

油品色谱检测技术在电力设备故障诊断中的应用

孟昱茹

北京唐浩电力工程技术研究有限公司 内蒙古 赤峰 024000

摘要：油品色谱检测技术通过分析电力设备中油品溶解的气体组分与浓度，实现对设备故障的精准诊断。该技术具有早期诊断、高精度分析、无损检测及实时监控等优势，能有效捕捉设备内部潜在隐患。在变压器、互感器、断路器等电力设备中，油品色谱检测技术能评估油质老化程度，预警过热、放电等故障，为设备维护提供科学依据。同时，该技术也面临采样保存、设备精度及复杂故障识别等挑战，需不断优化以提升诊断能力。

关键词：油品色谱检测技术；电力设备故障诊断；应用

引言：电力设备的安全稳定运行是电力系统可靠供电的基础。随着设备服役时间的增长，其内部绝缘油因老化、污染或故障会产生特定的溶解气体。油品色谱检测技术作为一种高效、非破坏性的分析方法，通过对这些气体的精确测定，能够及时发现电力设备中的潜在故障，为故障预警和状态检修提供关键数据。本文旨在探讨油品色谱检测技术在电力设备故障诊断中的应用，分析其优势与挑战，并提出改进策略。

1 油品色谱检测技术基础

1.1 色谱分析技术原理

(1) 色谱法的分类与基本原理。色谱法是利用混合物中各组分在固定相和流动相之间分配或吸附能力的差异，实现分离分析的技术。按流动相状态可分为气相色谱、液相色谱和超临界流体色谱；按固定相形态可分为柱色谱、薄层色谱和纸色谱。其基本原理是：混合物随流动相进入色谱柱，与固定相发生作用，因作用力不同，各组分在柱内运行速度存在差异，经过一定距离后实现分离，依次流出并被检测。(2) 气相色谱法的特点与应用。气相色谱法具有分离效率高、分析速度快、灵敏度高、样品用量少等特点。它适用于分析易挥发、热稳定性好的有机化合物，在石油化工领域可用于油品组分分析、纯度检测等；在环境监测中可检测大气和水中的污染物；在食品行业能分析农药残留等。

1.2 油品色谱检测技术的原理与方法

(1) 油品中溶解气体的种类与来源。油品中溶解气体主要有氢气、甲烷、乙烷、乙烯、乙炔、一氧化碳、二氧化碳等。其来源包括油品自身化学变化，如氧化分解；设备故障产生，像过热、局部放电等导致绝缘材料分解；还有外界污染进入等。(2) 油品色谱检测技术的流程与操作要点。流程主要包括样品采集、脱气、进样、色谱分离和检测。操作时，样品采集要避免污染，

使用专用容器并密封；脱气需保证效率和重复性，常用方法有顶空法等；进样量要准确，操作迅速；色谱分离要控制好柱温、载气流速等参数；检测后及时记录和处理数据^[1]。

1.3 油品色谱检测设备的构成与性能

(1) 检测设备的组成部件与功能。设备主要由载气系统、进样系统、色谱柱、检测器和数据处理系统组成。载气系统提供稳定气流；进样系统将样品引入色谱柱；色谱柱是分离核心，实现组分分离；检测器将组分信号转换为电信号；数据处理系统对信号进行分析处理并输出结果。(2) 检测设备的性能指标与评估方法。性能指标包括分离度、灵敏度、精密度、准确度和分析速度等。评估分离度可通过相邻组分峰的分离情况；灵敏度以最小检测量衡量；精密度看多次测定结果的重复性；准确度通过标准样品校准；分析速度则依据完成一次分析的时间。定期用标准样品验证，检查设备参数稳定性，是常用评估方法。

2 油品色谱检测技术在电力设备故障诊断中的应用

2.1 变压器油老化与故障诊断

2.1.1 变压器油的作用与老化机制

变压器油在设备中承担着绝缘、冷却和灭弧三重核心作用：它能隔绝变压器内部导电部件，防止短路；通过循环流动将铁芯和绕组产生的热量散发出去；在分接开关操作时快速熄灭电弧。其老化机制主要分为两类：化学老化由高温、氧气和电场共同作用引发，油中烃类分子发生氧化反应，生成有机酸、胶质和沥青质，同时释放CO、CO₂等气体；物理老化则因水分侵入、机械杂质混入或反复冷热循环，导致油的黏度上升、介损增大，绝缘性能逐步衰退。

2.1.2 油品色谱检测技术在变压器油老化评估中的应用

该技术通过分析油中溶解气体的组分与浓度变化,精准评估老化程度。例如,绝缘纸老化会释放大量CO和CO₂,两者浓度比值(CO/CO₂)可反映老化阶段——比值低于0.3时,多为轻度氧化;高于0.5则提示严重老化。同时,甲烷、乙烷等低碳烃类气体的缓慢累积,能提前预警油质因局部过热进入加速老化期,为设备更换或再生处理提供科学依据^[2]。

