

500 kV 变压器低压绕组引线过热及断股原因分析

刘 阳¹, 童 涛¹, 熊军辉¹, 万亚玲², 明新才³

(1. 国网江西省电力有限公司电力科学研究院, 江西 南昌 330096; 2. 国网江西省电力有限公司南昌供电分公司, 江西 南昌 330000; 3. 江西人民输变电有限公司, 江西 南昌 330052)

摘 要: 引线故障是电力变压器的常见故障。文中以一起 500 kV 变压器轻瓦斯动作为研究对象, 通过对油中溶解气体分析和直流电阻测试, 判断绕组引线部位存在故障点, 进一步检查发现低压绕组引线存在过热痕迹和断股现象。基于模拟试验进行分析, 得到故障原因为低压线圈下部出线与引线搭接部位紧固螺栓松动, 导致接触电阻增大, 在负荷电流作用下产生高温过热, 使得绝缘油不断裂解产气, 气体不断累积直至轻瓦斯告警, 同时不当的端子搭接方式进一步导致引线电流分配不均匀, 产生引线过热, 并在受力薄弱点发生断股现象。最后, 提出了避免此类故障再次发生的预防措施和建议, 对保障电力变压器的安全稳定运行具有重要意义。

关键词: 变压器; 油色谱分析; 引线过热; 引线断股

中图分类号: TM 855 **文献标志码:** A **文章编号:** 1006-348X(2025)06-0068-04

0 引言

电力变压器是电力系统中的重要设备, 一旦发生故障, 将会威胁到电力系统的稳定性和安全性^[1-2]。随着变压器的单机容量越来越大, 准确的故障分析和合理的故障预防措施越来越重要^[3-4]。引线是变压器绕组各引出端的连接导线, 主要起到连接和承受电流的作用^[5]。据统计, 引线故障可以占到变压器本体故障的 8.4%^[6]。由于装配制造和现场安装等原因, 引线可能发生过热和断股现象, 进而严重威胁变压器的安全运行^[7-9]。因此, 做好引线故障的原因分析, 找到引线故障的关键问题, 对于及时发现和预防类似隐患具有重要意义。

2022 年 3 月 4 日 2 时 9 分, 某 500 kV 变电站 1 号主变 C 相本体轻瓦斯动作告警, 信号无法复归。采用色谱分析和直流电阻测试, 判断故障点为低压绕组引线部位, 通过对故障点进行检查和模拟试验, 分析故障发生的原因和故障过程, 为变压器绕组引线故障预防和故障处理提供参考。

1 故障诊断

1.1 色谱分析诊断

3 月 4 日, 取 1 号主变 C 相本体下部油样及瓦斯气体开展色谱分析, 其结果如表 1 所示。其中, C₂H₂ 含量 14.4 μL/L、H₂ 含量 6 256 μL/L、总烃含量 14 075.4 μL/L, 远超 Q/GDW 1168—2013《输变电设备状态检修试验规程》要求的“C₂H₂≤1 μL/L(注意值)、H₂≤150 μL/L(注意值)、总烃≤150 μL/L(注意值)”^[10]。根据 DL/T 722—2014《变压器油中溶解气体分析和判断导则》^[11]对气体含量进行分析, 可以得出以下结论:

- 1) 总烃含量高, 且三比值(编码 000)靠近三比值法判断极限, 因此采用大卫三角形法^[12]进行判断, 如图 1 所示。故障类型为 T3, 即高温过热(>700 °C), 同时气体中含有 C₂H₂, 表明故障点温度超过 1000 °C。
- 2) 瓦斯气体理论值与油中溶解气体实测值近似相等, 可以认为气体是在平衡条件下释放出来的, 说明变压器存在持续时间较长、缓慢产气的潜伏性故障。
- 3) CO、CO₂ 含量不高, 且与上次试验数据比较无

收稿日期: 2025-07-22

作者简介: 刘阳(1999), 男, 硕士, 工程师, 研究方向为变电设备运维与检修技术。

明显增长,说明主要是油过热故障。

表1 绝缘油及瓦斯气体色谱分析

样品名称	组分含量							总烃
	H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	
本体油色谱	6 256	377	2 861	1 727	5 353	6 981	14.4	14 075.4
瓦斯气体	28 6751	3 474	1 694	3 812	3 879	3 026	15.4	10 732.4
瓦斯气体理论值	17 205	417	1 558	1 487	8 922	4 418	15.7	14 842.7

