

变电设备技术监督 典型案例汇编

邱欣杰 主编



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

变电设备技术监督 典型案例汇编

邱欣杰 主编



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

为了进一步加强技术监督工作培训、交流,提升技术监督工作水平,国网安徽省电力有限公司组织编写了《变电设备技术监督典型案例汇编》一书。本书共分 9 章,对变压器(电抗器)、断路器、隔离开关、组合电器、高压开关柜、电流互感器、电压互感器、避雷器等变电设备技术监督过程中积累的典型案例进行了分析,内容包括监督依据、案例简介、案例分析以及监督意见等。

本书可供变电设备技术监督工作人员学习使用,也可供相关管理人员阅读参考。

图书在版编目(CIP)数据

变电设备技术监督典型案例汇编 / 邱欣杰主编. —北京: 中国电力出版社, 2019.4
ISBN 978-7-5198-3024-3

I. ①变… II. ①邱… III. ①变电所-电气设备-技术监督-案例-汇编-安徽 IV. ①TM63

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2019)第 057538 号

出版发行: 中国电力出版社

地 址: 北京市东城区北京站西街 19 号(邮政编码 100005)

网 址: <http://www.cepp.sgcc.com.cn>

责任编辑: 肖 敏(010-63412363)

责任校对: 王小鹏

装帧设计: 郝晓燕

责任印制: 石 雷

印 刷: 三河市万龙印装有限公司

版 次: 2019 年 4 月第一版

印 次: 2019 年 4 月北京第一次印刷

开 本: 787 毫米×1092 毫米 16 开本

印 张: 15

字 数: 365 千字

印 数: 0001—1500 册

定 价: 90.00 元

版 权 专 有 侵 权 必 究

本书如有印装质量问题, 我社营销中心负责退换

《变电设备技术监督典型案例汇编》编委会

主 任 董国伦

副主任 杜晓峰

委 员 江和顺 邱欣杰 张 健 王刘芳 季 坤

主 编 邱欣杰

副主编 张 健 王刘芳 季 坤 郝韩兵 李坚林

田 宇 柯艳国 朱太云 丁国成 朱胜龙

程登峰 罗 沙 杨 为

参 编 秦少瑞 张晨晨 甄 超 谢 佳 马骁兵

吴兴旺 宋东波 刘 静 陈 健 曹元远

牛立群 李 腾 杨光辉 徐润宸 王宜福

费传鹤 朱 宁 金甲杰 杨 威 郭 玮

徐立群 汪隆臻 周明恩 张 雷 孙丙元

王 翀 胡良焕 李宾宾 张国宝 尹睿涵

赵恒阳 胡啸宇 乔向阳 沈国堂 潘 超

舒日高 张仁标 黄 涛 赵昊然 田振宁

赵新德 郭晏宾 秦金飞 赵常威 杨海涛

陈 忠 夏令志 李森林 刘宇舜 丁津津

马鑫晟 张 竹

随着我国电网规模的不断扩大,经济社会发展对电力供应可靠性和质量的要求不断提升,保障电网设备安全稳定运行意义重大。变电设备技术监督是电力企业的基础和核心工作之一,其工作质量、水平和力度需要持续加强。而部分变电设备技术监督从业人员,往往受从业时间、经历和水平等客观原因制约,在开展技术监督工作时不能充分履行监督职责,不能全面、准确地发现问题,影响技术监督工作的权威性,甚至出现监督失误。目前,电力技术监督方面的图书资料相对较少,尤其是贴近电力技术监督工作一线的图书资料相对匮乏。

为了进一步加强技术监督工作培训、交流,提升技术监督工作水平,国网安徽省电力有限公司结合近年来技术监督的经验,搜集整理了大量各类变电设备技术监督典型案例,并深入分析这些案例,组织编写了《变电设备技术监督典型案例汇编》一书。本书共分9章,对变压器(电抗器)、断路器、隔离开关、组合电器、高压开关柜、电流互感器、电压互感器、避雷器等变电设备技术监督过程中积累的典型案例进行了分析,内容包括监督依据、案例简介、案例分析以及监督意见等。本书可供电力设备技术监督工作人员学习使用,也可供相关管理人员阅读参考。

本书在编写过程中,得到了不少业界专家的指导和帮助,在此一并致谢。

由于作者经验能力有限,书中难免有疏漏、不足之处,敬请各位读者批评指正!

