

E38

备案号: 7782—2000

中华人民共和国电力行业标准

—
变压器油中溶解气体分析和判断导则 DL/T 722—2000

**Guide to the analysis and the diagnosis
of gases dissolved in transformer oil**

2000—11—03 发布

2001—01—01 实施

—
中华人民共和国国家经济贸易委员会 发布

前 言

分析油中溶解气体的组分和含量是监视充油电气设备安全运行的最有效的措施之一。利用气相色谱法分析油中溶解气体来监视充油电气设备的安全运行，在我国已有 30 多年的使用经验。自 1986 年以来，由原水利电力部颁发的 SD187—86《变压器油中溶解气体分析和判断导则》，在电力安全生产中发挥了重要作用，并积累了丰富的实践经验。随着电力生产的发展和科学技术水平的提高，对所使用的分析方法和分析结果的判断及解释均需要加以补充和修订。1998 年，在广泛函调征求意见的基础上，写出了征求意见稿，于 1998 年 11 月召开全国范围的讨论修订会，并组成标准起草小组，根据讨论会的意见，整理出初稿。1999 年，参考新出版的 IEC 60599—1999，又对上述初稿进行了反复的修改，并征求了有关专家的意见，制定了本导则。

本导则自生效之日起，代替原水利电力部颁发的 SD187—86《变压器油中溶解气体分析和判断导则》。

本导则的附录 A 和附录 B 是标准的附录。

本导则的附录 C、附录 D、附录 E、附录 F 和附录 G 是提示的附录。

本导则由电力行业电力变压器标准化委员会提出并归口。

本导则起草单位：中国电力科学研究院，辽宁省电力科学研究院，华东电力试验研究院，吉林省电力科学研究院。

本导则的主要起草人：贾瑞君、范玉华、薛辰东、钱之银、张士诚。

本导则由中国电力科学研究院负责解释。

目 次

前 言

1 范围

2 引用标准

3 定义

4 产气原理

5 检测周期

6 取样

7 从油中脱出溶解气体

8 气体分析方法

9 故障的识别

10 故障类型的判断

11 在气体继电器中的游离气体上的应用

12 设备档案卡片

附录 A(标准的附录) 样品的标签格式

附录 B(标准的附录) 设备档案卡片格式

附录 C(提示的附录) 哈斯特气体分压—温度关系

附录 D(提示的附录) 标准混合气的适用浓度

附录 E(提示的附录) 溶解气体分析解释表

附录 F(提示的附录) 气体比值的图示法

附录 G(提示的附录) 充油电气设备的典型故障

变压器油中溶解气体分析和判断导则

Guide to the analysis and the diagnosis of gases dissolved in transformer oil

1 范围

本导则推荐了利用气相色谱法分析溶解气体和游离气体的浓度，以判断充油电气设备运行状况的方法以及建议应进一步采取的措施。

本导则适用于充有矿物绝缘油和以纸或层压纸板为绝缘材料的电气设备，其中包括变压器、电抗器、电流互感器、电压互感器和油纸套管等。

2 引用标准

下列标准所包含的条文，通过在本标准中引用而构成为本标准的条文。本标准出版时，所示版本均为有效。所有标准都会被修订，使用本标准的各方应探讨使用下列标准最新版本的可能性。

GB 7597—87 电力用油(变压器油、汽轮机油)取样方法

GB/T 17623—1998 绝缘油中溶解气体组分含量的气相色谱测定法

DL/T 596—1996 电力设备预防性试验规程

IEC 567—1992 从充油电气设备取气样和油样及分析游离气体和溶解气体的导则

IEC 60599—1999 运行中矿物油浸电气设备溶解气体和游离气体分析的解释导则

3 定义

本导则采用下列定义。

3.1 特征气体 characteristic gases

对判断充油电气设备内部故障有价值的气体，即氢气(H₂)、甲烷(CH₄)、乙烷(C₂H₆)、乙烯(C₂H₄)、乙炔(C₂H₂)、一氧化碳(CO)、二氧化碳(CO₂)。

3.2 总烃 total hydrocarbon

烃类气体含量的总和，即甲烷、乙烷、乙烯和乙炔含量的总和。

3.3 游离气体 free gases

非溶解于油中的气体。

4 产气原理

4.1 绝缘油的分解

绝缘油是由许多不同分子量的碳氢化合物分子组成的混合物，分子中含有 CH₃^{*}、CH^{2*}和 CH^{*}化学基团，并由 C—C 键键合在一起。由电或热故障的结果可以使某些 C—H 键和 C—C 键断裂，伴随生成少量活泼的氢原子和不稳定的碳氢化合物的自由基，这些氢原子或自由基通过复杂的化学反应迅速重新化合，形成氢气和低分子烃类气体，如甲烷、乙烷、乙烯、乙炔等，也可能生成碳的固体颗粒

及碳氢聚合物(X-蜡)。故障初期,所形成的气体溶解于油中;当故障能量较大时,也可能聚集成游离气体。碳的固体颗粒及碳氢聚合物可沉积在设备的内部。

低能量故障,如局部放电,通过离子反应促使最弱的键 C—H 键(338kJ / mol)断裂,主要重新合成氢气而积累。对 C—C 键的断裂需要较高的温度(较多的能量),然后迅速以 C—C 键(607kJ / mol)、C=C 键(720kJ / mol)和 C≡C 键(960kJ / mol)的形式重新化合成烃类气体,依次需要越来越高的温度和越来越多的能量。

乙烯是在高于甲烷和乙烷的温度(大约为 500℃)下生成的(虽然在较低的温度时也有少量生成)。乙炔一般在 800℃~1200℃的温度下生成,而且当温度降低时,反应迅速被抑制,作为重新化合物的稳定产物而积累。因此,大量乙炔是在电弧的弧道中产生的。当然在较低的温度下(低于 800℃)也会有少量乙炔生成。

油起氧化反应时,伴随生成少量 CO 和 CO₂,并且 CO 和 CO₂能长期积累,成为数量显著的特征气体。

油碳化生成碳粒的温度在 500℃~800℃。

哈斯特(Halsterd)用热动力学平衡理论计算出在热平衡状态下形成的气体与温度的关系。热平衡下的气体分压—温度关系见附录 C(提示的附录)。

4.2 固体绝缘材料的分解

纸、层压板或木块等固体绝缘材料分子内含有大量的无水右旋糖环和弱的 C—O 键及葡萄糖甙键,它们的热稳定性比油中的碳氢键要弱,并能在较低的温度下重新化合。聚合物裂解的有效温度高于 105℃,完全裂解和碳化高于 300℃,在生成水的同时,生成大量的 CO 和 CO₂及少量烃类气体和呋喃化合物,同时油被氧化。CO 和 CO₂的形成不仅随温度而且随油中氧的含量和纸的湿度增加而增加。

概括上述的要点,不同的故障类型产生的主要特征气体和次要特征气体可归纳为表 1。

分解出的气体形成气泡,在油里经对流、扩散,不断地溶解在油中。这些故障气体的组成和含量与故障的类型及其严重程度有密切关系。因此,分析溶解于油中的气体,就能尽早发现设备内部存在的潜伏性故障,并可随时监视故障的发展状况。

表 1 不同故障类型产生的气体

故障类型	主要气体组分	次要气体组分
油过热	CH ₄ , C ₂ H ₄	H ₂ , C ₂ H ₆
油和纸过热	CH ₄ , C ₂ H ₄ , CO, CO ₂	H ₂ , C ₂ H ₆
油纸绝缘中局部放电	H ₂ , CH ₄ , CO	C ₂ H ₂ , C ₂ H ₆ , CO ₂
油中火花放电	H ₂ , C ₂ H ₂	
油中电弧	H ₂ , C ₂ H ₂	CH ₄ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆
油和纸中电弧	H ₂ , C ₂ H ₂ , CO, CO ₂	CH ₄ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆

