变电一次设备
事故案例分析与处理

主编 杨红权 刘彦琴 刘 鑫 刘 君



西南交通大学出版社

需要全本请访问 www.ertongbook.com

变电一次设备事故案例分析与处理

主编 ◎ 杨红权　刘彦琴　刘鑫　刘君

西南交通大学出版社
·成　都·

图书在版编目（CIP）数据

变电一次设备事故案例分析与处理 / 杨红权等主编
. —成都：西南交通大学出版社，2021.4
ISBN 978-7-5643-8013-7

Ⅰ. ①变… Ⅱ. ①杨… Ⅲ. ①变电所－电气设备－事故分析 Ⅳ. ①TM63

中国版本图书馆 CIP 数据核字（2021）第 068053 号

Biandian Yici Shebei Shigu Anli Fenxi yu Chuli

变电一次设备事故案例分析与处理

主　编 / 杨红权　刘彦琴　刘鑫　刘君

责任编辑 / 李芳芳
封面设计 / 何东琳设计工作室

西南交通大学出版社出版发行
（四川省成都市金牛区二环路北一段 111 号西南交通大学创新大厦 21 楼　610031）
发行部电话：028-87600564　028-87600533
网址：http://www.xnjdcbs.com
印刷：四川森林印务有限责任公司

成品尺寸　185 mm × 260 mm
印张　10.25　　字数　282 千
版次　2021 年 4 月第 1 版　　印次　2021 年 4 月第 1 次

书号　ISBN 978-7-5643-8013-7
定价　58.00 元

图书如有印装质量问题　本社负责退换
版权所有　盗版必究　举报电话：028-87600562

前言 PREFACE

随着国民经济的持续增长，全社会用电量屡创新高，电网规模也在迅速扩大。为了保障电网安全，不断满足人民日益增长的美好生活的需要，用户对电网设备的性能及可靠性提出了更高的要求。变电一次设备作为发—输—变—配—用中的关键一环，起着电压变换、分配及负荷控制的重要作用，其发生故障时会严重影响系统正常运转，甚至会导致大面积停电。变电一次设备运行可靠与否直接影响到供电安全及稳定与否。检修部门作为管理变电设备的核心部门，其专业技术技能水平很大程度上决定了变电设备的健康状态及精益管理水平。然而各地区检修部门水平不一，经验互通性不足。为此，梳理缺陷、总结经验、形成典型案例材料显得尤为重要，一方面可作为不同地区检修专业交流提升的重要手段，另一方面也可作为检修专业技术技能经验传承的重要载体。

本书是作者团队对部门多年来处理的变压器、GIS、断路器、互感器等设备故障及缺陷进行的梳理和总结，共精选出了 24 例，包括主变压器故障及缺陷 6 例、GIS 故障及缺陷 4 例、断路器故障及缺陷 4 例、互感器故障及缺陷 3 例以及带电检测类型缺陷 7 例，类型涵盖电气、机械等故障及缺陷。

本书对各案例从故障概况、分析处理及原因分析三个维度进行了阐述及闭环总结，尤其是分析处理环节，对不同类型缺陷运用了行之有效的处理方法，具有极高的参考及借鉴意义。本书可供电力系统专业技术人员和生产管理人员参考学习，以提高设备运维水平，提升系统安全运行水平。

由于编者水平有限，书中难免存在疏漏和不妥之处，敬请广大读者批评、指正。

作　者

2021 年 4 月

目录 CONTENTS

1

第 1 章　变压器典型案例分析与处理 ····· 001

1.1　有载分接开关故障导致 110 kV 主变压器事故原因分析 ····· 001

1.2　主变压器局部放电异常的分析与处理 ····· 007

1.3　直流电阻测试对变压器导电回路缺陷的作用 ····· 014

1.4　Z 型变压器中性点电压异常升高的故障分析 ····· 023

1.5　110 kV 电压等级的变压器绕组变形故障分析 ····· 027

1.6　主变压器绕组损坏事故检测与分析 ····· 033

2

第 2 章　GIS 典型案例分析与处理 ····· 042

2.1　110 kV GIS 断路器缺相故障分析与处理 ····· 042

2.2　刀闸气室放电故障分析与处理 ····· 048

2.3　刀闸故障引起的 110 kV GIS 母线全停事故分析 ····· 056

2.4　220 kV GIS 设备Ⅱ母故障分析 ····· 062

3

第 3 章　断路器典型案例分析与处理 ····· 067

3.1　断路器重合闸不成功原因分析与故障处理 ····· 067

3.2　断路器 CT20 机构合闸凸轮断裂情况分析 ····· 071

3.3　气动断路器拒分缺陷分析与处理 ····· 075

3.4　断路器合后即分缺陷分析与处理 ····· 080

需要全本请访问 www.ertongbook.com

4

5

第 4 章　互感器典型案例分析与处理 ····· 085

4.1　特殊结构的 110 kV CVT 故障诊断与分析 ····· 085
4.2　电子式电压电流互感器（ECVT）失压故障分析 ···· 092
4.3　基于二次电压偏差的 CVT 诊断试验 ····· 095

