

塔里木油田 2021 年油气生产物联网无人
值守建设工程(轮南片区)
环境影响报告书
(报审版)

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

评价单位：河北奇正环境科技有限公司

编制时间：二〇二一年五月

目 录

1 概述	1
1.1 任务由来及背景	1
1.2 项目特点	2
1.3 环境影响评价工作过程	2
1.4 分析判定相关情况	2
1.5 项目关注的主要环境问题及环境影响	8
1.6 评价结论	10
2 总则	11
2.1 编制依据	11
2.2 评价原则	14
2.3 环境影响因素识别及评价因子	14
2.4 评价工作等级和评价范围	16
2.5 环境影响评价标准	25
2.6 环境功能区划	30
2.7 环境保护目标	31
3 建设项目工程分析	32
3.1 现有工程	32
3.2 改建工程概况	42
3.3 改建工程完成后全厂污染物排放量	59
4 环境现状调查与评价	60
4.1 自然环境现状调查与评价	60
4.2 环境敏感区调查	66
4.3 环境质量现状监测与评价	66
5 环境影响预测与评价	81
5.1 施工期环境影响分析	81
5.2 运营期大气环境影响预测与评价	85
5.3 运营期地表水环境影响分析	91
5.4 运营期地下水环境影响预测与评价	91

5.5 运营期声环境影响预测与评价.....	102
5.6 运营期固体废物环境影响分析.....	104
5.7 运营期生态环境影响分析.....	104
5.8 运营期土壤环境影响分析.....	105
5.9 运营期环境风险评价.....	108
6 污染防治措施及其可行性论证	115
6.1 大气污染防治措施可行性论证.....	115
6.2 废水治理措施可行性论证.....	116
6.3 噪声防治措施可行性论证.....	116
6.4 固体废物处理措施可行性论证.....	116
6.5 生态保护措施可行性论证.....	116
7 环境影响经济损益分析	118
7.1 环境影响分析.....	118
7.2 社会效益分析.....	118
7.3 经济效益分析.....	118
7.4 环境措施效益分析.....	118
7.5 小结.....	119
8 环境管理与监测计划	120
8.1 环境管理.....	120
8.2 污染物排放管理要求.....	125
8.3 环境监测计划.....	126
8.4 环境保护“三同时”验收	127
9 环境影响评价结论	130
9.1 结论.....	130
9.2 要求与建议.....	133

附图附件

附图：

- 附图 1：项目地理位置图；
- 附图 2：项目周边关系图；
- 附图 3：项目平面布置图；
- 附图 4：项目环境现状监测布点图；
- 附图 5：区域土地利用类型现状图；
- 附图 6：区域土壤类型图；
- 附图 7：区域植被类型图；
- 附图 8：项目与新疆生态保护红线位置关系图

附件：

附件 1：国家环境保护总局《关于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司轮古 15 井开发建设项目环境影响报告书审查意见的复函》，环审[2005]20 号；

附件 2：《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司轮古 15 井开发建设项目》竣工环境保护验收的意见（新环监验[2007]32 号）；

附件 3：环境质量现状监测报告；

附件 4：环评委托书；

附件 5：建设项目环评审批基础信息表。

1 概述

1.1 任务由来及背景

塔里木盆地是世界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（以下简称“塔里木油田分公司”）主要在塔里木盆地从事油气勘探开发、炼油化工、科技研发、工程技术攻关等业务，是上下游一体化的大型油气生产供应企业，作业区域涉及塔里木盆地及周围 5 地州 20 多个县市，目前已发现和探明轮南、塔中、哈德、克拉 2、迪那 2、英买力等 30 个大型油气田，塔里木油田分公司年产能已突破 3000 万 t。

塔里木油田目前已建成克拉（含克深 2 区块）、哈得、塔中、英买、迪那、哈拉哈塘、大北等 7 个油气场站 A11 系统。

2020 年 6 月，塔里木油田编制了《塔里木油田“十四五”油气生产物联网建设规划》，规划分为近期目标和远期目标。近期目标：2023 年，全面建成数字化油田。实现勘探、开发、储运、炼化等油田业务过程的数字化管理。远期目标：2025 年，基本建成智慧油田。实现全面感知，自动操控，智能预测油田变化趋势，持续优化油田管理。

2004 年 11 月，中国石油集团工程设计有限责任公司编制完成《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司轮古 15 井区开发建设项目》环境影响报告书，2005 年 1 月 10 日，国家环境保护总局出具《关于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司轮古 15 井开发建设项目环境影响报告书审查意见的复函》，环审[2005]20 号；2007 年 10 月 16 日，新疆维吾尔自治区环境保护局出具项目的验收意见，新环监验[2007]32 号。

轮古 7 集油站及附属 2 个计量站属于轮古 15 井区配套地面工程，依据《塔里木油田“十四五”油气生产物联网建设规划》及轮古 7 井区的生产现状及开发趋势，对轮古 7 集油站及附属 2 个计量站进行无人值守改造建设。

本次改建目主要建设内容为：一、轮古 7 集油站改造：①拆除一台 9.5m^3 两相分离器和 4 台生产加热炉（均为利旧设备），新建两台气液两相分离器和三台 500kW 真空想变加热炉，满足该井区十年开发生产需要；②优化掺稀油流程，拆除六座 50m^3 稀油储罐，将一座 500m^3 污水调储罐改造为稀油储罐，稀油直接经掺稀泵增压外输；③简化注水流程，停用注水缓冲罐；④完善各生产运行参数

的测控,确保各生产环节运行参数的全部监测并上传中心控制室;二计量站改造:两座传统计量站传统工艺(计量分离器)进行自动化改造,采用“撬装计量分离器”,该装置自带 PLC 控制,气液分离后自动在线计量,实现无人值守。

1.2 项目特点

改建项目具有以下特点:

(1) 对轮古 7 集油站及附属 2 个计量站进行改造,不涉及采油工艺、产能的变化。

(2) 轮古 7 集油站及附属 2 个计量站的改造均为配套设施的改造,实现站场无人值守。

1.3 环境影响评价工作过程

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和中华人民共和国国务院于《建设项目环境保护管理条例》的要求,该项目应进行环境影响评价。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》(2021 年版)规定,项目位于新疆水土流失重点预防区,属于“陆地石油开采 0711 涉及环境敏感区的(含内部集输管线建设)”,该项目应编制环境影响报告书。为此,塔里木油田分公司委托河北奇正环境科技有限公司承担本项目的环境影响评价工作。

公司在接受委托后,首先对设计资料等内容进行了研究和分析,在此基础上进行了现场踏勘,并进行了资料收集。结合工程资料,根据国家有关环境保护法律法规的有关规定,分析判定建设项目规模、性质和工艺路线等与国家 and 地方有关环境保护法律法规、标准、政策、规范、相关规划的符合性。

在环评报告编制期间,建设单位与 2021 年 4 月 2 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站对本项目进行第一次环评信息公示,并开展区域环境质量现状监测工作。在以上工作的基础上,评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求和各级生态环境主管部门的意见,编制完成了本项目环境影响报告书。

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性分析

项目对照《产业结构调整指导目录(2019 年本)》,属于目录中第七类“石油、天然气”中第一条“常规石油、天然气勘探与开采”,属于鼓励类项目。项

目结合《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》，项目周边 200m 范围内无铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线，周边 1000m 范围内不涉及重要河流功能区、水环境功能区，选址和空间布局符合准入条件要求，因此本项目符合国家和地方当前产业政策要求。

1.4.2 相关规划与环境功能区划符合性分析

（1）主体功能区划

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，基于不同区域的资源环境承载能力、现有开发强度和发展潜力以及是否适宜或如何大规模、高强度工业化城镇化为基准，将新疆国土空间划分为重点开发、限制开发和禁止开发区域。其中重点开发区域和限制开发区域覆盖全域，禁止开发区域镶嵌于重点开发区域或者限制开发区域内。限制开发区域中的能源和矿产资源，仍然可以依法开发，资源开采的地点仍然可以定义为能源或矿产资源的重点开发基地，但应该按照该区域的主体功能定位实行“点上开发、面上保护”。

本项目位于轮台县，属于新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的限制开发区域。但项目为油气开发，位于能源或矿产资源的重点开发基地内，与主体功能区不冲突。

（2）生态环境保护规划

项目位于新疆维吾尔自治区巴音郭勒蒙古自治州轮台县，所在地涉及到的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划“十三五”规划纲要》、《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》、《新疆维吾尔自治区生态功能区划》等。

本项目与上述相关文件的符合性分析见表 1.4-1。

表 1.4-1 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
《“十三五”环境影响评价改革实施方案》（环环评[2016]95号）	拟定生态保护红线	本项目不在生态保护红线范围内	符合
	环境质量底线	本项目施工期产生的废气、废水、固体废物、噪声对区域环境影响较小，且随着施工期结束而消失；运营期无废水及固废产生，仅有极少量废气无组织逸散，计量等设备产生的噪声值较低，不会突破环境质量底线。	符合
	资源利用上线	本项目仅利用少量电能，不会突破	符合

		资源上线。	
新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展“十三五”规划纲要	油气开发。重点建设西北石油局油气勘探开发项目、新疆油田勘探开发项目、吐哈油田勘探开发项目、塔中西部油气勘探项目、塔里木油田油气勘探开发项目	本项目属于塔里木油田油气勘探开发项目	符合
	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发区；	本项目为油气开采项目，位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于限制开采区和禁止开采区。	符合
《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件(修订)》	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、城镇市政设施所在区域，军事管理区、机场、国防工程设施圈定的区域，居民聚集区 1 千米以内禁止建设非金属矿采选项目	本项目不在铁路、高速公路路、国道、省道等重要交通干线两侧 200 米范围以内，不在重要工业区、大型水利设施、城镇市政设施所在区域，军事管理区、机场、国防工程设施圈定的区域，项目距最近的居民区 18km，本项目不属于非金属矿采选项目。	符合
	伊犁河、额尔齐斯河等重要河流源头区、水环境功能区划为 I、II 类和具有饮用功能的 III 类水体岸边 1000 米以内，其它 III 类水体岸边 200 米以内，禁止新建或改扩建非金属矿选矿工程，存在山体等阻隔地形或建设人工地下水阻隔设施的，可根据实际情况，在确保不会对水体产生污染影响的前提下适当放宽距离要求。	项目周边 2km 范围内不涉及重要河流源头区、水环境功能区。	符合
	噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》	项目噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》	符合

	(GB12348-2008)	(GB12348-2008)2 类标准	
--	----------------	---------------------	--

1.4.3 其他环保政策符合性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《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）的符合性见表 1.4-2~1.4-4。

表 1.4-2 项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）的符合性分析

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	本项目采用清洁生产工艺和技术，运营期无废水产生	符合
	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本项目建设布局合理，已在设计阶段合理选址，合理利用现有道路	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	本项目油气采用密闭集输	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	本项目已提出生态环境影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地	本项目不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道。	符合

表 1.4-3 项目与《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）的符合性分析

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	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与	本项目集油站、计量站均密闭	符合

境影响评价管理的通知》(环办环评函(2019)910号)	管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控,通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施,有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。		
	陆地油气长输管道项目,原则上应当单独编制环评文件。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。	本项目不涉及油气长输管道,周边 500m 范围内无居民。	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。	塔里木油田分公司已编制突发环境事件应急预案,并报所在地生态环境主管部门备案。	符合

表 1.4-4 项目与《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)的符合性分析

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号)	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	本项目不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域。	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案,并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布,接受社会监督。	区块开发阶段将进行该项工作,并向社会公布,接受社会监督。	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。	项目采用先进技术、工艺和设备	符合
	散落油和油水混合液等含油污染	本项目运营期无固体废物	

	物应当回收处理，不得掩埋。	产生	
	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄露，造成环境污染。	本项目要求建设单位定期对集油站、计量站进行巡查、检测和防护。	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。	本项目运营期无固体废物产生	符合

1.4.4 与“三线一单”相符性分析

根据环境保护部《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）的要求：

（1）生态保护红线

生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关规划环评应将生态空间管控作为重要内容，规划区域涉及生态保护红线的，在规划环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。

本项目位于新疆维吾尔自治区巴音郭勒蒙古自治州轮台县，距离塔里木油田生态保护红线(土地沙化生态保护红线区)最近为 18.8km，不在生态保护红线范围内。

②环境质量底线

环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。

根据现状监测结果，区域环境空气质量现状监测点位各监测因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及其修改单（生态环境部公告 2018

年第 29 号) 要求; 非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求; 地下水环境质量现状监测点位各监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中 III 类标准; 声环境现状监测结果满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准限值, 土壤环境现状结果满足《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 1、表 2 第二类用地筛选值标准。项目所在区域环境质量良好。

本项目施工期废气、废水、噪声、固废均采取了严格的污染控制措施, 且施工周期较短, 随着施工期结束将消失。项目运营期无废水、固废产生, 仅集油站、计量站产生极少量无组织逸散, 设备运营噪声值较低, 不会对区域环境产生明显影响。

综上分析, 项目符合环境质量底线的要求, 不会对环境质量底线产生冲击。

③资源利用上线

资源是环境的载体, 资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关规划环评应依据有关资源利用上线, 对规划实施以及规划内项目的资源开发利用, 区分不同行业, 从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议, 为规划编制和审批决策提供重要依据。

本项目运营期主要资源消耗为电能且永久占地面积较小, 不会超出区域资源利用上限。

④生态环境准入清单

项目无行业准入条件, 对照《产业结构调整指导目录(2019 年本)》, 属于目录中第七类“石油、天然气”中第三条“原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”, 属于鼓励类项目。项目结合《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件(修订)》, 项目周边 200m 范围内无铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线, 周边 1000m 范围内不涉及重要河流功能区、水环境功能区, 选址和空间布局符合准入条件要求, 因此本项目符合国家和地方当前产业政策要求。

综上所述, 项目建设符合《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》(环环评[2016]150 号) 中相关要求。

1.5 项目关注的主要环境问题及环境影响

根据项目建设特点, 本次评价主要关注施工期、运营期的环境问题及影响。

（1）施工期

环境空气影响：主要体现在施工期柴油机烟气、焊接烟尘、施工扬尘对大气环境的影响，通过采用环保型柴油机，选用优质低硫燃料；合理规划运输路线、洒水抑尘等措施，减小对周围环境空气的影响。

水环境影响：项目无生产废水产生，施工人员野外施工带足饮水即可，不在野外盥洗及食宿，无生活污水产生，不会对水环境产生影响。

声环境影响：主要体现在施工设备噪声对声环境的影响，通过采取选用低噪声设备减小对周边声环境的影响。

固废影响：主要为施工废料，经收集后外售综合利用；不设施工营地，施工人员不在野外食宿，无生活垃圾产生。

生态环境影响：项目集输管线沿现有道路进行地上敷设，不进行土方开挖，对生态环境的影响主要为永久占地破坏土壤、损毁植被、破坏生态景观等，项目永久占地面积较小，且所在区域属植被较少，项目的实施对生态环境的影响是可以接受的。

（2）运营期

环境空气影响：主要为真空加热炉烟气，无组织逸散的非甲烷总烃、硫化氢；真空加热炉烟气经低氮燃烧器处理后通过 3 根 8m 排气筒排放，无组织非甲烷总烃、硫化氢采取加强日常管理和维护，减少逸散量，不会对周围环境空气产生明显不利影响。

地表水环境影响：项目运营期无废水产生，不会对周围地表水环境产生影响。

地下水环境影响：运营期无废水产生，正常情况下不会对地下水产生影响，非正常工况下，地下水环境影响可接受，同时项目采取源头控制、分区防控、应急响应等措施，防止对地下水造成污染。

声环境影响：主要体现在集油站、计量站设备运行噪声，噪声值较小，不会对周边声环境产生明显不利影响。

固废影响：油气分离器产生的油泥、清罐产生的清罐底泥，定期送塔里木油田绿色环保处理站处理。

生态环境影响：改建项目于轮古 7 集油站及 2 座计量站内，不新增占地，不破坏植被，项目的实施对生态环境的影响是可以接受的。

环境风险：项目涉及的风险物质主要为原油、天然气，在采取相应风险防控措施后，环境风险可防控。

1.6 评价结论

项目建设符合国家及地方产业政策，符合相关规划和政策要求，满足“三线一单”的相关要求，污染源治理措施可靠有效，污染物均能够达标排放，固体废物能得到合理处置，根据塔里木油田分公司提供的公众参与说明，公示期间未收到公众反对意见，满足总量控制要求，项目具有良好的经济和社会效益。在全面加强监督管理，执行环保“三同时”制度和认真落实各项环保措施的条件下，从环境保护角度分析，项目建设可行。报告书编制过程中，得到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，在此表示衷心感谢！

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》，2015 年 1 月 1 日施行；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日施行；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日施行；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 1 月 1 日施行；
- (5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，2018 年 12 月 29 日施行；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2016 年 11 月 7 日施行；
- (7) 《中华人民共和国节约能源法》，2018 年 10 月 26 日施行；
- (8) 《中华人民共和国水法》，2016 年 9 月 1 日施行；
- (9) 《中华人民共和国城乡规划法》，2015 年 4 月 24 日修订；
- (10) 《中华人民共和国清洁生产促进法》，2012 年 2 月 29 日修订；
- (11) 《中华人民共和国循环经济促进法》，2018 年 10 月 26 日施行；
- (12) 《中华人民共和国土地管理法》，2004 年 8 月 28 日修订；
- (13) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 1 月 1 日施行；
- (14) 《中华人民共和国环境保护税法》，2018 年 1 月 1 日。

2.1.2 环境保护法规、部门规章

- (1) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，2021 年 1 月 1 日施行；
- (2) 《建设项目环境保护管理条例》，中华人民共和国国务院令[2017]第 682 号，2017 年 10 月 1 日；
- (3) 《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，国家发展改革委，2020 年 1 月 1 日；
- (4) 《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》（国发[2011]35 号文）；
- (5) 《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；
- (6) 《关于进一步加强环境保护信息公开工作的通知》，环办[2012]134 号；
- (7) 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；
- (8) 国务院关于印发《水污染防治行动计划》的通知，国发[2015]17 号；

- (9) 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；
- (10) 《国务院关于印发“十三五”生态环境保护规划的通知》，国发[2016]65号；
- (11) 关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知，环办[2013]103号；
- (12) 《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；
- (13) 《突发环境事件应急管理办法》，环境保护部令第34号，2015.6.5；
- (14) 《关于印发<“十三五”环境影响评价改革实施方案>的通知》，环环评[2016]95号；
- (15) 《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；
- (16) 环保部发布《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15日；
- (17) 《“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案》（环大气[2017]121号），2017年9月14日；
- (18) 生态环境部令《环境影响评价公众参与办法》，部令第4号，2018年7月16日；
- (19) 《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；
- (20) 《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；
- (21) 《国家危险废物名录（2021年版）》，2021年1月1日实施；
- (22) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2012年修正）》，2012年3月28日修订并实施；
- (23) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例（2016年修订）》，2018年9月21日修订并实施；
- (24) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2015年3月1日实施，2018年9月21日修订)；
- (25) 《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日实施；

(26) 《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 日实施;

(27) 《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 日实施;

(28) 《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 日实施;

(29) 《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), 2016 年 11 月 16 日实施;

(30) 《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 日实施);

(31) 《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》;

(32) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》;

(33) 《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件(试行)》(新环发[2017] 1 号), 2017 年 7 月 21 日修订并实施。

2.1.3 评价技术规范

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016);

(2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018);

(3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018);

(4) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016);

(5) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009);

(6) 《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018);

(7) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011);

(8) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》
(HJ/T349-2007);

(9) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018);

(10) 《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018);

(11) 《国家危险废物名录(2021 年版)》(2021.1.1);

(12) 《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ817-2017);

(13) 《污染源源强核算技术指南 准则》(HJ884-2018);

(14) 《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则(试行)》(HJ944-2018)。

2.1.4 相关文件

(1) 国家环境保护总局《关于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司轮古 15 井开发建设项目环境影响报告书审查意见的复函》，环审[2005]20 号；

(2) 《塔里木油田 2021 年油气生产物联网无人值守站建设工程实施方案》，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司；

(3) 环境质量现状监测报告；

(4) 本项目环境影响评价委托书；

(5) 建设单位提供的其它技术资料。

2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影響。

(3) 突出重点

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

2.3 环境影响因素识别及评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

根据该项目的生产特点和污染物的排放种类、排放量以及对环境的影响，将建设和生产过程中产生的污染物及对环境的影响列于表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响因素识别一览表

环境因素 影响因素		自然环境					生态环境	
		环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤环境	土地	景观
施工期	场地清理	-1D	-1D	--	-1D	--	-1D	-1D
	运输	-1D	--	--	-1D	--	--	--
	安装建设	-1D	--	--	-1D	--	1D	--
	材料堆放	-1D	--	--	-1D	--	--	--
营运期	生产工艺过程	-2C	-1C	-2C	-1C	-1C	--	--

备注：①表中“+”表示正面影响，“-”表示负面影响。②表中数字表示影响的相对程度，“1”表示影响较小，“2”表示影响中等，“3”表示影响较大。③表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

由表 2.3-1 可知，本项目的建设对环境的影响是多方面的，既存在短期、局部及可恢复的负影响，也存在长期的负面影响。施工期主要表现在对自然环境要素产生一定程度的负面影响，主要环境影响因素为环境空气、声环境，表现为短期内影响，均随着施工期的结束而消失；营运期对环境的不利影响是长期存在的，在生产过程中主要影响因素表现在环境空气、水环境、声环境、土壤环境等方面；闭井期主要影响因素表现在声环境及生态恢复方面。

2.3.2 评价因子筛选

根据环境影响要素识别结果，结合建设项目工程特征及周围地区环境质量概况，确定本次评价因子，见表 2.3-2。

表 2.3-2 项目环境影响评价因子一览表

项目	环境要素	评价类别	评价因子
施工期	大气环境	污染源评价	颗粒物
		影响评价	TSP
	地下水环境	污染源评价	COD、氨氮、SS、石油类
		影响评价	
	声环境	污染源评价	A 声级
		影响评价	等效连续 A 声级
	固体废物	污染源评价	施工废料、生活垃圾、钻井泥浆、钻井岩屑、多余土方
		影响分析	
	生态环境	现状调查	土地利用、植被类型、野生动物、土壤侵蚀
		影响分析	土地利用、植被绿化、野生动物、土壤破坏、景观生态
运营期	大气环境	现状评价	PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃、H ₂ S
		污染源评价	非甲烷总烃、H ₂ S、颗粒物、SO ₂ 、NO _x
		影响评价	非甲烷总烃、H ₂ S、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂
	地下水环境	现状评价	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、氯化物、氰化物、硫酸盐、挥发性酚类、铁、锰、汞、砷、铅、氟化物、镉、六价铬、菌落总数、总大肠菌群、石油类
		污染源评价	COD、氨氮、SS、石油类
		影响评价	石油类
	包气带	现状评价	pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐氮、硫酸盐、氯化物、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、氰化物、氟化物、铁、

			锰、砷、汞、六价铬、铅、镉、甲醇、石油类
声环境	现状评价	等效连续 A 声级	
	污染源评价	A 声级	
	影响评价	等效连续 A 声级	
固体废物	污染源评价	油泥、清罐底泥	
	影响分析		
土壤	现状评价	pH、镍、铜、铅、镉、砷、汞、六价铬、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、萘及 pH、总铬、锌、阳离子交换量、石油烃	
生态环境	现状调查	土地利用、植被类型、野生动物、土壤侵蚀	
	影响分析	土地利用、植被绿化、野生动物、土壤破坏、景观生态	
环境风险	风险评价	原油、天然气	

2.4 评价工作等级和评价范围

根据本项目的工程特点及所在地区的环境特征，依据环境影响评价技术导则的具体要求，确定本项目主要环境要素的评价工作等级及范围。

2.4.1 大气环境评价等级及范围

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中相关要求，结合项目工程分析结果，选择正常排放的主要污染物及排放参数，采用附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模式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

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中最大地面浓度占标率 P_i 定义如下：

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

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 1 小时地面空气质量浓

度, $\mu\text{g}/\text{m}^3$;

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

(2) 评价等级判别表

评价等级按表 2.4-1 的分级判据进行划分。

表 2.4-1 评价工作等级判据表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	$P_{\max} \geq 10\%$
二级评价	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级评价	$P_{\max} < 1\%$

(3) 估算模型参数

估算模型参数见表 2.4-2。

表 2.4-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市人口数)	/
最高环境温度/℃		41.4℃
最低环境温度/℃		-25.5℃
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率(m)	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/°	/

(4) 废气污染源参数

估算数值计算各污染物参数见表 2.4-3~2.4.4。

表 2.4-3 废气污染源参数一览表（点源）

污染源名称	排气筒底部中心坐标 (°)		排气筒底部海拔高度 (m)	排气筒参数				污染物排放速率(kg/h)			
	经度	纬度		高度 (m)	内径 (m)	温度 (°C)	流速 (m/s)	SO ₂	NO _x	PM ₁₀	PM _{2.5}
真空加热炉排气筒	84.027222	41.409050	930	8	0.15	100	12.23	0.0061	0.021	0.0055	0.00275

表 2.4-4 废气污染源参数一览表（面源）

编号	名称	面源起点坐标(°)*		海拔高度 /m	长度/m	宽度/m	有效排放 高度/m	与正北向夹角/°	污染物排放速率/（kg/h）	
		经度	维度						非甲烷总烃	H ₂ S
1	轮古 7 集油站无组织废气	84.027737	41.409038	930	65	30	5.0	175	0.057	0.00057

注：面源起点坐标*以面源西南角为起点。

(5) 估算模型计算结果

本项目废气污染源的正常排放污染物最大 $P_{\max}$ 和 $D_{10\%}$ 估算模型计算结果见图 2.4-1。

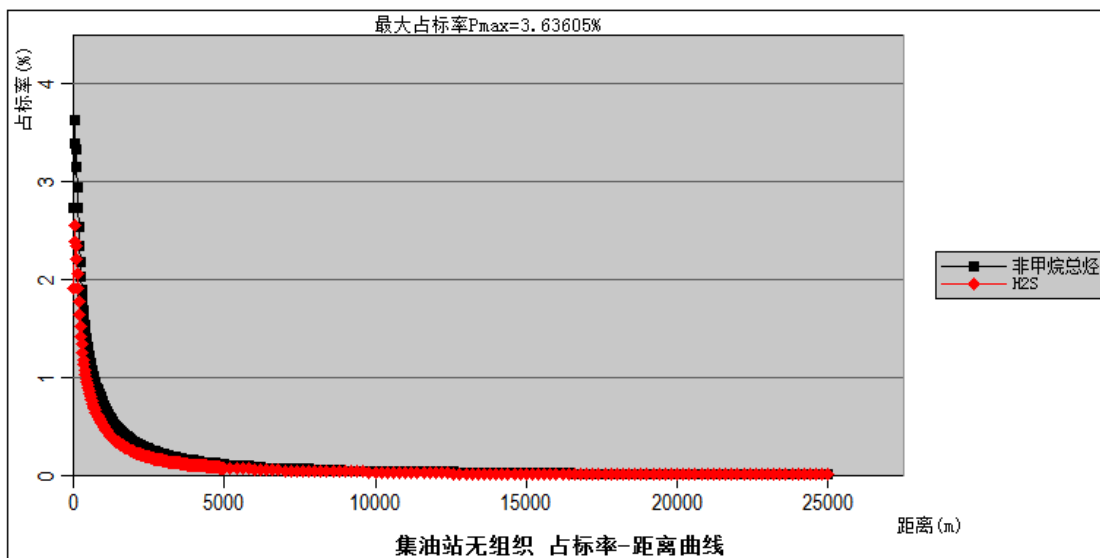


图 2.4-1 污染源最大 $P_{\max}$ 预测结果图

(6) 评价等级确定

本项目大气环境影响评价定级判定见表 2.4-4。

表 2.4-4 大气评价等级估算结果一览表

污染源名称	评价因子	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$C_{\max}$ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$P_{\max}$ (%)	$D_{10\%}$ (m)
真空加热炉 烟气	SO ₂	500.0	0.622	0.12	--
	NO ₂	200.0	7.05	3.52	--
	PM ₁₀	450.0	0.559	0.12	--
	PM _{2.5}	225	0.279	0.12	--
集油站、计量 站无组织逸 散	非甲烷总烃	2000	72.7	3.64	--
	H ₂ S	10	0.255	2.55	-

