

Study on corrosion mechanism and protection technology of gathering and transportation pipeline in high sulfur gas field

Bingwei Zhang Dingjun Wang Tiange Wang Gang Wang Puqing He

China National Petroleum Corporation Changqing Oilfield Branch No.11 Oil Production Plant, Qingyang, Gansu, 745000, China

Abstract

In the development and utilization of high-sulfur gas fields, the corrosive effects of high-concentration H_2S gases pose a significant threat to gathering and transportation pipelines. Pipelines not only endure high-pressure and high-temperature conditions but also face the combined effects of hydrogen sulfide corrosion, carbon dioxide corrosion, and microbial-induced corrosion. This paper first analyzes the primary mechanisms of pipeline corrosion in high-sulfur gas fields, including hydrogen sulfide corrosion, CO_2 corrosion, stress corrosion cracking, and microbial-induced corrosion. It then explores protective strategies such as material selection, internal protective coatings, corrosion inhibitor injection, and online monitoring technology, and evaluates these technologies using real-world case studies. The study shows that adopting appropriate pipeline materials, optimizing anti-corrosion coating systems, and employing multi-dimensional monitoring methods can significantly slow down the corrosion rate and enhance system safety. The analysis and recommendations provided in this paper can serve as a reference for the long-term operation and maintenance of pipelines in high-sulfur gas fields, promoting the application and development of pipeline corrosion protection technology within the industry.

Keywords

high sulfur gas field; gathering and transportation pipeline; hydrogen sulfide corrosion; protection technology; corrosion inhibitor; online monitoring

高含硫气田集输管道腐蚀机理与防护技术研究

张秉伟 王定军 王天阁 王刚 贺普青

中国石油天然气集团公司长庆油田分公司第十一采油厂, 中国·甘肃 庆阳 745000

摘 要

在高含硫气田的开发利用过程中, 地下高浓度 H_2S 气体对集输管道的腐蚀形成巨大威胁。管道在输送过程中不仅承受高压高温工况, 还要面对硫化氢腐蚀、二氧化碳腐蚀及微生物诱导腐蚀等多重腐蚀机理的耦合作用。本文首先分析了高含硫气田管道腐蚀的主要机理, 包括硫化氢腐蚀、 CO_2 腐蚀、应力腐蚀开裂和微生物诱导腐蚀等; 随后探讨了管道材料选择、内防护涂层、缓蚀剂注入和在线监测技术等防护策略, 并结合现场实际案例对各项技术进行评价。研究结果表明, 采取合理的管道材料、优化防腐涂层体系以及多维度监测手段, 能够显著延缓管道腐蚀速率, 提高系统运行安全性。本文的分析与建议可为高含硫气田管道的长效运行和维护提供参考, 推动管道腐蚀防护技术在行业内的应用与发展。

关键词

高含硫气田; 集输管道; 硫化氢腐蚀; 防护技术; 缓蚀剂; 在线监测

1 引言

高含硫气田储量丰富, 但高浓度硫化氢导致集输管道电化学腐蚀, 加速壁厚减薄并引发点蚀、裂纹, 严重威胁输气安全与经济效益。尽管已有针对 H_2S 或 CO_2 腐蚀的研究, 高含硫环境下腐蚀常为硫化氢、二氧化碳、应力腐蚀和微生物诱导腐蚀等多因素叠加作用, 防护需更加系统全面。虽然材料选择、涂层、防腐剂与在线监测各具优势, 但各自为政、缺少一体化综合解决方案, 难以满足现场复杂工况下的长期

稳定需求。本文将深入分析高含硫气田集输管道的耦合腐蚀机理, 结合现场实践提出综合防护路径, 包括耐腐蚀材料优化、先进涂层技术选型、缓蚀剂注入策略及智能在线监测与检测, 以及施工工艺优化、预防性维护计划和应急预案等, 为气田长输管网的安全稳定运行提供全面、科学的参考与技术支持。

