

# 油气管道的 CO<sub>2</sub> 腐蚀及防护技术

邵荣泽 潘义良 (山东裕龙石化有限公司, 山东 烟台 265700)

**摘要:** 为解决当前油气管道运行中出现的 CO<sub>2</sub> 腐蚀问题, 达到延长管道运行时间的目标, 文章将结合某油田输送管道运维管理现状展开研究, 在说明管道基本信息以及 CO<sub>2</sub> 腐蚀问题后, 从完善化学腐蚀防护系统、升级内涂层防护、介质预处理与工艺优化等几方面入手, 阐述了详细的管道 CO<sub>2</sub> 腐蚀的综合防护技术, 最后对相关防护技术的短期效益与长期效益展开分析。从技术优势来看, 文章所介绍的油气管道 CO<sub>2</sub> 腐蚀防护技术操作简单易行, 具有一定的社会价值, 因此值得推广。

**关键词:** 油气管道; CO<sub>2</sub> 腐蚀; 化学防腐蚀; 内涂层; 介质预处理

**中图分类号:** TE988 **文献标识码:** A **文章编号:** 1674-5167 (2025) 036-0136-03

## CO<sub>2</sub> Corrosion and Protection Technology of Oil and Gas Pipelines

Shao Rongze, Pan Yiliang (Shandong Yulong Petrochemical Co., Ltd., Yantai Shandong 265700, China)

**Abstract:** In order to solve the problem of CO<sub>2</sub> corrosion in the current operation of oil and gas pipelines and achieve the goal of extending pipeline operation time, this article will conduct research based on the current situation of pipeline operation and maintenance management in a certain oilfield. After explaining the basic information of the pipeline and the problem of CO<sub>2</sub> corrosion, starting from improving the chemical corrosion protection system, upgrading the internal coating protection, medium pretreatment and process optimization, etc., detailed comprehensive protection technologies for pipeline CO<sub>2</sub> corrosion will be elaborated. Finally, the short-term and long-term benefits of relevant protection technologies will be analyzed. From the perspective of technological advantages, the CO<sub>2</sub> corrosion protection technology for oil and gas pipelines introduced in the article is easy to operate and has certain social value, so it is worth promoting.

**Keywords:** oil and gas pipelines; CO<sub>2</sub> corrosion; Chemical anti-corrosion; Internal coating; Media preprocessing

现阶段 CO<sub>2</sub> 腐蚀已经成为影响油气管道使用年限的重要因素, 若不能有效处理可能会造成巨大的经济与财产损失, 对整个行业可持续发展产生不良影响。但不容忽视的是, 造成油气管道 CO<sub>2</sub> 腐蚀的原因是多方面的, 除油气自身的腐蚀性质外, 也可能与管道加工工艺、所处环境等存在密切关系, 因此为有效降低 CO<sub>2</sub> 腐蚀发生率, 应围绕油气管道的基本情况积极完善防护技术, 这也是本文研究的主要目的。

### 1 案例概况

#### 1.1 案例基本信息

国内某油气田集中输送管道采用气液混输工艺, 管道设计压力达 11.4MPa, 规格为 Φ711 × 12mm, 材质为 X65 碳钢。目前案例管道输送的主要材质为天然气, 其中含 CO<sub>2</sub> 的体积分数不足 0.35%, 地面集输系统中 CO<sub>2</sub> 的分压达到 0.04MPa。结合案例管道项目的实际情况来看, 整个管道的设计使用年限为 20 年, 但在运行 3 年左右时间便可发现局部腐蚀失效情况, 对油气管道系统的安全运行构成极大威胁。

#### 1.2 油气管道 CO<sub>2</sub> 腐蚀问题分析

##### 1.2.1 腐蚀数据检测

为综合评估案例油气管道的 CO<sub>2</sub> 腐蚀问题, 采用电化学、壁厚检测与微观形貌分析等综合方法展开评估, 最终测试结果显示, 管道的平均腐蚀速率为

0.50–0.55mm/a, 明显高于行业中上提出的“0.1mm/a”安全值。就不同腐蚀情况分析中发现, 管道的严重腐蚀区集中在三通管件下游、管道低洼处及上坡段, 检测后发现局部的腐蚀速率超过 8mm/a, 对管道性能影响极大。腐蚀部位的微观形貌分析中, 经扫描电子显微镜观察后, 发现腐蚀产物多呈现出松散多孔结构, 其孔隙率超 32%; 能谱分析结果显示, 腐蚀产物多为 Fe、C 与 O 等, 其原子比接近 1:1.3, 因此认为造成案例管道腐蚀的主要成分为 FeCO<sub>3</sub>, 同时也含有一定量的 Fe<sub>3</sub>C (来源于钢材基体的渗透碳)。

