

汽轮机阀门内漏问题的检修处理与预防措施

欧资臻¹ 李巍¹ 高畅² 刘能辉¹

1.国能长源武汉青山有限公司 湖北 武汉 430080

2.国能科学技术研究院电力安全监察中心 江苏 南京 210033

【摘要】：汽轮机阀门内漏对机组运行效能、安全稳定影响显著，会引发蒸汽损耗、设备劣化等问题。实际中，进汽门、高中压调节阀和疏水阀等内漏常见，根源涉及材质缺陷、检修工艺、操作不当和环境侵蚀。解决需借助温度监测等诊断手段，采取机械修复与系统改进方案，构建含设计优化、运行管控、智能监测的全流程预防体系，为内漏治理提供操作指引与技术支撑，保障机组稳定运行。

【关键词】：阀门；内漏检修；温度监测；预防措施

DOI:10.12417/2811-0722.25.10.052

引言

汽机阀门系统密封性能是机组安全经济运行的关键，汽门内漏会导致惰走时间长、主汽阀未开时转子转速升高，威胁运行安全，还会造成蒸汽流失、凝汽器热负荷上升，诱发密封面冲蚀等问题，长期运行将增加煤耗、缩短设备寿命，极端情况致机组停运。随着机组参数提升与运行周期延长，内漏问题隐蔽性增强、影响扩大。现有研究多针对特定阀门，缺乏系统整合。本文梳理相关内漏案例，构建“原因分析-检修处理-预防控制”全链条技术体系，为治理提供全面解决方案。

1 阀门内漏原因分析

1.1 材质与工艺缺陷

设备材质与工艺的瑕疵是内漏的先天隐患，阀芯与阀座材质匹配失衡，在高温高压蒸汽持续冲刷下极易出现磨损不均。如#12机主汽阀存在内漏卡涩的缺陷，一方面是因为主汽阀长期在高温环境下耐腐蚀和耐磨损性能差，氧化性能衰减，阀门腔室内阀芯密封面产生氧化皮，易造成阀杆卡涩，（如图1所示）。另一方面主汽阀长期在高温环境下金属材料疲劳，阀杆弯曲致使阀碟非垂直接触阀座，导致关闭不到位，严密性差。再将材质升级到高温合金901后，阀门耐高温腐蚀、抗疲劳性能显著提升，内漏卡涩现象得到根本改善。



图1 #12机主汽阀阀芯密封面

疏水阀阀芯若采用普通碳钢，而阀座为合金钢，短期内密封面便会显现凹凸不平，出现压伤痕迹，（如图2所示）。



图2 疏水阀阀芯密封面

铸造工艺上，铸造环节的砂眼、夹渣等缺陷，也会在介质长期渗透作用下形成微小通道。检修工艺上，#12中主阀阀座阀芯密封面经多次研磨处理，阀芯密封线偏移密封区域。由于阀座阀碟密封面研磨采用人工和机械相结合的方式，其密封型线易出现不匹配的情况。阀芯阀座修复过程中，修复标准未达到图纸标准，装配间隙调整不当，导致汽门密封圈破、阀杆接触面吹损，上述这些原因均会导致阀门密封面不严。（如图3所示）。



图3 垫圈（左图）和阀杆密封面（右图）

1.2 操作与控制失误

操作不规范及执行器控制系统偏差直接诱发内漏，开关阀门时用力过度会造成阀杆变形，进而导致阀芯与阀座错位。而关阀不到位则使阀门长期处于小开度节流状态，高速介质持续冲蚀密封面。控制系统参数失准，尤其是PID调节参数中积分时间设置过长，会导致阀门启闭滞后，形成动态内漏隐患。例如某机组因PID参数设置不合理，导致调节阀频繁出现启闭延迟，3个月内累计发生4次内漏预警。

1.3 环境与运行工况影响

恶劣运行环境会加速内漏故障的演化，高温环境使阀门材料热膨胀不均，导致密封间隙发生变化。高温高压蒸汽长期冲刷的环境会引发阀门内部锈蚀，间接加剧内漏。如#13机高旁阀阀芯、阀座密封面出现（如图4所示）的严重吹损痕迹，遍

布数道明显的贯穿伤痕。



图4 阀座密封面(左图)和阀芯密封面(右图)

2 阀门内漏检修处理技术

2.1 内漏诊断技术

阀门内漏诊断需以温度、压力监测为核心构建多维验证体系, T型裸线对焊热电偶应紧贴阀门上下游150mm处管道外壁, 通过钢扎带与耐高温胶布固定, 确保测温误差控制在0.5℃以内。监测数据显示, 介质温度150-300℃区间时, 下游温度超80℃且与上游温差不足50℃, 即构成渗漏特征。介质温度超500℃时, 下游温度突破250℃且温差小于50℃, 可判定为严重内漏。并排布置的疏水阀组需单独测量门前管壁温度, 在6只并列布置高加疏水阀中, 通过对比门前温度与环境温度差值(异常阀门差值达22℃, 正常阀门差值<5℃), 可精准锁定3只隐性内漏阀门。

