

油气长输管道阴极保护系统的影响因素与措施研究

黄彪 晏祥省 吕华鹏

(国家管网集团西南管道有限责任公司昆明输油气分公司, 云南 昆明 650501)

摘要: 本文首先分析了油气长输管道腐蚀机理与阴极保护系统原理, 讨论影响油气长输管道阴极保护系统的主要因素, 进一步有针对性地提出提高油气长输管道阴极保护系统性能的主要措施。

关键词: 油气长输管道; 阴极保护; 影响因素

1 油气长输管道腐蚀机理分析

油气长输管道内含有二氧化碳、硫化氢、氧气、二氧化硫等成分, 在高湿、高温、高压环境下, 易发生各类化学反应, 产生具有腐蚀性的物质, 继而对油气长输管道产生腐蚀, 此外, 长输管道埋于土壤中, 若土壤内存在硫酸盐还原菌, 同样可造成管道腐蚀, 故为有效降低管道腐蚀现象, 强化管道阴极保护, 应明确油气长输管道的腐蚀机理。

第一, 二氧化碳引发的腐蚀。处于干燥状态的二氧化碳不具备腐蚀性, 但当二氧化碳溶于碳氢化合物或与水接触后, 二氧化碳则会具备一定腐蚀性。若管道内二氧化碳溶液处于酸性环境中, 则会发生氢离子还原反应, 以此引发管道腐蚀现象。第二, 硫化氢引发的腐蚀。硫化氢溶于水后将对油气长输管道产生腐蚀, 在此期间, 有电解反应发生, 并进一步与管道钢材产生电化学反应, 在阳极产生硫化亚铁, 于阴极有氢气产出。阳极所生成的硫化亚铁具有较强黏性与密度, 可在一定程度上延缓管道腐蚀现象的发生, 但若管道与硫化亚铁之间无法紧密黏结, 则会氧化脱落, 以此引发腐蚀现象。第三, 氧气引发的腐蚀。管道内部及其所处的环境中均含有水, 且具有溶解于水的氧气, 在此条件下, 将会有电化学反应发生, 继而造成油气长输管道腐蚀。第四, 二氧化硫引发的腐蚀。溶解于水的二氧化硫将会在油气长输管道内发生反应, 产生硫酸亚铁, 产物通过水解反应进一步转化为硫酸根离子与四氧化三铁, 硫酸根离子可与管道材质产生反应, 以此形成管道腐蚀。第五, 硫酸盐还原菌引发的腐蚀。油气长输管道埋于土壤内, 若土壤内含有硫酸盐, 则会逐渐形成硫酸盐还原菌, 简称“SRB”, 该物质本身不会对管道产生腐蚀, 但随着 SRB 的繁殖, 将会不断消耗土壤内硫酸盐成分, 营造出具有腐蚀性效果的化学环境, 继而对长输管道形成腐

蚀。

2 油气长输管道阴极保护系统原理

现阶段我国油气长输管道所采用的阴极保护系统均为强制电流为手段, 通过牺牲阳极对管道进行保护, 其原理以电化学理论为基础, 具体如下: 在电化学电池反应体系中, 电池阴极不易产生腐蚀, 而阳极的腐蚀现象较强, 因此, 为实现保护油气长输管道的目标, 需将管道金属置于阴极, 以此减少对管道材质的腐蚀^[1]。油气长输管道的阴极保护应确保金属始终处于电子过剩环境内, 这就要求在阴极保护过程中做好电子输送工作, 使管道金属表面能够附着同等负电位, 确保管道金属成分在电化学反应中不会丢失电子, 以此对处于阴极的管道金属形成保护, 继而有效减少油气长输管道的腐蚀现象。

3 影响油气长输管道阴极保护系统的主要因素

3.1 管道套管结构

结合上述阴极保护系统原理分析可见, 为保障阴极保护效果, 需使管道金属表面始终附着一层电流, 使其处于电子过剩环境下, 以此有效保护油气长输管道。但结合油气长输管道整体结构来看, 仍需借助钢套管保护处于穿越位置的管道, 这就导致电流无法附着于长输管道金属表面, 均在钢套管附近聚集, 继而破坏了阴极保护系统, 由此可见, 若油气长输管道在运行期间设置了钢套管结构, 引发阴极保护失效问题。钢套管与长输管道的接触造成了短路现象, 使处于阴极的电流逐渐流失, 继而无法形成阴极保护系统, 使油气长输管道暴露在腐蚀性化学环境中, 以此影响了油气长输管道阴极保护效果。

