

油气集输管道腐蚀检测与防护措施的应用研究

杜爽

濮阳市科洋化工有限公司 河南 濮阳 457001

【摘要】：油气集输管道长期处于含水、含硫、含二氧化碳及高矿化度介质环境中，腐蚀问题易导致管壁减薄、穿孔泄漏和安全风险增加。围绕缓蚀剂防护方向，分析油气集输管道腐蚀成因、腐蚀检测方法以及缓蚀剂应用要点，重点探讨缓蚀剂类型选择、投加浓度控制、现场适应性评价与防护效果监测。构建检测与防护协同机制，可提高腐蚀控制的针对性和连续性，为油气集输管道安全运行与防腐管理优化提供参考。

【关键词】：油气集输管道；腐蚀检测；缓蚀剂；腐蚀防护；安全运行

DOI:10.12417/2705-0998.26.07.087

引言

油气集输管道是油气田生产运输体系中的重要组成部分，运行环境复杂，介质中水分、酸性气体、盐类及微生物等因素易诱发局部腐蚀和电化学腐蚀。腐蚀不仅影响管道结构完整性，也会增加泄漏、停输和环境污染风险。缓蚀剂因施工便捷、适应性较强，在集输管道防腐中应用广泛。研究腐蚀检测与缓蚀剂防护措施的配合应用，有助于提升管道腐蚀控制水平。

1 油气集输管道腐蚀防控的运行基础

1.1 集输介质对管壁腐蚀的影响

油气集输管道输送介质具有多相混输特征，原油、天然气、采出水、泥砂及酸性气体共同作用于管壁，容易形成复杂的腐蚀环境。其中，氯离子半径较小、穿透能力较强，能够破坏金属表面原有氧化膜，使局部区域出现点蚀坑，并在流体冲刷下逐渐向深部扩展；二氧化碳气体可溶于水生成碳酸，使管壁表面形成酸性腐蚀环境，致使铁基体发生溶解反应，生成碳酸亚铁腐蚀产物膜，该产物膜在一定条件下能够隔绝铁基体与腐蚀介质，但在高流速、含砂冲刷或温压波动环境中容易剥落，导致新鲜金属表面反复暴露，进而加重腐蚀；硫化氢则容易诱发硫化物应力腐蚀和氢损伤，尤其在含水量较高、局部积液严重的低洼管段，腐蚀风险更加集中；加之，采出水中含有大量无机盐类，当矿化度升高时，介质导电性增强，管道内壁电化学腐蚀速度随之加快。同时，

另，集输管道内流体流态的变化也会影响腐蚀分布，在弯头、三通、变径管、阀门前后等部位易受紊流冲击影响，保护膜和沉积层稳定性较差，易形成冲刷腐蚀。且当油气集输管道停输或低流速运行时，管底积水、污泥沉积和微生物繁殖会造成垢下腐蚀、细菌腐蚀，使管壁减薄具有很强的隐蔽性和不均匀性。

1.2 腐蚀检测技术的现场应用

油气集输管道腐蚀检测需要结合管道运行状态、腐蚀类型和检测条件进行综合布置，现场常用壁厚检测、腐蚀挂片、电阻探针、线性极化电阻测试、漏磁检测和超声检测等方法，对

管壁减薄、局部腐蚀及腐蚀速率进行判断。超声测厚适用于在役管道外壁定点检测，可对弯头、焊缝、低洼积液段和历史腐蚀高发部位进行周期性复测，通过壁厚变化判断腐蚀发展趋势^[1]；腐蚀挂片能够模拟管道内壁金属材料在介质中的腐蚀状态，经过一定周期暴露后取出称重、观察表面形貌，可反映介质腐蚀性和缓蚀剂防护效果；电阻探针和线性极化探针具有连续监测优势，能够捕捉投药前后腐蚀速率变化，对缓蚀剂浓度调整具有较强参考价值；漏磁检测适用于长距离集输干线，可识别金属损失区域，适合发现大范围腐蚀减薄、沟槽状缺陷和疑似穿孔风险点。

