

# 天然气管道完整性管理关键技术分析与研究

李永刚（国家管网集团西北公司山西输油气分公司，山西 太原 031000）

**摘要：**天然气管道完整性管理是保障能源运输安全、高效与环保的关键措施。本文梳理天然气管道完整性管理的关键技术，基于M气田实证数据，构建内腐蚀风险智能识别系统，采用随机森林算法识别CO<sub>2</sub>腐蚀主控因子，并建立腐蚀速率预测图谱与多相流动模型，实现高风险管段的智能筛查和治理，为提升天然气管道的全生命周期安全管理水平提供了重要技术支撑与实践依据。

**关键词：**天然气管道；完整性管理；缺陷评价；风险预测

中图分类号：TE88 文献标识码：A 文章编号：1674-5167(2025)028-0127-03

## Analysis and Research on Key Technologies for Integrity Management of Natural Gas Pipelines

Li Yonggang(Shanxi Oil and Gas Transportation Branch of Northwest Company of National Pipeline Network Group, Taiyuan Shanxi 031000, China)

**Abstract:** The integrity management of natural gas pipelines is a key measure to ensure the safety, efficiency, and environmental protection of energy transportation. This article outlines the key technologies for integrity management of natural gas pipelines. Based on empirical data from the M gas field, an intelligent identification system for internal corrosion risks is constructed. The random forest algorithm is used to identify the main control factors of CO<sub>2</sub> corrosion, and a corrosion rate prediction map and multiphase flow model are established to achieve intelligent screening and treatment of high-risk pipeline sections. This provides important technical support and practical basis for improving the safety management level of natural gas pipelines throughout their entire life cycle.

**Keywords:** natural gas pipeline; Integrity management; Defect evaluation; Risk prediction

### 1 天然气管道完整性管理的重要性

天然气作为一种高效、清洁的能源，其运输多依赖长距离、高压的管道系统。天然气管道往往跨越复杂地形与多种环境条件，天然气具有易燃易爆特性，一旦发生泄漏或爆炸，将造成严重的人员伤亡与财产损失。因此确保管道完整性是保障能源安全的核心环节。通过完整性管理，可及早发现潜在风险（如腐蚀、机械损伤、地质灾害引发的应力等），从而及时采取预防或修复措施，显著降低事故发生的可能性。特别是在生态敏感区域，如湿地、高原、河流穿越段，管道完整性管理有助于防止环境灾难的发生，实现资源运输与环境保护的协调统一。持续的完整性管理通过延长管道使用寿命、减少维修成本和运输中断时间，大幅提升管道运营的稳定性与经济性<sup>[1]</sup>。

### 2 天然气管道完整性管理关键技术

#### 2.1 小口径管道电磁涡流内检测技术

小口径管道电磁涡流内检测器具有“体积小、精度高、速度快、适应性强”的特点，适用于DN50~DN100小口径管道，设备尺寸减小至97mm，检测速度提升至3m/s，检测精度达5wt%，可通过1.5D直角弯头。下一步持续提高设备检测精度、介质工况适应能力和智能投收能力，提升油田集输管道腐蚀缺陷的判定水平，实现管道缺陷的经济有效治理<sup>[2]</sup>。

M气田累计开展45公里集气支线电磁涡流检测，通过识别感应电流曲线变化定位缺陷位置，检出缺陷点50处，里程距误差±5.75m，壁厚误差±0.16mm，检测精度80%，有效降低了管道失效率。

#### 2.2 天然气管道内防腐技术

结合挤涂工艺特点、气田腐蚀环境和低成本开发需求，采用小口径集输管道HCC在线风送整体挤涂工艺技术，该技术单次挤涂可达3~5公里，大幅提升了天然气管道内腐蚀防护能力，降低了腐蚀泄漏频次。针对在线挤涂工艺的内涂层质量检测难题，可采用视频、测厚和电火花智能检测机器人，实现了小口径管道内防腐层外观、厚度和漏点的连续非破坏性检测，单次检测距离达3~5公里，涂层质量强化管控要素和指标如表1所示。