编者

2018年12月

前言

第 1 章 变压器（电抗器） 1

- 案例 1** 500kV 变压器低压侧套管桩头接线施工工艺不良导致套管桩头接线板发热 2
- 案例 2** 500kV 变压器储油柜胶囊破损导致油位异常 6
- 案例 3** 220kV 变压器密封不严导致氮气泄漏 9
- 案例 4** 220kV 变压器充氮灭火装置快速排油管道阀垫老化断裂导致变压器渗漏油 11
- 案例 5** 220kV 变压器 110kV 侧套管柱头施工不良导致套管顶部渗漏油 14
- 案例 6** 220kV 变压器高压引线安装工艺不规范导致局部放电试验不合格 17
- 案例 7** 220kV 变压器有载开关传动轴骨架密封圈损坏导致渗漏油 20
- 案例 8** 110kV 变压器内遗留扳手导致夹件对铁芯及地绝缘电阻值为零 23
- 案例 9** 110kV 变压器末屏设计工艺及材质不佳导致套管末屏放电、断裂 26
- 案例 10** 110kV 变压器有载分接开关选择开关支撑杆顶端螺栓脱落导致色谱数据异常 29
- 案例 11** 110kV 变压器高压侧套管内部定位螺母反向装配导致套管桩头严重过热 33
- 案例 12** 110kV 变压器高压套管定位销安装不良导致介质损耗超标 36
- 案例 13** 35kV 变压器箱体内遗留异物导致夹件绝缘异常 39
- 案例 14** 35kV 相控电抗器夹件外拉螺杆断裂导致下夹件悬浮放电 43

第 2 章 断路器 47

- 案例 15** 500kV 断路器拐臂连接轴销两侧弹性卡销制造工艺不良导致跳闸 48
- 案例 16** 500kV 断路器储能电源电缆绝缘降低导致空气开关频繁跳闸 51
- 案例 17** 220kV 断路器继电器铁芯脱落导致断路器跳闸 55
- 案例 18** 220kV 断路器分合闸线圈制造工艺缺陷导致控制回路断线 58
- 案例 19** 220kV 断路器分闸脱扣轴销材质不良导致拒分 61
- 案例 20** 220kV 断路器非全相继电器误动导致跳闸 65
- 案例 21** 110kV 断路器极柱组装工艺不良导致气体泄漏 67

第 3 章	隔离开关	69
案例 22	220kV 隔离开关触头座设计不合理导致无法分闸	70
案例 23	220kV 隔离开关支柱绝缘子断裂导致严重安全隐患	72
案例 24	220kV 接地开关主拐臂接头材质不良导致断裂	74
案例 25	110kV 隔离开关弹簧松动导致触指异常发热	79
案例 26	110kV 隔离开关导电杆接线柱接触不良导致转动轴烧断	82
案例 27	110kV 隔离开关支柱绝缘子底部转动轴锈蚀导致分合不到位	84
第 4 章	组合电器	87
案例 28	1000kV 隔离开关附属接地开关传动轴密封不良导致 GIS 漏气	88
案例 29	500kV GIS 气室外部导流排接触不良导致异常发热	90
案例 30	220kV GIS 电气闭锁接线错误导致隔离开关存在误操作风险	93
案例 31	220kV GIS 多处气室 SF ₆ 密度继电器存在信号故障	97
案例 32	110kV GIS 导电杆螺栓未紧固导致内部短路	100
第 5 章	高压开关柜	103
案例 33	35kV 开关柜受潮凝露导致柜内放电	104
案例 34	35kV 开关柜穿墙套管受潮导致异常放电	107
案例 35	10kV 断路器动触头松动运行中异常发热导致触头烧毁	109
案例 36	10kV 开关柜穿墙套管内遗漏螺钉导致局部放电异常	111
案例 37	10kV 断路器真空包损坏导致分闸后真空包内持续放电	113
第 6 章	电流互感器	115
案例 38	500kV 油浸式电流互感器末屏断裂导致主绝缘数据异常	116
案例 39	220kV SF ₆ 电流互感器漏气导致低气压报警	120
案例 40	220kV 电流互感器绝缘材料异常导致运行中局部过热	124
案例 41	220kV 干式电流互感器内部进水导致电压致热	127
案例 42	220kV SF ₆ 电流互感器防爆膜破裂导致漏气	131
案例 43	110kV 电流互感器末屏接触不良导致发热	133
案例 44	110kV 电流互感器二次回路松动导致本体过热及振动	137
第 7 章	电压互感器	141
案例 45	220kV 电容式电压互感器二次电抗器烧损致使设备异常发热	142
案例 46	220kV 电压互感器电容引线叠压在顶层盖板密封圈处导致密封不严漏油	146

