



# 现代煤矿电工常用技术手册

# 现代煤矿电工常用技术手册

---

于金海 李顺达 主编

---

第二册

当代中国音像出版社

## 第二章 煤矿变压器故障检测技术

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/T 596 - 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。

各种基本检测项目的相应特点和功能如表 4-2-1 所示。

表 4-2-1 变压器故障基本检测项目及特点

序号	检测项目	可能发现的故障类型				
		整体故障	由电极间桥路构成的贯穿性故障	局部故障	磨损与污闪故障	电气强度降低
1	油色谱分析	受潮、过热、老化故障	高温、火花放电	较严重局部放电	沿面放电	放电故障
2	直流电阻	线径、材质不一	分接开关不良	接头焊接不良	分接开关触头不良	不能发现
3	绝缘电阻及泄漏电流	受潮等贯穿性缺陷	随试验电压升高而电流的变化能发现	不能发现	能发现	配合其他试验判断
	吸收比	发现受潮程度灵敏	灵敏度不高	灵敏度不高	灵敏度不高	不能发现
	极化指数	发现受潮程度灵敏	能发现	灵敏度不高	灵敏度不高	不能发现
4	$\text{tg}\delta$	能发现受潮及离子性缺陷	大体积试品不灵敏	大体积试品不灵敏	能发现	配合其他试验判断
5	局部放电	能发现游离变化	不能发现	能发现电晕或火花放电	能发现沿面放电	能发现
6	油耐压	能发现	不能发现	不能发现	能发现	能发现
7	耐压试验	能发现	有一定有效性	有效性不高	有效性不高	能发现

由表 4-2-1 可知,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  $\text{CH}_4$ 、 $\text{C}_2\text{H}_6$ 、 $\text{C}_2\text{H}_4$ 、 $\text{C}_2\text{H}_2$ 。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  $\text{H}_2$ 、甲烷  $\text{CH}_4$ 、乙烷  $\text{C}_2\text{H}_6$ 、乙烯  $\text{C}_2\text{H}_4$ 、乙炔  $\text{C}_2\text{H}_2$ 、一氧化碳  $\text{CO}$ 、二氧化碳  $\text{CO}_2$  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。对应这些故障所增加含量的气体成分见表 4-2-2。

表 4-2-2 不同绝缘故障气体成分的变化

故障类型	主要增大的气体成分	次要增大的气体成分	故障类型	主要增大的气体成分	次要增大的气体成分
油过热	$\text{CH}_4$ 、 $\text{C}_2\text{H}_4$	$\text{H}_2$ 、 $\text{C}_2\text{H}_6$	油中电弧	$\text{H}_2$ 、 $\text{C}_2\text{H}_2$	$\text{CH}_4$ 、 $\text{C}_2\text{H}_4$ 、 $\text{C}_2\text{H}_6$
油纸过热、	$\text{CH}_4$ 、 $\text{C}_2\text{H}_4$ 、 $\text{CO}$ 、 $\text{CO}_2$	$\text{H}_2$ 、 $\text{C}_2\text{H}_6$	油纸中电弧	$\text{H}_2$ 、 $\text{C}_2\text{H}_2$ 、 $\text{CO}$ 、 $\text{CO}_2$	$\text{CH}_4$ 、 $\text{C}_2\text{H}_4$ 、 $\text{C}_2\text{H}_6$
油纸中局放	$\text{H}_2$ 、 $\text{CH}_4$ 、 $\text{C}_2\text{H}_2$ 、 $\text{CO}$	$\text{C}_2\text{H}_6$ 、 $\text{CO}_2$	受潮或油有气泡	$\text{H}_2$	
油中火花放电	$\text{C}_2\text{H}_2$ 、 $\text{H}_2$				

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。

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段,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。

