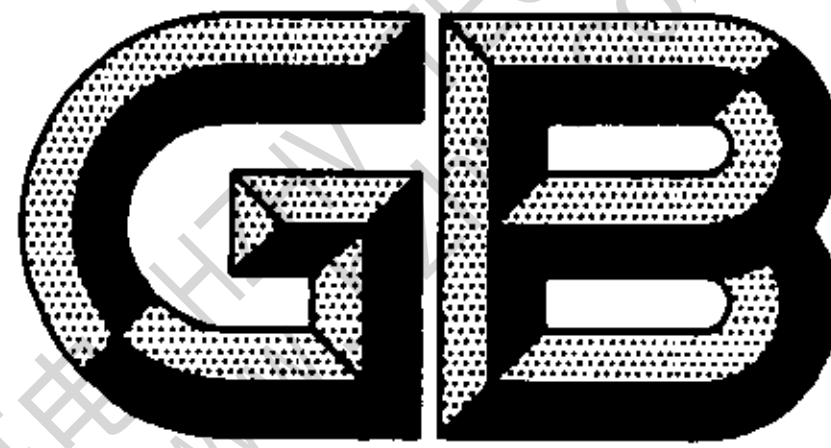




中华人民共和国国家标准

GB/T 7595—2000

运行中变压器油质量标准

Quality criteria of transformer oils in service

杭州高电

专业高试铸典范

Professional high voltage test

高压测量仪器智造 | 电力试验工程服务

2000-04-03 发布

2000-12-01 实施

国家质量技术监督局 发布

目次

前言 I

1 范围 1

2 引用标准 1

3 技术要求 2

4 常规检验周期和检验项目 3

5 关于补充油和混油的规定 4

附录 A(标准的附录) 电力变压器、电抗器、互感器、套管油中溶解气体组分含量色谱分析 5

附录 B(提示的附录) 不同电极形状及操作方法对击穿电压测定值的影响 6

附录 C(提示的附录) 运行中变压器油的防劣化措施 7

前 言

本标准是对 GB 7595—1987《运行中变压器油质量标准》进行修订。该标准已经实施了十年,对充油电气设备的安全运行发挥了一定的作用,并积累了许多新的经验。现在 500 kV 超高压充油电气设备愈来愈多,对变压器油质量和性能检验方法都提出了更高的要求,因而有必要对该标准的内容进行相应的修订。

本标准的修订工作主要依据多年实践经验和国产油品质量及运行检验技术水平。

主要修订内容有:

1. 保留原有十项指标,其中将机械杂质和游离碳两项合并为一项;对闪点、水分两项指标作了修订;给出了含气量指标(原标准为待定);
2. 新增加了三项指标:体积电阻率、油泥与沉淀物和油中溶解气体组分含量色谱分析;
3. 将运行中断路器油质量标准单独列出;
4. 对补充油和混油规定做了补充和修订;
5. 规定了样品的采集方法按 GB 7597—1987《电力用油(变压器油、汽轮机油)取样方法》执行;
6. 将电力变压器、电抗器、互感器、套管油中溶解气体组分含量色谱分析的周期、要求及说明作为标准的附录列入附录 A 中;
7. 将不同电极形状及操作方法对击穿电压测定值的影响作为标准提示的附录列入附录 B 中;
8. 将运行中变压器油的防劣化措施作为标准提示的附录列入附录 C 中。

本标准自实施之日起,运行中变压器油的质量监督应符合本标准。同时替代 GB 7595—1987。

本标准附录 A 是标准的附录。

本标准附录 B、附录 C 都是提示的附录。

本标准由中华人民共和国经贸委电力司提出。

本标准由国家电力公司热工研究院技术归口。

本标准由国家电力公司热工研究院负责起草。

本标准参加起草单位:国家电力公司热工研究院、东北电力试验研究院、湖北电力试验研究院、四川电力试验研究院、西安供电局。

本标准主要起草人:孙桂兰、孟玉蝉、温念珠、郝汉儒、苏富申、崔志强。

中华人民共和国国家标准

运行中变压器油质量标准

GB/T 7595—2000

Quality criteria of transformer oils in service

代替 GB 7595—1987

1 范围

本标准规定了变压器油常规检验项目、检验周期及必须达到的质量标准。

本标准适用于充入电气设备的各种牌号矿物变压器油在运行中的质量监督。

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/T 261—1983 石油产品闪点测定法(闭口杯法)(neq ISO 2719:1973)

