

国内油气长输管道检测技术的现状与发展趋势

刘海峰 胡 剑 杨 俊

(中国石油西南油气田分公司输气管理处)

刘海峰等. 国内油气长输管道检测技术的现状与发展趋势. 天然气工业, 2004; 24(11): 147~150

摘 要 油气长输管道作为一种特殊设备被广泛应用于石油、石化、化工等各个行业。随着运行时间的增长, 部分管道在设计、制造、安装及运行管理中的问题逐渐会暴露出来, 致使管道事故时有发生, 对人民生命财产安全、社会稳定和工业生产构成了威胁。如何发现管道缺陷, 提高检测技术水平, 确保压力管道安全可靠运行, 变过去的不足维护和过剩维护为视情维护, 是目前世界各国同行普遍关注和迫切需要解决的重大课题。文章介绍了当今国内外较为成熟、先进的管道外检测(涂层检测)和管道内检测(智能检测)技术和方法, 并结合近年来在油气长输管道开展检测工作取得的一些经验, 探讨了国内油气长输管道检测技术的发展情况以及薄弱环节, 提出了相应的对策和措施。

主题词 油气集输 长输管道 涂层 人工智能 检测技术

国外管输行业中将管道的修理(Repair)、修复(Renovation)和更换(Replacement)简称为 3R 技术。有关资料表明, 由于各种原因而采取更换措施的管道不到管道总长度的 5%。修理是指管道发生事故后进行的抢修, 而修复则是指通过管道检测发现问题, 在管道未发生事故前进行的有计划的整治修复, 显然这种主动的有计划的修复要比管道发生事故后的修理代价要小得多, 可见修复在 3R 中占有很重要的地位, 选择修复管道的根本原因在于其经济性和安全性。由于管道检测可避免或减少管道事故发生, 准确全面了解管道状况, 科学预测管道未来的运行状况, 指导业主经济可靠地维护管道, 变过去的不足维护和过剩维护为视情维护。因此大力发展长输油气管道检测事业, 提高管道修复水平是挖掘老管道的使用寿命、预防事故发生、保障管道安全运行的重要保证。

一、管道检测技术的发展方向

长输油气管道运行过程中通常受到来自内、外两个环境的腐蚀, 内腐蚀主要由输送介质、管内积液、污物以及管道内应力等联合作用形成; 外腐蚀通常因涂层破坏、失效产生。内腐蚀一般采用清管、加缓蚀剂等手段来处理, 近年来随着管道业主对管道

运行管理的加强以及对输送介质的严格要求, 内腐蚀在很大程度上得到了控制。目前国内外长输油气管道腐蚀控制主要发展方向是在外防腐方面, 因而管道检测也重点针对因外腐蚀造成的涂层缺陷及管道缺陷。

近年来, 随着计算机技术的广泛普及和应用, 国内外检测技术都得到了迅猛发展, 管道检测技术逐渐形成管道内、外检测技术(涂层检测、智能检测)两个分枝。通常情况下涂层破损、失效处下方的管道同样受到腐蚀, 管道外检测技术的目的是检测涂层及阴极保护有效性的基础上, 通过挖坑检测, 达到检测管体腐蚀缺陷的目的, 对于目前大多数不具备内检测条件的管道是十分有效的。管道内检测技术主要用于发现管道内外腐蚀、局部变形以及焊缝裂纹等缺陷, 也可间接判断涂层的完好性。

二、管道外检测技术

埋地管道通常采用涂层与电法保护(CP)共同组成的防护系统联合作用进行外腐蚀控制, 这 2 种方法起着一种互补作用: 涂层使阴极保护既经济又有效, 而阴极保护又使涂层出现针孔或损伤的地方受到控制。该方法是已被公认的最佳保护办法并已被广泛用于对埋地管道腐蚀的控制。

作者简介: 刘海峰, 工程师; 1991 年 7 月毕业于石油大学(华东), 多次在《天然气工业》、《石油机械》、《化工设备与管道》、《天然气经济》等杂志上发表文章; 现在中国石油西南油气田分公司输气管理处管道科从事管道维护及大修理工作。地址: (610215) 四川省成都市华阳镇。电话: (028) 85601751。E-mail: cdgxcdgx@sina100.com

涂层是保护埋地管道免遭外界腐蚀的第一道防线,其保护效果直接影响着电法保护电流的工作效率,NACE 1993年年会第17号论文指出:“正确涂敷的涂层应该为埋地构件提供99%的保护需求,而余下的1%才由阴极保护提供”。因此要求涂层具有良好的电绝缘性、黏附性、连续性及耐腐蚀性等综合性能,对其完整性的维护是至关重要的。涂层综合性能受许多因素的影响,诸如涂层材料、补口技术、施工质量、腐蚀环境以及管理水平等,并且管道运行一段时间后,涂层综合性能会出现不同程度的下降,表现为老化、龟裂、剥离、破损等状况,管体表面因直接或间接接触空气、土壤而发生腐蚀,如果不能对涂层进行有效的检测、维护,最终将导致管道穿孔、破裂等破坏事故。

