

电力设备技术监督典型案例

BIANYAQILEI SHEBEI

变压器类设备

丛书主编 戴庆华

主 编 漆铭钧 雷红才



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

电力设备技术监督典型案例

BIANYAQILEI SHEBEI

变压器类设备

丛书主编 戴庆华

主 编 漆铭钧 雷红才



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

《电力设备技术监督典型案例》丛书由 180 余篇电力设备典型案例构成,本分册为《变压器类设备》。本书系统收集了变压器、电抗器、电流互感器、电压互感器全过程技术监督典型案例,详细介绍了案例的监督依据、违反条款、案例简介和案例分析等情况,并提出了具体的监督意见及要求。

本书可供从事电力设备技术监督、质量监督、设计制造、安装调试及运维检修的技术人员和管理人员使用,也可供电力类高校、高职院校的教师和学生阅读参考。

图书在版编目(CIP)数据

变压器类设备/漆铭钧,雷红才主编. —北京:中国电力出版社,2016.8

电力设备技术监督典型案例/戴庆华主编

ISBN 978-7-5123-9459-9

I. ①变… II. ①漆… ②雷… III. ①变压器—技术监督—案例 IV. ①TM407

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2016)第 136580 号

中国电力出版社出版、发行

(北京市东城区北京站西街 19 号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)

三河市万龙印装有限公司印刷

各地新华书店经售

*

2016 年 8 月第一版 2016 年 8 月北京第一次印刷

787 毫米×1092 毫米 16 开本 11.75 印张 253 千字

印数 0001—3000 册 定价 59.00 元

敬告读者

本书封底贴有防伪标签,刮开涂层可查询真伪

本书如有印装质量问题,我社发行部负责退换

版 权 专 有 翻 印 必 究

《电力设备技术监督典型案例 变压器类设备》

编写组

丛书主编 戴庆华

主 编 漆铭钧 雷红才

副 主 编 徐玲玲 李喜桂 彭 江 周卫华

编写组成员 谢耀恒 邵 进 金 焱 刘 赞 王洪飞

李 欣 彭 平 黄海波 李 璐 焦 飞

单周平 黎 刚 赵世华 陈志勇 艾 伟

陈润兰 毕建刚 叶会生 周 挺 孙利朋

姚 尧 卢甜甜 程 序 向 萌 杨 堃

张黎明 秦家远 杨 圆 万 勋 谢晓骞

雷 挺 刘兴文 毛柳明 王彩福 黄 颖

涂 进 周 舟 吴俊杰 阳金纯 是艳杰

郭宏展 徐 波 范 敏 丁 宁 袁 帅

段肖力 吴水锋 李 婷 周 逞 何智强

吴立远 刘 帆 袁 培 黄国栋 唐振宇

刘要峰 孙泽文 蒯 强 陈超强 曾 赞

孙 威 周新军 胡永方 唐民富 朱文彬

李日波 龚 杰



序

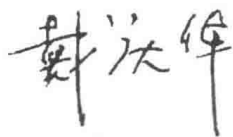
电力行业是资产密集型、知识密集型和技术密集型行业，是社会经济发展的基础行业，更是关系国家能源安全和国民经济发展大局的重要行业，对从业人员的专业水平和敬业精神均提出了较高要求。由于电网设备种类繁多，涉及专业众多，电网设备安全稳定运行保障难度大，所以设备全过程技术监督工作意义重大。部分电力设备技术监督从业人员，往往由于从业时间短、工作经历少等客观原因，在开展技术监督工作时不能充分履行监督职责，不能全面、准确地发现问题，从而影响技术监督工作的权威性和有效性，甚至出现监督失误。这种情况和局面并非不能改观，强化技术监督的知识和经验的培训、交流和协作，就是很好的途径与方式。

2015年起，国网湖南省电力公司按照“平等、互助、互惠、互利”的原则，根据地域特征及生产管理特点，将14个地市公司和省检修公司各分部，划分为4个协作片区，制定区域协作制度，明确职责分工，制订工作计划，开展常态技术监督区域协作工作，旨在通过单位间的相互协作，达到“以他山之石，攻本山之玉”的效果，实现技术监督工作的合作共赢，共同进步，并借此推动湖南公司系统技术监督和生产管理水平的整体提升。通过一年多的实践证明，区域技术监督协作机制的创新与实施，实现了单位间“互通技术监督信息、互补技术监督装备、共享技术监督人才、协同专业技术培训”的预期成效，有效地促进了技术监督支撑和保障安全生产的能力和水平提升。2016年3月，“区域技术监督协作机制创新与实践”项目获得第五届全国电力行业设备管理创新成果特等奖，更是给了我们莫大的鼓舞。