2 腐蚀机理分析

2.1 硫化氢腐

硫化氢 (H_2S) 是高含硫气田集输介质中最主要的腐蚀因子之一, 在水相环境中会电离产生 HS^- 与 S^{2-} 等阴离子, 这些带电离子与金属材料发生一系列电化学反应, 从而引

【作者简介】张秉伟 (1992-), 男, 中国宁夏固原人, 本科, 工程师, 从事石油工程研究。

发金属表面溶解并生成硫化铁等腐蚀产物。具体而言,金属表面首先发生阳极反应,金属(Fe)被氧化为 Fe^{2+} ,随后与 HS^- 、 S^{2-} 等阴离子结合,沉积形成 FeS 、 FeS_2 等硫化物薄膜。这类硫化物膜虽然在某些条件下能够暂时提供一定的屏蔽保护作用,但在流体动力和介质成分的持续作用下,该膜不稳定且易剥落,一旦剥落就重新暴露金属基体,使局部区域的腐蚀循环加速,导致严重的点蚀和穿孔。硫化氢腐蚀具有极强的局部腐蚀能力,尤其在临界含水量环境中,水膜的存在为阴极反应提供了媒介,使腐蚀过程更加活跃,从而形成微观孔洞和深度点蚀坑,进而促成应力腐蚀裂纹的产生和扩展。除此之外,温度、pH值以及流速等环境因素对硫化氢腐蚀速率具有显著影响:当温度升高,介质的化学反应速率加快,导致腐蚀产物膜更快地剥落并重新暴露金属;在低pH环境中,由于酸度增强,氢离子浓度增高,使得阴极反应更为剧烈,腐蚀速率显著上升;而流速过高时,腐蚀产物膜难以在金属表面稳定附着,导致金属基体长期暴露于含硫介质中,加速了持续腐蚀。考虑到上述因素,对于高含硫气田的集输管道而言,必须深入剖析硫化氢腐蚀机理,综合衡量温度、pH、流速和含水量等变量的影响,并在材料选择、涂层设计及操作管理等方面制定有针对性的防护措施,以延缓腐蚀进程并确保管道安全运行。^[1]

2.2 二氧化碳腐蚀

二氧化碳(CO_2)在高含硫气田的环境中与硫化氢共存,进一步加剧了腐蚀复杂性。在气田水中, CO_2 溶解后形成碳酸(H_2CO_3),其电离生成 H^+ 与 HCO_3^- ,导致介质酸性增强。金属表面在该酸性介质中发生阳极氧化反应, $\text{Fe} \rightarrow \text{Fe}^{2+} + 2\text{e}^-$;而阴极反应则以 H^+ 或 HCO_3^- 为反应物,促进氢析出或生成更多碳酸根等离子存在,使得腐蚀过程持续进行。 CO_2 腐蚀在中低温环境中尤为严重,因为在该温度范围内难以形成稳定的碳酸盐保护膜,导致金属表面持续被介质侵蚀。若温度过低,碳酸盐膜形成较缓慢;若温度适中,碳酸膜虽形成但强度不够,一旦膜层破裂或剥离,就重新暴露金属基体,加速腐蚀速率。更为复杂的是,高含硫气田往往同时存在 CO_2 和 H_2S ,二者在流体动力学和化学反应层面相互耦合,使得腐蚀机理呈现“共蚀”特征。在这一耦合腐蚀环境中, CO_2 腐蚀与 H_2S 腐蚀的协同效应主要表现为酸性介质的进一步强化与腐蚀产物膜的不稳定性: CO_2 溶解降低了介质pH,而 H_2S 腐蚀产物如 FeS 等薄膜在碳酸盐膜的作用下更易剥落,导致金属表面每每失去防护,形成恶性循环。因此,针对高含硫气田集输管道的腐蚀防护设计,必须全面考虑二氧化碳与硫化氢的双介质耦合作用,并通过严格控制流体温度、pH及含硫浓度等参数,同时结合内防护涂层与缓蚀剂技术,实现对耦合腐蚀机理的系统防范。^[2]

