

电力变压器故障分析 与技术改进

辽宁省电力有限公司 王世阁 钟洪璧 编著



中国电力出版社
www.cepp.com.cn

电力变压器故障分析 与技术改进

辽宁省电力有限公司 王世阁 钟洪璧 编著



中国电力出版社

www.cepp.com.cn

内 容 提 要

本书从论述与电力变压器故障相关的结构入手,列举了数十件变压器典型故障情况并附有百余幅彩色故障图片,分析了发生故障的原因和提出了改进质量的措施和建议。主要内容包括通论与变压器故障相关技术、结构概述、典型故障分析及改进建议。

本书适用于从事变压器运行、检修及试验的技术人员、工人和制造部门的设计、技术人员阅读,也可作为相关专业院校的师生参考。

图书在版编目 (CIP) 数据

电力变压器故障分析与技术改进/王世阁,钟洪壁编著. —北京:中国电力出版社,2004

ISBN 7-5083-1972-9

I. 电... II. ①王...②钟... III. ①电力变压器-故障诊断 ②电力变压器-技术-改进 IV. TM410.7

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2003) 第 121086 号

中国电力出版社出版、发行

(北京三里河路 6 号 100044 <http://www.cepp.com.cn>)

北京通天印刷厂印刷

各地新华书店经售

*

2004 年 4 月第一版 2004 年 4 月北京第一次印刷
387 毫米 × 1092 毫米 16 开本 12 印张 291 千字 20 彩页
印数 0001—3000 册 定价 45.00 元

版 权 专 有 翻 印 必 究

(本书如有印装质量问题,我社发行部负责退换)



大型变压器是电力系统中的重要设备之一，当它发生故障时，对电力系统的安全发供电影响很大，所造成的后果也极为严重。特别是故障后在现场修复十分困难，变压器的修理不仅受场地和起吊条件的限制，而且对气候环境和季节要求也十分严格，现场较难满足检修工艺要求的条件，如 500kV 变压器绕组损坏故障在现场修复几乎是不可能的。所以，许多故障后变压器不得不返回制造厂进行修复或更新改造。因此，运行部门和制造部门在变压器故障后都需要尽最大努力检查、分析造成故障的根本原因，以采取有效的技术措施进行有针对性的改进，把故障次数和故障损失减少到最低限度，使其在寿命期内为电力系统做出最大的贡献。

电网运行经验表明：不同年代生产的变压器以及在不同运行时期所发生的变压器故障特点是不尽相同的，这除了与电网不断发展、负荷和短路容量不断增加、变压器运行条件更为苛刻外，更重要的还是变压器的结构型式和制造水平不能满足电网发展的需求，甚至出现一些暂时认识不到的问题。例如在 20 世纪 60 年代仿苏联结构生产的变压器绕组统包线段，由于胀包堵塞油道，使绝缘焦糊、烧损绕组；在 70 年代，220kV 变压器采用 1.35mm 薄匝绝缘、铝导线绕组，造成了较多台次匝间短路故障；80 年代由于结构设计欠佳引起沿围屏树枝状放电故障，国产 500kV 变压器运行初期的事故以及 90 年代以来多次发生变压器绕组短路损坏事故等等。尽管在不同时期，运行部门和制造部门都有针对性地进行了较多的试验研究和结构改进工作，如加强了运行中的故障检测，引进了先进的制造技术、工艺和制造设备，使大型变压器的故障率逐年降低。但是，也应该看到，随着电网的飞速发展，对高电压、大容量变压器的需求将不断增加，目前我国制造厂的装备水平虽有了大幅度提高，但国产变压器的制造水平和运行可靠性与先进的制造企业还有一定差距，特别应该注重新结构、新工艺、新材料的试验研究，进一步提高变压器运行的可靠性。

为了吸取这些故障的经验教训，改进变压器的运行管理、加强运行检测、提高变压器制造水平和可靠性，东北电网在 1999 年 6 月把 1970 ~ 1998 年所发生的故障做了统计、分析，编写了《东电直属局厂 220kV 及以上变压器事故汇编》（简称《汇编》），记述了故障过程、分析了故障原因、提出了运行和制造方面应该采取的改进措施，同时总结了故障发生规律和特点等，对提高变压器管理和安全运行水平起到了一定作用。2000 年 12 月，为了对故障变压器有一个直观认识，又将电网中多年积累的故障图片按故障性质分类、整理，加上必要的说明，编辑成《变压器典型故障图集》（简称《图集》），弥补了《汇编》中只有文字叙述的不足。此后，根据有关部门的建议，我们以《汇编》和《图集》为主要素材，搜集了部分网、省电力公司的典型故障，编辑成本书，以供广大从事变压器运行、检修、试验和从事变压器制造的技术人员、工人在工作中参考。编写过程中得到了省内外、网内外广大同行的帮

