

油气储运中的线路管道防腐问题及措施

衣 君 (国家管网集团山东分公司, 山东 昌邑 261300)

摘 要: 油气是全球能源系统的重要组成部分, 现已被广泛应用到了交通运输、化工生产等各个领域。相关企业加强油气储运管道防腐意识, 对于保障油气运输安全和油气资源供应稳定具有积极意义。本文主要采用文献研究法、案例分析法等, 以油气储运中的线路管道腐蚀类型和影响因素为切入点展开研究, 深入分析油气储运中的线路管道防腐技术要点, 并从多维度提出油气储运中的线路管道防腐的可行性措施, 以期为企业开展工作提供有益参考。

关键词: 油气储运; 线路管道; 防腐措施

中图分类号: TE988

文献标识码: A

文章编号: 1674-5167 (2026) 004-0121-03

Anti-corrosion issues and measures for Pipelines and Lines in Oil and Gas Storage and Transportation

Yi Jun (Shandong Branch of National Oil and Gas Pipeline Group, Changyi Shandong 261300, China)

Abstract: Oil and gas are an important component of the global energy system and have now been widely applied in various fields such as transportation and chemical production. Strengthening the anti-corrosion awareness of oil and gas storage and transportation pipelines by relevant enterprises is of positive significance for ensuring the safety of oil and gas transportation and the stability of oil and gas resource supply. This paper mainly adopts methods such as literature research and case analysis, taking the types and influencing factors of pipeline corrosion in oil and gas storage and transportation as the entry point to conduct research. It deeply analyzes the key points of anti-corrosion technology for pipelines in oil and gas storage and transportation, and proposes feasible measures for anti-corrosion of pipelines in oil and gas storage and transportation from multiple dimensions, with the aim of providing useful references for related enterprises to carry out their work.

Key words: Oil and gas storage and transportation; Line pipeline; Anti-corrosion measures

管道运输运量大、损耗小、连续性强且成本相对较低, 是油气长途、大规模运输的首要选择。然而, 在具体实践过程中, 管道腐蚀问题对油气运输的安全性产生了严重威胁, 因内部或外部因素而出现的腐蚀极大增加了管道穿孔、破裂的风险, 为油气泄漏安全事故埋下了隐患。基于此, 深入研究油气储运中的线路管道防腐措施具有积极的现实意义。

1 油气储运中的线路管道腐蚀问题分析

1.1 腐蚀类型

油气储运过程中, 线路管道腐蚀类型主要有电化学腐蚀、化学腐蚀、微生物腐蚀三类, 腐蚀机理均不相同。油气储运管道的电化学腐蚀通常发生在管道与电解质溶液接触的界面上, 即管道表面与酸性水、盐溶液等电解质溶液接触, 构成一个具有电化学性质的腐蚀原电池, 引起金属管道的腐蚀。以铁管道为例, 其阳极和阴极区域的反应分别为 $Fe-2e^{-}=Fe^{2+}$ 、 $O_2+2H_2O+4e^{-}=4OH^{-}$, 在阳极区域, 铁原子失去两个电子变成亚铁离子进入电解质溶液, 而在阴极区域, 溶液中有溶解氧的情况下, 氧气在水的参与下得到电子生成氢氧根离子, 持续反应使得管道被腐蚀程度日益加深。

化学腐蚀具体指向一种管道表面与腐蚀性流体或气体发生化学反应而出现的现象, 具体包括氧气、硫化氢、二氧化碳、硫醇、硫醚等。例如, 在含有硫化氢 (H_2S) 的环境中, 管道将会发生硫化物腐蚀, H_2S 与铁反应生成硫化亚铁 (FeS), 即 $Fe+H_2S=FeS+H_2$, 会附着在管道表面, 导致管道材料不断被消耗而出现腐蚀损伤。油气管道发生微生物腐蚀的情况与微生物繁殖和代谢活动密切相关, 来自土壤、地下水或管道周围环境的微生物与管道发生反应, 将出现不同程度的腐蚀问题^[1]。

