

DOI:10.13296/j.1001-1609.hva.2021.08.014

过热缺陷下少油设备的压力变化特性研究

贺兴容¹, 尹佳², 张国治², 张燃¹, 陈凌¹, 张晓星²

(1. 国网四川省电力公司, 成都 610041; 2. 武汉大学电气与自动化学院, 武汉 430072)

摘要: 针对现有少油电力设备绝缘在线监测技术的不足,近年来,有学者提出了基于压力的少油设备在线监测技术。然而,目前并未有学者实验研究过热缺陷下少油设备内部压力变化特性。文中以110 kV油浸正立式电流互感器为试品,实验研究了过热温度分别为100、150、200、250、300℃时少油设备内部压力变化特性。结果表明:①轻度和低温过热缺陷引起的压力变化较小,50个小时内最大增量分别为1.33、1.65、2.01、2.51、2.70 kPa;②过热缺陷引起的压力变化呈指数形式增长,初始10 h,压力急剧上升,10~20 h压力缓慢上升,20 h之后压力基本保持不变;③过热点温度每上升50℃,50个小时内,压力最大值增大范围为几百Pa。同时理论分析指出了过热缺陷与放电缺陷引起的压力变化特性不同的3个原因。

关键词: 少油设备; 过热缺陷; 压力变化

Study on Pressure Variation Characteristics of Oil-minimum Equipment Under Overheat Defects

HE Xingrong¹, YIN Jia², ZHANG Guozhi², ZHANG Ran¹, CHEN Ling¹, ZHANG Xiaoxing²

(1. State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, China; 2. School of Electrical and Automation, Wuhan University, Wuhan 430072, China)

Abstract: In view of insufficient dielectric online detection technology of existing minimum oil electrical equipment, in recent years, some scholars have proposed pressure-based online monitoring technology of minimum oil equipment. However, internal pressure variation characteristic of minimum oil equipment at overheat defect has not been experimentally studied by scholars. In this paper, 110 kV oil immersed vertical current transformer is taken as prototype to study by experiment the internal pressure variation characteristic of minimum oil equipment at the temperature of 100℃, 150℃, 200℃, 250℃ and 300℃ respectively. It is shown by the result that ①the pressure variation by mild and low temperature overheat defects is small and the maximum increments in 50 hours is 1.33 kPa, 1.65 kPa, 2.01 kPa, 2.51 kPa, and 2.70 kPa, respectively; ②the pressure variation due to overheat defect shows exponential increase. In the initial 10 hours, the pressure rises sharply and gradually in 10~20 hours. The pressure remains basically unchanged after 20 hours. ③The increase range the maximum pressure with 50 hours is several hundreds of Pascals at every 50℃ rise in the temperature of the overheat spot. At the same time, three reasons with different pressure variation characteristic due to overheating and discharge defects are pointed out by theoretical analysis.

Key words: oil-minimum equipment; overheat defects; pressure variation

收稿日期:2020-12-28; 修回日期:2021-02-21

基金项目:国家电网公司科技项目(52199918000A)。

Project Supported by Science and Technology Project of Chinese State Grid Corporation (52199918000A).

0 引言

由于电流互感器、电压互感器和高压套管等少油电力设备高位布置、场强集中的结构特性,目前运维监督主要依靠运维巡视油位变化、红外测温、紫外检测、开展高压试验、油色谱检测等手段,但以上方法共同存在的问题是时效性较差,无法及时、准确地反映设备内部绝缘状态^[1-4]。而脉冲电流法、介质损耗法等在线监测方法需要改造末屏降低了设备接地可靠性,提高了设备故障的风险;此外现场运行经验表明,少油设备油中溶解气体出现增长时,介损增长并不明显,因此并未在电力系统中得到广泛的推广和应用^[5-8]。

