**论文摘要：**电力变压器故障检测主要有电气量检测和化学检测方法。化学检测主要是通过变压器油中特征气体的含量、产气速率和三比值法进行分析判断，它对变压器的潜伏性故障及故障发展程度的早期发现具有有效性。实际应用过程中，为了更准确的诊断变压器的内部故障，色谱分析应根据设备历史运行状况、特征气体的含量等采用不同的分析模型确定设备运行是否属于正常或存在潜伏性故障以及故障类别。  
  
**论文关键词**：变压器　色谱分析　故障判别方法

**0. 引言**

　　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，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，通过变压器油中气体的色谱分析这种化学检测的方法，在不停电的情况下，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。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，它们之间存在不同的数学对应关系。

**Abstract：**There are two main methods for fault detection of power transformer, electrical detection and chemical detection. Chemical detection is mainly production rate and the ratio of three to analysis and judge, through the transformer oil content of gas. It is effective to find transformer latent fault and fault degree in early stage. In the course of practical application, in order to diagnosis the internal transformer failure more accurately, Chromatographic analysis should be in accordance with the equipment previous running conditions, characteristics of the gas content and using different analysis model to determine whether the operation of equipment is normal or equipment exist latent fault and fault category.

**Keywords：**Transformer   Chromatographic Analysis   The Defect-judgement Method

**1. 电力变压器的内部故障主要有过热性、放电性及绝缘受潮等类型**

　　1.1  过热性故障是由于设备的绝缘性能恶化、油等绝缘材料裂化分解。又分为裸金属过热和固体绝缘过热两类。裸金属过热与固体绝缘过热的区别是以CO和CO2的含量为准，前者含量较低，后者含量较高。

　　1.2  放电性故障是设备内部产生电效应（即放电）导致设备的绝缘性能恶化。又可按产生电效应的强弱分为高能放电（电弧放电）、低能量放电（火花放电）和局部放电三种[1]。

　　1.2.1  发生电弧放电时，产生气体主要为乙炔和氢气，其次是甲烷和乙烯气体。这种故障在设备中存在时间较短，预兆又不明显，因此一般色谱法较难预测。

　　1.2.2  火花放电，是一种间歇性的放电故障。常见于套管引线对电位未固定的套管导电管，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。产生气体主要为乙炔和氢气，其次是甲烷和乙烯气体，但由于故障能量较低，一般总烃含量不高。

　　1.2.3  局部放电主要发生在互感器和套管上。由于设备受潮，制造工艺差或维护不当，都会造成局部放电。产生气体主要是氢气，其次是甲烷。当放电能量较高时，也会产生少量的乙炔气体。

　　1.3  变压器绝缘受潮时，其特征气体H2含量较高，而其它气体成分增加不明显。

　　值得注意的是，芳烃含量问题。因为它具有很好的“抗析气”性能。不同牌号油含芳烃量不同，在电场作用下产生的气体量不同。芳烃含量少的油“抗析气”性能较差，故在电场作用下易产生氢和甲烷，严重时还会生成蜡状物质；而芳烃含量较多的绝缘油“抗析气”性能较好，产生的氢气和甲烷就少些，因此，具体判断时要考虑这一因素的影响。[

**2. 色谱分析诊断的基本程序**

　　2.1  首先看特征气体的含量。若H2、C2H2、总烃有一项大于规程规定的注意值的20%，应先根据特征气体含量作大致判断，主要的对应关系是：①若有乙炔，应怀疑电弧或火花放电；②氢气很大，应怀疑有进水受潮的可能；③总烃中烷烃和烯烃过量而炔烃很小或无，则是过热的特征。

　　2.2  计算产生速率，评估故障发展的快慢。

　　2.3  通过分析的气体组分含量，进行三比值计算，确定故障类别。

　　2.4  核对设备的运行[历史](http://www.lunwentianxia.com/class_free/171_1.shtml)，并且通过其它试验进行综合判断。