### 一、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 $\text{CO}$ — $100\mu\text{L/L}$ , $\text{CO}_2$ — $35\mu\text{L/L}$ , $\text{H}_2$ — $15\mu\text{L/L}$ , $\text{CH}_4$ — $2.5\mu\text{L/L}$ 。运行油中有少量的 $\text{CO}$ 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4-2-3所示。

表4-2-3 特征气体产生的原因

气 体	产生的原因	气 体	产生的原因
$\text{H}_2$	电晕放电、油和固体绝缘热分解、水分	$\text{CH}_4$	油和固体绝缘热分解、放电

气 体	产生的原因	气 体	产生的原因
CO	固体绝缘受热及热分解	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	固体绝缘热分解、放电
CO <sub>2</sub>	固体绝缘受热及热分解	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	高温热点下油和固体绝缘热分解、放电
烃类气体		C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	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/T 596—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 4-2-4 所示。

表 4-2-4 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 $\mu\text{L/L}$	6000 台·次中超过注意值的比例
变压器和电抗器	总 烃	150	5.6%
	乙 炔	5*	5.7%
	氢 气	150	3.6%

\* (500kV 变压器为 1)。

规程要求,对运行设备的油中 H<sub>2</sub> 与烃类气体含量(体积分数)超过表 4-2-4 数值时应引起注意。

## 二、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 H<sub>2</sub> 变化。变压器在高、中温过热时,H<sub>2</sub> 一般占氢烃总量的 27% 以下,而且随温度升高,H<sub>2</sub> 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 H<sub>2</sub>,因此 H<sub>2</sub> 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 H<sub>2</sub> 含量很高。所汇集的故障案例中也有这方面的详细介绍和分析。客观上如果色谱分析发现 H<sub>2</sub> 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 H<sub>2</sub> 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  $H_2$  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  $H_2$  高达  $1000\mu\text{L/L}$  以上。而取相同油样分送三处外单位测试, $H_2$  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  $C_2H_2$  变化。 $C_2H_2$  的产生与放电性故障有关,当变压器内部发生电弧放电时, $C_2H_2$  一般占总烃的 20% ~ 70%, $H_2$  占氢烃总量的 30% ~ 90%,并且在绝大多数情况下, $C_2H_4$  含量高于  $CH_4$ 。当  $C_2H_2$  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  $C_2H_2$  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  $CH_4$  和乙烯  $C_2H_4$  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  $CH_4$  和  $C_2H_4$  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, $C_2H_4$  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  $CH_4$ ,丁腈在变压器油中产生甲烷的本质是橡胶将本身所含的  $CH_4$  释放到油中,而不是将油催化裂介为  $CH_4$ 。硫化丁腈橡胶在油中释放  $CH_4$  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  $CO_2$  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  $CO_2$ 。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/T 596—1996 中对  $CO$ 、 $CO_2$  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  $300\mu\text{L/L}$  以下,若总烃含量超过  $150\mu\text{L/L}$ , $CO$  含量超过  $300\mu\text{L/L}$ ,则设备有可能存在固体绝缘过热性故障;若  $CO$  含量虽超过  $300\mu\text{L/L}$ ,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  $800\mu\text{L/L}$ ,但在突发性绝缘击穿故障中,CO、CO<sub>2</sub> 含量不一定高,因此其含量变化常被人们忽视。

由于 CO、CO<sub>2</sub> 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、CO<sub>2</sub> 含量的变化。

①绝缘老化时产生的 CO、CO<sub>2</sub>。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、CO<sub>2</sub> 含量最高。

