

ICS 29.040.10

E 38

备案号：47903-2015

DL

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 722 —2014

代替 DL/T 722 —2000

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

2014-10-15发布

2015-03-01实施

国家能源局 发布

目 次

前言	II
1 范围.....	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 油中溶解气体的来源	1
5 检测周期	2
6 取样	3
7 从油中脱出溶解气体	3
8 气体组分含量检测方法	3
9 故障的识别	3
10 故障类型的判断	6
11 在气体继电器中的游离气体上的应用	8
12 设备档案卡片	9
附录A (资料性附录) 哈斯特气体分压—温度关系	10
附录B (资料性附录) 溶解气体分析解释表	11
附录C (资料性附录) 气体比值的图示法.....	12
附录D (资料性附录) 判断故障时推荐的其他试验项目	14
附录E (资料性附录) 充油电气设备的典型故障和实例	15
附录F (资料性附录) 气体分配系数	20
附录G (资料性附录) 设备档案卡片格式	21

前 言

本标准按照 GB/T1.1—2009《标准化工作导则 第1部分：标准的结构和编写》的规则编写。

本标准代替 DL/T722—2000《变压器油中溶解气体分析和判断导则》。本标准与 DL/T722—2000 相比，除编辑性修改外主要技术变化如下：

- 增加了“气体在油中的溶解和扩散”（见本标准4.4）；
- 增加了“特殊情况下的检测”中缩短周期的具体要求（见本标准5.4）；
- 删除了“取样”中“从充油电气设备中取油样”的具体内容，仅保留了“从气体继电器放气嘴取气样”，原有其他具体内容按GB7597 中的有关规定进行（见本标准第6章）；
- 删除了“从油中脱出溶解气体”和“气体检测方法”中原有内容，按GB/T17623 中的有关规定进行（见本标准第7章和第8章）；
- 修改了“出厂和新投运的设备”的标题（见本标准9.2）；
- 修改了新投运各类设备的气体含量要求，按电压等级“330kV 及以上”和“220kV 及以下”进行分类，含量要求进行了相应修改（见本标准9.2和2000版8.4.4）；
- 修改了互感器的电压等级分类和相应的注意值，修改了套管注意值（见本标准9.3.1）；
- 增加了“注意值的应用原则”，修改了部分内容（见本标准9.3.3）；
- 修改了“特征气体法”中部分内容（见本标准10.1）；
- 修改了“低温过热（低于150℃）”的编码（见本标准10.2.1）；
- 修改了“故障类型的判断”的结构及相应内容（见本标准第10章）；
- 删掉了附录A“样品的标签格式”和附录D“标准混合气的适用浓度”（见2000版附录）；
- 增加了“判断故障时推荐的其他试验项目”（见本标准附录D）；
- 修改了典型故障描述，增加了故障实例（见本标准附录E）；
- 增加了资料性附录“气体分配系数”（见本标准附录F）。

本标准由中国电力企业联合会提出。

本标准由电力行业电力变压器标准化技术委员会(DL/TC 02)归口。

本标准主要起草单位：中国电力科学研究院、国家电网公司运行分公司、国网湖北省电力公司电力科学研究院、国网辽宁省电力有限公司、国网江苏省电力公司电力科学研究院、国网电力科学研究院武汉南瑞有限公司、国网甘肃省电力公司电力科学研究院、广东电网公司电力科学研究院、国网吉林省电力有限公司电力科学研究院、国家电网公司华东分部、国网上海市电力公司、国网苏州供电公司、国网江苏省电力公司检修分公司、国网河南省电力公司电力科学研究院、国网上海市电力公司电力科学研究院、沈阳变压器研究院股份有限公司、特变电工沈阳变压器集团有限公司、中国长江电力股份有限公司检修厂、尼纳斯石油(上海)有限公司。

本标准主要起草人：王健一、凌愨、李金忠、余振球、王瑞珍、王世阁、吴义华、梁志钰、付强、李守学、姜益民、陈江波、张淑珍、蔡胜伟、廖文锋、周晓凡、徐万达、徐建刚、韩金华、李红雷、彭伟、陈奎、刘丰、王卫国、李永春。

