**电力变压器常见故障的分析与处理**

变压器是靠电磁感应原理工作的，改变电压、联络电网、传输和分配电能；电力变压器是变电站核心设备，结构复杂，运行环境恶劣，发生故障和事故对电网和供电可靠性影响大，需要针对具体情况立即采取措施；变压器故障的分析判别牵扯的学科领域多，既要有电工、高电压、绝缘材料、化学分析等基础知识，还要熟悉自动化、热学等；变压器的故障种类多，表现形式千差万别，需要熟悉结构原理、熟悉现场运行条件、熟悉每台设备特点等，具体问题，具体分析。

**第一章：大型变压器显性故障的特征与现场处理**

显性故障：是指故障的特征和表现形式比较直观明显的故障，在此，结合现场实际，对大型变压器显性故障的原因和特征进行了叙述和分析，介绍了现场常见的处理办法，也是一些比较简单的办法。

**一、外观异常和故障类型：**

变压器在运行过程中发生异常和故障时，往往伴随相应外观特征，通过这些简单的外部现象，可以发现一些缺陷并对异常和故障进行定性分析,提出进一步 分析或处理的方案。而且可以对一些比较复杂的故障确定检修和试验方案.以下从几个方面进行分析和处理：

**1、防爆筒或压力释放阀薄膜破损。**

当变压器呼吸不畅，进入变压器油枕隔膜上方的空气，在温度升高时，急剧膨胀，压力增加，若引起薄膜破损还会伴有大量的变压器油喷出；主要有以下原因和措施：

1）呼吸器因硅胶多或油封注油多、管路异物而堵塞。硅胶应占呼吸器的2/3，油封中有1/3的油即可，可用充入氮气的办法对管路检查

2）(油枕)安装检修时紧固薄膜的螺栓过紧或油枕法兰不平，(压力释放阀)外力损伤或人员误碰。更换损坏的薄膜或油枕.

3）变压器内部发生短路故障，产生大量气体。一般伴随瓦斯继电器动作;可先从瓦斯继电器中取气样，若点火能够燃烧，需取油样色谱分析和进行电气检查，确定故障性质，故障原因未查明，消除缺陷前变压器不能投运。

4)弹性元件膨胀器内部卡涩.更换或由制造厂处理.

5)隔膜结构的油枕在检修或安装时注油方法不当，未按规定将油枕上部的气体排净。停电将变压器油注满油枕，再将变压器油放至合适的油位高度。

6）胶囊结构的油枕因油位低等原因，胶囊堵塞油枕与变压器本体的管路联结口。在管路联结口处装一支架，防止胶囊直接堵塞联结口。

**2、套管闪络放电。**

套管闪络放电会使其本身发热、老化，引发变压器出口短路事故；低压套管尤其严重;其主要原因和措施有：

1）表面脏污，在阴雨潮湿天气下，因脏污的导电性能提高而放电。需对变压器停电清扫套管，并涂RTV长效涂料以提高其防污闪性能。

2）安装检修或制造时即有缺陷。试验时介质损失角等绝缘指标超标或瓷件不完整，需更换套管。

3）设计时外爬电距离选用的小，变压器又处在污秽等级高的地区运行。更换为爬电距离大的套管或硅橡胶外绝缘的套管或采取加硅橡胶增爬裙等防污闪措施。

4）系统出现内部过电压和大气过电压。

对套管及变压器进行试验和检查，全部合格后方可投入运行。

5）套管表面附有杂物短接部分瓷裙。

带电用绝缘杆挑出即可。

6）雨雪天气或覆冰，变压器套管最容易出现覆冰.

停止运行。

**3、渗漏油**

几乎是每台变压器都存在的问题，凡是密封点，甚至铁板也因沙眼而渗漏油。渗漏油一般不会导致变压器立即停运，但一旦漏油得不到及时处理，将严重危及变压器的安全运行。由于变压器密封部位多且形式各种各样，所以渗漏油的象征也千差万别。

主要有以下原因和措施：

1）密封胶垫老化和龟裂，一般是胶垫质量不良或超期未更换造成。需结合检修及时更换。

2）密封点紧固不到位，无油部位还会加速胶垫的老化，空气进入变压器本体。随时发现随时校紧。

3）阀门制造质量不良，关闭不严。放油更换阀门。

4）沙眼或焊接质量不良。可带油焊接，但必须做好防火措施，对铁板沙眼也可在表面覆焊一定面积的铁板来处理。对变压器箱体的渗漏油除吊开钟罩外,不能无油焊接.

5）油泵的渗漏油。部分部位因负压在其运转时不渗漏油，一旦停止就会渗漏，此种情况往往会将空气带入变压器，引起瓦斯发信甚至动作掉闸。查找比较困难，须逐台油泵停下检查判别和处理。

6）胶垫受力过大变形，密封结构不合理，制造安装工艺不良等，也会导致渗漏油。需针对具体原因处理。

二、**颜色的变化和气味异常**

变压器的许多故障往往伴随发热现象，引起发热部位的颜色、温度变化或发出特殊气味。

**1、外部线夹联结部位过热。**

由变压器套管引出线夹本身或与联结引线的紧固螺栓螺丝松动、接触面氧化或面积不够引起，表现为过热点颜色变暗失去光泽，测温会发现其温度超过70度，示温腊片变色，表面刷漆发黑等，此种缺陷的预防可结合停电试验测量含线夹在内的变压器绕组直流电阻，有怀疑时可单独测量线夹本身的接触电阻（一般不超过500uΩ）．处理时结合具体情况开夹打磨接触面和紧固．必要时核对线夹的载流量.

**２、呼吸器的硅胶受潮。**

呼吸器的硅胶一般为变色硅胶，其作用是吸附进入到变压器油枕中的潮气，正常情况下为浅兰色，若变为粉红色即为失效，靠正常的呼吸一般一年就需更换一次硅胶；硅胶变色过快的原因和措施：

1）硅胶筒密封不严，如胶垫老化、螺丝松动、玻璃罩有裂纹；需更换胶垫、校紧螺丝和更换玻璃罩。

2）硅胶筒下部的的油封无油或油位低，油封内进水，使空气未经过油过滤而直接进入呼吸器。加入适量的变压器油即可。

3）天气阴雨湿度大或硅胶筒内进水也能加快硅胶变色。

同样，若硅胶变色过缓，说明呼吸不正常，需对管路进行检查处理。

3、变压器轻瓦斯动作、瓦斯继电器油室内集有气体。

正常情况下变压器瓦斯继电器油室内充满变压器油，一旦轻瓦斯动作，应立即检查和取油样色谱分析，确认是否内部故障情况。

若气体无色无味且不可燃，说明为空气；造成的原因和措施：

1）安装或检修后新注油或滤油将气体带入变压器油箱，静置期间未反复放气或放气不彻底，变压器一经投运，温度升高，气体膨胀而逸出，进入瓦斯继电器；为此应严格变压器注油程序并反复放气。

2）油泵密封不良，将气体带入变压器本体，应逐一对油泵检查加以排除。

若气体含有异味，说明变压器存在内部故障，应立即停止运行检查和试验，一般表现为：

1）微黄色且不可燃，内部绝缘支架等木质材料过热或烧损；

2）黑色、灰色且可燃，裸金属过热或绝缘闪络使变压器油分解；

3）白色且不易燃烧，可能是绝缘击穿或纸绝缘烧损。以上现象，气样和油样色谱分析，特征气体都会超标，应结合电气试验和特征气体含量，依据试验规程和色谱导则，进行综合分析，查明原因，再进行处理。

冷却管路设置不合理,潜油泵的原因还会引起重瓦斯动作.以前的老变压器比较多见.