μL/L

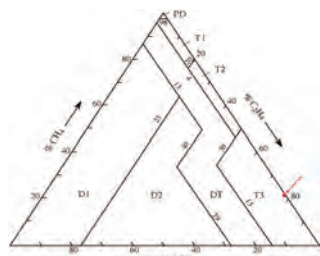


图1 大卫三角形法诊断

1.2 电气试验诊断

3月4日,现场开展1号主变C相诊断性试验,项目包括绕组连同套管的绝缘电阻、绕组连同套管的介损及电容量、变比、直流电阻、铁芯及夹件绝缘电阻、低电压短路阻抗、低电压空载试验、套管介损及电容量。其中低压绕组直流电阻不满足标准要求,具体如下:

低压绕组直流电阻测试值为9.87 mΩ(24℃),折算至75℃值为11.87 mΩ,初值为10.81 mΩ,得到初值差为+9.53%,超过Q/GDW 1168—2013《输变电设备状态检修试验规程》要求的“初值差不超过±2%”。可以判断,低压绕组存在故障,结合油中溶解气体分析结果判断C相低压绕组存在高温过热。

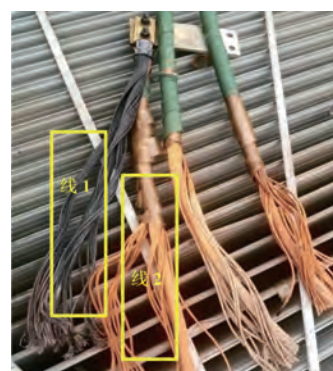
1.3 解体检查诊断

对1号主变C相在现场进行解体检查,重点对线圈引线及接头进行了检查,解体检查情况如下:

1) 低压绕组下部出线接头烧熔,线圈侧螺栓存在退丝,且螺母与螺杆处于烧熔状态,无法拧开,但螺杆可晃动。线圈侧出线为2根自粘导线并联,两根出线靠接头处20 cm内均呈现过热痕迹,无断股现象。套管侧引线为2根多股铜线并联,每根共37小股,其中线1烧断18股,整根铜线内外过热变黑;线2烧断33股,靠接头处过热变黑约46 cm,其余部位色泽正常,如图2所示。



a) 靠近接头部位



b) 靠近套管部位

图2 下部接头套管侧引线

2) 测量低压绕组下部接头紧固螺栓的长度,发现低压绕组下部接头线圈侧螺栓的螺杆长度为45 mm,其余螺杆长度均为50 mm。

3) 低压绕组下部接头线圈侧出线与套管侧引线接头采用交错搭接方式,如图3(a)所示。查阅工厂设计图纸,接头处为“一侧在内,一侧在外”的内外搭接方式,如图3(b)所示。低压出线端子未按设计图纸要求的方式进行搭接,实际采用的是交错搭接方式。

结合试验和解体情况,判断故障原因为螺栓松动导致的局部过热。

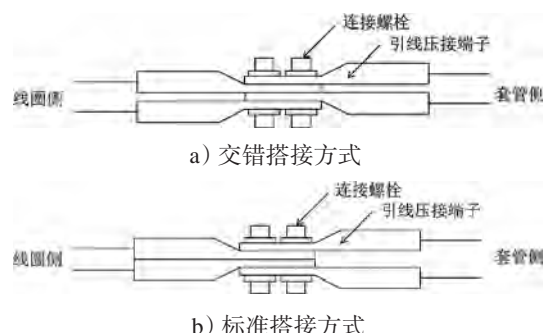


图3 出线端子搭接方式

2 模拟试验分析

为进一步分析变压器搭接端子和引线过热原因,开展故障模拟试验。试验项目包括:端子压接及拉伸测试、直流电阻测试、引线及端子通流试验。

2.1 端子压接及拉伸测试

采用1号主变相同工艺对新端子进行压接,压接后端子压痕清晰,铜绞线无断股现象。对新压接端子进行拉脱测试,端子的拉脱应力为27.4 kN,大于规范值5.2 kN。这表明端子压接不会导致端子根部铜绞

线断股,且压接后铜绞线的机械强度满足要求。

2.2 直流电阻测试

对新压接的端子按照1号主变相同搭接方式(交错搭接)后,测量其在不同力矩下紧固螺栓的直流电阻,并与1号主变C相低压绕组下部出线端子进行比较,结果如表2所示。

由表2可知,新压接端子的直流电阻很低,即使在手拧紧时,直流电阻也能达到0.015 mΩ,且当紧固力矩达到20 N·m及以上时,端子直流电阻保持不变,新压接端子的直流电阻相对于低压绕组直流电阻(10.81 mΩ)可忽略不计,难以通过绕组直流电阻测试发现。故障端子的直流电阻较大,能够反映在变压器的绕组直流电阻测试中。

