

湖北省电机工程学会

学术讨论会论文

高 压 专 业

35-110千伏充胶套管运行和预防性试验的几个问题
充油

湖北省电力工业厅中心试验所

1965年10月

武 汉

內 容 提 要

本報告分三个部份，首先闡述了武汉系統充胶充油套管的运行和事故情况，統計了缺陷数量和概略的原因分析，然后举出一些实例，說明現用套管的改进和檢修工艺的重要性，并提出一些值得特別注意的問題。同时也例举了套管改进后所取得良好效果的数据，最后談到套管預防性試驗中的一般方法和所反映的問題，并通过調查統計近三年来的試驗数据，对絕緣試驗标准提出了一些看法和建議。

· 报告編写人 胡惠然

一 套管运行情况

我省电力系统装用的 35—110 千伏套管中，充油型佔 35.4% 充胶型佔 59.7% 油紙型佔 2.9% 电木型佔 1.61%，胶紙型佔 0.32% 这些套管装于变压器上者佔 18.5%，装于开关上者佔 81.5%。其中充油型、胶紙型为沈高、沈变、南瓷和上海电机厂出品的 MT、MB、MTY、RC 型；充胶型为华通、沈高、湘潭电机厂出品；也有日本、美国捷克制造。絕大多數是 56 年后投入。在运行中造成事故的有四起；其一为某电厂 110 千伏开关穿墙套管爆炸。原因是設計不周，事故套管本係戶內式，下端瓷套邊緣少，洩漏距离短，可是仍运行于半露天下，以致造成污秽閃絡；其二为某电厂 110 千伏变压器套管誤將喇叭管朝上，进入雨水，而水的比重較油大，往套管底部下沉，从而构成—油水混合质在套管内进行冷热循环，由于水的介电常数比油大，使得套管电容量增大，同时使油的击穿强度显著降低，并引起电场畸变，特别是中法兰处由于电容电流增加，场强局部升高，故首先从此处引起游离放电，然后随着放电的发展，瓷套有效距离愈来愈小，最后形成通道，发生电弧，由于电弧的热效应，使油迅速分解，虽上部呼吸器有减压作用，但頂部加裝有矽胶过滤器和改換了金屬罩，起阻塞作用，加之气体係由下部发生，压力增高又很突然，因此压力不能在短時間內減弱，使得下瓷套受到很大張力，最后引起炸裂。从事故后对故障点的仔細檢查，証实了放电的路徑是由法兰邊緣沿瓷內壁向导杆发展的。其三为某变电站 110 千伏开关套管由于玻璃膨胀器强度不綫，經不住驟冷驟热，在运行中爆炸。其四为某农排变电站开关 35 千伏充胶套管雷击損坏。据不完全統計，我省运行中套管缺陷如表(一)所示：

表(一)

类型	爆炸	污闪	瓷裂紋	法兰裂紋	膠开裂	胶合剂脫落	油质劣化	导杆漏油	調查数量
充油型	2		31	20		普遍	普遍	2	330
胶紙型		2							3
充胶型	1				26	普遍			556

从表(一)中可看出：充油套管最普遍的缺陷是水泥胶合剂脱落；絕緣油劣化。根据調查，64年前套管油絕大多數在3—6个月呈酸性反应，須进行更換。特别是变压器套管更为严重，如某厂四只变压器套管63年11月—64年3月仅运行五个月，油即变为酸性，其中另相套管油击穿电压降至10千伏。油劣化的主要原因是变压器运行中上层温度高（最高能达90℃）而套管本身容油量不多，散热条件较差，再加上呼吸作用，不断从大气中吸进潮气，以致在高温、潮气，和套管顶部玻璃膨胀器透过的紫外线照射等的多重作用下，使油迅速老化。由于油在劣化过程中产生多元过氧化氢，损坏着固体有机絕緣，同时过氧化氢的分解生成低分子酸，当和铜作用时，生成加速油氧化和使油电性能劣化的皂化物，使得有机絕緣水解（文献1），破坏了屏障紙层的机械强度。在套管的解体大修中曾经常迁到导杆上复盖电纜紙和絕緣筒变黑，焦脆，其损坏程度，一般达2—3层，局部地方有达10层之多。其次是机械损伤严重。表(一)中充油套管55件缺陷中，瓷和法兰裂紋的佔92.5%，約佔运行套管总数的15%。其原因之一是厂家工艺問題，結構上存在缺陷。如胶合处沒有緩冲剂，胶合面花紋不适当等。从某供电局23支裂紋套管中看出，凡属瓷裂紋的其法兰处胶合面是制成螺紋形的；凡属于法兰裂紋的則瓷的胶合

