中小型变压器实用全书

姚志松　姚　磊　编著

机械工业出版社
CHINA MACHINE PRESS

中小型变压器
实 用 全 书

姚志松　姚磊　编著

机 械 工 业 出 版 社

本书介绍了各种中小型变压器，包括S9、新S9、“10～14”型、卷铁心（及R型）、非晶、农用、柱上、全密封、防雷、干式、箱式、低噪声、SF_6、调容量、有载调压和特种变压器，以及旧变压器改造与新技术应用。内容包括识图常识，工具仪器，变压器的原理、结构、设计、制造、试验、选用、安装、运行、维护、检修、故障处理，以及有载分接开关、电动机构和控制器等。

本书紧跟目前电力系统实际情况和变压器发展，符合新标准，注重最新成果，如通风设计、大小修工艺卡、状态检修、格网式配网、糠醛和聚合度试验、油介质损耗处理、变形测试、红外测温、配电变压器操作波试验、有载分接开关波形仪、VQC装置、空气和真空有载分接开关等。

本书可供工厂与农村的电工、技术人员作培训读本，也可供科研院所和相关院校应用，尤其适用电力、化工、冶金、铁道、制造等部门的相关人员使用。

图书在版编目（CIP）数据

中小型变压器实用全书/姚志松，姚磊编著．—北京：机械工业出版社，2003.6

ISBN 7-111-11823－5

Ⅰ．中…　Ⅱ．①姚…　②姚…　Ⅲ．变压器－基本知识　Ⅳ．TM4

中国版本图书馆CIP数据核字（2003）第029390号

机械工业出版社（北京市百万庄大街22号　邮政编码100037）
责任编辑：周　娟　版式设计：霍永明　责任校对：李秋荣
封面设计：姚　毅　责任印制：路　琳
北京机工印刷厂印刷·新华书店北京发行所发行
2003年7月第1版第1次印刷
890mm×1240mm A5·36.875印张·2插页·1522千字
0 001—4 000册
定价：98.00元

凡购本书，如有缺页、倒页、脱页，由本社发行部调换
本社购书热线电话（010）68993821、88379646
封面无防伪标均为盗版

前　言

近年来，由于输变电工程的增多和电力网容量的不断增大，全国城网、农网的相继改造，标志着我国电力工业已经进入了一个快速发展的新时期。为顺应这一新形势，我们编著了这本《中小型变压器实用全书》。

本书是一部专门论述中小型变压器的著作，所涉及的内容包括中小型变压器的各个方面，内容新颖，并力争做到深入浅出，既介绍了变压器的基本概念，又介绍了一些经验总结。本书以实际应用为原则，希望读者能用最少的投入，迅速掌握作者的所知所得，以便更好地解决实际技术问题。因此，除叙述外，书中还列出很多数据、标准、表格、公式、图片和图示说明。

我们努力采辑精华，体现三性（先进性、实用性和与规程规范的一致性），既要满足使用需要，又要反映新世纪初的技术水平，所提供的资料、数据、方案尽量准确可靠、使用方便，符合法规、规范、规程以及专业技术规定，并能起到补充、解释的作用，给读者起到引据和咨询的作用。

作者在1987年编著了《节能变压器》一书，在编写过程中，曾得到沈阳变压器研究所、国家能源研究所、清华大学、哈尔滨电工学院、上海变压器厂、浙江省三门变压器厂，以及浙江省科学技术委员会科研一处、浙江省电力局、浙江省电力学会的关心和支持，使该书得以顺利出版，并在全国发行8100册。由于该书以征订定印数，所以市面上很快断档。后来问讯者甚多，但终未再版。10多年后的今天，变压器已发生了日新月异的变化。为满足读者的需求，作者根据近年来的制造、使用实践和研究成果及国内外考察搜集到的资料，将其系统整理补充编著而成。在成书过程中，除提炼《节能变压器》一书精华外，还查阅和吸取了各研究院所、制造厂家与供电部门编写的各种资料和最新论文成果及规程、标准等其他书籍、资料，特别参考了浙江省金华电业局及其修试厂的规

定等文献。在此，对以上及其他参考、引用书籍、资料的作者表示诚挚的感谢！

作者感到，图书市场上关于变压器的书籍虽然较多，主要是讲述大型变压器的，专门对中小型变压器进行深入专门论述的书籍较少。还有的理论叙述居多或翻来覆去仍是一些长年不变的老资料，缺乏实用性和时效前瞻性。为此作者经过三思，将本书内容定位在县级供电局（县电力公司）所管辖和中小型变压器厂制造的变压器，及工矿企业、农村用的用户变压器，把这些量大面广的产品加以详实阐述，力图使读者能有“眼前一亮”的感觉。

本书能编著成册，要感谢浙江省电力局楼其民高工、浙江省电力试验研究所吴锦华高工的指导，要感谢电力系统同仁顾克拉、王吉庆、赵寿生、何勇、金祖荣、刘洪鑫、李宏雯、赖仰贤、刘义华以及金华电业局程极盛、陈升、陈振新、应敬华及应高亮、王建生等各位领导，还有张一军、高山、郦敏等同志的指导帮助。

浙江省电力局章寿源高工为本书的编写进行了直接指导，并对大部分章节进行了审校，已有18部著作的方大千高工也为本书提供资料并对有关章节进行了审校。泮林凤同志为本书提供资料并描绘图样。吴军、泮六安同志在本书成稿过程中做了大量的工作，还有其他很多同志为整理、收集、誊写资料做了不少工作，在此一并表示深切的谢意！

由于作者水平有限，书中的错误、不妥之处，恳切地希望读者给予批评指正。

作 者

目　　录

前言
第1章　概论 …… 1
1.1　变压器的用途和分类 …… 1
1.1.1　变压器的用途 …… 1
1.1.2　变压器的分类 …… 4
1.2　铭牌和技术数据 …… 11
1.2.1　铭牌 …… 11
1.2.2　型号 …… 12
1.2.3　额定容量 S_e …… 14
1.2.4　额定电压 U_e …… 14
1.2.5　额定电流 I_e …… 15
1.2.6　阻抗电压 U_k …… 15
1.2.7　负载损耗 P_k（铜损） …… 15
1.2.8　空载电流 I_0 …… 15
1.2.9　空载损耗 P_0 …… 16
1.2.10　温升 …… 16
1.2.11　额定工作状态 …… 16
1.3　使用条件和技术要求 …… 16
1.3.1　使用条件 …… 16
1.3.2　技术要求 …… 18
1.4　变压器的联结组 …… 19
1.5　联结组别对正常电动势、电流的影响 …… 24
1.5.1　三次谐波流通的重要性 …… 24
1.5.2　三相变压器组接成 Yy0 联结 …… 25
1.5.3　三相心式变压器接成 Yy0 联结 …… 26
1.5.4　绕组接成 Yd 联结 …… 26
1.5.5　绕组接成 Dy 联结 …… 27
1.6　Yzn11 联结配电变压器的特性和参数计算 …… 27
1.6.1　Yzn11 联结配电变压器的特性 …… 28
1.6.2　Yzn11 联结配电变压器的参数计算 …… 28

1.7 Dyn11 联结配电变压器的特性 …… 30
1.7.1 概述 …… 30
1.7.2 联结组别对三次谐波分量的影响 …… 31
1.7.3 其他特性 …… 33
第 2 章 识图基本常识和工器具的使用知识 …… 35
2.1 识图基本常识 …… 35
2.1.1 概述 …… 35
2.1.2 一次接线图 …… 35
2.1.3 二次接线图 …… 37
2.1.4 线路平面布置图 …… 41
2.1.5 工程图 …… 42
2.1.6 建筑图 …… 43
2.2 常用电工工具的使用知识 …… 47
2.2.1 电工工具概述 …… 47
2.2.2 试电笔 …… 48
2.2.3 电烙铁 …… 49
2.2.4 手电钻 …… 49
2.2.5 游标卡尺 …… 51
2.2.6 喷灯 …… 51
2.2.7 登高工具 …… 51
2.3 常用仪表的使用方法 …… 52
2.3.1 万用表 …… 52
2.3.2 钳形电流表 …… 53
2.3.3 兆欧表 …… 54
2.3.4 接地电阻测量仪 …… 57
2.3.5 单臂电桥 …… 58
2.3.6 双臂电桥 …… 60
2.3.7 高压示波器 …… 63
2.4 安全工具 …… 66
2.4.1 正确使用电气安全工具 …… 66
2.4.2 绝缘棒、绝缘夹钳和高压验电器 …… 67
2.4.3 安全、起重工具的试验和配置标准 …… 68
2.5 起重工具 …… 71
2.5.1 常用起重工具 …… 71
2.5.2 绳子的安全允许拉力 …… 72
2.5.3 桥式起重机运行检修规程 …… 73

第3章　变压器的工作原理和基本理论 …… 76
3.1　变压器的工作原理 …… 76
3.1.1　变压器二次侧开路时的工作原理 …… 76
3.1.2　变压器二次侧接上负载后的工作原理 …… 77
3.1.3　三相变压器的磁路 …… 77
3.2　空载运行 …… 78
3.2.1　联结组对波形的影响 …… 78
3.2.2　主磁通和感应电动势的数值 …… 78
3.2.3　空载损耗和空载电流 …… 79
3.2.4　励磁阻抗和变压器的空载等效电路 …… 80
3.3　负载运行 …… 81
3.3.1　运行简况和关系 …… 81
3.3.2　运行损耗 …… 83
3.4　运行性能 …… 84
3.4.1　变压器的外特性 …… 84
3.4.2　变压器的电压变化率 …… 84
3.4.3　变压器调压的方法 …… 85
3.4.4　变压器的损耗与效率 …… 86
3.5　接入电网的涌流 …… 88
3.6　突发短路 …… 91
3.7　变压器的过电压 …… 94
3.7.1　操作过电压 …… 94
3.7.2　大气过电压 …… 96
3.7.3　故障过电压 …… 97
第4章　变压器的器身结构 …… 98
4.1　概述 …… 98
4.2　铁心 …… 102
4.2.1　铁心的分类 …… 102
4.2.2　铁心的材料 …… 103
4.2.3　心柱和铁轭的截面 …… 106
4.2.4　铁心中的油道 …… 106
4.2.5　铁心的紧固结构 …… 107
4.2.6　铁心的接地 …… 109
4.3　绕组 …… 110
4.3.1　绕组的形式 …… 110
4.3.2　层式绕组 …… 111

4.3.3 连续式绕组 …… 112
4.3.4 螺旋式绕组 …… 113
4.3.5 箔式绕组 …… 114
4.3.6 绕组的散热油道 …… 115
4.4 绝缘 …… 115
4.4.1 概述 …… 115
4.4.2 变压器绝缘的分类 …… 117
4.4.3 变压器绝缘材料的品种 …… 117
4.4.4 变压器油 …… 118
4.4.5 其他绝缘材料 …… 121
4.4.6 主绝缘 …… 123
4.4.7 纵绝缘 …… 130
4.4.8 变压器内部的保护措施 …… 131
第5章 变压器的油箱和附件结构 …… 132
5.1 变压器的油箱 …… 132
5.1.1 按油箱法兰结合面位置分类 …… 132
5.1.2 按油箱结构形状分类 …… 135
5.2 散热器 …… 137
5.2.1 圆管散热器和扁管散热器 …… 137
5.2.2 自冷、风冷散热器 …… 138
5.2.3 片式散热器 …… 138
5.2.4 膨胀式散热器 …… 139
5.3 套管 …… 140
5.3.1 套管的作用和型号 …… 140
5.3.2 套管的结构 …… 140
5.3.3 装拆瓷套管 …… 142
5.4 分接开关 …… 143
5.4.1 无励磁分接开关 …… 143
5.4.2 有载分接开关 …… 150
5.5 保护装置 …… 150
5.5.1 储油柜 …… 150
5.5.2 净油器 …… 155
5.5.3 吸湿器 …… 156
5.5.4 气体继电器 …… 158
5.5.5 安全气道 …… 161
5.5.6 压力释放阀 …… 162

5.5.7　温度计 …… 165
5.5.8　油位计 …… 168
5.5.9　闸阀、蝶阀、活门和放气塞及其他 …… 171
第6章　变压器的设计和计算 …… 175
6.1　设计任务和程序 …… 175
6.2　配电变压器电磁设计程序 …… 177
6.2.1　基本参数的确定 …… 177
6.2.2　铁心直径的选择 …… 178
6.2.3　绕组计算 …… 194
6.2.4　铁心计算 …… 217
6.2.5　油箱及热计算 …… 224
6.2.6　变压器的重量计算 …… 231
6.3　中小型变压器微机优化设计 …… 234
6.3.1　设计程序介绍 …… 234
6.3.2　应用范围及计算实例 …… 235
6.4　设计中的逆推法 …… 236
6.4.1　饼式绕组阻抗电压的确定 …… 236
6.4.2　选取散热管根数的逆推法 …… 237
6.4.3　铁心的逆推计算法 …… 238
6.5　高阻抗变压器的设计窍门 …… 239
第7章　变压器室尺寸和通风计算 …… 241
7.1　概述 …… 241
7.2　用图计算通风 …… 241
7.2.1　计算公式和诺模图 …… 241
7.2.2　自然通风散热计算实例 …… 243
7.2.3　强迫通风散热计算实例 …… 243
7.3　变压器室自然通风方案选择 …… 246
7.3.1　物理模型与分析 …… 246
7.3.2　理论计算及分析 …… 248
7.3.3　计算实例 …… 251
7.3.4　几种常见变压器室进风方式比较 …… 252
7.4　干式变压器的通风计算 …… 253
7.4.1　干式变压器自然通风热平衡计算 …… 253
7.4.2　强迫通风计算 …… 255
7.5　变压器室尺寸和布置设计 …… 256
7.5.1　变电所和配电室的类型 …… 256

7.5.2 变压器室土建和尺寸设计 …… 257
7.5.3 变压器室内外配电装置安全净距 …… 260
7.5.4 电气设备外壳防护等级和防触电分类 …… 262
第8章 铁心制作技术 …… 265
8.1 铁心制作 …… 265
8.1.1 铁心结构 …… 266
8.1.2 硅钢片的品种和性能 …… 272
8.1.3 铁心的制造和装配 …… 278
8.1.4 铁心的填充系数和工艺叠装系数 …… 286
8.2 铁心片的冲剪加工和剪切线 …… 288
8.2.1 冲剪加工对铁心片电磁性能的影响 …… 288
8.2.2 卷料硅钢片的纵向剪切和设备 …… 288
8.2.3 卷料硅钢片的横向剪切和设备 …… 292
8.3 硅钢片剪切生产线简介和调整计算 …… 295
8.3.1 硅钢片剪切线简介 …… 295
8.3.2 BTHX/T-400型变压器铁心片斜剪线的调整计算 …… 296
8.3.3 全斜铁心接缝形式的比较 …… 299
8.4 不叠上铁轭铁心的叠装工艺 …… 308
8.4.1 不叠上铁轭工装及定位方法 …… 308
8.4.2 不叠上铁轭的叠装操作要领 …… 309
8.4.3 铁心的起吊 …… 310
第9章 绕组的制作及变压器装配 …… 311
9.1 绕组的结构设计 …… 311
9.1.1 绕组的设计原则和注意事项 …… 311
9.1.2 绕组的主要零部件和材料 …… 312
9.1.3 主绝缘设计 …… 315
9.2 绕组的纵绝缘设计 …… 315
9.2.1 一般设计步骤和方法 …… 315
9.2.2 变压器的匝绝缘设计 …… 319
9.3 绕组的制作 …… 320
9.3.1 绕制前的工艺准备工作 …… 320
9.3.2 绕组的绕向 …… 322
9.3.3 低压绕组的绕制 …… 323
9.3.4 高压绕组的绕制 …… 327
9.4 绕组的绝缘处理 …… 331
9.4.1 保证绕组绝缘尺寸的方法 …… 331

9.4.2　干燥 …… 332
9.4.3　浸漆 …… 332
9.4.4　烘干 …… 333
9.4.5　绕组受潮的影响和预防措施 …… 334
9.5　铁心装配 …… 335
9.5.1　铁心装配和绕组套装 …… 335
9.5.2　铁心的夹紧和接地 …… 337
9.6　引线焊接工艺 …… 338
9.6.1　铜导线的焊接 …… 338
9.6.2　铝导线和铜铝接头的焊接 …… 339
9.7　调压开关的安装 …… 341
9.7.1　调压开关的固定方法 …… 341
9.7.2　安装后的检查 …… 341
9.8　引线支架的制作和器身安装 …… 341
9.8.1　引线和引线绝缘的设计 …… 341
9.8.2　引线支架 …… 342
9.8.3　器身组装 …… 344
9.8.4　器身绝缘的干燥 …… 344
9.9　变压器的总装配 …… 345
9.9.1　器身装入油箱 …… 345
9.9.2　变压器的注油和试验准备 …… 346
9.9.3　变压器绕组和装配质量分等 …… 346
9.10　提高变压器承受短路能力的措施 …… 351
9.10.1　设计方面的措施 …… 351
9.10.2　工艺方面的措施 …… 354
9.10.3　材料方面的措施 …… 354
第10章　系列沿革及发展方向 …… 356
10.1　标准系列型号序号沿革 …… 356
10.1.1　高损耗变压器 …… 356
10.1.2　较高损耗变压器 …… 356
10.1.3　较低损耗变压器 …… 357
10.1.4　低损耗变压器 …… 359
10.1.5　变压器性能最新国家标准 …… 373
10.1.6　变压器的主要标准 …… 377
10.2　配电变压器的现状和发展 …… 379
10.2.1　配电变压器的现状 …… 379

10.2.2 配电变压器的发展方向 …… 381
10.3 变压器的主要性能参数与制造成本的关系 …… 382
10.3.1 阻抗电压 …… 382
10.3.2 负载损耗 …… 382
10.3.3 空载损耗 …… 383
10.3.4 声级水平 …… 383
10.3.5 变压器的容量、重量、尺寸和性能之间的关系 …… 383
第11章 变压器新技术的应用和展望 …… 384
11.1 新材料的应用 …… 384
11.1.1 非晶合金和速冷法制成的硅钢片 …… 384
11.1.2 激光照射和机械压痕的高导磁取向硅钢片 …… 384
11.1.3 HI-B高导磁取向电工钢片 …… 386
11.1.4 菱格上胶绝缘纸 …… 387
11.1.5 新导电材料导线 …… 388
11.1.6 高密度绝缘材料和高强度电工层压木 …… 389
11.2 新工艺的应用 …… 389
11.2.1 阶梯叠铁心工艺 …… 389
11.2.2 圆柱矩轭铁心的应用 …… 393
11.2.3 铁心自动叠装生产线 …… 395
11.2.4 铁心硅钢片的专业生产 …… 396
11.2.5 用激光刀作切割刀 …… 397
11.2.6 绕组整体套装 …… 397
11.2.7 绕组用恒压装置压紧处理 …… 397
11.2.8 采用垫块预压 …… 398
11.3 改进技术的应用 …… 398
11.3.1 采用椭圆形绕组 …… 398
11.3.2 采用半油道结构 …… 398
11.3.3 解决直流电阻不平衡率问题 …… 398
11.3.4 不同硅钢片搭配使用的性能变化 …… 401
11.3.5 一种新的D联结方法 …… 403
11.3.6 配电变压器低压引线的改进 …… 403
11.3.7 变频调速绕线机 …… 404
11.4 新技术的应用 …… 407
11.4.1 现场装配型（ASA）变压器 …… 407
11.4.2 向超高压、大容量变压器发展 …… 408
11.4.3 SF_6气体绝缘变压器（GIT） …… 408

11.4.4　硅油变压器 …… 409
11.4.5　超导变压器 …… 412
第 12 章　S9 型、新 S9 型配电变压器和卷铁心变压器 …… 417
12.1　S9 型配电变压器 …… 417
12.1.1　概述 …… 417
12.1.2　初版 S9 型结构 …… 417
12.1.3　改版 S9 型结构的改进情况 …… 423
12.1.4　器身高度的校正 …… 426
12.2　新 S9 型配电变压器 …… 428
12.2.1　概述 …… 428
12.2.2　新 S9 型技术经济比较 …… 429
12.2.3　新 S9 型结构 …… 432
12.2.4　器身与箱盖间带缓冲软连接结构 …… 435
12.3　箔式绕组变压器 …… 438
12.3.1　概述 …… 438
12.3.2　产品结构特点 …… 440
12.3.3　箔式绕组的绕制方法 …… 440
12.3.4　箔式绕组变压器的主要性能参数 …… 443
12.4　新 S9 型 35kV 变压器 …… 443
12.4.1　概述 …… 443
12.4.2　新 S9 型 35kV 变压器的技术条件和成本比较 …… 444
12.4.3　新 S9 型 35kV 变压器的结构特点 …… 445
12.5　10 型～14 型变压器 …… 446
12.5.1　概述 …… 446
12.5.2　S10 型全密封变压器 …… 447
12.5.3　SH10 型非晶合金铁心变压器 …… 447
12.5.4　S11 型配电变压器 …… 448
12.5.5　S11 型卷铁心、叠铁心和立体铁心配电变压器 …… 448
12.5.6　S15 型非晶合金铁心变压器 …… 449
12.6　卷铁心变压器 …… 449
12.6.1　概述 …… 449
12.6.2　无接缝卷铁心变压器的特点 …… 450
12.6.3　无接缝卷铁心的结构 …… 451
12.6.4　无接缝卷铁心变压器的其他结构 …… 453
12.6.5　切铁心 …… 454
12.7　R 型卷铁心变压器 …… 455

12.7.1 概述 …… 455
12.7.2 R 型卷铁心变压器的结构特点 …… 457
第 13 章 非晶合金铁心变压器和农用及单相变压器 …… 459
13.1 非晶合金铁心变压器 …… 459
13.1.1 概述 …… 459
13.1.2 非晶合金材料的特性 …… 459
13.1.3 国外非晶合金铁心变压器的生产和使用 …… 463
13.1.4 我国非晶合金材料和非晶合金铁心变压器的生产 …… 464
13.1.5 非晶合金铁心变压器的结构和工艺 …… 470
13.1.6 非晶合金铁心变压器设计中的一些问题 …… 475
13.1.7 非晶合金铁心变压器的经济性评价 …… 476
13.1.8 非晶合金的技术发展趋势 …… 478
13.2 农用变压器 …… 479
13.2.1 概述 …… 479
13.2.2 农用变压器的结构特点及工艺方法 …… 480
13.2.3 农用变压器的性能验证及数据 …… 480
13.2.4 农用变压器的行业标准 …… 483
13.3 新型单相配电变压器 …… 485
13.3.1 新型单相变压器的性能特点 …… 485
13.3.2 新型单相变压器的结构特点 …… 487
13.3.3 单相配电变压器供电的优点及经济效益 …… 489
13.3.4 国产单相柱上式配电变压器的技术数据 …… 490
第 14 章 全密封变压器和防雷变压器 …… 493
14.1 全密封变压器 …… 493
14.1.1 全密封变压器的性能特点 …… 493
14.1.2 国内外全密封变压器的发展趋势 …… 496
14.1.3 全密封变压器的优缺点 …… 497
14.1.4 波纹油箱的计算 …… 498
14.1.5 全密封变压器的主要结构特征 …… 501
14.1.6 全密封变压器的特殊技术措施 …… 503
14.1.7 全密封变压器组件的改进 …… 507
14.1.8 全密封变压器的技术数据 …… 508
14.1.9 S9-M 型全密封变压器的工装设备 …… 511
14.2 防雷配电变压器 …… 517
14.2.1 防雷性能差的原因和防雷变压器的种类 …… 517
14.2.2 曲折联结的防雷变压器 …… 518

14.2.3　带闭合器和防雷绕组的防雷变压器 …… 521
14.2.4　内藏式防雷变压器 …… 524
第15章　干式变压器 …… 528
15.1　干式变压器的型号意义 …… 528
15.2　干式变压器概述 …… 528
15.3　干式变压器的种类 …… 529
15.4　干式变压器的结构 …… 538
15.5　国内各类干式变压器的结构特点 …… 541
15.5.1　带填料厚绝缘浇注变压器的结构 …… 541
15.5.2　薄绝缘浇注变压器的结构 …… 542
15.5.3　提高浇注质量的措施 …… 549
15.5.4　绕包式变压器的结构 …… 551
15.5.5　提高绕包质量的措施 …… 556
15.6　干式变压器设计制造中的几个问题 …… 557
15.7　干式变压器标准 …… 561
15.7.1　标准概述 …… 561
15.7.2　标准要求 …… 564
15.7.3　干式和油浸式变压器标准的区别 …… 568
15.8　噪声和温控器及有载分接开关 …… 570
15.8.1　干式变压器的噪声 …… 570
15.8.2　干式变压器温控器 …… 575
15.8.3　有载分接开关 …… 576
15.9　干式变压器技术数据 …… 577
15.9.1　SG3系列干式电力变压器 …… 577
15.9.2　SGZ3系列有载调压干式电力变压器 …… 577
15.9.3　SC（TC）系列环氧树脂浇注干式电力变压器 …… 580
15.9.4　SC2-30/10树脂绝缘干式变压器 …… 581
15.9.5　SC8系列环氧树脂浇注干式电力变压器 …… 582
15.10　提高干式变压器抗短路能力 …… 583
第16章　预装箱式变电站 …… 585
16.1　概述 …… 585
16.2　箱式变电站的型号、适用范围和布置 …… 586
16.3　箱式变电站的技术参数和设备的选用 …… 589
16.4　箱式变电站的结构 …… 591
16.5　箱式变电站的试验项目 …… 594
16.6　几个有关问题 …… 595

16.7 组合式变压器 …… 597
16.8 ZGS9 型组合式变压器 …… 617
16.9 箱式变电站的发展趋势 …… 618
16.10 “五防误”装置知识 …… 621
16.11 箱式变电站产品介绍 …… 622
16.12 箱式变电站的安装、使用和维护 …… 638
第 17 章 SF_6 变压器和调容量变压器 …… 642
17.1 SF_6 变压器 …… 642
17.1.1 SF_6 气体性质 …… 642
17.1.2 SF_6 变压器发展过程 …… 644
17.1.3 SF_6 变压器的类型 …… 647
17.1.4 SF_6 变压器的结构特点 …… 649
17.1.5 配电用 GIT 制造工艺 …… 652
17.1.6 SF_6 变压器的典型实例 …… 652
17.1.7 SF_6 变压器运行中的安全保护措施 …… 657
17.2 调容量变压器 …… 658
17.2.1 概述 …… 658
17.2.2 调容量变压器的工作原理和特点 …… 660
17.2.3 各种调容量形式的相互对比 …… 668
17.2.4 调容量开关 …… 671
17.2.5 有载调容量变压器概述 …… 676
17.2.6 有载调容量变压器的结构特点 …… 680
17.2.7 有载调容量变压器制造中的关键问题 …… 686
17.2.8 有载调容量变压器运行情况和几点看法 …… 691
第 18 章 特种变压器 …… 694
18.1 特种变压器的分类和型号 …… 694
18.2 整流变压器（变流变压器） …… 698
18.3 电炉变压器 …… 703
18.4 交流电焊机和直流电焊机 …… 707
18.5 高压试验变压器 …… 712
18.6 矿用变压器 …… 718
18.7 调压器 …… 718
18.8 行灯变压器 …… 723
18.9 互感器 …… 724
18.9.1 概述 …… 724

18.9.2　电压互感器 …… 725
18.9.3　电流互感器 …… 730
18.10　电抗器 …… 736
18.11　接地变压器 …… 741
18.12　其他特种变压器 …… 743
第19章　变压器试验的项目和标准 …… 745
19.1　试验的目的 …… 745
19.2　试验的种类 …… 745
19.3　试验的程序、项目和标准 …… 746
第20章　变压器试验方法 …… 778
20.1　电压比试验 …… 778
20.2　绕组联结组试验 …… 781
20.2.1　直流法 …… 781
20.2.2　电压比电桥法 …… 785
20.3　绕组直流电阻测定 …… 785
20.4　绕组绝缘电阻特性的测定 …… 788
20.5　铁心和铁轭螺杆及夹件绝缘电阻的测定 …… 792
20.6　泄漏电流的测量 …… 793
20.7　介质损耗角正切（tanδ）试验 …… 796
20.8　变压器油的试验 …… 800
20.8.1　全分析试验 …… 800
20.8.2　简化试验 …… 802
20.8.3　电气强度试验 …… 802
20.8.4　油色谱分析试验 …… 805
20.8.5　混油试验 …… 805
20.8.6　糠醛含量试验和聚合度试验 …… 807
20.9　外施耐压试验 …… 810
20.10　感应耐压试验 …… 812
20.11　空载试验 …… 815
20.11.1　试验方法 …… 815
20.11.2　试验结果计算 …… 817
20.11.3　试验数据偏大的原因分析 …… 819
20.11.4　旧变压器改制时对原变压器的匝数简便实求法 …… 819
20.11.5　旧变压器改制时铁损试验方法 …… 820
20.12　负载试验 …… 821
20.12.1　概述 …… 821

20.12.2 试验方法 …… 822
20.12.3 非额定条件下试验结果的校正 …… 822
20.12.4 试验数据不符合要求时的原因分析 …… 823
20.13 油箱密封试验 …… 823
20.14 雷电冲击电压试验 …… 824
20.15 操作冲击电压试验 …… 825
20.16 温升试验 …… 832
20.16.1 试验方法 …… 832
20.16.2 绕组温度的测量 …… 835
20.16.3 温升计算 …… 835
20.17 油箱机械强度及升高油压试验 …… 836
20.18 短路试验 …… 836
20.18.1 试验方法 …… 837
20.18.2 试验结果判断 …… 840
20.19 声级测量（噪声测量） …… 841
20.20 局部放电试验 …… 842
20.21 无励磁分接开关试验 …… 843
20.22 有载分接开关试验 …… 843
20.23 气体继电器试验 …… 844
20.24 压力释放阀试验 …… 844
20.25 用变形测试仪测试绕组变形 …… 844
20.25.1 概述 …… 844
20.25.2 变压器绕组变形检测方法 …… 844
20.25.3 变压器绕组变形测试仪 …… 846
20.25.4 绕组变形诊断技术的现场应用 …… 847
20.26 用低电压阻抗法测试绕组变形 …… 849
20.27 用红外热像仪检测故障 …… 852
第21章 变压器的选用和安装 …… 855
21.1 选择原则和型号选择 …… 855
21.1.1 选择原则 …… 855
21.1.2 型号选择 …… 857
21.2 变压器容量选择 …… 859
21.2.1 配电变压器容量选择 …… 859
21.2.2 主变压器容量和台数的选择 …… 863
21.3 变压器安装位置的选择 …… 864
21.3.1 配电变压器安装位置的选择 …… 864

21.3.2　变电所的所址选择 …… 865
21.4　安装方式和安装要求 …… 866
21.4.1　电力网络的构成 …… 866
21.4.2　变压器的安装方式 …… 871
21.4.3　变压器的安装要求 …… 874
21.5　配电变压器的安装及防盗 …… 877
21.5.1　安装前的准备工作 …… 877
21.5.2　安装时的安全措施 …… 877
21.5.3　安装的收尾工作 …… 878
21.5.4　配电变压器的现场定相 …… 878
21.5.5　配电变压器的防盗 …… 878
21.6　附件电器的安装 …… 880
21.6.1　配电变压器的改造和管理 …… 880
21.6.2　熔丝保护 …… 882
21.6.3　防雷接地 …… 884
21.6.4　漏电保护 …… 888
第22章　变压器本身的安装和运行维护 …… 892
22.1　变压器本身的检查和安装 …… 892
22.1.1　变压器的运输和验收 …… 892
22.1.2　变压器安装前的检查 …… 892
22.1.3　变压器的干燥处理方法 …… 894
22.2　变压器的运行、使用和维护 …… 897
22.2.1　不经干燥可以投入运行的条件 …… 897
22.2.2　设备状态和技术资料 …… 897
22.2.3　投入运行前的检查 …… 900
22.2.4　变压器的操作 …… 903
22.2.5　变压器运行标准 …… 908
22.2.6　变压器的运行维护和管理 …… 925
22.2.7　变压器绕组温度的热模拟测量 …… 931
第23章　变压器的异常运行和故障分析处理 …… 933
23.1　变压器的异常运行 …… 933
23.2　变压器的损坏状况、原因和防止对策 …… 942
23.3　变压器故障原因分析与处理 …… 948
23.4　假油位的分析与处理 …… 952
23.5　渗漏油处理 …… 953
23.5.1　渗漏油的原因 …… 953

23.5.2 治漏方法 …… 954
23.5.3 密封材料 …… 955
23.5.4 密封制品的选择 …… 956
23.6 变压器带油补漏 …… 958
第 24 章 变压器的检修类别和检修工艺卡 …… 961
24.1 变压器的检修类别、周期、项目和质量标准 …… 961
24.1.1 主变压器（消弧电抗器）的检修 …… 961
24.1.2 有载分接开关的检修 …… 966
24.2 配电变压器的检修 …… 969
24.3 设备评级和绝缘定级标准 …… 971
24.4 设备缺陷分类和处理流程 …… 973
24.4.1 设备缺陷分类 …… 973
24.4.2 缺陷处理流程 …… 973
24.5 变压器大修和小修工艺卡 …… 973
24.5.1 变压器大修工艺卡 …… 973
24.5.2 变压器小修工艺卡 …… 983
24.6 主变压器吊心的方案和措施 …… 985
第 25 章 临时检修和状态检修 …… 989
25.1 概述 …… 989
25.2 变压器铁心多点接地故障 …… 989
25.3 变压器油脱气 …… 994
25.4 变压器换油 …… 995
25.4.1 换油程序 …… 995
25.4.2 换油步骤 …… 995
25.5 变压器油处理 …… 998
25.5.1 油介质损耗偏大原因分析 …… 998
25.5.2 油处理实例 …… 999
25.6 有载分接开关心子受潮及其他问题 …… 1001
25.7 变压器的状态检修 …… 1002
第 26 章 旧变压器改造和有载调压变压器 …… 1008
26.1 旧变压器改造概述 …… 1008
26.2 旧变压器改制前的检查 …… 1008
26.2.1 直观检查和性能测试 …… 1008
26.2.2 改制价值的确定 …… 1008
26.3 改造方法综述 …… 1009
26.3.1 改制方法 …… 1009

26.3.2　具体改制步骤 …… 1011
26.4　具体改造方法 …… 1012
26.5　变压器加装有载分接开关 …… 1016
26.6　有载调压变压器 …… 1021
26.6.1　概述 …… 1021
26.6.2　有载分接开关和控制器的选配 …… 1022
26.6.3　中小型有载调压变压器结构的改进 …… 1025
26.6.4　有载调压变压器的使用说明 …… 1026
第27章　有载分接开关的原理和结构 …… 1030
27.1　综述 …… 1030
27.1.1　概述 …… 1030
27.1.2　有载分接开关的标准和型号 …… 1034
27.1.3　有载分接开关的分类和术语 …… 1038
27.2　卧式有载分接开关的结构和工作原理 …… 1040
27.3　立式有载分接开关 …… 1043
27.3.1　宁波和吴江生产的有载分接开关 …… 1043
27.3.2　沈阳变压器厂生产的有载分接开关 …… 1050
27.3.3　上海电力修造厂生产的有载分接开关 …… 1051
27.3.4　长征电器一厂生产的有载分接开关 …… 1054
第28章　带电动机构箱的有载分接开关的工作原理、结构及试验 …… 1059
28.1　概述 …… 1059
28.2　“参考V”型有载分接开关的原理和结构 …… 1059
28.3　SYXZ型组合式有载分接开关的原理和结构 …… 1065
28.4　试验的项目和要求 …… 1071
28.5　切换特性试验 …… 1071
28.6　切换波形异常诊断实例 …… 1077
第29章　有载分接开关的安装、维修和故障 …… 1081
29.1　卧式或立式有载分接开关的使用维修 …… 1081
29.2　复合式SYXZ型有载分接开关的使用和检修 …… 1082
29.2.1　10kV有载分接开关的结构及作用 …… 1082
29.2.2　传动原理 …… 1083
29.2.3　快速释放动作 …… 1083
29.2.4　切换动作 …… 1083
29.2.5　10kV有载分接开关的装配要求 …… 1084

29.2.6 10kV 有载分接开关的使用和维护 …… 1084
29.2.7 常见的故障及排除方法 …… 1085
29.2.8 注意事项 …… 1086
29.3 上海复合式有载分接开关的维修 …… 1086
29.3.1 上海复合式有载分接开关的安装和使用 …… 1086
29.3.2 上海复合式有载分接开关的运行和检修 …… 1088
29.3.3 上海复合式有载分接开关的常见故障和排除方法 …… 1089
29.4 长征厂生产的复合式有载分接开关的安装、使用和维修 …… 1090
29.5 "参考 V" 型有载分接开关的安装和检修 …… 1093
29.6 SYXZ 型组合式有载分接开关的检修 …… 1100
29.7 有载分接开关油位计的改进意见 …… 1100
29.8 有载分接开关的触头 …… 1102
29.9 有载分接开关的故障和处理 …… 1104
29.9.1 滑挡 …… 1104
29.9.2 渗漏油及油劣化故障 …… 1105
29.9.3 复合式有载分接开关驱动机构的故障 …… 1107
29.9.4 "参考 V" 型有载分接开关故障 …… 1108
29.9.5 SYXZ 型组合式有载分接开关故障 …… 1109
29.9.6 切换特性试验波形故障 …… 1111
29.9.7 控制器故障 …… 1112
第 30 章 电动驱动机构和控制器 …… 1113
30.1 概述 …… 1113
30.2 DJ 型电动机构 …… 1115
30.3 "参照 MA9" 型电动机构 …… 1118
30.4 BD-70 和 BD-71 型自动控制器 …… 1122
30.5 吴江开关总厂生产的自动控制器 …… 1126
30.5.1 YTZ-78 型自动控制器 …… 1126
30.5.2 ZTK 型自动控制器 …… 1128
30.5.3 KYT 型自动控制器 …… 1131
30.6 上海华明开关厂生产的自动控制器 …… 1131
30.7 挡位显示 …… 1138
30.8 遵义长征电器一厂和宁波变压器厂生产的自动控制器 …… 1141
30.9 微机控制器 …… 1143
30.10 有载分接开关的自动控制系统 …… 1145
30.10.1 装置的技术性能 …… 1145
30.10.2 控制回路的校验项目及运行注意事项 …… 1146

30.10.3　自动控制器运行情况 …… 1146
30.10.4　有载调压系统与并联电容器自动跳合的关系 …… 1147
30.10.5　装置效果 …… 1147
附录：常用缩写语一览 …… 1148
参考文献 …… 1150

第1章 概　　论

1.1 变压器的用途和分类

1.1.1 变压器的用途

能源是社会发展与进步的物质基础。随着社会的发展，人民生活水平的提高，人类对能源的消费量越来越大，20世纪世界能源消费增长情况见表1-1。

表1-1 20世纪世界能源消费增长情况

年份/年	能源总消费量 /10^8t（标准煤）	人口/亿	按人口平均 /（kg/人）	按总消耗量增长倍数	按人口平均增长倍数
1900	7.75	15.71	492	1.0	1.0
1925	16.65	19.65	847	2.15	1.72
1950	26.64	24.86	1080	3.44	2.19
1975	85.70	40.45	2140	11.06	4.31
2000	210.00	60.00	3500	27.10	7.11

众所周知，电从发电机发出以后，通过升压变压器送到电网，再经过几级降低电压后才至用户，其间共通过变压器4～5次，甚至8～9次。所以一般每1kW的发电设备就相应需要5～9kVA的变压器。

自1885年匈牙利冈茨工厂三位年轻的工程师发明制造出闭合铁心变压器（见图1-1）以来，已有100多年历史了。由于电力工业能方便地向工农业生产和人民生活提供方便的能源，所以电力工业在100多年来有了迅速的发展。我国从1949年新中国成立后，随着经济的快速发展，电力工业也同样有了迅速发展。特别是改革开放以来，发展更快，新中国电力工业和变压器工业的发展见表1-2。截止1998年底，全国共建成35kV变电所15091座，3～10kV配电变压器2799132台，计2.676亿kVA。

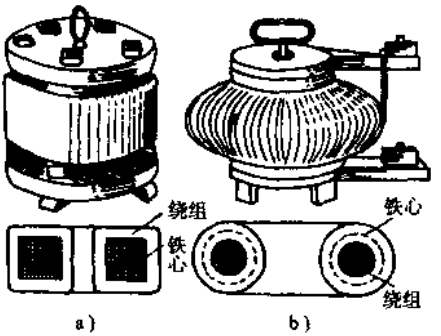


图1-1 1885年发明的第一台变压器
a）心式结构 b）壳式结构

为了安全、经济地发供电，国内外都把许多发电厂经过升、降压变压器（变电

表 1-2 新中国电力工业和变压器工业的发展

年份/年	发电装机容量/MW	年发电量/GW·h	变压器年产量/MVA
1949	1850	4300	119
1995	217240	1006900	134440
1996	236000	1079400	140020
1997	250000	1135000	124460
2000	31900	1300000	124460

所)和高压输配电线路同用户连接起来，组成一个统一的供用电系统，称为动力系统。动力系统中的一部分——发电厂的电气部分、变电所、输电线路、电力用户，称为电力系统。电力系统中的变电所和输电线路称之为电力网，如图 1-2 所示。

在各种电气设备中，往往需要不同的电压电源。例如，我们在日常生活中的照明用电，都是 220V，或者 110V；机床、粉碎机等机器的电动机用电为 380V；而安全照明用电是 36V；城市工业供电线路的电压高达 6kV 和 10kV。由于对用电要求的不同，以及便于配备相适应的各种电器元件，将电压分成了许多等级：500V 及以下；3kV；6kV；10kV；35kV；66kV；110kV；154kV；220kV；330kV；500kV 级。其中，对地电压 250V 及以下电压称为低压，250V 以上称为高压。线电压为 500V 及以下为低压电器，300V 及以上为高压电器。

现代化的工业企业，广泛地采用了电力作为能源，电能都是由水电站和发电厂的发电机直接转化出来的。发电机发出来的电根据输送距离将按照不同的电压等级输送出去，就需要有一种专门改变电压的设备，这种设备叫做“变压器”。

变压器是电力系统中最重要的电气设备之一，它能将电压由低变高或由高变低。由电工基础知识可知，当输送同一电功率时，其功率损耗与电压的二次方成反比。电压损失与电压成反比，即电压越高，消耗在输电线路上的功率损耗和电压损失越小。因此，为了减少输电线路上的功率损耗和电压损失，必须用变压器将电压升高。另外，高压电送到用电地区后不能直接应用，因为一般用电设备的电压是 220V 或 380V，有的大型电动机是 3kV 或 6kV。所以，为了适应用电设备的需要，就要用变压器将高电压变为用户所需要的低电压。在电力系统中，通常发电机的装机容量与变压器的总容量之比约为 1∶6。由此可见，在电力系统中变压器的作用是十分重要的。

变压器在输配电系统中起着很重要的作用，因此，要求它应安全、可靠地运行。当变压器在运行中损坏时，将造成停电事故。变压器除了在电力系统中应用外，在其他方面，变压器应用得也十分广泛。例如，根据配套需要供给冶炼用电炉变压器、电解用或化工用整流变压器、煤矿用防爆变压器和特殊结构的矿用变压器，以及交通运输用的电机车变压器和船用变压器等。变压器在电力系统中的应用如图 1-3 所示。

在实际工作中，变压器除了用来变换交流电压外，还用来变换交流电流（例如电流互感器、大电流发生器等）、变换阻抗（例如电子线路中的输入、输出变压器）、改变相位（改变结线和极性）等。

水力发电厂
火力发电厂
升压变电所
中心变电所
高压送电线路
杆上变压器台
分支杆
变电所
高压配电线路
高压配电线路
棒灌点
杆上变压器台
低压配电线路
送向动力、照明负载

图1-2 电力网示意图

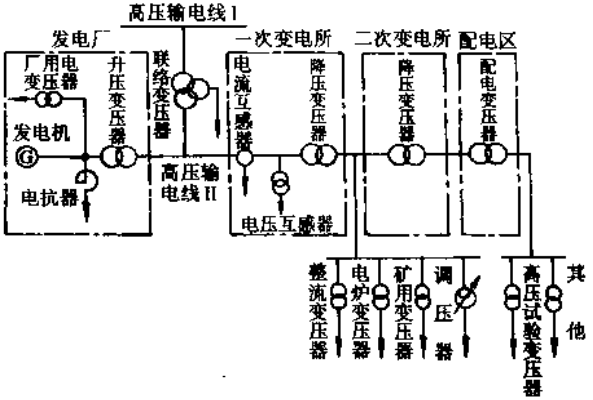


图 1-3 变压器在电力系统中的应用

1.1.2 变压器的分类

1.1.2.1 按容量分类

1. 中小型变压器

据机械行业标准 JB/T 56011—1999《油浸式电力变压器产品质量分等》规定：

电压在 35kV 及以下，容量在 5～6300kVA 称为中小型变压器。其中 5～500kVA 称为小型变压器，630～6300kVA 称为中型变压器。其分界的重要原因是两者的结构有别。例如，对 S9 型变压器，500kVA 及以下铁心接缝为带台或带尖结构，线圈的高低压部分均为层式；而 630kVA 及以上铁心采用带台结构，线圈的高压部分为连续式或半连续式，低压部分为螺旋式。

