

石油化工行业自动化仪表故障处理分析

曹桂慧

国家能源宁夏煤业甲醇分公司 宁夏 银川 750000

摘要: 石油化工行业自动化仪表故障由多因素导致, 外部环境中温度湿度波动、腐蚀性介质及振动电磁干扰易引发性能衰减; 仪表自身存在材料选型不当、工艺缺陷及元器件可靠性不足等问题; 安装调试中位置不合理、管路连接缺陷、接线不规范、参数设置错误及校准缺失也会造成故障; 操作维护不当同样加剧风险。预防需优化选型设计, 强化材质适配与冗余设计; 加强安装调试质量控制, 规范全流程操作; 完善规程, 建立标准化管理与分级维护机制; 建立预警监测系统, 实时采集数据, 引入AI诊断, 提升故障预防能力, 保障生产稳定。

关键词: 石油化工; 自动化仪表; 故障处理; 预防措施

引言: 石油化工行业作为国民经济的支柱产业, 生产过程具有高温、高压、易燃易爆及介质腐蚀性强等特点, 对生产安全性、连续性及精准度要求极高。自动化仪表作为生产过程的“神经中枢”, 通过实时监测温度、压力、流量、物位等关键参数, 实现工艺过程的精准控制与优化, 是保障安全生产、提升产品质量及降低能耗的核心技术支撑。深入分析仪表故障成因, 构建科学有效的预防与处理体系, 对推动石油化工行业安全稳定发展具有重要现实意义。

1 石油化工行业自动化仪表概述

石油化工行业作为国民经济的支柱产业, 其生产过程具有高温、高压、易燃易爆、介质腐蚀性强等特点, 对生产安全性、精准度和效率要求极高。自动化仪表作为生产过程的“神经中枢”, 通过对温度、压力、流量、物位等关键参数的实时监测与控制, 成为保障安全生产、优化工艺流程、提升经济效益的核心技术手段。温度是石油化工生产中最关键的参数之一, 直接影响反应效率与产品质量。目前主流温度仪表包括热电阻、热电偶和双金属温度计, 其中热电阻和热电偶因可直接与DCS系统对接、适应-200~1800℃宽量程范围, 且支持环境温度实时监测, 应用最为广泛。例如, 在催化裂化装置中, 热电偶用于监测反应器床层温度, 确保反应在最佳区间进行; 双金属温度计则常用于现场管道温度的直观显示。石油化工生产中压力控制需维持在0~300MPa范围, 压力异常可能导致设备泄漏甚至爆炸。常见压力仪表分为弹性式(如弹簧管压力表)、液柱式(如U型管压力计)和活塞式(用于高精度校验), 其中弹性式仪表因结构简单、耐震性强, 占据80%以上市场份额。此外, 压力传感器与变送器的结合实现了压力信号的数字化传输, 配合DCS系统可快速响应压力波动, 如在加氢

装置中通过压力变送器实时调节氢气分压, 保障反应稳定性。流量仪表用于计量单位时间内流体通过管道的体积或质量, 是物料平衡与贸易结算的关键^[1]。差压式流量计(如孔板+变送器)因成本低、适用性强, 仍是当前主流; 而电磁流量计、涡街流量计则凭借高精度、耐磨损等优势, 在高粘度介质(如原油)和高温蒸汽测量中逐步普及。物位仪表则通过检测储罐或反应釜内物料高度, 实现原料供应与成品库存的精准管理, 常见类型包括雷达物位计(非接触式, 适用于高温高压环境)、浮筒液位计(接触式, 精度可达±0.5%)等, 部分物位仪表还与阀门联动, 当物位超出安全范围时自动启停进料泵, 避免溢出或空罐风险。

2 石油化工行业自动化仪表故障原因分析

2.1 外部环境因素

2.1.1 温度与湿度影响

石油化工生产环境常伴随剧烈的温度波动, 高温环境会加速仪表内部电子元件老化, 如传感器芯片的温漂特性可能导致测量误差增大, 而低温则可能引发线路板结霜、电池性能衰减等问题。湿度超标同样危害显著, 潮湿空气易使仪表外壳锈蚀、内部电路短路, 尤其在沿海或多雨地区, 若防护等级不足(如IP65以下), 水汽可能渗入变送器腔体, 导致信号漂移或元件烧毁。例如, 差压式流量计的导压管在高温高湿环境下易滋生微生物或结垢, 阻塞压力传递通道, 造成流量测量失真。

2.1.2 腐蚀性介质侵蚀

石油化工生产中涉及的强酸、强碱、有机溶剂等腐蚀性介质, 会对仪表接触部件造成直接损害。金属材质的传感器探头(如热电偶保护套管)长期接触硫化氢、氯气等气体, 易发生点蚀或应力腐蚀开裂; 非金属材质的密封件(如橡胶O型圈)在芳烃类介质浸泡下会出现溶

胀、硬化，导致仪表密封性下降，引发介质泄漏或外部杂质侵入。例如，在氯碱装置中，压力仪表的不锈钢膜片若未采用哈氏合金等耐腐材料，短期内即可能被氯气腐蚀穿孔，造成压力信号中断。