第 5 章　带电检测案例分析与处理 ····· 101

5.1　220 kV 主变 110 kV 侧套管漏油缺油缺陷检测与分析 ····· 101
5.2　GIS 刀闸超声信号异常的分析与处理 ····· 102
5.3　电缆终端特高频与高频 CT 信号异常的分析与处理 ····· 118
5.4　10 kV 开关柜带电检测异常情况分析与处理 ····· 130
5.5　110 kV GIS 母线异常发热诊断分析 ····· 135
5.6　GIS 开关 CT 外壳异常发热分析与处理 ····· 140
5.7　110 kV Ⅱ母 PT 1282 刀闸气室超声波异常处理 ····· 144

第1章 变压器典型案例分析与处理

电力变压器是电力系统的重要设备，对于电网安全可靠运行具有重要意义。电气试验是及时发现变压器潜伏性隐患、避免突发事故发生的重要手段。下面介绍变电站内几起变压器典型故障的发生、发展及处理过程。

1.1 有载分接开关故障导致110 kV主变压器事故原因分析

有载调压方式由于其可以带载调压的优势，在110 kV及以上电压等级的变压器中得到了广泛应用。有载分接开关是有载调压变压器中最重要的组成部分之一，它能够在负荷电流不中断的前提下，实现变压器挡位的调整，具有良好的灭弧性能，根据变化的负载实时动态调压，保证输出电压的稳定。但是在使用过程中，可能存在由于制造工艺不良、传动机构电机选择不合理及频繁调压使用等因素，极易引起有载分接开关发生各种故障，从而影响变电站核心设备的运行。

1.1.1 事故经过概况

某110 kV变电站事故前的一次设备电气接线图如图1-1所示，该站110 kV电压等级母线为内桥式接线，且2台主变压器（后简称主变）仅有单进线，即由181开关（182间隔为备用间隔）供110 kV Ⅰ母线（后简称母）及1号主变，并经110 kV内桥130开关供110 kV Ⅱ母线，110 kV Ⅰ、Ⅱ段母线处于并列运行状态；10 kV Ⅰ、Ⅱ段母线处于分列运行状态，即事故前930为分闸位置。

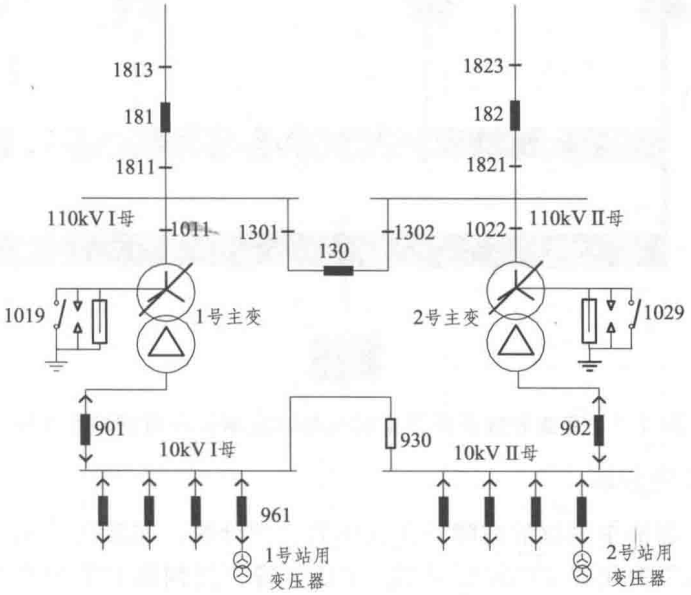


图1-1 事故变电站故障前运行方式

某日，该变电站 1 号变压器有载分接开关由第 6 挡调至第 5 挡过程中，1 号主变压器本体重瓦斯动作，跳开 110 kV 侧 181、母联 130 开关和 1 号主变 10 kV 侧 901 开关，造成整个变电站停电失压。

1.1.2　现场检查和试验情况

该事故变压器型号为 SFZ10-50000/110，额定容量为 50 MV·A。事故后，二次、检修、化学、高压专业工作人员现场开展了全面检查及诊断试验工作。

1．保护及录波情况

结合非电量保护装置、监控后台、故障录波器等装置报告，得到事故信息：1 号主变压器动作跳闸前，保护装置未见启动，且其余所有保护均未动作，保护电压未见明显降低，故排除 1 号主变压器外部故障的可能，结合本体重瓦斯跳闸，可判定其内部存在故障。

2．现场检查情况

检修人员到现场发现事故主变外观无异常，本体瓦斯继电器内部无气体，主变各处均无放电及渗漏油痕迹且油位正常，现场传动调试瓦斯信号正确。检查有载挡位，发现其停在 5、6 挡之间，而监控后台信息显示，事故前一晚 21:45 主变从 7 挡调至 6 挡，事故当天早上 1 号主变跳闸时正在从 6 挡调至 5 挡。检修人员现场通过手动调挡方式检查挡位圈数，从 6 挡往 5 挡方向进行调挡，发现机构传动轴转过 11 圈后分接开关选合，再转动 7 圈指示盘刻度指示 5 挡到位。该有载分接开关的正常选择及切换顺序为 12 ± 1 圈选分、24 ± 1 圈选合、27—28 圈切换、33 圈到位。由此分析选择开关在选分刚刚结束时因失去操作电源而停止，此时选择开关圈数如图 1-2 所示。