注:进水受潮或油中气泡可能使氢含量升高(见 4.3)。

在变压器里,当产气速率大于溶解速率时,会有一部分气体进入气体继电器或储油柜中。当变压器的气体继电器内出现气体时,分析其中的气体,同样有助于对设备的状况做出判断。

4.3 气体的其它来源

在某些情况下,有些气体可能不是设备故障造成的,例如油中含有水,可以与铁作用生成氢。过热的铁心层间油膜裂解也可生成氢。新的不锈钢中也可能在加工过程中或焊接时吸附氢而又慢慢释放到油中。特别是在温度较高、油中有溶解氧时,设备中某些油漆(醇酸树脂),在某些不锈钢的催化下,甚至可能生成大量的氢。某些改型的聚酰亚胺型的绝缘材料也可生成某些气体而溶解于油中。油在阳光照射下也可以生成某些气体。设备检修时,暴露在空气中的油可吸收空气中的 CO₂等。这时,如果不真空滤油,则油中 CO₂的含量约为 300 μL / L(与周围环境的空气有关)。

另外,某些操作也可生成故障气体,例如:有载调压变压器中切换开关油室的油向变压器主油箱渗漏,或选择开关在某个位置动作时,悬浮电位放电的影响;设备曾经有过故障,而故障排除后绝缘油未经彻底脱气,部分残余气体仍留在油中;设备油箱带油补焊;原注入的油就含有某些气体等。

这些气体的存在一般不影响设备的正常运行。但当利用气体分析结果确定设备内部是否存在故

障及其严重程度时，要注意加以区分。

5 检测周期

5.1 投运前的检测

按表 2 进行定期检测的新设备及大修后的设备，投运前应至少作一次检测。如果在现场进行感应耐压和局部放电试验，则应在试验后再作一次检测。制造厂规定不取样的全密封互感器不作检测。

5.2 投运时的检测

按表 2 所规定的新的或大修后的变压器和电抗器至少应在投运后 1d(仅对电压 330kV 及以上的变压器和电抗器、容量在 120MVA 及以上的发电厂升压变压器)、4d、10d、30d 各做一次检测，若无异常，可转为定期检测。制造厂规定不取样的全密封互感器不作检测。套管在必要时进行检测。

表 2 运行中设备的定期检测周期

设备名称	设备电压等级和容量	检测周期
变压器 和 电抗器	电压 330kV 及以上 容量 240MVA 及以上 所有发电厂升压变压器	3 个月一次
	电压 220kV 及以上 容量 120MVA 及以上	6 个月一次
	电压 66kV 及以上 容量 8MVA 及以上	1 年一次
	电压 66kV 及以下 容量 8MVA 以下	自行规定
互感器	电压 66kV 及以上	1 年~3 年一次
套管		必要时
注：制造厂规定不取样的全密封互感器，一般在保证期内不做检测。在超过保证期后，应在不破坏密封的情况下取样分析。		

5.3 运行中的定期检测

运行中设备的定期检测周期按表 2 的规定进行。

5.4 特殊情况下的检测

当设备出现异常情况时(如气体继电器动作，受大电流冲击或过励磁等)，或对测试结果有怀疑时，应立即取油样进行检测，并根据检测出的气体含量情况，适当缩短检测周期。

6 取样

6.1 从充油电气设备中取油样

6.1.1 概述

取样部位应注意所取的油样能代表油箱本体的油。一般应在设备下部的取样阀门取油样，在特殊情况下，可在不同的取样部位取样。

取样量，对大油量的变压器、电抗器等可为 50mL~80mL，对少油量的设备要尽量少取，以够用为限。

6.1.2 取油样的容器

应使用密封良好的玻璃注射器取油样。当注射器充有油样时，芯子能按油体积随温度的变化自由滑动，使内外压力平衡。

6.1.3 取油样的方法

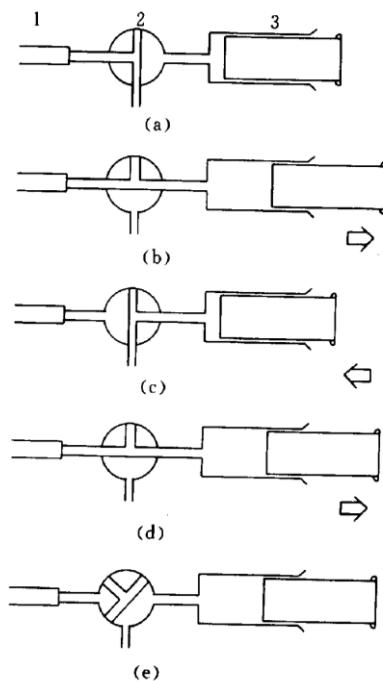
从设备中取油样的全过程应在全密封的状态下进行，油样不得与空气接触。

对电力变压器及电抗器，一般可在运行中取油样。需要设备停电取样时，应在停运后尽快取样。

对可能产生负压的密封设备，禁止在负压下取样，以防止负压进气。

设备的取样阀门应配上带有小嘴的连接管，在小嘴上接软管。取样前应排除取样管路中及取样阀门内的空气和“死油”，所用的胶管应尽可能的短，同时用设备本体的油冲洗管路(少油量设备可不进行此步骤)。取油样时油流应平缓。

用注射器取样时，最好在注射器与软管之间接一小型金属三通阀，如图 1 所示。按下述步骤取样：将“死油”经三通阀排掉；转动三通阀使少量油进入注射器；转动三通阀并推压注射器芯子，排除注射器内的空气和油；转动三通阀使油样在静压力作用下自动进入注射器(不应拉注射器芯子，以免吸入空气或对油样脱气)。当取到足够的油样时，关闭三通阀和取样阀，取下注射器，用小胶头封闭注射器(尽量排尽小胶头内的空气)。整个操作过程应特别注意保持注射器芯子的干净，以免卡涩。



1—连接软管；2—三通阀；3—注射器
(a)冲洗连接管路；(b)冲洗注射器；
(c)排空注射器；(d)取样；(e)取下注射器

图 1 用注射器取样示意图

6.2 从气体继电器放气嘴取气样

6.2.1 概述

当气体继电器内有气体聚集时，应取气样进行色谱分析。这些气体的组分和含量是判断设备是否存在故障及故障性质的重要依据之一。为减少不同组分有不同回溶率的影响，必须在尽可能短的时间内取出气样，并尽快进行分析。

6.2.2 取气样的容器

应使用密封良好的玻璃注射器取气样。取样前应用设备本体油润湿注射器，以保证注射器润滑和密封。

6.2.3 取气样的方法

取气样时应在气体继电器的放气嘴上套一小段乳胶管，乳胶管的另一头接一个小型金属三通阀与注射器连接(要注意乳胶管的内径，乳胶管、气体继电器的放气嘴与金属三通阀连接处要密封)。操作步骤和连接方法如图 1 所示：转动三通阀，用气体继电器内的气体冲洗连接管路及注射器(气量少时可不进行此步骤)；转动三通阀，排空注射器；再转动三通阀取气样。取样后，关闭放气嘴，转动三通阀的方向使之封住注射器口，把注射器连同三通阀和乳胶管一起取下来，然后再取下三通阀，立即改用小胶头封住注射器(尽可能地排尽小胶头内的空气)。