3.2 土壤成分干扰

引发油气长输管道泄漏的主要原因在于腐蚀问题, 而我国社会经济迅速, 油气资源需求量日渐提

升,在此形势下,采用罐车的方式进行油气资源短途运输,借助长输管道进行油气资源运输。且管道运输方式较为灵活,受时间、空间与天气因素的影响相对较小,并可实现长时间连续性运输,效益显著,故管道运输现已成为我国油气运输的主要方式。油气长输管道需埋于土壤内,且为提升长输管道稳定性,多需铺设防护措施,旨在借助防护措施增强油气长输管道防腐性能。但土壤成分复杂,且受到周边人类行为的影响,土壤成分处于动态变化中,油气长输管道在长期运行期间同样会遭受腐蚀,而引发腐蚀问题的原因则为形成了电化学反应,此时需以电化学为原理控制管道腐蚀速率。当油气长输管道发生泄漏事故后,需立即采取应急保护措施,稳定油气长输管道内金属材质,抑制氧化反应的发生。

3.3 电气化铁路

管道运输主要应用在我国油气资源运输作业中,因管道距离较长,其所经过的环境条件呈现出复杂化特征,而环境条件则会干扰阴极保护系统,此外,城市中的电气化铁路同样可影响油气长输管道阴极保护系统的运行。牵引供电网、接触系统属于电气化铁路的重要部分,其中牵引供电网由接触网、地面、铁轨构成,由于大地土壤并非为绝缘体,故大地与带电铁路钢轨发生接触时,电流沿铁路钢轨而泄漏到大地土壤内,当有油气长输管道穿过电气化铁路区域土壤内时,则会引发高点位电流散乱现象,而该部分电流可能会进一步进入阴极保护系统,以此干扰阴极保护系统内电位环境,继而引发阴极保护失效现象。当外部电流进入到油气长输管道阴极保护系统负电位置上时,将会在该区域形成阴极区,在此环境下,可大幅提升长输管道金属表面电位,继而引发析氢现象,进一步导致油气长输管道出现避免腐层脱落现象。若电气化电路所形成的杂乱电流进入到油气长输管道保护系统的阳极部位,则会发生强烈的电化学反应,以此造成管道腐蚀,提高管道泄漏事故发生概率。

3.4 环境温度条件

油气长输管道受到环境因素干扰同样会引发腐蚀问题,其中温度因素的影响效果较大,其主要是通过影响二氧化碳而造成管道腐蚀。在油气长输管道结构中,碳酸亚铁能够对管道产生一定保护作用,若管道所处环境温度低于 60℃,则会抑制碳酸亚铁保护膜的生成,继而削弱阴极保护系统对于油气长输管道的保护效果,在此情况下,管道腐蚀

程度与二氧化碳溶解速率存在紧密关联。若管道所处环境温度超过 60℃,则将在管道内部产生碳酸亚铁保护膜,对管道产生一定保护作用,且碳酸亚铁保护膜溶解度可决定管道腐蚀速度。进一步对碳酸亚铁保护膜的膜温度条件进行分析,发现管道处于 60℃~110℃温度条件中时,所产生的碳酸亚铁保护膜易破损,当其破损后,还可在长输管道内部产生局部腐蚀现象。在大于 150℃的温度条件中时,在管道内壁所形成的保护膜成分不再仅为碳酸亚铁,而是碳酸亚铁与四氧化三铁,而该保护膜紧密细致且黏性较强,可在管道金属表面形成良好的保护效果。结合上述分析可见,油气长输管道在不同温度条件下的保护膜效果存在较大差异,温度低于 60℃时的保护膜附着力较弱,对管道金属的保护效果较差;温度处于 100℃左右,将会造成管道深孔局部腐蚀现象,并可产生碳酸亚铁粗结晶;当温度超过 150℃时,保护膜成分主要为碳酸亚铁与四氧化三铁,此时保护膜效果优异,且可有效降低腐蚀速率。但在油气长输管道环境中,难以达到大于 150℃的条件,故对于油气长输管道阴极保护系统而言,温度能够对阴极保护效果产生影响。对温度低于 60℃环境条件下的二氧化碳腐蚀效率分析,其表达式如下:

$$\lg CR = 0.671 \lg P_{CO_2} + C \quad (1)$$

式中,CR、 P_{CO_2} 、C 分别代指腐蚀速率、二氧化碳分压、温度常数,结合上述表达式可见,二氧化碳分压与管道腐蚀速率之间存在正相关关系,而温度条件同样可影响管道的腐蚀,根据我国油气行业标准来看,而二氧化碳分压超过 0.1MPa 时,则会造成较为严重的腐蚀问题。

4 提高油气长输管道阴极保护系统性能的主要措施

4.1 接地排流保护

对于电气化铁路对于油气长输管道阴极保护系统的负面影响,应根据实际情况隔离电气化铁路与油气长输管道,若条件有限无法实现安全隔离,则可采用接地排流保护的方式避免管道腐蚀现象。在采用接地排流保护的同时,应稳定运行阴极保护系统,同时避免接地排流保护与阴极保护系统可能发生的冲突问题,继而对油气长输管道形成全方位的保护。在接地排流保护方法实际应用期间,可采用极性排流的方式强化管道保护,对电气化铁路引发的散乱电流进行有效利用,借助电流的力量保护油气长输管道,使散乱电流不再进入阴极保护系统。

