

1 概述

1.1 项目由来

塔里木盆地是世界上最大的内陆盆地之一，总面积 $56 \times 10^4 \text{ km}^2$ ，石油资源储量约为 $107.6 \times 10^8 \text{ t}$ ，天然气资源储量约为 $8.39 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司（简称“塔里木油田分公司”）油气产量当量已突破 3000 万吨，是中国特大型油田之一。

塔里木油田分公司轮古油气田位于新疆阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，轮古油气田是一个被石炭系所覆盖的大型古潜山，目前主要开发包括轮古 15、轮古 7、轮古 8、轮古 9、轮古 100 井区等。

为满足轮古油气田持续稳产，围绕“老区持续稳产”目标，以新井产能补充老井递减，完善集输、计量等地面配套设施，为轮古油气田老区稳产夯实基础。塔里木油田分公司决定在轮古油气田实施“轮古油气田开发调整方案”（以下简称“本工程”），主要建设内容为：①钻井工程：部署新井 35 口（新钻井 34 口，老井侧钻 1 口）；②地面工程：新建井场 35 座、计量间 1 座、集气站 1 座、8 井式阀组 5 座；③集输管线：新建单井集输管道 125km，集输干线 22km；④配套建设自控、通信、电气、防腐、道路等辅助设施。

本工程建成投产后，设计年产油 $17.22 \times 10^4 \text{ t}$ 、年产气 $2.55 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

1.2 环境影响评价工作过程

本项目属于油气开采项目，项目位于新疆阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4 号），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区及塔里木河上中游水土流失重点预防区，且项目部分井场及管线占用国家二级公益林，属天然林。根据《中华人民共和国环境影响评价法（2018 年 12 月 29 日修正）》、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），本项目属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 7 陆地石油开采 0711”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响

报告书。

为此，塔里木油田分公司于 2022 年 2 月 16 日委托河北省众联能源环保科技有限公司开展本工程的环境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于 2022 年 2 月 24 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行项目第一次环境影响评价信息公示，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。

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定

本工程为石油开采，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第 29 号)，本工程属于第一类“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

本工程属于塔里木油田分公司油气勘探开采项目，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》、《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》及《巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》。本项目位于轮古油气田内，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重点开发区和禁止开发区，属于主体功能区中的限制开发区域，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

本工程距离生态保护红线约 550m，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内；本工程轮古 15、轮古 8 井区采出水随油气混合物输送至轮三联合站

污水处理系统处理，轮古 100 井区、轮古东区域采出水随油气混合物输送至桑南处理站污水处理系统处理，均达到《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，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理，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；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均不超过自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

(4)评价工作等级

根据环境影响评价技术导则规定并结合项目特点，经判定，本次环境影响评价工作大气环境影响评价工作等级为二级、地表水环境影响评价工作等级为三级B、地下水环境影响评价工作等级为二级、声环境影响评价等级为二级、土壤环境影响评价等级为一级、生态环境影响评价等级为一级、环境风险影响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

根据项目环境污染特征和当地环境状况，评价重点关注项目对生态环境、地下水环境、环境风险的影响，兼顾其它环境影响，根据预测可能造成环境影响的范围和程度，有针对、有侧重地提出预防、减缓和补偿等环保措施及环境风险应急预案。

(1) 井场及管线应避让自然保护区、风景名胜区、沙化土地封禁保护区、生态保护红线、沙漠公园等环境敏感区。

(2) 做好施工期钻井废水、试压废水、酸化压裂废水、废钻井泥浆、钻井岩屑的处置工作。

(3) 做好施工期生态恢复、防沙治沙及水土保持工作。

(4) 做好营运期油气田采出水、井下作业废水及落地油的处置工作。

(5) 通过制定并落实切实可行的风险防范措施和应急预案，将环境风险降到最低程度。

1.5 主要结论

综合分析，本工程符合国家及地方当前产业政策要求，选址和建设内容可满足国家和地方有关环境保护法律法规要求，满足“三线一单”的相关要求；项目通过采取完善的污染防治措施及生态恢复措施，污染物可达标排放，项目实施后环境影响可接受、环境风险可防控。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、塔里木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》(修订)(2008年6月1日施行,2017年6月27日修正);

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

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

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

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

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

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

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

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

(1)《中共中央办公厅、国务院办公厅关于印发在国土空间规划中统筹划定

落实三条控制线的指导意见》(2019年7月24日)；

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

(3)《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》(国务院令第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)《中共中央 国务院 关于深入打好污染防治攻坚战的意见》(2021年11月2日)；

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

(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日施行)；

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

(15)《关于加强和规范声环境功能区划管理工作的通知》(环办大气函

[2017]1709号，2017年11月10日发布并实施)；

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

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

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

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

(20)《关于印发<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)《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规[2021]2号)；

- (30) 《地下水管理条例》(中华人民共和国国务院令第 748 号)；
- (31) 《油气田开发生产井报废规定》(Q/SY36-2007)；
- (32) 《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)；
- (33) 《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)；
- (34) 《一般工业固体废物管理台账制定指南(试行)》(生态环境部公告 2021 年第 82 号)；
- (35) 《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)；
- (36) 《关于将巴音郭楞蒙古自治州 吐鲁番市 哈密市纳入执行<环境影响评价技术导则大气环境(HJ2.2-2018)>差别化政策范围的复函》(环办环评函[2022]341 号)。

2.1.2.2 地方环境保护法规和规章

- (1) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例(2018 年修正)》(2018 年 9 月 21 日修正, 2006 年 12 月 1 日施行)；
- (2) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例(2018 年修正)》(2018 年 9 月 21 日修正, 2017 年 1 月 1 日施行)；
- (3) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2015 年 3 月 1 日实施, 2018 年 9 月 21 日修正)；
- (4) 《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》(新政发[2014]35 号, 2014 年 4 月 17 日发布并实施)；
- (5) 《关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知》(新政发[2016]21 号, 2016 年 1 月 29 日发布并实施)；
- (6) 《关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知》(新政发[2017]25 号, 2017 年 3 月 1 日发布并实施)；
- (7) 《新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国水土保持法>办法》(2013 年 7 月 31 日修订, 2013 年 10 月 1 日实施)；
- (8) 《关于印发<自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行

办法》的通知》(新环发[2016]126号,2016年8月24日发布并实施);

(9)《转发<关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知>的通知》(新环环评发[2020]142号);

(10)《关于印发新疆维吾尔自治区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)。

(18)《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》;

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

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

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

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

(23)《关于印发自治州实施最严格水资源管理制度“三条红线”控制指标

的通知》(巴政发[2015]172号)；

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

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

(26)《阿克苏地区大气污染防治行动计划实施方案》；

(27)《阿克苏地区国民经济和社会发展的第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》；

(28)《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)；

(29)《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)；

(30)《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)；

(31)《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》(HJ2.4-2008)；

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

(12)《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》；

(13)《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)；

(14)《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)；

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

(16)《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南(试行)》(HJ 1209-2021)。

2.1.4 相关文件及技术资料

(1)《轮南油气开发部轮古西片区环境影响后评价报告书》(河北省众联能源环保科技有限公司)；

(2)《关于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司轮南油气开发部轮古西片区环境影响后评价报告书备案意见的函》(新环环评函[2021]224号)；

(3)《轮南油气开发部桑吉片区环境影响后评价报告书》(新疆天合环境技术咨询有限公司)；

(4)《关于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司轮南油气开发部桑吉片区环境影响后评价报告书备案意见的函》(新环环评函[2021]226号)；

(5)《环境质量现状检测报告》；

(6)塔里木油田分公司提供的其他技术资料；

(7)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,掌握项目所在地库车市和轮台县的自然环境及环境质量现状。

(2)针对本工程特点和污染特征,确定主要环境影响要素及其污染因子。

(3)预测本工程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)分析本工程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、经济角度分析本工程采取污染治理措施的可行性,从环境保护的角度对本工程的建设是否可行给出明确的结论。

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

2.2.2 评价原则

(1)坚持环境影响评价为项目建设服务,为环境管理服务,为保护生态环境服务。

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

(3)全面贯彻环境影响评价导则、总纲,科学分析项目建设对环境质量的影响。

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

(5)严格贯彻执行“达标排放”、“总量控制”、“以新带老”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。

2.3 环境影响要素和评价因子

2.3.1 环境影响要素识别

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

表 2.3-1 环境影响要素识别结果一览表

环境因素 工程活动		自然环境					生态			
		环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤环境	植被	动物	防沙治沙	水土流失
施工期	钻井工程	-1D	—	—	-1D	-1D	-1C	-1C	-1C	-1D
	管线开挖	-2D	—	—	-1D	-1C	-1C	-1C	-1C	-1D

续表 2.3-1 环境影响要素识别结果一览表

工程活动		自然环境					生态			
		环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤环境	植被	动物	防沙治沙	水土流失
施工期	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	—	—	—	—	—
闭井期	封井、井场清理	-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，本工程的建设对环境的影响是多方面的，存在短期或长期的负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素中的环境空气、声环境、土壤环境、生态环境要素中的植被、动物、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、声环境等产生不同程度的直接的负面影响。闭井期对环境的影响体现在对环境空气的短期影响和对生态环境要素中的植被和防沙治沙利好影响。

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2 本工程评价因子一览表

环境要素	项 目	评 价 因 子
环境空气	现状评价	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、NO ₂ 、SO ₂ 、H ₂ S、非甲烷总烃
	污染源	H ₂ S、非甲烷总烃
	影响评价	H ₂ S、非甲烷总烃
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：pH 值、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发酚、耗氧量、氨氮、总大肠菌群、细菌总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氰化物、氟化物、硫化物、汞、砷、镉、六价铬、铅 特征因子：石油类

续表 2.3-2 本工程评价因子一览表

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	建设用基本因子：pH、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘 农用地基本因子：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌 特征因子：石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)
	污染源	垂直入渗：石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)
	影响分析	垂直入渗：石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)
固体废物	污染源	施工期：危险废物(废机油)，一般工业固废(钻井泥浆、钻井岩屑、施工土方、施工废料)，生活垃圾； 运营期：危险废物(落地油)
	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
	影响评价	
环境风险	风险识别	原油、天然气、硫化氢
	风险分析	大气
		地下水
		地表水

2.4 评价等级和评价范围

2.4.1 评价等级

2.4.1.1 大气环境影响评价工作等级

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

(1) $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 的确定

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

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

ρ_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

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

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

(2) 城市农村选项确定

项目周边3km范围内的用地布局详见图2.4-1。

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。本工程半径3km范围内城市建成区或者规划区约占3km范围内面积的 $0\% < 50\%$ 。因此工程估算模式“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

本工程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，坐标以各场站西南角为原点(0, 0)；相关污染物预测及计算结果见表2.4-4。

表2.4-1 估算模型参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	/
2	最高环境温度/℃		41.4
3	最低环境温度/℃		-36.0
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5
6	土地利用类型		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(面源, 100%负荷)

名称	面源起始点坐标		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	污染物	排放 速率 (kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
LG8-H10 井场无组 织废气	*	*	965	20	30	0	5	8760	正常	非甲烷 总烃	0.008
										H ₂ S	0.0001
1#计量间 无组织废 气	*	*	965	30	40	0	5	8760	正常	非甲烷 总烃	0.0172
										H ₂ S	0.00023
3#集气站 无组织废 气	*	*	963	30	40	0	5	8760	正常	非甲烷 总烃	0.024
										H ₂ S	0.00034

注:本工程废气污染源面源包括35座井场,各井场废气污染源面源长度、宽度、高度及排放速率均一致,因此选取LG8-H10井场无组织废气为代表井场进行预测。

 表 2.4-3 P_{max}及D_{10%}预测及计算结果一览表

名 称	评价因子	C _i	评价标准	P _i	P _{max}	最大浓度出现 距离
单 位	—	μg/m ³	μg/m ³	%	%	m
LG8-H10 井场无组织 废气	非甲烷总烃	22.66	2000	1.13	6.54	10
	H ₂ S	0.283	10	2.83		
1#计量间无组织废气	非甲烷总烃	33.07	2000	1.65		35
	H ₂ S	0.442	10	4.42		
3#集气站无组织废气	非甲烷总烃	46.153	2000	2.31		35
	H ₂ S	0.654	10	6.54		

(4)评价工作等级判定

根据上述计算结果,本工程外排废气污染物 P_{max}=6.54%<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,本工程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),本项目产生废水包括采出水、井下作业废水,轮古 15、轮古 8 井区采出水随油气混合物输

送至轮三联合站污水处理系统处理，轮古 100 井区、轮古东区域采出水随油气混合物输送至桑南处理站污水处理系统处理，均达到《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；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。因此本项目地表水环境影响评价工作等级为三级 B。

2.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级

(1) 建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)附录 A，本项目行业类别属于“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 2.4-4。

表 2.4-4 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(包括已建成的运行、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(包括已建成的运行、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中水式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源(如矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其它未列入上述敏感分级的环境敏感区 [*]
不敏感	上述地区之外的其它地区

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

本工程调查评价范围内不涉及集中式饮用水水源(包括已建成运行、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区；亦不涉及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(包括已建成运行、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流

区；不涉及未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；不涉及分散式饮用水水源地，不涉及特殊地下水资源(如矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。因此，本工程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 2.4-5。

表 2.4-5 地下水评价工作等级划分依据一览表

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

本工程地下水环境影响评价 I 类项目、环境敏感程度为不敏感，根据表 2.4-7 判定结果，确定本工程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

本工程位于轮古油气田，周边区域以居住、油气开采混杂为主要功能，根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)，属于其规定的 2 类声环境功能区。

(2) 敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

项目井场周边 200 范围内无声环境敏感点。

(3) 评价工作等级判定

综合以上分析，按照《环境影响评价技术导则·声环境》(HJ2.4-2021) 中声环境影响评价等级划分原则，确定本工程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

(1) 建设项目类别

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

(2) 影响类型

本项目主要通过垂直入渗的形式对土壤造成影响，土壤环境的影响类型为

“污染影响型”。

(3) 占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，“建设项目占地规模分为大型($\geq 50\text{hm}^2$)、中型($5\sim 50\text{hm}^2$)和小型($\leq 5\text{hm}^2$)”，本工程新增永久占地共 21.81hm^2 ，占地规模为中型。

(4) 建设项目敏感程度

本项目部分井场 1km 范围内、管线 200m 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2.4-6。

表2.4-6 评价工作等级分级表

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

本项目类别为 I 类、占地规模为中型、环境敏感程度为敏感，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

本项目位于轮古油气田，本项目永久占地面积 21.81hm^2 ，临时占地面积 155.41hm^2 ，占地面积 $177.22\text{hm}^2 \leq 2\text{km}^2$ 。新建各类管线长度共计 147km ，管线长度大于 100km 。

(2) 区域生态敏感性

本项目评价范围内涉及生态保护红线及天然林，属于《环境影响评价技术导则 生态环境》(HJ19-2011)中规定的重要生态敏感区。

(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2.4-7。

表 2.4-7 生态影响评价工作等级划分表

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

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**一级**。

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特点(M)，按附录C对危险物质及工艺系统危险性(P)等级进行判断。

(1) 危险物质数量与临界量比值(Q)

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

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

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

$Q_1, Q_2 \dots Q_n$ 每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

本项目涉及的各项危险物质在厂界内的最大存在总量与其在环境风险评价导则 HJ169-2018 附录 B 中对应的临界量的比值 Q 计算结果见表 2.4-8。

表 2.4-8 建设项目 Q 值确定表

序号	风险源	危险物质名称	CAS号	最大存在总量 q ₁ /t	临界量Q _c /t	该种危险物质Q 值
1	集油管线	天然气	74-82-8	5.733	10	0.5733
2		H ₂ S	7783-06-4	0.0091	2.5	0.0036
3		原油	—	27	2500	0.0108
集油管道 Q 值Σ						0.5877

经计算,本项目 Q 值为 $0.5877 < 1$, 风险潜势为 I。

2.4.1.7.2 评价工作等级的划分

根据导则规定,环境风险评价工作等级划分方法见表2.4-9。

表2.4-9 环境风险评价工作等级划分一览表

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

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

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

2.4.2 评价范围

根据本工程各环境要素确定的评价等级、本工程污染源排放情形,结合区域自然环境特征,按导则中评价范围确定的相关规定,各环境要素评价范围见表 2.4-10,评价范围图见附图 3。

表 2.4-10 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评 价 范 围
1	环境空气	二级	以各站场为中心边长 5km 的矩形区域
2	地表水环境	三级 B	—
3	地下水环境	二级	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	各站场边界外 200m 范围
5	土壤环境	一级	各站场边界外扩 1km,管线边界两侧外延 200m 范围
6	生态环境	一级	各站场边界外扩 3km,管线边界两侧外延 500m 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

根据本工程特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.5-1。

表 2.5-1 评价内容一览表

序号	项 目	内 容
1	概述	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的及评价原则、环境影响要素和评价因子、评价等级与评价范围、评价内容及评价重点、评价标准、相关规划及环境功能区划分析、环境保护目标
3	工程分析	现有工程：主要介绍轮古油气田开发现状、轮古油气田“三同时”执行情况、轮古油气田回顾性评价、污染物年排放量、存在环保问题及整改措施等内容； 拟建工程：拟建工程项目基本概况、油气水物性及技术经济指标、工程组成、闭井、主要工艺流程及排污节点、原辅材料、给排水、施工期污染源及治理措施、营运期污染源及治理措施、非正常排放源强、三本账、污染物总量控制分析； 依托工程：与项目相关的轮三联合站、桑南处理站、轮古油田钻试修废弃物环保处理站、塔里木油田绿色环保站、轮南固废填埋场等基本情况及依托可行性分析。
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	施工影响分析，施工废气、施工废水、施工噪声、施工固废、施工生态环境影响分析 营运期环境影响预测与评价(大气环境影响评价、地表水环境影响评价、地下水环境影响评价、声环境影响评价、土壤环境影响评价、固体废物影响分析、生态环境影响评价、环境风险分析)
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，确定本工程评价重点为工程分析、大气环境影响评价、地下水影响评价、环境风险分析、生态影响评价和环保措施可行性论证。

2.6 评价标准

本次环境影响评价执行如下标准：

(1) 环境质量标准

环境空气： $PM_{2.5}$ 、 PM_{10} 、 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；硫化氢执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu g/m^3$ 的标准。

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

声环境：执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准。

土壤：占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中表 1 和表 2 第二类用地风险筛选值；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) 表 1 农用地土壤污染风险筛选值 ($pH > 7.5$)；石油烃参照执行《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。

(2) 污染物排放标准

废气：站场无组织排放厂界执行《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；站场无组织排放 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；运营期站场边界执行《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 _{2.5}	年平均	35	μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)及其修改单二级 标准			
		24小时平均	75					
	PM ₁₀	年平均	70			μg/m ³		
		24小时平均	150					
	SO ₂	年平均	60				μg/m ³	
		24小时平均	150					
		1小时平均	500					
	NO ₂	年平均	40					μg/m ³
		24小时平均	80					
		1小时平均	200					
	CO	24小时平均	4	mg/m ³				
		1小时平均	10					
O ₃	日最大8小时平均	160	μg/m ³					
	1小时平均	200						
非甲烷总烃	1小时平均	2.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》 中的2.0mg/m ³ 的标准				
H ₂ S	一次	0.01		《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录D 其他污染 物空气质量浓度参考限值				
地下水	色	≤15		铂钴色度 单位	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表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		—				

续表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标准	单位	标准来源
地下水	总硬度	≤450		mg/L	《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
	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
	亚硝酸盐	≤1.0			
	硝酸盐	≤20.0			
	氰化物	≤0.05			
	氟化物	≤1.0			
	碘化物	≤0.08			
	汞	≤0.001			
	砷	≤0.01			
	硒	≤0.01			
	镉	≤0.005			
	铬(六价)	≤0.05			

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

表 2.6-2 土壤污染风险筛选值一览表

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

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

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
51	铬	250	mg/kg	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1 农用地土壤污染风险筛选值, 风险筛选值>7.5
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	站场无组织废气	非甲烷总烃	4.0	mg/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求
		H ₂ S	0.06		《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新扩改建项目二级标准
施工噪声	L _{eq}	昼间	70	dB(A)	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
		夜间	55		
场界噪声	L _{eq}	昼间	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

本项目位于库车市及轮台县境内,不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜等,根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》,本项目不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区。本项目主要建设井场及集输管线建设,主要目的是满足轮古油气田稳产的需要,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和巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内,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(2016-2020年)》、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号)、《转发<关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知>的通知》(新环环评发[2020]142号)、《新疆环境保护规划(2018-2022年)》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》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石油开采项目	符合
新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2016-2020 年)	按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等 4 类重点开采区。其中油气重点开采规划区为:准噶尔、塔里木和吐-哈三大盆地,三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区	本工程属于塔里木盆地石油开采项目	符合
《新疆环境保护规划(2018-2022 年)》	持续开展防沙治沙工作。重点实施塔里木盆地、准噶尔盆地及吐哈盆地周边防沙治沙工程和沙化土地封禁保护区建设,封育保护河岸林和绿洲边缘荒漠林,避免营造高耗水的人工速生林。加大南疆防沙治沙力度,启动实施南疆防沙治沙行动计划	报告中已提出防沙治沙相关措施	符合
	在阿尔泰山、塔里木盆地、准噶尔盆地等矿产资源富集区,实施矿区生态建设与修复工程,保障区域水源涵养和水土保持功能。在塔里木河中下游油气资源开发区实施生态修复,开展禁牧、休牧,封育保护荒漠林	施工期严格控制施工作业带宽度,施工期结束后,恢复站场周边及管线临时占地	
《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

续表 2.7-1 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号)	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施,降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油,减少废气排放。选用低噪声设备,避免噪声扰民。施工结束后,应当及时落实环评提出的生态保护措施	本项目报告中已提出施工过程中严格控制作业带,减少施工占地的措施,要求施工结束后及时进行恢复清理,落实报告中提出的生态保护措施,避免对区域生态环境造成影响	符合
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区,并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险,尽量远离沿线居民	本项目油气集输管线采取埋地敷设方式,敷管线路未穿越红线,不在生态保护红线范围内,且本项目井场及管线周边无居民区分布,在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施,环境风险可防控	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	塔里木油田分公司轮南油气开发部制定有《塔里木油田公司开发事业部轮南作业区突发环境事件应急预案》并进行了备案(备案编号652800-2019-302-H),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
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	因矿制宜选择开采工艺和装备,符合清洁生产要求。应贯彻“边开采,边治理,边恢复”的原则,及时治理恢复矿区地质环境,复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后,恢复井场周边及管线临时占地,符合“边开采,边治理,边恢复”的原则	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,科学合理确定开发方案,选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺,推广使用成熟、先进的技术装备,严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	本项目开发方案设计考虑了轮古油气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

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)	集约节约利用土地资源,土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目井场、管线永久占地和临时占地规模均从土地资源节约方面考虑,尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	以石化、化工等行业为重点,加快实施 VOCs 治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造,使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀,推进低泄漏设备和管线组件的更换,中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造,新建油气回收装置和 VOCs 在线监控设施;中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOCs 治理设施,对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOCs 治理,加快更换装载方式。	本项目站场无组织废气排放涉及 VOC ₃ 排放,报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合
	持续开展地下水环境状况调查评估,以傍河型地下水饮用水水源为重点,防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施,开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排水雨水管网,推进城镇污水管网全覆盖,落实土壤污染和地下水污染的协同防治,切实保障地下水生态环境安全。	本工程采出水随油气混合物输送至轮三联合站和桑南处理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,酸碱中和后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理,废水均不向外环境排放;严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”相关要求分区防渗;制定完善的地下水监测计划;切实保障地下水生态环境安全	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
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	加强油气资源开发集中区域土壤环境风险管控。以塔里木油田、塔河油田等油气资源开发强度较大地区为重点,开展油气资源开发区域土壤环境质量专项调查,建立油气资源开发区域土壤污染清单,对列入土壤污染清单中的区域,编制风险管控方案。加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用,开展油气资源开发区域历史遗留污染场地治理,对历史遗留油泥坑进行专项排查,建立整治清单、制定治理与修复计划。	本工程钻井期聚磺钻井液体系废弃泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统收集后清运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理,固相检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染物控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值要求;废机油桶装收集后暂存在井场危废暂存间内,完井后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理;营运期固体废物主要为落地油,属于危险废物,由有危废处置资质单位接收处置。轮古油气田已开展历史遗留污染场地治理工作	符合
	按照生态环境部统一部署,建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查,实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理,严控自然保护地内各类开发建设活动	本项目不占用及穿越自然保护地	符合
	建立生态保护红线管控体系,明确管理责任,强化用途管制,实现一条红线管控重要生态空间,确保生态功能不降低,面积不减少,性质不改变。开展生态保护红线基础调查和人类活动遥感监测,及时发现、移交、查处各类生态破坏问题并监督保护修复情况	本项目不占用及穿越生态保护红线,可确保生态功能不降低,面积不减少,性质不改变	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，采出水随油气混合物输送至轮三联合站和桑南处理站处理，处理达标后进行回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理；落地油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
	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，输送至轮三联合站和桑南处理站集中处理；落地油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	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态环境影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地。	本项目不占用及穿越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轮三联合站和桑南处理站处理，达标后回注地层；井下作业废水委托轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理	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	本项目不占用及穿越水源涵养区、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落地油,桶装收集后委托有危废处置资质单位接收处理	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置,必须符合国家 and 自治区有关规定;不具备处置、利用条件的,应当送交有资质的单位处置。煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物质,应当采取措施防止污染大气、土壤、水体	本项目运营期固体废物为落地油,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,新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》(新环环评发[2021]162号);2021年7月,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);2021年7月,巴州人民政府办公室发布了《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》(巴政办发[2021]32号)。本工程与上述文件中“三线一单”分区管控要求的符合性分析见表2.7-4

至表 2.7-8，本工程与“生态保护红线”位置关系示意图见附图 4-2，本工程与环境管控单元位置关系见附图 11。

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

文件名称	文件要求		本项目	符合性
《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(新政发[2021]18号)	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线	本项目距离生态保护红线约 550m，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	本工程采出水随油气混合物输送至轮三联合站和桑南处理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，酸碱中和后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理，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挥低碳试点示范和引领作用。	本项目开发过程中采取节水措施，生产废水和生活污水进行综合利用，节约了水资源；油气集输常温集输，不消耗天然气，用电接自区域电网，能源利用均在区域供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；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，土地资源消耗符合要求；本项目开发符合资源利用上线要求	符合

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

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(新政发[2021]18号)	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 ZH65290230001 库车市一般管控单元及 ZH65282230001 轮台县一般管控单元，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、地下水环境、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 2.7-5 本工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求	本工程	符合性
一般管控单元			
新疆维吾尔自治区总体管控要求	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。	本工程为石油开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中的鼓励类项目；不属于《市场准入负面清单》中禁止准入类项目；不属于“三高”项目	符合

续表 2.7-5 本工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求	本工程	符合性
一般管控单元			
新疆维吾尔自治区总体管控要求	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。	符合
		本工程为石油开采项目，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	
		【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。	符合
		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	
		【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。	符合
		本项目不属于重化工、涉重金属等工业污染项目	
		【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、国民经济和社会发展规划、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。	符合
		本项目建设符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等规划要求	

续表 2.7-5 本工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求	本工程	符合性
一般管控单元			
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1 空间布局约束	【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。 本工程不属于重大项目	—
	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。 本工程属于石油开采项目，不属于重点行业建设项目。本工程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 SO₂、NO_x、烟粉尘、挥发性有机物（VOCs）等四项大气污染物总量指标倍量替代的项目。 本项目所在区域属于 PM_{2.5}、PM₁₀ 年平均浓度不达标城市，根据《关于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）、《关于将巴音郭楞蒙古自治州吐鲁番市哈密市纳入执行〈环境影响评价技术导则大气环境（HJ2.2-2018）〉差别化政策范围的复函》（环办环评函[2022]341号）的要求，对阿克苏地区及巴音郭楞蒙古自治州实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减；按照总量替代原则，本工程不涉及 SO₂、NO_x 的排放，挥发性有机物（VOCs）总量指标为 0t/a	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。 本工程不涉及相关内容	—

续表 2.7-5 本工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		本工程	符合性
一般管控单元				
新疆维吾尔自治区总体管控要求	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。	目前，国家和自治区对陆地石油天然气企业无减污降碳的要求	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。	本工程采出水随油气混合物输送至轮三联合站和桑南处理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，酸碱中和后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放	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。	本工程钻井期在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运轮南固废填埋场填埋处置	符合
新疆维吾尔自治区总体管控要求	管控要求		本工程	符合性
	A2 污染物排放管控	【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。	本工程不涉及伊犁河流域、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	—

续表 2.7-5 本工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求		本工程	符合性
一般管控单元				
新疆维吾尔自治区总体管控要求	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。	本工程不属于危险化学品生产项目	—
		【A3.1-2】全区受污染耕地安全利用率 2025 年达到 98%以上，2030 年保持 98%；污染地块安全利用率 2025 年不低于 90%，2030 年达到 95%以上。	本工程不涉及受污染耕地及污染地块	—
		【A3.1-3】到 2025 年，全区地下水水质基本稳定。到 2035 年，地下水污染风险得到有效防范。	本工程严格执行《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。	本工程不涉及相关内容	—
	A4 资源利用要求	【A4.1-1】实行最严格的水资源管理制度，严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化节水约束性指标管理。自治区用水总量 2025 年、2030 年分别控制在 536.15、526.74 亿立方米以内。	本项目开发过程中采取节水措施，生产废水及生活污水进行综合利用，节约了水资源	符合

续表 2.7-5 本工程与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

新疆维吾尔自治区总体管控要求	管控要求		本工程	符合性
	A4 资源利用要求	【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。	本项目开发过程中采取节水措施，生产废水及生活污水进行综合利用，节约了水资源	符合
		【A4.1-3】严控地下水超采。严格控制开采深层承压水，地热水、矿泉水开发应严格实行取水许可和采矿许可。加强地下水超采区综合治理与修复，实行地下水开采量与水位双控制度。	本项目不涉及地下水的开采	—
		【A4.1-4】2025 年、2030 年新疆维吾尔自治区地下水供水量控制指标分别为 688538 万 m ³ 、626527 万 m ³ 。	本项目开发过程中采取节水措施，生产废水及生活污水进行综合利用，节约了水资源	符合
		【A4.2-1】2025 年，全区永久基本农田保持在 4100 万亩以上。	本工程不涉及基本农田	—
		【A4.3-1】煤炭占一次能源消费比重持续下降。 【A4.3-2】加强能耗“双控”管理，严格控制能源消费增量和能耗强度。优化能源消费结构，对“乌—昌—石”“奎—独—乌”等重点乡镇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。	本工程不涉及煤炭的消耗	—
		【A4.4-1】重点控制区实施燃煤总量控制。各城市结合本地实际划定和扩大高污染燃料禁燃区范围，逐步由城市建成区扩展到近郊。通过政策补偿等措施，逐步推行以天然气或电替代煤炭。 【A4.4-2】在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源。	本涉及不涉及煤炭的消耗，不涉及燃用高污染燃料的设施	—
		【A4.5-1】实施全社会节水行动，推动水资源节约集约利用。	本项目开发过程中采取节水措施，生产废水及生活污水进行综合利用，节约了水资源	符合
		【A4.5-2】大力发展绿色矿业，提高矿产资源开采回采率、选矿回收率和综合利用率。	本工程不涉及矿产资源开采回采、选矿回收及综合利用	—

表 2.7-6 本工程与“七大片区总体管控”符合性分析

名称	管控要求	本项目	符合性
天山南坡片区总体管控要求	切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性。	本项目不在托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	—
	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。	本项目地处塔里木盆地北缘，属于石油开采项目，施工过程中严格控制施工占地，井站建设和管道敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，对施工作业带进行生态恢复，尽可能减少对区域生态环境的影响。	符合
	推进塔里木河流域用水结构调整，维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水。	本项目周边无地表水体，不会对河流水质产生影响。	符合
	加强塔里木河流域水环境风险管控，加大博斯腾湖污染源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。	本工程营运期固体废物主要为落地油，属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置。报告中已针对土壤污染提出相应防治措施	符合

表 2.7-7 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		本工程	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。	本项目距离生态保护红线约 550m，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	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。	本工程采出水随油气混合物输送至轮三联合站和桑南处理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，酸碱中和后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理，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

续表 2.7-7 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	本工程	符合性
《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》	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。	符合
	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	符合

表 2.7-8 本工程与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	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。	本工程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

续表 2.7-8 本工程与阿克苏地区总管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
阿克苏地区总管控要求	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。	本工程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	—
	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。	本工程建设内容不涉及阿瓦提县及柯坪县	—
	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。	本工程建设内容不涉及阿瓦提县及柯坪县	—
	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。	本工程建设内容不涉及煤炭资源开采，不涉及冰川区及永久积雪区	—
	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。	本工程属于石油开采项目，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》	—

