

浆体管道安全输送技术分析

柳志广¹ 李宏石² 杨翠萍¹

(1. 济南安正安全技术咨询有限公司, 山东 济南 250021)

(2. 山东汶河新材料有限公司, 山东 济南 271114)

摘要: 目前在石油、天然气等资源运输中, 管道因为具有运输量大、成本低等优点而成为各地区的首选。但浆体管道运输期间可能会因为周围环境腐蚀与外力破坏等因素出现安全隐患, 为满足浆体管道安全输送要求, 在本次研究中详细介绍了浆体管道内外检测技术要点, 并通过工程实例, 阐述该项目中的检测方法及其浆体管道缺陷处理措施。最后, 通过立足于数字化管道视角, 对实现浆体管道安全技术进行展望。

关键词: 浆体管道; 安全输送; 数字管道

对于石油、天然气等自然资源, 管道运输具有明显优势, 并且从社会需求大环境来看, 我国各行业对油气资源的需求量不断增多, 这就要求油气输送管道技术紧随或超出社会经济发展速度, 以满足各行业的需求。同时我国正在全面推动油气管道建设项目, 但随着时间的推移, 部分管道已经接近甚至超过设计使用寿命, 导致管道出现一系列腐蚀破坏情况, 对油气资源安全运输构成威胁。解决上述问题, 应找到实现浆体管道安全输送的合理手段。

1 浆体管道安全输送技术研究

1.1 浆体管道外部检测

1.1.1 检测前的准备工作

在浆体管道外部检测前, 应深入了解管道的实际情况, 包括投入运行前与运行中的关键参数, 因此相关人员应采集被检测管道的原始设计图纸、管道出厂后的质量报告、施工报告、验收单等。另外, 工作人员还应收集在管道投入运行之后的重要数据, 包括管道使用情况、管道的修理与改造方案、杂散电流报告、周围土壤成分分析情况等。

1.1.2 不开挖检测

第一, 调查管道周围环境, 调查内容包括: ①了解管道周围土壤情况, 评估水流等因素对管道造成的侵蚀破坏; ②了解当地气候条件, 评估大气环境变化可能造成的管道腐蚀情况等。一般在管道周围环境调查中, 可采用杂散电流检测仪以及土壤分析仪展开测试, 对于管道周围有输电线路、带电轨道等特殊情况下, 必须通过杂散电流测试, 根据测试结果综合判断杂散电流情况。

第二, 不开挖防腐层检测。针对管道不开挖检测防腐层, 应根据管道周围环境变化选择检测方法, 其中较

为常见的是基于直流电位衰减检测, 或者直流电位梯度检测等, 在条件允许情况下可采用多种方法共同检测。

第三, 不开挖阴极保护检测。现场检测中应利用密间隔电位测试方法检测管道阴极保护情况, 但在一些特殊的情况下, 需要使用符合管道阴极保护状况的方法检测管道阴极保护真实的极化电位, 因此需要技术人员根据浆体管道实际情况形成检测计划。

1.1.3 开挖检测

第一, 判断开挖检测点, 在不开挖检测结束后, 应根据检测结果判断管道有无破损、泄漏风险, 针对风险度较高或者发生过泄漏的管段实施开挖检测, 目的是了解浆体管道的真实情况, 并验证不开挖检测结果的真实性情况。在判断开挖点位置时, 参数要求见表 1。

表 1 浆体管道开挖点设置原则

压力等级	中压 (处 /km)	压力等级	中压 (处 /km)
1	不开挖	3	0.4
2	0.05	4	0.6 ~ 0.8

第二, 开挖检测方法内容与内容。在浆体管道开挖检测阶段, 要检查内容包括: ①检查管道周围土壤可能造成的腐蚀破坏情况, 因此可利用土壤分析仪检测管道周围土质的化合物以及水含量变化情况, 并配合理化检验方法对土壤展开综合评价; ②检查管道腐蚀破坏部位的外观变化情况, 综合识别管道腐蚀破坏原因, 对于多次或者严重腐蚀破坏的部位, 可配合超声波等无损检测技术测量管道厚度变化; ③对于管道外部焊缝加固的部位, 可通过无损检测技术评估焊缝质量。

1.1.4 穿、跨越管段检测

针对浆体管道穿、跨越情况, 外部检测阶段应注意了解穿越部位的设备及其保护措施是否完好, 有无破坏情况; 对于跨越管道, 需要检测补偿器、防腐保

温层、锚固墩等关键构件的完好性。此外，还应注意检查穿、跨越部位管道钢结构与连接件性能变化情况，谨防损伤破坏。

1.1.5 裸露部位的检测

浆体管道裸露部位检测的内容包括膨胀器连接与阀门的性能变化情况，同时还应注意观察出土与入土端的焊接头性能参数情况。

1.2 浆体管道的内部检测

1.2.1 检测技术选择

为确保能清晰评估浆体管道的内部状态，在现场检测中通常采用漏磁检测技术，通过将被检测管道的磁场信号转变为数字信号，一旦管道内部出现质量缺陷，在人机交互界面上可发现磁场变化，对应的数字信号改变，此时通过信号的变化来确定被检测管道的裂缝/腐蚀等损伤缺陷是否存在及其大小。

