

油气储运管道的腐蚀机理与防腐技术探讨

李林林 多堂坤 周睿松

(国家管网集团储能技术公司中原储气库有限责任公司, 河南 濮阳 457000)

摘要: 油气资源的特殊性决定了储运管理的重要性。随着人们对油气储运管理提出的新要求, 有关人员需着重关注管道防腐问题。管道腐蚀影响油气储运的安全性, 相关人员需掌握管道腐蚀机理, 采取源头性控制措施。目前油气管道防腐方面取得了一定的效果, 未来的工作中有关人员应按照油气储运管道防腐要求, 创新防腐保护技术。基于此, 本文以油气储运管道作为研究对象, 重点探究了管道腐蚀机理和常用的防腐技术, 以为实际工作提供参考与借鉴。

关键词: 油气储运; 腐蚀机理; 管道防腐

0 引言

近年来, 生产生活领域的油气资源显著增加。为高效利用油气资源, 有关人员应设计更为完善的油气储运管网。虽当前油气储运工作越发便捷, 但管道腐蚀问题时有发生, 浪费了油气资源的同时也带来了一定的安全威胁。为提高油气储运管理的规范性, 有关人员应将管道防腐放在关键位置, 不断采用新技术来实现防腐保护, 增强管道的耐用性。未来的油气储运管理中, 有关人员应根据管道防腐的实际情况, 关注前沿理论与技术, 构建防腐保护技术体系。

1 油气集输管道的腐蚀机理

油气储运过程中选择管道方式, 虽具有一定的便捷性, 但易出现管道腐蚀现象。

根据现有研究, 油气储运管道的腐蚀问题表现在以下方面:

第一, 小穿孔。若储运油气资源时管道上分布有小面积的穿孔现象, 很难被肉眼识别。随着时间的延长, 小穿孔逐步发展为大穿孔, 肉眼可见, 需要在发现后立即修复, 以免油气泄漏带来的火灾、爆炸等事故^[1]。第二, 丝状腐蚀。此现象在油气管道保护膜下方出现的概率较大, 腐蚀面积也相对较大, 处理不及时易带来安全事故。第三, 均匀腐蚀, 腐蚀面积大, 容易被发现。

油气储运管道的腐蚀机理表现在以下方面:

1.1 化学腐蚀

管道内部易出现化学腐蚀现象。一旦腐蚀性气体溶解于水中, 将逐步形成酸性环境, 对管道的腐蚀威胁较大。比如, 二氧化碳与水反应后, 反应产物为碳酸, 环境呈酸性。油气储运管道中包含铁质成分, 碳酸与

铁之间的反应剧烈, 将生成可溶性铁离子、碳酸盐, 后续将加剧管壁的腐蚀。再比如硫化氢, 这种气体下管道腐蚀无法避免。反应时不仅会生成强酸的硫化氢酸, 还会导致管道表面分布一定的硫铁化合物, 当达到特定条件时, 可能引发管道的应力腐蚀开裂或硫化物应力开裂, 带来的资源浪费、安全隐患非常大。

1.2 电化学腐蚀

针对油气储运管道, 也会出现一定的电化学腐蚀现象。结合大量的理论分析和实践探索, 电化学腐蚀多因管道金属与其环境(土壤、水等)的电化学势差导致。若管道表面与土壤中其他电位不同的金属或导电介质相接触时, 将自动出现电池效应, 产生电流; 电流流动时, 管道金属在阳极溶解, 出现腐蚀^[2]。由于电化学腐蚀的这一过程, 在油气储运管道外壁最容易出现, 特别是土壤湿度大或海底埋设的油气储运管道, 电化学腐蚀的出现几率高。事实上, 电化学腐蚀过程涉及阴极与阳极反应。对于油气管道而言, 金属表面有阳极与阴极之分, 两个区域的反应过程明显不同: 阳极区域, 表现为金属释放电子并溶解为金属离子的过程; 阴极区域电子被还原。正因电流的流动过程, 管道表面局部可能出现电化学腐蚀。为预防此类腐蚀现象, 有关人员需利用专用装置监测腐蚀速率。可以发现, 电化学腐蚀速率取决于多种因素, 如电解质浓度、温度、电流密度等。每种因素对腐蚀速率的影响各有不同, 实际的工作中应做好区分。

1.3 微生物腐蚀

部分区域的油气储运管道面临微生物腐蚀, 此类腐蚀与上述两种情况不同, 主要因微生物作用而引起。油气储运时如管道发生微生物腐蚀, 将增大油气泄漏

风险。所以，任何情况下发现管道的微生物腐蚀现象，都应该结合腐蚀部位的特点，尽早修复。根据经验，低氧、高湿、高温环境下油气管道发生微生物腐蚀的概率较高。这些环境下微生物作用将在管道表面形成一层生物膜，此生物膜的黏性较高，随着油气管道的运输，生物膜将自动吸附微生物，导致微生物大量聚集。生物膜的成分复杂，其中包含酸性物质、挥发性硫化物等，这些物质对管道的腐蚀危害较大。

