

# 第18章 电气设备的诊断技术

邓续魁

电力变压器是电站、变配电所和用电部门最重要、装置量最多和最具有代表性的电气设备，通过众多的电力变压器和不同电压的电机、电器，得以形成工业企业中统一的电力系统。三相交流异步电动机是工业企业中用途最广且装置量最多的低压电气设备。微电子电气控制设备是现代世界各国用途日益广泛的、代表新技术趋向的电气设备。本章将就这些最有代表性的电气设备的故障诊断或诊断技术来进行重点的介绍。

## 第1节 电力变压器的诊断技术

构成电力系统（尤其是输配电系统）主要部分的电力变压器，是工业企业供电、用电的重要设备。我国的工矿企业除已大量采用油浸式电力变压器外，有的企业还装置有干式（环氧树脂浇注型和浸渍型）电力变压器；在某些特殊场合，还装有硅油油浸式电力变压器；化工企业还广泛采用 SF<sub>6</sub>（氟化硫）气体绝缘干式电力变压器。从国外资料看，硅油油浸式电力变压器有发展的趋向；例如，奥地利最近计划在 10kV 电网中用硅油变压器取代 525 台干式变压器，广泛用在地下铁道、工厂或高层建筑中，全世界已有 3 万台在运行。然而，用得最多的还是加普通变压器油的油浸式电力变压器，本节将以该类变压器为代表来叙述它的测定与诊断技术。

### （一）电力变压器绕组绝缘潮湿程度的测定

多数电力变压器绕组的绝缘材料是由 A 级绝缘（如绝缘纸、棉纱及纸板等）构成，这些材料极易吸收潮气，它们的吸湿性一般为 10% 甚至更高。绝

缘电阻的含湿率不同，使用寿命会截然不同，例如将绝缘纸放在 90℃ 温度下做使用寿命试验，在含湿率极低的真空中，其使用寿命约为 350 年；放在干燥空气中，其寿命约为 140 年；而将其放在 1.4% 的含湿率空气中，其寿命就缩短为 30 年左右。诊断电力变压器绝缘绕组的潮湿程度是确定该变压器能否正常运行的关键。由于油浸电力变压器的绕组（包有绝缘物）是浸于油中运行，所以，只要测定绝缘油的情况，就可测出变压器绕组的受潮程度。

#### 1. 绝缘油受潮程度的测定

（1）绝缘油取样 电力变压器中充注的绝缘用油（变压器油）的质量，影响电力变压器的绝缘电气强度和使用寿命，油中的机械杂质如沉淀在绕组绝缘上，会减弱冷却效果、产生局部过热并引起沿绝缘表面（运行中的变压器绝缘表面）闪络。若诊断绝缘油是否合格，需先取油样作化验分析。所取油样如做全分析，需油样 1.5 L；如作简化分析（分析闪点、绝缘强度、酸值、酸碱化应、游离碳、水分和机械杂质），需油样 0.8 L；如做击穿电压试验，就需油样 0.5 L。油样应装在具有磨砂瓶塞的广口玻璃瓶中，油样瓶每次使用前，都要用纯净汽油、无水酒精或苯液精心清洗，最后用干净蒸馏水冲洗几次，随即放至温度为 100~110℃ 的恒温箱中烘烤约两小时，待降温后盖好瓶塞才可备用。

应从设备下部的门用油样阀中取出油样，先放出 1~2L 油以冲洗阀门油道的积污，然后用油冲洗油样瓶两次，随即令油流稳定流入该瓶中，充满油样瓶后立即盖上油塞，贴上标签并注明油样来源。如油样需送外地试验或保存较长时间，则应该用干净纸包好瓶口，外加蜡封。

取油样时还要注意油样瓶温度，应接近并略高于油温，因热油注入冷瓶会使附近空气中的水份在瓶内壁结露而使油样受潮。取油样时要戴上口罩并

不得对着瓶口说话，以免呵气或溅沫喷入油中。

(2) 绝缘油击穿电压试验 在试油杯内，当两个电极间的电压逐渐升高到一定值时，电极间的油样就会被击穿，该电压即为油的击穿电压。每厘米绝缘油的击穿电压称为油的击穿强度，以  $E$  表示

$$E = \frac{U}{d} \quad (\text{kV/cm}) \quad (18-1-1)$$

式中  $U$ ——击穿电压有效值 (kV)；

$d$ ——电极间距离 (cm)。

我国规定使用直径为25mm的平板形标准电极进行绝缘油击穿电压试验，极间距离规定为2.5mm。试验结果用击穿电压表示，不需要换算为击穿强度。

绝缘油的击穿过程大致如下：当电压逐渐升高，处于电极附近油中的纤维、水分等杂质（它们的介电常数  $\epsilon$  都比油的要大）便向电场强度较大处移动，并顺着电场的方向在电极间逐渐构成一个“小桥”，当电压升到一定值时即沿此小桥放电。

影响绝缘油击穿电压的因素很多，对现场工作有意义的主要是水分、温度、杂质和升压速度。

水分对绝缘油击穿强度的影响最大，在干燥的油中即使加入万分之一的水，就可能使其击穿电压降低约  $7/8$ 。而且，越是干燥的油，吸收潮气的速度越快，有时对着油杯呵一口气也能使击穿电压降低。可见水分对绝缘油击穿强度的影响之严重，做试验时应该引起充分注意。

油中如含有纤维、碳粒等杂质，也会使油的击穿电压降低，因为它们是构成“小桥”的材料。有时，纤维的来源是压滤机中不符合要求的滤纸。

受潮的油其击穿电压受温度的影响比较明显，如图18-1-1所示的曲线，在零下  $5 \sim 10^\circ\text{C}$  时击穿强度有极小值，而  $60 \sim 70^\circ\text{C}$  时出现极大值。极小值是由于此时水分已成为水的结晶体，容易构成小桥。温度高于  $0^\circ\text{C}$  后，所含的水分还大都处于乳化状态，油的击穿强度较低，随温度继续升高，乳化状态的水逐渐溶解于油中，转变为分子状态的水，遂使击穿强度升高。击穿电压达到最大值以后又渐降低，则是由于水分开始汽化的缘故。可见水分在油中的状态不同，影响击穿电压的程度也不同。对于干燥的油，温度的影响并不明显，可以认为在  $100^\circ\text{C}$  以前击穿电压大致是不变的，图18-1-2可表明这种情况。

做油的击穿电压试验时，如果升压速度太快，将使试验结果不正常地偏高，因在电场作用下需要

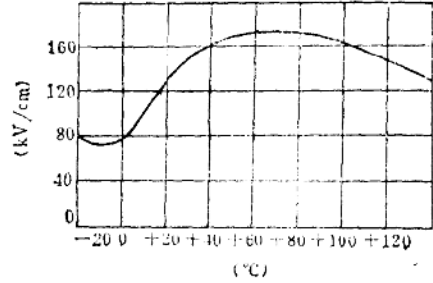


图18-1-1 油中含有水分时击穿强度与温度的关系

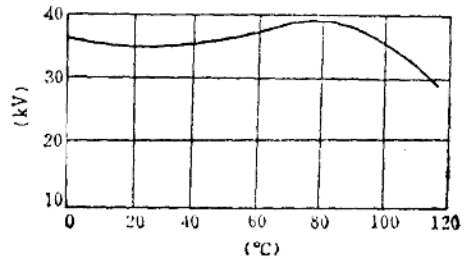


图18-1-2 干燥的油击穿电压与温度的关系  
(间隙0.75mm)

一定的时间才能形成极间的“小桥”，升压速度太快会使这种“小桥”来不及形成。

此外，击穿试验所用电极的形状对击穿电压也有影响，以平板形和球形电极为例（图18-1-3），前者极间电场分布均匀，易于使油中杂质连成“小桥”，故击穿电压较大程度上取决于杂质的多少；后者由于球间电场强度比较集中，杂质有较多的机会碰到球面，接受电荷后又被强电场斥去，故不容

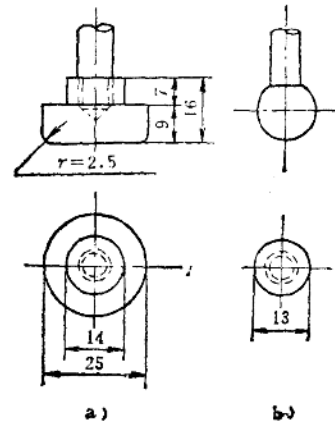


图18-1-3 绝缘油击穿电压试验所用电极 (mm)

a) 平板形电极 b) 球形电极

易构成“小桥”。因此，若为检查油中的水分等杂质时，宜用平板电极；而为了试验油本身的击穿强度，则宜用球形电极。前已指出，我国规定以平板电极作为标准试验电极，如图18-1-3 a所示。

绝缘油击穿电压试验步骤如下：

1) 清洗和干燥试油杯、标准量规、搅拌用的玻璃棒和作为杯盖的玻璃板（与清洗、干燥油样瓶的方法相同）。

2) 待油样的温度接近室温后，将油样瓶慢慢颠倒两次，使之混合均匀（而不产生泡沫）。用油样再将试油杯、量规等冲洗两三次。

3) 调好电极间隙为2.5mm，令油样顺搅拌用的玻璃棒缓缓流下，直到油面超过电极不少于15mm（见图18-1-4），盖上玻璃盖，静置15分钟。

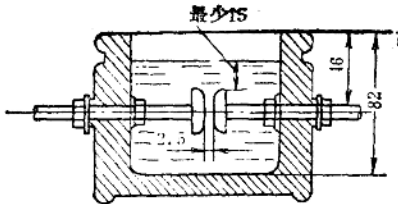


图18-1-4 绝缘油击穿电压试验用油杯  
(单位: mm)

4) 接通电源，以大约每秒2000~3000V的速率平稳升压，直到杯中发生击穿。开关自动跳闸，即可降回调压把手，切断电源。击穿前达到的最高电压值，即击穿电压。

5) 用直径为2mm的玻璃棒驱除电极间因击穿而产生的炭粒，搅拌时不要产生泡沫，同时不要用手接触油，搅拌后静置5分钟。

6) 重复4和5项中所述操作，共得6个击穿电压数据，取后5次的平均值作为此油样的击穿电压值。其第1次击穿电压值常偏高，故舍去不用。应注意任一次击穿电压值与五次平均值比较，相差不超过25%。个别数据偏离平均值过多说明是偶然因素的影响，这次试验即作废，需另取油样，重新试验。

