

湖北省电机工程学会

學術討論會論文

高壓專業

对电力变压器绝缘预防性试验项目
有效性的探讨

湖北省电力工业厅中心试验所

1965年10月

武 汉

内 容 提 要

目前我国规定的变压器预防性试验方法有五项目：绝缘电阻、吸收比、湿度检查 C_2/C_{50} 、介质损失 $\tan \delta$ 、绝缘油简化试验。这五个项目对发现变压器绝缘缺陷的能力各不相同。本文根据历年试验统计和初步的理论分析认为：泄漏电流试验能灵敏地发现整体或局部缺陷，其次为绝缘电阻，介质损失；湿度检查最不灵敏，而且是一个重复性试验，在预防性试验中可取消湿度检查，增加泄漏电流测量；对检修中的变压器还可根据有油或无油时的绝缘电阻来判断变压器那部分（固体或液体）有缺陷，在判断变压器绝缘状况时除主要考虑历次试验的相对变化和与同类型变压器的比较外，还应单独进行油试验，以便决定检修内容，至于吸收比小于 1.3，是不能作为设备有缺陷的标志的，当绝缘电阻高，其它试验项目合格时，同样说明设备无缺陷。

报告编写人：华中瑜

对电力变压器绝缘预防性试验项目有效性的探讨

一、目前变压器绝缘预防性试验的情况

为了保证变压器的正常运行，目前我国规定对变压器每年进行一次绝缘预防性试验，其项目为：绝缘电阻、吸收比、湿度检查（ $r_{2/50}$ ）、介损损失（ $\tan\delta$ ）绝缘油简化试验等五项。在变压器运行规程中对绝缘湿度的评定和是否需要干燥的条件作了规定。

根据我省 61—65 年的变压器绝缘预防性试验统计，认为这五个项目对发现缺陷的灵敏性各不相同，所规定的标准也不全部符合实际情况。绝缘电阻试验能反映变压器绝缘受潮和污垢情况，特别是在大修中将油和无油时的绝缘电阻值作比较，能判断绕组情况；吸收比（ $R_{60}/R_{15} = K$ ）在 10—30℃ 的温度下不应低于 1.3 的标准不甚合理，在 136 台变压器 1067 次试验中 K 小于 1.3 者仅 54.8%，而均未因绝缘不良出过事故；湿度检查由于仪器灵敏性较差，当其它试验项目有明显变化时，它才稍有变化；介损损失试验所得值一般很小，57 台运行 13 年及以下的变压器（1000 伏安或 3 行伏及以上者），144 次试验中 $\tan\delta$ 大于 3% 者仅 44 次（不计温度），仅 3.74%，达到运行规程中需干燥的 $\tan\delta$ 值者共 3 次，同时 $\tan\delta$ 值很大程度决定于油的 $\tan\delta$ 。

为了增加鉴定的可靠性，在我省对变压器一般均增作了泄漏电流试验，实践表明，该项试验对反映变压器整体或局部缺陷是灵敏的，但在规程中没列入，而且有些人认为做该项试验会加速油的老化不应进行。

各电力系统，对试验方法和标准亦各有己见。某些单位认为：湿度检查不灵敏；绝缘电阻试验应将非测量绕组接地；吸收比与局部受潮和油的酸性反应有关，但新变压器和大型变压器在油质很好，绝缘电阻很大时吸收比亦有小于 1.3 的；泄漏电流试验对发现局部缺陷很有效，判断方法是历年试验记录

比较和与同类型设备记录比较； $\tan\delta$ 与油有较大关系。某些单位认为：吸收比小于 1.3 的也能正常运行； $\tan\delta$ 的标准过宽应缩小，同时不应以与前次测量相比之值，作为判断标准，因为其绝对值过小； $\tan\delta$ 很大程度决定于油的优劣，因此在加盐油的监视情况下可把该项试验周期延长；洩漏电流试验无必要进行。某单位认为所有试验项目中吸收比最能发现缺陷，其次为洩漏电流，绝缘电阻，介质损失；吸收比小于 1.3 者有些是由于过负荷后绝缘劣化所致，这类缺陷介损试验不能反映。

因此当前主要问题是：如何决定目前所采用的各种试验方法对发现缺陷的有效性和判断变压器受潮程度及其需要检修的标准。下面仅对各种试验方法的有效性提出我们的看法。

二、各种绝缘预防性试验的有效性讨论

1. 绝缘电阻测量：

绝缘电阻测量是一个较简单和方便的试验，在我系统内一般采用非被测绕组接地的方式进行。对运行中的变压器，当其绝缘电阻值发生急剧变化时，往往是变压器固体绝缘或油质有缺陷，表一为几台较典型的例子，序号 1 和 2 变压器仅因更换了不良的油，绝缘电阻就变了 5.56—16.9 倍，序号 3 和 4 变压器除过滤旧油外还干燥了线圈，绝缘电阻也有很大变化。对于大修中的变压器，可以利用有油和无油时测量线圈的绝缘电阻绝对数及其比值来判断变压器中那部分（固体绝缘或油绝缘）有缺陷。

