

长输油气管道腐蚀问题及防护技术应用研究

王松 (鞍山中石油昆仑福鞍燃气有限公司, 辽宁 鞍山 124000)

摘要:长输油气管道通常为焊接钢管、钛合金管、碳素复合管等材料制成,主要为金属管材,在与介质接触的过程中,容易出现腐蚀问题。腐蚀会影响管道质量,造成管道出现断裂、泄漏等问题,不仅影响油气输送效率,还会带来安全隐患。所以,要综合分析长输油气管道的特点,探究造成腐蚀的主要原因,针对常见的腐蚀问题,采取有效的防护技术,以此提升长输油气管道的使用寿命,确保油气资源稳定输送,本文就此进行了相关的阐述和分析。

关键词:长输油气管道; 腐蚀; 防护技术

0 引言

在我国石油天然气资源输送方式中,长距离埋地管道是最常用的一种方式。目前,管道可以满足我国大部分油气输送需求。近几年,我国积极建设油气管道。2022年我国新增油气管道里程接近4700km,油气管道总里程累计超过150000km。虽然油气管道输送规模不断扩大,但由于我国疆域辽阔,管道建设环境比较复杂,不仅土壤、空气等介质会腐蚀管道,内部输送物质也具有腐蚀性,导致管道无论是内壁还是外壁都会受到腐蚀,长此以往会导致管道穿孔,不仅导致资源泄漏,还会严重污染环境,甚至引发大规模安全事故,造成巨大的财产损失。所以,要分析我国长输油气管道腐蚀现状,分析腐蚀规律,然后采取有效的防护和修复措施,有效延长管道的使用寿命,切实保障油气输送的安全性、稳定性。

1 长输油气管道特点

长输油气管道运输量比较大,可以长时间连续运行,通常采用埋地设置的方式,具有安全可靠、污染小、能耗低等优势。采用埋地敷设的方式,地形地物对管道敷设的限制较小,外部机械作用不会影响管道。土壤可以发挥供暖、保温的作用,确保管道不被外界恶劣环境影响。但如果发生泄漏事故,很难被发现,容易造成大量财产损失。

长输油气管道的站间管路只有一条,并没有备用管路,如果某个区域发生事故,造成交通中断,则整个管线都要停止运输。采用加热输送的方式,如果长时间停运,会导致凝管事故。不仅如此,由于输送距离较长,会路过不同的地形、地质结构,包括沙漠、河流、盐碱地等等,容易受到各类自然或人为因素的影响,造成管道被破坏或被腐蚀。

通常,管道生产中比较常见的事故包括油气泄漏、

凝管事故、火灾爆炸、电气事故等等。管道腐蚀是比较常见的问题,也是导致油气泄漏的主要原因,如果没有及时采取有效的防护措施,不仅会造成严重的泄漏事故,还可能引发火灾、爆炸等危险,不仅损坏设备,还会造成人身伤害。

2 长输油气管道腐蚀的主要原因

2.1 金属材料因素

长输油气管道通常采用金属材料,金属活性越高,则电子越容易失去,进而出现腐蚀问题。外界介质很容易影响金属腐蚀,所以腐蚀因素与管道内部介质腐蚀性强度、阴极保护、土壤、外防腐层等因素有关。

从材料的角度分析,金属的化学稳定性会直接影响金属的耐腐蚀强度;金属成分也会对耐腐蚀程度产生影响,通常单相合金具有更好的耐腐蚀性;金相组织对耐腐蚀性也有一定影响,合金组织受到合金化学成分以及热处理的影响,热处理同时也会对耐腐蚀性能产生影响;金属表面状态如果比较光滑,则耐腐蚀性强度更高。

2.2 内部腐蚀原理

输送介质洁净度不同,油气产品中的化学组分、残留杂质不同,如果水分含量较高,则会在管道内壁形成原电池,对管道具有腐蚀作用。大部分管道会采用防腐措施,但由于资金限制,在设计、采购、施工等环节中,可能出现防腐措施不到位、管道质量不合格、防腐层损坏等问题,造成管道容易被腐蚀。管道内壁容易附着水分,引发电化学腐蚀。天然气含有酸性较强的硫化物、二氧化碳、氯离子等杂质,会对内壁产生腐蚀作用,在管道弯头连接位置生成水合物,久而久之会堵塞管道。

在输送的过程中,在压力、温差、流体速率等可

变因素的影响下，金属管道内壁受到的应力腐蚀、冲刷腐蚀程度不同，会对管道质量、寿命造成不同程度的影响。

以二氧化碳来说，可以在水溶液中溶解，生成能够参与腐蚀的各类活性物质，通过流体向金属表面传递反应物，阴极和阳极随之发生电化学反应，对管道造成严重的腐蚀；硫化氢引发的电化学反应或应力腐蚀，都会造成管道开裂。在 H^+ 出现后，阴极极化被消除，腐蚀过程随之强化，引发氢去极化腐蚀问题。电化学反应过程中，会有较高的应力产生，表面受到应力影响产生许多裂纹，如果应力在裂纹尖端集中，则保护膜会被撕破。受到应力与腐蚀的影响，裂纹会向纵深方向迅速发展，最终造成管道断裂。地层水中含有大量氯化钙、氯化镁等化合物，水解后会释放氯化氢，容易引发腐蚀问题。输送介质中含有氢气，且化学与电化学反应的过程中也会有氢气生成，影响金属延性和韧性，容易导致裂纹。此外，多相流腐蚀也是内部腐蚀的主要原因，通常分为清洁环境、冲蚀环境、冲蚀与腐蚀并存三种腐蚀环境类型。流动形态会影响腐蚀强度，通常流速、介质组成、含量等因素都会影响流动形态。

