

天然气长输管道防腐及运输风险职能防控策略

范 刚 刘秦龙 贾永强 (国家管网集团西北公司西安输油气分公司, 陕西 西安 710018)

摘 要: 天然气作为清洁能源在能源结构转型进程中承担关键输送任务, 长距离管道输送系统面临复杂环境作用下的腐蚀失效与多元风险威胁交织叠加的技术挑战。现有埋地管道电化学腐蚀机制研究尚未完全覆盖特殊地质条件下的阴极保护电流衰减规律, 且第三方施工区缺精准空间防护。传统风险管理方法难以适应高后果区管道完整性动态评估需求, 亟需构建覆盖全生命周期的职能防控体系整合材料创新、智能监测及机制优化, 保障国家能源动脉安全。

关键词: 天然气长输管道; 职能防控策略; 全生命周期管理; 风险预警

中图分类号: TE988

文献标识码: A

文章编号: 1674-5167 (2025) 029-0151-03

Strategic Approaches for Anti-corrosion and Transportation Risk Management of Long-distance Natural Gas Pipelines

Fan Gang, Liu Qinlong, Jia Yongqiang (Xi'an Oil & Gas Pipeline Sub-Company, Northwest Pipeline Company, PipeChina Xi'an, Shaanxi 710018, China)

Abstract: As a clean energy source, natural gas plays a crucial role in the energy structure transformation process, and long-distance pipeline transportation systems are confronted with the technical challenges of corrosion failure and multiple risks intertwined under complex environmental conditions. The current research on the electrochemical corrosion mechanism of buried pipelines has not fully covered the cathodic protection current attenuation laws under special geological conditions, and there is a lack of precise spatial protection in third-party construction areas. Traditional risk management methods are difficult to meet the dynamic assessment requirements of pipeline integrity in high-consequence areas. It is urgent to establish a functional prevention and control system covering the entire life cycle to integrate material innovation, intelligent monitoring, and mechanism optimization to ensure the safety of national energy arteries.

Keywords: Long-distance natural gas pipeline; Functional prevention and control strategy; Life cycle management; Risk early warning

长输管道腐蚀防护与风险控制是维系能源输送安全的工程技术核心领域, 管道金属材料在土壤电解质环境中发生的电化学氧化过程引发管壁截面渐进减薄现象。地质灾害频发区段管体应力分布异常波动容易诱发应力腐蚀裂纹扩展, 人工操作界面与自动化系统衔接不当可能导致瞬态压力波动超限事故。防腐涂层服役性能退化与阴极保护系统有效性监测存在技术盲区, 职能防控策略应当贯穿工程设计参数确定、施工工艺控制及智能运维管理完整链条, 促进管道本质安全水平与风险预控能力的协同提升。

1 天然气长输管道防腐现状与问题

1.1 管道腐蚀的类型与危害

天然气长输管道金属表面在埋地服役过程中持续面临多重腐蚀威胁, 土壤环境中的电化学氧化反应导致管壁形成局部阳极区溶解现象, 酸性介质所含硫化氢及二氧化碳分子渗透涂层缺陷部位诱发化学腐蚀穿孔, 特定应力条件下高强度钢管晶界处可能萌发沿晶扩展的微裂纹网络, 微生物代谢活动则在管壁表面形成具有电化学活性的生物膜结构层^[1]。这种渐进式材料损耗不仅直接削弱管道承压截面的有效厚度, 更会

引发微小泄漏点持续扩展为贯穿性缺陷, 内部高压天然气瞬时释放形成的冲击波可对周边地表构筑物产生结构性破坏, 烃类组分渗入地下含水层将造成区域性生态环境持续退化, 输送中断事故直接影响下游城市燃气调峰系统稳定运行能力。

