

原油集输管道内腐蚀修复技术探究与应用

尹得心 刘 佳

(中国石油管道局工程有限公司管道投产运行分公司乍得分公司, 河北 廊坊 065001)

摘 要:我国社会经济的快速发展, 推动了我国石油化工行业得到了长足的进步, 不管是生产规模还是生产能力, 都取得了显著的成果。原油地面运输的可靠性与安全性已经基本满足生产的需求。油气集输管道腐蚀对于管道运行的稳定性具有直接的影响, 需要依据具体腐蚀情况制定针对性的解决方案, 最大程度的为管道工作的稳定性提供保障。本文基于腐蚀机理分析腐蚀原因, 加强对油气管道的检测与修复, 采用防腐蚀材料与涂层, 做好阴极保护, 以尽可能地延长管道使用寿命。

关键词:原油集输管道; 内腐蚀; 修复技术

0 引言

石油化工管道的管线一般比较长, 出现的腐蚀问题也各不相同, 可以分为内腐蚀与外腐蚀, 简单地来说就是管道内壁腐蚀与管道外壁腐蚀。管道内壁腐蚀主要与油气的质量有关, 管道属于金属材质, 难免会受到油气中杂质的影响, 管道外壁腐蚀主要与运行环境有关, 因为管线较长, 所以穿越的环境也比较复杂, 与土壤直接接触时更容易受到水分中盐物质的影响。若此时管道的涂层不均匀, 那么就on容易在不同环境下出现不同的腐蚀情况。

1 集输管道内腐蚀机理

原油管道中的采出液中存在着大量聚合物, 所以有矿化现象、悬浮物以及腐蚀性物质多, 油田的采出液中酸碱度由于二氧化碳的溶解, 出现了酸性的性质, 并进一步加快了对于金属管网的腐蚀。采出液中的矿化现象, 导致氯离子浓度高, 对于地面工程管道也有影响, 腐蚀的效果越发明显。物理因素也是原油管道腐蚀的重要因素之一。受到管网外部温度、传播介质压力、流速等不同因素的影响, 管道的复杂环境也促使了管道腐蚀现象。温度与离子的活跃度较高, 温度高的同时, 离子的活性也提升, 出现更加严重的腐蚀问题。地层水体中的溶解气体含量, 对于原油管道的腐蚀速度也有着直接的影响。介质流动速度导致了介质中的杂质对于管壁的磨损加大, 长期的磨损也导致了防腐层出现破坏, 并降低了管道的寿命。油田采出液中含有着不同类型的微生物群, 如铁杆菌、硫酸盐还原菌等, 这类微生物的生物活动都会造成腐蚀速度的提升。如铁杆菌能够将铁离子转化为三价铁离子, 并且与氢氧根产生化学反应, 并形成氢氧化铁, 经过长期积累后, 也会形成管道内厚重的污垢层。还有还

原菌可以将介质还原为硫酸根, 与管道内部铁元素形成硫化亚铁造成腐蚀等现象。

2 油气集输管道腐蚀的原因

2.1 土壤原因

土壤内的化学成分十分复杂, 特别是土壤内含有丰富的水、空气以及无机盐, 水和无机盐可使土壤导电, 为化学反应提供条件。水和管道金属材料在空气中相互接触也会发生反应, 反应过程较为漫长。土壤内的化学成分、土壤含水量以及酸碱度会影响管道腐蚀, 土壤造成的腐蚀是出现管道腐蚀的主要原因。

2.2 材料原因

管道金属材料本身就有着不稳定性, 管道长期在地下掩埋, 因此十分容易受到外部环境的影响从而发生腐蚀。管道内部材料的性质对管道耐腐蚀性影响较大, 普通合金材料比多合金材料的耐腐蚀性要强。金属材料的表面粗糙度也会影响耐腐蚀效果, 因此制作管道时应尽可能保证表面光洁度, 加强对材料的选择与优化的能力。

2.3 腐蚀性杂质

管道内输送的介质, 必须明确腐蚀杂质的含量, 涵盖硫化物、矿化物、固体沉凝物、氧气、酸碱盐、有机硫化物、二氧化碳和细菌等物质。若是原油中含有二氧化碳、硫化氢及水物质, 将腐蚀钢质管道内部, 水溶液之中含有二氧化碳和硫化氢, 将导致去氢极化腐蚀问题的发生。硫化氢为弱酸性物质, 其中含有大量的 H_2S 、 S_2^{2-} 、 HS^- 、 H^+ , 其会导致钢制管道产生氢去极化, 溶液中 pH 值的变化和硫化氢含量的变化, 会导致硫化铁结构和组成的差异性, 产生异型的腐蚀过程影响。液体烃类、压力、温度、pH 值和硫化氢浓度等均为导致硫化氢腐蚀的最关键因素, 在硫化

氢腐蚀介质情况下,会严重腐蚀钢质管道。含硫的天然气腐蚀性与天然气之中的硫化氢分压存在相关性,不仅仅与其含量存在相关性。二氧化碳在没有水的情况下,不会腐蚀钢管,若是出现游离水,将形成碳酸。降低水的pH值,导致管道产生氢去极化反应。