1.2 影响因素

油气储运过程中, 影响线路管道腐蚀速度的因素多种多样, 具体包括输送介质、温度、压力、管材质量等。油气介质本身的腐蚀性是导致管道内壁损坏的核心因素, 油气中含有的硫化氢、二氧化碳等成分具有强氧化性, 在水汽条件下会形成酸性环境, 引发电化学反应。温度、微生物等属于外部影响因素, 与管道腐蚀速度呈正相关, 即当温度 $> 60^{\circ}C$ 时, 腐蚀反应速度将极大提高, 微生物代谢产物增加则进一步加速腐蚀。

土壤水分含量和地下水位变化直接影响腐蚀环

境,当土壤含水率 $> 20\%$ 时,将形成连续性的电解质溶液,加剧管道外壁的电化学腐蚀,地下水位升降则会导致管道处于干湿交替环境中,引发氧浓差电池腐蚀。管材自身特性一定程度上决定了其抗腐蚀的能力,如普通碳钢化学稳定性差,碳化物与铁基体之间的电位差可达 $0.3V$,极易出现晶间腐蚀,如果管道表面粗糙 $> 5\mu m$,将聚集更多的腐蚀性介质,加快腐蚀进程^[2]。

2 油气储运中的线路管道防腐技术要点

2.1 内防腐涂层技术

内防腐涂层技术的应用原理是在管道内壁形成连续且致密的保护膜,隔离金属基体与腐蚀性介质,是降低油气储运管道腐蚀问题出现概率的有效途径。依据《钢质管道熔结环氧粉末内涂层技术标准》(SY/T 0442-97)要求,涂层厚度应达到 $50\text{--}500\mu m$,附着力 $\geq 5N/cm$,耐冲击强度 $\geq 5J$,以保证油气高压输送环境下不出现剥离的情况。该技术应用过程中,涂层材料的选择是基础环节。相关人员应依据介质特性,选用环氧树脂、聚氨酯、聚乙烯、氟碳涂料等材料,搭建多层异类结构,以更好地满足防护要求。

为确保涂层的有效性和持久性,相关人员应严格遵循施工流程,积极做好前期准备、涂层施工、细节处理等各个环节的工作。在技术实践过程中,采用高压水枪、化学清洁剂或机械刷洗彻底清洁管道内壁,去除管道表面的油污和其他杂质,再采用喷砂、研磨或化学处理法,去除凹凸区域和锈蚀痕迹,旨在增强涂层与基体的机械咬合力。

待管道表面干燥、平整后,选择喷涂、刷涂、滚涂等施工方法,将涂层平滑、连续地涂刷在管道表面,再对管道进行固化、养护处理,确保其达到最佳性能^[3]。例如,某油气储运管道防腐时,相关人员采用了高压无空气喷涂方案,在施工环境满足温度 $> 10^{\circ}C$ 、相对湿度 $< 85\%$ 的情况下,将压力控制在 $15\text{--}20MPa$ 使涂料雾化附着在管道表面,形成了均匀无针孔的涂层结构。

2.2 阴极保护技术

在油气储运管道防腐领域,阴极保护技术是应对电化学腐蚀问题的有效手段,通过给金属补充大量电子,使被保护的金属整体处于电子过剩的状态,能够有效减少金属原子失去电子变成离子溶入溶液的情况,从而达到防腐的目的,常用方式有强制电流保护法和牺牲阳极保护法,具有不同的适用性。其中,强制电流保护法核心在于向管道施加阴极电流,使管道表面被阴极极化,适用于长输管线保护的情况,而牺牲阳极保护法则利用电位更负的金属与管道形成电

偶电池,通过阳极材料的优先溶解提供保护电流,适用于中短距离管网中。

在应用该技术之前,相关人员需积极做好调研和评估工作,综合分析油气管道现场环境、腐蚀状况、土壤电阻率等情况后,科学选用外部电源设备或牺牲阳极材料,细化实施方案,以便充分发挥防腐作用^[4]。例如,牺牲阳极保护法的实施需以土壤电阻率为基本指标选择阳极材料,一般情况下,镁合金的驱动电压为 $-1.7V$ vs CSE,适用于电阻率 $> 50\Omega\cdot m$ 的干燥土壤,锌合金的驱动电压为 $-1.1V$ vs CSE,常被用于海水或电阻率 $< 50\Omega\cdot m$ 的环境,实际安装过程中,阳极与管道间距应保持 $3\text{--}5m$,埋深控制在 $1.2\text{--}1.5m$,周围填充比例为 $7:2:1$ 的石膏、膨润土、硫酸钠填料包,能有效降低接触电阻。