现场应用过程中，检测点位布置应避免单纯随机选择，重点覆盖含水量高、流速突变、管径变化、沉积物易聚集和加药后混合不充分的管段。且检测数据不能只停留在单次结果记录，还需要与介质分析、运行压力、温度、含水率、缓蚀剂加注量等参数建立对应关系。若某一管段壁厚下降速度较快，但同一时期腐蚀挂片数据变化不明显，则可能存在局部积液、垢下腐蚀或流场异常等问题。

1.3 缓蚀剂防护方式的应用基础

缓蚀剂防护是油气集输管道内腐蚀控制中的常用方式，其核心在于通过药剂分子在金属表面吸附成膜，降低腐蚀介质与管壁直接接触的机会。油气集输系统中常用缓蚀剂多以咪唑啉类、季铵盐类、炔醇类、酰胺类及复配型缓蚀剂为主，不同类型药剂在成膜能力、耐高温性能、抗冲刷能力和介质适应性方面存在差异。具体性能对比如下表 1：

表 1 油气集输管道常用缓蚀剂性能对比

| 缓蚀剂类型 | 咪唑啉类 | 季铵盐类 | 炔醇类 | 酰胺类 | 复配型 (咪唑啉+炔醇) |
|---------------|--------|-------|--------|-------|-----------------|
| 成膜能力 | 强 | 中 | 中强 | 中等 | 强 |
| 耐高温范围 (°C) | 40~120 | 20~80 | 30~100 | 25~90 | 35~130 |
| 抗冲刷能力 | 较强 | 中等 | 强 | 中等 | 强 |

| 适用腐蚀环境 | CO ₂ 、Cl ⁻ 共存环境 | 低浓度H ₂ S、Cl ⁻ 环境 | 高流速、CO ₂ 腐蚀环境 | 低矿化度、弱酸性环境 | CO ₂ +H ₂ S+高Cl ⁻ 复杂环境 |
|--------|---------------------------------------|--|--------------------------|------------|---|
| 缓蚀率(%) | 85~95 | 75~88 | 82~93 | 70~85 | 90~98 |

含二氧化碳腐蚀环境中,缓蚀剂需要具备较强的吸附稳定性,能够在酸性水膜存在条件下维持保护膜完整;含硫化氢环境中,药剂还应考虑与硫化物腐蚀产物膜的相容性,避免因沉积膜疏松或局部破裂导致点蚀加重。缓蚀剂使用并非单纯增加投加量即可获得更好效果,浓度不足时保护膜难以连续覆盖,浓度过高则可能造成乳化、结垢加剧或药剂浪费,甚至影响油水分离效果。

现场加注方式通常包括连续加注和冲击加注,连续加注适用于腐蚀风险长期存在且流量稳定的管段,冲击加注多用于腐蚀活跃期、停输恢复运行或重点管段强化防护。药剂进入管道后需要具备良好的分散性,若加注点位置不合理或混合距离不足,缓蚀剂难以均匀覆盖管壁,低洼段、死角区和流速偏低区域仍可能发生局部腐蚀。

缓蚀剂防护效果评价应结合腐蚀速率、挂片形貌、残余药剂浓度、壁厚变化和运行参数进行判断。

2 缓蚀剂应用中的关键制约因素

2.1 缓蚀剂选型与工况适配不足

缓蚀剂选型需以集输管道介质组成、温压、含水率、流速、腐蚀类型及管材特性为依据,但现场仍存在依赖经验选药、室内评价不足、动态复核不及时等问题。油气集输介质随开发进程波动,采出液含水率及CO₂、H₂S、氯离子等含量均会变化,若仅依据单一介质或短周期挂片筛选药剂,易导致药剂性能与实际工况不匹配。

部分实验室缓蚀率高的药剂,现场应用中会受高矿化度、乳化体系、含砂冲刷等因素影响,出现分散差、吸附膜不稳定等问题。针对含硫、含二氧化碳或高氯离子等严苛腐蚀环境,缓蚀剂需具备优良的耐酸性、抗盐性和抗冲刷性能,选型不当易加剧局部点蚀、垢下腐蚀及焊缝附近腐蚀。同时,部分集输站场忽视药剂相容性,与破乳剂等其他化学药剂混用时易产生沉淀、有效组分失活等问题,导致防护效果不稳定,难以形成持续可靠的管壁保护。