**3. 油中主要气体含量达到注意值时故障分析方法**

　　在判断设备内有无故障时，首先将气体分析结果中的几项主要指标，（H2，∑CH，C2H2）与色谱分析导则规定的注意值（表1）进行比较。

表1    正常变压器油中气，烃类气体含量的注意值

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 气体组分 | H2 | CH4 | C2H6 | C2H4 | C2H2 | 总烃 |
| 含量（10-6） | 150 | 60 | 40 | 70 | 5 | 150 |

　　3.1  当任一项含量超过注意值时都应引起注意。但是这些注意值不是划分设备有无故障的唯一标准，因此，不能拿“标准”死套。如有的设备因某种原因使气体含量较高，超过注意值，也不能断言判定有故障，因为可能不是本体故障所致，而是外来干扰引起的基数较高，这时应与历史数据比较，如果没有历史数据，则需要确定一个适当的检测周期进行追踪分析。又如有些气体含量虽低于注意值，但含量增长迅速时，也应追踪分析。就是说：不要以为气体含量一超过注意值就判断为故障，甚至采取内部检查修理或限制负荷等措施，是不[经济](http://www.lunwentianxia.com/class_free/3_1.shtml)的，而最终判断有无故障，是把分析结果绝对值超过规定的注意值，（注意非故障性原因产生的故障气体的影响，以免误判），且产气速率又超过10%的注意值时，才判断为存在故障。

　　3.2  注意值不是变压器停运的限制，要根据具体情况进行判断，如果不是电路（包括绝缘）问题，可以缓停运检查。

　　3.3  若油中含有氢和烃类气体，但不超过注意值，且气体成份含量一直比较稳定，没有发展趋势，则认为变压器运行正常。

　　3.4  表1中注意值是根据对国内19个省市6000多台次变压器的[统计](http://www.lunwentianxia.com/class_free/115_1.shtml)而制定的，其中统计超过注意值的变压器台数占总台数的比例为5%左右。

　　3.5  注意油中CO、CO2含量及比值。变压器在运行中固体绝缘老化会产生CO和CO2。同时，油中CO和CO2的含量既同变压器运行年限有关，也与设备结构、运行负荷和温度等因素有关，因此目前导则还不能规定统一的注意值。只是粗略的认为，开放式的变压器中，CO的含量小于300µl/L，CO2/CO比值在7左右时，属于正常范围；而密封变压器中的CO2/CO比值一般低于7时也属于正常值。

　　3.6  应用举例

　　3.6.1  济源供电公司220KV虎岭变电站3#主变，1978年生产，1980年投运至今已运行28年，接近设备的寿命期。从2004年开始的油色谱报告分析中就存在多种气体含量超标现象，具体数据见表2

         表2  虎岭变2#主变油色谱分析报告

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 气体  成份 | 甲烷 | 乙烯 | 乙烷 | 乙炔 | 氢 | CO | CO2 | 总烃 | 日期 |
| 含量ml/l | 23.09 | 68.81 | 5.61 | 5.31 | 23.9 | 504.98 | 4000 | 103 | 2004.5.4 |
| 38.94 | 111.8 | 8.94 | 7.21 | 28.77 | 907.7 | 5910 | 166.9 | 2005.6.8 |
| 28.14 | 90.08 | 7.22 | 5.56 | 23.29 | 705.5 | 5043 | 131 | 2006.8.18 |
| 28.11 | 64.5 | 6.4 | 5.01 | 25.7 | 680.7 | 4980 | 129 | 2007.3.20 |
| 25.23 | 75.80 | 7.12 | 6.3 | 19.5 | 702.9 | 5432 | 114 | 2007.11.5 |
| 18.76 | 81.08 | 6.24 | 5.63 | 14.76 | 716.7 | 5680 | 111.7 | 2008.3.10 |