根据沈阳变压器研究所主编的《电机工程手册》中变压器篇规定，容量为 630kVA 及以下的称为小型变压器，800～6300kVA 的称为中型变压器。它是按 GB/T 6451—1999《三相油浸式电力变压器技术参数和要求》划分的。对于 800～6300kVA 的变压器，必须装气体继电器和压力保护装置，而 630kVA 及以下的变压器除用户提出要求外，一般不装。

根据 GB/T 15164—1994《油浸式电力变压器负载导则》和 DL/T 572—1995《电力变压器运行规程》规定，35kV 及以下、2500kVA 及以下的变压器称为配电变压器，容量为 10 万 kVA 及以下的称为中型变压器，容量为 10 万 kVA 以上的称为大型变压器。主要是考虑不同的绝缘结构，从允许的寿命损失出发，规定了不同的允许负载和过负载（急救负载）。

本书所论述的以县（市）级电力公司或供电局所管辖的 35kV 级主变压器和 6～10kV 配电变压器及广大中小型变压器厂生产的 35kV 及以下的电力变压器为主的中小型变压器。

目前全国变压器行业企业有400多家，而在全国400多家的变压器企业中，能够生产110kV及以上大型变压器的只有20多家。也就是说95%的厂家专门生产35kV及以下的中小型变压器。在即使能够生产110kV及以上大型变压器的企业中，中小型变压器仍不失为主导产品。例如，江西变压器厂，有一年共生产1234台电力变压器，6300kVA以下的中小型变压器就有1209台。除江西变压器厂外，江西其余各厂均为中小型变压器专业厂，至于中小型变压器的用户那就更是随处可见了。

2. 大型变压器

电压在110kV及以下、容量为8000～63000kVA的变压器。

3. 特大型变压器

电压在220kV及以上、容量为3150kVA及以上的变压器。

1.1.2.2 按用途分类

1. 电力变压器

(1) 升压变压器 用于将低电压变为高电压，作远距离输送。

(2) 降压变压器 用于将高电压变为低电压，以适应电力网的要求。

(3) 配电变压器 凡低压侧电压为400V（单相为230V）的变压器称为配电变压器，一般高压侧电压为6～10kV（电站中也有3kV）。如果高压侧电压为35kV（也有66～110kV的）的称为直配配电变压器，简称为直配变。配电变压器用于配电网络，适用于工农业生产和人们日常生活的要求。

(4) 联络变压器 用于两变电所系统的联络。

(5) 厂用或所用变压器 用于发电厂或变电所自用变压器，也可指厂矿企业专用变压器。

2. 仪用变压器

如电流互感器、电压互感器，用于测量和保护装置。

3. 电炉变压器

有炼钢炉变压器，二次电压为110～250V；电石炉变压器，二次电压为90～150V；感应炉变压器，二次电压为400～1000V；还有熔炼铁合金、化肥、石墨和加热用的电炉变压器。它们的共同特点是二次电压低、电流大时都带有载调压，低压出线铜排和引至电炉电极的铜排（电缆）保持的合成阻抗较大，以限制短路状态下的工作电流，避免绕组受应力过大而损坏。

4. 试验变压器

其特点是二次电压很高，有的试验变压器最高可达100万伏及以上，而电流很小，1至几安，主要用来做电气设备和绝缘材料的工频耐压试验用。

5. 整流变压器

它是整流设备的电源变压器，工业企业广泛采用直流电源，如电解、蓄电池、机车、直流输电等。一次侧输入交流电，二次侧输出直流电，在二次绕组中工作电流是不规则的非正弦波形，并存在直流电流分量。

6. 调压变压器

调压变压器分为自耦式调压变压器、感应式调压变压器和移圈式调压器等。

7. 矿用变压器

矿用变压器是用于矿井的变压器，套管不曝露在外，用电缆与外界连接，能防尘、防机械损坏。用于矿井内开采用的变压器要防爆（防可燃气体和粉尘爆炸），故又称为防爆变压器。

8. 其他变压器

其他变压器有船用变压器、中频变压器、电焊变压器、电抗器、消弧电抗器、X光变压器、换相器、滤波器、无线电小变压器、行灯变压器、接地变压器等。

电力变压器以外的变压器论述，详见特种变压器一章。

1.1.2.3 按相数分类

变压器按相数分类有单相变压器和三相变压器。前者用于单相负载或三相变压器组。

1.1.2.4 按铁心结构分类

1. 心式变压器

又称为内铁式变压器，其特点是绕组包围铁心，也就是说，绕组的两边有一边没有铁心（或铁轭），只有内心和一边有铁心，因此，称为心式变压器，如图1-4a所示，心式变压器为目前绝大多数厂家所生产。

2. 壳式变压器

又称为外铁式变压器。其特点是铁心包围绕组，也就是说，绕组的两边都有铁心（或铁轭），像一个外壳，因此，称为壳式变压器，见图1-4b。它主要用在无线电小变压器和特大型电力变压器上，最大的优点是可以拆成小件运输而在现场装配。自美国西屋公司首先采用壳式变压器以来，目前生产的厂家很少。

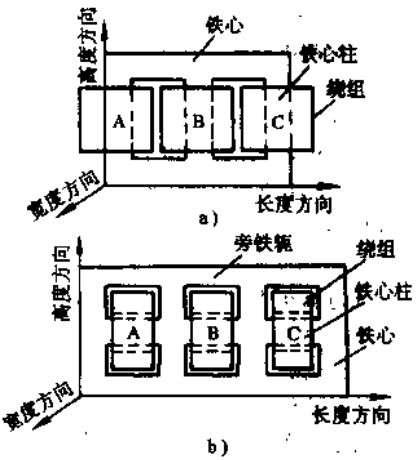


图1-4 三相变压器结构
a）三相心式 b）三相壳式

1.1.2.5 按调压方式分类

变压器按调压方式可分为无励磁调压和有载调压变压器。

1.1.2.6 按冷却介质分类

变压器按冷却介质可分为油浸式变压器、干式变压器、气体（例SF_6）变压器等。

1.1.2.7 按冷却方式分类

变压器按冷却方式可分为油浸自冷式、油浸风冷式、强迫油循环风冷式、强迫油循环水冷式、蒸发冷却式。

1.1.2.8 按结构分类

变压器按结构可分为全密封变压器、非晶合金铁心变压器、卷铁心变压器、R型铁心变压器、渐开线铁心变压器（已逐步淘汰）、调容量变压器、防雷变压器、组合变压器、箱式变电站中的变压器（简称为箱式变）等，详见以后各章叙述。

1.1.2.9 按绕组数量分类

1. 双绕组变压器

中小型变压器一般都是双绕组变压器，分一次绕组和二次绕组，也可叫高压绕组和低压绕组，分别用A、B、C标志其高压首端，X、Y、Z标志其末端，用a、b、c标志其低压首端，x、y、z标志其末端。如有中性点用o来标志。

2. 三绕组变压器

这种变压器用三个不同电压等级的绕组（每相），一般用在大型或特大型变压器中。在需要用两种不同电压向电力系统或用户供电时，或者在枢纽变电所中需要连接几种不同电压的电力系统时，用一台三绕组变压器比较简单而且经济。通常，把三绕组变压器的三个绕组，称为一、二和三次绕组或称为高、中和低压绕组。三绕组变压器可做成三相的，也可做成单相的（容量大）。

对于三绕组电力变压器，一般用A、B、C标志其一次（高压）绕组的首端，X、Y、Z标志末端；用A_m、B_m、C_m标志其二次（中压）绕组的首端，X_m、Y_m、Z_m标志末端；用a、b、c标志其三次（低压）绕组的首端，x、y、z标志末端。如有中性点，也用O、Om、o来标志。

3. 自耦变压器

一般双绕组和三绕组变压器的一、二次绕组都是单独分开的，并互相绝缘起来，绕组之间仅通过电磁耦合联系，而没有直接的电气联系。自耦变压器的原理图，如图1-5所示。如果在一次绕组AX中间抽出一个a头并以ax作为二次绕组，这时绕组间除了有电磁联系外，在电路上也有联系，并有一部分绕组是公共的，这种结构的变压器称为自耦变压器。

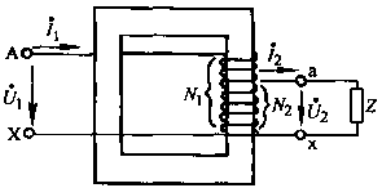


图1-5 自耦变压器的原理图

自耦变压器可看作是由普通变压器演变而来的。图1-6a为普通双绕组变压器的原理图。一次绕组N_{AX}和二次绕组N_{ax}共同套在同一铁心柱上且绕向相同，它们被同一个主磁通Φ所匝链。因此，在N_{AX}和N_{ax}中每一匝的感应电动势的大小和方向都相同。如果我们在N_{AX}上找一点a'，使$N_{a'x}=N_{ax}$，则相应的$\dot{E}_{a'x}=\dot{E}_{ax}$，我们把a'x和

ax 的对应点连接起来，如图 1-6b 所示，变压器的工作也不会受到破坏。绕组 ax 既已与绕组 AX 上的 a′x 段并联起来，便可把它们合并成为一个绕组，如图 1-6c 所示，则构成为自耦变压器。一、二次公共部分的绕组叫做共用绕组，只供一次侧（或二次侧）单独使用的绕组叫做串联绕组。下面分析自耦变压器的电压、电流和容量的关系，如图 1-5 所示。

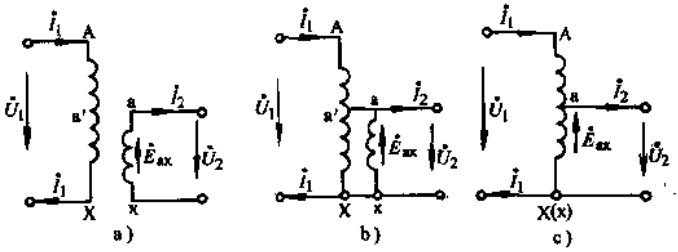


图 1-6 普通变压器演变为自耦变压器示意图

a）普通变压器 b）把一、二次绕组等位点连起来 c）合并为一个绕组

假设串联绕组 Aa 和公共绕组 ax 的总匝数为 N_1，公共绕组匝数为 N_2，当空载运行时，$\dot{U}_1$、$\dot{U}_2$ 与 N_1、N_2 有下列关系，即

$$\frac{\dot{U}_1}{\dot{U}_2}=\frac{N_1}{N_2}=K$$

$$\dot{U}_2=\frac{\dot{U}_1}{N_1/N_2}=\frac{\dot{U}_1}{K}$$

式中 K——自耦变压器一、二次侧的电压比。

带上负载时，自耦变压器二次侧将有电流 $\dot{I}_2$ 流过，而公共绕组中的电流 $\dot{I}$ 应为 $\dot{I}_2$ 与 $\dot{I}_1$ 之差，即

$$\dot{I}=\dot{I}_2-\dot{I}_1$$

如果忽略励磁电流，据电磁感应定律可知，串联绕组 Aa 的磁动势应被公共绕组 ax 的磁动势所平衡，安匝数应相等，即

$$(N_1-N_2)\dot{I}_1=N_2\dot{I}$$

因为 $$\dot{I}=\dot{I}_2-\dot{I}_1$$

所以 $$N_1\dot{I}_1-N_2\dot{I}_1=N_2\dot{I}_2-N_2\dot{I}_1$$

$$N_1\dot{I}_1=N_2\dot{I}_2$$

$$\frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_1}=\frac{N_1}{N_2}=K$$

我们一般将自耦变压器公共绕组的容量 $\dot{U}_2\dot{I}$，称为电磁容量或计算容量、标称容量。将自耦变压器一次（或二次）电压、电流的乘积 $\dot{U}_1\dot{I}_1$（或 $\dot{U}_2\dot{I}_2$），称为自耦变压器的通过容量（即额定容量），为由电源侧传递到负载侧的容量，即

$$\dot{U}_1\dot{I}_1=\dot{U}_2\dot{I}_2=\dot{U}_2(\dot{I}_1+\dot{I})=\dot{U}_2\dot{I}_1+\dot{U}_2\dot{I} \tag{1-1}$$

由式（1-1）可以看出，自耦变压器的通过容量是由两部分组成的，一部分是通过公共绕组电磁感应传递过来的电磁容量 $\dot{U}_2\dot{I}$，另一部分是通过自耦变压器的串联绕组电路直接传输过来的传导容量或传输容量 $\dot{U}_2\dot{I}_1$。电磁容量和通过容量的关系为

$$\dot{U}_2\dot{I}=\dot{U}_2\dot{I}_2\left(1-\frac{1}{K}\right) \tag{1-2}$$

由式（1-2）可知，自耦变压器的电磁容量只有通过容量的（$1-1/K$）倍。

令
$$K_{xy}=1-\frac{1}{K} \tag{1-3}$$

而
$$K=\frac{N_1}{N_2}=\frac{\dot{U}_1}{\dot{U}_2}$$

则
$$K_{xy}=1-\frac{N_2}{N_1}=1-\frac{\dot{U}_2}{\dot{U}_1}=\frac{\dot{U}_1-\dot{U}_2}{\dot{U}_1}$$

式中，K_{xy}称为自耦变压器的效益系数，其数值总小于 1。因此，自耦变压器的电磁容量总小于通过容量，而变压器的尺寸、重量和铁心截面积是由电磁容量所决定的。显然，采用自耦变压器来传输容量时，具有损耗小、体积小、成本低、节省材料等优点。由式（1-3）可以看出，电压比 K 越小，K_{xy}就越小；K 增大，K_{xy}就增大。当两个电网的电压较接近时，采用自耦变压器的经济效益是显著的；反之，电压相差很大时，其经济效益就不显著。因此，实际应用的自耦变压器，其电压比都在 3∶1 的范围内。自耦变压器的缺点是短路电流较大，继电保护配合较复杂，而且一、二次侧有电的联系，要注意安全问题。例如：小型自耦变压器二次绕组的一个接头有时做成能自由滑动的触头，改变触头在一次绕组上的接触位置，二次电压就可以平滑地调节，这就构成了自耦调压器。自耦调压器是不能代替安全变压器使用的，因为万一接线不合适，就会发生触电事故。如图 18-15 所示（第 18 章）。若将电源相线位置接反（误将 1 端接地线）。尽管二次侧输出电压很低，但当人站在地面上触及低压侧的任一导线时，都相当于触及了上百伏的电压，会有生命危险。因此，安全变压器一定要采用双绕组变压器。

4. 分裂变压器

把变压器的低压绕组分裂为两部分，在电气上互不连接。两部分低压绕组分别接在两台发电机上，每台发电机可以单独运行，也可以同时运行，一台发电机发生故障退出运行，另一台发电机仍能正常工作。满足上述要求的低压绕组，称为双分裂绕组。每一分裂绕组的容量为变压器容量的一半，绕组的轴向分裂排列方式如图 1-7 所示，

也可用辐向分裂排列方式（即低—高—低排列）。

如低压绕组分裂为三部分，在电气上互不联系，每部分可分别接一台发电机，这样的变压器绕组称为三分裂绕组。每一分裂绕组的容量为变压器容量的1/3。

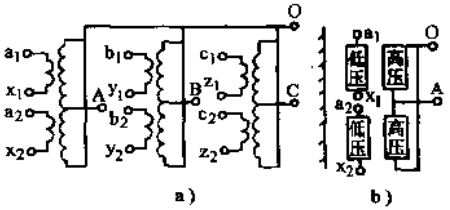


图 1-7 三相双绕组低压轴向双分裂变压器
a）原理接线图 b）每柱绕组排列图

对分裂绕组有下列几点要求：

1）升压变压器分裂绕组各支路之间要有足够大的总阻抗。这样，一台发电机有故障时，不致使另一台发电机退出运行。因为阻抗大，可限制短路电流分流到另一台发电机中去。

2）分裂绕组的各个支路与其他不分裂绕组之间的总阻抗要彼此平衡。

3）三相轴向分裂变压器中，每柱高压绕组必须上下并联，单相变压器可采用两柱高压绕组并联。这样，可使分裂绕组的每一支路在一个或两个支路断开时仍能运行。运行着的支路要用避雷器保护。

4）具有同样额定电压的分裂绕组的各个支路也要能并联运行。

5）分裂绕组各部分与其他绕组之间的绝缘结构应有足够的电气强度。这是因为，当高压绕组上有冲击电压作用后，两个分裂绕组相邻端子之间有较大的感应电压。

6）分裂阻抗电压。单相双分裂绕组的分裂阻抗电压为普通不分裂双绕组阻抗电压的4倍；三相轴向双分裂的分裂阻抗电压为普通双绕组不分裂时阻抗电压的3.5倍左右。分裂式变压器的阻抗电压可按绕组为不分裂时的阻抗电压计算法进行计算，得出的阻抗电压值乘以上述的倍数，即为分裂阻抗电压。

7）分裂变压器要有足够的承受短路电流产生的机械力的能力。

当分裂绕组的一个分支对高压绕组运行时，叫做半穿越运行，此时变压器阻抗称为半穿越阻抗。当分裂变压器的一个分支对另一个分支运行时，叫做分裂运行，这时变压器阻抗称为分裂阻抗。当低压分裂绕组的两个分支并联成为一个绕组对高压绕组运行时，叫做穿越运行，此时变压器的短路阻抗称为穿越阻抗。分裂阻抗和穿越阻抗之比，称为分裂系数。

分裂变压器的优点是当分裂绕组的一个支路发生故障时，另一支路母线电压降低比较小；缺点是价格较高，而且实际运行中遭动稳定破坏事故较多。

1.1.2.10 按其他分类

按导线材料分为铜线、铝线和超导变压器。按中性点绝缘水平分为全绝缘（所有出线端都有相同的对地耐受电压）和半绝缘（又称为分级绝缘，即中性点绝缘低于出线端绝缘水平）变压器。

1.2　铭牌和技术数据

1.2.1　铭牌

变压器的各项技术数据反映了变压器的全部性能。它们是变压器生产、订货和使用时的主要依据。

每台变压器都有较详细的一系列技术数据，较详细的数据都是在产品说明书上和试验报告上给出，而最常用到的一些数据则标在铭牌上。铭牌用铜材或铝材制成，钉在变压器外壳容易观察到的显著位置上。填写的内容应是刻（冲）印的。

按照国家标准 GB 1094.1－1996《电力变压器　第 1 部分　总则》规定，铭牌上除标出变压器名称、型号、产品代号、标准代号、制造厂名（进口产品有国名）、出厂序号、制造年月以外，还需标出变压器的技术数据、联结组标号、冷却方式、总重、油重等。下面是一台三相变压器铭牌实例（空白处需冲印数据），如图 1-8 所示。

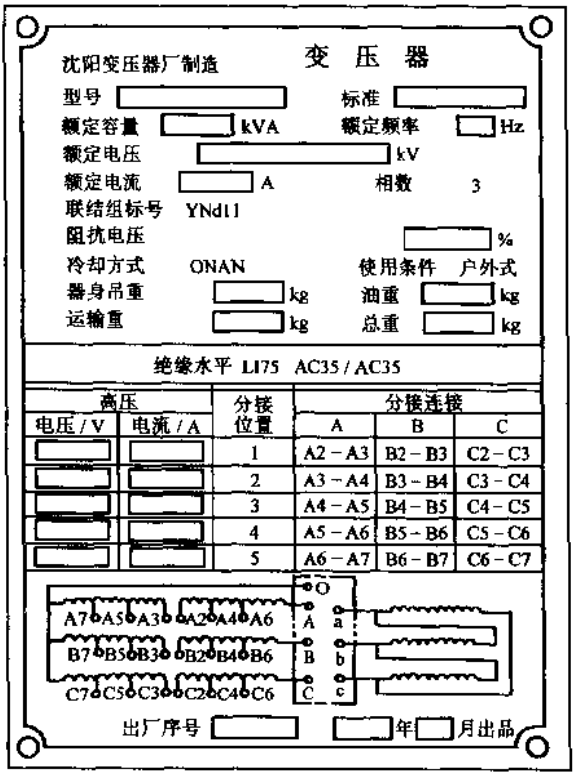
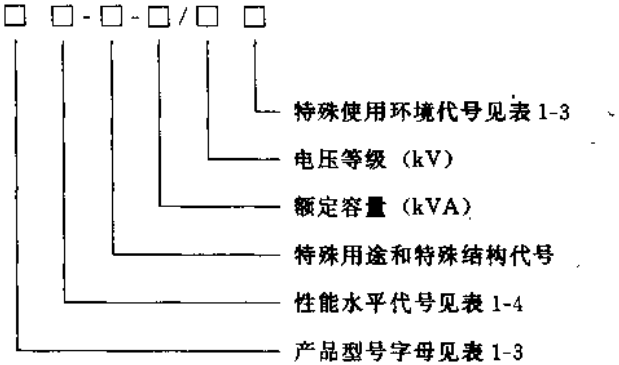


图 1-8　变压器的铭牌

1.2.2 型号

按 JB/T 3837—1996《变压器类产品型号编制方法》的规定，变压器型号采用汉语拼音大写字母表示，或其他合适字母来表示产品的主要特征，用阿拉伯数字表示产品性能水平代号或设计序号和规格代号如下图）



第 1 方块是汉语拼音的代表符号，用于代表产品分类、结构特征和用途。第 2 方块表示变压器的性能水平。

型号中字母的意义见表 1-3 和表 1-4。

表 1-3 电力变压器产品型号字母排列顺序及涵义

序号	分类	涵义	代表的字母
1	绕组耦合方式	独立	—
		自耦	O
2	相数	单相	D
		三相	S
3	绕组外绝缘介质	变压器油	—
		空气（干式）	G
		气体	Q
		成型固体 浇注式	C
		包绕式	CR
		难燃液体	R
4	冷却装置种类	自然循环冷却装置	—
		风冷却器	F
		水冷却器	S
5	油循环方式	自然循环	—
		强迫油循环	P

（续）

序号	分 类	涵 义	代表的字母
6	绕组数	双绕组	—
		三绕组	S
		双分裂绕组	F
7	调压方式	无励磁调压	—
		有载调压	Z
8	线圈导线材质	铜	
		铜箔	B
		铝	L
		铝箔	LB
9	铁心材质	电工钢片	—
		非晶合金	H
10	特殊用途或特殊结构	密封式	M
		串联用	C
		起动用	Q
		防雷保护用	B
		调容用	T
		高阻抗	K
		地面站牵引用	QY
		低噪声用	Z
		电缆引出	L
		隔离用	G
		电容补偿用	RB
		油田动力照明用	Y
		厂用变压器	CY
		全绝缘	J
		同步电机励磁用	LC

表 1-4 三相油浸式电力变压器性能水平代号

性能水平代号	电压等级/kV	性能参数	
		空载损耗	负载损耗
7	6，10	符号 GB/T 6451 组 I	符合 GB/T 6451
	≥35	符号 GB/T 6451	
8	6，10	符合 GB/T 6451 组 I	
	≥35	比 GB/T 6451 平均下降 10%	

（续）

性能水平代号	电压等级/kV	性能参数	
		空载损耗	负载损耗
9	6，10	配电变压器符合表 1-26	
	6，10	电力变压器比 GB/T 6451 组 I 平均下降 10%	比 GB/T 6451 平均下降 10%
	≥35	比 GB/T 6451 平均下降 20%	
10	6，10	比 GB/T 6451 组 I 平均下降 20%	比 GB/T 6451 平均下降 15%
	≥35	比 GB/T 6451 平均下降 30%	
11	6，10	比 GB/T 6451 组 I 平均下降 30%	
	≥35	比 GB/T 6451 平均下降 40%	

如型号新 S9—500/10 的变压器，是三相自冷油浸双绕组铜导线电力配电变压器，其额定容量为 500kVA，高压绕组电压等级为 10kV，新 S9 的“9”为产品设计序号。型号中 S9 型有老 S9 型（写作 S9 型）和新 S9 型，后者是在前者稍加改型而成的，损耗更小，新 S9 型是最新通用的节能型变压器。S9（即老 S9）型和新 S9 型结构及有关情况详见第 12 章 S9 型系列变压器的专章叙述。

1.2.3 额定容量 S_e

指变压器在厂家铭牌规定的额定电压、额定电流下连续运行时，能输送的容量。其计算公式如下：

单相电力变压器 $S_e=U_eI_e\times10^{-3}$

三相电力变压器 $S_e=\sqrt{3}U_eI_e\times10^{-3}$

式中 U_e——电力变压器二次侧的额定电压（V）；

I_e——电力变压器二次侧的额定电流（A）；

S_e——额定容量（视在功率）（kVA）。

目前，我国变压器的容量按 R10 系列组合，即按 $\sqrt[10]{10}=1.2589256\cdots$ 近似取 1.26 倍递增，有 10kVA、20kVA、30kVA、40kVA、50kVA、63kVA、80kVA、100kVA、125kVA、160kVA、200kVA、250kVA、315kVA、400kVA、500kVA、630kVA、800kVA、1000kVA 等。

1.2.4 额定电压 U_e

指变压器长时间运行时所能承受的工作电压（铭牌上的 U_e 值，除非另有规定，一般指调压中间分接头的额定电压值），以 kV 表示。按变压器标准规定，为了适应电力网电压变化的需要，变压器的高压侧都有分接抽头，分接头之间的电压称为分接电压。一般分接头间的电压以额定电压的百分数来表示，叫做抽头百分比。例如，高压为 35kV 的变压器具有±2.5%的抽头，就是说变压器可在三种电压下运行，级电压

为 875V，即可在 35875，35000，34125V 三种电压状态下运行。一般 35kV 级有 3 挡或 5 挡，为 35kV（±1×5%）或 35kV（±2×2.5%）。有载调压变压器的抽头较多，调压范围较广，可为±15%，有 7、9 或多个抽头。

1.2.5 额定电流 I_e

指变压器在额定容量下，允许长期通过的电流。其计算公式为

单相电力变压器 $$I_e=\frac{S_e}{U_e}$$

三相电力变压器 $$I_e=\frac{S_e}{\sqrt{3}U_e}$$

1.2.6 阻抗电压 U_k

阻抗电压曾叫短路电压。把变压器的二次绕组短路，在一次绕组上慢慢地升高电压，当二次绕组的短路电流等于额定值时，此时在一次侧所施加的电压 U_{k1}，叫做阻抗电压。在变压器铭牌上通常用 U_{k1} 对一次额定电压 U_{e1} 比值的百分数来表示，即

$$U_k\% = \frac{U_{k1}}{U_{e1}} \times 100\%$$

阻抗电压是变压器的一个重要特性参数，它对变压器的并列运行有重要的意义，并当变压器二次侧发生突然短路时，将产生多大的短路电流起着决定性的作用。因此，它也是考虑短路电流热稳定和动稳定及继电保护整定的重要依据。

若阻抗电压小，可使端电压受负载变化影响小，如果是有载调压，其分接开关调节不会频繁，有利于保持使用寿命。但此时如果故障短路，短路电流较大；反之，阻抗电压过大，后果相反。阻抗电压过大或过小都会导致成本增加，综合考虑各种因素，配电变压器直接与用户相连，为了有利电压质量，一般取 U_k 为 5%左右，而对较大型变压器 U_k 可取 10%～28%甚至更大。

1.2.7 负载损耗 P_k（铜损）

把变压器的二次绕组短路，在一次绕组额定分接头位置上通入额定电流，此时电力变压器所消耗的功率 P_k 称为负载损耗，它包括两部分：

(1) 直流电阻损耗　决定于绕组的电阻值。

(2) 附加损耗　由于漏磁沿截面和长度分布不均的线匝而产生的杂散损耗。

一般测量的数据，换算至 75℃ 时的数值标于铭牌上，单位为 W 或 kW。

1.2.8 空载电流 I_0

当变压器在额定电压下二次侧空载时，一次绕组中通过的电流 I_0 称为空载电流。因为空载电流 I_0 仅起励磁作用，所以又称励磁电流，一般以额定电流的百分数表示，即

$$I_0\% = \frac{I_0}{I_{e1}} \times 100\%$$

式中　I_0——空载电流（A）（I_0%称空载电流百分数）；

I_{e1}——一次额定电流（A）。

空载电流与变压器的容量及铁心硅钢片的性质有关。一般配电变压器的空载电流为0.6%～3%；高压大容量冷轧硅钢片铁心的变压器空载电流在1%以下。空载电流的大小，决定着切除空载变压器时过电压的倍数。切除空载变压器时，电流为I_0时被强迫"截断"，绕组电感L中所储存的磁能$I_0^2L/2$，将转变为电容C中的电能$CU^2/2$。按照能量转换的守恒定则，则有$LI_0^2/2=CU^2/2$，所以$U=I_0\sqrt{L/C}$。显然，过电压U与I_0有直接关系，此过电压将作用在断路器的触头断开处。因此，有时需在变压器高压侧与断路器之间装设避雷器，以作为防止操作过电压的保护。该避雷器，在非雷雨季节也不应该退出运行。

1.2.9 空载损耗P_0

空载损耗是当额定频率的额定电压施加到一个绕组的端子，其他绕组开路时，所吸取的有功功率。它包括变压器铁心的励磁损耗和涡流损耗，是变压器的一个重要的性能指标，与变压器铁心硅钢片的性质及制造工艺和施加的电压有关。对某台变压器来讲，此值与外加电压的二次方成正比，而与负载的大小无关。因而应尽量避免变压器过电压运行。空载损耗的数值与铜损相比并不大，但因变压器常年接在电源上，所以如果能减小空载损耗，其意义也是很大的。空载损耗的单位为W或kW。

1.2.10 温升

变压器绕组或上层油面的温度与变压器周围环境的温度之差，称为绕组或上层油面的温升，在每一台变压器的铭牌上都规定了其温升的限值。国家标准规定，当变压器安装地点的海拔不超过1000m时，绕组温升的限值为65℃；上层油面的温升限值为55℃。因此，在周围环境最高温度不超过40℃时，变压器运行的上层油面最高温度应不超过95℃。为保证变压器油及绝缘在长期使用条件下不致迅速劣化变质，因油浸式变压器的绝缘属于A级绝缘，故变压器的上层油面温度不宜经常超过85℃。

1.2.11 额定工作状态

变压器在额定电压、额定频率、额定负载及规定使用条件下的工作状态，称为额定工作状态，并在铭牌上标示出来。变压器在额定工作状态下运行，经济效果好、寿命长；反之则经济效果差，寿命短，甚至会出事故。

1.3 使用条件和技术要求

1.3.1 使用条件

按GB 1094.1—1996《电力变压器 第1部分 总则》，要使变压器保持长期（至少20年）正常安全地运行，除了要按照额定参数运行外，还必须保证变压器有规定的正常使用条件。

安装地点海拔应不超过1000m，不得有腐蚀性气体，环境最高气温应不超过+40℃，最高月平均气温应不超过+30℃，最高年平均气温不超过+20℃，最低气温

不低于－25℃(适用于户外变压器)，最低气温不低于－5℃(适用于户内变压器)，电源电压应三相大致对称，并近似为正弦波形。

在上述条件下，各部温升不超过表1-5所列，变压器就能保证长期安全运行。

表1-5 油浸式变压器各部分的温升限值表

变压器的部位		温升限值/K	测量方法
绕 组	自然油循环 强迫油循环	65	电阻法
铁心表面 与变压器油接触的结构表面 (非导电部分)		75 80	温度计法
油 顶 层		55	温度计法

若环境温度超过规定而超过不大于5℃时，应相应降低温升5℃；环境温度超过规定值5～10℃时，应相应降低温升10℃；超过规定值10℃以上时，应与制造厂协商确定温升限值。

如果变压器运行地点的海拔超过1000m，则温升限值应在1000m以上每400m降低1℃(油浸自冷ONAN)，每250m降低1℃(油浸风冷ONAF或强油风冷OFAF)。

变压器运行地点海拔超过1000m但不超过4000m时，变压器的外绝缘额定耐受电压应乘以校正系数K_n

$$K_n = \frac{1}{1.1 - H \times 10^{-4}}$$

式中 H——变压器安装地点的海拔(m)。

如果安装地点是污秽地区，受污染和粉尘较严重，除变压器设计时保持规定的安全净距外，绝缘子应选择防污绝缘子，使防污绝缘子的爬电比距要大于或等于当地污秽等级的要求。所谓爬电比距就是绝缘子的爬电距离(从该产品说明书或设备设计手册可查到)与设备最高电压之比，单位为mm/kV。设备最高电压按GB 311《高压输变电设备的绝缘配合》，标称电压为3kV、6kV、10kV、20kV、35kV、66kV、110kV的分别为3.5kV、6.9kV、11.5kV、23kV、40.5kV、72.5kV、126kV。污秽等级的规定按GB/T 5582—1993《高压电力设备外绝缘污秽等级》规定，见表1-6。

对有防污等级的变压器或其他设备，一般在铭牌上有爬电距离或爬电比距的数值。判断该设备是否是防污设备，可看瓷绝缘子结构，防污瓷绝缘子一般采用大小瓷裙，即大瓷裙间隔有小瓷裙，或者可用每一瓷裙耐压10～15kV来估算(线电压)，看瓷绝缘子有几层瓷裙与实际标称电压相对照，如虽然不是大小瓷裙的耐污瓷绝缘子，但已选高一级电压等级的瓷绝缘子(如使用在10kV等级选用35kV级瓷绝缘子)，那也说明是防污的。

表 1-6 标称爬电比距分级数值

外绝缘污秽等级	标称爬电比距，不低于/（mm/kV）	
	线 路	电站设备
0	13.9	14.8（仅适用老产品）
Ⅰ	16	16
Ⅱ	20	20
Ⅲ	25	25
Ⅳ	31	31

1.3.2 技术要求

根据 GB/T 6451—1999《三相油浸式电力变压器技术参数和要求》，中小容量变压器主要技术要求如下。

1）变压器为平顶桶式油箱，吊心式结构。对 35kV、800kVA 及以上为钟罩式油箱，又称为吊壳式油箱。

2）变压器铁心及较大结构件应通过油箱接地。油箱接地处应有接地符号“⏚”。

3）安装平面至油箱顶部的高度在 3m 及以上时，应在油箱上焊有固定梯子。

4）变压器油箱对容量为 35kV、4000kVA 及以上，应能承受 50kPa（380mmHg）真空度。

5）800kVA 及以上变压器应配有气体继电器和压力保护装置（一般用压力释放阀）。

6）储油柜（曾称油枕）应装有油位计，且在变压器冷状态（即未投入运行时）标出环境温度在－30℃、＋20℃和＋40℃三个油面线标志（如无制造厂说明，从底部量起分别为 0.2D（0.1～0.3D）、0.45D、0.6D 处划线，D 为储油柜直径）。

上述油面线是粗略实际采用的，如果要数值准确，必须进行计算。为保证储油柜在最高油温时不冒油，在最低油温时油面可见，可进行计算：设储油柜长度为 L，直径为 D，半径为 R（全部算内部尺寸），最高油温为 T_{max}，最低油温为 T_{min}，储油柜与变压器总油容积比 C，油温变化 ΔT，油膨胀系数为 0.07%，油总容积 V，容积变化 ΔV，则 $CV=\pi R^2L$，$\Delta V=0.007\Delta TV$，$C=0.0007\pi R^2\Delta T/(\Delta V/L)$，$C=0.0007\pi R^2(T_{max}-T_{min})/(F_{max}-F_{min})$（$F$ 为圆截面上的弓形面积）。根据沈阳变压器应用 TQ-16 电子计算机计算，对标准化的各种直径的储油柜的－30℃、＋20℃、＋40℃（指环境温度）三个油面线（离储油柜内部底部高度）准确尺寸如下：储油柜内径 ϕ180mm 分别为 45mm、85mm、99mm；ϕ250mm 为 45mm，115mm，141mm；ϕ310mm 为 75mm、145mm、172mm；ϕ440mm 为 80mm、203mm、248mm；ϕ610mm 为 80mm、279mm、350mm；ϕ760mm 为 80mm、340mm、430mm；ϕ920mm 为 80mm、412mm、525mm；

ϕ1080mm 为 80mm、484mm、620mm；ϕ1240mm 为 80mm、556mm、715mm；ϕ1400mm 为 80mm、628mm、810mm；ϕ1600mm 为 80mm、717mm、927mm。

对 100kVA 及以上变压器应装有吸湿器，内装变色硅胶，新装时为蓝色，吸潮后变成粉红色，快全部变色后必须更换新硅胶。不可将净油器中用的白色不变色硅胶用在吸湿器中，以免无法确认是否已受潮失效。这种情况往往容易发生，验收设备时必须注意。

对 3150kVA 及以上变压器储油柜，必须带有隔膜油保护装置或装净油器；对 35kV 3150kVA 及以上的变压器，必须装有净油器，这在验收时一定要注意，因有的制造商往往不装净油器。

7）变压器应装有供玻璃温度计用的管座，管座设在油箱顶部，并伸入油内（120±10）mm。安装温度计时，座内应注满油。

8）变压器底部不供应小车。如果使用单位安装或检修时移出位置进行吊心，订货时应提出供应小车。

9）变压器油箱底部应有排油管，管径应足够大，对于较大变压器管内径应不小于 100mm，这是按事故排油需要规定的。

10）变压器套管排列位置和标示规定如图 1-9 所示。

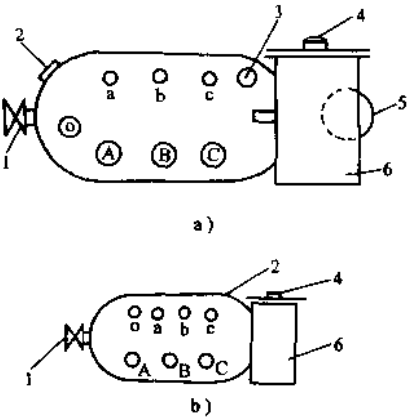


图 1-9　箱盖套管排列位置

a）主变压器相位排列　b）配电变压器相位排列

1—放油阀　2—铭牌　3—防爆管或释压阀　4—油位计　5—净油器　6—储油柜

变压器套管或端子位置，从高压侧看自左向右排列

三相变压器　O～—A——B——C

o——a——b——c

Om——Am——Bm——Cm

单相变压器　A——X

a——x

1.4　变压器的联结组

1. 三相绕组的联结法

三相绕组有星形（Y）联结、三角形（D）联结与曲折（Z）联结等三种联结法。在绕组联结中常用大写字母 A、B、C 表示高压绕组首端，用 X、Y、Z 表示其末端；用小写字母 a、b、c 表示低压绕组首端，x、y、z 表示其末端，用 o 表示中性点。

星形联结是把三相绕组的三个末端连接在一起作为中性点，而把三个首端引出，如图 1-10a 所示。

三角形联结是把一相的末端和另一相的首端顺次相连，成为一个闭合回路，如图 1-10b 所示。

曲折联结是把每相绕组分成两半，然后把每相绕组的一半与另一相绕组的下一半倒接串联，组成新的一相。把上一半的首端引出，下一半的首端连在一起作为中点，如图 1-10c 所示。

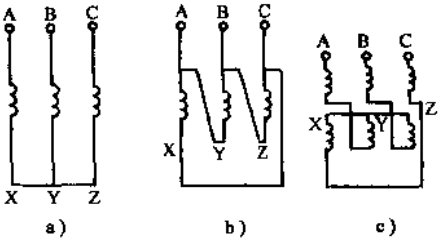


图 1-10 三相绕组的联结法

a）星形联结 b）三角形联结 c）曲折联结

2. 单相和三相联结组别

根据变压器一、二次绕组的相位关系，把变压器绕组连接成各种不同的组合，称为绕组的联结组。为了区别不同的联结组，常采用时钟表示法，即把高压侧线电压的相量作为时钟的长针，固定在 12 上，低压侧线电压的相量作为时钟的短针，看短针指在哪一个数字上，就作为该联结组的标号。它与绕组的联结、绕向和绕组端子的标示法有关。单相变压器可接成 2 个组标号；而三相变压器，按上述条件的组合，可以接成 12 个组标号。

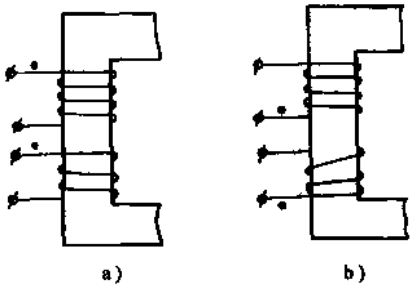


图 1-11 相同和不相同绕向时一、二次绕组的同名端

a）同绕向 b）不同绕向

由于变压器一、二次绕组被同一磁通 Φ_m 所交链，故一、二次绕组的感应电动势有一定的极性关系。即当一次绕组的某一端瞬时电位为正时，二次绕组也必有一电位同一瞬时为正的对应端，这两个对应的同极性的端点称为同名端，用符号“·”表示。一、二次绕组的绕向相同时，同名端在两个绕组的相同端，如图 1-11a 所示。一、二次绕组的绕向相反时，同名端在两个绕组的不同端，如图 1-11b 所示。

若把高低压绕组的同名端标为首端，如图 1-12a 所示，则相量 $\dot{U}_A$ 与 $\dot{U}_a$ 同相位。若取非同名端为首端，如图 1-12b 所示，则相量 $\dot{U}_A$ 与 $\dot{U}_a$ 相差 180°。对于单相变压器，采用时钟表示法，前者当 $\dot{U}_A$ 指示 12 时，$\dot{U}_a$ 也指 12（0）时，其联结组标号旧标准为 I/I-12，新标准为 I I0。后者当 $\dot{U}_A$ 指向 0（12）时，$\dot{U}_a$ 指向 6 时，故联结组标号旧标准为 I/I-6，新标准为 I I6。单相变压器只有这两种联结组标号（即组别），即单相绕组用罗马字“I”表示，按书写的先后次序分别表示高、（中）低压绕组，最

后是二次侧指示的钟点数。

新标准对星形、三角形和曲折形联结，对高压绕组分别用符号 Y、D、Z 表示；对中压和低压绕组分别用 y、d、z 表示。有中性点引出时分别用 YN、ZN 和 yn、zn 表示。自耦变压器有公共部分的两绕组中额定电压低的一个用符号 a 表示。变压器按高压、中压和低压绕组联结的顺序组合起来就是绕组的联结组。例如：高压为 Y、低压为 yn 联结，则绕组联结组为 Yyn。加上时钟法表示高低压侧相量关系就是联结组别。

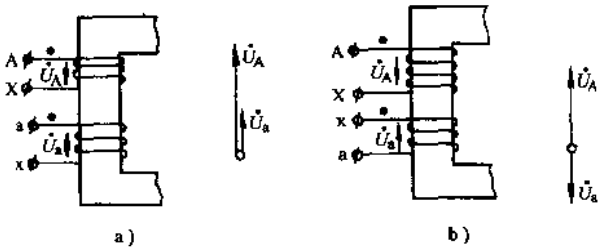


图 1-12　单相变压器的两种组别

a）同名端标为 I I0　b）非同名端标为 I I6

油浸式三相电力变压器额定电压组合和联结组标号见表 1-7。

表 1-7　油浸式电力变压器额定电压组合和联结组标号

容量/kVA	电压组合/kV			联结组标号
	高压	中压	低压	
10～1600	6、10		0.4	Yyn0 (Dyn11)，(Yzn11)
630～6300	6、10		3.15、6.3	Yd11 (Dyn11)
50～1600	35		0.4	Yyn0
800～31500	35 (38.5)		3.15～10.5 (3.3～11)	Yd11 (YNd11)
6300～120000	110 (121)		6.3、11 (10.5、13.8)	YNd11
6300～63000	110 (121)	38.5	6.3、11	YNyn0d11

实际测量联结组别必须判断绕组的极性。

变压器绕组的极性主要决定于绕组的绕向，绕向改变，极性也随着改变，极性是变压器并联的主要条件之一。如果极性接反，在变压器绕组中将会产生很大的短路电

流，甚至把变压器烧坏。

测量极性就是确定同名端。可测量变压器一次绕组引出头 AX 和二次绕组引出头 ax。为了安全起见，最常用是采用直流法在变压器的高压侧供给一直流电源，一般多数采用 1.5V 干电池或 2～6V 蓄电池。在高压回路接通的瞬时，测量低压侧的直流电流或电压的指针偏转方向。在 A—X 线端间加直流电源，在 a—x 线端间测量电压，如果对应线端的正负相同（电源极性和仪表极性的接法见图 1-13），则极性相同。

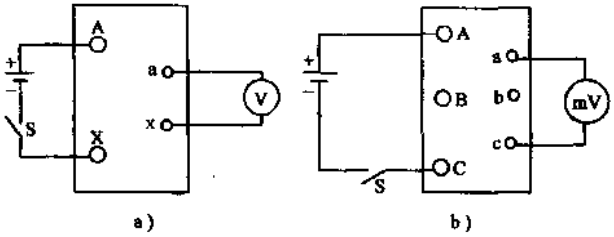


图 1-13 直流法测量变压器的极性

a）单相变压器 b）三相变压器

图 1-14a 所示为 Yy 联结时三相变压器绕组联结图。图中一、二次绕组的同名端取为首端，这时一、二次绕组的电压相量如图 1-14b 所示。可见当一次绕组电压指 0 时，二次绕组电压也指 0，因而属于 Yy0 联结组标号。当取非同名端为首端的标法时，则联结组标号变成 Yy6。