GB/T 264—1983 石油产品酸值测定法(neq ASTM D974)

GB/T 507—1986 绝缘油介电强度测定法(neq IEC 156)

GB/T 511—1988 石油产品和添加剂机械杂质测定法(重量法)(neq ГОСТ 6370:1959)

GB 2536—1990 变压器油(neq IEC 296:1982)

GB/T 5654—1985 液体绝缘材料工频相对介电常数、介质损耗因数和体积电阻率的测量
(neq IEC 247:1978)

GB/T 6541—1986 石油产品油对水界面张力测定法(圆环法)(eqv ISO 6295:1983)

GB/T 7252—1987 变压器油中溶解气体分析与判断导则(neq IEC 567:1977)

GB 7597—1987 电力用油(变压器油、汽轮机油)取样方法

GB/T 7598—1987 运行中变压器油、汽轮机油水溶性酸测定法(比色法)

GB/T 7599—1987 运行中变压器油、汽轮机油酸值测定法(BTB法)

GB/T 7600—1987 运行中变压器油水分含量测定法(库仑法)

GB/T 7601—1987 运行中变压器油水分测定法(气相色谱法)

GB/T 17623—1998 绝缘油中溶解气体组分含量的气相色谱测定法(neq IEC 567:1992)

DL/T 421—1991 绝缘油体积电阻率测定法

DL/T 423—1991 绝缘油中含气量的测定 真空压差法

DL/T 429.6—1991 电力系统油质试验方法 运行油开口杯老化测定法

DL/T 429.7—1991 电力系统油质试验方法 油泥析出测定法

DL/T 429.9—1991 电力系统油质试验方法 绝缘油介电强度测定法

DL/T 450—1991 绝缘油中含气量的测定方法(二氧化碳洗脱法)

DL/T 596—1996 电力设备预防性试验规程

SH 0040—1991 超高压变压器油

SH 0351—1992 断路器油

3 技术要求

3.1 新变压器油、超高压变压器油、断路器油的验收，应分别按 GB 2536、SH 0040、SH 0351 的规定进行。对进口变压器油则应按国际标准验收或合同规定指标验收。

3.2 运行中变压器油应达到的常规检验质量监督标准列入表 1；运行中断路器油检验质量监督标准列入表 2。

表 1 运行中变压器油质量标准

序号	项 目	设备电压等级 kV	质量指标		检验方法
			投入运行前的油	运行油	
1	外状		透明、无杂质或悬浮物		外观目视
2	水溶性酸(pH 值)		>5.4	≥4.2	GB/T 7598
3	酸值,mgKOH/g		≤0.03	≤0.1	GB/T 7599 或 GB/T 264
4	闪点(闭口),℃		≥140(10 号、25 号油) ≥135(45 号油)	与新油原始测定 值相比不低于 10	GB/T 261
5	水分 ¹⁾ ,mg/L	330~500 220 ≤110 及以下	≤10 ≤15 ≤20	≤15 ≤25 ≤35	GB/T 7600 或 GB/T 7601
6	界面张力(25℃),mN/m		≥35	≥19	GB/T 6541
7	介质损耗因数(90℃)	500 ≤330	≤0.007 ≤0.010	≤0.020 ≤0.040	GB/T 5654
8	击穿电压 ²⁾ ,kV	500 330 66~220 35 及以下	≥60 ≥50 ≥40 ≥35	≥50 ≥45 ≥35 ≥30	GB/T 507 或 DL/T 429.9
9	体积电阻率(90℃) Ω·m	500 ≤330	≥6×10 ¹⁰	≥1×10 ¹⁰ ≥5×10 ⁹	GB/T 5654 或 DL/T 421
10	油中含气量,% (体积分数)	330~500	≤1	≤3	DL/T 423 或 DL/T 450
11	油泥与沉淀物,% (质量分数)		<0.02(以下可忽略不计)		GB/T 511
12	油中溶解气体组分 含量色谱分析		按 DL/T 596—1996 中第 6、7、9 章 见附录 A(标准的附录)		GB/T 17623 GB/T 7252
1) 取样油温为 40~60℃。					
2) DL/T 429.9 方法是采用平板电极;GB/T 507 是采用圆球、球盖形两种形状电极。三种电极所测的击穿电压 值不同其影响情况,见附录 B(提示的附录)。其质量指标为平板电极测定值。					

