摘要：电力变压器是电力系统中最关键的设备之一，它承担着电压变换，电能分配和传输，并提供电力服务。因此，变压器的正常运行是对电力系统安全、可靠、优质、经济运行的重要保证，必须最大限度地防止和减少变压器故障和事故的发生。但由于变压器长期运行，故障和事故总不可能完全避免，且引发故障和事故又出于众多方面的原因。如外力的破坏和影响，不可抗拒的自然灾害，安装、检修、维护中存在的问题和制造过程中遗留的设备缺陷等事故隐患，特别是电力变压器长期运行后造成的绝缘老化、材质劣化及预期寿命的影响，已成为发生故障的主要因素。同时，部分工作人员业务素质不高、技术水平不够或违章作业等，都会造成事故或导致事故的扩大，从而危及电力系统的安全运行……  
  
关键词：电力变压器故障电力系统分析诊断  
  
  
  
--------------------------------------------------------------------------------  
  
第一章变压器故障  
  
　　油浸电力变压器的故障常被分为内部故障和外部故障两种。内部故障为变压器油箱内发生的各种故障，其主要类型有：各相绕组之间发生的相问短路、绕组的线匝之间发生的匝问短路、绕组或引出线通过外壳发生的接地故障等。外部故障为变压器油箱外部绝缘套管及其引出线上发生的各种故障，其主要类型有：绝缘套管闪络或破碎而发生的接地<通过外壳)短路，引出线之间发生相问故障等而引起变压器内部故障或绕组变形等。变压器的内部故障从性质上一般又分为热故障和电故障两大类。热故障通常为变压器内部局部过热、温度升高。根据其严重程度，热性故障常被分为轻度过热(一般低于150℃)、低温过热(150—300℃)、中温过热(300～700℃)、高温过热(一般高于700℃)四种故障隋况。电故障通常指变压器内部在高电场强度的作用下，造成绝缘性能下降或劣化的故障。根据放电的能量密度不同，电故障又分为局部放电、火花放电和高能电弧放电三种故障类型。  
  
由于变压器故障涉及面较广，具体类型的划分方式较多，如从回路划分主要有电路故障、磁路故障和油路故障。若从变压器的主体结构划分，可分为绕组故障、铁心故障、油质故障和附件故障。同时习惯上对变压器故障的类型一般是根据常见的故障易发区位划分，如绝缘故障、铁心故障、分接开关故障等。而对变压器本身影响最严重、目前发生机率最高的又是变压器出口短路故障，同时还存在变压器渗漏故障、油流带电故障、保护误动故障等等。所有这些不同类型的故障，有的可能反映的是热故障，有的可能反映的是电故障，有的可能既反映过热故障同时又存在放电故障，而变压器渗漏故障在一般情况下可能不存在热或电故障的特征。  
  
因此，很难以某一范畴规范划分变压器故障的类型，本书采用了比较普遍和常见的变压器短路故障、放电故障、绝缘故障、铁心故障、分接开关故障、渗漏油气故障、油流带电故障、保护误动故障等八个方面，按各自故障的成因、影响、判断方法及应采取的相应技术措施等，分别进行描述。  
  
第一节短路故障  
  
变压器短路故障主要指变压器出口短路，以及内部引线或绕组间对地短路、及相与相之间发生的短路而导致的故障。  
  
变压器正常运行中由于受出口短路故障的影响，遭受损坏的情况较为严重。据有关资料统计，近年来，一些地区110kV及以上电压等级的变压器遭受短路故障电流冲击直接导致损坏的事故，约占全部事故的50％以上，与前几年统计相比呈大幅度上升的趋势。这类故障的案例很多，特别是变压器低压出口短路时形成的故障一般要更换绕组，严重时可能要更换全部绕组，从而造成十分严重的后果和损失，因此，尤应引起足够的重视。  
  
出口短路对变压器的影响，主要包括以下两个方面。  
  
1．短路电流引起绝缘过热故障  
  
变压器突发短路时，其高、低压绕组可能同时通过为额定值数十倍的短路电流，它将产生很大的热量，使变压器严重发热。当变压器承受短路电流的能力不够，热稳定性差，会使变压器绝缘材料严重受损，而形成变压器击穿及损毁事故。  
  
变压器发生出口短路时，短路电流的绝对值表达式为  
  
（1-1）  
  
式中(n)——短路类型的角标；  
  
——比例系数，其值与短路类型有关；  
  
——所求短路类型的正序电流绝对值。  
  
不同类型短路的正序电流绝对值表达式为  
  
（1-2）  
  
式中E——故障前相电压  
  
Xl——等值正序阻抗  
  
——附加阻抗。  
  
　变压器的出口短路主要包括：三相短路、两相短路、单相接地短路和两相接地短路等几种类型。据资料统计表明，在中性点接地系统中，单相接地短路约占全部短路故障的65％，两相短路约占10％～15％，两相接地短路约占15％一20％，三相短路约占5％，其中以三相短路时的短路电流值最大，国标GBl094·5--85中就是以三相短路电流为依据的。  
  
忽略系统阻抗对短路电流的影响，则三相短路表达式为  
  
（1-3）  
  
式中／5；’I三相短路电流；  
  
U－变压器接人系统的额定电压  
  
Zt－变压器短路阻抗；  
  
IN－变压器额定电流；  
  
UN－变压器短路电压百分数。  
  
对220kV三绕组变压罪而言，高压对中、低压的短路阻抗一般在10％一30％之间，中压对低压的短路阻抗一般在10％以下，因此变压器发生短路故障时，强大的短路电流致使变压器绝缘材料受热损坏。  
  
2．短路电动力引起绕组变形故障  
  
变压器受短路冲击时，如果短路电流小，继电保护正确动作，绕组变形将是轻微的；如果短路电流大，继电保护延时动作甚至拒动，变形将会很严重，甚至造成绕组损坏。对于轻微的变形，如果不及时检修，恢复垫块位置，紧固绕组的压钉及铁轭的拉板、拉杆，加强引线的夹紧力，在多次短路冲击后，由于累积效应也会使变压器损坏。因此诊断绕组变形程度、制订合理的变压器检修周期是提高变压器抗短路能力的一项重要措施。  
  
绕组受力状态如图1—1、图1—2所示。由于绕组中漏磁中。的存在，载流导线在漏磁作用下受到电动力的作用，特别是在绕组突然短路时，电动力最严重。漏磁通常可分解为纵轴分量月和横轴分量月，。纵轴磁场月使绕组产生辐向力，而横轴磁场月·使绕组受轴向力。轴向力使整个绕组受到张力P1，在导线中产生拉伸应力。而内绕组受到压缩力P2，导线受到挤压应力。  
  
  
  
图1—1变压器绕组漏磁及受力示意图图l—2变压器绕组受力分析图  
  
轴向力的产生分为两部分，一部分是由于绕组端部漏磁弯曲部分的辐向分量与载流导体作用而产生。它使内、外绕组都受压力：由于绕组端部磁场B’最大因而压力也最大，但中部几乎为零，绕组的另一端力的方向改变。轴向力的另一部分是由于内外安匝不平衡所产生的辐向漏磁与载流导体作用而产生，该力使内绕组受压，外绕组受拉；安匝不平衡越大，该轴向力也越大。  
  
因此，变压器绕组在出口短路时，将承受很大的轴向和辐向电动力。轴向电动力使绕组向中间压缩，这种由电动力产生的机械应力，可能影响绕组匝间绝缘，对绕组的匝间绝缘造成损伤；而辐向电动力使绕组向外扩张，可能失去稳定性，造成相间绝缘损坏。电动力过大，严重时可能造成绕组扭曲变形或导线断裂。  
  
对于由变压器出口短路电动力造成的影响，判断主变压器绕组是否变形，过去只采取吊罩检查的方法，目前一些单位采用绕组变形测试仪进行分析判断，取得了一些现场经验，如有些地区选用TDT—1型变压器绕组变形测试仪进行现场测试检查，通过对主变压器的高、中、低压三相的九个绕组分别施加l0kHz至lkHz高频脉冲，由计算机记录脉冲波形曲线并储存。通过彩色喷墨打印，将波形绘制出图，显示正常波形与故障后波形变化的对比和分析，试验人员根据该仪器特有的频率和波形，能比较科学地准确判断主变压器绕组变形情况。  
  
对于变压器的热稳定及动稳定，在给定的条件下，仍以设计计算值为检验的依据，但计算值与实际值究竟有无误差，尚缺少研究与分析，一般情况下是以设计值大于变压器实际承受能力为准的。目前逐步开展的变压器突发短路试验，将为检验设计、工艺水平提供重要的依据。变压器低压侧发生短路时，所承受的短路电流最大，而低压绕组的结构一般采用圆筒式或螺旋式多股导线并绕，为了提高绕组的动稳定能力，绕组内多采用绝缘纸筒支撑，但有些厂家仅考虑变压器的散热能力，对于其动稳定，则只要计算值能够满足要求，便将支撑取消，于是当变压器遭受出口短路时，由于动稳定能力不足，而使绕组变形甚至损坏。  
  
3．绕组变形的特点  
  
通过检查发生故障或事故的变压器进行和事后分析，发现电力变压器绕组变形是诱发多种故障和事故的直接原因。一旦变压器绕组已严重变形而未被诊断出来仍继续运行，则极有可能导致事故的发生，轻者造成停电，重者将可能烧毁变压器。致使绕组变形的原因，主要是绕组机械结构强度不足、绕制工艺粗糙、承受正常容许的短路电流冲击能力和外部机械冲击能力差。因此变压器绕组变形主要是受到内部电动力和外部机械力的影响，而电动力的影响最为突出，如变压器出口短路形成的短路冲击电流及产生的电动力将使绕组扭曲、变形甚至崩溃。  
  
(1)受电动力影响的变形。  
  
1)高压绕组处于外层，受轴向拉伸应力和辐向扩张应力，使绕组端部压钉松动、垫块飞出，严重时，铁轭夹件、拉板、紧固钢带都会弯曲变形，绕组松弛后使其高度增加。  
  
2)中、低压绕组的位置处于内柱或中间时，常受到轴向和辐向压缩力的影响，使绕组端部紧固压钉松动，垫块位移；匝间垫块位移，撑条倾斜，线饼在辐向上呈多边形扭曲。若变形较轻，如35kv线饼外圆无变形，而内圆周有扭曲，在辐向上向内突出，在绕组内衬是软纸筒时这种变形特别明显。如果变压器受短路冲击时，继电保护延时动作超过2s，变形更加严重，线饼会有较大面积的内凹、上翘现象。测量整个绕组时往往高度降低，如果变压器继续投运，变压器箱体振动将明显增大。  
  
3)绕组分接区、纠接区线饼变形。这是由于分接区和纠接区(一般在绕组首端)安匝不平衡，产生横向漏磁场，使短路时线饼受到的电动力比正常区要大得多，所以易产生变形和损坏。特别是分接区线饼，受到有载分接开关造成的分接段短路故障时，绕组会变形成波浪状，而影响绝缘和油道的通畅。  
  
4)绕组引线位移扭曲。这是变压器出口短路故障后常发生的情况，由于受电动力的影响，破坏了绕组引线布置的绝缘距离。如引线离箱壁距离太近，会造成放电，引线间距离太近，因摩擦而使绝缘受损，会形成潜伏性故障，并可能发展成短路事故。  
  