2015年6月开始，我们组织收集了湖南公司近十年的技术监督典型案例近200篇，并多次组织进行了内部筛选、审查。2016年，我们

再次组织部分行业专家对收集的案例进行审核、修改和完善，优选了其中 140 余篇具有代表性的案例，并补充了中国电科院，以及国网北京电力公司、国网江苏电力公司、国网湖北电力公司和国网河南电力公司等国内同行推荐的 40 余篇典型案例，汇编成《电力设备技术监督典型案例》丛书。丛书分为《变压器类设备》《避雷器及开关类设备》和《输电线路及保护通信设备》三册。望通过《电力设备技术监督典型案例》丛书的汇编出版，实现更大范围的技术监督经验交流与成果共享。

此丛书在编辑出版过程中，得到了国家电网公司运检部副主任杜贵和等领导专家和专家的大力支持与指导，在此一并致谢！



2016 年 7 月



前言

电力设备技术监督是电力企业的基础和核心工作之一，是电网设备安全运行的保障。为了强化技术监督的知识，方便开展技术监督经验的培训、交流和协作，特编写《电力设备技术监督典型案例》丛书，本分册为《变压器类设备》。

本书系统收集了变压器、电抗器、电流互感器、电压互感器全过程技术监督典型案例，以图文并茂的形式，介绍了案例发生的过程，剖析了故障及异常产生的原因，指出了案例违反的条款，并提出了技术监督工作的意见及要求。

本书在编辑出版过程中，得到公司领导和业内专家的大力支持与指导，在此一并致谢。

由于经验和能力所限，书中难免存在不足之处，敬请广大读者批评指正。

编者

2016年7月



目 录

序 前言

第 1 章 500kV 变压器/电抗器技术监督典型案例	1
500kV 变压器运输冲撞导致夹件绝缘损坏	2
500kV 变压器高压套管末屏设计缺陷导致运行开路故障	4
500kV 变压器套管导电回路接触不良导致直流电阻异常	7
500kV 变压器定位销脱落导致高压套管严重发热	10
第 2 章 220kV 变压器技术监督典型案例	13
220kV 变压器油流继电器蝶阀无锁定措施导致冷却器工况异常	14
220kV 变压器排油注氮装置未使用双浮球结构气体继电器导致主变压器 存在安全隐患	17
220kV 变压器出油管设计不合理导致夹件多点接地	19
220kV 变压器夹件钢拉带与夹件连接不良导致内部绝缘件损伤故障	21
220kV 变压器高压侧套管油位偏高导致喷油故障	24
220kV 变压器高压侧套管绝缘油内漏导致套管油位异常	26
220kV 变压器中压侧套管等电位销接触不良导致介质损耗增大	29
220kV 变压器内部低压母线相间短路导致主变压器跳闸	32
220kV 变压器冷却器制造时的残留杂质进入本体导致铁心多点接地	36
220kV 变压器绕组导线断股导致油中溶解气体异常	39
220kV 变压器铁心绝缘受潮导致绕组介质损耗偏大	41
220kV 变压器铁心夹件绝缘设计不合理导致主变压器油中溶解气体含量异常	44
第 3 章 110kV 变压器技术监督典型案例	47
110kV 变压器铁心引出线与上夹件固定螺栓绝缘损坏导致铁心多点接地	48
110kV 变压器高压套管导电杆定位螺母松动导致将军帽发热	51
110kV 变压器近区短路导致绕组严重变形及损坏	54
110kV 变压器低压侧近区故障导致绕组变形	59
110kV 变压器低压侧绕组引出线与套管导电杆连接螺栓松动导致直流 电阻超标	64
110kV 变压器无励磁分接开关静触头与绕组抽头连接松动导致绕组直流 电阻相间差超标	67