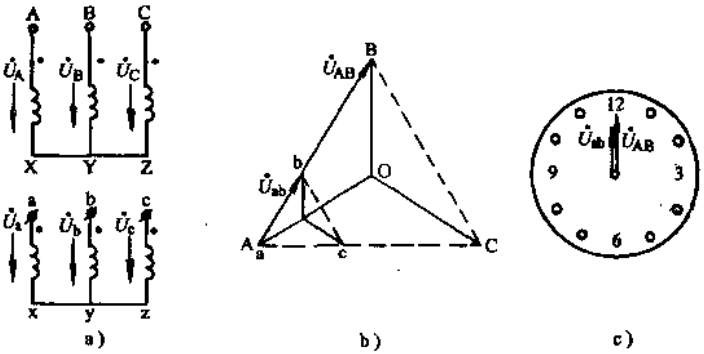


图 1-14 Yy0 联结组

a）联结图 b）电压相量图 c）用时钟表示一、二次线电压的相位图

如果一次绕组的电压及标法不变，将二次绕组的标法从 a→b→c 改为 b→c→a 及 c→a→b，则可得到 Yy8 及 Yy4。如再用反向标法，又可以得到 Yy2 和 Yy10。故 Yy 联结一共可得六种偶数组标号的联结组。

图 1-15a 表示三相绕组的 Yd 联结法。

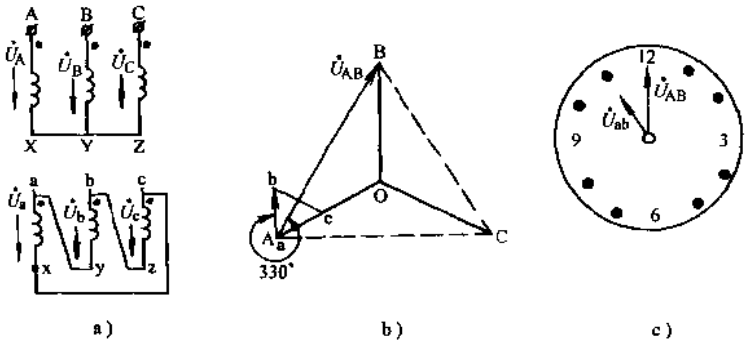


图 1-15 Yd11 联结组

a）联结图 b）电压相量图 c）用时钟表示一、二次线电压有 30°的相位差

取同名端作为首端，一次绕组为星形联结，二次绕组按 a→y→b→z→c→x→a 的顺序依次联结，并引出 a、b、c 三个首端，这时一、二次电压的相位关系如图 1-15b 所示。从图 1-15b 可以看出，$\dot{U}_{ab}$与$\dot{U}_{AB}$相差 330°，故当$\dot{U}_{AB}$指向 12 时，$\dot{U}_{ab}$应指向 11，因而为 Yd11 联结。如果沿着相序的方向将 a→b→c 的标法改成 b→c→a 的标法，则可得 Yd7 联结组；若改为 c→a→b，则可得 Yd3 联结组。如果取非同名端为首端，则分别可以得到 Yd5，Yd1，Yd9 等联结组标号。因此，Yd 联结组一共有 6 个奇数联结组标号。

联结组标号可以用试验进行校核。对于已经接好的变压器，可将试验所得数据和相量图分析所得数据进行比较，即可确定其标号。

3. 常用三种联结的特征

1）Y 联结的特征。绕组电流等于线电流，而绕组电压等于线电压的 $1/\sqrt{3}$，且可以做成分级绝缘；另外，中性点可以引出接地，也可以用来实现四线制供电。这种联结的主要缺点是没有三次谐波电流的循环回路。

2）D 联结的特征。D 联结的特征正好与 Y 联结的特征相反。

3）Z 联结的特征。Z 联结具有 Y 联结的优点，匝数要比 Y 形联结多 15.5%。因为 Z 联结虽然没有三次谐波的循环回路，但是即使在铁心中有三次谐波磁通的情况下，由于两个半绕组的三次谐波电压大小相等、方向相反，其线端对中性点间的电压也没有三次谐波电压。

Z 联结的优点还在于当冲击电流流过绕组时，同一柱上的两个半绕组的磁动势大小相等、方向相反。因此，Z 联结的绕组遭受冲击电压时，不会感应到另一侧绕组上去。同样也可以消除另一侧遭受冲击过电压时，变换到它本身的过电压。

但是，Z 联结由于两个半绕组的电压相量之间有 30°的相位差，使相绕组的有效材料用量增加 15.5%，从而使得铁窗加大，成本增加，所以一般只用在低压侧。

1.5 联结组别对正常电动势、电流的影响

1.5.1 三次谐波流通的重要性

变压器铁心的磁化曲线，是一个磁滞回线。为了得到一个正弦波形的磁通，励磁电流的波形必须是一个尖顶波（正弦波磁通才能感应出正弦电动势），如图 1-16a 所

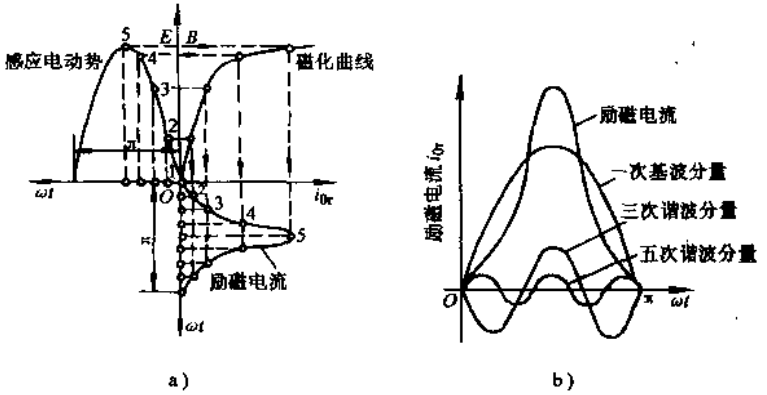


图 1-16 变压器励磁电流波形图解法

a）正弦电动势得到尖顶波电流 b）尖顶波电流的分解

示。借助数学定理，将尖顶波分解，可以得到频率不同的一连串正弦波形，其中 50Hz 频率的称为基波。还有一系列为基波奇次（单数）倍数频率的谐波，如图 1-16b 所示，又以三次谐波（即 150Hz）的幅值最大，当磁通密度为 1.4T 时，其幅值可超过基波的 50%。由于实际使用的变压器铁心磁通总是处在比较饱和的状态（主要为节材），所以为了要保持磁通的波形为正弦波，励磁电流中的谐波分量，尤其是三次谐波让其流通是非常必要的。如果不能流通，则励磁电流会接近正弦波，造成磁通波形将是一个平顶波（见图 1-17），磁通中包含谐波，使绕组感应电动势也包含谐波，其合成电动势波形不是正弦波，产生增加损耗和干扰等一系列危害见 1.7.2

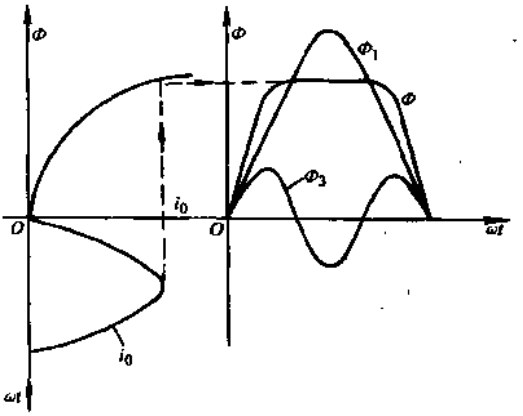


图 1-17 正弦波形的励磁电流产生平顶波形的磁通

节叙述。为了使电动势不发生畸变，必须保证励磁电流中三次谐波能流通。

正弦波形的励磁电流产生平顶波形的磁通如图 1-17 所示。应用数学中的三角级数，可将这一平顶波的磁通分解，得到一基波磁通 Φ_1 和一系列的奇次谐波磁通，其中特别强大的是三次谐波磁通 Φ_3。

三次谐波电流的流通情况，是与绕组的联结组别密切相关的，而三次谐波磁通的流通情况，又与铁心的磁路结构型式密切相关。现根据不同的联结组别和不同的铁心磁路结构，分别加以叙述。

1.5.2　三相变压器组接成 Yy0 联结

用三台单相变压器，将它接成 Yy0 的三相变压器组时，由于一、二次侧都接成 Y 形，且中性线没有被引出来，因此，三次谐波电流就无法流通，于是，励磁电流中就不包含三次谐波电流，也就是说励磁电流是近似于正弦波形的，如上所述，因磁饱和曲线的作用，使铁心中包含三次谐波磁通。但三相变压器组的三台单相变压器铁心各自独立，三次谐波磁通能顺利地流通，于是绕组中就相应地被感应出基波电动势 e_1 和三次谐波电动势 e_3，如图 1-18 所示。基波电动势 e_1 由基波磁通 Φ_1 所感应，三次谐波电动势 e_3 由三次谐波磁通 Φ_3 所感应。将 e_1 和 e_3 在每一瞬时内的数值相加，即得到总的合成电动势 e。从图 1-18 中可见，合成总电动势 e 的最大值为基波电动势 e_1 的最大值和三次谐波电动势 e_3 的最大值之和，三次谐波幅值所占的比重很大。在实际工程中应用的变压器，三次谐波电动势的幅值，可达到基波电动势的 50%～60%。但三次谐波电动势在线电压中是不会出现的，因为三相中的三次谐波电动势是同相的，所以在线电动势中它们互相抵消。但这个三次谐波电动势却会使相电动势升高，如果忽略三次以上的谐波，则相电动势的有效值为

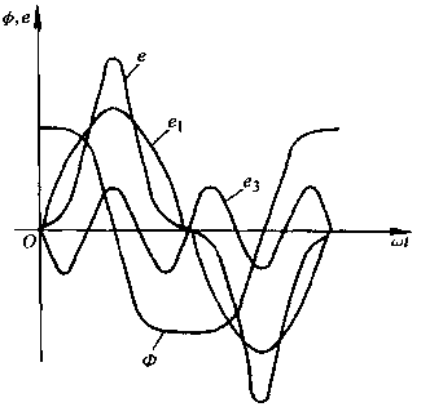


图 1-18　平顶波磁通产生的电动势波形

$$E_x = \sqrt{E_1^2 + E_3^2}$$

式中　E_1、E_3——基波电动势和三次谐波电动势的有效值。

由于线电动势中没有三次谐波电动势，所以线电动势的有效值为

$$E_{xn} = \sqrt{3}E_1$$

显然

$$E_{xn} < \sqrt{3}E_x = \sqrt{3(E_1^2 + E_3^2)}$$

即线电动势小于相电动势的 $\sqrt{3}$ 倍。

相电动势的升高，会使绕组引起危险的过电压，特别是对大型的超高压变压器，威胁更大。因此，三相变压器组均不采用 Yy0 联结。

1.5.3 三相心式变压器接成 Yy0 联结

1）在三相心式变压器中，由于三相磁路是互相合用的，如图 1-19a 所示。但三

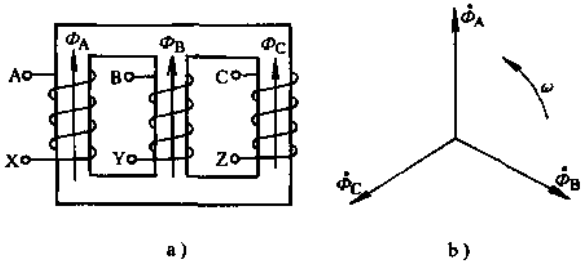


图 1-19 三相心式变压器中的磁通

a）三相心式变压器的铁心磁路 b）磁通相量图

次谐波磁通的性质，在时间上都是同相的，且大小都相等，所以无法在互相合用的铁心中流通，而只能走别的路径，如图 1-25 所示，必须越出铁心经过变压器油及箱壳再回到铁心。这一路径的磁阻很大，结果，三次谐波磁通被大大地削弱，使磁通波形中三次谐波磁通较小，磁通波形不会发生很大畸变，绕组中的感应电动势仍会很接近于正弦形。三次谐波电压也较小，一般不超过基波的 5%，于是相电动势也不会引起危险的过电压。所以，三相心式变压器接成 Yy0 联结组别是可以的。当然，在金属结构件中，将引起涡流损耗。

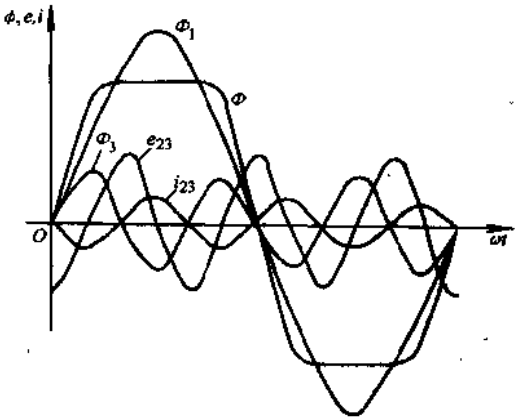


图 1-20 绕组 Yd 联结时，电流 I_{23} 对磁通 Φ_3 的抵消作用

2）可以用四线制供给不平衡的负载用电，此时中性点将漂移。

3）每相的对地电压仅为线电压的 $1/\sqrt{3}$，中性点接地时电压等于零，所以绕组绝缘要求较低。

1.5.4 绕组接成 Yd 联结

1）由于一次侧星形联结的中性点没有引出，所以三次谐波电流无法流通，由于磁饱和曲线作用，于是磁通 Φ 为一平顶波，如图 1-20 所示，其中包含三次谐波磁通 Φ_3，它要在二次绕组中感应出三次谐波电动势 e_{23}，e_{23}落后于 $\Phi_3 90°$。又由于二次绕组被接成 D 形，是一个闭合电路，所以在三次谐波电动势 e_{23}的作用下，在此闭合的 D 形联结的绕组中流过三次谐波电流 i_{23}，i_{23}落后于 $e_{23}90°$。从图中可以看出，i_{23}与 Φ_3 的相位相反，相差 180°，i_{23}将产生一个 Φ'_3抵消 Φ_3。所以 i_{23}环流的结果，大大地削弱了三次谐波磁通，使铁心中的三次谐波磁通，只有一个微小的数量，这一微小的三次谐波磁通，仅仅感应出一个微小的三次谐波电动势，用来补偿三次谐波电流在三角形联结的绕组中引起的电压降落。所以，可以认为感应电动势基本上是正弦波形的。另外，在二次绕组的线电动势中，都不包含三次谐波的分量。所以，不论其铁心磁路结构怎样，都可以接成 Yd 联结组。

2）一次侧中性点可以引出接地，而二次侧采用 d 形联结，所以一次侧的中性点是稳定的。

因此，Yd 联结组合主要用于大型降压变压器中。

1.5.5 绕组接成 Dy 联结

一次绕组为 D 联结时，线电流中没有三次谐波电流流过，在铁心中形成三次谐波磁通，在一次绕组中被感应出三次谐波电动势，产生三次谐波电流 i_{21}，它可以在 D 联结的绕组中流通，使三次谐波磁通大大被削弱，于是磁通波形非常接近正弦波，感应电动势也非常接近于正弦波形。另外，一次侧和二次侧的线电动势中，都不可能有三次谐波分量。所以，铁心磁路结构，与联结组别无关。

本联结可用于四线制供电的降压变压器和大型升压变压器中。

对现在用于 6kV 级电网，将来电网改造之后将用于 10kV 级电网的配电变压器，制造时可以利用 Y、D 联结特点。星形联结时，线电压是相电压的 $\sqrt{3}$ 倍，把 10/0.4kV 设计成星形联结，此时相电压为 5774V；把 6/0.4kV 设计成三角联结，其高压相、线电压均为 6000V。把 10kV 和 6kV 所对应的高压绕组设计成一个绕组，绕组匝数差放在最后一个饼上，而其他饼匝数均相同。除最后一饼的辐向尺寸有一些不同外，其余均相同，保证了两个电压等级所对应的高压绕组尺寸相同，共用一个低压绕组，保证了两个电压组合阻抗电压基本相等且符合国标。高压绕组根据两个电压级匝数末端有两个引线，共用一分接盒来换接。Y 联结时用下端接线柱连接，D 联结时用靠上接线柱连接，为电网改造带来了较好的经济效益。河南南阳天力变压器公司曾成功地进行了生产。

1.6 Yzn11 联结配电变压器的特性和参数计算

配电变压器采用 Yzn11 联结，又叫 Z 形联结或曲折形联结，其联结如图 1-21a 所示。从图中可以看出，二次绕组相绕组是由不在同一铁心柱上、感应电压相位不同的两部分组成。即把二次绕组每一相绕组都分成两半，按上、下或内、外侧位置放置在

高压绕组的内侧，将原 a 相绕组的上或内一半和原 b 相绕组的下或外一半反接串联组成新的一相作为 a 相；用相似的方法组成新的 b 相、c 相；再把新的三相的尾端连在一起，引出为 o 相。它的相电动势相量如图 1-21b 所示。

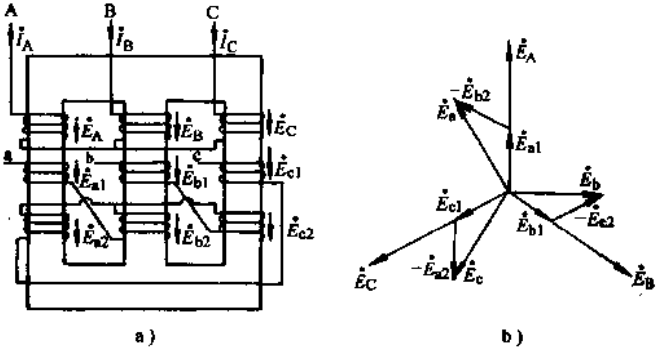


图 1-21 Yzn11 联结和相量图

a）联结图 b）相量图

1.6.1 Yzn11 联结配电变压器的特性

1. 具有良好的防雷击特性

当该配电变压器二次或一次侧遭受冲击过电压时，同一心柱上的两个半绕组的磁动势互相抵消，一次侧不会感应出过电压或逆变过电压，具有良好的防止正、逆变换过电压性能，特别适于在多雷地区或土壤电阻率高的地区作防雷变压器用。

2. 具有较强的承受不平衡负载的能力

配电变压器若容量相同，分别采用 Yzn11 联结和 Yyn0 联结，则其承受三相不平衡负载的能力明显不同。当单相负载流过额定电流时，采用 Yzn11 联结的配电变压器，其内阻抗压降标幺值很小，约为采用 Yyn0 联结的配电变压器的 1/10 左右，电压降较小，对供电影响很小；而 Yyn0 联结配电变压器的内阻抗压降就较大，以致负载电压太低，会影响正常供电。因此，采用 Yzn11 联结的配电变压器较采用 Yyn0 联结的配电变压器具有较强的单相供电能力，这对于三相负载难以平衡的农村和山区特别适用。

1.6.2 Yzn11 联结配电变压器的参数计算

1. 二次绕组的匝数计算

由图 1-21a、b 可见，二次绕组每相电动势是半个绕组电动势的 $\sqrt{3}$ 倍，即

$$E_{ax} = 2E_{alz}\cos 30^\circ = \sqrt{3}E_{alz}$$

而 Yyn0 联结配电变压器，二次绕组相电动势为

$$E_{ay} = 2E_{aly}$$

假设两台配电变压器容量及电压组合都相同，而分别采用 Yzn11 联结和 Yyn0

联结，则

$$\dot{E}_{ay} = \dot{E}_{az}$$

即

$$2E_{a1y} = \sqrt{3}\,E_{a1z}$$

$$E_{a1z} = (2/\sqrt{3})E_{a1y} \tag{1-4}$$

同理

$$E_{a1x} = (2/\sqrt{3})E_{a1y} \tag{1-5}$$

式（1-4）+式（1-5）得

$$E_{ax} = (2/\sqrt{3})E_{ay} \tag{1-6}$$

由式（1-6）可知，Yzn11 联结配电变压器二次绕组相电压为 Yyn0 联结配电变压器二次绕组相电压的 $2/\sqrt{3}$ 倍。如果两种联结的配电变压器取相同的匝电动势 e_t，则 Yzn11 联结配电变压器二次绕组的匝数为

$$N_{az} = \frac{E_{az}}{e_t} = \frac{2}{\sqrt{3}}\frac{E_{ay}}{e_t} = \frac{2}{\sqrt{3}}N_{ay} \tag{1-7}$$

从式（1-7）可以看出，Yzn11 联结配电变压器二次绕组的匝数为 Yyn0 联结配电变压器二次绕组匝数的 $2/\sqrt{3}$ 倍，即 1.155 倍。也就是说，如果两台配电变压器容量及电压组合都相等，二次绕组采用相同的电流密度，则采用 Yzn11 联结的配电变压器的二次绕组导线耗用量，较采用 Yyn0 联结的配电变压器要增加 15.5%。但是实际并不需要增加这么多，因为国家标准 GB/T 6451—1999 上规定，采用 Yzn11 联结的配电变压器的允许负载损耗较采用 Yyn0 联结的要大。这样，采用 Yzn11 联结的配电变压器的二次绕组导线截面积可较采用 Yyn0 联结的小一些，从而减轻了每匝线的重量。

2. 阻抗电压的计算

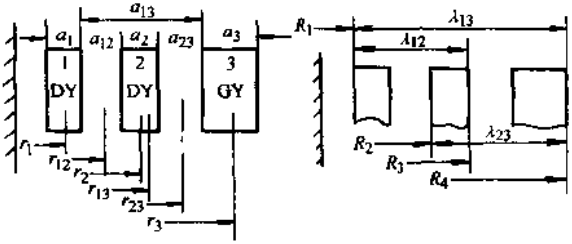


图 1-22　阻抗电压计算图

采用 Yzn11 联结的配电变压器，其阻抗的计算可按下式（见图 1-22）：

$$Z_{XK} = 0.5(Z_{KX13} + Z_{KX23}) - 0.167Z_{KX12}$$

式中　$Z_{KX12} = \dfrac{24.8I_3N_3\sum D_{12}\rho_{12}K_{12}}{e_t H_{12}\times 10^6}$ （%）

$$Z_{KX13}=\frac{24.8I_3N_3\sum D_{13}\rho_{13}K_{13}}{e_cH_{13}\times10^6}\ (\%)$$

$$Z_{KX23}=\frac{24.8I_3N_3\sum D_{23}\rho_{23}K_{23}}{e_cH_{23}\times10^6}\ (\%)$$

$\lambda_{12}=R_3-R_{19}$，$\lambda_{13}=R_4-R_1$

$\lambda_{23}=R_4-R_2$

$$\sum D_{12}=\frac{1}{3}\ (a_1r_1+a_2r_2)\ +a_{12}r_{12}$$

$$\sum D_{13}=\frac{1}{3}\ (a_1r_1+a_3r_3)\ +a_{13}r_{13}$$

$$\sum D_{23}=\frac{1}{3}\ (a_2r_2+a_3r_3)\ +a_{23}r_{23}$$

式中 I_3、N_3——高压绕组 3 额定分接时的电流、匝数；

H_{12}、H_{13}、H_{23}——绕组 1 与 2、1 与 3、2 与 3 的平均有效电抗高；

r_1、r_2、r_3——绕组 1、2、3 的平均半径；

a_{12}、a_{13}、a_{23}——绕组 1 与 2、1 与 3、2 与 3 间油隙宽度（裸线间）；

a_1、a_2、a_3——绕组 1、2、3 的辐向厚度（裸线间）；

r_{12}、r_{13}、r_{23}——绕组 1 与 2、1 与 3、2 与 3 的油道平均半径；

λ_{12}、λ_{13}、λ_{23}——绕组 1 与 2、1 与 3、2 与 3 间漏磁总宽；

R_1、R_2、R_3、R_4——绕组半径（裸线间）；

K_{12}、K_{13}、K_{23}——绕组 1 与 2、1 与 3、2 与 3 的附加电抗系数；

ρ_{12}、ρ_{13}、ρ_{23}——绕组 1 与 2、1 与 3、2 与 3 的洛氏系数。

式中，长度单位一律为 cm。

Yzn11 联结配电变压器其余技术参数的计算，如空载电流、空载损耗、负载损耗、温升等的计算方法均同 Yyn0 联结配电变压器的计算。

1.7 Dyn11 联结配电变压器的特性

1.7.1 概述

据 GB/T 6451—1999《三相油浸式电力变压器技术参数和要求》和 GB/T 10228—1997《干式电力变压器技术参数和要求》规定，配电变压器可采用 Dyn11 联结。而我国新颁布的国家规范《民用建筑电气设计规范》、《工业与民用供配电系统设计规范》、《10kV 及以下变电所设计规范》等推荐采用 Dyn11 联结变压器用作配电变压器。因为与历来广泛采用的 Yyn0 联结的变压器相比较，它具有损耗低等优点。

在 TN（保护接零的中性点接地系统）和 TT（保护接地的中性点接地系统）接地型式的低压电网中，过去我国一直沿用 Yyn0 联结组别的配电变压器。因其绕组承受的相电压低，有利于节约绝缘材料，减少相间距离和重量。近年来，我国一些变压器厂已生产出 Dyn11 联结组别的配电变压器，典型产品有 S9 系列、SCL 系列、SG

系列等，并在工业和民用供配电系统中得到实际使用。

根据国际电工委员会（IEC）的规定，低压供电系统的接地，分TT系统、TN系统、IT系统三类。第一个字母T表示电源中性点直接接地，I表示电源中性点不接地或经高阻抗接地；第二个字母T表示负荷侧设备外露导电部分接地，与电源侧接地相互独立，N表示负荷侧设备外露导电部分与电源侧接地直接作电气连接。

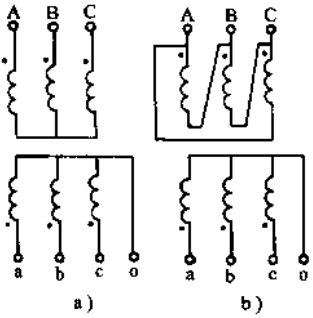


图1-23 配电变压器联结组别
a）Yyn0联结 b）Dyn11联结

Dyn11和Yyn0联结组别的6～10kV/0.4kV变压器均为三相三柱式变压器。除前者的高压绕组绝缘强度要求比后者略高一点外，两者在结构上几乎完全一样。为何仅仅是联结组别的不同（见图1-23）就会造成它们之间在运行性能上很多方面有着明显的差异呢？

这是由于Dyn11联结组变压器高压绕组采用D联结，使它在相电动势波形、发热、抑制谐波能力、承受不平衡负载能力、切除低压侧单相接地短路故障能力等方面的性能优于Yyn0联结变压器。以下对此进行分析。

1.7.2 联结组别对三次谐波分量的影响

变压器各电磁物理量中的高次谐波对变压器运行性能有很大影响。这里考察两个谐波：一个是变压器非线性特性引起的高次谐波；另一个是低压配电系统“谐波源”传给变压器的谐波。这两个来源的谐波，因为对时间轴是对称的，不存在直流分量和偶次谐波分量，只存在$3n$次和$6n\pm1$次（n为正整数）谐波分量。并且五次以上谐波分量数值很小，因而，对变压器运行影响最大的是三次谐波分量。

1. 相电动势波形

对变压器来说，即使电源电压是纯粹的正弦波，也会由于变压器的磁路饱和、磁滞等固有现象，而使输出电压的波形畸变。

变压器相电动势（相电压）的波形取决于铁心中主磁通的波形，而主磁通的波形又取决于励磁电流的波形或磁路结构。一般来说，若励磁电流为尖顶波（即除了基波分量外，还有三次和更高次谐波分量），主磁通及由它所产生的相电动势则为正弦波。反之，若励磁电流为正弦波，则主磁通为平顶波，相电动势为尖顶波，即相电动势中含三次及更高次谐波分量。所以，要保持主磁通和相电动势为正弦波，抑制励磁电流中的谐波分量尤其是三次谐波分量是十分必要的。但是，励磁电流中能不能有三次谐波分量，要看有没有它流通的路径。因为三相电流中的三次谐波分量是同相位的，Y联结的绕组就不可能让三次谐波电流流通，而yn及D联结可以存在三次谐波电流。

Yyn0和Dyn11联结组别的配电变压器均为三相三柱式变压器、磁路结构决定了它们的主磁通和相电动势波形不会发生太大的畸变。若励磁电流为正弦波，它所产

生的三次谐波磁通不能在铁心中形成闭合回路（三相三次谐波磁通同相位），而只能通过铁心外的非磁性介质（如变压器油、空气等）和油箱壁等其他铁磁体构成闭合回路，因其遭到很大的磁阻而被大大削弱，从而使主磁通和相电动势接近正弦波。

低压绕组采用 yn 联结是 Yyn0 和 Dyn11 联结组变压器的另一个共同点。这一特点有助于改善主磁通和相电动势波形。如图 1-24a 所示，当铁心磁通中有三次谐波分量时，它将在 yn 联结的绕组中产生三次谐波电流 I_3。I_3 必须通过负载和中性线构成回路，它的作用是趋向于把铁心中原有的三次谐波磁通去磁。但是，这种作用对主磁通和相电动势波形的改善并不显著。这是因为 I_3 必须经过负载阻抗 Z_L。I_3 与 Z_L、三次谐波电动势 E_3 和相绕组的三次谐波漏阻抗 Z_3 有如下关系：

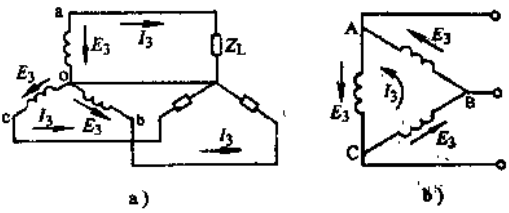


图 1-24 yn 和 D 联结中的三次谐波电流
a) yn 联结 b) D 联结

$$E_3 = I_3(Z_3 + Z_L)$$

Z_L 的大小影响了三次谐波磁通被削弱的程度，要产生所需的 I_3 就必然要有很大的 E_3。

如果把配电变压器的高压绕组连接成 D 联结，情况就大不一样了。如图 1-24b 所示，I_3 在 D 联结回路内循环，有如下电压等式：

$$3E_3 - I_3(3Z_3) = 0$$

即

$$E_3 = I_3 Z_3$$

式中，Z_3 为高压相绕组的三次谐波漏阻抗。由于 Z_3 数值很小，而所需的 I_3 也只不过是励磁电流的一个分量而已，所以维持必需的 I_3 只需很小的 E_3 即可。由此可知，Dyn11 联结变压器中三次谐波磁通很小，主磁通和相电动势非常接近正弦波，因此它优于 Yyn0 联结组的变压器。

2. 附加损耗和发热问题

在三柱式铁心变压器中，三次谐波磁通 Φ_3 只能通过油箱壁等铁磁部件构成回路。

我国的 6～10kV 配电变压器大都采用 Yyn0 联结型式，低压配电网络采用三相四线制，配电变压器一般是三相三柱式铁心结构。零序磁通就不可能在铁心内形成闭合回路，只能以漏磁通形式穿过充油空间取道油箱壁，再经充油空间返回铁心以形成闭合回路如图 1-25 所示。当零序漏磁通穿过油箱壁时，将在油箱壁内感应出涡流并引起损耗。当铁心柱中的磁通密度为 1.4T 时，油箱壁中的损耗为铁心中损耗的 10%；当铁心柱中的磁通密度增加到 1.65T 时，油箱壁中的损耗将达到铁心中损耗的 50%以上。

这样，将在油箱壁等部件内产生涡流，引起附加损耗，并引起局部发热。这是Yyn0联结配电变压器不可避免的一个缺点。为了保证安全运行，国家标准GB1094规定：Yyn0联结变压器容量不得超过1600kVA。

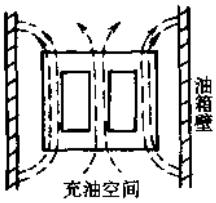


图1-25 零序磁通分布

Dyn11联结变压器在这一方面优于Yyn0联结变压器，其高压绕组D联结使得Φ_3和E_3不可能太大，因而附加损耗很小，不会出现局部过热的问题。

3. 抑制谐波能力

低压配电系统中存在许多谐波源，它们工作时所产生的谐波电流会反映到配电变压器中，并有可能通过变压器流入公共的高压电网。谐波电流以三次谐波分量最大，它一方面对变压器有危害，使变压器损耗明显增加，出现过热，寿命缩短；另一方面对整个电力系统以及附近的通信设施产生不良的影响，对电话和高灵敏度的保护设备产生电磁干扰。三次谐波会增加变压器绝缘的电场强度，可能诱使变压器绕组和线电容产生三倍频谐振而过电压。

对于Yyn0联结变压器，来自低压电网的谐波电流，其含量很大的三次谐波分量会在变压器中产生三次谐波磁通，使变压器产生附加损耗，引起局部过热；另一方面三次谐波磁通将在高压绕组中感应出三次谐波电动势。尽管高压电网的线电压中不会有三次谐波分量，但相对地电压中存在三次谐波分量，表现为高压电网的中性点与地之间有$3U_3$数值的电压（U_3为高压相电压的三次谐波分量），即高压侧中性点产生位移。

对于Dyn11联结变压器，D联结对抑制高次谐波的恶劣影响有很大作用。一方面在D联结绕组中的三次谐波环流能够在变压器中产生三次谐波磁动势，它与低压绕组的三次谐波磁动势平衡抵消；另一方面，高压相绕组的三次谐波电动势在D联结回路中环流，不会流入公共的高压电网。

1.7.3 其他特性

以前的配电变压器大都采用Yyn0联结组别，现在国际上大多数国家的配电变压器采用Dyn11联结，究其原因，是由于采用Dyn11联结较之采用Yyn0联结有许多优点：①三次谐波电流可在D联结的一次绕组内形成环流，使之不致注入公共的高压电网中去。②Dyn11联结变压器的零序阻抗比Yyn0联结变压器小得多，有利于低压单相接地短路故障的切除。以1000kVA变压器为例，对Yyn0联结，在变压器低压侧出线端的单相短路电流仅7kA左右，而保护要求灵敏度为1.5～2倍，故变压器低压总开关电流就不宜大于3.5～4.5kA，这样就很难对断路器在保持上下级选择性情况下合理整定好。而对Dyn11联结却因短路电流大得多，故能合理整定。③Dyn11联结变压器允许中性线电流达到相电流的75%以上。因此，其承受不平衡负载的能力远比Yyn0联结变压器大。④当高压侧一相熔丝熔断时，Dyn0联结变压器另二相单相负载仍可运行，而Yyn0却不行。

目前，供配电系统的单相负载急剧增长，推广应用Dyn11联结变压器显得很有必要。但应注意，由于Yyn0联结变压器高压绕组的绝缘强度要求较之Dyn11联结变压器稍低，所以，不宜把Yyn0联结变压器改成Dyn11联结。

国内多数制造厂生产的组合式变压器都采用Dyn11联结。进口的组合式变压器也以Dyn11联结为多。Dyn11联结组合式变压器用于中性点绝缘（IT）系统配电网是可行的。因为高压侧为D联结，所以在D联结内有零序电流流通，当低压侧有不平衡负载时，极限情况为单相短路。此时，高压侧与低压侧都有零序电流通路，高压绕组与低压绕组内零序电流可以平衡。由于零序阻抗不大，接近于正序或负序阻抗，铁心结构不影响零序阻抗。所以在Dyn11联结中，不存在低压侧不平衡负载会影响中性点电位位移的问题。

另外，高压侧为D联结或Y联结，低压侧又无电源，系统零序阻抗（它与系统的高压中性点接地方式有关）不影响变压器低压侧单相短路电流。三相短路电流又与零序阻抗无关。所以，对于Dyn11联结而言，不论在低压侧发生单相短路，还是三相短路，短路电流与系统的高压侧中性点接地方式无关。

还有，Dyn11联结变压器的单相短路电流与三相短路电流近似相等，这对选择熔丝是有利的。而Yyn0联结变压器的零序阻抗大于正序阻抗或负序阻抗，单相短路电流要小于三相短路电流，在选择熔丝上要略为复杂些。

据JGJ/T 16—1992《民用建筑电气设计规范》规定，“具有下列情况之一者，宜选用联结为Dyn11的变压器：

1）三相不平衡负载超过每相额定功率15%以上者。

2）需要提高单相短路电流值，确保低压单相接地保护装置动作灵敏度者。

3）需要限制三次谐波含量者。”

近年来，由于家用电器、电子设备使用增多，城市电网高层建筑增加，相应要求提高可靠性，并且三相负载不平衡程度增加，原来Yyn0联结往往难于适应要求，而改用Dyn11联结来供电，尤其是组合式变压器选用此联结较多。

第2章　识图基本常识和工器具的使用知识

2.1　识图基本常识

2.1.1　概述

电工常见的图样按其用途分为电气接线图、线路平面布置图、工程图和建筑图等。电气接线图又分为一次接线图和二次接线图。二次接线图又分为原理图、展开图、盘面布置图、端子排图、安装接线图。工程图又分为正面图、侧面图（又称立面图）、上视图、剖面图等。建筑图又分为建筑平面图、建筑立面图、建筑剖面图、施工图等。

常见的电气设备图形符号可参见GB/T 5465.2—1996《电气设备用图形符号》、GB4728.1～13《电气简图用图形符号》和DL5028—1993《电气工程制图标准》。电气设备文字符号可参见GB7159—1987《电气技术中文字符号制订通则》和DL5028—1993《电力工程制图标准》。

2.1.2　一次接线图

表示电力系统中各个电气装置（发电机、高低压开关设备、母线、变压器、电动机、低压电器、继电保护装置、电缆等）及其相互间连接关系的图样，就是电气接线图。电气接线图按其所画的电气设备在电力系统中的作用，分为一次接线图和二次接线图。

凡直接参加生产和输配电能的设备称为一次设备，包括发电机、变压器、断路器、隔离开关（闸刀）、母线、电力电缆、电抗器、避雷器、互感器等。按工作的要求，依一定次序用导线连成的接线称为一次接线，所表示的图称为一次接线图或主接线图。根据需要，在主接线图上可注明设备的型号、规格或不注型号、规格；可画出全部电气设备或仅画出主要设备。

主接线的确定对变电所电气设备的选择、配电装置的布置、施工以及运行的可靠性和经济性有着重要的影响。主接线图也可称一次回路系统图。一次回路系统图可用多线图表示，也可用单线图表示，由于单线图简单明了，所以通常都采用单线图。图2-1所示是一个变电所电气主接线图。

图2-2为低压配电一次接线图，图中与一次线路直接相连的电气设备叫做一次设备或一次元件。可以分为三个组成部分或单元：①由配电变压器T、电流互感器TA1、刀开关QS1、低压断路器Q1及连接导线组成的部分是电能输入部分；②图左下由刀开关QS2、电流互感器TA2、低压断路器Q2～Q5及连接导线组成的部分和图右下由刀开关QS3、熔断器FU1和FU2、电流互感器TA3和TA4及连接导线组成的部分都是电能输出部分；③图中T、TA1、QS1、FU1等都叫做一次设备。为了

表示一次接线图中某个单元的某一元件或某一功能，有时还需绘制二次接线图来加以说明。例如图 2-3 所示即为图 2-2 一次接线图中的电能输入部分（单元）的电流测量二次接线图。二次接线图中的电流表 A 为二次元件。

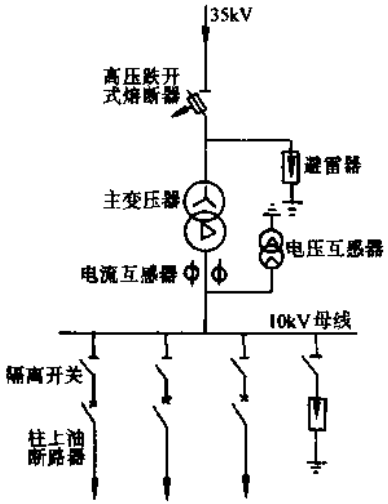


图 2-1 全露天变电所电气主接线图

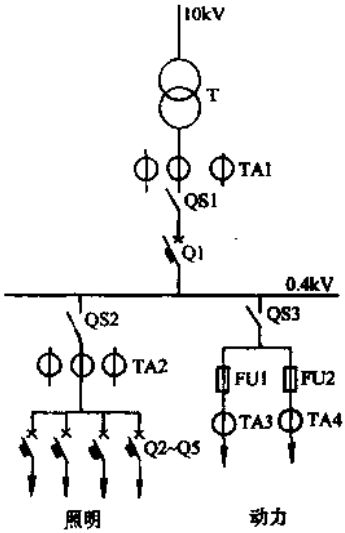


图 2-2 低压配电一次接线图

一次接线图的单线图比多线图简单，看图方便，画图也快。读单线图的方法比较容易掌握，方法如下：

1）要记住图中所绘图形符号所代表的意义。一次接线图使用的图形符号不多，尤其是常用设备，更应熟悉。

2）要有电气设备实体印象，这一点对已投入运行的设备尤其重要。实体与图形符号在脑中要联系。有了这些印象，即可加速识图，同时，在读图过程中，应边读边回忆设备接线情况，加强记忆能力。

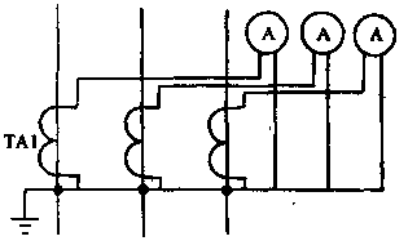


图 2-3 电流测量二次接线图

3）读图时要从头读起，就是从电源开始，往下顺序读，注意相互次序，读到末尾就对接线情况有了初步的印象。

4）粗看一遍，后再细看多遍。注意图形右边所注设备的型号规格，要明白主接线是单母线还是桥接线，有否分段。各母线电压等级，主变压器或配电变压器的容量、阻抗，是自冷还是风冷，是否有载调压，是否防污（看泄漏比距）；断路器是油浸还是真空、SF_6型，几型的？隔离开关是几型的？互感器是油浸式还是干式；避雷器是阀型还是氧化锌型；是否有消谐措施等。

5）边读边想，并作分析。读图时不但要知道设备接线情况，还要进一步分析其道理，与通常的接线方案加以比较，这样可以积累专业知识。

2.1.3　二次接线图

对一次设备的工作进行监察、测量、控制、保护、操作所使用的设备称为二次设备，包括仪表、继电器、自动控制设备、信号设备及控制电缆等。二次接线图是表示二次设备相互关系的图样。图中按要求将二次设备连接在一起，是安装和运行中必不可少的。二次回路按作用可分为电压回路、电流回路、控制回路和操作回路、信号回路、电气联锁回路。

常用的二次回路安装图样有原理图、展开图、盘（屏）面布置图、端子排图和安装接线图五种。而电缆施工图有电缆平面布置图、电缆排列断面图和电缆清册三种。现将二次回路安装图的五种图分述如下。

1. 原理图

原理图即原理接线图，是用来说明变、配电系统的组成和连接的方式，以及它们的工作原理和相互之间的作用，它不需要涉及电气设备和电气元件的结构或安装情况。原理接线图包括一次回路（主回路）和二次回路两个部分。一次回路常用粗实线画在图样的左方或上部，二次回路（包括控制、保护、测量、信号等回路）则用细实线画在图样的右方或下部。如图 2-4 所示，为一电动机控制原理接线图，其主电路中除电源、电动机外，还连接电源开关 Q，熔断器 FU（用来作短路保护）、热继电器常闭触头 KT（用来作过载保护）和接触器主触头 K（用来控制电动机）等电气元件。辅助电路由 SB1（起动控制按钮）、SB2（停止控制按钮）、K（接触器线圈）和 KT（热继电器常闭触头）组成一个较小电流回路。当按下 SB1 时，将原来开路的回路接通，回路中有电流流过，接触器线圈 K 得电，接触器吸合，主电路中主触头 K 闭合，把电源接入电动机，电动机即开始运行。接触器另一辅助触头 K 起自保持作用，接触器吸合后不会因按钮 SB1 的释放而使辅助电路断电。如按下 SB2 时，将原来闭合的回路断开，接触器线圈断电，接触器释放，主触头 K 仍恢复至原来断开位置，电动机被切断电源而停止运行。

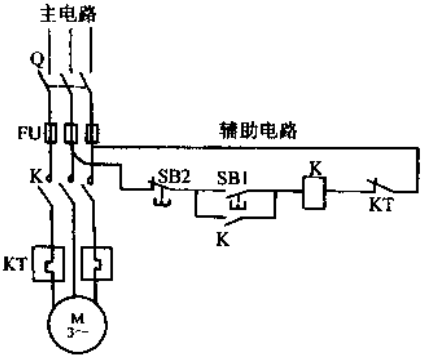


图 2-4　电气原理图

由上述原理图可以看出，电动机是由接触器或继电器控制的，而接触器或继电器的吸合或释放则由开关或按钮所控制。所以开关、按钮、接触器或继电器、电动机或用电器等是电路中最基本的电气元件，先看懂了这些电气元件，就不难理解电气原理图了。图 2-5 是 35kV 输电线路过电流速断保护装置原理图。