2.3 内衬技术

内衬防腐技术应用到油气储运管道中,能有效延长管道的使用寿命,即在管道内表面铺设一层耐腐蚀内衬,能够减少反应,降低腐蚀概率。当前,常见的油气管道内衬材料有玻璃钢、陶瓷、聚乙烯、聚丙烯等,展现出了不同的应用优势。例如,玻璃钢内衬由增强玻璃纤维和环氧树脂组成,不仅对内腐蚀环境的适应性较强,而且耐腐蚀性、减阻性和防垢性均较佳,而陶瓷内衬是一种高性能的无机非金属材料,维氏硬度可达 $1200\text{--}1800HV$,耐磨性是普通碳钢的 $20\text{--}30$ 倍,在 pH 值 $1\text{--}14$ 的极端酸碱环境下仍能保持结构稳定,应用到油气管道防腐过程中,有助于解决有机材料在强腐蚀介质中易溶胀、老化的问题。

相关人员应积极做好管道清洁工作,确保管内平整、无油污、无水分、无杂质,再使用刷子或滚筒,在管道内壁均匀涂抹一层粘合剂,再从一端向另一端铺设,使用专用的夹具或绑带固定和养护处理,能进一步提升其长期使用的稳定性^[5]。以某油气储运管道防腐项目为例,相关团队综合分析后发现某段管道所处环境腐蚀性极强,制定了不锈钢内衬聚四氟乙烯(PTFE)复合管技术方案,关键环节为不锈钢基体表面喷砂粗化,采用旋转烧结工艺将PTFE粉末熔融成形,均匀铺设到管道内部,厚度控制在 $3\text{--}8mm$,有效提高了管道的防腐性能。

2.4 缓蚀剂技术

缓蚀剂技术是油气储运管道防腐的常用技术手段,其关键在于向腐蚀介质中加入少量缓蚀剂促进其与腐蚀介质、金属表面发生反应,防腐效果较好。根据《油田采出水处理用缓蚀剂技术要求》(SY/T 5273-2014),油气管道用缓蚀剂的缓蚀率需 $\geq 80\%$,在 $150^{\circ}C$ 、 $30MPa$ 条件下仍保持性能稳定。

缓蚀剂的科学选用是提高防腐性能的前提条件,常用无机缓蚀剂、有机缓蚀剂、复合缓蚀剂等,其中有机缓蚀剂较为常见,如亚胺乙酸衍生物、松香衍生物、磺酸盐、有机胺衍生物等,相关人员应综合考虑管道的材质、工作环境、腐蚀特点等科学选用,并明确具体的使用浓度,以确保形成有效的保护膜、又避免浓度过高污染环境为宜。通常情况下,酸性油气管道优先选用咪唑啉衍生物,浓度控制在50–200mg/L,其分子中的氮杂环可与 Fe^{2+} 形成配位键,在碳钢表面形成稳定的化学吸附膜,而高盐环境则采用季铵盐型缓蚀剂,利用阳离子基团的静电引力增强吸附牢度,采用连续注入或间歇投加的方式将其按比例注入管道,或在停输前一次性投加高浓度缓蚀剂,能有效形成防腐保护膜。

3 油气储运中的线路管道防腐的有效措施

3.1 加强巡护管理

油气管道巡护是油气管道防腐体系的重要保障措施,有助于实现腐蚀风险的早期识别与干预。相关单位应积极完善防腐管理责任制,明确各个部门和人员在管道防腐工作中的职责和权限,并将管道巡检周期、管理要点、维护技巧等落实到具体的文件中,为相关人员开展工作提供有力支持^[6–8]。