##### 1.2.2 腐蚀原因分析

结合案例管道的基本情况, 认为 CO<sub>2</sub> 分压超标是造成腐蚀的主要原因, 其中案例油气管道项目中地面集中输送系统中 CO<sub>2</sub> 分压为 0.04MPa, 超标标准的“0.02MPa”CO<sub>2</sub> 腐蚀临界值, 因此会短时间在管道内形成酸性腐蚀环境, 而当 CO<sub>2</sub> 溶于地层水后会生成碳酸并解离出大量的氢离子, 由此引发碳钢的电化学腐蚀反应, 最终生成大量的 FeCO<sub>3</sub> 腐蚀产物。气液两相流引发的“腐蚀 – 冲蚀”协同作用也是造成腐蚀破坏的主要原因, 根据对案例油气管道的研究发现, 管道内的气液两相流会形成不同程度的冲击流与段塞流, 这也成为造成腐蚀的重要原因。其中液相沉降物在撞击管底后所生成的高切应力值可超过 55Pa, 巨大的应

表1 内涂层防护层技术参数

具体参数	数值 / 标准	具体参数	数值 / 标准
涂层体系	环氧树脂 (底漆+面漆)	底漆厚度 ( $\mu\text{m}$ )	100
面漆厚度 ( $\mu\text{m}$ )	300	总涂层厚度 ( $\mu\text{m}$ )	400
管壁表面粗糙度 ( $\mu\text{m}$ )	40-70	喷涂压力 (MPa)	0.4-0.6
固化时间 (min)	30-35	熔融温度 ( $^{\circ}\text{C}$ )	180-200

力会造成腐蚀产物膜破坏,使新鲜金属基体长时间暴露在腐蚀介质中,经长时间观察后证实该剪切力贡献的腐蚀速率增量超过  $0.35\text{mm/a}$ 。最后高盐环境也会加速腐蚀产物膜的失效,由此造成更严重的腐蚀破坏,这是因为地层水矿化度超  $22.93\text{mg/L}$ ,其中氯离子含量超  $11.0\text{mg/L}$ ,在高盐腐蚀条件下氯离子的穿透腐蚀破坏能力被进一步增强,进而大量渗透到  $\text{FeCO}_3$  所形成的腐蚀产物膜内部,进而破坏膜层化学稳定性。在对腐蚀破坏面做微观分析后,证实腐蚀产物膜的孔隙率超过  $37\%$ ,且贯穿性裂纹的占比较多,而在所有裂纹中,氯离子的富集浓度超过  $1.3\%$ ,明显高于本体介质中的  $0.05\%$  的平均值,该现象会加快膜层开裂脱落<sup>[1]</sup>。

## 2 油气管道 $\text{CO}_2$ 腐蚀的综合防控技术

### 2.1 化学腐蚀防护系统优化方案

在本次防腐技术改造技术中,技术的核心是选用咪唑啉季铵盐类缓蚀剂 KY-2,该材料的主要技术优势是稳定性良好,其分子基团可紧密附着在 X65 碳钢的表面上,并利用其中的相关成分快速填充缓释剂的吸附间隙上,经复配后吸附覆盖率可从改进前的  $75\% \sim 78\%$  提升至  $90\%$  以上,并在管道内部形成一层厚度超过  $80\text{nm}$  的疏水膜,该保护膜形成后,即可有效阻断氢离子与金属材料之间的接触,进而延长腐蚀保护时间。

同时在化学腐蚀防护中积极推广靶向加注工艺,即通过多点差异化加注方案,根据案例管道腐蚀现状,可考虑在三通、低洼段等腐蚀敏感区增设 3 处侧向加注口,并将加注压力维持在  $(0.5 \pm 0.1)\text{MPa}$  左右。上述改造方案的主要目的,是确保药剂能在较短时间内快速抵达高切力腐蚀破坏区域,避免腐蚀产生。在该工艺执行过程中,主体管段采用管道中心雾化加注模式,雾化状态下药剂粒径  $\leq 10\mu\text{m}$ ,可与气液混合介质均匀融合。

联动调控浓度是强化化学腐蚀防护效果的关键,案例油气管道的运行温度维持在  $65^{\circ}\text{C}$  左右,本次技术改造中可考虑将加注温度控制在  $60^{\circ}\text{C}$  左右,再缓慢升温。当介质含水率  $\geq 5.12\%$  的阈值时,向其中加注,使介质浓度提升到  $80\text{mg/L}$  以上;若发现  $\text{CO}_2$  分压  $\leq 0.02\text{MPa}$  时,可下调至  $30\text{mg/L}$  的临界有效浓度

