解放渠东转油站天然气外输工艺优化工程

环境影响报告书

(公示稿)

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：二〇二一年六月

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.....3
1.5 项目主要环境问题及环境影响.....2
1.6 评价结论.....3

2 总则.....4

2.1 编制依据.....4
2.2 评价目的及原则.....7
2.3 环境影响因素识别及评价因子.....8
2.4 评价等级与评价范围.....9
2.5 环境影响评价标准.....17
2.6 环境功能区划.....19
2.7 环境保护目标与保护级别.....19

3 建设项目工程分析.....21

3.1 相关工程.....21
3.2 拟建工程.....28
3.3 线路工程.....31
3.4 辅助工程.....36
3.5 临时工程.....38
3.6 拆迁工程.....38
3.7 施工工艺分析.....38
3.8 公用工程.....46
3.9 污染源治理措施及达标排放分析.....49
3.10 清洁生产分析.....54
3.11 污染物排放汇总.....59

4 环境现状调查与评价.....61

4.1 自然环境概况.....61

4.2 水土流失防治目标.....66

4.3 环境质量现状监测与评价.....69

4.4 生态环境现状调查与评价.....76

5 环境影响预测与评价.....83

5.1 施工期环境影响分析.....83

5.2 运营期环境影响预测与评价.....92

5.3 环境风险评价.....106

6 环境保护措施可行性论证.....123

6.1 施工期环境保护措施论证.....123

6.2 运营期环境保护措施论证.....126

7 环境影响经济损益分析.....128

7.1 环保设施投资估算.....128

7.2 环境经济损益分析.....129

7.3 小结.....129

8 环境管理与监测计划.....130

8.1 施工期环境管理与监测.....130

8.2 运行期环境管理与监测.....132

8.3 污染物排放管理要求.....133

8.4 环保设施竣工验收管理.....135

9 环境影响评价结论.....136

9.1 结论.....136

9.2 建议.....139

附图：

附图 1　工程地理位置图；

附图 2　项目周边关系图；

附图 3　项目管线走向图；

附图 4　解放渠东转油站平面布置图；

附图 5　项目监测点位示意图；

附图 6　区域土地利用类型现状图；

附图 7　项目区域植被类型图；

附图 8　项目区域土壤类型图；

附图 9　项目生态保护措施图。

附件：

附件 1：关于吉拉克凝析气田开发建设工程环境影响评价报告书的批复，新环自函[2004]418 号，2004 年 8 月 31 日；

附件 2：，关于吉拉克凝析气田开发建设工程环境影响评价报告书的验收意见，环自验[2006]10 号文，2006 年 10 月 10 日；

附件 3：关于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司桑南凝析气田开发建设工程环境影响报告书的批复，新环自函[2004]420 号，2004 年 8 月 31 日；

附件 4：关于塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程环境影响报告书的批复，新环函[2016]1626 号，2016 年 11 月 7 日；

附件 5：关于对塔里木油田钻试修废弃物环保处理站工程（轮南区块）建设项目竣工环保验收现场核查意见，巴环评价函[2020]220 号，2020 年 6 月 25 日。

附件 6：关于批准中石油塔里木油田分公司解放区东转油站天然气外输工艺优化工程临时占用林地行政许可决定书，巴林草资许准[2020]34 号，2020 年 11 月 26 日；

附件 7：轮台县自然资源局关于解放区东转油站天然气外输工艺优化工程临时用地合同书；

附件 8：轮南油气开发部解放渠转油站厂界检测报告（XHC19438QW-19）；

附件 9：噪声检测报告（LYXD2020D774AWZS396 号）；

附件 10：委托书；

附件 11：承诺书；

附件 12：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

中石油塔里木油田分公司隶属于中国石油天然气股份有限公司，是集石油天然气勘探开发、炼油化工、油气销售、科技研发等业务为一体的大型石油天然气企业，公司总部位于新疆巴音郭楞蒙古自治州库尔勒市，油田作业区域遍及塔里木盆地周边南疆五地州二十多个县市，截至2014年底，塔里木油田已高效建成并平稳运行轮南、东河、塔中、牙哈、桑吉、哈得、克拉、英买里、迪那、克深等30个油气田。本项目位于塔里木油田分公司桑吉片区，桑吉片区位于塔克拉玛干沙漠北部边缘，行政区划归属新疆维吾尔自治区轮台县，与本工程相关的站场有：解放渠东转油站（以下简称解转站）、桑南油气处理站（本项目依托工程，以下简称桑南站），与本工程相关的集输管线为：吉拉克站～桑南站油气混输管线。

《塔北油田开发工程环境影响报告书》于1992年取得原国家环境保护部批复（环审[1992]435号文）。建设内容为：轮南油田建成150万吨/年规模的轮一联合站，采油计量间6座，转油站2座（包含解放渠东转油站）；吉拉克油田建设1座200万吨/年联合站，转油站2座，计量间6座；东河塘油田建设1座250万吨/年联合站，计量站8座，转油站4座；建设东河塘至轮一联集油管线92公里，吉拉克至轮一联管线40公里。该项目自1993年底陆续投产运行，因历史久远，早期的环评中包含的工程内容及地域范围过于广泛，报告中未明确具体站场、井场的名称，导致给后期验收工作带来很大困难，至今无法进行验收，2020年1月新疆天合环境技术咨询有限公司编制完成《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司轮南油气开发部桑吉片区环境影响后评价》，对桑吉片区项目进行了环境影响后评价。

《吉拉克气田开发建设工程环境影响报告书》于2004年9月取得新疆维吾尔自治区环境保护局批复（新环自函[2004]418号），2006年10月，新疆维吾尔自治区环保厅对项目进行了竣工环保验收（环自验[2006]10号文）；实际建设内容为，建设14口钻井工程（老井利用10口）、集气站(1#、2#集气站)、集中处理站、作业区、168.3×4.4集输管线66km（包含本项目吉拉克-桑南站油气混输管线段31.5km）。

解转站是一座集油气水分离、计量、外输、污水处理及注水、放空气回收等

功能的综合性站场，目前解转站处理单井来液 1100m^3，日配注水 600m^3，外输混液 500t，天然气处理量为 3×$10^4$$Nm^3$/d。目前站内伴生低压气压力为 0.2MPa，由博瑞能源公司负责将低压天然气增压至 8MPa 后进入 2#集气站，最终进入桑南油气处理站处理，站内压缩机日运行费用及电费消耗较大，接近天然气销售成本价，经济效益极差。

为改善解转站目前运营成本问题，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟实施解放渠东转油站天然气外输工艺优化工程，在解转站内新建 1 台处理量为 3×$10^4$$Nm^3$/d 的压缩机，将伴生天然气压力升至 1.0MPa，升压后的伴生气通过新建 1.35km 的外输气管道与原吉拉克-桑南站油气混输管道碰口点（已停用）碰头，利用原吉拉克-桑南站油气混输管道直接将伴生天然气低压输送至桑南油气处理站进行处理，并在解转站内设发球筒及加药撬，在桑南站内设收球筒，定期对该管线进行清管，加注缓蚀剂，降低腐蚀。本项目属于天然气集输工程，其建成后将减少能耗，降低运行成本和安全风险、提高运行和管理效率，具有明显的社会经济效益。

1.2 项目特点

（1）项目线路起点为解放渠东转油站，终点与吉拉克-桑南油气混输管线碰口点相连接。新建管线 1.35km，设计输送压力为 1.0MPa，并配套建设管道防腐等辅助工程，管线沿线不设阀室及站场；

（2）项目利用现有部分吉拉克-桑南油气混输管线，能够有效降低投资成本；

（3）项目对环境的影响主要体现在施工期，项目施工时间较短，随着施工期的结束，对环境的影响将会消失。

1.3 环境影响评价工作过程

根据国务院 682 号令《建设项目环境保护管理条例》和《中华人民共和国环境影响评价法》及《建设项目环境影响评价分类管理名录》(2021)中的有关规定，属于“第五十二、交通运输业、管道运输业，第 147、原油、成品油、天然气管线（不含城市天然气管线；不含城镇燃气管线；不含企业厂区内管道）”，本项目处于新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区，涉及环境敏感区，故该项目应该编制环境影响报告书。为此，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司于 2020 年 12 月委托河北奇正环境科技有限公司承担该项目的环境影响评价工作。接受委托后，我单位评价人员对现场进行了详细踏勘，收集相

关资料，依据国家及新疆维吾尔自治区有关环境保护法律、法规和《环境影响评价技术导则》的要求，编制完成该项目环境影响报告书报审版。

在报告编制过程中，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司分别于2021年4月2日和2021年5月28日进行了两次网站公示，并于2021年5月29日和6月1日进行了两次登报公示，公示期间未收到公众反馈意见，无公众反对项目建设，拟建项目的建设可以促进当地经济发展，污染控制措施方案较好，该项目的实施得到了公众的认可。

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），属于石油、天然气类“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”，为鼓励类建设项目，符合国家产业政策要求。

1.4.2 与新疆维吾尔自治区主体功能区划

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区划》，本项目位于“天山南坡产业带（自治区重点开发区）”，该区域的功能定位为：建成国家重要的石油天然气化工基地，新疆重要的煤炭生产和电力保障基地、装备制造基地/钢铁产业基地、农产品精深加工基地、纺织工业基地，着力增强对南疆经济的辐射带动作用。本项目位于石油天然气化工基地，符合新疆维吾尔自治区主体功能区划要求。

1.4.3 与新疆生态功能区划符合性分析

根据《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1.4-1。

表1.4-1　　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				
Ⅳ 塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区	Ⅳ1 塔里木盆地中部塔克拉玛千流动沙漠生态亚区	59．塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区	沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产	河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物	生物多样性及其生境高度敏感，土壤侵蚀、土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感	保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻

				减少、毁林毁草开荒		

由表 1.4-1 可知，本项目位于“塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区”，主要服务功能为“沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产”，该功能区的主要保护保护目标为“退保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻”，主要保护措施为“退耕还林还草、控制农排水、生态移民、废弃部分平原水库、禁止采伐与砍头放牧、禁止乱挖甘草和罗布麻”适宜发展方向为“加大保护力度，建设国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区”。

在保护好生态环境的前提下，有规划地开发利用油气资源，对废弃物进行无害化处理，恢复被破坏的林草植被，实施迹地恢复，加强防洪“导流”工程，实现油气开发与生态环境保护的双赢。在项目建设的过程中严格控制施工作业范围，减少水土流失，确保“三废”得到妥善处置。据此，拟建工程在保证评价区生态服务功能不发生改变的情况下，与上述的生态功能区划相一致。评价区生态功能区划图见 1.4-1。

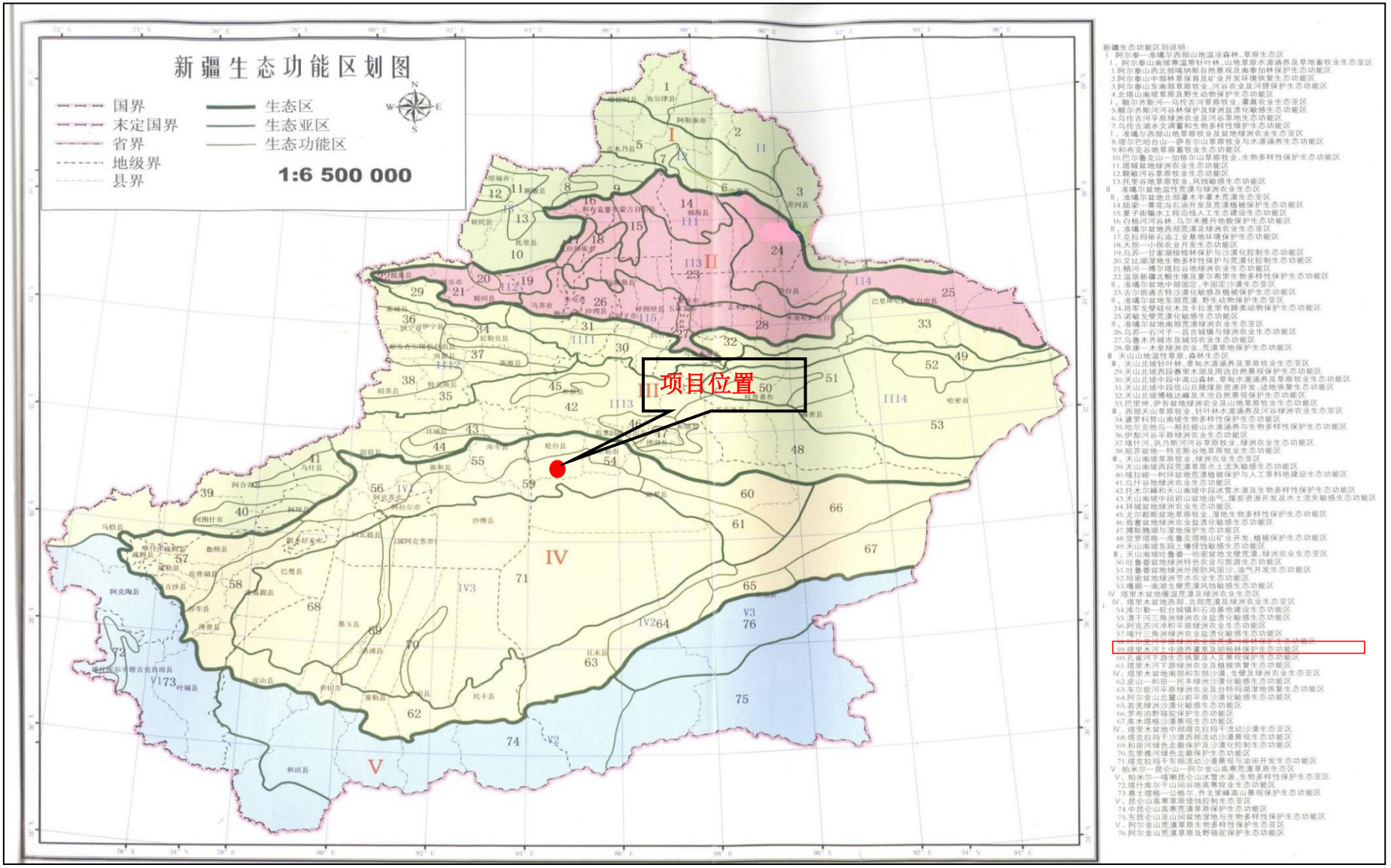


图 1.4-1　　生态功能区划图

1.4.4 与新疆维吾尔自治区生态保护红线及“三线一单”符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线》（征求意见稿），本项目距离新疆生态保护红线35km，不在新疆生态保护红线范围内。根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，项目位于水土流失防控区，要求落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。

1.4.5 与环环评《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》（[2016]150）号文符合性分析

根据环保部环环评[2016]150号《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》要求，具体如下：

为适应以改善环境质量为核心的环境管理要求，切实加强环境影响评价（以下简称环评）管理，落实“生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单”（以下简称“三线一单”）约束，建立项目环评审批与规划环评、现有项目环境管理、区域环境质量联动机制（以下建成“三挂钩”机制），更好地发挥环评制度从源头防范污染和生态破坏的作用，加快推进改善环境质量，项目与环评[2016]150号文符合性分析见表1.4-2。

表1.4-2　　项目与环评[2016]150号文符合性分析一览表

“三线一单”要求	项目情况	符合性
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	项目位于新疆巴音郭楞蒙古自治州轮台县，其中解转站位于轮台县草湖乡解放渠村东约12.4km处，周边无自然保护区、饮用水源地保护区等生态保护目标，项目距新疆生态保护红线35km，不在新疆生态保护红线范围内，符合生态保护红线要求	符合
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	本项目产生的废气、废水、噪声、固废等污染物均采取了严格的治理和处置措施，污染物能达标排放，采取相应措施后经预测能够满足相关标准要求，符合环境质量底线的要求，不会对环境质量底线产生冲击	符合

资源是环境的载体，资源利用上线是各区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”	项目原辅材料及能源消耗合理分配，不触及能源利用上线	符合
环境准入负面清单是基于生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，以清单方式列出的禁止、限制等差别化环境准入条件和要求，要在规划环评清单式管理试点的基础上，从布局选址、资源利用效率、资源配置方式等方面入手，制定环境准入负面清单，充分发挥负面清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用	项目对照《产业结构调整指导目录(2019年本)》，属于鼓励类“七、石油、天然气3、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”项目”，项目建设符合国家产业政策。对照国家发展改革委和商务厅发布了《市场准入负面清单（2019年版）》，属于许可准入类，对照《新疆维吾尔自治区28个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》，本项目不属于阿尔泰山地森林草原生态功能区、阿尔金草原荒漠化防治生态功能区和塔里木河荒漠化防治生态功能区。	符合

1.4.6 选址合理性分析

根据现场调查，项目所在区域内无居住人群，不在自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等区域内，根据《水利部办公厅关于印发<全国水土保持规划国家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》（办水保[2013]188号）和《新疆维吾尔自治区水利厅关于引发<新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果>的通知》（新水水保[2019]4号文），项目所在区域属于新疆自治区级塔里木河流域水土流失重点治理区。项目土地利用类型为戈壁和灌木林草地，项目临时占用轮台县林地面积0.7940公顷，其中疏林地0.0458公顷，特殊灌木林地0.7482公顷，林地权属为国有林地，项目于2020年11月26日取得了巴州林业和草原局出具的《临时占用林地行政许可决定书》（巴林草资许准[2020]34号），取得了轮台县自然资源局出具的临时用地合同书，缴纳了土地赔偿费（见附件）。

项目位于塔里木油田占地范围内，新建天然气管线采用埋地敷设方式，施工结束后可种植当地浅草根系的植被，通过加强管理等措施后，造成生物量损失较小，符合区域经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。

1.5 项目主要环境问题及环境影响

项目对周围环境的影响主要表现在施工期对大气环境、声环境、水环境和生

态环境的影响，以及运营期环境风险。

废气：施工期产生的废气主要包括管沟开挖、回填、土方堆放、运输车辆及施工机械等施工活动产生的扬尘和运输车辆和施工机械运行时产生的尾气等。运营期，工程正常工况下，管线部分无污染物排放，仅解转站内压缩机等设备运行过程中会有少量非甲烷总烃无组织逸散。

废水：施工期产生的废水主要为施工人员的生活污水和管道试压水；运营期产不新增劳动定员，无生产废水及生活污水。

噪声：施工期噪声主要为运输车辆及施工机械等设备产生的噪声；运营期噪声主要为压缩机产生的噪声。

固废：施工期间产生的固体废物主要为施工人员的生活垃圾、挖填土方、建筑垃圾等；运营期固废主要为清管收球作业时产生的清管废渣。

1.6 评价结论

综上所述，解放渠东转油站天然气外输工艺优化工程符合国家产业政策，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，外排污染物对周围环境影响不大，可以满足当地环境功能区划的要求；项目施工完毕后采取植被恢复措施，1～3 年内植被可恢复至较好状态；项目符合清洁生产要求；环境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；项目不涉及污染物排放总量，公示期间未收到公众反馈意见，无公众反对项目建设，项目具有良好的经济和社会效益。从环境保护角度分析，项目建设可行。

在报告书编制过程中，得到了阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局轮台县分局、设计单位和建设单位及相关部门的大力支持和帮助，在此一并表示感谢！

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 法律法规

（1） 《中华人民共和国环境保护法》(2015 年 1 月 1 日实施)；

（2） 《中华人民共和国环境影响评价法》，(2018 年 12 月 29 日)；

（3） 《中华人民共和国大气污染防治法》(2018 年 10 月 26 日修订)；

（4） 《中华人民共和国水污染防治法》(2018 年 1 月 1 日实施)；

（5） 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》(2018 年 12 月 29 日)；

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

（7） 《中华人民共和国水土保持法》(2010 年 12 月 25 日)；

（8） 《中华人民共和国循环经济促进法》(2018 年 10 月 26 日修订)；

（9） 《中华人民共和国清洁生产促进法》(2012 年 7 月 1 日实施)；

（10）《中华人民共和国野生动物保护法》(2016 年 7 月 2 日修订)；

（11）《中华人民共和国土地管理法》，（2020 年 1 月 1 日实施）；

（12）《中华人民共和国水法》（2018 年 1 月 1 日实施）；

（13）《中华人民共和国防洪法》（2016 年 7 月 1 日）；

（14）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日）；

（15）《中华人民共和国环境保护税法》，2018 年 1 月 1 日施行。

2.1.2 环境保护法规、部门规章

（1） 《建设项目环境保护管理条例》，国务院令第 682 号，2017 年 10 月 1 日；

（2） 《产业结构调整指导目录（2019 年本）》国家发改委 2019 年第 29 号令；

（3） 《建设项目环境保护分类管理名录（2021）》，2020 年 11 月 30 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；

（5） 《环境影响评价公众参与办法》，2019 年 1 月 1 日；

（6） 《环境保护综合名录（2017 年版）》，环境保护部，2018 年 2 月 8 日；

（7） 《国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》，国发

[2018]22 号；

（8） 《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》，环环评[2018]11 号，2018 年 1 月 25 日；

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

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

（11） 《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》，部令第 3 号，2018 年 5 月 3 日；

（12） 《关于发布实施〈限制用地项目目录（2012 年本）〉和〈禁止用地项目目录（2012 年本）〉的通知》，国土资源部、国家发展和改革委员会，国土资发[2012]98 号；

（13） 《“十三五”生态环境保护规划》，国发[2016]65 号，2016 年 11 月 24 日；

（14） 《中共中央国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》，2018 年 6 月 16 日；

（15） 《突发环境事件应急管理办法》，环境保护部令第 34 号，2015 年 6 月 5 日执行；

（16） 关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知，环发[2015]4 号；

（17） 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》，环发[2012]98 号；

（18） 《水污染防治行动计划》，国发[2015]17 号，2015 年 4 月 2 日；

（19） 《土壤污染防治行动计划》，国发[2016]31 号，2016 年 5 月 28 日；

（20） 《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；

（21） 《水利部办公厅关于印发<全国水土保持规划国家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》，办水保[2013]188 号，2013 年 8 月 12 日；

（22） 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（修订），新疆维吾尔自治区十二届人大常委会公告[第 35 号]，2018 年 9 月 21 日；

（23）《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》，新疆维吾尔自治区人民政府，2019 年 1 月 1 日；

（24）《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》，新疆维吾尔自治区人民政府，2016 年 1 月 29 日；

（25）《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》，新疆维吾尔自治区人民政府，2017 年 3 月 20 日；

（26）《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》，2010 年 5 月 1 日；

（27）《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020 年）》，2018 年 9 月 27 日；

（28）《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》，新疆维吾尔自治区环境保护厅、新疆维吾尔自治区发展和改革委员会，新环发[2017]124 号，2017 年 6 月 22 日；

（29）《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十三届人民代表大会常务委员会第六次会议，2018 年 9 月 21 日；

（30）《新疆生态功能区划》，新疆维吾尔自治区人民政府，2005 年 7 月 14 日；

（31）《新疆生产建设兵团关于进一步加强大气污染防治工作的实施意见》，新兵发[2017]8 号，2017 年 2 月 27 日；

（32）《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；

（33）《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；

（34）《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；

（35）《新疆维吾尔自治区水利厅关于引发<新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果>的通知》，新水水保[2019]4 号文，2019 年 1 月 21 日。

2.1.3 技术规范

（1） 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；

（2） 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2－2018)；

（3） 环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3－2018)；

（4） 环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)；

（5） 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009)；

（6） 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011)；

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

（8） 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169－2018)；

（9） 《国家危险废物名录》(2021 版)；

（10）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017.10.1）

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

2.1.4 行政和技术文件

（1） 项目可行性研究报告；

（2） 建设项目环评委托书；

（3） 环境质量现状监测报告；

（4） 建设单位提供的其他技术资料。

2.2 评价目的及原则

2.2.1 评价目的

（1）通过对建设项目周围的自然环境、社会经济和环境质量现状的调查与分析，为项目建设提供现状材料；

（2）通过工程分析，查清该项目的污染类型、排污节点、主要污染源及污染物排放规律、浓度和治理情况，确定环境影响要素、污染因子，分析生产工艺的先进性，论证是否采用了清洁生产工艺；

（3）通过分析本项目可能存在的事故隐患，预测可能产生的环境影响程度及范围，提出环境风险防范措施；

（4）通过分析项目投产后主要污染物排放对周围环境的影响程度，根据区域环境条件，提出污染物排放总量控制指标；

（5）从技术、经济等角度论证拟采取的环保措施的可行性和合理性，必要时提出替代方案，使之对环境的影响降至最低；

（6）依据国家有关法律、环保法规、产业政策等，对该项目污染特点、污染防治措施等进行综合分析，从环保角度对工程的可行性作出明确结论，为设计单位设计、环境管理部门决策、建设单位环境管理提供科学依据。

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

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

针对建设项目存在的环境问题提出污染防治和生态保护补救措施及建议。

2.3 环境影响因素识别及评价因子

2.3.1 环境影响评价因子的识别

根据管线项目环境影响的特点和拟建管线沿线的环境特征，本工程不同建设时期对于各种环境要素的影响关系见表 2.3-1。

表 2.3-1　　环境影响识别矩阵

环境因素 / 影响因素		自然环境					生态环境		人群健康
		环境空气	地表水环境	地下水环境	声环境	土壤环境	植被	景观	
施工期	管道开挖	-1D	-1D	--	-1D	-1D	-1D	-1D	-1D
	土石方堆存	-1D	--	--	-1D	-1D	-1D	-1D	-1D
	土石方运输	--	--	--	-1D	-1D	--	--	-1D
营运期	管线	--	--	--	--	--	--	--	--
	非正常工况	-1D	-1D	-1D	-1D	-1D	-1D	-1D	-1D

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，项目建设对环境的影响是多方面的，既存在短期、局部及可恢复的正、负影响，也存在长期的或正或负的影响。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、水环境、声环境和生态环境，随着施工期的结束而消失；项目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对环境空气的不利影响，其次为对声环境的不利影响。

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、排污种类、排污去向及周围地区环境质量概况，确定本次污染源评价因子筛选汇总见表 2.3-2。

表 2.3-2　　环境评价因子筛选汇总一览表

时间	要素	项目	评价因子
施工期	环境空气	污染源	颗粒物
		影响评价	颗粒物
	声环境	现状评价	A 声级
		影响评价	连续等效 A 声级
	生态环境	现状调查	植被、野生动物、生态景观、土地利用、土壤类型、水土流失
		影响评价	
	固体废物	污染源评价	挖填土方、建筑垃圾等一般固废和生活垃圾
		影响分析	
营运期	环境空气	现状评价	$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、臭氧、非甲烷总烃
		污染源	非甲烷总烃
		影响评价	非甲烷总烃
	地下水	现状评价	K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-(氯化物)、SO_4^{2-}(硫酸盐)、pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、菌落总数、总大肠杆菌群、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、六价铬、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类
		污染源评价	石油类
		影响分析	石油类
	声环境	现状评价	等效连续 A 声级
		污染源	A 声级
		影响评价	等效连续 A 声级
	固体废物	污染源	危险废物：清管废渣
		影响评价	
	土壤	土壤环境	解转站站场内土壤环境
	风险	风险评价	天然气
	生态	现状评价	调查评价区域土地利用、动植物资源、生态景观和生物多样性沙漠化

		影响评价	对可能造成的土地沙漠化、水土流失、植被破坏以及土壤污染等进行影响分析

2.4 评价等级与评价范围

2.4.1 大气影响评价等级及评价范围

（1）大气环境评价等级划分依据

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。

①P_{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：

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

P_i——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度 占标率，%；

C_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，μg/m^3；

C_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m^3。

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	Pmax≧10%
二级评价	1%≦Pmax<10%
三级评价	Pmax<1%

（2）废气污染源参数

各污染物参数见表 2.4-2。

表 2.4-3　　废气污染源参数一览表（面源）

编号	名称	面源起点坐标(º)*		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
1	压缩机装置区	41.268248	84.454051	927	10	10	4	0	0.001

（3）估算模型参数

表 2.4-3　　估算模型参数表

参数		解转站
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		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)	/
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/º	/

注*：根据《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018)中相关要求，当项目周边 3km 半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时，选择城市，本项目 3km 范围内均为荒漠，本次预测城市农村选项选择农村。

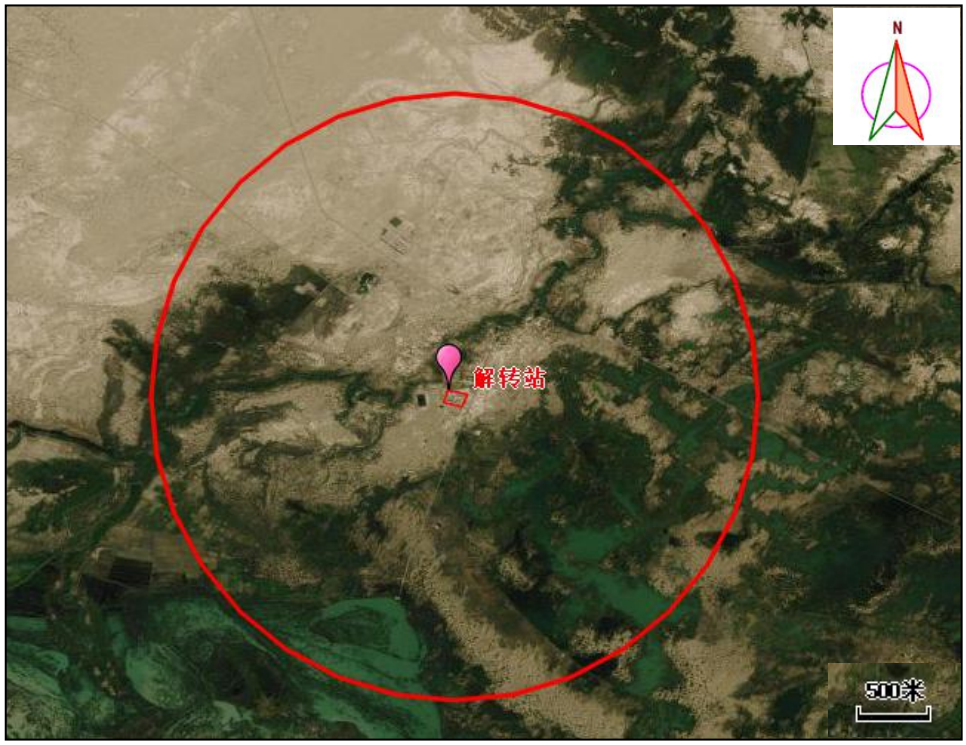


图 2.4-1　　项目 3km 范围内区域土地类型图

区域湿度条件参考图 3-1 进行选择，其中湿润区选择选项 2，半湿润和半干旱区选择选项 1，干旱区选择选项 3。

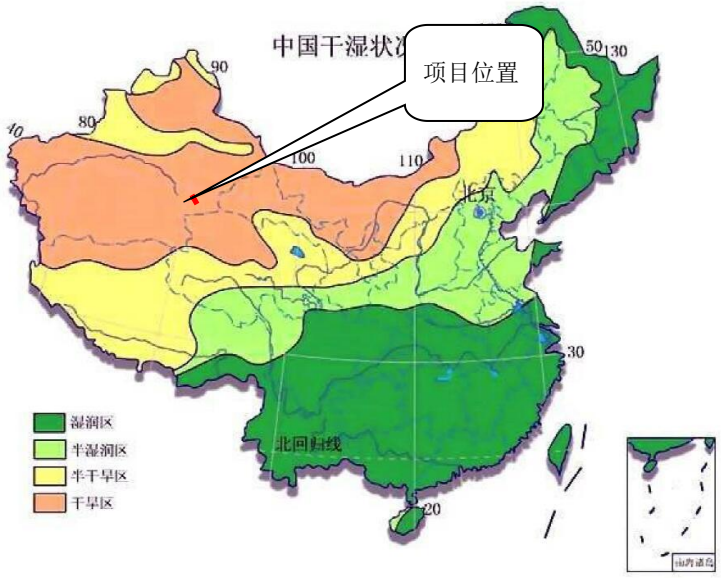


图 2.4-2　　项目区域湿度条件图

（4）估算模型计算结果及评价等级确定

项目大气影响评价等级判定见表 2.4-4。

表 2.4-4　　评价等级判定一览表

污染源名称	评价因子	评价标准 ($\mu g/m^3$)	C_{max} ($\mu g/m^3$)	P_{max} (%)	$D_{10\%}$ (m)	评级等级
解转站站场	NMHC	2000.0	8.023	0.401	--	三级

综合以上分析，本项目 P_{max} 最大值出现为解转站排放的非甲烷总烃，C_{max} 为 8.023ug/m^3，P_{max} 值为 0.401%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)分级判据，确定本项目大气环境影响评价工作等级为三级。

（5）评价范围

本工程大气评价范围为以解转站厂界。

2.4.2 地表水影响评价等级及评价范围

根据项目施工特点，项目管道采用地埋方式敷设，项目无废水外排，解转站及管线周围 5km 范围内无地表水体，与地表水体无水力联系，不会对地表水环境产生不利影响。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）表 1 污染影响型建设项目评价等级判定，为三级 B，项目只对废水处理措施进行可行性分析。

运营期无工艺废水产生。不会对地表水环境产生影响。

2.4.3 地下水影响评价等级及评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），建设项目地下水环境影响评价工作等级的划分应依据建设项目行业分类和地下水环境敏感程度分级进行判定：

①建设项目行业分类

对照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A，本项目管线属于目录 F 石油、天然气，41 天然气管线项目，按地下水环境影响评价项目类别划分为 III 类，本项目涉及的解转站空压机房属于目录 F 石油、天然气，38 天然气、页岩气开采（含净化），项目类别划分为Ⅱ类。

②地下水环境敏感程度分级

项目解转站占地不在集中式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；且评价区内无居民集中式饮用水水源井，因此解转站的地下水环境敏感程度属“不敏感”。

项目天然气管线占地不在集中式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，管线评价范围内无居民集中式或分散式饮用水水源井，因此天然气管线的地下水环境敏感程度属“不敏感”。

表 2.4-3　　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	地下水评价等级
建设项目行业分类	对照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A，本项目管线属于目录 F 石油、天然气，41 天然气管线项目，按地下水环境影响评价项目类别划分为 III 类，解转站空压机房属于目录 F 石油、天然气，38 天然气、页岩气开采（含净化），项目类别划分为Ⅱ类	管线 III 类 空压机房为Ⅱ类	--
地下水环境敏感程度	项目解转站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；且评价区内无集中式居民饮用水水源，地下水环境敏感程度属“不敏感”。	不敏感	三级
	项目天然气管线占地不在集中式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，管线评价范围内无居民集	不敏感	三级

	中式或分散式饮用水水源井，因此天然气管线的地下水环境敏感程度属“不敏感”。		

经以上分析，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，项目解转站和天然气管线地下水评价等级均为三级。

③地下水环境影响调查的范围确定

根据《环境影响评价技术导则地下水环境 HJ610-2016》要求，结合区域水文地质条件、地下水流场和重要的地下水环境敏感目标，确定线路以工程边界两侧向外延伸 200m 作评价范围，面积约 0.4km^2(见图 2.4-1)。解转站地下水调查评价范围为：解转站上游西北侧 500m，解转站西南侧 500m，东北侧 1500m，下游东南侧 1500m 为界，形成的调查与评价区面积约 4.0km^2(见图 2.4-2)。

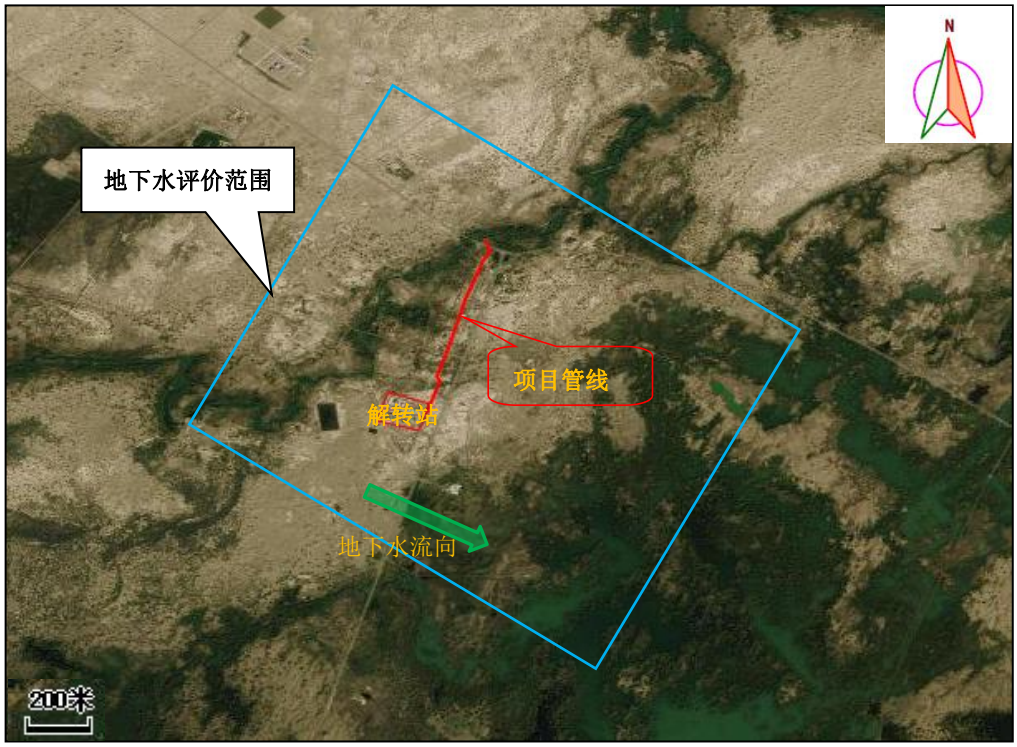


图 2.4-1　　地下水评价区范围图

2.4.4 声环境评价等级及评价范围

(1)环境特征

拟建项目为天然气输送工程按照声环境质量功能区划，管线敷设区域为声环境 2 类功能区，解转站站址为声环境 2 类功能区。

(2)对周围环境影响

本项目采取完善的噪声防范措施，预计投产后敏感点噪声增加值小于 3dB(A)（增加值较小），无受影响人口。

(3)评价等级及范围确定

综合以上分析，按照《环境影响评价技术导则　声环境》(HJ2.4-2009)中声环境影响评价级别划分原则，确定本项目声环境影响评价级别为二级，评价范围为解转站外 200m。

