

苏里格气田集输管线腐蚀检测技术应用探析

惠宝平 陈汝斌 孙 思 洪 柳 顾慧莹

(中国石油长庆油田分公司第三采气厂, 内蒙古 鄂尔多斯 017300)

摘 要: 苏里格气田是我国当前以及未来的重点开发气田, 苏里格气田整体地势比较平整, 以天然气为主要输送介质, 如果苏里格气田输送管道泄漏会严重污染环境, 甚至危及工作人员的生命健康, 所以要严格测定评价管道的腐蚀情况, 保证管线运行状态的安全稳定, 本文利用内腐蚀直接检测技术以及非接触式管道磁检测技术分析了苏里格气田集输管线的腐蚀情况。首先简述了天然气管道的两种主要腐蚀类型, 详细论述了智能漏磁检测技术在内腐蚀检测技术中的应用, 以及1号干线内腐蚀检测的开展, 评价了管道完整性以及干线的腐蚀情况, 利用内腐蚀直接检测技术以及非接触式管道磁检测情况判断了苏里格气田的运行状态, 最后总结了腐蚀检测结果以及防腐蚀的相关建议。

关键词: 苏里格气田; 集输管线; 腐蚀检测技术

苏里格气田的天然气中含有少量的二氧化碳, 微量的硫化氢, 并且携带高矿化度地层水和机械杂质, 随着对苏里格气田的不断开发以及时间的推移, 在苏里格气田地下埋藏的管道会受到土壤性质以及天然气杂质的影响, 加之地形沉降等因素会导致管道发生与原电池电化学反应相似以及破坏金属晶格的反应, 从而造成管线腐蚀, 管线穿孔等问题, 甚至引发天然气泄漏, 造成严重的环境污染, 使得人员的人身安全受到威胁。目前苏里格气田中的集输管道存在一定程度的老化, 为了保证苏里格气田站场内管线的安全可靠运行, 要对管道进行腐蚀检测, 根据以往的调查结果可以显示大部分管道穿孔腐蚀问题都是由于磨损造成的, 会导致管壁变薄, 进而使得管道穿孔。苏里格气田的开发层天然气气质组分存在差异, 并且地面集输管网独立运行, 随着对苏里格气田的不断开发, 集输管网也越来越多元化, 复杂化, 据此针对苏里格气田1号干线和二号干线进行管线腐蚀检测, 对管线腐蚀检测技术进行评价, 从而保证管线的平稳运行。

1 天然气管道腐蚀类型

1.1 二氧化碳腐蚀

二氧化碳腐蚀是造成天然气管道腐蚀的主要类型, 在集气站管道中运输燃气时, 从油井中制造出的原料气体除去大部分的甲烷之外, 还包括天然气油, 乙炔, 丁烷以及一些其他杂质, 包括超临界二氧化碳和水这类的杂质会对集气站管道产生腐蚀性。集气站管道在吸收气体后会将其送入大型的管路体系内, 以便进行远距离输送, 其运行机理就是把气体由高压区

域转送到低温区域, 但因为管路结构中主要是铸轧, 低合金钢, 铜和塑料, 所以二氧化碳腐蚀成为天然气集输系统是十分常见而且重大的化学腐蚀现象之一。超临界二氧化碳也会溶在水中而产生碳酸, 碳酸还会进一步电离生成不平衡的碳酸氢盐离子和氢离子, 从而和铁进行化学反应, 不过这个化学反应的反应速度相当小, 因为化学反应中产生的碳酸盐会沉积并附着在管道内壁, 使腐蚀反应得到一定的阻止。如果生成的亚铁离子和碳酸根离子的浓度超过一定数值会导致腐蚀进一步发生, 破坏管道的运输质量。

1.2 冲刷腐蚀

冲刷腐蚀的形成原因主要有两种, 第一是在油气集输管道运输气体的过程中, 由于管道方向改变导致管道内流体运动的轨迹突然改变, 管道内流体中的固体颗粒会因惯性作用而高速撞击管道内壁, 使得管道内壁的表层脱落, 管壁变薄, 形成冲刷腐蚀, 由于这种原因造成的冲刷腐蚀往往体现在管道的弯管和三通构件处。第二是在管道方向不变, 管道内流体运动轨迹不发生改变时, 运输过程中与水平管发生的随机碰撞, 主要原因是湍流扰动所导致的, 流体与管壁之间产生切应力会导致金属流体直接接触, 使腐蚀进一步加剧。

2 内腐蚀检测技术的应用

2.1 智能漏磁检测技术与原理

智能漏磁检测技术是目前国内外对于管线内腐蚀进行检测的主要技术之一, 这类基于无损检测理论发展起来的无损检测技术还有超声波法和涡流检测法。

本文对苏里格气田集输管道进行内腐蚀检测，基于苏里格气田的建设特点以及运营管理情况，选择智能漏磁检测技术，智能漏磁检测技术适用于油气水多相流管道的腐蚀检测，可以覆盖管道的整个圆周，并且对管道输送的介质不敏感，也不需要管道清洁度较高，此外智能漏磁检测技术的设备相对来说便于移动，比较轻便，具有较强的通过能力，但是由于磁饱和的要求以及技术的复杂性，需要将其量化，且对管道的最大壁厚有一定限制。

