

基于绝缘油理化指标的某高压电抗器受潮原因分析

鲁力铭

(西安交通大学电气工程学院, 陕西 西安 710049)

摘要: 高压电抗器因密封不良从外部进水或其内部固体绝缘材料严重老化生成水, 均会导致绝缘油中水分增加并表现出受潮缺陷。针对某 500 kV 高压电抗器绝缘油受潮缺陷, 基于油质、油中溶解气体含量、油中水分等绝缘油理化指标对其受潮原因进行分析, 判断出该受潮缺陷不是外部进水而是内部固体绝缘材料老化引起的; 通过现场真空密封试验, 未发现外界水分进入电抗器的通道, 进一步验证了所用方法分析判断受潮原因的正确性。

关键词: 绝缘油; 水分; 油质; 溶解气体含量; 绝缘纸; 老化

中图分类号: TM 855 **文献标志码:** B **文章编号:** 1003-6954(2024)03-0101-05

DOI: 10.16527/j.issn.1003-6954.20240318

Cause Analysis of Moisture Defects for High-voltage Reactor Based on Physicochemical Indicators of Insulating Oil

LU Liming

(School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, Shaanxi, China)

Abstract: Poor sealing of high-voltage reactors can cause an increase in moisture content in insulation oil and the appearance of moisture defects due to external water ingress or severe aging of internal solid insulation materials. There are no relevant literature reports on how to determine whether the moisture defects in high-voltage reactors are caused by external water ingress or internal aging of insulation paper based on the physicochemical indicators of insulation oil. Based on physical and chemical indicators such as oil quality, dissolved gas content in oil and water content in oil, the reasons for insulation oil to become damping in a 500 kV high-voltage reactor are analyzed, which concludes that it is not caused by external water ingress but internal solid insulation material aging. Through vacuum sealing tests on site, no channel for external water to enter the reactor is found, which further verifies that the insulation oil of that high-voltage reactor to become damping is caused by internal solid insulation material aging.

Key words: insulating oil; moisture; oil quality; dissolved gas content; insulating paper; aging

0 引言

油浸纤维材料和绝缘油是组成电力变压器最主要的两种绝缘材料^[1], 变压器在生产、安装、调试过程中油纸绝缘系统不可避免地会引入水分^[2], 绝缘油、绝缘纸纤维素在长期的运行过程中受 O₂、催化剂 (H₂O、Cu、Fe)、电场、热、机械振动多种因素的影响逐渐劣化^[3], 油、纸性能逐渐变差。绝缘纸纤维素降解和绝缘油劣化均会生成水, 同时固体绝缘中的水分对其老化的自催化作用, 使碳氧化物, 特别是

CO₂ 的生成量大为增加。在故障状态下固体绝缘材料热裂解时, CO 的生成量比 CO₂ 更为突出, 变压器绝缘正常老化时, 油中 CO₂ 浓度随运行年限延长而增长十分明显, 而 CO 浓度随运行年限的增幅却不大^[4]。另外, 在变压器运行过程中, 绝缘油与金属材料、铁芯和绝缘纸长期接触, 因而变压器油中可能会产生金属铍屑、纤维素残余等^[5]。当绝缘油中纤维素颗粒或水分含量增加时, 由于它们都具有比绝缘油高的电导率和介电常数, 在电场的作用下会构成导电桥路而降低油的击穿电压值。

运行油中的含气量 (O₂、N₂、CO、CO₂) 与设备的

密封程度有极大的关系,即:设备密封好,运行中油的含气量就较低;设备密封不好,运行中油的含气量就会较高,甚至引起绝缘油、绝缘纸的受潮,导致绝缘油的水分明显增加而降低击穿电压。

高压电抗器与变压器相似,绝缘材料主要包括油浸纤维材料和绝缘油,在电场作用下的绝缘材料老化机理也相似。下面从绝缘油油质、油中溶解气体含量、设备历史情况、绝缘纸的水解机理等 4 个方面对某 500 kV 高压电抗器受潮缺陷进行原因分析。

