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

1 概述

1.1 项目由来

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、雅克拉凝析油气田、大涝坝凝析油气田、轮台凝析油气田6个油气田。塔河油田是我国陆上十大油田之一，是中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油气田，资源量约30亿吨，已探明开发16个区块。包括塔河油田6-7区～塔河油田12区、托甫台区、YT区、AT区、跃进区块等。

塔河6区区块位于新疆维吾尔自治区库车市境内，目前塔河油田6区区块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66331万元实施“塔河油田6区2022年产能建设项目”，主要建设内容包括：①在塔河油田6区块内部署10口井，其中8口新建井(TK6146X、TK6149、TK6153、TK6150、TK6152、TK6148、TK6147、TK6151)，2口侧钻井(TK6105XCH、TK694CX)；②新建8座采油井场，每座井场设置1台400kW加热炉；③6-1计转站外侧扩建8井式掺稀阀组1座；④新建单井集输管线、掺稀管线、燃料气管线各17.95km(同沟敷设)；⑤配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后年产油5.8万吨/每年。

1.2 环境影响评价工作过程

本项目属于油气开采项目，位于阿克苏地区库车市，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》和《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4号)，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区；且该项目部分管线穿越公益林(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2021年11月3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境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间,建设单位于2021年11月12日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站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2021年12月13日至12月24日在阿克苏新闻网站对本工程环评信息进行了第二次公示，在此期间分别于2021年12月16日、2021年12月17日在阿克苏日报(刊号：CN65-0012)对本项目环评信息进行了公示。根据西北油田分公司反馈情况，公示期间未收到反馈意见。在以上工作的基础上，评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求和各级生态环境主管部门的意见，编制完成了本项目环境影响报告书。

1.3 分析判定相关情况

(1)产业政策符合性判定

本项目为天然气开采，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)》(国家发展和改革委员会令第29号)，本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，为鼓励类产业。

(2)规划符合性判定

本项目属于西北油田分公司油气勘探开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《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》、《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》。本项目位于塔河油田6区区块内，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，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TK6146X井东南距离拟定生态保护红线为9.5km，敷设管线未穿越红线，本项目地面工程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，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，符合新疆维吾尔自治区、阿克苏地区“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一级、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,采出液采取密闭集输工艺。真空加热炉烟气排放可满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值。井场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二号联合站处理，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,集输管线采用柔性复合管，采取严格的防腐防渗措施，正常状况下不会对地下水造成污染影响。项目集输管线选用正规厂家生产材料、管线上方设置警示牌、井场内设置流量控制仪及压力变送器等措施，非正常状况下，地下水环境影响可接受。同时，项目采取源头控制、分区防控、污染监控的措施，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，类比同类天然气开采项目，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油泥(砂)，采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

(7)本项目永久占地面积较小，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(甲烷、乙烷、丙烷)，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

1.5 主要结论

综合分析，本项目符合国家及地方当前产业政策要求，选址和建设内容可满足国家和地方有关环境保护法律法规要求，满足新疆维吾尔自治区、阿克苏地区“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)《中华人民共和国环境噪声污染防治法》(1997年3月1日施行，2018年12月29日修正)；

(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》(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)。

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

(1)《中共中央办公厅、国务院办公厅关于印发在国土空间规划中统筹划定

落实三条控制线的指导意见》(2019年7月24日)；

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(12)《环境影响评价公众参与办法》(生态保护部公告 2018年 第48号)；

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

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

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

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

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

(18)《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》(环环评[2016]150号，2016年10月26日发布并实施)；

(19)《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号，2020年11月25日发布，2021年1月1日实施)；

(20)《关于印发<建设项目环境影响评价区域限批管理办法(试行)>的通知》(环发[2015]169号，2015年12月18日发布并实施)；

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

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

(23)《关于建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法的通知》(环发[2014]197号，2014年12月30日发布并实施)；

(24)《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》(环办[2014]30号，2014年4月25日发布并实施)；

(25)《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》(环发[2012]98号，2012年8月8日发布并实施)；

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

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

(28)《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号，2019年12月13日发布并实施)；

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

年1月8日实施)；

(30)《关于在南疆四地州深度贫困地区实施<环境影响评价技术导则 大气环境(HJ2.2-2018)>差别化政策有关事宜的复函》(环办环评函[2019]590号)。

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)；

(11)《中国石油天然气集团公司关于落实科学发展观加强环境保护的意见》(中油质安字[2006]53号，2006年1月26日发布并实施)；

(12)《中国石油天然气集团公司建设项目环境保护管理办法》(中油安[2011]7号，2011年1月7日发布并实施)；

(13)《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；

(14)《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

(15)《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)；

(16)《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》；

(17)《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)；

(18)《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)。

(19)《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》；

(20)《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）；

(21)《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)；

(22)《阿克苏地区大气污染防治行动计划实施方案》；

(23)《阿克苏地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》；

(24)《关于印发<阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(阿行署发[2021]81号)；

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

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

(27)《阿克苏地区坚决制止耕地“非农化”行为工作方案》（阿行署办[2020]29号）。

2.1.3 环境保护技术规范

(1)《建设项目环境影响评价技术导则·总纲》(HJ2.1-2016)；

(2)《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)；

(3)《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)；

(4)《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)；

(5)《环境影响评价技术导则·声环境》(HJ2.4-2009)；

(6)《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2011)；

(7)《环境影响评价技术导则·土壤环境(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)《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)；

(12)《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)；

(13)《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》；

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

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

(16)《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019)；

(17)《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)；

(18)《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65T 3997-2017）；

(19)《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》(DB65/T 3998—2017)；

(20)《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)。

1.1.4 相关文件及技术资料

(1)《塔河油田6、7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)为生态环境管理主管部门决策、设计部门优化设计、建设单位环境管理提供科学依据。

2.2.2 评价原则

(1)坚持环境影响评价为项目建设服务，为环境管理服务，为保护生态环境服务。

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

(3)全面贯彻环境影响评价导则、总纲，科学分析项目建设对环境质量的影响。

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

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

(6)推行“清洁生产”，从源头抓起，实行生产全过程控制，最大限度节约

能源，降低物耗，减少污染物的产生和排放。

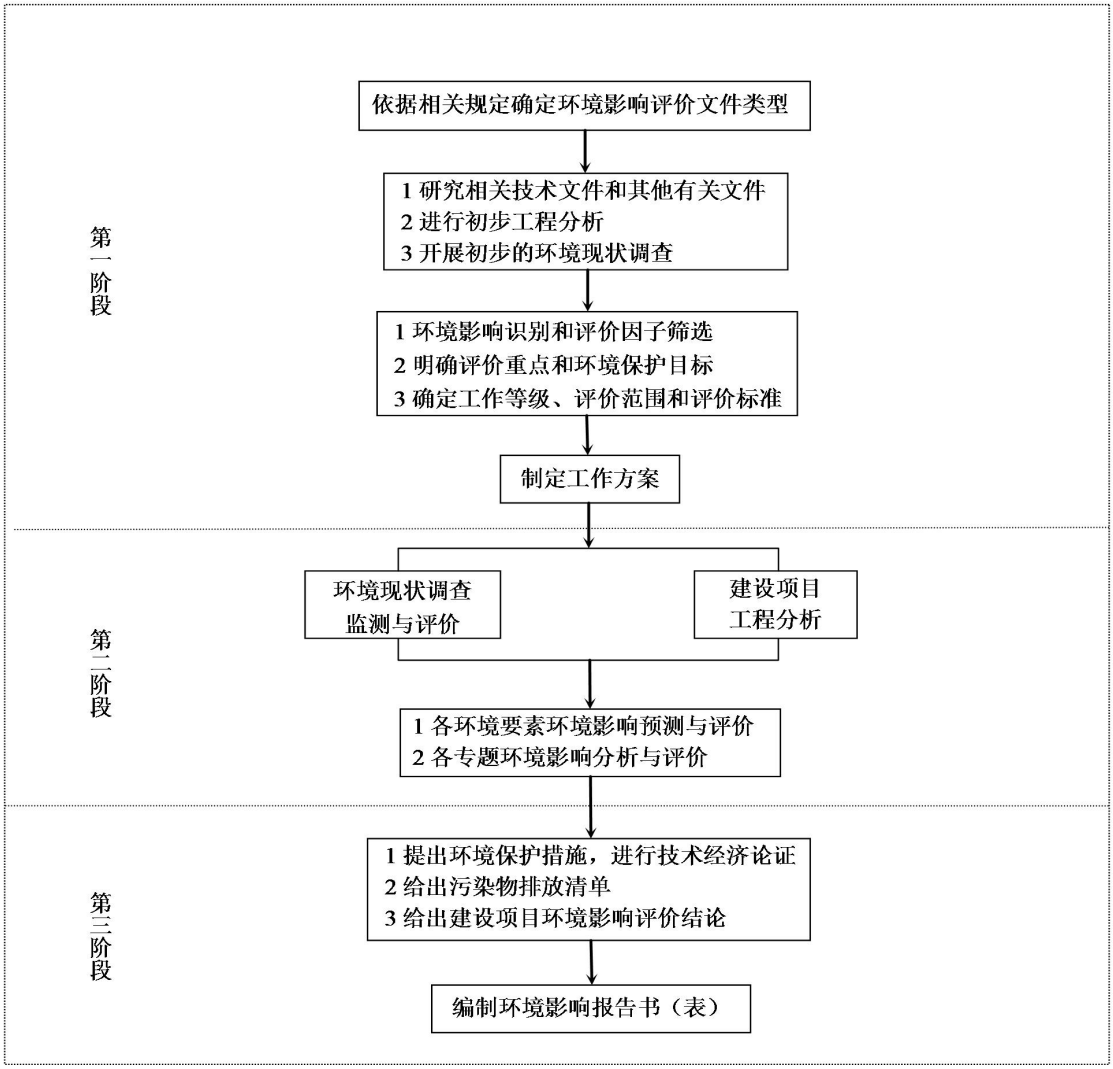

图 2.2-1　　环评影响评价工作程序图

2.3 环境影响要素和评价因子

2.3.1 环境影响要素识别

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

表 2.3-1　　环境影响要素识别结果一览表

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

	材料、废弃物运输	-1D	--	--	-1D	—	—	—	—	—
营运期	石油开采及集输	-1C	—	-1C	-1C	-1C	--	—	—	—
闭井期	封井、井场清理	-1D	—	—	-1D	—	+1C	—	+1C	--

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

2、表中数字表示影响的相对程度，“1”表示影响较小，“2”表示影响中等，“3”表示影响较大；

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

由表 2.3-1 可知，本项目的建设对环境的影响是多方面的，存在短期或长期的负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素中的环境空气、地下水环境、声环境、土壤环境、生态环境要素中的植被、动物、防沙治沙、水土流失等产生一定程度的负面影响；营运期对环境的影响是长期的，最主要的是对自然环境中的环境空气、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的短期影响和对生态环境要素中的植被和景观利好影响。

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2 **本项目评价因子一览表**

环境要素	项 目	评 价 因 子
环境空气	现状评价	PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、NO_2、SO_2、H_2S、非甲烷总烃
	污染源	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、H_2S、非甲烷总烃、烟气黑度
	影响评价	PM_{10}、$PM_{2.5}$、NO_2、SO_2、H_2S、非甲烷总烃、烟气黑度
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

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	污染源		石油类
	影响评价		石油类
土壤环境	现状评价		建设用地基本因子：pH、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a，h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘 农用地基本因子：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌 特征因子：石油烃(C_{10}～C_{40})
	污染源		入渗型：石油烃(C_{10}～C_{40})
	影响分析		入渗型：石油烃(C_{10}～C_{40})
固体废物	污染源		施工期：危险废物(含油废物、废烧碱包装袋)，一般工业固废(钻井泥浆、钻井岩屑、施工土方、焊接及吹扫废渣、污泥)，生活垃圾； 运营期：危险废物(油泥(砂))
	影响评价		
声环境	现状评价		L_{eq}
	污染源		L_A
	影响评价		L_{eq}
生态环境	现状评价		动物、植物、水土流失、防沙治沙、生态系统
	影响评价		
环境风险	风险识别		原油、硫化氢、天然气(甲烷、乙烷、丙烷)
	风险分析	大气	硫化氢、天然气(甲烷、乙烷、丙烷)
		地下水	原油(采出液)

2.4 评价等级和评价范围

2.4.1 评价等级

2.4.1.1 环境空气影响评价工作等级

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

(1)P_{max}及$D_{10\%}$的确定

根据项目污染源初步调查结果，分别计算项目排放主要污染物的最大地面

空气质量浓度占标率P_i(第i个污染物，简称“最大浓度占标率”)，及第i个污染物的地面空气质量浓度达到标准值的10%时对应的最远距离$D_{10\%}$。其中P_i定义公式：

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

式中：P_i——第i个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

ρ_i——采用估算模型计算出的第i个污染物的最大1h地面空气质量浓度，μg/m^3；

ρ_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m^3。

其中：P_i——如污染物数i大于1，取P值中最大者P_{max}；

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

(2)城市农村选项确定

本项目周边3km范围内的用地布局详见图2.4-1。

图 2.4-1　项目周边 3km 范围内土地利用类型分布示意图

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

(3)模型参数和污染源及其预测结果

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

表2.4-1 **估算模型参数一览表**

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

表2.4-2 **主要废气污染源参数一览表(点源，100%负荷)**

污染源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒底部海拔高度(m)	排气筒		烟气流速(m/s)	标况气量(m^3/h)	烟气温度(℃)	年工作时间(h)	排放工况	污染因子	排放速率(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)		高度(m)	出口内径(m)							
真空加热炉烟气(TK6148井为代表)	*	*	*	*	*	*	*	*	*	正常	PM_{10}	*
											$PM_{2.5}$	*
											SO_2	*
											NO_X	*

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(°)									
井场无组织废气(TK6148井为代表)	*	*	*	*	*	*	*	*	正常	H_2S	*
										非甲烷总烃	*
6-1计转站外扩8井式掺稀阀组无组织废气	*	*	*	*	*	*	*	*	正常	非甲烷总烃	*

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/m³)	P_i(%)	P_{max}(%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$(m)
1	真空加热炉烟气	PM_{10}	*	*	*	*	*
		$PM_{2.5}$	*	*			
		SO_2	*	*			
		NO_2	*	*			
2	井场无组织废气	H_2S	*	*		*	
		非甲烷总烃	*	*			
3	6-1计转站外扩8井式掺稀阀组无组织废气	非甲烷总体	*	*		*	*

注：利用估算模式AERSCREEN计算时，PM_{10}、$PM_{2.5}$1h质量浓度均值取日平均值质量浓度限值的3倍。

(4)评价工作等级判定

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

2.4.1.2 地表水环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)，水污染影响

型建设项目评价等级判定见表 2.4-5。

表 2.4-5　　水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/(m³/d)；水污染物当量数 W/(无量纲)
一级	直接排放	Q≥20000 或 W≥600000
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	Q＜200 且 W＜6000
三级 B	间接排放	—
注 1：依托现有排放口，且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目，评价等级参照间接排放，定为三级 B。 注 2：建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价。		

本项目废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随油气混合物输送至二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。因此由表 2.4-5 可知，本项目地表水环境影响评价工作等级为三级 B。

2.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级

(1)建设项目地下水环境影响评价行业分类

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

(2)地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)，建设项目的地下水环境敏感程度分级原则见表 2.4-6。

表 2.4-6　　地下水环境敏感程度分级表

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

(3)评价工作等级判定

地下水评价工作等级划分依据见表 2.4-7。

表 2.4-7 **地下水评价工作等级划分依据一览表**

项目类别 环境敏感程度	Ⅰ类项目	Ⅱ类项目	Ⅲ类项目
敏感	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 6 区区块，项目周边区域居住、工业混杂，根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)，属于其规定的 2 类声环境功能区。

(2)敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

项目周围200m范围内现状无声环境敏感目标。

(3)评价工作等级判定

综合以上分析，按照《环境影响评价技术导则•声环境》(HJ2.4-2009)中声环境影响评价等级划分原则，确定本项目声环境影响评价工作等级为二级。

2.4.1.5 土壤环境影响评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(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，项目属于“采矿业”中的“石油开采项目”，项目类别为Ⅰ类；集输管线属于“交通运输仓储邮政业”中“石油输送管线”，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(≥50hm^2)、中型(5～50hm^2)和小型(≤5hm^2)”，本项目新建井场的永久占地面积为*hm^2（<5hm^2），占地规模为小型。

(4)建设项目敏感程度

本工程井场 1000m 范围内存在耕地，因此，环境敏感程度为“敏感”。

(5)评价工作等级判定

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

表 2.4-8 **评 价 工 作 等 级 分 级 表**

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

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

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

(1)占地范围

本项目位于塔河油田 6 区区块，占地面积为*km²≤2km²，新建集输管线*km、同沟敷设燃料气管线及掺稀管线，线性工程长度为≤50km。

(2)区域生态敏感性

本工程部分管线穿越库车市公益林(天然林)，属于《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011)中定义的重要生态敏感区。

(3)评价等级判定

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

表 2.4-9 **生态影响评价工作等级划分表**

影响区域生态敏感性	工程占地(含水域)范围		
	面积≥20km²或长度≥100km	面积 2～20km²或长度 50～100km	面积≤2km²或长度≤50km
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

综合以上分析，根据《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2011)中划分依据，确定本工程生态环境评价工作等级为**三级**。

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

2.4.1.7.1 危险物质及工艺系统危险性(P)的分级确定

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

(1)危险物质数量与临界量比值(Q)

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

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

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

本项目涉及的各危险物质在界内的最大存在总量与其在环境风险评价导则 HJ169-2018 附录 B 中对应的临界量的比值 Q 计算结果见表 2.4-10。

表 2.4-10 **建设项目 Q 值确定表**

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量qn/t	临界量Qn/t	该种危险物质Q值
集输管线	1	甲烷	74-82-8	*	*	*
	2	乙烷	74-84-0	*	*	*
	3	丙烷	74-98-6	*	*	*
	4	原油	-	*	*	*
	5	硫化氢	7783-06-4	*	*	*
	项目Q值Σ					*
燃料气管线	1	甲烷	74-82-8	*	*	*
	2	乙烷	74-84-0	*	*	*
	3	丙烷	74-98-6	*	*	*
	项目Q值Σ					*
掺稀管线	1	*	-	*	*	*
	项目Q值Σ					*
合计						0.4206

经计算，本项目 Q 值为 0.4206＜1，风险潜势为Ⅰ。

2.4.1.7.2 评价工作等级的划分

根据导则规定，环境风险评价工作等级划分方法见表2.4-11。

表2.4-11 **环境风险评价工作等级划分一览表**

环境风险潜势	Ⅳ、Ⅳ+	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
评价工作等级	一	二	三	简单分析[a]
a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。				

对照表2.4-11可知，本项目环境风险潜势为Ⅰ，因此本项目确定环境风险评价等级为简单分析。

2.4.2 评价范围

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

表 2.4-12 **各环境要素评价范围一览表**

序号	环境要素	评价等级	评 价 范 围
1	环境空气	二级	以井场为中心边长 5km 的矩形区域
2	地表水环境	三级 B	--
3	地下水环境	二级	各井场、站场地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的矩形区域，及管线边界两侧向外延伸 200m
4	声环境	二级	井场、站场边界外 200m 范围
5	土壤环境	一级	井场、站场边界外延 1000m 范围，管线两侧向外延伸 200m 范围
6	生态环境	三级	井场、站场边界及管线两侧外延 200m 范围
7	环境风险	简单分析	—

2.5 评价内容和评价重点

2.5.1 评价内容

根据本项目特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.5-1。

表 2.5-1 **评 价 内 容 一 览 表**

序号	项 目	内 容
1	概述	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的及评价原则、环境影响要素和评价因子、评价等级与评价范围、评价内容及评价重点、评价标准、相关规划及环境功能区划分析、分析项目建设内容及选址与产业政策及环境保护政策的符合性、环境保护目标
3	工程分析	**(1)区块开发现状及环境影响回顾：**区块开发现状、已建工程环境影响回顾评价、档案管理等； **(2)现有工程：**现有工程现状、污染物达标情况、现有工程污染物年排放量等内容； **(3)拟建工程：**项目基本概况、流体特性、主要经济技术指标、工程组成、原辅材料、公辅工程、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；

		(4)依托工程：二号联合站、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	施工废气、施工废水、施工噪声和施工固废环境影响分析；环境空气、地表水、地下水、声环境、土壤、生态环境影响评价，固体废物环境影响分析，环境风险评价
6	环保措施可行性论证	针对项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性和定量方式估算建设项目环境影响的经济价值
8	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监测计划
9	结论与建议	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.5.2 评价重点

结合项目的排污特征及周围环境现状，确定本项目评价重点为工程分析、大气环境影响评价、地下水影响评价、土壤影响评价、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：PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2、CO、O_3执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单(生态环境部公告2018年第29号)二级标准；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m^{3}的标准；H_2S执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录D其他污染物空气质量浓度参考限值10μg/m^{3}的标准。

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

声环境：执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类区标准；

土壤：占地范围内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外农田执行《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。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2.6-3。

(3)控制标准

固体废物：一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单(环境保护部公告2013年第36号)。

表2.6-1 **环境质量标准一览表**

环境要素	项目	取值时间	标 准	单位	标准来源
空气	PM_{10}	年平均	70	μg/m³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单二级标准
		24小时平均	150		
	$PM_{2.5}$	年平均	35		
		24小时平均	75		
	SO_2	年平均	60		
		24小时平均	150		
		1小时平均	500		
	NO_2	年平均	40		
		24小时平均	80		
		1小时平均	200		
	CO	24小时平均	4	mg/m³	
		1小时平均	10		
	O_3	日最大8小时平均	160	μg/m³	
		1小时平均	200		

续表 2.6-1 **环境质量标准一览表**

环境要素	项目	取值时间	标 准	单位	标准来源
空气	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m³	《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³的标准
	H_2S	一次	0.01	mg/m³	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值

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

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	氟化物	≤1.0		mg/L	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)表1毒理学指标中III类
	碘化物	≤0.08			
	汞	≤0.001			
	砷	≤0.01			
	硒	≤0.01			
	镉	≤0.005			
	铬(六价)	≤0.05			
	铅	≤0.01			
	三氯甲烷	≤0.06			
	四氯化碳	≤0.002			
	苯	≤0.01			
	甲苯	≤0.7			
	石油类	≤0.05		mg/L	参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准
声环境	L_{eq}	昼间	60	dB(A)	《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准
		夜间	50		

表 2.6-2　　**土壤污染风险筛选值一览表**

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

续表 2.6-2　　**土壤污染风险筛选值一览表**

序号	检测项目	第二类用地风险筛选值	单位	标准
12	1,2-二氯乙烷	5	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表1、表2第二类用地筛选值
13	1,1-二氯乙烯	66		
14	顺1,2-二氯乙烯	596		
15	反1,2-二氯乙烯	54		
16	二氯甲烷	616		
17	1,2-二氯丙烷	5		
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10		
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8		
20	四氯乙烯	53		
21	1,1,1-三氯乙烷	840		
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8		
23	三氯乙烯	2.8		
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5		
25	氯乙烯	0.43		
26	苯	4		
27	氯苯	270		
28	1,2-二氯苯	560		
29	1,4-二氯苯	20		
30	乙苯	28		
31	苯乙烯	1290		
32	甲苯	1200		
33	间/对二甲苯	570		
34	邻二甲苯	640		
35	硝基苯	76		
36	苯胺	260		
37	2-氯酚	2256		
38	苯并[a]蒽	15		
39	苯并[a]芘	1.5		
40	苯并[b]荧蒽	15		
41	苯并[k]荧蒽	151		

续表 2.6-2　　**土壤污染风险筛选值一览表**

序号	检测项目	第二类用地风险筛选值	单位	标准
42	菌	1293	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1、表 2 第二类用地筛选值
43	二苯并[a,h]蒽	1.5		
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15		
45	萘	70		
46	石油烃(C_{10}～C_{40})	4500		
47	镉	0.6		《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值，风险筛选值＞7.5
48	汞	3.4		
49	砷	25		
50	铅	170		
51	铬	250		
52	铜	100		
53	镍	190		
54	锌	300		

表 2.6-3　　**污染物排放标准一览表**

类别	污染源	项　　目	排放限值	单位	标 准 来 源
废气	加热炉烟气	颗粒物	20	mg/m³	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值
		二氧化硫	50		
		氮氧化物	200		
		烟气黑度	1	级	
	井场、站场无组织废气	非甲烷总烃	4.0	mg/m³	《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	0.06		《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新扩改建项目二级标准
施工噪声	L_{eq}	昼间	70	dB(A)	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
		夜间	55		
场界噪声	L_{eq}	昼间	60	dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类区标准
		夜间	50		

2.7 相关规划及环境功能区划

2.7.1 主体功能区划

本项目位于库车市塔河 6 区区块内，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、站场及集输管线建设，主要目的是满足塔河油田6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 生态环境保护规划

根据评价项目的地理位置，项目区位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，所在地涉及到的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021-2025年)》(征求意见稿)、《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)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）、《阿克苏地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》等。

本项目与上述相关文件的符合性分析结果参见表2.7-1。

表2.7-1 **相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	本项目	符合性
新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和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油气勘探开发项目	符合
阿克苏地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	积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜—大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县（市）天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县。	本项目属于塔里木盆地塔河油田区块油气勘探开发项目	符合