表2 不同力矩下的端子直流电阻

端子	力矩			
	手拧紧	20 N·m	40 N·m	60 N·m
新压接端子	0.015	0.007	0.007	0.007
故障端子	19.36	0.86		

2.3 引线及端子通流试验

开展引线及端子通流试验,模拟实际工况下的电流分配,分析通过电流的影响因素。试验接线图如图4所示,其中引线A、B的长度为2 m,截面和压接端子均与1号主变一致,施加电流为800 A。

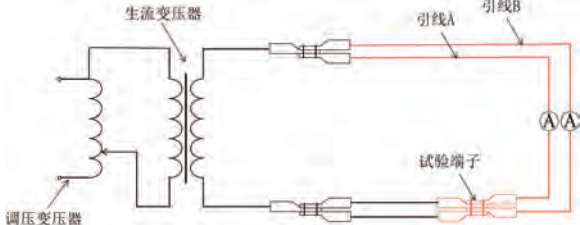


图4 通流试验接线图

2.3.1 端子搭接方式和紧固力矩的影响

测量端子分别采用交错搭接方式和标准搭接方式进行搭接,对引线A、B在不同紧固力矩作用下的电流分配进行试验,结果如表3所示。

表3 紧固力矩与搭接方式对电流分配的影响

连接方式	紧固力矩	总电流/A	引线A电流/A	引线B电流/A	偏差/%
交错搭接	手拧紧	800	369	432	17.1
	20 N·m	802	397	396	0.3
	40 N·m	808	399	402	0.8
	60 N·m	803	396	399	0.8
标准搭接	手拧紧	800	392	399	1.8

由表3可知,当采用交错搭接方式时,用手拧紧时两根引线电流分配不均,其中接头位于搭接部位内部的引线(引线B)分流比另一根引线大17.1%,当力矩达到20 N·m及以上时,两根引线电流分配一致。

此外,采用标准搭接方式时,在手拧紧的情况下,两根引线电流分配较为均衡。

2.3.2 引线断股数量的影响

引线A保持不变,将引线B分别切成5~20股长度为16.4 cm的铜线(共37股),搭接端子的紧固力矩为60 N·m,测量直流电阻及两根引线的电流分配,如表4所示。

表4 引线断股数量对电流分配的影响

引线B断股数量	总电流/A	引线A		引线B		偏差/%
		电阻/mΩ	电流/A	电阻/mΩ	电流/A	
5	793	0.1170	401	0.1177	385	4.15
10	800		403	0.1218	388	3.87
15	802		405	0.1248	387	4.65
20	800		404	0.1306	388	4.12

由表4可知,引线存在断股时,其直流电阻变化不大,两根引线的电流分配差异在5%以内。这是由于引线股间无绝缘,仅在断股处等效截面变小,不会引起电阻显著增大。

2.3.3 引线及端子过热情况模拟

在端子搭接面内置碳黑纸且仅用手拧紧,模拟端子螺栓松动且端子搭接面存在碳化物,观察端子发热情况。试验结果表明,端子温度上升很快,大约2 min以后,碳黑纸冒烟、垫圈、螺栓发热变红,端子镀锡层有轻微受损,靠近接头处引线过热变色,引线及端子的温度变化如图5所示。

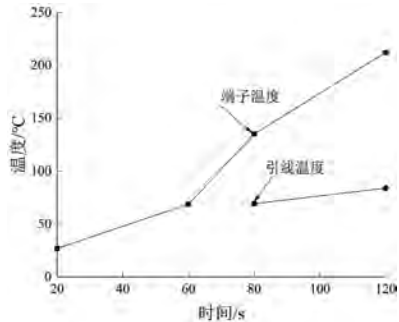


图5 引线及端子温度变化

由图5可知,端子温度迅速升高,引线温度随之升高,但远低于端子温度,说明引线温度上升是由于端子热量传递导致。

3 故障原因理论分析

3.1 轻瓦斯告警原因分析

本次故障的原因为低压绕组下部出线与引线搭接部位紧固螺栓松动,导致接触电阻增大,在负荷电流作用下产生高温过热。过热导致绝缘油不断裂解

产气,气体累积直至轻瓦斯告警。

3.2 螺栓松动原因分析

现场检查发现,1号主变C相低压绕组下部引线端子线圈侧螺栓比其它螺栓短5 mm,C相引线绝缘夹持件固定螺栓脱落,A、B相引线绝缘夹持件固定螺栓松动,表明1号主变的装配工艺管控存在薄弱环节。查阅器身装配检验表,发现该端子螺栓紧固为入职不到1年的新员工操作,怀疑该员工在紧固端子时未使用力矩扳手进行紧固,导致螺栓紧固力矩未达到规定值60 N·m。模拟试验发现,搭接端子采用手拧紧方式的直阻为0.015 mΩ,力矩达到20 N·m及以上时,搭接端子直阻为0.007 mΩ,均远低于线圈的直阻10.81 mΩ,出厂、交接和例行试验直阻测试无法发现该缺陷。