**三、声音和温度故障**

**1、声音异常。**

变压器正常运行时在交流电磁场的作用下，会发出连续均匀、轻微的“嗡嗡”声，若声音不均匀或有特殊声音，即视为不正常。主要原因有：

1）系统出现过电压；

2）变压器过负荷运行；以上皆需按变压器的铭牌参数确定。

3）内部夹件或压紧铁心的螺丝、拉带松动，铁心的硅钢片震动增大，有明显的杂音；需吊罩处理；

4）分节开关接触不良或不接地的金属件静电放电、外绝缘电晕放电；伴有“劈啪”的放电声。

5）铭牌、标示牌、风扇电机等外附件因固定不牢也会发出异音。针对具体情况进行处理。

**2、温度异常**

变压器的许多故障往往会伴随温度的变化，规程规定变压器上层油温不得超过95℃，温升不得超过55℃；引起变压器温度异常的主要原因和措施有：

1）铁心多点接地、裸金属过热等变压器内部故障。需甄别处理。

2）新安装或大修后，散热器法门未打开，不能正常循环散热。检查油泵运转和流速表的动作情况，开启未打开的法门。

3）呼吸器堵塞或严重渗漏油影响散热。

4）变压器结构不合理，因漏磁引起箱壳局部过热，有时会达到上百度。可在具体部位加装隔磁材料。

5）冷却装置运行不正常，影响散热。

**四、变压器的显性故障，还有诸如：**

油位不在温度曲线范围内，负荷异常，附件异常等等；

显性故障的辨别是经过变压器外观现象的检查和分析判断，对变压器存在问题定性评价，确定是否可以继续运行，退出运行应进行的检查和试验项目。

由于同一显性故障促成的原因千差万别，需要熟悉具体每台变压器安装和检修运行的历史资料，了解其结构特点、运行规律；需要具有丰富现场经验知识，具体设备，具体分析。

变压器显性故障的特征判别和处理，是变压器运行检修管理的基本技能。

另外，从显形的概念上讲，变压器吊罩后外观检查发现的一些异常也应该在此列范畴。如：一台110KV变压器吊罩我们曾发现和处理了以下问题：

1、有载开关切换部分过渡电阻联结触头烧坏；内部的变压器油异常变黑，游离碳多。

2、固定线包和铁心的绝缘垫快多处松动，部分脱落；

3、固定切换开关油室发兰的螺栓松动，致使油室倾斜。

4、变压器本体固定螺栓松动，整体横向位移3厘米，固定板变形，处理后位移减少至1.５厘米。

５、线圈外层的尼龙绑扎带松动（收缩比）。

**第二章：变压器铁心接地故障特征与防范处理**

目前运行的变压器，由于制造工艺质量，运输、安装和运行维护等原因，在变压器运行过程中，铁心接地故障往往时有发生，且在变压器各类故障中占相当的比例，而铁心多点接地故障点往往发生在视角不易发现之处，发生原因和表现的特征各式各样，给现场处理和查找带来一定的难度；下面将介绍对变压器铁心接地的要求，多点接地表现特征，现场处理办法及预防措施；结合多年来发生、判断和处理铁心接地故障的几起实例，对铁心接地原因和现场处理过程进行叙述、分析和论证。

**一、变压器铁心接地点的要求**

变压器的铁心只能有一个接地点，做为正常的工作接地，来限制铁心的电位和流过的电流；若不接地和出现两点及以上的接地，都将导致铁心出现故障，影响变压器的安全运行；

一是变压器在运行过程中，其带电的绕组和油箱之间存在电场，铁心和夹件等金属构件处于该电场之中，由于电容分布不均匀，场强各异，若铁心没有可靠接地，则存在对地悬浮电位，产生铁心对地或线圈的充放电现象，破坏固体绝缘和油的绝缘强度；若铁心一点接地，即消除了铁心悬浮电位的可能。

二是当铁心出现两点或以上多点接地时，铁心在工作磁通周围就会形成短路环，短路环在交变的磁场作用下，产生很大的短路电流，流过铁心，造成铁心局部过热；铁心的接地点越多，形成的环流回路越多，环流越大（取决于多余接地点的位置），使变压器铁损变大；同时，环流过热还会烧熔局部铁心硅钢片，使相邻硅钢片间的绝缘漆膜烧坏，修复时不得不更换部分硅钢片，修复耗用资金巨大，需要返厂工期较长，严重影响电网安全运行。

不管是不接地还是多点接地,两者在严重时，都会因过热和放电，在变压器内部产生大量的可燃性气体，引起轻瓦斯发信，甚至重瓦斯动作而使变压器开关掉闸，中断对外供电。因此,变压器的铁心与其紧固件之间必须良好绝缘，且仅有一点可靠接地。

**二、变压器铁心接地故障的表现特征：**

变压器发生铁心接地故障的原因和现场表现形式各种各样，但其故障特征往往有共同的规律可循，需要熟悉变压器的结构特点，了解容易发生多点接地的部位，并结合各类试验数据进行综合分析，就能对多余接地点准确定位；综合分析时，应重点把握铁心接地故障的如下表现特征：

**1、油色谱分析的表现特征：**

一般情况下，铁心接地点之间会产生环流，直接表现在铁心的过热上，加快变压器油的裂化和分解，产生可燃性的特征气体，初期一般为300～700摄氏度的中温过热，故障编码一般为0 2 1，这就必然使变压器油的色谱分析异常。

一是总烃升高，一般超过色谱导则规定的注意值（150ul/l），其中乙烯和甲烷占主要成份，乙炔微量或没有，变压器若不带病长期运行，乙炔值一般不会超过导则规定注意值（5ul/l）；

二是故障严重时，由于环流过热而无高能量放电，若用导则推荐的三比值法分析，故障编码一般为0 22或0 0 2，系高于700摄氏度的高温热故障；

三是若产气速率较快，超过导则规定的注意值，将伴随大量乙炔出现，超过导则规定注意值（5ul/l）；

四是有些铁心接地故障涉及绝缘材料，也会引起CO和CO2的伴随增长；

五是一些间歇性接地故障，由于伴随放电火花，往往会产生一定量的乙炔，C2H2占主要成份，并超过5ul/l。

**2、电气测量的表现特征：**

一是大部分变压器铁心多点接地的接地点，不是从接地套管一处引出，而是在不同的位置形成环流通道，故在变压器正常运行时，从引出的接地线上，测量铁心接地的电流，将明显增大，往往超出《电力设备预防性试验规程》一般不大于0.1A的要求，停电用兆欧摇测铁心绝缘，阻值很低，往往小于5MΩ，甚至用万用表即可测量出其接触电阻值。

为减少误判，用钳型表接地电流测量时，由于变压器箱体周围存在漏磁通，应水平放置并选择在油箱高度的1/2处。若测量数据的分散性大，可在变压器铁心接地引下线上，并联可靠短路线并串入测量交流电流表后，再打开固定的接地引下线，直接测量其准确接地电流值。另外，对间歇性的多点接地，测得的电流值会不断变化，有时甚至为0，不能判断是否有铁心多点接地，需要不断观察和多次测量；在停电摇测绝缘电阻可能正常。

二是多点接地故障点是从接地套管一处引出，往往通过电气测量不能判定，测的铁心绝缘电阻和接地电流正常，只能结合色谱分析在有怀疑时，对变压器停电进行检查，可在放出部分油后，打开接地套管，观察接地引线是否过长、裸漏，该部位的硅钢片有无放电和烧伤痕迹，直接找到多余接地点。

**3、吊罩检查的表现特征：**

变压器大修和铁心接地处理需要吊罩时，查找多点接地部位应注意如下特征。

一是首先检查铁心的外观，有无明显的放电和烧伤、过热痕迹，有无运输定位钉、铁心夹件等金属物碰及铁心，有无焊渣、铜丝、金属屑或脏杂物。

二是从铁心引线处施加交流电压，可能会有放电声音或烧熔的烟气，发现多余接地点。

三是将铁心与夹件的联结片打开，在铁轭两侧施加直流电压，用万用表依次测量各级铁心叠片的电压，多余接地点处的电压指示为零。

**五、变压器铁心接地故障的预防和处理措施**

**1、变压器安装和检修单位，应珍惜变压器安装和大修时的吊罩机会.**

一是测量铁心及夹件的绝缘电阻.