续表 2.7-1　　**相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号)	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	本项目已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施，并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行回顾性评价，同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合
	井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	本项目井场真空加热炉采用净化后的天然气作为燃料，燃烧后的烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建锅炉大气污染物排放限值	符合
	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	本项目集输管线采取埋地敷设方式；敷设管线未穿越红线、沙漠公园等环境敏感区，项目部分管线穿越库车市公益林，本项目管线路由已从穿越位置、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；项目周边无居民区分布	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二厂制定有《中石化西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》并进行了备案(备案编号652923-2020-012-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

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
《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》	重点行业挥发性有机物污染防治。在进一步深化二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量、氨氮总量减排的基础上，大力推行区域性、行业性总量控制。实施行业挥发性有机污染物总量控制	本项目井场无组织废气排放涉及 VOC_s 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合
	强化未污染土壤保护，严控新增污染。按照科学有序原则开发利用未利用地，加强纳入耕地后备资源的未利用地、矿产资源开采活动影响区域内未利用地的环境管理，防止造成土壤污染；排放重点污染物(重金属、多环芳烃、石油烃)的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响的评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施，防范建设用地新增污染物	本项目正常运行工况下不会对区域土壤环境造成影响，事故状况下，如管道泄漏，可能会对区域土壤环境有一定的影响，报告中已针对土壤环境提出具体的措施，对区域环境影响可接受	符合
	加强油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治。2017年起，以拜城县、库车县、沙雅县、温宿县为重点，开展油(气)资源开发区土壤环境污染专项调查工作，加强油(气)田废弃物的无害化处理和资源化利用，加强危险废物综合利用和处置水平	本项目产生的固废主要为油泥(砂)，桶装收集后委托有资质单位接收处置	符合
	加强防沙固沙区管控。规范工程施工作业行为，严格控制开发作业范围，不得扰动或破坏工程区外沙漠等各类地表形态，减少对荒漠土地的占用。实施生态修复，开展禁牧、休牧，推进塔里木盆地周边防沙治沙工程，封育保护河岸林和绿洲边缘荒漠林，加大天然植被保护，恢复自然植被，遏制沙漠化趋势，保障阿克苏绿洲生态安全	本次评价针对防沙治沙提出相关要求，在工程开发过程中，要求控制施工作业带，尽量减小对区域地表的扰动	符合
	加强对危险废物全过程监管。严格执行危险废物转移联单制度和危险废物道路运输经营许可证及从业人员资格证制度。加强石油天然气勘探开发业危险废物监管，建立完善《石油天然气勘探开发井危险废物产生源分布图》。加强危险废物产生、经营单位规范化管理督查考核，规范危险废物识别标示、贮存设施和场所管理。强化石油天然气勘探开发行业危险废物监管	本项目产生的固废主要为油泥(砂)，采取桶装形式收集后，硬质桶设置危险废物识别标示，直接委托有危废处置资质的单位接收处置，井场不设贮存设施	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
《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，科学合理地确定开发方案，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，尽可能的缩小了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；油泥(砂)采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置；无石油类污染物排放	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)	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，输送至塔河油田二号联合站集中处理；油泥(砂)采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置	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，减少了烃类气体的排放	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态环境影响减缓措施	符合

续表 2.7-2　**石油天然气开采业污染防治技术政策符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	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)	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地。	本项目不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道，集输管线采用埋地敷设	符合
	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	本项目运营期采出水随采出液一起进入联合站处理，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
	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油泥(砂)，桶装收集后委托有危废处置资质单位接收处理	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；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油泥(砂)，桶装收集后委托有危废处置资质单位接收处理	符合

2.7.3 “三线一单”分析

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，阿克苏地区行政公署发布了《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（阿行署发[2021]81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”位置关系示意见图2.7-1至图2.7-3。

表2.7-4 **相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求		本项目	符合性
《关于印发<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	本项目距离拟定生态环境保护红线区约9.5km，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	符合
	环境质量底线	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到优先治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控	本工程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；本工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，本工程真空加热炉采用净化后的天然气作为燃料，油气采取密闭集输工艺，本工程已提出持续改善、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。本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险	符合
	资源利用上线	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等4个国家级低碳试点城市发回低碳试点示范和引领作用。	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	符合

续表 2.7-4　　相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求		本项目	符合性
《关于印发<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。本工程实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对站址周围大气环境、地表水环境、声环境、土壤环境产生明显影响，对地下水环境影响可接受。本工程采取了有效的污染防治措施，可确保污染得到有效的控制，不会对周围环境产生明显影响	符合

表 2.7-4　**本工程与《阿克苏地区生态环境准入清单》中“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	【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

A1空间布局约束	【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。除国家规划项目外，国家和自治区大气污染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。	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联防联控区域	符合
	【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。	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	符合
	【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。	本项目不在水源涵养区、饮用水水源保护区内建设。	符合
	【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。	本项目建设符合《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》、《阿克苏地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》、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等规划要求	符合
	【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。	本项目不属于重大项目	符合

A1 空间布局约束	【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。	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。	符合
A2污染物排放管控	【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 SO_2、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。	本项目所在区域属于 $PM_{2.5}$、PM_{10} 年平均浓度不达标城市，根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施<环境影响评价技术导则 大气环境(HJ2.2-2018)>差别化政策有关事宜的复函》(环办环评函[2019]590号)的要求，对阿克苏地区实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减；按照总量替代原则，本项目 SO_2、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在阿克苏地区生态环境局总量科已备案总量中调剂解决	符合
A2污染物排放管控	【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。	本项目不涉及	符合

A2污染物排放管控	【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。	本项目不涉及	符合
	【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及井场生活污水处理装置污泥收集后统一清运至塔河油田绿色环保站处理处理	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	符合
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	符合

	【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	符合
A3环境风险管控	【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，对各井站场进行分区防渗，地下水污染风险得到有效防范	符合
	【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	符合
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，不会超过自治区用水总量	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	符合
	【A4.1-4】2025 年、2030年新疆维吾尔自治区地下水供水量控制指标分别为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量控制指标	符合

A4资源利用要求	【A4.2-1】2025 年，全区永久基本农田保持在4100万亩以上。	本项目管道敷设不占用农田。	符合
	【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”等重点乡镇域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	符合
	【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	符合
	【A4.5-1】实施全社会节水行动，推动水资源节约集约利用。	本项目仅在施工期用水，主要为钻井用水、管道试压用水和生活用水，施工期采取节水措施，用水量较小，且施工期结束后不新增用水	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	符合

表 2.7-5　**本工程与《阿克苏地区生态环境准入清单》中“天山南坡片区总体管控要求”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

天山南坡片区总体管控要求	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。	采油二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 2.7-6　**本工程与《阿克苏地区“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
《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》	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，保障和维护地区生态安全的底线和生命线。	本项目东南距离拟定生态保护红线为9.5km，敷设管线未穿越红线，本项目均不在生态保护红线范围内	符合
	环境质量底线	水环境质量持续改善，河流水质优良断面比例保持稳定，饮用水安全保障水平提升，地下水水质保持良好；环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，持续做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；土壤环境质量保持稳定，土壤环境风险得到进一步管控。	本项目采出水随采出液一起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，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	符合
	资源利用上线	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。	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	符合

			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	
	环境管控单元	阿克苏地区共划分 99 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。 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。一般管控单元主要落实生态环境保护及其它相关法律、法规要求，推动地区环境质量持续改善	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。本项目采取了有效的污染防治措施，可确保污染得到有效的控制，不会对周围环境产生明显影响	符合

表 2.7-7　　本工程与《阿克苏地区生态环境准入清单》中“阿克苏地区总体管控要求”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严格执行自治区总体准入要求中“A1空间布局约束”管控要求及天山南坡片区总体管控要求。	本项目满足自治区总体准入要求中“A1 空间布局约束”管控要求及天山南坡片区总体管控要求	符合
	1.2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
	1.3 阿瓦提县禁止类涉及国民经济 1 门类 6 大类 10 中类 10 小类；乌什县禁止类涉及国民经济 2 门类 4 大类 8 中类 6 小类；柯坪县禁止类涉及国民经济 2 门类 6 大类 9 中类 9 小类。	本项目建设内容不涉及阿瓦提县及柯坪县	符合
	1.4 阿瓦提县限制类涉及国民经济 3 门类 8 大类 10 中类 11 小类；乌什县限制类涉及国民经济 7 门类 14 大类 18 中类 21 小类；柯坪县限制类涉及国民经济 7 门类 10 大类 16 中类 18 小类。	本项目建设内容不涉及阿瓦提县及柯坪县	符合
	1.5加强水源涵养区管控。加强温宿、拜城、库车市煤炭资源开采环境监管。禁止在冰川区进行一切开发建设活动；除关系国计民生的交通运输、电力输送等重要基础设施外，严禁在永久积雪区进行其他开发建设活动。	本项目不涉及煤炭资源开采，本项目不在永久积雪区	符合

空间布局约束	1.6加强水土保持区管控。禁止开荒、采挖砍伐植物、乱弃各类固体废物，禁止在与地表水、地下水有水力联系的沟壑区域建设重金属等一类污染物的尾矿库、危险废物处置填埋场。禁止在地质不稳定的区域建设尾矿库。	项目施工期严格控制施工作业带宽度，施工期结束后恢复井站场周边及管线临时占地，管沟回填，生态采取自然恢复措施、完善的防沙治沙及水土保持措施	符合
	1.7加强防风固沙区管控。规范工程施工作业行为，严格控制开发作业范围，不得扰动或破坏工程区外沙漠等各类地表形态，减少对荒漠土地的占用。	项目施工期严格控制施工作业带宽度，不占用作业带之外的用地	符合
	1.8塔里木盆地区域重点矿区内新建矿山必须符合国家、自治区产业政策和规划，达到国家有关矿山企业准入条件；矿山采矿规模不低于规划确定的矿山最低开采规模，矿山占有矿石资源储量与矿山开采规模及矿山服务年限相匹配，具备与矿山开采规模相配套的人才、资金、技术和管理资质条件。	本项目属于石油开采项目，位于塔里木盆地北缘，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》、《阿克苏地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》等	符合
	1.9铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧200米范围以内，重要工业区、大型水利工程设施、城镇市政工程设施所在区域，军事管理区、机场、国防工程设施圈定的区域，居民聚集区1公里以内禁止建设非金属矿采选项目。重要河流源头区、水环境功能区划为Ⅰ、Ⅱ类和具有饮用功能的Ⅲ类水体岸边1000米以内，其它Ⅲ类水体岸边200米以内，禁止新建或改扩建非金属矿选矿工程，存在山体等阻隔地形或建设人工地下水阻隔设施的，可根据实际情况，在确保不会对水体产生污染影响的前提下适当放宽距离要求。	本项目不属于非金属矿采选项目	符合
	1.10在城市规划区边界外2公里（现有城市居民供气项目和钢铁生产企业厂区内配套项目除外）以内，主要河流两岸、高速公路两旁和其他严防污染的食品、药品等企业周边1公里以内禁止建设焦化项目，已在上述区域内投产运营的焦化企业，要根据该区域规划要求，在一定期限内，通过“搬迁、转产”等方式逐步退出。兰炭产能过剩地区不得批准新建兰炭项目，除了在原有基础上进行技改以及煤化工配套的兰炭项目以外，对新建没有后续产业的兰炭项目原则上一律不予审批。	本项目不在城市规划区边界外2公里以内，不属于焦化项目。	符合

空间布局约束	1.11煤化工产业及其布局应满足国家、自治区相关要求，现代煤化工项目应布局在重点开发区，优先选择在水资源相对丰富、环境容量较好的地区布局，并符合环境保护规划。	本项目不属于煤化工产业	符合
	1.12科学布局，准确定位。结合县（市）园区发展实际，明晰园区产业项目规划布局，确定重点产业，推动关联产业项目合理流动，引导产业项目严格按照规划布局入园发展，促进产业项目向园区集中。	本项目不涉及产业园区	符合
	1.13提高VOCs排放重点行业环保准入门槛，严格控制新增污染物排放量。未纳入《石化产业规划布局方案》的新建炼化项目不得建设。	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。	符合
	1.14按照地区统筹，上下联动、区域协同、兵地融合的原则，在地方布局的兵团企业应执行地区总体管控要求。	本项目建设单位不属于兵团企业	符合
	1.15新改扩建“两高”项目须符合生态环境保护法律法规和相关法定规划要求，满足重点污染物排放总量控制、碳排放达峰目标、生态环境准入清单、相关规划环评和相应行业建设项目环境准入条件、环评文件审批原则要求。新建“两高”项目应按照污染物区域削减有关规定，制定配套区域污染物削减方案。	本项目不属于“两高”项目	符合
	1.16依法设立的各类工业园区、开发区在实施过程中严格执行规划环评及审查意见相关要求，引进项目应符合规划环评准入要求及产业定位、园区功能布局要求。	本项目不涉及工业园区及开发区	符合
	1.17温宿县、沙雅县享受财政转移支付的县（市）应当切实增强生态环境保护意识，将转移支付资金用于保护生态环境和改善民生，加大生态扶贫投入，不得用于楼堂馆所及形象工程建设和竞争性领域，同时加强对生态环境质量的考核和资金的绩效管理。	本项目不涉及财政转移支付	符合
	1.18在居民住宅区等人口密集区域和机关、医院、学校、幼儿园、养老院等其他需要特殊保护的区域及其周边，不得新建、改建和扩建石化、焦化、制药、油漆、塑料、橡胶、造纸、饲料等易产生恶臭气体的生产项目，或者从事其他产生恶臭气体的生产经营活动。已建成的，应当逐步搬迁或者升级改造。	本项目不在人口密集区域及其他需要特殊保护的区域及其周边	符合

污染物排放管控	2.1严格执行自治区总体准入要求中“A2污染物排放管控”要求及天山南坡片区总体管控要求。	本项目满足自治区总体准入要求中“A2污染物排放管控”要求及天山南坡片区总体管控要求	符合
	2.2主要大气污染物、水污染物排放量控制在自治区下达指标范围以内。加强工业污染源整治，实行采暖季重点行业错峰生产，推动工业污染源全面达标排放。强化老旧汽柴油车等移动污染源治理，严格城市施工工地、道路扬尘污染源控制监管，从源头上降低污染排放。实施清洁能源行动计划，加快城乡结合部、农村民用和农业生产散烧煤的清洁能源替代。加强空气质量监测，提升重污染天气应对能力。	本项目实施后采出液密闭输送，加热炉燃用清洁燃料天然气；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，不外排。大气污染物及水污染物排放量控制均在自治区下达指标范围以内	符合
	2.3推进城市建成区、工业园区实行集中供热，使用清洁燃料。在集中供热管网覆盖区域内，禁止新建、改建、扩建燃煤供热锅炉，集中供热管网覆盖前，已建成使用的燃煤供热锅炉应当限期停止使用。在集中供热未覆盖的区域，鼓励使用清洁能源替代，推广使用高效节能环保型锅炉。城市人民政府应当限期淘汰不符合国家和自治区规定规模的燃煤锅炉。	本项目不在城市建成区、工业园区内，加热炉燃用清洁燃料天然气	符合
	2.4新建涉工业炉窑的建设项目，原则上要入园区，配套建设高效环保治理设施。加大落后产能和不达标工业炉窑淘汰力度。加快燃料清洁低碳化替代。对以煤、石油焦、渣油、重油等为燃料的工业炉窑，加快使用清洁低碳能源以及利用工厂余热、电厂热力等进行替代。推进工业炉窑全面达标排放。	本项目新建加热炉不属于工业炉窑	符合
	2.5新、改、扩建涉VOCs排放项目，应从源头加强控制，使用低（无）VOCs含量的原辅材料，加强废气收集，安装高效治理设施。石油、化工等含挥发性有机物原料的生产、燃油、溶剂的储存、运输和销售等产生含挥发性有机物废气的生产和服务活动，应当按照国家规定在密闭空间或者设备中进行，并安装、使用污染防治设施；无法密闭的，应当采取措施减少废气排放。	本项目实施后生产工艺过程密闭，不会对周边大气环境产生明显影响。	符合
	2.6新建（含搬迁）钢铁项目原则上要达到超低排放水平，推动现有钢铁企业超低排放改造。新建燃煤发电机组大气污染物排放执行超低排放限值。	本项目不属于钢铁项目	符合

污染物排放管控	2.7各类工业集聚区不得以晾晒池、蒸发塘等替代规范的污水处理设施。到2025年，全地区所有城镇（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。规模化养殖场（小区）配套建设粪污处理设施比例达到100%。	本项目营运期产生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
	2.8加强建设用地土壤环境风险管控和农用地安全利用。强化涉重金属行业监管，推动重金属污染减排和治理。农用地严格执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB15618）；建设用地严格执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600）。	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；本项目运营后采取源头控制、过程防控措施；占地范围内土壤满足《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；占地范围外耕地满足《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 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表2第二类用地筛选值4500mg/kg，其它用地满足《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	符合
	2.9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）生活垃圾无害化处置设施全覆盖，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。加强医疗废弃物综合治理。提升现有医疗废弃物集中处置能力，建立和完善医疗废弃物集中处置的区域协作和利益补偿机制，推进医疗卫生机构废弃物分类收集处理和回收利用，提升医疗废弃物规范化处理处置水平	本项目施工期生活垃圾及井场生活污水处理装置污泥收集后统一清运至塔河油田绿色环保站处理池处理	符合

污染物排放管控	2.10加强尾矿库监督管理、加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治、加强涉重金属行业污染防控、加强工业废物处理处置、合理使用化肥农药、加强废弃农膜回收利用、强化畜禽养殖污染防治、加强灌溉水水质管理。	采油二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
	2.11强化常态化生态环境风险管理，严控核辐射、重金属、尾矿库、危险废物、有毒有害化学物质等重点领域环境风险。	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
	2.12推动实现减污降碳协同增效。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。	本项目不涉及	符合
	2.13加快产业结构优化调整，加大落后产能淘汰力度，支持绿色技术创新，加快发展节能环保、清洁生产产业，推进重点行业和重要领域绿色化改造，促进企业清洁化升级转型和绿色工厂建设。制定碳排放达峰行动方案，加大温室气体排放控制力度，降低碳排放强度。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。开展超低能耗、近零能耗建筑试点，扩大地源热、太阳能、风能等可再生能源建筑应用范围。	本项目在生产工艺、设备的先进性、合理性，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	符合
	2.14按照地区统筹，上下联动、区域协同、兵地融合的原则，在地方布局的兵团企业应执行地区污染排放管控要求。	本项目建设单位不属于兵团企业	符合
环境风险防控	3.1严格执行自治区总体准入要求中“A3环境风险防控”要求及天山南坡片区总体管控要求。	本项目满足自治区总体准入要求中“A3环境风险防控”要求及天山南坡片区总体管控要求	符合
	3.2定期评估沿河湖库工业企业、工业集聚区环境和健康风险，加强预案管理，落实防控措施，排除水污染隐患，确保水环境安全。	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
	3.3加强重点乡镇域重污染天气监测预警，	本项目不涉及	符合

	收到自治区发布的重污染天气区域预警信息或预测将出现重污染天气时，应启动监测预警会商机制，共同对重污染天气过程实行研判，联合发布污染天气预警信息。		
	3.4加大对工业集聚区、矿产资源开发集中区环境风险管控，编制环境风险应急预案并及时更新，加强与各级各类环境风险应急预案的联动，定期组织应急演练，逐步提高应急演练范围与级别。	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
	3.5按照地区统筹，上下联动、区域协同、兵地融合的原则，在地方布局的兵团企业应执行地区环境风险管控要求。	本项目建设单位不属于兵团企业	符合
资源利用效率	4.1严格执行自治区总体准入要求中“A4资源利用效率”要求及天山南坡片区总体管控要求。	本项目满足治区总体准入要求中“A4资源利用效率”要求及天山南坡片区总体管控要求	符合
	4.2把水资源作为产业发展、城镇建设的刚性约束，以水定产、以水定地、以水定城，推动经济社会发展与水资源水环境承载能力相适应。调整用水结构，降低农业用水总量，推广节水灌溉、循环用水技术，强化农业用水管理。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。	本项目仅在施工期用水，主要为钻井用水、管道试压用水和生活用水，施工期采取节水措施，用水量较小，且施工期结束后不新增用水	符合
	4.3塔里木河干流等水资源开发利用量超过河流可开发量的流域，应合理降低取水总量，退还挤占的生态用水。	本项目不涉及水资源开发	符合
	4.4高污染燃料禁燃区，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项目和设施，已建成的应逐步或依法限期改用天然气、电或其他清洁能源。	本项目不涉及燃用高污染燃料的设施	符合
	4.5实施最严格的节约集约用地制度，加大闲置土地处置力度，盘活低效存量用地。	本项目各井站场、管道等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
	4.6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	符合
	4.7单位地区生产总值能源消耗降低水平、单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平控制在国家及自治区下达指标内。	本项目不涉及相关内容	符合
	4.8按照地区统筹，上下联动、区域协同、兵地融合的原则，在地方布局的兵团企业应执行地区资源利用效率要求。	本项目建设单位不属于兵团企业	符合

表 2.7-8　**本工程与《阿克苏地区生态环境准入清单》中“库车市一般管控单元”管控要求符合性分析一览表**

名称	文件要求		本项目	符合性
ZH65290230001 库车市一般管控单元	空间布局约束	1.执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。	本项目满足阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求	符合
		2.任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。	本项目未占用基本农田	符合
		3.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。	本项目为石油开采项目，不属于露天矿山	符合
		4.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。	本项目不占用耕地(不占用基本农田，不属于优先保护类耕地)	符合
	污染物排放管控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求	本项目满足阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求	符合
		2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。	本项目不属于畜禽养殖项目	符合
		3.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。	本项目不涉及使用农药	符合
		4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。	本项目施工期生活垃圾及井场生活污水处理装置污泥收集后统一清运至塔河油田绿色环保站处理处理	符合
		5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。	本项目建设地点不涉及散养密集区	符合
	环境风险防控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求	本项目满足阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求	符合
		2.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。	对项目区域土壤环境监测可知,区域土壤环境满足《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,《土	符合

			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	
		加强油（气）田勘探、开发、运行过程中及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	采油二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
	资源利用效率	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求	本项目满足一般管控单元的资源利用效率要求	符合
		2.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。	本项目不涉及	符合
		3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，逐步实现化肥农药使用量零增长。	本项目不涉及农药使用	符合
		4.推进矿井水综合利用，煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用水，加强洗煤废水循环利用	本项目不涉及	符合
		5.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。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。	本项目不涉及	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、天山南坡片区总体管控要求、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》、阿克苏地区总体管控要求、库车市一般管控单元管控要求。

图 2.7-1　与生态保护红线(拟定)位置关系图

图 2.7-2　与阿克苏“三线一单”生态环境分区管控方案位置关系的示意图

2.7.4 环境功能区划

本项目位于塔河油田6区区块，属于油气勘探开发区域，区域环境空气质量功能属于《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二类区；项目周边无地表水体；区域地下水以工农业用水为主，属于《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类区；项目区域区域居住、工业混杂，区域声环境属于《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类功能区。

2.7.5 生态环境功能区划

参照《新疆生态功能区划》(原新疆维吾尔自治区环境保护局2003年9月),本项目主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表2.7-5和图2.7-3。

表2.7-5 **工程区生态功能区划**

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

由表2.7-5可知，项目位于“塔里木河上中游乔灌草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”。发展方向为“加大保护力度，建设好国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区。在保护好生态环境的前提下，有规划地开发利用油气资源，对废弃物进行无害化处理，恢复被破坏的林

草植被实施迹地恢复，加强防洪“导流”工程，实现油气开发与生态环境保护的双赢”。

项目主要是油气管线敷设和井场站场设备安装，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。

图 2.7-3　生态功能区划图

2.8 环境保护目标

本项目大气评价范围内无自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点，因此不再设置环境空气保护目标，鉴于石油开采类项目的特点，本次评价对环境空气的保护目的为不改变区域环境空气功能区质量。本项目周边无地表水体，且项目废水全部妥善处置，不外排，故不再设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边200m范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，将井场、站场边界外延1km范围及管线两侧200m范围的农田、公益林作为土壤环境保护目标；本项目生态评价范围内不存在自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，将生态环境影响评价范围内植被、动物和塔里木河流域水土流失重点治理区、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、塔里木河和区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标、地表水风险保护目标和地下水风险保护目标。环境保护目标见表2.8-1至2.8-5。

表2.8-1 **地下水环境保护目标一览表**

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

表2.8-2 **土壤环境保护目标一览表**

保护目标	方位	距项目厂界(m)
评价范围内农田、公益林	--	站场、井场边界外延1km范围及管道两侧200m范围

表 2.8-4　　生态环境保护目标一览表

环境要素	保护目标	保护范围	距井场最近距离	功能要求	备注
生态环境	植被和动物	井场占地范围外扩200m及管线边界两侧200m	--	--	不对区域生态环境产生明显影响
	塔里木流域水土流失重点治理区		--	--	不对区域水土保持产生明显影响
	塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区		--	--	不对区域生态保护红线区产生明显影响

