

浅析天然气长输管道内腐蚀原因分析及控制

王 鑫 杜镇营 赵 妍 王星珂 吉家增

(国家管网北方管道郑州输油气分公司, 河南 郑州 450000)

摘 要: 本文在分析天然气长输管道内腐蚀原因的基础上, 提出相应检测方法及控制措施。发现输送介质中酸性气体和水露点、黑色粉尘、高温高压引发天然气长输管道内腐蚀, 通过涂层防腐、缓蚀剂防腐、阴极保护和采用新型管材有效降低内腐蚀风险, 提高天然气长输管道安全性和使用寿命。

关键词: 天然气, 长输管道, 内腐蚀, 控制

0 前言

天然气长输管道在能源运输中占据着重要地位。随着对天然气需求的不断增长, 长输管道的铺设里程随之增加。管道内腐蚀严重影响了天然气长输管道安全运输, 一旦出现燃气气泄漏问题, 不仅会造成生态环境污染, 还会直接威胁工作人员和附近居民的生命安全。分析天然气长输管道内腐蚀原因, 并采取有效控制措施具有重要的现实意义。

1 天然气长输管道内腐蚀原因分析

1.1 酸性气体的影响

运行压力下输送湿气时, 若天然气脱水处理不好, 混杂二氧化碳等酸性气体, 在温度、压力、流速等多种因素影响下, 将会发生严重的管道内腐蚀。除此之外, 天然气长输管道具有输量大和输送距离长等特征, 常处于高温高压环境输送, 增加酸性气体活性。在运行压力为 1.6MPa, 输送含量未 0.39%CO₂ 含量为的湿气时, 管道腐蚀速率可达 0.28mm/a。

1.2 水露点的影响

天然气含水量一定时, 当介质温度低于其对应压力下露点时, 将形成冷凝水, 如果管道所在地极端最低温度高于运行工况下天然气的水露点, 那么管道内腐蚀可能性小。但水露点随管道内压力升高而升高, 一旦管道内压力增加, 水露点升高, 即使常温环境也可能出现冷凝水。如某管道在目前运行工况下输送的天然气水露点为 -40℃, 管道所处地域极端最低气温为 -28.4℃, 就目前运行工况下不会出现冷凝水, 但随着管道内压力增加, 水露点升高, 极易出现冷凝水, 以此增加管道内腐蚀风险。

1.3 黑色粉尘的影响

采用 X 射线衍射法对天然气管道清出黑色粉尘进行无机成分分析, 发现黑色粉尘主要由 Fe₃O₄、SiO₂ 组成, 其中 Fe 元素含量最高, 占比 56.20%。由 Fe 元素形成

的 Fe₃O₄ 主要由 Fe(OH)₃ 失水形成, 而 Fe(OH)₃ 来自 CO₂ 腐蚀和细菌引发的氧浓差电池腐蚀。更为重要的是黑色粉尘作为电解质促进电化学腐蚀, 加重管道内腐蚀。

1.4 自由液相的影响

当管内出现气、液、固三种状态共存时, 混流物在冲刷作用下会腐蚀长输管道内壁。其中, 固体颗粒随着气液流在管道内高速运动, 不断撞击管道内壁, 会破坏管道表面的保护膜, 使新鲜金属表面暴露于腐蚀介质中, 加速腐蚀过程。另外, 管道弯头处的流场发生明显变化, 流体在经过弯头时, 由于流向的改变, 会产生离心力, 使得气液固混流中的固体颗粒更容易在弯头的外侧壁聚集和加速撞击, 导致弯头外侧壁受到的冲刷力远大于直管段, 从而使弯头处的腐蚀和磨损更为严重。

1.5 电化学腐蚀影响

硫化氢、二氧化碳等酸性杂质与水结合, 会形成酸性环境, 腐蚀管道内壁。酸性环境中的氢离子具有较强的氧化性, 会与保护膜中的某些成分发生化学反应, 以铁基管道为例, 保护膜中的铁的氧化物或氢氧化物会与酸性溶液中的氢离子反应, 使保护膜逐渐溶解和破坏。当管道的保护膜被破坏后, 管道金属表面的化学物质变得不均匀, 在有酸性介质存在的情况下, 由于金属表面不同部位的电极电位不同, 就会形成许多微小的原电池。在原电池的作用下, 吸氧腐蚀开始发生。在含酸性组分的天然气管道中, 由于溶液呈酸性, 氧气在酸性条件下更容易得到电子。

1.6 高温高压影响

高温高压环境还会影响管道内壁的防护涂层。一些涂层在高温下可能会软化、老化或失去附着力, 从而无法有效地保护管道内壁。同时, 高压环境也可能导致涂层出现裂纹或破损, 使腐蚀介质更容易渗透到管道内壁。

