

成品油管道设备腐蚀原因调查及防治措施

张 磊

国家管网集团华中公司湖北输油分公司 湖北 武汉 430011

摘 要: 成品油管道设备在使用过程中由于设计缺陷、施工质量把控不严、焊接工艺选择不当、输送油品介质化学腐蚀, 外部土壤环境腐蚀等因素导致腐蚀严重, 最终导致管道设备失效, 引起油品泄露、火灾等重大安全事故, 开展管道腐蚀原因调查, 掌握有效的监测手段, 制定合理的防范治理措施, 是保证管道设备高效长久运行的关键。

关键词: 化学腐蚀; 阴极保护; 焊缝缺陷; 牺牲阳极

近年来, 我公司的在日常检测及隐患治理过程中, 对导致管道设备腐蚀失效的原因进行了调查, 如站内埋地管道与土壤的化学腐蚀, 焊接接头腐蚀, 管道设备外防腐层机械损伤、金属材料电位差等是腐蚀的主要原因, 腐蚀会导致管道设备穿孔并泄漏, 本文就近年来的管道设备泄漏事故原因进行调查, 对典型案例进行分析, 结合案例提出相关治理措施。

1 成品油管道设备腐蚀原因

1.1 化学腐蚀

成品油管道设备腐蚀是金属和周围的环境因化学或电化学反应而产生腐蚀损坏, 基本原理下图1。站内成品油管道腐蚀分为管道外腐蚀和内腐蚀, 管道内腐蚀是由于管道输送的介质含有腐蚀性成分, 发生在气液界面、弯头、低洼积水处, 形成冲蚀及气体腐蚀等, 管道外腐蚀包括土壤环境腐蚀、微生物腐蚀、杂散电流腐蚀等。我公司的管道设备主要风险隐患来至埋地管道外腐蚀, 且站内工业管道与站外长输管道用绝缘接头连接, 站外长输管道设置了阴极保护, 而2019年以前投产的站内管道未设置阴极保护, 同时部分站内管道为埋地敷设, 且无有效的全面检测手段, 埋地管道在土壤中, 其防腐层存在破损点后管道和土壤直接接触, 土壤中的物质, 如水、氧气、盐分、微生物等, 会与管道材料发生化学反应, 生产氧化物、水合物、硫化物等, 导致管道表面发生腐蚀。同时, 土壤中存在的电解质也会形成电化学反应环境, 使得管道材料发生电化学反应, 从而加速腐蚀的发生, 导致防腐层破裂, 管壁减薄, 最终导致管道泄漏。

1.2 管道防腐层机械损伤形成腐蚀坑

我公司所属场站的埋地管道防腐层分别采用聚乙烯缠带、环氧煤沥青、三层结构聚乙烯(3PE)等三种类型, 这3种防腐材料最大缺陷是施工过程中搬运和磕碰, 外界打击损伤等, 我公司在埋地管道泄漏抢修及隐患治

理过程中, 对埋地管道开挖发现, 泄漏点和腐蚀点大多被大块的砾石损伤或挤压, 导致外防腐层破损, 破损的防腐层造成管道直接暴露在土壤介质中, 无法起到隔绝土壤的作用, 从而发生化学腐蚀。

1.3 金属材料电位差导致电偶腐蚀

湖北分公司场站采用 L360、L245、20#等不同系列的钢管, 这些钢管的碳含量、合金元素都存在一定的差异, 当不同系列的管材埋设到同一介质中, 由于金属材质不同且活性不同, 标准电极电势不同形成电位差, 加上电解液的存在, 电子在不同金属之间传输造成低电位的金属腐蚀。