绝缘油的击穿电压试验应在5~35℃的环境温度下进行。新绝缘油的击穿电压标准如表18-1-1所示。

做绝缘油击穿电压试验的设备，现场最常用的是一种专门设计的“油耐压试验器”，这种成套装置只

表18-1-1 新绝缘油击穿电压标准

充油设备的额定电压 (kV)	15及以下	20~35	44~220
最低允许击穿电压 (kV)	25	35	40

要使用前将外壳可靠接地，对操作人员是比较安全的。采用其他型式的试验变压器进行击穿试验时，如果高压部分暴露在外面，应特别注意高压工作的保安制度。

击穿试验所用的黄铜电极，其极面应光滑无伤痕，在使用中因放电而遗留炭迹时，可用柔软的绒布擦净。为了防止击穿时电极间的电弧产生大量炭粒和气体，可在试验变压器的高压侧串以1~5MΩ的电阻以限制电流。串电阻后应重新调整过流保护装置。

试完后的绝缘油可以留在杯中，并将油杯置于干燥处，以防止油杯受潮。下次使用如相隔时间不久，且上次所试油样是合格的油，则油杯可只用新油样冲洗数次，不需再进行干燥。

(3) 绝缘油的介质损失角测量 油浸电力变压器用绝缘油的介质损失角正切值的测量是诊断变压器绝缘状况的主要方法之一。该法具有较高的灵敏度。

老化了的绝缘油介质损失角正切值 $\text{tg}\delta$ 比之新绝缘油可能增大数十倍至上千倍，可见绝缘油的 $\text{tg}\delta$ 是判断油质和老化程度的灵敏指标。随设备运至工地的绝缘油，如仅做简化分析，则应加测 $\text{tg}\delta$ 。

油的 $\text{tg}\delta$ 与其击穿电压没有内在联系， $\text{tg}\delta$ 值很大的油其击穿电压可能反而很高。击穿电压主要反映油的污染情况（如水分、纤维等杂质），而 $\text{tg}\delta$ 则表征油的质的变化，这是二者根本不同之处。

酸价大的油， $\text{tg}\delta$ 值也高，但酸价与 $\text{tg}\delta$ 也不是简单的直线关系。常遇到酸价合格而 $\text{tg}\delta$ 大大超过标准的绝缘油。

油的 $\text{tg}\delta$ 随温度升高而增大，越是老化的油其 $\text{tg}\delta$ 随温度的变化也越快。例如，老化了的油在20℃时的 $\text{tg}\delta$ 值仅相当于新油 $\text{tg}\delta$ 值的2倍，在100℃时可能相当20倍。也会遇到这样的情况，20℃时油的 $\text{tg}\delta$ 值不大，而70℃时所测 $\text{tg}\delta$ 又远远超过标准。因此应尽量在高温时测量油的 $\text{tg}\delta$ 值，《交接试验标准》规定必须在70℃温度下测量。

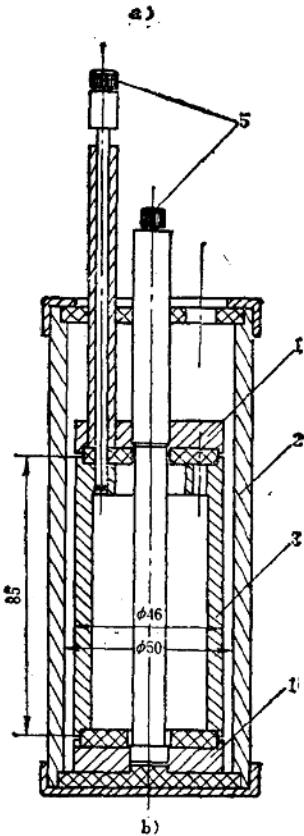
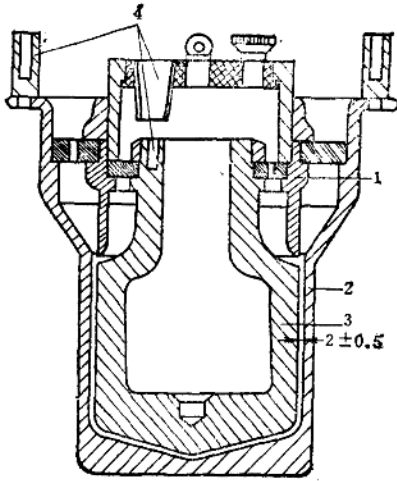


图18-1-5 绝缘油的介质损失角正切值 ( $tg\delta$ ) 测量杯 (mm)

a) I、E及C型 b) 圆柱型

1—遮蔽(保护)环 2—外(高压)电极 3—内(低压)电极 4—接线孔 5—接线柱

油的 $tg\delta$ 还随电场强度的大小而变化,一般规定在电极间隙中施加的电压为每毫米1000V。电场强度再增大时测量的 $tg\delta$ 值也相应增大,特别是在温度较高时更是如此。

油的 $tg\delta$ 并随施加电压的时间而变化,故应在施加电压一定时间后再精确平衡测 $tg\delta$ 值的电桥,而不可一经升起电压便忙着读数。

图18-1-5 a和18-1-5 b是两种不同型式的测量油的 $tg\delta$ 的油杯,杯体用黄铜或不锈钢制成,铜制杯体的表面最好镀镍或铬。电极表面应尽量光滑,优质的油杯能达到 $R_a 0.2$ 的粗糙度。空杯电容不宜小于50微微法。上述油杯的工作电压均为2000V,试验电压为4000V。油杯具有插温度计的测温孔。

测量绝缘油的介质损失角正切值 $tg\delta$ 时,最好采用QS3型高压电桥,这种电桥所测 $tg\delta$ 值的范围较广(从0.01%到100%),准确度也较高。在施工现场,为了初步判明油的质量,也可使用QS1型高压电桥,它的精确度虽不高,但因新油和老化油的 $tg\delta$ 相差很大,所以,QS1型电桥测得的近似结果,也可以说明问题。此外,当具有M型介质损失角试验器时,也可用以测量油的 $tg\delta$ 。

现以QS3型电桥和图18-1-5 b所示油杯为例,说明绝缘油介质损失角正切值 $tg\delta$ 的测量步骤:

1) 将内电极从外电极中取出,对二电极进行清洗。如油杯的绝缘部件由有机玻璃做成,应先用汽油清洗2~3次,再用无水酒精洗两次,然后用热风(如电吹风机)吹干,或放在不超过75°C的烘箱中烘干。对于绝缘部件由其他耐高温材料做成的油杯,可以应用苯或四氯化碳清洗,然后放在100~110°C的烘箱中干燥2小时。油杯拆开和组装时注意不要碰伤电极的工作表面。

2) 油杯注油前测定空杯的 $tg\delta$ 值和空杯电容值,所测结果应符合该型油杯的标准。在油杯连续使用情况下不需测定空杯 $tg\delta$ 和空杯电容。

3) 用被试油样将油杯冲洗2~3次。

4) 缓缓将油注满,使油中气泡得以逸出。

5) 将油杯放在绝缘板上。此板的绝缘电阻不低于2500MΩ,能承受工频交流电压5000V 1分钟。

6) 试验地点应选择没有强电磁场干扰的地方。按图18-1-6接线,注意电桥各部件取同相电源。放大器要提前15分钟接通电源,以使其能稳定地工作。

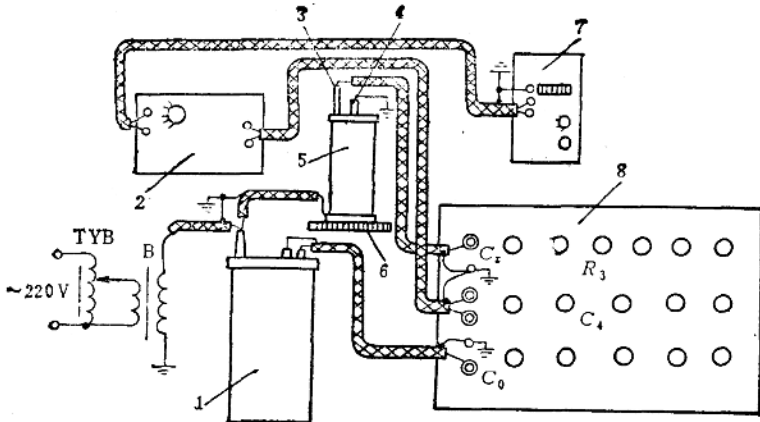


图18-1-6 使用QS3型高压电桥测量绝缘油的 $\text{tg}\delta$ 之接线示意图

1—标准电容器 2—放大器 3—油杯的低压电极导电杆 4—油杯的屏蔽电极导电杆 5—油杯的高压电极 6—绝缘板 7—振流式检流计 8—QS3型电桥本体

7) 油样静置 10~15min, 然后合上电源, 升压至 1.5 倍试验电压, 停 1min, 应无电离现象。

8) 按照 QS3 型电桥的使用说明平衡电桥, 测出常温下 (10~30°C) 油的  $\text{tg}\delta$ , 所测数值应按表 18-1-2 换算至 20°C 之值。

表18-1-2 变压器油 $\text{tg}\delta$  (%) 按温度换算系数

油温 (°C)	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
系数	1.38	1.35	1.31	1.27	1.24	1.20	1.16	1.12	1.08	1.04	1.00
油温 (°C)	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
系数	0.96	0.91	0.87	0.83	0.79	0.76	0.73	0.70	0.67	0.63	

一般规定对绝缘油只测量 70°C 温度下的  $\text{tg}\delta$  值, 其标准对新油规定为不应大于 0.5%, 运行中的油规定为不应大于 2%。但在时间允许情况下, 不妨加测常温下的  $\text{tg}\delta$  值, 以积累数据, 为可能遇到无条件加温时的测量创造条件。