2 油气储运的管道防腐技术

2.1 涂层防腐技术

管道腐蚀影响正常的油气储运工作。随着人们对油气储运管道防腐要求的提高，有关人员应合理应用涂层防腐技术。从根本上看，涂层防腐就是在原有油气管道的表面增设一层防腐涂层，用该涂层来保护管道，隔离管道与外部环境。利用涂层防腐保护油气管道时，有关人员需注意选择涂层材料。目前比较常见的材料为聚乙烯、熔结环氧粉末、热沥青类。在利用这些材料构建管道的防腐涂层时，有关人员需遵循工艺规定，注意涂抹的均匀性、涂料用量。结合实际情况，熔结环氧粉末涂层、聚乙烯涂层的防腐性能优越，保护能力突出。以熔结环氧粉末涂层为例，涂料主成分为环氧树脂，后续经静电喷涂或喷浆工艺，将粉末均匀涂覆于管道表面，受高温影响粉末将熔融并固化于管道表层，构成一层厚度均匀的保护层。再比如聚乙烯涂层，防腐施工时应将加热熔融的聚乙烯树脂涂覆于管道外表面，经一段时间固化成型后可形成防腐保护层。

2.2 缓蚀剂技术

一些情况下油气管道受土壤环境等影响，腐蚀速率快，危害大。为有效减小腐蚀危害，可采用缓蚀剂技术。缓蚀剂属于一种特殊物质，其能在金属表面形成保护膜或吸附层，进而起到隔离和保护作用。按照作用机理来划分，主要有阳极型、阴极型、混合类缓蚀剂，每种缓蚀剂的适用条件各有不同。以阳极型缓蚀剂为例，比较常见的为铬酸盐、硝基化合物。在油气管道内部或外部采用这些缓蚀剂，可与管道中的金属成分发生反应，形成氧化物膜层，减小腐蚀危害。某一油气管道，为增强其防腐能力，利用硝基苯并三氮唑，随着反应的进行，在管道表面形成一定厚度的 $\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$ 膜层，使管道不与腐蚀环境、介质相接触^[3]。阴极型缓蚀剂中，季铵盐、环己基胺的使用范围较广，效果相对理想。就现有研究来看，十二烷基季铵盐在

75℃的温度状态下，碳钢管的腐蚀速率明显下降。混合型缓蚀剂的典型代表为磷酸盐，将其用在管道防腐方面，可形成钝化膜、疏水膜。虽行业内的缓蚀剂种类相对较多，但很多都为化学物质，在使用后虽具有防腐效果，但存在一定的环境污染。为迎合可持续发展的要求，管道防腐方面如利用缓蚀剂技术，可尝试绿色缓蚀剂，如用植物提取物、微生物代谢产物等。值得注意的是，无论选择何种缓蚀剂，有关人员都需要充分分析管道的防腐要求，注意缓蚀剂的投加方式、投加量。针对长输管线，持续注入方式相对有效，但需控制注入浓度。针对静态储罐等设备，可将缓蚀剂一次注入介质系统，此过程中同样需控制用量。当然，一些情况下也可将缓蚀剂制成涂料、垫片等方式来使用。

2.3 阴极保护技术

考虑到油气管道的环境等特征，利用阴极保护也能起到防腐作用。与其他方式相比，阴极保护的效果理想，成本较低，主要利用电化学电池的阴极来抑制氧化反应，也就是腐蚀过程。若油气储运管道采用阴极保护技术，有以下两种选择：

第一，牺牲阳极阴极保护。此方式下需将电化学活性较高的镁、锌等金属作为阳极材料。在埋设到土壤环境后，它们相对于被保护油气管道而言属阳极，在特定条件下将出现溶解反应，向管道提供保护电流。在电流作用下管道为阴极，不易受腐蚀危害^[4]。

第二，外加直流电源阴极保护。此方式相对于牺牲阳极阴极保护而言较为复杂，需要外接直流供电系统，人工控制管道极化到特定的保护电位，改变反应条件，阻止电化学反应。此种保护方式下，专业人员可根据需求灵活调节电流参数，管道防腐效果突出。如为大型油气管线，优先选择外加直流电源阴极保护方式。比如 $\phi 1000\text{mm}$ 管线，需施加 $20 \sim 50\text{mA/m}^2$ 的保护电流密度，方可保障防腐效果。虽与其他的管道防腐技术相比，阴极保护的效果理想，维护便捷，但相关人员需掌握这一保护的技术原理，科学设计阴极保护系统，注意系统结构及关键参数。

2.4 内衬防腐技术

油气储运管道中，内衬防腐技术也为一种重要技术，此技术的根本就是要在管道内表面进行防腐处理，以构造一层耐腐蚀的非金属保护层，有效隔开腐蚀介质与管材。在油气管道的防腐处理中选择内衬防腐技术，该技术的应用效果几乎不受外部环境干扰，防腐