110kV 变压器有载分接开关安装错位导致直流电阻及变比异常	71
110kV 变压器有载分接开关密封不良导致有载分接开关油室油位异常	75
110kV 变压器中压侧近区短路故障导致无励磁分接开关损坏	78
110kV 变压器抗短路能力不足导致运行中出现绕组变形	82
110kV 变压器抗短路能力不足导致运行中损坏	86
110kV 变压器硅钢片清洗不彻底导致色谱异常及瓦斯发信	90
110kV 变压器油中铜离子超标导致绝缘下降	93
110kV 变压器夹件多点接地导致油中溶解气体异常	97
110kV 变压器事故油池设计不满足反措要求	100
110kV 变压器安装工艺不良导致低压侧耐压击穿	103
110kV 变压器蝶阀损坏导致油温偏高	105
110kV 变压器运输中铁心变形导致绝缘试验击穿	108
110kV 变压器本体漏磁导致短接排异常发热	110
110kV 变压器高压套管将军帽 T 型定位螺帽装反导致异常发热	114
第 4 章 电抗器技术监督典型案例	117
±500kV 平波电抗器运输冲撞导致夹件多点接地	118
500kV 电抗器制造工艺不良导致铁心及夹件短路	121
第 5 章 电流互感器技术监督典型案例	123
500kV SF ₆ 电流互感器制造工艺不良导致内部放电	124
500kV SF ₆ 电流互感器爬电距离不足导致外绝缘闪络	129
220kV 电流互感器一次绕组固定抱箍松动导致内部悬浮放电	134
220kV 电流互感器一次绕组接头接触不良引起异常发热	138
110kV 电流互感器密封不良导致末屏和二次绕组绝缘严重受潮	141
110kV 电流互感器复合绝缘外套缺陷导致异常发热	144
110kV 电流互感器内部引线线夹螺栓松动导致匝间短路	147
110kV 电流互感器末屏绝缘受潮导致油中溶解气体含量异常	150
第 6 章 电压互感器技术监督典型案例	153
500kV 电容式电压互感器绕组漆包线质量差导致一次绕组短路	154
220kV 电容式电压互感器金属膨胀器开裂导致发热异常	158
220kV 电容式电压互感器阻尼装置损坏导致电磁单元发热	161
110kV 电容式电压互感器电容单元中压套管漏油导致互感器损坏	165
110kV 电容式电压互感器电容单元击穿导致异常发热	169
110kV 电容式电压互感器中压引线接触不良导致局部放电	173

第 1 章

500kV 变压器 / 电抗器技术
监督典型案例

500kV 变压器运输冲撞导致夹件绝缘损坏

监督专业：电气设备性能

监督手段：竣工验收

发现环节：设备调试

问题来源：设备运输

1 监督依据

GB/T 6451—2015《油浸式电力变压器技术参数和要求》

《国家电网公司十八项电网重大反事故措施（修订版）》（国家电网生〔2012〕352号）

2 违反条款

（1）GB/T 6451—2015《油浸式电力变压器技术参数和要求》第 11.4.5 条规定：变压器在运输过程中应装三维冲击记录仪。第 11.4.6 条规定：变压器应能承受的运输水平冲撞加速度为 30m/s^2 。

（2）《国家电网公司十八项电网重大反事故措施》（国家电网生〔2012〕352号）第 9.2.2.6 条规定：110（66）kV 及以上变压器在运输过程中，应按照相应规范安装具有时标且有合适量程的三维冲击记录仪。主变压器就位后，制造厂、运输部门、用户三万人员应共同验收，记录纸和押运记录应提供用户留存。

3 案例简介

2009 年 2 月，试验人员对某 500kV 变电站 4 号主变压器进行交接验收试验，发现在进行 A 相夹件绝缘电阻试验时，当电压升高到 1300V，会出现夹件对地（箱体）放电的现象。检查发现顶部定位销内部绝缘纸板破损，导致夹件对地放电。更换受损绝缘纸板后，设备恢复正常。

该变压器型号为 ODFPS-334000/500，2007 年 4 月出厂，2008 年投运。

4 案例分析

4.1 试验分析

2009 年 2 月 14 日，试验人员对某 500kV 变电站 4 号主变压器进行 A 相夹件对地绝缘电阻测量，当试验电压达到 1300V 时，夹件对地（箱体）放电，可以明显听到“啪啪”放电声音。经多次试验，放电始终存在。

4.2 开盖检查

2009 年 2 月 15 日，检修人员打开箱顶定位销盖板检查，发现其内部绝缘纸板根部有放电击穿的痕迹，如图 1 所示。

轻摇即可取下绝缘纸板。检查发现其根部已经破损，且放电处周围纸板已损坏，无法将定位销与固定环可靠绝缘。铁心夹件与箱顶盖板部分导通，发生放电击穿。纸板损坏应是在主变压器运输途中，由于纸板遭受强力挤压所致。