续表 2.7-8 本工程与阿克苏地区总管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
阿克苏地区总管控要求	空间布局约束	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。	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不予审批。	符合
		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。	-
		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。	-
		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。	符合

续表 2.7-8 本工程与阿克苏地区总管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
阿克苏地区总管控要求	空间布局约束		
	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管控要求。	本工程建设单位不属于兵团企业	-
	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。	本工程不属于“两高”项目	-
	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。	本工程不涉及工业园区及开发区	-
	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。	本工程不涉及财政转移支付	-
	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。	本工程不属于石化、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	-
	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管控要求。	本工程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管控要求	符合

续表 2.7-8 本工程与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	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。	本工程实施后采出液密闭输送，采出水随油气混合物输送至轮三联合站和桑南处理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，运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放。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。	本工程不在城市建成区、工业园区内	-
	2.4 新建涉工业炉窑的建设项目，原则上要入园，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。	本工程不涉及工业炉窑	-
	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。	本工程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。	本工程不属于钢铁项目	-

续表 2.7-8 本工程与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	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%。	本工程营运期产生采出水随油气混合物输送至轮三联合站和桑南处理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，酸碱中和后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放	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；本工程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）表1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表2 第二类用地筛选值	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。	本工程钻井期在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至轮南固废填埋场填埋处置	符合

续表 2.7-8 本工程与阿克苏地区总体管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	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治、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。	轮古油气田已进行土壤环境污染综合整治；本工程不涉及涉重金属行业污染防治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。	本工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	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。	本工程不涉及相关内容	—
		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。	本工程在生产工艺、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。	本工程建设单位不属于兵团企业	—
	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。	本工程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

续表 2.7-8 本工程与阿克苏地区总管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
阿克苏地区总管控要求	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。	本工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合
	3.3加强重点乡镇域重污染天气监测预警,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。	本工程不涉及相关内容	符合
	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。	本工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求,本次建设内容纳入《塔里木油田公司开发事业部轮南作业区突发环境事件应急预案》(备案编号652800-2019-302-H)中,定期按照应急预案内容进行应急演练,逐步提高应急演练范围与级别,出现风险事故时能够及时应对	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。	本工程建设单位不属于兵团企业	—
	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管控要求。	本工程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。	本项目开发过程中采取节水措施,生产废水及生活污水进行综合利用,节约了水资源	符合
	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。	本工程不涉及相关内容	—

续表 2.7-8 本工程与阿克苏地区总体的管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	资源利用效率	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。	本工程不涉及燃用高污染燃料的设施	—
		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。	本工程各井站场、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。	本工程不涉及矿产资源开采回采、选矿回收及综合利用	—
		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。	本工程不涉及相关内容	—
		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。	本工程建设单位不属于兵团企业	—

表 2.7-9 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线	本项目距离生态保护红线约 550m，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内	符合

续表2.7-9本工程与《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》	环境质量底线 全州水环境质量持续改善,开都河、塔里木河、迪那河、车尔臣河、黄水沟5条河流13个监测断面稳定达到Ⅱ类水(塔里木河氟化物不参与考核,其他指标均为Ⅱ类),孔雀河4个监测断面达到Ⅱ类水,博斯腾湖17个重点点位中1、7、14监测点均值Ⅲ类,其余监测点均值Ⅳ类;受污染地表水体得到有效治理,饮用水安全保障水平持续提升,地下水超采得到严格控制,地下水水质保持稳定。全州环境空气质量有所提升, SO_2 、 NO_2 浓度长期维持在较低水平,达到环境空气质量一级标准;逐步减少颗粒物排放, PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 平均浓度分别低于 $81\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $31.5\mu\text{g}/\text{m}^3$ (库尔勒市,扣除沙尘天气影响),空气优良天数比例大于75.2%(库尔勒市),重污染天数持续减少,沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作;全州土壤环境质量保持稳定,受污染耕地安全利用率达到98%以上,污染地块安全利用率不低于93%,土壤环境风险得到进一步管控	本工程采出水随油气混合物输送至轮三联合站和桑南处理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,酸碱中和后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理,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
《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》	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。	本项目开发过程中采取节水措施,生产废水和生活污水进行综合利用,节约了水资源;油气集输常温集输,不消耗天然气,用电接自区域电网,能源利用均在区域供电负荷范围内,消耗未超出区域负荷上限;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,土地资源消耗符合要求;本项目开发符合资源利用上线要求	符合

续表2.7-9本工程与《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》	环境管控单元 巴州共划分125个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类，实施分类管控。 一般管控单元9个，主要指优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元以沙漠、荒漠、戈壁、一般农业生产等为主的管控单元，主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善	本项目属于ZH65290230001库车市一般管控单元及ZH65282230001轮台县一般管控单元，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、地下水环境、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 2.7-10 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中

“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

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

续表 2.7-10 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中
“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

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

续表 2.7-10 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中

“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

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

续表 2.7-10 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中

“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

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

续表 2.7-10 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中

“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

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

续表 2.7-10 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中

“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
污染物排放管控	2.5 库尔勒区域(以库尔勒市人民广场为中心,半径 50 公里范围,主要包括库尔勒市、第二师铁门关市(28 团、29 团)、库尔勒经济技术开发区、第二师铁门关经济工业园、焉耆河北生态产业园、库尔勒上库综合产业园区(不含石油石化产业园)和尉犁县部分区域。)禁止新(改、扩)建未落实 SO_2 、 NO_x 等主要大气污染物总量指标减量替代的项目。上述区域所有新(改、扩)建项目应执行相应大气污染物特别排放限值标准	本项目未处于库尔勒区域、库尔勒经济技术开发区、第二师铁门关经济工业园、焉耆河北生态产业园、库尔勒上库综合产业园区范围内	—
	2.6 根据水环境保护的需要,在饮用水水源保护区内,采取禁止或者限制使用含磷洗涤剂、化肥、农药以及限制种植养殖等措施	本项目不涉及	—
	2.7 饮用水源地准保护区内无新建、扩建制药、化工、造纸、制革、印染、染料、炼焦、炼硫、炼砷、炼油、电镀、农药等对水体污染严重的建设项目	本项目未处于饮用水水源地范围内	符合
	2.8 饮用水水源二级保护区内城镇生活垃圾全部集中收集并在保护区外进行无害化处置。准保护区内工业园区企业的第一类水污染物达到车间排放要求、常规污染物达到间接排放标准后,进入园区污水处理厂集中处理。不能满足水质要求的地表水饮用水水源,准保护区或汇水区域采取水污染物容量总量控制措施,限期达标	本项目未处于饮用水水源地范围内	符合
	2.9 所有排污单位必须依法实现全面达标排放。逐一排查工业企业排污情况,重点排污单位应按要求安装污染物在线监控设施,达标企业应采取措施确保稳定达标。实行“红黄牌”警示制度,对超标和超总量的企业予以“黄牌”警示,一律限制生产或停产整治;对整治仍不能达到要求且情节严重的企业予以“红牌”处罚,一律停业、关闭。定期公布环保“黄牌”、“红牌”企业名单。定期抽查排污单位达标排放情况,结果向社会公布。加大综合惩处和处罚执行力度,建立环保领域非诉案件执行联动配合机制,对行政处罚、行政命令执行情况实施后督察	轮南油气开发部已申领排污许可证	符合

续表 2.7-10 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中

“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

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

续表 2.7-10 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中

“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

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

续表 2.7-10 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中

“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

文件要求		本项目	符合性
环境风险防控	3.3 人民政府应当制定重污染天气应急预案，报上一级生态环境主管部门备案，并向社会公布。重污染天气应急预案应当根据实际需要和情势变化适时修订。重点排污单位应当根据所在地重污染天气应急预案，编制本单位重污染天气应急响应方案。医疗、教育、交通、应急管理等部门按照部门预案开展应急管理工作，对发生或者可能发生危害人体健康和安全的重污染天气，应当启动应急预案	本项目不涉及	—
	3.4 自治州、各县（市）人民政府应当根据重污染天气的预警等级，及时启动重污染天气应急预案，并采取与预警等级对应的响应措施，相关单位和个人应当配合	本项目不涉及	—
	3.5 推进重点流域、饮用水源等环境敏感区域防控体系建设，落实环境风险防控措施，配备拦截、吸附等基本应急处置物资。落实饮用水源一级保护区周边人类活动频繁区域隔离墙、隔离网、视频监控等防范设施建设	本项目不涉及	—
	3.6 对饮用水水源保护区内排放重金属等有毒有害污染物的企业，优先取缔关闭；对饮用水水源保护区受重金属污染的土壤，修复处理以确保饮用水水源环境安全；对天然背景值超标、水厂无法处理的重金属等污染的水源，需尽快更换	本项目未处于饮用水水源保护区内	符合
	3.7 强化对水源周边可能影响水源安全的制药、化工、造纸、采选、制革、印染、电镀、农药等重点行业企业的执法监管	本项目不涉及	—
	3.8 禁止从事下列危及城镇排水与污水处理设施安全的活动：共6条	本项目不涉及	—
	3.9 健全保护区内危险化学品运输管理制度。保护区内有道路、桥梁穿越的，危险化学品运输采取限制运载重量和物资种类、限定行驶线路等管理措施，并完善应急处置设施。保护区内运输危险化学品车辆及其他穿越保护区的流动源，利用全球定位系统等设备实时监控	本项目不涉及	—
	3.10 严格环境风险控制。防范环境风险。定期评估沿河流湖库的工业企业、工业集聚区环境与健康风险，加强预案管理，落实防控措施，排除水污染隐患。评估现有化学物质环境与健康风险，根据国家公布的优先控制化学品名录，对高风险化学品生产、使用进行严格限制，并逐步淘汰替代	本工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求	符合

续表 2.7-10 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中

“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

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

续表 2.7-10 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中

“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

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

续表 2.7-10 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中

“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

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

续表 2.7-10 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中

“巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求”符合性分析一览表

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

表 2.7-11 本工程与《巴音郭楞蒙古自治州生态环境准入清单》中

“轮台县一般管控单元”管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
ZH65282230001 轮台县一般管控单元	空间布局约束	1. 执行自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的空间布局约束准入要求	本项目满足自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的空间布局约束准入要求	符合
	污染物排放管控	1. 执行自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的污染物排放管控要求	本项目满足自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的污染物排放管控要求	符合
	环境风险防控	1. 执行自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的环境风险防控要求	本项目满足自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的环境风险防控要求	符合
	资源利用效率	1. 执行自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的资源利用效率要求	本项目满足自治区七大片区天山南坡管控要求和巴州总体管控要求中关于一般管控单元的资源利用效率要求	符合

续表 2.7-11

本工程与具体环境管控单元准入清单一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
ZH6529023 0001 库车市一般管控单元(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。	本工程满足一般管控单元的空间布局约束准入要求 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。	本工程未占用基本农田 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。	本工程为石油开采项目, 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。	本工程部分井场及管道施工占用耕地(不占用基本农田, 不属于优先保护类耕地), 占用耕地管道施工期结束后可恢复耕地, 并未改变土地原有利用性质; 井场占用耕地按《中华人民共和国土地管理法》第三十条的规定实行占用耕地补偿制度, 做好占用耕地的经济补偿工作, 一般不会对被占地农民造成明显的经济损失, 但建设单位也应当按照国家的相关政策做好临时占地的补偿工作 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	本工程满足一般管控单元的污染物排放管控要求 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。	本工程不属于畜禽养殖项目 —
		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。	本工程不涉及使用农药 —
		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。	本工程钻井期在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶, 定期清运至轮南固废填埋场填埋处置 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。	本工程建设地点不涉及散养密集区 —

续表 2.7-11

本工程与具体环境管控单元准入清单一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
ZH6529023 0001 库车市一般管控单元(一般管控单元)	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	本工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求, 本次建设内容纳入《塔里木油田公司开发事业部轮南作业区突发环境事件应急预案》(备案编号 652800-2019-302-H) 中, 定期按照应急预案内容进行应急演练, 逐步提高应急演练范围与级别, 出现风险事故时能够及时应对	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。	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; 本工程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) 表 1 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	
		3. 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。	本工程钻井期聚磺钻井液体系废弃泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统收集后清运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理, 固相经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染物控制要求》(DB65/T3997-2017) 中的相关限值要求; 废机油桶装收集后暂存在井场危废暂存间内, 完井后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理; 营运期固体废物主要为落地油, 属于危险废物, 由有危废处置资质单位接收处置。轮古油气田已开展历史遗留污染场地治理工作	

续表 2.7-11

本工程与具体环境管控单元准入清单一览表

名称	文件要求	本项目	符合性
ZH6529023 0001 库车市一般管控单元(一般管控单元)	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	本工程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。	本工程不涉及相关内容	—
	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。	本工程不涉及农药使用	—
	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。	本项目不涉及相关内容	—
	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。	本工程不涉及相关内容	—

综上所述,本工程符合《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》、新疆维吾尔自治区总体管控要求、新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》、《巴音郭楞蒙古自治州“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、巴音郭楞蒙古自治州总体管控要求、库车市一般管控单元管控要求、轮台县一般管控单元管控要求。

2.7.4 选址选线合理性分析

(1) 项目总体布局合理性分析

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

(2) 井场布置的合理性分析

根据现场调查钻井井场均布置远离居民点等环境敏感目标，与最近居民点轮南小区 3.5km；南距生态保护红线最近为 550m，不涉及自然保护区、无风景名胜保护区、水源保护区、文物保护单位；根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保[2019]4 号），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区，井场布置无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能；综上所述，井场布置合理。

(3) 管线选线可行性分析

①本项目管线避让城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点。管线走向同时避让居民集中区域，两侧敏感点距离符合《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）的要求；降低环境风险事故状态下对敏感目标的影响。

②管线穿越道路按照道路等级采用顶管穿越方式，同时管线敷设区域避开地质灾害（洪水等）易发区和潜发区，不占用基本农田，施工结束后，对临时占地及时恢复植被或复耕，减少占地影响。

③本项目道路选线充分利用区域现有道路，井场道路从就近现有油田道路引接，避让城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点，道路建设按节约用地的原则确定用地范围。

综上所述，本项目合理优化管线、道路选线方案，减少管线的长度。道路建设尽量利用现有油田道路，减少对评价区植被的破坏和水土流失。管道两侧 10m 范围内无居民等敏感目标，敷设区域无城市规划区、水源保护地、森林公园等敏感目标，管线占地类型主要为耕地、草地、林地及未利用地，均为临时占地。从环境保护角度看，管道、道路选线可行。

2.7.5 环境功能区划

本工程位于轮古油气田，属于油气勘探开发区域，区域环境空气质量功能属于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类区；区域地下水以饮用、工业、

农业用水为主要功能,根据《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)地下水质量分类规定,执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准;项目区域以居住、工业生产为主要功能,区域声环境属于《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类功能区。

2.7.6 生态环境功能区划

根据《新疆生态功能区划》(新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月),本工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 2.7-12 和附图 5。

表 2.7-12 区域生态功能规划

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

由表 2.7-11 可知,项目位于“塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区”,主要生态服务功能分别为“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”。

本项目为油气开发项目,按照塔里木油田分公司的总体规划和年度计划进行开发,项目占地不涉及胡杨林,未见大型野生动物出没;项目废气达标排放,产生的废水、固废妥善处置;通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作,在项目建设的过程中大力保护地表植被,采取自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;工程结束后及时对占地

进行恢复，不会对占地区域土壤、动植物产生明显影响，实现油气开发与生态环境保护的双赢，与区域发展方向相协调，符合区域生态服务功能定位。

2.8 环境保护目标

本项目大气评价范围内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点，因此不再设置环境空气保护目标，鉴于石油开采类项目的特点，本次评价对环境空气的保护目的为不改变区域环境空气功能区质量。本项目周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，将站场占地外 1000m 和管线两侧 200m 内耕地、天然林作为土壤环境保护目标；本工程将生态环境影响评价范围内植被和动物、国家级公益林、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及塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区作为生态环境保护目标；将轮南小区、区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。环境保护目标见表 2.8-1 至 2.8-8。

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	距井场最近距离(m)
站场占地外 1000m 和管线两侧 200m 内耕地、天然林	—	—

表 2.8-3 生态环境保护目标一览表

环境要素	保护目标	相对井场方位	距井场最近距离(m)	功能要求	备 注
生态环境	植被和动物	站场占地范围	—	—	不改变生态功能
	塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区	外扩 3000m 及管线两侧 200m	—	—	不对区域水土保持产生明显影响

续表 2.8-3 生态环境保护目标一览表

环境要素	保护目标	相对井场方位	距井场最近距离(m)	功能要求	备 注
生态环境	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	站场占地范围外扩 3000m 及管线两侧 200m	LG38-H4 井南 550m	—	避让生态保护红线，不对区域生态保护红线区产生明显影响
	国家级公益林		—	—	避免占用林地茂密区，按规定进行补偿

表 2.8-4 环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	井场周边 5km 内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	轮南小区	LG1-6-H1 井北侧	3500	居住区	1240
	井场周边 500m 范围内人口数小计					—
	井场边 5km 范围内人口数小计					1240
	集输管线周边 200m 内					
	1	区域大气环境	—	—	—	—
每公里管段人口数最大 O						—
大气环境敏感程度 E 值						E3
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与厂界距离/m
	1	调查评价范围内潜水含水层	G3	III类	D1	—
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

3 建设项目工程分析

本工程位于新疆阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，塔里木油田分公司在轮古油气田实施“轮古油气田开发调整方案”，主要建设内容为：①钻井工程：部署新井 35 口（新钻井 34 口，老井侧钻 1 口）；②地面工程：新建井场 35 座、计量间 1 座、集气站 1 座、8 井式阀组 5 座；③集输管线：新建单井集输管道 125km，集输干线 22km；④配套建设自控、通信、电气、防腐、道路等辅助设施。

为便于说明，本次评价对轮古油气田区块开发现状进行回顾；将现有老井作为现有工程分析；将本工程依托的轮三联合站、桑南处理站、轮古油田钻试修废弃物环保处理站、塔里木油田绿色环保站、轮南固废填埋场作为依托工程进行分析。本次评价工程分析章节结构见表 3-1。

表 3-1 工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	现有工程	主要介绍轮古油气田开发现状、轮古油气田“三同时”执行情况、轮古油气田回顾性评价、污染物年排放量、存在环保问题及整改措施等内容
2	拟建工程	拟建工程项目基本概况、主要生产设施、油气水物性及技术经济指标、主要工艺流程及排污节点、原辅材料、给排水、施工期污染源及治理措施、营运期污染源及治理措施、闭井期污染源及治理措施、非正常排放、清洁生产、污染物排放量、污染物总量控制分析
3	依托工程	与项目相关的轮三联合站、桑南处理站、轮古油田钻试修废弃物环保处理站、塔里木油田绿色环保站、轮南固废填埋场等基本情况及依托可行性分析

3.1 现有工程

3.1.1 轮古油气田开发现状回顾

轮古油气田隶属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，具体日常运行管理由轮南油气开发部负责，轮南油气开发部是塔里木油田公司下属二级单位。新疆阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，轮古油气田是一个被石炭系所覆盖的大型古潜山，目前主要开发包括轮古 15、轮古 7、轮古 9、轮古 100 井区等。

轮古油气田建有联合站 2 座（轮三联合站、桑南处理站），计量间 5 座，注

水间 5 座，集气站 2 座，转油站 1 座(轮古 7 集油站)，同时配套建设了相应的区块内站间集输管线和油气外输管线。

2002 年至今，轮古油田进入勘探开发一体化阶段，先后探明轮古 15、轮古 100、轮古 2、轮古 9、轮古 7 等区块，探明石油地质储量 $11310.83 \times 10^4 \text{t}$ ，溶解气地质储量 $114.3 \times 10^8 \text{m}^3$ 。原油产量快速上升，2001 年 $3.7 \times 10^4 \text{t}$ ，2002 年 $18 \times 10^4 \text{t}$ ，2003 年上升至 $26.9 \times 10^4 \text{t}$ ，2006 年达到峰值产量 $31.8 \times 10^4 \text{t}$ ，之后在 $20 \times 10^4 \text{t}$ 左右稳产至今。相继高效开发了轮古 15、桑南西、轮古 7 等区块。

截止 2021 年，生产井 169 口，开井 30 口，日产油 94t/d，日产气 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，综合含水率 80%；年产油 $7.81 \times 10^4 \text{t}$ ，年产气 $0.58 \times 10^8 \text{m}^3$ ，年产水 $23.30 \times 10^4 \text{t}$ ，累产油 $460.21 \times 10^4 \text{t}$ ，累产气 $33.95 \times 10^8 \text{m}^3$ ，累产水 $1239.54 \times 10^4 \text{t}$ ；采油速度 0.07%，油采出程度 4.22%，采气速度 0.16%，气采出程度 9.14%。

3.1.2 轮古油气田“三同时”执行情况

轮古油气田“三同时”执行情况见表 3.1-1。

表 3.1-1 轮古油气田开发现状环评及验收情况一览表

序号	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	验收文件	验收时间
1	塔北油田开发工程	原国家环保部	环监[1992]435号	1992年12月12日	正在验收中		
2	轮古15井开发建设项目	原国家环境保护部	环审[2005]20号	2005年1月7日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环监验[2007]32号	2007年10月16日
3	桑南凝析气田开发建设工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环自函[2004]420号	2004年9月1日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	环自验[2006]11号	2006年10月10日
4	桑南油田建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环自函[2004]488号	2004年10月15日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	环自验[2006]12号	2006年10月10日
5	轮南油气开发部轮古西片区环影响后评价报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环环评函[2021]224号	2021年3月15日	-		

续表 3.1-1 轮古油气田开发现状环评及验收情况一览表

序号	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	验收文件	验收时间
6	轮南油气开发部桑吉片区环境影响后评价报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环环评函[2021]226号	2021年3月15日	-		

3.1.3 轮古油气田回顾性评价

根据现场踏勘情况及调查结果，对轮古油气田分别从生态环境影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险进行回顾性评价。

3.1.3.1 生态环境影响回顾

(1) 植被环境影响回顾分析

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

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

① 永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场、站场和道路占地。根据现场调查情况，轮古油气田的道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场（转油站等）有护栏围护。油田内部永久占地范围的植被完全清除，主要为柽柳、芦苇、盐穗木等，塔里木油田分公司已严格按照有关规定办理建设用地审批手续。

②临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地。轮古油气田位于迪那河和塔里木水系补给区之间的空白地带，极端的干旱和强烈蒸发，项目区柽柳、盐穗木等植被恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，因此植被的恢复需要时间长。由于各油区所处地理位置不同、植被覆盖及分布不同，使得油田开发对地面植被的影响不尽相同。

a. 井场临时占地的恢复情况

本次评价就井场占地类型、井场平整情况和井场附近植被状况进行了调查。

井场施工期临时占地均为油田开发规划用地，所占土地完钻后进行了迹地清理和平整。

图 3.1-1 轮古油气田区域现有井场周边恢复效果

b. 道路和管线

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

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

项目区勘探开发时间长，依托设施完善，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 4.5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免了对项目区域地表的

扰动和破坏。施工结束后平整恢复迹地，路面表层铺垫有砾石层，道路两侧植被正在恢复。

图 3.1-2 轮古油气田现有道路和管线周边恢复效果

(2) 野生动物影响回顾分析

① 破坏栖息环境

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

② 人类活动对野生动物生存的干扰

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

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

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

主要原因：虽然油田进入正常运营后人类密度及活动范围同开发期相比有所减少。但是，由于油田的油井较多，开发活动使得区域内自然植被的覆盖度

降低，影响了爬行类及鼠类动物生存及栖息的基本环境条件。动物在没有植被的裸地得不到食物及水分，也就不会在此生存。

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

(3) 生态保护措施回顾

据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被；管线和道路施工作业期间严格控制车辆便道的线路和作业宽度及施工队伍的临时占地，临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢；环评及环评批复提出的生态保护要求基本得到落实。

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

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

此外，营运期过程中，来自井场、站场产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如井喷、单井管线刺漏、污水管线泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少，从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。进入土壤的油污一般富集在 0~20cm 的土层中，积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼

吸作业和吸收作用。

以轮古油气田历年的土壤监测数据及本次评价土壤环境质量监测结果为依据，轮古油气田大区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因油气田的开发建设而明显增加。

3.1.3.3 地下水环境影响回顾

油田采出水经污水处理装置处理，水质满足回注标准要求后，根据井场注水需要回注地层；在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处置，处置后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准要求后回注，未外排；生活污水经化粪池预处理后，进入生活污水处理装置处理，冬储夏灌，正常情况下不会对地下水产生污染影响。油气开采过程中产生的落地原油，根据油田公司作业要求，必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，落地原油 100%进行回收。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

油田采用全密闭工艺流程，整个开采过程中具有严格的技术规程和防范措施，故在正常生产情况下，采油、油气处理和集输等对地下水环境不会产生不利影响；通过本次评价地下水监测井水质可看出，油田开发未对当地浅层及主要供水层的地下水环境产生明显不良影响。上述分析可知，轮古油气田在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的地下水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

3.1.3.4 大气环境影响回顾

根据现场调查，轮古油气田内现有的各井场采出原油集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场、井场加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。类比轮古油气田同类型站场、井场污染源监测数据，站场及井场加热炉烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建锅炉大气

污染物排放浓度限值要求。各场站无组织排放的硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1恶臭污染物厂界标准值新扩改建项目二级标准；无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求。说明加热炉有组织废气污染防治措施、各站场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及批复意见落实。

3.1.3.5 固体废物影响回顾

油气开采对环境造成影响的主要固体废物包括一般工业固体废物、危险废物和生活垃圾三类。

危险废物主要包括管线刺漏含油污泥、联合站含油固体废物(污水处理装置油泥和罐底油泥)；一般工业固体废物包括钻井废弃泥浆及岩屑、建筑垃圾等；生活垃圾主要为作业区公寓产生的生活垃圾。

其中含油类危险废物在危险废物贮存池暂存，最终送有资质的危废处置单位进行处理；钻井废弃物中废弃膨润土泥浆及岩屑在井场泥浆池自然干化后填埋处理，钻井废弃物中废弃磺化泥浆及岩屑拉运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理；建筑垃圾等一般工业固废送附近固废填埋场工业固废池进行填埋；生活垃圾经收集后送附近固废填埋场生活垃圾填埋池进行填埋。

根据现场踏勘并结合调查结果，含油类危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行《危险废物转移联单管理办法》(原国家环境保护总局令第5号)，并于每月底将转移数量报送当地县级以上生态环境主管部门及油田公司安全环保处备案。

总体来说，项目区内已有工程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。

3.1.3.6 声环境影响回顾

油气田钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域内造成影响。但随着距离的增大，钻井施工噪声有一定程度的衰减，钻井过程为临时性的，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。开发期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

轮古油气田内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、转油站及联合站的各类机泵。类比轮古油气田同类型井场、转油站污染源监测数据，轮古油气田井场、转油站及联合站等厂界噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准值。因此区块开发对周围环境的影响较小，在采取有效声污染防治措施后不会导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

3.1.3.7 环境风险回顾

轮古油气田范围隶属于塔里木油田分公司轮南油气开发部管理，塔里木油田分公司轮南油气开发部制定有《塔里木油田公司开发事业部轮南作业区突发环境事件应急预案》并进行了备案(备案编号 652800-2019-302-H)。轮古油气田采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

3.1.3.8 与排污许可衔接情况

2020 年 11 月 30 日，塔里木油田分公司轮南油气开发部申领了排污许可证(证书编号：9165280071554911XG002U)，有效期限自 2020 年 11 月 30 日至 2025 年 11 月 29 日止；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），轮南油气开发部建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行；同时按照要求定期进行年报填报并公示。

3.1.4 现有工程污染物年排放量

根据《轮南油气开发部轮古西片区环境影响后评价报告书》、《轮南油气开发部桑吉片区环境影响后评价报告书》中后评价开展期间进行的污染源监测数据及类比分析核算结果，现有工程污染物年排放情况见下表。

表 3.2-3 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	硫化氢		
现有工程排放量	3.86	9.28	29.66	9.05	0.092	0	0

3.1.5 存在环保问题及整改措施

根据区块后评价报告及本次现场调查情况，区块具体存在的问题如下：

①有部分井场遗留有废弃设施及弃渣没有及时的清运。

②已完成报废程序的油气井未及时实施封井，井场遗留的水泥块等未清理。

整改方案：目前存在的问题已纳入轮古油气田整改计划中，轮古油气田轮南油气开发部为责任部门。整改方案如下：

①对井场遗留的废弃物进行收集和清运，妥善处置；钻井完成后，将“工完、料净、场地清”作为工程验收的标准之一。

②对已完成报废程序的油气井，根据《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函[2020]72号)、《废弃井封井处置规范》(Q/SH0653-2015)相关要求，进行封井，对井场遗留水泥基础进行拆除、清理，油田公司督促相关方落实相关协议与责任，保证其做好场地恢复工作。

3.2 拟建工程

3.2.1 拟建工程概况

本项目基本情况见表 3.2-1，主要经济技术指标见表 3.2-2。

表 3.2-1 方案基本情况一览表

项目	基 本 情 况	
项目名称	轮古油气田开发调整方案	
建设单位	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司	
建设地点	新疆阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内	
建设性质	改扩建	
建设周期	滚动开发建设	
总投资	工程总投资 151300 万元，其中环保投资 3095 万元，占总投资的 2.05%	
占地面积	177.22hm ² (永久占地 21.81hm ² ，临时占地 155.41hm ²)	
规模	设计年产油 17.22×10 ⁴ t、年产气 2.55×10 ⁸ m ³	
建设内容	主体工程	①钻井工程：部署新井 35 口(新钻井 34 口，老井侧钻 1 口)；②地面工程：新建井场 35 座、计量间 1 座、集气站 1 座、8 井式阀组 5 座；③集输管线：新建单井集输管道 125km，集输干线 22km
	公辅工程	配套建设自控、通信、电气、防腐、道路等辅助设施。

续表 3.2-1

方案基本情况一览表

项目	基本情况	
建设内容	废气治理	施工期：洒水抑尘、遮盖存放； 营运期：采出液密闭管道输送
	废水处理	施工期：酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，加碱中和后拉运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置；管线试压废水属于清净废水，试压完成后就地泼洒抑尘；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至轮三联合站公寓污水处理系统处理； 营运期：轮古 15、轮古 8 井区采出水随油气混合物输送至轮三联合站污水处理系统处理，轮古 100 井区、轮古东区域采出水随油气混合物输送至桑南处理站污水处理系统处理，均达到《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；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理
	噪声治理	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
	固废处理	施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；井场和生活营地设置垃圾桶，生活垃圾定期清运至轮南固废填埋场填埋；膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池干化，聚磺体系泥浆钻井岩屑经不落地收集系统收集后清运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理，固相经检测各污染物满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值要求后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；废机油桶装收集后暂存在井场危废暂存间内，完井后将由井队联系由有危废处置资质单位接收处置 营运期：营运期固体废物主要为落地油，属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置
	环境风险	风险措施：管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪
劳动定员	新建各站场为无人值守站，不新增劳动定员	

表 3.2-2

本工程主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
1	开发指标	新井	口	35
2		平均单井产油	t/d	30
3		期末累产油	10 ⁴ t	593.12
4		期末累产气	10 ⁸ m ³	43.95
5		地质储量采出程度	%	11.83
6	能源消耗	耗电量	10 ⁴ kW·h/a	22.5
7	综合指标	总投资	万元	151300

续表 3.2-2 本工程主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
8	综合指标	环保投资	万元	3095
9		劳动定员	人	0

3.2.2 油气资源特征

(1) 原油性质：轮古井区原油总体表现为高粘、中凝固点、中含硫、中含蜡、高胶质-沥青质的超重质普通稠油特征。中斜坡地面原油密度 $0.8254 \sim 0.9303\text{g/cm}^3$ ，平均 0.8604g/cm^3 ，凝固点 $-28 \sim 36^\circ\text{C}$ ；含硫量 $0.12\% \sim 3.12\%$ ，平均值 0.573% ；含蜡量 $0.8\% \sim 35.16\%$ ，平均值 12.2% ；胶质+沥青质含量 $2.6\% \sim 18.98\%$ ，平均值 5.64% 。原油总体表现为高粘、中凝固点、中含硫、高含蜡、中胶质+沥青质的中轻质黑油特征。

(2) 天然气性质：轮古井区天然气甲烷含量很高，一般占 $89 \sim 96\%$ ，其他成分含量较低，表现出干气特征。二氧化碳含量一般为 $0.16 \sim 2.76\%$ ，氮气含量 $0.783 \sim 9.04\%$ ，相对密度 $0.58 \sim 0.62$ 。硫化氢含量 $0.032 \sim 1.2\text{g/m}^3$ ，低含硫。