层紧紧贴合管道内壁，防腐效果好、使用寿命长。需要注意的是，利用内衬防腐技术时，相关人员在前期阶段应分析管道材质及腐蚀可能性，选择合适的内衬防腐材料。比较常见的材料有热固性树脂，如环氧、酚醛等，还有一些耐温、抗磨的水泥砂浆等无机材料。几种材料相对比，环氧材料的优势显著，当在管道内壁形成环氧保护层后，该层的保护能力强、使用年限长。以某大型油田的管道防腐来看，环氧内衬技术广受关注。利用该技术时除了要严格管控材料质量，注意材料的使用规范，还需严格控制内衬层厚度。针对输气等高温介质，热塑性树脂涂层如聚丙烯酸酯、聚乙烯等较为适用。

另外，水泥砂浆内衬的防腐效果虽然不尽理想，但在施工流程简单，成本较低，多用在工业管道方面。将管道内衬防腐与外部防腐相比较，前者所用的防腐材料相对较少，且施工工艺简单，无需挖掘埋地管线即可完成。但是，管道内衬防腐施工时，可能因场地等限制而影响防护效果。目前的管道防腐方面，内衬防腐呈现出技术多样性特征，但很多技术还存在一定缺陷，未来需继续研究，攻克难关，形成更多新技术。

2.5 金属覆层防腐技术

现阶段人们对油气储运管道的防腐要求日渐提高，一些情况下还需通过金属覆层来实现防腐保护。具体的施工作业中，有关人员应根据管道材质特征，选择耐腐蚀金属材料，将其包裹于管道外表面。总体来看，金属覆层防腐也利用了阻隔与保护原理，就是要通过设置物理防护层来阻止腐蚀反应。利用金属覆层防腐时，可选择的金属材料相对较多，实际的工作中需加强经济性、技术性对比。锌或铝金属热喷涂后，可在原管道表面构造防护层。需要注意的是，无论选择何种金属，都应选择恰当的方式使金属涂覆于管道表面。一般来说，当选定金属粉末后，可利用高温熔融方式处理粉末，此后再喷射于管材表面。当然，金属覆层防腐时，应着重考虑防腐层的厚度，锌层厚度一般为 $200\sim500\mu\text{m}$ ，防护年限在12年以上。而铝热喷涂涂层的抗腐蚀能力更强，使用年限也更长，即使为海洋环境，防腐年限也超20年。除了采用金属热喷涂工艺，还可采取浸镀或电镀工艺。如一些油气管道通过浸镀工艺形成了铝锌层，可达到预期的防腐目标。此外，利用电渗析原理制备的钛基、铬基阳极金属防护层等也广受关注，但其尚未全面推广，在未来的工作中有关人员应结合现状，探究管道防腐的新工艺，或者降低一些管道防腐技术的成本。

2.6 其他防腐措施

除了上述管道防腐技术外，实际的工作中还需采取其他措施来实现防腐目标。比如阴极接地系统、压盐绝缘接头，为体现这些技术的作用，有关人员需掌握其防腐原理，规范应用这些技术。阴极保护方面可优化阴极接地系统，也就是要在土壤中科学布设阴极接地体，同时在地面设置阴极装置，将此装置的保护电流引入土壤深部，构造一个将管线笼罩的保护环境。无论何种管线环境下采用阴极接地系统，有关人员都需要遵循行业内的普遍性设计规范，使系统在投入运行后，能将保护电流的流动过程控制在管线周围，防止腐蚀反应^[5]。同时，为避免环境等因素影响阴极接地系统的运行状态，有关人员还需要经常性检查阴极接地体的布设情况，在有需要的情况下重新调整阴极接地体的布设数量及位置，以增强电流分布的合理性。压盐绝缘接头属一种相对特殊的连接部件，可保障阴极保护系统与非导电线之间的可靠连接，经这类接头的连接处理，能避免管线材质差异下的电流漏失。为发挥压盐绝缘接头的作用，有关人员在使用此类接头时需检查其性能，并规范安装操作，以保障在安装此接头后，能有效隔绝两侧管段的电位差，将电化学保护电流的流动控制在正常范围。

3 结束语

管道腐蚀为油气储运过程中的常见问题。为符合油气储运的安全标准，相关人员需将管道防腐作为重点工作，立足管道腐蚀类型及机理，采取多样化方式增强管道的防护能力。未来的油气储运管理中，有关人员应基于管道防腐工作现状，继续加强技术创新，并强化管理工作。

参考文献：

- [1] 尹佳. 油气储运管道腐蚀防护技术的现状与发展趋势研究 [J]. 当代化工研究 ,2024(23):10-12.
- [2] 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.
- [3] 吕良辰. 油气储运中的管道腐蚀成因与防治探讨 [J]. 中国石油和化工标准与质量 ,2024,44(18):37-39.
- [4] 曹宇. 油气储运长输管道耐腐蚀性及风险评价研究 [J]. 山东化工 ,2024,53(13):235-237.
- [5] 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.

作者简介：

李林林（1987-），男，汉族，山西临汾人，本科，助力工程师，研究方向：管道完整性管理。