　　对上述数据跟踪分析,有不同程度乙炔、乙烯、总烃超过注意值，考虑变压器运行年限、内部绝缘老化，结合外部电气检测数据，认为该变压器可继续运行，加强跟踪，缩短试验周期。目前此变压器仍在线运行。

　　3.6.2  2003年4月15日,35KV黄河变电站1#主变预试时发现氢气含量明显增长。变压器型号为：SL7-5000KVA/35，2001年8月投运，具体色谱数据如下：

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 气体  成份 | 甲烷 | 乙烯 | 乙烷 | 乙炔 | 氢 | CO | CO2 | 总烃 | 日期 |
| 含量ml/l | 1.89 | 0.75 | 6.52 | 1.93 | 9.28 | 56 | 265 | 9.8 | 2002.5.5 |
| 2.26 | 1.65 | 7.33 | 3.98 | 123.56 | 69 | 256 | 15.22 | 2003.4.15 |

　　分析结果:色谱分析显示氢气含量虽未超过注意值,但增长较快,为原数值的12倍,其它特征气体无明显变化,说明变压器油中有水份在电场作用下电解释放出氢气，同时对油进行电气耐压试验，击穿电压为28KV，微水测定为80ppm，进一步验证油中有水份存在。经仔细检查发现防暴筒密封玻璃有裂纹，内有大量水锈，外部水份通过此裂纹进入变压器内部。经处理后变压器油中氢气含量恢复正常。

4

**4.故障产气速率判断法方法**

　　4.1  实践证明，故障的发展过程是一个渐进的过程,仅由对油中溶解的气体含量分析结果的绝对值很难确定故障的存在和严重程度。因此，为了及时发现虽未达到气体含量的注意值，但却有较快的增长速率的低能量潜伏性故障，还必须考虑故障部位的产气速率。根据GB/T7252—2001《变压器油中溶解气体分析判断导则》中推荐通过产气速率大小作为判断故障的危害程度，对分析故障性质和发展程度（包括故障源的功率、温度和面积等）具有重要的意义。当相对产气速率（每运行月某种气体含量增加值占原有起始值的百分数的平均值），总烃的产气速率大于10%时应引起注意，变压器内部可能有故障存在，如大于40µl/L/月可能存在严重故障。但是,对总烃起始含量很低的变压器不易采用此判据[2]。

　　4.2  根据总烃含量、产气速率判断故障的方法

　　4.2.1  总烃的绝对值小于注意值，总烃产气速率小于注意值，则变压器正常；

　　4.2.2  总烃大于注意值，但不超过注意值的3倍，总烃产气速率小于注意值，则变压器有故障，但发展缓慢，可继续运行并注意观察。

　　4.2.3  总烃大于注意值，但不超过注意值的3倍，总烃产气速率为注意值的1～2倍，则变压器有故障，应缩短试验周期，密切注意故障发展；

　　4.2.4  总烃大于注意值的3倍，总烃产气速率大于注意值的3倍，则设备有严重故障，发展迅速，应立即采取必要的措施，有条件时可进行吊罩检修[2]。

　　4.2.5  应用举例

2006年6月2日，济源供电公司110KV星光变1#主变投运，投运时油色谱分析报告为:

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 气体成份 | 甲烷 | 乙烯 | 乙烷 | 乙炔 | 氢 | CO | CO2 | 总烃 |
| 含量ml/l | 0.16 | 0.13 | 0 | 0 | 7.37 | 10.89 | 327.52 | 0.29 |

投运后1个月，2006.7.21号开始跟踪,具体所测数据如下:

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 气体  成份 | 甲烷 | 乙烯 | 乙烷 | 乙炔 | 氢 | CO | CO2 | 总烃 | 日期 |
| 含量ml/l | 19.69 | 48.18 | 4.83 | 0.99 | 38.5 | 85 | 501 | 74 | 2006.7.21 |
| 16.54 | 39.5 | 3.93 | 0.85 | 31.8 | 79 | 292 | 61 | 2006.7.24 |
| 29.7 | 70.3 | 6.59 | 1.12 | 64 | 173 | 666 | 108 | 2006.8.18 |
| 28.11 | 64.5 | 6.4 | 1.11 | 52.7 | 170 | 572 | 100 | 2006.8.28 |
| 33.9 | 80.1 | 7.89 | 1.21 | 78 | 252 | 698 | 123 | 2006.9.5 |
| 40 | 119 | 12 | 6.9 | 107 | 258 | 1800 | 177.7 | 2006.9.13 |

分析结果:从7月～8月份跟踪试验数据认为,特征气体含量属正常范围,产气速率较小,考虑是新投运变压器,继续跟踪运行；9月份后发现乙烯、乙炔、总烃含量超过注意值，同时产气速率超过15%，乙炔、氢气增长较快。结合投运时电气交接试验情况，此变采用ABB油气套管，且变压器出厂时虽做局部放电试验，但油气套管未进工厂是在现场组装的。由于变压器套管直接与GIS设备连接，交接时无法进行主变局放试验。通过特征气体产生率、三比值法判断内部可能有火花放电存在，怀疑高压引线与套管连接处可能存在缺陷。经常规电气试验未发现异常，放油后检查发现，套管未端屏蔽罩固定螺丝三个中有一个较松动，但无明显放电痕迹，紧固后对油进行脱气处理，主变试运至今色谱分析正常。

**5. 根据三比值法分析判断方法**

　　所谓的IEC三比值法实际上是罗杰斯比值法的一种改进方法。通过计算，C2H2/C2H4、CH4/H2、C2H4/C2H6的值，将选用的5种特征气体构成三对比值，对应不同的编码，分别对应经[统计](http://www.lunwentianxia.com/class_free/115_1.shtml)得出的不同故障类型。应用三比值法应当注意的问题：

　　5.1  对油中各种气体含量正常的变压器，其比值没有意义。

　　5.2  只有油中气体各成份含量足够高（通常超过注意值），气体成分浓度应不小于分析方法灵敏度极限值的10倍[3]，且经综合分析确定变压器内部存在故障后，才能进一步用三比值法分析其故障性质。如果不论变压器是否存在故障，一律使用三比值法，就有可能将正常的变压误判断为故障变压器，造成不必要的[经济](http://www.lunwentianxia.com/class_free/3_1.shtml)损失[3]。

 　　5.3  应用举例

　　2006年4月30号，110KV济源变2#主变差动、瓦斯动作跳闸，油色谱分析报告为：

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 气体成份 | 甲烷 | 乙烯 | 乙烷 | 乙炔 | 氢 | CO | CO2 | 总烃 | 日期 |
| 含量ml/l | 117.44 | 117.15 | 14.78 | 96.68 | 612 | 644.07 | 2697 | 346.05 | 4.30 |
| 66.52 | 165.85 | 25.29 | 71.16 | 110.55 | 612.78 | 5318.9 | 328.22 | 5.9 |

　　分析结果：变压器差动、瓦斯继电器同时动作，甲烷、乙烯、乙炔、氢气、总烃含量均超过注意值数倍，可直接采用三比值法判断故障类型。查编码为102，属高能放电故障，可能会出现工频续流放电、绕组之间或绕组对地之间的绝缘油发生电弧击穿、调压开关切断电源等；结合外部电气试验测得B相高压绕组直流电阻不平衡率达25%，初步判断为B相绕组有严重电弧故障。吊罩检查发现B相高压绕组中性点处出现严重匝间短路，并有电弧放电痕迹，主变本体损坏严重。

**6. 结束语**

    变压器油中气体含量色谱分析方法能有效诊断变压器内部潜伏性故障的早期存在。具体应用中要根据故障或缺陷的不同发展阶段,采用不同的分析方法,结合设备的实际运行状况及外部电气试验数据,充分发挥油化学检测的灵敏性,正确评判设备状况或制定针对性的检修策略，提高变压器的运行可靠性。