(3) 地层水性质：地层水性质相近，均呈弱酸性，水型 CaCl_2 型。轮古地层水密度一般 $1.0022 \sim 1.1724\text{g/cm}^3$ ，平均 1.1208g/cm^3 ，pH 值 $5.3 \sim 8.1$ ，平均 6.4 ， Cl^- 含量 $2684 \sim 154000\text{mg/L}$ ，平均 110691mg/L ，总矿化度 $4859 \sim 25300\text{mg/L}$ ，平均 181616mg/L ；中斜坡地层水密度一般 $0.9996 \sim 1.1953\text{g/cm}^3$ ，平均 1.1249g/cm^3 ，pH 值 $3.9 \sim 8.99$ ，平均 6.23 ， Cl^- 含量 $1051 \sim 173000\text{mg/L}$ ，平均 112206mg/L ，总矿化度 $2120 \sim 278000\text{mg/L}$ ，平均 183995mg/L 。

3.2.3 工程组成

本项目主要包括钻井工程、地面工程两部分内容，本次评价分别从钻井工程和地面工程两部分内容展开介绍。

3.2.3.1 钻井工程

3.2.3.1.1 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 3.2-3。

表 3.2-3 单座井场钻井工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
钻前工程					
1	井场道路	宽约 6m	km	34.5(总长)	根据工程需要,以井场至最近主干路距离确定长度
2	井场面积	长×宽(120m×90m)	m ²	10800	新建
3	钻井平台	—	套	1	新建
	应急池	300m ³	个	1	随钻不落地回收系统出现事故时,临时存放钻井岩屑,环保防渗膜+混凝土
	岩屑池	1000m ³	个	1	暂存膨润土泥浆钻井岩屑;环保防渗膜+水泥压边
	主放喷池	300m ³	个	1	环保防渗膜+混凝土
	副放喷池	300m ³	个	1	环保防渗膜+混凝土
4	生活污水池	300m ³	个	1	生活污水暂存;新建,“环保防渗膜+水泥”防渗
	活动房	—	座	42	人员居住;撬装装置
钻井工程					
钻井设备安装		钻井成套设备搬运、安装、调试			
钻井作业		采用常规旋转钻井工艺,钻井进入目的层后完钻			
录井、测井		记录钻井过程中的所有地质参数;并对岩层孔度等进行测量			
完井		进行完井作业后,拆除井场设备,安装采油树,其余设备将拆除搬迁,并进行测试放喷;若该井不产油气或所产气量无工业开采价值,则进行水泥塞封井			
钻后工程					
完井		钻井设备拆卸、搬运			
井场平整恢复		井场平整、恢复,做到工完、料净、场地清			
测试放喷					
设备安装		设备搬运、安装采油树、安全阀、计量管汇、压井管汇、地面加热器、三相或两相分离器、计量罐、储液罐(油罐)、油气水进出口管线、放喷管线等设备			
测试放喷		项目放喷目为证实可能油气层的储性			

图 3.2-2 钻井期典型井场平面布置示意图

3.2.3.1.2 井位部署

本次共部署新井 35 口井，其中新钻井 34 口，平均单井进尺 5300m；老井侧钻井 1 口，平均单井进尺 550m。各井位位置及周边关系见表 3.2-4。

表 3.2-4 井位部署一览表

序号	井号	井型	所属行政区域
1	LG15-4-2	直井	库车市
2	LG15-45	直井	库车市
3	LG15-47	直井	库车市
4	LG15-H46	水平井	库车市
5	LG15-H50	水平井	库车市
6	LG9-5	直井	库车市
7	LG9-8	直井	库车市
8	LG15-9-H2	水平井	库车市
9	LG15-9-H3	水平井	库车市
10	LG15-H13	水平井	库车市
11	LN34-H1	水平井	轮台县
12	LG8-H4	水平井	轮台县
13	LG8-H3	水平井	轮台县
14	LG8-H5	水平井	轮台县
15	LG8-H7	水平井	轮台县
16	LG8-H8	水平井	轮台县
17	LG8-H9	水平井	轮台县
18	LG8-H10	水平井	轮台县
19	LG111-H2	水平井	轮台县
20	LG1-6-H1	水平井	轮台县
21	LG30-1	直井	轮台县
22	LG31-H1	水平井	轮台县
23	LG31-H2	水平井	轮台县
24	LG5-1	直井	轮台县
25	LN172	直井	轮台县
26	LN17-H1	水平井	轮台县
27	LN30-2	直井	轮台县
28	LN39-H3	水平井	轮台县
29	LN39-H4	水平井	轮台县
30	LN39-H5	水平井	轮台县

续表 3.2-4 井位部署一览表

序号	井号	井型	所属行政区域
31	LG11-H12	水平井	轮台县
32	LG11-11	水平井	轮台县
33	LG38-H4	水平井	轮台县
34	LG38-H5	水平井	轮台县
35	LG36C	侧钻井	轮台县

3.2.3.1.3 井身结构

①新井采用塔标Ⅲ开井身结构。16"井眼一开，下入10-3/4"套管，封表层疏松地层。二开9-1/2"井眼钻至奥陶系良里塔格组顶面以下垂深2-4m或潜山以下1-2m中完，下入7-7/8"套管。三开171.5mm井眼，裸眼完井筛管备用，三开根据实钻定向造斜情况可调整为Φ152.4mm钻头钻进。井身结构如图3.2-3所示。

②侧钻水平井采用二开井身结构：7 7/8"套管开窗侧钻采用6 3/4"钻头钻至奥陶系顶，悬挂5 1/2"无节箍套管；二开采用4 3/4"钻头钻至完钻井深。井身结构如图3.2-4所示。

图 3.2-3 新钻井井身结构示意图

图 3.2-4 侧钻井井身结构示意图

3.2.3.1.4 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/cm³。

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%)；二开下部采用 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/cm³。

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/cm³。

侧钻井采用 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，一开设计密度1.20~1.30g/cm³，二开设计密度1.15~1.24g/cm³。

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

3.2.3.1.5 固井方案

①新钻井

一开采用常规密度水泥浆单级全封固井方式。

二开采用低密度和常规密度水泥浆，单级固井，反挤备用。浆柱结构：前置液+低密度水泥浆)+常规密度水泥浆。

三开采用套管+筛管完井或裸眼完井。

②老井侧钻

一开采用尾管固井。尾管浆柱结构：前置液+双凝常规密度水泥浆。

二开裸眼完井或者套管+筛管完井。

3.2.3.1.7 钻机选型

钻井使用 ZJ70 型钻井，并根据油田运行钻机情况选用合适钻机。另外，各类井钻井作业过程中，配套齐全辅助设备、救生消防及防硫化氢装备。

3.2.3.1.8 主要设备设施

项目钻前工程施工机械主要为装载机、挖掘机等；钻井工程主要施工设备为机械钻机及配套设备；钻后工程主要施工设备为运输车及装载机。单座井场各阶段所需设备设施情况见表 3.2-5。

表 3.2-5 井场施工所用机械一览表

项目组成	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量/单座井场
钻前工程	装载机	—	—	辆	2
	挖掘机	—	—	辆	2
钻井工程	机械钻机	ZJ70 钻机	—	—	1 套
	井架	JJ450/45-X	4500	kN	1 套
	底座	DZ450/10.5-X	4500	kN	1 套
	绞车	JC70LDB	1470	kW	1 套
	天车	TC450	4500	kN	1 套
	游车/大钩	YC450/DG450	4500	kN	1 套
	水龙头	SL450-5	4500	kN	1 套
	转盘	ZP375	5850	kN	1 套
	柴油发电机	—	800	kW	4 台
	泥浆泵	3NB-1600F	1600	HP	2 台
	循环罐	—	60	m ³	7 个
	振动筛	—	—	m ³ /h	2 台
	除气器	ZCQ220	240	m ³ /h	1 台
	钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	250	m ³ /h	1 台
	离心机	GW458-842/GL255-1250	50	m ³ /h	1 台
	液气分离器	NQF1200/0.7	5000	m ³ /h	1 台
	钻台紧急滑道	—	—	—	按标准配套
	环形防喷器	FH35-35	35	MPa	1
	单闸板防喷器	FZ35-70	70	MPa	1
	双闸板防喷器	2FZ35-70	70	MPa	2

续表 3.2-5

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
钻井工程	压井管汇	YG78/103-70	70	MPa	1
	节流管汇	JG78/103-70	70	MPa	1
钻后工程	运输车辆	—	—	辆	10
	装载机	—	—	辆	2
测试放喷	采油树	—	—	—	1 套
	三相计量分离器	—	—	—	1 套
	原油储罐	—	50	m ³	4 个
	放空管	—	—	—	1 个

3.2.3.1.9 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。各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 3.2-6。

表 3.2-6

平均单口钻井工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
1	水	m ³	*	—	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 ₂ CO 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

续表 3.2-6 平均单口钻井工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
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
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 $2.0\text{g}/\text{cm}^3$	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

续表 3.2-6 平均单口钻井工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
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
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

3.2.3.1.10 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运至井场, 井场生产用水量共计约 34343m^3 , 主要用于配制泥浆; 生活用水由罐车从轮南作业区拉至井场和生活区, 井场工程井队人数约 60 人, 其中直井施工天数 92d, 水平井施工天数 118d, 老井侧钻施工天数 70d, 按生活用水量 $100\text{L/d} \cdot \text{人}$ 计, 生活用水量总计约 23088m^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 18470m^3 , 生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)暂存后, 拉运至轮三联合站及桑南处理站生活污水处理装置处理。

(3) 供热

若单井冬季施工, 生活区供暖方式采取电采暖, 测试放喷期井场设备伴热

方式为电伴热。

(4) 道路

本项目各新钻井钻前工程需修建井场道路，井场道路从就近道路引接，共计新建井场道路 34.5km，井场道路宽约 5m，用砂石路面结构。

(5) 危废暂存间

本项目各钻井井场设置有一座撬装式危废暂存间(10m²)，防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层防渗性能，危废暂存间内部及四周裙角采取防渗膜防渗，内部主要存放钻井期间产生的废机油，废机油采取桶装形式密闭后存放在危废暂存间内。

3.2.4.2 地面工程

3.2.4.2.1 单井井场

本工程新建井场 35 座，井口采出液经节流后去集输管道，采油树上设有地面安全截断阀，该阀在压力超高或超低时可自动关闭，具备远传接口，可实现远程关井；井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至联合站集中监控；各井场装置均无人职守，定期巡检。井场平面布置图见图 3.2-7，井场主要工程内容见表 3.2-8。

表 3.2-7 本项目单井井场主要工程内容一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
单井井场	1	井口撬	—	座	35	—
	2	电磁加热器	60kW	座	35	掺稀采油井场配套建设对采出液进行加热
	3	电控信一体化撬	—	座	35	—
	4	高压节流阀	DN75, 16MPa	套	35	抗硫
	5	集油计量阀组撬	8 井式	座	5	撬装自动选井计量装置

3.2.4.2.2 站场工程

新建 3#集气站负责将周边井场油气进行接收、计量、汇集并外输至桑南处理站；新建 1#计量间站负责将周边井场油气进行接收、计量、汇集并外输至轮三联合站。站场主要工程内容见表 3.2-9。站场平面布置见附图 5、6。

表 3.2-9 站场工程主要工程内容一览表

分类	序号	设备名称	单位	数量	型号
新建 3#集气站	1	8井式自动选井阀组撬	套	2	—
	2	火炬	座	1	配火炬分液罐、点火撬
	3	计量分离撬	套	2	一体化撬
	4	外输泵	台	2	Q=80m ³ /h
新建 1#计量 间	1	8井式自动选井阀组撬	套	1	—
	2	火炬	座	1	配火炬分液罐、点火撬
	3	计量分离撬	套	1	一体化撬
	4	外输泵	台	2	Q=80m ³ /h

3.2.4.2.3 集输管线工程

(1) 站间集输

新建阀组至计量间及计量间至联合站的油气混输干线共计 22km。

(2) 单井集输管线

本次新井均需建设单井集输管线共计 125km，均采用井口电磁加热，管线就近搭接在新建的集油阀组上，通过阀组进行选井轮换计量，集油阀组串接进计量间。

本项目集输工程主要工程内容见表 3.2-10。

表 3.2-10 集输管线主要工程内容一览表

序号	设备名称	单位	数量	型号
1	站间集输管线	km	22	玻璃钢管 DN200 5.5MPa
2	单井集输管线	km	125	玻璃钢管 DN100 5.5MPa

3.2.4.2.6 公辅工程

(1) 供电工程

本工程新建单井井场、集气站、计量阀组等用电就近从已建 35kV 线路引接，，可满足本项目用电负荷。本工程新建 35kV 线路 55km，干线延长部分采用导线 LGJ-120/25，支线采用导线 LGJ-70/10。新建线路与已建线路“T”接处设 35kV 负荷开关及避雷器组。

(2) 给排水

本工程井场为无人值守场站，无生产及生活给水。

营运期各生产井的采出水随油气混合物输送至轮三联合站及桑南处理站处理，处理后作为注水水源加以利用；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。

(3) 防腐工程

地上、埋地电伴热保温管道外防腐采用环氧酚醛涂料，2底4面，涂层干膜总厚度不小于 $300\mu\text{m}$ 。

地上不保温管道、操作平台、栏杆扶手外防腐采用2道环氧富锌底漆 $60\mu\text{m}$ + 1道环氧云铁中间漆 $80\mu\text{m}$ + 2道丙烯酸聚氨酯面漆 $60\mu\text{m}$ ，总干膜厚度不小于 $200\mu\text{m}$ 。

埋地不保温管道外防腐采用“无溶剂环氧防腐层+聚乙烯胶粘带”结构，无溶剂环氧涂料，无气喷涂，1底3面，总干膜厚度不小于 $400\mu\text{m}$ ，缠二道聚乙烯胶粘带，防腐层总厚度不小于 4mm 。

从生产厂家运来的集输管线及设备均已在厂家做好内外防腐，只在施工现场进行安装连接。

(4) 自控工程

本工程新建站场自控采用RTU系统完成站场工艺过程参数、设备运行状态的数据采集、监视、控制和数据处理等功能。RTU数据分别上传至联合站SCADA系统调度控制中心进行监视、控制、报警和储存等，同时可以执行联合站SCADA系统调度控制中心下达的远程控制指令。

(5) 道路工程

工程所在区域交通方便，路网发达。随着油气田探井的不断增多展开，油区内钻井路不断增多，并与乡村路形成更紧密的路网。新建井场的道路利用已有钻井路通行，本次不再建设油田主干公路及井场道路。

3.2.4 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)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,避免发生油水窜层。

3.2.5 工艺流程及排污节点分析

油田开发建设过程中对环境的影响主要分为钻井过程、地面工程以及油田生产期的采油和油气集输过程。

油田开发过程工艺流程及排污节点见图 3.2-5。

图 3.2-5 油气田开发过程污染物排放流程

3.2.5.1 施工期工艺流程及排污节点分析

本工程施工期分为钻井工程、地面工程和管线工程，工艺流程及排污节点分述如下：

3.2.5.1.1 钻井工程

钻井作业主要分为钻前工程(进场道路、井场平整、井场建设)、钻井工程(设备搬运及安装、钻井、录井、测井等)和测试放喷三部分，其施工流程及排污节点见图 3.2-6。

图 3.2-6 钻(完)井工艺流程图

(1) 钻前工程

钻前工程主要为在钻井井位确定后建设进场道路和井场建设。

① 道路建设

本工程需铺设井场砂石路，根据选定路线由推土机推平、压实，井场砂石路路基宽度为5m。

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、放喷池进行开挖，并利用场地凸起处的石方进行填方作业，对场地进行平整、对各撬装化装置基础进行硬化，由车辆拉运戈壁石及合格还原土对井场进行铺垫。

(2) 钻井及完井工程工艺流程简述

钻前工程满足钻井作业要求时，各类作业车辆将各类设备逐步运至井场进行安装，通过检查满足钻井要求时开始进行钻井作业。

(3) 钻井工艺简介

工程采用常规旋转钻井工艺，使用的钻机为电钻机，钻井期间供电从附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。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，利用其粘性和密度将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。返排泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，其中泥浆进入泥浆罐循环使用，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池干化，聚磺体系泥浆钻井岩屑经不落地收集系统收集后清运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。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。钻井用泥浆在泥浆罐内配制，在钻井过程中根据地层对泥浆性能的要求不同在循环泥浆中添加不同量原料，配制泥浆用原料暂存于井场泥浆罐区旁材料区内，配制时由人工破袋加入泥浆罐中。

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。由于砂样中混有上部地层的岩屑，工作人员通常会根据砂样中不同岩样的百分含量和最新出现的岩屑成分来确定岩性，并用钻时快慢区分砂岩、泥岩等。若是发现钻时快，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，提供服务的主要为塔里木油田服务的乙方单位，均已编制了测井用密封型放射源项目环境影响报告表，并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》。

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段井筒或保证顺利开采生产层中的油气资源。

本工程表层钻井液为膨润土泥浆(主要为粘土，矿物成分为蒙脱石、高岭石等)，钻井时泥浆会沾附在井壁上，平衡地层压力，切断钻井液与地下水水力联系，一开后及时对井筒下入套管，进行水泥固井，可彻底切断井筒钻井液与地下水的水力联系。

(4) 测试放喷

当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中，通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率。

测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，凝析油回收罐等。如有油气资源，油气经井口装置节流、降压，进入油气计量分离器，分离后的液相(包括油和水)通过管线输送至原油储罐，再由油罐车拉走；天然气通过管线输送至引至放喷池，放空时通过电点火装置点燃放空天然气。依据具体情况设定放喷时间，一般为1~2d。

本工程钻井期间主要废气为井场建设及设备安装期间施工机械尾气、完井后放喷期天然气燃烧产生的废气。废水主要为生活污水和酸化压裂废水；其中生活污水暂存在生活污水池，钻井工程结束后定期拉运至轮三联合站生活污水处理装置处理；酸化压裂废水在酸碱收集罐内，完井后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为井场建设期间产生的土方、钻井期间产生的钻井泥浆岩屑、机械检修时会产生少量废机油等；井场建设期间产生的土方用于场地平整；膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池干化，聚磺体系泥浆钻井岩屑经不落地收集系统收集后清运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理，固相经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染物控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值要求后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；废机油及收集后暂存于撬装式危

废暂存间中，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

3.2.5.1.2 地面工程

本工程地面工程主要为新建井场、计量间、集气站及配套设备安装。对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将井口撬、三相分离器、电磁加热器及阀组等设备拉运至井场及站场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾及设备废弃包装等，收集后统一清运至轮南固废填埋场填埋处置。

3.2.5.1.3 管道工程

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。施工方案见图 3.2-7。

图3.2-7 施工方案工艺流程图

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

(2) 管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线及天然气管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽 0.8m，沟深 1.6m，管沟

边坡比为 1:1.5，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管沟开挖采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，当管线穿越农田区域时采用人工开挖方式，且在管线开挖过程中，采取分层开挖、分层堆放、分层回填，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。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。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。

新建管道穿越在穿越道路、沟渠的管线必须加套管进行保护，穿越沥青路时采用顶管的方式，穿越砂石路采用大开挖的穿越方式。本工程穿越柏油路时采用顶管施工方式，该方式施工具有不破坏现有道路，减少开挖土方，不会对交通造成明显影响等优点。

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

顶管工作开始后要连续施工，不宜中途停止，同时应尽量衔接工序，减少停顶时间，避免推进阻力的增大，直至顶进到规定长度。套管安装完毕后，用测量仪器对套管进行测量，套管检查合格后，将设备、顶铁、轨道吊出操作坑，拆除后背靠墙。然后将主管道穿进套管，用推土机和吊装机配合，按设计要求进行主管线穿越。主管穿越、连头、检测合格后立即安装设计要求进行封堵。管道安装完毕检查合格后进行回填，靠近公路侧的回填土分层夯实，清理施工现场，恢复原有地貌。管道施工示意图见图 3.2-8~3.2-10。

图 3.2-8 穿越道路施工作业示意图

图 3.2-9 一般地段管道施工方式断面示意图

图 3.2-10 管道交叉施工作业示意图

(3) 管道连接与试压

管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等，进行注水试压。集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压完成后就地泼洒抑尘。

(4) 站场配套设备安装及连头

将配套设备和站场设备拉运至站场，并完成安装工作。管线施工完成后在站场将管线与配套阀门连接，并安装RTU室等辅助设施，管线与站内阀组连接。

(5) 收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验

合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁300mm范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过10mm，然后采用原土进行大回填，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、施工机械及运输车辆尾气，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；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；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；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；生活垃圾、管道焊接及管道吹扫产生的废渣运至轮南固废填埋场填埋处置。

3.2.5.2 营运期工艺流程及排污节点分析

为减少采出液粘滞性，便于集输，井场设电磁加热器对采出液进行加热；运营期井场采出液通过井口模块油嘴一级节流后经过电磁加热器加热后由集输管线输至计量间/集气站，最终送至联合站处理。

油井开采一定年限后，需进行修井作业，周期大概为4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。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站场无组织废气(G_1)；噪声污染源主要为采油树、泵类等设备运行产生的噪声(N_1)，采取基础减振的降噪措施。固体废物主要为采油井场阀门、法兰等原油渗漏及井下作业原油溅溢产生落地油(S_1)，属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置。

图3.2-11 油气开采及集输工艺流程图

3.2.5.3 闭井期

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。

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

闭井期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为闭井过程中产生的废弃建筑垃圾、废防渗材料等，废弃建筑垃圾等收集后统一清运至轮南固废填埋场填埋处置，废防渗材料收集后有危废处置资质单位接收处置。

3.2.7 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，对于穿越农田区域或植被密集区，开挖过程中应分层开挖，单侧分层堆放，施工结束后，分层循序回填压实。

(2) 废气

本项目施工过程中废气包括放喷废气、施工扬尘、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) 废水

① 钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及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，根据类比目前轮古油气田钻井实际情况，井场产生的钻井废水约为 $0.05\text{m}^3/\text{m}$ ，本工程新钻35口单井，钻井总进尺为180750m，产生的钻井废水约为 9037.5m^3 。

钻井废水由临时罐体收集，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。根据类比目前轮古油气田钻井实际情况，单井排放的酸化压裂废水为 $60\sim 100\text{m}^3$ ，平均 80m^3 。本工程钻井35口，产生的酸化压裂废水约为 2800m^3 。

根据《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），本项目酸化压裂废水不属于危险废物。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，加碱中和后拉运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

③生活污水

本工程新部署钻井35口，其中直井施工天数92d，水平井施工天数118d，老井侧钻施工天数70d，钻井人数一般为60人，按每人每天用水量100L计算，则生活用水量为 23088m^3 ，生活污水产生量按用水量的80%计算则总产生量为 18470m^3 。生活污水中主要污染物为COD、 BOD_5 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 、SS等；类比区域内周边油田现状，生活污水中主要污染物浓度COD为 400mg/L 、 BOD_5 为 200mg/L 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 为 25mg/L 、SS为 220mg/L ；各污染物的产量COD为 7.388t 、 BOD_5 为 3.694t 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 为 0.462t 、SS为 4.063t 。

钻井工程在施工营地旁设置防渗的生活污水池暂存，定期拉运至轮三联合站及桑南处理站生活污水处理装置处理。

④管线试压废水

集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，试压水由罐车收

集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

(4) 噪声

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

(5) 固体废物

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、钻井泥浆、钻井岩屑、废机油、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 32.49 万 m³，回填土方 36.17 万 m³，借方 3.68 万 m³，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建站场和道路工程区需进行压盖，借方主要来源于轮台县周边砂石料厂，本工程不设置取土场

② 钻井泥浆

钻井废弃泥浆是钻井过程中无法利用或钻井完井后弃置泥浆池内的泥浆，钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随钻井的深度而增加，其产生量可按以下经验公式计算：

$$V = \frac{1}{8}\pi D^2 h + 18 \left(\frac{h - 1000}{500} \right) + 116$$

式中：V——废弃钻井泥浆产生量，m³；

D——井眼的平均直径，新井取平均值 0.24m，侧钻井取平均值 0.15m；

h——井深，新井取平均值 5300m、侧钻井取 550m。

本项目钻井过程中新井一开和二开上部(3000m以上)采用水基膨润土泥浆，二开下部及三开(3000m以下)均采用水基磺化泥浆；侧钻井均采用水基磺化泥浆。由以上经验公式计算可得，新井单井产生的废弃泥浆量约为 471m³，其中水基膨润土泥浆约 256m³，水基磺化泥浆约 215m³；侧钻井单井产生的废弃泥浆量约为 105m³。本工程新钻井 34 口，老井侧钻 1 口，总废弃泥浆产生量为 16119m³，其中废水基膨润土泥浆 8704m³，废水基磺化泥浆 7415m³。

膨润土废弃泥浆采用收集池收集就地干化，聚磺钻井液体系废弃泥浆拉运至轮南油田钻试修环保站妥善处理，固相经检测各污染物满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值要求后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼。

③ 钻井岩屑

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

钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

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

式中：W——钻井岩屑产生量，m³；

D——井眼的平均直径，新井取平均值0.24m，侧钻井取平均值0.15m；

h——井深，新井取平均值5300m、侧钻井取550m。

利用上述公式计算出每口新井钻井期内产生的岩屑量最大为240m³，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑136m³，水基磺化泥浆钻井岩屑104m³；每口侧钻井产生的水基磺化泥浆钻井岩屑10m³。本工程新钻井34口，老井侧钻1口，总岩屑产生量为8160m³，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑4624m³，水基磺化泥浆钻井岩屑3536m³。

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干化，聚磺体系泥浆钻井岩屑经不落地收集系统收集后清运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理，固相经检测各污染物满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值要求后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼。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。

④ 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，防止废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为0.3t/口，本工程部署钻井35口，废机油量产生量为10.5t，废机油由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑤焊接及吹扫废渣

根据类比调查，焊接及吹扫废渣的产生量约为0.05t/km，本项目焊接及吹扫废渣产生量约为7.35t，收集后送至轮南固废填埋场填埋处置。

⑥生活垃圾

本工程部署钻井35口，其中直井施工天数92d，水平井施工天数118d，老井侧钻施工天数70d，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115.44t。在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运轮南固废填埋场填埋处置。

综上所述，本开发调整方案钻井期各种污染物产生和排放情况见表3.2-11。

表3.2-11 本工程钻井期各种污染物产生和排放情况一览表

项目	污染源	污染物	污染物排放速率/浓度	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
废水	钻井废水	悬浮物、COD、石油类等	—	9037.5m ³	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	0	不外排
	酸化压裂废水	酸液	—	2800m ³	酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，加碱中和后拉运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理	0	不外排
废水	生活污水	水量	—	18470m ³	钻井工程在施工营地旁设置防渗的生活污水池暂存，定期拉运至轮三联合站及桑南处理站生活污水处理装置处理	0	不外排
		COD	400mg/L	7.388t		0	
		BOD ₅	200mg/L	3.694t		0	
		NH ₃ -N	25mg/L	0.462t		0	
		SS	220mg/L	4.063t		0	
	试压废水	SS	—	—	洒水抑尘	0	不外排
固体废物	废膨润土泥浆	—	—	8704m ³	采用收集池收集就地干化，用于修通井道路、铺垫井场	0	不外排
	废磺化泥浆	—	—	7415m ³	集中收集后拉运至轮南油田钻试修环保站妥善处理	0	不外排

续表3.2-11 本工程钻井期各种污染物产生和排放情况一览表

项目	污染源	污染物	污染物排放 速率/浓度	污染物产生 量	主要处理措施	排放量	排放去向
固体废物	膨润土 泥浆钻井 岩屑	—	—	4624m ³	在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，其中泥浆进入泥浆罐循环使用，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，干化后可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼	0	不外排
	磺化泥 浆钻井 岩屑	—	—	3536m ³	在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，聚磺体系泥浆进入泥浆罐循环使用，由钻井队负责运至下一井场钻井使用；磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后集中收集，拉运至轮南油田钻试修环保站处理	0	不外排
	焊接及 吹扫废 渣	—	—	7.35	收集后送轮南固废填埋场填埋处置	0	不外排
	废机油	—	—	10.5	收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置	0	不外排
	生活垃圾	—	—	115.44t	井场和生活营地设置垃圾桶，定期清运至轮南固废填埋场	0	不外排
噪声	钻机	—	—	100dB(A)	合理安排施工时间，利用距离衰减	90dB(A)	声环境
	泥浆泵	—	—	105dB(A)		95dB(A)	
	压裂 泵车	—	—	105dB(A)		95dB(A)	
	射孔机	—	—	100dB(A)		90dB(A)	
	挖掘机	—	—	104dB(A)		94dB(A)	
	压路机	—	—	104dB(A)		94dB(A)	

3.2.8 营运期污染源及其防治措施

3.2.8.1 废气污染源及其治理措施

本项目废气污染源主要为站场无组织挥发废气，主要污染物为非甲烷总烃、硫化氢。本项目项目装置均采用国内甚至国际先进的设备和材料，充分保证管线、接头及阀门的密封性，且项目采用密闭集输工艺，本项目实施后废气污染源及其治理措施见表3.2-12。

表 3.2-12 本项目废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度 (mg/m ³)	治理措施	废气量 (m ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	有效工作时间	年排放量 (t/a)
1	井场无组织废气 (LG8-H10 井为代表)	非甲烷总烃 硫化氢	—	密闭 输送	—	—	0.008 0.0001	8760	0.07×35 0.001×35
2	1#计量间无组织废气	非甲烷总烃 硫化氢	—	密闭 输送	—	—	0.0172 0.00023	8760	0.150 0.002
3	3#集气站无组织废气	非甲烷总烃 硫化氢	—	密闭 输送	—	—	0.024 0.00034	8760	0.210 0.003

注：*由于本工程共新建 35 座采油井场，本次以 LG8-H10 井场为代表对井场无组织排放量进行核算，故以单座井场排放量乘以 35，核算 35 座井场的废气排放量。

源强核算过程：

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

挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

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

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

t_i ——密封点*i*的年运行时间，h/a；

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

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

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

文件取值；

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.2-13 设备与管线组件 $e_{\text{TOC}, i}$ 取值参数表

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

根据油气水物性参数，项目采出液中 $WF_{\text{VOCs}, i}$ 核算值为 47.8%， $WF_{\text{TOC}, i}$ 核算值为 86.4%， $WF_{\text{VOCs}, i}$ 和 $WF_{\text{TOC}, i}$ 比值取 0.553。根据设计单位提供的数据，项目井场涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.2-14 所示。

表 3.2-14 本项目井场无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量 (个)	单个设备排放速率 (kg/h)	排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t)
井场采出液流经的密封点						
1	有机液体阀门	48	0.036	0.0029	8760	0.025
2	法兰或连接件	70	0.044	0.0051	8760	0.045
合计						0.07
1#计量间采出液流经的密封点						
1	有机液体阀门	90	0.036	0.0054	8760	0.047
2	法兰或连接件	154	0.044	0.0113	8760	0.099
3	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	2	0.14	0.0005	8760	0.004
合计						0.15
3#集气站采出液流经的密封点						
1	有机液体阀门	132	0.036	0.0074	8760	0.064
2	法兰或连接件	218	0.044	0.0159	8760	0.140
3	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	3	0.14	0.0007	8760	0.006
合计						0.21

经核算，本项目井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.008kg/h。无组织废气中硫化氢含量类比同类型井场，排放速率按 0.0001kg/h 考虑，按年有效工作时间 8760h 计算，井场无组织非甲烷总烃年排放量为 0.07t/a，硫化氢年排放量为 0.001t/a，本项目 35 口单井井场无组织非甲烷总烃年排放量共计 2.45t/a、硫化氢排放量共计 0.035t/a。

本项目 1#计量间无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.0172kg/h，无组织废气中硫化氢含量类比同类型井场，排放速率按 0.00023kg/h 考虑，按年有效工作时间 8760h 计算，井场无组织非甲烷总烃年排放量为 0.15t/a，硫化氢年排放量为 0.002t/a。

本项目 3#集气站无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.024kg/h，无组织废气中硫化氢含量类比同类型井场，排放速率按 0.00034kg/h 考虑，按年有效工作时间 8760h 计算，井场无组织非甲烷总烃年排放量为 0.21t/a，硫化氢年排放量为 0.003t/a。

3.2.8.2 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。

(1) 采出水

本工程新增原油产量约 19.7×10^4 t，根据轮古油气田油气特性，含水率为 80%，则新增采出水为 15.76×10^4 t/a，其中轮古 15、轮古 8 井区采出水随油气混合物输送至轮三联合站污水处理系统处理，轮古 100 井区、轮古东区域采出水随油气混合物输送至桑南处理站污水处理系统处理，均达到《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。