4.3 故障处理

部分排油后，拆除原固定环和已损坏纸板，然后在定位销上套上新纸板，重新安装固定环，并将绝缘纸板可靠紧固。更换后的新绝缘纸板如图 2 所示。恢复盖板密封后，变压器进行真空注油，变压器各项试验数据合格后，恢复正常运行。



图 1 定位销放电击穿痕迹

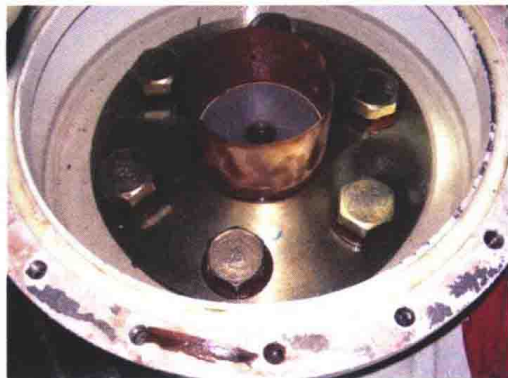


图 2 更换后的新绝缘纸板

5 监督意见及要求

(1) 变压器在运输和就位过程中，必须严格执行 GB 50148—2010《电气装置安装工程 电力变压器、油浸电抗器互感器、互感器施工及验收规范》第 4.5.7 条款的规定，安装前应检查三维冲撞记录仪的记录结果，一旦出现冲撞值异常情况，应立即进行内部松动情况检查，发现问题及时处理，情况严重者返厂检修。

(2) 变压器交接验收时，应严格开展各项检查和试验，防止设备带病投入运行。

报送人员：彭平。

报送单位：国网湖南电科院。

500kV 变压器高压套管末屏设计 缺陷导致运行开路故障

监督专业：电气设备性能

监督手段：例行试验

发现环节：运维检修

问题来源：设备设计

1 监督依据

《国家电网公司十八项电网重大反事故措施（修订版）》（国家电网生〔2012〕352号）

2 违反条款

《国家电网公司十八项电网重大反事故措施（修订版）》（国家电网生〔2012〕352号）第9.5.6条规定：加强套管末屏接地检测、检修及运行维护管理，每次拆接末屏后，应检查末屏接地状况，在变压器投运时和运行中开展套管末屏接地状况带电测量。

3 案例简介

2012年4月，试验人员在对某500kV变电站2号主变压器进行停电例行试验时，发现其高压套管A、B相末屏存在渗漏油情况。经检查发现，套管末屏接地不良导致运行中出现悬浮放电，将内部绝缘垫烧穿造成密封不良，最终引起末屏漏油。后经末屏接地方式改造更换后，变压器正常投入运行。

该变压器型号为ODFPS-334000/500，2007年10月出厂，2008年投运。变压器高压侧套管型号BRDLW-550/1600-4，2007年3月出厂。

4 案例分析

4.1 现场检查

试验人员检查2号主变压器高压套管油位时，B、C两相高压套管油表指示正常，但A相高压套管油表指示在20℃偏低位置，套管严重漏油。

拧开A相套管末屏金属盖帽，发现盖帽内部冒出带有黑色杂质的绝缘油，如图1所示。当完全拧开末屏盖帽时，绝缘油大量流出。因漏油严重，无法继续对该套管开展电气试验。取A相套管内部油样进行色谱检测，结果显示油中含有乙炔。检查B相高压套管，发现其末屏周围同样存在渗漏油痕迹，如图2所示。清洁处理后对其进行试验检查，在测量末屏绝缘电阻时，测试电压只能升至230V左右，绝缘电阻测试值仅为80kΩ。进行末屏介质损耗因数及电容量测量时，加压过程中末屏处出现放电火花并冒烟，于是立即停止试验。综合上述结果，初步怀疑套管末屏接地不良，内部存在悬浮放

电现象。



图 1 A 相套管末屏



图 2 B 相套管末屏

4.2 解体检查

该套管末屏为常接地结构，其示意图如图 3 所示。末屏接地引出线穿过小瓷套通过引线柱引出，引线柱对地绝缘。引线柱外套有一个连接有弹簧装置的金属套，金属套与引线柱紧密接触。运行时金属套受内部弹簧的压力与套管内侧接地金属法兰相连，末屏可靠接地，最外部有金属护套盖保护并密封防潮。

