

长输地埋油气管道腐蚀因素与防护措施

吴志宏*

国家管网集团东部原油储运有限公司武汉输油处 湖北 武汉 437300

摘要: 在社会经济快速发展下, 油气资源的消耗量也逐渐增加。为了实现油气资源的高效传输和应用, 需要对长输地埋的管道进行防腐, 以此保证管道试压寿命, 节约油气输送成本, 所以, 研究腐蚀因素以及防护措施具有重要的意义。本文对长输地埋油气管道腐蚀因素与防护措施进行探讨。

关键词: 油气管道; 腐蚀因素; 防护

DOI: <https://doi.org/10.37155/2717-5189-0401-30>

1 长输地埋油气管道腐蚀因素

1.1 化学因素腐蚀

埋设地下的油气管道多采用中低碳钢材质, 在长期使用过程中受到的化学腐蚀主要有两方面, 一方面是遭受外腐蚀, 即受土壤环境、雨水、温度等自然条件影响, 以及人为破坏等人为条件影响, 导致管道外防腐层剥离破坏; 另一方面是内腐蚀, 即油气中存在的含硫化合物以及杂质对管道内的腐蚀, 导致管道穿孔。化学因素对油气管道腐蚀最为严重, 也极为常见。

(1) 土壤腐蚀: 土壤中含盐量在2%~5%左右, 以 Cl^- 为主, 含盐量的增加会导致金属腐蚀程度加剧。硫酸盐还原菌(SRB)广泛存在于土壤环境中, 可促进 $\text{SO}_2\text{-4}$ 还原 S^{2-} , 进而腐蚀钢铁。

(2) CO_2 腐蚀: 流体的pH值、流速与压力、温度、金属材质、管材的热处理、保护膜性质等因素直接影响 CO_2 腐蚀性。同时, 流体中含有的 HCO_3^- 、 Cl^- 与上述因素相互作用, 可加速金属腐蚀速度。 CO_2 阳极反应机理是Fe阳极氧化过程, 阴极反应机理实质上是 CO_2 融于水中电离出 H^+ 的过程, 为催化或非催化阴极还原反应。

(3) H_2S 腐蚀: 与水接触后的 H_2S 气体很可能对金属管道造成局部甚至全面腐蚀。影响 H_2S 腐蚀的因素, 一方面是材料因素, 如管材的成分、强度、硬度、表面状态、显微组织等; 另一方面为环境因素, 如水分含量、 H_2S 浓度、pH值、 Cl^- 浓度等^[1]。

1.2 电化学腐蚀

土壤属于多相态复杂混合物, 包括空气、无机盐、水等, 具备电解质的性质。因此易与管道裸露的金属表面发生缓慢化学反应。

(1) 微观电池腐蚀: 管道金属中存在或夹杂如熔渣、焊缝、氧化膜等不均匀杂质, 在成分复杂的土壤环境中, 易产生电位差而形成“腐蚀电池”。比如, 某批次钢管焊缝熔渣与其主体金属材料之间电位差0.26~0.31V左右。

(2) 宏观电池腐蚀: 主要发生在区域内土壤受自然因素影响较大或土壤物理、化学性质差异较大的情况下, 所产生的条件效应对地下管线电位有直接影响。一般情况下, 在含盐量较高的土壤中埋设管道, 其被腐蚀程度相比更为严重。若长输油气管道同时存在于含盐量高低程度不同的土壤中, 将会形成浓差电池。

1.3 生物腐蚀

主要是因为埋设油气管道的土壤中存在不同种类的菌类或微生物, 其在生长繁殖过程中不断进行呼吸作用并对元素产生富集作用, 由此将一般土壤环境逐渐转变为较高腐蚀浓度的环境。不同于单纯的化学腐蚀与电化学腐蚀, 生物腐蚀通常影响范围大且腐蚀速度快, 技术人员对其产生的腐蚀处理难度高。众多微生物中, 以铁细菌和硫酸还原菌为主。其中, 铁细菌属于好氧菌, 可在溶解一定氧气的水中生存繁殖。而硫酸还原菌为厌氧菌, 甚至可以在无氧条件下, 将管道表面有机物作为碳源, 与之反应产生氢, 促进 $\text{SO}_2\text{-4}$ 还原 S^{2-} 而得以生存^[2]。