案例 47	220kV 电容式电压互感器中间变压器一次绕组绝缘短路造成二次电压异常	148
案例 48	220kV 电容式电压互感器电磁单元放电导致红外异常及绝缘油烃类气体超标	151
案例 49	110kV 电容式电压互感器油箱内部发热	155

第 8 章 避雷器..... 161

案例 50	1000kV 避雷器装配工艺不良造成避雷器直流泄漏电流超标	162
案例 51	500kV 避雷器氧化锌电阻片老化对内壁放电导致避雷器上节发热严重	166
案例 52	500kV 线路避雷器排水不畅导致避雷器外观有明显的渗漏痕迹	170
案例 53	220kV 避雷器内部受潮导致运行中持续电流增大	173
案例 54	220kV 避雷器密封不严导致绝缘受潮	178
案例 55	220kV 避雷器接地引线施工不良导致接地导通断线	183
案例 56	110kV 避雷器老化导致全电流和阻性电流增长超标	186
案例 57	35kV 避雷器阀片老化引起异常发热	189

第 9 章 其他变电设备..... 191

案例 58	500kV 断路器端子箱二次接地铜排接线错误导致断路器端子箱内接地铜排至箱体之间软铜线发热	192
案例 59	220kV 开关汇控箱接线端子在加热器上方导致连接线碳化	197
案例 60	110kV 变电站绝缘子质量较差导致发热	200
案例 61	110kV 变电站主变压器构架鸟窝隐患	204
案例 62	35kV 穿墙套管内部屏蔽线断裂导致内部发热	206
案例 63	10kV 绝缘管型母线内部放电导致温度异常升高	210
案例 64	10kV 单芯电缆两端接地导致电缆局部过热	213
案例 65	10kV 电缆老化导致两相短路接地故障	217
案例 66	10kV 电缆严重老化导致两起短路故障相继发生	221
案例 67	10kV 站用变压器匝间短路导致变比误差增大	225

变电设备技术监督典型案例汇编

第1章 变压器（电抗器）



案例 1 500kV 变压器低压侧套管桩头接线施工 工艺不良导致套管桩头接线板发热

监督专业：电气设备性能

监督手段：例行试验

监督阶段：运维检修

问题来源：设备安装

1 监督依据

DL/T 664—2016《带电设备红外诊断应用规范》第 9.1 条规定，电流致热型设备缺陷诊断判据见附录 H。而附录 H 规定，金属部件与金属部件的连接中接头和线夹处， $90^{\circ}\text{C} \leq \text{热点温度} \leq 130^{\circ}\text{C}$ 或 $\delta \geq 80\%$ 但热点温度未达紧急缺陷温度值时为严重缺陷。

2 案例简介

2015 年 9 月 8 日，运维人员对某 500kV 变电站进行红外检测，发现 3 号主变压器低压侧 A 相（型号 AODCTN267000/500/220-Y1）套管桩头接线板发热至 74.4°C （见图 1），C 相发热至 84.1°C （见图 2），B 相 36.2°C ，环境温度 24.4°C ，最大相对温差 80.2%，电流为 3173A。依据 DL/T 664—2016《带电设备红外诊断应用规范》，判定为 A、C 相严重缺陷，需要尽快处理。