本标准代替了 DL/T 722—2000。

本次修订为第二次修订。

本标准历次版本发布情况为：

- SD 187—1986；
- DL/T 722—2000。

本标准在执行过程中的意见或建议反馈至中国电力企业联合会标准化管理中心(北京市白广路二条一号，100761)。

变压器油中溶解气体分析和判断导则

1 范围

本标准规定了利用变压器油(矿物绝缘油)中溶解气体和游离气体含量进行充油电气设备故障识别和故障类型判断的方法,以及建议进一步采取的措施。

本标准适用于以变压器油和纸(板)为主要绝缘材料的电气设备 包括变压器、电抗器、互感器和套管等。

2 规范性引用文件

下列文件对于本标准的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件,仅注日期的版本适用于本标准。凡是不注日期的引用文件其最新版本(包括所有的修改单)适用于本标准。

GB/T7597 电力用油(变压器油、汽轮机油)取样方法

GB/T17623 经 缘油中溶解气体组分含量的气相色谱测定 法

DL/T984 油浸变压器绝缘老化判断导则

IEC60599 运行中矿物油浸电气设备溶解气体和自由气体分析的导则(Mineral oil-impregnated electrical equipment inservice-Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis)

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本标准。

3.1

特征气体 characteristic gas

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

CH₄、C₂H₆、C₂H₄ 和C₂H₂ 四种烃类特征气体含量的总和。

3.3

游离气体 free gas

非溶解于油中的气体(如设备油面上部和气体继电器中气体)。

4 油中溶解气体的来源

4.1 变压器油的分解

变压器油是由许多不同分子量的碳氢化合物分子组成的混合物,电或热故障可以使某些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H₂ 和低分子烃类气体,如CH₄、C₂H₆、C₂H₄、C₂H₂ 等,也可能生成碳的固体颗粒及碳氢聚合物(X-蜡)。油的氧化还会生成少量的CO 和CO₂,长时间的累积可达显著数量。

本标准附录A 是哈斯特(Halsted)用热力学平衡理论计算出的在热平衡状态下形成的气体与温度的关系。

4.2 固体绝缘材料的分解

固体绝缘材料指的是纸、层压纸板和木块等，属于纤维素绝缘材料。纤维素是由很多葡萄糖单体组成的长链状高聚合碳氢化合物(C₆H₁₀O₅)，其中的C—O键及葡萄糖式键的热稳定性比油中的C—H键还要弱，高于105℃时聚合物就会裂解，高于300℃时就会完全裂解和碳化。聚合物裂解在生成水的同时，生成大量的CO和CO₂、少量低分子烃类气体，以及糠醛及其系列化合物。

4.3 气体的其他来源

油中含有的水可以与铁作用生成H₂；在温度较高、油中有溶解O₂时，设备中某些油漆(醇酸树脂)在某些不锈钢的催化下，可能生成大量的H₂，或者不锈钢与油的催化反应也可生成大量的H₂；新的不锈钢中也可能在加工过程中吸附H₂或焊接时产生H₂；有些改型的聚酰亚胺型绝缘材料与油接触也可生成某些特征气体；油在阳光照射下也可以生成某些特征气体。

气体的来源还包括注入的油本身含有某些气体；设备故障排除后，器身中吸附的气体未经彻底脱除，又慢慢释放到油中；有载调压变压器切换开关油室的油向变压器主油箱渗漏，选择开关在某个位置动作时(如极性转换时)形成电火花，会造成变压器本体油中出现C₂H₂；冷却系统附属设备(如潜油泵)故障产生的气体也会进入到变压器本体油中；设备油箱带油补焊会导致油分解产气等。

4.4 气体在油中的溶解和扩散

油、纸绝缘材料分解产生的气体在油里经对流和扩散不断地溶解在油中。当产气速率大于溶解速率时，会有一部分聚集成游离气体进入气体继电器或储油柜中。因此，气体继电器或储油柜内有集气时，检测其中的气体，有助于对设备内部状况做出判断。

5 检测周期

5.1 投运前的检测

新的或大修后的66kV及以上的设备，投运前应至少作一次检测。对于制造厂规定不取样的全密封互感器和套管可不作检测。如果在现场进行感应耐压和局部放电试验，则应在试验前后各做一次检测，试验后取油样时间至少应在试验完毕24h后。