（表一 见下页）

变压器的绝缘结构，当其套管去除后，其绝缘电阻可用图一（B）的串并联等值回路来表示，其中：

$$R_1 = R_{\text{匝体}} = P_{\text{匝体}} \cdot \frac{d}{2\pi D_2 H} \quad \text{—— 导线外包匝间绝缘的体积电阻（欧）} \quad \{ d - \text{匝间绝缘厚度} \}$$

表 一

序号	变压器型号	变压器绝缘状况	绝缘电阻 $R_{40^\circ\text{C}}$ 变化情况
1	1560 kVA 35 kV	62年10月油质(20℃) = 1.18% 11月更换新油	换油后 $= \frac{595}{107} = 5.56$ 换油前
2	S 4000/35 单相双绕组 美国制	62年7月油质 (48℃) = 5% 后 换新油, 64年 5月油质(26℃) = 0.18%	64年3月 $= \frac{140}{26}$ 62年7月换油前 = 16.9 (高—低地) 64年5月 $= \frac{250}{17}$ 62年7月换油前 = 14.7 (低—高地)
3	6250/66 三相双绕组 三菱 43年制	62年11月油为 18 MR, 2 kV 放电, 大修中 将线圈冲洗 干燥, 重过 滤绝缘油	高—低地 大修后 $\frac{795}{43.2} = 18.4$ 大修前 $\frac{700}{94.5} = 7.4$ 低—高地
4	T 11 T 31500/110 三相三绕组 沉变 53 年 制	大修前油长 期呈酸性反 应, 大修中 检查, 线圈 上有较厚油 泥, 干燥中 抽出 8.5 公 斤凝结水, 大修后注入 合格的国生 油	高—中地 中—高地 低—高地 大修后 $\frac{106}{240} = 1.69$ $\frac{267}{157} = 1.70$ $\frac{244}{128} = 1.9$ 大修前

注: 1、* 中绝缘电阻为实测数, 因为 64 年 5 月为 49℃ 下测量, 62 年 7 月换油前为 48℃ 下测量。

2、绝缘状况换算系数采用运行规程中所介绍之数, 以下相同。

$$R_2 = R_{\text{纸板}} = \rho_{\text{油}} \frac{2h}{\pi(D_3^2 - D_1^2)} \quad (\text{上下两个并联})$$

线圈到铁轭间绝缘的体积电阻 (欧)

$$R_2' = R_{\text{纸板}} = \rho_{\text{油}} \cdot \frac{1}{2} \frac{h}{\pi D_2} \quad (\text{上下两个并联})$$

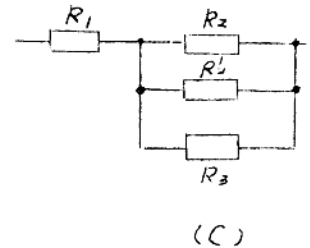
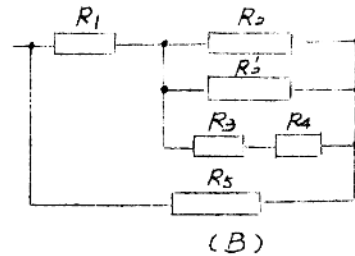
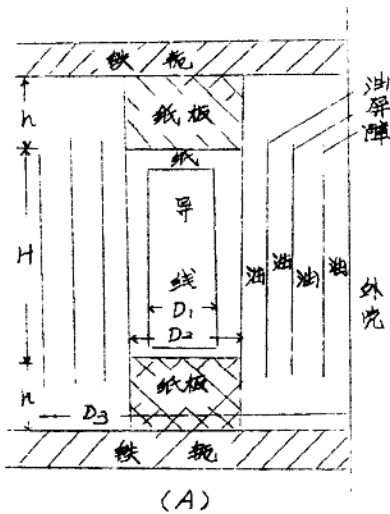
线卷到铁轭间绝缘的表面电阻 (欧)

$$R_3 = R_{\text{油}} = \rho_{\text{油}} \cdot \frac{D_3 - D_2}{\pi(D_3 + D_2)H} \approx \rho_{\text{油}} \frac{h}{\pi(D_3 + D_2)H}$$

油绝缘的体积电阻 (欧)

R_4 = 油屏障体积电阻 (欧)

R_5 = 分接开关体积电阻 (欧)