油中 CO、CO<sub>2</sub> 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:

$$\text{CO}(\mu\text{L/L}) = 374\lg^4 Y \quad (2-1)$$

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。CO<sub>2</sub> 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、CO<sub>2</sub> 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、CO<sub>2</sub> 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、CO<sub>2</sub>。固体绝缘材料在高能量电弧放电时产生较多的 CO、CO<sub>2</sub>。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 CO<sub>2</sub>,随温度的升高,产生的 CO 含量也增多,使 CO 与 CO<sub>2</sub> 比值升高,至 800℃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、CO<sub>2</sub> 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%,CO<sub>2</sub> 占 0~3%;纸板和油中 CO 占总量的 13%~24%,CO<sub>2</sub> 占 1%~2%;酚醛树脂和油中 CO 占总量的 24%~35%,CO<sub>2</sub> 占 0~2%。230~600℃局部过热时,绝缘油中产生的气体中 CO<sub>2</sub> 含量很低,为 0.017~0.028mg/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,CO<sub>2</sub> 约占 5%左右;纸和油中 CO 约占总量的 2%,CO<sub>2</sub> 约占 7.1%;油和纤维中 CO 约占总量的 10.5%,CO<sub>2</sub> 约占 9.5%。

因此,CO、CO<sub>2</sub> 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、CO<sub>2</sub> 的含量变化情况,同时结合烃类气体和 H<sub>2</sub> 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 C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> 在总烃中所占的比例可达 25%~90%,C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> 含量约占总烃的 20%以下,H<sub>2</sub> 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 H<sub>2</sub>,其次是 CH<sub>4</sub>,与总烃之比大于 90%。当放电能量密度增高时也出现 C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>,但它在总烃中所占的比例一般不超过 2%。

当 C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> 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 C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> 含量明显增大,且占总烃较大比例的情况。

应注意,不能忽视 H<sub>2</sub> 和 CH<sub>4</sub> 增长的同时,接着又出现 C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>,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 CO<sub>2</sub>。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,C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> 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。

## 2. 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  $C_2H_2/C_2H_4$  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  $C_2H_4/C_2H_6$  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  $CH_4/H_2$  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  $C_2H_2$ ,且含量较高, $C_2H_4/C_2H_6$  比值也较高, $C_2H_4$  的产气速率往往高于  $CH_4$  的产气速率。磁路故障一般无  $C_2H_2$ ,或者很少(只占氢烃总量的 2% 以下),而且  $C_2H_4/C_2H_6$  的比值较小,一般在 6 以下。

计算 CO 和  $CO_2$  的比值,可判断固体绝缘中的含水量,含水量大时, $CO/CO_2$  比值小。故障温度高且时间长时, $CO/CO_2$  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  $CO/CO_2$  的比值上得不到反映。IEC 导则推荐以  $CO/CO_2$  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。

烃类气体比值判断方法如表 4-2-5 所示。

表 4-2-5 故障性质与气体含量比值的关系

故障性质	$C_2H_2/C_2H_4$	$C_2H_4/C_2H_6$	$CH_4/H_2$
低温过热 < 300℃	< 0.1	< 1	无关
中温过热 300 ~ 700℃	< 0.1	1 < 比值 < 3	无关
高温过热 > 700℃	< 0.1	> 3	无关
高能量放电	0.1 < 比值 < 3	无关	< 1
高能量放电兼过热	0.1 < 比值 < 3	无关	> 1
低能量放电	> 3	无关	< 1
低能量放电兼过热	> 3	无关	> 1

### 3. 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。1970 年道奈堡提出了区分热性故障和电性故障的  $C_2H_2/C_2H_4$  与  $CH_4/H_2$  的两比值法;1974 年大卫斯提出了氢氧碳元素三角图判断法;同年杜威提出了以  $CH_4$ 、 $C_2H_4$ 、 $C_2H_2$  三成分的相对含量为基础的三角图法,又称 PEM

法;1977年罗杰斯提出了三比值法;1979年日本提出了电协研法;我国目前普遍推广应用的是 IEC 推荐的三比值法。

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  $C_2H_2/C_2H_4$ 、 $CH_4/H_2$ 、 $C_2H_4/C_2H_6$ , 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, 如表 4-2-6 所示。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, 如表 4-2-7 所示。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, 如表 4-2-8 所示。即根据编码规则和分类方法得到的编码超出了已知的编码列表, 因而无法确定故障性质; 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。

