

高压输气管道内腐蚀评价研究

刘和铝 (山西国化能源有限责任公司, 山西 太原 030600)

摘要: 高压输气管道的服役环境复杂多变, 分输站介质分输调配、增压站压力跃升引发的流场突变, 以及长输管道跨区域输送带来的气质波动等因素, 已成为管道完整性管理的薄弱环节。目前行业内评价方法存在重检测轻耦合的问题, 忽视了压力、流速与腐蚀介质的协同作用, 导致评价结果与实际腐蚀状态偏差较大。本研究整合分析高压输气管道内腐蚀机理, 构建多维度评价指标体系, 旨在提升腐蚀风险识别的准确性, 为管道运维决策提供科学依据。

关键词: 高压输气管道; 内腐蚀; 评价; 管控

中图分类号: TE832

文献标识码: A

文章编号: 1674-5167 (2026) 011-0139-03

Study on Internal Corrosion Evaluation of High Pressure Gas Pipeline

Liu Helv (Shanxi Guohua Energy Co., LTD. Taiyuan Shanxi 030600, China)

Abstract: The service environment of high-pressure gas transmission pipelines is complex and variable. Factors such as gas distribution and regulation at off-take stations, sudden changes in flow field caused by pressure surges at booster stations, and gas quality fluctuations resulting from cross-regional transmission of long-distance pipelines have become weak links in pipeline integrity management. Currently, the evaluation methods in the industry have the issue of emphasizing detection while neglecting coupling effects, ignoring the synergistic effects of pressure, flow rate, and corrosive media, which leads to a significant deviation between the evaluation results and the actual corrosion status. In recent years, a number of corrosion and leakage accidents at off-take stations and booster stations of long-distance gas pipelines in western China have highlighted the urgency of upgrading corrosion evaluation technology under high-pressure operating conditions. This study integrates and analyzes the internal corrosion mechanism of high-pressure gas transmission pipelines and constructs a multi-dimensional evaluation index system, aiming to improve the accuracy of corrosion risk identification and provide a scientific basis for pipeline operation and maintenance decisions.

Keywords: High-Pressure Gas Transmission Pipeline; Internal Corrosion; Evaluation; Management and Control

高压输气管道内腐蚀属于输气管道常见危害之一, 因腐蚀破坏导致的穿孔泄露事故频现, 一旦发生这样的事故, 将会造成巨大的经济损失, 甚至威胁到环境安全和社会发展。近年来, 西部长输管道分输站、增压站多起腐蚀泄漏事故, 凸显了高压工况下腐蚀评价技术升级的紧迫性, 凸显了高压工况下腐蚀评价技术升级的紧迫性。整合多物理场耦合分析与腐蚀电化学理论分析, 构建多维度评价指标体系, 可以提升腐蚀风险识别的准确性, 为管道运维决策提供科学依据。

1 高压输气管道内腐蚀机理分析

1.1 电化学腐蚀机理

高压输气管道的电化学腐蚀是最普遍的内腐蚀形式, 其本质是管道金属与输送介质形成原电池引发的电化学反应。管道材质 (如碳钢) 存在微观组织不均匀性, 杂质、晶格缺陷及表面氧化膜破损处会形成阳极区, 而相对完整的金属表面则为阴极区。当管道内存在凝析水、微量盐类 (如 Cl^- 、 SO_4^{2-}) 等电解质时, 会构成导电回路, 阳极区金属失去电子溶解为 Fe^{2+} , 阴极区则发生氧还原反应 ($\text{O}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- = 4\text{OH}^-$) 或氢离子还原反应。高压环境会加速电解质的渗透与离子迁移, 提升电化学反应速率。同时, 管道内气流的搅