图

(A) 变压器绝缘结构

(B) 绝缘电阻等值回路

(C) 简化等值回路

由于油屏障的厚度很小，而面积很大，故将 R_4 略去不计；分接开关绝缘筒是由胶纸烘捲而成，分接开关把手为桦木用油

者后制成，它们较电缆纸不易吸潮，而且在整个线圈内所占比重极小故在分接开关绝缘良好时 R_5 也可略去不计，等值回路可简化为图一（C）所示：

当变压器处于无油状态时， R_3 中的 $P_{V油}$ 为 $P_{V气}$ 代替，而 $P_{V气}$ 一般为 $10^{15} - 10^{16}$ 欧·厘米，和 $P_{V固}$ 及 $P_{S固}$ 在数量上相比（ $P_{V固}$ 和 $P_{S固}$ 的绝对值相近约 $10^8 - 10^9$ ）大得多故可将 R_3 看为断开， R_2 随空气湿度和纸本性而异，这时总电阻为：

$$R_{空} = R_1 + \frac{R_2 R'_2}{R_2 + R'_2} \quad \dots (1) \text{ 当变压器内灌满油后:}$$

(1) 如固体材料本身不受潮，其表面电阻 R'_2 可略去，总电阻为 $R_{油} = R_1 + \frac{R_2 R_3}{R_2 + R_3} \quad \dots (2)$

(2) 如固体材料受潮，则总电阻为

$$R_{油} = R_1 + \frac{R_2 R'_2 R_3}{R_2 R'_2 + R_2 R_3 + R'_2 R_3} \quad \dots (3)$$

按照固体材料和油的不同绝缘状况，在绝缘电阻值上就有着不同的反映，在变压器内灌满油后绝缘电阻将比没有油时绝缘电阻小，而所小的倍数又随材料性能及结构不同而变，可分为下列四种情况。（表二）

表二

序号	固体材料情况	绝缘油情况	无油时绝缘电阻 $R_{空}$	有油时绝缘电阻 $R_{油}$	$R_{空}/R_{油}$
1	性能良好	性能良好	高	高	$\frac{P_{V固} \cdot 2H(D_2 + D_1)}{P_{V油} D_2^2 - D_1^2} + 1 = A$
2	"	劣化	高	低	$> A$
3	受潮	性能良好	低	低	$< A$
4	"	劣化	低	比 $R_{空}$ 更低	$\frac{P_{V固} \cdot 2H(D_2 + D_1)}{P_{V油} D_2^2 - D_1^2} + 1$

注： $R_{空}/R_{油}$ 推导中： $\because D_2 - D_1 \ll D_2 H$ 故将 R_1 略去不计。

表三为两台 110KV 变压器在大修干燥前后实测数据，序号 1 变压器在干燥前无论在有油或无油时绝缘电阻绝对值均较低 $R_{\text{空}}/R_{\text{油}}$ 也小，这符合第三种情况——固体绝缘受潮，油性能良好；干燥后 $R_{\text{空}}$ 和 $R_{\text{油}}$ 均增高，其比值亦增大，这表明固体绝缘干燥了，序号 2 变压器在干燥前 $R_{\text{空}}$ 和 $R_{\text{油}}$ 小， $R_{\text{空}}/R_{\text{油}}$ 大，这符合第四种情况——固体绝缘和油均不良，干燥並处理法后 $R_{\text{空}}$ 和 $R_{\text{油}}$ 增大， $R_{\text{空}}/R_{\text{油}}$ 变化不大，符合第一种情况。这种变化完全证实了上述分析的正确。故在今后我们可以根据变压器整体在有油和无油时的绝缘电阻值及其比值（按表二）来分别判断变压器那一部分（固体或油）绝缘有缺陷。

表三

序号	变压器型号	试验条件	试验位置	$R_{\text{空}}$	$R_{\text{油}}$	$R_{\text{空}}/R_{\text{油}}$
1	TMT 4050/10 莫斯科 56 年制	64 年 7 月高压 C 相套管爆炸后；70℃ 时油 $\text{tg}\delta = 1.05\%$ ，5500 兆欧；测量温度无油时 43℃，有油时 45℃	高—中、低、地	265	140	1.89
			中—高、低、地	80	45	1.78
			低—高、中、地	96	49	1.96
		64 年 10 月大修干燥前；70℃ 时油 $\text{tg}\delta = 0.705\%$ ，7000 兆欧；测量温度无油时 24℃，有油时 23.2℃	高—中、低、地	1900	830	2.29
			中—高、低、地	810	330	2.46
			低—高、中、地	1110	365	3.01
		64 年 11 月大修冲洗线圈並經干燥，抽出 4.5 公斤水；70℃ 时油 $\text{tg}\delta = 0.4\%$ ，9000 兆欧；测量温度无油时 49℃，有油时 47℃	高—中、低、地	4250	440	9.66
			中—高、低、地	1490	230	6.48
			低—高、中、地	2400	235	10.2