表 4-2-6 IEC 三比值法编码规则和分类

特征气体的比值	比值范围编码			特征气体的比值	比值范围编码		
	$C_2H_2/C_2H_4$	$CH_4/H_2$	$C_2H_4/C_2H_6$		$C_2H_2/C_2H_4$	$CH_4/H_2$	$C_2H_4/C_2H_6$
<0.1	0	1	0	1~3	1	2	1
0.1~1	1	0	0	>3	2	2	2

表 4-2-7 三比值法故障性质对照表

序号	故障性质	比值范围编码		
		$C_2H_2/C_2H_4$	$CH_4/H_2$	$C_2H_4/C_2H_6$
0	无故障	0	0	0
1	低能量密度的局部放电	0	1	0
2	高能量密度的局部放电	1	1	0
3	低能量的放电	1→2	0	1→2
4	高能量放电	1	0	2
5	低温过热 (< 150℃)	0	0	1
6	低温过热 (150 ~ 300℃)	0	2	0
7	中温过热 (300 ~ 700℃)	0	2	1
8	高温过热 (> 700℃)	0	2	2

表 4-2-8 三比值法及故障性质判断案例

故障性质	比值编码组 ( $C_2H_2/C_2H_4$ 、 $CH_4/H_2$ 、 $C_2H_4/C_2H_6$ )	典型案例结论
轻度局部放电	010	由于浸渍不完全,绝缘内含有气隙
较严重的局部放电	110	气隙放电已导致固体绝缘有放电痕迹
低能量放电	202 212 200	不同电位的绝缘之间发生火花放电或悬浮电位(因接触不良等引起的)发生火花放电;围屏树枝状放电;分接开关错位;铁心接地铜片与铁心多点接触;选择开关调节不到位
低能量放电兼过热	220 222	
高能量放电	102 112 101 100	工频续流的放电;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
高能量放电兼过热	120 121 122	
低于 150℃ 的热故障	001	一般性的绝缘或导线过热
150 ~ 300℃ 范围的过热故障	020 000	引线外包绝缘脆化;绕组油道堵塞;铁心局部短路
300 ~ 700℃ 范围的过热故障	021	由于磁通集中引起铁心局部过热;铁心多点接地或局部短路;分接开关引线接头接触不良;铁心和外壳产生涡流
700℃ 以上的高温过热故障	022 002	

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。

所谓四比值法,是利用 5 种气体组成四对比值,即  $CH_4/H_2$ 、 $C_2H_6/CH_4$ 、 $C_2H_4/C_2H_6$ 、 $C_2H_2/C_2H_4$ 。其对故障性质的判断如表 4-2-9 所示。

表 4-2-9 判断故障性质的四比值法

$\text{CH}_4/\text{H}_2$	$\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	判断结果
0	0	0	0	$\text{CH}_4/\text{H}_2 < 0.1$ 为局部放电,其他为正常老化
1	0	0	0	轻微过热,温度约小于 $150^\circ\text{C}$
1	1	0	0	轻微过热,温度约小于 $150 \sim 200^\circ\text{C}$
0	1	0	0	轻微过热,温度约小于 $150 \sim 200^\circ\text{C}$
0	0	1	0	一般导体过热
1	0	1	0	环流及(或)连接点过热
0	0	0	1	低能火花放电
0	1	0	1	电弧性烧损
0	0	1	1	永久性火花放电或电弧放电

四比值法的表示方法是每组比值如大于 1,用 1 表示;如小于 1,则用 0 表示;每组比值在 1 左右,表示故障性质的暴露不太明显;比值越大,则故障性质的暴露越明显。若同时有两种性质的故障存在,如 1011,则可解释为连续电火花放电与过热。

