

油气集输管道内腐蚀影响因素及缓蚀技术研究

王浩 152722199508234935

摘要：油气集输管道是油田生产系统的核心组成部分，其内部腐蚀问题是威胁油田安全生产、增加运维成本的主要因素之一。本文结合油气集输管道的运行环境，系统分析了介质成分、环境参数、管道材质三类主要内腐蚀影响因素的作用机制，对比了当前常用的缓蚀防控技术的适用场景与优缺点，提出了针对性的优化应用建议，为油田集输管道腐蚀防控提供参考。

关键词：油气集输管道；内腐蚀；缓蚀技术；腐蚀防控

一、引言

油气集输过程需要通过管道将油井产出的原油、天然气输送至处理站场进行分离净化，产出介质本身通常含有水、二氧化碳、硫化氢、氯离子等多种腐蚀性组分，长期运行过程中管道内壁会持续发生腐蚀反应，轻则造成管道壁厚减薄、降低输送效率，重则引发穿孔泄漏，造成油气资源浪费、环境污染甚至安全事故。根据国内油田统计数据，集输管道约 80% 的故障停输由内腐蚀导致，年均因腐蚀造成的直接经济损失超过百亿元。因此，明确集输管道内腐蚀的核心影响因素，优化缓蚀技术应用方案，对保障油田集输系统稳定运行具有重要现实意义。

二、油气集输管道内腐蚀主要影响因素

2.1 介质组分影响

油气集输介质的腐蚀性组分是引发内腐蚀的核心诱因，其中最主要的是水、酸性气体和矿化离子。首先，产出介质中的游离水是腐蚀反应的必要媒介，只有当管道内壁形成连续水膜后，电化学腐蚀反应才能持续进行。通常情况下，油气含水率越高，越容易在管道底部形成积液，腐蚀风险越高；当含水率低于原油乳化所需临界值时，水相以乳化状态分散在油相中，不易形成连续水膜，腐蚀速率会明显降低。

其次，酸性气体中的 CO_2 和 H_2S 是最常见的腐蚀性组分： CO_2 溶于水后生成碳酸，会降低介质 pH 值，同时破坏管道内壁生成的钝化膜，引发均匀腐蚀或局部点蚀； H_2S 溶于水后会电离出氢离子，不仅会加速电化学腐蚀的阴极反应，还会引发氢脆，降低管道钢材的力学强度，增加管道开裂风险。当介质中同时存在

CO₂和 H₂S 时，两者会产生协同腐蚀效应，腐蚀速率远高于单一酸性气体的腐蚀速率之和。

最后，介质中的氯离子、硫酸根等离子会进一步加剧腐蚀：氯离子半径小、穿透性强，容易破坏钢材表面的腐蚀产物膜，加速局部点蚀的发展；高矿化度的水相还会增加介质的电导率，提升电化学腐蚀的反应速率。

2.2 运行环境参数影响

温度、压力和流速是影响腐蚀速率的主要运行参数。温度升高会加快腐蚀反应的电化学反应速率，同时会降低腐蚀产物膜的稳定性，当温度在 60-100℃ 区间时，CO₂腐蚀速率通常会达到峰值；若温度进一步升高，部分腐蚀产物会在管壁形成致密保护膜，腐蚀速率反而会有所下降。压力主要通过影响酸性气体的溶解度影响腐蚀，压力越高，CO₂、H₂S 在水中的溶解度越大，介质酸性越强，腐蚀速率越高。

流速对腐蚀的影响存在双向性：流速过低时，油水容易分层，管道底部长期积液会加剧腐蚀；流速过高时，介质中的固相杂质会冲刷管壁，破坏防腐层和腐蚀产物膜，引发冲刷腐蚀，加速腐蚀进程。此外，管道弯头、变径处等流场突变位置，更容易发生冲刷腐蚀，腐蚀速率是直管段的 3-5 倍。

2.3 管道材质与结构影响

管道钢材的成分和纯净度直接影响其耐蚀性能：普通碳钢的耐蚀性较差，在含 H₂S 的介质中容易发生硫化物应力开裂；添加铬、镍、钼等合金元素的耐腐蚀合金钢，能够在表面形成稳定的钝化膜，耐蚀性能明显提升，但成本远高于普通碳钢。此外，管道焊接部位的应力集中、材质晶粒变化，也会导致焊接部位的腐蚀速率高于母材，是内腐蚀穿孔的高发位置。