面是制成斜花紋的。前者因瓷的圓截面強度減削，而使得瓷易斷裂。其二是現場檢修工藝不當。如某電站#1變壓器套管解体大修時，因真空進油，由於管路是硬性連接，受真空泵震動過劇和起吊以瓷作為受力點，造成瓷套斷裂。在上述所有裂紋套管中，開關套管約佔67%，裂紋部位是下瓷套下法蘭處裂紋。如某電站01開關和05開關套管即是如此。運行中開關動作施於套管的機械負荷主要是在垂直方向上。但由於開關套管安裝後有一傾斜角（6°）或由於安裝時螺絲松緊不均，將使套管下端有軸向壓負荷也有橫向彎曲負荷，而瓷的抗彎應力和耐沖冲击力都很差（瓷的受壓機械強度為4500~6000公斤/厘米²，彎曲方面的強度為400~600公斤/厘米²，承受的沖擊負荷僅1~2公斤/厘米²），因極限彎曲強度隨着截面的增加而顯著減小，在當前生產的套管中瓷壁厚約2.5厘米左右，根據南京電瓷廠設計中採用的抗彎強度值，一般不大於125公斤/厘米²，綜合上述因素看來是很易造成瓷套的斷裂。

充膠套管的主要缺陷是膠合劑脫落。其原因是法蘭處的膠合劑係應用氧化鋁—甘油，具有不耐油的性質，如果在膠脂內所含油分的長期作用下，則會脆裂脫落。其次是膠開裂。表(一)中膠套管的27件缺陷中膠開裂的佔96.5%約佔運行總數的4.7%。據調查，這批套管絕大部分為59年前的產品，而當時用來澆注35千伏套管用的膠為“9-3”型絕緣膠，物理性能不好，凍裂點低僅-10℃左右，運行年久後滴點達75℃左右，故使膠開裂。表(一)中數字僅僅是已經揭蓋檢修的套管，如果進行一次普查則可能會發現更多的膠開裂套管。