拌作用使腐蚀产物难以附着, 持续暴露新鲜金属表面, 导致腐蚀不断加剧, 表现为均匀腐蚀或局部点蚀, 严重时会造成管壁减薄^[1]。

1.2 酸性气体腐蚀机理

天然气中含有的 H_2S 、 CO_2 等酸性气体会引发针对性腐蚀, 是高压输气管道的主要腐蚀风险源跨区域输送的气质混合 (分输站)、压力提升后酸性气体溶解度骤增 (增压站) 产生酸性气体。高压环境下 CO_2 溶解度显著提升, 碳酸浓度增加, 腐蚀速率呈指数级上升, 形成的 FeCO_3 腐蚀产物膜若存在缺陷, 会引发局部腐蚀。 H_2S 则与水反应生成氢硫酸, 除直接腐蚀金属生成 FeS 外, 更危险的是 H^+ 被还原为氢原子, 渗透进入管道钢内部, 导致氢致开裂 (HIC) 和硫化物应力腐蚀开裂 (SSCC)。高压会加剧氢原子的渗透能力, 使裂纹扩展速度加快, 即使低浓度 H_2S 也可能引发突发性断裂事故。

1.3 垢下腐蚀机理

高压输气管道内的垢下腐蚀源于介质中杂质沉积形成的垢层与管壁间的微环境差异。天然气中的机械杂质 (粉尘、铁锈)、盐类 (NaCl 、 CaCO_3) 及有机硫化物等, 在管道低洼处或流速减缓区域沉积, 形

成致密或疏松的垢层。垢层本身不导电，但会阻隔腐蚀介质与管壁的均匀接触，导致垢层下方形成缺氧、高浓度离子的局部环境。与垢层外侧相比，垢下区域氧浓度更低，成为腐蚀电池的阳极区，发生 $\text{Fe} \rightarrow \text{Fe}^{2+} + 2\text{e}^-$ 的氧化反应，而垢层外侧富氧区域为阴极区。同时，垢层下水分蒸发使盐类浓缩， Cl^- 等腐蚀性离子浓度升高，加剧电化学腐蚀。此外，垢层还可能成为微生物滋生的载体，硫酸盐还原菌等微生物代谢产物会进一步破坏金属表面钝化膜，形成垢层-微生物-腐蚀的协同效应，导致局部点蚀、坑蚀等严重腐蚀形态。

1.4 冲刷腐蚀机理

高压输气管道的冲刷腐蚀是高速气流携带介质对管壁的机械冲刷与电化学腐蚀共同作用的结果，属于典型的交互腐蚀形式。高压环境下，机械冲刷作用会破坏金属表面生成的腐蚀产物保护膜（如 Fe_3O_4 、 FeCO_3 ），暴露新鲜的金属基体，为电化学腐蚀提供新的反应界面。同时，高速气流会加速腐蚀介质的更新，使阳极区产生的 Fe^{2+} 迅速脱离，阴极区的反应产物及时扩散，打破腐蚀反应平衡，推动腐蚀持续进行。分输站介质经分输支路分流时，三通、阀门、分输口处的流速突变与湍流效应，加剧冲刷腐蚀。增压站压缩机出口管道的高压高速气流，以及压力提升后凝析水滴、固体颗粒的冲击能量增大，冲刷腐蚀更显著。此外，冲刷力还会使金属表面产生塑性变形，降低材料的耐蚀性，当冲刷速度超过临界值时，会直接造成机械磨损与腐蚀的叠加破坏，显著缩短管道使用寿命。

2 高压输气管道内腐蚀评价指标体系的构建

2.1 腐蚀状态基础指标

该指标组作为评价体系的核心支柱，聚焦于管道金属基体腐蚀的核心态势，利用定量数据显示腐蚀程度及分布特性，主要指标囊括管壁剩余厚度、腐蚀速率、腐蚀坑深度及分布密度，管壁剩余厚度运用超声波测厚技术开展多点检测，按照管道设计壁厚核算腐蚀减薄数值，是确定管道结构完整性的关键考量；采用挂片失重法或电化学阻抗谱检测腐蚀速率，辨别均匀与局部腐蚀的速率，助力寿命预估工作，一同纳入腐蚀产物成分项，采用 X 射线衍射评估 FeCO_3 、 FeS 等产物的生成规模与致密情形，侧面评估腐蚀环境的腐蚀性，该指标组数据需囊括分输站的分输支路三通、阀门组，增压站的压缩机出口管段、调压阀周边等腐蚀高发区域，让评价体现代表性。

