

海洋石油平台管道腐蚀影响因素分析及防控对策

高山 (中海石油 (中国) 有限公司北京新能源分公司, 海南 海口 570100)

摘要: 海洋石油平台管道长期处于高盐度、高湿度及复杂腐蚀性介质环境中, 腐蚀问题严重威胁平台安全运营。外部海水理化特性、海洋动力环境、生物附着与内部 CO_2 、 H_2S 、 Cl^- 等介质组分共同构成腐蚀驱动体系, 多因素耦合作用加剧了管道局部腐蚀损伤。针对上述影响因素, 从耐蚀材料选型、防腐涂层配套、阴极保护、腐蚀抑制剂注入及完整性检测管理等维度构建系统性防控对策, 为海洋油气管道腐蚀防护提供技术支撑。

关键词: 海洋石油平台; 管道腐蚀; 影响因素; 防控对策

中图分类号: TE985 **文献标识码:** A **文章编号:** 1674-5167 (2026) 011-0163-03

Analysis of Corrosion Influencing Factors and Prevention Strategies for Pipelines on Offshore Oil Platforms

Gao Shan (Beijing New Energy Branch, CNOOC (China) Co., Ltd., Haikou Hainan 570100, China)

Abstract: Pipelines on offshore oil platforms are long exposed to high-salinity, high-humidity and corrosive media environments, posing serious threats to operational safety. External factors such as seawater physicochemical properties, hydrodynamic conditions and biofouling, combined with internal corrosive components including CO_2 , H_2S and Cl^- , collectively drive pipeline corrosion with significant coupling effects. A systematic prevention framework covering material selection, anti-corrosion coatings, cathodic protection, inhibitor injection and integrity management is proposed to support corrosion protection of offshore pipelines.

Keywords: offshore oil platform; pipeline corrosion; influencing factors; prevention and control strategies

海洋石油平台管道系统担负着油气集输、注水以及公用介质输送等核心功能, 其服役环境面临高盐度海水侵蚀、复杂内部介质腐蚀和海洋生物附着等多重威胁。据统计, 腐蚀造成的管道失效事故在海洋油气平台设备故障总量中占比超 30%^[1], 由此引发的非计划停产、环境污染以及修复费用损失非常巨大, 腐蚀机制涉及电化学、微生物和力学等多重因素耦合, 单一防护手段难以满足全周期防护需求。系统分析腐蚀影响因素并构建多层次防控对策体系, 对保障平台安全稳定运营具有重要工程意义。

1 海洋石油平台管道腐蚀的影响因素分析

1.1 外部环境因素

1.1.1 海水理化特性

海水的理化特性是推动管道外壁腐蚀的基础因素。海水中 Cl^- 浓度比较高, 能穿透金属表面氧化膜且吸附在钝化层缺陷处, 促使点蚀萌生与扩展, 溶解氧是阴极去极化反应的主要氧化剂, 其含量随水深增加而降低, 表层海水溶解氧浓度可达 8 ~ 10mg/L, 显著加快阴极氧还原反应速率并提升腐蚀电流密度。温度对腐蚀速率的影响具有双重性, 温度升高可加快电化学反应动力学过程, 但会降低溶解氧溶解度, 两者存在竞争关系, 腐蚀速率随温度变化呈现非线性响应特征。pH 值方面, 正常海水 pH 维持在 7.8 ~ 8.3 之间, 弱碱性环境有助于碳酸钙保护膜的沉积, 当 CO_2 溶入

导致局部 pH 下降时, 保护膜溶解使管道碳钢基体直接暴露于腐蚀介质中, 腐蚀速率大幅上升。上述理化参数之间相互耦合, 共同决定了管道外腐蚀的基本环境烈度。

1.1.2 海洋动力环境

海洋动力环境借助流体力学作用, 对管道造成持续的机械与电化学复合损伤, 海水流速作为影响冲刷腐蚀的核心参数, 流速增大时会加速腐蚀产物膜的剥离, 使新鲜金属基体持续暴露于侵蚀性介质中, 当流速超过临界值后, 湍流切应力足以破坏腐蚀产物层的动态平衡, 腐蚀速率随之急剧上升。

