

油气储运过程中的管道腐蚀机理及防护技术创新研究

郑学道（中国石化海南炼化化工有限公司，海南 儋州 578001）

摘要：管道腐蚀是制约油气储运安全高效运行的关键因素之一。本研究以油气储运管道为研究对象，深入分析了腐蚀失效的内外部因素，研究了土壤、大气、微生物、应力等引起的典型腐蚀机理。在此基础上，提出了材料优化、表面防腐、在线监测等防护技术的创新方法，并探讨了基于风险的管道完整性管理策略。研究成果可为提升油气管道的安全性、可靠性与经济性提供理论指导与技术支持。

关键词：油气储运管道；腐蚀机理；腐蚀防护；风险评估；管道完整性管理

0 引言

能源是国民经济和社会发展的基础。近年来，国家高度重视能源安全，大力推进油气管网等重大基础设施建设。然而，长输管道在复杂环境中长期服役，不可避免地发生腐蚀破坏，给安全生产与清洁能源输送带来严峻挑战。因此，亟需开展油气储运管道腐蚀机理与防护技术的创新研究，揭示关键损伤机制，研发先进的腐蚀防控与风险管理技术，进而保障管道设施的安全稳定运行，促进能源产业的高质量发展，夯实国家能源安全的基础。

1 油气储运管道腐蚀失效的主要原因分析

1.1 外部腐蚀因素

油气储运管道长期暴露于复杂多变的外部环境中，土壤和大气条件的差异是引发管道腐蚀失效的重要外因。土壤环境因素主要包括土壤的水分、pH 值、氧化还原电位、含盐量、电阻率等，这些参数的动态变化会显著影响埋地管道的腐蚀速率和形态。例如，含水量高、酸碱度偏离中性、氧化性强、含氯离子丰富的土壤往往具有较强的腐蚀性。

大气环境因素如温度、湿度、降雨、污染物等也与管道的大气腐蚀密切相关^[1]。潮湿多雨的气候条件有利于电解质溶液的形成，加速阴极析氧过程；而工业废气、海洋气溶胶等大气污染物则可为腐蚀反应提供额外的反应物种，并改变水膜的导电性，进而加剧管道的局部腐蚀。

1.2 内部腐蚀因素

除外部环境外，输送介质的物理化学特性和管道材料及制造工艺的匹配性也是决定管道能否长周期安全运行的内在因素。油气管道输送的介质成分复杂，可能含有游离水、CO₂、H₂S 等酸性气体、硫酸盐等无机盐，以及原油中残留的表面活性剂等。这些组分与管道内壁的直接接触会引发电化学腐蚀、氢致开裂、

晶间腐蚀等多种损伤形式。此外，介质的流速、温度、压力等物理参数的波动也会改变沿程界面状态，局部破坏钝化膜而诱发点蚀、缝隙腐蚀。管道材料的选型和制造工艺是抵抗内部腐蚀的第一道防线。常规的碳钢和低合金钢管在含水、酸性环境中易发生均匀腐蚀，而奥氏体不锈钢则可能因敏化而在焊接热影响区产生晶间腐蚀。

1.3 典型腐蚀失效案例分析

国内外油气管道因腐蚀引发的泄漏、断裂事故屡有发生，给生产运营和社会环境带来严重损失。例如，2014 年某处输油管道在穿越淡水湖区时发生泄漏，原因是管道防腐层老化失效，且该路段土壤含水量高，埋深较浅，潜在的交变应力加速了缺陷扩展。类似地，另一输气管道在沿海潮间带敷设时，虽然采用了三层 PE 防腐，但在阴极保护系统失效的情况下，大气盐雾的持续作用导致管道在短时间内发生严重点蚀，最终酿成泄漏。还有由于 Oil & Gas 组分不符合输送标准，且管道材质选用不当，发生严重的 CO₂、H₂S 腐蚀，因材料承载能力丧失而导致的断裂事故。

2 油气储运管道腐蚀机理的研究

2.1 土壤腐蚀机理研究

土壤腐蚀是埋地油气管道面临的主要失效风险之一。土壤环境的物理化学特性如含水量、酸碱度、氧化还原电位、电阻率等是影响管道腐蚀的关键因素。水分是电化学腐蚀反应的基础，含水量高的土壤导电性强，加速阳极金属溶解和阴极氢析出过程。酸性土壤中的 H⁺ 直接参与阴极还原，而碱性环境易诱发应力腐蚀开裂^[2]。

氧化性土壤中的溶解氧加速阴极反应，土壤电阻率影响腐蚀电池的极化。因此，深入理解土壤的多相特性与管道腐蚀行为的内在联系，建立基于关键土壤参数的腐蚀速率预测模型，对于合理制定埋地管道的