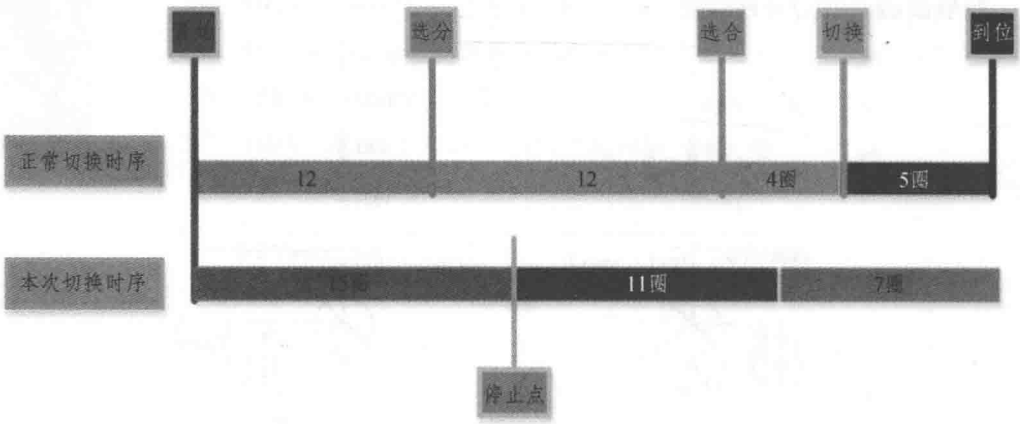


图 1-2　有载分接开关正常切换与本次事故异常切换示意图

3．油色谱试验分析

分析事故变压器油中溶解的故障特征气体的体积分数，如氢气（H_2）、乙炔（C_2H_2）、一氧化碳（CO）、二氧化碳（CO_2）、甲烷（CH_4）等，是判断变压器绝缘缺陷最有效的方法之一。对本事故变压器中部（靠油枕侧）及下部（靠有载侧）两个取样口进行取样，油

色谱试验结果如表 1-1 所示。

表 1-1 事故变压器油色谱分析数据

部位	组分 /（μL/L）							
	H_2	CO	CO_2	CH_4	C_2H_4	C_2H_6	C_2H_2	总烃
中部	28.1	162.1	1 394.9	5.8	3.6	0.4	12.7	22.5
下部	611.9	172.2	1 279.4	172.9	276.8	13.5	665.4	1 128.7

由表 1-1 可以看出，下部油样特征气体含量远大于中部油样特征气体含量。而根据《变压器油中溶解气体分析和判断导则》（GB/T 7252—2001）规定，运行中的 110 kV 电压等级变压器油化试验结果中总烃、乙炔和氢气体积分数分别不得超过 150 μL/L、5 μL/L 和 150 μL/L。对照表 1-1 数据可知事故变压器下部油样此 3 种气体体积分数含量超注意值，三比值编码为 102，初步判断存在放电故障，且放电位置位于事故变压器下部。

4．电气试验分析

事故后，电气试验人员现场展开高压诊断试验，事故变压器短路阻抗、绕组变形、主体绝缘、低电压空载试验结果均在合格范围之内，在此不予赘述，而高压侧绕组直流电阻数据超标，结果如表 1-2 所示。

表 1-2 事故变压器绕组直流电阻试验结果

分接位置		AO/Ω	BO/Ω	CO/Ω	相间不平衡度/%
高压线圈	1	0.494 4	0.498 2	0.497 1	0.77
	2	0.482 4	0.485 2	0.597 8	22.12
	3	0.480 9	0.484 6	0.483 8	0.77
	4	0.468 7	0.471 5	0.582 8	22.48
	5	0.467 3	0.470 9	0.470 1	0.77
	6	0.470 3	0.472 4	0.607 8	26.60
	7	0.455 8	0.457 0	0.458 3	0.55
	8	0.456 4	0.459 6	0.608 7	29.97
	9a	0.439 3	0.442 2	0.441 6	0.66
	9b	0.441 5	0.444 1	0.590 3	30.25
	9c	0.439 2	0.442 1	0.441 5	0.66
	10	0.441 3	0.443 6	0.589 0	30.06
	11	0.454 5	0.457 7	0.456 9	0.70
	12	0.455 8	0.458 3	0.587 9	26.38
	13	0.468 4	0.471 3	0.471 2	0.62
	14	0.469 1	0.472 1	0.613 2	27.81
	15	0.481 9	0.484 9	0.484 5	0.62
	16	0.483 0	0.485 6	0.621 3	26.10
	17	0.495 3	0.498 7	0.497 7	0.68

低压线圈	ab/Ω	bc/Ω	ca/Ω	线间不平衡度/%
	0.006 215	0.006 201	0.006 228	0.43

《输变电设备状态检修试验规程》（DL/T 393—2010）规定，1.6 MV·A 以上变压器，各相绕组电阻相间互差不大于 2%（警示值）；无中性点引出的绕组，线间互差不大于 1%（注意值）。而由表 1-2 可以看出：