9) 在恒温箱中将油加温至  $70 \pm 2^\circ\text{C}$ , 再测油的  $\text{tg}\delta$  值。

10) 然后将油样倒掉, 再注入同一批油样, 进行常温和  $70 \pm 2^\circ\text{C}$  温度下的测量。

两次测量结果之差如不大于  $10\% \pm 0.0001$ , 则取两次的平均值作为测量结果。

11) 在试验记录上应注明: 油杯型式、空杯电

容值、空杯  $\text{tg}\delta$  值、试验时油温、相对湿度、高压电桥型号和测量时的试验电压。

使用携带型高压电桥 (QS1 型) 进行测量时, 须应用正接线, 如图 18-1-7。测量步骤可参考前述 QS3 型电桥部分及 QS1 型电桥的使用说明书。

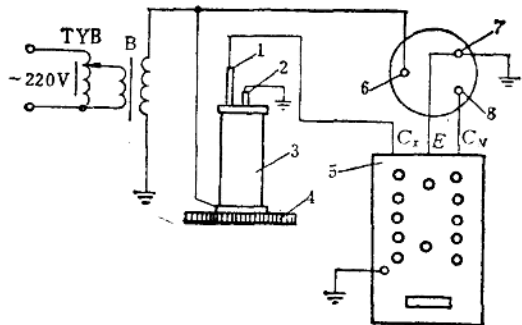


图18-1-7 使用QS1型电桥测量绝缘油的 $\text{tg}\delta$ 时的接线示意图

1—油杯的低压电极导电杆 2—油杯的屏蔽电极导电杆 3—油杯的高压电极 4—绝缘板 5—QS1型电桥本体 6—标准电容器的“高压”接线柱 7—标准电容器的“地”接线柱 8—标准电容器的“低压”接线柱

使用 M 型介质损失角试验器测量油的  $\text{tg}\delta$  时, 除了由于测量时在被试回路引入无感电阻而造成无法消除的误差外, 另一个问题是必须将低压电极接地, 但油杯外壳处于高压, 因此高压电极与地间的绝缘板中通过的电流将流过测量仪器, 这又造成附

加误差，为消除此影响，可在油杯下垫两层绝缘板，两层绝缘板之间夹一层金属屏蔽，并用导线将此屏蔽接至试验器的屏蔽环上（图 18-1-8）。注意靠近油杯那一层绝缘板应能承受交流 5000V 耐压，历时 1 分钟，绝缘电阻不低于 2500MΩ。

如采用一定型式的油杯，在其内外电极间施加直流电压，可以测出油的体积电阻系数  $\rho_V$ ， $\rho_V$  与  $\text{tg } \delta$  之间存在以下关系：

$$\text{tg } \delta = \frac{1}{\omega C \rho_V} \quad (18-1-2)$$

式中  $\omega$  —— 交流电的角频率， $\omega = 2\pi f$ ， $f$  为频率，

C —— 两极间充满一定介质时的电容。

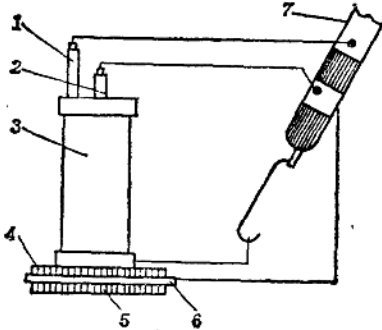


图18-1-8 用M型介质损失角测试器测量绝缘油的 $\text{tg } \delta$ 的接线示意图

1—油杯的低压电极导电杆 2—油杯的屏蔽电极导电杆 3—油杯的高压电极 4、5—绝缘板 6—金属屏蔽 7—M型介质损失角测试器的专用出线

因此， $\rho_V$  的测量可以代替  $\text{tg } \delta$  测量， $\rho_V$  是用兆欧表测出的，从而避免了复杂的高压电桥操作。实用上并不把  $\rho_V$  换算成  $\text{tg } \delta$ ，仍以兆欧表所测的绝缘电阻作为判断绝缘油老化程度的指标。东北电力系统曾使用 M 型介质损失角试验器所附油杯测量油的绝缘电阻，并按表 18-1-3 所列标准掌握。

表18-1-3 用M型试验器所附油杯测量绝缘油的绝缘电阻值

绝缘油分类	绝缘电阻 (MΩ)	
	20°C	70°C
良好	10000	1000
合格	3000	300
可用	1500	150

由上所述，绝缘油介质损失角的测量需要用高压电桥，准备的工作量较大，接线和操作较为复杂，测量结果有时还会受到外界电磁场及温度的影响。

当然，测量油的绝缘电阻的方法只是一个粗略的方法，其精确度远不及介质损失角测量，表 18-1-3 也只能起一定的参考作用。油的绝缘电阻测量，同测介质损失角一样，也受温度的影响，因而在测量时要注意温度对测量结果的作用，最好在前后两次测量时，都在相近的温度下进行，以便相互比较而得出正确结果。

还应指出，如果在电力变压器安装或检修中，发现油的介质损失角超出标准而马上换油有困难时，也可暂不换油，只要查明油中不含水分，绕组绝缘也未受潮，即使电力变压器整体的绝缘电阻稍低， $\text{tg } \delta$  较大，亦不致显著降低其绝缘强度，在一定时间内仍可安全运行。这是因为油的介质损失角正切值  $\text{tg } \delta$  这个指标比较灵敏， $\text{tg } \delta$  稍为增大，只说明绝缘油老化的趋势，并非已不能使用，故可先投入运行，待有条件时再换新油或者进行再生处理。

(4) 绝缘油的若干物理化学性能对油浸电力变压器运行的影响 表示绝缘油老化程度的性质主要是水溶性酸或碱、酸值、皂化值等，表示油污染情况的主要是含水量及混入的机械杂质，而油的基本性质如密度、粘度、凝点、闪点、灰分、外貌等对油浸变压器的运行也有密切关系。

1) 水溶性酸、碱可能是净化过程中剩余的微量硫酸或碱，也可能是剧烈氧化所生成的低分子酸。各种酸都能剧烈破坏油的电气性能（使其  $\text{tg } \delta$  增大，但对击穿电压影响较小），引起金属和绝缘腐蚀，加速油的老化。这是化学分析中最重要的指标之一。新绝缘油应呈中性反应。

2) 酸值的增加表示油已处于氧化的开始阶段，新油的酸值不应大于 0.05（就是中和每克油所需的 KOH 的毫克数）。在酸值测定中仅包括低分子酸而不能测出高分子酸，为了测定高分子酸的数量需要测皂化值。当再生废油时，可借皂化值估算所需的碱量。

3) 粘度也是油的重要指标之一。对电力变压器来讲，油的粘度低有利于散热，在油断路器中，低粘度的油流动性大，有利于断弧。因此我们希望其粘度越低越好。可是粘度降低时油的闪点也跟着

降低，这是我们所不希望的，因而限制了油粘度的降低。粘度随温度而变，一般规定：20°C时不大于31mm/s，50°C时不大于13.3mm/s。

4) 油的凝点主要是针对断路器用绝缘油而提出的。当达到凝固点温度时，油的粘度如此大，以致盛油的试管倾斜45°角，在1分钟内油面仍能保持不变。显然，凝固点高的油对断路器操作是非常不利的，低温下油的粘度增大，断路器的动作速度就减低，使灭弧条件变坏。电力变压器在负载下温升较高，油的粘度相对减小，凝固点高些对它影响不大，但带负载调压电力变压器的调压切换装置，粘度太大会影响其工作。用于这两部分的绝缘油其凝固点不应高于下列标准。对油断路器：气温不低于-10°C的地区，凝固点为-25°C，气温低于-10°C的地区，凝固点为-45°C。对电力变压器：凝固点为-25°C的油，使用地区不限，气温不低于-10°C的地区，还可使用凝固点为-10°C的绝缘油。

5) 闪点表征油的蒸发度，油的闪点愈低其蒸发度愈高。油经长期蒸发会使其粘度增加，体积减少，并生成有害于人体健康和导致爆炸危险的气体。运行中的油其闪点会慢慢升高。变压器的瓦斯保护动作后，同时测得油的闪点降低5°C以上，说明变压器有内部故障，应彻底检查。有时，变压器内还会发生所谓油的“热裂”现象，此时闪点下降到40~50°C，这是十分危险的。分馏过程中遗留的少量轻石油馏分会使闪点急剧降低，例如含有0.5%的汽油，会使油的闪点由180°C降到80°C。一般规定，新油的闪点不应低于135°C。

6) 灰分是绝缘油生产过程中洗涤好坏的指标，如果洗涤不良，则残余的盐类或肥皂能使油烧尽后的灰分超过规定。在运行中，灰分可因与油接触的金属的腐蚀、绝缘漆的溶解、灰尘等杂质的侵入而增加。新油的灰分不应大于0.005%。

油中含有游离态的活性硫或不稳定的硫化物都是不好的，因它们能形成有害的皂类，并使油呈酸性反应，引起金属或绝缘腐蚀。

7) 油的外貌是鉴别油质好坏的最简便办法，新油呈淡黄色，晶莹透明，随着老化程度的增加，逐渐变为橙黄色、暗黄色以致深褐色，透明度也逐渐降低。这说明油中所含游离碳等机械杂质的增加。

由以上的叙述可见，绝缘油的物理化学性能较

为复杂，不同牌号、不同来源的油，或者净化程度不同、老化程度不同的油，以及添加的抗氧化剂不同的油，其性质可能有很大差异。两种不同的油混合在一起，有可能发生凝固点提高，或者安定性（氧化后酸值与氧化后沉淀物）变坏等有害后果。因此，当新装充油电气设备的油量不够，需要补充绝缘油时，应补充同一牌号、同一来源的新油。如不得已需使用不同牌号的油或者牌号相同但已经过运行的油时，则必须按照规定做混油试验，只当混油试验合格，才允许使用。

## 2. 绕组绝缘电阻的测定

(1) 绝缘电阻和吸收比 绝缘电阻和吸收比是判断绝缘受潮的灵敏指标。对B级绝缘（如同步发电机），绝缘电阻几乎是判断绝缘状况的唯一依据。而对于电力变压器，虽然由于其绝缘结构比较复杂，不能单靠测绝缘电阻和吸收比的方法得出结论，但它仍不失为最重要的试验方法之一。绝缘电阻和吸收比不但能发现绝缘整体受潮，对于检出局部缺陷如电力变压器分接开关传动杆、引出线木夹板、出线套管等部位受潮、脏污或者贯穿性的绝缘损坏，它反映得尤为灵敏。从操作方法上看，测绝缘电阻和吸收比最为简单方便，测试的电源由仪器的自备（手摇）电源或低压电源供给，接线简便，只要注意一般的操作方法，很容易获得准确的测量结果。

