

大型油浸式电力变压器 C_2H_2 含量的探讨

俞纪维¹ 陈剑青² 沈志华³ 董纲⁴

- (1. 中广核工程有限公司, 广东 深圳 518124;
2. 中国水利水电第十六工程局有限公司, 福州 350003;
3. 上海发电设备成套设计研究院, 上海 200240;
4. 保定天威保变电气股份有限公司, 河北 保定 071056)

摘要 本文结合某电厂变压器油中 C_2H_2 含量不同及变化的若干案例, 对大型油浸式电力变压器乙炔含量做些探讨, 阐述了油中溶解气体色谱分析 (DGA) 的应用问题并探讨其优化, 对真空滤油这一处理措施提出若干建议。

关键词: 油浸式电力变压器; C_2H_2 含量; 油中溶解气体色谱分析 (DGA); 真空滤油

Research on C_2H_2 Content for Large Oil-Immersed Power Transformers

Yu Jiwei¹ Chen Jianqing² Shen Zhihua³ Dong Gang⁴

- (1. China Nuclear Power Engineering Co., Ltd, Shenzhen, Guangdong 518124;
2. Sinohydro Bureau 16 Co., Ltd, Fuzhou 350003;
3. Shanghai Power Equipment Research Institute, Shanghai 200240;
4. Baoding Tianwei Electrical Inc., Baoding, Hebei 071056)

Abstract With the cases of acetylene content variety in transformer oil in a power plant, this paper made some research on acetylene content for large oil-immersed power transformers, elaborated the application problems of Dissolved Gas-in-Oil Analysis (DGA) and discussed its optimization method, offered some suggestions for the treatment measures of vacuum oil purification.

Keywords: oil-immersed power transformer; acetylene content; Dissolved Gas-in-Oil Analysis (DGA); vacuum oil purification

电力变压器是发电厂和变电所的主要设备之一, 而大型电厂的主变和高压厂变通常采用油浸式电力变压器, 由于其处于电能输送关键路线上, 其运行可靠与否也就密切关系到电厂运行的经济性。 C_2H_2 是判断变压器内部某些放电性故障最具价值的特征气体, 其在变压器油中的含量事关变压器的安全运行, 而 C_2H_2 气体一旦产生, 分析其产生原因和处理故障的周期较长、困难较大。近几年来, 已发生多起由于变压器油中含 C_2H_2 导致的重大质量事件, 对电厂及电网均造成重大影响。本文结合某电厂变压器油中 C_2H_2 含量不同及变化的若干案例, 对大型油浸式电力变压器 C_2H_2 含量做些探讨, 阐述了油中溶解气体色谱分析 (DGA) 的应用问题并探讨其优化, 对真空滤油这一处理措施提出若干建议。

1 油中 C_2H_2

C_2H_2 是判断变压器内部某些放电性故障最具价值的特征气体。这是因为, 变压器绝缘油在正常情况下很少会分解产生 C_2H_2 气体, 绝缘油发生高温 ($800^\circ\text{C} \sim 1000^\circ\text{C}$) 热解才产出 C_2H_2 , 当温度降低时, 热解反应迅速被抑制, 低于 800°C 时, 只产生少量 C_2H_2 ; 而过热通常由于变压器内局部放电造成, 高能量放电 (如短路造成的闪络、沿面放电或电弧) 产生较多 C_2H_2 , 低能量放电 (如火花放电或电弧) 产生少量 C_2H_2 。

1.1 油中 C_2H_2 对变压器运行的影响

油中 C_2H_2 , 在一般情况下, 不会影响变压器的安全运行。 C_2H_2 气体与其他特征气体对变压器安全

运行的影响与空气相同，主要表现为油中含气量过高时对油的电气性能会有一定影响。但无论是由何种原因引起，一旦变压器油中出现了 C_2H_2 或气体浓度超标时，还是需要特别注意，应提前将其作为一种缺陷看待，开始分析查找 C_2H_2 产生的原因。