（1）在单数挡时，相差均在 1% 以下，试验结果合格；

（2）在双数挡时，C 相直阻比 A、B 相结果高 100 mΩ 以上，相差均在 20% 以上，试验结果不合格。

同时，在直阻试验过程中，手动操作换挡时发现切换开关不动作，结果如表 1-3 所示，怀疑可能是由于有载分接开关中切换开关单 / 双切换存在问题。

表 1-3　切换开关切换时间及动作顺序

动作顺序	切换时间（以手柄转动圈数计算）			
	2→3	3→4	4→3	3→2
选　分	11.0	11.5	11.0	11.0
选　合	22.5	22.0	22.5	22.0
切　换	不动作	不动作	不动作	不动作
到　位	33	33	33	33

备注：“不动作”指切换开关没有动作时“啪”的一声响。

5. 初步判断结论

根据上述分析过程，初步判断该变压器事故系有载分接开关异常导致，且故障位于有载分接开关的切换机构部分，从而使得导电回路双数挡直阻异常，且有载分接开关内部存在拉弧放电，使得油样特征气体含量远超标准规定数值，设备已无法安全可靠运行，故障具体情况和原因分析需将分接开关吊芯检查，而判断变压器本体内部存在故障与否，需开展吊罩检查。

1.1.3　有载吊芯和本体吊罩检查

对该事故变压器进行进一步返厂诊断维修，进行相关检查，具体情况如下：

（1）切换开关：发现切换开关绝缘筒连接处内侧均压环由于螺栓松动脱落至枪机处，造成枪机滑块卡涩，无法切换；同时在切换开关桶底发现外侧均压环及螺帽落至桶底。圆形框内为均压环实际位置，方框内为均压环安装位置，如图 1-3 所示。

（2）选择开关：在选择开关 7 挡 A、B、C 三相动、静触头处均有明显的拉弧痕迹，其中 C 相尤其严重，如图 1-4 所示。

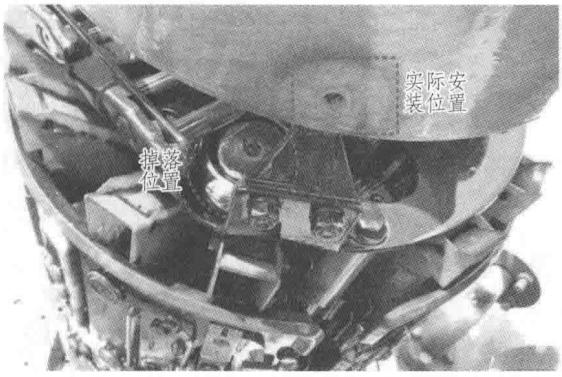


图 1-3 事故变压器切换开关枪机卡涩图

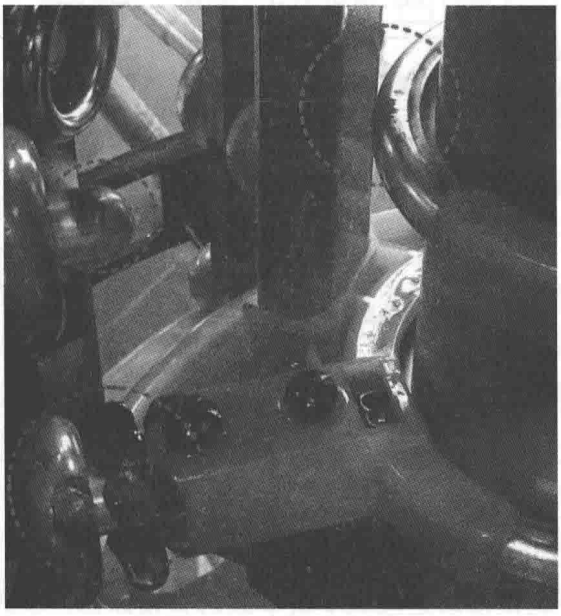


图 1-4 选择开关触头烧蚀图

接下来对事故变压器本体进行吊罩检查，本体内部其他组件未见异常，并对本体绕组单独进行了回路电阻测试，试验结果在合格范围内，同时根据录波显示电流无明显变化，说明本体绕组并未受到影响。

1.1.4 事故过程及原因分析

通过返回厂家后的一系列检查和分析后，确认了本次事故系该变压器有载分接开关故障导致。分析试验和检查结果，对本次事故过程推演如下。

需要全本请访问 www.ertongbook.com

在 4 月 13 日 21:45 由 7 至 6 调挡时，切换开关因均压环卡住枪机下滑块，未能由双切换到单，虽然挡位盘已显示为 6 挡，但电气上仍然通过选择开关的 7 挡及切换开关的单极导流，如图 1-5 所示。