图 1 3 号主变压器低压侧 A 相套管桩头红外测温情况

3 案例分析

9 月 16 日，对 500kV 3 号主变压器停电检修，现场检查分析认为，存在两方面原因：

（1）接线板凹陷和不平整。发热的 3 号主变压器 A 相 35kV 套管桩头接线板出线存在大量凹陷、不平整，如图 3 和图 4 所示。分析认为，安装中重物敲击造成接线板凹陷和不平整，导致接线板接触不良，从而引起接触面局部区域电流密度过大，出现发热缺陷。



图 2 3 号主变压器 C 相低压侧套管桩头

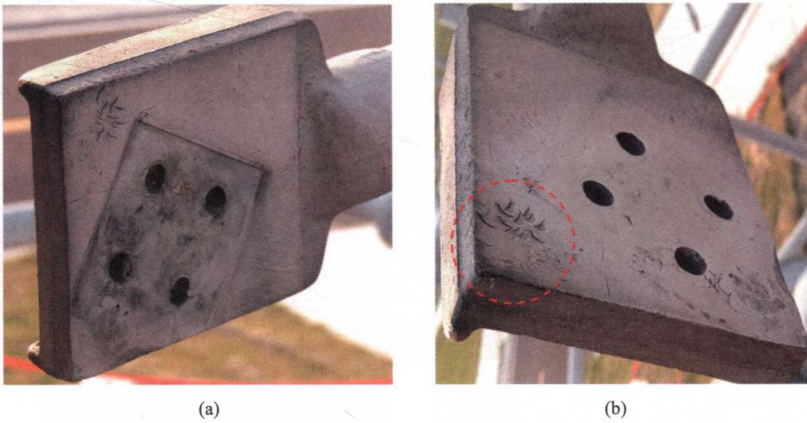


图 3 3 号主变压器低压侧 A 相套管接线板氧化及凹陷情况

(a) 氧化；(b) 凹陷

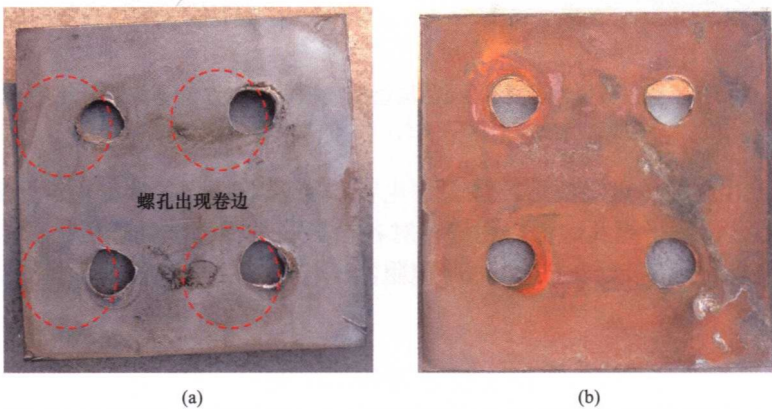


图 4 3 号主变压器低压侧 A 相套管接线板铜铝过渡板卷边及氧化情况

(a) 卷边；(b) 氧化

(2) 导电膏涂覆不均匀/过量。C 相桩头接线板不平整，并且接线板螺孔边沿翘起变形，整个铜铝过渡板涂有大量导电膏。分析认为，由于接线板不平整，导电膏涂抹不均匀，在运行过程中，导电膏出现干垢，且其接线板两个接触面发生部分氧化，污垢较多，使其与两侧接线板的接触面积大大减小，导致发热。3 号主变压器 C 相低压侧套管接线板导电膏涂抹不均匀及氧化如图 5 所示。

