

# 高温高压油气输送管道材料腐蚀机制分析

傅小龙 冯禹铭 (国家管网集团西南管道有限责任公司重庆输油气分公司, 重庆 401120)

**摘要:** 本文以高温高压油气输送管道常用材料(碳钢、低合金钢及耐蚀合金)为研究主体, 全面剖析管道腐蚀的主要类型, 深入挖掘不同腐蚀类型的形成机理, 梳理温度、压力、输送介质、管道材质及环境因素对腐蚀过程的影响规律, 总结腐蚀机制的各类研究方法, 结合工程实际构建针对性防控方案, 为高温高压油气输送管道的腐蚀防控、寿命预测及安全运行提供理论依据与实践指导。

**关键词:** 高温高压; 油气输送管道; 腐蚀机制

中图分类号: TE988.2 文献标识码: A 文章编号: 1674-5167(2026)012-0157-03

## Analysis of Corrosion Mechanism of High Temperature and High Pressure Oil and Gas Transportation Pipeline Materials

FuXiaolong FengYuming (Chongqing Oil and Gas Transportation Branch, Southwest Pipeline Co., Ltd., State Grid Group, Chongqing 401120, China)

**Abstract:** This article takes commonly used materials for high-temperature and high-pressure oil and gas transmission pipelines (carbon steel, low-alloy steel, and corrosion-resistant alloys) as the research subject, comprehensively analyzes the main types of pipeline corrosion, deeply explores the formation mechanism of different corrosion types, sorts out the influence laws of temperature, pressure, transmission medium, pipeline material, and environmental factors on the corrosion process, summarizes various research methods for corrosion mechanism, and constructs targeted prevention and control plans based on engineering practice, providing theoretical basis and practical guidance for corrosion prevention and control, life prediction, and safe operation of high-temperature and high-pressure oil and gas transmission pipelines.

**Keywords:** high temperature and high pressure; Oil and gas transmission pipelines; Corrosion mechanism

我国油气资源勘探开发正逐步向深层、超深层领域拓展, 油气输送工况随之呈现高温、高压、高含硫、高含 CO<sub>2</sub> 的鲜明特征, 对输送管道的安全性与耐腐蚀性提出了更为严苛的标准。高温高压油气输送管道长期处于复杂严苛的服役环境中, 输送介质常含有 CO<sub>2</sub>、H<sub>2</sub>S、Cl<sup>-</sup>、水分及有机酸等腐蚀性组分, 加之通常超过 100℃ 的高温与 10MPa 以上的高压极端工况, 管道材料易产生腐蚀损伤, 具体表现为壁厚减薄、力学性能衰减, 严重时还会出现腐蚀穿孔、开裂等失效现象。相关统计数据显示, 全球范围内由腐蚀引发的油气管道失效事故, 占管道总失效事故的 40% 以上, 我国部分老旧高温高压油气管道的腐蚀失效问题更为突出, 对能源输送安全与生态环境构成极大威胁。

### 1 高温高压油气输送管道常用材料及腐蚀概述

#### 1.1 常用管道材料

高温高压油气输送管道需同时满足高强度、高韧性与一定耐腐蚀性的要求, 当前工业领域应用的管道材料主要分为碳钢、低合金钢及耐蚀合金三大类。碳钢因成本低廉、加工性能良好, 被广泛应用于中低温、中低压油气输送管道, 但其耐腐蚀性较弱, 在高温高压、高含腐蚀性组分的工况环境中易发生严重腐蚀; 低合金钢(如 X70、X80 级管线钢)通过添加 Cr、Ni、Mo 等合金元素, 显著改善了材料的强度与耐腐蚀

性, 成为当前高温高压油气输送管道的主流用材, 可适应 100–200℃、10–30MPa 的工况条件, 但其在高含 H<sub>2</sub>S、高 Cl<sup>-</sup> 的介质环境中, 仍存在应力腐蚀开裂的风险; 耐蚀合金(如双相不锈钢、镍基合金)含有较高比例的 Cr、Ni、Mo 等元素, 耐腐蚀性极为出色, 可适应 200℃ 以上、30MPa 以上的极端高温高压工况及高含硫、高含 CO<sub>2</sub> 的腐蚀环境, 但其成本偏高, 仅应用于腐蚀环境极为严苛的关键管段(如深海油气输送管道、高含硫气田输送管道)。

