

糠醛浓度判断变压器绝缘纸寿命的综述

Study on the Paper Ageing in Transformer Oil Using Furfural Concentration

J. M. K. MacAlpine, 张潮海

(香港理工大学电机系, 香港 九龙)

摘要 变压器油中糠醛浓度 $\rho(C_5H_4O_2)$ 是绝缘纸老化程度的重要指标。实验证实了绝缘纸的拉伸强度与聚合度(DP)呈线性关系, $\rho(C_5H_4O_2)$ 对数值与 DP 呈负线性关系, 可使用高性能的液相色谱分析仪测 $\rho(C_5H_4O_2)$, 以判断绝缘纸的老化程度。水会加快绝缘纸中纤维链的断裂速度, 而水又是绝缘纸老化过程中的生成物之一, 故形成了绝缘纸老化的自催化(正反馈)过程, 变压器各部分的温差使老化过程更加复杂。短期内(几个月) $\rho(C_5H_4O_2)$ 的显著变化表明变压器内部存在隐患并引发故障的概率相当大, 故定期检测变压器中 $\rho(C_5H_4O_2)$ 十分必要。

Abstract The concentration of the chemical furfural in transformer oil is well known to be an indicator of the extent to which the paper insulation of the windings has deteriorated. However, technical papers on the relationship between the loss of mechanical strength of the paper insulation in transformer and the increase in the concentration of furfural in the oil are to be found scattered over a variety of journals. The intention of this communication is to bring together the main findings of the laboratory investigations, and the rather fewer reports of field experience, for the convenience of power engineers. The linear relationship between the tensile strength and the degree of polymerisation (DP) of paper insulation has been demonstrated by several workers under laboratory conditions, and so has the negative linear relationship between the logarithm of the furfural concentration and the DP. The concentration of furfural in transformer oil is seen as a paper-specific indicator of degradation and a method for measuring it using high performance liquid chromatography has now been standardized (IEC 1198). The presence of water increases the degradation rate of the cellulose chains and so, because water is also a product of the degradation process. This makes the overall process very much more complex. In addition, the temperature varies across the transformer itself. However a significant change in the FC over a period of months would indicate the probable development of a fault. The value of regular measurements of furfural concentrations in transformers seems clear.

关键词 变压器 糠醛浓度 老化 绝缘纸

Key words transformer furfural concentration deterioration insulation paper

中图分类号 TM411⁺.2 文献标识码 A

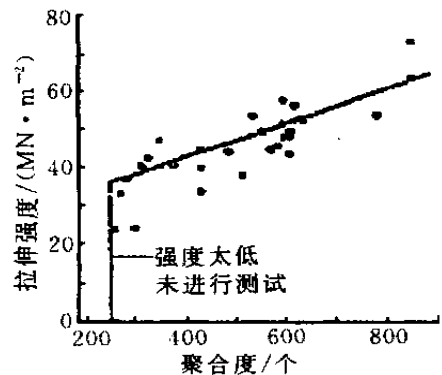
0 引言

油浸变压器绝缘纸强度下降的后果严重, 强电场力会使绝缘纸的机械强度受损并引发匝间短路, 运行中绝缘纸不可逆地逐渐老化, 且随温度升高和水分增多而加快。老化生成物 $\rho(C_5H_4O_2)$ 的高低可作为绝缘纸老化程度的指标。

实验室中绝缘纸机械强度与 $\rho(C_5H_4O_2)$ 关系已有广泛的研究, 而现场测定 $\rho(C_5H_4O_2)$ 判断绝缘纸老化程度论文不多。

1 绝缘纸的聚合度和拉伸强度

纸由自然长链聚合物的植物纤维构成, 纸的强度是纤维素分子链平均长度的函数, 而纤维素分子链的个数也称为“聚合度”(DP), 其值可以通过测量纤维素溶液的粘度(IEC450)而间接得到。绝缘纸的拉伸强度和 DP 之间有线形关系如图 1^[1,2]。



