

一起 110 kV 变压器运行异响故障处理与分析

黄晓峰*, 周 旺, 王欣扬, 杜 羿, 尹 龙

(国网浙江省电力有限公司金华供电公司, 浙江 金华 321017)

摘要: 电力变压器是电力系统的核心枢纽设备, 其运行可靠性对保证系统的安全稳定至关重要。文章针对一台 110 kV 变压器运行中发出异常声响的故障案例展开分析, 通过油色谱结果初步判断内部存在高能量电弧放电; 进一步的油中微水检测与局部放电试验结果为内部绝缘受潮与放电缺陷提供了佐证。设备解体后, 在 A、C 相高压绕组挡油板处发现明确的匝间绝缘烧蚀点, 证实了故障性质。本案例揭示了常规试验对部分绝缘缺陷的诊断局限性, 为变压器类似潜伏性故障的诊断提供了实践参考。

关键词: 变压器; 异响; 解体检查; 绝缘受潮; 击穿

中图分类号: TM411

DOI: 10.13882/j.cnki.ncdqh.2606F033

CSTR: 32400.14.ncdqh.2606F033

Fault Treatment and Analysis of Abnormal Noise in A 110 kV Transformer

Huang Xiaofeng*, Zhou Wang, Wang Xinyang, Du Yi, Yin Long

(State Grid Zhejiang Electric Power Company Jinhua Power Supply Company, Zhejiang Jinhua 321017, China)

Abstract: Power transformers are core components of power systems, and their operational reliability is essential to system security and stability. This paper analyzes a case involving abnormal noise from a 110 kV transformer during operation. Dissolved gas analysis initially indicates high-energy arcing inside the transformer. Further measurements of moisture in the insulating oil and partial discharge tests support the diagnosis of moisture ingress into the internal insulation and a discharge defect. Equipment disassembly reveals distinct ablation sites in the interturn insulation at the oil baffles of the phase A and phase C high-voltage windings, confirming the nature of the fault. This case demonstrates the limitations of conventional tests in diagnosing certain insulation defects and provides a practical reference for diagnosing similar latent transformer faults.

Keywords: transformer; abnormal noise; disassembly inspection; insulation moisture ingress; breakdown

0 引言

变压器承担着电压等级变换, 实现电能高效传输, 是连接发电、输电、配电与用电各个环节的关键节点。由于在整个电力网络中所处位置的关键性, 变压器健康状态直接影响区域乃至整个电网的运行方式与整体供电质量, 其运行的可靠性与稳定性对保障社会生产、居民生活及关键基础设施的有效供电具有不可替代的意义^[1-4]。

然而, 变压器在长期运行中, 持续承受着电、热、机械及环境等多重因素的综合作用, 会造成绝缘材料受潮、老化或劣化, 进而引发局部放电, 并逐步发展为设备缺陷, 最终导致各类故障的发生, 造成严重后果^[5-8]。故障可能伴随绝缘油泄漏、燃烧甚至爆炸, 对现场人员生命安全和周边环境构成严

重威胁, 并引发局部甚至大规模停电事故, 造成直接经济损失^[9-14]。

本文针对一起因运行中发出异常声响而紧急拉停的 110 kV 变压器故障案例展开深入分析。事件发生后, 检修人员对变压器进行了系统的油化、电气试验, 并最终通过设备解体检查, 判断故障根源为内部绕组因密封不良导致进水受潮, 进而引发并联绕组间电弧放电, 造成线匝严重烧蚀。本案例系统梳理了从异常发现、应急停运、试验诊断到解体验证的全过程处置流程, 揭示了部分常规电气试验项目在反映变压器故障方面的局限性, 提出了多手段融合试验以提升故障诊断正确率的要求。同时建议缩短主变, 特别是渗漏油主变的微水检测周期, 使其与油中溶解气体检测周期保持一致, 并在有条件的情况下结合周期性检修更换高位密封圈, 防止主变因密封失效而进水受潮。该案例为现场工程技术