#### 4. 根据 TD 图对故障发展趋势判断

当变压器内部存在高温过热和放电性故障时,绝大多数情况下  $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 > 3$ , 编码为 2。于是,可选用三比值中的其余两项构成直角坐标系,以  $\text{CH}_4/\text{H}_2$  为纵轴, $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$  为横轴,即构成了 T(过热)D(放电)图。由此可见,TD 图判断法主要用于区分变压器是存在过热性故障还是放电性故障,它兼有气体成分谱图法和三比值法的优点。根据历次比值作图,能迅速正确地判断故障性质,有的根据运行经验将其划分成几个区域,能非常直观地反映出故障的发展趋势,如图 4-2-1 所示。

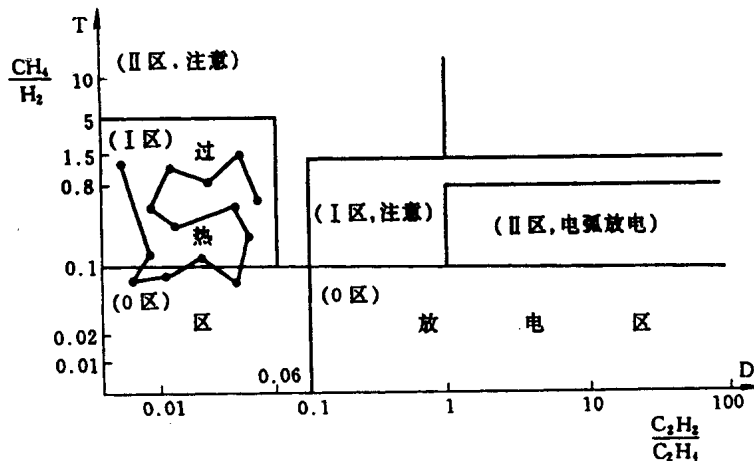


图 4-2-1 某电力变压器色谱分析的 TD 图

图 4-2-1 过热区中 0 区为轻微过热。I 区为中等过热。II 区为过热注意区域,可能存在较严重的局部过热故障。

放电区中 0 区为电晕放电或低能量局部放电。I 区为放电故障的注意区域,应加强跟踪监测。II 区为电弧放电区域,一般已比较严重要停电检查。

TD 图法最大的优点,就是根据多次检测的结果可能在图上显示出故障的发展趋势和严重程度。如在图 4-2-1 中的折线为某变压器 14 次色谱分析的结果,从图中可看出该变压器存在一般性局部发热,并未发展成放电性故障。

##### 5. 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)、横比(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。

##### 6. 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。

### 7. 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,如表 4-2-10 所示。

表 4-2-10 特征气体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
H <sub>2</sub> 高,总烃不高,CH <sub>4</sub> 为总烃的主要成分,有微量 C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	油中电晕(火花放电时总烃高)	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> 、H <sub>2</sub> 、CO、CO <sub>2</sub> 及总烃均较高	绝缘局部过热或固体绝缘散热不良
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> 高,总烃和 H <sub>2</sub> 较高,C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> 为总烃的主要成分	高温电弧放电	总烃高,H <sub>2</sub> 和 C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> 均较高	油中裸金属过热并有电弧放电,固体绝缘损伤
总烃及 H <sub>2</sub> 较高,但 C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> 未构成总烃中的主要成分	高温热点或局部高温过热	总烃不高,H <sub>2</sub> > 100,CH <sub>4</sub> 占总烃主要成分	局部放电

产生的特征气体如表 4-2-10 中所示的常见故障为: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,铁心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,如表 4-2-11 所示。

表 4-2-11 气体继电器中气体颜色和故障性质的关系

气体继电器中气体颜色	内部故障的性质
黄色不易燃	木质故障
灰白色有臭味、可燃	纸及纸板故障
灰黑色易燃	油故障(放电造成分解)

单以气体有无颜色,或可燃不可燃来判断变压器故障的性质并不大理想。因为在故障初期分解出的气体将与油中溶解的空气相混和,此时聚集在气体继电器中的气体,其成分和故障处的气体成分并不一致,应多取几次气样。



