

# 稠油热采条件下集输管道腐蚀机理与防护技术研究

王作伟

辽河油田分公司曙光采油厂基建管理部

DOI: 10.32629/jpm.v7i1.8698

**[摘要]** 稠油热采过程中集输管道的腐蚀问题严重制约了油田的高效、安全运行。本文旨在深入剖析稠油热采条件下集输管道的腐蚀机理,并提出切实可行的防护技术。通过对电化学腐蚀、化学腐蚀及其他腐蚀机理进行了系统分析,同时探讨了介质成分、温度、流速等因素对腐蚀的影响。研究发现,CO<sub>2</sub>和H<sub>2</sub>S等介质成分、温度升高以及流速变化均对管道腐蚀具有显著影响。基于此,建议采用材料防护、缓蚀剂防护、涂层防护及阴极保护等综合防护技术,以延长管道使用寿命,保障油田安全生产,提高经济效益。

**[关键词]** 稠油热采; 集输管道; 腐蚀机理; 防护技术

## Research on Corrosion Mechanism and Protection Technology of Gathering and Transportation Pipelines under Heavy Oil Thermal Recovery Conditions

Wang Zuowei

Infrastructure Management Department of Shuguang Oil Production Plant, Liaohe Oilfield Branch

**[Abstract]** The corrosion problem of gathering and transportation pipelines during heavy oil thermal recovery seriously restricts the efficient and safe operation of oil fields. This article aims to deeply analyze the corrosion mechanism of gathering and transportation pipelines under heavy oil thermal recovery conditions, and propose practical and feasible protective technologies. A systematic analysis was conducted on electrochemical corrosion, chemical corrosion, and other corrosion mechanisms, while exploring the effects of factors such as medium composition, temperature, and flow rate on corrosion. Research has found that the composition of media such as CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S, temperature increase, and flow rate changes all have a significant impact on pipeline corrosion. Based on this, it is recommended to adopt comprehensive protection technologies such as material protection, corrosion inhibitor protection, coating protection, and cathodic protection to extend the service life of pipelines, ensure safe production in oil fields, and improve economic benefits.

**[Key words]** heavy oil thermal recovery; Gathering and transmission pipelines; Corrosion mechanism; Protective technology

### 引言

稠油热采作为石油开采中的重要技术手段,在全球能源开发中占据着举足轻重的地位。随着油田开发深度的增加,稠油资源开采比例逐年上升,其高效开发对保障国家能源安全具有重要意义。然而,稠油热采过程中集输管道的腐蚀问题已成为制约油田安全生产和经济效益提升的关键因素之一。由于稠油粘度高、开采温度高以及注入介质的复杂性,集输管道在运行过程中面临严重的腐蚀威胁。例如,高温环境下管道应力急剧增大,导致管道变形甚至拱起;同时,稠油中含有大量的酸性气体以及氯离子等腐蚀性介质,这些介质与管道金属发生化学反应或电化学反应,引发全面腐蚀或局部腐蚀,进而造成管道穿孔、泄漏等事故。此类事故不仅会导致巨额的经济损失,还

可能引发环境污染和安全事故,严重威胁油田的可持续发展。

### 1. 稠油热采集输管道腐蚀机理分析

#### 1.1 电化学腐蚀机理

在稠油热采环境中,集输管道的金属表面与含有腐蚀性介质的液体接触时,会发生电化学反应,导致管道的腐蚀。这种电化学腐蚀过程主要包括阳极反应和阴极反应两个部分。在阳极区域,金属铁作为阳极发生氧化反应,失去电子生成亚铁离子,这一过程是金属原子逐步溶解进入介质的关键步骤,标志着腐蚀的开始<sup>[1]</sup>。与此同时,在阴极区域,则发生还原反应。根据介质条件的不同,阴极反应可以是氢离子得电子生成氢气的反应,也可以是氧的还原反应。这些反应共同构成了电化学腐蚀的基本过程,并且在稠油热采条件下,由于介质成分复杂、

温度较高, 电化学腐蚀的速率往往较高, 对管道的安全运行构成严重威胁。

### 1.2 化学腐蚀机理

稠油热采过程中, 管道金属与介质中的酸性气体(如  $\text{CO}_2$ 、 $\text{H}_2\text{S}$ )等直接发生化学反应, 从而导致化学腐蚀的发生。 $\text{CO}_2$ 溶于水后会形成碳酸, 进而与金属铁发生反应生成碳酸氢盐和亚铁离子。这种反应不仅会直接消耗金属, 还会改变介质的 pH 值, 进一步加速腐蚀过程。此外,  $\text{H}_2\text{S}$  的存在也会对管道产生显著的化学腐蚀作用。 $\text{H}_2\text{S}$  与金属铁反应生成硫化亚铁膜( $\text{FeS}$ ), 该膜在一定程度上可以起到保护作用, 但当介质中其他腐蚀性成分较多时, 硫化亚铁膜可能会被破坏, 从而加剧腐蚀。因此, 在稠油热采条件下, 酸性气体的存在是化学腐蚀的主要诱因之一, 其腐蚀速率和形态受到介质成分、温度等多种因素的影响。

