

LNG 接收站内管道绝热层下腐蚀特征及防控技术优化

周 坤

国家管网集团天津液化天然气有限责任公司 天津 300452

摘 要: LNG低温管道绝热层下腐蚀(CUI)是威胁管道安全运行的主要隐患,具有隐蔽性强、危害大等特点,严重影响LNG行业能源传输稳定性。本文结合相关研究,分析了CUI的定义、分类、腐蚀环境与机理、典型特征及影响因素,探讨了现有防控技术及存在的局限性,重点提出了材料优化、设计改进、检测监测升级及维护策略优化的防控优化方案,展望了新型材料与智能监测融合、标准化体系建立的发展方向,为LNG低温管道CUI防控提供理论支撑与实践参考,助力提升管道运行安全性与长效性。

关键词: LNG低温管道;绝热层下腐蚀(CUI);腐蚀特征;防控技术;优化策略

引言: 随着LNG产业的快速发展,低温管道作为液化天然气输送核心设施,其运行安全性至关重要。绝热层下腐蚀(CUI)作为LNG低温管道最具危害性的腐蚀类型,因隐蔽性强、检测难度大,易导致管道壁厚减薄、泄漏甚至失效,造成巨大经济损失与安全风险。目前,现有CUI防控技术在低温环境下存在针对性不足、监测有盲区等问题,难以满足管道长期安全运行需求。因此,系统分析CUI腐蚀特征,优化防控技术,对保障LNG低温管道安全稳定运行、推动LNG产业高质量发展具有重要的现实意义。

1 LNG低温管道绝热层下腐蚀特征分析

1.1 CUI的定义与分类

绝热层下腐蚀(Corrosion Under Insulation,简称CUI)是指LNG低温管道外壁被绝热层包裹后,因水分、腐蚀介质侵入绝热层与管道表面之间,在低温服役环境下发生的隐蔽性金属腐蚀现象,是LNG管道运行中最具危害性的腐蚀类型之一。其分类主要基于腐蚀机理和管道材质,按机理可分为电化学腐蚀和化学腐蚀,其中电化学腐蚀占比90%以上,是CUI的主要表现形式;低温管道(-162℃的低温介质管道)都为不锈钢管道CUI,材质为304L或316L。CUI具有极强的隐蔽性,被绝热层遮挡后难以直接发现,往往在腐蚀发展至管道壁厚大幅减薄、出现泄漏隐患时才被察觉,每年给全球LNG行业造成数十亿美元的损失,严重威胁管道运行安全与能源供应稳定性。

1.2 腐蚀环境与机理

LNG低温管道CUI的腐蚀环境核心是“低温密闭潮湿体系”,主要源于三个方面:一是LNG管道运行温度极低(通常为-162℃),环境中的水汽易在管道外壁冷凝,渗入绝热层后形成持续潮湿环境;二是沿海LNG接收站的

高盐雾、高湿度环境,使氯离子等腐蚀介质随水汽侵入,在绝热层下富集;三是绝热层破损、密封失效导致雨水直接渗入,加剧潮湿程度^[1]。其腐蚀机理以电化学腐蚀为主,低温环境下,管道金属表面形成微电池,阴极发生氧气还原反应,阳极发生金属溶解反应,水分和氯离子的存在加速了反应进程^[1]。对于不锈钢管道,氯离子会破坏表面钝化膜,引发应力腐蚀开裂,温度波动会进一步加速腐蚀速率,形成“冷凝-腐蚀-再冷凝”的恶性循环。

1.3 典型腐蚀特征

LNG低温管道CUI的典型腐蚀特征集中体现为隐蔽性、局部性和环境敏感性三大特点。不锈钢管道以氯离子应力腐蚀开裂为主,表面可见细微裂纹,裂纹多沿晶界扩展,初期难以察觉,后期会快速延伸导致管道失效。点蚀亦为常见形态,腐蚀区域多集中在管道底部、焊缝、支架等水汽易聚集部位,严重时可能穿孔。另外,CUI还表现为腐蚀区域集中,法兰、弯头、小接管等几何突变部位因绝热层密封不严,腐蚀更为严重;腐蚀速率受温度影响显著,在-100~0℃低温区间,温度波动会导致冷凝水反复蒸发浓缩,进一步加速腐蚀,且腐蚀产物多呈片状堆积,易与绝热层粘连。

1.4 影响因素分析

LNG低温管道CUI的影响因素可分为环境、材料、设计与施工四大类,各因素相互耦合加速腐蚀。环境因素中,湿度和氯离子浓度是核心,研究表明水分导致85%的LNG管道绝缘系统失效,沿海地区高盐雾环境使氯离子富集,显著加剧腐蚀;温度波动也会加速腐蚀,尤其在-4~175℃区间,温度每升高15~20℃,腐蚀速率加倍^[2]。材料因素方面,绝缘材料的吸湿性至关重要,PIR、泡沫玻璃、二烯烃柔性保冷材料、气凝胶、聚氨酯发泡料吸水率高,易trapping moisture,而金属材料中碳钢耐蚀性

