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甲烷、乙烷、乙烯、乙炔。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，分解出极少量的气体(主要包括氢、甲烷、乙烷、乙烯、乙炔、一氧化碳、二氧化碳等多种气体)。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。

故障类型：

油过热：主要增大的――CH4、C2H4 次要增大的――H2、C2H6

油纸过热:主要增大的――CH4、C2H4、CO、CO2 次要增大的――H2、C2H6

油纸中局放:主要增大的――H2、CH4、C2H2、CO 次要增大的――C2H6、CO2

油中火花放电：主要增大的――C2H2、H2

油中电弧：主要增大的――H2、C2H2 次要增大的――CH4、C2H4、C2H6

油纸中电弧:主要增大的――H2、C2H2、CO、CO2 次要增大的――CH4、C2H4、C2H6、

受潮或油有气泡：主要增大的――H2

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。

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。过热性故障：分接开关接触不良占、铁芯多点接地和局部短路或漏磁环流、导线过热和接头不良或紧固件松动引起过热、其余、为其他故障，如局部油道堵塞，致使局部散热不良而造成的过热性故障。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芯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。

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(322lgC2H4/C2H6+525)、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段，或是否需要停电检修等。若需加强监视，则应缩短周期。

1.1特征气体变化与变压器内部故障的关系

(一)根据气体含量变化分析判断

(1)氢气变化。变压器在高、中温过热时，氢气一般占氢烃总量的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，可做油中微水含量分析。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，是气相色谱仪发生异常，，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。

(2)乙炔变化

乙炔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)甲烷和乙烯变化。在过热性故障中，当只有热源处的绝缘油分解时，特征气体甲烷和乙烯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，丁腈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)一氧化碳和二氧化碳变化。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。

《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：开放式变压器CO含量的正常值一般应在300ppm以下，若总烃含量超过150ppm，CO含量超过300ppm,则设备有可能存在固体绝缘过热性故障;若CO含量虽超过300ppm，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800ppm，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CO、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，除产生一些非气态的劣化产物外，还会产生少量的氧、低分子烃类气体和碳的氧化物等，其中碳的氧化物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。CO2含量变化的规律性不强，除与运行年限有关外，还与变压器结构、绝缘材料性质、运行负荷以及油保护方式等有密切关系。

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，这种变化趋势较缓慢，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，一方面绝缘材料强度不断降低，有被击穿的可能;另一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，当其含量上升到一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CO、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，固体绝缘材料遭受这些电子轰击后，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度时，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。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，有时总烃含量并不高;但C2H4在总烃中所占的比例可达25-90%，C2H2含量约占总烃的20%以下，H2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。

(二)根据气体含量比值分析判断

气体含量比值分析方法的原理是基于油和固体绝缘材料在不同的温度、不同的放电形式下产生的气体也不同。当总烃含量超过正常值，计算!C2H2/C2H4的比值小于0.1时为过热性故障，大于0.1时为放电性故障。计算C2H4/C2H6的比值可确定其故障性质，当比值小于1时一般为低温过热，比值大于1而小于3时，为中温过热，大于3时为高温过热故障。而计算CH4/H2的比值可确定是纯放电还是放电兼过热故障，比值小于1为放电故障，大于1为放电兼过热故障。

电路故障和磁路故障的产气特征有差异。如果故障在导电回路，往往产有C2H2，且含量较高，C2H4/C2H6比值也较高，C2H4的产气速率往往高于CH4的产气速率。磁路故障一般无C2H2，或者很少(只占氢烃总量的2%以下)，而且C2H4/C2H6的比值较小，一般在6以下。

计算CO和CO2的比值，可判断固体绝缘中的含水量，含水量大时，CO/CO2比值小。故障温度高且时间长时，CO/CO2比值大。而严重故障时，生成的CO来不及溶解而导致故障，这在CO/CO2的比值上得不到反映。IEC导则推荐以CO/CO2比值作为判据，认为该比值大于0.33或小于0.99时，很可能有纤维绝缘分解故障。

(三)根据三比值法分析判断

基于油中溶解气体类型与内部故障性质的对应关系，人们先后提出了多种以油中特征气体为依据来判断设备故障的方法。我国目前普遍推广应用的是IEC推荐的三比值法。

通过计算C2H2/C2H4、CH4/H2、C2H4/C2H6，将选用的5种特征气体构成三对比值，在相同的情况下将这些比值以不同的编码表示，根据测试结果计算得出编码，并把三对比