续前表

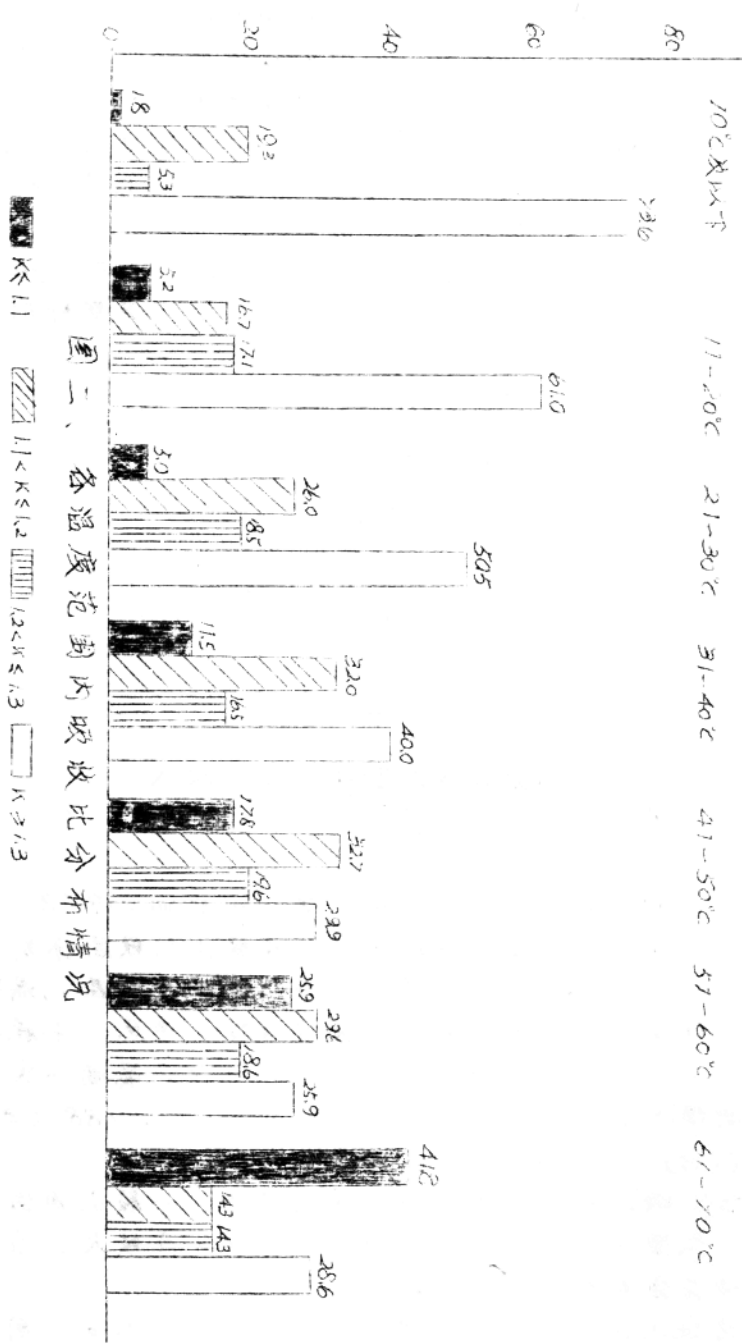
2	TATF 31500/110 洗变 58年制	64年10月干燥前, 线圈上有大量油泥呈 黑色,油酸性反应, 69℃时油tgδ=5.18% 700兆欧;测量温度 无油时18.5℃,有 油时14.5℃。	高一中、 低地	9000	510	17.7
			中一高、 低地	4000	380	10.5
			低一高、 中、地	3500	265	9.2
		64年11月大修冲 洗线圈干燥后,干燥 中抽出8.5公斤水, 干燥结束时绝缘电阻 稳定,但仍有微量水 析出;72℃时油 tgδ=3.5%,1500兆 欧;测量温度无油时 25℃,有油时23℃	高一中、 低地	10000 ⁺	510	
			中一高、 低地	4800	370	13
			低一高、 中、地	4800	300	16

2、吸收比(K)的测量:

从我省136台变压器的1067次试验的统计中可见:

(1) 吸收比的变化在一定程度上能反映绕组绝缘干燥情况。有26台火变压器经过了大修,其中12台火只吊芯冲洗而未干燥,K值冲洗后下降的有11台火佔91.5% (其中三台冲洗后下降但绝对值仍大于等于1.3);14台火经冲洗后又干燥的变压器,12台火K值上升佔85.6% (包括三台火上升而绝对值小于1.3者),但K值增加的数值从1.07-1.24。