二是对未绝缘处理的铁心接地联结片（或联结线）绝缘包扎处理，

三是将接地线外引至运行中便于测量处，定期检测铁心接地电流，一般在0.5A左右或更小。

**2、加强变压器运行监督，将电气试验和定期气相色谱分析结合起来。**

一是结合运行巡视定期测量铁心接地电流。

二是严格变压器油色谱分析周期；注意：用三比值法判断铁心接地故障，必须在油中各种气体含量足够高（一般是超出注意值）的前提下，对各种气体含量正常的变压器，其比值没有意义，否则，容易误判，造成不必要的经济损失。

3、**铁心接地故障的变压器，若立即停电查找和消缺困难，可采取临时措施，对接地电流大的情况**，可在接地回路中临时串入电阻（电阻两侧并入220V～380V的低压避雷器为易，已防止电阻开路），此时接地电流可以限制在100mA，也可打开正常的铁心接地点，这样可以减少流过硅钢片的电流，降低铁心发热程度，防止故障的发展；但在此期间必须加强色谱的跟踪分析和接地电流的测量。

4、**现场一旦发现变压器铁心多点接地，一般可不要急于采取吊罩查找和处理多余接地故障点的办法；**若绝缘电阻低，可通过正常接地点，对铁心施加交流电烧熔或直流电容器储能脉冲放电，烧除多余接地点，变压器不吊罩处理接地故障可以节省大量人力和物力，而且可以避免变压器长期停电带来的各种损失和影响，是一种行之有效的方案。若绝缘电阻并不低，可少量放油后，打开接地套管，通过检查和处理接地引线进行消缺。处理前后要有色谱分析数据给予支撑.

**5、吊罩后铁心外观检查，若不能直接发现故障点，可采取如下方法查找；**

一是测量穿芯螺栓和绝缘紧固件的绝缘电阻，判定夹件是否碰及铁心；

二是在铁心和地之间接入万用表，通过电阻的变化寻找，对可能接地点可用绝缘纸板横扫，观察万用表指针变化，确定具体位置；

三是交流或直流加压，观察放电声音或烧熔的烟气等等。一旦找出了绝缘薄弱环节，结合具体情况均要采取加强绝缘的措施，不得已时需要吊器身或返厂修理。

**6、在变压器的设计和制造时，应充分考虑铁心对地及夹件绝缘的余度，合理空间布置，对有可能影响绝缘的部位或金属部件，应重点进行绝缘包扎处理。**

铁心接地故障及分析处理实例：

如某台SFZ7---31500/110的全密封变压器，运行过程中轻瓦斯发信，色谱分析总烃高，铁芯绝缘等电气试验项目均合格，拆下接地套管发现内部引线短接铁芯，随对内部接地引线绝缘包扎处理；某台SFSZ7---150000/220变压器，安装吊罩外观未发现铁芯多余接地点，而铁芯绝缘电阻不到1MΩ，分析认为系铁芯木质垫脚干燥不良引起，现场在变压器本体底部加电热炉加温和热油循环干燥处理，使铁芯绝缘达到5 MΩ，投运后靠变压器运行自身温度，铁芯绝缘电阻逐步升高。

**小结：**

变压器铁心由于其结构特点，出现多点接地故障的因素多，形式多种多样，一旦出现就会影响变压器安全运行，必须从设计、制造、安装和运行维护方面共同采取预防措施，严格执行国家电力公司二十五项反事故技术措施要求，加强色谱和电气试验监督，做好早期诊断工作，进行综合分析判断，通过以上分析和处理实例，必须针对不同情况确定具体处理办法，才能节约处理故障的资金和时间，将故障损失降低到最低限度。

**第三章：变压器近距离出口短路损坏事故的判别处理和预防**

随着国民经济和工农业生产的持续发展，电力系统装机容量日益增长，系统内的短路容量和短路电流大为提高，而在系统中运行的电力变压器，就难免碰到近距离出口的各类短路事故，事故的短路电流流经变压器，使变压器由承受正常的负载电流骤变为数十倍负载电流的短路电流，在暂态过程中往往产生较正常运行大数百倍的机械应力而使变压器损坏；变压器近距离出口短路引发绕组变形、绝缘损坏、线圈烧毁，甚至涉及铁心损坏、油箱变形，一般造成变压器掉闸，退出运行，影响对社会供电，就变压器本身都需要立即进行修理，造成的损失巨大。

**一、出口短路故障对电力变压器的危害**

电力变压器是靠绝缘的高压导线、母线导流排或高压电缆，通过断路器分别与发电机组、电力系统、配电母线和用户配电线路相联结，在现场实际运行中，时常遇到二次侧发生的各种短路故障，使回路阻抗大幅度减小，在一、二次绕组中产生一个大的短路电流，该电流的大小往往与多种因素有关，如：短路的位置、短路发生瞬间的相位、短路阻抗和短路时的系统运行方式等，并随系统短路容量和单台变压器容量的增加而增大，由于断路器及相关自动装置存在固有的动作时间，短路故障点也就不可能零时间切除，变压器难免受到短路电流的冲击，通常短路电流为额定运行电流的十几倍至几十倍，这样大的短路电流产生的电动力和热量，将危及电力变压器的动稳定和热稳定性能，使之遭到严重破坏，影响电力变压器的正常运行。

**1.出口短路产生的电动力对电力变压器的危害**

电力变压器运行过程中绕组通过电流，由于电流和漏磁场的存在，绕组上将产生电动力，该电动力与漏磁通密度和通过电流的大小成正比，也即与通过电流的平方成正比，电力变压器正常运行时作用在导线上的电动力很小，但，突然短路时，十几倍至几十倍的短路电流将产生几百至上千倍额定时的电动力，可能造成电力变压器的绕组失稳变形，绝缘受伤，匝间（饼间）短路，进而使变压器损坏。电力变压器承受电动力的破坏作用往往表现在：绕组的压紧件变形损坏，严重时上夹件的钢支板被顶弯、压钉支板脱落，压钉弯曲位移，端部纸（木）压包环崩裂，引线木支架断裂损坏等，同时还会造成绕组变形，内侧绕组被局部压弯，外侧绕组被拉松动或拉断；绕组线饼沿轴向发生变形，线饼间的油间隙变小，垫块发生位移，破坏匝（饼）间绝缘，引起绝缘击穿。

另外，电力变压器多次承受出口短路冲击，有些即使没有发生绝缘击穿而引起变压器掉闸，但其绕组已经产生多次累积变形，这些变形使绕组的机械和绝缘强度降低，在再次受到过电流或过电压冲击，甚至在正常铁磁谐振过电压的作用下，都可能造成内部绝缘击穿，致使变压器损坏。

**2 .出口短路引起过热对电力变压器的危害**

电力变压器绕组的电阻损耗与通过电流的平方和通过电流的时间呈正比，即W=I2Rt，在短路过程中，几十倍额定的短路电流，会使其电阻损耗增加几百倍，这是铁心和漏次损耗也会大幅度增加；这些损耗都将转化为热能使绕组的温度上升，由于短路的时间很短，一般仅为几秒钟，IEC76—5规定t=2s，产生的热能来不及向外扩散，将全部用来使绕组温度升高；按国标《电力变压器第5部分：承受短路的能力》规定，电力变压器设计时，绕组铜导线允许温度为2500C（2），设计起始温度1050C，此时，只要变压器保护装置和断路器能够可靠、及时动作，短路电流的持续时间一般不会超过变压器的热稳定要求，因此，电力变压器热稳定破坏的可能性也就较小，只有在继电保护装置拒动，短路电流长时间通过绕组，才有可能破坏电力变压器的热稳定性能，烧坏变压器。

电力变压器在出口短路时巨大短路电流引起的过热和电动力共同作用下，会遭到不同程度的破坏，有关技术人员需要针对短路故障的性质、短路电流的大小，短路点距出口距离的远近、变压器继电保护及自动装置的动作情况、油色谱分析可燃性特征气体含量，掉闸后的变压器还要根据直流电阻、绕组变形、空载损耗等电气试验参数等，进行综合的分析判断，根据损坏程度，迅速确定变压器是否可以继续运行，制定修复方案。