由上表可知，本项目 $P_{\max}$ 最大值为无组织排放的非甲烷总烃， $C_{\max}$ 为 $72.7\mu\text{g}/\text{m}^3$ ， $P_{\max}$ 值为 $3.64\% < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)分级判据，本项目无需提级评价，因此确定本项目大气环境影响评价工作等级为二级。

(7) 评价范围

本项目大气环境影响评价范围为以集油站为中心，边长为 5km 的矩形区域，总面积 25km²。

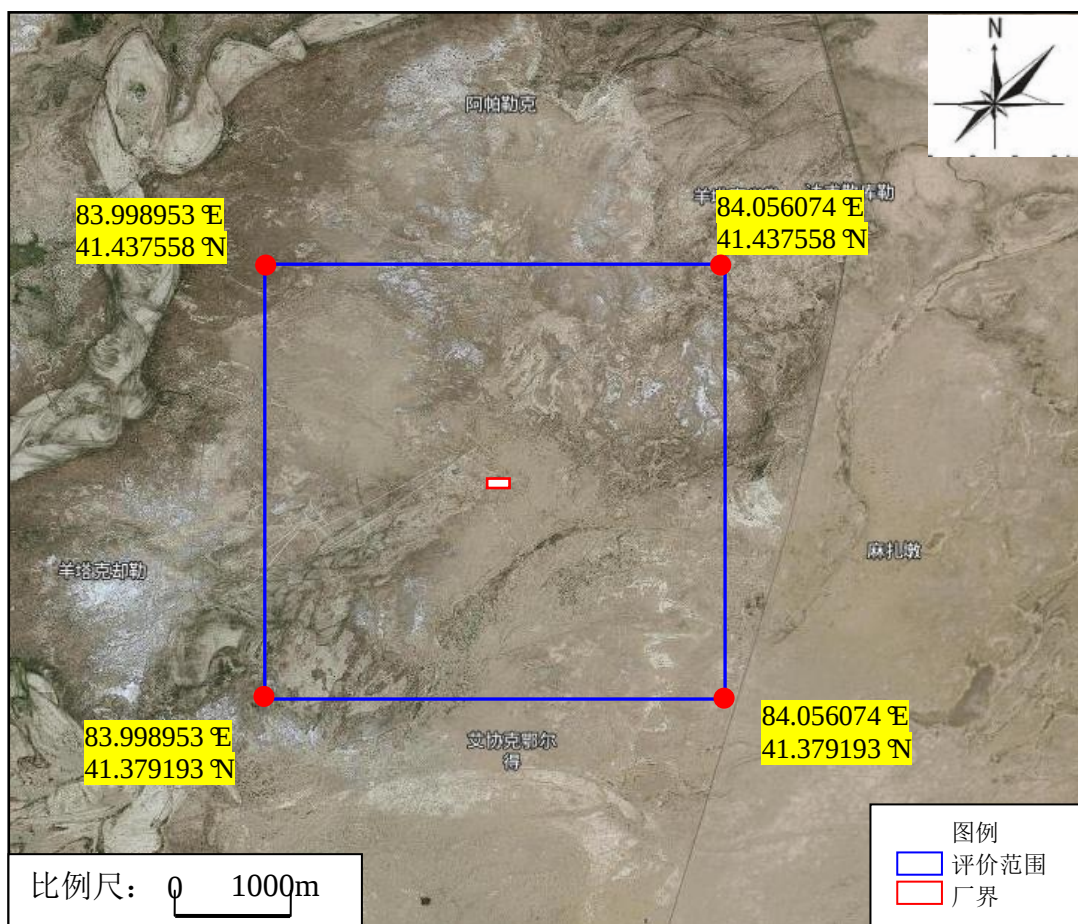


图 2.4-2 大气环境影响评价范围示意图

2.4.2 水环境评价工作等级和评价范围

2.4.2.1 地表水评价工作等级和评价范围

项目运营期无生产废水产生，项目不新增劳动定员，无生活废水产生；不再进行地表水环境影响分析。

2.4.2.2 地下水评价工作等级和评价范围

(1) 地下水评价工作等级

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），项目区对地下水环境影响状况和评价区水文地质条件等，确定该项目地下水环境影响评价的工作等级。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中附录 A 地下水环境影响评价行业分类表，该项目属于 F 石油、天然气，37、石油开采项目，因此，该项目为 I 类项目。

本项目占地不在饮用水源保护区准保护区内，也不涉及国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区、环境敏感区等；项目区周边也不存在分散式居民饮用水水井，则本项目地下水环境敏感程度属“不敏感”。具体等级划分见表 2.4-5。

表 2.4-5 建设项目地下水环境影响评价工作等级划分表

等级划分指标	建设项目情况	分级情况
建设项目行业分类	根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中附录 A 地下水环境影响评价行业分类表，该项目属于 U 城镇基础设施及房地产，145、工业废水集中处置项目，因此，该项目为 I 类项目。	I 类
地下水环境敏感程度	本项目占地不在饮用水源保护区准保护区内，也不涉及国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区、环境敏感区等；项目区周边也不存在分散式居民饮用水水井，则本项目地下水环境敏感程度属“较敏感”。	不敏感
工作等级划分		二级

综上所述，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）表 2 中相关规定，项目地下水评价等级为二级。

（2）调查评价范围

项目对地下水的影响主要是项目非正常状况下废水泄漏对地下水水质的污染影响。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）要求，利用公式计算法确定，公式如下：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数，取 2；

K—渗透系数，0.37m/d，根据区域含水层渗透系数，取最大值；

I—水力坡度，0.2‰，根据实际区域地形坡度计算；

T—质点迁移天数，取值不小于 5000d；

n_e —有效孔隙度，0.18，无量纲。

根据计算 5000 天时，质点向下游迁移的距离为 4.11m。结合区域水文地质条件、地下水流场和项目区位置判断，调查评价区还应包含重要的地下水环境敏感目标，因此确定地下水评价范围为：北项目区 1000m 处，南至项目区 2000m 处，东至项目区 1000m，西至项目区 1000m 处，形成的调查与评价区面积约 6km²。

2.4.3 声环境影响评价工作等级和评价范围

(1) 环境特征

本项目位于新疆巴音郭楞蒙古自治州轮台县，区域声环境为《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的 2 类功能区。

(2) 对周围环境影响

项目周边 200m 范围内无对噪声有特别限制要求的居民、学校等敏感目标，项目改建前后，敏感点噪声增加值小于 3dB(A)，且受影响人口不发生变化，不会对周围环境产生明显影响。

(3) 评价等级

综合以上分析，按照《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）中声环境影响评价级别划分原则，确定本项目声环境影响评价级别为二级。

(4) 评价范围

评价范围为轮古 7 集油站及 LG7-9C、LG7 计量站厂界。

2.4.4 生态环境影响评价工作等级和评价范围

(1) 生态评价等级划分依据

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011），生态影响评价等级划分见表 2.4-6。

表 2.4-6 生态影响评价工作等级划分表

影响区域 生态敏感性	项目占地（水域）范围		
	面积 $\geq 20\text{km}^2$ 或长度 $\geq 100\text{km}$	面积 $2\text{km}^2 \sim 20\text{km}^2$ 或长度 $50\text{km} \sim 100\text{km}$	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

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011），改建项目于轮古 7 集油站及 2 座计量站内，不新增占地，故只做生态影响分析。

2.4.5 环境风险评价工作等级和评价范围

(1) 风险评价等级划分依据

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），进行环境风险评价等级的确定。环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。风险评价等级划分依据见表 2.4-7。

表 2.4-7 环境风险评价工作等级划分依据表

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

(2) 风险评价等级划分确定

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)附录 C 对本项目涉及的危险物质进行风险识别,并确定其 Q 值。

计算所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q。在不同厂区的同一种物质,按其在厂界内的最大存在总量计算。

当存在多种危险物质时,则按下式计算 Q 值:

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots \frac{q_n}{Q_n}$$

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 I。

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

表 2.4-8 项目危险物质储存情况一览表

序号	风险单元	危险物质	单元内最大存在量 t
1	净化油缓冲罐	原油	400
2	天然气管道	甲烷	0.162
3		乙烷	0.023
4		丙烷	0.010

表 2.4-9 项目危险物质数量与临界量比值(Q)确定表

风险源	序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n /t	临界量 Q_n /t	q/Q 值
集油站	1	原油	--	400	2500	0.16
	2	甲烷	74-82-8	0.162	10	0.016
	3	乙烷	74-84-0	0.023	10	0.002
	4	丙烷	74-98-6	0.010	10	0.001
项目 Q 值 Σ						0.179

由上表可知,本项目 Q 值划分为 $Q < 1$ 。因此,本项目环境风险潜势为 I。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)风险评价等级划分依据,本项目危险物质数量与临界量比重 $Q < 1$,该项目环境风险潜势为 I,则项目工作等级均划分为简单分析,项目各环境要素大气、地表水及地下水评价工作等级均划分为简单分析。

(3) 评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)评价等级确定评价范围,项目风险评价工作等级为简单分析,不设风险评价范围。

2.4.6 土壤环境影响评价工作等级及范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)规定,根据建设项目对土壤环境可能产生的影响,将土壤环境影响类型划分为生态影响型与污染影响型。本项目为集油站、计量站改造项目,属污染影响型。

(1) 建设项目所属的土壤环境影响评价项目类别

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)附录 A,本项目属于“金属矿、石油、页岩油开采”,属于 I 类项目。

(2) 土壤环境影响评价等级划分依据

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018),将建设项目占地规模分为大型($\geq 50\text{hm}^2$)、中型($5\sim 50\text{hm}^2$)、小型($\leq 5\text{hm}^2$),建设项目不新增占地。建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感,具体判别依据见表 2.4-10。

表 2.4-10 污染影响型土壤敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

项目永久占地 20000m^2 (其中,轮古 7 集油站占地面积为 15000m^2 ,2 座计量站占地面积为 5000m^2 。),为小型项目。根据现场踏勘,项目周边主要为荒漠、荒草地,则由表 2.4-10 可知,项目土壤敏感程度为“不敏感”。

根据土壤环境影响评价项目类别、占地规模与敏感程度划分工作等级,详见表 2.4-11。

表 2.4-11 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级 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	--	--
注：“--”表示可不开展土壤环境影响评价工作									

综上，本项目为I类中的小型项目，且土壤敏感程度为“不敏感”，则根据表2.4-11可知，本项目土壤环境影响评价工作等级为二级。

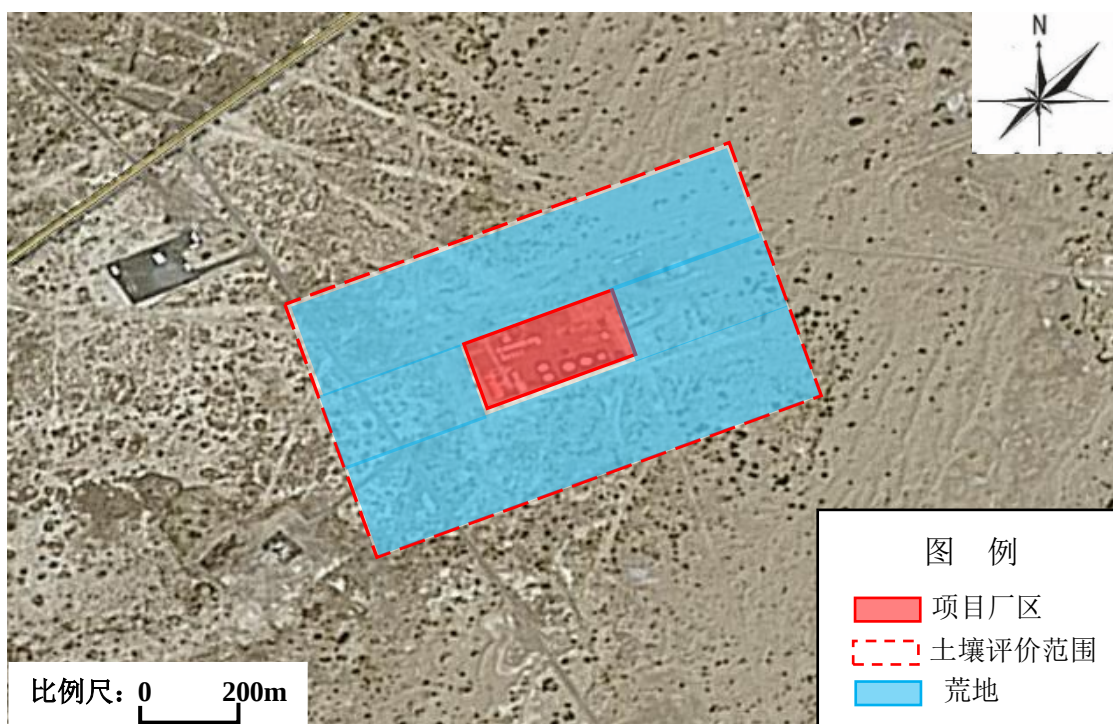


图 2.4-4 项目轮古 7 集油站区域土地利用现状图

(3) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018），本项目土壤环境影响评价范围为轮古 7 集油站、计量站占地范围及外扩 0.2km 范围。

2.5 环境影响评价标准

2.5.1 环境质量标准

(1) 环境空气

环境空气执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及其修改单（生态环境部公告 2018 年第 29 号）；H₂S 参照执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）中附表 D.1 其他污染物空气质量浓度参考限值；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求。

具体标准值见表 2.5-1。

表 2.5-1 大气环境质量标准一览表

项目	污染物	标准值		单位	标准来源
环境 空气	SO ₂	年平均	60	μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)二级标准及其 修改单（生态环境部公告 2018 年第 29 号）
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	NO ₂	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
	PM ₁₀	年平均	70		
		24 小时平均	150		
	PM _{2.5}	年平均	35		
		24 小时平均	75		
	O ₃	日最大 8 小时平均	160		
		1 小时平均	200		
	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	参照执行《大气污染物综合排 放标准详解》中相关要求
		1 小时平均	10		
	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0		
	H ₂ S	1 小时平均	10	μg/m ³	《环境影响评价技术导则 大 气环境》(HJ2.2-2018)附表 D.1

(2) 地下水

评价区域内地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848 -2017）中 III 类水质标准要求 and 《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

具体的各项环境质量标准情况见下表：

表 2.5-2 地下水环境质量标准表

环境要素	污染物名称	标准值	单位	标准来源
地下水	pH	6.5~8.5	无量纲	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)中III类标准
	总硬度	≤450	mg/L	
	耗氧量	≤3.0	mg/L	
	溶解性总固体	≤1000	mg/L	
	硝酸盐(以N计)	≤20	mg/L	
	亚硝酸盐(以N计)	≤0.02	mg/L	
	氨氮	≤0.2	mg/L	
	氯化物	≤250	mg/L	
	硫酸盐	≤250	mg/L	

	挥发性酚类	≤0.002	mg/L	
	氰化物	≤0.05	mg/L	
	氟化物	≤1.0	mg/L	
	铁	≤0.3	mg/L	
	钠	≤200	mg/L	
	锰	≤0.1	mg/L	
	汞	≤0.001	mg/L	
	砷	≤0.01	mg/L	
	铅	≤0.01	mg/L	
	硒	≤0.01	mg/L	
	镉	≤0.005	mg/L	
	六价铬	≤0.05	mg/L	
	菌落总数	≤100	CFU/mL	
	总大肠菌群	≤3.0	MPN/100ml	
	石油类	≤0.05	mg/L	《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）表 1 中Ⅲ类水质标准

（3）声环境

声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准。

表 2.5-3 声环境质量标准

环境要素	功能区	昼间	夜间	单位	标准来源
声环境	2 类	60	50	dB(A)	《声环境质量标准》(GB3096-2008)标准

（4）土壤环境

项目集油站、计量站及站场外土壤环境质量现状执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600—2018）表 1 第二类用地筛选值标准，具体标准值见表 2.5-4。

表 2.5-4 建设用地土壤环境质量标准

环境要素	污染物名称	标准值	单位	标准来源
土壤环境	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 第二类用地筛选值标准
	镉	65	mg/kg	
	铬（六价）	5.7	mg/kg	
	铜	18000	mg/kg	
	铅	800	mg/kg	
	汞	38	mg/kg	
	镍	900	mg/kg	
	四氯化碳	2.8	mg/kg	
	氯仿	0.9	mg/kg	

环境要素	污染物名称	标准值	单位	标准来源
	氯甲烷	37	mg/kg	
	1,1-二氯乙烷	9	mg/kg	
	1,2-二氯乙烷	5	mg/kg	
	1,1-二氯乙烯	66	mg/kg	
	顺-1,2-二氯乙烯	596	mg/kg	
	反-1,2-二氯乙烯	54	mg/kg	
	二氯甲烷	616	mg/kg	
	1,2-二氯丙烷	5	mg/kg	
	1,1,1,2-四氯乙烷	10	mg/kg	
	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	mg/kg	
	四氯乙烯	53	mg/kg	
	1,1,1-三氯乙烷	840	mg/kg	
	1,1,2-三氯乙烷	2.8	mg/kg	
	三氯乙烯	2.8	mg/kg	
	1,2,3-三氯丙烷	0.5	mg/kg	
	氯乙烯	0.43	mg/kg	
	苯	4	mg/kg	
	氯苯	270	mg/kg	
	1,2-二氯苯	560	mg/kg	
	1,4-二氯苯	20	mg/kg	
	乙苯	28	mg/kg	
	苯乙烯	1290	mg/kg	
	甲苯	1200	mg/kg	
	间二甲苯+对二甲苯	570	mg/kg	
	邻二甲苯	640	mg/kg	
	硝基苯	76	mg/kg	
	苯胺	260	mg/kg	
	2-氯酚	2256	mg/kg	
	苯并[a]蒽	15	mg/kg	
	苯并[a]芘	1.5	mg/kg	
	苯并[b]荧蒽	15	mg/kg	
	苯并[k]荧蒽	151	mg/kg	
	蒽	1293	mg/kg	
	二苯并[a,h]蒽	1.5	mg/kg	
	茚并[1,2,3-cd] 芘	15	mg/kg	
	萘	70	mg/kg	

环境要素	污染物名称	标准值	单位	标准来源
	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	4500	mg/kg	

2.5.2 污染物排放标准

(1) 废气

施工期颗粒物无组织排放执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 中无组织排放监控浓度限值。

运营期真空加热炉烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放标准中燃气锅炉浓度限值；非甲烷总烃无组织排放执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 中无组织排放监控浓度限值；H₂S 无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 二级新改建标准。

具体标准值见表 2.5-5。

表 2.5-5 大气污染物排放标准

单位:mg/m³

污 染 物			最高允 许排放 浓度	排放速率(kg/h)		无组织排放浓 度最高点浓度 限值		标准来源
				排气筒	二级	监控点	浓度	
施 工 期	颗粒物		--	--	--	周界外 浓度最 高点	1.0	《大气污染物综合排放 标准》（GB16297-1996） 表 2 无组织排放监控浓 度限值要求
运 营 期	真 空 加 热 炉	颗粒 物	20	8m	--		《锅炉大气污染物排放 标准》（GB13271-2014） 表 2 新建锅炉大气污染 物排放标准中燃气锅炉 浓度限值	
		SO ₂	50		--			
		NO _x	200		--			

	轮 古 7 集 油 站	非甲 烷总 烃	--	--	--	周界外 浓度最 高点	4.0	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996） 表 2 无组织排放监控浓度限值要求
		H ₂ S	--	--	--		0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 二级新改建标准

（2）废水

项目无废水产生。

（3）噪声

施工期场界噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），运营期噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类标准，标准值见表2.5-6。

表 2.5-6 噪声排放标准标准一览表

类别	评价因子	时段	单位	标准值		标准来源
				昼间	夜间	
噪声	等效 A 声级	施工期	dB (A)	70	55	《建筑施工场界环境噪声排放标准》 (GB12523-2011)
		运营期		60	50	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008) 中 2 类标准

2.5.3 控制标准

一般固体废物处置执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及修改单；危险废物处置执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修改单中的有关规定。

2.6 环境功能区划

根据当地实际情况，评价区的环境功能区划分情况如下：

（1）环境空气功能区划

项目所在区域环境空气质量功能区属于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中规定的二类区，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及其修改单（生态环境部公告 2018 年第 29 号）。

（2）地下水环境功能区划

项目所在区域地下水属于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类功能区，执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。

(3) 声环境功能区划

根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)中声环境功能区划分规定,项目所在区域属于声环境功能区 2 类声环境功能区,执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准。

2.7 环境保护目标

项目位于新疆巴音郭楞蒙古自治州轮台县,评价区域内无国家规定的文物保护单位、风景名胜区、革命历史古迹、饮用水源地等环境敏感点,项目周边 2.5km 范围内无大气保护目标,根据工程性质和区域环境特征综合考虑,确定主要保护对象和保护目标见表 2.7-1~2.7-2。

表 2.7-1 声环境保护目标一览表

环境要素	保护对象	保护级别
声环境	厂界	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类

表 2.7-2 土壤环境保护目标

序号	保护对象	方位	距离	功能	保护范围	保护级别
1	土壤	轮古 7 集油站	周边 200m 范围	建设用地	厂区占地及外扩 200m 范围	《土壤环境质量建设用土地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 筛选值第二类用地标准
2		计量站				

3 建设项目工程分析

2004 年 11 月，中国石油集团工程设计有限责任公司编制完成《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司轮古 15 井区开发建设项目》环境影响报告书，2005 年 1 月 10 日，国家环境保护总局出具《关于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司轮古 15 井开发建设项目环境影响报告书审查意见的复函》，环审[2005]20 号；2007 年 10 月 16 日，新疆维吾尔自治区环境保护局出具项目的验收意见，新环监验[2007]32 号。

轮古 7 集油站及附属 2 个计量站属于轮古 15 井区配套地面工程，依据《塔里木油田“十四五”油气生产物联网建设规划》及轮古 7 井区的生产现状及开发趋势，对轮古 7 集油站及附属 2 个计量站进行无人值守改造建设。

3.1 现有工程

轮古 15 井区开发建设项目位于新疆维吾尔自治区塔克拉玛干沙漠北缘，地跨阿克苏地区库车县和巴音郭楞蒙古自治州轮台县，轮古 15 井区开发建设项目现有环保手续履行情况见下表。

表 3.1-1 现有环保手续履行情况一览表

企业名称	轮古 15 井区开发建设项目
环评手续	《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司轮古 15 井区开发建设项目》环境影响报告书
环评批复	环审[2005]20 号
验收手续	新环监验[2007]32 号

3.1.1 现有工程概况

轮古 7 集油站及附属 2 个计量站属于轮古 15 井区配套地面工程，轮古 7 集油站及计量站基本概况见下表。

表 3.1-2 现有工程基本概况一览表

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	新疆巴音郭楞蒙古自治州轮台县	
占地面积	20000m ²	
职工人数	121 人	
工作制度	年工作 365 天，采用四班三运转工作制度	
主体工程	轮古 7 集油站设置原油脱水系统，污水处理系统及伴热系统，原油脱水系统设置 2 座 700m ³ 脱水沉降罐，1 座 200m ³ 原油缓冲罐；污水处理系统设置 2 座 500m ³ 调储沉降罐，4 座 50m ³ 注水罐；伴热系统设置 1 台循环水加热炉，4 台生产加热炉。	
辅助工程	加药间	设置加药间 2 座。
	主控室	设置主控室 1 座。
	仪表间	项目设化验楼 1 座，内设化验室及配套化验设备。
	配电室	项目设中控楼 1 座。
	火炬系统	设高低压火炬系统 1 套。
公用工程	供水：依托轮西原油集中处理站内一座供水规模为 500m ³ /d 的供水站，新鲜水用量为 48m ³ /d，新鲜水用罐车运至轮古 7 集油站。	
	供电：依托轮西原油集中处理站 35/10kV 高压变电所、10/0.4kV 低压变电所。	
	供热：生产用热利用 4 台生产加热炉提供，冬季职工采暖依托现有换热器，选用 1 台 500kW 的热载体-水整体换热机组作为采暖热源。	
	供气：依托轮一联天然气供气管道提供。	
环保工程	废气	生产加热炉烟气：燃用清洁能源天然气+8m 烟囱排放（5 根）。
		无组织非甲烷总烃：密闭集输、规范操作。
	废水	生活污水：排入站场西南侧蒸发池，由蒸发池蒸发处理。
		生产废水：采用“沉降除油+调储沉降+过滤”工艺处理后回注地层。
	噪声	选用低噪声设备。
	固废	油泥：塔里木油田绿色环保处理站处置。
		污水处理站污泥：塔里木油田绿色环保处理站处置。
		生活垃圾：运送至轮台县垃圾填埋场卫生填埋。