取气样时应注意不要让油进入注射器并注意人身安全。

6.3 样品的保存和运输

油样和气样应尽快进行分析, 为避免气体逸散, 油样保存期不得超过 4 天, 气样保存期应更短些。在运输过程及分析前的放置时间内, 必须保证注射器的芯子不卡涩。

油样和气样都必须密封和避光保存, 在运输过程中应尽量避免剧烈振荡。油样和气样空运时要避免气压变化的影响。

6.4 样品的标签

取样后的容器应立即贴上标签。推荐的标签格式见附录 A(标准的附录)。

7 从油中脱出溶解气体

7.1 脱气方法分类

利用气相色谱法分析油中溶解气体, 必须将溶解的气体从油中脱出来, 再注入色谱仪进行组分和含量的分析。目前常用的脱气方法有溶解平衡法和真空法两种。根据取得真空的方法不同, 真空法又分为水银托里拆利真空法和机械真空法两种, 常用的是机械真空法。

机械真空法属于不完全的脱气方法, 在油中溶解度越大的气体脱出率越低, 而在恢复常压的过程中, 气体都有不同程度的回溶。溶解度越大的组分, 回溶越多。不同的脱气装置或同一装置采用不同的真空度, 将造成分析结果的差异。因此使用机械真空法脱气, 必须对脱气装置的脱气率进行校核。

7.2 脱气装置的密封性

脱气装置应保证良好的密封性, 真空泵抽气装置应接入真空计以监视脱气前真空系统的真空度(一般残压不应高于 40Pa), 要求真空系统在泵停止抽气的情况下, 在两倍脱气所需的时间内残压无显著上升。用于溶解平衡法的玻璃注射器, 应对其密封性进行检查。

7.3 脱气率

为了尽量减少因脱气这一操作环节所造成的分析结果的差异, 使用不完全脱气方法时, 应测出所使用的脱气装置对每种被测气体的脱气率, 并用脱气率将分析结果换算到油中溶解的各种气体的实际含量。各组分脱气率 η_i 的定义是:

$$\eta_i = \frac{\varphi_{g,i}}{\varphi_{o,i}} \quad (1)$$

式中: $\varphi_{g,i}$ ——脱出气体中某组分的含量, $\mu\text{L}/\text{L}$;

$\varphi_{o,i}$ ——油样中原有某组分的含量, $\mu\text{L}/\text{L}$ 。

可用已知各组分的浓度的油样来校核脱气装置的脱气率。因受油的粘度, 温度, 大气压力等因素的影响, 脱气率一般不容易测准。即使是同一台脱气装置, 其脱气率也不会是一个常数, 因此, 一般采用多次校核的平均值。

7.4 常用的脱气方法

7.4.1 溶解平衡法——机械振荡法

溶解平衡法目前使用的是机械振荡方式, 其重复性和再现性能满足要求。该方法的原理是: 在恒温条件下, 油样在和洗脱气体构成的密闭系统内通过机械振荡, 使油中溶解气体在气、液两相达到分配平衡。通过测试气相中各组分浓度, 并根据平衡原理导出的奥斯特瓦尔德(Ostwald)系数计算出油中溶解气体各组分的浓度。

奥斯特瓦尔德系数定义为:

$$k_i = \frac{C_{o,i}}{C_{g,i}} \quad (2)$$

式中: $C_{o,i}$ ——在平衡条件下, 溶解在油中组分 i 的浓度, $\mu\text{L}/\text{L}$;

$C_{g,i}$ ——在平衡条件下, 气相中组分 i 的浓度, $\mu\text{L}/\text{L}$;

k_i ——组分 i 的奥斯特瓦尔德系数。

各种气体在矿物绝缘油中的奥斯特瓦尔德系数见表 3。奥斯特瓦尔德系数与所涉及到的气体组分的

实际分压无关，而且假设气相和液相处在相同的温度下，由此引进的误差将不会影响判断结果。

表 3 各种气体在矿物绝缘油中的奥斯特瓦尔德系数 k_i

标准	温度 ℃	H ₂	N ₂	O ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆
GB/T 17623—1998 ¹⁾	50	0.06	0.09	0.17	0.12	0.92	0.39	1.02	1.46	2.30
IEC 60599—1999 ²⁾	20	0.05	0.09	0.17	0.12	1.08	0.43	1.20	1.70	2.40
	50	0.05	0.09	0.17	0.12	1.00	0.40	0.90	1.40	1.80

1)国产油测试的平均值。

2)这是从国际上几种最常用的牌号的变压器油得到的一些数据的平均值。实际数据与表中的这些数据会有些不同，然而可以使用上面给出的数据，而不影响从计算结果得出的结论。

7.4.2 真空法—变径活塞泵全脱气法

真空法—变径活塞泵全脱气法是利用大气压与负压交替对变径活塞施力的特点(活塞起了类似托普勒泵中水银反复上下移动，多次扩容脱气、压缩集气的作用)，借真空与搅拌作用并连续补入少量氮气(或氩气)到脱气室，使油中溶解气体迅速析出的洗脱技术。此技术可加速气体转移，克服了集气空间死体积对脱出气体收集程度的影响，提高了脱气率，实现了以真空法为基本工作原理的全脱气。

7.5 脱气装置的操作要点

脱气这一环节是油中溶解气体分析结果差异的主要来源，故要达到本导则第 8.6 所要求的平行试验的一致性，必须首先保证脱气结果的重复性。

因脱气装置的结构不同、容量不同，故对用油量不作统一规定，但同一装置的每次试验应尽可能地使用同样的油量。必须测出使用油样的体积和脱出气体的体积，至少精确到两位有效数字。

为了提高脱气效率和降低测试的最小检知浓度，对真空脱气法一般要求脱气室体积和进油样体积相差越大越好。对溶解平衡法，在满足分析进样量要求的前提下，应注意选择最佳的气、液两相体积比。

脱气装置应与取样容器连接可靠，防止进油时带入空气。

气体自油中脱出后，应尽快转移到储气瓶或玻璃注射器中去，以免气体与脱过气的油接触时，因各组分有选择性地回溶而改变其组成。脱出的气样应尽快进行分析，避免长时间地储存而造成气体逸散。

要注意排净前一个油样在脱气装置中的残油和残气，以免故障气含量较高的油样污染下一个油样。

8 气体分析方法

8.1 分析对象

从油中得到的溶解气体的气样及从气体继电器所取的气样，均用气相色谱仪进行组分和含量的分析。分析对象为：

——氢(H₂)；

——甲烷(CH₄)；乙烷(C₂H₆)；乙烯(C₂H₄)；乙炔(C₂H₂)；

——一氧化碳(CO)；二氧化碳(CO₂)。

一般对丙烷(C₃H₈)、丙烯(C₃H₆)、丙炔(C₃H₄) (以上三者统称为 C₃) 不要求作分析。在计算总烃含量时，不计 C₃ 的含量。如果已经分析出结果来，应做记录，积累数据。

氧(O₂)、氮(N₂)虽不作判断指标，但可作为辅助判据，对其应尽可能地分析。

8.2 对气相色谱仪的要求

气相色谱仪应满足下列要求：

a) 色谱柱对所检测组分的分离度应满足定量分析要求。

b) 仪器基线稳定，有足够的灵敏度。对油中溶解气体各组份的最小检知浓度见表 4。

表 4 色谱仪的最小检知浓度 $\mu\text{L} / \text{L}$

气体组分	最小检知浓度
C ₂ H ₂	≤0.1
H ₂	≤5
CO	≤20
CO ₂	≤30

c)用转化法在氢火焰离子化检测器上测定 CO、CO₂ 时,应对镍触媒将 CO、CO₂ 转化为甲烷的转化率作考察。可能影响转化率的因素是镍触媒的质量、转化温度和色谱柱容量。

推荐适合上述分析要求的气相色谱仪流程图举例见表 5。

表 5 色谱仪流程图举例

序号	典型流程图	说明
1		一次进样, 针阀调节分流比 TCD: 检测 H ₂ 、O ₂ (N ₂) FID ₁ : 检测烃类气体 FID ₂ : 检测 CO、CO ₂
2		一次进样, 双柱并联二次分流控制 TCD: 检测 H ₂ 、O ₂ (N ₂) FID: 检测 CO、CO ₂ 和烃类气体
3		一次进样, 利用六通阀自动切换 TCD: 检测 H ₂ 、O ₂ (N ₂) FID: 检测 CO、CO ₂ 和烃类气体

