

油纸绝缘套管内部压强监测中温度的影响及抑制措施研究

涂彦明¹,龙震泽¹,王志川²,朱鑫¹,刘强¹,蒋伟¹,陈凌¹

(1. 国网四川省电力公司电力科学研究院,四川成都 610041;

2. 国网四川省电力公司,四川成都 610041)

摘要:油纸绝缘套管内部发生放电或过热性故障时,内部的绝缘油和绝缘纸会分解产生特征气体,随气体的增加内部压强相应增加,从而通过监测套管内部压强可实现缺陷的监测与预警。但是环境温度和负荷电流的变化会导致套管内部温度的变化,从而引起内部压强的变化,为采用压强监测进行预警带来了干扰。为消除温度对压强预警带来的干扰,文中研究了温度对内部压强的影响规律,提出了共模抑制的方法来降低温度的影响。结果表明,该方法可以有效降低套管压强监测时的温度影响。

关键词:油纸绝缘套管; 压强响应; 在线监测; 温度影响抑制; 缺陷预警

中图分类号:TM 41 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2023)03-0053-05

DOI:10.16527/j.issn.1003-6954.20230309

Study on Influence of Temperature on Internal Pressure Monitoring of Oil-paper Insulated Bushing and Its Suppression Measures

TU Yanming¹, LONG Zhenze¹, WANG Zhichuan², ZHU Xin¹, LIU Qiang¹, JIANG Wei¹, CHEN Ling¹

(1. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China;

2. State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract: When discharge or overheating fault occurs in oil-paper insulated bushing, the internal insulation oil and insulation paper will be decomposed to produce characteristic gas, and the internal pressure will increase correspondingly with the increase of gas, so that the monitoring and warning of defects can be realized by monitoring the internal pressure of bushing. However, the changes in ambient temperature and load current will lead to the changes of temperature inside the bushing, which will lead to the changes in internal pressure, thus bringing disturbance to the early warning using pressure monitoring. In order to eliminate the disturbance of temperature on pressure warning, the law of the influence of temperature on internal pressure is studied, and the method of common mode suppression to reduce the influence of temperature is proposed. The results show that the proposed method can effectively reduce the influence of temperature on pressure monitoring of bushing.

Key words: oil-paper bushing; pressure response; online monitoring; temperature suppression; defect warning

0 引言

油纸绝缘套管作为电力变压器等设备的重要部件,一旦发生内部缺陷而不能及时发现最终可能发生爆炸的恶性事故^[1-4]。但油纸绝缘套管的缺陷监测和预警一直以来都没有得到较好的解决。

近年来,相对介质损耗(相对电容量)^[5-8]、泄漏

电流^[9]、局部放电^[10-13]等方法得到了广泛的研究,并获得了一些应用。但这些方法的测量信号较为微弱,易受到变电站强电磁干扰,且因其判据需进一步研究等原因,而未能得到大规模的应用。目前针对油纸绝缘套管的缺陷检测主要依赖停电试验和带电取油。

近年,部分研究机构提出采用监测套管内部压强来实现对其内部缺陷的预警^[14-16],并得到了应

用。其基本原理是:套管内部发生放电或过热缺陷时,内部油纸绝缘会分解产生特征气体,特征气体一部分溶解于油中,一部分游离于油面,从而引起内部压强增加。如果缺陷不断发展,其内部压强会不断增加;如果套管发生渗漏油缺陷时,会导致内部的压强降低。因此,通过在套管取油口处监测内部的压强可实现对套管缺陷的预警,避免爆炸事故的发生。

然而,油纸绝缘套管内部压强除了受内部缺陷的影响,还受到内部温度(环境温度和负荷电流导致)的影响。如果不消除套管内部温度对压强的影响,就会对内部缺陷(特别是早期缺陷)的预警产生干扰,形成误判。因此,研究温度对套管内部压强的影响及消除措施是采用压强监测进行预警的重要基础,具有较大的意义。