表 2.8-5　　环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征						
环境空气	井场/站场周边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、站场周边500m范围内人口数小计							*
井场、站场周边5km范围内人口数小计							*
集输管线周边200m范围内							*
大气环境敏感程度E值							E3

	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
地下水	1	调查评价范围内潜水含水层	*	III类	*	--
	地下水环境敏感程度E值					E2

3 建设项目工程分析

塔河油田是我国陆上十大油田之一，是中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油气田，资源量约30亿吨。目前西北油田分公司油气勘查开采矿权范围为采矿区9处，探矿区17处，分别由采油一厂、采油二厂、采油三厂、采油四厂、雅克拉采气厂进行管理开发。其中采油二厂所辖区块包含塔河6区、7区、10区北、12区等4个区块。

本次在新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市塔河油田6区内实施“塔河油田6区2022年产能建设项目”，建设内容包括：①在塔河油田6区块内部署10口井，其中8口新建井，2口侧钻井；②新建8座采油井场，每座井场设置1台400kW加热炉；③6-1计转站外侧扩建8井式掺稀阀组1座；④新建单井集输管线、掺稀管线、燃料气管线各17.95km(同沟敷设)；④配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后新钻单井产油20t/d，侧钻单井产油17t/d。

本项目实施后，各井场采出液通过新建集输管线输至就近计转站(6-1计转站、6-2计转站)，最终输送至二号联合站集中处理。

为便于说明，本次评价对塔河油田6区区块开发现状进行简要介绍；将2座现有井场(TK6105XCH井、TK694CX井)，2座计转站(6-1计转站、6-2计转站)作为现有工程进行介绍；将二号联合站、塔河油田绿色环保站作为依托工程分析。上述工程环评及验收情况见表3-1，具体工程分析章节结构见表3-2。

表3-1　　**现有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	TK6105XCH井、TK694CX井	塔河油田6、7区环境影响后评价报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅	-	2010年10月12日	2021年11月17日企业自主验收		
2	6-1计转站、6-2计转站	中石化新星公司西北石油局新疆塔里木盆地塔河油田六区开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护局	新环监函〔2002〕68号	2002年4月18日	2021年11月17日企业自主验收		

表 3-2　　工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	区块开发状况回顾	主要介绍区块开发现状、“三同时”履行情况、环境影响回顾评价
2	现有工程	主要介绍主要介绍工艺流程及产排污节点、环境问题及“以新带老”改进意见
3	拟建工程	项目基本概况、主要生产设备设施、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
4	依托工程	二号联合站、塔河油田绿色环保站等基本情况及富余量

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 区块开发现状

塔河油田 6 区自 1999 年投入开发以来，已历经 21 年，开发历程可划分四个阶段：试采阶段、上产阶段、稳产阶段、递减阶段。

(1)试采阶段(1999.10-2000.8)

试采阶段共完钻新井 3 口(S66、S67、S74)，建产率 100%，阶段末开井 3 口，平均日产油 540t，平均单井日产油 180t，综合含水 0.95%，累产油 11.97×10^4t，采油速度 0.16%，采出程度 0.16%。

(2)上产阶段(2000.9-2003.8)

上产阶段共完钻新井 79 口(侧钻井 5 口)，建产 72 口，建产率 91.1%，阶段末开井 65 口，平均日产油 3651t，平均单井日产油 56.2t，综合含水 14.3%，阶段累产油 255.21×10^4t，采油速度 1.06%，采出程度 3.50%。部署新井主要分布在最主要的岩溶残丘发育带上，大部分油井投产初期产能高，阶段整体具有上产快、低含水的特点。

(3)稳产阶段(2003.9-2005.5)

稳产阶段共完钻新井 23 口(侧钻 7 口)，建产 20 口，建产率 87%。阶段末采油井开井 69 口，日产油 2916t，含水 21.48%，阶段产油 202.23×10^4t，阶段末累产油 469.41×10^4t，采油速度 1.34%,采出程度 6.15%。部署新井主要分布在多井缝洞单元边部，储集体发育程度相对较差，油井投产初期产能明显下降。

(4)递减阶段(2005.6-今)

递减阶段共完钻新井123口。部署井主要以多井缝洞单元外扩和寻找新缝洞单元为主，其中多井单元外扩和加密效果较好。

3.1.2 已建工程环境影响回顾评价

3.1.2.1 生态环境影响回顾评价

塔河油田6区的建设对生态环境的主要影响为土地的永久/临时征用以及原有植被的破坏。从土壤环境质量现状来看，后评价布设的土壤监测点各项污染因子均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类用地标准；从植被类型来看，项目的建设对气田区域内的原有植被类型未造成影响，各类植被的占地面积基本无变化；从土地利用类型来看，项目的建设使油田区域内的戈壁大量减少，低覆盖度草地面积减少，建设用地面积略有增加。总体来说，项目区的模地依旧是荒漠景观，人类干扰加强，多样性增加。油田开发区域基本保持原有的荒漠生态系统，部分地区受人类活动的影响。

在不破坏沙漠公园荒漠生态系统功能的前提下，位于沙漠公园（调整后）内的5口井可以继续生产。达到封井条件后，开展地质环境治理工作和生态修复工作，自然恢复。

3.1.2.2 水环境影响回顾评价

目前塔河油田6区内采出水在二号联合站污水处理设施处理达标后，直接回注单井或者通过增压站回注到单井；井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至塔河油田绿色环保站进行处理达标回注；生活污水处理达标后用于绿化。上述分析可知,6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，由后评价期间地表水及区内例行监测井水质及废水的监测情况可看出，结合水环境质量监测结果，油田开发未对当地水环境产生明显不良影响，6区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。

3.1.2.3 大气环境影响回顾评价

塔河油田6区运营期间废气主要为放空天然气、加热炉烟气及无组织排放，油田区域内个加热炉的燃料均为处理后的天然气，属于清洁燃料，对大气环境造成的影响不大。

塔河油田6区现有的各井场采出原油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。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，后评价期间监测结果显示，站场锅炉废气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1和表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建项目二级标准;无组织排放非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2无组织排放监控浓度限值。

3.1.2.4 声环境影响回顾评价

塔河油田6区采取基础减振、厂房隔声等降噪措施。《塔河有痰6、7区后评价报告书》编制期间对二号联合站、轻烃站、计转站、代表性井场厂界噪声监测，同时在声环境敏感点处布设声环境质量现状监测点位进行监测。根据监测结果可知，厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准限值；声环境敏感点的声环境质量均可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准限值，因此可说明项目的建设运营对周边声环境质量影响较小，声环境保护措施有效。

3.1.2.5 固体废物环境影响回顾评价

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主来自于联合站以及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、废机油。钻井废弃物影响集中在井场内，未发现废弃钻井泥浆和钻井岩屑对周围环境产生重大影响。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，用于铺垫井场和井场道路。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，可用于铺垫井场和井场道路。总体来说，6区内生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善

的处置，没有对周围环境产生重大不利影响。

3.1.2.6 环境风险回顾评价

塔河油田6区区块隶属于塔河油田采油二厂管理。采油二厂于2020年6月21日编制完成并发布了《中石化西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》，在库车环境保护局进行了备案，备案编号：652923-2020-012-M。塔河油田6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。但是应在应急预案中增加针对洪水风险的风险防范和应急处置措施，增加针对洪水风险的应急物资储备，及时更新应急预案，确保预案的有效性。

3.1.2.7 排污口规范化管理及排污许可手续

排污口是否规范，是项目验收的前提条件之一。从评价调查及收集资料可以看出，采油二厂基本能做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌，废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范，废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置符合国家和自治区的相关要求进行规范管理，并自行开展了相关监测。采油二厂按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019版）》规定的范围，已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》、《<环境保护图形标志>实施细则》、《环境保护图形标志》、《排污单位自行监测技术指南　总则》(HJ819-2017)，采油二厂进一步建立完善了自行监测制度及排污口规范化管理制度。

3.1.3 档案管理

随着国家、自治区和集团公司环境管理要求的提高，采油二厂围绕HSE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》，采油二厂进一步建立完善了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。

3.1.4 环境问题及“以新带老”改进意见

目前，塔河油田6区已开展后评价工作并完成备案，根据后评价报告及现场调查情况，具体存在的问题如下：

①部分井场加热炉未设置规范采样平台及监测孔；

②部分井场遗留有水泥块和随钻泥饼；

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。整改方案如下：

①按照《排污口规范化整治技术要求（试行）》、《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）要求，在保证安全的前提下，井场加热炉设置规范采样平台及监测孔；

②清理水泥块，破碎后综合利用；随钻泥饼清运综合利用；建议推广使用钢模基础，可重复利用，减少固废产生量。

3.2 现有工程

3.2.1 拟建工程涉及改造的工程现状

塔河油田6区2022年产能建设项目拟在塔河油田6区区块内部署10口井，其中8口新建井，2口侧钻井。各井场采出液通过新建集输管线输至就近计转站，最终经计转站输送至二号联合站集中处理。拟建工程涉及改造的现有工程主要为：2座单井井场(TK6105X井、TK694井)及2座计转站(6-1计转站、6-2计转站)。

3.2.1.1 现有井场

(1)TK6105X井

TK6105X井场现有400kW加热炉 1台。井下采出液经井口采出后，经井场加热炉加热后，通过管线集输至6-1计转站进一步处理。

(2)TK694井

TK694井场现有400kW加热炉 1台。井下采出液经井口采出后，经井场加热炉加热后，通过管线集输至6-2计转站进一步处理。

3.2.1.2 现有计转站

(1)6-1 计转站

6-1 计转（掺稀）站位于塔河 6 区。6-1 计转（掺稀）站油气集输系统主要分为原油计转系统和掺稀系统两部分。原油计转系统设计处理液量 60×10^4t/a ，伴生气处理规模 3×$10^4$$Nm^3$/d。主要负责所辖油井及 10-9 来油的原油加热、单井计量、油气分离缓冲、原油加压外输、伴生气计量及调压等。掺稀系统设计处理能力 25×10^4t/a，主要负责站内所辖单井、TK603 阀组、TK612 阀组、TK653 阀组、TK685 阀组以及 6-2 计转（掺稀）站的单井掺稀。

(2)6-2 计转站

6-2 计转（掺稀）站位于塔河 6 区，6-2 计转（掺稀）站油气集输系统主要分为原油计转系统和掺稀系统两部分。原油计转系统设计处理液量 25×10^4t/a ，伴生气处理规模 1.25×$10^4$$Nm^3$/d。主要负责所辖油井的原油加热、单井计量、油气分离缓冲、原油加压外输、伴生气计量及调压等。掺稀系统主要负责 6-1 计转（掺稀）站的高压稀油，为站内稠油井进行单井掺稀。

3.2.2 现有工程达标情况

根据采油二厂《塔河油田 6、7 区环境影响后评价》中后评价开展期间进行的污染源监测数据、采油二厂 2021 年例行监测报告及类比分析，现有工程 TK6105X 井场、TK694 井场、6-1 计转站、6-2 计转站污染源及治理措施情况见表 3.2-3。

表 3.2-4　　**现有工程主要污染物排放情况汇总一览表**

类别	编号	污染源		排放量(m^3/h)	污染物名称	处理措施	排气筒高度(m)	排放浓度(mg/m^3)	排放速率(kg/h)	排放量(t/a)	达标情况	数据来源
废气	1	TK6105X井场	加热炉	266	颗粒物 SO_2 NO_X	以处理后天然气为燃料	10	*	*	*	达标	类比分析
			无组织废气	-	非甲烷总体 硫化氢	-	-	*	*	*	达标	
	2	TK694井场	加热炉	266	颗粒物 SO_2 NO_X	以处理后天然气为燃料	10	*	*	*	达标	
			无组织废气	-	非甲烷总体 硫化氢	-	-	*	*	*	达标	
	3	6-1	1#加热	1884	颗粒物	以处理后天	12	*	*	*	达	例行监

		计转站	炉		SO_2 NO_X	然气为燃料					标	测报告
	4		3#加热炉	440	颗粒物 SO_2 NO_X	以处理后天然气为燃料	12	*	*	*	达标	
			无组织废气	--	非甲烷总体 硫化氢	-		*	*	*	达标	监测报告
	5	6-2计转站	加热炉	790	颗粒物 SO_2 NO_X	以处理后天然气为燃料	10	*	*	*	达标	类比分析
			无组织废气	-	非甲烷总体 硫化氢	-	-	*	*	*	达标	

类别	序号	污染源名称	污染因子	治理措施	治理效果 排放浓度(mg/L)		达标情况	数据来源
废水	1	采出水	SS、COD、石油类	进入二号联现有污水处理装置处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注油气层	悬浮固体含量	*	达标	例行检测报告
					含油量	*		
					硫化物	*		
					pH	*		
	2	生活污水	COD SS NH_3-N BOD_5	排入生活污水池，定期拉运至二号联生活污水处理装置处理	化学需氧量	*	达标	
					氨氮	*		
					BOD_5	*		
					悬浮物	*		
					pH	*		

类别	编号	污染源	污染物	产生量(t/a)	固废种类	治理措施	治理效果	达标情况
固废	1	站场阀门、法兰等原油渗漏	含油废物	-	危险废物	收集后由塔河油田油田绿色环保站接收处置	全部妥善处置，不外排	—
	2	职工生活	生活垃圾	-	-	定期送塔河油田油田绿色环保站填埋处置		—

类别	站场	污染源名称	污染因子	源强dB(A)	治理措施	治理效果	达标情况	数据来源
噪声	TK6105X井场	井场加热炉	L_{eq}	80	基础减振	降噪15dB(A)	厂界达标	类比分析
		采油树	L_{eq}	80	基础减振	降噪15dB(A)		
	TK694井场	井场加热炉	L_{eq}	80	基础减振	降噪15dB(A)	厂界达标	
		采油树	L_{eq}	80	基础减振	降噪15dB(A)		

	6-1 计转站	站场加热炉	L_{eq}	80	基础减振	降噪 15dB(A)	厂界达标	
		泵类	L_{eq}	95	基础减振	降噪 15dB(A)		
	6-2 计转站	站场加热炉	L_{eq}	80	基础减振	降噪 15dB(A)	厂界达标	
		泵类	L_{eq}	95	基础减振	降噪 15dB(A)		

3.1.3 现有工程污染物年排放量

本次依据采油二厂《塔河油田6、7区环境影响后评价》中后评价开展期间进行的污染源监测数据、采油二厂2021年例行监测报告及类比分析，现有工程污染物年排放情况见表3.1-3。

表3.1-3 **现有工程污染物排放情况一览表** 单位：t/a

类别		废气					废水	固废
		颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	H_2S		
现有工程排放量	TK6105X 井场	*	*	*	*	*	0	0
	TK694 井场	*	*	*	*	*	0	0
	6-1 计转站	*	*	*	*	*	0	0
	6-2 计转站	*	*	*	*	*	0	0
合计		*	*	*	*	*	*	0

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			塔河油田 6 区 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			新疆阿克苏地区库车市境内	
建设性质			改扩建	
总投资			项目总投资*万元，其中环保投资*万元，占总投资的*%	
建设规模			项目建成后年产油 5.84 万吨	
建设内容	主体工程	钻井工程	部署 10 口井，其中 8 口新建井（TK6146X、TK6149、TK6153、TK6150、TK6152、TK6148、TK6147、TK6151），2 口侧钻井(TK6105XCH、TK694CX)	
		站场工程	新建井场	新建 8 座井场，每座井场设置 1 台 400kW 加热炉
			6-1 计转站扩建	6-1 计转站外侧扩建 8 井式掺稀阀组 1 座
		集输	集输管线	新建单井集输管线 17.95km

		工程	掺稀管线	新建单井掺稀管线17.95km
			燃料气管线	新建单井燃料气管线17.95km
	公辅工程		配套自动控制、通信、供配电、道路、结构、消防等辅助系统工程	
	环保工程	废气	施工期：废气包括施工扬尘、测试放喷废气、焊接烟尘、车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖的措施；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； 营运期：加热炉使用净化后的天然气作为燃料，采出液密闭输送；	
		废水	施工期：施工期废水包括钻井废水、管线试压废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；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； 营运期：营运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二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；	
		噪声	施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间； 营运期：选用低噪声设备、基础减振；	
		固体废物	施工期：施工期固废主要为土方、岩屑、废机油和生活垃圾。施工土方全部用于管沟和井场回填；岩屑随泥浆一同进入不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；废机油桶装收集后和废烧碱包装袋暂存在井场危废暂存间内，完井后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理；生活垃圾在垃圾收集箱暂存，将由井队定期清理运送至塔河油田绿色环保站； 营运期：营运期固体废物主要为油泥(砂)，属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置；	
		生态	施工期：严格控制施工作业带宽度；分层开挖，分层回填；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘； 营运期：管线上方设置标志，定时巡查井场、管线；	
		环境风险	施工期：井场设置2座放喷池和1座应急池； 营运期：管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪	
劳动定员			依托塔河油田6区现有人员，不新增劳动定员	

3.2.2 流体特性

本项目油井采出液为油气混合物。

(1)原油

塔河油田6区奥陶系油藏原油密度介于0.8849～1.0575g/cm^3，平均0.9632g/cm^3，属于中～重质原油；原油运动粘度介于7.8～29629mm^2/s，平均为1823mm^2/s。凝固点介于－35～－1℃，平均在－25.2℃；平均含硫2.78%，平均含

蜡量为5.16%；含盐量介于10.21～35437.08mg/L，平均3691mg/L。

(2)地层水物性参数

塔河6区地层水总矿化度平均为20.91×10^4mg/L，pH值平均5.7，为$CaCl_2$型地层水，平面上地层水总矿化度呈西部、西南部高、中部低的趋势分布。

(3)天然气

塔河油田6区天然气具有相对密度高、甲烷含量低和重烃含量高的特点。依据天然气样品物性分析、统计结果，相对密度0.76，各气体组分的体积的百分含量为：C_1占76.28%，C_2占7.64%，C_3占5.68%，iC_4占1.175%，nC_4占2.4%，iC_5占0.745%，nC_5占0.92%，N_2占3.5%，CO_2占1.66%。

3.2.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表3.2-4。

表3.2-4 **本项目主要技术经济指标一览表**

序号	项目			单位	数量
1	设计指标	新井	单井日产液量	t/d	*
2			单井日产气量	m^3/d	*
3		侧钻井	单井日产液量	t/d	*
4			单井日产气量	m^3/a	*
5		集输管线		km	*
6		燃料气管线		km	*
7		掺稀管线		km	*
8	能耗指标	天然气年耗量		10^4m^3/a	*
9	综合指标	总投资		万元	*
10		环保投资		万元	*
11		劳动定员		人	*

3.2.4 工程组成

3.2.4.1 钻井工程

3.2.4.1.1 工程建设内容

工程主要包括钻前工程、钻井工程、钻后工程和测试放喷四部分，其具体

工程见表 3.2-5。

表 3.2-5 **单座井场钻井工程主要内容和工程量一览表**

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
新井钻前工程					
1	井场面积	*	m^2	*	新建
2	钻井平台	*	套	*	新建
3	应急池	*	座	*	用于不落地无害化处理装置出现事故时临时存放钻井岩屑；“环保防渗膜+水泥压边”防渗
	主放喷池	*	座	*	测试放喷过程中放喷出来的污水进行集中存放；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
	副放喷池	*	座	*	测试放喷中放喷出来的污水进行集中存放；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
4	污水处理站	*	座	*	处理规模 20m^3/d，包括 1 套微生物处理系统，1 座调节反应池、1 套生物降解反应器、1 套曝气系统、1 套杀菌装置、1 套脱色装置
	活动房	*	座	*	人员居住；撬装装置
钻井工程					
钻井设备安装		钻井成套设备搬运、安装、调试			
钻井作业		采用常规旋转钻井工艺，钻井进入目的层后完钻			
录井、测井		记录钻井过程中的所有地质参数；并对岩层孔度等进行测量			
完井		进行完井作业后，拆除井场设备，安装采油树，其余设备将拆除搬迁，并进行测试放喷；若该井不产油气或所产气量无工业开采价值，则进行水泥塞封井			
钻后工程					
完井		钻井设备拆卸、搬运			
井场平整恢复		井场平整、恢复，做到工完、料净、场地清			
测试放喷					
设备安装		设备搬运、安装采油树、安全阀、计量管汇、压井管汇、地面加热器、三相或两相分离器、计量罐、储液罐(油罐)、油气水进出口管线、放喷管线等设备			
测试放喷		项目放喷目为证实可能油气层的储性			

图 3.2-1　　钻井期井场平面布置示意图

3.2.4.1.2新钻井基本数据及井身结构

本工程新钻 7 口直井 1 口斜井，侧钻 2 口井，井场平面布置见图 3.2-1。本工程中钻井工程基本数据见表 3.2-5，井身结构见图 3.2-2。

表 3.2-5 **本工程新钻井基本数据一览表**

序号	井名	井型	井别	井口坐标	
				维度	经度
1	TK6146X	斜井	采油井	*	*
2	TK6147	直井	采油井	*	*
3	TK6148	直井	采油井	*	*
4	TK6149	直井	采油井	*	*
5	TK6150	直井	采油井	*	*
6	TK6151	直井	采油井	*	*
7	TK6152	直井	采油井	*	*
8	TK6153	直井	采油井	*	*
9	TK6105XCH	侧钻井	采油井	*	*
10	TK694CX	侧钻井	采油井	*	*

(1)直井井身结构示意图　　(2)斜井井身结构示意图

(3)裸眼侧钻井井身结构示意图

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 1.05～1.15g/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1.10～1.30g/cm^3。

三开采用KCl聚磺体系，膨润土(1.5%～4%)+大分子聚合物(0.01%～0.1%)+磺甲基酚醛树脂(2%～5%)+褐煤树脂(2%～5%)+抗温抗盐降失水剂(2%～5%)+防塌剂(3%～5%)+润滑剂(2%～3%)+氯化钾(3%～5%)+储层保护剂，设计密度1.15～1.24g/cm^3。

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。单座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/单座井场
钻前工程	装载机	—	—	辆	*
	挖掘机	—	—	辆	*
	污水处理站	200m^3	—	座	*
钻井工程	机械钻机	ZJ70钻机	—	—	*
	井架	JJ450/45-X	4500	kN	*
	底座	DZ450/10.5-X	4500	kN	*
	绞车	JC70LDB	1470	kW	*
	天车	TC450	4500	kN	*
	游车/大钩	YC450/DG450	4500	kN	*
	水龙头	SL450-5	4500	kN	*
	转盘	ZP375	5850	kN	*
	柴油发电机	—	800	kW	*
	泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	*
	循环罐	—	60	m^3	*
	振动筛	—	—	m^3/h	*
	除气器	ZCQ220	240	m^3/h	*
	钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m^3/h	*
	离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m^3/h	*
	液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m^3/h	*
	钻台紧急滑道	—	—	—	*
	环形防喷器	FH35-35	35	MPa	*
	单闸板防喷器	FZ35-70	70	MPa	*
	双闸板防喷器	2FZ35-70	70	MPa	*
	压井管汇	YG78/103-70	70	MPa	*
	节流管汇	JG78/103-70	70	MPa	*
钻后工程	运输车辆	—	—	辆	*
	装载机	—	—	辆	*
测试放喷	采油树	—	—	—	*

	三相计量分离器	—	—	—	1套
	凝析油储罐	—	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，单独核算单个井场原材料消耗量，最终汇总的原材料消耗情况见表3.2-7。

表3.2-7　　10口井钻井工程原材料合计消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
1	水	m^3	*	--	配制泥浆
3	水泥+硅粉	t	*	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	*	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_2CO_3)	t	*	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	*	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	*	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	*	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	*	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	*	聚丙烯腈复配铵盐	钻井液降滤失剂

续表 3.2-7　　钻井工程原材料合计消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
11	抗温降滤失剂/HX-E/TSH-2等	t	*	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	*	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	*	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	*	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	*	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	*	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
17	防塌剂(胶体)/SY-A01等	t	*	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	*	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	*	仿烃类衍生物复配，棕褐色液体	钻井液润滑剂
20	氯化钾	t	*	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	*	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

续表 3.2-7　　钻井工程原材料合计消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
22	固体润滑剂/SHR-102等	t	*	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	*	灰白色粉末，随钻堵漏剂改性植物纤维系该性天然植物高分子复合材料，具有良好的水溶胀桥接封堵动能，粘附性强，不受电解质污染影响，无毒，无害。	堵漏裂缝性漏失，钻井液随钻堵漏剂
24	润滑剂	t	*	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8682m^3，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，施工天数150d，老井侧钻施工天数40d，按生活用水量100L/d·人计，生活用水量总计约7680m^3。

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6144m^3，每座井场建设一座撬装化污水处理站，采用“AO+MBR”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标准》（GB18918-2002）一级B标准后，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。

(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。井场道路宽约6m，长度合计约为2.3km，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

本项目各钻井井场设置有一座撬装式危废暂存间(10m^2)，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废机油和烧碱废包装袋，废机油采取桶装形式密闭后存放在危废暂存间内，烧碱废包装袋折叠后打包存放在危废暂存间内，并与废机油存放有一定的界限。