(2)受机械力影响的变形。  
  
变压器绕组整体位移变形。这种变形主要是在运输途中，受到运输车辆的急刹车或运输船舶撞击晃动所致。据有关报道，变压器器身受到大于3g(g为重力加速度)重力加速的冲击，将可能使线圈整体在辐向上向一个方向明显位移。  
  
4．技术改进和降低短路事故的措施  
  
基于上述，为防止绕组变形，提高机械强度，降低短路事故率，些制造厂家和电力用户提出并采取了如下技术改进措施及减少短路事故的措施。  
  
(1)技术改进措施。  
  
　　1)电磁计算方面。在保证性能指标、温升限值的前提下，综合考虑短路时的动态过程。从保证绕组稳定性出发，合理选择撑条数、导线宽厚比及导线许用应力的控制值，在进行安匝平衡排列时根据额定分接和各级限分接情况整体优化，尽量减小不平衡安匝。考虑到作用在内绕组上的轴向内力约为外绕组的两倍，因此尽可能使作用在内绕组上的轴向外力方向与轴向力的方向相反。  
  
2)绕组结构方面。绕组是产生电动力又直接承受电动力的结构部件，要保证绕组在短路时的稳定性，就要针对其受力情况，使绕组在各个方向有牢固的支撑。具体做法如在内绕组内侧设置硬绝缘筒，绕组外侧设置外撑条，并保证外撑条可靠地压在线段上。对单螺旋低压绕组首末端均端平一匝以减少端部漏磁场畸变。对等效轴向电流大的低压和调压绕组，针对其相应的电动力，采取特殊措施固定绕组出头，并在出头位置和换位处采用适形的垫块，以保证绕组稳定性。  
  
3)器身结构方面。器身绝缘是电动力传递的中介，要保证在电动力作用下，各方向均有牢固的支撑和减小相关部件受力时的压强。在设计时采用整体相套装结构，内绕组硬绝缘筒与铁心柱间用撑板撑紧．以保证内绕组上承受的压应力均匀传递到铁心柱上；合理布置压钉位置和选择压钉数量，并设计副压板，以减小压钉作用到绝缘压板上的压强和压板的剪切应力。  
  
4)铁心结构方面。轴向电动力最终作用在铁心框架结构上。如果铁心固定框架出现局部结构失稳和变形，将导致绕组失稳而变形损坏。因此，设计铁心各部分结构件时，强度要留有充分的裕度，各部件间尽量采用无间隙配合和互锁结构，使变压器器身成为—个坚固的整体。  
  
5)工艺控制和工艺手段。对一些关键工序，如垫块预处理、绕组绕制、绕组压装、相套装、器身装配时预压力控制等方面，进行严格的工艺控制，以保证设计要求。  
  
按上述措施构思设计生产的一台31．5MVA、ll0kV双绕组有载调压电力变压器，在国家变压器质检中心强电流试验室一次通过短路试验，试验前后最大的电抗差仅0．3％，取得了显著的效果。  
  
(2)减少短路事故的措施。  
  
1)优化选型要求。选型应选用能顺利通过短路试验的变压器并合理确定变压器的容量，合理选择变压器的短路阻抗。  
  
2)优化运行条件。要提高电力线路的绝缘水平，特别是提高变压器出线一定距离的绝缘水平，同时提高线路安全走廊和安全距离要求的标准，降低近区故障影响和危害，包括重视电缆的安装检修质量(因电缆头爆炸大多相当于母线短路)；对重要变电站的中、低压母线，考虑全封闭，以防小动物侵害；提高对开关质量的要求，防止发生拒分等。  
  
3)优化运行方式。确定运行方式要核算短路电流，并限制短路电流的危害。如采取装备用电源自投装置后开环运行，以减少短路时的电流和简化保护配置；对故障率高的非重要出线，可考虑退出重合闸保护；提高速切保护性能，压缩保护时间；220kV及以上电压等级的变压器尽量不直接带l0kV的地区电力负荷等。  
  
　　4)提高运行管理水平。首先要防止误操作造成的短路冲击；要加强变压器的适时监测和检修，及时发现变压器的变形强度，保证变压器的安全运行。  
  
第二节放电故障  
  
根据放电的能量密度的大小，变压器的放电故障常分为局部放电、火花放电和高能量放电三种类型。  
  
一、放电故障对变压器绝缘的影响  
  
　放电对绝缘有两种破坏作用：一种是由于放电质点直接轰击绝缘，使局部绝缘受到破坏并逐步扩大，使绝缘击穿。另一种是放电产生的热、臭氧、氧化氮等活性气体的化学作用，使局部绝缘受到腐蚀，介质损耗增大，最后导致热击穿。  
  
(1)绝缘材料电老化是放电故障的主要形式。  
  
1)局部放电引起绝缘材料中化学键的分离、裂解和分子结构的破坏。  
  
2)放电点热效应引起绝缘的热裂解或促进氧化裂解，增大了介质的电导和损耗产生恶性循环，加速老化过程。  
  
3)放电过程生成的臭氧、氮氧化物遇到水分生成硝酸化学反应腐蚀绝缘体，导致绝缘性能劣化。  
  
4)放电过程的高能辐射，使绝缘材料变脆。  
  
5)放电时产生的高压气体引起绝缘体开裂，并形成新的放电点，  
  
(2)固体绝缘的电老化。固体绝缘的电老化的形成和发展是树枝状，在电场集中处产生放电，引发树枝状放电痕迹，并逐步发展导致绝缘击穿。  
  
(3)液体浸渍绝缘的电老化。如局部放电一般先发生在固体或油内的小气泡中，而放电过程又使油分解产生气体并被油部分吸收，如产气速率高，气泡将扩大、增多，使放电增强，同时放电产生的X—蜡沉积在固体绝缘上使散热困难、放电增强、出现过热，促使固体绝缘损坏。  
  
二、放电故障的类型与特征  
  
1．变压器局部放电故障  
  
　　在电压的作用下，绝缘结构内部的气隙、油膜或导体的边缘发生非贯穿性的放电现称为局部放电。  
  
　　局部放电刚开始时是一种低能量的放电，变压器内部出现这种放电时，情况比较复杂，根据绝缘介质的不同，可将局部放电分为气泡局部放电和油中局部放电；根据绝缘部位来分，有固体绝缘中空穴、电极尖端、油角间隙、油与绝缘纸板中的油隙和油中沿固体绝缘表面等处的局部放电。  
  
(1)局部放电的原因。  
  
1)当油中存在气泡或固体绝缘材料中存在空穴或空腔，由于气体的介电常数小，在交流电压下所承受的场强高，但其耐压强度却低于油和纸绝缘材料，在气隙中容易首先引起放电。  
  
2)外界环境条件的影响。如油处理不彻底下降使油中析出气泡等，都会引起放电。  
  
3)由寻：制造质量不良。如某些部位有尖角高而出现放电。带进气泡、杂物和水分，或因外界气温漆瘤等，它们承受的电场强度较  
  
4)金属部件或导电体之间接触不良而引起的放电。局部放电的能量密度虽不大，但若进一步发展将会形成放电的恶性循环，最终导致设备的击穿或损坏，而引起严重的事故。  
  
(2)放电产生气体的特征。放电产生的气体，由于放电能量不同而有所不同。如放电能量密度在10-9C以下时，一般总烃不高，主要成分是氢气，其次是甲烷，氢气占氢烃总量的日80％一90％；当放电能量密度为10&#8209;8～10&#8209;7’C时，则氢气相应降低，而出现乙炔，但乙炔这时在总烃中所占的比例常不到2％，这是局部放电区别于其他放电现象的主要标志。  
  
　　随着变压器故障诊断技术的发展，人们越来越认识到，局部放电是变压器诸多有机绝缘材料故障和事故的根源，因而该技术得到了迅速发展，出现了多种测量方法和试验装置，亦有离线测量的。  
  
(3)测量局部放电的方法。  
  
1)电测法。利用示波器、局部放电仪或无线电干扰仪，查找放电的波形或无线电干扰程度。电测法的灵敏度较高，测到的是视在放电量，分辨率可达几皮库。  
  
2)超声测法。利用检测放电中出现的超声波，并将声波变换为电信号，录在磁带上进行分析。超声测法的灵敏度较低，大约几千皮库，它的优点是抗干扰性能好，且可“定位”。有的利用电信号和声信号的传递时间差异，可以估计探测点到放电点的距离。  
  
3)化学测法。检测溶解油内各种气体的含量及增减变化规律。此法在运行监测上十分适用，简称“色谱分析”。化学测法对局部过热或电弧放电很灵敏，但对局部放电灵敏度不高。而且重要的是观察其趋势，例如几天测一次，就可发现油中含气的组成、比例以及数量的变化，从而判定有无局部放电或局部过热。  
  
2．变压器火花放电故障  
  
发生火花放电时放电能量密度大于10—6C的数量级。  
  
(1)悬浮电位引起火花放电。高压电力设备中某金属部件，由于结构上原因，或运输过程和运行中造成接触不良而断开，处于高压与低压电极间并按其阻抗形成分压，而在这一金属部件上产生的对地电位称为悬浮电位。具有悬浮电位的物体附近的场强较集中，往往会逐渐烧坏周围固体介质或使之炭化，也会使绝缘油在悬浮电位作用下分解出大量特征气体，从而使绝缘油色谱分析结果超标。悬浮放电可能发生于变压器内处于高电位的金属部件，如调压绕组，当有载分接开关转换极性时的短暂电位悬浮；套管均压球和无载分接开关拨钗等电位悬浮。处于地电位的部件，如硅钢片磁屏蔽和各种紧固用金属螺栓等，与地的连接松动脱落，导致悬浮电位放电。变压器高压套管端部接触不良，也会形成悬浮电位而引起火花放电。  
  
(2)油中杂质引起火花放电。变压器发生火花放电故障的主要原因是油中杂质的影响。杂质由水分、纤维质(主要是受潮的纤维)等构成。水的介电常数e约为变压器油的40倍，在电场中，杂质首先极化，被吸引向电场强度最强的地方，即电极附近，并按电力线方向排列。于是在电极附近形成了杂质“小桥”，如图1—3所示。如果极间距离大、杂质少，只能形成断续“小桥”，如图1—3(a)所示。“小桥”的导电率和介电常数都比变压器油大，从电磁场原理得知，由于“小桥”的存在，会畸变油中的电场。因为纤维的介电常数大，使纤维端部油中的电场加强，于是放电首先从这部分油中开始发生和发展，油在高场强下游离而分解出气体，使气泡增大，游离又增强。而后逐渐发展，使整个油间隙在气体通道中发生火花放电，所以，火花放电可能在较低的电压下发生。  
  
  
  
（a）（b）  
  
图1—3在工频电压作用下杂质在电极间形成导电“小桥”的示意图  
  
a)杂质少、极间距离大；(b)杂质多、极间距离小  
  
　　如果极间距离不大，杂质又足够多，则“小桥”可能连通两个电极，如图1—3(b)，这时，由于“小桥”的电导较大，沿“小桥”流过很大电流(电流大小视电源容量而定)，使“小桥”强烈发热”，“小桥”中的水分和附近的油沸腾汽化，造成一个气体通道——“气泡桥”而发生火花放电。如果纤维不受潮，则因“小桥”的电导很小，对于油的火花放电电压的影响也较小；反之，则影响较大。因此杂质引起变压器油发生火花放电，与“小桥”的加热过程相联系。当冲击电压作用或电场极不均匀时，杂质不易形成“小桥”，它的作用只限于畸变电场，其火花放电过程，主要决定于外加电压的大小。  
  