表 2 运行中断路器油质量标准

序号	项 目	质 量 指 标	检 验 方 法
1	外 状	透明、无游离水分、无杂质或悬浮物	外观目视
2	水溶性酸(pH 值)	≥4.2	GB/T 7598
3	游离碳	无较多碳悬浮于油中	外观目视
4	击穿电压,kV	110 kV 以上:投运前或大修后≥40 运行中≥35 110 kV 及以下:投运前或大修后≥35 运行中≥30	GB/T 507 或 DL/T 429.9
5	水分,mg/L	110 kV 以上:投运前或大修后≤15 110 kV 及以下:投运前或大修后≤20	GB/T 7600 或 GB/T 7601
6	酸值,mgKOH/g	≤0.1	GB/T 264 或 GB/T 7599
7	闪点(闭口),C	与新油原始测定值相比不低于 10	GB/T 261

- 3.3 油样的采集,应按 GB 7597 的规定进行。
- 3.4 由于设备和运行条件的不同,会导致油质老化速度的不同,当变压器用油的 pH 值接近 4.4 或颜色骤然变深,其他某项指标接近允许值或不合格时,应缩短检验周期,增加检验项目,必要时采取有效处理措施。
- 3.5 发现油的闪点下降时,应按 GB/T 17623 分析油中溶解气体组分含量,并按 GB/T 7252 进行判断以查明原因。

4 常规检验周期和检验项目

- 4.1 对于运行中变压器油、断路器油要加强技术管理,建立必要的技术档案。
- 4.2 常规检验周期和检验项目列于表 3。
- 4.3 油断路器多次跳闸后,应取样检验项目按表 2 中序号 4 和 7。

表 3 运行中变压器油、断路器油常规检验周期和检验项目

设备名称	设备规范	检验周期	检验项目
变压器、电抗器, 所、厂用变压器	330~500 kV	设备投运前或大修后 每年至少一次 必要时	1~10 1、2、3、5、6、7、8、9、10 4、11
	66~220 kV、 8 MVA 及以上	设备投运前或大修后 每年至少一次 必要时	1~9 1、2、3、5、7、8 6、9、11
	<35 kV	设备投运前或大修后 三年至少一次	自行规定
互感器、套管		设备投运前或大修后 1~3 年 必要时	自行规定

表 3 (完)

设备名称	设备规范	检验周期	检验项目
断路器	>110 kV	设备投运前或大修后	1~7
	≤110 kV	每年至少一次	1、2、3、4
		三年至少一次	1、2、3、4
	油量 60 kg 以下	三年一次,或换油	4
注			
1 变压器、电抗器、厂用变压器、互感器、套管等油中的“检验项目”栏内的 1、2、3、……为表 1 的项目序号。			
2 断路器油“检验项目”栏内的 1、2、3、……为表 2 的项目序号。			
3 油中溶解气体组分含量色谱分析检验周期见附录 A(标准的附录)。			
4 对不易取样或补充油的全密封式套管、互感器设备,根据具体情况自行规定。			

5 关于补充油和混油的规定

5.1 关于补充油的规定

5.1.1 充油电气设备已充入油(运行油)的量不足,需补加一定量的油品使达到电气设备规范油量的行为过程称为“补充油”。

电气设备原已充入的油品称为“已充油”;拟补加的油品称为“补加油”。补加油量占设备总充油量的份额称为“补加分额”。已充油混入补加油后称为“补后油”。

5.1.2 补加油宜采用与已充油同一油源,同一牌号及同一添加剂类型的油品,并且补加油(不论是新油或已使用的油)的各项特性指标不应低于已充油。

5.1.3 如补加油的补加分额大于 5%特别当已充油的特性指标已接近表 1 或表 2 规定的运行油质量指标极限值时,可能导致补后油迅速析出油泥。因此在补充油前应预先按额定的补加分额进行油样混合试验(DL/T 429.7 油泥析出测定法);确认无沉淀物产生,介质损耗因数不大于已充油数值,方可进行补充油过程。