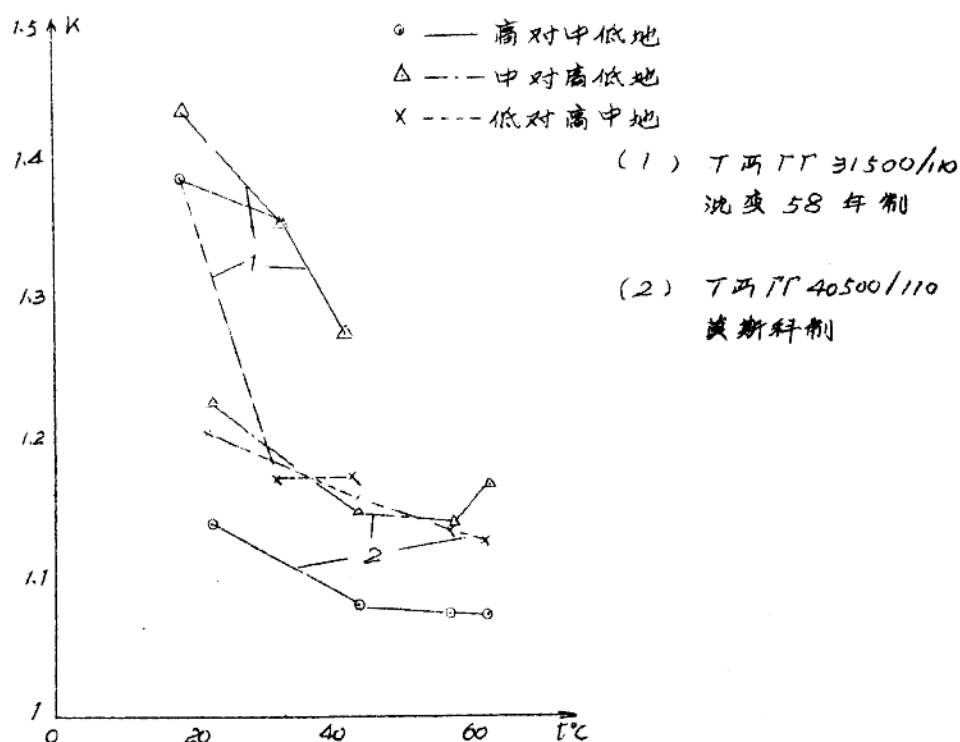
(2) 吸收比的绝对值是由变压器本性所决定。在191组绕组中K一直大于1.3者有80组佔22.4%,一直小于1.3者有90组,佔31%,二者合计佔53.4%。如表三序号1变压器维护较好,油质呈中性反应,线圈清洁,色黄黑,干燥过程中抽出4.5公斤水,但其吸收比仅62年,三台一直



图二、各温度范围内吸收比分布情况

11 < K ≤ 1.1
 1.1 < K ≤ 1.2
 1.2 < K ≤ 1.3
 K ≥ 1.3

~ 10 ~



图三. 同台变压器同次试验中温度与吸收比关系

小于 1.3, 在干燥后仍小于 1.3, 高对中低地 1.19 (8°C), 中对高低地 1.16, 低对高、中地 1.19, 绝缘电阻较高分别为 700, 384, 370 MΩ (40°C)。序号 #2 变压器维护较差, 漏油严重, 油质呈酸性反应, 线圈绝缘上有较厚油泥, 色黑, 干燥过程中抽出 8.5 公斤水, 吸收比却一直在 1.3 以上, 最高一次为 63 年元月所得值, 高、中、低分别为 1.79、1.69、1.88 (32°C), 绝缘电阻 40°C 时分别为 627、428、350 MΩ。

(3) 吸收比大小与温度有较大关系。一般它随温度下降而上升, 低温下吸收比大于或等于 1.3 的几率较大, 在 1012 次试验中其分布情况如图二所示。

同台变压器同次试验温度不同时吸收比亦不同, 图三为两

台 110 千伏变压器实测结果。

(图 2、图 3 见上页)

(4) 变压器油质变化时将引起吸收比的变化, 但它的界限并非为 1.3。在 1067 次试验中 $K \geq 1.3$ 者占 45.2%, 图 4 为各种油质状态下吸收比分布情况。870 次油呈中性反应中, $K \geq 1.3$ 者占 45.4%; 53 次油呈微酸反应中, $K \geq 1.3$ 者占 43.4%; 141 次油呈酸性反应中, $K \geq 1.3$ 者占 44.7%, 即各有约 50% 以上的试验 $K < 1.3$ 。有些变压器油质一直为中性, 但 K 亦一直小于 1.3, 历次试验变化不大, 有些变压器油质一直为酸性或微酸反应, 但 K 却总大于 1.3。