(2) 井下作业废水

井下作业废水的产生是临时性的，主要是通过酸化、压裂等工序，产生大量的酸化、压裂废水。轮古油气田平均每次修井排放废水 80~120m³，平均 100m³；根据类比目前轮古油气田井下作业实际情况，每口井平均 4 年修井一次，因此每口井井下作业废水年排放量为 25m³/a，则本项目 35 口油气井井下作业工程产生的井下作业废水为 875m³/a。根据《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), 本项目井下作业废水不属于危险废物。井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理, 处理后的井下作业废水均不外排。

废水污染源及其治理措施表 3.2-15。

表 3.2-15 废水污染源及其治理措施一览表

类别	序号	污染源	产生量	排放量 (t/a)	主要污染物	污染物 浓度 (mg/L)	产生 特点	治理措施
废水	W ₁	采出水	15.76×10 ⁴ t/a	0	石油类 SS	100 500	连续	送至轮三联合站和桑南处理站处理达到《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	875m ³ /a	0	石油类 SS COD	200 500 1200	间歇	送至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理

3.2.8.3 噪声污染源及其治理措施

本项目实施后, 各噪声污染源治理措施情况见表3.2-16。

表 3.2-16 噪声污染源及其治理措施一览表

序号	站场	噪声源名称	数量/(台/套)	源强(dB(A))	降噪措施	降噪效果 (dB(A))
1	单座采油井场	采油树	1	85	基础减振	15
2	3#集气站	外输泵	2	90	基础减振	15
3	1#计量间	外输泵	1	90	基础减振	15

油田生产阶段, 噪声源主要集中在各场站, 噪声源采油树、外输泵等。噪声源强在85~90dB(A), 采油树、外输泵采取基础减振的措施, 降噪效果可到15dB(A)。

3.2.8.4 固体废物及其治理措施

根据《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号), 本项目运营期产生的危险废物主要为落地油 3.5t/a, 桶装收集后有危废处置资质单位接收处置。危险废物处理处置情况见表 3.2-17。

表 3.2-17 本项目危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	3.5	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	桶装收集后, 由有危废处置资质单位接收处置

3.2.9 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。

3.2.9.1 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。

3.2.9.2 闭井期水污染防治措施

闭井期无废水污染物产生, 要求在闭井作业过程中, 严格按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函[2020]72号)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, 避免发生油水窜层。

3.2.9.3 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。

3.2.9.4 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、废防渗材料, 应集中清理收集。废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送轮南固废填埋场妥善处理; 废防渗材料收集后由有危废处置资质单位接收处置。

(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。

3.2.9.5 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。

3.2.10 非正常排放

非正常生产排放包括设备检修、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。

本项目油气开采过程中设置了放空系统，发生异常超压的情况下，超压气体可通过放空管由放空火炬向外排放。参照《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》(HJ853-2017)中第9.2.3 火炬排放污染物量公示(21)计算。拟建工程非正常排放情况见表3.2-18。

$$E_{\text{火炬系统}} = \begin{cases} 2 \times \sum_{i=1}^n (S_i \times Q_i \times t_i) & \text{(二氧化硫)} \\ \sum_{i=1}^n (\alpha \times Q_i \times t_i) & \text{(氮氧化物、挥发性有机物)} \end{cases}$$

式中： S_i —火炬气中的硫含量， kg/m^3 ，(取最大 $1200\text{mg}/\text{m}^3$)；

Q_i —火炬气流量， m^3/h ，(取 $25000\text{m}^3/\text{h}$)；

t_i —火炬系统 i 的年运行时间， h/a ，(取 0.5h)；

α —排放系数, kg/m^3 , 总烃取0.002, 氮氧化物取0.054;

n —火炬个数, 1个。

表 3.2-18 非正常排放情况一览表

项目	持续时间(h)	产生的污染物排放速率(kg/h)		年总排放量(kg/a)
火炬	0.5	非甲烷总烃	50	25
		SO_2	60	30
		NO_x	1350	675

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

3.2.11 清洁生产分析

3.2.11.1 清洁生产技术和措施分析

3.2.11.1.1 钻井工艺清洁生产工艺

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

(2) 作业井场采用泥浆循环系统; 钻井废水循环回收罐等环保设施, 工业废水回用率达到 90%以上, 钻井液循环率达到 95%以上, 最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。具体做法为:

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

②钻井过程中使用小循环, 转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用。

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

④开钻前对井场应急池等做防渗漏处理。

⑤配备先进完善的固控设备, 并保证其运转使用率, 保证其性能优良, 减

少废弃泥浆产生量。

(3) 采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

(4) 设置井控装置(防喷器等)，防止井喷事故对环境造成污染影响。

(5) 钻井废水、废钻井泥浆等钻井废物暂存均控制在井场范围内，采用泥浆不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。

(6) 井场设有应急池，为防渗设计，用于事故等非正常工况下泥浆的存放。

(7) 钻井新鲜水使用量低于国家要求的清洁生产标准

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

3.2.11.1.2 运行期清洁生产工艺

(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量间、集气站，最终进入轮三联合站及桑南处理站集中处理，全过程密闭集输，降低损耗，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，避免油气喷出。

④ 对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤ 井下作业过程中，对产生的散落原油和废液采用循环作业罐(车)收集。

⑥ 井下作业过程中铺防渗土工膜防止原油落地。

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

(2) 节能及其它清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

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

④采用高效加热设备，合理利用能量，降低生产运行能耗损失；

⑤采用自动化管理，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。

本次评价采用《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，分别对钻井作业、井下作业、采油作业等三个油田开发阶段进行清洁生产指标分析，油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表3.2-19及表3.2-20。

表 3.2-19 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目评价	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	20	占地面积	m ²	8	符合行业标准要求	符合	8
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	12	≤25	≤23	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：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

续表 3.2-19 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
(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	m³/100m 标准进尺	10	≤10	≤2	10
		柴油机烟气排放 浓度	-	5	符合排放标 准要求	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	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 3.2-20 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						本工程	
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	30	作业液消耗	m³/井次	10	≤5.0	符合	10
		新鲜水消耗	m³/井次	10	≤5.0	符合	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	10
(2)生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
(3)资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
(4)污染物产生指标	25	作业废液量	kg/井次	10	≤3.0	符合	10
		石油类	kg/井次	5	甲类区：≤10； 乙类区：≤50	≤50	5
		COD	kg/井次	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	≤150	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50； 乙类区：≤70	≤70	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	本工程	
(1)生产工艺及设备要求	40	防喷措施		有效	5	5	
		地面管线防刺防漏措施		按标准试压	5	5	
		防溢设备(防溢池设置)		具备	5	5	
		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	10	10	
		防止落地原油产生措施		具备原油回收设施	10	10	
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证			15	15	
		开展清洁生产审核			20	20	
		制定节能减排工作计划			5	5	
(3)贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求			20	20	

表 3.2-21 采油作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本项目	
						实际值	得分
(1)资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油： ≤65 稠油： ≤160	58	30
(2)资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	30	5
		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	150	5
		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	本项目得分	
(1)生产工艺及设备要求	45	井筒质量			5	5	
		采油	套管气回收装置		10	10	
			防止落地原油产生措施		10	10	
		采油方式	采油方式经过综合评价确定		10	10	
		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	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	5	
		开展清洁生产审核并通过验收			20	20	
		制定节能减排工作计划			5	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	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况			5	5	
		老污染源限期治理项目完成情况			5	5	
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况			5	5	

由表 3.2-21 计算得出：本工程钻井作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采油作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 94 分，达到 $P \geq 90$ ，属于清洁生产先进企业。

3.2.11.2 清洁生产结论

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

3.2.12 三本账

本工程“三本账”的情况见表 3.2-22。

表 3.2-22 本工程“三本账”的情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
现有工程排放量	3.86	9.28	29.66	9.05	0.092	0	0
本工程新增排放量	0	0	0	2.81	0.04	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0	0
本工程实施后排放量	3.86	9.28	29.66	11.86	0.132	0	0
本工程实施后增减量	0	0	0	+2.81	+0.04	0	0

3.2.13 污染物总量控制分析

3.2.13.1 总量控制因子

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

废气污染物：VOCs。

废水污染物：COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 。

3.2.13.2 本工程污染物排放总量

本项目在正常运行期间，轮古 15、轮古 8 井区采出水随油气混合物输送至轮三联合站污水处理系统处理，轮古 100 井区、轮古东区域采出水随油气混合物输送至桑南处理站污水处理系统处理，均达到《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；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。本项目无废水外排，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)，挥发性有机物(VOCs)是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。本标准采用非甲烷总烃作为VOCs排放控制项目。根据计算，项目运营期井场、站场无组织VOCs(即非甲烷总烃)排放量估算为2.81t/a。

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

3.2.13.3 污染物总量分析

项目污染物总量指标见表 3.2-23。

表 3.2-23 项目污染物总量指标一览表

类别	污染物名称	项目排放量(t/a)
废气	VOCs	0
废水	COD	0
	NH ₃ -N	0

3.3 依托工程

3.3.1 轮三联合站

(1) 轮三联合站概况

轮三联合站于 2005 年 7 月 19 日建成投产，主要负责接收轮西、轮古 7、轮古 2 等的来液。轮三联混合原油处理设计规模 50×10⁴t/a，掺稀能力 30×10⁴t/a，采出水处理规模为 1000m³/d，注水规模 1000 m³/d。轮三联合站于 2005 年 1 月 7 日取得原国家环境保护部批复(环审[2005]20 号)，并于 2007 年 10 月 16 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅验收(新环监验[2007]32 号)。

轮三联站内原油处理采用热化学沉降脱水工艺，来液首先进入生产分离器脱除天然气，含油水经原油换热器加热、静态混合器后进入电脱水器，低含水油再进入大罐沉降脱水至合格油，然后计量后外输。

稀油自东河油田稀油在轮三联合站经计量后，进入 2000m³稀油罐，用于轮古 15 井区和 LG7 井区井下掺稀油降粘。

轮三联热化学沉降罐来的采出水和净化油罐来的采出水，经 2000m^3 沉降罐后，通过输水泵输至油区回注井；或通过喂水泵、注水泵提压后进入注水系统。采出水处理规模为 $1000\text{m}^3/\text{d}$ ，采出水通过输水泵回注至油区回注井。

(2) 依托可行性

轮三联合站运行负荷见表 3.3-1。

表 3.3-1 轮三联合站运行负荷统计表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	本项目需处理量	依托可行性
1	原油 $10^4\text{t}/\text{a}$	50	6	12%	44	16.2	可依托
2	采出水 m^3/d	1000	400	40%	600	432	可依托

由上表可知，因此轮三联合站处理能力可满足本工程生产需求。

3.3.2 桑南处理站

(1) 基本情况

桑南油气处理站集原油集输、天然气净化处理、采出水回注为一体，1993 年 10 月原油处理装置投产，2005 年 4 月天然气净化装置投产，主要接收桑塔木油田 5 座计量站、2 座集气站、1 座转油站及站外单井的来液。桑南油气处理站于 2004 年 8 月 31 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环自函[2004]420 号)，并于 2006 年 10 月 10 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅验收(环自验[2006]11 号)。

(2) 工艺流程

原油处理系统：桑南油单元处理能力 $50 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ ，主要负责接收处理桑塔木油田 1#-5# 计量间来油以及解放渠东油田来低含水油，同步处理气单元分离出的凝析油，经脱水换热器升温后，进入三相分离器进行油气水分离，原油脱水至 $\leq 0.5\%$ ，增压外输至轮一联。

天然气处理系统：桑南气单元处理能力 $150 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。低压天然气进站后，经计量、分离、增压后和高压天然气混合，统一进入原料气分离器和过滤分离器，再进入 MDEA 循环吸收塔进行脱硫，塔顶净气经丙烷蒸发制冷、低温分离进行脱水脱烃，干气输往轮南，MDEA 富液进入再生塔再生，同时为防止脱水脱

过程中形成水化物，加入乙二醇进行防冻，配套有乙二醇再生装置；脱出的轻烃掺混进原油管道统一外输至轮南。

采出水处理系统：采出水处理系统设计规模 $3100\text{m}^3/\text{d}$ 。含油污水在 3000m^3 沉降水罐重力沉降后，进入 200m^3 注水罐最终回灌地层。采出水处理站目前运行良好，能满足生产的要求。

(3) 依托可行性

桑南处理站运行负荷见表 3.3-2。

表 3.3-2 桑南处理站运行负荷统计表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	本项目需处理量	依托可行性
1	原油 $10^4\text{t}/\text{a}$	50	12.7	25.4%	37.3	1.02	可依托
2	天然气 $10^4\text{m}^3/\text{d}$	150	32	21.3%	118	85	可依托
3	采出水 m^3/d	3100	1230	39.7%	1870	510	可依托

由上表可知，因此桑南处理站处理能力可满足本工程生产需求。

3.3.3 轮南油田钻试修废弃物环保处理站

(1) 轮南油田钻试修废弃物环保处理站概况

轮南钻试修废弃物环保处理站(简称“环保站”)位于轮台县轮南镇，主要用于处理周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液，于 2016 年 11 月 7 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函[2016]1626 号)，2020 年 6 月 25 日取得巴州生态环境局的验收意见(巴环评函[2020]220 号)。

2017 年 11 月 30 日开始投用，处置的废弃物主要包括钻井聚磺泥浆体系固废及钻试修废水，年处理达标固相可达 12万 m^3 ，处理后的固相用于铺设油田道路、井场等。站内有一套撬装化钻井聚磺泥浆体系固废处理装置和一套撬装化钻试修废水处理装置，站内辅助工程为钻井聚磺泥浆体系固废暂存池、污水暂存池、隔油池、简易注水站、回注水输送管线等辅助设施。

(2) 钻井聚磺体系泥浆钻井岩屑处理工艺

采用高温氧化处理技术对钻井聚磺体系泥浆钻井岩屑进行无害化处置，即通过高温氧化窑内的高温环境(850°C 以上)使钻井固废中的有机质等有毒

有害物质氧化、分解，彻底破坏其毒害性，从而达到无害化处理的目的。处理后的固体废物满足新疆维吾尔自治区地方标准《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)中控制指标要求。主要工艺流程包括备料、物料预烘、高温氧化、烟气净化及飞灰固化等工序。具体流程见图 3.3-1。

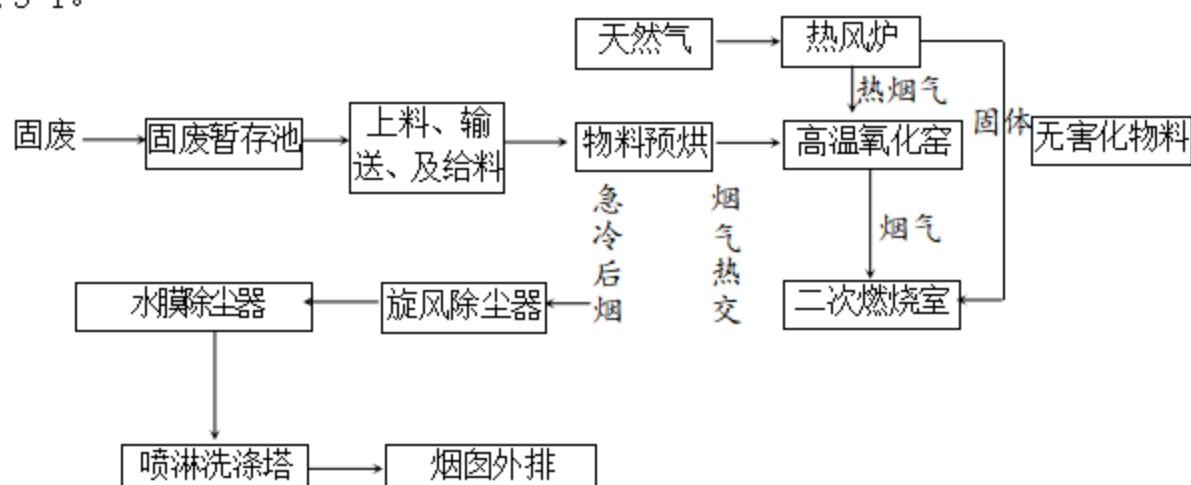


图 3.3-2 环保站钻井聚磺体系泥浆固废处理工艺流程图

(3) 钻试修废水处理工艺

采取“均质除油+絮凝沉淀+过滤”工艺对废水进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的回注水质指标要求，用于轮古油气田油层回注用水。

(4) 依托可行性

轮南油田钻试修废弃物环保处理站运行负荷见表 3.3-3。

表 3.3-3 轮南油田钻试修废弃物环保处理站运行负荷统计表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	本项目需处理量	依托可行性
1	废磺化泥浆及钻井岩屑	400m ³ /d	240m ³ /d	60%	160m ³ /d	30m ³ /d	可依托
2	压裂废水	500m ³ /d	305	61%	195m ³ /d	7.9m ³ /d	可依托

综上所述，轮南油田钻试修废弃物环保处理站富余处理能力可以满足本项目处理要求，依托现有轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理可行。

3.3.4 塔里木油田绿色环保站

(1) 基本情况

塔里木油田绿色环保站位于巴音郭楞蒙古自治州轮台县轮南镇轮南供水末站以北、轮南 202 井以东，2011 年投入运营，占地面积 18560m²，设计处理能力 10500m³/a，站内设间歇式三级混合洗涤装置一套，6000m³ 含油污泥储存池一座。由下属公司（新疆沙运环保工程有限公司-危险废物经营许可证的编号 6528220033）总组织承包和运营。塔里木油田绿色环保站于 2010 年 5 月 17 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环评价函[2010]251 号），并于 2014 年 6 月 3 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅验收（新环函[2014]673 号）。

(2) 工艺流程

塔里木油田绿色环保站采用国内领先水平的热洗和萃取法，即采用物理加化学法将含油污泥中的油和泥沙进行分离、萃取出来，并配合先进的间歇式三级混合洗涤工艺，处理后的还原土中重金属等毒性成分低于《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》（GB5085.3-2007）、《危险废物鉴别标准 毒性物质鉴别》（GB5085.5-2007）中各项毒性鉴别指标，并达到《关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知》（新环发[2016]360 号）及《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）规定要求后，由油田公司统一用于油田作业区内铺设道路及井场。

(3) 依托可行性

塔里木油田绿色环保站运行负荷见表 3.3-4。

表 3.3-4 塔里木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
3	污油泥处理系统(m ³ /a)	10000	6500	3500	3.5	可行

综上可知，塔里木油田绿色环保站富余处理能力可以满足本项目处理要求，依托现有塔里木油田绿色环保站处理可行。

3.3.5 轮南固废填埋场

(1) 基本情况

2018 年底塔里木油田分公司在现有固废处理场西南侧新建 1 座固废填埋场，该垃圾填埋场主要服务范围为轮南镇、轮南作业区、桑吉作业区及轮南区域各承包商驻地，主要接收生活垃圾、一般工业固体废物以及建筑垃圾。设计建设建筑垃圾固废池 3 座，尺寸均为 $160\text{m} \times 80\text{m} \times 2.5\text{m}$ ，总容积 99000m^3 ；工业固废池 2 座，尺寸均为 $90\text{m} \times 60\text{m} \times 2.5\text{m}$ ，总容积 20000m^3 ；生活垃圾固废池 4 座，尺寸均为 $90\text{m} \times 60\text{m} \times 2.5\text{m}$ ，总容积 40000m^3 ；预留生活垃圾固废池 4 座。土堤分区边坡 1:2。新建固废填埋场工程总占地 257.4 亩，总投资 629.36 万元。新建垃圾填埋场日最大处理生活垃圾 5t、工业固废 13t、建筑垃圾 13t。生活垃圾固废池、工业固废池、建筑垃圾固废池设计使用年限分别为 10 年、15 年、15 年。轮南固废填埋场于 2018 年 2 月 28 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函[2018]241 号)，并于 2019 年 8 月 6 日塔里木油田分公司通过自主验收。

(2) 依托可行性

轮南固废填埋场运行负荷如见表 3.3-5。

表 3.3-5 轮南固废填埋场运行情况一览表

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	生活垃圾填埋池 (m^3)	40000	8000	32000	115.44	可行
2	工业垃圾填埋池 (m^3)	20000	3000	17000	7.35	可行

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

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

库车市位于天山中段南部，塔里木盆地北缘，地处东经 $82^{\circ}35'$ ~ $84^{\circ}17'$ ，北纬 $40^{\circ}46'$ ~ $42^{\circ}35'$ 之间，东与轮台县接壤，西与拜城县、新和县相邻，南与沙雅县、尉犁县毗邻，北隔天山山脉与和静县相望。县境南北最大长度 193km，东西最大宽度 164km，总面积为 15379km^2 。

本项目位于新疆阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，西北距库车市城区约 77km，北距轮台县城约 39km，北距轮南小区 3.5km，区域以油气开采为主。本项目地理位置见附图 1，周边关系见附图 2。

4.1.2 地形地貌

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

库车市在大地构造上处于天山地槽褶皱带与塔里木地台两大构造单元的接触部位，呈东西走向，在乌喀公路(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。平原带海拔小于 1200m。平均坡降 0.8%，自西北向东南倾斜。平原北半部自西向东是渭干河冲洪积平原、库车河洪积平原和东部的洪积扇群带，南部是塔里木河冲积平原。库车市绿洲北依天山，南临塔克拉玛干沙漠，地势由西北向东南倾斜，在地貌单元上属于库车河流域山前冲洪积平原，地势基本是北高南低，略偏东，地表平坦开阔。

油气田位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘，地势较为平坦，油气田区域在地形地貌上比较单一，平均海拔 900~1000m。

4.1.3 地质构造

本区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。

轮古西斜坡、中斜坡处于一级地貌单元，根据石炭系标志层厚度这一定量指标，结合古地理环境、古水动力分析，将研究区划分为 2 类一级地貌 6 类二级地貌，轮古西古潜山具有较典型的岩溶地貌特征，地形相对高差在 200~600m 左右，奥陶系顶面形态起伏变化强烈，高差悬殊，侵蚀沟谷与古地貌高地交错。对上述的二级地貌单元，结合古岩溶地貌的微地貌组合形态，又可分为若干种形态组合类型(即三级地貌单元)，三级岩溶地貌类型的成因类型主要有两种：

①以溶蚀作用为主；②以溶蚀-侵蚀作用为主。

轮古地区古生界断裂发育复杂。海西早期，受北西~南东向强烈挤压应力的作用，背斜高部位发育北东~南西走向的轮西断裂。为一条由南东向北西逆冲推覆的基底逆断裂，呈北东走向，平面延伸距离超过 2km；断层断面南东倾，上陡下缓，该断层活动时间长，断开层位较多，向上断至三叠系、向下断至震旦系直至基底；断层最大断距 200m，是控制区域构造的主断裂。

海西晚期末，在区域上南北向挤压应力的作用下，轮南断垒带和桑塔木断

垒带逐步抬升，在垒带南北两侧形成逆冲走滑断裂。印支期，在北东～南西向的剪切应力作用下，轮南断裂和桑塔木断裂继续活动，并形成了一系列共轭剪切走滑断裂。

由于受奥陶系碳酸盐岩的岩溶作用与喀斯特地貌形态的影响，井区内部小型断裂相对比较杂乱，且以逆断层为主，沿北东、北西、东西和南北方向均有发育。该类断层主要分布在奥陶系潜山地貌的沟梁交会处，特点是平面上延伸较短，纵向上断开的层位较少，仅限奥陶系内。

4.1.4 水文地质

塔克拉玛干沙漠所在的塔里木盆地是一个内流水系盆地，从周围山脉而来的全部径流都聚集在盆地自身之中，为河流和地下水层供水。沙漠下面的地下水多半有持续不断的水道，从西面流向东部的罗布泊。

工程所在区域基底地质构造主要为沙雅凸起和满加尔凹陷。沙雅隆起位于塔里木盆地北部，为塔北隆起的鞍部，西起阿克苏，东到库尔勒，东西长 460km，北以库尔勒-阿克苏公路为界，南到塔里木河一带，南北宽 10~50km。沙雅隆起南与阿瓦提-满加尔凹陷以轮台断裂为界，北与库车凹陷以轮台-新和断裂为界。第四系覆盖区，无基岩裸露，构造上相对比较稳定，只发育有隐伏背斜和断裂。满加尔凹陷位于塔里木盆地北部凹陷的中东部，西与跃进一号长垣相连，东临英吉苏凹陷和孔雀河斜坡，南北分别为塔中隆起和塔北隆起。该凹陷基底为前震旦系结晶变质岩系，盖层由震旦系至第四系组成。

4.1.5 地表水

评价区域内的地表水系主要为塔里木河水系，塔里木河是我国最长的内陆河流，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，位于天山以南，由塔里木盆地周边的叶尔羌河、喀什噶尔河、阿克苏河和孔雀河以及包括渭干河在内的 144 条河流汇集而成，流域总面积 103 万 km²，流域内 144 条大小河流的水资源总量为 429 亿 m³。水质的组成特点受地区自然条件的严格控制 and 近年来人为活动的影响，表现为矿化度高，水质偏碱性，含氟较高，矿化度枯水期最大。

本项目距离塔里木河最近约 15km。

4.1.4.2 水文地质

轮古油气田所在区域地下水补给以迪那尔河、塔里木河水侧向渗透及洪水泛滥补给为主。地下潜水埋深在 7m 以下。地下水水力坡度不大，为 0.2%~0.8%，地下水的径流方向与地层倾斜方向一致，由西北向东南缓慢径流。地下水的水平循环仅限于表层，30~60m 以下地下水基本处于停滞状态，水质矿化度不断增高，形成咸水。表层潜水垂直循环比较强烈，洪水期塔里木河漫流，补给地下水，使水质变淡，水位上升。

地下水排泄方式主要为地面蒸发和植物蒸腾，但不同地段具有不同的排泄特点。洪泛区蒸发主要在枯水季节，河间地段则常年进行，枯水季节河道以水平排泄地下水为主。但深层地下水基本得不到补给和循环，径流和排泄处于停滞状态，属于高矿化度封闭型水，其矿化度高，属难以利用的高矿化度地下水。

受地形和补给水源的影响，塔里木河两岸东西向带状分布着塔里木河第四系松散层空隙冲淡水 and 封闭型咸水。塔里木河冲积平原冲淡水型潜水主要分布在 30~60m 以上，属于单一潜水含水层，富水性较均匀，封闭型咸水主要分布在 60m 以下，矿化度高。

4.1.6 气候气象

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

轮台县主要气象数据见表 4.1-1。

表 4.1-1 轮台县多年主要气候要素一览表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1	年平均气温	10.6℃	7	年平均蒸发量	2070mm
2	年极端最高气温	41.4℃	8	年最大冻土深度	80cm
3	年极端最低气温	-36.0℃	9	年最多风向及频率	NE/13%
4	年均日照时数	2658h	10	年平均相对湿度	46%
5	日最大降水量	45.7mm	11	多年平均风速	1.6m/s
6	年平均降水量	65.6mm	--	—	--

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。据库车市气象站近 20 年观测资料统计，主要常规气象要素统计资料见表 4.1-2。

表 4.1-2 库车市多年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	41.5℃	9	10m 高最大风速	19.7m/s
3	极端最低气温	-27.4℃	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

评价区土壤类型主要以盐土草甸土、盐土林灌草甸土、结壳盐土、干旱盐土、荒漠风沙土等为主。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，土壤受地下水浸润，草甸植被发育良好，但类型简单，多见芦苇。盐化草甸土盐分表聚性强，常有 0.5~1.0cm 的盐结皮；盐化林灌草甸土其典型剖面特征是：表层有厚 4~5cm 的枯枝落叶层，以下为厚 10~15cm 的粗腐殖质层，颜色多呈暗灰棕色，该层下部与下层过渡处有时可以看到白色盐结晶，再下为腐殖质层，厚度不大，一般为 10cm 左右，颜色呈暗灰棕带褐，多有白色盐分，腐殖质层下的过渡层不明显，厚度更小，已具有弱潜育特征；盐土土壤中养分含量不高，有机质累积量少，植被以盐生和耐盐植物为主，有盐穗木、怪柳等植物，土壤含盐量较高，表聚性强，表层盐壳覆盖厚度一般在 3cm 左右；荒漠风沙土是发育于风成沙性母质的土壤，其主要特征是土壤矿质部分几乎全由细砂颗粒组成；剖面层次分化不明显，风蚀严重。

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、水土流失重点治理

区和预防区、新疆塔里木胡杨国家级自然保护区、新疆库车龟兹国家沙漠公园及塔里木胡杨林风景名胜区。

4.2.1 生态保护红线

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

本项目距离生态保护红线(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 550m，不在红线内。

4.2.2 水土流失重点治理区和预防区

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

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

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

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；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。

4.2.3 新疆塔里木胡杨国家级自然保护区

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

本项目 LG11-H12 井南距新疆塔里木胡杨国家级自然保护区 14km，不在保护区范围内。

4.2.4 新疆库车龟兹国家沙漠公园

新疆库车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，西北为库车市城区。沙漠公园规划总面积 20047 公顷，东西长约 37km，南北宽约 10km，距库车县城 100km。地理位置东经 83° 23′ 40″ ~ 83° 56′ 24.7″，北纬 41° 11′ 28″ ~ 41° 0′ 14.7″。2016 年，由原国家林业局以《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成为沙漠公园试点。

本项目 LG15-H46 井南距新疆库车龟兹国家沙漠公园 8.5km，不在沙漠公园内。

4.3 环境质量现状监测与评价

4.3.1 环境空气质量现状评价

4.3.1.1 基本污染物环境质量现状数据

本次评价收集了 2020 年 1 月 1 日至 2020 年 12 月 31 日期间巴音郭楞蒙古自治州例行监测点及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 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
PM_{10}	年平均质量浓度	70	95	135.7	超标
$\text{PM}_{2.5}$	年平均质量浓度	35	39	111.4	超标
SO_2	年平均质量浓度	60	7	11.7	达标
NO_2	年平均质量浓度	40	28	70.0	达标
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000	1500	37.5	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度	160	122	76.3	达标

表 4.3-2 巴音郭楞蒙古自治州环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率(%)	达标情况
PM_{10}	年平均质量浓度	70	79	112.9	超标
$\text{PM}_{2.5}$	年平均质量浓度	35	31	88.6	达标
SO_2	年平均质量浓度	60	5	8.3	达标
NO_2	年平均质量浓度	40	20	50.0	达标
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000	1000	25.0	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度	160	114	71.3	达标

由表 4.3-1、4.3-2 可知,项目所在区域 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 年均浓度值超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单(环境保护部公告 2018 年第 29 号)中二级标准要求,即项目所在区域为不达标区。

根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则 大气环境(HJ2.2-2018)〉差别化政策有关事宜的复函》(环办环评函[2019]590 号)及《关于将巴音郭楞蒙古自治州 吐鲁番市 哈密市 纳入执行〈环境影响评价技术导则大气环境(HJ2.2-2018)〉差别化政策范围的复函》(环办环评函[2020]341 号)要求,对阿克苏地区及巴音郭楞蒙古自治州实行环境影响评价差别化政策,可不进行颗粒物区域削减。本项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施,改善区域环境空气质量。

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状数据

(1) 监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)要求,结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征,本次评价引用《轮古油田轮古 7、8、100 井区开发调整方案环境影响报告书》中环境空气质量现状监测数据,监测点与本项目在同一区域,其监测数据能够反映本项目环境质量现状。监测点位基本信息见表 4.3-3,具体监测点位置见附图 8。

表 4.3-3 监测点位基本信息一览表

序号	监测点名称	坐标	方位/距离(km)	监测因子
				1 小时平均浓度
1	LG1-H11 井占地范围内 1#	*	*	非甲烷总烃、H ₂ S
2	LG801C 占地范围内 2#	*	*	
3	已建 LG7 集油站 3#	*	*	

(2) 监测时间及频率

监测时间:2021 年 6 月 28 日~7 月 4 日,监测 7 天。非甲烷总烃、H₂S 1 小时浓度每天采样 4 次,每次采样 60 分钟,具体为北京时间: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 4.3-4。

表 4.3-4 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	H ₂ S	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法 亚甲蓝分光光度法》	GB 11742-89	mg/m ³	0.005
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 604-2017	mg/m ³	0.07

(4) 各污染物环境质量现状评价

① 评价因子

评价因子为 H₂S、非甲烷总烃。

②评价方法

采用最大占标百分比，计算公式为：

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

式中： P_i —— i 评价因子最大占标百分比；

C_i —— i 评价因子最大监测浓度 (mg/m^3)；

C_{io} —— i 评价因子评价标准 (mg/m^3)。

③评价标准

非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准；硫化氢执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的标准。

