

# 基于内检测数据的天然气管道完整性管理研究

马 阳 (中国石油化工股份有限公司华北油气分公司采气一厂, 河南 郑州 450000)

**摘要:** 天然气管道基于内检测技术获取的数据, 能够实现对管道内部缺陷的高精度定位和识别, 是实现科学化和系统化完整性管理的关键支撑。本次研究将以我国某天然气管道为例, 首先对其内检测数据进行统计分析, 在此基础上, 对天然气管道完整性管理的过程进行阐述, 最后, 基于天然气管道内检测数据开展天然气管道完整性评价及管理对策研究, 为保障天然气管道的安全运行奠定基础。

**关键词:** 内检测数据; 天然气管道; 完整性管理; 统计分析; 评价结果

中图分类号: TE973.6 文献标识码: A 文章编号: 1674-5167 (2025) 022-0013-03

## Research on Integrity Management of Natural Gas Pipeline Based on Internal Detection Data

Ma Yang (No. 1 Gas Production Plant North China Oil & Gas Company Sinopec, Zhengzhou Henan 450000, China)

**Abstract:** Natural gas pipelines can achieve high-precision positioning and identification of internal defects based on data obtained through internal inspection technology, which is a key support for achieving scientific and systematic integrity management. This study will take a natural gas pipeline in China as an example. Firstly, the internal detection data will be statistically analyzed. Based on this, the process of integrity management of natural gas pipelines will be elaborated. Finally, based on the internal detection data of natural gas pipelines, the integrity evaluation and management strategies of natural gas pipelines will be studied to lay the foundation for ensuring the safe operation of natural gas pipelines.

**Keywords:** internal detection data; Natural gas pipelines; Integrity management; Statistical analysis; Evaluate Results

随着我国天然气消费的持续增长和管网体系的不断完善, 天然气管道作为连接上游气源与下游用户的关健基础设施, 其运行的安全性与稳定性日益受到关注, 尤其是在部分管道服役年限较长和运行环境复杂的背景下, 腐蚀和几何变形等结构性隐患呈现多样化与隐蔽化趋势, 给传统的安全管理模式带来了严峻挑战<sup>[1]</sup>。内检测技术凭借其高精度和非开挖的优势, 已广泛应用于天然气管道内部缺陷的识别和定位, 成为当前管道完整性评估的核心手段之一, 大量内检测数据的积累为深层次分析管道健康状态和优化维修策略提供了坚实基础。

目前当前行业在内检测数据的深度挖掘、标准化处理、定量评估方法和管理应用机制方面仍相对滞后, 制约了数据价值的进一步释放。针对该问题, 本次研究将基于内检测数据, 开展天然气管道完整性管理评价研究, 为推动我国天然气管道行业高质量发展和数字化转型垫底基础。

### 1 内检测数据统计分析

#### 1.1 内腐蚀缺陷统计分析

通过对某天然气输送管道内检测数据的深入分析, 该管道全长 126.8km, 管径为 762mm, 壁厚 12.7mm, 设计压力 10.2MPa, 本次内检测共发现内腐蚀缺陷 2847 个, 缺陷密度达到 22.45 个/km。从缺陷分布的整体情况来看, 内腐蚀缺陷主要集中在管

道里程桩号 K45+200 至 K78+900 区段, 该区段长度 33.7km, 发现缺陷 1628 个, 占总缺陷数量的 57.2%, 缺陷密度高达 48.31 个/km。从深度分布角度分析, 轻微腐蚀缺陷 (深度  $\leq 10\%$  壁厚) 共计 1521 个, 占缺陷总数的 53.4%, 中等腐蚀缺陷 (深度 10%~40% 壁厚) 共计 985 个, 占缺陷总数的 34.6%, 严重腐蚀缺陷 (深度 40%~80% 壁厚) 共计 298 个, 占缺陷总数的 10.5%, 极严重腐蚀缺陷 (深度  $>80\%$  壁厚) 共计 43 个, 占缺陷总数的 1.5%。统计数据表明, 该管道内腐蚀状况总体可控, 但仍需重点关注中等以上程度的腐蚀缺陷。