3.2.4.2 地面工程

本项目新建采油井场8座，永久占地面积为2.88hm^2，井场内安装采油树、400kW燃气加热炉等生产设施。油气通过节流装置节流后再经加热炉加热，最后通过集输管线输送至就近计转站(6-1计转站、6-2计转站)。本项目在6-1计转站扩建1座8井式阀组，新增永久占地面积为50m^2。

本项目地面工程涉及的主要设备见表3.2-8，井场平面布置示意图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
新建8座单井井场	1	采油树	--	座	*	每座井场各1套
	2	真空加热炉	400kW，单盘管	座	*	每座井场各1台，对采出液进行加热
	3	高压节流阀	DN75，16MPa	套	*	每座井场各1套，抗硫
	4	流量控制仪	--	台	*	每座井场各1套
	5	可燃气体检测报警仪	--	台	*	每座井场各2台，检测可燃气体泄漏情况
	6	硫化氢检测报警仪	--	台	*	每座井场各2台，检测硫化氢气体泄漏情况
6-1计转站	1	8井式掺稀阀组	--	座	*	--

图3.2-3　**井场平面布置示意图**

3.2.4.2.1 集输管线

本工程新建8条单井集输管线，合计17.95km；新建8条单井燃料气管线，合计17.95km；新建8条单井掺稀管线，合计17.95km。集输管线、燃料气管线、掺稀管线3条管线同沟敷设，集输管道见表3.2-9，管线走向图见图3.2-4。

表 3.2-9 **集输管道一览表**

序号	管道名称	起点	终点	长度(km)	管径和材质	输送介质
1	集输管线	TK6146X	6-2 计转站	*	*	*
2		TK6149	6-2 计转站	*		
3		TK6153	6-1 计转站	*		
4		TK6150	6-1 计转站	*		
5		TK6152	6-1 计转站	*		
6		TK6148	6-1 计转站	*		
7		TK6147	6-2 计转站	*		
8		TK6151	6-1 计转站	*		
9		合计		17.95	--	--
10	燃料气管线	6-2 计转站	TK6146X	*	*	*
11		6-2 计转站	TK6149	*		
12		6-1 计转站	TK6153	*		
13		6-1 计转站	TK6150	*		
14		6-1 计转站	TK6152	*		
15		6-1 计转站	TK6148	*		
16		6-2 计转站	TK6147	*		
17		6-1 计转站	TK6151	*		
18		合计		17.95	--	--
19	掺稀管线	6-2 计转站	TK6146X	*	*	*
20		6-2 计转站	TK6149	*		
21		6-1 计转站	TK6153	*		
22		6-1 计转站	TK6150	*		
23		6-1 计转站	TK6152	*		
24		6-1 计转站	TK6148	*		
25		6-2 计转站	TK6147	*		
26		6-1 计转站	TK6151	*		
27		合计		17.95	--	--

管线走向图

图 3.2-4

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6-1计转站、6-2计转站敷设管线至井场，气源为联合站内处理后的天然气；本项目井场加热炉燃料气年消耗量183.94万m^3。燃料气低位发热值为33.4MJ/m^3。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	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	CO_2	N_2	总硫(mg/m^3)
含量，mol%	*	*	*	*	*	*	*	*

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)
8座400kW加热炉	*	*	*	*

注：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6区区域现有道路及钻井期井场道路。

(2)供电工程

塔河油田6区块建有完善的电力系统，区域内10kV配电网较为成熟，6区区块生产用电依托已建电力系统，可以满足塔河油田6区区块供电需求。

(3)通信工程

在新增单井井口至相应站场之间敷设8芯光缆,与单井集输管线同沟敷设，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。视频光端机，经光缆上传相应的站场。通信工程主要工程量，见表3.2-19

表3.2-19 **集输方案一通信工程主要工程量表**

序号	设备名称	单位	数量	备注
1	8芯通信光缆	km	17.95	与集输管线同沟敷设
2	视频光端机	台	16	每座井场2台
3	室外一体化红外摄像机	台	8	每座井场1台
4	光缆终端盒	台	16	每座井场2台
5	工业以太网交换机	台	8	每座井场1台

(4)给排水

本项目井场为无人值守场站，井场加热炉水套需定期进行补水，补水周期为0.2m³/月。项目无废水外排。

(5)仪表自控

油井井口设置RTU及检测仪表，RTU用来采集井口生产数据，并上传上级站场，最终上传塔河采油二厂监控中心。仪表控制部分主要设备包括：智能压力变送器、智能一体化温度变送器、功图传感器、电参数模块、井口RTU、原油含水分析仪等。

(6)防腐工程

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

燃料气管线防腐:燃料气管线采用20#无缝钢管，管道外壁底漆为环氧富锌底漆、中间漆为环氧云铁中间漆、面漆为丙烯酸聚氨脂面漆。已在厂家做好内外防腐，只在施工现场进行连接。管线焊接补口选用无溶剂液体环氧防腐涂料(干膜厚度≥300μm)＋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。

3.2.5 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。

3.2.6 工艺流程及产排污节点

3.2.6.1 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3.2-5。

图3.2-5　　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

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

(2)井场建设

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

钻前工程废气污染源主要为施工扬尘和施工设备及车辆废气，土方施工时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；废水污染源主要为施工人员产生的少量生活污水，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；噪声污染源主要为施工及运输车辆噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为施工人员生活垃圾，定点收集，定期拉运至塔河油田绿色环保站处理。

3.2.5.1.2 钻井作业

工程预计新钻井时间为150天,老井侧钻井时间为40天,24h连续作业。

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

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

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

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

钻井作业施工过程中废水污染源主要为生活污水，生活污水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；噪声污染源主要为泥浆泵及钻机噪声，采取基础减振等降噪措施；固体废物主要为岩屑、废泥浆、废机油、废烧碱包装袋及生活垃圾，岩屑及废泥浆一同进入泥浆不落地系统，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，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。废机油和废烧碱包装袋属于危险废物，其中废机油采用桶装密闭收集，废烧碱包装袋折叠打包后，暂存于井场撬装式危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置。生活垃圾定点收集，定期拉运至塔河油田绿色环保站处理。

3.2.5.1.3 测试放喷作业

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

检查套管通径及变形、破损情况；检查固井后形成的人工井底是否符合测试放喷

要求；同时调整井内压井液使之符合射孔的要求，防止在地层打开后，污水进入油层造成地层污染。

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

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

测试放喷阶段主要污染物为三相(或两相)分离器产生气体(或天然气)在放喷池放空。产生的液体(或原油)由液体罐收集后，原油送6-1计转站或6-2计转站；如为不含油的采出液，则送塔河油田绿色环保站进行处理。

测试放喷过程废气污染源主要为放空油气燃烧废气，燃烧废气直接排放。废水污染源主要为施工人员生活污水，生活污水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。噪声污染源主要为放喷气流噪声和机械设备运行噪声，采取机械设备基础减振的降噪措施。固体废物主要为施工人员生活垃圾，集中收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理。

图 3.2-6　**钻井过程中污染源及污染物产生节点图**

3.2.6.1.1 地面工程

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

层并进行平整。

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

3.2.8.1.2 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、掺稀管线、通信光缆敷设及井场配套设备安装，其中集输管线、燃料气管线、掺稀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3.2-7。

图3.2-7　施工阶段工艺流程图

(1)施工准备

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

(2)管沟开挖及下管

管道应尽量避免穿过林地，不可避免时，应对管线采取合理穿越方式(穿越公益林段采用人工开挖的方式减小施工作业带宽度，从而减少机器对公益林的破坏)，并采取恰当的恢复和保护措施；施工过程中应确定严格的施工范围，并使用显著标志加以界定，严格控制工程施工过程中的人工干扰范围。在保证施

工顺利进行的前提下，尽量减少占地面积。充分利用现有道路施工，在穿越灌木丛较密地段，尝试采用人工开挖沟槽的方式，尽量减少砍伐植被。

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线及天然气、集输管线保持一定距离：距离地下现有天然气管线水平距离≥5m，距离外输管线水平距离≥2m。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，当管线穿越林地时采用人工开挖方式,减少对地表植被、土壤的扰动范围。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。本项目集输管线采用埋地敷设，采用耐腐蚀性好的柔性复合管，不需要额外采取防腐措施，外做保温。燃料气管线采用20#无缝钢管，管道外壁底漆为环氧富锌底漆、中间漆为环氧云铁中间漆、面漆为丙烯酸聚氨脂面漆。已在厂家做好内外防腐，只在施工现场进行连接。管线焊接补口选用无溶剂液体环氧防腐涂料(干膜厚度≥300μm)＋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、掺稀管线同沟埋地敷设，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3.2-8～3.2-9。

图3.2-8　　一般地段管道施工方式断面示意图

图3.2-9　　管线与已建管线穿越示意图

(3)管道连接与试压

集输管线非金属管线采用接头连接，燃料气管线、掺稀管线采用焊接组装。焊接完成后的对管道采用压缩空气进行吹扫，保持管道内清洁。管线经过连接、防腐补口，进行注水试压。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输送至就近计转站。

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

施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气；土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；废水污染源主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；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；管道焊接及管道吹扫产生的废渣运至塔河油田绿色环保站处理。

施工期污染源及环境影响减缓措施情况见表3.3-22。

表3.3-22　　**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	车辆低速行驶、车况良好、燃烧合格油品；场地大风天气适当洒水抑尘	环境空气
		焊接废气、施工机械及运输车辆尾气	间断	SO_2、NO_2、C_mH_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	环境空气
		测试放喷废气	间断	SO_2、NO_2、H_2S、C_mH_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	用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，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	不外排天然地表水体
		清管废水	间断	COD、SS、石油类	通过现有集输管道输至塔河油田二号联，经塔河油田二号联内污水处理系统处理达标后回注地层	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
井场及站场	固体废物	岩屑	间断	岩屑	分离的岩屑相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等	妥善处置
		废机油	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
		废烧碱包装袋	间断	危险废物	废烧碱包装袋折叠打包后，暂存于井场撬装式危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置	妥善处置

		生活垃圾	间断	生活垃圾	生活垃圾定点收集，定期拉运至塔河油田绿色环保站处理	妥善处置
		管道焊接及管道吹扫产生的废渣	间断	施工废料	部分回收利用，剩余收集后运至塔河油田绿色环保站处理	综合利用或妥善处置
		弃土弃渣	间断		施工结束后用于回填管沟及场地平整	
	噪声	施工机械、运输车辆噪声	间断	噪声	优先选用低噪声施工机械和设备；距离声环境敏感点较近的需采取基础减振、隔声降噪等综合措施	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

3.2.8.2 运营期工艺流程及排污节点分析

本项目工艺流程主要包括油气开采及集输。

为减少采出液粘滞性，便于集输，井场设真空加热炉对采出液进行加热。真空加热炉的筒体中，装设了火筒、烟管、油盘管等部件，它们占据了筒体的一部分空间，其余的空间为水。燃料在火筒中燃烧后，产生的热能以辐射、对流等传热形式将热量传给水套中的水，使水的温度升高，水及其蒸汽再将热量传递给油盘管中的油品，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。

运营期井场采出液经过掺稀后通过井口模块油嘴一级节流后进井场加热炉，经过加热炉加热并节流后由新建集输管线混输至井场就近计转站，最终送至二号联合站处理。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。

本项目掺稀管线由井场就近计转站铺设至井场，输送介质为二号联合站处理过的稀油，井场开采出的原油粘度大，需进行井筒掺稀降粘才能正常流动。掺稀管线采用密闭输送，与集输管线同沟敷设，掺稀管线输送过程中无污染物的产生和排放。

油井开采一定年限后，需进行修井作业，周期大概为 2～3 年 1 次。营运期依据单井产能情况，当产量下降，判断是井孔地层堵塞，则需进行修井等井下作业。在油井投入生产后，油井中的套管可能会出现堵塞、内径变小等各种状况，

这会导致有些生产工具无法通过套管下入油井内，从而导致油井无法正常生产。在这种情况下就需要进行修井作业，也即是进行修复油井套管的作业。在修井作业中需要利用钻具对套管进行磨铣，以解除套管堵塞，从而保证生产工具能够通过套管下入油井内。

油气开采及集输过程中废气污染源主要为加热炉烟气(G_1)和井场无组织废气(G_2)，加热炉燃用净化后的清洁能源天然气，通过1根8m高烟囱排放；废水污染源主要为采出水(W_1)和井下作业废水(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)主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的油泥(砂)，委托有资质单位进行接收处置。

图3.2-10　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3.2-12。

表3.2-12　　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，烟气经8m烟囱外排
	G_2	井场无组织废气	非甲烷总烃、H_2S	连续	定期巡检
废水	W_1	采出水	--	连续	送至联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层
	W_2	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	井场加热炉	L_{eq}	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N_2	采油树		连续	选用低产噪设备、基础减振
固废	S_1	油泥(砂)	含油废物	间歇	委托有资质单位接收处置

3.2.8.3 闭井期

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。

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

闭井期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为闭井过程中产生的废弃管线、废弃建筑垃圾等，收集后送塔河油田绿色环保站妥善处理。

3.2.9 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，对于穿越林地区域或植被密集区，开挖过程中应采取人工开挖的方式尽可能的减少对区域植被的影响。

(2)废气

本项目施工过程中废气包括放喷废气、施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。

①放喷废气

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车辆尾气和焊接烟气

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

(3)施工废水

施工期产生的废水主要是钻井队生活污水和管道试压废水。其中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；管道试压废水试压结束后，试压废水就地泼洒抑尘。

①钻井废水

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

根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同

分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，根据类型不同采取不同措施妥善处置。

②酸化压裂废水

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。单井排放的酸化压裂废水为60～100m^3，平均80m^3。本工程新钻8口单井，侧钻2口单井，产生的酸化压裂废水约为800m^3。

酸化压裂结束后，酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，加碱中和后拉运至塔河油田绿色环保处理站妥善处置。

③生活污水

本项目新钻采油井 8 口，平均钻井完井周期*天；侧钻井 2 口，平均钻井完井周期*天。钻井人数一般为*人，按每人每天用水量 100L 计算，则生活用水量为 7680m^3，生活污水产生量按用水量的 80%计算则总产生量为*m^3。生活污水中主要污染物为 COD、BOD_5、NH_3-N、SS 等；类比区域内周边油田现状，生活污水中主要污染物浓度 COD 为 400mg/L、BOD_5为 250mg/L、NH_3-N 为 20mg/L、SS 为 200mg/L；各污染物的产量 COD 为*t、BOD_5 为*t、NH_3-N 为*t、SS 为*t。

(4)施工噪声

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

(5)固体废物

本项目施工过程中产生的固体废物主要为施工过程中钻井泥浆、钻井岩屑、废机油、废烧碱包装袋、焊接及吹扫废渣、施工人员生活垃圾。

①钻井泥浆

项目使用泥浆为膨润土体系泥浆、聚磺体系泥浆。泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用。

②钻井岩屑

钻井过程中，岩石井钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，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，m^3；

D——井眼的平均直径，取0.30m；

h——井深，取平均值*m。

利用上述公式计算出每口井钻井期内产生的岩屑量最大为*m^3，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑*m^3，水基磺化泥浆钻井岩屑*m^3。本工程新钻井8口，总岩屑产生量为*m^3，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑*m^3，水基磺化泥浆钻井岩屑*m^3。

在其钻井阶段结束后采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离泥浆和岩屑，泥浆一般在储罐和循环池内，储罐为金属材质，循环池设有防渗膜，钻井分阶段结束后，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，利用气候干燥的环境自然蒸发干化后用于修建井场道路、垫高井场等综合利用或填埋。磺化泥浆其成分中有价值的添加剂较多,在钻井结束后进入泥浆罐中拉运至下一钻井工程使用，不外排；磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后暂存于磺化泥浆池，拉运至轮南钻试修环保站处理。通过上述措施，钻井期间的固体废物得到妥善处置，同时加强其收集、运输管理工作，不会对环境产生明显污染影响。

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。分离的岩屑相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后,用于铺垫油区内的井场、道路等。

③废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，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，防治废润滑油落地污染

土壤和地下水。类比同区域、相似地质构造钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为*t/口，本工程新钻井8口，侧钻井2口，废机油量产生量为*t，废机油由区域具有危废处置资质的公司接收处置，并按《废矿物油回收利用污染控制技术规范》(HJ607-2011)和《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求，落实废油的收集和防治污染措施，对周围环境不会造成污染影响。

④烧碱废包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废暂存间中。类比同区域、相似地质构造钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为0.1t/口，本工程新钻井8口，侧钻井2口，烧碱废包装袋产生量为1.0t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置，并按《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求，落实废包装袋的收集和防治污染措施，对周围环境不会造成污染影响。

⑤生活垃圾

根据开发调整方案，本项目新钻采油井 4 口，平均钻井完井周期 150 天；侧钻井 2 口，平均完井周期为 40 天。单井施工人数约 60 人，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。整个钻井过程生活垃圾产生量共计 38.4t。生活垃圾堆放在指定地点，定期清运至塔河油田绿色环保站生活垃圾填埋场。

。

3.2.10 营运期污染源及其防治措施

3.2.10.1 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 3.2-13。

表3.2-13 **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/m³)	治理措施	排气筒高度(m)	废气量(m³/h)	排放浓度(mg/m³)	排放速率(kg/h)	有效工作时间	年总排放量(t/a)
1	真空加热炉烟气(8台加热炉)	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	*	使用清洁能源	*	*	*	*	*	*
2	井场无组织废气(8座井场)	非甲烷总烃 硫化氢	--	密闭输送	--	--	*	*	*	*
3	6-1计转站外扩8井式掺稀阀组无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭流程	--	--	*	*	*	*

3.2.10.2 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3.2-16。

表3.2-16 **本项目井场废水情况一览表**

类别	序号	污染源	产生量(m³/a)	排放量(t/a)	主要污染物	产生特点	治理措施
废水	W_1	采出水	*	0	石油类、SS	连续	送至联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层
废水	W_2	井下作业废水	*	0	石油类、SS、COD、pH	间歇	送至塔河油田绿色环保站处理

本项目采出水随采出液一起进入二号联合站处理，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。

3.2.10.3 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3.2-17。

表 3.2-17　　**单座井场噪声污染源强一览表**

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

3.2.10.4 固体废物及其治理措施

本项目实施后，固体废物主要为井场涉油设施阀门和法兰等原油渗漏、管线破损时产生的油泥(砂)及井下作业油品溅溢产生的油泥(砂)。根据《国家危险废物名录(2021 年版)》、《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)，油泥(砂)属于危险固体废物，采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。危险废物处理处置情况见表 3.2-18。

表 3.2-18　　**本项目危险废物产生、处置及防治措施情况一览表**

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
油泥(砂)	HW08	071-001-08	*	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T，I	桶装收集后，由有危废处置资质单位接收处置

3.2.11 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。

3.2.11.1 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。

3.2.11.2 闭井期水环境污染防治措施

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

3.2.11.3 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。

3.2.11.4 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。废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送塔河油田绿色环保站妥善处理。

(2)对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，地下截去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。

3.2.11.5 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。

3.2.12 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 3.2-19 **非正常排放情况一览表**

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

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。

3.2.13 清洁生产分析

(1)集输及处理清洁生产工艺

①本项目所在区块具备完善的油气集输管网，井场采出液经集输管线输送至计转站，最终进入二号联合站集中处理，全过程密闭集输，降低了损耗，减少烃类物质的挥发量。

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

③井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免油品、污水喷出。

④对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤井下作业过程中，对产生的散落油品和废液采用循环作业罐(车)收集。

⑥井下作业过程中铺防渗土工膜防止油品落地。

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

景观的破坏，土方量也大大减少。

(2)节能及其它清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

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

④采用高效加热设备，合理利用能量，降低生产运行能耗损失；

⑤采油区采用自动化管理，提高了管理水平。

(3)建立有效的环境管理制度

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

本项目主要采取的环境管理措施如下：

①落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

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

根据综合分析和类比已开发区块,塔河油田6区2022年产能建设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。

表3.2-18　**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	86400	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
（3）资源综合利用指标	25	钻井液循环率	井深：2000m 以下；2000-3000；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	
		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	

表 3.2-19　**井下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	
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	25	占地面积	--	5	符合行业标准要求	28800	5
		洗井液消耗	m^3/井次	10	行业基本水平	符合	10
		新鲜水消耗	m^3/井次	10	行业基本水平	符合	10
(2)生产技术特征指标	25	压裂放喷返排入罐率	%	25	100	100%	25
(3)资源综合利用指标	25	落地原油回收利用率	%	8	100	100%	8
		生产过程排出物利用率	%	9	100	100%	9
		剩余作业液回收率	%	8	100	100%	8
(4)污染物产生指标	25	废弃洗井液	kg/井次	5	--	正常水平	5
		修井废水	kg/井次	5	--	正常水平	5
		废气	kg/井次	5	--	正常水平	5
		油泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	≤50	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	符合	5

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	洗井液的毒性	无毒	15	15
(2)生产工艺及设备要求	40	防喷措施有效性	有效	7	7
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	6	6
		防溢设备（防溢池设置）	具备	6	6
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	8	8
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	8	8
(3)符合国家政策的生产规模	10	废液、落地油处理符合现行国家政策法规		10	10
(4)管理体系	20	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	15

建设及清洁生产审核		开展清洁生产审核	5	5
(5)贯彻执行环境保护法规符合性	15	污染物排放总量控制与减排措施情况	15	15

表 3.2-20 **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 天然气	30	天然气：≤50	33	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、防止落地原油产生措施	10
				10		防止落地原油产生措施	10		10

续表 3.2-20 **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
(1)生产工艺及设	45	采油（气）方式	采气方式经过综合评	10	油井自喷	10

备要求			价确定			
		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
		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

由表 3.2-20 计算得出：本项目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≥90，属于清洁生产先进企业。

3.2.14 三本账

本项目实施后“三本账”情况见表3.2-21。

表3.2-21 **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	*	*	*	*	*	0	0	0
本项目排放量	*	*	*	*	*	0	0	0
以新带老削减量	*	*	*	*	*	0	0	0
本项目实施后排放量	*	*	*	*	*	0	0	0
本项目实施后增减量	*	*	*	*	*	0	0	0

3.2.15 污染物总量控制分析

3.2.15.1 总量控制因子

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

废气污染物：SO_2、NO_X、VOCs。

废水污染物：COD、NH_3-N。

3.2.15.2 本项目污染物排放总量

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。

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，废气污染物排放总量按照排污系数进行核算：

表3.2-22 **工业锅炉(热力生产和供应行业)产排污系数表-燃气工业锅炉**

产品名称	原料名称	工艺名称	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术	排污系数
蒸汽/热水/其	天然气	室燃炉	二氧化硫	千克/万立方米-原料	0.02S①	直排	0.02S
			氮氧化物	千克/万立方米-原料	18.71	直排	18.71

注：总硫含量按天然气标准(GB17820-2018)中一类标准计，总硫≤20mg/m^3。

本项目加热炉天然气耗量为183.94万m^3/a，根据排污系数计算其污染物排放情况如下：

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)，挥发性有机物(VOCs)是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。本项目采用密闭集输工艺，在油气集输环节产生的挥发性有机物(VOCs)主要为非甲烷总烃，故建议非甲烷总烃作为VOCs排放控制因子。根据计算，项目运营期VOCs(非甲烷总烃)排放量为*t/a。

综上所述，本项目总量控制指标为：SO_2 *t/a，NO_X *t/a，VOC_S*t/a，COD 0t/a，氨氮0t/a。按照总量替代原则，本项目总量指标由中国石油化工股份有限公司西北油田分公司部分未建产及关井的单井加热炉总量控制指标以及清洁生产改造减排中解决。

3.3 依托工程

3.3.1 二号联合站

(1)油处理系统

塔河油田二号联合站于2003年10月建成投产，设计原油处理能力为*t/a，负责塔河油田6区、7区、10区油区的原油处理任务。2008年二号联合站进行扩建，扩建原油处理能力*t/a（第二套原油处理装置），扩建后的最终处理原油规模为*t/a。

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

流程描述：接转站进站原油加药后进加热炉加热，温升至75℃后进油气三相分离器进行油、气、水三相分离，含水原油脱除一部分游离水和伴生气后，含水≤15%的原油进入脱硫塔进行脱硫，然后进入一次沉降罐和二次沉降罐沉降脱水，含水小于5%的原油经脱水（硫）泵提升进加热炉，温升至80℃后进原油储罐，在原油储罐静止沉降后排底水，合格原油外输至输油首站，沉降出的污水自压进入污水处理系统。

二号联原油采用负压气提脱硫，负压稳定脱硫塔气相经降温冷凝后去轻烃站

混烃脱硫单元脱硫。

(2)水处理系统

塔河油田二号联合站污水处理设施设计处理能力5000m³/d。污水处理工艺采用斜管除油器加核桃壳过滤除油工艺，处理后的废水经过500m³缓冲罐进入外输泵房，全部用于油井回注。

二号联采出水系统位于二号联合站内东侧区域，呈长方形，自北向南可依次分为采出水处理区（主要是采出水接收罐、核桃壳过滤器、电化学预氧化装置、缓冲罐、加药装置等）、罐底水回收区（主要是回收池）。

工艺流程为：二号联合站处理污水处理系统主要生产流程：含油污水→接受罐→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。

(3)依托可行性分析

本项目井场采出液经新建管线输送至就近计转站后，最终输送至二号联合站进行处理。本项目采出水水质与二号联合站采出水系统接收的水质基本相同，二号联采出水处理装置可处理本项目井场采出水。依托二号联合站富余情况如表3.3-1所示。