2.1.3 机械振动与电磁干扰

生产现场的泵、压缩机等大型设备运行时产生的持续振动，会导致仪表部件松动、接线端子接触不良，甚至传感器敏感元件（如电容式物位计的电极）发生机械位移，引发测量数据跳变。此外，高压电机、变频器等设备产生的强电磁辐射，可能干扰仪表信号传输线路，尤其对于4-20mA模拟信号，易受电磁感应影响出现杂波，导致DCS系统显示数据波动。例如，在催化裂化装置中，振动可能使雷达物位计的天线松动，造成回波信号衰减，而附近高压电缆的电磁干扰则可能导致液位测量值出现无规律漂移。

2.2 仪表自身质量问题

仪表自身质量缺陷是故障的内在主因，集中体现于材料、工艺及元器件三方面。材料选型不当常见于低成本替代，如压力变送器膜片用普通不锈钢替代耐腐合金，在酸性介质中3-6个月即腐蚀穿孔；热电偶丝纯度不足致热电势偏差超 $\pm 0.5\%$ ，引发测温失真^[2]。制造工艺疏漏包括传感器密封胶填充不均导致水汽渗入、电路板虚焊，批量生产中品控缺失时隐性故障占比超30%。核心元器件质量低劣问题突出，劣质电容高温下容量年衰减超20%，低精度A/D转换器放大信号误差3倍以上，如涡街流量计压电传感器劣质化引发信号跳变，智能变送器MCU抗干扰不足导致程序异常，直接缩短仪表寿命30%-50%。

2.3 安装与调试问题

安装与调试环节的规范性直接影响自动化仪表的运行稳定性，是故障高发的关键因素。（1）安装位置不合理：传感器未避开强振动源或高温辐射区，如压力仪表安装在泵出口直接受流体冲击，导致膜片频繁损坏；温度仪表插入深度不足，仅接触管壁而非介质中心，测量值较实际偏差超 10°C 。（2）管路连接缺陷：导压管坡度不足或存在U型积液弯，引发差压式流量计测量腔堵塞；螺纹接口密封胶带缠绕过量，碎屑进入仪表腔体造成阀芯卡涩，此类故障占安装问题的40%以上。（3）接线工艺不规范：信号线与动力电缆共管敷设，电磁干扰导致4-20mA信号波动幅度超 $\pm 2\text{mA}$ ；端子排压接不实引发接触电阻增大，温度仪表出现“跳变”假象，需反复紧固才能恢复正常。（4）调试参数设置错误：PID调节器比例带与积分时间配置失衡，压力控制系统出现持续震荡；

流量仪表未按介质密度、粘度修正系数，计量误差放大至 $\pm 3\%$ ，远超工艺允许范围。（5）校准流程缺失：新仪表未进行零点/量程校准即投用，如液位计未用标准液位计比对，投用后显示偏差达 $\pm 50\text{mm}$ ；校验设备精度不足，导致压力变送器校准误差超 $\pm 0.25\% \text{FS}$ ，埋下长期测量隐患。

2.4 操作与维护不当

操作人员专业技能不足易引发误操作，如未按规程启停仪表导致瞬间电流冲击烧毁电路板，或随意修改PID参数造成控制系统失稳。日常维护缺失问题突出，巡检未及时清理仪表表面油污导致散热不良，传感器探头结垢未定期清洗使测量灵敏度下降30%以上。备品备件管理混乱，错用不同型号保险丝引发短路，或使用过期校准液导致校验数据失真。此外，维护工具不规范，如用普通扳手拆卸精密仪表部件造成螺纹滑丝，或带电插拔信号线引发静电损坏芯片，此类人为因素导致的故障占比超25%。

3 石油化工行业自动化仪表故障预防措施

3.1 优化仪表选型与设计

3.1.1 强化材质与性能适配性

选型需结合工艺介质特性与环境参数，优先选用耐腐、耐高温、抗振动的材质与结构。例如，针对含硫原油加工装置，压力变送器膜片应选用哈氏合金C276或钽材质，耐温范围覆盖 $-196\sim 450^{\circ}\text{C}$ ，并具备IP68防护等级以抵御潮湿与粉尘侵蚀；高温反应器温度测量宜采用铠装热电偶，其金属保护套管壁厚不低于1.5mm，确保在 1200°C 工况下抗蠕变性能达标。同时，根据介质粘度、流速选择流量仪表类型：高粘度介质（如重油）优先用椭圆齿轮流量计，避免差压式流量计因导压管堵塞失效；含固体颗粒的浆液则选用电磁流量计，减少叶轮磨损导致的精度衰减。