3.1.2 原、辅材料消耗情况

项目原辅材料消耗情况见下表。

表3.1-3 主要原辅材料消耗一览表

序号	原辅材料	单位	消耗量	备注
1	原油	m ³ /a	72000	--
2	新鲜水	t/a	17520	--
3	电	kWh	500×10 ⁴	--

4	燃料气	m ³ /a	80×10 ⁴	--
---	-----	-------------------	--------------------	----

3.1.3 设备一览表

项目主要生产设备见下表。

表3.1-4 主要生产设备一览表

轮古7集油站					
序号	设备名称	规格型号	单位	数量	备注
1	生产分离器 PN1.6MPa	容积 9.5m ³	座	2	
2	生产加热炉	400kw 相变加热炉 PN25MPa	座	1	
3	生产加热炉	400kw 相变加热炉 PN10MPa	座	1	
4	生产加热炉	315kw 相变加热炉 PN16MPa	座	2	
5	生产加热炉	315kw 水套加热炉 PN10MPa	座	1	伴热用
6	分液包	DN600×1800 PN0.6MPa	座	1	
7	脱水缓冲罐	700m ³	座	2	
8	净化油罐	200m ³	座	1	
9	火炬	DN100 H=15m	座	1	
10	外输泵	稠油离心泵 100XZA67×5-YB2-315L1-2-160KW	台	2	带变频
11	破乳剂加药装置	--	座	1	
12	缓蚀剂加药装置	--	座	1	
13	500m ³ 调储沉降罐	φ8.92m×9.0m	座	2	
14	50m ³ 注水罐	7m×3m×2.4m	座	4	
15	50m ³ 缓冲罐	7m×3m×2.4m	座	2	
16	提升泵	Q=50m ³ /h, H=50m, N=15kW	台	2	
17	输水泵 SLWH80-315	Q=45m ³ /h, H=125m, N=45kW	台	2	
18	注水泵 QCZS550/20	Q=550m ³ /d, H=20MPa, N=200kW	台	2	
19	污水回收泵	BSYWT5-30-7.5T	台	1	
20	污泥回收泵	BSYWT30-20-5.5LN	台	1	
21	喂水泵	Q=50m ³ /h, H=50m, N=15kW	台		
22	过滤撬块	核桃壳过滤罐 (Ø2.0m)、反冲洗泵	台	2	

23	200m ³ 污水回收池	--	座	1	
24	伴热加热炉	315kw 水套加热炉 PN4.0MPa	座	1	
25	循环水箱	容积 1m ³	座	1	
26	循环水泵	KQ 50/170-3/2: Q=10.4m ³ /h H=36m P=3kW	台	2	
轮古 7-9C 计量站					
1	10 井式单井集油阀组	--	座	1	
2	4 井式集油汇管阀组	--	座	1	
3	计量分离器	容积 9.5 m ³	台	1	
4	50 m ³ 高架罐	--	座	10	设计 3 座
5	火炬 DN100	--	座	1	
6	3 井式掺稀汇管阀组	--	座	1	
7	5 井式单井掺稀阀组	--	座	1	
LN11-H1 计量站					
1	10 井式单井集油阀组	--	座	1	
2	计量分离器	容积 9.5 m ³	台	1	
3	50 m ³ 高架罐	--	座	10	设计 3 座
4	火炬 DN100	--	座	1	
5	7 井式单井掺稀阀组	--	座	1	
轮古 7 计量站					
1	7 井式单井集油阀组	--	座	1	
2	计量分离器	容积 9.5 m ³	台	1	
3	50 m ³ 高架罐	--	座	7	设计 3 座
4	火炬 DN100	--	座	1	

3.1.4 工艺流程

3.1.4.1 原油脱水系统

轮古 7-9C 等 4 座计量站来液经轮古 7 集油站内生产分离器进行气液分离，

分离后的液经加热炉加热至约 58℃后，进入 2 座 700m³ 脱水沉降罐进行脱水（分别为一级罐、二级罐），脱水后原油进入 200m³ 净化油罐缓冲，最后通过外输泵输送至哈轮管道。

分离出来的伴生气经脱水、脱烃后，一部分接入站内作为加热炉燃料气，大部分进入燃气发电站，事故状态下天然气直接进入放空火炬。

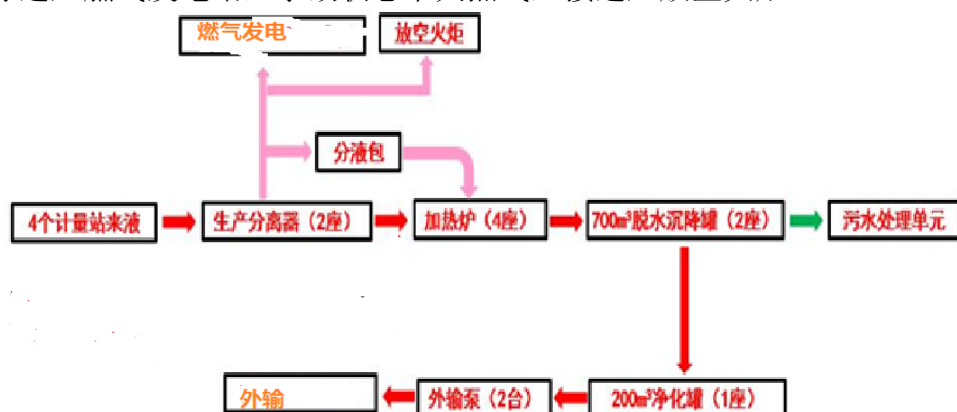


图 3.1-1 原油脱水系统示意图

3.1.4.2 污水处理及注水

700m³ 脱水沉降罐来污水经 2 座 500m³ 调储沉降罐沉降后，经污水提升泵至过滤撬块进行过滤，过滤合格污水进入 50m³ 注水罐（4 座），再经输水泵输送至 50m³ 缓冲罐（2 座），经污水泵增压至 0.2MPa 左右，最后进入注水泵增压至 20MPa 左右后注入注水管网。

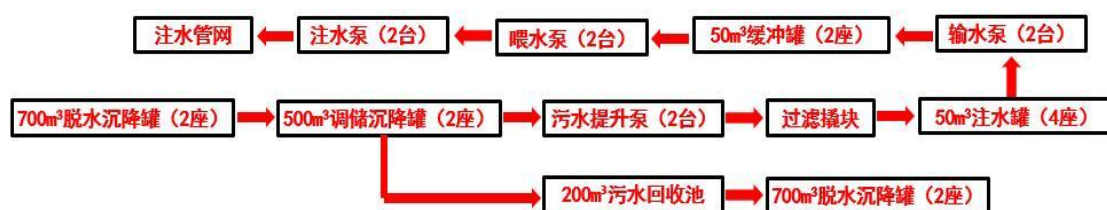


图 3.1-2 污水处理及注水工艺流程图

3.1.4.3 伴热系统

经 315KW 水套炉加热至 90℃左右，经供水管线分别输送至 700m³ 脱水沉降罐（2 座）、200m³ 净化油罐、500m³ 调储沉降罐（2 座）进行伴热，回水管线经循环水箱至循环水泵再进入 315kw 水套炉。

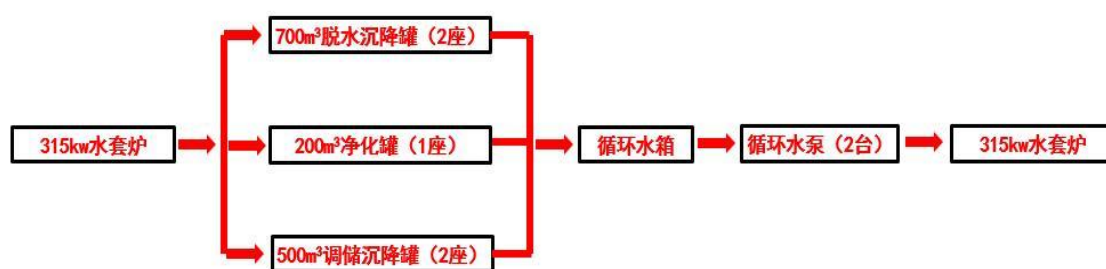


图 3.1-3 伴热系统工艺流程图

3.1.4.4 计量系统

(1) 轮古 7-9C 计量站

轮古 7-9C 计量站包括 3 套流程，其中包括：单井集油系统、集油汇管系统、掺稀系统。单井集油系统流程：单井来液进单井集油阀组，混输至轮古 7-9C 计量站集油汇管阀组，需计量时气液经计量分离器分开计量，液进高架罐装车外运，气进集油生产汇管；集油汇管系统：轮古 7-9C 计量站、轮古 7 计量站、轮古 9-1 计量站、LN11-H1 计量站生产汇管来液进集油汇管阀组，最后统一混输至轮古 7 集油站；掺稀系统：轮古 7 集油站掺稀泵来稀油至轮古 7-9C 计量站掺稀阀组，然后分别输送至轮古 7-9C 计量站、轮古 9-1 计量站、LN11-H1 等 3 个计量站掺稀阀组，最后至单井井口掺稀。

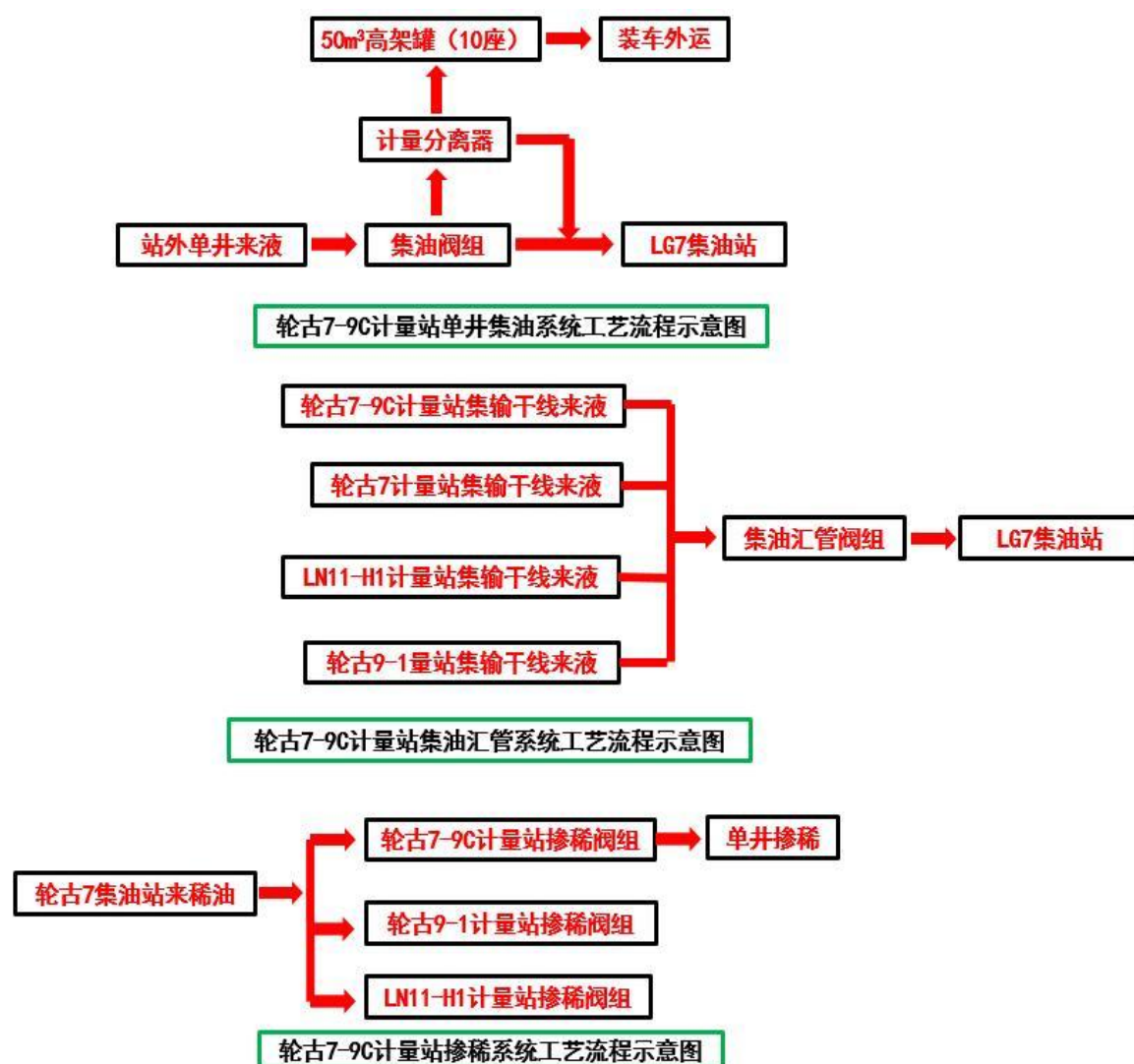


图 3.1-4 轮古 7-9C 计量站生产、掺稀工艺流程图

(2) LN11-H1 计量站

LN11-H1 计量站包括 2 套流程，其中包括：单井集油系统、掺稀系统。单井集油系统流程：单井来液进单井集油阀组，混输至轮古 7-9C 计量站集油汇管阀组，需计量时气液经计量分离器分开计量，液进高架罐装车外运，气进集油生产汇管；掺稀系统：轮古 7-9C 计量站掺稀阀组来稀油至 LN11-H1 计量站掺稀阀组，最后至单井井口掺稀。

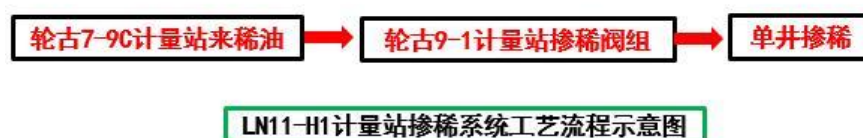
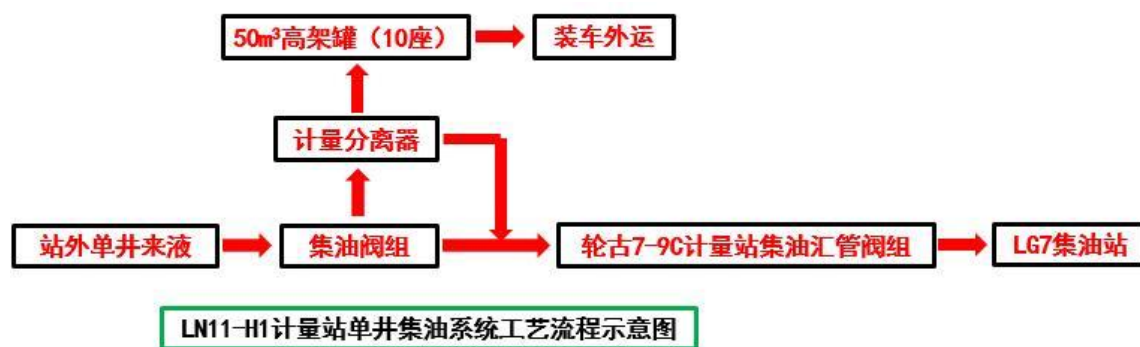


图 3.1-5 LN11-H1 计量站工艺流程示意图

(3) 轮古 7 计量站

单井来液进单井集油阀组，混输至轮古 7-9C 计量站集油汇管阀组，需计量时气液经计量分离器分开计量，液进高架罐装车外运，气进集油生产汇管。

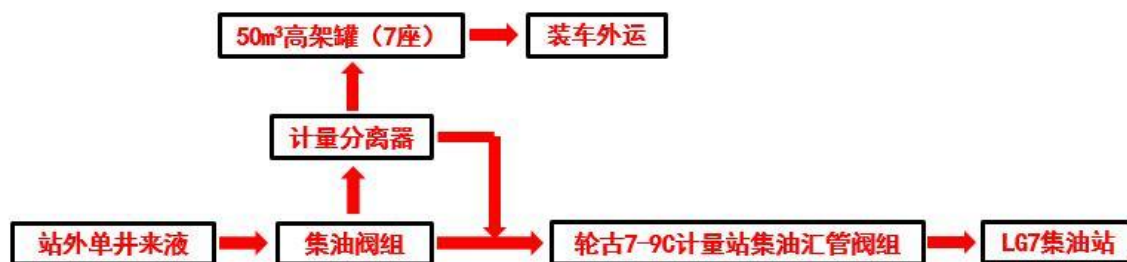


图 3.1-6 轮古 7 计量站工艺流程示意图

3.1.5 公用工程

(1) 给排水

①给水系统

依托轮西原油集中处理站内一座供水规模为 $500\text{m}^3/\text{d}$ 的供水站，新鲜水用量为 $48\text{m}^3/\text{d}$ ，全部为生活用水，新鲜水用罐车运至轮古 7 集油站。

②排水系统

项目废水主要为原油脱水产生的含油污水、生活污水，含油污水产生量为 $100\text{m}^3/\text{d}$ ，采用“沉降除油+调储沉降+过滤”工艺处理后回注地层；生活污水产生量为 $38\text{m}^3/\text{d}$ ，排入站场西南侧蒸发池，由蒸发池蒸发处理。

(2) 供电

依托轮西原油集中处理站 35/10kV 高压变电所、10/0.4kV 低压变电所，年耗电 $500 \times 10^4 \text{kWh}$ 。

(3) 供热

生产用热利用 4 台生产加热炉提供，冬季职工采暖依托现有换热器，选用 1 台 500kW 的热载体-水整体换热机组作为采暖热源。

(4) 供气

依托轮一联天然气供气管道提供，天然气用量为 150 万 m^3/a 。

3.1.6 现有工程污染物排放情况

3.1.6.1 废气污染产生及防治措施

(1) 锅炉烟气

现有 5 台生产加热炉排气筒数据来源于企业 2021 年自行检测数据。

表 3-10 生产加热炉烟气污染物排放状况 单位： mg/m^3

生产加热炉型号	轮古 7 集油站加热炉（共 5 台）	
	SO_2	NO_x
1#	<3	163
2#	<3	131
3#	<3	115
4#	<3	139
5#	<3	149

轮古 7 集油站加热炉燃料为天然气，天然气为清洁能源，类比现有环评数据，颗粒物排放浓度为 $21\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 、 NO_x 来源于企业 2021 年自行检测数据，由上表可知，颗粒物、 SO_2 、 NO_x 满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 大气污染物排放限值。

(2) 无组织逸散烃类废气

无组织逸散烃类废气主要来自集油站原油储罐、稀油储罐大小呼吸产生的非甲烷总烃。本项目为稠油油藏，伴生气量较低，采用密闭集输工艺，原油处理过程中又采取大罐抽气措施，因此，油气集输的无组织排放油气损耗率较小，约 0.2%，排放烃类污染物总量约 0.6t/a，非甲烷总烃厂界浓度均满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放监控浓度限值要求； H_2S 产生量为 0.003 t/a，厂界 H_2S 满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 二级中新扩改建标准要求。

3.1.6.2 废水污染产生及防治措施

（1）生产废水

原油脱水过程产生的含油污水采用“沉降除油+调储沉降+过滤”工艺处理后回注地层，不外排，对周边水环境影响较小。

（2）生活污水

职工生活污水排入站场西南侧蒸发池，由蒸发池蒸发处理，不外排。

3.1.6.3 噪声污染产生及防治措施

采油和油气集输作业的主要噪声源来自原油集中处理站，以原油集中处理站内的机泵、热媒炉等为主要噪声源，声强在 80~95dB(A)之间，采取设备密闭、厂房隔声等措施后，站场噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。

3.1.6.4 固废污染产生及防治措施

（1）油泥、污水处理设施污泥

油泥为原油集中处理站两相分离器、沉降罐的沉淀物和原油处理设施定期清理产生的污泥油砂。根据企业提供资料，油泥产生量约为 4.0t/a；污水处理设施的污泥为含油污水脱水沉降产生的油泥，根据企业提供资料，污泥产生量约为 3.0t/a；污泥、油泥均由塔里木油田绿色环保处理站处置，不在站内堆存。

（2）生活垃圾

职工生活垃圾产生量约 18t/a，运送至轮台县垃圾填埋场卫生填埋。

3.1.9.5 防腐防渗

根据现场调查，轮古 7 集油站已按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）进行了防渗处理，污水池、原油缓冲罐、脱水沉降罐、调出沉降罐、稀油罐等进行了按照重点防渗，等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ，防渗系数 $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ ，加药间、加热炉、主控室、仪表间等区域进行了一般防渗，等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ ，防渗系数 $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ 。

3.1.7 污染物排放汇总

根据现有工程检测报告核算，现有工程污染物排放量见表 3.1-12。

表 3.1-12 主要污染物排放情况一览表 单位: t/a

污染物排放量	废气					废水		固体废物
	SO ₂	NO _x	烟尘	非甲烷总烃	H ₂ S	COD	氨氮	
轮古 7 集油站	0.212	0.736	0.192	0.6	0.004	0	0	0

3.2 改建工程概况

3.2.1 基本情况

(1) 项目名称：塔里木油田 2021 年油气生产物联网无人值守建设工程(轮南片区)

(2) 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

(3) 建设性质：改建

(4) 项目投资：项目总投资 1000 万元，其中环保投资 100 万元，占总投资的 10.0%。

(5) 建设地点

项目位于新疆巴音郭楞蒙古自治州轮台县，建设内容包括轮古 7 集油站改造，LG7-9C、LG7 两座计量站改造。

轮古 7 集油站中心坐标为东经 84°1'39.56"，北纬 41°24'32.35"，站场四周均为荒漠，轮古 7 集油站评价范围内无敏感点。

LG7-9C 计量站中心坐标为东经 84°1'42.65"，北纬 41°24'35.39"，站场四周均为荒漠，LG7-9C 计量站评价范围内无敏感点。

LG7 计量站中心坐标为东经 84°2'53.90"，北纬 41°24'32.17"，站场四周均为荒草地，LG7 计量站评价范围内无敏感点。

项目地理位置见附图 1，周边关系见附图 2。

(6) 项目占地

改建项目不新增占地，在轮古 7 集油站和 LG7-9C、LG7 两座计量站内改造。轮古 7 集油站占地面积为 15000m²，2 座计量站占地面积为 5000m²。

(7) 平面布置

轮古 7 集油站西北部为原油加热炉，东北部稀油储罐，东南部为原油缓冲罐、脱水沉降罐、调储沉降罐，西南部为配电室、注水泵房、污水池、注水缓冲罐。

轮古 7 集油站平面布置见附图 3。

(8) 劳动定员及工作制度

改建项目不新增劳动定员，轮古 7 集油站及计量站年运行 365 天，每天运行 24 小时，采用四班三运转工作制度。

(9) 项目实施进度：工程建设期 4 个月，预计 2021 年 10 月建成。

(10) 改建工程建设内容

改建项目建设内容主要包括轮古 7 集油站改造工程、计量站改造等，项目组成一览表见下表。

表 3.2-1 项目组成一览表

项目		建设内容	备注
主体工程	轮古 7 集油站	拆除一台 9.5 m ³ 两相分离器和 4 台生产加热炉，新建两台气液两相分离器和三台 500kW 真空加热炉	拆除、新建
		拆除六座 50 m ³ 稀油储罐，将一座 500 m ³ 污水调储罐改造为稀油储罐	拆除改造
		停用注水缓冲罐，含油污水经脱水沉降、调储沉降后经过滤撬块过滤后，泵入注水官网	拆除
	计量站	对轮古 7-9C、轮古 7 计量站，拆除现有传统分离器计量系统，各站新建一套撬装计量分离器，实现自动计量。	拆除更换
公用工程	供热	生产用热利用 3 台真空加热炉提供，冬季职工采暖依托现有换热器，选用 1 台 500kW 的热载体-水整体换热机组作为采暖热源。	新建
	给水	项目无生产用水，不新增劳动定员，无生活用水。	--
	供电	依托现有站场供电系统，新增年用电量 100 万 kWh。	依托
环保工程	废气	真空加热炉烟气经低氮燃烧器处理后通过 3 根 8m 排气筒 P1、P2、P3 排放； 站区内设备排放的非甲烷总烃、硫化氢无组织排放。	新建
	废水	项目无生产废水产生，不新增劳动定员，不新增生活污水	--
	噪声	选用低噪声设备，基础减震，厂房隔声等措施。	--
	固废	油气分离器产生的油泥、清罐产生的清罐底泥，定期送塔里木油田绿色环保处理站处理。	依托
	防腐防渗	重点防渗区：两相分离、稀油储罐、沉降脱水罐；一般防渗区：真空加热炉；简单防渗区：其他地面	--

3.2.2 原辅材料及能源消耗

(1) 原辅材料及能源消耗

改建项目不涉及原辅材料消耗，能源消耗见表 3.2-2。

表 3.2-2 改建项目能源消耗一览表

序号	类别	名称	形态	单位	改造工程消耗量	备注
1	能源	天然气	气体	m ³ /a	150 万	轮一联天然气输送
2		电	--	万 KWh/a	10	依托现有供电网

(2) 天然气理化性质

项目天然气参数见下表。

表 3.2-3 本项目天然气特性参数指标一览表 单位：%（摩尔分数）

天然气	相对密度	C1	C2	C3	C4 ⁺	O ₂	CO ₂	N ₂	H ₂ S
	0.6735	84.54	7.06	2.429	1.7092	0.3281	2.614	1.322	10

3.2.3 主要设备

改造工程主要设备见下表。

表 3.2-4 改建工程主要设备一览表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
轮古 7 集油站改造				
1	700m ³ 一级沉降脱水罐	座	1	已建、改兼稀油储罐
2	500m ³ 稀油储罐	座	1	已建、改兼调储罐
3	两相分离器 PN16 DN3000	套	2	新建
4	500kW 真空加热炉	套	3	新建
5	分液包 DN800 PN1.6MPa	套	1	--
轮古 7-9C 计量站改造				
1	DN1200×6000 撬装计量分离器 PN1.6MPa	套	1	--
轮古 7 计量站改造				
1	DN1200×6000 撬装计量分离器 PN1.6MPa	套	1	--

3.2.4 工艺流程及排污节点

(1) 轮古 7 集油站改造工艺流程及排污节点

a) 完善进站两相分离流程

新建 2 台两相分离器，拆除现有的 9.5 m³ 两相分离器 1 台，保留 1 台作为备用。本次设计分离器仅考虑气液两相分离。根据《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）规定，选用 φ3.0×9.0m 卧式分离器 2 台。改后分离器不超压，满足来液波动对液相的缓冲需要。

分离器设置 2 套安全阀，保证不超压。伴生气出口设置 2 路压力调节阀，2 路压力调节阀与安全阀分别设置 0.4MPa、0.5MPa、0.6MPa 梯级定压，当一路调节阀（定压 0.4MPa）出现事故时，第二路调节阀（定压 0.5MPa）开始工作，当第二路调节阀事故时，安全阀（定压 0.6MPa）打开放空。液相出口根据分离器液位高度控制电动调节阀开度，当调节阀故障时，人工打开旁路 F7。

