

ICS 29.040.10

E 38

备案号: 47903-2015

www.biao-zhun.cn

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/T 1.1—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/T 722—2000《变压器油中溶解气体分析和判断导则》。本标准与 DL/T 722—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 GB 7597 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/T 17623 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、凌愍、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/T 7597 电力用油（变压器油、汽轮机油）取样方法

GB/T 17623 绝缘油中溶解气体组分含量的气相色谱测定法

DL/T 984 油浸式变压器绝缘老化判断导则

IEC 60599 运行中矿物油浸电气设备溶解气体和自由气体分析的解释导则（Mineral oil-impregnated electrical equipment in service-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（ H_2 ）、甲烷（ CH_4 ）、乙烷（ C_2H_6 ）、乙烯（ C_2H_4 ）、乙炔（ C_2H_2 ）、一氧化碳（CO）、二氧化碳（ CO_2 ）。

3.2

总烃 total hydrocarbon

CH_4 、 C_2H_6 、 C_2H_4 和 C_2H_2 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 H_2 和低分子烃类气体，如 CH_4 、 C_2H_6 、 C_2H_4 、 C_2H_2 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 CO_2 ，长时间的累积可达显著数量。

本标准附录 A 是哈斯特（Halsterd）用热动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。

DL/T 722 — 2014

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 $(C_6H_{10}O_5)_n$ ，其中的 C—O 键及葡萄糖甙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/T 7597 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/T 7597 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/T 17623 中的有关规定。

8 气体组分含量检测方法

按 GB/T 17623 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

DL/T 722 — 2014

的 H_2 、低分子烃类气体及 CO 、 CO_2 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 O_2 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

 $\mu L/L$

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

 $\mu L/L$

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	150	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 气体增长率注意值

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,还应考虑到气体的逸散损失。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,因此产气速率的计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:

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

式中:

γ_a ——绝对产气速率, mL/天;

$C_{i,2}$ ——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, 天;

m ——设备总油量, t;

ρ ——油的密度, t/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 C_2H_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	CH_4 , C_2H_4	H_2 , C_2H_6
油和纸过热	CH_4 , C_2H_4 , CO	H_2 , C_2H_6 , CO_2
油纸绝缘中局部放电	H_2 , CH_4 , CO	C_2H_4 , C_2H_6 , C_2H_2
油中火花放电	H_2 , C_2H_2	
油中电弧	H_2 , C_2H_2 , C_2H_4	CH_4 , C_2H_6
油和纸中电弧	H_2 , C_2H_2 , C_2H_4 , CO	CH_4 , C_2H_6 , 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(CH_4 、 C_2H_4 、 C_2H_6 、 C_2H_2 、 H_2)的三对比值($\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ 、 CH_4/H_2 、 $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$)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IEC 60599推荐的三比值法的基础上,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		
	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	CH_4/H_2	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$
<0.1	0	1	0
$[0.1, 1)$	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)
$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	CH_4/H_2	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$		
0	0	0	低温过热(低于 150°C)	纸包绝缘导线过热,注意CO和 CO_2 的增量和 CO_2/CO 值
	2	0	低温过热($150^\circ\text{C} \sim 300^\circ\text{C}$)	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,砂钢片间局部短路等
	2	1	中温过热($300^\circ\text{C} \sim 700^\circ\text{C}$)	
	0, 1, 2	2	高温过热(高于 700°C)	
	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 CO_2/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 CO_2 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 CO_2 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 CO_2/CO 小于3,最好用 CO_2 和CO的增量进行计算;当固体绝缘材料老化时,一般 CO_2/CO 大于7。

DL/T 722 — 2014

当怀疑纸或纸板过度老化时,应参照 DL/T 984 进行判断。

10.2.3.2 C_2H_2/H_2 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 C_2H_2/H_2 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 C_2H_2 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 C_2H_2/H_2 不一定大于 2。

10.2.3.3 O_2/N_2 比值

一般在油中都溶解有 O_2 和 N_2 , O_2/N_2 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 O_2 的消耗, O_2/N_2 比值会降低。负荷和保护系统也会影响 O_2/N_2 比值。对开放式设备,当 O_2/N_2 小于 0.3 时,一般认为出现了 O_2 被过度消耗,应引起注意。对密封良好的设备,由于 O_2 的消耗, O_2/N_2 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/T 17623 要求对气体浓度大于 $10\mu L/L$ 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 $10\mu L/L$ 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

