化氢年排放量为 0.0009t/a。

3.2.7.2 废水污染源及其治理措施

本项目运营期废水主要包括采出水和井下作业废水,产生情况见表 3.2-19。

表 3.2-19 本项目井场废水情况一览表

类别	序号	污染源	产生量	排放量 (t/a)	主要污染物	污染物浓度(mg/L)	产生特点	治理措施
废水	W ₁	采出水	1200t/a	0	石油类、SS	100 500	连续	送至联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层
	W ₂	井下作业废水	80m ³ /a	0	石油类、SS、COD	200 500 1200	间歇	井下作业废水采用专用废水回收罐收集,运至塔河油田绿色环保站处理

本项目采出水随采出液一起进入一号联合站处理,满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层,井下作业废水采用专用废水回收罐收集后,通过汽车运输至塔河油田绿色环保站处理。

3.2.7.3 噪声污染源及其治理措施

本项目实施后,各噪声污染源治理措施情况见表 3.2-20。

表 3.2-20 井场噪声污染源强一览表

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

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

3.2.7.4 固体废物及其治理措施

本项目运营期固体废物主要为落地油及废防渗材料,根据《国家危险废物名

录(2021年版)》(部令第15号)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021年 第74号),以上废物均属危险废物,落地油采取桶装形式收集、废防渗材料折叠打包,直接委托有危废处置资质的单位接收处置。拟建工程固体废物处置情况见表 3.2-21。

表 3.2-21 拟建工程主要固体废物及治理措施一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.2	井下作业、采油环节和集输环节	半固态、固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	桶装收集后,由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.05	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	折叠打包收集后由有危废处置资质单位接收处置

3.2.8 闭井期污染源及其防治措施

闭井主要是环境功能恢复时期,本节对闭井期环境保护措施进行介绍。

3.2.8.1 闭井期环境空气保护措施

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

(2) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

3.2.8.2 闭井期水污染防治措施

闭井期无废水污染物产生,要求在闭井作业过程中,严格按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函[2020]72号)及《废弃井封井处置规范》(Q/SH0653-2015)要求进行施工作业,首先进行井场进行环境风险评估,根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式,确保固井、封井措施的有效性,避免发生油水串层。

3.2.8.3 闭井期噪声防治措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修,保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.2.8.4 闭井期固体废物处置措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集，现场收集、合规暂存，委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。

(2) 对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，地下截取一定深度的表层套管，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

3.2.8.5 闭井期生态恢复措施

油田单井进行开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入闭井期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。采取的生态恢复措施如下：

(1) 施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，严禁人为破坏作业带以外区域植被；各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

(2) 闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物等。

(3) 经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

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

3.2.9 非正常排放

本项目非正常排放主要包括井口压力过高时的放喷和集输管线刺漏等情况。

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

表 3.2-22 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)	
		非甲烷总烃	0.1
放喷口	10	硫化氢	0.001

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

3.2.10 清洁生产分析

3.2.10.1 清洁生产技术和措施分析

3.2.10.1.1 钻井工艺清洁生产工艺

(1) 钻采方案的设计技术先进、实用成熟，具有良好的可操作性。井身结构设计能够满足开发和钻井作业的要求；科学地进行了钻井参数设计；钻井设备和泥浆泵均能够保证安全施工的需要。

(2) 作业井场采用泥浆循环系统；钻井废水循环回收罐等环保设施，钻井液循环率达到 95% 以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。

具体做法为：

① 通过完善和加强作业废液的循环利用系统，将作业井场的钻井废液回收入罐，并进行集中处理。对泥浆类废液经过简单的沉淀、过滤等去除有机杂质后再进行利用，使其资源化。

② 钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用。

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

④ 开钻前对井场应急池等做防渗漏处理。

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

(3) 采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

(4) 设置井控装置(防喷器等)，防止井喷事故对环境造成污染影响。

(5) 钻井废水、废钻井泥浆等钻井废物暂存均控制在井场范围内，采用泥浆

不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备。

(6) 井场设有应急池，为防渗设计，用于事故等非正常工况下泥浆的存放。

(7) 钻井新鲜水使用量低于国家要求的清洁生产标准

(8) 先进性分析。西北油田分公司在各个油气田区块内新建钻井，不断总结前期钻井经验，形成了针对不同油气层、不同地层地质条件下的成熟、可靠的钻井技术，从钻机选型、钻井液选取与配制、油气层储层保护措施和固井方案等方面，积累了丰富的工作经验，从油田开发钻井阶段横向对比，钻井深、难度大，钻井设备和工艺技术水平处于国内领先水平，具有一定的先进性。

3.2.10.1.2 集输及处理清洁生产工艺

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

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

③ 优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。管道、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

3.2.10.1.3 井下作业清洁生产工艺

① 在井场加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发。

② 井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免油品、污水喷出。对产生的散落油品和废液采用循环作业罐(车)收集，作业过程中铺防渗土工膜防止油品落地。

③ 对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

3.2.10.1.4 节能及其它清洁生产措施分析

① 优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

② 管线均进行保温，减少热量损失；

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

④采用高效加热设备，合理利用能量，降低生产运行能耗损失；

⑤采油区采用自动化管理，提高了管理水平。

3.2.10.1.5 建立有效的环境管理制度

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

本项目主要采取的环境管理措施如下：

①落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

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

3.2.10.2 清洁生产水平分析

(1) 评价指标体系

根据综合分析和类比已开发区块，项目严格执行各类环境保护、节能降耗措施后，整体可达到清洁生产先进企业水平。油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.2-23 及表 3.2-24。

表 3.2-23 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目评价	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	20	占地面积	m ²	8	符合行业标准要求	符合	8
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	12	≤25	≤20	12
(2) 生产技术特征指标	30	固井质量合格率	%	30	≥95	100%	30

续表 3.2-23 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目评价	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重 分值	评价基准值	估算值	得分
(3) 资源综合利用指标	25	钻井液循环率	井深: 3000 以上	15	≥75%	90%	10
		柴油机效率	%	5	≥90%	90%	5
		污油回收率	%	5	≥90%	100%	5
(4) 污染物指标	25	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区: ≤30; 乙类区: ≤35	≤15	10
		废弃钻井液产生量	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	≤2	10
		柴油机烟气排放浓度	-	2	符合排放标准要求	符合	2
		噪声	mg/L	3	符合排放标准要求	符合	3
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目评价得分		
(1) 原辅材料	15	钻井液消毒	可生物降解或无毒钻井液	15	15		
(2) 生产工艺及设备要求	40	钻井设备先进性	国内领先	8	8		
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	5		
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目评价得分		
(2) 生产工艺及设备要求	40	钻井液收集设施完整性	配有收集设施, 且使钻井液不落地	5	5		
		固控设备完整性	配备振动筛、处理器、除砂器、离心机等固控设备	5	5		
		固井质量	固井质量合格	5	5		
		钻井效率	高	7	7		
		井控措施有效性	井控措施有效	5	5		
(3) 符合国家政策的生产规模	10	现行政策暂无生产规模限制要求		10	10		
(4) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	10		
		开展清洁生产审核		10	10		
(5) 贯彻执行环境保护法规符合性	15	建设项目环保“三同时”执行情况		5	5		
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	5		
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5		

续表 3.2-23 采油作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标									
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本项目			
						实际值	得分		
(1)资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采 出液	30	稀油： ≤65 稠油： ≤160	55	30		
(2)资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	60	10		
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10		
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10		
(3)污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	--	0		
		COD	mg/L	5	乙类区 ≤150	--	0		
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5		
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5		
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5		
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5		
定性指标									
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本项目情况	本项目得分		
(1)生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好	5	井筒设施完好	5		
		采气	天然气净化设施先进、净化效率高	10	采油	套管气回收装置	10	设置套管气回收装置及防止落地原油产生措施	10
			10	防止落地原油产生措施		10	10		
(1)生产工艺及设备要求	45	采油(气)方式		采油方式经过综合评价确定	10	油井自喷	10		
		集输流程		全密闭流程	10	采用全密闭集输流程	10		
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证			10	已建立 HSE 管理体系并通过认证	10		

续表 3.2-23 采油作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定性指标					
一级指标	指标 分值	二级指标	指标 分值	本项目 情况	本项目 得分
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	开展清洁生产审核并通过验收	20	已开展清洁生产审核并通过验收	20
		制定节能减排工作计划	5	已制定节能减排工作计划	5
(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况	5	落实环保“三同时”制度	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	落实建设项目环境影响评价制度	5
		老污染源限期治理项目完成情况	5	正在开展中	0
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	污染物排放量低于总量控制指标	5

(2) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

$$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \cdot K_i$$

式中：

P_1 ——定量评价考核总分值；

n ——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i ——第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i ——第 i 项评价指标的权重值。

② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

$$P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$$

式中：

P_2 ——定性评价二级指标考核总分值；

F_i ——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

N ——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中：

P ——清洁生产综合评价指数；

P_1 ——定量评价指标考核总分值；

P_2 ——定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指数见表 3.2-24。

表 3.2-24 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

由表 3.2-23、表 3.2-24 计算得出：本工程钻井作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；本项目采油作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 95 分，综合评价指数得分 92 分，达到 $P \geq 90$ ，属于清洁生产先进企业。

3.2.10.3 清洁生产结论

通过以上分析可以看出，本工程无论是在生产工艺、设备的先进性、合理性，还是在原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中。特别是本工程注重源头控制污染物的产生量和废物的重复利用，充分利用了能源和资源，尽量减少或消除了污染物的产生，并使废物在生产过程中转化为可用资源，最大

限度地降低了工程对环境造成的污染。

本工程在油田内部采用混输模式，管道密闭输送。在采油输送等生产工艺方面，均采用了目前国际、国内先进技术，符合目前油田开发的一般清洁生产要求。根据综合分析和类比已开发区块，本工程严格执行各类环境保护、节能降耗措施后，整体可达到清洁生产先进企业水平。

3.2.11 三本账

本项目实施后塔河一区“三本账”情况见表 3.2-25。

表 3.2-25 本项目实施后“三本账”情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水		固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢	COD	氨氮	
现有工程排放量	1.05	0.15	6.86	3.08	0.02	0	0	0
本项目排放量	0.023	0.009	0.114	0.061	0.0009	0	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0	0	0
本项目实施后排放量	1.073	0.159	6.974	3.141	0.0209	0	0	0
本项目实施后增减量	+0.023	+0.009	+0.114	+0.061	+0.0009	0	0	0

3.2.12 污染物总量控制分析

根据国家“十四五”总量控制要求，考虑拟建工程的排污特点，确定废气污染物总量控制因子为 NO_x ，废水污染物总量控制因子为 COD、氨氮。

(1) 大气污染物总量控制目标值

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，拟建工程 NO_x 排放总量控制指标核算过程如下：

真空加热炉烟气排放参照执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值 ($\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$) 的同时，满足《关于开展自治区 2021 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》(新环大气发[2021]142号)中燃气锅炉氮氧化物排放浓度限值 ($\text{NO}_x \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$)，根据《排污

许可证申请与核发技术规范《锅炉》(HJ953-2018), 废气污染物排放总量采用理论公式法进行核算。

本项目涉及 1 台 400kW 真空加热炉, 燃气成分见表 3.3-10。按照理论公式估算法, 拟建工程 NO_x 排放量为 0.114t/a。

(2) 废水污染物总量控制目标值确定

根据工程分析, 本项目在正常运行期间, 井场采出水随采出液一起最终输送至联合站处理达标后回注地层, 井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理, 无废水外排。因此建议不对废水污染物进行总量控制。

综上, 拟建工程总量控制指标为 NO_x 0.114t/a。

3.3 依托工程

本项目单井井场油气通过新建集输管线接入 TKC1-7H 阀组后, 最终输送至一号联合站集中处理; 施工期污泥和营运期落地油、废防渗材料及井下作业废水均依托塔河油田绿色环保站处理。因此将 TKC1-7H 阀组、一号联合站、塔河油田绿色环保站作为依托工程分析。

依托工程环保手续见表 3.3-1。

表 3.3-1 依托工程环评及验收情况一览表

序号	包含内容	建设项目名称	环评文件			验收文件		
			审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	TKC1-7H 阀组	塔河油田东部 2021 年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审[2021]94 号	2021.6.21	目前正在建设中		
2	一号联合站	新疆塔里木盆地艾协克南-桑塔木油气田开发建设工程	原国家环境保护总局	环函[1999]242 号	1999.7.8	原国家环境保护总局	环验[2007]211 号	2007.10.9
3	塔河油田绿色环保站	塔河油田一号固废液处理站改(扩)建工程	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2015]397 号	2015.9.8	原阿克苏环境保护局	阿地环函字[2015]501 号	2015.12.17

续表 3.3-1 依托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
3	塔河油田绿色环保站	塔河油田污油泥处理工程	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2012]297号	2012.6.12	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2015]209号	2015.5.13
		塔河油田污油泥处理站扩建工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2015]811号	2015.7.13	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2016]2005号	2016.12.27

3.3.1 TKC1-7H 阀组

本工程井场油气通过新建集输管线接入TKC1-7H阀组后,最终输送至联合站集中处理。TKC1-7H阀组现状为10井式阀组,目前已有4口井接入该阀组,剩余6个空余接头,油气经阀组计量后汇入一号联合站。本项目新建集输管线接入TKC1-7H阀组可行。

3.3.2 塔河油田一号联合站

塔河油田一号联合站于1999年7月8日取得原国家环境保护总局批复(环函[1999]242号),于2007年10月9日取得原国家环境保护总局竣工环境保护验收意见(环验[2007]211号)。塔河油田一号联合站(原名为艾桑油气田联合站)包括原油处理系统、原油稳定系统、轻烃处理系统和污水处理系统。其中原油处理系统设计规模 $270 \times 10^4 \text{t/a}$,包括1套 $120 \times 10^4 \text{t/a}$ 中质油处理系统和1套 $150 \times 10^4 \text{t/a}$ 重质油处理系统;原油稳定系统设计规模 $200 \times 10^4 \text{t/a}$;轻烃处理系统设计规模 $80 \text{万m}^3/\text{d}$,包括1套 $30 \text{万m}^3/\text{d}$ 轻烃处理和1套 $50 \text{万m}^3/\text{d}$ 轻烃处理装置;污水处理系统设计规模为 $15500 \text{m}^3/\text{d}$,包括1套 $6500 \text{m}^3/\text{d}$ 污水处理系统和1套 $9000 \text{m}^3/\text{d}$ 污水处理系统。截至目前,实际原油处理量为 $95.3 \times 10^4 \text{t/a}$ 、水 $13812.88 \text{m}^3/\text{d}$ 、气 $71 \text{万m}^3/\text{d}$ 。富余原油处理量为 $170.87 \times 10^4 \text{t/a}$ 、水 $1673.2 \text{m}^3/\text{d}$ 、气 $6.47 \text{万m}^3/\text{d}$ 。

(1) 原油处理系统

中质油处理系统目前主要负责塔河油田1、2、3、9区的中质原油的油、气、水三相分离、原油储存以及全站外输原油的混配工作。来液首先进入储罐区储

存、脱水，初步脱水后的原油混合物进入中质油处理系统分离。重质油处理系统负责处理塔河油田的稠油及1、3、4区分离出的天然气。三相分离器将各小站的稠油进行油、气、水三相分离，分离后天然气进除油器或放空，污水进入污水处理系统，油则进入分离缓冲罐，经升压加热后进入热化学脱水器，分离出的水进入污水处理系统，油则进入储罐进行沉降。

(2) 原油稳定系统

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

(3) 轻烃装置

轻烃装置主要处理塔河油田1区、2区、3区、4区、9区、AT2南区块、YT2区块、T903区块、西达里亚区块的伴生气，处理后天然气除供燃气电站发电和生产、生活燃料用气外，剩余天然气进入输气首站。30×10⁴m³/d轻烃装置采用原料气增压、分子筛脱水、膨胀机+丙烷辅助制冷工艺。50×10⁴m³/d轻烃装置采用原料气增压、分子筛脱水、膨胀机+DHX(重接触塔)+丙烷辅助制冷工艺。

(4) 污水处理系统

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

(5) 依托可行性分析

本项目井场采出液经新建管线输送至阀组站后，最终输送至一号联合站进行处理，依托一号联合站富余情况如表 3.3-2 所示。

表 3.3-2 依托工程可行性分析一览表

一号联合站情况			本项目需处理量	依托可行性
分类	设计最大处理规模	现状富余量		
原油(万 t/a)	270	170.87	0.615	可依托

续表 3.3-2 依托工程可行性分析一览表

一号联合站情况			本项目需处理量	依托可行性
分类	设计最大处理规模	现状富余量		
天然气(万 m ³ /d)	80	6.47	0.49	可依托
采出水(m ³ /d)	15500	1673.2	4	

综上所述，一号联合站富余量可以满足本项目原油、天然气及采出水处理需求，本项目采出液依托现有一号联合站处理可行。

3.3.3 塔河油田绿色环保站

2019年初，西北油田分公司成立了西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站，该站包含了原塔河油田一号固废液处理站和塔河油田污油泥处理站，仅进行了整合和更名，未进行规模、地点、工艺等变化。塔河油田一号固废液处理站扩建工程于2014年6月23日取得环评批复(阿地环函字[2014]236号)，因该工程建设规模发生变化，原阿克苏地区环境保护局对该工程进行重新审批，2015年9月8日取得环评批复(阿地环函字[2015]397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)。2021年对废液处理系统进行了扩建，塔河油田绿色环保站废液处理及减量化系统改造工程于2020年12月16日取得环评批复(新环审[2020]242号)。

西北油田分公司塔河油田污油泥处理工程于2012年6月12日取得环评批复(阿地环函字[2012]297号)，并于2015年5月13日取得竣工环保验收批复(阿地环函字[2015]209号)。2015年对含油污泥处置设施进行了扩建，塔河油田污油泥处理站扩建工程于2015年7月13日取得环评批复(新环函[2015]811号)，并于2016年12月27日取得竣工环保验收批复(新环函[2016]2005号)。

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

塔河油田绿色环保站各处理系统单元设计规模、富余情况如表 3.3-3 所示。

表 3.3-3 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	实际处理量	富余能力	本项目需处理量	依托可行性
1	废液处理系统(m ³ /h)	65	9.2	55.8	0.011	可行
2	污油泥处理系统(m ³ /a)	6×10 ⁴	3.9×10 ⁴	2.1×10 ⁴	0.25	可行

综上所述,塔河油田绿色环保站可以满足本项目施工期污泥和营运期落地油、废防渗材料及井下作业废水处理要求,本项目依托塔河油田绿色环保站处理可行。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

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。

本项目位于巴州轮台县塔河油田 1 区内，南距解放渠村 15.6km。区域以油气开采为主，现状占地类型主要为林地、草地及裸地。区域本项目地理位置见附图 1，项目组成及周边关系示意图见附图 2。

4.1.2 地形地貌

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

本项目位于塔里木河冲积平原地带，地势平坦，井场海拔 933m，地形简单，地貌单一。

4.1.3 区域地质概况

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

4.1.4 水文地质

(1) 地下水类型及富水性

第四系松散地层是区域地下水赋存的主要介质。塔里木盆地第四系地层分

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

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

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

(3) 区域地下水补给、径流、排泄条件

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

塔里木盆地北缘地下水在松散卵砾石和砂砾石的空隙中大体由北向南径

流，至塔里木河以北的细土平原地下水浅埋带，一部分以垂直蒸发和植物蒸腾形式进行垂直排泄，另一部分则排入塔里木河或河床冲积层。在盆地西缘和南缘地下水在松散卵砾石和砂砾石的空隙中大体由南(或西南)向北(或东北)径流，至山前洪冲积倾斜平原前缘溢出带附近一部分以泉的形式排泄于地表，一部分通过蒸发和植物蒸腾形式进行排泄，在埋深小于 1m 地段，地表土层普遍积盐，形成厚达 10~20cm 的白色盐壳；还有一部分则以地下侧向径流的形式排泄于塔克拉玛干沙漠。区域地下水流向总体西北向东南。

(3) 地下水的水化学特征

下面对潜水的水化学类型分别进行论述。

——潜水的水化学类型

在塔里木河以北区域，潜水的水化学类型分为三种： $SO_4 \cdot Cl$ 型、 $Cl \cdot SO_4$ 型和 Cl 型。其中， $SO_4 \cdot Cl$ 型地下水主要呈片状小面积分布在区域西部，地下水的水化学类型为 $SO_4 \cdot Cl-Na(Ca \cdot Mg)$ 型。 $Cl \cdot SO_4$ 型地下水广泛分布于区域内，地下水的水化学类型为 $Cl \cdot SO_4-Na(Ca \cdot Mg)$ 型。 Cl 型地下水主要呈半椭圆状分布在区域东北部，地下水的水化学类型为 $Cl-Na$ 型。

区域地下水主要靠塔里木泛滥洪水补给地下水的侧向径流补给，补给源距地表水系和灌区较远；含水层为细砂和粉砂层，透水性相对较差，地下水径流缓慢，加之区内气候极度干燥，潜水的埋深普遍小。这些决定了区域地下水的水化学作用主要以强烈的蒸发浓缩矿化作用为主，而离子交替作用很弱。因此，区域内地下水化学类型主要为 $SO_4 \cdot Cl$ 型、 $Cl \cdot SO_4$ 型和 Cl 型为主。

4.1.5 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 $HSO_4 \cdot Cl-Ca \cdot Mg \cdot Na$ 为主，矿化度枯水期最大。

解放渠属于人工干渠。主要功能为季节性泄洪和农田灌溉，引水主要来自塔里木河，解放渠最大设计流量 28.4m³/s。

工程场地、管道沿线及周边临近区域无地表水体分布，南距塔里木河约 14.9km，南距解放渠 6km。

4.1.6 气候气象

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

轮台县主要气象数据见表 4.1-1。

表 4.1-1 轮台县主要气候要素一览表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1	年平均气温	11.9℃	7	年平均蒸发量	2104.7mm
2	年极端最高气温	42.1℃	8	年最大冻土深度	80cm
3	年极端最低气温	-25.6℃	9	年最多风向及频率	NE/13%
4	年均日照时数	2602h	10	年平均相对湿度	48%
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	68.9mm	--	--	--

4.1.7 土壤

评价区土壤类型较为简单，主要以盐土、草甸土及风沙土为主。典型盐土通常由草甸盐土和盐化土壤进一步积盐，盐生植被取代草甸植被，生草过程进一步削弱而来。其地下水位约 2~3m，地面起伏不平，并被 5~15cm 的盐结皮或盐结壳所覆盖，盐类组成以氯化物为主，生物累积少，有机质含量及其它养分含量均较低。植被以稀疏的盐生灌丛为主，常见的有怪柳、骆驼刺、盐穗木等，盖度 10~20%。草甸土发育于地势低平、受地下水或潜水的直接浸润并生长草甸植物的土壤，属半水成土。其主要特征是有机质含量较高，腐殖质层较厚，土壤团粒结构较好，水分较充分。草甸土的形成有潜育过程和腐殖质积累过程，有腐殖质层、腐殖质过渡层和潜育层。风沙土地表光裸，偶见沙生怪柳，土壤养分含量较低，有机质含量小于 1g。

4.2 环境敏感区调查

环境敏感区包括需要特殊保护地区、生态敏感与脆弱区和社会关注区。根据调研，井场周边的环境敏感区主要包括生态保护红线区、新疆塔里木胡杨国家级自然保护区、水土流失重点治理区和预防区、重点公益林及塔里木胡杨林风景名胜区。

4.2.1 生态保护红线

生态保护红线指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线，通常包括具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙等功能的生态功能重要区域，以及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态环境敏感脆弱区域。

本项目南距离生态保护红线最近为 4.7km，不在红线内。与生态保护红线关系见附图 5。

4.2.2 新疆塔里木胡杨国家级自然保护区

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

本项目东南距新疆塔里木胡杨国家级自然保护区 15.8km，不在保护区范围内。与新疆塔里木胡杨国家级自然保护区位置关系见附图 2。

4.2.3 水土流失重点治理区和预防区

(1) 水土流失重点防治分区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4号），新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区