绝缘电阻，一般指兆欧表开始转动1分钟后的读数。如果也读出第15秒的读数，就可求得吸收比 $K_a$ ：

$$K_a = \frac{R_{60}}{R_{15}} \quad (18-1-3)$$

式中  $R_{60}$ ——1分钟时兆欧表读数；

$R_{15}$ ——15秒时兆欧表读数。

图18-1-9是一台电力变压器受潮和经干燥后的绝缘电阻与时间的关系曲线。可以看出，干燥后绝缘电阻增加约7倍，吸收比也由1.09增至1.7。

以兆欧表测量电力变压器绕组的绝缘电阻时，按非被测绕组所处的位置，可有下列3种接线方式：

1) 被测绕组接兆欧表的“线路”端子，非被测绕组接兆欧表的“屏蔽”端子，变压器外壳接兆欧表的“地”端子。

2) 被测绕组接“线路”端子，非被测绕组不接线，处于悬浮电位，外壳接“地”端子。

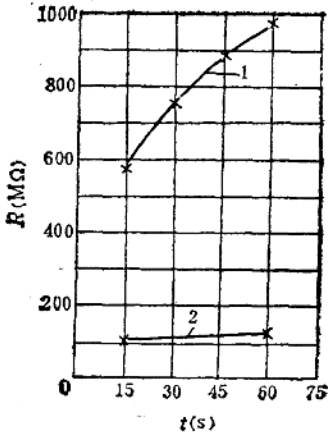


图18-1-9 一台受潮电力变压器干燥前后的绝缘电阻 ( $R$ ) 与时间 ( $t$ ) 的关系  
1—干燥后,  $R_{60}/R_{15}=1.7$  2—干燥前,  
 $R_{60}/R_{15}=1.09$

3) 被测绕组接“线路”端子, 非被测绕组和外壳一起接至兆欧表的“地”端子。

从原理上讲, 第1种方式比较合理, 因为它测出的仅仅是欲测的两个部位之间的绝缘电阻, 不受另一绕组绝缘状况的影响, 便于分析内部故障的部位。第3种接线方式比较简便, 当测绕组对地的绝缘时实际上也测到了绕组之间的绝缘。从测量结果来看, 第1种方式所测绝缘电阻数值比之第3种方式要高些, 而吸收比则较低, 用第1种方式测高压绕组对外壳的绝缘电阻时, 即使未受潮的变压器, 其吸收比也达不到1.3, 因这样接线时测量电流只能通过绝缘油达到外壳, 通过低压绕组到达铁芯的支路因屏蔽而不通, 这时的吸收比主要是绝缘油的吸收比, 而绝缘油和高、低压绕组间的绝缘筒等比较起来, 其吸收现象很不显著。

有的变压器制造厂过去曾采用过第2种接线方式。现多采用第3种方式。国外如英、美、苏、德等国也多采用第3种方式。第3种方式的具体接法规定如表18-1-4。

绝缘电阻的数值和设备的几何尺寸、所采用绝缘材料的性质等有关, 一般应用比较方法进行判断, 即同一台电力变压器前后两次测量结果相比, 或者与同型、同电压等级和同容量的电力变压器相比。在安装现场判断绝缘潮湿程度时, 应与制造厂出厂试验结果相比, 在相同温度下, 绝缘电阻不低于厂家值的70%, 即认为绝缘电阻是合格的。显

表18-1-4 测量电力变压器绝缘时的接线

序号	双绕组变压器		三绕组变压器	
	被测绕组	应接地部位	被测绕组	应接地部位
1	低压	高压、外壳	低压	中压、高压及外壳
2	高压	低压、外壳	中压	低压、高压及外壳
3	—	—	高压	低压、中压及外壳
4	低压及高压	外壳	中压及高压	低压及外壳
5	—	—	低压、中压及高压	外壳

注: 1. 被测绕组各出线头应短接起来后再接至兆欧表。应接地的绕组应短路接地。  
2. 只对容量为15000kVA及以上的变压器才进行表中的第4、5两项测量。

然, 只有在测量方法相同的基础上互相比较才有价值, 因此, 在安装现场也应采用与制造厂统一的试验接线, 以便于对比。

当没有绝缘电阻的出厂试验记录时, 可参考表18-1-5。如实测绝缘电阻值不低于表中数值, 也可认为是合格的。

表18-1-5 新装油浸式电力变压器绝缘电阻的允许值 (MΩ)

高压绕组电压等级 (kV)	温 度 (°C)							
	10	20	30	40	50	60	70	80
3~15.75	450	300	200	130	90	60	40	25
18~44	600	400	270	180	120	80	50	35
60~220	1200	800	540	360	240	160	100	70

注: 同一电力变压器中压和低压绕组的绝缘电阻标准与高压绕组相同。

至于绝缘吸收比, 未受潮的新装电力变压器在10~30°C时应在1.3~2之间, 受潮或绝缘有局部缺陷的电力变压器其值接近1。沈阳变压器厂规定: 35kV及以下的电力变压器吸收比应大于1.3; 60kV及以上的电力变压器, 吸收比应不小于1.5。

变压器长期运行后, 绝缘油逐渐老化, 油中产生的油泥将附着于电力变压器的绕组及各个绝缘部件上, 使绝缘电阻及吸收比都逐渐降低。

(2) 温度的影响 温度对绝缘电阻的影响很大。随着温度增加, 加速了绝缘介质内分子和离子的运动。同时, 温度升高时绝缘层中的水分会溶解



更多的杂质，也使绝缘电阻降低。而当试品温度低于周围空气的“露点”温度时，潮气将在绝缘表面结露，增加了表面泄漏，绝缘电阻也降低，如果试品表面脏污则降低更为显著。

《高压电气设备绝缘预防性试验方法》(原水利电力部技术改进局编)一书对A级绝缘推荐按以下公式作温度换算：

$$R_2 = R_1 10^{\alpha(t_1 - t_2)} \quad (18-1-4)$$

式中  $R_1$ 、 $R_2$ ——温度为  $t_1$ 、 $t_2$  时之绝缘电阻；

$\alpha$ ——系数，对A级绝缘为  $1/40$ 。

同时又指出：不同产品，由于材料成分和绝缘结构的不同，没有一个通用的换算系数。推荐值只能代表某型设备的一般变化趋势，在某一具体设备上未必完全吻合。这样讲是符合实际情况的。

因绝缘电阻是温度的指数函数，式(18-1-4)如改为式(18-1-5)形式，则在概念上比较清楚，也便于记忆：

$$R_2 = R_1 K^{\frac{t_1 - t_2}{10}} \quad (18-1-5)$$

式中  $K = 1.78$  (对应于  $\alpha = 1/40$ )。

式(18-1-5)的意义是：绝缘温度每降低  $10^\circ\text{C}$ ，绝缘电阻即增加为  $K$  倍。

图18-1-10给出两台电力变压器绝缘电阻随温度变化的实测数据。因为绘在半对数坐标纸上，指数曲线便成为直线。从图上可以计算出这两台电力变压器的  $K = 1.55$  (曲线1) 和  $K = 1.68$  (曲线2)，可见不同电力变压器的  $K$  值不都是一样。

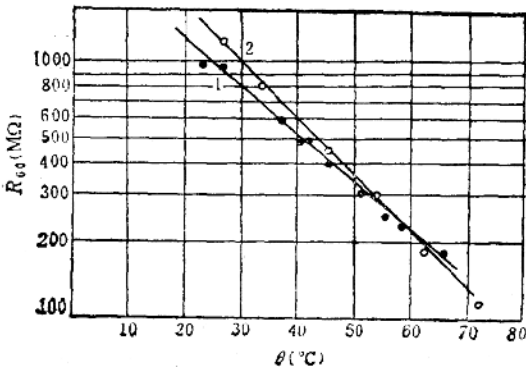


图18-1-10 电力变压器高压绕组的绝缘电阻

( $R_{60}$ ) 与上层油温 ( $\theta$ ) 之关系

1—15000 kVA, 110 kV 电力变压器

2—20000 kVA, 110 kV 电力变压器

对于新装电力变压器，按照表18-1-6的温度换算系数进行换算。

表18-1-6 新装油浸式电力变压器绝缘电阻的温度换算系数

温度差 ( $^\circ\text{C}$ )	5	10	15	20	25	30
换算系数	1.2	1.5	1.8	2.3	2.8	3.4
温度差 ( $^\circ\text{C}$ )	35	40	45	50	55	60
换算系数	4.1	5.1	6.2	7.5	9.2	11.2

表18-1-6是根据温度每降低  $10^\circ\text{C}$  绝缘电阻增加为1.5倍的原则编制的，即相当于式(18-1-5)中的  $K = 1.5$ 。例如制造厂在  $36^\circ\text{C}$  时测得的绝缘电阻为  $430\text{M}\Omega$ ，安装试验时温度为  $21^\circ\text{C}$ ，相差  $36 - 21 = 15^\circ\text{C}$ ，查表18-1-6，温度换算系数为1.8，制造厂试验数据换算到安装试验温度下应为  $430\text{M}\Omega \times 1.8 = 774\text{M}\Omega$ 。故安装试验时所测绝缘电阻应该和  $774\text{M}\Omega$  相比较，不应低于  $774\text{M}\Omega$  的70%，即  $542\text{M}\Omega$ 。

变压器的绝缘吸收比也是随温度变化的，一般当温度升高时，受潮绝缘的吸收比不同程度地降低。图18-1-11示出不同受潮程度的变压器其吸收比  $K_T$  随温度变化的关系曲线。但对于干燥的绝缘，吸收比对温度的变化并不明显。

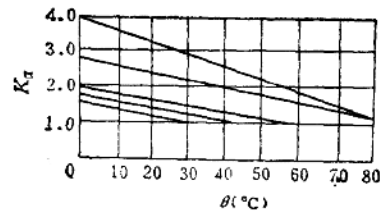


图18-1-11 不同受潮程度的电力变压器的吸收比随温度变化的关系曲线

(3) 试验电压的影响 施加直流电压于绝缘介质一定时间之后传导电流与电压成正比变化，即绝缘电阻为常数。但电压达到一定值(如图18-1-12中的A点)后，电流的增长即快于电压的增长，绝缘电阻开始下降。当电压再升高超过B点时，则电流剧烈增加，绝缘电阻迅速下降，绝缘物即被击穿。