1.2 当前防腐工作存在的问题

部分早期建设管道仍采用已显老化的煤焦油瓷漆覆盖体系, 其脆化剥离部位暴露的基体金属与电解质接触形成连续腐蚀电池效应。高寒冻土区阴极保护电流受土壤冻融电阻变化影响产生保护盲区, 清管作业获取的腐蚀检测数据缺乏与管道地理信息系统坐标的实时匹配机制。涂层补口部位手工施工质量差异导致不同管段交接处频发电偶腐蚀加速现象, 微生物种群监测依赖实验室培养的传统方法难以捕捉现场实际活跃腐蚀菌群分布状态, 山体滑坡区域管道应力腐蚀评估尚未建立地质位移速率与管道应变阈值的动态预警模型, 复杂干扰电流环境中的阴极保护电位波动尚未形成标准化校正规程。

2 天然气长输管道运输风险分析

2.1 运输风险的分类

管道沿线地质活动频繁区域的地震作用可能引发

管体错位变形,季节性暴雨冲刷导致的水土流失会削弱埋地管段覆土保护层稳定性,极端气候条件下的冻胀融沉效应持续威胁管道基础结构,这类自然灾害风险构成管道物理损伤的外部动力源。农耕区域挖掘作业或城市扩建过程中的施工机械误操作时常穿透管道防腐层,蓄意打孔盗气行为在偏远监控薄弱区段造成高压气体突发性泄漏,第三方破坏风险具有人为不可预见特征显著增加应急响应难度。钢管轧制过程遗留的壁厚不均或卷板压痕在高压输送环境中发展为应力集中点,环焊缝未熔合缺陷随时间推移扩展为贯穿性裂纹,制管与焊接阶段的初始隐患成为管道自身缺陷风险的核心诱因。操作人员对阀门开度调节的响应延迟可诱发水击压力波动,清管作业参数设定偏差致使异物卡堵影响输气效率,人为操作失误风险贯穿于日常调控流程暴露出规程执行层面的薄弱环节^[2]。

2.2 风险评估方法

专家团队依据区域管道事故数据库结合现场踏勘记录开展风险初步筛查,将管道穿越河流山体的地理敏感性与人口密度纳入半定量风险矩阵参数,安全检查表法通过逐项核验防腐层状态与阴极保护有效性形成基础风险清单,此类经验导向的定性方法为早期风险识别提供快速分析框架。故障树分析法从管道破裂顶事件出发逐层分解管材失效焊缝缺陷腐蚀穿孔等逻辑路径,计算各基本事件失效概率时需综合考量输气压力等级服役年限及历史维护记录,概率风险评估模型将地震洪水等灾害重现期参数转化为管道应变超限可能性,此类量化手段依托管道完整性检测数据构建树状结构故障模型实现风险值精确计算,支持高风险区段优先分配防控资源。

3 防腐技术体系

3.1 材料级防护

双金属复合管基体选用 X70 级管线钢保证强度韧性平衡,内壁熔融喷涂镍基合金层阻隔硫化氢应力腐蚀开裂趋势,高含硫气质输送管道内衬聚偏氟乙烯热塑衬管降低介质渗透速率。弯管三通等流体扰动部位采用碳化钨超音速火焰喷涂技术提升抗冲刷磨蚀能力,站场阀门阀座堆焊钴基硬质合金材料延长密封面耐颗粒冲蚀寿命,法兰密封槽镶嵌聚四氟乙烯包覆石墨环应对电偶腐蚀与密封失效复合作用。

3.2 结构防护系统

埋地主管道应用三层聚乙烯防腐结构融合环氧底漆的化学键合作用与聚烯烃抗冲击韧性,定向钻穿越段管道增加聚氨酯泡沫防护套吸收岩石擦伤能量,石方山区段管沟回填层铺设导电混凝土垫层优化阴极保护电流分布。海洋环境管桩潮差区包覆玻纤增强环氧