收稿日期: 2026-06-04; 修回日期: 2026-06-08

人员处理类似故障提供了重要的实践参考价值。

1 事件详情

1.1 事件概况

2025 年 5 月，运检人员在进行某变电站夜间特巡时，发现 2#变压器声音存在异常，有沉闷、断续、类似鼓声的声响，与站内同期出厂的 1#变压器明显不同。考虑到 2 台主变负载率基本一致，第一时间安排带电取油进行色谱分析，结果见表 1。

分析色谱检测结果，当日测得的总烃值有所提升，但考虑到前后取样时间间隔较长，产气速率计算没有实质参考意义。根据 DL/T 722—2014《变压器油中溶解气体分析和判断导则》，测得的可能表征内部放电性故障的特征气体乙炔量处于正常范围，但考虑数值已经逼近注意值 $5 \mu\text{L/L}$ ，且历史试验并未检出乙炔，仍须引起足够重视^[15]。进一步利用三比值法对特征气体比值进行计算，其编码组合为“111”，怀疑内部存在电弧放电类的高能量放电故障，其对应的典型故障为：线圈匝间、层间短路，引线断裂对地电弧等。

1.2 故障排查

根据特巡和带电油样色谱分析结果，第一时间拉停该台主变开展停电诊断试验。

后续试验中，本体绝缘电阻和介损电容量检测并未发现任何异常，排除了绕组间绝缘故障的可能。但在进行局放试验时，当电压升至 $0.4U_i/\sqrt{3}$ 时，三相背景值均超过了 300 pC ，根据 GB/T 1094.3—2017《电力变压器 第 3 部分：绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空气间隙》标准要求，如果试验开始和结束时测得的局部放电水平均没有超过 50 pC ，则试验方为有效，该背景值显然已无法支撑局放试验的有效性^[16]。

主变停运 8 h 后，再次进行色谱分析，并额外开展油中微水检测，各特征气体含量并无明显变化，油中微水含量达到 45 mg/L ，超过了 DL/T 596—

2021《电力设备预防性试验规程》中运行中变压器油含水量的注意值要求，进一步判断该主变存在受潮缺陷^[17]。

根据色谱三比值编码组合提示的典型故障，对绕组的直流电阻开展测试，分别对运行挡位第 5 挡及前后各 2 挡进行测试，结果见表 2。

结果显示，绕组直流电阻的不平衡率虽然较高，但仍在规程要求的 $\pm 2\%$ 范围内；进一步开展这几挡与低压侧绕组的电压比测试，误差也均在 0.5% 以内。该试验结果并不能有效验证色谱结果所指向的典型绕组匝间或层间短路故障类型。

为排除油中悬浮状态水分可能造成的放电可能性，对主变进行 24 h 滤油作业，在到达静置时间后再次进行局放试验，试验仍不能通过。为找到具体原因，进一步开展解体分析。

1.3 解体排故

对该变压器吊罩检查，设备开盖后，对器身进行了系统地检查，主要发现如下。

1) 对高压绕组、低压绕组、围屏屏障、引线绝缘及铁心表面进行放电痕迹的全方位检查，未发现明显的集中性电弧灼伤点、碳化通道或金属灼伤痕迹。

2) 变压器油箱底部沉积有大量深色油泥、纤维及其他悬浮杂质，并可见局部透明、反光并与变压器油不完全互溶的液滴或团状物聚集，疑似为水分。

3) 对固体绝缘状态进行检查，发现位于下节油箱的多处木质垫脚绝缘纸板呈现明显的物理变形，表现为边缘卷曲、翘起、分层，且表面存在区域性颜色加深、发黑现象，如图 1 所示，形态符合绝缘材料在油-水环境中长期浸泡后发生膨胀、劣化的典型特征。