1.2 油中 C_2H_2 含量要求与注意值

DL/T 722—2000《变压器油中溶解气体分析和判断导则》(以下简称《导则》)给出了相应的含量要求与注意值标准。在变压器投运前，要求 C_2H_2 含量为 $0\mu L/L$ ；运行中变压器 C_2H_2 含量注意值分别为 $1\mu L/L$ (330kV 及以上)和 $5\mu L/L$ (220kV 及以下)。

不过，大量事实证明，大多数变压器的油中 C_2H_2 含量超过注意值后仍可继续运行，可以等待直到有停电窗口时再进行处理；而少数变压器的油中 C_2H_2 含量在远小于注意值时却必须尽快停电排除故障。也正因为如此，对运行中变压器油中 C_2H_2 含量，不应在达到《导则》规定注意值时才追踪分析，而

应当于发现气体浓度高于出厂和投运前的限值时就给予重视并查明原因。

2 DGA 与三比值法

变压器油中溶解气体色谱分析(以下简称 DGA),是诊断油浸式变压器内部故障的较为有效方法之一。

DGA 检测的对象是特征气体氢气 (H_2)、甲烷 (CH_4)、乙烷 (C_2H_6)、乙烯 (C_2H_4)、乙炔 (C_2H_2)、一氧化碳 (CO) 和二氧化碳 (CO_2)，其中 4 种烃类气体 (CH_4 、 C_2H_6 、 C_2H_4 、 C_2H_2) 含量的总和称为总烃。这些特征气体的组成和含量与变压器内部故障的类型及故障严重程度密切相关，取油样进行色谱分析时不需要停电。

一旦油色谱分析异常，可正确利用特征气体组分来判断故障，而三比值法是判断故障类型的主要方法，可参考图 1 展开故障分析判断和设备检查。

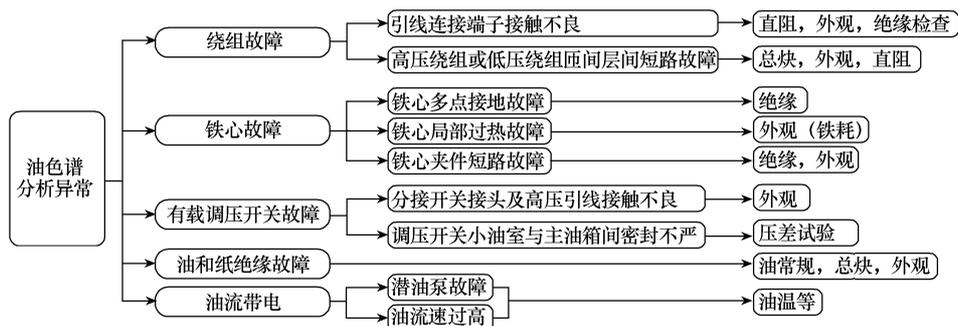


图 1 油色谱分析异常

但利用三比值法，只有当根据气体各组分含量的注意值或气体增长率的注意值有理由判断设备可能存在故障时，气体比值才是有效的，并应予计算。而若气体含量正常，且无增长趋势的设备，比值则没有意义。现就具体案例进行介绍阐述。

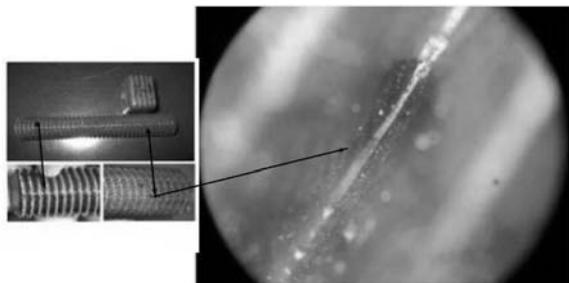
3 案例描述

国内某电厂共 4 台百万千瓦机组，每台机组配 1 台主变和 2 台高压厂变，且为大型油浸式电力变压器。其中，主变容量 $3 \times 400MV \cdot A$ ，由 3 台(主变 A、主变 B、主变 C)型号为 DFP-400000/500TH 的单相变压器组成。厂变容量 $68MV \cdot A$ ，型号为 SFFZ-68000/20TH，2 台高压厂变(厂变 A、厂变 B)并联运行，接于主变低压侧。该电厂 1 号主变 C(出厂序号：20107S03)、1 号厂变 A(出厂序号：20106S01)、4 号厂变 B(出厂序号：H201310S33)、