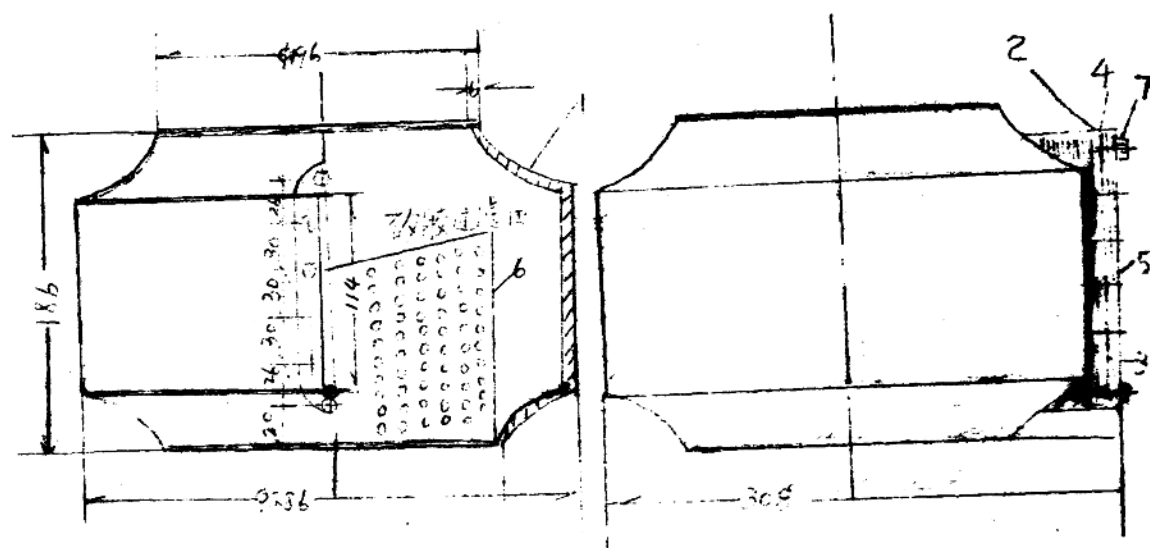
三 套管运行中的检修和改进

近年来，针对上述情况，对充油套管主要是通过检修和改进来解决油质劣化和由于油质劣化所带来的油屏障筒和导杆上覆盖层的腐蚀问题。为减缓油质劣化速度，目前主要是采用更换玻璃膨胀器为金属膨胀器并加矽胶过滤器办法。这样做的结果，使套管绝缘油性能可保持较长时间的稳定，从而减轻了运行和检修的工作量。表二)是几台变压器套管改装金属膨胀器并加矽胶后的油质变化情况，这就证明了凡属未加矽胶和改膨胀器的，油质均呈酸性反应，劣化速度很快；加入矽胶和改膨胀器者，则油质稳定呈中性反应。

(表二)

设备名称	相别		A		B		C		D		说明
	日期	项目	酸价	反应	酸价	反应	酸价	反应	酸价	反应	
某厂#3甲 主变压器	64.11.11		0.088	酸			0.077	酸	0.093	酸	A B O 均改钨罩 B 相未加矽胶 换新油
	64.3.7		0.051	中			0.022	中	0.011	中	
某变电站#2 主变压器	64.2	换新油		中							另相未加矽胶 玻璃罩
	64.11	大修前		中							
某变电站 主变压器	64.	元换新油		中							另相钨罩未 加矽胶
	65.3	大修前		中							
某厂#3乙 主变压器	63.11.19		0.039	中	0.043	中	0.017	中	0.024	中	B 相未加矽胶
	64.5.21		0.013	中	0.046	酸	0.007	中	0.011	中	

对絕緣屏障筒的处理措施是将炭化和起层的紙去掉，进行清洗，絕緣补强和干燥处理。为避免紙层松垮影响电容值，一般不將紙层整張剝下，而用銳利的小刀輕輕將腐蝕处削平，然后用无水酒精或四氯化碳清洗。表面絕緣补强应用干燥的玻璃絲帶均匀包一层，并塗上1154清漆，在溫度80~90℃下干燥12小时即可組装。对于曾解体檢修过并包以玻璃絲帶的屏障筒，或新的屏障筒是將芯棒由下法兰放下，用60~70℃热油进行循环冲洗干燥，这样可避免中法兰拆卸过多引起裂紋。有条件的单位还采用真空干燥和进油。除上述外，檢修还应对套管应以油压2公斤/厘米²，30分鐘进行檢查。图(一)是某供电局改进中应用的一种铝質膨脹器。結構简单，强度高，可經受3-5公斤/厘米²的压力，其容油量為6-8公斤左右，为便于运行中監視油位，油位計內层，还采用鍍鋅及光片。



1. 鋁罩：鋁 5 Kg
2. 橡皮盘根：厚 5 % 耐油橡皮
3. 同 上
4. 玻璃板：厚 4 % 有机玻璃
5. 压 板：50 × 6 % 扁鉄
6. 矽胶过沪器：厚 0.5 - 1 % 馬口鉄皮
7. 六角螺絲：M 6 $\frac{25}{15}$

說明：图中比例为 1 : 4，另件公差 ≤ 0.5 % 装配前鋁罩要
打光，内壁塗一层凡立水矽胶过沪器上小孔直径应在 $\varnothing 2$
以下

图一 套管膨胀器

充胶套管主要通过检修，消除胶合剂脱落和胶的开裂问题。对于胶合剂脱落的套管可重新胶装。胶合剂係由氧化铝 5 份甘油 1 份（甘油比重为 1.26 时应加水稀释至 1.23）掺和胶装后让其自干 2 小时，再投入烘房中（60℃）让其全部硬化，然后在胶合剂表面涂 2 层 1154 漆并进行试漏。