5.2 新投运时的检测

新的或大修后的66kV及以上的变压器和电抗器至少应在投运后1天、4天、10天、30天各做一次检测。

新的或大修后的66kV及以上的互感器，宜在投运后3个月内做一次检测。制造厂规定不取样的全密封互感器可不作检测。

5.3 运行中的定期检测

运行中设备的定期检测周期按表1的规定进行。

表1 运行中设备的定期检测周期

设备类型	设备电压等级或容量	检测周期
变压器和电抗器	电压330kV及以上 容量240MVA及以上的发电厂升压变压器	3个月
	电压220kV 容量120MVA及以上	6个月
	电压66kV及以上 容量8MVA及以上	1年
互感器	电压66kV及以上	1~3年
套管		必要时

注：其他电压等级变压器、电抗器和互感器的检测周期自行规定。制造厂规定不取样的全密封互感器和套管，一般在保证期内可不作检测。在超过保证期后，可视情况而定，但不宜在负压情况下取样。

5.4 特殊情况下的检测

特殊情况下应按以下要求进行检测：

- a) 当设备出现异常情况时(如变压器气体继电器动作、差动保护动作、压力释放阀动作以及经受大电流冲击、过励磁或过负荷,互感器膨胀器动作等),应取油样进行检测。当气体继电器中有集气时需要取气样进行检测。
- b) 当怀疑设备内部有下列异常时,应根据情况缩短检测周期进行监测或退出运行。在监测过程中若增长趋势明显,须采取其他相应措施;若在相近运行工况下,检测三次后含量稳定,可适当延长检测周期,直至恢复正常检测周期。
 - 1) 过热性故障,怀疑主磁回路或漏磁回路存在故障时,可缩短到每周一次;当怀疑导电回路存在故障时,宜缩短到至少每天一次。
 - 2) 放电性故障,怀疑存在低能量放电时,宜缩短到每天一次;当怀疑存在高能量放电时,应进一步检查或退出运行。

6 取样

6.1 从充油电气设备中取油样

按 GB/T7597 中变压器油中溶解气体分析取样的有关规定进行。

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,应取气样进行检测。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,并尽快进行检测。

6.2.2 取气样的容器

应使用密封良好的玻璃注射器或气体采样袋。使用玻璃注射器时,取样前应用设备本体油润滑注射器,以保证注射器的密封。

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(应注意乳胶管的内径,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参照 GB/T7597 中变压器油中溶解气体分析取样的有关规定进行。

可采用以下步骤:

- a) 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;对于气体继电器取气管下引的情况,方法相同,但应注意排除注射器中的油。
- b) 取样后,关闭放气嘴,转动三通阀使之封住注射器口,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)。

7 从油中脱出溶解气体

按 GB/T17623 中的有关规定。

8 气体组分含量检测方法

按 GB/T17623 中的有关规定。

9 故障的识别

9.1 概述

充油电气设备内部的油纸绝缘材料,正常运行时在热和电的作用下,会逐渐老化和分解,产生少量

的 H₂、低分子烃类气体及 CO、CO₂ 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无法区分开，在数值上也没有严格的界限，而且与负荷、温度、油中的 O₂ 含量和含水量、油的保护系统和循环系统等许多可变因素有关。因此，在判断设备是否存在故障及其故障的严重程度时，应根据气体含量的绝对值、增长速率以及设备的运行状况、结构特点、外部环境等因素进行综合判断。有时设备内并不存在故障，而由于其他原因，在油中也会出现上述气体，应注意这些可能引起误判断的气体来源，见本标准 4.3。

为了识别故障，提出了气体含量和产气速率的注意值。注意值是指特征气体的含量或增量需引起关注的值，不是划分设备状态等级的标准。当超过注意值时，按本标准 5.4 规定缩短检测周期，并结合其他判断方法进行综合分析。