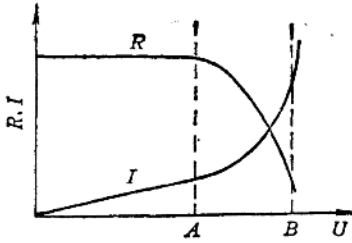


图18-1-12 绝缘介质的绝缘电阻 (R) 和传导电流 (I) 与外施电压 (U) 的关系

测量电力变压器的绝缘电阻时，一般用2500V兆欧表，绝缘良好的变压器，施加以2500伏或更高一些的电压，对绝缘实际上没有影响，远达不到图18-1-12中的A点。但当绝缘存在缺陷时，例如绝缘严重受潮或者局部损坏，情况将不同，可能在较低电压阶段达到图18-1-12中的A点。表18-1-7说明了这种情况。

表18-1-7 试验电压对绝缘电阻的影响

绝缘状态	不同试验电压下的绝缘电阻 (MΩ)		$\frac{R_{2.5}}{R_{20}}$
	2.5kV及以下	20kV	
正常	500~5000	500~5000	小于2
有缺陷	400~2000	200~400	2~5
损坏	10~300	0~20	大于5，一般为10~20

注：表中2.5千伏下的绝缘电阻  $R_{2.5}$  为兆欧表测量数据，20千伏下的绝缘电阻  $R_{20}$  为用高压整流装置测量数据。

因此，对规定采用2500V兆欧表测绝缘的设备，最好不要采用低一级兆欧表测量。

此处顺便说一下电力变压器做泄漏试验的问题。许多试验单位有过以下经验：对电力变压器，特别是新投入运行的电力变压器，凡是测量泄漏电流能发现的缺陷，用测量绝缘电阻的方法几乎也都能发现。绝缘电阻与泄漏电流本质上是一样的，仅电压高低不同而已。但在有些情况下漏泄试验可能发现绝缘电阻未能发现的缺陷，如一台电力变压器的瓷套管发生裂纹，虽绝缘电阻值仍正常，在升高电压测泄漏电流时发现了缺陷。新颁布的《交接试验标准》增加了测量电力变压器绕组连同套管的泄漏电流的项目，并规定泄漏电流数值与前次比较不应有显著变化。电力变压器在不同温度下的泄漏电流标准也可参考表18-1-8。

表18-1-8 电力变压器泄漏电流参考值

电力变压器 额定电压 (kV)	直流试验 电压 (kV)	在下列温度下的泄漏电流 (μA)						
		10°C	20°C	30°C	40°C	50°C	60°C	70°C
>35~220	40	65	100	160	250	400	650	1000
20~35	20	65	100	160	250	400	650	1000
6~15	10	45	70	110	175	300	450	700
3	5	25	40	60	100	150	250	400

测量泄漏电流的接线和试验方法，可参看有关高压电气设备试验涉及电力电缆和避雷器的专著。

(4) 关于使用兆欧表测绕组绝缘电阻的一些问题 兆欧表使用起来简单方便，但要得到准确的测量结果，除去仪表本身应保证一定精确度外，在测量时尚需注意一系列问题。

兆欧表应水平放置，四脚着地，某些兆欧表上附有气泡水准，脚的长短也可调整，很容易达到水平要求。不要把兆欧表放在铁磁物体上使用，除非证明在此情况下读数不受影响。

手摇兆欧表随着转数的增加，其输出电压也上升，当转数达到规定范围时，输出电压即大致达到其额定电压。使用这种摇表，转速不可太慢，以免电压过低，但转速太快也是没有必要的。

接试品前，应先在兆欧表的接线端子短路情况轻轻摇一下，指针应指零，然后去掉短路线，开路下摇一次，指针应指上限∞处，否则说明兆欧表本身有问题，如内部断线、指针卡涩等。开路试验时，如指针逐渐接近而最终不能达到∞，常常是内部电阻受潮变质所致，经过干燥可以恢复正常。上述现象也有时是由于外界磁场或电场的影响，特别在刻度的终端，由于转矩较小，即使是蓄留在表玻璃上的静电荷也可能影响它的指示。如果指针同时超过或不到零刻度及∞刻度，也可能是因指针受到过大冲击已经变弯。

当被试品的电容量较大时，因手摇兆欧表不可能使一转中的每一个角度都具有均匀的速度，在转速高的瞬间兆欧表向试品充电，而转速低的瞬间试品电容蓄集的电荷反过来向兆欧表放电，这就使表针产生周期性的摆动，造成读数困难。遇到这种情况时可以取兆欧表指针摆动的中间点的刻度作为其近似读数。电子管式或电动机驱动的兆欧表可以避免这个缺点，宜用于测量具有大电容的试品。目前有些国产兆欧表，其下限不是零而是5MΩ或2MΩ，用以测量大电容试品时因充电时间长，在开始几秒

(甚至几十秒)时间内指针可能还在下限以下,遇此现象,不要误认为绝缘已经损坏,要摇够一分钟再读数。

使用2500伏或更高电压的兆欧表时,最好将高压引线直接接至试品,不要拖在地上或经过其他绝缘不好的支持物,以免漏电影响读数的准确性。

油浸式电力变压器注油后,需静置一段时间方可测量绝缘,以便绕组缝隙中的气泡得以逸出,以及让油充分地浸润绝缘。静置时间随注油方式和容量大小而不同,大、中型电力变压器一般不宜小于12小时。

为使测得的绝缘电阻特别是吸收比准确,测量之前应将电力变压器绕组短路接地进行放电,时间不少于2分钟。经充分放电的试品接上兆欧表而摇把未转动前,其表针静止不动。如果放电不彻底,表针就要向下限方向摆动。测完绝缘之后应再次放电,以免人接触时受到电击。

对于磁套管一类试品,测量前应注意清扫其表面,例如用干净的棉纱蘸酒精擦拭。在潮湿天气,或者套管表面不能擦得很干净的情况下,为防沿表面漏电,可在套管磁裙间加保护环,保护环用柔软的铜绞线做成,并引至兆欧表的屏蔽端子。

测绝缘电阻的记时方法有两种:一种是先接好试品,转动摇把的同时开始记时;一种是先将兆欧表摇至额定转数,然后突然接入试品,同时记时。实践证明两种方式所得结果差别不大,均可使用。此外,读15秒读数时,时间偏差不要大于1秒,因这时绝缘上升得较快,不大的时间偏差也会影响测量结果的准确性。

### 3. 绕组介质损失角正切值 $\text{tg}\delta$ 的测定

测量绕组的 $\text{tg}\delta$ 的测定是确定电力变压器绝缘特性的主要方法之一,它的灵敏度很高,易于发现绝缘受潮或者贯通性局部缺陷。运行过的电力变压器如绕组上积有油泥,也会使 $\text{tg}\delta$ 值增大。和测绝缘电阻时一样,当电力变压器中充以已经老化的绝缘油时,会使测得的 $\text{tg}\delta$ 值升高。此外,温度、试验电压等高低不同,也影响测量结果。

电力变压器绕组的 $\text{tg}\delta$ 和温度也是指数关系,所以可用直线表示在半对数坐标纸上,例如图18-1-13所示。式(18-1-6)是 $\text{tg}\delta$ 和温度关系的一般表达式:

$$\text{tg}\delta_2 = \text{tg}\delta_1 K^{\frac{t_2 - t_1}{10}} \quad (18-1-6)$$

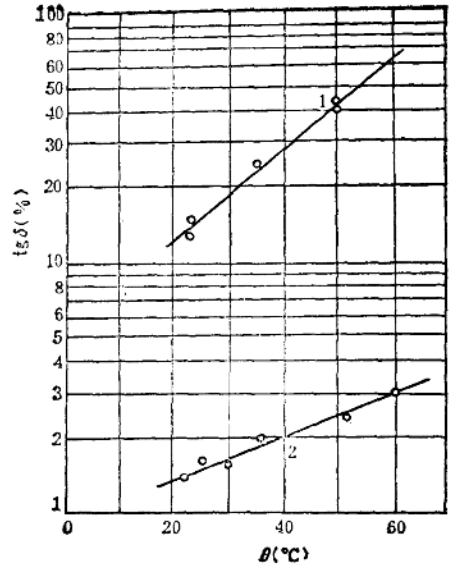


图18-1-13 一台110kV, 15000kVA电力变压器,在潮湿状态及干燥后,其低压绕组对高压绕组及外壳的 $\text{tg}\delta$ 与上层油温 $\theta$ 的关系  
1—潮湿状态 2—干燥后

式(18-1-6)中的 $K$ 与试品所处状态(干燥或潮湿)、绝缘结构和组成绝缘的材料有关,不是一个常数,例如图8-1-13中两条曲线的 $K$ 值分别为1.51(曲线1)和1.21(曲线2),即潮湿绝缘的 $\text{tg}\delta$ 值随温度的变化要大些。

新装电力变压器的 $\text{tg}\delta$ 值,规定按照表18-1-9进行换算,该表18-1-9是根据温度每升高 $10^\circ\text{C}$ 时 $\text{tg}\delta$ 大约增加为1.3倍的原则编制的,即相当式(18-1-6)中 $K=1.3$ 。

表18-1-9 新装油浸式电力变压器绕组 $\text{tg}\delta$ 的温度换算系数

温度差(°C)	5	10	15	20	25	30
换算系数	1.15	1.3	1.5	1.7	1.9	2.2
温度差(°C)	35	40	45	50	55	60
换算系数	2.5	3.0	3.5	4.0	4.6	5.3

例如制造厂在 $32^\circ\text{C}$ 时测得的 $\text{tg}\delta$ 为2.6%,安装试验时的温度为 $17^\circ\text{C}$ ,相差 $32-17=15^\circ\text{C}$ ,查表18-1-9,温度换算系数为1.5,即制造厂数据换算

