

燃气管道防腐蚀保护完整性管理

崔 焱 (山西天然气有限公司, 山西 太原 030000)

摘 要: 为满足燃气管道在日益建设增长且运行年限逐年上升的同时保障安全平稳生产运行, 需要扎实做好安全生产管理工作, 本文针对防腐蚀保护方面, 着重论述燃气管道全生命周期的防腐蚀保护完整性管理。

关键词: 燃气管道; 防腐蚀保护; 完整性管理

随着我国经济水平的飞速提升, 新能源建设也面临着全新的挑战及机遇, 其中燃气管道工程的安全平稳运行直接决定着燃气供应需求的满足程度, 关乎着广大人民群众切身利益。对于燃气管道而言, 防腐蚀保护的完整性管理有着重要的意义与价值, 正确的防腐蚀手段能够减缓或停止腐蚀造成的损失, 提升燃气管道使用寿命, 减少成本支出, 因此, 积极地进行腐蚀防护具有很大的意义。

1 燃气管道腐蚀因素分析

腐蚀是材料受环境介质(如水或者土壤)的化学、电化学和物理作用产生的损坏或变质现象。腐蚀包括化学、电化学与机械因素或生物因素的共同作用。其中金属电化学腐蚀是指金属表面与离子导电的电解质溶液(土壤或水溶液等)发生电化学作用而产生的破坏。地上燃气管道及设备、设施受潮湿空气影响发生腐蚀。大多数金属燃气管道是埋地的, 由于管道周围土壤中含有水分、空气、酸、碱和水溶性矿物盐及微生物, 这些因素都会使金属管道发生腐蚀, 土壤电阻率(与土壤性质、含水量、含盐量等相关)越低的土壤腐蚀性越强, 除了特定的土壤电阻率外, 还与土壤其他方面的性质相关, 如通风情况、pH 值等。管道各处防腐层质量的差异以及管道周围土壤环境、温度、含盐量、含氧量的不同, 会造成各处管道与介质之间的电位差有高低之分, 即不同位置测到的管道对地电位各不相同, 有电势差存在则会形成原电池反应, 作为电流流出的正极发生氧化反应, 表现为腐蚀状态。随着管道长度的增长和使用年限的上升, 腐蚀对管道的影响越发明显且逐渐严重, 因此, 我们要在不同阶段采取各种有效的防腐蚀措施, 起到对管道的保护作用。

2 燃气管道防腐蚀保护措施

2.1 管道内外防腐层

管道内壁防腐层多采用环氧树脂涂层, 达到防腐、减少摩擦、增加流量的作用。当运输干燥的天然气时, 内壁防腐层的作用是减少摩擦, 可以适当地减少内壁

防腐层的厚度。

埋地管道外防腐层为三层 PE 防腐层。三层 PE 防腐层结构是由环氧粉末涂料(底层)、胶粘剂(中间层)和聚乙烯涂层(外层)组成的。环氧粉末底漆的作用是与钢管表面形成连续的薄膜, 粘结固化, 提供良好的附着力, 并具有良好的耐化学性和耐阴极剥离性; 胶粘剂的作用是在糊化前与环氧粉末涂料熔合, 并与外层聚乙烯粘合, 使三层成为一个整体。外层一般由中密度和高密度聚乙烯制成。这样, 三层防腐结构将环氧粉末的附着力和防腐性与聚乙烯涂层的耐受性和耐机械损伤性结合起来, 弥补了各自的不足, 从而大大延长了防腐层的使用寿命。

地上管道和设备、设施外防腐层采用氟碳防腐涂层体系, 其组成与结构为: 环氧富锌底漆(底层)、环氧云铁防锈漆(中间层)、氟碳面漆(面层)。底漆是涂装配套的第一层, 直接与底材接触, 应有良好的附着力, 防止涂层失效脱落, 同时防腐性能体现在三个方面: 屏蔽作用和颜料的钝化、缓蚀作用、阴极保护作用。中间漆起阻隔作用, 增加腐蚀介质(水汽、氧气、化学腐蚀物质等)达到底材的难度, 同样也起到增加附着力和填充的作用, 涂层整体的厚度主要依赖底漆和中间漆提供。面漆起装饰和保护作用, 具有耐污染、耐老化、耐化学物质、耐紫外线、防潮等性能。这些功能是保护整个防腐体系不失效的原因, 因为底漆和中间漆虽然也有这些功能, 但是非常有限。一旦没有面层油漆的保护, 中间漆和底漆在腐蚀环境中会很快失效。

2.2 牺牲阳极阴极保护

将活性不同的两种金属连接后, 处于同一电解质中, 活性强的金属失去电子, 受到腐蚀, 活性差的金属得到电子受到保护。由于在这一过程中, 活性强的金属被腐蚀, 所以称为牺牲阳极阴极保护。牺牲阳极一般使用镁、锌、铝合金。主要优点有: ①不需要外接电源, 适用于无电源地区或短距离的管道和复杂的

管网；②对邻近地下金属设施没有干扰，发生阴极剥离的可能性小；③施工、维护简单，一次性投资费用和维护费用低；④地皮费用很少或没有；⑤保护电流的利用率较高，不会发生过保护。