注: TCD—热传导检测器; FID—氢火焰离子化检测器; Ni—甲烷转化器。

8.3 符号标志

本章中使用下述符号标志:

A_i ——组分 i 在积分仪上给出的峰面积, $\mu V \cdot s$;

$A_{i,s}$ ——外标物组分 i 在积分仪上给出的峰面积, $\mu V \cdot s$;

C_i ——油中组分 i 的浓度, $\mu L / L$;

$C_{i,s}$ ——外标物中组分 i 的浓度, $\mu L / L$;

$C_{i,g}$ ——被测气体中组分 i 的浓度, $\mu L / L$;

k_i ——组分 i 的奥斯特瓦尔德系数;

p ——脱出气体压力(脱气时的大气压), kPa;

t ——试验时的室温, °C;

V_g ——脱出气体在压力为 101.3kPa、温度为 20°C 时的体积, mL;

V_g' ——脱出气体在试验压力下、温度为 t 时的实测体积, mL;

V_g'' ——试验压力下, 50°C 时的平衡气体体积, mL;

V_0 ——被脱气油在温度为 20°C 时的体积, mL;

- V_0' ——被脱气油在温度为 t 时的实测体积, mL;
 V_0'' ——被脱气油在温度为 50°C 时的体积, mL;
 V_d ——自配标准气样时所用底气体积, mL;
 $V_{i,s}$ ——自配标准气样时所取纯组分 i 气体的体积, mL;
 η_i ——脱气装置对组分 i 的脱气率。

8.4 气体分析步骤

8.4.1 进样

通常使用注射器进样, 应选择气密性好并经校准的注射器, 以保证良好的进样体积的准确性。对怀疑有故障的设备, 至少应两次进样, 取其平均值。

8.4.2 仪器的标定

用外标法对各组分进行定性和定量分析。用测量每个组分的保留时间对各组分定性。用测量其色谱峰面积或峰高进行定量。

影响色谱仪灵敏度的因素很多, 为保证测试结果的准确性, 应在仪器稳定的情况下, 在分析的当天, 用外标气样进行两次标定, 取其平均值。两次标定的误差应符合 8.6 的要求。

对外标气样的要求如下:

- 有国家计量部门认证的单位专门配制并经准确标定的混合气样。
- 对各测定组分有适当浓度 [标准气样的参考浓度范围见附录 D(提示的附录)]。
- 在有效期内使用。

自配标准气是指用已知浓度的“纯”气样自行配制的“标准”气样。一般用于对氢气的标定。

自配标准气样可以用特制的大容量配气瓶或 100mL 玻璃注射器。以载气为底气, 注入定量的“纯”气, 混合均匀后即可使用。配气用的所有容器及注射器的真实容积都必须用蒸馏水称重法精确校准。配好的气样一般不宜在配气容器中长时间储存, 以免因气体逸散而影响标定的准确性。

自配标准气样的浓度按下式计算:

$$C_{i,s} = \frac{V_{i,s}}{V_d + V_{i,s}} \times 10^6 \quad (3)$$

为了提高分析的准确度, 除氢以外, 一律采用混合标准气样进行标定。

用注射器进样时, 仪器的标定和组分测定必须用同一注射器, 并且进样体积应相同, 以减少误差。

8.4.3 色谱峰面积的测量

各组分峰面积最好用积分仪测量, 也可以用测量峰高和半高峰宽来计算。为保证半高峰宽测量的准确性, 应采用较快的记录纸速, 并最好采用读数放大镜。如果同一组分的半高峰宽在标定气体和所分析的样品浓度范围内变化不大, 则可以只测量若干个该组分的半高峰宽, 以其平均值作为计算的依据。

在使用工作站积分仪测量峰面积时, 应注意色谱峰处理参数设置要合理, 要定期用外标气样校验保留时间。

8.4.4 分析结果的表示方法

a) 油中溶解气体分析结果, 用在压力为 101.3kPa、温度为 20°C 下每升油中所含各气体组分的微升数($\mu\text{L}/\text{L}$)来表示。

气体继电器中的气体分析结果, 用在压力为 101.3kPa、温度为 20°C 下, 每升气体中所含各气体组分的微升数($\mu\text{L}/\text{L}$)来表示。

- 分析结果的记录符号:
——“0”表示未测出数据;
——“—”表示对该组分未作分析。

c) 实测数据记录两位有效数字。

d) 对脱出的气体, 应换算到压力为 101.3kPa、温度为 20°C 时的体积 V_g 。换算公式为:

$$V_g = V_g' \frac{P}{101.3} \times \frac{293}{273+t} \quad (4)$$

e)对所用油样的体积，也应换算到压力为 101.3kPa、温度为 20℃时的体积 V_0 。换算公式为：

$$V_0 = V_0' [1 + 0.0008(20 - t)] \quad (5)$$

式中：0.0008——油样的热膨胀系数。

8.5 分析结果的计算

8.5.1 采用混合标气时，即外标物与被测组分一致时，采用下式计算各组分浓度 C_i ：

$$C_i = \frac{1}{\eta_i} \cdot \frac{V_g}{V_0} \cdot \frac{A_i}{A_{i,s}} \cdot C_{i,s} \quad (6)$$

8.5.2 溶解平衡法计算方法

a)将室温、试验压力下平衡的气体体积 V_g' 校正到 50℃、试验压力下的体积 V_g'' ：

$$V_g'' = V_g' \times \frac{323}{273 + t} \quad (7)$$

b)将室温、试验压力下的油样体积 V_0' 校正到 50℃、试验压力下的体积 V_0'' ：

$$V_0'' = V_0' [1 + 0.0008(50 - t)] \quad (8)$$

c)按下式计算油中溶解气体各组分浓度：

$$C_i = 0.929 \times \frac{p}{101.3} \times C_{i,s} \frac{A_i}{A_{i,s}} \left(k_i + \frac{V_g''}{V_0''} \right) \quad (9)$$

式中：0.929——油样中溶解气体从 50℃校正到 20℃时的校正系数。

8.5.3 真空法计算方法

a)按式(4)将在试验压力下、室温时的气体体积 V_g' 校正到压力为 101.3kPa、温度为 20℃下的体积 V_g 。

b)按式(5)将在试验压力下、室温时的油样体积 V_0' 校正到压力为 101.3kPa、温度为 20℃下的体积 V_0 。

c)计算油中溶解气体各组分的浓度 C_i ：

$$C_i = C_{i,s} \times \frac{A_i}{A_{i,s}} \times \frac{V_g}{V_0} \quad (10)$$

8.5.4 气体继电器中气体浓度的计算方法

分析气体继电器中游离气体时，采用下式计算各组分气体浓度 $C_{i,g}$ ：

$$C_{i,g} = C_{i,s} \frac{A_i}{A_{i,s}} \quad (11)$$

8.6 试验结果的重复性和再现性

本试验方法从取油样到取得分析结果之间操作环节较多，应力求减少每个操作环节可能带来的误差。

对同一气样的多次进样的分析结果，应在其平均值的±1.5%以内(可以 C_2H_4 为代表)。

应检验配气装置及操作方法的重复性，要求配气结果的重复性在平均值的±2.5%以内。

对分析结果的重复性和再现性的要求是：同一试验室的两个平行试验结果，当 C_2H_2 含量在 $5 \mu L/L$ 以下时，相差不应大于 $0.5 \mu L/L$ ；对于其它气体，当含量在 $10 \mu L/L$ 以下时，相差不应大于 $1 \mu L/L$ ；当含量在 $10 \mu L/L$ 以上时，不应大于平均值的 10%。不同试验室间的平行试验结果相差不应大于平均值的 30%。

