

# 一起 110 kV 主变压器套管受潮导致的故障分析

李 林<sup>1</sup>, 廖文龙<sup>2</sup>, 邓 勇<sup>1</sup>

(1. 国网四川省电力公司德阳供电公司, 四川 德阳 618000;

2. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610041)

**摘要:**介绍了一起 110 kV 主变压器套管爆炸故障, 对油色谱、套管检查结果进行了详细分析。结果表明, 变压器套管注油孔胶垫老化变形、压缩量减小、密封失效、进水受潮是导致故障的根本原因。针对该故障提出了相应的整改措施。

**关键词:**套管; 油色谱; 电容屏; 胶垫

**中图分类号:** TM 855 **文献标志码:** B **文章编号:** 1003-6954(2021)05-0091-04

**DOI:** 10.16527/j.issn.1003-6954.20210518

## Failure Analysis on Bushing Affected by Damp for 110 kV Main Transformer

Li Lin<sup>1</sup>, Liao Wenlong<sup>2</sup>, Deng Yong<sup>1</sup>

(1. State Grid Deyang Electric Power Supply Company, Deyang 618000, Sichuan, China; 2. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China)

**Abstract:** An explosion failure of 110 kV main transformer bushing is introduced, and it is analyzed in detail with oil chromatogram and bushing inspection. The results show that the rubber pad of oil-filling hole of transformer bushing becomes ageing and deformed, the compression is reduced and there is sealing failure resulting in damp condition, which is the root causes of the failure. Finally, the corresponding improvement measures are proposed.

**Key words:** bushing; oil chromatogram; capacitive screen; rubber pad

## 0 引 言

高压套管是电力变压器重要组件, 主要用于固定引线和提供绝缘支撑, 在运行中长期承受工作电压和电流, 同时还要承受各种过电压及短路冲击电流, 其运行环境非常恶劣<sup>[1-2]</sup>。一旦套管爆炸故障, 易引起变压器击穿, 造成严重的损伤, 往往需要变压器返厂大修, 耗费较大的经济和时间成本<sup>[3]</sup>。随着运行检修经验的积累, 变压器套管密封问题已是变压器安全运行的巨大隐患。如果密封失效, 雨水将进入套管内部, 或者沿着套管铜导管中的引线渗入变压器内部, 从而威胁到变压器安全运行<sup>[4]</sup>。

某日, 110 kV 某变电站 1 号主变压器场地发生

爆炸声响, 主控后台发出 1 号主变压器两侧断路器跳闸, 本体轻重瓦斯动作、压力释放器动作信号。巡视检查, 发现 1 号主变压器 110 kV 侧 C 相套管爆炸, 1 号主变压器本体起火、大盖严重喷油。该变压器型号为 SZ9-40000/110, 高压侧套管为油纸电容式变压器套管, 型号为 BRDLW-110/630-3, 1999 年 5 月生产, 2000 年 4 月投运。

下面通过故障后油色谱分析、套管检查, 详细分析了造成故障的原因, 并针对该故障提出了相应的整改措施。

## 1 故障检查

1 号主变压器 110 kV 侧 3 只套管已炸裂, 其中

110 kV 侧 C 相套管烧损最为严重,并被冲至地面。图 1 从左至右分别是 A、B、C 相套管,B 相套管靠近 C 相的瓷套破裂,靠近 A 相瓷套还残留一部分,说明 B 相套管受到来自 C 相套管的冲击力。同时,检查 1 号主变压器 110 kV 侧引线,发现 B、C 相引线线夹断裂,A 相引线线夹完好。

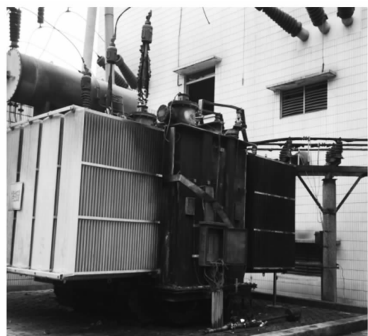


图 1 主变压器烧损情况

检查 1 号主变压器 110 kV C 相套管瓷瓶,发现瓷瓶内部上端区域有明显圆形放电区域和长条形放电痕迹(由上至下部末屏接地处),如图 2 所示。经测量,放电点为位于距套管顶部储油柜 33 cm 处,半径为 5 cm 的圆形区域,该放电区域恰好位于套管电容屏零屏与 1 屏之间。