该极性排流保护方式操作便捷,且成本较低,对于长输管道的保护效果较好,但极性排流保护对周边建筑物存在干扰作用,致使周边建筑物容易出现电位过负的问题,因此,性排流保护方式不适用于交流干扰区域。接地排流保护方式能够与阴极保护系统相辅相成,为最大限度地提高管道保护效果,避免保护冲突问题,应以管道周边分散电流现场结构为依据确定排流办法,合理布设排流装置,并装置安装结束后立即进行监测,通过调试作业将排流装置调节至最佳状态,确保阴极保护系统能够持续稳定运行,防止管道腐蚀问题的发生。

4.2 完善绝缘装置

在油气长输管道绝缘体系中,主要包括绝缘支撑块、绝缘固定支墩、绝缘接头、绝缘衬垫与绝缘法兰,为提高油气长输管道阴极保护效果,应根据管道结构情况及周边环境条件合理选择绝缘装置,并控制好绝缘装置保护范围。如绝缘体系的设置存在缺陷,相关装置并未发挥出良好的绝缘效果,则会在管道两侧产生电流,继而在电流条件下形成电化学环境,并引发管道腐蚀问题。因此,为确保阴极保护效果,应规避绝缘电流失效问题。引发绝缘电流失效的原因众多,如绝缘接头脱落、缝隙杂质引发短路、雷电击穿等因素,为防止绝缘装置问题隐患引发管道腐蚀问题,应在日常管理运行期间做好绝缘装置的监督维护,并定期测量绝缘装置性能,若发现绝缘隐患,则需立即予以解决,继而为油气长输管道阴极保护系统的稳定运行创造良好条件。

4.3 强化防腐措施

结合上述油气长输管道阴极保护系统影响因素分析可见,管道长时间埋于土壤将会逐渐出现外层脱落、老化变脆等问题,并在土壤干扰性成分(如硫酸盐还原菌)影响下而发生管道腐蚀穿孔等问题,继而造成油气长输管道泄露事件。为进一步减少管道腐蚀率,使阴极保护系统切实发挥效果,应根据管道所处土壤环境做好防腐处理,立足于实际确定防腐层材料。例如:当油气长输管道穿过芦苇地等植物繁盛区域时,不可将沥青等材料作为管道防腐层,防止管道防腐层被根茎穿透而丧失保护效果。在选择防腐层材料时,应优先选择防潮性、防水性、黏结性、机械强度较好的材料,且需具有较强绝缘性能,以此方可良好应对不同土壤环境,提高管道防腐层保护效果。在各项管道施工过程中可能会对管道防腐层造成破坏,缩短了防腐层寿命,

对阴极保护系统的稳定运行产生干扰,故在各项管道工程中,应于施工期间做好油气长输管道防腐层的保护与维修工作,继而使阴极保护系统长效发挥效果,切实降低管道泄漏事故发生率。

4.4 牺牲阳极保护

现阶段油气长输管道的阴极保护措施主要为牺牲阳极保护法,将活性不同的两种金属置于同一电解质内,以此降低油气长输管道的腐蚀概率。为更好地保障阴极保护系统发挥出优异效果,应做好管道材质的活性分析,根据实际情况将金属活性远超管道的金属置于油气长输管道周边,使该金属代替管道材质发生反应而失去电子,继而实现对油气长输管道的有效保护。牺牲阳极的管道防腐保护办法在应用期间无需接通外部电源,可金属放置过程简单便捷,且不会干扰管道及其组件,但该办法仅在人口密集、空间有限的区域较为适用,同时其所产生的保护性电流相对较小,无法对管道形成强力保护,故在实际应用期间,需定期更换金属。

4.5 外加电流保护

为进一步提高管道抗腐蚀效果,可采用外加电流办法强化管道阴极保护效果。外加电流方式是通过接入外部电源调节管道表面电子,借助外部电源所带来的电子进行电化学反应,以此避免管道金属表面电子的持续流失,继而对管道形成保护,削弱管道腐蚀程度。在实际操作期间,选择不易溶解于土壤且活性较弱的阳极材料,将其埋于管道周边土壤内,以外部电源为纽带连接固定阳极与管道,在土壤内水分的连通下形成一个完整的闭合电路,此时管道将会发生电化学反应而失去电子,电子沿电路穿过固定阳极而流入土壤,并进一步返回到电源设备内,在该设备作用下,该部分电子将用于补充管道所流失的部分,形成电子补充,使管道电子能够实现形成动态平衡,以此产生了良好的油气长输管道保护效果。

参考文献:

[1] 王杨. 油气长输管道腐蚀成因及阴极保护防腐技术[J]. 中国新技术新产品, 2021(13):75-77.

作者简介:

黄彪(1988-),男,汉族,云南昭通人,本科,助理工程师,研究方向:油气管道保护。

晏祥省(1989-)男,汉族,云南曲靖人,本科,助理工程师,研究方向:腐蚀防护。

吕华鹏(1989-)男,汉族,云南曲靖人,本科,助理工程师,研究方向:高后果区管理。