

220 kV 400 MVA 变压器总烃及乙炔超标分析处理

倪 彪,朱青国

(浙江东南发电股份公司,浙江 杭州 310006)

摘 要:叙述了对台州发电厂 8 号 220 kV、400 MVA 主变油总烃及乙炔超标现象的分析,详细介绍了放油检查、吊罩检查和缺陷处理的情况。运用排除法查找故障原因,分析为过热所致,另外工艺螺钉也发现问题,认为排除法可以为今后老旧主变运行中类似问题的处理提供借鉴。

关键词:主变压器;绝缘油色谱分析;缺陷处理

作者简介:倪 彪(1963-),男,高级工程师,硕士,从事电气工程研究。

中图分类号: TM855 **文献标识码:** B **文章编号:** 1001-9529(2006)10-0085-03

Analysis and treatment of over-standard amount of overall hydrocarbon and acetylene for 220 kV 400 MVA transformers

N I B iao, Z H U Q i n g - g u o

(Zhejiang Southeast Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 310006, China)

Abstract: The general situation of the over-standard overall hydrocarbon and acetylene of the 220 kV 400 MVA transformer in Taizhou Power Plant is analyzed, and the treatment process of oil draining, cover lifting, checking, and fault handling are presented in detail. The exclusion method was adopted to find out the fault causes, which provides reference treatment for similar problems of transformer operation.

Key words: main transformer; oil chromatographic analysis; fault treatment

浙江东南发电股份公司台州发电厂 8 号主变型号: SFP8-400000/220, 额定容量 400 MVA, 冷却方式为强迫油循环风冷, 保定变器厂制造, 于 1997 年 9 月投运。

2003 年 3 月 31 日 8 号主变预试时, 测得高压侧 C 相套管介损超标, 和套管油色谱、微水试验, 发现 C 相套管乙炔含量为 139.5 $\mu\text{L/L}$, 大大超过正常注意值, 立刻着手套管更换, 新套管更换前后高试、化学试验结果均合格, 主变放油前后本体介损、泄漏电流、油耐压等试验结果均合格, 2003 年 4 月 7 日更换高压侧 C 相套管后 8 号主变油色谱测试合格, 总烃为 2.3 $\mu\text{L/L}$ 。但在 2003 年 6 月 27 日 8 号主变油色谱异常, 总烃达 170.6 $\mu\text{L/L}$, 超过注意值 150 $\mu\text{L/L}$, 引起厂部及相关部门重视, 由于当时浙江缺电严重又是迎峰度夏期间, 机组不可能停运, 只好进行色谱跟踪分析。

1 初步检查及分析

1.1 初步检查

(1) 在 2003 年 6 月 27 日夜间接利用红外线成

像仪对主变高压套管、高低压侧升高座及冷却器潜油泵等处进行测温, 未发现异常情况。

(2) 通知运行部门尽量降低 8 号机组无功功率, 观察其对主变总烃的影响, 同时每小时对主变的顶层油温、线圈温度、环境温度以及机组有功、无功出力进行记录。

(3) 主变铁芯接地引线在变压器顶部, 用钳形电流表测量铁芯接地电流时干扰较大, 读数不稳定, 2003 年 7 月 2 日, 脱开主变铁芯接地线, 串接一块 mA 表在其接回路中, 测得铁芯接地电流为 5 mA 正常。

(4) 运行中 1 号油流继电器指示不稳定, 2003 年 7 月 2 日更换 1 号潜油泵, 启动后油泵及油流继电器工作正常。

(5) 为确认潜油泵是否正常, 自 7 月 2 日开始同时运行的 5 组潜油泵分别停运, 保持 4 组运行, 总烃上升趋势不变, 潜油泵无问题。

1.2 检查结果分析

通过逐步排除法和一个多月对色谱跟踪数据的气体组成成分计算分析, 故障性质未发生变化,

初步判断为过热性 300 ~ 700 故障,过热具体部位尚无法确定。同时与浙江省中试所及制造厂天威保变电气有限公司保持联系,及时进行数据信息沟通,经分析认为:

(1) 8号主变油中总烃超过注意值的原因,是变压器内由漏磁场引起的环流,而且首要考虑排除高压套管穿缆碰铜管,因为同类变压器有先例。

(2) 环流引起的烃类气体,产气现象有迟后性和间歇性的特点,变压器在连续运行中,烃类气体仍可能增加,但不会引起突发性的事故。在运行中跟踪分析待原因进一步明朗化,并有停机检修机会时再行处理。