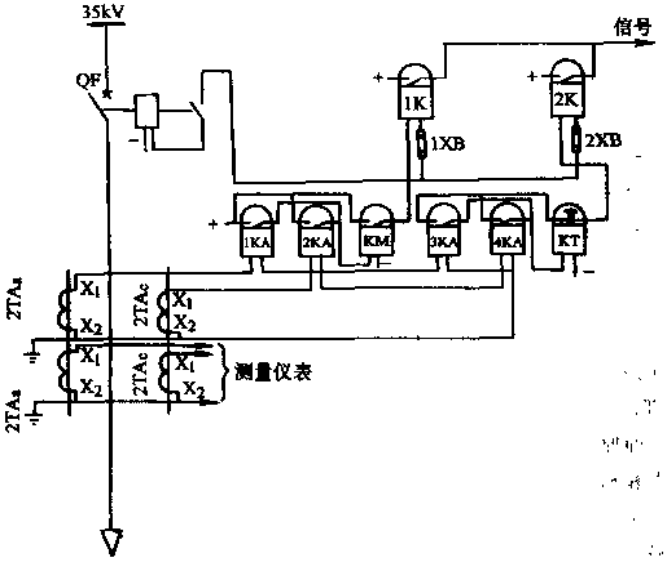


图 2-5 35kV 输电线路过电流速断保护装置原理图

QF—断路器 TA—电流互感器 KA—电流继电器 KM—中间继电器 KT—时间继电器 K—信号继电器 XB—连接片

2. 展开图

展开图是二次接线图的又一种形式。原理图是以同一个功能为单元来考虑的，一般不考虑回路的类别和性质；而展开图则以回路的性质或类别单一进行考虑绘制的。因此，把原理图中每个或某个元件的线圈、触点等部件分解开来，按电路的性质画成的电路图就是展开图。如图 2-4 所示右方用细实线表示的部分，实际就是由接触器、继电器等二次元件连接的控制回路，通过这些元件的分解展开，就清楚地看到了二次回路的动作顺序。展开图也被应用于电气安装图中。

展开图是原理图的一种实用形式，其特点是将交流回路与直流回路分开表示，而交流回路又将电流回路与电压回路分开画出，继电器的线圈和触头按其通过电流的性质分别表示在交流回路和直流回路中而不画在一起。为了避免混淆，属于同一元件的线圈和触头用同一符号表示，在图的右侧附有动作回路的文字说明。展开图的回路是按元件动作的先后顺序来排列的，所以应自上而下或从左到右进行阅读。用它来进行二次回路的设计和施工，都比较方便。图 2-6 所示为 35kV 输电线路过电流速断保护装置展开图。

为了便于施工和运行，在展开图中对回路应进行编号。在安装接线图中除编号外，尚需对设备进行标志。二次回路的编号，根据等电位的原则进行，就是在回路中连接在一点的全部导线都用同一数码来表示。当回路经过开关或继电器触点隔开后，

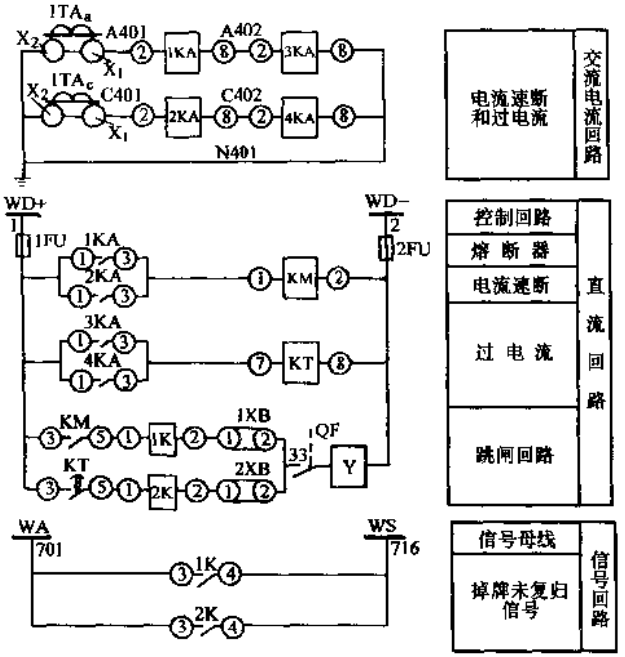


图 2-6　35kV 输电线路过电流速断保护装置展开图

其两端已不是等电位，故应给予不同的编号。编号的范围，标准中有规定。

3. 盘面布置图

盘面布置图是制造厂对控制盘（盘又称屏）、保护盘、直流盘、厂用电盘等盘面做布置设计、开孔及安装的依据。施工现场可用来核对盘的名称、用途及指导该盘上设备的拆装等。

4. 端子排图

端子排图是表明盘内线路与盘外线路的连接的图样，制造厂根据端子排图排列端子，并将盘内的二次线配好，施工现场则把由其他设备引来的电线或电缆与盘内端子相接。

5. 安装接线图

安装接线图简称安装图，或叫背面接线图、二次回路安装图、二次配线图。它是原理图或展开图的实际反映，表示电器和仪表等的实际接线方式。施工时按照安装接线图配好盘内的二次线和组装端子排。施工现场作为查对二次线的依据。安装图中每个电器和仪表元件都依据展开图注有符号，其每一出线端子均编有标号，在端子的旁边又注明了所连其他元件端子的标号。配线时，可结合原理图、展开图熟悉每根线的作用和接法，然后配线。图 2-7 为 35kV 输电线路过电流速断保护装置安装接线图。

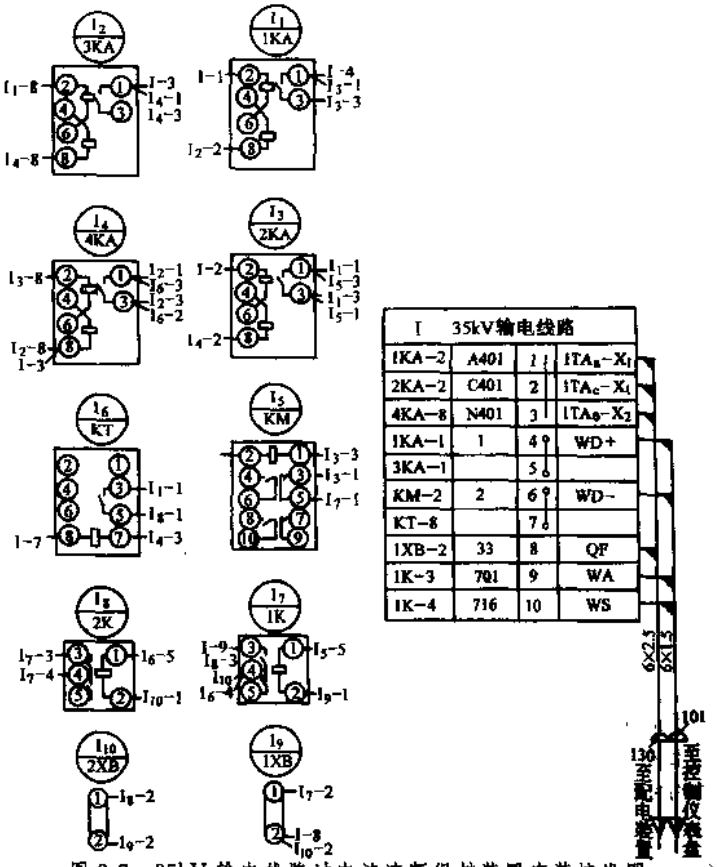


图 2-7 35kV 输电线路过电流速断保护装置安装接线图

安装接线图上对二次设备、端子排等进行标志的内容有：

1）与盘面布置图相一致的安装单位编号及设备顺序号。

2）与展开图相一致的设备文字符号。

3）与设备表相一致的设备型号。

由于安装图是表示各设备相互连接的图样，表示方法采用相对编号法。即如果有甲乙两个设备的接线端子需要连接起来，那末，在甲设备的接线端子上，标出乙设备接线端子的编号，同时在乙设备该接线端子上标出甲设备接线端子的编号。即两个接线端子的编号相对应，这表示甲乙两设备相应接线端子应该连接起来。此编号法已在二次回路中得到广泛的应用。

阅读安装接线图时，应注意以下事项：

1）与展开图对照起来看，首先要弄懂展开图，然后去看安装接线图。看安装接

线图时，先从左、右两旁的端子排看起。从上到下，每个端子的标号，都可以在展开图上找到相应的回路，然后查找屏面布置图，看这个电气元件是在本屏，还是在其他屏。如果属于本屏上的元件，根据相对标号法则，即可找到对应元件；如果是外屏设备，就通过电缆引出去。根据电缆去向，找到另外一张安装接线图，并在该图上找到相应的端子标号。

按照这个办法，一个端子一个端子地看下去，理通每一个端子的来龙去脉，直至所有端子。这样就能把整张安装图看懂。

2）记熟相对标号法则，凡本屏上的设备，都是用相对标号法则标号的。寻找本屏上的电气元件，只要应用相对标号法，就一定能找到。

3）由于安装接线图表示了屏上所有设备，因而图样较大，线条较多，比较复杂，容易看花眼。为了避免看花眼或看漏端子，可准备一个直尺或三角板，将直尺或三角板压在你所看的端子上，每走通一个回路，就用铅笔在旁边做上记号，逐个端子看下去，就不会遗漏了。

6. 阅读二次接线图的方法

二次接线图比一次接线图复杂，因为二次设备的种类和数量较多，这些设备又分散安装在几个不同的回路中互相呼应，给读图带来一些困难。如果掌握了读图的步骤，经常练习，就能达到快速准确阅读的目的。

读二次接线图时应该做到：

1）熟记电气图形符号及文字符号、回路标号的意义。

2）了解整个安装工艺过程，掌握操作规程。

3）对二次接线中常用的电路原理（如电气测量电路、低电压电路、过电流电路、信号电路、重合闸电路等）要明了。

4）掌握继电器及其他控制电器的原理和性能。

5）要知道绘制二次接线图的基本方法。

6）要掌握读图的一般知识，如：

① 确定电路中的哪一部分是一次接线图，哪一部分是二次接线图。

② 确定二次接线图的电源种类及电压（如电源属于交流还是直流，电压数值是多少，是 6.3V、36V、127V、220V 还是 380V）。

③ 循序渐进，先易后难，反复对照，直到搞清为止。

④ 对主要的控制环节要熟悉其作用。

⑤ 了解主要元件的工作情况，搞清各触头的动作状态。

⑥ 掌握原理图、展开图、安装图的各自特点。

2.1.4 线路平面布置图

平面布置图有各种式样，如线路方面有外线平面布置图和内线平面布置图，变配电方面有总平面布置图、结构平面图和剖面图等。平面布置图是按照线路或变配电设备的布置或走向，依据建筑施工图要求按比例绘制而成的，结构平面图和剖面图则以

设备实物尺寸进行缩小或放大画成图形。

线路平面布置图如图 2-8 所示，为变电所配电室到各用电厂房、仓库的线路走向图，电气施工人员可以依据它进行敷设配电线路的工作，也可以依据它进行运行中线路的巡视检查和安排检修工作。具体识图步骤如下：

1）根据图形符号找出变电所（配电室），图 2-8 中的变电所在厂区中央，并由高压室和低压室两部分组成。

2）从高压室引出的走向向南的线路应是高压线路（图中所示粗线，实际为变电所进线），其导线截面积在图中用 LGJ-3×50 表示，即为钢芯铝绞线 50mm²3 根。

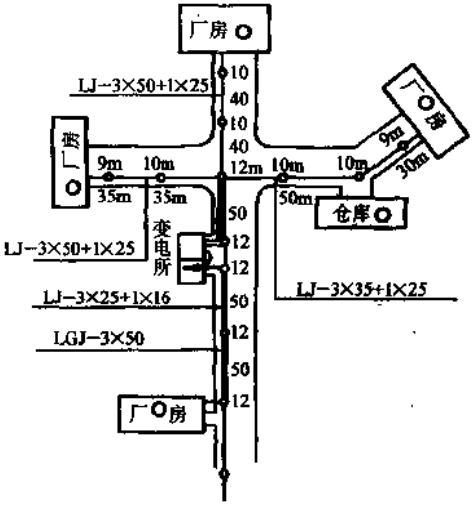


图 2-8 线路的平面布置图

3）从低压室引出的共有四条低压线路，分向东南西北四个厂房。LJ-3×50+1×25 或 LJ-3×25+1×16 分别表示导线规格为裸铝线 50mm²3 根和 25mm²1 根、裸铝线 25mm²3 根和 16mm²1 根。

4）线路中的圈点表示电杆，圈点旁标注的数字 10、12 等表示电杆高度，即电杆高度为 10m、12m，两圈点之间的数字 35m、40m 等表示线路挡距。

2.1.5 工程图

工程图又称为三视图，就是将设备正面、侧面、上面（平面）视图画下来即为工程图。我国和前苏联是将图样放在眼视设备后面，一般视图是正视图、左侧视图（人在左侧看设备）和上视图（又称俯视图，即人在设备上面看设备），将设备假定剖开后的视图即是剖视图。而进口的英国、美国设备和我国台湾省的工程图是将设备放在透明玻璃的三坐标内，图样放在眼睛与设备之间的玻璃上，所以左侧视图放在正视图左边，右侧视图放正视图（正面视图）右边，上视图在正视图之上，放的位置与我国习惯刚好相反。

图 2-9 左所示为开关柜的平面图。如果此开关柜从侧面绘制的话，即成该开关柜剖面结构图，如右图所示。无论是剖面图还是平面图，均需把所绘制的设备的各部分结构组成的零件明显地表示出来，并注以外部主要尺寸，整个图形尺寸要与实物成对应比例。从图 2-9 中可以看到该开关柜的各种部件，如油断路器、隔离开关、电流互感器、继电器、仪表和操动（作）机构等。图 2-10 为 BSL-1 型低压配电屏剖面图，阅读方法同前。

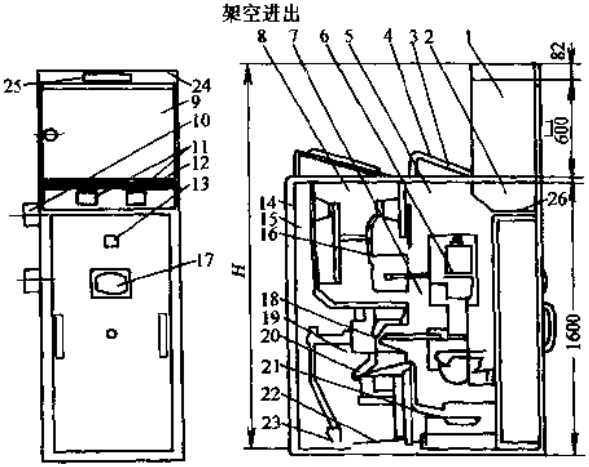


图 2-9　户内抽屉式开关柜

1—仪表室　2—端子室　3—泄压活门　4—防护罩　5—前柜　6—断路器手车　7—手车室　8—母线室　9—仪表门　10—母线套管　11—柜体铭牌及模拟母线牌　12—端子门　13—小车铭牌　14—后封板　15—后柜　16—触头盒　17—观察孔　18—电流互感器　19—电缆室　20—接地开关　21—金属活门　22—接地母线　23—电缆头　24—小母线室　25—标牌　26—二次静触头

2.1.6　建筑图

1. 建筑图术语和画法

(1) 尺寸标注　施工图中均注有详细尺寸，作为施工的依据，尺寸由数字和单位组成。图中的单位除标高和总图以 m 为单位外，其余均以 mm 为单位（图上 mm 均可不加）。平面图尺寸的标注方法如图 2-11 所示。

(2) 定位轴线　定位轴线是用来确定房屋主要结构或构件的位置尺寸的。所以，在施工图中，沿着承重墙、柱、梁、屋架等主要构件的位置处均应画上定位轴线，并进行编号，作为设计与施工放线的依据。轴线用细点划线表示。纵向轴线自下而上用汉语拼音字母 A，B，C…编号；横向轴线自左向右用阿拉伯数字 1，2，3，…顺序编号，如图

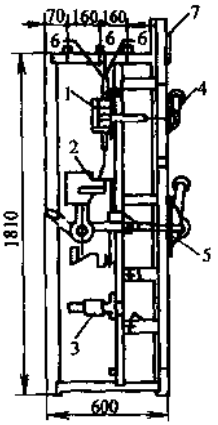


图 2-10　BSL-1 型低压配电屏剖面图

1—刀开关　2—空气断路器　3—电流互感器　4—刀开关操作手柄　5—空气断路器操作手柄　6—低压母线　7—仪表

2-12 所示。

(3) 标高　标高是建筑图上表示高度数值的一种方法，一般都采用相对标高，即把室内首层地面高度定为相对标高的零点，称为“正负零”。

在建筑物中安装设备时，还需要另一种标高：敷设标高。

敷设标高是指设备下平面距本层地面的高度。

标高的符号如图 2-13 所示。

(4) 索引符号　索引符号是为了便于查找总图和详图之间的关系，用来联系的一种符号。它说明总图上某处需要另画详图，则在该处用索引号表示，如图 2-14 所示。

(5) 详图符号　详图符号是在将所要画的详图下方标出与索引符号相对应的详图符号，其编号与索引符号相互对应。如图 2-14a 与图 2-15a 相对应，图 2-14b 与图 2-15b 相对应。

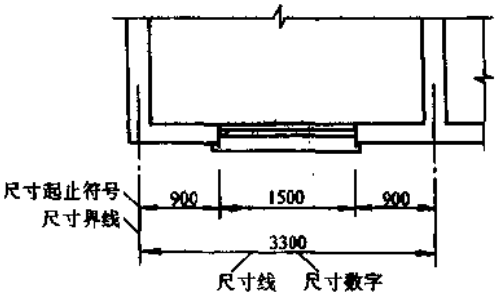


图 2-11　平面图尺寸的标注方法

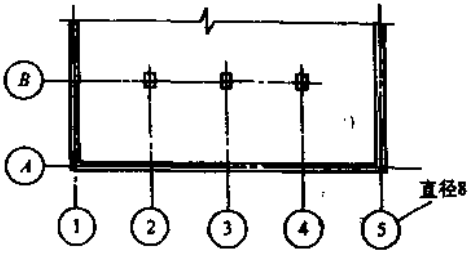


图 2-12　定位轴线的编号顺序

(6) 指北针和风玫瑰图　指北针是在首层建筑平面图上表示建筑物朝向的符号。风玫瑰是在总平面图上表示该地区全年和夏季风向频率的符号，如图 2-16 所示。

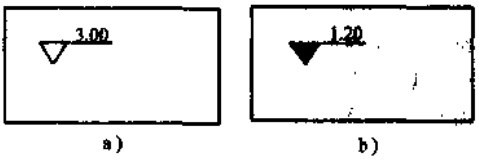


图 2-13　标高符号

a) 相对标高　b) 敷设标高

2. 建筑施工图

建筑施工图分为建筑总平面图、建筑平面图、建筑立面图、建筑剖面图等。

(1) 总平面图　表明一个工程的总体布局。主要表示原有和新建房屋的位置、标高、道路布置、构筑物、地形、地貌等，作为新建房屋定位、施工放线、土方施工及施工总平面布置的依据。

图 2-17 是一张新建住宅小区的总平面图，比例是 1∶500，坐北朝南。新建工程的平面形状为三叉形、六层（右上角黑点所示）砖混结构，首层±0.000=16.400m，室内外地面高差为 0.600m。新建房屋的北面有两幢住宅、一幢食品店，为原有建筑，南面是原有道路，东面为拟建花池，西侧为街道，还有待拆除建筑道路布置、绿化等。

(2) 建筑平面图　建筑物的组成如图 2-18 所示。建筑平面图是假想通过各楼层的门窗高度用水平面剖切所得到的水平剖面投影图。一层平面图又称为首层平面图，各层若内容相同，可绘制成一张图样，叫标准层平面图，若内容不同，则应分层绘制，还有顶层平面图。在施工过程中，施工放线、砌墙、安装门窗、室内装修、安装设备以及编制施工预算等都需要以建筑平面图为依据。

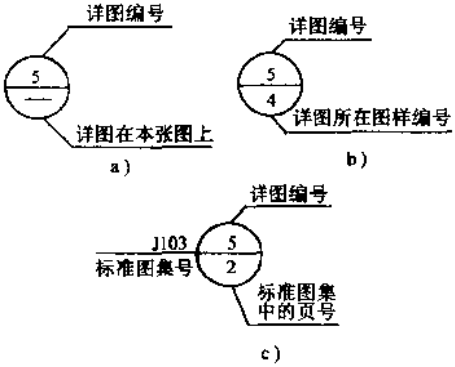


图 2-14　索引符号

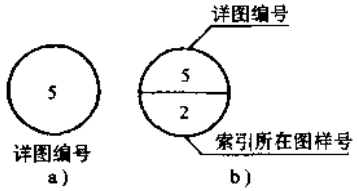


图 2-15　详图符号

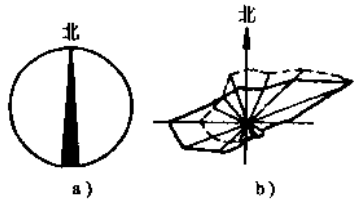


图 2-16　指北针和风玫瑰

a) 指北针　b) 风玫瑰

建筑平面图如图 2-19 所示。

建筑平面图的具体内容包括以下几点：

1) 图中有建筑物的平面形状、占地面积、入口、走道和楼梯间的位置等。

2) 定位轴线和轴线编号。

3) 室内外地面的标高，图中楼门口处为－0.65m。

4) 各房间的布置和房间面积。

5) 门窗的位置和符号，如 41G2 表示门，40GC 表示窗，722GY 表示阳台连窗门。还要标明门开启的方向。

6) 设备及管道的位置。

7) 首层平面图还必须有室外散水、台阶、花池子、指北针及剖面图的剖切位置线。

(3) 建筑立面图　表示建筑物的外貌。

(4) 建筑剖面图　表示建筑物的结构形式、各部分的构造关系、房屋的高度和楼地面与屋面等的分层做法及高度变化的情况。

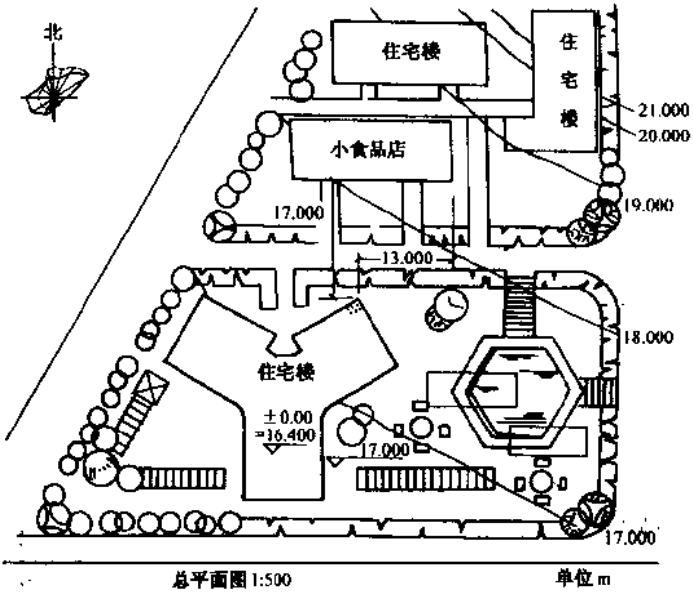


图 2-17 某住宅小区总平面图

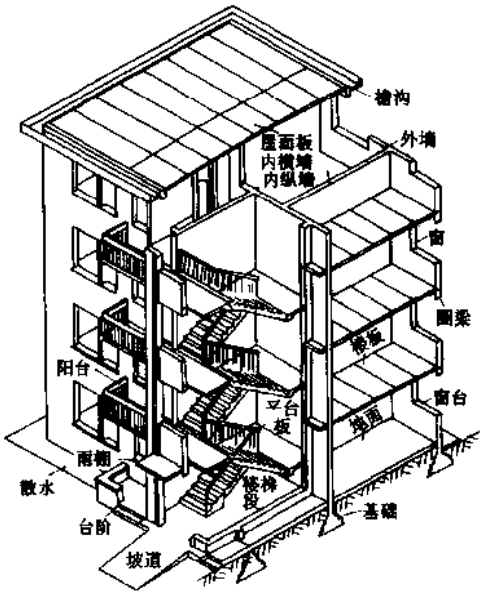


图 2-18 建筑物的组成

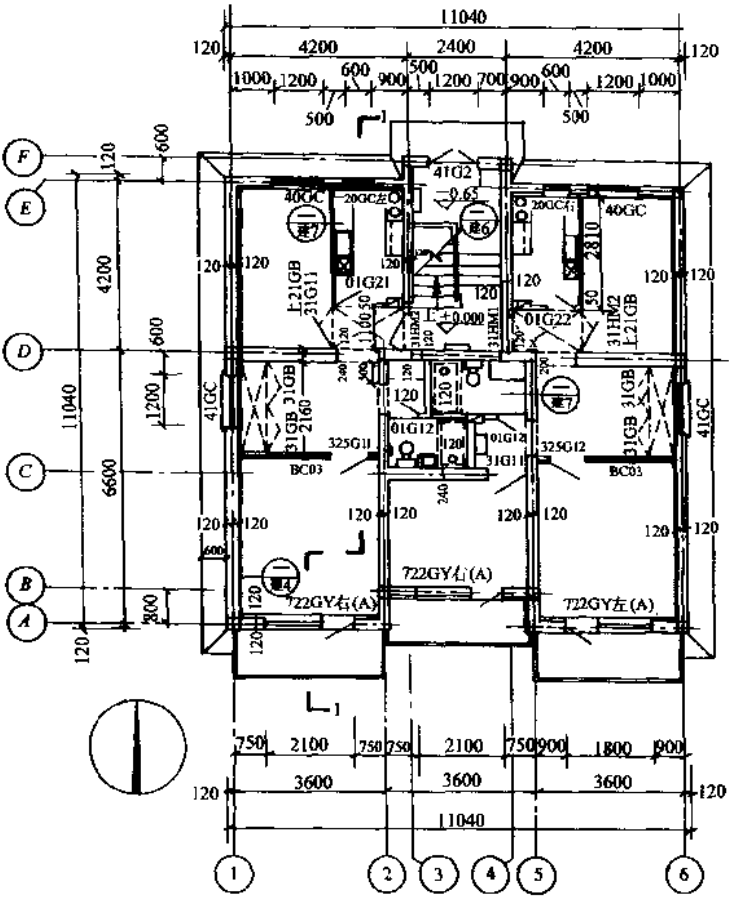


图 2-19　建筑平面图

2.2　常用电工工具的使用知识

2.2.1　电工工具概述

比较常用的电工工具大致可以分为个人携带工具和电工共用工具。

个人携带工具主要有试电笔、钢丝钳、尖嘴钳、电工刀、电烙铁、剥线钳、螺钉旋具（俗称螺丝刀、改锥、起子）、活扳手、小卷尺等。其中试电笔、电工刀、活扳手、螺钉旋具、钢丝钳（手柄绝缘）是电工随身携带的工具。除试电笔外，其余均放

在电工工具套内，佩挂在电工背后右侧的腰带上。还要携带一些工具，如手电钻、钢卷尺、锤子、剥线钳和除腰上已佩的200mm以外的活扳手及根据当天工作需要特佩的工具。钢卷尺有1m、2m、5m，靠卷曲弹簧被卷绕在圆或方盒中。

电工共用工具有手电钻、钢锯、锤、锉刀、直角器、安全带、脚扣、喷灯、紧线器、梯子、台钻、砂轮、各种规格扳手、电烙铁、长卷尺、小型起重吊链等。

常用工具的设置要看电工的工作性质和范围，并非所有工具都要备齐，有时还可能超出上述范围。

2.2.2 试电笔

试电笔是电工常用的一种辅助安全用具。用于检查500V以下导体或各种用电设备外壳是否带电（即是否和大地之间有电位差）。试电笔的外形是钢笔式结构，前端有金属探头，后端有金属挂勾，使用时手必须接触金属挂勾。外形也有像旋具的。内部结构如图2-20所示。

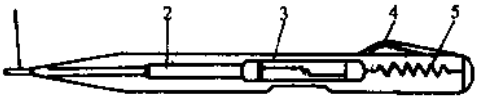


图2-20 低压试电笔

1—工作触头 2—炭精电阻（降压电阻）

3—氖灯 4—握柄 5—弹簧

试电笔的作用原理是当手拿着它测试带电体时，带电体经试电笔、人体到大地形成回路（即使是穿了绝缘鞋或站在绝缘物上，也认为是形成了回路，因为绝缘物的漏电足以使氖灯起辉）。只要带电体和大地之间存在的电位差超过一定数值（通常为36V以上），试电笔就发出辉光，低于这个数值就不发光。若是交流电压，氖灯两极均发光；若是直流电，则一极发光。根据发光程度，可判断电压的高低。在使用试电笔前，应先在有电的地方验证一下，检查试电笔是否完好，防止因氖灯损坏而造成误判断，引起触电事故。

低压试电笔除主要用来检查、判断低压电气设备或线路是否带电外，还有下列用途：

（1）区分相线（俗称火线）和地线（中性线或零线） 氖灯发亮的是火线（相线），不亮的则是地线（中性线）。

（2）区分交流电和直流电 交流电通过氖灯时，两极附近都发亮；而直流电通过时，仅一个电极附近发亮。

（3）判断电压的高低 如果氖灯发暗红、轻微亮，则电压低；如果氖灯发黄红色，很亮，则电压高。

使用试电笔时应注意下列几点：

1）测试前试电笔应先在确认的带电导体上试验，以证明试电笔是否良好，以防因氖灯损坏而得出错误的判断。

2）使用试电笔一般应穿绝缘鞋。

3）在明亮光线下测试时，往往不易看清氖灯的辉光，此时应注意避光仔细测试；也可用另一手遮挡明亮光线。

4）有些设备特别是测试仪表，工作时外壳往往因电容感应带电，用试电笔测试有电，但不一定会造成触电危险。这种情况下，必须用其他方法（如万用表测量）判断是真正带电还是电容感应带电。

5）对于 36V 以下安全电压带电体，试电笔往往无效。

2.2.3　电烙铁

电烙铁也是电工经常使用的工具，用于焊接各种铜、铁导体及电子线路。正确使用电烙铁对保证焊接质量，促使设备安全运行十分重要。常用的有 20W、25W、45W、75W、100W、200W 等多种。

使用电烙铁应注意以下几点：

1）不同大小的焊接件应选用合适规格的电烙铁（指瓦数）。尤其不要用功率小的电烙铁焊接较大的焊件，那样往往会出现虚焊。焊接电子线路时，应该用 45W 以下的电烙铁，过大容易烫坏元件。

2）焊接时应将焊件表面的污垢或氧化层清除干净，抹上松香或焊油，将带锡的烙铁头接触焊接处，待锡在焊接处铺开时再移走电烙铁。注意不要来回间歇动作，那样容易造成虚焊。

3）焊接较大的焊件时，应先用电烙铁将焊件加温，到一定程度再进行焊接。

4）焊接中如电烙铁暂时不用，应放在安全不易燃的地方，避免烫坏东西或发生事故。

2.2.4　手电钻

1. 手电钻的规格

常用手电钻有 J1Z 型交直两用串励式手电钻及 J3Z 型三相工频手电钻。前者又分为手枪式和手提式两种。

串励式手电钻的特点是交流、直流都可以使用。当钻孔切削力矩增大时，速度很快减慢而电动机输出转矩增大，这正好符合钻孔对手电钻的要求。但这种手电钻总的输出转矩比较小，因此，只适用于 ϕ12mm 以下小规格钻头的钻孔。

三相工频手电钻具有较大的输出转矩，所以适用于 ϕ13～23mm 较大直径钻孔。这种电钻转速较慢，钻孔时要求较大的轴向压力。

2. 手电钻的基本结构和使用方法

手电钻的基本结构由电动机（串励式交直流两用电动机或三相工频电动机）、减速机构、夹头、开关及适用于不同操作的手柄组成。6mm 手电钻一般采用手枪式，轻便小巧，使用灵活。10mm 手电钻采用环式后手柄结构，同时装有侧手柄。13～23mm 手电钻采用双侧手柄及后托架，在钻较大孔时，单靠手臂压力不够，可利用托架靠胸部加压或杠杆加压。各种手电钻的开关均装在手柄型腔内，便于操作。

电工常用手电钻在各种电气设备及安装现场钻安装孔用。使用时，将合适的钻头装上卡紧，保持钻头和被钻平面垂直、钻孔时用力适当，扩孔时不要用力过猛。高空作业时，要注意安全。

3. 使用手电钻应注意的问题

使用手电钻应注意下列几点：

1）不同的孔径应该选用相应规格的电钻，避免因过载而烧毁电动机。

2）电钻的外壳是接零的，橡胶软线中心黄绿花线是接零保护线。初次使用时，不要手握电钻去插电源，应将其放在绝缘物上插上电源，用试电笔检查外壳是否带电，然后再使用。

3）使用前，先让其空转片刻，以检查转动是否正常。

4）使用钻头必须锋利，钻孔时不宜用力过猛，以免过载。凡遇转速突然降低时，应立即放松压力；钻孔时突然停转，应迅速放松开关切断电源；当孔快钻通时，应当减小压力，以免轧住停转。

5）不能在空气中含有易爆、易燃、腐蚀性气体及相当潮湿的特殊环境中使用手电钻。

6）经常注意对手电钻的保养，尤其是对换向器的清洁和电刷的及时更换，以延长使用寿命。

7）一般手持电动工具上只有一个开关，按动开关，电动机就会转动，开关旁往往有一个锁定钮，按下锁定钮，不按着开关，电机也不会停（开关被锁住不能弹开），要停的时候只要再按一下开关即可。

有些电动工具有调速要求，调速的方法是改变电动机上的电压。常用的方法是采用晶闸管调压，把调压电路中的可变电阻装在工具开关上，这样按动开关时，就可以改变电阻值，轻按转速慢，重按转速快，而且是无级调速，这也是直流电动机的优点。

需要改变转向时，装上换向开关，如电动旋具（螺丝刀）、电动扳手上都有换向开关，扳动换向开关，电动机就会反转。

4. 单相串励式手电钻的常见故障

单相串励式手电钻的常见故障有不能起动、熔丝烧断、换向器整流子火花大、过热、声音异常、转速不正常和机壳带电等。

一般采用万用表进行检查，方法如下：

1）检查手电钻接地线脚和金属外壳之间的电阻值，一般应在1Ω以下。

2）测量电源接线之间的阻值，用手转动夹头几圈，若读数无明显变化，可认为初检正常。若阻值接近于零或转动中某一点表的读数偏低，说明输入端附近或线圈内可能发生局部短路。转动中发现指示数摆动厉害，说明可能有接点松动，开关、炭刷接触不良或电源线有折断处。若测量时无读数，说明有断路处，可能是开关、电刷没有接触通或电源线、绕组线断路。

3）拆开接零保护线，用500V绝缘电阻表（曾称兆欧表）测量电源接线和外壳的绝缘，其阻值应在数兆欧以上，小于0.5MΩ说明绝缘不良。

4）当各项检查无误后，可以通电观察现象，分析原因。

上述只是电路检查，还应注意进行机械检查，转动夹头是否轻快，声音是否正常，

以判明齿轮、铁心、轴承有无变形或损坏。

2.2.5　游标卡尺

游标卡尺是测量比较精密尺寸的量具，可直接读出工件的外径、内径、深度和厚度。它在尺身上的刻线都是每 1mm 为一等分，每一大格注有 10、20、30 等毫米数。游标上刻度有 10 等分，全长等于 9mm，所以游标的每格长度为 0.9mm。因此，尺身的 1 格和游标的 1 格相差 0.1mm。测量时应先看游标“0”线前面的尺身刻度是多少，然后再看游标“0”线后面的第几根线与尺身刻度线相对齐，每根线代表 0.1mm。最后两个所得的读数相加，就是测量工件的尺寸。

2.2.6　喷灯

喷灯又称为冲灯，它的正确使用方法如下：

1）使用前要检查所用的油是什么油，禁止在使用煤油或酒精的喷灯内注入汽油使用；检查油量是否合适，油量应不超过油桶容量的 3/4；检查油桶是否漏油，喷油嘴有无堵塞，丝扣是否漏气；检查加油的螺塞是否拧紧。

2）喷灯点火时灯嘴不准对人，喷火口前方不准有易燃物品；先将点火碗内注入燃油，用火点燃，待喷火嘴烧热后，再逐渐打开喷火嘴油门，不可开放过急；打气时应先将油门关闭。

3）用喷灯工作时，油桶内的压力应调整合适，不得过高，以防爆炸；火焰要调整适当，喷出的火焰与导体带电部分的距离，10kV 以下不允许小于 1.5m，10kV 以上不允许小于 3m；不准把喷灯放在温度高的物体上；发现喷灯有毛病时，应立即熄火修理。

4）喷灯的加油、放油、修理，必须先将喷灯关闭，待喷火嘴稍冷后，放尽油桶内压力后再进行。

5）喷灯使用完毕，要熄火、放气，待冷却后妥善存放，以备下次使用。

2.2.7　登高工具

电工常用登高工具有脚扣、登高板、梯子和高凳等。

（1）脚扣　脚扣分大、中、小三种，分别使用于不同规格的电杆。使用脚扣时，一定要按电杆规格选择，不得采用把脚扣小掰大或大摔小的办法。发现脚扣有裂纹或脚扣皮带损坏，应立即修理或更换，不得用电线或绳子代替脚扣皮带。水泥杆脚扣可以用于木杆，但木杆脚扣不得在水泥杆上使用。脚扣要和安全带配合使用，在杆上作业时，一定要系好安全带。

（2）梯子和高凳　为避免靠梯翻倒，靠梯脚与墙的距离不得小于梯长的 1/4，为避免梯脚滑脱，其距离不得大于梯长的 1/2；规程要求梯子与地面的角度为 60°较宜。

为限制人字梯和高凳双腿张开而下滑，其两侧梯腿之间应加拉链或拉绳；为避免梯子在坚硬或有油的地面上打滑，梯脚应加装铁尖或垫木板；靠在管子或架子上使用的梯子，其上端须有挂钩或用绳子系牢，禁止在带电的地方使用金属梯；在梯子上工作时，梯顶一般应不低于人的腰部，不得站在梯子的最高一层工作；不能采用固定和

系牢的工作梯时，均应有人扶护；扶梯时应精力集中；梯子上工作时应使用工具袋，不允许互相抛递物件，上下梯子时严禁越级或跳下。

2.3 常用仪表的使用方法

2.3.1 万用表

1. 基本结构

万用表由三大部分组成。

(1) 表头 通常采用磁电系测量机构作为万用表头。它的满刻度偏转电流一般为几个微安到数百微安。满刻度偏转电流越小，则灵敏度越高，表头特性就越好。

(2) 测量线路 一般万用表的测量线路由多量程直流电流表、多量程直流电压表、多量程交流电压表及多量程欧姆表组成。个别型号的万用表还设有多量程交流电流挡。

(3) 转换开关 万用表各种测量种类及量程的选择是靠转换开关来实现的。转换开关里有固定接触点和活动接触点，当活动接触点和固定接触点闭合时，可以接通电路。

万用表可以测量直流电流、电压，交流电压，电阻，交流电平（分贝）。有些万用表还设有测量电容刻度及测量晶体特性的线路和刻度。

2. 万用表的灵敏度

万用表电压挡灵敏度采用单位伏特表内阻来表示。例如，普通万用表为 2000Ω/V；MF10 型高灵敏度万用表直流电压挡为 100000Ω/V，交流电压挡为 20000Ω/V。

内阻越高，说明在同样的电压指示值时流过表内的电流越小。反之，内阻低，流过表内的电流就大。如果被测线路中的工作电流较大（即所谓强电信号），那么采用低阻万用表或高阻万用表测量结果是基本相同的。因为流过表的电流只占被测电路电流的极小部分，不会影响测量结果。如果被测线路为弱电信号（如电子线路），当采用低阻表时，会严重影响测量结果，必须采用高阻表来测量。在输入阻抗很高的场效应晶体管电路中，高阻万用表都无法测出实际结果，而要采用内阻更高的电子管电压表。

3. 使用万用表时应注意的问题

万用表具有多用途的特点，在电工测量中十分方便，然而，也往往因使用不当或疏忽大意造成测量错误或损坏事故。因此，必须正确地使用万用表，一般应注意下列几点：

(1) 插孔（或接线柱）选择要正确 一般红笔插在表上标有“+”号的插孔内，黑笔插在“−”插孔内。测量时注意极性。

(2) 种类选择要正确 如测量电压时，应将转换开关放在相应的电压挡，测量电流应放在相应的电流挡等。尤其在做几种不同的测量时要特别细心，稍一不慎有可能

造成严重后果。例如，误用电流挡去测量电压，轻则损坏表针，重则烧毁表头。

(3) 量程选择要适合　例如，测量的电压是交流 220V，量程开关应置于交流 250V 挡或 500V 挡。测量电流时，最好借助于换挡开关，使指针在刻度的 1/2～2/3 位置上，读数才能较为准确。

(4) 使用欧姆挡测量时，应注意倍率挡的选择　测量中，要进行调整，应尽量使指针指在刻度较稀的部分，其指针越接近刻度越精密位置，读数越准。应特别注意，欧姆挡决不能带电测量，否则外加电压不仅使测量结果错误，而且可能烧坏表头。

(5) 正确进行读数　万用表上有多条刻度线，它们分别适用于不同的被测对象。所以，测量时应在对应的刻度尺上读数（刻度线左边或右边有符号注明），同时也应注意刻度尺读数和量挡位置的联系，避免出错。

(6) 应注意操作安全　在进行较高电压测量或测量点附近有高电压时，要注意人身、仪表和被测设备的安全。在做较高电压及大电流测量时，不能带电切换量程开关，否则有可能使开关烧坏。万用表用完以后，最好将量程开关置于交流电压最高挡，此挡对表最安全，以防下次测量时疏忽而损坏万用表。

总之，应在平时测量中养成正确使用的习惯，每当表笔接触被测线路前，应习惯对表再做一次全面的检查，看一看各部分位置是否有误。

在采用万用表任何一挡电阻挡测量电阻时，都应首先调整零点，这是保证测量结果正确的必不可少的一步。因为，测量电阻时，必须使用表内电源（干电池），但电池的端电压不能总是保持不变，用久了或存放时间长了都会下降，从而影响测量结果，调零就是为了消除电池端电压不同而造成的测量误差。

不同的电阻挡要求表内电池提供的电流大小是不同的，电阻挡越小，要求提供的电流越大。电池用旧以后，内阻增大，提供电流的能力减小，当要求电流大时，其端电压严重下降，当端电压下降到一定程度，就无法调到零点。因此，电池不足时，电阻小倍率挡由于使用电池端电压过分下降而无法调零。而高倍率挡要求电池提供电流较小，端电压下降程度小，因此，还可以调零。电池不足应及时更换。

利用万用表的电阻挡可以对电容量较大的电容（微法数量级）进行测量，也能对带铁心的电感量较大的电感进行测量。由于电容、电感是储能元件，用万用表电阻挡对其测量时，表内电源要经一定回路对它们进行充放电。如果电容、电感量较大，指针会有明显的摆幅。有些万用表上专有电容、电感刻度。如果没有，也可以通过一些已知电容、电感进行测量比较。

2.3.2　钳形电流表

1. 基本结构

钳形电流表的结构实际上是一个交流电流互感器，相当于一次绕组的匝数极少（一匝或几匝），二次绕组的匝数很多的变压器，二次负载为一个交流电流表。当钳形电流表夹入一相交流电线时，就等于有了一次绕组，如图 2-21 所示。此时工作电流就在钳形电流表铁心回路感应磁通，该磁通穿过二次绕组感应二次电压，并在二次负

载中形成电流。这个二次电流的大小和一次电流成正比，这样表头指示的数值就可以间接地反映一次工作回路电流的大小。所以它不需要断开电路来测量电流。

2. 使用钳形电流表应注意的问题

使用钳形电流表时应注意以下几个问题：

1）选择合适的量程挡，防止小量程挡测量大电流而将表针打坏。

2）不要在测量过程中切换量程挡。因为钳形表二次绕组匝数很多，测量时工作在相当于二次短路状态（表头内阻忽略），一旦测量中切换量程，会造成瞬间二次开路，这时会在二次绕组中感应很高的电压，这个高电压有可能将绕组的层间或匝间绝缘击穿。

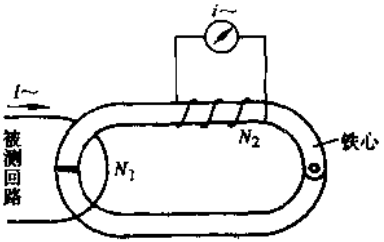


图 2-21 钳形电流表的工作原理

3）在测量三相交流电流时，夹住一相线读数为本相线电流。夹两根相线读数为第三相的线电流值。夹三根相线时，如果三相平衡，读数应为零，若有读数，表示三相电流不平衡。上述原理可以用三相交流电的相量来解释。

4）如果被测交流电流较小，读数不明显，可以采取在卡口中多绕几匝再测。此时，测得的读数必须除以所绕的匝数才是电路实际的电流值。

2.3.3 兆欧表

兆欧表是一种测量绝缘物电阻的仪表。无论从表的结构上，还是从测量原理及测量范围上，都和万用表有很大的区别。

兆欧表测量对象是阻值在兆欧以上的高电阻，因此，表内电源采用能产生数百伏到数千伏电压的手摇发电机。

兆欧表是一种可携式仪表，在电气安装、检修和试验中，应用十分广泛。兆欧表和其他仪表不同的地方是它本身带有高压电源，这对测量高压电气设备的绝缘电阻是十分必要的。因为在低压下测量出来的绝缘电阻值并不能反映在高压工作条件下真正的绝缘电阻值。