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检测外,还应同时取本体和气体继电器中油样进行溶解气体检测,并比较油中溶解气体与继电器中的游离气体的含量,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。

在气体继电器中聚集有游离气体时，使用平衡判据进行判断。方法是首先要把游离气体中各组分的含量值，利用各组分的分配系数 k_i 计算出平衡状况下油中溶解气体的理论值，再与从油样检测中得到的溶解气体组分的含量值进行比较。

计算方法如下：

$$C_{o,i} = k_i C_{g,i} \quad (3)$$

式中：

$C_{o,i}$ ——油中溶解气体组分 i 含量的理论值， $\mu\text{L/L}$ ；

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

k_i ——气体组分 i 在绝缘油中的分配系数，参见本标准附录 F。

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：一种是特征气体各组分含量均很低，说明设备是正常的，但应进一步分析继电器报警的原因。另一种是特征气体各组分含量较高，则说明设备存在较缓慢地产生气体的潜伏性故障。
- b) 如果理论值明显高于油中溶解气体的实测值，说明设备内部存在产生气体较快的故障。
- c) 判断故障类型的方法，原则上与油中溶解气体相同，但是应将游离气体含量换算为平衡状况下的溶解气体含量，然后计算比值。
- d) 当气体继电器和本体油中未发现特征气体异常时，可进一步分析气样中的 O_2 、 N_2 含量，判断气体来源。

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参见本标准附录 G。

附 录 A
(资料性附录)
哈斯特气体分压—温度关系

A.1 当充油电气设备存在故障时,生成少量烃类气体及其他产物。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他产物处于平衡状态,应用相关分解反应的平衡常数,用热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 A.1。

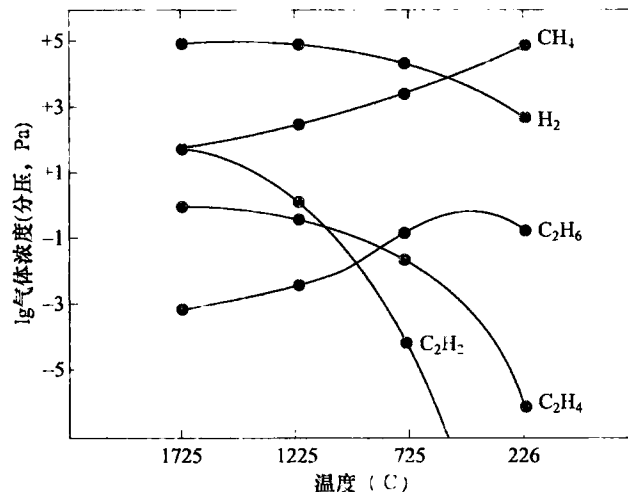


图 A.1 哈斯特气体分压—温度关系图

从图 A.1 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 C₂H₂ 仅仅在接近 1000°C 时才生成;
- c) CH₄、C₂H₆ 和 C₂H₄ 有各自唯一的依赖温度。

A.2 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 B
(资料性附录)
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 B.1 和表 B.2。表 B.1 和表 B.2 分别援引 IEC 60599。

表 B.1 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 B.1 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 B.1 溶解气体分析解释表

代码	故障类型	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
PD	局部放电（见注 3 和注 4）	NS ^a	<0.1	<0.2
D1	低能量放电	>1	0.1~0.5	>1
D2	高能量放电	0.6~2.5	0.1~1	>2
T1	热故障（ $t < 300^\circ\text{C}$ ）	NS	>1 但 NS	<1
T2	热故障（ $300^\circ\text{C} < t < 700^\circ\text{C}$ ）	<0.1	>1	1~4
T3	热故障（ $t > 700^\circ\text{C}$ ）	<0.2 ^b	>1	>4

注 1：在某些国家，使用比值 C_2H_2/C_2H_6 而不是 CH_4/H_2 。而其他一些国家，使用的比值极限值会有所不同。
 注 2：以上比值在至少有一种特征气体超过正常值并超过正常增长率时计算才有意义。
 注 3：在互感器中 $CH_4/H_2 < 0.2$ 为局部放电，在套管中 $CH_4/H_2 < 0.7$ 为局部放电。
 注 4：有报告称，过热的铁芯叠片中的薄油膜在 140°C 及以上发生分解产生气体的组分类似于局部放电所产生的气体。