**二、 电力变压器经受出口短路后的检查试验及要求**

电力变压器在实际运行中一旦发生出口短路，特别是电气距离不足2km范围内的近距离短路故障，不管与否引起变压器掉闸，都必须进行相应的检查和试验，必要时要停电进行全面电气试验和根据试验结果吊开钟罩进行内部检查。

1.外观检查。仔细检查变压器外壳有无明显凹凸，箱体焊缝是否渗漏油，检查压力释放装置的动作情况，检查瓦斯继电器是否动作或发出信号、是否集有可燃性气体，对仍在运行的电力变压器要注意辨别声音是否异常，正常运行会发出连续均匀、轻微的“嗡嗡”声，若声音不均匀或有特殊声音，即视为不正常，如出现电焊机声音、劈啪放电声音等。

2.取油样进行气相色谱分析。变压器油在电力变压器中主要起绝缘和冷却散热的作用，但变压器内部一旦发生过热和放电故障时，变压器油和其它绝缘材料就会发生化学分解，产生特定的烃类气体和H2、碳氧化物等，这些气体的数量和产气速度往往又与故障的温度密切相关；随着故障温度的升高，产气量最大的烃类气体依次为CH4、C2H6、C2H4、C2H2。测量特征气体的成分和含量（3），来分析电力变压器内部发热或放电点的温度，可以确定电力变压器经受出口短路后是否遭到破坏；出口短路会引起绕组的匝间（饼间）短路，系瞬间高能量的工频续流放电，有时涉及固体绝缘；因此C2H2含量的变化往往较大，其次是C2H4、 C2H6、CH4等。若经受短路破坏的时间较长，CO、CO2的含量也会明显增加。

3.直流电阻测量。电力变压器绕组的直流电阻在出厂和良好状态下，三相数值基本平衡；测量直流电阻可以方便有效的考核绕组纵绝缘和回路的联结情况，能发现电力变压器出口短路引起的匝（饼）间短路，绕组断股等故障，如某相电阻异常增加，该相绕组即可能有断股现象，说明电力变压器遭受了严重的冲击破坏，不能投入运行。

绕组的介质损耗和电容量测量。当电力变压器发生局部机械变形时，其绕组间以及对铁心和外壳的相对位置会发生变化，其电容量也将随之变化；虽然电力设备预防性试验规程仅从绝缘的角度对介质损耗值做了规定；但严重的绕组变形会引起电容量的明显变化，所以，在检查承受短路冲击后的电力变压器是否发生严重变形时，被测电容值与历史数据比较也非常重要，当变化值超过10%时就要引起注意。

绕组变形试验。电力变压器局部机械变形后的绕组，其内部的电感、电容等分布参数必然发生相对变化；用频率响应法诊断绕组变形情况因其灵敏度高，抗干扰能力强，近几年被得到广泛应用；可以通过比较两次测得的频响特性曲线的相关系数，判定绕组是否发生变形和变形的严重程度。在没有原始数据的情况下，也可以通过比较三相绕组间的频响特性曲线的差异，或同厂家、同类型电力变压器绕组之间的差异，对绕组变形情况作出判断。若试验时发现频响特性曲线的相关系数小于0.5，电力变压器应立即退出运行。

低电压短路阻抗试验。短路阻抗法是判断电力变压器绕组变形的传统方法，虽然其灵敏度低于频率响应法，仅对绕组变形比较严重的电力变压器有效，但该试验方法相对简单，对试验设备要求低，有出厂和历次试验数据相比较，现场实施非常简便；通过测量绕组的短路阻抗变化判断绕组是否发生变形，现场实践证明：当绕组的三相短路阻抗值超过3%的差异时，就应该引起注意。

空载损耗和空载电流试验。电力变压器经受出口短路电流冲击，当出现线圈匝间短路或涉及铁心绝缘时，会引起电力变压器的励磁电流增加和空载损耗损耗增大，与历次试验数据比较，空载损耗增加10%时就应该引起注意。

8.其他检查试验项目。电力变压器经受出口短路后通常的试验项目还有：绝缘电阻测量，变压比试验，油、纸绝缘材料的分析化验等等，所有试验项目应严格执行电力设备预防性试验规程的相关标准，发现试验结果异常都要引起注意。

吊开钟罩的内部检查。经过外观检查和各类试验怀疑电力变压器内部确实存在短路冲击故障，进一步的检查一般都安排在返厂进行；若需要现场吊罩检查，在吊开钟罩后，首先检查绕组的外部可见部分有无变形、变色和断匝，紧固件是否完整无损；铁心和线圈引线有无明显的烧伤痕迹，线圈和铁心表面有无烧熔的金属颗粒和绕组内部喷出的绝缘纸灰等异常，然后依次吊出各绕组逐一进行检查，视现场情况可以一直检查至内侧绕组的绝缘纸筒。若外观检查即发现损坏程度严重，需要更换线圈或有关绝缘件，应立即停止检查，以便减少变压器器身在空气中的暴露时间，减轻绝缘受潮程度，为下一步修复提供方便。

**二、变压器返厂修复的实例**

**1.事故发生情况简介：**

某主变（SFSZ7—40000/110），1996年产品，97年12月投运；2002年10月22日14点20分，因10KV的出线户外电缆头三相短路爆炸，引发变压器差动保护、过流保护动作，变压器高、中、低三侧开关掉闸。10KV电缆户外头（也即故障点）距变压器出口约100米，电缆故障切除时间为0.36S，10KV电缆出线保护动作的同时变压器过流保护动作，随后经0.04S变压器差动保护动作，又经0.4S变压器开关掉闸，故障录波分析流经变压器10KV侧的最大短路电流为15kA。差动掉闸7S后变压器的轻瓦斯发信号。现场外观检查，瓦斯继电器油室有1/3的气体，变压器本体外观检查，无变形等特征。

**2.现场检查试验情况及初步原因分析：**

当日，迅速对该变压器进行相关项目的电气试验和取油样色谱分析；变压器全部绝缘项目试验合格（2），变压比测量合格，变压器空载损耗由43.59kW上升至56.8kW；绕组直流电阻测量，高、中压合格，低压侧直流电阻三相不平衡系数达26%，变压器油的气相色谱分析发现特征气体含量异常，其中，C2H2达50ul/l，具体试验数据分别如表1和表2：

表1    SFSZ7—40000/110变压器绕组直流电阻测量数据

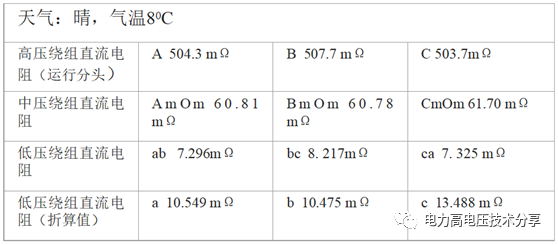
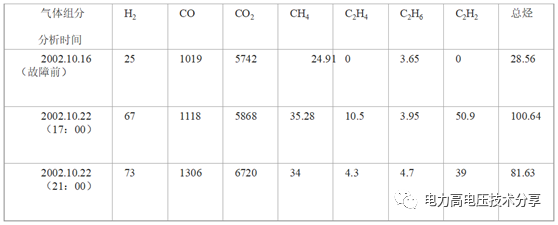


表2  SFSZ7—40000/110变压器油色谱分析检测值           单位：ul/l



同时查阅变电站运行记录，发现该变压器在投运后，曾在该站另一台变压器停电检修时多次过负荷运行，并经历过8次类似的近距离出口短路冲击。由于油中溶解的特征气体C2H2占主要成分，且远远超过导则规定的5ul/l的注意值，可以断定变压器内部发生了高能量的电弧放电，又低压线圈直流电阻严重不平衡，再加上故障瞬间变压器低压绕组经受了15kA短路电流的冲击，结合变压器空载损耗上升和以往运行情况，初步认定变压器低压线圈因受短路冲击而损坏，变压器无法继续投入运行。由于变压器为钟罩焊死的全密封结构，现场不具备吊罩进行进一步检查和处理的条件，只能返厂进行修理。