2.4.5 生态影响评价等级及及评价范围

（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），生态影响评价等级评定见表 2.4-7。

表 2.4-7　　评价工作等级评定一览表

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

（2）项目占地及生态敏感性

项目新建天然气输气管线总长度为 1.35km；项目不新增永久占地，临时占地面积 8000m^2。经现场调查，本工程所在区域不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区，为一般地区。

（3）评价等级确定

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011），项目影响区域的生态敏感度属于一般区域，项目管线总长度小于 50km，同时工程总用地占地面积小于 2km^2，生态影响评价等级为三级。

（4）评价范围

根据生态现状调查结果以及项目所在区域生态特点，确定本次评价的范围为管线两侧向外扩 200m，评价区域的面积为 0.4km^2。

2.4.6 环境风险评价等级及及评价范围

（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 2.4-8。

表 2.4-8　　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

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，本项目环境风险潜势为 I 级，评价工作等级划分为简单分析。

2.4.7 土壤评价工作等级及范围

本项目为天然气输送管线项目，依据《环境影响评价技术导则土壤环境》（HJ964-2018），属于附录 A 其他行业，为Ⅳ项目，因此本项目不需进行土壤环境影响评价。

2.5 环境影响评价标准

2.5.1 环境质量标准

(1)环境空气：项目所在区环境空气质量执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单二级标准；非甲烷总烃参考执行《大气污染物综合排放标准》详解中的 2.0mg/m^3 标准；

(2)地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002Ⅲ类标准；

(3)声环境：解转站及周围敏感点执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类功能区标准。

(4)项目区域土壤环境执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地土壤污染风险筛选值要求。

表 2.5-1　　环境质量标准

环境类别	标准名称与级(类)别	项目	标准值		
			单位	数值	
环境空气	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单二级标准	SO_2	μg/m^3	年平均	60
				24 小时平均	150
				1 小时平均	500
		NO_2	μg/m^3	年平均	40
				24 小时平均	80
				1 小时平均	200
		CO	mg/m^3	24 小时平均	4
				1 小时平均	10
		臭氧	μg/m^3	小时平均	200

				8 小时平均	160
		PM_{10}	μg/m³	年平均	70
				24 小时平均	150
		$PM_{2.5}$	μg/m³	年平均	35
				24 小时平均	75
		TSP	μg/m³	年平均	200
				24 小时平均	300
	参照《大气污染物综合排放标准详解》中限值	非甲烷总烃	mg/m³	一次值	2.0
地下水环境	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中的Ⅲ类标准	pH	无量纲	6.5～8.5	
		溶解性总固体	mg/L	1000	
		耗氧量		3.0	
		总硬度		450	
		硝酸盐		20	
		亚硝酸盐		1.0	
		氨氮		0.5	
		氯化物		250	
		硫酸盐		250	
		氰化物		0.05	
		氟化物		1.0	
		硫化物		0.02	
		铅		0.01	
		铁		0.3	
		锰		0.1	
		镉		0.005	
		汞		0.001	
		砷		0.01	
		六价铬		0.05	
		挥发性酚类		0.002	
		总大肠菌群	CFU/mL	3.0	
		菌落总数	MPN/100ml	100	
	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准	石油类	mg/L	≤0.05	
声环境	《声环境质量标准》GB3096-2008)2 类	等效声级	dB(A)	昼间	60
				夜间	50

2.5.2 污染物排放标准

(1) 废气：施工期扬尘执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控浓度限值。运行期解转站场非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728 -2020）中的标准。

(2)废水：施工期生活污水依托解转站现有公共设施，经化粪池处理后进入站外的生活污水蒸发池内自然蒸发；试压废水循环使用，试压结束后用于洒水抑尘。运行期无废水外排。

(3)噪声：运营期噪声排放标准执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类区标准，建设期噪声排放执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)相应限值。

(4)固体废物：一般固体废物处置执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；危险废物处置执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及修改单中的有关规定。

污染物排放标准值见表 2.5-2、2.5-3。

表 2.5-2　　废气污染物排放标准一览表

污染源	污染物	无组织排放监控浓度限值		标准来源
		监控点	浓度	
施工扬尘	颗粒物	周界外浓度最高点	1.0mg/m^3	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)
场界无组织	非甲烷总烃	周界外浓度最高点	4.0mg/m^3	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）

表 2.5-3　　噪声污染物排放标准一览表

类别	污染物	标准值	单位	标准来源
施工噪声	等效连续 A 声级	昼间 70，夜间 55	dB(A)	《建筑施工场界环境噪声排质量标准》(GB12523-2011)
厂界噪声	等效连续 A 声级	昼间 60，夜间 50	dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类

2.6 环境功能区划

根据项目所在地区环境特征，项目大气环境功能区属《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单中二类区；声环境功能区为《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 2 类功能区；区域地下水为《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)的Ⅲ类功能区。

2.7 环境保护目标与保护级别

据现场调查，工程区评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区。考虑到本工程位于戈壁区域，管线沿线为戈壁及灌木林草地，生态系统脆弱，可恢复性差，地下水、土壤和灌木丛生态系统是重点保护目标。

表 3-5　　主要环境保护目标

环境要素	环境保护目标名称	保护要求
环境空气	工程区域及周边环境空气	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准及修改单
地下水环境	工程区域及周边地下水	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准
声环境	解转站场界声环境	《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类
土壤	解转站场界	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）二类用地对应筛选值
生态环境	管线施工边界外延 200m	生态环境不恶化
环境风险	解转站 500m 及集输管线两侧 200m 范围内	解转站周边 500m 范围内及集输管线两侧 200m 范围内无环境保护目标

3 建设项目工程分析

3.1 相关工程

3.1.1 解放渠东转油站

（1）项目概况

解放渠东转油站（以下简称解转站）位于新疆巴音郭楞蒙古自治州轮台县草湖乡解放渠村东约 12.4km 处，中心坐标为东经 84°27′13.49″，北纬 41°16′4.94″。于 1993 年投入运行，是一座集油气水分离、计量、外输、污水处理及注水、放空气回收等功能的综合性站场，目前解转站处理单井来液 1100m^3，日配注水 600m^3，外输混液 500t，天然气处理量为 3×$10^4$$Nm^3$/d。根据油藏预测数据，未来 5 年稳定区域所产伴生气为 1.5×$10^4$$Nm^3$/d。

目前站内伴生低压气压力 0.2MPa，由博瑞能源公司负责将低压天然气由 0.2MPa 增压至 8MPa 后通过解站至 LG34/LG341 井集输管线高压输气管线进入 2#集气站，最终进入桑南站进行处理。

解转站属于塔北油田桑吉片区建设内容，《塔北油田开发工程环境影响报告书》由原国家环境保护部以环审[1992]435 号文予以批复（详见附件），2020 年 1 月新疆天合环境技术咨询有限公司编制完成《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司轮南油气开发部桑吉片区环境影响后评价》，对桑吉片区项目进行了环境影响后评价。

(2)主要建构筑物及生产设备

解转站由四大块组成，西北块布置油气集输系统、西南块布置污水处理系统、东南块布置注水系统、东北块布置燃气真空加热炉及办公辅助用房。解转站西南侧 55m 布置 3000m^3 生产废水蒸发池，西侧 170m 处布置 15000m^3 生产废水蒸发池，南侧布置 193m^3 生活污水蒸发池。

解转站主要建设内容及生产设备见表 3.1-1、表 3.1-2。

表 3.1-1　　解转站内主要建设内容一览表

项目类别	主要建设内容
主体工程	设置原油脱水系统采用自然大罐沉降，设计处理油量 30×10^4t/a；天然气处理系统采用气液分离+高压除油，设计处理气量 30000m^3/d；采出水处理系统采用大罐沉降+沉降过滤，设计处理水量 3600m^3/d；地质注水系统采用集中注水、多井配水，处理能力 2000m^3/d

辅助工程	设置办公楼、值班室、通讯房、库房、会议室、主控室、资料室、门卫室、生活区等，用于职工办公、生活及原辅材料存放	
公用工程	供电	站内设箱式变电站 1 座、变配电所 1 座及 3 座低压配电室，电源引自桑解甲线和桑解乙线，年电耗量为 85×10^4kW.h/a
	用水	主要为生活用水，生活用水量为 1.08m³/d
	供气	冬季站内的采暖燃料气耗量为 6000m³/a
	消防	站内设消防房，内设消防设施，用于消防
环保工程	废气	解放渠东转油站北侧约 160m 处设有火炬 1 座，该火炬用于转油站内设备检修及设备出现故障时的天然气放空
	废水	采出水经采出水处理系统（来水→污水接收罐→重力沉降罐→一级过滤器→二级过滤器→注水站）处理后回灌于地层；锅炉房排水等生产废水排到站外污水蒸发池内进行蒸发；生活污水经化粪池处理后进入站外的生活污水蒸发池内自然蒸发
	噪声	选用低噪声设备，采用基础减震、厂房隔声
	固废	工业垃圾、建筑垃圾以及生活垃圾由车辆拉运至轮南固废填埋场；含油污泥等危险废物运至轮南塔里木油田绿色环保站处理

表 3.1-2　　解转站内主要设备一览表

序号	主要设备	规格	数量	备注
1	多通阀	16通道	1台	
2	原油储罐	3000m³	1座	
3	事故罐	500m³	1座	
4	燃气真空加热炉	500kW	2台	1用1备
5	原油外输泵	90kW，46×2/80×2m³/h	4台	1用3备
6	注水泵	800kW，80×2/50×1m³/h	3台	2用1备
7	加药泵	155L/h	13台	
8	污水提升泵	45kW，115m³/h	2台	1用1备
9	放空火炬	放空量为 5×10^4m³/d	1套	
10	气液分离器	–	2台	1用1备
11	三相分离器	–	1座	
12	计量分离器	–	5台	4用1备
13	低压除油器	D1200×5300	1台	
14	高压除油器	D1600×6600	1台	
15	天然气除油器	D2000×5500	1台	
16	污水沉降罐	3000m³	1座	
17	注水罐	500m³	2座	
18	清水罐	200m³/100m³	2座	
19	压缩机	160KW	2台	

20	生产废水蒸发池	3000m³/15000m³	2座（各一座）	站外西侧
21	生活污水蒸发池	193m³	1座	站外南侧

(3)生产工艺

解转站管辖区域来液进计量站，单井经计量后进入气液分离器进行分离，分离后的气进高压除油罐，分离后的液进三相分离器再次分离；三相分离器分离出的油进入外输缓冲罐缓冲后由外输泵输至桑南站；分离出的气进入高压除油罐和天然气除油罐后外输至吉拉克转油站；分离出的水经3000m³除油罐、沉降罐、缓冲罐和精细过滤器后，通过注水泵对区域注水井进行回注。外输缓冲罐分离出的气0.2MPa进入低压除油罐后，由压缩机增压后外输至2#集气站。工艺流程示见图3.1-1。

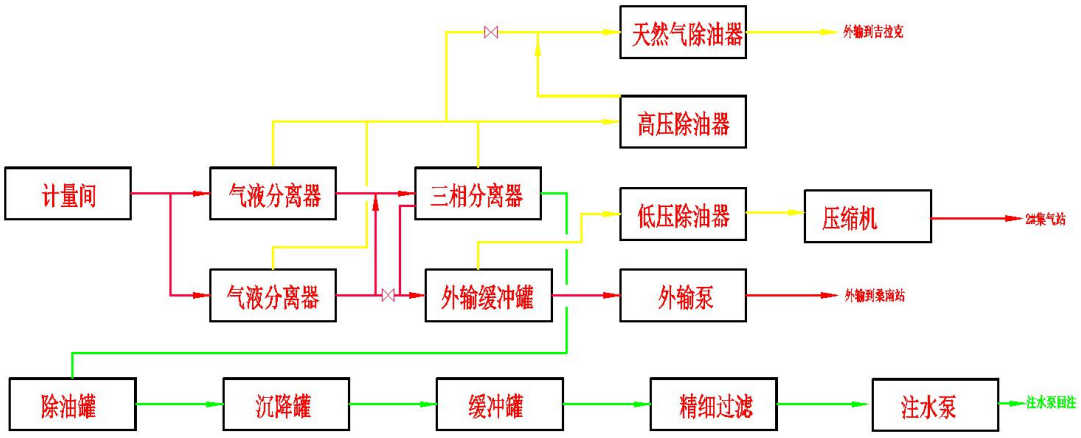


图 3.1-1　　解转站工艺流程图

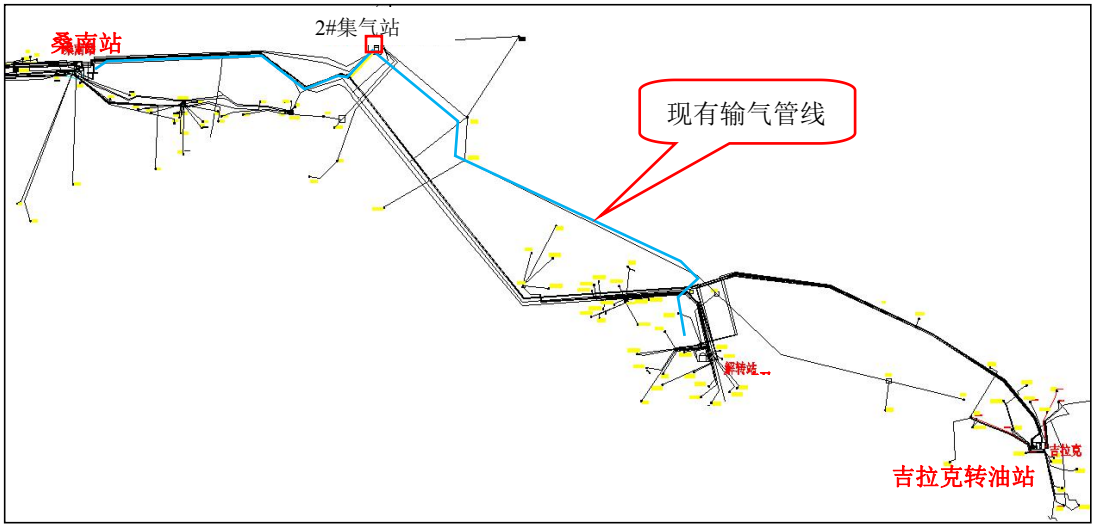


图 3.1-2　　解转站低压气输气管

(4)公用工程

①给排水系统

给水：现有解转站用水由轮南基地供水站至解转站的一条D325×7供水干线。生产用水主要为锅炉补充水、设备冲洗水等，用水量为17.6m³/d，生活用水为值班人员的盥洗用水，用水量为1.08m³/d。

排水：油田采出水量1500m³/d，经解转站污水处理系统（来水→污水接收罐→重力沉降罐→一级过滤器→二级过滤器→注水站）处理达标后回灌于地层，锅炉房排水、冲洗设备水产生量约1.63m³/d，经站内排水系统排到站外3000m³污水蒸发池进行蒸发；生活污水产生量约0.86m³/d，经化粪池处理后进入站外的生活污水蒸发池内自然蒸发。

②供电

站内设箱式变电站1座、变配电所1座及3座低压配电室，电源引自桑解甲线和桑解乙线，年电耗量为85×10⁴kW.h/a。

③供热

解转站内设有ZS500/2.5Q燃气真空加热炉2台（一用一备），主要为生产和办公区冬季生活采暖用热采用的燃料气为天然气，冬季站内的采暖燃料气耗量为24000m³/a。

④通信系统

解转站内设有脉冲电子围栏周界报警系统。设有9台前端摄像头，视频图像通过已建视频光端机传送至桑南站气单元主控室统一储存与显示。建有10芯的通信光缆至桑南站，生产数据通过工业以太网交换机设备传至，并在桑南站设点对点无线网桥作为备用回路。

⑤放空火炬

解放渠东转油站北侧约160m设置有火炬1座，该火炬用于转油站的天然气放空。解放渠东转油站正常工况下无放空天然气，放空天然气经过放空气回收装置增压后输往下游管网。在站内设备检修及设备出现故障时需将天然气放空。目前站内放空火炬设计放空量5×10⁴m³/d，可以满足站内放空需求。

3.1.2 吉拉克-桑南站油气混输管线

《吉拉克气田开发建设工程环境影响报告书》于2004年9月取得新疆维吾尔自治区环境保护局批复（新环自函[2004]418号），2006年10月，新疆维吾尔自治区环保厅对项目进行了竣工环保验收（环自验[2006]10号文）；实际建设内容为，建设14口钻井工程（老井利用10口）、集气站(1#、2#集气站)、集中处理站、作业区、168.3×4.4集输管线66km（包含吉拉克油气处理站及本项目吉

拉克-桑南站油气混输管线段 31.5km）。

（1）项目概况

①吉拉克-桑南站油气混输管线

吉拉克-桑南站油气混输管线（D168.3×4.4L360）为自吉拉克油气处理站至桑南站的油气水混输管线，输送气量约为 10 万 m^3/d，液量约 30t/d，运行压力 1.6MPa，于 2006 年建成投运。吉拉克油气处理站及部分管线（约 1400m）位于塔里木胡杨林自然保护区缓冲区内，2017 年中央第八环境保护督察组要求在保护区的项目拆除并退出自然保护区，不再进行生产活动，2018 年吉拉克油气处理站停产，塔里木油田公司开发事业部桑吉作业区对该管线进行了检测，检测结果显示，油气混输管线无泄露破损，可以作为低压气集输管线。2019 年 8 月塔里木油田分公司将吉拉克转油站拆除，并对停输管线进行了清理封存，对位于保护区范围内的管段采用截断阀进行了截断，在解转站处设置了截断阀（碰口点）进行截断。目前位于胡杨林保护区外的管线已具备输送条件，本项目利旧管线不在胡杨林保护区范围内。

该管线线路图见图 3.1-3。

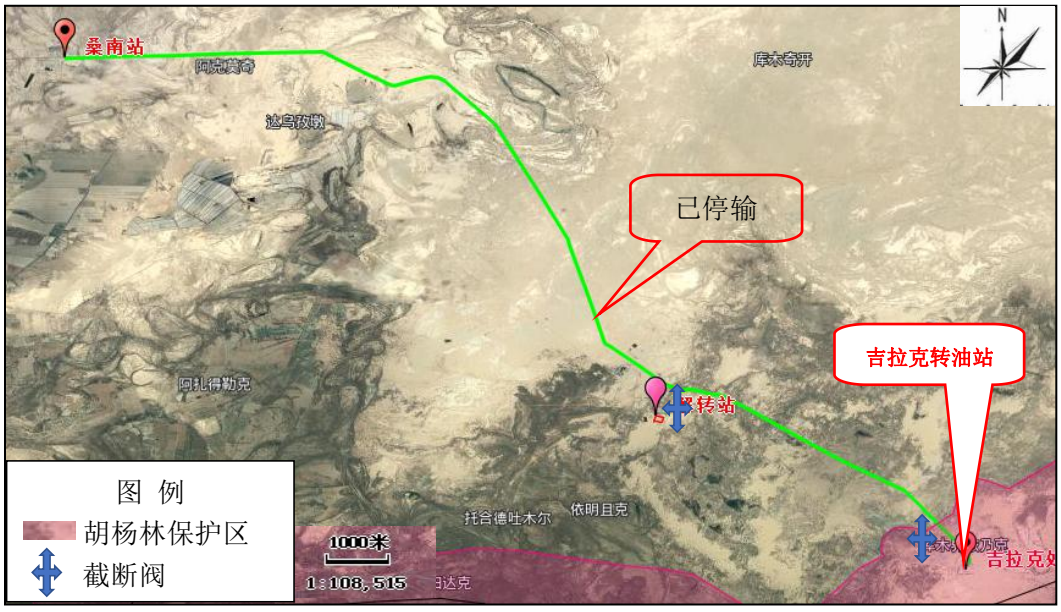


图 3.1-3　　吉拉克-桑南站油气混输管线

②吉拉克油气处理站

2019 年 8 月塔里木油田分公司已完成吉拉克油气处理站的拆除，位于保护区的管线已经设置了截断阀，目前正在进行生态恢复工作，塔里木油田分公司成立了生态保护专组对生态保护措施进行跟踪调查，并及时向相关部门进行汇报。

3.1.3 污染物及污染防治措施分析

根据《轮南油气开发部桑吉片区环境影响后评价报告书》，解转站内现有 2 台 0.5MW 燃气真空加热炉（一用一备），原料为站内天然气，加热炉于 11 月份至次年 3 月份运行，年运行时间 2000h，根据 2018 年 1 月对解转站加热炉废气现状监测结果，2019 年 12 月对厂界无组织废气非甲烷总烃的监测，结合物料衡算法并类比同类型站场，现有工程各污染物均可达标排放。

（1）废气

现有工程大气污染物主要为解转站燃气加热炉废气，放空火炬废气、以及站场储存设施和油气集输过程无组织排放的非甲烷总烃。大气污染物排放情况见下表。

表 3.1-3　　现有工程大气污染防治措施及污染物排放情况

序号	污染源	污染物	处理措施	排放浓度 (mg/m^3)	排放速率 (kg/h)	年排放量 t/a	标准	达标情况
1	解转站燃气加热炉废气	NO_X	清洁燃料、15m 烟囱	97	0.208	0.416	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值	达标
		颗粒物		10	0.014	0.066		达标
		SO_2		未检出	--	0		达标
2	解转站	非甲烷总烃	密闭输送	0.33-0.62	0.011	35	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 二级标准限值要求	达标

（2）废水

现有工程无外排废水，解转站废水产生及利用情况详见下表。

表 3.1-4　　现有工程废水产生及排放情况汇总表

序号	废水类型	污染物名称	环保措施	产生量（m^3/d）	排放去向
1	油田采出水	石油类、SS	采用“大罐重力沉降除油，两级过滤”的处理流程	1100	进行地质回灌
2	生产废水	石油类、SS	经站内排水系统排至站外污水蒸发池自然蒸发	1.63	不外排
3	生活污水	石油类、SS 和 COD	化粪池处理后进入站外的生活污水蒸发池内自然蒸发	0.86	不外排

（3）噪声

现有工程解转站噪声源主要为压缩机组、油气分离器、泵类等。通过采取选用低噪声的设备、加消声设施及距离衰减等降噪措施后，运营期噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，即昼间≤60dB(A)，夜间≤50dB(A)。

新疆新能源监测公司于 2019 年 7 月 22 日至 7 月 23 日对解转站各厂界噪声进行实测。根据监测结果，现有工程各厂界昼间声级值为 46~49dB(A)，夜间声级值在 42～43dB(A)，满足《工业企业厂界噪声标准》(GB12348-2008)中 2 类标准限值要求。

（4）固废

解转站产生的含油污泥，污水处理系统运行及清罐过程中有含油污泥排出，间歇性排放，属于危险废物，清罐次数极少，产生的污泥量较小，统一收集后运至轮南塔里木绿色环保站处理。

运营期间作业区工作人员会产生生活垃圾，生活垃圾送至轮南固废填埋场生活垃圾池内进行储存、填埋处理。废矿物油一般来自压缩机组润滑、更换机油，塔里油田公司有专业的维修和检修队伍，维修检修期间即把废矿物油回收拉运至轮南塔里木绿色环保站处理。

表 3.1-5　　现有工程废水产生及排放情况汇总表

序号	废水类型	类别	编号	产生量（t/a）	处置措施	处置量
1	含油污泥	危险废物	HW08 251-001-08	10.3	定期清理运至轮南塔里木绿色环保站处理	10.3
2	废矿物油	危险废物	HW08 251-001-08	0.2		0.2
3	生活垃圾	一般固废	--	1.3	统一收集后运至轮南固废填埋场处置	1.3

3.1.4 现有工程存在的环保问题及“以新带老”措施

解转站未通过环保验收，污水处理设施、废气排放口、固体废物储存场所未设置标志牌，未按国家和自治区的相关要求进行规范管理。项目未取得排污许可证，属于无证排污。

要求建设单位按照要求对污水处理设施、废气排放口、固体废物储存场所设置标志牌，并按照要求进行规范管理，取得排污许可证，进行环保验收。

3.2 拟建工程

3.2.1 基本概况

(1)项目名称：解放渠东转油站天然气外输工艺优化工程

(2)建设性质：技改

(3)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

(4)项目投资：项目总投资 407.21 万元，所需资金由企业自筹，其中环保投资 43 万元，占项目总投资的 10.55%。

(5)建设地点及线路走向：技改项目位于新疆巴音郭楞蒙古自治州轮台县，其中解转站位于轮台县草湖乡解放渠村东约 12.4km 处，项目新建集输管线自解转站东侧向北延伸，跨越轮南 44#-森林公园公路后与吉拉克-桑南油气混输管线碰口点碰头后利用部门吉拉克-桑南油气混输管线至桑南站。项目新建管线 1.35km，利旧管线长 22km（本次不对其施工期进行环境影响分析），项目建成后解转站-桑南站低压天然气集输管线总长 23.35km（无阀室）。

(6)占地面积：项目工程不新增永久占地，管线工程临时占地（施工作业带）面积为 8000m^2，占地类型为戈壁和灌木草地，工程占地情况见表 3.2-1。

表 3.2-1　　工程管线用地情况一览表

项目	管径	线路长度/km	占地	
			永久/m^2	临时/m^2
管线	D168×4.4	1.35	0	8000
合计	--	1.35	0	8000

(7)职工定员及工作制度：本工程纳入油气开发部统一进行管理，不新增劳动定员，年运行时间为 365 天。

(8)施工进度：建设期为 50 天，项目于 2021 年 4 月开始施工，预期投产日期 2021 年 6 月。

3.2.2 天然气性质

解转站内天然气不含硫化氢及硫醇，天然气组成情况见表 3.2-2。

表 3.2-2　　解转站天然气成分表

组　分	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	I(n)C_4H_{10}
Mol%	87.36	2.613	1.522	2.3145
组　分	≧iC_5H_{12}	CO_2	N_2	O_2
Mol%	0.0206	1.137	4.8	0.2329

3.2.3 输气规模及项目组成

本项目在解转站内新建 1 台处理量为 $3\times10^4Nm^3/d$ 的压缩机，将伴生天然气压力由 0.2MPa 升至 1.0MPa，升压后的伴生气通过新建的 1.35km 外输气管道与原吉拉克-桑南站油气混输管道（已停用）碰口点碰头，利用原吉拉克-桑南站油气混输管道直接将伴生天然气低压输送至桑南天然气处理站，并在解转站内设发球筒及加药撬，在桑南站内设收球筒，定期对该管线进行清管，加注缓蚀剂，降低腐蚀。

项目组成及工程内容见表 3.2-3。

表 3.2-3　　项目组成及工程内容一览表

项目	项目组成	工程内容	备注
主体工程	站场工程	在解转站内现有空压机房将现有 2 台压缩机拆除	拆除
		在现有压缩机位置新增 1 台压缩机，在加药间新增 1 台加药撬，在解转站及桑南站新增发球筒及收球筒，用于对管线进行清理。	新增
	管道工程	项目新建解转站至原吉拉克混输管线长度 1.35km（D168.3×4.4，管道材质为 20#无缝钢管），气源起点压力 1MPa，管线采用直埋敷设，过路部分采用“大开挖+套管”敷设方式。	新增
		项目利旧管线为吉拉克-桑南油气混输管线（D168.3×4.4L360），管线埋地敷设，利旧管线长度 22km，桑南站末点压力为 0.5MPa，项目建成后自解转站至桑南站管线总长 23.35km。	利旧
配套工程	穿越工程	穿越水泥路 2 次，大开挖加套管；穿越沥青路 1 处（轮南 44#-森林公园公路），顶管穿越。	--
	沿线设置	线路标注桩、转角桩、里程桩 13 个，警示牌 4 个，警示带（宽 300mm）1.35km	新增
	防腐工程	管道 3PE 加强级防腐层：外防腐采用加强级单层熔结环氧粉末，保温层采用硬质聚氨酯泡沫塑料管壳（厚 30mm），保护层采用聚乙烯塑料层（厚 2mm）。	新增
	自动控制	新建压缩机配套设有 PLC 过程自动控制系统，用于完成设计范围内生产过程所有监控数据实时采集、处理、显示、控制、报警、联锁保护、报表打印及数据信息管理等。	新增
公用工程	供水	项目施工人员生活用水依托解转站内现有公共设施。	依托
	供电	项目施工期用电依托解转站现有供电设施，新增用电量 156.37kW.h/a。	依托
临时工程	施工作业带	工程设置施工作业带宽 6m，长 1.35km，用于管道开挖，临时占地面积 8000m^2，施工结束后恢复作业带平整及植被恢复。	--
	取弃土	项目不设置临时施工营地，施工利用现有道路，不设施工便道；	-

	场、施工营地		项目不单独设置取、弃土场，填方全部使用开挖土方量，剩余土方就近用于施工作业带平整。	
环保工程	施工期	废气	施工扬尘、施工机械和运输车辆尾气；采用洒水、遮盖、加强对施工机械、车辆的维修保养等措施。	--
		废水	施工期管道试压水：管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压废水循环使用，试压结束后用于洒水抑尘。	--
			施工期生活污水依托解转站现有设施，经化粪池处理后进入站外的生活污水蒸发池内自然蒸发。	依托
		噪声	通过基础减震等措施减少施工机械噪声排放。	--
		固废	施工废料拉运至轮南固废填埋场，施工弃土用于场地平整和临时施工场地恢复，施工期生活垃圾依托解转站现有处理设施，集中收集后运至轮南固废填埋场。	依托
	运行期	大气	天然气集输过程中产生的非甲烷总烃无组织废气，气田开发采用密闭集输流程，对各站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。	--
		废水	项目不新增劳动定员，不新增生活污水，运行过程中无生产废水。	--
		噪声	选用低噪声设备，基础减震，厂房隔声。	--
		固废	项目一个月清管一次，清管废渣等收集后不暂存，由桑南站直接运至轮南塔里木油田绿色环保站处理。	依托
	绿化		土石方量 3500m³，施工完成后，恢复临时占地地貌和植被。	--
	生态		施工过程采取表土保护措施，对有营养的表土分层开挖、分层回填，保护好表土，采取临时苫盖措施，防止表土流失，施工完毕后对施工场地进行绿化、生态恢复。	--
依托工程	桑南油气处理站		桑南站天然气处理能力 150×10⁴m³/d。低压天然气进站后，经计量、分离、增压后和高压天然气混合，统一进入原料气分离器和过滤分离器，再进入 MDEA 循环吸收塔进行脱硫，塔顶净气经丙烷蒸发制冷、低温分离进行脱水脱烃，干气输往轮南，MDEA 富液进入再生塔再生，同时为防止脱水脱烃过程中形成水化物，加入乙二醇进行防冻，配套有乙二醇再生装置；脱出的轻烃掺混进原油管道统一外输至轮南。	依托
	轮南固废填埋场		轮南固废填埋场共设 10 座固废池，1#、2#、6#、7#、8#池为工业垃圾池，3#、4#、5#池为生活垃圾池，9#、10#池为建筑垃圾池，单池容积 1 万 m³。目前生活垃圾池还有余量 0.3 万 m³。本工程施工期生活垃圾产生量为 0.5t，可依托该生活垃圾池处理。	依托
	轮南塔里木油田绿色环保站处理		绿色环保站采用物理加化学法将含油污泥中的油和泥沙进行分离、萃取出来，并配合先进的间歇式三级混合洗涤工艺，处理后的泥土达到《危险废物鉴别标准-浸出毒性鉴别》（GB5085.3-2007）无害化标准要求后，送站场周围无植被区域平铺堆存。	依托

		塔里木油田目前产生的含油污泥约 6000m³/a，为设计生产能力的 60%，尚有剩余处理能力。	
	轮南油田钻试修废弃物环保处理站	含油废水采取均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺对废水进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足中国石油天然气股份有限公司企业标准《生产回注水质指标及推荐方法》(Q/SY 0149-2011)的生产回注水质指标要求，用于油田油层回注用水。	依托

3.1.4 建设规模与设计参数

主要工程规模数量见表 3.2-4。集输管线设计参数见表 3.2-5。

表 3.2-4　项目主要工程规模

工程内容		主要工程项目	单位	数量	备注
解转站站场工程		螺杆压缩机橇	台	1	1250m³/h　156kW，配 PLC、进出口管路、压变等
		发球筒	套	1	DN150　2.5 MPa9
		加药泵	台	2	Q=1.8L/h　0.37kW，一用一备
		加药撬	台	1	/
		钢法兰闸阀	套	2	DN150　PN25
		钢法兰闸阀	套	8	DN50　PN25
		碰口	处	1	DN150 PN63，外输管线接口
		原压缩机	台	2	拆除
桑南站站场		收球筒	套	1	DN150　2.5 MPa
线路工程	管道工程	输气管道	km	1	D168.3x4.4，埋地敷设
	穿越工程	穿越沥青路	次	1	顶管
		穿越水泥路	次	2	大开挖穿越套管 D324×8
	防腐工程	防腐保温	--	--	管线
	附属设施	线路标志牌、指示牌	个	若干	--

表 3.2-5　集输管线设计参数一览表

外输气规模	压缩机进气压力	压缩机出口压力	外输管道设计压力	进桑南站压力	设计温度
3×10⁴Nm³/d	0.15-0.2MPa	1.0MPa	4.0MPa	0.5MPa	-10-50℃

3.3 线路工程

3.3.1 管线走向

管线自解转站东侧向北延伸，跨越轮南 44#-森林公园公路后与吉拉克-桑南

油气混输管线碰头结束。项目新建管线 1.35km，利旧管线长 22km，项目建成后解转站-桑南站集输管线总长 23.35km（无阀室）。项目利旧管线不新增工程量。

管线走向及周边关系见附图 2。

表 3.2-6　　新建管线走向坐标一览表

序号	经度	纬度	备注
1#	84°27′17.41″	41°16′3.98″	起点坐标
2#	84°27′20.05″	41°16′10.20″	
3#	84°27′19.47″	41°16′11.03″	
4#	84°27′24.81″	41°16′25.45″	
5#	84°27′28.13″	41°16′32.69″	
6#	84°27′29.39″	41°16′34.33″	
7#	84°27′28.54″	41°16′36.52″	终点坐标

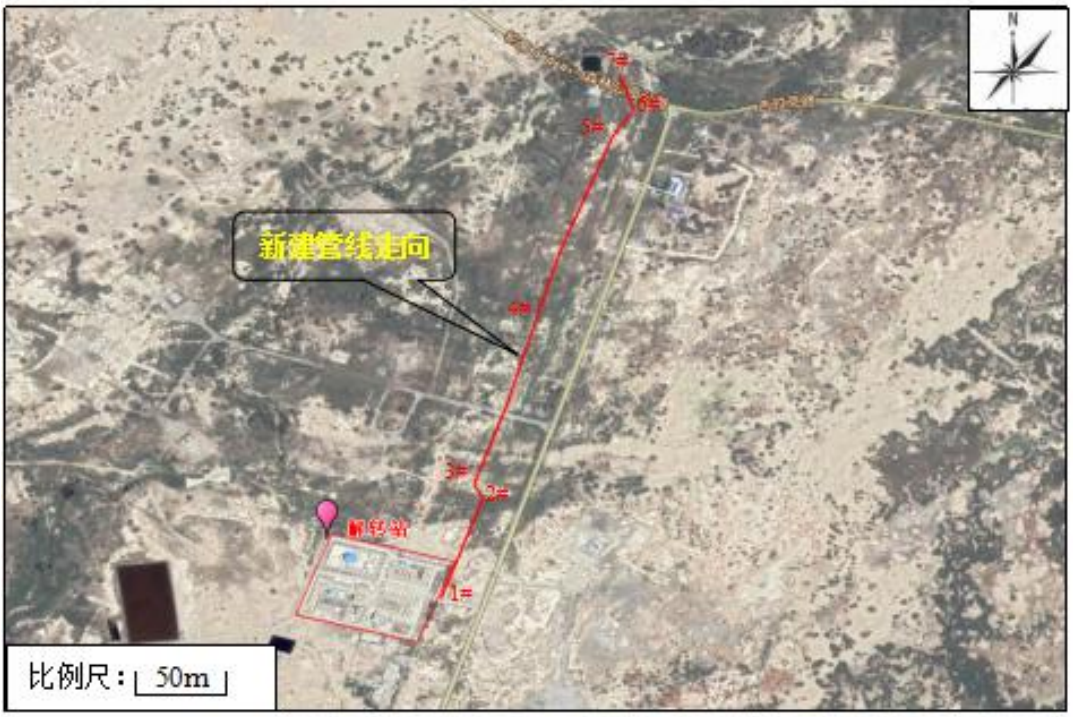


图 3.3-1　　本工程新建管线走向示意图

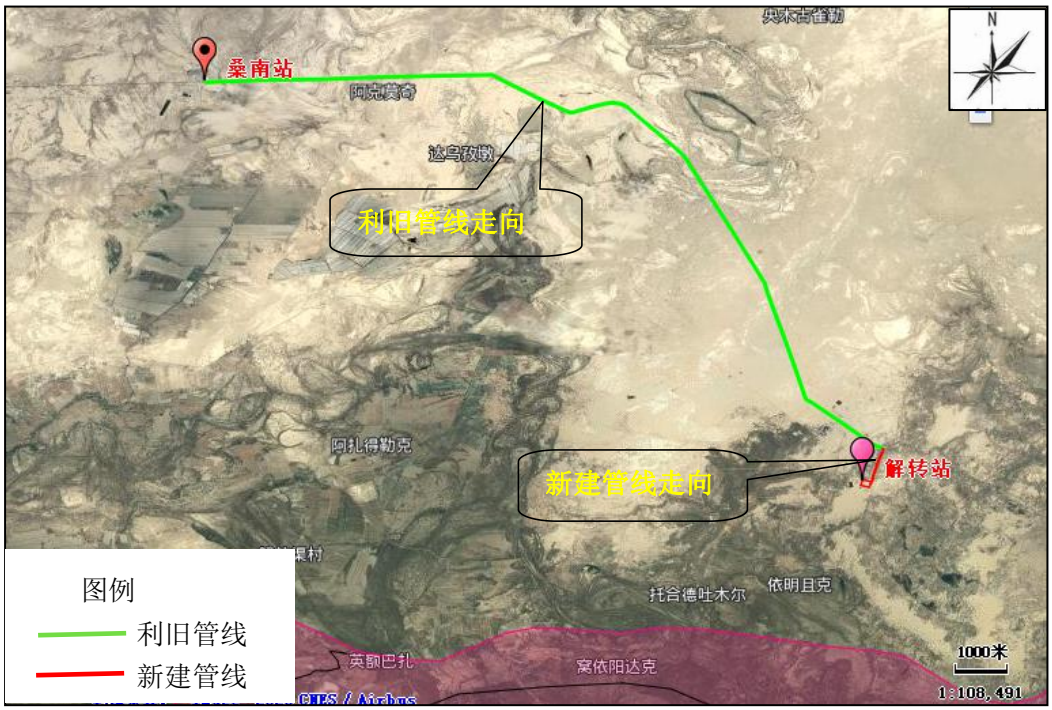


图 3.3-2　　项目建成后解转站-桑南站管线走向示意图

3.3.2 土地利用类型

项目新建管线沿线土地利用类型为戈壁和灌木草地，项目临时占用轮台县林地面积 0.7940 公顷，其中疏林地 0.0458 公顷，特殊灌木林地 0.7482 公顷；利旧管线沿线土地利用类型以荒漠为主，分布有少量灌木草地等植被。