兆欧表的测量机构，通常采用磁电系比率表做成。高压电源多采用手摇直流发电机，在测量时需要摇动发电机的手柄，所以俗称为摇表。手摇发电机所产生的电压有500V，1000V，2500V，5000V 几种。我国目前还生产一种用晶体管直流变换器来代替手摇发电机的兆欧表，如 ZC30 型兆欧表，在使用上更加方便。

为了消除手摇速度不均造成的电压波动及减轻劳动强度，目前也有不用手摇发电机的兆欧表。其中一种是利用 220V 工频交流电经变压整流获得直流电；另一种是利用晶体管直流变换器获得直流电。尽管产生直流方式不同，兆欧表的作用原理都是一样的。

1. 磁电系比率表工作原理

图 2-22 为具有丁字形线圈的磁电系比率表结构图。图中可动线圈 1 和 2 成丁字形交叉放置，并共同固定在转轴上。圆柱形铁心 5 上开有缺口，而且极掌 4 的形状做得使空气隙不均匀，因此，由永久磁铁 3 所产生的气隙磁场是不均匀的。当线圈通电时，动圈 1 的电流 I_1 和气隙磁场相互作用的结果，产生了转矩 M_1；动圈 2 的电流 I_2 则在气隙磁场的作用下产生反作用转矩 M_2。由于没有游丝，在仪表未通电时，其指针可以停留在任意的位置上。动圈电流靠不产生力矩的导丝引入。

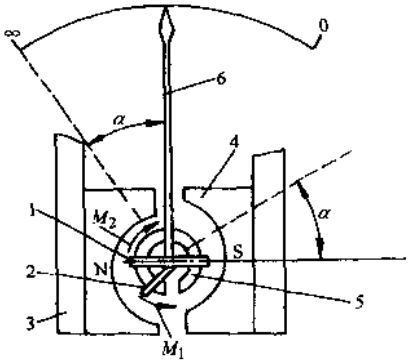


图 2-22　磁电系比率表的结构

1、2—动圈　3—永久磁铁　4—极掌

5—带缺口的圆柱形铁心　6—指针

转矩 M_1 不仅和线圈 1 的电流 I_1 成正比，而且还和动圈所处的位置有关，即随 α 角而变。这是因为气隙磁场不均匀的缘故，所以

$$M_1=I_1F_1\ (\alpha)$$

同理

$$M_2=I_2F_2\ (\alpha)$$

转矩 M_1 和反作用转矩 M_2 的方向相反，当可动部分平衡时，$M_1=M_2$

即

$$I_1F_1\ (\alpha)\ =I_2F_2\ (\alpha)$$

所以

$$\frac{I_1}{I_2}=\frac{F_2\ (\alpha)}{F_1\ (\alpha)}=F_3\ (\alpha)$$

因而得到

$$\alpha=F\left(\frac{I_1}{I_2}\right) \tag{2-1}$$

由此可见，磁电系比率表的偏转角只决定于两个动圈电流的比值，而和其他因素无关。这样，在兆欧表中就可克服手摇发电机电压不稳的缺点。这种发电机由于手摇速度不可能十分稳定，因而电压会有波动，这时由于 I_1 和 I_2 同时变化的结果，对仪表的指示值不会发生影响。

2. 兆欧表的工作原理

兆欧表由磁电系比率表、手摇发电机和测量线路所组成，其原理电路如图 2-23 所示。动圈 1 和电阻 R_1、被测电阻 R_x 串联，动圈 2 和电阻 R_2 串联，然后互相并联起来接到手摇发电机 G 的电压 U 上。两个动圈的电流分别是

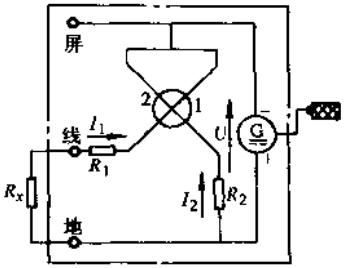


图 2-23　兆欧表原理电路图

$$I_1=\frac{U}{r_1+R_1+R_x}$$

$$I_2=\frac{U}{r_2+R_2}$$

式中 r_1 和 r_2——动圈 1 和 2 的电阻。

由式（2-1）得平衡时的偏转角是

$$\alpha=F\left(\frac{I_1}{I_2}\right)=F\left(\frac{r_2+R_2}{r_1+R_1+R_x}\right)=\varphi\ (R_x) \tag{2-2}$$

即由于电阻 r_1、r_2、R_1 和 R_2 都是常数，所以可动部分的偏转角 α 只随被测电阻 R_x 而改变。式（2-2）说明，兆欧表的标尺是反向刻度的，而且是不均匀的。

3. 兆欧表的使用

（1）兆欧表的选择　兆欧表的额定电压应根据被测电气设备的额定电压来选择。一般说来，额定电压为 500V 以下的设备，选用 500V 或 1 000V 的兆欧表（兆欧表的电压过高，可能在测试中损坏设备的绝缘）；额定电压在 500V 以上的设备，则用 1000V 或 2500V 的兆欧表。此外，在选择兆欧表时，还应注意它的测量范围和被测绝缘电阻的数值要相适应，以免引起过大的读数误差。

（2）使用前的检查　使用前应检查兆欧表是不是完好。为此，先将兆欧表的端钮开路，摇动手柄达到发电机的额定转速，观察指针是否指“∞”；然后将“地”和“线”端钮短接，摇动手柄，观察指针是否指“0”。如果指针指示不对，则需测修后再使用。

（3）注意安全　为了保证安全，不可在设备带电的情况下测量其绝缘电阻。对具有电容的高压设备在停电后，还必须进行充分的放电，然后才可以测量。对有大电感的变压器绕组摇测后应逐渐放慢摇转速度最后再脱离，并将绕组端头对地放电。摇测时有关通电部位其他人应停止工作。

（4）接线方法　一般兆欧表有三个接线柱：线（或相线）接线柱“L”，测量时与和大地绝缘的被测导体连接；地接线柱“E”，测量时与被测物的外壳或其他部分连接；屏蔽接线柱“G”，测量时与被测物上保护遮蔽环或其他不需测量的部分相接。一般测量时，只用“线”和“地”两个接线柱。“屏”蔽接线柱只有当被测物表面漏电严重，对测量结果影响很大且不易消除时，才采用。例如，空气太潮湿，绝缘材料表面受到侵蚀而不能擦干净时，若要判明是内部绝缘不好还是表面影响，这就需要将表面和内部的绝缘电阻分开，以便比较判别，这时，就要使用此接线柱按一定方式连接。在相对湿度大于 80% 的潮湿天气时，电气设备引出线瓷套表面会凝结一层极薄的水膜，造成表面泄漏通道，使绝缘电阻值明显降低。此时，应在引出线瓷套上装设护环线（用细铜线或细熔丝紧扎 1～2 圈）接到兆欧表屏蔽端子。正确的接线如图 2-24 所示。护环应接在靠近兆欧表相线所接的瓷套端子，远离接地部分，以免造成兆欧表过载，使端电压急剧降低，影响测量结果。在电缆测量时，G 可接在电缆外皮上。

（5）手摇发电机的操作　在测量开始时，手柄的摇动应该慢些，以防止在被测绝缘损坏或有短路现象时，损坏兆欧表。在测量时，手柄的转速应尽量接近发电机的额

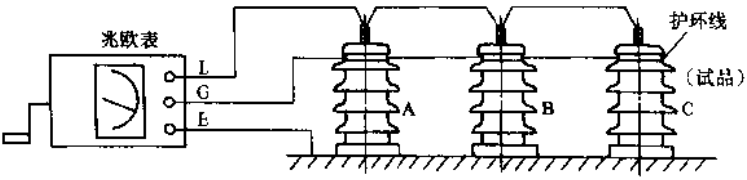


图 2-24　测量绝缘电阻时护环位置的正确接线

定转速（约 120r/min）。如果转速太慢，则发电机的电压过低，兆欧表的转矩很小。这时，由于动圈导丝或多或少地存在的残余力矩和可动部分的摩擦，将给测量结果带来额外的误差。

2.3.4　接地电阻测量仪

1. 结构和原理

在电工测量中，有时要对避雷装置、变压器设备的保护地线、设备中的工作地线和保护地线进行接地电阻值的测量。测量接地电阻通常使用接地电阻测量仪。

它采用交流电桥，主要是因为接地电阻测量过程中，被测接地导线和地之间会形成原电池，用直流测量会造成误差，同时直流通过时也会使接地导体产生极化，增加接触电阻。

测量时，必须另用两个辅助接地线，以便构成被测接地导体的电桥电路。两个辅助接地线之间距离应大于 5m，排列方式可以是直线，也可以是其他方式，不影响测量结果。为了减小辅助接地线的电阻，最好在辅助接地点泼上水，使土地潮湿。

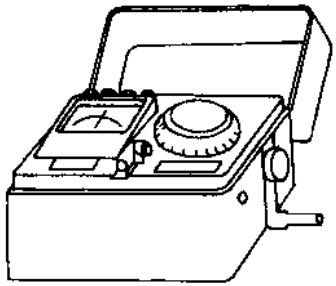


图 2-25　ZC-29 型接地电阻测量仪的外形

接地电阻测量仪是专门用于直接测量接地电阻的指示仪表。ZC29 型接地电阻测量仪由手摇发电机、电流互感器、滑线电阻、检流计等组成，全部机构装于铝合金铸造的壳体内，并采用携带式皮包。附件有接地探棒及连接导体等。该仪器的外形如图 2-25 所示。它是根据补偿原理制成，原理线路如图 2-26a 所示。E 为接地体，P 是电位辅助电极，C 是电流辅助电极。被测的接地电阻 R_x 就是 E 和 P 之间的土壤散流电阻。电极 C 处的散流电阻为 R_C。E 和 P 之间距离要大于 20m，P 和 C 之间距离也应大于 20m。

交流发电机 G 输出的电流 I_1，流经电流互感器 T 的一次绕组、接地体 E 和辅助电极 C 构成闭合回路。在接地电阻 R_x 上造成的压降为 I_1R_x，在辅助电极 C 处的接地电阻 R_C 上造成的压降为 I_1R_C，地面上各点的电位分布如图 2-26b 所示。

电流互感器二次电流 I_2，被分流电阻 R_1 分流后，通过电位器 RP 的电流为 I_P，在

电位器滑动点左侧电阻 R 上产生的压降为 I_PR，调节电位器 RP 进行补偿，使检流计 P 的电流为零，则

$$I_1R_x=I_PR$$

于是得出接地电阻值的计算公式

$$R_x=(I_P/I_1)R=(I_2/I_1)(I_P/I_2)R=K_1K_2R$$

式中 K_1——电流互感器电流比的倒数；

K_2——二次电流的分流系数。

由上式可知，被测接地电阻值的大小，取决于 K_1、K_2、R 三个参数，而与辅助电极的接地电阻 R_C 无关。一般情况下，K_1、K_2 是已知的，这时只要根据 R 的大小，按计算公式所得数值刻度，就能在仪器上直接读出接地电阻的大小。由于仪器在检流计电路中接入了电容器，故测量时不受土壤里直流电流的影响。发电机的频率为 90Hz，可以避免市电 50Hz 杂散电流的干扰。

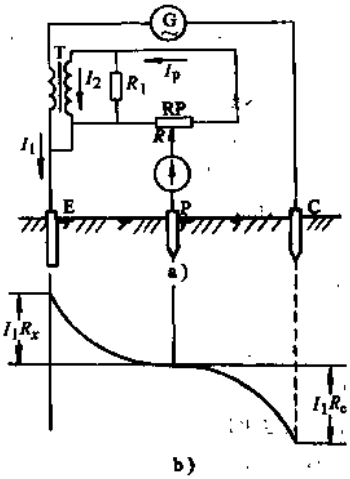


图 2-26 接地电阻的测量线路及电位分布图

a) 测量线路 b) 电位分布

2. 接地电阻测量仪的使用

1) 测量前将仪表放平，然后调零，使指针指在红线上。

2) 三端钮式测量仪的接线如图 2-27a 所示，即将被测接地体 E′ 和端钮 E 连接，电位探针 P′ 和电流探针 C′ 分别与端钮 P、C 连接后，沿直线相距 20m 插入地中。四端钮测量仪的接线如图 2-27b 所示。

3) 将倍率开关放在最大倍数上，缓慢摇动发电机的手柄，同时转动“测量标度盘”以调节 RP，直至指针停在中心红线处。当检流计接近平衡时，即加快发电机的转速至额定转速（120r/min），调节“测量刻度盘”，使指针指在红线位置上，即可读数。

4) 如测量刻度盘的读数小于 1，应将倍率开关放在较小的一挡，然后重新测量。

5) 被测接地电阻小于 1Ω 时，为了消除接线电阻和接触电阻的影响，宜采用四端钮测量仪。测量时将端钮 C_2 和 P_2 的短接片打开，分别用导线接到接地体上，并使端钮 P_2 接在靠近接地体的一侧，如图 2-27c 所示。

2.3.5 单臂电桥

1. 单臂电桥的工作原理

单臂电桥适宜测量 1～10^6Ω 范围的电阻。在测量中，为了提高单臂电桥的灵敏度，获得高的测量精度，可以采取先估计被测电阻的大小，选择适当的桥臂比率。选择桥臂比率应使可调标准电阻的各挡充分地被利用，以提高读数精度。这是因为不同

的桥臂比率挡，其灵敏度总不相同，适当地选择，就可以读得尽可能多的有效数字。

单臂电桥曾称惠斯登电桥，其原理电路如图 2-28 所示。电阻 R_x、R_2、R_3 和 R_4 接成四边形，在四边形的一个对角线 ab 上经按钮 S 接入直流电源 G，在另一个对角线 cd 上接入检流计作为指零仪。接通按钮 S 后，调节标准电阻 R_2、R_3 和 R_4，使检流计的指示为零，即使电桥平衡，则被测电阻 R_x 的数值即可根据已知的标准电阻 R_2、R_3 和 R_4 算出。

图中，当电桥平衡时，$I_g=0$，即检流计两端 c 和 d 点的电位相等，因此有

$U_{ac}=U_{ad}$　即 $I_1R_x=I_4R_4$

$U_{cb}=U_{db}$　即 $I_2R_2=I_3R_3$

两式相比，并考虑到 $I_1=I_2$ 和 $I_3=I_4$，故得

$$R_x=\frac{R_2}{R_3}R_4$$

电阻 R_2 和 R_3 的比值 R_2/R_3 常配成固定的比例，叫做比率臂，而电阻 R_4 称为比较臂。在测量时，可根据对被测电阻的粗略估计选取一定的比率臂，然后调节比较臂使电桥平衡，则比较臂的数值乘上比率臂的倍数就是被测电阻的数值。图 2-29 为 QJ23 型直流单臂电桥面板布置。

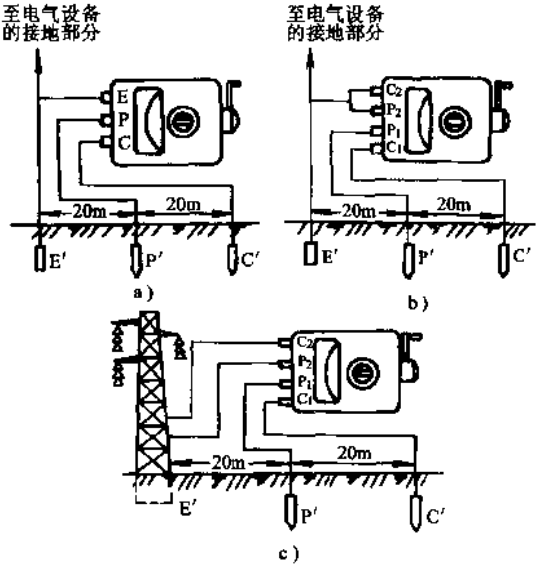


图 2-27　接地电阻测量仪的接线

a）三端钮式测量仪的接线　b）四端钮式测量仪的接线

c）测量小接地电阻时的接线

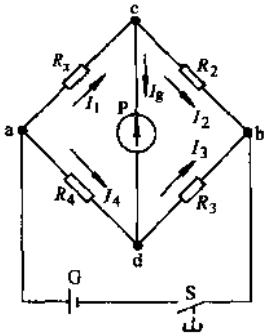


图 2-28　单臂电桥原理图

2. 直流单臂电桥的使用

1）在使用前，先把检流计的锁扣打开，并调节调零器把指针调到零位。

2）接入被测电阻时，应选择较粗较短的连接导线，并将接头拧紧。接头接触不良时，将使电桥的平衡不稳定，甚至可能损坏检流计。

3）估计被测电阻的大致数值，选择合适的比率臂。比率臂的选择，应使比较臂的四个挡都能用上，以便使电桥易于调到平衡。例如，被测电阻为几欧时，应选 10^{-4}

的比率臂，这时，如比较臂的读数为6629，则被测电阻 $R_x=10^{-3}\times6629=6.629\Omega$。同理，被测电阻为几十欧时，比率臂应选 10^{-2} 挡，依此类推。

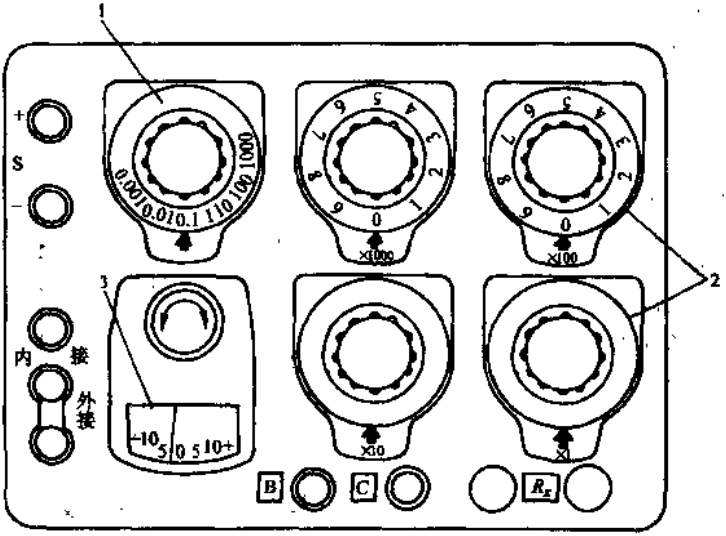


图 2-29 QJ23 型直流单臂电桥面板布置图

1—倍率旋钮 2—比较臂读数盘 3—检流计

4）进行测量时，应先接通电源按钮，然后接通检流计按钮。测量结束后，应先断开检流计按钮，再断开电源按钮。这是为了防止当被测元件具有电感时，由于电路的通断产生很大的自感电动势而使检流计损坏。

5）电桥电路接通后，如果检流计向“+”的方向偏转，表示需要增加比较臂的电阻；反之，则应减小比较臂的电阻。反复调节比较臂电阻使指针向零位趋近，直至电桥平衡即指到零位为止。

6）电桥使用完毕后，应立即将检流计的锁扣锁上，以防止在搬动过程中将悬丝振坏。有的电桥中检流计不装锁扣，这时，应将按钮“P”断开，它的常闭触点就会自动将检流计短路，使可动部分在摆动时受到强烈的阻尼作用而得到保护。

7）接线要注意极性，线头必须拧紧。如果有松脱，电桥会极端不平衡，有使检流计烧坏的可能性。

8）对含有电容的设备进行测量时，应先放电 1min 后再测量。

9）由于温度对电阻值的影响很大，测量时应记录被测设备的温度。

10）在做精密测量时，除了选择精度较高的电桥外，为了消除热电动势和接触电动势对测量结果的影响，测量时应改变电源的极性，做正、反向两次测量，求取平均值。

2.3.6 双臂电桥

单臂电桥不适于测量 1Ω 以下的小电阻。这是因为，当被测电阻很小时，由于测

量中连接导线的电阻和接触电阻的影响，造成很大的测量误差。

直流双臂电桥曾称为凯尔文电桥，可以消除接线电阻和接触电阻的影响，是一种专门用来测量小电阻的电桥。

1. 工作原理

直流双臂电桥的原理电路如图 2-30 所示。它和单臂电桥不同的地方是被测电阻 R_x 和标准电阻 R_2' 共同组成电桥的一个臂，标准电阻 R_n 和 R_1' 组成了与其对应的另一个桥臂；同时，将 R_x 和 R_n 用一根电阻为 r 的粗导线连接起来。为了消除接线电阻和接触电阻的影响，R_x 和 R_n 都有两对端钮，即电流端钮 C_1、C_2 和 C_{n1}、C_{n2}，以及电位端钮 P_1、P_2 和 P_{n1}，P_{n2}，并且均用电位端钮接入桥臂。桥臂电阻 R_1、R_1'、R_2 和 R_2' 都是大于 10Ω 的标准电阻，而且采用机械联动的调节装置，以使桥臂电阻在调节过程中，永远保持比值 R_1'/R_1 和 R_2'/R_2 相等。经变换整理后，得

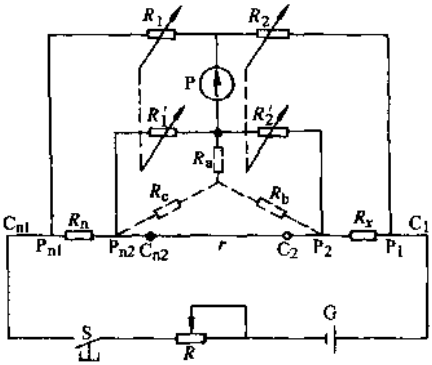


图 2-30　直流双臂电桥原理电路图

$$R_x=\frac{R_2}{R_1'}R_n+\frac{rR_2}{r+R_1'+R_2'}\left(\frac{R_1'}{R_1}-\frac{R_2'}{R_2}\right) \tag{2-3}$$

式中，第二项称为校正项。前已述及 R_1'/R_1 和 R_2'/R_2 是相等的，因此，校正项等于零，所以有

$$R_x=\frac{R_2}{R_1'}R_n$$

可见，被测电阻 R_x 只决定于桥臂电阻 R_2 和 R_1 的比值以及标准电阻 R_n，而和接线电阻 r 无关。比值 R_2/R_1 称为双臂电桥的比率或倍率。

为了保证测量的准确性，连接 R_x 和 R_n 电流端钮 C_2 和 C_{n2} 的导线应尽量用粗线和短线，以使其电阻 r 的数值尽可能小。这样，即使 R_1'/R_1 和 R_2'/R_2 不是非常准确地相等时，式（2-3）的校正项也仍然接近于零。

从图 2-30 可以看到，被测电阻 R_x 电位端钮 P_1 和 P_2 的接触电阻以及 R_x 和 R_2、R_2' 的接线电阻，是和桥臂电阻 R_2 及 R_2' 相串联的。由于 R_2 和 R_2' 的阻值都大于 10Ω，其数值比接线电阻和接触电阻大得多，所以造成的误差很小。同理，标准电阻 R_n 电位端钮 P_{n1} 和 P_{n2} 的接触电阻以及接线电阻，也并不影响标准电阻本身的数值，因为它们都算到桥臂电阻 R_1 和 R_1' 中去了。另外，电流端钮 C_2 和 C_{n2} 接触电阻的影响可以并入连线电阻 r 中一起考虑，而 r 是处在校正项中，因此，对测量结果也不产生影响。而电流端钮 C_1 和 C_{n1} 的接触电阻以及它们与电源连接导线的电阻则串联在电源

电路中，只对电源输出的电流有影响，而对电桥的平衡是并无影响的。可见，双臂电桥可以较好地消除接线电阻和接触电阻的影响，因而测量小电阻时，有较准确的结果。

图 2-31 所示为直流双臂电桥面板布置图。

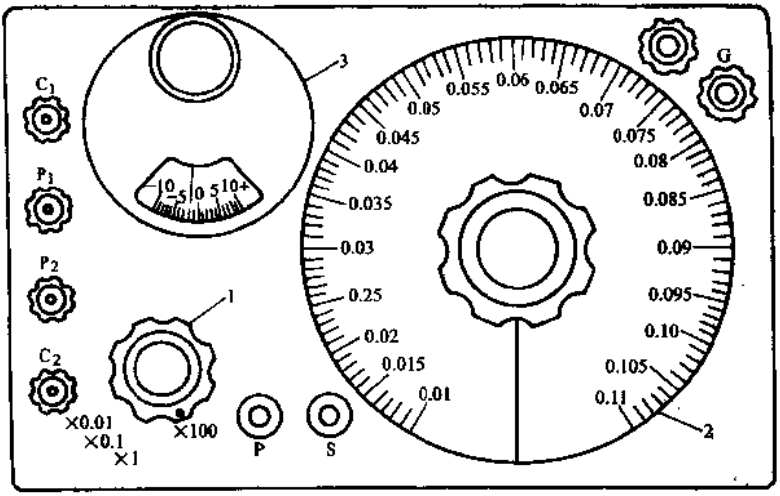


图 2-31 直流双臂电桥面板布置图

1—倍率旋钮 2—标准电阻读数盘 3—检流计

2. 使用方法

直流双臂电桥的使用方法和注意事项，和单臂电桥基本相同，但还要注意以下几点：

1）被测电阻的电流端钮和电位端钮应和双臂电桥的对应端钮正确连接。当被测电阻没有专门的电位端钮和电流端钮时，也要设法引出四根线和双臂电桥相连接，并用靠近被测电阻的一对导线接到电桥的电位端钮上，如图 2-32 所示。连接导线应尽量用短线和粗线，接头要接牢。

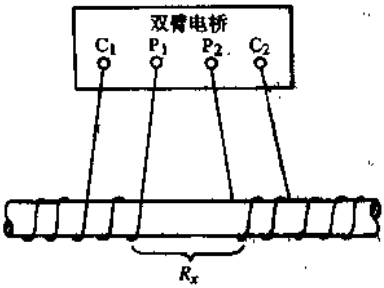


图 2-32 被测电阻的连接方法

2）由于双臂电桥的工作电流较大，所以测量要迅速，以避免电池的无谓消耗。

3）使用双臂电桥时，电流接头与电位接头应连接正确。

4）在选用标准电阻时，应使其与被测电阻在同一个数量级。

5）双臂电桥的电源最好采用容量较大的蓄电池，电压为 2～4V。为了使电源回路的电流不至于太大而损坏标准电阻和被测电阻，在电流回路中应接一个可调电阻和直流电流表。在进行精密测量时，应针对不同的被测电阻，调整电源电压，以提高灵敏度。但电压调整的范围应不超出桥路电阻允许的范围。

2.3.7　高压示波器

1. 高压示波器的种类

常用的示波器主要分为通用示波器、脉冲示波器、低频或超低频示波器等。

通用示波器用得最多，它又分为单线示波器、双线示波器和多线示波器。单线通用示波器只有一根扫描线，一次只能测量一个信号。其特点是结构简单，价格便宜，但同步性和稳定性较差。双线示波器可以做单线测量，也可以做双线测量。尤其是双线测量，一次同时观察两个信号，在工业电子设备测量、检修、调试过程中，使用十分方便。多线示波器一次能观察、测量多个信号。

脉冲示波器特别适宜观察各种脉冲信号，也可以观察正弦信号。由于它设有时标发生器，同时可以对 X 轴进行扩展，所以，它能观察和测定脉冲前后沿。有些脉冲示波器具有记忆功能，可以记忆单脉冲，使之重复显示。

低频及超低频示波器的特点是扫描频率很低，示波管采用长余辉管，适于观察各种缓慢变化的信号。例如，测定半导体器件的特性曲线等。

2. 高压示波器的结构

示波器结构上主要可分为：

（1）Y 轴系统　它主要由输入检测、衰减器、前置放大、功率放大及电子开关等组成。其主要作用是将检测电量信号（幅度）进行放大，送到 Y 轴偏转板，形成纵向扫描。

（2）X 轴系统　它包括时基信号发生器、X 轴放大器等，主要产生横向扫描，扫描规律是随时间呈线性变化（锯齿波）。X 轴信号可从内部产生，也可以从外部输入。

（3）高频高压及示波管回路　这一部分主要是产生各种等级电压，满足示波管正常工作的要求，同时便于操作人员调整示波管的工作状态（如辉度、聚焦等）。

（4）显示器　一般都用示波管作为显示器，这是一种电场偏转阴极射线管，主要用于观察各种波形信号。

（5）电源部分　它为直流稳压电源，供给整个仪器各种不同的电压和电流。

在高电压技术中研究的冲击放电现象常常是微秒级甚至是毫微秒级的瞬变过程。要把这样快速变化的信号在示波管的荧光屏上清楚地显示出来，必须在足够高的加速电压下产生具有高能量的电子射线。高压示波器就是这样一种具有高加速电压的示波器。高压示波器和分压器等配合，不仅可以测量冲击电压的幅值，还可以测得它们的变化过程和整个波形。所以高压示波器是冲击试验中不可缺少的仪器。

高压示波器的主要部件是高压示波管，其原理如图 2-33 所示。用加热或者高电场作用的办法使阴极 K 发射电子。通常阴极 K 带负的高电位（$-u_K$），阳极 A 接地，

相对而言，A 对 K 为正。A、K 之间的电位差称为加速电压，高压示波管的加速电压可达 10～20kV 甚至更高（普通示波器仅为 2～3kV）。由阴极发射的电子，在阳极 A 的高加速电压的作用下，向阳极加速运动，其中一部分穿过阳极的中心孔，向管子的另一端奔去。电子在途中经过一定的电场（或磁场）聚焦区，逐渐会聚成电子束，到达管子的另一端时，已会聚于一点。管端向着电子束的一面涂有荧光物层，构成荧光屏。经过高加速电压作用的电子具有相当的动能，打到荧光屏上会激发出一定的光波。管端是由玻璃做成的，所以在管端外面可以看到荧光屏上出现的光点。

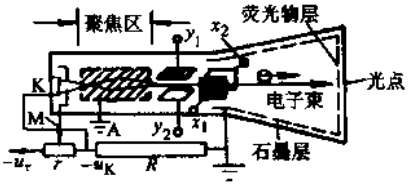


图 2-33　高压示波管原理图

在阴极 K 附近还装有一个控制电极 M，M 极的电位可以通过电阻 r 调节，它比阴极 K 的电位更负。当负得较多时，从阴极 K 发射的电子即使有阳极 A 的吸引，也仍然被封锁在 M 与 K 之间，即电子射线处于闭锁状态；当负得较少时，电子即可穿过 M 极而奔向阳极和荧光屏。对一定的示波管而言，使电子射线闭锁或释放的 M 与 K 之间的电位差是一定的。电子打在荧光屏上，不仅发光，而且发热，具有高能量的电子束如果长时间作用在荧光屏上，将损坏屏上的荧光物层。因此，高压示波器的电子射线经常是被封锁的，只有在被测信号到达瞬间才处于释放状态（这只要对 M 极加一个脉冲电压，使 M 极的电位提高，就能使电子释放）。

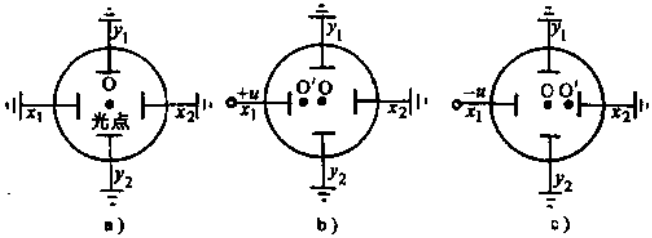


图 2-34　射线的偏转

a）光点在中间　b）光点靠左正极板　c）光点靠右正极板

在示波管内还装有水平偏转板 x_1、x_2 及垂直偏转板 y_1、y_2。如果 x_1、x_2 及 y_1、y_2 均为零电位，则光点位于屏的正中间 O 点，如图 2-34a 所示。若某一板上加电压，因电子带负电，故光点总是靠拢正电板而离开负电板，如图 2-34b、c 所示。如果在 x_2 板上加一个随时间做直线变化的正电压（即扫描电压），在屏上就会看到光点从 O 点开始向 x_2 板一侧连续运动，而且光点每一瞬间的位置与该时刻的电压成正比，也就和时间成正比，这样在 x 方向上得到一条由光点描出的时间轴。从图 2-35a 可以看出，加在 x_2 上的水平扫描电压，最大只能对应于半屏偏转（OO′）。为了利用整个屏

面来显示波形，可事先在 x_1 板上加上预偏电压，使射线预先偏到屏的一侧。设半屏偏转电压为 $u_p/2$，则要使射线从预偏位置向 x_2 方向扫过全屏，所加的扫描电压最大值为 u_p，如图 2-35b 所示。

在 x_2 上出现扫描电压的同时，在 y_1 板上加上被测电压 $u(t)$（设此电压为一衰减振荡波），则在屏上就能显示出电压 $u(t)$ 随时间的变化波形，如图 2-36a 所示。被测电压与扫描电压出现的时刻应很好地配合，即应该同步，由图 2-36b、c 可见，被测现象和扫描，不论哪一个出现过早或过迟，都不能看到过程的全貌。

为了确定被测电压的幅值和波形，一个完整的示波图上，除应有被测电压的波形外，还应有零线、校幅电压线和时标线，如图 2-37 所示。

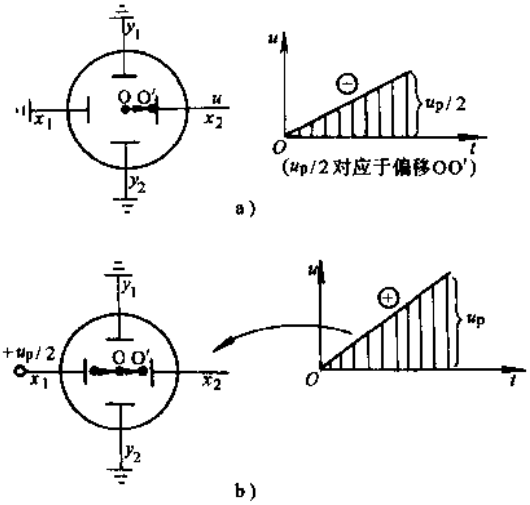


图 2-35　扫描电压

a）扫描电压的加入　b）加预偏电压后可得全屏扫描

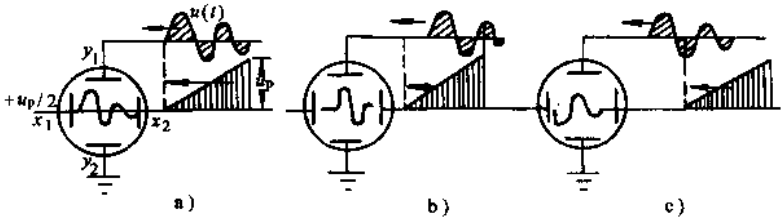


图 2-36　扫描与现象的配合

a）现象与扫描同时开始　b）扫描过早　c）扫描过迟

（1）零线　即偏转板 y_1 上电压为零时扫描出来的水平线，没有此零线就没有测量的基线。

（2）校幅电压线　即在 y_1 板上加上一个已知大小的直流电压 U，而后启动示波器，在屏上得到的一条与零线平行的直线，其垂直偏转为 h，由被测电压波幅的高度 h_m，可求得被测电压的幅值 $U_m=Uh_m/h$；

(3) 时标线　在 y_1 板上加上已知频率的高频波（正弦的或脉冲的），保持扫描速度，所得到的展开的高频波形，其周期 T 可作为水平线的时间刻度。

3. 使用示波器过程中应注意的问题

使用示波器应注意下列几点：

1) 开机后应预热 5～10min，待电子管工作正常后再测试。

2) 阴极射线管的阴极和荧光屏是决定示波器寿命的主要因素，使用中辉度调节要适当，能看清图形即可，不宜过亮。不要让光点长时间停留于一点，以免烧伤荧光屏形成暗斑。

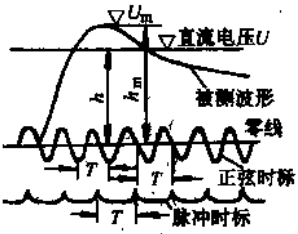


图 2-37　一个完整的示波图

3) 避免阳光长时间直接照射示波器荧光屏，以免降低其使用寿命。

4) 在测试过程中，如果短时间停止使用，不必关机，只要将辉度调到最小即可，因为频繁地开关电源，会使灯丝较多地承受很大的冲击电流，影响灯丝的寿命。

5) 示波器不使用时，应放置在干燥的地方。如果长期不用，应定期进行通电，以驱赶潮气和电容充放电。因为长期不用，机内电容器不充电，有可能降低性能或造成损坏。

6) 示波器的地线和外壳相通，在进行测试时，注意避免外壳带电，危及人身安全。

7) 利用双线示波器进行两个信号同时观察时，一定要注意两个被测信号应有公共点，如果没有公共点，只能分别作单线测试，否则将会造成被测电路的短路事故。

2.4　安全工具

2.4.1　正确使用电气安全工具

操作高低压开关柜（板）或其他带有传动装置的设备时，需使用能防止接触电压及跨步电压的辅助安全工具。辅助安全工具中的绝缘垫、绝缘台、绝缘靴，在操作时一般使用其中的一种即可。使用前应进行如下外观检查：

1) 安全工具是否符合规程要求，是否在定期试验的安全期内，有灰尘的要擦干净，有碳印的则不准使用。

2) 安全工具中的绝缘制品，如绝缘手套、绝缘靴、绝缘垫不允许有外伤、裂纹、气泡、毛刺、划伤等，发现有问题时，应立即更换。

3) 安全用具是否适用于实际电压等级，特别是基本安全用具（绝缘棒、验电器），更需事先核对。

使用的要求是：

1) 无特殊防护装置的绝缘棒，不允许在雨雪时进行室外操作。

2) 潮湿天气的室外操作，不允许用无特殊防护的绝缘夹。

3) 绝缘台用于室外时，必须放在坚硬的地面上。

4）用验电器时，应戴绝缘手套和站在绝缘台上，逐渐接近被验设备，直至筒灯发光或接触后不发光为止。

5）检查安全用具表面有无损伤，安全用具上的瓷件有无裂纹等。

6）将安全用具擦拭干净，对验电器要先验证，以免使用中得出错误结论或造成事故。

7）使用完的安全用具要擦拭干净并放到固定位置，不可随意乱扔乱放，也不准另作它用。安全用具应有专人负责妥善保管，防止受潮、脏污和损坏。例如，绝缘操作杆应放在固定的木架上，不得贴墙放置或横放在墙根。绝缘靴、绝缘手套应放在箱、柜内，避免在阳光下曝晒，或放在有酸、碱、油的地方，验电器应放在盒内，置于通风干燥处。

2.4.2　绝缘棒、绝缘夹钳和高压验电器

1. 绝缘棒

绝缘棒又叫绝缘杆，如图 2-38a 所示。绝缘夹钳又叫绝缘夹，如图 2-38b 所示。绝缘棒和绝缘夹钳都是基本安全工具，用于 35kV 及以下的电气设备。绝缘棒和绝缘夹钳由工作部分（钩或钳口）、绝缘部分和握手部分组成。握手部分和绝缘部分用浸过漆的木材、硬塑料、胶木或玻璃钢制成，其间有护环分开。绝缘棒主要用来操作高压隔离开关、跌落式熔断器，安装和拆除临时接地线，以及进行测量和试验等项工作。绝缘夹钳主要用来装拆熔断器及其他类似的工作。

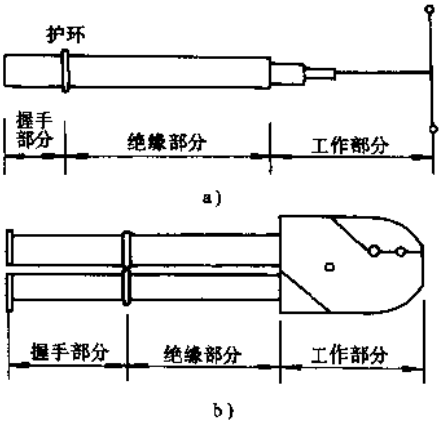


图 2-38　常用绝缘工具

a）绝缘棒　b）绝缘夹钳

绝缘棒工作部分金属钩的长度在满足工作需要的情况下尽量做得短一些，一般为 5～8cm，以免操作时引起相间短路或接地短路。

2. 高压验电器

一般由以下部分组成（见图 2-39）。

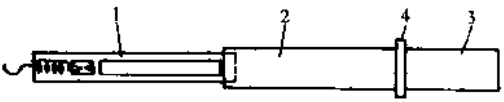


图 2-39　高压验电器

1—指示器部分　2—绝缘部分

3—握手部分　4—护环

（1）指示器部分　由金属接触端、压紧弹簧、氖管、电容绝缘管或电子元件等组成。外部套有酚醛粉压制或聚氯乙烯制成的硬质绝缘管。

（2）绝缘部分　绝缘部分指的是自指示器下部的金属衔接螺栓起至护环止的部

分，绝缘部分长度不得小于以下数值（安全规程规定）：

10kV 及以下　　0.40m

35kV　　0.60m

110kV　　1.00m

（3）握手部分　指护环以下的部分，其长度应符合表 2-1 的规定。

表 2-1　高压验电器的最小尺寸

高压验电器额定电压/kV	上部接触端至护环的长度/mm	握手部分的长度/mm	总长度（包括指示器部分）/mm
≤10	580	120	700
35	900	200	1100
110	1950	400	2350

（4）护环　它是绝缘部分和握手部分的分界点，护环的直径应比握手部分长度为 20～30mm。

高压验电器使用方法如下：

1）必须注意高压验电器的额定电压和被检验电气设备的电压等级相适应。

2）操作人员应戴绝缘手套，手握在护环以下的握手部分。先在有电设备上进行检验，检验时应渐渐移近带电设备至发光或发声为止。验证高压验电器性能完好后，再在需要进行验电的设备上检测。

3）检测时也应同样渐渐地向设备移近，直至直接触及到设备的导电部分，此过程中若一直无光、声指示，则可判断为无电。反之，如果在移近过程中突然有发光或发声指示，即应停止验电，说明设备有电。

2.4.3　安全、起重工具的试验和配置标准

根据电力行业标准 DL408—1991《电业安全工作规程》规定，常用电气绝缘工具试验见表 2-2。根据上述规程和 DL477—1992《农村低压电力技术规程》规定，登高和起重工具试验标准见表 2-3。供电所变电所安全工器具配置标准见表 2-4 和表 2-5。

表 2-2　常用电气绝缘工具试验一览表

序号	名称	电压等级/kV	周期	交流耐压/kV	时间/min	漏泄电流/mA	附注
1	绝缘棒	6～10	每年一次	44	5		
		35～154		4 倍相电压			
		220		3 倍相电压			

（续）

序号	名称	电压等级/kV	周期	交流耐压/kV	时间/min	漏泄电流/mA	附注
2	绝缘挡板	6～10	每年一次	30	5		
		35（20～44）		80	5		
3	绝缘罩	35（20～44）	每年一次	80	5		
4	绝缘夹钳	35 及以下	每年一次	三倍线电压	5		
		110		260			
		220		400			
5	试电笔	6～10	每六个月一次	40	5		发光电压不高于额定电压的 25%
		20～35		105			
6	绝缘手套	高压	每六个月一次	9	1	≤9	
		低压		2.5		≤2.5	
7	橡胶绝缘靴	高压	每六个月一次	15	1	≤7.5	
8	核相器电阻管	6	每六个月一次	6	1	1.7～2.4	
		10		10		1.4～1.7	
9	绝缘绳	高压	每六个月一次	105/0.5m	5		

表 2-3　登高和起重工具试验标准表

分类	名　称	试验静拉力/N	试验静重（允许工作倍数）	试验周期	外表检查周期	试荷时间/min
登高工作	安全带 大带 小带	2205 1470		半年一次	每月一次	5
	安全腰绳	2205		半年一次	每月一次	5

（续）

分类	名　称	试验静拉力/N	试验静重（允许工作倍数）	试验周期	外表检查周期	试荷时间/min
登高工作	升降板	2205		半年一次	每月一次	5
	脚扣	980		半年一次	每月一次	5
	竹（木）梯	试验荷重1765		半年一次	每月一次	5
起重工具	白棕绳		2	每年一次	每月一次	10
	钢丝绳		2	每年一次	每月一次	10
	铁链		2	每年一次	每月一次	10
	葫芦及滑车		1.25	每年一次	每月一次	10
	扒杆		2	每年一次	每月一次	10
	夹头及卡		2	每年一次	每月一次	10
	吊钩		1.25	每年一次	每月一次	10
	绞磨		1.25	每年一次	每月一次	10

表 2-4　供电所安全工器具配备标准

安全工器具	配备标准
绝缘操作杆	线路班人数的一半
绝缘手套	2 双
线路接地线	2 组
高压验电器	线路班人均一支
安全带	线路班人均一副
安全帽	线路班人均一顶，其他人员酌情配备
个人保安线	线路班人均一副
升降板或脚扣	线路班人均一副
标示牌	“禁止合闸”、“线路有人工作”，“止步，高压危险”各 10 块，其他酌情配备

表 2-5　变电所电气安全工器具配备标准

安全工器具 / 数量 / 变电所	电压/kV	绝缘操作杆/支	验电器/支	携带型短路接地线/组	绝缘手套/双	绝缘靴/双	绝缘垫/块	安全带/副	防毒面具/副	标志牌/块
220kV 变电所	220	2	2	6	3	3	3	2	3	“止步，高压危险”，设备间隔总数×1.5。“禁止合闸，有人工作”，进出线条数×3。“禁止合闸，线路有人工作”，进出线数×1。“禁止攀登，高压危险”，常设脚蹬处×1。“在此工作”以进出线数×1。其他标志牌酌情配置
	110	2	2	10						
	35	2	2	进出线总数×1.5						
	6～10	2	2	进出线总数×1.5						
110kV 变电所	110	2	2	10	2	2	2	2	2	
	35	2	2	进出线总数×1.5						
	6～10	2	2	进出线总数×1.5						
35kV 变电所	35	2	2	进出线总数×1.5	2	2	2	2	2	
	6～10	2	2	进出线总数×1.5						

