

基于油压监测的电力少油设备状态检修技术探讨及应用

吴晓晖¹,汪晓华²,陈凌³,舒萍⁴,滕予非³,龙震泽³,田倩倩³

(1. 国网四川省电力公司,四川 成都 610041;2. 成都佳信电气工程有限公司,四川 成都 610041;
3. 国网四川省电力公司电力科学研究院,四川 成都 610041;4. 国网四川省电力公司
攀枝花供电公司,四川 攀枝花 617000)

摘要:少油设备的检修以周期性停电检修为主,该方式很难及早发现设备异常,易错过发现设备故障的最佳时机,酿成爆炸事故。现有的泄漏电流、介质损耗、局部放电等在线监测方法,也难于实时监测设备故障信息。为此建立了油浸式套管和电流互感器的油压分析模型,提出油压实时监测、异常预警、带电取油、色谱验证以及缺陷处置的少油设备状态检修技术路线,研制出油压在线监测、带电校验、带电取补油等成套设备,并进行现场应用。通过典型案例分析,进一步验证技术方案的可行性。

关键词:少油设备;油压监测;油浸式电流互感器;油浸式套管;状态检修

中图分类号:TM 45 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2024)05-0086-07

DOI:10.16527/j.issn.1003-6954.20240513

Discuss on Condition-based Maintenance Technology of Oil Less Equipment Based on Oil Pressure Monitoring and Its Application

WU Xiaohui¹, WANG Xiaohua², CHEN Ling³, SHU Ping⁴, TENG Yufei³, LONG Zhenze³, TIAN Qianqian³

(1. State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, Sichuan, China; 2. Chengdu Jiixin Electrical Engineering Technology Co., Ltd., Chengdu 610041, Sichuan, China; 3. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China; 4. State Grid Panzhihua Electric Power Supply Company, Panzhihua 617000, Sichuan, China)

Abstract: Traditional overhaul of oil less equipment is mainly based on periodic power outage inspection, but it is difficult to find out the abnormalities at the first time, which easily misses the best time to overhaul and ultimately leads to an explosion accident. The current on-line monitoring methods such as leakage current, dielectric loss and partial discharge are also difficult to monitor the fault information of equipment in real time. To solve these problems, firstly the oil pressure analysis model for oil-immersed bushing and current transformer is established. And then, a technical route of condition-based maintenance is proposed for oil less equipment based on oil pressure online monitoring, fault early warning, oil sampling with load, chromatography analysis and defect handling. Further, a complete set of oil pressure online monitoring equipment, live calibration equipment and live oil sampling and refueling equipment are developed. Finally, with typical on-site cases, the feasibility of condition-based maintenance technology based on oil pressure monitoring is verified.

Key words: oil less equipment; oil pressure monitoring; oil-immersed current transformer; oil-immersed bushing; condition-based maintenance

0 引言

电力少油设备通常指油浸式电流互感器和套管。

少油设备规模庞大,有效的监测手段欠缺,爆燃事故时有发生。近三年,四川范围内发生了多起油浸式电流互感器和套管的爆燃事故,严重影响电网安全稳定运行。

长期以来,以周期性停电检修为主的少油设备

检修方式往往无法第一时间发现设备异常。而以泄漏电流、介质损耗和局部放电为代表的电参量在线监测技术^[3-5],从技术原理上来看可用于少油设备的状态监测,但其在工程应用时易受现场电磁环境干扰,数据质量难以保证,且误告警后运维人员无法对异常设备进行进一步的诊断,盲目停电检修的风险极大。目前只有油色谱分析技术^[6]能相对准确地对充油类设备进行故障定性和定量分析,但当前在线监测技术无法在带电情况下将其结合进来,故而降低了应用效果。

为解决少油设备的状态监测问题,四川电网自2017年起率先应用了油压监测技术。2018年至今,陆续有学者从油压监测机理、过热及放电缺陷下的油压特征等方面开展研究^[7-10],证明了油压监测技术的可行性。2021年6月,DL/T 846.16—2021《电力少油设备压力检测装置》标准正式实施,进一步规范了油压监测装置^[11]。