例如,某油气储运管道管理团队构建了立体化的腐蚀问题监测网络,沿管道轴向每2 km设置一个监测点,部署分布式光纤传感系统,实时采集上传管道周围温度、应变、振动信号等数据,依托人工智能算法从中识别异常腐蚀区域,确保相关人员第一时间排除腐蚀隐患,同时辅以无人机巡检常态化机制,以周为单位对埋地管道进行航测,生成管道周边环境三维模型,再由人工重点排查高风险区域,有效降低了油气储运管道的腐蚀风险。

此外,在实际管理过程中,相关人员还可充分发挥现代化信息技术与工具的应用优势,进一步提高腐蚀问题检测和管控精度。以智能阴保系统为例,管道沿线每1 km安装一个具有远传功能的智能桩,实时将管道的通电电位、断电电位、自然电位远传至平台,平台能智能分析运行异常点并报警提示,相关人员能第一时间排除异常情况。

3.2 优化防腐组合

从材料科学角度来看,优化油气储运管道的防腐组合能综合发挥各技术的协同效应,覆盖管道内外壁、接口、附件等各个位置,突破单一防腐手段的性能局限。相关人员应严格遵循工况适配、技术互补、经济最优等原则,生成多样化的分级防护体系,并依据油气储运管道的实际使用情况进行优化,实现防腐性能

的最优化目标。例如,内层防护采用缓蚀剂+内涂层的复合方案,若二氧化碳含量较高,注入咪唑啉类缓蚀剂,浓度控制在浓度80–150mg/L,形成化学吸附膜,辅以厚度为300–500 μ 的涂覆改性环氧粉末内涂层,能将油气储运管道腐蚀速率控制在0.02mm/a以下。

3.3 强化施工管理

施工管理是油气储运管道防腐方案落地的重要保障,旨在通过全过程质量管控消除施工缺陷,提高防腐系统的完整性和有效性。相关单位应从人、机、料、法等要素入手,制定完善的质量控制体系,即在人员施工之前进行系统化培训,全面梳理技术标准,确保施工质量达到预期要求,对于防腐施工过程中使用的机器设备,定期保养处理,提高其运行精度,而对于防腐所用的材料,进场时核验出厂合格证、性能检测报告,并按批次抽样送检,不合格材料立即清场。

4 结束语

油气储运过程中线路管道腐蚀问题的出现与多因素相关,包括输送介质、温度、压力、管材质量等。相关单位应积极做好调研评估工作,基于具体的防腐需求和管道运输环境,细化内防腐涂层技术、阴极保护技术、内衬技术或缓蚀剂技术应用方案,并辅以完善的管道巡检机制和施工管理机制,以此提高油气储运管道的防腐性能,为油气储运线路管道的安全稳定运行奠定坚实基础。

参考文献:

- [1] 刘得欢. 油气储运中的管道腐蚀问题及防腐措施[J]. 全面腐蚀控制, 2024, 38(11): 180-183.
- [2] 徐舒. 油气储运中的管道腐蚀成因与防治对策[J]. 化工管理, 2023(23): 103-105.
- [3] 黄嘉杰. 油气储运长输管道防腐技术的应用研究[J]. 中国设备工程, 2025(11): 107-109.
- [4] 孟琳琳. 油气储运中管道防腐技术研究[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2024, 44(02): 22-24.
- [5] 张立初. 管道防腐技术在油气储运中的全程控制与应用策略[J]. 全面腐蚀控制, 2022, 36(10): 119-120.
- [6] 邹倩. 油气储运过程中的管道防腐问题及对策研究[J]. 石油石化物资采购, 2020(30): 71-71.
- [7] 孙昊, 郭江龙. 油气储运中的管道防腐问题分析[J]. 中国化工贸易, 2020(25): 66-66.
- [8] 孙蕾. 油气储运中的管道防腐问题[J]. 中国化工贸易, 2020(30): 47-47.

作者简介:

衣君(1979-),男,汉,青岛,本科,国家管网集团山东分公司昌邑作业区管道工程师,职称高级技师,研究方向:阴极保护、管道保卫、管道完整性。