助和支持，在此，致以深切的谢意。

本书共分三篇十七章，具体内容如下：

第一篇通论，包括第一、二章。通过对一个电网大型变压器故障情况的分类、统计、分析，提出故障暴露出的主要问题，对几个主要典型故障类型、特点进行简要论述，既概括地分析了故障原因，又提出了改进意见，同时，也指出了技术上、管理上需要重点加强的工作。

第二篇与变压器故障相关技术和结构概述，包括第三章至第九章。主要论述了与变压器故障密切相关的变压器技术与结构，主、纵绝缘结构及相关的绝缘情况，短路故障发生过程的理论认识以及主要附件的结构状况等，为对各类故障进行理论、实际分析和结构改进提供必要的知识。

第三篇典型故障分析及改进建议，包括第十章至第十七章。通过对变压器各种类型典型故障发生过程的叙述及实例图片的展示，给出了各类故障发生时的直观过程和损坏的具体情况，分析发生故障的原因，并提出了从结构和运行管理上改进的具体建议，以提高对故障损坏的认识。

在本书中所提到的“故障”均是指设备本身或附件发生故障损坏。

编者深知，编辑这种结构形式的变压器图书尚属初次尝试，如能对从事变压器运行、管理和制造的技术人员、工人有所裨益的话，编者将感到极大欣慰。

限于所收集的资料欠缺和编者水平，对各种典型故障的原因分析和改进建议，无论在理论认识上还是在实践经验上都感到欠缺和不足，诚望同行们提出斧正意见。

编者

2003年11月



前言

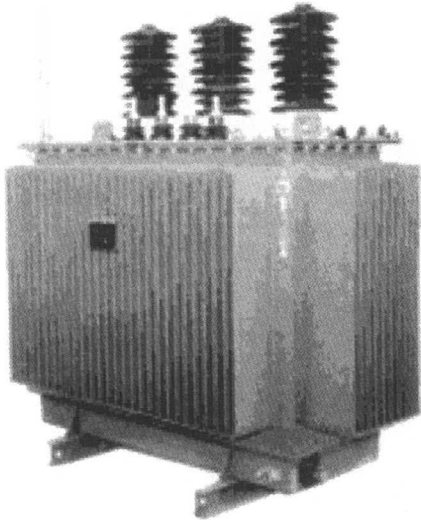
第一篇 通论	1
第一章 变压器故障的分类统计和宏观分析	3
第二章 正确认识和对待故障损坏	9
第一节 正确认识和对待故障损坏的必要性	9
第二节 正确理解性能参数和可靠性的关系	11
第二篇 与变压器故障相关的技术和结构概述	13
第三章 主绝缘结构	15
第一节 主绝缘结构及其沿革	15
第二节 端部绝缘	19
第三节 引线绝缘	21
第四章 绕组的纵向绝缘	25
第一节 变压器的等值电路和起始电压分布	25
第二节 绕组纵绝缘梯度分布的改善	28
第三节 当前应用的绕组状况	32
第五章 与绝缘相关的其他装置	38
第一节 引线装置	38
第二节 静电屏蔽装置	39
第六章 短路故障及其抗受能力	40
第一节 变压器短路时的电流	41
第二节 静态短路力的分析	43
第三节 动态短路力的讨论	45
第四节 动态下的绕组强度和工程计算	48
第五节 主要材料和抗短路能力	51
第七章 漏磁损耗及其发热	57
第一节 轴向和辐向磁场引起的损耗	57
第二节 绕组中杂散损耗的降低	59
第三节 金属结构件中的杂散损耗和发热	60
第八章 铁心的夹紧、绝缘和接地	64

第一节	铁心的夹紧结构	64
第二节	铁心绝缘结构	66
第三节	铁心的接地	66
第九章	套管和分接开关	68
第一节	套管	68
第二节	分接开关	75
第三篇	典型故障分析及改进建议	85
第十章	沿围屏树枝状放电故障的分析及改进建议	87
第一节	故障简况和故障特点	87
第二节	故障发生机理和原因分析	93
第三节	对改进围屏树枝状放电故障的建议	97
第十一章	主绝缘故障的情况及分析	99
第一节	主绝缘击穿的情况和分析	99
第二节	主绝缘结构故障的综合分析意见	114
第十二章	绕组绝缘故障的分析及改进建议	116
第一节	带有统包绝缘的绕组故障	116
第二节	薄匝绝缘绕组的故障	117
第三节	双分裂厂用变压器故障	118
第四节	近年来出现的几种绕组绝缘故障	122
第五节	对绕组结构及绝缘引发的故障分析	127
第十三章	引线和静电屏蔽故障情况及改进建议	133
第一节	引线装置故障	133
第二节	静电屏蔽装置故障情况	134
第三节	引线装置和静电屏蔽装置故障的分析和建议	140
第十四章	短路故障情况分析和改进建议	144
第一节	短路故障发生的情况	144
第二节	短路故障的分析和建议	162
第十五章	漏磁及局部发热故障情况的分析	169
第十六章	铁心夹紧及铁心接地故障情况和建议	172
第一节	铁心夹紧装置的故障	172
第二节	铁心多点接地故障	173
第十七章	套管和分接开关的故障情况和分析	177
第一节	高压套管的故障情况和分析	177
第二节	分接开关的故障情况和分析	180
	参考文献	184