较差, 不锈钢虽优于碳钢, 但易发生CSCC。设计与施工因素中, 绝热层搭接密封不良、管道布置不合理导致水汽积聚, 以及防腐涂层施工缺陷, 都会为CUI发生提供条件; 此外, 管道运行中的压力波动、机械振动导致绝热层破损, 也会加剧腐蚀进程。

2 现有防控技术及局限性

2.1 传统防控技术

目前LNG低温管道CUI传统防控技术主要围绕“隔离腐蚀介质、增强材料耐蚀性”展开, 核心包括三大类。一是防腐涂层技术, 在管道外壁涂刷表面钝化膜、聚氨酯等涂层, 形成隔离屏障, 阻止水汽和腐蚀介质接触金属表面, 但低温环境下涂层易脆化、脱落, 密封性能难以长期保障。二是绝热材料优化, 选用憎水性良好的保温材料, 如气凝胶, 其吸水率低, 可有效减少水分在绝热层中的积聚, 但成本较高且施工工艺复杂^[3]。三是阴极保护技术, 主要采用牺牲阳极法, 通过锌棒等牺牲阳极保护管道金属, 但在绝热层包裹下, 阴极保护电流难以均匀分布, 局部区域保护效果不佳。另外, 传统防控技术还包括定期检查绝热层完整性、更换破损绝热层等, 但这些方法多为被动防护, 难以提前预判腐蚀风险, 且维护成本较高^[2]。

2.2 检测与监测技术

现有LNG低温管道CUI检测与监测技术以无损检测为主, 可分为离线检测和在线监测两类。离线检测技术主要包括超声测厚(UT)、红外热成像、脉冲涡流技术等, 其中超声测厚需局部拆除绝热层, 能精准测量管道壁厚减薄情况, 但检测效率低, 难以覆盖大面积区域; 红外热成像可通过温度异常识别水分侵入, 适合大面积预筛查, 但无法直接判断腐蚀程度; 脉冲涡流技术可穿透保温层检测, 无需拆除绝热层, 但主要适用于非铁磁性材料, 应用范围有限。在线监测技术主要有腐蚀探针、光纤水分传感器等, 腐蚀探针需提前预埋, 易受绝热层干扰, 监测范围有限; 光纤水分传感器可远程监测绝热层内湿度变化, 但安装需在管道检修时进行, 无法应用于在役管道全覆盖监测, 且受外界干扰较大。

2.3 现存问题与挑战

现有LNG低温管道CUI防控技术仍存在诸多问题与挑战, 难以满足管道长期安全运行需求。一是防控技术针对性不足, 传统技术多适用于常温管道, 低温环境下涂层脆化、绝缘材料性能劣化, 导致防护效果大幅下降, 且不锈钢管道的CSCC防控技术仍不够成熟。二是检测监测存在盲区, 离线检测效率低、覆盖范围有限, 在线监测技术成本高、安装复杂, 难以实现全管道、全周期精

准监测, 隐蔽性腐蚀易被遗漏^[4]。三是维护成本偏高, 传统防控技术需定期拆除绝热层检查、更换材料, 不仅耗时费力, 还会影响管道正常运行, 尤其对于深海、偏远地区的LNG管道, 维护难度更大。此外, 现有技术难以实现腐蚀风险的提前预判, 多为腐蚀发生后被动处理, 无法从源头遏制CUI发生, 且不同技术之间缺乏协同性, 防控效果难以最大化。

3 LNG低温管道绝热层下腐蚀防控技术优化策略

3.1 材料优化

材料优化是LNG低温管道CUI防控的核心, 重点从管道金属材质和绝缘材料两方面入手, 提升耐蚀性和防水性。金属材质方面, 推广使用耐低温、耐氯离子腐蚀的合金材料, 如双相不锈钢、高等级管线钢, 通过调整材料中Cr、Mo等元素含量, 增强表面钝化膜稳定性, 抑制CSCC和点蚀发生; 绝热材料方面, 替代传统吸湿性材料, 推广纳米气凝胶等新型憎水保温材料, 其导热系数低、吸水率<5%, 且可拆卸换装, 兼顾保冷和防水性能; 同时, 优化绝热层外层护套, 采用紫外光固化玻璃纤维增强复合材料, 替代传统金属护套, 避免护套腐蚀导致的水汽侵入, 延长绝热层服役寿命, 兼顾经济性和防护效果^[3]。

3.2 设计改进

设计改进主要围绕“减少水汽积聚、优化结构布局”展开, 从源头降低CUI发生风险。优化管道布置设计, 将管道尽量布置在通风干燥区域, 提高管道安装高度, 便于维护检查, 同时避免管道底部长期积水, 减少水汽积聚; 对于沿海LNG接收站的管道, 增加防雨、防盐雾防护结构, 降低腐蚀介质侵入概率。改进绝热层结构设计, 优化保温层搭接方式, 采用自硫化橡胶带替代传统胶带, 提升密封性能, 防止雨水和水汽渗入; 在绝热层底部设置排水孔, 及时排出冷凝水, 打破“潮湿-腐蚀”循环。优化防腐涂层设计, 选用低温固化型耐水涂料, 如改性环氧涂料, 确保低温环境下涂层的附着力和密封性。