除温度外, 判断阀门内漏可根据公式进行判断, 平均每小时每米公称直径密封面泄漏量用V表示:

$$V = \frac{(P_2 - P_1)V_0}{T \times D} \quad (1)$$

式中: P_1 为压力容器初始压力(Pa)。 P_2 为压力容器检查时压力(Pa)。 V_0 为压力容器容积(m^3)。 T 为时间(h)。 D 为管线公称直径(m)。当V大于0.16 $m^3/(h \cdot m)$ 时, 即认为该阀门内漏。

红外热像技术可快速捕捉阀门表面温度场异常分布, 高温区集中部位往往对应泄漏点。超声波检测则通过1-5MHz频段声波穿透阀体, 可识别0.2mm以上的内部腐蚀坑与裂纹。振动传感器采集的10-1000Hz频段数据中, 内漏引发的湍流振动频谱具有明显峰值, 与温度异常形成互证^[1]。

2.2 机械维修技术

阀门解体维修需遵循“记录-检测-修复-校验”四步规程。拆卸前需记录阀门运行状态、最近三次检修数据及故障现象, 标记阀芯、阀座等组件的相对位置。高温高压阀门优先采用金属缠绕垫, 安装时需等力矩均匀压缩密封垫。次选石墨夹钢复合垫或不锈钢垫片。确保密封件与衬垫逐个检查, 若橡胶制品出现硬化裂纹或金属垫片存在压痕均需更换^[2]。

阀芯与阀座表面的沉积物可通过超声波清洗去除, 密封面磨损深度小于0.1mm时, 采用粒度800-1200目碳化硅砂轮进

行湿磨, 研磨至表面粗糙度达Ra0.8 μm 。磨损超0.2mm则必须更换部件, 某300MW机组#1疏水阀更换厚度3mm的碳化钨涂层阀芯后, 经16个月运行验证, 密封面磨损量仅0.03mm, 检修周期从8个月延至18个月。

组装时需用百分表校准阀芯与阀座同心度, 误差需控制在0.05mm以内。法兰密封采用304不锈钢金属缠绕垫片, 缠绕密度不低于1.2g/cm³。EH油系统维修中, 需通过精密滤油机循环过滤, 滤膜精度5 μm , 当油液中大于5 μm 的颗粒浓度超300个/mL时, 必须全量更换并清洗油箱, 确保油液黏度在40℃时维持在32-38mm²/s。

2.3 工艺改进技术

工艺改进包括检修工艺和组装工艺, 为确保汽机主汽阀阀座端面在冷紧过程中, 各处间隙、力度一致, 可采取高精度的车加工方式进行找平。同时对阀盖的内密封(止口处)进行车工找平, 并在原有基础上增加一处外密封。通过双重密封结构设计, 显著提升主汽阀阀座的密封冗余度。

卧式的主汽阀回装时, 因阀座孔与阀盖定位孔同轴度差异, 且多次检修清理氧化皮导致止口间隙从设计的0.05-0.13mm增至1.5mm, 每次安装位置无法确定, 导致阀芯阀座压线接触偏差。通过在阀壳法兰面下部120°位置焊接顶丝, 实现安装位置的精准调控, 确保装配位置与压线阀位一致, 解决了回装定位难题。

2.4 系统优化技术

疏水系统需在门前前后管道外壁增设铂电阻温度测点, 信号接入DCS系统实现实时趋势记录, 某电厂改造后, 内漏发现时效从72h压缩至1h, 蒸汽损耗减少15t/d。高加危急疏水与除氧器溢流排水管道, 可将原“电动门+手动门”组合改为双电动门联动控制, 通过水位信号三取二逻辑触发启闭, 动作响应时间小于1秒, 某660MW机组改造后, 高加疏水阀内漏导致的水位波动幅度从±150mm降至±30mm。

高压旁路与低压旁路应布置在蒸汽管道上端, 增设直径50mm的预暖管道, 通过限流孔板控制预暖流量, 可取消原门前疏水短管, 减少2个潜在泄漏点。中压调节阀的PID控制算法需重新整定, 比例系数设为0.8-1.2, 积分时间15-20秒, 微分时间3-5秒, 使阀门开度阶跃响应时间控制在0.5秒以内, 避免调节滞后引发的过冲内漏。

3 阀门内漏预防措施

3.1 设计与选型优化

阀门选型需严格匹配运行工况参数。高温高压管道优先采用迷宫式或套筒式结构阀门, 其多密封面分级减压设计可分散介质冲击力, 降低密封面磨损速率。

密封面材料组合需满足硬度梯度要求。推荐阀芯采用司太

立合金堆焊层, 阀座采用铬钼钒钢整体锻造, 经调质处理后阀芯硬度控制在 HRC40-45, 阀座硬度保持在 HRC35-40, 形成“硬阀芯+软阀座”的合理匹配关系, 既能保证密封贴合度, 又可减少相对磨损。某电厂中压调节阀采用该材料组合后, 密封面检修周期从 18 个月延长至 36 个月。

