

# 500kV 变压器高压侧绕组烧毁事故油中溶解气体分析及综合诊断

康丕玲<sup>1</sup>, 汪红梅<sup>2</sup>

(1. 湖南五凌电力工程有限公司, 湖南 长沙 410000;  
2. 长沙理工大学, 湖南 长沙 410000)

**摘要** 高次谐波可能导致变压器设备中铁心饱和, 使其产生的噪声增加, 铁心突然发烫, 对设备安全运行构成威胁。变压器被雷击的后果有电磁效应、机械效应和热效应。所以, 电力变压器发生突发性事故时, 不仅需要油中溶解气体进行分析, 同时还应对事故油进行油质分析, 分析时应结合油中气体分析方法、外部检查、电气试验、绝缘油试验、运行和检修史等综合分析, 为此类故障提供大量的数据积累, 进而得到更准确的事故原因。

**关键词** 变压器; 油中气体分析; 三比值法; 特征气体法; 电弧放电

中图分类号: TM8

文献标识码: A

文章编号: 2097-3365(2024)01-0046-03

大多数电弧放电性故障是没有预兆的, 在故障发生时, 油中气体如  $H_2$ 、 $C_2H_2$  含量都是正常的, 当因外部原因(如出口短路或雷击)诱发变压器内部过电压而使绝缘薄弱的地方瞬间击穿或高电位点对地(外壳)击穿变压器油形成放电通道时会对设备造成永久性的损伤, 在电场作用下, 附近变压器油瞬间大量裂解, 产生大量的烃类气体和  $H_2$ , 通常电弧放电  $C_2H_2$  占总烃量的 10%~50% 居多<sup>[1]</sup>。

电弧放电性故障是最为严重的故障, 可以在瞬间将设备摧毁, 大部分电弧放电性故障都是因绕组绝缘受损或薄弱造成绕组匝(层)间短路而引发的, 也有出口单相接地诱发的<sup>[2]</sup>。电弧放电发生时, 将高压电位点对地或低电位点之间的变压器油击穿形成有效的放电通道, 由于产气迅速, 大多数气体来不及溶解与扩散, 迅速涌入气体继电器中引起瓦斯动作。由于油温的上升与大量气体的释放造成油面迅速增压引起压力释放阀泄压喷油, 同时因相间电流不平衡引发重瓦斯动作。因此, 差动保护、压力释放、轻瓦斯报警三位一体同时出现是电弧放电的典型特征。本文不仅通过变压器油中气体分析方法, 还结合外部检查、电气试验、绝缘油试验、运行和检修史对此次案例进行整

体分析, 为此类故障提供大量数据积累, 具有较好的借鉴推广意义。

## 1 变压器故障情况概述

### 1.1 变压器参数(见表1)

### 1.2 故障过程描述

2020年3月13日1#主变停运检修, 进行了绝缘电阻、直流电阻、泄漏电流、介损等常规试验, 3月27日主变重新投运。故障前后主要事件:

2020年5月5日00:58:29.17, 500kV 母线电压高次谐波冲击, 随后电压恢复正常。

2020年5月5日16:52分1号机组开机并网带150MW 负荷。

2020年5月5日21:31分1号主变出现设备故障, 1号机组停机。

2020年5月6日12:42:14.44, 主变出现高压侧A相短路故障。

2020年5月6日12:42:14.49, 断路器5001分闸。

2020年5月6日12:42:14.46主变差动保护动作第1次变位。

2020年5月6日12:42:14.48压力释放信号。

表1 某厂#1主变变压器主要技术参数

型号	SSP-240000/500	额定电流	高压 251.93A	额定电流	低压 8797.72A
额定电压	550-2×2.5%/15.75kV	接线组别	Ynd11	制造厂家	衡阳变压器厂
容量(kVA)	240000	短路阻抗	14%	出厂日期	2012.10
冷却方式	ODWF	油重(kg)	57000	投运日期	2014.03

表 2 历年现场检修后投运前的试验数据

设备	部位	时间	R15'' (G Ω)	R60'' (G Ω)	R10' (G Ω)	备注
1 号主变	H-L+E	2013 (交接)	11.5	15.6	/	
		2018	126	184	247	
		2019	105	261	293	
		2020	15.4	17.6	23.6	均换算至油温 20℃;
	L-H+E	2013 (交接)	2.2	4.2	/	交接试验仪器不同
		2018	66.5	87.9	131.6	
		2019	56.7	77.9	117	
		2020	17.5	20.2	27.2	