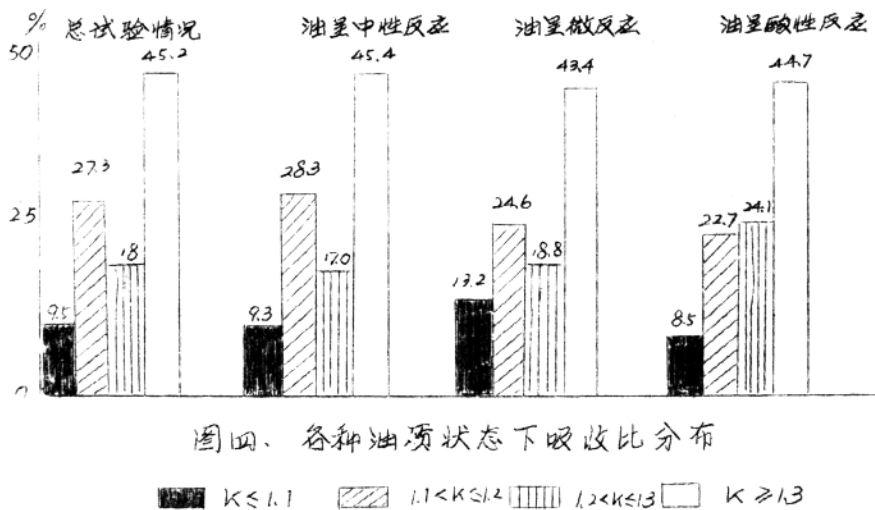


图 4. 各种油质状态下吸收比分布

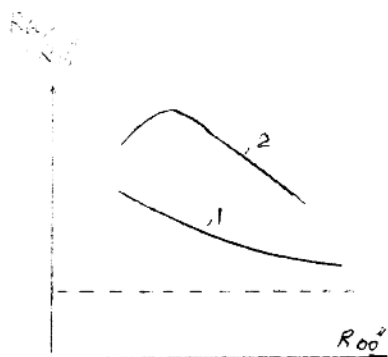
变压器吸收比出现这些特性是由其本质所决定：当外施电压 U 不变时, R_{60}/R_{15} 也可由 I_{15}''/I_{60}'' 来确定。电流 I_{15}'' 和 I_{60}'' 可分为等于传导电流的稳定分量 I_s 及等于电容和吸收电流的暂态分量 I_a 。

设暂态分量 I_a 的瞬时值为 $I_a e^{-t/\beta}$, 电流 I_a 的衰减时间常数 $\beta = \frac{\Delta t}{Z_1}$, Z 为绝缘等值回路的时间常数 ($Z = RC$), Δt 为施加电压到测量时所间隔的时间。

$$K = \frac{R_{60}''}{R_{15}''} = \frac{I_{15}''}{I_{60}''} = \frac{I_S + I_a e^{-\beta}}{I_S + I_a e^{-4\beta}} = \frac{1 + \alpha e^{-\beta}}{1 + \alpha e^{-4\beta}} \quad (4)$$

式中, $\alpha = I_a/I_S$

I_a 和 β 均与变压器结构和材料有关, 因此不同类型变压器的 K 值各不相同, 当变压器油质变劣, 线圈受潮, 污秽等时, 不单引起传导电流增加, 改变 α 同时也引起 β 的变化, 使 β 增长, 所以 K 值不仅存在随绝缘变劣而减小的特性, 在 $\alpha > \frac{e^{4\beta} - 4e^{\beta}}{3}$ (注) 时还可能在某一个绝缘电阻或温度下出现 K 的最大值, 只有在 $\alpha < \frac{e^{4\beta} - 4e^{\beta}}{3}$ 时它才随绝缘电阻减小而减小。(图五)



1—当 $\alpha < \frac{e^{4\beta} - 4e^{\beta}}{3}$ 时;

2—当 $\alpha > \frac{e^{4\beta} - 4e^{\beta}}{3}$ 时。

图五. R_{60}''/R_{15}'' 与 R_{60}'' 的特性曲线

其次如果 K 值小, 传导电流亦小, 则相应地表示吸收电流小, 变压器绝缘在良好状态时是较均匀的介质, 吸收电流很小, 所以在这种情况下是反映变压器绝缘良好而不是有缺陷。

从这些现象和本质的讨论中可知, 吸收比的变化反映了变压器绝缘状况的变化。在绝缘电阻变小, 吸收比亦小时, 说明变压器受潮或油质劣化, 但如仅吸收比小而其它绝缘指标不变或向好的方向转变, 则吸收比不能说明问题。在测量中应注意的是历年来吸收比的变化, 而不是其大于 1.3 或小于 1.3。美国电机工程师协会认为“具体的说明一个极限数值(当低于它时机器就不能运行)是不可能的, 可能存在由于机器本身结构而产生低的吸收比的特殊情况”, 这和分析不谋而合。

3. 介质损失角 ($\tan \delta$) 的测量.