涂层检测技术是在对管道不开挖的前提下,采用专用设备在地面非接触性地对涂层综合性能进行检测,科学、准确、经济地对涂层老化及破损缺陷定位,对缺陷大小进行分类统计,同时针对缺陷大小、数量进行综合评价并提出整改计划,以指导管道业主对管道涂层状况的掌握,并及时进行维护,保证涂层的完整性及完好性。

国内实施管道外检测技术始于20世纪80年代中期,检测方法主要包括标准管/地电位检测、皮尔逊(Pearson)检测、涂层绝缘电阻测试、管内电流测试等。检测结果对涂层的总体评价起到了重要作用,但在缺陷准确定位、合理指导大修方面尚有较大的差距。近年来,通过世界银行贷款以及与国外管道公司交流,管道外检测设备因价格相对较为便宜,操作较为方便,国外管道外检测技术已广泛应用于国内长输油气管道涂层检测,目前国内管道外检测技术基本上达到先进发达国家水平,在实际工作中应用较为广泛的外检测技术主要包括:标准管/地电位检测、皮尔逊检测、密间距电位测试、多频管中电流测试、直流电位梯度测试。

1. 标准管/地电位检测技术(P/S)

该技术主要用于监测阴极保护效果的有效性,采用万用表测试接地 CU/CuSO_4 电极与管道金属表面某一点之间的电位,通过电位距离曲线了解电位分布情况,用以区别当前电位与以往电位的差别,还可通过测得的阴极保护电位是否满足标准衡量涂层状况。该法快速、简单,现仍广泛用于管道管理部门对管道涂层及阴极保护日常管理及监测中。

2. 皮尔逊检测技术(PS)

该技术是用来找出涂层缺陷和缺陷区域的方

法,由于不需阴极保护电流,只需要将发射机的交流信号(1000 Hz)加载在管道上,因操作简单、快速曾广泛使用于涂层检测中。但检测结果准确率较低,易受外界电流的干扰,不同的土壤和涂层电阻都能引起信号的改变,判断是否缺陷以及缺陷大小依赖于操作员的经验。

3. 密间距电位测试技术(CIS、CIPS)

密间距电位检测(Close Interval Survey)和密间距极化电位(Close Interval Potential Survey)检测类似于标准管/地电位(P/S)测试法,其本质是管地电位加密测试和加密断电电位测试技术。通过测试阴极保护在管道上的密集电位和密集极化电位,确定阴极保护效果的有效性,并可间接找出缺陷位置、大小,反映涂层状况。该方法也有局限性,其准确率较低,依赖于操作者经验,易受外界干扰,有的读数误差达200~300 mV。

4. PCM 多频管中电流测试

多频管中电流法是检测涂层漏电状况的新技术,是以管中电流梯度测试法为基础的改进型涂层检测方法。它选用了目前较先进的PCM仪器,按已知检测间距测出电流流量,测定电流梯度的分布,描绘出整个管道的概貌,可快速、经济地找出电流信号漏失较严重的管段,并通过计算机分析评价涂层的状况,再使用PCM仪器的“A”字架检测地表电位梯度精确定位涂层破损点。该方法适于不同规格、材料的管道,可长距离地检测整条管道,受涂层材料、地面环境变化影响小,适合于复杂地形并可对涂层老化状况评级;可计算出管段涂层面电阻 R_s 值,对管道涂层划分技术等级,评价管道涂层的状况,提出涂层维护方式。采用专用的耦合线圈,还可对水下管道进行涂层检测。

5. 直流电位梯度(DCVG)方法

该方法通过检测流至埋地管道涂层破损部位的阴极保护电流在土壤介质上产生的电位梯度(即土壤的 I_R 降),并依据 I_R 降的百分比来计算涂层缺陷的大小,其优点在于不受交流电干扰,通过确定电流是流入还是流出管道,还可判断管道是否正遭受到腐蚀。

6. 几种测试方法的比较

近几年,笔者在四川龙一苍线、工一自线、泸一威线、申一倒线等多条管道涂层及阴极保护有效性检测方面,对上述几种方法进行了比较,发现各种涂层缺陷检测技术都是通过加载直流或交流信号来实现的,不同的仅是在结构上、性能上、功用