1 概述

2022 年 3 月 3 日,在进行绝缘油例行试验时,发现某 500 kV 高压电抗器 B 相绝缘油水分为 16.5 mg/L,与 2021 年 3 月 5 日 6.5 mg/L 相比,油中水分明显增加并超过 GB/T 7595—2017《运行中变压器油质量》中 500 kV 设备“水分 ≤ 15 mg/L”^[6]的规定,现场巡视未发现设备有渗油痕迹。之后加强跟踪发现油中水分呈明显增加趋势,绝缘油击穿电压呈明显下降趋势。直至 2022 年 3 月 14 日测试时,绝缘油中水分达 28.3 mg/L,击穿电压为 35.7 kV,油中溶解气体未见明显异常。由于水分和击穿电压严重异常,设备于 2022 年 3 月 17 日紧急停运,进行排油、抽真空密封试验未发现漏气,注入合格新油、热油循环等处理后于 3 月 29 日再次投运。投运后油中水分呈缓慢增大趋势,击穿电压呈缓慢减小趋势,但于 6 月 22 日出现突变,油中水分增大到 26.5 mg/L,击穿电压降为 60.8 kV,至 7 月 19 日油中水分增大到 27.4 mg/L,击穿电压减小至 51.6 kV 后,遂将其紧急退出运行。

该 500 kV 高压电抗器的生产厂家为奥地利伊林公司,1997 年在其他变电站投运并于 2010 年退出运行存放至 2011 年。存放过程中该高压电抗器进水造成铁芯对地绝缘电阻为 0 且绝缘深度受潮,后送往特变电工衡阳变压器有限公司按该公司 500 kV 产品干燥工艺进行干燥。干燥后运往此 500 kV 变电站于 2012 年 12 月投运,投运时各项高压试验合格,油化试验合格。从 2012 年 12 月投运后一直未进行滤油处理,在 2022 年 3 月之前的绝缘油例行试验中,油中水分均小于 10 mg/L,未发现明显异常。

2 原因分析

2.1 绝缘油油质

2022 年 3 月 14 日该高压电抗器 A、B、C 三相绝缘油油质测试结果如表 1 所示。

表 1 高压电抗器绝缘油油质

项目	A 相	B 相	C 相
含气量/%	4.97	4.25	5.14
O ₂ 含量/($\mu\text{L} \cdot \text{L}^{-1}$)	1654	183	3327
N ₂ 含量/($\mu\text{L} \cdot \text{L}^{-1}$)	37 413	24 698	40 322
O ₂ /N ₂ 比值	0.044	0.007	0.082
C _A /%	7.7	7.0	6.1
C _P /%	46.1	45.1	40.8
C _N /%	46.2	47.9	53.1
介损损耗(90 °C)/%	0.32	0.57	0.28
水分含量/($\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$)	1.60	23.92	2.30
击穿电压/kV	65.4	45.3	62.0
酸值(KOH)/($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)	0.001 5	0.003 0	0.001 0

从表 1 可以看出,高压电抗器 A、B、C 三相绝缘油结构族测试结果烷链碳的含量(C_P)均小于 50%,根据结构族组成中 C_P<50%的矿物绝缘油为环烷基绝缘油^[7],则高压电抗器 A、B、C 三相绝缘油均为环烷基油。其中 A、B 两相结构族的芳香碳含量(C_A)、C_P、环烷碳含量(C_N)基本一致,与 C 相结构族 C_A、C_P、C_N 偏差大一些,基本可以判断高压电抗器 A、B 两相绝缘油属于同一品种、同一类型的绝缘油。那么当 A、B 两相工况一致的情况下,绝缘油油质情况应该一致。

油中含气量是指溶解在油中的各种气体的总含量。一般用油中溶解的气体在 101.3 kPa、0 °C 下的体积与油在相同条件下的体积百分比来表示。运行油中的含气量与设备的密封程度有极大的关系,而与油的质量无关,即设备的密封好,运行中油的含气量就较低,并且比较稳定^[8]。同时根据绝缘油种类的不同,含气量的饱和值大约在 7%~10%,B 相的含气量为 4.25%,低于 A 相的含气量 4.97%,说明 B 相的密封情况优于 A 相,且 A、B 两相的含气量均未达到饱和。但 B 相的水分含量为 23.92 mg/L,远高于 A 相的 1.6 mg/L,那么可以推测 B 相的水分高不是由于密封不严外部进水引起,因为如果漏水必然漏气,B 相的含气量则应高于 A 相,甚至接近于饱和值。