9.2 新设备投运前油中溶解气体含量要求

新设备投运前油中溶解气体含量应符合表 2 的要求，而且投运前后的两次检测结果不应有明显的区别。

表 2 新设备投运前油中溶解气体含量要求

μL/L

设备	气体组分	含量	
		330kV及以上	220kV及以下
变压器和电抗器	氢气	<10	<30
	乙炔	<0.1	<0.1
	总烃	<10	<20
互感器	氢气	<50	<100
	乙炔	<0.1	<0.1
	总烃	<10	<10
套管	氢气	<50	<150
	乙炔	<0.1	<0.1
	总烃	<10	<10

9.3 运行中设备油中溶解气体的注意值

9.3.1 油中溶解气体含量注意值

运行中设备油中溶解气体含量超过表 3 所列数值时，应引起注意。

表 3 运行中设备油中溶解气体含量注意值

μL/L

设备	气体组分	含量	
		330kV及以上	220kV及以下
变压器和电抗器	氢气	150	150
	乙炔	1	5
	总烃	150	150
	一氧化碳	(见本标准 10.2.3.1)	(见本标准 10.2.3.1)
	二氧化碳	(见本标准 10.2.3.1)	(见本标准 10.2.3.1)
电流互感器	氢气	150	300
	乙炔	1	2
	总烃	100	100

表3(续)

设 备	气体组分	含 量	
		330kV及以上	220kV及以下
电压互感器	氢气	150	150
	乙炔	2	3
	总烃	100	100
套管	氢气	500	500
	乙炔	1	2
	总烃	50	150

注：该表所列数值不适用于从气体继电器取出的气样(见本标准第11章)。

9.3.2 气体增长率洋意慎

气体的增长率(产气速率)与故障能量大小、故障点的温度以及故障涉及的范围等情况有直接关系。产气速率还与设备类型, 负荷情况和所用绝缘材料的体积及其老化程度有关。判断设备故障严重状况时, 还应考虑到气体的题散损失。值得注意的是, 气体的产生时间可能仅在两次检测周期内的某一时间段, 因此产气速率的孔算值可能小于实际值。

产气速率以下列两种方式计算:

- a) 绝对产代速率, 即每运行日产生某种气体的平均值, 按下式计算:

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

式中:

γ_a ——绝对马速率, mL/天;

$C_{i,2}$ ——第二次峡样测得油中某气体浓度, μLL ;

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

Δt ——二次取样时间间隔中的实际运行时间, 天;

m ——设备总油量

ρ ——油的密度, m^3 。

- b) 相对产气速率, 即每运行月(或折算到月)某种气体含量增加值相对于原有值的百分数, 按下式计算:

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

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。

对变压器和电抗器, 绝对产气速率的注意值如表4所示; 总烃的相对产气速率注意值为10%(对总烃起始含量很低的设备, 不宜采用此判据)。

对气体含量有缓慢增长趋势的设备, 可使用气体在线监测装置随时监视设备的气体增长情况。

表4 运行中设备油中溶解气体绝对产气速率注意值

mL/d

气体组分	密封式	开放式
氢气	10	5
乙炔	0.2	0.1
总烃	12	6
一氧化碳	100	50
二氧化碳	200	100

注1:对乙炔 $<0.1\mu\text{L/L}$ 且总烃小于新设备投运要求时,总烃的绝对产气率可不作分析(判断)。
注2:新设备投运初期,一氧化碳和二氧化碳的产气速率可能会超过表中的注意值。
注3:当检测周期已缩短时,本表中注意值仅供参考,周期较短时,不适用。

9.3.3 注意值的应用原则

气体含量及产气速率注意值的应用原则如下:

- 气体含量注意值不是划分设备内部有无故障的唯一判断依据。当气体含量超过注意值时,应按本标准5.4b)缩短检测周期,结合产气速率进行判断。若气体含量超过注意值但长期稳定,可在超过注意值的情况下运行;另外,气体含量虽低于注意值,但产气速率超过注意值,也应按本标准5.4b)缩短检测周期。
- 对330kV及以上电压等级设备,当油中首次检测到 $\text{C}_2\text{H}_2(\geq 0.1\mu\text{L/L})$ 时应引起注意。
- 当产气速率突然增长或故障性质发生变化时,须视情况采取必要措施。
- 影响油中 H_2 含量的因素较多(见本标准4.3),若仅 H_2 含量超过注意值,但无明显增长趋势,也可判断为正常。
- 注意区别非故障情况下的气体来源(见本标准4.3)。