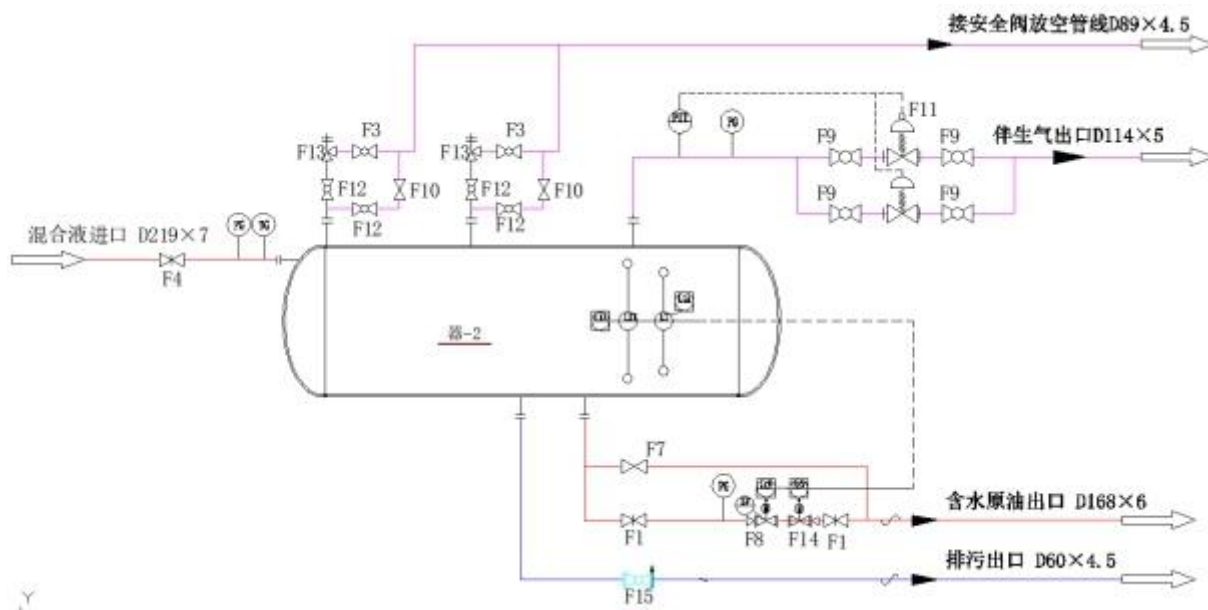


图 3.2-1 油气分离器工艺自控流程图

分离出的含水原油经加热系统加热到 58°C 后进入 700 m^3 一级沉降脱水罐处理。伴生气经分液包进一步除液后，一部分进入加热系统作燃料，其余切改接入燃气发电站作发电用燃料，不再进入博瑞公司的处理系统。

b) 更换生产加热炉

拆除现有的 4 台规格不一，效率低下的加热炉，新建三台 500kW 真空加热炉，将含水原油从进站温度 24°C 加热到 58°C ，计算热负荷 1060kW 。

加热炉自带 PLC 系统以及燃气计量和调压装置。PLC 系统对加热炉的运行参数进行监控，包括加热炉排烟温度、水位、水锅压力和温度、操作间燃气泄漏、燃料气供气压力、真空排气阀燃气泄漏、加热炉综合报警信号，加热炉燃烧器状态信号等。本次安装增加加热炉进出口阀门、压力、温度就地指示的远传，仪控专业将加热炉 PLC 信号和进出口压力温度上传至站控室。

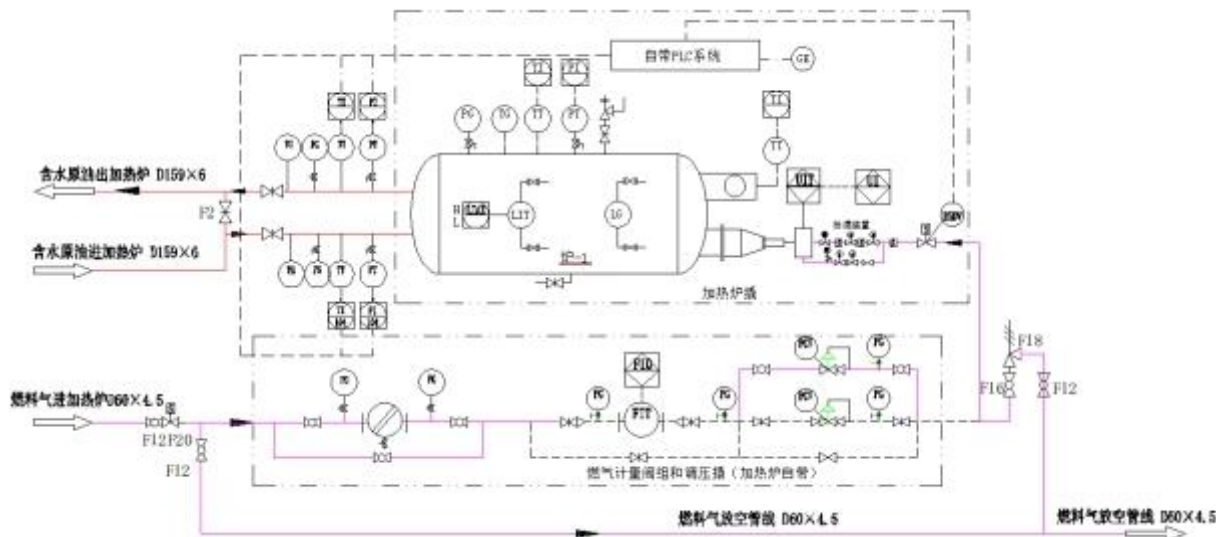


图 3.2-2 真空加热炉改造工艺自控流程图

c) 完善稀油储存系统

拟拆除现有六座 50m³ 稀油储罐，将 1 座 500m³ 污水沉降罐作为稀油储罐，同时保留调储沉降功能。

在该罐下部新开稀油进出口接管。稀油从《轮西油田掺稀管道建设工程》来油管线接入，进罐管线采用 $\phi 114 \times 5$ 无缝钢管，出罐去掺稀泵管线采用 $\phi 159 \times 6$ 无缝钢管，管线与罐体之间增设不锈钢金属软管连接。同时将罐内新增加热盘管。

将现有 700m³ 一级沉降脱水罐增设稀油储存功能，与 500m³ 调储沉降罐改造的稀油储罐互为备用。同样在 700m³ 罐下部新开稀油进出口接管，管线与罐体之间增设不锈钢金属软管连接。对 500m³ 稀油储罐增加液位监测并对掺稀泵系统实现连锁控制。

d) 完善分液包自动排污流程

原分液包无自动排污功能，根据功能需求，需在分液包上开孔增加液位联锁及相应开孔，该分液包不能停用且使用年限长，所以对原分液包进行更换。

(2) 计量站改造

基于实现整个井区无人值守的目的，对 LG7-9C、LG7 两座传统计量站传统工艺（计量分离器）进行自动化改造，以实现无人值守的目的。采用“撬装计量分离器”，该装置自带 PLC 控制，气液分离后自动在线计量，数据上传至计量站内已建 RTU 数据采集系统，最终通过通信链路上传至 LG7 集油站，实现远程切断和控制。

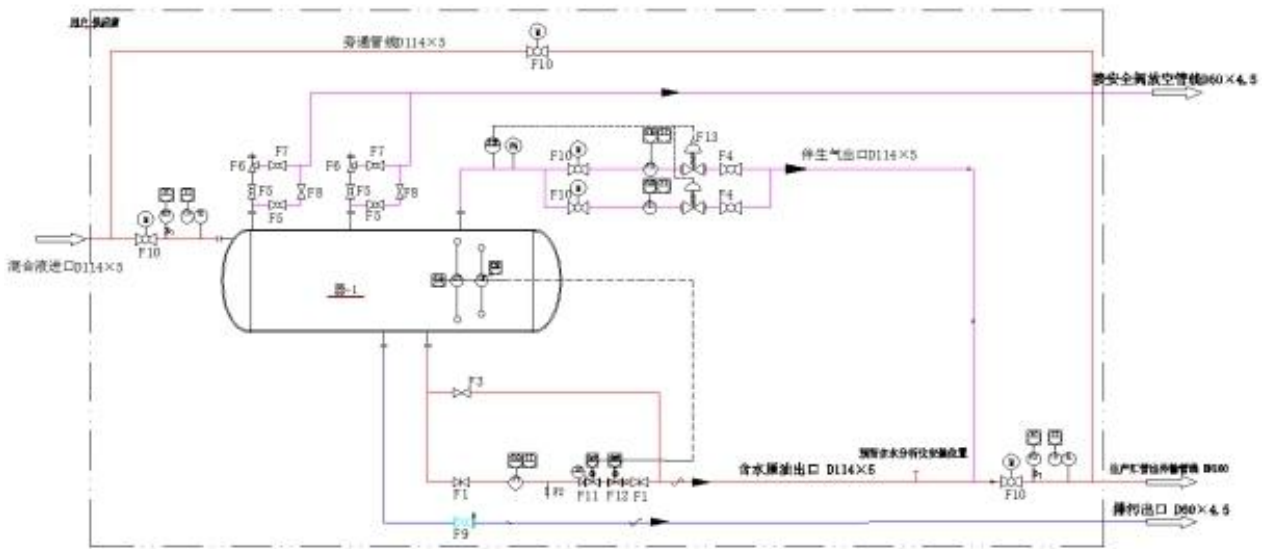


图 3.2-3“撬装计量分离器”自控流程图

改建项目主要污染源为真空加热炉产生的 SO_2 、 NO_x 、烟尘（ G_1 ），生产过程挥发的非甲烷总烃、 H_2S （ G_2 ）；噪声主要为生产设备运行产生的噪声（ N ）；固废主要为油气分离器产生的油泥（ S_1 ）、清罐产生的清罐底泥（ S_2 ）。

表 3.2-5 改建项目主要排污节点一览表

类别	序号	排污节点	主要污染物	排放特征	措施及去向
废气	G1	真空加热炉	SO_2 、 NO_x 、颗粒物	连续	低氮燃烧器+8m 排气筒（3 套） P1、P2、P3 排放
	G2	无组织挥发	H_2S 、非甲烷总烃	连续	加强管理，减少无组织挥发
废水	W	--	--	--	--
噪声	N	生产设备	噪声	连续	选用低噪声设备、基础减震、厂房隔声
固废	S1	油气分离器	油泥	间歇	定期送塔里木油田绿色环保处理站处理
	S2	清罐	清罐底泥	间歇	定期送塔里木油田绿色环保处理站处理

3.2.4 公用工程

(1) 给排水

①给水

改建项目无生产用水，不新增劳动定员，无生活用水。

②排水

改建项目无废水产生。

(2) 供电

依托现有站场供电系统，新增年用电量 100 万 kWh，改建项目完成后全厂用电量为 720 万 kWh。

(3) 供热

生产用热利用 3 台真空加热炉提供，冬季职工采暖依托现有换热器，选用 1 台 500kW 的热载体-水整体换热机组作为采暖热源。

3.2.5 污染源分析及污染防治措施

3.2.5.1 施工期污染源治理措施及达标排放分析

(1) 废气

轮古 7 集油站改造工程施工期废气主要为施工扬尘，为无组织排放，施工场地采取定期洒水抑尘措施，且施工期较短，对大气环境影响较小。

(2) 废水

施工期产生的废水主要为施工设备清洗、水泥养护排水及生活污水。

设备清洗和水泥养护排水水量较小，主要污染物为泥沙，产生量为 $0.1\text{m}^3/\text{d}$ ，经收集沉淀后用于场地喷洒降尘。

生活废水主要为施工人员盥洗废水，产生量为 $0.48\text{m}^3/\text{d}$ ，盥洗废水排入现有站场蒸发池蒸发。

(3) 噪声

项目施工期噪声主要为电钻、夯土机、电焊机等施工机械产生的噪声，噪声级为 85~95dB (A)，噪声源强见下表。

表 3.2-6 轮古 7 集油站改造施工期噪声源强一览表

噪声源位置	设备名称	数量	声源强度 (dB (A))	声源性质	备注
轮古 7 集油站	电钻	1 台	85	连续	施工结束后 噪声即消失
	夯土机	1 台	95	连续	
	推土机	1 台	90	连续	
	打桩机	1 台	95	连续	

	电焊机	2 台	85	连续	
--	-----	-----	----	----	--

(4) 固废

施工期固废主要为施工废料、拆除设备及生活垃圾。

轮古 7 集油站改造期间施工废料产生量约为 0.5t，送当地市政部门指定地点堆存；轮古 7 集油站改造工程将现有两相分离器、4 台生产加热炉及六座 50 m³ 稀油储罐拆除，采用高压水冲洗三次，冲洗水源为净化后的采出水，冲洗水返回污水处理系统处理，清洗后的设备外售综合利用，满足《企业拆除活动污染防治技术规定》相关要求。

轮古 7 集油站改造施工人员约 10 人，施工期为 60 天，按每人每天产生 0.5kg 生活垃圾计算，则施工期生活垃圾产生量为 0.3t，集中收集，定期运送至就近的垃圾填埋场统一处理。

3.3.5.2 运营期污染源治理措施及达标排放分析

项目改建工程内容包括轮古 7 集油站改造，LG7-9C、LG7 两座计量站改造，大气污染物包主要为真空加热炉产生的 SO₂、NO_x、烟尘，稀油储罐挥发的非甲烷总烃、H₂S。

(1) 大气污染源分析及污染防治措施

①真空加热炉废气

类比中石油西北油田分公司塔河油田一区至五区环境影响后评价报告书中 2020 年锅炉废气检测数据中 TK510X 加热炉监测数据：SO₂ 为 7.93mg/m³，NO_x 为 26.9mg/m³，烟尘为 7.08mg/m³；烟气量按照 1m³ 燃气产生 13.6m³ 烟气。本项目新建三台 500kW 真空加热炉，天然气总使用量为 150 万 m³/a，每台真空加热炉天然气用量为 50 万 m³/a，燃烧后废气经低氮燃烧器处理后通过 3 根 8m 高排气筒 P1、P2、P3 排放，真空加热炉年运行时间为 8760h，经计算可得每台真空加热炉烟气量为 776m³/h，每台真空加热炉 SO₂、NO_x、颗粒物的排放量分别为 0.053t/a、0.184t/a、0.048 t/a，排放速率分别为 0.0061kg/h、0.021kg/h、0.0055kg/h；排放浓度满足《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标准中燃气锅炉浓度限值；3 台真空加热炉总的 SO₂、NO_x、颗粒物的排放量分别为 0.159t/a、0.552t/a、0.144 t/a。

②无组织非甲烷总烃、H₂S

由于轮古 7 集油站处理系统彼此之间全部为密闭连接，因此，非甲烷总烃、H₂S 的挥发是极少量的。

A、非甲烷总烃

稀油储罐进物料时由于物料面逐渐升高，气体空间逐渐减小，罐内压力增大，当压力超过呼吸阀控制压力时，一定浓度的物料蒸气会呼出，直到储罐停止收物料，所呼出的物料蒸气造成物料品蒸发的损失称为工作损失。储罐在没有收发物料作业的情况下，随着外界气温、压力在一天内的升降周期变化，罐内气体空间温度、物料品蒸发速度、物料气浓度和蒸汽压力也随之变化，这种排出物料蒸气和吸入空气的过程造成的物料气损失称为静置损失。

根据《排污许可证申请与核发技术规范-石化行业》(HJ853-2017)中挥发性有机液体固定顶罐挥发性有机物年许可排放量计算公式核算。

$$E_{\text{固定顶罐}} = E_s + E_w$$

$$E_s = 365 \left(\frac{\pi}{4} \times D^2 \right) H_{vo} W_v K_E K_S$$

$$E_w = \frac{5.614}{RT_{La}} M_v P_{va} Q K_N K_P K_B$$

式中：

E_s ——静置损失，t/a；

E_w ——工作损失，t/a。

根据核算，项目无组织废气污染源及其治理措施见表 3.2-7。

表 3.2-7 项目无组织废气污染源及其治理措施一览表

污染源名称	污染物	产生浓度 (mg/m ³)	产生速率 (kg/h)	处理措施	废气量 (m ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	排放量 (t/a)	排放时间 (h/a)
稀油储罐无组织废气	非甲烷总烃	--	0.057	储罐密闭，加强管理，减少无组织排放	--	--	0.057	0.5	8760

根据核算，项目非甲烷总烃排放速率为 0.057kg/h，排放量为 0.5t/a。项目采取储罐密闭，加强管理、减少无组织排放后，站场边界非甲烷总烃排放满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界控制标准限值。

B、H₂S 废气

项目原料气中含有少量的 H_2S ，含量小于 20mg/m^3 ，本次评价按照 H_2S 产生量为非甲烷总烃逸散量的 1%考虑，则 H_2S 产生量为 0.005t/a ， H_2S 排放速率为 0.00057kg/h 。

项目采取加强管理、防治跑冒滴漏措施后，厂界 H_2S 满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 二级中新扩改建标准要求。

改建项目废气污染物排放情况见表 3.2-8。

表 3.2-8 改建项目废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序/ 生产线	污 染 源	污 染 物	污染物产生				处理措施		污染物排放					排放 时间 (h/a)
			核算 方法	废气产 生量 (m ³ /h)	产生浓度 (mg/m ³)	产生速 率 (kg/h)	工 艺	效率 %	核算 方法	废气排 放量 (m ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速 率 (kg/h)	排放量 (t/a)	
轮古 7 集油站	真空 加热 炉	SO ₂	系数 法	776	7.93	0.0061	低氮燃烧+8m 排 气筒（3 根）P1、 P2、P3 排放	--	系数 法	776	7.93	0.0061	0.159	8760
		NO _x	系数 法	776	26.9	0.021		--	系数 法	776	26.9	0.021	0.552	8760
		颗粒物	系数 法	776	7.08	0.0055		--	系数 法	776	7.08	0.0055	0.144	8760
	无组 织废 气	H ₂ S	类比 法	--	--	0.0002	加强管理，减少 无组织排放	--	类比 法	--	--	0.00057	0.005	8760
		非甲烷总烃	类比 法	--	--	0.057		--	类比 法	--	--	0.057	0.5	8760

②废气污染物排放量核算

A 有组织排放量核算见下表

表 3.2-9 改建项目大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 (mg/m ³)	核算排放速率/ (kg/h)	核算年排放量/ (t/a)
主要排放口					
--					
一般排放口					
1	P1、P2、P3	颗粒物	7.08	0.0165	0.144
		SO ₂	7.93	0.0183	0.159
		NO _x	26.9	0.063	0.552
主要排放口		颗粒物			0.144
		SO ₂			0.159
		NO _x			0.552
有组织排放					
有组织排放总计		颗粒物			0.144
		SO ₂			0.159
		NO _x			0.552

B、无组织排放量见下表。

表 3.2-10 改建项目污染物无组织排放量核算表

序号	排放口 编号	污染物	主要污染防 治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放 量（t/a）
				标准名称	浓度限值(mg/ m ³)	
1	轮古 7 集 油站	非甲烷总烃	加强管理， 减少无组织 排放	《陆上石油天然气开采工业大气 污染物排放标准》（GB39728-202 0）企业边界控制标准	厂界外≤4.0	0.5
2		H ₂ S		《恶臭污染物排放标准》（GB14 554-93）表 1 二级新改建标准	厂界外≤0.06	0.005
无组织排放总 计		非甲烷总烃				0.5
		H ₂ S				0.005

③项目大气污染物年排放量核算

项目大气污染物年排放量核算见下表。

表 3.2-11 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	颗粒物	0.144
2	SO ₂	0.159
3	NO _x	0.552
4	非甲烷总烃	0.5
5	H ₂ S	0.005

(2) 废水污染源分析及污染防治措施

改建项目简化注水流程，停用注水缓冲罐，含油污水处理措施不变，无生产废水产生，不新增劳动定员，不新增生活污水，改建项目无废水产生。

(3) 噪声污染源分析及污染防治措施

改建项目涉及噪声源主要为气液两相分离器及真空加热炉等设备运行时产生的噪声，其声级值约 65~90dB(A)。

项目采取低噪声设备、基础减振、厂房隔声、厂区合理布局等措施，采取以上措施后，经距离衰减、厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。改建项目噪声污染源源强核算结果及相关参数见表 3.2-12。

表 3.2-12 改建项目噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序/生产线	装置	噪声源	声源类型	噪声源强		降噪措施及效果		噪声排放值		持续时间/h
				核算方法	噪声值 dB (A)	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值 dB (A)	
轮古 7 集油站	采出水处理系统	气液两相分离器	频发	类比法	70~90	基础减震、厂房隔声	降低 20~25dB (A)	类比法	50~60	8760
		真空加热炉	频发	类比法	75~95	基础减震、厂房隔声	降低 20~25dB (A)	类比法	55~65	8760

（4）固体废物污染源分析及污染防治措施

改建项目不新增劳动定员，不新增生活垃圾；轮古 7 集油站改造工程运营期产生固废主要为油气分离器产生的油泥，清罐过程产生的清罐底泥，油泥、清罐底泥均为危险废物，属于危险废物。

①油泥

轮古 7 集油站改造完成后，新建两台气液两相分离器运行过程中会产生油泥，类比现有工程台账，油泥产生量为 4.0t/a，定期送塔里木油田绿色环保处理站处置。

②清罐底泥

轮古 7 集油站改造沉降脱水罐、调储沉降罐产生的清罐底泥，类比现有工程台账，清罐底泥产生量为 4.5t/a，定期送塔里木油田绿色环保处理站处置。

改建项目运营期各种固体废物的产生和处置情况详见表 3.2-13。

表 3.2-13 固体废物产生量与处置措施

单位: t/a

装置	固体废物名称	固废属性	危险废物类别	废物代码	产生量					处置措施			最终去向
					核算方法	产生量 t/a	形态	主要成分	有害成分	工艺	产废周期	处理量 t/a	
油气分离器	油泥	危险废物	HW08	071-001-08	类比法	4.0	固态	油泥	废矿物油	委外处置	30 天	4.0	定期送塔里木油田绿色环保处理站处置
清罐	清罐底泥	危险废物	HW08	071-001-08	类比法	4.5	固态	底泥	废矿物油		30 天	4.5	

3.2.5.3 防腐、防渗措施

本项目为改建项目，现有工程已进行防渗处理。改建工程涉及内容包括两相分离器、稀油储罐、沉降脱水罐，为防止对地下水的污染，参考《石油化工防渗工程技术规范》对改建工程进行防渗处理，本项目防治分区及防渗要求见下表。

表 3.2-14 改建项目防渗分区及防渗要求

防渗级别	防渗区域	防渗技术要求
重点防渗区	两相分离器、稀油储罐、沉降脱水罐	等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 或参考 GB18598 执行
一般防渗区	真空加热炉	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 或参考 GB18598 执行
简单防渗区	其他地面	一般地面硬化

为确保防渗措施的防渗效果，在施工过程中建设单位应加强施工期的管理，严格按防渗设计要求进行施工，加强防渗措施的日常维护，使防渗措施达到应有的防渗效果。同时应加强各生产设施的环保设施的管理，避免跑冒滴漏。

3.2.6 非正常工况分析

非正常生产排污包括有计划的开、停车检修和临时性故障停车的污染物排放，及工艺设备及环保设施非正常运行污染物排放等。企业应有计划的制定开停车、检维修计划，制定开停车、检维修、生产异常等非正常工况的操作规程和污染控制措施，计划实施前应向当地环保主管部门备案。

3.2.6.1 非正常生产情况下废气污染源及污染治理措施

本项目在压力过高或发生泄漏等突发情况时，天然气通过放空管道送第三方放空火炬燃烧。

3.2.7 清洁生产分析

本项目清洁生产水平情况如下：

(1) 工艺和设备分析

项目采用先进的工艺和装备，自动化程度高，符合清洁生产法要求，生产工艺与设备指标可以达到国内先进水平。

(2) 资源能源利用分析

本项目资源能源利用处于清洁生产先进水平，项目生产过程不新增新鲜水用量，反冲洗水采用净化后中水，且项目设备采用节能设备，节省能量消耗；配备高效设备，降低系统单耗等。

(3) 产品指标

改建项目不涉及产品的改造。

(4) 污染控制水平分析

废气：真空加热炉烟气采取低氮燃烧+8m 排气筒（3 根）P1、P2、P3 排放；站区内设备排放的非甲烷总烃、硫化氢无组织排放。真空加热炉烟气中 SO₂、NO_x、颗粒物排放浓度满足《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标准中燃气锅炉浓度限值；非甲烷总烃厂界浓度均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界控制标准，H₂S 厂界浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 二级新改建标准。

废水：改建项目无废水产生。

噪声：改建项目选用低噪声设备，对声源较大的设备采取减震措施，合理布局等治理措施。

固体废物：油气分离器产生的油泥、清罐产生的清罐底泥，定期送塔里木油田绿色环保处理站处理。

综上所述，本项目通过从以上四个方面提高工艺清洁生产水平，从源头上减少污染物的排放，属于国内先进水平。

3.2.8 污染物排放汇总

(1) 污染物排放汇总

根据污染源分析结果，本项目污染物排放量见下表。

表 3.3-1 本项目污染物排放量情况一览表

污染物		运营期排放量 (t/a)
废气	颗粒物	0.144
	SO ₂	0.159
	NO _x	0.552
	非甲烷总烃	0.5
	H ₂ S	0.005
废水	COD	0
	NH ₃ -N	0
固体废物		0

(2) 总量控制分析

本项目总量控制因子为：

废气：SO₂、NO_x、非甲烷总烃；废水：COD、NH₃-N。

根据《关于印发<建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法>的通知》（环发〔2014〕197号）及《关于印发<自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法>的通知》（新环发〔2016〕126号）要求，本项目SO₂、NO_x排放总量控制指标核算过程如下：

表 3.3-2 项目废气主要污染物排放总量核算表

污染源	项目	标准限值 (mg/m ³)	废气量 (m ³ /h)	运行时间 (h/a)	污染物总量 (t/a)
真空加热炉	SO ₂	50	2328	8760	0.159
	NO _x	200	2328	8760	0.552

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，项目运营期非甲烷总烃排放量估算为0.5t/a。

综上素数，本项目总量控制指标为：

废气污染物：SO₂：0.159t/a、NO_x：0.552t/a、非甲烷总烃：0.5t/a；

废水污染物：COD：0.000t/a、NH₃-N：0.000t/a。

3.3 改建工程完成后全厂污染物排放量

改建项目完成后，全厂污染物排放量见表 3.3-1。

表 3.3-1 项目完成后全厂污染物排放三本账 单位 t/a

类别	项目	现有工程排放量	改建项目排放量	改建项目以新代老消减量	改建后全厂污染物排放量	变化量
废气	颗粒物	0.192	0.144	0.144	0.192	0
	SO ₂	0.212	0.159	0.159	0.212	0
	NO _x	0.736	0.552	0.552	0.736	0
	非甲烷总烃	0.6	0.5	0	1.1	+0.5
	H ₂ S	0.004	0.005	0	0.009	+0.005
废水	COD	0	0	0	0	0
	氨氮	0	0	0	0	0

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地理位置

轮台县位于新疆维吾尔自治区中部，巴音郭楞蒙古自治州西部，地处塔里木河北岸，天山南麓中段，塔里木盆地北缘。东接库尔勒市，西与阿克苏地区库车县接壤，北与和静县毗邻，南靠塔里木盆地。县城轮台镇距库尔勒 187km，直线距乌鲁木齐 360km。县境东西宽 110km，南北长 136km，总面积 14184km²，总人口 12.85 万人，是天山南坡城市带上重要的工业重镇。