4) 检查套管引线绝缘情况，发现部分高压引线外包绝缘纸层存在颜色不均匀加深、局部发黑的情况，见图 2。

完成宏观检查后，进一步开展线圈解体检查。

表1 油色谱检测值

单位： $\mu\text{L/L}$

取样时间	甲烷 CH_4	乙烯 C_2H_4	乙烷 C_2H_6	乙炔 C_2H_2	氢气 H_2	一氧化碳 CO	二氧化碳 CO_2	总烃
2024-05	22.34	1.00	2.87	0.00	37.29	907	3 073	26.21
2024-11	21.69	1.03	2.32	0.00	46.86	1 000	3 352	25.04
2025-05	25.92	4.87	4.08	4.83	82.11	989	3 602	39.70

表2 变压器绕组直流电阻 (75 °C)

挡位	直流电阻/ Ω			不平衡率/%
	AO	BO	CO	
3	0.409 4	0.403 5	0.404 7	1.45
4	0.402 7	0.396 4	0.397 9	1.58
5	0.394 4	0.389 1	0.390 3	1.35
6	0.387 5	0.382 1	0.384 7	1.40
7	0.381 0	0.375 1	0.377 7	1.56



图1 垫脚绝缘变形

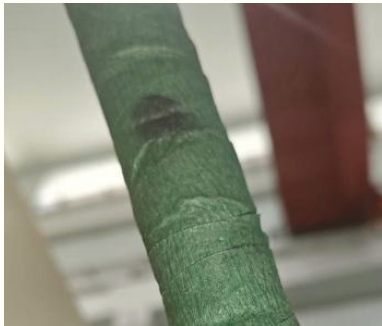


图2 引线绝缘纸发黑

该变压器铁心采用三相三柱结构，由铁心往外依次为低压绕组、高压绕组、调压绕组。高压绕组的型式为连续式，低压绕组的型式为连续式，调压绕组采用单层圆筒式，绕组内径侧采用高强度硬纸筒。初步检查外部调压绕组无明显异常，在拆除外部调压绕组及相关绝缘屏障后，重点对高压绕组进行探查，最终在 A、C 相高压绕组的同一轴向高度、高压线圈出头位置下部挡油板处发现了明确的绝缘击穿点。

A 相故障点如图 3 所示，在 A 相高压线圈出头

位置，压板下方及角环处有碳化纸屑和污染；同时绕组器身第 11-12 饼间挡油板位置呈现高能量、持续性电弧放电的典型特征。故障点处部分电磁线被电弧高温严重烧蚀缺损，周围的匝间绝缘纸（电缆纸）呈现大面积扩散性碳化、发黑，碳化层附着牢固，表明该点经历了剧烈且持续时间较长的电弧燃烧过程，导致绝缘材料热解并伴随大量特征气体（如 C_2H_2 、 H_2 等）生成。



图3 A 相高压绕组解体情况

C 相故障点如图 4 所示，呈现集中性、瞬时性击穿特征。匝间绝缘存在明确的贯穿性击穿孔洞，但周围绝缘纸未见明显碳化或烟熏扩散痕迹。对应位置的电磁线表面可见轻微烧蚀与局部熔化凹点，其损伤范围与深度明显小于 A 相。此形貌说明该点可能发生了能量相对集中、持续时间较短的放电击穿。



图4 C 相高压线圈轻微烧蚀

拆除高压线圈，检查最内侧的低压线圈，各相线圈完好，说明故障未发展到低压绕组处。

综合吊罩检查所见，变压器内部存在明确的水分侵入迹象与固体绝缘受潮、放电的证据。从垫脚

绝缘的浸水变形、箱底疑似水分及污秽、异常绝缘纸屑以及电磁线烧蚀痕迹可知，本次故障是由“水分侵入—绝缘受潮—局部放电—电弧短路”这一发展路径形成的，与油色谱气体分析诊断的“高能量电弧放电”故障性质在逻辑上完全吻合。