近年来,少油设备故障率在变电站所有设备中总故障率的比例有增大的趋势,引起了电力部门和国内外学者的关注,因此有学者提出了基于压力的少油设备在线监测技术^[9-11]。少油设备内部的绝缘油是由天然石油经过蒸馏、精炼而获得的一种矿物油。当设备内部存在放电性或过热性故障时,会产生 H_2 、 CH_4 、 C_2H_4 等特征气体^[12-14],所产生的气体既有溶解于油中的,也有释放到油面上的,由于少油设备为密封结构,油面上的气体逐渐累积,气体压力增大作用在液体绝缘油上,造成油压逐渐增加,因此可以考虑通过获取油压的变化来实现少油设备内部局部放电和过热绝缘缺陷的在线监测。

该课题组^[9]研究了PD与压力之间的关系,证明了压力监测的有效性,但是没有研究过热缺陷下少油设备压力变化特性。铁心片间短路、多点接地,绕组、分接开关接触不良等缺陷都会引起少油设备出现局部过热^[4,15-16]。过热缺陷发展过程中,缺陷周围温度升高,绝缘材料老化加速,形成空穴、杂质小桥等最终还会引发严重的放电故障。及时诊断过热缺陷对于避免过热性和放电性故障的发生都具有重要的意义。温度是过热缺陷最重要的表征量,因此,文中主要研究100、150、200、250、300℃等5个过热温度下的少油设备压力变化特性,为基于压力的少油设备故障诊断提供实验室数据。

1 实验

1.1 压力检测原理

在流体静力学中,帕斯卡定律^[17-18]指出,不可压缩静止流体中任一点受外力产生压力增值后,此压力增值瞬间传至静止流体各点。由此可知,互感器内部,在油中任意一点高 h 处,根据静压力基本方

程,底部油压大小为

$$P = P_{\text{外}} + \rho gh \quad (1)$$

式(1)中: ρ 为绝缘油密度; g 为重力加速度; h 为油面高度。若外部压强 $P_{\text{外}}$ 发生变化为 $P_{\text{外}} + \Delta P$ 时,只要液体仍保持其原来的静止状态不变,液体中任一点的压强均将发生同样大小的变化。即在互感器内,施加于绝缘油上的压强将等值同时传到各点。对于任意高度 h 处的任意一点,此时压强为

$$P' = (P_{\text{外}} + \Delta P) + \rho gh \quad (2)$$

因此,液体任意一点的压力变化可以反映设备内部压力的变化。故将压力传感器安装在设备底部放油阀处,加装三通,方便实际运行时取油样。压力传感器安装实物和测量电路见图1。

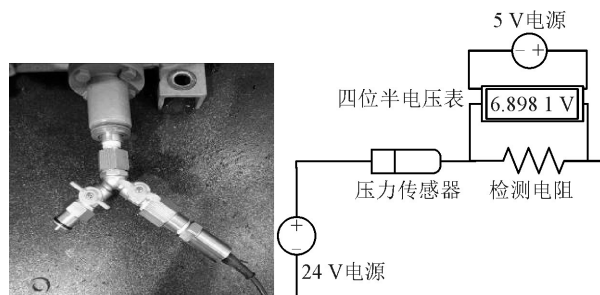


图1 压力传感器安装实物图与压力检测电路

Fig. 1 Pressure sensor installation diagram and pressure detection circuit

油浸式CT为金属密封结构,其压力变化受以下3个因素影响:①设备的密封性;②环境温度;③局部放电。为了排除其他因素的干扰,文中在实验前开展了气密性实验。将试品内的绝缘油从放油阀放出,然后充入氮气,使设备内部压力由大气压上升10.22 kPa,膨胀器由自由状态下的5.9 cm膨胀到15.5 cm,静置观察10天(240 h),压力变化很小,上下浮动不超过0.3 kPa,并且不存在短时间内压力急剧变化,结果见图2。