然而,目前基于油压监测技术的状态检修技术体系并不完善,在一定程度上降低了少油设备油压监测技术的应用价值。为解决状态检修目标下的少油设备数据监测与分析、故障定性与定量以及缺陷诊断与处置等问题,下面从油压监测的基本原理出发,进一步探讨油压分析模型、状态检修技术路线、关键技术要素、成套装置和成功应用案例等。

1 油压分析模型

1.1 基本原理

油浸式电流互感器和油浸式套管等电力少油设备均为密闭结构。设备发生故障时,其绝缘油在热、电作用下发生裂解,产生大量的气体,包括 H_2 、 CH_4 、 C_2H_6 、 C_2H_4 、 C_2H_2 、 CO 、 CO_2 等组份不同的气体,这些气体一部分溶于绝缘油中,另一部分从绝缘油中析出,使密闭结构内气体量增多引起内部压强的变化。因此,可以通过分析内部压强的变化判断少油设备在电气和结构上的缺陷。

1.2 油浸式套管油压分析模型

为避免混淆,定义 P 为少油设备取油口处的压强(以下简称油压); $P_{油柱}$ 为少油设备油柱的压强(以下简称液压); $P_{气}$ 为少油设备内气体空间的压强(以下简称气压)。套管取油口压强简化分析模型如图1所示。

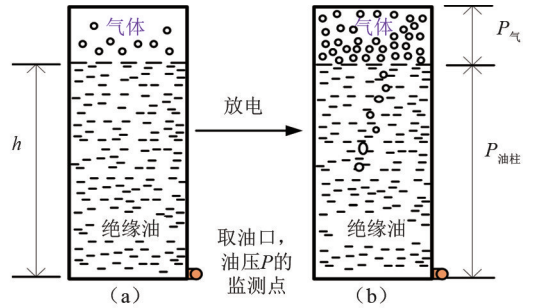


图1 套管取油口压强简化分析模型

油浸式套管为刚性密闭结构,其内部包含气体空间和绝缘油空间,如图1(a)所示。根据液体压强公式和气体状态方程,套管的油压 P 、液压 $P_{油柱}$ 和气压 $P_{气}$ 分别为

$$P_{油柱} = \rho gh, P_{气} = \frac{\sum n_i RT}{V_{气}}, P = P_{油柱} + P_{气} \quad (1)$$

式中: ρ 为油的密度, kg/m^3 ; g 为重力加速度, m/s^2 ; h 为油位高度, m ; n_i 为第 i 种气体的物质的量, mol ; R 为摩尔气体常数, $8.31 J/(mol \cdot K)$; T 为套管内气体温度, K ; $V_{气}$ 为气体的体积, m^3 。

正常运行时,由于套管油的质量不变,液压 $P_{油柱}$ 不变。因而,套管油压 P 主要受气压 $P_{气}$ 影响,与 n_i 、 T 正相关,与 $V_{气}$ 负相关。又由于 $V_{气}$ 同样受 T 影响,因而套管油压整体呈现出与温度非常高的相关性。

当套管存在缺陷并在热、电作用下发生油裂解时,产生大量的气体,气体含量增大,气压 $P_{气}$ 增大,引起油压 P 变化,如图1(b)所示。

当套管漏油(内漏或泄漏)时会引起油位变化,导致液压 $P_{油柱}$ 变化,进一步导致气体体积变化,气压 $P_{气}$ 变化。

当套管外部密封失效时,套管密闭的结构被破坏,致使套管气压 $P_{气}$ 与环境大气压相等,密封失效后套管油压 P 与温度的相关性降低。

1.3 油浸式电流互感器油压分析模型

油浸式电流互感器顶部设有金属膨胀器,根据JB/T 7068—2015《互感器用金属膨胀器》,金属膨胀器容积与压强存在一定的关系^[12],即容积-压强曲线。互感器取油口压强简化分析模型如图2所示。