面积 19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域水土流失重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和《关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号)，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区。

(2) 水土保持基础功能类型

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》，项目所在区域的水土保持基础功能类型是农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为“三河”中塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、城郊清洁型小流域建设以及库-拜地区煤炭行业、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

(3) 水土流失预防范围

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》，项目所在区域的水土流失治理范围与对象为：①国家级及自治区级水土流失重点治理区；②绿洲外围风沙防治区；③河流沿岸水蚀区、湖泊周边区；④水土流失严重并具有土壤保持、拦沙减沙、蓄水保水、防灾减灾等水土保持功能的区域；⑤城镇周边水土流失频发、水土流失危害严重的小流域；⑥生产建设项目，尤其是资源开发、农林开发、城镇建设、工业园建设；⑦其他水土流失较为严重，对当地或者下游经济社会发展产生严重影响的区域。

(4) 水土流失预防对象

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》，项目所在区域水土流失治理措施为：加强流域水资源统一管理、保证生态用水，在加强天然林草建设和管护的同时，对天然林草进行灌溉，促进天然林草的恢复和更新，提高乔灌的郁闭度和草地的覆盖度，为区域经济的可持续发展提供保障。

本项目类型属于油气开采项目，项目以施工期为主，具有临时性、短暂性特点，施工期井场采取砾石压盖，能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险；

对项目区域进行定时洒水抑尘；设置限行彩条旗，严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动；采取完善的防沙治沙及水土保持措施。施工结束后，井场恢复和管沟回填，不会对区域的水土保持基础功能类型造成影响。

4.2.4 重点公益林

重点公益林是指生态区位极为重要或生态状况极为脆弱，对国土生态安全、生物多样性保护和经济社会可持续发展具有重要作用，以提供森林生态和社会服务产品为主要经营目的的重点防护林和特种用途林。包括水源涵养林、水土保持林、防风固沙林和护岸林；自然保护区的森林和国防林等。

拟建项目区内的公益林主要是塔里木河流域荒漠灌丛，为重点公益林，林地类型为荒漠灌木林，主要作用为防风固沙。项目与公益林的位置关系见附图 10。

4.2.5 塔里木胡杨林风景名胜区

2004 年，由自治区人民政府以《关于公布第三批自治区级风景名胜区名单的通知》（新政发[2004]13 文件）批复为自治区级风景名胜区，面积约 100km²。塔里木胡杨林自治区级风景名胜区以原始胡杨森林为核心，并融合胡杨林、河流、沙漠、湖泊等自然生态景观，集生态保育、观光游览、科学考察、探奇探险于一体的自治区级风景名胜区。根据《自然资源部国家林业和草原局关于做好自然保护区范围及功能分区优化调整前期有关工作的函》（自然资函[2020]71 号）要求，2020 年 11 月，新疆维吾尔自治区林业勘察设计院编制《塔里木胡杨林风景名胜区总体规划》（2020-2035），东经 84° 12' 08.29" ~ 84° 26' 27.74"，北纬 41° 11' 58.81" ~ 41° 19' 01.44"，面积 11566.93 公顷。一级保护区为特殊保存区（核心景区），面积 2758.91hm²，占总面积的 23.85%。二级保护区包括风景恢复区和风景游览区，面积 7756.90hm²，占总面积的 67.06%，三级保护区包括发展控制区和旅游服务，面积 1051.12hm²，占总面积的 9.09%。

本项目拟建管线东南距塔里木胡杨林风景名胜区 4.6km，不在风景名胜区内，本项目与塔里木胡杨林风景名胜区位置关系图见附图 2。

4.3 环境质量现状监测与评价

4.3.1 环境空气质量现状评价

4.3.1.1 基本污染物环境质量现状数据

本次评价收集了 2021 年 1 月 1 日至 2021 年 12 月 31 日期间巴州例行监测点的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行环境质量现状评价，现状评价结果见表 4.3-1 所示。

表 4.3-1 巴州环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率(%)	达标情况
PM ₁₀	年平均质量浓度	70	83	118.6	超标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	27	77.1	达标
SO ₂	年平均质量浓度	60	4	6.7	达标
NO ₂	年平均质量浓度	40	25	62.5	达标
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000	800	20.0	达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度	160	121	75.6	达标

由表 4.3-1 可知，巴州 PM₁₀ 年均浓度值超过《环境空气质量标准》(GB3095—2012)及修改单(环境保护部公告 2018 年第 29 号)中二级标准要求，即项目所在区域为不达标区。

根据《关于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》(环办环评函[2020]341 号)要求，对巴州实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减。本项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状数据

(1) 监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次评价引用《塔河油田东部 2021 年产能建设项目环境影响报告书》中 1 个大气环境质量现状监测点。区域 20 年主导

风向为 NE 风，引用大气监测点位于主导风向下风向，引用监测点位与项目区域地形相同，气候条件一致，区域污染源情况类似，引用监测点监测数据可以代表项目区域大气环境现状。监测点位基本信息见表 4.3-2，具体监测点位置见附图 3。

表 4.3-2 监测点位基本信息一览表

编号	监测点名称	监测点与井场相对方位	监测点与井场距离(km)	监测因子	环境功能区
1	TK158H 井场东南侧 2km 处	TKC1-11H 井西南侧	4.9	H ₂ S、非甲烷总烃	二类区

(2) 监测时间及频率

2021 年 3 月 1 日~2021 年 3 月 7 日，监测 7 天。H₂S、非甲烷总烃的 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样 60 分钟，具体时间为：4:00、10:00、16:00、22:00。

(3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表 4.3-3。

表 4.3-3 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	H ₂ S	《空气和废气监测分析方法》	(第四版 增补版) (3.1.11.2) 亚甲基蓝分光光度法	mg/m ³	0.001
2	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃测定 直接进样-气相色谱法》	HJ 604-2010	mg/m ³	0.07

4.3.1.3 各污染物环境质量现状评价

(1) 评价因子

评价因子为 H₂S、非甲烷总烃。

(2) 评价方法

采用最大占标百分比，计算公式为：

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

式中：P_i——i 评价因子最大占标百分比；

C_i——i 评价因子最大监测浓度 (mg/m³)；

C_{i0} ——i 评价因子评价标准 (mg/m^3)。

(3) 评价标准

非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准； H_2S 参照执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 中附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值。

(4) 其他污染物环境质量现状评价

根据引用监测点监测数据，其他污染物环境质量现状评价结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 其他污染物环境质量现状评价表

监测点位	污染物	平均时间	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	监测浓度 范围($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度 占标率/%	超标频 率/%	达标 情况
TK158H 井场东 南侧 2km 处	非甲烷总烃	1 小时平均	2000	130~860	43	—	达标
	硫化氢	1 小时平均	10	未检出~7	70	—	达标

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

4.3.2 地下水环境现状评价

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》和《塔河油田 S9702 井区石炭系 2020 年 TK1-4H 井评价项目环境影响报告书》中 5 个地下水质量现状监测点数据，引用点位与本项目处于同一水文地质单元，引用监测数据及监测点位合理。项目所在区域有承压水，区域矿化度在 $2.39\sim 3.12\text{g}/\text{L}$ ，不具备饮用价值，本次评价不再检测承压水。

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

4.3.2.1 监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表 4.3-5，监测点具体位置见附图 3。

表 4.3-5 地下水监测点及监测因子一览表

序号	监测点名称	与项目关系(km)	坐标	监测对象	所处功能区	监测与调查项目		备注
						检测分析因子	监测因子	
1	TK307	TKC1-11 井 西北侧 6.2km(上游)	E84° 3' 46.42" N41° 18' 42.73"	潜水	III类	K ⁺ 、Na ⁺ 、 Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、 CO ₃ ²⁻ 、 HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、 SO ₄ ²⁻ ，共计 8 项	监测因子 色、嗅和味、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、 铜、锌、铝、挥发性酚 类、阴离子表面活性 剂、耗氧量、氨氮、硫 化物、钠、总大肠菌群、 细菌总数、亚硝酸盐 氮、硝酸盐氮、氰化物、 氟化物、碘化物、汞、 砷、硒、镉、铬(六价)、 铅、三氯甲烷、四氯化 碳、苯、甲苯、石油类 共计 38 项	—
2	TK915- 13H	TKC1-11 井 东南侧 16.3km(下 游)	E84° 19' 52.50" N41° 18' 21.17"					—
3	TK203	TKC1-11 井 西南侧 12.9km(侧 向)	E83° 59' 51.76" N41° 15' 5.85"					—
4	TK521	TKC1-11 井 西北侧 9.2km(上游)	E84° 2' 16.87" N41° 20' 21.17"					—
5	DK31H	TKC1-11 井 东南侧 26.9km(下 游)	E84° 27' 25.76" N41° 16' 59.48"					—

4.3.2.2 监测时间及频率

引用监测点监测时间为 2021 年 3 月 21 日和 2021 年 4 月 30 日，监测 1 天，采样 1 次。

4.3.2.3 监测及分析方法

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

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

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
1	色度	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2006) 1.1 铂-钴标准比色法	5 度

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

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
2	嗅和味	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2006) 3.1 嗅气和尝味法	—
3	浑浊度	《水质 浊度的测定 浊度计法》 (HJ 1075-2019)	0.3 NTU
4	肉眼可见物	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2006) 4.1 直接观察法	—
5	pH 值	《水质 pH 值的测定 玻璃电极法》(GB 6920-86)	—
6	耗氧量	《生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标》 (GB/T 5750.7-2006) 1.2 碱性高锰酸钾滴定法	0.05 mg/L
7	硝酸盐氮	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法(试行)》 (HJ/T 346-2007)	0.08 mg/L
8	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》 (HJ 535-2009)	0.025 mg/L
9	亚硝酸盐氮	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》(GB 7493-87)	0.003 mg/L
10	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》(GB 7484-87)	0.05 mg/L
11	溶解性总固体	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》 (GB/T 5750.4-2006) 8.1 称量法	—
12	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》 (HJ 503-2009)	0.0003 mg/L
13	阴离子表面活性剂	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》 (GB/T 5750.4-2006) 10.1 亚甲蓝分光光度法	0.050 mg/L
14	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》 (GB/T 16489-1996)	0.005 mg/L
15	碘化物	《地下水水质检验方法 淀粉比色法测定碘化物》 (DZ/T 0064.56-93)	0.025 mg/L
16	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标》 (GB/T 5750.5-2006) 4.1 异烟酸-吡唑酮分光光度法	0.002 mg/L
17	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》 (GB 11911-89)	0.03 mg/L
18	锰		0.01 mg/L
19	铜	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》 (GB 7475-87) 第一部分 直接法	0.05 mg/L
20	锌		0.05 mg/L
21	铝	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》 (GB/T 5750.6-2006) 1.3 无火焰原子吸收分光光度法	1.0×10^{-2} mg/L
22	镉	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》 (GB 7475-87) 第二部分 螯合萃取法	0.001 mg/L
23	铅		0.01 mg/L

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

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
24	总硬度	《生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标》 (GB/T 5750.4-2006) 7.1 乙二胺四乙酸二钠滴定法	1.0 mg/L
25	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》 (HJ 694-2014)	4×10^{-5} mg/L
26	砷		3×10^{-4} mg/L
27	硒		4×10^{-4} L mg/L
28	铬(六价)	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》 (GB/T 5750.6-2006) 10.1 二苯碳酰二肼分光光度法	0.004 mg/L
29	三氯甲烷	《水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱 法》(HJ 639-2012)	0.4 μ g/L
30	四氯化碳		0.4 μ g/L
31	苯		0.4 μ g/L
32	甲苯		0.3 μ g/L
33	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)》 (HJ 970-2018)	0.01 mg/L
34	钾离子	《水质 可溶性阳离子(Li ⁺ 、Na ⁺ 、NH ₄ ⁺ 、K ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺)的 测定 离子色谱法》 (HJ 812-2016)	0.02 mg/L
35	钠离子		0.02 mg/L
36	钙离子		0.03 mg/L
37	镁离子		0.02 mg/L
38	碳酸根	《地下水水质检验方法 滴定法测定碳酸根、重碳酸根和氢 氧根》(DZ/T 0064.49-93)	1.25 mg/L
39	碳酸氢根		1.25 mg/L
40	氯离子	《水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、 SO ₄ ²⁻)的测定 离子色谱法》(HJ 84-2016)	0.007 mg/L
41	硫酸根离子		0.018 mg/L
42	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 微生物指标》 (GBT 5750.12-2006) 2.1 多管发酵法	——
43	细菌总数	《生活饮用水标准检验方法 微生物指标》 (GB/T 5750.12-2006) 1.1 平皿计数法	——

4.3.2.4 地下水质量现状评价

4.3.2.4.1 评价方法

①采用单因子标准指数法，其计算公式为：

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

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{oi} ——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于 pH 值，评价公式为：

$$P_{pH} = (7.0 - pH_i) / (7.0 - pH_{sd}) \quad (pH_i \leq 7.0)$$

$$P_{pH} = (pH_i - 7.0) / (pH_{su} - 7.0) \quad (pH_i > 7.0)$$

式中： P_{pH} —pH 的标准指数，无量纲；

pH_i — i 监测点的水样 pH 监测值；

pH_{sd} —评价标准值的下限值；

pH_{su} —评价标准值的上限值。

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

4.3.2.4.2 水质监测及评价结果

(1) 地下水质量现状监测与评价

地下水质量现状监测与评价结果见表 4.3-7。

表 4.3-7 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			TK307	DK31H	TK521	TK203	TK915-13H
色度	≤15 度	监测值(度)	10	5	5	5	10
		标准指数	0.67	0.33	0.33	0.33	0.67
溴和味	—	监测值	无	无	无	无	无
		标准指数	—	—	—	—	—
浑浊度	≤3	监测值(NTU)	1.7	1.8	2.1	1.5	1.7
		标准指数	0.57	0.60	0.70	0.51	0.57
肉眼可见物	—	监测值	无	无	无	无	无
		标准指数	—	—	—	—	—
pH 值	6.5~8.5	监测值	7.74	7.92	7.43	7.71	8.41
		标准指数	0.49	0.61	0.29	0.47	0.94
总硬度	≤450	监测值	1140	7420	5470	2500	522
		标准指数	2.53	16.49	12.16	5.56	1.16

续表 4.3-7

地下水质量现状监测及评价结果一览表

mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			TK307	DK31H	TK521	TK203	TK915-13 H
溶解性总固体	≤1000	监测值	4342	21400	18500	7820	1440
		标准指数	4.34	21.40	18.50	7.82	1.44
硫酸盐	≤250	监测值	1260	4780	3820	2230	312
		标准指数	5.04	19.12	15.28	8.92	1.25
氯化物	≤250	监测值	1450	8840	8740	2350	513
		标准指数	5.80	35.36	34.96	9.40	2.05
铁	≤0.3	监测值	未检出	0.72	0.39	0.06	0.08
		标准指数	—	2.40	1.30	0.20	0.27
锰	≤0.1	监测值	0.02	0.72	1.36	1.18	0.02
		标准指数	0.20	7.20	13.60	11.80	0.20
铜	≤1.0	监测值	未检出	0.06	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	0.06	—	—	—
锌	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
铝	≤0.2	监测值	0.056	0.085	0.097	0.13	0.038
		标准指数	0.28	0.43	0.49	0.65	0.19
挥发性酚类	≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—
阴离子表面活性剂	≤0.3	监测值	0.216	未检出	未检出	未检出	0.112
		标准指数	0.72	—	—	—	0.37
耗氧量	≤3.0	监测值	1.45	0.92	1.09	1.22	1.21
		标准指数	0.48	0.31	0.36	0.41	0.40
氨氮	≤0.5	监测值	0.046	0.191	0.419	0.198	0.060
		标准指数	0.09	0.38	0.84	0.40	0.12
硫化物	≤0.02	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—

续表 4.3-7 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			TK307	DK31H	TK521	TK203	TK915-13 H
总大肠菌群	≤3MPN/100mL	监测值	未检出	1	2	1	2
		标准指数	--	0.33	0.67	0.33	0.67
钠	≤200	监测值	1280	5470	4990	1680	332
		标准指数	6.40	27.35	24.95	8.4	1.66
细菌总数	≤100CFU/mL	监测值	68	50	24	68	54
		标准指数	0.68	0.50	0.24	0.68	0.54
亚硝酸盐氮	≤1.0	监测值	未检出	未检出	未检出	0.015	未检出
		标准指数	--	--	--	0.02	--
硝酸盐氮	≤20.0	监测值	未检出	未检出	0.12	未检出	未检出
		标准指数	--	--	0.01	--	--
氰化物	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
氟化物	≤1.0	监测值	3.45	0.30	0.46	2.20	0.65
		标准指数	3.45	0.30	0.46	2.20	0.65
碘化物	≤0.08	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
汞	≤0.001	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
砷	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
硒	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
镉	≤0.005	监测值	0.003	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	0.60	--	--	--	--
六价铬	≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
铅	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
三氯甲烷	≤0.06	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--

续表 4.3-7 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			TK307	DK31H	TK521	TK203	TK915-13H
四氯化碳	≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
苯	≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
甲苯	≤0.7	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--
石油类	≤0.05	监测值	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03
		标准指数	0.40	0.40	0.40	0.40	0.60

由表 4.3-7 分析可知，监测期间区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准要求，其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、铁、锰外，均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准要求。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠超标与区域水文地质条件有关，区域潜水蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。结合塔河油田 1 区区域历史监测数据，部分地下水监测井存在一定程度的铁、锰超标，分析超标可能是区域地下水中铁、锰背景浓度高。

(2) 地下水离子检测结果与评价

地下水离子检测结果见表 4.3-8。

表 4.3-8 地下水检测分析因子分析结果一览表 单位：mg/L

项目	TK307	DK31H	TK521	TK203	TK915-13H	
监测值 (mg/L)	K ⁺ +Na ⁺	1308.4	5533.1	5040	1713.8	343
	Ca ²⁺	166	768	706	492	99.4
	Mg ²⁺	217	1220	994	352	79.2
	CO ₃ ²⁻	0	0	0	0	11.8
	HCO ₃ ⁻	180	102	199	388	49.1
	Cl ⁻	1450	8840	8740	2350	513
	SO ₄ ²⁻	1260	4780	3820	2230	312

续表 4.3-8 地下水检测分析因子分析结果一览表 单位: mg/L

项目	TK307	DK31H	TK521	TK203	TK915-13H	
毫克当量 百分比 (%)	K ⁺ +Na ⁺	68.32	63.20	64.97	58.01	56.31
	Ca ²⁺	9.97	10.09	10.47	19.15	18.77
	Mg ²⁺	21.72	26.71	24.56	22.84	24.92
	CO ₃ ²⁻	0.00	0.00	0.00	0.00	0.90
	HCO ₃ ⁻	4.21	0.48	0.99	5.34	3.67
	Cl ⁻	58.31	71.09	74.82	55.62	65.83
	SO ₄ ²⁻	37.48	28.43	24.19	39.04	29.61

根据地下水离子检测结果以及地下水化学类型的舒卡列夫分类法, 区域浅层水中 TK307、TK203 含水层为 42-B 型, 即矿化度(M) 介于 1.5g/L 和 10g/L 的 SO₄²⁺+Cl⁻-Na 型水; TK915-13H 含水层为 42-A 型, 即矿化度(M) 小于 1.5g/L 的 SO₄²⁺+Cl⁻-Na 型水; DK31H、TK521 含水层为 42-C 型, 即矿化度(M) 介于 10g/L 和 40g/L 的 SO₄²⁺+Cl⁻-Na 型水。

(3) 地下水质量现状监测结果统计分析

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

表 4.3-9 地下水监测统计分析结果一览表

项目	标准值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
pH 值	6.5~8.5	8.41	7.43	7.84	0.32	100	0
总硬度	≤450	7420	522	3410.40	2632.31	100	100
溶解性总固体	≤1000	21400	1440	10700.40	7871.42	100	100
硫酸盐	≤250	4780	312	2480.40	1633.20	100	100
氯化物	≤250	8840	513	4378.60	3648.58	100	100
铁	≤0.3	0.72	ND	--	--	80	40
锰	≤0.1	1.36	0.02	0.66	0.56	100	60
铜	≤1.0	0.06	ND	--	--	20	0
锌	≤1.0	ND	ND	--	--	0	0
铝	≤0.2	0.13	0.038	0.08	0.03	100	0

续表 4.3-9

地下水监测统计分析结果一览表

项目	标准值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
挥发性酚类	≤0.002	ND	ND	—	—	0	0
阴离子表面活性剂	≤0.3	0.216	ND	—	—	40	0
耗氧量	≤3.0	1.45	0.92	1.18	0.17	100	0
氨氮	≤0.5	0.13	0.038	0.08	0.03	100	0
硫化物	≤0.02	ND	ND	—	—	0	0
钠	≤200	1280	5470	4990	1680	100	100
总大肠菌群	≤3MPN/100mL	2	ND	—	—	80	0
细菌总数	≤100CFU/mL	68	24	52.80	16.13	100	0
亚硝酸盐氮	≤1.0	0.015	ND	—	—	20	0
硝酸盐氮	≤20.0	0.12	ND	—	—	20	0
氰化物	≤0.05	ND	ND	—	—	0	0
氟化物	≤1.0	3.45	0.3	1.41	1.22	100	40
碘化物	≤0.08	ND	ND	—	—	42.86	0
汞	≤0.001	ND	ND	—	—	0	0
砷	≤0.01	ND	ND	—	—	0	0
硒	≤0.01	ND	ND	—	—	0	0
镉	≤0.005	0.003	ND	—	—	20	0
六价铬	≤0.05	ND	ND	—	—	0	0
铅	≤0.01	ND	ND	—	—	0	0
三氯甲烷	≤0.06	ND	ND	—	—	0	0
四氯化碳	≤0.002	ND	ND	—	—	0	0
苯	≤0.01	ND	ND	—	—	0	0
甲苯	≤0.7	ND	ND	—	—	0	0
石油类	≤0.05	0.03	0.02	0.02	0.00	100	0

4.3.3 声环境现状监测与评价

4.3.3.1 声环境质量现状监测

(1) 监测点布设

为了说明场地声环境质量现状,根据项目位置情况,在 TKC1-11H 井场进行声环境质量现状监测,在井场布设 1 个噪声监测点。具体布置情况见表 4.3-10。

表 4.3-10 噪声监测布置情况一览表

序号	监测点名称	监测点位(个)	监测因子
1	TKC1-11H 井场	1	$L_{Aeq, T}$

(2) 监测因子

等效连续 A 声级 ($L_{Aeq, T}$)。

(3) 监测时间及频率

监测时间为 2022 年 5 月 23 日，监测 1 天，分昼夜进行监测，每次噪声监测时间 1 分钟。

(4) 监测方法

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的规定进行。

4.3.3.2 声环境质量现状评价

(1) 评价方法

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

(2) 声环境现状监测及评价结果

各噪声监测点声环境现状监测及评价结果见表 4.3-11。

表 4.3-11 声环境质量现状监测及评价结果一览表 单位：dB(A)

序号	监测点位置	昼间			夜间		
		监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果
1	TKC1-11H 井场	40	60	达标	38	50	达标

由表 4.3-11 分析可知，TKC1-11H 井场噪声监测值昼间为 40dB(A)，夜间为 38dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准要求。

4.3.4 土壤环境现状监测与评价

4.3.4.1 土壤环境现状监测

(1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，本项目不属于会造成土壤盐化、酸化、碱化的生态影响型项目，属于污染影响型项目。根据项目位置和《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)布点

要求，本工程占地范围内设置 3 个柱状样和 1 个表层样，占地范围外设置 2 个表层样。

(2) 监测项目

各监测点主要监测因子见表 4.3-12。

表 4.3-12 监测点位及监测因子一览表

分类	序号	采样区名称	采样层位	监测因子	
占地范围内	1	TKC1-11H 井拟建空地 1	柱状样	砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀) 共计 47 项因子	
			浅层样		
			中层样		石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
				深层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	2	TKC1-11H 井拟建空地 2	柱状样	浅层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
				中层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
				深层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
3	TKC1-11H 井拟建空地 3	柱状样	浅层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	
			中层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	
			深层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	
4	TKC1-11H 井拟建空地 4	表层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)		
占地范围外	5	拟建管线穿越公益林处 1	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	
	6	拟建管线穿越公益林处 2	表层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	