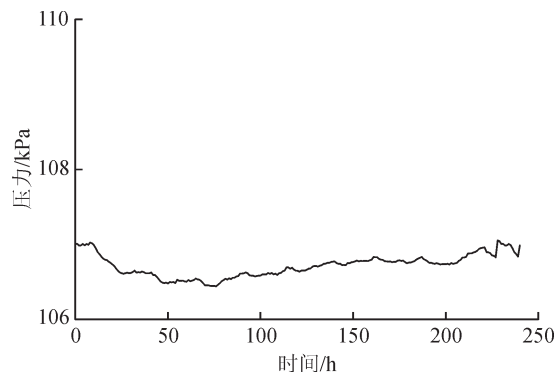


图2 气密性实验压力曲线

Fig. 2 Pressure curve of tightness test

1.2 试品

实验所采用的试品是四川省电力公司提供的

110 kV 正立式电流互感器, 结构图见图 3。其一次绕组为“U”型结构, 一次绕组从试品顶部垂直伸入底部油箱, 高压端与低压端用瓷套管绝缘。主绝缘为电容型油纸绝缘, 用高压电缆纸包扎在一次绕组上, 其间设有若干个主屏, 二次绕组套装在一次绕组的下部。试品顶部装有波纹式金属膨胀器, 型号为 PB330-Nx12, 直径为 330 mm, 含 12 个膨胀节。整个试品内部灌满 25 号绝缘油。油箱底部设有放油阀。环境温度为室温(25 ℃), 环境湿度为(60%)。

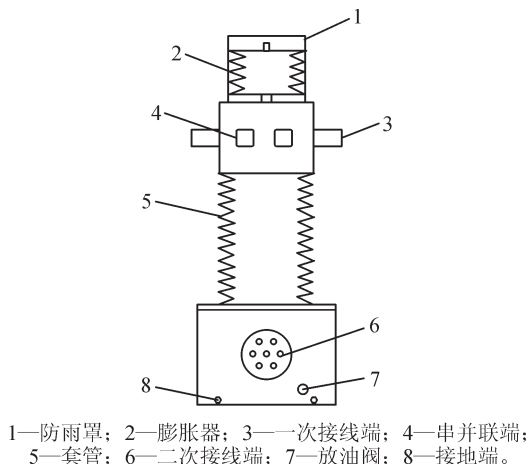


图3 正立式电流互感器结构图

Fig. 3 Vertical CT structure diagram

1.3 加热系统

温度是过热缺陷最重要的特征量, 在进行故障模拟时, 要准确控制故障点的温度。现代控制理论中, 常用的控制方法有 P、PI、PID 控制法, 其中 PID 控制法凭借其追踪能力强、抗干扰性能好, 在工业生产中得到广泛的应用。

为了达到精确控温的效果, 文中采用基于 PID 控制的温控仪。输出时, 由于传统继电器使用机械开关, 开关速度慢, 控温效果不理想, 文中选择固态继电器作为控制输出。与传统继电器相比, 固态继电器采用半导体结构, 实现了无触点开关, 具有开断迅速、无机械损耗等优点。温控仪和固态继电器的实物见图 4。