下面,通过对温度对套管内部压强影响的分析研究,提出了抑制温度对内部压强影响的方法,为压强监测预警的正确性提供了保障。

1 特征气体对内部压强的敏感度分析

油纸绝缘在放电或过热的作用下会生成氢气(H_2)、甲烷(CH_4)、乙炔(C_2H_2)等特征气体,如表 1 所示^[17]。

表 1 不同故障类型产生的气体

故障类型	主要气体组分	次要气体组分
油纸绝缘中局部放电	H_2, CH_4, CO	C_2H_4, C_2H_6, C_2H_2
油中火花放电	H_2, C_2H_2	
油中电弧	H_2, C_2H_2, C_2H_4	CH_4, C_2H_6
油和纸中电弧	H_2, C_2H_2, C_2H_4, CO	CH_4, C_2H_6, CO_2
油纸过热	CH_4, CO, C_2H_4	H_2, CH_4, C_2H_6

这些特征气体一部分溶解于油中,一部分游离于油面,溶解与游离的部分最终达平衡状态。平衡状态下溶解于油的气体与游离于油的气体的关系由奥斯特瓦尔德系数 k_i 表征。

$$k_i = \frac{C_{oi}}{C_{gi}} \quad (1)$$

式中: C_{oi} 为平衡条件下溶解在油中特征气体 i 的浓度, $\mu L/L$; C_{gi} 为平衡条件下气相中特征气体 i 的浓度, $\mu L/L$ 。

根据 DL/T 722—2014^[18],各特征气体在矿物绝缘油的瓦尔德系数如表 2 所示。

表 2 各种特征气体在绝缘油中的奥斯特瓦尔德系数

温度/ $^{\circ}C$	H_2	CO	CO_2	CH_4	C_2H_2	C_2H_4	C_2H_6
20	0.05	0.12	1.08	0.43	1.20	1.84	2.40
50	0.05	0.12	1.00	0.40	0.90	1.40	1.80

套管是一个刚性的密闭系统,内部除充有绝缘油外,在上部还有一定体积的气体,如图 1 所示。

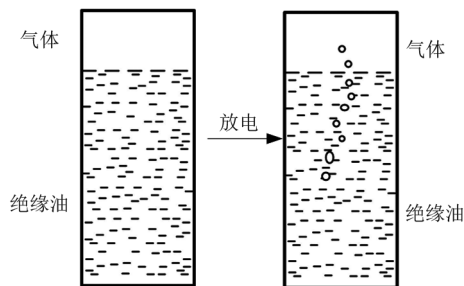


图 1 套管内部

假定套管气体侧容积为 $V_g(L)$,油体积为 $V_l(L)$ 。在无缺陷时,各种气体在气液两相已达到平衡,气侧温度为 T ,压强为 $P_0(101\ 325\ Pa)$ 。缺陷产生的某种特征气体平衡后油中浓度增加值为 $\Delta C_{oi}(\mu L/L)$,则气侧浓度增量 ΔC_{gi} 为

$$\Delta C_{gi} = \frac{\Delta C_{oi}}{k_i} \quad (2)$$

气体侧第 i 种气体增加的体积为

$$\Delta V_{gi} = \frac{V_g \times \Delta C_{oi}}{k_i} \quad (3)$$

各种特征气体体积的总增加量 A 为

$$A = \sum \frac{V_g \times \Delta C_{oi}}{k_i} \quad (4)$$

而实际上由于套管的刚性,气体侧容积几乎不变,在温度 T 下气侧压强为 P ,则

$$P \times V_g = P_0 \times V_g + P_0 \times \sum \frac{V_g \times \Delta C_{oi}}{k_i} \quad (5)$$