(3) 监测时间及频率

本次监测采样时间为 2022 年 5 月 23 日。

(4) 采样方法

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

(5) 监测及分析方法

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

检测分析及检出限见表 4.3-13。

表 4.3-13 检测分析及检出限一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度 (mg/kg)	
1	土壤	砷	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	AFS-8520 原子荧光光度计	0.01	
2		镉	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)	GGX-830 原子吸收分光光度计	0.01	
3		铬(六价)	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》(HJ1082-2019)	GGX-830 原子吸收分光光度计	0.5	
4		铜	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》(HJ 491-2019)		1	
5		铅	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)		0.1	
6		汞	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	AFS-8520 原子荧光光度计	0.002	
7		镍	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》(HJ 491-2019)	GGX-830 原子吸收分光光度计	3	
8		挥发性有机物	四氯化碳	《土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.3×10^{-3}
9			氯仿			1.1×10^{-3}
10			氯甲烷			1.0×10^{-3}
11			1,1-二氯乙烷			1.2×10^{-3}
12			1,2-二氯乙烷			1.3×10^{-3}
13			1,1-二氯乙烯			1.0×10^{-3}
14			顺-1,2-二氯乙烯			1.3×10^{-3}
15			反-1,2-二氯乙烯			1.4×10^{-3}

续表 4.3-13

检测分析及检出限一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度 (mg/kg)
16	土壤	二氯甲烷	《土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	1.5×10^{-3}
17		1,2-二氯丙烷			1.1×10^{-3}
18		1,1,1,2-四氯乙烷			1.2×10^{-3}
19		1,1,2,2-四氯乙烷			1.2×10^{-3}
20		四氯乙烯			1.4×10^{-3}
21		1,1,1-三氯乙烷			1.3×10^{-3}
22		1,1,2-三氯乙烷			1.2×10^{-3}
23		挥发性有机物 三氯乙烯			1.2×10^{-3}
24		1,2,3-三氯丙烷			1.2×10^{-3}
25		氯乙烯			1.0×10^{-3}
26		苯			1.9×10^{-3}
27		氯苯			1.2×10^{-3}
28		1,2-二氯苯			1.5×10^{-3}
29		1,4-二氯苯			1.5×10^{-3}
30		乙苯			1.2×10^{-3}
31		苯乙烯			1.1×10^{-3}
32		甲苯			1.3×10^{-3}
33		间-二甲苯+对-二甲苯			1.2×10^{-3}
34	邻-二甲苯	1.2×10^{-3}			

续表 4.3-13 检测分析及检出限一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度 (mg/kg)		
35	土壤	硝基苯	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》(HJ 834-2017)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	0.09		
36		苯胺			0.09		
37		2-氯酚			0.06		
38		苯并[a]蒽			0.1		
39		苯并[a]芘			0.1		
40		半挥发性有机物 苯并[b]荧蒽			《土壤和沉积物 石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)的测定 气相色谱法》(HJ 1021-2019)	8860 气相色谱仪	0.2
41		苯并[k]荧蒽					0.1
42		蒽					0.1
43		二苯并[a, h]蒽					0.1
44		茚并[1, 2, 3-cd]芘					0.1
45		萘					0.09
46		石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)					

4.3.4.2 土壤环境质量现状评价

(1) 评价方法：采用标准指数法，其计算公式为：

$$P_i = C_i / S_i$$

式中： P_i —土壤中污染物 i 的单因子污染指数；

C_i —监测点位土壤中污染物 i 的实测浓度，单位与 S_i 一致；

S_i —污染物 i 的标准值或参考值。

(2) 评价标准

占地范围内执行《土壤环境质量标准 建设地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值标准；占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1农用地土壤污染风险筛选值标准。

(3) 土壤环境现状监测结果与评价

本项目所在区域土壤环境现状监测及评价结果见表 4.3-14、4.3-15、4.3-16。

表 4.3-14 土壤现状监测及评价结果一览表 单位: mg/kg

监测因子		监测点		监测因子		监测点	
		TKC1-11H 井 拟建空地 1				TKC1-11H 井 拟建空地 1	
		0.2m				0.2m	
pH	—	监测值	8.42	砷	筛选值 ≤60	监测值	11.6
		标准指数	—			标准指数	0.19
镉	筛选值 ≤65	监测值	0.25	铬(六价)	筛选值 ≤5.7	监测值	未检出
		标准指数	0.0038			标准指数	—
铜	筛选值 ≤18000	监测值	16	铅	筛选值 ≤800	监测值	19.8
		标准指数	0.00089			标准指数	0.025
汞	筛选值 ≤38	监测值	0.05	镍	筛选值 ≤900	监测值	38
		标准指数	0.0013			标准指数	0.042
四氯化碳	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出	氯仿	筛选值 ≤0.9	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
氯甲烷	筛选值 ≤37	监测值	未检出	1,1-二氯 乙烷	筛选值 ≤9	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,2-二氯 乙烷	筛选值 ≤5	监测值	未检出	1,1-二氯 乙烯	筛选值 ≤66	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
顺-1,2-二 氯乙烯	筛选值 ≤596	监测值	未检出	反-1,2-二 氯乙烯	筛选值 ≤54	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
二氯甲烷	筛选值 ≤616	监测值	未检出	1,2-二氯 丙烷	筛选值 ≤5	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,1,1,2-四 氯乙烷	筛选值 ≤10	监测值	未检出	1,1,2,2- 四氯乙烷	筛选值 ≤6.8	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
四氯乙烯	筛选值 ≤53	监测值	未检出	1,1,1-三 氯乙烷	筛选值 ≤840	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,1,2-三氯 乙烷	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出	三氯乙烯	筛选值 ≤2.8	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,2,3-三氯 丙烷	筛选值 ≤0.5	监测值	未检出	氯乙烯	筛选值 ≤0.43	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—

续表 4.3-14

土壤现状监测及评价结果一览表

单位: mg/kg

监测因子		监测点		监测因子		监测点	
		TKC1-11H 井 拟建空地 1				TKC1-11H 井 拟建空地 1	
		0.2m				0.2m	
苯	筛选值 ≤4	监测值	未检出	氯苯	筛选值 ≤270	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
1,2-二氯苯	筛选值 ≤560	监测值	未检出	1,4-二氯 苯	筛选值 ≤20	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
乙苯	筛选值 ≤28	监测值	未检出	苯乙烯	筛选值 ≤1290	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
甲苯	筛选值 ≤1200	监测值	未检出	间二甲苯+ 对二甲苯	筛选值 ≤570	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
邻二甲苯	筛选值 ≤640	监测值	未检出	硝基苯	筛选值 ≤76	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
苯胺	筛选值 ≤260	监测值	未检出	2-氯酚	筛选值 ≤2256	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
苯并[a]蒽	筛选值 ≤15	监测值	未检出	苯并[a]芘	筛选值 ≤1.5	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
苯并[b]荧 蒽	筛选值 ≤15	监测值	未检出	苯并[k]荧 蒽	筛选值 ≤151	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
蒽	筛选值 ≤1293	监测值	未检出	二苯并 [a, h]蒽	筛选值 ≤1.5	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
茚并 (1,2,3-c, d)芘	筛选值 ≤15	监测值	未检出	萘	筛选值 ≤70	监测值	未检出
		标准指数	—			标准指数	—
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	筛选值 ≤4500	监测值	未检出	—			
		标准指数	—				

表 4.3-15

占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表

单位: mg/kg

检测项目		检测结果								
		TKC1-11H 井拟 建空地 1		TKC1-11H 井拟建空地 2			TKC1-11H 井拟建空地 3			TKC1-11H 井 拟建空地 4
采样深度		1.5m	3.0m	0.2m	1.5m	3.0m	0.2m	1.5m	3.0m	0.2m
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	筛选值	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
	标准指数	—	—	—	—	—	—	—	—	—

表 4.3-16 占地范围外土壤环境现状监测结果 单位: mg/kg (pH 值除外)

采样点	采样 层位	监测结果	监测因子									
			pH	铅	铬	砷	镉	汞	镍	铜	锌	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
		筛选值	>7.5	≤170	≤250	≤25	≤0.6	≤3.4	≤190	≤100	≤300	≤4500
拟建管 线穿越 公益林 处 1	0.2m	监测值	8.33	15.6	36	11.2	0.2	0.062	34	14	58	未检出
		标准指数	--	0.092	0.14	0.45	0.33	0.018	0.18	0.14	0.19	--
拟建管 线穿越 公益林 处 2	0.2m	监测值	--	--	--	--	--	--	--	--	--	未检出
		标准指数	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

由表 4.3-14、4.3-15、4.3-16 分析可知, 占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值; 占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值; 石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值。

4.3.5 生态环境调查与评价

4.3.5.1 生态背景调查范围

本项目位于塔河油田 1 区, 区域地貌属塔里木河冲积平原地带, 属于自然生态系统-荒漠生态系统。根据区域生态环境特点, 考虑生态环境特点、地理环境等因素, 从维护生态系统完整性出发, 确定生态环境现状调查范围为井场: 边界外扩 2km, 管线: 穿越公益林段管线向两端外延 1km、管线中心线向两侧外延 1km(已涵盖穿越非公益林段时, 线路中心线向两侧外侧 300m 范围)。

4.3.5.2 生态系统结构和特征

本项目所在区域均属于荒漠生态系统。荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型, 分布非常广泛。区域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, 土壤为典型盐土、草甸土及风沙土等, 属于典型的盐生荒漠。荒漠野生动物构成规划范围内野生动物群的

主体。主要为耐旱和适应缺水环境的爬行类、鸟类和哺乳类。荒漠生态系统虽然结构简单，但因其分布面积大，又处于生态环境较敏感的地区，所以在防止荒漠化、保护绿洲稳定、维持生物多样性方面仍具有十分重要的作用。

4.3.5.3 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林地、草地及裸地。土地利用类型见表 4.3-17 土地利用现状图见附图 7。

表4.3-17 本项目土地利用类型一览表 单位：hm²

序号	工程内容	占地面积(hm ²)		占地类型	占用植被类型
		永久占地	临时占地		
1	井场	0.24	1.08	裸地	植被稀疏，盖度低，以多枝桤柳群系为主
2	管线工程	0	1.36	林地 0.32hm ² 、草地 0.08hm ² 及裸地 0.96hm ²	
3	道路	0.2	0	裸地	
合计		0.44	2.44	—	—

本项目新建管线临时占用 0.32hm² 国家二级公益林，工程占用的公益林类型为灌木林地，主要植被为多枝桤柳。

4.3.5.4 土壤类型及分布

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图(数据来源：二普调查，2016 年)，《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类及现场踏勘结果，项目主要分布在塔里木河北岸，评价区土壤类型较为简单，主要以结壳盐土及荒漠风沙土为主。

结壳盐土土壤中养分含量不高，有机质累积量少，植被以盐生和耐盐植物为主，有盐穗木、桤柳等植物，土壤含盐量较高，表聚性强，表层盐壳覆盖厚度一般在 3cm 左右。风沙土剖面无明显的腐殖质层和淋溶淀积层，一般由薄而淡的腐殖质层和深厚的母质层组成，流动阶段土壤剖面分异不明显，呈灰黄色

或淡黄色，单粒状结构。区域土壤类型分布见附图 9。

4.3.5.5 植被类型及分布

4.3.5.5.1 区域自然植被区系类型

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

该区域的植被类型在中国植被区划中属塔里木荒漠省、塔克拉玛干亚省、塔里木河谷洲。区域野生植物情况见表 4.3-18。区域植被类型图见附图 8。

表 4.3-18 区域野生植物情况一览表

科	种名	拉丁名	地方保护	国家保护
麻黄科 <i>Ephedraceae</i>	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i> Stapf	I 级	
杨柳科 <i>Salicaceae</i>	胡杨	<i>Populus euphratica</i> Oliv.		
	灰胡杨	<i>Populus pruinosa</i> Schrenk	I 级	
	线叶柳	<i>Salix wilhelmsiana</i>		
蓼科 <i>Polygonaceae</i>	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i> Turcz.		
	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>		
藜科 <i>Chenopodiaceae</i>	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i> Bunge ex Ung. -Sternb.		
	刺蓬	<i>Salsola tragus</i>		
	星状刺果藜	<i>Grubovia dasyphylla</i> (Fisch. & C. A. Mey.)		
	假木贼	<i>Anabasis brevifolia</i> C. A. Mey.		
	梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i> (C. A. Mey.) Bunge	I 级	
毛茛科 <i>Ranunculaceae</i>	东方铁线莲	<i>Clematis orientalis</i> L.		
豆科 <i>Fabaceae</i>	铃铛刺	<i>Halimodendron</i> <i>halodendron</i> (Pall.) Voss		
	白花苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>		
	苦马豆	<i>Sphaerophysa</i> <i>salsula</i> (Pall.) DC.		
	胀果甘草	<i>Glycyrrhiza inflata</i> Batalin	I 级	II 级
	疏叶骆驼刺	<i>Alhagi sparsifolia</i> Shap.		

续表 4.3-18 区域野生植物情况一览表

科	种名	拉丁名	地方保护	国家保护
蒺藜科 <i>Zygophy- uaceae</i>	骆驼蓬	<i>Peganum harmala L.</i>		
	西伯利亚 白刺	<i>Nitraria sibirica Pall.</i>		
怪柳科 <i>Tamaricaceae</i>	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima Ledeb.</i>		
	刚毛怪柳	<i>Tamarix hispida Willd.</i>		
	短穗怪柳	<i>Tamarix laxa Willd.</i>		
	多花怪柳	<i>Tamarix hohenackeri Bunge</i>		
	长穗怪柳	<i>Tamarix elongata Ledeb.</i>		
胡颓子科 <i>Elaeagnaceae</i>	尖果沙枣	<i>Elaeagnus oxycarpa Schlechtend.</i>		
	大沙枣	<i>Elaeagnus angustifolia Linn.</i>		
夹竹桃科 <i>Apocynaceae</i>	罗布麻	<i>Apocynum venetum L.</i>	I 级	
	茶叶花	<i>Trachomitum lancifolium</i>		
萝藦科 <i>Aschepiaceae</i>	牛皮消	<i>Cynanchum auriculatum Royle ex Wight.</i>		
旋花科 <i>Cohvolvulaceae</i>	打碗花	<i>Calystegia hederacea Wall. ex. Roxb.</i>		
茄科 <i>Selanaceae</i>	黑刺	<i>Hippophae rhamnoides L.</i>		II 级
列当科 <i>Orobanchaceae</i>	肉苁蓉	<i>Cistanche deserticola Ma</i>	I 级	II 级
菊科 <i>Compositae</i>	分枝鸦葱	<i>ScorzoneradivaricataTurcz.</i>		
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium kaschgaricum (Krasch.) Poljak.</i>		
	小蓟	<i>Cirsium arvense var. integrifolium</i>		
	花花柴	<i>Karelinia caspia (Pall.) Less.</i>		
禾本科 <i>Gramineae</i>	芦苇	<i>Phragmites australis (Cav.) Trin. ex Steud.</i>		
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophragmites (Haller f.) Koeler</i>		

续表 4.3-18 区域野生植物情况一览表

科	种名	拉丁名	地方保护	国家保护
禾本科 <i>Gramineae</i>	拂子茅	<i>Calamagrostis epigeios (L.) Roth</i>		
	獐毛	<i>Aeluropus sinensis (Debeaux) Tzvel.</i>		

根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》(第一批)及《国家重点保护野生植物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 15 号), 胀果甘草、肉苁蓉为国家 II 级保护植物、自治区 I 级保护植物, 黑刺为国家 II 级保护植物, 膜果麻黄、罗布麻、灰胡杨及梭梭为自治区 I 级保护植物。

表 4.3-19 重点保护野生植物表

名称	保护级别	形态特征	生境	图片
灰胡杨	自治区 I 级	灰胡杨高可达 20 米, 树冠开展; 树皮淡灰黄色; 萌条枝密被灰色短绒毛; 小枝有灰色短绒毛。萌枝叶椭圆形, 两面被灰绒毛; 短枝叶肾脏形, 全缘或先端具疏齿牙, 两面灰蓝色, 密被短绒毛; 叶柄微侧扁	灰胡杨广泛生长在塔里木河流域的干旱的沙漠周边河流沿岸, 因此在生理和生态功能上具备了耐干旱、耐盐碱、抗风沙等优良特性	
梭梭	自治区 I 级	灌木, 高 1-9 米, 树杆地径可达 50 厘米。树皮灰白色, 木材坚而脆。花着生于二年生枝条的侧生短枝上; 花被片在翅以上部分稍内曲并围抱果实; 花盘不明显。胞果黄褐色, 果皮不与种子贴生。种子黑色。花期 5-7 月, 果期 9-10 月	生长于沙丘上、盐碱土荒漠、河边沙地等处, 耐热、抗寒、耐盐	
肉苁蓉	自治区 I 级, 国家 II 级	高大草本, 高 40-160 厘米, 大部分地下生。茎不分枝或自基部分 2-4 枝, 下部直径可达 5-10 厘米, 向上渐变细, 直径 2-5 厘米	喜生于轻度盐渍化的松软沙地上, 适宜生长区的气候干旱, 降雨量少, 蒸发量大, 日照时数长, 昼夜温差大	

续表 4.3-19

重点保护野生植物表

名称	保护级别	形态特征	生境	图片
膜果麻黄	自治区 I 级	灌木，高 50-240 厘米；木质茎明显，茎的上部具多数绿色分枝，小枝节间粗长。叶通常 3 裂并有少数 2 裂混生。球花通常无梗，常多数密集成团状的复穗花序	膜果麻黄常生长于干燥沙漠地区及干旱山麓，多砂石的盐碱土上也能生长，与怪柳、沙拐枣等旱生植物混生	
胀果甘草	自治区 I 级，国家二级	多年生草本，根与根状茎粗壮。茎直立，基部带木质，多分枝。叶长 4-20 厘米；托叶小三角状披针形；叶柄、叶轴均密被褐色鳞片状腺点，幼时密被短柔毛；小叶卵形、椭圆形	常生于河岸阶地、水边、农田边或荒地中，土壤多为沙质土，酸碱度以中性或微碱性为宜。甘草具有喜光、耐旱、耐热、耐盐碱和耐寒的特性	
罗布麻	自治区 I 级	直立半灌木，高 1.5-3 米，一般高约 2 米，具乳汁；枝条对生或互生，圆筒形，光滑无毛，紫红色或淡红色。	主要生在盐碱荒地和沙漠边缘及河流两岸、冲积平原、河泊周围及戈壁荒滩上	
黑刺	国家二级	属多棘刺灌木，高可达 150 厘米，多分枝；坚硬，有不规则的纵条纹，小枝顶端渐尖呈棘刺状，节间短缩，有簇生叶或花、叶同时簇生，在幼枝上则单叶互生，肥厚肉质，顶端钝圆，基部渐狭，中脉不明显，花生于短枝上；花梗细瘦，花萼狭钟状，花冠漏斗状，浅紫色，裂片矩圆状卵形，耳片不明显；花柱与雄蕊近等长。浆果紫黑色，球状，种子肾形，褐色，5-10 月开花结果	耐干旱，常生于盐碱土荒地、沙地或路旁	

4.3.5.5.2 区域植被类型

区域的自然植被主要有 3 种植被类型，即草甸植被、灌丛植被和森林；3 个群系，即多枝怪柳群系、刚毛怪柳群系、胡杨群系。具体内容见表 4.3-20。

表 4.3-20 区域植被类型

植被型	植被亚型	群系纲	群系	群从组
灌丛植被	落叶阔叶灌丛	杜加依灌丛	多枝柽柳群系及刚毛柽柳群系	—
森林	落叶阔叶林	杜加依林	胡杨疏林和灰杨疏林群系	胡杨疏林和灰杨疏林群落

各群系主要的群落特征如下：

(1) 多枝柽柳+刚毛柽柳群系群系

群系中优势种为多枝柽柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度 2~3m，盖度 30%~50%，群落中偶有零星胡杨出现。灌木层下草本很少，只有在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，主要有花花柴、疏叶骆驼刺、盐爪爪、碱蓬等。在盐渍化较强的地段，灌木和草本层有稀疏的多浆半灌木层片，主要为盐穗木，盖度 15%左右。

(2) 胡杨疏林和灰杨疏林群系

该群系是胡杨林内相对稳定的群落类型，分布较广，面积较大，是河漫滩胡杨林发育的成熟阶段。主要分布在塔里木河两岸，它处于塔河的一级阶地。土壤类型为盐土，胡杨林呈走廊式沿河岸分布。群落内胡杨为优势种，生长较为茂盛，高度 6~12m 不等，每公顷株数 100~150 株左右，盖度多在 30%以上，部分地段盖度可达 80%。林下灌木层主要是多枝柽柳及梭梭，其盖度随林冠郁闭度而变化，在密林中较稀疏，在疏林中，灌木层盖度可达 50%。草本也非常稀疏，常见的有花花柴、芦苇、疏叶骆驼刺等。胡杨林内由于土壤表层，通常十分干旱和有盐结皮，在天然情况下，胡杨的更新已不能进行，但在部分水分较好处，尚能发生根蘖幼树，数量不多。

根据现场踏勘并结合植被类型图，TKC1-11H 井井场评价范围内主要分布多枝柽柳群系，植被以多枝柽柳、骆驼刺为主，拟建管线评价范围内分布多枝柽柳、骆驼刺、假木贼、梭梭及胡杨等(管线临时占地范围内不涉及梭梭及胡杨)。

4.3.5.5.3 植物多样性调查

植被调查取样的目的是要通过样方的研究准确地推测评价区植被的总体，因此所选取的样方要具有代表性，能通过一定数量的取样获得较为准确的有关

续表 4.3-22 项目区主要动物种类及分布

序号	种名	拉丁学名	保护级别
爬行类			
2	新疆鬣蜥	<i>Agama stoliczkana</i> Blanford	
3	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythii</i> Anderson	
4	密点麻蜥	<i>Eremias multionllata</i> Günther	
5	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i> Strauch	
鸟类			
8	赤麻鸭	<i>Tadorna ferruginea</i> Pallas	
9	绿头鸭	<i>Anas platyrhynchos</i> Linnaeus	
10	鸱	<i>Milvus korschum</i>	
11	苍鹰	<i>Accipiter gentilis</i> Linnaeus	国家Ⅱ级, 自治区Ⅱ级
12	红隼	<i>Faloco tinnunculus</i>	国家Ⅱ级, 自治区Ⅱ级
13	环颈雉	<i>Phasianus colchicus</i> Linnaeus	
14	银鸥	<i>Larus argentatus</i>	
15	红嘴鸥	<i>Larus ridibundus</i> Linnaeus	
16	原鸽	<i>Columba livia</i> Gmelin	
17	欧斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i> Linnaeus	
18	灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i> Frivaldszky	
19	沙百灵	<i>Calandrella rugescens</i>	
20	凤头百灵	<i>Galerida cristata</i> Linnaeus	
21	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris</i> Linnaeus	
22	喜鹊	<i>Pica pica</i> Linnaeus	
23	小嘴乌鸦	<i>Corvua corone</i> Linnaeus	
24	漠即鸟	<i>Oenanthe deserti</i> Temminck	
25	沙白喉莺	<i>Rhodopechys obsoleta</i> Lichenstein	
26	漠雀	<i>Rhodopechys Cabaris, Mus. Heis.</i>	
哺乳类			
27	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	国家Ⅱ级, 自治区Ⅱ级
28	三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus kozlovi</i>	
29	长耳跳兔	<i>Euchouetes naso</i> Sclater	
30	子午沙鼠	<i>Euchoreutes naso</i> Pallas	