表1 涂层质量强化管控要素和指标

| 要素   | 关键性能指标要求                               |
|------|--|
| 焊缝余高 | 电磁涡流智能检测，每15条管道抽一条，或3处典型位置断管抽检。余高≤2mm。 |
| 涂层外观 | 视频智能检测器，检测率应达10%；或3处典型位置断管抽检。外观合格。     |
| 涂层厚度 | 超声测厚智能检测器，检测率应达10%；或3处典型位置断管检测。        |
| 附着力  | 每15条管道，选取不少于1条，在3处典型位置断管检测。符合规范要求。     |
| 涂层漏点 | 电火花智能检测器，检测率应达10%；3处典型位置断管抽检。符合规范要求。   |

## 2.3 天然气管道智能泄漏监测技术

### 2.3.1 集群化泄漏监测

针对传统负压波 + 流量平衡法应用于天然气管道监测误报率高、适用范围受限及单点监控等问题，基于“智能流量平衡 + 模式识别 + 负压波 + AI 学习”多算法融合，应用管道集群化泄漏监测技术，搭建级泄漏监测平台。结合智能化巡检技术，实现管道泄漏及时发现、快速控制。

### 2.3.2 在线腐蚀监测系统

通过 RBI 筛选评价腐蚀区域，多相流预测腐蚀敏感点，定点实施在线腐蚀监测，形成站场腐蚀监测技术<sup>[2]</sup>，如图 1 所示，某气田区块安装 15 处电磁超声在线壁厚监测，电磁超声探头能量强，过涂层测厚，实现油气管道壁厚数据的自动采集、传输、处理和分析，平均测量偏差为  $\pm 0.01\text{mm}$ 。

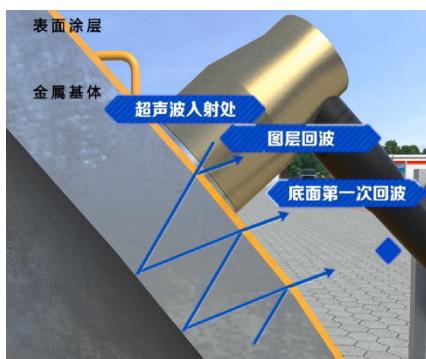


图 1 在线腐蚀监测

### 2.3.3 天空地一体化风险智能感知技术

围绕“天基、空基、地基”建立一体化风险防控体系，实现全方位、精准的智能感知和风险预警。天基利用 InSAR 技术筛查地表沉降风险区域，通过光学遥感影像监测管线周边非法侵占和第三方施工；空基采用群控无人机，实现井 - 线 - 站全天候智能巡检，盘活了人力资源，降低了劳动强度，提升了工作效率；地基集成光纤振动预警、视频监控、浮油监测等技术，实现对威胁事件的实时监测、监控、定位、报警、处置闭环管理<sup>[3]</sup>。

### 2.3.4 联合防护体系建设

搭建统一的山区管道防护平台，统一管理管道风险监测设备，打破数据壁垒，实现监测设备联合运作、管道风险智能识别、应急策略自动生成，可以起到事半功倍的作用。整个体系分为三个层级，分别为感知层、数据处理层以及辅助决策层。其中，感知层由无人机、光纤、摄像头等现场设备（设施）构成，用于获取现场数据，并通过物联网技术将这些数据发送至处理器；数据处理层由若干电脑处理器组成，用于分析处理现场感知设备传回的数据<sup>[4]</sup>。根据数据类型将

其分类，判断这些数据的有效性，筛选出对管道风险识别有用的信息，并将这些信息与历史数据或设定的阈值进行对比，判断是否存在威胁，并将可能造成风险的信息全部传递至辅助决策层。辅助决策层收到数据处理层的信息后，针对风险的类型采取不同的措施。

### 2.4 内腐蚀风险智能识别系统研发

基于 M 气田开发现状，研发 M 气田内腐蚀风险智能识别系统，经研究，该气田单井气体中二氧化碳占比 1.016–2.689%，不含 H<sub>2</sub>S，内腐蚀以 CO<sub>2</sub> 为主；采出水具有高矿化度、高氯离子含量的特点，水型均属于 CaCl<sub>2</sub> 水质<sup>[5]</sup>。基于腐蚀数据，利用随机森林机器学习算法，得出 CO<sub>2</sub> 内腐蚀影响因素相关性排序为：温度 > 原位 pH 值 > CO<sub>2</sub> 分压 > 流速 > Cl<sup>-</sup> 含量 > 使用年限，如图 2– 图 4 所示，其中温度和原位 pH 值是 CO<sub>2</sub> 内腐蚀的主控因素。

