

# 油气田集输场站管线腐蚀检测与防护技术管理研究

苟颖琦 张华 田瑞

长庆油田分公司第五采油厂 陕西 西安 712000

**【摘要】**：油气田集输场站是油气生产、处理、输送的枢纽，场内管线长时间处在复杂的介质和恶劣的环境下工作，腐蚀问题是制约场站安全稳定运行、影响设备使用寿命的主要因素。本文以油气田集输场站管线腐蚀成因和典型特征为基础，对目前主流的腐蚀检测技术原理、适用场合、优缺点进行系统的整理，分析了物理防护、化学防护、电化学防护等核心技术的应用要点，有针对性地提出了集输场站管线腐蚀全流程技术管理体系，提出了优化管理策略和操作方案，为油气田场站管线腐蚀防控、降低运维风险、延长管线服役周期提供理论参考和实践指导，促进油气生产系统高效安全运行。

**【关键词】**：油气田集输场站；管线腐蚀；腐蚀检测；防护技术；运维管理

DOI:10.12417/2811-0722.26.05.080

## 1 引言

油气集输场站是原油、天然气、伴生水的汇集、分离、计量、加压和外输的重要场所，场内管线布局密集、工况复杂，经常接触到含有 CO<sub>2</sub>、H<sub>2</sub>S、矿化度水、硫酸盐还原菌（SRB）等腐蚀性介质，同时受到土壤环境、温度变化、介质流速、施工应力等外部因素的影响，管内外壁腐蚀严重。根据油气行业运维数据统计可知，集输场站管线故障中，腐蚀引起的泄漏、壁厚减薄、开裂等占到 60%以上，不但会造成油气泄漏、资源浪费、环境污染，还会引发安全事故，增加场站运维成本，严重影响油气生产的连续性。本文从腐蚀成因、检测技术、防护措施、管理优化四个方面入手，结合现场运维实际情况，具有较强的实用性、可操作性，符合油气行业职称评审对工程技术研究的要求。

## 2 油气田集输场站管线腐蚀成因及类型分析

### 2.1 主要腐蚀成因

集输场站管线腐蚀是多因素耦合作用下的复杂电化学和化学过程，主要成因分为内部介质因素和外部环境因素两类，两者共同作用加快管材质劣化。

#### 2.1.1 内部因素

油气介质中含有的 CO<sub>2</sub>、H<sub>2</sub>S 和水结合成碳酸、硫化氢酸性溶液，直接破坏管线金属表面的钝化膜，造成均匀腐蚀和局部点蚀；高矿化度采出水中氯离子、硫酸根离子含量高，导电性强，大大加快了电化学腐蚀的速度；介质中的硫酸盐还原菌、腐生菌等微生物代谢产生的酸性物质和硫化氢，形成了微生物腐蚀（MIC），腐蚀产物疏松多孔，又加重了局部腐蚀；介质流速过快会冲刷腐蚀产物膜，使金属裸面一直暴露在外，流速过慢则容易造成介质沉积，形成垢下腐蚀，双重加重管线损耗。

#### 2.1.2 外部因素

埋地管线所处的土壤盐碱度、含水率、电阻率差别大，高盐碱土壤离子含量高，电化学腐蚀反应激烈；大气环境中的湿度、温差变化会造成地面管线表面凝露，形成液膜腐蚀；管线

焊接接头、法兰、阀门等部位材质与母材不同，焊接应力集中，耐蚀性差，是腐蚀高发区；另外，杂散电流干扰、第三方施工破坏等外部因素也会破坏管线防护层，引起腐蚀缺陷。

### 2.2 典型腐蚀类型

根据集输场站管线运行工况，常见的腐蚀类型有四类，各种腐蚀类型的特点和危害差别很大，均匀腐蚀是管线金属表面大面积均匀减薄，腐蚀速率较缓，长期使用会降低管线承压能力，多见于普通输油管线；局部点蚀是腐蚀发生在小范围内，形成深而窄的蚀坑，隐蔽性很强，容易造成突然穿孔泄漏，是高含硫、高矿化度介质管线的主要腐蚀形式；焊缝腐蚀集中于管线焊接接头和热影响区，由于材质组织不均、应力残留引起晶间腐蚀，容易出现焊缝开裂、渗漏，属于高危腐蚀类型；应力腐蚀开裂是在腐蚀介质和机械应力共同作用下，管线表面产生微裂纹并不断扩展，最后导致管线断裂，危害极大，多发生在高压、高应力管线部位。

## 3 集输场站管线腐蚀检测技术应用研究

### 3.1 常规无损检测技术

常规无损检测技术适合于场地地面管线、阀门、法兰等外露部分的定期检查，操作简便、费用低，属于现场维护的基本办法。超声波测厚技术用超声波反射信号来测量管线壁厚，准确判定壁厚减薄情况，适合均匀腐蚀检测，分辨率为 0.1mm，可以定点定时监测；磁粉检测和渗透检测主要用来检测管线表面的裂纹、焊缝缺陷，能清楚地发现表面开口型腐蚀裂纹，适合于焊缝、法兰等部位的精细检测；漏磁检测技术用于埋地管线外腐蚀检测，利用磁化管线金属，检测缺陷处漏磁场信号，判断腐蚀缺陷的位置和大小，不需要开挖，可以快速完成埋地管线初步排查。