2.2 腐蚀影响因素指标

此指标组针对高压输气管道的腐蚀诱因构建，量化各类环境与工况参数对腐蚀的驱动作用，为腐蚀机

理判断提供支撑。核心指标分为三类：一是介质参数，分输站需考虑不同支线介质的混合比例对气质的影响，增压站需修正高压下酸性气体溶解度的计算系数，其中酸性气体含量需结合高压下的溶解度修正，pH 值与 Cl^- 浓度直接关联电化学腐蚀速率；二是工况参数，集气站关注混输气流的压力波动，分输站需增加分输支线的流量调配幅度指标，增压站需强化压缩机运行压力的瞬时变化范围指标；三是材料参数，即管道钢的耐蚀性指标，如极化电阻、硫化物应力腐蚀开裂临界应力。该指标组需建立参数阈值区间，明确不同参数组合下的腐蚀风险等级^[2]。

2.3 风险后果关联指标

该指标组聚焦腐蚀引发的安全与经济后果，建立腐蚀状态与风险等级的关联桥梁，为决策提供导向。核心指标包括管道剩余强度、泄漏风险概率、失效后果严重度。剩余强度采用 API579 标准计算，结合腐蚀缺陷尺寸评估管道承受高压的能力；泄漏风险概率通过腐蚀速率预测缺陷扩展时间，结合管道运行压力、焊缝质量等参数综合判定；失效后果严重度则从人员伤亡、环境破坏、经济损失三个维度量化，重点考虑管道途经区域的人口密度与生态敏感性。此外纳入维修成本指标，包括腐蚀缺陷修复费用与停机损失，形成腐蚀状态-风险等级-经济成本的闭环评价链，支撑维修策略制定。

2.4 体系动态适配指标

该指标组聚焦长输管道分输站、增压站的动态工况特征，提升评价体系对站点特有场景的适配性，核心涵盖三方面：一是数据时效性，以检测周期达标率衡量，针对分输站支线切换频繁、增压站压力波动大的特点，将腐蚀速率、介质成分、压力瞬变值等关键参数检测间隔缩至 3 个月内，确保数据反映实时工况；二是指标灵敏度，优先采用微电极阵列等技术替代传统方法，强化对分输站三通局部腐蚀、增压站压缩机出口冲刷腐蚀的快速识别能力；三是场景与技术适配性，分输站按支线数量调整介质混合风险权重，增压站新增润滑油杂质含量、压力骤升速率指标，同时兼容站内振动监测、压缩机运行参数等数据，持续优化评价精准度。

3 基于评价指标体系的高压输气管道内腐蚀防控建议

3.1 构建全维度监测预警体系，精准捕捉腐蚀动态

以腐蚀状态基础指标为核心，搭建在线实时监测+离线精准检测+数据智能分析的三维监测网络。在线监测方面，分输支路接口增设超声导波传感器，增压站需在压缩机进出口、调压装置布设电化学探针，

同时增加“增压站压力瞬变监测”模块,实时传输数据至控制中心,实现腐蚀异常的即时报警;同步监测介质 pH 值、Cl⁻ 浓度等影响因素指标,建立参数联动分析模型。离线检测采用内检测机器人结合磁粉探伤技术,每6个月对管道进行全面扫查,精准定位腐蚀坑、裂纹等缺陷,补充在线监测的盲区^[3]。依托大数据平台整合多源数据,运用机器学习算法挖掘腐蚀速率与压力、流速等工况参数的关联规律,构建腐蚀寿命预测模型,将被动维修转化为主动防控,确保监测数据与评价指标的实时匹配。

3.2 优化输送工况与介质处理,从源头抑制腐蚀诱因

基于腐蚀影响因素指标的阈值要求,通过工艺优化消除腐蚀发生的前提条件。针对酸性气体腐蚀风险,分输前介质的二次净化,防止不同支线气质混合引发腐蚀,增压站需优化压力提升速率,避免压力骤升导致酸性气体溶解度突变。结合工况参数指标,动态调整运行压力与介质流速,高压工况下将流速控制在3m/s以内,避免湍流引发的冲刷腐蚀;在分输站的分输支线积液罐、增压站的压缩机前过滤装置的积液排放阀,定期排出凝析水,防止垢下腐蚀。对于含硫量较高的天然气,精准投加咪唑啉类缓蚀剂,根据腐蚀速率监测数据调整投加量(通常为50-100mg/L),在管壁形成致密保护膜,阻断电化学腐蚀回路,实现介质腐蚀性与管理耐蚀性的平衡。