2 天然气长输管道内腐蚀的危害

2.1 安全风险

天然气长输管道被腐蚀后,其结构完整性受到破坏,容易出现泄漏情况。泄漏的天然气与空气混合,形成可燃混合气,一旦遇到明火、静电火花等,就可能引发火灾爆炸。这种爆炸的威力巨大,不仅会对周围的建筑物、设施造成严重破坏,还会危及附近人员的生命安全。此外,天然气长输管道通常处于高压运行状态,一旦发生泄漏,泄漏的气体速度极快,扩散范围广,增加了火灾爆炸的风险。而且由于长输管道的输送距离长,涉及的区域广泛,一旦发生事故,影响范围也会非常大。

2.2 污染环境

当天然气长输管道发生泄漏时,泄漏的天然气会进入土壤,对土壤环境造成污染。天然气中的一些成分,如硫化氢等,会与土壤中的物质发生化学反应,改变土壤的性质,影响土壤的肥力和生态功能。这种污染可能是长期的、不可逆的,对农业生产和生态环境造成严重影响。如果泄漏的天然气进入河流、湖泊等水体,会影响水生生物的生存环境,导致水生生物死亡或变异。同时,被污染的水体也会影响人类的生活用水和工业用水,带来一系列的环境和健康问题。

2.3 经济损失

当管道内壁被腐蚀后,可能出现裂缝、穿孔等问题,需要及时修补或更换受损部位。维修过程中,不仅需要投入大量的人力、物力,还可能需暂停管道的运行,这将对天然气的输送造成影响,进一步增加维修成本。此外,随着腐蚀程度的加剧,维修的难度和成本也会不断提高。在一些严重腐蚀的情况下,可能需要采用更加先进的维修技术和材料,进一步增加维修费用。对于深度腐蚀的管道部位,可能需要使用特殊的防腐涂料或进行内衬修复,这些维修措施的成本较高,给管道公司带来了沉重的经济负担。

2.4 资源浪费

泄漏的天然气造成资源浪费,给管道公司带来严重的财产损失。当天然气长输管道因内腐蚀出现泄漏时,大量的天然气会逸散到空气中。天然气作为一种宝贵的能源资源,泄漏造成了直接经济损失的同时,还浪费了大量的能源。更为重要的是泄漏的天然气还可能对环境造成污染,增加了后续的环境治理成本。

3 天然气长输管道内腐蚀的控制措施

3.1 涂层防腐措施

煤焦油瓷漆防腐涂层具有较好的防腐性能和低廉

的材料成本,能对长输天然气管道起到很好的保护作用。但这种措施对温度要求比较高,不适用于加热输送管道,若温度不符合标准,就无法达成防腐效果。

PE 双层防腐具有绝缘、绝水和耐高温等特点,由于其防腐材料成本比较低,所以常作为长输天然气管道防腐材料。新型 PE 三层防腐利用环氧粉末,比 PE 双层防腐效果更明显。不具融合了高密度聚乙烯、环氧粉末的优点,黏附能力强、抗外力损伤、防腐性能强,而且机械性能强,能提高管道的紧密结合度进而提升抗腐蚀能力,对长输天然气管道起到良好的保护作用。

3.2 缓蚀剂防腐

合理使用缓蚀剂,提高管道整体防腐蚀能力。在天然气长输管道的关键部位设计缓蚀剂,能够有效地提高管道的整体防腐蚀能力。缓蚀剂是一种能够减缓金属腐蚀的化学物质,通过在管道内壁形成一层保护膜,阻止腐蚀介质与金属表面的接触,从而达到防腐的目的。如可以在管道的弯头、接头等易受腐蚀的部位添加缓蚀剂,以增强这些部位的抗腐蚀能力。

实际应用中,不同材质管道具有不同的金属性能,因此需要根据具体的管道材质制定相应的缓蚀剂作业技术方案。对于钢制管道,可以选择适合钢材的缓蚀剂,并确定最佳的添加浓度和添加方式。同时还需要考虑管道输送条件,如温度、压力、流速等因素,以确保缓蚀剂能够在实际输送中发挥最佳的防腐蚀效果。

单一型号的缓蚀剂可能无法满足复杂的腐蚀环境需求,因此可以考虑对多种型号的缓蚀剂进行搭配使用。通过不同缓蚀剂之间的协同作用,可以发挥出最佳的防腐蚀效果。如可以将阳极型缓蚀剂和阴极型缓蚀剂搭配使用,以同时控制电化学腐蚀的阳极和阴极反应。在搭配使用缓蚀剂时,需要进行试验和评估,以确定最佳的搭配方案和使用剂量。

3.3 阴极保护

阴极保护是一种通过防止金属管道腐蚀来延长其使用寿命的重要方法,主要包括牺牲阳极法和强制电流保护两种方式。

牺牲阳极法将输入电流的金属材料与受到保护的管道直接连接,对管道进行极化。牺牲阳极法是一种较为常用的阴极保护技术,它利用一种比被保护金属更活泼的金属作为阳极,与被保护的管道直接连接。在电解质环境中,阳极会优先腐蚀,释放出电子,这些电子通过电解质传递到被保护的管道上,使管道表面的电位降低,从而达到防止管道腐蚀的目的。如在