2 原因分析

从水分分布情况可以确定，水分的侵入点来自变压器套管引线。该变压器高压引线示意图见图 5，采用穿缆式结构。

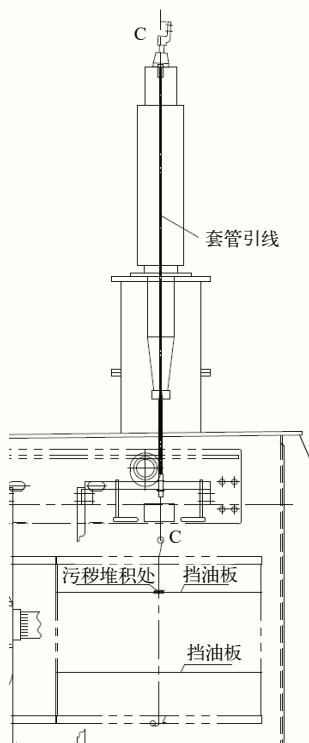


图5 高压引线示意图

在长期运行过程中，受温度变化、机械振动及材料老化的影响，套管头部的密封部件（如密封垫、胶圈）性能下降，出现老化、龟裂或压紧力不足，失去密封效果。外部环境中的潮湿空气或直接液态水通过该密封薄弱点渗入套管内部。侵入的水分沿套管内部的穿缆引线向下迁移，最终进入变压器本体油箱。由于高压线圈挡油板、角环等区域通常结构复杂，油流相对滞缓，成为水分与污染物易于积聚的“死角”。聚集在挡油板区域的水分被具有强亲水性的绝缘纸（如匝绝缘、垫块、撑条等）吸收，造成电气强度显著下降，并最终发生烧蚀击穿。此过程伴随绝缘油和材料的急剧分解，产生大量特征

气体，并引发异常声响，最终导致变压器紧急拉停。

另外，从解体结果来看，由于线圈绕组电磁线烧蚀仅发生在局部区域，范围并不大，且电磁线未出现显著的断股、短路问题，因此常规试验项目（如绝缘电阻、介损、直流电阻和变比等）并不能有效反映本次故障的特征。

3 处理建议

在出现此问题后，考虑到主变高位油压低，密封失效易造成外部水分侵入，在后期停电检修中，作业人员加强了对主变密封件特别是高位密封件的检查，发现部分运行年限超过 10 a 或有过柱头过热史的套管密封垫存在不同程度的老化问题，见图 6。



图6 套管密封垫老化

为此提出以下建议：强化运行主变的密封件检查工作，做好对主变密封件，特别是套管、油枕等高位密封件的备品储备工作，如图 7 所示，结合停电检修，对运行年限长或长时间大负荷过热等工况



图7 各类密封件

的主变进行密封件更换。

另外，为进一步深化公司油化检测工作管理，建议将现有油中微水检测周期缩短至与油中溶解气体检测周期一致，见表3。

表3 各电压等级变压器微水检测周期

检测方式	≥ 750 kV	330~500 kV	220 kV	35~110 kV
调整前	12个月	12个月	36个月	36个月
调整后	1个月	3个月	6个月	12个月

4 结束语

本文分析了一起110 kV变压器因运行中出现异常声响、不得不紧急停止运行的故障案例。从分析视角切入，先后开展了油色谱分析、电气试验、微水检测以及解体检查，最终将故障点锁定在高压绕组电磁线的绝缘击穿上，并判断其根本原因是高压套管密封老化，导致水分渗入内部，从而引起绝缘受潮损坏。这一事件暴露出变电设备长期运行过程中，密封部件的维护与监测仍然存在较为明显的薄弱环节。同时，此次故障也为变压器的状态检修和故障诊断提供了一个具有实际参考价值的案例，据此可梳理出以下几项防范措施和改进建议。

1) 在设备制造及装配阶段，须加强对高压套管、油枕、法兰面、各油管拼接处等外部暴露的密封部件的工艺质量把控，尤其要重视套管穿缆结构的密封处理与固定效果，从源头上杜绝外界水分进入设备内部。