^a NS 表示数值不重要。
^b C_2H_2 含量的增加，表明热点温度超过了 1000°C 。

表 B.2 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 B.2 溶解气体分析解释简表

代码	故障类型	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
PD	局部放电		<0.2	
D	放电	>0.2		
T	热故障	<0.2		

附录 C

(资料性附录)

气体比值的图示法

C.1 图示法应用特点

图示法可应用于在三比值法或溶解气体解释表中给不出诊断的情况，因为它们在气体比值的极限之外。使用图 C.1 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 C.2 总能提供一种诊断。

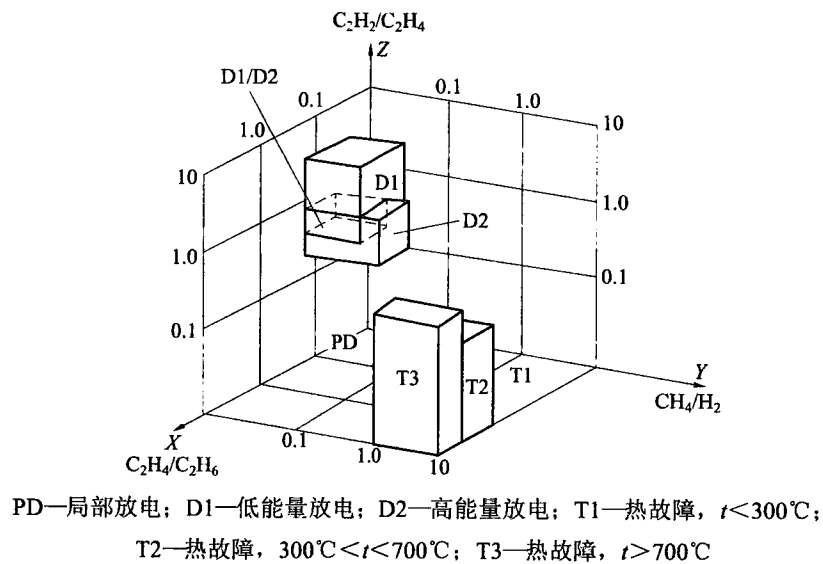


图 C.1 立体图示法

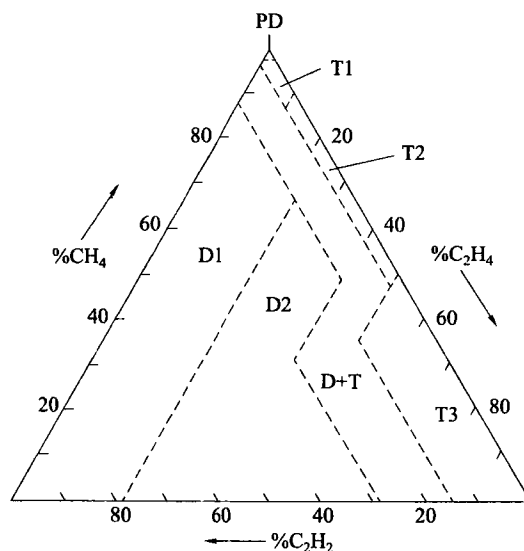


图 C.2 大卫三角形法

C.2 图示法 1

立体图示法见图 C.1。为了显示清楚，图 C.1 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。

C.3 图示法 2

大卫三角形法见图 C.2。

图 C.2 中， C_2H_2 、 C_2H_4 和 CH_4 所占比例如下公式：

$$\%C_2H_2 = \frac{100X}{X+Y+Z} \quad (C.1)$$

$$\%C_2H_4 = \frac{100Y}{X+Y+Z} \quad (C.2)$$

$$\%CH_4 = \frac{100Z}{X+Y+Z} \quad (C.3)$$

式中：

X —— C_2H_2 含量， $\mu L/L$ ；

Y —— C_2H_4 含量， $\mu L/L$ ；

Z —— CH_4 含量， $\mu L/L$ 。

图 C.2 中区域极限见表 C.1。

表 C.1 区 域 极 限

PD	98% CH_4			
D1	23% C_2H_4	13% C_2H_2		
D2	23% C_2H_4	13% C_2H_2	38% C_2H_4	29% C_2H_2
T1	4% C_2H_2	10% C_2H_4		
T2	4% C_2H_2	10% C_2H_4	50% C_2H_4	
T3	15% C_2H_2	50% C_2H_4		

附 录 D
(资料性附录)