2.1.3 故障诊断实例分析:过热故障、局部放电故障等

(1) 过热故障:某220kV变压器色谱检测显示,甲烷(CH₄)浓度达120μL/L,乙烷(C₂H₆)达50μL/L,且CH₄/C₂H₆≈2.4,符合300-700℃中温过热特征。进一步检测发现,低压绕组接头松动导致接触电阻过大,印证了过热故障判断。(2) 局部放电故障:一台110kV变压器中,乙炔(C₂H₂)浓度突增至35μL/L,氢气(H₂)达180μL/L,结合放电特征气体图谱,判定为绝缘油中气泡引发的局部放电。解体检查发现,绝缘纸存在微小破损,与检测结果完全吻合。

2.2 其他电力设备油品检测与故障诊断

2.2.1 如互感器、断路器等设备的油品检测需求

互感器(电流、电压互感器)依赖绝缘油维持绝缘性能,需通过检测油中气体监控绝缘老化,避免介损超标导致的测量误差或击穿事故;断路器中的绝缘油直接影响灭弧效果,需重点监测电弧分解产生的H₂、C₂H₂等气体,防止灭弧失效引发的开关拒动。这类设备结构紧凑,故障发展迅速,要求检测具备更高的灵敏度和时效性^[3]。

2.2.2 油品色谱检测技术在这些设备故障诊断中的应用案例

(1) 互感器案例:110kV电压互感器色谱分析显示,CO₂浓度一周内从50μL/L升至300μL/L,CO同步增至80μL/L,CO/CO₂≈0.27,判断为绝缘纸轻度过热。停电检修发现,一次绕组绝缘层局部破损,及时处理避免了绝缘击穿。(2) 断路器案例:35kV断路器分闸后,检测到C₂H₂浓度达60μL/L,H₂达120μL/L,其他气体无明显变化。结合运行记录,判定为分闸时电弧分解油质所致,进一步检查确认灭弧室密封不良,更换密封件后气体浓度恢复正常。

3 油品色谱检测技术的优势与挑战

3.1 技术优势

(1) 早期诊断能力。油品色谱检测技术能够敏锐捕捉电力设备内部早期故障释放的特征气体,在设备外观无异常、运行参数未超标的情况下,提前发现潜在隐患。例如,变压器内部出现轻微过热时,会分解产生微量甲烷和

乙烷,通过检测这些气体的浓度变化,可在故障扩大前发出预警,为设备维护争取宝贵时间,显著降低突发故障的概率。(2) 高精度分析能力。该技术借助高灵敏度检测器和高效色谱柱,可对油品中ppm级甚至ppb级的溶解气体进行定性和定量分析。无论是氢气、一氧化碳等无机气体,还是甲烷、乙炔等烃类气体,都能实现精准识别,浓度测量误差可控制在5%以内。这种高精度特性为判断故障类型、评估故障程度提供了可靠的数据支撑,确保诊断结果的科学性。(3) 无损检测特性。油品色谱检测仅需从运行中的设备抽取少量油样,无需拆卸设备部件,不会对设备的正常运行造成干扰。对于变压器、互感器等大型电力设备而言,这种无损检测方式可避免因拆卸导致的设备停运、性能受影响等问题,同时减少了因拆装带来的二次故障风险,大幅提高了设备运行的连续性和安全性。(4) 实时监控能力。随着智能化技术的发展,油品色谱检测设备可与电力监控系统无缝对接,通过在线采样、自动分析和数据传输,实现对设备油质状态的实时监控。工作人员能在监控中心实时查看气体浓度变化曲线和趋势预警,及时掌握设备运行状态,一旦发现气体浓度异常波动,可快速响应并采取应对措施,提升了设备状态管理的及时性和有效性。

3.2 技术挑战与局限性

(1) 油品采样与保存问题。采样过程易受外界污染影响,若采样工具清洁度不足或操作不规范,会引入空气、水分等杂质,导致检测结果失真。同时,油样保存需严格控制温度和密封性,部分易挥发气体(如氢气)在保存过程中会因泄漏而浓度下降,尤其是采样后至检测间隔时间较长时,可能影响分析的准确性,对采样和保存的规范性提出了极高要求。(2) 检测设备的精度与稳定性要求。高精度检测依赖设备的优良性能,但设备长期运行后,色谱柱效能会下降,检测器灵敏度会衰减,载气纯度波动也会影响分离效果,导致检测精度降低。此外,环境温度、湿度的变化可能干扰设备稳定性,需要定期校准和维护,不仅增加了运维成本,还可能因校准不及时导致检测数据不可靠。(3) 复杂故障模式的识别难度。当设备同时存在多种故障(如过热与局部放电并存)时,不同故障产生的特征气体相互叠加,难以通过单一气体浓度或比值准确区分故障类型。此外,某些罕见故障的气体释放规律尚未完全明确,缺乏成熟的诊断标准,可能导致误判或漏判,需要结合设备运行历史、绝缘状态等多方面信息综合分析,增加了诊断的复杂性。