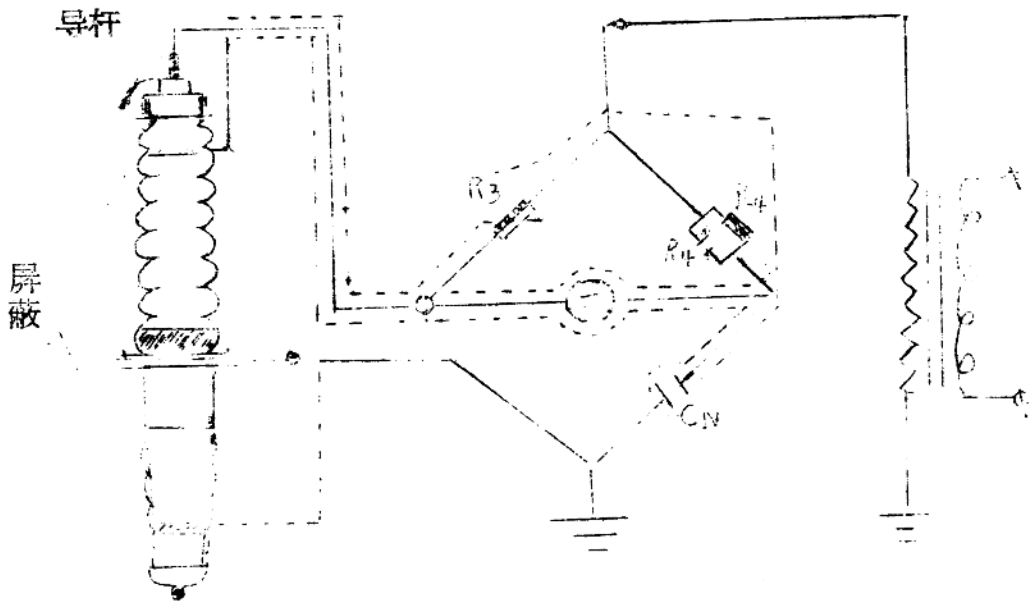
胶开裂的套管是重新灌注新胶。对胶的要求是具有一定的防潮和耐寒性。在严冬季节胶的表面应不开裂，胶和瓷套及芯棒不得脱离；而在夏季不得因温度过高，使胶由套管内溢出，同时亦应具有一定的电气和化学稳定性。检修中只控制闪点、滴点和冻裂点，机械杂质，以及电气性能上控制介损值和击穿电压。按照不同地区的气候特点，对胶有不同的要求。除胶的电气性能（ $\tan\delta_{20^\circ\text{C}}=2.5$ $U_{50}=35$ 千伏）可用同一标准外，对于北方地区因气候严寒，胶的滴点一般应在 43℃ 左右，冻裂点应在 -40℃ 以下；考虑我省属南方地区，气温较高，夏季最高温度达 41℃，冬季最低气温也不过 -15℃，因此冻裂点不是主要问题，而应考虑滴点的数字一般取 63±2℃。充胶套管在检修中还应注意芯棒的干燥，宜于采用真空干燥，温度最高不超过 95℃，真空可接近 760%，干燥好的芯棒 $\tan\delta_{20^\circ\text{C}}$ 时应为 1.5%（对运行年久芯棒已老化，离层的不在此限）。

三 套管的绝缘预防性试验

现行试验规程规定套管在交接、大修和预防性试验中，以测量绝缘电阻、介损损失角、交流耐压和套管的绝缘油（指充油套管）试验等，其中介损损失角测量是最主要的项目，对于单独套管的介损损失角测量是按图(二)和图(三)的接线进行；一些不能与所在设备分开的设备，如变压器套管，当接地屏蔽筒引出线又未引至法兰外时，多采用热电