以适配当前的介质参数波动情况。

优化油气管道运行过程中的抗干扰辅助可增强化学腐蚀防护效果,根据案例情况,在该技术方案执行过程中可考虑添加质量分数达到  $0.5\%$  的有机胺类稳定剂,该物质的功能是避免缓释剂在高矿化度环境下大量降解,预计能将药剂的有效期延长 3 个月以上。同时在技术方案执行过程中应主动避免出现有机胺类稳定剂与高浓度氧化剂共存的问题,例如当测量结果显示介质中的  $\text{SO}_4^{2-}$  含量超标时即可提前添加  $0.02\% \sim 0.05\%$  的还原剂,该方法可避免缓释剂氧化失效,强化养护效果。

### 2.2 内涂层防护升级方案

在本次内涂层防护升级改造中,其详细数据参数如表 1 所示。

基于表 1 所介绍的防护层技术参数,在工艺执行过程中可采用环氧树脂复合材料涂层适配当前的高盐高  $\text{CO}_2$  的腐蚀环境,进而增强低洼区、三通区的抗腐蚀功能。在改造前可针对管壁用 Sa2.5 级抛丸除锈,控制表面粗糙度达到  $40 \sim 70\mu\text{m}$ ,在去除氧化皮与锈蚀破坏后,为后续涂层附着改造提供必要支持。之后可采用“高温熔融+静电喷涂”技术,在技术改造中可先喷涂一层厚度为  $100\mu\text{m}$  的底层,设定熔融温度为  $180^{\circ}\text{C}$ ;再将喷涂压力提升至  $0.6\text{MPa}$  以上并涂刷一层厚度为  $300\mu\text{m}$  的面漆(施工方案为:喷涂温度  $200^{\circ}\text{C}$ ,每层固化时间为  $30\text{min}$ )<sup>[2]</sup>。

### 2.3 介质预处理

本次介质预处理的详细技术方案如图 1 所示。

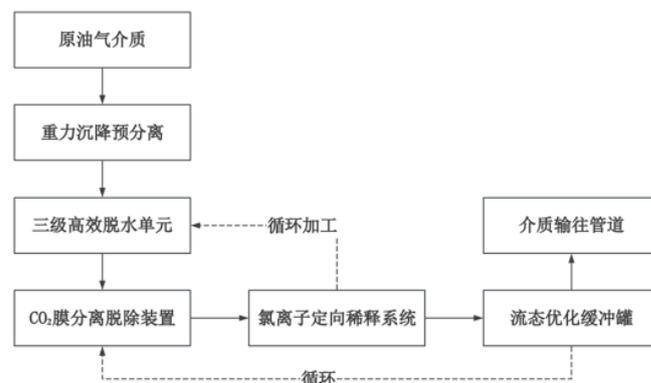


图1 介质预处理技术方案

基于图1所介绍的介质预处理技术流程,在执行过程中应重视以下几方面内容:①在重力沉降预分离加工中可采用卧式沉降罐,罐体的规格为 $12\text{m} \times 3.2\text{m}$ ,处理量 $\geq 70\text{m}^3/\text{h}$ ,装置的最大操作压力达到 $10.5\text{MPa}$ 。装置运行中可通过气液密度差实现初步分离后,在管内增设3层波纹板除雾器深加工,即可拦截 $10\mu\text{m}$ 以上的液滴,也可将介质中游离液滴的去除率提升至85%以上。②在三级高效脱水加工中,本次技术改造中采用“吸附干燥+聚结分离”工艺,其中一级聚结分离器装填聚丙烯纤维填料,当材料的加工温度达到 $60^\circ\text{C}$ 以上时,可将其含水率控制在1.18%以内;在二级介质加工环节用高效破乳剂完成深加工,该材料的加注浓度为 $5.0\text{mg/L}$ ,本环节的加工工艺可将含水率控制在0.25%以内。三级加工中的关键点为活性氧化铝吸附塔,将吸附剂添加量控制在 $5\text{m}^3$ 左右后,加工环节即可将介质含水率控制在0.04%以内,进而将分压维持在 $0.018\text{MPa}$ 以内,使分压低于腐蚀临界值。③ $\text{CO}_2$ 定向脱除工艺。该环节配置膜元件达到 $120\text{m}^2$ 的卷式聚酰胺复合膜分离装置,该装置的操作压力与温度分别为 $10\text{MPa}$ 、 $65^\circ\text{C}$ 。在上述加工环节中,复合膜对 $\text{CO}_2$ 的截留率可达到90%以上,进而将 $\text{CO}_2$ 的体积分数控制在0.15%以内,有助于降低碳酸造成的腐蚀破坏<sup>[1]</sup>。