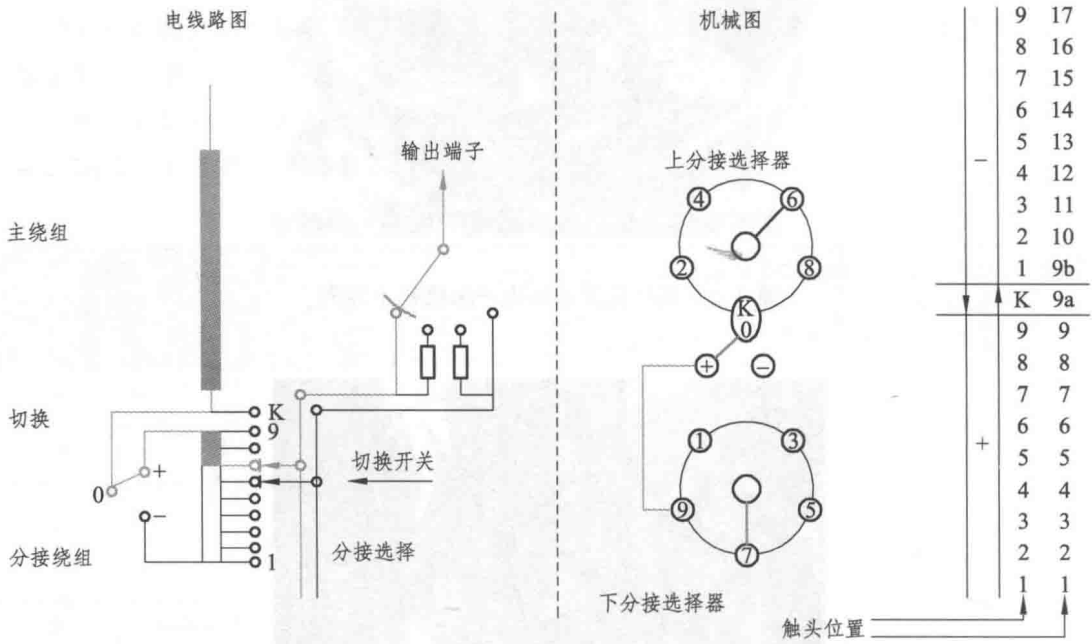


图 1-5　故障时有载开关工作状态示意

当由 6 挡向 5 挡切换时，首先选择开关单数动触头由 7 向 5 转动，到达选分位置时因切换开关卡在单数极不能切换，故选择开关带负荷电流拉开，导致拉弧放电，从而产生油流冲动本体重瓦斯压板导致跳闸。

造成此次事故的原因如下：

（1）有载分接开关螺栓松动是造成本次事故的直接原因。事故有载开关现场检查发现，该脱落的紧固螺栓仅有一侧加装了用于防松的碟形弹簧垫，因此，其预紧力明显低于其他两侧加装碟形弹簧垫的螺栓，使其成为薄弱环节。在有载开关频繁调压振动的激励下，螺栓的预紧力突破临界点，迅速松动最终脱落。根据相关文献对振动状态下螺栓松动行为的研究，一旦螺栓摩擦力矩不足以克服振动产生的松弛力矩后，螺栓的预紧力将会在很短时间急剧下降，从而解释了有载切换开关在吊芯检查后短期内出现该事故的原因。

（2）有载开关检修工艺执行不到位。根据《变压器分接开关运行维修导则》（DL/T 574—2010）要求，有载分接开关芯体吊芯检查应检查所有的紧固件是否松动，尤其是 3 块弧形板上的紧固件是否松动。

在实际工作开展中，存在以下几点困难：

（1）由于有载芯体结构上的限制，在不解体的情况下大部分紧固件无法使用工具进行紧固，仅进行外观检查并用手触碰的方式检查松动情况。该作业方式无法达到规程及有载开关厂家说明书要求的检修工艺，为本次事故的发生埋下了隐患。

（2）有载检修工序存在漏洞，比如工艺卡中对于绝缘衬筒的完好性检查仅检查绝缘性，并未明确要求对支撑螺栓的紧固性进行检查。

（3）不同的有载分接开关厂家对于有载分接开关吊检时的检查方法要求也不尽相同，比如 ABB 厂家就禁止检修人员紧固触头螺栓，因为每个螺栓上都有螺纹胶，如果维护中再次紧固螺纹胶即失效。贵州长征厂家的有载分接开关的触头螺栓紧固也要求专业人士（厂家专业人员或经厂家培训合格的检修人员）进行紧固，然后重新做标记。

（4）根据贵州长征有载分接开关使用说明书中要求，切换开关油箱内变压器油每年必须更换新油，有载开关大修周期为 5 年或 5 万次操作，但目前无法满足检修周期。

1.2 主变压器局部放电异常的分析与处理

1.2.1 局部放电缺陷检测过程

2017 年 12 月 11 日，某 110 kV 变电站 1 号主变压器进行了大修处理，大修后按照试验规程需要对其进行验收试验。在进行局放验收试验时，采用的是传统的检测阻抗法，即从主变低压侧施加电压，高压侧感应出所需试验电压，从高压绕组套管末屏加检测阻抗获取局放信号，具体的试验接线以及加压曲线见图 1-6，U_m 为设备最高工作电压 126 kV，记录局放起始电压与熄灭电压，并对比激发后 $U_1 = 1.5U_m/\sqrt{3}$ 下的局放量与波形特征差异。以中性点为支撑，分别从高压 A、B、C 相套管末屏检测局放信号，检测结果见表 1-4 和图 1-7。从表 1-4 和图 1-7 可以看出，现场电磁背景噪声在 50 pC 左右，将主变挡位调为 1 挡（带调压线圈）时，高压 A、C 两相检测到放电量分别为 65、70 pC，并且在整个加压过程中，波形同背景噪声类似，无明显放电脉冲。但是，在高压 B 相施加电压时，电压加到 77.8 kV 便开始出现放电脉冲，而且放电量达到了 550 pC，远远高于 A、C 两相以及背景噪声，在李沙育图的一、三象限出现了 1～4 根较陡脉冲，说明高压 B 相附近存在放电缺陷。为了判定放电缺陷是否位于调压线圈，该次试验继续将主变的挡位由 1 挡更换为 9b 挡（额定挡位）进一步进行局放检测。但是挡位更换后，高压 B 相检测到的局放各特征量（起始电压、熄灭电压、局放量与波形特征）均无明显变化，排除了局放缺陷在调压线圈上的可能。