从缺陷长度分布来看, 短缺陷 (长度  $\leq 50\text{mm}$ ) 数量最多, 共计 1642 个, 占总数的 57.7%, 中等长度缺陷 (长度 50~200mm) 共计 897 个, 占总数的 31.5%, 长缺陷 (长度  $>200\text{mm}$ ) 共计 308 个, 占总数的 10.8%。其中最长的内腐蚀缺陷位于 K67+458 处, 长度达到 847mm, 深度为 4.6mm, 约占壁厚的 36.2%。缺陷宽度方面, 窄缺陷 (宽度  $\leq 20\text{mm}$ ) 共计 1893 个, 占总数的 66.5%, 中等宽度缺陷 (宽度 20~50mm) 共计 754 个, 占总数的 26.5%, 宽缺陷 (宽度  $>50\text{mm}$ ) 共计 200 个, 占总数的 7.0%。缺陷深度的统计分析显示, 平均深度为 2.3mm, 约占壁厚的 18.1%, 最大深度为 10.8mm, 位于 K72+334 处, 占壁厚的 85.0%, 已接近失效临界值。

## 1.2 外腐蚀缺陷统计分析

外腐蚀缺陷检测结果显示,该管道共发现外腐蚀缺陷 1936 个,缺陷密度为 15.27 个 /km,明显低于内腐蚀缺陷密度。外腐蚀缺陷主要分布在 K15+600 至 K42+300 区段以及 K85+200 至 K110+800 区段,这两个区段的缺陷总数为 1247 个,占外腐蚀缺陷总数的 64.4%。前一区段长度 26.7km,缺陷 723 个,缺陷密度 27.08 个 /km,后一区段长度 25.6km,缺陷 524 个,缺陷密度 20.47 个 /km。从腐蚀严重程度分析,轻微外腐蚀缺陷(深度  $\leq 10\%$  壁厚)共计 1124 个,占外腐蚀缺陷总数的 58.1%,中等外腐蚀缺陷(深度 10%~40% 壁厚)共计 623 个,占 32.2%,严重外腐蚀缺陷(深度 40%~80% 壁厚)共计 167 个,占 8.6%,极严重外腐蚀缺陷(深度  $>80\%$  壁厚)共计 22 个,占 1.1%。相比内腐蚀,外腐蚀的严重程度分布更加集中在轻微和中等级别。外腐蚀缺陷的几何特征呈现出与内腐蚀不同的规律。

从长度分布来看,短缺陷(长度  $\leq 50\text{mm}$ )共计 986 个,占外腐蚀缺陷总数的 50.9%,中等长度缺陷(长度 50~200mm)共计 723 个,占 37.3%,长缺陷(长度  $>200\text{mm}$ )共计 227 个,占 11.7%。外腐蚀缺陷的平均长度为 78.5mm,略高于内腐蚀缺陷的平均长度 64.2mm。缺陷宽度统计显示,窄缺陷(宽度  $\leq 20\text{mm}$ )共计 1205 个,占 62.2%,中等宽度缺陷(宽度 20~50mm 共计 542 个,占 28.0%,宽缺陷(宽度  $>50\text{mm}$ )共计 189 个,占 9.8%。外腐蚀缺陷的平均宽度为 24.3mm,平均深度为 1.9mm,约占壁厚的 15.0%。最深的外腐蚀缺陷位于 K28+756 处,深度达到 11.2mm,占壁厚的 88.2%。

## 2 天然气管道完整性管理过程阐述

天然气管道完整性管理评价是一个系统性的工程技术过程,需要建立科学完整的评价体系,基于前述内检测数据统计分析结果,完整性管理评价首先需要构建多层次的评价指标体系。该体系包括缺陷威胁评价、管道剩余强度评价、失效概率评价和风险等级评价四个核心维度<sup>[2]</sup>。缺陷威胁评价主要针对内检测发现的 2847 个内腐蚀缺陷和 1936 个外腐蚀缺陷,通过缺陷深度、长度、宽度等几何参数评估单个缺陷的威胁程度。

管道剩余强度评价则基于管道材料特性、操作参数和缺陷特征,计算管道在缺陷条件下的承载能力,失效概率评价结合缺陷发展规律和环境因素,预测管道在设计寿命期内的失效可能性,风险等级评价综合考虑失效概率和失效后果,确定管道不同区段的风险水平<sup>[3]</sup>。