第一篇

通 论

——一个电网大型变压器运行故障的统计、分类和分析



通过对电网中大型变压器运行故障的发生年代和统计分类，使我们宏观的看到：故障发生的重要原因是生产制造（含更新改造）中的结构设计不合理和施工技术不过硬造成的。这其中包括了绕组故障中结构上形成的沿围屏树枝状放电、抗短路能力不足和绝缘故障；主要附件的结构不够合理形成缺陷和故障等。而在运行维护上不够适应和维护不当也是造成故障不可忽视的原因。

应该提出注意的是，在以下的统计分类和综合性的宏观分析中，是以《东电直属电厂 220kV 及以上变压器事故汇编》作为例子，可能有其片面性，但大体上所提供的统计分类和对问题的论述，对全国的变压器运行和故障情况有其一定代表性。

变压器故障的分类统计 和宏观分析

为了解大型变压器发生故障的概况，按年限和故障的部位分类统计成表 1-1。

表 1-1 所发生故障按年限、部位分类统计

次数 年份	部位	引线	套管	分接开关	围屏爬电	绕组		短路	地屏	其他	小计
						进水	未进水				
1971 ~ 1975		4	1		1	3				2	11
1976 ~ 1980		2		2		9				1	14
1981 ~ 1985			1	1	7	3	1	1	4		18
1986 ~ 1990			2	2	2		2	9			17
1991 ~ 1995				1		1	2	1	1	3	9
1996 ~ 2000		1	1	1			2	7		2	14
合计		7	5	7	10	16	7	18	5	8	83

从表 1-1 30 年的故障统计中可以看出：

(1) 绕组故障共 23 次。其中由于某些因素（进水吸潮、杂物等）形成的达 16 次，另 7 次则是非直观因素（如操作、结构本身等）影响形成的。在前列的 16 次故障中，1985 年前就出现了 15 次，在后列的 7 次故障中 1986 年以后就占了 6 次。

(2) 短路故障共 18 次。1986 ~ 1990 年的 5 年中和 1996 ~ 2000 年的 5 年中分别出现了 9 次和 7 次。在前一个 5 年的 9 次故障中，500kV 变压器组（三台单相）占了 3 次，220kV 的高备变压器占了 4 次；在后一个 5 年的 7 次故障中全为 220kV 120000 ~ 240000kVA 变压器。

(3) 围屏爬电（树枝状放电）故障共 10 次。在 1981 ~ 1985 年的 5 年中出现了 7 次，1986 ~ 1990 年的 5 年中出现了 2 次。

(4) 分接开关故障共 7 次。基本上是均匀的分布在各个年代。

(5) 引线绝缘故障共 7 次。1971 ~ 1975 年的 5 年中就出现了 4 次。

(6) 套管绝缘故障共 5 次。基本上是均布于各个年代中。

(7) 接地屏（静电隔屏）故障共 5 次。1981 ~ 1985 年的 5 年中，在 220 ~ 500kV 的大型变压器上接连发生，并且于一个运行地点同一个制造厂的产品就连续出现了 2 次。

由表 1-1 30 年的故障统计列举了如上七类故障。考虑到在这不同的年代里,生产的产品结构型式、电网的变化和运行水平的变化均有较大的不同,有必要作进一步阐述。

(1) 1971~1975 年期间,正值国民经济趋于崩溃边缘的历史阶段,变压器生产厂和运行部门都不同程度的受到了这种思潮的干扰。这个时期也正是变压器绕组由传统的绝缘统包线段连续式改变为纠结式、1.35mm 匝绝缘结构,所用导线材质由铜导线改为铝导线的过渡时期。此间,不仅设备质量不稳定,运行、维护管理水平也有所下降,以致运行故障频发,但却很难收集到事故记录和事故情况分析,是故障统计资料最不完整的阶段。