3.3 强化管道结构完整性防护,提升腐蚀抵抗能力

结合风险后果关联指标中的剩余强度与失效风险参数,构建主动防护+缺陷修复的结构防护体系。用来机械设备的材料大部分是普通的碳素结构钢,其特点在于价格低廉,来源广泛,力学性能好及加工方便等,这类钢如果在普通的工作条件下使用,腐蚀对其的危害并不大。在管道设计与更换环节,依据介质腐蚀性指标选择适配材料,含硫管道优先采用抗硫钢(如X70SS),并通过表面喷涂环氧树脂涂层提升内壁耐蚀性,涂层附着力需达到5MPa以上。针对已运行管道,基于内检测发现的腐蚀缺陷,参照API579标准进行剩余强度评估,缺陷深度超过壁厚20%时采用补焊或套筒修复,严重缺陷段直接更换管段。同时优化阴极保护系统,通过恒电位仪将管道保护电位控制在-0.85V~-1.2V,相对于Cu/CuSO₄参比电极,定期检测保护电位分布,消除阴极保护盲区^[4]。此外,定期清理管道内壁垢层,采用pigs清管技术去除沉积的盐类与机械杂质,破坏垢下腐蚀的微环境。

3.4 建立全周期闭环管理体系,保障防控措施落地

依托体系动态适配指标引导,打造覆盖设计-运行-维护-报废全周期的腐蚀防控管理架构,当进入

设计阶段,将分输站的支线数量、增压站的压缩机型号纳入腐蚀评价指标,明确各腐蚀风险等级相匹配的工艺参数与材料规格;运行阶段建立“增压站压力-腐蚀速率”联动模型、分输站“支线调配-气质监测”联动机制,安排专人开展监测数据分析,按照指标阈值评定风险等级并实施相应防控办法。维护阶段增强维修成果验证,完成修复后需再度检测腐蚀速率与管壁厚度,促使指标回归安全界限;同步创建腐蚀案例数据库,把不同工况里的指标数据跟防控效果关联记录,为同类管道供给参照,加大人员训练,增强运维人员操作监测设备及分析指标数据的能力,按计划开展应急模拟演练,对应腐蚀泄漏情形完善应急预案,做到指标异常时及时反应,最大程度降低腐蚀失效损害^[5]。

4 总结

综上所述,本文围绕高压输气管道内腐蚀问题展开系统研究,从机理解析、指标构建到防控落地形成完整技术逻辑链。通过分析电化学、酸性气体、垢下及冲刷四种典型腐蚀机理,明确了高压环境下腐蚀的核心驱动因素;据此构建的多维度评价指标体系,实现了腐蚀状态的量化表征与风险分级;提出的监测预警、介质优化等防控建议,为实际运维提供了可操作的技术路径。研究成果可为管道腐蚀防控提供理论支撑,降低腐蚀失效风险。需说明的是,现场工况的复杂性可能导致部分指标适配性存在差异,后续可结合具体气田介质特性进一步优化模型。

参考文献:

- [1] 郝要开. 天然气输气管道的腐蚀失效行为分析研究[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2025,45(19):25-27.
- [2] 王波, 杨文迪, 苟春雨, 等. 天然气管道腐蚀失效行为研究[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2025,45(17):16-18.
- [3] 刘亮. 天然气输送管道腐蚀与防护技术研究[J]. 石化技术, 2025,32(09):136-138.
- [4] 鲁青龙, 刘伟. 天然气集输管道腐蚀行为及其控制技术综述[J]. 应用化工, 2025,54(09):2440-2447
- [5] 曹威, 聂庆, 杨魁, 等. 输气管道内腐蚀原因分析及防腐措施研究[J]. 管道技术与设备, 2025,(01):25-30+46.

作者简介:

刘和侣(1987.08-)男,陕西西安,2011年7月毕业于西安石油大学石油工程专业,燃气工程师,公司安全环保部副经理,研究方向:天然气长输管道生产运行、管道内检测、安全管理、燃气输配工程。