缺陷威胁评价是完整性管理的基础环节,采用定量化的评价方法对每个缺陷进行威胁程度分级,对于内腐蚀缺陷,主要采用 ASME B31G 标准和修正 B31G 方法进行评价。以 K72+334 处最深的内腐蚀缺陷为例,该缺陷深度 10.8mm,长度 156mm,宽度 32mm,占壁厚 85.0%。根据修正 B31G 方法计算,该缺陷的安全系数仅为 1.12,远低于 1.39 的安全要求,属于立即修复级别,对于 43 个深度超过 80% 壁厚的极严重内腐蚀缺陷,采用有限元分析方法进行精确评价,建立三维缺陷模型,考虑缺陷形状的不规则性和相互作用效应。外腐蚀缺陷威胁评价同样采用 B31G 系列标准,但需要考虑防腐层状况的影响<sup>[4]</sup>。

管道剩余强度评价是确定管道在缺陷条件下承载能力的关键技术,该评价过程需要综合考虑管道材料特性、几何参数、操作条件和缺陷特征等多个因素,管道材料为 X65 钢,屈服强度 448MPa,抗拉强度 531 MPa,设计压力 10.2 MPa,操作压力 8.5 MPa。失效概率评价是完整性管理的重要组成部分,需要考虑缺陷发展的时间效应和不确定性因素,风险等级评价综合考虑失效概率和失效后果,采用定量风险评价方法确定管道不同区段的风险水平。

失效后果评价主要考虑人员伤亡、财产损失、环境影响和社会影响四个方面,基于上述评价结果,制定差异化的完整性管理策略。对于极高风险和高风险区段,建议采用开挖验证、缺陷修复或管段更换等直接干预措施。对于中风险区段,可采用压力试验、应力释放或加强监测等间接措施。对于低风险区段,继续执行常规的内检测和外检测计划<sup>[5]</sup>。同时,建立动态评价机制,根据新的检测数据和运行状况,及时更新评价结果,确保管道完整性管理的有效性和适应性。

## 3 基于内检测数据的天然气管道完整性评价结果分析与管理对策

### 3.1 天然气管道完整性评价结果分析

基于内检测数据的完整性评价结果显示,该天然气管道整体完整性状况属于中等偏下水平,存在较为显著的完整性威胁。该条管道综合缺陷密度达到 37.72 个 /km,管道完整性评价综合得分为 72.5 分,评价结果表明,虽然大部分缺陷属于监测级别,但立即修复级和短期修复级缺陷的存在对管道安全运行构成了直接威胁。特别是 43 个深度超过 80% 壁厚的极严重内腐蚀缺陷和 22 个深度超过 80% 壁厚的极严重外腐蚀缺陷,已接近或达到失效临界状态,需要紧急处置。

根据缺陷分布特征和风险评价结果,将管道划分为四个完整性管理区段,第一区段(K0+000~K30+000)

长度 30km, 缺陷密度 18.3 个/km, 完整性等级为良好, 综合评分 81.2 分。该区段地质条件相对稳定, 防腐层完好率达到 92.6%, 缺陷主要以轻微腐蚀为主。第二区段 (K30+000-K45+000) 长度 15km, 缺陷密度 28.7 个/km, 完整性等级为中等, 综合评分 74.8 分。第三区段 (K45+000-K80+000) 长度 35km, 是管道完整性管理的重点区段, 缺陷密度高达 41.8 个/km, 完整性等级为较差, 综合评分仅为 58.3 分。该区段内腐蚀缺陷密集分布, 深度超过 50% 壁厚的缺陷达到 312 个, 占该区段缺陷总数的 21.4%。其中 K67+000 至 K75+000 段 8km 范围内发现立即修复级缺陷 37 个, 形成了明显的缺陷聚集区。第四区段 (K80+000-K126+800) 长度 46.8km, 缺陷密度 23.1 个/km, 完整性等级为中等, 综合评分 71.6 分。

完整性评价结果识别出五个主要威胁因素。首要威胁因素为内腐蚀, 威胁度系数 0.38, 主要原因是管道内介质含有硫化氢和二氧化碳等腐蚀性成分, 加之管道底部积水和沉积物的存在, 加速了内腐蚀过程。第二威胁因素为外腐蚀, 威胁度系数 0.29, 主要与土壤腐蚀性、地下水位和防腐层破损有关。第三威胁因素为第三方破坏, 威胁度系数 0.15, 主要分布在穿越道路和人口密集区域。制造缺陷作为第四威胁因素, 威胁度系数 0.12, 主要表现为焊缝缺陷和管体材质不均匀。地质灾害威胁度系数 0.06, 主要涉及管道穿越河流和软土地基区域的沉降变形。威胁因素分析表明, 腐蚀类威胁占据主导地位, 威胁度系数合计达到 0.67, 是管道完整性管理的核心关注点。