在这个阶段统计到的故障共 11 次,其中引线绝缘放电、击穿和纠结式、薄绝缘变压器吸潮造成的绕组损坏就占了 7 台次,围屏爬电和套管击穿各 1 次,其他故障 2 次。在 4 次引线绝缘故障中,有 3 次是引线结构不良、长短不适宜,造成第一次投运就发生了放电击穿,有 1 次是在运行中,由于开关的非全相开断,形成过电压放电击穿;3 次绕组故障是由于套管将军帽密封不良,沿穿缆引线进水使应力锥和首端线段受潮引发故障和因强油循环管道有杂物,损坏匝绝缘引起匝间短路故障,以及水冷却器漏水进入器身造成匝间短路故障。围屏爬电故障是因组装时受潮,套管击穿是有先天缺陷所致。在 2 次其他故障中,1 次是在无油情况下通电处理铁心多点接地,电火花引起变压器着火,绝缘和部分绕组烧损;另 1 次是变压器在发生地震时倾倒,器身发生严重损伤。

由上可见,在一个非常时期,受极左思潮影响,在设备制造中结构设计及工艺措施都较差,甚至有的技术并未吃透就用到生产中,加之运行部门对其结构、性能了解不深,如采用纠结式绕组后各处场强大为提高,因此对注油和油的要求极为严格等,如仍按传统的运行维护要求和检修方式进行操作,都可能导致变压器受潮等。在这种情况下,就必然导致故障频发,甚至发生了如处理铁心多点接地损坏绕组等不应该发生的故障。

(2) 1976~1980 年期间,历史时期的不利因素刚结束,其影响尚未消除,因而运行中出现故障仍然较多,达到了 14 次,仅绕组的故障就出现了 9 次。这都是因器身受潮引起,且绝大多数故障仍是由于高压(220kV)套管的将军帽密封不好,在运行中沿穿缆引线吸水受潮,在首端的线段上造成线匝的匝间短路。其后,运行单位和变压器制造厂都进行了工作,改进了这种将军帽结构,即将穿缆引线的铜头直接拧到将军帽顶内侧,而其帽的边缘用螺钉经密封胶垫固定于套管顶部的法兰上(此部分也较原套管顶部有所改进,且增加了固定胶垫的方槽)。按理说,将军帽改成这种结构后不致于再从穿缆引线处吸潮到绕组,但改变结构的初期限于现场安装时对其结构还不够熟悉,又加上密封处组件的配合不够好(如槽的深度公差较大或密封胶垫厚薄不匀等),以致胶垫密封不良,而在现场安装时操作不仔细,又缺乏必要的检查,如胶垫是否压偏等,经过运行后的温度作用,使潮气或水分仍从穿缆引线吸入造成绕组故障。应该说,这一种故障的出现和绕组的结构密切相关,如原连续式绕组时,相邻匝间的场强一般不超过 200V,而在此时的纠结式绕组中相邻匝的场强可达到 2000~3000V,两者的匝工作场强相差了 10 多倍,受潮后对线匝绝缘的影响当然也就更大。另 1 次绕组故障则是在空投变压器时未投接地开关引起过电压造成绕组线段对地击穿。在其余的 4 次引线故障中,有 2 次是绝缘距离不够和引线应力锥固定不好擦伤绝缘,不仅引线击穿放电也损坏线段。在 2 次分接开关故障中,1 次是高压分接开关的 C 相触头接触不完全到位,运行中轻瓦斯多次动作,运行中未及时处理,乃致烧坏分接开关并使分接区的线段损坏,另 1 次则是由于低压(66kV)系统接地,电压互感器小母线短路,形成 66kV 引出线烧断,高压

(220kV) B 相分接开关烧坏。

(3) 1981~1985 年的 5 年中, 是电力工业快速发展的一年, 特点是: 变压器的容量越来越大, 新技术应用得也较多, 对其要求越来越严格, 如严格要求了局部放电量, 而在此之前生产的变压器也还有不少台在继续运行。在这个阶段中共出现故障 18 次。其中沿外围屏树枝状放电故障高达 7 次, 接地屏(静电隔屏)故障也达到了 4 次, 绕组进水受潮故障为 3 次。出现这些故障的背景是纠结式绕组的变压器已在电网的运行了一个阶段后, 变压器的问题相继得到进一步暴露, 除上一个年代段里由于绕组受潮故障继续发生外, 围屏树枝状放电故障和接地屏(静电隔屏)故障又接踵而来。究其原因: 在变压器的冷却方式上采用了强迫油循环冷却, 其绕组的外侧应用了挡油围屏, 在支撑上有点: 上、下分接区断口和出线首端处各有沿绕组一周的长垫块支持, 由于出线首端的长垫块是处在最高场强区, 且在绕组线段与长垫块接触处存在“危险”的“油角”, 于是就从两相间最短距离处(最大场强处)的危险油角处首先发生局部放电, 并沿此长垫块发展到外围屏纸板上, 沿其纵向爬行至接地端, 而放电也形成长垫块沟道并构成线匝间短路。一般这种树枝状放电故障常需运行一段时间(少则 2~3 年, 长则 6~7 年), 故在此运行年段较多次出现这种故障是可以理解的。也就在这一个时期中, 出于对运行安全的需要, 对大型变压器的局部放电量有了更加严格的要求, 除对各带电处(主、纵绝缘和引线绝缘结构)的电场进行优化外, 在处于地电位的铁心柱(含旁轭)表面也加了横条式或竖条式的接地屏(静电隔屏), 以屏蔽铁心柱表面的多级心片的“棱角”, 达到地电位处电场均匀。应该说, 对于降低变压器整体的局部放电量的设想无疑是正确的, 但由于具体的结构设计和工艺实施上考虑欠佳, 以致于出现了不少问题: 这其中的竖条铜带地屏横连接铜带在直接插入到铁心柱时形成了短路铁心的故障, 而横条铜带地屏却由于工艺施工中的不仔细形成横铜带吊下来短路铁心柱或下铁轭, 以致形成变压器的重大故障, 使故障后的变压器不得不到制造厂中去修复, 所需工期较长且费用昂贵。