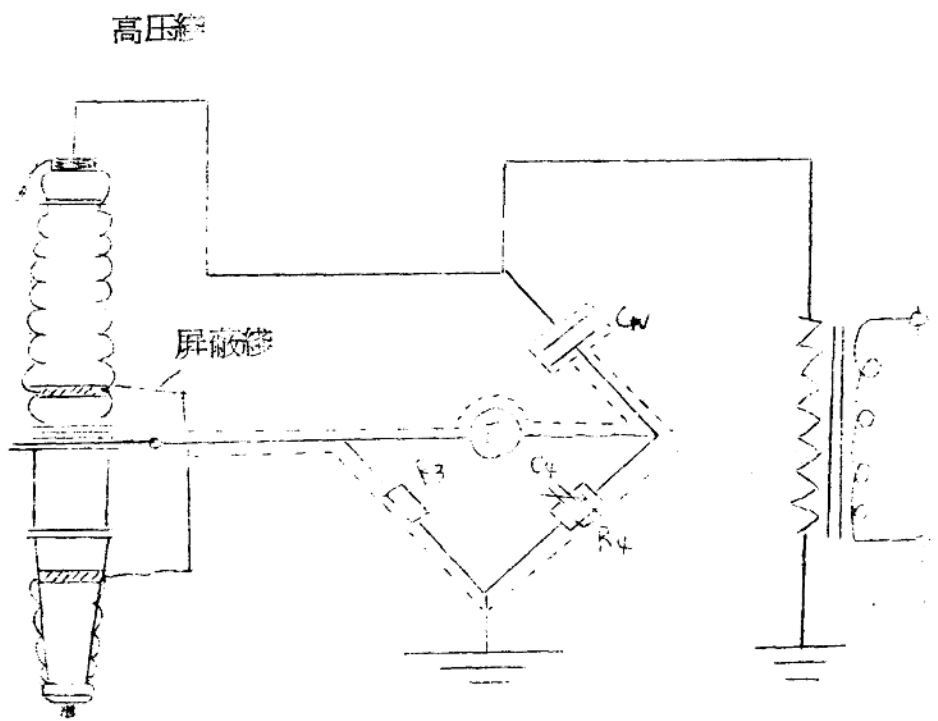
傾法測量。

由于套管体积小，电容竟不大，所測得的 $\text{tg}\delta$ 值不仅標誌着套管絕緣的平均状态，而且能充分揭露局部缺陷。如某变电站一台主变压器上，C 相套管大修时，因内部絕緣筒受潮未干燥即組装，則在整体試驗中發現 $\text{tg}\delta\%$ 20°C 时达 2%，后将絕緣筒干燥則 $\text{tg}\delta\%$ 降为 0.42%，可見灵敏度是較高的。現場一般用 2500 伏介質試驗器和 10 千伏帶型西林电桥进行試驗。



图二 西林电桥反結綫

采用图(二)結綫，則必須將套管上的所有連接設備断开（如變壓器繞組，開關消弧室等）否則所測數值是不能表征套管 $\text{tg} \delta$ 值。為了在電力設備上測量套管的 $\text{tg} \delta$ 值，減少拆卸套管的麻煩，對於油開關可採用遮蔽罩將消弧室影響消除，或將接地屏障筒引出絕緣引出作為測量端子。



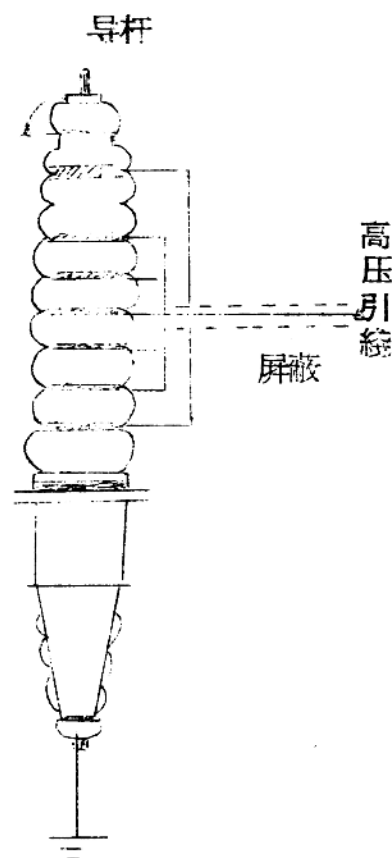
图(二) 西林電橋反結綫

图(三)这种結綫可以消除附加部件（如繞組，消弧室）的影响，能真正的反映套管本身的 $\tan \delta$ 值。接地屏蔽筒引出綫可在套管解体大修时，应用薄的紫銅片由橡皮垫圈中穿出，絕緣应保証在 $0.5 M\Omega$ 以上。

对于变压器，油开关等用套管在繞組或消弧室不能断开而又未将引出綫絕緣时，則用多电領法代替标准試驗（因其下部瓷套的絕緣状况未測量到），这种方法特別对于整体劣化的充油套管和胶紙套管能比較有效的檢出缺陷。結綫如图四所示。