轮古 7 集油站及附属计量站行政隶属于新疆维吾尔自治区巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，具体位于轮台县西南 44.3km，区块附近无固定公路，北距专用公路库东公路 9.1km。轮古 7 集油站中心坐标为东经 84°1'39.56"，北纬 41°24'32.35"，站场四周均为荒漠；LG7-9C 计量站中心坐标为东经 84°1'42.65"，北纬 41°24'35.39"，计量站四周均为荒漠；LG7 计量站中心坐标为东经 84°2'53.90"，北纬 41°24'32.17"，计量站四周均为荒草地；项目地理位置见附图 1。

4.1.2 气象、气候

轮台县气象站海拔高度为：976.1m，经纬度为：北纬 41°47'，东经 84°15'。根据轮台县气象站 30 年统计资料，轮台县属于暖温带大陆性干燥气候，气候特点是：日照时间长，热量条件好，无霜期较长，降水稀少，蒸发旺盛，空气干燥。全旗大部分地区降雨量为 300~400mm，年蒸发量 2200~2800mm。年平均气温 6.7℃。全旗历年平均相对湿度在 53%~56%之间。相对湿度最大值在 8~9 月份，最小值在 5 月为 41%。乌审旗年平均风速为 3.4m/s。

日照：年日照时数为 2442~2925 小时，平均值 2658 小时，各月日照时数 8 月最多，达 283.3 小时，12 月最少，为 182.2 小时。

气温：年平均气温为 12.5℃；年平均气温日较差为 14.6℃，极端最高气温为 41.4℃（2000 年 7 月 12 日），历年最热月日平均最高温度的平均值：32.8℃（七月）。历年极端最低气温为-25.5℃（1975 年 12 月 11 日），历年最冷月日平均最低温度的平均值：-13.3℃（一月）；最大冻土深度：91cm（1967 年 3 月）。

降水：降水集中在夏季，降水量年际变化大，年总降水量为 16.7~135.00mm，平均

年总降水量为 72.0mm。降水强度差异悬殊，一日最大降水量 45.7mm (1978 年 6 月 10 日)，冬季历年最大积雪深度 21cm (1973 年 3 月 1 日)。

蒸发：年总蒸发总量为 1766~ 2450mm 之间，平均年蒸发量为 2024mm。夏季的蒸发时为 851mm，占全年总蒸发量的 41%，冬季最少，为 213mm，占 10%。

风：年平均风速为 1.8m/s，主导风向东北风，2 分钟平均最大风速 21m/s(1983 年 5 月 19 日)，瞬间最大风速超过 34m/s (1967 年 7 月 24 日)。

雷暴日数：雷暴日数平均每年有 25 天，最多的年份有 35 天最少 15 天。根据当地气象站的多年观测资料统计，主要常规气象要素统计资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 项目所在地区域主要气象要素

气象要素	单位	观测结果	气象要素	单位	观测结果
年平均气温	℃	12.5	年降水量	mm	52
极端最高气温	℃	41.4	年平均蒸发量	mm	2071.9
极端最低气温	℃	-25.5	最大冻土深度	cm	88
年主导风向	/	NE	年平均大风日数	d	11.2
年平均风速	m/s	1.8	年平均沙暴日数	d	1.5
年相对湿度	%	49	年平均低温	℃	13
极端最高地温	℃	75.1	极端最低地温	℃	-31.7

4.1.3 地表水

轮台县境内地表水大多为由北向东南的天山山溪性河流，县境内主要有迪那河、卡塔尔河、红桥河、阳霞河等九条山溪性河流，地表径流总量为 5.614 亿 m³，已开发总量为 5.234 亿 m³，已利用水量为 29 亿 m³，占整个地表水资源的 52%。塔里木河流经轮台 106km，在本区消耗水 2.6 亿 m³。

轮古 7 集油站及附属计量站位于低山丘陵区 and 山前冲积洪积扇上部，区块内自然冲沟较多，与本工程距离最近的季节性河流为轮古 7 集油站西北侧约 3.3km 处的罕尔别江。

4.1.4 区域地质条件

4.1.4.1 地形地貌

轮台县分北部山区、中部绿洲平原区和南部塔里木河平原区，北部高，向东南倾斜。轮古 7 集油站及附属计量站所在区域地势总体北高南低，地面海拔在 1200~1500m 之间。自北向南可划分为北部山体区和南部的戈壁区，山体主要为第三系褐色泥岩出

露；呈锯齿状和单面山，倾角 30~40 度，地形起伏剧烈，最大相对高差可达 300m；南部为地势相对比较平缓的山前戈壁，松散的砾石堆积较厚，并发育有多条规模不等的冲沟。

4.1.4.2 地质构造

轮古 7 集油站及附属计量站位于库车坳陷北部构造带吐格尔明段，属于吐格尔明构造东部延伸的一个局部构造。受燕山、喜山期构造运动影响，吐格尔明构造具有典型的前陆逆冲变形特征，构造整体上呈大型披覆背斜，背斜轴部在平面上表现为近“Z”字型走向特征；地层由两翼向背斜顶部逐渐变薄，核部高陡断裂发育，局部地区元古界变质岩出露地表，背斜完整性遭受一定破坏。轮古 7 集油站及附属计量站钻揭地层自上而下依次为：新生界第四系西域组、新近系库车组、康村组、吉迪克组、古近系苏维依组、库姆格列木群、中生界白垩系舒善河组、亚格列木组、侏罗系克孜勒努尔组、阳霞组、阿合组（未穿）。其中侏罗系克孜勒努尔组砂泥岩互层段、阳霞组上泥岩煤层段为气藏的主力含气层段。

区域上侏罗系克孜勒努尔组从上至下可分为四个岩性段，受构造运动影响，轮古 7 集油站及附属计量站克孜勒努尔组第一段上泥岩段遭受剥蚀，残留下部的三个岩性段，从上至下分别是砂泥岩互层段、下泥岩段、煤层砂泥岩段。阳霞组从上至下可分为四段：碳质泥岩段、上泥岩煤层段、砂砾岩段、下泥岩煤层段，地层区域分布稳定。

4.1.5 区域水文地质

4.1.5.1 地下水的赋存条件及分布特征

轮南区块位于塔里木盆地北缘，由迪那河洪冲积扇、渭干河—库车河洪冲积扇及其它小型洪冲积扇、冲出锥组成的山前洪冲积倾斜平原上。自中生代以来该地区相对于北部天山地槽褶皱带一直处于相对下降状态，第四纪以来沉积了巨厚的砂砾卵石层。

迪那河洪冲积扇位于倾斜平原东部，东西宽约 45km，南北长约 70km，面积约 1790km²。红源河洪冲积扇位于迪那河洪冲积扇的西北侧，东西宽约 17km，南北长约 30km，面积约 220km²。渭干河—库车河洪冲积扇位于倾斜平原的西部，东西宽约 160km，南北长约 80km，面积约 7850km²。

倾斜平原北部含水层岩性为圆砾、卵石，层次单一，赋存孔隙潜水；中部含水层为粉砂、细砂及中砂，粗砂及砾砂则少见，且多为薄层，砂层与粘性土层呈互层状产出。粘性土以粉土及粉质粘土为主，粘土不发育，粘性土层在空间上不能形成统一、

稳定层位。倾斜平原南部与塔里木河冲积平原交接部位岩性则多以粘性土为主。上述含水层空间分布的特点使倾斜平原中部形成了上部潜水下部承压水且没有稳定隔水层的综合含水层组。由于地层本身的压力和地面向南的缓倾，造成含水层埋藏越深压力水头越高，在许多地段凿井深度 50~70m 即可获得自流水。

倾斜平原南缘地层岩性以粘性土为主，地形十分平缓，地下水迳流条件很差，基本上无水平运动，致使倾斜平原与塔里木河冲积平原地下水联系十分微弱，《塔里木河干流流域水文地质及地下水开发利用调查》中指出，向塔河冲积平原的侧向补给仅 200m/d km 左右。

根据地下水水力性质、埋藏及赋存条件，将本区地下水分为以下三种类型：

①前第三系基岩山区裂隙水；

②第三系碎屑岩类孔隙裂隙水；

③第四系松散岩类孔隙水。第三种类型又可细分为砾质平原孔隙潜水、细土平原孔隙潜水及细土平原深部孔隙承压水。

前第三系基岩裂隙水赋存于北部山区古老基岩构造裂隙和风化裂隙中，补给来源主要为大气降水和积雪融水，其次为地表水。构造裂隙为地下水提供了运移通道和储存空间；第三系碎屑岩类孔隙裂隙水赋存于前山过渡带第三系砂砾岩、砂岩、粉砂岩的裂隙孔隙中，补给来源主要是地表水。岩石孔隙、层状构造为地下水提供了运移通道和储存空间；第四系松散岩类孔隙水赋存于平原区第四系松散地层孔隙中，河渠水的渗漏和灌溉水的入渗是其主要补给来源。岩性结构、地表形态、孔隙发育程度及水文网系的分布特征是该型水形成的主要控制因素，巨厚的松散堆积和发育的孔隙为地下水提供了良好的迳流通道和储存空间。

4.1.5.2 含水层的分布及富水性

北部秋里塔克山及以南的台地、岗地第三系裂隙孔隙含水层，分布于构造裂隙、风化裂隙和砂砾岩的层状孔隙中，受构造、岩性和出露位置的控制，但孔隙、裂隙不发育，水质不佳，无供水意义。

中部山前倾斜平原，由洪冲积松散砂砾卵石组成了分布范围广、沉积厚度大（累计厚度超过 100m）且无稳定隔水层的含水层组。渗透系数 1m/d~500m/d，单井出水量 1000m³/d~3000m³/d 甚至更大。是当地最重要的工农业供水目的层，也是轮南油田水源地所在。

南部塔里木河冲积平原，为沿河东西向分布的，沉积厚度超过 300m 以上的以粉细砂为主的冲积孔隙含水层，平均渗透系数约 3m/d。除河道两侧存在与塔河水质相近的 1~3g/L 的微咸水外，其它均为咸水，无供水意义。

4.1.5.3 地下水的补给、径流、排泄条件

倾斜平原区地下水在砾质平原接受地表水的入渗补给后，基本沿地势向南运动，由单一的潜水渐变为上部潜水下部承压水，承压水在水平迳流的过程中不断自下而上顶托补给潜水，最终以地面蒸发和植物蒸腾等隐蔽蒸发的形式排泄，至倾斜平原的前缘，把所获取的地下水蒸发排泄完毕，从而完成了地下水补给、迳流和排泄的全过程，使得该区成为一完整而独立的水文地质单元——山前洪冲积倾斜平原自流水斜地。

在基岩山区，地下水接受降水补给和沟谷河流、上游含水层侧向补给，其循环几乎全在当地进行，补给、径流、排泄无严格界限，三者可同时进行，总的径流方向是由高向低，以泉溢出或沿断层排入附近沟谷而转化为地表径流。

前山过渡带地下水受降水补给和上游含水层侧向补给，水循环交替不强烈，补给、径流、排泄无明显规律性。径流方向不仅服从由高到低、由北向南的总规律，而且还受岩层变化的控制。排泄方式主要为泉水溢出及侧向补给第四系松散岩层。

山前倾斜平原之砾质平原为地下水的补给区，该区岩性以卵砾石为主，结构松散，主要接受地表河水和灌渠水的大量渗漏补给，水位埋深大于 10m，地下水除少部分被人工开采外，绝大部分向南侧向流入细土平原区。细土平原属山前倾斜平原地下水径流排泄区，其深部承压水补给来源主要为上游砾质平原地下水，在压力水头作用下，一部分向上运动顶托补给上层潜水，剩余部分继续向下游运动。细土平原之上部潜水的补给来源为农业灌溉、下部承压水顶托和大气降水（但区内多年平均年降水量仅为几十毫米，而多年平均年蒸发量大于 2000mm，因此大气降水对潜水补给十分微弱）。当地农作物和草木每年需引大量地表水灌溉，此为农业区潜水的重要补给源，这在轮南油田水源地一带较为明显。区内承压水水头高出地表或高于潜水水位，所以下部承压水在压力水头作用下源源不断地顶托补给潜水。潜水通过地面蒸发和植物蒸腾排入大气，少量则排入河流或排碱渠中。

塔里木河冲积平原地下水则别具特色，其除受塔河河水补给外，还受到昆仑山山前倾斜平原地下水加上塔克拉玛干沙漠地表凝结成的地下水越过塔克拉玛干沙漠后的补给。塔里木盆地以塔里木河高程最低，而塔里木河下游罗布泊一带又是盆地的最低

点，那里是地表、地下水的最终汇聚点。由于气候的变化，尤其是人为的干扰，罗布泊地表水消失了，而地下水含盐量的浓缩和地表盐份的积累仍在继续着。

4.1.5.4 地下水动态特征

秋里塔克山及亚肯背斜等基岩区，补给和排泄量均不大，且富水性也较差，因此其动态变化幅度不大，主要受气象和水文的多年变化控制。

山前倾斜平原，主要受出山后河流库车河、迪那河等以及它们的大量引水渠在砾质平原中的入渗补给，而河流流量的变化是受气温变化导致融雪量的大小变化控制的。地下水在倾斜平原中的实际运动速度较慢。从氡浓度测定值来看，距补给区约 20~30km 处的深层承压水需经过约 30 年的时间才能到达。这样看来，在倾斜平原上深层承压水的动态变化，将受到多年补给强度的综合控制，不但量的方面如此，还要受到当年补给区水头变化所引起的压力传导作用的影响。对于上部潜水而言，由于当地气候干旱少雨而蒸发强烈，它除了受深层承压水的作用外，渠系的渗漏、农业的灌溉压盐等给以更多的影响，因此，浅层潜水的动态变化，在灌区为灌溉型，非灌溉区为气候型。

塔里木河冲积平原地下水动态变化受塔河水位的控制，属水文型。

4.1.6 生态环境

轮台县境分为北部山区，中部平原区和塔里木河冲积平原 3 个区，县城位于迪那河洪冲积平原扇缘地带中下部。县境中部平原区及塔里木河冲积平原区主要土壤类型有：灌淤土、草甸土、盐土、棕漠土、沼泽土、风沙土六个土类。

全县自然植被主要有胡杨、雪岭云杉、新疆杨。此外，在平原绿洲还生长着早柳、龙爪柳、白柳、洋槐、白榆、钻天榆等树种。灌木主要有：红柳、沙棘。

此外，还有野蔷薇、勃氏麻黄、伊林藜、盐穗木、盐节木等灌木。果木主要有：杏、梨桃。其它野生植物主要有：甘草、罗布麻。此外，在山区还生长有雪莲、当归、党参、麻黄等中草药；农区杂草有灰藜、野燕麦、大蓟、泥胡菜、苦豆子、芦苇、蒲草、三棱草、车前、黄蒿、蒲公英、田旋花等；在塔里木冲积平原还生长有铃铛刺、拂子茅、骆驼刺等。

动物主要有分布在山前区的主要有棕熊、雪豹、猓猓、旱獭等。分布在塔里木河冲击平原荒漠地带的主要有野猪、赤狐等。此外，境内还有鹅喉羚、盘羊、马鹿、沙兔等动物。分布在山区和平原区的鸟类主要有雪鸡、天鹅、乌鸦、麻雀、布谷鸟、啄

木鸟、猫头鹰、戴胜、燕华、黑鹤、鹭鸶等。

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，站场周边的环境敏感区主要包括生态保护红线区、水土流失重点预防区和重点治理区等。

4.2.1 生态保护红线

目前新疆维吾尔自治区生态保护红线正在编制修改中，本项目距离塔里木油田生态保护红线(土地沙化生态保护红线区)最近为 18.8km，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《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号)，新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

项目所在区域轮台县位于塔里木河流域重点治理区范围内。

4.3 环境质量现状监测与评价

本项目环境质量现状委托新疆锡水金山环境科技有限公司进行监测，新疆锡水金山环境科技有限公司是取得国家计量认证的法定检测机构，监测数据有效。项目大气、土壤及声环境质量现状具体监测布点见附图 4。

4.3.1 环境空气现状监测与评价

4.3.1.1 环境空气质量达标区判定

根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ 2.2-2018)，对于基本污染物环境质量现状数据，项目所在区域达标判定，优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告中的数据或结论。根据导则要求，选取库尔勒市国控监测点 2019 年的监测数据，作为本项目环境空气现状评价基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO 和 O₃ 的数据来源。2019 年库尔勒市各污染物年度指标统计见

表 4.3-1。

表 4.3-1 区域空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	标准值 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	占标率%	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	5	60	8.3	达标
	日均第 98 百分位数	9	150	6	达标
NO ₂	年平均质量浓度	23	40	57.5	达标
	日均第 98 百分位数	44	80	55	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	165	70	235.7	不达标
	日均第 95 百分位数	425.3	150	283.5	不达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	47	35	134.3	不达标
	日均第 95 百分位数	103.7	75	138.3	不达标
CO	24 小时平均第 95 位百分位数	1000	4000	25	达标
O ₃	8 小时平均第 90 位百分位数	79	160	49.4	不达标

根据判定结果，项目区域为环境空气质量不达标区，不达标因子为 PM_{2.5}、PM₁₀。

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状监测

(1) 其他监测因子（除常规污染物）

非甲烷总烃、硫化氢。

(2) 监测布点

厂址下风向 1000m 处。

监测点及其相对于建设地点的方位列于表 4.3-2。

表 4.3-2 其它污染物补充监测点位信息表

序号	监测点位	方位	距离(m)	监测因子
1	厂址下风向	SW	1000	非甲烷总烃、硫化氢

(3) 监测时间及频率

连续监测七天。

非甲烷总烃、硫化氢监测 1h 平均浓度。

非甲烷总烃、硫化氢 1h 平均浓度每天监测 4 次，监测时间分别为北京时间 02:00、8:00、14:00 及 20:00 时，每次采样时间不少于 45min。

监测期间同时对地面风向、风速、总云量、低云量、气温、气压等常规气象因素进行观测。

(4) 监测分析方法

采样方法按《环境监测技术规范》(大气部分)进行, 监测分析方法按《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中表 2 和《空气和废气监测分析方法(第四版)》进行。

(5) 评价因子

非甲烷总烃、硫化氢。

(6) 评价方法

评价方法采用单项标准指数法, 计算模式如下:

$$P_i = C_i / C_{0i}$$

式中: P_i — i 污染物标准指数;

C_i — i 污染物实测浓度, mg/m^3 ;

C_{0i} — i 污染物评价标准值, mg/m^3 。

(7) 其他污染物现状监测结果

根据监测, 其他污染物现状监测结果见表 4.3-3。

表 4.3-3 各监测点其他污染物现状监测结果一览表

监测点名称	监测因子	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
集油站下风向	非甲烷总烃	1 次浓度值	2.0				
	硫化氢		0.01				

由上表可知, 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》中相关要求; 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 中相关标准, 区域环境质量较好。

4.3.2 地下水环境质量现状调查与评价

4.3.2.1 地下水监测点布设

根据本项目区域水文地质情况, 项目区位于荒漠地区, 周边 20km 内无地下水敏感目标, 且地下水水质较差, 无饮用价值。因此, 本次评价工作在收集了《轮南油气开发部环境影响后评价报告书》中于 2019 年 10 月对区域地下水的 2 组监测数据外, 并于 2021 年 4 月进行了地下水水质实际监测工作, 根据项目所在区域, 地下水流向以及项目区位置, 补充监测了 1 个监测点, 见表 4.3-4。根据项目区水文地质特征, 确定本次评价工作的目标含水层为潜水含水层。

表 4.3-4 地下水监测井点一览表

编号	监测点位		监测井深 (m)	监测层位	监测项目	用途
	X	Y				
W1			40	第四系	水质	监控
W2			45	第四系	水质	监控
W3			40	第四系	水质	监控

4.3.2.2 地下水水质监测与评价

(1) 监测项目

本次评价工作水质监测因子： K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、氟化物、铁、锰、砷、汞、六价铬、铅、镉、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、石油类，共 29 项。

(2) 监测时段

本次评价工作地下水水质监测时间为 2021 年 4 月 26 日和 2019 年 10 月 22 日，监测一天。

(3) 评价方法

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），水质评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

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_{si} —第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH \leq 7 \text{ 时}$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH > 7 \text{ 时}$$

式中：

P_{pH} — pH 的标准指数，无量纲；

pH — pH 监测值；

pH_{su} —标准中 pH 的上限值；

pH_{sd} —标准中 pH 的下限值。

(4) 评价标准

石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，其余监测项目均执行《地下水质量标准》（GB/T14843-2017）III 类标准。

(5) 水质监测结果及评价

各监测点水质监测结果和各单项水质参数标准指数值见表 4.3-6 和表 4.3-7，从评价结果可以看出：

各监测点除总硬度、溶解性总体、耗氧量、氯化物、硫酸盐、氟化物、菌落总数超标外，其余监测因子均符合《地下水质量标准》（GB/T14843-2017）III 类标准，地下水质量较差。由监测结果可以看出：评价区内地下水化学类型为 Cl- Ca Mg 型。

表 4.3-5 监测及评价结果

监测点位置			W1		W2		W3	
监测因子	单位	标准值	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
pH	无量纲	6.5~8.5						
总硬度	mg/L	≤450						
耗氧量	mg/L	≤3.0						
溶解性总固体	mg/L	≤1000						
氨氮	mg/L	≤0.5						
硝酸盐	mg/L	≤20						
亚硝酸盐	mg/L	≤1.00						
氯化物	mg/L	≤250						
氟化物	mg/L	≤0.05						
硫酸盐	mg/L	≤250						
挥发酚	mg/L	≤0.002						
铁	mg/L	≤0.3						
锰	mg/L	≤0.10						
汞	mg/L	≤0.001						
砷	mg/L	≤0.01						

铅	mg/L	≤0.01						
氟化物	mg/L	≤1.0						
镉	mg/L	≤0.005						
铬（六价）	mg/L	≤0.05						
总大肠菌群	MPN/100mL	≤3.0						
菌落总数	CFU/mL	≤100						
钠	mg/L	≤200						
石油类	mg/L	≤0.05						
硫化物	mg/L	≤0.02						

表 4.3-6 地下水八大离子监测结果及水化学类型表

监测因子		监测点	W1		
			$\rho(B)$ mg/L	$c(1/zB^{z+})$ mmol/L	$x(1/zB^{z+})$ %
阳 离 子		K^+			
		Na^+			
		Ca^{2+}			
		Mg^{2+}			
		合计			
阴 离 子		CO_3^{2-}			
		HCO_3^-			
		SO_4^{2-}			
		Cl^-			
		合计			
地下水化学类型					

4.3.3 土壤环境质量现状

(1) 监测因子

《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 中 45 项基本项目、表 2 石油烃, 及 pH、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度。

(2) 监测点布设

因轮古 7 集油站厂区全部硬化处理, 场内不具备采样条件, 结合现场实际情况, 项目共布设 6 个监测点(1 个柱状样、5 个表层样; 其中轮古 7 集油站紧邻厂区设置 1 个柱状样、1 个表层样, 3 个计量站内各设置一个表层样), 具体点位设置及分布见表 3 及图 1。

表 4.3-7 集油站土壤监测点位布置一览表

编号	监测点	与厂址相对位置	取样方法	监测因子
1#	项目区厂界南侧附近	--	柱状样 (0-3m)	45 项基本项目、石油烃, pH、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度
2#	厂区外西北侧	西南侧 100m	表层样 (0-0.2m)	石油烃
3#	厂区外东南侧	东北侧 200m		石油烃

表 4.3-8 计量站土壤监测点位布置一览表

编号	监测点	与厂址相对位置	取样方法	监测因子
----	-----	---------	------	------

4#	LG7-9C 计量站内	--	表层样	石油烃
5#	LG7 计量站内	--	(0-0.2m)	石油烃

(3) 监测时段及因子

各采样点均同步记录采样坐标、采样层次深度、颜色、结构、质地、砂砾含量及其他异物，记录表见表 4.3-9。

表 4.3-9 土壤理化特性调查表

监测点位				时间		
经度				纬度		
层次						
现场记录	颜色					
	结构					
	质地					
	砂砾含量					
	其他异物					
实验测定	pH					
	阳离子交换量					
	氧化还原电位					
	饱和导水率 (cm/s)					
	土壤容重 (kg/m ³)					
	孔隙度					

(4) 取样方法

每个表层样取 1 个土样，取样深度为 0~0.2m；每个柱状样在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3.0m 分别取 1 个土样，同时根据基础埋深、土体构型适当调整。并提供采样深度土层柱状图，柱状样明确采样深度。

(5) 监测方法

按照《场地环境调查技术导则》（HJ25.1-2014）、《场地环境监测技术导则》（HJ25.2-2014）及相关技术规定要求执行。

(6) 土壤环境质量评价

土壤监测结果见表 4.3-10~表 4.3-11。

表 4.3-10 土壤监测结果一览表

序号	检测项目	单位	筛选值 (第二类用地) 标准值	项目区厂界南侧附近柱状样 1 [#] (0.5m)				项目区厂界南侧附近柱状样 1 [#] (1.0m)				项目区厂界南侧附近柱状样 1 [#] (2.0m)			
				监测值	标准指数	超标率	超标倍数	监测值	标准指数	超标率	超标倍数	监测值	标准指数	超标率	超标倍数
1	pH 值	无量纲	--												
2	铬（六价）	mg/kg	5.7												
3	镉	mg/kg	65												
4	铜	mg/kg	18000												
5	铅	mg/kg	800												
6	镍	mg/kg	900												
7	汞	mg/kg	38												
8	砷	mg/kg	60												
9	氯甲烷	mg/kg	37												
10	氯乙烯	mg/kg	0.43												
11	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66												
12	二氯甲烷	mg/kg	616												
13	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54												
14	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9												
15	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596												
16	氯仿	mg/kg	0.9												
17	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5												
18	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840												

序号	检测项目	单位	筛选值 (第二类用地) 标准值	项目区厂界南侧附近柱状样 1# (0.5m)				项目区厂界南侧附近柱状样 1# (1.0m)				项目区厂界南侧附近柱状样 1# (2.0m)			
				监测值	标准指数	超标率	超标倍数	监测值	标准指数	超标率	超标倍数	监测值	标准指数	超标率	超标倍数
19	四氯化碳	mg/kg	2.8												
20	苯	mg/kg	4												
21	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5												
22	三氯乙烯	mg/kg	2.8												
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8												
24	甲苯	mg/kg	1200												
25	四氯乙烯	mg/kg	53												
26	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10												
27	氯苯	mg/kg	270												
28	乙苯	mg/kg	28												
29	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570												
30	苯乙烯	mg/kg	1290												
31	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8												
32	邻二甲苯	mg/kg	640												
33	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5												
34	1,4-二氯苯	mg/kg	20												
35	1,2-二氯苯	mg/kg	560												
36	萘	mg/kg	70												
37	2-氯酚	mg/kg	2256												

序号	检测项目	单位	筛选值 (第二类用地) 标准值	项目区厂界南侧附近柱状样 1# (0.5m)				项目区厂界南侧附近柱状样 1# (1.0m)				项目区厂界南侧附近柱状样 1# (2.0m)			
				监测值	标准指数	超标率	超标倍数	监测值	标准指数	超标率	超标倍数	监测值	标准指数	超标率	超标倍数
38	硝基苯	mg/kg	76												
39	苯并[a]蒽	mg/kg	15												
40	蒽	mg/kg	1293												
41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15												
42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151												
43	苯并[a]芘	mg/kg	1.5												
44	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15												
45	二苯并[a, h]蒽	mg/kg	1.5												
46	苯胺	mg/kg	260												
47	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	4500												