10 故障类型的判断

10.1 特征气体法

根据本标准第4章所述的基本原理,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5,由此可推断设备的故障类型。

表5 不同故障类型产生的气体

故障类型	主要特征气体	次要特征气体
油过热	$\text{CH}_4, \text{C}_2\text{H}_4$	$\text{H}_2, \text{C}_2\text{H}_6$
油 and 纸过热	$\text{CH}_4, \text{C}_2\text{H}_4, \text{CO}$	$\text{H}_2, \text{C}_2\text{H}_6, \text{CO}_2$
油纸绝缘中局部放电	$\text{H}_2, \text{CH}_4, \text{CO}$	$\text{C}_2\text{H}_4, \text{C}_2\text{H}_6, \text{C}_2\text{H}_2$
油中火花放电	$\text{H}_2, \text{C}_2\text{H}_2$	
油中电弧	$\text{H}_2, \text{C}_2\text{H}_2, \text{C}_2\text{H}_4$	$\text{CH}, \text{C}_2\text{H}_4$
油和纸中电弧	$\text{H}_2, \text{C}_2\text{H}_2, \text{C}_2\text{H}_4, \text{CO}$	$\text{CH}_4, \text{C}_2\text{H}_6, \text{CO}_2$

注1:油过热:至少分为两种情况,即中低温过热(低于 700°C)和高温(高于 700°C)以上过热。如温度较低(低于 300°C),烃类气体组分中 CH_4 、 C_2H_6 含量较多, C_2H_4 较 C_2H_6 少甚至没有;随着温度增高, C_2H_4 含量增加明显。
注2:油和纸过热:固体绝缘材料过热会生成大量的 CO 、 CO_2 ,过热部位达到一定温度,纤维素逐渐碳化并使过热部位油温升高,才使 CH_4 、 C_2H_6 和 C_2H_4 等气体增加。因此,涉及固体绝缘材料的低温过热在初期烃类气体组分的增加并不明显。
注3:油纸绝缘中局部放电:主要产生 H_2 、 CH_4 。当涉及固体绝缘时产生 CO ,并与油中原有 CO 、 CO_2 含量有关,以没有或极少产生 C_2H_4 为主要特征。
注4:油中火花放电:一般是间歇性的,以 C_2H_2 含量的增长相对其他组分较快,而总烃不高为明显特征。
注5:电弧放电:高能量放电,产生大量的 H_2 和 C_2H_2 以及相当数量的 CH_4 和 C_2H_4 。涉及固体绝缘时, CO 显著增加,纸和油可能被炭化。

10.2 气体含量比值法

10.2.1 三比值法

三比值法是在热力学和实践的基础上总结得出的，利用五种气体(CH₄、C₂H₄、C₂H₆、C₂H₂、H₂)的三对比值(C₂H₂/C₂H₄、CH₄/H₂、C₂H₄/C₂H₆)的编码组合来进行故障类型判断的方法，一般在特征气体含量超过注意值后使用。表6和表7给出了编码规则和故障类型判断方法，它是在IEC60599推荐的基础上，根据国内的实践经验对编码组合和故障类型进行了细化。

表6 三比值法编码规则

气体比值范围	比值范围的编码		
	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆
<0.1	0	1	0
(0.1, 1)	1	0	0
(1, 3)	1	2	1
≥3	2	2	2

表7 故障类型判断方法

编码组合			故障类型判断	典型故障(参考)
C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆		
0	0	0	低温过热(低于150℃)	纸包绝缘导线过热，注意CO和CO ₂ 的增量和CO/CO ₂ 值
	2	0	低温过热(150℃~300℃)	分接开关接触不良；引线连接不良；导线接头焊接不良，股间短路引起过热；铁心多点接地，矽钢片间局部短路等
	2	1	中温过热(300℃~700℃)	
	0, 1, 2	2	高温过热(高于700℃)	
	1	0	局部放电	高湿、气隙、毛刺、漆瘤、杂质等所引起的低能量密度的放电
2	0, 1	0, 1, 2	低能放电	不同电位之间的火花放电，引线与穿缆套管(或引线屏蔽管)之间的环流
	2	0, 1, 2	低能放电兼过热	
1	0, 1	0, 1, 2	电弧放电	线圈匝间、层间放电，相间闪络；分接引线间油隙闪络，选择开关拉弧；引线对箱壳或其他接地体放电
	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，见溶解气体分析解释表和解释简表(参见本标准附录B)。