续表 4.3-22 项目区主要动物种类及分布

序号	种名	拉丁学名	保护级别
哺乳类			
31	大耳猯	<i>Hemiechinus auritus Gmelin</i>	
32	沙狐	<i>Vulpes corsac Linnaeus</i>	国家 II 级, 自治区 II 级
33	塔里木马鹿	<i>Cervus yarkandensis Linnaeus</i>	国家 I 级, 自治区 I 级

该区域共有国家级重点保护动物 5 种, 自治区级重点保护动物 5 种, 其中地区特有种中塔里木兔、塔里木马鹿被列入保护名录, 评价区域重点保护野生动物见表 4.3-23。

表 4.3-23 评价区域重点野生保护动物

序号	中文名	学名	保护等级	照片
1	塔里木马鹿	<i>Cervus yarkandensis</i>	国家 I 级, 自治区 I 级	
<p>生态学特征: 塔里木马鹿体型中等, 体躯较短。塔里木马鹿体型紧凑结实, 喜昂头, 肩峰明显, 头清秀, 鼻梁微突, 眼大机警, 眼虹膜黑色, 耳尖。公鹿角多为 5~6 个杈, 角基距窄, 茸主干粗圆, 嘴头肥大饱满, 眉枝冰枝间距较近, 茸型规整, 单门桩率很低, 茸毛灰白色而密长。全身毛色较为一致。夏毛沙褐色, 冬毛沙灰色或灰白色, 臀斑灰白色, 周围绕有明显的黑带。有黑褐色背线。</p>				
<p>生存现状: 塔里木马鹿对塔里木盆地的荒漠区具有独特的适应性, 即特别耐酷热、干旱、大风、高盐碱, 喜喝矿化度高的咸水, 食性广。在自然条件下, 塔里木河沿岸绿色走廊中的原始胡杨林、次生胡杨林及灌木丛和草地, 则是野生塔里木马鹿繁衍的主要栖息地。</p>				

续表 4.3-23

评价区域重点野生保护动物

序号	中文名	学名	保护等级	照片
4	苍鹰	<i>Accipiter gentilis</i>	国家Ⅱ级, 自治区Ⅱ级	
				<p>生态学特征: 苍鹰是中小型猛禽。体长可达 60 厘米, 翼展约 1.3 米。头顶、枕和头侧黑褐色, 枕部有白羽尖, 眉纹白杂黑纹; 背部棕黑色; 胸以下密布灰褐和白相间横纹; 尾灰褐, 有 4 条宽阔黑色横斑, 尾方形。飞行时, 双翅宽阔, 翅下白色, 但密布黑褐色横带。</p> <p>生存现状: 食肉性, 主要以森林鼠类、野兔和其他小型鸟类为食。栖息于不同海拔高度的针叶林、混交林和阔叶林等森林地带, 也见于山施平原和丘陵地带的疏林和小块林内。视觉敏锐, 善于飞翔。白天活动。性甚机警, 亦善隐藏。通常单独活动, 叫声尖锐洪亮。</p>
5	红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	国家Ⅱ级, 自治区Ⅱ级	
				<p>生态学特征: 红隼是隼科的小型猛禽之一。体重 173-335 克, 体长 305-360 毫米。翅狭长而尖, 尾亦较长, 外形和共同爪隼非常相似。雄鸟头蓝灰色, 背和翅上覆羽砖红色, 具三角形黑斑; 腰、尾上覆羽和尾羽蓝灰色, 尾具宽阔的黑色次端斑和白色端斑, 眼下有一条垂直向下的黑色嘴角鬃纹。下体颈、喉乳白色或棕白色, 其余下体乳黄色或棕黄色, 具黑褐色纵纹和斑点。雌鸟上体从头至尾棕红色, 具黑褐色纵纹和横斑, 下体乳黄色, 除喉外均被黑褐色纵纹和斑点, 具黑色眼下纵纹。脚、趾黄色, 爪黑色。</p> <p>生存现状: 栖息于山地和旷野中, 多单个或成对活动, 飞行较高。以猎食时有翱翔习性而著名。吃大型昆虫、鸟和小哺乳动物, 分布范围很广。</p>

在油田开发区域, 因油气田开发建设活动早已开展, 人类活动频繁, 使得

对人类活动敏感的野生动物早已离去，项目区已不见塔里木马鹿踪迹，偶尔可见到塔里木兔的活动。

4.3.5.7 生态环境概况

本项目新建 TKC1-11H 井场 1 座，并新建集输管线及燃料气管线（同沟敷设）。根据井场及管线沿线的遥感影像、地形地貌、地表土壤、植被特征，建设内容可分为 2 个评价单元。各评价单元划分见表 4.3-24。

表 4.3-24 生态单元划分

序号	建设内容	土壤类型	植被类型	生态系统类型	土地利用类型
1	TKC1-11H 井场	荒漠风沙土	分布有多枝柽柳、假木贼、骆驼刺等，植被覆盖度约为 20%	荒漠生态系统	裸地
1	TCK1-11H 井至 TKC1-7H 阀组新建管线(0~1.2km 处)				
2	TCK1-11H 井至 TKC1-7H 阀组新建管线(1.2km~1.7km 处)	结壳盐土	管线约 1.2km~1.6km 穿越国家二级公益林，公益林植被为多枝柽柳；该段管线评价范围内主要分布多枝柽柳、假木贼、骆驼刺、梭梭及胡杨	荒漠生态系统	裸地、草地及林地

4.3.5.8 区域主要环境问题

项目评价区域降水量少，植被覆盖率低，干旱和半干旱是生态环境的主要特征，生态环境较为脆弱。结合本次现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题包括以下几方面：

(1) 水土流失问题

项目区气候干热，降雨少，蒸发量大，植被覆盖度较低，由于植被被破坏，加剧了土壤侵蚀，水土流失是评价范围内的主要生态环境问题之一。

(2) 土地荒漠化问题

土地盐渍化和沙漠化主要是指在干旱多风的沙质和沙壤质地表土壤条件下，由于地下水位较高，人类强度活动破坏了脆弱生态系统的平衡，造成地表现以风沙活动为主要标志的土地退化和土壤盐渍化。从而引起地表土壤含盐量增加，沙质地表、沙丘等的活化，导致生物多样性减少、生物生产力下降、土地生产潜力衰退以及土地资源丧失，项目区荒漠化的形成主要是因风蚀所致。近年来，自治区实施了退耕还林还草、沙化土地封禁保护等措施，土地沙化趋势明显减缓，局部生态环境状况明显改善。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

油田开发过程中施工内容主要为钻井工程、集输管道敷设等，不同的施工阶段，除有一定量的施工机械进驻现场外，还伴有一定量物料运输作业，从而产生施工废气、施工废水、施工噪声和一定量的建筑垃圾。此外，物料运输也将对运输路线两侧一定范围内大气、声环境产生不利影响；油田地面工程施工过程中除永久占地外，为了施工方便还将有一部分临时占地，新建井场呈点状分布在开发区块内，集输管线地下敷设，在生态影响方面表现为占用土地，改变土地利用类型，破坏占地区域植被，扰动占地区域周边或两侧生境。

5.1.1 施工废气影响分析

5.1.1.1 施工废气来源及影响分析

(1) 施工扬尘

在油田钻井工程和地面工程施工过程中，不可避免的要占用土地、进行土方施工、物料运输、场地建设、道路修建、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。管道工程的管道在连接好后试压时会产生试压废气。

施工期的扬尘产生量与施工现场条件、管理水平、机械化程度以及气象条件等诸多因素有关，难以进行量化，类比调查结果表明，施工扬尘以土壤颗粒为主。施工期对环境造成不利影响的污染因素持续时间短，对环境的影响较小。施工期只要严格按施工规范文明施工，采取有效的防尘措施，可将施工期污染影响减到最小，施工期结束后，所有施工影响即可消除。

(2) 机械设备和车辆废气

在油田钻井工程和地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，

会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 及 NO_x 等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，可为环境所接受。

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

(3) 钻井工程废气

钻井结束时需进行油气测试，会产生测试放喷废气。

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

(4) 环境影响分析

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

5.1.1.2 施工扬尘污染防治措施

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

表 5.1-1 施工期扬尘污染防治措施一览表

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

(2) 机械设备和车辆废气污染防治措施

对机械设备和车辆定期进行检测和保养维修, 使其处于良好运行状态; 不超过其设计能力超负荷运行; 使用满足现行质量标准、环保标准及《普通柴油》(GB252-2015)的燃料。

5.1.2 施工噪声影响分析

5.1.2.1 噪声源及其影响预测

(1) 施工噪声影响分析

①施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、

道路修建、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声，以及钻井工程钻机、泥浆泵和发电机运转过程产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表 A.2 和类比油田开发工程中井场、内部道路、管线铺设和钻井工程实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 5.1-2。

表 5.1-2 项目主要施工设备噪声源不同距离声压级 单位：dB(A)

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

(2) 预测计算

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

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

式中： L_r ——距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

L_{r_0} ——距声源 r_0 处的 A 声压级，dB(A)；

r ——预测点与声源的距离，m；

r_0 ——监测设备噪声时的距离，m。

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

表 5.1-3 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

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

续表 5.1-3 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]							施 工 阶 段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
6	钻机	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	钻井
7	振动筛	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	
8	泥浆泵	77.0	73.4	69.0	63.0	59.5	56.0	55.0	

(3) 施工噪声影响分析

根据表 5.1-3 可知，各种施工机械噪声预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 场界噪声限值要求；设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 场界噪声限值要求；钻井期间昼间距施工机械 100m、夜间 500m 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。

5.1.2.2 施工噪声污染防治措施

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

- (1) 运输设备等车辆沿固定路线行驶，尽量减少鸣笛；
- (2) 合理布置施工现场，避免在同一地点安排大量施工机械，以防止局部声级过高；
- (3) 尽量使用对讲机等现代通讯设备，按规程操作机械设备，减少人为噪声；
- (4) 机械噪声采用基础减震、距离衰减的降噪措施。

采取以上措施后，施工噪声不会对周围声环境产生明显影响，且施工噪声影响是短期的、暂时的，噪声影响将随着各工程施工的结束而消除。

5.1.3 施工期固体废物影响分析

5.1.3.1 施工固废来源及影响分析

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土方、钻井泥浆、钻井岩屑、含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料、施工废料、污泥和施

工人员生活垃圾。

①土石方

本项目共开挖土方 0.82 万 m³，回填土方 0.95 万 m³，借方 0.13 万 m³，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建井场和道路工程区需进行压盖，借方主要来源于区域已完钻井场经“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理达标后还原土，还原土满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)限值中垫井场、通井路标准，可直接用于区块填坑、垫井场、修通井路。

②钻井泥浆

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

③钻井岩屑

本工程新钻井 1 口，总岩屑产生量为 270m³，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑 185m³，水基磺化泥浆钻井岩屑 85m³。根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，非磺化水基泥浆废弃物经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路、固废场封场覆土及作为自然坑洼填充等；磺化水基泥浆废弃物在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中污染物限值要求后，综合利用。

④施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣和吹扫产生的废渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t。施工废料应首先考虑回收

利用，不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。

⑤ 危险废物

含油废物、废烧碱包装袋及废防渗材料属于危险废物，含油废物产生量为 0.4t，桶装密闭收集；废烧碱包装袋及废防渗材料产生量各为 0.1t，折叠打包收集，均暂存于井场撬装式危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置。

⑥ 污泥

井场污水处理站产生的污泥量为 0.175t，污泥经脱水装置脱水后，委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。

⑦ 生活垃圾

施工期生活垃圾产生总量为 4.8t，生活垃圾堆放在指定地点，就近委托有资质的生活垃圾填埋场或生活垃圾焚烧场合规处置。

5.1.3.2 施工固废污染防治措施

(1) 钻井废弃物不落地处理方案

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

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

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

(2) 其它要求或方案

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

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

③所有固体废物必须进行规范处理。

(3)落地油的控制与回收处理

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

加强管理，对井口装置、集输管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或杜绝井场跑、冒、滴、漏，以及泄漏事件的发生。

5.1.4 施工废水影响分析

5.1.4.1 施工期地表水环境影响分析

(1)废水产生量分析

①钻井废水

根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理，处理后的液相回用于钻井液配制，余量的液相拉至塔河绿色环保站处理，不外排。

②酸化压裂废水

钻井工程当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中，通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率。压入地层的酸液会在排液测试阶段从井底返排出来，即为酸化压裂废水。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册系数，计算压裂液及酸化液的产生量分别为 $119.94\text{m}^3/\text{井次}$ 、 $26.56\text{m}^3/\text{井次}$ ，本项目共新钻1口井，则施工期压裂液及酸化液的产生量为 146.5m^3 。酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理，做好污水出场进站的记录，禁止运输途中随意倾倒。

③管线试压废水

集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，试压水由罐车收

集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

④生活污水

本项目生活污水产生量为 384m³，经“生化+过滤”一体化装置处理后水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 B 标准，达标处理后中水主要用于生活区、井场及通井路降尘、钻井液配置。

(2) 钻井过程对地表水的影响分析

钻井过程中的钻井废水、酸化压裂废水、生活污水、废弃钻井泥浆和钻井岩屑等均可得到有效的处置，且项目所在区域无地表水系分布，不会形成地表径流或因雨水的冲刷而随地表径流漫流进地表水体，故钻井过程中的各种污染物质不存在进入地表水体，影响地表水水质的可能。

5.1.4.2 施工期地下水环境影响分析

①地下水影响分析

施工期废水主要包括钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水和生活污水。根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理，处理后的液相回用于钻井液配制，余量的液相拉至塔河绿色环保站处理，不外排；酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理；项目管线试压废水属于洁净水，循环使用后就地泼洒抑尘。钻井队生活污水经“生化+过滤”一体化装置处理后水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 B 标准，达标处理后中水主要用于生活区、井场及通井路降尘、钻井液配置。废水不会对区域地下水环境造成影响。

②分区防渗

为防止污染地下水，针对钻井工艺特点，严格执《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表 5.1-4 及图 5.1-1。

表 5.1-4 分区防渗要求一览表

站场	项目		防渗要求
井场钻井期	重点防渗区	钻井区	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		发电房	
		放喷池	
		危废暂存间	
		应急池	
		柴油罐区	
	一般防渗区	泥浆罐区	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能
		泥浆泵	
		钻井液材料区	

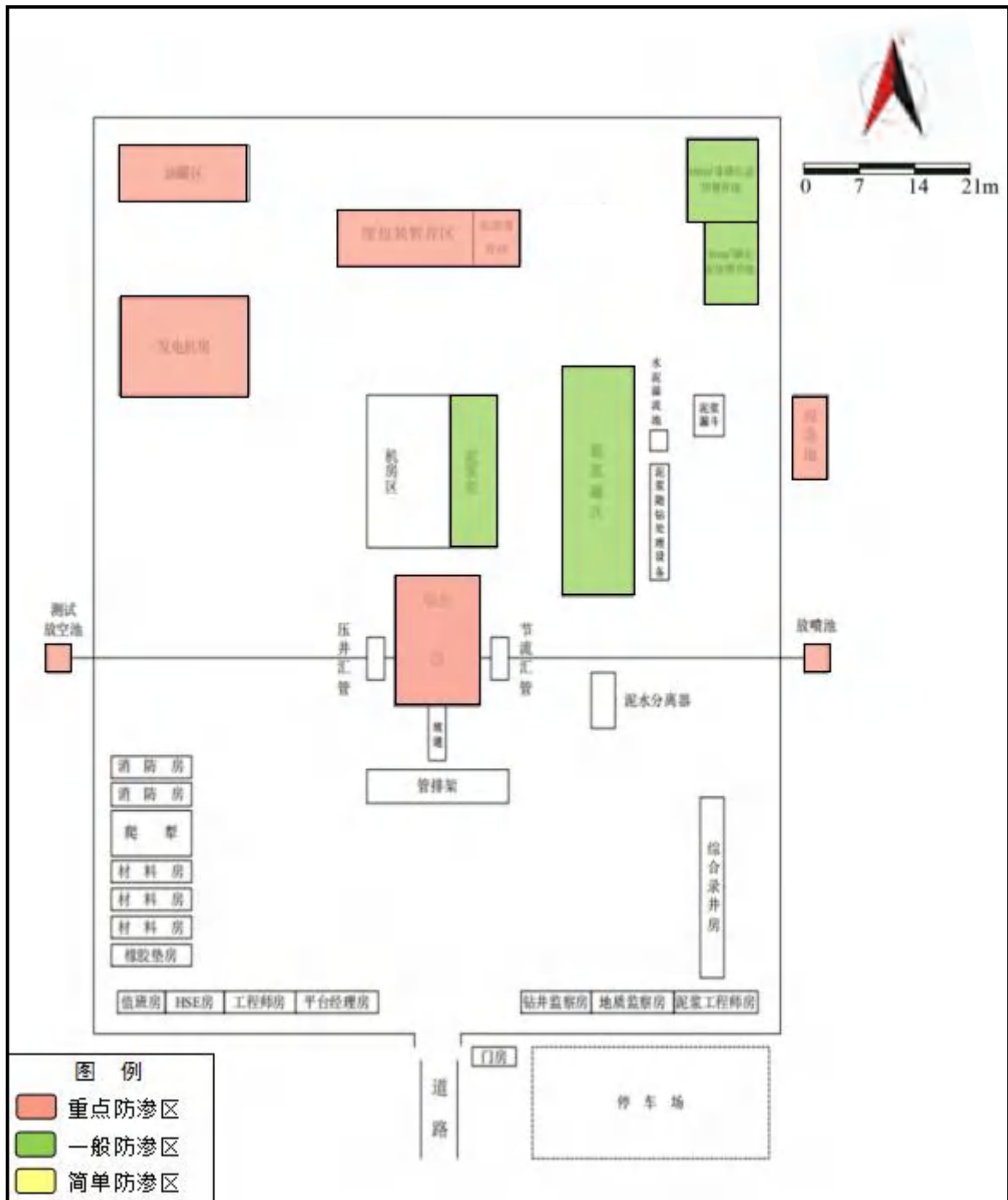


图 5.1-1 钻井期井场分区防渗图

5.1.5 施工期生态影响分析

5.1.5.1 生态影响分析

5.1.5.1.1 土地利用影响分析

本项目占地面积 2.88hm^2 (永久占地面积 0.44hm^2 ，临时占地面积 2.44hm^2)，占地类型以林地、草地及裸地为主。

表5.1-5 本项目永久占地和临时占地组成表 单位: hm^2

序号	工程内容	占地面积及占地类型		备注
		永久占地	临时占地	
1	井场	0.24 hm^2 , 均为裸地	1.08 hm^2 , 均为裸地	井场永久占地面积 2400 m^2 (40m×60m); 临时占地面积 10800 m^2 (100m×108m)
2	管线工程	0	1.36 hm^2 , 其中林地 0.32 hm^2 、草地 0.08 hm^2 及裸地 0.96 hm^2	集输管线、燃料气管线同沟敷设, 管线作业带宽度 8m
3	道路工程	0.2 hm^2 , 均为裸地	0	井场道路(400m, 道路宽度 5m)
合计		0.44	2.44	—

①临时占地的影响

本项目临时占地约2.44 hm^2 , 主要为井场及管线施工作业带占地, 占地类型以林地、草地及裸地为主。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。

②永久占地的影响

本项目永久占地主要为井场及道路占地, 占地面积为0.44 hm^2 , 占地类型主要为林地、草地及裸地。拟建管线整体伴行区域已建道路, 局部地段需修筑井场道路。井场及道路的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。施工建设要动用土石方, 将破坏地表植被, 改变土壤结构, 取土及弃土施工方式或措施选用不当, 易引发水土流失、滑坡等自然灾害。施工过程应进一步优化设计, 合理布局井场设施、减少道路占用量, 避开环境敏感区、公益林以及树木集中分布区域。

本项目永久性占地就沿线区域而言, 每一工程单元占地面积较小, 且在沿线呈分散性布置, 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。

5.1.5.1.2 土壤影响分析

根据现场踏勘结果, 本项目主要土壤类型为结壳盐土及盐化草甸土。

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对土壤结构和质地影响、对土壤密实度的影响、固体废弃物对土壤的影

响及对土壤物理性质的影响。

①对土壤结构和质地影响

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

②对土壤密实度的影响

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

③固体废弃物对土壤的影响

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

④对土壤物理性质的影响

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

5.1.5.1.3 对植被的影响分析

(1)对公益林的影响

工程将占用林地 0.32hm^2 。工程所在区内分布的重点公益林主要是塔里木

河流域荒漠灌丛，林地类型为荒漠灌木林，临时占用公益林全部为国家二级公益林区，主要作用为防风固沙。工程对公益林的影响主要为施工期管线穿越对灌木丛的破坏。建设单位需严格按照《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法(试行)》(新林资字[2015]497号)要求，管道沿线两侧范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行。管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。开挖管沟缩短施工作业范围，应将作业带宽度严格控制在 8m 范围内，减少破坏原生植被。拟建工程施工占用林地面积所占比例较小，在严格控制施工作业范围的条件下，管道工程的实施对区域林地生态系统的影响可以接受。在尽可能减少工程扰动范围的同时，工程建成后应及时对临时占地实施土壤恢复，由当地林草局组织开展植被恢复工作，因此本工程的实施对区域林地生态效能所产生的影响较小。

(2) 对其它荒漠植被的影响

根据管道建设的特点，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。

① 生物量损失

本项目新增永久占地 0.44hm^2 ，临时占地 2.44hm^2 。根据各植被生物量数据统计结果，项目占地总生物量为 1.872t ，计算结果见表 5.1-6(计算方法参照：方精云, 刘国华, 徐蒿龄. 我国森林植被的生物量和净生产量[J]. 生态学报, 1996, 16(5):497-508; 朴世龙, 方精云, 贺金生, 肖玉. 中国草地植被生物量及其空间分布格局[J]. 植物生态学报, 2004, 28(4):491~498)。

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 。

表 5.1-6 项目建设各类型占地的生物量损失

植被类型	平均生物量 (t/hm ²)	面积(hm ²)		生物量(t)	
		永久占地	临时占地	永久植被损失	临时植被损失
柽柳灌丛	0.3	0.44	2.2	0.132	0.66
胡杨疏林及柽柳灌丛	4.5	0	0.24	0	1.08
合计		0.44	2.44	0.132	1.74

本工程井场、管线及道路施工区域主要为柽柳灌丛和胡杨疏林，其中柽柳灌丛平均生物量 0.3t/hm²，疏林和柽柳灌丛平均生物量 4.5t/hm²；本工程的实施，将造成 0.132t 永久植被损失和 1.74t 临时植被损失，施工结束后，立即对占地进行植被恢复，生物量损失可得到一定恢复。

② 污染物对植物的影响

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

③ 人为活动对植被的影响

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

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

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

5.1.5.1.4 对野生动物的影响分析

施工活动将可能导致动物生境割裂及动物栖息地的减少，对施工范围内野生动物产生一定的影响。根据调查，工程沿线野生保护动物较少，工程区不涉及野生动物的集中栖息地。

(1) 对野生动物生境的破坏

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

(2) 对野生动物分布及迁徙的影响

在施工生产过程中，由于油田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着本项目钻井、站场建设的各个过程，塔河油田内野生动物的种类和数量发生一定的变化，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，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

塔河油田已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次油田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类。

5.1.5.1.5 水土流失影响分析

本项目建设过程中人为活动造成水土流失的原因主要是破坏地面表层结构以及大风季节临时堆土对周边环境带来的影响，可能造成的水土流失危害主要有以下几个方面：

①扩大侵蚀面积，加剧水土流失。本项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，项目建设过程中对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若在施工过程中不加以治理和防护，遇大风天气易产生水土流失现象。

②破坏生态环境，对周边地区造成影响，本项目沿线虽植被覆盖度低，但施工期对地表结皮破坏，有可能加剧项目区内的风灾天气，增加空气中粉尘含量，严重时会造成沙尘暴，造成一定的生态环境破坏，施工车辆的反复碾压将会使道路周边长期处于扬尘状况下，给施工人员健康造成危害。

③扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力，道路工程建设由于车辆行驶，改变了扰动区域的原地貌、土壤结构和地面物质组成，降低了土壤抗侵蚀能力。