智能漏磁检测原理是利用永久性磁铁对管道管壁进行饱和磁化处理，使管道管壁与背侧管壁形成磁回路，从而分析磁力线的特点以及缺陷导磁率和词组以及磁路中的磁通的情况判断管壁是否存在缺陷，若管壁出现了问题，则磁路中的磁通不但会出现失真，还会有部分磁通漏在材料的上空，使材料表层产生漏磁。利用地面标记设备还能够记录检测器通过设标点上方的最准确的时刻，并以此判断缺陷所在管道中的运营里程情况，并结合周向传感器，从而有效地判断缺陷所在的周向情况。

2.2 1号内腐蚀检测技术的具体应用

对苏里格气田1号干线进行腐蚀检测，1号干线于2010年投入运用，管线的标准外径为323.9mm，管壁厚6.3mm。在苏里格气田一号干线的投入运营过程中采用了湿气输送工艺，所以管线内的积液比较多，至今已经进行过15次清管处理。1号干线所经过的地势比较平坦，距离公路比较远，并且全县无高后果区，周围人员车辆都比较少。在检测过程中，首先要进行常规清管工作，进行皮碗清管和侧镜清管工作，之后要采用钢刷清管，磁力清管等特殊清管方式，之后进行几何变形检测，智能漏磁检测，过程中应当结合管线的实际情况合理安排清管次数。本次对苏里格气田1号干线的腐蚀检测中进行五次清管工作，并且过程相对来说比较顺利，最终效果满足几何变形检测和智能漏磁检测的要求。在变形检测过程中，要基于钢质管道内检测技术规范的相应规定开展检测步骤，并对获取的数据进行初步分析，经过几何变形检测，并未发现一号干线内超出规定的变形点。在智能漏磁检测完成后，1号干线的腐蚀检测数据初步分析结果表明，不存在超出规定的金属损失点。

2.3 开挖验证与补强修复

开挖验证与补强修复工作中要严格按照油气管道管体修复技术规范以及钢制管道管体腐蚀损伤评价方

法开展检测数据的初步分析，并对一号干线中的明显金属损失进行现场开挖验证，采用符合相关规定的碳纤维复合材料维修补强技术进行修复。碳纤维复合材料维修补强技术具有十分优异的抗拉强度和弹性模量，抗老化性能也十分显著，是一种广泛应用油气管道的纤维复合材料缺陷修复技术。主要是利用增强纤维和基体树脂在管道外形成复合材料补强层，来分担管道所承受的载荷，实现缺陷补偿的目的，使管道缺陷处的环向拉伸应力受到限制，使其具有正常的承压能力。碳纤维复合材料管道修复补强技术需要运用高强度碳纤维纳米填平材料和高性能粘结剂，其中纳米填平材料负责对缺陷进行填平，碳纤维复合材料缠绕在管道外部能够提高管道的抗拉强度和弹性模量，使管道缺陷处的拉伸应力降低，是实现管道缺陷补强修复的关键。开挖验证并对其进行补偿修复后结果表明，1号干线中的四处制造缺陷和一处机械损伤共五处金属损失得到修复，最终开挖点里程定位轴向位置等于检测数据相符，各项误差也在合理范围内。

2.4 管道完整性及检测结论

对管道当前的完整性进行评价，需要采用确定腐蚀管道剩余强度手册中的方法，并基于金属损失的长度和深度来计算金属损失外的最大安全压力，从而结合其他参数，确定金属损失的严重程度，判断是否需要维修。在对管道未来完整性进行评价时，需要基于金属损失剩余强度的结果以及生长速率对管道将来完整性进行预测。管道剩余寿命的预测应当以金属损失生长速率计算为基础，并以此制定维修计划，保证管道使用满足将来完整性的需求，当前对于寿命预测的研究较少，并没有专门的规范和标准，主要是通过多次检测数据来获取金属损失的生长速率，对金属损失生长速率进行保守计算，从而预测管道的使用寿命。在管道再检测周期的制定中，需要基于管道周边的自然环境情况以及社会环境等因素，确定再次检测时间同时还应基于检测数据分析缺陷的生长情况，产生原因等排除其中的不确定因素。

3 内腐蚀直接检测评价技术

在1号干线内腐蚀直接检测评价过程中，采用了内腐蚀直接检测评价技术，主要包括预评价，间接评价，直接检测，评价后评价等多个步骤，在检测过程中需要建立多项流模型以及腐蚀速率模型，对一号干线管道内腐蚀可能发生的区域进行详细检查，并针对配套现场进行直接检测，从而获得准确的管道运行状