表3.3-1　　**依托工程可行性分析一览表**

二号联合站情况			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）	*	*	*	可依托
采出水(m³/d)	*	*	*	

综上可知，二号联合站富余量可以满足本项目采出液处理要求，本项目采出液依托现有二号联合站处理可行。

3.3.2 塔河油田绿色环保站

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

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

塔河油田一号固废液处理站主要处理塔河油田废液、洗井废液、压裂酸化

液及生活垃圾、含油废物等。塔河油田一号固废液处理站现有2座*m³工业垃圾池、库容*m³的生活垃圾池、6座总容积为*m³固体垃圾池、3座总容积为*m³污油泥接收池、1座*m³脱硫剂暂存池、1座*m³药渣暂存池、1座*m³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*m³/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、油泥(砂)、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3.3-2所示。

表3.3-2 **塔河油田绿色环保站运行情况一览表**

序号	单元名称	设计规模	实际处理量	富余能力	本项目需处理量	依托可行性
1	废液处理系统	*	*	*	*	可行
2	工业垃圾填埋池	*	*	*	*	可行
3	生活垃圾填埋池	*	*	*	*	可行
4	污油泥处理系统	*	*	*	*	可行

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

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

本项目位于阿克苏地区库车市塔河油田6区区块内，南距最近村庄塔湖西村*km。区域以油气开采为主，现状占地类型主要为林地及荒漠。本项目地理位置见图4.1-1，周边关系见图4.1-2。

4.1.2 地形地貌

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

本项目位于塔里木河冲积平原地带，地势平坦，海拔高度在934～936m之间，地形简单，地貌单一。

项目地理位置图

图 4.1-1

项目周边关系图

图4.1-2

4.1.3 区域地质概况

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

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。

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 145.04～221.39m^3/d，水量中等；渗透系数为 1.02～3.88m/d。

②包气带岩性、结构、厚度、分布及垂向渗透系数

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

③区域地下水补给、径流、排泄条件

塔北区域地下水的补给来源主要是英达里亚河的渗漏补给、渠系渗漏补给、田间灌溉水的渗漏补给、井灌水的回归补给、水库水的渗漏补给、上游地下水的侧向径流补给。因气候非常干燥，因而降水入渗补给微乎其微。地下水从渭干河冲洪积扇顶部向南部汇流。在渭干河冲洪积平原的上、中部，地下水含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为卵砾石、砂砾石，含水层颗粒粗、厚度大、渗透性强，故地下水径流通畅，径流条件好。到冲洪积平原的中下部，含水层渐变为双层-多层结构的潜水-承压水含水层，含水层岩性也由粗颗粒的卵砾石、砂砾石地层渐变为细颗粒的中砂、细砂、粉砂等砂类地层，含水层的厚度变薄、渗透性变差、径流不畅，因而地下水径流条件相对变差。因塔北评价区位于渭干河冲洪积平原中下部，故其地下水径流条件相对较差。在塔北区域北部，地下水的水力坡度约0.83‰，中部变为0.59‰，南部变为0.70‰。地下水主要通过潜水蒸发、植物蒸腾、人工开采等方式排泄，最终以地下径流的方式排泄至塔里木河中，塔里木河又排泄到最低排泄点—台特玛湖。

④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

从塔北区域的中部向东西两侧，潜水的矿化度和水化学类型具有十分明显的水平分带规律性，表现为从中部到东西两侧，潜水矿化度由小于1g/L逐渐升高为35.59g/L，水化学类型也由HCO_3·SO_4·Cl-Na(Ca·Mg)型渐变为SO_4·Cl—Na·Mg型和Cl·SO_4- Na(Mg·Ca)型水。

从塔北区域的北部向中部、南部，潜水的矿化度和水化学类型也具有十分明显的水平分带规律性，表现为从北部到南部，潜水矿化度由小于1g/L逐渐升高为12.27g/L，水化学类型也由HCO_3·SO_4·Cl- Na(Ca·Mg)型渐变为SO_4·Cl—Na·Mg型和Cl·SO_4- Na(Mg·Ca)型水。

区内地下水主要接受英达里亚河、渠系、田间灌溉、水库水的渗漏补给、

井灌水的回归补给，上游地下水的侧向径流补给；地下水从北部向南部径流；又通过潜水蒸发、植物蒸腾、人工开采等方式排泄，最终以地下径流的方式排泄至塔里木河中。这种补、径、排条件，决定了潜水的水化学作用同时具有离子交替吸附作用和蒸发浓缩作用。

4.1.5 地表水

库车市按地表水系划分为三大流域，即渭干河流域、塔里木河流域和库车河流域。渭干河发源于天山南麓哈雷克群山和汗腾格里峰，年径流量22.46亿m^3，库车市按39.5%分水，实际水量为8.87亿m^3，灌溉面积为44840km^2，渭干河出秋里塔克山峡后分为沙雅河与英达里亚河。

塔里木河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·Cl-Ca·Mg·Na为主，矿化度枯水期最大。

库车河又名“苏巴什河”，整个流程在库车市境内，径流形成区面积2946km^2，河流总长121.6km，库车河水资源可利用量$2.83\times10^8m^3$，为冰雪融水及降雨补给型河流。库车河多年平均径流量为$3.48\times10^8m^3/a$，年均流量11.04m^3/s，实测最大流量1940m^3/s，最小流量0.62m^3/s。库车河水质经多年长期监测，水质较好，矿化度为0.4439g/L，总硬度118mg/L(以CaO计)，属微硬水,氯离子和硫酸盐含量多年平均值都小于100mg/L。河水的pH值在7.5～8.5，略偏碱性，水化学类型为HCO_3-Ca型，枯水季节会出现硫酸盐钠型或氯化物钠型水。库车河流域的离子径流量为21.85万t。

工程场地及周边临近区域无地表水体分布，项目管线东南距塔里木河最近约26.8km。

4.1.6 气候气象

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

观测资料统计。

库车市主要气象数据见表4.1-1。

表4.1-1　　库车市主要气候要素一览表

序号	项　目	统计结果	序号	项　目	统计结果
1	年平均气温	11.3℃	8	多年平均风速	2.0m/s
2	极端最高气温	36.8℃	9	10m高最大风速	19.7m/s
3	极端最低气温	-32.0℃	10	年最大降雨量	128.1mm
4	月平均最高气温(7月)	32.9℃	11	日最大降雨量	37.5mm
5	月平均最低气温(1月)	-18.0℃	12	年平均降雨量	79.9mm
6	年平均相对湿度	54%	13	平均年蒸发量	2115.2mm
7	年最多风向及频率	N/15.9%	-	-	-

4.1.7 土壤

评价区土壤类型较为简单，主要以草甸土、风沙土、盐土为主。

草甸土：草甸土的成土过程具有腐殖质累积的草甸化过程和氧化还原交替特征。草甸土区水分供应充足，植被生长繁茂，根系又深又密，每年为土壤提供了大量的有机残体，在土壤冻结后，分解缓慢且不彻底，因而在土壤中逐渐积累了很高含量的腐殖质。同时由于地下水位的周期性升降，土壤氧化还原交替进行，形成了锈色斑纹层。

风沙土：风沙土的形成过程与流动沙性母质上自然植被的出现、繁衍和演变紧密相关。当由流动性沙性母质构成的沙丘上出现稀疏的植物时，风沙土的成土过程即告开始。植物通过根系和它的地上部分对沙性母质产生固结作用和表面覆盖作用，从而减弱了沙性母质的流动性；植物死亡后遗留下的残体转变为腐殖质，又使沙性母质的物理、化学和生物性质发生变化并使之产生发生层次。随着植被的不断发展，上述作用日益强烈，流动的沙性母质也渐趋于半固定或固定状态，从而形成半固定风沙土和固定风沙土。

盐土：盐土是指含有大量可溶性盐类的土壤。其中以氯化钠(食盐)和硫酸钠(芒硝)为主。土壤中可溶盐含量达到对于一般农作物的生长开始有害时，这种土壤就叫盐土。水溶性盐类在土壤表层或土体内逐渐积聚的过程，即盐化过程是导致盐土形成的主要原因。气候干旱和地下水位高是盐化发生的必要条件。

在干旱、半干旱地区，溶有各种盐类的地下水因蒸发作用而沿土壤毛管孔隙上升至地表，其中的液态水分子汽化，水中的各种盐类则残留于土壤表面及土体，久而久之，土壤即因水溶性盐类日益增多而盐化成为盐土。

4.2 环境敏感区调查

环境敏感区包括需要特殊保护地区、生态敏感与脆弱区和社会关注区。根据调研，井场周边的环境敏感区主要包括生态保护红线区、新疆龟兹国家沙漠公园、水土流失重点治理区、公益林等。

4.2.1 生态保护红线

本项目东南距离拟定生态保护红线(塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区)最近为40m，不在红线内。

4.2.2 新疆龟兹国家沙漠公园

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

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

本项目北距新疆龟兹国家沙漠公园21.3km，不在沙漠公园范围内，具体位置关系见图4.2-1。

4.2.3 水土流失重点治理区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理

区指水土流失严重的区域。根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4号)，新疆共划分了2个自治区级重点预防区，4个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积19615.9km^2，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283963km^2，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。

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

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

水土流失治理措施为：加强流域水资源统一管理、保证生态用水，在加强天然林草建设和管护的同时，对天然林草进行引洪灌溉，促进天然林草的恢复和更新，提高乔灌的郁闭度和草地的覆盖度，为区域经济的可持续发展提供保障。

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，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；施工期采取了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 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。

根据《新疆维吾尔自治区库车市重点公益林区划界定成果报告》，库车市共有林业用地 4272390 亩。其中公益林 3887490 亩，占林业用地的 90.99%，重点公益林面积为 2562398 亩，占公益林面积的 65.91%。

从重点公益林林种结构分析，重点公益林中，共有 2 个二级林种，水源涵养林 638113 亩，占重点公益林面积的 24.90%；防风固沙林 1924285 亩，占重点公益林面积的 75.10%。其重要原因就是库车市荒漠化、沙化严重，库车市又处在塔克拉玛干沙漠边缘，防风固沙林是库车市工农业生产的天然屏障，是库车市绿洲农业及社会经济的发展的基础和保证。

从区域而言，防风固沙林分布在塔克拉玛干沙漠周边荒漠化严重区，水源涵养林位于天山南坡水土流失严重区。

就林种而言，水源涵养林是库车市绿洲的生命线，山区的几条河流是绿洲灌溉的主要来源，而防风固沙林又是绿洲的天然屏蔽，阻挡了沙漠的北移，同时也保护着塔河流域的稳定。

就地类分析，在重点公益林中，有林地占 36.82%，疏林地占 11.19%，灌木林地占 49.72%，合计为 97.73%。突出了保护现有的天然林及天然灌木林资源。

全市共区划重点公益林林班 151 个，小班 2766 个，其中天山林场所有的 90 个林班，1766 个小班，胡杨林管理站 52 个林班，894 个小班，县属的 9 个林班，106 个小班。管理单位分别为林业局下属的库车市天山林场，库车市胡杨林管理站和林业工作站。

本项目部分管线穿越的公益林主要是荒漠灌丛，为国家二级公益林和库车市一般公益林区，林地类型为荒漠灌木林，主要作用为防风固沙。管线穿越公益林情况详见下表。

表 4.2-8 **管线穿越情况一览表**

序号	穿越管段	长度(km)	占地类型
1	TK6152 井至 6-1 计转站	*	*
2	TK6146X 井至 6-2 计转站	*	*
3	TK6147 井至 6-2 计转站	*	*
4	TK6149 井至 6-2 计转站	*	*
合 计		*	*

项目与龟兹国家沙漠公园位置关系图

图 4.2-1

项目与公益林位置关系图

图 4.2-1

4.3 环境质量现状监测与评价

项目监测点位布置图

图 4.3-1

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2020年1月1日至2020年12月31日期间阿克苏地区例行监测点的监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行环境质量现状评价，现状评价结果见表4.3-1所示。

表4.3-1 **阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表**

污染物	年评价指标	评价标准（μg/m³）	现状浓度（μg/m³）	占标率(%)	达标情况
$PM_{2.5}$	年平均值	35	60	171.4	超标
	24小时平均第95百分位数	75	116	154.7	超标
PM_{10}	年平均值	70	198	282.9	超标
	24小时平均第95百分位数	150	381	255.0	超标
SO_2	年平均值	60	7	16.6	达标
	24小时平均第98百分位数	150	14	9.3	达标
NO_2	年平均值	40	28	70	达标
	24小时平均第98百分位数	80	65	81.2	达标
CO	24小时平均第95百分位数	4000	1000	25	达标
O_3	最大8小时滑动平均值的第90百分位数	160	90	56.3	达标

由表4.3-1可知，项目所在区域$PM_{2.5}$、PM_{10}年均浓度值超过《环境空气质量标准》(GB3095－2012)及修改单(环境保护部公告2018年第29号)中二级标准要求，即项目所在区域为不达标区。

根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施<环境影响评价技术导则 大气环境(HJ2.2-2018)>差别化政策有关事宜的复函》(环办环评函[2019]590号)要求，对阿克苏地区实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减。本项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状数据

(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，本次评价在采油二厂生活区南侧设置 1 个监测点监测数据。监测点位基本信息见表 4.3-2，具体监测点位置见图 4.3-2。

表 4.3-2 **监测点位基本信息一览表**

编号	监测点名称	监测点与站场相对方位	监测点与站场最近距离(km)	监测点坐标	监测因子	环境功能区
1	*	*	*	*	H_2S、非甲烷总烃	二类区

(2)监测时间及频率

2021 年 11 月 26 日～12 月 2 日，监测 7 天。H_2S、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方法及检出限一览表**

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	H_2S	《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 H_2S、非甲烷总烃。

(2)评价方法

采用最大占标百分比，计算公式为：

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

式中：P_i——i 评价因子最大占标百分比；

C_i——i评价因子最大监测浓度(mg/m³)；

C_{io}——i评价因子评价标准(mg/m³)。

(3)评价标准

非甲烷总烃1小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m³的标准；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	监测点坐标	污染物	平均时间	评价标准(μg/m³)	监测浓度范围(μg/m³)	最大浓度占标率/%	超标频率/%	达标情况
采油二厂生活区南侧	*	非甲烷总烃	1小时平均	2000	*	*	—	达标
		硫化氢	1小时平均	10	*	*	—	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2.0mg/m³的标准。

4.3.2 地下水环境现状监测

项目所在区域地下水流向总体由西向东，项目在区域设置5个潜水地下水现状监测井、2个承压水地下水现状监测井。

4.3.3.1 监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表4.3-5，监测点具体位置见图4.3-1。

表4.3-5 **地下水监测点及监测因子一览表**

序号	监测点名称	与项目位置关系	坐标	监测对象	所处功能区	监测与调查项目	
						检测分析因子	监测因子
1	1#井	*	*	潜水	III类	K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}，共计8项	色、嗅和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、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37项
2	2#井	*	*				
3	3#井	*	*				
4	4#井	*	*				
5	5#井	*	*				
6	6#井	*	*	承压水			
7	7#井	*	*				

4.3.3.2 监测时间及频率

监测点监测时间为2021年12月9日，监测1天，采样1次。

4.3.3.4 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
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	——

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
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
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

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
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 μg/L
30	四氯化碳		0.4 μg/L
31	苯		0.4 μg/L
32	甲苯		0.3 μg/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	——

4.3.3.5 地下水质量现状评价

4.3.3.5.1 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：

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

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

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。

4.3.3.5.2 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					承压水层	
			1#井	2#井	3#井	4#井	5#井	6#井	7#井
色度	≤15 度	监测值(度)	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
嗅和味	--	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
浑浊度	≤3	监测值(NTU)	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
肉眼可见物	--	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
pH 值	6.5～8.5	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
总硬度	≤450	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		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					承压水层	
			1#井	2#井	3#井	4#井	5#井	6#井	7#井
溶解性总固体	≤1000	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
硫酸盐	≤250	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
氯化物	≤250	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
铁	≤0.3	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
锰	≤0.1	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
铜	≤1.0	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
锌	≤1.0	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
铝	≤0.2	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
挥发性酚类	≤0.002	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
阴离子表面活性剂	≤0.3	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
耗氧量	≤3.0	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
氨氮	≤0.5	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
硫化物	≤0.02	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
总大肠菌群	≤3MPN/100mL	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		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					承压水层	
			1#井	2#井	3#井	4#井	5#井	6#井	7#井
细菌总数	≤1000CFU/mL	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
亚硝酸盐氮	≤1.0	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
硝酸盐氮	≤20.0	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
氰化物	≤0.05	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
氟化物	≤1.0	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
碘化物	≤0.08	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
汞	≤0.001	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
砷	≤0.01	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
硒	≤0.01	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
镉	≤0.005	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
六价铬	≤0.05	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
铅	≤0.01	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
三氯甲烷	≤0.06	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
四氯化碳	≤0.002	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		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					承压水层	
			1#井	2#井	3#井	4#井	5#井	6#井	7#井
苯	≤0.01	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
甲苯	≤0.7	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*
石油类	≤0.05	监测值	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*

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，潜水监测点监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物外均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准；承压水监测点监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物外均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准；总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物超标与区域水文地质条件有关，另外该区域气候干旱、地表蒸发强烈，由于各监测点潜水埋深不同，对应的蒸发强度不同，造成地下水中溶解性总固体、总硬度、硫酸盐、氯化物等因子呈梯度变化。

(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		潜水监测点					承压水监测点	
		1#井	2#井	3#井	4#井	5#井	6#井	7#井
监测值(mg/L)	K^+	*	*	*	*	*	*	*
	Na^+	*	*	*	*	*	*	*
	Ca^{2+}	*	*	*	*	*	*	*
	Mg^{2+}	*	*	*	*	*	*	*
	CO_3^{2-}	*	*	*	*	*	*	*
	HCO_3^-	*	*	*	*	*	*	*
	Cl^-	*	*	*	*	*	*	*
	SO_4^{2-}	*	*	*	*	*	*	*
毫克当量百分比(%)	K^++Na^+	*	*	*	*	*	*	*
	Ca^{2+}	*	*	*	*	*	*	*
	Mg^{2+}	*	*	*	*	*	*	*
	CO_3^{2-}	*	*	*	*	*	*	*
	HCO_3^-	*	*	*	*	*	*	*
	Cl^-	*	*	*	*	*	*	*
	SO_4^{2-}	*	*	*	*	*	*	*

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1#、2#、3#、4#、7#监测井水化学类型为42-B型(矿化度(M)介于10g/L和40g/L的SO_4^{2-}+Cl^--K^++Na^+型水)；5#监测井水化学类型为40-B型(矿化度(M)介于10g/L和40g/L的SO_4^{2-}+Cl^--K^++Na^++Mg型水)；6#监测井水化学类型为49-B型(矿化度(M)介于10g/L和40g/L的Cl^--K^++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、4.3-10。

表4.3-9 地下水监测统计分析结果一览表(潜水)

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	*	*	*	*	*	*
浑浊度	≤3	*	*	*	*	*	*
总硬度	≤450	*	*	*	*	*	*
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	*	*	*	*	*	*
总大肠菌群	≤3MPN/100mL	*	*	*	*	*	*
细菌总数	≤100CFU/mL	*	*	*	*	*	*
亚硝酸盐氮	≤1.0	*	*	*	*	*	*
硝酸盐氮	≤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	*	*	*	*	*	*
六价铬	≤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	*	*	*	*	*	*

由表4.3-9可知，潜水监测点溶解性总固体、氯化物超标率60%，溶解性总固体、硫酸盐超标率100%，锰超标率40%。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物、锰超标与区域水文地质条件有关。

表4.3-10　　地下水监测统计分析结果一览表(承压水)

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	*	*	*	*	*	*
浑浊度	≤3	*	*	*	*	*	*
总硬度	≤450	*	*	*	*	*	*
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	*	*	*	*	*	*
总大肠菌群	≤3MPN/100mL	*	*	*	*	*	*
细菌总数	≤100CFU/mL	*	*	*	*	*	*
亚硝酸盐氮	≤1.0	*	*	*	*	*	*
硝酸盐氮	≤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	*	*	*	*	*	*
六价铬	≤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	*	*	*	*	*	*

由表4.3-10可知，承压水监测点溶解性总固体、氟化物、锰超标率50%，溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标率100%。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物、锰超标与区域水文地质条件有关。

(4) 包气带质量现状监测

包气带监测点布置在6-1计转站站内土壤裸露处，包气带质量现状监测结果见表4.3-10。

表4.3-10 **包气带质量现状监测结果一览表**

序号	监测点名称	采样位置	采样深度	采样重量	监测因子	监测值(mg/L)
1	6-1计转站站内	0.2m	T1-1-1	石油类	mg/L	0.01L

4.3.4 声环境现状监测与评价

4.3.3.1 声环境质量现状监测

(1)监测点布设

根据项目位置情况和周围敏感点关系，分别在 TK6152 井场(新钻井场)、TK6149 井场(新钻井场)四周各布设 1 个声环境监测点。具体布置情况见表 4.3-10。

表 4.3-10 **声环境监测布置情况一览表**

编号	监测点名称	监测点具体坐标	监测点位(个)	监测因子
1	TK6152 井场	*	4	L_{eq}
2	TK6149 井场	*	4	L_{eq}

(2)监测因子

等效连续 A 声级(L_{eq})。

(3)监测时间及频率

监测时间为 2021 年 12 月 8 日，监测 1 天，分昼夜进行监测，昼间监测时段为 8:00～24:00，夜间监测时段为 24:00～次日 08:00，每次噪声监测时间 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	TK6152 井场	*	60	达标	*	50	达标
		*	60	达标	*	50	达标
		*	60	达标	*	50	达标
		*	60	达标	*	50	达标
2	TK6149 井场	*	60	达标	*	50	达标
		*	60	达标	*	50	达标
		*	60	达标	*	50	达标
		*	60	达标	*	50	达标

由表 4.3-11 分析可知 TK6152 井场声环境监测值昼间为 37～39dB(A)，夜间为 36～37dB(A)，TK6149 井场声环境监测值昼间为 37～38dB(A)，夜间为 36～37dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准要求。

4.3.4 土壤环境现状监测与评价

4.3.4.1 土壤环境现状监测

(1)监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)，本项目不属于会造成土壤盐化、酸化、碱化的生态影响型项目，属于污染影响型项目。根据项目位置和《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)布点要求，本工程在占地范围内布设 5 个柱状样 2 个表层样，占地范围外布设 4 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#	TK6149 井场内(荒漠风沙土)	浅层样	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，䓛，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

			中层样	石油烃(C_{10}-C_{40})
			深层样	石油烃(C_{10}-C_{40})
	2#	TK694CX井场内(结壳盐土)	浅层样	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，䓛，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
			中层样	石油烃(C_{10}-C_{40})
			深层样	石油烃(C_{10}-C_{40})
	3#	TK6152井场内(盐化草甸土)	浅层样	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，䓛，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
			中层样	石油烃(C_{10}-C_{40})
			深层样	石油烃(C_{10}-C_{40})
	4#	TK6153井场内(草甸盐土)	浅层样	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，䓛，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
			中层样	石油烃(C_{10}-C_{40})
			深层样	石油烃(C_{10}-C_{40})
	5#	6-1计转站站内(盐化草甸土)	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})
	6#	TK6151井场内(草甸盐土)	表层样	石油烃(C_{10}-C_{40})

	7#	TK6105XCH井场内(盐化草甸土)	表层样	石油烃(C_{10}-C_{40})
占地范围外	8#	6-1计转站南侧(盐化草甸土)	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C_{10}-C_{40})
	9#	6-2计转站南侧(盐化草甸土)	表层样	石油烃(C_{10}-C_{40})
	10#	K6153井场至6-1计转站集输管线东南侧农田(盐化草甸土)	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C_{10}-C_{40})
	11#	TK6147至6-2计转站管线东南侧公益林(盐化草甸土)	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C_{10}-C_{40})

(3)监测时间及频率

本次监测采样时间为2021年12月8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。表层样采集表层样0.2m。

(5)监测及分析方法

土壤监测方法参照《土壤环境监测技术规范》(HJ/T166-2004)、《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。

检测分析方法及检出限见表4.3-13。

表 4.3-13　　检测分析方法及检出限一览表

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

续表 4.3-13　　检测分析方法及检出限一览表

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）
8	土壤	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}

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			二氯甲烷			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			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	《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	1.9×10^{-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 **检测分析方法及检出限一览表**

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	半挥发性有机物	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			苯并[b]荧蒽			0.2
41			苯并[k]荧蒽			0.1

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）
42			䓛			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})		《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	6

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

建设用地的监测点执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018)表 1、表 2 第二类用地筛选值。

(3)土壤环境现状监测结果与评价

本项目所在区域土壤环境现状监测及评价结果见表 4.3-14、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

检测项目		检测结果			
		TK6149 井场内	TK694CX 井场内	TK6152 井场内	TK6153 井场内
采样深度		*	*	*	*
pH		*	*	*	*
砷	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*
镉	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*
铬(六价)	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*
铜	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*
铅	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*