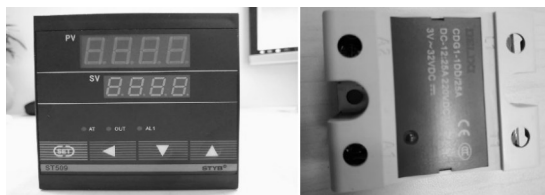


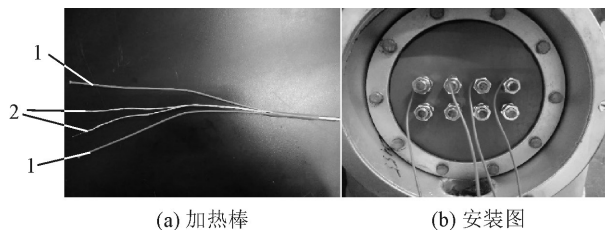
图4 温控仪和固态继电器实物图

Fig. 4 Temperature controller and solid state relay

PID 控制是一种典型的反馈控制, 即根据测量点的实际温度控制电流的开断时间和开断频率来实现温控, 应用时, 故障点温度测量的准确性非常

关键。为了保证温度测量的准确性, 将温度传感器集成到加热电阻中, 保证测量到的温度为故障点温度。

温度传感器按照材料可分为热电阻和热电偶传感器。热电阻传感器灵敏度高、精度高、对温度响应快、体积小, 但是热敏电阻是一种电阻性器件, 任何电流源都会在其上因功率而造成发热, 功率等于电流平方与电阻的积, 因此要使用小的电流源。同时, 热电阻可测温范围较小, 一般来说, 低温的高精度测量可以选择热电阻。然而在油浸式电力设备中, 其正常工作温度约为 100 ℃, 过热故障的温度高于这个温度, 最高时甚至可达几百上千摄氏度, 因此, 文中选用热电偶传感器来实现过热点温度的测量。最终, 集成的热电阻和温度传感器见图 5(a)。图 5(a)中, 粗导线 1 为加热棒输入输出端, 细导线 2 为温度传感器输入输出端, 加热部分的直径为 4 mm, 长度为 40 mm。



(a) 加热棒 (b) 安装图

图5 加热棒和安装实物图

Fig. 5 Heating rod and installation physical map

电流互感器作为测量设备, 在其主油箱上安装有二次接线盘, 正常使用时, 二次绕组固定在接线盘内侧, 根据不同测量需要, 从接线盘外部引线到控制室。由于实验时不需要测量电流, 引起可以将加热棒安装在二次接线盘内侧, 外侧连接到温度控制系统, 安装好的实物见图 5(b)。

1.4 研究内容

油纸绝缘设备的过热性故障按其严重程度可分为轻度过热(低于 150 ℃)、低温过热(150 ~ 300 ℃)、中温过热(300 ~ 700 ℃)和高温过热(一般高于 700 ℃) 4 种^[19-21]。根据《GB 1208—2016 电流互感器国家标准》规定, 所有等级正常运行下的油浸式电流互感器温升不能超过 60 ℃, 对于安装在室外的 CT, 环境温度要求变化范围为 5~40 ℃, 室温 25 ℃时, CT 最高运行温度为 85 ℃。当实际运行温度大于 85 ℃时, 绝缘纸会出现劣化, 并随着时间的流逝最终导致设备内部绝缘结构的损坏。根据 CT 内故障和热点的温度变化规律, 文中将过热温度设置在 100 ℃及以上, 温度间隔设置为 50 ℃。实际中, 高温故障很难模拟, 因为加热棒的体积受功率的影响, 功率越大, 加热棒的体积越大, 表面积越大, 散热速度也更快, 再加上绝缘油优异的散热性能, 温度很

快传导到各处,很难达到局部高温。同时,理论上来说,过热点温度越高,绝缘油膨胀和产率速率也相应增加,压力变化程度也越大,如果低温过热故障下的压力变化能够被检测到,那么高温故障下的基于压力的在线监测也是可行的。

因此,综合考虑实验的可行性,文中主要研究轻度过热和低温过热故障下的压力变化特性。

2 结果分析

2.1 轻度过热下的压力变化特性

故障温度 100 ℃和 150 ℃时,加热时间 50 个小时内的压力变化曲线及其拟合曲线见图 6。从图 6 可以看到,整个加热过程中,压力存在明显的上升趋势。故障出现的初始 10 h,设备内部压力急剧上升,之后斜率逐渐减小,20 个小时以后以非常缓慢的速度增长。在 origin 中对两个过热温度下的压力进行拟合发现,采用指数拟合效果最佳,这表明过热故障下,压力随时间近似呈指数形式增长。