正常运行时互感器内部充满了油,如图2(a)所示,互感器的油压 P 为液压 $P_{油柱}$ 和膨胀器所处工作点的压强的和。

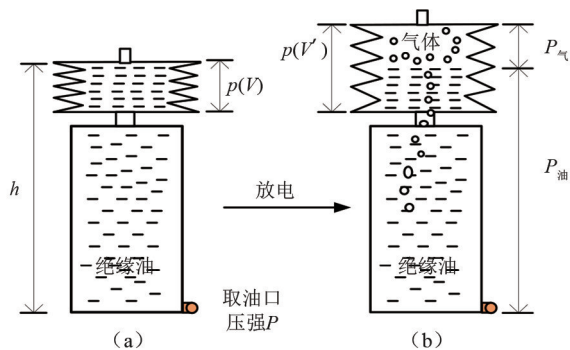


图 2 互感器取油口压强简化分析模型

$$P = P_{\text{油柱}} + p(V) = \rho gh + p(V) \quad (2)$$

式中： $p(V)$ 为正常运行时金属膨胀器的压强； V 为正常运行时金属膨胀器所处工作点的容积。

放电产气时，如图 2(b) 所示，金属膨胀器顶部会聚集气体。根据分子动理论，密闭气体空间内上下各处压强相等，因此，气体压强与膨胀器顶部压强相等，即

$$P = P_{\text{油柱}} + P_{\text{气}} = \rho gh + p(V') \quad (3)$$

式中： $p(V')$ 为放电产气时金属膨胀器顶部压强； V' 为放电产气时金属膨胀器工作点的容积。

可见，放电产气时取油口压强的分析模型并未改变，只是膨胀器的工作点发生变化，进而引起油压的变化。

2 技术路线及关键要素分析

2.1 技术路线

所探讨的状态检修技术路线包括油压在线监测、数据异常预警、设备带电取油、油样色谱分析以及带电缺陷处置 5 个环节，如图 3 所示。

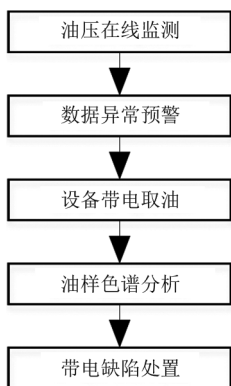


图 3 状态检修技术路线

与其他在线监测技术相比，该技术路线的优势体现在：

1) 油压监测技术是非电量监测，相比于电量监

测，其原理更加简单，且监测数据不易受现场强电磁环境干扰，便于数据分析；

2) 油压监测技术可以将传统的色谱分析技术结合起来，通过带电取油和色谱验证实现故障预警后的再次检验，可以解决部分设备缺陷的定性和定量分析问题，避免误告警引起的不必要的担心和停电；

3) 考虑了少油设备部分缺陷的不停电处置问题以及油压监测装置的不停电校验和更换问题。

2.2 油压在线监测的关键要素分析

1) 高数据稳定性

应充分考虑油压传感元件的测量准确度和长期稳定性，提升油压监测装置的长期稳定性。根据 DL/T 846.16—2021，测量准确度至少应达到 0.5 级，并满足 1 年免维护的要求。

2) 高频数据采样

高频采样更有助于提高故障预警的及时性，尤其针对故障快速发展、短期内绝缘被击穿并引起设备爆燃的故障情况。根据 DL/T 846.16—2021，采样周期应不大于 1 min。

3) 油压就地数显及声光警示

油压就地数显便于运维人员对比初始油压和当前油压。针对油压数据严重异常的设备，现场油压监测装置可配备声光报警功能，警示现场工作人员。

2.3 数据异常预警的关键要素分析

运用数据横向分析、纵向对比等方法提取特征信息，实现少油设备的故障预警。故障预警的方法和阈值可以参照 DL/T 846.16—2021。由于所提出的技术路线具备故障预警的带电再检验能力，因此，可以将预警算法的灵敏度进一步提高。

2.4 设备带电取油的关键要素分析

应下引油路系统并保障油路密封性。适配原取油口，通过不锈钢管或紫铜管将微量绝缘油下引至电气安全区域，为设备带电取油以及缺陷带电处置奠定基础。下引引流管应严格保证密封性，避免发生漏油事故。