本项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点预防区和治理区范围，区

域以地表植被分布较少，土壤侵蚀强度以轻度为主，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减小因本项目的建设而产生的水土流失。

5.1.5.2 施工期防沙治沙分析及措施

5.1.5.2.1 项目背景说明

(1) 项目名称(主体工程、附属工程)、性质、规模、总投资等要素

本项目性质属于改扩建项目，项目总投资 5000 万元。建设内容包括：①新钻 1 口采油井(TKC1-11H 井)，井场建设 1 台 400kW 真空加热炉；②新建 TKC1-11H 井至 TKC1-7H 阀组集输管线 1.7km，同沟敷设燃料气管线 1.7km；③配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后年产油 6150t/a，产气量 $1.46 \times 10^6 \text{m}^3/\text{a}$ 。

(2) 项目区地理位置、范围和面积(附平面图)

本项目位于巴州轮台县塔河油田 1 区内，南距解放渠村 15.6km。本项目占地面积 2.88hm^2 (永久占地面积 0.44hm^2 ，临时占地面积 2.44hm^2)，项目平面布置情况见图 3.3-4。

(3) 项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

本项目位于塔里木河冲积平原地带，地势平坦，井场海拔 933m，地形简单，地貌单一。项目区主要植被为多枝怪柳、假木贼、骆驼刺等。所在区域河流主要为塔里木河，南距塔里木河约 14.9km。区域包气带岩性主要为粉土和细砂、粉砂，包气带厚度约为 5.5m，包气带防污性能为弱。区域地下水类型为单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水，地下水潜水水位埋深 3~6m 左右。地下水的补给来源主要是北部冲洪积平原区地下水的侧向流入补给。由于区域气候异常干燥，降水量少而蒸发强烈。地下水潜水的总体流向是从西北向东南方向径流。地下水一部分通过潜水蒸发、植物蒸腾排泄，一部分通过人工开采排泄。

(4) 项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

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

区域防沙治沙工作已实施“塔里木河流域近期综合治理项目”，“塔里木河流域近期综合治理项目”是在流域节水改造和河道治理的基础上，通过实施

退耕封育和荒漠林封育恢复，治理沙化土地，保护和恢复荒漠林草植被，改善流域生态环境建设工程。项目实施以来，在塔北区累计完成生态建设工程面积 6.69 万公顷，其中完成退耕封育保护 0.44 万公顷；荒漠林封育保护 5.92 万公顷；草地改良保护 0.33 万公顷。

5.1.5.2.2 项目实施过程中对周边沙化土地的影响

(1) 占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

本项目总占地面积 2.88hm²，其中永久占地 0.44hm²，临时占地 2.44hm²，土地利用现状为草地、林地及裸地。

(2) 弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

本项目井场平整、管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填管沟和铺垫井场。

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

(3) 损坏的防沙治沙设施(包括生物、物理或化学固沙等措施)。

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

(4) 可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

项目施工期主要包括钻井工程和地面工程，钻井工程包括池体开挖、场地平整、井场道路等，地面工程包括管沟开挖等。池体开挖、场地平整及井场道路施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆(尤其是重型卡车)在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤

抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

5.1.5.2.3 防沙治沙内容及措施

(1) 采取的技术规范、标准

① 《中华人民共和国防沙治沙法》(2018 年 11 月 14 日修订)；

② 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发[2020]138 号)；

③ 《防沙治沙技术规范》(GB/T21141-2007)；

(2) 制定方案的原则与目标

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

制定方案的目标：通过工程建设，维持现有区域植被覆盖度，土地沙化扩展趋势得到遏制。

(3) 工程措施(物理、化学固沙及其他机械固沙措施)

本项目不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。

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

① 植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；

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

③ 植被覆盖度高的区域采取分层开挖、分层回填措施，避免破坏区域土壤肥力；

(5) 其他措施(废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施)

针对井场施工过程，提出如下措施：①井场平整后，采取砾石压盖；②井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场

平整，严禁随意堆置。②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。③管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。⑤管沟分层开挖、分层回填。

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

(6) 各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

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

5.1.5.2.4 方案实施保障措施

(1) 组织领导措施

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

(2) 技术保证措施

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

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

(3) 防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资概算预计 30 万，由西北油田分公司自行筹措，已

在总投资中考虑。

(4) 生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，预计区域植被覆盖度能维持现状，土地沙化扩展趋势得到一定的遏制。

5.1.5.3 生态环境影响减缓措施

5.1.5.3.1 永久占地生态环境保护措施

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

②严格按照有关规定办理建设用地审批手续，贯彻“优化设计、动态设计”的设计理念，避免大填大挖，减少后期次生灾害的发生，充分体现“最大限度地保护，最小程度的破坏，最大限度地恢复”的原则。施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

③对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

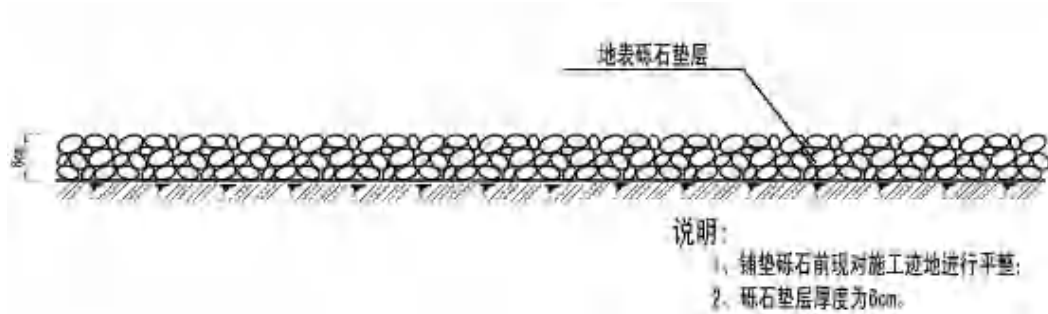


图 5.1-2 井场砾石压盖措施典型设计图

5.1.5.3.2 临时占地施工生态保护工程措施

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

②施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

③加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。

④管道施工过程中穿越植被密集区等临时占地区域，开挖过程中要分层开

挖，单侧分层堆放；施工结束后，分层循序回填压实，以减少临时占地影响，保护植被生长层。

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

⑥工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复。

5.1.5.3.3 土壤影响减缓措施

①周密策划，精心施工，努力维护原生环境的完整性

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

管道竣工后的土地复垦，应按照《土地复垦质量控制标准》（TD/T 1036-2013），对因施工直接造成的土地破坏和施工期间污染造成的土地破坏进行复垦有关工作。

②改进施工方法，采取积极措施，努力防止各种环境危害

重视地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作用，有效防止冲刷。在冲沟发育地区，要注意泄洪沟布设，集流和分流措施应得当，既防止水流过分集中，又不过大改变原有地形。在主要风害段适当采用固沙措施，防止风蚀活动。通过水体和高盐土壤的管道宜采用高强度防蚀抗盐材料。

5.1.5.3.4 动植物影响减缓措施

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

②管线的选线阶段，应对拟敷设管线的地表情况进行现场调查，尽可能选择植被稀疏或裸地进行工程建设，尽量避开植被茂密区域，减少因施工造成的植被破坏；严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，减少对地表的碾压。

③施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

④严禁破坏占地范围外的植被，对因项目占地而造成的植被损失，应当按照正式征地文件，按规定进行经济补偿。

⑤严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少对植被的破坏，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

⑥加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场外砍伐植被，如区域的野生保护植物灰胡杨、膜果麻黄、胀果甘草等；强化保护野生动物的观念，禁止捕猎。

⑦确保各环保设施正常运行，含油废物回收、固体废物填埋，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的荒漠植被。

⑧强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对植物和野生动物的影响。

⑨加强《中华人民共和国野生动物保护法》等法律法规的宣传，在施工场地、营地悬挂野生保护动物图片，提高施工人员野生动物保护意识。

⑩施工人员要严格遵守国家法令，严禁施工人员捕杀野生动物；严禁施工人员随意在施工区域以外的范围内活动，减少对野生动物的干扰影响。

⑪施工活动中发现国家重点保护植物要及时向当地林业主管部门汇报，对已确认的重点保护植物要采取适宜的保护措施。

⑫施工活动中发现国家重点保护动物活动踪迹要给予高度关注，保护其正常活动不受人为影响，一旦发现重点保护动物受伤或行为异常要及时向当地林

业主管部门汇报，并采取及时有效的救助措施。

5.1.5.3.5 重点公益林生态保护措施

本项目井场永久占地不涉及国家二级公益林，项目新建管线约有 400m 位于国家二级公益林区，工程占用的重点公益林类型均为林地，主要植物种类为多枝柞柳。项目需采取的保护措施包括：

(1) 项目施工之前，应取得林草部门的同意，办理用地手续，根据砍伐林地面积进行补偿和恢复。

(2) 施工过程中要求严控施工作业带宽度，局部植被茂密地段采用人工开挖替代机械开挖。

(3) 严格控制施工范围。教育施工人员保护植被，注意施工及生活用火安全，防止林草火灾的发生。

(4) 严禁砍伐施工区外围的植被，尽量减少对作业区周围植被的影响。

(5) 管线及道路尽量沿现有油田道路布置，减少破坏原生植被。公路沿线可设置一些警示牌，提高公众保护公益林的意识。

(6) 施工期应加强施工管理，科学合理施工，维护植物的生境条件，减少水土流失，杜绝对工程用地范围以外林地的不良影响。积极遵守有关生态公益林资源保护工程的村规民约、告示、管护目标、管护措施；积极配合护林员管护沿线森林资源；主动或配合做好森林“三防”工作；保护好野生动植物及其栖息环境；防止毁林采石、采砂、采土以及其他毁林行为的发生，杜绝非法征占用林地。

5.1.5.3.6 水土流失保护措施

(1) 井场工程区

1) 工程措施

①新建井场采取砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险。

②场地平整，针对井场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后需要进

行场地平整，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

2) 临时措施

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

②限行彩条旗。为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在井场施工区四周拉彩条旗以示明车辆行驶的范围，以避免增加对地表的扰动和破坏。

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

(2) 管道工程区

1) 工程措施

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

2) 临时措施

①防尘网苫盖

单独敷设管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方，本工程对临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施，施工过程中，临时堆土高度 1.5m，底宽 3m，边坡 1:0.67，预计每延米需要防尘网 2.5m²。

②限行彩条旗

为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在

施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

③洒水降尘

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

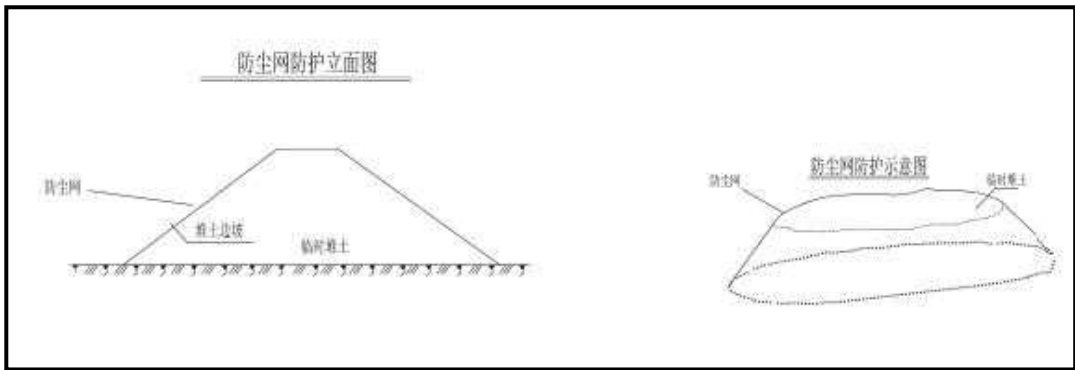


图 5.1-3 防尘网苫盖典型措施设计图

(3) 道路工程区

1) 工程措施

道路工程区域施工结束后对路面扰动区域进行严格的场地平整，恢复原始土地类型。

2) 临时措施

①洒水降尘

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

②限行彩条旗

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

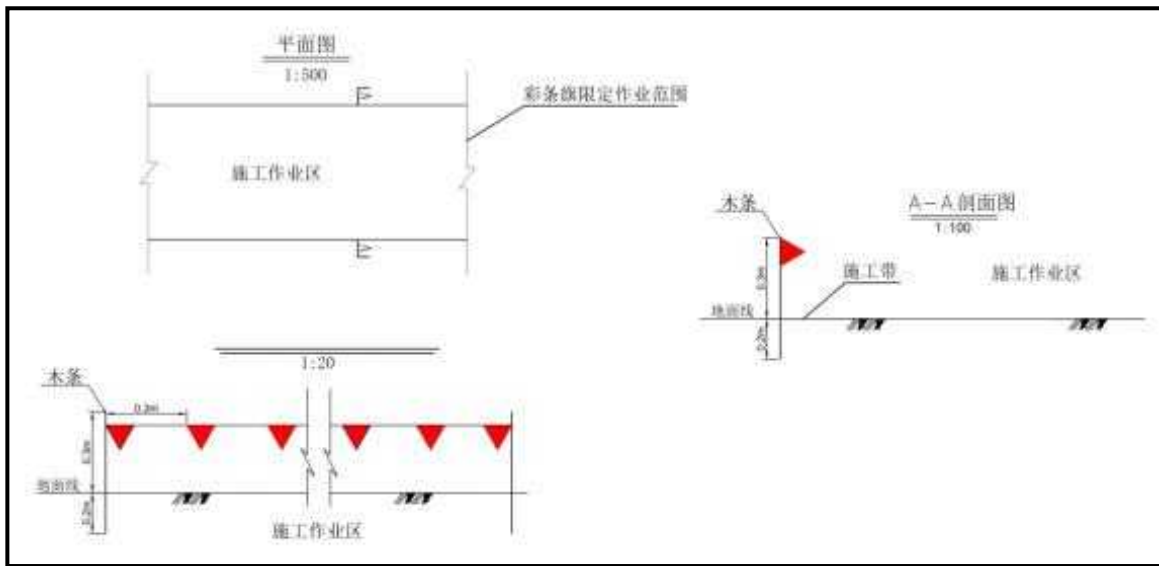


图 5.1-4 限行彩条旗典型措施设计图

表 5.1-7 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input type="checkbox"/> ; 国家公园 <input type="checkbox"/> ; 自然保护区 <input type="checkbox"/> ; 自然公园 <input type="checkbox"/> ; 世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ; 生态保护红线 <input type="checkbox"/> ; 重要生境 <input type="checkbox"/> ; 其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input checked="" type="checkbox"/> ; 施工活动干扰 <input type="checkbox"/> ; 改变环境条件 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> (种群结构) 生境 <input type="checkbox"/> () 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> (物种组成、群落结构等) 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> (植被覆盖力、生物量、生态系统功能) 生物多样性 <input type="checkbox"/> () 生态敏感区 <input checked="" type="checkbox"/> (主要保护对象、生态功能等) 自然景观 <input type="checkbox"/> () 自然遗迹 <input type="checkbox"/> () 其他 <input type="checkbox"/> ()
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积: (16.21)km ² ; 水域面积: ()km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ; 遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ; 调查样方、样线 <input checked="" type="checkbox"/> ; 调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ; 专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input checked="" type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ; 沙漠化 <input type="checkbox"/> ; 石漠化 <input type="checkbox"/> ; 盐渍化 <input type="checkbox"/> ; 生物入侵 <input type="checkbox"/> ; 重要物种 <input type="checkbox"/> ; 生态敏感区 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ; 土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物多样性 <input type="checkbox"/> ; 重要物种 <input type="checkbox"/> ; 生态敏感区 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>

续表 5.1-7 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input checked="" type="checkbox"/> ; 定性和定性 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ; 土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物多样性 <input type="checkbox"/> ; 重要物种 <input type="checkbox"/> ; 生态敏感区 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input type="checkbox"/> ; 减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态补偿 <input type="checkbox"/> ; 科研 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ; 长期跟踪 <input checked="" type="checkbox"/> ; 常规 <input type="checkbox"/> ; 无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ; 环境影响后评价 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不可行 <input type="checkbox"/>
注: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项。		

5.2 营运期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

5.2.1.1 常规气象资料分析

(1) 气象资料搜集

本项目位于巴州轮台县, 距离该项目最近的气象站为轮台县气象站, 该地面观测站与项目厂址距离 53.1km, 根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)规定, 地面气象资料可直接采用轮台县气象站的常规地面气象观测资料。因此, 本次评价气象统计资料分析选用轮台县气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 5.2-1。

表 5.2-1 观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/m		相对距离/m	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
轮台县气象站	51642	一般站	84.120E	41.780N	53100	976	2021	风速、风向、总云量、干球温度

5.2.1.2 多年气候统计资料分析

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

(1) 温度

区域内近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.2-2。

表 5.2-2 近 20 年各月平均温度变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度(°C)	-7.8	-1.0	7.9	16.1	21.2	25.0	26.5	25.4	20.4	11.9	2.7	-5.4	11.9

由表 5.2-2 分析可知，区域近 20 年平均温度为 11.9℃，4~10 月月平均温度均高于多年平均值，其它月份均低于多年平均值，7 月份平均气温最高，为 26.5℃，1 月份平均气温最低，为-7.8℃。

(2) 风速

区域内近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.2-3。

表 5.2-3 近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速(m/s)	1.0	1.2	1.7	2.0	2.1	2.0	1.9	1.8	1.5	1.3	1.1	1.0	1.6

由表 5.2-3 分析可知，区域近 20 年平均风速为 1.6m/s，5 月份平均风速最大为 2.1m/s，1 月份、12 月份平均风速最低，均为 1.0m/s。

(3) 风向、风频

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

表 5.2-4 近 20 年不同风向对应频率统计一览表

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

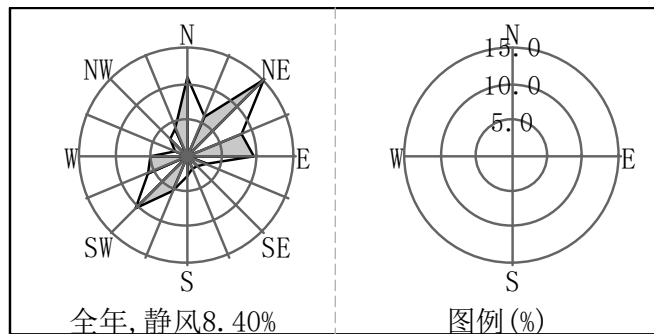


图 5.2-1 区域近 20 年风频玫瑰图

由表 5.2-4 分析可知，轮台县近 20 年资料统计结果表明，该地区多年 NE

风向的频率最大，其次是 SW 风向。

5.2.1.3 环境空气影响预测与分析

(1) 预测模式

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

表 5.2-5 项目估算模式参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	/
2	最高环境温度/°C		42.1
3	最低环境温度/°C		-25.6
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5
6	土地利用类型		沙漠化荒地
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
		地形数据分辨率/m	90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

(2) 预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表 5.2-6 至 5.2-8。

表 5.2-6 主要废气污染源参数一览表(点源)

污染源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒底部海拔高度(m)	排气筒		烟气流速(m/s)	标况气量(m ³ /h)	烟气温度(°C)	年工作时间(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)		高度(m)	出口内径(m)							
TKC1-11H井场真空加热炉烟气	84.139	41.304	933	8	0.2	6.1	476	120	4800	正常	PM ₁₀	0.005
											SO ₂	0.002
											NO _x	0.024

表 5.2-7 主要废气污染源参数一览表(面源)

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
TKC1-11H井无组织废气	84.138	41.304	933	6	6	25	6	8760	正常	H ₂ S	0.0001
										非甲烷总烃	0.0069

表 5.2-8 P_{max} 及 D_{10%} 预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离(m)	D _{10%} (m)
1	TKC1-11H井真空加热炉烟气	PM ₁₀	0.50	0.11	4.26	11	—
		SO ₂	0.20	0.04			
		NO ₂	2.38	1.19			
2	TKC1-11H井场无组织废气	H ₂ S	0.43	4.26	10		
		非甲烷总烃	29.36	1.47			

由表 5.2-8 可知, 项目废气中 PM₁₀ 最大落地浓度为 0.50 μg/m³、占标率为 0.11%; SO₂ 最大落地浓度为 0.20 μg/m³、占标率为 0.04%; NO₂ 最大落地浓度为 2.38 μg/m³、占标率为 1.19%; 非甲烷总烃最大落地浓度为 29.36 μg/m³、占标率为 1.47%; H₂S 最大落地浓度为 0.43 μg/m³、占标率为 4.26%, D_{10%} 均未出现。

5.2.1.4 废气源对四周场界贡献浓度

本项目实施后, 无组织废气对井场四周无组织贡献浓度情况如表 5.2-9。

表 5.2-9 井场四周边界浓度计算结果一览表 单位: μg/m³

污染源	污染物	东场界	南场界	西场界	北场界
TKC1-11H井场无组织排放	非甲烷总烃	10.89	20.43	15.62	17.63
	H ₂ S	0.16	0.30	0.23	0.26

由表 5.2-9 预测结果可知, 本项目实施后, 井场无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值为 10.89~20.43 μg/m³, 满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中边界污染物控制要求; 对四周场界 H₂S 浓度

贡献值为 $0.16 \sim 0.30 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 新扩改建厂界二级标准值。

5.2.1.5 非正常排放影响分析

5.2.1.5.1 污染源强

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

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

表 5.2-10 非正常工况下污染物排放一览表

序号	面源名称	面源起点坐标		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/ $^{\circ}$	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									
1	放喷口	0	60	933	5	5	0	2	0.17	非正常	H ₂ S	0.001
											非甲烷总烃	0.1

5.2.1.5.2 影响分析

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

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

序号	污染源名称	评价因子	C_1 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_1 (%)	P_{\max} (%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$ (m)
1	放喷口	H ₂ S	16.4	164.38	164.38	10	450
		非甲烷总烃	1640	82.19		10	250

由表 5.2-11 计算结果表明，非正常工况条件下，非甲烷总烃最大落地浓度为 $1640\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 82.19%， $D_{10\%}$ 对应距离为 250m；硫化氢最大落地浓度为 $16.4\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 164.38%， $D_{10\%}$ 对应距离为 450m。

由以上分析可知，本项目非正常排放对环境空气影响较大，建议做好定

期巡检工作，确保井场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

5.2.1.6 污染物排放量核算

(1) 有组织排放量核算

本项目有组织排放量核算情况见表 5.2-12。

表 5.2-12 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 (mg/m ³)	核算排放速率 (kg/h)	核算年排放量 (t/a)
1	真空加热炉烟气	颗粒物	10	0.005	0.023
		SO ₂	4	0.002	0.009
		NO _x	50	0.024	0.114

(2) 无组织排放量核算

项目无组织排放量核算情况见表 5.2-13。

表 5.2-13 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产物环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量(t/a)
				标准名称	浓度限值(mg/m ³)	
1	井场无组织废气	非甲烷总烃	采出液密闭集输	《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	非甲烷总烃≤4.0	0.061
2		硫化氢	采出液密闭集输	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表1新扩改建厂界二级标准值	H ₂ S≤0.06	0.0009

(3) 项目大气污染物排放量核算

项目大气污染物排放量核算情况见表 5.2-14。

表 5.2-14 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	核算年排放量(t/a)
1	颗粒物	0.023
2	二氧化硫	0.009
3	氮氧化物	0.114
4	非甲烷总烃	0.061
5	硫化氢	0.0009

5.2.1.7 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。项目废气污染源对站场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。项目实施后大气环境影响可以接受。

5.2.1.8 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-15。

表 5.2-15 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>			三级 <input type="checkbox"/>	
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥ 2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>			<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>	
	评价因子	基本污染物 (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} <input type="checkbox"/> 不含二次PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>		
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		附录D <input checked="" type="checkbox"/>	其他标准 <input type="checkbox"/>	
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>			一类区和二类区 <input type="checkbox"/>	
	评价基准年	(2021)年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input checked="" type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input type="checkbox"/>			现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>				不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 现有污染源 <input checked="" type="checkbox"/>			拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>	区域污染源 <input checked="" type="checkbox"/>	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	预测范围	边长≥ 50km <input type="checkbox"/>		边长5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>	
大气环境影响预测与评价	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} <input type="checkbox"/> 不包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/>	
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>				C _{本项目} 最大占标率>100% <input type="checkbox"/>		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率>10% <input type="checkbox"/>		
		二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率>30% <input type="checkbox"/>		
非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长(0.17)h	C _{非正常} 占标率≤100% <input type="checkbox"/>			C _{非正常} 占标率>100% <input checked="" type="checkbox"/>			