○自由气息单元 ●被覆氮气单元

图1 绝缘纸的拉伸强度和其聚合度的关系

当温度一定时纤维素链的断裂率 $K = A \cdot e^{-B/T}$ 为一常数^[3], 式中 A 、 B 为常数, T 为绝对温度。图2为其特性曲线。

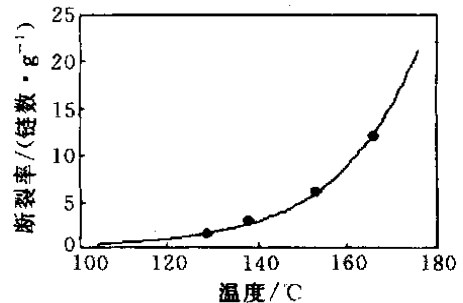


图2 纤维素链的断裂率与温度之间的关系

2 糠醛的实验室测量

纤维素分子链断裂生成物中, 呋喃族较碳氧化物更能表征纸的老化并被纳为国际标准(IEC1198), 但测量前需预先萃取出各种呋喃成分, 耗时较长。若用“直接注入”式的 HPLC 方法^[4], 与

国际标准相比,可节省~80%的时间。

呋喃家族中 $C_5H_4O_2$ 含量最大,常作为绝缘纸老化的专门指标。尽管对它和醋酸苯胺反应后的生成物进行分光光度分析已成为测量 $\rho(C_5H_4O_2)$ 的快速方法^[5],但难以在现场进行。红外光谱分析可快速测量出^[6] $\rho(C_5H_4O_2)$,有望成为一种在线测量方法。

实验室中糠醛^[1]和总呋喃^[2]二者质量浓度对数值均与 DP 负线性相关,而油和纸中所含糠醛之比~20:80^[7],但在温度为 100℃以下时所测得^[8]的比例是 15:85。

3 水分的影响

刚投运时变压器油和绝缘纸中 $w(H_2O) \leq 0.5\%$,但即使正常工况下在变压器的寿命期内也会上升到 2%,此为纸绝缘老化所致。 $w(H_2O)$ 为 0、1%、2%和 4%时 DP 与老化时间关系^[1]见图 3,可见绝缘纸的老化率与 $w(H_2O)$ 大致成正比。

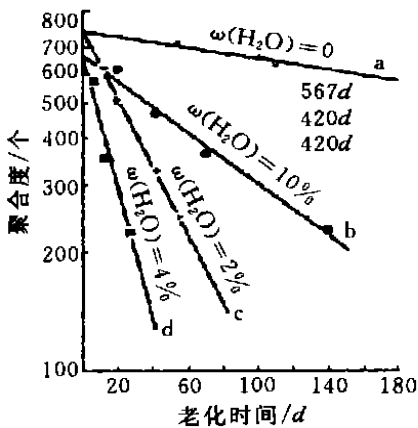


图3 120℃时水分对老化率的影响

水分的存在加快了绝缘纸中纤维链的断裂速度,而水又是绝缘纸老化过程中的生成物之一,故形成了绝缘纸老化的自催化(正反馈)过程。文[3]构建糠醛生成模型时忽略此自催化作用使得到的老化率低于绝缘纸的实际老化率。

4 现实考虑

自催化作用导致更复杂的过程方程,因变压器不是一个闭环系统:油温较高时水会从油中蒸发掉,受负荷及环境温度等共同影响的油温也会经常变化;运行中的油有时需要进行脱气、滤油或再生处理,甚至更换新油,有的变压器上装有油净化装置,这些对于绝缘纸的老化过程和借助油中 $\rho(C_5H_4O_2)$ 测量判断老化程度带来一定的影响。此外,变压器各部分的温度分布存在不平衡,在实际运行的变压器中曾发生过^[9] 150~200℃的整体过热和 500~

900℃的局部过热。

没有水分影响时纤维素的老化过程主要是长分子链断裂并生成水分,同时可加速老化的水分也会以变化的速率从油中挥发出去,且随温度的升高呈指数级数增加,变压器各部分的温度分布不尽相同,而温度也以复杂的方式随时间发生变化,因此,绝缘纸的老化进程相当复杂,其强度在变压器中的分布也不平衡。故难以用一个简单方程来确定 $\rho(C_5H_4O_2)$ 与运行时间的关系。