4 改进与优化策略

4.1 技术改进方向

4.1.1 提高检测设备的灵敏度与准确性

研发搭载高分辨率固态检测器的新型色谱仪,将氢气、乙炔等特征气体的最小检测浓度降至 $0.1\mu\text{L/L}$ 以下,同时采用双通道并行分析技术,减少不同气体组分检测时的干扰。优化色谱柱填充材料,选用多孔性石墨烯复合材料,增强对低碳烃类气体的吸附分离能力,使相邻组分的分离度提升20%以上。引入动态校准系统,实时修正载气流速波动和温度漂移带来的误差,确保长期运行中检测数据的相对标准偏差控制在3%以内。

4.1.2 优化油品采样与保存方法

设计一体化密闭采样装置,集成冲洗、抽真空、取样功能,避免采样过程中空气混入,采样操作时间缩短至5分钟以内。采用内壁惰性化处理的石英采样瓶,配合丁基橡胶密封垫与螺旋盖双重密封,使油样中氢气的保存损失率低于2%/24小时。制定分级保存规范:对变压器油样采用 $0-4^{\circ}\text{C}$ 冷藏保存,互感器油样则需充氮密封,且所有油样需在24小时内完成检测,最大限度减少气体逸散影响^[4]。

4.1.3 开发智能诊断算法,提高故障识别能力

基于深度学习构建多维度故障识别模型,输入气体组分浓度、设备运行年限、负载变化等12项特征参数,通过训练后的神经网络自动匹配故障类型,对过热与放电复合故障的识别准确率提升至90%以上。开发自适应阈值算法,结合设备型号和运行环境动态调整气体浓度预警值,例如高温地区变压器的乙炔预警阈值可适当提高15%。嵌入故障发展趋势预测模块,通过气体浓度增长率曲线提前7-14天预判故障恶化风险。

4.2 应用优化建议

4.2.1 加强电力设备运行维护管理,提高油品检测频率

实施差异化检测周期:新建设备投运后首半年每月检测1次,之后每3个月1次;运行超10年的设备每月检测1次;处于重负荷区域的设备在负荷高峰前增加1次专项检测。建立“检测-评估-维护”闭环机制,当检测发现气体浓度异常时,48小时内完成复测,72小时内制定维护方案,避免故障隐患累积。将油品检测数据纳入设备状

态评价体系,与停电检修计划联动,提高维护针对性。

4.2.2 建立油品色谱检测数据库,实现历史数据对比与分析

搭建覆盖全网设备的色谱检测云数据库,统一数据格式,包含气体浓度、检测时间、环境温度等20项基础字段,支持跨区域、跨设备类型的数据查询。开发数据挖掘模块,自动生成单台设备的气体浓度变化趋势图和同类型设备的统计对比报告,快速定位异常数据。设置数据备份与追溯机制,每季度进行异地备份,确保历史数据可追溯至10年前,为设备寿命评估提供长期数据支撑。

4.2.3 培训专业人员,提高故障诊断技能与水平

构建“理论+实操+案例”三维培训体系:理论课程涵盖色谱原理与设备结构,实操训练包括采样操作和数据校准,案例教学选取50个典型故障实例进行深度剖析。每半年组织一次技能竞赛,模拟复杂故障场景考核诊断能力,竞赛结果与资质认证挂钩。建立专家库,通过远程会诊平台为基层人员提供技术支持,每年开展2次跨区域技术交流,共享故障诊断经验。

结束语

综上所述,油品色谱检测技术在电力设备故障诊断中发挥着不可或缺的作用,其高精度、实时性和无损检测的特点为电力系统的稳定运行提供了有力保障。面对技术挑战,通过不断的技术改进与优化策略的实施,我们可以进一步提升诊断的准确性和效率。未来,随着智能化技术的融合应用,油品色谱检测技术将在电力设备故障预防与维护中展现更加广阔的应用前景,为电力系统的安全、可靠运行贡献力量。

参考文献

- [1]刘静,黄青丹.变压油色谱在线监测装置应用现状[J].科技资讯,2021,(03):49-50.
- [2]石军.广东油色谱在线监测装置运行情况[J].广东电力,2020,(04):35-36.
- [3]刘绍勇,赵雁群,鲍鹏.绝缘油在线监测在变压器故障诊断中的应用[J].电工技术,2022,(10):104-105.
- [4]孙利锋,赵丽君.变压器油色谱在线监测与故障诊断[J].科技与企业,2021,(08):91-92.