判断故障时推荐的其他试验项目

当根据油中溶解气体分析判断设备内部有故障时，结合表 D.1 推荐的试验项目，有助于故障部位的判断。

表 D.1 判断故障时推荐的其他试验项目

变压器的试验项目	油中溶解气体分析结果	
	过热性故障	放电性故障
绕组直流电阻	√	√
铁芯绝缘电阻和接地电流	√	√
空载损耗和空载电流测量或长时间空载	√	√
改变负载（或用短路法）试验	√	
油泵及水冷却器检查试验	√	√
有载分接开关油箱渗漏检查		√
绝缘特性（绝缘电阻、吸收比、极化指数、 $\tan\delta$ 、泄漏电流）		√
绝缘油的击穿电压、 $\tan\delta$ 、含水量		√
局部放电（可在变压器停运或运行中测量）		√
绝缘油中糠醛含量	√	
工频耐压		√
油箱表面温度分布和套管端部接头温度	√	

附录 E (资料性附录)

充油电气设备的典型故障和实例

E.1 充油电气设备的典型故障见表 E.1～表 E.3。

表 E.1 变压器（电抗器）的典型故障

故障类型	典型故障
局部放电	(1) 纸浸渍不完全、纸湿度高。 (2) 油中溶解气体过饱和或气泡。 (3) 油流静电导致的放电
低能量放电	(1) 不同电位间连接不良或电位悬浮造成的火花放电。如：磁屏蔽（静电屏蔽）连接不良、绕组中相邻的线饼间或匝间以及连线开焊处或铁心的闭合回路中的放电。 (2) 木质绝缘块、绝缘构件胶合处以及绕组垫块的沿面放电，绝缘纸（板）表面爬电。 (3) 环绕主磁通或漏磁通的两个邻近导体之间的放电。 (4) 穿缆套管中穿缆和导管之间的放电。 (5) 选择开关极性开关的切断容性电流
高能量放电	局部高能量的或有电流通过的闪络、沿面放电或电弧，如绕组对地、绕组之间、引线对箱体、分接头之间的放电
过热 $t < 300^{\circ}\text{C}$	(1) 变压器在短期急救负载状态下运行。 (2) 绕组中油流被阻塞。 (3) 铁轭夹件中的漏磁
过热 $300^{\circ}\text{C} < t < 700^{\circ}\text{C}$	(1) 连接不良导致的过热，如螺栓连接处（特别是低压铜排）、选择开关动静触头接触面以及引线与套管的连接不良导致的过热。 (2) 环流导致的过热。如：铁轭夹件和螺栓之间、夹件和硅钢片之间、铁芯多点接地、穿缆套管中穿缆和导管之间形成的环流导致的过热以及磁屏蔽的不良焊接或不良接地导致的过热。 (3) 绕组中多股并绕的相邻导线之间绝缘磨损导致的过热
过热 $t > 700^{\circ}\text{C}$	(1) 油箱和铁芯上的大的环流。 (2) 硅钢片之间短路

表 E.2 套管的典型故障

故障类型	举 例
局部放电	(1) 纸受潮、不完全浸渍。 (2) 油的过饱和或污染。 (3) 纸有皱褶造成的充气空腔中的放电
低能量放电	(1) 电容末屏连接不良引起的火花放电。 (2) 静电屏蔽连接不良引起的电弧。 (3) 纸沿面放电
高能量放电	(1) 在电容屏局部击穿短路。局部高电流密度可使铝箔局部熔化，但不会导致套管爆炸。 (2) 电容屏贯穿性击穿具有很大的破坏性，会造成设备损坏或爆炸，而在事故之后进行油中溶解气体分析一般是不可能的
热故障 $300^{\circ}\text{C} < t < 700^{\circ}\text{C}$	(1) 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。 (2) 引线接触不良引起的过热

DL/T 722 — 2014

表 E.3 互感器的典型故障

故障类型	举 例
局部放电	(1) 纸受潮、不完全浸渍, 油的过饱和或污染, 或纸有皱褶造成的充气空腔中的放电。 (2) 附近变电站开关操作导致局部放电 (电流互感器)。 (3) 电容元件边缘上的过电压引起的局部放电 (电容型电压互感器)
低能量放电	(1) 电容末屏连接不良引起的火花放电。 (2) 连接松动或悬浮电位的引起的火花放电。 (3) 纸沿面放电。 (4) 静电屏蔽连接不良导致的电弧
高能量放电	(1) 电容屏局部击穿短路。局部高电流密度可使铝箔局部熔化。 (2) 电容屏贯穿性击穿具有很大的破坏性, 会造成设备损坏或爆炸, 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	(1) X-蜡的污染、受潮或错误的选择绝缘材料, 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。 (2) 连接点接触不良或焊接不良。 (3) 铁磁谐振造成电磁互感器过热
过热	在硅钢片边缘上的环流