　　(3)火花放电的影响。一般来说，火花放电不致很快引起绝缘击穿，主要反映在油色普分析异常、局部放电量增加或轻瓦斯动作，比较容易被发现和处理，但对其发展程度应引起足够的认识和注意。  
  
　　3．变压器电弧放电故障  
  
　　电弧放电是高能量放电，常以绕组匝层间绝缘击穿为多见，其次为引线断裂或对地闪络和分接开关飞弧等故障。  
  
　　(1)电弧放电的影响。电弧放电故障由于放电能量密度大，产气急剧，常以电子崩形e冲击电介质，使绝缘纸穿孔、烧焦或炭化，使金属材料变形或熔化烧毁，严重时会造成I备烧损，甚至发生爆炸事故，这种事故一般事先难以预测，也无明显预兆，常以突发的形式暴露出来。  
  
　　(2)电弧放电的气体特征。出现电弧放电故障后，气体继电器中的H2和C2H2等组分常高达几千UL/L，变压器油亦炭化而变黑。油中特征气体的主要成分是H2和C2H2，其次C2H6和CH4。当放电故障涉及到固体绝缘时，除了上述气体外，还会产生CO和CO2。  
  
　　综上所述，三种放电的形式既有区别又有一定的联系，区别是指放电能级和产气组分，联系是指局部放电是其他两种放电的前兆，而后者又是前者发展后的一种必然结果。由于变压器内出现的故障，常处于逐步发展的状态，同时大多不是单一类型的故障，往往是—种类型伴随着另一种类型，或几种类型同时出现，因此，更需要认真分析，具体对待。  
  
第三节绝缘故障  
  
　　目前应用最广泛的电力变压器是油浸变压器和干式树脂变压器两种，电力变压器的绝缘即是变压器绝缘材料组成的绝缘系统，它是变压器正常工作和运行的基本条件，变压器的使用寿命是由绝缘材料(即油纸或树脂等)的寿命所决定的。实践证明，大多变压器的损坏和故障都是因绝缘系统的损坏而造成。据统计，因各种类型的绝缘故障形成的事故约占全部变压器事故的85％以上。对正常运行及注意进行维修管理的变压器，其绝缘材料具有很长的使用寿命。国外根据理论计算及实验研究表明，当小型油浸配电变压器的实际温度持续在95℃时，理论寿命将可达400年。设计和现场运行的经验说明，维护得好的变压器，实际寿命能达到50～70年：而按制造厂的设计要求和技术指标，一般把变压器的预期寿命定为20一40年。因此，保护变压器的正常运行和加强对绝缘系统的合理维护，很大程度上可以保证变压器具有相对较长的使用寿命，而预防性和预知性维护是提高变压器使用寿命和提高供电可靠性的关键。  
  
　　油浸变压器中，主要的绝缘材料是绝缘油及固体绝缘材料绝缘纸、纸板和木块等c所谓变压器绝缘的老化，就是这些材料受环境因素的影响发生分解，降低或丧失了绝缘强度。  
  
1．固体纸绝缘故障  
  
　　固体纸绝缘是油浸变压器绝缘的主要部分之一，包括：绝缘纸、绝缘板、绝缘垫、绝缘卷、绝缘绑扎带等，其主要成分是纤维素，化学表达式为(C6H10O6)n，式中n为聚合度。一般新纸的聚合度为1300左右，当下降至250左右，其机械强度已下降了一半以上，极度老化致使寿命终止的聚合度为150～200。绝缘纸老化后，其聚合度和抗张强度将逐渐降低，并生成水、CO、CO2，其次还有糠醛(呋喃甲醛)。这些老化产物大都对电气设备有害，会使绝缘纸的击穿电压和体积电阻率降低、介损增大、抗拉强度下降，甚致腐蚀设备中的金属材料。固体绝缘具有不可逆转的老化特性，其机械和电气强度的老化降低都是不能恢复的。变压器的寿命主要取决于绝缘材料的寿命，因此油浸变压器固体绝缘材料，应既具有良好的电绝缘性能和机械特性，而且长年累月的运行后，其性能下降较慢，即老化特性好。  
  
(1)纸纤维材料的性能。绝缘纸纤维材料是油浸变压器中最主要的绝缘组件材料，纸纤维是植物的基本固体组织成分，组成物质分子的原子中有带正电的原子核和围绕原子核运行的带负电的电子，与金属导体不同的是绝缘材料中几乎没有自由电子，绝缘体中极小的电导电流主要来自离子电导。纤维素由碳、氢和氧组成，这样由于纤维素分子结构中存在氢氧根，便存在形成水的潜在可能，使纸纤维有含水的特性。此外，这些氢氧根可认为是被各种极性分子(如酸和水)包围着的中心，它们以氢键相结合，使得纤维易受破坏：同时纤维中往往含有一定比例(约7％左右)的杂质，这些杂质中包括一定量的水分，因纤维呈胶体性质，使这些水分尚不能完全除去。这样也就影响了纸纤维的性能。  
  
　　极性的纤维不但易于吸潮（水分使强极性介质），而且当纸纤维吸水时，使氢氧根之间的相互作用力变弱，在纤维结构不稳定的条件下机械强度急剧变坏，因此，纸绝缘部件一般要经过干燥或真空子燥处理和浸油或绝缘漆后才能使用，浸漆的目的是使纤维保持润湿．保证其有较高的绝缘和化学稳定性及具有较高的机械强度。同时，纸被漆密封后，可减少纸对水分的吸收，阻止材料氧化，还町填充空隙，以减小可能影响绝缘性能、造成局部放电和电击穿的气泡。但也有的认为浸漆后再浸油，可能有些漆会慢慢溶人油内，影响油的性能，对这类油漆的应用应充分子以注意。  
  
　　当然，不同成分纤维材料的性质及相同成分纤维材料的不同品质，其影响大小及性能也不同，如棉花中纤维成分最高，大麻中纤维最结实，某些进口绝缘纸板由于其处理加工好，使性能明显优于国产某些材质的纸板等。变压器大多绝缘材料都是用各种型式的纸(如纸带、纸板、纸的压力成型件等)作绝缘的。因此在变压器制造和检修中选择好纤原料的绝缘纸材料是非常重要的。纤维纸的特殊优点是实用性强、价格低、使用加工方便，在温度不高时成型和处理简单灵活，且重量轻，强度适中，易吸收浸渍材料(如绝缘漆、变压器油等)。  
  
　　(2)纸绝缘材料的机械强度。油浸变压器选择纸绝缘材料最重要的因素除纸的纤维成分、密度、渗透性和均匀性以外，还包括机械强度的要求，包括耐张强度、冲压强度、撕裂强度和坚韧性：  
  
　　1)耐张强度：要求纸纤维受到拉伸负荷时，具有能耐受而不被拉断的最大应力  
  
2)冲压强度：要求纸纤维具有耐受压力而不被折断的能力的量度。  
  
3)撕裂强度：要求纸纤维发生撕裂所需的力符合相应标准。  
  
4)坚韧性：是纸折叠或纸板弯曲时的强度能满足相应要求。  
  
　　判断固体绝缘性能可以设法取样测量纸或纸板的聚合度，或利用高效液相色谱分析技测量油中糠醛含量，以便于分析变压器内部存在故障时，是否涉及固体绝缘或是否存在引起线圈绝缘局部老化的低温过热，或判断固体绝缘的老化程度。对纸纤维绝缘材料在运行及维护中，应注意控制变压器额定负荷，要求运行环境空气流通、散热条件好，防止变压器温升超标和箱体缺油。还要防止油质污染、劣化等造成纤维的加速老化，而损害变压器的绝缘性能、使用寿命和安全运行。  
  
(3)纸纤维材料的劣化。主要包括三个方面：  
  
1)纤维脆裂。当过度受热使水分从纤维材料中脱离，更会加速纤维材料脆化。由于纸材脆化剥落，在机械振动、电动应力、操作波等冲击力的影响下可能产生绝缘故障而形成电气事故。  
  
2)纤维材料机械强度下降。纤维材料的机械强度随受热时间的延长而下降，当变压器发热造成绝缘材料水分再次排出时，绝缘电阻的数值可能会变高，但其机械强度将会大大下降，绝缘纸材将不能抵御短路电流或冲击负荷等机械力的影响。  
  
3)纤维材料本身的收缩。纤维材料在脆化后收缩，使夹紧力降低，可能造成收缩移动，使变压器绕组在电磁振动或冲击电压下移位摩擦而损伤绝缘。  
  
2．液体油绝缘故障  
  
　　液体绝缘的油浸变压器是1887年由美国科学家汤姆逊发明的，1892年被美国通用电气公司等推广应用于电力变压器，这里所指的液体绝缘即是变压器油绝缘。油浸变压器的特点：①大大提高了电气绝缘强度，缩短了绝缘距离，减小了设备的体积；②大大提高了变压器的有效热传递和散热效果，提高了导线中允许的电流密度，减轻了设备重量，它是将运行变压器器身的热量通过变压器油的热循环，传递到变压器外壳和散热器进行散热，从而提高了有效的冷却降温水平；③由于油浸密封而降低了变压器内部某些零部件和组件的氧化程度，延长了使用寿命。  
  
　　(1)变压器油的性能。运行中的变压器油除必须具有稳定优良的绝缘性能和导热性能  
  
　　以外，需具有的性质标准如表1—1所示。  
  
  
  
　　其中绝缘强度tg8、粘度、凝点和酸价等是绝缘油的主要性质指标。  
  
　　从石油中提炼制取的绝缘油是各种烃、树脂、酸和其他杂质的混合物，其性质不都是稳定的，在温度、电场及光合作用等影响下会不断地氧化。正常情况下绝缘油的氧化过程进行得很缓慢，如果维护得当甚至使用20年还可保持应有的质量而不老化，但混入油中的金属、杂质、气体等会加速氧化的发展，使油质变坏，颜色变深，透明度浑浊，所含水分、酸价、灰分增加等，使油的性质劣化。  
  
(2)变压器油劣化的原因。  
  
　　变压器油质变坏，按轻重程度可分为污染和劣化两个阶段。  
  
　　污染是油中混入水分和杂质，这些不是油氧化的产物，污染油的绝缘性能会变坏，击穿电场强度降低，介质损失角增大。  
  
　　劣化是油氧化后的结果，当然这种氧化并不仅指纯净油中烃类的氧化，而是存在于油中杂质将加速氧化过程，特别是铜、铁、铝金属粉屑等。  
  
　　氧来源于变压器内的空气，即使在全密封的变压器内部仍有容积为0．25％左右的氧存在，氧的溶解度较高，因此在油中溶解的气体中占有较高的比率。  
  
　　变压器油氧化时，作为催化剂的水分及加速剂的热量，使变压器油生成油泥，其影响主要表现在：在电场的作用下沉淀物粒子大；杂质沉淀集中在电场最强的区域，对变压器的绝缘形成导电的“桥”；沉淀物并不均匀而是形成分离的细长条，同时可能按电力线方向排列，这样无疑妨碍了散热，加速了绝缘材料老化，并导致绝缘电阻降低和绝缘水平下降。  
  
(3)变压器油劣化的过程。  
  
　　油在劣化过程中主要阶段的生成物有过氧化物、酸类、醇类、酮类和油泥。  
  
　　早期劣化阶段。油中生成的过氧化物与绝缘纤维材料反应生成氧化纤维素，使绝缘纤维机械强度变差，造成脆化和绝缘收缩。生成的酸类是一种粘液状的脂肪酸，尽管腐蚀性没有矿物酸那么强，但其增长速率及对有机绝缘材料的影响是很大的。  
  