防腐防护措施至关重要。

2.2 大气腐蚀机理研究

大气腐蚀是油气管道另一个常见的失效模式。管道钢表面在大气环境中形成的薄液膜是电化学腐蚀反应的场所,液膜的成分、厚度、导电性受温度、湿度、降水、大气污染物等环境因素调控。研究表明,当空气相对湿度超过临界值时,大气腐蚀速率显著上升。 SO_2 、 Cl^- 等酸性物种溶解于液膜加速阳极溶解,颗粒物沉积引起液膜不连续诱发局部腐蚀。此外,昼夜温差导致的表面冷凝水也是大气腐蚀的促进因素。揭示典型大气环境参数与管道钢液膜反应界面特性的定量关系,构建大气腐蚀速率预测模型,是准确评估管道服役性能的重要基础。

2.3 微生物腐蚀机理研究

微生物参与和加速了管道的电化学和化学腐蚀过程。管道内外表面的微生物生物膜由细菌、古菌等微生物细胞及其分泌的胞外聚合物物质构成。生物膜通过胞外电子传递直接参与阴极反应如氢析出和氧还原,显著提高了腐蚀反应的速率。此外,微生物代谢产生的有机酸、硫化物等化学物质对管道钢也有腐蚀作用。硫酸盐还原菌、铁氧化菌和产酸菌是油气管道微生物腐蚀的主要参与菌群。

阐明生物膜的空间异质性、微生物群落组成与管道腐蚀速率和形态的关联机制,建立多场作用下的微生物腐蚀模型,是制定生物腐蚀风险评估和防控措施的关键。

2.4 应力腐蚀开裂机理研究

油气管道在含 H_2S 、 CO_2 等酸性介质中易发生应力腐蚀开裂(SCC)失效。SCC是一种涉及材料、环境和应力多因素耦合的复杂局部腐蚀过程。管道钢在拉应力作用下,位错滑移和缺陷尖端应力集中加速阳极溶解,原子氢吸附进入晶格导致局部塑性变形,最终引发脆性断裂。SCC萌生和扩展受微观组织如晶粒度、析出相等影响,而环境的化学组成、pH值等决定了反应热力学。深入理解应力-腐蚀-氢-微结构间的多尺度相互作用机制,量化SCC扩展速率与关键参数的本构关系,对于构建高精度寿命预测模型,指导SCC敏感管段的完整性管理至关重要。

2.5 腐蚀机理研究的创新方法与手段

油气管道腐蚀机理的深入认知有赖于研究方法和表征手段的创新。电化学原位技术如扫描电化学显微镜、电化学石英晶体微天平等可实时监测埋地管

道腐蚀界面反应过程,揭示微区腐蚀的瞬时行为。而同步辐射X射线衍射、小角散射等可深入分析土壤腐蚀产物膜的组成和结构演化。超高真空扫描探针和原位液相透射电镜直接观察SCC裂纹尖端的原子分辨率形貌。高通量量子化学计算模拟腐蚀界面态,阐明微观反应机制^[3]。将实验表征与理论模拟相结合,融合人工智能算法和大数据挖掘手段,将推动油气管道的腐蚀行为预测和风险评估进入智能化时代。

3 油气储运管道的腐蚀防护技术创新

3.1 材料选用与优化

油气管道材料的科学选型与优化是提升管道耐蚀性能的关键。传统的低合金管线钢虽具备高强度,但在含硫、 CO_2 等介质中易发生局部腐蚀。通过合理设计钢中的合金元素,优化夹杂物形貌,并采用新型热处理工艺,可获得兼具高强韧性和耐蚀性的先进管线钢。对于更为苛刻的腐蚀环境,高Cr、高Ni不锈钢和镍基合金以其优异的抗点蚀、抗应力腐蚀开裂性能,成为关键管段的首选。

金属基复合材料、非晶态合金等新型耐蚀材料的出现,为管道防腐提供了新思路^[4]。油气管道防腐材料的研究需立足工程应用,综合考虑服役环境、性能需求和成本效益,优选和开发满足实际需求的高性能管材和内衬材料。

3.2 表面防腐技术创新

油气管道表面涂层技术是经济高效的主动防腐手段。当前环氧涂层、熔结环氧粉末涂层等在管道防腐中得到广泛应用,但存在脆性大、热膨胀系数失配等问题。采用纳米粒子改性、界面偶联剂等方法可显著提升涂层的韧性和附着力,引入自修复材料则赋予其智能响应损伤的能力。对于高温、高压等极端工况,新型金属基涂层、陶瓷涂层展现出优异的耐磨耐蚀性能。涂层材料的优化创新需与先进制备工艺相结合,如采用冷喷涂、粉末喷涂等方法规避高温对钢材组织的不利影响。同时,阴极保护作为补充手段,可通过优化牺牲阳极材料、外加电流参数等,显著延长管道的防腐寿命。

3.3 腐蚀在线监测与评价技术创新

实现油气管道腐蚀状态的实时在线监测与评估是提升管道本质安全的重要举措。电化学噪声、电阻探针、光纤传感等新型监测技术,可实现管道腐蚀速率、泄漏等状态参数的连续跟踪。智能检测装备如电磁超声、漏磁检测等,能够无损表征壁厚减薄、缺陷等分