1.4 焊接工艺缺陷导致焊接接头腐蚀

管道焊接后出现腐蚀性问题是由于焊接过程中引入的杂质与被热影响区域在焊接过程中形成的不均匀组织和缺陷相互作用, 形成了与基材不同的化学成分, 从而导致了腐蚀。焊接接头腐蚀主要来由于焊接工艺不当如焊接温度控制不当、焊接速度过快或过慢、焊接材料选择不当, 导致焊接缺陷如裂纹, 未焊透、未熔合和夹渣、气孔和组织缺陷等。焊接接头由基体和填充金属相熔合, 由于金属的化学成分和活性不同、电势不同, 导致电子迁徙引起电化学反应, 并且在焊接过程中由于加热引起的变形, 接头会有残余应变, 同时管道若有焊接缺陷会加剧管道腐蚀, 虽然管道涂敷外防腐层, 结构和几何形状变化仍会导致焊缝区域出现各种形式的腐蚀, 包括电偶腐蚀、应力腐蚀、气蚀等, 均会使管道发生严重损害甚至破裂。

2 典型管道设备失效原因分析及治理措施

下面介绍几起我公司近年来因管道设备腐蚀导致油品泄漏的典型实例, 对腐蚀原因和处置措施进行分析, 为今后管道设备提供管理及应急处置经验。

2.1 焊接质量缺陷导致点蚀及穿孔

管道及设备在生产使用过程中, 精选焊接方式, 优

化焊接工艺,严格控制焊接质量,能有效的避免焊缝夹渣、焊缝沙眼、焊缝裂纹等,下面就焊缝缺陷导致设备失效的案例进行分析,并提出治理和应急处置措施。

案例:某输油站在日常巡检中发现富柴罐排污阀半月板法兰处轻微渗漏,对该隐患立即进行了上报,专业人员现场研判认为是法兰片不平,开展了两次垫片更换,渗漏仍然存在,后对焊缝进行排查发现渗漏可能由焊缝沙眼引起。分析由于项目建设期,焊接焊丝、焊件表面的油、污、锈、垢及氧化膜没有清除干净,乙炔或氧气的纯度太低,或者焊接速度过快,火焰过早离开熔池导致焊缝沙眼,油品通过沙眼处往外慢慢渗漏。该油罐为内浮顶罐,已经投产,罐内油品虽然已经转移,但考虑到清罐后检修作业成本高,而且油罐本体动火,密闭空间内,易燃易爆风险较大,通过方案优化决定从外部对沙眼处注金属胶,加强磁块,进一步观察发现渗漏依然存在,随后从内部对焊缝沙眼处进行人工清理,涂抹防油胶,外贴铜皮,干燥后再回注混油,通过持续观察,未见渗漏,有效避免对原法兰处的切割及重新焊接。

2.2 站内工业管道埋地敷设,防腐层机械损伤形成腐蚀坑

部分站内工艺管线、污油罐长期埋地,且未设置阴极保护,由于建设期防腐层机械损伤,且土壤环境复杂,防腐层脱落后无法及时监测,导致管道设备腐蚀穿孔,造成油品泄漏,且不易及时发现。

案例:2018年,我公司人员巡检时,发现油库罐区下方消防道路旁排水沟内有油花,管线附近草地中散发汽油味,站场初步核实为站场与炼厂连接段管道泄漏,于是立即上报公司应急指挥中心,按照输油处应急程序进行处置,现场立即对泄漏点附近开挖,寻找泄漏点进行封堵,同时确定采用顶水置换后修补管道方案。开挖发现管道漏点位于下方石块处,且油品呈直线状喷射。抢维修中心对管线裂缝补块开焊,对焊缝处进行着色检测。分析管道腐蚀穿孔原因主要是2002年施工期间管沟底部石头未清除,碎石,瓦砾对管道表面产生了创伤,与管道直接接触顶破防腐层。由于该段管线没有阴极保护系统,长时间的外部腐蚀和轻微内腐蚀综合作用,导致管道穿孔渗漏。随后安排第三方专业检测公司对站内汽柴油埋地管道进行了检测,发现在混凝土箱涵内分别存在较大防腐层漏点,对已开挖的13.8m管道打磨除锈后,发现此段管道腐蚀较为严重的有13处,其中最严重一处金属损失深度达到4.5mm,管道环焊缝上有4个金属损失点,深度分别为3.25mm、4.15mm、3.80mm和3.25mm。针对埋地管道腐蚀泄漏风险,且无有效的