3.3 检测与监测技术升级

检测与监测技术升级核心是实现“精准化、全覆盖、智能化”, 解决传统技术的盲区和效率问题。离线检测方面, 推广脉冲涡流阵列(PECA)和射线数字成像技术, 前者可实现大面积腐蚀Mapping, 后者能直接穿透绝热层, 实现管道壁厚、腐蚀坑的可视化检测, 无需大面积拆除绝热层, 提升检测效率和精准度。在线监测方面, 构建分布式光纤监测系统, 结合BOTDA技术, 实时监测管道表面温度、湿度和腐蚀应变, 形成“温度-湿度-腐蚀速率”三维预警模型, 定位精度可达±1m, 实现腐蚀风险提前预判; 同时结合超声导波监测技术, 安装长效探头, 实时

监测管道完整性,改善传统导波设备笨重、杂波多的问题,实现全管道覆盖监测。

3.4 维护策略优化

维护策略优化需从“被动维护”向“预测性维护”转变,结合管道运行工况和腐蚀风险,制定科学合理的维护方案。一是建立腐蚀数据库,整合管道材质、运行温度、环境参数、检测数据等信息,关联腐蚀速率与影响因素,通过大数据分析预判腐蚀发展趋势,明确维护重点。二是实施基于风险的巡检(RBI)策略,根据腐蚀风险等级划分高、中、低风险区域,对高风险区域(如焊缝、弯头、底部)增加检测频次,优先开展维护作业,降低维护成本。三是优化维护工艺,采用可拆换式绝热层设计,减少维护时管道停运时间;对于紧固件等易腐蚀部位,采用专用防蚀膏和防蚀带进行防护,替代传统润滑脂包缠方式,提升维护效果;同时,加强维护人员专业培训,提升CUI检测和维护技能。

4 未来展望

4.1 新型材料与智能监测技术的融合应用

未来,LNG低温管道CUI防控将朝着“材料-监测-预警”一体化方向发展,核心是推动新型材料与智能监测技术的深度融合。新型材料方面,研发低成本、高耐蚀的纳米复合绝缘材料和低温固化防腐涂层,实现保温、防水、耐蚀一体化,同时探索可自修复材料,减少维护频次;金属材质方面,开发新型耐低温耐氯离子合金,进一步提升管道本身耐蚀性能^[4]。智能监测方面,融合物联网、人工智能、无人机等技术,构建全域智能监测网络,实现管道CUI的实时监测、数据自动分析和风险精准预警;结合数字孪生技术,构建管道腐蚀数字模型,模拟腐蚀发展过程,为维护决策提供科学依据,实现腐蚀防控的智能化、自动化。

4.2 标准化防控体系的建立与推广

目前,LNG低温管道CUI防控缺乏统一的标准体系,

导致不同项目的防控技术、检测方法和维护策略差异较大,防控效果参差不齐。未来,需加快建立健全CUI防控标准化体系,明确管道设计、材料选用、施工安装、检测监测、维护保养各环节的技术要求和标准规范,统一腐蚀评价指标和风险分级标准。同时,加强行业协同合作,推广成熟的防控技术和经验,推动标准化体系在国内外LNG项目中的应用,尤其针对沿海、深海等复杂环境下的LNG管道,制定针对性的标准细则。加强国际交流与合作,借鉴国外先进的CUI防控标准和技术,结合我国LNG行业实际情况,优化完善标准化体系,提升我国LNG管道CUI防控的整体水平,保障能源传输安全。

结束语

LNG低温管道绝热层下腐蚀(CUI)防控是保障LNG产业安全稳定发展的关键环节,其隐蔽性和复杂性给防控工作带来诸多挑战。本文系统梳理了CUI的腐蚀特征、影响因素及现有防控技术的局限性,提出的材料、设计、检测监测及维护多维度优化策略,可有效提升CUI防控效果。未来,需持续推动新型材料与智能监测技术融合,加快标准化防控体系建立与推广,不断完善防控技术体系。后续可结合实际工程案例,进一步验证优化策略的可行性,为LNG低温管道CUI防控提供更具针对性的技术支持,助力LNG产业高质量、安全化发展。

参考文献

- [1]青鹏,钟嘉,严小勇,等.基于超声波辅助技术的LNG站场管道内部腐蚀缺陷无损检测方法[J].化工机械,2026,53(1):167-173.
- [2]朱双鹏.LNG低温不锈钢管道多层保冷材料热稳定性分析[J].化工管理,2025(35):109-112.
- [3]邢振华,李勇.LNG低温管道运行期间检验检测方法的研究[J].化工管理,2025(23):130-133.
- [4]杨宏伟,杨玉霞,刘方,等.LNG管道保冷系统腐蚀及在线修复措施[J].腐蚀与防护,2023,44(12):86-90.