

油气储运工程过程中管道防腐问题的分析和研究

王 璐 侯雨波 王海凡 王 勇 任李玮 (玉门油田公司环庆采油厂, 甘肃 庆阳 745000)

摘要: 针对油气管道在复杂土壤环境中防腐层与阴极保护协同失效的问题, 深入分析了金属界面电化学行为及阳极溶解过程。研究了环氧粉末与聚乙烯复合涂层的抗剥离性能、界面粘结机制及老化演变规律, 探讨了外加电流阴极保护系统的电场分布特征, 分析了杂散电流及地床位置对保护电位的影响, 揭示了涂层破损后局部微环境变化对应力腐蚀开裂的诱导机理, 研究成果为优化管道腐蚀控制策略及提升管道完整性提供了理论依据与技术支撑。

关键词: 油气管道; 电化学腐蚀; 防腐涂层; 阴极保护

中图分类号: TE988

文献标识码: A

文章编号: 1674-5167 (2026) 008-0163-03

Analysis and Research on Pipeline Corrosion Prevention in Oil and Gas Transportation Engineering Process

Wang Lu, Hou Yubo, Wang Haifan, Wang Yong, Ren Liwei (Huanqing Oil Production Plant of Yumen Oilfield Company, Qingyang Gansu 745000, China)

Abstract: In response to the problem of the coordinated failure of the anti-corrosion layer and cathodic protection in oil and gas pipelines in complex soil environments, the electrochemical behavior of metal interfaces and the anode dissolution process were deeply analyzed. The anti-peeling performance, interface bonding mechanism, and aging evolution laws of epoxy powder and polyethylene composite coatings were studied. The electric field distribution characteristics of the impressed current cathodic protection system were explored. The influence of stray currents and the location of the grounding bed on the protection potential was analyzed. The inducing mechanism of stress corrosion cracking in the local microenvironment after coating damage was revealed. The research results provide a theoretical basis and technical support for optimizing pipeline corrosion control strategies and improving pipeline integrity.

Keywords: Oil and gas pipelines; Electrochemical corrosion; Anti-corrosion coating; Cathodic protection

长输油气管道作为能源输送的大动脉, 长期埋设于地质条件各异的土壤介质中, 面临着物理损伤与化学侵蚀的双重挑战。土壤中的水分、溶解盐类及微生物代谢产物构成了具有强腐蚀性的电解质环境, 使得管体钢材表面不断发生氧化还原反应。随着服役年限的增长, 管道防腐层在土壤应力及环境温度交变作用下, 逐渐出现老化、脆裂及剥离现象, 导致金属本体直接暴露于腐蚀介质中。单纯依靠材料本身的耐蚀性难以满足长周期的储运需求, 必须通过外防腐层与电化学保护技术的有机结合来构建屏障。深入分析腐蚀发生的微观机理, 研究防腐材料在不同工况下的失效模式, 以及阴极保护电流在复杂介质中的分布规律, 对于掌握管道本体的完整性状态具有重要的工程物理意义。

1 油气管道土壤电化学腐蚀机理分析

埋地油气管道所处的土壤介质并非均匀连续体, 其孔隙率、含水饱和度以及溶解盐浓度的空间差异性, 导致管体表面不同区域之间存在显著的电化学不均匀性。当土壤电阻率低于时, 离子迁移阻力减小, 促进了宏观腐蚀电池的形成。在管道穿越不同地质单元时, 透气性良好的砂土段与透气性差的粘土段之间会形成氧浓差电池, 贫氧区金属电位较负成为阳极而发生溶

解, 富氧区则作为阴极进行氧的去极化反应。由于长距离管道金属连续性良好, 这种宏观电池作用范围可延伸数公里, 导致阳极区电流密度集中, 金属表面铁原子失去电子转化为亚铁离子进入土壤溶液, 随后水解生成铁锈层。若土壤中含有高浓度的氯离子或硫酸根离子, 这些活性阴离子会穿透钝化膜吸附在金属表面, 加速点蚀坑的形核与纵深扩展, 形成自催化的闭塞电池效应^[1]。