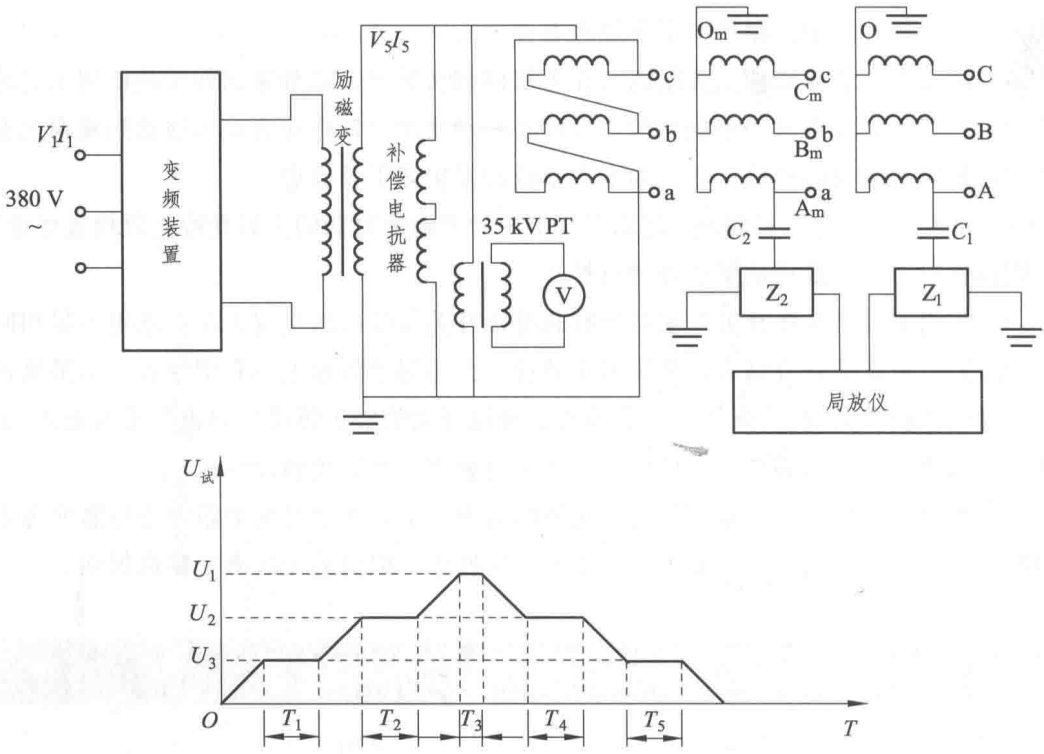
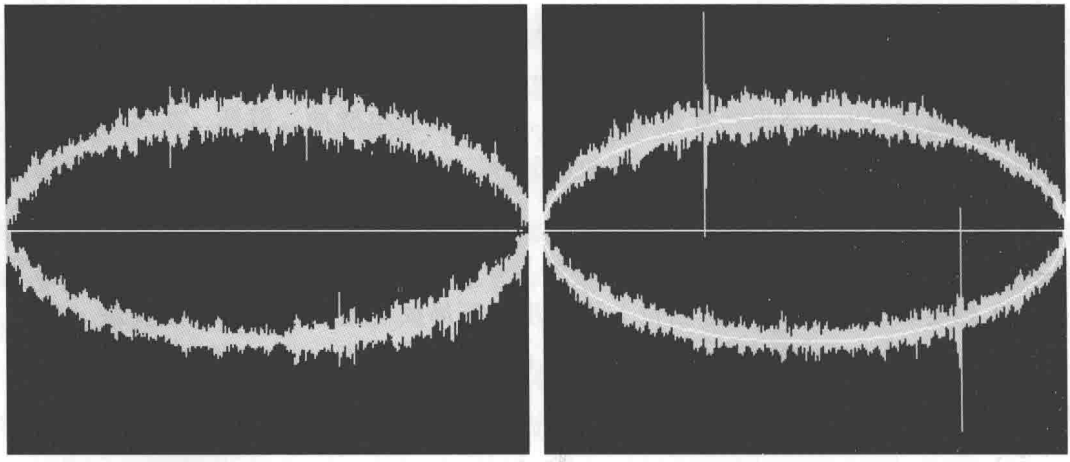


