

油气管道内部腐蚀在线监测技术及寿命预测研究

唐杰 王宁 (国家石油天然气管网集团有限公司甘肃分公司, 甘肃 兰州 730000)

摘要: 油气管道作为能源输送的关键设施, 其内部腐蚀问题严重影响运行安全与经济性。传统检测方式难以满足现代化管理需求, 在线监测技术的发展使腐蚀状态可实时掌握, 结合寿命预测模型, 有助于提升维护效率与资源配置水平。本文梳理了电化学传感、超声导波、光纤监测等主流在线监测方法, 并探讨了基于物理建模与数据算法的寿命预测方法, 强调多源数据融合与模型校正对提升预测精度中的重要性。研究为油气管道的智能管理与全生命周期维护提供了技术支持。

关键词: 油气管道; 内部腐蚀; 在线监测; 电化学传感; 寿命预测模型

中图分类号: TE988.2 **文献标识码:** A **文章编号:** 1674-5167 (2025) 022-0130-03

Research on Online Monitoring Technology and Life Prediction of Internal Corrosion in Oil and Gas Pipelines

Tang Jie, Wang Ning (Gansu Branch of National Oil and Gas Pipeline Network Corporation Limited, Lanzhou Gansu 730000, China)

Abstract: As a key facility for energy transportation, the internal corrosion problem of oil and gas pipelines seriously affects operational safety and economy. Traditional detection methods are difficult to meet the demands of modern management. The development of online monitoring technology enables real-time grasp of the corrosion status. Combined with the life prediction model, it helps to improve maintenance efficiency and the level of resource allocation. This paper sorts out the mainstream online monitoring methods such as electrochemical sensing, ultrasonic guided wave, and optical fiber monitoring, and discusses the life prediction methods based on physical modeling and data algorithms, emphasizing the importance of multi-source data fusion and model correction in improving the prediction accuracy. The research provides technical support for the intelligent management and full life cycle maintenance of oil and gas pipelines.

Key words: Oil and gas pipeline; Internal corrosion; Online monitoring; Electrochemical sensing; Life prediction model

随着油气资源开发向高压、高温、长输距离等极端环境延伸, 管道内部腐蚀问题日益凸显, 已成为制约系统运行安全的关键隐患之一。传统的间歇式检测方式周期长、实时性差, 难以满足现代化能源输送系统对安全预警与精细化管理的需求。在线监测技术的兴起为管道腐蚀管理提供了新的解决思路, 通过持续跟踪腐蚀变化过程, 为预判失效时间、制定维护计划提供了数据支撑。同时, 寿命预测方法的引入也正在改变管道维护从“事后修复”向“事前预防”转型的逻辑, 有助于实现设施全生命周期的经济高效管理。

1 油气管道内部腐蚀的成因与特征分析

1.1 内部腐蚀的主要类型与诱因

油气管道在输送过程中经常暴露于复杂的化学与物理环境中, 内部腐蚀类型多样, 主要受输送介质成分、水分含量和运行参数影响。其中 CO_2 在水中生成碳酸, 引发弱酸性腐蚀反应, 是常见的甜腐蚀机制之一; 而富含 H_2S 的输送介质则易形成硫化膜, 在应力作用下引发硫化物应力腐蚀开裂, 甚至诱导氢脆失效。在低速区或水分沉积严重的管段, 硫酸盐还原菌等微生物的繁殖活动加剧腐蚀过程, 生成的代谢产物会破

坏金属表面钝化膜, 造成局部腐蚀加速。此外, 在焊缝、沉积物覆盖区域、异材连接处等存在明显电位差和氧浓度差异的位置, 电化学不平衡会引发差异腐蚀, 腐蚀速率明显上升。施工质量也会造成油气储运管道出现腐蚀。多种因素叠加作用下, 腐蚀演变路径变得更加复杂难控, 对管道结构安全构成实质威胁。