表 3 2019 年 5 月 31 日和 2020 年 5 月 7 日的色谱数据 (μL/L)

取样日期	组分										备注
		H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C1+C2	水分	
2019.5.31		8.7	3.4	0.0	1.9	0.0	88	539	5.3	12	
2020.3.26		11.5	3.1	0.2	0.8	0.0	90	518	4.1	-	
2020.5.7		1516.0	1008.7	966.6	116.7	880.2	295	607	2972.2	-	上部
2020.5.7		883.9	577.2	578.5	67.2	535.4	201	597	1758.3	-	中部
2020.5.7		788.4	658.9	707.7	85.8	626.1	210	635	2078.5	9	下部

2020 年 5 月 6 日 12:42:14.51 主变重瓦斯变位。

## 2 变压器综合诊断依据

### 2.1 主变检修投运前试验数据

2020 年 3 月 1# 主变停运检修, 对绝缘电阻、直流电阻、泄漏电流、介损进行了试验, 并对油色谱数据进行了分析, 将测量数据和出厂报告进行对比, 发现绝缘电阻明显增大, 吸收比和极化指数明显减小, 其余指标没有明显区别, 均满足运行规程要求。

### 2.2 主变历年试验数据

从表 2 中的测量数据可以看出: 1# 主变 2020 年绝缘电阻较 2019 年明显减小, 其中高压对地绝缘电阻仅为 15% 左右, 低压对地绝缘电阻仅为 30% 左右。

## 3 色谱分析故障类型及故障点部位估计

当此类故障发生时一定要及时取瓦斯气与本体油样同时进行分析, 执行平衡判据, 以积累第一手故障数据与经验, 切忌延时取气样或放弃对瓦斯气的分析, 造成重要数据的丢失。若故障引起 CO、CO<sub>2</sub> 浓度突增, 需在必要时进行油中糠醛含量的测定, 为以后的诊断提供有效且有价值的经验数据<sup>[3]</sup>。

### 3.1 色谱试验数据分析判断故障类型

本次因现场工作人员缺乏经验未在第一时间对主

变瓦斯进行取气送样化验, 未对主变进行全套简化试验做好数据积累。

电厂 1# 主变故障后油样明显比某电厂 2# 主变油样颜色要深, 肉眼可见明显的黑色颗粒物 (疑似固体绝缘材料碳化后产生)。

特征气体法: 表 3 中 H<sub>2</sub>、C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> 和 C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> 为主要成分, 次要成分为乙烷。依据不同故障类型产生的气体原理, 判断故障类型油中电弧, 高能量放电, 产生大量的 H<sub>2</sub> 和 C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> 以及相当数量的 C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> 和 CH<sub>4</sub><sup>[4]</sup>。涉及固体绝缘时, CO 显著增加, 纸和油可能被炭化。

三比值法: 三比值法是通过分析油浸式变压器故障后产生的甲烷、乙烷、乙烯、乙炔和氢气等 5 种特征气体含量的相互浓度和温度, 由 3 组溶解度和扩散系数相近的 2 种气体组合比值, 根据比值编码确定变压器故障类型<sup>[5]</sup>。根据三比值法其故障编码为 102, 故障类型为电弧放电。可能的故障部位: 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。

2013 年 1 月, 某电厂 2# 主变油色谱分析发现总烃和乙炔 (总烃: 597 μL/L、乙炔: 1.4 μL/L) 都超过了注意值。2013 年 5 月某日凌晨 2 点 #2 主变轻瓦斯动作, #2 机组停机。某电厂 2# 主变 2013 年 1 月和 2013

表4 2013年1月14日和2013年5月12日的色谱数据(μL/L)