### 1.3 其他腐蚀机理

除电化学腐蚀和化学腐蚀外, 稠油热采集输管道中还可能存在细菌腐蚀和冲刷腐蚀等其他腐蚀机理。细菌腐蚀主要是由硫酸盐还原菌(SRB)等微生物引起的, 这些微生物在厌氧条件下代谢产生硫化氢, 从而加速管道的腐蚀过程。此外, 稠油热采过程中, 流体中的固体颗粒和高速流动的液体会对管道内壁产生机械冲刷作用, 导致冲刷腐蚀的发生。冲刷腐蚀不仅会直接磨损管道内壁, 还会破坏已有的腐蚀产物膜, 使金属表面暴露于腐蚀性介质中, 从而加剧腐蚀。这些腐蚀机理往往与电化学腐蚀和化学腐蚀相互耦合, 共同作用于集输管道, 使其腐蚀行为更加复杂多样, 对管道的安全运行提出了更高的要求。

## 2. 稠油热采集输管道腐蚀影响因素研究

### 2.1 介质成分影响

#### 2.1.1 $\text{CO}_2$ 含量影响

在稠油热采过程中,  $\text{CO}_2$  作为产出物中的主要酸性气体之一, 其存在形式对集输管道的腐蚀行为具有显著影响。 $\text{CO}_2$  溶于水后形成碳酸, 并进一步解离生成  $\text{H}^+$ 、 $\text{HCO}_3^-$  和  $\text{CO}_3^{2-}$ , 导致溶液 pH 值降低, 从而加剧电化学腐蚀过程。研究表明, 随着  $\text{CO}_2$  分压的升高, 腐蚀速率呈现逐渐增大的趋势, 这主要归因于高压下  $\text{CO}_2$  的高溶解性及其对溶液酸性的增强作用。此外,  $\text{CO}_2$  诱导的腐蚀形态通常表现为局部腐蚀, 如点蚀和溃疡状腐蚀, 该腐蚀产物膜主要由  $\text{FeCO}_3$  组成, 但其厚度较小且分布有微孔, 无法有效覆盖金属基体, 从而导致离子渗透和局部腐蚀加剧。因此, 在实际生产中, 控制  $\text{CO}_2$  分压是减缓管道腐蚀的重要措施之一。

#### 2.1.2 $\text{H}_2\text{S}$ 含量影响

$\text{H}_2\text{S}$  作为另一种重要的酸性气体, 在稠油热采环境中对集输管道的腐蚀行为同样起着关键作用。 $\text{H}_2\text{S}$  与金属表面发生反应, 生成硫化亚铁膜, 这一过程直接影响腐蚀速率的变化。研究表明, 当  $\text{H}_2\text{S}$  含量较低时, 生成的  $\text{FeS}$  膜具有较好的黏附性和保护性, 能够在一定程度上抑制腐蚀; 然而, 当  $\text{H}_2\text{S}$  含量超

过某一临界值时,  $\text{FeS}$  膜的稳定性下降, 其多孔性和脆性导致膜层无法有效阻隔腐蚀介质, 反而促进了局部腐蚀的发展。此外,  $\text{H}_2\text{S}$  的存在还会与  $\text{CO}_2$  发生协同作用, 改变腐蚀产物膜的组成和结构, 进一步影响腐蚀机理。例如, 在  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$  共存体系中, 腐蚀产物膜可能同时包含  $\text{FeCO}_3$  和  $\text{FeS}$ , 其性能取决于两者的分压比。因此, 深入研究  $\text{H}_2\text{S}$  对管道腐蚀的作用机制, 对于制定针对性的防护措施具有重要意义。