表 4.3-11 土壤监测结果一览表

类型	检测项目	单位	筛选值 (第二类用地)标准值	厂区外西北侧 100m 表层样 2 [#] (0.2m)				厂区外东南侧 200m 表层样 3 [#] (0.2m)			
				监测值	标准指数	超标率	超标倍数	监测值	标准指数	超标率	超标倍数
表层样	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	4500	LG7-9C 计量站内表层样 4 [#] (0.2m)				LG7 计量站内表层样 5 [#] (0.2m)			
				监测值	标准指数	超标率	超标倍数	监测值	标准指数	超标率	超标倍数

综上所述，各监测点柱状样、表层样土壤中各项因子均满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中第二类用地筛选值标准。区域土壤环境质量良好。

4.3.4 噪声环境质量现状监测与评价

（1）监测点位

项目共设 6 个噪声监测点，具体监测点位见附图 4。

（2）监测因子

等效 A 声级。

（3）监测时间与频率

2021 年 4 月 26 日~4 月 27 日昼夜各监测一次。

（4）监测方法

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）中要求的方法进行测量。噪声监测期间无大风、雨、雪天气，符合《环境监测技术规范》第三册（噪声部分）的要求。

（5）监测结果

噪声现状监测与评价结果见表 4.3-12。

表 4.3-12 噪声现状监测结果

单位：dB（A）

监测点		现状值		标准值		评价结果	
		2021.4.26 ~4.27		昼间	夜间	昼间	夜间
		昼间	夜间				
轮古 7 集油站	东厂界			60	50	达标	达标
	南厂界						
	西厂界						

	北厂界						
LG7-9C 计量站厂界						达标	达标
LG7 计量站厂界						达标	达标

根据现状监测数据，厂界昼间噪声为 44~51dB(A)，夜间噪声为 42~48dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准，说明目前评价区内的声环境质量良好。

4.3.5 生态环境现状调查与评价

4.3.5.1 生态功能区划

依据《新疆生态功能区划》，本项目主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.3-17 和图 4.3-5。

表 4.3-17 项目区生态功能区划

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标
生态区	生态亚区	生态功能区				
塔里木盆地温暖荒漠及绿洲生态农业区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲生态农业生态亚区	库尔勒-轮台城镇和石油基地建设生态功能区	城市人居环境、工农业产品生产、油气资源	水质污染、风沙危害、土壤盐碱化、洪水灾害、浮尘天气、盲目开荒、土壤环境污染	生物多样性及其生境中度敏感，土壤盐渍化高度敏感	保护城市环境、保护基本农田、保护荒漠植被、保护河流水质、保护土壤环境质量

由表 4.3-17 可知，本项目位于“塔里木盆地温暖荒漠及绿洲生态农业区”，主要服务功能为“城市人居环境、工农业产品生产、油气资源”，该功能区的主要保护措施为“增加城市绿地面积、建设城市防护林、污水处理和资源化利用、减少农药地膜化肥污染、改良盐渍土壤”。

4.3.5.2 生态背景调查范围

本项目位于轮古 7 集油站及附属计量站。区域地貌属山前冲积平原地带，属于荒漠生态系统。根据区域生态环境特点，考虑生态环境特点、地理环境等因素，从维护生态系统完整性出发，改建项目只在现有集油站及计量站内改造，确定生态环境现状调查范围为集油站及计量站占地范围内。

4.3.5.3 土地利用现状调查

本项目位于轮古 7 集油站及附属计量站内，工程占地面积 20000m²(轮古 7 集油站占地 15000m²，2 座计量站占地面积为 5000m²)，不新增占地。

4.3.5.4 生态背景调查

(1) 植被

项目所在区域位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区轮台县境内。查范围内植被主要为：合头草、新疆娟蒿、戈壁针茅、麻黄、蓼子朴、假木贼、锦鸡儿等，覆盖度约 10%。

(2) 动物

项目所在区域因石油、天然气开发建设活动早已开展，人类活动频繁，仅偶见麻雀、鼠类等近人动物出没，很难见到有大型兽类活动。

4.3.5.5 评价区生态环境综合评价

根据现场调查及资料收集，本项目调查范围内无生态敏感区。评价范围内环境的功能具有一定的稳定性及可持续发展性，具有一定的承受。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

5.1.1 施工期大气环境影响分析

(1) 施工扬尘

在施工过程中，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，加之当地环境容量较大，故对环境的影响较小。施工期只要严格按施工规范文明施工，采取有效的防尘措施，可将施工期污染影响减到最小，施工期结束后，所有施工影响即可消除。

(2) 机械设备和车辆废气

在施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 及 NO_x 等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械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，环境影响可接受。施工前期准备过程中应检修设备和车辆，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响。

(3) 环境影响分析

本工程施工阶段呈现出分区域、分阶段实施的特点，施工期污染产生点分散在区块内，伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，本工程地面工程施工活动范围周边无环境敏感点，且区域开阔，废气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、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。

(4) 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)相关文件要求,同时结合《防治城市扬尘污染技术规范》(HJ/T 393-2007)及《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》等采取的抑尘措施,对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后,可较大限度的降低施工扬尘对周围环境的影响。

①施工现场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、扬尘监测管理部门、举报电话等信息;

②施工现场设置车辆冲洗设施并配套设置排水、泥浆沉淀设施,施工车辆不得带泥上路行驶,施工现场道路以及周边的道路不得留存建筑垃圾和泥土;

③建筑材料采用密闭储存、设置围挡或堆砌围墙、采用防尘布苫盖等措施,并定期洒水抑尘;

④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;

⑤土方工程作业时,应辅以洒水逸尘尽量缩短起尘操作时间,遇到四级及以上大风天气,应停止土方作业,同时作业处用防尘网覆盖;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,并由专人负责。重污染天气相应增加洒水频次。

5.1.2 施工期废水环境影响分析

项目施工期无生产废水产生;施工人员不在野外盥洗和食宿,无生活污水产生。且项目周边无地表水体,项目施工期废水不会对周围水环境产生影响。

5.1.3 施工期噪声环境影响分析

(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、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。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内部道路和管线铺设实际情况,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5.1-1。

表 5.1-1 施工机械产造值一览表

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	夯土机	95/5
2	推土机	86/5	6	吊机	95/5
3	挖掘机	84/5	7	发电机	95/5
4	运输车辆	86/5	--	--	--

②施工噪声贡献值

本次评价采用点源衰减模式，预测计算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 5.1-2。

表 5.1-2 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]						
		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
2	推土机	67.9	64.4	60.0	54.0	50.4	47.9	46.0
3	挖掘机	65.9	62.4	58.0	52.0	48.4	45.9	44.0
4	运输车辆	67.9	64.4	60.0	54.0	50.4	47.9	46.0
5	夯土机	76.9	73.4	69.0	63.0	59.4	56.9	55.0
6	吊机	76.9	73.4	69.0	63.0	59.4	56.9	55.0
7	发电机	76.9	73.4	69.0	63.0	59.4	56.9	55.0

③影响分析

根据各种施工机械噪声预测结果可以看出，昼间距施工设备 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。根据现场调查，项目周边 500m 范围内无噪声敏感点，施工噪声不会对周围声环境产生明显影响。

另外，距离运输车辆昼间 100m，夜间 300m 以上才能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类标准限值。

（2）施工噪声污染防治措施

①合理安排施工场地：在不影响施工情况下将强噪声设备尽量安排在距敏感点较远处；

②施工现场设置施工标志，对可能受施工噪声影响的声环境敏感点进行公开，取得谅解；

③严格控制施工时间，根据不同季节正常休息时间合理安排施工，以免产生扰民现象，做到文明施工；

④运载建筑材料及建筑垃圾的车辆要合适的时间路线进行运输，运输线路应该尽量避开居民点等环境保护目标；

⑤施工单位应尽量选用低噪声、低振动的施工机械设备和带有消声、隔音的附属设备，减少对周围声环境的影响。

采取以上措施后，施工噪声不会对声环境产生明显影响。且施工所在区域较空旷，噪声影响是短期的、暂时的，噪声影响将随着各施工活动的结束而消除，不会对周围声环境产生明显影响。

5.1.4 施工期固体废物影响分析

(1) 固体废物影响分析

本工程主要包括集油站、计量站和两条集输管道的建设，施工期固体废物主要为施工过程中产生的管道焊接及吹扫废渣、设备安装过程产生的施工废料。

管道焊接及吹扫废渣、施工材料主要包括废防腐材料、废焊条、焊接废渣等，施工结束后外售综合利用。

(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，本评价建议采取以下防范措施：

①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；

②提倡文明施工，严禁施工人员产生的生活垃圾随地乱扔，当天施工结束后随身带走，施工现场不遗留。

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

5.1.5 施工期生态影响分析

本项目位于轮古 7 集油站及附属计量站内，工程占地面积 20000m²(轮古 7 集油站占地 15000m²，2 座计量站占地面积为 6000m²)，占地为裸地，均为永久

占地，改建项目在现有站场内进行改造，不占用周边土地，无水土流失，对周边生态环境影响较小。

5.2 运营期大气环境影响预测与评价

5.2.1 基础气象资料分析

本工程位于轮台县，距离本项目最近的气象站为轮台县气象站，该地面观测站与项目位置距离 65.1km，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）规定，地面气象资料可直接采用轮台县气象站的常规地面气象观测资料。因此，本次评价气象统计资料分析选用轮台县气象站的气象资料，统计结果分析见表 5.2-1。

表 5.2-1 项目所在区域主要气象要素

气象要素	单位	观测结果	气象要素	单位	观测结果
年平均气温	℃	12.5	年降水量	mm	52
极端最高气温	℃	41.4	年平均蒸发量	mm	2071.9
极端最低气温	℃	-25.5	最大冻土深度	cm	88
年主导风向	/	NE	年平均大风日数	d	11.2
年平均风速	m/s	1.8	年平均沙暴日数	d	1.5
年平均相对湿度	%	49	年平均低温	℃	13

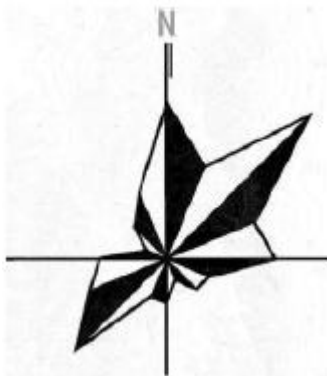


图 5.2-1 区域近 30 年风频玫瑰图

5.2.2 大气环境影响估算

本次评价采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模式计算项目污染源的最大环境影响。项目废气污染源参数见表 5.2-2~5.2-3，估算模型参数见表 5.2-4。

表 5.2-2 废气污染源参数一览表（点源）

污染源名称	排气筒底部中心坐标(°)		排气筒底部海拔高度(m)	排气筒参数				污染物排放速率(kg/h)			
	经度	纬度		高度(m)	内径(m)	温度(°C)	流速(m/s)	SO ₂	NO _x	PM ₁₀	PM _{2.5}
真空加热炉排气筒	84.027222	41.409050	930	8	0.15	100	12.23	0.0061	0.021	0.0055	0.00275

表 5.2-3 废气污染源参数一览表（面源）

编号	名称	面源起点坐标(°)*		海拔高度/m	长度/m	宽度/m	有效排放高度/m	与正北向夹角/°	污染物排放速率/(kg/h)	
		经度	纬度						非甲烷总烃	H ₂ S
1	轮古 7 集油站无组织废气	84.027737	41.409038	930	65	30	5.0	175	0.057	0.00057

注：*以面源西南角为起点。

表 5.2-4 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市人口数)	--
最高环境温度/°C		41.4
最低环境温度/°C		-25.5
土地利用类型		沙漠化荒地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率(m)	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	--
	海岸线方向/°	--

项目大气污染物排放估算模型计算结果见表 5.2-5。

表 5.2-5 评价等级判定一览表

污染源名称	评价因子	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$C_{\max}$ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$P_{\max}$ (%)	$D_{10\%}$ (m)
真空加热炉 烟气	SO_2	500.0	0.622	0.12	--
	NO_2	200.0	7.05	3.52	--
	PM_{10}	450.0	0.559	0.12	--
	$\text{PM}_{2.5}$	225	0.279	0.12	--
集油站、计量 站无组织逸 散	非甲烷总烃	2000	72.7	3.64	--
	H_2S	10	0.255	2.55	--

注： C_i 污染物最大地面浓度； P_i 污染物最大地面浓度占标率； $D_{10\%}$ 地面浓度达标准限值 10% 所对应的最远距离。

本项目废气污染源的点源和面源正常排放污染物的 $P_{\max}$ 和 $D_{10\%}$ 估算模型计算结果见图 5.2-2 和表 5.2-5。

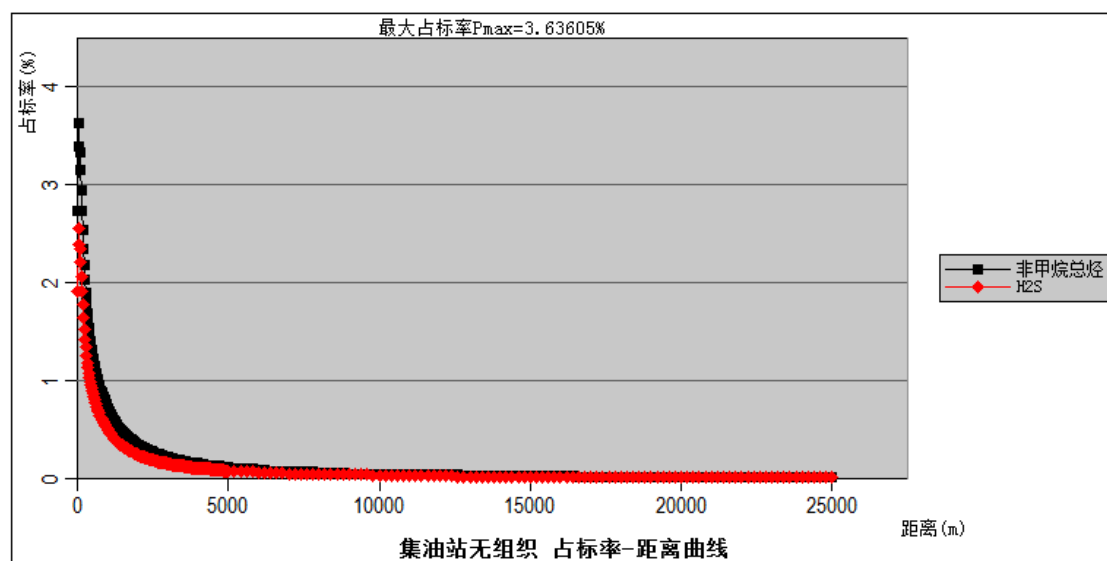


图 5.2-2 污染源最大 $P_{\max}$ 预测结果图

根据以上分析可知，本项目 $P_{\max}$ 最大值为无组织排放的非甲烷总烃， $C_{\max}$ 为 $72.7\mu\text{g}/\text{m}^3$ ， $P_{\max}$ 值为 $3.64\% < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)分级判据，本项目无需提级评价，因此确定本项目大气环境影响评价工作等级为二级。

5.2.3 厂界污染物达标分析

利用 AERSCREEN 估算模式计算无组织排放源对东、南、西、北厂界外浓度监控点的贡献浓度，然后进行达标分析。计算结果见表 5.2-6。

表 5.2-6 各污染物厂界监控点浓度贡献值

污染物	厂界浓度值($\mu\text{g}/\text{m}^3$)				标准值($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	达标情况
	东	西	南	北		
非甲烷总烃	40.4220	69.2910	50.4890	53.7250	2000	达标

从以上估算结果可以看出，本项目厂界非甲烷总烃的厂界贡献浓度范围为 $40.4220\mu\text{g}/\text{m}^3 \sim 69.2910\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界控制标准。

5.2.4 大气防护距离

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）相关要求，本项目大气环境影响评价等级为二级，无需设置大气环境防护距离。

5.2.5 污染物排放量核算

项目无组织排放量核算情况见表 5.2-7~5.2-8。

表 5.2-7 改建项目大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 (mg/m³)	核算排放速率/ (kg/h)	核算年排放量/ (t/a)
主要排放口					
--					
一般排放口					
1	P1	颗粒物	7.08	0.0165	0.144
		SO₂	7.93	0.0183	0.159
		NOx	26.9	0.063	0.552
主要排放口		颗粒物			0.144
		SO₂			0.159
		NOx			0.552
有组织排放					
有组织排放总计		颗粒物			0.144
		SO₂			0.159
		NOx			0.552

B、无组织排放量见下表。

表 5.2-8 改建项目污染物无组织排放量核算表

序号	排放口	污染物	主要污染	国家或地方污染物排放标准	年排放
----	-----	-----	------	--------------	-----

	编号		防治措施	标准名称	浓度限值(mg/m ³)	量(t/a)
1	轮古 7 集油站	非甲烷总烃	加强管理,减少无组织排放	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界控制标准	厂界外≤4.0	0.5
2		H ₂ S		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 二级新改建标准	厂界外≤0.06	0.005
无组织排放总计		非甲烷总烃				0.5
		H ₂ S				0.002

项目大气污染物排放量核算情况见表 5.2-9。

表 5.2-9 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	颗粒物	0.144
2	SO ₂	0.159
3	NO _x	0.552
4	非甲烷总烃	0.5
5	H ₂ S	0.005

5.2.6 评价结论

项目位于环境质量不达标区,污染源正常排放下 PM₁₀、SO₂、NO_x、非甲烷总烃、H₂S 短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%,污染物的贡献浓度较低,且出现距离较近,影响范围较小。项目废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。项目实施后大气环境影响可以接受。

5.2.7 建设项目大气环境影响评价自查表

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-10。

表 5.2-10 建设项目大气环境影响评价自查表

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

	浓度和年平均 浓度叠加值		
	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）	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 □	
	大气环境保护 距离	距（--）厂界最远（--）m	
	污染源年排放 量	SO ₂ :(0.159)t/a	NO _x :(0.552)t/a 颗粒物:(0.144)t/a 非甲烷总烃:(0.5)t/a、 H ₂ S（0.005）t/a
注：“□”，填“√”；“（ ）”为内容填写项			

5.3 运营期地表水环境影响分析

改建项目简化注水流程，停用注水缓冲罐，含油污水处理措施不变，无生产废水产生，不新增劳动定员，不新增生活污水，改建项目无废水产生。

5.4 运营期地下水环境影响预测与评价

5.4.1 评价区水文地质条件

5.4.1.1 地下水的埋藏、分布特征

项目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 1.73-30.41g/L，总硬度 0.3g/L~8.41g/L。该含水层薄，富水性弱，水质差，潜水水量不大。

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、裂隙较发育，该含水层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。

评价区地下潜水水位埋深一般为 1.26m~12.62m 左右，水位高程 918.1m~934.14m，评价范围西北向水位最高 934.13m，水位最低点 918.10m 处位于评价区东南方向。

5.4.1.2 地下水的补给、径流、排泄条件

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 1.26~12.62m 之间。地下水水力坡度不大，评价区西北至东南方向水力坡度为 0.2‰，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，与 1:20 万水文地质图整体流向一致，由于局部地势问题，水流方向局部有与整体流向略有不同。

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，水质矿化度逐渐降低，水位上升。

5.4.1.3 地下水化学类型

根据水质监测结果，评价区地下水矿化度均大于 1.0g/L，矿化度范围 1.73g/L~28.65g/L，总硬度 0.3g/L~8.41g/L，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 $\text{Cl SO}_4\text{-Na}$ 型和 $\text{SO}_4 \text{Cl—Na Ca}$ 型，评价区范围内整体不能作为生活及农业用水。

5.4.1.4 地下水开发利用现状

评价区地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，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。1990 年提交的《塔里木河水资源合理开发利用及环境地质问题研究》中也提到塔里木河冲积平原可供开采利用的地下水资源有限，不宜大量开采，只能在灌区或牧区为解决人畜饮用少量开采。为维护生态环境应把地下水资源视为保护对象。

5.4.2 环境水文地质试验

本次评价收集了轮古油田水文地质勘查报告中抽水试验数据 7 组，完成渗水试验 2 组。

(1) 抽水试验成果

抽水试验数据共 7 组，分别为 LG01、LG05、LG09、LG10、LG13、LG16、LG19，每组都为单孔抽水，试验段次 7 个、落程 21 个。根据现场抽水试验的计算结果和地层岩性特征综合分析，渗透系数建议值选用单孔抽水试验计算值，同时参考相近岩性和类似工程的经验值，对渗透系数进行了综合取值。

表 5.4-1 抽水试验计算参数表

孔号	井类型	含水层厚度 (m)	降深 (m)	井半径 (m)	过滤器长度 (m)	流量 (m ³ /h)	抽水持续时间 (min)	K单孔值 (m/d)	推荐 K值
LG01	非完整井	/							
LG05	完整井	21.1							
LG09	非完整井	/							
LG10	完整井	13.4							
LG13	非完整井	/							
LG16	完整井	21.2							
LG19	非完整井	/							

(2) 渗水试验成果

为了了解包气带的地层岩性、结构和渗透性能，为地下水影响评价提供必要的数
据支持，在项目区内选取了不同位置的 2 个点进行渗水试验，采用试坑双环
注水试验测定土层渗透系数。计算结果如表 5.4-2 所示。区内土层平均渗透系数
为 2.153×10^{-3} cm/s。

表 5.4-2 渗水试验计算参数表

试验点编号	渗水量 (ml/min)	内环直径 (cm)	毛细上升压力 (cm)	试验水头 (cm)	入渗深度 (cm)	渗透系数 (cm/s)	平均值 (cm/s)
S1							
S2							

5.4.3 地下水环境影响预测分析

按《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610—2016）相关要求，本项目地下水环境影响评价级别为二级，根据建设项目自身性质及其对地下水环境影响的特点，为预测和评价建设项目投产后对地下水环境可能造成的影响和危害，并针对这种影响和危害提出防治对策，从而达到预防与控制环境恶化，保护地下水环境的目的。根据区域含水层特点，本次影响预测只对地下水含水层进行影响预测和评价。

5.4.3.1 预测原则与方法

因为地下水环境污染具有复杂性、隐蔽性和难恢复性的特点，因此要遵循保护优先、预防为主的原则，地下水环境影响预测的目的和原则是为评价各方案的环境安全和环境保护措施的合理性提供依据。

本次地下水污染模拟仅考虑污染物随地下水发生对流、弥散作用，对污染物与液体介质（地下水）、固体介质（包气带介质和地下水含水介质）等的化学反应（如酸碱反应、氧化还原反应、吸附、交换、挥发及生物化学反应）等可能存在的环境消减因素做保守考虑。这样选择的理由是：

①对于长期持续的污染事件，环境自净作用属于次要因素，而水体的对流、弥散作用是污染物运移的主要因素。

②污染物在地下水中的反应运移非常复杂，物理、化学、微生物等环境自净作用往往会使污染浓度衰减。忽略这些环境自净因素可以模拟出污染的最大（或潜在）影响范围，符合保守性评价原则。

③对这些化学、生物化学作用进行精确模拟还属于国际性难题，一些模拟参数还存在很大争议，精确的模拟还需要大量的实验支持。

④在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的实例，保守型考虑符合环境评价的思想。

本项目地下水环境影响评价等级为二级，按照导则要求需要采用数学模型法进行预测。本次评价将以地下水评价范围作为地下水环境影响预测范围，在此范围内水文地质参数基本不变或变化很小，且评价范围内水文地质条件简单，适合采用解析法进行计算。综合考虑以上因素，结合项目区水文地质条件及资料掌握程度，最终确定采用数学模型法中的地下水溶质运移解析法进行预测评价。

连续注入示踪剂—平面连续点源

平面连续点源污染水动力弥散方程如下：

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{xu}{2D_L}} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right) \right]$$

$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

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 ——含水层的厚度，m；

m_t ——单位时间注入注入污染物的质量，kg/d；

u ——水流速度，m/d；

n ——有效孔隙度，无量纲；

D_L ——纵向弥散系数， m^2/d ；

D_T ——横向弥散系数， m^2/d ；

π ——圆周率；

$K_0(\beta)$ ——第二类零阶修正贝塞尔函数；

$W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right)$ ——第一类越流系统井函数。

5.4.3.2 模型概化

①水文地质条件概化

根据项目特点，本次预测的对象为潜水含水层。根据前文分析，含水层是一个地下水流连续、渗透能力各向异性明显的含水统一体。

根据评价区水文地质情况和地下水评价预测模型的适用条件，将水文地质条件概化为：含水层之间无水力联系，调查评价范围内各含水层厚度均一，含水层水平均匀展布。

②污染源概化

根据项目非正常状况和工程布局，将各非正常状况下污废水等的泄漏均概化为点状污染源。

5.4.3.3 参数确定

本次评价含水层各参数的确定具体如下：

含水层厚度——根据评价区水文地质资料，取项目区含水层厚度的平均值；

含水层渗透系数——根据区域含水层抽水试验资料，取已知最大值；

水力坡度——根据区域地下水流场资料确定；

有效孔隙度：根据含水层岩性特征取经验值；

弥散系数：由于水动力弥散尺度效应的存在，难以通过野外或者室内弥散试验获得真实的弥散系数，生产实践中多采用类比的方法来确定取值，这里综合相关文献资料最终确定，最终确定的各项参数值见表 5.4-3。

表 5.4-3 评价区含水层预测模型参数

含水层	含水层厚度 M (m)	渗透系数 K (m/d)	水力坡度 I	有效孔隙度 n	纵向弥散系数 D_L (m ² /d)	横向弥散系数 D_T (m ² /d)
潜水含水层						

5.4.3.4 评价因子限值

根据地下水环境影响评价因子的筛选，将石油类作为预测因子，其检出限值和标准限值的确定见表 5.4-4。

表 5.4-4 预测因子的检出限值和标准限值

预测因子	检出限		标准限	
	分析依据及依据	检出限值 (mg/L)	参考标准	标准限值 (mg/L)
石油类	红外分光光度法 HJ 637-2012	0.01	《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002) III 类标准	0.05

5.4.3.5 预测情景设定

(1) 正常状况

本项目运营期无生产废水产生，集输管线采用无缝钢管和修复油管，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。

(2) 非正常状况

集输管线与阀门连接处泄漏事故对地下水的影响，一般泄漏于土体中的石油类可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的石油类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”。

本项目非正常状况下，管线与阀门连接处破损泄漏，如不及时修复，石油类下渗至含水层会对地下水造成影响，即使发生泄漏事故，井场也能迅速发现从而切断阀门，因此泄漏量较少。