### 3.2 专项精准检测技术

对隐蔽性大、危害性大的局部腐蚀和埋地管线腐蚀，要使用专门的检测技术来准确找到并评价。超声导波检测技术利用低频超声波在管线中的传播特性，单点检测可以覆盖上百米的

距离,能够快速发现管线内外壁腐蚀、裂纹缺陷,适合于长距离埋地管线、复杂管段的快速筛查,大大提高了检测效率;瞬变电磁检测技术依靠电磁感应原理,可以穿透防腐层和土壤,准确找到埋地管线防腐层破损和金属腐蚀缺陷的位置,检测精度可以达到±1mm,适合于高盐碱土壤环境下的外腐蚀检测;智能清管内检测技术分为漏磁型和超声型,可以在介质通过管线时,对管线内壁腐蚀、壁厚、裂纹等进行全方位的采集,实现长输管线全段的精准检测,适用于场站外输干线的全面检测,但是需要配合停输清管作业进行。

### 3.3 在线实时监测技术

为了实现腐蚀动态监控、预警隐患,对场站的核心管线以及高危腐蚀管段进行在线监测,可以得到腐蚀的变化趋势。电化学在线监测采用极化电阻法、电化学噪声法等手段,对管线腐蚀速率、电位变化进行实时监测,直接反映出腐蚀活跃程度,适合于腐蚀性较强的管段;腐蚀挂片监测法是将与管线材质相同的挂片放入管线内,定时取出测定腐蚀速率和腐蚀类型,数据比较直观可靠,是评价腐蚀控制效果的主要方法;分布式光纤传感技术利用光纤测温、应变监测,可以对管线沿线的腐蚀泄漏、应力变化进行实时预警,适合于长距离、无人值守管段的监测,配合大数据平台可以实现数据远程传输和智能分析。

### 3.4 检测技术组合应用策略

集输场站根据管线工况和腐蚀风险等级来优化检测技术组合,一般低风险地面管线用超声波测厚加磁粉检测的常规组合,高危腐蚀管段、埋地干线用超声导波加瞬变电磁加在线监测的组合模式,场站外输长管线定期做智能清管内检测,配合年度常规检测,形成定期普查、动态监测、精准复检的检测机制,保证腐蚀隐患早发现、早处理。

## 4 集输场站管线腐蚀防护核心技术

### 4.1 材质优化与物理防护技术

材质选型是源头防控的关键,新建场站管线应按介质腐蚀性分级选择材料,普通低腐蚀工况采用碳钢+防腐层组合,高含硫、高矿化度工况选用双相不锈钢、镍基合金等耐蚀材料或者碳钢内衬不锈钢复合管,兼顾耐蚀性和经济性,冲刷腐蚀严重的管段选用耐磨耐蚀复合管材,从材质上降低腐蚀风险。

物理防护主要采用涂层防护,分为外防腐涂层和内防腐涂层。埋地管线外防腐常用三层聚乙烯涂层(3PE)、熔结环氧粉末涂层,附着力强、耐腐蚀性好,可以有效地隔绝土壤腐蚀性介质;地面管线外涂层选用聚氨酯、环氧富锌涂料,耐候性强,抵御大气腐蚀;管线内涂层采用环氧树脂、玻璃鳞片涂层,光滑耐磨,阻隔介质与金属接触,降低介质输送阻力。另外,在用管线局部腐蚀缺陷处可以使用复合材料补强技术,不需要更换管线就可以快速修复缺陷,恢复管线承压能力,降低运维成本。

### 4.2 电化学防护技术

电化学防护是埋地管线外腐蚀防控的主要方法,和防腐涂层一起使用,构成“涂层+阴极保护”的双重防护体系,是油气田埋地管线的标配防护技术。阴极保护分为牺牲阳极法和强制电流法,牺牲阳极法采用镁合金、锌合金阳极材料,不需要外接电源,安装方便、维护简单,适合于短距离、小口径埋地管线及场站局部管段;强制电流法用外加直流电源提供保护电流,保护范围大、电流可调,适合于长距离、大口径、高腐蚀土壤环境的干线管线。运行过程中要定期检测保护电位,使管线电位保持在-850mV~-1100mV的保护范围内,防止过保护造成氢脆或者保护不足引起腐蚀。

### 4.3 化学防护技术

化学防护主要是通过加注缓蚀剂来实现的,在用管线内腐蚀控制方面具有用量小、见效快、操作灵活等特点,是场站介质腐蚀控制的重要技术。根据不同的腐蚀工况选择合适的缓蚀剂类型,CO<sub>2</sub>腐蚀为主的工况选咪唑啉类、酰胺类缓蚀剂,H<sub>2</sub>S腐蚀为主的工况选季铵盐类、炔醇类缓蚀剂,微生物腐蚀严重的管段选缓蚀杀菌复合型药剂。加注方式有连续加注和间歇加注两种,高腐蚀管段用连续精确加注,普通管段用定期间歇加注,监测缓蚀剂残余浓度和腐蚀速率,动态调节加注量,保证防护效果。另外定期进行管线清管作业,清除介质沉积物和腐蚀产物,破坏垢下腐蚀环境,配合缓蚀剂使用,可以大大提高防护效率。