续表 5.2-15

大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
大气环境影响预测与评价	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{叠加}$ 达标 <input type="checkbox"/>		$C_{叠加}$ 不达标 <input type="checkbox"/>	
	区域环境质量的整体变化情况	$k \leq -20\%$ <input type="checkbox"/>		$k > -20\%$ <input type="checkbox"/>	
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、烟气黑度、H ₂ S、非甲烷总烃)		有组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>
	环境质量监测	监测因子: ()		监测点位数()	无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/>		不可以接受 <input type="checkbox"/>	
	大气环境保护距离	距()厂界最远()m			
评价结论	污染源年排放量	SO ₂ (0.009)t/a	NO _x :(0.114)t/a	颗粒物:(0.023)t/a	VOC _s :(0.061)t/a
注: “□”为勾选项, 填“√”; “()”为内容填写项					

5.2.2 地表水环境影响评价

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

5.2.2.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

本项目营运期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。采出水随采出液一起进入一号联合站处理, 满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层, 井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理, 本项目水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

5.2.2.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

(1) 采出水处理单元

本项目建成投运后, 采出水随采出液一起进入一号联合站处理。一号联合站采出水处理工艺流程为: 含油污水→接收罐→污水提升泵→压力高效聚集除油器→核桃壳过滤→储水罐→外输注水站。处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层。处理后净化污水经高压注水泵增压, 通过注水系统回注, 可保持油层压力, 使油藏有较强的驱动力, 以提高油藏的开采速度和采收率。

表 5.2-16 一号联合站采出水处理单元采出水处理规模一览表 m^3/d

联合站名称	设计规模	实际处理量	富余能力
塔河油田一号联合站	15500	13826.8	1673.2

本项目预计进入一号联合站采出水量 $4m^3/d$ ，一号联合站采出水处理单元满足本项目采出水处理需求，依托处理设施可行。

(2) 塔河油田绿色环保站

塔河油田绿色环保站处理站现有 1 座 $9000m^3$ 废液接收池(包括 2 个接液池、1 个沉降池和 1 个隔油池)、1 套处理能力 $1430m^3/d$ 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。

井下作业废水运输过程中全部采用密闭容器收集储存，确保井下作业废水不会泄漏在转运路线上；目前塔河油田绿色环保站废液处理规模为 $65m^3/h$ ，现状处理量为 $9.2m^3/h$ ，富余处理能力 $55.8m^3/h$ ，本项目预计井下作业废水产生量为 $0.011m^3/h$ ，因此塔河油田绿色环保站处理废液装置处理能力可满足本项目需求。

综上，本工程采出水、井下作业废水不外排，故本项目实施对地表水环境可接受。

表 5.2-17 地表水环境影响评价自查表

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

5.2.3 地下水环境影响评价

5.2.3.1 调查区域水文地质条件概况

(1) 包气带岩性、结构、厚度、分布及垂向渗透系数

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

(2) 地下水类型、赋存分布规律及含水层空间分布特征

在塔里木河以北，地下水类型为单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水。区内广泛分布的第四系砂类地层，为第四系松散岩类孔隙水的赋存、分布提供了一定的储水空间。该区域地下潜水水位埋深一般为 10m 左右，东北部地区埋深小于 10m，最浅埋深 1.26m。

评价区域所在地下水潜水水位埋深 3~6m 左右。

(3) 含水层的富水性

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

(4) 地下水的补、径、排条件

在塔里木河以北区域，地下水的补给来源主要是北部冲洪积平原区地下水的侧向流入补给。由于区域气候异常干燥，降水量少而蒸发强烈，因此降水补给量可忽略不计。地下水的总体流向是从西北向东南方向径流；在塔河北岸沿河地段，地下水是从西向东径流。地下水一部分通过潜水蒸发、植物蒸腾排泄，一部分通过人工开采排泄。

项目区内潜水矿化度的变化极其复杂，从 <1g/L、1~3g/L、>10g/L 不等，无明显的变化规律；在塔河北岸的西部地段，从北向南，承压水矿化度由低升

高的变化趋势为 0.37-2.63-3.12g/L；在中部地段，矿化度由低到高的变化趋势为 2.39-3.01-3.12g/L；在东部地段，矿化度由低到高的变化趋势为 0.30-0.44-0.76g/L。由此可见，在塔河北岸的西部地段，矿化度由低升高的变化幅度最大，在中部和东部变化的则比较平缓。区域水文地质图见附图 11。

(5) 地下水开发利用

经过调查，评价区地下水潜水、承压水水量丰富，矿化度较高，水化学类型主要以 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型为主，区域地下水以饮用、工业、农业用水为主。

5.2.3.2 工程场区包气带污染调查

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

5.2.3.3 区域地下水污染源调查

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

5.2.3.4 地下水环境影响评价

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

5.2.3.4.1 正常状况

(1) 废水

本项目运营期间采出水随采出液一起进入一号联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，修井废液送至塔河油田绿色环保站处理。集输管线采用非金属柔性连续复合管，燃料气管线采用20#无缝钢管，正常情况下不会对地下水产生污染影响。

(2) 含油废物

采油过程中产生的含油废物，转移到下层的量很少。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等，2009)，土壤中原油基本上

不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于20cm表层，只有极少量的石油类最多可下渗到20cm。由于油田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。含油废物一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少含油废物量，故含油废物对开发区域地下水的影响很小。

(3) 集输管线

本项目正常状况下，集输管线采用非金属柔性连续复合管，燃料气管线采用 20#无缝钢管，采取严格的防腐防渗措施，不会对区域地下水环境产生污染影响。

5.2.3.4.2 非正常状况

(1) 油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后油气窜层污染(包括生产井的窜层)的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形 成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，可能对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

(2) 集输管道原油泄漏事故对地下水的影响

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

通常管道泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水

层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于采出液的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

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

5.2.3.4.3 预测因子筛选

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

表 5.2-18 评价因子及评价标准一览表

评价因子	评价标准(mg/L)	检出下限值(mg/L)	现状监测值最大值(mg/L)
石油类	0.05	0.01	0.03

5.2.3.4.4 预测源强

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

5.2.4.5 预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。本项目所在区域地下水埋深大于5m，本次预测考虑泄漏原油1‰进入潜水含水层，则石油类进入地下水的量为0.8kg。然后污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据本项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物一平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

a. 假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；

b. 假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c. 污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

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

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

式中：

x, y —计算点处的位置坐标；

t —时间，d；

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

M —含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约50m；

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

u —地下水流速度，m/d；潜水含水层岩性为细砂，根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)附录B，渗透系数取5m/d。水力坡度 I 为2.1‰。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=5\text{m/d} \times 2.1\text{‰}/0.32=0.03\text{m/d}$ ；

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

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

π —圆周率。

5.2.4.6 预测内容

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

表 5.2-19 非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

预测时间	超标范围 (m ²)	影响范围 (m ²)	背景浓度 (mg/L)	贡献浓度 (mg/L)	叠加浓度 (mg/L)	污染晕最 大运移距 离(m)	超标范围 是否出场 界	超出场界 最远距离 (m)
100d	14.6	21.8	0.03	3.83	3.86	9.2	否	—
365d	18.5	46.7	0.03	1.05	1.08	22.3	否	—
1000d	—	89.9	0.03	0.38	0.41	47.5	否	—

注：背景浓度取各监测点最大值。

综上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏 100d 后污染超标范围为 14.6m²，影响范围为 21.8m²，污染物最大贡献浓度为 3.83mg/L，叠加背景值后的浓度为 3.86mg/L，污染物最大迁移距离为 9.2m，超标范围未出场界；石油类污染物泄漏 365d 后污染超标范围为 18.5m²，影响范围为 46.7m²，污染物最大贡献浓度为 1.05mg/L，叠加背景值后的浓度为 1.08mg/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 后无超标范围，污染物最大贡献浓度为 0.38mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.41mg/L。

在假定情景预测期限内，污染物的泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响，但超标范围未出场界，并且在企业做好源头控制措施、完善分区防渗措施、管道刺漏防范措施的前提下，本项目对地下水环境影响可以接受。以上假定非正常情况下管线连接和阀门处泄漏情形，均可由总控室发现压力异常，从而切断阀门，由巡线职工及时赶往泄漏发生地点，组织相关人员进行清污，可以从源头上可以得到控制。

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

5.2.3.5 地下水环境保护措施与对策

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

(1) 源头控制措施

① 输送原油的介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

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

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

(2) 分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表 5.2-20、图 5.2-2。

表 5.2-20 分区防渗要求一览表

站场	项目		防渗要求
营运期井场	一般防渗区	井口	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层的防渗性能

(3) 管道刺漏防范措施

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

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

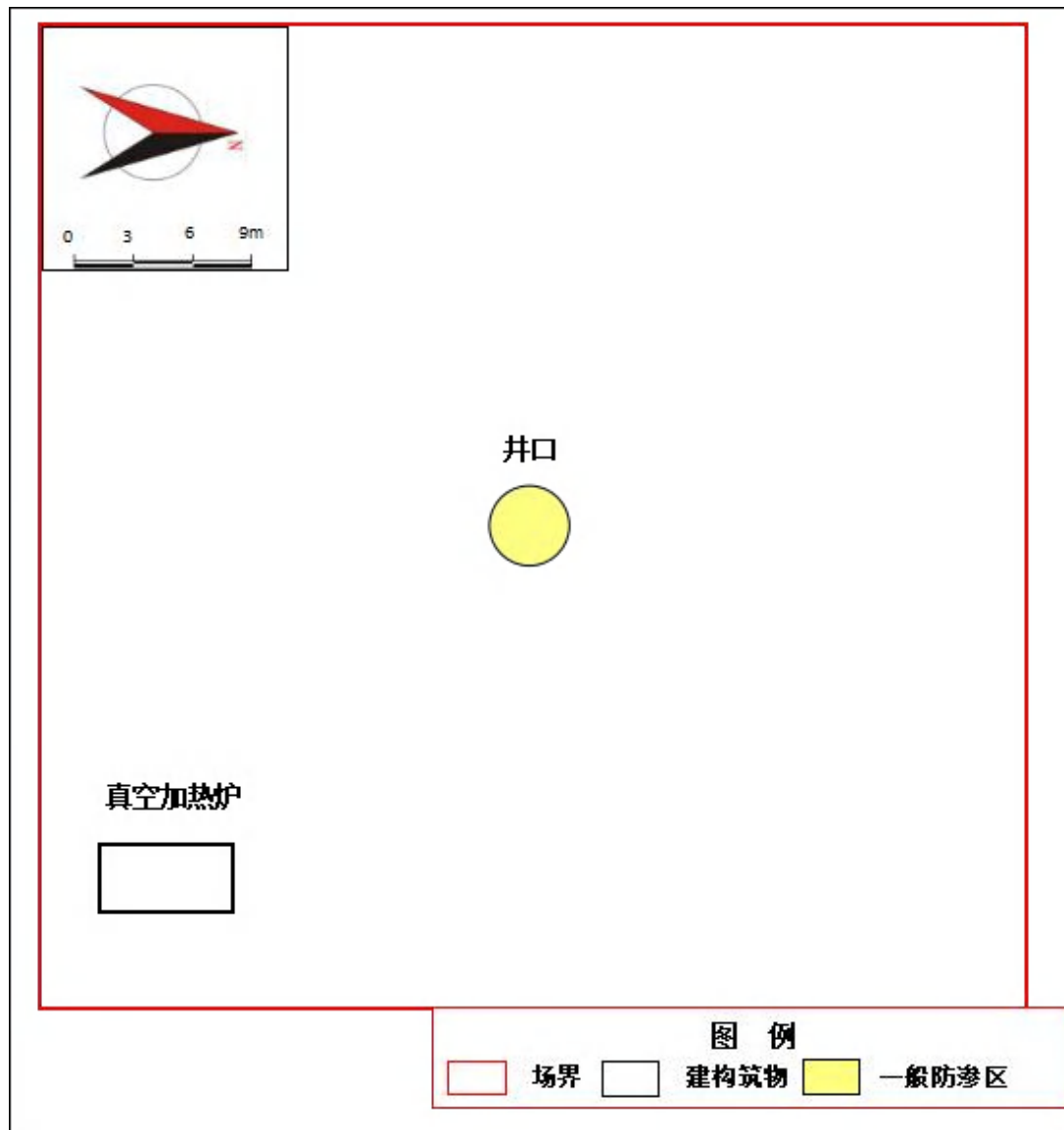


图 5.2-2 运营期 TK01-11H 井场分区防渗图

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

④一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 $0.15\text{MPa}/\text{min}$ 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》(HJ/T164-2020)的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则,利用 DK31H 水井、TK307 水井、TK203 水井为本项目地下水水质监测井,地下水监测计划见表 5.2-21。

表 5.2-21 地下水监测点布控一览表

名称	坐标	监测层位	功能	井深	监测因子	监测频次	方位
DK31H 水井	E84° 27' 25.76" N41° 16' 59.48"	潜水含水层	地下水环境影响跟踪监测井	≤ 50m	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬	枯水期监测一次	TKC1-11 井东南侧 26.9km(下游)
TK307 水井	E84° 3' 46.42" N41° 18' 42.73"						TKC1-11 井西北侧 6.2km(上游)
TK203 水井	E83° 59' 51.76" N41° 15' 5.85"						TKC1-11 井西南侧 12.9km(侧向)

5.2.3.6 地下水环境评价结论

(1) 环境水文地质现状

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

监测期间区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准要求,其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、铁、锰外,均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准要求。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠超标与区域水文地质条件有关,区域潜水蒸发量大、补给量小,潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。结合塔河油田 1 区区域历史监测数据,部分地下水监测井存在一定程度的铁、锰超标,分析超标可能是区域地下水中铁、锰背景浓度高。

(2) 地下水环境影响

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，场界内因子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，除井场场界内小范围以外地区，地下水环境满足相应标准要求。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，地下水中评价因子能满足国家相关标准的要求。

(3) 地下水环境污染防控措施

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控措施。

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

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

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

④在制定采油一厂全厂环保管理体制的基础上，制订针对地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

(4) 地下水环境影响评价结论

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

5.2.4 声环境影响评价

本项目管线均埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响，井场产噪设备主要包括采油树、加热炉等设备。

5.2.4.1 预测模式

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

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

式中: $L_p(r)$ —预测点处声压级, dB;

L_w —由点声源产生的声功率级(A 计权或倍频带), dB;

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

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

A_{atm} —大气吸收引起的衰减, dB;

A_{gr} —地面效应引起的衰减, dB;

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减, dB。

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

式中: $L_p(r)$ —预测点处声压级, dB;

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的声压级, dB;

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

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

A_{atm} —大气吸收引起的衰减, dB;

A_{gr} —地面效应引起的衰减, dB;

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减, dB。

b) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB(A);

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

ΔL_i —第 i 倍频带的 A 计权网络修正值, dB;

c) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级, dB(A);

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级, dB(A);

A_{div} —几何发散引起的衰减, dB;

d) 工业企业噪声计算

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

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

式中: L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值, dB;

T —用于计算等效声级的时间, s;

N —室外声源个数;

t_i —在 T 时间内 i 声源工作时间, s;

M —等效室外声源个数;

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间, s。

e) 噪声预测值计算

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

式中: L_{eq} —预测点的噪声预测值, dB;

L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值;

L_{eqb} —预测点的背景噪声值, dB。

(4) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值, 并给出场界噪声最大值的位置。

5.2.4.2 噪声源参数的确定

本项目井场噪声源噪声参数见表 5.2-22。

表 5.2-22 本项目噪声源参数一览表

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强 [dB(A)]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	采油树	--	30	30	1	85	基础减振	8760h/a
2	加热炉	400kW	15	15	1.5	80	基础减振	4800h/a

5.2.4.3 预测结果及评价

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

表 5.2-23 井场噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

场地	场界	贡献值	标准值		结论
			昼间	夜间	
TKC1-11H 单井 井场	东场界	41.7	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	44.0	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	44.0	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	41.7	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

由表 5.2-23 可知，TKC1-11H 井场噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为 41.7~44.0dB(A)，TKC1-11H 井场噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为 42.2~44.8dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.2.5 固体废物影响分析

本项目营运期固体废物主要为落地油及废防渗材料，根据《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)，以上废物均属危险废物，落地油

采取桶装形式收集、废防渗材料折叠打包，直接委托有危废处置资质单位接收处置。本工程危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 5.2-24。

表 5.2-24 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量 (t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.2	井下作业、采油环节和集输环节	半固态、固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	桶装收集后，由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.05	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	折叠打包收集后由有危废处置资质单位接收处置

(1) 危险废物贮存及运输

本项目产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关管理要求，落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)等有关规定。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的表明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整翔实。具体要求如下：

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

b. 危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 5.2-3 所示；

c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.2-4 所示。

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

危险分类	符号	危险分类	符号
Explosive 爆炸性 黑色字 橙色底		Toxic 有毒	
Flammable 易燃 黑色字 红色底		Harmful 有害	
Oxidizing 助燃 黑色字 黄色底		Corrosive 腐蚀性	
Irritant 刺激性		Asbestos 石棉	

图 5.2-3 危险废物类别标识示意图

危 险 废 物	
主要成分:	危险类别
化学名称:	
危险情况:	
安全措施:	
废物产生单位: _____ 地址: _____ 电话: _____ 联系人: _____ 批次: _____ 数量: _____ 产生日期: _____	

图 5.2-4 危险废物相关信息标签

(2) 危险废物运输过程影响分析

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关要求运输危险废物, 应当采

取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。

本项目产生的危险废物运输过程由塔河油田绿色环保站委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，且塔河油田绿色环保站距项目最近约 10.3km，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

(3) 危险废物委托处置环境影响分析

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

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

5.2.6 生态环境影响评价

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

(1) 对野生动物的影响分析

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

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

(2) 植被影响分析

营运期由于占地活动的结束，工程基本不会对植被产生影响，临时占地的植被开始自然恢复，一般在 2~3 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得

到恢复。但事故状态如管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的。

(3) 生态系统完整性影响分析

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

本项目周边主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在井场、管线等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.2.7 土壤环境影响评价

5.2.7.1 环境影响识别

5.2.7.1.1 项目类型

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

5.2.7.1.2 影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，本项目不属于会造成土壤酸化、盐化、碱化的生态影响型项目，属于污染影响型项目。

本项目施工期主要为钻井及管沟开挖，主要污染物为施工期扬尘、放喷废气等，不涉及土壤污染影响。营运期外排废气中主要为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃、硫化氢。本项目采出液采取密闭集输，管线进行了防腐处理，正常情况下不会造成采出液地面漫流影响，但泄漏事故工况下管线破裂会造成采出液下渗进而对土壤造成垂直入渗影响。影响类型见表 5.2-25。

表 5.2-25 建设项目影响类型表

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

由表 5.2-26 可知，本项目影响途径主要为运营期垂直入渗污染，因此本项目土壤环境影响类型为“污染影响型”。

(3) 影响源及影响因子

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

表 5.2-26 土壤环境影响源及影响因子识别表

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

5.2.7.2 现状调查与评价

5.2.7.2.1 调查范围

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

5.2.7.2.2 敏感目标

本项目管线 200m 范围内存在公益林，属于土壤环境敏感目标。

5.2.7.2.3 土地利用类型调查

(1) 土地利用现状

根据现场调查结果,本项目井场永久占地及管线周边土地利用类型为林地、草地及裸地。

(2) 土地利用历史

根据调查,本项目井场及管线建设之前现状为草地、林地及裸地。

(3) 土地利用规划

本项目占地范围暂无规划。

5.2.7.2.4 土壤类型调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图(数据来源:二普调查,2016 年),《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类及现场踏勘结果,土壤评价范围内土壤类型为结壳盐土及荒漠风沙土。

5.2.7.3 土壤环境影响预测与评价

本工程实施后,由于严格按照要求采取防渗措施,在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。因此,垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况,根据企业的实际情况分析,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。

为了说明油类物质污染土壤的可能性与程度,类比同类项目在站场边缘选择存在地表积油的位置进行的土壤剖面的采样监测,其结果详见表 5.2-27。

表 5.2-27 石油类物质在土层中的纵向分布情况

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

注:《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值石油烃标准为 4500mg/kg。

表 5.2-27 中的监测结果表明,非正常状况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,且井场建设 RTU 采集系统,发生泄漏会在短时间内发现,泄漏石油烃能够及时地清理,将石油烃污染土壤集中收集,送有危险废物处置资质单位处理。因此,本工程实施后对周边土壤环境影响可接受。

5.2.7.4 土壤污染防治措施

(1) 源头控制

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

②人员定期巡检,巡检时应对井口阀门处及管线沿线进行仔细检查,出现泄漏情况能及时发现;

③加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理,避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生;

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

(2) 过程防控措施

①巡检车辆按照指定路线行驶,严禁随意碾压破坏场站周边土壤结构;

②严格执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934 - 2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求,将井口装置区划分为一般污染防治区,一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s的黏土层的防渗性能,其余区域划分为简单防渗区。防渗措施的设计,使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

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

根据项目特点及相关要求,制定监测计划,详情见表 5.2-28。

表 5.2-28 土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	TKC1-11H 井场采油树管线接口处	表层样	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬	执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 2 第二类用地筛选值	每 5 年监测一次

(4) 土壤环境影响评价结论

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

本项目土壤环境影响评价自查表见表 5.2-29。

表 5.2-29 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input type="checkbox"/> ；未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>				土地利用类型图
	占地规模	(0.44) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标(公益林)、方位()、距离()				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他()				
	全部污染物	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)				
	特征因子	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input type="checkbox"/> ；较敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>				
评价工作等级		一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>				
现状调查内容	资料收集	a) <input type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/> ；c) <input type="checkbox"/> ；d) <input type="checkbox"/>				
	理化特性	—				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
表层样点数		1	2	0.2m		
	柱状样点数	3	0	0.2m、1.5m、3m		

续表 5.2-29

土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注
现状调查内容	现状监测因子	占地范围内：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷, 1,2-二氯乙烷, 1,1-二氯乙烯, 顺-1,2-二氯乙烯, 反-1,2-二氯乙烯, 二氯甲烷, 1,2-二氯丙烷, 1,1,1,2-四氯乙烷, 1,1,2,2-四氯乙烷, 四氯乙烯, 1,1,1-三氯乙烷, 1,1,2-三氯乙烷, 三氯乙烯, 1,2,3-三氯丙烷, 氯乙烯, 苯, 氯苯, 1,2-二氯苯, 1,4-二氯苯, 乙苯, 苯乙烯, 甲苯, 间二甲苯+对二甲苯, 邻二甲苯, 硝基苯, 苯胺, 2-氯酚, 苯并[a]蒽, 苯并[a]芘, 苯并[b]荧蒽, 苯并[k]荧蒽, 蒽, 二苯并[a,h]蒽, 茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀) 占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)			点位布置图
	评价因子	占地范围内：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷, 1,2-二氯乙烷, 1,1-二氯乙烯, 顺-1,2-二氯乙烯, 反-1,2-二氯乙烯, 二氯甲烷, 1,2-二氯丙烷, 1,1,1,2-四氯乙烷, 1,1,2,2-四氯乙烷, 四氯乙烯, 1,1,1-三氯乙烷, 1,1,2-三氯乙烷, 三氯乙烯, 1,2,3-三氯丙烷, 氯乙烯, 苯, 氯苯, 1,2-二氯苯, 1,4-二氯苯, 乙苯, 苯乙烯, 甲苯, 间二甲苯+对二甲苯, 邻二甲苯, 硝基苯, 苯胺, 2-氯酚, 苯并[a]蒽, 苯并[a]芘, 苯并[b]荧蒽, 苯并[k]荧蒽, 蒽, 二苯并[a,h]蒽, 茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀) 占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)			
现状评价	评价标准	GB15618 <input checked="" type="checkbox"/> ; GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ; 表 D.1 <input type="checkbox"/> ; 表 D.2 <input type="checkbox"/> ; 其他()			
	现状评价结论	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; 占地范围外各监测点各监测因子监测值均满足《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			
	预测因子	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)			
影响预测	预测方法	附录 E <input type="checkbox"/> ; 附录 F <input type="checkbox"/> ; 其他(类比分析)			
	预测分析内容	影响范围: 工程边界外 200m 范围 影响程度: 较小			
	预测结论	达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input checked="" type="checkbox"/> 不达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input checked="" type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ; 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		从土壤环境影响的角度, 项目建设可行			
注 1: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。					
注 2: 需要分别开展土壤环境影响评级工作的, 分别填写自查表。					