主要缺点有：①牺牲阳极的保护电位有限且不可调节，这限制了阳极的电流输出，并限制了使用单个阳极可以保护的结构面积；②使用范围受土壤电阻率的限制。阳极和大地之间的接触电阻必须足够低以便阳极释放有效的电流；③不适用保护大口径裸管或涂层较差的管道；④阳极消耗在牺牲阳极系统中也是不可避免的，必须保证定期更换阳极。

2.3 外加电流阴极保护

外加电流阴极保护，又称为强制电流阴极保护。通过直流电源以及辅助阳极，迫使电流从土壤中流向被保护金属，使金属表面阴极电位降至阳极电位，此时，金属表面不再有阴极或阳极，使被保护金属结构电位低于周围环境，整个金属结构成为新的电路中的阴极。目前主要使用的辅助阳极材料为：石墨阳极、高硅铸铁阳极等。

主要优点有：①驱动电压高，能够灵活控制保护电流的输出；②输出电流大，适用于裸管和涂层较差的金属构筑物，能够保护较大范围较广的构筑物；③适用于各种土壤电阻率的环境，包括高电阻率或恶劣的腐蚀环境中；④使用不溶性阳极材料可做长期阴极保护。

主要缺点有：①需要外部电源；②对邻近地下金属设施易产生干扰；③施工、维护技术较牺牲阳极保护复杂；④一次性投资费用和维护费用高。

3 燃气管道完整性管理中的防腐蚀保护

3.1 管道设计阶段

在管道设计阶段，选址尽量避开河道、湖泊等易造成腐蚀的环境和易造成高压干扰的路由，布管尽可能平缓，减少冲刷和杂质、水分的聚集。结合设计图纸，选择符合实际的管道材质、种类，埋地管道使用三层 PE 防腐层，地上管道及设备、设施外防腐层采用氟碳防腐涂层体系。根据管道的长度选择合适的位置设置阴极保护设施，多以恒电位仪加辅助阳极为宜，选择的位置要确保距离恒电位仪的远端侧能够得到正常的保护，一般设置在需保护管段的中间点位，如远端侧达不到足够的保护电位，需加设恒电位仪。恒电位仪和阳极地床位置的选择应考虑到：①靠近交流电源或其他可用电源的距离；②选择合适的土壤电阻率环境，放置阳极地床；③保持与管道和其他地下金属

物体的安全距离；④保持与其他阴极保护系统或其他交流、直流电源的安全距离；⑤良好的保护可达性；⑥规避危险区域。

鉴于站内埋地管道不带保护电位不易检测防腐层破损情况，可采用明渠铺设地下管道或在埋地管道位置选择合适的数量设置从管道附近引至地上的检测口，便于对地下管道防腐层及腐蚀情况的观察和检测。

3.2 管道建设阶段

严格按照设计图纸、方案进行施工建设，管道合规铺设，检查防腐层是否符合标准无破损，尤其是焊口位置检测合格并严密防腐，回填过程管道周围采用细沙填实，严格把控因石块、硬物造成防腐层破损。管道内杂质、水分及时清理，全面完成施工连接后进行吹扫、清管，清除管道内的杂质、水分，减少腐蚀干扰。恒电位仪设置的站场埋设阳极地床，埋设后设置明显的标记及电阻检测位置。进出站场及阀室位置设置绝缘接头 / 法兰，确保有效隔绝线路的阴保电流进入站场、阀室内工艺管道。线路上要每隔 1km 设置阴保电位测试桩（里程桩），经河流管段更易腐蚀破损，两侧要设置电流桩，测量管中电流，当管道外防腐层完好时，随着管道的延伸，电流较平衡，无电流流失现象或流失较少，其在管道周围产生的磁场比较稳定，当管道外防腐层涂层破损或老化时，在破损处就会有电流流失现象，随着管道的延伸，其在管道周围磁场的强度就会减弱。管道电流及其流动方向的测量用于估测防腐层的完好情况，并通过直流电寻找破损位置。存在高压干扰的位置还要设置排流桩，确保阴极保护的正常有效。

3.3 管道运行阶段

3.3.1 阴极保护管理

恒电位仪给定电位的设置原则为确保管道阴极保护测试桩电位在 $-0.85\text{V} \sim -1.20\text{V}$ 范围内（相对铜 / 硫酸铜参比电极）。

3.3.1.1 杂散电流干扰监测

管道可能受到临近的高压输电线路、电气化铁路等外界环境的交流干扰或管道附近工厂的杂散电流干扰而影响阴保效果，达不到正常的保护电位范围，为保障输气管道阴保系统的有效性，每月或两月测试沿线交流电位，排查是否存在干扰，及时采取有效措施，多使用排流去耦合的方式消除交流干扰。交流电压对管道的影响和危害是对涉及接触管道的工作有触电风险以及交流电对管道的腐蚀，通过管道外壁连接目标接地设备来有效降低管道上的交流电压。交流电压低