　　后期劣化阶段。是生成油泥，当酸侵蚀铜、铁、绝缘漆等材料时，反应生成油泥，是一种粘稠而类似沥青的聚合型导电物质，它能适度溶解于油中，在电场的作用下生成速度很快，粘附在绝缘材料或变压器箱壳边缘，沉积在油管及冷却器散热片等处，使变压器工作温度升高，耐电强度下降。  
  
　　油的氧化过程是由两个主要反应条件构成的，其一是变压器中酸价过高，油呈酸性。其二是溶于油中的氧化物转变成不溶于油的化合物，从而逐步使变压器油质劣化。  
  
(4)变压器油质分析、判断利维护处理。  
  
　　1)绝缘油变质。包括它的物理和化学性能都发生变化，从而使其电性能变坏。通过测试绝缘油的酸值、界面张力、汕泥析出、水溶性酸值等项目，可判断是否属于该类缺陷，，对绝缘油进行再生处理，可能消除油变质的产物，但处理过程中也可能去掉了天然抗氧剂。  
  
　　2)绝缘油进水受潮，由于水是强极性物质。在电场的作用下易电离分解，而增加了绝缘油的电导电流，因此，微量的水分可使绝缘油介质损耗显著增加。通过测试绝缘油的微水，叮判断是否属于该类缺陷。对绝缘油进行压力式真空滤油，一般能消除水分。  
  
　　3)绝缘油感染微生物细菌。例如在主变压器安装或吊芯时，附在绝缘件表面的昆虫和安装人员残留的闩：渍等都有可能携带细菌，从而感染了绝缘油：或者绝缘油本身已感染微生物。主变压器—·般运行在40—80℃的环境下，非常有利于这些微生物的生长、繁殖。由于微生物及其排泄物中的矿物质、蛋白质的绝缘性能远远低于绝缘油，从而使得绝缘油介损升高。这种缺陷采用现场循环处理的方法很难处理好，因为无论如何处理，始终有一部分微生物残留在绝缘固体上。处理后，短期内主变压器绝缘会有所恢复，但由于主变压器运行环境非常有利于微生物的生长、繁殖，这些残留微生物还会逐年生长繁殖，从而使某些主变压器绝缘逐年下降；  
  
　　4)含有极性物质的醇酸树脂绝缘漆溶解在油中。在电场的作用下，极性物质会发生偶极松弛极化，在交流极化过程中要消耗能量，所以使油的介质损耗上升。虽然绝缘漆在出厂前经过固化处理，但仍可能存在处理不彻底的情况。主变压器运行一段时间后，处理不彻底的绝缘漆逐渐溶解在油中，使之绝缘性能逐渐下降。该类缺陷发生的时间与绝缘漆处理的彻底程度有关，通过一两次吸附处理可取得一定的效果。  
  
　　5)油中只混有水分和杂质。这种污染情况并不改变油的基本性质。对于水分可用干燥的办法加以排除；对于杂质可用过滤的办法加以清除；油中的空气可通过抽真空的办法加以排除。  
  
　　6)两种及两种以上不同来源的绝缘汕混合使用。油的性质应符合相关规定；油的比重相同、凝固温度相同、粘度相同、闪点相近；且混合后油的安定度也符合要求。对于混油后劣化的油，由于油质已变，产生了酸性物质和油泥，闽此需用油再生的化学方法将劣化产物分离出来，才能恢复其性质。  
  
3．干式树脂变压器的绝缘与特性  
  
　　干式变压器(这里指环氧树脂绝缘的变压器)主要使用在具有较高防火要求的场所。如高层建筑、机场、油库等。  
  
　　(1)树脂绝缘的类型。环氧树指绝缘的变压器根据制造工艺特点可分为环氧石英砂混合料真空浇注型、环氧无碱玻璃纤维补强真空压差浇注型和无碱玻璃纤维绕包浸渍型三种。  
  
　　1)环氧石英砂混合料真空浇注绝缘。这类变压器是以石英砂为环氧树脂的填充料，将经绝缘漆浸渍处理绕包好的线圈，放人线圈浇注模内，在真空条件下再用环氧树脂与石英砂的混合料滴灌浇注。由于浇注工艺难以满足质量要求，如残存的气泡、混合料的局部不均匀及可能导致局部热应力开裂等，这样绝缘的变压器不宜用于湿热环境和负荷变化较大的区域。  
  
　　2)环氧无碱玻璃纤维补强真空压差浇注绝缘。环氧无碱玻璃纤维补强是用无碱玻璃短纤维玻璃毡为绕组层间绝缘的外层绕包绝缘。其最外层的绝缘绕包厚度一般为1～3m的薄绝缘，经环氧树脂浇注料配比进行混合，并在高真空下除去气泡浇注，由于绕包绝缘的厚度较薄，当浸渍不良时易形成局部放电点，因此要求浇注料的混合要完全，真空除气泡要彻底，并掌握好浇注料的低粘度和浇注速度，以保证浇注过程中对线包浸渍的高质量。  
  
　　3)无碱玻璃纤维绕包浸渍绝缘。无碱玻璃纤维绕包浸渍的变压器是在绕制变压器线圈的同时，完成线圈层间绝缘处理和线圈浸渍的，它不需要上述两种方式浸渍过程中的绕组成型模具，但要求树脂粘度小，在线圈绕制和浸渍的过程中树脂不应残留微小气泡。  
  
　　(2)树脂变压器的绝缘特点及维护。  
  
　　树脂变压器的绝缘水平与油浸变压器相差并不显著，关键在于树脂变压器温升和局部放电这两项指标上。  
  
　　1)树脂变压器的平均温升水平比油浸变压器高，因此，相应要求绝缘材料耐热的等级更高，但由于变压器的平均温升并不反映绕组中最热点部位的温度，当绝缘材料的耐热等级仅按平均温升选择，或选配不当，或树脂变压器长期过负荷运行，就会影响变压器的使用寿命。由于变压器测量的温升往往不能反映变压器最热点部位的温度，因此，有条件时最好能在变压器最大负荷运行下，用红外测温仪检查树脂变压器的最热点部位，并有针对性地调整风扇冷却设备的方向和角度，控制变压器局部温升，保证变压器的安全运行。  
  
　　2)树脂变压器局部放电量的大小与变压器的电场分布、树脂混合均匀度及是否残存气泡或树脂开裂等因素有关，局部放电量的大小影响树脂变压器的性能、质量及使用寿命。因此，对树脂变压器进行局部放电量的测量、验收，是对其工艺、质量的综合考核，在对树脂变压器交接验收及大修后应进行局部放电的测量试验，并根据局部放电是否变化，来评价其质量和性能的稳定性。  
  
　　随着干式变压器越来越广泛的应用，在选择变压器的同时，应对其工艺结构、绝缘设计、绝缘配置了解清楚，选择生产工艺及质量保证体系完善、生产管理严格，技术性能可靠的产品，确保变压器的产品质量和耐热寿命，才能提高变压器的安全运行和供电可靠性。  
  
4．影响变压器绝缘故障的主要因素  
  
　　影响变压器绝缘性能的主要因素有：温度、湿度、油保护方式和过电压影响等。  
  
　　(1)温度的影响。电力变压器为油、纸绝缘，在不同温度下油、纸中含水量有着不同的平衡关系曲线。一般情况下，温度升高，纸内水分要向泊中析出；反之，则纸要吸收油中水分。因此，当温度较高时，变压器内绝缘油的微水含量较大；反之，微水含量就小。  
  
　　温度不同时，使纤维素解环、断链并伴随气体产生的程度有所不同。在一定温度下，CO和CO2的产生速度恒定，即油中CO和C02气体含量随时间呈线性关系。在温度不断升高时，CO和CO2的产生速率往往呈指数规律增大。因此，油中CO和CO2的含量与绝缘纸热老化有着直接的关系，并可将含量变化作为密封变压器中纸层有无异常的判据之一。  
  
　　变压器的寿命取决于绝缘的老化程度，而绝缘的老化又取决于运行的温度。如油浸变压器在额定负载下，绕组平均温升为65℃，最热点温升为78℃，若平均环境温度为20C，则最热点温度为98℃；在这个温度下，变压器可运行20—30年，若变压器超载运行，温度升高，促使寿命缩短。  
  
　　国际电工委员会(1EC)认为A级绝缘的变压器在80～140C温度范围内，温度每增加6℃，变压器绝缘有效寿命降低的速度就会增加一倍，这就是6℃法则，说明对热的限制已比过去认可的8℃法则更为严格。  
  
　　(2)湿度的影响。水分的存在将加速纸纤维素降解。因此，CO和叫的产生与纤维素材料的含水量也有关。当湿度一定时，含水量越高，分解出的CO2越多。反之，含水量越低，分解出的CO就越多。  
  
　　绝缘油中的微量水分是影响绝缘特性的重要因素之一。绝缘油中微量水分的存在，对绝缘介质的电气性能与理化性能都有极大的危害，水分可导致绝缘油的火花放电电压降低，介质损耗因数tg8增大，促进绝缘油老化，绝缘性能劣化。而设备受潮，不仅导致电力设备的运行可靠性和寿命降低，更可能导致设备损坏甚至危及人身安全。  
  
  
  
图1—4水分对油火花放电电压的影响图1—5水分对油介质损耗因数tg8的影响  
  
　　(3)油保护方式的影响。变压器油中氧的作用会加速绝缘分解反应，而含氧量与油保护方式有关。另外，池保护方式不同，使CO和CO2在油中解和扩散状况不同。如CO的溶解小，使开放式变压器CO易扩散至油面空间，因此，开放式变压器一般情况CO的体积分数不大于300x10-6。密封式变压器，由于油面与空气绝缘，使CO和CO2不易挥发，所以其含量较高。  
  
  
  
含水量（％）  
  
图1—6水分对油浸纸击穿电压的影响  
  
　　(4)过电压的影响。  
  
　　1)暂态过电压的影响。三相变压器正常运行产生的相、地间电压是相间电压的58％，但发生单相故障时主绝缘的电压对中性点接地系统将增加30％，对中性点不接地系统将增加73％，因而可能损伤绝缘。  
  
　　2)雷电过电压的影响。雷电过电压由于波头陡，引起纵绝缘(匝问、并间、绝缘)上电压分布很不均匀，可能在绝缘上留下放电痕迹，从而使固体绝缘受到破坏。  
  
　　3)操作过电压的影响。由于操作过电压的波头相当平缓，所以电压分布近似线性，操作过电压波由一个绕组转移到另一个绕组上时，约与这两个绕组间的匝数成正比，从而容易造成主绝缘或相间绝缘的劣化和损坏。  
  
　　(5)短路电动力的影响。出口短路时的电动力可能会使变压器绕组变形、引线移位，从而改变了原有的绝缘距离，使绝缘发热，加速老化或受到损伤造成放电、拉弧及短路故障。  
  
　　综上所述，掌握电力变压器的绝缘性能及合理的运行维护，直接影响到变压器的安全运行、使用寿命和供电可靠性，电力变压器是电力系统中重要而关键的主设备，作为变压器的运行维护人员和管理者必须了解和掌握电力变压器的绝缘结构、材料性能、工艺质量、维护方法及科学的诊断技术，并进行优化合理的运行管理，才能保证电力变压器的使用效率、寿命和供电可靠性。  
  