这种試驗方法在套管中的电场与正常运行中的分布不同，因此不能按規程标准进行判断，一般借助于相互比較发现問題。如表(三)(四)所示，胶紙套管整体試驗时，

C相介質損达 1.9% ，当用热电領試驗时亦是C相最大为 13% 充油套管凡属良好的介質損均在 3% 以內，不良的則增至 9% 以上。約为良好的三倍，由此看来是能发现問題的，但应用此法时应注意套管表面清洁，最好在良好天气下进行，同时应妥善屏蔽以消除表面洩漏影响。其缺点是測量結果分散性大。



图四 多电領試驗結綫

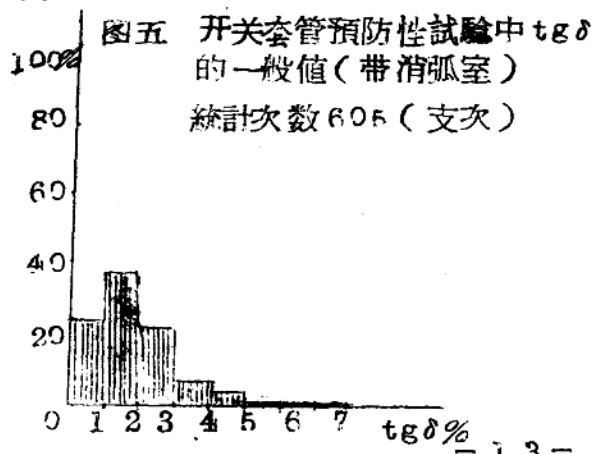
表(三)

名 称	整体 $\text{tg} \delta \% 20^{\circ}\text{C}$	多热电領試驗	
		M W	$\text{tg} \delta \% 20^{\circ}\text{C}$
RC-110型 A	0.23		4.7
穿墙套管 B	0.3		6.45
C	1.9	21	13

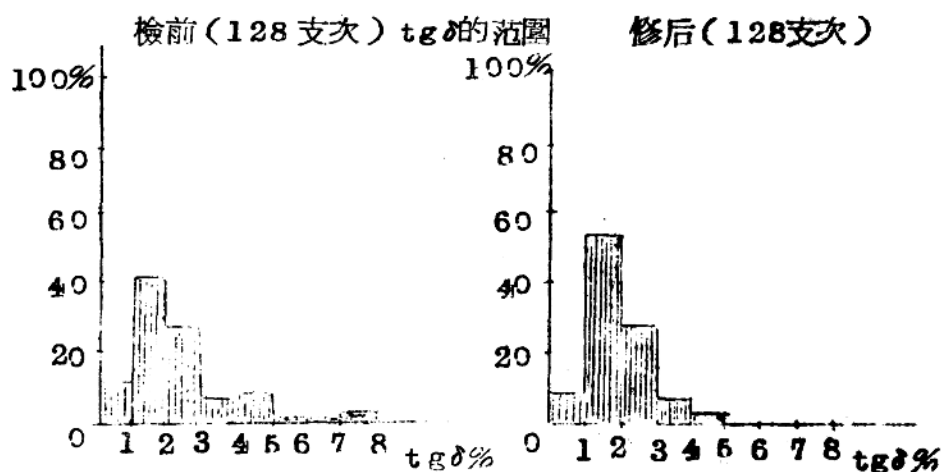
表(四)

良好套管			不良套管	
相 别	M W	$\text{tg} \delta \% 15-20^{\circ}\text{C}$	M W	$\text{tg} \delta \% 15-20^{\circ}\text{C}$
A	4.65	2.68	27	14
B	3.125	1.83	23	12
C	3.45	2.02	18	9.7
0	3	1.8	32	14.2

各类套管 $\text{tg} \delta$ 的一般范围视被試驗套管所处的状况及絕緣的好坏而定。图五、六是110千伏油开关管帶消弧室的預防性試驗 $\text{tg} \delta$ 值。从图中看出均在3% 內。經大修的油开关除消弧室严重受潮影响套管介質損增大外，一般改变不大，基本和預防性試驗数据相近，在3%以內。可見油开关上用套管介質損是比