为进一步诊断内部故障，检修人员对 A 相套管进行了解体检查。解体前，检查套管末屏接地情况，发现末屏接地不良。解体后，发现末屏接地复位弹簧未完全弹出，如图 4 所示；末屏接地环未可靠接地，且末屏绝缘垫已严重烧损，如图 5 所示。

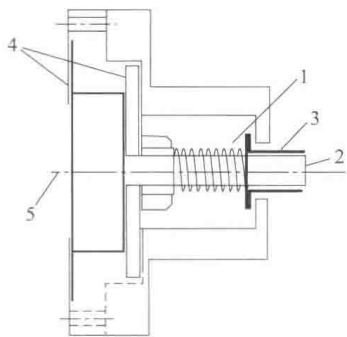


图 3 套管末屏接地结构示意图
1—复位弹簧；2—末屏接线柱；
3—接地环；4—密封件；
5—末屏引线



图 4 接地复位弹簧未完全弹出

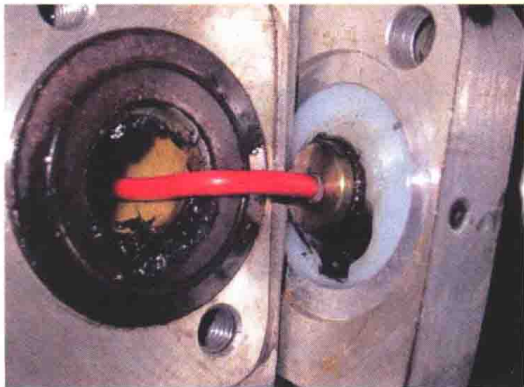


图 5 末屏绝缘垫已严重烧损

该套管末屏接地是通过小铜棒穿过铜套与铝制金属罩来连接实现的。小铜棒与铜套之间主要有两种接触，即通过弹簧压力接触以及棒与套的偏心接触。这两种接触方式的可靠性都不高。在弹簧两端与铜棒和铜套的接触部位，且弹簧弹性降低或接触面受潮氧

化后，接触电阻会明显增大。而铜套与铝制金属罩之间，如果弹簧压力不足或被卡住，就会出现接触不良或断开情况。

继续检查电容屏侧末屏引线，未发现放电痕迹等异常情况。对该套管进行介质损耗因数和电容量测试，试验结果合格，说明套管电容屏正常。

综合分析 A 相套管解体和诊断试验结果可知，由于接地套与引线柱间卡塞造成套管末屏接地套弹簧未完全弹出，运行中末屏不能可靠接地，引起悬浮放电。长时间放电使绝缘垫烧穿，最终导致套管漏油。

4.3 缺陷处理

由于存在安全隐患，目前该类型的末屏接地装置已逐渐退出市场。结合本次停电机会，对该变压器高压侧 A、B、C 三相套管末屏接地装置进行改造，更换为新型内置式

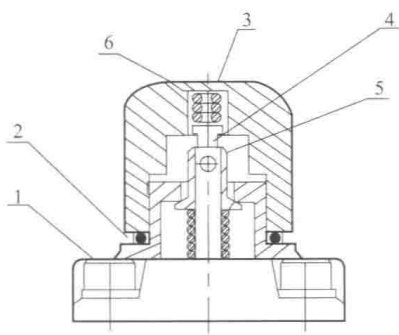


图 6 新型内置式接地装置结构图
1—原末屏座；2—密封垫；3—辅助接地罩；
4—销轴；5—抽头引线柱；6—弹簧

接地装置，如图 6 所示。新型接地装置增加了销轴 4 和弹簧 6，通过弹簧顶压末屏接线柱，再通过末屏帽与末屏座螺纹连接可靠接地。加装末屏辅助接地罩的目的是增加一个可靠接地点，即便在抽头引线柱接地失效的情况下，也可通过末屏辅助接地罩可靠接地。

5 监督意见及要求

(1) 套管末屏接地的可靠性直接影响套管的运行安全。若不能可靠接地，将导致套管末屏端部对地放电，轻则损坏末屏密封，严重时会导致套管内部绝缘油渗漏、套管受潮，甚至出现套管在运行中爆炸的严重事故。运行人员应加强套管末屏的运行巡检，重点检查末屏装置是否存在渗漏、油污、发热等情况。结合停电机会，对该类套管末屏接地装置进行改造，更换为可靠的接地装置。