到安装试验温度下为2.6/1.5=1.73%，故安装试验时所测tgδ值应和1.73%相比较，不应超过此数值的130%，即不应大于2.25%。

使用QS1型高压电桥测量电力变压器的介质损失角正切值tgδ，由于工作电压不高，因而试验电压变化（在10kV以内）对测量结果的影响不大。

油浸式电力变压器的tgδ测量结果实际上包括了两部分的介质损失，即绕组绝缘加绝缘油的损失和套管绝缘的损失，由于这两部分对地电容大小相差悬殊，故两者的tgδ在综合测量结果中所占的比例也不同。这可从以下的分析中看出来。

我们将介质以等值的电容（C）和电阻（R）的并联回路表示，如图18-1-14所示，则

$$\text{tg } \delta = \frac{\dot{U}/R}{\dot{U}\omega C} = \frac{1}{\omega CR} \quad (18-1-7)$$

式中  $\dot{U}$ ——电源电压；  
 $\omega$ ——电源角频率。

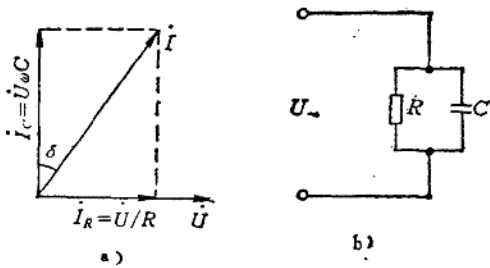


图18-1-14 绝缘介质在交流电压作用下的等值回路和向量图

a) 向量图 b) 等值回路

电力变压器绕组和套管绝缘的等值回路可以用图18-1-15表示，根据式（18-1-7）可导出以下结果：

$$C_E \text{tg } \delta_E = C_Q \text{tg } \delta_Q + C_T \text{tg } \delta_T \quad (18-1-8)$$

式中  $\text{tg } \delta_E$ ——总的介质损失角正切值；  
 $\text{tg } \delta_Q$ 和 $\text{tg } \delta_T$ ——绕组和套管的介质损失角正切值；  
 $C_E$ ——总的电容， $C_E = C_Q + C_T$ ；  
 $C_Q$ 和 $C_T$ ——分别为绕组和套管的电容。

例如一台电力变压器， $C_Q = 17340$ 微微法， $C_T = 46$ 微微法，以之代入式（18-1-8）得

$$17386 \text{tg } \delta_E = 17340 \text{tg } \delta_Q + 46 \text{tg } \delta_T$$

或者写为：

$$\text{tg } \delta_E = \text{tg } \delta_Q + \frac{1}{378} \text{tg } \delta_T$$

可见，综合测量值 $\text{tg } \delta_E$ 主要代表了绕组绝缘和

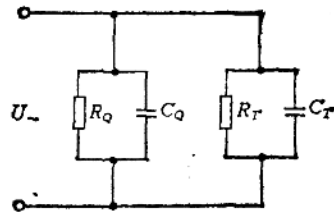


图18-1-15 变压器绝缘的等值回路图

$R_Q$ 、 $C_Q$ —绕组的绝缘电阻及电容  
 $R_T$ 、 $C_T$ —套管的绝缘电阻及电容

油的介质损失。当套管因受潮而 $\text{tg } \delta$ 增大时，综合测量结果中一般不能明显反映出来。

用西林电桥测量电力变压器的 $\text{tg } \delta$ 时，被试绕组应三相短接，非被试绕组也应三相短接并和油箱一起接地。具体应按表18-1-4进行接线。因电力变压器的油箱都是接地的，故通常采用西林电桥的反接线进行测量。应注意，当绕组有中性点引出线，也应与三相短接。

应特别强调，用西林电桥测电力变压器的介质损失角正切值 $\text{tg } \delta$ 时，如被试绕组或者非被试绕组不进行三相短接，而仅对一相接线或接地时，可能对测量结果带来误差，甚至使电桥不能平衡。引起误差的原因可参看有关串级式电压互感器介质损失角正切值测量部分的分析的专著。

使电桥不能平衡，引起误差的原因可分析如下：

以图18-1-16所示JCC-110型电压互感器二次绕组接地时、一次绕组的对地绝缘等值电路为例，由于这种互感器的结构特点，左面一段一次绕组的对地分布电容 $C_g$ 很小，而绝缘电阻 $R_g$ 很大；右面一段的一次绕组的对地分布电容 $C_d$ 较大而绝缘电阻 $R_d$ 较低。如近似地看，可忽略 $C_g$ 和 $R_g$ 的作用（可看作 $C_g$ 和 $R_g$ 都是断开的）。因此，当A点接电桥的 $C_x$ 端，就好象与试品串接了一个大电感线圈。

先看正常情况下西林电桥各臂的电量关系可参看图18-1-17，该图为假定电桥已经平衡的情况，故检流计G无电流，电流通至 $R_3$ ，也就是通过试品的电流 $i_x$ ，通过 $R_4$ 和 $C_4$ 的电流之和等于流过标准电容的电流 $i_N$ （图18-1-17 a），由图18-1-17 b可以看出 $\dot{U}_{CA} = \dot{U}_{CB}$ ， $\dot{U}_{AD} = \dot{U}_{BD}$ ， $\dot{U}_{CA} + \dot{U}_{AD} = \dot{U}_{CD}$ ； $C_N$ 是无损标准电容，故 $i_N$ 的向量超前 $\dot{U}_{CB}$ 向量的角度是 $90^\circ$ ； $R_3$ 是无感电阻，故 $i_x$ 向量与 $\dot{U}_{AD}$ 平行； $i_{R_4}$ 和 $\dot{U}_{CA}$ 同相， $i_{C_4}$ 超前 $\dot{U}_{CA}$ 的角度也是 $90^\circ$ ，同时，

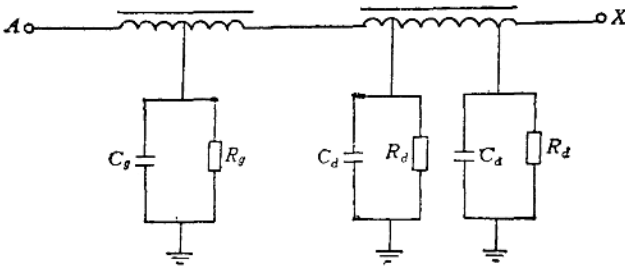


图18-1-16 JCC型电压互感器二次绕组接地时、一次绕组的对地绝缘等值电路

90°。其它关系仍和图18-1-17一样。由此图不难看出，试品串接电感后，虽然试品本身的介质损失角 $\delta_x$ 并无变化，而西林电桥反映出的介质损失角却大为增加，这就是给测量结果带来误差，而使电桥不平衡的原因。

为了分析故障部位，在必要时还应计算出每一绕组单独对地或者绕组之间的 $\lg \delta$ 及电容，以双绕组电力变压器为例，说明如下，参看图18-1-19。

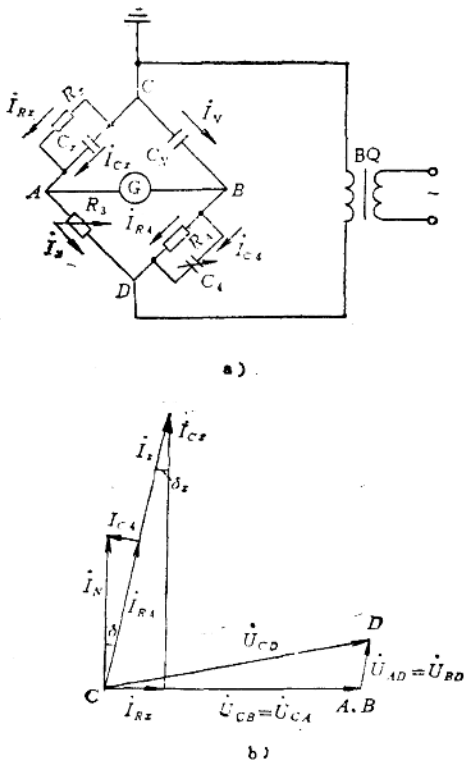


图18-1-17 正常情况下的西林电桥  
a) 接线图 b) 向量图

$i_{Rx} + i_{Cx} = i_x$ ;  $i_{Rd}$ 和 $\dot{U}_{BD}$ 平行，也就是和 $\dot{U}_{AD}$ 平行，所以， $i_{Rd}$ 和 $i_x$ 落在同一线上，而 $i_{Cd}$ 则领先 $\dot{U}_{BD}$  90°；此图假设试品是由 $C_x$ 和 $R_x$ 并联组成。 $i_N$ 和 $i_x$ 的夹角 $\delta$ 就是电桥测得的介质损失角，它和试品本身的介质损失角 $\delta_x$  ( $i_x$ 与 $i_{Cx}$ 的夹角)的大小相同。

再看和试品串联电感 $L$ 后的情况，如图18-1-18，由于试品串联了电感，故 $i_{Rx}$ 和 $\dot{U}_{CA}$ 不再同相，而是落后一个角度； $i_{Cx}$ 领先 $\dot{U}_{CA}$ 的角度也不再是

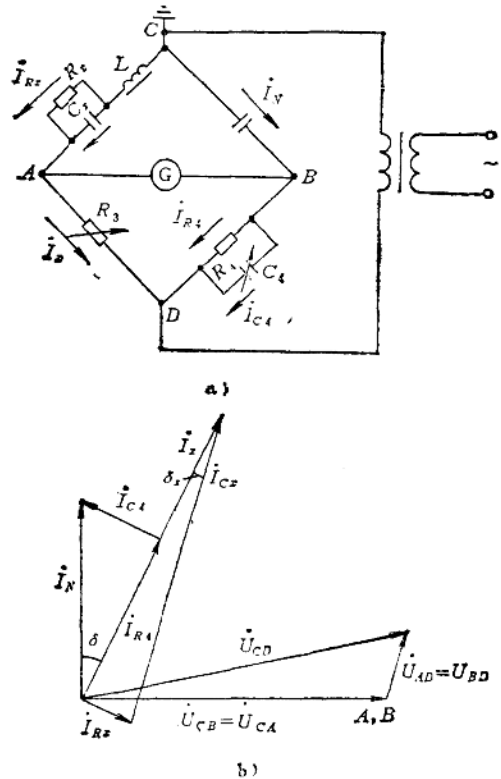


图18-1-18 试品串接电感后的西林电桥  
a) 接线图 b) 向量图

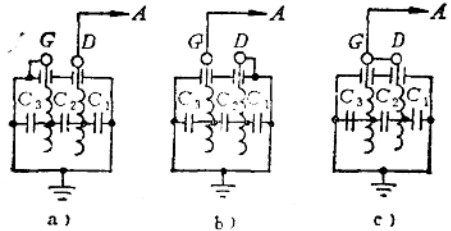


图18-1-19 电力变压器油箱接地时，其绕组的 $\lg \delta$ 和电容的测量  
a) D-G+T b) G-D+T c) G+D-T  
D—低压绕组 G—高压绕组 T—接地的铁芯和油箱 A—接西林电桥的 $C_x$ 端