续表 4.3-14　　**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			
		TK6149 井场内	TK694CX 井场内	TK6152 井场内	TK6153 井场内
采样深度		*	*	*	*
汞	*	*	*	*	0.035
	*	*	*	*	38
	*	*	*	*	0.0009
镍	*	*	*	*	36
	*	*	*	*	900
	*	*	*	*	0.04
四氯化碳	*	*	*	*	未检出
	*	*	*	*	2.8
	*	*	*	*	—
氯仿	*	*	*	*	未检出
	*	*	*	*	0.9
	*	*	*	*	—
氯甲烷	*	*	*	*	未检出
	*	*	*	*	37
	*	*	*	*	—
1,1-二氯乙烷	监测值	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*
1,2-二氯乙烷	监测值	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*
1,1-二氯乙烯	监测值	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*
顺-1，2-二氯乙烯	监测值	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*
	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

检测项目		检测结果			
		TK6149 井场内	TK694CX 井场内	TK6152 井场内	TK6153 井场内
采样深度		*	*	*	*
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	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*
	*	*	*	*	*

续表 4.3-14　　**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			
		TK6149 井场内	TK694CX 井场内	TK6152 井场内	TK6153 井场内
采样深度		0.2m	0.2m	0.2m	0.2m
1，2，3-三氯丙烷	监测值	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*
氯乙烯	监测值	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*
苯	监测值	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*
氯苯	监测值	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*
1，2-二氯苯	监测值	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*
1，4-二氯苯	监测值	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*
乙苯	监测值	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*
苯乙烯	监测值	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*
甲苯	监测值	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*
	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

检测项目		检测结果			
		TK6149井场内(荒漠风沙土)	TK694CX井场内(结壳盐土)	TK6152井场内(盐化草甸土)	TK6153井场内(草甸盐土)
采样深度		0.2m	0.2m	0.2m	0.2m
间二甲苯+对二甲苯	监测值	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*
邻二甲苯	监测值	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*
硝基苯	监测值	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*
苯胺	监测值	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*
2-氯酚	监测值	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*
苯并[a]蒽	监测值	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*
苯并[a]芘	监测值	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*
苯并[b]荧蒽	监测值	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*
苯并[k]荧蒽	监测值	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*
	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

检测项目		检测结果			
		TK6149 井场内（荒漠风沙土）	TK694CX 井场内（结壳盐土）	TK6152 井场内（盐化草甸土）	TK6153 井场内（草甸盐土）
采样深度		0.2m	0.2m	0.2m	0.2m
萘	监测值	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*
二苯并[a，h]蒽	监测值	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*
茚并[1，2，3-cd]芘	监测值	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*
萘	监测值	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*
石油烃（C_{10}-C_{40}）	监测值	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*

表 4.3-16　　**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							
		TK6149 井场内		TK694CX 井场内		TK6152 井场内		TK6153 井场内	
采样深度		1.5	3.0	1.5	3.0	1.5	3.0	1.5	3.0
石油烃（C_{10}-C_{40}）	监测值	*	*	*	*	*	*	*	*
	筛选值	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
	标准指数	--	--	--	--	--	--	--	--

检测项目		检测结果				
		6-1 计转站站内			TK6151 井场内	TK6105XCH 井场内
采样深度		0.2	1.5	3.0	0.2	0.2
石油烃（C_{10}-C_{40}）	监测值	*	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*	*
	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
6-1计转站南侧	0.2m	监测值	*	*	*	*	*	*	*	*	*	未检出
		标准指数	-	0.064	0.388	0.436	0.316	0.012	0.194	0.16	0.193	-
K6153井场至6-1计转站集输管线东南侧农田	0.2m	监测值	*	*	*	*	*	*	*	*	*	未检出
		标准指数	-	0.050	0.5	0.343	0.25	0.005	0.184	0.14	0.176	-
K6147至6-2计转站管线东南侧公益林	0.2m	监测值	*	*	*	*	*	*	*	*	*	未检出
		标准指数		0.059	0.476	0.298	0.25	0.024	0.168	0.14	0.183	-
6-2计转站南侧	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。

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6区区块，区域地貌属塔里木河冲积平原地带，属于自然生态系统-荒漠生态系统及农田生态系统。根据区域生态环境特点，考虑生态环境特点、地理环境等因素，从维护生态系统完整性出发，确定生态环境现状调查范围为井场边界及管线两侧外延200m范围。

4.3.5.2 生态系统结构和特征

项目区属暖温带大陆性干旱气候，该区域气候干燥，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

温较差大。光照充足，热量丰富，蒸发强烈，无霜期较长，风沙活动频繁。由于降水稀少和蒸散十分强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的荒漠植物才能得以生存，由此形成内陆干旱荒漠生态景观。自然植被多为耐旱型，主要为刚毛柽柳群系、花花柴群系、盐穗木群系和骆驼刺群系，局部有芦苇群系分布。动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。生态系统类型主要为荒漠生态系统及农田生态系统。

4.3.5.3 土地利用现状调查

本项目位于塔河油田，建设内容主要为井场、管线，井场、集输管线、燃料气管线土地利用类型主要为荒漠及林地。土地利用现状图见图 4.3-2。

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，项目评价区土壤类型主要为草甸土、盐土、风沙土。

①盐土

盐土分布在评价区域的东北部。项目区主要是典型盐土亚类。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，常见的有柽柳、骆驼刺、盐穗木等。

②风沙土

风沙土主要分布在评价区域的西南部。风沙土是在风成沙性母质上发育而成，质地较粗，物理性粘粒很少。成土过程十分微弱，剖面层次分化不明显。地表主要以固定沙丘为主，同时伴有少量半固定沙丘。植被以柽柳为主。

③草甸土

草甸土主要分布在评价区的大部分区域，主要是盐化草甸土亚类。盐化草甸土是由地下水直接参与，在其上发育草甸植被并产生一定生物积累过程的半水成土壤。草甸植被发育良好，但类型简单，多见芨芨草和芦苇。盐化草甸土盐分表聚性强，常有 0.5～1.0cm 的盐结皮。

4.3.5.5 植被现状调查与评价

按中国植被自然地理区划，项目区属暖温带灌木、半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。区域内生态环境条件较差，荒漠景观决定了该区域植被组成较为简单，类型较单一，种类贫乏等特点，植被多为耐旱型，主要为刚毛柽柳群系、花花柴群系、盐穗木群系和骆驼刺群系。工程区主要为柽柳植被群系和芦苇群系，项目评价区域内占优势的植被为柽柳荒漠，主要为刚毛柽柳群系和多枝柽柳群系，局部有芦苇群系分布，整个区域植被覆盖度在30%左右。项目区域植被类型图见图4.3-3。

表4.3-18 **评价区内主要高等植物名录**

科	种名	拉丁名
蓼科 *Polygonaccae*	沙拐枣	*Calligonum mongolicum*
	盐穗木	*Halostachys caspica*
藜科 *Chenopodiaccae*	圆叶盐爪爪	*K.Schrenkianum*
	刺蓬	*Sallsola pestifer*
	假木贼	*Anabassis spp.*
豆科 *Leguminosae*	铃铛刺	*Halimodendron halodendron*
	疏叶骆驼刺	*Althagi sparsifolia*
蒺藜科 *Zyqqphy uaceae*	骆驼蓬	*Peganum barmlat*
	西伯利亚白刺	*Nitraria sibirica*
柽柳科 *Tamaricaccae*	多枝柽柳	*Tamarix ranosissima*
	刚毛柽柳	*T.hispida*
	短穗柽柳	*T.axa*
菊科 *Compositae*	盐生鸦葱	*S.Salsula*
	花花柴	*Karelinia caspica*
禾本科 *Gramineae*	芦苇	*Phragmites communis*

项目区域土地利用现状图

图4.3-2

项目区域植被类型图

图4.3-3

4.3.5.6 野生动物现状评价

①野生动物区划

根据《中国动物地理》的动物地理区划标准，本项目所在区域的动物区系属于古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲、塔里木河中上游区。

②野生动物栖息生境类型

本项目所在区域地处塔里木盆地，位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘，为塔里木河冲积平原，地势较为平坦。通过对工程区内动物的实地调查和有关资料的查询，该区域主要以半灌木荒漠为主，栖息着一些耐旱型荒漠动物，以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主，动物种类和数量较少。

③野生动物种类及分布

根据现场实地调查，目前油田可发区及其邻近区域内的野生动物数量不多，以荒漠动物为主。项目所在地区内分布的主要野生脊椎动物16种，其中爬行类3种、鸟类10种、哺乳类3种。各种野生脊椎动物分布状况见表4.4-29。

表 4.4-29 **项目区域主要脊椎动物名录**

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
爬行类				
1	南疆沙蜥	*Phrynocephalus forsythi*		
2	密点麻蜥	*Eremias multiocellata*	/	+
3	荒漠麻蜥	*Eremias przewalskii*	/	±
鸟类				
4	雉鸡	*Phasianus colchicus*	R	±
5	原鸽	*Columba livia*	R	+
6	灰斑鸠	*Streptope liadecaocto*	R	+
7	角百灵	*Eremophila lpestris*	R	+
8	蒙古沙雀	*Rhodopechys mongolica*	R	+
9	紫翅椋鸟	*Sturnus vulgaris*	B	++
10	寒鸦	*Corvus monedual*	W	+

11	小嘴乌鸦	*Corvua corone*	B	++
12	黑顶麻雀	*Passer ammodendri*	R	++
13	棕尾伯劳	*Lanius isabellinus*	B	++
兽类				
14	塔里木兔	*Lepus yarkandensis*	/	+
15	三趾心颅跳鼠	*Salpingotus kozlovi*	/	±
16	子午沙鼠	*Meriones meridianus*	/	±

注：（1）R—留鸟；B—繁殖鸟。

（2）±—偶见种；+—常见种；++—多见种。

据统计，该区域有国家二级重点保护动物 1 种，即塔里木兔；雉鸡为自治区级二级重点保护动物；塔里木兔为我国特有种。

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

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。管道工程的管道在焊接时有焊接烟气、连接好后试压时会产生试压废气。

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

(2)焊接烟气、机械设备和车辆废气

在油田钻井工程和地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 及 NO_X 等；金属

材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、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、焊接烟气、机械设备车辆尾气等不会对区域环境空气产生明显影响，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

5.1.1.2 施工扬尘污染防治措施

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

表5.1-1　　施工期扬尘污染防治措施一览表

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

(2)机械设备和车辆废气污染防治措施

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

5.1.2 施工噪声影响分析

5.1.2.1 噪声源及其影响预测

(1)施工噪声影响分析

①施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、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、集气站、内部道路、管线铺设和钻井工程实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 5.1-2。

表 5.1-2 **项目主要施工设备噪声源不同距离声压级** 单位：dB(A)

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

(2)预测计算

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

$L_r=L_{ro}-20lg(r/r_o)$

式中：L_r——距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

L_{ro}——距声源 r_o处的 A 声压级，dB(A)；

r ——预测点与声源的距离，m；

r_o——监测设备噪声时的距离，m。

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

表 5.1-3 **主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表**

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]										施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	700m	900m	1200m	
1	挖掘机	*	*	*	*	*	*	*	—	—	—	土石方道路施工管线施工
2	装载机	*	*	*	*	*	*	*	—	—	—	
3	压路机	*	*	*	*	*	*	*	—	—	—	

续表 5.1-3　　主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

序号	机　械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]										施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	700m	900m	1200m	
4	运输车辆	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	物料运输
5	吊装机	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	设备安装
6	钻机	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	钻井
7	振动筛	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	
8	泥浆泵	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	

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

(2)应合理安排施工作业，避免高噪设备集中施工造成局部噪声过高。

(3)运输车辆进出工地、路过村庄时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

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

5.1.3 施工期固体废物影响分析

5.1.3.1 施工固废来源及影响分析

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的废弃泥浆、钻井岩

屑、施工土方、废机油、废烧碱包装袋、焊接及吹扫废渣、施工人员生活垃圾。

①土石方

本项目共开挖土方*万 m^3，回填土方*万 m^3，借方*m^3，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 5.1-4。

表 5.1-4　　**土方挖填方平衡表**　　单位：万 m^3

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	*	*	*	处理达标后还原土	0	—
道路工程	*	*	*		0	—
管道工程	*	*	*	-	0	—
合计	*	*	*	-	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

钻井期内产生的岩屑量为 3108m^3，其中膨润土泥浆钻井岩屑 1695m^3，磺化泥浆钻井岩屑 1413m^3。根据目前西北油田分公司钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，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，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。

④焊接及吹扫废渣

焊接及吹扫废渣主要来源于管道焊接及吹扫过程中，预计产生量为0.5t，收集后送至塔河油田绿色环保处理站填埋场填埋处置。

⑤废机油和废烧碱包装袋

废机油和废烧碱包装袋属于危险废物，废机油产生量为5.0t，废烧碱包装袋预计产生量1.0t，其中废机油桶装密闭收集，废烧碱包装袋折叠打包后，暂存于井场撬装式危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置。

⑥生活垃圾

本项目新钻井平均周期150天，侧钻井平均周期40天。钻井期间，常住井场人员按60人计算，平均每人每天产生生活垃圾0.5kg。施工期生活垃圾产生总量为38.4t，生活垃圾堆放在指定地点，定期清运至塔河油田绿色环保站生活垃圾填埋场。

5.1.3.2 施工固废污染防治措施

(1)钻井废弃物不落地处理方案

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

①钻井液废弃物全部使用不落地分离及收集系统进行减量化处理；

②膨润土废弃物板框压滤机压滤后，井场暂存，然后综合利用做修井场路、垫井场用；

③聚磺钻井液体系废弃物随钻处理后，经检合格后。井场暂存，然后综合利用做修井场路、垫井场用。

(2)其它要求或方案

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

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

③所有固体废物必须进行规范处理。

(3)落地油的控制与回收处理

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

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

5.1.4 施工废水影响分析

5.1.4.1 施工期地表水环境影响分析

(1)废水产生量分析

①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。

②生活污水

本项目新井施工天数150d，侧钻井施工天数为40d，钻井人数一般为60人，按每人每天用水量100L计算，则生活用水量为7680m^3，生活污水产生量按用水量的80%计算，则总产生量为6144m^3。生活污水中主要污染物为COD、BOD_5、NH_3-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400mg/L、BOD_5为200mg/L、NH_3-N为25mg/L、SS为220mg/L；井场钻井期间建设1座撬装式污水处理站，采用“AO+MBR”处理工艺，经污水处理站处理后，出水可达到COD 60mg/L、BOD_5为20mg/L、NH_3-N为15mg/L、SS为20mg/L，可满足《城镇污水处理厂污染物排放标标准》（GB18918-2002）一级B标准。

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管线试压废水和生活污水。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。废水不会对区域地下水环境造成影响。

②分区防渗

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

分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表 5.1-5 及图 5.1-1。

表 5.1-5　　分区防渗要求一览表

站场	项目		防渗要求
各井场钻井期	重点防渗区	钻井区	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		发电房	
		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 1.0×10^{-7}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

(1)项目占地影响分析

本项目新建井场8座，新建集输管道、燃料气管线、掺稀管线各17.95km，管线同沟敷设。工程占地面积25.84hm^2(永久占地面积3.8hm^2，临时占地面积

22.04hm^2)，占地类型以裸地及林地为主。

表5.1-6　　**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(hm^2)		占地类型	备注
		永久占地	临时占地		
1	井场	*	*	裸地	井场永久占地面积3600m^2(60m×60m)
2	道路工程	*	*	裸地	井场道路
3	管线工程	*	*	裸地、林地	集输管线、燃料气管线、掺稀管线同沟敷设，管线作业带宽度8m
合计		*	*		--

①临时占地的影响

本项目临时占地约*hm^2，主要为施工作业带占地。工程临时占地会使土地的利用形式发生临时性改变，暂时影响这些土地的原有功能。

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3.8hm^2，占地类型主要为荒漠。其建设使土地利用功能发生变化，使土地使用功能永久地转变为人工建筑，改变了其自然结构与功能特点。井场及道路单元占地面积较小，因此本项目永久占地对沿线地区的现有土地利用状况影响很小。

(2)对土壤环境影响

根据现场踏勘结果，本项目主要土壤类型为盐土、风沙土、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人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

①人为扰动对土壤的影响

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

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

②车辆行驶和机械施工对土壤的影响

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

(3)对植被的影响分析

根据项目建设的特点，对植被环境影响主要体现在井场、管线、道路施工对地表植被的扰动和破坏。在施工过程中，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。井场、道路施工过程中对区域原有占地内植被彻底破坏。

①对芦苇群系的影响分析

该群系是一类较为典型的盐化草甸，群落结构简单，种类贫乏，往往芦苇占绝对优势出现，伴生很少量的草本。群落发育良好，盖度30%～50%。区域地下水水位埋深较浅，芦苇分布较密集，若不注意规划路线，可能造成大量的芦苇植被破坏。同时，秋冬季施工过程中，若不注意防火措施，可能会点燃芦苇，造成大量芦苇植被死亡。

②对柽柳的影响分析

该群系是向盐化草甸过渡的类型。群落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1～2m，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，主要有疏叶骆驼刺等。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，其生长的土壤为石灰性草甸土。施工过程中，对地表的扰动可能会造成区域植被覆盖度有一定的降低，但井场施工周期时间较短，随着施工活动的结束，区域植被经过一定时间自适应可得到一定程度的恢复。

永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$Y=S_i \cdot W_i$

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

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/hm²)	面积(hm²)		生物量(t)	
		永久占地	临时占地	永久植被损失	临时植被损失
荒漠植被	*	*	*	*	*
疏林和灌丛	*	*	*	*	*
合计		*	*	*	*

项目的实施，将造成3.04t永久植被损失和30.656t临时植被损失。新增植被损失主要来自临时占地，因此只要加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

(4)对野生动物的影响分析

施工机械噪声和人员活动将影响野生动物的正常生活。因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，动物种类较少，主要为伴人动物，如麻雀、啮齿类动物。施工活动可能影响到这些动物生息繁衍的区域，迫使一些对人类活动影响敏感的动物逃离或迁移。但区块地面工程多呈点状分布，占地面积相对较小，就整个区域而言施工对野生动物产生的影响较小。

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

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

(5)水土流失影响分析

本项目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，遇大风天气易产生严重的水土流失现象。

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，严重时会形成沙尘暴，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。

5.1.5.9 公益林

工程将占用部分灌木林地，工程所在区内分布的重点公益林类型为灌木林地，优势树种为多枝柽柳、花花柴，植被盖度为10～30%，主要作用为防风固沙，为国家级和地方级公益林，保护等级为国家二级和地方级公益林。

管道工程临时占用林地主要为灌木林地，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。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，管道工程的实施不会使区域林地生态系统的结构和功能产生明显影响，不会造成植被和土壤的退化。同时，在尽可能减少工程扰动范围的同时，工程建成后应及时对临时占地实施土壤和植被恢复，使工程施工带来的不良生态影响逐渐得以消除，将工程对生态环境的影响降至最小。拟建工程在实际施工中应严格控制施工作业带宽度，可减少对公益林区的扰动和破坏，有利于荒漠林场的生态系统稳定。拟建工程应采取以下措施减少对穿越公益林的影响：

①管道沿线两侧范围内的林地征用应按照国家和地方有关工程征地补偿标准进行。

②管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，在条件允许时，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。

③在穿越公益林管道段时，按照作业带宽度选线，避让植被密集区，施工时，应克服施工困难，尽量避开林木，减少植被损失。

④施工作业带清理应由熟悉施工区域内自然状况、施工技术要求的人员带队进行。采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，将施工作业

带减小。

⑤施工过程中加强施工人员的管理，确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐公益林作燃料，做好森林火灾的防范工作。

⑥确保施工人员和车辆在规定范围内作业，尽量减少对作业区周围植被的影响；工程完工后，要对沿线管线占压林地面积进行调查，尽量恢复、优化原有的自然环境。

5.1.5.2 生态环境影响减缓措施

5.1.5.2.1 井场及道路生态环境保护措施

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

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

(3)在进场道路及井场区，设置“保护生态环境、保护野生植物”等警示牌，严禁施工人员猎杀野生动物；并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

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

(5)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，见图5.1-2。

图5.1-2　**井场砾石压盖典型措施设计图**

5.1.5.2.2 管线施工生态保护工程措施

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

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

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

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

(5)施工过程中产生的固体废物应妥善收集处置，禁止随意丢弃。

(6)充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，严禁人为破坏作业带以外区域植被，见图5.1-3；施工结束后进行场地恢复。

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

图 5.1-3　**限行彩条旗典型措施设计图**

5.1.5.3 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边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

③水土保持宣传牌。施工期间在工程区设置水土保持宣传警示牌，从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。水土保持宣传牌典型设计图见图5.1-3。

图5.1-3　**水土保持宣传牌典型措施设计图**

(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2.5m^2，敷设管道总长度17.95km，需要防尘网44875m^2。

②限行彩条旗

为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，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5.1-4　**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。

5.1.5.4 施工期防沙治沙分析及措施

5.1.5.4.1 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 66331 万元。建设内容包括：①在塔河油田 6 区块内部署 10 口井，其中 8 口新建井，2 口侧钻井；②新建 8 座采油井场，每座井场设置 1 台 400kW 加热炉；③6-1 计转站外侧扩建 8 井式掺稀阀组 1 座；④新建单井集输管线、掺稀管线、燃料气管线各 17.95km；⑤配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后新钻单井产油 20t/d，侧钻单井产油 17t/d。

(2)项目区地理位置、范围和面积(附平面图)

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，南距最近村庄塔湖西村 7.6km。项目总占地 25.84hm^2，其中永久占地 3.8hm^2，临时占地 22.04hm^2。项目平面布置情况见图 3.4-1。

(3)项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

本项目区块位于塔里木河冲积平原地带，地势平坦，井场海拔高度在 927～

946m之间，地形简单，地貌单一。项目区主要植被为多枝柽柳、芦苇等。所在区域河流主要为塔里木河，项目距塔里木河最近约600m。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。

(4)项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

根据库车市塔北区调查数据，库车市沙化土地面积215690.6公顷，可治理面积56042.6公顷，比重为25.98%。

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

5.1.5.3.2项目实施过程中对周边沙化土地的影响

(1)占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

本项目总占地面积25.84hm^2，其中永久占地3.8hm^2，临时占地22.04hm^2，土里利用现状为草地及农田。

(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及农田，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。

5.1.5.4.3 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及林地区域，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。

5.1.5.4.4 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10万，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。

5.2 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

本项目位于阿克苏地区库车市,距离该项目最近的气象站为库车市气象站,该地面观测站与项目最近距离81.5km。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库车市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库车市气象站的气象资料。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/km	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
库车市气象站	*	*	*	*	*	*	*	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

根据库车市气象站近20年气象资料，对当地的温度、风速、风向及风频进行统计。

(1)温度

区域内近20年各月平均气温变化情况见表5.2-2。

表5.2-2 **近20年各月平均温度变化统计表**

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度(℃)	-7.2	-0.9	7.3	15.0	20.0	23.6	25.1	24.1	19.2	11.2	2.8	-5.2	11.3

由表5.2-2分析可知，区域近20年平均温度为11.3℃，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25.1℃，12月份平均气温最低，为-7.2℃。

(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)	1.4	1.8	2.3	2.5	2.4	2.4	2.4	2.1	1.9	1.7	1.5	1.2	2.0

由表5.2-3分析可知，区域近20年平均风速为2.0m/s，4月份平均风速最大为2.5m/s，12月份平均风速最低，为1.2m/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	15.9	6.2	4.1	3.8	5.3	3.5	3.1	2.5	3.5
风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C	—
频率	4.3	7.3	4.7	3.3	2.4	5.6	9.7	15.5	—

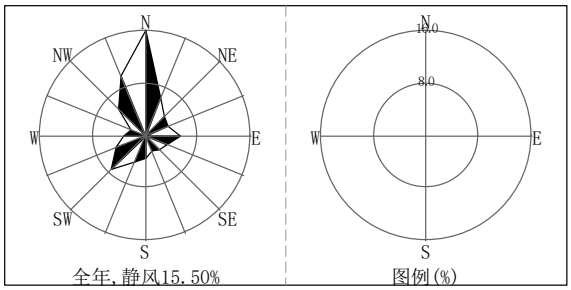

图5.2-1　　区域近20年风频玫瑰图

由表5.2-5分析可知，库车市近20年资料统计结果表明，该地区多年N风向的频率最大，其次是NNW风向。

5.2.1.3 环境空气影响预测与分析

(1)预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)所推荐采用的估算模式AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的最大影响程度和影响范围。AERSCREEN模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表5.2-6。

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/℃		36.8
3	最低环境温度/℃		-32.0
4	土地利用类型		沙漠化荒地
5	区域湿度条件		干燥气候
6	测风高度		10
7	最小风速		0.5
8	是否考虑地形	考虑地形	☑是　□否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是　☑否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

(2)预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表 5.2-6～5.2-8。

表 5.2-6　　主要废气污染源参数一览表(点源)

序号	污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔高度	排气筒高度	排气筒出口内径	烟气流量	烟气流速	烟气温度	年排放小时数	排放工况	污染因子	排放速率
		经度	纬度										
单位	-	°		m	m	m	m^3/h	m/s	℃	h	-	-	kg/h
1	真空加热炉烟气(TK6148井为代表)	*	*	*	*	*	*	*	*	*	正常	PM_{10}	*
												$PM_{2.5}$	*
												SO_2	*
												NO_X	*