2.3 外部腐蚀原理

除了内腐蚀，外部存在很多腐蚀管道的因素。其中，土壤是包围管道的主要物质，也是造成管道外部腐蚀的主要因素。土壤的组成物质较多，是一种多相体系，金属的电化学腐蚀环境受到土壤透气性、含水性的影响，大部分都为氧去极化腐蚀，在强酸性土壤中发生。

在土壤腐蚀的过程中，阴极和阳极都会受到其结构、湿度的直接影响。在输送、干燥的情况下，会渗透大量氧气，且氧气流动性比较大，容易引发阴极反应。在潮湿、粘性土壤中，氧气难以渗透，流动速度也受限，但含水量较大，阳极容易发生反应。埋地管线在透气性不同的土壤中，会产生氧浓差，进而出现腐蚀问题，这时腐蚀的主要控制因素为土壤电阻。

通常长输油气管道表面会包裹防腐层，以此隔离钢管与各类腐蚀物质，将电化学反应电路切断。然而，在施工运输的过程中，受到碰撞等因素的影响，一些防腐层可能脱落，造成防腐效果不佳。此外，经过长时间使用，防腐层逐渐老化、龟裂，严重时会从管道外壁脱落。土壤腐蚀性介质随之浸入，造成外壁被腐蚀。与此同时，没有采取有效的阴极保护措施，

或者受到杂散电流等因素的影响，进而出现腐蚀问题。

3 长输油气管道腐蚀问题防护技术

3.1 内部防腐技术

针对内部腐蚀问题，需要采用对应的内部防护技术。通常有两种方式，一种是添加缓蚀剂；另一种是内涂层防腐与衬里防腐。前者就是在管道流体中添加缓蚀剂，以此抑制金属或者合金腐蚀问题，同时也可以抑制管道机械性能的改变。通常分为有机和无机两类。添加缓蚀剂不会改变腐蚀环境，但防腐效果较好。同时这种方法成本较低，不需要添加设备或增加投入，操作比较简单且效果比较理想。

针对腐蚀环境变化的情况，可以改变缓蚀剂种类，或者调整缓蚀剂浓度，使其防腐效果增强。相同配方的缓蚀剂组成可以预防多种类金属在不同环境下产生的腐蚀问题，具有较好的防腐蚀效果；内涂层防腐、衬里防腐就是在内壁添加隔离层，将管道与腐蚀介质隔离，对腐蚀问题具有较好的减缓效果。在长输油气管道中，增加内部涂层，不仅可以防腐蚀，还可以降低摩擦阻力，有助于提升输送量。通常，可以采用环氧树脂、合成树脂等材料制作内部防腐涂层。通常，选择聚酰胺环氧树脂，涂层厚度不低于 0.038mm，同时也不超过 0.2mm。为确保涂层紧密粘结管壁，需要先处理表面。

通常，管道内外壁会选择相同的防腐涂层材料。在防腐层涂装之前，需要先使用砂轮机打磨，将焊接的潜在氧化皮、粉尘等物质清除掉，重点对角落、焊缝、缝隙边等位置进行打磨或整圆，将缝隙焊渣清除干净。如果空气相对湿度超过 80%，或者表面温度比露点低 3℃，应该先停止处理。在防腐层涂刷的过程中，必须确保膜厚度均匀，保障涂层表面的平滑度，通常可以采用辊筒。可以采用无气喷涂工艺，确保涂层涂覆的均匀性。先使用毛刷蘸料，预涂边缘、缝隙、螺母等凹凸位置，避免遗漏。在第一道底漆涂装之前，应该先做好表面清洁，采用真空吸尘器对容器与罐进行清理。

3.2 外部防腐技术

外部防腐也采用涂抹防腐层的方式，防腐层的种类较多，具体如下：

3.2.1 石油沥青防腐层

该防腐层就是将玻璃纤维布浸渍在石油沥青中，然后在管道外部缠绕，将管道外层与外界隔绝，达到防腐的目的。目前，我国管道覆盖材料中，这种材料

的应用最为广泛，具有明显的应用优势，包括价格低廉、技术成熟、容易获取等等。但也有不耐高温、容易老化、不耐细菌等缺点。只能在 $-20^{\circ}\text{C} \sim 70^{\circ}\text{C}$ 的环境下使用，使用寿命不超过 20 年。