(2) 设备制造厂应加强设备及部件的设计审查及验证。对改进的新型设计及新型部件，应严格进行论证，并经过充分的试验及检测，确保其性能后才能普遍推广。推广后，应对运维人员进行必要的使用培训，防止在运维过程中由于运维及操作不当，造成设备损坏。

(3) 在进行套管介质损耗因数测量或局部放电试验时，如需压下接地套弹簧，必须使用专用的工具，防止损伤末屏接线柱或产生毛刺、杂物等，从而导致接地套弹簧被卡不能完全复位，造成末屏接地不良。

报送人员：阳应伟、龚杰、谭一粟、唐星昱。
报送单位：国网湖南检修公司。

500kV 变压器套管导电回路接触不良导致直流电阻异常

监督专业：电气设备性能
发现环节：运维检修

监督手段：例行试验
问题来源：运维检修

1 监督依据

Q/GDW 1168—2013《输变电设备状态检修试验规程》

2 违反条款

Q/GDW 1168—2013《输变电设备状态检修试验规程》第 5.1.1.1 条规定：1.6MVA 以上变压器，各相绕组电阻相间的差别不应大于三相平均值的 2%（警示值），无中性点引出的绕组，线间差别不应大于三相平均值的 1%（注意值）；1.6MVA 及以下的变压器相间差别一般不大于三相平均值的 4%（警示值），线间差别一般不大于三相平均值的 2%（注意值）；同相初值差不超过±2%（警示值）。

3 案例简介

2008 年 10 月，试验人员在某 500kV 变电站 1 号主变压器停电试验时发现低压侧直流电阻最大不平衡率超标，经试验检查及综合分析，确定该故障是由低压侧套管内部的导电回路接触不良引起的。

该变压器型号为 ODFPS9-334000/500/√3，为三相油浸式风冷变压器，2003 年 3 月出厂。

4 案例分析

4.1 故障描述

2008 年 10 月，试验人员在某 500kV 变电站 1 号主变压器停电试验中发现低压侧直流电阻最大不平衡率超标。当日直流电阻测试数据如表 1 所示，历史测试数据如表 2 所示。当日现场其他例行试验结果未见异常。

表 1 2008 年 10 月 26 日主变压器直流电阻测试数据

设备名称	直流电阻值 (mΩ)	换算至 75℃下直流电阻值 (mΩ)	最大不平衡率 (%)	油温 (℃)
主变压器 a 相	9.719	11.723	6.69	22

续表

设备名称	直流电阻值 (mΩ)	换算至 75℃下直流电阻值 (mΩ)	最大不平衡率 (%)	油温 (℃)
主变压器 b 相	9.440	11.387	6.69	22
主变压器 c 相	9.089	10.963		

表 2 2007 年 3 月 17 日主变压器直流电阻测试数据

设备名称	直流电阻值 (mΩ)	换算至 75℃下直流电阻值 (mΩ)	最大不平衡率 (%)	油温 (℃)
主变压器 a 相	9.498	11.028	1.00	32
主变压器 b 相	9.593	11.138		
主变压器 c 相	9.544	11.081		

4.2 原因分析

(1) 从最近的历史试验数据看，低压侧换算至 75℃下的各相直流电阻值应该在 11mΩ 左右，本次试验中的 c 相直流电阻值应该与历史值没有明显变化，而 a、b 相直流电阻值已达到 11.723mΩ 和 11.387mΩ，明显大于历史值，特别是 a 相直流电阻值变化较大。

(2) 由于 a、b 相直流电阻值较 c 相大，可能是低压绕组 a、b 相导电回路存在接触不良的现象（如低压套管与绕组引线连接部位等）。

4.3 缺陷处理

经技术监督人员和厂家技术人员联合诊断分析，认为试验值异常是套管内部的导电回路接触不良引起的，可以现场进行处理。

处理过程的照片如图 1～图 6 所示。



图 1 拆除套管接线板



图 2 拆除连接导杆

本次拉杆螺栓紧固的力矩均统一为 120N·m，处理后低压侧直流电阻测试三相不平衡率为 1.16%，故障消除。

5 监督意见及要求

(1) 对于引出线及导电杆一体式套管，当外部试验需要在套管接线板处拆、装接地