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		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(°)									
井场无组织废气(TK6148井为代	*	*	*	*	*	*	*	*	正常	H_2S	*
										非甲烷总烃	*

表)											
6-1计转站外扩8井式掺稀阀组无组织废气	*	*	*	*	*	*	*	*	正常	非甲烷总烃	*

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/m³)	P_i(%)	P_{max}(%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$(m)
1	真空加热炉烟气	PM_{10}	*	*	7.45	*	--
		$PM_{2.5}$	*	*		*	
		SO_2	*	*		*	
		NO_2	*	*		*	
2	井场无组织废气	硫化氢	*	*		*	
		非甲烷总烃	*	*		*	
3	6-1计转站外扩8井式掺稀阀组无组织废气	非甲烷总体	*	*		*	

由表5.2-8可知，项目废气中PM_{10}最大落地浓度为1.91μg/m³、占标率为0.42%；$PM_{2.5}$最大落地浓度为0.95μg/m³、占标率为0.42%；SO_2最大落地浓度为0.36μg/m³、占标率为0.07%；NO_2最大落地浓度为14.90μg/m³、占标率为7.45%；井场无组织废气非甲烷总烃最大落地浓度为95.442μg/m³、占标率为4.77%；H_2S最大落地浓度为0.64μg/m³、占标率为6.43%；6-1计转站外扩8井式掺稀阀组无组织废气非甲烷总烃最大落地浓度为16.485μg/m³、占标率为0.82%；$D_{10\%}$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　**站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
井场无组织排放	非甲烷总烃		*	*	*	*
	H_2S		*	*	*	*
6-1 计转站外扩 8 井式掺稀阀组无组织废气	非甲烷总烃	*	*	*	*	*
		*	*	*	*	*
		*	*	*	*	*

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 46.65～59.375 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 H_2S 浓度贡献值为 0.75～0.925 μg/m³，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；6-1 计转站采用贡献值叠加现状值，非甲烷总烃预测浓度为 441.75～438.66 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。

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/°	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	*	*	*	*	*	*	*	*	非正常	H_2S	*
											非甲烷总烃	*

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：μg/m³

序号	污染源名称	评价因子	C_i(μg/m³)	P_i(%)	P_{max}(%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$(m)
1	放喷口	H_2S	*	*	*	*	*
		非甲烷总烃	*	*		*	*

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 1640μg/m³，占标率为 82.19%，$D_{10\%}$对应距离为 250m；硫化氢最大落地浓度为 16.4μg/m³，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/m³)	核算排放速率(kg/h)	核算年排放量(t/a)
1	真空加热炉烟气(8台加热炉)	颗粒物	*	*	*
		SO_2	*	*	*
		NO_x	*	*	*

(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/m³)	
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	*
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_2S≤0.06	*
3	6-1计转站外扩8井式掺稀阀组无组织废气	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	*

(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	*
2	二氧化硫	*
3	氮氧化物	*
4	硫化氢	*
5	非甲烷总烃	*

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□		二级☑		三级□		
	评价范围	边长=50km□		边长5～50km□		边长=5km☑		
评价因子	SO_2+NO_x排放量	≥ 2000t/a□		500～2000t/a□		<500t/a☑		
	评价因子	基本污染物（$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3） 其他污染物(H_2S、非甲烷总烃)				包括二次$PM_{2.5}$□ 不含二次$PM_{2.5}$☑		
评价标准	评价标准	国家标准☑		地方标准□		附录D ☑		其他标准 □
现状评价	环境功能区	一类区□		二类区☑		一类区和二类区□		
	评价基准年	(2020)年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据☑		主管部门发布的数据□		现状补充监测☑		
	现状评价	达标区□				不达标区☑		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源☑ 现有污染源☑		拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□		区域污染源☑
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD □	ADMS □	AUSTAL2000 □	EDMS/AEDT □	CALPUFF □	网格模型 □	其他 ☑
	预测范围	边长≥ 50km□		边长5～50km □			边长=5km ☑	
	预测因子	预测因子($PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、H_2S、非甲烷总烃)				包括二次$PM_{2.5}$□ 不包括二次$PM_{2.5}$□		
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{本项目}$最大占标率≤100%☑				$C_{本项目}$最大占标率＞100% □		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{本项目}$最大占标率≤10%□			$C_{本项目}$最大标率＞10% □		
		二类区	$C_{本项目}$最大占标率≤30%□			$C_{本项目}$最大标率＞30% □		
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长(0.17)h	$C_{非正常}$占标率≤100% □			$C_{非正常}$占标率＞100%□		
大气环境影响预测与评价	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{叠加}$达标 □				$C_{叠加}$不达标 □		
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% □				k＞-20% □		
环境监测计划	污染源监测	监测因子：(颗粒物、SO_2、NO_X、H_2S、非甲烷总烃)			有组织废气监测 ☑ 无组织废气监测 ☑		无监测□	
	环境质量监测	监测因子：()			监测点位数()		无监测☑	
评价结论	环境影响	可以接受 ☑　　不可以接受 □						
	大气环境防护距离	距(　　)厂界最远(　　)m						
评价结论	污染源年排放量	SO_2(0.072) t/a	NO_x:(2.992)t/a	颗粒物:(0.400)t/a		VOC_s:(0.222)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二号联合站处理，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二号联合站处理。二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，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 **二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
塔河油田二号联合站	*	*	*

本项目预计进入二号联合站采出水量*m^3/d，二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*m^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*m^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。

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800m^3/a(折合

0.09m³/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，本工程评价范围内无地表水体，且采出水、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☑；水文要素影响型□	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区□；饮用水取水口□；涉水的自然保护区□；重要湿地□ 重点保护与珍稀水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区□；其他□	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放□；间接排放□；其他☑	水温□；径流□；水域面积□
	影响因子	持久性污染物☑；有毒有害污染物□；非持久性污染物□；pH值□；热污染□；富营养化□；其他☑	水温□；水位(水深)□；流速□；流量□；其他□
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型
		一级□；二级□；三级A□；三级B☑	一级□；二级□；三级□

5.2.3 地下水环境影响评价

5.2.3.1 调查区域水文地质条件概况

(1)包气带岩性、结构、厚度、分布及垂向渗透系数

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。

(3)地下水类型及富水性

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、承压水水量丰富，顶板埋深小于 50m。潜水含水层近似呈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

塔北区域地下水的补给来源主要是英达里亚河的渗漏补给、渠系渗漏补给、田间灌溉水的渗漏补给、井灌水的回归补给、水库水的渗漏补给、上游地下水的侧向径流补给。因气候非常干燥，降水入渗补给微乎其微。地下水从渭干河冲洪积扇顶部向南部汇流。在渭干河冲洪积平原的中下部，含水层渐变为双层-多层结构的潜水-承压水含水层，含水层岩性也由粗颗粒的卵砾石、砂砾石地层渐变为细颗粒的中砂、细砂、粉砂等砂类地层，含水层的厚度变薄、渗透性变差、径流不畅，因而地下水径流条件相对变差。

从塔北区域的中部向东西两侧，潜水的矿化度和水化学类型具有十分明显的水平分带规律性，表现为从中部到东西两侧，潜水矿化度由小于1g/L逐渐升高为35.59g/L，水化学类型也由HCO_3·SO_4·Cl-Na(Ca·Mg)型渐变为SO_4·Cl—Na·Mg型和Cl·SO_4- Na(Mg·Ca)型水。区域水文地质图见图5.3-1。

5.2.3.2 工程场区包气带污染调查

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

5.2.3.3 区域地下水污染源调查

评价区位于库车市南部，根据区域地下水现状监测结果表明，区域地下水除潜水含水层中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物超标外，其他潜水含水层监测因子均未超标。

区域水文地质图

图 5.2-2

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。集输管道采用柔性复合管，正常情况下不会对地下水产生污染影响。

(2)含油废物

采油过程中产生的含油废物，转移到下层的量很少。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等，2009)，土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于20cm表层，只有极少量的石油类最多可下渗到20cm。由于油田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移油品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，集输管线采用柔性复合管，采取严格的防腐防渗措施，不会对区域地下水环境产生污染影响。

5.2.3.4.2 非正常状况

(1)油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后油气窜层污染(包括生产井的窜层)的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，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。

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，少量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	*

5.2.3.4.4 预测源强

本次评价考虑工程最不利情况(输送最大压力、最大输送量、管线最大使用年限等)，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。根据塔河油田6区块实际操作经验，考虑非正常状况下，采油树泄露发生1小时发现并关闭阀门，本工程气井日产原油量约为20t/d，故凝析油渗漏量取0.833t

5.2.3.4.5 预测模型

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

后，随地下水流进行迁移的过程。本项目所在区域地下水埋深大于4m，本次预测考虑泄漏凝析油1‰进入潜水含水层，则石油类进入地下水的量为0.833kg。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—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：

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

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20m；

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0.833kg；

u—地下水流速度，m/d；潜水含水层岩性为第四系粉砂、粉细砂，渗透系数取5m/d。水力坡度I为3‰。因此地下水的渗透流速u=K×I/n=5m/d×3‰/0.32=0.047m/d；

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

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；根据资料，纵向弥散度α m=0.29m，纵向弥散系数D_L=0.02m^2/d；

D_T—横向y方向的弥散系数，m^2/d；横向弥散系数D_T=0.005m^2/d；

π—圆周率。

5.2.3.4.6 预测内容

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值等值线作为影响范围，取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中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	*	*	*	*	*	*	否	—
365d	*	*	*	*	*	*	否	—
1000d	*	*	*	*	*	*	否	—
7300d	*	*	*	*	*	*	否	—

备注：石油类背景浓度选取本次潜水监测结果中石油类监测值最大值。

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*m^2，影响范围为*m^2，污染物贡献浓度为*mg/L，叠加背景值后的浓度为*mg/L，污染物最大迁移距离为*m，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*m^2，影响范围为*m^2，污染物最大贡献浓度为*mg/L，叠加背景值后的浓度为*mg/L，污染物最大迁移距离为12m，超标范围未出场界；石油类污染物泄漏1000d后污染超标范围为*m^2，影响范围为*m^2，污染物最大贡献浓度为*mg/L，叠加背景值后的浓度为*mg/L，污染物最大迁移距离为18m，超标范围未出场界。石油类污染物泄漏7300d后无污染超标范围，影响范围为*m^2，污染物最大贡献浓度为*mg/L，叠加背景值后的浓度为*mg/L，污染物最大迁移距离为*m。

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输送凝析油的介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

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

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

(2)分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610－2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934－2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表5.2-20及图5.2-3。

表5.2-20 **分区防渗要求一览表**

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

图 5.2-3　营运期井场分区防渗图

(3)管道刺漏防范措施

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

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

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

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

(4)地下水环境监测与管理

根据本项目特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则•地下水环境》(HJ610-2016)及《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2004)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，利用地下水下游地下水井为本项目地下水水质监测井，地下水监测计划见表 5.2-21。

表 5.2-21　　**地下水监测点布控一览表**

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

5.2.3.6 地下水环境评价结论

(1)环境水文地质现状

①环境水文地质现状

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

②地下水环境现状

监测期间区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)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、氟

化物超标外，其他因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准要求。

(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在制定采油二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；本项目产噪设备主要包括采油树、加热炉设备。

5.2.4.1 预测模式

(1)单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

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

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

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

式中：$L_p(r)$—距离声源 r 处的倍频带声压级，dB；

L_w—倍频带声功率级，dB；

D_c—指向性校正，dB；

A—倍频带衰减，dB；

A_{div}—几何发散引起的倍频带衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的倍频带衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的倍频带衰减，dB；

A_{bar}—声屏障引起的倍频带衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

②计算出室外靠近围护结构处的声压级：

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

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

TL_i—围护结构i倍频带的隔声量，dB；

③将室外声源的声压级和透过面积换算成等效的室外声源，计算出中心位置位于透声面积(S)处的等效声源的倍频带声功率级。

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

④等效室外声源的位置为围护结构的位置，其倍频带声功率级为L_w，根据厂房结构(门、窗)和预测点的位置关系，分别按照面声源、线声源和点声源的衰减模式，计算预测点处的声级。

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

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

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

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

(3)计算总声压级

①计算本项目各室外噪声源和各含噪声源厂房对各预测点噪声贡献值

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

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

②预测点的噪声预测值

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

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb}—预测点的背景值，dB(A)。

(4)噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.2.4.2 噪声源参数的确定

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**

分类	序号	声源名称	数量(台/套)	中心坐标(X，Y，Z)	噪声源强[dB(A)]	降噪措施	降噪效果[dB(A)]
采油井场	1	采油树	8	*	85	基础减振	10
	2	加热炉	8	*	80	基础减振	10

5.2.4.3 预测结果及评价

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

表5.2-23　　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
采油井场(TK6148井为代表)	东场界	*	昼间	65	达标
		*	夜间	55	达标
	南场界	*	昼间	65	达标
		*	夜间	55	达标
	西场界	*	昼间	65	达标
		*	夜间	55	达标
	北场界	*	昼间	65	达标
			夜间	55	达标

由表5.2-23可知，井场噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为41.7～44.0dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类区昼间、夜间标准要求。

综上，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.2.5 固体废物影响分析

本项目营运期产生的固体废物主要为油泥(砂)0.8t/a。根据《国家危险废物名录(2021年版)》（部令第15号）和《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019)，油泥(砂)(HW08 071-001-08)属于危险废物，桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告2017第43号)，本工程危险废物类别、主要成份及污染防治措施见表5.2-24。

表5.2-24　危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
油泥(砂)	HW08	071-001-08	*	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T，I	桶装收集后，由有危废处置资质单位接收处置

(1)危险废物贮存及运输

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

①收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的表明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整翔实。具体要求如下：

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

b．危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 5.2-4 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 5.2-5 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；

图 5.2-4　　危险废物类别标识示意图

图 5.2-5　　危险废物相关信息标签

本项目产生的危险废物按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求进行运输，并按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置。

(2)危险废物运输过程影响分析

本项目产生的危险废物运输过程由塔河油田绿色环保站委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，且塔河油田绿色环保站距项目最近约28.5km，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

(3)危险废物委托处置环境影响分析

本项目含油废物全部委托塔河油田绿色环保站进行处置，塔河油田绿色环保站处理资质及处置类别涵盖了本工程HW08危险废物,处置能力能够满足项目要求，目前塔河油田绿色环保站已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥6万m^3/a，富余处理能力2.1万m^3/a。因此，本项目危险废物全部委托塔河油田绿色环保站接收处置可行。

5.2.6 生态环境影响评价

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

(1)对野生动物的影响分析

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上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、站场、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。

综上所述，本项目区域生态完整性受项目影响较小，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。

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；集输管线属于“交通运输仓储邮政业”中“石油输送管线”，属于Ⅱ类项目。

5.2.7.1.2 影响类型及途径

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

表5.2-25 **建设项目影响类型表**

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

由表5.2-26可知，本项目影响途径主要为运营期垂直入渗染，因此本项目土壤环境影响类型为“污染影响型”。

(3)影响源及影响因子

本项目输送介质为采出液(石油、天然气、采出水)，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 1000m 范围。

5.2.7.2.2 敏感目标

本项目井场外扩 1000m 范围内存在农田，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临时占地涉及的土地利用类型主要为裸地及林地。

(2)土地利用历史

根据调查，本项目井场建设之前现状为裸地。

(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，土壤评价范围内土壤类型主要为草甸土、风沙土、盐土。

区域土壤类型分布图

图 5.2-6

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。

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

a.垂直入渗土壤预测模型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附录 E 中预测方法对本工程垂直入渗对区域土壤环境影响进行预测，预测公式如下：

(1)一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t}=\frac{\partial}{\partial z}\left(\theta D\frac{\partial c}{\partial z}\right)-\frac{\partial}{\partial z}(qc)$$

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，m^2/d；

q--渗流速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ -土壤含水率，%。

(2)初始条件

$$c(z,t)=0 \qquad t=0, L\leq z<0$$

(3)边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

①连续点源：

$$c(z,t) = c_0 \qquad t > 0, z = 0$$

②非连续点源：$$c(z,t) = \begin{cases} c_0 & 0 < t \le t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases}$$

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

$$-\theta D\frac{\partial c}{\partial z} = 0 \qquad t > 0, z = L$$

b.预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，本工程对采油井场进行预测，预测模型参数取值见表 5.2-28。

表 5.2-28 **垂直入渗预测模型参数一览表**

土壤质地	厚度(m)	渗透系数(m/d)	孔隙度	土壤含水量(%)	弥散系数(m^2/d)	土壤容重(kg/m^3)
砂壤土	*	*	*	*	*	*

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

表 5.2-29 **土壤预测源强表**

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
泄漏油品	石油烃	*	瞬时

c.土壤污染预测结果

(1)石油烃预测结果

采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为 963200mg/L，预测时段按项目运行期 10950 天(30 年)考虑。预测时间节点分别为，T1：1 年，T2：5 年，T3：10 年，T4：20 年，T5：30 年。

在不同水平年石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.2-7 所示。

图 5.2-7　石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

由图 5.2-2 土壤模拟结果可知，石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，同一点位的数值随时间在增加，浓度随深度增加在降低，入渗 1a 后，污染深度为 5cm；入渗 5a 后，污染深度为 12cm；入渗 10a 后，污染深度为 18cm；入渗 20a 后，污染深度为 26cm；入渗 30a 后，污染深度为 33cm。

5.2.7.4 结论与建议

本工程占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。因此，本工程需采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防护措施后，本工程对区域土壤环境影响可接受。

5.2.7.5 土壤污染防护措施

(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，将井口装置区和真空加热炉区域划分为一般污染防治区，一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能，其余区域划分为简单防渗区。防渗措施的设计，使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

(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5.2-30。

表5.2-30　　**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	采油井场内采油树管线接口处	表层样	石油烃	执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表2第二类用地筛选值	每3年监测一次

(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 5.2-31。

表 5.2-31 **土壤环境影响评价自查表**

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="4">完成情况</td><td>备注</td></tr>
<tr><td rowspan="9">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="4">污染影响型☑；生态影响型□；两种兼有□</td><td></td></tr>
<tr><td>土地利用类型</td><td colspan="4">建设用地□；农用地☑；未利用地☑</td><td>土地利用类型图</td></tr>
<tr><td>占地规模</td><td colspan="4">(2.885)hm^2</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感目标信息</td><td colspan="4">敏感目标(耕地、公益林)、方位( )、距离( )</td><td></td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="4">大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他( )</td><td></td></tr>
<tr><td>全部污染物</td><td colspan="4">石油烃(C_{10}-C_{40})</td><td></td></tr>
<tr><td>特征因子</td><td colspan="4">石油烃(C_{10}-C_{40})</td><td></td></tr>
<tr><td>所属土壤环境影响评价项目类别</td><td colspan="4">Ⅰ类☑；Ⅱ类□；Ⅲ类□；Ⅳ类□</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感程度</td><td colspan="4">敏感☑；较敏感□；不敏感□</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价工作等级</td><td colspan="4">一级☑；二级□；三级□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="4">a)☑；b)☑；c)☑；d)☑</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="4">--</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td></td><td>占地范围内</td><td>占地范围外</td><td>深度</td><td rowspan="3">点位布置图</td></tr>
<tr><td>表层样点数</td><td>2</td><td>4</td><td>0.2m</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td>5</td><td>0</td><td>0.2m、1.5m、3m</td></tr>
<tr><td>现状调查内容</td><td>现状监测因子</td><td colspan="4">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，䓛，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})</td><td>点位布置图</td></tr>
</table>

续表 5.2-31　　**土壤环境影响评价自查表**

工作内容		完成情况			备注
现状评价	评价因子	占地范围内：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C_{10}-C_{40}) 占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C_{10}-C_{40})			
	评价标准	GB15618☑；GB36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他(　)			
	现状评价结论	井场占地范围内各监测点各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值标准；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值			
影响预测	预测因子	石油烃(C_{10}-C_{40})			
	预测方法	附录 E☑；附录 F□；其他(类比分析)			
	预测分析内容	影响范围：井场占地 影响程度：贡献值、预测值			
	预测结论	达标结论：a)□；b)□；c)☑ 不达标结论：a)□；b)□			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他(　)			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		1	石油烃(C_{10}-C_{40})	每 3 年 1 次	
	信息公开指标	石油烃(C_{10}-C_{40})			
评价结论		从土壤环境影响的角度，项目建设可行			
注 1：“□”为勾选项，可√；“(　)”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。 注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。					

5.2.8 环境风险评价

5.2.8.1 评价依据

5.2.8.1.1 风险调查

本项目新建集输、燃料气管线、掺稀管线各 17.95km。本项目涉及的风险物质主要为原油、甲烷、乙烷、丙烷及 H_2S，存在于集输管线、燃料气管线、

掺稀管线内。

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5.2-32。

表5.2-32 **建设项目Q值确定表**

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量qn/t	临界量Qn/t	该种危险物质Q值
集输管线	1	甲烷	74-82-8	*	*	*
	2	乙烷	74-84-0	*	*	*
	3	丙烷	74-98-6	*	*	*
	4	原油	-	*	*	*
	5	硫化氢	7783-06-4	*	*	*
	项目Q值Σ					**0.3258**
燃料气管线	1	甲烷	74-82-8	*	*	*
	2	乙烷	74-84-0	*	*	*
	3	丙烷	74-98-6	*	*	*
	项目Q值Σ					**0.0912**
掺稀管线	1	原油	-	*	*	*
	项目Q值Σ					**0.0036**
合计						**0.4206**

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5.2-33。

表 5.2-33　　环境风险评价工作级别划分一览表

环境风险潜势	Ⅳ+、Ⅳ	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
评价工作等级	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

续表 5.2-34　　本项目环境空气环境敏感特征表

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							—
井场周边 5km 范围内人口数小计							—
大气环境敏感程度 E 值							—

类别	环境敏感特征					
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凝析油、甲烷、乙烷、丙烷、硫化氢。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.2-35。

表 5.2-35　　物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	甲烷	易燃气体	集输管线、燃料气管线、掺稀管线内
2	乙烷	高浓度时，有单纯性窒息作用，易燃气体	
3	丙烷	有单纯性窒息及麻醉作用，易燃气体	

4	硫化氢	有毒气体，易燃气体	
5	原油	可燃液体	

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、燃料气管线、掺稀管线中。

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 5.2-36。

表 5.2-36 **油田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表**

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
管线	集输管线、燃料气管线、掺稀管线泄漏	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渗流至地下水、土壤	大气、土壤、地下水

5.2.8.4 环境风险分析

5.2.8.4.1 大气环境风险分析

在管道压力下，集输油气泄漏时，油品从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。整体对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的一氧化碳，污染大气环境。

5.2.8.4.2 地表水环境风险分析

本项目在发生安全生产事故造成油品泄漏主要集中在站场区域范围，加之泄漏油品量较少且基本上能够及时地完全回收，且项目周边无地表水，因此在

事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

5.2.8.4.3 地下水环境风险分析

本项目建成投产后，正常状态下采出水随采出液一起进入联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，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)井场设置明显的禁止烟火标志；井场电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

(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管道敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接

质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

(2)运行阶段的事故防范措施

①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 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，应尽量防止泄漏凝析油移动。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的加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收，若油品泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

5.2.8.6 突发环境事件应急预案

对于重大或不可接受的风险(主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤害等)，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。采油二厂于2020年9月取得《中石化西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为652923-2020-012-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二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凝析油泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故。

(2)环境敏感性及事故环境影响

区域以油气开发为主，本项目实施后的环境风险主要为凝析油泄漏，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一氧化碳有害气体进入大气；另外，油类物质可能污染土壤并渗流至地表水、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二厂现有突发环境事件应急预案(652923-2020-012-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预防措施和应急预案,可将环境风险概率降到最低。

本项目环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表5.2-37，环境风险自查表见表5.2-38。

表5.2-37 **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、硫化氢检测、报警仪	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	*	便于识别风险，减少事故发生
2	消防器材		*	防止天然气输气管道泄漏火灾爆炸事故蔓延
3	警戒标语和标牌		*	设置警戒标语和标牌，起到提醒警示作用
合计		—	*	项目新增8口新井合计产生费用