检测手段开展全面检测,随后我公司启动埋地管道隐患治理项目,逐年将站内埋地管道从地下改地上,通过优化施工工艺,将新管线预制好后通过法兰将新旧管线连接,减少管道本体特级动火作业风险,作业过程中要严格按照打压测试及焊缝检测,确保施工质量。对部分埋地管道由于地面空间受限,与油库存在交叉区域,无法改至地面的,通过开挖后重新防腐,同时设置阴极保护或者牺牲阳极,减少管道腐蚀渗漏风险。

2.3 焊缝腐蚀穿孔,导致管道泄漏

焊缝处由于金属的化学和结构组成的不同,造成组成和电势不同,较其他部位更容易腐蚀,加上接头加热引起变形,同时受焊接工艺的影响,容易产生焊接缺陷,结合近年春检埋地管道开挖测试发现,我公司埋地管道焊缝腐蚀严重。

案例:2019年,我公司付油员巡检时发现乙醇泄漏,随后开展应急处置,现场布置消防水带和泡沫水袋,对发油台地面进行稀释,降低乙醇浓度,同时检查水封井、排水沟等密闭空间,防止乙醇蒸汽燃爆,组织检测人员通过声呐探测等手段判断泄漏部位。开挖发现乙醇埋地管线焊缝处出现腐蚀穿孔,随后更换乙醇管线,并重新防腐。结合本次泄漏事故,分公司加大了春检埋地管道测试力度,通过各站埋地管道开挖检测情况,发现管道焊缝腐蚀情况严重,随后联合抢维修中心对腐蚀严重段进行重新防腐,并制作埋地管道观察井,实时观测及掌握埋地管道及埋地污油罐的腐蚀情况。

3 预防成品油管道设备腐蚀泄漏的措施及方法

3.1 定期开展管道防腐:管道内外涂层是管道防腐技术处理中的一项重要防护措施。为保证防腐质量,需根据管道特征选择良好的防腐材料,同时按标准涂敷,能有效避免腐蚀。我公司埋地管道外防腐层分别采用聚乙烯冷缠带、环氧煤沥青、三层结构聚乙烯(3PE)等类型,其中聚乙烯冷缠带价格便宜并且绝缘电阻高、施工方便,但抗土壤应力能力差,该防腐层主要适用于管道修复;环氧煤沥青绝缘性能好、耐水、耐腐蚀,但其属于薄型涂层,厚度小,对环境、湿度要求较高,稍有疏忽容易形成针孔;3PE防腐绝缘电阻高、耐冲击及磨损,耐根茎穿透,化学稳定,适用于新建管道。通过对湖北武信管道进行腐蚀调查发现,检测包括防腐层外观检测、防腐层厚度、防腐层电火花检漏、防腐层附着力检测等内容,除环氧煤沥青防腐层出现磨损孔洞外,其余防腐层附着力、外观、厚度检测良好。但站内管道防腐层由于防腐层的施工程序繁琐,只能采用人工涂敷,给质量监控带来很大的不便,同时施工过程中的搬运和磕

碰会导致防腐层破损,破损的防腐层造成管道直接暴露在土壤介质中,无法起到隔绝土壤的作用,从而导致化学腐蚀。严格控制防腐施工工艺,同时加强防腐作业施工监护和施工验收尤其关键,保证防腐层质量的同时,避免防腐层机械损伤导致防腐层失效。

3.2 设置阴极保护或者牺牲阳极保护:阴极保护装置安装在管道的表面,通过向被腐蚀金属外加强制电流,被保护结构成为阴极,抑制发生金属腐蚀的电子迁移,减缓或抑制腐蚀。外加电流阴极保护技术检测与维护的费用较高,适合长距离油气管道的保护;牺牲阳极保护法通过将电位更负的金属与被保护管道相连,在同一电解质中,使该金属的电子转移至被保护金属上,使得管道位于较负的电位,通过消耗表面的阳极保护管道不受腐蚀,也是站内埋地管道保护的首选。