在设备内,考虑到 O₂ 和 N₂ 在空气中的比例及在

油中的相对溶解度,油中 O_2 与 N_2 的比值约为 0.5。运行中由于油的氧化或纸的老化使得 O_2 被消耗,油中 O_2 与 N_2 的比值可能降低,当 $O_2/N_2 < 0.3$ 时,一般认为是氧被极度消耗的迹象^[9]。表 1 中 B 相 O_2/N_2 比值为 0.007,远小于 0.3,说明油的氧化或纸的老化严重;同时该值 B 相也小于 A 相、C 相,说明 B 相油的氧化或纸的老化比 A、C 相严重。

绝缘油酸值、介质损耗能敏感地反映绝缘油的劣化程度。新油的酸值、介质损耗都比较小,随着运行时间的延长,绝缘油和绝缘纸的老化会引起绝缘油酸值、介质损耗增大。500 kV 设备要求运行油酸值(以 KOH 计) ≤ 0.1 mg/g,介质损耗(90 °C) $\leq 2\%$ ^[10]。表 1 中 A、B、C 三相油的酸值、介质损耗都远低于规定值,说明 B 相绝缘油并未明显老化,推测 B 相绝缘纸的严重老化消耗了大量 O_2 。

根据 A、B 两相工况几乎相同,使用同品种、同类型绝缘油且绝缘油未明显劣化,B 相油中 O_2/N_2 比值远小于 A 相,B 相的含气量小于 A 相,B 相的水分含量远大于 A 相,推测是这由于 B 相固体绝缘的老化引起。

2.2 绝缘油中溶解气体

2022 年 3 月 14 日该高压电抗器 A、B、C 三相绝缘油溶解气体测试结果如表 2 所示。

表 2 2022 年 3 月 14 日绝缘油溶解气体

项目	组分	A 相	B 相	C 相
油中溶解气体 组分含量/ ($\mu\text{L} \cdot \text{L}^{-1}$)	CH_4	18.65	19.68	21.94
	C_2H_4	6.14	2.40	2.97
	C_2H_6	5.85	5.16	6.23
	C_2H_2	0	0	0
	H_2	2.63	44.74	2.36
	CO	1 585.95	670.79	1 526.35
	CO_2	9 069.70	16 928.95	6 180.69
	总烃	30.64	27.24	31.14
CO_2/CO 比值	5.72	25.24	4.05	

从表 2 可以看出:A、B、C 三相烃类气体均无 C_2H_2 , CH_4 、 C_2H_4 、 C_2H_6 含量均未见异常,说明 A、B、C 三相均无明显的过热或放电故障;但 B 相 CO_2 含量明显高于 A 相和 C 相,同时 B 相 CO 含量明显低于 A 相和 C 相,而 CO_2/CO 比值远大于 A 相和 C 相。

正常情况下,随着运行年限的增加,绝缘材料老化使 CO 和 CO_2 的含量逐渐增加,由于 CO_2 较易溶解于油中,而 CO 在油中的溶解度小、易逸散,因此 CO_2/CO 比值一般是随着运行年限的增加而逐渐变大的。当 CO_2/CO 比值大于 7 时,认为绝缘可能老

化^[11]。当故障涉及固体绝缘时,会引起设备油中 CO 和 CO_2 气体浓度的明显增长。固体绝缘分解产生 CO 和 CO_2 的速度,不仅取决于局部过热温度范围及其作用时间,而且还与固体绝缘的含水量成反比。温度一定而含水量越高时,分解 CO_2 越多。在故障状态下固体绝缘材料热裂解时,CO 的生成量比 CO_2 更为突出,变压器绝缘正常老化时,油中 CO_2 浓度随运行年限延长而增长十分明显,而 CO 浓度随运行年限的增幅却不大^[4]。