波浪冲刷作用主要集中于浪溅区和潮差区, 该区域管道交替处于干湿循环状态, 氧供给充分且盐分浓缩, 形成高腐蚀活性的局部微环境, 潮汐作用致使管道长期处于干湿交替条件下, 氯离子在金属表面周期性浓缩, 加剧点蚀与缝隙腐蚀的发展进程。对于海底管道而言, 洋流引起的涡激振动还会诱发疲劳应力, 与腐蚀介质协同作用形成腐蚀疲劳损伤机制, 显著降低管道结构的完整性。

1.1.3 海洋生物附着与污损

海洋生物附着是海洋石油平台管道外腐蚀中不可忽视的生物诱导因素。海洋环境中大量细菌、藻类、贝类及管虫等生物体附着于管道外壁, 形成结构复杂的生物膜与宏观污损层, 生物膜的形成改变了金属表

面的局部电化学环境,生物膜内部因微生物代谢消耗氧气形成氧浓差电池加速管道局部腐蚀。硫酸盐还原菌在缺氧条件下将 SO_4^{2-} 还原为 H_2S , H_2S 溶于水后生成氢硫酸直接侵蚀金属基体并促进氢脆发生,贝类、藤壶等大型附着生物在管道表面形成不规则覆盖层,其附着部位与裸露部位之间形成差异充气腐蚀电池诱发缝隙腐蚀^[2]。

生物附着层还会造成防腐涂层鼓包、剥离使阴极保护电流难以到达屏蔽区域,进一步削弱外部防护措施的有效性,所以海洋生物附着对管道腐蚀的促进作用,兼具电化学与物理破坏的双重属性。

1.2 内部介质因素

海洋石油平台管道输送介质成分复杂,腐蚀性组分的共存与协同作用是内腐蚀的根本驱动力。 CO_2 溶于水后生成碳酸 (H_2CO_3),使管道内壁局部 pH 显著下降,对碳钢产生均匀腐蚀与台地腐蚀, CO_2 分压每升高 0.1MPa,腐蚀速率可增加数倍^[3]。

H_2S 溶于水后生成氢硫酸直接侵蚀金属基体,阴极析氢反应产生的活性氢原子渗入钢材晶格,引发氢鼓泡 (HB)、氢致开裂 (HIC) 及硫化物应力腐蚀开裂 (SSCC),在高强度管材中危害尤为突出。 Cl^- 穿透性强,易在点蚀坑内富集形成自催化酸化环境,加速蚀坑深化。气液固三相流中固相颗粒对管壁的冲击磨损与腐蚀介质协同作用形成冲刷腐蚀,低流速区域则因腐蚀产物沉积形成垢下腐蚀,两者均加剧管道局部减薄。

1.3 腐蚀影响因素的机理作用分析

外部环境因素与内部介质因素,通过电化学反应与物理化学过程相互耦合,共同决定管道腐蚀的类型、速率与形态。从电化学角度分析,管道腐蚀本质上是金属阳极溶解与阴极还原反应构成的电化学腐蚀体系,外部海水中溶解氧作为阴极去极化剂驱动氧还原反应 ($\text{O}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightarrow 4\text{OH}^-$),内部 CO_2 、 H_2S 溶于水后提供 H^+ ,同样作为阴极去极化剂参与析氢反应,两者分别主导外腐蚀与内腐蚀的阴极过程^[4]。

Cl^- 破坏金属表面钝化膜的局部完整性,诱发电蚀萌生,点蚀坑内因闭塞效应导致 pH 持续降低、 Cl^- 不断富集,形成自催化腐蚀微环境,蚀坑加速深化,微生物代谢活动通过改变界面 pH、消耗溶解氧、产生 H_2S 等途径进一步干预电化学腐蚀进程,流体冲刷则持续破坏腐蚀产物保护膜,使腐蚀反应持续推进。

2 海洋石油平台管道腐蚀防控对策

2.1 材料优选与防腐涂层技术

2.1.1 耐蚀材料的选型原则

耐蚀材料合理选型是管道腐蚀防控源头性措施,

要综合考量服役环境腐蚀烈度、介质组分特征、力学性能要求以及全寿命周期经济性。外部处于海水浸泡区或飞溅区的管道,碳钢因耐蚀性不足通常需配合外防护措施使用,双相不锈钢(像 2205、2507)凭借奥氏体与铁素体双相组织,在高 Cl^- 环境下具备优异耐点蚀与耐应力腐蚀开裂性能,适用于腐蚀烈度较高的关键节点。