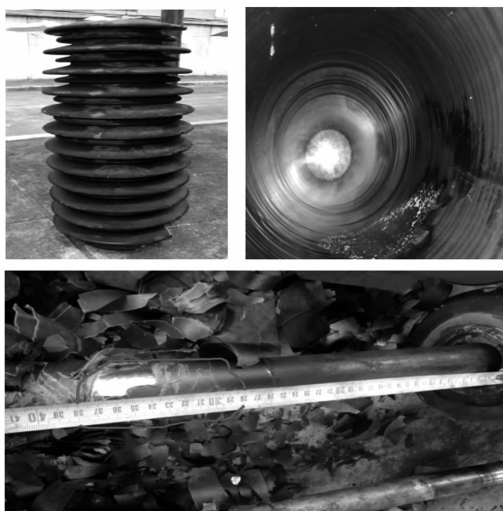


图 2 套管放电痕迹

故障后,对变压器本体油进行取样分析,油色谱分析结果如表 1 所示。

## 2 故障原因分析

### 2.1 油色谱分析

从表 1 可以看出,变压器本体中  $C_2H_2$  含量为

表 1 油色谱数据

成分	测量值	注意值
$H_2$	177.73	150.00
CO	1 237.39	—
$CO_2$	5 422.54	—
$CH_4$	176.18	—
$C_2H_4$	109.07	—
$C_2H_6$	44.77	—
$C_2H_2$	43.87	5.00
总烃	373.89	150.00

43.87  $\mu\text{L/L}$ (注意值为 5  $\mu\text{L/L}$ ),  $H_2$  含量为 177.73  $\mu\text{L/L}$ (注意值为 150  $\mu\text{L/L}$ ),总烃含量为 373.89  $\mu\text{L/L}$ (注意值为 150  $\mu\text{L/L}$ ),三比值为 101,按照 GB/T 7252—2001《变压器油中溶解气体分析和判断导则》中的故障类型判断可知,其故障类型为低能放电<sup>[5]</sup>。如果 1 号主变压器本体内部故障导致套管爆炸, $C_2H_2$  与总烃含量一定会超标很多,低能放电不会引起套管的爆炸,并且主变压器着火被扑灭后取的油样分析,其结果会受到一定程度的干扰,因此可以排除主变压器内部故障原因。

### 2.2 套管缺油分析

1 号主变压器发生故障,110 kV 侧 C 相套管被炸飞至地面,第 2 天检查发现,套管储油柜内仍有大量变压器油。对套管储油柜进行解体,发现压紧弹簧上仍有被变压器油浸泡过的痕迹,说明故障前套管储油柜是有油的,可以排除套管缺油的可能。另外套管为直立式,可以排除假油位的可能。

爆炸前 20 日,变电站内有检修工作,检查了 1 号主变压器本体、有载及套管油位,发现外部无渗漏油现象,油位均在正常范围内。

综上所述,可以排除套管缺油的可能性。

### 2.3 末屏接地不良分析

假如末屏接地不良,末屏对地会形成一个电容,而这个电容远小于套管本身的电容,按照电容串联的原理,将在末屏与地之间形成很高的悬浮电位,造成末屏对地放电,烧毁附件的物体。对故障套管解体发现,末屏接地外观良好,接地螺帽未发现高温烧结痕迹,同时,套管内部放电区域也不在末屏附近,可以排除套管末屏接地不良导致套管故障的可能性。

### 2.4 套管进水受潮分析

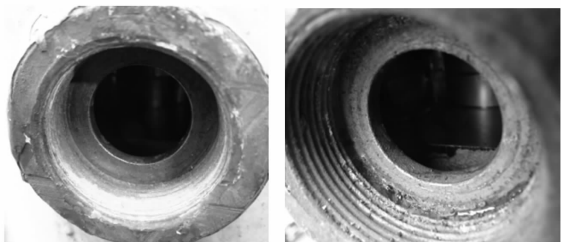
对 1 号主变压器三相套管的注油孔进行了检查。发现注油孔胶垫有破损,如图 3 所示。推测套