*通讯作者: 吴志宏, 1970.03, 男, 汉, 浙江义乌, 国家管网集团东部原油储运有限公司武汉输油处, HSE主管, 工程师, 研究生, 研究方向: 安全管理。

1.4 物理腐蚀

通常情况下,土壤腐蚀因素主要为土壤应力腐蚀和油砂冲蚀两种。土壤应力腐蚀一般存在于油气管道拐弯、接口或焊缝等位置,易受到流体带来的热应力以及土壤应力。同时,管道存在的缺陷以及腐蚀介质共同促进了薄弱部位的腐蚀穿孔速度。而油砂冲蚀是原油自身携带粒径较大泥沙在重力作用下,长期积沉与管道底部,在层流状态下,长时间经过流体不断冲刷导致管道内壁磨损,久而穿孔。针对长输油气管道,此种腐蚀因素应得到高度重视。

2 长输地理油气管道腐蚀防护对策

2.1 合理应用涂层保护技术

2.1.1 有机防腐涂层

具有良好的耐酸性、耐腐蚀性以及绝缘性,不同性质的涂层具有不同的优缺点,在制定防护措施时应根据实际需求以及应用环境综合分析。

(1)重油沥青涂层:优点是耐水性优良,有良好的附着力可防止表面起皮,来源丰富且成本低廉。缺陷是机械性能和热稳定性较低,易被土壤中细菌破坏,易老化。(2)煤焦油涂层:优点是不易被细菌侵蚀,吸收率低,使用寿命长。缺点是有毒性,污染环境。(3)橡胶防腐层:坚固耐用,成本较低,环保无污染。缺点是易损坏,现场补口层施工难度大。(4)环氧煤和沥青涂层:耐热、耐磨、耐离散电流。缺点是固化时间长,表面不易涂抹且稳定性低^[3]。

2.1.2 无机防腐涂层

在实际应用中表现出优异的耐腐蚀、耐磨、耐热性能,愈发受到国内外研究关注。但存在生产耗能较高且结合强度不高易脱落等缺陷,限制了其在管道防腐中的广泛应用。(1)水泥砂浆涂层:含碱水泥浆易在管道内部形成钝化膜达到防腐目的,且无毒、安全、价廉。(2)搪瓷涂层:除氢氟酸外,具备抵抗种酸碱的能力,提升防腐整体水平,价格适中。

2.2 耐蚀材料防护技术

合理选择管道材质,需要综合考虑流体介质、使用环境、材料结构、可能发生的物理或化学反应等因素,还需要注意选材的特殊要求。对于金属材料的选择,如在含CO₂的油气田中,可选择耐腐蚀性较好的9%~12%Cr铬铁素体不锈钢管;若CO₂与Cl⁻共存,选择23%Cr的铬锰镍不锈钢;选择镀铝钢材以有效防止SO₂和H₂S腐蚀等。对于高分子材料而言,也可应用于管道防腐。如采用玻璃纤维或其制品制成的玻璃钢纤维,既具备金属钢材的强度,又具备优良的耐腐蚀、电绝缘、隔热等特点,在国外被广泛运用于耐腐蚀管道、耐腐蚀输送泵等设备中,值得我国借鉴。

2.3 阴极保护技术

主要是通过通电操作在被保护金属的表面进行阴极极化作用,减缓腐蚀。该项技术现已在我国陕西、大庆、四川等大型油气田中广泛应用,包含强制电流法与牺牲阳极保护法两种。强制电流保护法是通过外部电流作用使管道阴极极化。通常应用于长输地理油气管道,结合防护涂层使用。牺牲阳极保护法是通过电流作用使阳极的活泼金属优先腐蚀溶解,以达到防止管道被腐蚀的目的。