2.2 投加浓度与加注制度不稳定

缓蚀剂投加效果与浓度控制、加注方式、加注周期和药剂分布状态密切相关。现场运行中,部分管道加注制度缺少与腐蚀速率和介质变化相匹配的调整机制,容易出现低剂量无效防护或高剂量浪费运行的情况。投加浓度偏低时,缓蚀剂分子难以在管壁表面形成连续保护膜,裸露金属区域仍会与含水酸性介质发生电化学反应;投加浓度偏高时,药剂过量并不一定提高缓蚀效果,反而可能影响油水分离、增加乳化倾向,使后续

处理环节负荷加重。

部分集输管道存在间歇加注、人工加注或泵量波动较大的情况,药剂进入管道后的浓度曲线不稳定,导致管壁保护膜经历反复形成、削弱和破坏的过程^[2]。同时加注点布置不合理也会影响防护覆盖范围,若加药位置距离腐蚀敏感管段较远,或缺少充分混合条件,药剂在流体中分布不均,弯头、低洼段、支线汇入口和流速突变区仍可能成为腐蚀集中区域。停输、启输、产液量突变及含水率升高阶段,对缓蚀剂需求量通常发生变化,若加注制度仍保持固定参数,难以及时适应腐蚀环境变化。

2.3 检测数据与防护管理脱节

腐蚀检测结果只有转化为防护决策,才能发挥管道安全管理价值。部分现场管理中,检测数据与缓蚀剂应用之间缺少有效联动,壁厚检测、挂片评价、探针监测、介质分析和药剂残余浓度记录分别由不同环节保存,数据之间未形成连续对比关系,导致腐蚀风险识别滞后。

单次检测结果能够反映某一时点的管壁状态,却难以解释腐蚀变化原因,若未与运行压力、温度、含水率、流速、药剂投加量和介质成分同步分析,容易出现只记录缺陷、不追踪诱因的管理问题。部分管段在检测中发现壁厚减薄后,仅采取临时补强或提高加药量的方式处理,缺少对腐蚀类型、流体分布、沉积物状态和药剂覆盖效果的综合判断。

检测周期不合理也会造成数据应用不足,周期过长时难以及时捕捉腐蚀加速阶段,周期过短却缺少重点分级,容易增加管理成本而无法提升防护精度。现场资料中还常见检测报告归档完整但反馈流程不清晰的情况,腐蚀异常点未能及时进入药剂筛选、加注参数调整和重点巡检清单。

3 腐蚀检测与缓蚀剂防护的协同优化

3.1 基于腐蚀检测结果的药剂筛选

基于腐蚀检测结果开展药剂筛选,应将管道实际腐蚀特征作为缓蚀剂评价的核心依据。壁厚测量、腐蚀挂片、探针监测、介质水质分析和腐蚀产物检测能够反映不同管段的腐蚀强度与腐蚀类型,为药剂选择提供针对性信息。

对于检测中表现为点蚀坑密集、局部减薄明显的管段,药剂筛选应重点考察成膜致密性和局部覆盖能力,避免缓蚀剂只降低平均腐蚀速率而无法控制点蚀扩展;对于含二氧化碳腐蚀占主导的管段,应关注药剂在酸性水膜环境下的吸附稳定性、耐温性和抗流体冲刷性能;对于硫化氢含量较高或腐蚀产物中硫化物比例较大的管段,药剂筛选需要兼顾缓蚀剂吸附膜与硫化物沉积层之间的相容性,防止保护膜结构松散造成局部失效。

室内筛选可采用动态失重实验、电化学测试和现场介质复

配实验,对不同药剂的缓蚀率、乳化倾向和配伍性进行比较。现场试用阶段则需结合挂片腐蚀速率、药剂残余浓度和管壁复测结果进行验证。

3.2 缓蚀剂投加参数的动态调整

缓蚀剂投加参数的动态调整应围绕腐蚀风险变化、介质组成变化和管道运行负荷变化展开。集输管道在不同生产阶段会出现含水率升高、酸性气体含量波动、流量变化及停启输频繁等情况,固定投加浓度难以长期适应腐蚀环境。