注：1. 安全帽每人一顶配备，护目镜 3 副。
2. 安全围栏、木遮栏等各变电所可根据需要配备。
3. 本标准为应配备的最低标准。

2.5　起重工具

2.5.1　常用起重工具

电工常用的起重工具主要有五种：

(1) 环链手拉葫芦　它是一种采用行星摆线针轮传动的高效率起重工具。它的结构紧凑，手拉力小，携带方便，常用的有 SH 型 0.5t、1t、2t、3t、5t、10t 等几种。

(2) 滑车　按结构分为吊钩型、链环型、吊环型、吊梁型等多种，起重量可从 0.5t 到 140t。一般电工安装都采用 10t 以下的滑车。

(3) 千斤顶　由主架、底座、锯齿螺杆、铜螺母、升降套筒、推力轴承、棘轮组等组成。往复扳动手柄即可升降。DQ 型电缆千斤顶，在电缆施工中应用很广泛。除上述机械千斤顶外，还有液压千斤顶。

(4) 绞盘　由盘架、盘心、盘杠三部分组成。推动盘杠使盘心旋转卷绕牵引绳，即可达到移动重物的目的，一般常用绞盘配合滑轮使用。在电工安装工程中，绞盘是一种应用很广的起重工具。绞盘又称为绞磨。

(5) 桥式起重机（俗称行车）　见下面 2.5.3 点叙述。

2.5.2　绳子的安全允许拉力

1) 钢丝绳的安全拉力即允许拉力，可按下式计算：

$$P=\frac{P_K}{K}$$

式中　P——钢丝绳的允许拉力（N）；

P_K——钢丝绳的破断拉力（N）；

K——钢丝绳的综合安全系数。

根据电力行业标准 DL408—1991《电业安全机械部分工作规程》规定，钢丝绳的安全系数如下：用于固定起重设备的拖拉绳为 3.5；用于人力开动的起重设备为 4.5；用于机器动力的起重设备为 5～6；用于绑扎起重物的绑扎绳为 10；用于载人的升降机为 14。由此可见，一般起重设备的安全系数可取 4.5～6。

因为 P_K 可以从产品规格中查到，所以代入公式内即可求出钢丝绳的允许拉力。

钢丝绳结扣时，其允许拉力减半。在滑轮上使用钢丝绳时，滑轮直径应不小于钢丝绳直径的 16 倍，以防损坏钢丝绳。

2) 麻绳的安全拉力计算更简单，只要从产品规格中查出破断拉力，再除以安全系数，即得出安全允许拉力。

如果未查到产品规格，钢丝绳的破断拉力见表 2-6。锦纶绳和白棕绳的安全负载量见表 2-7。常见 U 形环（又称卸扣）的性能见表 2-8。

表 2-6　常用钢丝绳的技术特性

直径 /mm	规　格	重量 /（N/m）	破断拉力 /×10³N	允许拉力/×10³N		
				安全系数 3	安全系数 3.5	安全系数 4
9.2	6 股 19 丝单有机芯；钢丝强度 1300N/mm	2.9	35.4	11.8	10.1	8.8
11.0		4.0	48.5	16.2	13.9	12.1
12.0	6 股 24 丝 7 根有机芯；钢丝强度为 1300N/mm	4.5	52.5	17.5	15.0	13.1
13.0		5.2	61.0	20.3	17.4	15.2
15.0		6.8	79.8	26.6	22.8	19.9
16.5		8.5	101.0	33.7	28.9	26.2

（续）

直径/mm	规　格	重量/(N/m)	破断拉力/×10³N	允许拉力/×10³N		
				安全系数 3	安全系数 3.5	安全系数 4
18.5	6 股 24 丝 7 根有机芯；钢丝强度为 1300N/mm	31.8	11.0	122.0	41.7	35.2
20.5		14.0	155.0	50.6	43.5	38.0
22.5		16.0	180.0	60.0	51.5	45.0
26.0		21.0	244.0	81.4	69.8	61.0
28.0	6 股 37 丝，单有机芯；钢丝强度为 1300N/mm²	26.0	314.0	105.4	89.8	78.5
32.5		36.0	417	139.0	119.0	104.0

表 2-7　常用锦纶绳和白棕绳的安全负载量

安全负载量 名称 规格（直径）	锦纶绳		白棕绳	
	用作吊重/N	用作捆绑/N	用作吊重/N	用作捆绑/N
6mm	600	300		
9mm	1400	700	1000	700
12mm	2400	1200	1500	1000
16mm			2500	1700
19mm	5000	2500	3000	2000
25mm			5000	3500

2.5.3　桥式起重机运行检修规程

桥式起重机俗称桥吊或行车，是中小型变压器制造车间或供电局修试车间最常用的起重机械。它的规格以吊钩允许最大起重量来命名。如 10/3t 桥式起重机代表大钩（大起重钩）允许吊 10t 重物，小钩允许吊 3t 重物。10/3t 桥式起重机也可简称 10t 桥式起重机。本规程以 10t 桥式起重机为例。

1. 桥式起重机运行规程

1）应有专门人员来操纵起重机。

2）起重机侧面，必须挂有注明起重机的最大起重量，工作制度和制造厂的标牌。

3）行车工作时，禁止任何人停留在起重机上或小车上。

4）在行车上检查或修理时，必须断开电源。

5）行车不带负载运行时，吊钩必须升起至少超过一人高度。

6）行车带重物运行时，重物必须升高至运行线路上最高阻碍物 0.5m 以上。

7）禁止用任何方法上下抛扔物品。

8）工具及备品必须贮放在专门的箱子里，禁止随便放在大车和小车上，以免落下伤人。

9）严格禁止搬运重物在人头上越过，此时人应躲开。

10）禁止用吊钩或所吊重物上运送工作人员。

11）禁止将易燃品贮放在起重机上。

12）运行一年后，要对行车进行全面检查和负载试验。

表 2-8 常用U形环的性能

销子直径 /cm	安全力 /×10³N	破断力 /×10³N	销子直径 /cm	安全力 /×10³N	破断力 /×10³N
1.0	7.0	28.0	3.0	45.0	280.0
1.2	7.0	42.0	3.2	51.0	310.0
1.5	11.0	66.0	3.5	60.0	350.0
1.8	16.0	100.0	3.8	70.0	420.0
2.0	20	130.0	4.0	78.0	470.0
2.2	24.0	155.0	4.5	100.0	600.0
2.5	31.0	185.0	5.0	130.0	780.0
2.8	40.0	245.0	7.5	280.0	1700.0

注：常用U形环容许受力估算公式：$P=10d^2/2$

P：容许受力（t）；d：销子直径（cm）。

2. 行车电器检修技术规程

1）只允许专门人员担任行车电器的维护工作。

2）修理时必须使用36V安全灯，并断开设备电源。

3）电气检修至少有2人进行，带电作业要符合“安全规程”的有关规定。

4）日检修由司机执行，在每日下班前进行，检修范围如下：

① 清除电气设备外部的灰尘、油污等。

② 用手探测电动机、电磁铁、控制器触头、电阻器等发热情况。

③ 检查轴承、齿轮箱有无漏油现象。

④ 检查主要电线接头及滑线板接触状况。

⑤ 将发现的各种特殊情况记录下来。

5）月检修由电气检修人员执行，司机参加，检修范围如下：

① 观察电动机刷架机构及电刷集电环等磨损情况。

② 电动机、电磁铁、断电器及电磁开关等在运行时所发生的声响是否正常。

③ 检查并修理控制器与开关的触头，并涂上一层凡士林油。

6）年修或大修，由电气检修人员执行，检修范围如下：

① 拆开各台电气设备进行清理，检修各台设备支架。

② 观察电动机刷架机构及电刷集电环等磨损情况。

③ 洗净电动机轴承并另换新润滑脂，测量转子与定子之间空隙，如不均匀，应更换轴承。

④ 测量绝缘电阻，必要时应进行干燥处理。

⑤ 各种已发现的大小毛病须在年修时全部修好、无法修理的部件应更换。

3. 行车司机职责

1）熟悉行车的用途装备、操作方法及保养规则。

2）严格遵守安全运行规程。

3）起重机在每次开动前，必须发出开车警告信号（电铃）。

4）注意被吊物件，不得超过额定吊重量。

5）司机必须与挂勾工配合好，步调一致，起吊时，只应听从挂钩工的信号；但“停车”信号不论有谁发出，均应立即停车。

6）起吊重物时，必须在垂直位置，不允许利用大车或小车拖动重物。

7）大车与小车必须以最缓慢的行速在不撞碰挡架的条件下逐步地靠近边缘位置。

8）行车在运行时，禁止将控制器从顺转位置直接猛打到反转位置来进行制动，但用作防止事故发生的情况下可以例外。

9）行车在突然停电时，应尽快将控制器拉到零位，断开总开关，并通知挂勾工（如果吊勾上有重物），警告任何人不准在重物下通过。

10）起重机吊升重物或放下钩子时，司机不得离开。

11）行车工作完毕，吊具应升到上面位置，控制器处在零位置并断开电源，行车停放在停车点上。

12）最后清扫和擦拭起重设备，填好检查运行记录，并把所发现的问题报告班长。

第 3 章　变压器的工作原理和基本理论

3.1　变压器的工作原理

现以单相变压器为例来说明变压器的工作原理。其原理图如图 3-1 所示。习惯上，把变压器接电源的一侧叫做一次侧，一次侧的绕组叫做一次绕组；把变压器接负载的一侧叫做二次侧，二次侧的绕组叫做二次绕组。

3.1.1　变压器二次侧开路时的工作原理

假设在一次侧施加的交流电压为 $\dot{U}_1$，流过的电流为 $\dot{I}_1$，则在铁心中会有交变的磁通 Φ 产生，使这两个绕组发生电磁联系，根据电磁感应原理，交变磁通穿过这两个绕组就会感应电动势，其大小与磁通所匝链的绕组匝数以及主磁通的最大值成正比，即

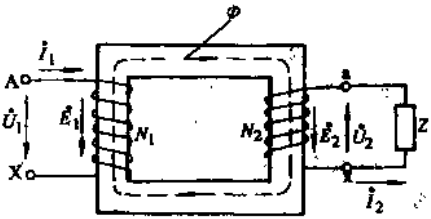


图 3-1　单相变压器的原理图

$$\dot{E} = 4.44 f N \dot{\Phi}_m \tag{3-1}$$

式中　$\dot{E}$——感应电动势（V）；

f——频率（Hz）；

N——绕组匝数；

$\dot{\Phi}_m$——主磁通最大值（Wb）。

由于一、二次绕组由同一磁通 $\dot{\Phi}$ 交链，所以

$$\dot{E}_1 = 4.44 f N_1 \dot{\Phi}_m$$

$$\dot{E}_2 = 4.44 f N_2 \dot{\Phi}_m$$

由以上两式可以求出

$$\frac{\dot{E}_1}{\dot{E}_2} = \frac{N_1}{N_2} = K$$

由于一次绕组的漏抗和电阻都比较小，故可以忽略由它们引起的电压降，即 $\dot{U}_1 \approx \dot{E}_1$；而二次侧是开路的，$\dot{I}_2 = 0$，则 $\dot{U}_2 = \dot{E}_2$。

所以

$$\frac{\dot{U}_1}{\dot{U}_2} = \frac{\dot{E}_1}{\dot{E}_2} = \frac{N_1}{N_2} = K \tag{3-2}$$

式中　$\dot{U}_1$、$\dot{U}_2$——一、二次侧绕组的端电压；

K——变压器的电压比。

由式（3-2）可以看出，绕组匝数多的一侧，电压高；绕组匝数少的一侧，电压低。变压器空载时，一、二次端电压与一、二次绕组的匝数成正比，起到了变换电压的作用。

3.1.2　变压器二次侧接上负载后的工作原理

在二次侧接入负载后，在电动势 $\dot{E}_2$ 的作用下，将有二次电流 $\dot{I}_2$ 通过，该电流产生的磁动势 $\dot{F}_2$（$\dot{I}_2N_2$）也将作用在同一铁心上，起到反向去磁的作用。但因主磁通 Φ_m 决定于电源电压 $\dot{U}_1$，而 $\dot{U}_1$ 基本不变，所以主磁通 Φ_m 也基本不变，故一次绕组电流 $\dot{I}_1$ 必将自动增加一个分量产生磁动势 $\dot{F}_1$，以抵消二次绕组电流 $\dot{I}_2$ 所产生的磁动势 $\dot{F}_2$。在一、二次绕组电流 $\dot{I}_1$、$\dot{I}_2$ 的作用下，不计空载电流 $\dot{I}_0$，则作用在铁心上的总磁动势为

$$\dot{F}_1 + \dot{F}_2 = 0$$

或

$$\dot{I}_1N_1 + \dot{I}_2N_2 = 0 \tag{3-3}$$

由式（3-3）可知，$\dot{I}_1$ 和 $\dot{I}_2$ 同相，所以

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{1}{K} \tag{3-4}$$

从式（3-4）可以看出，一、二次电流比和电压比正好相反，互为倒数。

由上述可知，变压器一、二次绕组功率基本上不变（不计损耗），二次绕组电流 $\dot{I}_2$ 的大小决定于负载的需要，一次绕组电流 $\dot{I}_1$ 的大小也是取决于负载的需要，变压器起到功率传送的作用。

即二次绕组的电流 $\dot{I}_2$ 所建立的磁通为 $\dot{\Phi}_2$，$\dot{\Phi}_2$ 对一次绕组电流 $\dot{I}_1$ 产生的磁通 $\dot{\Phi}_1$ 而言是去磁的，$\dot{\Phi}_2$ 与 $\dot{\Phi}_1$ 的相位相反。因此，在负载状态下，铁心中磁通是由 $\dot{\Phi}_1$ 与 $\dot{\Phi}_2$ 合成的。

前面已述，$\dot{U}_1 \approx \dot{E}_1 = 4.44fN_1\dot{\Phi}_m$，其中频率 f 和一次绕组匝数 N_1 为常数，而在负载状态下和空载状态下的电源电压 U_1 基本保持不变，故磁通 Φ_m 也基本保持不变，如此有 $\dot{\Phi}_1 - \dot{\Phi}_2 = \Phi_m$，这便是变压器的磁通平衡方程式。

3.1.3　三相变压器的磁路

三相变压器是从单相变压器发展起来的，图 3-2 画出了由单相变压器接成的三相组。如果把三个单相变压器的铁心按一定几何位置排列，就可以把三个单相铁心合并成一个三相变压器铁心。图 3-3 画出了三相变压器铁心演变过程。

图 3-2 所示的变压器三相组的 A、B、C 铁心都是有独自的磁路，相互之间没有磁路联系，而图 3-3c 所示三相变压器铁心在磁路上 A、B、C 相都是彼此联系着的。

在三相系统内的磁通之和等于零，即 $\dot{\Phi}_A+\dot{\Phi}_B+\dot{\Phi}_C=0$。所以图 3-3a 所示的三个铁心的中央铁心柱可以省去，再把图 3-3b 中 B 相铁轭缩短，就变为图 3-3c 所示的三柱式铁心形状。

三相变压器有三个一次绕组和三个二次绕组，分套在由轭铁连接起来的三个心柱上。三个一次绕组和三个二次绕组分别以一定的规律连接引出三个输入端和三个输出端，构成联结组，参见第 1 章。

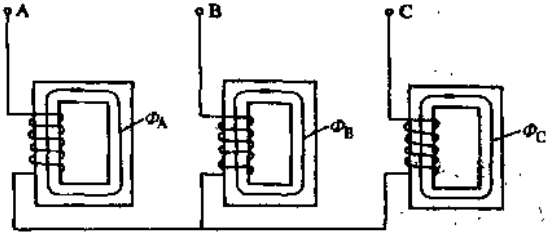


图 3-2 用三台单相变压器接成的三相组

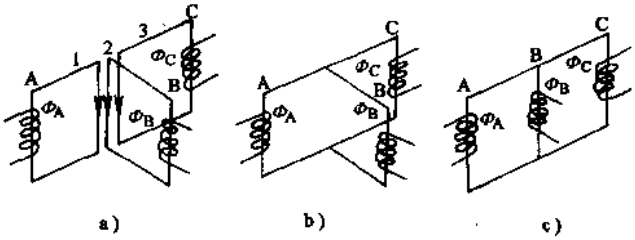


图 3-3 由三个单相铁心改成三相铁心原理图

a）～c）改变过程

3.2 空载运行

3.2.1 联结组对波形的影响

详见第 1 章。

3.2.2 主磁通和感应电动势的数值

通过铁心并与一、二次绕组相交链的磁通叫做主磁通，其最大值为 Φ_m。根据电磁感应定律，主磁通应在一、二次绕组中产生感应电动势，其绝对值可以推求如下：

设磁通 Φ 随时间做正弦变化，其最大值为 Φ_m，频率为 f，如图 3-4 所示。

由图中可以看出，磁通 Φ 在 $T/4$ 的时间内由零值增大到最大值 Φ_m，即

$$\Delta t=\frac{T}{4}=\frac{1}{4}\cdot\frac{1}{f}=\frac{1}{4f}$$

$$\Delta\Phi=\Phi_m-0=\Phi_m$$

于是感应电动势的平均值为

$$E_p=N\frac{\Delta\Phi}{\Delta t}=N\frac{\Phi_m}{\frac{1}{4f}}=4fN\Phi_m$$

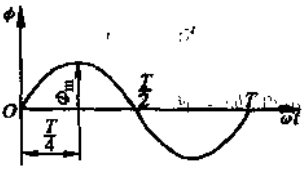


图 3-4 正弦变化的磁通

由于正弦电动势的最大值 E_m 为平均值的 $\pi/2$

倍，故

$$E_m = \frac{\pi}{2}E_p = \frac{\pi}{2} \times 4fN\Phi_m = 2\pi fN\Phi_m$$

又由于正弦电动势的有效值 E 为最大值的 $1/\sqrt{2}$ 倍，故

$$E = \frac{1}{\sqrt{2}}E_m = \frac{1}{\sqrt{2}} \times 2\pi fN\Phi_m = 4.44fN\Phi_m$$

即

$$E = 4.44fN\Phi_m \tag{3-5}$$

设变压器铁心柱的有效截面积为 S，则铁心柱的最大磁通密度为

$$B_m = \frac{\Phi_m}{S}$$

将 $\Phi_m = B_m S$ 代入式（3-5）得

$$E = 4.44fNSB_m \times 10^{-4} \tag{3-6}$$

式中　E——感应电动势有效值（V）；

f——频率（Hz）；

N——匝数；

B_m——磁通密度最大值（T）；

S——铁心柱有效截面积（cm^2）。

于是变压器的一、二次绕组的感应电动势的有效值 E_1 和 E_2 可按式（3-6）表示如下：

$$\left.\begin{aligned} E_1 &= 4.44fN_1\Phi_m = 4.44fN_1SB_m \times 10^{-4} \\ E_2 &= 4.44fN_2\Phi_m = 4.44fN_2SB_m \times 10^{-4} \end{aligned}\right\}$$

根据 $\dot{U}_1 \approx -\dot{E}_1$，对于已经制成的变压器来说，主磁通的大小和波形，主要取决于电源电压的大小和波形。主磁通在变压器空载的情况下，其相位滞后于电源电压 90°，而感应电动势 $\dot{E}_1$ 又滞后于主磁通 $\dot{\Phi}_m$ 90°。

3.2.3　空载损耗和空载电流

变压器在空载运行时，空载电流 i_{10} 很小，一般只有额定电流的 0.6%～3%。

变压器在空载运行时具有有功损耗，这个损耗称为空载损耗（P_0）。空载损耗由两部分组成，即空载电流 i_{10} 在流经一次绕组时，在绕组电阻 r 上的有功损耗和磁通在铁心中产生的损耗。前者由于 i_{10} 很小，故可忽略不计。可以认为变压器在空载运行时的空载损耗即为磁通在铁心中的损耗。因此，一般把空载损耗称为铁损（P_{Fe}）。

铁损又由两部分组成，即磁滞损耗和涡流损耗。磁滞损耗的大小取决于电源的频率和铁心材料磁滞回线的面积，如图 3-5 所示。电源频率愈高，磁滞回线面积越大，磁滞损耗就愈大。通常磁滞回线的面积与铁心最大磁通密度的二次方成正比。

涡流损耗是交变磁通在铁心叠片中感应的涡流所引起的损耗。实验证明，涡流损耗与最大磁通密度和频率的二次方成正比。铁心硅钢片中感应涡流的情况如图 3-6 所示。

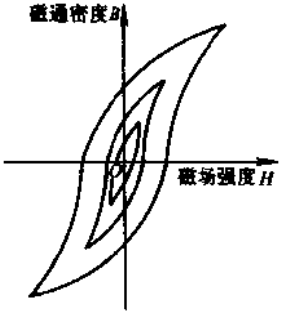


图 3-5 磁滞回线

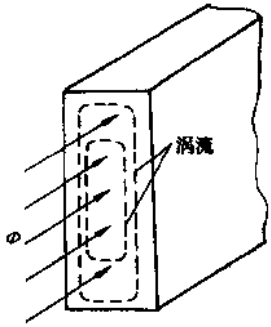


图 3-6 一片硅钢片中的涡流

要想降低铁损，必须采用优质硅钢片，即晶粒取向冷轧硅钢片做铁心；在工艺上要减少铁心叠片的接缝数；铁心叠片采用斜接缝；心柱与铁轭用带绑扎，以代替穿心螺杆夹紧等措施。

如上所述，变压器空载运行时是有损耗的，因此，空载电流也不是纯励磁电流。可以认为，它是由两个分量组成，即磁化电流 I_μ 和铁损电流 I_{Fe}。磁化电流 I_μ 产生主磁通，铁损电流 I_{Fe} 供给铁心有功损耗。

由于电源电压为正弦波形，因此，要求铁心中的主磁通亦为正弦波形，以感应正弦波形的电动势 E_1 和电源电压相平衡。但是由于铁心运行于磁化曲线饱和区附近，因此，正弦波的励磁电流产生不了正弦波的磁通 Φ，只有尖顶波的励磁电流才能产生正弦波的磁通 Φ。

变压器运行时磁化电流将随着铁心的饱和而迅速增大，波形畸变，成为尖顶波形。铁心越饱和，则磁化电流波形越尖，其中可以分解出占比例很高的三次谐波电流。三次谐波电流对三相变压器的运行有较大影响。尖顶波的励磁电流可分解为基波电流和高次谐波电流。

3.2.4 励磁阻抗和变压器的空载等效电路

感应电动势 E_1 和空载电流之间是曲线关系，但工程应用时为简化计算将其线性化，用一个集中参数表示，即

$$\dot{E}_1 = -\dot{I}_{10}Z_m$$

式中 Z_m——变压器的励磁阻抗（$Z_m = r_m + jX_m$）。

励磁电阻 $$r_m = \frac{P_{Fe}}{I_{10}^2}$$

励磁电抗 $$X_m = \sqrt{Z_m^2 - r_m^2}$$

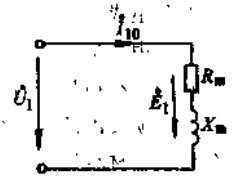


图 3-7 变压器的空载等效电路

图 3-7 所示为变压器空载运行时的等效电路图。

变压器的铁损 P_{Fe}、空载电流 I_0 和励磁阻抗 Z_m 均可由空

载试验求得。试验时当所加电压为额定电压，则可直接测得空载损耗 P_{Fe} 和 I_0，并计算出 $I_0\%$。

变压器的铁耗在空载试验时，无论从一次绕组加电压，或是从二次绕组加电压，所测得的 I_0 绝对值虽然不一样，但 $I_0\%$ 却是一样的。

3.3　负载运行

3.3.1　运行简况和关系

当变压器二次侧接负载（见图 3-8）时，在感应电动势 e_2 的作用下，二次绕组有电流 i_2 通过，二次侧就有电能输出。根据能量守恒定律，一次绕组将从电源吸取负载所需的能量，通过主磁通传递到二次侧。在电源电压 U_1 一定的情况下，要使输入能量增加，一次电流 i_1 必然会随二次电流 i_2 的增加而增加，即一次电流将由空载时的 i_0 增加到 i_1。

从电磁关系来看，当二次绕组有电流 i_2 通过时，也会产生磁动势 i_2N_2。由于 i_2 是在互感电动势 e_2 的作用下产生的，根据电磁感应定律，磁动势 i_2N_2 起着削弱主磁通的作用。

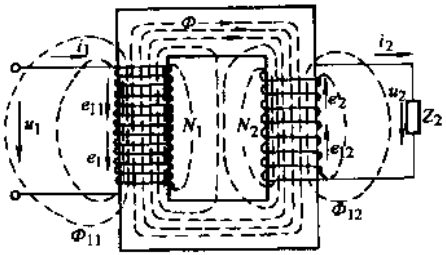


图 3-8　变压器二次侧接负载的运行状况

但是，不论变压器在空载还是负载状态，一次绕组的阻抗电压降总是很小而且可以忽略不计的，即

$$U_1 \approx E_1 = 4.44fN_1\Phi_m$$

可见，在电源电压 U_1 及其频率 f 不变的情况下，E_1 和 Φ_m 也近似不变，这就是说，铁心中的主磁通的最大值在变压器空载和负载时几乎相等。在空载时的磁动势为 i_0N_1，产生的磁通最大值为 Φ_m；在负载时，磁路中的磁动势为 $i_1N_1+i_2N_2$，其结果仍然保持原有的磁通最大值 Φ_m 不变，即保持原有的磁动势 i_0N_1 不变，即

$$i_1N_1 + i_2N_2 = i_0N_1$$

用复量形式表示

$$\dot{I}_1N_1 + \dot{I}_2N_2 = \dot{I}_0N_1$$

或

$$\dot{I}_1N_1 = \dot{I}_0N_1 - \dot{I}_2N_2 \tag{3-7}$$

从式（3-7）可看出，一次绕组磁动势 $\dot{I}_1N_1$ 有两个作用：一个是供给产生主磁通的磁动势 $\dot{I}_0N_1$（也称励磁分量）；另一个是用来抵消 $\dot{I}_2N_2$ 的去磁作用（也称负载分量）。故式（3-7）称为变压器带负载时的磁动势平衡方程式。它反映了带负载时变压器的电磁关系的主要特点。

由于变压器的空载电流很小（一般配电变压器的空载电流约为其额定电流的

1%～8%，S9 低损耗变压器为 0.6%～3%），因此，若略去 $\dot{I}_0N_1$ 不计，式（3-7）可近似写成

$$\dot{I}_1N_1 + \dot{I}_2N_2 \approx 0$$

或

$$\dot{I}_1N_1 \approx -\dot{I}_2N_2 \tag{3-8}$$

由式（3-8）可知，变压器有负载时，一、二次绕组的磁动势在相位上近似相反，二次绕组的磁动势 $\dot{I}_2N_2$ 对一次绕组的磁动势 $\dot{I}_1N_1$ 起去磁作用。也就是说，一次绕组电流与二次绕组电流在相位上近似相差 180°，当二次绕组电流 $\dot{I}_2$ 增大时，二次绕组的磁动势 i_2N_2 也增大。与此同时，一次绕组电流 i_1 和一次绕组磁动势 i_1N_1 也随着增大，增加的部分恰好抵消二次绕组磁动势而起去磁作用，以维持磁动势 i_0N_1 不变，即铁心中的主磁通最大值 Φ_m 不变。这就是变压器带负载后，一、二次绕组之间的电磁关系，反映了二次绕组电流对一次绕组电流的影响。

由式（3-8）可得

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{1}{K} \tag{3-9}$$

式（3-9）表明，变压器一、二次绕组电流之比值近似等于它们的匝数比的倒数，说明变压器有变换电流的作用。

在图 3-8 的二次侧电路中，根据欧姆定律，二次绕组电流 i_2 的有效值为

$$I_2 = \frac{U_2}{Z_2} \tag{3-10}$$

式中 Z_2——负载阻抗（Ω）；

U_2——二次绕组端电压的有效值（V）。

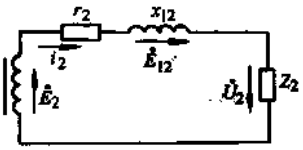


图 3-9 变压器二次侧的等效电路

用相似于一次绕组，可以得到二次侧的等效电路，如图 3-9 所示。

由图 3-9，根据基尔霍夫第二定律可得

$$\dot{E}_2 + \dot{E}_{12} = \dot{U}_2 + \dot{I}_2r_2$$

即

$$\dot{E}_2 = \dot{U}_2 + \dot{I}_2r_2 - \dot{E}_{12} = \dot{U}_2 + \dot{I}_2(r_2 + jx_2) = \dot{U}_2 + \dot{I}_2Z_2$$

或

$$\dot{U}_2 = \dot{E}_2 - \dot{I}_2Z_2 \tag{3-11}$$

式中 E_2——二次绕组的感应电动势（V）；

U_2——负载两端的电压（V）；

r_2——二次绕组的电阻（Ω）；

x_2——二次绕组的漏磁电抗（Ω）；

E_{12}——二次绕组的漏磁电动势（V）；

Z_2——二次绕组的负载阻抗（Ω）。

式（3-11）说明，变压器二次电压 $\dot{U}_2$ 等于二次绕组互感电动势 $\dot{E}_2$ 减去二次绕组的阻抗压降。对于负载来说，变压器的二次绕组可以看作是电源，x_2 和 r_2 相当于电源的内阻抗。与一次绕组的情况相似，电力变压器二次绕组的漏电抗 x_2 和电阻 r_2 都很小，定性分析时常可忽略不计。因此，式（3-11）可写为

$$\dot{U}_2 \approx \dot{E}_2$$

或

$$U_2 \approx E_2$$

上式说明，负载变压器二次电压近似等于二次绕组的互感电动势，两者基本上同相位。当变压器带负载时，二次绕组的互感电动势 e_2 和变压器空载时是一样的，参照式（3-5）可以写出下式

$$U_2 \approx E_2 = 4.44 f N_2 \Phi_m$$

可见当一次侧电源电压 U_1 一定时，二次电压 U_2 也基本恒定不变。于是从式（3-10）可以看出，二次绕组的电流 I_2 由负载阻抗 Z_2 的大小决定，也就是二次电流的大小决定于负载的需要，变压器接用的负载越多，输出的功率越大，二次绕组电流 I_2 就越大，反之亦然。

从式（3-7）可以看出，当变压器空载（$I_2=0$）时，$I_1=I_0$，这时，一次电流就是用来建立主磁通 Φ 的空载电流 I_0，也就是励磁电流。有负载时，$I_2 \neq 0$，$I_1 > I_0$，二次绕组电流越大，一次绕组电流也越大，也就是说，变压器一次绕组电流的大小取决于负载的需要。

3.3.2　运行损耗

变压器的损耗由两部分组成，简称铜损和铁损。铜损是由绕组导体电阻 R_1 和 R_2 所引起的，铁损是铁心的磁滞和涡流所引起的。

1）用负载试验可以测得绕组铜损（负载试验电压值就是该变压器的阻抗电压，变压器铭牌用额定电压百分数表示，如阻抗电压 5.5%或短路阻抗 5.5%等），铜损随负载的增加而增加，它与电流的二次方成正比。

$$P_{Cu} = I_1^2 R_1 + I_2^2 R_2$$

2）在频率不变的情况下，铁损是固定的，即变压器空载时所测得的损失。

$$P_{Fe} = P_{涡流损} + P_{磁滞损}$$

设变压器的效率为

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \times 100\% = \frac{输出功率}{输入功率} \times 100\%$$

如果变压器的铁心是用整块的实心铁或钢制成，或者是用互不绝缘的铁片叠成时，在绕组所产生的强大磁场的作用下，便会产生强大的涡流，导致铁心发热甚至烧熔。而且这种涡流又会产生强大的磁场，严重地抵消了主磁场，使变压器不能工作（见图 3-10）。为了减少涡流，通常采用 0.3～0.5mm 或更薄的导磁性能很好、电阻很大的硅钢片叠成铁心，而且每片硅钢片用绝缘覆盖起来，使涡流减到最小限度（见

图 3-11)。一台变压器的硅钢片的好坏，是衡量产品质量的重要标志。当然，涡流有害，但也有利，某些仪表（如电能表）就是利用涡流的原理来转动其铝盘的，钢铁厂还利用涡流的原理去炼钢。由于叠成一个变压器的铁心需要很多片与片之间互相绝缘的硅钢片，每片都因主磁通有每片的感应电势，容易产生很高的电压，产生放电，造成事故。所以变压器铁心一定要接地良好。

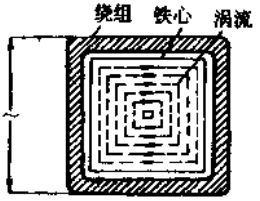


图 3-10 铁心的涡流

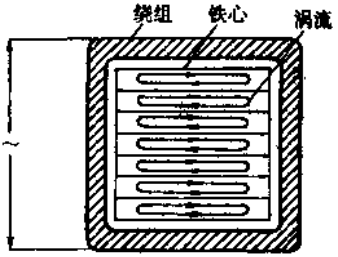


图 3-11 减少涡流的方法

3.4 运行性能

对于负载来说，变压器相当于一个电源。作为一个电源，需要知道它的电压与负载的关系，即一般所说的外特性；同时，还要了解它在不同负载下的效率变化情况，以便经济、合理地使用变压器。

3.4.1 变压器的外特性

在电源电压 U_1 和负载功率因数 $\cos\varphi_2$ 都一定时，二次电压 U_2 随负载电流 I_2 变化的规律，即 $U_2=f(I_2)$ 曲线，称为变压器的外特性，其特性如图 3-12 所示。

在图 3-12 中，当负载电流 $I_2=0$ 时，二次电压即为变压器的额定电压，即 $U_{20}=U_{2e}$。

由 $\dot{U}_2=\dot{E}_2-\dot{I}_2Z_2$ 可知，当 I_2 增加时，阻抗压降 I_2Z_2 将增加，故 U_2 将随 I_2 的增加而变化。U_2 变化的趋势和程度由 I_2 的大小和性质决定。对于电阻性和电感性负载而言，电压 U_2 随电流 I_2 的增加而下降，它的下降程度随负载的功率因数而异，功率因数越低，下降越甚，如图 3-12 所示。

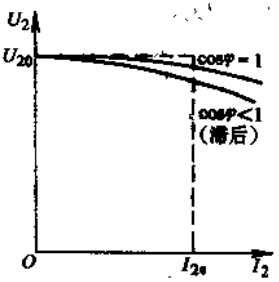


图 3-12 变压器的外特性曲线

对于电容性负载，变压器电压将具有上升的特性，当负载逐渐增大时，二次电压就逐渐升高。负载越大，二次电压升得越高。

3.4.2 变压器的电压变化率

变压器有负载时，二次电压变化的程度还可以用电压变化率 ΔU 来表示。所谓电压变化率是指：变压器一次侧接在额定频率和额定电压的电网上，空载时二次电压

U_{20}与在给定负载功率因数下二次侧为额定电流时的二次电压 U_2 的算术差，用二次额定电压的百分数表示的数值，即

$$\Delta U = \frac{U_{20} - U_2}{U_{20}} \times 100\%$$

式中　U_{20}——变压器二次空载电压（实际上即为二次额定电压）；

U_2——在额定负载 I_{2e} 时的二次端电压。

电压变化率是变压器的主要性能指标之一，对于电力变压器，由于其一、二次绕组的电阻和漏抗都很小，额定负载时电压变化率约为 2%～5%。

3.4.3　变压器调压的方法

电力系统即使在正常运行时，由于负载的变动，电压也是经常变化的。电网各点的实际电压一般不能恰好与额定电压相等，实际电压与额定电压之差称为电压偏移。电压偏移的存在是不可避免的，但要求这种偏移不能太大，否则就不能保证供电质量。作为两个电网之间的联络变压器，经常需要调节该变压器的电压来调整网络之间的负载分配；有些对电压质量要求严格的用户，也经常要求连续调节变压器的电压，以保证电压偏移始终在规定范围以内。因此，对变压器进行调压（改变变压器的电压比）是变压器正常运行的方式。

为了改变变压器的电压比来调压，变压器必须使一次绕组具有几种分接抽头，以便改变该绕组的匝数，从而改变变压器的电压比。连接及切换分接头的装置，通常称为分接开关。如果切换分接头必须将变压器从网络中切除，即不带电切换，称为无励磁（过去称无载）调压，这种分接开关称为无励磁分接开关。如果切换分接头不须将变压器从网络中切除，即可带负载切换，称为有载调压，这种分接开关称为有载分接开关。随着人们对供电质量要求的提高，在许多场合停电调压不仅停工停产，而且会影响生产和生活，有时甚至是不允许的。因此，目前日益广泛使用装有有载分接开关的电力变压器，以便在带负载情况下能够调压。通常这种控制是用自动控制器或电压无功综合控制装置（简称 VQC）通过驱动机构来实现自动操作的，也可以通过电动来实现半自动操作，在特殊情况下，也可用手柄来手动操作（较小容量的中小型变压器所配的简易式复合式有载分接开关运行时不能手动操作）。关于有载分接开关和有载调压详见本书后面章节专门介绍（第 27～30 章）。

无励磁（又称无载）调压操作，先将变压器退出运行，然后按实际需要将分接开关转换到所需的挡位上，注意分接头位置的正确性，手感应该“落槽”和档位指示正确对准。为了使分接开关触头与绕组分接头接触良好，调压时可前后反复转动 3～5 次，以去除触头表面氧化膜。变换分接头以后，用电桥测量各回路的直流电阻，三相应平衡，相差不得超过三相平均值的 2%（线间）或 4%（相间）。

电网电压是随着运行方式和负载的大小变化而变化的。电网电压过高和过低，将会直接影响变压器的正常运行和用电设备的出力及使用寿命。为了使变压器能够有一个额定的输出电压，大多数是通过改变一次绕组分接抽头的位置即改变变压器绕

组接入的匝数多少，来改变变压器的输出端电压。在变压器一次侧的三相绕组中，根据不同的匝数引出几个抽头，这几个抽头按照一定的接线方式接在分接开关上。开关的中心有一个能转动的触头，当变压器需要调整电压时，改变分接开关的位置（见图3-13），就改变了变压器的电压比。根据变压器的工作原理，当忽略变压器的内部阻抗压降时，按式（3-27）

$$\frac{U_1}{U_2}=\frac{N_1}{N_2}=K$$

式中 U_1、U_2——变压器一、二次端电压；

N_1、N_2——变压器一、二次绕组的匝数；

K——变压器的电压比。

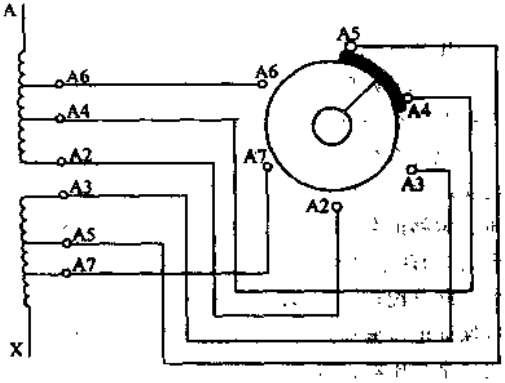


图 3-13 分接开关原理图

变压器分接头在一次侧，改变了变压器一次绕组的匝数，其电压比 K 也随之改变。又由于 $U_2=U_1/K$，因此，二次电压 U_2 也发生了变化，起到调压作用。配电变压器的无励磁电压调整一般为三个分接头，即±5%；系统主变压器一般为5个分接头，即2×±2.5%。

例如：一台10kV/400V的变压器，分接头原在额定电压位置，其电压比为 $K=10000/400=25$。现在二次电压偏低，根据 $U_2=U_1/K$，若要减小 K 值，就要减小一次绕组的匝数 N_1。这时分接头应向−5%处调整，即10000−（5%×10000），此时电压比为

$$K=\frac{9500}{400}=23.75$$

$$U_2=\frac{10000}{23.75}\text{V}=421\text{V}$$

一般分接头的抽头都在高压侧，这是因为高压绕组在低压绕组的外侧，抽头和引线方便。此外，高压侧电流较小，引线和分接开关的接触面可以减小，这样一方面减小了有色金属材料，另一方面也减小了分接开关的体积。

3.4.4 变压器的损耗与效率

变压器是转换交流电能的电气设备，在能量转换过程中，产生了铜损和铁损，致使输出功率小于输入功率。输出功率与输入功率之比称为效率，用 η 表示。效率的高低反映了变压器运行的经济性，所以它是变压器运行性能的一个重要指标。由于变压器是一种静止的电气设备，在能量转换过程中没有机械损耗，所以它的效率比同容量的旋转电机高，一般中小型变压器的效率为98%～99.5%，大型变压器则可达到

99%以上。

变压器的损耗主要有铁损和铜损两种。当外施电压保持不变而负载电流变化时，铁损基本上保持不变，故铁损又称为不变损耗。如果略去空载电流 I_0 的影响，铜损将随着负载电流的二次方而变化，故铜损又称可变损耗。

变压器的空载损耗，除由主磁通所产生的铁损以外，尚有一小部分附加铁损。引起附加铁损的原因是：①由于在钢片与在钢片之间的绝缘损坏；②磁通在叠片接缝处分布不均匀；③铁心叠装时工艺不良。

在计算铜损时，应把绕组电阻换算至标准温度 75°C 时的数值。总的铜损即为一次绕组中的铜损与二次绕组中的铜损之和，即有

$$P_{Cu} = P_{Cu1} + P_{Cu2} = I_1^2 r_1 + I_2^2 r_2 = I_1^2 r_1 + I'^2_2 r'_2 = I_1^2 r_K$$

式中　I'^2_2——二次绕组电流归算到一次绕组电流，$I'_2 = I_2/K$（K 为电压比）；

r'_2——二次绕组电阻归算到一次绕组电阻，$r'_2 = K^2 r_2$；

r_K——等效电阻，$r_K = r_1 + r'_2$。

上式中的 r_1 和 r_2 如系欧姆电阻（即用直流电量得的电阻），则所得的铜损称为基本铜损。当在绕组中流过交变电流时，由于漏磁场在导线中感应的涡流，导体中的电流便不能均匀分布，结果就使导体的电阻增加，绕组中的铜损也就相应地增加。所增加的部分称为附加铜损。在计入附加铜损时，应取绕组的交流有效电阻而不用它们的欧姆电阻。在一般情况下，电阻的增大系数约为 1.05～1.15。

变压器的效率常用间接方法测定。在求变压器的输出功率为 P_2 时的效率时，我们无需把变压器直接加负载，仅需求出在有给定输出时的铜损 P_{Cu} 和铁损 P_{Fe}。损耗 P_{Cu} 和 P_{Fe} 可用实验方法测定或用计算方法求得。所求的效率便为

$$\eta = \frac{P_2}{P_2 + P_{Cu} + P_{Fe}} \tag{3-12}$$

上式中的 P_{Cu} 和 P_{Fe} 包括附加损耗在内。设当负载电流变化时，二次电压的微小变化可以略去不计，则有

$$P_2 = U_{2e} I_2 \cos\varphi_2 = \frac{I_2}{I_{2e}} U_{2e} I_{2e} \cos\varphi_2 = \beta S_e \cos\varphi_2 \tag{3-13}$$

式中　β ——负载率 $\beta = I_2/I_{2e}$；

S_e——变压器的额定容量，$S_e = U_{2e} I_{2e}$；

$\cos\varphi_2$——当二次绕组供给 P_2 时的功率因数。

铁损可以认为不变，而且等于空载损耗 P_0。绕组中的铜损将和负载电流的二次方亦即和负载系数的二次方成正比，即

$$\begin{cases} P_{Fe} = P_0 \\ P_{Cu} = \beta^2 P_{Cue} \end{cases} \tag{3-14}$$

式中　P_{Cue}——当负载电流在额定值时的铜损耗。

将式（3-13）和式（3-14）代入式（3-12），则得

$$\eta = \frac{\beta S_e \cos\varphi_2}{\beta S_e \cos\varphi_2 + P_0 + \beta^2 P_{Cue}} \tag{3-15}$$

当功率因数保持不变时，变压器的效率将随负载的大小而变化。在式（3-15）中，取 $d\eta/d\beta=0$，则得变压器在最高效率时的条件为

$$P_0 = \beta^2 P_{Cue} \tag{3-16}$$

亦即，当变压器的效率最高时，不变损耗与可变损耗相等。

为了说明变压器的效率与负载大小和性质的关系，常用效率曲线 $\eta=f(\beta)$ 来表示，如图 3-14 所示。图中曲线 1 是在 $\cos\varphi_2=1$ 时做出的；曲线 2 是在 $\cos\varphi_2=0.8$ 时做出的。