(4) 在 1986~1990 年期间, 国家清除了历史阶段的不良影响, 使得国民经济有了较大发展, 在电力系统中除 220kV 电网的容量进一步加大外, 500kV 系统也逐步形成, 500kV 变压器组也相继投入运行。

在此期间电网的故障次数达到了 17 次(故障率实际上是降低了, 因为设备的台数增加了), 在这 17 次故障中, 占有较大比重的是短路损坏故障达到 9 次; 套管、分接开关、围屏爬电和绕组故障各占了 2 次, 作如下分述。

在运行单位和制造厂的共同努力下, 改进了变压器结构, 使沿外围屏树枝状放电故障得到了有效控制, 运行部门对其进行更新改造, 制造厂也改进了结构设计, 但在尚未改造变压器上仍发生 2 次故障。此一阶段由于变压器吸水受潮引起的故障却有大幅度的降低, 这是由于新型套管将军帽大量应用和压力释放阀取代防爆筒后所取得的良好效果。而 2 次分接开关故障和 2 次套管故障则是大负载后所形成的故障。

在此期间短路故障损坏高达 9 次, 发生在 500kV 变压器组上为 3 台次, 220kV 等级的高备变压器为 4 次, 220kV 等级的供电变压器为 2 次。所造成的故障损坏极其严重, 即便返回制造厂修复也极其艰难。所以造成如此多的短路故障损坏的主要因素是电力系统容量的加大, 电源内阻抗的降低和出入线的回数也在增加等, 以致使以前设计生产的变压器适应不了电力系统的运行需要。

而以下两种故障的形成却另有原因, 一是在 500kV 的变压器组中, 第三绕组的电压配置

较低（为 15.75kV），容量的配置也较小（为 $2 \times 60\text{MVA}$ ，每个分裂的容量是额定值的 1/4 左右），其阻抗电压的配置在两个分裂并联时为 10% 左右（在分裂运行时，其阻抗电压仅为 2.5% ~ 3%，即此时一个分裂绕组出现短路时，其短路电流可达一个分裂绕组额定电流的 15 倍以上），由此可以看出，不仅短路电流倍数极高，更由于电压等级较低，短路电流的绝对数值极高（电网给出的数值高达 105kA），使变压器难以耐受。二是在一发电厂 200MW 机组配置的高备变压器（起动用电源），其电压的配置为 $220/2 \times 6.3\text{kV}$ ，而其分裂的绕组型式为轴向“U”型，致使低压侧发生短路故障后“U”绕组由于电流方向关系造成“U”型绕组相互作用，使其发生短路故障。这两种类型故障的发生充分的暴露了变压器在结构设计时的考虑是不够全面的，需认真总结故障教训。

随之而来的几个值得思考的问题：一是由 500kV 变压器组故障联想到 220kV 等级三绕组变压器的容量和阻抗电压配置上也存在同类问题：其高一中压侧间的阻抗电压为 12% ~ 14%，中—低压侧间为 7% ~ 9%（折算到低压侧自身容量时阻抗电压值将为额定值时的一半），当低压侧出现短路故障时，其短路电流值将达 $\frac{1}{0.07 \sim 0.09} \times \frac{1}{2} \times 100 = 20 \sim 25$ 倍，这和上述的 500kV 变压器组的中—低压侧间的情况相似，其短路力也是难以耐受的。二是发电厂高备变压器低压侧分裂的“U”型绕组在结构上是需要改进的。