布特征。海量监测数据的智能分析与挖掘将成为未来创新的重点^[5]。

机器学习算法可揭示腐蚀速率与环境、材料、工况等因素间的内在规律,实现腐蚀状态智能诊断。深度学习算法可自适应提取时间序列数据的特征,精准预测未来腐蚀发展趋势。数字孪生等新兴技术为管道腐蚀全寿命周期行为的仿真模拟带来了新思路。

3.4 防腐新材料、新技术、新方法的工程应用

油气管道防腐新材料、新技术的研究成果,需要在工程应用中接受实践检验。高强耐蚀管线钢在国内重点管道工程中实现规模化应用,但受制于成本等因素尚未大规模推广。具备优异阻隔性和长效防腐性的环氧粉末涂层已在西部油田管道得到推广,施工工艺有待进一步优化。

新型阴极保护材料如铝-锌-钢合金牺牲阳极在海洋平台等领域展现出应用前景,规模化制备与配套技术标准亟待建立。油气管道完整性管理中引入大数据分析、数字孪生等新方法新模式,在腐蚀风险评估、预测、决策等方面初见成效,但仍需在算法适用性、鲁棒性等方面开展系统性研究。

4 油气储运管道完整性管理中的腐蚀风险评估与控制

4.1 基于风险的管道完整性管理方法

油气管道完整性管理是一种从风险视角出发,围绕管道全寿命周期,综合运用各种技术与管理手段,持续识别、评估和控制管道失效风险,确保管道系统安全平稳运行的科学管理方法。该方法以风险评估为核心,通过收集管道系统的设计、施工、运行、检测、维修等全周期数据,分析管道失效的可能性和后果,确定风险等级,制定并实施相应的检测、维修策略,不断迭代优化,实现管道风险的动态可视可控。

基于风险的完整性管理强调主动预防,通过前瞻性的风险评估实现管道状态的全面感知,精准配置有限资源,避免事故发生,代表了管道资产管理模式的重大变革。

4.2 管道腐蚀风险评估模型与量化方法

腐蚀风险评估是油气管道完整性管理的重要内容。针对埋地管道面临的复杂土壤环境,建立涵盖土壤电阻率、pH值、含水量、硫酸盐浓度等关键参数的腐蚀失效概率模型,结合管道壁厚检测数据,量化评估管道腐蚀状态,预测未来一定时间内的腐蚀速率,判断管道是否满足最小剩余壁厚要求。而对于地上管

线,分析温度、湿度、降雨、大气污染物等环境因子对管道大气腐蚀的影响权重,构建基于环境腐蚀性的管道失效风险矩阵。

利用层次分析法、模糊综合评价等方法,结合专家经验判断,对风险进行量化排序,确定风险等级。腐蚀风险评估模型的合理性和准确性,直接影响后续检维策略的科学性和针对性。

4.3 管道腐蚀风险的主动控制策略

识别和评估管道腐蚀风险的目的在于实施针对性的风险控制措施。根据风险评估结果,对高风险管段实施优先检测,开展壁厚测量、内检测等,及时掌握缺陷特征。对检测发现的腐蚀缺陷进行再评估,判断缺陷是否可接受,是否需要采取维修或更换等干预措施。同时,优化阴极保护参数,提高系统有效性。对处于中等风险的管段,根据风险变化趋势合理制定检测频率和方法。而对低风险管段,可适度延长检测周期,调配资源用于高风险区域。油气管道腐蚀风险控制不仅要消除已有风险,更要采取前瞻性措施防患于未然,如优选先进防腐材料、加强施工质量控制、开展定期巡线巡检等。

5 结束语

本研究系统分析了油气储运管道腐蚀失效的原因,深入揭示了典型环境下的腐蚀演化机理,提出了一系列防腐新材料、新技术、新方法,为实现油气管道的主动防护、精准监测、高效运维提供了可行的解决方案。研究成果可应用于指导管道设计、施工、运行、维护等全生命周期管理,提高管道系统的本质安全水平。未来还需进一步开展腐蚀微观机理表征、防护材料与装备研制、完整性评价模型等方面的研究,为保障国家能源运输安全贡献智慧和力量。

参考文献:

- [1] 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.
- [2] 吕良辰. 油气储运中的管道腐蚀成因与防治探讨 [J]. 中国石油和化工标准与质量, 2024, 44(18): 37-39.
- [3] 徐英杰. 油气储运管道防腐技术的应用现状 [J]. 新疆钢铁, 2024(03): 107-109.
- [4] 马国栋. 油田油气管道储运的安全防范建议 [J]. 中国石油和化工标准与质量, 2024, 44(14): 77-79.
- [5] 曹宇. 油气储运长输管道耐腐蚀性及风险评价研究 [J]. 山东化工, 2024, 53(13): 235-237.