动态调整需要以腐蚀速率监测值、挂片评价结果、药剂残余浓度、产液含水率和水质分析数据为依据,建立投加量与腐蚀风险之间的对应关系^[3]。腐蚀速率升高而药剂残余浓度偏低时,应检查加注泵运行状态、药剂输送管线通畅性和加注点混合效果,并根据管段介质流量提高单位体积投加剂量;腐蚀速率稳定且残余浓度长期偏高时,可适度降低投加量,减少药剂浪费和对油水分离系统的影响。

对于启输初期、清管后、含水率快速上升或腐蚀敏感管段,可采用阶段性强化加注,使管壁表面在较短时间内重新形成保护膜。连续加注应保证泵量稳定、计量准确和药剂浓度均衡,避免间断供药造成保护膜反复破坏。加注参数还应结合管道流态进行调整,低流速积液管段需要关注药剂沉积分布和管底覆盖效果,高流速冲刷管段则应关注保护膜抗剥离性能^[4]。通过浓度、频次、泵量和加注位置的协同控制,可使缓蚀剂投加由经验式管理转向数据驱动管理。

3.3 防护成效评价与长效管理完善

防护成效评价需要从腐蚀速率控制、管壁状态变化、药剂利用效率和运行安全表现等方面进行综合判断。腐蚀挂片失重结果可用于评价周期内平均腐蚀水平,电化学探针数据能够反

映腐蚀速率的短期波动,超声测厚和漏磁检测结果则能判断管壁减薄是否得到控制。评价过程中应将不同检测手段的数据放在同一时间轴内进行比对,分析缓蚀剂投加前后腐蚀速率、壁厚变化、缺陷扩展和高风险点分布的变化情况。

药剂残余浓度检测可反映缓蚀剂在管道中的有效保留水平,若腐蚀速率下降但残余浓度过高,说明投加参数仍有优化空间;若残余浓度合格但局部腐蚀仍然明显,则需要排查药剂覆盖不足、沉积物屏蔽或流体分布异常等因素^[5]。

长效管理应建立管段分级制度,将低洼段、弯头、汇管、焊缝集中区、含水率高的支线列为重点对象,设置更高频次的检测和复核要求。缓蚀剂管理台账应记录药剂型号、批次、投加量、加注时间、检测结果、异常处理和复测情况,形成可追溯的防护链条。

对于防护效果不稳定的区域,应通过清管、排液、调整加注点、优化药剂配方和缩短检测周期等方式进行联合处理。长效管理的重点在于让检测、投药、复核和改进形成闭环,使缓蚀剂防护效果保持连续、稳定和可验证。

4 结语

油气集输管道腐蚀防护应以腐蚀检测为依据,以缓蚀剂科学选型、合理投加和动态管理为核心。集输介质复杂多变,腐蚀形态具有隐蔽性和局部性,单一防护方式难以满足长期安全运行需求。

完善检测点位布置、优化药剂筛选流程、调整投加参数并建立防护成效评价机制,可提高缓蚀剂应用的针对性和稳定性。将检测数据、运行参数和药剂管理相结合,有助于降低管壁减薄、穿孔泄漏等风险,提升油气集输系统腐蚀控制水平。

参考文献:

- [1] 李发根,付安庆,张正芳,等.油气集输用双金属复合管制造及应用技术现状与展望[J].石油管材与仪器,2026,12(01):1-7.
- [2] 王耀华,王聪,王帅.油气集输管道完整性检测与评价技术研究[J].中国石油和化工标准与质量,2025,45(18):48-50.
- [3] 王佳杰.提升油田油气集输效率的策略研究[J].石化技术,2025,32(09):374-376.
- [4] 刘军,李勇.油田集输管道腐蚀特性及防腐技术研究[J].石化技术,2025,32(07):105-107.
- [5] 骆正山,姚晴,骆济豪.内腐蚀下油气集输管道点蚀速率预测[J].河南科技学院学报(自然科学版),2025,53(04):82-90.