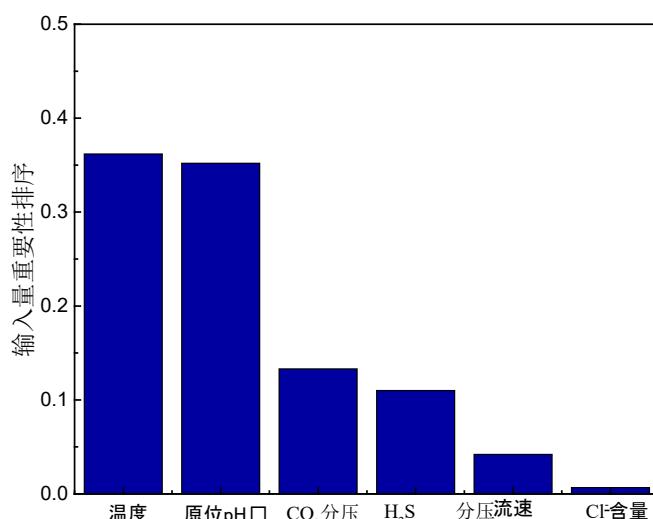


图 2 基于 RF 模型的输入参量重要性排序结果图

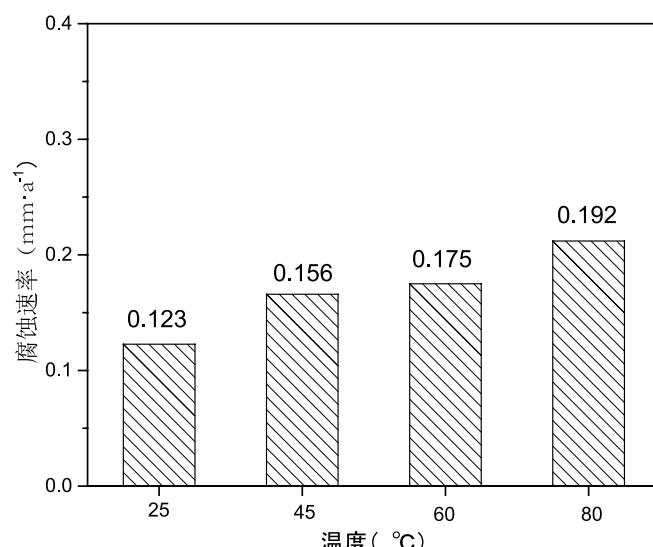


图 3 固定工况下不同温度下测得的腐蚀速率

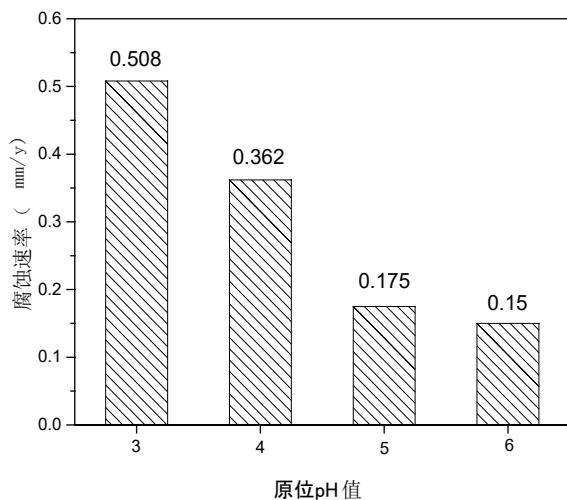


图 4 固定工况下不同原位 pH 值下测得的腐蚀速率

以温度和原位 pH 值为特征变量, 利用腐蚀数据建立内腐蚀高风险管道筛查图谱, 逐步形成内腐蚀高风险管道筛查方法, 原位 pH 值与温度对腐蚀速率影响图谱如图 5 所示。其中 VII 区腐蚀速率大于 0.5mm/y, VI 区腐蚀速率 0.4~0.5mm/y, V 区腐蚀速率 0.3~0.4mm/y, IV 区腐蚀速率 0.2~0.3mm/y, III 区腐蚀速率 0.1~0.2mm/y, II 区的腐蚀速率 0.05~0.1mm/y, I 区的腐蚀速率低于 0.05mm/y。