压强增加值为

$$\Delta P = P - P_0 = P_0 \times \sum \frac{\Delta C_{oi}}{k_i} \quad (6)$$

由式(6)可知,油中特征气体浓度的增加会引起内部气体部分压强的增加。

结合 DL/T 722—2014^[17]和 GB/T 24624—2009^[18]的规定,油浸式套管油中溶解气体注意值如表 3 所示。

根据式(6)和表 1 可以得出运行中套管如果出现缺陷而达到注意值时内部压强的变化,如表 4 所示。

表3 油浸式套管绝缘油特征气体含量注意值

组分	330 kV 及以上			220 kV 及以下		
	投运前	注意值	增量	投运前	注意值	增量
H ₂	<50	500	450	<150	500	350
C ₂ H ₂	<0.1	1.0	0.9	<0.1	2.0	1.9
CH ₄	<10	100	90	<10	100	90
CO	<100	1000	900	<100	1000	900

表4 套管内特征气体达到注意值时导致的压强变化

电压等级	气体	油中气体浓度增加值/($\mu\text{L} \cdot \text{L}^{-1}$)	内部压强增加值	内部压强增加值
			(20 $^{\circ}\text{C}$)/Pa	(50 $^{\circ}\text{C}$)/Pa
330 kV 及以上	H ₂	450	911	911
	C ₂ H ₂	0.9	0.07	0.10
	CH ₄	90	21.2	22.8
	CO	900	759	759
220 kV 及以下	H ₂	350	709	709
	C ₂ H ₂	1.9	0.16	0.21
	CH ₄	90	21.2	22.8
	CO	900	759	759

从表4可以看出,当H₂和CO达到注意值时,内部压强绝对变化量非常明显;CH₄达到注意值时压强增长比较明显;C₂H₂增长对压强增长的贡献较小。从表2中的瓦尔德系数来看,虽然C₂H₂、C₂H₄、C₂H₆和CO₂的增长对压强的贡献较小,但在套管内部缺陷发展过程中,产生这些气体时必然会有H₂、CO、CH₄的产生。一般来说,当C₂H₄、C₂H₆出现显著增长或C₂H₂达到注意值时,H₂、CH₄或CO均会达到注意值,也即是标准^[10-11]将H₂、CH₄和CO作为主要特征气体并给出注意值的意义所在。因此,通过监测内部套管内部压强可以实现缺陷的监测与预警。

从表4可知,当H₂、CO或CH₄达到注意值时,它们引起的压强增长绝对值较为明显,并易于监测。但是由于各电压等级套管高度不同,因此在套管法兰取油口处的压强也不同,从而当特征气体达到注意值时,内部压强变化量所占压强的百分比也不相同。如果所占百分比太小(缺陷发展还未达到注意值的初期时),可能会被温度导致的压强变化而掩盖。

此处选取110 kV套管BRDLW-110/1250为例分析内部缺陷导致特征气体H₂达到注意值时内部压强变化率。通过实际测量,套管基本参数如表5所示。

根据表5的参数,结合绝缘油的密度,可获得套管在法兰取油口处的压强以及特征气体引起的压强

变化的比例,如表6所示。

表5 套管基本参数

型号	运行注油重量时	运行注油	完全注满后
	油面距取油口高度 (20 $^{\circ}\text{C}$)/mm	重量/kg	油重量/kg
BRDLW-110/1250	1180	36	40

注:完全注满后油的重量-运行注油重量=套管顶部空腔所能容纳的油量。

表6 套管内部特征气体(H₂和CO)在缺陷初期和达到注意值时的压强变化率

参数	H ₂		CO	
	注意值	初期	注意值	初期
气体浓度增加值/($\mu\text{L} \cdot \text{L}^{-1}$)	350	50	900	100
内部压强增加值/Pa	709	101	759.0	84.4
内部初始压强/Pa	10 141		10 141	
变化率(内部压强增加值/内部初始压强)/%	7.00	1.00	7.50	0.83