**3.返厂吊罩检查和修理情况：**

变压器返厂后，割开钟罩和底盘的联结焊缝，吊开钟罩及线包检查，高压线包、铁心和外部可视的所有部件正常，各紧固件无松动现象，外观清洁，绝缘正常；吊出的高、中压线圈皆无变形和损伤，而三个低压线圈都有不同程度变形，其中a相最严重，c相较轻微，a相沿线包纵向2/3的绕组收缩变形严重，有3匝线圈的绝缘烧损，低压线圈的内衬还氧树脂筒无损伤和变形。由于返厂的同时，我们就考虑到低压线圈损坏的可能性大，必须进行更换，固由制造厂提前制作了同结构的低压线圈，并进行干燥处理；确认故障后，就立即更换了三个低压线圈及部分绝缘材料，将原高、中压线圈继续使用；由于变压器本体及相关绝缘材料暴露在空气中的时间仅48小时，大大缩短了变压器的干燥处理时间，经在工厂气相干燥40小时，变压器即通过了全部的出厂交接验收试验；考虑现场供电负荷紧张，变压器总装结束后即运回变电站；经过现场安装试验合格后，投入运行正常。由于运输方便，距离短，事故抢修准备充分，组织得力，从事故发生到变压器再次投入运行，仅用15天。

**4.变压器损坏的原因分析：**

由于变压器本身抗短路冲击的能力较差，再加上中、低压绕组的短路阻抗最小；从变压器运行历史情况看，在经多次发生低压侧近距离出口短路时，变压器绕组多次承受强大的电动力冲击和瞬间过热，引起低压绕组蠕变形和绝缘材料局部损坏，数次积累的破坏效应，最终导致低压线包损坏是该次变压器发生事故的直接原因。

**五、预防变压器短路事故的措施：**

1.随着现代电网装机容量的增大，电力系统用电负荷高，系统短路容量大，短路电流剧增，而变压器在科研、设计和制造中，抗出口短路冲击的能力跟不上，又加配电系统出线多，网络复杂，配电设备事故时有发生；是近几年变压器近距离出口短路损坏事故增多的主要原因。

2.变压器近距离出口短路瞬间，强大的短路电流通过变压器，引起严重过热和承受强大电动力，引起变压器绕组变形和绝缘材料损坏，是变压器损坏的直接原因；经现场分析判别，一旦确定绕组变形和绝缘材料损坏，只能尽快修复，线圈修整或更换；实践证明：变压器在现场能够更换线圈，这样既能缩短修复时间，又可减少返厂装运费用，只要采取必要的防受潮和干燥等措施，应该是经济可行的，但必须针对现场环境和技术条件等具体确定。

3.电力变压器出口短路危害极大，造成的损失巨大；由于中低压绕组间的短路阻抗最小，一般低压线圈损坏的几率最大，其次是中压线圈。首先应从制造厂做起，考虑采取防止线圈失稳的有效综合措施，做为制造厂一是应优化设计，电磁计算方面尽量反应绕组的实际受力状态，实现绕组安匝平衡，并留有足够的设计裕度；二是低压线圈宜用自粘式导线和用硬板绝缘纸筒做内衬，并适当增加撑条根数；三是增加铁轭夹件和压包环强度，合理压钉的数量和位置，防止绕组的端部结构失稳和变形；四是要改善工艺，所有绝缘垫块应进行预密化处理，使其收缩率下降至最低限度，同时绕组的制作要密实牢固，线圈采取整体套装工艺。

减少电力变压器出口短路损坏事故，做为运行单位一是在设备选型定货时，应尽量选用通过短路试验的变压器制造厂家，并合理选择容量和适当提高短路阻抗，尽量减少不必要的调压分节抽头。二是要提高变压器近距离出线的绝缘水平，优化电力变压器低压侧的运行环境，如：采用高可靠性的封闭绝缘母线，母线桥加装热缩绝缘护套，尽量采用电缆出线，2km范围内的架空线路使用绝缘架空线等；减少低压相联结设备的绝缘事故几率，以降低近距离故障的影响和危害；三是并列运行的电力变压器可考虑加装保护自投装置，正常方式开环运行，以减少短路时流过变压器的短路电流。四是提高继电保护装置的快速性，采用微机保护装置，尽量压缩系统中保护的动作级差，缩短低压侧断路器的掉闸时间，缩短短路电流通过电力变压器的作用时间。

电力变压器近距离出口短路后，应尽快判别绕组是否变形和绝缘是否损坏，以便确定变压器是否继续投运；一是尽快进行油色谱分析，根据气体组分含量进行分析，一旦C2H2急剧上升，说明线圈可能烧坏或烧断，线包绝缘遭到破坏。二是进行全面电气试验，排除线圈绝缘损坏的可能，直流电阻测量是发现绕组是否损坏的最有效手段。三是进行变压器绕组变形测量工作，要与以往测量的频响特性曲线进行横向和纵向对比分析，判定电力变压器绕组是否变形。四是在不能确定的条件下，应进行吊罩检查，未经全面检查和综合分析，变压器不得投入运行。检查结果和试验数据分析，必须将气相色谱分析和相关电气试验数据、外观检查情况、自动装置的动作情况等有机的结合起来，进行综合的分析判断，才能准确的对故障定性和定量识别，这也是电力设备预防性试验规程一再明确的要求。

减少低压出口短路故障的几率，要保证变压器低压部分具有良好的绝缘水平，除加强检修维护外，可采取如下措施：一是设计时尽量采用封闭母线，减少外来天气和污秽等因素的影响；二是对变压器外部引出线或母排进行绝缘封闭改造，特别是对中相绝缘进行封闭，防止异物引起的相间短路；三是提高绝缘件的泄露比距，如10KV支柱采用35KV电压等级的绝缘子，35KV支柱采用66KV电压等级的绝缘子等，防止对地短路；四是配电装置在空间允许的条件下，加大相间空气绝缘距离，提高相间抗短路能力，开关柜的尺寸不能过分强调小型化；五是对电缆出线或室内布置结构，针对具体情况采取相应提高绝缘水平的可行措施。

认真贯彻执行国家电网公司2005年颁布的十八项电网重大反事故措施；一是对容性电流超标（10KV系统小于10A）中性点不接地系统，应加装消弧线圈自动补偿装置，防止单相接地故障发展成为相间短路。二是电缆出线的线路由于发生的故障多为永久性故障，应该停用重合闸装置，对变电站出线多且易发生故障的架空线路也应采取此措施，以减少电力变压器承受短路冲击的几率。

三是加强防污闪措施的实施力度，提高设备的泄漏比距，在此建议电力变压器10KV、35KV套管选用时绝缘水平提高一个电压等级，因此对整个变压器的造价也无多大影响，切实防止套管污闪引起零距离出口短路事故。四是对运行年久，运行温度一直偏高的电力变压器开展抗短路能力的校核工作，采取包括改造在内的提高抗短路能力措施，必要时进行油中糠醛含量和取纸样做聚合度测量，对绝缘老化严重的加强跟踪监督。

目前，国内外制造的大型变压器还不能完全适应各种近距离出口短路冲击的要求，特别是对可能频繁承受近距离出口短路冲击的变压器，除选型和制造时考虑增大短路阻抗外，还应考虑加装外附的串联电抗器（注意和电容器组的配合），以减少短路时流过变压器的电流。

9.防止变压器近距离出口短路损坏事故，是一项系统的综合性工作，除采取以上的措施外，还应考虑：

（a）对事故频发的配电线路加强运行维护，在加强和提高线路绝缘水平上下功夫；

（b）采取防止小动物破坏的措施，高压室内及电缆沟的孔洞进行封堵，裸漏导电部分加装热缩护套；

（c）提高继电保护及其自动装置的正确动作率，防止保护拒动、越级或延时掉闸；

（d）对双电源供电的配电线路，应考虑停用断路器重合闸的可能，也可研究考虑加装自动投切装置，减少电力变压器承受短路电流冲击的次数.