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 4.3-5。

表 4.3-5 其他污染物环境质量现状评价表

点位名称	污染物	平均时间	评价标准 (mg/m^3)	监测浓度范围 (mg/m^3)	最大浓度占标率/%	超标率/%	达标情况
LG1-H11 井占地范围内 1#	H_2S	1 小时	0.01	*	*	0	达标
	非甲烷总烃	1 小时	2.0	*	*	0	达标
LG801C 占地范围内 2#	H_2S	1 小时	0.01	*	*	0	达标
	非甲烷总烃	1 小时	2.0	*	*	0	达标
已建 LG7 集油站 3#	H_2S	1 小时	0.01	*	*	0	达标
	非甲烷总烃	1 小时	2.0	*	*	0	达标

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

4.3.3 地下水环境现状监测

本次评价引用《轮古油田轮古 7、8、100 井区开发调整方案环境影响报告

书》环境影响评价期间开展的 6 个潜水质量现状监测数据。根据区域水文地质资料，评价区域存在承压水，但不具备饮用价值。

4.3.3.1 地下水质量现状监测

4.3.3.1.1 监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表 4.3-6，具体监测点位置见附图 8。

表 4.3-6 地下水监测点及监测因子一览表

序号	监测点名称	与项目关系 (km)	坐标	监测对象	所处功能区	监测与调查项目	
						检测分析因子	监测因子
1	LG-06	*	*	潜水	III类	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ ，共计 8 项	pH 值、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发酚、耗氧量、氨氮、总大肠菌群、细菌总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、氰化物、氟化物、硫化物、汞、砷、镉、六价铬、铅、石油类共 23 项
2	LG-09	*	*				
3	LG-11	*	*				
4	LG-18	*	*				
5	LG-19	*	*				
6	LN14-1CH	*	*				

4.3.3.1.2 监测时间及频率

监测点监测时间为 2021 年 7 月 21 日，监测 1 天，采样 1 次。

4.3.3.1.3 监测及分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2020)、《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。

4.3.3.2 地下水质量现状评价

4.3.3.2.1 评价方法

①采用单因子标准指数法，其计算公式为：

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

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{oi} ——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于 pH 值，评价公式为：

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

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

式中： P_{pH} ——pH 的标准指数，无量纲；

pH_i —— i 监测点的水样 pH 监测值；

pH_{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：执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准，石油类执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准。

4.3.3.2.2 水质监测及评价结果

(1) 地下水质量现状监测与评价

地下水质量现状监测与评价结果见表 4.3-12。

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					
			LG-06	LG-09	LG-11	LG-18	LG-19	LN14-1CH
pH 值	6.5~8.5	监测值	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*
总硬度	≤ 450	监测值	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*
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	*	*	*	*	*	*

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					
			LG-06	LG-09	LG-11	LG-18	LG-19	LN14-1CH
铁	≤ 0.3	监测值	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*
锰	≤ 0.1	监测值	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*
挥发性酚类	≤ 0.002	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	$\leq 3\text{MPN}/100\text{mL}$	监测值	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*
细菌总数	$\leq 100\text{CFU}/\text{mL}$	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	*	*	*	*	*	*
汞	≤ 0.001	监测值	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*
砷	≤ 0.01	监测值	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*
镉	≤ 0.005	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					
			LG-06	LG-09	LG-11	LG-18	LG-19	LN14-1CH
六价铬	≤0.05	监测值	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*
铅	≤0.01	监测值	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*
石油类	≤0.05	监测值	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*

由表 4.3-11 分析可知,监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物存在一定程度超标外,其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准;各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准要求。

总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物超标主要是由于该地区分布的地下水类型主要为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ 型,气候干旱,伴随着蒸发和土壤盐渍化的影响,导致超标。

(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		LG-06	LG-09	LG-11	LG-18	LG-19	LN14-1CH
监测值 (mg/L)	$\text{K}^+\text{+Na}^+$	*	*	*	*	*	*
	Ca^{2+}	*	*	*	*	*	*
	Mg^{2+}	*	*	*	*	*	*
	CO_3^{2-}	*	*	*	*	*	*
	HCO_3^-	*	*	*	*	*	*
	Cl^-	*	*	*	*	*	*
	SO_4^{2-}	*	*	*	*	*	*
毫克当量百分比(%)	$\text{K}^+\text{+Na}^+$	*	*	*	*	*	*
	Ca^{2+}	*	*	*	*	*	*
	Mg^{2+}	*	*	*	*	*	*

续表 4.3-8 地下水检测分析因子分析结果一览表 单位: mg/L

项目		LG-06	LG-09	LG-11	LG-18	LG-19	LN14-1CH
毫克当量百分比(%)	CO_3^{2-}	*	*	*	*	*	*
	HCO_3^-	*	*	*	*	*	*
	Cl^-	*	*	*	*	*	*
	SO_4^{2-}	*	*	*	*	*	*

根据地下水离子检测结果,评价区地下水阴离子以 Cl^- 、 SO_4^{2-} 为主,阳离子以 Na^+ 为主,水化学类型主要以 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型为主。

(3) 地下水质量现状监测结果统计分析

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

表 4.3-9 地下水监测统计分析结果一览表 mg/L pH(无量纲)

项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
pH 值	*	*	*	*	*	*
总硬度	*	*	*	*	*	*
溶解性总固体	*	*	*	*	*	*
硫酸盐	*	*	*	*	*	*
氯化物	*	*	*	*	*	*
铁	*	*	*	*	*	*
锰	*	*	*	*	*	*
挥发性酚类	*	*	*	*	*	*
耗氧量	*	*	*	*	*	*
氨氮	*	*	*	*	*	*
硫化物	*	*	*	*	*	*
总大肠菌群	*	*	*	*	*	*
细菌总数	*	*	*	*	*	*
亚硝酸盐	*	*	*	*	*	*
硝酸盐	*	*	*	*	*	*
氰化物	*	*	*	*	*	*
汞	*	*	*	*	*	*

续表 4.3-9 地下水监测统计分析结果一览表 mg/L pH(无量纲)

项目	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
砷	*	*	*	*	*	*
镉	*	*	*	*	*	*
铬(六价)	*	*	*	*	*	*
铅	*	*	*	*	*	*
石油类	*	*	*	*	*	*
氟化物	*	*	*	*	*	*

(4) 包气带质量现状监测

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
1	LG36C 井场内	土壤裸露处	0.2m	>500g	石油类	未检出

4.3.4 声环境现状监测与评价

4.3.4.1 声环境质量现状监测

(1) 监测点布设

为了说明场地声环境质量现状，本次在井场附近进行声环境质量现状监测数据，并对 LG36C 井场、LG15-18 计量间四周场界进行监测。具体布置情况见表 4.3-11，具体监测点位置见附图 8。。

表 4.3-11 噪声监测布置情况一览表

序号	监测点名称		监测点位(个)	监测因子
1	LG15-9-G2 井		1	L _{eq}
2	LG9-5 井		1	
3	LG8-H7井		1	
4	LN39-H4 井		1	
5	3号集气站		1	
6	LG36C 井场	东场界	1	
7		南场界	1	

续表 4.3-11 噪声监测布置情况一览表

序号	监测点名称		监测点位(个)	监测因子
8	LG36C 井场	西场界	1	L_{eq}
9		北场界	1	
10	LG15-18 计量间	东场界	1	
11		南场界	1	
12		西场界	1	
13		北场界	1	

(2) 监测因子

等效连续 A 声级 (L_{eq})。

(3) 监测时间及频率

昼间、夜间各监测一次。昼间监测时段为 8:00~24:00, 夜间监测时段为 24:00~次日 08:00。

(4) 监测方法

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中的规定进行。

4.3.4.2 声环境质量现状评价

(1) 评价方法

采用等效声级与相应标准值比较的方法进行, 项目所在区域井场执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类区标准, 现有 LG36C 井场、LG15-18 计量间厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 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 4.3-12。

表 4.3-12 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	LG15-9-G2 井	*	60	达标	*	50	达标
2	LG9-5 井	*	60	达标	*	50	达标

续表 4.3-12 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
3	LG8-H7井		*	60	达标	*	50	达标
4	LN39-H4 井		*	60	达标	*	50	达标
5	3号集气站		*	60	达标	*	50	达标
6	LG36C 井场	东场界	*	60	达标	*	50	达标
7		南场界	*	60	达标	*	50	达标
8		西场界	*	60	达标	*	50	达标
9		北场界	*	60	达标	*	50	达标
10	LG15-18 计量间	东场界	*	60	达标	*	50	达标
11		南场界	*	60	达标	*	50	达标
12		西场界	*	60	达标	*	50	达标
13		北场界	*	60	达标	*	50	达标

由表 4.3-12 分析可知, 声环境监测点监测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准要求; 现有 LG36C 井场、LG15-18 计量间厂界噪声监测值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中 2 类区标准。

4.3.5 土壤环境现状监测与评价

4.3.5.1 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, 本评价在占地范围内设置 5 个柱状样监测点、2 个表层样监测点, 占地范围外设置 4 个表层样监测点。土壤监测布点符合《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018) 中污染影响型项目布点要求。

(2) 监测项目

各监测点主要监测因子见表 4.3-13。

表 4.3-13 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	LG36C 井场内	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,蒽,二苯并[a,h]蒽,茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀) 共计 47 项因子
			中层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
			深层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	2	1 号计量间内	浅层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
			中层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
			深层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	3	LG8-H7 井场内	浅层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
			中层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
			深层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	4	LN39-H4 井场内	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)
	5	3 号集气站内	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,蒽,二苯并[a,h]蒽,茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀) 共计 47 项因子

续表 4.3-13 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	5	3号集气站内	中层样	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
			深层样	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
	6	LG38-H4井场内	表层样	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
	7	LG30-1井场内	表层样	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
占地范围外	8	LN30-2井南侧农田	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
	9	LG9-5井东南侧300m天然林	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
	10	LG34-H1井北侧100m	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
	11	LG15-9-G2井南侧100m	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

监测时间为 2022 年 3 月，采样一次。

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

检测分析及检出限见表 4.3-14。

表 4.3-14 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

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
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 mg/kg
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)	GCX-830 原子吸收分光光度计	0.01 mg/kg

续表 4.3-14 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

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
3	土壤	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》(HJ 1082-2019)	GGX-830 原子吸收分光光度计	0.5 mg/kg
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 mg/kg
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 mg/kg
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 mg/kg
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 mg/kg
8		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} mg/kg
9		氯仿			1.1×10^{-3} mg/kg
10		氯甲烷			1.0×10^{-3} mg/kg
11		1,1-二氯乙烷			1.2×10^{-3} mg/kg
12		1,2-二氯乙烷			1.3×10^{-3} mg/kg
13		1,1-二氯乙烯			1.0×10^{-3} mg/kg
14		顺-1,2-二氯乙烯			1.3×10^{-3} mg/kg
15		反-1,2-二氯乙烯			1.4×10^{-3} mg/kg
16		二氯甲烷			1.5×10^{-3} mg/kg
17		1,2-二氯丙烷			1.1×10^{-3} mg/kg
18		1,1,1,2-四氯乙烷			1.2×10^{-3} mg/kg
19		1,1,2,2-四氯乙烷			1.2×10^{-3} mg/kg
20		四氯乙烯			1.4×10^{-3} mg/kg
21		1,1,1-三氯乙烷			1.3×10^{-3} mg/kg
22		1,1,2-三氯乙烷			1.2×10^{-3} mg/kg
23		三氯乙烯			1.2×10^{-3} mg/kg

续表 4.3-14 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

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
24	土壤	1, 2, 3-三氯丙烷	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
25		氯乙烯			$1.0 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
26		苯			$1.9 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
27		氯苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
28		1, 2-二氯苯			$1.5 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
29		1, 4-二氯苯			$1.5 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
30		乙苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
31		苯乙烯			$1.1 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
32		甲苯			$1.3 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
33		间-二甲苯+对-二甲苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
34		邻-二甲苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
30		乙苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
31		苯乙烯			$1.1 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
32		甲苯			$1.3 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
33		间-二甲苯+对-二甲苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
34		邻-二甲苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
35	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 mg/kg
36		苯胺			0.09 mg/kg
37		2-氯酚			0.06 mg/kg
38		苯并[a]蒽			0.1 mg/kg
39		苯并[a]芘			0.1 mg/kg
40		苯并[b]荧蒽			0.2 mg/kg
41		苯并[k]荧蒽			0.1 mg/kg
42		蒽			0.1 mg/kg
43		二苯并[a, h]蒽			0.1 mg/kg
44		茚并[1, 2, 3-cd]芘	《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	0.1 mg/kg
45		萘			0.09 mg/kg

续表 4.3-14 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

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
46	土壤	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 mg/kg

4.3.5.2 土壤环境质量现状评价

(1)评价方法：采用标准指数法，其计算公式为：

$$P_i = C_i / S_i$$

式中：P_i—土壤中污染物 i 的单因子污染指数；

C_i—监测点位土壤中污染物 i 的实测浓度，单位与 S_i一致；

S_i—污染物 i 的标准值或参考值。

(2)评价标准

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

(3)土壤环境现状监测结果与评价

本工程所在区域土壤环境现状监测及评价结果见表 4.3-20、表 4.3-21。

表 4.3-15 占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表 单位：mg/kg

检测项目		检测结果					
		LG36C 井场内			3 号集气站内		
采样深度		0.2m	1.5m	3.0m	0.2m	1.5m	3.0m
pH		*	*	*	*	*	*
砷	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*	*	*
镉	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*	*	*

续表 4.3-15 占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表 单位:mg/kg

检测项目		检测结果					
		LG36C 井场内			3 号集气站内		
采样深度		0.2m	1.5m	3.0m	0.2m	1.5m	3.0m
pH		*	*	*	*	*	*
铬(六价)	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*	*	*
铜	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*	*	*
铅	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*	*	*
汞	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*	*	*
镍	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*	*	*
四氯化碳	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*	*	*
氯仿	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*	*	*
氯甲烷	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*	*	*
1, 1-二氯乙烷	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*	*	*

续表 4.3-15 占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表 单位:mg/kg

检测项目		检测结果					
		LG36C 井场内			3号集气站内		
采样深度		0.2m	1.5m	3.0m	0.2m	1.5m	3.0m
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	*	*	*	*	*	*
反-1,2-二氯乙烯	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*	*	*
二氯甲烷	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*	*	*
1,2-二氯丙烷	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*	*	*
1,1,1,2-四氯乙烷	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*	*	*
1,1,2,2-四氯乙烷	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*	*	*
四氯乙烯	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*	*	*

续表 4.3-15 占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表 单位:mg/kg

检测项目		检测结果					
		LG36C井场内			3号集气站内		
采样深度		0.2m	1.5m	3.0m	0.2m	1.5m	3.0m
1, 1, 1-三氯乙烷	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*	*	*
1, 1, 2-三氯乙烷	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*	*	*
三氯乙烯	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	*	*	*	*	*	*
	标准指数	*	*	*	*	*	*
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	*	*	*	*	*	*

续表 4.3-15 占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表 单位: mg/kg

检测项目		检测结果					
		LG36C井场内			3号集气站内		
采样深度		0.2m	1.5m	3.0m	0.2m	1.5m	3.0m
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	*	*	*	*	*	*
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	*	*	*	*	*	*

续表 4.3-15 占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表 单位:mg/kg

检测项目		检测结果					
		LG36C井场内			3号集气站内		
采样深度		0.2m	1.5m	3.0m	0.2m	1.5m	3.0m
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	*	*	*	*	*	*
蒽	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 占地范围内土壤现状监测及评价结果一览表 单位: mg/kg

检测项目		检测结果										
		1 号计量间内			LG8-H7 井场内			LN39-H4 井场内			LG38-H4 井场内	LG30-1 井场内
采样深度		0.2	1.5	3.0	0.2	1.5	3.0	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 4.3-17 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
LN30-2 井南侧农田	0.2m	监测值	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
LG9-5 井东南侧 300m 天然林	0.2m	监测值	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
LG34-H1 井北侧 100m	0.2m	监测值	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
LG15-9-G2 井南侧 100m	0.2m	监测值	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

由表 4.3-20 和 4.3-21 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)表 1 农用地土壤污染风险筛选值, 石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值。

4.3.6 生态环境调查与评价

4.3.6.1 生态系统结构和特征

轮古油气田位于天山南麓, 塔克拉玛干沙漠北部边缘, 该区域为天山山前

洪积倾斜戈壁平原与塔里木河北岸冲积平原之间的地带，地势较为平坦，局部有丘地和波状沙丘，海拔高度 950m。

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。项目区内土壤类型主要为风沙土和盐土。自然植被主要是怪柳群系。动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。生态系统类型以荒漠生态系统为主。

项目区内的生态环境十分脆弱，生态系统类型单一、稳定性较差、结构简单、环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力差。因此在工程开发过程中的保护重点为站场、管线及外部道路沿线地表植被及野生动物。项目区生态系统类型及结构特征见表 4.3-18。

表 4.3-18 工程区生态系统类型及结构特征

类型	生产者	消费者	分解者	食物链	自我恢复能力
荒漠生态系统	怪柳、盐穗木、骆驼刺、花花柴等植物	荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物	微生物	食物链短，营养级少，未形成食物网	差

4.3.6.2 土壤环境现状评价

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，评价区土壤类型主要以盐土草甸土、盐土林灌草甸土、结壳盐土、干旱盐土、荒漠风沙土等为主。项目区土壤类型图见附图。

(1) 盐化草甸土

盐化草甸土分布于评价区的轮古 15 区域，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，土壤受地下水浸润。草甸植被发育良好，但类型简单，多见芦苇。盐化草甸土盐分表聚性强，常有 0.5~1.0cm 的盐结皮。

(2) 盐化林灌草甸土

盐化林灌草甸土其典型剖面特征是：表层有厚 4~5cm 的枯枝落叶层，在林木茂密处，可厚达 20cm 或更多；以下为厚 10~15cm 的粗腐殖质层，颜色多呈

暗灰棕色，该层下部与下层过渡处有时可以看到白色盐结晶；再下为腐殖质层，厚度不大，一般为 10cm 左右，颜色呈暗灰棕带褐，多有白色盐分；腐殖质层下的过渡层不明显，厚度更小，有时也含有少量盐分，已具有弱潜育特征。

项目区盐化林灌草甸土主要分布在 3#集气站周边区域，主要生长怪柳、盐穗木等，也有稀疏的禾本科植被，如芦苇、骆驼刺等。

（3）结壳盐土、干旱盐土

结壳盐土分布于评价区的轮古 100 区域，干旱盐土分布于评价区的轮古 8 及 1#计量间附近区域。盐土土壤中养分含量不高，有机质累积量少，植被以盐生和耐盐植物为主，有盐穗木、怪柳等植物，土壤含盐量较高，表聚性强，表层盐壳覆盖厚度一般在 3cm 左右。

（4）荒漠风沙土

荒漠风沙土是发育于风成沙性母质的土壤。主要分布于项目区的轮古 7 区域，其主要特征是土壤矿质部分几乎全由细砂颗粒（直径在 0.25~0.05mm）组成；剖面层次分化不明显，风蚀严重；土壤处于幼年阶段。风沙土的成土作用经常受到风蚀和沙压，很不稳定，致使成土过程十分微弱，土壤性状与风沙堆积物无多大改变。

4.3.6.3 土地利用现状调查及评价

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，以确定项目区内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。项目区土地利用现状见附图。

拟建项目轮古 15 井区土地利用类型主要为低覆盖度草地和灌木林地，轮古 100 井区内主要为沙地和少量灌木林地，轮古 8 井区主要为灌木林地和盐碱地，轮古东区域土地利用类型主要为盐碱地和灌木林地还有小面积的耕地和沙地分布。项目区内景观生态体系较为脆弱，虽有一定的生产能力但受到干扰以后的恢复能力较弱。

4.3.6.4 植被环境现状调查及评价

4.3.6.4.1 区域自然植被区系类型

按中国植被自然地理区划，工程区属暖温带灌木、半灌木荒漠地带，塔里

木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。本区域生态环境条件较差，荒漠景观决定了该区域植被组成简单，类型单一，种类贫乏等特点，植被多为耐旱型，主要植被群系有多枝怪柳灌丛。

项目区位于天山南麓、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。根据现场勘察和以往研究资料，评价区分布的植物种类包括怪柳科（多枝怪柳、刚毛怪柳等）、禾本科（芦苇等）、豆科（疏叶骆驼刺）、藜科（假木贼）等。评价区高等植被有 43 种，分属 16 科。区域主要的野生植物具体名录见表 4.3-19，区域植被类型图见附图。

表 4.3-19 项目区及周边区域植物名录

科	种名	拉丁名
麻黄科	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i> Stapf
杨柳科	胡杨	<i>Populus euphratica</i>
	灰胡杨	<i>Populus pruinosa</i> Schrenk
	线叶柳	<i>Salix wilhelmsiana</i>
藜科	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>
	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>
藜科	盐节木	<i>Halocnemum shrobelaceum</i>
	盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>
	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
	碱蓬	<i>Suaeda salsa</i>
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	细叶虫实	<i>Corispermum heptapotamicum</i>
	星状刺果藜	<i>Bassia dasyphylla</i>
	假木贼	<i>Anabasis aphylla</i>
毛茛科	东方铁线莲	<i>Clematis orientalis</i>
豆科	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
	白花苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>
	苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>
	胀果甘草	<i>Glycyrrhiza inflata</i> Batal
	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>

续表 4.3-19

项目区及周边区域植物名录

科	种名	拉丁名
蒺藜科	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
怪柳科	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>
	刚毛怪柳	<i>Tamarix hispida</i>
	短穗怪柳	<i>Tamarix laxa Willd</i>
	多花怪柳	<i>Tamarix hohenackeri Bunge</i>
	长穗怪柳	<i>Tamarix elongata Ledeb</i>
胡颓子科	尖果沙枣	<i>Elacagnus oxycarpa</i>
	大沙枣	<i>Elacagnus Moorcroftii</i>
夹竹桃科	大花罗布麻	<i>Poacynum hendersonii</i>
	茶叶花	<i>Trachomitum lancifolium</i>
牛皮科	牛皮消	<i>Cynanchum auriculatum</i>
旋花科	打碗花	<i>Calystegia hederacea</i>
列当科	肉苁蓉	<i>Cistanche deserticola</i>
菊科	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
	盐生鸦葱	<i>Scorzonera Salsula</i>
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium kashgaricum</i>
	小薊	<i>Cirium setosum</i>
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科	芦苇	<i>Phragmites australis</i>
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophragmites</i>
	拂子茅	<i>Calamagrostis epigeios</i>
	赖草	<i>Leymus secalinus</i>

根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》(第一批)及《国家重点保护野生植物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 15 号),区域内分布的国家二级保护植物胀果甘草、肉苁蓉,灰胡杨、肉苁蓉、膜果麻黄、胀果甘草、罗布麻为自治区 I 级保护植物,项目占地范围及周边主要植被为多枝怪柳、芦苇、花花柴、骆驼刺、棉花等,工程占地范围内无保护植物。

4.3.6.4.2 评价区植被类型

本工程所在区域的自然植被主要有 3 种植被类型，即草甸植被、灌丛植被和森林；5 个群系，即多枝怪柳群系、刚毛怪柳群系、胡杨群系、芦苇群系及疏叶骆驼刺群系。各群系主要的群落特征如下：

(1) 多枝怪柳+刚毛怪柳群系

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

(2) 胡杨疏林+灰杨疏林群系

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

(3) 盐穗木+怪柳群系

主要建群种为盐穗木，多与木本盐柴类植物形成群落，分布的土壤多是沙漠化的盐土。在这种强烈盐渍化的土壤生境上，植物群落发育受到显著抑制；其灌木层高 1.5~2.0m，群落覆盖度在 5~8%之间。在灌木层下以多枝木本盐柴类植物的分布占优势，主要种类是花花柴、疏叶骆驼刺、盐爪爪等，草本植物主要是盐生鸦葱、芦苇等。

(4) 芦苇群系

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，常混生少量的花花柴等。群落发育良好，盖度 30%~50%，高度 20~100cm 不等，所处的土壤为沙壤—壤质的盐化草甸土，地下水埋深 3~6m。

(5) 疏叶骆驼刺群系

疏叶骆驼刺与耐盐禾草组成的群落分布在农田区空地及边缘的盐化草甸土上，骆驼刺多与小獐茅或芦苇组成群落。植被覆盖度在 20%~30%之间，混生有花花柴等。

(6) 人工植被群系

除了上述自然植被外，油区内道路、输变电路等基础设施齐全，为附近农民垦荒提供便利条件，局部新增耕地，主要种植棉花。

4.3.6.4.3 植物多样性调查

(1) 植被样方调查

自然植被实地调查中主要采用样地法和样方法。选择重点工程建设地点和有代表性植被类型作为调查样地，在样地中统计植物种类、群落结构等数据，详细记录样方中的植物种类、盖度、建群种等信息。本次评价共调查样方 15 个，现场调查植被样方见表 4.3-21。

表 4.3-21

样方调查结果汇总表

样方号	样地类型	坐标	海拔(m)	所属区县	盖度(%)			群落照片
					乔木层	灌木层	草本层	
*	胡杨林	*	960	轮台县	25	30	15	
*	怪柳	*	959	轮台县	-	35	10	
*	怪柳+疏叶骆驼刺	*	962	轮台县	5	15	25	

续表 4.3-21

样方调查结果汇总表

样方号	样地类型	坐标	海拔(m)	所属区县	盖度(%)			群落照片
					乔木层	灌木层	草本层	
*	怪柳	*	955	库车市	-	17	3	
*	怪柳	*	964	轮台县	-	18	-	
*	疏叶骆驼刺	*	961	库车市	-	-	23	

续表 4.3-21

样方调查结果汇总表

样方号	样地类型	坐标	海拔(m)	所属区县	盖度(%)			群落照片
					乔木层	灌木层	草本层	
*	柽柳	*	963	库车市	-	35	2	
*	裸地	*	965	库车市	-	2	-	
*	柽柳	*	962	库车市	75	-	10	

续表 4.3-21

样方调查结果汇总表

样方号	样地类型	坐标	海拔(m)	所属区县	盖度(%)			群落照片
					乔木层	灌木层	草本层	
*	农田	*	966	轮台县	-	-	-	
*	农田	*	974	库车市	-	-	-	
*	芦苇草丛	*	965	库车市	-	-	40	

4.3.6.4.4 植被利用现状评价

(1) 评价方法

本评价利用卫星遥感影像数据，采用归一化植被指数 (NDVI) 法，通过计算归一化植被指数 (NDVI)、植被覆盖度 (F) 和植被净第一性生产力 (NPP)，对本工程所在区域植物现状进行评价。

① 归一化植被指数 (NDVI)

归一化植被指数 (NDVI-Normal Different Vegetation Index) 通常用来反应植被覆盖、生长等信息，其计算公式如下：

$$NDVI = \frac{NIR - R}{NIR + R}$$

式中：NIR 为近红外波段，R 为红波段。

NDVI 的取值范围为 -1.0~1.0，一般认为 NDVI 大于 0.1 为有植被覆盖，由于该指数与植被密度呈正相关，因此 NDVI 值越大，表示植被覆盖情况越好。

② 植被覆盖度 (F)

植被覆盖度是反映植被最基本情况的指数，可利用 NDVI (N) 来计算植被覆盖度 (F)，其计算公式如下：

$$F \approx N^2$$

$$N = \frac{NDVI - NDVI_{\min}}{NDVI_{\max} - NDVI_{\min}}$$

式中：NDVI_{min} 指无植被像元的 NDVI 最小值；

NDVI_{max} 指无植被像元的 NDVI 最大值。

③ 生产力估算

植物总生产力是绿色植物在单位面积和时间内所累积的所有有机物的数量，其单位为 t/(hm²·a)，它代表从空气中进入植被的纯碳量，反映了植被生产能力。总生产力转换的有机物部分积累在植物体内，另一部分通过呼吸作用分解，为植物生长提供能量。用于物质积累的这部分生产力成为净生产力 (NPP)，本项目计算植物的生产力采用植物净生产力。

根据实际样方测算和现场调查，采用荒漠灌丛的平均生产力为 0.3t/

($\text{hm}^2 \cdot \text{a}$)，盐生草甸植被的平均生产力为 $1.8\text{t}/(\text{hm}^2 \cdot \text{a})$ ，疏林和灌丛植被的平均生产力为 $4.5\text{t}/(\text{hm}^2 \cdot \text{a})$ ，乔木植被的平均生产力为 $14.97\text{t}/(\text{hm}^2 \cdot \text{a})$ ，农业植被的平均生产力为 $3\text{t}/(\text{hm}^2 \cdot \text{a})$ 。

(2) 评价结果分析

① 数据分析

本评价选取数据主要采用生态价区范围内的 TM 遥感影像。运用 ENVI、ARCGIS 等软件对遥感数据进行辐射定标、几何纠正、数据镶嵌以及投影变化，精度在 0.5 个像元内，进而计算生态评价区范围内的 NDVI 植被指数、植被覆盖度(F)，得出本次生态评价区域的 NDVI 空间分布图，见附图。

② 评价结论

生态评价区域内 NDVI 指数范围为 $0.092 \sim 0.72$ ，植被覆盖度(F)范围为 $0.01 \sim 100\%$ 。为客观反映评价区内植被生长状况，将 NDVI 值按照 $0.092 \sim 0.10$ 、 $0.10 \sim 0.30$ 、 $0.30 \sim 0.50$ 、 $0.50 \sim 0.72$ 划分为 4 级，其中 $0 \sim 0.10$ 植被覆盖较差， $0.10 \sim 0.30$ 植被状况一般， $0.30 \sim 0.50$ 植被状况良好， $0.50 \sim 0.72$ 植被状况较好，同时得出各等级的植被覆盖度(F)，具体情况见表 4.3-22。

表 4.3-22 NDVI 植被指数生态评价结果一览表

级别	NDVI	F (%)	面积 (km^2)	所占比例 (%)	生态现状
1	$0.092 \sim 0.10$	$0 \sim 0.02$	2.2	0.14	植被状况较差，地表少土裸露
2	$0.10 \sim 0.30$	$0.02 \sim 10.97$	366.6	23.5	植被状况一般，土壤条件较好
3	$0.30 \sim 0.50$	$10.97 \sim 42.21$	1026.46	65.8	植被状况较好
4	$0.50 \sim 0.72$	$42.21 \sim 100$	164.74	10.56	植被状况良好，土壤及水分条件最好
总计	—	—	1560	100.00	—

由表 4.3-22 知，生态评价范围内级别 3 面积所占比例最高，为 65.8%，占到生态评价范围的大部分面积。因此生态评价范围内其 NDVI 指数主要在 $0.30 \sim 0.50$ 之间，覆盖度主要在 $10.97 \sim 42.21\%$ 之间。总体来说，本工程评价范围内植被状况较好。

4.3.6.5 野生动物现状评价

4.3.6.5.1 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。

4.3.6.5.2 野生动物栖息生境类型

拟建项目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。

4.3.6.5.3 野生动物的区系与分布

通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询，项目所在地区内分布的主要野生脊椎动物 23 种，其中两栖纲 1 种、爬行纲 3 种、鸟纲 13 种、哺乳纲 4 种、兽纲 3 中。主要动物名录见表 4.3-23。

表 4.3-23 项目区主要动物种类及分布

序号	目名	科名	属名	中文名	拉丁名	保护级别
两栖纲						
1	无尾目	蟾蜍科	蟾蜍属	绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>	
爬行纲						
2	有鳞目	鬣蜥科	沙蜥属	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>	
3	蜥蜴目	蜥蜴科	麻蜥属	密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>	
4	有鳞目	蜥蜴科	麻蜥属	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>	
鸟纲						
5	鸡形目	雉科	雉属	雉鸡	<i>Phasianus colchicus</i>	
6	鸽形目	鸠鸽科	鸽属	原鸽	<i>Columba livia</i>	
7	鸽形目	鸠鸽科	斑鸠属	灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	
8	雀形目	百灵科	角百灵属	角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	
9	雀形目	燕雀科	沙雀属	蒙古沙雀	<i>Rhodopechys mongolica</i>	
10	雀形目	椋鸟科	椋鸟属	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris</i>	
11	雀形目	鸦科	鸦属	寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	