4 号主变 A(出厂序号：H201310S07)的变压器油中都曾检测出过 C_2H_2 ，具体情况描述如下：

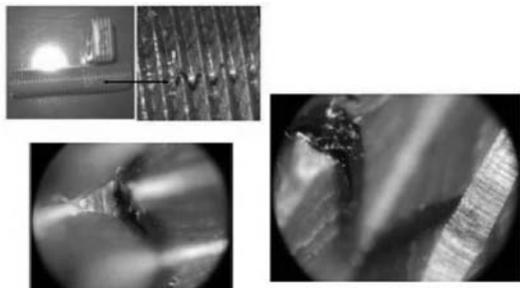
1) 2012 年 2 月 16 日，该电厂 1 号主变 C(出厂序号：20107S03)在调试运行期间油样检测出 $0.5 \sim 0.7\mu L/L$ 的 C_2H_2 ，其他气体组分无异常，后经滤油合格及对主变 C 重新进行局部放电试验，未发现变压器内部存在局部放电故障。3 月 28 日 1 号主变 5 次冲击合闸试验完成，并于 4 月 14 日进入连续运行阶段。5 月 1 日 1 号机主变 7 次油样结果显示，主变 C 相 C_2H_2 含量由 $0.1\mu L/L$ 逐渐变化至 $0.5\mu L/L$ ，并随投运时间增长呈逐渐上升趋势。6 月 14 日 1 号主变 C 相 C_2H_2 含量高达 $0.9\mu L/L$ ，尽管未超注意值标准 ($1\mu L/L$)，其他气体组分也无异常，其持续增长的 C_2H_2 量还是引起特别关注，经过综合分析判断，该相主变内部存在放电现象。通过现场超声波定位，放电位置确定在高压出线地侧静电环处(如

图 2、图 3 所示)。



#2螺杆菌右侧黑点放大后可以看到电灼伤痕迹

图 2 静电环#2螺杆菌存放电痕迹



#5螺杆菌右侧黑点放大后可以看到电灼伤痕迹

图 3 静电环#5螺杆菌存放电痕迹

现场随后安排完成高压静电环更换。2012年7月13日,更换试验合格后1号主变重新投入运行。但直到2012年8月15日(即经过一个月的运行),1号主变C相运行还是产生 $0.45\mu\text{L/L}$ 的 C_2H_2 (其内部放电现象已消除),且 C_2H_2 含量存在增长趋势。为保证安全运行,现场将1号主变C相与主变备用相(出厂序号:20107S04)进行替换。

2)2013年2月11日,该电厂定期取油样分析,发现1号厂变A(出厂序号:20106S01)油样中含有 0.24×10^{-6} 的 C_2H_2 。2月15日、2月20日再次对厂变A取样时,都未检出 C_2H_2 。3月7日1号机组功率升至100%Sn后(厂变功率没多大变化),取油样分析又发现厂变A含 0.25×10^{-6} 的 C_2H_2 。3月8日对厂变A再次取油样化验,又未见 C_2H_2 。

现场无法查证 C_2H_2 产生的原因,而其他特征气体没有明显变化。现场根据制造厂意见,采取继续监测方式予以跟踪。

3)2014年9月26日,该电厂4号厂变B(出厂序号:H201310S33)进行过耐压试验。2014年12月10日,电厂取油样分别送外部电科院、内部实验室进行化验,结果检测出含 $0.15\mu\text{L/L}$ 的 C_2H_2 ,根据制造厂意见,2014年12月20日,4号厂变B再次进行耐压试验,静置24h后取油样再分别送外部电科院、内部实验室进行化验,结果无变化(含