1.2 腐蚀行为的时空演化规律

油气管道内部腐蚀通常表现出缓慢起始、局部恶化、最终穿孔失效的阶段特征。从时间维度来看, 腐蚀在运行早期多以膜层剥落或钝化失效为主, 随着局部环境恶化, 会逐步发展成显著的金属壁厚减薄或点蚀坑扩展, 最终造成结构破坏。从空间分布角度分析, 腐蚀倾向集中于管道底部, 由于水分和杂质的重力沉积形成“水袋区”, 极易滋生细菌或形成微电池环境。弯头、焊缝、三通等部位由于流体扰动频繁、局部湍流明显, 也易发生冲刷腐蚀。在阀门附近、压力波动区或气液分界面处, 因流态突变导致介质析出酸性或氧化组分, 同样加剧了腐蚀反应。此外, 在低流速或长时间停输的管段中, 流动性降低使保护膜难以维持, 同时沉积加剧缺氧环境形成, 容易诱发缝隙

腐蚀与微生物腐蚀。随着服役时间推移,腐蚀类型往往由均匀腐蚀逐步演变为以点蚀、沟蚀为主的局部腐蚀,呈现出更大的不可预测性,也对监测与预测提出了更高要求^[1]。

2 管道内部腐蚀的在线监测技术现状与比较

2.1 电化学类传感技术

电化学类监测方法是目前应用最早、工程实践成熟度较高的腐蚀监测手段之一,依托于腐蚀电流、电位、电阻变化等关键参数,实现对腐蚀进程的实时量化感知。在电化学腐蚀防护工作中,首先要确定特定时段内的电化学腐蚀速率限值,实际腐蚀速率不得超过规定限值。其中,腐蚀电阻探针(ER)技术以金属损耗量为核心指标,通过对比参比电极与测试电极的截面积变化推算腐蚀速率,适合长期趋势追踪,尤其在稳定工况下具有较高准确性^[2]。而线性极化电阻法(LPR)则通过在金属表面施加微小扰动电压,测量所得电流变化速率反推出瞬时腐蚀电流密度,反应灵敏、响应迅速,适合对腐蚀动态变化较为敏感的场景,如注水管线或高含水原油管段。这类方法的监测设备结构紧凑,便于现场部署,适应温度范围广,尤其适合集输系统、分输计量站等点位的嵌入式监测。在部分高含硫天然气输送管道中,电化学监测设备已实现分段布设,并与风险评估系统联动,初步实现对腐蚀进展的分级响应预警。然而,由于感知点位有限,无法形成连续分布的腐蚀图谱,且探针寿命有限,易受沉积物包覆、水垢干扰和高电导液体干扰,导致数据噪声大,影响预测稳定性。

2.2 智能超声与磁感应技术

在非接触式远程监测方面,超声导波与磁通泄漏(MFL)技术为解决传统点式监测局限性提供了补充。超声导波以导波模式在管道内壁长距离传播,遇到腐蚀凹陷、壁厚变化等缺陷会产生反射回波,通过时域和频域分析可实现对缺陷位置和尺寸的识别^[3]。该技术能够覆盖几十米甚至上百米的管道段,尤其适用于难以频繁接触的埋地、海底管道。磁通泄漏技术则通过磁化管道壁体,在出现腐蚀缺陷或金属减薄区域时引起磁场扰动,借助高灵敏磁传感器捕捉异常信号。该技术已被广泛集成进“智能检测机器人”或“管道智能猪”系统,在长输管线全线检查中具有较强优势。不过,两类技术设备成本相对较高,数据解读复杂度高,对操作人员技术水平要求高,且对小范围点蚀、裂纹等微缺陷的识别仍存在盲区。