E.2 充油电气设备故障实例见表 E.4。

表 E.4 充油电气设备故障实例

序号	故障原因	色谱数据序号	氢气 H ₂ μL/L	甲烷 CH ₄ μL/L	乙烯 C ₂ H ₄ μL/L	乙烷 C ₂ H ₆ μL/L	乙炔 C ₂ H ₂ μL/L	一氧化碳 CO μL/L	二氧化碳 CO ₂ μL/L	总烃	备注	故障描述
1	变压器中压引线和套管连接不良	1	0	17	53	8	0	274	1547	78	2011.07.03	中压绕组 A 相的直流电阻异常。中压绕组引线靠近套管下端均压球处有两处烧伤, 多股铜线烧断
		2	21	75	126	24	0	421	2225	225	2011.12.18	
2	变压器低压引线连接不良	1	97	376	422	135	0	1139	12 157	933	2011.03.28	产气速率与负荷的大小密切相关。检查发现, C 相低压出线母排与套管之间的连接螺栓松动, 有明显的过热变色
		2	111	559	707	243	0	1343	15 692	1509	2011.04.26	
		3	127	533	635	204	0	1269	15 302	1372	2011.05.07 负荷降低 10%	
3	导线焊接部位接触不良	1	17	42.3	40.9	11.9	0.1	295	902	95.2	2010.06.12	气体增量与负荷有很大相关性。高压绕组直流电阻超标。检查发现, 绕组导线有虚焊缺陷点, 该部位绝缘纸已爆开、且有较明显的过热炭化痕迹
		2	25	61.2	54.2	15.2	0.1	322	1025	130.7	2010.07.23	
		3	21	58.2	57.3	17.6	0	288	1056	133.1	2010.07.25	
		4	23	59.9	56.9	18.6	0.1	331	1096	135.5	2010.07.31	

表 E.4 (续)

序号	故障原因	色谱数据序号	氢气 H ₂ μL/L	甲烷 CH ₄ μL/L	乙烯 C ₂ H ₄ μL/L	乙烷 C ₂ H ₆ μL/L	乙炔 C ₂ H ₂ μL/L	一氧化碳 CO μL/L	二氧化碳 CO ₂ μL/L	总烃	备注	故障描述
4	导线股间短路	1	6	12.8	30.8	0.0	0.0	16	108	43.6	2004.11.09 15:30 0MW	总烃增长速率与负荷密切相关。绕组直流电阻正常,但低电流下的负载损耗在B相加压时均比A、C相加压时高,且与出厂值比显著增大。检查发现,B相低压绕组导线股间有短路,环流导致局部高温过热,纸绝缘炭化、换位导线有两股熔断
		2	740	2227	4258	567	42	56	180	7094	2004.11.10 14:20 200MW	
		3	1769	3949	6502	833	49	54	169	11 333	2004.11.11 9:00 220MW	
		4	3204	6302	10 064	1278	80	80	154	17 724	2004.11.11 14:00 250MW	
		5	3131	6913	11 974	1563	89	76	184	20 539	2004.11.11 16:30 250MW	
5	无励磁分接开关动静触头接触不良	1	388	860	1833	230	18.3	84	3559	2941.3	1996.04.26	气体继电器频繁报警。高压B相、C相直流电阻相差达18%。检查发现,无励磁分接开关动静触头烧熔在一起
6	变压器铁芯和夹件短路	1	18.0	3.50	0.9	0.6	0	394.4	467.7	5.0	2006.12.20	铁芯接地电流、夹件接地电流均异常。现场采用电容冲击法进行处理后铁芯与夹件之间的绝缘电阻反而降低。检查发现,铁轭硅钢片有两处鼓出与夹件接触,其中一片有轻微放电痕迹
		2	84.0	126.0	132.2	28.9	0.37	414.6	423.3	287.5	2007.04.22	
7	变压器铁心多点接地	1	207	363	516	87	13	101	1552	979	2011.07.09	铁芯接地电流异常。返厂检修发现,上铁轭穿心螺杆绝缘破损与铁轭接触
		2	362	533	553	91	10	95	2365	1187	2011.07.21	
		3	566	763	1299	301	13	212	3789	2376	2011.07.27	
8	变压器潜油泵绕组烧损	1	7	26.9	23.2	7.9	0.0	777	2187	58.0	2008.04.10	气体增长与5号潜油泵开启或停运相对应。检查发现是由于潜油泵绕组烧损
		2	57	156.3	349.8	39.2	1.7	717	2734	547.0	2008.06.30	
		3	96	158.3	338.3	38.3	0.8	919	2599	535.7	2008.07.05	
		4	98	201.3	434.1	47.0	0.9	995	3274	683.3	2008.07.10 5号潜油泵开启	
		5	103	221.7	422.0	47.2	0.9	1026	2943	691.7	2008.07.12 5号潜油泵停运	
		6	121	214.7	416.8	46.2	0.8	1219	3162	678.4	2008.07.20 5号潜油泵停运	