输送含 H_2S 、 CO_2 酸性介质的内腐蚀工况,材料选型须满足 NACE MR0175 / ISO 15156 标准对抗硫化物应力腐蚀开裂要求,屈服强度与硬度指标须严格控制在规定范围内,防止高强度钢在酸性环境中发生氢致开裂。镍基合金(如 Inconel 625)适用于 H_2S 分压与 CO_2 分压均较高的极端腐蚀工况,但成本显著高于不锈钢,工程应用中需进行腐蚀裕量计算与失效风险评估,以经济性与安全性平衡为选材依据,而非单纯追求材料等级最大化。

2.1.2 内外防腐涂层体系配套

防腐涂层是管道腐蚀防控体系中应用最为广泛的屏障型防护手段,内外涂层因服役工况差异在材料选择与施工工艺上存在本质区别。外防腐涂层承受海水浸泡、紫外线照射及机械损伤等复合作用,通常采用三层聚乙烯 (3PE) 或熔结环氧粉末 (FBE) 体系,3PE 涂层由环氧底漆、胶黏剂层与高密度聚乙烯面层构成,防渗透性、抗阴极剥离性及机械强度优异,广泛应用于海底管道外防腐。

内防腐涂层需耐受介质化学侵蚀与流体冲刷,液态环氧涂料附着力强、耐 CO_2 与 H_2S 腐蚀性能突出,是油气集输管道内涂层的主流选择,干膜厚度一般控制在 $200 \sim 400 \mu\text{m}$ ^[5-6]。涂层体系配套性至关重要,底漆与面漆的相容性、涂层与阴极保护系统的协调性均需在设计阶段统筹考虑,表面处理等级须达到 Sa2.5 级,锚纹深度控制在 $40 \sim 70 \mu\text{m}$,以确保涂层与基体的有效结合。

2.2 阴极保护与腐蚀抑制剂应用

2.2.1 阴极保护技术

阴极保护 (Cathodic Protection, CP) 是通过向被保护金属施加外加电流或牺牲阳极,使金属电位负移至热力学稳定区,从而抑制阳极溶解反应的电化学防腐技术。外加电流阴极保护也就是 ICCP,利用整流器把直流电通入被保护结构,让其电位降低到腐蚀电位以下^[7-8],适用于大型海洋平台、埋地管线以及储罐底板等高阻抗介质环境;牺牲阳极法是通过锌、铝、镁等电负性较强的金属与被保护体构成原电池,让阳极优先溶解来保护基体,适用于间歇供电困难或者结构分散的场合。

依据 NACE SP0169 标准, 钢铁在土壤及海水中的保护电位应该负于 -850 mV 也就是相对 Cu/CuSO_4 参比电极, 过保护即低于 -1150 mV 则可能引发氢脆以及涂层剥离, 阴极保护设计需要综合考量介质电阻率、保护面积、电流分布均匀性以及干扰腐蚀风险, 尤其在交流杂散电流密集区域, 需要配合去耦合装置来规避交流腐蚀。工程实践表明, ICCP 系统在深水导管架结构中结合涂层使用时, 能够将腐蚀速率压制到 0.01 mm/a 以下, 防护有效期可以达到 25 年以上。

2.2.2 腐蚀抑制剂应用

腐蚀抑制剂 (Corrosion Inhibitor) 凭借吸附于金属表面或者与介质里的腐蚀性组分产生化学反应, 来阻碍阳极溶解或者阴极去极化过程, 进而降低腐蚀速率。按照作用机制能够分为阳极型、阴极型和混合型这三类, 阳极型抑制剂 (例如铬酸盐、磷酸盐) 借助成膜钝化促使金属表面形成致密氧化层, 适用于中性以及弱碱性溶液体系, 阴极型抑制剂 (例如多磷酸盐、硫酸锌) 主要抑制阴极区氧还原或者析氢反应, 有机混合型抑制剂 (例如咪唑啉、季铵盐化合物) 依靠极性基团的化学或物理吸附在金属表面形成单分子疏水屏障, 在油气田、冷却水系统和酸洗工艺中得到广泛应用。