续表 4.3-23 项目区主要动物种类及分布

序号	目名	科名	属名	中文名	拉丁名	保护级别
鸟纲						
12	雀形目	鸦科	鸦属	小嘴乌鸦	<i>Corvuacorone</i>	
13	雀形目	文鸟科	麻雀属	黑顶麻雀	<i>Passerammოდendri</i>	
14	雀形目	伯劳科	伯劳属	棕尾伯劳	<i>Laniusisabellinus</i>	
15	隼形目	鹰科	鹰属	苍鹰	<i>Accipiter gentilis</i>	国家二级,自治区Ⅱ级
16	隼形目	隼科	隼属	红隼	<i>Faloco timunculus</i>	国家二级,自治区Ⅱ级
17	雀形目	鸦科	地鸦属	白尾地鸦	<i>Podoces biddulphi</i>	国家二级,自治区Ⅱ级
哺乳纲						
18	兔形目	兔科	兔属	塔里木兔	<i>Lepusyarkandensis</i>	国家二级,自治区Ⅱ级
19	偶蹄目	牛科	瞪羚属	鹅喉羚	<i>Gazella subgutturosa</i>	国家二级,自治区Ⅱ级
20	食肉目	犬科	狐属	沙狐	<i>Vulpes corsac</i>	国家二级,自治区Ⅱ级
兽纲						
21	啮齿目	仓鼠科	沙鼠属	子午沙鼠	<i>Merionesmeridianus</i>	
22	啮齿目	跳鼠科	长耳跳鼠属	长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>	
23	啮齿目	仓鼠科	沙鼠属	怪柳沙鼠	<i>Meriones tamariscinus</i>	

根据《国家重点保护野生动物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号)及《新疆国家重点保护野生动物名录》,该区域共有国家级重点保护动物 6 种,自治区级重点保护动物 6 种,其中地区特有种中塔里木兔、白尾地鸦被列入保护名录,评价区域重点保护野生动物见表 4.3-24。

4.3.6.7 区域环境敏感目标调查及评价

4.3.6.7.1 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

本项目东南距离生态保护红线(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 550m, 不在红线内。其主要保护对象为土地沙化敏感区及生物多样性。本项目与生态保护红线位置关系见附图 4。

为防止项目建设对生态红线范围内生态环境带来不利影响, 本评价要求不得占用生态红线范围内用地, 管线不得穿越生态保护红线。

4.3.6.7.2 水土流失重点治理区和预防区

(1) 水土流失重点防治分区

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

(2) 水土流失现状

①根据《新疆维吾尔自治区 2018 年自治区级水土流失动态监测报告》, 库车市土地总面积 14529km², 水土流失总面积 5039.67km², 占市区总面积 34.69%, 轻度侵蚀面积达 3550.35km², 占市域水土流失总面积的 70.45%, 中度侵蚀面积达 429.52km², 占市域水土流失总面积的 8.52%, 强烈侵蚀面积达 931.75km², 占市域水土流失总面积的 18.49%, 极强烈侵蚀面积达 128.05km², 占市域水土流失总面积的 2.54%, 侵蚀类型主要有水力侵蚀、风力侵蚀和冻融侵蚀。其中风力侵蚀面积为 2927.75km², 占土地总面积的 20.15%, 冻融侵蚀面积为 1343.72km², 占土地总面积的 9.15%, 水力侵蚀面积为 768.20km², 占土地总面积的 5.29%。

项目区植被覆盖度较低, 从项目区环境概况、水土流失现状调查及引起的土壤侵蚀形势并结合《新疆维吾尔自治区 2018 年自治区级水土流失动态监测报告》判断得到项目区为轻度风力侵蚀, 根据《土壤侵蚀分级标准》(SL190-2007)

判断项目区(库车市区域)的原生地地貌土壤侵蚀模数为 $1500\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ ，容许土壤流失量为 $1500\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ 。

②根据《新疆维吾尔自治区 2018 年自治区级水土流失动态监测报告》，轮台县土地总面积 14185.00km^2 ，水土流失总面积 4329.87km^2 ，占县域总面积 30.52%，轻度侵蚀面积达 3936.19km^2 ，占全县水土流失总面积的 90.91%，中度侵蚀面积达 387.50km^2 ，占全县水土流失总面积的 8.95%，强烈侵蚀面积达 6.11km^2 ，占全县水土流失总面积的 0.14%，侵蚀类型主要有水力侵蚀和风力侵蚀。其中水力侵蚀面积为 697.04km^2 ，占土地总面积的 491%，风力侵蚀面积为 3632.83km^2 ，占土地总面积的 25.61%。

根据《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190—2007)，结合项目区的地理位置、地形地貌、气候特征、河流特征、土壤、植被及周围环境特点等具体情况进行分析，该区域水土流失类型以轻度风力侵蚀为主，土壤侵蚀模数背景值取为 $2000\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ 。根据现场调查及土壤侵蚀背景值，确定项目区(轮台县区域)容许土壤流失量取值为 $2000\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ 。

(3) 水土保持基础功能类型

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

(4) 水土流失预防范围

所在区域(轮台县县域)水土流失预防范围为：塔里木盆地北部山区天然林区、天然草场，国家及自治区确定的自然资源开发区域，天山南坡行业带，天然胡杨林区，绿洲外围的天然荒漠林草区，区域内国家及自治区级的自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要野生植物资源原生境保护区等。

(5) 水土流失预防对象

所在区域(轮台县县域)水土流失预防对象为：①天然林草、植被覆盖率较高的人工林、草原、草地。②主要河流的两岸河谷林草以及湖泊和水库周边植

物保护带。③植被或地貌人为破坏后，难以恢复和治理的地带。④水土流失严重、生态脆弱的区域可能造成水土流失的生产建设活动。⑤重要的水土流失综合防治成果。⑥重要野生植物资源原生境保护区。

(6) 水土流失预防措施

所在区域(轮台县县域)水土流失预防对象为：在塔里木河等主要河流产流、汇流区域加强对河谷林草的保护，对退化草场进行生态修复，合理利用草场资源，发展人工饲草料基地的建设，实施以电代柴工程，保护河谷林草。

(7) 水土流失治理范围与对象

所在区域(库车市及轮台县)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。

(8) 水土流失治理措施

所在区域(库车市及轮台县)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。

4.3.6.7.3 重点公益林

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

①库车市重点公益林

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,库车市重点公益林共有 2 个二级林种,其中水源涵养林 638113 亩,占重点公益林面积的 24.9%;防风固沙林 1924285 亩,占 75.1%。其重要原因是库车市为一个荒漠化、沙化严重的市,且处在塔克拉玛干沙漠边缘,而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。

全县共区划重点公益林林班 151 个,小班 2766 个,其中天山林场有 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。

②轮台县重点公益林

根据《新疆维吾尔自治区轮台县森林资源二类补充调查报告》国家级公益林(地)按保护等级划分,一级保护面积 41591.49 hm^2 ,占国家级公益林(地)面积的 21.06%;二级保护面积 155866.42 hm^2 ,占国家级公益林(地)面积的 78.94%。地方公益林(地)按林地使用权划分,均为国有,其面积为 24765.42 hm^2 。

评价区域内重点公益林主要是为防风固沙林,属于杜加依灌丛和稀疏灌丛,主要植物种类为怪柳,灌木层高度 2~3m,植被盖度为 30~55%,伴生有疏叶骆驼刺、盐穗木等。本工程与重点公益林位置关系图见附图 5。

4.3.6.8 区域主要生态问题

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

(1) 水土流失问题

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

(2) 土地荒漠化问题

土地荒漠化是发生在干旱半干旱地区的土地退化，是由于气候变化和人类活动等多种起因和发展的，表现为风蚀、水蚀和盐渍而导致土地的生产力下降和丧失，项目区荒漠化的形成主要是因风蚀所致。近年来，区域实施了退耕还林还草、沙化土地封禁保护等措施，土地沙化趋势明显减缓，局部生态环境状况明显改善。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

油田开发过程中施工内容主要为钻井工程、地面工程建设、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。

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。

施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，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，焊接作业时使用无毒低尘焊条，从而从源头减少设备和车辆废气及焊接烟气对环境的影响。

(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，依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2d 时间。

放喷期间油气通过分离器分离，凝析油进入罐储存，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 施工废气污染防治措施

(1) 施工扬尘污染防治措施

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

表 5.1-1 施工期扬尘污染防治措施一览表

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

(2) 机械设备和车辆废气污染防治措施

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

5.1.2 施工噪声影响分析

5.1.2.1 噪声源及其影响预测

(1) 施工噪声影响分析

① 施工噪声源强

本工程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、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 和类比油气田开发工程中井场、转油站、内部道路、管线铺设和钻井工程实际情况，本工程各类建筑施工机械产噪值及噪声监测点与设备距离见表 5.1-2。

表 5.1-2 施工机械产噪值一览表 单位：[dB(A)/m]

序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]	序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]
1	装载机	93/5	5	吊装机	95/5
2	推土机	86/5	6	钻机	100/1
3	挖掘机	84/5	7	泥浆泵	90/1
4	运输车辆	86/5	—	—	—

②施工噪声贡献值

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

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

式中： L_r ——距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

L_{r_0} ——距声源 r_0 处的 A 声压级，dB(A)；

r ——预测点与声源的距离，m；

r_0 ——监测设备噪声时的距离，m。

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

表 5.1-3 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]							施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
1	装载机	74.9	71.4	67.0	61.0	57.4	54.9	53.0	土石方 道路 管线
2	挖掘机	65.9	62.4	58.0	52.0	48.4	45.9	44.0	
3	推土机	67.9	64.4	60.0	54.0	50.4	47.9	46.0	
4	运输卡车	67.9	64.4	60.0	54.0	50.4	47.9	46.0	物料运输

续表 5.1-3 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]							施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
5	吊装机	76.9	73.4	69.0	63.0	59.4	56.9	55.0	设备安装
6	钻机	68.0	64.4	60.0	54.0	50.5	48.0	46.0	钻井
7	泥浆泵	58.0	54.4	50.0	44.0	40.5	38.0	36.0	

③影响分析

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。施工场地周边 500m 范围内无声环境敏感目标,因此施工噪声不会对周围声环境产生明显影响。

5.1.2.2 施工噪声污染防治措施

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

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

(2)应合理安排施工作业,避免高噪设备集中施工造成局部噪声过高。

(3)运输车辆进出工地、路过村庄时应低速行驶,少鸣笛或不鸣笛。

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

5.1.3 施工期固体废物影响分析

5.1.3.1 施工固废来源及影响分析

本工程主要包括钻井工程、地面工程和管线工程等,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、焊接及

吹扫废渣、施工人员生活垃圾。

①石方

本项目共开挖土方 32.49 万 m^3 ，回填土方 36.17 万 m^3 ，借方 3.68 万 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。新建站场和道路工程区需进行压盖，借方主要来源于轮台县周边砂石料厂，本工程不设置取土场。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
站场工程	1.37	1.60	0.23	轮台县周边 砂石料厂	0	—
道路工程	1.73	5.18	3.45		0	—
管道工程	29.40	29.40	0.00	0	0	—
合计	32.49	36.17	3.68	—	0	—

②钻井泥浆

本工程总废弃泥浆产生量为 16119 m^3 ，其中废水基膨润土泥浆 8704 m^3 ，废水基磺化泥浆 7415 m^3 。膨润土废弃泥浆采用收集池收集就地干化，用于修通井道路、铺垫井场；聚磺钻井液体系废弃泥浆拉运至轮南油田钻试修环保站妥善处理。

③钻井岩屑

本工程共计钻井 35 口，总岩屑产生量为 8160 m^3 ，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑 4624 m^3 ，水基磺化泥浆钻井岩屑 3536 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，拉运至轮南油田钻试修环保站处理。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。

④生活垃圾

本工程共计钻井 35 口，产生生活垃圾 115.44t，在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运轮南固废填埋场填埋处置。

⑤废机油

工程钻井过程中在钻井、设备检修时产生少量废机油，塔里木油田分公司对施工单位要求废油不落地，施工单位采取相应措施防止废油品落地，主要措施为柴油发电机、油品储罐、石油钻杆的贮存区等设备下方采取防渗措施。工程结束后，废油由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

每口钻井设备检修产生的废油产生量约为 0.3t，本工程新增含油废物 10.5t/a，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，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。

5.1.3.2 施工固废污染防治措施

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

(1) 钻井废弃物处理方案

严格执行塔里木油田分公司“塔里木油田公司钻井(试油、修井)环境保护管理办法”和《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)标准等相关要求。膨润土废弃泥浆采用收集池收集就地干化，聚磺钻井液体系废弃泥浆拉运至轮南油田钻试修环保站妥善处理，固相经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染物控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关限值要求后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼。

(2) 其它要求或方案

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

②施工单位应指派专人负责施工固体废物的收集及转运工作，不得随意丢弃；

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

④完井后，井场内废物必须全部进行清理、回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

(3) 废机油的控制与处置

钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料，废机油直接由设备接入铁质油桶中，不落地，暂存于撬装式危废暂存间中。废机油必须由具有资质的单位接收，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。

综上所述，按照本评价提出的防范措施妥善处置施工期产生的固体废物，不会对周围环境产生明显影响。

5.1.4 施工废水影响分析

项目施工期废水主要有钻井期产生的钻井废水、酸化压裂废水、地面工程和管线工程施工时产生的管道试压废水和少量生活污水等。

(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，根据类比目前轮古油气田钻井实际情况，本工程钻井35口，产生的钻井废水约为9037.5m³。

钻井废水由临时罐体收集，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

钻井工程当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝

中，通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率。压入地层的酸液会在排液测试阶段从井底返排出来，即为酸化压裂废水，类比区域内相同井深钻井项目，单个井场产生的酸化压裂废水约 80m^3 ，本工程共部署钻井 35 口，酸化压裂废水产生量约为 2800m^3 。

酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在回收罐内，加碱中和后拉运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置，做好污水出场进站的记录，禁止运输途中随意倾倒。

(3)管道试压废水

本工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，主要污染物为 SS，试压水由管线排出由罐收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

(4)生活污水

钻井期产生的生活污水水量小、水质简单，本工程钻井 35 口，生活污水共计产生量为 18470m^3 ，排入生活污水池暂存，定期拉运至轮三联合站及桑南处理站生活污水处理装置处理，禁止运输途中随意倾倒；地面工程和管线工程产生的生活污水主要为盥洗废水，水质简单产生量少，排入生活污水池暂存，定期拉运至轮三联合站及桑南处理站生活污水处理装置处理。

本工程施工期间无废水直接外排，项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

5.1.5 施工期生态影响分析

5.1.5.1 生态影响分析

本工程对生态环境的影响以施工期为主，施工期对于某一特定的生态环境有直接和间接的影响，但是从整体区域来讲，其影响是局部的，施工完成后将对施工作业带进行生态恢复，工程施工期环境影响是可以接受的。本次评价主要从占地影响、土壤影响、植被影响、野生动物影响、水土流失及特殊生态敏感区和重要生态敏感区影响等方面展开。

5.1.5.1.1 占地影响分析

本工程占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是站场及道路占地，临时占地主要为管道作业带占地等占地，本工程占用植被和土壤情况见表5.1-5。

表5.1-5 本工程占用植被和土壤情况表 单位：hm²

序号	工程内容	占地面积(hm ²)		占用植被类型	备注
		永久占地	临时占地		
1	井场	4.08	37.8	多枝桤柳群系为主，部分井场占用农田	包含新钻井永久及临时占地，老井侧钻临时占地
2	3#集气站	0.24	0	多枝桤柳群系为主	—
3	1#计量站	0.24	0	多枝桤柳群系为主	—
4	管线工程	0	117.6	同井场特征	集油管线147km，作业带宽度按8m计
5	道路工程	17.25	0	同井场特征	井场道路34.5km，宽度5m计
合计		21.81	155.41	—	—

表5.1-6 本工程占用土地利用类型情况表 单位：hm²

序号	占地类型	占地面积(hm ²)		比例
		永久占地	临时占地	
1	耕地（非基本农田）	0.12	0.78	0.5%
2	林地	11.78	83.92	54%
3	草地	7.85	55.95	36%
4	未利用地	2.06	14.76	9.5%
合计		21.81	155.41	100%

永久占地使原先土壤-植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。本工程永久占地和临时占地分别为21.81hm²和155.41hm²，施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，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。

5.1.5.1.2 对土壤环境影响

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

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。

5.1.5.1.3 对植被的影响分析

从本项目各单项工程占地统计分析，道路建设的永久占地面积最大，又属于线性工程，对野生植被生境的分割作用明显，影响最大。管线建设无永久占地，临时占地面积虽然较大，但施工结束后，通过生态恢复措施，可逐步恢复至原始状态，对野生植被影响较小。井场分布十分分散，且单位占地面积较小，其对野生植被生境的破坏效应较小。

(1) 管线建设对野生植被影响分析

管线建设全部为临时占地，总占地面积为 117.6hm²，以灌木林地、草地为主。在管线建设中，管沟范围内地上部分植物根系均被开挖铲除，同时还会伤及附近植物的根系。施工带两侧的植被由于挖掘出的土石方堆放、施工车辆和机具的碾压，会造成植物地上部分破坏甚至死亡。根据当地的自然条件，通过植被恢复措施，天然植物恢复或表土形成相对稳定的结构并发挥水土保持功效约需要 3~5 年。在事故状态下，油品泄漏引起的火灾事故将影响事故点周围植

被生长。

(2) 井场、站场建设对野生植被影响分析

井场及站场建设永久占地面积为 4.56hm^2 ，临时占地面积为 37.8hm^2 ；井场、站场建设因场地清理，植物全部损失，由于场站永久占地面积较小，且临时占地在 3~5 年可实现植被恢复，总体分析，井场及站场建设对野生植被影响有限。

(3) 对重点保护植物的影响分析

根据相关资料，重点保护植物主要分布于塔里木河沿岸等地有少量分布，距离井场及管线较远；工程占地范围内未发现保护植物，工程建设对其基本无影响。为切实保护占地范围内重点保护植物，本次评价要求加强施工管理，严格划定施工范围；加强野生珍稀保护植物科普宣传和环保教育，施工过程中如在施工范围内发现有珍稀保护植物分布，应及时将其移植，避免工程施工对它们的破坏。采取以上措施后，工程施工对野生保护植物影响可控。

(5) 对生物量的影响分析

本工程永久占地面积 21.81hm^2 ，临时占地 155.41hm^2 ，本工程站场、管线及道路施工区域以农田、林地、草地及未利用地为主。永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \cdot W_i$$

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

生物量损失见表 5.1-7。

表 5.1-7 项目建设各类型占地的生物量损失

植被类型	平均生物量 (t/hm^2)	面积(hm^2)		生物量(t)	
		永久占地	临时占地	永久植被损失	临时植被损失
农田	3	0.12	0.78	0.36	2.34
盐化草甸	1.8	11.78	83.92	21.20	151.06
疏林和灌丛	4.5	7.85	55.95	35.33	251.78
荒漠灌丛	0.3	2.06	14.76	0.62	4.42
合计		21.81	155.41	57.51	409.60

本工程的实施，将造成 57.51t 永久植被损失和 409.60t 临时植被损失。

5.1.5.1.4 对野生动物的影响分析

本项目实施后，受地面工程的修建、油气开采活动及人类活动干扰影响，荒漠地区的自然生态环境会有一定程度的退化，荒漠生态系统会遭受一定的损伤和破坏，野生动物的生境、生活习性和规律会受到干扰影响。

随着地面工程的开发强度增大，道路、管线等线性工程施工会对野生动物的活动产生一定阻隔，仅使其部分休憩地点缩减，施工期噪声会对周边活动和休憩的野生动物产生一定扰动影响，如建设施工噪声、油气开发噪声、交通运输噪声等，随着油气开发逐步完善，对周边活动和休憩的野生动物产生轻微的干扰影响趋于稳定，且野生动物能逐渐适应该影响，以做出替代的栖息、迁徙、取食策略。

发生突发环境事件时，如原油及天然气的泄漏，可能影响区域内的野生脊椎动物的生存环境。当发生井喷时，井场周围范围以内的各种小型脊椎动物会因躲避不及造成死亡，局部区域可能影响到的只是一些啮齿类动物、爬行动物和小型鸟类，对大中型动物，特别是对重点保护野生动物不会造成影响。如果发生火灾，由于生态环境及空气环境的变化，短时间内会使事故周围动物的分布数量下降。

对于国家二级保护野生动物，要重点加强保护，对于现有一般的野生动物，其繁殖性较强，较容易在规划实施后找到替代生境，不存在种群消失或灭绝风险。本次现场踏勘在项目范围内，尤其是人员分布密集的现有地面工程集中分布区未见重点保护野生动物活动踪迹。本次评价要求项目建设应严格落实本次评价提出的各项环境保护措施、环境管理要求等。在此基础上，可将项目实施对野生动物的影响降到最低。

5.1.5.1.6 对水土流失影响分析

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

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

5.1.5.1.7 特殊生态敏感区和重要生态敏感区影响分析

(1)对生态保护红线影响分析

本项目距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 550m，不在红线内。

根据生态保护红线划定结果，本项目井场、井场道路、管线在选址选线中充分考虑了避让红线，本项目工程内容均没有占用和穿越生态保护红线，同时做好施工期和运行期的生态保护，项目对生态保护红线的影响可以接受，不会导致生态保护红线生态功能发生明显改变，满足生态保护红线“面积不减少、性质不改变、功能不降低”的有关要求。

(2)对重点公益林影响分析

工程所在区内分布的重点公益林类型为灌木林地，主要是为杜加依灌丛和稀疏灌丛，主要植物种类为柽柳、花花柴、盐穗木等，植被盖度为 20~35%，群落中偶有零星胡杨出现，主要作用为防风固沙和沙漠化防治，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，本项目不占用国家一级公益林。由于项目建设所占用树种组成较为单一，林型、林龄均与周围临近地段的植被生长状况一致，由项目建设导致的公益林破坏，对区域公益林的林分及结构特征影响较小。同时，本项目使用公益林的林地面积相对沿线公益林分布面积比例较小。

建设需严格按照《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法

(试行)》(新林资字[2015]497号)要求,不得占用国家一级公益林;井场及管道沿线两侧范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行,井场及管道施工穿越林地所造成的林业损失既是一次性的,又是永久性的,因此,要求管线在选线设计、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。开挖管沟缩短施工作业范围,应将作业带宽度控制在8m范围内;管线及道路尽量沿现有油田道路布置,减少破坏原生植被,将重点公益林的影响降到最低。

5.1.5.2 防沙治沙分析及措施

5.1.5.2.1 项目背景说明

(1)项目名称(主体工程、附属工程)、性质、规模、总投资等要素

本项目性质属于改扩建项目,项目总投资151300万元。建设内容包括:主要建设内容为:①钻井工程:部署新井35口(新钻井34口,老井侧钻1口);②地面工程:新建井场35座、计量间1座、集气站1座、8井式阀组5座;③集输管线:新建单井集输管道125km,集输干线22km;④配套建设自控、通信、电气、防腐、道路等辅助设施。本工程建成投产后,设计年产油 $17.22 \times 10^4 \text{t}$ 、年产气 $2.55 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

(2)项目区地理位置、范围和面积(附平面图)

本项目位于新疆阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内,西北距库车市城区约77km,北距轮台县城约39km,北距轮南小区3.5km。项目平面布置情况见附图。

(3)项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

本项目位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘,地势较为平坦,油气田区域在地形地貌上比较单一,平均海拔900~1000m。项目区主要植被为柽柳、盐穗木、骆驼刺等。所在区域河流主要为塔里木河,距离塔里木河最近约15km。评价区域地下水补给以迪那尔河、塔里木河水侧向渗透及洪水泛滥补给为主。地下潜水埋深在7m以下。地下水水力坡度不大,为0.2%~0.8%,地下水的径流方向与地层倾斜方向一致,由西北向东南缓慢径流。。

(4)项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

轮台县沙化土地总面积为 312054.54hm²，占轮台县国土总面积的 22.35%。其中：流动沙地 64374.61hm²，占 20.63%；半固定沙地 99721hm²，占 31.96%；固定沙地 18744.87hm²，占 6%；戈壁 129214.18hm²，占 41.41%。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 hm²，其中完成退耕封育保护 0.44 万 hm²；荒漠林封育保护 5.92 万 hm²；草地改良保护 0.33 万 hm²。

5.1.5.2.2 项目实施过程中对周边沙化土地的影响

(1) 占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

本工程永久占地面积 21.81hm²，临时占地面积 155.41hm²，其中荒漠化土地面积为 4.2m²，占总占地面积的 2.4%。

(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，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和林地，永久占地及临时占地范围均不涉及已建设的防沙治沙设施。

(4) 可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

项目施工期主要包括钻井工程和地面工程，钻井工程包括池体开挖、场地平整、井场道路等，地面工程包括管沟开挖等。池体开挖、场地平整及井场道路施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。管沟开

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

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

5.1.5.2.3 防沙治沙内容及措施

(1) 采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》(2018年11月14日修订)；

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

③《防沙治沙技术规范》(GB/T21141-2007)；

(2) 制定方案的原则与目标

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

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

(3) 工程措施(物理、化学固沙及其他机械固沙措施)

针对部分井场、管输、道路周边若基本无植被覆盖区域，采取防沙治沙措施，设置草方格，防止土地沙漠化。

(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农田区域，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管沟开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘。③管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。⑤农田施工区域，采取分层开挖、分层回填措施，避免破坏区域农田土壤肥力。

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

(6) 各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

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

5.1.5.2.4 方案实施保障措施

(1) 组织领导措施

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

(2) 技术保证措施

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。

(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 105 万元，由塔里木油田分公司自行筹措，已在本工程总投资中考虑。

(4) 生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，预计轮古油气田植被覆盖度能维持现状，沙化土地扩展趋势得到一定的遏制，区域生态环境有所改善，农田得到有效保护。

5.1.5.3 生态环境影响减缓措施

5.1.5.3.1 永久占地生态环境保护措施

①严格遵守国家和地方有关动植物保护和防治水土流失等环境保护法律法规，最大限度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。

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

③占用耕地应按《中华人民共和国土地管理法》第三十条的规定实行占用耕地补偿制度。

④对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

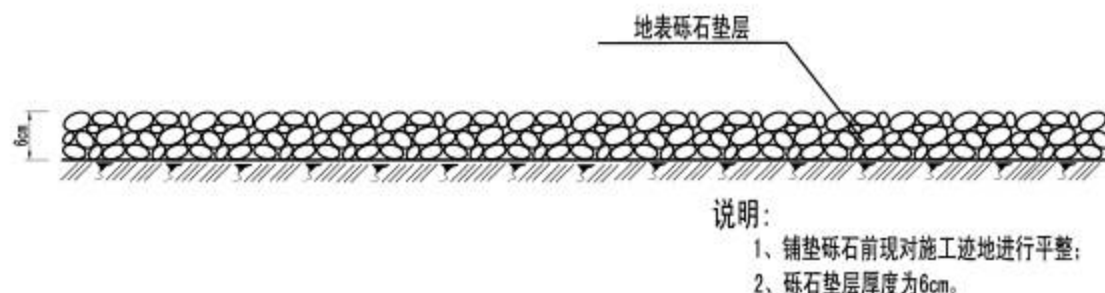


图 5.1-1 井场砾石压盖措施典型设计图

5.1.5.3.2 临时占地施工生态保护工程措施

①设计选线及井场选址过程中，尽量避开植被较丰富的区域，全线避让自治区Ⅰ级保护植物（灰胡杨、胀果甘草等），避免破坏荒漠植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

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

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

④管道施工过程中穿越农田区域、植被密集区等临时占地区域，开挖过程中要分层开挖，单侧分层堆放；施工结束后，分层循序回填压实，以减少临时占地影响，保护植被生长层。

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

5.1.5.3.3 土壤影响减缓措施

①周密策划，精心施工，努力维护原生环境的完整性

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

②改进施工方法，采取积极措施，努力防止各种环境危害

重视地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作用，有效防止冲刷。在冲沟发育地区，要注意泄洪沟布设，集流和分流措施应得当，既防止水流过分集中，又不过大改变原有地形。

5.1.5.3.4 动植物影响减缓措施

①井场、管线及道路的选址、选线阶段，应对施工场地周边进行现场调查，

原则上应避开植被长势良好、茂密的区域，选择裸地或植被稀疏的区域进行井场建设；选址阶段避让自治区Ⅰ级保护植物（灰胡杨、胀果甘草等），施工过程中如在施工范围内发现有珍稀保护植物分布，应及时将其移植，并及时向当地林业主管部门汇报。

②施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

③加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被，尤其是分布在区域受保护的植被——灰胡杨、肉苁蓉、膜果麻黄、胀果甘草、罗布麻；强化保护野生动物的观念，禁止捕猎。

5.1.5.3.6 农田区生态保护措施

（1）严格按照有关规定办理建设用地审批手续，占用耕地应按《中华人民共和国土地管理法》第三十条的规定实行占用耕地补偿制度。土地的征占及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设。经批准占用的耕地，按照“占多少、垦多少”的原则，在地方政府指定的区域，执行耕地复垦补偿。

（2）严格限定施工范围，管道施工带范围严格控制在8m之内，严禁自行扩大施工用地范围。在耕地区域管沟施工过程中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，堆放于管沟一侧的临时堆土区且用苫布覆盖，施工结束后先回填深层土，后回填表土层。

（3）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。凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，恢复原貌。土地恢复工作完成后，交由原土地使用者继续使用。

5.1.5.3.7 重点公益林生态保护措施

（1）根据《森林法》、《新疆维吾尔自治区平原天然林保护条例》、《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）》（新林资字

[2015]497号)等有关规定,不得占用国家一级公益林,办理建设项目使用林地手续。

(2)管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域,减少砍伐林木的数量,最大程度地保护沿线的林业生态环境。

(3)施工过程中,加强施工人员的管理,禁止施工人员对林木滥砍滥伐,严禁砍伐森林植被做燃料,尽量减少对作业区周围植被的影响。

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

5.1.5.3.8 生态保护红线保护措施

(1)严格控制施工作业带宽度,控制人为活动范围,减少对原地表的破坏。

(2)施工人员严格遵守《生态保护红线管理办法(试行)》,施工机械和车辆充分利用区域现有道路,禁鸣低速行驶,禁止随意开辟道路,严禁破坏生态保护红线内土壤和植被。

(3)做好井场、管道的选址选线工作,优化施工线路,避让生态保护红线,不得占用及穿越生态保护红线。

5.1.5.3.9 水土流失保护措施

5.1.5.3.9.1 站场工程区

(1)砾石压盖: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:站场工程区场地平整: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。

(3)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。

(4)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。

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

5.1.5.3.9.2 管道工程区

(1)场地平整：管道工程区需挖沟槽，施工后回覆，对管道工程区施工扰动区域采取场地平整措施，降低地面粗糙度，增加土壤抗蚀性

(2)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。

(3)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。

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

5.1.5.3.9.3 道路工程区

(1)场地平整：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)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。本方案拟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。

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

图 5.1-2 限行彩条旗典型设计图

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

本项目位于新疆阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，距离该项目最近的气象站为轮台县气象站，该地面观测站与项目厂址距离 4km。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)规定，地面气象资料可直接采用轮台县气象站的常规地面气象观测资料。因此，本次评价气象统计资料分析选用轮台县气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 5.2-1。

表 5.2-1 观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/m		相对距离/km	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
轮台县气象站	51642	一般站	84.25E	41.78N	39	976	2020	风速、风向、总云量、干球温度

5.2.1.2 多年气候统计资料分析

根据轮台县气象站近 20 年气象资料，对当地的温度、风速、风向及风频进

行统计。

(1) 温度

区域内近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.2-2。

表 5.2-2 近 20 年各月平均温度变化统计表

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

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

(2) 风速

区域内近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.2-3。

表 5.2-3 近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速(m/s)	1.9	2.3	2.4	3.3	3.6	3.3	3.1	3.0	2.8	2.4	2.1	1.7	2.7

由表 5.2-3 分析可知，区域近 20 年平均风速为 2.7m/s，5 月份平均风速最大为 3.6m/s，12 月份平均风速最低，为 1.7m/s。

(3) 风向、风频

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

表 5.2-4 近 20 年不同风向对应频率统计一览表

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

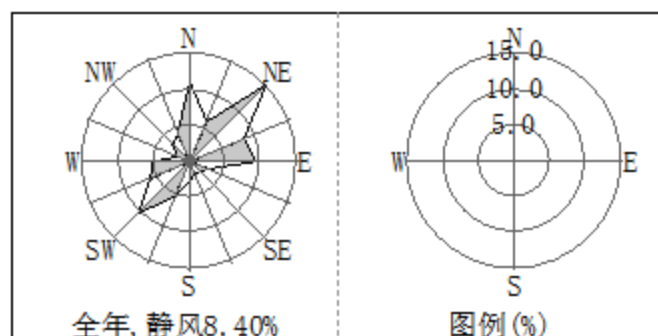


图 5.2-1 区域近 20 年风频玫瑰图

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

5.2.1.3 大气环境影响预测与分析

(1) 预测模式

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

表 5.2-5

估算模型参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	/
2	最高环境温度/℃		41.4
3	最低环境温度/℃		-36.0
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5
6	土地利用类型		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/°	--

(2) 预测源强

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，相关污染物预测及计算结果见表 5.2-7。

表 5.2-6 主要废气污染源参数一览表(面源, 100%负荷)