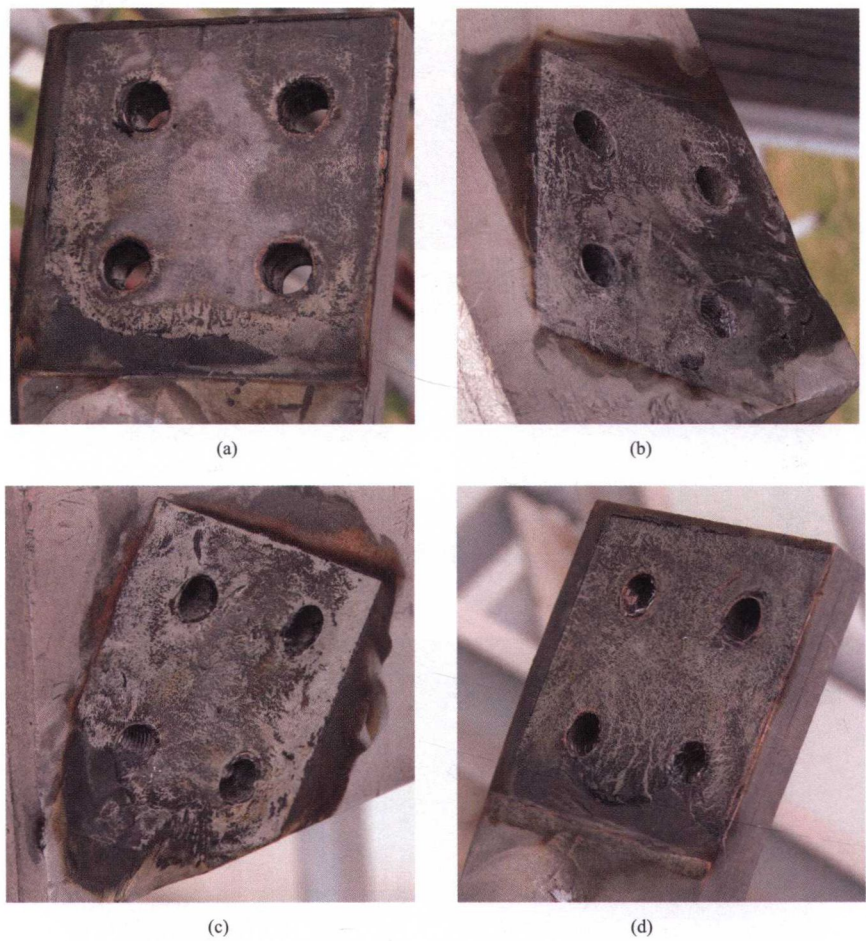


图 5 3 号主变压器 C 相低压侧套管接线板导电膏涂抹不均匀及氧化
(a) 边沿翘起；(b) 涂抹不均匀；(c) 严重氧化；(d) 轻度氧化

缺陷处理：拆开发热接线板后，擦去导电膏，用砂纸打磨各接触面至平整，压平接线板各螺孔翘起部分，磨平螺孔边沿，用酒精对各接触面进行清洗处理后，复原整个接线板，并用力矩扳手将螺栓紧固。同时进行回路电阻测试检查，接触电阻明显降低，处理前后对比如表 1 所示。

表 1 消缺前后回路电阻测试值 (μΩ)		
相别	处理前	处理后
A	125.40	34.01
C	129.77	35.37

9 月 16 日 17 时，消缺完毕送电后，采用红外测温仪复测缺陷部位，测温结果正常，缺陷消除。

4 监督意见

（1）套管安装时，施工人员必须执行安装工艺要求具体要求，接触面打磨平整，导电膏涂覆均匀，验收时确保涂覆均匀。

（2）安装完毕后及时检测接头直流电阻，确保套管接头接触良好。

（3）在运维检修过程中，应严格按照规定开展变压器红外测温，尤其应关注套管接头发热情况，连接部位温度与其他相似部位温度相差 3K 时，应进行缺陷排查。

案例 2 500kV 变压器储油柜胶囊破损导致油位异常

监督专业：电气设备性能 监督手段：验收检查
监督阶段：设备验收 问题来源：设备安装

1 监督依据

GB 50148—2010《电气装置安装工程电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》第 4.12.17 条规定，储油柜和充油套管的油位应正常。