2.3 应力腐蚀开裂与微生物诱导腐蚀

在高含硫气田集输管道中,除了化学腐蚀,SCC与MIC也是关键破坏途径。SCC发生于焊缝、接头等应力集

中区,硫化氢渗透后改变金属晶格,降低韧性,在外部拉应力或残余应力作用下,裂纹迅速扩展, CO_2 存在时又加速保护膜剥离。MIC则由硫酸盐还原菌(SRB)在厌氧状态下生成硫化氢并形成生物膜,使局部pH下降、生物有机酸产生,促进点蚀与穿孔。SCC、MIC与化学腐蚀常并行,使腐蚀形态涵盖沿晶腐蚀、枝晶裂纹、深度点蚀等多种形式。综合防护需降低残余应力、优化焊接工艺、选用抗氢脆高韧性材料,并定期检测与清洗管道内壁,结合投加杀菌剂或生物抑制剂,以减少微生物繁殖,实现多层次综合防护。深入研究SCC与MIC机理,对制定有效防护对策至关重要。

3 防护技术措施

3.1 材料选择与管道设计

管材选择是防止高含硫气田集输管道腐蚀的首要环节。常用的低合金高强度钢以及奥氏体不锈钢在耐硫化氢、二氧化碳腐蚀方面具有不同的性能优势。合金元素(如铬、镍、钼)的合理配比可显著提高耐腐蚀能力。同时,管道壁厚和焊接工艺应考虑腐蚀裕度,确保在腐蚀速率一定程度上仍能保持足够的剩余强度。设计过程中需综合考虑管道长度、压力、流速和含水量等参数,在确保经济性的基础上,通过有限元分析等方法评估应力分布,避免应力集中区。对于高硫环境下高压管道,还可采用内衬复合材料技术,在金属基体内部添加惰性物质层,减少金属表面直接接触腐蚀介质的机会。^[3]

3.2 内防护涂层与外防护措施

常见的内防护涂层有环氧树脂、聚乙烯和聚丙烯等高分子材料,能够有效隔绝管道金属表面与腐蚀介质的接触。但内涂层的选择和施工质量直接影响防护效果。涂层应具备良好的附着力、耐温性能和机械强度,同时适应高压气体环境。定期检测涂层厚度与完好性,是保证长期防护的重要环节。外防护方面,通过涂覆环氧粉末或热缩套管,以及安装阴极保护系统(如牺牲阳极或外加电流阴极保护),可以对管道外壁进行全面防护。阴极保护系统需根据管道埋深、土壤电阻率及环境类型等条件进行设计,确保在不同工况下均能有效发挥保护作用。

3.3 缓蚀剂的应用与在线注入技术

缓蚀剂通过吸附在金属表面形成保护膜,从而抑制腐蚀反应。针对高含硫、高 CO_2 环境,可以采用双组分混合缓蚀剂,通过阳离子型和阴离子型缓蚀剂的协同作用,提高防腐效率。在输气过程中,通过在线注入系统将缓蚀剂持续注入管道介质,并结合实时监测数据自动调节注入量,可有效维持管道内保护液膜的完整性,降低腐蚀速率。缓蚀剂的使用需充分考虑温度、流速、介质成分等因素,定期进行效果评估与调整,以确保缓蚀剂在不同生产阶段保持最佳防护水平。

4 在线监测与检测技术

4.1 实时监测系统

在线监测是实现管道腐蚀风险管控的重要手段。基于

物联网技术的在线监测系统,可将腐蚀速率、介质成分、压力、温度等数据实时传输至中央监控平台,通过大数据与人工智能算法进行分析与预警。监测设备包括电化学阻抗技术传感器、线性极化电阻(LPR)传感器及腐蚀速率传感器等,能够检测管道内不同位置的腐蚀速率,为维护决策提供数据支持。同时,监测系统可与缓蚀剂注入系统联动,实现协同控制。^[4]