(3) 间歇性产气是漏磁回路故障的明显特征。这种故障的进一步发展可能产生乙炔。此时金属出现局部熔蚀的迹象,产气量反而可能回落,甚至相对稳定。

(4) 总烃逾 1 000 $\mu\text{L/L}$,乙炔逾 10 $\mu\text{L/L}$,而主变照常运行的经验已有多例。因此建议 8号主变继续跟踪分析,监视运行。待有停机机会时,再商定处理方案因为过热性故障很难查找。

2 放油检查及分析处理

8号主变油总烃超标,通过上述初步检查和分析认为主要是由于主变的过热性缺陷引发,于是趁机组小修对主变进行放油检查处理,以消除主变的过热性缺陷。

(1) 主变放油检查及处理

2003年 11月 1日,停机前主变油总烃达 283 $\mu\text{L/L}$,主变停役后进行放油前电气试验(包括油介损),试验结束后放空变压器油,放油的同时充入氮气,并派专人值班监视氮气压力。第 2天,吊出高压侧 3只套管,将 3根高压引线拆除,检查引线时发现引线有散股现象。其中 C相引线屏蔽套上出口处,引线及屏蔽铜套有接触,且有 2根铜线卡断,其中 1根铜线局部变色比较明显,但整根引线无放电痕迹,外包的白布带只有一层且未缠紧,铜线裸露较多。此外引线及线圈引出处连接部分接触良好,高压套管检查无异常。

对于处理前有疑问的低压侧引线连接处发热情况,仔细地进行了检查,低压侧套管与低压连线接触面未见异常。进入本体检查,分接开关 B、C 两相触头接触无异常(A相无法到达)其它可见

部位均无异常。拆开低压侧接线,测量低压侧引线夹相间绝缘电阻及介损损耗,试验合格。

检查处理完毕后装复高压套管,恢复低压侧接线,变压器本体开始抽真空,真空度一直维持在 100 Pa以下,极限真空度在 20 Pa左右,保持 24 h后真空注油。注油前对变压器油进行了油耐压、色谱微水、油介损等试验,各项试验合格后注入本体。

11月 5日做注油后电气试验,试验合格。注油后静置 48 h主变投入运行。

(2) 主变投运后油色谱情况

8号主变复役后的,取样分析基本上每 2天一次,总烃数据一直处于上升趋势中,11月 21日后的总烃增长较快且近阶段有加速迹象。处理后的 41天时间里绝对产气速率为 4.6 mL/h ,放油处理前的 127天内绝对产气速率为 1.5 mL/h 。说明处理后产气速率远高于处理前,估计与残气释放有关。用三比值法判断:从 11月 26日开始,三比值编码为:022,系高于 700 高温过热故障。处理前编码基本介于 021和 022。

变压器油微水含量投运前为 5.9 mg/L ,12月 2日为 5.9 mg/L 。结合色谱中氢气含量,放油前后本体绝缘电阻及介损测试结果,可以排除设备进水受潮的可能性。

通过三比值编码法可以初步判断主变属过热性故障,与处理前故障性质一致。三比值计算和电气试验及现场引出接线接头处的检查,可以排除分接开关、导电回路螺丝连接等部位接触不良的可能性,倾向于磁路存在问题。同时铁芯绝缘电阻值较高,也可以排除铁芯稳定性多点接地的可能。从目前看主变 CO_2 与 CO 增长速度远小于总烃及其各组分, H_2 、 C_2H_6 含量相对不高,目前过热情况尚未涉及到固体绝缘。

(3) 换油后总烃上升过快原因分析

通过前一阶段色谱跟踪,对色谱数据进行分析比较,过热性缺陷在本次处理中未得到消除,说明缺陷继续存在,而已处理的穿缆碰铜管可能并非问题的关键所在。如果故障点未消除,故障点与残留气体共同作用,总烃上升过快是难免的。

长期的运行情况和经过这次消缺检修,更可以相信故障点不在绕组和导电回路中,而更可能在铁心构件存在局部过热,而且产气的动态有间歇性。因此采取如下措施:该变压器可照常运行,不必采取限负载措施;色谱跟踪分析周期延长为

7~10天 1次;待故障进一步暴露,在有大修机会时,吊罩处理。

3 吊罩检查处理及分析

由于 2003年下半年以来用电紧张,该主变一直在总烃超标情况下运行,但在 2004年 9月后出现油色谱中乙炔含量达 $7.9 \mu\text{L/L}$,引起了高度重视,分析会议认为:通过色谱数据可以判断目前变压器内部暂无放电故障,没有必要马上停机,下阶段应加强运行监护,油色谱、微水还需继续跟踪。