8.7 检测油中溶解气体的其它仪器

8.7.1 便携式检测仪

便携式检测仪便于现场运行人员及时了解设备油中溶解气体的状况，作为进一步试验或检测的基础。

当要求准确地确定气体组分和含量时，要在实验室用气相色谱仪进行分析。

8.7.2 在线式监测仪

在线检测有利于随时监视油中溶解气体含量，当设备出现异常时，可及时以声光报警。

常用的在线监测仪根据测量对象,可分为三种类型:测氢气、测总可燃气(氢、一氧化碳和总烃之和)和测烃类各组分。

在线监测仪应能长期稳定运行,避免误报警。

对在线监测仪应定期进行标定。

所有的在线监测仪在出现声光报警时,都必须由实验室气相色谱仪分析设备油中溶解气体的组分和含量,再进行进一步判断。

9 故障的识别

9.1 概述

正常运行时,充油电气设备内部的绝缘油和有机绝缘材料,在热和电的作用下,会逐渐老化和分解,产生少量的各种低分子烃类气体及一氧化碳、二氧化碳等气体。在热和电故障的情况下,也会产生这些气体。这两种来源的气体在技术上不能分离,在数值上也没有严格的界限,而且与负荷、温度、油中的含水量、油的保护系统和循环系统,以及取样和测试的许多可变因素有关。因此在判断设备是否存在故障及其故障的严重程度时,要根据设备运行的历史状况和设备的结构特点及外部环境等因素进行综合判断。有时设备内并不存在故障,而由于其它原因,在油中也会出现上述气体,要注意这些可能引起误判断的气体来源(见 4.3)。

此外,还应注意油冷却系统附属设备(如潜油泵)的故障产生的气体也会进入到变压器本体的油中。

9.2 出厂和新投运的设备

对出厂和新投运的变压器和电抗器要求为:出厂试验前后的两次分析结果,以及投运前后的两次分析结果不应有明显的区别。此外,气体含量应符合表 6 的要求。

表 6 对出厂和新投运的设备气体含量的要求 $\mu\text{L}/\text{L}$

气 体	变压器和电抗器	互 感 器	套 管
氢	<10	<50	<150
乙 炔	0	0	0
总 烃	<20	<10	<10

9.3 运行中设备油中溶解气体的注意值

9.3.1 油中溶解气体组分含量注意值

运行中设备内部油中气体含量超过表 7 和表 8 所列数值时,应引起注意。

表 7 变压器、电抗器和套管油中溶解气体含量注意值 $\mu\text{L}/\text{L}$

设 备	气体组分	含 量	
		330kV 及以上	220kV 及以下
变 压 器 和 电 抗 器	总 烃	150	150
	乙 炔	1	5
	氢	150	150
	一氧化碳	(见 10.3)	(见 10.3)
	二氧化碳	(见 10.3)	(见 10.3)
套 管	甲 烷	100	100
	乙 炔	1	2
	氢	500	500

注

1.该表所列数值不适用于从气体继电器放气嘴取出的气样(见第 11 章)。

2.关于 330kV 及以上电抗器的判断方法见 9.3.1b)。

表 8 电流互感器和电压互感器油中溶解气体含量的注意值 $\mu\text{L}/\text{L}$

设 备	气体组分	含 量
-----	------	-----

		220KV 及以上	110KV 及以上
电 流 互 感 器	总 烃	100	100
	乙 炔	1	2
	氢	150	150
电 压 互 感 器	总 烃	100	100
	乙 炔	2	3
	氢	150	150

在识别设备是否存在故障时，不仅要考虑油中溶解气体含量的绝对值，还应注意：

a)注意值不是划分设备有无故障的唯一标准。当气体浓度达到注意值时，应进行追踪分析，查明原因。

b)对 330kV 及以上的电抗器，当出现痕量(小于 1 μL / L)乙炔时也应引起注意；如气体分析虽已出现异常，但判断不致于危及绕组和铁心安全时，可在超过注意值较大的情况下运行。

c)影响电流互感器和电容式套管油中氢气含量的因素较多(见 4.3)，有的氢气含量虽低于表中的数值，但有增长趋势，也应引起注意；有的只是氢气含量超过表中数值，若无明显增长趋势，也可判断为正常。

d)注意区别非故障情况下的气体来源，进行综合分析(见 4.3)。

9.3.2 设备中气体增长率注意值

仅仅根据分析结果的绝对值是很难对故障的严重性做出正确判断的。因为故障常常以低能量的潜伏性故障开始，若不及时采取相应的措施，可能会发展成较严重的高能量的故障。因此，必须考虑故障的发展趋势，也就是故障点的产气速率。产气速率与故障消耗能量大小、故障部位、故障点的温度等情况有直接关系。

推荐下列两种方式表示产气速率(未考虑气体损失)。

a)绝对产气速率，即每运行日产生某种气体的平均值，按下式计算：

$$\gamma_a = \frac{C_{i,2} - C_{i,1}}{\Delta t} \frac{m}{\rho} \quad (12)$$

式中： γ_a ——绝对产气速率，mL / d；

$C_{i,2}$ ——第二次取样测得油中某气体浓度，μL / L；

$C_{i,1}$ ——第一次取样测得油中某气体浓度，μL / L；

Δt ——二次取样时间间隔中的实际运行时间，d；

m ——设备总油量，t；

ρ ——油的密度，t / m³。

变压器和电抗器绝对产气速率的注意值如表 9 所示。

表 9 变压器和电抗器绝对产气速率注意值 mL / d

气 体 组 分	开 放 式	隔 膜 式
总 烃	6	12
乙 炔	0.1	0.2
氢	5	10
一氧化碳	50	100
二氧化碳	100	200
注：当产气速率达到注意值时，应缩短检测周期，进行追踪分析。		

b)相对产气速率，即每运行月(或折算到月)某种气体含量增加原有值的百分数的平均值，按下式计算：

$$\gamma_r = \frac{C_{i,2} - C_{i,1}}{C_{i,1}} \times \frac{1}{\Delta t} \times 100\% \quad (13)$$

式中： γ_r ——相对产气速率，%/月；

$C_{i,2}$ ——第二次取样测得油中某气体浓度， $\mu\text{L/L}$ ；

$C_{i,1}$ ——第一次取样测得油中某气体浓度， $\mu\text{L/L}$ ；

Δt ——二次取样时间间隔中的实际运行时间，月。

相对产气速率也可以用来判断充油电气设备内部的状况。总烃的相对产气速率大于 10% 时，应引起注意。对总烃起始含量很低的设备，不宜采用此判据。

产气速率在很大程度上依赖于设备类型、负荷情况、故障类型和所用绝缘材料的体积及其老化程度，应结合这些情况进行综合分析。判断设备状况时，还应考虑到呼吸系统对气体的逸散作用。

对怀疑气体含量有缓慢增长趋势的设备，使用在线监测仪随时监视设备的气体增长情况是有益的，以便监视故障发展趋势。

10 故障类型的判断

10.1 特征气体法

根据第 4 章所述的基本原理和表 1 所列的不同故障类型产生的气体可推断设备的故障类型。

10.2 三比值法

10.2.1 在热力学和实践的基础上，推荐改良的三比值法(五种气体的三对比值)作为判断充油电气设备故障类型的主要方法。改良三比值法是用不同的编码表示三对比值。编码规则和故障类型判断方法见表 10 和表 11。

表 10 编 码 规 则

气 体 比值范围	比 值 范 围 的 编 码		
	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	CH_4/H_2	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$
<0.1	0	1	0
$\geq 0.1 \sim <1$	1	0	0
$\geq 1 \sim <3$	1	2	1
≥ 3	2	2	2