2 案例简介

2016 年 9 月 22 日，某供电公司检修人员在某 500kV 变电站 1 号主变压器（型号 ODFS-33400/500）验收过程中发现主变压器 C 相油位异常，遂与施工单位沟通对三相主变压器进行排气和油位复核，发现 C 相储油柜胶囊始终无法正常鼓起，排气口处始终看不到和触摸不到胶囊，并且排气声音异常。9 月 23 日厂家技术人员进入储油柜检查胶囊，发现 C 相储油柜胶囊挂钩处有破损。9 月 24 日厂方在检修验收人员监督下更换了储油柜胶囊，胶囊安装完毕，C 相储油柜可以排气，油位恢复正常。

3 案例分析

3.1 现场检查

9 月 22 日，在某 500kV 变电站 1 号主变压器验收过程中检修人员发现 1 号主变压器三相油位不一致，C 相油位明显比 A、B 相高。当时环境温度为 25℃时，根据油温油位曲线，油位指示应为 3.5~4，而现场油位表指示：A、B 相油位指示在合格范围，C 相油位指示为 4.2，数值偏高（见表 1）。

表 1 现场油位表读数

相别	A 相	B 相	C 相
油位计			
读数	3.8	3.5	4.2

由于 C 相油位异常，现场检修人员遂与施工单位沟通对三相主变压器进行排气和油位复核。首先拆卸主变压器呼吸器，通过呼吸器口对储油柜胶囊充氮气，使储油柜胶囊膨胀

鼓起进而对储油柜进行排气，最后对三相储油柜油位通过联通器法进行测量。

在对 A、B 相进行充氮排气时，A、B 相胶囊均能鼓起至储油柜顶部排气口处，并顺利将储油柜内气体排出。但按照同样方法，C 相胶囊始终无法正常鼓起，排气口处始终看不到和触摸不到胶囊，并且排气声异常。

经主变压器厂家现场确认，主变压器呼吸器口冲氮处无气体泄漏，C 相储油柜顶部联通管为关闭状态，充氮方法正确无误，异常原因为储油柜胶囊破损（见图 1）。



图 1 C 相储油柜胶囊破损处

23 日，厂家技术人员进入储油柜检查胶囊，发现 C 相储油柜胶囊挂钩处有破损。24 日，更换胶囊后，C 相储油柜可以排气，油位恢复正常。

3.2 原因分析

经过分析，本次储油柜胶囊破损可能原因如下：

（1）胶囊随本体变压器油呼吸时多次上下运动，被储油柜胶囊挂钩（见图 2）尖角损坏。在更换已损坏的胶囊时，发现在储油柜胶囊挂钩存在尖端棱角，当本体油温变化时，变压器油热胀冷缩，胶囊随着油面上下呼吸，有可能刚好撞在挂钩的尖端上。由于该变电站所在地区昼夜温度变化快，胶囊随本体变压器油呼吸上下运动的次数，在多次和尖端物碰撞后，有可能使胶囊破损。

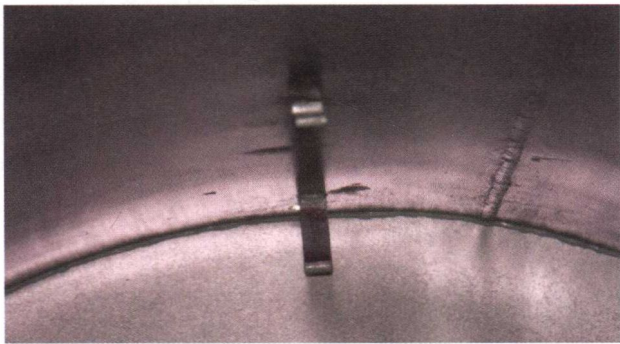


图 2 储油柜内部挂钩

（2）储油柜胶囊挂钩位置设计存在缺陷。储油柜胶囊挂钩设计安装于储油柜的顶部，在胶囊随本体变压器油呼吸上下运动过程中，胶囊和挂钩连接处（见图 3）受力不均。长此以往，储油柜胶囊容易发生磨损，最后导致胶囊破损。