2.5 油样色谱分析的关键要素分析

油路系统中的存油量，下引后油路系统中的油几乎不会参与设备本体油的循环，为保证油样的准确性，取油时应预先将油路管路中的油排出。

2.6 带电缺陷处置的关键要素分析

1) 低油位缺陷和高油位缺陷的带电处置

低油位和高油位是少油设备运行过程中的常见

问题,尤其是当套管存在内漏故障时,套管可能存在严重过压现象,若不及时排出,高压将破坏套管的结构强度,引发更严重的问题。以上这两类缺陷,以往只能停电处理,所提检修技术路线将其考虑在内,可解决低油位缺陷带电补油以及高油位缺陷带电排油的问题。

2) 油压监测装置的带电校验和带电更换

受限于设备成本以及压力传感元件的技术发展水平,油压传感器的准确度随时间仍存在一定的漂移,不能完全避免现场校验,因此,数据异常时应能现场带电校验或更换传感器,提升数据可靠性。

3 成套装置研制

3.1 系统组成

根据所提出的检修技术路线进行成套装置研制,该装置系统架构如图4所示,主要包括油路系统、油压检测单元、数据采集与分析装置、多功能带电补(排)油装置以及多点油压校验装置。

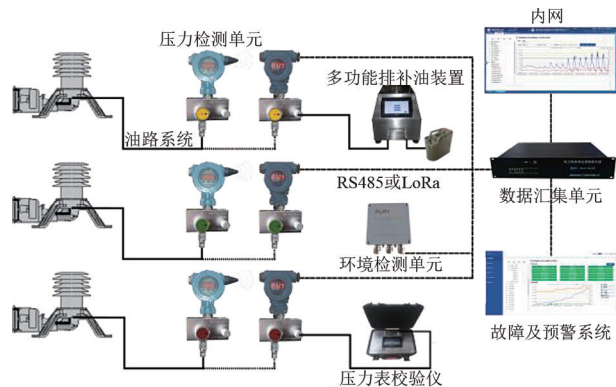


图4 系统架构

3.2 油路系统

油路系统通过适配少油设备原取油口并通过不锈钢管或紫铜管将微量绝缘油下引至油压检测单元。下引引流管至油压检测单元间配有隔离球阀,便于检修。

3.3 油压检测单元

油压检测单元由油压传感器和组合阀组成。

组合阀具有三通功能,可通过组合阀上的手柄切换连接状态。三路接口分别是油路管道接口、油压传感器接口、多功能接口。其中,油路管道接口连接引流管,油压传感器接口连接油压传感器,多功能接口可用于取油、传感器校验和带电补(排)油。

油压传感器技术指标包括:1)准确度CT为0.1级,主变压器套管为0.5级;2)示值分辨率不小于0.1 kPa;3)热零点漂移不超过 $\pm 0.03\%$ FS/ $^{\circ}\text{C}$ (FS表示满量程,以下同);4)热满量程输出漂移不超过 $\pm 0.03\%$ FS/ $^{\circ}\text{C}$;5)长期稳定性为 $\pm 0.1\%$ FS/年。(FS/ $^{\circ}\text{C}$ 指满量程温度漂移)

3.4 数据采集与分析装置

实现油压监测数据的采集和存储,通过数据横向分析和纵向对比研判设备状态,推送预警信息。

3.5 多功能带电补(排)油装置

基于活塞缸和电机研制了补(排)油装置,装置具备油气分离、单向逆止、过压保护以及缺油报警等功能,保证操作过程的安全性。

装置设置了定量/定速取补油功能以及负压排油功能,当需要带电处置低油位缺陷或高油位缺陷时,多功能接口连接带电补(排)油装置,切换组合阀手柄状态,可一键完成操作。补排油速度为150 mL/min。

3.6 油压校验装置

基于电气比例阀和气泵实现了油压校验装置的快速调压。当油压传感器数据异常时,可关闭油路系统隔离球阀,连接油压校验装置,切换组合阀手柄状态,实现油压传感器量程下正、反行程的多点校验。