第二章变压器故障检测  
　　变压器故障的检测技术是准确诊断故障的主要手段，根据DL／T596—1996电力设备预防性试验规程规定的试验项目及试验顺序，主要包括油中气体的色谱分析、直流电阻检测、绝缘电阻及吸收比、极化指数检测、绝缘介质损失角正切检测、油质检测、局部放电检测及绝缘耐压试验等。  
  
　　在变压器故障诊断中应综合各种有效的检测手段和方法，对得到的各种检测结果要进行综合分析和评判。因为不可能具有一种包罗万象的检测方法，也不可能存在一种面面俱到的检测仪器，只有通过各种有效的途径和利用各种有效的技术手段，包括离线检测的方法、在线检测的方法；包括电气检测、化学检测、甚至超声波检测、红外成像检测等等，只要是有效的，在可能条件下都应该进行相互补充、验证和综合分析判断，才能取得较好的故障诊断效果。  
  
第一节变压器故障的油中气体色谱检测  
  
　　目前，在变压器故障诊断中，单靠电气试验方法往往很难发现某些局部故障和发热缺陷，而通过变压器油中气体的色谱分析这种化学检测的方法，对发现变压器内部的某些潜伏性故障及其发展程度的早期诊断非常灵敏而有效，这已为大量故障诊断的实践所证明。  
  
　　油色谱分析的原理是基于任何一种特定的烃类气体的产生速率随温度而变化，在特定温度下，往往有某一种气体的产气率会出现最大值；随着温度升高，产气率最大的气体依次为CH4、C2H6、C2H4、C2H2。这也证明在故障温度与溶解气体含量之间存在着对应的关系。而局部过热、电晕和电弧是导致油浸纸绝缘中产生故障特征气体的主要原因。  
  
　　变压器在正常运行状态下，由于油和固体绝缘会逐渐老化、变质，并分解出极少量的气体(主要包括氢H2、甲烷CH4、乙烷C2H6、乙烯C2H4、乙炔C2H2、一氧化碳CO、二氧化碳CO2等多种气体)。当变压器内部发生过热性故障、放电性故障或内部绝缘受潮时，这些气体的含量会迅速增加。  
  
　　这些气体大部分溶解在绝缘油中，少部分上升至绝缘油的表面，并进入气体继电器。经验证明，油中气体的各种成分含量的多少和故障的性质及程度直接有关。因此在设备运行过程中，定期测量溶解于油中的气体成分和含量，对于及早发现充油电力设备内部存在的潜伏性故障有非常重要的意义和现实的成效，在1997年颁布执行的电力设备预防性试验规程中，已将变压器油的气体色谱分析放到了首要的位置，并通过近些年的普遍推广应用和经验积累取得了显著的成效。  
  
　　电力变压器的内部故障主要有过热性故障、放电性故障及绝缘受潮等多种类型。据有关资料介绍，在对359台故障变压器的统计表明：过热性故障占63％；高能量放电故障占18．1％；过热兼高能量放电故障占10％；火花放电故障占7％；受潮或局部放电故障占1．9％。而在过热性故障中，分接开关接触不良占50％；铁心多点接地和局部短路或漏磁环流约占33％；导线过热和接头不良或紧固件松动引起过热约占14．4％；其余2．1％为其他故障，如硅胶进入本体引起的局部油道堵塞，致使局部散热不良而造成的过热性故障。而电弧放电以绕组匝、层间绝缘击穿为主，其次为引线断裂或对地闪络和分接开关飞弧等故障。火花放电常见于套管引线对电位末固定的套管导电管、均压圈等的放电；引线局部接触不良或铁心接地片接触不良而引起的放电；分接开关拨叉或金属螺丝电位悬浮而引起的放电等。  
  
　　针对上述故障，根据色谱分析数据进行变压器内部故障诊断时，应包括：  
  
　　(1)分析气体产生的原因及变化。  
  
　　(2)判定有无故障及故障的类型。如过热、电弧放电、火花放电和局部放电等。  
  
　　(3)判断故障的状况。如热点温度、故障回路严重程度以及发展趋势等。  
  
　　(4)提出相应的处理措施。如能否继续运行，以及运行期间的技术安全措施和监视手或是否需要吊心检修等。若需加强监视，则应缩短下次试验的周期。  
  
　　特征气体产生的原因  
  
在一般情况下，变压器油中是含有溶解气体的，新油含有的气体最大值约为CO—100uL／L，CO2—35uL／L，H2—15uL／L，CH4—2．5uL／L。运行油中有少量的CO和烃类气体。但是，当变压器有内部故障时油中溶解气体的含量就大不相同了。变压器内部故障时产生的气体及其产生的原因如表2—3所示。  
  
表2—3特征气体产生的原因  
  
气体  
产生的原因  
气体  
产生的原因  
  
H2  
电晕放电、油和固体绝缘热分解、水分  
CH4  
油和固体绝缘热分解、放电  
  
CO  
固体绝缘受热及热分解  
C2H6  
固体绝缘热分解、放电  
  
CO2  
固体绝缘受热及热分解  
C2H4  
高温热点下油和固体绝缘热分解、放电  
  
烃类气体  
C2H2  
强弧光放电、油和固体绝缘热分解  
  
  
　　油中各种气体成分可以从变压器中取油样经脱气后用气相色谱分析仪分析得出。根据这些气体的含量、特征、成分比值(如三比值)和产气速率等方法判断变压器内部故障。  
  
但在实际应用中不能仅根据油中气体含量简单作为划分设备有无故障的唯一标准，而应结合各种可能的因素进行综合判断。因此，电力设备预防性试验规程DL／T596—1996专门列出油中溶气含量的注意值，这些注意值是根据对国内19个省市6000多台次变压器的实地统计而制定的，如表2—4所示。  
  
表2—4规程中对油中溶解气体含量的注意值及统计依据  
  
设备  
气体组分  
注意值uL／L  
6000台·次中超过注意值的比例  
  
变压器和电抗器  
总烃  
  
乙炔  
  
氢气  
150  
  
5  
  
150  
5.6  
  
5.73.6  
  
  
\*(500KV变压器为1)规程要求，对运行设备的油中H2与烃类气体含量(体积分数)超过表2—4数值时应引起主意。  
  
第二节特征气体变化与变压器内部故障的关系  
  
1．根据气体含量变化分析判断  
  
(1)氢气H2变化。变压器在高、中温过热时，H2一般占氢烃总量的27％以下，而且随温度升高，H2的绝对含量有所增长，但其所占比例却相对下降。变压器无论是热故障还是电故障，最终都将导致绝缘介质裂解产生各种特征气体。由于碳氢键之间的键能低，生成热小，在绝缘的分解过程中，一般总是先生成H2，因此H2是各种故障特征气体的主要组成成分之一。变压器内部进水受潮是一种内部潜伏性故障，其特征气体H2含量很高。客观上如果色谱分析发现H2含量超标，而其他成分并没有增加时，可大致先判断为设备含有水分，为进一步判别，可加做微水分析。导致水分分解出H2有两种可能：一是水分和铁产生化学反应；二是在高电场作用下水本身分子分解。设备受潮时固体绝缘材料含水量比油中含水量要大100多倍，而H2含量高，大多是由于油、纸绝缘内含有气体和水分，所以在现场处理设备受潮时，仅靠采用真空滤油法不能持久地降低设备中的含水量，原因在于真空滤油对于设备整体的水分影响不大。  
  
另外，还有一种误判断的情况，如某变压器厂的产品一阶段曾连续十几台变压器油色谱中H2高达1000t2L／L以上。而取相同油样分送三处外单位测试，H2含量却均正常。于是对标气进行分析，氢气峰高竟达216mm，而正常情况仅13mm左右。以上分析说明是气相色谱仪发生异常，经检查与分离柱有关，因分离柱长期使用，特别是用振荡脱气法脱气吸附了油，当吸附达到一定程度，便在一定条件下释放出来，使分析发生误差，经更换分离柱后恢复正常。  
  
(2)乙炔C2H2变化。C2H2的产生与放电性故障有关，当变压器内部发生电弧放电时，C2H2一般占总烃的20％--70％，H2占氢烃总量的30％～90％，并且在绝大多数情况下，C2H4＼含量高于CH4。当C2H2含量占主要成分且超标时，则很可能是设备绕组短路或分接开关切换产生弧光放电所致。如果其他成分没超标，而C2H2超标且增长速率较快，则可能是设备内部存在高能量放电故障。  
  
(3)甲烷CH4和乙烯C2H4变化。在过热性故障中，当只有热源处的绝缘油分解时，特征气体CH4和C2H4两者之和一般可占总烃的80％以上，且随着故障点温度的升高，C2H4所占比例也增加。  
  
另外，丁腈橡胶材料在变压器油中将可能产生大量的CH4，丁青在变压器油中产生甲烷的本质是橡胶将本身所含的CH4释放到油中，而不是将油催化裂介为CH4。硫化丁腈橡胶在油中释放CH4的主要成分是硫化剂，其次是增塑剂、硬脂酸等含甲基的物质，而释放量取决于硫化条件。  
  
　　(4)一氧化碳CO和二氧化碳CO2变化。无论何种放电形式，除了产生氢烃类气体外，与过热故障一样，只要有固体绝缘介入，都会产生CO和CO2。但从总体上来说，过热性故障的产气速率比放电性故障慢。  
  
　　在《电力设备预防性试验规程》DL／T596—1996中对CO、CO2的含量没有作出具体要求。《变压器油中溶解气体分析和判断导则》中也只对CO含量正常值提出了参考意见。  
  
　　具体内容是：开放式变压器CO含量的正常值一般应在300F．L／L以下，若总烃含量超过150uL／L，CO含量超过300uL／L，则设备有可能存在固体绝缘过热性故障；若CO含量虽超过300uL／L，但总烃含量在正常范围，可认为正常。密封式变压器，溶于油中的CO含量一般均高于开放式变压器，其正常值约800uL／L，但在突发性绝缘击穿故障中，CO、CO2含量不一定高，因此其含量变化常被人们忽视。  
  
由于CO、CO2气体含量的变化反映了设备内部绝缘材料老化或故障，而固体绝缘材料决定了充油设备的寿命。因此必须重视绝缘油中CD、CO2含量的变化。  
  
1)绝缘老化时产生的CO、CO2；正常运行中的设备内部绝缘油和固体绝缘材料由于受到电场、热度、湿度及氧的作用，随运行时间而发生速度缓慢的老化现象，除产生一些怍气态的劣化产物外，还会产生少量的氧、低分子烃类气体和碳的氧化物等，其中碳的氧比物CO、CO2含量最高。  
  
　　油中CO、CO2含量与设备运行年限有关例如CO的产气速率，国外有人提出与运行年限关系的经验公式为：  
  
  
  
式中Y——运行年限(年)。  
  
　　上述与变压器运行年限有关的经验公式，适用于一般密封式变压器。CO2含量变化的见律性不强，除与运行年限有关外，还与变压器结构、绝缘材料性质、运行负荷以及油保户方式等有密切关系。  
  
变压器正常运行下产生的CO、CO2含量随设备的运行年限的增加而上升，这种变化自势较缓慢，说明变压器内固体绝缘材料逐渐老化，随着老化程度的加剧，一方面绝缘材的强度不断降低，有被击穿的可能；另——方面绝缘材料老化产生沉积物，降低绝缘油的性能，易造成局部过热或其它故障。这说明设备内部绝缘材料老化发展到一定程度有可能产生剧烈变化，容易形成设备故障或损坏事故。因此在进行色谱分析判断设备状况时，CO、CO2作为固体绝缘材料有关的特征气体，当其含量上升到——定程度或其含量变化幅度较大时，都应引起警惕，尽早将绝缘老化严重的设备退出运行，以防发生击穿短路事故。  
  