目前我国测量 $\tan \delta$ 的仪器有两种, 一为西林电桥, 一为 M 型试验器, 在我国这两种仪器均有使用, 但因为以往使用 M 型试验器较多, 而 M 型试验器和西林电桥所测数字有差别, 为便于历次比较, 加上 M 型试验器使用方便, 故目前还用 M 型试验器测量 $\tan \delta$ 的。

在 57 台运行 13 年及以下的变压器 (1000 伏安及以上者) 144 次试验中, $\tan \delta$ 大于 3% 者仅 44 次 (10℃—70℃) 占 3.74%, 18 台运行 13 年以上的变压器 225 次试验中 $\tan \delta$ 大于 3% 者 143 次占 63.5%, 这些运行年限较久的变压器在经过大修、冲洗线圈, 干燥和换油后, $\tan \delta$ 绝对值就很快降至 3% 以下, 只要冲洗, 干燥彻底, 油质维护良好, 其值是很稳定的。同时 $\tan \delta$ 的大小很大程度上决定于油质的好坏如表四序号 1 和 2 变压器的油维护较好, 从没有酸或酸性反应, 整体 $\tan \delta$ 很小, 序号 3 变压器在 62 年 7 月油 $\tan \delta = 5\%$ (48℃) 时整体 $\tan \delta_{40^\circ\text{C}}$ 高对地 7.3% 低对地 7.4%, 经换新油后就分别降至 1.62% 和 4.72%, 序号 4 和 5 变压器同样是这情况, 油质良好整体 $\tan \delta$ 就小, 油质差整体 $\tan \delta$ 就大, 表五告诉我们套管缺陷不能从整体 $\tan \delta$ 测量中得到反应, 如序号 1 变压器四个高压套管 $\tan \delta$ 均大于 4%, 绝缘严重劣化但整体 $\tan \delta$ 为 1.45% (20℃) 这是因为变压器的 $\tan \delta$ 是由油, 固体材料和套管等的介质损失所总合组成:

$$\frac{1}{C} \tan \delta = \frac{1}{C_T} \tan \delta_T + \frac{1}{C_M} \tan \delta_M + \frac{1}{C_B} \tan \delta_B \dots \dots (5)$$

式中, C 和 $\tan \delta$ —— 变压器绝缘的总电容量和介质损失角正切。

C_T, C_M, C_B —— 变压器主绝缘中固体绝缘, 液体绝缘和套管的电容量。

$\tan \delta_T, \tan \delta_M, \tan \delta_B$ —— 变压器主绝缘中固体绝缘, 液体绝缘和套管的介质损失角正切。

由于 C_B 与 C_T, C_M 相比很小, 因此总体介质损失测量就很

表四

序号	变压器型号	油质变化情况	tgδ(%)变化情况				
1	DT 2500/35 三相	59年至65年均为中性	均在2%以下, 最大为高对低1.98(28℃)				
2	DT 5000/35 三相	55年至65年均为中性	变化较小, 63年大修干燥前最大为高对地2.75(35℃)大修后最大为高对地2.08(46℃)				
3	S 4000/35 美制单相	61年为酸性, 介损损失4.3%(23℃) 62年7月为5%(48℃)后换新油, 64年5月呈中性反应, tgδ=0.18%(26℃)	试验日期	tgδ 40℃			
				高-地	低-地	高-低	
			61.10.	3.94	0.76	9.25	
			62.7. 换油前	7.3	7.4		
			62.9. 换油后	1.62	4.72	4.85	
4	S 4000/35 单相	61年6月酸性反应, tgδ=3.7%(23℃), 62年7月为3%(48℃) 12月换新油	试验日期	tgδ 40℃			
				高-地	低-地	高-低	
			61.10.	3.66	5.75	6.78	
			62.7.	5.7	2.3		
			62.5	1.27	3.38	2.77	
5	SFSL-40500/110 三相 沈变制	绝缘油处理	水溶性酸变化 (mgKOH/g油)	试验日期	tgδ 40℃		
					高-地	中-地	低-地
		第一次硅胶再生前	酸性 (0.0125)				
		第二次硅胶再生后	中性 (0.0067)	第一次硅胶再生前	0.994	1.4	0.69
		第二次硅胶再生前	中性 (0.0069)	第一次硅胶再生后	0.56	0.7	0.97
		第二次硅胶再生后	中性 (0.0040)	第二次硅胶再生前	0.8	0.91	1.71
				第二次硅胶再生后	0.7	0.64	1.11