表 11 故障类型判断方法

编 码 组 合			故 障 类 型 判 断	故 障 实 例 (参 考)
$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	CH_4/H_2	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$		
0	0	1	低温过热(低于 150℃)	绝缘导线过热，注意 CO 和 CO ₂ 的含量，以及 CO ₂ /CO 值
	2	0	低温过热(150~300)℃	分接开关接触不良，引线夹件螺丝松动或接头焊接不良，涡流引起铜过热，铁心漏磁，局部短路，层间绝缘不良，铁心多点接地等
	2	1	中温过热(300~700)℃	
	0, 1, 2	2	高温过热(高于 700℃)	
1	1	0	局部放电	高温度、高含气量引起油中低能量密度的局部放电
	0, 1	0, 1, 2	低能放电	引线对电位未固定的部件之间连续火花放电，分接抽头引线和油隙闪络，不同电位之间的油中火花放电或悬浮电位之间的火花放电
2	2	0, 1, 2	低能放电兼过热	
	2	0, 1	0, 1, 2	电弧放电
2		0, 1, 2	电弧放电兼过热	

利用三对比值的另一种判断故障类型的方法，是溶解气体分析解释表和解释简表 [见附录 E(提示的附录)]。

10.2.2 三比值法的应用原则：

a) 只有根据气体各组分含量的注意值或气体增长率的注意值有理由判断设备可能存在故障时，气体比值才是有效的，并应予以计算。对气体含量正常，且无增长趋势的设备，比值没有意义。

b)假如气体的比值与以前的不同,可能有新的故障重叠在老故障或正常老化上。为了得到仅仅相应于新故障的气体比值,要从最后一次的分析结果中减去上一次的分析数据,并重新计算比值(尤其是在CO和CO₂含量较大的情况下)。在进行比较时,要注意在相同的负荷和温度等情况下和在相同的位置取样。

c)由于溶解气体分析本身存在的试验误差,导致气体比值也存在某些不确定性。利用本导则所述的方法分析油中溶解气体结果的重复性和再现性见8.6。对气体浓度大于10μL/L的气体,两次的测试误差不应大于平均值的10%,而在计算气体比值时,误差提高到20%。当气体浓度低于10μL/L时,误差会更大,使比值的精确度迅速降低。因此在使用比值法判断设备故障性质时,应注意各种可能降低精确度的因素。尤其是对正常值普遍较低的电压互感器、电流互感器和套管,更要注意这种情况。

10.3 对一氧化碳和二氧化碳的判断

当故障涉及到固体绝缘时,会引起CO和CO₂含量的明显增长。根据现有的统计资料,固体绝缘的正常老化过程与故障情况下的劣化分解,表现在油中CO和CO₂的含量上,一般没有严格的界限,规律也不明显。这主要是由于从空气中吸收的CO₂、固体绝缘老化及油的长期氧化形成CO和CO₂的基值过高造成的。开放式变压器溶解空气的饱和量为10%,设备里可以含有来自空气中的300μL/L的CO₂。在密封设备里,空气也可能经泄漏而进入设备油中,这样,油中的CO₂浓度将以空气的比率存在。经验证明,当怀疑设备固体绝缘材料老化时,一般CO₂/CO>7。当怀疑故障涉及到固体绝缘材料时(高于200℃),可能CO₂/CO<3,必要时,应从最后一轮的测试结果中减去上一次的测试数据,重新计算比值,以确定故障是否涉及到了固体绝缘。

当怀疑纸或纸板过度老化时,应适当地测试油中糠醛含量,或在可能的情况下测试纸样的聚合度。

10.4 判断故障类型的其它方法

10.4.1 比值O₂/N₂

一般在油中都溶解有O₂和N₂,这是油在开放式设备的储油罐中与空气作用的结果,或密封设备泄漏的结果。在设备里,考虑到O₂和N₂的相对溶解度,油中O₂/N₂的比值反映空气的组成,接近0.5。运行中,由于油的氧化或纸的老化,这个比值可能降低,因为O₂的消耗比扩散更迅速。负荷和保护系统也可影响这个比值。但当O₂/N₂<0.3时,一般认为是出现氧被极度消耗的迹象。

10.4.2 比值C₂H₂/H₂

在电力变压器中,有载调压操作产生的气体与低能量放电的情况相符。假如某些油或气体在有载调压油箱与主油箱之间相通,或各自的储油罐之间相通,这些气体可能污染主油箱的油,并导致误判断。

主油箱中C₂H₂/H₂>2,认为是有载调压污染的迹象。这种情况可利用比较主油箱和储油罐的油中溶解气体浓度来确定。气体比值和乙炔浓度值依赖于有载调压的操作次数和产生污染的方式(通过油或气)。

10.4.3 气体比值的图示法

利用气体的三对比值,在立体坐标图上建立的立体图示法可方便地直观不同类型故障的发展趋势。利用CH₄、C₂H₂和C₂H₄的相对含量,在三角形坐标图上判断故障类型的方法也可辅助这种判断。见附录F(提示的附录)。

10.5 判断故障的步骤

10.5.1 出厂前的设备

按9.2的规定进行比较,并注意积累数据。当根据试验结果怀疑有故障时,应结合其他检查性试验进行综合判断。

10.5.2 运行中的设备

a)将试验结果的几项主要指标(总烃、甲烷、乙炔、氢)与表7和表8列出的油中溶解气体含量注意值作比较,同时注意产气速率,与表9列出的产气速率注意值作比较。短期内各种气体含量迅速增加,但尚未超过表7和表8中的数值,也可判断为内部有异常状况;有的设备因某种原因使气体含量基值较高,超过表7和表8的注意值,但增长速率低于表9产气速率的注意值,仍可认为是正常设备。

b)当认为设备内部存在故障时,可用10.1、10.2和10.4所述的方法并参考附录C、附录E和附

录 F, 对故障的类型进行判断。

c)对一氧化碳和二氧化碳的判断按 10.3 进行。

d)在气体继电器内出现气体的情况下, 应将继电器内气样的分析结果按第 11 章所述的方法进行判断。

e)根据上述结果以及其他检查性试验(如测量绕组直流电阻、空载特性试验、绝缘试验、局部放电试验和测量微量水分等)的结果, 并结合该设备的结构、运行、检修等情况进行综合分析, 判断故障的性质及部位。根据具体情况对设备采取不同的处理措施(如缩短试验周期, 加强监视, 限制负荷, 近期安排内部检查, 立即停止运行等)。

10.6 充油电气设备的典型故障

典型故障实例见附录 G(提示的附录)。

11 在气体继电器中的游离气体上的应用

在气体继电器中聚集有游离气体时, 使用平衡判据。

所有故障的产气速率均与故障的能量释放紧密相关。对于能量较低、气体释放缓慢的故障(如低温热点或局部放电), 所生成的气体大部分溶解于油中, 就整体而言, 基本处于平衡状态; 对于能量较大(如铁心过热)造成故障气体释放较快, 当产气速率大于溶解速率时, 可能形成气泡。在气泡上升的过程中, 一部分气体溶解于油中(并与已溶解于油中的气体进行交换), 改变了所生成气体的组分和含量。未溶解的气体和油中被置换出来的气体, 最终进入继电器而积累下来; 对于有高能量的电弧性放电故障, 大量气体迅速生成, 所形成的大量气泡迅速上升并聚集在继电器里, 引起继电器报警。这些气体几乎没有机会与油中溶解气体进行交换, 因而远没有达到平衡。如果长时间留在继电器中, 某些组分, 特别是电弧性故障产生的乙炔, 很容易溶于油中, 而改变继电器里的游离气体组分, 甚至导致错误的判断结果。因此当气体继电器发出信号时, 除应立即取气体继电器中的游离气体进行色谱分析外, 还应同时取油样进行溶解气体分析, 并比较油中溶解气体与继电器中的游离气体的浓度, 以判断游离气体与溶解气体是否处于平衡状态, 进而可以判断故障的持续时间和气泡上升的距离。