1.2.2 前期准备工作

第一，踏勘设标。①在现场操作中，跟踪坐标点集中在阀室或者大型穿越、跨越等重要位置，并注意保证跟踪坐标点之间的距离小于等于1千米；②为保证测试结果精度，在跟踪目标点位置管理中建议远离高压线、火车道等存在较大信号干扰的位置，其中“三桩一牌”周围是较为理想的位置；③在安装跟踪设标点时，应优先选择埋深不足2.5m的位置，裸露的管道是较为理想的安装位置，可以保证探测结果精度。第二，安装临时收发球筒。采用空压机发球方案，可有效解决管道卡堵等情况造成的压差，根据经验，要在管道内设置1MPa左右的背压。

1.2.3 清管作业

在清管作业期间，应根据清管器的性能与类型，采用循序渐进的方式发送，确保能有效清除内部杂质，基本操作方案为：①启动发球筒盲板，将清管器送入发球筒并塞紧；②检查密封圈并关闭筒盲板；③关闭发球筒的放空阀；④启动发球筒上的旁通阀，同时启动空压机，持续向发球筒内充气，使其压力达到1MPa；⑤打开发球筒上的干线阀，并打开收球筒的电动阀与主阀，发送清管器；⑥观察人机交互装置状态，确认清管器抵达收球筒后即可关闭干线阀与主阀、空压机，再启动发球筒的2号放空阀，充分释放内部压力，打开收球筒的2号电动阀，释放收球筒内部压力；⑦打开收球筒盲板并清除内部杂质，清洗、检查密封圈，并关闭收球筒盲板。

1.2.4 管道检测作业

①观察检测器的工作状态，评估电子部分、机械部分及其配套设备的性能；②检测作业开始后，一旦识别

异常信号应检测连线与探头部位，了解是否存在损伤。检测结束后可打开记录仪舱盖，记录检测状态并读取其中的数据，根据数据判断质量，并将其数据记录在相应表格中（《漏磁监测器调试记录表》等）；③漏磁检测结束后，统计壁厚损失大于50%的金属损失点信息，并在检测结束后的15个工作日内提交检测报告，建议业主及时对管道内部的缺陷点做开挖验证与维修。

2 浆体管道安全输送技术的应用实例

2.1 项目简介

某浆体管道始建于2002年，于2004年6月投产，管道总长约为351公里，输送介质为原油，设计浆体运输量约为730万吨/年。该管道设计阶段的压力为4.5MPa，其外径规格为526mm，壁厚8mm，母材为16Mn钢，外部防腐层的主要材料为石油沥青，沿线各输油站阴极保护均为防腐层+强制电流。由于该管道建成时间早，在长时间运行后可能出现腐蚀破坏情况，增加浆体输送安全风险，要进行安全性评估。

2.2 检测前的准备工作

为充分满足浆体管道安全输送要求，本项目严格按照表2相关数据设定检测参考点位。

表2 现场检测的参考点位（单位：m）

地面定位参考点	上游环焊缝	绝对距离
点位①	244	8.6
点位②	502	8.9
点位③	1461	12.3
点位④	2400	13.6
闸阀	10.3	0.6

2.3 检测装置的选择

依据我国浆体管道安全检测的成功经验，三轴高清漏磁内检测器在评估管道内部性能状态中发挥着重要作用，因此为保证检测结果精度，本项目在三轴高清漏磁内检测器的基础上，联合使用IMU测绘内检查器，对管道内部状态进行评估。

2.4 检测结果统计

通过对案例浆体管道的检测后可以发现，整个管道共发现缺陷（特征）10251处，其中包括管道内部缺陷7331处，外部缺陷2920处。缺陷种类划分，包括腐蚀缺陷8429处，非腐蚀缺陷1822处。

2.5 缺陷处理方案

2.5.1 确定腐蚀位置

按上述检测结果可以确定管道上质量缺陷位置，本项目中通过地面标记点参照焊环缝位置以及开挖时的数据偏差确定腐蚀点的位置，因此整体检测数据精度较高。

2.5.2 打钢板桩

确定腐蚀位置后，为有效加固边坡、减少后期回

填施工量，应在开挖前打钢板桩。本项目中使用 32# 槽钢桩，其长度为 11m。打桩时将其连接成整体，钢板桩两侧采用 350×350H 型钢焊接固定。为保障钢板桩稳定度，在坡顶位置严禁施加荷载。