### 2.2 温度影响

温度是稠油热采集输管道腐蚀行为的重要影响因素之一, 其通过改变反应速率和腐蚀产物膜性能来影响管道的腐蚀程度。研究表明, 随着温度的升高, 腐蚀速率呈现出先增大后减小的趋势, 这一现象与腐蚀产物膜的形成和演化密切相关。在低温条件下(低于  $70^\circ\text{C}$ ), 温度升高加速电化学反应速率, 同时促进  $\text{CO}_2$  和  $\text{H}_2\text{S}$  的溶解, 导致腐蚀速率显著增加; 然而, 当温度进一步升高时, 腐蚀产物膜的致密性和附着力得到改善, 从而在一定程度上抑制了腐蚀的发展。此外, 高温环境下腐蚀产物膜的成分也会发生变化, 因此, 在实际生产中, 合理控制温度范围对于减缓管道腐蚀具有重要意义。

### 2.3 流速影响

流速变化对稠油热采集输管道的腐蚀行为具有双重影响, 既涉及冲刷腐蚀又包括传质过程的作用。一方面, 较高的流速会加剧流体对管道内壁的机械冲刷, 导致腐蚀产物膜的破坏和金属基体的直接暴露, 从而加速腐蚀速率。另一方面, 流速的增加也促进了腐蚀介质的传质过程, 使得腐蚀性离子能够更快地到达金属表面, 进一步加剧腐蚀。研究表明, 在低速条件下, 腐蚀主要以电化学腐蚀为主, 而高速条件下则表现为冲刷腐蚀与电化学腐蚀的耦合作用。此外, 流速分布的不均匀性还会导致局部腐蚀的发生, 因此, 优化管道设计以降低流速不均性和采取适当的防护措施, 对于减缓冲刷腐蚀具有重要意义。

## 3. 稠油热采集输管道防护技术研究

### 3.1 材料防护技术

在稠油热采条件下, 集输管道的腐蚀问题对油田生产的安全性和经济性构成了严峻挑战。为了从根本上提升管道的抗腐蚀性能, 选用耐腐蚀合金材料和内衬材料成为一种重要的防护手段。耐腐蚀合金材料如不锈钢、镍基合金等, 因其优异的化学稳定性和机械性能, 被广泛应用于高温高压环境中。这些材料通过形成致密的氧化膜或钝化层, 能够有效隔绝金属基体与腐蚀介质的接触, 从而显著降低腐蚀速率。然而, 耐腐蚀合金材料的成本较高, 且在特定环境下可能存在应力腐蚀开裂的风险, 这限制了其大规模应用。

内衬材料则通过在管道内部敷设一层耐腐蚀层, 实现对金属基体的保护。常用的内衬材料包括橡胶、玻璃钢和塑料等, 这些材料具有良好的化学惰性和耐磨性, 能够适应复杂的工况条件。然而, 内衬技术的施工难度较大, 尤其是在长输管道中, 其安装和维护成本较高, 且可能存在界面剥离的风险。因此,

在实际应用中,需综合考虑材料性能、施工条件和经济成本等因素,以选择最优的防护方案。

### 3.2 缓蚀剂防护技术

缓蚀剂作为一种经济高效的防护手段,在稠油热采集输管道中得到了广泛应用。根据其作用机理,缓蚀剂可分为吸附型、沉淀型和氧化膜型三类。吸附型缓蚀剂通过分子中的极性基团在金属表面形成吸附层,从而隔绝腐蚀介质与金属基体的接触;沉淀型缓蚀剂则通过与腐蚀介质中的离子反应生成不溶性沉淀物,覆盖在金属表面形成保护膜;氧化膜型缓蚀剂能够促进金属表面形成致密氧化膜,提高其耐蚀性。研究表明,不同类型缓蚀剂的适用性与其化学组成和环境条件密切相关。例如,在CO<sub>2</sub>和H<sub>2</sub>S共存的环境中,含氮有机缓蚀剂表现出优异的缓蚀效果,能够有效降低钢片的腐蚀速率。

缓蚀剂的使用效果不仅取决于其种类,还受到加量、温度、流速等因素的影响。实验结果表明,当缓蚀剂加量为50mg·L<sup>-1</sup>时,可使钢片的腐蚀速率降低至0.081mm·a<sup>-1</sup>,显著延长了管道的使用寿命。然而,缓蚀剂的长期使用可能导致其在管道内部分布不均,从而影响防护效果。此外,缓蚀剂的选择还需考虑其与集输介质的兼容性,以避免对后续工艺流程造成不良影响。因此,在实际应用中,应根据具体工况条件优化缓蚀剂的种类和加量,以实现最佳的防护效果。

### 3.3 涂层防护技术

涂层防护技术通过在管道内外表面敷设一层耐腐蚀层,有效隔绝金属基体与腐蚀介质的接触,是防止稠油热采集输管道腐蚀的重要手段之一。内涂层技术主要包括喷涂环氧树脂、无溶剂陶瓷颗粒等材料,这些涂层具有优异的耐化学腐蚀性和耐磨性,能够显著降低管道的腐蚀速率。外涂层技术则主要采用3PE(三层聚乙烯)防腐层,该涂层由环氧树脂底层、胶粘剂中间层和聚乙烯外层组成,能够提供卓越的机械保护和绝缘性能。