比较方法是首先要把游离气体中各组分的浓度值, 利用各组分的奥斯特瓦尔德系数 k_i , 计算出平衡状况下油中溶解气体的理论值, 再与从油样分析中得到的溶解气体组分的浓度值进行比较。

计算方法如下:

$$C_{o, i} = k_i C_{g, i} \quad (14)$$

式中: $C_{o, i}$ ——油中溶解组分 i 浓度的理论值, $\mu\text{L} / \text{L}$;

$C_{g, i}$ ——继电器中游离气体中组分的 i 浓度值, $\mu\text{L} / \text{L}$;

k_i ——组分 i 的奥斯特瓦尔德系数, 见表 3。

判断方法如下:

a)如果理论值和油中溶解气体的实测值近似相等, 可认为气体是在平衡条件下释放出来的。这里有两种可能: 一种是故障气体各组分浓度均很低, 说明设备是正常的。应搞清这些非故障气体的来源及继电器报警的原因。另一种是溶解气体浓度略高于理论值, 则说明设备存在较缓慢地产生气体的潜伏性故障。

b)如果气体继电器内的故障气体浓度明显超过油中溶解气体浓度, 说明释放气体较多, 设备内部存在产生气体较快的故障, 应进一步计算气体的增长率。

c)判断故障性质的方法, 原则上与油中溶解气体相同, 但是如上所述, 应将游离气体浓度换算为平衡状况下的溶解气体浓度, 然后计算比值。

12 设备档案卡片

为了对设备进行长期监视, 应建立设备油中溶解气体分析情况档案的卡片。

推荐的设备档案卡片格式见附录 B(标准的附录)。

附录 A(标准的附录)

样品的标签格式

推荐的样品标签格式如表 A1 所示。

表 A1 样品的标签

单 位			取样容器号		
设备名称			产品型号		
产品序号		油重 t		油牌号	
油温 ℃		气温 ℃		相对湿度	
负荷情况			取样原因		
取样部位					
取样时间			取样人		

附录 B(标准的附录)

设备档案卡片格式

设备档案卡片格式见表 B1 和表 B2。表 B2 置于表 B1 的背面。

表 B1 油中溶解气体分析档案卡片

局(厂、所):

编号:

型号		电压等级		容量		油重 t		油种		
制造厂			出厂序号			出厂年月			投运日期	
冷却方式			调压方式				油保护方式			
取 样 条 件	年、月、日、时									
	取样原因									
	油温 ℃									
	负荷 MVA									
含气量 %										
组 分 含 量 μL/L	H ₂									
	O ₂									
	N ₂									
	CO									
	CO ₂									
	CH ₄									
	C ₂ H ₄									
	C ₂ H ₆									
	C ₂ H ₂									
	总烃									
	C ₃ H ₈									
C ₃ H ₆										

总烃增长 μL/L				
实际运行时间 d				
总烃产气率 mL/d				
试验报告编号				
分 析 意 见				

表 B2 设备其它情况记录

其它 检 查 性 试 验	
检 修 情 况	
故 障 记 录	

附录 C(提示的附录)

哈斯特气体分压—温度关系

C1 当充油电气设备存在故障时，生成少量烃类气体及其它产物。烃类气体的产气速率和油裂解的程度依赖于故障温度(故障所释放出的能量)。在模拟试验中，假定每种生成物与其它产物处于平衡状态，应用相关分解反应的平衡常数，用热动力学模拟可计算出每种气体产物的分压与温度函数的关系，见图 C1。

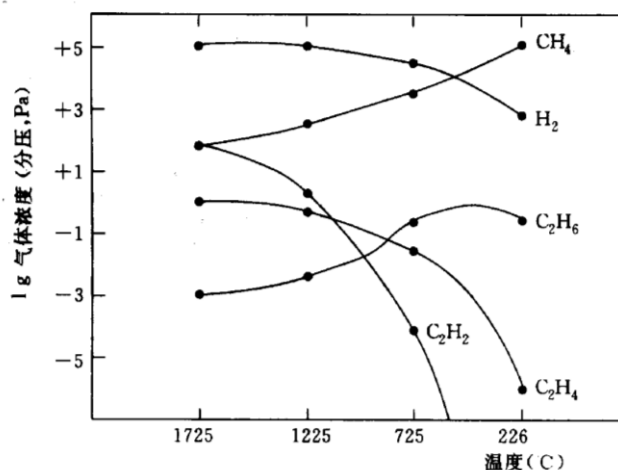


图 C1 哈斯特气体分压—温度关系图

从图 C1 中可见：

- a) 氢生成的量多，而与温度相关性不明显。
- b) 明显可见的乙炔仅仅在接近 1000°C 时才生成。
- c) 甲烷、乙烷和乙烯有各自唯一的依赖温度。

C2 热力学建立的是一种理想化的极限情况——平衡状态下。而在故障情况下，故障周围不存在等温的平衡状况。然而它揭示了设备故障与热力学模拟的某些相关性。对利用某些气体组分或某些组分的比值作为某种故障的特征，估计设备内部故障的温度，是有价值的。

附录 D(提示的附录)

标准混合气的适用浓度

推荐适用的标准混合气样浓度见表 D1。对于分析出厂和新投运的设备，以及其它含气量较低设备，宜使用低浓度的标准气样进行标定。对运行中的设备，一般气体含量较高，宜使用高浓度的标准气样进行标定。

表 D1 标准混合气样的适用浓度 $\mu\text{L/L}$

气体组分	低 浓 度	高 浓 度	气体组分	低 浓 度	高 浓 度
氢	400~800	1000~1500	乙炔	40~60	200~300
甲烷	40~60	200~300	一氧化碳	250~500	1000~1500
乙烷	40~60	200~300	二氧化碳	1000~2000	5000~6000
乙烯	40~60	200~300	氮(氩)	其 它	其 它

注：由于装标准气样的小钢瓶的金属壁容易吸附氢而改变标准气样中的氢浓度，因此当其中的标准混合气样时间较长时，应自己配制氢气标准气样。

附录 E(提示的附录)

溶解气体分析解释表

利用三比值判断故障类型的溶解气体解释表见表 E1 和表 E2。

表 E1 是将所有故障类型分为六种情况，这六种情况适合于所有类型的充油电气设备，气体比值的极限根据设备的具体类型，可稍有不同。

表 E1 中显示了 D1 和 D2 两种故障类型之间的某些重叠，而又有区别，这说明放电的能量有所不同，因而必须对设备采取不同的措施。

表 E2 给出了粗略的解释，对局部放电，低能量或高能量放电以及热故障，可有一个简便、粗

略的区别。

表 E1 溶解气体分析解释表

情况	特征故障	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
PD	局部放电(见注 3、注 4)	NS ¹⁾	<0.1	<0.2
D1	低能量局部放电	>1	0.1~0.5	>1
D2	高能量局部放电	0.6~2.5	0.1~1	>2
T1	热故障 $t < 300^\circ C$	NS ¹⁾	>1, 但 NS ¹⁾	<1
T2	热故障 $300^\circ C < t < 700^\circ C$	<0.1	>1	1~4
T3	热故障 $t > 700^\circ C$	<0.2 ²⁾	>1	>4

注

1.上述比值在不同的地区可稍有不同。

2.以上比值在至少上述气体之一超过正常值并超过正常增长速率时计算才有效(见 10.2.2)。

3.在互感器中, $CH_4/H_2 < 0.2$ 时, 为局部放电; 在套管中, $CH_4/H_2 < 0.7$ 时, 为局部放电。

4.气体比值落在极限范围之外, 而不对应于本表中的某个故障特征, 可认为是混合故障或一种新的故障。这个新的故障包含了高含量的背景气体水平(见 10.2.2)。在这种情况下, 本表不能提供诊断。但可以使用附录 F 中的图示法给出直观的、在本表中最接近的故障特征。