表 E.4 (续)

序号	故障原因	色谱数据序号	氢气 H ₂ μL/L	甲烷 CH ₄ μL/L	乙烯 C ₂ H ₄ μL/L	乙烷 C ₂ H ₆ μL/L	乙炔 C ₂ H ₂ μL/L	一氧化碳 CO μL/L	二氧化碳 CO ₂ μL/L	总烃	备注	故障描述
9	套管末屏接地不良	1	1635.1	492.6	945.7	132.0	617.7	401	434	2188.2	2009.05.08 (套管下部油)	中压套管末屏接地用铜套与接地护套之间有明显放电痕迹。原因是末屏接地用的弹簧未完全弹出
		2	1769.7	554.2	1066.7	145.2	885.7	407	454	2651.0	2009.05.08 (套管下部油)	
10	电抗器旁轭磁屏蔽悬浮	1	0	1.1	0	0	0	2	49	1.1	安装完毕	在进行诊断性交流耐压试验过程中用超声可监听到高压套管下部有异常声响,随电压上升响声加大。检查发现右侧旁轭磁屏蔽接地线未可靠接地
		2	41	4.1	3.4	0	19.3	14	75	26.8	带电 2h 后	
		3	38	3.7	4.1	0	19.4	13	100	27.2	诊断性耐压试验后	
11	电抗器铁芯静电屏蔽接地线断裂悬浮	1	0	0.4	0.1	0.2	0	5	72	0.7	安装完毕	带电 5min 后内部出现异常声响,其后声响逐渐变大, 20min 后气体继电器报警。检查发现,铁芯静电屏蔽接地线断裂
		2	700	137.4	194.8	14.9	936.6	125	59	1283.7	带电 20min	
12	换流变压器套管油端静电屏蔽悬浮	1	28	25.5	4.3	5.5	3.8	843	6103	39.1	2000.12.05	局部放电超声带电检测和停电局部放电试验均未发现异常。检查发现网侧套管油端静电屏的引线脱落
		2	17	8	2.9	4.6	6.6	155	2611	22.1	2001.01.17	
		3	253	21.5	16.1	5.9	72.4	193	3546	115.9	2001.02.16	
13	金属异物悬浮	1	40	10.5	2.7	1.7	1.9	833	1896	16.8	2002.03.28	常规电气试验和局部放电试验均未发现异常。检查结果发现 A 相分接引线支架上有一个金属异物
		2	65	20.2	8.1	5.1	11.1	1240	3632	44.4	2002.06.04	
		3	83	25.8	10.8	5.5	15.1	1343	4068	57.3	2002.07.18	
		4	99	29.9	16.1	6.8	30.6	1223	3946	83.4	2002.07.23	
		5	131	32.0	18.8	7.3	38.7	1286	3832	96.9	2002.07.27	
14	油流带电	1	16	4	7	4	5	94	396	20	1991.03.21	现场试验发现随油泵开启台数增加,静电电压和短路电流有明显增长。检查发现,A、B、C三相低压线圈均有明显放电痕迹
		2	52	12	10	12	13	143	514	47	1991.04.24	
		3	54	12	13	5	19	170	695	49	1991.05.14	
		4	59	32	18	4	29	183	677	83	1991.05.24	
		5	111	20	24	6	43	217	718	93	1991.06.08	
		6	116	20	27	7	54	226	651	108	1991.06.10	