3.3.3 管道敷设

(1)敷设原则

本工程管道敷设的设计必须满足《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）的相关要求。管道尽可能采用沟埋敷设，采用弹性敷设、热煨弯管两种型式来满足管道变向安装要求；特殊地段可采用土堤或跨越敷设。在满足最小埋深要求的前提下，管道纵向曲线尽可能少设弯管。全线管沟内在管顶上方0.5m处设置安全警示带。

(2)一般地段管道敷设

管线全线采用埋地敷设，为确保管道安全运行，不受外力破坏，其管顶最小埋设深度1.2m。

①岩石、卵砾石区管沟底部应比土壤地区深挖0.2m，用细土垫平。回填时，先用细土填至管顶以上0.3m，方可用土、砂或粒径小于100mm碎石回填并压实。

②当管道水平转角或竖向转角较小时（小于5°），优先采用弹性敷设，弹性

敷设曲率半径应大于1000D；弹性敷设无法满足时采用热煨弯管，热煨弯管曲率半径为R=5D。弹性敷设管段与其相邻的弹性敷设管段（包括水平方向和竖向方向弹性敷设）、弯管、弯管间需保持至少3m的直管段；弯管与弯管间需保持至少4m的直管段；两热煨弯管间需保持至少1～2m的直管段。弹性敷设不得使用在管道平面和竖向同时发生变向处。

(3)特殊地段管道敷设

①与已建管道并行、交叉段敷设

一般情况下，管道与其它埋地构筑物交叉原则上应位于先建（构）筑物的下方。

与管道交叉时，两管间净距不小于0.3m。

与电缆交叉时，管道与电缆净距不小于0.5m，还要对电缆采取保护措施，如用角钢围裹住电缆。

与架空高压线交叉时，交叉点两侧管道要采取加强防腐措施。

②管道穿越公路

管道穿越位置选在稳定的公路路基下，尽量避开石方区、路堑和道路两侧为半挖半填的同坡向陡坡地段。

管道穿越公路应垂直交叉通过。必须斜交时，斜交角度大于60°。路基下面的管段不允许出现转角或进行平、竖面曲线敷设。

穿越一般公路时，采用大开挖方式，天然气管道采用钢套管的方式保护，套管内采用细沙填充。采用套管管顶距地面埋深不小于1.2m，至公路边沟底面以下不小于1m，管线与公路应尽量垂直。必须斜交时，斜交角度应大于60°。路基下面的管段不允许出现转角或进行平、竖面曲线敷设。

穿越公路管沟回填土应充分夯实，使其密实度与未开挖的土壤一致，并应按开挖前的结构和质量恢复路面。施工完毕，应立即恢复路面原状，以保证正常交通。

穿越沥青公路采用顶管方案。

③管沟回填

管道主体安装检验合格之后，沟槽应及时回填，但需留出未检验的安装接口。回填前，必须将槽底施工遗留的杂物清除干净，如管沟内有积水，应排除干净，并立即回填。

管沟回填时，一般土质地段可直接回填原状土；岩石或碎石（含卵、砾石）

段管沟应在管底先铺设0.3m厚的细土（尽量利用原状土筛选）且平整后方可用吊带吊管下沟，采用细土回填至管顶以上0.3m后，方可用土、砂或碎石回填并压实。在回填原状土时应注意将熟土与生土分层回填，先填生土再回填熟土，确保耕作土层应均匀的铺在地表，保证农业耕作持续进行。在全部的沟埋敷设段距管顶500mm处设置安全警示带。

3.3.4 管线焊接、检验

根据拟建工程特点和长输管道的施工经验，拟建工程焊材选用 E5015 型焊材，采用手工电弧焊打底、药芯焊丝焊接其余焊道的半自动方式，管道焊接完成后，采用 X 射线检验。检验要求必须符合《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015)的相关规定。

3.3.5 清管、试压

(1)清管

管道下沟后在试压之前进行分段清管，清管次数不少于 3 次，以确保将管道内的污物清除干净。工程采用压缩空气推动清管器进行清扫，清管过程排出的少量固体废物(粉尘和氧化铁粉末)，属于一般固废，经桶装收集后送环卫部门处理。

(2)试压

管道在下沟后投产之前，须进行水压试验试验强度与严密性。强度试验压力为 8MPa，稳压时间为 4h；严密性试验压力为 6.3MPa，稳压时间为 24h。压降以不大于 1%试验压力值、不大于 0.1MPa、管道无异常变形、无渗漏为合格。

水压试验后，应用清管器进行排水，然后自然通风，放置 1-2 天，再用临时盲板把管口焊死。

工程全线试压用水由罐车提供。由于管道试压前已吹扫干净，试压后排水中主要污染物为 SS，且浓度较低，工程分段进行试压，试压水循环使用，通过罐车进行拉运，最后一段管道试压水用于管线周边植被绿化。

(3)干燥

管道全线连通后，用压缩空气推动清管器进行整体清管，以携走管道内积水和游离水，再利用干空气吹扫待干燥的管道。拟建工程采用空压机和配套的空气干燥设备对管道进行干燥。干燥过程中空压机噪声将对作业带周围的声环境产生一定的不利影响。

(4)氮气置换

置换在吹扫清管、强度试验、严密性试验合格后进行，置换及试运投产过程

需严格执行《天然气管道运行规范》（SY/T5922-2012）相关规定。管道碰口投运前应先用氮气置换新建工艺系统内空气，合格后才能进行碰口连接，管道碰口合格后投运时再用天然气置换系统内氮气。

3.4 辅助工程

3.4.1 防腐方案

(1)防腐工程

工程管道的内外防腐处理均在管道制造厂进行处理，施工现场仅对管道进行补口和补伤。工程主要采用管道防腐层加阴极保护的防腐方案。

管道 3 层防护：本工程采用常温固化型的常温型三 PE 防腐层，外防腐采用加强级单层熔结环氧粉末，保温层采用硬质聚氨酯泡沫塑料管壳（厚 30mm），保护层采用聚乙烯塑料层（厚 2mm）。

(2)阴极保护

埋地钢管在土壤中遭受的腐蚀破坏主要源自电化学腐蚀机理。几乎所有埋地钢管都采用涂层保护，这是基本有效的防腐措施。为了满足工业发展和居民生活的更高要求，弥补防腐蚀涂层本身不可避免的缺陷，还必须同时对埋地管线施加阴极保护。采用防腐蚀涂层和阴极保护的双保护措施，可以更有效地保障埋地管线的使用寿命和安全运行。

根据《埋地钢质管道阴极保护技术规范》的要求，结合全线情况，工程采用强制电流阴极保护方案。

3.4.2 自动控制

收球筒上设置压力检测仪表、通球指示仪，检测信号远传站控系统集中显示。

项目新建压缩机橇自带 PLC 控制柜，安装在现场防爆区域内，采集压缩机设备工艺参数，PLC 控制柜自带液晶屏，可就地指示运行参数。以上参数通过 RS485 总线上传至解放渠东转油站站控系统。防爆区域防爆等级不低于 dIIBT4，防护等级不低于 IP65。

在站内可能有可燃气体泄漏的区域（收、发球筒）设置可燃及有毒气体报警装置，检测信号远传站控系统集中显示，并报警。

解转站增压后天然气流量测量，并通过 RS485 接口将检测信号等上传至站控系统。

3.4.3 管道地面标识

根据《油气管道地面标识设置规范》Q/SY1357-2010，输气管道沿线应设置里程桩、转角桩、交叉状和警示牌等地上标志。为防止第三方施工破坏，管道下沟回填时，应在管道上方 0.5m 处设置地下警示带。

(1)里程桩

埋设在管道气流方向的左侧，桩中心距管道中心线 1.5m，从起点至终点，每公里 1 个。阴极保护测试桩可以和里程桩结合设置。

(2)转角桩

主要用于埋地管道水平转角处，标识管道转角位置与主要变化参数。转角桩宜设置于管道转角处中心线正上方。

(3)标志桩

主要用于埋地管道与公路、铁路、河流及地下构筑物交叉处而设置的地面标记。标志桩根据标识内容的不同，可分为穿河流桩、穿公路桩、管道交叉桩、通信光（电）缆交叉桩、设施桩、分界桩等。标志桩宜设置在输送介质流向的左侧，距离管道中心线 1.5m 处。

管道穿越二级以下公路或穿越长度＜50m 时，应在公路一侧设置标志桩。设置位置在公路排水沟外边缘以外 1.0m 处。

1）里程桩、转角桩、标志桩三桩合一设置。

2）警示牌

管道穿跨越人工或天然障碍物，如大中型河流（山谷）、冲沟、隧道、临近水库及其泄洪区、水渠、地（震）质灾害频发区、地震断裂带、矿山采空区、有可能取土（砂）、采石的河道或地区、人口密集区等危险点源需设置警示牌，连续地段每 100m 设置 1 个警示牌。

3）警示桩

在两个相邻里程桩之间，按一定距离埋设的用于确认管线走向的地面标记，同时用于管道埋深较浅的沟渠、重载车辆通过未做管道保护涵的道路以及管道经过人口稠密区等特殊地段的地面警示标志。每 100m 设置 1 个警示桩，设置在管道中心线上，特殊地点可根据实际情况设置。

4）警示带

连续敷设于埋地管道上方，用于防止第三方施工破坏而设置的地下警示标记。一般地段管道警示带宜距管顶 50cm，岩石段细土回填处可置于管顶以上 30～

50cm。

警示带的施工应与管道施工协同进行，作好相互间的工序衔接。施工顺序为：管道下沟→小回填→敷设警示带→管道大回填。

3.5 临时工程

管线选线沿着现有公路的走向进行敷设。工程不设置施工营地，施工作业带宽度设置 6m，根据工程施工特点，部分地段适当缩减作业带宽度，减少占地，占地类型为戈壁、红柳和梭梭草等，占地面积约为 8000m^2，工程施工生产区主要包括管材堆放场、碎石场地、管道焊接场地、临时停车场等，临时推土场设置在施工作业带内。施工生产区全部设置在施工作业带内。施工作业带使用完毕后全部进行复垦。工程不设置施工营地，施工生活设施采取在管道沿线地区就近租用民房的方式解决。

3.6 拆迁工程

本工程沿线用地类型主要为戈壁和灌木林草地，植被为红柳和梭梭草，不涉及工程拆迁，无环保拆迁问题。

3.7 施工工艺分析

3.7.1 管道施工工艺分析

工程管道采用埋地敷设的方式，施工过程中首先要清理和平整施工现场，施工道路利用油田现有道路，不许设置施工便道。在完成管沟开挖、公路穿越等基础工作后，按照施工规范，将运到施工现场的管道进行焊接、补口、补伤、防腐、清管，然后下到管沟内，然后对管沟进行覆土回填，清理作业现场、恢复地貌、种植地表植被。

3.7.1.1 管道总体施工工艺

本工程管道全线拟采用地埋敷设方式，管道总体施工工艺流程为：测量放线→施工作业带清理→管沟开挖及穿越工程→管道敷设→管道下沟→管道焊接→清管→试压→惰化→管沟回填→地表恢复。

(1)测量放线

首先对施工图纸进行现场核对，根据施工图纸进行放线，打百米桩及转角桩，并撒白灰线，以便指导后序施工。桩上注明桩号、高程等。转角桩注明角度，当敷设管线与地下构筑物或其它隐敝工程交叉时，放线时在交叉范围作出明显标

志。

(2)清理场地

施工前，需对施工作业带占地进行清理、平整。本工程开挖管道施工作业带宽度为：12m，此范围内影响施工机械通行及施工作业的石块、杂草、树木等将予以清理。本工程施工便道应利用现有道路。

(3)管沟开挖与穿越工程

将管材防腐绝缘后运到施工现场，按照施工规范，进行布管。管道直管段防腐及弯管防腐均在管道制造厂内完成，现场不需再防腐；按照规范要求，本管道主要采用管沟直埋方式敷设，采用大开挖方式。依设计开挖界定的开挖范围、设计开挖深度，采用机械设备开挖管沟，同时根据规范要求，按照 1：1 进行放坡，开挖时留出厚度 150～300mm 的土层，人工清理至设计标高；开挖出土方置于开挖管线一侧（另一侧拟布管）临时存储，开挖过程中须将表层熟土与底层土分别堆放，采取临时苫盖拦挡措施，防止表土流失，以便于分层回填。堆置土方与管沟边缘距离不小于 0.5m，堆置高度不超过 1.5m。

本项目穿越沥青路 1 次，采用大开挖穿越套管方式；穿越水泥路 2 处，采用大开挖穿越套管方式。大开挖过程中保护套管与道路夹角最好为 60°~90°，管顶距路面不小于 1.5m。套管端部伸出路基坡脚外不小于 2m。为保证管道在穿路套管内位置固定，避免管道发生震动，造成疲劳损失，防止管道在施工检修以及运行时造成防腐层等外壁损伤及横向剪切等，使管道遭到破坏，套管内应设管道内支架。

(4)管道敷设

低压气集输管线采取埋地敷设方式，埋地敷设管顶距自然地坪不小于 1.5m，局部管线管顶距自然地坪达不到 1.5m 时，需要敷土处理。

管线敷设尽量采用弹性敷设，钢制管线弹性敷设的曲率半径按 R≥1000D 确定。管沟沟底宽度 0.6m，管沟边坡比 1:0.75。

施工完毕后恢复原貌。穿越道路时，采用开挖深埋，管顶距路面（沟底）不小于 1.5m。

套管伸出公路路基坡脚两侧各 2m，套管顶距公路路面不小于 1.5m。

(5)管道下沟

管段下沟前，需清除沟中的石块及塌方泥土、积水等。管段下沟时，必须平稳入沟，不允许任何导致管段产生弯折、永久性变形、破坏管材的现象出现。管

段下沟后，在不受外力的条件下，应与沟底贴紧，不允许有悬空现象。

(6)管道焊接

根据拟建工程特点和管道的施工经验，天然气管道应采用氩弧焊焊接。管道系统安装和焊缝检测完成后，在投入生产前，必须进行吹扫和试压，清除管道内部的杂质和检查管道焊缝的质量。

(7)清管

管道下沟后在试压之前进行分段清管，清管次数不少于 3 次，以确保将管道内的污物清除干净。拟建工程采用压缩空气推动清管器进行清扫，清管过程排出的少量固体废物(粉尘、氧化铁)，均属于一般固体废物。气体管道采用空气爆破吹扫等方式进行吹扫，吹扫的压力不得超过容器和管道的设计压力。

管道吹扫前，系统中仪表装置拆除，用短节、弯头代替连通。气流速不得低于 20m/s。在进行管道水试压和水冲洗前必须用金属盲板将设备及仪表隔开，避免试压和冲洗水进入设备或不能与管道一并试压的仪表。

(8)试压

新建管线试压介质为洁净水，管道在下沟后投产之前，须进行气压试验试验强度与严密性。管道强度试验时，应缓慢升压，压力分别升至试验压力的 30%和 60%时，各稳压 30min，检查管道无问题后，继续升至强度试验压力，稳压 4h，管道无断裂、目测无变形、无渗漏为合格。然后降至严密性试验压力，稳压 24h，管道无渗漏、压降率不大于管道试验压力的 1%且不大于 0.1MPa 为合格。

项目全线试压用气由压缩风机提供。

(9)惰化

管道干燥后，在通气以前需用压缩氮气推动清管器进行整体惰化，以携走管道内的干燥空气，防止通入天然气后与管道内空气混合，形成爆炸性气体混合物。管道惰化要求配备灌装压缩氮气和与之配套的输送设备。

(10)管沟回填

管沟回填时，应分两次回填；第一次回填细软土，高出管顶部 500mm，并夯实；第二次原土回填，回填土高出地坪以上 300mm，作为自然沉降富余量，并保证沉降后的回填土顶面高于自然地坪，穿越沟渠、河流及道路地段应将地形恢复原状并压实，压实系数 0.8。管沟回填前，检测管段防腐层有无漏点，及时恢复原地貌。弃土方用于场地平整和临时施工场地恢复。

(11)地表恢复

完成场地清理后需恢复项目区原有地貌，对于临时占地和新开辟的临时便道等破坏区，施工结束后进行土地复垦和植被重建工作；对受到施工车辆、机械破坏的场地进行土地平整，并在适当季节进行植树、种草工作。

管线铺设过程中废气污染源为施工扬尘、施工机械和运输车辆尾气、管道试压水、施工机械及运输车辆噪声、施工废料、弃土等。

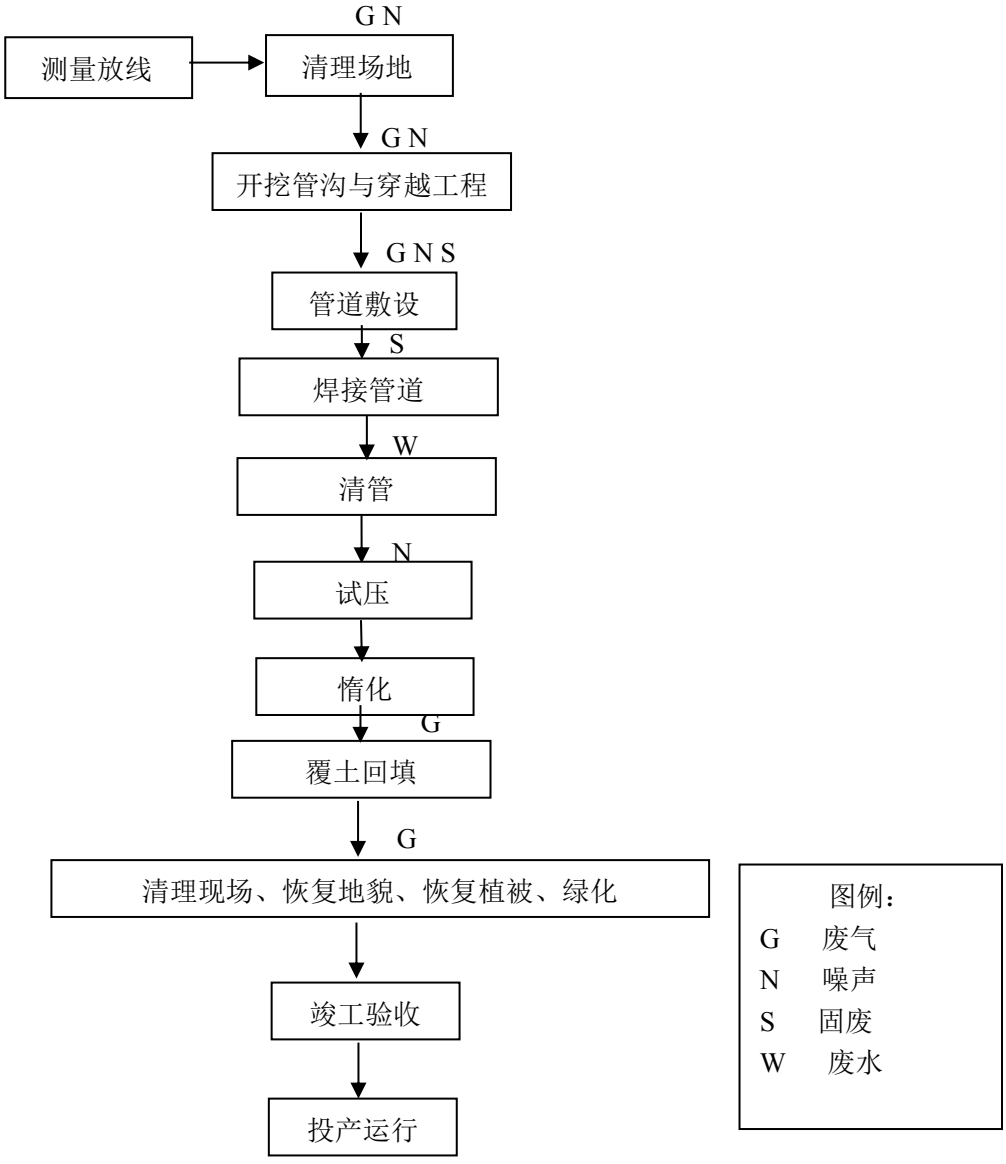


图 3.7-1　　管道施工总体工艺流程图

管道施工污染物主要如下：

废水：施工期产生的废水主要为试压废水、生活污水。

废气：废气主要来自运输车辆的尾气、扬尘、施工机械的尾气和焊接烟气。

固废：固体废物主要为生活垃圾、废焊条、清管废渣（粉尘和氧化铁粉末）

等。

噪声：噪声来自施工机械和运输车辆产生的噪声。

3.7.1.2 顶管施工工艺

工程全线穿越沥青路 1 次，为轮南 44#-森林公园公路，采用顶管方式穿越。

顶管是一种非开挖施工方法，主要在工作坑内借助于顶进设备产生的顶力，克服管道与周围土壤的摩擦力，将管道按设计坡度顶入地层中，并将土方运走。一节管子完成顶入土层之后，再下第二节管子继续顶进。其原理是借助于主顶油缸及管道间、中继间等推力，把工具管或掘进机从工作坑内穿过土层一直推进到接收坑内吊起。与此同时，也就把紧随工具管或掘进机后的管道埋设在两坑（工作坑、接受坑）之间。

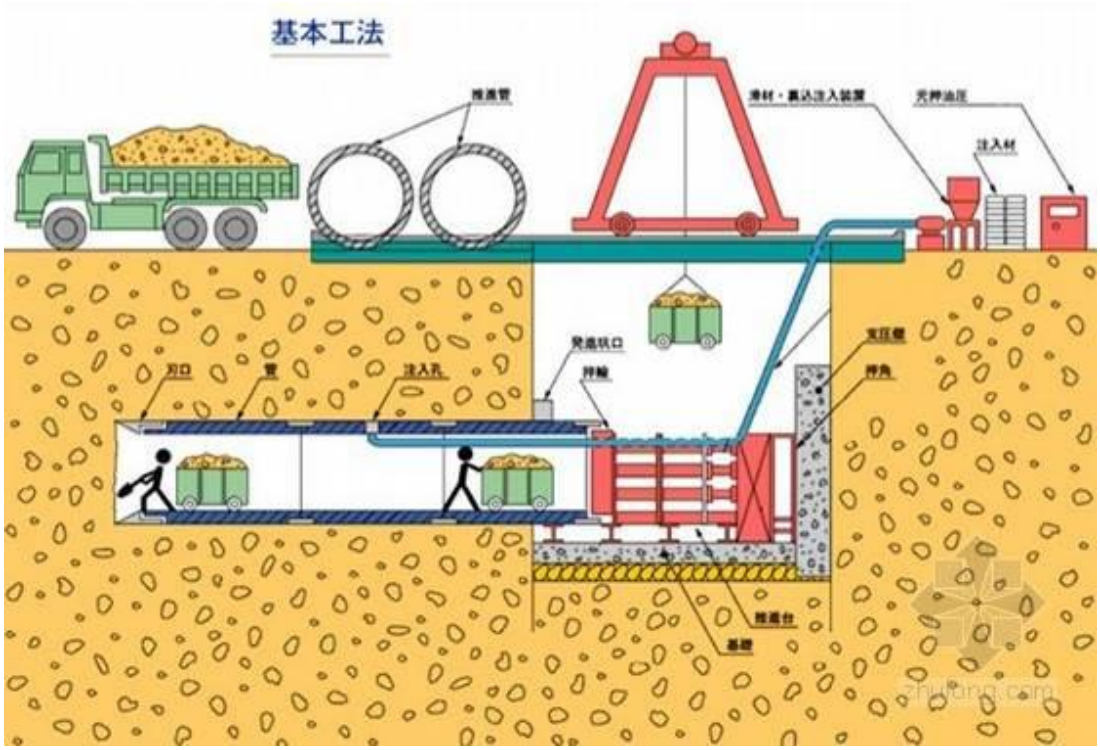


图3.7-2　　顶管施工工艺示意图

顶管施工方式主要工艺流程为：工作井建设→顶进设备安装→下管→顶进→管节循环顶进→顶进结束。

(1)工作井的建设

①工作井构造

工作井是顶管施工时在现场设置的临时性设施，包括顶进井及接收井。顶进井：是安放所有顶进设备的场所，也是顶管掘进机始发场所，供工具管出洞、下管节、挖掘土砂运出、材料设备吊装、操纵人员上下等使用。在顶进井内，布置

主顶千斤顶、顶铁、基坑导轨、后座以及照明装置和井内排水设备等。在顶进井的地面上，布置行车或其他类型的起吊运输设备。接收井：仅是接收工具管的场所，无其他功能，接收井只需在井上部地面布置行车或其他类型的起吊运输设备用于提吊工具管。因此，与工作井相比，接收井布置比较简单。顶进工作井内部构造见图 3.7-3。

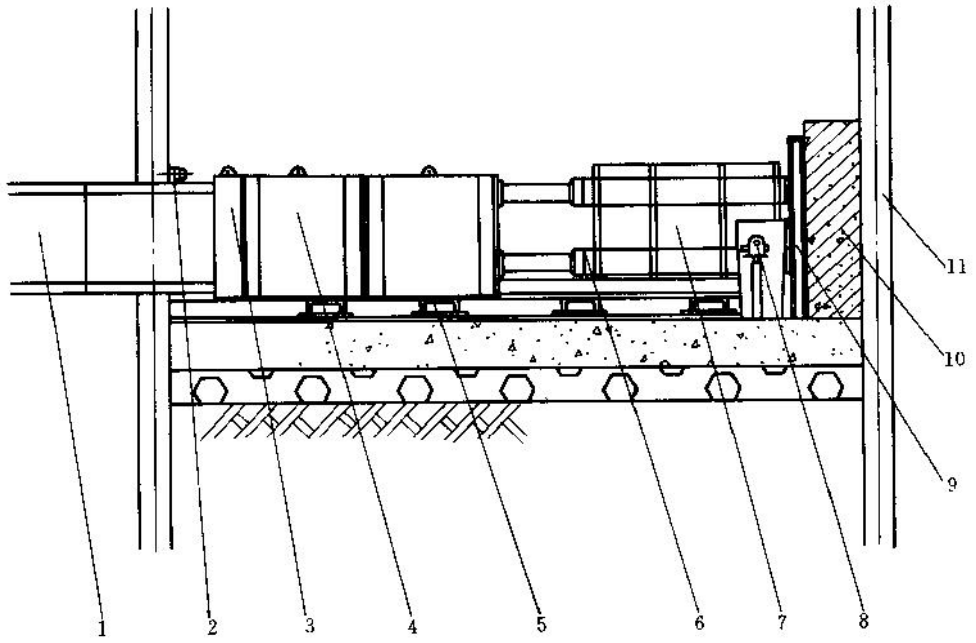


图 4-6-1　工作坑坑内布置图

1-混凝土管；2-洞口止水系统；3-环形顶铁；4-弧形顶铁；5-导轨；6-主顶油缸；7-主顶油缸架；8-测量系统；9-后靠背；10-后座墙；11-工作井

图 3.7-3　　顶进井布置示意图

基坑导轨：导轨设置在基础之上，其作用是引导管子按照设计的中心线和坡度顶进，保证管子在即将顶进土层前位置正确。

千斤顶：是掘进顶管的主要设备，目前多采用液压千斤顶。

顶铁：位于千斤顶及待顶管节之间，其作用是将千斤顶合力通过顶铁比较均匀的分布在管端；同时也是调节千斤顶与管端之间距离，起到伸长千斤顶活塞的作用。

后背、后座墙：后背与后座墙是千斤顶的支撑结构，在管子顶进过程中所受到的全部阻力，可通过千斤顶传递给后背及后背墙。为了使顶力均匀地传递给后背墙，在千斤顶与后背墙之间设置木板、方木等传力构件，称为后背。

②工作井建设

工作顶进井是顶进线路的起点，其建设顺序是：开挖工作井→安装导轨→建设后背墙→顶进设备入井→顶进设备安装。用机械或人工在选定的地点、按设计

尺寸开挖工作井，坑底用混凝土铺设垫层和基础；之后，根据顶管路线确定导轨安放位置、方向、角度，安装导轨，建设后背墙；在井上部地面布置行车或其他类型的起吊运输设备（用于提吊工具管、预顶钢管、顶进设备、运出土方）；工作接收井是顶进线路的终点，其结构简单，主要施工内容：用机械或人工在选定的地点、按设计尺寸开挖工作接收井，并在井上部地面布置行车或其他类型的起吊运输设备（用于提吊工具管）。

(2)顶进设备安装、下管

将千斤顶、顶铁等顶进设备吊入顶进井并进行安装。将预顶入的混凝土套管吊入工作顶进井，将套管与后方顶铁、千斤顶相连，顶进准备工作完毕。

(3)顶进

管道顶进过程包括挖土、顶进、测量、纠偏等工序。顶进过程：由顶入土层，管节前端的工具管在前方导入，管节在千斤顶的作用下，逐步顶进，顶进过程中“先挖后顶、边挖边顶”。

①挖土

本工程采用人工或机械掘进法挖掘管节前的土壤，顶管时把管节导入设计位置，起到定向纠偏和埋设管节的作用。在掘进时，挖掘出来的土方，由螺旋输送机水平运输送至工作顶进井内的小车，由小车垂直提升吊离出工作顶进井。

②顶管

前方土层挖出一段距离后，管节在顶进设备作用下推进土中一段距离。

③测量、纠偏

为使管节按设计方向顶进，需要通过测量保证顶进全过程控制工具管的前进方向。测量时，采用水准仪、经纬仪、激光经纬仪等设备。在管道顶进过程中，及时对顶进方向进行测量，应对工具管的中心和高程进行测量。当发现顶进方向偏离后及时纠偏。

④注浆

工程拟在顶进管与外围土层间注入泥浆，使管周外壁形成泥浆润滑套，以降低顶进摩阻力。

(4)管节循环顶进

一节混凝土套管顶进土层后，将下节套管吊入顶进井内，采用与上节相同工序将管节循环顶入土层，直至结束。

(5)顶进结束

全部管节顶进后，工具管由工作接收井接收，吊离工作井；顶进设备从工作顶进井吊离。施工结束后，工作井被改造为日常检查井。套管顶进完成后，将钢管敷设其中。

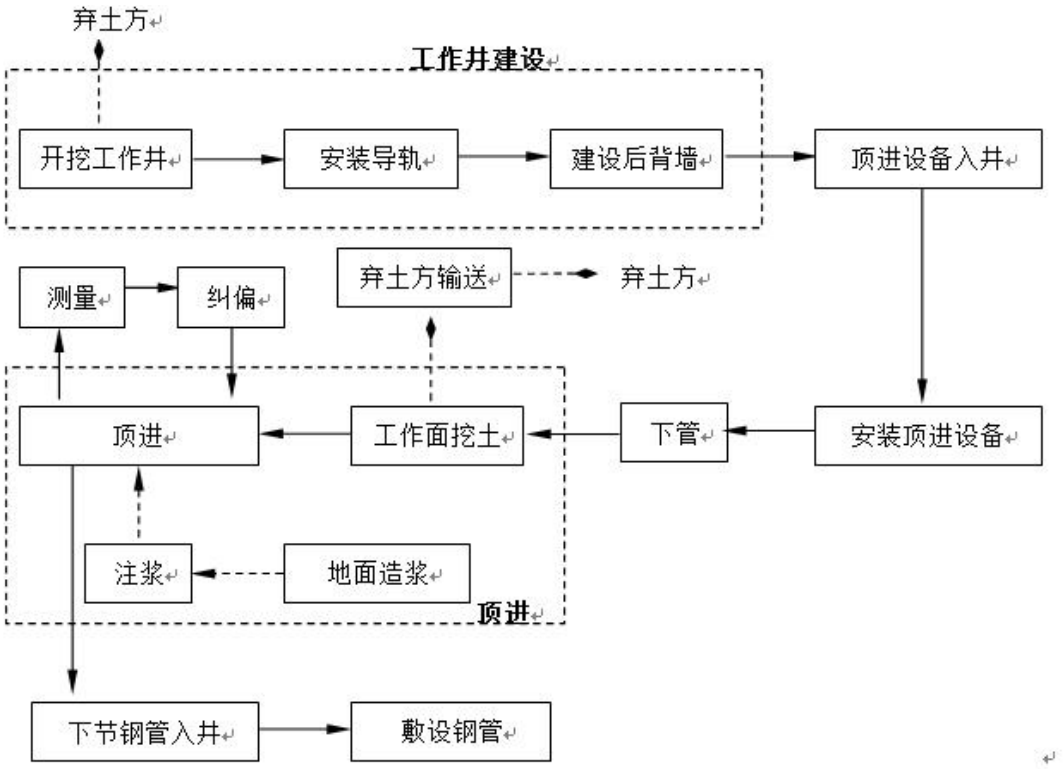


图 3.7-4　　顶管施工工艺流程图

顶管穿越工程在工作井开挖、顶进挖掘过程中有弃土方产生；顶管施工过程无废水产生；废气主要为施工过程和物料运输、物料堆放等产生的扬尘及运输车辆、施工机械尾气。

3.7.1.3 管道焊接工艺

根据工程焊材选用 E5015 型焊材，采用手工电弧焊打底、药芯焊丝焊接其余焊道的半自动方式。焊接时从管道顶部中心引弧，自上而下一直到管道底部中心进行全方位焊接。管道焊接完成后，采用 X 射线检验。

3.7.2 站场施工

本项目将解转站内现有压缩机拆除，新建 1 台压缩机、在站内加药间新建加药撬、并在桑南站及解转站新增收发球筒。

施工主要污染物为设备拆除及安装时的施工噪声。

3.7.3 工程土石方分析

工程施工期间将动用一定量的土方。按照经济优化的原则，管道填埋所需土方利用附近管沟挖方，尽量达到管道开挖土方量和管沟回填量的平衡，减少弃土工程量。剩余土方就近用于施工作业带平整，不再单独设置取、弃土场。

(1)在林地开挖及路肩开挖时，熟土(表层耕作土)和生土(下层土)分开堆放，管沟回填按生、熟土顺序填放，保护耕作层。回填后管沟上方留有自然沉降余量(高出地面 0.3m)，管线工程多余土方就地用于平整施工带及施工带植被恢复。

(2)采用大开挖方式穿越道路时，会产生多余土方，该部分多余土方主要为泥土、碎石，用于施工作业带平整，不另设弃土场。

工程建设期间管道工程共动用土方 3500m^3，其中挖方量为 1985m^3、填方量为 1245m^3，多余土石方量为 270m^3，全部用于施工作业带平整，不在另设弃渣场。土方平衡情况见表 3.7-1。

表 3.7-1　　管线土方挖填方平衡表　　单位：m^3

工程名称	挖方量	填方量	弃方量	弃方处理方式
管线工程	1985	1245	270	用于施工作业带平整

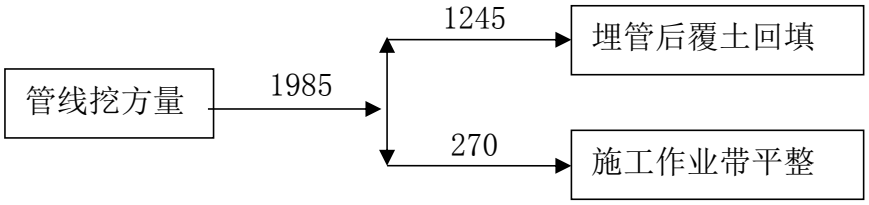


图 3.7-6　　项目土方平衡图

3.8 公用工程

3.8.1 给排水

(1)给水

施工期项目用水主要为管道试压用水，管道试压水选用洁净水为介质，本工程试压用水量为 120m^3。施工期生活用水依托解转站现有公共设施，桑吉片区内已建有轮南基地供水站经桑南站至解转站的一条 D325×7 供水干线，由供水干线上接出一条 DN150 支管向各用水点供水。

(2)排水

项目施工期不设施工营地，施工单位就近依托解转站现有公共设施，生活污水经化粪池处理后进入站外的生活污水蒸发池内自然蒸发。废水主要为管道试压

废水，项目试压废水量为 120m³，试压废水循环使用，试压结束后用于洒水抑尘。

3.8.2 供电

项目供电依托解转站现有供电设施，站内设箱式变电站 1 座、变配电所 1 座及 3 座低压配电室，电源引自桑解甲线和桑解乙线，项目新增用电量 156.37kW.h/a。