4 状态检修案例

4.1 一起电流互感器局部放电检修案例

2021年6月,某220 kV变电站母联断路器212间隔A、B、C三相CT油压不一致,如图5所示。

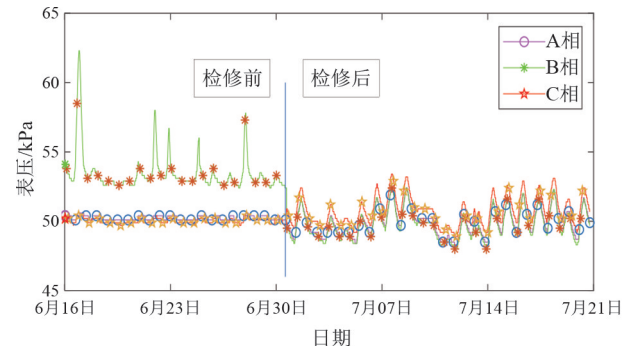


图5 某母联断路器212 A、B、C相CT油压曲线

其中:A、B相油压差最小值为 -2.3 kPa,最大值为 -11.7 kPa,变化量达9.4 kPa;B、C相油压差最小

值为 2.5 kPa,最大值为 11.9 kPa,变化量达 9.4 kPa;而 A、C 相油压差最小值为 -0.1 kPa,最大值为 0.6 kPa,变化量仅为 0.7 kPa。

可见,A、B 相油压差以及 B、C 相油压差均超出 DL/T 846.16—2021 规定的压差告警阈值(2.5 kPa),故推测 B 相 CT 存在异常。

带电取油化验结果显示 B 相油中 H_2 超 14 500 $\mu\text{L}/\text{L}$, CH_4 达 791 $\mu\text{L}/\text{L}$,总烃超 960 $\mu\text{L}/\text{L}$,严重超标,判定为电弧放电,如表 1 所示。

表 1 某母联 212 B 相 CT 色谱数据对比

组分	含量/ $(\mu\text{L} \cdot \text{L}^{-1})$	
	2020-11	2021-06
CH_4	4.45	791.94
C_2H_4	1.46	0.85
C_2H_6	2.12	173.20
C_2H_2	0.32	0.65
H_2	54.77	14 508.73
CO	92.25	118.50
CO_2	191.81	233.46
总烃	8.35	966.64

4.2 一起电流互感器取油口接头泄漏检测案例

2021 年 7 月,某 220 kV 变电站 110 kV 线路 A、B、C 三相 CT 油压不一致,如图 6 所示。

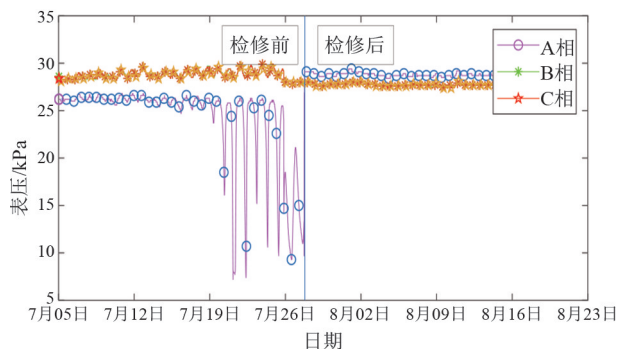


图 6 某 110 kV 线路 CT A、B、C 相套管油压曲线

其中:A、B 相油压差最大值为 -2.1 kPa,最小值为 -21.5 kPa,变化量达 19.4 kPa;A、C 相油压差最大值为 -1.9 kPa,最小值为 -21.3 kPa,变化量达 19.4 kPa;而 B、C 相油压差最大值为 0.3 kPa,最小值为 -0.3 kPa,变化量仅为 0.6 kPa。