（e）配电设备发生短路事故，不管电力变压器是否掉闸，都应该对事故情况进行技术分析，特别要对流经变压器短路电流的大小和时间进行统计分析，必要时对变压器油色谱化验分析；

（f）认真开展电力变压器绕组变形的测量工作，普查变压器频响特性，对发生过近距离出口短路的变压器，适时进行比较分析。（g）合理安排电网的运行方式，区域性电网应考虑分层分区运行，以限制系统的整体短路容量。（h）做好变电站和输配电线路防雷工作，完善防雷措施，防止雷击引起的瞬间短路故障。

3、8国网公司2005年预防变压器事故的措施：防止变压器短路损坏事故的十项措施

1. 容性电流超标的不接地系统，宜装设有自动跟踪补偿功能的消弧线圈或其它设备，防止单相接地发展成相间短路。

2. 采取分列运行及适当提高变压器短路阻抗、加装限流电抗器等措施，降低变压器短路电流。

3. 电缆出线故障多为永久性的，因此不宜采用重合闸。例如：对6-10kV电缆或短架空出线多，且发生短路事故次数多的变电站，可考虑停用线路自动重合闸，防止变压器连续遭受短路冲击。

4. 加强防污工作，防止相关变电设备外绝缘污闪。对110kV及以上电压等级变电站电瓷设备的外绝缘，可以采用调整爬距、加装硅橡胶辅助伞裙套，涂防污闪涂料，提高外绝缘清扫质量等措施，避免发生污闪、雨闪和冰闪。特别是变压器的低压侧出线套管，应有足够的爬距和外绝缘空气间隙，防止变压器套管端头间闪络造成出口短路。

5. 加强对低压母线及其所联接设备的维护管理，如母线采用绝缘护套包封等；防止小动物进入造成短路和其它意外短路；加强防雷措施；防止误操作；坚持变压器低压侧母线的定期清扫和耐压试验工作。

6. 加强开关柜管理，防止配电室“火烧连营”。当变压器发生出口或近区短路时，应确保开关正确动作切除故障，防止越级跳闸。

7. 对10kV的线路，变电站出口2公里内可考虑采用绝缘导线。

8.随着电网系统容量的增大，有条件时可开展对早期变压器产品抗短路能力的校核工作，根据设备的实际情况有选择性地采取措施，包括对变压器进行改造。

9. 对运行年久、温升过高或长期过载的变压器可进行油中糠醛含量测定，以确定绝缘老化的程度，必要时可取纸样做聚合度测量，进行绝缘老化鉴定。

10. 对早期的薄绝缘、铝线圈且投运时间超过二十年的老旧变压器，应加强跟踪，变压器本体不宜进行涉及器身的大修。若发现严重缺陷，如绕组严重变形、绝缘严重受损等，应安排更换。

**结束语：**

变压器近距离出口短路损坏事故，危害严重，损失巨大，影响电网安全稳定运行；正确的综合分析，尽快判别故障性质，对制定修复方案，迅速恢复运行，至关重要；采取综合性的治理和预防措施，针对性的减少配电事故，减少变压器近距离出口短路的几率，确保变压器安全运行，必须引起制造厂、检修和运行单位的高度重视。

**一起10kV变压器高压绕组断线故障的分析处理**

**1、概述**

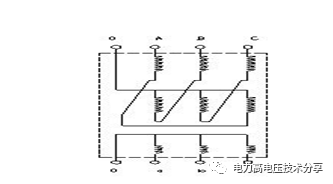
2007年11月15日某变电站316间隔1#接地站用变发生故障，316断路器跳闸，故障切除。事故现场调查时发现，该站用变A相靠近三角形的线圈处，有2处击穿痕迹，且A、B两相三角形线圈处联接螺栓都有电弧灼伤痕迹。

**2、变压器参数**

型号DKSC-400/10.5额定电压10500/400V额定容量400/80KVA冷却方式AN联接组别ZNyn11使用条件户内生产序号2000W100生产厂家沈潍变压器制造公司生产日期2000－3投运日期2001－13

3.1原理接线

该变压器联接组别为ZNyn11，为星三角形混合接线，其原理接线如下图



 3.2绝缘电阻测量

测量位置H-LgL-Hg绝缘电阻值（兆欧）10000、10000

3.3运行档位直流电阻测量

高压侧相间测量位置A0B0C0高压侧相间直流电阻值（欧姆）高压侧线间测量位置ABBCCA高压侧线间直流电阻值（欧姆）低压侧测量位置a0b0c0低压侧直流电阻值（毫欧）

由故障检测可知，该变压器A相断线。造成该变压器断线并且有如上的电弧灼伤痕迹的可能原因有以下2种：

某处发生单相接地短路，单相接地电弧发生间歇性的熄灭与重燃，产生弧光接地过电压，其幅值可达3.5倍相电压或者更高。由于电弧造成相间或匝间短路，对电气设备的绝缘造成极大的危害，在绝缘薄弱处形成击穿。  
b）绕组绝缘不良导致匝间短路、导线焊接不良、引线连接松动等缺陷引起局部过热使绝缘损坏，由于持续发热造成绝缘的离解，从而引起空气离解，破坏了周围空气的绝缘，容易发生相间或匝间短路，在短路电流冲击下可能造成断线，断点处产生高温电弧引起多处绝缘薄弱的地方放电击穿，设备损坏。

结合现场一起110KV变压器高压绕组断股故障的处理实例，对绕组直流电阻的测试结果进行分析，并结合故障后油中特征气体含量的变化情况，介绍类似故障的分析和试验方法，提出预防事故的综合防范措施。

**1、引言**

大型电力变压器绕组中的电流很大，为降低绕组中的涡流损耗，在制造过程中其绕组大多采用数根相同的导线并联而成；为使绕组中并联的每根导线的长度和直流电阻基本相等，使各导线在正常运行时通过的电流均等，降低并联导线之间的循环电流，以节约铜材、提高材料利用率和降低变压器的附加损耗，并联导线通常需要进行换位；由于纠结式绕组的换位纠结线需要进行焊接，对接头焊接质量要求严格，再加换位导线在换位处的爬坡较陡，在变压器承受短路电流冲击的瞬间，承受的电动力就更为复杂，较其它部位更容易发生变形和断线，在此结合现场一起110KV变压器经受出口短路高压绕组断股故障的处理实例，进行绕组直流电阻和油中特征气体含量的试验分析，介绍类似故障的分析试验方法，提出预防事故的综合防范措施。  
**2、变压器断股故障的现场特征**

某型式为SZ10—50000/110的变压器，采用MR型有载分接开关，110kV高压线圈采用4股导线并绕的制作结构，绕组的导线从根部引出并与多股软铜线焊接形成高压引线；该变压器2004年10月出厂，当年12月安装并交接验收试验合格，由于当时负荷的原因，经过5次全电压冲击并正常试运行24小时后停运，2006年1月10日再次并网运行，低压侧经过10kV母线带2条10kV线路约4000kVA负载，1月18日其中一条10kV线路出线电缆头的a、c相避雷器引线短接，造成相间放电短路，线路出线开关掉闸，变压器仍正常运行，故障点距变压器的电气距离约150米；2006年1月19日20时41分，在发电机通过10kV联络线同期并网时，变压器差动保护、后备保护、与电厂联络的线线路保护启动，瓦斯继电器发信号，差动保护动作掉闸。现场对变压器外观检查，瓦斯继电器内有少量气体，其它未发现箱体变形等异常现象；分析差动保护录波发现三相故障电流不平衡，高压绕组A、B、C三相电流的近似值为204A，13 2A和  1710A，二次绕组a、b、c三相电流的近似值为925A，1050A和1500A，初步判定该变压器C相高压绕组发生故障。

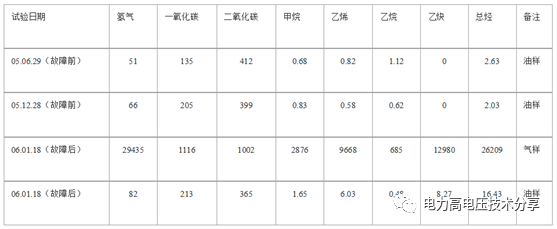
**3、试验数据的初步分析**

为查清故障的部位及性质，分别取油、气样进行色谱分析；现场对变压器进行绕组直流电阻、变压比、铁心及绕组绝缘电阻、空载损耗等测量试验，发现变压器油中特种气体含量异常和高压绕组三相直流电阻不平衡。