一些长输天然气管道的防腐工程中,常用镁合金、锌合金等作为牺牲阳极,这些金属材料在土壤或水中能够快速溶解,为管道提供持续的电子流,有效地保护了管道的金属结构。

强制电流保护是另一种重要的阴极保护方法,通过在管道中设置外加电源,将负极与要保护的金属管道连接,使管道表面形成阴极极化。同时通过调节外加电源的输出电流和电压,可以控制管道表面的电位,使其保持在一个较低的水平,以此减缓管道的腐蚀速度,此保护方法具有保护范围广、保护效果好等优点,但也需要较高的设备投资和维护成本。

3.4 采用新型管材

玻璃钢或塑料管材具有良好的酸、碱、盐等电解质的耐受性,应用优势明显。钢骨架塑料复合管不仅使用寿命长、抗快速开裂性能好,而且具有较低线性膨胀系数、良好的抗腐性能、极佳抗紫外线性能。纤维玻璃缠绕增强热固性树脂夹砂管(玻璃钢夹砂管),具有耐腐蚀性、使用寿命长、抗沉降能力强、安全性好等优势。复合材料钢管在高钢级钢管外部包敷一层玻璃钢和合成树脂,不仅可以进一步提高管道的输送压力、增加管输量、提高钢管抵抗各种破坏的能力和安全性,而且可以降低建设成本。

世界许多国家着手新型管材的开发与应用。美国材料协会对不同的非开挖技术制订不同的管材标准,纤维玻璃材料逐渐应用于非开挖技术,纤维玻璃管材在顶管施工中广泛应用,近年夹砂管成为非开挖顶管技术中的新宠。目前,本钢集团的管线钢产品先后应用到国内外十几个重点石油管线工程上,正在加大“一带一路”沿线国家销售网络布局,推动石油管线钢成为“一带一路”上的“明星产品”。新型管材相比传统管材优势突出,未来可从研究新型材料角度出发,研究出能够普遍使用于各类非开挖技术的燃气管道。

3.5 加强管道维护管理

严格记录管道数据和技术对于及时发现管道潜在问题至关重要。通过详细记录管道的规格、材质、安装日期、运行参数等信息,可以建立起完善的管道档案。这不仅有助于在日常维护中快速了解管道的基本情况,还能为后续的故障排查和维修提供准确的参考依据。定期检测长输天然气管道的外观检查、壁厚测量、防腐层完整性检测等,其中,外观检查主要是观察管道表面是否有明显的腐蚀、变形、损伤等情况。壁厚测量可以采用超声波测厚仪等设备,及时发现管

道因腐蚀而导致的壁厚减薄问题。采用电火花检测防腐层的完整性,检测防腐层是否存在破损点,以便及时进行修复。

发现管道腐蚀问题后,及时采用施工方便、无需动火的冷缠防腐带修复管道防腐层。冷缠防腐带具有施工方便的特点,无需进行动火作业,大大降低了施工风险和对周边环境的影响。其施工过程相对简单,首先对腐蚀部位进行清理,去除表面的锈蚀、污垢等,确保管道表面干净、干燥。然后,将冷缠防腐带按照规定的方法缠绕在腐蚀部位,确保缠绕紧密、无空隙。冷缠防腐带可以有效地隔离管道与腐蚀介质,延缓腐蚀的进一步发展,延长管道的使用寿命。此外,在修复管道防腐层后,还应加强对修复部位的监测,定期进行复查,确保修复效果的持久性。同时,要不断总结修复过程中的经验教训,进一步完善管道维护管理措施,提高管道的安全可靠性能。

4 小结

天然气长输管道内腐蚀是一个复杂的问题,需要综合考虑输送介质、黑色粉尘、高温高压等多种因素的影响。输送介质中的湿气酸性气体和水露点是导致内腐蚀的重要因素。另外,黑色粉尘对管道内腐蚀也有显著影响。最后,高温高压环境、自由液相以及化学腐蚀和电化学腐蚀等因素也会加剧天然气长输管道内腐蚀。为了有效降低管道内腐蚀风险,提高天然气长输管道的安全性和使用寿命,通过涂层防腐、使用缓蚀剂防腐、阴极保护、采用新型管材措施,有效降低天然气长输管道内腐蚀风险,提高管道的安全性和使用寿命。

参考文献:

- [1] 寿乐勇.天然气长输管道内腐蚀原因分析及控制措施[J].中国石油和化工标准与质量,2020,40(16):31-32.
- [2] 刘钊,侯超波,杨鹏博.长输天然气管道腐蚀控制工作分析[J].石化技术,2015,22(11):172.
- [3] 陶海成,李艳丽.天然气长输管道内腐蚀原因分析及控制措施[J].化工管理,2020,(10):170-171.
- [4] 李春雨,冯昕媛,李本全.微含硫天然气管道内腐蚀分析与控制[J].油气储运,2019,38(02):202-207.
- [5] 杨为刚,刘超,孙艳红,等.现河采油厂天然气外输管道腐蚀检测分析与控制[J].石油工程建设,2009,35(05):36-38+7-8.
- [6] 韩菲杨,林聿明,石峰.天然气长输管道内腐蚀原因分析及控制措施[J].中国石油和化工标准与质量,2021,41(13):5-6.