说明:表中H₂增量为50 $\mu\text{L}/\text{L}$,CO增量为100 $\mu\text{L}/\text{L}$ 为假设缺陷初期的含气量。

由表6可知:对于110 kV套管,当内部特征气体(H₂、CO)达到注意值时相对变化率明显,达7%左右;在缺陷初期(H₂增量50 $\mu\text{L}/\text{L}$,CO增量100 $\mu\text{L}/\text{L}$)时相对变化率较小,为1%左右。

2 套管内压强响应的温度敏感度分析

运行中套管的内部温度随着环境温度和负荷电流的变化而变化。温度对内部压强的影响主要来自于以下几个方面:

- 1)套管内部绝缘油体积变化,导致套管上部气体体积变化,从而引起内部压强变化;
- 2)套管上部气体部分温度变化,导致内部压强变化;
- 3)温度和压强的变化影响气体溶解度变化,溶解度变化引起气体部分气体含量的变化,进而引起内部压强变化。

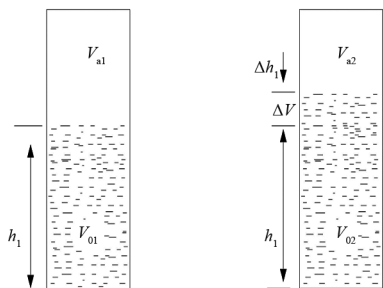
为获得温度对套管内部压强的影响,采用上述110 kV套管进行分析。为简化分析,可做如下合理简化:

- 1)套管内上部的气体为理想气体;
- 2)忽略温度引起的套管瓷套、导电杆、电容芯子的体积变化。

假设套管顶部空间全部充满氮气(N₂),压强为1个标准大气压(101 325 Pa),且此时内部没有其他

特征气体。当套管从温度 T_1 变化到 T_2 时,内部绝缘油和气体侧的体积变化如图 2 所示。

图中: V_{a1} 和 V_{a2} 分别为温度 T_1 和 T_2 时套管内气体侧的体积; V_{o1} 和 V_{o2} 分别为温度 T_1 和 T_2 时套管内绝缘油的体积。



(a) 温度为 T_1 时内部油位 (b) 温度为 T_2 时内部油位

图 2 不同温度下套管内部的油位

根据假设套管内顶部气体为理想气体,因此符合理想气体状态方程为

$$\begin{cases} P_1 V_{a1} = n_1 RT_1 \\ P_2 V_{a2} = n_2 RT_2 \end{cases} \quad (7)$$

式中: T_1 和 T_2 为不同的温度; V_{a1} 和 V_{a2} 分别为温度 T_1 和 T_2 时套管顶部气体体积; n_1 和 n_2 分别为温度 T_1 和 T_2 时的套管顶部气体物质的量; R 为摩尔气体常数。

由于套管为一个密封系统,因此根据绝缘油的膨胀系数 δ 可得 V_{a1} 和 V_{a2} 的关系为

$$V_{a2} = V_{a1} - (T_2 - T_1)\delta V_{o1} \quad (8)$$

套管顶部空间的 N_2 在 1 个标准大气压下达达到平衡时,浓度为 C_{N1} ($10^6 \mu\text{L/L}$)。根据 N_2 在温度 T_1 时溶解于绝缘油的瓦尔德系数 k_{NT1} 可得温度 T_1 时油中溶解 N_2 的浓度 C_{N-o1} 为

$$C_{N-o1} = k_{NT1} C_{N1} \quad (9)$$

当温度变化到 T_2 时,套管内部气体侧和油中氮气浓度的关系可表示为

$$k_{NT2} = \frac{C_{N-o2}}{C_{N2}} = \frac{(C_{N-o1} V_{o1} + \Delta V_{a-o}) / V_{o2}}{(C_{N1} V_{a1} - \Delta V_{a-o}) / V_{a2}} \quad (10)$$

式中: k_{NT2} 为 N_2 在 T_2 时溶解于绝缘油的瓦尔德系数; C_{N-o2} 和 C_{N2} 分别为温度为 T_2 状态下绝缘油侧和气体侧 N_2 的浓度; ΔV_{a-o} 为温度从 T_1 变化到 T_2 时 N_2 溶解进绝缘油的体积(标准大气压下)。