上的差异。每种方法各有侧重,在对涂层综合性能评价方面均具有一定说服力,但各有利弊。

为克服单一检测技术的局限性,现场检测中笔者发现综合几种检测方法对涂层缺陷进行检测,可以弥补各项技术的不足。对于有阴极保护的管道,可先参考日常管理记录中的(P/S)测试值,然后利用 CIPS 技术测量管道的管地电位,所测得的断电电位可确定阴极保护系统效果,在判断涂层可能有缺陷后,利用 DCVG 技术确定每一缺陷的阴极和阳极特性,最后利用 DCVG 确定缺陷中心位置,用测得的缺陷泄漏电流流经土壤造成的 I_R 降确定缺陷的大小和严重性,以此作为选择修理的依据。对于未施加阴极保护的管道,可先用 PCM 测试技术确定电流信号漏失较严重的管段,然后在使用 PCM 的“A”字架或皮尔逊检测技术精确定位涂层破损点,确定涂层破损大小。PCM 测试技术也可用于具有阴极保护的管道,其检测精度略低于 DCVG 技术。

由于所有涂层检测技术均是在管道上施加电信号,因此各种技术均存在一些不足,对某些涂层缺陷无法查找,如部分露管涂层破损处管体未与大地接触,信号因不能流向大地形成回路,只能通过其他手段查找;因屏蔽作用,不适用于加套管的穿越管线;所有技术均不能判定涂层是否剥离。

三、管道内检测技术

管道内检测技术是将各种无损检测(NDT)设备加载到清管器(PIG)上,将原来用做清扫的非智能 PIG 改为有信息采集、处理、存储等功能的智能型管道缺陷检测器(SMART PIG),通过清管器在管道内的运动,达到检测管道缺陷的目的。早在 1965 年美国 Tuboscope 公司已将漏磁通(MFL)无损检测(NDT)技术成功地应用于油气长输管道的内检测,紧接着其他的无损内检测技术也相继产生,并在尝试中发现其广泛的应用前景。

目前国外较有名的检测公司有美国的 Tuboscope GE PII、英国的 British Gas、德国的 Pipetronix、加拿大的 Corrpro,且其产品已基本上达到了系列化和多样化。内检测器按功能可分为用于检测管道几何变形的测径仪、用于管道泄漏检测仪、用于对因腐蚀产生的体积型缺陷检测的漏磁通检测器、用于裂纹类平面型缺陷检测的涡流检测仪、超声波检测仪以及以弹性剪切波为基础的裂纹检测设备。下面对应用较为广泛的几种方法进行简要介绍。

1. 测径检测技术

该技术主要用于检测管道因外力引起的几何变形,确定变形具体位置,有的采用机械装置,有的采用磁力感应原理,可检测出凹坑、椭圆度、内径的几何变化以及其他影响管道有效内径的几何异常现象。

2. 泄漏检测技术

目前较为成熟的技术是压差法和声波辐射方法。前者由一个带测压装置仪器组成,被检测的管道需要注以适当的液体,泄漏处在管道内形成最低压力区,并在此处设置泄漏检测仪器;后者以声波泄漏检测为基础,利用管道泄漏时产生的 20~40 kHz 范围内的特有声音,通过带适宜频率选择的电子装置对其进行采集,再通过里程轮和标记系统检测并确定泄漏处的位置。

3. 漏磁通检测技术(MFL)

在所有管道内检测技术中,漏磁通检测历史最长,因其能检测出管道内、外腐蚀产生的体积型缺陷,对检测环境的要求低,可兼用于输油和输气管道,可间接判断涂层状况,其应用范围最为广泛。由于漏磁通量是一种相对低噪音过程,即使没有对数据采取任何形式的放大,异常信号在数据记录中也很明显,其应用相对较为简单。值得注意的是,使用漏磁通检测仪对管道检测时,需控制清管器的运行速度,漏磁通对其运载工具运行速度相当敏感,虽然目前使用的传感器替代传感器线圈降低了对速度的敏感性,但不能完全消除速度的影响。该技术在管道进行检测时,要求管壁达到完全磁性饱和。因此测试精度与管壁厚度有关,厚度越大,精度越低,其适用范围通常为管壁厚度不超过 12 mm。该技术的精度不如超声波的高,对缺陷准确高度的确定还需依赖操作人员的经验。

4. 压电超声波检测技术

压电超声波检测技术原理类似于传统意义上的超声波检测,传感器通过液体耦合与管壁接触,从而测出管道缺陷。超声波检测对裂纹等平面型缺陷最为敏感,检测精度很高,是目前发现裂纹最好的检测方法。但由于传感器晶体易脆,传感器元件在运行管道环境中易损坏,且传感器晶体需通过液体与管壁保持连续的耦合,对耦合剂清洁度要求较高。因此仅限于液体输送管道。