可见,A、B 相压差以及 A、C 相压差变化量均超出 DL/T 846.16—2021 规定的告警阈值(2.5 kPa),故推测 A 相 CT 存在异常。

带电取油化验数据符合运行条件,但 A 相 CT

底部有明显油渍,CT 取油口根部有明显渗漏点,判定为渗油故障,如图 7 所示。

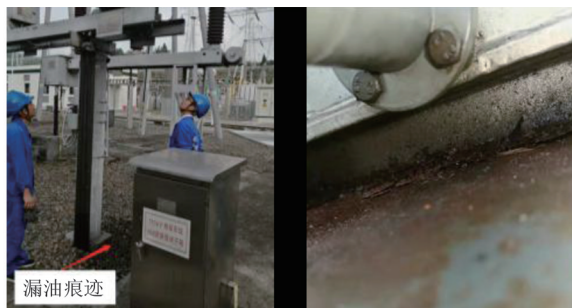


图 7 某 110 线路 CT 渗油缺陷

经分析,A 相油压缓慢下降到一定程度时油压出现剧烈波动,其原因为:连续渗油时 CT 油位会逐渐降低至膨胀器的容积下限,此时 CT 接近于一个刚性结构;当温度降低,油位进一步下降时,膨胀器顶部出现负压空间,油压急剧减小;当温度增大,油位再次上升时,膨胀器顶部的负压空间减小,油压急剧上升,形成剧烈波动。

4.3 一起套管外部密封失效检修案例

2020 年 4 月,某 220 kV 变电站 1 号主变压器中压侧 A、B、C 三相套管油压不一致,如图 8 所示。

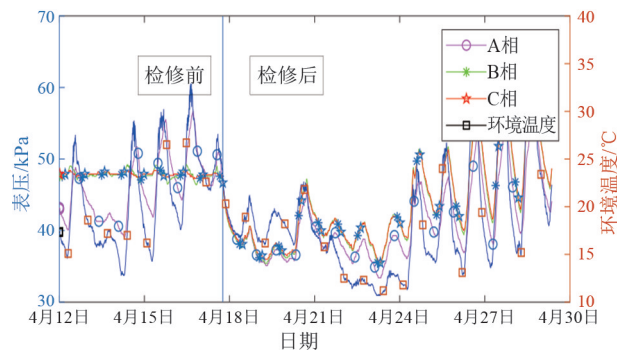


图 8 某 1 号主变压器中压侧 A、B、C 相套管油压曲线

其中:A 相油压最小值为 37.0 kPa,最大值为 56.7 kPa,变化量为 19.7 kPa;B 相油压最小值为 46.4 kPa,最大值为 49.7 kPa,变化量仅为 3.3 kPa;C 相油压最小值为 47.2 kPa,最大值为 48.7 kPa,变化量仅为 1.5 kPa。同期,环境温度最小值为 12.8 $^{\circ}\text{C}$,最大值为 33.3 $^{\circ}\text{C}$,变化量达 20.5 $^{\circ}\text{C}$ 。

可见,B、C 相套管的油压波动小,与温度的相关性低,明显不符合正常套管的油压特征。故推测 B、C 相套管存在异常。

带电取油化验数据符合运行条件,但 B、C 相 H_2 、CO 含量约为 A 相的 10%,如表 2 所示。结合油压特征,判断为气体逸散,存在密封不良情况。

表 2 某主变压器中压侧套管色谱分析

组份	含量/($\mu\text{L} \cdot \text{L}^{-1}$)		
	A 相	B 相	C 相
CH ₄	14.26	2.27	2.02
C ₂ H ₄	2.85	5.61	2.87
C ₂ H ₆	6.86	1.61	0.89
C ₂ H ₂	0	0	0
H ₂	11.65	1.68	1.10
CO	448.59	31.78	20.95
CO ₂	1 671.66	2 136.92	1 631.71
总烃	23.97	9.49	5.78

停电检查时确认 B、C 相将军帽密封胶垫锈蚀,密封不良,如图 9 所示。



图 9 停电检查确认密封缺陷

经分析,B、C 相油压变化较小的原因为:将军帽密封不良时,套管内部与大气相通,套管气侧油压接近于环境大气压,受套管气侧体积变化的影响小,内部油压与温度相关性大大降低。