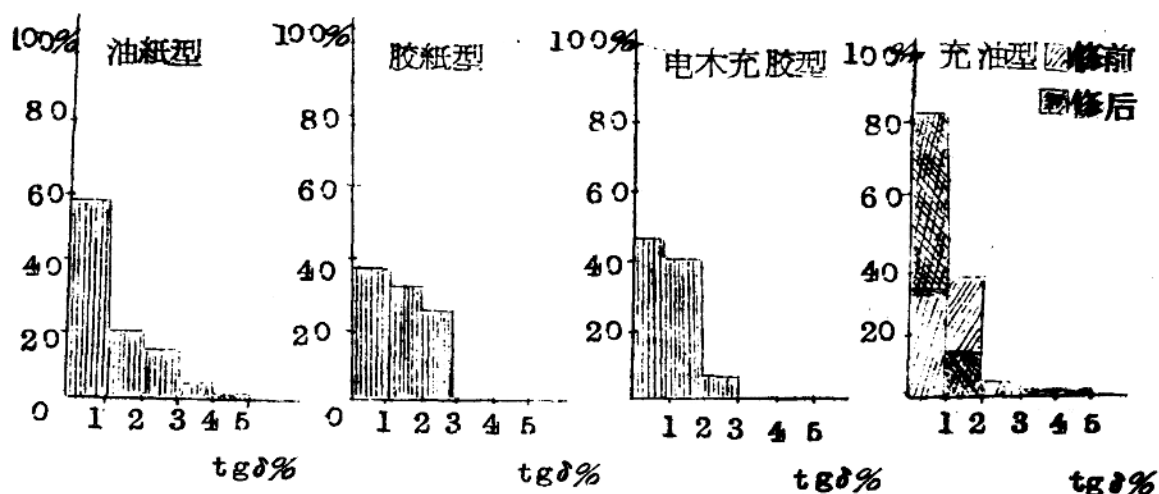


較穩定的。



图六 大檢前后 (帶消弧室)

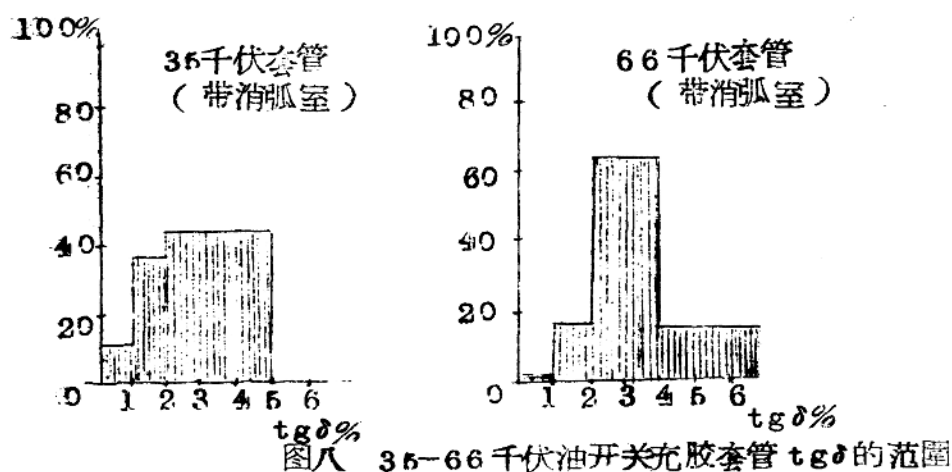
不同类型的 110 千伏单独套管 $tg\delta$ 值如图七



图七 不同类型套管 $tg\delta$ 的比较

从图六中看出，油紙型套管性能較好， $\tan \delta$ 大部在 1% 以下，絕緣比較穩定。充油型套管稍差，但运行中安全裕度大，一般介質損均在 2% 以內，即算个别达 7% 以上，亦未发生事故。且在檢修中絕緣易于恢复。凡属解体大修的套管絕大部份的介質損在 1% 以下（图七兰色部份），在 1% 以上的均是檢修所用油質不好，冲洗不彻底等。如某变电站 #1 变压器紅相套管修后錯进入击穿电压仅 13 千伏，介損 20℃ 时 0.6% 的旧油，結果使整体介質損变为 3.1%，后换新油則整体介質損降为 0.23%。