5 工业测量

目前很少有论文涉及现场测量 $\rho(C_5H_4O_2)$,变压器局部故障会使绝缘纸的 DP 发生显著变化,说明绝缘纸的断裂强度与 DP 之间具有良好的线性关系^[9],但有的绝缘纸强度已很低,而所测 $\rho(C_5H_4O_2)$ 仅为 0.4 mg/L,这可能与变压器检修有关。

文[10]用变压器油中一氧化碳、二氧化碳和 2-糠醛来推测变压器的绝缘寿命,设 DP 以恒定的速率随时间下降,降到 175 时,变压器的有效寿命终止。这样当平均负荷不变时利用累积故障概率与时间的函数关系可估出变压器的剩余寿命。一台 132 kV 变压器一直存在发热故障,持续监测 8 年,其 $\rho(C_5H_4O_2)$ 达到 10 mg/L 时将油全更新。三次换油时间分别为 3.8 年、3 年和 1.8 年。另一台 132 kV 变压器在 90 天高负荷工作期^[11] 内平均温度 80℃, $\rho(C_5H_4O_2)$ 从最初的 2 mg/L 上升到 27 mg/L (至此值即将变压器退出运行)。最后测得的 DP 值 < 200。

6 结论

a. 目前监测变压器绝缘纸绝缘性能的方法多数为实验研究的小规模测试方法,包括加速的或短期的寿命实验,少有适于现场者。但油中 $\rho(C_5H_4O_2)$ 可作变压器绝缘老化,特别是绝缘纸老化的指标则无可疑。绝缘纸的老化率在变压器运行时不断变化,尤受局部过热和过负荷产生高温的影响。

b. 高 $\rho(C_5H_4O_2)$ 常预示绝缘纸的机械强度已降至很低,此时变压器发生故障的危险性相当大;而相对低的 $\rho(C_5H_4O_2)$ 并不意味着变压器一定具有较大的绝缘裕度,因有时发生在绝缘纸绝缘薄弱处的局部故障等也会造成相当大的危险。

c. 短期内(几个月) $\rho(C_5H_4O_2)$ 的显著变化表明变压器内部存在隐患并引发故障的概率相当大。故定期检测变压器中 $\rho(C_5H_4O_2)$ 十分必要。

(下转第 67 页)

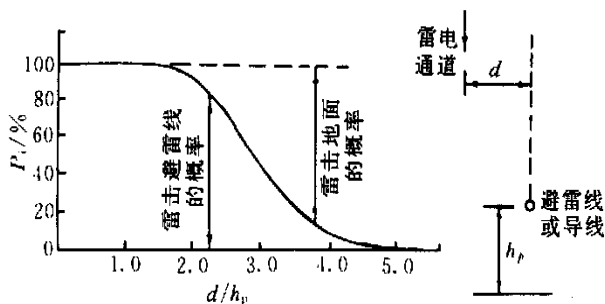
闸的输电线路与标准状态肯定有差异。

4) 计算雷击跳闸率时, 主要参数选取、计算与实际不符, 如:

a) 地面落雷密度 γ 如年均雷暴日数 $\neq 40$ 的地区计算雷击跳闸率时仍取 $\gamma = 0.07$ 结果不符实际。

b) 一般高度输电线路遭受雷击面积的计算根据实验, 雷击避雷线或导线及地面的概率 P_i 曲线如图2。图中, d 、 h_p 分别为雷电通道与避雷线或导线的水平距离和悬挂平均高度。可见 $d/h_p \leq 1.5$ 时, $\sim 100\%$; 当 $d/h_p \geq 5$ 时, 趋于0, 而雷击地面的概率则近 100% ; 在 $d/h_p = 0 \sim 5$ 范围内, 雷击避雷线或导线的总概率 $P_i \sim 60\%$ 。因此, 线路的受雷宽度应为 $b + 2 \times 5h_p P_i = b + 6h_p$ (b 为两根避雷线之间的距离, m), 则 100 km 的输电线路受雷面积为 $0.1(b + 6h_p) \text{ km}^2$, 而目前我国采用面积为 $0.1(b + 4h_p) \text{ km}^2$ 。