从表 2 还可以看出,B 相 H_2 的含量明显高于 A 相及 C 相,这与充油设备受潮会生成大量 H_2 相比又显得矛盾。经分析造成这一现象的原因主要是绝缘油、绝缘纸的正常老化会产生自由基 $\text{H} \cdot$ 。当绝缘纸表现为明显的老化趋势时,由于油、纸断链过程中产生的自由基 $\text{H} \cdot$ 与氧离子结合生成大量的水,所以 B 相油中 H_2 的含量虽高于 A、C 相,但并未产生大量氢气。

根据 B 相总烃含量低以烷烃为主、无 C_2H_2 、CO 少、 CO_2 多、 CO_2/CO 比值高以及虽然油中水分高但 H_2 含量却并不高的特征,推测 B 相的水分高是由于固体绝缘的老化引起。

2.3 绝缘油中水分

高压电抗器 A、B、C 三相绝缘油中水分从 2012 年 12 月投运后的情况见表 3。

表 3 绝缘油中水分

试验时间	A 相	B 相	C 相	单位:mg/L
2012-12-26	3.0	3.0	4.0	
2014-06-11	7.0	6.0	8.0	
2020-03-27	6.9	7.9	6.4	
2021-03-05	6.8	6.5	7.2	
2022-03-03	3.3	16.5	2.9	
2022-03-09	—	21.4	—	
2022-03-10	—	22.4	—	
2022-03-13	5.7	26.8	4.5	
2022-03-14	4.4	28.3	3.1	

从表 3 可以看出:A、C 两相油中的水分从 2012 年 12 月投运以来基本在 3~8 mg/L 波动;B 相油中的水分从 2012 年 12 月 26 日至 2021 年 3 月 5 日基本在 3~6.5 mg/L 波动,与 A、C 两相的变化趋势基本一致;但在 2022 年 3 月 3 日例行试验时 B 相油中的水分突增至 16.5 mg/L,并在之后的 11 天,水分呈明显的增加趋势达到了 28.3 mg/L,远大于标准要求水分含量不大于 15 mg/L^[6] 的规定。

该高压电抗器 B 相在 2010 年退出运行存放至 2011 年,存放过程中该高压电抗器进水造成铁芯对地绝缘电阻为 0 且绝缘深度受潮,后送往特变电工衡阳变压器有限公司按衡变公司 500 kV 产品干燥工艺要求进行干燥。在现代技术条件下,当变压器干燥终了时,其绝缘内部残留水分一般只有 0.2%~0.3%^[4]。但随着变压器运行年限的增加,绝缘纸纤维素降解和绝缘油劣化均会生成水,使得绝缘纸、绝缘油中的水分缓慢增加。这是因为变压器绝缘纸的主要成分是纤维素,纤维素的分子式为 $(C_6H_{10}O_5)_n$ 。纤维素由 C、H、O 组成,每一个葡萄糖单体中有 3 个裸露的羟基,纤维素上的羟基(-OH)属于亲水基团,易与水分子通过氢键作用进行吸附,纤维素分子之间通过糖苷键链接,在水/酸的催化下,会发生纤维素水解反应,高温会加速这一过程,水解过程如图 1 所示。

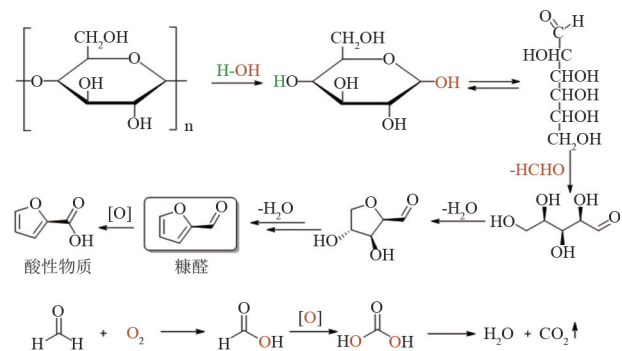


图 1 纤维素水解过程

水分在油-纸间处于动态平衡状态:油温升高时,油对水的溶解量增大,绝缘纸中的水分进入油中;油温下降时,油对水的溶解量减小,油中的水分进入绝缘纸中。高压电抗器同理。参考文献记载的格里芬(Griffin)油纸含水量与温度的平衡曲线如图 2 所示。

