

长输天然气管道安全保护距离及管道自身防护措施

华 晶 (广西广投燃气有限公司, 广西 南宁 530000)

摘 要: 长输天然气管道作为能源输送的重要基础设施, 其安全运行对国民经济和社会稳定具有重要意义。通过系统分析长输天然气管道的安全风险, 探讨了管道安全保护距离的确定方法及相关法规标准, 详细阐述了管道自身防护措施, 包括材料选择、设计优化、施工质量控制、运行维护及完整性管理等方面。研究表明, 科学合理的安全保护距离设置与全方位的管道自身防护措施相结合, 形成多层次的安全防护体系, 能够有效预防和减轻管道事故, 确保长输天然气管道的安全稳定运行, 为我国天然气管网建设与管理提供技术支持和理论指导。

关键词: 长输天然气管道; 安全保护距离; 风险评估; 管道防护; 完整性管理

中图分类号: TE832 **文献标识码:** A **文章编号:** 1674-5167 (2025) 022-0124-03

Safety protection distance and self-protection measures for long-distance natural gas pipelines

Hua Jing (Guangxi Guangtou Gas Co., Ltd., Nanning Guangxi 530000, China)

Abstract: As an important infrastructure for energy transmission, the safe operation of long-distance natural gas pipelines is of great significance to the national economy and social stability. By systematically analyzing the safety risks of long-distance natural gas pipelines, this paper explores the methods for determining the safety protection distance of pipelines and relevant regulatory standards. It elaborates on the self-protection measures of pipelines, including material selection, design optimization, construction quality control, operation and maintenance, and integrity management. Research has shown that the combination of scientifically reasonable safety protection distance settings and comprehensive pipeline self-protection measures can form a multi-level safety protection system, effectively prevent and reduce pipeline accidents, ensure the safe and stable operation of long-distance natural gas pipelines, and provide technical support and theoretical guidance for the construction and management of China's natural gas pipeline network.

Keywords: long-distance natural gas pipeline; Safety protection distance; Risk assessment; Pipeline protection; integrity management

随着我国能源结构调整和清洁能源战略的深入推进, 天然气作为清洁高效的能源载体, 在国民经济中的地位日益凸显。长输天然气管道作为连接气源与用户的纽带, 输送距离长、穿越环境复杂, 面临着外部干扰、腐蚀、自然灾害等多种安全威胁^[1]。近年来, 国内外管道事故时有发生, 不仅造成重大经济损失, 还对周边环境和人员安全构成严重威胁。因此, 科学确定管道安全保护距离并采取有效的管道自身防护措施, 构建多层次的安全保障体系, 对保障长输天然气管道的安全稳定运行具有重要意义。

1 长输天然气管道安全风险分析

1.1 管道失效模式与风险分类

长输天然气管道运行中面临多种失效风险, 根据失效原因可分为机械损伤、材料缺陷、腐蚀与环境因素、外部干扰和自然灾害等类型。机械损伤主要包括第三方损伤、管道变形与开裂; 材料缺陷包括钢材缺陷、焊接缺陷; 腐蚀与环境因素包括内外腐蚀、应力腐蚀开裂; 外部干扰主要指人为施工活动对管道的干扰; 自然灾害包括地震、地质灾害等。这些失效模式相互关联, 常常表现为复合型风险, 需进行系统性分析^[2]。

依据风险后果的严重程度和发生概率, 管道风险可分为低风险、中风险、高风险和灾难性风险四个等级。根据统计数据, 第三方破坏和腐蚀是导致管道失效的两大主要原因, 分别占事故总数的 35% 和 28%, 其次是设计与施工缺陷 (15%)、自然灾害 (12%) 和操作失误 (10%)。

1.2 管道泄漏与爆炸事故机理分析

天然气管道泄漏后, 可能引发火灾、爆炸等次生灾害, 其影响范围与泄漏量、压力、周边环境等因素密切相关。天然气泄漏主要经历三个阶段: 压缩气体释放、气云扩散和点火燃烧。当管道发生泄漏时, 高压天然气以喷射状态释放, 并迅速与空气混合形成可燃燃气云。在遇到点火源时, 可能导致闪火、火球、喷射火或蒸气云爆炸等危险情形。

长输天然气管道爆炸事故的破坏效应主要包括冲击波、热辐射和抛射物三种形式。冲击波可对周围建筑物和人员造成直接伤害; 热辐射对人体和可燃物产生灼伤和引燃效应; 高速抛射的管道碎片可造成二次伤害。事故的危害程度受多因素影响, 包括管道压力 (4-12MPa)、管径 (通常在 500-1200mm)、泄漏孔径、天然气成分,

以及周围环境条件如风速、大气稳定度等^[3]。

1.3 管道安全风险评估方法

管道安全风险评估是确定安全保护距离和防护措施的科学基础,主要包括定性、半定量和定量三种方法。定性评估主要依靠专家经验判断风险级别,适用于初步筛查;半定量评估结合风险矩阵和风险指数,实现风险的相对排序;定量评估则通过数学模型精确计算事故概率和后果,为决策提供数据支持^[4-5]。