由于在表征气体浓度时,无论是绝缘油侧还是气体侧,无论是温度 T_1 还是 T_2 状态下,气体的体积均是以标准大气压为参考。因此根据标准大气压下的

的摩尔体积可得在 T_1 和 T_2 状态下,套管气体侧物质的量的关系为

$$\frac{n_1}{n_2} = \frac{V_{a1}}{V_{a1} - \Delta V_{a-o}} \quad (11)$$

根据表 5 中的参数和式(7)一式(11),可以获得不同温度下套管内部压强的变化情况。另外,由于温度变化引起油的体积变化,套管内部油柱高度发生变化,而油的密度与高度成反比。因此,可认为在温度变化过程中在取油嘴处由于油柱引起的压强不变,即温度导致的内部压强变化主要是来自于套管内顶部气体压强的变化。

根据上述分析,可以计算得到 110 kV 套管内部压强变化,如表 7 所示。

表 7 温度变化和特征气体对内部压强等影响对比

温度/ ℃	套管内部 压强/Pa	温度变化时压强的 变化量		H ₂ 达注意值时内部 压强变化量	
		变化量/Pa	百分比/%	变化量/Pa	百分比/%
20	10 141	0	0	709	7.0
21	10 810	669	6.6	709	6.6
50	32 244	22 103	218	709	2.2

从表 7 可以看出,当氢气达到注意值时引起内部压强的变化量与温度升高 1 °C 引起的变化量相当。然而,对于运行的套管来说每天的温度变化可能会达到 20~30 °C,由此引起的变化将完全淹没特征气体引起的变化量。

某运行中变压器 110 kV 套管内部压强的监测数据如图 3 所示。由图可知,套管内部压强随温度波动较大,这将对缺陷预警带来极大的干扰。因此,必须采取有效措施消除温度干扰,才能实现缺陷的准确预警。

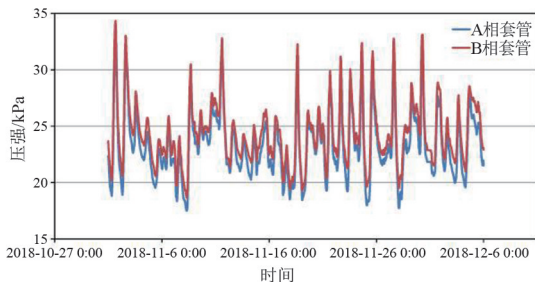


图 3 某运行变压器 110 kV 套管内部压强

3 温度对内部压强影响的抑制措施

为了能够通过压强变化来准确发现缺陷,就必须抑制温度的影响。这里提出采用共模抑制的

方法,即采用运行在相同状态(相同环境温度、相同负荷电流)下的两支相同套管内部压强作差的方法。在实际运行中的套管可采取同一台变压器的三相套管来进行互相作差。下面对以下两种情况开展分析。

情况1:安装于同一台变压器的同厂家同型号的两支套管,内部盛油量完全相同,且注油量完全相同。

情况2:安装于同一台变压器的同厂家同型号的两支套管,内部盛油量完全相同,且注油量有所偏差,假设注油高度相差1 cm。

由于变压器运行时套管处于同一环境温度,且三相负荷电流基本平衡,可假设运行中三相套管的温度几乎相同。此时,两支套管的差压变化以及特征气体引起的压强变化可根据前述计算条件进行计算分析,结果如表8所示。

表8 差压随温度变化与特征气体引起的压强变化对比

H ₂ 增量/($\mu\text{L} \cdot \text{L}^{-1}$)	350	50	350	50	350	50
压强增量/Pa	709	101	709	101	709	101
温度/°C	20		21		50	
差压(情况1)/Pa	0		0		0	
差压(情况2)/Pa	471		485		1051	
百分比/%	150	21.4	146	20.8	67.5	9.6