从图八看出 35 千伏开关用充胶套管 $\tan \delta$ 值絕大部份在 1—5% 之內。經解体大修重新灌注絕緣胶則 $\tan \delta$ 值均在 2% 以內。

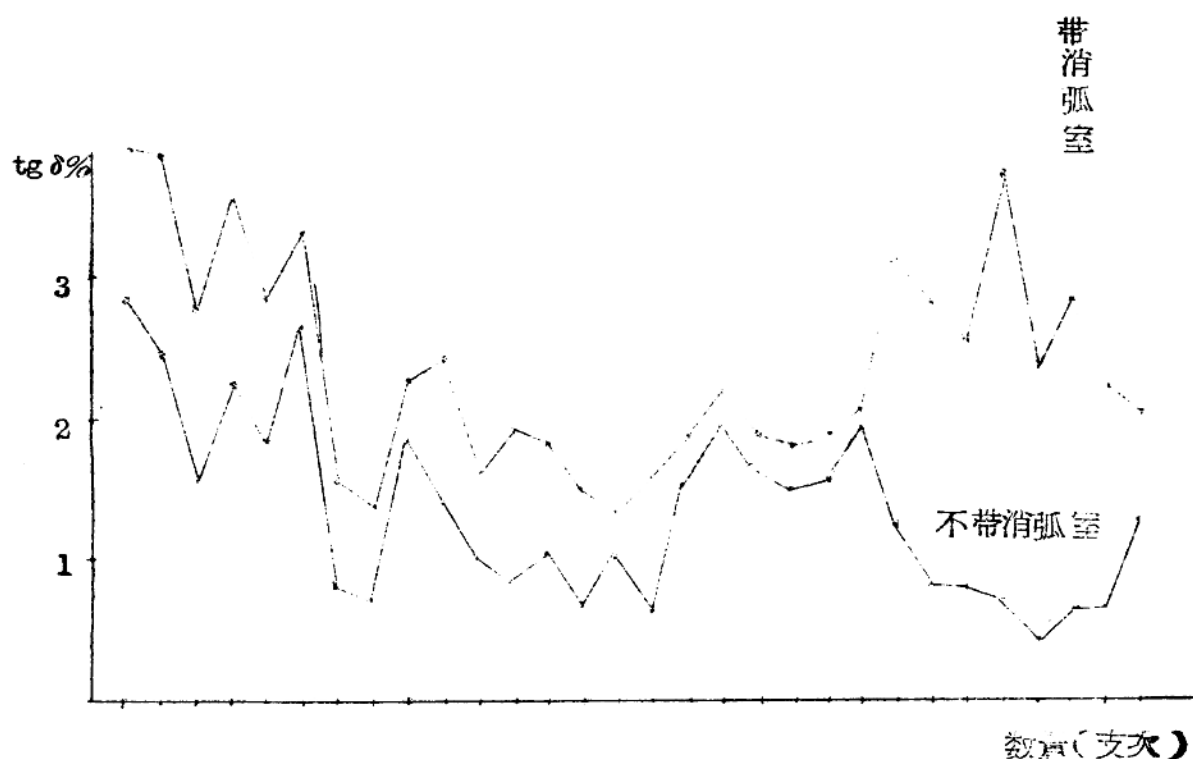


66 千伏充胶套管介質損除日本三菱制造的，因运行年久 $\tan \delta$ 大到 7—8% 外，一般均在 2—4% 之內，运行祇要保証密封良好是較穩定的。

在油开关上試驗套管时，消弧室，油箱对套管 $\text{tg } \delta$ 的影响是显著的。
当在开关上的套管連有消弧室时，則在油箱上的套管介質損則按下式來決定：

$$\text{tg } \delta = \frac{C_1}{C} \text{tg } \delta_1 + \frac{C_2}{C} \text{tg } \delta_2$$

故此消弧室 $\text{tg } \delta_2$ 將影响到整体的 $\text{tg } \delta$ 值。試驗規程中規定在油箱上的套管，介質損可在标准值上加 1，亦是考虑此种影响。但实际情况表明加 1 是不能反映真实情况的，如图(八)(九)所示。



图九 110千伏油开关套管室消弧和不带消弧对 $\text{tg } \delta$ 的影响