(5) 在 1991 ~ 1995 年期间，共发生损坏故障 9 次。其中绕组故障占 3 次；1 次仍是沿套管将军帽进水受潮导致绕组损坏，是由于在现场施工工艺不良和缺乏检查，将新型的将军帽上的胶垫压偏，使其密封失效；另 2 次是由于在绕组上采用了早期的非自粘换位导线，松散“胀包”下堵塞了线段间的油道，使绕组的热达不到平衡并造成了线匝绝缘的焦糊。其中一次在运行出现了故障，另一次则是吸取了这种故障的教训，及时地对另一电厂同样参数和绕组结构的变压器，安排解体检查发现：绕组的油道堵塞和绝缘的焦糊与发生故障的一台相同，只是尚未构成电气上的故障而已。其后，根据这两起不自粘换位导线绕组在运行中油色谱分析中的表现并结合其他绕组结构的变压器油中特征气体含量的情况，及时地提出了变压器中油的 CO 和 CO₂ 含量的变化，并提出了判断这种线匝（段）间绝缘状况的质量指标，致使这种故障在以后的一些年代中就未再发生过。在此期间，对已经发生过故障的 500kV 级变压器采用非自粘换位导线绕制的低压绕组进行了检查，也发现其线段（匝）间的油道变窄，但尚未堵塞，由于运行时间较短尚未使线段（匝）绝缘焦糊并构成线段（匝）间短路故障。

由此可以肯定：在特大型变压器的生产中必须采用自粘性热固化的换位导线绕制绕组。另一次绕组故障是发生在 500kV 变压器的第三绕组为多股导线并联方式中，出现了部分导线“掉落”形成了线段（匝）短路故障损坏，在电弧作用下形成中压绕组（为 220kV 级，是由两个绕组串联）“N”型结构的“N”型下顶部对地击穿，从而扩大至中压绕组全部变形损坏。

1 次有载分接开关故障，是由于远方操作将分接位置由 8 调至 4 时，即发生了静触头严重烧损，其根本原因是分接开关触头支架强度较差，适应不了频繁操作所致。1 次故障是由一台 SFP-180000/220 型变压器的 66kV 侧出现近区三相短路故障，当时进行了常规试验未发现明显故障即投入了运行。在其后的正常色谱监视中，特征气体含量有所增加，考虑该变压器为 20 世纪 60 年代我国生产的第一代大型变压器，于 1991 年决定退出运行。在解体时发现：66kV B 相绕组发生了严重变形，另一个绕组也有稍轻的变形，但都未构成电气故障

(未伤及导线的绝缘),以致还能运行三年,三个 220kV 绕组比较完好。在 1 次铁心接地屏(静电隔屏)故障是通过油色谱监测发现异常,及时将此台大型变压器停电解体检查,发现靠近 A 相的旁柱上加装的“横条式”接地屏(静电隔屏),由于生产制造中工艺粗糙,使横条铜带脱落掉在下铁轭上,造成铜带烧断并损伤了下轭的部分铁心。

(6) 1996~2000 年期间,共发生故障 14 次。其中短路故障损坏 7 次,绕组故障损坏 2 次,1 次有载分接开关故障,1 次套管故障,1 次引线故障,原因不清故障 2 次。在这个期间中所出现的故障损坏,就设备的电压级次上看既有 220kV 也有 500kV。

在这一时期,短路故障的损坏是较为突出的,有的故障一次就损坏了 2 台大型变压器。在一次暴风雪天气,某变电站 2 台变压器(1 号为 180MVA,2 号为 240MVA)二次分别接在 66kV 东西母线上并互为备用。由于暴风雪持续时间较长,2 号主变压器承受了多次短路冲击,其中 2/3 为一段保护范围动作,变压器承受了两次近区三相短路冲击。该变压器在现场进行了常规试验,未发现明显故障,由于处于冬季高峰季节,负荷十分紧张,随即投入了运行。运行了 4 个多月,安排该变压器返厂检修,解体检查发现:三相低压绕组都有较严重的变形,且有个别绝缘破损情况。经过系统安排,又将本次故障受冲击较轻的 1 号主变压器也进行了返厂检修,解体检查发现:其一相低压绕组也出现了变形,但匝间绝缘破损且变形的严重程度较第一台轻。对此两台变压器的绕组不同变形损坏的情况,经过分析认为:当两台不同容量的变压器并联运行时,损坏最重的应该是容量较大者,尽管两台变压器的短路电流倍数相差不多(阻抗电压值基本一致),但短路电流的绝对数值却有较大差异,因为在短路时短路力是和短路电流的平方成正比的,这就说明了当二台不同容量的变压器并联运行时,为何大容量的变压器中损坏最为严重的主要原因。而另 5 次短路故障损坏都是发生在外界因素(如母线短路或近区的电孤形成的三相短路故障等)形成的出口或近区短路故障,虽然保护都及时动作并跳闸但也发生绕组变形并损坏。