目前国际上广泛应用的定量风险评估方法包括故障树-事件树分析法、蒙特卡洛模拟法和贝叶斯网络法等。评估过程通常遵循“危害识别→频率分析→后果分析→风险计算→风险评价”的流程。风险通常以个人风险(IR)和社会风险(F-N曲线)两种形式表达,前者反映特定位置上个体的死亡概率,后者则反映累积伤亡人数与频率的关系。以下是常用风险评估方法的比较。

2 长输天然气管道自身防护措施

2.1 管道材料与设计防护措施

2.1.1 管材选择与强度设计

管材选择是保障管道安全的首要环节,高压长输天然气管道通常采用 API-5L 标准的高强度钢管,如 X70、X80 等。这些钢材具有优良的强度-韧性匹配性能,能够有效抵抗内压和外部载荷。管材化学成分控制应注重碳当量和硫、磷等杂质含量的限制,以保证焊接性能和抗氢致裂纹能力。

管道强度设计采用弹性设计法,依据《石油天然气钢质管道线路设计规范》(GB50253-2014)确定管壁厚度。计算公式为: $t = PD / (2\sigma[\phi]) + C$, 其中 t 为壁厚, P 为设计压力, D 为外径, σ 为材料强度, $[\phi]$ 为设计系数, C 为腐蚀裕量。根据地区等级不同,设计系数分别为 0.72 (一级地区)、0.6 (二级地区)、0.5 (三级地区) 和 0.4 (四级地区),从而确保管道在各类区域均具有足够的安全裕度。对于特殊地段,如河流穿越、铁路穿越等,还应采用更高标准的设计参数。

2.1.2 防腐层设计与应用

防腐层是管道防护系统的重要组成部分,其主要功能是隔离管道与腐蚀性环境的接触,延长管道使用寿命。现代长输天然气管道普遍采用三层 PE 或三层 PP 外防腐体系,其结构包括环氧粉末底层、胶粘剂中间层和聚乙烯或聚丙烯外层,这种复合结构结合了环氧树脂的附着力和聚烯烃的机械强度与阻隔性能。

防腐层选择应考虑管道运行温度、土壤特性、施工条件等因素。对于腐蚀性强的土壤或特殊环境,可采用增加厚度或改进配方的加强级防腐层;对于温度较高的管道段,可选用耐高温型三层 PE 或 FBE 加

HDPE 双层结构。此外,管道弯头、三通等异形件及补口区域是防腐体系的薄弱环节,应采用与管体防腐层相容的材料进行特殊防护,确保整个管线防腐性能的连续性和一致性。

2.2 管道施工与安装防护措施

2.2.1 焊接质量控制

焊接质量直接关系到管道的整体强度和安全性,是施工阶段的关键控制点。长输天然气管道焊接通常采用半自动或全自动焊接工艺,如 STT (表面张力传递)、自动 GMAW (气体保护焊) 等先进方法,以保证焊缝质量的一致性和可靠性。

焊接质量控制应从焊前、焊中、焊后三个阶段全过程管理。焊前准备包括焊接工艺评定、焊工资质认证、材料验收等;焊中控制重点关注焊接参数、环境条件和操作规范;焊后检验主要通过无损检测方法如 X 射线、超声波等评估焊缝质量。对于高等级管道,应采用 100% 射线检测或超声波检测,确保不存在危及管道安全的焊接缺陷。

2.2.2 防腐层施工与检测

防腐层施工质量直接影响其防护效果和使用寿命。施工过程应严格控制环境温度、湿度、管道表面清洁度和粗糙度等参数。管道表面预处理应达到近白色金属 (Sa 2.5) 标准,环氧粉末喷涂厚度、熔融状态及固化度等均需严格控制。

防腐层施工完成后,应进行全面检测,主要包括厚度检测、连续性检测和剥离强度检测等。其中连续性检测(假日检测)是发现防腐层针孔和破损的有效手段,通常采用 4-8kV 高压放电法进行全面检查。对于重要管段,还应进行阴极剥离测试和热循环测试等性能评估。施工过程中,应特别注意防腐层的运输保护和现场补口质量,确保整个管线防腐体系的完整性。

2.3 管道运行与维护防护措施

2.3.1 智能巡检与泄漏监测

智能巡检是管道日常维护的重要手段,包括人工巡检、无人机巡检和固定监测设备相结合的综合体系。人工巡检主要检查管道标识、地表变形、植被异常、第三方活动等情况;无人机巡检利用红外热成像、高清摄像等技术实现大范围快速检查;固定监测设备则提供 24h 连续监控数据。

泄漏监测系统是管道安全运行的核心保障,主要包括基于压力/流量的内部监测系统和基于光纤、声波等的外部监测系统。内部监测系统通过 SCADA 系统采集管道压力、流量等参数,结合负压波法、统计分析法等算法实现泄漏早期识别;外部监测系统如分布式光纤声波检测(DAS)和分布式光纤温度检测

(DTS)技术,可实现管道全线连续监测,定位精度可达 $\pm 10\text{m}$ 。这些系统形成多层次的泄漏监测网络,实现“早发现、快定位、迅速处置”的应急响应机制。