2)故障过热时产生的CD、CO2。固体绝缘材料在高能量电弧放电时产生较多的CO、CO2。由于电弧放电的能量密度高，在电应力作用下会产生高速电子流，固体绝缘材料遭到这些电子轰击后，将受到严重破坏，同时，产生的大量气体一方面会进一步降低绝缘，另一方面还含有较多的可燃气体，因此若不及时处理，严重时有可能造成设备的重大损坏或爆炸事故。  
  
　　当设备内部发生各种过热性故障时，由于局部温度较高，可导致热点附近的绝缘物发生热分解而析出气体，变压器内油浸绝缘纸开始热解时产生的主要气体是CO2，随温度的升高，产生的CO含量也增多，使CO与CO2比值升高，至800“C时，比值可高达2．5。局部过热危害不如放电故障那样严重，但从发展的后果分析，热点可加速绝缘物的老化、分解，产生各种气体，低温热点发展成为高温热点，附近的绝缘物被破坏，导致故障扩大。  
  
　　充油设备中固体绝缘受热分解时，变压器油中所溶解的CO、CO2浓度就会偏高。试验证明．在电弧作用下，纯油中CO占总量的0--1％，002占0-3％；纸板和油中CO占总量的13％一24％，002占1％一2％；酚醛树脂和油中CO占总量的24％一35％，CO2占0一2％。230-60012局部过热时，绝缘油中产生的气体CO2含量很低，为0．017一0.028mg/g，CO不能明显测到。局部放电、火花放电同时作用下，纯油中CO不能明显测到。CO2约占5％左右；纸和油中CO约占总量的2％，CO2约占7.1％；油和纤维中CO约占总量的10．5％，CO2约占9．5％。  
  
因此，CO、CO2的产生与设备内部固体绝缘材料的老化或故障有明显的关系，反映了设备的绝缘状况。在色谱分析中，应关注CO、CO2的含量变化情况，同时结合烃类气体和H2，含量变化进行全面分析。  
  
（5）气体成分变化。由于在实际情况下，往往是多种故障类型并存，多种气体成分同时变化。且各种特征气体所占的比例难以确定。如当变压器内部发生火花放电，有时总烃含量不高；但C2H2在总烃中所占的比例可达25％一90％，C2H2含量约占总烃的20％以下，H，占氢烃总量的30％以上。当发生局部放电时，一般总烃不高，其主要成分是H2，其次是CH4，与总烃之比大于90％。当放电能量密度增高时也出现C2H2，但它在总烃中所占的比例一般不超过2％。  
  
　　当C2H2含量较大时，往往表现为绝缘介质内部存在严重的局部放电故障，同时常伴有电弧烧伤与过热，因此会出现C2H2含量明显增大，且占总烃较大比例的情况。  
  
应注意，不能忽视H2和CH4增长的同时，接着又出现C2H2，即使未达到注意值也应给予高度重视。因为这可能存在着由低能放电发展成高能放电的危险。  
  
过热涉及固体绝缘时，除了产生上述气体之外，还会产生大量的CO和CO2。当电气设备内部存在接触不良时，如分接开关接触不良、连接部分松动、绝缘不良，特征气体会明显增加。超过正常值时，一般占总烃含气量的80％以上，随着运行时间的增加，C2H4所占比例也增加。  
  
受潮与局部放电的特征气体有时比较相似，也可能两种异常现象同时存在，目前仅从油中气体分析结果还很难加以区分，而应辅助以局部放电测量和油中微水分析等来判断。  
  
第三节绕组直流电阻检测  
  
变压器绕组直流电阻的检测是一项很重要的试验项目，DL／T596--1996预试规程的试验次序排在变压器试验项目的第二位。规程规定它是变压器大修时、无载开关调级后、变压器出口短路后和1～3年1次等必试项目。在变压器的所有试验项目中是一项较为方便而有效的考核绕组纵绝缘和电流回路连接状况的试验，它能够反映绕组匝间短路、绕组断股、分接开关接触状态以及导线电阻的差异和接头接触不良等缺陷故障，也是判断各相绕组直流电阻是否平衡、调压开关档位是否正确的有效手段。长期以来，绕组直流电阻的测量一直被认为是考查变压器纵绝缘的主要手段之一，有时甚至是判断电流回路连接状况的唯一办法。从1985年原水电部制订的《电气设备预防性试验规程》，到1996年电力部制订的《电力设备预防性试验规程》，该项内容没有变化，也说明这一判断标准符合实际情况的要求。  
  
1．DL／T596--1996预试规程的试验周期和要求  
  
(1)试验周期。变压器绕组直流电阻正常情况下1～3年检测一次。但有如下情况必须检测：  
  
　　1)对无励磁调压变压器变换分接位置后必须进行检测(对使用的分接锁定后检测)  
  
　　2)有载调压变压器在分接开关检修后必须对所有分接进行检测。  
  
　　3)变压器大修后必须进行检测。  
  
　　4)必要时进行检测。如变压器经出口短路后必须进行检测。  
  
　　(2)试验要求。  
  
　　1)变压器容量在1．6MVA及以上，绕组直流电阻相互间差别不应大于2％；无中性点引出的绕组线间差别不应大于三相平均值的1％。  
  
　　R1、R2——分别为温度t1、t2时的电阻值；  
  
　　T——常数，其中铜导线为235，铝导线为225。  
  
2．减少测量时间提高检测准确度的措施  
  
　　变压器绕组是由分布电感、电阻及电容组成的复杂电路。测直流电阻是在绕组的被试端子间通以直流，待瞬变过程结束、电流达到稳定后，记录电阻值及绕组温度。随着变压器容量的增大，特别是五柱铁心和低压绕组为三角形连接的大型变压器，如果仍如中小型变压器那样，用几伏电压的小容量电池作为测量电源，则电流达到稳定的时间长达数小时至十多小时，这不仅太费时间，而且不能保证测量准确度。测直流电阻的关键问题是将自感效应降低到最小程度。为解决这个问题分为以下两种方法。  
  
(1)助磁法。助磁法是迫使铁心磁通迅速趋于饱和，从而降低自感效应归纳起来可缩短时间常  
  
1)用大容量蓄电池或稳流源通大电流测量。  
  
2)把高、低压绕组串联起来通电流测量，采用同相位和同极性的高压绕组助磁。由于高压绕组的匝数远比低压的多，借助于高压绕组的安匝数，用较小的电流就可使铁心饱和。  
  
3)采用恒压恒流源法的直阻测量仪。使用时可把高、低压绕组串联起来，应用双通道对高、低压绕组同时测量，较好地解决了三相五柱式大容量变压器直流电阻测试的困难。一般测试一台360MVA，500kV或220kV变压器绕组直流电阻月需30～40min，测量接线如图2－4所示。  
  
  
  
图2－4助磁法同时测量高、低压绕组电阻的接线图  
  
　　(2)消磁法。消磁法与助磁法相反，力求使通过铁心的磁通为零。使用的方法有两种。  
  
1)零序阻抗法。该方法仅适用于三柱铁心YN连接的变压器。它是将三相绕组并联起来同时通电，由于磁通需经气隙闭合，磁路的磁阳大大增加，绕组的电感随之减小，为此使测量电阻的时间缩短。  
  
2)磁通势抵消法。试验时除在被测绕组通电流外，还在非被测绕组中通电流，使两者产生在磁通势大小相等、方向相反而互相抵消，保持铁心中磁通趋近于零，将绕组的电感降到最低限度，达到缩短测量时间的目的。它比仅用恒流法缩短充电时间10倍以上。其测量接线如图2—5所示  
  
  
  
3.直流电阻检测与故障诊断实例  
  
　　(1)绕组断股故障的诊断，某变压器低压侧lOkV线间直流电阻不平衡率为2．17％，超过部颁标准值1％的一倍还多。发现缺陷后，先后对各引线与导线电杆连接点进行紧固处理，又对其进行几次跟踪试验，但缺陷仍存在。  
  
　　1)色谱分析。色谱分析结果该主变压器C2H2超标，从0．2上升至7．23／tL／I·，说明存在放电性故障。但从该主变压器的检修记录中得知，在发现该变压器QH：变化前曾补焊过2次，而且未进行脱气处理：其它气体的含量基本正常，用三比值法分析，不存在过热故障，且历年预试数据反映除直流电阻不平衡率超标外，其他项目均正常。  
  
　　2)直流电阻超标分析。经换算确定C相电阻值较大，怀疑是否由于断股引起，经与制造厂了解该绕组股数为24股，据此计算若断一股造成的误差与实际测量误差一致，判断故障为C相绕组内部有断股问题。经吊罩检查，打开绕组三角接线的端子，用万用表测量，验证厂C相有一股开断。  
  
　　(2)有载调压切换开关故障的诊断。某变压器llOkV侧直流电阻不平衡，其中C相直流电阻和各个分接之间电阻值相差较大。A、B相的每个分接之间直流电阻相差约为10～11．7u欧，而C相每个分接之间直流电阻相差为4．9—6．4u欧和14．1～16．4u欧，初步判断C相回路不正常。通过其直流电阻数据CO(C端到中性点O端)的直流回路进行分析，确定绕组本身缺陷的可能性小，有载调压装置的极性开关和选择开关缺陷的可能性也极小，所以，缺陷可能在切换开关上。经对切换开关吊盖检查发现，有一个固定切换开关的一个极性到选择开关的固定螺丝拧断，致使零点的接触电阻增大，而出现直流电阻规律性不正常的现象。  
  
　　(3)无载调压开关故障的诊断。在对某电力修造厂改造的变压器交接验收试验时，发现其中压绕组Am、马n、Cm三相无载磁分接开关的直流电阻数据混乱、无规律，分接位置与所测直流电阻的数值不对应。  
  
　　经吊罩检查，发现三相开关位置与指示位置不符，且没有空档位置，经重新调整组装后恢复正常。  
  
　　(4)绕组引线连接不良故障的诊断。某SFSLBl31500A10型变压器，预防性试验时发现35kV侧运行Ⅲ分接头直流电阻不平衡率超标。  
  
测试结果如表2—15所示  
  
测试时间  
直流电组（欧）  
最大不平衡率（％）  
  
Aom  
Bom  
Com  
  
预示  
0.116  
0.103  
0.103  
12.1  
  
复试（转动分接开关后）  
0.1167  
0.1038  
0.1039  
11.9  
  
  
　　该变压器35kv侧直流电阻不平衡率远大于2％，怀疑分接开关有问题，所以转动分接开关后复测，其不平衡率仍然很大，又分别测其他几个分接位置的直流电阻，其不平衡率都在11％以上，而且规律都是A相直流电阻偏大，好似在A相绕组中已串入一个电阻，这一电阻的产生可能出现在A相绕组的首端或套管的引线连接处，是否为连接不良造成。经分析确认后，停电打开A相套管下部的手孔门检查，发现引线与套管连接松动(螺丝连接)，主要由于安装时未装紧，且无垫圈而引起，经紧固后恢复正常。  
  
　　通过上述案例可见，变压器绕组直流电阻的测量能发现回路中某些重大缺陷，判断的灵敏度和准确性亦较高，但现场测试中应遵循如下相关要求，才能得到准确的诊断效果。  
  
　　1)通过对变压器直流电阻进行测量分析时，其电感较大，一定要充电到位，将自感效应降低到最小程度，待仪表指针基本稳定后读取电阻值，提高一次回路直流电阻测量的正确性和准确性。  
  