$0.15\mu\text{L/L}$ 的 C_2H_2)。

现场采取重复滤油方式处理及耐压前后油色谱分析对比,处理后的厂变B变压器油未再检出 C_2H_2 。

4)2014年12月9日,该电厂4号主变A(出厂序号:H201310S07)局放试验后,取油样分别送外部电科院、内部实验室化验。2014年12月11日,电科院检验 C_2H_2 含量为0,2014年12月12日,实验室检验 C_2H_2 为 $0.08\mu\text{L/L}$,2014年12月13日,实验室检验 C_2H_2 为 $0.06\mu\text{L/L}$ 。根据制造厂答复意见,再次取油样送电科院进行化验,2014年12月17日,化验结果 C_2H_2 为 $0\mu\text{L/L}$,实验室检测仍含微量 C_2H_2 。现场重复一次滤油后,电厂实验室也再未检测出 C_2H_2 。

4 原因分析

4.1 变压器(内部)非故障情况

变压器在(内部)非故障情况下油中出现 C_2H_2 可能有以下原因:

1)变压器安装或检修期间注油工艺控制不到位,或运行中变压器的严密性欠佳。变压器油中留下少量气泡,变压器运行后,气泡在电场作用下发生了放电,产生微量的 C_2H_2 。

2)现场油处理设备异常。如滤油机加热元件故障,或油泵停运而加热元件仍工作,引起加热器中的油过热分解。

3)受含 C_2H_2 的油污染。滤油机、注油用管路及油罐中的残油中若含有 C_2H_2 ,使用前又未处理干净,将导致变压器所注绝缘油被污染;另变压器的有载调压开关灭弧室与变压器主油箱之间如不能达到完全隔绝,也会造成有载调压开关灭弧室中含有 C_2H_2 的油对主油箱进行渗漏污染。

4)补焊。安装或检修过程中对已带油变压器的器身附件进行补焊,焊区的高温会使(内部)附近的油发生热解而产生 C_2H_2 。

4.2 变压器(内部)故障情况

变压器内部如出现故障导致油中出现 C_2H_2 ,可从绝缘油和有机绝缘材料发生热和电故障方面寻找具体原因。《导则》提供了一些故障实例作为参考,但故障性质及部位的判断,还需根据色谱分析、其他检查性试验(如绕组直阻测量、空载特性试验、绝缘试验、局放试验和微水测量等)结果,并结合变压器的结构、运行工况、检修情况进行综合分析判断。

4.3 案例分析

1) 通过对 1 号主变 C (出厂序号: 20107S03) 采取包括排油内检、疑似故障 (高压出线地侧静电环更换) 处理、现场高压电气试验及正常带电运行的油色谱在线监测, 仍持续产生 C_2H_2 (其他气体组分无异常, 由于 C_2H_2 量极小, 总烃未超标, 三比值法不适用), 可以判定变压器内部还存在其他故障, 现场最终采用备用相 (出厂序号: 20107S04) 更换处理。替换下来的变压器相 (出厂序号: 20107S03) 返回制造厂吊罩检查, 除发现铁心上铁轭存在多处硅钢片折弯、弯曲、损伤、色差、黑色痕迹等现象外 (图 4), 未现其他异常; 结合其他检查和试验结果分析, 基本排除了有载调压开关、油和纸及油流带电故障的可能, 分析判断绕组故障的可能性也极低, 最终认定为由于铁心叠片过程中未做好防护、防异物等原因导致铁心局部异常 (故障)。

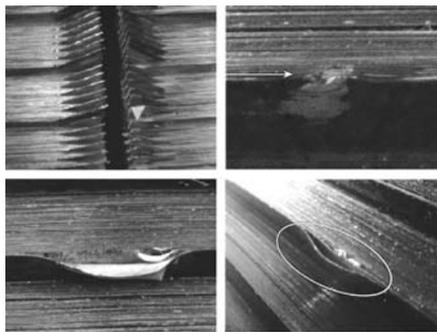


图 4 吊罩检查铁心异常

2) 1 号厂变 A (出厂序号: 20106S01) 通过持续观察运行后未发现 C_2H_2 (未采取停电检查处理), 分析此前偶发性 C_2H_2 可能为样品污染或 (电厂实验室) 测量误差造成。