表 5.2-38 **环境风险自查表**

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="6">完成情况</td></tr>
<tr><td rowspan="8">风险调查</td><td rowspan="2">危险物质</td><td>名称</td><td>原油</td><td>甲烷</td><td>乙烷</td><td>丙烷</td><td>硫化氢</td></tr>
<tr><td>存在总量/t</td><td>*</td><td>*</td><td>*</td><td>*</td><td>*</td></tr>
<tr><td rowspan="6">环境敏感性</td><td rowspan="2">大气</td><td colspan="3">500m范围内人口数 0 人</td><td colspan="2">5km范围内人口数 0 人</td></tr>
<tr><td colspan="3">每公里管段周边200m范围内人口数(最大)</td><td colspan="2">0 人</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地表水</td><td>地表水功能敏感性</td><td>F1□</td><td>F2□</td><td colspan="2">F3☑</td></tr>
<tr><td>环境敏感目标分级</td><td>S1□</td><td>S2□</td><td colspan="2">S3☑</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td>地下水功能敏感性</td><td>G1□</td><td>G2□</td><td colspan="2">G3☑</td></tr>
<tr><td>包气带防污性能</td><td>D1☑</td><td>D2□</td><td colspan="2">D3□</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">物质及工艺系统危险性</td><td>Q 值</td><td>Q<1☑</td><td>1≤Q<10□</td><td>10≤Q<100□</td><td colspan="2">100≤Q□</td></tr>
<tr><td>M 值</td><td>M1□</td><td>M2□</td><td>M3□</td><td colspan="2">M4□</td></tr>
<tr><td>P 值</td><td>P1□</td><td>P2□</td><td>P3□</td><td colspan="2">P4□</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">环境敏感程度</td><td>大气</td><td>E1□</td><td colspan="2">E2□</td><td colspan="2">E3□</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td>E1□</td><td colspan="2">E2□</td><td colspan="2">E3□</td></tr>
<tr><td>地下水</td><td>E1□</td><td colspan="2">E2□</td><td colspan="2">E3□</td></tr>
<tr><td colspan="2">环境风险潜势</td><td>IV+□</td><td>IV□</td><td colspan="2">III□</td><td>II□</td><td>I☑</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价等级</td><td colspan="2">一级□</td><td colspan="2">二级□</td><td>三级□</td><td>简单分析☑</td></tr>
<tr><td rowspan="3">风险识别</td><td>物质危险性</td><td colspan="3">有毒有害☑</td><td colspan="4">易燃易爆☑</td></tr>
<tr><td>环境风险类型</td><td colspan="4">泄漏☑</td><td colspan="3">火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放☑</td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="3">大气☑</td><td colspan="3">地表水□</td><td>地下水☑</td></tr>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="7">完成情况</td></tr>
<tr><td colspan="2">事故情形分析</td><td>源强设定方法</td><td colspan="2">计算法□</td><td colspan="2">经验估算法□</td><td>其它估算法□</td></tr>
<tr><td rowspan="4">风险预测与评价</td><td rowspan="2">大气</td><td>预测模型</td><td colspan="2">SLAB□</td><td colspan="2">AFTOX□</td><td>其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">预测结果</td><td colspan="5">大气毒性终点浓度-1 最大影响范围___m</td></tr>
<tr><td colspan="5">大气毒性终点浓度-2 最大影响范围___m</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td colspan="6">最近环境敏感目标____，到达时间____h</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td colspan="6">下游厂区边界到达时间_____d</td></tr>
<tr><td colspan="6">最近环境敏感目标____，到达时间_____d</td></tr>
<tr><td colspan="2">重点风险防范措施</td><td colspan="6">具体见“5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求”</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论与建议</td><td colspan="6">本工程运行过程中存在着泄漏、火灾、爆炸、中毒风险，必须严格按照有关规范标准的要求对井场进行监控和管理。在认真落实安全措施和评价提出的风险防范措施以及风险应急预案后，本项目的环境风险可防控</td></tr>
<tr><td colspan="8">注：“□”为勾选项，“____”为填写项。</td></tr>
</table>

表 5.2-33　　环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔河油田6区2022年产能建设项目			
建设地点	新疆阿克苏地区库车市境内			
中心坐标	东经	*	北纬	*
主要危险物质及分布	原油、甲烷、乙烷以及丙烷、硫化氢，均存在于集输管线和燃料气管线内，存储量分别为*t、*t、*t、*t、*t			
环境影响途径及危害后果(大气、地表水、地下水等)	根据工程分析，本项目油田开发建设过程中采气、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、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

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

闭井期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。

在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃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处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设

施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

5.3.2 闭井期生态保护措施

(1)地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集。

(2)对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，地下截去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；

(4)在管线和道路作业带内施工作业；

(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计转站，最终送至各联合站处理。

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

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

6.1.2 运营期环境空气保护措施

项目运营期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。

结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)要求，本项目对无组织废气非甲烷总烃监测和管控提出如下要求：

(1)监测要求，西北油田分公司应建立监测制度，制定监测方案，对污染物排放状况及其对周边环境质量的影响开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果；对于设备与管线组件泄漏，监测采样和测定方法按HJ733的规定执行。

(2)管控要求,西北油田分公司应定期对设备与管线组件的密封点进行VOC_S泄漏检测，对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察，检查其密封处是否出现可见泄漏现象。阀门至少每6个月检测一次,法兰至少每12个月检测一次。当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识并及时修复。泄漏检测应建立台账，记录检测时间、检测仪器读数、修复时间、采取的修复措施、修复后检测仪器读数等，台账保存期限不少于3年。

类比塔河油田同类型井场TK667井污染源监测数据。监测数据见下表。

表6.1-1　　**塔河6区区块井场污染物排放情况汇总一览表**

项目	井场	污染源	污染物	排放浓度(mg/m^3)	主要处理措施	标准	达标情况
废气	TK667井	井场无组织废气	硫化氢	*	日常维护，做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1 标准限值要求	达标
			非甲烷总烃	*		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求	
		400kW真空加热炉烟气	颗粒物	*	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	*			
			NO_x	*			
			烟气黑度	*			

根据类比TK667井场监测数据，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 施工期水环境污染防治措施

项目钻井过程水环境污染源为钻井废水和施工队生活污水。

①钻井废水

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

②施工队生活污水

本项目新井施工天数150d，侧钻井施工天数40d，生活污水产生量为6144m^3。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。

井场建设一座撬装化污水处理站，采用“AO+MBR”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。撬装化污水处理站设计处理规模20m^3/d，实际单座井场污水产生规模4.8m^3/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；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 运营期水环境污染防治措施

(1)采出水

本项目采出水随采出液一起最终通过管线送至二号联合站进行处理。处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层。要求日常加强油气开采和集输过程的动态监测，油气集输过程中避免事故泄漏污染土壤和地下水。

目前二号联合站实际富余水处理规模*m^3/d。本项目实施后，预计产生采出水量*m^3/a(折合*m^3/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*m^3/h，本项目实施后，预计井下作业废水产生量为*m^3/a(折合*m^3/h)，富余量可以满足项目井下作业废水处理需求。

6.2.3 闭井期水环境污染防治措施

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

6.3 噪声防治措施可行性论证

6.3.1 施工期噪声防治措施

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

采取的隔声降噪措施如下：

(1)泥浆泵做好基础减振，临时启用柴油发电机时，应采取基础减振；

(2)定期维护泥浆泵、钻机等高噪声设备；

(3)需要测试放喷的井场，采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过2m，尽量缩短放喷时间；

(4)合理控制施工作业时间；

(5)运输车辆控制车速，通过村庄时应避免鸣笛。

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TK667井场场界噪声监测数据。监测数据见下表。

表6.3-1 **塔河油田6区区块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
噪声	TK667井场四周	昼间	*	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	*			达标

根据噪声预测结果并类比TK667井场场界噪声监测，运营期井场场界噪声不会对周围声环境产生明显影响。

6.3.3 闭井期噪声防治措施

闭井期噪声主要为车辆噪声等，合理控制车速，通过村庄时避免鸣笛。

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 施工期固体废物处置措施

6.4.1.1 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、二开及三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；三开下部为磺化泥浆，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，类比其评估调查结果，处理后废弃物可达到相关标准要求。

6.4.1.2 废机油和废烧碱包装袋处理措施

废烧碱包装袋应折叠打包存放在井场撬装式危废暂存间内，严禁随意丢弃。钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料收集产生的废机油，废机油收集后应置于铁质油桶内且不得超过者容器的3/4。废机油和废烧碱包装袋必须由具有资质的机构或环保部门指定单位接收,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 生活垃圾处理措施

井场生活垃圾定期清运至塔河油田绿色环保站生活垃圾填埋场填埋处理。

6.4.2 运营期固体废物处置措施

6.4.2.1 固体废物产生及处置情况

根据《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号)和《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019)，本项目产生的油泥(砂)(HW08 071-001-08)属于危险废物，桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置。本项目危险废物产生情况及危险特性见表 6.4-1。

表 6.4-1 **本工程危险废物情况一览表**

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
油泥(砂)	HW08	071-001-08	*	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T，I	桶装收集后，由有危废处置资质单位接收处置

6.4.2.2 危险废物处置措施可行性分析

(1)危险废物贮存及运输

本项目产生的危险废物桶装收集后由有危废处置资质单位接收处置，危险

废物运输过程由塔河油田绿色环保站委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，且塔河油田绿色环保站距项目最近约10km，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

(2)危险废物处置单位

本项目含油废物全部委托塔河油田绿色环保站进行处置，塔河油田绿色环保站处理资质及处置类别涵盖了本工程HW08危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前塔河油田绿色环保站已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥6万m^3/a，富余处理能力2.1万m^3/a。因此，本项目危险废物全部委托塔河油田绿色环保站接收处置可行。

6.4.3 闭井期固体废物处置措施

本项目闭井期固体废物主要为废弃管线、废弃建筑垃圾等，均属于一般工业固体废物，废弃管线、废弃建筑垃圾等收集后送塔河油田绿色环保站妥善处理。

6.5 生态保护措施可行性论证

6.5.1 施工期生态环境保护措施

6.5.1.1 占地影响减缓措施

(1)周密策划，精心施工，努力维护原生环境的完整性

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

(2)改进施工方法，采取积极措施，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作用。类比同类管线施工采取的土壤影响减缓措施，本项目采取的占地影响减缓措施可行。

6.5.1.2 植被影响减缓措施

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

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

6.5.1.3 动物影响减缓措施

(1)加强野生动物的保护，严禁捕猎珍稀动物。沿线设标志牌，加强环境保护的宣传。

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

(3)确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰野生动物。

类比同类管道施工采取的动物影响减缓措施，本项目采取的动物影响减缓措施可行。

6.5.1.4 管道工程生态保护及恢复措施

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

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

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

(4)施工完毕后，及时清理现场，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)对施工人员进行法制教育，特别是野生动物保护法的宣传，加强对野生动物的保护。如遇到野生动物幼崽要倍加爱护，不得伤害；严禁猎杀野生动物，若有猎杀野生保护动物者应报有关部门严加处理。

6.5.2 营运期生态恢复措施

本项目实施后，营运期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主。

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

(2)定时巡查井场、管线等。

(3)管线更换或修复作业结束后，应采取分层开挖，分层回填措施。

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

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

6.5.3 闭井期生态恢复措施

油田单井进入开采后期，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)》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》，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

本项目项目投资*万元，环保投资*万元，环保投资占总投资的比例为*%。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，油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本项目的实施还补充和加快了油田基础设施的建设。

因此本项目具有良好的社会效益。

7.3 环境措施效益分析

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

7.3.1 环保措施的环境效益

(1)废气

本项目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-天然气作为燃料，污染物均能达标排放。

(2)废水

本项目运营期废水包括采出水和井下作业废水，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油泥(砂)，采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

(4)噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

(5)生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地。

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

7.3.2 环境损失分析

本项目在建设过程中，由于井场地面设施建设、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，根据项目永久占地面积(0.02885km^2)，计算得出生态经济损失预计1.731×10^4元。结合本项目区域植被分布情况，其植被生态经济损失还将小于该预计值。

7.3.2 环保措施的经济效益

本项目通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

7.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

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

8 环境管理与监测计划

8.1 环境管理

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行和发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大的影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，提高全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

8.1.1 管理机构及职责

8.1.1.1 管理机构

采油二厂建立了三级环境保护管理机构，形成了环境管理网络。采油二厂环境保护管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，基层单位环境保护管理领导小组及其办公室为二级管理职能机构，班组为三级管理职能机构。

采油二厂设置QHSE(质量、健康、安全和环境)管理科，负责采油厂工业现场“三标”、QHSE管理体系执行、环境保护、工业动火、防暑降温、交通安全、工伤、特种设备、防雷防静电、井控管理、劳动保护等工作的管理，为采油厂有效的开展环保工作提供了依据。

本项目日常环境管理工作纳入塔河油田采油二厂现有QHSE管理体系。

8.1.1.2 现有管理制度及存在的问题

目前，采油二厂已制定有《环境保护管理实施细则》、《油田地面建设项目环境保护补充管理规定》、《西北油田分公司环境污染与破坏事故管理规定》、《井下作业环境保护管理补充规定》、《环境保护管理实施细则》、《井下作业环境保护管理规定》、《老油井环境保护管理实施细则》、《清洁生产审核管理规定》、《污染治理作业业务指导书》、《生活污水监督管理办法(试行)》等，基本明确了机构与职责、污染防治、生态环境保护、清洁生产、风险防控、奖励处罚等内容。

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

规范 总则》、《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则》、《中华人民共和国环境保护税法实施条例》，采油二厂应进一步建立完善项目环保“三同时”管理制度，规范申领并执行排污许可证，及时、足额缴纳环境保护税。

根据《排污口规范化整治技术要求(试行)》、《<环境保护图形标志>实施细则》、《环境保护图形标志》、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)，采油二厂应进一步建立完善自行监测制度及排污口规范化管理制度。

8.1.1.3 职责

(1)西北油田分公司采油二厂 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，会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

8.1.3 运营期的环境管理任务

(1)本项目运行期的QHSE管理体系纳入西北油田分公司采油二厂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
		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，作好防护措施等		
		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，，作好防护措施等		
		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	施工现场洒水降尘，粉质材料规范放置，施工现场设置围栏等等		
		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	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
运营期	正常工况	废水	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
		废气	加热炉用气采用净化后的天然气作为燃料		
		固体废弃物	集中堆放，委运处理		
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
		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

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

8.1.5 施工期环境监理

本项目施工期对周边环境造成一定影响，在施工期阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。现场应重点对管线工程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6区区块已于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：新疆阿克苏地区库车市境内，塔河油田6区区块内

主要产品及规模：①在塔河油田6区块内部署10口井，其中8口新建井，2口侧钻井；②新建8座采油井场，每座井场设置1台400kW加热炉；③6-1计转站外侧扩建8井式掺稀阀组1座；④新建单井集输管线、掺稀管线、燃料气管线各17.95km；④配套建设土建、通信、电气、自控等。项目建成后新钻单井产油*t/d，侧钻单井产油*t/d。

(2)排污信息

本项目拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表3.2-13～3.2-18。

本项目污染物排放标准见表2.6-3。

本项目“三本账”情况见表3.2-21。

(3)环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见塔河油田采油二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　　塔河油田6区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	520	*	8	0.2	SO_2：* NO_X：*	颗粒物≤20； SO_2≤50； NO_X≤200 烟气黑度<1级	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建锅炉大气污染物排放限值
		井场无组织废气	采取管道密闭输送，加强阀门的检修与维护，从源头减少泄漏产生的无组织废气	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—	VOCs：*	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)中新改扩建项目二级标准

续表 8.3-1　　塔河油田 6 区 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_{eq}	基础减振	降噪 10dB(A)	厂界 昼间≤60dB(A)； 夜间≤50dB(A)	按照《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中规定执行
	采油树	L_{eq}	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二号联合站处理，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
固废	油泥(砂)	含油物质(危险废物 HW08)	收集后定期由有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置	严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关规定进行
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二厂属于自治区重点排污单位，根据本项目生产特征和污染物的排放特征，依据《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定本项目的监测计划和工作方案。本项目投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表8.4-1。

表8.4-1 **本项目监测计划一览表**

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	井场加热炉烟气	颗粒物、SO_2、NO_X、烟气黑度	排气筒采样孔	每年1次

续表 8.4-1　　**本项目监测计划一览表**

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	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
噪声	井场场界噪声	L_{eq}	场界外1m	每年1次
地下水环境	潜水含水层	耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类	地下水下游	枯水期一次
土壤环境	土壤	石油烃(C_{10}-C_{40})	井场内采油树管线接口处	每5年一次
设备泄漏检测		阀门、开口阀、取样连接系统		每半年一次
		法兰及其他连接件、其他密封设备		每年一次

8.4.4 管线泄漏检测与控制

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

(1)泄漏检测周期

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

②阀门、开口阀或开口管线、取样连接系统至少每6个月检测一次；

③法兰及其他连接件、其他密封设备每12个月检测一次；

④设备和管线组件初次启动或检维修后，应在90d内进行泄漏检测；

(2)泄漏的认定

出现以下情况，则认定为发生了泄漏：

①密封点存在渗液、滴液等可见的泄漏现象；

②液态VOC_S物料流经的设备与管线组件，泄漏检测值大于等于2000μmol/mol。

(3)泄漏修复

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

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

a、装置停车(工)条件下才能修复；

b、立即修复存在安全风险；

c、其他特殊情况

(4)记录要求

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

8.5 环保设施“三同时”验收一览表

本项目投产后环保设施“三同时”验收一览表见表8.5-1。

表 8.5-1　　环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	--	--	--	落实环保措施
废水	1	管道试压废水	循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘	--	--	--	不外排
	2	清管废水	清管废水通过现有集输管道输至塔河油田二号联，经塔河油田二号联内污水处理系统处理达标后回注地层，不外排	--	--	--	
	3	施工期生活污水	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	--	--	*	
噪声	1	钻机、吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	--	《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	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	岩屑	不落地无害化处理装置处理，经检测达标后用于铺垫井场、道路	--	--	*	--
	3	废机油	桶装收集后暂存于井场危废暂存间内，定期委托有资质单位接收处置	--	妥善处置，不外排	*	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	*	经有资质单位处置
	5	焊接及吹扫废渣	收集后送塔河油田绿色环保站填埋处理	--	--	*	
	6	生活垃圾	定期清运至塔河油田绿色环保站生活垃圾填埋场	--	--	*	

续表 8.5-1　　**环保设施“三同时”验收一览表**

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							
生态		生态恢复	严格控制作业带宽度 管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土	--	临时占地恢复到之前状态	*	恢复原有地貌
		水土保持	防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘	--	防止水土流失	*	落实水土保持措施
		防沙治沙		--	防止土地沙化	*	落实防沙治沙措施
防渗	1	钻井区、发电房、放喷池、应急池、危废暂存间，按重点防渗区考虑	防渗性能不低于6.0m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕	--	防渗性能不低于6.0m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层防渗性能	*	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
	2	泥浆罐区、泥浆泵、钻井液材料区，按一般防渗区考虑	防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能	--	防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层	*	防渗性能不低于1.5m厚、渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层
环境监理		开展施工期环境监理		--	--	*	—
类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
营运期							
废气	1	加热炉烟气	以净化后天然气为燃料+8m高烟囱	1	颗粒物≤20mg/m^3 SO_2≤50mg/m^3 NO_X≤200mg/m^3	*	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建锅炉大气污染物排放限值
	2	井场无组织废气	密闭、加强管道、阀门的检修和维护	—	场界非甲烷总烃≤4.0mg/m^3	—	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求

				--	场界硫化氢≤0.06mg/m³	--	《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新扩改建项目二级标准
废水	1	营运期采出水	随采出液一起输送至各联合站处理，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≤65dB(A)夜间≤55dB(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	—		—	

续表 8.5-1　　**环保设施“三同时”验收一览表**

类别	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
固废	油泥(砂)(HW08 071-001-08)	桶装收集后，由有危废处置资质单位接收处置	--	--	*	《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)
防渗	井口、加热炉区域按一般防渗区	防渗层防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1×10^{-7}cm/s黏土层的防渗性能	—	渗透系数小于1.0×10^{-7}cm/s	*	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	*	落实风险防范措施

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	收集后送塔河油田绿色环保站妥善处理	--	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	*	恢复原有自然状况
合计				—		*	—

9 结论与建议

9.1 建设项目情况

9.1.1 项目概况

项目名称：塔河油田6区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在塔河油田6区块内部署10口井，其中8口新建井，2口侧钻井；②新建8座采油井场，每座井场设置1台400kW加热炉；③6-1计转站外侧扩建8井式掺稀阀组1座；④新建单井集输管线、掺稀管线、燃料气管线各17.95km；④配套建设土建、通信、电气、自控等。

建设规模：项目建成后年产油量*万t。

项目投资和环保投资：项目总投资*万元，其中环保投资*万元，占总投资的*%。

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

本项目位于库车市境内，塔河油田6区区块内。区域以油气开采为主，土地利用类型以荒漠及林地为主，工程占地范围内无固定集中的人群居住区，无自然保护区、无风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2014年7月25日)等相关要求，工程选址合理。

9.1.3 产业政策符合性

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录(2019年本)》(中华人民共和国国家发展和改革委员会令第29号)相关内容，“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目。因此，本项目的建设符合国家产业政策要求。

本项目属于塔里木油田分公司油气开发项目，符合《中华人民共和国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》、《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》。

9.1.4 “三线一单”符合性判定

本项目TK6146X井东南距离拟定生态保护红线为*km，敷设管线未穿越红线，本项目地面工程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，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，符合新疆维吾尔自治区、阿克苏地区“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，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2.0mg/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10μg/m^{3}的标准。

地下水环境质量现状监测结果表明:监测期间区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准要求，潜水监测点监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物、锰超标外，其他因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准；承压水监测点监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物超标外，其他因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准。

声环境质量现状监测结果表明：TK6152井场声环境监测值昼间为37～39dB(A)，夜间为36～37dB(A)，TK6149井场声环境监测值昼间为37～38dB(A)，

夜间为36～37dB(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。

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、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点，因此不再设置环境空气保护目标，鉴于石油开采类项目的特点，本次评价对环境空气的保护目的为不改变区域环境空气功能区质量。本项目周边无地表水体，且项目废水全部妥善处置，不外排，故不再设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边200m范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，将井场、站场边界外延1km范围及管线两侧200m范围的农田、公益林作为土壤环境保护目标；本项目生态评价范围内不存在自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，将生态环境影响评价范围内植被、动物和塔里木河流域水土流失重点治理区、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、塔里木河和区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标、地表水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)加热炉用气采用净化后的天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放。

(3)本工程定期巡检，确保集输系统安全运行。

(4)提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

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，井区内无人群居住，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

本项目运营期油泥(砂)属于危险固体废物，采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

9.4 项目对环境的影响

9.4.1 大气环境影响

项目废气中PM_{10}最大落地浓度为1.91μg/m^3、占标率为0.42%；$PM_{2.5}$最大落地浓度为0.95μg/m^3、占标率为0.42%；SO_2最大落地浓度为0.36μg/m^3、占标率为0.07%；NO_2最大落地浓度为14.90μg/m^3、占标率为7.45%；井场无组织废气非甲烷总烃最大落地浓度为95.442μg/m^3、占标率为4.77%；H_2S最大落地浓度为0.64μg/m^3、占标率为6.43%；6-1计转站外扩8井式掺稀阀组无组织废气非甲烷总烃最大落地浓度为16.485μg/m^3、占标率为0.82%；$D_{10\%}$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46.65～59.375μg/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0.75～0.925μg/m3，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；6-1计转站采用贡献值叠加现状值，非甲烷总烃预测浓度为441.75～438.66μg/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。

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；在塔河北岸沿河地段，地下水是从西向东径流。地下水一部分通过潜水蒸发、植物蒸腾排泄，一部分通过人工开采排泄。

(2)地下水环境影响

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在制定采油二厂全厂环保管理体制的基础上，制订针对地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

(4)地下水环境影响评价结论

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

9.4.3 声环境影响

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

综上，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

9.4.4 固体废物环境影响

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

9.4.5 生态影响

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

结合本项目排放特征，确定总量控制因子为大气污染因子：SO_2、NO_X、VOCs。项目稳产期SO_2排放量为*t/a，NO_x排放量为*t/a，VOC_S *t/a。

9.6 环境风险评价

西北油田分公司采油二厂制定了应急预案，本项目实施后，负责实施的采油二厂将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，在可接受范围之内。

9.7 公众参与分析

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》(部令第4号)的有关要求，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。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、矿产资源总体规划，项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响较小；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施下，环境风险水平可接受。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.....15
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.....58

3 建设项目工程分析.....60

3.1 区块开发现状及环境影响回顾.....61
3.2 现有工程.....65
3.2 拟建工程.....68
3.3 依托工程.....111

4 环境现状调查与评价.....114

4.1 自然环境概况.....114
4.2 环境敏感区调查.....121
4.3 环境质量现状监测与评价.....127

5 环境影响预测与评价.....162

5.1 施工期环境影响分析.....162
5.2 营运期环境影响评价.....185

5.3 闭井期环境影响分析.....229

6 环保措施可行性论证.....231

6.1 环境空气保护措施可行性论证.....231
6.2 废水治理措施可行性论证.....233
6.3 噪声防治措施可行性论证.....234
6.4 固体废物处理措施可行性论证.....235
6.5 生态保护措施可行性论证.....237
6.6 工程选线合理性分析.....错误！未定义书签。

7 环境影响经济损益分析.....241

7.1 经济效益分析.....241
7.2 社会效益分析.....241
7.3 环境措施效益分析.....241
7.4 环境经济损益分析结论.....243

8 环境管理与监测计划.....244

8.1 环境管理.....244
8.2 企业环境信息公开.....249
8.3 污染物排放清单.....250
8.4 环境及污染源监测.....253
8.5 环保设施“三同时”验收一览表.....255

9 结论与建议.....260

9.1 建设项目情况.....260
9.2 环境现状.....261
9.3 拟采取环保措施的可行性.....262
9.4 项目对环境的影响.....263
9.5 总量控制分析.....265
9.6 环境风险评价.....265
9.7 公众参与分析.....266
9.8 项目可行性结论.....266