　　2)测量的数据要进行横向和纵向的比较，对温度、湿度、测量仪器、测量方法、测量过程和测量设备进行分析。  
  
　　3)分析数据时，要综合考虑相关的因素和判据，不能单搬规程的标准数值，而要根据规程的思路、现场的具体情况，具体分析设备测量数据的发展和变化过程。  
  
　　4)要结合设备的具体结构，分析设备内部的具体情况，根据不同情况进行直流电阻的测量，以得到正确判断结论。  
  
　　5)重视综合方法的分析判断与验证。如有些案例中通过绕组分接头电压比试验，能够有效验证分接相关的档位，而且还能检验出变压器绕组的连接组别是否正确。同时对于匝间短路等故障也能灵敏地反映出来，实际上电压比试验，也是一种常规的带有检验和验证性质的试验手段。进行综合分析可进一步提高故障诊断的可靠性。  
  
第四节绝缘电阻及吸收比、极化指数检测  
  
　　绝缘电阻试验是对变压器主绝缘性能的试验，主要诊断变压器由于机械、电场、温度、化学等作用及潮湿污秽等影响程度，能灵敏反映变压器绝缘整体受潮、整体劣化和绝缘贯穿性缺陷，是变压器能否投运的主要参考判据之一。  
  
1．绝缘电阻的试验原理  
  
　　变压器的绝缘电阻对双绕组结构而言是表征变压器高压对低压及地、低压对高压及地、高压和低压对地等绝缘在直流电压作用下的特性。它与上述绝缘结构在直流电压作用下所产生的充电电流、吸收电流和泄漏电流有关。变压器的绝缘结构及产这三种电流的等效电路  
  
如图2—6所示。  
  
  
  
图2—6绝缘介质的等效电路  
  
　　U-一外施直流电压；C1一等值几何电容；C、R一表征不均匀程度和脏污等的等值电容、电阻；Rl一绝缘电阻；iC1－电电流；iCR一吸收电流；iRi一泄漏电流；i一总电流  
  
　　(1)充电电流是当直流电压加到被试晶上时，对绝缘结构的几何电容进行充电形成的电流，其值决定于两极之间的几何尺寸和结构形式，并随施加电压的时间衰减很快。当去掉直流电压时相反的放电电流。电路中便会产生与充电电流极性  
  
　　(2)吸收电流是当直流电压加到被试品上时，绝缘介质的原子核与电子负荷的中心产生偏移，或偶极于缓慢转动并调整其排列方向等而产生的电流，此电流随施加电压的时间衰减较慢。  
  
　　(3)泄漏电流是当直流电压加到被试品上时，绝缘内部或表面移动的带电粒子、离子和自由电子形成的电流，此电流与施加电压的时间无关，而只决定于施加的直流电压的大小。总电流为上述三种电流的合成电流。几种电流的时间特性曲线如图2—7所示。  
  
  
  
图2—7直流电压作用下绝缘介质中的等值电流  
  
i－总电流；i1－吸收电流；i2充电电流；i3泄漏电流  
  
　　变压器的绝缘电阻是表征同一直流电压下，不同加压时间所呈现的绝缘特性变化。绝缘电阻的变化决定于电流i的变化，它直接与施加直流电压的时间有关，一般均统一规定绝缘电阻的测定时间为一分钟。因为，对于中小型变压器，绝缘电阻值一分钟即可基本稳定；对于大型变压器则需要较长时间才能稳定。产品不同，绝缘电阻随时间的变化曲线也不同，但曲线形状大致相同，如图2—8所示。  
  
  
  
图2—8绝缘电阻与时间曲线  
  
2．绝缘电阻的试验类型  
  
电力变压器绝缘电阻试验，过去采用测量绝缘电阻的R60。(一分钟的绝缘电阻值)，同时对大中型变压器测量吸收比值(R60／R15)。这对判断绕组绝缘是否受潮起到过一定作用。但近几年来，随着大容量电力变压器的广泛使用，且其干燥工艺有所改进，出现绝缘电阻绝对值较大时，往往吸收比偏小的结果，造成判断困难。吸取国外经验，采用极化指数户、／，即10rain(600s)与1rain(60s)的比值(R600／R60)。有助于解决正确判断所遇到的问题。  
  
为了比较不同温度厂的绝缘电阻值。GB／6451—86国家标准规定了不同温度，下测量的绝缘电阻值R60换算到标准温度2叭：时的换算公式。  
  
当t>20℃时  
  
  
  
当t<20℃时  
  
  
  
表2－16测绝缘电阻值时换算系数表  
  
温度差  
5  
10  
15  
20  
25  
30  
35  
40  
45  
50  
55  
60  
  
换算系数  
1.2  
1.5  
1.8  
2.3  
2.8  
3.4  
4.1  
5.1  
6.2  
7.5  
9.2  
11.2  
  
  
注中间温度差值的换算系数可用插值法求取。  
  
　　DL／T596—1996规程规定吸收比(10—30℃范围)不低于1．3或极化指数不低于1．5，且对吸收比和极化指数不进行温度换算。在判断时，新的预试规程规定吸收比或极化指数中任——项，达到上述相应的要求都作为符合标准。国外按极化指数判断变压器绝缘状况的参考标准如表2—17所示  
  
状态  
极化指数  
  
良好  
>2  
  
较好  
1.25－2  
  
一般  
1.1－1.25  
  
不良  
1－1.1  
  
危险  
<1  
  
  
3．绝缘电阻的试验方法  
  
(1)测量部位。  
  
　　1)对于双绕组变压器，应分别测量高压绕组对低压绕组及地；低压绕组对高压绕组及地；高、低绕组对地，共三次测量。  
  
　　2)对于三绕组变压器，应分别测量高压绕组对中、低压绕组及地；中／k绕组对高、低压绕组及地；低压绕组对高、中压绕组及地；高、中压绕组对低压绕组及地；高、低压绕组对中压绕组及地；十、低压绕组对高压绕组及地；高、中、低压绕组对地，共七次测量。确定测量部位是因为测量变压器绝缘电阻时，无论绕组对外壳还是绕组间的分布电容均被充电，当按不同顺序测量高压绕组和低压绕组绝缘电阻时，绕组间的电容重新充电过程不同而影响测量结果，因此为消除测量方法上造成的误差，在不同测量接线时测量绝缘电阻必须有一定的／顷序，且一经确定，每次试验均应按确定的顺序进行，便于对测量结果进行合理的比较。  
  
(2)操作方法。  
  
　　1)检查兆欧表或绝缘测定器本身及测量线的绝缘是否良好。检查方法是将兆欧表或绝缘测定器的接地端子与地线相连，测量端子与测量线一端相连，测量线另一端悬空，接通绝缘测定器的输出开关(或摇动兆欧表至额定转速)，绝缘电阻的读数接近无穷大，瞬时短接的绝缘电阻的读数为零。  
  
　　2)将被试变压器高、中、低各绕组的所有端子分别用导线短接，测量前对被测量绕组对地和其余绕组进行放电。  
  
　　3)接通绝缘测定器的输出开关(或摇动兆欧表至额定转速)，将测量绕组绝缘电阻的回路迅速接通，同时记录接通的时间。  
  
　　4)当时间达到15s时，立即读取绝缘R15电阻值，60s时再读取R60值。如需要测量极化指数时，则应继续延长试验时间至10min，并应每隔一分钟读取一个值，同时准确作好记录。  
  
　　5)到达结束时间，从变压器绕组上取下测量线，并将测量线与地线相连进行放电。  
  
　　6)改变接线，分别完成上述程序对各绕组绝缘电阻的测量。  
  
(3)注意事项。  
  
　　1)绕组绝缘电阻的测量应采用2500V或5000V兆欧表。  
  
2)测量前被测绕组应充分放电。  
  
3)测量温度以顶层油温为准，并注意尽量使每次测量的温度相近，并最好在油温低于50C时测量。  
  
4)绝缘电阻试验时要同时记录仪表读数、试验时间、上层油温，决不能随意估计这三个数据。  
  
5)按要求进行统一温度换算。电力设备预防性试验规程DL／T596--1996规定，电力变压器的绝缘电阻值R60换算至同一温度下，与前一次测试结果相比应无明显变化。换算公式为  
  
(2-24)  
  
式中R1、R2--分别为温度t1、t2时的绝缘电阻值。  
  
4．绝缘电阻的测试分析  
  
(1)与测试时间的关系。对不同容量、不同电压等级的变压器的绝缘电阻随加压时间变化的趋势也有些不同，一般是60s之内随加压时间上升很快，60s到120s上升也较快，120s之后上升速度逐渐减慢。从绝对值来看，产品容量越大的电压等级愈高，尤其是220kV及以上电压等级的产品，60s之前的绝缘电阻值越小、60s之后达到稳定的时间越长，一般约要8rain以后才能基本稳定。这是由于在测量绝缘电阻时，兆欧表施加直流电压，在试品复合介质的交界面上会逐渐聚集电荷，这个过程的现象称为吸收现象，或称界面极化现象。通常吸收电荷的整个过程需经很长时间才能达到稳定。吸收比(R60／R15)反映测量刚开始时的数据，不能或来不及反映介质的全部吸收过程。而极化指数／~600／R60)时间较长，在更大程度上反映了介质吸收过程，因此极化指数在判断大型设备绝缘受潮问题上比吸收比更为准确。由此可见，220kV及以上电压等级的变压器应该测量极化指数。  
  
(2)与测试温度的关系。当变压器的温度不超过30℃时，吸收比随温度的上升而增大，约30℃时吸收比达到最大极限值，超过30C时吸收比则从最大极限值开始下降。但220kV、500kV产品的吸收比和极化指数达到最大极限值的温度则为40℃以上。  
  
(3)与变压器油中含水量的关系。变压器油中含水量对绝缘电阻的影响比较显著，反映在含水量增大，绝缘电阻减小、绝缘电阻吸收比降低，因此变压器油的品质是影响变压器绝缘系统绝缘电阻高低的重要因素之一。  
  
(4)与变压器容量和电压等级的关系。在变压器容量相同的情况下，绝缘电阻常随电压等级的升高而升高，这是因为电压等级越高，绝缘距离越大的缘故。在变压器电压等级相同的情况下，绝缘电阻值常随容量的增大而降低，这是因为容量越大，等效电容的极板面积也增大，在电阻系数不变的情况下，绝缘电阻必然降低。  
  
吸收比或极化指数能够有效反映绝缘受潮，是对变压器诊断受潮故障的重要手段。相对来讲，单纯依靠绝缘电阻绝对值的大小，对绕组绝缘作出判断，其灵敏度、有效性比较低。这一方面是因为测量时试验电压太低难以暴露缺陷；另一方面也是因为绝缘电阻值与绕组绝缘的结构尺寸、绝缘材料的品种、绕组温度等有关。但是，对于铁心、夹件、穿心螺栓等部件，测量绝缘电阻往往能反映故障。主要是因为这些部件的绝缘结构比较简单，绝缘介质单一。  
  
5．绝缘电阻检测与诊断实例  
  
(1)变压器充油循环后测绝缘电阻大幅下降。某2500kVA、l10kV变压器充油循环后测绝缘电阻比循环前大幅降低，以低一高中地为例，充油循环前只R15=5000M欧、R60＝10000M欧,、R60／R15＝2、tg8％＝0．25。充油循环后7．5h测量，R15＝250M欧、R60=300M欧、R60／Ri5＝1．2、tg8％＝1．15。充油循环后34h测量，R15＝7000M欧、R60＝10000M欧、R60／R15＝1．43。  
  