8号机组于 2005年 1月 6日中班停机中修,停机前总烃为 $141.6 \mu\text{L/L}$ 。1月 7日吊罩前试验,试验与上次数据相近,结果合格。1月 8日拆油管,9日吊出高压侧套管后检查穿缆外包白布套无异常,无铜缆外露现象,无碰铜管的现象及烧伤痕迹,各连接点无发热变色等现象。

1月 11日吊罩后检查发现:高压侧 C相上下铁轭拉板工艺螺钉、高压侧旁轭拉板上部工艺螺钉(A相侧)、低压侧旁轭拉板下工艺螺钉(上四牙有缺损)均有部分变色为红褐色,其本色应为黑色,分析为过热所致。全部工艺螺钉拆下后,将铁轭夹板与其接触面上浅蓝色油漆刮掉,将其中 11只螺钉更换为铜螺钉。高压侧 A相数第一条磁屏蔽绝缘电阻为 0.03 M ,拆下后发现其纸垫一处被焊疤磨破,现场加纸垫后绝缘电阻用 1000 V 兆欧表测量在 1000 M 以上,其余磁屏蔽用 500 V 的兆欧表检查均正常,磁屏蔽条之间无发黑积炭的过热现象。本体油箱内壁及内部油管、夹件表面有黑色污渍,分析为铁芯上黑色绝缘漆

脱落所致。低压侧接线排及螺丝等无发热、变色现象;高压侧 C相分接开关转动机构生锈,现场加油后转动略有卡涩;高压侧分接开关动静触头接触良好,无过热现象;分接引线与分接开关静触头的焊接良好,无过热现象;铁芯接地线外包绝缘层无损伤及过热现象,用 5000 V 的兆欧表检查铁芯对地绝缘电阻为 7000 M ,无放电声;夹件与拉板的螺钉无松动;拉带绝缘电阻均正常;围屏及扎带无破损;低压引线支架绝缘电阻各相间及地均为 30000 M 。罩扣回后,抽真空至 30 Pa ,保持 9 h 后,氮气破真空。主变经处理投运至今运行情况良好,总烃正常,无乙炔。

4 结论

通过台电 8号主变总烃及乙炔超标分析处理可以得出以下有益的启示:

(1) 偶然性与必然性的结合,由于主变运行已达 6 a ,刚又进行了高压侧 C相套管介损超标更换,起初怀疑是更换套管引发,后采取排除法一一排除,又调用了历史上数据和国内主变运行中发现的情况进行分析对照,认为是过热性故障可以运行。

乙炔升高的原因在机组中修吊罩处理时,发现是工艺螺钉有问题,全部工艺螺钉拆下后,将铁轭夹板与其接触面上浅蓝色油漆刮掉,将其中 11只螺钉更换为铜螺钉,运行正常,给今后出现类似问题的处理积累了经验。

(2) 采用排除法处理的老归变压器中较多的总烃超标问题提供了有益的启示。

收稿日期:2006-08-24

电力简讯

华能“绿色煤电”项目示范工程关键技术验收

中国华能集团公司华能“绿色煤电”项目示范工程的“ 250 MW IGCC工艺系统设计和“ 2000 t/d 两段式干煤粉气化炉工艺设计包(PDP)两项“绿色煤电”关键技术通过评审,可应用于“绿色煤电”第一阶段工程设计。

“ 250 MW IGCC工艺系统设计”针对目前世界上只有欧、美少数发达国家掌握的同类型的 IGCC汽化炉的设计技术,提出了系统配置方案及相关开发设计软件。该系统中提出的 IGCC工艺系统原则配置方案可行、工艺流程合理,可作为“绿色煤电”项目第一阶段示范工程的设备选型、招标和工程设计的依据。华能可以通过运用该系统,自主设计出具有世界先进水平的 250 MW 级 IGCC电站系统。

煤气化技术是整体煤气化联合循环(IGCC)发电、煤化工、煤制油(煤液化)中的核心技术。干煤粉加压氧气气化技术代表着煤气化技术发展的一个主流方向。华能集团“绿色煤电”项目将采用西安热工院开发的具有自主知识产权的“两段式干煤粉气化工艺”,该工艺主要包括供料、气化和净化三个系统。与会专家认为:“ 2000 t/d 气化炉工艺设计包”技术来源可靠,具有自主知识产权,应用于 IGCC电站气化岛的设计是可行的;气化工艺流程合理、系统设置基本完整;工艺包深度达到了基础设计的要求,建议在此基础上开始工程设计工作。

(林森 供稿)