3.8.3 通信

项目依托解转站现有通讯机柜，已建光缆与桑南站接通，有较为完善的通信系统，可用于井、站数据的传输。

3.8.4 消防

本项目主要消防依托解转站内消防设施，并在解转站压缩机和收发球筒旁分别设置手提式磷酸铵盐干粉灭火器。

表 3.8-1　　消防设备汇总表

序号	站场	名称及规格	单位	数量
1	解转站	手提式干粉灭火器 MF/ABC8	个	4
2	桑南站	手提式干粉灭火器 MF/ABC8	个	2

3.8.5 依托工程

（1）轮南固废填埋场

目前桑吉片区内的一般工业固废和生活垃圾处理依托轮南固废填埋场，轮南固废填埋场建于 2003 年，共设 10 个容积 4000m³的固废池，主要处理轮南油田区块产生的工业固废、生活垃圾及建筑垃圾。2003 年 6 月 4 日，新疆巴音郭楞蒙古族自治州环境保护局以巴环治字[2003]13 号文对该固体废物处理场环境影响登记表进行批复；2003 年 11 月 25 日，新疆巴音郭楞蒙古族自治州环境保护局出具《关于轮南油田固体废物处理场工程竣工环境保护验收的意见》，同意该固废处理场施工建设。

该固废场主要用于储存工业垃圾及生活垃圾，目前正常运行中，尚有余量，目前生活垃圾池还有余量 0.3 万 m³。本工程施工期生活垃圾产生量为 0.5t，可依托该生活垃圾池处理。

该固废场共设 10 座固废池，1#、2#、6#、7#、8#池为工业垃圾池，3#、4#、5#池为生活垃圾池，9#、10#池为建筑垃圾池，单池容积 1 万 m³。目前生活垃圾池还有余量 0.3 万 m³。本工程施工期生活垃圾产生量为 0.5t，可依托该生活垃圾

池处理。

（2）轮南塔里木油田绿色环保站

轮南塔里木油田绿色环保站于 2010 年 6 月 6 日开工建设，于 2010 年 11 月 30 日投运，设计年处理能力 10000m³。

绿色环保站采用国内领先水平的热洗和萃取法，即采用物理加化学法将含油污泥中的油和泥沙进行分离、萃取出来，并配合先进的间歇式三级混合洗涤工艺，处理后的泥土达到《危险废物鉴别标准-浸出毒性鉴别》（GB5085.3-2007）无害化标准要求后，送站场周围无植被区域平铺堆存。

桑吉片区内 2011 年以后产生的油泥砂由汽车拉运轮南塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。塔里木油田目前产生的含油污泥约 6000m³/a，为设计生产能力的 60%，尚有剩余处理能力。

（3）桑南油气处理站（桑南站）

《桑南凝析气田开发建设工程环境影响报告书》由新疆维吾尔自治区环境保护局于新环自函[2004]420 号予以批复。2006 年 10 月，新疆维吾尔自治区环保厅以环自验[2006]11 号文（详见附件）进行了竣工环保验收；实际建设内容为在桑转站的西侧建设桑南油气处理站 1 座（本项目），气井 10 口，其中 2 口为新钻井，其余 8 口为老井利用，天然气集气站集输处理规模为 145×10⁴m³/d。

桑南油气处理站集原油集输、天然气净化处理、采出水回注为一体，1993 年 10 月原油处理装置投产（原桑转站），2005 年 4 月天然气净化装置投产，主要接收桑塔木油田 5 座计量站、2 座集气站、1 座转油站及站外单井的来液。

原油处理系统：桑南油单元处理能力 50×10⁴t/a，主要负责接收处理桑塔木油田 1＃-5＃计量间来油以及解放渠东油田来低含水油，同步处理气单元分离出的凝析油，经脱水换热器升温后，进入三相分离器进行油气水分离，原油脱水至≤0.5％，经事故罐后再加热、增压外输至轮一联。

天然气处理系统：桑南气单元是塔里木油田第 1 套天然气脱硫酸性处理系统，处理能力 150×10⁴m³/d。低压天然气进站后，经计量、分离、增压后和高压天然气混合，统一进入原料气分离器和过滤分离器，再进入 MDEA 循环吸收塔进行脱硫，塔顶净气经丙烷蒸发制冷、低温分离进行脱水脱烃，干气输往轮南，MDEA 富液进入再生塔再生，同时为防止脱水脱烃过程中形成水化物，加入乙二醇进行防冻，配套有乙二醇再生装置；脱出的轻烃掺混进原油管道统一外输至

轮南站。

（4）轮南油田钻试修废弃物环保处理站

轮南钻试修废弃物环保处理站位于轮台县轮南镇，中心地理坐标为东经84°13′44.14"，北纬41°25′21.02"，主要用于处理周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液，于2016年11月7日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函[2016]1626号)，2017年6月建成。该环保处理站已于2020年6月25日通过新疆巴音郭楞蒙古自治州生态环境局竣工环保验收（巴环评价函[2020]220号）。

废水处理：采取均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺对废水进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足中国石油天然气股份有限公司企业标准《生产回注水质指标及推荐方法》(Q/SY 0149-2011)的生产回注水质指标要求，用于油田油层回注用水。具体流程见图3.8-1。

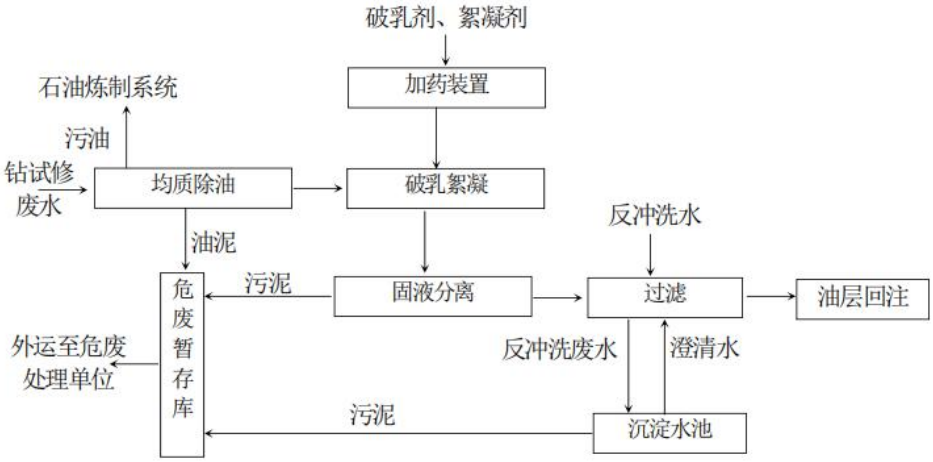


图3.8-1　　环保站钻试修废水处理工艺流程图

3.9 污染源治理措施及达标排放分析

3.9.1 施工期污染源及其防治措施

(1)施工废气

①施工扬尘

施工扬尘主要产生环节为施工作业带清理，土石方的开挖、堆放和回填等作业过程，上述各环节在一定风力作用下，会对施工现场及周围环境产生扬尘污染。

此外，运输车辆行驶将产生道路二次扬尘污染。评价要求项目施工期必须严格按照《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《打赢蓝天保卫战三年行动计划》（国发[2018]22 号）、《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会公告 第 15 号）及《建筑工程绿色环保施工管理规范》（DB65/T 4060--2017）相关要求，采取施工期封闭围挡、施工路面定期洒水、堆放物料采取遮盖、物料运输车辆采取苫布覆盖等污染防治措施控制施工期扬尘产生。

②焊接烟尘

管线焊接过程中会有焊烟产生，项目使用环保型焊材，管线均为分段焊接，焊接工程较为分散、施工地点多处于空旷地带，加之两段管道直接焊接工程量较小，产生的焊接烟尘不会对周边环境产生影响。

③运输车辆及施工机械尾气

项目运输车辆及施工机械产生的尾气会对周围环境产生一定的影响，主要排放的污染物为烟尘、SO_2、NO_x、CO、HC 等。项目选用符合国家卫生防护标准的施工机械和运输工具，确保其废气排放符合国家有关标准，加强对机械设备的养护，减少不必要的空转时间，以控制尾气排放。

(2)施工期废水

施工过程中产生的废水主要为施工人员的生活污水和管道试压水。

①生活污水

工程不设置施工营地，施工人员依托解转站现有设施，盥洗废水经化粪池处理后进入站外的生活污水蒸发池内自然蒸发。

②试压废水

工程试压水排水约为 120m^3，由于管道在试压前已吹扫干净，试压后排水中污染物主要是 SS，浓度值小于 30mg/L，试压水循环使用，试压结束后泼洒抑尘。

(3)施工噪声

在输气管道敷设建设过程中的不同施工阶段，如地表平整、打桩、开挖管沟、管道穿跨越工程等将有不同的施工机械进驻工地，该过程主要为推土机、挖掘机、装载机、夯土机、发电机、吊车、空压机等产生的噪声，主要施工机械产生噪声见表 3.9-1。

拟建工程通过选用低噪声设备、运输车辆经过居住区时控制车速、禁鸣，避免夜间及休息时间作业，严格规范施工时间，以防噪声扰民。

表 3.9-1　　施工机械产噪声级一览表

序号	设备名称	声级/距离(dB(A)/m)	序号	设备名称	声级/距离(dB(A)/m)
1	装载机	85.7/5	6	发电机	79/5
2	挖掘机	84/5	7	空压机	86/5
3	推土机	83.6/5	8	夯土机	82/5
4	吊车	85/5	9	泥浆泵	95/1
5	定向钻机	90/1	--	--	--

(4)固体废物

施工期间产生的固体废物主要为施工人员的生活垃圾、挖填土方、建筑垃圾、清管废渣（粉尘、氧化铁粉）。

①挖填土方

本工程管道挖方量为 1985m^3，填方量为 1245m^3，多余土石方量为 270m^3，多余土石方用于管线工程施工作业带平整，不在另设弃渣场。

②建筑垃圾

项目产生的建筑垃圾包括施工废料等。根据类比调查，管道施工废料产生量按 0.2t/km 估算，工程施工过程中产生的施工废料约 0.27t。施工废料中可回收利用的尽量回收利用，不可回收利用的依托当地职能部门有偿清运。

③清管废渣

首次清管作业时，因在管道建设施工安装时积存有一定的污物、废渣以及清管废球等，会产生清管废渣，主要成分为粉尘和氧化铁粉末，产生量约为 1t，属于一般固废，送垃圾填埋场填埋。

④施工人员生活垃圾

施工人员产生的生活垃圾运至轮南固废填埋场填埋处理。

(5)生态影响

拟建工程临时性占用地土地 8000m^2。施工过程开挖管沟及施工机械车辆、人员践踏等活动将直接造成地表植被的破坏和扰动地表；管道在开挖穿越施工时，如采取的水工保护措施不力，将会造成局部地表水土流失；站场的建设还将永久性改变土地利用类型。

工程采施工期约 2 个月，工期较短。站场内种植当地适生的草种树种，起到美化环境、保持站区水土功能工程结束后对耕地区域临时占地进行复垦，恢复土地生产力，对林地占地区域进行种树与植被恢复，恢复水土保持功能，确保拟建工程的实施不会对周围生态环境产生明显影响。

3.9.2 运营期污染源及其防治措施

(1)废气污染源及其防治措施

本工程运营期废气主要为压缩机压缩及管道集输过程中产生的非甲烷总烃无组织废气。

项目压缩机集输过程采用全密闭流程，站场及管道设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量。参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ 853-2017)，挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄露的挥发性有机物排放量见下式。

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

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

t_i-密封点i的年运行时间，h/a，按年有效工作时间8760h计算；

$e_{Toc,i}$-密封点i的总有机碳（TOC）排放速率，kg/h，见表4；

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

$WF_{TOC,i}$-流经密封点i的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数，根据设计文件取值；

n-挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数，见附录B中的表B.1，本项目取6。

项目选取《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ 853-2017)表 4 石油炼制工业压缩机及法兰 $e_{Toc,i}$，选取压缩机泄漏的挥发性有机物排放速率 0.073kg/h，法兰挥发性有机物排放速率 0.085kg/h；项目未提供物料中挥发性有机物及总有机碳的平均质量分数，取 $\frac{WF_{VOCs,i}}{WF_{TOC,i}}$ =1。

项目计算得本工程解转站站场无组织排放的非甲烷总烃为 0.001kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，排放量为 13.09kg/a。

本工程运营期废气排放源主要为解转站无组织排放源。无组织排放的污染物主要为压缩机、阀门等处产生的无组织非甲烷总烃。针对以上污染源，站场采取了以下大气污染治理措施：

①采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

在油气集输过程中，为减少集输过程中烃类的损失，气田开发采用密闭集输

流程，非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）限值要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断气源，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及气的排放量。

③对各站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

(2)废水污染源及其防治措施

本项目不新增劳动定员，不新增生活污水。集输管线运行过程中无生产废水产生，不会对地表水环境产生不良影响。

(3)噪声污染源及其防治措施

项目主要噪声源为压缩机、加药泵等设备运行噪声，噪声值在 75~90dB（A）之间，经类比，在采取选用低噪声设备、基础减振、厂房隔声等措施，并定时保养设备，避免继续经设备转动部件在无润滑条件下运转。类比调查工艺站场的主要噪声源及其防治措施见表 3.9-2。

表 3.9-2　　噪声污染源及其防治措施

站场名称	设备名称	数量	声级(dBA)	治理措施	治理后声级(dBA)
解转站	压缩机	1 台	70～90	基础减震	65
	加药泵	1 套	65～70	选用低噪设备、基础减震	60

(4)固废污染源及其防治措施

项目运行过程中产生的固废为清管过程中产生的清管废渣。根据设计资料，项目天然气外输温度为35℃时，末点温度为9.976℃，水合物形成温度为2.1℃，因此该管线运行时不会产水合物。但由于冬季项目所在地地温为10℃，烃类物质形成温度约在20.64℃，天然气输送过程中将有烃类物质及水析出，清管废渣产生量约40t/a，因此建议冬季每个月清管一次，清管废渣属于危险废物（HW08 251-001-08），产生后不暂存，由桑南站直接运至轮南塔里木油田绿色环保站处理。项目固体废物产生量及处置措施见表3.9-3。

表 3.9-3　　固体废物产生量与处置措施

序号	项目	产生量	固废类别	主要成分	处置措施
1	清管废渣	40t/a	危险废物	石油类	直接运至轮南塔里木油田绿色环保站处理

项目危险废物详细信息表见表 3.9-4。

表3.9-4　　危险废物信息表

危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
清管废渣	HW08 废矿物油与含矿物油废物	251-001-08	40t/a	管道清管	液体	油类	油类	1 次/月	T	直接运至轮南塔里木油田绿色环保站处理

3.9.3 防腐防渗工程

为防止废水跑、冒、滴、漏对土壤、地下水环境造成不利影响，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013），压缩机房需要进行重点防渗，项目压缩机房地面铺设一层 4mm 的 SBS 卷材，并在上面刷冷底子油一道，环氧煤沥青二道。防渗层的防渗性能不能低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层。

在采取防渗措施后不会对地下水产生影响。

3.9.4 非正常排放

清管作业、设备检修、系统超压时有少量的天然气经放空装置排放。根据可研设计，管线冬季每月进行 1 次清管作业，清管作业时收球筒有极少量天然气(主要成分是甲烷，占 94.7%)将通过桑南站站场外的放空火炬燃烧排放。解转站紧急情况或压缩机故障情况下，天然气放空，集输工艺中设置有放空系统进入高架火炬燃烧。根据有关资料和类比调查，紧急情况和设备故障发生频率为 1～2 次／年，每次持续时间 2～5min，根据类比调查，超压放散天然气量约为 1000m^3。

为了保证火炬系统正常运行，使放空气体能过经燃烧后排入大气，解转站放空天然气经火炬燃烧后排放；桑南站油气处理厂火炬点火系统设两级点火，即中控室或现场手动/自动遥控高空点火以及将处理后的天然气输送至火炬顶部燃烧器常期燃烧，以保证放空气燃烧后排放。

3.10 清洁生产分析

3.10.1 清洁生产分析的意义

清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

清洁生产的目的是：提高资源利用效率，减少和避免污染物的产生，实现生产全过程节能、降耗、减污、增效的目标。保护和改善环境，保障人体健康，促进经济与社会可持续发展。

实践证明，实施清洁生产可减轻建设项目末端处理负担，增加建设项目的环境可靠性，提高建设项目产品的市场竞争力，降低建设项目的环境责任风险，是生产过程中需优先考虑的一种环境战略。

3.10.2 清洁生产水平分析

本项目的清洁生产水平分析将结合国内外同类企业的清洁生产现状，对项目生产的每个环节，从生产工艺、清洁的生产设备及设施、原辅材料的清洁性分析、污染物控制、环境管理等方面进行分析评价。

3.10.2.1 生产工艺

(1)优化工艺方案，减小能源消耗

①设计压力为 1MPa，减少了沿线的压降损失，在距离长、输量大的情况下，可大大降低能耗。

②采用内涂层输送工艺，降低管道摩阻，根据经验，可提高管道输量 6%～10%，最多达 18%，或在相同输量下，降低管输能耗 27%。

③通过管道完整性管理，不仅可以大大降低管道事故发生率，而且能够避免不必要和无计划的管道维修和更换，不仅可以降低输气管道的天然气损耗，提高管输经济效益，而且降低管道运行风险，具有巨大的社会效益和环境效益。

(2)减少事故时长输管道的天然气损失

为了减少管道内天然气在事故状态下的损失，减小因燃气泄漏、燃烧而产生的次生灾害，项目设置一定量的自动感测压力、流量的仪器和能自动感测管道内压降速率的自动紧急截断阀，一旦管道发生事故或大的泄漏可自动切断管路，使事故排放或泄漏的天然气量限制在最小范围内。

(3)采用管道完整性管理，提高整体运营水平

通过管道完整性管理，不仅可以大大降低管道事故发生率，而且能够避免不必要和无计划的管道维修和更换，不仅可以降低输气管道的天然气损耗，提高管输经济效益，而且降低管道运行风险，具有巨大的社会效益。

(4)采用合理的防腐方式，保证管道运输的安全性

本工程将采用防腐层和阴极保护联合保护的方案对管道进行保护，保证管道的长期安全运转。本工程管道外防腐层全线采用环氧粉末聚乙烯复合结构(三层

PE)。埋地管线采用加强级三层 PE 防腐。合理的防腐方式减少了由于管道腐蚀引起事故发生的可能性。

(5)减少清管作业时的天然气放空损耗

工程在设计中采用了密闭的清管流程，在清管操作时实现不停气清管，避免了清管过程中天然气的大量放空。另外，在计划检修期间，可通过关断需维修段管道上、下游的阀门，并将维修段内天然气降至最少的放空量，可大大减少检修时的燃气放空损失。

(6)定期清管，提高管道输送效率

本管道解转站及桑南站设有清管器发送、接收装置，定期清管可减少管道阻力，节省能源，达到节能降耗的目的，同时也能减轻管道内壁的腐蚀，延长管道寿命。

(7)选用节能型电气设备

站场的动力、照明、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止因设备购置不当而造成的大量能耗，从而降低生产成本。

(8)采用先进的施工工艺

拟建工程穿越水泥道路采用大开挖施工方式，穿越沥青路采用滴管作业施工方式。

3.10.2.2 清洁的生产设备及设施

本工程使用了世界上较为先进的 PLC 自动控制系统，使输送介质的工艺条件实现由计算机自动控制，减少了由于人工控制而产生的生产损耗；同时自动控制系统拥有事故自动报警、停车装置，当管道出现问题时能够及时切断介质输送系统，保证输气管道安全、可靠、高效、经济地运行，最大限度地减少由于事故引发的环境污染事故，减少事故停运及天然气损失，提高生产技术水平、操作效率和经济效率。

从以上分析可以看出，本工程设备配置能够满足清洁生产需求。

3.10.2.3 原辅材料的清洁性分析

本工程管道外防腐层选用环氧粉末聚乙烯复合结构(三层 PE)，与过去曾普遍使用的煤焦油沥青防腐材料相比，这种材料有较明显的优势，具体对比情况见表 3.10-1。

表 3.10-1　　两种防腐材料对比

项目	三层 PE	煤焦油沥青
优点	绝缘性能好，耐磨、耐温度变化，吸水率低，耐植物根茎穿透，耐冲击，使用寿命长	防腐性能好，耐酸、碱、盐及微生物腐蚀，吸水率低，不怕植物根扎，使用寿命长
缺点	耐老化性能较差，与焊缝结合力较差，耐阴极剥离性能较差，补口、补伤工艺复杂，费用高	绝缘电阻不高、机械性能差，低温发脆、易污染环境，不耐土壤应力，抗冲击力差，维修工作量大

煤焦油沥青防腐材料最主要的缺点是在生产、涂敷使用过程中会产生对人体及环境有害的沥青烟，敷设在地下的管道，防腐层内的有害物质还会为地下水浸出，污染地下水；而三层 PE 就不存在这个问题。因此本工程防腐材料的选择满足清洁生产的要求。

3.10.2.4 污染物控制

(1)施工期清洁生产分析

①加强施工管理，规范施工过程，实施环境监理

整个施工过程是由拥有一定施工机械设备的专业队伍来完成的，施工队伍将采用公开招标的形式确定。在施工队伍的选择上，除考虑其实力、人员素质和机械装备外，还应将其 HSE 表现作为投标的重要因素。在与其签订的合同中将明确规定有关环境保护的条款，将环保工作的好坏作为工 程验收的重要标准之一。本工程在实施工程监理的同时，还将进行环境监理，规范施工行为，加大施工管理，最大限度地减轻施工对环境产生的影响。

②确定合理的施工带宽度，减少临时占地对环境的破坏

在总结以往相同管径管道工程施工经验的基础上，尽量减少施工带宽度，最大程度地减少临时占地，减轻对沿线生态环境的扰动和破坏。

③采取必要措施减少施工期扬尘

根据施工过程的实际情况，施工现场设围栏或部分围栏，以减少施工扬尘扩散范围；如在大风天气，对散料堆场应采用水喷淋法防尘，以减少建设过程中使用的建筑材料在装卸、堆放过程中的粉尘外逸，降低拟建地区的空气污染；汽车运输砂土、水泥、碎石等易起尘的物料要加盖蓬布、控制车速，防止物料洒落和产生扬尘；卸车时应尽量减少落差，减少扬尘；遇有大风天气时，应避免进行挖掘、回填等大土方量作业或采取喷水抑尘措施；运输车辆进出的主干道应定期洒水清扫，保持车辆出入口路面清洁、润湿，以减少施工车辆引起的地面扬尘。另外，运输路线应尽可能避开村庄，施工便道尽量进行夯实硬化处理，减少扬尘的

起尘量；各类推土施工应做到随推、随压、随夯，减少水土流失；对推过的土地要及时整理，要有植被恢复或绿化措施；加强对施工机械、车辆的维修保养，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟度和颗粒物的排放。

④作好生态恢复，水土保持等工作

施工结束后，对临时占地进行地貌恢复、植被恢复，占用林地采用植草来恢复植被。进一步做好水工保护，减少水土流失。

通过采取以上措施，工程施工过程满足清洁生产的要求。

(2)运行期清洁生产分析

①废气：工程正常工况下，管线部分无污染物排放，对环境空气影响较小，符合清洁生产的要求。

②废水：项目建成投产后，无废水外排，满足清洁生产的要求。

③噪声：解转站对压缩机组设置专门机房，采取隔声、吸声设计，合理设计并控制站内管道流速，减轻噪声影响，满足清洁生产的要求。

④固体废物：项目运行过程中产生的固废为清管过程中产生的清管废渣。清管废渣属于危险废物（HW08 251-001-08），产生后不暂存，由桑南站直接运至轮南塔里木油田绿色环保站处理。

故本工程固体废物的处置率可达到 100%，符合清洁生产的要求。

3.10.2.5 环境管理

工程建成运行后将建立“安全与环保管理体系”，对工程实施管理。对员工进行培训，使员工自觉遵守安全、环保管理要求，保护自身的人身安全和健康，减少直至杜绝环境污染事故的发生。责任到人、指标到岗，并有监督，实行合理的奖惩制度，促进环境保护理念深入人心。

3.10.3 持续清洁生产

清洁生产是一个相对的概念，相对原生产工艺或使用能源、生产产品过程中减少污染、节约能源都称为清洁生产。因此，推行清洁生产是一个不间断的过程。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司将成立相应的组织机构，在工程的建设施工和生产运营中，制定相应的预防污染计划，根据工程情况有组织、有计划的安排与协调，有序地推进清洁生产。

要实现清洁生产，除了采取先进的生产工艺和技术外，还需注意以下几点：

(1)更新观念，寻求工业生产和环境保护之间协调统一的新途径；

(2)提高管理技巧，增强职工的主人翁意识和责任感；

(3)加强内部管理，减少生产中的跑、漏现象；

(4)加强人员培训，提高职工清洁生产意识；

(5)加强与其他部门的联系，具体包括：

①积极与地方环保部门协调，确定合理的管理目标；

②依靠地方监测部门的力量，对站场排污情况进行监测；与地方规划部门和安全保卫部门紧密结合，避免第三方对管道的破坏，保障管道运行安全；

③采用户外板报、招贴画、广播等形式，大力宣传保护管道法律、法规，使沿线群众熟悉和了解管道保护的意义和方法。

3.10.4 结论

通过以上分析可知，项目属于能源供应工程，符合国家产业政策要求，工程本身即属于能源开发工程，采用了多项清洁生产技术，工程实施后可提高管线天然气利用率，增加清洁能源供应量，减少污染物排放，工程清洁生产水平处于国内同行业先进水平。

3.11 污染物排放汇总

(1)污染物排放汇总

根据污染源分析结果，工程运营后污染物年排放量见表 3.11-1。

表 3.11-1　　拟建工程污染物年排放量一览表　　单位 t/a

污染物 排放量	废气			废水		固体废物
	SO_2	NO_X	非甲烷总烃（VOCs）	COD	NH_3－N	
合计	0	0	0.013	0	0	0

(2)总量控制指标

污染物总量控制是将某一区域作为一个完整体系，以实现环境质量目标为目的，确定区域内各类污染物的允许排放量，从而在保证实现环境质量目标的前提下促进区域经济的健康发展。

结合项目所在区域环境质量现状和项目自身外排污染物特征，确定本项目的总量控制因子为：

①监督管理因子：

废气：SO_2、NO_x、非甲烷总烃（VOCs）；废水：COD、氨氮。

②总量控制因子：

废气：SO_2、NO_x；废水：COD、氨氮。

本工程实施后，对各工序污染源均采取了相应有效的治理措施，实现了各类

污染物的达标排放，有效地控制了各类污染物的排放量，清洁生产及环保措施可行性论证结果表明，工程采取了多项环保措施，满足清洁生产水平要求。

本项目实施后主要总量控制指标建议值见表 3.11-2。

表 3.11-2　　项目总量控制指标建议值　　单位：t/a

排放量	污染物总量控制因子				
	SO_2	NO_X	非甲烷总烃	COD	氨氮
总排放量	0	0	0.013	0	0
合计	0	0	0.013	0	0

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

轮台县地处新疆巴音郭楞蒙古自治州西部、天山南麓、塔里木盆地北缘，是古西域都护府所在地，314 国道、南疆铁路、塔克拉玛干沙漠公路与县境相连。距库尔勒 187km，直线距乌鲁木齐 360km。轮台县归新疆维吾尔自治区巴音郭楞蒙古自治州管辖，地理位置坐标是东经 83°38′至 85°25′，北纬 41°05′至 42°32′。县境东西长 110km，南北宽 136km。总面积 14789km^2。桑吉片区位于新疆维吾尔自治区轮台县境内的西南部，轮台县县城南 32km。桑吉片区北至库东公路，南到塔里木河北岸，西至与库车县交界处东侧 3.0km，东至阿克库木村。桑吉片区南北宽约 20km～30km，东西长约 58km，桑吉片区面积约 1300km^2，区块地理坐标为东经 84°04′24″～84°44′46″，北纬 41°12′06″～41°28′27″。桑吉片区南北向有沙漠公路、东西向有桑塔木公路从油田穿过，沿盆地北缘的 314 国道及南疆铁路是本区交通的主要干线，油田内修建有完备的矿区公路网与上述干线相连，交通便利。

项目位于新疆巴音郭楞蒙古自治州轮台县桑吉片区，解转站位于轮台县草湖乡解放渠村东约 12.4km 处，中心坐标为东经 84°27′13.49″，北纬 41°16′4.94″。本项目新建集输管线，起点为解转站厂界东侧，坐标为东经 84°27′17.41″，北纬 41°16′3.98″；终点为与吉拉克-桑南油气混输管线交接处，坐标为东经 84°27′28.54″，北纬 41°16′36.52″。项目地理位置见附图 1，周边关系见附图 2。

4.1.2 地形地貌

轮台县分北部霍拉山、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。塔里木河由西南东横贯县境南部。县境内可垦地达 3608.47km^2，其中优质易开发的一、二级荒地达 541.6km^2。轮台县总灌溉面积 273.47km^2，有耕地 188.09km^2，其中灌淤土质面积占 80%以上。项目所在的桑吉片区处于塔北隆起轮南斜坡桑塔木潜山披覆背斜带上，地貌类型属于平原区，属库车河冲积扇平原山前洪积细土平原和砾石戈壁地带，海拔 920-935m。

4.1.3 地质构造

轮台县在地质构造上位于塔里木地块天山海西槽库车边缘凹陷带。库车边缘凹陷，形成于中生代和新生代早期，受阿尔卑斯和喜马拉雅山运动的影响而隆起，形成一系列轴向东西的背斜和向斜构造。项目所在的塔里木盆地是在前震旦纪陆壳基底上发展起来的大型复合叠合盆地，它发育在太古代-早中元古代的结晶基底与变质褶皱基底之上，震旦系构成了盆地的第一套沉积盖层。在震旦纪-第四纪，塔里木盆地经历了复杂的构造演化历史，主要包括挤压构造样式、引张构造样式、扭动构造样式、潜山-披覆构造样式、反转构造样式。

4.1.4 水文地质特征

4.1.4.1 水文

桑吉片区位于塔里木河北岸冲积平原，油田大部分区域为塔里木河泛滥冲积平原，该区地形平坦，部分地段分布有少量洪水冲沟、人工引水渠及古河道。油田所在区域地表水主要为由西向东流过的塔里木河，其主河道在项目段水功能现状为农业用水，水质类别为Ⅳ类；规划主导功能为景观娱乐用水，水质目标为Ⅳ类。

本项目位于塔里木河北侧 8km 处，塔里木河干流是典型的干旱区内陆河流，由叶尔羌河、和田河、阿克苏河三源流汇合而成，从肖夹克至台特玛湖全长 1321km，流域面积 1.76 万 km^2，属平原型河流，自西向东流动，塔里木河地处我国西北内陆的塔里木盆地，水质的组成特点受地区自然条件的严格控制和近年来人为活动的影响，表现为矿化度高，水质偏碱性，含氟较高，河水化学类型为 $HCO_3 \cdot SO_4 \cdot Cl－Ca \cdot Mg \cdot Na$ 为主，矿化度枯水期最大。塔里木河干流周围主要为垦荒农业区，基本无工业污染源，有机污染很少。区域地表水系见图 4.1-3。

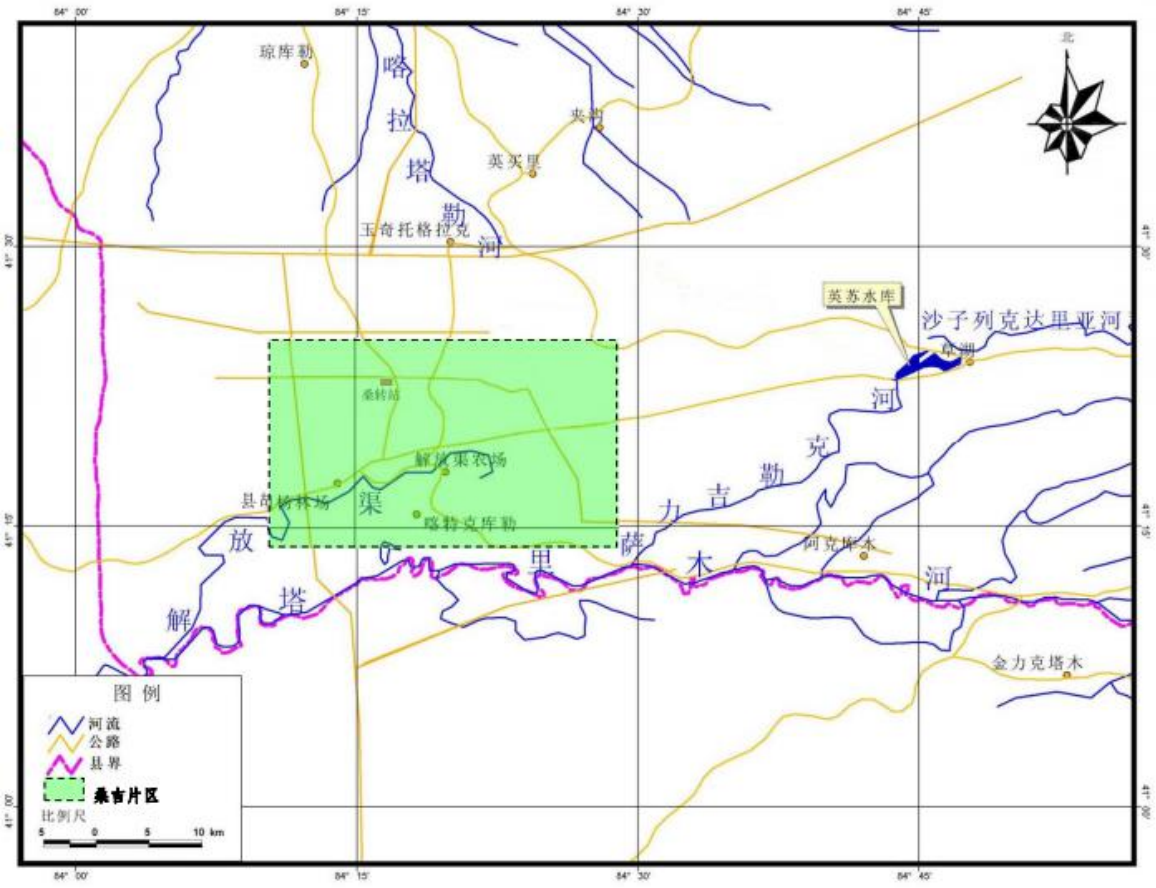


图 4.1-1　　地表水系图

4.1.4.2 区域水文地质

（1）区域地质构造控水作用

1）塔里木盆地构造控水条件

塔里木盆地是发育在地台上的一个大型断陷盆地，是一个复杂的叠合式复合盆地，具有多旋回的发展历史。新构造作用使地台缓慢抬升，以基底的坳陷、隆起呈波状起伏，断裂发育等为基本形态特征，对地下水储存具有较强的控制作用。

2）第四系松散地层赋水介质分布

第四系松散地层是地下水赋存的主要介质。塔里木盆地第四系地层分布广泛，它不仅塑造了盆地现代地貌景观，而且对山前平原和沙漠腹地水资源的形成、运移、储存及水动力循环具有显著的影响作用。环盆地的冲洪积倾斜平原呈向心状倾斜，山前巨厚的第四系松散堆积物为地下水储存提供了良好空间，第四系组成岩性均为单一的卵砾石和砂砾石层，也使该区域成为单一结构的孔隙潜水分布区。由盆地南、北缘和西缘向盆地中心方向地势逐渐降低，第四系厚度逐渐变薄，至洪冲积倾斜平原下部溢出带部位，组成岩性由洪冲积平原区单一卵砾石、砂砾

石层逐渐变为细土与砂砾石和砂层互层状，这里分布的地下水为多层结构的潜水和承压（自流）水。

（2）区域地下水补给、径流、排泄条件

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

塔里木盆地北缘地下水在松散卵砾石和砂砾石的空隙中大体由北向南径流，至塔里木河以北的细土平原地下水浅埋带，一部分以垂直蒸发和植物蒸腾形式进行垂直排泄，另一部分则排入塔里木河或河床冲积层。在盆地西缘和南缘地下水在松散卵砾石和砂砾石的空隙中大体由南（或西南）向北（或东北）径流，至山前洪冲积倾斜平原前缘溢出带附近一部分以泉的形式排泄于地表，一部分通过蒸发和植物蒸腾形式进行排泄，在埋深小于 1m 地段，地表土层普遍积盐，形成厚达 10-20cm 的白色盐壳；还有一部分则以地下侧向径流的形式排泄于塔克拉玛干沙漠中。塔克拉玛干沙漠中的地下水大体由南向北缓慢径流（盆地西南缘为由西南向东北径流）至塔里木河附近折转向东径流，下游向东南径流，最终排泄于台特玛湖和罗布泊，并通过蒸发和植物蒸腾形式进行垂直排泄。沙漠下伏冲湖积层是地下水储存的地下水库，地下水流速缓慢，靠远距离排泄平衡。项目所在区域南距塔里木河约 8km，地下水流向为自西北向东南径流。

4.1.5 气候、气象

轮台县属于暖温带大陆性干旱气候。年日照时数为 2442～2925 小时，平均值为 2658 小时，年日照百分率为 63%，各月日照时数 8 月份最多，达 283.3 小时；12 月份最少，为 182.2 小时。年平均气温为 10.9℃；0℃积温为 4362～4969℃，平均值为 4520℃；10℃有效积温 3730～4736℃，平均值为 4081℃；无霜期（最低气温≥2℃）为 180～224 天，平均为 192 天；年平均日较差为 14.6℃。四季分明，冬季寒冷，历年极端最低气温为-25.5℃（1975 年 12 月 11 日）。夏季炎热，极端最高气温为 41.4℃（2000 年 7 月 12 日）。轮台县年平均风速为 1.6m/s，主导风向 NE，2 分钟最大风速 21m/s（1983 年 5 月 19 日），瞬间最大风速超过 34m/s（1967 年 7 月 24 日）。

表 4.1-1　　轮台县近 30 年主要气候要素一览表

序号	项　目	统计结果	序号	项　目	统计结果
1	年平均气温	10.9℃	9	多年平均风速	1.6m/s
2	最热月平均气温	23.7(7 月)	10	极端最大风速(m/s)	29
3	最冷月平均气温	-8.7(1 月)	11	全年主导风向	NE
4	年极端最高气温	41.4℃	12	多年平均年蒸发量(mm)	2024
5	年极端最低气温	-25.5℃	13	多年平均年无霜期(d)	192
6	多年平均年降水量(mm)	70.1	14	最大冻土深度(m)	0.91
7	最大月降水量(mm)	26.9	15	多年平均年相对湿度(%)	63.0
8	最大日降水量(mm)	6			