2.4 防腐层原因

油气管道防腐工作中常用的材料就是沥青,长期使用沥青会出现沥青老化的问题。管道防腐期间如果操作不当,会造成防腐层破损,降低防腐层的应用效果。油气集输管道防腐补口质量会对管道防腐效果产生影响,管道弯头与接头位置最容易发生腐蚀,如果防腐工作不到位,管道整体防腐效果都会受影响。此外管道焊接也会引发防腐层失效。

3 油气集输管道内腐蚀修复技术要点

3.1 防腐涂层

随着当前工程技术与材料科学的进步,越来越多的防腐涂料应用在原油管道的防腐技术中。所以优化原油管道的防腐涂层材料,是油田防腐技术人员的重要工作内容。工作人员要充分了解原油管道的环境,以及不同涂层材料的防腐性能,从而对防腐涂层的材料进行筛选,充分利用防腐涂层进行防腐。沥青涂料施工方便,且成本低廉,在管道防腐中有着广泛的应用,在实际运行的过程中,沥青材料能够有效的预防盐溶液、碱性物质、氯气、二氧化硫等产生的腐蚀。其次是过滤乙烯涂层具有良好的耐酸碱、耐油等效果,所以也被广泛的应用在油田防腐中。近些年出现的环氧树脂材料也是一种理想的防腐材料,具有良好的防腐蚀效果,可以适应恶劣的环境,其漆膜弹性、硬度以及耐磨性良好,在原油管道中有着较为广阔的前景。原油管道利用涂层进行防腐,在施工技术上也要做好优化。涂层技术的施工具有较高的复杂性,要系统的开展施工作业。在实际施工的过程中,一方面要选择良好的涂层材料,另外还要进一步优化施工工艺,只有这样才能够切实有效的提升其防腐的性能。在原油管道防腐实践中,根据其涂层施工的方法不同,有高压无气喷涂法、滚涂法、空气喷涂法、涂刷法等。其中涂刷较为简单,且对于施工的工具没有较高要求,所以有着广泛的应用。

3.2 腐蚀监控

①管道全面检验评价。对大齐输气管线进行系统性检查,使用专用设备检测管道内部腐蚀情况,评估管道腐蚀等级,对腐蚀情况较为严重的管线采取科学的处理办法;

②安装腐蚀速率监测仪。在大齐输气管线各站点安装腐蚀监测设备。例如采取探针式腐蚀监测仪监测管道的腐蚀情况,并对监测数据进行存档记录,通过数据的对比掌握整个管线的腐蚀情况;

③控制含水率、漏点。 CO_2 、 H_2S 在干燥环境中不会腐蚀输气管道,但与水结合后则会产生腐蚀作用,特别是夏季以油田伴生处理气为主要天然气源时,腐蚀作用更强,因此要控制天然气源的含水率和漏点,避免潮湿环境下增强 CO_2 、 H_2S 的腐蚀作用;

④注入缓蚀剂,降低介质腐蚀性。夏季以油田伴生处理气为主要天然气源时,可在输气管线中冲入缓蚀剂,并根据管线的腐蚀监测数据为管线添加适量的pH值调节剂,提高输气管线的防腐能力。

3.3 缓蚀剂技术

根据缓蚀剂形成的保护膜的类型,缓蚀剂可分为氧化膜型、吸附膜型等。氧化膜型缓蚀剂。这种缓蚀剂常见的有铬酸盐和亚硝酸盐两种,这二者是强氧化剂,在没有水氧的条件下也会与金属发生反应,达到阳极区氧化成膜的效果。氧化膜缓蚀剂主要通过阻抑腐蚀反应来进行阳极保护,并在该区域产生氯氧化物和氧化物,降低管道的腐蚀速度。缓蚀剂的应用主要是促进管道表面尽快产生保护膜,氧化膜型缓蚀剂不宜在氯离子与高温条件下使用,也不宜用于介质流速较快的管道中。应根据实际湿度做好缓蚀剂的浓度调整以最大程度地发挥保护膜的作用,强化对管道的防腐蚀保护。

吸附膜型缓蚀剂。这类缓蚀剂多为有机缓蚀剂,作用机理为利用其具有可吸附性与遮蔽性的亲水基团与疏水基团让金属吸收电荷后在阳极与阴极区域产生单分子膜,再利用单分子膜延缓腐蚀,降低腐蚀速度。吸附膜型缓蚀剂的应用主要是将阳极区转为阴极区,甚至让阳极区消失,将整个金属管道变成阴极,此时就不会存在电化学反应造成的腐蚀问题。应用吸附膜型缓蚀剂时需要额外注意以下要点:油气储运管道自身应属于金属结构的管道;管道导电性能较强,可以满足表面电荷定向移动的要求;金属管道材料的化学性质应较为稳定,比如管道材料多为钢结构材料;管道材料电离子吸附性能较强,而电量的消耗能力比较弱。只有满足以上要求才能将阳极转为阴极,发挥阴极保护作用。