管因进水受潮发生炸裂。



图3 C相套管解体

因该站2号主变压器套管与1号主变压器套管为同一批次产品,利用停电机会对2号主变压器套管进行了检查。在对套管取油样前,检查套管注油孔胶垫密封情况。注油孔螺丝紧固,说明上次取油样时,注油孔螺丝正确恢复。拧开螺丝,检查内部胶垫及密封情况,发现O相套管胶垫老化,内部有进水受潮的痕迹,A相套管内部正常无进水痕迹,C相套管内部有受潮情况,检查情况如图4所示。现场对注油孔胶垫进行了更换。



(a) A相套管正常情况 (b) C相套管进水痕迹

图4 2号主变压器套管检查情况

通过对故障套管同一批次套管进行检查,证明了所做推断:110 kV套管爆炸的原因是套管注油孔胶垫存在质量缺陷,易老化变形,从而导致套管进水受潮。

同一时期该厂家套管发生的类似故障有:东北地区某500 kV电容套管在爆炸前两个月刚刚进行过检修试验;某电厂电容套管试验后半年发生爆炸事故;安徽一台变压器套管在年度检修时发现产品介质损耗变大,已进水受潮,解体后发现储油柜油塞也有进水的痕迹。上述故障均为套管储油柜注油孔胶垫质量缺陷所致。

当套管储油柜注油孔胶垫老化引起密封不严,水分进入套管储油柜,会顺着导电杆流下,在零屏与1屏之间积聚,导致绝缘状况劣化,产生局部放电致零屏与1屏之间电容击穿,在套管内部留下放电痕迹,如图5所示。

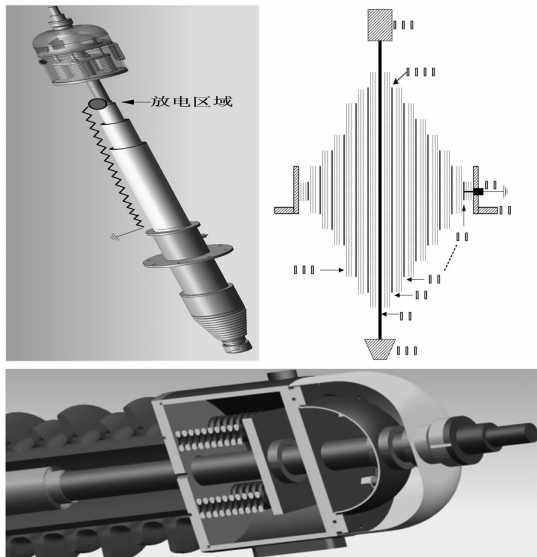
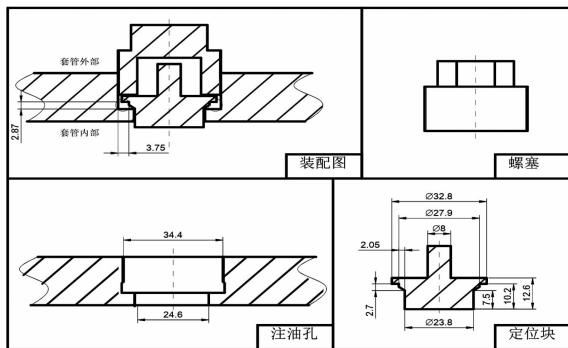
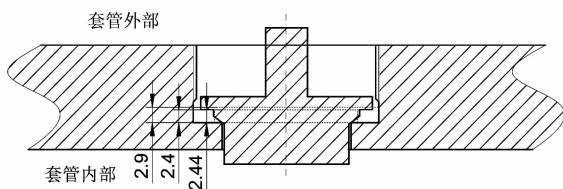


图5 套管放电

套管注油孔结构如图6所示,由定位块固定胶垫,外部利用螺塞旋转压紧定位块下方胶垫实现套管内部的密封。图6(b)中套管注油孔定位块结构为与故障套管同一批次产品的结构,胶垫为压缩后的状态,其厚度为2.9 mm,定位块正常压紧后剩余间隙为2.44 mm,而胶垫被压紧后的厚度为2.4 mm,说明螺塞已压紧定位块,并有0.04 mm的裕量。胶垫被压缩了17%,而胶垫压缩量控制在30%左右才能起到较好的密封效果,说明该批胶垫已老化变形,压缩量减小,密封性能变差。