值换算成对应的编码组，然后查表对应得出故障类型和故障的性质，但该法所给编码组并不全，给实际分析工作带来诸多不便。如通过对变压器故障案例分析得出所有编码组与设备故障的对应关系，按三比值法，0、0、0编码属设备正常老化，没有故障。而实际案例的编码“0、0、0”属低温故障范畴，同时，当多种故障一起发生时，三比值法也难以区分。当气体含量或产气速率尚未达注意值时应注意不宜应用三比值法进行判断。

应用三比值法应当注意的问题：

1)对油中各种气体含量正常的变压器，其比值没有意义。

2)只有油中气体各成分含量足够高(通常超过注意值)，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器误判断为故障变压器，造成不必要的经济损失。

3)由于每一种故障对应于一组比值，所以对多种故障的变压器，可能找不到相对应的比值组合。

4)在实际应用中可能出现没有列入的三比值组合，对于某些组合的判断正在研究中，如，121或122对应于某些过热与放电同时存在的情况;202或201对应于有载调压变压器，应考虑切换开关油室的油可能向变压器的本体油箱渗漏的情况。

5)三比值法不适用于气体继电器里收集到的气体分析判断故障类型。

由于三比值法还未能包括和反映变压器内部故障的所有形态，所以它还在发展及积累经验之中，有时可结合其他的一些比值判断方法综合分析，如一种四比值法在实际应用中也取得一定的效果。

(四)根据TD图对故障发展趋势判断

(五)根据总烃含量及产气速率判断

绝对产气速率能较好地反映出故障性质和发展程度，不论纵比(与历史数据比)、横(与同类产品比)，均有较好的可比性。但在实际应用中往往难以求得，因而多采用相对产气速率分析判断。当设备经过真空滤油脱气后，宜及时作好绝对产气速率的测量，并根据有关建议利用如下判断标准：

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。

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。

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)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。

(六)根据总烃变化趋势(总烃随时间的变化曲线)判断

对大量过热性故障变压器的色谱试验分析结果表明，变压器内部存在潜伏性故障时，总烃在随时间的变化曲线上主要有两种表现形式：一种是总烃与时间大致成正比增长关系;另一种是总烃随时间变化没有明显的递增关系，而是出现时增时减的现象。对于第一种曲线，过热常常会从低温逐步发展成为高温，甚至有的迅速发展为电弧放电而造成变压器损坏事故。因此，对这种故障应及时采取措施。对于第二种曲线，可继续运行，但应注意监督。

变压器内部存在高能量放电性故障时，宜根据故障的发展情况来决定检修时间。如果条件允许，在近期内进行检查、消除。如果近期内没有条件，应缩短色谱分析周期，追踪分析，密切注视故障的发展趋势。

故障类型属于过热性的变压器，宜根据电压等级、故障程度、故障发展速度和油中气

体的饱和程度来决定维修时间。对于500kV变压器，只要总烃量达到注意值的2倍，常认为应停运进行检修，这是因为500kV变压器内部场强高;如果气体含量大、产气量多，油中可能产生气泡，有被击穿的可能性，所以不能仅以气体饱和水平来决定维修时间。对于220kV及以下的变压器，首先应考虑产气速率，并且计算油中气体的饱和水平。有时即使油中气体没有饱和，也应创造条件对变压器进行检修。

油中气体分析检测出变压器存在问题时，应结合其他试验，如电气试验、油简化分析试验，以及局部放电测量等进行综合性分析判断。

(七)特征气体变化与变压器内部故障的关系

特征气体变化与变压器内部故障的关系，主要特征气体故障类型主要特征气体故障类型:

H2高，总烃不高，CH4为总烃的主要成分，有微量C2H2--油中电晕(火花放电时总烃高)

C2H2高，总烃和H2较高，C2H2位总烃的主要成分――高温电弧放电

总烃及H2较高，但C2H2位构成总烃的主要成分――高温热点或局部高温过热

C2H4、H2、CO、CO2及总烃均较高――绝缘局部过热或固体绝缘散热不良

总烃高，H2和C2H2均较高――油中裸金属过热并有电弧放电，固体绝缘损伤

总烃不高，H2>100,CH4占总烃主要成分――局部放电

产生的特征气体常见故障为：引线焊接不良，开关接触不良，导线有毛刺，引线有短路，绕组匝间、层间有短路，铁芯穿心螺杆短路或有多点接地，局部过热等。

此外，与油中溶解气体相类似，判断变压器内部故障的方法，是用气体继电器积聚的气体来判断。不过，它只有在变压器内部已有故障时才能判断，而不能发现早期潜伏性故障。这种方法通常是以气体继电器中的气体颜色和故障性质的关系来判断变压器内部故障。