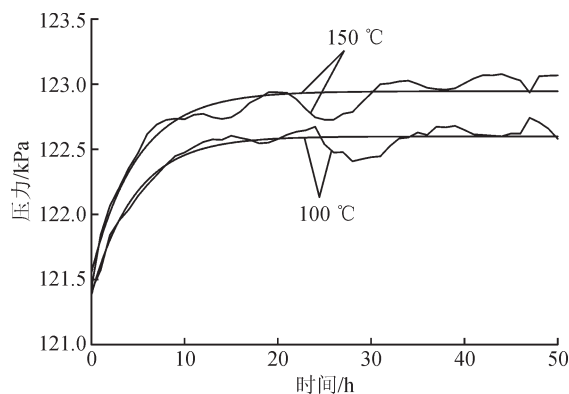


图 6 轻度过热下压力随时间变化曲线

Fig. 6 Pressure versus time curve under mild overheating

从图 6 可以看到,由于实测压力存在波动,整个实验过程中压力的最大值不一定出现在 $t=50$ h,为了更准确地比较各个温度下压力变化的特性,文中定义实验过程中压力最大增量(最大值与初始值之差)为 α ,压力最大值为 β ,列出各个温度下的 α 和 β 值见表 1。过热温度为 100 ℃时,50 个小时内压力增大了 1.33 kPa,过热温度为 150 ℃时,50 个小时内压力增大了 1.65 kPa,这表明随着过热点温度的上升,压力上升的幅值增大,观察图 6 还能发现,压力上升速率也增大。但是总体上来说,轻度过热缺陷下,压力增量都较小,不超过 2 kPa。

2.2 低温过热下的压力变化特性

200、250、300 ℃下的压力变化曲线见图 7,从图 7 可以看到,压力变化的趋势与轻度过热基本相同:故障出现的初始阶段(约 10 h),试品内部压力急剧上升,之后,以非常缓慢的速度上升。

表 1 轻度过热下压力最大增量与最大值

Table 1 Maximum increase and maximum pressure under mild overheating

温度/℃	α /kPa	β /kPa
100	1.33	122.74
150	1.65	123.08

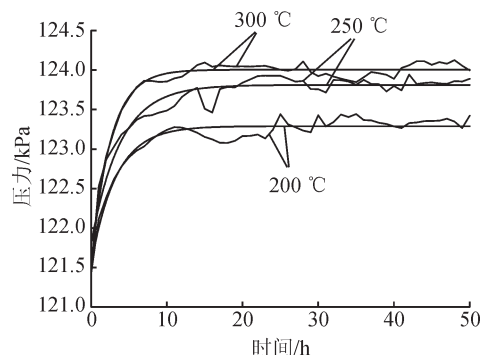


图 7 低温过热下压力随时间变化曲线

Fig. 7 Pressure versus time curve under low temperature overheating

同样,计算各个温度下的 α 和 β 值,结果见表 2。过热温度为 200 ℃时,50 个小时内压力增大了 2.01 kPa,过热温度为 250 ℃时,50 个小时内压力增大了 2.51 kPa,过热温度为 300 ℃时,50 个小时内压力增大了 2.70 kPa,随着过热点温度的上升,压力上升的幅值增大,上升速率也增大,变化规律与轻度过热完全一致。

表 2 低温过热下压力最大增量与最大值

Table 2 Maximum increase and maximum pressure under low temperature overheating

温度/℃	α /kPa	β /kPa
200	2.01	123.44
250	2.51	123.94
300	2.70	124.13

这是因为过热点温度越高,往绝缘油纸中释放的能量也越大。一方面,故障过热点的温度通过热传导使得周围的绝缘油升温,出现热膨胀,加热时间相同,过热点温度越高,附近绝缘油的温升越高,升温范围越大,引起的压力变化也越大;另一方面,过热引起的绝缘油分解也越多,出现的故障气体也越多。

相邻两个温度的 α 值之差见表 3,从表 3 可以看到,过热点温度每上升 50 ℃,50 个小时内,压力的最大值变化只有几百帕。

实验结束关闭加热棒电源后,发现设备内部压力持续下降,关闭电源 3 h 后,内部压力甚至小于 120 kPa,远小于初始压力 121.4 kPa,即设备内部出现了负压。实验结束后,打开顶部放气阀,发现压