综合这些变压器的短路损坏故障,可看出大多数是在恶劣气候环境或是一些外界因素下构成的,从而在变压器出口或近区发生单相或三相短路,这是变压器运行中不可避免的。但由于制造厂在设计上考虑不周、措施不力,变压器很难适应短路下的运行要求,以致发生短路故障后就损坏得很严重。这是需要生产厂在今后的生产中在结构上花大气力进行加强和改进的。一是变压器在运行中出现短路故障时,如何控制自动重合闸的次數和每次重合后的跳闸时间,以减缓短路故障的损坏程度,这是需要运行单位认真的加以慎重考虑和权衡的(保供电和设备的承受能力);二是当变压器在并联运行时,应该严格遵守正常下和故障下的运行条件(阻抗电压百分比、电压、容量等),否则并联的较大容量变压器应是最重的损坏者(因为变压器绕组在纵、横向抗受短路力所采取的措施,远达不到短路力随电流的平方成比例增加的要求)。

在 2 次绕组的故障损坏中,都是发生在近年生产的不自粘换位导线绕组和组合导线绕组的变压器中。当对其中一台高压(220kV)绕组故障的解体时发现是组合导线的股间先损坏而后发展成匝间短路故障损坏,由于停电及时未使故障扩大至着火。而另台变压器绕组故障则是发生在用非自粘换位导线绕制的 500kV 绕组上且在试运行中。从故障发生时的保护和故障录波图上显示,在高压 500kV 绕组出现了匝间(又扩至线段间)短路(从故障后的解体中发现非自粘换位导线中有多根烧断)的严重故障,在高压侧(500kV)虽然及时的切断了系统电源,但其低压侧与机组连接,残磁的影响仍由变压器的低压侧向故障点供给能量,以致

在电弧影响下促成了整台变压器的着火，使整台变压器报废。另在近期也出现了一台 120000/220 变压器的故障情况与此有些相似，情况是：安装后的变压器在调整 220kV 分接开关时，由于操作不到位，投运后油色谱监测中发现有过热现象，此后随着负载的增加加剧了故障的发展并涉及到了绝缘，此时引起了轻、重瓦斯保护的及时动作，及时地切开了高压侧（220kV）的开关，但此变压器的低压侧开关未跳开，低压侧继续向变压器供给电源，使高压侧分接开关处通过了较大的故障电流并烧坏了分接开关和附近的一些线段，在燃弧的状态下使整台变压器着火。

在 1 次套管损坏故障中，是发生在 220kV 变压器上。发生故障的原因是由于电容芯层干燥不彻底，绝缘下降产生局部放电，以致发展为主绝缘（电容芯子）击穿。在 1 次引线故障损坏是发生在 120000/220 变压器的低压侧软连片过长而引起的故障。在运行中低压侧有单相接地现象，较长的 b 相软连铜片引起了相间弧光短路，在电动力的作用下，低压套管全部崩碎，油箱中的油大量外溢，低压侧引线木支架倒塌烧坏了引线。另也由于低压侧的弧光短路引起的较大的电动力，也造成了变压器油箱的严重变形，其中腰的螺栓剪断 58 根，高、中压侧的套管瓷套移位（后经检查各侧的绕组尚属完整）。

正确认识 and 对待故障损坏

运行经验表明：正确的认识和对待变压器所发生的故障及损坏，往往是改进制造质量和提高运行可靠性的重要环节，否则将使故障损坏频发，甚至是同类故障重复出现。在本章中将结合电网中发生的故障损坏情况，分析正确认识和对待故障损坏的必要性和正确处理性能参数与可靠性的关系。

此外，在本章中还对一些相关的技术问题进行讨论和分析，以期改进和提高设备的运行可靠性。

第一节 正确认识 and 对待故障损坏的必要性

在运行中变压器发生故障后，对相关的各方面如何认识和对待，提出如下几点：

(1) 绕组端部线段堵塞油道形成的绝缘焦糊：在早期，引进的苏制和仿苏结构的变压器，由于 220kV 绕组的首端线段的绝缘加厚，堵塞油道形成焦糊并发生运行中故障。故障后生产厂限于技术水平和经验，过份地依赖和相信绕组结构的电气性能可靠、合理，对绕组结构未进行细致工作，而是过份强调在一个时期运行中出现过短暂过载，认为这种故障是“过载”造成的。运行单位由于对绕组结构不熟悉，故障后的修复工作也完全依靠生产厂进行。对这种故障情况和原因都未作认真的追查、分析，教训也就无法吸取，于是这种结构的变压器继续生产。此后，又接连地出现了多起同类的故障，当在现场对它们进行解体时发现：一是绝缘焦糊的线段全为首端的“加强段”，而大多数的正常线段的绝缘颜色较为正常且有弹性；二是运行在火电厂的变压器，只要负载达到 80% ~ 85% 额定值，并且连续运行 8 年左右，首端的这些“加强段”大多出现了焦糊并可能引起故障，这就有力地否定了线段绝缘焦糊故障是由于“过载”造成的结论。同时在生产厂参与下，找到了真正的故障原因是先天结构设计缺陷和工艺操作质量不佳所致。此后，电网作了统一安排，对这些变压器逐台的检查油道堵塞和线段的绝缘焦糊状况，分期分批的对它们进行全部或局部的更新改造，此项工作一直持续到 20 世纪的 70 年代末 80 年代初，这一灾难性故障才得以平息。巨资买来的教训是生产厂对此有了较为正确的认识和对待，为以后改进绕组结构提供了依据，而运行单位也逐步地了解和熟悉了变压器的结构设计以及生产工艺过程，对变压器的运行和维护工作有更深刻的认识。