1) NS 表示无论什么数值均无意义。

2) C_2H_2 的总量增加, 表明热点温度增加, 高于 $1000^\circ C$ 。

表 E2 溶解气体分析解释简表

情况	特征故障	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
PD	局部放电		<0.2	
D	低能量或高能量放电	>0.2		
T	热故障	<0.2		

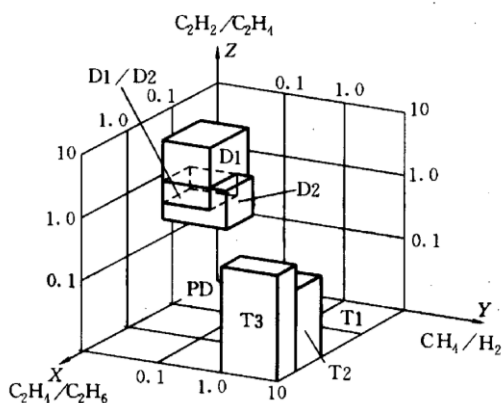
附录 F(提示的附录)

气体比值的图示法

图示法对在三比值法或溶解气体解释表中给不出诊断的情况下是很有用的, 因为它们在气体比值的极限之外。使用图 F1 的最接近未诊断情况的区域, 容易直观地注意这种情况的变化趋势。而且, 在这种情况下, 图 F2 总能提供一种诊断。

F1 图示法 1

立体图示法见图 F1。为了显示清楚, 图 F1 中, 轴以 10 为极限, 但实际上是无限的。这更适合利用计算机软件显示。



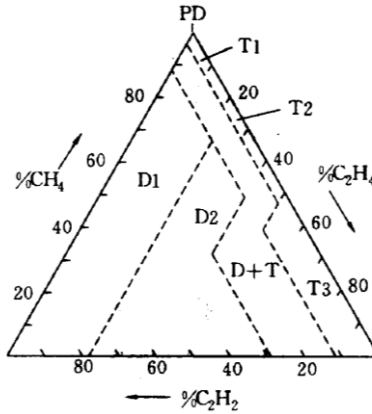
PD—局部放电; D1—低能放电; D2—高能放电;

T1—热故障, $t < 300^{\circ}\text{C}$; T2—热故障, $300^{\circ}\text{C} < t < 700^{\circ}\text{C}$; T3—热故障, $t > 700^{\circ}\text{C}$

图 F1 立体图示法

F2 图示法 2

大卫三角形法见图 F2。



$$\%C_2H_2 = \frac{100X}{X+Y+Z}, X = [C_2H_2] \quad \text{单位: } \mu\text{L/L};$$

$$\%C_2H_4 = \frac{100Y}{X+Y+Z}, Y = [C_2H_4] \quad \text{单位: } \mu\text{L/L};$$

$$\%CH_4 = \frac{100Z}{X+Y+Z}, Z = [CH_4] \quad \text{单位: } \mu\text{L/L}.$$

PD—局部放电; D1—低能放电; D2—高能放电; T1—热故障, $t < 300^{\circ}\text{C}$;

T2—热故障, $300^{\circ}\text{C} < t < 700^{\circ}\text{C}$; T3—热故障, $t > 700^{\circ}\text{C}$ 。

区域极限

PD	98%CH ₄			
D1:	23% C ₂ H ₄ ;	13% C ₂ H ₂		
D2:	23% C ₂ H ₄ ;	13% C ₂ H ₂ ;	38% C ₂ H ₄ ;	29% C ₂ H ₂
T1:	4% C ₂ H ₂ ;	10% C ₂ H ₄		
T2:	4% C ₂ H ₂ ;	10% C ₂ H ₄ ;	50% C ₂ H ₄	
T3:	15% C ₂ H ₂ ;	50% C ₂ H ₄		

图 F2 大卫三角形法

附录 G(提示的附录)

充油电气设备的典型故障

表 G1 电力变压器的典型故障

故障类型	举例
局部放电	由不完全浸渍、高湿度的纸、油过饱和, 或空腔造成的充气空腔中的局部放电, 并导致形成 X-蜡
低能量放电	不良联接形成不同电位或悬浮电位, 造成的火花放电或电弧, 可发生在屏蔽环、绕组中相邻的线饼间或导体间, 以及连线开焊处或铁芯的闭合回路中。 夹件间、套管与箱壁、线圈内的高压和地端的放电。

	木质绝缘块、绝缘构件胶合处，以及绕组垫块的沿面放电。油击穿、选择开关的切断电流
高能量放电	局部高能量或由短路造成的闪络，沿面放电或电弧。 低压对地、接头之间、线圈之间、套管和箱体之间、铜排和箱体之间、绕组和铁心之间的短路。环绕主磁通的两个邻近导体之间的放电。铁心的绝缘螺丝、固定铁心的金属环之间的放电
过热 $t < 300^{\circ}\text{C}$	在救急状态下，变压器超铭牌运行。 绕组中油流被阻塞。 在铁轭夹件中的杂散磁通量
过热 $300^{\circ}\text{C} < t < 700^{\circ}\text{C}$	螺栓连接处(特别是铝排)、滑动接触面、选择开关内的接触面(形成积碳)，以及套管引线和电缆的连接接触不良。 铁轭处夹件和螺栓之间、夹件和铁心叠片之间的环流，接地线中的环流，以及磁屏蔽上的不良焊点和夹件的环流。 绕组中平行的相邻导体之间的绝缘磨损
过热 $t > 700^{\circ}\text{C}$	油箱和铁心上的大的环流。 油箱壁未补偿的磁场过高，形成一定的电流。 铁心叠片之间的短路

表 G2 互感器的典型故障

故障类型	举 例
局部放电	纸不完全浸渍造成充气空腔、纸中水分、油的过饱和，以及纸的皱纹或重叠处造成局部放电，生成的 X-蜡沉积，介损增加。 附近变电站母线系统开关操作导致局部放电(在电流互感器情况下)，电容器元件边缘上的过电压引起的局部放电(在电容型电压互感器情况下)
低能量放电	连接松动或悬浮的金属带附近火花放电。 纸上有沿面放电 静电屏蔽中的电弧
高能量放电	电容型均压箔片之间的局部短路，带有局部高密度电流，能导致金属箔局部熔化。 短路电流具有很大的破坏性，结果造成设备击穿或爆炸，而在事故之后进行油中溶解气体分析一般是不可能的
过热	X-蜡的污染、受潮或错误地选择绝缘材料，都可引起纸的介损过高，从而导致纸绝缘中产生环流，并造成绝缘过热和热崩溃。 连接点接触不良或焊接不良。 铁磁谐振造成电磁互感器过热。 在铁心片边缘上的环流

表 G3 套管的典型故障

故障类型	举 例
局部放电	纸受潮、不完全浸渍、油的过饱和，或纸被 X-蜡沉积物污染，造成充气空腔中的局部放电。也可能在运输期间把松散的绝缘纸弄皱、弄折，造成局部放电
低能量放电	电容末屏连接不良引起的火花放电。 静电屏蔽连接线中的电弧。 纸上有沿面放电
高能量放电	在电容均压金属箔片间的短路，局部高电流密度能熔化金属箔片，但不会导致套管爆炸
热故障 $300^{\circ}\text{C} < t < 700^{\circ}\text{C}$	由于污染或不合理地选择绝缘材料引起的高介损，从而造成纸绝缘中的环流，并造成热崩溃。 套管屏蔽间或高压引线接触不良，温度由套管内的导体传出