4.1.6 土壤

项目所在区域属极端干旱的暖温带气候，气候干旱、高温，不利于土壤中矿物质分解，土壤发育较差，类型较为简单，成土母质由沙、粉沙和粘粒组成。在水分条件差的区域，地表多被风沙土所覆盖，而在水分适宜的区域，有机质分解强烈。高温、干燥、蒸发强烈，毛细管水上升快，造成盐渍化，评价区内分布的土壤类型主要有盐土、风沙土。

盐土是该区分布面积最大的土壤类型，基本分布在全区，主要类型有：氯化物典型盐土和氯化物残余盐土。典型盐土通常是由草甸盐土或盐化土壤进一步积盐，盐土植被取代草甸植被，生草过程进一步削弱而来。地下水位比草甸盐土低，矿化度 5.0~10.0g/L，部分可以超过 10.0~20.0g/L，有的高达 50.0~60.0g/L。地面起伏不平，并为盐结皮或盐结壳所覆盖。厚度常为 5~15cm，厚者达 15~20cm。盐类组成以氯化物为主，混有硫酸盐或脱水石膏。盐壳下为松散的盐、土混合层，部分为白色的密集盐晶，且混有少量土粒，厚度约为 20~30cm，最厚可达 50cm 左右，有的还会出现坚硬的盐盘层，再往下为盐斑层，向下盐斑减少。全剖面植物根少，只有个别的灌木粗根。盐土亚类的另一特点是盐分的表聚性明显。表层盐结壳含盐量达 40~600g/kg，甚至达到 700g/kg 以上。0~30cm 平均含盐量在 50g/kg 以上，部分可达 100~200g/kg，100cm 土层全盐量多为 50~90g/kg。

极端干旱就是新疆风沙土形成的主要条件之一。大风对风沙土形成也给予巨大的影响。新疆一般以 5~6 月气流活动频繁，风速最大，常有大风发生。风沙土的主要植被有沙蒿、骆驼蓬、三芒草、沙拐枣、阿魏、怪柳、梭梭等，植物生长稀疏，覆盖度不大。风沙土的成土母质是风成沙，母质来源是多方面的，主要是岩石风化物和风积物，亦有部分冲积物和湖积物。

由于气候干旱，温差大，冷热变化剧烈。促进了地面岩石的物理风化，经大风吹拂，形成风沙，风与沙相辅相成，风动沙威，沙仗风势、风与沙形成风沙流。在近地面搬运的过程中，风沙流出风速减弱，或遇障碍，则沙砾陡落形成沙堆。所以，风沙土是在风的搬迁、堆积下形成的。

风沙土是风沙地区风成沙性母质上发育的土壤。它是新疆分布面积最大的土类。主要分布在沙漠的边缘地区，它们多为流动风沙土。本项目所在区域为盐土和半固定风沙土。

4.1.7 植被

根据《新疆植被及其利用》，该区域属阿克苏-库尔勒州—塔克拉玛干荒漠亚省—塔里木荒漠省—东疆-南疆荒漠亚区—新疆荒漠区。

按中国植被自然地理区划，工程区所在塔里木河流域在植被区划中属暖温带灌木、半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。评价区域自然植物种类组成以灌木和一年生草本为主。植物组成结构简单，多数都具有耐旱和耐盐碱的特性。

盐土亚类土壤的生物累积少，有机质含量及其他养分含量均较低。植被以稀疏的盐生灌丛为主，常见的有盐梭梭、盐爪爪、盐穗木、多枝柽柳、骆驼刺、黑刺以及少量矮芦苇，有的盐生灌丛是枯死状态，只有少量灌丛腐根，地表保留植物残体或有的典型盐土上完全没有植被，风沙土的主要植被有沙蒿、骆驼蓬、三芒草、沙拐枣、阿魏、怪柳、梭梭等，植物生长稀疏。评价区域解转站周边分布有国家三级保护植物梭梭草、自治区三级保护植物多枝怪柳。

4.1.8 野生动物

按中国动物地理区划分级标准，评价区域动物区系属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原州、塔里木河中游区。据资料记载和调查，塔里木河干流区域内共有各种野生动物 58 种，其中爬行类 7 种、鸟类 37 种、哺乳类 14 种，且多为啮齿类动物。

评价区内生存条件恶劣，主要栖息着一些耐旱型的荒漠动物，动物种类组成贫乏，并且各种类的数量较少。由于区域油田已开发多年，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已难见大中型的野生动物，除了乌鸦、麻雀等一些常见鸟类外，偶尔可见到塔里木兔的踪迹。

4.2 环境敏感区

4.2.1 新疆塔里木胡杨国家级自然保护区

新疆塔里木胡杨国家级自然保护区（保护区编号 65111002），位于新疆塔里木盆地北部，横跨巴音郭楞蒙古自治州的轮台县，尉犁县，介于东经 84°15′-85°30′，北纬 40°55′-41°17′之间，总面积 395420hm²，是塔里木盆地内陆干旱区中以胡杨林荒漠生态系统为保护对象的森林类型的自然保护区，保护对象主要是胡杨及其生境。塔里木胡杨国家级自然保护区 1983 年 10 月经新疆维吾尔自治区人民政府批准成立，2006 年 2 月经国务院批准，保护区升为国家级，是世界原始胡杨林分布最集中、保存最完整、最具代表性的地区。

保护区总体规划布局为核心区 180382.6hm²，占总面积的 45.62%；缓冲区 181995.8hm²，占总面积 46.03%；实验区 33041.6hm²，占总面积 8.35%；保护区已建两个管理站、6 个管护点、1 个检查站；保护区管理局设在州林业局，保护区管理站设在轮台和尉犁两县。

保护区地处塔里木河中游，该区域地势平坦，河曲发育，具有河湖三角洲地貌的特点，塔里木河是此地带的主要河流。

保护区植物资源丰富，种类繁多。胡杨是荒漠河岸的建群树种，长期生存在河岸边，它的生存和繁衍始终离不开塔里木河补给的地下水和洪水漫溢的湿润河漫滩地，分布于塔里木河两岸的河漫滩地、低阶地，尤其在临近塔河的主要河道、冲沟及洪水易冲积的区域分布较多、较密。保护区内除胡杨外，还有约 60 种以盐生、旱生为主的植物，如沙拐枣、柽柳、三芒草、罗布麻、骆驼刺等。

保护区有野生动植物 132 种，脊椎动物 203 种，其中属国家重点保护的野生动植物有 34 种。保护区是国家一级保护动物黑鹳的栖息地，又分布有塔里木马鹿、塔里木兔、塔里木环颈雉、塔里木裂腹鱼、野生双峰驼、白背啄木鸟、褐背地鸦等特有的动物种，是内陆干旱区天然基因库。

根据《中华人民共和国自然保护区条例》（2017 年修订）中的相关要求：2017 年塔里木油田分公司对保护区内的生产设施进行拆除并退出塔里木胡杨国家级自然保护区，输油管道进行清理就地封存，不再进行任何生产活动，现状保护区内无油气生产设施。项目解转站及利旧管线距离胡杨国家级自然保护区约 4700m，均不在新疆塔里木胡杨国家级自然保护区内。

4.2.2 新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区

水土流失重点预防区是指水土流失潜在危险较大的区域，要采取保护管理、

局部治理、生态补偿及能源替代等措施，保护林草植被，强化生产建设活动和项目水土保持管理，实施封育保护，促进自然修复，全面预防水土流失。

水土流失重点治理区是指水土流失严重的区域，要坚持统一规划、政府领导、部门协作、项目带动、社会参与，结合区域特点，科学制定分区水土流失防治措施体系，因地制宜地采取林草措施、工程措施以及农业保护性耕作措施，维护和增强区域水土保持功能。

（1）执行标准

根据《水利部办公厅关于引发<全国水土保持规划国家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》（办水保[2013]188 号）和《新疆维吾尔自治区水利厅关于引发<新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果>的通知》（新水水保[2019]4 号文），项目所在区属于新疆维吾尔自治区级塔里木河流域水土流失重点治理区。

根据《全国水土保持规划（2015-2030 年）》中附表 2（全国水土保持去划成果）内容和《生产建设项目水土流失防治标准》（GB50434-2018）4.0.1 节、4.0.2 节规定，新疆维吾尔自治区属于北方风沙区，本项目应执行北方风沙区水土流失防治一级标准。

（2）防治目标

根据《生产建设项目水土流失防治标准》（GB50434-2018）中北方风沙区水土流失防治一级标准指标值，结合本项目建设特点和所在区域的自然环境状况，对方案的计划和实施提出 6 项水土流失防治标准指标，用以指导防治措施布局，并作为水土保持验收的指标。水土流失防治指标应包括水土流失治理度、土壤流失控制比、渣土防护率、表土保护率、林草植被恢复率和林草覆盖率。具体要求见表 4.2-2。

表 4.2-2　北方风沙区水土流失防治指标值

防治指标	一级标准		二级标准		三级标准	
	施工期	设计水平年	施工期	设计水平年	施工期	设计水平年
水土流失治理度(%)	--	85	--	82	--	77
土壤流失控制比	--	0.80	--	0.75	--	0.70
渣土防护率(%)	85	87	83	85	80	83
表土保护率(%)	*	*	*	*	*	*
林草植被恢复率(%)	--	93	--	88	--	83
林草覆盖率(%)	--	20	--	16	--	12

4.3 环境质量现状监测与评价

4.3.1 环境空气质量达标区判定

项目区域环境空气现状调查与评价采用环境空气质量模型技术支持服务系统中新疆维吾尔自治区巴音郭楞蒙古自治州 2019 生态环境状况公报。

2019 年巴音郭楞蒙古自治州库尔勒市空气质量监测总天数为 365 天，空气质量优良天数为 222 天，空气质量优良率为 60.9%，比上年提高了 3.9 个百分点；扣除受沙尘影响天数后，空气质量优良率为 86.7%，同比提高了 6.5 个百分点；PM_{10} 和 $PM_{2.5}$ 均值浓度分别为 165μg/m^3、46μg/m^3，同比下降 6.8 个百分点和 8 个百分点。受沙尘天气影响 PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年均值浓度超过《环境空气质量标准（GB3095-2012）》二级标准，SO_2、NO_2 等其他监测指标均满足二级标准。

项目区域为环境空气质量不达标区，不达标因子为 PM_{10}、$PM_{2.5}$。

项目大气环境为三级评价，可不进行特征因子现状监测。

4.3.2 地下水环境质量现状监测与评价

4.3.2.1 地下水监测点位

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），项目地下水环境为三级，为查明站场所在地附近地下水环境质量现状，项目对解转站周围进行水文地质调查。监测包括 3 个潜水监测点，布设水位调查点 6 个，本次评价于 2021 年 3 月进行一期水质监测，项目地下水监测井见表 4.3-5、图 4.3-1。

表 4.3-5　　地下水监测井一览表

编号	站场	地理位置	坐标		监测层位	监测项目
			X	Y		
Q1	解转站	站场西北侧 400m	84.447215	41.269437	浅层水	水质、水位
Q2		站场东北侧 1200m	84.457944	41.278746	浅层水	水质、水位
Q3		站场东南侧 800m	84.469145	41.263983	浅层水	水质、水位
Q4		站场西北侧 680m	84.451852	41.273774	浅层水	水位
Q5		站场东北侧 1100m	84.466057	41.272357	浅层水	水位
Q6		站场东南侧 700m	84.462237	41.263345	浅层水	水位

4.3.2.2 地下水水质监测与评价

（1）监测项目

pH 值、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐（硫酸根）、氯化物（氯离子）、重碳酸盐、碳酸盐、钾离子、钠（钠离子）、钙离子、镁离子、挥发性酚类（以苯酚计）、阴离子表面活性剂、耗氧量、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氨氮、氟化物、

碘化物、氰化物、硫化物、汞、砷、硒、六价铬、铁、锰、铜、锌、铅、镉、铝、苯、甲苯、三氯甲烷、四氯化碳、菌落总数、总大肠菌群、石油类。

（2）监测时段

本次工作实际监测时段为 2021 年 3 月。

（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；

Cs_i—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：

$P_{PH}=(7.0-pH_i)/(7.0-pH_{smin})(pH_i\leq 7.0)$

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

式中：P_{PH}——i 监测点的 pH 评价指数；

pH_i——i 监测点的水样 pH 监测值；

pH_{smin}——评价标准值的下限值；

pH_{smax}——评价标准值的上限值。

标准指数 P>1 时，即表明该水质因子已经超过了规定的水质标准，且指数越大，超标越严重。

（4）检测方法

采用国家相关监测分析方法，各因子监测分析法见表 4.3-6。

表 4.3-6　　水质监测项目及分析方法

序号	检测项目	检测方法及国标代号	检出限/最低检出浓度
1	pH	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》GB/T 5750.4 -2006 5.1 玻璃电极法	——
2	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》GB/T 5750.4 -2006 7.1 乙二胺四乙酸二钠滴定法	1.0mg/L
3	耗氧量	《生活饮用水标准检验方法 有机综合指标》GB/T5750.7-2006 1.1 酸性高锰酸钾滴定法	0.05mg/L
4	溶解性总固体	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》GB/T 5750.4-2006 8.1 称量法	——
5	硝酸盐氮	《生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标》GB/T5750.5-2006 5.2 紫外分光光度法	0.2mg/L
6	亚硝酸盐氮	《生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标》GB/T 5750.5-2006 10.1 重氮偶合分光光度法	0.001mg/L
7	氨氮	《生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 》GB/T5750.5-2006 9.1 纳氏试剂分光光度法	0.02mg/L
8	硫酸盐（SO_4^{2-}）	《生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 》GB/T5750.5-2006 1.3 铬酸钡分光光度法（热法）	5mg/L
9	氯化物（Cl^-）	《生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标》GB/T5750.5-2006 2.1 硝酸银容量法	1.0mg/L
10	氟化物	《生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标》GB/T5750.5-2006　3.1 离子选择电极法	0.2mg/L
11	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 》GB/T5750.5-2006 4.1 异烟酸-吡唑啉酮分光光度法	0.002mg/L
12	挥发酚	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》GB/T 5750.4-2006 9.1 4-氨基安替吡啉三氯甲烷萃取分光光度法	0.002mg/L
13	铅	《生活饮用水标准检验方法 金属指标 》GB/T5750.6-2006 11.1 无火焰原子吸收分光光度法	2.5μg/L
14	铁	《生活饮用水标准检验方法 金属指标 》GB/T5750.6-2006 2.1 火焰原子吸收分光光度法	0.3mg/L
15	汞	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》GB/T5750.6-2006　8.1 原子荧光法	0.1μg/L

16	铬（六价）	《生活饮用水标准检验方法 金属指标 》 GB/T5750.6-2006 10.1 二苯碳酰二肼分光光度法	0.004mg/L
17	镉	《生活饮用水标准检验方法 金属指标 》 GB/T5750.6-2006 9.1 无火焰原子吸收分光光度法	0.5μg/L
18	锰	《生活饮用水标准检验方法 金属指标 》 GB/T5750.6-2006 3.1 火焰原子吸收分光光度法	0.1mg/L
19	钾离子	《水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法》 GB/T 11904-1989	0.05mg/L
20	钠离子	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》 GB/T5750.6-2006 22.1 火焰原子吸收分光光度法	0.01mg/L
21	钙离子	《水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法》 GB/T 11905-1989	0.02mg/L
22	镁离子	《水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光法》 GB/T 11905-1989	0.002mg/L
23	碳酸盐	《地下水质检验方法 滴定法测定碳酸根、重碳酸根和氢氧根》 DZ/T 0064.49-1993	5mg/L
24	重碳酸盐	《地下水质检验方法 滴定法测定碳酸根、重碳酸根和氢氧根》DZ/T 0064.49-1993	5mg/L
25	锌	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》 GB/T5750.6-2006 5.1 火焰原子吸收光度法	0.05mg/L
26	铜	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》 GB/T5750.6-2006 4.2 火焰原子吸收分光光度法	0.2mg/L
27	铝	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》 GB/T5750.6-2006 1.3 无火焰原子吸收分光光度法	10μg/L
28	硒	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》 GB/T5750.6-2006 7.1 氢化物原子荧光法	0.4μg/L
29	砷	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》 GB/T5750.6-2006 6.1 氢化物原子荧光法	1.0μg/L
30	硫化物	《生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标》GB/T 5750.5-2006 6.1 N，N-二乙基对苯二胺分光光度法	0.02mg/L
31	阴离子表面活性剂	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》 GB/T 5750.4-2006 10.1 亚甲基蓝分光光度法	0.050mg/L
32	碘化物	《生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标》 GB/T5750.5-2006 11.2 高浓度碘化物比色法	0.05mg/L

37	石油类	《水质 石油类和动植物油的测定 红外分光光度法》 HJ 637-2012	0.01mg/L
38	细菌总数	《生活饮用水标准检验方法 微生物指标》 GB/T5750.12-2006 1.1 平皿计数法	——
39	总大肠菌群	《水和废水监测分析方法》（第四版增补版） 5.2.5.2 滤膜法	——

（5）评价标准

地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)。

（6）水质监测结果及评价

地下水监测数据及评价结果见表 4.3-7。

表 4.3-7　　地下水监测数据及评价结果表

监测项目	单位	标准值	1#站场西北 400m		2#站场东北 1200m		3#站场东南 800m	
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
pH 值	--	6.5～8.5	7.31	/	7.53	/	7.43	/
总硬度	mg/L	≤450	291	0.45	342	0.53	283	0.44
溶解性总固体	mg/L	≤1000	618	0.31	633	0.32	560	0.28
硫酸盐	mg/L	≤250	0	0.00	0	0.00	0	0.00
氯化物	mg/L	≤250	56.0	0.16	53.7	0.15	54.7	0.16
挥发性酚类（以苯酚计）	mg/L	≤0.002	0.0003L	/	0.0003L	/	0.0003L	/
阴离子表面活性剂	mg/L	≤0.3	0.05L	/	0.05L	/	0.05L	/
耗氧量	mg/L	≤3.0	1.36	0.14	1.33	0.13	1.30	0.13
硝酸盐氮	mg/L	≤20	0.292	0.01	1.32	0.04	1.58	0.05
亚硝酸盐氮	mg/L	≤1.0	0.003L	/	0.003L	/	0.003L	/
氨氮	mg/L	≤0.5	0.032	0.02	0.041	0.03	0.050	0.03
氟化物	mg/L	≤1.0	0.318	0.16	0.373	0.19	0.416	0.21
碘化物	mg/L	≤0.08	0.025	0.05	0.051	0.10	0.051	0.10
氰化物	mg/L	≤0.05	0.004L	/	0.004L	/	0.004L	/
硫化物	mg/L	≤0.02	0.012	0.12	0.014	0.14	0.010	0.10
汞	μg/L	≤1	0.17	0.09	0.18	0.09	0.18	0.09
砷	μg/L	≤10	1.8	0.04	2.0	0.04	1.5	0.03
硒	μg/L	≤10	0.4L	/	0.4L	/	0.4L	/

六价铬	mg/L	≤0.05	0.004L	/	0.004L	/	0.004L	/
铁	mg/L	≤0.3	0.03L	/	0.03L	/	0.03L	/
锰	μg/L	≤100	0.12L	/	0.12L	/	0.12L	/
铝	μg/L	≤200	1.15L	/	1.15L	/	1.15L	/
铜	μg/L	≤1000	0.08L	/	0.08L	/	0.08L	/
锌	μg/L	≤1000	0.67L	/	0.67L	/	0.67L	/
铅	μg/L	≤10	0.09L	/	0.09L	/	0.09L	/
镉	μg/L	≤5	0.05L	/	0.05L	/	0.05L	/
三氯甲烷	μg/L	≤60	0.4L	/	0.4L	/	0.4L	/
四氯化碳	μg/L	≤2.0	0.4L	/	0.4L	/	0.4L	/
苯	μg/L	≤10	0.4L	/	0.4L	/	0.4L	/
甲苯	μg/L	≤186	0.3L	/	0.3L	/	0.3L	/
菌落总数	CFU/mL	≤100	37	0.04	43	0.04	34	0.03
总大肠菌群	MPN/100mL	≤3.0	2L	/	2L	/	2L	/
石油类	mg/L	≤0.05	0.01L	/	0.01L	/	0.01L	/
钠	mg/L	≤200	47	0.12	47.8	0.12	48.3	0.12

注：ND 表示未检出

由监测结果可知，各监测点位监测因子的标准指数均小于 1，均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准要求。

4.3.2.3 地下水化学类型分析

根据地下水环境现状监测结果，分析项目周边区域地下水的水化学类型，分析结果见表 4.3-8。

表 4.3-8　　解转站地下水监测点位水化学类型判定表

监测点 / 监测因子		1#站场西北 400m			2#站场东北 1200m			3#站场东南 800m		
		ρ（B）mg/L	C(1/zBz±)mmol/L	X(1/zBz±)%	ρ（B）mg/L	c（1/zBz±）mmol/L	X(1/zBz±)%	ρ（B）mg/L	C(1/zBz±)mmol/L	X(1/zBz±)%
阳离子	钾	2.22	0.06	0.71	2.23	0.06	0.72	2.32	0.06	0.76
	钠	47	2.04	25.47	47.8	2.08	26.35	48.3	2.10	26.92
	钙	71.8	3.59	44.74	91.7	4.59	58.13	89.5	4.48	57.36
	镁	28	2.33	29.08	14	1.17	14.79	14	1.17	14.96
	合计	--	8.02	100.00	--	7.89	100.00		7.80	100.00
阴离子	碳酸根	56	1.58	19.62	53.7	1.51	18.68	54.7	1.54	21.51
	碳酸氢根	108	2.25	27.98	102	2.13	26.25	103	2.15	29.96
	硫酸盐	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00

	氯化物	257	4.21	52.40	272	4.46	55.07	212	3.48	48.53
	合计		8.04	100.00		8.10	100.00		7.16	100.00
水化学类型		Cl-Ca 型			Cl -Ca 型			Cl-Ca 型		

由监测结果可知，该地区分布的地下水类型主要为 Cl-Ca 型。

4.3.2.3 地下水水位动态监测

本次工作在 2021 年 3 月进行了一期水位调查，水位监测结果见表 4.3-9。

表 4.3-9　　地下水水位调查表

编号	监测点位置	坐标		井深 (m)	地表高程 (m)	2020 年 5 月	
		X	Y			水位埋深(m)	水位标高(m)
Q1	站场西北侧 400m	84.447215	41.269437	25.00	925.18	3.61	921.57
Q2	站场东北侧 1200m	84.457944	41.278746	27.15	926.37	4.25	922.12
Q3	站场东南侧 800m	84.469145	41.263983	32.20	925.54	4.66	920.88
Q4	站场西北侧 680m	84.451852	41.273774	28.60	926.22	3.78	922.44
Q5	站场东北侧 1100m	84.466057	41.272357	30.45	924.96	4.81	920.15
Q6	站场东南侧 700m	84.462237	41.263345	29.58	925.26	4.21	921.05

由表 4.3-9 分析可知，在 6 个地下水水位调查点中，2021 年 3 月份水位标高为 920.15～922.44m，水位埋深为 3.61～4.81m。根据各地下水监测点水位的调查结果，地下水流向为自西北向东南。

4.3.3 声环境质量现状监测与评价

厂界声环境现状委托新疆力源信德环境检测技术服务有限公司于 2020 年 11 月 25-26 日进行了监测。

(1)监测点位

根据项目布置，共设 4 个噪声监测点，布设在解转站东、南、西、北边界外 1m。

(2)监测时间及监测频次

监测 1 天，监测分别在昼间（6：00～22：00）和夜间（22：00～6：00）进行。

(3)监测方法

按照《声环境质量标准》（GB3096－2008）中要求的方法执行。

(4)监测结果

监测结果见表 4.3-10。

表 4.3-10　　解转站声环境现状监测结果　　单位：dB（A）

监测点		东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
昼间		52.7	47.1	45.5	47.6
夜间		45.4	44.8	42.4	43.5
评价标准	昼间	60			
	夜间	50			
昼间		达标	达标	达标	达标
夜间		达标	达标	达标	达标

(5)声环境质量现状评价

①评价方法

采用与标准值对比的方法进行评价。

②评价标准

执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

③评价结果

由上表可知，解转站所在位置昼间噪声值在 45.5~52.7dB(A)之间，夜间噪声值在 42.4~45.4dB(A)之间，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准要求。

4.4 生态环境现状调查与评价

4.4.1 生态环境质量现状调查

根据区域生态环境特点，从维护生态系统完整性出发，确定生态环境现状调查范围为管线边界外 200m 范围的区域，评价面积为 9.14km^2。

在现场调查和群落样地调查的基础上，采用遥感（RS）、全球定位系统（GPS）、地理信息系统（GIS）等技术手段进行数据采集，并对评价区域遥感数据进行解译，完成了数字化的植被类型图、土地利用类型图，进行生态环境质量的定性或定量评价。

本次评价遥感影像数据来源于美国陆地卫星（Landsat-8）的遥感影像，该数据共 11 个波段，波段 1～7 和波段 9～11 的空间分辨率为 30m，波段 8（全色波段）的空间分辨率为 15m。利用 3S 技术对数据进行几何校正、波段组合、增强处理等预处理后，根据土地覆盖解译判读标志进行人机交互判断解译，并结合现

场调查结果对解译成果进行修正，以提取评价区域植被类型、土地利用、土壤侵蚀信息。

4.4.2 土地利用现状调查与评价

4.4.3.1 评价方法

采用景观生态学的理论及相关研究方法对评价区土地利用格局进行评价，将土地利用类型作为景观单元，利用景观生态学的方法对景观单元的结构、功能及稳定性等方面进行分析、比较，为项目的宏观、整体评价提供依据。

目前，人们多采用传统生态学中计算植被重要值的方法来确定某一斑块类型在景观中的优势，也称优势度值（D_o）。优势度值由密度（R_d）、频率（R_f）和景观比例（L_p）三个参数计算得出。密度与景观比例可综合反映某一类斑块在景观体系中的连通程度，而频率可反映某一斑块在景观体系中的均匀程度，当某一类斑块优势值明显大于其他各斑块的优势度值时，可以认为景观体系中的生态特征是由此类斑块的生态特征所主导。

景观生态计算公式如下：

斑块密度（R_d）=（斑块 i 的数目/斑块总数）×100%

斑块样方频率（R_f）=（斑块 i 出现的样方数/总样方数）×100%

景观比例（L_p）=（斑块 i 的面积/样地总面积）×100%

优势度值（D_o）=0.5×[0.5×（R_d+R_f）+L_p]×100%

4.4.3.2 现状调查与评价

根据现场踏勘来看，管道沿线以戈壁和林草地为主。根据《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017）中的土地资源分类标准，项目评价区域内的土地利用类型可划分为林地（灌木林地）、工矿仓储用地、交通运输用地、水域及水利设施用地（坑塘水面）、其他用地（沙地）5 种类型，评价区土地利用类型现状见表 4.4-1。

表 4.4-1　　评价区土地利用现状一览表

土地利用类型	面积(m^2)	面积百分比(%)	斑块个数(i)	破碎度
林地	201837	24.77	135	6.69
工矿仓储用地	37270	4.57	5	1.34
交通运输用地	26499	3.25	8	3.02
水域及水利设施用地	1600	0.20	1	6.25
沙地	547629	67.21	65	1.19
合计	814835	100	214	

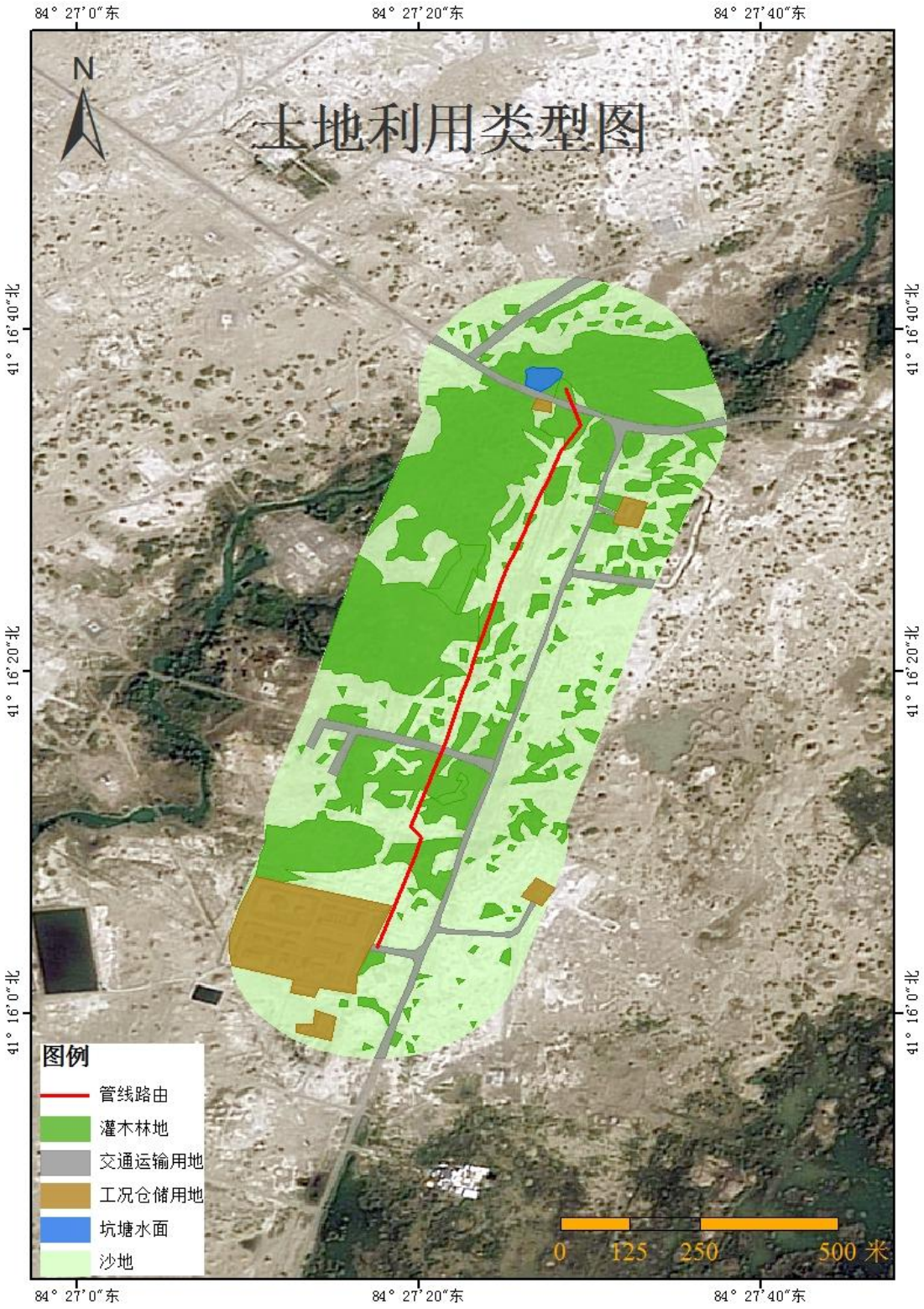


图 4.4-1　　土地利用类型现状分布图

由表 4.4-1 可以看出，评价范围内土地利用类型以沙地为主。沙地总面积为 547629m^2，占评价面积的 67.21%；林地（灌木林地）用地面积为 201837m^2，占评价面积的 24.77%；工矿仓储用地用地面积为 37270m^2，占评价面积的 4.57%；

交通运输用地面积为 26499m^2，占评价面积的 3.25%；水域及水利设施用地面积为 1600m^2，占评价面积的 0.2%。各土地类型所占面积及百分比见图 4.4-3、4.4-4。

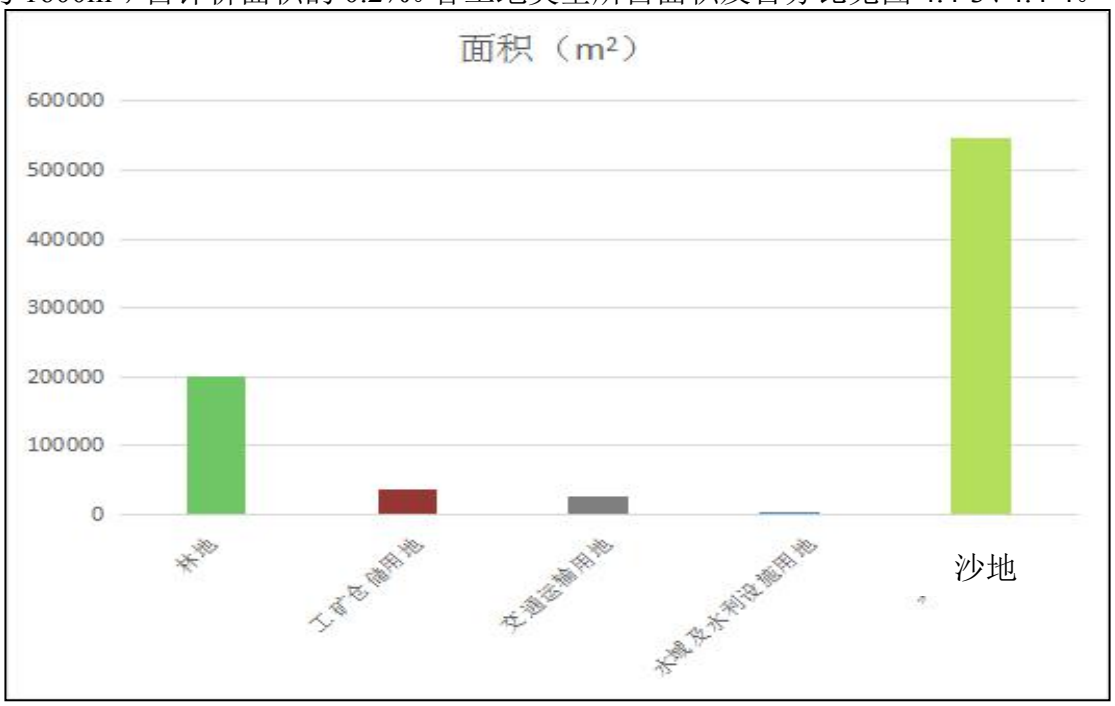


图 4.4-3　　评价区土地利用现状统计图

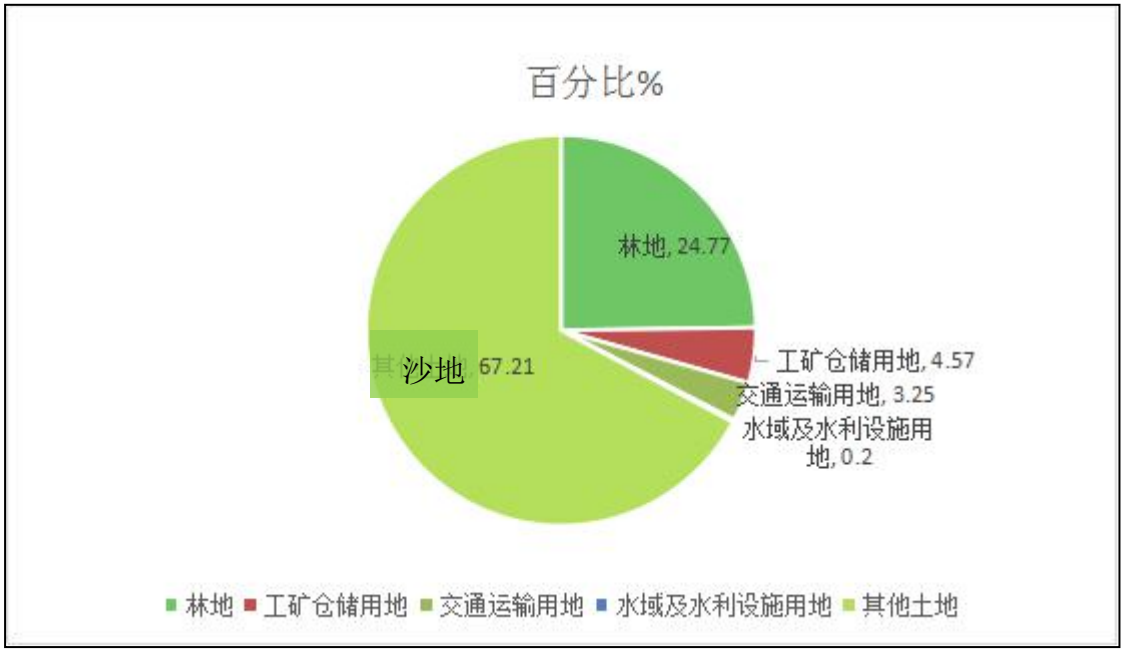


图 4.4-4　　评价区土地利用类型比例图

利用 ArcGis 软件，在评价区域范围内以 0.1km×0.1km 为一个样方进行全覆盖划分，统计各土地利用类型斑块出现的样方数，并计算优势度值，具体见表 4.4-2。

表 4.4-2　　评价区土地利用格局统计

土地利用类型	面积 (m^2)	斑块样方数	斑块个数 (i)	斑块密度 (R_d)	斑块样方频率(R_f)	景观比例 (L_p)	优势度 (D_o)
林地	201837	22	135	63.08%	25.88%	24.77%	34.62%
工矿仓储用地	37270	4	5	2.34%	4.71%	4.57%	4.05%
交通运输用地	26499	3	8	3.74%	3.53%	3.25%	3.44%
水域及水利设施用地	1600	1	1	0.41%	1.18%	0.20%	0.49%
其他土地（沙地）	547629	55	65	30.43%	64.70%	67.21%	57.39%
合计	814835	--	214	100%	--	100%	--