造成上述原因可能是充油循环后油中产生的气泡对绝缘电阻的影响，因此要待油中气泡充分逸出，再测绝缘电阻才能真实反映变压器的绝缘状况，通常，对8000kVA及以上变压器需静置20h以上，小型配电变压器也要静置5h以上才能进行绝缘试验。  
  
(2)油中含水量对变压器绝缘电阻的影响。某变压器绝缘电阻R60为750M欧，吸收比为1．12，油中含水量的微水分析超标，与二年前相近温度条件下R60>2500而R60／R15>1，5相比变化很大。经油处理，微水正常，绝缘电阻R60为2500M欧，吸收比为1．47。但运行一年后，预试又发现反复，绝缘电阻R60为800M欧、吸收比为1．16。再次进行微水检测发现超标。再次进行油过滤绝缘电阻又恢复正常。  
  
　　分析认为油中含水量是对变压器绝缘电阻影响的主要因素，油中微水经油处理合格后，绝缘电阻亦正常，所以运行一阶段，油中微水又超标，应解释为纸绝缘材料中的水分并未全部烘干排除，并缓慢向油中析出而影响油的含水量，同时影响变压器的绝缘电阻值。  
  
　　（3）吸收比和极化比指数随温度变化无规率可循。  
  
第三章变压器故障典型案例  
第一节短路故障案例  
  
一、老厂主变压器多次过流重合动作绕组变形  
  
　　(1)案例。我厂老厂＃7机31.5MVA、110kV变压器(SFSZ8—31500/110)发生短路事故，重瓦斯保护动作，跳开主变压器三侧开关。返厂吊罩检查，发现C相高压绕组失团，C相中压绕组严重变形，并挤破囚扳造成中、低压绕组短路；C相低压绕组被烧断二股；B相低压、中压绕组严重变形；所有绕组匝间散布很多细小铜珠、铜末；上部铁芯、变压器底座有锈迹。  
  
　　事故发生的当天有雷雨。事故发生前，曾多次发生10kV、35kV侧线路单相接地。13点40分35kV侧过流动作，重合成功；18点44分35kV侧再次过流动作，重合闸动作，同时主变压器重瓦斯保护跳主变压器三侧开关。经查35kV距变电站不远处B、C相间有放电烧损痕迹。  
  
(2)原因分析。根据国家标准GBl094．5—日5规定110kV电力变压器的短路表观容量为800MVA，应能承受最大非对称短路电流系数约为2．55。该变压器编制的运行方式下：  
  
电网最大运行方式110kV三相出口短路的短路容量为1844MVA；  
  
35kV三相出口短路为365MVA；  
  
10kV三相出口短路为225．5MVA；  
  
事故发生时，实际短路容量尚小于上述数值。据此计算变压器应能承受此次短路冲击。事故当时损坏的变压器正与另一台31500／110变压器并列运行，经受同样短路冲击而另一台变压器却未损坏。因此事故分析认为导致变压器B、C相绕组在电动力作用下严重变形并烧毁，由于该变压器存在以下问题：  
  
　　1)变压器绕组松散。高压绕组辐向用手可摇动5mm左右。从理论分析可知，短路电流产生的电动力可分为辐向力和轴向力。外侧高压绕组受的辐向电磁力，从内层至外层三线性递减，最内层受的辐向电磁力最大，两倍于绕组所受的平均圆周力。当绕组卷紧芝内层导线受力后将一部分力转移到外层，结果造成内层导线应力趋向减小，而外层导绞受力增大，内应力关系使导线上的作用力趋于均衡。内侧中压绕组受力方向相反，但均§七用的原理和要求一致。绕组如果松散，就起不到均衡作用，从而降低了变压器的抗短路充击的能力。  
  
　　外侧高压绕组所受的辐向电动力是使绕组导线沿径向向外胀大，受到的是拉张力，表观为向外撑开；内侧中压绕组所受的辐向电动力是使绕组导线沿径向向内压缩，受到的是压力，表现为向内挤压。这与该变压器的B、C相高、中压绕组在事故中的结果一致。  
  
2)经吊罩检查发现该变压器撑条不齐且有移位、垫块有松动位移。这样大大降低了内侧中压绕组承受辐向力和轴向力的能力，使绕组稳定性降低。从事故中的C相中压绕组辐向失稳向内弯曲的情况，可以考虑适当增加撑条数目，以减小导线所受辐向弯曲应力。  
  
3)绝缘结构的强度不高。由于该变压器中、低压绕组采用的是围板结构，而围板本身较软，经真空于燥收缩后，高、中、低绕组之间呈空松的格局，为了提高承受短路的能力，宜在内侧绕组选用硬纸筒绝缘结构。  
  
(3)措施。这是一起典型的因变压器动稳定性能差而造成的变压器绕组损坏事故，应吸取的教训和相应措施包括：  
  
1)在设计上应进一步寻求更合理的机械强度动态计算方式；适当放宽设计安全裕度；内绕组的内衬，采用硬纸筒绝缘结构；合理安排分接位置，尽量减小安匝不平衡。  
  
2)制造工艺上可从加强辐向和轴向强度两方面进行，措施主要有：采用女式绕线机绕制绕组，采用先进自动拉紧装置卷紧绕组；牢固撑紧绕组与铁心之间的定位，采用整产套装方式；采用垫块预密化处理、绕组恒压干燥方式；绕组整体保证高度一致和结构完整；强化绕组端部绝缘；保证铁轭及夹件紧固。  
  
3)要加强对大中型变压器的质量监制管理，在订货协议中应强调对中、小容量的变压器在型式试验中作突发短路试验，大型变压器要作缩小模型试验，提高变压器的抗短路能力，同时加强变电站10kV及35kV系统维护，减少变压器遭受出口短路冲击机率。  
  
第二节过热故障案例  
  
一、新厂＃3机变压器绝缘受潮过热  
  
(1)案例。我厂＃3机200MVA、220kV主变压器(SFP7—240000／220)在周期性油色谱分析中发现氢气、乙炔含量有增大趋势。经跟踪监测，氢气含量为30．1uL几，而乙炔含量为5．2uL/L，已超过正常注意值。两天后停电检修，检修前氢气含量达43．6uL/L，乙炔含量达10．9uL/L，色谱变化情况如表3—13所示，绝缘介质损耗tgs％变化如表3—14所示。  
  
表3－13色谱试验数据UL/L  
  
氢气  
乙炔  
甲烷  
乙烷  
乙烯  
总  
一氧化碳  
二氧化碳  
  
前五天  
30.1  
5.2  
17.1  
2.2  
5.5  
30  
596  
1186  
  
前两天  
49.9  
10.2  
23.6  
2.8  
6.2  
42.8  
654  
1393  
  
检修前  
43.6  
10.9  
20.1  
3.2  
7.2  
41.4  
668  
1424  
  
检修后  
0  
0.17  
1.2  
0.1  
0.11  
1.58  
26  
62  
  
测试绕组  
正常时  
色谱异常时  
检修后  
  
高压  
<0.1  
1.5  
<0.1  
  
中压  
<0.1  
1.75  
<0.1  
  
低压  
<0.61  
1.7  
<0.1  
  
  
　停电检修放油后的重点检查项目是：绕组压板、压钉有无松动，位置是否正常；铁芯夹件是否碰主变压器油箱顶部或油位计座套；有无金属件悬浮高电位放电；临近高电场的接地体有无高电位放电；引线和油箱升高座外壳距离是否符合要求，焊接是否良好㈠由箱内壁的磁屏蔽绝缘有无过热；申压侧分接开关接触是否良好。  
  
检查中发现：中压侧油箱上的磁屏蔽板绝缘多块脱落；中压侧B相引线靠近升高座处白布带脱落且绝缘有轻微破损；B相分接开关操作杆与分接开关连接处有许多炭黑。  
  
(2)原因分析。规程规定220kV变压器20℃时tg8％不得大于0．8，且一般要求相对变化量不得大于30％，根据表3—14数据反映变压器绝缘受潮.  
  
按照GB7252--87《变压器油中溶解气体分析和判断导则》推荐的三比值法：C2H2／C2H4=10，5／7=1．5；编码为1;CH4／H2=21／32．6；0．644；编码为0；C2H4/C2H6=7／3=2．33；编码为1。组合编码为1，0，1，对应的故障性质为主变压器内部有绝缘过热或低能放电现象。  
  
氢气、乙炔含量高的可能原因：  
  
1)主绝缘慢性受潮。主绝缘受潮后，绝缘材料含有气泡，在高电压强电场作用下将引起电晕而发生局部放电，从而产生Hz；在高电场强度作用下，水和铁的化学反应也能产生大量的H2，使在在总烃含量中所占比重大。主绝缘受潮后，不但电导损耗增大，同时还会产生夹层极化，因而介质损耗大大增加。  
  
2)磁屏蔽绝缘脱落后的影响。正常时，高、中压绕组的漏磁通主要有三条路径：一是经高、中压绕组一磁屏蔽板闭合；二是经高、中压绕组一油箱一高、中压绕组闭合；三是经高、中压绕组一油箱一磁屏蔽板一高、中压绕组闭合，并在箱壳和磁屏蔽板中感应电势。磁屏蔽板的绝缘脱落后，将使磁屏蔽一点或多点接地，从而形成感应电流闭合回路导致发热，如果绝缘脱落后，磁屏蔽板和箱壳的接触不好，还有可能形成间隙放电或火花放电。  
  
3)B相引线的白布带脱落和绝缘有碰伤痕迹，可能发生对套管升高座放电。  
  
4)中压侧B相分接开关与操动杆接触不良，可能会产生悬浮电位放电.变压器运行时出现内部故障的原因往往不是单一的，在存在热点的同时，有可能还存在着局部放电，而且热点故障在不断地发展成局部放电，由此又加剧了高温过热，形成恶性循环。  
  
　　(3)处理。对B相引线绝缘加固，加强磁屏蔽绝缘，检修调整分接开关，同时对主变压器本体主绝缘加热抽真空干燥。具体措施是用覆带式加热器在主变压器底部加热，主变压器顶部及侧面用硅酸铝保温材料保温，主变压器四周用尼龙布拉成围屏，以保证主变压器底部不通风，以达到进一步保温的目的。加热器加热时，使主变压器外壁温度保持在60℃～70℃：左右，加热72h后，采用负压抽真空(抽真空时加热不中断)，抽真空后，继续加热24h，再抽真空，这样反复3--4次以后，再做介质损耗试验，试验结果合格。同时，进油时对油中气体经真空脱气，色谱分析正常，各项试验数据全部合格，变压器投入后运行正常。  
  
第四章变压器故障综合处理  
第一节变压器故障的综合判断方法  
  
根据变压器运行现场的实际状态，在发生以下情况变化时，需对变压器进行故障诊断。  
  
(1)正常停电状态下进行的交接、检修验收或预防性试验中一项或几项指标超过标准。  
  
(2)运行中出现异常而被迫停电进行检修和试验。  
  
(3)运行中出现其他异常(如出口短路)或发生事故造成停电，但尚未解体(吊心或吊罩)。  
  
当出现上述任何一种情况时，往往要迅速进行有关试验，以确定有无故障、故障的性质、可能位置、大概范围、严重程度、发展趋势及影响波及范围等。  
  
对变压器故障的综合判断，还必须结合变压器的运行情况、历史数据、故障特征，通过采取针对性的色谱分析及电气检测手段等各种有效的方法和途径，科学而有序地对故障进行综合分析判断。