树脂套筒抵抗浪溅区氯离子浓缩腐蚀,跨越结构支座配置氯丁橡胶隔振垫切断杂散电流传导路径,管堤坡面铺砌玄武岩纤维格栅控制水土流失引发电化学腐蚀加剧风险^[3]。

3.3 腐蚀监测技术

智能清管器搭载涡流阵列传感器扫描管壁点蚀坑深度分布图谱,分布式光纤传感系统沿管道轴线监测温度应变耦合场定位防腐层剥离区,极化探头嵌入阴保测试桩实现极化电位中断法测量真实保护电位。沼泽湿地段布设长效铜/饱和硫酸铜参比电极网络自动补偿土壤 IR 降误差,交直流干扰区安装多通道瞬态电位记录仪捕捉杂散电流波动特征谱,在线超声厚度监测点焊接低熔点合金保证传感器在 380℃ 焊道余温环境持续传输壁厚衰减速率。

4 天然气长输管道防腐职能防控策略

4.1 防腐设计阶段的防控策略

管道工程可行性论证阶段应当优先选用 X100 及以上钢级的微合金化管线钢作为主体材料。其针状铁素体显微组织具备优异的抗氢致开裂敏感性。针对高陡边坡地质断层区段,可采用基于应变设计方法,配置增强级三层聚烯烃复合防腐结构。阴极保护系统设计需整合智能电位采集模块与分布式光伏发电装置,形成恒电位仪远程调控能力。穿越盐渍土区域管段必须配置锌铝合金牺牲阳极材料,并建立土壤理化性质数据库,动态更新保护参数。热煨弯管部位应用双组分无溶剂环氧涂料,配合红外固化工艺,消除传统补口处的界面缺陷隐患。

4.2 施工阶段的防腐防控策略

钢管运输过程须采用定制橡胶垫圈与尼龙吊装带组合防护方案,避免机械损伤原有工厂防腐层完整性。管沟开挖作业遇到碎石地质条件时,必须额外铺设十厘米级配砂垫层,防止硬物刺穿防腐结构。自动焊工艺参数应严格遵循焊接热输入控制曲线,确保熔池区域冷却速率处于抗硫化物应力开裂敏感区间。现场补口部位处理应推广电感应加热技术,使底漆熔融渗透至钢管表面,形成冶金级结合界面。

4.3 运营阶段的防腐防控策略

构建融合智能清管器电磁检测与光纤分布式声波传感的管体完整性监测网络系统。利用机器学习算法分析近五年阴极保护电位波动图谱,可主动识别绝缘接头失效导致的保护电流异常分流现象。复杂山区管段部署的无人机高光谱成像设备,能够每月自动捕捉埋埋区植被光谱特征变化,反演土壤含水率对防腐层劣化的潜在影响。站场区域杂散电流评估应当建立多频管地电位梯度测量模型,并结合地铁运行时刻表完

成干扰源动态定位。每年两次的腐蚀挂片实验数据,需结合气质组分色谱分析结果调整缓蚀剂加注方案,使其作用浓度维持在分子吸附临界值以上。微生物腐蚀活跃区段定期采用焦磷酸测序技术,识别硫酸盐还原菌的特定代谢基因片段并对应调整杀菌剂注入策略。地质灾害威胁段实施基于卫星雷达干涉测量数据的管体应力状态推演机制,形成毫米级形变预警能力。

5 天然气长输管道运输风险职能防控策略

5.1 自然灾害风险防控策略

活动断裂带区域管道工程应当部署星载合成孔径雷达干涉测量技术,实时捕捉毫米级地表位移矢量数据。基于地质力学模型推演的断层错动量超过管材极限应变值时,自动激活附近截断阀室的液压执行机构。高陡边坡管段埋设分布式光纤应变传感阵列,监测土体蠕变诱发的管体弯曲应力累积程度。强降雨易发区建立气象数据与土壤孔隙水压力的动态关联模型,形成饱和土层临界滑移面的预判能力。永久冻土融化区采用热管辅助冷却装置,维持管周地基温度场在相变点以下的稳定性。河流穿越段防洪设计整合百年水文数据与河床冲淤数学模型,设置混凝土配重块的最优压覆密度。地震高烈度区应用基于性能的抗震设计准则,配置柔性连接装置,吸收横波传播产生的瞬时动能。