由图18-1-19 a 可得

$$\left. \begin{aligned} C_D &= C_1 + C_2 \\ \text{tg} \delta_D &= \frac{C_1 \text{tg} \delta_1 + C_2 \text{tg} \delta_2}{C_D} \end{aligned} \right\} \quad (18-1-9)$$

式中  $C_D$ 、 $\text{tg} \delta_D$ ——高压绕组接地时测得的低压绕组的电容及  $\text{tg} \delta$ ；

$C_1$ 、 $C_2$ 、 $\text{tg} \delta_1$ 、 $\text{tg} \delta_2$ ——是如图所示的绝缘分布电容及相应部分的  $\text{tg} \delta$ 。

由图18-1-19 b 可得

$$\left. \begin{aligned} C_C &= C_2 + C_3 \\ \text{tg} \delta_C &= \frac{C_2 \text{tg} \delta_2 + C_3 \text{tg} \delta_3}{C_C} \end{aligned} \right\} \quad (18-1-10)$$

式中  $C_C$ 、 $\text{tg} \delta_C$ ——低压绕组接地时测得的高压绕组的电容及  $\text{tg} \delta$ 。

由图18-1-19 c 可得

$$\left. \begin{aligned} C_{C+D} &= C_1 + C_3 \\ \text{tg} \delta_{C+D} &= \frac{C_1 \text{tg} \delta_1 + C_3 \text{tg} \delta_3}{C_{C+D}} \end{aligned} \right\} \quad (18-1-11)$$

式中  $C_{C+D}$ 、 $\text{tg} \delta_{C+D}$ ——高压和低压绕组并联后测得的电容和  $\text{tg} \delta$ 。

联解式 (18-1-9)、式 (18-1-10)、式 (18-1-11)，可得

$$\left. \begin{aligned} C_1 &= \frac{C_D - C_C + C_{C+D}}{2} \\ C_2 &= C_D - C_1 \\ C_3 &= C_C - C_2 \end{aligned} \right\} \quad (18-1-12)$$

及

$$\left. \begin{aligned} \text{tg} \delta_1 &= \frac{C_D \text{tg} \delta_D - C_C \text{tg} \delta_C + C_{C+D} \text{tg} \delta_{C+D}}{2C_1} \\ \text{tg} \delta_2 &= \frac{C_D \text{tg} \delta_D - C_1 \text{tg} \delta_1}{C_2} \\ \text{tg} \delta_3 &= \frac{C_C \text{tg} \delta_C - C_2 \text{tg} \delta_2}{C_3} \end{aligned} \right\} \quad (18-1-13)$$

测量介质损失角时所用的试验电压，对额定电压为6kV及以下的绕组取额定电压，对额定电压为10kV及以上的绕组取10kV。

电力变压器干燥过程中，有时需要在未注油情况下测量  $\text{tg} \delta$ ，此时所加试验电压应比上述稍低，对35kV及以上的绕组允许施加10kV；35kV以下的绕组取30%额定电压；3kV以下的绕组，最高试验电压为500V。

关于电力变压器  $\text{tg} \delta$  测量结果的判断标准，和绝缘电阻类似，主要采用相互比较的方法。新装电

力变压器判断绝缘潮湿程度时，如所测  $\text{tg} \delta$  值不大于出厂试验值的130%（相同温度下），即认为合格。或者将所测值与表18-1-10比较，不应超过表18-1-10中所列的值。

表18-1-10 新装油浸式电力变压器绕组  $\text{tg} \delta$  的允许值 (%)

高压绕组电压等级	温 度 (°C)						
	10	20	30	40	50	60	70
35kV及以下	1.5	2.0	3.0	4.0	6.0	8.0	11.0
35kV以上	1.0	1.5	2.0	3.0	4.0	6.0	8.0

注：同一电力变压器中压和低压绕组的  $\text{tg} \delta$  标准与高压绕组相同。

如果所测  $\text{tg} \delta$  值大于厂家试验值的130%，同时也不符合表18-1-10的规定时，应取油样测量绝缘油的  $\text{tg} \delta$ ，油不合格应换油。换油后  $\text{tg} \delta$  仍不满足要求时，可将电力变压器加热至制造厂出厂试验时的温度，并在该温度下稳定5小时以上，然后重新测量  $\text{tg} \delta$ 。

#### 4. 诊断电力变压器绝缘潮湿程度的电容法

为判断电力变压器绕组绝缘的潮湿程度，以前还曾使用过所谓“电容法”。

电容法是以电力变压器中的不均匀绝缘介质的吸收现象或者层间极化现象为基础的。这种现象在潮湿的绝缘中比较明显。在单一性的介质中，极化过程几乎是瞬时的，而在潮湿的纸绝缘中这个过程是带有一定滞后时间的。

具有一定介质的电容器的电容量可以下式表示：

$$C = C_g \left( 1 + \frac{k}{1 + \omega^2 \tau^2} \right) \quad (18-1-14)$$

式中  $C_g$ ——几何电容，可用高频率测出；

$k$ ——常数，决定于介质中导电物质的数量及分布形式；

$\omega$ ——交流电的角频率；

$\tau$ ——层间极化过程的时间常数，决定于介质性质、半导体物质数量及分布形式。

式 (18-1-14) 说明，当  $k$  一定时，电容  $C$  随频率的降低而增大。

当介质温度升高时分子活动比较容易，其中所含杂质的导电性提高，使时间常数  $\tau$  减小。故在某频率下温度升高使介质内部层间极化现象表现得更加完全，因而热态下的电容大于冷态电容。

所以，受潮的电力变压器绝缘介质的电容量决定于频率和温度，而且绝缘愈是潮湿，其电容随频率和温度的变化愈显著。这就是电容法的根据。

工程上采用过的方法，有电容-温度法(测 $C_m/C_N$ 值)、电容-频率法(测 $C_2/C_{50}$ ，即每秒2周波电容与每秒50周波电容之比)等。

电容法的主要缺点是灵敏度太低，受潮变压器与干燥变压器所测结果的比值， $C_m/C_N$ 一般在2以内， $C_2/C_{50}$ 也不超过4倍，和绝缘电阻与介质损失角正切值 $\tan \delta$ 测量的灵敏度比较，可能相差一个到二个数量级。此外， $C_m/C_N$ 的测量还要求变压器加温，也造成不便，因此，判断绝缘潮湿程度的电容法，实际上已经淘汰，目前已很少有人再用此法。所以，关于电容法就不再赘述。

**(二) 绝缘的工频交流耐压诊断试验**

交流耐压是以模拟电气设备承受过电压的形式，对绝缘作最后一次检验，如果绝缘处于潮湿状态或者存在局部缺陷，就会在试验电压下被击穿。因此应在所有其他绝缘特性试验均已做完，证明绕组绝缘处于良好状态、未发现局部缺陷、绝缘油也合格，然后才对电力变压器进行耐压试验。

交流耐压试验按照图18-1-20进行接线。被试变压器绕组各端短路后引向试验变压器的高压套管端部。非被试绕组也应短路起来和外壳一起可靠接地。此外，当电力变压器采用电容套管时，应将接地端子可靠接地。

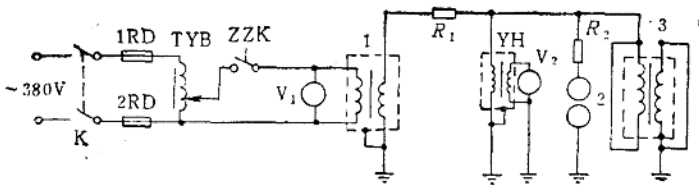


图18-1-20 电力变压器主绝缘的工频耐压试验接线图  
1—试验变压器 2—保护球间隙 3—被试电力变压器

电力变压器主绝缘的工频交流耐压试验电压值按表18-1-11，持续时间为1分钟。注意此表适用于充油电力变压器，对于干式变压器其交接试验电压应为出厂试验电压的85%。

在耐压试验过程中，应严密注意试验仪表的指示及电力变压器油箱中的音响等现象。如果未发现油箱中有放电声、放出气体、冒烟，以及仪表指示

表18-1-11 电力变压器的工频试验电压值 (kV)

变压器 额定电压	3	6	10	15	20	35	44	60	110	154	220	330
制造厂 试验电压	18	25	35	45	55	85	95	140	200		400	510
交接试 验电压	15	21	30	38	47	72	81	120	170 (195)	(270)	340	

注：括号中数值适用于中性点非直接接地系统。

没有不正常变化，则认为试验合格。在35~220kV级变压器绕组进行工频交流耐压试验中，如果发现变压器中有个别轻微噼啪声，或者不大的金属碰击声，但未引起试验装置工作状态的变化(例如仪表指示有变动、保护球隙发生放电等现象)，并且只在全试验电压下发现，而在复试中又自行消失，则应作为试验合格。上述音响一般是变压器油中存在的气泡在强电场下游离放电所引起，放电后气泡逸走，故复试时上述现象不重复出现。因此，电力变压器注油后一定要静置一段时间再进行绝缘试验。

如果再一次试验时仍有局部放电声，允许在采取措施(例如加热、滤油、摇动器身、再行干燥等)后进行复试，而无须拆开电力变压器。但如再次复试仍发现油箱中有放电现象，试验装置工作状态有变化或有烟放出，则必须吊芯或吊起变压器的钟罩式外壳，仔细检查变压器芯子，消除放电原因后方可再行试验。试验中要特别注意倾听内部放电声音的特征，响亮的金属撞击声多是油隙击穿现象，电流表突然增大伴随着低沉的放电声，往往是固体绝缘爬电引起，铁芯接地线断开则会引起噼噼叭叭的放电声。