名称	面源起始点坐标		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	污染物	排放 速率 (kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
LG8-H10 井场无组 织废气	*	*	965	20	30	0	5	8760	正常	非甲烷 总烃	0.008
										H ₂ S	0.0001
1#计量间 无组织废 气	*	*	965	30	40	0	5	8760	正常	非甲烷 总烃	0.0172
										H ₂ S	0.00023
3#集气站 无组织废 气	*	*	963	30	40	0	5	8760	正常	非甲烷 总烃	0.024
										H ₂ S	0.00034

注：本工程废气污染源面源包括 35 座井场，各井场废气污染源面源长度、宽度、高度及排放速率均一致，因此选取以 LG8-H10 井场无组织废气为代表井场进行预测。

 表 5.2-7 P_{max} 及 D_{10%} 预测及计算结果一览表

名 称	评价因子	C _i	评价标准	P _i	P _{max}	最大浓度出现距离
单 位	--	μg/m ³	μg/m ³	%	%	m
LG8-H10 井场无组织废气	非甲烷总烃	22.66	2000	1.13	6.54	10
	H ₂ S	0.283	10	2.83		
1#计量间无组织废气	非甲烷总烃	33.07	2000	1.65		35
	H ₂ S	0.442	10	4.42		
3#集气站无组织废气	非甲烷总烃	46.153	2000	2.31		35
	H ₂ S	0.654	10	6.54		

由表 5.2-7 可知，项目无组织废气中非甲烷总烃最大一次落地浓度为 46.153μg/m³，最大占标率 2.31%；H₂S 最大一次落地浓度为 0.654μg/m³，最大占标率 6.54%，D_{10%} 均未出现。

5.2.1.4 废气源对四周场界贡献浓度

本工程新建井场 35 座，油田井场采用标准化设计与建造，井场内布局与设

备基本一致，因此本评价选取代表性的单个井场进行预测分析，其余单井场对环境的影响以代表性井场进行类比评价。本评价将开发方案中代表性新建井场边界作为四周场界进行评价，结果见表 5.2-8。

表 5.2-8 井场四周边界浓度计算结果一览表

单位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$

评价因子 \ 评价点		东场界	南场界	西场界	北场界
LG8-H10 井场无组织废气	非甲烷总烃	108.80	120.69	101.04	116.52
	H_2S	0.34	0.38	0.32	0.30
1#计量间无组织废气	非甲烷总烃	180.25	210.93	185.30	215.95
	H_2S	0.55	0.78	0.52	0.70
3#集气站无组织废气	非甲烷总烃	215.24	305.69	202.57	316.33
	H_2S	0.95	1.03	0.92	1.05

由表 5.2-9 预测结果可知，站场无组织废气对四周场界非甲烷总烃浓度贡献值为 $101.04 \sim 316.33 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求； H_2S 浓度贡献值为 $0.30 \sim 1.05 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表 1 二级新扩改建标准。

5.2.1.6 大气环境保护距离

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

5.2.1.7 非正常排放影响分析

5.2.1.7.1 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。

本项目油气开采过程中设置了放空系统，发生异常超压的情况下，超压气体可通过放空管由放空火炬向外排放。非正常工况下污染物源强情况见表 5.2-9。

表 5.2-9 非正常工况下污染物排放一览表

名称	中心坐标		底部 海拔 高度 (m)	火炬 等效 高度 (m)	等效 出口 内径 (m)	烟气 温度 (℃)	等效烟 气流速 (m/s)	排放 小时 数 (h)	排放 工况	燃烧物质及热释 放速率			污染物排放速率 (kg/h)		
	经度 (°)	纬度(°)								燃烧 物质	燃烧 速率 (kg/h)	总热释放 速率 (cal/s)	非甲烷总烃	SO ₂	NO _x
放空 火炬	*	*	967	31	5	1000	20	0.5	非正 常	天然 气	18750	56370844	25	30	675

5.2.1.7.2 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 5.2-10。

 表 5.2-10 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/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现 距离(m)
1	放空火炬	非甲烷总烃	15.90	0.79	214.59	405
		SO ₂	19.05	3.82		
		NO ₂	429.19	214.59		

由表 5.2-10 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 15.90μg/m³,占标率为 0.79%;SO₂最大落地浓度为 19.05μg/m³,占标率为 3.82%;NO₂最大落地浓度为 429.19μg/m³,占标率为 214.59%。

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,确保站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

项目大气污染物排放量核算情况见表5.2-11。

表 5.2-11 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产物 环节	污染物	主要污染 防治措施	国家或地方污染物排放标准		年总排放 量(t/a)
				标准名称	浓度限值(mg/m ³)	
1	站场无 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	4.0	2.81

续表 5.2-11 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产物环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年总排放量(t/a)
1	站场无组织废气	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	$H_2S \leq 0.06$	0.04

5.2.1.7 评价结论

本工程位于环境质量不达标区，污染源正常排放下硫化氢、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。本工程废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。本工程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

本工程大气环境影响评价自查表见表 5.2-12。

表 5.2-12 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 ₂ 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(非甲烷总烃、硫化氢)				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	本工程正常排放源 ☒ 本工程非正常排放源 ☒ 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(非甲烷总烃、硫化氢)				包括二次PM _{2.5} ☐ 不包括二次PM _{2.5} ☐			

续表 5.2-12

大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
大气环境影响预测与评价	正常排放短期浓度贡献值	C_{max} 最大占标率 $\leq 100\%$ ☒		C_{max} 最大占标率 $> 100\%$ ☐	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C_{max} 最大占标率 $\leq 10\%$ ☐		C_{max} 最大占标率 $> 10\%$ ☐
		二类区	C_{max} 最大占标率 $\leq 30\%$ ☐		C_{max} 最大占标率 $> 30\%$ ☐
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长(1)h	C_{max} 占标率 $\leq 100\%$ ☐		C_{max} 占标率 $> 100\%$ ☐
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C_{max} 达标 ☐		C_{max} 不达标 ☐	
	区域环境质量的整体变化情况	$k \leq -20\%$ ☐		$k > -20\%$ ☐	
环境监测计划	污染源监测	监测因子：(非甲烷总烃、硫化氢)		有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☒	无监测 ☐
	环境质量监测	监测因子：()		监测点位数()	无监测 ☒
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐			
	大气环境防护距离	距()厂界最远()m			
	污染源年排放量	SO ₂ : (0) t/a	NO _x : (0) t/a	颗粒物: (0) t/a	VOC _s : (2.81) 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，判定本工程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

本工程营运期产生的废水主要有油田采出水、井下作业废水。采出水随油气混合物输送至轮三联合站和桑南处理站处理，其中轮三联合站及桑南处理站均采用“缓冲沉降+两级过滤”处理工艺，处理达标后进行回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。采取上述水污染控制措施后，本工程采出水及井下作业废水不会对周边水环境产生影响。

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

本项目建成投运后，本项目单井采出水随油气混合物输送至轮三联合站和桑南处理站处理，处理后污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准，由回注水泵吸水进行回注，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 5.2-13 采出水处理规模一览表

分类	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	本项目需处理量	依托可行性
轮三联合站采出水处理站	1000m ³ /d	400m ³ /d	40%	600m ³ /d	432m ³ /d	可依托
桑南处理站采出水处理站	3100m ³ /d	1230m ³ /d	39.7%	1870m ³ /d	510m ³ /d	可依托

轮三联合站及桑南处理站采出水处理站满足本工程采出水处理需求，依托处理设施可行。

(2) 井下作业废水处理

井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废水回收罐收集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站，处理后的井下作业废水均不外排。

轮南油田钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理规模为 500m³/d，现状处理量为 305m³/d，富余处理能力为 195m³/d，本工程井下作业废水需处理量为 2.4m³/d，因此轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理装置处理能力可满足本工程需求。轮南油田钻试修废弃物环保处理站采取“均质除油+絮凝沉淀+过滤”工艺对废水进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的回注水质指标要求，用于轮古油气田油层回注用水。

综上，本工程采出水及井下作业废水不外排，故本工程实施对地表水环境可接受。

表 5.2-14

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 评价区水文地质条件

(1) 地下水埋藏、分布特征

评价区主要地层为粉土、粉砂，第二层粉砂层为主要的含水层，评价区域水位埋深约 3.26m~12.62m，水位高程 917.60~934.81m，水位高程 11.36m，最高点位于西北方向，最低点位于东侧，水流方向整体呈现西北往东南方向流，由于局部地势问题，水流方向局部有与整体流向略有不同。

(2) 含水层

评价区地下水含水层主要有第四系潜水层和新第三系裂隙空隙承压含水层。

第四系潜水层颗粒细小，地下水径流缓慢，蒸发作用强，潜水运移过程中逐渐矿化，矿化度 16.65~92.34g/L。该含水层薄，富水性弱，水质差，潜水量不大。

新第三系裂隙空隙承压含水层岩性主要为新第三系上新统砂岩、粉砂岩、裂隙空隙较为发育，该含水北部轮台沉积中心第四系巨厚含水层侧向潜流补给；沿西北向东南方向，矿化度由小变大(5.38~33.59g/L)，F⁻含量则有减小趋势(3.95~2.51mg/L)。该含水层水量中等-丰富，矿化度高，水质较差。

该区域地下潜水水位埋深一般为 10m 左右，东北部地区埋深小于 10m，最浅埋深 3.26m。

(3) 水化学类型

评价区地下水矿化度整体偏高，为特硬水，局部地区为硬水。评价区地下水阴离子以 Cl^- 、 SO_4^{2-} 为主，阳离子以 Na^+ 为主，水化学类型主要以 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型和 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl-Na} \cdot \text{Ca}$ 型。

(4) 补径排条件

评价区地下水补给以塔里木河水侧向渗透及洪水泛滥补给为主。地下潜水埋深在 3.26~12.62m 之间。地下水水力坡度不大，为 0.2~0.8%，地下水的径流方向与地层倾斜方向一致，由西北向东南缓慢径流。地下水的水平循环仅限于表层，30~60m 以下地下水基本处于停滞状态，水质矿化度不断增高，形成咸水。表层潜水垂直循环比较强烈，洪水期塔里木河漫流，补给地下水，使水质变淡，水位上升。

(5) 开发利用现状

评价区处在人烟稀少的荒漠地带，没有定居的牧民，也没有进行农业开发，仅作为冬季的放牧场，由于草场的牧草质量差，利用率较低，载畜能力较差，地方部门对地下水基本上没有开采利用。仅在近期石油勘探开发开采少量地下水作为工业用水。

(6) 包气带

根据《轮古油田地下水环境影响评价专题报告》，项目所在区域浅层地层属于山前洪冲积平原和塔里木河冲积平原，岩性为粉土、细砂等。项目所在区域钻孔柱状图见图 5.2-7。

项目所在区域包气带上部主要为粉土，底部存在一层稳定的粉质粘土层，包气带平均厚度约 7m，分布连续稳定且单层厚度大于 1.0m，根据包气带渗水试验结果，经计算渗透系数在 $0.57 \times 10^{-4} \text{ cm/s} \sim 221.8 \times 10^{-4} \text{ cm/s}$ ，平均值 $86.61 \times 10^{-4} \text{ cm/s}$ ，包气带防护性能弱。

图 5.2-2 项目所在区域钻孔柱状图

5.2.3.2 区域地下水污染源调查

根据区域地下水现状监测结果表明，监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准；各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准要求。

5.2.3.3 地下水环境影响评价

本工程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。

5.2.3.3.1 正常状况

(1) 废水

本工程运营期采出水随油气混合物输送至轮三联合站和桑南处理站处理，均达到《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；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至轮南油田钻试修

废弃物环保处理站处理。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

(2) 含油废物

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

(3) 集输管线

本工程正常状况下，集输管线采用玻璃钢管，采取严格的防腐防渗措施，不会对区域地下水环境产生污染影响。

5.2.3.4.2 非正常状况

(1) 油水窜层对地下水的污染影响

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

井场管线连接与阀门连接处和输油管道泄露事故对地下水的影响，一般泄漏于土体中的采出液可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带

顶面扩展而形成“油饼”。

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

本工程非正常状况下，采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏，如不及时修复，原油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

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 5.2-15。

表 5.2-15 评价因子及评价标准一览表

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

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。根据轮古油气田实际操作经验，考虑非正常状况下，采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏发生1小时发现并关闭阀门，本工程油井日产油量约为30t/d，故采出液渗漏量取1.25t。

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石油类污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。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)，土壤中石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，只有极少量的含油废物最多可下渗到20cm。本工程所在区域地下水埋深大于3m，本次预测

考虑泄漏原油1%进入潜水含水层，则石油类进入地下水的量为1.25kg。然后污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据本项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物一平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

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

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

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

式中：

x, y —计算点处的位置坐标；

t —时间，d；

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

M —含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约30m；

m_m —长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量，kg。本次线源瞬时注入的污染物质量石油类1.25kg；

u —地下水流速度，m/d；潜水含水层岩性为细砂，渗透系数取10m/d。水力坡度 I 为0.5%。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=10\text{m/d} \times 0.5\% / 0.32=0.16\text{m/d}$ ；

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

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；根据资料，纵向弥散度 $\alpha_m=10\text{m}$ ，纵向弥散系数 $D_L=\alpha_m \times u=1.6\text{m}^2/\text{d}$ ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；横向弥散系数 $D_T=0.16\text{m}^2/\text{d}$ ；

π —圆周率。

5.2.3.4.6 预测内容

在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化。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)中的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 5.2-16。

表 5.2-16 事故状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围 (m ²)	超标范围 (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
100d	130.5	96	0.025	3.98	4.055	14	否
365d	560.7	450.2	0.025	1.09	1.115	29	否
1000d	2016.4	1666.5	0.025	0.4	0.425	55	否
7300d	—	—	0.025	—	—	—	—

注：区域地下水监测点石油类均未检出，背景浓度按检出限一半计。

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄露 100d 后污染晕影响范围为 130.5m²，污染晕最大迁移距离为 14m，污染晕中心最大贡献浓度为 3.98mg/L，叠加背景值后的浓度为 4.055mg/L，超标范围未出场界；石油类污染物泄露 365d 后污染晕影响范围为 560.7m²，污染晕最大迁移距离为 29m，污染晕中心最大贡献浓度为 1.09mg/L，叠加背景值后的浓度为 1.115mg/L，超标范围未出场界；泄露 1000d 后石油类污染晕影响范围为 2016.4m²，污染晕最大迁移距离为 55m，污染晕中心最大贡献浓度为 0.4mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.425mg/L，超标范围未出场界；石油类污染物泄漏 7300d 后石油类污染晕影响范围消失。

本工程严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)的要求采取源头控制和分区防控措施。正常状况下在采取源头控制、分区防控措施后，结合地下水污染监控及应急措施，场界内石油类能满足相应标准要求；非正常状况下，由地下水污染预测结果可知，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。

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采取先进、成熟、可靠的工艺技术工艺，良好合格的防渗材料，尽可能从源头上减少污染物泄漏风险，同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量；②定期做好井场设备、阀门、管线等巡检，一旦发现异常，及时采取措施，避免“跑、冒、滴、漏”现象的发生；③井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集作业废水，外委处置；④设备定期检验、维护、保养，定期对采油井的固井质量进行检查，防止发生井漏等事故。

(2) 分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表 5.2-17 及图 5.2-7，5.2-8，5.2-9。

表 5.2-17 分区防渗要求一览表

站场	防渗分区		防渗要求
钻井期间 井场	重点防渗区	钻台	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		放喷池	
		柴油罐区	
		危废暂存间	
		应急池	
		泥浆罐区	

续表 5.2-17

分区防渗要求一览表

站场	防渗分区		防渗要求
钻井期间井场	一般防渗区	泥浆泵区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB16889 执行
		膨润土-聚合岩屑池	
营运期井场	一般防渗区	采油树	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB16889 执行
		井口撬	
	简单防渗区	电信控一体化撬	一般地面硬化
3#集气站	一般防渗区	油气分离、阀组区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB16889 执行
1#计量站	一般防渗区	油气分离、阀组区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB16889 执行

(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

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

下水监测计划见表 5.2-18。

表 5.2-18 地下水监测点布控一览表

编号	监测层位	功能	井深	监测因子	方位/距离
J1	潜水含水层	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	上游地下水井
J2					下游地下水井
J3					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

评价区地下水含水层主要有第四系潜水层和新第三系裂隙空隙承压含水层，地下水矿化度整体偏高，为特硬水，局部地区为硬水，地下水补给以塔里木河水侧向渗透及洪水泛滥补给为主；项目所在区域包气带上部主要为粉土，底部存在一层稳定的粉质粘土层，包气带平均厚度约 7m，分布连续稳定且单层厚度大于 1.0m，根据包气带渗水试验结果，经计算渗透系数在 0.57×10^{-4} cm/s ~ 221.8×10^{-4} cm/s，平均值 86.61×10^{-4} cm/s，包气带防护性能弱。

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

本工程严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)的要求采取源头控制和分区防控措施。正常状况下在采取源头控制、分区防控措施后，结合地下水污染监控及应急措施，场界内石油类能满足相应标准要求；非正常状况下，由地下水污染预测结果可知，除井场场界内小范围以外地区，地下水环境满足相应标准要求。综上，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)10.4.1 内容，可得出，本项目各个不同阶段，地下水中评

价因子能满足国家相关标准的要求。

(3) 地下水环境污染防治措施

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

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

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

③建立和完善本工程的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。

④在制定环保管理体制的基础上，制订针对地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

(4) 地下水环境影响评价结论

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

5.2.4 声环境影响评价

本工程各新建采油井场规格及产噪设备一致，本次选取代表井场进行预测，同时对3#集气站及1#计量间进行预测，分析说明井场产噪设备对四周场界声环境的影响。

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 $L_p(r)$ 可按式计算：

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

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

式中： $L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级，dB；

L_w —倍频带声功率级，dB；

D_c —指向性校正，dB；

A —倍频带衰减，dB；

A_{div} —几何发散引起的倍频带衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的倍频带衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的倍频带衰减，dB；

A_{bar} —声屏障引起的倍频带衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

(2) 计算总声压级

① 计算本工程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 ，则本工程声源对预测点产生的贡献值 (L_{eqg}) 为：

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

② 预测点的噪声预测值

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

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

L_{eqb} —预测点的背景值，dB(A)。

(4) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.2.4.2 噪声源参数的确定

本工程噪声源噪声参数见表 5.2-19。

表 5.2-19 站场噪声源参数一览表

序号	声源名称		数量 (台/ 套)	中心坐标	最大噪声 源强 [dB(A)]	降噪措施	降噪效果 [dB(A)]	预测噪声 源强 [dB(A)]
1	新建井场	采油树	1	(20, 15, 1)	85	基础减振	15	70
4	3#集气站	外输泵	2	(40, 20, 1) (40, 23, 1)	90	基础减振	15	75
5	1#计量间	外输泵	1	(40, 20, 1)	90	基础减振	15	75

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本工程新建采油单井、集气站等噪声源对四周场界的贡献声级值见表 5.2-20。

表 5.2-20 井场噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

评价点	厂界	贡献值	标准值		结论
采油井场	东场界	45.3	昼间	60	达标
	南场界	43.4			
	西场界	44.6	夜间	50	达标
	北场界	45.8			
3#集气站	东场界	32.7	昼间	60	达标
	南场界	46.1			
	西场界	39.4	夜间	50	达标
	北场界	40.2			
1#计量间	东场界	36.9	昼间	60	达标
	南场界	38.1			
	西场界	30.4	夜间	50	达标
	北场界	45.4			

由表 5.2-20 可知项目实施后，采油井场主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 43.4~45.8dB(A)，3#集气站主要产噪声源对场界的噪声贡献值为 32.7~46.1dB(A)，1#计量间主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 30.4~45.4dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类区标准要求。

综上，本工程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

5.2.5.1 固体废物产生种类及数量

根据《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021年第74号),本项目运营期产生的危险废物主要为落地油 3.5t/a,桶装收集后有危废处置资质单位接收处置。

根据《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),本项目危险废物类别、主要成份及污染防治措施见表 5.2-21。

表 5.2-21 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	3.5	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	桶装收集后,由有危废处置资质单位接收处置

5.5.5.2 危险废物环境影响分析

(1) 危险废物运输

本项目产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021年第74号)中相关管理要求,落实危险废物识别标志制度,对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表,并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度,按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物,不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)等有关规定。

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

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

b. 危险废物类别:按危险废物种类选择,危险废物类别如图 5.2-3 所示;

危险分类	符号	危险分类	符号
Explosive 爆炸性 黑色字 橙色底		Toxic 有毒	
Flammable 易燃 黑色字 红色底		Harmful 有害	
Oxidizing 助燃 黑色字 黄色底		Corrosive 腐蚀性	
Irritant 刺激性		Asbestos 石棉	

图 5.2-3 危险废物类别标识示意图

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 5.2-11 所示。

危 险 废 物	
主要成分:	危险类别 
化学名称:	
危险情况:	
安全措施:	
废物产生单位: _____ 地址: _____ 电话: _____ 联系人: _____ 批次: _____ 数量: _____ 产生日期: _____	

图 5.2-4 危险废物相关信息标签

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；

(2) 危险废物运输过程影响分析

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关要求，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。

本工程产生的危险废物运输过程由新疆沙运环保工程有限公司进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，且塔里木油田绿色环保站距项目约 5.5km，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

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其

他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

本工程落地油全部委托塔里木油田绿色环保站进行处置，塔里木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，目前塔里木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 10 万 m^3/a ，目前尚有较大处理余量。因此，本工程危险废物全部委托塔里木油田绿色环保站接收处置可行。

5.2.6 生态环境影响分析

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植被影响。

(1) 对野生动物的影响分析

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

运营期道路行车主要是油气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。并从管理上对工作人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识，车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物同时应加强野生动物保护，对进行野生动物保护法的宣传教育，严禁惊扰、猎杀野生动物。

(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 3~5 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。但事故状态如井喷、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，在荒漠地带植被损失量很小。

(3) 特殊生态敏感区和重要生态敏感区影响分析

运营期影响主要集中在井场内，运营期采出水、井下作业废液等均不外排，落地油妥善处置；同时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。因此不会对特殊生态敏感区和重要生态敏感区产生明显影响。

5.2.7 土壤环境影响评价

5.2.7.1 环境影响识别

5.2.7.1.1 项目类型

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

5.2.7.1.2 影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(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非甲烷总烃和硫化氢, 不涉及废水外排。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 5.2-22。

表 5.2-22 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 5.2-22 可知, 本工程影响途径主要为运营期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, 因此本工程土壤环境影响类型为“污染影响型”。

(3) 影响源及影响因子

本工程输送介质为采出液(石油和天然气), 采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏时, 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。本工程土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-23。

表 5.2-23 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
采油树管线连接和阀门处	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各站场边界外扩 1km, 管线边界两侧外延 200m 范围。

5.2.7.2.2 敏感目标

本工程部分井场 1km 范围内、管线 200m 范围内存在耕地、天然林, 属于土壤环境敏感目标。

5.2.7.2.3 土地利用类型调查

(1) 土地利用现状

根据《土地利用现状分类》(GBT 21010-2017)及现场调查结果, 项目井场永久占地及管线周边土地利用类型为耕地、林地、草地及未利用地。

(2) 土地利用历史

根据调查, 本工程井场建设之前现状为耕地、林地、草地及未利用地。

(3) 土地利用规划

本工程占地范围暂无土地利用规划。

(4) 土壤理化性质调查

土壤理化性质见表 5.2-24。

表 5.2-24 土壤理化性质调查结果一览表

点号	LG8-H4 井场附近	时间	2022.4.1
深度	0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3.0m
现场记录	颜色	棕色	黄棕色
	结构	团粒结构	团块结构

续表 5.2-24 土壤理化性质调查结果一览表

点号		LG8-H4 井场附近		时间	2022.4.1
深度		0~0.5m		0.5~1.5m	1.5~3.0m
现场记录	质地	壤土		壤土	壤土
	砂砾含量	0%		0%	0%
	其他异物	少量植物根系		少量植物根系	少量植物根系
实验室测定	pH 值	7.67		7.76	7.83
	阳离子交换量 cmol^+/kg	8.7		9.2	7.6
	氧化还原电位 mV	354		347	343
	饱和导水率 mm/h	1.97		2.14	2.09
	土壤容重 g/cm^3	1.25		1.34	1.21
	孔隙度%	52.8		49.4	54.3
点号		轮古 7 集油站附近		时间	2022.4.1
深度		0.2	0.5	1.5	3.0
现场记录	颜色	浅灰	深灰	浅棕	暗棕
	结构	团粒	团粒	团粒	团粒
	质地	壤土	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	0	0	0	0
现场记录	其他异物	根系	根系	根系	无
实验室测定	pH 值	8.54	8.57	8.52	8.55
	阳离子交换量 cmol^+/kg	2.47	2.52	2.53	2.51
	氧化还原电位 mV	358	352	347	344
	饱和导水率 mm/h	2.05	2.04	2.11	2.15
	土壤容重 g/cm^3	1.31	1.31	1.35	1.38
	孔隙度%	43	—	—	—

表 5.2-25 区域土体结构剖面调查表

点位	土壤剖面照片	层次
LG8-H4 井场附近		①壤土：0~0.5m，棕色，松散~稍密，主要由壤土、植物根系组成。
		②壤土：0.5~1m，黄棕色，稍密，主要由壤土、植物根系组成。
		③壤土：1~3.0m，黄棕色，稍密，主要由壤土和植物根系组成。
轮古7 集油站 附近		①壤土：0~0.2m，浅灰色，松散~稍密，主要由壤土和植物根系组成
		②壤土：0.2~0.5m，深灰色，松散~稍密，主要由壤土和植物根系组成
		③壤土：0.5~1.5m，潜棕色，稍密，主要由壤土和植物根系组成
		④壤土：1.5~3.0m，暗棕色，稍密，主要由壤土组成

5.2.7.2.4 土壤类型调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图(数据来源：二普调查，2016 年)，《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中土壤分类及现场踏勘结果，土壤评价范围内土壤类型主要为盐土草甸土、盐土林灌草甸土、结壳盐土、干旱盐土、荒漠风沙土等。

5.2.7.2 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，m²/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

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

(3) 边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

① 连续点源：

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

$$c(z, t) = \begin{cases} c_0 & 0 < t \leq t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases}$$

②非连续点源：

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

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

b. 预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，本工程选取 HA13-15X 井场进行预测，预测模型参数取值见表 5.2-26。

表 5.2-26 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)
粉土	3	0.5	0.55	0.36	1	1.40×10 ³

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 5.2-27 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	860000	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 850000mg/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 5.2-5 所示。

图 5.2-5 石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

由图 5.2-10 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。

5.2.7.3 结论与建议

本工程站场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；站场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、跟踪监测、应急响应”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治措施后，本项目建设可行。

5.2.7.4 土壤污染防治措施

(1) 源头控制

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；井下作业采用带罐作业，防止原油落地；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现，一旦产生含油废物及时、彻底进行回收清理，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

参照执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口装置区划分为一般污染防治区，一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 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工程主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

根据项目特点及相关要求，制定监测计划，详情见表 5.2-28。

表 5.2-28 土壤跟踪监测点位布置情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	监测因子	执行标准	监测频率
1	3#集气站内	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 1 次
2	代表性井场内采油树管线接口处			
3	管线穿越农田区域代表性点		执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤污染风险筛选值	

(4) 土壤环境影响评价结论

综上所述，通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本工程建设可行。

本工程土壤环境影响评价自查表见表 5.2-29。

表 5.2-29

土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☒ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☐				
	土地利用类型	建设用地 ☐ ；农用地 ☒ ；未利用地 ☒				
	占地规模	21.81hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标(农田)、方位 0、距离 0				井场占用、管线穿越
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☐ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他 0				
	全部污染物	石油烃				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类 ☒ ；II 类 ☐ ；III 类 ☐ ；IV 类 ☐				
	敏感程度	敏感 ☒ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☐				
评价工作等级		一级 ☒ ；二级 ☐ ；三级 ☐				
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ；b) ☒ ；c) ☒ ；d) ☒				
	理化特性	—				同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	
		表层样点数	2	4	0.2m	
		柱状样点数	5	0	0.5m、1.5m、3m	
现状调查内容	现状监测因子	占地范围内：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷,1,2-二氯乙烷,1,1-二氯乙烯,顺-1,2-二氯乙烯,反-1,2-二氯乙烯,二氯甲烷,1,2-二氯丙烷,1,1,1,2-四氯乙烷,1,1,2,2-四氯乙烷,四氯乙烯,1,1,1-三氯乙烷,1,1,2-三氯乙烷,三氯乙烯,1,2,3-三氯丙烷,氯乙烯,苯,氯苯,1,2-二氯苯,1,4-二氯苯,乙苯,苯乙烯,甲苯,间二甲苯+对二甲苯,邻二甲苯,硝基苯,苯胺,2-氯酚,苯并[a]蒽,苯并[a]花,苯并[b]荧蒽,苯并[k]荧蒽,蒽,二苯并[a,h]蒽,茚并[1,2,3-cd]花、萘、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀) 占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)				
现状评价	评价因子	GB15618 ☒ ；GB36600 ☒ ；表 D.1 ☐ ；表 D.2 ☐ ；其他 0				
	评价标准	GB15618 ☒ ；GB36600 ☒ ；表 D.1 ☐ ；表 D.2 ☐ ；其他 0				
	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求				
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()				

续表 5.2-29

土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注
影响预测	预测分析内容	影响范围：井场占地 影响程度：贡献值、预测值			
	预测结论	达标结论：a) ☐ ；b) ☐ ；c) ☒ 不达标结论：a) ☐ ；b) ☐			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☒ ；源头控制 ☒ ；过程防控 ☒ ；其他 0			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		3	石油烃	3年/次	
	信息公开指标	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)			
评价结论		通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本工程建设可行			

5.2.8 环境风险评价

环境风险评价是分析和预测建设项目对环境存在的潜在危险、有害因素，针对建设项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故，引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏所造成的对环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故风险可防控。

5.2.8.1 评价依据

5.2.8.1.1 风险调查

本项目新建集输管道共计 147km。本项目涉及的风险物质主要为原油、天然气以及 H₂S，存在于集输管线内。

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，按照表 5.2-30 确定环境风险潜势。本工程危险物质存在量及 Q 值具体见表 5.2-31。

表 5.2-30

建设项目环境风险潜势划分一览表

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

续表 5.2-30 建设项目环境风险潜势划分一览表

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

表 5.2-31 建设项目 Q 值确定表

序号	风险源	危险物质名称	CAS号	最大存在总量 q ₀ /t	临界量Q _c /t	该种危险物质Q 值
1	集油管线	天然气	74-82-8	5.733	10	0.5733
2		H ₂ S	7783-06-4	0.0091	2.5	0.0036
3		原油	—	27	2500	0.0108
集油管道 Q 值Σ						0.5877

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 5.2-32。

表 5.2-32 环境风险评价工作级别划分一览表

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

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

5.2.8.2 环境敏感目标概况

项目周边敏感特征情况见表5.2-33。

表 5.2-33 项目周边敏感特征一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	井场周边 5km 内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	轮南小区	LG1-6-H1 井北侧	3500	居住区	1240
	井场周边 500m 范围内人口数小计					—
	井场边 5km 范围内人口数小计					1240
	集输管线周边 200m 内					
	1	区域大气环境	—	—	—	—
	每公里管段人口数最大()					—
大气环境敏感程度 E 值					E3	
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与厂界距离/m
	1	调查评价范围内潜水含水层	G3	III类	D1	—
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

5.2.8.3 环境风险识别

5.2.8.3.1 物质危险性识别

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

表 5.2-34 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	天然气	与空气混合能形成爆炸性混合物，遇火星、高热有燃烧爆炸危险；当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息	集输管线
2	硫化氢	有毒气体，易燃气体	
3	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中。

5.2.8.3.3 可能影响环境的途径

根据工程分析，本项目开发建设过程中采油、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故

风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.2-35。

表 5.2-35 生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

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

5.2.8.4 环境风险分析

5.2.8.4.1 大气环境风险分析

在管道压力下，加压集输油气泄漏时，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。本项目油气管线采用质量较好的材质，且有泄漏气体检测设施，轮南油气开发部负责管理拟建项目的运行管理，制订有突发环境事件应急预案，备有相应的应急物资，采取了各类环境风险防范措施，以便在油气管道泄漏时能够及时发现，在采取突发环境事件应急预案中规定的防护措施后，油气管道发生火灾爆炸概率较低，拟建项目所处地点开阔，周围无环境敏感目标，天然气中 H_2S 的扩散量及扩散浓度较小，地处开阔有利于 H_2S 稀释，对周围环境及人员影响较小。