5.2 第三方破坏风险防控策略

人口稠密区敷设管道必须同步建设分布式光纤声波预警系统。其机器学习算法通过训练十万级样本,识别出挖掘机振动信号与天然地震波形的频谱特征差异。高风险区域每公里设置具备无线自组网功能的地波雷达探测装置,捕捉三米深度范围内金属机械作业产生的电磁扰动。第三方施工许可管理系统对接城市地下管网数字孪生平台,实现审批坐标与管道安全保护区的自动空间拓扑校验。定向钻穿越段地表设置永久性磁信号标识桩,配合移动终端 App 向施工人员推送三维管道走向避让导引。重型车辆频繁通行区采用预应力混凝土连续配筋路面板结构,分担外部传递的冲击载荷。

5.3 管道自身缺陷风险防控策略

制管阶段推行数字射线检测与全自动超声相控阵探伤的双轨制质量监控体系。大口径钢管环焊缝焊接过程采用窄间隙坡口多道焊工艺并配合层间温度场红外监测,确保微观金相组织完全处于贝氏体转变温度区间。管体材料入库前执行夏比冲击试验与裂纹尖端张开位移测试,双重验证母材韧脆转变特性曲线。施工阶段环焊缝全自动超声波检测系统建立衍射时差法图谱特征数据库,实现未熔合缺陷的空间三维重构能力。服役十年以上管道实施基于磁记忆检测技术的残余应力图谱绘制,并结合服役温度载荷历史推演微裂

纹萌生概率曲线。涂层老化评价引入太赫兹时域光谱成像技术,识别三层聚乙烯防腐层分层缺陷的实际渗透深度。弯管制造环节采用中频感应加热与控温淬火工艺优化,使弯曲段奥氏体晶粒度维持与直管段相同的 ASTM 8 级以上标准^[5]。

5.4 操作失误风险防控策略

压缩机组控制系统应当整合瞬态过程模拟软件,建立压力波动预警指数模型。当调峰工况下输量调节速率触发管道压力波传播方程的计算阈值时,自动加载压力前馈补偿算法。站场阀门操作台应配置数字孪生验证系统,模拟调节指令执行后的全管段水击压力梯度变化趋势。清管作业过程采用多普勒超声流量计与密度计联锁机制,确认清管器位置信号与管道积液物理模型的实时对应关系。气质组分在线色谱分析仪检测到硫化氢浓度突破设计限值的异常情况时,即时激活缓蚀剂加注泵的伺服控制单元。夜间操作执行时段强制开启视频监控智能识别系统,捕捉作业人员违反操作流程的肢体动作特征。压缩机组启停程序内置多层级联锁逻辑,防止润滑油温度尚未达到涡轮转子动力学平衡点时提前加载额定转速。

6 结语

构建基于全生命周期理念的管道职能防控体系需要深度融合材料科学进展与数字技术应用。设计阶段管材选择须综合考虑高压输送条件与特定腐蚀环境双重作用下的微观组织稳定性要求,施工过程防腐质量控制依赖自动化装备对关键工艺参数的实时反馈调节机制。运营期管道状态感知网络应当整合分布式光纤传感与智能清管器缺陷识别数据实现腐蚀演化趋势预测,自然灾害防御需建立地质力学模型与智能截断装置的联动响应链条。第三方破坏防控借助人工智能图像识别技术提升地面活动的主动预警精度,人员操作规范执行依靠数字孪生系统模拟验证降低人为失误概率,持续推动风险防控从被动应对向主动干预的根本性转变。

参考文献:

- [1] 石志超. 天然气长输管道防腐及运输风险防控策略[J]. 全面腐蚀控制, 2022, 36(04): 99-100+104.
- [2] 江永强. 天然气长输管道防腐及运输风险防控措施[J]. 化工设计通讯, 2021, 47(05): 42-43.
- [3] 强磊, 金蓉. 天然气长输管道运行中的风险及控制研究[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2020, 40(07): 21-22.
- [4] 唐彬彬, 陆耀民. 天然气长输管道运行中的地质灾害风险分析及控制[J]. 现代盐化工, 2024, 51(02): 71-73.
- [5] 魏丽波. 天然气长输管道运行安全风险及措施研究[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2023, 43(10): 10-11+14.