### 4.4 微生物腐蚀专项防控

对于场站管线的微生物腐蚀问题,采取“杀菌+缓蚀+水质调节”综合防控措施,定期加入杀菌剂抑制硫酸盐还原菌等腐蚀微生物的繁殖,使细菌含量控制在标准范围内;改善采出水处理工艺,减少水中悬浮物和矿化度,破坏微生物生存环境;定时检测微生物含量和腐蚀速率,创建微生物腐蚀预警体系,防止微生物腐蚀出现大规模爆发。

## 5 油气田集输场站管线腐蚀技术管理体系构建

### 5.1 建立腐蚀风险分级管控机制

根据管线介质腐蚀性、运行压力、服役年限、环境条件等,将场站管线分为高、中、低三个风险等级,实行差异化的管理。高风险管段(高含硫、高压、服役时间大于10年)每月开展一次在线监测及专项检测,季度做一次全面检测;中风险管段每季度开展一次常规检测,每半年一次专项检测;低风险管段每半年一次常规检测,每年一次全面评价。创建腐蚀风险台账,记载腐蚀部位、腐蚀程度、检测数据、处理办法等信息,实行风险动态更新、闭环控制。

### 5.2 规范检测与防护技术操作规程

根据行业标准和场站实际情况,制定出详细的腐蚀检测、防护施工操作规程,对各种腐蚀检测技术的操作流程、数据判

读标准、检测周期进行规定,对防腐涂层施工、阴极保护安装、缓蚀剂加注等工艺参数进行规范,严格控制施工质量。对检测人员、运维人员进行专项培训,提升检测人员技术操作水平及隐患识别能力,保证检测数据准确、防护工艺合格。

### 5.3 完善运维巡检与隐患整改机制

实行日常巡检、专项巡检、定期检测相结合的运维方式,日常巡检主要检查管线防腐层有无破损、泄漏、锈蚀痕迹;专项巡检在雨季、冬季等特殊时期进行;定期检测按照风险等级执行。对排查出的腐蚀隐患建立整改台账,明确整改责任人、整改措施、整改时限,实行发现、评估、处置、复检、销号的闭环管理,防止隐患带病运行。另外建立腐蚀应急处置预案,对突发泄漏、开裂等事故做出应急处理的程序和措施,减少事故的危害。

### 5.4 智能化管理与数据化分析

依靠油气田数字化管理平台,创建管线腐蚀管理数据库,把检测数据,防护记录,运维台账,腐蚀速率等信息整合起来,达成数据可视化,查询方便的目的。利用大数据分析技术对腐蚀数据进行趋势分析,预测腐蚀的发展趋势,提前做好预防工作,从被动处理变为主动预防。逐步推进无人机巡检、人工智能图像识别、远程在线监测等智能化技术的应用来减少人工巡

检的工作量,提高管理效率与精确度。

### 5.5 强化全生命周期成本管控

统筹考虑管线建设、防腐、运维、修复的全生命周期成本,防止因为片面降低初期投入而造成后期运维成本急剧上升。新建管线选用性价比好的防腐方案,严格控制施工质量,延长服役时间;在用管线优先使用修复补强、缓蚀剂加注等低成本的防腐手段,降低管线更换频率;定期对腐蚀防控效果进行评价,改进技术方案,达到防控效果和经济效益双提高的目的。

## 6 结论

油气田集输场站管线腐蚀属于复杂的系统工程问题,腐蚀检测与防护要坚持精准检测、综合防护、科学管理的准则。经过对腐蚀成因和类型的梳理,选择合适的检测技术组合可以达到准确发现腐蚀隐患、动态监测的目的;使用材质改善、涂层保护、阴极保护、缓蚀剂添加等综合防护手段,可以有效地阻止腐蚀的发展;创建起全流程的技术管理体系,实行风险分级、规范操作、闭环控制,是保证管线长久安全运行的重要途径。后续要不断健全全生命周期管理机制,推进腐蚀控制同场站数字化生产深度融合,大幅度削减腐蚀风险,延长管线服役年限,给油气田安全、高效、绿色生产赋予有力支撑。

## 参考文献:

- [1] 石伟,魏巍.集气站管线腐蚀应对措施分析[J].内蒙古石油化工,2024,50(07):39-44.
- [2] 杨开利,张盼盼,蒲阳峰,等.陕北某气田集气站管线腐蚀机理研究[J].热加工工艺,2024,53(06):128-132+137.
- [3] 孙亮,王凯,李松喜,等.油田关键场站压力容器腐蚀现状及措施分析[J].中国石油和化工标准与质量,2022,42(09):25-26+29.
- [4] 赵盼婷,张建昌,王立涛,等.输油场站内工艺管线腐蚀原因分析及应对措施[J].石油化工应用,2022,41(04):63-67.
- [5] 马君.联合站管线的腐蚀与防护[J].全面腐蚀控制,2019,33(12):54-55+121.