从各土地利用类型的景观比例(L_p)可以看出，沙地所占比例较大，景观比例为 67.21%；从斑块密度(R_d)来看，林地及其他土地最大，斑块密度分别为 63.08%及 30.43%，说明林地及沙地在评价范围内分布最为广泛；从优势度值(D_o)可进一步看出，评价范围内沙地的优势度值较大，为 57.39%，说明评价范围内其他土地的相对面积最大，连通程度最高，为评价区域内起主导作用的土地利用类型；水域及水利设施用地的优势度 0.49%，相对面积最小。

综上所述，评价区域内土地利用类型以沙地为主，其他土地主要为戈壁荒漠，其次为灌木林地，这与项目所在地的土地类型有关。

4.4.3 植被类型现状与评价

本工程位于新疆荒漠地带，评价区内植被类型现状可分为林地植被（灌木林）和非植被区 2 种类型，评价区内各植被类型现状见表 4.4-2。

表 4.4-2　　评价区植被类型现状一览表

植被类型	面积（m^2）	面积百分比（%）	斑块个数（i）
林地植被	201837	24.77	135
非植被区	612998	75.23	79
合计	814835	100	214

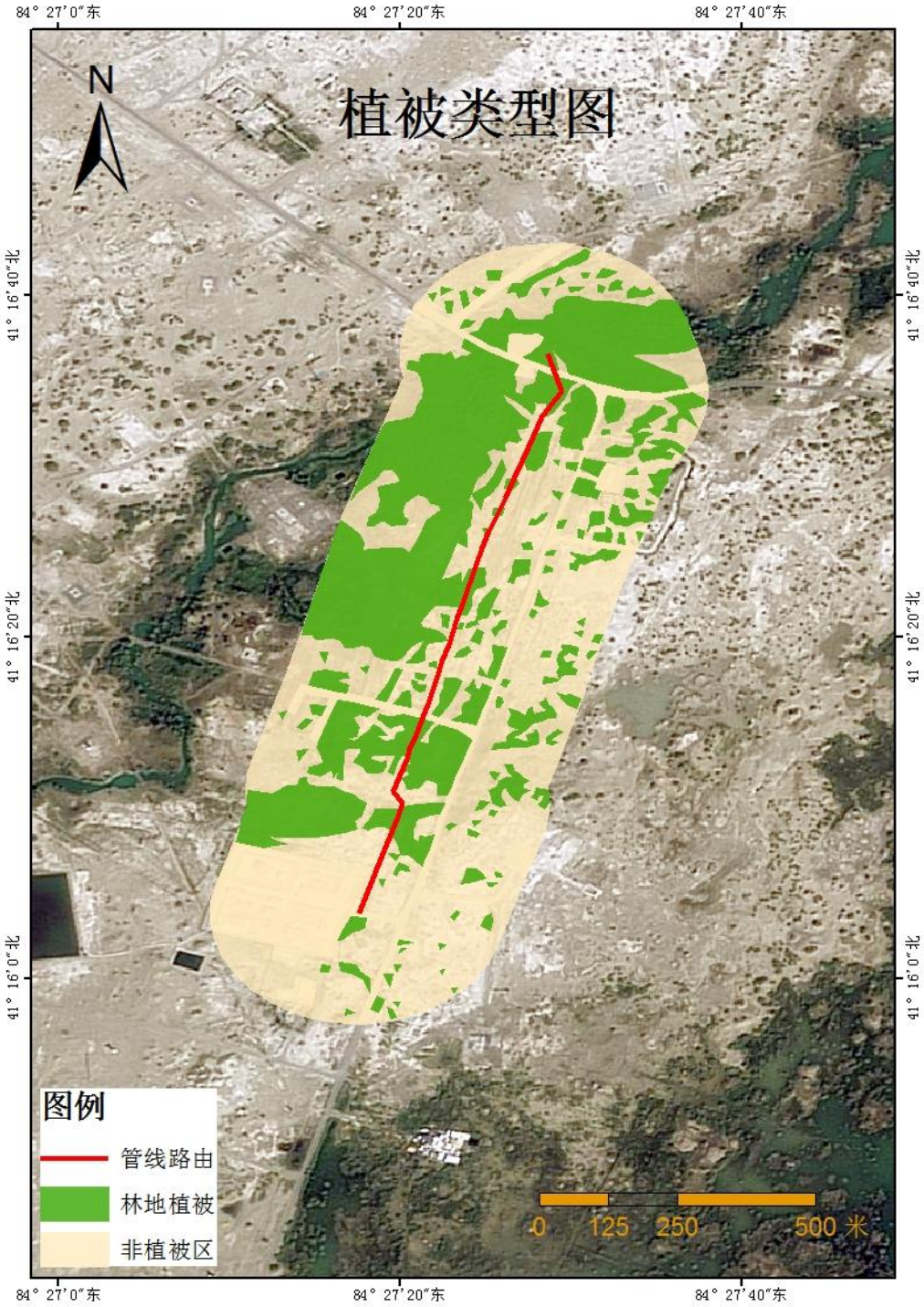


图 4.4-6　　植被类型现状分布图

由表 4.4-2 可以看出，评价区域内主要植被类型以林地为主，占地面积为 201837m^2，所占比例为 24.77%，其在评价区所占比例较大，斑块个数较大，分布较分散；非植被区为工矿仓储用地、交通运输用地、水域及水利设施用地、其他土地等地表无绿色植被覆盖的区域，占地面积为 612998m^2，其斑块个数较小，说明其在评价区域内分布较分散。评价区植被类型统计见图 4.4-6、图 4.4-7。

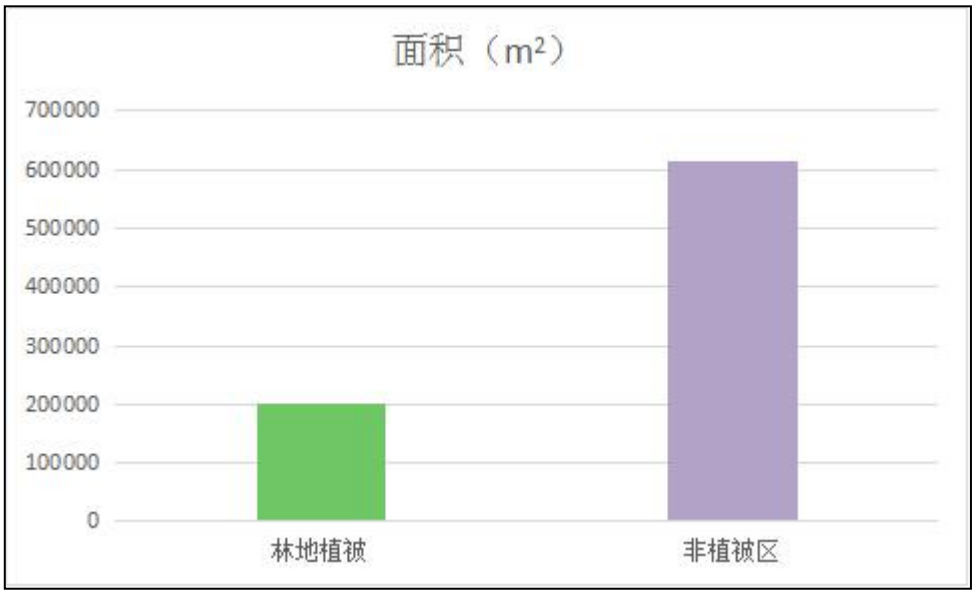


图 4.4-7　　评价区植被类型现状统计图

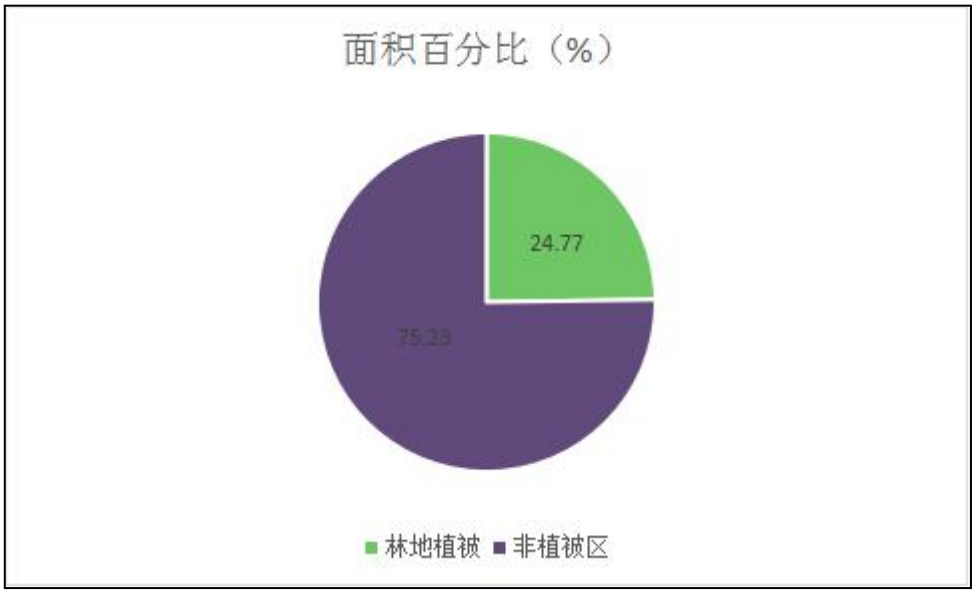


图 4.4-8　　评价区植被类型比例图

4.4.4 生态系统类型

评价区域属于新疆南部地区塔里木盆地荒漠生态系统。系统由灌木林地构成初级生产力，土壤为典型盐土和盐化草甸土，属于典型的盐生荒漠。荒漠生态系统功能简单，结构脆弱，植被低矮，物种贫乏，生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后较难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。植被破坏后，在自然状况下经历几十年都难以恢复到原来的植被状况，甚至永远不能逆转。根据现场和资料收集，项目区域生态敏感目标为天然灌木林地。只有很好地控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能控制生态进一步恶化。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

解放渠东转油站天然气外输工艺优化工程施工期约为 2 个月，预计 2021 年 6 月投入试运行。项目施工期主要为站场主要老旧设备的拆除及新设备的安装以及管线施工，站场施工过程主要为噪声影响，管线施工主要为施工扬尘、焊接烟尘、施工噪声、施工废水、建筑垃圾及生态破坏将对周围环境产生一定的不利影响。

5.1.1 施工期生态环境影响分析

5.1.1.1 土地利用影响分析

（1）临时占地影响

项目解转站内主要为设备的安装，不新增永久占地，项目临时占地主要为管线施工作业带。管线长度 1.35km，作业带宽度按 6m，占地面积 8000m^2。

从管道工程占用土地的时期来看，本工程临时占地主要是施工期间的临时占地。临时占地一般仅在施工阶段造成沿线土地利用性质的暂时改变，但施工结束土方回填后，经 3～5 年的恢复治理，占地范围原有土地利用类型可基本得以恢复。

工程在施工期间作好临时占地的恢复工作，加强工程防护以及绿化措施，防止水土流失及地质灾害的发生。施工完毕后，可通过拆除临时设施、平整土地，将表层土用于复耕等，恢复到原来土地使用功能水平，因此临时占地不会对生态环境评价范围的土地利用性质和功能、土壤的理化性质、土地利用格局造成显著影响。

总的来看，本项目建设仅对部分土地利用性质和功能，以及土壤理化性质变化造成一定程度影响，这也是管线建设不可避免的。但从整个生态环境评价范围来看，工程占地对土地利用影响较小。

(2)对土壤的影响分析

本工程建设对土壤的影响主要是建设期管道建设对土壤的占压和扰动破坏。由土地占用情况可知，项目占地为临时占地，临时占地在工程结束后 2～3 年可恢复其原有使用功能。但因重型施工机械碾压、施工人员践踏、土体扰动等原因，施工沿线的自然土壤的理化性质、肥力水平受到一定影响，并进一步影响地表植被恢复。这种影响预计持续 2～3 年，随着时间的推移逐渐消失，最终使植被的

产量和品质恢复到原来的水平。具体表现如下：

①破坏土壤结构

土壤结构是经过较长的历史时期形成的，管沟开挖和回填必将破坏土壤的结构。尤其是土壤中的团粒结构，一旦遭到破坏，必须经过较长的时间才能恢复。管道开挖必定扰乱和破坏土壤的植被根系层，此外，土层的混合和扰动，同样会改变原有土壤的性质。

②混合土壤层次、改变土壤质地

土壤质地因地形和土壤形成条件不同而有较大变化，即使同一土壤剖面，表层土壤质地与底层的也截然不同。沟挖过程中实施“分层开挖、分层堆放和分层回填”的措施，开挖过程中生熟土分开堆放，管线建设完毕后及时尽量恢复沿线地表原貌，比如种植新的草地和其他与新环境相宜的植物，使土壤生态环境的影响得到有效的控制。

③影响土壤养分

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分而言，表土层远较心土层好，其有机、全氮、速效磷、钾等含量高，紧实度、孔隙状况适中，适耕性强。施工对原有土体构型势必扰动，使土壤养分状况受到影响，严重者使土壤性质恶化，并波及其上生长的植被，甚至难以恢复。

根据有关资料统计，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性状密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤中有机质将下降 30～40％，土壤养分将下降30～50％，其中全氮下降43％左右，磷素下降40％，钾素下降43％。这表明即使在管道施工过程中实行分层堆放和分层覆土等保护措施，管道工程对土壤养分仍有明显的影响，事实上，在管道施工过程中，难以严格保证对表土实行分层堆放和分层覆土，因而管道施工对土壤养分的影响更为明显，最后导致土地生物生产量的下降。

④影响土壤紧实度

管道铺设后的回填，一般难以恢复原有的土壤紧实度，施工中机械碾压，人员践踏等都会影响土壤的紧实度。

⑤土壤污染

施工过程中将产生施工垃圾以及焊渣、废弃外涂层涂料等废物。这些固体垃圾可能含有难于分解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量。另外

施工过程中，各种机器设备的燃油滴漏也可能对沿线土壤造成一定的影响。

随着施工结束，通过采取一定的措施，土壤质量将逐渐得到恢复。总之，铺设管道由于改变了土壤结构和土壤养分状况，但通过加大对作业带有机肥料的投入，可增加土壤有机质含量，恢复土壤团粒结构，有效地减轻压实效应和缩短消除压实效应所需的时间，土壤质量将会逐渐得到恢复。

5.1.1.2 动物及植被影响分析

拟建工程施工期对植被的影响主要为建设过程中的植被剥离、清理和占压。对动物的影响主要为栖息地破坏引起的动物逃离、施工噪声对动物的干扰。

（1）对植被的影响

据现场踏勘调查在管道两侧 200m 评价区范围内，主要为灌木林地（梭梭草和多枝怪柳），施工期对植被的影响主要有占地范围内原有植物的剥离、清理及占压。在施工过程中，土壤开挖区范围内植物的地上部分与根系均被清除，施工作业带内植被由于挖掘土石的堆放、人员的践踏、施工车辆和机具的碾压而受到不同程度的破坏，会造成地上部分破坏甚至死亡。

工程填挖方均占压和清除一定数量的地表植物，使填挖区被生土覆盖或出露生土，植物恢复须经过较长时间。

拟建工程对植被的影响，主要为对管线沿线原有梭梭草及多枝怪柳全部遭到破坏，代之出现的是人工栽植的绿化植被，要达到较好的恢复程度，需要 3～5 年时间。

（2）对动物的影响

据现场踏勘调查在管道两侧 200m 评价区范围内，未发现珍稀动物栖息地，因此管道建设对珍稀动物影响很小。但在施工期间应注意施工材料运输、堆放，施工挖掘土方，固体废物及生活垃圾堆放，以及施工人员活动等，均可能对物种生存和自然栖息地产生干扰和破坏。因此，管道施工阶段经过这些区域时，应尽量缩小施工作业带，施工作业应尽量避开繁殖期，施工机械和车辆等需远离可能存在的动物栖息地。在此基础上，项目建设对野生动物的影响小。

5.1.1.3 景观生态影响分析

项目管道施工期间会直接影响到该地段的景观，管线埋地敷设、施工过程对景观影响是短暂的，它随着施工结束后的复种、复垦而结束，对景观影响不大。

5.1.1.4 水土流失影响分析

（1）水土流失影响分析

在施工期管沟开挖土方主要堆放在沟的一侧，根据施工经验，其挖出的土方堆积宽度为3m、高为1m，土层较松散。项目所处区域干旱少雨，雨季雨水会迅速下渗，不会造成水土流失现象。

工程建设对水土流失的影响主要通过扰动地表、破坏土壤结构等，在水力和人为活动等外营力的作用下产生。工程建设过程中可能造成水土流失的环节，主要表现在以下几个方面:

①管沟工程的翻挖、填筑等施工活动，扰动地表、改变地表土壤结构和损坏地表植被，形成松散的裸露地表，使原地表的水土保持功能降低或丧失，土壤侵蚀强度较建设前明显增加。

②管线和设备等运输车辆频繁碾压出入，易携带泥沙进入周边道路，在降雨径流作用下土壤侵蚀强度增加。

③工程中临时堆土场等松散堆积体在堆放期间易受降水、地面径流冲刷，易产生水土流失。

④自然恢复期，工程土石方开挖、填筑已经完成，扰动地表、损坏地表植被的活动基本停止。工程建设造成人为水土流失的因素多已消失，但由于距施工活动结束时间较短，被损坏的植被尚未恢复或未完全恢复，水土保持功能未完全发挥，工程建设导致新增水土流失情况依然存在。

（2）防止水土流失措施

施工期水土保持首先是以预防为主，在施工过程中应加强防护措施。施工前应做好临时排水设施的规划设计，合理设置截水沟、排水沟等排水设施。施工场地如有土方开挖和临时渣土堆，应注意保护挖、填土方的边坡稳定，设置临时的拦挡设施。

在雨季应设置临时的拦挡设施，施工场除临近道路一侧之外，设置不低于3m高的围墙，或在料堆边缘堆放装土编织袋，对料进行覆盖，防止水蚀，在大风干燥季节必要时采取洒水方法防止风蚀。此外，施工场区的水土保持措施还有如下几方面:

①各种防护措施要与主体工程同步实施。在与施工单位签订工程合同中应包括防治水土流失条款并监督实施。施工队应加强员工素质教育，充分重视水土流失防治问题，最大程度地减少人为因素所造成的水土流失。鉴于以往尽管水土保持部门及环境评价单位提出许多水土流失防治措施，但施工单位在实际操作中不予实施，造成的水土流失仍然较为普遍，因此，施工期的环境管理十分必要，各

管理部门应加强监督管理；

②禁止破坏项目占地范围周边植被。对于植被破坏的地段，在施工后期或结束后及时恢复，尽量减少绿地面积的破坏和减少；

③尽量减少施工临时占地，在满足施工要求的前提下，施工场地要尽量小，以减轻对施工场地周围土壤、植被和道路的影响，不得随意侵占周围土地；

④在施工时，必须限制在施工范围内，不得随意扩大范围，尽量减少对附近的植被和道路的破坏；

⑤施工中，尽量保护好前期建设中的场区生态环境，对破坏的灌木进行及时的栽种和补植；

⑥施工临时占地应加强水土保持工作，采取绿化工程措施，及时进行恢复植被，防止水土流失；

⑦对管线周边占地进行生态恢复，根据当地气候条件种植合适植被。尽量回复施工前原貌。

要求施工期项目所在区域渣土防护率能够达到85%以上，运行期水土流失治理度能达到85%，土壤流失控制比能达到0.80，渣土防护率能达到87%，林草植恢复率达到93%，林草覆盖率达到20%。通过施工期采取措施及运营期对植被进行防护，根据植被生长情况及时补种，能够达到保护路基边坡稳定、减少坡面水土流失、减少道路路面径流冲刷等目的。

5.1.1.5 生态影响分析结论

从整个评价区来看，该工程不会减少生态系统的数量，不会改变评价区生态系统的完整性和稳定性。因此评价认为，采取必要的生态保护措施后，对评价区内的各生态系统影响较小。

5.1.2 施工期环境空气影响分析

（1）施工期环境影响分析

①施工扬尘

施工扬尘主要产生于管沟开挖、回填、土方堆放、运输车辆行驶等过程，按起尘的原因可分为风力起尘和动力起尘。扬尘产生量与施工现场条件、施工管理水平、施工机械化程度、施工季节、施工场地土质及天气等诸多因素有关。

据有关调查显示，运输车辆来往行驶过程产生的扬尘量约占施工期扬尘总量的 60%以上。在同样路面清洁度情况下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面清洁度越差，则扬尘量越大。故限速行驶及保持路面清洁是减少运

输车辆道路扬尘的有效途径。

施工期扬尘的另一个主要来源是露天堆场和裸露场地的风力扬尘。由于施工的需要，一些建材需露天堆放；一些施工点表层土壤需人工开挖、堆放，在气候干燥又有风的情况下，会产生扬尘。起尘风速与物料粒径、含水率等因素有关，减少露天堆放和保证露天物料一定的含水率及减少裸露地面是减少风力起尘的有效手段。

尘粒在空气中的传播扩散情况与风速等气象条件有关，也与尘粒本身的沉降速度有关。以沙尘土为例，不同粒径的尘粒的沉降速度见表 5.1-1。

表 5.1-1　　不同粒径尘粒的沉降速度

粒径(μm)	10	20	30	40	50	60	70
沉降速度(m/s)	0.003	0.012	0.027	0.048	0.075	0.108	0.147
粒径 (μm)	80	90	100	150	200	250	350
沉降速度(m/s)	0.158	0.170	0.182	0.239	0.804	1.005	1.829
粒径(μm)	450	550	650	750	850	950	1050
沉降速度(m/s)	2.211	2.614	3.016	3.418	3.820	4.222	4.624

由表 5.1-1 表可知，尘粒的沉降速度随粒径的增大而迅速增大。当粒径为 250μm 时，沉降速度为 1.005m/s，因此可以认为当尘粒大于 250μm 时，主要影响范围在扬尘点下风向近距离范围内，而真正对外环境产生影响的是一些微小尘粒。施工期间，施工扬尘势必会对该区域的环境产生一定的影响。

本工程施工周期较短，工程区周边无人群居住，因此施工扬尘对环境影响较小，且是局部的、临时的，随施工结束而消失。

②施工机械和运输车辆尾气

施工机械和运输车辆主要以燃油为动力，燃油废气中主要污染物为 NOx、CO、THC 等。施工机械及运输车辆所排放的废气在空间上和时间上具有较集中的特点，在局部的范围内污染物的浓度较高。本工程所在区域扩散条件良好，施工机械及运输车辆产生的尾气很快被空气稀释，对环境影响不大。

③管道焊接

管线焊接过程中会有焊烟产生，项目管线为分段焊接，焊接工程较为分散、施工地点多处于空旷地带，有利于空气的扩散，加之两段管道直接焊接工程量较小，废气产生量较小，因此对周围大气环境产生的影响较小。

（2）污染防治措施

为最大限度地减轻施工期间对周边环境空气质量的不良影响，结合《新疆维

吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《打赢蓝天保卫战三年行动计划》（国发[2018]22 号）、《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会公告 第 15 号）及《建筑工程绿色环保施工管理规范》（DB65/T 4060--2017）相关要求以及工程特点，提出在工程站场施工中必须采取如下措施，来减轻二次扬尘对周围环境的影响：

a、每天定时对施工现场各扬尘点及道路洒水。

b、施工过程中，建设单位应当在与施工单位签订的施工承包合同中明确施工单位防治扬尘污染的责任。施工单位应当按照相关规定，指定扬尘污染防治方案，并安排专人负责施工过程中的环保管理工作。

c、严格执行规范施工、分层开挖、分层回填的操作制度，实施分段作业，避免长距离施工，合理利用弃土，工程措施与绿化措施相结合等生态保护措施，防止和减轻施工期的扬尘污染。

d、车辆及施工器械在施工过程中应尽量避免扰动原始地面、碾压周围地区的植被，不得随意开辟便道，严禁车辆下道行驶，对施工集中区进行喷洒作业，以减少大气中浮尘及扬尘来源。

e、施工临时堆放的土方全部位于施工作业带内，采取防护措施，如加盖保护网、四周设置围墙、喷淋保湿等，防止扬尘污染，待土方回填后恢复原有地貌。

f、合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

g、加强对施工机械、车辆的维修保养，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

h、加强施工工地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

综上所述，在采取以上措施后对敏感点影响较小，且施工造成的不利影响是局部的、短期的，项目站场建设完成之后影响就会消失，因此施工扬尘对周围环境空气和居民的影响是可以接受的。

5.1.3 施工期地表水环境影响分析

项目所在区域不涉及地表水体，施工期产生的废水包括管道试压水和生活污水。

5.1.3.1 施工生活污水影响分析

施工队施工人员 20 人，施工周期约 50d，生活用水量按 50L/人·d 计算，排

水量按用水量的 80%计算，则施工期共产生生活污水 40m^3，主要污染物 COD 为 500mg/L，氨氮为 20mg/L、SS 为 50mg/L。生活污水依托解转站内化粪池处理后进入站外生活污水蒸发池自然蒸发，不外排。

5.1.3.2 管道试压废水影响分析

拟建工程在清管后进行试压，试压采用水压试，试压最大管段排水量为 120m^3。试压管段按地区等级并结合地形分段，一般不超过 13km。按《天然气运行管线试压技术规范》(SY/T6149-1995)的规定，试压水不允许具有腐蚀性、不含有机和无机脏物，为清洁水，采用先装入清管器后注水的方法，以水推动清管器将整个管段注满水，注满水 24h 后，开始升压，压力值、稳压时间及允许的压降值应符合相关要求，试压完成后应立即对被试管段进行排水。试压后排水中污染物主要是 SS，浓度值小于 30mg/L，试压水循环使用，通过罐车进行拉运，最后一段管道试压水由罐车送管线周边泼洒抑尘，不会对当地水环境不会产生不利影响。

5.1.4 施工期地下水环境影响分析

管线施工过程地下水环境污染途径主要为施工设备漏油经包气带渗漏至浅水层进而污染地下水质。根据地下水水位调查，沿线地下水水位埋深大于 10m，开挖过程中基本不会破坏地下水潜水含水层，开挖过程产生的涌水主要为土壤中的毛细水，施工过程中对地下水环境影响较少。

为了防止设备漏油遗撒在地面、造成地下水环境污染潜在风险，应加强设备维修保养，在易发生泄漏的设备底部铺防漏油布，并及时清理漏油；机械设备若有泄油现象要及时清理散落机油，将其收集待施工结束后统一收集后交由有资质单位处理。

本项目天然气管道铺设一般覆土为 1.2 米，铺设施工不会对主要地下水含水层造成破坏，且施工完成后会恢复原地层地形特点，因此管道施工对地下水影响较小。工程干线管道全部采用防腐层，防止管线受到腐蚀破坏，风险状况下泄漏天然气挥发，不对地下水造成影响。施工期产生的废水均不随意排放，因此对地下水影响较小。

5.1.5 施工期噪声影响分析

5.1.5.1 施工噪声源

本工程在施工建设过程中，由于运输、场地平整、管沟开挖及回填等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。施工期

主要噪声源及其源强详见表 5.1-2。

表 5.1-2　　施工期主要噪声源及其源强

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	挖沟机	84/5	3	推土机	90/5
2	装载机	90/5	4	运输车辆	78/5

5.1.5.2 建筑施工场界环境噪声排放标准

根据《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），建筑施工期间场地产生的噪声限值见表 5.1-3。

表 5.1-3　　建筑施工场界环境噪声排放标准

噪声限值 dB(A)		标准来源
昼间	夜间	
70	55	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）

5.1.5.3 预测计算

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：

$Lr=Lr_0-20\lg(r/r_0)$

式中：Lr--距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

Lr_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。

预测结果见表 5.1-4。

表 5.1-4　　距声源不同距离处的噪声预测值　　单位：dB(A)

序号	噪声源	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]							施工阶段
		40m	60m	100m	200m	250m	300m	350m	
1	挖沟机	65.9	62.4	58.0	52.0	50.0	48.4	47.1	土石方
2	装载机	71.9	68.4	64.0	58.0	56.0	54.4	53.1	安装
3	推土机	71.9	68.4	64.0	58.0	56.0	54.4	53.1	基础施工
4	运输车辆	59.9	56.4	52.0	46.0	44.0	42.4	41.1	物料运输

通过预测结果可知，噪声声级随距离的增加而衰减，昼间满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）距离为 60m，夜间满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）距离为 300m。

5.1.5.4 噪声减缓措施

项目施工期较短，站场及管线施工对周围敏感点的噪声影响是短暂的，为了

降低对周围环境敏感点的影响，本次评价要求项目施工期要采取以相关降噪措施：

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

（2）应合理安排施工作业，避免高噪设备集中施工造成局部噪声过高。

（3）运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

施工期噪声影响相对运营期是暂时的，随着施工期的结束而消失。通过上述降噪措施并加强管理、规范操作，以减少施工期噪声对周围居民的影响。

5.1.6 施工期固废影响分析

施工期产生的固体废物主要为施工废料、弃土和施工人员产生的生活垃圾等。

施工废料主要包括管材边角料、防腐作业中产生的废防腐材料等，根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程施工废料产生量约为 0.27t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至轮南固废填埋场填埋处理。

施工期间施工人员生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算，则生活垃圾总产生量为 0.5t。生活垃圾集中收集后运至轮南固废填埋场处理。

开挖管沟多余的土方沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富裕量，剩余土方用于场地平整。评价要求土方施工应做到“快挖块填、分层开挖、分层堆存、分层回填”，在填埋过程中应逐层夯实。全线管沟挖填的土石方量计算总计约 3500m^3，其中挖方量为 1985m^3，主要用于埋管后的覆土回填平整场地，满足“管沟回填土高出地面 0.3m”要求后，废弃土石方约 270m^3，由于全部用于施工作业带平整。

综上，拟建工程施工期产生固废均能做到妥善处置，不会对周围环境产生明显影响。

5.2 运营期环境影响预测与评价

5.2.1 大气环境影响预测与评价

依据《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018)中相关要求，项目大气评价等级为三级，不需要进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算。

5.2.1.1 大气环境影响估算

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。

（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：

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

P_i——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度 占标率，%；

C_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，μg/m^3；

C_{oi}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m^3。

（2）废气污染源参数

各污染物参数见表 5.2-1、5.2-2。

表 5.2-1　废气污染源参数一览表（面源）

污染源名称	左下角坐标(o)		海拔 m	矩形面源			排放速率 kg/h
	经度	经度		长度 m	宽度 m	有效高度 m	NMHC
解转站压缩机装置区	41.268248	84.454051	927	10	10	4	0.001

（2）估算模型参数

表 5.2-2　　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°C
最低环境温度		-25.5°C
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)	/
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/o	/

注*：根据《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018)中相关要求，当项目周边 3km 半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时，选择城市，本项目解转站 3km 范围内均为荒漠，本次预测选择农村。

（3）估算模型计算结果

项目废气污染源的正常排放污染物的 P_{max} 和 $D_{10\%}$估算模型计算结果一览表见表 5.2-3。

表 5.2-3　　主要污染源估算模型计算结果一览表(面源)

下方向距离(m)	解转站（面源）	
	非甲烷总烃	
	预测质量浓度（ug/m^3）	占标率（%）
50.0	3.296	0.16
100.0	2.391	0.12
200.0	1.519	0.08
300.0	1.076	0.05
400.0	0.875	0.04
500.0	0.730	0.04
600.0	0.629	0.03
700.0	0.554	0.03
800.0	0.497	0.02
900.0	0.450	0.02
1000.0	0.409	0.02
1200.0	0.344	0.02
1400.0	0.295	0.01
1600.0	0.256	0.01

1800.0	0.226	0.01
2000.0	0.201	0.01
2500.0	0.156	0.01
3000.0	0.126	0.01
...	/	/
25000	0.008	0.06
下风向最大质量浓度及占标率	8.023	0.401
D10%最远距离	/	/

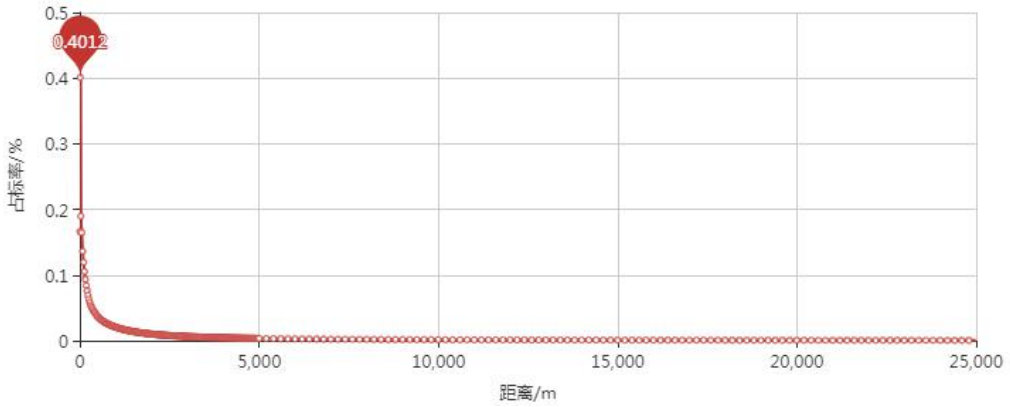


图 5.2-1　　解转站 P_{max} 预测结果折线图

综合以上分析，本项目 P_{max} 最大值出现为无组织废气非甲烷总烃，1%≤P_{max}=0.401%<10%，评价等级为三级，评价范围为项目厂界。

（4）站场场界达标排放分析

解转站场无组织产生源为无组织排放的非甲烷总烃，本评价采用 HJ2.2-2018 推荐模式清单中的估算模式计算无组织排放源厂界贡献浓度，预测结果见表 5.2-4。

表 5.2-4　　非甲烷总烃无组织排放源厂界外浓度监控点浓度贡献值

监控点	浓度贡献值(mg/m³)	标准值(mg/m³)	占标率%	达标情况
东厂界	0.0078	2	0.39	达标
南厂界	0.0071	2	0.34	达标
西厂界	0.0060	2	0.29	达标
北厂界	0.0054	2	0.21	达标

由上表可知，项目厂界非甲烷总烃的贡献浓度在 0.054mg/m³～0.078mg/m³，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）浓度值要求。

经估算结果可知，项目在落实相关环保措施的情况下，估算结果满足《大气污染物综合排放标准详解》中2.0mg/m³限值要求，对周围环境影响相较小，大气

环境影响可以接受。

5.2.1.2 污染物排放量核算

本工程无组织排放量核算情况见表 5.2-5。本工程大气污染物排放量核算情况见表 5.2-6。

表 5.2-5　　项目大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	污染物		年排放量/（t/a）
					标准名称	浓度限值/（mg/m^3）	
1	--	解转站场	非甲烷总烃	日常维护，做好密闭措	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中无组织排放要求	4	0.013

表 5.2-6　　项目大气污染物排放量核算表

序号	污染物		年排放量/（t/a）
1	无组织污染物	非甲烷总烃	0.013

5.2.1.3 大气环境影响评价自查表

项目大气环境影响评价自查表具体情况见表 5.2-7。

表 5.2-7　　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+NOx 排放量	≥2000t/a□	500～2000t/a□	<500t/a☑				
	评价因子	基本污染物（颗粒物、SO_2、NO_x） 其他污染物（非甲烷总烃）		包括二次 PM2.5□ 不包括二次 PM2.5☑				
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	一类口□		二类区☑		一类区和二类区□		
	评价基准年	（2019）年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□		主管部门发布的数据☑		现状补充监测☑		
	现状评价	达标区□		不达标区☑				
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源□ 现有污染源□	拟替代的污染源□	其他在建、拟建项目污染源□		区域污染源□		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他□
	预测范围	边长≥50km□		边长 5～50km□		边长=5km□		

	预测因子	预测因子（/）		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（/）h	$C_{非正常}$占标率≤100%□		$C_{非正常}$占标率>100%□
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{叠加}$达标□		$C_{叠加}$不达标□	
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□		k>-20%□	
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃）		有组织废气监测□ 无组织废气监测☑	无监测□
	环境质量监测	监测因子：（/）		监测点位数（/）	无监测☑
评价结论	环境影响	可以接受 ☑		不可以接受 □	
	大气环境防护距离	距（/)厂界最远（/）m			
	污染源年排放量	SO_2:(0)t/a	NOx:(0)t/a	颗粒物:(0)t/a	VOCs:(0.013)t/a
注：“□”，填“√”；“（ ）”为内容填写项					

5.2.2 地表水环境影响分析

本项目不新增劳动定员，不新增生活污水。项目输气管线是全封闭系统，沿线埋地敷设，管线沿线无地表水体，且正常输送过程中无污染物排放，不会对管道沿线地区地表水环境造成影响。

5.2.3 地下水环境影响分析

本项目位于塔里木河北岸冲积平原。塔里木河北岸冲积平原北临迪那河冲洪积扇、渭干河-库车河冲洪积扇及其他小型冲洪积扇、冲出锥组成的山前冲洪积倾斜平原的细土平原部分。

5.2.3.1 地质条件

（1）含水层的分布及富水性

本区第四系堆积厚度 500m 以上，其中 300m 以上为中上更新统冲积、湖积粉细砂、中细砂夹多层厚度不超多 2m 的粉土、粉质粘土薄层。地下水大部分属潜水，局部具承压水特征，地下水含水层主要有第四系潜水含水层和新第三系裂隙孔隙承压水层。潜水位埋深一般为 3-5m，除河道两侧存在与塔河水质相近的

1-3g/L 的微咸水外，其它均为高矿化咸水。

（2）地下水的形成及动态

项目所在区域除受塔河河水、地面渠系水渗透补给外，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不给。地下水动态变化受塔河水位的控制，属水文型。地下水埋深常随塔里木河丰水期和枯水期的影响而变化。

（3）地下水水化学特征

第四系潜水含水层沿塔河两侧有一淡化带，为冲淡型地下水，深度为30m~50m，淡化带宽 2km~4km，矿化度沿河岸较低 1g/L~3g/L，其它地区一般超过 3g/L，水层较薄，水量不大，其化学组成为：SO:Cl- Na:Ca 型水。