#### 1.2 腐蚀概述

高温高压工况会显著加速管道腐蚀进程: 高温能够提高腐蚀反应的速率, 降低腐蚀产物膜的稳定性, 促进腐蚀性组分的扩散与反应进行; 高压可增加介质中腐蚀性气体(如 CO<sub>2</sub>、H<sub>2</sub>S)的溶解度, 增强腐蚀介质的腐蚀能力, 同时加剧管道材料的应力状态, 诱发应力腐蚀开裂与氢致损伤。输送介质中的 Cl<sup>-</sup>、水分、有机酸等组分, 会破坏管道材料表面的钝化膜, 推动腐蚀反应持续推进, 多种腐蚀类型的协同作用, 会进一步缩短管道的服役寿命。

## 2 高温高压油气输送管道材料主要腐蚀类型及形成机制

### 2.1 电化学腐蚀机制

电化学腐蚀是高温高压油气输送管道中最为常见

的腐蚀类型之一，其本质是管道材料（阳极）与腐蚀介质（电解质溶液）发生氧化还原反应，形成原电池结构，最终导致材料逐步溶解损耗。高温高压油气输送管道的输送介质中，通常含有水分、 $\text{CO}_2$ 、 $\text{H}_2\text{S}$ 、 $\text{Cl}^-$ 等组分，这些组分可形成稳定的电解质溶液，管道材料表面因化学成分不均、微观结构差异（如晶粒大小、相组成不同）或表面缺陷（如划痕、氧化皮破损），会形成大量微小原电池，阳极发生氧化反应，阴极发生还原反应，持续的电极反应推动管道材料发生腐蚀失效。

## 2.2 高温氧化腐蚀机制

高温氧化腐蚀是高温高压油气输送管道在高温环境下发生的另一类主要腐蚀类型，其本质是管道材料与输送介质中的氧气、水蒸气等发生氧化反应，形成氧化产物膜，当氧化产物膜无法发挥有效保护作用时，材料会持续发生氧化损耗。高温高压油气输送管道中，即便输送介质为天然气，也会含有微量氧气，原油输送过程中因混入空气同样会含有一定量氧气。

## 2.3 应力腐蚀开裂机制

应力腐蚀开裂（SCC）是高温高压油气输送管道中最具危险性的腐蚀类型之一，其本质是管道材料在腐蚀介质与拉应力的协同作用下，发生脆性开裂失效，具有隐蔽性强、发展速度快、破坏力大的特点，一旦发生应力腐蚀开裂，会快速导致管道断裂，引发重大安全事故。高温高压油气输送管道中，拉应力主要来源于管道安装过程中产生的残余应力、管道内压产生的工作应力及温度变化产生的热应力，腐蚀介质主要为含有 $\text{H}_2\text{S}$ 、 $\text{CO}_2$ 、 $\text{Cl}^-$ 等组分的电解质溶液，拉应力与腐蚀介质的协同作用，会诱发管道材料的应力腐蚀开裂。

## 3 影响高温高压油气输送管道材料腐蚀的主要因素

### 3.1 管道材质因素

管道材质是影响腐蚀速率与腐蚀类型的核心因素，其化学成分、微观结构、力学性能及表面状态等，直接决定着材料的耐腐蚀性能。化学成分方面，碳钢中Fe含量较高，耐腐蚀性较差，易发生电化学腐蚀与高温氧化腐蚀；低合金钢中添加的Cr、Ni、Mo等合金元素，可提升材料的耐腐蚀性，Cr可形成致密的钝化膜，Ni可增强材料的韧性与耐氢致损伤能力，Mo可强化材料的耐 $\text{Cl}^-$ 腐蚀与耐 $\text{H}_2\text{S}$ 腐蚀能力；耐蚀合金中高含量的Cr、Ni、Mo等元素，可形成稳定、致密的钝化膜，显著提升材料的耐腐蚀性。微观结构方面，晶粒细小、组织均匀的材料，耐腐蚀性优于晶粒粗大、组织不均的材料，晶粒细小可增加腐蚀产物

膜的致密性，减少材料内部的缺陷，降低腐蚀介质的渗透速率；材料中的相组成同样会影响耐腐蚀性，例如双相不锈钢中的铁素体相与奥氏体相比比例适宜时，具备良好的耐应力腐蚀开裂与耐局部腐蚀性能，而单相不锈钢的耐腐蚀性相对较差。表面状态方面，管道材料表面的氧化皮、划痕、焊接缺陷等，会破坏表面的完整性，形成局部腐蚀电池，加速腐蚀进程；表面经过钝化处理、涂层防护的材料，可形成有效的防护层，减缓腐蚀速率。