3) 4 号厂变 B (出厂序号: H201310S33) 经过滤油处理后正常, 致使 C_2H_2 产生原因可能为注油工艺控制不到位, 对其进行过补焊也是其可能原因之一。

4) 4 号主变 A (出厂序号: H201310S07) 滤油后, 电厂实验室也未检出 C_2H_2 , 二者检测结果差异主要为检测设备精度有别所致 (一般色谱仪对 C_2H_2 的最小检知浓度要求为 $\leq 0.1 \mu L/L$), 所测出微量 C_2H_2 , 可能来源于附着在纸板等固体绝缘材料中的 C_2H_2 经过一段时间后析出, 而真空热油循环能有效处理油中残留 C_2H_2 。

5 解决对策与处理措施

5.1 绝缘油试验

为确保变压器安全可靠地运行, 就必须保证变

压器绝缘油的质量, 同时也要对带油变压器进行各种试验, 比较试验前后油品状况。

大型变压器真空注油后静置排气很重要, 这是因为大型变压器真空注油后仍有存在气泡的可能, 电气试验前必须保证足够的静置时间并进行排气, 可很大程度保证相关电气试验正常。同时, 应加强现场真空滤油过程管理, 防止因操作不当导致油色谱异常。

作为诊断变压器潜伏性故障的一种有效手段, 油中溶解气体色谱分析 (DGA) 通过分析 C_2H_2 含量最大限值、产气速率、三比值法, 可在很大程度上判断出变压器的故障类型, 为分析油中出现 C_2H_2 的原因起较大支持作用, 因此 DGA 也就成为监督变压器能够正常运行的重要试验项目。

5.2 DGA 的不足与优化

1) 不足之处

DGA 虽可较为灵敏地诊断出变压器内部早期故障, 但对故障的准确部位无法确定, 对涉及具有相同气体特征的不同故障类型也易发生误判。因此, 有必要对 DGA 进行优化, 最可行的办法就是加强不同阶段的取油样色谱分析频度, 通过更多数据积累助力分析和判断。

2) 优化措施

建议于下述各阶段取油样色谱分析。

- (1) 试验开始前。
- (2) 冲击试验后。
- (3) 长时感应耐压试验后。
- (4) 长时间空载试验前、中、后 (试验 12h 后取样 1 次)。
- (5) 温升 (或过流) 试验开始前和完成后。
- (6) 工厂试验全部完成后。
- (7) 发运前对残油取样。

另增加对变压器油中颗粒度的要求: 油中 $5 \mu m$ 以上颗粒少于 2000 个/100ml。

当然, DGA 只是一种诊断手段, 一旦检测出油中 C_2H_2 , 为进一步确认故障或排除疑似故障, 还需通过真空热油循环进行脱气处理。

5.3 真空热油循环脱气处理

油中出现 C_2H_2 , 为辨别变压器 (内部) 是否存在故障, 最常用方法是采用真空热油循环脱气处理, 再辅以相关高压电气试验, 比较试验前后色谱结果变化情况。但采用真空滤油脱气方法来一次性彻底去除油中 C_2H_2 是比较困难的, 因为 C_2H_2 会附着在纸板等固体绝缘材料中, 通过一、两次滤油, 油中

的 C_2H_2 消失了, 但附着的 C_2H_2 却无法根除, 一段时间后, 附着的 C_2H_2 又会重新扩散至油中。

6 结论

通过上述油中 C_2H_2 含量不同及变化案例介绍, C_2H_2 产生原因分析查找, 及油中 C_2H_2 解决对策与处理措施的研究探讨, 总结如下:

1) 对其他气体组分无异常情况下的油中 C_2H_2 含量同样需引起格外重视。运行中变压器油中 C_2H_2 含量, 不应在达到《导则》规定注意值时才追踪分析, 而应当发现气体浓度高于出厂和投运前的限值时就给予重视并查明原因。