8. 常规色谱分析判断变压器故障的方法

(1)与正常值比较。与油中溶解气体的正常极限的注意值作比较,判定有无故障。溶解气体正常极限注意值也可参见表4-2-12。

表4-2-12 油中溶解气体的正常极限的注意值

气体成分	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	总烃(C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> )
正常极限值(μL/L)	150	45	35	65	5	150

若氢和烃类气体不超过表4-2-12所列的含量,且气体成分含量一直比较稳定,没有发展趋势,则认为电力变压器运行正常。

(2)根据总烃产气速率判断。当总烃含量超过正常值时,应考虑采用绝对产气速率和相对产气速率判断有无故障。规程规定了由这两种方式(或其中任一种)来表示产气速率。

①绝对产气率。每个运行小时产生某种气体的平均值,单位为 ml/h,计算公式为

$$r_a = \frac{C_{i2} - C_{i1}}{\Delta t} \frac{G}{d} \quad (2-2)$$

式中  $r_a$ ——绝对产气速率, ml/h;

$C_{i2}$ ——第二次取样测得油中某气体的体积分数;

$C_{i1}$ ——第一次取样测得油中某气体的体积分数;

$\Delta t$ ——二次取样时间间隔中的实际运行时间, h;

$G$ ——设备总油量, t;

$d$ ——油的比重, t/m<sup>3</sup>。

②相对产气速率。每个月(或折算到每个月)某种气体含量增加值的百分数的平均值,单位为%/月。计算公式为

$$r_r = \frac{C_{i2} - C_{i1}}{C_{i1}} \frac{1}{\Delta t} \times 100\% \quad (2-3)$$

式中  $r_r$ ——绝对产气速率, %/月;

$C_{i2}$ ——第二次取样测得油中某气体的体积分数;

$C_{i1}$ ——第一次取样测得油中某气体的体积分数;

$\Delta t$ ——二次取样时间间隔中的实际运行时间, 月。

根据规程要求,变压器的总烃绝对产气速率,开放式大于0.25ml/h,密封式大于0.5ml/h和相对产气速率大于10%/月时的电气设备可判定有故障存在。

产气速率与故障性质的关系,如表 4-2-13 所示。

表 4-2-13 产气速率与故障性质的关系

绝对产气速率(ml/h)	故障特征
$\geq 10$	带有烧伤痕迹
$> 5$	严重过热性故障,但未损坏绝缘
$> 1$	过热故障

尽管根据气体成分变化分析判断变压器故障尚存在一些不确定性,以及如三比值法中的编码缺损等问题,但油色谱分析的有效性已为大量故障诊断的实践所肯定。

如变压器油中的溶解气体 CO 和 CO<sub>2</sub> 能够反映一定的纸绝缘故障,上述气体的产气速率也能反映故障的发展情况,并且部分比较成熟的内容已经被列入相关的规程和导则中。

油中特征气体变化与变压器内部故障的关系及判断方法,在变压器故障诊断中虽仍存在有不足,但这些不足正逐步解决,并不断得到现场经验积累的补充和完善。

### 三、故障热点温度的估算

根据日本冈淑郎等人推荐,热点温度高于 400℃时,估算热点温度的经验公式用来判断变压器铁心接地故障较为有效。该热点温度  $T$ (℃)的计算公式为

$$T = 322 \lg \frac{C_2 H_4}{C_2 H_6} + 525 \quad (2-4)$$

同时,日本木下仁志等人通过变压器模拟试验,又提出了三成分和的比值  $K$  与温度的关系,如图 4-2-2 所示。

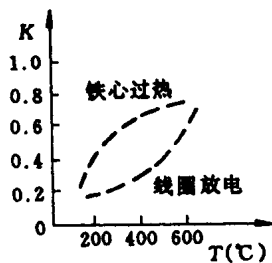


图 4-2-2 三成分和的比值  $K$  与温度的关系