表3 相邻温度的 α 值之差
Table 3 Difference between α values of adjacent temperatures

温度/℃	α 值之差/kPa
100 ~ 150	0.32
150 ~ 200	0.37
200 ~ 250	0.50
250 ~ 300	0.19

力瞬间增大到正常值,同时油位面下降,之后压力保持平稳,故障移除后压力变化及见图8。

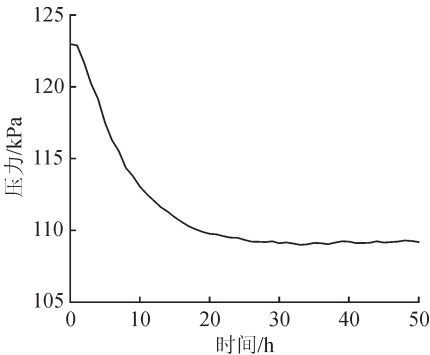


图8 故障移除后压力随时间变化曲线

Fig. 8 Pressure versus time curve after fault removal

在移除故障后,压力下降是可以理解的,因为油温逐渐恢复至室温,绝缘油出现遇冷收缩。但是,因为实验前后环境温度不变,即使绝缘油收缩,在产生了新气体的情况下,不应该出现负压。

为了寻找出现该现象的原因,笔者在实验结束后取出加热棒,发现加热棒表面附着有大量绝缘油结焦颗粒,见图9。这表明在形成油焦过程中,大量的绝缘油发生裂解反应,导致油总量减少,而生成的油焦体积小于绝缘油的体积,设备顶部形成较大的气体空间,如果产生的故障气体又较少,就会出现负压。

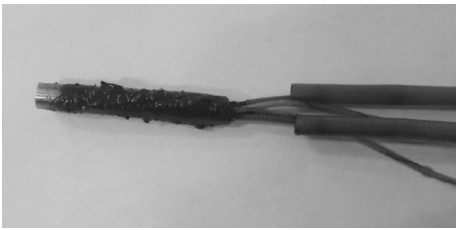


图9 实验后加热棒表面结焦图

Fig. 9 Coking diagram of the surface of the heating rod after the experiment

2.3 放电性缺陷与过热缺陷压力变化区别分析

该课题组^[9]之前的实验研究表明:放电性缺陷引起的压力变化是持续增大的,并且在恒压条件下,近似呈线性上升。而文中通过实验发现过热性故障引起的压力变化只在初始阶段变化剧烈,之后变化非常缓慢,甚至基本保持不变,这表明过热性

故障与放电性故障下压力变化规律显著不同。通过查阅文献以及理论分析,认为形成该现象的原因有以下3点:

1)放电性缺陷下,随着加压时长的增加,设备缺陷逐渐劣化,产生的气体逐渐增多,而过热缺陷采用PID控制,始终控制在同一缺陷程度,没有出现劣化,因此实验中后期,压力变化逐渐缓慢;

2)过热性故障的出现初始阶段,会导致少油设备内部油温上升,油中溶解的气体析出,同时绝缘油受热膨胀,随着油温的上升,少油设备向环境中散发的热量也越多,最后逐渐达到发热和散热的平衡,油温不再上升。此时,设备内部压力上升完全由绝缘油分解造成;

3)文献表明^[22-23],油的裂解结焦过程可分为初始结焦阶段和稳态结焦阶段。反应开始时,结焦速率较高,产生的故障气体也较多,但随着裂解结焦反应的进行,加热棒表面逐渐被炭层覆盖而钝化,结焦速率逐渐降低,最后趋于稳定值,这时产生的故障气体也趋于稳定值。

3 结论

1)轻度和低温过热缺陷引起的压力变化较小,实验时间内最大增量分别为1.33、1.65、2.01、2.51、2.70 kPa;

2)过热性缺陷出现的初始10 h,压力会急剧上升,10 ~ 20 h压力缓慢上升,20 h之后压力基本保持不变;