5.1.4 如补加油来源或牌号及添加剂类型与已充油不同,除应遵守 5.1.2、5.1.3 的规定外,还应预先按预定的补加分额进行混合油样的老化试验(按 DL/T 429.6 给定的方法)。经老化试验的混合样质量不低于已充油质,方可进行补充油过程。

补加油牌号与已充油不同时,还应实测混合油样的凝点确认其是否符合使用环境的要求。

5.2 关于混油的规定

5.2.1 尚未充入电气设备的两种或两种以上的油品相混合的行为过程称为“混油”。

5.2.2 对混油的要求应比照 5.1“关于补充油的规定”。

附 录 A

(标准的附录)

电力变压器、电抗器、互感器、套管油中溶解气体
组分含量色谱分析

A1 电力变压器油、电抗器油中溶解气体组分含量色谱分析

检验周期和要求见表 A1。

表 A1 变压器、电抗器油中溶解气体组分含量色谱分析

周 期	要 求	说 明
1) 220 kV 及以上的所有变压器、容量 120 MVA 及以上的发电厂主变压器和 330 kV 及以上的电抗器在投入运行后的 4、10、30 天 (500 kV 设备还应在投运后 1 天增加 1 次) 2) 运行中 a) 330 kV 及以上变压器和电抗器为 3 个月; b) 220 kV 变压器为 6 个月; c) 120 MVA 及以上发电厂主变压器为 6 个月; d) 其余 8 MVA 及以上的变压器为 1 年; e) 8 MVA 以下的油浸式变压器自行规定 3) 大修后 4) 必要时	1) 运行设备的油中 H ₂ 与烃类气体含量超过下列任何一项值时应引起注意 总烃含量大于 150 μL/L H ₂ 含量大于 150 μL/L C ₂ H ₂ 含量大于 5 μL/L (500 kV 变压器为 1 μL/L) 2) 烃类气体总和的产气速率大于 0.25 mL/h (开放式) 和 0.5 mL/h (密封式), 或相对产气速率大于 10%/月则认为设备有异常 3) 对 330 kV 及以上的电抗器, 当出现痕量 (小于 5 μL/L) 乙炔时应引起注意	1) 总烃包括: CH ₄ 、C ₂ H ₆ 、C ₂ H ₄ 和 C ₂ H ₂ 四种气体 2) 溶解气体组分含量有增长趋势时, 可结合产气速率判断, 必要时缩短周期进行追踪分析 3) 总烃含量低的设备不宜采用相对产气速率进行判断 4) 新投运的变压器应有投运前的测试数据, 不应含有 C ₂ H ₂ 5) 测试周期中 1) 项的规定适用于大修后的变压器

A2 互感器、套管油中溶解气体组分含量色谱分析

检验周期和要求见表 A2。

表 A2 互感器、套管油中溶解气体组分含量色谱分析

设备名称	周 期	要 求	说 明
电流互感器	1) 投运前 2) 66 kV 及以上 1~3 年 3) 大修后 4) 必要时	油中溶解气体组分含量超过下列任一值时应引起注意: 总烃 100 μL/L; H ₂ 150 μL/L; C ₂ H ₂ 2 μL/L (110 kV 及以下)、1 μL/L (220~500 kV)	1) 新投运互感器或套管的油中不应含有 C ₂ H ₂ 2) 全密封互感器按制造厂要求 (如果有) 进行
电压互感器	1) 投运前 2) 66 kV 及以上 1~3 年 3) 大修后 4) 必要时	油中溶解气体组分含量超过下列任一值时应引起注意: 总烃 100 μL/L; H ₂ 150 μL/L; C ₂ H ₂ 2 μL/L	
套管	1) 投运前 2) 大修后 3) 110 kV 及以上 1~3 年 4) 必要时	油中溶解气体组分含量超过下列任一值时应引起注意: H ₂ 500 μL/L; CH ₄ 100 μL/L; C ₂ H ₂ 2 μL/L (110 kV 及以下)、1 μL/L (220~500 kV)	