于4V时,可不采取交流干扰防护措施;交流电压大于4V,且交流电流密度大于 $30\text{A}/\text{m}^2$,小于 $100\text{A}/\text{m}^2$ 时,宜采取防护措施,交流电流密度大于 $100\text{A}/\text{m}^2$ 时,应采取防护措施。

3.3.1.2 管道阴极保护主要参数的检测

①自然电位:金属埋入土壤后,在无外部电流影响时的腐蚀电位。影响自然电位因素:金属结构的材质、表面状况和土质状况,含水量等因素不同而异,一般有涂层埋地管道的自然电位在 $-0.4\sim-0.7\text{V}_{\text{CSE}}$ (硫酸铜参比电极)之间,在雨季土壤湿润时,自然电位会偏负,一般新管道设计阴极保护时取平均值 -0.55V ;②通电电位:阴极保护系统持续运行时测量的构筑物对电解质(土壤)电位;即on电位。通电电位是由断电电位(即极化电位)和IR降构成;③断电电位(极化电位):断电瞬间(0.2~0.5s)测得构筑物对电解质电位。通常情况下,应在切断阴保电流后和极化电位尚未衰减前立刻测得的电位,即off电位、保护电位;④IR降:根据欧姆定律,由于电流的流动在参比电极与金属管道之间电解质(土壤)内产生的电压降;⑤最小保护电位:金属达到完全保护所需要的、绝对值最小的负电位值(相对于CSE为 -0.85V);⑥最大保护电位:将电位控制在比析氢电位稍高的电位值,此电位称为最大保护电位。(在阴极保护条件下,允许绝对值最大的负电位值)超过最大保护电位时称为“过保护”。

根据GB/T21448-2017埋地钢质管道阴极保护技术规范规定:①极化电位为 -0.85V (CSE,下同)或更负;②管道防腐层最大保护电位不应比 -1.20V (CSE)更负,并应防止防腐层出现阴极剥离、起泡,管体氢脆等现象。

3.3.1.3 绝缘件绝缘性能的检测

每年通过测量站场、阀室绝缘件的电位是否不一致来判断绝缘性能,确保正常起到绝缘作用。

3.3.1.4 辅助阳极地床接地电阻的检测

每年测量阴保系统辅助阳极地床接地电阻。对于接地电阻大于 5Ω 的,采取接线整改、降阻整改等措施予以整改。

3.3.2 管道内外检测

3.3.2.1 管道内检测

新建管道应该在投产3年内进行首次管道内检测,检测周期不超过8年,发生突发或新增情况时,立即或提前进行内检测,使用清管器、内检测器通过管道内部清理水分、杂质及检测壁厚,判断腐蚀情况,确

认是否可以正常使用。每年对地上工艺管道重点位置进行壁厚检测。发现壁厚不足及时采取补强措施,确保管道安全稳定。地上管道脱漆锈蚀位置及时进行除锈刷漆,防止进一步发生锈蚀穿孔。

3.3.2.2 管道外检测

新建管道一般于投用后3年内进行首次全面检验,首次全面检验之后的全面检验时间按照检验报告结果为准,一般为3~6年,发生突发或新增情况时,立即或提前进行全面检验。每年进行一次年度检查,由管道使用单位长输管道作业人员进行。对于发现的缺陷点需要开挖补伤的,要立即进行开挖验证并修复。

3.3.3 长输管道巡检

开展日常管道巡查,观察地表变化和气流声音、气味,存在异常及时使用气体检测仪进行验证并处理。同时可以定期使用手推式气体检测仪,对全线进行巡查检测,能够发现管道发生的渗漏,相较于观察法更加精准,更能在渗漏早期发现问题,及时处理,避免更大的风险隐患。

3.4 管道报废阶段

燃气管道达到使用年限,无法达到检验的标准时需要进行报废,大多需要重新设计管道路由,阴极保护系统连接新建的管道,重新按照整个生命周期完整性管理开展相关的工作。

综上所述,引发燃气管道腐蚀的因素较多,燃气企业应当结合自身燃气管道的实际情况,明确引发腐蚀的具体因素,并在完整性管理的各阶段采取针对性的防腐蚀手段。按照“安全第一,预防为主,综合治理”的方针提前有效采取各种措施防止或减少腐蚀发生,同时开展各类检测、巡查及时发现存在的问题隐患,及时采取有效的手段消除风险隐患,确保燃气管道安全平稳运行,持续稳定输气。

参考文献:

- [1] 史大源,罗霄,朱蕾等.石油天然气管道的防腐保护[J].科技创新导报,2021,18(36):45-47.
- [2] 周华英.天然气长输管道的腐蚀与防护措施[J].科技与企业,2016(2):212-213.
- [3] 黎志昌.长输燃气管道的防腐控制技术研究[J].中国石油和化工标准与质量,2021,41(16):37-38.
- [4] 晏丽颖.浅析埋地燃气管道防腐现状与对策研究[J].中国石油和化工标准与质量,2017,37(05):13-14.
- [5] 冼翠映.燃气管道防腐[J].中国建材科技,2014(S1):55.
- [6] 周廷鹤.城市燃气管道的完整性管理[D].重庆:重庆大学,2009.