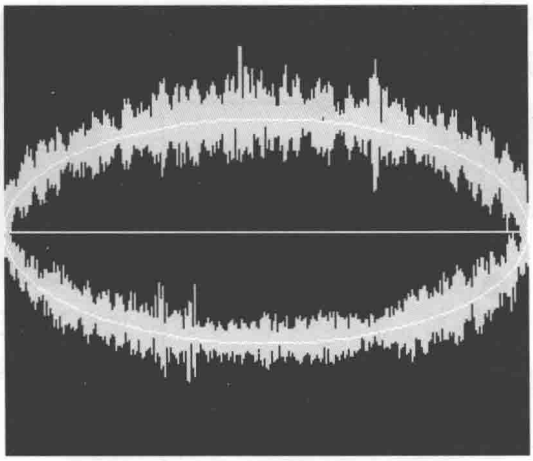
图 1-6　局部放电试验接线图与加压曲线图

表 1-4　三相套管检测的局部放电信号

挡位	相别	起始电压/kV	熄灭电压/kV	局放量峰值/pC
背景	—	—	—	50
1	A	—	—	65
1	B	77.8	72.0	550
1	C	—	—	70
9b（额定挡）	B	76.8	76.1	534



（a）A 相　　（b）B 相



（c）C 相

图 1-7 三相绕组局部放电图谱

1.2.2 基于声电联合法的缺陷定位

试验已确定 1 号主变存在局部放电缺陷，并且还粗略地确定该缺陷位于高压 B 相附近。为了进一步确定该缺陷在主变中的准确位置，该次试验联合检测阻抗法和超声波法（声电联合法）对其进行精确定位。具体检测原理为：检测阻抗法测得为电信号，信号传播速度为 $c_1 \approx 3\times10^8$ m/s，其信号被检测的所用时间可以忽略；而超声波传感器放置于主变的箱体上，放电声音信号通过变压器油介质传到传感器，超声波信号在变压器油中的传播速度 c_2 约 1 400 m/s。因此，放电缺陷离超声波传感器的空间直线距离 Δs 可以通过式 $\Delta s = c_2 \times \Delta t$ 计算得到（Δt 为声电信号之间传输的时间差）。

该次采用声电联合法定位缺陷的具体流程如图 1-8 所示。首先，将检测阻抗获得的电信号和超声波检测的声信号同时接入示波器的两个通道，其中电信号取高压 B 相套管末屏信号，声信号为主变箱体上超声波传感器的信号，箱体分高压侧和低压侧；然后，不断改变超声波传感器在主变箱体上的位置，观察示波器上声电信号之前的时间差，找到两者时间差最小的位置，即为传感器距离缺陷最近的位置。

该次缺陷定位过程中的取点如图 1-8 所示，各测点与缺陷位置定位距离如表 1-5 所示，其中电信号已经过标定，而超声波由于测点位置的不同无法标定，因此其显示数值仅用于不同超声测点之间的相互比较。可以看出，首先对比高压侧（测点①）和低压侧箱体（测点②），可见高压侧脉冲明显、幅值（相对值）较大（4.5），而低压侧测点脉冲不明显、幅值较小（1.5），说明放电位于高压侧；其次，对比高压侧箱体竖直方向测点（测点①、③、④、⑤、⑥），可以看出，竖直方向各点超声信号均出现明显脉冲，且与电信号脉冲相匹配。根据计算，测点④处超声幅值最大（31.7），离放电源的距离最近（0.44 m）；最后比较高压侧箱体水平方向测点（测点④、⑦、⑧），可以看出，同样是测点④处超声幅值最大，离放电源距离最短。因此，综合可以判断差放电源位于 B 相高压侧以测点④为球心、0.44 m 为半径的半球空间内。