2.3 分布式光纤传感技术

近年来,分布式光纤传感(DOFS)因其可实现长距离、高密度布设而受到广泛关注。其中布拉格光栅

(FBG)通过特定波长的反射响应检测应变与温度变化,可用于识别因腐蚀引起的结构应变失衡、材料膨胀等现象;而拉曼散射或布里渊散射型光纤系统,则能够实现对环境温度、应力分布等外部条件的多点实时感知,形成长达数十公里的连续检测能力。该类技术具有抗电磁干扰、可埋设性强、无需电源等优点,适合用于高腐蚀风险区域的早期预警与趋势研判。例如在沙漠埋地管道、跨海管廊等场景中,光纤传感能够替代人工巡检,提升监测的时效性和安全性。但其在腐蚀识别方面仍多为间接指标的响应,缺乏腐蚀速率与寿命参数的直接数据支撑,因此需与其他传感技术联动解读,方能满足工程应用的精准化要求^[4]。

2.4 多源信息融合与数据采集系统构建

面对单一技术手段在覆盖范围、识别精度与数据稳定性方面的局限,建立基于多源融合的腐蚀监测系统成为趋势。通过将电化学传感器的速率监测优势、超声与磁感的空间识别能力、光纤系统的广域感知特性集成于统一的数据平台,可实现腐蚀过程的多维动态跟踪。在部分高等级油气管网中,已初步形成“端—边—云”协同结构:边缘计算模块完成现场初步分析、特征提取与局部异常判断;云端平台则整合历史数据与实时数据,基于机器学习模型完成腐蚀趋势识别与寿命预测。部分系统还引入GIS定位、卫星遥感等信息,使腐蚀数据具备时空标签,实现与地理信息系统协同。未来,随着物联网芯片、小型低功耗传感设备的普及,具备智能感知、自适应调整和预测反馈功能的“智能管道”将逐步成为行业标准形态,为长输油气管道的安全运行提供可视化保障。

3 腐蚀寿命预测模型与算法应用

3.1 基于物理模型的寿命预测方法

传统的寿命预测大多依赖于腐蚀机理的物理建模,以试验数据为基础,通过数学表达式描述腐蚀速率随时间的变化趋势。这类方法通常以均匀腐蚀或点蚀为研究对象,建立腐蚀深度与时间、环境变量(如温度、压力、含水率、CO₂浓度)之间的函数关系,进而推算出管道壁厚剩余量和失效时点。经典模型如幂律腐蚀增长模型、对数增长模型与指数衰减模型等,在实验条件可控的情况下,可较好地反映腐蚀速率变化趋势,便于与现有设计标准和管道剩余强度评估方法衔接,具有较强的工程适用性。在现场应用中,物理模型通常结合壁厚超声测量、电化学监测数据构建腐蚀曲线,通过最小二乘法拟合获得各影响因子的敏感度。部分研究还引入分段函数或双模建模方式,针对腐蚀初期和后期的非线性变化差异进行动态调整。某些模型还引入了腐蚀产物沉积效应和局部流场模

拟,以提高对复杂工况下管道内壁应力与腐蚀互动行为的表达能力。

此外,部分行业已开始采用非均匀腐蚀模拟技术,结合动态流体力学模拟进一步提高腐蚀预测的精度和稳定性。但该类模型对边界条件和初始参数依赖性较高,在实际复杂工况(如多相流、杂质沉积或周期性压力波动)下稳定性有限,尤其在腐蚀类型混合存在或缺陷形貌变化剧烈的场景中,预测误差可能偏大,因此需通过数据修正机制加以补偿^[5]。

3.2 数据驱动类智能算法预测方法

随着工业物联网在油气输送领域的推广,海量运行数据的积累为腐蚀寿命的智能预测提供了良好基础。数据驱动方法主要依靠监测数据中隐含的规律,通过机器学习或深度学习模型构建腐蚀趋势映射关系。支持向量回归(SVR)可在样本较少的情况下实现高维特征空间映射,适合小样本场景下的腐蚀速率回归分析;随机森林通过集成多个决策树,具有良好的抗干扰能力,在处理多源非线性监测数据方面表现稳定;而BP神经网络因其网络结构灵活,适用于腐蚀进程中多个输入变量之间复杂耦合关系的建模。近年来,针对时序性较强的腐蚀速率变化问题,长短期记忆网络(LSTM)等递归神经网络开始在预测任务中广泛应用。