3.4 改善管材质量

在原油管道防腐施工时,针对容易出现的腐蚀问题,可以对管道材料进行优化,选择一些具有活淤型

差、较强稳定性的材料。如玻璃管材等,这类材料不容易藏污纳垢,较之金属管材更加耐用。不过与金属管材比较而言,这类材料强度上较低,所以容易出现管道破损等情况。可以在原油管道防腐设计阶段,根据管道所处的地域环境、气候环境等选择。此外还可以选择尼龙管材,这类材料一方面具有玻璃管材的性能优点,另外其耐磨性也较为理想,不过尼龙管材的成本高,所以可以配置金属管材与玻璃管材的使用,在成本与性能中取得合适的平衡。要做好管道腐蚀的控制,还可以在介质中加入一定的缓蚀剂,通过缓蚀剂的作用,降低对于金属管网的腐蚀速度。目前市场上存在无机缓蚀剂以及有机缓蚀剂,国内的油田管网中使用的多数为有机缓蚀剂。在原油管道中利用缓蚀剂,能够提升管道的防腐性能,延长石油管道使用的寿命。当前使用缓蚀剂在防腐施工中有较为广泛的应用,可以选择适合自身项目的缓蚀剂使用,提升原油管道的防腐效果。

3.5 管道完整性管理

①加强双高管道管理,突出管理重点。结合油田埋地管网特点,开展“双高”管道筛查,制定精准管理措施,编制“双高”管道管理方案和应急处置程序,优先开展管道更新、检测及修复工作,有效降低管道失效率,实现了“双高”管道数量逐年递减的态势,由2019年的81条递减为2022年的31条;

②开展完整性检测评价及修复,延长管道使用年限。制定“管道检测评价与修复工作原则与策略”,确定完整性检测评价、外防腐层修复、管体修复技术,采取基层站队人员全程跟踪,防腐管理人员随机抽查方式,从破损点定位精准度、修复过程规范性、破损点质量后评价等方面入手,规范修复流程,提高了资金利用率;

③规范化管道失效治理,减少重复失效概率。按照《萨南油田埋地金属管道维修维护技术规程》,严格执行“穿孔定位→土方开挖→漏点补焊→防腐层修复→保温层修复→防护层修复→土方回填”的管道补漏施工程序,有效降低漏点处的二次穿孔,大大减轻了基层失效处理的工作量;

④加强阴极保护运维管理,改善腐蚀防护环境。在牺牲阳极保护方面,定期开展运行现状调查,针对存在检测桩丢失,阳极体损坏失效,电缆丢失、挖断等问题,通过专项计划进行维修恢复;在外加电流阴极保护方面,加强日常运行维护,采取“运行记录周报,阳极地床电阻季报,运行状况年查”的管理模式,

实现了阴极保护率达到100%,阴极保护系统运行率达到98%以上的目标。

3.6 腐蚀评价

模糊层次评价法不仅具备定量分析的特性,还具备定性分析的特性,是一种综合性分析方法,这种分析方法也是基于灰色系统理论而产生的,使用这种方法预测天然气输气管线腐蚀情况时,需要构建层次结构图,并在此基础上建立模糊矩阵,在这一矩阵中分为多个层次,可以清晰的体现影响腐蚀因素,并很好的区分各影响因素的权重,因此这种预测方法的计算过程相对复杂。国内学者王方成等人广泛研究了国内外输气管线的腐蚀资料,建立了腐蚀层次结构。基于国内外现有腐蚀数据得到了各影响因素的权重,使各种方法具有较高的预测精度。

4 结束语

伴随着原油管道使用年限的不断增长,原油管道面临的腐蚀问题越发严重,所以必须要有针对性的优化原油管道防腐方案,提升防腐水平,并选择合理的防腐方法以及防腐材料,改善和提升原油管道的防腐能力,并延长原油管道的寿命,从而提升管道的稳定性以及安全性。

参考文献:

- [1] 葛健.塔三联原油集输管道内腐蚀机理及防护技术研究[D].成都:西南石油大学,2018.
- [2] 张波,马永明.原油集输管道腐蚀影响因素研究与分析[J].化学工程与装备,2018(03):54-55+58.
- [3] 刘沛华,季伟,张海玲.黄土塬区原油集输管道腐蚀检测及剩余寿命预测[J].中国特种设备安全,2017,33(11):32-37+50.
- [4] 黄辉,王峰,黄龙,何仁洋,陈立秋.高含水原油集输管道内腐蚀检测监测技术[J].管道技术与设备,2016(05):26-29.
- [5] 陈涛.油田集输系统腐蚀结垢与防治[J].石油化工腐蚀与防护,2011,28(2):27-29.
- [6] 柴德民,杨晓龙,岑媛媛,张晔.油田集输管网腐蚀分析及治理措施优化[J].油气田地面工程,2022,41(1):65-70.
- [7] 王海秋.腐蚀管道修复技术[J].油气田地面工程,2014,33(8):109-109.
- [8] 葛鹏莉,羊东明,韩阳,高秋英,朱原原.内穿插修复技术在塔河油田的应用[J].腐蚀与防护,2014(4):384-386.