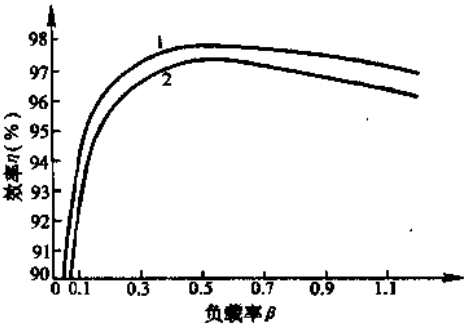


图 3-14 变压器的效率曲线

3.5 接入电网的涌流

变压器在合闸时有时会有大的冲击电流，这个冲击电流叫做励磁涌流。

为什么会产生励磁涌流呢？这是因为与电路有关的电磁场其能量在不同的稳定状态下各不相同。要从某一稳定状态改变到新的稳定状态，既需要一定的时间，也存在着一个过渡过程，换句话说不能“突变”。这有些类似牛顿惯性定律，“动者恒动，静者恒静”，要改变原来的状态，必须外加更多的能量。对变压器来说，也就是变压器铁心中的磁通不能突变，即在合闸的一瞬间，铁心中的磁通应保持与合闸前相同的数值，比如说合闸前铁心中无剩磁，磁通为零，而合闸的瞬间，不管电路里所加电压的瞬时值有多大，铁心里的磁通仍然为零。此外，还应注意到在电感电路里，磁通始终要落后于电压 90°相位角。如果合闸瞬间，电压正好达到最大值，磁通瞬时值正好为零，这时铁心里的磁通和合闸前一样均为零，故不产生过渡过程，没有励磁涌流产生，铁心里一开始就建立了稳态磁通，如图 3-15 所示。

当合闸瞬间电压正好经过零值，按理它在铁心中所建立的磁通应为最大值（幅值）。由于铁心中磁通不能突变，这一瞬间磁通需保持零值。那么怎样才能保持磁通为零呢？从励磁磁通的示波图可知，励磁磁通波形完全偏于时间轴一侧，说明它是由两个分量组成的：一是周期分量 Φ'，即正常的 50Hz 的交变磁通是稳定的磁通分量它由电源产生的；二是直流分量 Φ''（非周期分

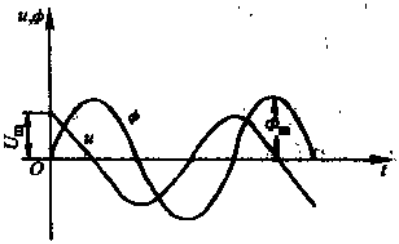


图 3-15 合闸瞬间电压为最大值时的磁通变化

量）又称自由分量，它是在过渡过程中产生的。正是由于这两个磁通分量相互作用的结果，使得在合闸瞬间，铁心内的磁通维持零值。磁通和电压随时间的变化曲线示于图 3-16 中。从图可见，铁心中的总磁通开始时为零，到 1/2 周期时，两个分量磁通相加达到最大值，这个最大值是周期分量磁通幅值的两倍。所以电压瞬时值为零瞬间合闸涌流最严重的，过渡过程最剧烈。由于变压器运行时人们难以控制在哪一瞬间合闸，但是多数情况总介于上面两种极限情况之间。

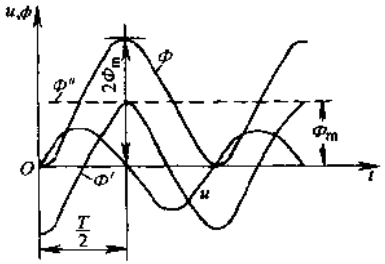


图 3-16　合闸时电压为零时的磁通变化曲线

Φ'—周期分量磁通　Φ''—直流分量磁通

Φ—总磁通

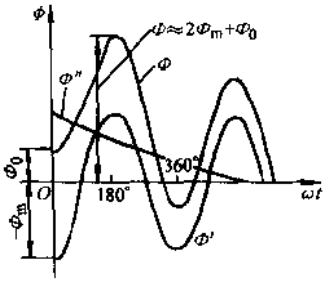


图 3-17　合闸时电压为零，铁心内有剩磁时铁心磁通的变化曲线

Φ_0—剩磁磁通　Φ'—周期分量磁通

Φ''—直流分量磁通　Φ—总磁通

上面分析的仅是铁心中没有剩磁的情况。若铁心中有剩磁 ϕ_0（一般铁心都有剩磁，因为涌流中含有直流磁通，不会被交变磁通全部消磁；另一方面由图 3-5 硅钢片磁滞回线，在正常的交变电压的电流过零停电瞬间也有剩磁），而恰巧在合闸瞬间剩磁的方向又和周期分量磁通 Φ' 的方向相反，那么铁心里总磁通 Φ 的最大值，将是周期分量磁通幅值的两倍再加上剩磁磁通。在这种情况下，铁心必将严重饱和，如图 3-17 所示（直流分量磁通逐渐衰减）。

由于铁心严重饱和，使得变压器的励磁电抗大大减小，励磁电流大大增大，可达稳态励磁电流值的 100～200 倍，或额定电流值的 6～8 倍。所以在变压器刚投入电网时，发出较大的电磁“嗡嗡”声。

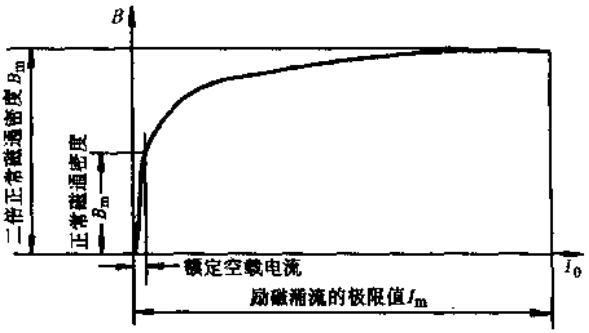


图 3-18　表示最大磁通密度与空载电流关系的典型 B/H 曲线

电流冲击的理由可以从图 3-18 所示的变压器铁心硅钢片的 B/H 曲

线的特性形状中找到。从该图中可以看出，在2倍正常磁通密度下，空载电流增大到正常状态下的许多倍。

图3-19表示励磁涌流现象，可以把总电流看作由额定空载电流和叠在其上的具有下降特性的瞬变电流组成。由于铁心起始过饱和，所以电流曲线极端耸起，包括明显的三次谐波。

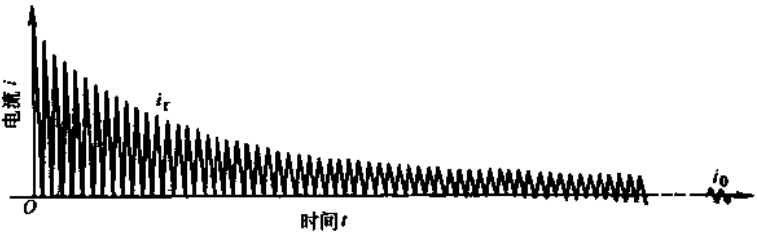


图3-19 变压器在$U=0$瞬时合闸时的典型瞬变冲击涌流

i_0—额定空载电流 i_r—合闸冲击涌流

实际上，瞬变磁通不可能达到与正常磁通密度相对应的值的2倍。这是由于在磁通由零变化到2倍最大值的期间内，在一次电路的电阻中流过的很大励磁涌流所产生的电压降大于正常磁通分布时所出现的电压降。由磁通变化所产生的感应电压稍小些，所以磁通不能达到与$2B_{max}$相对应的值，一次电路的阻抗越高，磁通值就越低。

在零电压下合闸时有最大剩磁，其极性与在相同正常电压下通常所得到的磁通相反。这时电流冲击现象将更为严重。这是因为，磁通波形不是从零开始变化的，而是从与剩磁的极性和幅值相对应的值开始变化的，在第一个半周波内，磁通所达到最大值高于图3-16情况下的值，其差等于剩磁。最大磁通在理论上的极限值等于与正常磁通密度相对应的磁通值的3倍，因此，在该磁通下起始励磁涌流将更大。

励磁电流中的直流分量，将逐步衰减。一般小型变压器的电阻大，故合闸冲击电流只要经过几个周波（零点几秒以内）便达到稳态值。而大型变压器衰减得较慢，有的长达20s。

涌流对变压器本身一般不会造成危害，但在某些情况下，会造成电压波动，如果不采取相应的措施，可能使变压器过电流或差动等继电保护误动作，一次侧熔断器熔断。

当变压器高低压侧都有电源时，为了避免变压器充电时因励磁涌流产生较大的电压波动，一般都采用离铁心较远的绕组充电，然后低压侧并列的操作方法。尤其是低压母线上具有对电压波动反应灵敏的负载（如整流负载）时，更应如此。

变压器空载充电时，由于一侧有很大电流（励磁涌流），另一侧无电流，故而使变压器差动保护误动作。近年来，广泛采用速饱和类型的差动保护，使得这种情况得到很大的改善，但有时仍要发生误动作，在校验和操作中应予注意。

三相变压器充电时，每相电源电压瞬时值不同，故励磁电流三相亦不会相同。合闸瞬间电压为零或最小的相，涌流最大。由于开关合闸三相不同期，可能产生零序励

磁涌流。又由于励磁电流的非线性，故三相的励磁电流之和不为零，而产生零序涌流。此外，由于电流互感器的非线性，也会在二次回路中，产生零序电流；故在必要时，应校验有关零序保护是否会误动作。

空载电流的无功分量 I_{0r} 是励磁电流。由于 I_{0r} 与铁心中磁通密度的关系是非线性的，所以 I_{0r} 的波形是含有奇次谐波的非正弦波形，各次谐波的大小见表 3-1。

表 3-1　励磁电流谐波分量　(%)

谐波分量 \ 材料	冷轧硅钢片	谐波分量 \ 材料	冷轧硅钢片
基波	100	7 次谐波	5～10
3 次谐波	50～60	9 次谐波	3～6
5 次谐波	10～25	11 次谐波	1～3

3.6　突发短路

1. 三相突然短路

当变压器在二次绕组的端子处三相突然短路时，短路电流很大，例如，变电所或开闭所带地线合闸时，就要产生这种情况。

变压器在突发短路时，工作电流突然变得很大。从正常的工作电流突然变成很大的短路电流，由于电感电路中电流不能发生突变，电流变化需要经过一个过渡过程，才能达到稳态的短路电流。于是总电流中有两个电流分量，一个是稳态短路电流的周期电流 i'，即 50Hz 的交变电流；另一个是非周期电流 i''，它是一个直流分量，也叫自由分量（自由电流）。如果绕组中没有电阻等消耗，它的幅值会不变。由于有电阻，故随着时间，其自由电流分量将逐渐衰减。

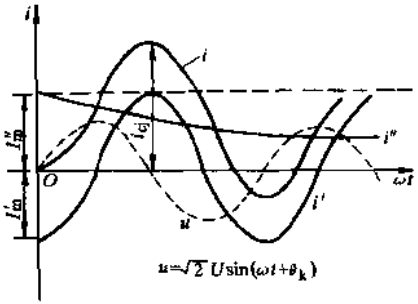


图 3-20　初相角 $\theta_k=0°$ 时突然短路的暂态电流

如图 3-20 所示，由于电感电路内电流不能突变，因此，电路内的电流在合闸瞬间必须保持在突然短路时以前的状态。当突然短路瞬间，电源电压初相角为 $\pi/2$（即电压为最大值）时，短路电流的稳态分量 i' 应为零，于是自由分量 i'' 也应为零，因此，不存在过渡过程，立即进入稳态短路状态。若突然短路发生在电源电压初相角 $\theta_k=0°$ 时，是最不利的情况，自由分量 i'' 最大。因为根据电工原理，在电感电路里电流要滞后于电压相位 90°，当电源电压瞬间值为零时，稳态电流 i' 为最大值 I_m'，为了保持电路内电流不变，此时 i'' 应和 i' 大小相等方向相反，如图 3-20 所示。如果不计自由分量 i'' 的衰减，突然短路电流的峰值（i_{cj}）可达稳态短路电流 i' 的两倍。考虑到自由分量的衰减，突然短路电流 i 的峰值可达稳态

短路电流的1.2～1.8倍。所以突然短路电流的最大值可达额定电流的20～30倍。(稳态短路电流约为额定电流的10～25倍)。

2. 突然短路时变压器绕组上受到的电磁力

虽然突然短路的暂态过程很短，但巨大的冲击电流将使变压器的绕组受到很大的电磁力。由于电磁力与电流的二次方成正比，因此，短路时绕组受到的电磁力将为额定电流时的几百倍。此外，巨大的电流将使绕组急剧地发热，因而对绕组及其绝缘具有很大的破坏性。

为了判断变压器绕组上作用力的方向。设两个平行导体流过的电流分别为i_1和i_2，则每个导体单位长度上的电磁力为

$$F=\frac{\mu_0 i_1 i_2}{4\pi d}$$

式中 μ_0——导体周围介质的磁导率；

d——导体间的距离。

流过各导体的电流方向相同时，互相吸引；而电流方向相反时，互相排斥。如绕组的所有线匝流过同一方向的电流，则各线匝互相吸引。反之，一次绕组和短路的二次绕组中的电流方向相反时，它们彼此排斥。但在应用上述公式时，应把作用在变压器绕组上的力划分为内力和外力两部分。前者是指一个绕组内各单元之间的相互作用力，后者是指不同绕组之间的相互作用力。在图3-21中列举了双绕组变压器绕组布置的情况，并给出了电磁力的方向。

图3-21a所示为两个磁动势均匀分布的等高绕组。外力的方向可以认为是在连接绕组截面重心的直线上。在这种情况下，外力是纯径向力，以F_r表示。外力拉伸外部绕组，使绕组胀开，并压缩内部绕组，如图3-22所示。

图3-21a中的内力是轴向力F_b，它压缩绕组，使绕组的高度降低。

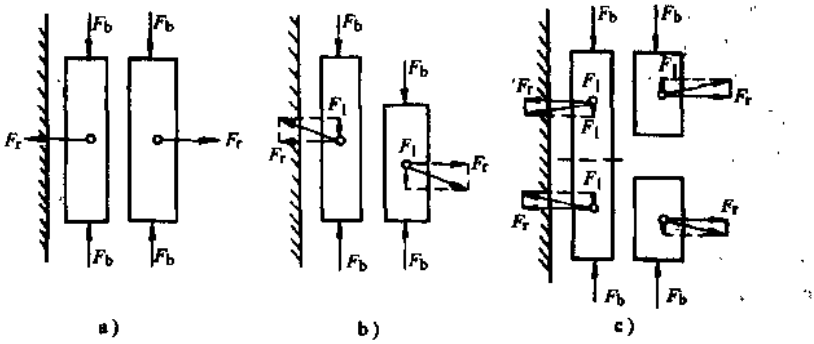


图3-21 双绕组变压器上的电磁力

a) 等高绕组 b) 不等高绕组 c) 绕组中间不通过电流

F_b—轴向内力 F_l—轴向外力 F_r—径向力

图 3-21b 所示为两个绕组不等高的情况。这种情况与上述情况的差别在于：由于外力的方向是在图中连接绕组重心的直线上，所以外力不仅有径向分量 F_r，而且有轴向分量 F_l。当绕组不等高时（主要由于调压分接头所致），或磁动势分布不均匀时，在绕组中才出现轴向外力，这些力的方向总是使产生这些力的不对称性增大。轴向外力较之其他的力更能成为产生事故的原因。所以在设计变压器时，总是力求减小绕组中磁动势分布的不对称性。轴向外力 F_l 和轴向内力 F_b 一样，使绕组向竖直方向弯曲，并压缩线段间垫块。除此之外，这些力还传到铁轭上，如果铁轭上的绕组压紧装置不牢固，或绕组未被很好地压紧，则可能造成绕组的损坏。

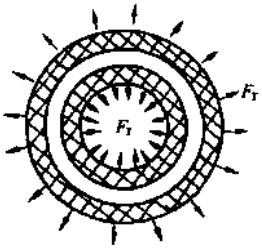


图 3-22　作用在双绕组变压器绕组上的径向力

图 3-21c 所示为在一个绕组的中部有部分绕组不通过电流的情况。图中内绕组的轴向外力的方向与轴向内力的方向相同，所以这些力对铁轭不产生压力，但却增加了位于绕组高度中心部位的垫块上的压力，此压力等于 F_b+F_l。外绕组的轴向外力方向与轴向内力方向相反，因此，每一铁轭上的压力，当 $F_l>F_b$ 时，等于 F_l-F_b；当 $F_l<F_b$ 时，等于零，此时的最大压缩力位于绕组端部的垫块上。

那么短路时作用于绕组的电磁力到底有多大呢？对大型变压器来说，整个绕组受到的径向力可能达上千牛顿，承受最大的轴向力也可能达上千牛顿。所以有的变压器在突然短路时，造成绕组变形、导线被崩断等事故。

3. 暂态过热

变压器发生突然短路时，很大的短路电流除了使绕组遭到强大的机械力的作用小，铜损将达到额定运行的几百倍至 1000 多倍，使绕组温度急剧上升。如果不设法在最短的时间内排除短路故障，或使保护装置迅速动作，则变压器可能被烧毁。

按国家标准，油浸式 A 级绝缘变压器绕组短路时最大允许的平均温度：铜绕组为 250℃，铝绕组为 200℃。按近似计算，绕组温度由短路前瞬间的平均温度 90℃ 升高到 250℃ 所需时间 t_k 可按下式计算：

$$t_k \approx 2.5\left(\frac{100Z_k^*}{\Delta_p}\right)^2$$

式中　Z_k^*——阻抗电压标幺值；

Δ_p——变压器平均电流密度。

例如，当 $Z_k^*=0.05$，$\Delta_p=3.3\text{MA/m}^2=3.3\text{A/mm}^2$，则

$$t_k=2.5\left(\frac{100\times0.05}{3.3}\right)^2\text{s}=5.6\text{s}$$

对于中小型铜绕组变压器，短路时温度达到 250℃ 所需的时间 $t_k\approx5.6$s。一台中小型铝绕组变压器，配电变压器阻抗电压为 4%，电流密度取 2A/mm^2，则达到200℃需要 2.24s。大型变压器 $t_k\approx25$s。继电保护装置的动作时间要求小于上述时间，这样

可使变压器短路时的温度比 200～250℃ 低，以保证在有适当保护的情况下，发生突然短路后烧毁变压器的事件能较少发生。

3.7 变压器的过电压

在额定电压下运行的变压器，其电压幅值是一定的，如果由于某种原因使电压超过了最大允许工作电压时，称为过电压。过电压往往对变压器的绝缘有很大的危害，甚至使绝缘击穿。过电压常在下述几种情况下产生：①操作过电压——当变压器投入电网或从电网断开的过程，伴随着系统的电磁能量的急剧变化而产生的过电压；②故障过电压——当系统中发生短路或间歇弧光接地而产生的过电压；③大气过电压——输电线直接遭受雷击或雷云放电时所引起的过电压。

过电压具有短时电脉冲或周期波的性质，由许多观察到的情况证实，由电力系统本身发生的过电压，一般不超过额定相电压的 4.5 倍，而故障引起的过电压约为额定相电压的 7～8 倍，至于大气过电压则可能超过额定相电压的十几倍。但大气过电压持续时间一般不超过几十微秒。一般地说，不超过额定相电压 2.5 倍的过电压，对变压器没有直接危险；但超过 2.5 倍时，不管哪种过电压，都有使变压器绝缘损坏的可能。其中大气过电压对变压器的危害性最大。

过电压使变压器绝缘损坏有两种情况：一是将绕组与铁心（或油箱）之间的绝缘或高压绕组与低压绕组之间的绝缘（这些绝缘称主绝缘）击穿；另一种是在同一绕组内将匝与匝之间或一段绕组与另一段绕组之间的绝缘（这些绝缘称为纵绝缘）击穿。

由于过电压的时间极短，电压由零上升到最大值再下降到零均在极短的时间内完成，因而具有高频的特性，其频率可达 10 万 Hz 以上。所以在分析变压器过电压现象时，不能像正常运行那样把变压器看成一个具有电阻和电感的集中参数电路。这是因为在实际的变压器中，绕组的线匝之间、高低压绕组之间以及绕组对铁心（对地）之间都存在一定数值的电容。变压器在正常运行时，电网频率为 50Hz，这些电容的容抗 $1/(\omega C)$ 很大，而感抗 ωL 很小，故可以忽略电容的影响，认为电流完全从绕组内部流过。然而，对于高频的过电压波形来说，容抗 $1/(\omega C)$ 变成很小，感抗 ωL 变成很大，此时电流主要从电容流过，所以必须考虑电容的影响，这时变压器的分布参数等效电路如图 3-23 所示。

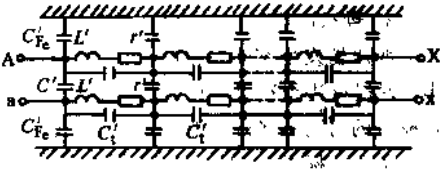


图 3-23 变压器过电压时的等效电路

C'_{Fe}—绕组每单位长度上的对地电容 C'—高低压绕组之间每单位长度上的电容 C'_t—绕组每单位长度上的匝间电容 L'—过电压时绕组每单位长度上的漏电感 r'—绕组每单位长度上的电阻

下面介绍过电压的过程。

3.7.1 操作过电压

下面以降压变压器空载拉闸为例说明这种过电压产生的原因。

根据变压器参数的折算法可知，将二次侧（低压边）电容折算到一次侧（高压边）时，电容折算值为实际值的（$1/K^2$）倍，所以二次侧电容量的影响可以忽略不计，即空载时可以忽略二次绕组的影响。对于一次绕组来说，由于每单位长度上的对地电容 C'_{Fe} 是并联的，故对地总电容为

$$C_{Fe} = \sum C'_{Fe}$$

由于一次侧每单位长度上的匝间电容是串联的，所以它的匝间总电容为

$$C_t = \frac{1}{\sum \frac{1}{C'_t}}$$

在电力变压器中，通常 $C_{Fe} \gg C_t$，所以在定性分析时，C_t 的影响可以略去不计。若再忽略绕组电阻 r_1，则可得空载拉闸过电压时的简化等效电路图，如图 3-24 所示。图中 L_1 是一次绕组全自感。

如果空载变压器从电网上拉闸时空载电流 i_0 的瞬时值不等于零，而等于某一数值 i_a，这时相应的外施电压瞬时值为 u_a，则在拉闸瞬间，电感 L_1 中储藏的磁场能量为 $L_1 i_a^2/2$，电容 C_{Fe} 上储藏的电场能量为 $C_{Fe}u_a^2/2$。由图 3-24 所示的等效电路可知，在拉闸瞬间，L_1 和 C_{Fe} 组成的回路内将发生电磁振荡过程。即在操作过电压中，也常会引起周期性的冲击波，如图 3-25 所示。周期性冲击波有的会很快衰减，有的不衰减。不衰减的波形，表明产生了线路的电压谐振，这种情况对变压器等电气设备的危害很大，在系统设计时，都要设法防止电压谐振。

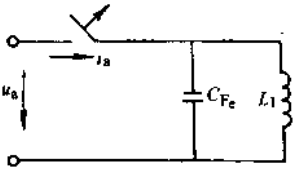


图 3-24　空载拉闸的简化等效电路

C_{Fe}—绕组对地电容　L_1——一次电感

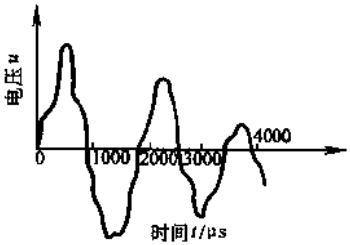


图 3-25　操作过电压波形

同时，变压器在电磁振荡过程中总有某一瞬间电流等于零。此时磁场能量全部转化为电场能量，由电容吸收。于是电容 C_{Fe} 上电压便升高到最大值 u_{cmax}。在不考虑能量损耗的情况下，根据能量守恒原理便有

$$\frac{1}{2}C_{Fe}u_{cmax}^2 = \frac{1}{2}L_1 i_a^2 + \frac{1}{2}C_{Fe}u_a^2$$

$$u_{cmax} = \sqrt{i_a^2 \frac{L_1}{C_{Fe}} + u_a^2}$$

上式表明，当拉闸电流 i_a 和电容上的电压 u_a 一定时，绕组的电感 L_1 越大，对地

电容越小，则拉闸时产生的过电压越高。在电力系统中，拉闸过电压通常不超过额定相电压的 3～4.5 倍。

3.7.2 大气过电压

当输电线直接遭受雷击或雷云放电时，电磁场的急剧变化将引起过电压，称为大气过电压。输电线直接遭受雷击时，雷云所带的大量电荷通过放电通道落到输电线上，大量的自由电荷向输电线两端传播，就在输电线上引起冲击过电压波，称为雷电波。雷电波向输电线两端的传播速度接近于光速。图 3-26 示出了模拟雷击时的典型波形图。它的持续时间只有几十微秒，而电压由零升至最大值时的时间只有几微秒。曲线由零上升到最大值的部分称为波头，下降部分称为波尾。这种波称为全波，也就是变压器冲击电压试验时的标准波形（1.2/50μs 波）。可见，若将这种冲击电压波波头所占时间看成是周期性波的 1/4 周期，则上述冲击波可看成是频率很高的周期性波。当电压脉冲波到达变压器时，一开始由于绕组的感抗很大，所以电流只从高压绕组的匝间电容和对地电容中流过（因为 ωL 很大，$1/(\omega C)$ 很小）。因为低压绕组靠近铁心，它的对地电容很大，可近似地认为低压绕组接地。于是图 3-23 可用图 3-27 的链形电路来代替。

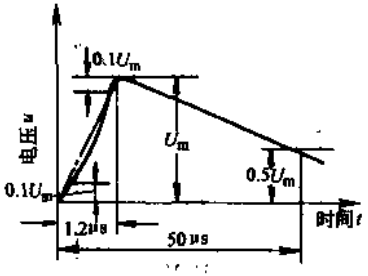


图 3-26 全波过电压波形

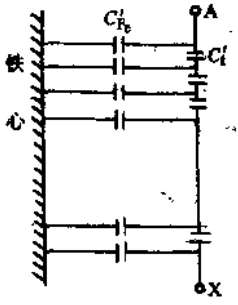


图 3-27 冲击过电压启始时高压绕组的电容等效电路

当雷击波袭击时，沿绕组高度上的电压分布取决于匝间电容 C'_t 和对地电容 C'_{Fe} 的比例。假定对地电容 C'_{Fe} 不存在，则由过电压波引起的电流只从匝间电容 C'_t 中流过，于是每个匝间电容 C'_t 中流过的电流相等，沿绕组高度上电压分布是均匀的。如果匝间电容很小，而对地电容很大，在极端情况下设匝间电容为零，则全部电流将从第一个对地电容中流过，于是整个电压将全部加在靠近出线端的部分线匝上。在一般情况下，由于两种电容都存在，过电压时，一部分电流由对地电容 C'_{Fe} 分流。故每个匝间电容 C'_t 中流过的电流不相等，上面的 C'_t 中流过的电流最大，越往下面则越小，随之电压沿绕组高度 H 的分布就不均匀了。如图 3-28 所示，图中 U 是过电压波加在变压器两端的电压。由图中可见，起始电压分布很不均匀，靠近输电线 A 端的头几匝间出现很大的电压梯度，使在头几个线匝里，匝间绝缘及线饼之间的绝缘都受到很

大的威胁。这时最高的匝间电压可能达到额定情况下的 50～200 倍。因此，在电力系统中，常采用避雷器来保护变压器。在变压器中，除了应加强高压绕组对地的绝缘外，还应特别加强首端和末端附近两个匝间的绝缘。较大的变压器采用静电环及静电屏使绕组的第一匝及头几匝电压分布均匀。对 35kV 及以上的变压器，可采用中性点直接接地或经消弧电抗器接地等措施来防止过电压的损坏。

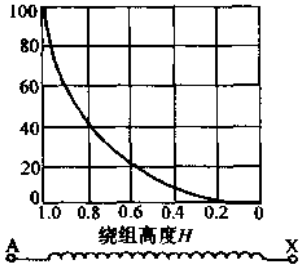


图 3-28　绕组沿高度的电压分布

3.7.3　故障过电压

由系统中发生单相短路间歇电弧接地而产生的过电压或谐振产生过电压。

电网中电感或电容参数变化时，或者电网电压波动时，电源某次谐波频率与电路的固有振荡频率达到谐振条件时，即产生谐振。谐振时会产生较高的过电压，称为谐振过电压。

电网中还常发生单相接地，如线路短，电容电流小，接地故障能自动熄灭。当线路较长，接地电流较大，消弧电抗器不能很好补偿时，往往不易灭弧，常常是电弧熄灭后又点燃，形成间歇性电弧，有时持续时间很长，引起过电压，特别是非故障相过电压较高，引起闪络或绝缘损坏，造成事故。

第 4 章　变压器的器身结构

4.1　概述

中小型变压器的基本结构组成部分如下：

- 变压器
  - 器身
    - 铁心
    - 绕组
    - 绝缘
    - 引线
  - 调压装置：无励磁开关、有载分接开关
  - 油箱及冷却装置
  - 保护装置
    包括储油柜、压力释放阀、吸湿器、气体继电器、净油器、油位计及测温装置等
  - 出线套管
  - 变压器油

图 4-1 为新 S9 型 10kV 级配电变压器外形图。图 4-2 为 2500kVA35kV 级及以下变压器外形图。图 4-3 为中小型变压器构造图。图 4-4 为变压器器身构造图。

变压器是由套在一个闭合铁心上的两个绕组组成的，铁心和绕组是变压器最基本的组成部分。此外，还有油箱、储油柜、吸湿器、散热器、防爆管或压力释放阀、绝缘套管等等，如图 4-3 所示。

变压器各部件的作用如下：

1. 铁心

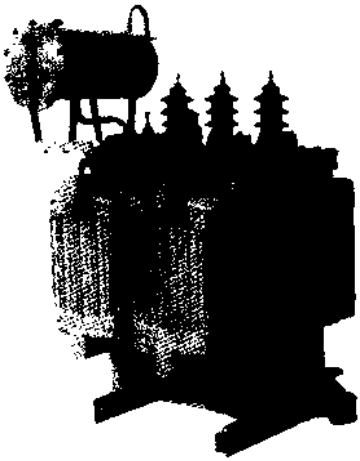


图 4-1　新 S9 型 10kV 级配电变压器外形图

它是变压器电磁感应的磁通路，变压器的一、二次绕组都绕在铁心上，铁心是用导磁性能很好的硅钢片叠装组成的闭合磁路。为了减少涡流，铁心一般采用含硅 1%～4.5%、厚度为 0.23～0.35mm 的硅钢片叠装而成。

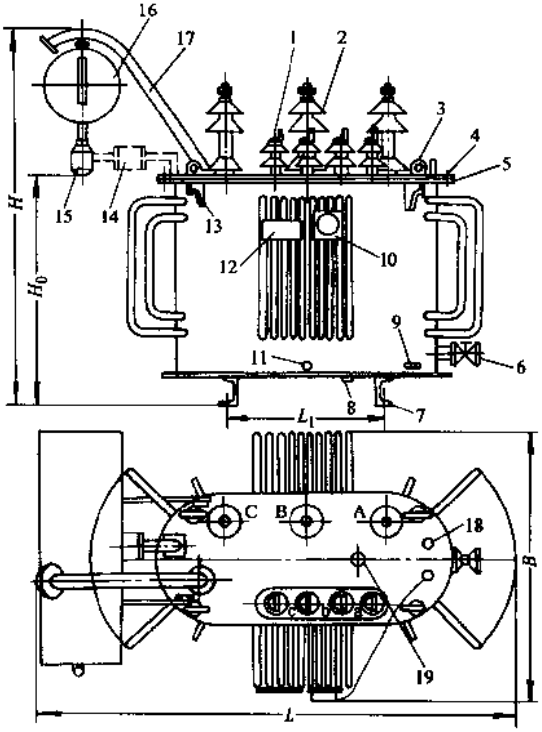


图 4-2　2500kVA、35kV 级及以下变压器外形图

1—低压套管　2—高压套管　3—吊环　4—密封胶条　5—箱沿　6—放油阀门
7—地脚螺栓孔　8—放油塞　9—油样活门　10—信号温度计　11—接地螺栓
12—铭牌　13—吊攀　14—气体继电器　15—吸湿器　16—储油柜
17—安全气道　18—水银温度计　19—有载分接开关操动机构

2. 绕组

它是变压器的电路部分。变压器分高、低压绕组，即一次、二次两绕组。它是由绝缘铜线或铝线绕成的多层线圈套装在铁心上。导线外边的绝缘一般采用纸绝缘。

3. 油箱

它是变压器的外壳，内装铁心、绕组和变压器油，同时起一定的散热作用。

4. 储油柜

当变压器油的体积随油温的变化而膨胀或缩小时，储油柜起着储油及补油的作用，以保证油箱内充满油。储油柜还能减少油与空气的接触面，防止油被过速氧化和受潮。一般储油柜的容积，为变压器油箱的1/10。储油柜上装有油标管，用以监视油位的变化，即油位计。

5. 吸湿器

由一个铁管和玻璃容器组成，内装干燥剂（如硅胶）。储油柜内的油是通过吸湿器与空气相通的。吸湿器内装干燥剂吸收空气中的水分及杂质，使油保持良好的电气性能，吸湿器又称呼吸器。

6. 散热器

当变压器上层油温与下层油温产生温差时，通过散热器形成油的循环，使油经散热器冷却后流回油箱，起到降低变压器温度的作用。为提高变压器油冷却的效果，可采用风冷、强（迫）油（循环）风冷和强油水冷等措施。

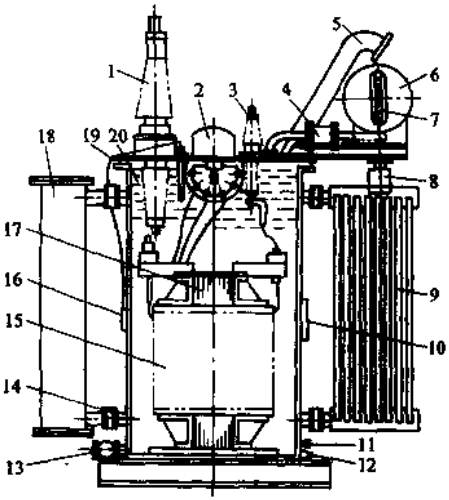


图 4-3 中小型变压器构造图

1—高压套管 2—分接开关 3—低压套管 4—气体继电器 5—防爆管（或释压阀） 6—储油柜 7—油位计 8—吸湿器 9—散热器 10—铭牌 11—接地螺栓 12—油样活门 13—放油阀门 14—活门 15—绕组 16—信号温度计 17—铁心 18—净油器 19—油箱 20—变压器油

7. 安全气道

装于变压器的顶盖上，筒状或喇叭形管子，管口用玻璃板封住并用玻璃刀刻上“十”字。当变压器内部有故障时，油温升高，油剧烈分解产生大量气体，使油箱内压力剧增，这时安全气道玻璃板破碎，油及气体从管口喷出，以防止变压器油箱爆炸或变形，目前一般装压力释放阀来代替安全气道（又称防爆管）。

8. 高、低压绝缘套管（瓷套管）

它是变压器高、低压绕组的引线引到油箱外部的绝缘装置，起着固定引线和对地绝缘的作用。

9. 分接开关

它是调整电压比的装置。双绕组变压器的一次绕组及三绕组变压器的一、二次绕组一般都有3～5个分接头位置（三个分接头中的中间分接头为额定电压位置，相邻分接头相差±5%，多分接头的变压器相邻分接头相差±2.5%）。

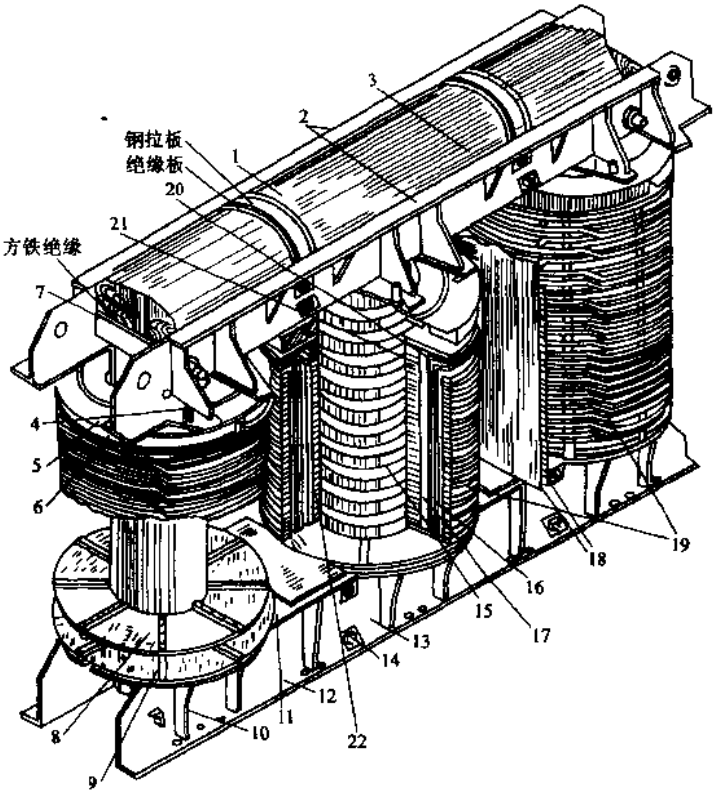


图 4-4　变压器器身构造示意图

1—铁轭　2—上夹件　3—上夹件绝缘　4—压钉　5—绝缘纸圈　6—压板　7—方铁　8—下铁轭绝缘　9—平衡绝缘　10—下夹件加强筋　11—下夹件上肢板　12—下夹件下肢板　13—下夹件腹板　14—铁轭螺杆　15—铁心柱　16—绝缘纸筒　17—油隙撑条　18—相间隔板　19—高压绕组　20—角环　21—静电环　22—低压绕组

10. 气体继电器

它是变压器的主要保护装置，装于变压器的油箱和储油柜的连接管上。变压器内部发生故障时，气体继电器的上触点接信号回路，下触点接断路器掉闸回路，能发出信号并使断路器掉闸。

11. 附件

变压器还有温度计、净油器、油位计等附件。

4.2 铁心

4.2.1 铁心的分类

1. 壳式和心式铁心

铁心中套绕组的部分称为“心柱”，不套绕组只起闭合磁路作用的部分称为“铁轭”。凡铁心包围了绕组就称为壳式；凡绕组包围心柱的称为心式。壳式和心式各有特色，但是由铁心结构所决定的变压器制造工艺却大有区别，一旦选用了某一种结构，就很难转而生产另一种结构。我国大多采用叠积心式。

2. 单相和三相铁心

单相铁心有单相两柱式叠铁心、单相单柱旁轭式叠铁心、单相二柱旁轭式四柱铁心、单相双框式叠铁心、单相辐射式叠铁心共五种；三相铁心有三相三柱式叠铁心、三相旁轭式五柱铁心、三相双框式叠铁心、三相电抗器叠铁心共四种。现举例如下。

(1) 单相两铁心柱　如图 4-5 所示，它有两个铁心柱，用上、下两个铁轭将心柱连接起来，构成磁路。将绕组分别放在两个铁心柱上，这两个铁心柱上的绕组可以接成串联，也可以接成并联。通常将低压绕组放在内侧，即靠近铁心；而把高压绕组放在外侧，即远离铁心。这样便于绝缘和其他方面的要求，例如便于处理绕组的分接抽头等。

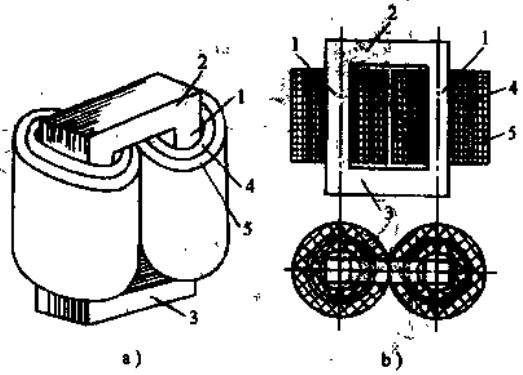


图 4-5　单相两铁心柱式变压器的铁心和绕组

a) 外形图　b) 剖面图

1—铁心柱　2—上铁轭　3—下铁轭

4—低压绕组　5—高压绕组

(2) 三相三铁心柱　如图 4-6 所示，它是将 A、B、C 三相的三个绕组，分别放在三个铁心柱上，三个铁心柱也由上、下两个铁轭连接起来，构成磁回路，绕组的布置方式也同单相一样，将低压绕组放在内侧，而把高压绕组放在外侧。

(3) 三相五铁心柱　如图 4-7 所示，它与图 4-6 中的三相三铁心柱相比较，在铁心柱的左右两个尽头端，多了两个分支铁心柱（称为旁轭），各电压级的绕组分别按相套在中间三个铁心柱上，而旁轭是空的铁心柱，没有绕组，这样就构成了三相五铁心柱变压器。

3. 立体式和平面式

立体式的心柱和铁轭不在一个平面内，有辐射式、渐开线式、对称式，因磁通分布比较均匀，可降低损耗；平面式的心柱和铁轭在同一平面内，机械强度高，工艺性好。

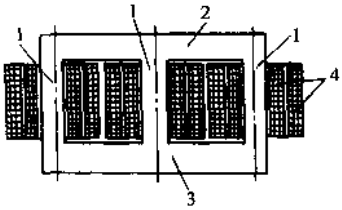


图 4-6　三相三铁心柱变压器的铁心和绕组

1—铁心柱　2—上铁轭　3—下铁轭　4—绕组

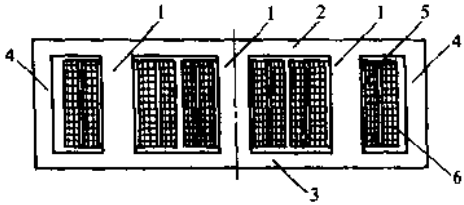


图 4-7　三相五铁心柱变压器的铁心和绕组

1—铁心柱　2—上铁轭　3—下铁轭　4—旁轭　5—低压绕组　6—高压绕组

4. 叠铁心和卷铁心

一般均为叠铁心，由铁心片叠装而成。卷铁心的形式较多。渐开线铁心的心柱与铁轭之间气隙较大，影响空载电流，所以容量不能做得太小；但因漏磁通垂直进入铁心片平面，影响附加损耗，所以片宽不宜过大，即容量不能太大。图 4-8 为单相和三相三柱式铁心典型结构。现以图 4-8d 的中小型油浸式变压器铁心为例，解剖一下铁心的结构。铁心主要由铁心本体、紧固件和绝缘件组成：

(1) 铁心本体　磁导体，由电工钢片制成。

(2) 紧固件　夹件、螺杆、玻璃绑扎带、钢绑扎带和垫块等。

(3) 绝缘件　夹件绝缘、绝缘管和绝缘垫、接地片和垫脚等。

4.2.2　铁心的材料

变压器铁心由硅钢片组成，为了降低铁心中的发热损耗，铁心由厚度为 0.23～0.5mm 的硅钢片叠装而成。变压器用的硅钢片的含硅量比较高。硅钢片的两面均涂以绝缘漆，这样可以使叠装在一起的硅钢片相互之间绝缘，绝缘漆的厚度只有几个微米。

目前，电力变压器已普遍地使用冷轧钢片，它与过去使用的热轧钢片相比，当变压器的容量相同时，其重量和外形尺寸显著减小。这是因为冷轧钢片在沿着辗轧的方向磁化时，有较高的磁导率。

硅钢片在磁性材料中为软磁性材料，磁性材料有各向同性和各向异性之分，所谓各向异性，即有一个或几个方向的磁的特性最好，在这些方向把它磁化到饱和时，所需要的能量最低，所以把这些方向称为易磁化方向；而在上述以外的其他方向磁化到饱和所需要的能量值，均超过易磁化方向所需要的能量，所以在使用各向异性的磁性材料时，就要注意其磁性的方向性。各向异性的磁性材料，在磁的性能上有明显的优越性。

对电力变压器硅钢片的要求：

(1) 有高的磁导率 μ　在一定的磁场强度下，磁导率越高，要传递等量的磁通，所需要的硅钢片材料就越少，铁心的体积越小，产品的重量就轻。由于体积减小，就可节约导线和降低导线电阻所引起的发热损耗。