2.4 缓蚀剂技术

主要应用于尤其管道内侧位置,作为一种化学物质,少量添加于管道内部即可降低中性介质、酸性介质和气体介质等的腐蚀性,具有用量少、效果佳、便捷性等特点,广泛用于油气管道以及注采系统中。缓蚀剂种类较多,针对金属腐蚀的复杂性,实际应用时应将多种缓蚀剂复配使用,效果更为显著。为使缓蚀剂与管道内壁充分接触,发挥效用,可在药剂中加入阻垢剂和杀菌剂,并定期清洗管道内沉积物。

2.5 合理选择管道腐蚀检测技术

(1)人体电容法:实际应用较为广泛,对于管道防腐检测速度较高,对管道腐蚀位置把握较好。该技术对技术人员业务能力以及经验要求高,且需要合理选择检测信号发射点位置。(2)PCM法:即为管中电流绘制法,可精准判定输送管道腐蚀状况、防腐层质量以及管道受损位置。该技术对人员素质要求不高,可节约部分检测成本,但检测结果易受气温变化影响,需要酌情选择^[4]。

3 长输油管道的腐蚀检测

3.1 变频选频防腐蚀检测法

该方法主要是对埋地长输管道的防腐层绝缘电阻进行测量的技术，该测量技术的应用能够测量出管道防腐隔离层的质量是否与相关标准相符合，并且该方法已经被纳入到了石油天然气建设部的行业标准中了。此种方法在具体的应用中，具有方便、快捷、准确性高、真实、重现性好等问题特点，所以可以对管道内的每一段方式情况进行查看，并据此来对管道的防腐蚀效果进行评估。但是此种方法在具体的应用过程中是无法很准确地得出绝缘层中具体的电阻值的，所以无法很好地对管道中细节部位的腐蚀情况进行检测；

3.2 人体电容法

此种方法作为长输油气管道防腐检测的重要方式，具有检测效率高的特点。实际上人体是具有一定电容的，而在管道出现腐蚀问题后采取这一方法能够快速地找到损坏的地方，并对其进行精准地定位。但是此种方法在具体的应用过程中对于操作人员的要求是很高的，要求其必须要具备先进的经验和操作的技术操作流程，这样才能够保证信号的传输过程中，可以更加准确地选定发射的地点。

3.3 PCM+的方法

此种方法是利用英国雷迪的管道防腐层状况检测仪器，对腐蚀层的具体情况进行精准地定位，然后对任何一个长度的管道防腐蚀情况进行评估。此种方法的应用可以快速定位并对防腐层的故障进行有效地测量，以此来节约人力、物力与财力、该方法是一种新型的仪器，可以在不同材质、不同管径、不同防腐绝缘材料埋地管线中应用。但是此种方法作为一种新型的技术手段，在具体的应用过程中技术含量较高，所消耗的成本也相对提高了^[5]。

4 结束语

我国各大相关行业应致力于构建由管道设计、建设施工、投产和运营环节组成的全寿命周期内腐蚀防控体系，积极引进并运用管道腐蚀保护技术和先进的腐蚀检测技术，为降低长输油气管道腐蚀风险提供有力的技术支持。

参考文献：

- [1]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.
- [2]原平.浅析埋地长输油管道的腐蚀防护与检测[J].山东工业技术,2019(06):87.
- [3]田源,张库.长庆长输油气管道X80钢腐蚀调查分析[J].云南化工,2018,45(07):16-17.
- [4]马忠海,朱明东,何义忠.埋地长输油管道的腐蚀防护和检测分析[J].环球市场,2019,(14):360.
- [5]王兴亚.埋地钢质管道防腐层检测技术的应用[J].石油工程建设,2017:98.