**1. 调压方式的选择**

调压装置应优先选用自耦调压器。它体积小，电压波形畸变不大。试验容量较大时可采用移圈式调压器，它的优点是平滑接触，缺点是漏抗较大，使电压波形发生畸变。不推荐用可变电阻器调压，因为试验变压器激磁电流中的高次谐波在变阻器电阻上的压降，能使试验电压波形畸变，影响试验的准确性。另外，当接近电流谐振时，流过电阻的电流突然减小，电阻上压降也突然减小，使输出电压突然升高。而且电阻调压时的能量损耗也远大于其他调压方式。

施工现场很少使用感应调压器，因它的性能和移圈式调压器相近，而价格较贵。制造部门或科研部门的高压试验室多使用专门的同期发电机作调压设备，其电压波形畸变最小，调压也很方便，只是投资太大。施工现场可能遇到用小型水轮发电机或柴油发电机作调压设备的情况，使用时应注意机组转速调节和励磁调节的稳定性，以及可能发生的自动磁现象。

2. 试验变压器

试验变压器的特点是容量小、电压高，运行中不会受到大气过电压侵袭，因而其绝缘裕度较小，一般出厂试验电压为额定电压的1.1~1.3倍。它的漏抗比同样电压等级的电力变压器要大。

试验变压器并不是按照长期运行设计的，一般允许在额定电压和额定负载下运行半小时，较高电压等级（例如250kV以上）的试验变压器允许持续运行的时间还要短一些。

施工现场常用的试验变压器的性能可参看表18-1-12。

表18-1-12 YDJ型试验变压器技术数据

型 号	额定容量 (kVA)	额定电压 (kV)		损耗 (W)		短路电压 (%)	空载电流 (%)	重量 (kg)
		高压	低压	空载	短路			
YDJ-3/35	3	35	0.20	113	75	3.5	5.0	106
YDJ-100/35	100	35	0.40	240	1800			415
YDJ-200/35	200	35	0.40	1800	3640	5.5	10.6	965
YDJ-5/50	5	50	0.20	110	340	8.0	4.0	110
YDJ-50/50	50	50	0.38	800	700	8.5	15.0	750
YDJ-100/50	100	50	0.40	1000	1620	5.7	7.8	880
YDJ-10/100	10	100	0.20	150	850	10.0	4.0	358
YDJ-25/100	25	100	0.38	1200	330	6.5	16.1	1100
YDJ-50/100	50	100	0.38	800	640	4.4	25.0	480
YDJ-100/100	100	100	0.40	820	2100	8.5	5.8	890
YDJ-25/150	25	150	0.38	750	650	8.0	12.0	1610
YDJ-75/150	75	150	0.22	1150	1645	6.0	11.5	1350
YDJ-100/150	100	150	0.38	1600	2140	8.5	14.8	2690
YDJ-250/250	250	250	0.38	1300	5590	10.45	6.15	2500

注：Y—试验变压器；D—单相；J—油浸自冷式。

用试验变压器进行历时1分钟的耐压试验时，一般可以允许过载50%。有时以电压互感器充作试验变压器，因互感器是按长时工作考虑的，因此过载倍数可以更大些，在1分钟内可以过载200%~300%，而不致使绕组过热。应该注意，当试验变压器过载使用时，电流在漏抗上的压降也以相应的

倍数增大。

3. 试验电压的测量

做耐压诊断试验时，试验变压器的负载实际上是容性负载，与按额定变比计算的电压比较，电容电流在试验变压器漏抗上的压降会使输出电压升高，如图18-1-21所示。如若将其看为带容性负载后试验变压器的变比有所增大，那末，新的变比K就可式(18-1-15)估算出来：

$$K = K_e \left( 1 + \frac{U_e}{U_n} \times \frac{U_K\%}{100} \times \frac{I_c}{I_n} \right) \tag{18-1-15}$$

- 式中  $K_e$ ——试验变压器的额定变比；
- $U_e$ ——试验变压器高压侧额定电压；
- $U_n$ ——试验电压；
- $U_K\%$ ——试验变压器的短路电压(%)；
- $I_c$ ——在试验电压下流过试品的电容电流；
- $I_n$ ——试验变压器高压绕组的额定电流。

例如，使用10kVA、额定电压为100/0.2千伏、额定电流为0.1/50A、短路电压  $U_K\%$  为10%的YDJ-10/100型试验变压器，对一台110/10.5kV、20000kVA的变压器低压绕组作耐压诊断试验，试验电压为30kV。如测得该被试变压器10.5kV低压绕组对地和对高压绕组的电容为12000pF，则求出  $I_c$  值后，将已知值代入(18-1-15)式：

$$I_c = \omega C U = 314 \times 12000 \times 10^{-12} \times 30000 = 0.113$$

$$\begin{aligned} \therefore K &= K_e \left( 1 + \frac{100}{30} \times \frac{10}{100} \times \frac{0.113}{0.1} \right) \\ &= 1.38 K_e \end{aligned}$$

也就是说，相当于试验变压器的变比增加了38%。然而，准确、可靠的办法是在试验变压器高压侧直接测量电压，避免通过公式从低压换算。常用电压互感器和试品并在一起以直接测量电压，如图18-1-20所示。当没有足够高电压的电压互感器时，可采用下列办法：

1) 用接在高压侧的标准球隙，在接上试品时校核低压侧的电压表。升压到不低于80%的试验电压，在此过程中读取点数，作出曲线，并将曲线延伸至试验电压。用球隙测电压时必须进行几次预放电，直到电压稳定后才能读数。在放电电压的40%以前，电压的上升速度可以是任意的，然后按每秒增加3%的放电电压均匀上升，以三次放电电压的平均值作为球隙放电电压，每一读数与平均值之差应小于3%。球隙的构造和一定直径下球隙的放电电



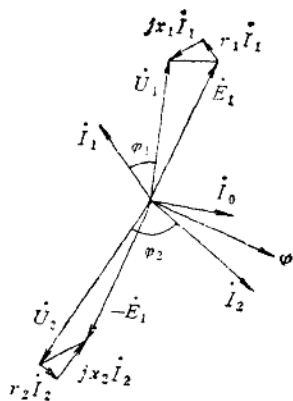


图18-1-21 电力变压器带容性负载时的向量图

压值应符合GB311.1~6-83的规定。

2) 试验现场往往不具备标准球隙, 可用额定电压不低于50%试验电压的电压互感器和静电电压表, 在接上试品时校核低压侧的电压表, 和用标准球隙一样, 作出曲线并延伸至试验电压。应该指出, 有些试验变压器, 除了高压和低压绕组之外, 还有一个绕在同一铁芯上的“测量绕组”, 对大电容试品作耐压试验时, 通过测量绕组测得的电压经换算后, 仍然低于试品所承受的实际电压, 因为测量绕组受初级绕组漏抗压降的影响。

#### 4. 保护装置

为防止试验电压突然升高, 在试验接线时应采用保护球间隙 (参看图18-1-20)。球隙的放电电压应整定在试验电压的115%~120%, 还应串联一个电阻 $R_2$ , 以限制放电电流。 $R_2$ 的阻值按每伏1 $\Omega$ 选取。由于大电流会使故障扩大或使试验变压器承受过大的电动力, 为防止试品被击穿, 应在试品回路中串联电阻 $R_1$  (图18-1-20)。其阻值应按每伏约0.1 $\Omega$ 选取, 还应按预计的电容电流大小来估算电阻的容量, 以防其在试验过程中因容量太小而过热或甚至烧断。

#### 5. 升压速度及其他注意事项

耐压试验时, 不得以突然合闸的方式将试验电压加于试品。一般规定, 在试验电压40%以前, 试验电压的上升速度可以任意, 其后的上升速度必须均匀, 每秒约上升3%的试验电压, 升至试验电压并保持规定的时间后, 应在5秒钟内将电压均匀地降至试验电压的25%以下, 然后切断电源。

油浸式电力变压器的耐压诊断试验, 应在注油并静置一段时间后进行, 以免油中气泡在高电压下

游离而引起放电。其静置时间视容量大小和注油方式而定, 一般大、中型电力变压器不宜少于24~36小时, 对真空注油或注油后抽真空者, 静置时间可以略短。

应该说明, 耐压试验虽为重要的诊断试验项目之一, 但新装大、中型的电力变压器极少会发生绝缘击穿现象, 就是小型电力变压器也很少发生, 这是因为, 一方面在变压器检修或制造后, 已在大修厂或电力变压器制造厂进行过出厂耐压试验, 另外, 油浸式电力变压器的主绝缘以变压器油起主要作用, 而绝缘油一般是不容易出问题的。因此, 电压超过35kV级的电力变压器, 当试验设备有困难时, 可以不进行耐压试验。

### (三) 绕组直流电阻的测定

测量绕组直流电阻的目的是为了检查绕组的接触部分是否良好, 例如分接开关接触是否可靠、连接螺丝是否拧紧、焊接接头是否有缺陷、多股导线并联的绕组是否有断股等。一般电力变压器的结构都允许倒换分接头时不吊芯或放油, 因此应测量所有分接位置下的直流电阻。对于带负载调压的电力变压器, 须用电动操作来改变分接头的位置, 并应在升压和降压两个方向进行测量。

测量绕组电阻一般可采用电压降法或者电桥法。

以电压降法测直流电阻的接线如图18-1-22。电力变压器绕组的直流电阻数值均甚小, 因此测量时电压表应接在电流引线的内侧, 以免测量结果中计入电流表线圈及接触电阻上的压降。所用表计应不低于0.5级的磁电式电流表和毫伏表, 计算测量结果时应考虑仪表本身的校正值。表计量程选择以表针指到表盘后半部为适宜。应先接通电源、后接通毫伏表, 测完后先断开毫伏表、后切除电源, 以免绕组电感因电流突变而产生的反电动势将毫伏表打坏。当毫伏表内阻较小时, 被测绕组的电阻 $R$ 可

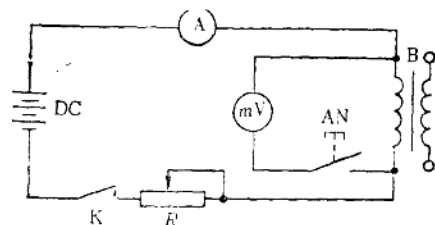


图18-1-22 用电压降法测量变压器绕组的直流电阻