### 3.2 工况条件因素

高温高压油气输气管道的运行工况（温度、压力）是影响管道腐蚀进程的重要外在因素，温度和压力的升高将大幅加快腐蚀进程。在温度方面，温度升高可使腐蚀反应速率常数增加，电极反应速率加快，同时腐蚀产物膜稳定性下降，加速腐蚀产物膜的破碎和脱落。此外，随着温度升高，腐蚀介质中 $\text{CO}$ 、 $\text{H}_2\text{O}$ 等腐蚀性气体的溶解度增大，腐蚀介质腐蚀加剧，且温度升高会加速氢原子扩散，加剧氢致损伤和应力腐蚀开裂。

一般情况下，温度每增加 $10^\circ\text{C}$ ，腐蚀速度就会增加1~2倍，超过 $120^\circ\text{C}$ 则会加速腐蚀。压力方面，压力增加会使介质中 $\text{CO}$ 、 $\text{H}_2\text{O}$ 等腐蚀性气体溶解度增加，导致腐蚀介质中 $\text{H}^+$ 浓度增加，加快电化学腐蚀速率；压强增加了管线内的工作应力，加剧了应力腐蚀和氢致损伤；此外，压力的增加还会使介质密度和流速增大，从而加剧了冲刷腐蚀。当压力超过15 MPa时，腐蚀性气体溶解度显著增加，腐蚀速度显著加快，应力腐蚀开裂风险增加。

### 3.3 输送介质因素

输送介质的成分与性质，是决定管道腐蚀类型与腐蚀速率的关键因素，高温高压油气输送管道的输送介质中，腐蚀性组分的种类与含量，直接影响腐蚀机制与腐蚀程度。主要腐蚀性组分包括水分、 $\text{CO}_2$ 、 $\text{H}_2\text{S}$ 、 $\text{Cl}^-$ 、有机酸及固体颗粒等。水分是电化学腐蚀发生的必要前提，缺乏水分时，电化学腐蚀无法发生，水分含量越高，腐蚀介质的导电性越好，电化学腐蚀速率越快。

同时，水分会与 $\text{CO}_2$ 、 $\text{H}_2\text{S}$ 结合形成腐蚀性溶液，加重腐蚀进程，此外，水分会为微生物的繁殖提供条件，引发微生物腐蚀。

通常情况下，介质中的水分含量高于0.1%时，会发生明显的电化学腐蚀。 $\text{CO}_2$ 与 $\text{H}_2\text{S}$ 是输送介质中最主要的腐蚀性气体，其含量越高，腐蚀速率越快。 $\text{CO}_2$ 含量升高会增加碳酸的浓度，提高 $\text{H}^+$ 浓度，加速电化学腐蚀与 $\text{CO}_2$ 应力腐蚀开裂； $\text{H}_2\text{S}$ 含量升高会

增加氢硫酸的浓度, 加快阳极溶解速率, 同时增加氢原子的生成量, 加重氢致损伤与  $H_2S$  应力腐蚀开裂。  $CO_2$  含量高于 5% 或  $H_2S$  含量高于 0.01% 时, 管道腐蚀风险会显著提升。  $Cl^-$  是诱发局部腐蚀的主要组分, 其浓度越高, 局部腐蚀 (点蚀、缝隙腐蚀、应力腐蚀开裂) 的风险越大。

### 3.4 环境因素

高温高压油气输送管道的外部环境因素, 同样会对管道腐蚀产生一定影响, 主要包括土壤环境、大气环境及地下水环境等。对于埋地高温高压油气输送管道, 土壤环境的影响最为显著, 土壤的酸碱度、含水量、含盐量、电阻率等, 都会影响管道的腐蚀速率。酸性土壤 ( $pH < 7$ ) 的腐蚀性较强, 会加速电化学腐蚀; 土壤含水量越高、含盐量越高, 土壤的导电性越好, 腐蚀速率越快; 土壤电阻率越低, 腐蚀电流越大, 腐蚀速率越快。

大气环境中的氧气、水分、污染物等, 会对架空高温高压油气输送管道产生腐蚀作用, 大气中的氧气与水分结合, 会导致管道表面发生电化学腐蚀与高温氧化腐蚀; 大气中的污染物 (如  $SO_2$ 、 $NO_2$ ) 会溶解于水中, 形成酸性溶液, 加重腐蚀进程。地下水环境中的  $Cl^-$ 、 $SO_4^{2-}$  等腐蚀性组分, 会对埋地管道产生腐蚀作用。