c) 击杆率等参数的取值与实际吻合程度的影响。



(a) 雷击概率 P_i ; (b) h_p 与遮蔽地面宽度 d 的示意图

图2 d/h_p 与雷击避雷线或导线的概率曲线

4 结论

a. 导线非水平排列的输电线路, 雷击杆塔顶部时, 耐雷水平最低的是距避雷线最近, 耦合系数最大的上线, 而非距避雷线最远, 耦合系数最小的下线。上线最易遭反击。

b. 根据绕击率计算方法和雷电屏蔽理论, 造成输电线路跳闸的主要原因应是反击。

c. 计算输电线路雷击跳闸率时, 应是雷击杆塔顶部时耐雷水平最低相与绕击率最高相(即保护角最大的相)的组合。

d. 输电线路受雷面积、击杆率等的选取与计算方法等原因的影响, 输电线路雷击跳闸率计算值与实际差别较大。

参考文献

- 1 电力工业部. 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合(DL/T620-1997). 北京: 电力工业出版社, 1997
- 2 周泽存. 高电压技术. 北京: 水利电力出版社, 1988
- 3 易辉. 同杆双回 500 kV 输电线路防雷特性分析及改进措施. 高电压技术, 1998, 24(2): 52
- 4 王晓彬等. 改进电气几何模型计算输电线路绕击率. 高电压技术, 1998, 24(1): 85
- 5 维列夏金等. 俄罗斯超高压和特高压输电线路防雷运行经验分析. 高电压技术, 1998, 24(2): 76
- 6 东北电力设计院. 电力工程高压送电线路设计手册. 北京: 水利电力出版社, 1992

(收稿日期 2001-06-22)

潘丹青 1965年生, 1996年毕业于东北电力学院, 从事输电线路技术管理工作, 电话: (0416)2546389.

(上接第64页)

参考文献

- 1 Shroff D H and Stannett A W. A review of paper ageing in power transformers. Proc IEE, 1985, 132: 312
- 2 Hill D J T, Le T T, Darveniza M et al. A study of the degradation of cellulosic insulation materials in a power transformer. Part III: Degradation products of cellulose insulation paper. Polymer Degradation and Stability, 1996, 51: 211
- 3 Hill D J T, Le T T, Darveniza M et al. A study of the degradation of cellulosic insulation materials in a power transformer. Part I: Molecular weight study of cellulose insulation paper. Polymer Degradation and Stability, 1995, 48: 79
- 4 Lessard M C, Lamarre C, Gendron A et al. Determination of paper degradation by products by direct injection on an HPLC column. Proc Conf on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, San Francisco, 1995, 22: 230
- 5 Pahlavanpour B, Duffy G. Development of a rapid spectrophotometry method for analysis of furfuraldehyde in transformer oil as an indication of paper ageing. Proc Conf on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 1993, Pocono Manor, 493
- 6 Blue R, Uttamchandani D, Faish O. Infrared detection of transformer insulation degradation due to accelerated ageing. IEEE Trans DEL, 1998, (5): 165
- 7 Allan D M. Recent advances in the analysis and interpretation of aged insulation from operating power transformers. Proceedings of the 5th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, Seoul, 1997
- 8 Kan H et al. Absorption of CO_2 and CO gases and furfural in insulating oil into paper insulation in oil-immersed transformers. Proc IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Pittsburg, 1994, 41
- 9 Murthy T S R. Assessment of transformer insulation condition by evaluation of paper-oil systems. Proc IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, San Francisco, 1996, 332
- 10 Allan D M. Practical life-assessment technique for aged transformer insulation. Proc IEE Pt A, 1993, 140: 404
- 11 Domun M K. Condition monitoring of power transformers. IEE Colloquium (Digest), 1994, 675: 211

(收稿日期 2001-02-23)

J. M. K. MacAlpine 博士, 副教授, 现从事气体放电及绝缘的研究。