根据工程分析，选择石油类作为预测因子，考虑到石油类进入含水层后，只有变为可溶态才会随地下水迁移扩散，因此参照 TPHCWG (1997) 中关于石油

类污染物的溶解度等相关文献,取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值。
假设废水每天泄漏量为稀油储罐的 1‰, 即本次废水泄漏量为 0.5m³/d。

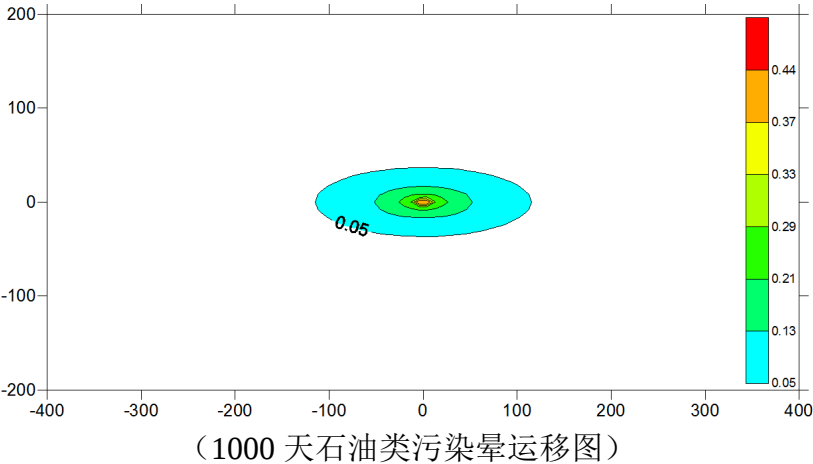
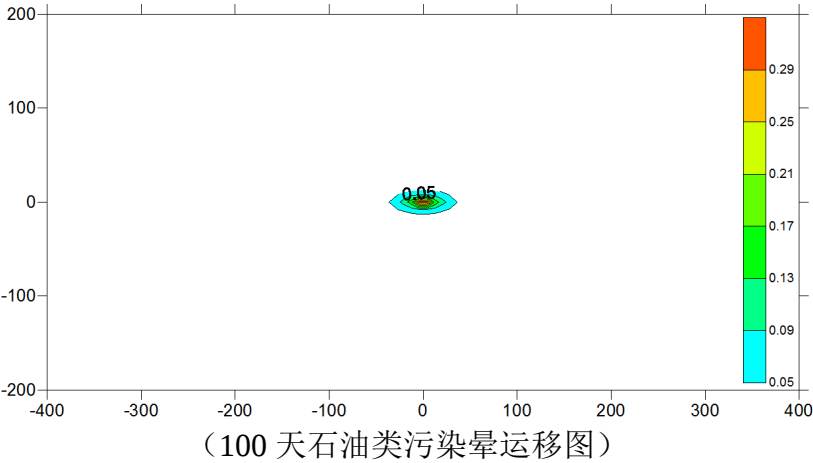
5.4.3.6 地下水环境影响预测

利用平面连续点源污染水动力弥散方程解析解, 计算并画出平面二维等值线图。具体预测分析结果如下:

本次预测选取了 100d、1000d、3000d、5000d 四个时间点, 当发生采出水泄漏现象后, 随着时间推移, 石油类在含水层中的运移情况见表 5.4-5、图 5.4-1。
其中 (0,0) 点为泄漏点位置, 横轴正方向为地下水流向。

表 5.4-5 第四系含水层石油类运移特征表

预测时段	污染晕最大浓度 (mg/L)	最大迁移距离 (m)	影响面积 (m ²)	超标面积 (m ²)
100d				
1000d				
3000d				
5000d				



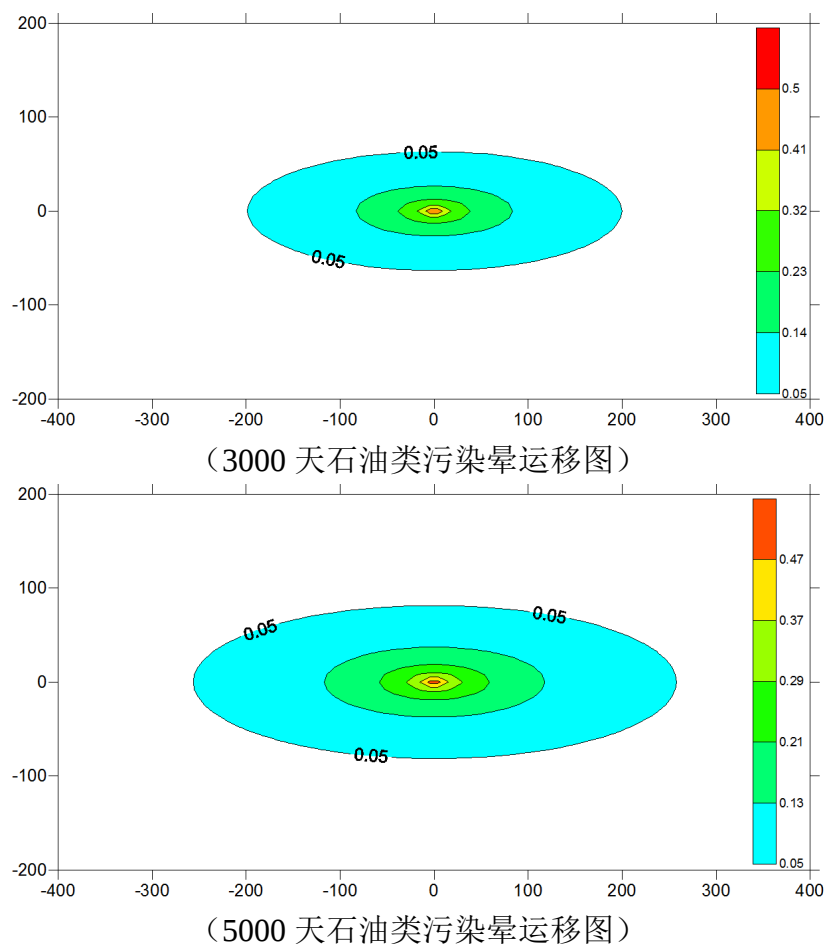


图 5.4-1 石油类在含水层运移图

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期，石油类浓度最大为 0.29mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 37m，随着时间的推移，石油类污染晕最大浓度逐渐稳定，但污染晕逐渐向下游迁移，第 5000d 时，石油类最大浓度为 0.47mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 258m；在含水层自净作用下，石油类的最大浓度已经稳定。

5.4.4 地下水污染防治措施

本次评价依据《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地下水环境保护措施。

5.4.4.1 源头控制措施

①输送管线的介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

②对集输管线，阀门严格检查，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

5.4.4.2 地下水环境防渗措施

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，集输管线采用无缝钢管，其具有耐腐蚀、耐结垢特点。

①站场设置现场检测仪表，并由控制系统实现管线的生产运行管理和控制，并与所属的总控室 SCADA 管理系统通信，上传管线的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，随时通过监控系统观察管线输送情况。

②在管线两侧设置标志，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，站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。

5.4.4.3 地下水污染监控措施

(1) 地下水监测方案

尽管溶质运移模拟结果表明，在非正常状况下，建设项目不会影响地下水环境，但是由于水文地质条件的复杂性，很多因素是不确定的，数学模型预测不能将各种情况完全考虑，加之很多参数和地质体存在很大的不确定性，预测结果只能作为参考。因此为了及时发现项目运行中出现的对地下水环境的不利影响，防范地下水污染事故发生，减缓对地下水环境的不利影响，并为地下水污染后的治理措施制定和治理方案实施提供基础资料，建议建设单位在项目正式运行前，设置地下水环境跟踪监测点，并在项目运行中定期监测、定期整理研究、定期预报、识别事故并及时采取措施，尽可能减小项目在非正常状况下对地下水环境的影响。

①监测井数

根据《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2020)的要求及地下水监测点布设原则，本次共在集油站东北侧布设具有代表性的地下水水质监控井 1 眼，见表 5.4-6。随时掌握地下水水质变化趋势。

表 5.4-6 环境监测点一览表

功能	编号	坐标 ^①		井深（m）	井结构
		E	N		
污染扩散监测井	JK1			根据监控点位附近水位确定，井深至少位于水位面下 5m	钢管

因为附近相对较易污染的是浅层地下水，监测井深根据监控点位附近水位确定，井深至少位于水位面下 5m。

监测频率：每半年一次。

监测项目为： K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、氟化物、铁、锰、砷、汞、六价铬、铅、镉、总大肠菌群、菌落总数、石油类，共 28 项。

②监测数据管理

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并抄送环境保护行政主管部门，对于常规检测数据应该进行公开，特别是对项目区所在区域的居民公开，满足法律中关于知情权的要求。发现污染和水质恶化时，要及时进行处理，开展系统调查，并上报有关部门。

（2）地下水监测管理

为保证地下水监测有效、有序管理，须制定相关规定、明确职责，采取以下管理措施和技术措施。

①管理措施

a) 防止地下水污染管理的职责属于环境保护管理部门的职责之一。建设单位环境保护管理部门指派专人负责防治地下水污染管理工作。

b) 管理单位环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位负责地下水监测工作，按要求及时分析整理原始资料、监测报告的编写工作。

c) 建立地下水监测数据信息管理系统，与管理单位环境管理系统相联系。

d) 根据实际情况，按事故的性质、类型、影响范围、严重后果分等级地制订相应的预案。在制定预案时要根据本项目环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，适当的时候组织有关部门、人员进行演练，不断补充完善。

②技术措施

a) 按照《地下水环境监测 技术规范》（HJ/T164—2020）要求，及时上报

监测数据和有关表格。

b) 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告管理单位环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况，为防止地下水污染采取措施提供正确的依据。应采取的措施如下：

了解运营是否出现异常情况，出现异常情况的位置、原因。加大监测密度，如监测频率由每月（季）一次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向，周期性地编写地下水动态监测报告，定期对污染区的生产装置进行检查。

5.4.4.4 地下水风险事故应急预案

（1）应急防范措施

建设单位运行期应制定地下水环境事故应急技术及措施，主要包括：

①确定项目运行过程中可能发生的环境事故与风险等级；

②监控项目的运行情况，发现运行故障或运行异常情况并及时采取措施。一旦发生污染事故应及时向当地环保部分报告，并积极采取控制措施以减小事故对周围环境的污染影响，调查分析事故原因和造成的直接和间接损失。

③一旦发生环境事故，应立即启动应急环境监测，跟踪监测污染物的运移情况，直至事故影响根本消除；

④根据事故状态下排放污水中的污染物特征，进行地下水环境质量跟踪监测，事故应急监测方案应与地方环境监测站共同制定和实施。企业应与地方环境监测站监理应急响应体系，由地方监测站实施跟踪监测；

⑤事故情况下地下水环境监测频率不小于 1 次/天，监测数据应及时上报有关主管部门；

⑥如地下水环境监测井中监测到地下水水质有异常超标现象，应在进行监测的基础上开展地下水风险评估，包括地下水修复和加强监测要求，以消除任何对公众健康影响的风险。

（2）风险应急预案

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

a 地下水环境保护目标的确定,采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估；

b 特大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习。

②应急处置

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施：

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

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

c 对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

5.4.5 地下水环境影响评价结论

本次地下水评价，在搜集大量当地的历史水文地质条件资料的基础上，通过建立数学模型，设置了项目非正常工况情景进行预测分析对项目附近区域地下水环境的影响，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响。针对可能出现的情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。在相关保护措施实施后，该项目对水环境的影响是可以接受的，从环境保护角度讲，该项目可行。

5.5 运营期声环境影响预测与评价

5.5.1 噪声源强

本项目主要噪声设备为集油站分离计量设备，噪声值为 50dB（A）。项目噪声源及噪声值情况见表 5.5-1。

表 5.5-1 项目噪声源及噪声值情况一览表

工序/生产线	装置	噪声源	声源类型	噪声源强		降噪措施及效果		噪声排放值		持续时间/h
				核算方法	噪声值 dB (A)	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值 dB (A)	
轮古 7 集油站	采出水处理系统	气液两相分离器	频发	类比法	70~90	基础减震、厂房隔声	降低 20~25dB (A)	类比法	50~60	8760
		真空加热炉	频发	类比法	75~95	基础减震、厂房隔声	降低 20~25dB (A)	类比法	55~65	8760

5.5.2 预测因子、方位

(1) 预测因子：等效 A 声级

(2) 预测方位：厂界外 1m

5.5.3 预测模式

室外点声源对厂界噪声预测点贡献值预测模式

$$L_A(r) = L_{Aref}(r_0) - (A_{div} + A_{bar} + A_{atm} + A_{gr} + A_{misc})$$

式中： $L_A(r)$ ——距声源 r 米处的 A 声级；

$L_{Aref}(r_0)$ ——参考位置 r_0 米处的 A 声级；

A_{div} ——声波几何发散引起的 A 声级衰减量；

A_{bar} ——声屏障引起的 A 声级衰减量；

A_{atm} ——空气吸收引起的 A 声级衰减量；

A_{gr} ——地面效应引起的 A 声级衰减量；

A_{misc} ——其他多方面效应引起的 A 声级衰减量。

①几何发散

对于室外点声源，不考虑其指向性，几何发散衰减计算公式为：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - 20Lg(r/r_0)$$

②遮挡物引起的衰减

遮挡物引起的衰减，只考虑各声源所在厂房围护结构的屏蔽效应，(1)中已计算，其他忽略不计。

③空气吸收引起的衰减

空气吸收引起的衰减按下式计算：

$$A_{atm} = \frac{\alpha(r - r_0)}{1000}$$

式中：

r ——预测点距声源的距离，m；

r_0 ——参考点距声源的距离，m；

α ——每 1000m 空气吸收系数。

5.5.4 预测结果与评价

厂界噪声预测结果见表 5.5-2。

表 5.5-2 噪声预测结果

序号	预测点名称		现状最大值	本项目贡献值		预测值
			轮古 7 集油站	轮古 7 集油站		轮古 7 集油站
1	东厂界	昼间	45	39.5	39.5	46.1
		夜间	42			43.9

2	南厂界	昼间	51	40.3	40.3	51.3
		夜间	48			48.7
3	西厂界	昼间	48	39.8	39.8	48.6
		夜间	44			45.4
4	北厂界	昼间	48	39.3	39.3	48.6
		夜间	46			46.8

项目投产后，项目新增噪声源贡献值与现状监测值叠加后，厂界噪声预测值昼间 46.1~51.3dB(A)、夜间 43.9~48.7dB(A)，可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。

综上，本工程实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.6 运营期固体废物环境影响分析

改建项目不新增劳动定员，不新增生活垃圾；轮古 7 集油站改造工程运营期产生固废主要为油气分离器产生的油泥，清罐过程产生的清罐底泥，油泥、清罐底泥均为危险废物，属于危险废物。

表 5.6-1 固体废物产生量与处置措施

单位：t/a

装置	固体废物名称	固废属性	危险废物类别	废物代码	产生量					处置措施			最终去向
					核算方法	产生量 t/a	形态	主要成分	有害成分	工艺	产废周期	处理量 t/a	
油气分离器	油泥	危险废物	HW08	071-001-08	类比法	4.0	固态	油泥	废矿物油	委外	7 天	4.0	定期送塔里木油田绿色环保处理站处置
清罐	清罐底泥	危险废物	HW08	071-001-08	类比法	4.5	固态	底泥	废矿物油	委外	7 天	4.5	

项目产生的危险废物不在集油站堆存，定期送塔里木油田绿色环保处理站处置。

5.7 运营期生态环境影响分析

本项目位于轮古 7 集油站及附属计量站内，工程占地面积 20000m²(轮古 7

集油站占地 15000m²，2 座计量站占地面积为 5000m²），不新增占地。项目的建设不改变区域土地类型，现有工程场地均已硬化处理，不会对区域生态环境产生影响。

5.8 运营期土壤环境影响分析

5.8.1 环境影响识别

5.8.1.1 项目类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）附录 A，本项目属于“金属矿、石油、页岩油开采”，属于 I 类项目。

5.8.1.2 影响类型及途径

本工程施工期主要为土地平整及设备安装，主要污染物为施工期扬尘等，不涉及土壤污染影响。运营期废气主要为非甲烷总烃，不涉及废水外排。本工程稀油储罐为地上储罐，地面进行了防腐防渗处理，正常情况下不会造成油气地面漫流影响，但泄漏事故工况下储罐破裂会造成油气下渗进而对土壤造成垂直入渗影响。影响类型见表 5.8-1。

表 5.8-1 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	--	--	--	--	--	--	--	--

表 5.8-1 可知，本工程影响途径主要为运营期垂直入渗污染，因此本工程土壤环境影响类型为“污染影响型”。

5.8.2 现状调查

（1）调查范围

本工程土壤环境影响评价等级为二级，土壤环境影响途径为垂直入渗型。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境调查评价范围见表 5.8-2。

表 5.8-2 土壤环境影响现状调查范围表

评价工作等级	影响类型	调查范围 ^a	
		占地 ^b 范围内	占地范围外
一级	生态影响型	全部	5km 范围内
	污染影响型		1km 范围内

二级	生态影响型		2km 范围内
	污染影响型		0.2km 范围内
三级	生态影响型		1km 范围内
	污染影响型		0.05 范围内
a 涉及大气沉降途径影响的，可根据主导风向下风向的最大落地浓度点适当调整。			
b 矿山类项目指开采区与各场地的占地；改、扩建类的指现有工程与拟建工程的占地。			

由上表分析可知，本工程土壤环境现状调查范围为集油站周边外扩 200m 范围。

（2）敏感目标

集油站周边 200m 范围内土地。

（3）土地利用类型调查

根据现场调查结果，本工程占地及周边土地利用类型全部为裸岩石砾地。

（4）土壤类型调查

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

5.8.3 土壤环境影响评价

本项目实施后，正常状况下，防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，因此在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。非正常工况下，管线连接和阀门处出现破损泄漏，如不及时修复，则油品将垂直入渗进入土壤，其主要污染物为石油烃。

根据相关资料可知，为了说明油类物质污染土壤的可能性与程度，类比同类项目在站场边缘选择存在地表积油的位置进行的土壤剖面的采样监测，其结果详见表 5.8-3。

表 5.8-3 石油类在土层中的纵向分布情况

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

注：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中

第二类用地土壤污染风险筛选值石油烃标准为 4500mg/kg。

表 5.8-3 中的监测结果表明，非正常状况下石油类污染物主要积聚在土壤表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，一般很难渗入到 2m 以下，且站场已建设 RTU 采集系统，发生泄漏会在短时间内发现，泄漏凝析油能够及时地清理，将含油污泥污染土壤集中收集，送塔里木油田绿色环保处理站处理。因此，本项目实施后对周边土壤环境影响可接受。

5.8.4 土壤污染防治措施

（1）源头控制

通过加强系统内的压力、流量传感器检修维护，保障发生储罐泄露时可及时发现，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄露情况能及时发现；加强阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄露情况发生。

（2）过程防控措施

严格执行《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，稀油储罐进行重点防渗，设置围堰。

5.8.5 结论与建议

本工程战场内土壤中各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤污染风险筛选值标准要求；本工程采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、应急响应”相结合的原则，在严格落实土壤污染防治措施后，本工程对区域土壤环境影响可接受。

表 5.8-4 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☒ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☐	
	土地利用类型	建设用地 ☐ ；农用地 ☐ ；未利用地 ☒	土地利用类型图
	占地规模	(2.1) hm ²	
	敏感目标信息	敏感目标（ ）、方位（ ）、距离（ ）	
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☐ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他（ ）	
	全部污染物	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	
	特征因子	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	
	所属土壤环境影响评价项目	I 类 ☐ ；II 类 ☒ ；III 类 ☐ ；IV 类 ☐	

工作内容		完成情况				备注
	类别					
	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	点位布置图
		表层样点数	3	0	0~0.2m	
		柱状样点数	0	0	--	
现状调查内容	现状监测因子	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，及石油烃				
现状评价	评价因子	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）				
	评价标准	GB15618 ☐ ; GB36600 ☒ ; 表 D.1 ☐ ; 表 D.2 ☐ ; 其他（ ）				
	现状评价结论	达标				
影响预测	预测因子	--				
	预测方法	附录 E ☐ ; 附录 F ☐ ; 其他（类比分析）				
	预测分析内容	影响范围（/）				
		影响程度（/）				
防治措施	预测结论	达标结论：a) ☐ ; b) ☐ ; c) ☒ 不达标结论：a) ☐ ; b) ☐				
	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☒ ; 源头控制 ☒ ; 过程防控 ☒ ; 其他（ ）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		--	--		--	
	信息公开指标	--				
评价结论		项目建设可行。				
注 1: “ ☐ ”为勾选项，可 ☒ ; “（ ）”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。						
注 2: 需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。						

5.9 运营期环境风险评价

根据原国家环保部《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通

知》（国家环保部环发〔2012〕77号）及生态环境部发布的《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）要求，对于涉及有毒有害和易燃易爆物质的生产、使用、储存（包括使用管线输运）的建设项目进行风险评价。

本次环境风险评价的目的在于识别物料生产、贮存、转运过程中的风险因素及可能诱发的环境问题，以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据，力求将建设项目的环境风险降至可防控水平。

5.9.1 评价依据

（1）风险调查

改建项目涉及的风险物质主要为原油、甲烷、乙烷、丙烷，存在于集输管线和集油站内。本工程评价范围内无敏感目标存在。

（2）风险潜势初判

各危险物质的最大存在总量根据设计资料和物质性质计算得出，本项目涉及的危险物质 Q 值确定表见表 5.9-1。

表 5.8-1 项目危险物质数量与临界量比值（Q）计算结果一览表

风险源	序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	q/Q 值
集油站	1	原油	--	400	2500	0.015
	2	甲烷	74-82-8	0.162	10	0.016
	3	乙烷	74-84-0	0.023	10	0.002
	4	丙烷	74-98-6	0.010	10	0.001
项目 Q 值 Σ						0.179

由上表可知，项目危险物质数量与临界量比值（Q）为 $Q < 1$ ，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中相关规定，当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

（3）评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），进行环境风险评价等级的确定。环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。风险评价等级划分依据见表 5.9-2。

表 5.9-2 环境风险评价工作等级划分依据表

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

由上表可知，本项目环境风险潜势为 I，环境风险评价等级为简单分析。

5.9.2 环境敏感目标概况

项目周边均为裸岩石砾地，无敏感目标存在。

5.9.3 环境风险识别

5.9.3.1 物质危险性识别及分布情况

本项目涉及的风险物质主要为原油、甲烷、乙烷、丙烷。其危险特性及分布情况见表 5.9-3。

表 5.9-3 项目主要风险物质危险性及分布情况一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	原油	可燃液体	天然气管线、集油站
2	甲烷	易燃气体	
3	乙烷	高浓度时，有单纯性窒息作用，易燃气体	
4	丙烷	有单纯性窒息及麻醉作用，易燃气体	

5.9.3.2 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天然气集输、集油站分离计量等环节均易接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺较为苛刻，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、油气泄漏等，具体危害和环境影响见表 5.9-4。

表 5.9-4 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
天然气管线	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、油气泄漏事故	天然气泄露后，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，油类物质渗流至地下水	大气、土壤、地下水
集油站	分离计量装置泄漏	阀门泄漏，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致装置破裂，导致火灾、爆炸、油气泄漏事故	油品及天然气泄露后，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，油类物质渗流至地下水	大气、土壤、地下水

5.9.4 环境风险分析

5.9.4.1 大气环境风险分析

在系统压力下，加压集输油品泄漏时，油品从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。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。由于井场及管道位于荒漠地带，对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的二氧化碳，污染大气环境。

5.9.4.2 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集油站及集输管线区域范围，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水造成污染。

5.9.4.3 地下水环境风险分析

本工程建成投产后，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。

5.9.5 环境风险防范措施及应急要求

5.9.5.1 环境风险防范措施

（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。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

（2）运行阶段的事故防范措施

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

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

③在管线两侧设置标志，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。

5.9.5.2 环境风险应急处置措施

(1) 管道事故应急措施

管道事故风险不可能绝对避免，在预防事故的同时，为可能发生的故事制定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度。

①按顺序关井

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

②回收泄漏采出液

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

(2) 火灾事故应急措施.