（3）胶囊的制造材料和工艺问题。即胶囊的制造材料和工艺达不到要求，耐油性和耐高温性能较差，在变压器油的浸泡和应力作用下，发生老化和内部龟裂，最后发展为破损缺陷。

（4）安装前已破损。该主变压器胶囊是在变压器厂内完成组装，连同储油柜一同运输入厂家。在现场并未对胶囊进行单独检查，存在安装前已破损的可能性。



图3 胶囊与挂钩连接处

4 监督意见

(1) 对于胶囊随储油柜柜体一同运输的储油柜，到货验收时应进行胶囊密封性能检查，确保胶囊完好无损。

(2) 在新变压器注油过程中，应按照产品技术文件要求的顺序进行注油、排气及油位计加油，合理调整变压器油位。

(3) 运行过程中应加强变压器油位巡视，并做好记录。

案例 3 220kV 变压器密封不严导致氮气泄漏

监督专业：电气设备性能

监督手段：到货验收

监督阶段：设备验收

问题来源：运输存储

1 监督依据

GB 50148—2010《电气装置安装工程 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》第 4.1.7 条规定，冲干燥气体运输的变压器、电抗器油箱内的气体压力应保持在 0.01～0.03MPa；干燥气体露点必须保持在 -40°C ；每台变压器、电抗器必须配有可以随时补气的纯净、干燥气体瓶，始终保持变压器、电抗器内为正压力，并设有压力表进行监视。

2 案例简介

2014 年 8 月 8 日，某 220kV 变电站基建变压器（型号 OSSZ11-240000/220）附件到货安装前，供电公司工地代表发现器身内无氮气，油箱内氮气压力非正压。由于运输原因导致氮气泄漏，使变压器器身失去氮气保护，可能导致变压器主绝缘受潮。随即，变压器返厂重新烘干，于 9 月 26 日两台主变压器重新运输至现场。

3 案例分析

3.1 现场检修

2014 年 8 月 8 日，供电公司公司工地代表发现器身内无氮气时，氮气压力表计损坏，拆卸盖板检查发现无氮气逸出，判断油箱内氮气压力非正压。进一步发现两只显示氮气压力的压力表损坏 [常压下压力表不归零，有压力显示（见图 1 和图 2）；无校验标签、铅封]。两台变压器器身失去氮气保护，可能直接导致变压器主绝缘受潮。8 月 21 日变压器厂服从甲方意见，返厂重新烘干；8 月 26 日变压器运输到变压器厂，8 月 27 日甲方技术监督人员

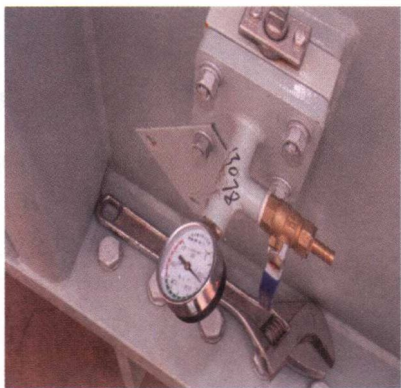


图 1 氮气阀门开启前表记指示

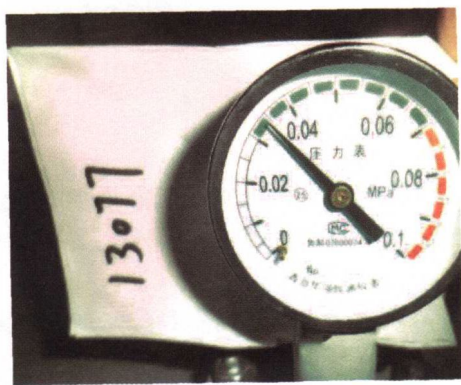


图 2 氮气表记损坏指示（应为零）