由于螺栓紧固力矩不到位,在长期运行的振动作用下逐渐松动,直至达到临界值,搭接端子的接触电阻突增,严重发热导致端子烧蚀严重。

3.3 引线过热及断股原因分析

设计图纸及工艺管控文件均要求采用“一侧布置在外,一侧布置在内”的搭接方式,而1号主变实际采用交错搭接方式。针对不同的搭接方式,建立电流分配简化模型,如图6所示。当线圈侧电流为 I ,引线侧电阻均为 R_1 ,端子间接触电阻均为 R_2 时,对于交错搭接方式,两根引线上的电流分别为:

$$I_1 = (1 - \frac{R_2}{2R_1 + 2R_2})I \quad (1)$$

$$I_2 = (1 + \frac{R_2}{2R_1 + 2R_2})I \quad (2)$$

当螺栓松动引起接触电阻增大时,会导致两根引线电流分配不均匀,即其中一根引线会流过较大电流,这就是下部两根引线其中一根整体烧黑,而另一根只有靠近接头部位烧黑的原因;而采用标准搭接方式,两根引线上的电流均为 I ,则可避免该问题。

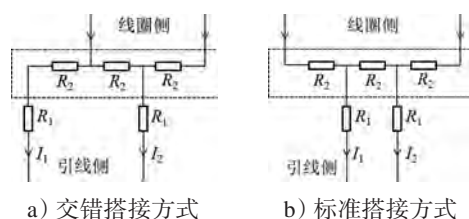


图6 不同搭接方式下的电流分配模型

压接端子连接部位过热并传递至引线,导致靠近该部位铜线机械性能丧失,引线由于制作时位置差异

导致的受力和运行中振动,发生断股。

4 结语

1) 故障原因为紧固螺栓松动导致端子接触电阻增大,在电流作用下产生高温过热,并不断分解气体,导致轻瓦斯动作,热量传递和引线电流分配不均进一步导致引线过热,并在薄弱点发生断股。

2) 针对此次故障处理过程中发现的问题,提出预防措施和建议。厂家在引线装配时,应严格按标准工艺进行,并使用力矩扳手进行螺栓紧固。

参考文献:

- [1] 张立静,盛戈峰,倪子瞻,等.油浸式电力变压器匝间故障早期的电热特性研究[J].中国电机工程学报,2023,43(15): 6124-6136.
- [2] 郝艳,咸日常,胡玉耀,等.干式变压器绕组匝间短路故障的电磁特征及电动力分析[J].水电能源科学,2023,41(08):214-218.
- [3] 栗磊,王子欣,梁亚波,等.一种新的基于模糊贴适度及逆向云组合权重的电力变压器状态评估方法[J].水电能源科学,2022,40(10):217-220.
- [4] 范慧芳,咸日常,咸日明,等.改进蜂群算法在大型电力变压器故障诊断中的应用[J].水电能源科学,2021,39(09):197-200.
- [5] 苏钟焕,朱志勇,阴祖强,等.变压器三类典型引线的温升计算方法及其求解精度分析[J].变压器,2020,57(03):6-10.
- [6] 陈玉国,陈相如,张继兰,等.大型电力变压器的引线故障与预防分析[J].电工电气,2020(02):68-70.
- [7] 朱文兵,辜超,朱孟兆,等.空式有载分接开关引线绝缘故障分析[J].变压器,2019,56(11):79-82.
- [8] 耿林选,尹中党,王永刚,等.高压跌落式熔断器故障及引线烧断原因分析[J].高电压技术,2007(03):182-183.
- [9] 丛冰杰,张喜乐,王建民,等.一起220 kV变压器低压引线击穿放电故障的诊断与分析[J].变压器,2016,53(12):65-67.
- [10] 国家电网公司.输变电设备状态检修试验规程:Q/GDW 1168—2013[S].北京:中国电力出版社,2013.
- [11] 国家能源局.变压器油中溶解气体分析和判断导则:DL/T 722—2014[S].北京:中国电力出版社,2014.
- [12] DUVAL M, LAMARRE L. The new Duval Pentagons available for DGA diagnosis in transformers filled with mineral and ester oils[C]//2017 IEEE Electrical Insulation Conference. Baltimore, USA: IEEE, 2017.