5.2.8 环境风险评价

5.2.8.1 评价依据

5.2.8.1.1 风险调查

本项目涉及的风险物质主要为原油、天然气及 H₂S，存在于集输管线、燃料气管线内。

5.2.8.1.2 环境风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)的要求，结合建设项目涉及的物质和工艺系统危险性及其所在地的环境敏感程度，事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析。本项目危险物质存在量及 Q 值具体见表 5.2-30。

表 5.2-30 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qn/t	临界量Qn/t	该种危险物质Q值
集输 管线	1	天然气	74-82-8	0.92	10	0.092
	2	原油	-	5.78	2500	0.0023
	3	硫化氢	7783-06-4	0.0012	2.5	0.00046
	项目Q值Σ					0.09476
燃料 气管 线	1	天然气	74-82-8	0.028	10	0.0028
	项目Q值Σ					0.0028
合计						0.09756

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 C 要求，当 Q < 1 时，该项目环境风险潜势为 I，不再对行业及生产工艺(M)及环境敏感程度(E)进行判定。

5.2.8.1.3 评价工作等级判定

《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中环境风险评价工作级别划分的判据见表 5.2-31。

表 5.2-31 环境风险评价工作级别划分一览表

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

本项目环境风险潜势为 I 级，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)环境风险评价工作级别划分的判据，确定本项目环境风险评价工作级别为简单分析。

5.2.8.2 环境敏感目标概况

项目周边敏感目标分布情况见表 5.2-32。

表 5.2-32 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 5km 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	--	--	--	--
	井场周边 500m 范围内人口数小计					0
	井场周边 5km 范围内人口数小计					0
	大气环境敏感程度 E 值					E3
	环境敏感特征					
地表水	序号	接纳水体名称	水域环境功能	24h 内流经范围	与排放点距离	
	1	--	--	--	--	
	地表水环境敏感程度 E 值					--
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与厂界距离/m
	1	调查评价范围内潜水含水层	G3	III类	D1	--
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

5.2.8.3 环境风险识别

5.2.8.3.1 物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为原油、天然气、硫化氢。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.2-33。

表 5.2-33 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	原油	热值：41870KJ/kg；火焰温度：1100℃；沸点：300-325℃；闪点：23.5℃；爆炸极限 1.1%-6.4%(v)；自然燃点 380-530℃	集输管线

续表 5.2-33

物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
2	天然气	无色无味气体，爆炸上限 16%，爆炸下限 4.8%，蒸汽压：53.32kPa(-168.8℃)，闪点：-188.8℃，熔点：-182.5℃，沸点：-161.5℃，相对密度 0.42(-164℃)	集输管线、燃料气管线
3	硫化氢	无色酸性气体，有恶臭，熔点：-85.5℃，沸点：-60.4℃，闪点：-50℃；爆炸极限 4.0%~46.0%，溶于水、乙醇	集输管线

5.2.8.3.2 危险物质分布情况

本项目危险物质主要分布于集输管线和燃料气管线中。

5.2.8.3.3 可能影响环境的途径

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

表 5.2-34 生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

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

5.2.8.4 环境风险分析

5.2.8.4.1 大气环境风险分析

本工程集输管道破裂采出液泄漏时，从管道中释放出的硫化氢及挥发性有机物会对周围大气环境造成一定的影响。泄漏采出液遇明火或点火源后，可能发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。

本工程所在区域较空旷，周边无大气环境敏感目标，大气扩散条件良好，且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。发生火灾、爆

炸事故时，整体对大气环境影响较小。

5.2.8.4.2 地表水环境风险分析

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

5.2.8.4.3 地下水环境风险分析

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

5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求

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

5.2.8.5.1 井下作业事故风险预防措施

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

(2)井场设置明显地禁止烟火标志；井场电气设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

(3)按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

(4)井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

(5)每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工

压力 5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

5.2.8.5.2 管道事故风险预防措施

(1) 施工阶段的事故防范措施

① 在施工过程中，加强监理，确保接口焊接及涂层等施工质量。

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。

③ 制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录。

④ 从事管道焊接以及无损检测的检测人员，必须按有关规定取得劳动行政部门颁发的特种作业人员资格书，并要求持证上岗。管道焊接好后必须进行水压试验，严格排除焊缝和母材的缺陷。

⑤ 严格挑选施工队伍，施工单位应具有丰富的管道施工经验，管道施工单位应持有劳动行政部门颁发的压力管道安装许可证，建立质量保证体系，确保管道施工质量。选择优秀的第三方（工程监理）对其施工质量进行强有力的监督，减少施工误操作。

(2) 运行阶段的事故防范措施

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 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，消除爆管和泄漏的隐患。

③ 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。

④ 在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

5.2.8.5.3 H₂S 气体泄漏风险防范措施

① 操作时宜按要求配备基本人员，采用必要的设备进行安全施工。现场应配置呼吸保护设备且基本人员能迅速而方便的取用。采用适当的硫化氢检测设备实时监测空气状况。

②严格执行“禁止吸烟”的规定。

③在修井过程中，如排液、拆卸井口和管道、循环修井液、起泵和起封隔器以及酸化后抽汲等，宜采取特殊预防措施，避免硫化氢聚集气释放造成危险。所有修井作业人员宜进行有关硫化氢的潜在危险性以及遇硫化氢时应采取的防护措施等培训。如果在修井作业过程中硫化氢浓度有可能达到有害浓度，宜使用硫化氢监测仪或检测仪。呼吸保护设备应位于作业人员能迅速容易地取用的地方。在无风或风力较弱的情况下，可使用机械通风设备将气体按规定方向排出。在低洼作业区，硫化氢或二氧化硫极易在该区域沉降，容易达到有害浓度，在这些区域作业时宜特别小心，并做好防护措施。

5.2.8.5.4 环境风险应急处置措施

(1)管道事故应急措施

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

①按顺序关井

在管道发生断裂、泄漏事故时，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，应尽量防止泄漏原油移动。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，立即停产，并拉响警报。启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场。

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

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

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

(3) 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地加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收，若油品泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

5.2.8.6 突发环境事件应急预案

对于重大或不可接受的风险(主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等)，制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。采油一厂于 2021 年 11 月取得《中国石油化工股份有限公司西北油田分公司采油一厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为 652800-2021-094-M。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入西北油田分公司采油一厂现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.2.8.7 环境风险分析结论

(1) 项目危险因素

营运期危险因素为集输管线老化破损导致原油泄漏遇到明火可能发生火灾、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) 环境敏感性及其事故环境影响

区域以油气开发为主，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表水、地下水，对区域地下水、地表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(652800-2021-094-M)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防范措施和应急预案,可将环境风险概率降到最低。

本项目环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表 5.2-35，环境风险自查表见表 5.2-36。

表 5.2-35 环境风险防范措施“三同时”验收一览表

序号	防范措施	台(套)	投资(万元)	效果
1	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	1	便于识别风险，减少事故发生
2	消防器材		3	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		1	设置警戒标语和标牌，起到提醒警示作用
合计		—	5	—

表 5.2-36 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	S72-18 井区石炭系油藏 2022 年产能建设项目			
建设地点	新疆巴州轮台县境内，塔河油田 1 区内			
中心坐标	东经	84.139	北纬	41.304
主要危险物质及分布	原油、天然气及 H ₂ S，均存在于集输管线和燃料气管线内，存储量分别为 5.78t、0.948t、0.0012t			

续表 5.2-36

建设项目环境风险简单分析内容表

环境影响途径及危害后果 (大气、地表水、地下水等)	根据工程分析,本项目油气田开发建设过程中采油、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“5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求”

5.3 闭井期环境影响分析

5.3.1 闭井期污染物情况

随着油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、地下截取至少 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建筑残渣等固体废物,对这些残渣等进行集中清理收集,废弃建筑残渣外运至指定填埋场填埋处理。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。

5.3.2 闭井期生态保护措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集。

(2) 对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，地下截取一定深度的表层套管，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

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

6 环保措施可行性论证

6.1 环境空气保护措施可行性论证

6.1.1 施工期环境保护措施

6.1.1.1 施工扬尘

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

(2)为了控制扬尘，限制井场场地内的车速小于 20km/h；

(3)用标识带或者围栏，标识出井场钻前工程的井场布置，并禁止在井场外作业，开挖的土方在遇大风天气时，应用篷布遮盖，减少扬尘产生量；

(4)在管线和道路作业带内施工作业；对土石方临时堆场及建筑材料(如水泥、砂石等)修建围护设施，并合理堆放物料，减少迎风面积，同时定时洒水，减少风对料堆表面细小颗粒物的侵蚀引起的扬尘量；

(5)在井场，钻井泥浆料等均储存在罐内，没有散料的露天堆场。

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

6.1.1.2 测试放喷废气

(1)在集输管网投产前的项目初期，井场要进行测试放喷。为了点火安全和控制热辐射范围，需修建地面放喷池，通过水平火炬进行测试放喷；在集输管网投产后，井场采出液通过管线集输至阀组站，最终送至一号联合站处理。

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

6.1.2 运营期环境空气保护措施

6.1.2.1 有组织废气

本工程新建真空加热炉烟气中污染物包括颗粒物、SO₂和NO_x，其中颗粒物产生浓度为 10mg/m³、SO₂产生浓度为 5mg/m³，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(颗粒物≤

20mg/m³)；NO_x产生浓度不满足现行排放要求，为使NO_x达标排放，采取低氮燃烧技术减少NO_x产生。

NO_x主要是空气中N₂与O₂在高温下反应生成的，在燃烧过程中影响NO_x生成的主要因素为燃烧温度，氧气浓度和烟气在高温区的停留时间。NO_x控制技术分为燃料控制、燃烧过程控制及末端控制，燃烧过程控制即低氮燃烧技术，是目前应用最广泛的措施，是通过改变燃烧条件来控制燃烧关键参数，以抑制NO_x生成或破坏已生成的NO_x为目的，从而减少NO_x排放的技术，主要围绕如何降低燃烧温度，减少热力型NO_x生成开展。

本工程真空加热炉以净化后的天然气为燃料，并采用低氮燃烧技术。根据同类型加热炉监测结果类比可知，烟气中污染物排放能够满足《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；同时NO_x排放能够满足《关于开展自治区2021年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》(新环大气发[2021]142号)中燃气锅炉氮氧化物排放浓度限值(NO_x≤50mg/m³)。

6.1.2.2 无组织废气

项目运营期井场无组织废气非甲烷总烃严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中5.7节要求。

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

(2)本项目定期巡检，确保集输系统安全运行。

(3)提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

类比塔河油田同类型井场污染源监测数据，真空加热炉烟气和井场无组织废气均可达标排放，因此本项目采取的环境空气污染防治措施可行。

6.1.3 闭井期环境空气保护措施

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

6.2 废水治理措施可行性论证

6.2.1 施工期水污染防治措施

项目钻井过程水环境污染源为钻井废水、酸化压裂废水、管道试压废水和施工队生活污水。

① 钻井废水

根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理，处理后的液相回用于钻井液配制，余量的液相拉至塔河绿色环保站处理，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置。

② 酸化压裂废水

压裂废水产生量为 80m^3 ，酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至塔河油田绿色环保站处理。

③ 管道试压废水

管道试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管道试压水约 20m^3 ，由管内排出后进入下一段管道循环使用，试压结束后用于洒水降尘。

④ 施工队生活污水

本项目生活污水产生量为 384m^3 ，经“生化+过滤”一体化装置处理后水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 B 标准，达标处理后中水主要用于生活区、井场及通井路降尘、钻井液配置。

井场建设一座撬装化污水处理站，采用“生化+过滤”工艺，生活污水经过“格栅+调节池+厌氧池+生物接触氧化池+二沉池+MBR 膜池+消毒池”处理达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 B 标准后，主要用于生活区、井场及通井路降尘。撬装化污水处理站采用“生化+过滤”工艺，使接触氧化法和活性污泥法有效地结合起来，可将生活污水中所含的主要污染物进行达标处理。该技术属于主流生活污水处理技术，工艺成熟可靠，可确保污水处理达标。

撬装化污水处理站设计处理规模 $20\text{m}^3/\text{d}$ ，实际单座井场污水产生规模 $4.8\text{m}^3/\text{d}$ ，可满足井场生活污水处理需求。

③结论

上述措施是具有技术成熟、经济节约、应用普遍的特点。生活污水经井场撬装式污水处理站处理后，用于生活区、井场及通井路降尘；钻井废水以泥浆的形式产生和处置，不外排至环境；酸化压裂废水拉运至塔河油田绿色环保站处理管道试压水由管内排出后进入下一段管道循环使用，试压结束后用于洒水降尘。综上所述，上述措施可行。

(2) 地面工程施工

除钻井工程以外的地面工程主要为井场建设、管线工程和道路工程，施工呈现区域性、线性。地面工程施工均不设置施工营地，施工期间废水主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。不会对周边环境产生明显影响。

6.2.2 运营期水污染防治措施

(1) 采出水

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

一号联合站采出水处理规模为 $15500\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量为 $13826.8\text{m}^3/\text{d}$ ，富余水处理规模 $1673.2\text{m}^3/\text{d}$ 。本项目实施后，预计产生采出水量 $4\text{m}^3/\text{d}$ ，富余量可以满足项目采出水处理需求。

(2) 井下作业废水

井下作业废水采用废水回收罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理，塔河油田绿色环保站废液处理系统富余处理能力 $55.8\text{m}^3/\text{h}$ ，本项目实施后，预计井下作业废水产生量为 $0.011\text{m}^3/\text{h}$ ，富余量可以满足项目井下作业废水处理需求。

6.2.3 闭井期水污染防治措施

闭井期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函[2020]72号)及《废弃井封井处置规范》(Q/SH0653-2015)要求进行施工作业，首先进行井场进行环境风险评估，根据评

估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水串层。

6.3 噪声防治措施可行性论证

6.3.1 施工期噪声防治措施

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

采取的隔声降噪措施如下：

(1) 运输设备等车辆沿固定路线行驶，尽量减少鸣笛；

(2) 合理布置施工现场，避免在同一地点安排大量施工机械，以防止局部声级过高；

(3) 尽量使用对讲机等现代通讯设备，按规程操作机械设备，减少人为噪声；

(4) 机械噪声采用基础减震、距离衰减的降噪措施。

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

6.3.2 运营期噪声防治措施

(1) 提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

(2) 对噪声较大的设备采取基础减振措施。

类比塔河油田同类型井场厂界噪声监测数据，监测数据见下表。

表 6.3-1 塔河油田 1 区井场污染物排放情况汇总一览表

项目	井场	监测值 dB(A)		主要处理措施	标准	达标情况
		昼间	夜间			
噪声	同类型井场四周	昼间	44.9~51.0	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类区昼间、夜间标准要求	达标
		夜间	41.8~48.9			达标

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

6.3.3 闭井期噪声防治措施

闭井期噪声主要为车辆噪声等，合理控制车速，通过村庄时避免鸣笛。

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 施工期固体废物处置措施

6.4.1.1 钻井废弃物处理措施

本项目钻井期岩屑随钻井泥浆带出，一开、二开上部为膨润土泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相综合利用，用于铺筑井场、道路等；二开下部为磺化泥浆，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，磺化岩屑在井场使用无害化处理装置进行就地无害化处理，泥浆进入泥浆罐拉运至下一钻井工程使用。

主要工艺如下：

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

目前，塔河油田内有多处采用相同处理工艺(水洗)的撬装化装置处理聚磺体系泥浆钻井岩屑。TK8104井井场采用相同工艺对磺化岩屑进行无害化处置，根据2020年11月新疆水清清环境监测技术服务有限公司对TK8104井钻井固废进行检测的结果，处理后废弃物可达到相关标准要求。具体数值见表6.4-1。

表 6.4-1 处置后固体废物检测结果 单位：mg/kg，pH 无量纲

污染源	检测项目	单位	检测结果	执行标准	标准限值	达标情况
固体废物	pH	无量纲	9.86	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)中表1综合利用标准限值	2.0~12.5	达标
	六价铬	mg/kg	<2		≤13	达标
	铜		20.0		≤600	达标
	锌		67.0		≤1500	达标
	镍		19.0		≤150	达标
	铅		2.3		≤600	达标
	镉		0.6		≤20	达标

续表 6.4-1

处置后固体废物检测结果

单位: mg/kg, pH 无量纲

污染源	检测项目	单位	检测结果	执行标准	标准限值	达标情况
固体废物	砷		6.34	《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中表1综合利用标准限值	≤80	达标
	苯并(a)芘	μg/kg	0.30		≤700	达标
	含水率	%	25.4		≤60	达标
	含油率	%	0.09		≤2	达标
	COD	mg/L	148		≤150	达标

经类比采用相同处理工艺的井场岩屑监测结果, 处理后的磺化水基泥浆废弃物使用无害化处理装置进行就地无害化处理, 能够满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中污染物限值要求, 最终综合利用, 本项目钻井期采用相同撬装化装置处理聚磺体系泥浆钻井岩屑可行。

6.4.1.2 危险废物处理措施

废烧碱包装袋和废防渗材料应折叠打包存放在井场撬装式危废暂存间内, 严禁随意丢弃。钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料收集产生的含油废物, 含油废物收集后应置于铁质油桶内且不得超过容器的3/4。危险废物必须由具有资质的机构或环保部门指定单位接收, 钻井队与之签订危废转移协议, 并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。

6.4.1.3 污泥及生活垃圾处理措施

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

井场生活垃圾现场集中收集, 就近委托有资质的生活垃圾填埋场或生活垃圾焚烧场合规处置。

6.4.2 运营期固体废物处置措施

6.4.2.1 固体废物产生及处置情况

本项目运营期固体废物主要为落地油及废防渗材料，根据《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021年 第74号)，以上废物均属危险废物，落地油采取桶装形式收集、废防渗材料折叠打包，直接委托有危废处置资质单位接收处置。本项目危险废物产生情况及危险特性见表 6.4-2。

表 6.4-2 本工程危险废物情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.2	井下作业、采油环节和集输环节	半固态、固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	桶装收集后，由有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.05	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	折叠打包收集后由有危废处置资质单位接收处置

6.4.2.2 危险废物处置措施可行性分析

(1) 危险废物贮存及运输

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

本项目产生的危险废物运输过程由塔河油田绿色环保站委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，且塔河油田绿色环保站距项目最近约 10.3km，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

(2) 危险废物处置单位

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021年 第74号)中相关要求，落实危险废物经营许可证

制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。本项目危险废物全部委托塔河油田绿色环保站进行处置，站场危险废物处理类别、处置能力见表 5.2-22。

表 6.4-3 塔河油田绿色环保站处理类别、处置能力一览表

地点	运营单位	危险废物经营代码	经营许可证有效期限	危险废物经营类别	危险废物经营代码
阿克苏地区库车市	阿克苏塔河环保工程有限公司	6529230040	2022年1月27日至2027年1月26日	HW08	071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、900-210-08、900-249-08
	中石化西南石油工程有限公司巴州分公司	6529230053	2018年4月17日至2023年4月16日	HW08、HW49	071-001-08、071-002-08、900-210-08、900-042-49

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

6.4.3 闭井期固体废物处置措施

本项目闭井期固体废物主要为废弃管线、废弃建筑垃圾等，收集后委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。

6.5 生态保护措施可行性论证

6.5.1 施工期生态环境保护措施

6.5.1.1 永久占地生态环境保护措施

本项目施工过程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，严格按照有关规定办理建设用地审批手续。施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土进行拦挡，施工完毕尽快整理施工现场，对井场地表进行砾石压盖。类比塔河油田现有钻井井场采取的井场生态环境保护措施，本项目采取的永久占地生态环境保护措施可行。

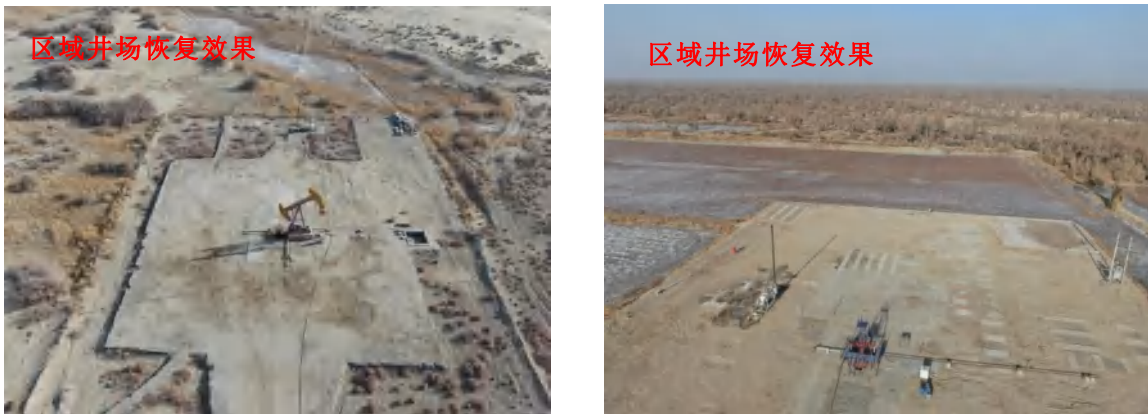


图 6.5-1 塔河油田永久占地现状

6.5.1.2 临时占地施工生态保护工程措施

本项目在设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境；施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。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。



图 6.5-2 塔河油田临时占地恢复情况

类比塔河油田同类项目施工采取的生态环境保护措施，本项目采取的临时占地施工生态环境保护措施可行。

6.5.1.3 动植物保护措施

本项目通过采取施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，加强对施工人员的教育工作，强化风险意识，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和

火灾爆炸事故可能对荒漠植物和野生动物的影响等措施减缓项目对区域动植物的影响。

类比塔河油田施工采取的动植物影响减缓措施，本项目采取的动植物影响减缓措施可行。

6.5.1.4 土壤影响减缓措施

本项目通过采取管道施工应严格限定作业范围，回填时应尽量注意恢复土壤原有密实度，留足适宜的堆积层，防止因降水、泄漏流造成地表下陷，尽量按地形走向、减少挖填作用等措施减缓项目对土壤的影响。

6.5.1.5 水土流失保护措施

根据工程建设特点和当地的自然条件，本项目施工结束后进行场地平整，对临时堆土区采取防尘网苫盖的方式进行防护，在施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，进行定时洒水等措施减少施工过程中产生的不利影响。

类比塔河油田施工采取的水土流失减缓措施，本项目采取的水土流失减缓措施可行。

6.5.1.6 防沙治沙措施

①井场平整后，采取砾石压盖；井场位置根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

②施工土方全部用于管沟回填和井场平整，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。管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。

③施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

6.5.2 营运期生态恢复措施

本项目实施后，营运期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主。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，管线更换或修复作业结束后，应采取分层开挖，分层回填措施。

类比同类项目采取的生态恢复措施，本项目采取的生态恢复措施可行。

6.5.3 闭井期生态恢复措施

油气田单井进入开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入闭井期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。根据《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函[2020]72号)、《废弃井封井处置规范》(Q/SH0653-2015)和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)，项目针对闭井期生态恢复提出如下措施：

(1) 闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物等。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。

(2) 闭井期井场集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

(3) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

(4) 井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免应拆除作业对区域表层土的扰动，引起土地沙化。

