

绝缘油性能检测与老化评估技术研究

郝莹莹

北京唐浩电力工程技术研究有限公司 内蒙古 赤峰 024000

摘要：绝缘油作为电力设备中的关键绝缘介质，其性能劣化直接影响设备运行安全与寿命。随着电力系统向高电压、大容量、智能化方向发展，传统检测方法已难以满足快速、精准评估的需求。本文系统梳理了绝缘油性能检测技术的演进脉络，重点分析了物理、化学、电气性能检测方法的原理及局限性，探讨了基于多物理场耦合的老化机理模型构建方法，综述了太赫兹光谱、多特征量融合等新型评估技术的研究进展。研究表明，多参数融合检测与人工智能算法的结合可显著提升评估准确率，未来需进一步突破微型化传感器与数字孪生仿真等关键技术，为新型电力系统建设提供可靠保障。

关键词：绝缘油；性能检测；老化评估；多特征量融合；太赫兹光谱

1 引言

在电力设备中，绝缘油承担着绝缘、散热、灭弧三重功能，其性能稳定性直接关系到设备运行可靠性。据统计，我国110kV及以上变压器保有量已突破50万台，其中运行超20年的老旧设备占比达35%。绝缘油性能劣化引发的设备故障占电网总故障的68%，单次事故平均损失超千万元，造成巨大的经济损失和社会影响。传统检测方法存在特征量单一、权重分配主观性强等问题，难以满足现代电网对设备状态精准感知的需求。例如，某500kV变电站因绝缘油含水量超标未及时检测，导致主变压器内部放电故障，引发全站停电事故，修复周期长达3个月，直接经济损失达2000万元。因此，构建多维度、高灵敏度的老化诊断体系，实现从“定期检修”向“状态检修”的转变，已成为保障电网安全运行的关键技术需求。

2 绝缘油性能检测技术演进

2.1 传统检测方法体系

传统绝缘油性能检测技术体系以物理、化学、电气三大类指标为核心，形成了覆盖油质全生命周期的监测框架。物理性能检测中，外观检查通过目视法识别油样浑浊、沉淀等异常现象，可初步判断油质劣化程度。例如，当油样呈现深褐色或黑色时，通常表明油质已严重老化，需立即进行更换或再生处理。密度测试利用比重瓶法测量油样密度，新油密度通常控制在0.85-0.90g/cm³范围内，密度异常升高可能预示油中溶解气体或水分含量超标。研究表明，当油中水分含量超过0.5%时，密度可增加0.02-0.03g/cm³，导致油流循环阻力显著增大。运动粘度测试采用毛细管粘度计，在40℃条件下新油运动粘度应介于12-15mm²/s之间，当粘度超过20mm²/s时，油流循环阻力显著增大，导致设备散热效率下降30%以上，

可能引发局部过热故障。

化学性能检测方面，酸值测试通过中和滴定法测定油中酸性物质含量，当酸值超过0.1mgKOH/g时，金属部件腐蚀速率加快5倍，需立即采取净化处理措施^[1]。例如，某220kV变压器因酸值超标未及时处理，导致铁芯多点接地故障，维修费用高达50万元。含水量测试采用卡尔·费休滴定法，基于碘与二氧化硫的氧化还原反应定量分析水分含量，当水分超过0.5%时，油纸绝缘系统的击穿电压下降50%，局部放电风险显著增加。实验数据显示，水分含量每增加0.1%，击穿电压平均降低8-10kV。微水含量还与纸绝缘老化速率密切相关，当水分超过2%时，纤维素降解速率加快3倍，严重影响设备寿命。

电气性能检测中，击穿电压测试依据GB/T 507 - 2008《绝缘油 击穿电压测定法》标准，在标准油杯中施加50Hz交流电压。对于新变压器油，其击穿电压应 ≥ 40kV；运行中变压器油击穿电压应 ≥ 35kV，该指标直接反映油质的绝缘强度。

介质损耗因数测试采用西林电桥法，在90℃条件下，新变压器油介质损耗因数应 ≤ 0.005。当运行中变压器油介质损耗因数超过0.02（500kV及以上设备）或0.04（其他设备）时，表明油质严重劣化，需进行再生处理或更换新油。介质损耗因数升高会导致设备绝缘损耗增加，温升异常，加速绝缘老化进程。

2.2 传统方法局限性分析

传统检测技术体系在应用过程中逐渐暴露出三大核心缺陷。其一，检测周期冗长制约实时性。以油色谱分析为例，需经历取样、油气分离、色谱检测等步骤，单次检测耗时超过4小时，难以满足在线监测需求。某电网公司统计显示，传统检测方法对突发故障的预警时间平