2.5.3 井点降水

针对管道缺陷点位周围的积水问题，本工程中采用井点降水方法，即在作业坑周围增设少量滤水井，用抽水设备抽取积水后，使周围水位低于作业坑，即可解决积水影响。项目中沿缺陷修复作业坑均匀布设井点管 14 个，降水采用直径 400 的水泥管。在打井结束后，在井点管底位置增设滤水层，并放入抽水泵降低水位，直至内部无明显积水为止。

2.5.4 土方开挖

根据设备检测结果，以腐蚀点为中心，向两侧各延伸 20m 左右长度，开挖至套管下方 0.5m 位置即可。

2.5.5 拆除套管

挖好作业坑后需拆除周围套管，项目中用电钻在套管上打开一个规格为 $\Phi 8$ 的孔，通过该孔检查管道内是否存在浆体，确认无浆体后即可用气焊切割套管，此时切割套管的环向宽度控制在 0.7m 至 0.8m 之间，轴向长度应 $\geq 1.0m$ 。

2.5.6 查找腐蚀点

拆除套管后将管道表面擦拭干净，观察管道表面的腐蚀点情况，一般在确定环焊缝后，可破拆环焊缝套管核对编号，并根据该编号确定腐蚀点位置。

2.5.7 管道修复方案

确定腐蚀点位置后，本次项目决定在点位表面焊接一个壁厚 10mm 的 16Mn 套筒，保证管道的整体性能。

2.6 应用效果评价

案例项目中通过浆体管道内部检测技术快速确定了管道内部的故障缺陷位置，为浆体管道修补提供良好的依据，具有可行性。该管道经修补后，其运行稳定性明显提升，至今未出现严重的安全事故，证明上述技术在实现浆体管道安全输送中发挥着一定作用。

3 浆体管道安全输送技术未来发展展望

随着现代化信息技术的发展，以物联网、智能化为代表的新型管道技术出现，将会在未来浆体管道安全输送中发挥着重要作用，其中管道数字化转型已经成为行业发展不可阻挡的趋势。

3.1 泛在感知技术与浆体管道的融合

浆体管道在实际上属于无厂界的开放系统，其安全隐患存在随机性、隐秘性的特征，一旦出现安全事故可能会引发严重后果。而现阶段管道感知技术的整体发展水平偏低，尤其是在管道状态感知以及数据采

集上存在一定缺陷，使时空随机威胁事件预警准确率尚有较大提升空间。基于上述特征，未来在数字管道设计中可以融合更多泛在感知技术，即通过高精度色谱装置、高精度坐标测绘导航单元、材料性能检测传感器等现代化装置，显著提升数字管道的感知能力，真正实现浆体管道安全风险的“可知、可控”，有效预防油气资源输送风险发生。

3.2 数字孪生技术与浆体管道的融合

数字孪生技术是在管道数据模型、浆体流动仿真模型基础上形成的新技术手段，该技术集成了仿真、评价与预警预测等功能，在浆体输送数据仿真的技术上，可适应不同尺度、不同维度的管道安全管理需求，成为实现浆体管网要素化、虚拟化、全时态化的必要技术手段，具有可行性。

3.3 智慧管网技术

智慧管网是围绕“互联大管网”战略目标基础上出现的一种新型技术形式，该技术通过整合大数据分析、站场感知、管网线路等新型手段，突破管网全方位数据处理难题，在大数据以及物联网平台基础上实现“全国一张网”，实现浆体管道实时管理，并配合管道基建与数字化建设，将与浆体管道相关的数据流、油气流、信息流整合在一起，构建精准映射、共同生长的数字管网新格局。在智慧管网技术架构下，可以实现数字信息协同与感知协同控制，在智能化、平台化管理模式基础上，显著提升浆体管道的安全水平，发展前景广阔。

4 结语

浆体管道安全输送技术的出现可有效预防油气管道安全事故，有极高的经济与社会效益。根据案例项目实践结果可知，本文所介绍的安全输送技术具有良好的操作性，各项安全技术的顺利落实，可以有效预防潜在安全事件发生。未来，为了最大限度上保障浆体管道安全，相关人员应主动探索智慧管网技术、泛在感知技术、数字孪生技术的应用策略，完善技术方案，为推动油气管道现代化、智慧化奠定基础。

参考文献：

- [1] 李培凤, 杨利国. 长距离浆体输送管道安全运行操作控制实践与应用 [J]. 矿业工程, 2023, 21(01): 21-24.
- [2] 王晓滢. 浅析西部原油管道多品种原油安全高效输送技术 [J]. 中国石油和化工标准与质量, 2022, 42(12): 170-172.

作者简介：

柳志广 (1971-), 男, 汉族, 山东济南莱芜人, 本科, 中级职称, 总经理, 研究方向: 安全管理。