3.2.2 环氧煤沥青防腐层

这种防腐层采用环氧树脂、固化剂、煤焦油沥青等原材料制作而成，是一种双组分固化涂料。早在 20 世纪 70 年代，这种涂料就已经在管道防腐中应用。但这种材料对环境污染性较大，为满足环保要求，近几年对该材料的使用严格限制。

3.2.3 熔结环氧粉末防腐涂层

该材料为单组分涂料，组成部分包括环氧树脂、固化剂等等。具有粘接性较强、土壤应力耐受度高、阴极剥离抵抗性强等优点，可以在 $-60^{\circ}\text{C} \sim 100^{\circ}\text{C}$ 的温度范围下使用。

3.2.4 聚乙烯胶带防腐层

这种防腐层具有很高的绝缘电阻，同时具有很强的杂散电流抵抗能力，使用方便。但同时也具有螺旋搭接缝比较长的缺点，搭接位置容易出现粘结失效的问题，造成腐蚀介质从搭接位置侵入，影响防腐效果。

3.2.5 3PE 防腐层

该防腐层有机结合熔结环氧粉末以及聚乙烯的优势，具有较好的防腐性以及抗机械划伤保护性。但在实际使用的过程中，要求先处理好管道表面，否则其抗阴极剥离性能会受到直接影响，防腐效果随之下降。

3.2.6 阴极保护技术

在电化学保护措施应用的同时，也可以结合阴极保护技术。这是一种预防金属在海水、土壤等电解质中被腐蚀的保护技术。在该技术应用的过程中，将金属构件作为阴极，施加直流电流，生成阴极极化。如果金属电位出现负值，则外界电流可以弥补腐蚀过程失去的电子，进而达到抑制阴极溶解过程的效果，可以有效保护管道。该技术主要分为两种方法，一种是牺牲阳极法，另一种是外加电流法。

3.3 腐蚀检测技术

为确保防腐效果，需要采取有效的防腐涂层检测技术。主要包括标准管/地电位测试、直流电位梯度法、变频选频法等等。标准管/地电位测试就是采用数字万用表和硫酸铜参比电极，测量埋地管道的自然与保护电位，根据具体数值对涂层质量进行评定。可以采用地表参比、近参比等方法；直流电位梯度法就是在管道上加加载直流信号，防腐层如果出现破损，则

裸漏位置与土壤的电压会产生梯度，裸漏点的电流密度较大，会随着距离的缩小不断增大，电压梯度也随之增大，同时与裸漏面积存在正比关系，以此为依据进行腐蚀检测，及时发现腐蚀问题；变频选频法就是利用被测管路的标桩加载交流信号，同时对另一个标桩位置的管体也加载同样的频率信号，对发、收频率进行同步调整，在接收功率不超过 5% 发射功率的情况下，则说明信号损耗殆尽。随后，根据两个标桩管体长度、直径、厚度等参数，对二者之间的保护层漏电阻进行计算。

4 结语

综上所述，我国长输送油气管网规模在不断扩大，在实际输送的过程中，受到各种因素的影响，可能出现管道腐蚀的问题。如果发生腐蚀问题，不仅影响油气运输，还会带来安全隐患。所以，要分析腐蚀原因，然后采取有效的防护技术。通常，因为材料、介质、环境等因素产生腐蚀，分为内部腐蚀和外部腐蚀。为防护管道，不仅要设置内部和外部防腐涂层，还要加强腐蚀检测，及时消除腐蚀隐患。

参考文献：

- [1] 赵延平. 长输天然气管道腐蚀与防腐措施探讨 [J]. 石化技术, 2023, 30(07): 104-106.
- [2] 许卫民. 天然气管道腐蚀原因及防治措施 [J]. 化工设计通讯, 2022, 48(12): 169-171.
- [3] 张立初. 输油气管道腐蚀的防治策略 [J]. 全面腐蚀控制, 2022, 36(11): 125-126.
- [4] 张赣润. 长输天然气管道腐蚀因素及防护措施 [J]. 石化技术, 2022, 29(10): 84-86.
- [5] 范银华, 陈江华. 钢制长输油气管道硫化氢腐蚀的电化学研究方法 [J]. 广州化工, 2020, 48(11): 39-43.
- [6] 张建兵. 长输油气管道工艺站场埋地管线腐蚀分析——评《特殊地质条件下的管道施工与管理》 [J]. 新疆地质, 2019, 37(03): 429.
- [7] 窦进成. 长输油气管道的腐蚀防护与检测探讨 [J]. 全面腐蚀控制, 2020, 34(04): 87-88.
- [8] 王美芳. 长输油气管道法兰防腐研究 [J]. 中国新技术新产品, 2020(06): 81-83.
- [9] 毕建阳. 浅析长输油气管道腐蚀检测及修复 [J]. 中国石油和化工标准与质量, 2020, 40(02): 47-48.
- [10] 黄海波, 李庆敏. 长输油气管道腐蚀机理及防护技术分析研究 [J]. 粘接, 2019, 40(11): 33-37.