风险评价结果显示, 管道整体风险水平为中等偏高, 风险分布呈现明显的区域性特征, 高风险区段主要集中在管道中段, 与内腐蚀缺陷的密集分布区域高度重合。同时, 穿越人口密集区域和重要基础设施的管段风险评价结果普遍较高, 反映了失效后果的严重性对风险水平的重要影响。

### 3.2 天然气管道完整性管理对策研究

基于完整性评价结果, 建立分级分类的管理对策体系, 对于极高风险区段, 实施最高级别的管理措施, 包括立即停输检修或管段更换。K67+000 至 K75+000 段的 37 个立即修复级缺陷必须在 30 天内完成处置, 采用复合材料修复、套管修复或切管更换等方法。同时, 该区段实施 24h 不间断巡检, 安装在线监测系统, 实时监控管道运行状态。

对于高风险区段, 制定为期 12 个月的整改计划, 采用压力试验验证、应力释放、局部修复等措施降低风险水平。187 个短期修复级缺陷按照轻重缓急排序, 优先处理深度超过 60% 壁厚的缺陷。中风险区段实施

3 年整改计划, 重点加强监测频次, 将内检测周期由 5 年缩短至 3 年, 外检测周期由 3 年缩短至 2 年, 低风险区段维持现有管理水平, 按照常规检测和维护计划执行。

针对腐蚀威胁占主导地位的特点, 制定腐蚀控制专项对策, 内腐蚀控制方面, 实施清管除垢作业, 清除管道内部积水和沉积物, 投加缓蚀剂降低介质腐蚀性, 优化工艺参数减少积液。建立清管作业标准化流程, 每年实施不少于 4 次的清管作业, 重点区段增加至每季度一次, 投加缓蚀剂浓度控制在 100-200ppm, 通过现场腐蚀试片监测缓蚀效果。外腐蚀控制重点加强防腐层管理和阴极保护系统优化, 对防腐层破损区段实施补口作业, 破损面积超过管周 20% 的区段采用热收缩带或液体环氧涂料进行修复。阴极保护系统增设保护站 3 座, 调整保护电流密度, 确保管道电位维持在 -0.85V 至 -1.2V 之间。建立防腐层完整性档案, 实施动态管理, 每年对防腐层状况进行全面检测评估。

### 4 结论

综上所述, 内检测技术已在国内外广泛应用, 但数据处理与管理水平参差不齐, 缺乏标准化的完整性评估方法, 随着天然气管道线路逐步向高压和复杂地形发展, 运行环境更为复杂多变, 单一的安全评估手段难以满足管理需求。基于内检测数据的天然气管道完整性评价, 能推动建立从数据采集、缺陷识别、风险评估的完整闭环, 使管道完整性管理从经验判断逐步转向以数据为基础的定量决策, 提高管理的科学性和可靠性。

### 参考文献:

- [1] 赵飞, 吴冬琳, 唐德志, 等. 油气管道内检测技术现状及未来发展方向 [J]. 油气田地面工程, 2025, 44(05):73-80.
- [2] 莫健珍. 基于误差分析的腐蚀油气管道完整性评价方法研究 [J]. 化工安全与环境, 2025, 38(02):30-33.
- [3] 李睿, 逢通, 金广义, 等. 基于知识图谱的油气管道内检测技术研究现状 [J]. 石油管材与仪器, 2024, 10(06):19-28.
- [4] 关鹏, 田晓江, 蔡婧, 等. 城镇燃气管道结构完整性内检测技术研究现状与挑战 [J]. 产业技术创新, 2024, 6(04):71-74.
- [5] 钱祖国, 张鑫. 基于内检测技术的长输天然气管道完整性评价 [J]. 全面腐蚀控制, 2024, 38(01):14-20+41.

### 作者简介:

马阳 (1989-), 男, 汉族, 陕西子洲人, 大学本科, 工程师, 从事石油天然气开发工作。