取样日期	组分	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C1+C2
2013.1		114.9	213.7	325.1	56.5	1.4	142	735	596.7
2013.5.7 上午8点		532.3	1232.0	1851.1	402.0	9.8	12	115	3495.04
2013.5.9 上午8点		556.7	1275.8	1909.6	432.8	9.4	12	124	3627.69
2013.5.11 上午8点		930.9	1659.5	2419.4	481.6	16.2	16	158	4576.90
2013.5.12 凌晨3点		1088.6	1717.1	2859.1	563.9	42.7	34	167	5182.70
5.11至5.12 增量		157.7	57.6	439.7	82.3	26.5	18	9	606.1

年5月的色谱数据见表4。

返厂检修:铁芯拔片过程中发现,铁芯尖角有部分受损及明显过热痕迹:铁芯拔片后发现,铁芯表面有明显过热痕迹,离缝隙位置最为严重,过热严重部位都分布在芯柱和旁轭主磁通位置。A相低压线圈在第96饼位置从外向内熔断8根线,其中绝缘层炭化的根数已向内深度扩展。从返厂维修情况看,某电厂2#主变是高温过热故障和电弧放电故障并存,先有高温过热后有电弧放电,电弧放电持续时间很短<sup>[6]</sup>。

某电厂1#主变油色谱数据与某电厂2#主变油色谱数据对比,1#主变油中C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>含量明显比2#主变高。油中C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>含量高证明1#主变故障点放电电压比2#主变故障点的要高。高压绕组的特点是电压高电流小,已知2#主变电弧放电故障点在低压侧线圈,推测1#主变电弧放电故障点在高压侧线圈。1#主变油中总烃含量较高,说明放电能量较大,存在对地放电产生大电流。

### 3.2 故障点部位估计

对比2020年5月7日上、中、下部3个部位的色谱数据,油中所有气体呈现从下往上依次增加的现象,1#主变内部突然发生高能量的电弧放电造成固体绝缘材料碳化、损坏以及变压器油的大量裂解。电弧放电产气速度快,产气量大尤其是线圈匝间和层间短路故障。因这种故障发展速度快,往往故障产生的气体来不及溶解到油中就进入了气体继电器,引起瓦斯继电器动作,压力释放阀动作。结合特片气体法与三比值法分析判断,1#主变故障应是高压侧线圈匝间或层间短路,并对地放电。

### 4 主变返厂解体情况

2020年5月18日-5月19日在厂家进行吊芯检查,并拆除上夹件,拔出上铁轭,对线圈组解体进行检查。高压B相、C相器身表面未见明显异常,引线表面及箱

体内部有较多碳化物。高压A相器身表面有明显烧蚀痕迹,整个外屏屏破损、垮塌。高压A相绕组首端第二饼线有明显放电烧蚀痕迹,下端部9饼线有明显的变形、垮塌,高压A相绕组末端有放点。高压绕组内纸筒从中部到下部严重树枝状爬电及烧损。

### 5 结语

本文分析了某电厂500kV变压器高压侧绕组烧毁事故的两个主要原因:一是此类变压器电弧放电性故障是没有预兆的,油中气体含量是正常的,总烃不高,其中H<sub>2</sub>和C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>含量都很正常的不能做出提前的预防性判断。但当事故发生后我们应及时对事故油进行油中气体分析外,还应对事故油进行油全质分析,为后续的事故分析提供充分的依据。同时,对事故现场的油温、油位、现场变压器的异常情况进行拍照保存,不仅能准确地判断出故障部位,还能准确地分析出事故的原因。二是将两次类电弧放电事故进行对比,同为电弧放电类型,但由于故障点的不同,油中溶解气体分析的准确也体现了不同的价值,前者通过提供有效数据给出准确的事故原因分析,后者可以作为故障的预判,有效地防止事故发生。

### 参考文献:

- [1] 邵先进,周明,龚海峰.关于电网高次谐波对变压器设备的影响分析[J].科技创新导报,2018,15(04):89,93.
- [2] 操敦奎.变压器油色谱分析与故障诊断[M].北京:中国电力出版社,2010.
- [3] 同[2].
- [4] 汪红梅.电力用油[M].北京:化学工业出版社,2009.
- [5] 中国电力企业联合会.变压器油中溶解气体分析和判断导则:DL/T722-2014[S].北京:中国电力出版社,2015.
- [6] 喻勇丽,刘章进,李奇艳,等.一起500kV变压器高压绕组烧毁事故分析[J].水电站机电技术,2022,45(10):40-42.