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

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

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

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

(3)管道刺漏事故应急措施

本项目根据以往经验，现场巡检过程中发现压力表压力不正常后，通过检测判定管线是否发生泄漏，针对管线刺漏事件，采取以下措施：

①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；

②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；

③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。

④后期处理：恢复管线泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性的加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收，若油品泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

5.9.6 突发环境事件应急预案

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

5.9.7 环境风险分析结论

（1）项目危险因素

营运期危险因素为集输管线老化破损导致原油泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生 1 次生污染事故。

（2）环境敏感性及事故环境影响

本工程周边均为裸岩石砾地，评价范围内无敏感目标存在。本工程实施后的环境风险主要为原油和天然气泄漏，遇火源可能发生火灾爆炸事故，不完全燃烧会产生一定量的一氧化碳有害气体进入大气；另外，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水和土壤环境造成污染影响。

（3）环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司轮南作业区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

（4）环境风险评价结论与建议

综上，本项目环境风险是可防控的。

根据建设项目环境风险可能影响的范围与程度，本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险防范措施和应急预案，可将环境风险概率降到最低。

本项目环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表 5.9-5。

表 5.9-5 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	甲烷监测、报警仪	风险防范设施 数量按照消防、安全等相关要求设置	6	便于识别风险，减少事故发生
2	消防器材		8	防止技术管道泄漏火灾爆炸事故蔓延
3	警戒标语和标牌		6	设置警戒标语和标牌，起到提醒警示作用
合计		--	20	--

表 5.9-6 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔里木油田 2021 年油气生产物联网无人值守建设工程(轮南片区)			
建设地点	新疆维吾尔自治区巴音郭勒蒙古自治州轮台县			
集油站地理坐标	经度	84 °1'39.56"	纬度	41 °24'32.35"
主要危险物质及分布	本项目涉及的危险物质主要为原油、甲烷、乙烷、丙烷，存在于集输管线和集油站内。			
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，本项目天然气集输、集油站分离计量等环节均易接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺较为苛刻，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、油气泄漏等。			
风险防范措施要求	具体见 5.9.5 节。			
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）： 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟投资 1000 万元，于新疆维吾尔自治区巴音郭勒蒙古自治州轮台县建设塔里木油田 2021 年油气生产物联网无人值守建设工程(轮南片区)。 项目涉及的危险物质主要为原油、甲烷、乙烷、丙烷，根据项目危险物质数量与临界量比值(Q) 计算可知，Q<1。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关规定，该项目的环境风险潜势为 I，评价工作等级划分为简单分析。根据调查，项目周边无环境敏感点。综上所述，在落实本评价所列出的各项风险防范措施和应急措施的前提下，本项目环境风险可降至可防控水平。				

6 污染防治措施及其可行性论证

6.1 大气污染防治措施可行性论证

(1) 有组织废气

项目真空加热炉烟气经低氮燃烧器处理后通过 3 根 8m 高排气筒 P1、P2、P3 排放。

低氮燃烧器工作原理：

分离燃烧技术：燃烧过程中 NO_x 的生成与温度有密切的关系，一般火焰温度越高，氮氧化物的生成越多，反之亦然。用改变燃烧条件的方法来降低 NO_x 的排放。超低氮燃烧器把一次风分成浓淡两股，浓相在内，淡相在外，而一般来说，当浓相起火后，火焰温度要比淡相高，火势较大，燃烧也较为旺盛，因此形成的 NO_x 较少；当淡相起火后，由于其本身出在外面，有较为充足的氧气，加之温度低，形成的 NO_x 也较少，这种技术为目前普遍采用的低氮燃烧控制技术。

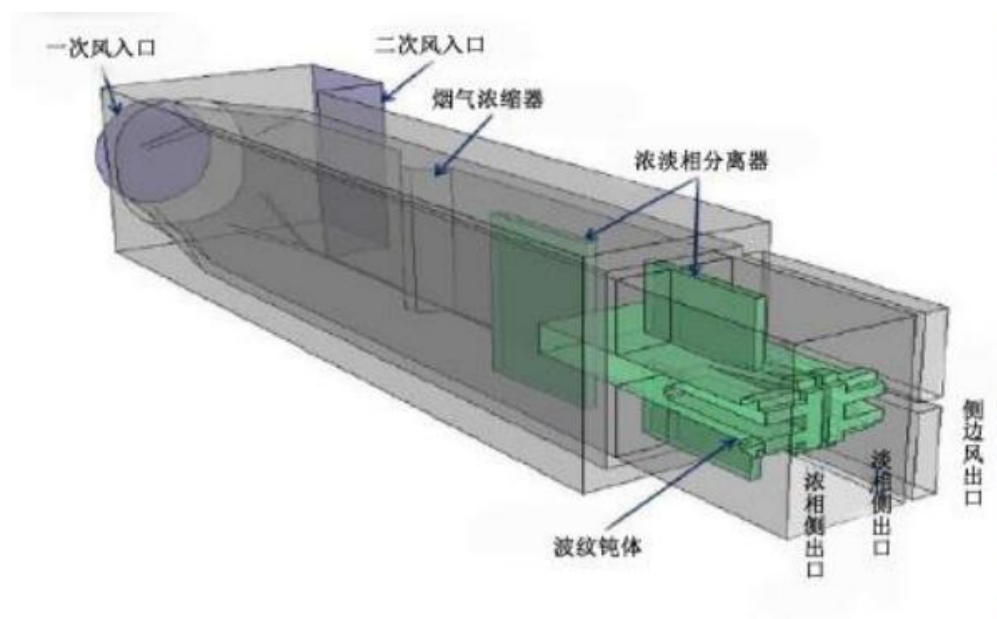


图 6.1-1 低氮燃烧器结构图

真空加热炉燃料天然气为清洁能源，类比中石油西北油田分公司塔河油田一区至五区环境影响后评价报告书中 2020 年锅炉废气检测数据中 TK510X 加热炉监测数据： SO_2 为 $7.93\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 为 $26.9\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟尘为 $7.08\text{mg}/\text{m}^3$ ； SO_2 、 NO_x 、颗粒物排放浓度满足《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标准中燃气锅炉浓度限值。

(2) 无组织废气：

①项目采用密闭集输工艺，容易泄露的关键危险部位采用先进设备和材料，采取加强管理、防止跑冒滴漏措施后，严格控制天然气、原油泄漏对大气环境影响；

②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，在不良地段做好工程防护措施。

根据类比验收监测数据，项目逸散的无组织废气非甲烷总烃、 H_2S 可达标排放，环境空气污染防治措施可行。

6.2 废水治理措施可行性论证

项目运营期无废水产生，不会对周边水环境产生影响。

6.3 噪声防治措施可行性论证

项目集油站主要产噪设备为分离计量装置、真空加热炉运行噪声，噪声值较小，且分离计量装置位于机房内，根据预测结果可知，经距离衰减后，集油站边界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求，因此，项目所采取的工程措施可行。

6.4 固体废物处理措施可行性论证

改建项目不新增劳动定员，不新增生活垃圾；轮古 7 集油站改造工程运营期产生固废主要为油气分离器产生的油泥，清罐过程产生的清罐底泥，油泥、清罐底泥均为危险废物，属于危险废物。油泥、清罐底泥定期送塔里木油田绿色环保处理站处置。项目产生的危险废物不会对周边环境产生影响。

6.5 生态保护措施可行性论证

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

①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工程选址及占地应避开植被覆盖度较高的区域，尽量减少对其他自然植被的践踏破坏。

③提高施工效率，缩短施工时间，以保持土壤肥力，尽量避开植物的生长期，

减少植被破坏。

④施工过程中产生的固体废物应妥善收集处置，禁止随意丢弃。

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，严禁人为破坏征地范围以外区域植被。

⑥在进场道路及场区，利用现有“保护生态环境、保护野生植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。项目实施后对区域生态环境的影响通过 2~3 年可恢复，且本工程占地面积较小，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响，项目实施对生态环境的影响是可以接受的。

7 环境影响经济损益分析

7.1 环境影响分析

项目实施后环境影响预测与环境质量现状对比情况见表 7.1-1。

表 7.1-1 项目实施后环境质量现状对比情况一览表

环境要素	环境质量现状	环境影响预测结果	环境功能是否降低
环境空气	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 及其修改单二 级标准	项目 $P_{\max}=3.64\%$	否
地表水	/	项目无废水外排	否
地下水	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类标准	集油站按功能分区进行 分区防渗	否
声环境	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 中 2 类标准	集油站贡献值满足质量 标准	否

由上表可知，项目对周边环境质量影响较小。

7.2 社会效益分析

本项目的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前原油供应紧张、与时俱进的形势，同时，油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本项目的实施还补充和加快了油田的建设。

因此本项目具有良好的社会效益。

7.3 经济效益分析

本项目项目投资 1000 元，环保投资 100 万元，环保投资占总投资的比例为 10.0%。由于涉及国家能源商业机密，故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。

7.4 环境措施效益分析

本项目在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”。从实际出发采取多种相应的治理措施。由此看来，本项目采取的环保措施既保护环境又带来了一定的经济效益。

7.4.1 环保措施的环境效益

(1)废气

真空加热炉烟气经低氮燃烧器处理后通过 3 根 8m 排气筒 P1、P2、P3 排放；站区内设备排放的非甲烷总烃、硫化氢采取加强管理、防止跑冒滴漏措施。

(2)废水

本项目运营期无废水产生。

(3)固体废弃物

本项目运营期油泥、清罐底泥在危废间暂存，定期送塔里木油田绿色环保处理站处置。

(4)噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

(5)生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地。

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

7.4.2 环境损失分析

在项目运行过程中，会产生废气和环境风险，并因此带来一定的环境损失。

7.4.3 环保措施的经济效益

本项目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

7.5 小结

本工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在项目运行过程中，会产生废气和环境风险，并因此带来一定的环境损失。因而在项目开发过程中，需要投入必要的资金用于大气、风险污染防治经估算该项目环境保护投资约 100 万元，环境保护投资占总投资的 10.0%。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。

从环境经济损益分析角度分析，项目建设可行。

8 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容,加强环境监督管理力度,尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率,把对环境的不良影响减小到最低限度,是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分,是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵,加强环境监测是了解和掌握项目排污特征,研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

8.1 环境管理

开展企业环境管理的目的是在项目施工阶段和运营阶段履行监督与管理职责,确保项目在各阶段执行并遵守有关环保法规,协助地方环保管理部门做好监督监测工作,了解项目明显与潜在的环境影响,制定针对性的监督管理计划与措施。

8.1.1 管理机构及职责

本工程建设项目的 HSE 管理机构应实行逐级负责制,受中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 HSB 管理委员会(设在安全环保处)的直接领导,下设中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司开发公司 HSE 管理委员会、轮南油气开发部 HSE 管理委员会,各设专职 HSE 管理员一名。

8.1.1.2 职责

- (1)中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 HSB 管理委员会
 - 贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令。
 - 作为最高管理部门负责组织制定 HSB 方针、目标和管理实施细则。
 - 每季召开-次 HSE 例会,全面掌握 HSE 管理工作动态,研究、部署、布置、总结、表彰本单位的 Hse 工作,讨论、处理本单位 HSE 工作中存在的重大问题。
 - 组织本单位 HSE 工作大检查,每季度至少一次。
 - 负责对方案和体系进行定期审核,并根据审核结果对方案进行修正和改进。
 - 组织开展本单位清洁文明生产活动。
 - 组织开展本单位环境宣传、教育工作。
 - 直接领导开发公司管理委员会。

(2)开发公司 HSE 管理职责

——负责组织职工完成 HSE 工作任务。

——适时召开会议，研究、分析 HSE 工作动态，及时制止(处罚)、纠正“违规”行为和现象，整改不合格因素，无法解决的问题及时向 HSB 管理委员会汇报。

——如发生环境污染与破坏事故，必须及时采取有效措施进行抢救，及时向上级部门汇报，配合有关组织对事故的调查处理。

——组织整改影响健康、安全与环境的隐患，批评、纠正违章行为。

——开展清洁文明生产活动，组织推广和实施先进的污染治理技术。

(3)轮南油气开发部 HSE 管理委员会职责

——负责运行期间 HSE 管理措施的制定、实施和检查。

——对运行期间出现的问题加以分析，监督生产现场对 HSE 管理措施的落实情况。

——协助上级主管部门宣传贯彻国家和地方政府有关环境保护方面的法律、法规，地方政府关于自然保护区方面的法律、条例，环境保护方面的法律、法规及中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司的 HSE 方针。

——配合上级主管部门组织全体员工进行环境保护知识的教育和培训。

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

(4)HSE 兼职管理人员和全体人员

——HSE 兼职管理人员和全体人员应清楚意识到环境保护的重要性。

——严格执行 HSE 管理规程和标准。

——了解工程建设对环境的影响和可能发生的事故。

——严格按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

8.1.1.3 施工期的环境管理任务

(1)建立和实施施工作业队伍的 HSE 管理体系。

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

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

(4)工程建设结束后，会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

8.1.1.4 运营期的环境管理任务

- (1) 本项目运行期的 HSE 管理体系纳入中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 HSE 系统统一管理。
- (2) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律、法规。
- (3) 负责大北集输系统完善工程的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复，环境监测等。
- (4) 编制各种突发事件的应急计划。
- (5) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。
- (6) 强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。
- (7) 参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计、上报事故的基本情况 & 处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

8.1.2 施工期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本项目在施工期间要实施 HSE 管理。施工期 HSE 管理主要工作是施工现场环境监察，主要任务为：

- (1) 宣传国家和地方有关环境方面的法律、法规；负责制定拟建管道施工作业的环境保护规定，并根据施工中各工段的作业特点分别制定相应的环境保护要求。
- (2) 落实环评报告书及施工设计中的环保措施，如保护农业生态环境、防止水土流失等。
- (3) 及时发现施工中新出现的环境问题，提出改善措施。
- (4) 记录施工中环境工作状况，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料；负责协调与沿线各省、市（县）环保、水利、土地、交通等部门的关系；负责有关环保文件、技术资料的收集建档。
- (5) 制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收。

本项目施工期环境管理监督内容见表 8.1-1。

表 8.1-1 施工期环境管理内容

影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
污染防治	施工扬尘	洒水降尘，规范管理，施工现场设置围栏等	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地环保部门
	固体废物	利用工程弃土，施工废料回收利用		
	噪声	选用低噪声的设备、加消声设施，保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		

8.1.3 运营期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本项目在运营期管理的主要内容是：

（1）定期进行环保安全检查和召开有关会议；对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训。

（2）制订完备的岗位责任制，明确规定各类人员的职责，有关环保职责及安全、事故预防措施应纳入岗位责任制中。

（3）制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故能及时到位。

（4）主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境污染问题，向主管领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

环境管理工作重点是：环境管理除了应抓好日常站场各项环保设施的运行和维护工作之外，工作重点应针对管道破裂、天然气泄漏着火爆炸、站场事故排放、着火爆炸等重大事故的预防和处理。重大环境污染事故不同于一般的环境污染，它没有固定的排放方式和排放途径，具有发生突然、危害严重等特点。为此，必须制订相应的应急预案。

8.1.3.1 正常工况的环境管理

（1）制订必要的规章制度和操作规程，主要包括：

- ①生产过程中安全操作规程。
- ②设备检修过程中安全操作规程。
- ③正常运行过程中安全操作规程。
- ④各种特殊作业（危险区域用火、进入设备场地等）中的安全操作规程。

⑤不同岗位的规程和管理制度，如输油操作岗位、计量操作岗位、自动控制操作岗位及巡线、抢维修岗位等。

⑥环境保护管理规程。

(2) 员工的培训

培训工作包括上岗前培训和上岗后的定期培训，培训的方式可采用理论培训和现场演练两种方式，培训的内容包括基础培训、技能培训和应急培训三部分。

(3) 加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的环保运行记录等。

(4) 落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，还需狠抓各项管理制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

8.1.3.2 事故风险的预防与管理

(1) 对事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。根据国内外气田开发过程中相关设施操作事故统计和分析，工程运行风险主要来自第三方破坏、管道腐蚀和误操作。对以上已确认的重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

(2) 制定事故应急预案建立应急系统

首先根据本工程性质、国内外气田开发事故统计与分析，制定突发事故的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，向上级报告事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有通讯设备，建立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

(3) 强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录象资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。日常要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们

对事故的防范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件,使安全工程技术人员能及时查询到所需的安全信息数据,用于日常管理和事故处置工作。

8.2 污染物排放管理要求

8.2.1 污染物排放清单

项目主要污染物排放清单见表 8.2-1。

表 8.2-1 项目污染物排放清单

产污工序	环保设施	污染物	执行标准	排污时段
施工扬尘	合理规划堆存的土方加盖篷布、洒水抑尘等	颗粒物	周界外浓度最高点 $\leq 1.0\text{mg}/\text{m}^3$	整个施工期
焊接废气	--	颗粒物		
车辆尾气	--	烟尘		
		SO ₂	周界外浓度最高点 $\leq 0.4\text{mg}/\text{m}^3$	
		NO _x	周界外浓度最高点 $\leq 0.12\text{mg}/\text{m}^3$	
真空加热炉	低氮燃烧+8m 排气筒 (3 套)	颗粒物	$\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$	运营期, 全年 365 天
		SO ₂	$\leq 50 \text{ mg}/\text{m}^3$	
		NO _x	$\leq 200\text{mg}/\text{m}^3$	
无组织废气	设备密闭, 加强管理, 规范操作	非甲烷总烃	边界 $\leq 4.0 \text{ mg}/\text{m}^3$	
		硫化氢	边界 $\leq 0.06 \text{ mg}/\text{m}^3$	
施工设备	选用低噪声设备, 合理安排施工活动	噪声	昼间 $\leq 70\text{dB}(\text{A})$ 夜间 $\leq 55\text{dB}(\text{A})$	整个施工期
集油站设备	选用低噪声设备	噪声	昼间 $\leq 65\text{dB}(\text{A})$ 夜间 $\leq 55\text{dB}(\text{A})$	运营期, 全年 365 天

8.2.2 环保信息公示

企业每年应对环保设施运行情况,污染源监测情况定期向社会公示,内容如下:

(1) 施工期(施工扬尘、焊接废气、车辆尾气)和运营期(油气计量废气)污染物排放情况。

(2) 施工期和运营期噪声排放情况。

8.3 环境监测计划

8.3.1 监测目的及机构

环境监测是企业环境管理的重要组成部分，既是掌握内部生产工艺过程三废污染物排放浓度和排放规律，正确评价环保设施净化效率，制定控制和治理污染方案的有效依据，也是建立健全环保监测制度与计划，预防环境污染，强化风险事故防范以及保护环境的重要手段。

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

8.3.2 环境监测机构及设备配置

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

8.3.3 环境监测计划

环境监测计划包括污染源监测计划和环境质量现状监测计划。

(1) 污染源监测计划

根据项目生产特点和主要污染源及污染物排放情况，本项目污染源监测计划见表 8.3-1。

表 8.3-1 污染源监测计划一览表

工期	监测类别	监测项目	监测点位置	监测频次
运营期	大气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x	真空加热炉排气筒 P1、P2、P3	每年一次
		非甲烷总烃、H ₂ S	集油站	每年一次
	地下水	石油类	监控井	每半年一次
	噪声	Leq (A)	集油站、计量站	每年一次

8.3.4 地下水环境监测计划

为了及时准确的掌握项目所在地周围地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化情况，应对项目区所在区域地下水环境质量进行定期的监测，防止或最大限度的减轻项目对地下水的污染。

(1) 地下水监测井布设原则

- ①重点污染区监测原则；
- ②以地下水下游区为主，地下水上游区可设置背景点。

(2) 监测点布设方案

①监测井数

根据《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2020）的要求及地下水监测点布设原则，本次工作共布设 1 口监测井，监控井布设情况见表 8.3-3。

表 8.3-3 监测井布设情况一览表

监测井编号	坐标		井深	井结构
	X	Y		
JK1				水泥管

②监测频率及监测因子

根据当地实际水文地质条件，将监测井深度定为 12~350m。

监测频率：每半年一次。

监测因子： K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、氟化物、铁、锰、砷、汞、六价铬、铅、镉、总大肠菌群、菌落总数、石油类，共 28 项。

③监测数据管理

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并抄送环境保护行政主管部门，对于常规检测数据应该进行公开，特别是对项目所在区域的居民公开，满足法律中关于知情权的要求。发现污染和水质恶化时，要及时进行处理，开展系统调查，并上报有关部门。

8.4 环境保护“三同时”验收

根据建设项目环境管理办法，污染防治设施必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。在工程完成后，应对环境保护设施进行验收。拟建项目竣工环保“三同时”验收一览表见表 8.4-1。

表 8.4-1 建设项目竣工环境保护“三同时”验收内容一览表

类别	工期	污染源	污染防治设施	验收指标	验收标准
废气	施工期	施工废气	合理规划运输路线、运输车辆和堆存的土方加盖篷布、洒水抑尘等。	颗粒物 $\leq 1.0\text{mg/m}^3$	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 中无组织排放监控浓度限值
	运营期	真空加热炉烟气	低氮燃烧器+8m 排气筒 (3 套) P1、P2、P3 排放	颗粒物 $\leq 20\text{mg/m}^3$, SO ₂ $\leq 50\text{mg/m}^3$, NO _x $\leq 200\text{mg/m}^3$	《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标准中燃气锅炉浓度限值
		集油站逸散无组织废气	加强管理、防止跑冒滴漏	非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg/m}^3$	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界控制标准限值
				H ₂ S $\leq 0.06\text{mg/m}^3$	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 二级新改建标准
噪声	施工期	施工设备噪声	选用低噪声设备, 合理安排施工活动。	场界: 昼间 $\leq 70\text{dB (A)}$ 夜间 $\leq 55\text{dB (A)}$	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 中相应的标准值
	运营期	设备噪声	选用低噪声设备。	场界: 昼间 $\leq 60\text{dB (A)}$ 夜间 $\leq 50\text{dB (A)}$	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准
固废	施工期	施工废料	集中清理收集, 管线外运清洗后回收再利用。	妥善处理	
	运营期	油泥、清罐底泥	定期送塔里木油田绿色环保处理站处置		

生态、水土保持	施工带	对临时占地进行平整后，及时采取植被恢复措施。	植被恢复程度不低于施工前
环境风险	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌，设施数量按照消防、安全等相关要求设置。		--
	按照环境风险设置应急预案。		--

9 环境影响评价结论

9.1 结论

9.1.1 工程概况

轮古 7 集油站及附属 2 个计量站属于轮古 15 井区配套地面工程，依据《塔里木油田“十四五”油气生产物联网建设规划》及轮古 7 井区的生产现状及开发趋势，对轮古 7 集油站及附属 2 个计量站进行无人值守改造建设。

本次改建目主要建设内容为：一、轮古 7 集油站改造：①拆除一台 9.5 m^3 两相分离器和 4 台生产加热炉（均为利旧设备），新建两台气液两相分离器和三台 500kW 真空想变加热炉，满足该井区十年开发生产需要；②优化掺稀油流程，拆除六座 50 m^3 稀油储罐，将一座 500 m^3 污水调储罐改造为稀油储罐，稀油直接经掺稀泵增压外输；③简化注水流程，停用注水缓冲罐；④完善各生产运行参数的测控，确保各生产环节运行参数的全部监测并上传中心控制室；二计量站改造：两座传统计量站传统工艺（计量分离器）进行自动化改造，采用“撬装计量分离器”，该装置自带 PLC 控制，气液分离后自动在线计量，实现无人值守。

工程建设总投资 1000 万元，其中环保投资 100 万元，占总投资的 10.0%。项目工作制度生产系统年工作 8760h，项目预计于 2021 年 10 月建成。

9.1.2 产业政策符合性

项目对照《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，属于目录中第七类“石油、天然气”中第一条“常规石油、天然气勘探与开采”，属于鼓励类项目。项目结合《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》，项目周边 200m 范围内无铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线，周边 1000m 范围内不涉及重要河流功能区、水环境功能区，选址和空间布局符合准入条件要求，因此本项目符合国家和地方当前产业政策要求。

9.1.3 环境质量现状评价

（1）环境空气：根据 2019 年巴音郭楞蒙古自治州库尔勒市空气质量监测进行判定，项目所在区域为环境空气质量达标区。

监测期间各监测点非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求， H_2S 满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附表 D 要求，区域环境空气质量较好。

(2) 地下水：分析水质监测结果可知，地下水各监测点石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准；其余指标均符合《地下水质量标准》（GB/T14843-2017）III 类标准，地下水质量良好。评价区地下水化学类型为 Cl HCO₃ SO₄ -Na Ca Mg 型。

(3) 声环境：现状监测表明，各监测点声级值昼间、夜间均满足《声环境质量标准》2 类区标准。总体看，评价区内的声环境质量较好。

(4) 土壤环境

项目所在区域土壤监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中的表 1 第二类用地筛选值标准限值要求，区域土壤环境质量良好。

(5) 生态环境现状：项目位于“天塔里木盆地温暖荒漠及绿洲生态农业区”，区域内植被主要为：合头草、新疆绢蒿、戈壁针茅、麻黄、蓼子朴、假木贼、锦鸡儿等，覆盖度约 10%。评价区仅偶见麻雀、鼠类等近人动物出没。根据现场调查及资料收集，本项目调查范围内无生态敏感区。评价范围内环境功能具有一定的稳定性及可持续发展性，具有一定的承受能力。

9.1.4 环境影响分析

9.1.4.1 生态环境影响分析

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、植物及植被、动物、景观、水土流失等方面，其中对土壤、水土流失及植被的影响相对较大；生产期主要体现在动物及植被、景观、水土流失等方面，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，不会改变当地的生态环境功能区，对生态环境的影响不大，从生态环境保护的角度看，该建设项目是可行的。

9.1.4.2 环境空气影响分析

项目对大气环境的影响可分为两个阶段，即施工期和运营期，施工期主要是施工扬尘、焊接废气、汽车尾气对大气造成的影响，运营期主要是真空加热炉烟气，集油站逸散废气对大气环境造成的影响。项目施工期处于空旷地带，且施工是短期行为，持续时间较短，施工过程对大气环境的影响是暂时性的局部影响，并随施工的结束而消失，其影响时间短、范围小，施工期对大气环境所造成的影响较轻。真空加热炉烟气采用低氮燃烧器+8m 排气筒（3 套）P1、P2、P3 排放排放，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气

污染物排放标准中燃气锅炉浓度限值；集油站逸散无组织废气采用加强管理、防止跑冒滴漏措施，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)企业边界控制标准限值，H₂S 满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 二级新改建标准。运营期对大气环境影响可接受。

9.1.4.3 地表水环境影响分析

项目施工人员不在野外盥洗和食宿，无生活污水产生。工程运营期无新增生产、生活废水。综上，项目对周围水环境影响较小。

9.1.4.4 地下水环境影响分析

本次地下水评价，在搜集大量当地的历史水文地质条件资料的基础上，项目所在地包气带较厚，污染物仅停留在包气带，不会下渗至地下含水层，由于项目管线采取防腐防渗措施、集油站采取分区防渗，可有效防止污染物下渗进入地下水。针对施工期和运行期非正常工况，报告制定了相应的监测方案和应急措施。在相关保护措施实施后，该项目对水环境的影响是可以接受的，从环境保护角度讲，该项目选址合理，项目可行。

9.1.4.5 声环境影响分析

本项目噪声主要集中在施工期，噪声主要来自挖掘机、吊机等机电设备运转时发出的机械噪声，由于项目施工期短，且随着施工结束噪声影响也将消失，因此项目噪声对环境的影响可接受。运营期噪声源主要为气液两相分离器及真空加热炉等设备运行时产生的噪声，其声级值约 65~90dB(A)。采取低噪声设备、基础减振、厂房隔声、厂区合理布局等措施，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准要求。

9.1.4.6 固体废物环境影响分析

本项目的固体废物主要是施工过程中产生的固体废物主要为管道焊接及吹扫废渣、设备安装过程产生的废料等施工废料，经收集后外售综合利用。

本项目运营期产生的油泥，清罐底泥，均为危险废物，定期送塔里木油田绿色环保处理站处置，不会对周围环境产生影响。

9.1.5 环境风险评价

项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，在可接受范围之内。

9.1.6 总量控制

SO₂: 0.159t/a、NO_x: 0.552t/a、非甲烷总烃: 0.5t/a; COD: 0t/a、NH₃-N:

0t/a。

9.1.7 公众参与

根据建设单位完成的公众参与调查表明，调查期间未收到具体的公众反馈意见和建议。

9.1.8 项目可行性结论

工程符合国家产业政策，工程选址符合当地的土地用地规划，工程污染源治理措施可靠有效，污染物均能够达标排放，可以满足当地的环境功能区划的要求；项目符合清洁生产要求；项目的风险在落实各项措施和加强管理的条件下，在可接受范围之内；污染物排放总量符合污染物总量控制要求，根据中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司反馈的公众参与调查结果，项目未收到公众反馈意见。项目具有良好的经济和社会效益。综上所述，在全面加强监督管理，执行环保“三同时”制度和认真落实各项环保措施的条件下，从环境保护角度分析，工程的建设是可行的。

9.2 要求与建议

9.2.1 要求

- (1) 切实做好集油站防腐防渗工程，防止污染土壤和地下水环境。
- (2) 建设单位针对可能发生的重大环境风险事故制定详细的环境风险应急预案，并经过专家评审，定期进行预案演练。
- (3) 要求建设单位落实生态保护、恢复与重建费用，建议当地政府部门根据气田实际情况制定生态补偿费用指标向建设单位收取费用，统一安排生态恢复工作。

9.2.2 建议

- (1) 建立健全企业环境风险应急机制，强化风险管理。
- (2) 加强工程的安全综合管理，强化对员工的职业素质教育，杜绝违章作业。
- (3) 建设单位和当地政府、村民、单位等应充分协商，共同搞好当地的植被绿化和植被恢复工作。