3.1关于油色谱结果的初步分析

变压器故障前后油、气气相色谱分析结果如表1

表1    变压器油、气气相色谱分析结果           单位：ul/l

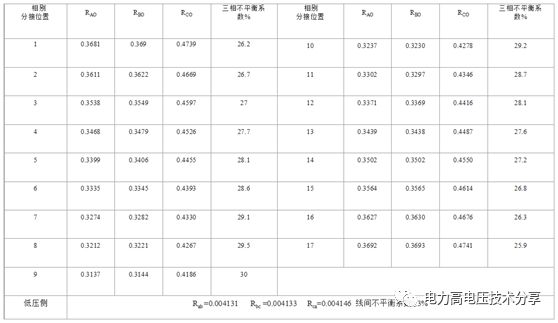


可以看出，故障后油中特征气体乙炔的含量占主要成分，且超出《电力设备预防性试验规程》规定的5ul/l注意值，由于总烃的含量较低，未达到导则规定的150ul/l注意值的数值[2]，不能用三比值法进行判断分析；又CO、CO2等特征气体含量变化不大，铁心及绕组绝缘电阻、空载损耗等测量试验合格，结合瓦斯继电器内有可燃性气体，判定该变压器内部发生高能量的电弧放电故障，该故障未涉及固体绝缘，可能集中在有载调压开关和变压器绕组等部位，与铁心等部件关系不大。

3.2关于绕组直流电阻不平衡的初步分析

现场测量变压器高、低压绕组所有分接的三相直流电阻，其测试结果如表2

表2    变压器绕组直流电阻测试数据                 单位：Ω



比较表2中的数据可以发现，高压侧C相直流电阻明显偏大，且各分接的三相不平衡系数皆超过25%；由于变压比测量结果合格，低压侧直流电阻测量合格，可以排除A、B相故障和C相绕组断匝的可能，由于C相在每个分接的直流电阻都大，且符合调压线圈匝数变化的规律，可以排除调压线圈和分接开关的切换开关部分发生故障的可能，故障的部位极有可能在主绕组和分接开关的选择开关联结部位；一是选择开关极性转换器的CK点压接螺栓松动，二是高压线圈引线与套管导电杆的焊接不良，三是高压线圈根部G3点与引线的焊接不良，四是变压器主线圈导线焊接点开焊或断股；又由于变压器高压线圈是4股导线并绕结构，而恰恰C相直流电阻增加值在四分之一左右，C相线圈4股导线断一股的可能性最大。

**4、变压器故障部位的进一步确认与修复**

为进一步查找故障部位，按照由简到繁的顺序进行检查；变压器绕组（含调压线圈）及分接开关的电气接线如图1所示。

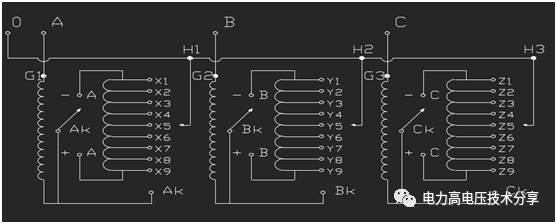


图1    变压器绕组及分接开关的电气接线图

1月20日拆除C相高压套管，对高压引线焊接部位（图1中的G3点）进行检查，未发现放电和过热异常；又在现场对变压器放油，从人孔进入检查本体，检查选择开关到调压线圈各联结点的压接情况，其中，重点检查故障相有载调压开关选择开关极性转换器的CK点（如图1位置），无联结松动和放电痕迹；检查变压器内部可见部位，未发现集炭发黑或过热异常，因该变压器C相线包在人孔的另一侧，工作人员无法进入而进行更详细检查；又从选择开关的极性转换器的CK点处解除调压线圈，直接对三相主线圈的直流电阻进行测量，测得电阻值分别为RA AK=0.3156Ω，RB BK=0.3152Ω，RC CK=0.4209Ω，C相电阻值仍然明显偏大，不平衡系数在25%以上；

22日在现场按照制造厂要求对变压器吊罩进一步检查，外部可见线圈的焊接部位无发热和烧灼痕迹；剥开C相导线根部H3点和其它焊接部位的绝缘包扎层，焊接质量良好，所以，判定变压器故障部位在C相主线圈内部，结合试验结果分析，具体故障部位应该在C相绕组内部导线的换位焊接点处；变压器只能返厂检查和修复。

变压器返厂后吊出调压线圈，在C相主线圈自下而上第28段内层，发现换位处的导线搭接处因虚焊而被烧断，外包的绝缘纸烧焦。对该点重新焊接并加强导线绝缘包扎；修复后的变压器于2月5日返回变电站，安装投运后运行良好。

**5、故障的原因分析与防范措施**

从以上的检查试验过程可以知道，本次变压器高压绕组断股故障的直接原因，应该是线圈导线的焊接质量不良引起；只所以变压器能够顺利通过出厂及交接验收的所有试验项目，并经过较长时间运行而无发热现象（本次故障前变压器油色谱分析正常），也未暴露出故障其它象征，主要是因为：一是正常测量直流电阻的电流（一般为5A--20A）较小，只要是有一定的接触面测试结果就能合格。二是运行后变压器的实际负载电流小（不到额定电流的十分之一），四股导线组成的线圈仅有一股导线焊接质量不良，还不会导致线圈过热。

1月18日10kV出线电缆头处的a、c相短路故障，使变压器经受了近距离出口短路电流的冲击，虽然10kV出线开关掉闸的同时变压器未能损坏故障，但超过额定电流数倍的短路电流通过绕组导线，短路电流产生的机械应力和超过允许运行温度数倍的瞬间高温，使绕组发生一定的变形，使导线换位处的不良焊接点遭到进一步破坏，给本次高压绕组断股故障留下隐患，使变压器在发电厂正常并网电流的扰动下，即发生了高压绕组断股故障。该股导线烧断时，由于变压器保护动作及时，没有损坏相临导线的绝缘而发生短路，试验时仅发现变压器油中乙炔含量高和高压绕组三相直流电阻不平衡。认为要避免类似故障发生，应重点采取以下防范措施：

5.1变压器绕组换位处的应力集中，受力情况复杂，其焊接点在经过短路电流时容易发生断股，危急变压器安全运行，是变压器制造过程中的关键环节；变压器制造厂家应保证焊接导线足够的搭接长度，改进焊接工艺，提高焊接质量，以适当增加其抗弯和拉伸强度。

5.2落实国家电网公司颁布的十八项反事故技术措施要求，减少变压器低压出口短路故障的几率，是减少短路损坏事故的重要技术措施；除加强设备的检修维护和提高装置绝缘水平外，还应采取减少气候环境及污秽影响的措施，通过压缩变压器主保护的动作时间，缩短故障电流的作用时间等等。

5.3变压器经受出口短路电流冲击，不管是否引起变压器掉闸，应尽快判别绕组是否变形和绝缘是否损坏，要尽快取油样进行油色谱化验，根据气体组分含量进行分析，一旦C2H2急剧上升，说明线圈可能遭到破坏。有条件时应进行全面电气试验，以排除线圈绝缘损坏的可能，直流电阻测量是发现绕组是否损坏的最有效手段。

5.4加强变电站配出线路的运行管理，建立配电线路故障分析记录，记录应包涵每条配电线路的掉闸情况，故障电流大小，保护动作时间，故障点距变电站的电气距离等，以之指导变压器的运行试验和状态检修。

5.5变压器经受出口短路电流冲击，高压和低压绕组都有断股损坏的可能，故障的查找应该针对不同变压器的结构特点，由简到繁，加强试验数据的综合分析，准确对损坏部位定性和定位，尽量减少现场吊罩，并尽快联系制造厂家做好修复准备。