4.4 一起套管内部密封失效检修案例

2020 年 6 月,某 220 kV 变电站 2 号主变压器高压侧 A、B、C 三相套管油压不一致,如图 10 所示。

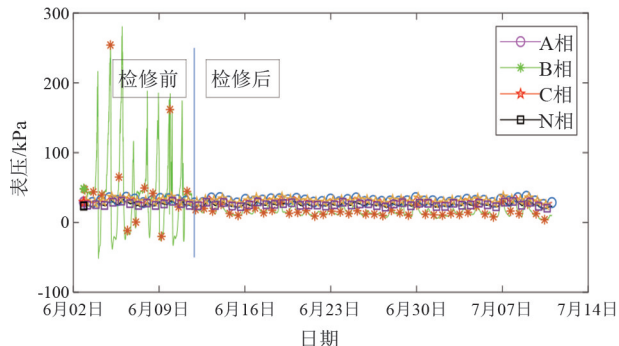


图 10 某 2 号主变压器高压侧 A、B、C、中性点套管油压曲线

其中:A 相油压最小值为 28.0 kPa,最大值为 38.9 kPa,变化量为 10.9 kPa; B 相油压最小值为 -51.4 kPa,最大值为 280.5 kPa,变化量达到 331.9 kPa;C 相油压最小值为 27.5 kPa,最大值为 39.1 kPa,变化量仅为 11.6 kPa。

可见,B 相套管油压变化量约为 A 相的 30.4 倍、C 相的 29.6 倍,且 B 相油压出现高压和负压,可推测 B 相套管存在异常。

带电取油时发现套管处于满油位状态,且出现放不出油的情况。结合油压特征,判定为内漏,如图 11(a)所示。停电后通过加压试验检验出原套管与主变压器本体的密封不良,如图 11(b)所示。

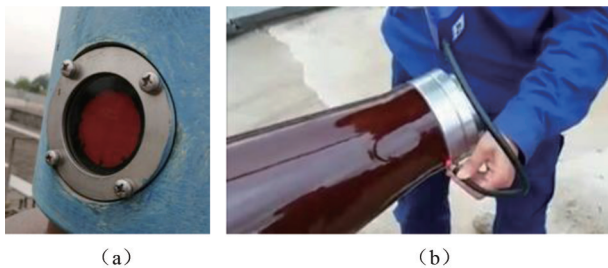


图 11 检修前油位及停电检查泄漏点

经分析,B 相套管出现高压和负压的原因为:套管与主变压器本体密封不严时,主变压器的油可能进入套管,导致套管油位上升,气侧空间被压缩;由于密闭空间的气体油压与气体体积成反比,气侧油压成倍增长,形成高压,进一步提升了气体的溶解度,导致气体分子数降低;当温度下降,油位降低时,套管气侧空间体积变大,形成负压。

5 结 论

上面从油压监测的基本原理、分析模型、技术路线、关键要素以及成套装置等方面展开探讨,结合 4 起典型案例验证了技术的可行性。未来,还可以从以下两个方面继续推进相关工作。

1)受限于压力传感元件的成本和技术发展水平,油压传感器的准确度在长期运行过程中受温度、湿度等的影响会存在一定的下降。因此,数据异常时应加强传感器现场校验,避免出现不必要的停电和担心。

2)油压数据不仅受温度的影响,同时受气体溶解度、油体积、膨胀器容积、膨胀器结构以及产气速度等多重因素的影响。因此,需进一步通过试验加强不同运行工况下设备故障或缺陷与压强特征图谱的研究,提高预警准确性。

参考文献

[1] 徐鹏,曹雅榕,陈弘扬,等.油纸电容型套管常见缺陷及

对策[J].电瓷避雷器,2021(4):209-214.

- [2] 冀辉,刘连升,焦洪涛,等.220 kV 油浸式电流互感器缺陷案例分析[J].国网技术学院学报,2020,23(3):14-16.
- [3] 王晓辉,朱永利,王艳,等.基于深度学习的电容器介损角在线辨识[J].电工技术学报,2017,32(15):145-152.
- [4] 赵廷志,冯新岩,李承振,等.基于套管高频和特高频电流监测的换流变局放监测[J].变压器,2020,57(9):33-37.
- [5] 于大洋,张聪聪,王磊,等.变电站工频磁场干扰对泄漏电流传感器准确度影响研究[J].高压电器,2021,57(6):107-114.
- [6] 电力行业电力变压器标准化技术委员会.变压器油中溶解气体分析与判断导则:DL/T 722—2014[S].北京:中国电力出版社,2015.
- [7] 徐勇.互感器的内部压力测量[J].高电压技术,1993(2):38-41.
- [8] 陈凌,苏长华,吴晓晖,等.基于内部压强响应的变压器套管在线监测装置研制[J].高电压技术,