难反映套管的优劣, 仅在充油或充胶套管有严重缺陷时才会有所影响。而对一定的变压器来说 $\frac{SI}{CM}$ 是一定的, 在大、中型变

表五

序号	变压器型号	整体试验结果	套管试验及绝缘状态
1	SJL15000/110 三相双绕组 油浸式	高对地 $\tan\delta_{20^\circ\text{C}} = 1.415\%$	0相套管 $\tan\delta_{18^\circ\text{C}} = 75\%$, C相套管 $\tan\delta_{18^\circ\text{C}} = 5.28\%$, 其它两个 $\tan\delta$ 也在 4% 以上, 套管绝缘筒散开, 绝缘严重劣化。
2	THTT31500/110 三相三绕组 油浸式	高对地 $\tan\delta_{40^\circ\text{C}} = 0.97\%$ 高对中低地泄漏电流 (40°C) = 168 μA	套管 $\tan\delta_{40^\circ\text{C}} = 2.58\%$, 油 呈酸性反应, 色黑红, 绝缘筒表面有碳化
3	THTT40500/110 三相三绕组 莫斯科制	高对地 $\tan\delta_{40^\circ\text{C}} = 2.9\%$ 高对中低地泄漏电流 (40°C) = 200 μA	高压套管电容敏层老化 脱落
4	THTT31504/110 三相三绕组 油浸式	高对地 $\tan\delta_{47^\circ\text{C}} = 15.23\%$ 高对中、低地泄漏电流 47°C = 395 μA	高压套管屏蔽筒电缆敏 脆化呈黑色, 导电杆被 酸侵蚀为黑红色, 油呈 酸性反应色黑, 中法兰 盖有 2 毫米厚油泥

还因为此比值较大, 液体绝缘部分的介损在总体 $\tan\delta$ 中所占比重也就很大, 油质的优劣就大大影响了它的数值大小。西德斯托 (Stollp) 对油老化得利害的变压器做过试验纸的 $\tan\delta_T$ 比油的 $\tan\delta_M$ 小, 其比例约为 0.3—0.7。老化程度加深, 这种比例就还有可能加大。

由于 $\tan\delta$ 的绝对值一般情况下均很小, 而我们使用的测量仪器的误差范围在低刻度下是较大的, Q51 型电桥 $\tan\delta$ 在 0.5—3% 时绝对误差不大于 $\pm 0.3\%$, 其相对误差就达 $\pm 60-10\%$,

M型试验器在低刻度下一般为 30% 左右，最大可达 100%，这样就使测试结果可靠性较小，加上在变电站试验时外界电磁场的干扰、油温等的影响，使我们很难得到真实的 γ_5 ，要依前后两次试验在同一温度下相比 γ_5 增高不超过 30% 作为绝缘判断标准就更有困难。

4. 介质损失、绝缘电阻、泄漏电流反映缺陷的能力比较：

表六列出了四台变压器在绝缘状况发生变化时各项指标的相对变化情况，从中可见，泄漏电流对反映绝缘缺陷最灵敏，无论是局部缺陷，整体受潮或油质变劣等它均有较明显地变化，绝对值增大，相对变化亦大，其次是绝缘电阻。介质损失 γ_5 虽然也能反映一些问题，但较前两者为差，有时会给人错误的结论，如表三中所列两台变压器，序号 1 在干燥前 γ_5 中对低为 3.64% (32℃) 低对地 4.72%，历次试验中最高时中对高为 6.35% (40℃) 低对地 6.18% (40℃) 接近运行规程中须干燥标准；序号 2 γ_5 最大为中对地 2.5% (45℃) 似乎 #2 比 #1 受潮和污秽程度差一些，但在绝缘电阻这个数据上表示出 #1 比 #2 绝缘强，#1 在 32℃ 时高、中、低（连同线圈和外壳接地）分别为 660、205、2.35 M Ω ，#2 在 32.4℃ 时高、中、地为 270、175、140 M Ω ，大修干燥过程亦证实了 #1 绝缘比 #2 强。

有人认为对变压器施加直流电压会加速油的老化，特别是在油质呈微酸或酸性反应后危害更大，故不应做泄漏电流试验。但我省电力系统一直进行该项试验没有发现上述现象，有的单位曾在五台 6-10/0.4 千伏 10~320 kVA 三相配电变压器上对高压绕组施加 5-10 kV 直流电压进行泄漏电流试验，加压时间为 1 分钟，试验后分别在放电 3、10、25、35、38 分钟后测量绝缘电阻，与试验前测值相同。这是因为我们进行试验时所加的直流电压不高（110 及 66 kV 绕组为 40 kV，35 kV 绕组为 20 kV，10 kV 及 6 kV 绕组为 10 kV），时间也很短，对油的分解作用是微乎其微的。所以完全可以略去不计，油质的好坏主要决定于检修和运行维护。