3)过热点温度每上升50 ℃,50个小时内,压力最大值增大范围为几百帕;

4)过热缺陷引起的压力变化呈指数变化的原因有3点:PID控制下过热缺陷不会产生劣化;初期油温升高,引起绝缘油膨胀,原本溶解在油中的气体也会析出;随着绝缘油的裂解,加热棒表面逐渐被炭层覆盖,裂解速率下降。

参考文献:

[1] LIU X L, WEN W J, REN J, et al. Research on voltage monitor for HVDC bushing[J]. Insulators & Surge Arresters, 2013(1): 21-24.
[2] 吴玉硕,胡春江,彭鹏,等. 一批油浸倒置式电流互感器故障分析及改进措施[J]. 电气工程学报, 2017, 12(4): 38-44.
WU Yushuo, HU Chunjiang, PENG Peng, et al. Fault analysis and improvement measures of oil immersed inverted current transformer[J]. Journal of Electrical Engineering, 2017, 12(4): 38-44.

- [3] 詹江杨,何文林,杨 智,等. 油浸正立式电流互感器绝缘受潮缺陷的诊断分析[J]. 浙江电力,2018,37(3):17-21.
ZHAN Jiangyang, HE Wenlin, YANG Zhi, et al. Diagnosis on insulation damp defects of oil-immersed vertical current transformer[J]. Zhejiang Electric Power, 2018, 37(3): 17-21.
- [4] 高 萌,张乔根,丁玉琴,等. 油浸纸绝缘热致气泡形成特性[J]. 高电压技术,2018,44(11):3634-3640.
GAO Meng, ZHANG Qiaogen, DING Yuqin, et al. Characteristics of thermal-induced bubble formation in oil-impregnated paper insulation[J]. High Voltage Engineering, 2018, 44(11): 3634-3640.
- [5] HUNTER J A, HAO L, LEWIN P L, et al. Comparison of two partial discharge classification methods[C]//Conference Record of the IEEE International Symposium on Electrical Insulation. [S. l.]: IEEE, 2010: 11475564.
- [6] CAVALLINI, MONTANARI, CODET, et al. Condition assessment of instrument transformer by partial discharge analysis: A comprehensive approach[C]//IEEE PES Transmission & Distribution Conference & Exhibition. [S. l.]: IEEE, 2006: 9096364.
- [7] UNSWORTH J, KURUSINGAL J, JAMES R E. On-line partial discharge monitor for high voltage power transformers [C]//International Conference on Properties & Applications of Dielectric Materials. [S. l.]: IEEE, 1994: 5016510.
- [8] GAO Q, YUAN F, GUO Z N, et al. Transformer bushing online monitoring method based on the method of relative angle difference[J]. Applied Mechanics & Materials, 2014: 668-669.
- [9] GUOZHI Z, ZHANG Xiaoxing, XINGRONG H, et al. On-line monitoring of partial discharge of less-oil immersed electric equipment based on pressure and UHF[J]. IEEE Access, 2019(7): 11178-11186.
- [10] 白永贵. 防止高压互感器瓷套爆炸的建议[J]. 电工技术, 1984(12): 67.
BAI Yonggui. Suggestions on preventing explosion of high voltage transformer porcelain sleeve[J]. Electrical Engineering, 1984(12): 67.
- [11] 徐 勇. 互感器的内部压力测量[J]. 高电压技术, 1993(2): 38-41.
XU Yong. Internal pressure measurement of transformer[J]. High Voltage Engineering, 1993(2): 38-41.
- [12] LIAO R, SUN C, CHEN W, et al. On-line detection of gases dissolved in transformer oil and the faults diagnosis [C]//International Symposium on Electrical Insulating Materials. [S. l.]: IEEE, 2002: 6337685.