4.2 定期检测与评估

除在线监测外,定期检测仍是管道健康管理不可或缺的手段。常见检测技术包括清管器检测(智能球检测)、超声波测厚、磁通泄漏检测及内窥镜检测等。清管器(smart pig)能够沿管道运动,检测壁厚变化、腐蚀缺陷和裂纹,并向维护中心回传详细数据。超声波测厚技术则可对特定区域进行精准测量,评估涂层完好性及金属厚度损失情况。磁通泄漏检测适用于检测内外涂层脱落处的金属缺陷。结合多种检测手段,可以形成全面的损伤评估报告,为后续修复和维护提供依据。

4.3 数据分析与预警模型构建

在线监测与定期检测获取的大量数据,需要通过科学的数据分析方法进行处理。可通过建立基于机器学习或物理模型的腐蚀预测模型,对未来腐蚀趋势进行预测,并结合历史数据与现场工况,确定关键风险点。通过模型预警,及时制定维修或更换计划,可有效降低突发泄漏事故风险。此外,模型还可对管道管线的全生命周期进行动态管理,为企业节约运营成本。

5 案例分析与应用效果评估

5.1 某高含硫气田管线腐蚀现状

以某高含硫气田集输管网为例,该项目总长约200公里,平均H₂S含量达3%以上。在使用传统碳钢管材和常规防腐措施后,管道运行三年内发生多次局部点蚀和裂纹。经过现场调查,发现硫化氢腐蚀速率在20~50 mm/a之间,且CO₂含量对腐蚀速率影响显著,局部温度升高时腐蚀产物剥离严重,管壁壁厚局部减薄超出设计安全范围。

5.2 综合防护技术应用效果

针对上述问题,项目团队首先更换为低合金高强度钢并内涂双组分环氧粉末涂层,同时在关键节点安装在线监测

传感器,并建立实时监控系统。定期使用清管器进行缺陷检测,并根据监测数据优化缓蚀剂配方与注入量。经过三年运行,现场监测数据显示管道内壁腐蚀速率降至5 mm/a以下,点蚀缺陷得到有效抑制,管道整体壁厚保持在设计范围内,管线运行稳定性和安全性显著提升。通过案例验证,综合防护技术能够实现经济效益与环境效益双赢。^[5]

5.3 经验总结

本案例表明,多层次综合防护技术的实施效果显著。材料选择与涂层防护为基础,在线监测与缓蚀剂联动为关键,定期检测与数据分析为保障,各项措施相辅相成,实现了高含硫气田集输管道的有效防护。这一经验可为其他高含硫气田管线的设计与维护提供参考。

6 结语

高含硫气田集输管道面临复杂多重腐蚀机理的挑战,单一防护技术往往难以满足长期安全运行需求。通过对硫化氢腐蚀、CO₂腐蚀、应力腐蚀开裂和微生物诱导腐蚀等机理的系统分析,结合材料选择、内外防护、缓蚀剂注入及在线监测等多种技术手段,可以构建立体化的管道防护体系。案例实践证明,综合防护技术能够显著降低管道腐蚀速率,增强腐蚀风险可控性,延长设备寿命。未来,随着数字化技术、人工智能及新型材料的发展,管道防护将更加精准和高效,实现经济效益与环境保护的协同共赢。希望本文所提出的研究成果与实践经验能够为高含硫气田管道建设和维护提供借鉴,推动行业技术进步和安全发展。

参考文献

- [1] 吴益名,周江辉.酸性气田腐蚀防护研究进展[J].化学工程与装备,2024,(05):157-160.DOI:10.19566/j.cnki.cn35-1285/tq.2024.05.004.
- [2] 杨力,秦红梅,谢添一,等.高含硫气田集输SCADA安全评估方法[J].西南石油大学学报(自然科学版),2024,46(03):117-129.
- [3] 黄希.含硫天然气集输过程颗粒沉积机理与控制[J].内蒙古石油化工,2024,50(02):50-53.
- [4] 袁运栋,韩建强,余春浩,等.高含硫气田集输系统硫沉积机理及非介入式检测技术[J].当代化工,2024,53(01):217-220.DOI:10.13840/j.cnki.cn21-1457/tq.2024.01.028.
- [5] 张明彦.聚焦发展新质生产力打造中国石油“特高含硫气田”品牌[J].中国石油企业,2024,(05):53-55.