3.1.2 推行分级与冗余设计

基于工艺重要度实施仪表分级管理，关键控制回路（如加氢装置反应器压力、乙烯裂解炉温度）采用“1+1”冗余配置，主备仪表实时比对偏差，超出 $\pm 0.5\% \text{FS}$ 时自动切换，保障连续运行；非关键参数（如循环水温度）可选用常规仪表，但需预留20%备用量应对突发故障。控制系统层面，DCS系统采用双电源、双CPU模块，重要I/O模块冗余配置，网络通信采用环网结构，确保单点故障不导致系统瘫痪。

3.1.3 整合智能化与诊断功能

优先选用具备自诊断、远程监控功能的智能仪表，如支持HART/FF协议的变送器，可实时上传设备健康

状态（如膜片老化程度、电路温度）、故障代码及历史数据，通过云端平台实现预测性维护。例如，智能阀门定位器内置振动传感器与行程反馈，可在线监测阀杆卡涩、膜片泄漏等异常，提前30天发出预警；智能物位计集成回波分析算法，自动识别虚假回波并补偿，减少因介质波动导致的测量误差。

3.2 加强安装与调试质量控制

严格把控安装与调试环节是减少仪表故障的核心手段，需从流程规范与技术落实双管齐下。（1）规范安装选址：严格遵循“远离振动源、避免高温辐射、便于维护”原则，压力仪表与泵出口间距不小于3倍管径，温度仪表插入深度不低于管道直径1/3，雷达物位计避开罐内搅拌器或进料口涡流区，减少测量干扰。（2）优化管路连接工艺：导压管坡度不小于1:100，液体介质加装集气器，气体介质设置凝液罐，螺纹接口采用生料带缠绕（顺时针方向，外露1-2牙），法兰连接使用金属缠绕垫，确保无泄漏、无积液。（3）严格接线与接地标准：信号线采用屏蔽双绞线，与动力电缆间距大于30cm，接地电阻 $\leq 4\Omega$ ，本质安全回路单独穿管，端子排压接使用扭矩扳手（1.2-1.5N·m），避免虚接或过紧损伤导线。

（4）精细化参数调试：依据工艺PID整定报告设置比例带（20%-100%）、积分时间（0.1-10min），流量仪表输入介质、密度粘度、温度补偿系数，压力变送器进行零点/量程校准（误差 $\leq \pm 0.075\%FS$ ），确保与DCS系统通讯正常。（5）实施全流程校验：新仪表投用前进行“三方校验”（供应商、施工方、业主），使用经计量认证的标准设备（精度高于被校仪表3倍），校验数据录入电子档案，不合格仪表禁止安装，投用前进行72小时带负荷试运行，确认无漂移后方可移交。

3.3 完善操作与维护规程

建立标准化管理体系，操作人员需经双认证上岗，执行“一人操作、一人监护”制度，关键参数修改需双签字确认，禁止超权限调整。编制《规程》细化操作要点：热电阻预热30分钟投用，日常点检关注显示波动、端子温度 $\leq 60^\circ C$ ，异常时先切手动再排查。实施分级维护：关键仪表（如反应器压力变送器）每日

巡检密封性、通讯状态，每月校准零点/量程（误差 $\leq \pm 0.1\%FS$ ）；非关键仪表每周巡检、每季度校准^[3]。建立电子档案记录全生命周期数据，结合MTBF分析动态优化周期（如腐蚀环境缩短传感器更换至12个月）。配置专业资源，专用工具库含扭矩扳手、HART手操器等，备品备件ABC分类管理（A类备3套/装置，B类按3个月量备货），校准设备每年检定，确保维护精度可靠。

3.4 建立故障预警与监测系统

构建基于物联网的实时监测平台，通过智能仪表内置传感器采集振动、温度、湿度等状态参数，结合DCS系统实时数据，建立设备健康度评估模型。对关键参数设置三级预警阈值：一级预警（偏差 $\pm 1\%FS$ ）触发自动巡检，二级预警（ $\pm 2\%FS$ ）推送维护工单，三级预警（ $\pm 3\%FS$ ）启动联锁保护。引入AI诊断算法，通过历史故障数据训练模型，识别异常模式（如压力变送器信号漂移趋势、调节阀动作卡顿频率），提前7-15天预测潜在故障。建立报警响应机制，报警信息按优先级推送至移动端，15分钟内响应、2小时内处置，重大故障自动触发应急预案。系统定期生成健康报告，分析故障规律，优化预防策略，使非计划停机减少30%以上。

结语

未来需深化数字化与智能化技术在石油化工自动化仪表领域的融合应用。通过构建全生命周期数据管理平台，整合设计、安装、运维等阶段数据，结合物联网实时监测与大数据分析，实现设备状态动态感知。引入AI预测性维护算法，基于历史故障数据与实时参数训练模型，提前识别潜在风险并自动生成维护工单，将被动维修转为主动预防。

参考文献

- [1]许钊,何静,张莉,王力.浅谈石油化工仪表自动化设备的故障预防与维护措施[J].石化技术,2021,28(12):204-205.
- [2]赵耀.石油化工行业自动化仪表特点与控制技术[J].化工管理,2020(08):131-132.
- [3]梁源.探究仪表自动化设备故障与维护技术[J].冶金管理,2021(17):88-89.