- [13] 陈伟根. 大容量高压变压器油中气相色谱在线监测原理及方法的研究[D]. 重庆:重庆大学, 1993.
CHEN Weigen. Research on principle and method of on-line monitoring of gas chromatography in large capacity high voltage transformer oil[D]. Chongqing: Chongqing University, 1993.
- [14] 刘勇辉. 基于DGA的电力变压器故障诊断[J]. 高电压技术, 2005, 31(6): 87-88.
LIU Yonghui. Diagnosis of the electric power transformer fault based on DGA[J]. High Voltage Engineering, 2005, 31(6): 87-88.
- [15] 刘海峰, 阎春雨, 陈志勇, 等. 油浸式电流互感器缺陷分析与状态诊断[J]. 河北电力技术, 2006, 25(4): 1-2.
LIU Haifeng, YAN Chunyu, CHEN Zhiyong, et al. Defect analysis and condition diagnosis of oil-immersed TA[J]. Hebei Electric Power, 2006, 25(4): 1-2.
- [16] 曲 芳, 赵慧光, 王 斌, 等. 油中溶解气体分析在少油设备故障分析中的应用[J]. 电工技术, 2017(11): 107.
QU Fang, ZHAO Huiguang, WANG Bin, et al. Application of dissolved gas analysis in oil in failure analysis of oil-less equipment[J]. Electric Engineering, 2017(11): 107.
- [17] 禹华谦. 工程流体力学: 水力学[M]. 成都: 西南交通大学出版社, 2007.
YU Huaqian. Engineering fluid mechanics: Hydraulics [M]. Chengdu: Southwest Jiaotong University Press, 2007.
- [18] 郝中堂, 周均长. 应用流体力学[M]. 杭州: 浙江大学出版社, 1991.
HAO Zhongtang, ZHOU Junchang. Applied fluid mechanics [M]. Hangzhou: Zhejiang University Press, 1991.
- [19] 王五静. 矿物绝缘油过热分解过程仿真分析与实验研究 [D]. 重庆: 重庆大学, 2017.
WANG Wujing. Simulation analysis and experimental study on thermal decomposition process of mineral insulating oil[D]. Chongqing: Chongqing University, 2017.
- [20] 宋 友, 阮江军, 王珊珊, 等. 油浸式变压器绝缘油热特性的仿真分析[J]. 绝缘材料, 2015(4): 21-24.
SONG You, RUAN Jiangjun, WANG Shanshan, et al. Simulation analysis of thermal property of insulating oil for oil-immersed transformer[J]. Insulating Materials, 2015(4): 21-24.
- [21] 杜 林, 王五静, 张彼德, 等. 基于ReaxFF场的矿物绝缘油热解分子动力学模拟[J]. 高电压技术, 2018, 44(2): 488-497.
DU Lin, WANG Wujing, ZHANG Bide, et al. Molecular dynamics simulation of mineral insulating oil pyrolysis based on force field ReaxFF[J]. High Voltage Engineering, 2018, 44(2): 488-497.
- [22] 邹仁鋈, 姜强昆, 莫思宏. 轻柴油裂解结焦反应模型研究 [J]. 石油学报(石油加工), 1991(1): 1-8.
ZOU Renyun, LOU Qiangkun, MO Sihong. Study on the model of cracking and coking reaction of light diesel oil[J]. Acta Petrolei Sinica(Petroleum Processing Section), 1991(1): 1-8.
- [23] 孙立明, 冯树波, 姜强昆. 轻柴油裂解结焦动力学的研究 [J]. 石油学报(石油加工), 1998(1): 3-5.
SUN Liming, FENG Shubo, LOU Qiangkun. Study on the kinetics of cracking and coking of light diesel oil[J]. Acta Petrolei Sinica(Petroleum Processing Section), 1998(1): 3-5.

贺兴容(1964—),男,高级工程师,主要从事输变电设备运检工作(E-mail:459827113@qq.com)。

尹 佳(1994—),女,硕士,主要从事电气设备在线监测与故障、绝缘状态评估等方面研究(E-mail:jiayin@whu.edu.cn)。