由表8可知,采取共模抑制后温度的影响得到极大的抑制。即使在两支套管注油高度相差1 cm的情况下,特征气体(H₂)达到注意时引起的内部压强变化所在的比重得到极大的提升,20 °C时从7.0%提升到150%;21 °C时从6.6%提升到146%;50 °C时从2.2%提升到67.5%。即使在H₂只增加50 $\mu\text{L}/\text{L}$ 时,引起的内部压强变化也非常明显。

采用共模抑制后,温度的影响能够得到有效抑制。对于某运行变压器套管内部压强采用共模抑制后,其差压波动大幅降低,如图4所示。

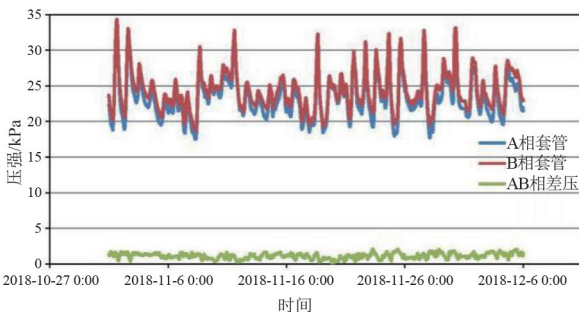


图4 某运行变压器110 kV套管内部压强及差压

4 结论

通过对特征气体及温度对油纸绝缘套管内部压强的影响研究,得出结论如下:

1)套管缺陷产生的H₂、CO等特征气体将显著增强其内部压强,但温度对压强的影响更大,对采用压强监测来开展预警产生极大的干扰;

2)采用所提方法后,温度的影响得到极大的降低,使得套管内部缺陷在发展初期就能通过差压得以发现。

参考文献

- [1] 赵春明,何秋月,杨代勇,等. 66 kV 变压器套管故障分析[J]. 变压器,2018,55(10): 74-78.
- [2] 任晓红,王伟,郑健康,等. 500 kV 变压器套管典型故障及分析[J]. 高电压技术,2008, 34(11): 2513-2516.
- [3] 苏文,王志鹏,袁露,等. 500 kV 变压器中压套管故障分析及处理[J]. 电力安全技术,2018, 20(9): 50-55.
- [4] 许广虎,郑义,苑龙祥,等. 一起750 kV 电抗器高压套管故障的分析与处理[J]. 变压器,2018, 55(5): 72-76.
- [5] SETAYEHSMEHR A, ALKBARI A, BORSI H, et al. On-line monitoring and diagnoses of power transformer bushings[J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2006, 13(3): 608-615.
- [6] GAO Qiang, DING Pinnan, HAN Yue, et al. Development of distributed on-line monitoring system for dielectric loss tangent of high voltage capacitive apparatus[C]. 2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, Beijing, IEEE, 2008.
- [7] 王亮. 基于相对测量法的电容型设备绝缘在线监测系统研究[D]. 北京:华北电力大学,2012.
- [8] CRISTALDI Loredana, FAIFER Marco, LAURANO Christian, et al. Monitoring of power transformer bushings in high voltage substations[C]. 2015 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power System, IEEE,2015: 1-6.
- [9] 周海洋,李辉,严璋. 改进中性点测量法的变压器套管在线监测[J]. 高电压技术,2002,28(5): 35-37.
- [10] JACOB Nathan D, MCDERMID William M, KORDI Behzad. On-line monitoring of partial discharges in a HVDC station environment[J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2012, 19(3): 925-934.