**第四章：气相色谱法对大型变压器故障的综合分析**

用气相色谱法分析判断变压器故障，是从运行中的变压器油中取出油样，对油中所溶解的气体进行分离和分析，确定溶解在油中特征气体的组分和含量，来分析判断变压器的运行状态和故障类别；96年修订后的《电力设备预防性试验规程》，在变压器全部32项预防性试验项目中，首先把油中溶解气体色谱分析放在了第一位；同时规定判断故障时可供选用的试验项目，也将油中气体分析判断异常做为首选，而且，在判断故障的6项供选项目中，仅判断绝缘受潮可不考虑油中溶解气体的分析；由此可见，油中溶解气体色谱分析，在变压器的安全运行和故障判断中占有相当重要的地位。

在变压器故障的诊断检测技术中，靠分析油中可燃性特征气体的成份和含量，即用气相色谱分析法来分析诊断变压器内部故障，由于其灵敏有效，在供电生产实际中愈加受到关注和应用；特别是能够在变压器运行过程中，发现其潜伏性的早期故障，避免变压器损坏事故发生，是目前所有电气试验项目无法替代的；这是由于有些故障不发展到一定的程度，其电气特性就不会发生任何质的变化，试验项目的电气量也就不能充分体现；

但，由于变压器油中可燃性特征气体的来源较为复杂，气相色谱法也有一定的局限性，如：很难判断故障的准确部位或部件，甚至还会误判造成不必要的检修；因此，气相色谱分析法判断故障，必须和电气试验项目有机结合，进行综合分析判断，才能准确的对故障定性和定量识别，这也是预防性试验规程一再明确的要求。本文结合现场实例，介绍利用气相色谱分析法，对变压器的故障综合分析判断，提出有关实际应用中的注意事项。

**一、油中溶解气体和变压器故障之间的关系**

众所周知，变压器油做为一种良好的介质，在变压器中主要起电气绝缘和冷却散热的作用，在变压器内部一旦发生过热和放电故障时，变压器油和其它绝缘材料就会发生化学分解，产生特定的烃类气体和H2、碳氧化物等，这些气体的种类、数量和产气速度往往又与故障的温度密切相关；理论实践证明，随着故障温度的升高，产气量最大的烃类气体依次为CH4、C2H6、C2H4、C2H2。而这些特征气体大部分溶解在变压器油中，少量上升至油的表面，并进入瓦斯继电器。所以，定期测量变压器油中溶解特征气体的成分和含量，即能判定变压器内部的发热程度，靠分析发热或放电点的温度来确定是否存在故障，以及故障的性质、类别和严重程度。变压器油中溶解气体分析和判断导则，给出特征气体与温度及故障类别的关系表1：

表1：特征气体与故障性质的关系



事例分析在前面已有介绍，在次省略。

**二、气相色谱法分析变压器故障的注意事项**

从许多典型实例中可以发现，变压器油中溶解的特征气体除与故障性质有关外，还与变压器的结构特点，气体产生的原因有关，与故障的部位和故障严重程度有关，因此必须进行综合的判断分析，结合现场分析判断的经验，认为应注意如下几个方面的问题。

1、首先要判定油中溶解的气体，是否来自变压器内部故障以外的原因，防止造成误判断；

一是变压器箱体带油补焊，焊接的高温使油分解产生大量的氢和烃类气体，往往误判为高温兼放电故障；所以确需带油焊接，应对变压器进行脱气处理，并随时检测其特征气体含量。

二是补加了不合格的变压器油，这是对贮存油管理不严造成，补加的油应通过色谱分析确认合格。

三是对有载调压变压器，由于切换开关室渗漏，引起变压器本体油中的C2H2 、H2 、CO、CO2等含量高，需要认真区分。

四是变压器本体中残存的气体在运行过程中慢慢释放，这一般是变压器制造安装过程或故障处理后，未经脱气或脱气不彻底造成，变压器的安装应严格工艺规程，确保脱气的时间和真空度。

五是取油样的容器不洁，色谱仪误差，操作方法不正确等等人为因素，也容易误认为变压器本体存在可燃性的特征气体。

另外，变压器受潮，制造中使用了不锈钢等活性金属材料，油流带电等外部的因素也会造成C2H2等特征气体的升高。

2、运行中的变压器一旦发现色谱分析异常，应打破周期界限，及时进行跟踪分析，并对测试的数据进行比较，确定跟踪分析的频度和周期，找到历次数据的变化趋势和规律，以便果断确定变压器是否立即停运，进行进一步的检查；进行数据的对比分析是保证色谱对故障分析正确的重要环节，切不可靠一次的数据轻易做出判断。

3、放电性故障极易造成变压器事故，引起供电中断；C2H2是放电性故障的特征气体，一旦出现，即使小于规定的5ul/l注意值，也应引起高度的重视，若C2H2的含量不断上升或产气速率高，在不能确定其产生的原因不危及变压器安全运行时，应立即停止变压器的运行。

4、变压器在运行过程中一旦发生故障（轻瓦斯发信、重瓦斯掉闸，差动保护掉闸等）或电气试验发现异常，也应立即取油样进行色谱分析，通过分析油中特征气体的组分和含量，分析变压器内部是否存在过热或放电性故障，若为严重高温过热或放电性故障，应立即由运行转为检修，若为一般性过热故障，可根据现场的负荷情况确定，但必须加强跟踪分析。

5、气相色谱法对变压器故障的分析判断，必须和电气试验的结果有机的结合起来，便于准确定位；磁回路过热性故障，一般绕组的直流电阻合格，而变压器空载损耗增大，铁心绝缘电阻低等；导电回路故障，往往绕组的直流电阻不平衡，绕组的电压比异常；绝缘故障，介损变化大，绝缘电阻低，绕组泄漏电流大等等；以上故障有时交叉并存，其故障象征也就复杂，特征气体各组分的含量都可能较高和超出注意值。

6、变压器的故障分析判断必须了解变压器的运行历史、环境条件、继电保护动作情况，相关电气联结设备的故障情况，附件的运行状态，外观异常情况，故障瞬间的声音，电气量的变化情况，变压器的负荷、运行电压等；要结合变压器本身的结构特点，积累现场的实践经验，借鉴和吸取同类故障的分析处理办法。

7、变压器轻瓦斯动作、瓦斯继电器油室内集有气体。正常情况下变压器瓦斯继电器油室内充满变压器油，一旦轻瓦斯动作，应立即检查和取油样色谱分析，确认是否内部故障情况。若气体无色无味且不可燃，说明为空气；造成的原因和措施：

1）安装或检修后新注油或滤油将气体带入变压器油箱，静置期间未反复放气或放气不彻底，变压器一经投运，温度升高，气体膨胀而逸出，进入瓦斯继电器；为此应严格变压器注油规程并反复放气。

2）油泵密封不良，将气体带入变压器本体，应逐一对油泵检查加以排除。若气体含有异味，说明变压器存在内部故障，应立即停止运行，结合电气试验和特征气体含量，依据试验规程和色谱导则，进行综合分析，查明原因，再进行处理。

8、实现变压器故障的准确分析判断，色谱分析数据的准确可靠至关重要，从事油化验分析的人员，应严格执行预防性试验规程和色谱分析导则的规定要求，在溶解气体组分含量有增长趋势时，可结合产气速率判断，必要时缩短周期进行追踪分析，总烃含量低的设备不宜采用相对产气速率进行判断，且新投运的变压器应有投运前的测试数据。

**结束语**

用气相色谱分析法，对变压器的故障进行综合分析判断，对正确把握变压器的运行状态，灵敏有效；但必须了解变压器的结构特点和运行历史，严格执行《变压器油中溶解气体色谱分析导则》及相关规定，和各项电气试验项目及结果有机的结合起来，积累现场实践经验，因地制宜，具体问题，具体分析，既要防止误判断，又要正确的指导变压器的正常运行，及时发现潜伏性的事故隐患，采取超前预防措施，减少变压器故障和损坏事故，确保安全可靠的向用户供电。

**变压器故障检测的方法:**

1、气相色谱法

2、直流电阻

3、绝缘电阻

4、介损测量

5 、油质分析

6、油中糠醛含量判断绝缘老化。

7、测量绝缘纸的聚合度判断绝缘老化。

8、局部放电测量

9、频率响应法测量绕组变形

10、短路阻抗法判断绕组变形

11、红外测温

12、在线检测技术