值得提出的是，在事隔 20 年后的 90 年代，用“非自粘换位导线”制造的大型变压器绕

组也同样出现了线段绝缘“胀包”堵塞油道的故障损坏，在恢复时生产厂和运行单位很快的达成了一致意见，即改进了绕组结构。这应该说，能从故障中认真吸取历史教训，对故障情况和原因分析能够正确对待和认识，这是一个很大的进步。

(2) 薄匝绝缘纠结式绕组在运行电压下的击穿：变压器绕组应用纠结方式后，使得冲击电压下的分布特性变好，整个绕组的结构大为简化，成为20世纪60年代末70年代初220kV级变压器绕组的主要结构型式。但经过投运一个阶段后，却在正常运行电压下相继出现了一些线匝间的短路故障。此时生产厂的认识是比较充分相信这种绕组结构型式是先进和成熟的，尤其是在冲击电压下梯度分布较为均匀，在工频电压下短时间击穿值亦有相当的工作裕度，因此，就比较简单的把故障原因归结为是“导线的光洁度和纸包绝缘等质量不良”所致。此时，这种结构的变压器继续大量生产并投入电网运行，从而使故障发生得更多，涉及面也更广，造成的损失也更严重。以后，尽管在导线质量上下了很大功夫，但此类事故仍时有发生。为此，对其结构等进行分析，并加强了试验研究，逐步认识到这种绕组结构特点和两相邻线匝间的工作电压，也了解了油浸纸线匝绝缘虽具有较高的短时间的耐电特性（冲击的和工频的），但其弱点是不能耐受长时间的电晕。按照当时的结构，其线匝间的工作场强与起晕场强基本相当，若再考虑到导线和绕组工艺的分散因素，在长期运行电压下发生电晕甚至导致故障就不足为奇了。至此，找到了故障发生的根本原因是线匝绝缘太薄，线匝间的工作场强太高所致。于是，在20世纪的80年代，有关部门下发文件要求把线匝绝缘加厚，降低了相同线匝下的工作场强，使得这种故障次数大幅度降低，此后这种结构在大型变压器的生产中得到广泛应用，运行情况是可靠的。这一故障损坏的影响一直持续了10余年才逐步得到控制。由此可以说，任何一种新的结构型式的采用都需要充分认识和论证，多作些试验研究，而且生产时要多兼顾到工艺和材质状况，这就是巨大损失所换取的重要经验。

(3) 沿外围屏纸板的树枝状放电：首先，这是一个变压器的绝缘结构问题。在220kV等级的外绕组表面常布置围屏纸板以形成油的循环、散热和绝缘，此围屏纸板由绕组的中部最高电位处、上下部的分接区段用长垫块支撑。变压器运行一段时间后，在首端支撑的长垫块两个尖角部出现电烧伤痕迹，并波及到与其接触的围屏纸板表面或纸板夹层，使之出现树枝状放电导致故障发生。故障出现并解体检查后，即可明显地判断出是在长垫块及附近出现了电场不均匀并使其向前发展的高电场问题，是绝缘结构布置不合理所致。就此问题制造部门和运行部门最初认识上也不尽一致：一方认为在绝缘布置上无问题，出现故障是安全气道呼吸进潮所致；另一方则认为安全气道吸潮确有不良影响，但在结构上处于高电压的首端支出长垫块是发生故障的根本所在。实践证明，更新改造和新生产时把长垫块移至绕组的较低电位处，此问题即得到了解决。随后生产的变压器，为提高外绕组的整体性，增加机械强度，在其外侧增加了外撑条，取消了支出的长垫块，由于分散了首端的电场集中，这一故障也未再发生。

(4) 套管引线头引起的绕组首端线段击穿：由于引线接头部位密封不良，于是沿穿缆引线头部进水或进潮，引起绕组首端线段的击穿故障多起，损失很大。应该说这是一个极为简单的认识问题，即变压器是不允许进水或受潮的，这其中除器身的各密封处均要搞好密封外，套管的引线接头部位也同样需要密封。由于套管生产厂设法保证了套管自身的可靠密封，变压器生产厂设法保证器身的各接合面的密封；运行单位则是在器身和连接的油路系统的密封上花功夫。这样一来，套管引线接头部位的密封往往被忽视了。于是在变压器的长时