2) 运维单位应当将变压器套管将军帽、呼吸器、法兰面等外露密封件纳入常态化巡检范围，一旦发现渗漏油情况，必须第一时间上报并处理。检修人员在周期性检查时，也应对这些密封部位进行进一步检查，并控制好紧固件的力矩；有条件的可结合周期性检修对主变高位密封件，特别是套管密封垫进行更换。同时，应将油中微水含量检测提升为定期监测和状态评价的关键指标之一，提前建立起相应的预警机制，建议缩短现有微水检测周期，调整至与油中溶解气体检测周期一致。

3) 常规电气试验在反映变压器部分绝缘缺陷方面存在一定局限。本案例中，在故障诊断时，常规的绝缘电阻、介损电容量、直流电阻、变比等与绕

组状态强相关的诊断性试验并不能有效指征绕组匝间击穿故障，甚至连变压器油中溶解的乙炔含量也处于合格范围内，容易造成误判。因此，在主变故障定性时，须确立以油中溶解气体分析为核心、多种手段融合的诊断思路，综合运用局部放电、高频电流、超声波、红外测温、声纹监测等不同检测技术，搭建起一套全面的状态评估与故障诊断体系，从而更精准地判断和预警内部潜在隐患。

参考文献

- [1] 朱德恒,严璋. 高电压绝缘技术3版[M]. 北京: 中国电力出版社, 2015.
- [2] 陈杰. 一起雷击引起的35 kV变压器运行故障分析[J]. 电力安全技术, 2023, 25(2): 27-29.
- [3] 陈道强. 一起110 kV变压器故障诊断与分析[J]. 四川电力技术, 2025, 48(6): 97-101.
- [4] 李积芳,赵春明,张天元,等. 一起变压器重瓦斯保护动作原因分析及防范措施[J]. 山东电力高等专科学校学报, 2025, 28(3): 25-28.
- [5] 张冠军,李志兵,王浩,等. 一起500 kV变压器套管将军帽密封失效导致进水受潮故障分析[J]. 高压电器, 2020, 56(8): 265-270.
- [6] 王刘芳,汲胜昌,李彦明. 变压器油纸绝缘受潮状态评估方法的研究进展[J]. 电工技术学报, 2019, 34(19): 3987-4001.
- [7] 李军,陈伟,郝艳捧,等. 基于多源信息融合的油浸式变压器故障诊断研究综述[J]. 高电压技术, 2021, 47(5): 1511-1522.
- [8] 黄渤瑜. 一起主变压器高压直阻数据异常诊断与处理[J]. 农村电气化, 2024 (1): 83-84, 88.
- [9] 刘云鹏,王强,高树国,等. 一起220 kV变压器匝间短路故障的多维诊断与解体分析[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(15): 149-155.
- [10] 翟文杰,王振国,樊刚,等. 一起110 kV变压器高压侧电缆终端绝缘击穿事故原因分析[J]. 山东电力高等专科学校学报, 2024, 27(3): 10-14.
- [11] 王清泉. 一起500 kV变压器油色谱异常事件分析及防范措施[J]. 机电信息, 2026(4): 31-34.
- [12] 黄鑫,吴迪,孙鼎,等. 一起110 kV变压器跳闸事件原因分析及防范措施[J]. 农村电气化, 2024(10): 62-65.
- [13] 刘钊,田小龙,刘小琰. 35 kV变压器绕组匝间短路故障分析及处理措施探讨[J]. 农村电气化, 2023(12): 17-19, 31.
- [14] 黄渤瑜,孙秀国,杨鹏程,等. 某110 kV变电站甲井变压器直阻异常处理与分析[J]. 农村电气化, 2021(11): 29-30, 33.
- [15] DL/T 722—2014 变压器油中溶解气体分析和判断导则[S].
- [16] GB/T 1094.3—2017 电力变压器 第3部分: 绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空气间隙[S].
- [17] DL/T 596—2021 电力设备预防性试验规程[S].

作者简介

黄晓峰(1990),男,硕士,高级工程师,高级技师,从事高压电气设备的试验及诊断工作, E-mail: pjhxf@126.com.

(责任编辑:刘艳玲)