附录 B
(提示的附录)

不同电极形状及操作方法对击穿电压测定值的影响

B1 油样的选择

为使比较试验所用的油样具有一定代表性,选择了四种不同击穿电压等级的样品油即:

- a) 1 号样品油击穿电压值为 50~60 kV 之间。
- b) 2 号样品油击穿电压值为 40~50 kV 之间。
- c) 3 号样品油击穿电压值为 30~40 kV 之间。
- d) 4 号样品油击穿电压值为 20~30 kV 之间。

B2 不同电极形状及操作试验结果见表 B1

表 B1 不同电极形状及操作方法试验结果

油样编号	电极形状	按升压速度统计平均				按间隔时间统计平均			
		3 kV/s		2 kV/s		5 min		3 min	
		击穿电压 kV	偏差平均值 kV	击穿电压 kV	偏差平均值 kV	击穿电压 kV	偏差平均值 kV	击穿电压 kV	偏差平均值 kV
1 号	平板	54.8	3.2	50.9	3.5	52.2	3.7	53.5	3.0
	球形	59.7	1.1	58.7	3.2	58.9	2.3	59.5	1.9
	球盖形	56.4	4.2	55.5	5.8	55.4	5.1	56.5	5.0
	平均值	57.0	2.8	55.0	4.2	55.5	3.7	56.5	3.3
2 号	平板	46.8	6.5	43.5	4.7	44.6	5.2	45.7	5.9
	球形	52.4	4.9	50.8	6.5	51.9	5.0	51.3	6.4
	球盖形	46.7	7.9	44.4	10.1	44.1	10.9	47.0	7.0
	平均值	48.6	6.4	46.2	7.1	46.9	7.0	48.0	6.4
3 号	平板	31.6	4.5	35.4	4.5	33.8	4.4	33.2	4.7
	球形	38.2	5.4	40.4	6.5	37.8	5.9	40.8	5.4
	球盖形	36.7	7.6	37.9	7.1	36.1	7.2	38.6	7.5
	平均值	35.5	5.8	37.9	6.0	35.9	5.8	37.5	6.0
4 号	平板	28.1	3.6	31.7	3.8	29.3	3.9	30.5	3.4
	球形	29.8	2.4	34.7	6.0	31.5	3.6	33.0	4.8
	球盖形	27.8	1.8	27.7	2.6	27.0	2.2	28.5	2.2
	平均值	28.6	2.6	31.4	4.1	29.3	3.2	30.7	3.6

B3 试验结果说明

从表 B1 试验结果可以得出:

- a) 使用三种不同结构形状电极测得击穿电压不论对哪种油样,都以球形电极的击穿电压值为最高,球盖形次之,平板形相对较低(4 号油样测定结果有异常)。

b) 如以平板电极测得值为准,则球形电极大致偏高 6 kV,球盖形电极大致偏高 3 kV 左右。当击穿电压值在 30 kV 以下时,上述差别有缩减的趋势。

c) 不同升压速度(3 kV/s 和 2 kV/s)对击穿电压影响不大,其平均差值一般在 $\pm(2\sim3)$ kV 左右,小于各组测得值的标准偏差平均值。

d) 不同间隔时间的影响更小,间隔时间 3 min 的平均值仅较间隔时间 5 min 的高 1~2 kV 左右。经验说明对纯净的油,间隔时间应短一些,而对杂质和水分含量较多的油,则间隔时间应长一点,这样就会使击穿电压值较高,分散性较小。但间隔时间过长,会影响试验结果,一般以 3~5 min 较好。

附 录 C

(提示的附录)

运行中变压器油的防劣化措施

为延长油的使用寿命,应加强对运行中油的维护工作。8 MA 及以上的变压器应至少采用下述任何一种防劣化措施。

C1 添加 2,6-二叔丁基对甲酚(简称 T501)抗氧化剂

新油、再生油中 T501 含量应不低于 0.3%~0.5%,运行中油应不低于 0.15%,当含量低于此规定值时,应进行补加。补加时油的 pH 值不应低于 5.0。

C2 安装热虹吸器(净油器)

其吸附剂的用量应为油量的 0.5%~1.5%。

C3 安装隔膜密封装置