2) 油中溶解气体色谱分析(DGA)已成为诊断大型油浸式电力变压器内部故障的有效方法之一。在判断故障时, 除了要考虑某一气体(如 C_2H_2)的含量大小外, 还应结合变压器的结构、运行工况、检修情况及电气试验等, 进行综合的分析与判断。

3) 需重视 DGA 分析的准确性。除了要提高分析数据(特别是 C_2H_2 含量及其产气速率)本身的准确性

外, 还要排除可能引起误判的外来气源和其他干扰。

4) 需注重预防及加强过程控制。加强于变压器各重要阶段、试验前后取油样色谱分析比对; 加强对变压器注油工艺及真空热油循环的过程控制, 保证变压器绝缘油质量; 加强变压器制造阶段的成品(半成品)防护和保护。

参考文献

- [1] 董宝骅. 变压器油中溶解气体分析法应用中存在的问题及产气识别(二)[J]. 电力设备, 2008, 9(2): 61-64.
- [2] GB/T 7252—2001. 变压器油中溶解气体分析和判断导则[S].
- [3] DL/T 722—2000. 变压器油中溶解气体分析和判断导则[S].

作者简介

俞纪维(1981-), 男, 工程师, 注册电气工程师(发输变电), 主要从事核电厂电气专业系统设备的服务与管理工作。

(上接第 80 页)

表 1 四台机组高频电源改造前后烟尘浓度数据对比

序号	机组	改造前烟气浓度/ (mg/Nm ³)		改造后烟气浓度/ (mg/Nm ³)	
		电除尘 入口烟气 浓度	电除尘出口 烟气浓度 折算平均值	电除尘 入口烟气 浓度	电除尘出口 烟气浓度 折算平均值
1	#1	19800	60	12649	11.68
2	#2	21100	64	15786	14.02
3	#3	20600	49	12270	15
4	#4	14609	57	14552	15

3.2 关于节能

事实上, 在高频电源节能的问题上, 大家似乎存在一定的误区, 高频电源一定较工频电源节能吗? 这是有前提条件的, 节能与提效其实是一对矛盾体。高频电源与工频电源相比在同等条件下确实可以省电, 比如高频电源功率因数可以达到 0.95, 转换效率可以高达 93% 以上, 比较工频电源的功率因数和转换效率至少节电 25%, 但这些是高频电源技术优势所带来的。

但通过采用高频电源来提高电除尘器效率的角度分析, 我们不是要达到与工频同等运行参数(集尘板电流密度), 我们希望通过高频电源特有的平稳二次电压来给电场输入更大的电流从而提高电流密度。

从上述分析可以看出, 高频电源本身是节电的, 但在电除尘器减排的应用中不会较工频时省电, 有

可能还会多耗电。

4 结论

从上述分析可以看出, 高频电源改造后较传统的工频电源相比, 其输入功率、振打控制、火花检测等方面均进行了优化, 特别是利用机组磨煤机给煤量信号的能耗管理闭环优化控制, 实现可以依据磨煤机总输出量设置四种不同的间隔充电运行模式, 从而达到节能提效的运行效果, 具有良好的应用价值。

参考文献

- [1] 梁天晓. 电除尘器三相/高频高压电源技术与性能分析[J]. 自动化应用, 2010(7): 23-26.
- [2] 陈颖, 郭俊, 毛春华, 等. 电除尘器高频电源的提效节能应用[J]. 中国环保产业, 2010(12): 28-31.
- [3] 陈多. 高频电源在发电厂电除尘器上的应用与节能分析[J]. 自动化应用, 2011(7): 8-10.
- [4] 北京沃德信实德环保科技有限公司. HFR-II 高频电源控制器操作手册[Z]. 2014.12.

作者简介

宋晓波(1980-), 男, 电气工程硕士, 工程师, 三河发电有限责任公司从事电力系统电气设备技术管理工作。