态。

内腐蚀敏感区预测中由1号干线内输送的介质为符合国家二类气指标的天然气,基于二氧化碳的分压建立腐蚀速率模型获取二氧化碳的腐蚀速率,1号干线内二氧化碳的腐蚀性相对较低。对1号干线进行流场模拟分析,可知管道前段的腐蚀速率较大,后期腐蚀速率迅速降低并稳定在一定水平内。

直接检测过程中在1号干线中选择了几处进行开挖验证,并基于开挖验证的结果分析管道内腐蚀状况,可得管段的整体腐蚀属于轻度腐蚀,最大腐蚀速率的检测结果显示检测点满足安全要求。

进行缺陷剩余强度评价中,对于直接检测所选取的开挖点的最严重内腐蚀缺陷进行剩余强度评价,结果显示检测点满足安全要求。

在评价时间确定中,需要按照相应的公式确定管道输送条件不发生较大波动时管道的剩余寿命,实际最小壁厚减去最小要求壁厚的差值除以腐蚀速率及管道系统的剩余寿命。

4 非接触式管道磁检测评价技术

非接触式管道磁检测评价技术是一种新兴的管道检测技术,主要是利用管道周围的磁场判断应力集中,从而检测管道缺陷。在地磁场环境下,部分铁磁性油气管道会发生磁化,在相应的位置这些油气管道会产生叠置区产生附加磁场,磁化率会随着管体局部应力状态的变化而变化,从而影响管道外一定范围内的磁场情况。非接触式管道磁检测评价技术主要适用于埋深较小的铁磁性管道,对于并行同沟敷设的管道不适用,必须是独立铺设的管道才可以用非接触式管道磁检测评价技术,根据这一技术的检测原理,其与其他无损检测技术相比具有明显的优势,①非接触式管道磁检测评价技术能够进行管道缺陷的早期诊断,并且使用这项技术无需对检测表面进行提前处理;②非接触式管道磁检测评价技术不需要其他磁化设备,现场操作较为简单,检测效率更高;③非接触式管道磁检测评价技术对于管道形状和尺寸无要求,无论其形状和尺寸如何不会影响检测结果。

通过直接量化对应力变化水平进行评估,从而确定缺陷的危险度,是非接触式管道磁检测方法的主要原理,需要结合磁异常综合指数来进行缺陷评估。异常综合指数与应力和腐蚀缺陷有一定的分级标准和等级,其中一等级缺陷具有较大的风险,表明腐蚀深度超过或已经达到40%的壁厚,这主要是由于金属缺陷

与机械应力造成或二者结合所造成的管道腐蚀,这一等级需要优先修复,发生事故的概率较大。二等级缺陷属于一般风险,腐蚀深度小于40%的壁厚,但已经超过或达到20%的壁厚,此时需要将这一腐蚀列入修复计划。一等级缺陷属于风险较低的情况,腐蚀深度未达到20%的壁厚属于正常管道状况,此时无需将其列入修复计划,可以继续运行。

对2号干线进行检测时,2号干线于2013年投入使用,与1号干线,2号干线敷设的环境走势起伏较大,主要在山区,可以利用非接触式管道磁检测评价技术确定与次异常等级,并采取相应的修复措施。

5 苏里格气田集输管线腐蚀检测结果与防腐蚀建议

经过苏里格气田集输管线腐蚀检测结果的分析可以发现,对1号干线进行内腐蚀直接检测评价,并通过开挖验证得出检测数据开挖验证数据的误差较小,检测结构吻合,检测数据具有使用价值。针对管道腐蚀问题,应当分析腐蚀比较严重的部件,并做好预防措施。首先可以定期测定管壁减薄率较高的位置的壁厚,或者定期对其进行更换,同时要加强对腐蚀程度较高的位置的监测,从而及时掌握腐蚀情况,避免出现事故。其次应当加强管道关键部位的维护和测定,设计时要减少管道内部流动方向的突然改变,为了便于检修,可以采用可拆卸的构件。

6 总结

利用集输管线腐蚀检测技术对苏里格气田的集输管线进行腐蚀检测,判断苏里格气田集输管线的腐蚀状况以及运行情况,并对结果进行评价,预测了苏里格气田集输管线的未来运行寿命,当前苏里格气田集输管线1号干线的整体防腐层较好,管道大概率不存在外部腐蚀,主要是制造缺陷和机械损伤,有轻微的腐蚀程度,整体运行相对比较安全,管道整体完整性较好,五年内应当对这一干线再次检测,并开展更加完整科学的评价,同时应做好苏里格气田集输管线的防腐蚀工作,加强关键部位的维护检测,定期测定减薄率较高的管壁,定期更换相应的构件,安装过程中可以选择耐腐蚀的材料或硬度高的材料,提高整体管道的防腐蚀性能。

参考文献:

- [1] 李振. 苏里格气田集输管线的清管工艺技术研究 [J]. 城市建设理论研究: 电子版, 2012(34).
- [2] 高宁生, 蒋晶晶. 苏里格气田管线腐蚀检测评价技术应用研究 [J]. 云南化工, 2018(10).