抑制剂的缓蚀效率 (IE) 受到浓度、温度、流速以及介质 pH 值的显著影响, 过低浓度不但无法形成有效覆盖膜, 阳极型抑制剂还可能因为局部钝化失效而诱发点蚀。在高 $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ 分压的油气集输管道中, 咪唑啉类抑制剂通常以 $50 \sim 200\text{ mg/L}$ 的加注量配合连续注入工艺, 能够将均匀腐蚀速率控制在 0.1 mm/a 以内, 不过需要定期评估生物降解与沉积物富集对长期药效的削弱效应。

2.3 腐蚀监测与管道完整性管理

腐蚀监测是用来掌握管道腐蚀状态、支撑完整性决策的技术基础^[9]。在线监测手段包含电阻探针 (ER)、线性极化电阻 (LPR) 以及腐蚀挂片法, 其中 ER 探针适用于气液两相流这种工况, LPR 响应速度快不过仅适用于导电液相连续环境, 可实现腐蚀速率实时采集与异常预警。通过多传感器组网部署能够实现平台关键管段、易腐蚀部位的连续动态监测, 可及时捕捉腐蚀速率突变、局部缺陷萌生等早期信号并为快速处置提供数据支撑。

离线检测方面, 超声波测厚 (UT) 与漏磁检测 (MFL) 是壁厚减薄与缺陷评估的主流手段, 智能清管器可对长距离管道进行全覆盖扫描, 检测精度可达 $\pm 0.5\text{ mm}$, 能够精准识别点蚀、冲刷减薄等典型缺陷, 同时可结合超声导波、涡流检测等技术, 实现对管道

支架、焊缝等关键部位的重点检测, 弥补常规检测盲区。

监检测数据须纳入管道完整性管理体系 (PIM) 统一分析, 依据 GB 32167 及 API 1160 标准建立风险矩阵, 综合腐蚀速率、剩余壁厚与运行压力开展适用性评价 (FFS), 确定管道可接受运行年限与维修节点, 建立检测——评估——决策——治理的闭环管理机制, 推动腐蚀防控从被动响应向预防性维护、智能化管控转变, 保障平台管道全生命周期安全运营。

3 结语

海洋石油平台管道腐蚀, 是外部海洋环境和内部介质多因素耦合作用的系统性问题, 防控工作需要贯穿管道设计、建造与运营的全生命周期。耐蚀材料选型、防腐涂层、阴极保护、腐蚀抑制剂以及完整性检测等手段相互配合, 才能构建起有效的多层次防护体系。随着智能检测技术与数字化管理平台持续发展, 基于实时监测数据的腐蚀风险定量评估, 将推动管道腐蚀防控从被动应急向主动预防转变, 为海洋油气安全开发提供坚实有力的保障。

参考文献:

- [1] 黄楚雄. 海洋油气管道腐蚀的影响及对策 [J]. 当代化工研究, 2024, (08): 105-107.
- [2] 蔡静, 田英杰. 不同杀菌剂对海洋石油管道微生物腐蚀抑制效果比较 [J]. 清洗世界, 2025, 41(09): 65-67.
- [3] 樊荣兴, 闫化云, 仇朝军, 等. 海洋石油海底管道面临的内腐蚀风险及对策 [J]. 全面腐蚀控制, 2019, 33(12): 102-107.
- [4] 娄云天, 何盛宇, 陈旭东, 等. 海洋环境中油气管道的微生物腐蚀研究进展 [J]. 表面技术, 2022, 51(05): 129-138.
- [5] 秦俊岭, 高大义, 陈超, 等. 海洋石油平台闭排管道腐蚀分析 [J]. 全面腐蚀控制, 2023, 37(04): 135-139.
- [6] 曹斌. 内腐蚀缺陷海底管道安全评估技术研究 [D]. 成都: 西南石油大学, 2012.
- [7] 梁羽. 海洋石油平台腐蚀特点分析及涂料涂装工艺应用 [J]. 化学工程师, 2013(5): 3.
- [8] 张保山, 熊相军. 油气水三相混输海底管道腐蚀机理研究及防护对策 [C]// 第二届中国石油石化腐蚀与防护技术交流大会. 中国石油学会; 2016.
- [9] 鞠虹, 王君, 唐晓, 等. 油气集输管道在海洋环境中的腐蚀与防护 [J]. 石油化工设备, 2010, 39(5): 8.

作者简介:

高山 (1987-), 男, 汉族, 四川仁寿人, 本科, 工程师, 研究方向: HSE 管理。