

# 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成效, 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, 以期在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<sup>[1]</sup>。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<sup>[2]</sup>。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<sup>[3]</sup>。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<sup>[4]</sup>。

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 $200 \sim 500 \mu\text{m}$ ,防护年限在12年以上。而铝热喷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<sup>[5]</sup>。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。