7 环境影响经济损益分析

项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目地区环境的变化。进行环境影响经济损益分析的目的在于分析建设项目的社会、经济和环境损益，评价建设项目环境保护投资的合理性以及环境保护投资的效益，促进项目建设的社会、经济和环境效益的协调统一和可持续发展。

7.1 经济效益分析

本项目投资 5000 万元，环保投资 150 万元，环保投资占总投资的比例为 3%。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，缓解当前天然气供应紧张、与时俱进的形势，同时，油气田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本项目的实施还补充和加快了油气田基础设施的建设。

因此本项目具有良好的社会效益。

7.3 环境措施效益分析

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

7.3.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

本项目油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量，严格控制油品泄漏对大气环境影响；真空加热炉采用清洁能源天然气和低氮燃烧技术，污染物能达标排放。

(2) 废水

本项目运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理。

(3) 固体废弃物

本项目运营期固体废物主要为落地油及废防渗材料，均属于危险废物，落地油采取桶装形式收集、废防渗材料折叠打包，委托塔河油田绿色环保站处理。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

(5) 生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地。

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

7.3.2 环境损失分析

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

本项目将扰动、影响荒漠生态景观，虽然该区域生态有效利用率低，但有着重要的生态学意义，对防风固沙有着重要的作用。根据《新疆维吾尔自治区生态损失研究》估算，新疆荒漠林生态功能的经济价值平均为 50×10^4 元/ km^2 ~ 60×10^4 元/ km^2 ，根据项目占地面积 (0.0288km^2)，计算得出生态经济损失预计 17280 元。结合本项目区域植被分布情况，其植被生态经济损失还将小于该预计值。

7.3.2 环保措施的经济效益

本项目通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

7.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场、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。因而在油气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 150 万元，环境保护投资占总投资的 3%。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地影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，提高全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

8.1.1 管理机构及职责

8.1.1.1 管理机构

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，为采油厂有效地开展环保工作提供了依据。

本项目日常环境管理工作纳入塔河油田采油一厂现有QHSE管理体系。

8.1.1.2 现有管理制度及存在的问题

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

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

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

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

8.1.1.3 职责

(1) 西北油田分公司采油一厂 QHSE 管理委员会

- 贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令。
- 作为最高管理部门负责组织制定 QHSE 方针、目标和管理实施细则。
- 每季召开一次 HSE 例会，全面掌握 QHSE 管理工作动态，研究、部署、布置、总结、表彰本单位的 QHSE 工作，讨论、处理本单位 QHSE 工作中存在的重大问题。
- 组织本单位 QHSE 工作大检查，每季度至少一次。
- 负责对方案和体系进行定期审核，并根据审核结果对方案进行修正和改进。
- 组织开展本单位清洁文明生产活动。
- 组织开展本单位环境宣传、教育工作。
- 直接领导开发公司管理委员会。

(2) 下辖管理区 QHSE 管理委员会职责

- 负责运行期间 QHSE 管理措施的制定、实施和检查。
- 对运行期间出现的问题加以分析，监督生产现场对 QHSE 管理措施的落实情况。
- 协助上级主管部门宣传贯彻国家和地方政府有关环境保护方面的法律、法规，地方政府关于自然保护区方面的法律、条例，环境保护方面的法律、法规及中国石油化工股份有限公司西北油田分公司的 QHSE 方针。

——配合上级主管部门组织全体员工进行环境保护知识的教育和培训。

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

(3)QHSE 兼职管理人员和全体人员

——QHSE 兼职管理人员和全体人员应清楚意识到环境保护的重要性。

——严格执行 QHSE 管理规程和标准。

——了解工程建设对环境的影响和可能发生的事故。

——严格按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

8.1.2 施工期的环境管理任务

(1)建立和实施施工作业队伍的 QHSE 管理体系。

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

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

(4)工程建设结束后，会同当地生态环境主管部门共同参与检查验收。

8.1.3 运营期的环境管理任务

(1)本项目运行期的 QHSE 管理体系纳入西北油田分公司采油一厂 QHSE 系统统一管理。

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

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

(4)编制各种突发事故的应急计划。

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

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

(7) 参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况
及处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

8.1.4 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少营
运期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各
项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合
区域环境特征，分施工期和营运期提出本项目的环境管理计划。各个阶段环境
管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.1-1。

表 8.1-1 本项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构	
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，施工现场严格管理，尽量少占用林地，施工结束后尽快恢复临时性占用	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		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		
		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，做好防护措施等		
		防沙治沙	主体工程与防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，做好防护措施等		
		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		
	污染防治	施工扬尘	对土石方临时堆场及建筑材料(如水泥、砂石等)修建围护设施，并合理堆放物料，减少迎风面积，同时定时洒水，减少风对料堆表面细小颗粒物的侵蚀引起的扬尘量；开挖的土方在遇大风天气时，应用篷布遮盖，减少扬尘产生量		
		废水	处理达标后排放		
		固体废物	利用工程弃土；施工废料回收利用，不能利用的委运处理		
		噪声	运输设备等车辆沿固定路线行驶，尽量减少鸣笛；合理布置施工现场，避免在同一地点安排大量施工机械，以防止局部声级过高；尽量使用对讲机等现代通讯设备，按规程操作机械设备，减少人为噪声；机械噪声采用基础减震、距离衰减的降噪措施。		

续表 8.1-1 本项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构	
运营期	正常工况	废水	污水处理装置和回注系统	建设单位 建设单位环保部门 及当地生态环境 主管部门	
		废气	加热炉用气采用净化后的天然气作为燃料并采取低氮燃烧技术		
		固体废弃物	集中堆放，委运处理		
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
	设备泄漏检测	对设备与管线组件的密封点进行检测			
	事故风险	事故预防及油气泄漏应急预案		当地生态环境主管部门	
闭井期	污染防治	施工扬尘	对土石方临时堆场及建筑材料(如水泥、砂石等)修建围护设施,并合理堆放物料,减少迎风面积,同时定时洒水,减少风对料堆表面细小颗粒物的侵蚀引起的扬尘量;开挖的土方在遇大风天气时,应用篷布遮盖,减少扬尘产生量	施工单位及建设单位	建设单位环保部门 及当地生态环境 主管部门
		固体废物	废弃建筑残渣等收集后委托周边有资质工业固废填埋场合规处置		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况,选择合理的施工时间等		
	生态恢复	闭井后要拆除井架、井台,并对井场土地进行平整,清除地面上残留的污染物;将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理,使井场恢复到原有自然状况			

8.1.5 施工期环境监理

根据《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，本项目施工期对周边环境造成一定影响，在施工期阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。现场应重点对管线工程等内容进行环境监理，确保施工期废气、废水达标排放，固废妥善处置，减少对区域土壤、地下水环境和生态环境的影响。

8.1.6 开展环境影响后评价工作相关要求

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境影响后评价管

理办法(试行)》(环境保护部 部令第 37 号)、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》(新环发[2018]133 号)、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(环办环评函[2019]910 号)、《关于进一步加强建设项目环境影响后评价管理的通知》(新环环评发[2020]162 号)要求,油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收、且稳定运行满 5 年的建设项目,须组织开展环境影响后评价工作。

目前塔河油田 1 区已于 2020 年完成环境影响后评价工作。本项目实施后,区域井场、管线等工程内容发生变化,应在 5 年内以区块为单位继续开展环境影响后评价工作,对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价,对存在问题提出补救方案或者改进措施,不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性,切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

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 1 区内

主要产品及规模: ①新钻 1 口采油井(TKC1-11H 井), 井场建设 1 台 400kW 真空加热炉; ②新建 TKC1-11H 井至 TKC1-7H 阀组集输管线 1.7km, 同沟敷设燃料气管线 1.7km; ③配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后年产油 6150t/a, 产气量 $1.46 \times 10^6 \text{m}^3/\text{a}$ 。

(2) 排污信息

本项目拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表 3.2-13~3.2-21。

本项目污染物排放标准见表 2.6-4。

本项目“三本账”情况见表 3.2-25。

(3) 环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见塔河油田采油一厂现行突发环境风险应急预案。

(4) 环境监测计划

本项目环境监测计划见表 8.4-1。

8.2.2 公开方式及时间要求

公式方式：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

S72-18 井区石炭系油藏 2022 年产能建设项目污染物排放清单一览表

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况			排污口信息		总量指标 (t/a)	执行标准 (mg/m ³)	环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟气量 (Nm ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排气筒高度 (m)	内径 (m)			
废气	井场	加热炉烟气	加热炉燃烧净化后的天然气	—	颗粒物 SO ₂ NO _x 烟气黑度	4800	476	10 4 50 <1 级	8	0.2	NO _x : 0.114	颗粒物 ≤20; SO ₂ ≤ 50; NO _x ≤50 烟气黑 度<1 级	烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值, 其中 NO _x 同时满足《关于开展自治区 2021 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》(新环大气发[2021]142 号)中燃气锅炉氮氧化物排放浓度限值(NO _x ≤50mg/m ³)
		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》(GB14554-93)中新扩改建项目二级标准

续表 8.3-1

S72-18 井区石炭系油藏 2022 年产能建设项目污染物排放清单一览表

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	$L_{Aeq, T}$	基础减振	降噪 10dB(A)	厂界 昼间 ≤ 60 dB(A); 夜间 ≤ 50 dB(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	$L_{Aeq, T}$	基础减振	降噪 10dB(A)				
类别	污染源	污染因子	处理措施	处理后浓度 (mg/L)	排放去向	总量控制 指标(t/a)	执行 标准(mg/L)	环境监测要求
废水	采出水	石油类、SS	采出水随采出液一起进入一号联合站处理,满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层	—	—	—	悬浮固体含量 ≤ 30 含油量 ≤ 50	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准
	井下作业废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	井下作业废水采用专用废水回收罐收集,运至塔河油田绿色环保站处理	—	—	—	—	—
序号	污染源名称	固废类别	处理措施	处理效果	监测要求			
1	落地油	危险废物(HW08 071-001-08)	收集后定期由有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置	严格按照《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)、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关规定进行固体废物的收集、暂存和储运			
2	废防渗材料	危险废物(HW08 900-249-08)						
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，可以为上级生态环境部门和地方生态环境部门进行环境规划、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。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《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)、《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)、《关于开展自治区 2021 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》(新环大气发[2021]142 号)、《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)、《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)、《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ 19-2022)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022) 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。本项目投入运行后，如有新标准、指南发布，从其规定，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	井场加热炉烟气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、烟气黑度	排气筒采样孔	每年 1 次
	井场无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	下风向场界外 10m 范围内	每年 1 次
地下水环境	潜水含水层	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬	DK31H 水井、TK307 水井、TK203 水井	枯水期一次
土壤环境	土壤	石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬	井场内采油树管线接口处	每 5 年一次
生态环境	施工期生态环境	监测管道临时占用公益林地的受影响状况,包括植物群落变化、分布变化及生境质量变化等	管线沿线	施工期
	营运期生态环境	监测管道沿线公益林地的实际受影响状况、生态保护对策措施的有效性 & 生态修复效果	管线穿越公益林处	正式投运后每年一次(延续至正式投运后 5~10 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
施工期							
废气	1	施工扬尘	对土石方临时堆场及建筑材料(如水泥、砂石等)修建围护设施,并合理堆放物料,减少迎风面积,同时定时洒水,减少风对料堆表面细小颗粒物的侵蚀引起的扬尘量;开挖的土方在遇大风天气时,应用篷布遮盖,减少扬尘产生量	—	—	—	落实环保措施
废水	1	钻井废水	与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统处理,处理后的液相回用于钻井液配制,余量的液相拉至塔河绿色环保站处理,不外排	—	—	—	不外排
	2	生活污水	经“生化+过滤”一体化装置处理后水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)一级B标准,达标处理后中水主要用于生活区、井场及通井路降尘、钻井液配置	—	—	18	
	3	酸化压裂废水	酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内,拉运至塔河油田绿色环保站处理	—	—	2	

续表 8.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							
废水	4	管道试压废水	试压结束后用于区域洒水降尘	—	—	—	
噪声	1	钻机、吊机、装载机、运输车辆	运输设备等车辆沿固定路线行驶，尽量减少鸣笛；合理布置施工现场，避免在同一地点安排大量施工机械，以防止局部声级过高；尽量使用对讲机等现代通讯设备，按规程操作机械设备，减少人为噪声；机械噪声采用基础减震、距离衰减的降噪措施。	—	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)	—	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
固废	1	钻井泥浆	井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用。钻井结束后用于下一口钻井使用	—	—	—	妥善处置
	2	非磺化水基泥浆废弃物	采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路、固废场封场覆土及作为自然坑洼填充等	—	—	5	妥善处置
		磺化水基泥浆废弃物	采用泥浆不落地技术在井场进行固液现场钻井液配制，余量的液相拉至塔河绿色环保站处理，不外排；分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等；	—	—		
	3	含油废物	采用桶装密闭收集，暂存于井场撬装式危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置	—	妥善处置，不外排	5	经有资质单位处置
	4	废烧碱包装袋	折叠打包后暂存于井场危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置	—	妥善处置，不外排	5	经有资质单位处置
	5	废防渗材料					
	6	施工废料	不可回收利用部分委托周边有资质工业固废填埋场合规处置	—	—	2	妥善处置
	7	污泥	委托周边有资质工业固废填埋场合规处置	—	—	2	妥善处置
8	生活垃圾	现场集中收集，就近委托有资质的生活垃圾填埋场或生活垃圾焚烧场合规处置	—	—	1	妥善处置	

续表 8.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							
生态	1		制定了动植被影响减缓措施、土地利用及土壤影响减缓措施、动物影响减缓措施、公益林生态保护措施、水土流失保护措施等措施。详见 5.1.5.3 内容	—	临时占地恢复到之前状态	20	恢复原有地貌
	2		水土保持：井场采用砾石压盖、防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘、水土保持宣传牌。详见 5.1.5.3.7 内容	—	防止水土流失	5	落实水土保持措施
	3		防沙治沙：施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置；防尘网，洒水抑尘；设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域；管沟分层开挖、分层回填；施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围。详见 5.1.5.2 内容	—	防止土地沙化	30	落实防沙治沙措施
环境 监理			开展施工期环境监理	—	—	10	—
运营期							
废气	1	加热炉烟气	以净化后天然气为燃料并采取低氮燃烧技术+8m 高烟囱	1	颗粒物 \leq 20mg/m ³ SO ₂ \leq 50mg/m ³ NO _x \leq 50mg/m ³ 烟气黑度 \leq 1 级	5	烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值，其中 NO _x 同时满足《关于开展自治区 2021 年度夏秋季大气污染防治“冬病夏治”工作的通知》(新环大气发[2021]142 号)中燃气锅炉氮氧化物排放浓度限值(NO _x \leq 50mg/m ³)
	2	井场无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护	—	场界非甲烷总烃 \leq 4.0mg/m ³ 场界硫化氢 \leq 0.06mg/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 《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新改扩建项目二级标准

续表 8.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							
废水	1	营运期采出水	随采出液一起输送至联合站处理,达标后回注地层	—	—	—	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)
	2	营运期井下作业废水	收集后送至塔河油田绿色环保站处理	—	—	—	不外排
噪声	1	加热炉	基础减振	—	场界达标: 昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2类区排放限值
	2	采油树	基础减振	—		—	
固废		落地油(HW08 071-001-08)	桶装收集后,由有危废处置资质单位接收处置	—	—	5	严格按照《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)、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关规定进行固体废物的收集、暂存和储运
		废防渗材料	折叠打包收集后由有危废处置资质单位接收处置	—			
防渗		井口区域按一般防渗区	防渗层防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1×10^{-7} cm/s 黏土层的防渗性能	—	渗透系数小于 1.0×10^{-7} cm/s	10	渗透系数小于 1.0×10^{-7} cm/s
环境监测		废气、噪声、土壤、地下水	按照监测计划,委托有资质单位开展监测	—	污染源达标排放	—	污染源达标排放
后评价		本项目实施后,应在 5 年内以区块为单位开展环境影响后评价工作		—	对存在问题提出补救方案	—	—
风险防范措施		井场	设置可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌	—	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	5	落实风险防范措施

续表 8.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
闭井期							
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	—	—	—	落实环保措施
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	—	—	—	—
固废	1	废弃管线、废弃建筑垃圾	收集后委托周边有资质工业固废填埋场合规处置	—	妥善处置	—	妥善处置，不外排
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况	—	恢复原貌	20	恢复原有自然状况
合计					—	150	—

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：S72-18 井区石炭系油藏 2022 年产能建设项目

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

建设性质：改扩建

建设内容：①新钻 1 口采油井(TKC1-11H 井)，井场建设 1 台 400kW 真空加热炉；②新建 TKC1-11H 井至 TKC1-7H 阀组集输管线 1.7km，同沟敷设燃料气管线 1.7km；③配套建设土建、通信、电气、自控等。

建设规模：项目建成后年产油 6150t/a，产气量 $1.46 \times 10^6 \text{m}^3/\text{a}$ 。

项目投资和环保投资：项目总投资 5000 万元，其中环保投资 150 万元，占总投资的 3%。

劳动定员及工作制度：井场无人值守，不新增劳动定员。

9.1.2 项目选址

本项目位于轮台县南部，塔河油田 1 区内。区域以油气开采为主，土地利用类型为草地、林地及裸地，工程占地范围内无固定集中的人群居住区，无自然保护区、无风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2014 年 7 月 25 日)等相关要求，工程选址合理。

9.1.3 产业政策符合性

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(国家发展改革委令第 29 号，2021 年 12 月 30 日修订并实施)相关内容，“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目。因此，本项目的建设符合国家产业政策要求。

本项目属于西北油田分公司油气勘探开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》及《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》。

9.1.4 “三线一单”符合性判定

本项目距离生态环境保护红线区约 4.7km，建设内容均不在生态保护红线范围内；本项目采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至塔河油田绿色环保站处理，废水均不向外环境排放；本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，本项目真空加热炉采用净化后的天然气作为燃料并采取低氮燃烧技术，油气采取密闭集输工艺，本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

9.2 环境现状

9.2.1 环境质量现状评价

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

地下水环境质量现状监测结果表明：监测期间区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求，其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、铁、锰外，均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准要求。

声环境质量现状监测结果表明：TKC1-11H 井场噪声监测值昼间为 40dB(A)，夜间为 38dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准要求。

土壤环境质量现状监测表明：项目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；石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值。

9.2.2 环境保护目标

本项目大气评价范围内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域等敏感点，因此不再设置环境空气保护目标，鉴于石油开采类项目的特点，本次评价对环境空气的保护目的为不改变区域环境空气功能区质量；本项目周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），将管线边界两侧外延 200m 范围的公益林作为土壤环境保护目标；本项目生态评价范围内不涉及重要物种，不存在国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线及重要生境等生态敏感区，将生态环境影响评价范围内植被及动物、塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区及国家二级公益林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、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：

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

(1) 油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量，严格控制油品泄漏对大气环境影响；

(2) 本项目定期巡检，确保集输系统安全运行。

(3) 提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

从以往同类管道、井场的验收评价来看，以上环境空气污染防治措施可行。

9.3.2 废水污染源及治理措施

本项目运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理。

9.3.3 噪声污染源及治理措施

本项目井场周围地形空旷，井区内无人居住，井场的噪声在采取有效的基础减振措施后，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

本项目运营期固体废物主要为落地油及废防渗材料，均属于危险废物，落地油采取桶装形式收集、废防渗材料折叠打包，委托塔河油田绿色环保站处理。

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 $0.50 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.11%； SO_2 最大落地浓度为 $0.20 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.04%； NO_2 最大落地浓度为 $2.38 \mu g/m^3$ 、占标率为 1.19%；非甲烷总烃最大落地浓度为 $29.36 \mu g/m^3$ 、占标率为 1.47%； H_2S 最大落地浓度为 $0.43 \mu g/m^3$ 、占标率为 4.26%， $D_{10\%}$ 均未出现。

本项目实施后，井场无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值为 $10.89 \sim 20.43 \mu g/m^3$ ，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 $0.16 \sim 0.30 \mu g/m^3$ ，满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 新扩改建厂界二级标准值。

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

9.4.2 地下水环境影响

(1) 环境水文地质现状

区域包气带岩性主要为粉土和细砂、粉砂，包气带厚度约为 5.5m，包气带防污性能为弱。区域地下水类型为单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水，地下水潜水水位埋深 3~6m 左右。地下水的补给来源主要是北部冲洪积平原区地下水的侧向流入补给。由于区域气候异常干燥，降水量少而蒸发强烈，因

此降水补给量可忽略不计。地下水的总体流向是从西北向东南方向径流。地下水一部分通过潜水蒸发、植物蒸腾排泄，一部分通过人工开采排泄。

监测期间区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准要求，其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、铁、锰外，均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准要求。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠超标与区域水文地质条件有关，区域潜水蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。结合塔河油田 1 区区域历史监测数据，部分地下水监测井存在一定程度的铁、锰超标，分析超标可能是区域地下水中铁、锰背景浓度高。

(2) 地下水环境影响

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，场界内因子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，除井场场界内小范围以外地区，地下水环境满足相应标准要求。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，地下水中评价因子能满足国家相关标准的要求。

(3) 地下水环境污染防治措施

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

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

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

③建立和完善本项目的地下水环境监测制度和环境管理体系，对集输管线、

阀门定期进行严格检测，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

④在制定采油一厂全厂环保管理体制的基础上，制订针对地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

(4) 地下水环境影响评价结论

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

9.4.3 声环境影响

本项目 TKC1-11H 井场噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为 41.7~44.0dB(A)，TKC1-11H 井场噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为 42.2~44.8dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

9.4.4 固体废物环境影响

本项目营运期固体废物主要为落地油及废防渗材料，均属于危险废物，落地油采取桶装形式收集、废防渗材料折叠打包，委托塔河油田绿色环保站处理。

9.4.5 生态影响

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

9.5 总量控制分析

拟建工程总量控制指标为 NO_x 0.114t/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三次网络公示、两次报纸公示征求公众意见。本项目公示期间未收到公众反馈意见。

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，满足“三线一单”的相关要求，项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响较小；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施下，环境风险水平可接受。从环境保护角度出发，项目可行。

目 录

1 概述	1
1.1 项目由来	1
1.2 环境影响评价工作过程	1
1.3 分析判定相关情况	2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	3
1.5 主要结论	5
2 总则	6
2.1 编制依据	6
2.2 评价目的和评价原则	12
2.3 环境影响要素和评价因子	13
2.4 评价等级和评价范围	16
2.5 评价内容和评价重点	24
2.6 评价标准	25
2.7 相关规划及环境功能区划	30
2.8 环境保护目标	61
3 建设项目工程分析	64
3.1 塔河油田 1 区开发现状及环境影响回顾	65
3.2 拟建工程	76
3.3 依托工程	122
4 环境现状调查与评价	127
4.1 自然环境概况	127
4.2 环境敏感区调查	131
4.3 环境质量现状监测与评价	134
5 环境影响预测与评价	167
5.1 施工期环境影响分析	167
5.2 营运期环境影响评价	193
5.3 闭井期环境影响分析	233
6 环保措施可行性论证	235
6.1 环境空气保护措施可行性论证	235
6.2 废水治理措施可行性论证	237
6.3 噪声防治措施可行性论证	239
6.4 固体废物处理措施可行性论证	240
6.5 生态保护措施可行性论证	243

7 环境影响经济损益分析	247
7.1 经济效益分析	247
7.2 社会效益分析	247
7.3 环境措施效益分析	247
7.4 环境经济损益分析结论	249
8 环境管理与监测计划	250
8.1 环境管理	250
8.2 企业环境信息公开	255
8.3 污染物排放清单	256
8.4 环境及污染源监测	259
8.5 环保设施“三同时”验收一览表	260
9 结论与建议	265
9.1 建设项目情况	265
9.2 环境现状	266
9.3 拟采取环保措施的可行性	267
9.4 项目对环境的影响	268
9.5 总量控制分析	270
9.6 环境风险评价	270
9.7 公众参与分析	271
9.8 项目可行性结论	271