涂层防护技术的施工质量和材料性能直接影响其防护效果。在施工过程中,需严格控制涂层厚度、均匀性和附着力等参数,以确保涂层能够长期稳定运行。此外,涂层材料的选择还需考虑其耐温性、抗老化性和环保性等因素。例如,在稠油热采条件下,涂层需具备良好的耐高温性能,以应对高温环境对涂层性能的降解作用。尽管涂层防护技术具有显著的优势,但其施工成本较高,且在管道连接部位和补口处可能存在涂层缺陷,从而导致局部腐蚀的发生。因此,在实际应用中,需结合具体情况优化涂层材料和施工工艺,以最大限度地发挥其防护效果。

### 3.4 阴极保护技术

阴极保护技术通过向金属表面施加外部电流或牺牲阳极,使金属成为原电池的阴极,从而抑制其腐蚀反应的发生,是一种广泛应用于稠油热采集输管道的防护手段。外加电流阴极保护技术通过在管道表面施加直流电流,迫使电子流向金属表面,从而抵消金属失去电子的趋势,达到防腐的目的。该技术

适用于长输管道,能够提供均匀的阴极保护效果,但其运行成本较高,且需定期维护电源设备。牺牲阳极阴极保护技术则通过在管道表面安装锌、铝等活性金属作为牺牲阳极,利用其优先腐蚀的特性为管道提供保护。该技术操作简单,无需外部电源,但其保护范围有限,适用于短距离管道或局部防护。

在稠油热采条件下,阴极保护技术应用需考虑多种因素的影响。例如,高温环境可能导致阴极保护电流需求增加,从而降低保护效果;土壤电阻率和pH值的变化也可能影响阴极保护系统的运行稳定性。此外,阴极保护系统与防腐层的协同作用至关重要。研究表明,当防腐层存在缺陷时,阴极保护能够有效弥补其不足,从而显著降低管道的腐蚀速率。然而,阴极保护系统的设计和实施需结合具体工况条件进行优化,以避免过保护或欠保护现象的发生。因此,在实际应用中,应综合考虑管道运行环境、防腐层状况和经济成本等因素,以确定最佳的阴极保护方案。

## 4. 结论

(1) 稠油热采集输管道的腐蚀机理研究揭示了多种复杂因素对管道腐蚀行为的影响。电化学腐蚀作为主要形式,化学腐蚀在稠油热采条件下尤为显著;细菌腐蚀和冲刷腐蚀也被证实为不可忽视的因素。

(2) 在影响因素方面,CO<sub>2</sub>和H<sub>2</sub>S含量被证明是影响腐蚀速率和形态关键参数,温度的影响表现为双重效应,流速的变化则通过影响腐蚀介质的传质过程和机械冲刷强度,进一步加剧管道的冲刷腐蚀现象。

(3) 未来应加强多相流环境下腐蚀行为的原位监测技术研究,以获取更接近实际工况数据支持;开展多因素耦合作用下腐蚀机理研究,建立更为精确的理论模型;开发新型高效缓蚀剂和防腐涂层材料,以满足高温稠油环境的特殊需求;优化阴极保护技术实施策略,提高在复杂工况下适用性和经济性。进一步提升稠油热采集输管道的腐蚀防护水平。

### [参考文献]

- [1]李洪福;曾海伟;胡宁;李媛媛;程猛猛;赵凯华;马晓凤;王晨.高温稠油输送管道外腐蚀原因分析及防治措施[J].油气田地面工程,2021,40(2):82-91.
- [2]姬忠文;陈守民;苟利鹏;马琦力.油田集输管线多介质环境腐蚀机理及防护技术[J].应用化工,2024,53(7):1612-1615.
- [3]朱红波;王伟;孙立强;周永新.油田集输管道多相流冲刷腐蚀机理与影响因素研究进展[J].石油工程建设,2023,49(3):1-9.
- [4]王金梭.集输管道腐蚀失效原因分析及防护措施研究[J].石油石化节能,2023,13(4):29-33.
- [5]刘海彬;王宝峰;李洪毕;伊宏亮;赵长亮.H<sub>2</sub>(2)/S/CO<sub>2</sub>(2)/O<sub>2</sub>(2)环境下稠油热采生产井管柱腐蚀机理研究[J].化学工程师,2024,38(6):82-84.