3.3 定期开展绝缘接头测试(绝缘接头两边直流电位、交流电压),确保绝缘有效性,防止绝缘接头漏电流造成保护电位不达标,站内管道及设备腐蚀加剧,同时应对绝缘接头接地进行测试,保证绝缘接头接地保护正常。我公司目前绝缘接头均采用氧化锌避雷器,其中一处采用氧化锌电池,通过场站内绝缘接头两侧的开路电位测试(附表1),发现采用氧化锌电池绝缘接头接地的自然电位存在较大的偏移,可能是因为服役时间较长已失效导致锌电池的电位偏离理论值,如果管道受到雷击或大电流影响,电流超过空气开关的额定电流就会自动断开,会造成锌接地电池接地保护失效,导致管道设备设施损坏失效。

3.4 按规范定期对管道自然电位进行监测,避免杂散电流干扰,导致管道电位变化。杂散电流的输出点有很多包括有外加电流阴极保护系统,高压DC、AC传输线路。杂散电流进入管道,管道成为阴极可以获得保护,但是过大的电流进入时,这部分管道就会发生过保护。同时杂散电流离开管道的地方就会因为失去电子而腐蚀。确定管道是否已经受到杂散电流的干扰,可以通过检测管道电位的变化与历史数据比较来判断。

3.5 按长输管道及工业管道检验检测规范定期开展检测,其中内检测是检验长输管道是否出现管道减薄,腐

蚀的重要手段,它可以实现管道的全面检测。但站内管道目前无有效的全面检测手段,只能通过开挖抽检的方式检验管道的腐蚀情况,所以需逐步开展站内埋地管道改造,对于无法改至地面的埋地管道设备,通过开挖埋地管道观察井,开挖埋地管道管廊方便检测,针对埋地管道落实日常巡检尤其重要,同时做好埋地管道及设备泄漏应急处置方案的编制及审核,做好应急物资储备并加强日常应急演练。

3.6 管道设备建设时,加强焊接过程质量控制和验收。由于管道焊接过程的复杂性,焊接质量问题不容忽视,焊接电流、电压和焊接速度、焊接温度是焊接工艺参数中最重要的因素。合理控制焊接电流和电压可以确保焊缝质量,同时避免出现焊洞、气孔等缺陷。焊接速度的选择应根据管道材料的类型和管道壁厚来确定,过快的焊接速度会导致焊缝无法完全熔合,而过慢则会增加热影响区的面积,影响焊接质量,同时,焊接温度的控制对焊接质量也有着重要影响,高温会导致焊缝过热,产生裂缝及变形,低温可能导致焊缝强度不足,做为施工单位,要组织专业人员严格审核焊接工艺规程,开展焊接工艺评定,落实焊缝检测,保证焊缝无损合格率100%,对于不合格的焊口,进行100%返工。

综上所述,我公司站内成品油管道设备腐蚀原因主要是焊缝缺陷腐蚀、机械损伤导致防腐层失效等,针对站内地管道设备尤其是埋地部分无有效全面的检测手段,为避免管道腐蚀导致设备泄漏,需严格落实项目施工质量验收,将春检及工艺管道检测工作做到实处,通过定期检测预估剩余腐蚀寿命,同时严格落实站场巡检尤其重要,可以有效防范及监测设备设施腐蚀泄漏情况,同时应加强应急物资储备,开展应急演练,以便有效的处置突发事件,避免人员财产发生重大损失。

参考文献

- [1] 邵婷,王芳静.输油管道腐蚀因素分析与防护措施.清洗世界期刊.
- [2] 埋地管道防腐技术浅析.内蒙古石油化工期刊.
- [3] 焊接缺陷成因及消除方法 5.1%(87) 徐新,彭锡明,滕玮,卓奇敏-《科技信息期刊》.