根据图 1,当高压电抗器 B 相运行油温在 50~60℃,按 Griffin 油纸水分平衡曲线,假设油中水含量为 15 $\mu\text{L}/\text{L}$ 时,对应平衡的绝缘材料含水量应该为 1.6%~2.2%,该值远高于高压电抗器干燥终了时绝缘内部 0.2%~0.3%的残留水分^[4]。所以高压电抗器投入运行后的很长一段时间内,油纸绝缘系统水分要达到平衡,必将是水分从油中不断地向纤维素材料中转移。推测这也是从 2012 年至 2021 年 B 相油水分检测一直合格的原因。同时由于存放期间高压电抗器 B 相深度受潮,导致在干燥时内侧水分

不易析出,内侧绝缘纸的水分高于外侧绝缘纸,内测绝缘纸老化速度快于外侧绝缘纸,内测绝缘纸老化生成的水在运行过程中慢慢影响外侧绝缘纸的质量,使得外侧绝缘纸也逐渐加速老化;内外侧绝缘纸老化后,纤维素的直径下降引起纸板的比表面下降,导致吸湿能力下降^[12],最终在 2021 年 3 月至 2022 年 3 月内侧、外侧绝缘纸老化产生的大量水分向油中扩散并溶解于油中,导致油中水分含量增大。

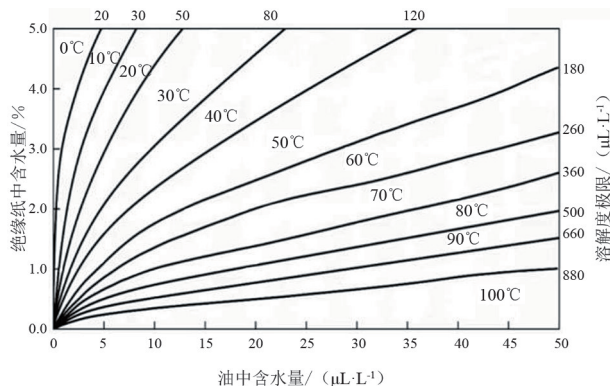


图 2 Griffin 油纸水分平衡曲线

3 诊断试验

2022 年 3 月 17 日停电排油,3 月 19 日 16:50 开始按 DL/T 264—2022《油浸式电力变压器(电抗器)现场密封试验导则》“胶囊式储油柜变压器真空密封试验”的规定^[13]对高压电抗器整体抽真空。抽真空过程中,未听到泄露响声,真空度从 3 月 19 日的 2 424.0 Pa 降到 3 月 21 日的 14.0 Pa 后,真空度基本不再下降,至 3 月 21 日 16:03 结束抽真空,真空度情况如表 4 所示。

表 4 抽真空情况表

日期	时间	真空度/Pa	日期	时间	真空度/Pa
3 月 19 日	16:50	—	3 月 21 日	0:02	14.0
	17:30	2 424.0		1:02	14.0
	18:30	625.0		2:12	14.0
	23:50	237.0		10:15	13.9
3 月 20 日	1:48	225.0	12:08	14.0	
	15:36	150.0	14:05	13.8	
	20:00	80.0	15:02	14.0	
	23:07	22.0	16:03	14.0	

抽真空结束后,继续记录负压下真空度变化情况,如表 5 所示。

表5 负压下真空度变化情况

时间	真空度/Pa
16:30	42.0
16:40	78.4
17:00	128.3
17:30	156.0

DL/T 264—2022 规定的计算泄漏率的公式为

$$\eta = (P_2 - P_1)v/\Delta t \quad (1)$$

式中: η 为泄漏率, Pa·L/s; P_1 、 P_2 分别为前后两次测试真空度, Pa; Δt 为前后两次测试时间间隔, s; v 为油体积, L。

DL/T 264—2022 规定:当真空计的指示值达到 200 Pa 以下时,测量油箱及管路等的 30 min 内系统泄漏率应小于 1000 Pa·L/s。根据现场测试真空度按式(1)计算得到该高压电抗器在 30 min 内泄漏率为 290.7 Pa·L/s,远小于规定值,说明系统密封良好,不存在进气进水受潮的情况,证明之前根据绝缘油指标推测高压电抗器 B 相油中水分超标是由于固体绝缘老化引起的结论是成立的。