疏水管道设计应增设 U 形水封段, 利用静压力平衡原理辅助密封^[3]。秦皇岛发电有限责任公司在 200MW 机组疏水系统改造中, 于加热器进汽电动门后增设高度 1.2m 的 U 形管段, 通过水柱压力抵消蒸汽背压, 改造后疏水阀内漏量稳定控制在 0.1t/h 以下。新机组设计阶段需通过 CFD 流体仿真计算, 取消可合并的疏水点, 某 660MW 超临界机组经系统优化后, 疏水阀门数量从原设计 86 个减少至 63 个, 潜在泄漏源显著降低。上述设计优化措施从结构、材料、系统布局多维度形成协同防控, 从源头降低内漏风险。

3.2 运行管理规范

阀门操作需执行“全开全关”刚性标准。电动阀门需通过行程限位器确保全关位置偏差不得超过 0.5mm, 手动阀门关闭后需回退 1/4 圈, 避免阀杆热膨胀导致卡涩。某电厂制定《疏水阀操作导则》, 明确规定机组启动时先开启疏水阀至全开位置, 待管道暖管结束后缓慢关闭至全关位置, 操作完成后需核对阀位指示与现场状态一致性。

机组启停阶段实施阶梯式阀门复紧制度。冷态启动时, 当主蒸汽温度达到 300℃ 时进行首次复紧, 升至额定温度后 1h 内进行二次复紧, 复紧扭矩按阀门规格分级控制。某 300MW 机组采用该制度后, 连续 12 次启停过程中疏水阀热态内漏发生率从之前的 5 次/年降至 1.5 次/年。

建立阀门状态巡检台账, 高温高压阀门实行“三班三测”制度, 即每班记录三次上下游温度。中压调节阀需额外监测阀杆位移与指令偏差, 偏差超过 1mm 时立即停机检查。某电厂通过台账分析发现, 运行超过 8000h 的疏水阀内漏概率显著上

升, 据此将该类阀门列为重点监测对象。

阀门检修实行“寿命评估”机制, 每次解体后需测量密封面磨损量, 累计磨损超过 0.3mm 时强制更换, 从源头避免渐进性内漏风险。

3.3 智能监测体系建设

构建基于温度特征的在线监测网络, 在阀门上下游 150mm 处安装 T 型热电偶, 采样频率设置为 1Hz, 数据通过光缆传输至监控系统。采用 9 点测温法 (上游 1 点、下游 8 点) 计算上下游平均温差变化率, 当变化率超过 0.5℃/h 时触发预警, 实现内漏趋势的早期识别。

关键阀门加装振动加速度传感器, 自动关联温度数据进行综合研判。某 600MW 机组中压调节阀通过振动监测捕捉到 125Hz 频段异常峰值 (幅值达 3.2mm/s), 结合下游温度上升 12℃ 的特征, 提前 12h 发现因阀座松动导致的内漏前兆, 避免了恶性事故发生。

开发阀门状态评估模型, 整合温度、振动、压力等参数, 采用模糊算法计算健康指数。健康指数低于 60 分时自动生成检修工单, 指导维护人员开展针对性检查。

建立分级预警机制: 一级预警 (轻微内漏) 时增加监测频次, 二级预警 (中度内漏) 时安排停机窗口检修, 三级预警 (严重内漏) 时立即紧急停机。某机组疏水阀监测到下游温度持续上升至 230℃, 系统发出二级预警后, 运维人员在下次调停期间更换密封件, 减少蒸汽损失约 120 吨。

4 结论

汽轮机阀门内漏治理需贯穿全生命周期, 形成设计、运行、维护闭环。通过温度监测等技术可精准诊断, 采用密封面修复等措施能有效解决。预防需聚焦设计优化与智能监测, 结合规范操作构建“预防为主、诊断精准、处理高效”体系。实践证明, 系统性治理可显著降低内漏率, 降低供电煤耗 0.3-0.72g/(kW·h), 提升安全性与经济性。

参考文献:

- [1] 常文礼. 发电厂大型汽轮机汽阀检修关键技术分析[J]. 科技资讯, 2024, 22(24): 84-86.
- [2] 袁英杰. 电厂汽轮机中压调节阀故障原因及其处理技术[J]. 中文科技期刊数据库 (文摘版) 工程技术, 2024(12): 064-067.
- [3] 王赓. 汽轮机转子结垢问题的检修与处理[J]. 中文科技期刊数据库 (文摘版) 工程技术, 2025(1): 001-004.
- [4] 郜艳光. 关于发电厂汽轮机疏水阀门内漏的治理[J]. 设备管理与维修, 2020, 0(9): 68-69.