(a) 套管注油孔装配



(b) 套管注油孔定位块结构

图6 套管注油孔结构

### 3 结 论

根据上述分析,该变压器起火主要是套管注油孔胶垫老化变形、压缩量减小、密封失效引起。套管故障现象为套管零屏与 1 屏之间电容击穿,在套管瓷套内部中导电管对地贯穿性放电。

为了保证变压器安全运行,提出以下措施:套管每次取油样和注油后必须更换取样口和注油口的密封垫并涂厌氧胶;同时加强红外测温在套管故障诊断中的应用。红外热成像检测方法可以有效检查变压器套管在运行条件下的各种热缺陷和故障。一般可以检出 3 类缺陷:一是因其绝缘不良而使介损增大;二是套管引出线连接不良,造成接触电阻增大引起将军帽局部发热;三是因套管泄露(内漏和外漏)或注油未排气而造成缺油现象。

(上接第 5 页)

型,分析了不同类型的区内外接地故障下西门子公司行波保护的适应性,并对其适应性不足的原因进行了分析。分析结果如下:

1) 信号展宽一定程度上提高了西门子公司行波保护对区内高阻故障的可靠性,但提升效果一般;

2) 保护判据中的电压变化量判据较大程度地影响了其对于区内高阻故障和区外低阻故障的选择性。

#### 参考文献

- [1] 董新洲,汤涌,卜广全,等. 大型交直流混联电网安全运行面临的问题与挑战[J]. 中国电机工程学报, 2019,39(11):3107-3119.
- [2] 汤广福,庞辉,贺之渊. 先进交直流输电技术在中国的发展与应用[J]. 中国电机工程学报, 2016,36(7):1760-1771.
- [3] 陈国平,李明节,许涛. 特高压交直流电网系统保护及其关键技术[J]. 电力系统自动化, 2018,42(22):2-10.
- [4] 刘琪,宋国兵. 基于电流偏差均值控制特性的高压直流输电线路纵联保护新原理[J]. 中国电机工程学报, 2016,36(8):2159-2167.

#### 参考文献

- [1] 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.
- [2] 郑新才,刘勋,孙晓珍. 500 kV 变压器中压套管末屏故障分析[J]. 变压器, 2011,48(11):75-76.
- [3] 吴鹏,薛娜,陆云才,等. 220 kV 穿缆式套管典型故障与头部结构分析[J]. 变压器, 2015,52(11):71-76.
- [4] 黄明明,任桂良,黄全振,等. 110 kV 变压器高压套管密封失效机理分析研究[J]. 变压器, 2020,57(5):84-87.
- [5] 变压器油中溶解气体分析和判断导则:GB/T 7252—2001[S], 2001.

#### 作者简介:

李 林(1984),男,硕士,高级工程师,主要从事变电检修管理工作。

(收稿日期:2021-07-14)

- [5] 王俊生,柳焕章. 高压直流输电线路保护的前加速[J]. 电力系统自动化, 2019,43(9):1-8.
- [6] 郑伟,张楠,杨光源. 西门子及 ABB 直流线路行波保护对比和改进研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015,43(24):149-154.
- [7] 任师铎,肖浩,李银红. 高压直流输电线路行波保护实用整定原则[J]. 电力自动化设备, 2019,39(9):54-60.
- [8] 梁益,蔡泽洋,田得良,等. 直流线路行波保护解析整定方法[J]. 电网技术, 2017,41(1):298-304.
- [9] 舒兵成,李海锋,武霁阳,等. 采样频率对直流线路行波保护的影响[J]. 电力自动化设备, 2016,36(5):91-95.
- [10] 戴文睿,林圣. 基于线模电流故障分量的高压直流输电线路纵联保护方案[J]. 电力系统自动化, 2020,44(19):142-152.

#### 作者简介:

戴文睿(1996),男,硕士,主要从事电气化铁路牵引供电相关工作;

李小鹏(1987),男,博士,研究方向为高压直流输电控制与保护;

林 圣(1983),男,博士,教授,研究方向为电力系统继电保护与故障定位、牵引供电系统健康诊断与主动运维等。

(收稿日期:2021-06-25)