5.2.8.4.2 地表水环境风险分析

本工程在发生安全生产事故造成油品泄漏主要集中在站场区域范围，加之泄漏油品量较少且基本上能够及时地完全回收，且项目周边无地表水，因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

5.2.8.4.1.3 地下水环境风险分析

本项目建成投产后，正常状态下无废水直接外排。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。结合本工程特点，采取以下风险防范措施。

5.2.8.5.1 钻井作业中的井喷防范措施

施工单位应严格执行石油天然气钻井 QHSE 管理体系及井控技术标准和规范中的相关规定，并针对工程情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

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

(2) 认真搞好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门；

(3) 钻进中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井试压后迅速实施压井作业；

(4) 发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻进；

(5) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井的安全规定，在井口安装防喷器和控制措施。

5.2.8.5.2 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。

(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。

5.2.8.5.3 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制定巡线制度，并设置专门巡线工，定时对管道进行巡视，加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管线安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并及时向上级汇报。

④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。

⑤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。

5.2.8.5.4 H_2S 气体泄漏风险防范措施

①操作时宜按要求配备基本人员，采用必要的设备进行安全施工。现场应配置呼吸保护设备且基本人员能迅速而方便的取用。采用适当的硫化氢检测设备实时监测空气状况。

②严格执行“禁止吸烟”的规定。

③设备、管道、管件等均采用可靠的密封技术，防止易燃易爆物料泄漏。

④在修井过程中，宜采取特殊预防措施，避免硫化氢聚集气释放造成危险。

所有修井作业人员宜进行有关硫化氢的潜在危险性以及遇硫化氢时应采取的防护措施等培训。如果在修井作业过程中硫化氢浓度有可能达到有害浓度，宜使用硫化氢监测仪，呼吸保护设备应位于作业人员能迅速容易地取用的地方。

5.8.5.6 环境风险应急处置措施

(1) 管道事故应急措施

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

① 按顺序关井

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

② 回收泄漏采出液

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

(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

本工程根据以往经验，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。

5.2.8.7 突发环境事件应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。塔里木油田分公司轮南油气开发部制定有《塔里木油田公司开发事业部轮南作业区突发环境事件应急预案》并进行了备案（备案编号 652800-2019-302-H），本评价建议将本次建设内容纳入塔里木油田分公司轮南油气开发部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。

5.2.8.8 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采出液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原油泄漏，遇火源可能发生火灾爆炸事故，不完全燃烧会产生一定量的二氧化碳有害气体进入大气；另外，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水和土壤环境造成污染影响。

(3) 环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容纳入塔里木油田分公司轮南油气开发部现有突发环境事件应急预案中,对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

(4) 环境风险评价结论与建议

综上,本工程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。

本工程环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表 5.2-36,环境风险自查表见表 5.2-37。

表 5.2-36 环境风险防范措施“三同时”验收一览表

序号	防 范 措 施	台(套)	投资 (万元)	效 果
1	甲烷检测、报警仪	风险防范设施 数量按照消防、安全等相关要求设置	35	及时发现风险,减少事故发生
2	地上管道涂刷相应识别色		35	便于识别风险,减少事故发生
3	消防器材		50	防止集油管道泄漏火灾爆炸事故蔓延
4	警戒标语和标牌		35	设置警戒标语和标牌,起到提醒警示作用
合 计		—	155	—

表 5.2-37 环境风险自查表

建设项目名称	轮古油气田开发调整方案			
建设地点	新疆阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内			
中心坐标	东经	*	北纬	*
主要危险物质及分布	原油、天然气及 H_2S ,均存在于集输管线内,存储量分别为 27t、5.733t、0.0091t			
环境影响途径及危害后果 (大气、地表水、地下水等)	根据工程分析,本项目油气田开发建设过程中采油、集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质,而且生产工艺条件较苛刻,多为高压操作,因此事故风险较大,可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏、硫化氢中毒等			
风险防范措施要求	具体见“5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求”			

5.3 闭井期环境影响分析

5.3.1 闭井期污染物情况

随着油田开采的不断进行,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、废防渗材料等固体废物，对这些废弃残渣等进行集中清理收集，废弃建筑残渣外运至指定固废场填埋处理；废防渗材料收集后有危废处置资质单位接收处置；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) 对完成采油的废弃井，采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除各种固体废物，及时回收拆除采油（气）设备过程中产生的落地油，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。然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。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

(2) 临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，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。

(3) 临时占地范围不具备植被恢复条件的，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

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)在管线和道路作业带内施工作业，施工现场设置围挡、定时洒水抑尘、控制运输车辆行驶速度、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施、避免大风天作业等。

(2)加强施工管理，尽可能缩短施工周期。

(3)施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量。

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 焊接烟气、机械设备和车辆废气

施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，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，焊接作业时使用无毒低尘焊条，从而从源头减少设备和车辆废气及焊接烟气对环境的影响，措施是可行的。

6.1.1.3 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，位于农田、村庄及公益林附近的还需在其四周设置围挡，通过水平火炬进行测试放喷；在集输管网投产后，测试放喷的天然气将通过管网收集，集输至井场后通过水平火炬点燃放空。

(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。

由于测试放喷时间较短，测试放喷燃烧天然气排放对周围环境影响很小，以上措施是可行的。

6.1.2 运营期环境空气保护措施

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

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

(2) 本项目定期巡检，确保集输系统安全运行。

(3) 提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

类比轮古油气田同类型站场 LG15-9 井、LG15-3-1 井及轮古 7 集油站污染源监测数据。监测数据见下表。

表 6.1-1 轮古油气田井场大气污染物排放情况一览表

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	LG15-9 井	井场无组织废气	硫化氢	0.005~ 0.018	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	0.28~ 0.40		《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	
	LG15-3-1	井场无组织废气	硫化氢	0.005~ 0.018	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	0.16~ 0.24		《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	
	轮古 7 集油站	井场无组织废气	硫化氢	0.005~ 0.013	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	
			非甲烷总烃	0.28~ 0.55		《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	

根据类比 LG15-9 井、LG15-3-1 井及轮古 7 集油站监测数据，井场无组织废气可达标排放，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

(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。

(2)酸化压裂废水

本工程新钻35口单井，产生的酸化压裂废水约为2800m³。射孔结束后，返排液采取不落地直接排入回收罐中，加碱中和后拉运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

(3)施工队生活污水

钻井期产生的生活污水水量小、水质简单，排入生活污水池暂存，钻井工程结束后定期拉运至轮三联合站及桑南处理站生活污水处理装置处理。

(4)管线试压废水

集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

(5)结论

上述措施是具有技术成熟、经济节约、应用普遍的特点。钻井废水以泥浆的形式产生和处置，不外排至环境；酸化压裂废水加碱中和后拉运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置；生活污水排入生活污水池暂存后，就近拉运至轮三联合站及桑南处理站生活基地污水处理装置处理，不外排至周边环境；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；综上所述，上述措施可行。

6.2.2 运营期水污染防治措施

(1)采出水

采出水随油气混合物输送至轮三联合站和桑南处理站处理，轮三联合站及桑南处理站均采用“缓冲沉降+两级过滤”处理工艺，使处理后污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准，由回注水泵吸水进行回注油气层。

(2)井下作业废水

井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废水回收罐收集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站，处理后的井下作业废水均不外排。

轮南油田钻试修废弃物环保处理站采取“均质除油+絮凝沉淀+过滤”工艺对废水进行净化处理，处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析

方法》(SY/T5329-2012)中的回注水质指标要求,用于轮古油气田油层回注用水。轮南油田钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理规模为 $500\text{m}^3/\text{d}$, 现状处理量为 $305\text{m}^3/\text{d}$, 富余处理能力为 $195\text{m}^3/\text{d}$, 本工程井下作业废水需处理量为 $2.4\text{m}^3/\text{d}$, 因此轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理装置处理能力可满足本工程需求

6.2.3 闭井期水污染防治措施

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

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

在井场,高噪声污染源主要是柴油发电机、钻机、泥浆泵,测试放喷或事故放喷时产生的高压气流噪声,以及射孔机噪声。主要隔声减噪措施包括:

- (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)施工运输车辆在驶经声敏感点时应低速行驶,少鸣笛或不鸣笛,加强车辆维护,合理安排运输路线,来减轻噪声对周围声环境的影响。
- (6)管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内,管线的作业带宽度为 8m 。

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)在运营期时给机泵等设备加减振垫,对各种机械设备定期保养。

类比轮古油气田油田同类型站场 LG15-9 井、LG15-3-1 井及轮古 7 集油站场界噪声监测数据。监测数据见下表。

表 6.3-1 轮古油气田井场噪声排放情况一览表

项目	井场	监测值 dB(A)		主要处理措施	标准	达标情况
噪声	LG15-9 井场四周	昼间	48~49	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	37~38			达标
	LG15-3-1 井场四周	昼间	48	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	38			达标
	轮古 7 集油站四周	昼间	43~44	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	38~40			达标

根据噪声预测结果并类比 LG15-9 井、LG15-3-1 井及轮古 7 集油站场界噪声监测，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

本工程部署钻井 35 口，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干化，聚磺体系泥浆钻井岩屑经不落地收集系统收集后清运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理，固相经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染物控制要求》(DB65/T3997-2017) 中的相关限值要求后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；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。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。

6.4.1.2 废机油处理措施

钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料收集产生的废机油，废机油收集后应置于铁质油桶内且不得超过容器的 3/4。废机油必须由具有资质的

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 焊接及吹扫废渣及生活垃圾处置措施

焊接及吹扫废渣收集后送至轮南固废填埋场填埋处置; 钻井期井场生活垃圾定期清运至轮南固废填埋场填埋处置。

6.4.2 运营期

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)、《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), 本项目运营期产生的危险废物主要为落地油 3.5t/a, 桶装收集后有危废处置资质单位接收处置。在加强环境管理的前提下, 基本不会对环境产生不利影响。

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
落地油	HW08	071-001-08	3.5	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	桶装收集后, 由有危废处置资质单位接收处置

6.4.2.2 危险废物处置措施可行性分析

(1) 危险废物贮存及运输

本工程产生的危险废物运输过程由新疆沙运环保工程有限公司进行运输, 运输过程中全部采用密闭容器收集储存, 且塔里木油田绿色环保站距项目约 5.5km, 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。

(2) 危险废物委托处置环境影响分析

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021年第74号)中相关要求, 落实危险废物经营许可证制度, 禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其

他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

本工程落地油全部委托塔里木油田绿色环保站进行处置，塔里木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，目前塔里木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 10 万 m^3/a ，目前尚有较大处理余量。因此，本工程危险废物全部委托塔里木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、废防渗材料等，废弃管线、废弃建筑垃圾均属于一般工业固体废物，收集后送轮南固废填埋场妥善处理，废防渗材料收集后有危废处置资质单位接收处置。

6.5 生态保护措施可行性论证

6.5.1 施工期生态环境保护措施

6.5.1.1 永久占地生态环境保护措施

①严格遵守国家和地方有关动植物保护和防治水土流失等环境保护法律法规，最大限度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。

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

③占用耕地应按《中华人民共和国土地管理法》第三十条的规定实行占用耕地补偿制度。

④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。

类比轮古油气田现有钻井井场采取的井场生态环境保护措施，本项目采取的永久占地生态环境保护措施可行。

6.5.1.2 临时占地施工生态保护工程措施

①设计选线及井场选址过程中，尽量避开植被较丰富的区域，工程占地范围内无保护植物，全线避让自治区Ⅰ级保护植物（灰胡杨、胀果甘草等），避免

破坏荒漠植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

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

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

④管道施工过程中穿越农田区域、植被密集区等临时占地区域，开挖过程中要分层开挖，单侧分层堆放；施工结束后，分层循序回填压实，以减少临时占地影响，保护植被生长层。

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

类比轮古油气田管道及道路施工采取的生态环境保护措施，本项目采取的临时占地施工生态环境保护措施可行。

6.5.1.3 动植物保护措施

①井场、管线及道路的选址、选线阶段，应对施工场地周边进行现场调查，原则上应避开植被长势良好、茂密的区域，选择裸地或植被稀疏的区域进行井场建设；选址阶段避让自治区Ⅰ级保护植物（灰胡杨、胀果甘草等），施工过程中如在施工范围内发现有珍稀保护植物分布，应及时将其移植，并及时向当地林业主管部门汇报。

②施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

③加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被，尤其是分布在区域受保护的植被——灰胡杨、肉苁蓉、膜果麻黄、胀果甘草、罗布麻；强化保护野生动物的观念，禁止捕猎。

6.5.1.4 农田区生态保护措施

本项目占用农田均为垦荒耕地，非基本农田。

(1) 严格按照有关规定办理建设用地审批手续，占用耕地应按《中华人民共和国土地管理法》第三十条的规定实行占用耕地补偿制度。土地的征占及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设。经批准占用的耕地，按照“占多少、垦多少”的原则，在地方政府指定的区域，执行耕地复垦补偿。

(2) 严格限定施工范围，管道施工带范围严格控制在 8m 之内，严禁自行扩大施工用地范围。在耕地区域管沟施工过程中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，堆放于管沟一侧的临时堆土区且用苫布覆盖，施工结束后先回填深层土，后回填表土层。施工结束后应及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。

(3) 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。凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，恢复原貌。土地恢复工作完成后，交由原土地使用者继续使用。

6.5.1.5 重点公益林生态保护措施

本工程部分井场、道路和集输管线占用国家二级公益林，项目需采取的保护措施包括：

(1) 根据《森林法》、《新疆维吾尔自治区平原天然林保护条例》、《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法(试行)》(新林资字[2015]497号)等有关规定，不得占用国家一级公益林，办理建设项目使用林地手续。

(2) 管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。

(3) 施工过程中，加强施工人员的管理，禁止施工人员对林木滥砍滥伐，严禁砍伐森林植被做燃料，尽量减少对作业区周围植被的影响。

(4) 管线及道路尽量沿现有油田道路布置，减少破坏原生植被。公路沿线

可设置一些警示牌，提高公众保护公益林的意识。

6.5.1.6 生态保护红线保护措施

(1) 严格控制施工作业带宽度，控制人为活动范围，减少对原生地表的破坏。

(2) 施工人员严格遵守《生态保护红线管理办法(试行)》，施工机械和车辆充分利用区域现有道路，禁鸣低速行驶，禁止随意开辟道路，严禁破坏生态保护红线内土壤和植被。

(3) 做好井场、管道的选址选线工作，优化施工线路，避让生态保护红线，不得占用及穿越生态保护红线。

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，同时需处理施工期遗留问题。

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

(2) 及时做好井场清理平整工作，岩屑池做到掩埋、填平、覆土、压实。

(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。

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)》(环办土壤函[2020]72号)、《废弃井封井处置规范》(Q/SH0653-2015)和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)，项目针对闭井期生态恢复提出如下措施：

(1) 对完成采油的废弃井，采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除各种固体废物，及时回收拆除采油(气)设备过程中产生的落地油，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。然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。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

（2）临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，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。

（3）临时占地范围不具备植被恢复条件的，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

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

本工程项目投资 151300 万元，环保投资 3095 万元，环保投资占总投资的比例为 2.05%。由于石油是我国战略物质，其定价受物价局控制，且涉及国家能源商业机密，故本环评报告中不再进行经济分析。

7.2 社会效益分析

本工程的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前油气供应紧张、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。本工程的实施还补充和加快了油田基础设施的建设。

因此本工程具有良好的社会效益。

7.3 环境措施效益分析

本工程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，本工程采取的环保措施既保护环境又带来了一定的经济效益。

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。

(2) 废水

采出水和井下作业废水，其中轮古 15、轮古 8 井区采出水随油气混合物输送至轮三联合站污水处理系统处理，轮古 100 井区、轮古东区域采出水随油气混合物输送至桑南处理站污水处理系统处理，均达到《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；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理。

(3) 固体废弃物

本项目运营期固体废物主要为落地油，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、基础减振等措施，减低了噪声污染。

(5) 生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地。

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

7.3.2 环境损失分析

本项目在建设过程中，由于井场地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性等造成的环境经济损失。

施工期结束后，临时占地将被恢复，临时占地对土地资源和生态环境的破坏程度较小，时间较短。只有在油田停止开发后，永久占地才有可能被恢复，永久占地对土地资源和生态环境的破坏严重，时间长。

根据生态影响评价分析，项目占地类型主要为耕地、林地、草地及未利用

地，荒漠植被盖度较低。拟建项目在开发建设过程中，不可避免的会产生一些污染物，这些污染物都会对油田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油田开发区域内的环境。

项目的开发建设中土地的占用产生一定程度的生态负效应。在数年内附之以有效的防护措施和生态修复措施，这种影响将会被局限在较小的范围内，不会呈现放大的效应。

7.3.2 环保措施的经济效益

本工程通过采用多种环保措施，不仅有重要的环境效益，而且在保证环境效益的前提下，一些设施的经济效益也很可观。

7.4 环境经济损益分析结论

本工程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 3095 万元，环境保护投资占总投资的 2.05%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

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 环境管理机构

本项目日常环境管理工作纳入轮南油气开发部开发部现有 QHSE 管理体系。塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司 QHSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位 QHSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位 QHSE 管理小组及办公室为三级管理机构。油田所属各单位及一切进入塔里木油田公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专(兼)职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其 QHSE 管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

8.1.1.2 环境管理制度

按照油田公司 QHSE 管理制度体系建设要求，建立了轮古油气田 QHSE 制度管理体系，并将各项环境管理制度作为 QHSE 制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

8.1.1.3 环境管理职责

轮南油气开发部 QHSE 管理委员会办公室(质量安全环保科)是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

(1)贯彻落实国家、地方、集团公司、油田公司环境保护相关法律法规、制度、标准和规划，制修订环境保护规章制度；

(2)分解落实油田公司下达的环境保护目标和指标，监督各单位环境保护目标和指标完成情况并进行考核；

(3)监督、检查开发部生产运行、建设项目施工、试修井作业过程中环保管理情况；

(4)组织环保隐患排查与治理，组织制定突发环境事件应急预案，参与环境事件应急演练、应急处置、事件调查；

(5)组织开展环境风险评估、环境隐患排查与治理；

(6)组织开展排污许可办理、污染源普查、环境信息统计工作；

(7)组织开展建设项目环境影响评价、竣工环境保护验收；

(8)配合政府生态环境部门和上级生态环境部门检查。

8.1.2 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	永久占地	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；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	施工单位、环境监理单位及建设单位	环境监理单位、建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		临时占地	设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域；在管线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；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		
		动物	加强施工人员的管理，强化保护野生动物的观念，禁止捕猎		
		植被	施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被		

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
施工期	生态保护	①工程措施：井场采取砾石压盖，施工结束后进行场地平整。 ②临时措施：对临时堆土区采取防尘网苫盖的方式进行防护；在施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界；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	施工单位、环境监理单位及建设单位	环境监理单位、建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		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		
	污染防治	施工现场洒水降尘避免大风天作业等；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量	施工单位、环境监理单位及建设单位	环境监理单位、建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		钻井废水按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，不外排；酸化压裂废水加碱中和后拉运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置；试压结束后，试压废水就地泼洒抑尘；生活污水定期拉运至轮三联合站及桑南处理站生活污水处理装置处理		
		施工过程中产生的土方全部用于管沟回填；焊接及吹扫废渣及生活垃圾收集后送轮南固废填埋场填埋处置；废机油由区域具有危废处置资质的公司接收处置；膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池干化，聚磺体系泥浆钻井岩屑经不落地收集系统收集后清运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理		
		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	采出水随采出液一起最终通过管线送至轮三联合站和桑南处理站进行处理；井下作业废水采用废水回收罐收集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理	建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
		密闭集输		
		落地油桶装收集后有由危废处置资质单位接收处置		
		选用低噪声设备、基础减振措施		
	事故风险	事故预防及油气泄漏应急预案		当地生态环境主管部门

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	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门
	固体废物	废弃管线、废弃建筑垃圾等收集后送轮南固废填埋场填埋处置；废防渗材料收集后由有危废处置资质单位接收处置		
	噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	生态恢复	闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理，使井场恢复到原有自然状况	施工单位及建设单位	建设单位相关部门及当地生态环境主管部门

8.1.3 施工期环境监理

根据《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，本项目施工期对周边环境造成一定影响，在施工期阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。现场应重点对管线工程等内容进行环境监理，确保施工期废气、废水达标排放，固废妥善处置，减少对区域土壤、地下水环境和生态环境的影响。

8.2 企业环境信息公开

8.2.1 公开内容

(1) 基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法人代表：杨学文

生产地址：新疆阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内

主要产品及规模：①钻井工程：部署新井 35 口（新钻井 34 口，老井侧钻 1 口）；②地面工程：新建井场 35 座、计量间 1 座、集气站 1 座、8 井式阀组 5 座；③集输管线：新建单井集输管道 125km，集输干线 22km；④配套建设自控、通信、电气、防腐、道路等辅助设施。

本工程建成投产后，设计年产油 $17.22 \times 10^4 \text{t}$ 、年产气 $2.55 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

(2) 排污信息

本工程拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表 3.3-21~3.3-27。

本工程污染物排放标准见表 2.6-3。

本工程“三本账”情况见表 3.3-30。

本工程污染物总量控制指标情况见表 3.3-31。

(3) 环境风险防范措施

本工程环境风险防范措施见轮南作业区现行突发环境风险应急预案。

(4) 环境监测计划

本工程环境监测计划见表 8.4-1。

8.2.2 公开方式及时间要求

公开方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：环境信息有新生成或者发生变更情形的，应当自环境信息生成或者变更之日起三十日内予以公开。法律、法规另有规定的，从其规定。

8.3 污染物排放清单

本工程污染物排放清单见表 8.3-1。

表 8.3-1 轮古油气田开发调整方案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/m³)	环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟气量 (Nm³/h)	排放浓度 (mg/m³)	排气筒高度 (m)	内径 (m)			
废气	采油井场	无组织废气	采取管道密闭输送，加强阀门、机泵的检修与维护，从源头减少泄露产生的无组织废气	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—	—	厂界非甲烷总烃≤4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中边界污染物控制要求
				—	硫化氢							厂界硫化氢≤0.06	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 中新改扩建项目二级标准
类别	污染源	污染因子	处理措施			处理后浓度 (mg/L)	排放去向	总量控制指标 (t/a)	执行标准 (mg/L)	环境监测要求			
废水	采出水	石油类 SS	采出水随油气混合物输送至轮三联合站和桑南处理站处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 后回注于地层			—	不外排	—	—	—			
	井下作业废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	送至轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理			—	不外排	—	—	—			

续表 8.3-1

轮古油气田开发调整方案污染物排放清单一览表

序号	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	采油井场	采油树	L _{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	降噪 15dB (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
	3#集气站	外输泵	L _{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	降噪 15dB (A)		
	1#计量间	外输泵	L _{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	降噪 15dB (A)		
序号	污染源名称		固废类别	处理措施	处理效果	执行标准	监测要求
固废	落地油		含油物质(危险废物HW08)	收集后定期由有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置，不外排		严格按照《危险废物贮存污染控制标准》 (GB18597-2001) 及其修改单(环境保护部公告，2013 年第 36 号)、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》 (HJ2025-2012) 相关规定进行
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。

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

8.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。根据《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)等要求，本工程的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担，也可由塔里木油田分公司的质量检测中心承担。

8.4.3 监测计划

根据本工程生产特征和污染物的排放特征，依据国家颁布的环境质量标准、污染物排放标准及地方生态环境部门的要求，制定本工程的监测计划和工作方案。本工程投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 8.4-1。

表 8.4-1 本工程监测计划一览表

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	下风向厂界外 10m 范围内	每年 1 次
噪声	站场场界噪声	L_{eq}	厂界外 1m	每年 1 次

续表 8.4-1

本工程监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
地下水	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	地下水上游	每年监测一次
			地下水下游	
			地下水下游	
土壤	土壤环境质量	石油烃	3#集气站内	每3年监测1次
			代表性井场内采油树管线接口处	
			管线穿越农田区域代表性点	

8.5 环保设施“三同时”验收一览表

本工程投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 8.5-1。

表 8.5-1

环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	--	--	--	--
废水	1	管道试压废水	循环使用,试压结束后就地泼洒抑尘	--	--	--	--
	2	施工期生活污水	排入生活污水池暂存,钻井工程结束后定期拉运至轮三联合站及桑南处理站生活污水处理装置处理	--	--	35	--
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	--	--	--	--
固废	1	膨润土废弃泥浆及膨润土岩屑	采用收集池收集就地干化,用于修通井道路、铺垫井场	--	--	--	--
	2	聚磺钻井液体系废弃泥浆及磺化泥浆岩屑	拉运至轮南油田钻试修环保站处理	--	--	525	--
	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	70	--
	5	焊接及吹扫废渣	收集后送轮南固废填埋场填埋处置	--	--	35	--
	6	生活垃圾	定期清运至轮南固废填埋场	--	--	35	--

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		—	临时占地恢复到之前状态	175	—
		管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土					
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	水土保持	防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘		—	防止水土流失	105	—
		防沙治沙		—	防止土地沙化	105	—
环境 监理	开展施工期环境监理			—	—	70	—
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	井场无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护	—	场界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$	—	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求
				—	场界硫化氢 $\leq 0.06\text{mg}/\text{m}^3$	—	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中新改扩建项目二级标准
废水	1	营运期采出水	随采出液一起输送至各轮三联合站和桑南处理站处理，达标后回注地层	—	—	—	—
	2	营运期井下作业废水	收集后送至轮南油田钻试修环保站处理	—	—	35	—
噪声	1	采油井场	采油树	—	场界达标： 昼间 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$ 夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008) 2类区排放限值
	2	3#集气站	注水泵撬	—		—	

续表 8.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
营运期							
噪声	3	1#计量间 压缩机	基础减振	—	—	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2类区排放限值
固废		落地油(HW08 071-001-08)	桶装收集后,由有危废处置资质单位接收处置	—	—	70	—
类别		污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
防渗		分区防渗	具体见表 5.2-22			140	—
环境监测		废气、噪声、土壤、地下水、生态	按照监测计划,委托有资质单位开展监测	—	污染源达标排放	70	—
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	—	—
类别		污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
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	155	—
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	—	—	—	—
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	收集后送轮南固废填埋场妥善处理	—	妥善处置	—	—
	2	废防渗材料	由有危废处置资质单位接收处置	—	妥善处置	70	—
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	1400	—
合计				—		3095	—

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：轮古油气田开发调整方案

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

建设性质：改扩建

建设内容：①钻井工程：部署新井 35 口（新钻井 34 口，老井侧钻 1 口）；②地面工程：新建井场 35 座、计量间 1 座、集气站 1 座、8 井式阀组 5 座；③集输管线：新建单井集输管道 125km，集输干线 22km；④配套建设自控、通信、电气、防腐、道路等辅助设施。

建设规模：本工程建成投产后，设计年产油 $17.22 \times 10^4 \text{t}$ 、年产气 $2.55 \times 10^8 \text{m}^3$

项目投资和环保投资：工程总投资 151300 万元，其中环保投资 3095 万元，占总投资的 2.05%。

劳动定员：新建各站场为无人值守站，不新增劳动定员。

9.1.2 项目选址

本工程位于新疆阿克苏地区库车市和巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，区域以油气开采为主，工程占地范围内无自然保护区、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 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，本工程的建设符合国家产业政策要求。

本工程属于塔里木油田分公司油气勘探开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》。本项目位于轮古油气田内，工程占地范围内无自然保护区、无风景名胜区、水源保护区、

文物保护单位等敏感目标，本项目不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的重点开发区和禁止开发区，属于主体功能区中的限制开发区域，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

9.2 环境现状

9.2.1 环境质量现状评价

项目所在区域环境空气中 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 年平均浓度值超标，本工程所在区域属于不达标区。环境质量现状监测结果表明：各监测点硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值；非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准。

地下水环境质量现状监测表明：监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准；各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准要求。

声环境质量现状监测结果表明：声环境监测点满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准要求；现有 LG36C 井场、LG15-18 计量间厂界噪声监测值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中 2 类区标准。

土壤环境质量现状监测表明：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)表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值。

9.2.2 环境保护目标

本项目大气评价范围内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点，因此不再设置环境空气保护目标，鉴于石油开采类项目的特点，本次评价对环境空气的保护目的为不改变区域环境空气功能区质量。本项目周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保

护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边200m范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，将站场占地外1000m和管线两侧200m内耕地、天然林作为土壤环境保护目标；本工程将生态环境影响评价范围内植被和动物、国家级公益林、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及塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区作为生态环境保护目标；将轮南小区、区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。

9.3 拟采取环保措施的可行性

9.3.1 废气污染源及治理措施

运营期环境空气主要保护措施如下：

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

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

(2)本项目定期巡检，确保集输系统安全运行。

(3)提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

从以往同类管道、站场的验收评价来看，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

采出水随油气混合物输送至轮三联合站和桑南处理站处理，轮三联合站及桑南处理站均采用“缓冲沉降+两级过滤”处理工艺，使处理后污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注油气层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至轮南油田钻试修废弃物环保处理站；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。

9.3.3 噪声污染源及治理措施

(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)在运营期时给机泵等设备加减振垫,对各种机械设备定期保养。

9.3.4 固体废物及处理措施

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

9.4 项目对环境的影响

9.4.1 大气环境影响

本工程实施后,项目无组织废气中非甲烷总烃最大一次落地浓度为 $46.153\mu\text{g}/\text{m}^3$,最大占标率 2.31%; H_2S 最大一次落地浓度为 $0.654\mu\text{g}/\text{m}^3$,最大占标率 6.54%, $\text{D}_{10\%}$ 均未出现。

本工程实施后,各站场无组织废气对四周场界非甲烷总烃浓度贡献值为 $101.04\sim 316.33\mu\text{g}/\text{m}^3$,满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求; H_2S 浓度贡献值为 $0.30\sim 1.05\mu\text{g}/\text{m}^3$,满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表 1 二级新扩改建标准。

9.4.2 地下水环境影响

(1)环境水文地质现状

①环境水文地质现状

评价区地下水含水层主要有第四系潜水层和新第三系裂隙空隙承压含水层,地下水矿化度整体偏高,为特硬水,局部地区为硬水,地下水补给以塔里木河水侧向渗透及洪水泛滥补给为主;项目所在区域包气带上部主要为粉土,底部存在一层稳定的粉质粘土层,包气带平均厚度约 7m,分布连续稳定且单层厚度大于 1.0m,根据包气带渗水试验结果,经计算渗透系数在 $0.57\times 10^{-4}\text{cm}/\text{s}\sim 221.8\times 10^{-4}\text{cm}/\text{s}$,平均值 $86.61\times 10^{-4}\text{cm}/\text{s}$,包气带防护性能弱。

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

本工程严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)的要求采取源头控制和分区防控措施。正常状况下在采取源头控制、分区防控措施后,结合地下水污染监控及应急措施,场界内石油类能满足相应标准要求;非正常状况下,由地下水污染预测结果可知,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

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

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工程主体工程的设计使用年限。

③建立和完善本工程的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。

④在制定环保管理体制的基础上,制订针对地下水污染事故的应急措施,并应与其它应急预案相协调。

(4) 地下水环境影响评价结论

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

9.4.3 声环境影响

项目实施后,新建采油井场主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为43.4~45.8dB(A),3#集气站主要产噪声源对场界的噪声贡献值为32.7~46.1dB(A),1#计量间主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为30.4~

45.4dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区标准要求。

9.4.4 固体废物环境影响

本工程运营期固体废物主要为落地油，落地油属于危险固体废物，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 土壤环境影响

本工程站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；站场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、跟踪监测、应急响应”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治措施后，本项目建设可行。

9.4.6 生态影响

本工程不同阶段对生态环境的影响略有不同，施工期主要体现在土地利用、土壤、植物、动物、水土流失、防沙治沙等方面，其中对土壤、水土流失及植被的影响相对较大；运营期主要体现在动物及植被等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本工程建设对生态环境的影响可得到有效减缓，在生态系统可接受范围内，对生态环境的影响不大；工程对生态敏感区采取避让措施，不在生态保护红线区内进行开发。从生态环境保护的角度看，该建设项目是可行的。

9.5 总量控制分析

结合本工程排放特征，本项目总量控制指标为：VOC_s 2.81t/a，COD 0t/a，

氨氮 0t/a。

9.6 环境风险评价

塔里木油田分公司及下属各油气开发部均制定了应急预案,本工程实施后,负责实施的轮南油气开发部将本次新增建设内容纳入现行轮南油气开发部轮南作业区环境风险应急预案体系。项目在落实轮南作业区现有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,中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。

9.8 项目可行性结论

本工程的建设符合国家相关产业政策和“三线一单”生态环境分区管控方案要求,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》、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;采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施后,项目建设对区域生态环境影响可接受;采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下,环境风险可防控。从环境保护角度出发,项目可行。