2 防腐层材料性能与界面结合特性

2.1 3PE防腐层抗阴极剥离性能

三层聚乙烯(3PE)防腐体系中, 底层熔结环氧粉末与钢管表面的结合力是决定整体防腐性能的关键。在阴极保护系统运行过程中, 管道表面会发生析氢反应或氧还原反应, 导致防腐层破损点附近的局部环境呈现高碱性。高浓度的氢氧根离子会攻击环氧树脂分子链中的酯键, 导致聚合物降解, 同时向金属-涂层界面扩散, 破坏化学键合作用。若环氧底漆的交联密度不足或表面处理工艺未能形成足够的锚纹深度, 在高pH值溶液浸泡下, 涂层抗阴极剥离半径会显著增大。剥离后的涂层虽然仍覆盖在管体上, 但已失去粘结力, 形成屏蔽阴极保护电流的绝缘屏障。

2.2 环氧粉末涂层固化交联密度

熔结环氧粉末涂层(FBE)的固化程度直接影响其玻璃化转变温度及分子结构致密性。在涂敷过程中,若预热温度分布不均或固化时间不足,会导致环氧树脂与固化剂反应不完全,残留的活性基团降低了涂层的耐化学介质渗透能力。低交联密度的涂层在吸水后容易发生溶胀,由于体积膨胀系数与基体钢材不匹配,在内压波动及热胀冷缩循环作用下产生内应力。这种微观内应力在长期服役中会诱发涂层内部产生微裂纹,成为水分子和腐蚀性离子传输的通道。实验表明,固化度达到95%以上的涂层具有更优异的抗渗透性和机械强度,能有效阻挡电解质溶液接触金属基体。

2.3 复合涂层界面粘结失效路径

多层复合防腐层的界面粘结失效通常发生在胶粘剂与环氧层之间或胶粘剂与聚乙烯层之间。中间层共聚物胶粘剂通过接枝的极性官能团与环氧树脂发生化学反应,同时通过分子链缠结与外层聚乙烯结合。在高温运行环境下,胶粘剂可能发生热氧化老化,导致极性基团断裂,界面结合力大幅下降。当管道受到土壤沉降或施工刮擦等外力作用时,剪切应力集中于界面薄弱处,导致层间分离。分离后的空隙会积聚冷凝水,且由于外界土壤压力的存在,聚乙烯层可能保持原状,而内部界面已完全脱层,这种隐蔽性失效使得腐蚀介质能够在层间横向迁移^[2]。

2.4 微孔隙对涂层屏蔽性能影响

防腐层内部存在的微孔隙是导致其绝缘电阻率随时间下降的主要因素。这些微观孔隙可能源于涂敷过程中的溶剂挥发、粉末受潮或静电喷涂工艺参数设置不当。土壤中的水分子在渗透压驱动下,沿着微孔隙路径向内扩散。当水分子抵达金属表面并遇到水溶性盐类杂质时,会形成高浓度的电解质溶液泡,产生巨大的渗透压导致涂层起泡鼓起。随着鼓泡体积增大,涂层承受的环向拉应力增加,最终导致破裂。微孔隙的存在不仅降低了涂层的介电强度,还为腐蚀性阴离子提供了快速扩散通道,加速了基体金属的电化学腐蚀进程。

2.5 老化作用下涂层机械性能演变

长期处于地下环境的防腐层会受到土壤应力、地下水浸泡及微生物侵蚀的综合老化作用。聚乙烯外护层在紫外线(堆放期)或热氧环境(运行期)下,分子链发生断裂或支化,导致材料结晶度改变,表现为断裂伸长率下降和硬度增加。脆化的防腐层在石方段或冻土区受到挤压时,极易发生脆性开裂。同时,土壤中的植物根系可能物理穿刺老化的涂层,根系分泌的有机酸进一步加速聚合物的化学降解。老化后的涂层不仅失去了对管