三、常用集输管道内腐蚀缓蚀技术

3.1 添加缓蚀剂技术

投加缓蚀剂是目前集输管道最常用的内腐蚀防控技术，其原理是通过缓蚀剂分子吸附在管道内壁，形成一层连续的防护膜，隔绝腐蚀性介质与管壁的接触，从而减缓腐蚀速率。按照作用机制可分为阳极型缓蚀剂、阴极型缓蚀剂和混合型缓蚀剂，目前油田常用的咪唑啉类缓蚀剂属于混合型缓蚀剂，防护效果好，对环境影响小，适用范围广。

缓蚀剂技术的优点是不需要改变管道结构，投资成本低，操作灵活，可根据

腐蚀风险调整加药量；缺点是需要持续投加，长期运行成本较高，加药不均匀可能会出现局部防护不到位的问题，且废水中的缓蚀剂残留会增加污水处理负荷。

3.2 内衬防腐技术

内衬防腐技术是在普通碳钢管道内壁加装防腐内衬，将腐蚀性介质与碳钢管壁隔绝，常用的内衬材料包括防腐涂料、玻璃钢、陶瓷内衬等。其中环氧树脂防腐涂料应用最为广泛，其附着力强、耐腐蚀性好，成本较低，适用于不同管径的管道；玻璃钢内衬的力学性能和耐蚀性更优，使用寿命可达 20 年以上，更适用于大管径、高腐蚀风险的集输管道。

内衬防腐技术的优点是一次施工后可长期发挥防护作用，长期运行成本低，不需要额外运维；缺点是施工难度较大，对于在役管道的内衬改造需要停输作业，影响生产，弯头、接口等位置的内衬施工质量不容易控制，容易出现脱落、破损等问题。

3.3 阴极保护技术

阴极保护技术是利用电化学腐蚀原理，将管道作为阴极，通过外加电流或牺牲阳极给管道提供电子，抑制钢材的阳极溶解反应，从而减缓腐蚀。对于油气集输管道，常用的是牺牲阳极阴极保护，主要适用于管道底部积液段的内腐蚀防控，通常可以与其他缓蚀技术联合使用，提升防护效果。

阴极保护技术的优点是不改变管道介质成分，不会对油气产品造成污染，防护效果稳定；缺点是仅对水相接触的管壁区域有效，气相区域防护效果差，需要定期检测保护电位，运维难度较高。

3.4 工艺优化缓蚀技术

工艺优化是从源头上降低腐蚀风险，主要包括脱水脱气、控制流速、加碱调节 pH 值等方式：通过在井口初步脱水脱气，降低集输管道中腐蚀性组分的含量；通过调整管道管径控制介质流速，避免流速过低引发积液或流速过高引发冲刷；通过投加碱性药剂调节介质 pH 值，降低介质酸性，减缓腐蚀反应。工艺优化的优点是从源头上降低腐蚀风险，不需要额外增加过多防护成本，缺点是受生产工艺限制，调整空间有限，无法完全消除腐蚀风险。

四、结论与建议

油气集输管道内腐蚀是介质组分、运行参数、管道材质共同作用的结果，不同区块、不同运行条件下的管道腐蚀特征存在明显差异，单一缓蚀技术无法满足

所有场景的防护需求。建议油田在实际防控过程中，首先对集输管道的腐蚀风险进行分级评价，明确核心影响因素，再选择适配的缓蚀技术组合：对于低腐蚀风险管道，可优先采用投加缓蚀剂结合工艺优化的方案，控制成本；对于高腐蚀风险的新建管道，优先采用内衬防腐结合阴极保护的方案，提升防护寿命；对于在役高风险管道，可采用缓蚀剂连续投加结合定期腐蚀检测的方案，在不影响生产的前提下保障运行安全。

参考文献

- [1] 赵国仙, 吕祥鸿, 王勇. 油气集输管道内腐蚀及防护技术研究进展[J]. 石油化工腐蚀与防护, 2018, 35(02): 1-5.
- [2] 白真权, 李鹤林, 刘道新. 酸性油气田管道腐蚀与防护[M]. 石油工业出版社, 2015.
- [3] 张智, 陈金伟, 李晶. CO₂-H₂S 共存环境下油气集输管道腐蚀速率预测模型研究[J]. 中国安全生产科学技术, 2020, 16(07): 5-11.