新第三系裂隙孔隙承压水含水层化学类型单一，由于漫长的地质历史时期内得不到循环交替，呈封闭性地下水，属高矿化封存水，水量中等，水质差，矿化度较高，一般为 5~10g/L，局部大于 50g/L，其化学组成为：SO_4Cl- Na 型水。

（4）地下水的补、径、排条件

项目区域地下水的补给来源主要是北部冲洪积平原区地下水的侧向流入补给。由于气候异常干燥，降水量少而蒸发强烈，因此降水补给量可忽略不计。地下水的总体流向是从西北向东南方向径流。地下水一部分通过潜水蒸发、植物蒸腾排泄，一部分通过人工开采排泄，大部分则排泄至塔里木河中。

5.2.3.3 地下水环境影响分析

（1）预测情景分析

正常状况下，由于燃气管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。

非正常状况下，压缩机部位及管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生。泄漏情况下，石油类污染物下渗可能导致地下水污染风险的发生。压缩机及管线发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。

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

管线凝析油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留，进入到潜水后，油污将随着地下水运移和衰减。由于凝析油泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，油溢出的浓度按 8.01×10^5mg/L 计，并成为污染地下水的源强浓度。

根据相关研究资料，本次采用解析法，按照一级衰减动力学方程分析石油中有机污染物的衰减规律。

$$e_i = C_0 \cdot e^{-kt}$$

$$t_{1/2}=0.693/k$$

式中：e_i——预测浓度（被降解后的浓度），按 0.3mg/L 计（该值取自《生活饮用水卫生标准》(GB5749-2006)）；

C_0——污染源强（mg/L），按 8.01×10^5mg/L 计；

k——降解速率常数（1/d），根据相关研究，按 0.015 计；

t——降解发生的时间（d）；

t1/2——半衰期（d）。

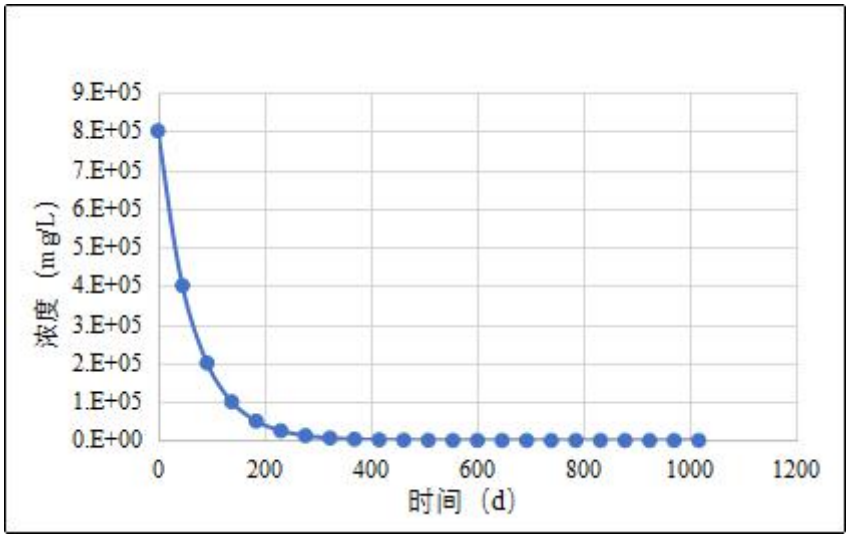


图 5.2-2　　石油类污染物的一级衰减曲线

由计算结果可以看出，石油类污染物的半衰期约为 46d 左右，经过 986 天的自然降解，污染物浓度才可达到石油类浓度的标准值 0.3mg/L，根据地下水流速，可计算出凝析油泄露后的影响范围为泄漏点的地下水下游方向 128m。故压缩机房及运输管道必须采取必要的防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。

在事故发生后，建设单位可立即关闭阀门并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，将在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。

只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，正常生产期间对废水进行妥善处置，对水环境影响很小。

（2）地下水污染防治措施

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

①源头控制措施

a 压缩机采用全密闭流程，可根据具体条件和重要性确定密封型式。

b 输送管道采用地下敷设，管道、阀门设专用防渗管沟，管沟上设活动观察顶盖，以便出现泄漏问题及时观察、解决，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。

c 对输送管道、阀门严格检查，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

②分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610–2016)“1.2 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，其中集输管线划分为一般污染防治区，一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于1.5m 厚，渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能，压缩机房地面按照重点污染治理区进行防渗，防渗层的防渗性能不能低于 6.0m 厚，渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层。

③地下水环境监测与管理

根据本工程特点，所在区域厚度大，岩性单一，密实程度强，透水性能低，为较小富水性的含水段，同时根据预测发生泄露后渗透较浅，项目利用解转站内生产废水蒸发池下游的 1 口地下水水质监控井。监测项目为 pH 值、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、硫酸盐、氯化物、石油类；监测频次每年枯水期监测一次。

④应急响应

在制定油田环保管理体制的基础上，制定专门的地下水污染事故的应急预案，并应与其它应急预案相协调。

a 地下水应急预案应包括以下内容：

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；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。

b 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：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，在第一时间内尽快上报主管领导，通知当地环境保护主管部门，密切关注地下水质变化情况；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，切断污染泄露源，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；对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

5.2.3.4 地下水评价小结

由本次预测结果可知，在非正常工况下，压缩机部位及管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，其下游的地下水会受到污染，距离泄露点越远，地下水受到的污染影响越小。因此，本环评要求项目必须加强对压缩机及管线日常维护和定期检修工作，防止发生泄漏，同时要加强地下水污染防治措施和监控管理，避免和减缓生产废水泄漏对地下水水质产生的影响。

5.2.4 声环境影响预测与评价

5.2.4.1 噪声源源强

项目主要噪声源为压缩机、加药泵等设备运行噪声，噪声值在 75~90dB（A）之间，经类比，在采取选用低噪声设备、基础减振、厂房隔声、风机加装隔声罩等措施，并定时保养设备，避免继续经设备转动部件在无润滑条件下运转。项目设备噪声源分布情况见表 5.2-1。

表 5.2-1　项目噪声源及分布情况一览表

噪声源名称	主要噪声设备	数量	源强 dB（A）	减噪措施	降噪后源强 dB（A）	距厂界距离(m)			
						东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
空压机房	压缩机	1	90	选用低噪声设备、基础减振、厂房隔声等措施	65	65	115	110	35
加药间	加药	1	75		60	55	115	115	35

	泵								

5.2.4.2 预测模式

噪声从声源传至受声点，因受传播距离、空气吸收、阻挡物的反射与屏障等因素影响，会使其产生衰减。

（1）室外声源对噪声预测点贡献值预测模式

各声源对预测点的贡献值按 A 声级计算公示为：

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

式中：L_{AI}——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_{atm}——空气吸收引起的 A 声级衰减量；

A_{bar}——声屏障引起的 A 声级衰减量；

A_{gr}——地面效应引起的 A 声级衰减量；

A_{emisc}——其他多方面效应。

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：

$$L_AI=L_A（r_0）－20Lg（r/r_0）$$

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：

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

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 1000 米空气吸收系数。

④A_{gr} 及 A_{emisc} 衰减

A_{gr}（地面效应）及 A_{emisc}（其他衰减）包括声波传播过程中由于云、雾、温度梯度、风及引起的声能量衰减，本次评价中忽略不计。

（2）室内声源对噪声预测点贡献值预测模式

室内声源首先换算为等效室外声源，再按各类声源模式计算。

①首先计算出某个室内声源靠近围护结构处的倍频带声压级：

$$L_{oct,1} = L_{w\ \ oct} + 10\lg\left(\frac{Q}{4\pi r_1^2} + \frac{4}{R}\right)$$

式中：$L_{oct,1}$ 为某个室内声源在靠近围护结构处产生的倍频带声压级，Lw oct 为某个声源的倍频带声功率级，r_1 为室内某个声源与靠近围护结构处的距离，R 为房间常数，Q 为方向性因子。

②计算出所有室内声源的靠近围护结构处产生的总倍频带声压级：

$$L_{oct,1}(T) = 10\lg\left[\sum_{i=1}^{N} 10^{0.1L_{oct,1(i)}}\right]$$

③计算出室外靠近围护结构处的声压级：

$$L_{oct,2}(T) = L_{oct,1}(T) - (TL_{oct} + 6)$$

式中：TL_{oct} 为围护结构倍频带隔声损失，厂房内的噪声与围护结构距离较近，整个厂房实际起着一个大隔声罩的作用。

④根据厂房结构（门、窗），分别按照面声源、线声源和点声源的衰减模式，计算预测点处的声级。

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

$L_r = L_{室外}$　　（几乎不衰减）（$r \le a/\pi$）

$L_r = L_{室外} - 10\lg\frac{\pi r}{a}$　　（类似线源）（$b/\pi > r \ge a/\pi$）

$L_r = L_{室外} - 10\lg\frac{b}{a} - 20\lg\frac{\pi r}{b}$　　（类似点源）（$r \ge b/\pi$）

⑤多个设备同时作业的总等效连续声级：

$$i=1\ Leq\ (T) = 101\ g\left(\frac{1}{T}\sum_{i=1}^{m} ti \cdot 10^{0.1L_{pi}}\right)$$

式中：Leq（T）--总等效连续声级；

Ti—第 i 个设备在预测点的噪声作用时间（在 T 时间内）；

Lpi—第 i 个设备在预测点产生的 A 声级；

T—计算等效声级的时间。

5.2.4.3 预测步骤

（1）以项目厂区中心为坐标原点，建立一个坐标系，确定各噪声源及厂界预测点坐标。

（2）根据已获得的声源参数和声波从声源到预测点的传播条件，计算出各声源单独作用在预测点时产生的 A 声级 L_i：

（3）将各声源对某预测点产生的 A 声级按下式叠加，得到该预测点的声级值 L_1：

$$L_1 = 10\lg(\sum_{i=1}^{k} 10^{0.1Li})$$

（4）将厂界噪声现状监测值与工程噪声贡献值叠加，即得噪声预测值。

$$L_{预测} = 10\lg\left[10^{0.1Leq(A)} + 10^{0.1Leq(A)背}\right]$$

5.2.4.4 预测结果与评价

项目厂界噪声贡献结果见下表。

表 5.2-2　噪声贡献结果　　单位：dB（A）

预测点	贡献值	现状值		预测值		达标情况
		昼间	夜间	昼间	夜间	
东厂界	41.6	52.7	45.4	53.0	46.9	达标
南厂界	40.1	47.1	44.8	47.9	46.1	达标
西厂界	36.8	45.5	42.4	46.1	43.5	达标
北厂界	45.7	47.6	43.5	50.0	47.8	达标

由上表可知，项目运营期噪声贡献值与现状值叠加后厂界噪声预测值昼间为 46.1～53.0dB（A）之间，夜间为 43.5～47.8B（A）之间，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求。

综上，采取措施后，项目噪声对周围环境的影响较小。

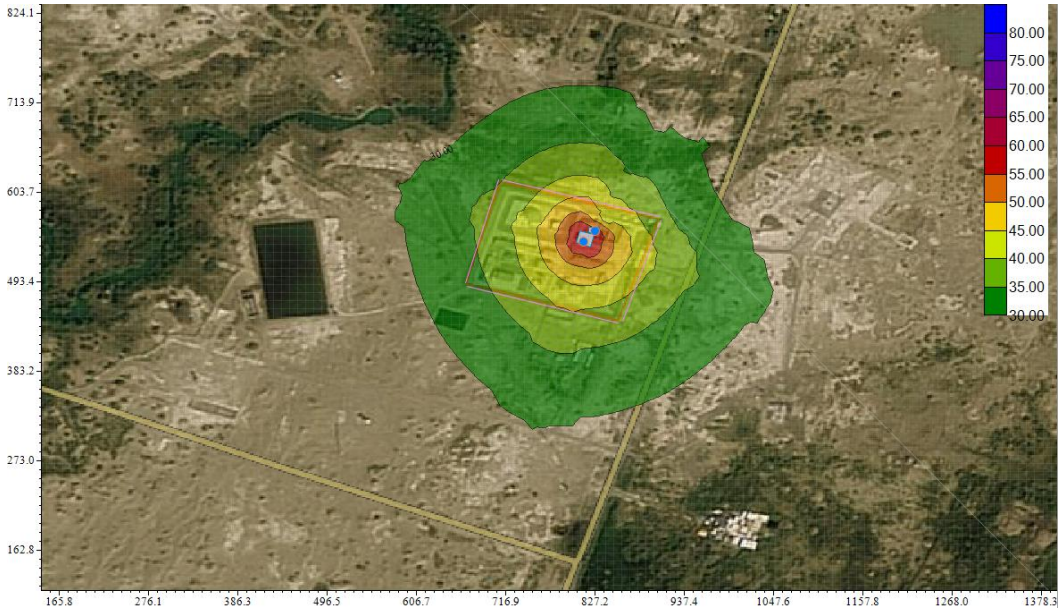


图 5.2-9　　解转站噪声预测等值线图

5.2.5 固体废物环境影响分析

拟建工程产生的固体废物主要是清管产生的清管废渣。清管废渣产生量约40t/a，冬季每个月清管一次，清管废渣属于危险废物（HW08 251-001-08），产生后不暂存，由桑南站直接运至轮南塔里木油田绿色环保站处理。

危险废物在运输前，按《危险废物转移联单管理办法》及其有关规定办理转移手续，危险物资采用专用密封厢式车运输。

综上所述，拟建工程运营期产生的固体废物均得到合理有效处置，对周围环境影响较小。

5.2.6 生态环境影响分析

营运期管道所经地区地表植被将逐渐恢复正常生长。根据现场调查，受工程影响的植物梭梭草及多枝怪柳均为根系发达，是中国荒漠地区广泛分布的植物，具有较强的适应干旱荒漠环境的特征，不仅是优良的防风固沙植物，同时还是水土保持树种和盐碱地的绿化造林树种，管道施工完成后，管线两侧 5 米范围内种植浅根系草本植物，5 米范围外补种梭梭草、多枝怪柳等深根系植物，管线两侧一般在 3-5 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。

5.3 环境风险评价

5.3.1 现有工程环境风险回顾性评价

2012 年 8 月《桑吉作业区现场处置应急预案》经桑吉作业区 HSE 管理委员会审议通过并正式发布。轮南油气开发部于 2019 年 3 月取得《塔里木油田公司开发事业部轮南作业区突发环境事件应急预案》的备案证明，备案编号为652800-2019-302-H。

塔里木油田公司开发事业部轮南作业区突发环境事件应急预案包括吉拉克凝析气田集中处理站、桑南凝析气田、桑南天然气处理厂、桑塔木油田桑转站、解放渠东油田转油站、桑南油气田 1#集气站、LG38 井区 2#集气站、计配间，站内外油气管线；涉及产品主要有原油、天然气、轻烃；辖区共有油气水井 157 口，其中：自喷井 67 口，机采井 72 口，注水井 18 口。涵盖了如下重大突发事件:石油钻井、试油、修井及油气井生产过程中存在井喷失控、着火、有毒有害气体泄漏的危险；长输管道存在油气泄漏引发着火、爆炸危险；油气厂站存在危化品泄漏、着火、爆炸的危险；油气厂站自动控制系统瘫痪可能导致工艺流程蹩压、泄漏、着火爆炸；环境突发事件有引起重大环境污染的危险；生活公寓火灾

弓|发重大人员伤亡的危险。

本预案是桑吉作业区应急预案体系的文件，明确了作业区应急组织机构、各部门应急管理的主体责任，完善了作业区应急组织体系和预案体系等重要内容。

解放渠东油田自开采以来，未发生过井喷事故等环境风险事故。

5.3.2 风险调查与识别

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》（HJ 169-2018）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。

5.3.2.1 风险识别

根据导则规定，风险识别包括物质危险性识别、生产系统危险性识别、危险物质向环境转移的途径识别等。项目对项目建成后解转站至桑南站的天然气输送管线进行风险分析。

（1）物质危险性识别

项目涉及到的危险性物质主要为天然气，在贮存及运输过程中均存在一定危险有害性，其物化性质及毒性见表 5.3-1、表 5.3-2。另外，天然气成分中的硫化氢为有毒物质，由于解转站天然气不含硫化氢，本次评价不对天然气发生泄漏后硫化氢对环境的危害进行预测分析。天然气主要成分为甲烷。项目分析以甲烷作为分析对象。

表 5.3-1　　项目涉及主要物料理化特性一览表

化学名称	形态	熔点(℃)	沸点(℃)	闪点(℃)	爆炸极限%	危险特性	危险度 H	分布场所
天然气	气态	-182	-161.49	--	4.1 ～14.5	易燃	2.51	管道

燃烧爆炸危险度按以下公式计算：H=（R-L）/L

式中：H—危险度；R—燃烧（爆炸）上限；L—燃烧（爆炸）下限

危险度 H 值越大，表示其危险性越大。

表 5.3-2　　甲烷理化性质和危险特性

标识	中文名：甲烷		英文名：methane
	分子式：CH4		分子量：16
	危规号：21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8
理化性质	外观与形状：无色无臭易燃易爆气体		溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚
	熔点(℃)：-182		沸点(℃)：-161.49
	相对密度(水=1)：0.45(液化)		相对密度(空气=1)0.55
	饱和蒸汽压(kPa)53.32(-168.8℃)		禁忌物：强氧化剂、卤素
	临界压力(MPa)：4.59		临界温度(℃)：-82.3
	稳定性:稳定		聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类比：第 2.1 类易燃气体		燃烧性：易燃
	引燃温度(℃)：482-632		闪点(℃)：-188
	爆炸下限(%)：5.3		爆炸上限(%)：15.4
	最小点火能(MJ)：0.28		最大爆炸压力(kPa)：680
	燃烧热(MJ/mol)：889.5		燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳、水
	危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。		
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。		
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。		
健康危害	侵入途径：吸入。		
	健康危害：对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。皮肤接触液化本品，可致冻伤。		
	急性中毒：当空气中浓度达 25%～30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。		
	工作场所最高允许浓度：未制定；前苏联 MAC300mg/m3。		
急救	迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。		
泄露处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。		

项目管线中间不设阀室，天然气直接由解转站运输至桑南站，天然气质量为：管道容积：$V=23.35\times3.14\times(168.3-4.4\times2)^2\times10^{-3}=1865m^3$。天然气平均密度

0.747kg/m^3，天然气质量 M=0.747×1865×10^{-3}t=1.39t，管线压力为 1.0MPa-0.5MPa，计算天然气量约 13.9t。

根据项目线路布置及其功能区划，项目危险单元划分、单元内危险物质最大存在量、潜在的风险源分析结果，见表 5.3-3。

表 5.3-3　　项目危险单元划分

序号	功能单元	危害物质	储存量/t	环境特征	危害类型
1	解转站-桑南站天然气集输管线	天然气	13.9	管线长 23.35km，管径 D168.3×4.4，管线两侧 200m 范围内无居住区等敏感目标	天然气泄漏甲烷气体扩散和爆炸不完全燃烧产生的 CO 扩散

（2）生产系统危险性识别

本项目主要为天然气管线输送工程，天然气在输送时，存在由于管道泄露而引发的火灾、爆炸等事故。可能引发管道泄漏的原因主要有：

①阀门检修时管内残存的天然气与空气接触，遇到明火会发生爆炸。

②违反操作规程和安全技术规章，人为破坏，雷击、地震、洪水冲断、滑坡等自然灾害，引起管道泄漏，遇到明火发生的爆炸等。

（3）危险物质向环境转移的途径识别

危险物质向环境转移的途径识别，包括分析危险物质特性及可能的环境风险类型，识别危险物质影响环境的途径，分析可能影响的环境敏感目标。

项目事故情况下，管道泄漏的天然气向环境转移途径主要为管道及工艺设备事故泄漏，泄漏后天然气直接进入大气环境，浓度达到极限发生火灾爆炸事故时伴生污染物进入大气环境，通过大气扩散对项目周围环境造成危害。

危险物质向环境转移的途径识别见表 5.3-4。

表 5.3-4　　项目环境风险及环境影响途径识别表

风险单元	风险源	作业特点	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标	备注
天然气管道	天然气管道	常温 1MPa	天然气	管道泄漏引发的天然气泄露	大气	居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公	本项目所在区域无敏感目标

（4）环境风险潜势初判

项目主要危险物质为管线内的天然气，气源压力为 1MPaG，管线长 22.5km，管径 D168.3×4.4，根据压力平衡，管线内天然气最大储存量为 13.9t。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，表 B.1 突发环境事件风险物质及临界量，甲烷（CAS 号 74-82-8）的临界量为 10t。项目危险物质数量

与临界量比值（Q）计算结果见下表。

表 5.3-5　　项目危险物质数量与临界量比值（Q）一览表

危险物质	功能单元	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	q/Q 值	Q 值划分
天然气	天然气管线	74-82-8	13.9	10	1.39	1≤Q＜10
项目 Q 值Σ					1.39	

根据上表可知，本项目 Q 值划分为 1≤Q＜10。

（5）行业及生产工艺（M）

本项目管道段行业及生产工艺 M 值计算结果，见下表。

表 5.3-6　　项目行业及生产工艺 M 值计算结果表

序号	工艺单元名称	生产工艺	数量/套	M 分值	M 值划分
1	天然气管道	涉及危险物质运输	1	10	5＜M≤10
项目 M 值Σ				10	

根据上表可知，本项目管道段 M 值 5＜M≤10，为 M3。

（6）危险物质及工艺系统危险性（P）分级

本项目管道段危险物质及工艺系统危险性等级判断见下表。

表 5.3-7　　危险物质及工艺系统危险性等级判断 （P）表

危险物质数量与临界量比值（Q）	行业及生产工艺（M）			
	M1	M2	M3	M4
Q≥100	P1	P1	P2	P3
10≤Q＜100	P1	P2	P3	P4
1≤Q＜10	P2	P3	P4	P4

本项目管道段 Q 值划分为 10≤Q＜100，M 值为 M3，根据上表可知，本项目危险物质及工艺系统危险性等级（P）为 P4。

（7）环境敏感目标调查

项目所在区域远离人群，项目周边无人群集聚的环境敏感目标，管线沿线周边地表水体、集中式饮用水水源及自然保护区、风景名胜区、文物古迹等特殊敏感目标。

①大气环境

本项目管线段大气环境敏感性分级判定见表 5.3-8。

表 5.3-8　　管线段大气环境敏感程度分级表

分级	大气环境敏感性判据	本项目判定

分级	大气环境敏感性判据	本项目判定
E1	周边 5 km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人	项目管线 200m 范围内无居住区，每千米管段人口数小于 100 人。 判定本项目大气环境敏感分级为 E3 级。
E2	周边 5 km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500 m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人	
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人	

根据上表可知，本项目管线段大气环境敏感分级为 E3 级。

②地表水环境

管线段地表水功能敏感性分区见表 5.3-9，环境敏感目标分级见表 5.3-10，地表水环境敏感程度分级见表 5.3-11。

表 5.3-9　地表水功能敏感性分区表

分级	地表水环境敏感特征判据	本项目判定
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅱ类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24 h 流经范围内涉跨国界的	项目为天然气运输管线项目，事故状态下天然气不会溶于周围地表水体，无废水外排。 判定本项目地表水环境敏感性为 F3 级。
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅲ类，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24 h 流经范围内涉跨省界的	
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区	

根据上表可知，项目管线段地表水环境敏感特征为低敏感 F3 级。

表 5.3-10　环境敏感目标分级表

分级	环境敏感目标	本项目判定

S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10 km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）；农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜区；或其他特殊重要保护区域	项目为天然气运输管线项目，事故状态下天然气不会溶于周围地表水体，无废水外排。项目不涉及类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标。 判定本项目环境敏感目标敏感性为 S3 级。
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10 km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域	
S3	排放点下游（顺水流向）10 km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标	

根据上表可知，项目环境敏感目标分级为 S3 级。

表 5.3-11　　地表水环境敏感程度分级表

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

根据上表可知，本项目地表水环境敏感程度分级为 E3 级。

③地下水环境

项目为天然气集输管线，对照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，项目属于Ⅳ类项目，故本项目不需要开展地下水环境影响评价。项目压缩机房采取了防渗措施，不会对地下水环境造成影响。

综上，本项目管线段大气环境、地表水环境环境敏感程度分别为 E3、E3、E2。

（8）环境风险潜势划分

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），建设项目环境风

险潜势划分为Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ/Ⅳ⁺级。建设项目环境风险潜势划分依据，见表 5.3-12。

表 5.3-12　　建设项目环境风险潜势划分表

环境敏感程度（E）	危险物质和工艺系统的危险性（P）			
	极度危害 P1	高度危害 P2	中度危害 P3	轻度危害 P4
环境高度敏感区（E1）	Ⅳ+	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ
环境中度敏感区（E2）	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ
环境低度敏感区（E3）	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
注：Ⅳ+为极高环境风险。				

本项目管线段危险物质和工艺系统的危险性（P）为 P4，大气环境、地表水环境敏感程度分别为 E3、E3，根据上表可知，本项目大气环境、地表水环境、地下水环境风险潜势均为Ⅰ级。

5.3.2.2 风险评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。环境风险评价工作等级划分依据见表 5.3-13。

表 5.3-13　　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 a
a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见导则附录 A。				

本项目大气环境、地表水环境风险潜势均为Ⅰ级，评价工作等级均为简单分析。

5.3.2.3 最大可信事故分析

（1）同类事故类比调查

①四川达卧线(Φ426×10(9)20 号无缝钢管)1986 年 9 月投产，设计输送脱水的含 H_2S 干天然气。但投产后，脱水装置未运行起来，实际输送的是含 H_2S 天然气，H_2S 含量为 2.57g/m^3、CH_4 含量为 26.83g/m^3。从 1986 年 10 月至 1996 年 12 月共发生了 30 次破裂事故，其中 27 次起裂于管道环焊缝。原因是焊接质量差，焊缝错边、未焊透等严重缺陷，加上腐蚀导致焊缝承载能力下降而破裂。

②2002 年 8 月 4 日凌晨，乌鲁木齐市克拉玛依东路一条天然气管道发生泄漏，喷射而出的天然气呈扇形源源不断地冲天而起，达七八米之高。事故的原因是天然气主管道被某施工单位的挖掘机不慎挖破。

③2004 年 10 月 6 日，神木县高新生态农业示范场负责人雇用人员驾驶装载机，在示范场挖土作业。为防止损坏作业区附近的天然气管道，一名农场工人目

测后，在离天然气管道标志桩左侧 5m 左右划定了作业区。在施工快结束时，由于操作不当，一铲将该处天然气管道铲破了 78cm 的口子，致使大量天然气泄漏，造成输气中断 30 小时，直接经济损失 982717.30 元。

（2）国内外管线事故统计与分析

天然气管道输送的重大危险事故隐患主要是火灾爆炸。一旦发生，将造成人员伤亡、财产损失和生态环境的破坏。本评价通过对国内外输气管道进行的事故统计和分析，找出引起天然气管道发生泄漏事故的主要因素，并对各事故因素所占的权重进行统计、分析，为评价拟建工程事故风险提供依据。

①国外事故统计与分析

美国 1970 年至 1984 年间天然气长输及集输管道事故统计见表 5.3-14。欧洲 1970 年至 1992 年 22 年间输气管线事故调查统计表见表 5.3-15。

表 5.3-14　　1991-2009 年美国天然气运营事故统计

原因	次数	百分比(%)
外力	3144	53.9
材料损坏	990	16.9
腐蚀	972	16.6
结构缺陷	248	4.2
结构或材料	45	0.8
其他	437	7.6
合计	5836	100

表 5.3-15　　1970-2007 年欧洲输气管道事故统计

原因	次数	百分比(%)
外部影响	441	53.1
施工缺陷及材料失效	162	19.5
腐蚀	117	14.1
地基位移	44	5.3
现场开口	29	3.5
其他	37	4.5
合计	830	100

从上表的统计结果可以看出：美国和欧洲国家输气管道事故的主要原因是外力和外部影响，均占事故总数的 50%以上，其次是材料失效和腐蚀，占输气管道事故的 35%以上。根据统计资料，外力事故的人为因素较高，比如由外部人员和管道操作者导致的事故占 80%以上，由自然因素中地震、洪水、滑坡等造成的事

故只占 20%以下，腐蚀也是管道泄漏的主要原因之一，美国运输部统计的 1013 起腐蚀事故中，40%为外部腐蚀、27%为内部腐蚀、17%为应力腐蚀。

②国内事故统计与分析

近年来国内的输气管道事故统计很难收集，也没有权威部门的统计结果，所以本节天然气管道所处自然环境、工艺等特点，结合搜集的国内事故案例，将对洪水冲蚀、第三方破坏及其它原因引起的典型事故案例进行分析，同时还对输气管道投产初期的隐患进行分析。

表 5.3-16　　国内同类事故案例统计

时间	事故管道名称	事故类型	事故后果和原因
2005.05.28	西气东输一线	洪水冲蚀	因甘肃省安西县柳园地区下暴雨，洪水冲毁了西气东输一线管道 120 多米管堤，通讯光缆被冲出管沟，主管线大面积暴露
1999	靖西线	洪水冲蚀	陕西省富县附近的靖西线因洪水冲刷发生了断裂，停输 70h，造成严重经济损失。管道断口形状呈不规则几何形状，为塑性断裂，原因为设计配重、埋深不合理
1998.08.01	陕京一线	洪水冲蚀	因下暴雨，陕京一线 257 号桩附近地界处管道 被冲出，管道破裂漏气，造成管道停输 66h，主要原因为对可能发生的洪水灾害估计不足，水工保护设计方案有缺陷
2004.10.06	陕京一线	第三方破坏	当地村民为了浇灌良种繁育基地，采用装载机在陕京输气管线附近开挖蓄水池，不慎将陕京输气管道挖开一个长 8 厘米，宽 6 厘米的口子，导致天然气泄漏
2010.05.30	陕京一线	第三方破坏	陕京一线管道灵丘县东河南镇韩淤地村南 100 米处发生泄漏，原因是唐河水库二标项目部施工队凌晨施工作业时，挖破管道，致使漏气
2003.09.12	西气东输一线	第三方破坏	西气东输管道还未通气，某人在西气东输管道上用气焊开一个直径 80 厘米的洞，并安装了阀门用来盗气

③小结与建议

综上所述，发现尽管事故原因在不同国家所占比例不同，但结果基本相同，主要为外力影响、腐蚀、材料及施工缺陷等原因。以下针对不同原因提出相应的建议：

a 外力影响：加强对现有管道建设情况的梳理，消除管道保护带内的各种事故隐患。建立有关管道管理制度，如巡线工巡线责任制等。

b 腐蚀：采用优良的防腐层（三层 PE）、改进阴极保护措施、加强管道的日常维护和外部环境监测等手段，是防止管道腐蚀的重要内容。

c 材料及施工缺陷：在管材方面，工程选用直缝埋弧焊钢管，管口焊接质量把关非常重要，必须严格按照施工工程质量管理要求施工，严格焊缝检验检测，确保工程质量，不留事故隐患。

d 地质灾害：要根据有关地震资料和设计采用的设防烈度，防止地质不均匀沉降和地震对管道造成的破坏。

5.3.2.4 风险管理

为使环境风险减小到最低限度，必须加强风险管理，制定完善的风险防范措施和事故应急预案，尽可能降低拟建工程环境风险事故发生的概率。

（1）风险防范措施

拟建工程在选址及设计阶段已在线路走向、管材及设备选取等方面充分考虑了各种风险防范措施，其中包括一系列选材防震、防腐措施等。因此，本次评价不再对工程前期及设计阶段的风险防范措施进行说明。

①施工阶段的风险防范措施

a 在施工过程中，加强监理，确保接口焊接及涂层等施工质量。

b 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。

c 制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录。

d 从事管道焊接及无损检测的检测人员，必须按有关规定取得劳动行政部门颁发的特种作业人员资格证书，并要求持证上岗。管道焊接好后必须进行水压试验，严格排除焊缝和母材的缺陷。

e 严格挑选施工队伍，施工单位应具有丰富的长输管道施工经验，管道施工单位应持有劳动行政部门颁发的压力管道安装许可证，建立质量保证体系，确保管道施工质量。选择优秀的第三方(工程监理)对其施工质量进行强有力的监督，减少施工误操作。

f 施工完毕后应由工程建设主管部门会同具有相应检验资质的单位，根据《油气长输管道线路工程施工及验收规范》(GB50369-2006)和其它有关规定，对管道的施工质量进行监督检验。

②运行阶段的风险防范措施

a 严格控制天然气的质量，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道腐蚀。

b 严格按照《石油天然气管道保护条例》及《石油天然气管道安全监督与管理暂行规定》等规定的内容对管道进行保护。

c 每三年进行管道壁厚的测量，对管壁严重减薄的管段，及时维修更换，避免爆管事故发生。

d 每半年检查一次管道安全保护系统(如截断阀、安全阀、放空系统等)，使管道在超压时能安全处理。

e 对事故易发地段，要加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止，采取相应的措施并向上级报告。

f 在管道沿线截断阀设置自动感测压力、流量的仪器和能自动感测管道内压降速率的自动紧急截断阀，一旦管道发生事故或大的泄漏，事故段两端的截断阀在感测到情况后可自动切断管路，使事故排放或泄漏的天然气量限制在最小范围内。管网系统中的电动截止阀应采用双路电源，自动切换，并定期对电气系统和传动机构进行维修保养。

g 站场内安装可燃气体变送器对可燃气体浓度进行检测，浓度超标时进行报警，提示操作人员及时处理。

h 生产运行中，在站场或阀室操作及维修时使用的工具应为不发火材料制造，具有防爆性能。在爆炸危险区域内严禁一切明火，一线工作人员应穿防静电服和防静电鞋，严禁穿带铁钉的鞋。

i 在天然气输送过程中可能对管道系统产生内腐蚀的危害，从而影响管道的预期寿命，因此，站场应设置准确可靠的在线成份分析系统，同时运行一段时间后应对管道内腐蚀程度进行监测。

j 站场内设备、设施应设置可靠的防雷、防静电接地装置，并定期进行检验。站场内电气设施应按爆炸范围的类别选用相应级别、类别、组别的防爆电气。

③生产管理中的防范措施

a 经常对操作人员进行培训和安全教育，所有操作人员持证上岗，对操作人员进行严格管理，强化安全意识，以纠正不安全行为，加强技术培训，提高技术水平。

b 各岗位制定严格的规章制度、岗位操作规程，不准随意改变生产设备运行工艺参数，不得超压及提高设备的使用等级。

c 指定事故应急救援预案，并定期进行演练。应急救援预案内容应包括应急救援预案的组织机构，明确指挥机构和负责人，组建应急救援队伍，进行演练。配备必要的应急救援器材、设备。真正做到预案的可操作性和实施性。对事故应急救援预案的演练应认真策划、组织实施并做好记录。

d 严格执行安全检查制度，节假日值班、夜间值班制度，并做到关键装置和重要岗位的定时巡查。

e 站场设置的可燃气体浓度探测装置、火灾报警系统及灭火装置等定期进行维护、保养，定期检测，保证运转正常。检测必须记录，并由有关人员签字。

(2)事故应急预案

尽管拟建工程针对风险事故采取了多种防范措施，将风险事故的概率降至了较低的水平，但概率不会降为零，一旦发生事故仍需采取应急措施，控制和减少事故危害。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2004)和《石油天然气管道保护条例》有关规定，并结合环境保护部发布的《环境污染事故应急预案编制技术指南》要求，拟建工程需要制定应急预案。

①预案编制程序

环境风险应急预案编制程序见图 5.3-2。

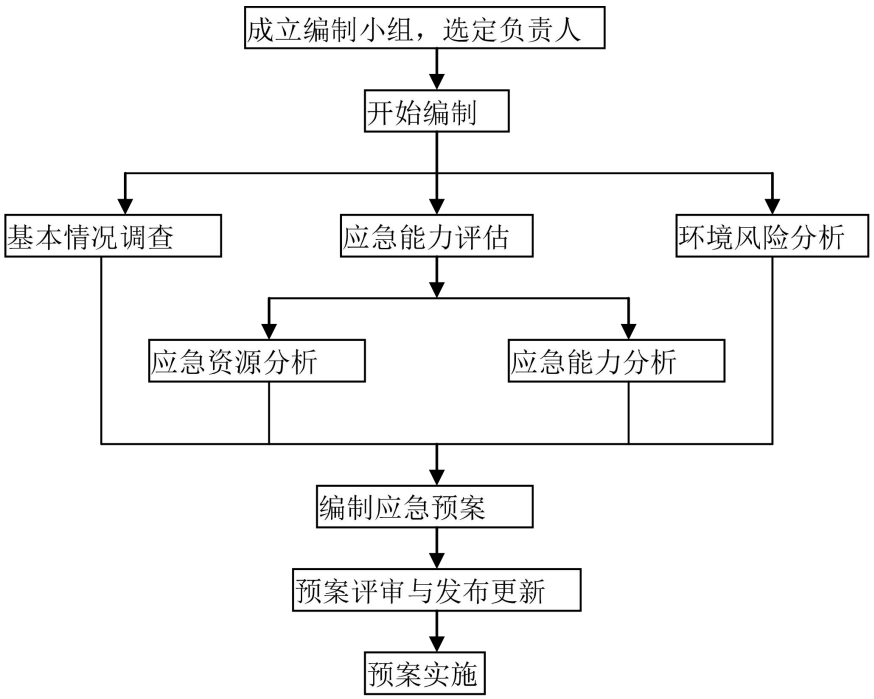


图 5.3-2　　环境风险应急预案编制工作程序

②应急预案的主要内容

环境风险应急预案的编制，重点应考虑以下几个方面：

a 必须制定应急计划、方案和程序

为了使突发事故发生后能有条不紊地处理事故，在拟建工程投产之前就应制定好事故应急计划和方案，以备在发生事故后有备无患。

b 成立重大事故应急救援小组

成立由单位主要负责人及生产、安全、环保等部门组成的重大事故应急救援小组，一旦发生事故，救援小组便及时例行其相应的职责，处理事故。

c 事故发生后应采取紧急隔离和疏散措施

一旦发生突发事故，应及时发出警报，并在救援小组的领导下，紧急隔离危险物品，切断电源，疏散人群，抢救受害人员。

d 注意定期进行应急培训和演习

指定环境风险应急培训计划，明确单位应急预案的演习和训练内容、范围和频次。

e 提供必要的附件

包括内部应急人员的职责、姓名、电话清单，外部联系电话、人员、电话(政府部门、与管线并行的公路管理部门、救援单位、专家、环境保护目标等)，单位所处地理位置、区域位置及周边关系图，重大危险源分布位置图，区域人员撤离路线，应急设施(备)布置图等。