2.3.2 阴极保护系统

阴极保护是防止管道外腐蚀的有效技术,通常与防腐层形成完整的防腐体系。长输天然气管道主要采用强制电流阴极保护方式,通过外加电源向管道输入保护电流,使管道电位降至保护电位范围(-0.85V 至 -1.2V vs. CSE),抑制腐蚀反应的发生。

阴极保护系统由阳极地床、整流器、测试桩和监控系统组成。阳极地床通常采用MMO/Ti、Fe-Si-Cr等耐久型材料,整流器提供稳定直流电源,测试桩则用于定期检测管道保护电位。系统设计应考虑管道长度、土壤电阻率、干扰源等因素,合理确定阳极地床间距(通常15-30km)和输出参数。在交流干扰区、杂散电流区等特殊地段,应采取额外防护措施如接地装置或防护钢盾等,有效降低干扰影响。

2.3.3 压力监测与控制系统

压力监测与控制系统是保障管道安全运行的关键技术,其核心功能是实时监测管道压力变化,防止超压或低压运行。系统由压力传感器、远程终端单元(RTU)、通信网络 and 控制中心组成,形成完整的实时监控网络。

长输管道上均匀布置压力监测点,一般每50-100km设置一处,关键节点如压缩站进出口、阀室等处必须设置。当检测到异常压力波动时,系统自动触发报警并启动相应预案。为防止超压事故,管道设计中配置多重压力保护装置,包括高压连锁保护(在压力达到设计压力95%时触发)、安全阀保护(在压力达到设计压力105%时开启)和紧急截断系统(ESD),形成梯级保护机制。此外,先进的压力控制算法如模型预测控制(MPC)可实现管网压力的优化调控,提高系统安全性和经济性。

2.4 管道完整性管理

2.4.1 风险识别与评估

管道完整性管理(PIM)是一种系统化管理方法,其核心是持续的风险识别与评估。风险识别过程采用HAZOP、故障模式与影响分析(FMEA)等方法,全面梳理影响管道安全的潜在因素。风险评估则通过定量或半定量方法,计算各风险因素的发生概率和后果严重性,形成风险矩阵或风险等级图,为风险控制提供决策依据。

完整性管理强调基于风险的检验与维护策略(RBI),即针对高风险管段加大监测频率和防护力度,优化资源配置。评估过程中应充分利用历史运行数据、

维修记录和智能检测结果,结合地理信息系统(GIS)技术,直观展示风险分布情况,实现风险的动态管理和持续改进。按照API 1160标准,评估周期通常为1-5年,根据管道特性和运行环境确定。

2.4.2 完整性评价方法与实施

管道完整性评价是确定管道当前状态和剩余寿命的科学方法,主要包括内检测评价、直接评估和压力试验三种方式。内检测技术利用智能清管器(如磁通漏磁、超声波、涡流等)检测管道缺陷,能够提供高精度的管壁减薄、裂纹等信息;直接评估适用于不具备内检测条件的管道,通过开挖检查、土壤取样等方式评估腐蚀风险;压力试验则通过施加高于运行压力的测试压力,验证管道的整体强度和密封性。

完整性评价实施应遵循“计划-检测-评估-修复”的闭环管理流程。首先制定详细的评价计划,明确范围和方法;然后进行检测数据采集;接着对检测结果进行工程关键性评估,确定缺陷的危害程度;最后根据评估结果制定相应的修复或监测计划。对于严重缺陷,应立即进行修复;对于轻微缺陷,可采取监测管理措施,定期评估变化趋势。这种基于数据的科学决策方法,能够有效平衡安全性与经济性,实现管道的长期安全运行。

3 结束语

本文系统研究了长输天然气管道安全保护距离及自身防护措施,通过风险分析、保护距离确定方法研究和多层次防护措施探讨,构建了完整的管道安全保障体系。安全保护距离是管道与外部环境之间的安全缓冲区,其科学确定应基于风险评估和后果模拟;而管道自身防护则应从材料选择、设计优化、施工质量、运行维护和完整性管理等多方面构建纵深防御体系。随着智能监测、大数据分析等新技术的发展,管道安全防护将向智能化、精准化和系统化方向发展,进一步提升管道安全水平。

参考文献:

- [1] 马健彰. 天然气长输管道不同孔径泄漏定量风险评估研究[D]. 北京: 中国石油大学, 2023.
- [2] 谢辉, 陈海翔, 刘海龙, 刘俊芹. 长输管道安全距离准则确定方法[J]. 全面腐蚀控制, 2022, 36(04): 16-18.
- [3] 李展. 关于长输管道安全距离确定方法的探讨[J]. 石油化工管理干部学院学报, 2021, 23(06): 31-35.
- [4] 蔡春秋. 城乡油气长输管道常见隐患及整治策略——以吉林市船营区为例[J]. 中国管理信息化, 2021, 24(08): 137-138.
- [5] 范文琪. 基于AHP的天然气长输管道隐患评估体系及治理研究[D]. 兰州: 兰州理工大学, 2021.