(上接第 79 页)

3 结 论

上面针对脉冲涡流检测信号白噪声干扰的小波去噪参数选择,提出了基于粒子群优化算法的脉冲涡流检测信号小波去噪参数选择方法,分别利用信噪比、均方根误差、相对平滑度和归一化相关系数作为适应度函数,通过量化去噪脉冲涡流检测信号与原始脉冲涡流检测信号在峰值附近的相似程度,发现采用归一化相关系数作为适应度函数时,可得到最优去噪脉冲涡流检测信号,其峰值大小和峰值时间的相对误差均小于 3%,对应的最佳小波去噪参数分别为 Sym25 小波基、10 层分解层数和中位数阈值函数。

参考文献

- [1] 周路遥,曹俊平,王少华,等.基于多状态量特征及变化规律的高压电缆状态综合评估[J].高电压技术,2019,45(12):3954-3963.
- [2] 曹俊平,王少华,任广振,等.高压电缆附件铅封涡流探伤方法试验验证及应用[J].高电压技术,2018,44(11):3720-3726.
- [3] 曹俊平,孙兴涛,王少华,等.基于涡流技术的高压电缆

2020,46(2):569-575.

- [9] 贺兴容,尹佳,张国治,等.过热缺陷下少油设备的压力变化特性研究[J].高压电器,2021,57(8):99-104.
- [10] 唐炬,尹佳,张晓星,等.基于压力和特高频的少油设备绝缘联合在线监测[J].高电压技术,2020,46(2):546-553.
- [11] 全国高电压试验技术和绝缘配合标准化技术委员会.高电压试验技术分技术委员会.高电压测试设备通用技术条件 第 16 部分:电力少油设备压力检测装置:DL/T 846.16—2021[S].北京:中国电力出版社,2022.
- [12] 全国互感器标准化技术委员会.互感器用金属膨胀器:JB/T 7068—2015[S].北京:机械工业出版社,2016.

作者简介:

吴晓晖(1974),男,高级工程师,主要从事变压器类设备技术管理以及电力设备在线监测技术研究;

汪晓华(1988),男,硕士,工程师,主要从事电力设备在线监测技术、非电量监测在电网中的应用研究工作。

(收稿日期:2023-12-03)

铅封裂纹缺陷检测研究[J].高压电器,2020,56(8):168-175.

- [4] 马诚佳,张浩,陆晓依.铅封涡流探伤在高压电缆线路现场检测中的应用[J].高电压技术,2019,45(增刊2):118-121.
- [5] 米翰宁,王昕,任广振,等.自适应小波阈值去噪算法用于局部放电白噪声去噪[J].高压电器,2021,57(6):94-101.
- [6] 陆小鹏,吴炬卓,牛海清,等.基于改进小波变换阈值估计法去除电缆绝缘局部放电信号白噪声[J].电器与能效管理技术,2021(3):24-28.
- [7] 何平,何若冰,陈佳,等.基于小波阈值的局部放电白噪声去噪方法综述[J].广东电力,2020,33(11):83-90.
- [8] 范佳兴,范杰清.基于多重自相关的局部放电信号小波去噪分解层数确定方法[J].河北师范大学学报(自然科学版),2022,46(6):582-586.
- [9] 聂文梅,宋晓霞.基于自适应粒子群优化算法的无线传感器网络覆盖控制[J].沈阳工业大学学报,2023,45(4):459-464.
- [10] 朱新山,丁杰.一种采用随机归一化相关系数调制的量化水印[J].计算机学报,2012,35(9):1959-1970.

作者简介:

唐 军(1991),男,硕士,研究方向为电力系统及其自动化、分布式电源并网技术;

邵千秋(1991),男,博士,研究方向为电缆缺陷检测。

(收稿日期:2023-11-10)