10.2.2 气体比值的图示法

利用气体的三对比值在坐标图上建立的图示法，可直观地区分不同类型故障(参见本标准附录C)。

10.2.3 其他气体比值的辅助判断

10.2.3.1 CO₂/CO 比值

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。随着油和固体绝缘材料的老化，CO和CO₂会呈现有规律的增长，当增长趋势发生突变时，应与其他气体的变化情况进行综合分析，判断故障是否涉及了固体绝缘。

当故障涉及固体绝缘材料时，一般CO₂/CO小于3，最好用CO₂和CO的增量进行计算；当固体绝缘材料老化时，一般CO₂/CO大于7。

当怀疑纸或纸板过度老化时，应参照DL/T984 进行判断。

10.2.3.2 C₂H₂/H₂ 比值

有载分接开关切换时产生的气体与低能量放电的情况相似，假如某些油或气体在有载分接开关油箱与主油箱之间相通，或各自的储油柜之间相通，这些气体可能污染主油箱的油，并导致误判断。

当特征气体超过注意值时，若C₂H₂/H₂ 大于2(最好用增量进行计算)，认为是有载分接开关油(气)污染造成的。这种情况可利用比较主油箱和切换开关油室的油中溶解气体含量来确定。气体比值和C₂H₂ 含量决定于有载分接开关的切换次数和产生污染的方式(通过油或气)，因此C₂H/H₂ 不一定大于2。

10.2.3.3 O₂/N₂ 比值

一般在油中都溶解有O₂ 和N₂,O₂/N₂ 比值接近0.5。运行中，由于油的氧化或纸的氧化降解都会造成O₂ 的消耗，O₂/N₂ 比值会降低。负荷和保护系统也会影响O₂/N₂ 比值。对开放式设备，当O₂/N₂ 小于0.3 时，一般认为出现了O₂ 被过度消耗，应引起注意。对密封良好的设备，由于O₂ 的消耗，O₂/N₂ 的比值在正常情况下可能会低于0.05。

10.2.4 比值法的应用原则

气体含量比值法的应用原则是：

- 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，用气体比值进行判断才是有效的。对气体含量正常，且无增长趋势的设备，比值没有意义。
- 假如气体的比值与以前的不同，可能有新的故障重叠在以前的故障或正常老化上。为了得到仅仅相应于新故障的气体比值，要从最后一次的检测结果中减去上一次的检测数据，并重新计算比值。
- 应注意由于检测本身存在的试验误差，导致气体比值也存在某些不确定性。例如，按GB/T17623 要求对气体浓度大于10 μL/L 的气体，两次的测试误差不应大于平均值的10%，这样气体比值计算时误差将达到20%，当气体浓度低于10 μL/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。

10.3 判断故障的步骤

本标准推荐的判断故障的步骤为：

- 将检测结果与表3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4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3中的注意值，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3的注意值，但长期稳定，仍可认为是正常设备。
- 当认为设备内部存在故障时，可用本标准10.1和本标准10.2所述的方法并参考本标准附录A、附录B 和附录C，对故障的类型进行判断。
- 在气体继电器内出现气体的情况下，应将继电器内气样的检测结果按本标准第11 章所述的方法进行判断。
- 根据上述结果以及其他检查性试验的结果，并结合该设备的结构、运行、检修等情况进行综合分析，是正确判断故障的性质及部位的前提，本标准附录D 中给出了判断故障时推荐的其他试验项目。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，限制负荷，近期安排内部检查，立即停止运行等)。

10.4 典型故障及实例

典型故障及实例参见本标准附录E。

11 在气体继电器中的游离气体上的应用

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/096012100113010120>