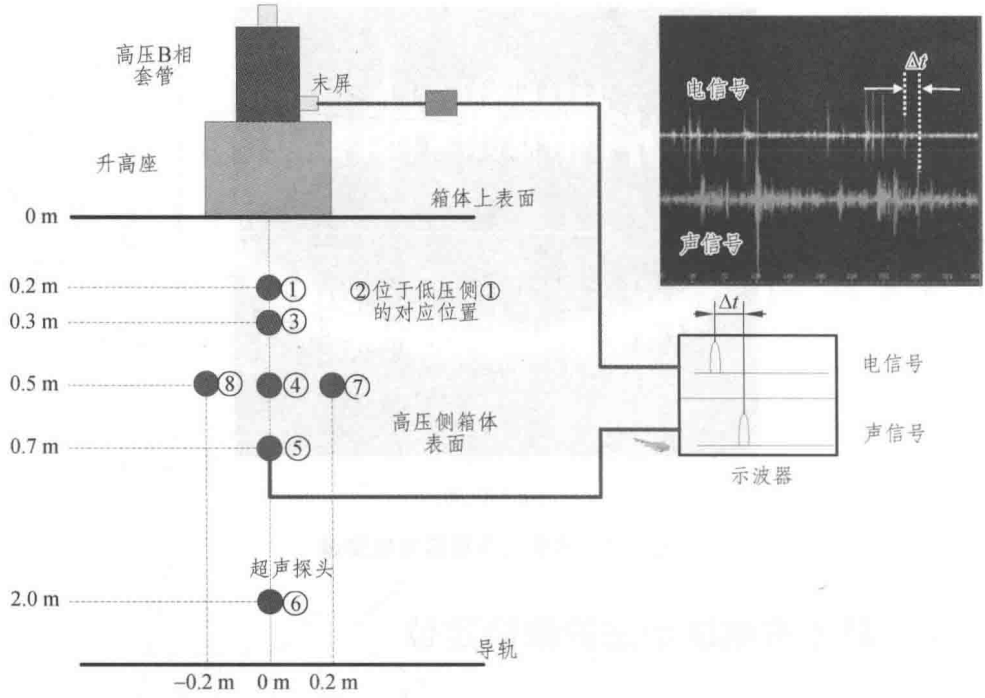


图 1-8　声电联合法定位缺陷的流程

表 1-5　各检测点与放电缺陷的距离

超声传感器位置	超声波幅值（相对值）	声电信号时间差/μs	超声传感器与放电源距离/m
测点 1	4.5	557	0.78
测点 2	1.5	幅值较小，无法定位	幅值较小，无法定位
测点 3	7.9	429	0.60
测点 4	31.7	314	0.44
测点 5	6.4	357	0.50
测点 6	2.6	5 000	7.0
测点 7	7.3	350	0.49
测点 8	6.4	350	0.49

1.2.3　缺陷处理与局放复测

根据声电联合法定位结果，判定高压 B 相套管下部距离测点④位置 44 cm 处的箱体内存在放电源。为了确认放电源位置，检修人员将 B 相套管拔出，检查高压引线与均压罩未发现放电痕迹，如图 1-9 所示，但发现应力锥与绝缘纸筒间隙极小，两者几乎已经接触，因此初步确定此次测得局放信号是由于应力锥与绝缘纸筒之间距离太近引起的。因为正常情况下应力锥位于绝缘纸筒的中间位置（见图 1-10），与绝缘纸筒的间隙较大，应力锥中部的高电位与地电位之间有足够的绝缘距离，电场分布均匀；当应力锥偏离中心，靠近绝

缘纸筒时［见图 1-11（a）］，应力锥中部的高电位与地电位之间距离缩短，电场发生畸变，应力锥与绝缘纸筒最近的位置电场畸变最大、电场最强，当电场强度超过应力锥与绝缘纸筒间绝缘油的击穿场强时，便发生放电；但应力锥中间的导体与地之间仍然存在纸板与油组成的复合绝缘阻挡，电场强度不足以形成贯穿性通道，这也是该主变通过了耐压试验但局放超标的原因。结合缺陷定位结果分析，经估算应力锥与绝缘纸筒距离最近的位置与之前局放定位的放电源位置基本吻合。使用绝缘杆撬动应力锥，增大应力锥与绝缘纸筒的距离至 2 cm 左右，见图 1-11（b），接着再次对经过处理的缺陷处进行局放复测。缺陷处理后高压 B 相局放量从 550 pC 恢复到 75 pC 的噪声水平，波形中也无明显放电脉冲，说明放电源已经成功消除，也验证了该次局放定位的准确性。



图 1-9 高压引线与均压球

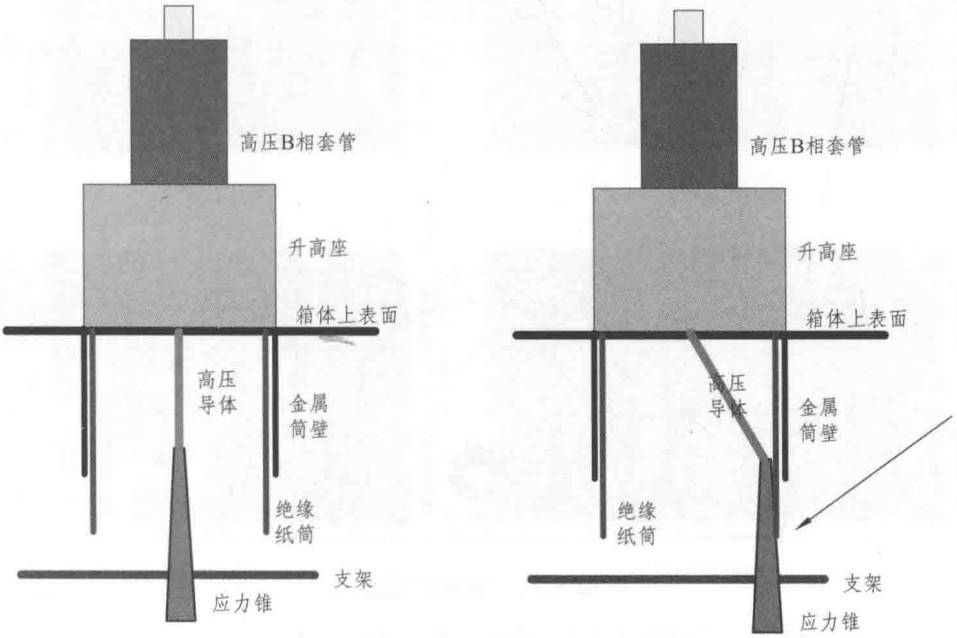


图 1-10 缺陷处放电原因分析示意图

需要全本请访问 www.ertongbook.com