体的机械保护作用,其表面微裂纹的扩展也使得外部腐蚀介质能够无阻碍地接触到管道本体。

3 外加电流阴极保护电场分布特性

3.1 辅助阳极地床电位梯度分布

外加电流阴极保护系统中,辅助阳极地床是向土壤介质注入保护电流的核心组件。电流从阳极流出进入土壤时,在阳极周围形成高电位梯度的漏斗状区域。该区域的电场强度随着距离的增加呈指数衰减。若地床位置选择不当,处于高电阻率岩石层或干燥砂土中,会导致阳极接地电阻过大,电源输出电压升高。高电压梯度不仅增加了能耗,还可能对临近的非目标金属构件产生干扰。在多阳极联合地床中,各阳极单元之间存在相互屏蔽效应,导致边缘阳极电流输出过大而中间阳极利用率不足,影响整体电场的均匀分布及阳极材料的消耗寿命^[3]。

3.2 杂散电流干扰下的电位偏移

临近的高压直流输电系统或直流电气化铁路会在土壤中产生非稳态的杂散电流。这些电流流经土壤电阻较小的区域,往往选择导电性良好的埋地管道作为低阻抗通道。杂散电流在管道防腐层破损点处流入时,该区域表现为阴极,电位负向偏移,引发析氢风险;而在电流流出点,管道表现为阳极,发生剧烈的阳极溶解腐蚀。由于杂散电流的大小和方向随时间剧烈波动,传统的恒电位仪难以实时响应并补偿这种快速变化的电位偏移。长期的交流干扰还会引起管道交流腐蚀,这种腐蚀速率远高于自然腐蚀,且形态多为深坑状,对管壁厚度的减薄作用极为显著。

3.3 深井阳极接地电阻与电流效率

在受空间限制或高电阻率表层土壤区域,深井阳极技术被广泛应用。深井阳极将发热点转移至地下深层潮湿低阻土壤中,有利于降低接地电阻并减小地面跨步电压。然而,深井阳极内部的电流引线与填充炭粉之间的接触电阻是影响系统效率的关键。若填充不够密实或出现空洞,会导致局部电流密度过大,产生大量焦耳热,加速阳极材料消耗甚至烧断电缆。深井内的气体排放也是重要物理过程,电解反应产生的氯气或氧气若不能通过排气管及时排出,会形成气阻层,显著增加回路电阻,导致保护电流无法达到设计值,影响远端管道的保护效果。

3.4 多管道并行敷设时的屏蔽效应

随着能源通道建设的密集化,多条油气管道并行敷设于同一管廊的情况日益普遍。当并行管道距离较近时,阴极保护电流场的分布会发生畸变。外侧管道往往优先接收来自辅助阳极的电流,导致位于内侧或中间的管道接收到的电流密度不足,处于欠保护状态。

这种几何屏蔽效应与土壤电阻率及管道间距密切相关。若并行管道中某一条防腐层质量极差，它会像接地极一样吸纳大量电流，使得共用保护系统的其他优质涂层管道难以获得足够的极化电位。此外，并行管道间若存在电连接不当，还可能在管道间形成宏观电池，加速低电位管道的腐蚀^[4]。

3.5 土壤分层结构对电流密度影响

自然沉积形成的土壤通常具有明显的分层结构，不同土层的电阻率差异可达数个数量级。阴极保护电流在各向异性的土壤介质中传输时，优先沿低电阻率层流动。若管道穿越垂直分层的地质带，处于低阻层（如含水粘土）的管段会接收大部分保护电流，电位极化较强；而处于高阻层（如干燥砂砾）的管段电流密度微弱，可能无法满足最小保护电位要求。这种由地质结构引起的电流分布不均，要求在设计阶段进行精细的土壤电阻率勘探，并通过在特定管段加装牺牲阳极或调整地床位置来均衡电位分布，消除保护死角。

4 涂层与阴极保护协同作用失效分析

4.1 破损点处的电流屏蔽与腐蚀

当防腐层发生剥离但未破裂时，会在金属表面与涂层之间形成狭窄的缝隙。由于剥离涂层的介电性能依然存在，阴极保护电流难以穿透涂层到达缝隙深处的金属表面，这种现象被称为电屏蔽。此时，缝隙内的腐蚀环境相对封闭，外部的阴极保护系统无法对缝隙内部实施有效极化。若缝隙内有地下水渗入，金属表面将处于自然腐蚀状态。随着腐蚀产物的堆积，缝隙内离子迁移受阻，容易形成闭塞电池，加速局部点蚀。这种屏蔽效应是导致即使用了阴极保护，管道仍发生腐蚀泄漏的主要技术原因之一，尤其在绝缘性能好的聚乙烯涂层下更为显著。