如第 1 章所述,该高压电抗器经检修处理后于 3 月 29 日再次投运,于 7 月 19 日油中水分增至 27.4 mg/L、击穿电压减至 51.6 kV 后停运。经检测油中溶解气体无异常,再次验证油中水分的增加系固体绝缘严重老化引起。

4 结 论

上面基于绝缘油油质、油中溶解气体含量、油中水分得出某 500 kV 高压电抗器油中水分异常增大的原因不是外部受潮而是内部固体绝缘材料老化引起,并通过现场真空密封试验进行了验证,从技术监督角度可以得出以下结论:

1) 当充油设备绝缘油提示设备有故障,应对类似设备一同进行油分析,除纵向分析变化趋势外,还应横向与其他设备比较。

2) 固体绝缘材料严重老化会引起绝缘油油质变差,导致油中水分异常增大,击穿电压异常降低。

3) 固体绝缘材料严重老化会引起绝缘油油中溶解气体 CO_2 异常增大, CO_2/CO 比值明显增大,但烃类气体 C_2H_2 、 CH_4 、 C_2H_4 、 C_2H_6 含量无明显异常。

4) 绝缘油含气量绝对值的大小能有效地反映运行中充油设备的密封情况,运行中由于油的氧化

或纸的老化, O_2/N_2 比值会逐渐小于 0.5, O_2/N_2 比值越小说明油的氧化或纸的老化越严重。绝缘油油质无明显劣化,但绝缘油 O_2/N_2 比值特别小(<0.1)时,可初步判断绝缘纸的老化消耗了大量的 O_2 。

综上所述,当充油设备绝缘油水分异常增大、击穿电压异常降低时,如果绝缘油未明显劣化,而油中 CO_2 异常增大, CO_2/CO 的比值明显增大,但烃类气体 C_2H_2 、 CH_4 、 C_2H_4 、 C_2H_6 含量无明显异常, O_2/N_2 比值特别小(<0.1),可初步判断充油设备存在固体绝缘严重老化缺陷。

参考文献

- [1] 孙坚明,孟玉婵,刘永洛.电力用油分析及油务管理[M].北京:中国电力出版社,2009.
- [2] 尹建国.油纸绝缘热老化过程中水分转移规律及其对热老化特性的影响[D].重庆:重庆大学,2010.
- [3] 李焯峰,王应高,罗运柏,等.电力用油分析监督与维护[M].北京:中国电力出版社,2018.
- [4] 操敦奎.变压器油色谱分析与故障诊断[M].北京:中国电力出版社,2010.
- [5] 范名琳.纤维素颗粒的成桥特性及其对绝缘油交直流击穿电压的影响研究[D].保定:华北电力大学,2020.
- [6] 全国电气化学标准化技术委员会.运行中变压器油质量:GB/T 7595—2017[S].北京:中国标准出版社,2017.
- [7] 电力行业电力变压器标准化技术委员会.电力变压器用绝缘油选用导则:DL/T 1094—2018[S].北京:中国电力出版社,2018.
- [8] 李焯峰,王应高,罗运柏,等.电力用油分析监督与维护[M].北京:中国电力出版社,2018.
- [9] 孟玉婵,李荫才,贾瑞君,等.油中溶解气体分析及变压器故障诊断[M].北京:中国电力出版社,2012.
- [10] 全国电气化学标准化技术委员会.变压器油维护管理导则:GB/T 14542—2017[S].北京:中国标准出版社,2017.
- [11] 电力行业电力变压器标准化技术委员会.油浸式变压器绝缘老化判断导则:DL/T 984—2018[S].北京:中国电力出版社,2020.
- [12] 王伟,马志青,李成榕,等.纤维素老化对油纸绝缘水分平衡的影响[J].中国电机工程学报,2012,32(31): 100-105.
- [13] 电力行业电力变压器标准化技术委员会.油浸式电力变压器(电抗器)现场密封试验导则:DL/T 264—2022[S].北京:中国电力出版社,2022.

作者简介:

鲁力铭(2003),男,本科生,研究方向电力设备状态检测与诊断。

(收稿日期:2023-08-22)