5. 电磁声波传感检测技术(EMAT)

超声波能在一种弹性导电介质中得到激励,而不需要机械接触或液体耦合。这种技术是利用电磁

物理学原理以新的传感器替代了超声波检测技术中的传统压电传感器。当电磁声波传感器在管壁上激发出超声波能时,波的传播采取以管壁内、外表面作为“波导器”的方式进行,当管壁是均匀的,波沿管壁传播只会受到衰减作用;当管壁上有异常出现时,在异常边界处的声阻抗的突变产生波的反射、折射和漫反射,接收到的波形就会发生明显的改变。由于基于电磁声波传感器的超声波检测最重要的特征是不需要液体耦合剂来确保其工作性能。因此该技术提供了输气管道超声波检测的可行性,是替代漏磁通检测的有效方法。

四、油气管道检测事业的潜力和发展

油气管道检测是国内较新兴的事业,通过近年来的工作,笔者发现其具有巨大的经济效益和社会效益。1998年新疆石油管理局在对克拉玛依至乌鲁木齐的克—乌复线 $\varnothing 529 \times 7(8)$ mm管道油改气工作中发生了分歧,一种观点认为该管道已投运17年之久,管道应该报废,没有重新利用的价值;另一种观点认为,管道通过检测评价和部分改造后可以输气。两种观点争论不休,决策者因没有任何依据,很难做出选择,后来经过专家论证决定首先对管道进行检测,根据检测结果进行局部整改,通过检测、评价得出管道腐蚀剩余强度满足最大输送压力3.0 MPa要求的结论,故采纳了后一种观点。目前管道已安全运行了2年左右,为该局节约资金约2.3亿元,节约项目投资约90%。

近几年,我国政府也制定了一系列有关管道安全的行业或企业标准,如Q/GDSJ0023—90“管道干线腐蚀调查技术规范”、SY/T0078—93“钢质管道内腐蚀控制标准”、SY/T0087—95“钢质管道及储罐腐蚀与防护方法标准”、SY/T6151—1995“钢质管道管体腐蚀损伤评价方法”、SY6186—1996“石油天然气管道安全规程”等,国家经贸委还下发了[2000]17号令《石油天然气管道安全监督与管理暂行规定》,中国石油天然气股份有限公司也编制了相应的《天然气管道检验规程》。上述标准和法令对管道检测内容、周期都做出了具体要求,对加快检测技术的发展无疑产生了巨大推动。

虽然国内同行在管道外检测技术方面已取得了飞速发展,但管道内检测技术研究和应用仍有待加强。由于管道内检测器使用的清管器比日常生产中普遍使用的清洁清管器要长得多,国内早期的油气管道,不具备管道内智能检测的条件,应用前需对站场收、发装置及部分管道、管件进行改造。因此在标准中也未对此做出强制要求,致使该项技术的应用和研究发展较慢,限制了它的广泛推广与应用。尽管目前国内一些管道公司也引进了内检测设备,但因未形成系列化,应用效果也还不十分理想。可喜的是,国内部分管道公司已认识到此方面的不足,并开始着手研究和发管道内检测技术。目前中国石油新疆油田分公司与长输管道检测评价中心联合开发了 $\varnothing 377$ mm漏磁通智能检测仪,现已生产出样机并分别在乌鲁木齐王家沟—706泵站、中国石油西南油气田分公司输气管理处卧—两线等管道上进行了应用,虽然在解释某些测试数据方面还不够完善,但毕竟填补了管道内检测技术的空白,为管道内检测技术国产化奠定了基础。笔者相信,通过引进、消化、吸收、创新,国内的油气长输管道检测技术将会逐步接近或达到发达国家水平。

参 考 文 献

- 1 周方勤,刘海峰,罗文华等. 中国石油天然气股份有限公司Q/SY93—2004:天然气管道检验规程,2004
- 2 卢绮敏主编. 石油工业中的腐蚀与防护. 北京:化学工业出版社,2001
- 3 周方勤. 对长输天然气管线进行风险性评价的初探. 天然气工业,1997;17(1):60~63
- 4 李勇,付建华. 漏磁式智能检测技术在管道中的运用. 天然气工业,2003;23(5):116~119
- 5 韩兴平. 埋地管线腐蚀、涂层缺陷检测技术. 天然气工业,2001;21(1):108~111
- 6 李新,王昌明等. 天然气管道的内部漏磁检测技术. 天然气工业,2001;21(6):88~89
- 7 刘海峰,王毅辉. 在役油气压力管道腐蚀剩余强度评价. 天然气工业,2001;21(6):90~92

(收稿日期 2004-07-05 编辑 唐维清)