均滞后72小时,导致故障扩大风险增加。其二,检测灵敏度不足影响早期诊断。聚合度测量虽为评估纸绝缘老化的“金标准”,但不同部位温度差异导致测量值分散性达 $\pm 18\%$,且需停运设备取样,无法实现连续监测。研究表明,当纸绝缘聚合度下降至500时,设备已处于严重老化状态,但传统方法难以在聚合度降至800前发出预警^[2]。其三,多场耦合效应缺失降低评估精度。传统模型通常孤立分析单一老化因素,未考虑电场、温度场、机械应力的协同作用。例如,当油中水分与糠醛浓度同步升高时,单一化学特征量可能因环境温湿度变化产生误判,导致老化程度评估偏差超过20%。某500kV变压器故障分析表明,单纯依赖糠醛含量评估会低估实际老化程度,延误检修时机。

3 绝缘油老化机理与多物理场耦合模型

3.1 老化机理研究进展

绝缘油老化本质上是纤维素分子链断裂与绝缘油裂解产物的协同作用过程。热老化机制中,温度每升高 10°C ,纤维素降解速率呈指数增长(2-3倍),主降解产物包括糠醛、左旋葡萄糖等特征化合物。其中糠醛含量与纸绝缘聚合度呈显著负相关($R^2 > 0.95$),被广泛用作纸绝缘老化程度的量化指标。研究表明,当糠醛含量超过 1mg/L 时,纸绝缘聚合度已降至800以下,设备剩余寿命不足5年。氧化老化过程遵循自由基链式反应机理,烷烃在氧气作用下首先生成烷基自由基,进而转化为醇、醛、酸等氧化产物,导致介质损耗因数显著上升($\Delta \tan \delta > 0.3\%$),绝缘性能加速劣化。电老化机制则与局部放电强度密切相关,带电粒子轰击引发绝缘油分子链断裂,产生 H_2 、 C_2H_2 等特征气体,其产气速率与放电能量呈幂函数关系($k = \alpha E^n$),为电故障类型识别提供理论依据。例如,当 $\text{C}_2\text{H}_2/\text{H}_2$ 比值大于3时,可判定为电弧放电故障。

3.2 多物理场耦合模型构建

基于扩展德拜等效电路模型,可提取绝缘电阻、几何电容、主时间常数等5个时域特征量,构建油纸绝缘系统状态评估指标体系。研究显示,当油中水分含量超过2%时,水解反应成为主导机制,纤维素聚合度下降速率加快4倍,导致绝缘纸机械强度显著降低。通过构建糠醛生成速率与运行年限的指数模型($C = C_0 e^{(kt)}$),可实现纸绝缘剩余寿命预测,模型预测精度达 $\pm 7\%$ 。当糠醛含量超过 4.5mg/L 时,设备剩余寿命不超过1.5年,需立即安排检修计划。进一步引入电-热-力多场耦合因子,可修正传统模型的温度系数偏差,使老化评估误差从18%降至5%以内。例如,在 -20°C 至 $+120^{\circ}\text{C}$ 温度范围内,多场耦合模型对介质损耗因数的预测偏差控制在 $\pm 0.05\%$ 以内,显

著提升模型适用性。该模型已应用于某特高压直流换流变压器状态评估,成功预警3起潜在故障,避免经济损失超千万元。

4 新型检测技术研究进展

4.1 太赫兹光谱技术

太赫兹波($0.1\text{-}10\text{THz}$)凭借其穿透性强、分辨率高、无电离损伤等特性,在绝缘油老化状态评估中展现出独特优势。实验研究表明,随着老化时间延长,样品折射率从1.42单调增至1.58,吸收系数从 0.2cm^{-1} 升至 0.8cm^{-1} ,该变化趋势与糠醛浓度演化规律高度吻合。采用全光纤太赫兹时域光谱仪,可在10秒内完成单次检测,检测效率较传统方法提升90%,且无需复杂前处理流程^[3]。通过构建支持向量机(SVM)分类模型,可实现绝缘油老化状态的快速识别,对轻度、中度、重度老化样品的分类准确率分别达95%、92%、98%,综合准确率优于传统化学检测方法(85%)。该技术已应用于某智能变电站在线监测系统,实现每15分钟一次的实时检测,故障预警时间提前至3个月以上。

4.2 多特征量融合评估技术

针对单一特征量诊断的“盲区”效应,研究者提出基于多参数融合的评估方法。该方法从电气(击穿电压、介质损耗)、化学(糠醛、酸值)、物理(粘度、水分)三个维度提取12项关键指标,构建特征向量空间。采用改进层次分析法与变异系数法组合赋权,主客观权重偏差控制在4%以内,有效解决权重分配主观性问题。基于双基点TOPSIS算法构建评估模型,通过计算各样本与理想解的相对贴近度,实现老化状态的量化排序。实验验证表明,该模型对严重老化设备的识别准确率达98%,较单一特征量模型提升15%,预警提前期达18个月,为设备状态检修提供充足决策窗口。某省级电网公司应用该技术后,变压器故障率下降40%,检修成本降低25%。