4.2 剥离区下的缝隙腐蚀环境演化

防腐层剥离区下的微环境化学性质与外部整体土壤环境存在显著差异。在阴极保护电流能够部分到达的区域，阴极反应消耗氧气并生成氢氧根离子，导致缝隙内 pH 值升高。这种高碱性环境虽然在一定程度上能使钢材钝化，但若 pH 值过高（超过 10），可能会引起两性金属或特定合金元素的溶解。反之，在电流无法到达的缝隙深处，阳极水解反应导致氢离子积聚，pH 值降低，形成酸性环境。这种酸碱度的急剧变化区域往往是应力腐蚀开裂的高发区。此外，缝隙内的溶解氧被快速消耗后，厌氧环境为硫酸盐还原菌等微生物的繁殖提供了温床^[5]。

4.3 交变电磁场对协同防腐的影响

高压交流输电线路产生的交变电磁场会在并行管道上感应出交流电压。当管道防腐层存在微小破损点

时，高密度的交流电流通过该点流入流出土壤。由于金属-电解质界面的电化学反应整流效应，正半周期的阳极溶解速率并不完全等于负半周期的阴极沉积速率，导致净金属流失。交流干扰还会改变双电层的结构和电容特性，干扰阴极保护电位的测量读数，使得万用表测得的直流电位不能真实反映极化状态。在高交流干扰下，常规的保护准则可能失效，即使电位读数达标，严重的交流腐蚀仍可能在短时间内造成管壁穿孔。

4.4 高 pH 值环境下的应力腐蚀开裂

应力腐蚀开裂（SCC）是管道在拉应力和特定腐蚀环境共同作用下发生的脆性断裂。在阴极保护过保护状态下，管道表面聚集大量碱性物质，形成高 pH 值的碳酸盐/碳酸氢盐溶液环境。这种环境多发生于防腐层剥离区，当管道由于内压波动或土壤移动承受较高的环向应力或轴向应力时，晶界处会优先发生阳极溶解，形成沿晶裂纹。裂纹尖端具有极高的应力集中系数，促使裂纹向管壁深处快速扩展。这种裂纹通常呈现分叉状，且断口无明显的宏观塑性变形。高 pH 型 SCC 通常发生在温度较高（大于）的管段，与阴极保护电位过负密切相关。

5 结语

油气管道的腐蚀控制是一个涉及材料学、电化学及地球物理学的系统工程问题。土壤环境的多变性与腐蚀机理的复杂性决定了单一防护手段的局限性。防腐层作为第一道屏障，其物理机械性能与界面化学稳定性直接关系到防护寿命，而阴极保护作为主动防御手段，其电场分布的均匀性与有效性受制于地质条件及干扰源。涂层剥离后的屏蔽效应与微环境化学演变是导致协同失效的核心因素。在工程实践中，必须综合考虑土壤电阻率、杂散电流干扰及微生物活性等因素，优化防腐材料选型与阳极地床布局，确保涂层完整性与电化学保护参数的精准匹配，从而实现管道本体的长期受控运行。

参考文献：

- [1] 韩佑安. 油气储运长输管道防腐技术的应用研究 [J]. 当代化工研究, 2025, (17): 134-136.
- [2] 侯丹阳. 油气储运管道腐蚀影响因素与管道防腐技术的应用思考 [J]. 石化技术, 2025, 32(09): 206-208.
- [3] 王泽淼. 油气储运中的管道防腐问题分析 [J]. 石油和化工设备, 2025, 28(08): 229-232.
- [4] 薛佳, 谭子茗, 石佩玉. 油气储运工程过程中管道防腐问题的分析和研究 [J]. 中国石油和化工标准与质量, 2025, 45(09): 31-33.
- [5] 杨旭, 田鑫荣. 油气储运工程过程中管道防腐问题的分析和研究 [J]. 全面腐蚀控制, 2023, 37(07): 116-122.