通过训练历史数据序列,LSTM可有效捕捉环境变化引起的腐蚀趋势波动,实现多步预测能力。在部分工程试点中,基于LSTM的预测模型已能准确判断腐蚀速率拐点与剩余寿命区间,为运维决策提供前瞻性依据。一些能源公司已经在高风险区段部署了基于深度学习的寿命预测模型,实现了腐蚀早期预警和精准的寿命估算。然而,此类模型的训练依赖大量高质量历史数据,数据噪声、缺测或标签偏差都可能影响其预测准确性。同时,模型的“黑箱性”限制了其在高风险管段中的独立决策能力,通常需结合物理解释机制和经验规则共同使用,以提升工程信赖度。

3.3 模型参数校正与预测结果验证机制

无论采用哪类模型,预测的关键在于持续保持与实际运行状态的一致性,这就要求模型参数具备动态更新能力。实际工程中,管道所处环境具有高度不确定性,如流体组分波动、季节性温差、输送压力调整等都会对腐蚀行为造成影响,从而导致初期建立的模型偏离真实腐蚀进展^[6]。因此,参数校正机制成为维持预测有效性的重要环节。一方面,可通过现场检测获取的壁厚数据、腐蚀速率记录等构建反馈通道,定期进行参数重估。例如,应用贝叶斯动态更新方法可根据新观测数据修正模型先验分布,实现模型对腐蚀

趋势变化的自适应响应;另一方面,通过卡尔曼滤波等状态估计算法实现在线更新,不断调整预测输出值与实测值之间的偏差。近年来,一些智能管道系统通过实现在线数据分析和动态校正,提升了腐蚀预警的准确性和响应速度。

此外,为增强预测结果在决策中的可操作性,常引入置信区间、腐蚀发展区间图等方式表达预测不确定性,辅助风险评估。工程实践中,部分长输天然气管道已部署基于模型校正机制的全生命周期预测平台。系统通过智能监测节点采集腐蚀电流、湿度、温度等变量,将实时数据传入中心分析平台,动态更新腐蚀预测曲线。配合蒙特卡洛仿真对可能失效时间点进行概率分布分析,最终形成腐蚀预警地图与剩余寿命分级图,为计划性维修与检修窗口提供量化支撑^[7]。这种“监测—预测—评估”一体化架构,正逐步成为智能运维体系中的关键环节。

4 结语

油气管道内部腐蚀问题的本质不仅在于金属材料的物理化学退化,更体现为对能源系统安全性、可持续性与运维智慧化水平的多重挑战。面对复杂多变的运行环境,仅依赖单一监测或预测手段已难以满足精细化管理的需求,必须构建多技术融合、多维数据驱动的综合保障体系。通过推动在线监测向高分辨率、广覆盖、智能感知演进,辅以基于物理与智能算法协同的寿命预测机制,有助于实现从“被动响应”向“主动预警”的转型。这一技术演化不仅强化了腐蚀风险的可控性,也为油气输送行业数字化、智能化升级提供了坚实基础。

参考文献:

- [1] 刘维思. 油气集输管道内腐蚀速率及剩余寿命预测研究[D]. 西安: 西安建筑科技大学, 2024.
- [2] 赵振宇. 浅谈油气管道腐蚀影响和防腐方案[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2023, 43(23): 40-41+44.
- [3] 段英先, 胡文君, 郑兴, 等. X80油气管道局部腐蚀影响区研究及应用[J]. 石油化工腐蚀与防护, 2025, 42(01): 31-35.
- [4] 许宇崇. 油气储运管道腐蚀影响因素与管道防腐技术的应用[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2025, 45(01): 22-24.
- [5] 苏强. 油气管道腐蚀与防护技术研究[J]. 石化技术, 2024, 31(12): 193-195.
- [6] 刘阳舟. 油气管道运输中的腐蚀与防护[J]. 流程工业, 2025, (01): 71-73.
- [7] 刘得欢. 油气储运中的管道腐蚀问题及防腐措施[J]. 全面腐蚀控制, 2024, 38(11): 180-183.