4.3 微型化传感器技术

为满足现场快速检测需求,微型化传感器研发取得突破性进展。微水传感器采用介电系数法,通过测量油样介电常数变化反演水分含量,检测范围覆盖 $0\text{-}500\text{ppm}$,精度达 $\pm 5\text{ppm}$,响应时间缩短至30秒以内,较传统卡尔·费休法效率提升20倍。气体传感器基于金属氧化物半导体原理,通过检测气体吸附引起的电导率变化,实现 H_2 、 CO 、 C_2H_2 等5种故障特征气体的同步检测,检测限低至 1ppm ,满足IEC60599标准要求。集成化检测模块将多种传感器集成于直径 5cm 的微型化平台,通过蓝牙5.0实现数据无线传输,支持多参数同步检测与实时分析。该模块已应用于某

海上风电平台,在-40℃至+85℃极端环境下稳定运行,检测数据与实验室结果偏差控制在±3%以内,为偏远地区设备检测提供便捷解决方案。

5 技术挑战与发展趋势

5.1 现有技术挑战

当前绝缘油检测技术仍面临三大核心挑战。其一,环境干扰问题突出。海上风电场高湿度(>85%RH)、高盐雾(Cl⁻浓度>5mg/m³)环境导致传感器测量误差达±25%,需开发自适应补偿算法与防护涂层技术。例如,某海上风机变压器因盐雾腐蚀导致传感器失效,误报故障率高达30%。其二,数据融合难题待解。多源异构数据存在维度差异(电气数据为时序信号,化学数据为离散浓度值),需研究特征降维(PCA、t-SNE)与融合算法(D-S证据理论、模糊积分)。现有融合模型对冲突信息的处理能力不足,导致10%-15%的评估结果出现偏差。其三,寿命预测不确定性较大。Weibull分布模型预测置信区间宽度达±15%,需引入蒙特卡洛模拟进行不确定性量化分析,提升预测结果可靠性。研究表明,考虑制造工艺差异后,寿命预测误差可降低至±8%以内。

5.2 未来发展趋势

未来技术发展将呈现三大趋势。其一,深度学习赋能智能诊断。构建基于CNN-LSTM的混合神经网络,通过卷积层自动提取时频域特征,结合长短期记忆网络捕捉时序依赖关系,实现故障模式智能识别与剩余寿命预测,评估效率提升40%。该模型在某省级电网试点应用中,故障识别准确率达99.2%,较传统方法提升12个百分点^[4]。其二,数字孪生推动预测性维护。建立变压器绝缘系统高精度仿真平台,集成多物理场耦合模型与实时监测数据,通过虚拟映射实现状态实时预测与检修决策优

化,降低非计划停运风险。仿真试验表明,数字孪生技术可使设备可用率提升15%,运维成本降低20%。其三,量子化学指导材料创新。通过密度泛函理论(DFT)计算预测绝缘油分子轨道能级与反应活性位点,指导新型环保绝缘油分子设计,研发周期缩短60%。例如,基于量子化学计算开发的天然酯绝缘油,其生物降解率达98%,温升特性优于传统矿物油5℃,推动行业绿色转型。

结语

绝缘油性能检测与老化评估技术正经历从单一参数向多维度融合、从离线检测向在线监测、从经验判断向智能决策的深刻变革。太赫兹光谱、多特征量融合等新型技术的突破,为变压器全生命周期管理提供了技术支撑。未来需重点攻克微型化传感器可靠性、多物理场耦合模型精度、数字孪生仿真效率等关键问题,推动检测技术向智能化、精准化方向发展。随着新型电力系统建设加速,绝缘油检测技术将成为保障电网安全运行的核心要素,其创新发展将为能源转型提供坚实保障。

参考文献

- [1]王亚兰.基于绝缘油检测的1000千伏特高压交流主变(电抗器)绝缘故障分析[C]//中国电力设备管理协会.全国绿色数智电力设备技术创新成果展示会论文集(一).国网四川省电力公司超高压分公司特高压交流分部,2024:173-175.
- [2]代亚州,李欣,郑美丽.绝缘油中水分含量检测方法比较研究[J].电工技术,2023,(S1):221-223+226.
- [3]王亮.基于太赫兹时域光谱的变压器绝缘油纸老化状态检测[D].西南大学,2020.
- [4]王妍,汪红梅,钱艺华,等.红外光谱法检测绝缘油酸值的研究[J].变压器,2022,59(10):55-60.