应急预案主要内容如表 5.3-17 所示。

表 5.3-17　　突发事故应急预案

序号	项目	内容及要求
1	危险源概况	站场及管线存在着火灾、爆炸等风险
2	应急计划区	站场装置区，管网沿线
3	应急组织	公司成立事故应急救援指挥领导小组，下设应急救援办公室。专业救援队伍：成立专业救援队伍，负责事故控制、救援、善后处理。
4	应急状态分类及应急响应程序	按照事故发生的严重程度，规定事故的级别及相应的应急分类响应程序。
5	应急设施、设备与材料	防火灾、爆炸事故应急设施、设备与材料，主要为消防器材、防静电服、自给正压式呼吸器、安全防护眼镜等。
6	应急通讯、通知和交通	公司成立通信联络队，并规定应急状态下的通讯方式、通知方式和交通保障、管制。
7	应急环境监测及事故后评估	由专业队伍负责对事故现场进行监测，对事故性质、参数与后果进行评估，为指挥部门提供决策依据。
8	应急防护措施、清除泄漏措施方法和器材	事故现场：控制事故，防止扩大、蔓延及连锁反应。 邻近区域：控制防火区域，控制和清除污染措施及相应设备

		配备。
9	应急剂量控制、撤离组织计划、医疗救护与公众健康	事故现场：事故处理人员对有害物质的应急剂量控制制定，现场及邻近装置人员撤离组织计划及救护。 事故邻近区域：受事故影响的邻近区域人员及公众对有害物质应急剂量控制规定，撤离组织计划及救护。
10	应急状态终止与恢复措施	规定应急状态终止程序；事故现场善后处理，恢复措施；邻近区域解除事故警戒及善后恢复措施。
11	人员培训与演练	平时安排人员应急救援培训与演练。
12	公众教育和信息	对管道沿线邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息。
13	记录和报告	设置应急事故专门记录、建档和专门报告制度，设专门部门负责管理。
14	附件	准备和形成与应急事故有关的多种附件材料。

5.3.2.5 环境风险与投资

由于拟建工程现阶段有关风险投资估算尚不明确，本次评价提出的风险防范措施与投资估算根据工程分析以及同类企业风险投资类比所得，供建设单位及管理部门参考，建设单位应根据实际情况安排风险防范措施投资。

表 5.3-18　　风险防范设施投资估算一览表

序号	防范设施	台/套	投资(万元)	处理效果	备注
1	PLC 自动控制系统	1	计入主体工程	预防天然气泄漏	新增
3	固定式可燃气体探测器	4	8	防止雷击	新增
4	静电接地	--	5	预防静电火花引起火灾	新增
5	灭火器	6	2	站场压缩机房及收发球筒消防灭火	新增
6	H_2S 检测仪	1	--	预防天然气泄漏	现有
7	复合式气体检测报警器	1	--	预防天然气泄漏	现有
8	麻袋、毛毡、吸油棉、正压式呼吸器等	若干	--	--	现有
合计			15		

5.3.3 风险评价结论

（1）项目涉及危险物质主要为天然气，在运输过程中存在一定危险有害性，引起危险物质事故泄漏，遇明火引发火灾、爆炸伴生/次生污染物排放及中毒。

本项目大气环境、地表水环境、地下水环境风险潜势均为Ⅰ级，评价工作等级均为简单分析。

（2）项目已严格按照《油田油气集输设计规范》（GB 50350-2015）等相关规范以及国家制定的相关最新规范进行设计建设和运行管理，并采用技术先进、安全可靠的设备，从而提高工程的建设质量和本质安全，环境风险影响是可防控的。

（3）在落实有效的环境风险措施后，从风险预测结果来看，项目环境风险可降至可防控水平。

项目环境风险评价自查表见表 5.3-19。

表 5.3-19　　环境风险评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="6">完成情况</td></tr>
<tr><td rowspan="8">风险调查</td><td rowspan="2">危险物质</td><td>名称</td><td colspan="5">甲烷</td></tr>
<tr><td>存在总量/t</td><td colspan="5">13.9</td></tr>
<tr><td rowspan="6">环境敏感性</td><td rowspan="2">大气</td><td colspan="3">500m 范围内人口数 0 人</td><td colspan="2">5km 范围内人口数 0 人</td></tr>
<tr><td colspan="3">每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）</td><td>0 人</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地表水</td><td>地表水功能敏感性</td><td>F1 □</td><td>F2 □</td><td>F3 √</td></tr>
<tr><td>环境敏感目标分级</td><td>S1 □</td><td>S2 □</td><td>S3 √</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td>地下水功能敏感性</td><td>G1 □</td><td>G2 □</td><td>G3 ☑</td></tr>
<tr><td>包气带防污性能</td><td>D1 √</td><td>D2 □</td><td>D3 □</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">物质及工艺系统危险性</td><td>Q 值</td><td>Q＜1 □</td><td>1≤Q＜10 ☑</td><td>10≤Q＜100□</td><td>Q＞100 □</td></tr>
<tr><td>M 值</td><td>M1 □</td><td>M2 □</td><td>M3 √</td><td>M4 □</td></tr>
<tr><td>P 值</td><td>P1 □</td><td>P2 □</td><td>P3 □</td><td>P4 ☑</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">环境敏感程度</td><td>大气</td><td colspan="2">E1 □</td><td colspan="2">E2 □</td><td>E3 √</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td colspan="2">E1 □</td><td colspan="2">E2 □</td><td>E3 √</td></tr>
<tr><td>地下水</td><td colspan="2">E1 □</td><td colspan="2">E2 □</td><td>E3 □</td></tr>
<tr><td colspan="2">环境风险潜势</td><td>Ⅳ+ □</td><td>Ⅳ □</td><td>Ⅲ □</td><td>Ⅱ √</td><td>Ⅰ ☑</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价等级</td><td>一级 □</td><td>二级 □</td><td>三级 □</td><td>简单分析 ☑</td></tr>
<tr><td rowspan="3">风险识别</td><td>物质危险性</td><td colspan="2">有毒有害 □</td><td colspan="3">易燃易爆 √</td></tr>
<tr><td>环境风险类型</td><td colspan="2">泄漏 √</td><td colspan="3">火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 √</td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="2">大气 √</td><td colspan="2">地表水 □</td><td>地下水 □</td></tr>
<tr><td colspan="2">事故情形分析</td><td>源强设定方法</td><td>计算法 □</td><td>经验估算法 □</td><td>其他估算法 □</td></tr>
<tr><td rowspan="4">风险预测与评价</td><td rowspan="3">大气</td><td>预测模型</td><td>SLAB □</td><td>AFTOX □</td><td>其他 □</td></tr>
<tr><td rowspan="2">预测结果</td><td colspan="3">大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 m</td></tr>
<tr><td colspan="3">大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 m</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td colspan="4">最近环境敏感目标 ，到达时间 h</td></tr>
</table>

	地下水	下游厂区边界到达时间　　d
		最近环境敏感目标　　，到达时间　　d
重点风险防范措施		详见(5.3.4)小节和表 5.3-17
评价结论与建议		项目涉及危险物质主要为天然气，在运输过程中存在一定危险有害性，引起危险物质事故泄漏，遇明火引发火灾、爆炸伴生/次生污染物排放及中毒。在落实有效的环境风险措施后，从风险预测结果来看，项目环境风险可降至可防控水平。
注：“□”为勾选项，“ ”为填写项。		

6 环境保护措施可行性论证

6.1 施工期环境保护措施论证

6.1.1 施工期大气污染防治措施可行性分析

施工过程产生的废气主要包括管沟开挖、回填、土方堆放、运输车辆及施工机械等施工活动产生的扬尘和运输车辆和施工机械运行时产生的尾气等。本评价要求道路建设和施工单位严格执行《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《打赢蓝天保卫战三年行动计划》（国发[2018]22 号）、《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会公告 第 15 号）及《建筑工程绿色环保施工管理规范》（DB65/T 4060--2017）相关要求，针对施工地面扬尘及施工机械、运输车辆汽车尾气提出必要的控制措施如下：

(1)施工扬尘

施工扬尘包括：施工土方现场堆放扬尘，管沟及基底开挖多余土方的装卸、回填扬尘，运输车辆、施工机械走行车道引起的扬尘。针对工程施工期间扬尘较重的问题，建设单位在施工过程中严格遵守有关规定，在施工期拟采取如下具体控制措施：

①在施工过程中运输车辆应采用密闭车斗运输，在运输途中不得遗洒、飘散载运物。若无密闭车斗，建筑材料的装载高度不得超过车辆槽帮上沿，车斗应用苫布遮盖严实。苫布边缘至少要遮住槽帮上沿以下 15cm，保证建筑材料等不露出。车辆应按照批准的路线和时间进行建筑材料的运输。施工期间，施工场地出口处铺装道路上可见粘带泥土不得超过 10m，并应及时清扫冲洗。

②物料堆放时应采用苫布遮盖，四周采取临时围挡等防风防雨措施，必要时设立围栏，并定期洒水。不利气象条件下，限制装卸作业等。

③项目在建设过程中，需进行土方的开挖、回填及外运。施工过程中产生的土方暂时堆存在项目管线两侧征地范围内。土方开挖及回填作业应避开大风天气，遇有 4 级以上大风或重度污染天气时，必须采取扬尘应急措施，严禁土方开挖、土方回填；开挖完毕的土方工程，裸露作业面部位要及时固化或用防尘网覆盖；定期对土方洒水抑尘。

④施工工地增加洒水降尘频次，加强施工扬尘管理；施工工地至少每 2 小时洒水 1 次，每天至少洒水 10 次。

(2)其它施工废气

管道施工废气还包括运输车辆及施工机械的尾气等。

施工机械的尾气主要产生在顶管穿越等施工中，由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于空气的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

施工期间施工现场不允许露天焚烧沥青、油毡、橡胶、塑料、皮革、垃圾以及其他产生有毒、有害烟尘或恶臭气体的物质。

通过采取相关治理措施后，可有效控制施工扬尘对周围环境的影响，使其环境空气质量符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，扬尘治理措施可行。

(3)加强环保主管部门的环境监管

施工单位必须在开工 15 天前向当地环保局申报该工程的名称、施工路线、施工总期限，在各施工期(管网施工、站场施工)可能产生扬尘污染的范围和污染程度，以及采取防治环境污染的措施。根据当地环保要求加强管理监督，采取抽查方式监测其施工扬尘，检查其施工中各项施工扬尘的防范措施是否落实到位，限制其施工时间，把施工扬尘控制在允许范围之内。

6.1.2 施工期废水污染防治措施可行性分析

拟建工程施工过程中产生的废水主要是施工作业人员生活污水以及管道试压水，生活污水经化粪池处理后进入站外生活污水蒸发池自然蒸发，管道试压循环使用，试压结束后用于施工现场洒水降尘。故施工生活污水不会对周围地表水环境产生明显影响，措施可行。

综上所述，施工作业对周围地表水环境的影响较小。

6.1.3 施工期噪声防治措施可行性分析

施工期的噪声源主要管道敷设、管沟的挖掘、管道及设备装卸吊运、站场建设过程将产生一定的施工噪声。为了进一步控制施工机械对周围声环境的影响，本评价要求在施工管道敷设及站场建设过程中采取以下措施：

(1)管道和站场施工均采用低噪声、振动小的设备；

(2)理安排施工作业，避免高噪设备集中施工造成局部噪声过高；

(3)运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

综上，项目采取相应措施后，施工期噪声对周围环境影响较小。

6.1.4 施工期固废处置可行性分析

施工期间产生的固体废物主要为施工人员的生活垃圾、挖填土方、施工废料。

管线施工人员产生的生活垃圾集中收集后运至轮南固废填埋场处理；施工废料尽量回收利用，不可回收利用的运至轮南固废填埋场填埋处理。

施工期间的管线工程剩余土方就近用于施工作业带平整及施工带植被恢复，无多余弃土外排。

综上，拟建工程施工期产生固废均能做到妥善处置，措施可行。

6.1.5 施工期生态保护及恢复措施

(1)土地及植被生态保护措施

①拟建工程所涉及的临时占地应按有关土地管理办法的要求，逐级上报有审批权的政府部门批准。临时占地造成的损失，应给予适当补偿，同时工程施工完成后尽快恢复原有土地利用功能。

②在有植被的地段建设时，要保护利用好表层土。在施工前，应首先把表层土推到施工场地一侧（位于施工作业带内），待施工结束后，使其得到充分、有效利用。管道施工采取分层开挖、分层堆放、分层回填的方式，把原有表土回填到开挖区表层，以利于恢复植被的生长。

③施工结束后，对管道沿线开挖处和站场进行平整、恢复地貌，并进行植被恢复；

④对于临时占地，竣工后要进行土地复垦和植被重建工作，恢复植被，加大对作业带有机肥料的投入，增加土壤有机质含量，恢复土壤团粒结构，有效地减轻压实效应和缩短消除压实效应所需的时间，将对植被的影响降到最低；

⑤复植的绿色植物应优先选择当地物种，并加强养护，提高成活率。管道沿线恢复植被时应限制深根植物，以防止植物根茎穿破管线防护层。对于施工破坏的护堤树木，由于管线两侧 5m 范围内禁止种植深根植物，因此需改种浅根植物，也可种植农作物。管线两侧 5m 之外范围可恢复梭梭草、多枝怪柳等原有物种。

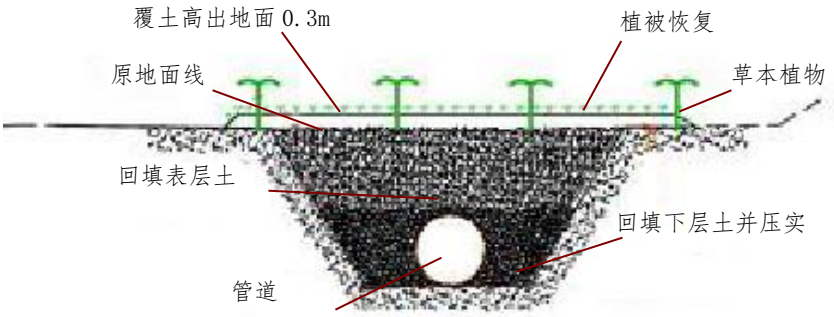


图 6.1-1　　典型生态恢复措施图

6.2 运营期环境保护措施论证

6.2.1 废气污染防治措施可行性论证

（1）管线及站场

输气管道投入运行后，要实现平稳输气，合理控制压力变化，减少压力波动，可减少超压排放的天然气；同时对于超压和检修过程排放的天然气引至站场的放空火炬燃烧排放。

拟建工程采取了一系列措施来防止和减少事故状态下天然气的泄漏：配置检监测自动报警装置；管道设置自动截止阀；埋地敷设管线采用三层 PE 外防腐层防腐并外加电流阴极保护；主要生产运行参数实现自动化检测记录等。

由预测结果可知，站场无组织排放的非甲烷总烃下风向最大浓度均满足《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的要求，对周围敏感目标的影响很小。

6.2.2 废水污染防治措施可行性论证

本项目不新增劳动定员，不新增生活污水。集输管线运行过程中无生产废水产生，不会对地表水环境产生不良影响。

6.2.3 噪声污染防治措施可行性论证

拟建工程投入运营后主要噪声源为解转站的压缩机、加药泵等产生的噪声，通过选用低噪声设备、基础减震、厂房隔声等措施，经过预测，站场场界噪声最大贡献值满足《工业企业场界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准要求，与现状值叠加后，预测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 2 类标准要求。

6.2.4 固废处置措施可行性论证

拟建工程产生的固体废物主要是清管产生的清管废渣。清管废渣的主要成分为烃类物质，属于危险废物，产生后不暂存，由桑南站直接运至轮南塔里木油田绿色环保站处理。

综上所述，拟建工程运营期产生的固体废物均得到合理有效处置，措施可行。

7 环境影响经济损益分析

环境经济损益分析是环境影响评价的一项重要工作内容，其主要任务是估算建设项目需要投入的环保投资和所能收到的环境保护效果。因此在环境经济损益分析中除需计算用于控制污染所需投资和费用外，还要同时核算可能收到的环境与经济实效。然而，经济效益比较直观，很容易用货币直接计算，而污染影响带来的损失一般是间接的，很难用货币直接计算。因而，环境影响经济具体定量化分析，目前难度还是较大的，多数是采用定性和半定量相结合的方法进行讨论。

7.1 环保设施投资估算

根据中国石化集团公司行业标准《石油化工企业环境保护设计规范》的有关规定，建设项目的环境保护投资计算方法为：凡为防治污染、保护环境所设的装置、设施和设施，其投资应全部纳入环境保护投资；生产所需并具有环境保护服务的设施，其投资应按不同比例部分计入环境保护投资；某些特殊的环境保护设施，其投资可按实际计入。

项目总投资 407.21 万元，其中环保投资 43 万元，占项目总投资的 10.55%。具体环保投资见表 7.1-1。

表 7.1-1　　环保设施投资一览表

分类	治理对象	环保设施	治理效果	环保投资(万元)
施工期	全线工程	管道开挖生态恢复	临时占地 8000m^2，全部恢复原貌，施工带进行植被补偿、林地进行植被补偿	15
	施工期扬尘	围挡、苫盖与洒水降尘措施	防尘、降尘	1
	施工期废水	试压废水循环使用，试压结束后用于洒水抑尘；施工人员盥洗废水经解转站化粪池处理后进入站外生活污水蒸发池自然蒸发	不外排	1
	施工期固废	废弃土石方全部用于施工作业带平整，不设弃渣场，其余固废定期清理、收集、清运	固体废物不堆存	1
运营期	站场废气	站场工艺设备定期检修，站场周围绿化	无组织逸散	--
	站场噪声	选用低噪设备、基础减震	降噪 15dB(A)	2

	站场固废	清管废渣	每月清理一次，清理后由桑南站直接运至轮南塔里木油田绿色环保站处理		3
环境管理			环境保护专业培训 规章制度、档案、监测档案等	防止发生环境事故	5
风险管理			风险防范应急设备 见表 5.3-18	减小环境事故影响	15
合计				--	43

7.2 环境经济损益分析

7.2.1 社会效益分析

本工程的建设投产，对本地区的经济和社会发展都具有非常重要的意义，为加快新疆地区经济发展，保持新疆地区政治和社会稳定具有重大的战略意义。管道运营每年要按规定向新疆当地政府上缴税费，工程的实施还可带动当地天然气副产品加工利用和相关产业的发展，势必成为拉动经济发展新的突破口。总之，本工程在实施促进新疆地区的经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定等方面，具有特别重要的意义。

阿克苏地区经济以农为主，农牧结合，经济结构比较单一；近年来随着石油天然气资源的开发利用，促进当地就业，保持民族团结和社会稳定等方面都起到积极的作用，不但有重要的经济意义，而且有深远的政治意义。

7.2.2 环保效益分析

天然气如采用铁路或公路运输，会产生汽车尾气以及二次扬尘，从而增加大气污染；而管道运输采用密闭输送，是一种安全、稳定、高效的运送方式，可以避免以上问题的产生，减少大气污染，保护生态环境。火炬的设置，将事故状态下排出的天然气燃烧后高空排放，减轻了有毒、有害气体对大气的污染。

7.3 小结

综上所述，拟建工程的实施不仅使企业取得明显的经济效益，对改善区域环境质量起着积极的作用，环境效益和社会效益显著。因此，从环保、节能、经济、社会效益角度分析拟建工程的实施是可行的。综上分析，本项目在经济效益、社会效益和环境效益方面基本统一，从环境损益的角度看，本项目建设可行。

8 环境管理与监测计划

8.1 施工期环境管理与监测

8.1.1 施工期环境管理

项目施工期实行健康、安全和环境三位一体的管理体系（HSE 管理体系），其建立和运行的目的，是使在施工活动中的施工人员健康和安全得到保证、对环境的破坏和影响达到最小。按照这个原则，施工期的主要环境管理措施为：

(1)建立健全的 HSE 管理机构

拟建工程建设项目部应成立 HSE 管理委员会，成员由经理、主管 HSE 副经理、HSE 专职管理人员和各主要部门负责人组成。

HSE 机构在环境管理上的主要任务包括：负责制定本管道施工作业的“环境管理方案”，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，负责协调与沿线环保、水利、土地等部门的关系，以及负责有关环保文件、技术资料的收集建档。

为做好管理工作，应明确管理机构主要人员的职责。如项目经理，主要负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障；HSE 经理则在环境管理中代表项目经理行使职权，监督《环境管理方案》的建立和实施等；项目部 HSE 人员，负责监督 HSE 标准、环境标准的贯彻实施，确保所有有关 HSE 方面的要求能正确完全的执行等。

(2)加强工程承包方的管理

施工承包方是管道施工作业的直接参与者，对他们的管理如何将直接关系到环境管理的好坏。为此，在施工单位的选择与管理上应提出如下要求。

①在技术装备、人员素质等同的条件下，优先考虑环境管理水平高、环保业绩好的单位。

②在承包合同中应明确有关环境保护条款，如环境保护目标，采取的生态保护及水土保持措施等，将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一。

③各施工单位在施工前应编制详细的环境管理方案，连同施工计划一起呈报业主及其他相关环保部门，批准后方可开工。

④在施工前对施工人员进行环保知识培训，主要包括：了解国家及地方有关环境的法律、法规和标准；了解环境保护的重要性及公司环境管理的方针、目标和要求；掌握动植物、地下水及地表水源等的保护方法等。

⑤为加强管理施工单位作业范围，明确施工人员作业区域，应在施工作业带两侧加以显著标志，严禁跨区域施工。

(3)制定施工期环境监督计划

在施工阶段，业主和施工单位的专兼职环保人员，应制定施工期环境监督计划，并按计划要求进行监督。业主和当地环保部门负责不定期的对施工单位和施工场地、施工行为进行检查，考核监控计划的执行情况及环境减缓措施、水保措施与各项环保要求的落实，并对施工期环境监控进行业务指导。

(4)加强环境恢复管理工作

管道建设不可避免地会造成环境破坏，也必然要花大量投资和力量去进行事后的恢复工作。目前的生态恢复措施随机性很大，完全取决于参与者的专业技术水平。因此，在对施工单位的管理上，除提出按规定实施生态恢复外，可聘请专业的生态专家来指导生态恢复，或配制专门的技术监理人员管理生态恢复质量。

(5)施工期管理

由于拟建工程涉及生态保护线区域，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，应加强施工期管理：

①宣传、贯彻国家和地方有关环境方面的法律、法规。

②落实环境影响报告书及施工设计中的环保措施；

③及时发现施工中新出现的环境问题，提出改善措施和寻求实施方法；

④记录施工中环保措施和环保工作状况，保留环保档案，为竣工验收提供举出性资料，也为建设项目环境管理提供有效服务。

通过施工期管理，确保工程的管道施工、站场施工、穿越施工以及施工场地、料场、施工便道等符合环保要求，监督环评报告书提出的环保措施得到落实。

施工期主要环保措施列于表 8.1-1、生态监控计划见表 8.1-2。

表 8.1-1　　施工期环境保护措施

序号	场地	监督内容
1	管沟开挖现场	执行“分层开挖、堆放、回填”的操作制度；施工人员及机械作业不得超越作业带宽度；临时便道及易起尘的裸露土方采取抑尘措施。
2	站场工程	站场工程的环保设施严格按照设计方案执行，施工质量必须达到设计要求。
3	其它共同监督事项	施工期开挖的土石方做好防护措施，减少扬尘产生量和防治水土流失；施工结束后，及时清理现场、平整土地及恢复原状；不得砍伐、破坏施工区以外的植被。

8.1.2 施工期环境监测

施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。对作业场所的控制监测可视当地具体情况、当地环保部门要求等情况而定。

施工期环境监测工作由 HSE 协调员负责组织完成。

表 8.1-2　　生态环境监控计划

序号	监测项目	要求
1	施工现场清理	监测项目：施工结束后，施工现场的弃土、石、渣等清理情况和生态环境恢复情况；监测频次：施工结束后 1 次；监测点：全部施工区域。
2	植被	监测项目：植被类型，生物量；监测频次：建设前后各 1 次；监测点：施工区域 3～5 点。
3	土壤环境	监测项目：pH、有机质、全 N、有效 P、K、全盐量；监测频率：建设前、后各 1 次；监测点：施工区域 3～5 点。
4	环保工程竣工验收	监测项目：植被恢复和建设等生态保护措施落实情况；监测频率：1 次；监测点：项目所涉及的区域。

8.2 运行期环境管理与监测

8.2.1 环境管理机构及主要环境管理工作

(1)机构设置

拟建工程投产运行后，其管理由中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司统一负责。该公司可按照 HSE 管理体系的模式，建立相应的管道运行期 HSE 管理机构，在公司设置安全环保处(科)，配备 1～3 名专职环保人员，并逐级落实岗位责任制。

(2)环境管理机构的基本职责

①贯彻执行《中华人民共和国环境保护法》及其相关法律、法规，按国家的环保政策、环境标准及环境监测要求，制定环境管理规章制度，并监督执行；

②掌握站场内各污染源治理措施工艺、设备、运行及维护等资料，掌握废物综合利用情况，建立污染控制管理档案；

③检查站场内环保设施的运行情况，制定应急防范措施，并定期进行演练，配备各种维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；

④推广应用先进的环保技术和经验，搞好环境保护的宣传工作，提高工作人员的环境保护意识；

⑤监督本项目环保设施的安装、调试等工作，坚持“三同时”原则，保证环保

设施的设计、施工、运行与主体工程同时进行。

(3)管理工作的重点

在管道和站场运行期，环境管理除抓好日常各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对管线破裂后天然气泄漏导致火灾爆炸事故和站场火灾事故的预防和处理。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施和恢复补偿措施等。

8.2.2 运行期环境监测

(1)环境监测工作组织

针对拟建工程环境污染的特点，运行期可不必自设环境监测机构，需要进行的环境监测任务可委托有资质的环境监测公司进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

(2)监测计划

根据拟建工程运行期的环境污染特点和《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法》（试行）相关要求，环境监测主要包括对站场排污的定期监测及事故监测，具体内容见表8.2-1。

表 8.2-1　　运营期环境监测计划

序号	项目	监测项目	监测地点及监测点设置	监测频率
1	解转站环境空气	非甲烷总烃	东、南、西、北场界	每年一次
2	声环境	Leq	东、南、西、北场界	每季度一次
3	生态调查	植被恢复	管线敷设地段	运行后头 3 年，每年一次
4	地下水	pH 值、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、硫酸盐、氯化物、石油类		利用解转站内生产废水蒸发池下游地下水观测井进行监测

8.3 污染物排放管理要求

8.3.1 环境管理台账

（1）公开内容

①基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司；负责人：岳阳；

企业地址：新疆库尔勒市石化大道 26 号轮南油气开发部；联系方式：13579010619；主要产品及规模：在解转站内新建 1 台处理量为 $3\times10^4Nm^3/d$ 的压缩机，将伴生天然气压力升至 1.0MPa，升压后的伴生气通过新建 1km 的外输气管道与原吉拉克-桑南站油气混输管道碰口点（已停用）碰头，利用原吉拉克-桑南站油气混输管道直接将伴生天然气低压输送至桑南油气处理站，并在解转站内设发球筒及加药撬，在桑南站内设收球筒，定期对该管线进行清管，加注缓蚀剂，降低腐蚀。

②排污信息:

项目排放的污染物种类、排放量见污染物排放清单。

③环境监测计划

项目制定了监测计划，见表 8.2-1。

（2）公开方式及时间要求

公开方式：通过网站、信息公开平台及当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：环境信息有新生成或者发生变更情形的，应当自环境信息生成或者变更之日起三十日内予以公开。法律、法规另有规定的，从其规定。

8.3.2 环境管理台账

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司应按照有关要求，及时并如实记录项目站场清管废渣的产生及运输等相关内容的环境管理台账，供环保检查。

8.3.3 污染物排放清单

项目污染物排放情况及环保措施见表 8.3-1～8.3-2。

表 8.3-1　　项目废气污染物排放清单

污染源	污染物	治理措施	污染物排放情况				运行时间（h）
			烟气量 m^3/h	浓度 mg/m^3	速率 kg/h	年排放量 t/a	
解转站压缩机房	非甲烷总烃	加强工艺设备气密性、定期维护以及站场周围绿化	--	--	0.001	0.013	8760

表 8.3-2　　项目固废污染物排放清单

序号	污染工序	污染物	产生量	处置措施	排放量	类别
1	清管收球	清管废渣	40t/a	产生后不暂存，由桑南站直接运至轮南塔里木油田绿色环保站处理	0	危险废物

8.4 环保设施竣工验收管理

建设单位在工程建成投产后，确保主体工程调试工况稳定、环境保护设施运行正常的情况下，按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》（征求意见稿）中的有关规定，及时组织专家开展环保设施竣工验收工作，进行验收(见表 8.4-1)。

环保设施“三同时”验收清单见表 8.4-1。

表 8.4-1　　环保设施“三同时”验收一览表

类别	污染源	污染防治设施	验收指标	验收标准
废气	施工期扬尘	围挡、苫盖与洒水降尘措施	不污染大气环境	--
废水	施工期生活污水	循环使用，试压结束后用于施工现场洒水降尘；施工人员盥洗废水经化粪池处理后进入站外的生活污水蒸发池内自然蒸发	不污染水体	--
噪声	解转站噪声	选用低噪设备、基础减震	场界：昼间≤60dB（A） 夜间≤50dB（A）	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准要求
固废	施工期固体废物	废弃土石方全部用于施工作业带平整，不设弃渣场，其余固废定期清理、收集、清运	固体废物不堆存	--
	清管废渣	产生后不暂存，由桑南站直接运至轮南塔里木油田绿色环保站处理	不外排	不外排
生态	建设完成后将进行植被恢复，植被恢复面积 7800m^2		植被恢复程度不低于施工前，管线 2 侧 5 米内种植浅根系草本植物，5 米范围外恢复原地貌类型	
风险管理	风险防范应急设施 见表 5.3-8		减小环境事故影响	
环境管理	环境保护专业培训 规章制度、档案、监测档案等		防止发生环境事故	
地下水环境监控井	利用解转站内生产废水蒸发池下游的 1 口地下水水质监控井进行监测			

9 环境影响评价结论

9.1 结论

9.1.1 工程概况

解放渠东转油站天然气外输工艺优化工程位于新疆巴音郭楞蒙古自治州轮台县境内，隶属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司桑吉片区，本项目新建集输管线，起点为解转站厂界东侧，终点为与吉拉克-桑南油气混输管线交接处，利旧管线长 22km，项目建成后解转站-桑南站集输管线总长 23.35km。

项目在解转站内新建压缩机、加药撬、在管道两端设收发球筒，定期对该管线进行清管，加注缓蚀剂，降低腐蚀。建设期为 50 天，预计 2021 年 6 月可建成投入运营。

工程总投资：407.21 万元，其中环保投资 43 万元，占总投资的 10.55%。

9.1.2 环境质量现状监测

根据公报结果，项目区域为环境空气质量不达标区，不达标因子为 PM_{10}、$PM_{2.5}$。非甲烷总烃小时浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值要求。

由监测结果可知，各监测点位监测因子的标准指数均小于 1，均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准要求。

解转站四界噪声均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

9.1.3 主要环境影响

（1）施工期环境影响

①废气：通过对施工期废气采取污染防治措施，可有效控制施工扬尘及其他废气对周围环境的影响，使其环境空气质量符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。

②噪声：项目施工噪声主要来自于各种施工机械，通过采取选用低噪声、振动小的设备，合理安排施工时间，合理布置施工现场，合理制定运输路线等措施，经距离衰减后，施工期噪声对周围环境影响较小。

③水环境：工程不设置施工营地，施工期间职工生活依托解转站现有公用设施；项目施工期间生活污水主要为施工人员盥洗废水，经化粪池处理后进入站外

的生活污水蒸发池内自然蒸发；试压废水循环使用，试压结束后用于施工现场洒水降尘。采取以上措施后，可最大限度减少施工期对周围水环境的影响。

④固废：施工过程中产生的多余土石方用于施工作业带平整；其他施工废料由物资部门回收利用；施工人员生活垃圾集中收集后运至轮南固废填埋场处理。

⑤生态：通过施工中对地表植被的保护，施工中分段施工、控制作业面宽度，尽量减少对植被的影响；施工结束后对损失植物补种、恢复原貌等措施，可最大限度减少对生态及水土流失的影响。

（2）运营环境影响分析结论

①大气

运营期废气主要为油气集输过程中产生的非甲烷总烃。对比其他转油站站场监测结果可知，本工程无组织排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728 -2020）中的标准要求。

②废水

项目不新增劳动定员，无生活污水及生产废水。

③噪声

环评预测，解转站噪声源对各场界噪声贡献值与现状值叠加后，场界预测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 2 类标准要求。对声环境影响较小。

④固废

桑南站运营过程产生的固体废物主要是清管废渣，为危险废物，冬季每个月清管一次，产生后由桑南站直接运至轮南塔里木油田绿色环保站处理。

9.1.4 拟采取环保措施可行性

（1）施工期环保措施可行性结论

①废气防治措施

通过对施工现场采取覆盖、洒水、围挡措施；土石方填挖、露天堆放及运输过程中易产生扬尘的物料进行篷布遮盖措施；选用符合国家环境保护标准的施工机械设备和运输工具；选用环保型焊材等措施，可有效控制施工扬尘对周围环境的影响，因此项目施工期废气防治措施可行。

②噪声防治措施

项目采取合理安排施工时间及施工进度，合理布局，采用符合环保要求的施工机械，注意对施工机械定期维修保养等措施，经距离衰减后，施工期噪声对周围环境影响较小，因此项目施工期噪声防治措施可行。

③废水防治措施

项目施工期采取盥洗废水经化粪池处理后进入站外生活污水蒸发池自然蒸发，管道试压循环使用，试压结束后用于施工现场洒水降尘。项目施工期废水防治措施可行。

④固废防治措施

管线施工人员产生的生活垃圾集中收集后运至轮南固废填埋场处理；施工废料尽量回收利用，不可回收利用的送轮南固废填埋场填埋处理；施工期间的多余土方就近用于施工作业带平整及施工带植被恢复。项目施工期产生固废均能做到妥善处置，措施可行。

⑤生态保护及恢复措施

施工中采取对地表植被的保护，施工中分段施工、控制作业面宽度，尽量减少对生物的影响；施工结束后对损失植物补种、恢复原貌等措施，管道施工完毕后 1～3 年内地表植被基本可恢复较好，因此项目生态保护及恢复措施可行。

综上，项目施工期污染防治及生态保护措施可行。

（2）运营期污染防治措施

①废水

项目不新增劳动定员，无生活污水及生产废水。

②废气

本工程运营期废气主要为压缩机压缩及管道集输过程中产生的非甲烷总烃无组织废气。项目压缩机集输过程采用全密闭流程，站场及管道设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量。输气管道投入运行后，要实现平稳输气，合理控制压力变化，减少压力波动，可减少超压排放的天然气；同时对于超压和检修过程排放的天然气引至站场放空管放散，拟建工程采取了一系列措施来防止和减少事故状态下天然气的泄漏：配置检监测自动报警装置；管道设置自动截止阀；埋地敷设管线采用三层 PE 外防腐层防腐并外加电流阴极保护；主要生产运行参数实现自动化检测记录等。

采取相应防治措施后，本非正常工况下排放的废气能够得到有效控制，废气治理措施可行。

③噪声

本工程解转站中的压缩机、加药泵等产生的噪声，采用将噪声设备安装隔声罩、消声器、基础减振等措施。采取降噪措施后，厂界噪声达到《工业企业厂界

环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类区排放标准要求，噪声防治措施可行。

④固废

清管废渣收集后由桑南站直接运至轮南塔里木油田绿色环保站处理。项目产生的固体废物均进行合理处置，不排入环境，固体废物处置措施可行。

9.1.5 环境风险评价结论

根据本工程建设内容，工程可能涉及的危险物质主要包括：天然气，可能发生的风险事故类型主要为集输管道事故风险。本工程设计中严格执行各种安全标准、规范，采取完善的安全措施，可有效地防止火灾、爆炸、泄漏等事故的发生。本工程的环境风险在可接受范围之内。

9.1.6 总量控制指标分析

本项目污染物排放总量控制指标建议值为：SO_2 0t/a、NOx0t/a，COD0t/a，氨氮 0t/a。非甲烷总烃 0.013t/a。

9.1.7 公众参与结论

在报告编制过程中，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》要求，项目进行两次公示。项目公示媒体及公示过程均符合《环境影响评价公众参与办法》相关要求，公示期间未收到公众反馈意见，无公众反对项目建设。

9.1.8 环境可行性结论

工程建设对管当地社会经济发展将起到积极推动作用，针对施工期、运营期污染采取防治措施后对周围环境影响较小。本工程属于鼓励类建设项目，符合产业政策和清洁生产要求，环境风险处于可接受范围之内，公示期间未收到公众反馈意见，无公众反对项目建设。综上所述，在认真落实各项环保措施的前提下，从环境保护角度分析，工程的建设是可行的。

9.2 建议

(1)做好施工期的管理工作，严格落实施工期指定的各项环保措施，做到文明施工，避免施工扬尘、噪声、固废对周围环境的影响。

(2)严格规范施工作业带，严禁随意扩大施工范围，严禁随意砍伐管线周边梭梭草、多枝怪柳等植物。

(3)做好临时占地的生态恢复，严格落实生态恢复措施，认真落实环保“三同时”验收制度。

(4)建议实施环境管理制度，在分承包合同中对施工段提出明确的环保要求，并作为施工验收的标准之一。对分承包负责人及施工人员均要进行施工期间的环保培训，对每一项生态环境保护措施应做到有效督察，确保环保措施的落实。