## 2.4 材料升级与阴极保护方案

①关键部位的材质升级。针对案例管道有严重腐蚀破坏与新增管段位置,可采用API 5CT标准的L80-13Cr耐蚀合金材质,该材料具有良好的稳定性,即在相同腐蚀环境下可将金属材料腐蚀速率维持在 $0.02\text{mm/a}$ 以内,可有效改善油气管道的 $\text{CO}_2$ 腐蚀。本次材质升级的关键部位包括三通、弯头、低洼段、上坡段等,本次管道材质升级改造的长度占总长度的15%左右,不仅可以保障材料防护效果,也有助于降低工程改造总成本。②阴极保护系统方案。在案例油气管道的阴极保护方案中将采用复合式的改进方案,其中在外加电流阴极保护模式中,选择在管道系统上增设8台恒电位仪,该装备的输出电压 $\leq 30\text{V}$ 、输出电流 $50\text{A}$ ,可将管道保护电位维持在 $-0.85\sim-1.2\text{V}$ 以内,保护电流密度也被控制在 $11.5\sim 12.0\text{mA}/\text{m}^2$ 之间。牺牲阳极保护方案中,选择在三通与弯头等位置增设电流屏蔽区域,并安装AZ31B镁合金牺牲阳极。工艺执行过程中,可考虑在每处分别安置3支的阳极,每支阳极的使用年限达到15年,满足技术改造要求。

## 3 效益评价

### 3.1 短期效益

结合案例油气管道的基本情况,在短期效果评估

中,通过挂片试验和超声波测厚结果显示,管道的腐蚀速率从改进前的 $0.50\sim 0.55\text{mm/a}$ 下降至 $0.02\text{mm/a}$ 左右,满足安全运行要求。电化学性能测试中证实,管道的电荷转移电阻从改进前的 $850\Omega \cdot \text{cm}^2$ 提升至12000以上,该物理性能变化有助于显著抑制装置的腐蚀反应。涂层完整性评估中,证实管道内涂层内未见新漏点,且涂层附着力保持在2级左右,表面粗糙度始终被控制在 $0.5\mu\text{m}$ 以内。

### 3.2 长期效益

在结构状态长期评估中,发现管道的腐蚀速率长时间维持在 $0.022\sim 0.025\text{mm/a}$ 以内;在涂层性能评估环节,测试结果显示管道经长时间运行后涂层的漏点数量依然是0,耐磨性保持在初始值的88%左右,未见老化损失。在材料状态评估中,未在13Cr合金管段上发现腐蚀与裂纹等潜在质量缺陷<sup>[4]</sup>。测试结果显示构件的壁厚减薄量不足 $0.1\text{mm}$ ,且管道焊接接头性能稳定性良好。

### 3.3 经济性与安全效益分析

在本次 $\text{CO}_2$ 腐蚀防护技术改造后,安全效益评估证实,相关技术的落实有效规避了管道腐蚀问题发生,包括穿孔与泄漏等,保障安全运行率达到100%。经济效益评估中,整个 $\text{CO}_2$ 腐蚀防护技术的工程总投资成本约为840万元,相较于全部更换13Cr核心管道约节省成本超62%;年运维成本评价显示,本次技术改造方案可节省项目总成本超70万元,该结果证明相关技术有良好经济效益。

## 4 结论

油气管道的 $\text{CO}_2$ 腐蚀及防护改造已经成为行业可持续发展的关键,案例项目中所采取的相关技术措施具有良好操作性,相关技术措施可有效解决 $\text{CO}_2$ 腐蚀的核心诱因,并有效降低管道腐蚀速率,具有良好的经济效益与安全效益,值得推广。

### 参考文献:

- [1] 李彦鹏. 油气管道 $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$ 腐蚀与防护技术研究进展[J]. 腐蚀与防护, 2022,43(06):1-6+12.
- [2] 钟婷婷, 李冬皓, 李凤祥. 油气管道腐蚀与防护的研究进展[J]. 腐蚀与防护, 2025,46(05):81-89.
- [3] 苏强. 油气管道腐蚀与防护技术研究[J]. 石化技术, 2024,31(12):193-195.
- [4] 韩朝旭, 傅政兴. 油气埋地管道腐蚀检测及新型防护技术研究进展[J]. 山东化工, 2024,53(21):90-92.

### 作者简介:

邵荣泽(1989-)男,汉族,甘肃庄浪人,本科,研究方向:化工工艺、油气储运。