表 E.4 (续)

序号	故障原因	色谱数据序号	氢气 H ₂ μL/L	甲烷 CH ₄ μL/L	乙烯 C ₂ H ₄ μL/L	乙烷 C ₂ H ₆ μL/L	乙炔 C ₂ H ₂ μL/L	一氧化碳 CO μL/L	二氧化碳 CO ₂ μL/L	总烃	备注	故障描述
15	换流变压器绕组引线 与屏蔽管之间 绝缘损坏	1	1	1.1	0	0	0	22	199	1.1	2007.01.17 调试前	在带电调试过程中发现, 油中 C ₂ H ₂ 含量异常增长, 且随负荷变化明显。返厂检查发现阀侧绕组引线绝缘有一处烧损炭化痕迹。原因是引线与屏蔽管之间的绝缘损坏形成环流, 导致低能量放电
		2	6	0.8	0.4	0	2	34	315	3.2	2007.03.21 负荷为 284MW	
		3	6	0.8	0.4	0	1.9	33	253	3.1	2007.03.23 负荷为 284MW	
		4	63	3.6	2.8	0.5	25.9	38	347	32.8	2007.03.26 9:00 负荷为 1039MW	
		5	70	3.8	3.2	0.6	31.1	42	382	38.7	2007.03.26 15:00 负荷为 1039MW	
16	变压器线圈匝 间短路	1	30	11.2	3.4	2.1	0.0	685	2880	16.6	2002.11.14	多次遭受短路冲击。现场对该变压器进行零起升压并监测局部放电量, A 相和 C 相局放超过 2500pC。返厂检查发现中压三相线圈向同一方向有偏移, 并存在不同程度的变形; 低压线圈 B 相有匝间短路烧蚀
		2	14	10.7	4.6	3.1	0.0	764	3708	18.4	2003.08.25	
		3	14	10.9	4.2	2.4	0.0	802	3784	17.4	2003.09.01 8 月 26 日中压侧近区短路, 30 日低压侧出口短路	
		4	21	14.0	5.2	3.3	0.0	901	4499	22.4	2003.09.30	
		5	26	15.9	7.0	3.3	2.7	1153	4126	28.9	2003.10.19 差动保护跳闸后	
		6	34	18.9	9.4	3.7	5.6	1144	5068	37.6	2003.10.20	
17	换流变压器套管端部 进水	1	118	17.2	15.7	3.4	27.8	60	75	64.2	2010.06.06 10:00	气体在线监测装置告警。现场电气试验未发现异常。返厂解体检查发现调压绕组围屏表面有明显放电痕迹。原因是套管端部进水, 水分沿着引线进入围屏, 导致围屏受潮
		2	132	27.3	26.1	5.7	46.3	102	133	105.4	14:00	
		3	165	54.4	56.5	12.3	103.3	254	314	226.4	16:00	
		4	390	62.6	65.3	12.8	133.6	300	394	274.3	18:00 停运	

附 录 F
(资料性附录)
气 体 分 配 系 数

矿物绝缘油的气体分配系数 k_i 见表 F.1。

表 F.1 矿物绝缘油的气体分配系数 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 ^a	50	0.06	0.09	0.17	0.12	0.92	0.39	1.02	1.46	2.30
IEC 60599 ^b	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

^a 国产油测试的平均值。

^b 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。

附 录 G
(资料性附录)
设备档案卡片格式

设备档案卡片格式见表 G.1 和表 G.2。

表 G.1 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						
	取样部位						
	油温, °C						
	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						
	C ₁ +C ₂						
总烃增长, μL/L							
实际运行时间, 天							
总烃产气率, mL/天							
试验报告编号							
分析意见							

DL/T 722 — 2014

表 G.2 油中溶解气体分析档案卡片

其他检查性试验	
检修情况	
故障记录	

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—2014

代替 DL/T 722—2000

*

中国电力出版社出版、发行

(北京市东城区北京站西街19号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)

北京九天众诚印刷有限公司印刷

*

2015年3月第一版 2015年3月北京第一次印刷

880毫米×1230毫米 16开本 1.5印张 45千字

印数 0001—3000册

*

统一书号 155123·2319 定价 13.00元

敬告读者

本书封底贴有防伪标签，刮开涂层可查询真伪

本书如有印装质量问题，我社发行部负责退换

版 权 专 有 翻 印 必 究



关注我,关注更多好书



155123.2319