(下转第84页)

在受力状态下易在 β 相内及 α 相、 β 相的晶界处形成应力集中,为裂纹的产生提供内在条件,降低了铜合金的延展性和耐蚀性,易发生脆性断裂。

通过断口能谱分析可知,断口处存在一定比例的 O、S 等腐蚀元素,与三通阀法兰所处的运行环境相吻合,运行环境为腐蚀提供了条件。由法兰本身结构可知,法兰径向厚度较薄处或铆钉孔处为受力薄弱区域,极易应力集中;从法兰安装结构和现场失效法兰应力分布可知,法兰下部承受压应力,而上部承受拉应力,且小孔附近为法兰受力薄弱区,易导致裂纹的产生并沿着从上到下的方式扩展。通过显微组织观察分析,金相组织整体形貌上呈带状分布,法兰内部可能留有残余应力。通过裂纹附近显微组织和断口形貌观察分析,三通阀法兰开裂处晶粒无变形,断口为典型的准解理形貌,属于穿晶脆性断裂,符合典型的高锌黄铜应力腐蚀开裂的断口特征。故而在外力、残余应力、腐蚀介质的共同作用下,法兰在其径向厚度较薄处或铆钉孔处发生了应力腐蚀开裂。

4 结 论

该铅黄铜三通阀法兰长期处于潮湿且有腐蚀性物质的运行环境中,且结构设计和安装方式使其受到较大周向拉应力,在加工过程中法兰内部可能存在残留应力。在设计、制造、装配、运行环境等共同

因素作用下,铅黄铜法兰发生了应力腐蚀断裂或开裂。因此,提出以下建议:

1) 黄铜三通阀进行挤压或冷加工工艺后须进行退火消除内应力,防止残余应力为应力腐蚀提供基础件;

2) 优化三通阀结构设计,将法兰和气管采取一体化设计,减小法兰受力薄弱位置的受力;

3) 因黄铜具有较大应力腐蚀倾向,三通阀法兰运行环境恶劣时,建议用防腐性能较好且具有一定强度的金属材料代替,比如优质的不锈钢和铝合金。

参考文献

- [1] 路俊攀,李湘海.加工铜及铜合金金相图谱[M].长沙:中南大学出版社,2012.
- [2] 李炯辉,林德成.金相图谱下册[M].北京:机械工业出版社,2015.
- [3] 郑宏晔,陈胤桢,裘吕超,等.变压器铅黄铜线夹开裂原因分析[J].热处理,2021,36(1):51-53.
- [4] 张健,刑明军,陈国宏,等.主变黄铜轴销断裂失效分析[J].机械设计,2020,37(S2):133-137.
- [5] 张铭,伍超群,李扬.铅黄铜阀体开裂原因分析[J].材料研究与应用,2009,3(3):200-203.

作者简介:

赵兴虹(1990),女,工程师,从事电网材料检测及失效分析工作。

(收稿日期:2022-07-27)

(上接第 57 页)

- [11] 肖天为,张磊,黄炎光,等.特高频方法用于套管局部放电检测的可行性研究[J].电网技术,2015,39(6):1719-1724.
- [12] AMORIM H P, CARVALHO A T D, RODRIGUES T B, et al. On-site measurements of partial discharges through tap of the bushings-Brazilian experience in power transformers[C]. IEEE International Conference on Solid Dielectrics, Bologna, IEEE, 2013(12):2010-1023.
- [13] 朱学成,高自伟,姜德胜,等.套管局放 UHF 检测用传感器的必选与应用[J].黑龙江电力,2016,38(3):257-262.
- [14] 唐炬,尹佳,张晓星,等.基于压力和特高频的少油设备绝缘缺陷联合在线监测[J].高电压技术,2020,46(2):546-553.

- [15] 国网四川省电力公司.电力少油设备监测器:201720551103[P].2018-02-09.
- [16] 国网四川省电力公司.电力少油设备监测装置:201720554508[P].2018-06-05.
- [17] 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.
- [18] 全国绝缘子标准化技术委员会.绝缘套管油为主绝缘(通常为纸)浸渍介质套管中溶解气体分析(DGA)的判断导则:GB/T 24624—2009[S].北京:中国标准出版社,2010.

作者简介:

涂彦明(1972),男,硕士,高级工程师,从事高电压技术和电力系统继电保护工作。

(收稿日期:2023-05-19)