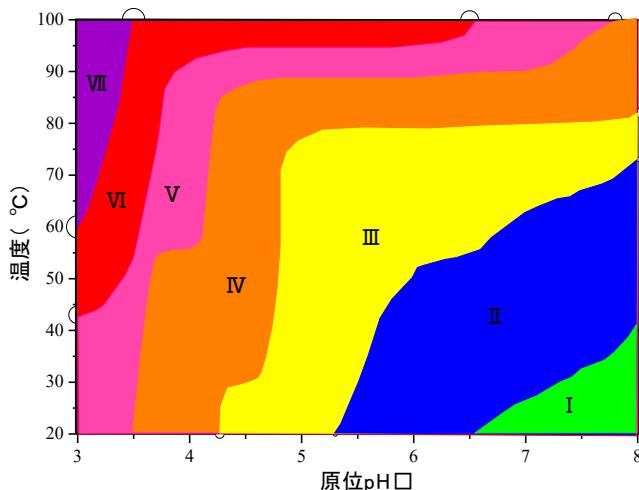


图 5 原位 pH 值与温度对腐蚀速率影响图谱

表 2 原位 pH 值与温度对腐蚀速率影响图谱的适用范围

| 参量                        | 最大值    | 最小值 |
|---------------------------|--------|-----|
| H <sub>2</sub> S 分压 (kPa) | 1600   | 0   |
| CO <sub>2</sub> 分压 (MPa)  | 3.5    | 0   |
| 流速 (m/s)                  | 3      | 0   |
| Cl <sup>-</sup> 含量 (mg/L) | 150000 | 55  |
| pH 值                      | 3      | 8   |

结合 M 气田采气管线沿线高程起伏的特点, 以及低持液率的流动特性, 选取 Beggs-Brill 计算摩阻压降、高程压降和加速压降, 使用 Mukherjee-Brill 划分水平、垂直、倾斜管道流型, 构成组合模型 BBM, 实现采气管道多相流动参数计算, 为腐蚀预测模型提供数据基础。选取 X 站采气管网为数据标本, 建立管网整体拓扑结构图, 完成复杂管网流动模拟计算, 筛查出高风险管道 12 条 45km。同时, 选择“pH 值 - 临界 / 真实倾角比 - 腐蚀速率(预测)”作为内腐蚀高风险筛查指标, pH 值代表腐蚀性介质含量以及水中离子溶解度, 一定程度上能够反应管道的腐蚀情况; 临界倾角代表管道中的液量和持液率等指标, 反应管道的积液情况, 腐蚀速率(预测值)则考虑管道 CO<sub>2</sub> 分压、温度、流动状态。制定了各评价指标归一化标准。其中临界 / 真实倾角比值主要集中在 [0, 400], 腐蚀速率(预测)分布范围为 [0.010mm/a, 0.032mm/a], pH 值主要集中在 [5, 6]。依据内腐蚀高风险筛查方法, 按照 pH- 临界 / 实际倾角比 - 腐蚀速率(预测) 1 : 1 : 1 的权重比值, 得出 X 站采气管道内腐蚀风险筛查排名, 开挖验证负荷率 86%。

### 3 结论

天然气管道完整性管理作为保障管道运行安全与环境友好发展的核心环节, 必须依托先进的检测、监测与修复技术协同推进。智能检测装备和多维感知系统可实现缺陷的精准识别与动态预警, 提升了管道风险防控的时效性与科学性。M 气田的腐蚀风险识别系统验证了机器学习在腐蚀预测中的有效性, 为内腐蚀治理提供了数据支撑和判别依据。下一步应加强技术集成与信息平台建设, 推动从“被动修复”向“主动防控”转变, 实现管道运行的精细化、智能化和全生命周期管理。

### 参考文献:

- [1] 史大明. 天然气管道完整性管理建设与关键技术分析 [J]. 中国石油和化工标准与质量, 2024, 44(17): 73-75.
- [2] 罗胜. 天然气管道风险分析及管理建议 [J]. 化工管理, 2024(15): 110-112, 152.
- [3] 张贺宏, 赵雄, 司永宏, 等. 天然气管道掺氢技术对管材影响及完整性管理研究 [J]. 辽宁化工, 2023, 52(7): 1065-1068.
- [4] 方炜, 赵小龙, 周海涛, 等. 燃气管道完整性管理的研究综述 [J]. 石化技术, 2023, 30(4): 218-220.
- [5] 张川, 李文忠, 李宝军. 智能化技术在管道完整性管理中的研究与应用 [J]. 化工安全与环境, 2022, 35(28): 5-9.