## 4 高温高压油气输送管道腐蚀机制的研究方法

### 4.1 实验室模拟研究方法

高温高压腐蚀挂片试验是最基础的腐蚀模拟试验方法, 将管道材料试样悬挂于高温高压腐蚀反应釜中, 模拟实际输送介质与工况条件, 经过一定时间的腐蚀试验后, 通过称重法计算腐蚀速率, 采用金相显微镜、扫描电子显微镜 (SEM) 观察腐蚀形态, 采用 X 射线衍射仪 (XRD) 分析腐蚀产物的组成, 探究腐蚀类型与形成机制。该方法可直观反映管道材料在高温高压工况下的腐蚀行为, 适用于不同材质、不同工况、不同介质条件下的腐蚀对比研究。电化学测试试验主要用于探究电化学腐蚀机制, 常用的测试方法有极化曲线法、EIS 法、线性极化电阻法等。

极化曲线试验主要是对阳极和阴极的极化曲线进行分析, 以确定腐蚀反应的种类、电流密度和腐蚀电位, 从而研究电化学腐蚀的反应历程。通过交流阻抗谱分析, 获取腐蚀产物膜厚度、致密度、阻抗参数等参数, 揭示腐蚀产物膜的演化规律和电化学腐蚀机理。线性极化电阻法可以快速地计算出腐蚀速度, 为实时监控和评价腐蚀速度提供了一种新的方法。应力腐蚀开裂试验是研究应力腐蚀开裂机理的常用测试手段, 常用的测试方法有: 慢应变率拉伸试验、恒载法等。本项目拟采用慢速拉伸方法, 在高温、高压腐蚀介质

中施加低应变速率的拉伸试验, 观测材料的裂纹扩展行为, 分析应力 - 腐蚀介质的协同作用机理。恒载荷试验是在高温、高压腐蚀介质中施加恒定拉伸应力, 连续观测试件的破坏时间和裂纹形貌, 评价应力腐蚀开裂的敏感性。

### 4.2 现场检测研究方法

超声波检测主要用于检测管道的壁厚减薄情况, 通过超声波探头向管道内壁发射超声波, 超声波在管道壁中传播, 遇到腐蚀坑、壁厚减薄区域时, 超声波的反射信号会发生变化, 通过分析反射信号, 可确定管道的壁厚、腐蚀坑的位置与深度, 评估全面腐蚀与局部腐蚀的程度。

该方法具备检测速度快、灵敏度高、非破坏性等优势, 是高温高压油气管道腐蚀检测的最常用方法。射线检测主要用于检测管道的焊接接头处的腐蚀开裂与焊接缺陷, 通过射线穿透管道焊接接头, 形成射线图像, 分析射线图像, 可确定焊接接头处的裂纹、气孔、未焊透等缺陷, 同时可检测焊接接头处的腐蚀程度。

磁粉检测与渗透检测主要用于检测管道表面与近表面的腐蚀裂纹, 适用于检测应力腐蚀开裂、氢致开裂等表面裂纹缺陷。腐蚀探针检测用于实时监测管道内壁的腐蚀速率, 将腐蚀探针安装在管道内壁, 与管道材料同步腐蚀, 通过测量探针的腐蚀损耗量, 计算腐蚀速率, 实时监控管道的腐蚀状态。

综上所述, 管道材料的腐蚀, 是材质、工况、介质及环境多因素耦合作用下的复杂物理化学过程, 腐蚀类型多样且机制复杂。电化学腐蚀、高温氧化腐蚀、应力腐蚀开裂及氢致损伤是管道的主要腐蚀类型, 其中应力腐蚀开裂与氢致损伤具有极强的危险性, 是引发管道突发失效的主要原因。管道材质、工况条件、输送介质及环境因素是影响腐蚀的主要因素, 管道材质的化学成分与微观结构决定材料的耐腐蚀性, 高温高压加速腐蚀进程, 介质中的腐蚀性组分决定腐蚀类型与速率, 外部环境因素加重腐蚀损伤。

### 参考文献:

- [1] 董嘉琪.  $CO_2$  管道输送技术的现状、挑战与发展前景 [J]. 现代化工, 2025, 45(S2): 98-102+107.
- [2] 高静. 油气输送管道腐蚀原因分析及防治措施研究 [J]. 中国石油和化工标准与质量, 2025, 45(13): 31-33.
- [3] 梁晓燕. 油气输送管道防腐技术的现状与应用 [J]. 中国石油和化工标准与质量, 2024, 44(13): 175-177.
- [4] 王春妮. 油气集输管道失效机制及智能预警方法研究 [D]. 陕西: 西安石油大学, 2024.
- [5] 李晶. 抗硫化氢应力腐蚀管线钢组织性能控制与腐蚀行为研究 [D]. 辽宁: 东北大学, 2018.