(2) 要求在一定的频率和磁通密度下，具有低的铁损　即单位重量的硅钢片，所

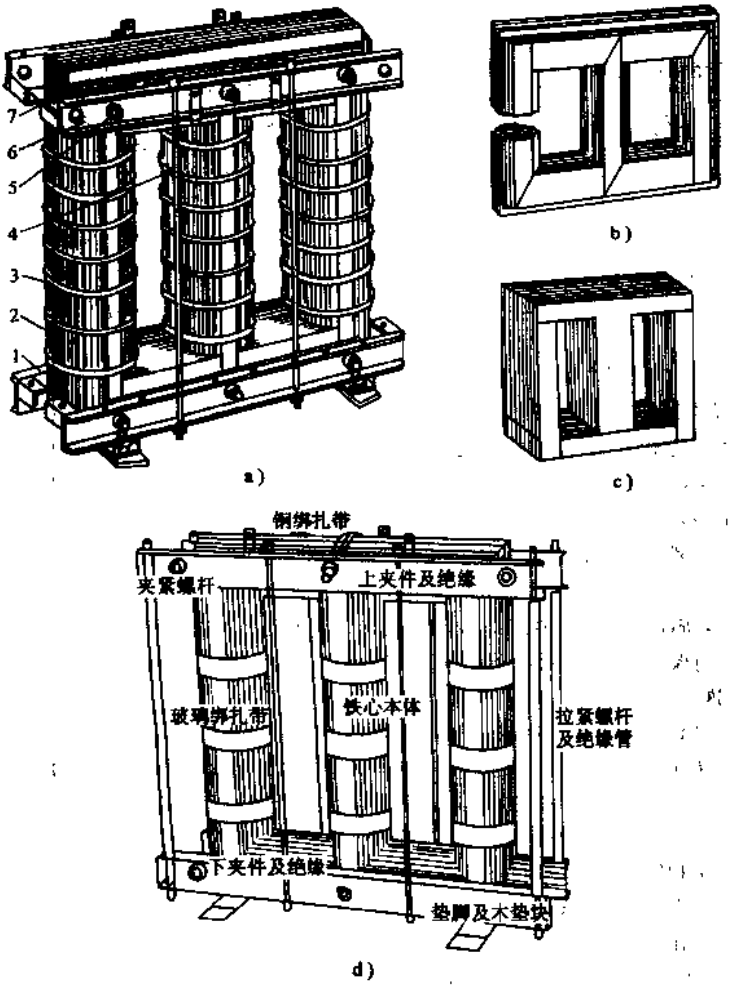


图 4-8 常用的心式铁心典型结构

a)、b) 三相三柱式 c) 单相单柱旁轭式 d) 三相三柱 200kVA 变压器心式铁心结构

1—下夹件 2—铁心磁回路 3—铁柱绑扎 4—拉螺杆 5—铁轭螺杆 6—上夹件 7—接地片

引起的损耗(磁滞损耗和涡流损耗)要低，则可降低产品的总损耗，提高产品的效率。

为了达到上述第一个目的可采用单取向冷轧钢片；而第二个目的则是在铁中加入少量的硅，从而成为硅钢片。硅与铁形成合金，提高了电阻率，同时将有害的杂质

分离出来。所以渗入了硅，反而能提高磁导率，降低铁损。图 4-9 是无取向冷轧钢片，当交流电的频率为 50Hz，磁通密度为 1.0T 时，硅的含量与损耗的变化关系。从图中可看出，当硅的含量增加时，损耗显著地下降。

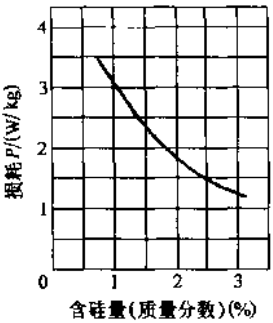


图 4-9　0.5mm 厚冷轧无取向硅钢片的单位损耗与硅含量的关系

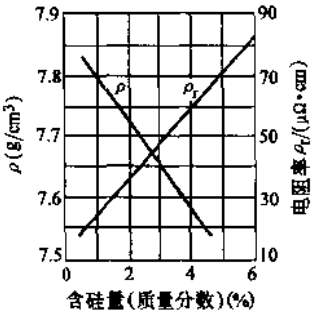


图 4-10　硅钢片的密度 ρ、电阻率 ρ_t 与硅含量的关系

图 4-10 是硅钢片中硅含量与硅钢片密度 ρ 及电阻率 ρ_t 的变化关系，由图可见，硅的含量增加时，电阻率 ρ_t 将线性地增加，而密度 ρ 线性地下降。

但是，随着硅含量的增加，硬度和脆性增加，热导率降低，对机械加工和散热都是不利的，所以目前生产的硅钢片硅含量都不超过 4.5%（质量分数）。

另外，冷轧硅钢片的磁性能越好，其在机械加工过程中，对应力引起的影响也比较敏感，例如冲剪、叠装、卷绕所引起的应力，会使磁的性能变坏，所以需要做退火处理。

由于在交变磁化时，硅钢片内要感应涡流，涡流产生的磁场，使原来的励磁产生的外磁场分布不均匀，这也会使材料的磁性能有所下降。在电力变压器中，通常取 0.23～0.35mm 的几种厚度。因为硅钢片太厚，涡流损耗大，厚度增大到 1 倍时，涡流损耗则增大到 4 倍。硅钢片太薄，增加了铁心制造的工作量，铁心叠片系数减小。若铁心直径不变，有效面积则会减小，磁通密度增大，单位损耗增大，将部分抵消因硅钢片减薄单位损耗降低的效果。

硅钢片的表面必须涂覆一层绝缘漆，这也是降低涡流损耗的需要，因为硅钢片被分成薄片后，相互绝缘，就真正起着薄层的作用。如果片与片之间不绝缘，仍是相互之间碰在一起，则成为一整块的钢，这样涡流损耗将大大地增加。硅钢片的绝缘涂层，要求具有均匀、坚硬、光滑、附着力要强、不使叠装系数过分下降、能抗冲击和弯曲、有一定的电阻、有好的绝缘、耐热、耐油、防潮、干燥快等特点。对于冷轧硅钢片，在生产过程中表面已形成绝缘层，一般不需要再涂绝缘漆。但对热轧硅钢片，使用时需要再涂绝缘漆。常用的绝缘涂料有油性硅钢片漆、醇酸硅钢片漆、环氧硅钢片漆、有机硅钢片漆、聚酰胺酰亚胺硅钢片漆等。漆膜的厚度在 0.015～0.02mm 之间。

铁心片间绝缘电阻过大，铁心就不能看成是一个等电位体，将会出现片间放电。铁心片间绝缘电阻过小，片间电导率增大，片间泄漏电流增大，损耗将增大。

硅钢片性能相差很大时，有可能使磁性能好的硅钢片中的磁通密度集中，造成空载损耗、空载电流加大，甚至空载合闸电流过大，所以不同磁性能的硅钢片不能随意混用。

硅钢片性能相差不大时，可将主级或中间几级用性能好的硅钢片，而外面几级用性能稍差的硅钢片。这样可以减小磁通集肤效应的影响，使磁通分布更均匀一些。通常情况下，要使用同一种牌号的硅钢片。

铁心如果出现锈蚀，随着时间的推移，硅钢片会日益加重锈迹，绝缘膜会损坏，导磁性能会变坏、铁损、空载电流会增加。如果铁锈进入变压器油中，沉积在绝缘件上，会破坏变压器的绝缘性能。因此，不能使用锈蚀严重的硅钢片，对于有轻微锈迹的硅钢片，要清理干净后才能使用。铁心端面要涂防锈漆，硅钢片剪切后要尽快使用，不宜久存。

热轧硅钢片是各自独立的、晶体杂乱分布的多晶体结构，其磁的特性各向同性，由于其磁性能较差，因此，目前已很少在电力变压器中使用。

4.2.3 心柱和铁轭的截面

心式变压器的心柱截面有圆形、矩形、椭圆形，一般由内接于圆的多级矩形组成。选择时要考虑填充系数高（越接近外接圆截面越好）、铁心加工装配容易、在心柱夹紧时其局部变形不能超出内接圆。圆形截面中有渐开线环形截面、辐射片环形截面、复合圆形截面、多级圆形截面。多级圆形截面第1级（最大级）的厚度理论上要等于第 n 级（最小级）的片宽，但考虑到心柱中磁通密度的不均匀及硅钢片套裁的经济性、油道安排和螺杆夹紧时心片边缘的“翘曲”等，使各级尺寸与理论尺寸稍有差别。

铁轭部分不套绕组，截面形状可以有所变化。一般铁轭的有效截面积应等于或略大于心柱的有效截面积。当采用斜接缝铁心时，铁轭和心柱连接紧密，为了便于套裁，铁轭和心柱截面形状是相同的。截面形状有矩形、T形、多级圆形和多级椭圆形，如图4-11所示。

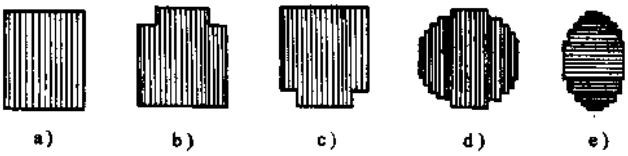


图4-11 铁轭的截面形状

a）矩形截面 b）倒T形截面 c）正T形截面

d）多级圆形截面 e）多级椭圆形截面

4.2.4 铁心中的油道

铁心直径较大时，为了铁心内部散热，在铁心叠片间留有油道，铁心的油道设置

如图 4-12 所示。

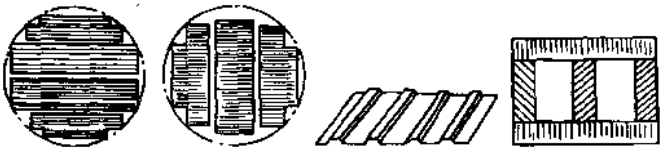


图 4-12　铁心的油道设置

a）与硅钢片平行的油道　b）与硅钢片垂直的油道　c）用硅钢片冲制的铁轭油道　d）构成铁心柱和铁轭油道的钢条布置

铁心的油道常用厚度为 0.5mm 的硅钢片点焊上直径为 6mm 的圆钢，叠入铁心柱及铁轭中规定的位置而成。铁心柱中圆钢与水平方向成 45°～50°，圆钢之间距离为 45～50mm。而铁轭油道的圆钢则为垂直方向（见图 4-12d）。此外，还有用硅钢片压制成的槽形油道（见图 4-12c）。槽形油道能承受 4MPa 以上的夹紧力，为了确保油道的机械强度，在 120MVA 及以上容量的变压器铁心中可采用双槽油道，即用两张硅钢片压制成油道。槽形油道的优点是不用直径为 6mm 的圆钢，减少了圆钢中的涡流损耗，增加了散热面。

4.2.5　铁心的紧固结构

1. 心柱夹紧结构

心柱的夹紧结构有楔柱楔紧、螺杆夹紧和绝缘带或金属带扎紧。

图 4-13a 是小型叠铁心通常采用的心柱紧固方法，是在绕组内的硬纸筒（或绝缘筒）和心柱之间用木质或纸质楔柱楔紧铁心。

图 4-13b 是用螺杆夹紧，通过铁心片预先冲好的孔，穿以螺杆来夹紧。这时要进行绝缘，以免片间短路。夹紧力要适当，防止边沿过大的“翘曲”。由于孔边毛刺增加了涡流损耗，冲孔又减少了铁心截面积，局部增大磁通密度，尤其对于冷轧硅钢片冲孔处磁通弯曲大大增加损耗，所以除按旧标准制造的变压器外，现在低损耗变压器已不采用。

图 4-13c 是双框铁心用螺杆紧固的情况。

图 4-13d 是用玻璃纤维粘带绑扎的结构，取消了夹紧螺杆，对稳定变压器性能、延长产品使用期限有很大的好处，是低损耗变压器最常用的方法。绑扎时，一般在相邻级的空间填以木楔，使压力均匀，但级数过多时，也可不填木楔，而垫一层纸板条。粘带绑扎环既可以直接在心柱上进行缠绕绑扎，也可用接头做成“预制件”，两个预制件结合成圆环，用螺杆张紧。后者和金属带绑扎情况相似。

图 4-13e 是用金属钢带绑扎的方法，用不导磁的金属钢带，还要进行绝缘，以免金属绑带形成短路。要避免铁心片间的短路，各个金属绑带都要与铁心一点接地。由于这种结构可靠性不高，故心柱上已较少采用。

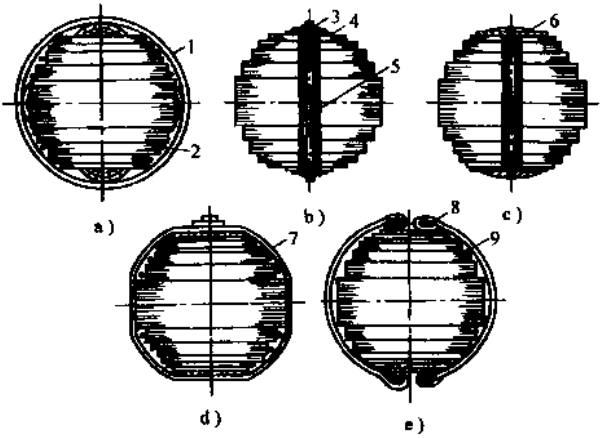


图 4-13 心柱的夹紧结构

a）用硬纸筒和楔柱夹紧 b）用夹紧螺杆夹紧 c）双框铁心用螺杆夹紧 d）玻璃纤维粘带绑扎 e）金属钢带绑扎

1—硬纸筒 2—楔柱 3—螺杆 4—绝缘垫圈 5—绝缘管 6—压板 7—玻璃绑扎带 8—绝缘接头 9—金属钢带

2. 铁轭夹紧结构

铁轭夹紧比较重要，应具有足够的刚度，在铁心翻转、起吊、运输或承受短路力时，铁心、绕组和夹件都不允许有残余变形。铁轭夹紧方法有全部采用铁轭螺杆；两边为锁螺杆（方铁）、中间为铁轭螺杆；两边为锁螺杆、中间为绑扎钢带或绝缘带；两边为铁轭螺杆、中间为绑扎钢带或绝缘带。

当用冷轧硅钢片制造铁心时，铁轭最好不冲孔，采用钢带或绝缘带绑扎结构，如图 4-14 所示。若用铁轭螺杆夹紧的方法，则和用螺杆夹紧心柱相似，由于此种夹紧应力比较均匀，叠装铁心容易定位，能获得良好接缝，机械强度也较好，因此，仍较常采用，但低损耗变压器常用绑扎结构。

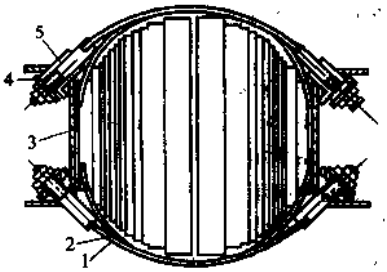


图 4-14 铁轭的钢带绑扎结构

1—扁钢带 2—绝缘垫片 3—夹件 4—绝缘垫 5—绝缘管

小型铁心夹件常用槽钢，而大型变压器多采用焊接夹件，结构比较复杂。上下夹件各自通过穿心螺杆或钢带与铁心连接在一起，上下夹件采用拉紧螺杆或拉板联系在一起。

铁心夹紧结构在 20 世纪 60 年代都是用螺杆的，70 年代中期采用了玻璃粘带绑扎的结构，一直沿用到现在。目前，在铁轭上推广钢带扎紧或用成型粘带扎紧的结构，使我国

的铁心结构能接近国际先进水平。铁心夹紧压力以 0.1～0.3MPa 为宜。

铁轭结构原上下均为阶梯的铁轭截面，如果将其改为一面阶梯形状，另一面齐平。这样除最大级外，其余各级心柱片均减少，相应地减少了铁心的重量和损耗。经计算一台 200kVA 的变压器，采用此种铁轭结构，可减少重量 6.4kg，同时此种结构窗口处铁轭无阶梯，安装时易于定位。既能保证铁心的质量，又能提高工效，对于降低损耗和降低成本都有好处（当然此时用木料稍有增加）。因此，对全斜接缝不冲孔铁心，此种结构是值得推荐的。

4.2.6　铁心的接地

变压器在运行中，铁心以及固定铁心的金属构件、零件等，均处于强电场中，在电场的作用下，它具有较高的对地电位。如果铁心不接地，它与接地的夹件及油箱之间就有电位差，即悬浮电位存在。虽然它们之间的电位差不大，但也会通过很小的绝缘距离而放电。为了防止放电，铁心及其金属结构件必须接地，且必须一点接地。如果铁心有两点或两点以上接地，则铁心中磁通变化时就会在接地回路中有感应环流。接地点越多，环流回路也越多。这些环流将引起空载损耗增大，铁心温度升高。当环流足够大时，将烧毁接地片而产生故障。这些部位的过热，将使油色谱数据变化，会使绝缘性能变差。而且这些部位的放电，运行时检查较困难。

所谓铁心一点接地，只是指其磁导体而言，其夹紧件不受此限制。铁心片与夹紧件要绝缘的一个原因就是确保铁心一点接地。

对于不同夹紧结构的铁心，采用不同的接地结构，如图 4-15 所示为 4 种典型的铁心接地结构。

有拉螺杆和吊螺杆时，上下夹件各自相接，其间又通过拉螺杆相接。这样只要用一接地片将铁心和上夹件相接，除垫脚另与箱底接地外，其余部分均经吊螺杆与箱盖接地，且铁心片是一点接地，如图 4-15a 所示。

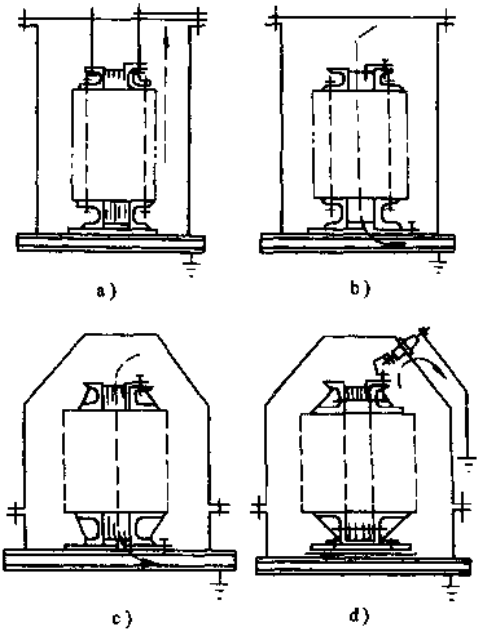


图 4-15　变压器铁心的接地方式

a）有拉螺杆和吊螺杆　b）只有拉螺杆　c）上下夹件绝缘　d）有拉板经套管引出接地

只有拉螺杆时，也用一接地片将铁心和上夹件相接，上下夹件间不绝缘，则铁心经上夹件、拉螺杆、

下夹件，通过垫脚和箱底接地，如图 4-15b 所示。

上下夹件绝缘时，即老产品中既无拉螺杆又无拉板的夹紧结构中，则用接地片将铁心分别与上下夹件相接，这样整个铁心由上夹件经铁心片，再通过垫脚和箱底接地，如图 4-15c 所示。需要注意上下接地片位置对称，即在铁心的同一层上，否则将产生电位差。

有拉板时，上下夹件由拉板连接，而垫脚与箱底一般是绝缘的，用一接地片将铁心和上夹件并联后再由 10kV 套管引出接地，如图 4-15d 所示，或者铁心和上夹件由两个套管接地。采用一个接地套管时，只可测量铁心的绝缘。采用两个接地套管时，还可检查铁心夹件的绝缘。

对上下铁轭都有接地片时，应强调接地片插入铁轭处与边沿的距离应相等，且一般应不大于 20～30mm，并要防止与铁轭端面短路。铁心接地通常只要将铁心任意一片硅钢片接地就可。这是因为硅钢片之间虽然绝缘，但其绝缘电阻数值是很小的，不均匀的强电场和磁场，在硅钢片中感应的高压电荷，可以通过硅钢片，保证从接地处流向大地，但却能阻止涡流从一片流向另一片。所以，若将铁心中的任一片硅钢片接地，整个铁心也就都接地了。

绕组的铜压板必须是开口的，其开口处两边用厚度为 2mm 的绝缘纸板包围，以保证绝缘良好。铜压板和穿心螺杆（旧型号变压器用）应每只各有一接地片与夹件连接，以实现各元件一点接地。吊心或吊罩时，必须将各接地片一一旋开连接螺栓，测量各金属元件和铁心的绝缘电阻，合格后再把各点接地接回去。如果某一处不合格，应加以处理，否则会引起多点接地故障。

接地片厚度为 0.3mm 的纯铜片，宽度为 20mm、30mm、40mm，铜带表面要搪锡，以减小接触电阻，在铁心上部要包绝缘。

4.3 绕组

4.3.1 绕组的形式

绕组按高压绕组和低压绕组排列方式的不同，分为交叠式和同心式两种。同心式绕组按结构形式可分为层式（曾称圆筒式）、螺旋式、连续式、纠结式、箔式等五种。层式常用于 35kV 级以下的中小型油浸变压器。对于容量为 500kVA 及以下电压不超过 15kV 的高低压绕组，都采用层式，故对配电变压器来说，是常用的基本形式，本书文中如未专门指出其他形式的，均指层式绕组。纠结式、内屏蔽式（插入电容式）使电位分布更均匀，主要用在大型变压器上。交叠式又称为交错式，将绕组绕成饼状，高、低压绕组交叠放置，为减少绝缘距离，通常靠近铁轭处放低压绕组，主要用于电炉变压器等特种变压器上。对中小型变压器，主要是其余四种，下面将做重点介绍。

我国生产的电力变压器，基本上都是心式变压器，所以它的绕组也都是采用同心式绕组。所谓同心式绕组，在铁心柱的任一横断面上，都是以同一圆心的圆筒形绕组套在铁心柱的外面。在一般情况下，总是将低压绕组放在里面靠近铁心处，将高压绕

组放在外面。高压绕组与低压绕组之间，以及低压绕组与铁心柱之间都必须留有一定的绝缘间隙和散热油道，并用绝缘纸筒隔开。绝缘距离的大小，决定于绕组的电压等级和散热通道所需要的间隙。当低压绕组放在里面靠近铁心柱时，绝缘距离比较小，所以绕组的尺寸就可以减小，整个变压器的外形尺寸也减小了。

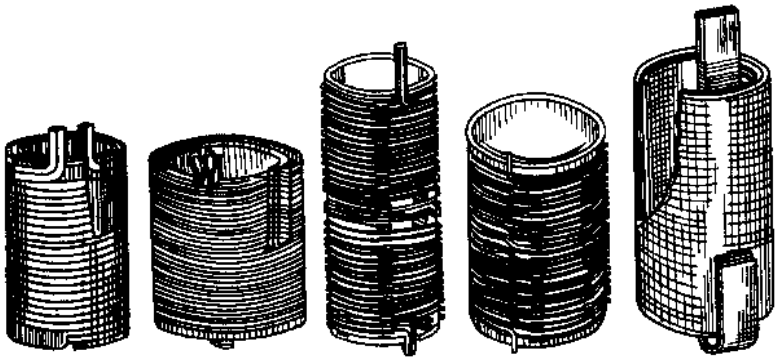
同心式绕组按其结构不同可以分为下列数种基本形式（见表 4-1）。

表 4-1　常用绕组的基本特征和适用范围

绕组型式	基本特征	图号	适用范围
层式（分单层、双层、多层三种）	是同心式绕组的最简单的型式，工艺性好，便于绕制，层间油道散热效率高，但端部支撑的稳定性较差。低压绕组用 1～6 根扁导线直接在绕线模上并绕而成，高压绕组用圆导线（或扁导线）在绝缘筒（或固定于绝缘筒的撑条）上绕成，35kV 高压绕组为了使起始电压分布均匀，在绕组内层放置静电屏，与绕组线端相连接。层间绝缘为电缆纸或油道，绕组两端有绝缘件填平	图 4-16a 双层（或四层）	一般用于三相容量为 630kVA 及以下、电压为 1kV 及以下的低压绕组
		图 4-16b 多层	一般用于三相容量为 630kVA 及以下、电压为 3～15kV 的绕组，如果放置静电屏，则可用于 35kV 的高压绕组
连续式	能在很大范围内适应容量和电压的要求，机械强度高，散热性能好，但绕制技术要求较高，且较费工，由 1～6 根扁导线在固定于绝缘筒或置于绕线模的撑条上并绕成饼状线段。线段数通常为偶数，段间用油道或用油道和纸圈交错隔开，两端有油道和绝缘圈	图 4-16d	可用于三相容量为 630kVA 及以上、电压为 3～110kV 的绕组。线段间用油道和纸圈交错隔开时，可用于三相容量为 630～6300kVA、电压为 3～35kV 的绕组
螺旋式	外形与连续式相似，其一匝相当于连续式的一段（单螺旋式）、两段（双螺旋式）或四段（四螺旋式）。绕制简便，但由于绕组高度限制，匝数稍多的绕组不能采用	图 4-16c	可用于三相容量为 800kVA 及以上、电压为 35kV 及以下的大电流绕组和有载调压变压器的调压绕组
箔式	与多层层式相似，但每一层为一匝，箔的宽度等于绕组的高度。这种绕组具有空间利用率好，可自动绕制，生产效率高等优点	图 4-16e	可用于中小型变压器绕组

4.3.2　层式绕组

层式绕组绕制时，每个线匝紧靠上一线匝，成螺旋形轴向排列，形状像一个圆筒。当电流较大时，每一线匝由数根导线沿轴向并联起来绕成。层与层之间用电缆纸绝缘



a) b) c) d) e)

图 4-16 变压器常见绕组形式

a) 双层层式 b) 多层层式 c) 螺旋式 d) 连续式 e) 饼式

或用绝缘撑条构成垂直油道来绝缘。该种结构绕制简单，油道散热效率高，但端部支撑稳定性差，绕组内部有时温差较大。

层式绕组，其两端的两匝作为螺旋体的一部分，是处在一个与轴线成一定倾斜角的平面内，两端的线匝是斜的。为了使绕组能在平面上垂直竖立，在每层的起始一匝和最后一匝都放上一个用胶木或纸板条做成的端圈。这种绕组由于机械强度较低，一般适用于小容量的配电变压器。如 S9 型（又称老 S9 型）≤500kVA 高压绕组采用多层层式，低压绕组采用 2～4 层层式。新 S9 型 1600kVA 及以下高压绕组，全部是多层层式，低压绕组≤500kVA 用双层层式。

4.3.3 连续式绕组

连续式绕组能在很大范围内适应容量和电压的要求，机械强度高，散热性能好，对绕制技术要求不太高。可由 1～6 根扁导线并绕成饼状线段，线段数通常为偶数，段间用油道隔开，如图 4-16d 所示。它的每一饼像钟表中的游丝，也像一盘盘形弹簧，但上下两饼之间的“游丝”绕向相反，如第一饼是右螺旋，则第二饼是左螺旋，第三饼又是右螺旋，……。然后将“游丝”最里面的头相接，外面的头相接，里面相接与外面相接层数刚好交叉，最后把上面的头和最末的头引出，即是连续式。实际制作时，两层“游丝”间不用相接，而是一个导线连续绕下去而成，故称为连续式。连续式和半连续式绕组的剖面图如图 4-17 所示。所谓半连续式就是油道和纸圈交错分布的连续式，如图 4-17c 所示，它是用厚度为 1.5mm 的纸圈与≥4mm 宽油道交错排列。连续式绕组的出头位置如图 4-18 所示。

连续式绕组端部支撑表面大，所以短路时轴向力变化不大（很稳定），同时散热性能好，机械强度高，工艺性较好，但绕制工艺比较复杂，绕制时每隔一盘内外圈要倒一下，内变外，外变内，绕制技术要求较高。它用于三相容量为 630kVA 以上、电

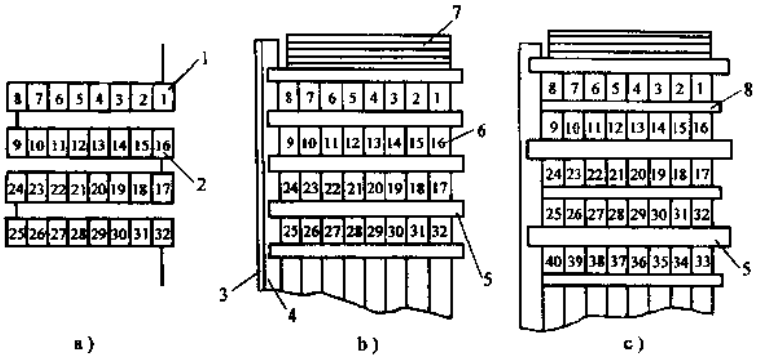


图 4-17　连续式及半连续式绕组

a)、b) 连续式　c) 半连续式

1—反向段　2—正向段　3—酚醛纸筒　4—撑条　5—鸽尾垫块　6—导线

7—端圈　8—纸圈

压为 3～110kV 的绕组。如 S9 型 630kV 及以上的配电变压器高压侧的绕组，采用连续或半连续式。连续式绕组从外观看，每两层线饼就有一根连线，所以连线很多。而螺旋式绕组外观上连线很少，只在换位时看到饼间有连线。

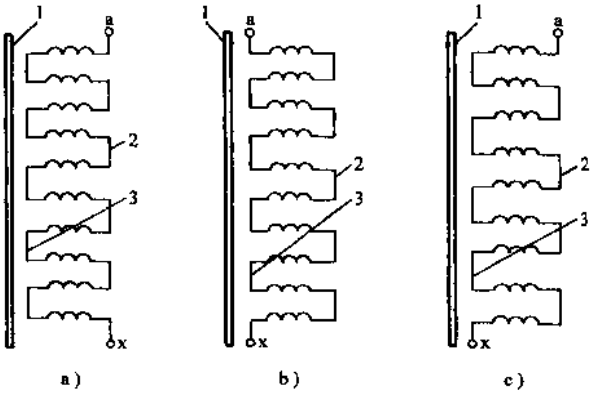


图 4-18　连续式绕组的出头位置

a)、b) 偶数线段　c) 奇数线段

1—纸板筒　2—外侧过渡线　3—内侧过渡线

4.3.4　螺旋式绕组

螺旋式绕组可以为单很或多根导线并绕，如每段为绕组的一匝，称为单螺旋式；当绕组电流大，并联导线多，也可绕成双螺旋式或四螺旋式，如图 4-19 所示。

螺旋式绕组每匝并联导线的数量较多，而且是沿着径向一根压一根地叠绕起来，每一饼是一匝，每一饼上的导线根数是并绕根数。如图 4-20 是螺旋形绕组导线匝间排列的一部分（只是其中 4 匝），每匝有 6 根导线并绕，各个螺旋不像层式绕组那样每层导线彼此紧靠着，而是中间隔着一个空的沟道，以利于散热。

螺旋式绕组的并联导线更多时，例如有 12 根，就可将并联导线分成两组纵向并排起来绕，就成了双螺旋式绕组，如图 4-19b 所示。

螺旋式绕组像螺纹一样绕制下去，故称为螺旋式。一个螺钉，向右旋转（顺时针转）如果是前进的，此螺纹称为右螺纹，线圈就叫右绕向；如果向左旋转（逆时针）使螺钉旋进去的，称为左螺纹，同样螺旋的线圈叫左绕向。螺纹有两根线旋绕叫双螺纹，四根线旋绕叫四螺纹，同理在螺旋式绕组上也分别称为双螺旋和四螺旋式绕组。

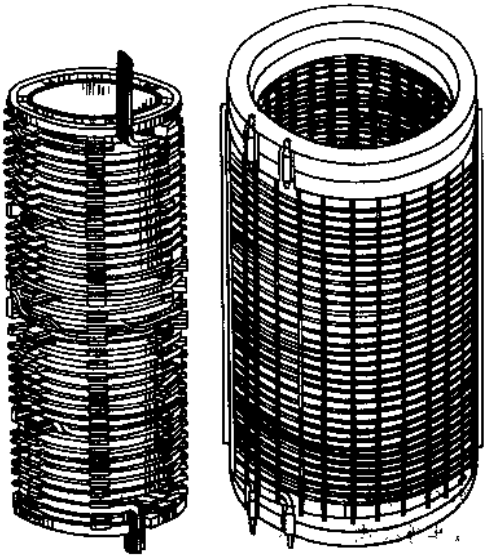


图 4-19 螺旋式绕组
a）单螺旋式 b）双螺旋式

螺旋式绕组绕制较简单，冷却条件较好，但由于受绕组高度限制，如绕组匝数较多，使轴向高度过大时，就不能采用。通常较少用于匝数较多的高压绕组，一般用于三相容量 630kVA 及以上、电压为 35kV 及以下的大电流绕组和有载调压变压器的调压绕组。所谓半螺旋式是指油道和纸圈交错分布的螺旋式绕组，如图 4-17c 所示。例如，S9（老 S9）型≥630kVA 低压绕组是双螺旋或双半螺旋或四半螺旋；对新 S9 型≥630kVA 低压绕组，采用新型螺旋式绕组，即取消横向油道，新增纵向油道的螺旋式绕组。

4.3.5 箔式绕组

箔式绕组，如图 4-16e 所示，它是用铝箔或铜箔作为导体的绕组。箔式结构是由一层导体箔，一层薄绝缘相间，均匀紧密地绕制而成。层间导体接触面大而间距小，因而有较高的匝间电容。在冲击电压下，绕组内的电压梯度分布比较均匀，接近线性。且外形美观，力学性能好，承受短路能力较强。

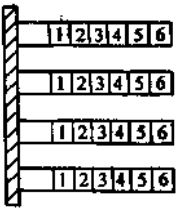


图 4-20 螺旋形绕组纵剖面导线的排列

箔式绕组绕成层式，每一匝形成一层，箔材的宽度（加上

端部绝缘）等于绕组高度。对高压绕组，也可做成分段式，即每段都是箔绕的较矮短的圆筒，然后相互串联起来。箔式绕组绕制要用专用的箔绕机，不能用一般的卷绕机，这种专用机床还包括箔材的焊接设备。箔式绕组一般用于油浸或干式配电变压器的低压绕组中。

4.3.6　绕组的散热油道

为了使绕组有效地散热，绕组设有散热冷却油道。对中小型变压器来说，一般采用自然循环冷却散热油道。因为变压器的冷却方式是自然循环冷却或风冷却，而不用大型变压器用的强迫油循环冷却。

对双层层式绕组，在其内外层之间，用木撑条或绝缘纸板做成的撑条隔垫起来，构成纵向油道。对多层层式，在靠内1/3层数处留有油道。但目前新创造一种半油道结构如图4-21所示。半油道结构是在油箱长轴两侧的高压绕组圆周上90°～120°扇形区域内，并以引线为中心进行布置，同时仍安放在1/3高压层数处。半油道结构可以提高窗口的填充系数。当然采用半油道时，油箱短轴两侧的空隙应满足绝缘要求。

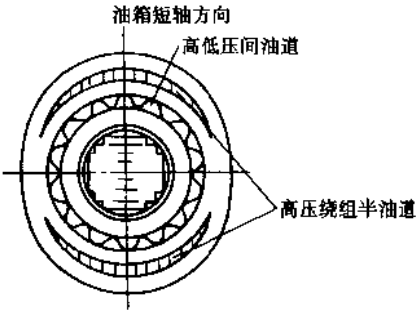


图 4-21　层式高压绕组的半油道结构（只画出一相）

对线饼式绕组，如螺旋式、连续式等，在两个线饼之间也用绝缘纸板隔开，构成了横向油道，新型螺旋式绕组用纵向油道。如果绕组中既有纵向油道，又有横向油道，那么它们是相互沟通的。在运行中热油上升至变压器顶部后，流向散热管或散热器，在散热管（器）中热油得到冷却。冷油在散热管中下降，流入变压器底部，进行油流的补充和循环。冷油使铁心和绕组得到冷却，油温又升高，再次升高至变压器顶部，这种油流循环使变压器得到冷却而正常工作。

4.4　绝缘

4.4.1　概述

变压器在电网中运行时，除承受正常状况下的电压和电流的作用外，还要承受各种短时的异常电压和电流的作用。因此，变压器在设计和制造时，必须考虑在异常情况下有足够的安全可靠性。安全可靠性应包括电气绝缘强度、热性能、机械强度等几方面。本节主要叙述电气绝缘问题。

电网中各种电气设备绝缘（包括变压器绝缘），在运行中承受长时间的正常工作电压、操作过电压，并在避雷器的保护下承受大气过电压的作用。也就是说，电气设备既要能承受正常工作电压和操作过电压的作用，还应能承受避雷器残压的作用，且

应有一定的绝缘裕度。

变压器的电气绝缘强度是变压器能否投入电网可靠运行的基本条件之一，变压器中的任何部位如绕组、引线、开关等零部件的绝缘若有损伤，就可能引起整台变压器的损坏，甚至会由此危及整个电网的安全运行。

变压器绝缘的设计、制造是根据国家标准规定的工频试验电压及冲击试验电压的水平进行的。根据GB311.1—1997《高压输变电设备绝缘配合》和DL/T596—1996《电力设备预防性试验规程》，变压器耐受电压见表4-2。

表4-2 变压器耐受电压

系统标称电压	设备最高电压	额定雷电冲击(内、外绝缘)耐受电压/kV(峰值)		额定短时工频(1min)(内、外绝缘)耐受电压	额定操作冲击耐受电压
kV(有效值)		全波	截波	kV(有效值)	kV(峰值)
<1	≤1	—	—	3	—
3	3.5	40	45	18	35
6	6.9	60	65	25	50
10	11.5	75	85	30/35②	60
15	17.5	105	115	40/45②	90
20	23.0	125	140	50/55②	105
35	40.5	185/200①	220	80/85②	170
66	72.5	325	360	140	270
		350	385	160	
110	126	450/480①	530	185/200②	375
		550			
220	252	850	950	360	750
		950	1050	395	
330	363	1050	1175	460	850
		1175	1300	510	950
500	550	1425	1550	630	1050
		1550	1675	680	1175

① 斜线上的数据仅用于内绝缘。

② 斜线下的数据为外绝缘干状态的耐受电压，斜线上为内绝缘的耐受电压。

注：在同一电压等级中有两个绝缘水平的，选用时应考虑到电网结构及过电压水平、过电压保护装置的配置及其性能、设备类型及绝缘特性、可接受的绝缘故障率等来决定。

变压器生产出厂时，应具备耐受试验电压的水平，而且有一定的绝缘裕度。变压器出厂试验合格，表明变压器绝缘具备上述水平。

4.4.2　变压器绝缘的分类

变压器绝缘为油纸组合绝缘，是用变压器油和绝缘纸组成的绝缘。变压器绝缘分为外绝缘和内绝缘。外绝缘是指变压器外部绝缘部分。内绝缘包括绕组绝缘、引线绝缘、分接开关绝缘和套管下部绝缘。内绝缘还可分为主绝缘和纵绝缘，如图 4-22 所示。

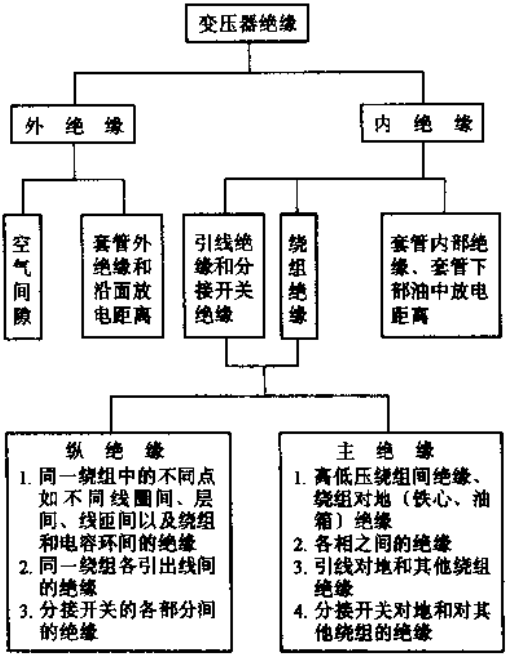


图 4-22　变压器绝缘的分类

绕组的绝缘分为主绝缘和纵绝缘。主绝缘是指绕组对它本身以外的其他结构部分的绝缘，包括对油箱、对铁心、夹件和压板、对同一相内其他绕组的绝缘，以及对不同相绕组的绝缘（相间绝缘）。绕组端部至铁轭或者相邻绕组端部间的绝缘又称为端绝缘，属主绝缘。纵绝缘是指绕组本身内部的绝缘，包括匝间、层间、线段间绝缘以及线段与静电板间的绝缘。主绝缘和纵绝缘分别按工频耐压试验和冲击电压试验来检验，其标准见表 4-2。

4.4.3　变压器绝缘材料的品种

常用电工绝缘材料分为三类：

(1) 无机绝缘材料　如云母、瓷器、石棉、大理石、玻璃、硫磺等，用于电机电器的绕组绝缘、开关底板和绝缘子等。

(2) 有机绝缘材料　如橡胶、树脂、虫胶、棉纱、纸、麻、蚕丝、人造丝等，用于制造绝缘漆、绕组导线的外层绝缘等。

(3) 混合绝缘材料　由两种绝缘材料进行加工制成的成型绝缘材料，用于电器的底座、外壳等。

常用绝缘材料的性能指标有绝缘强度、抗拉强度、密度和膨胀系数等。

绝缘强度是指绝缘材料在电场中的最大耐压，通常以厚度为 1mm 的绝缘材料所能耐受的电压千伏值表示。抗拉强度是指绝缘材料单位截面积所能承受的拉力。密度

是指每立方毫米绝缘材料的重量。膨胀系数是指绝缘体受热后体积膨胀程度的比例系数。

变压器的绝缘材料按其耐热等级可分为Y、A、E、B、F、H、C七级，它们的最高允许温度分别为90℃、105℃、120℃、130℃、155℃、180℃、>180℃。

(1) Y级　极限工作温度为90℃。如木材、棉花、纸、纤维、醋酸纤维、聚酰胺等纺织品及易于热分解和熔化点低的塑料绝缘物。

(2) A级　极限工作温度为105℃。如变压器油、漆包线、漆布、漆丝、油性漆、沥青、棉纱，天然丝、虫胶等。

(3) E级　极限工作温度为120℃。如高强度漆包线、乙酸乙烯耐热漆包线、聚酯薄膜等绝缘物。

(4) B级　极限工作温度为130℃。如环氧布板、经合适树脂处理的云母、玻璃纤维、石棉、聚酯漆等绝缘物。

(5) F级　极限工作温度为155℃。如以有机纤维材料补强和不带补强的云母片制品、玻璃丝和石棉布、复合硅有机聚酯漆。

(6) H级　极限工作温度为180℃。如无补强或以无机材料补强的云母制品加厚F级材料、云母、有机硅云母制品、硅有机漆、硅有机橡胶聚酰亚胺复合玻璃布、聚酰亚胺漆等。

(7) C级　极限工作温度超过180℃。指不采用任何有机粘合剂及浸渍剂的无机物，如石英玻璃和电瓷材料等。

变压器所用的绝缘材料有变压器油、电缆纸、电话纸、绝缘纸板、酚醛压制品、浸渍漆等，一般都属A级绝缘。

4.4.4　变压器油

纯净的变压器油的耐压强度可达200～250kV/cm，比空气高4～7倍。因此，用它作为绝缘，可大大缩小变压器体积。因为纸和纸板的原料丰富、价格便宜、机械强度尚好、浸油后耐压强度高，故得到了广泛的应用。

变压器油有10号、25号和45号三个牌号。前两个凝固点为－10℃、－25℃，后者凝固点为－45℃，可以用于寒冷地区。

变压器油是从石油中提炼出来的，产地不同的变压器油一般因油基不同而不能混合使用。各地变压器油的油基和工艺过程都不一定相同。变压器油的化学成分为饱和碳氢化合物，其油基有石蜡基、芳香基、环烷基、混合基等几种。不同油基的油有不同的老化速度，因此，不能混用。混用后的油，老化速度要加快。变压器油能否相互混用，将在后面变压器油试验一节内叙述。

变压器油的成分是很复杂的，主要由环烷烃、烷烃和芳香烃构成，工程上用的净化的变压器油，耐压达到50～60kV/2.5mm，运行中受电场和热的影响，油会分解出气体和聚合物。在高电场中，这些分解出来的气体，以及油中的水分和纤维等杂质，在电场的作用下，顺着电场方向排列成“小桥”，成为泄漏的通道，情况严重时，导

致“小桥”击穿，使油的耐电强度降低。因此，变压器内部的绝缘结构，要考虑上述因素，采取必要的措施，防止形成“小桥”。变压器油具有一定的绝缘强度，在变压器中主要作绝缘介质使用。又因为其比热容较大，故也作为冷却介质，在有载分接开关中，也作为熄弧介质使用。

变压器油构成的绝缘，有如下特性，在设计和使用中应予以注意。

1. 油中含水量与油耐压密切相关

据 GB50150—1991《电气设备交接验收标准》、GBJ148—1990《电力变压器验收规范》、GB/T7595—2000《运行中变压器油质量标准》及 DL/T596—1996《预防性试验规程》标准规定，各电压等级变压器对油的耐压和含水量（微水）的要求见表 4-3（详见表 19-10 和表 19-12）。而油耐压（在标准油杯中电极间距 2.5mm 时工频击穿电压）与含水量的关系如图 4-23 所示。从图中可见，油中含水量越小，工频击穿电压越高；含水量大于 0.02%，击穿电压不变，多余水分沉于箱底。要使各级电压的油耐压能达到要求，微水首先要达到要求。因此，即使是新油也要经过过滤和真空处理。

表 4-3　各电压等级变压器对油的耐压和含水量要求

电压等级/kV	含水量 10^{-4}(%)		耐压/kV	
	新油	运行油	新油	运行油
15 以下			≥30	≥25
≥15～35			35	30
66～110	20	35	40	35
220	15	25	40	35
330～500	10	15	50～60	45～50

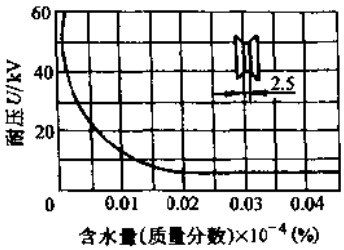


图 4-23　油内微水与油耐压关系曲线

2. 油耐压与油温有关

油耐压与油温的关系曲线如图 4-24 所示。

未受潮的油对击穿电压没有影响；受潮的油在＞60℃时，水分由悬浮状变为溶解状，击穿电压上升；＞80℃后，水分汽化多又呈悬浮状，击穿电压下降。受潮的油在 60℃以下时，耐压值较低，因此，油应在室温下进行耐压试验。

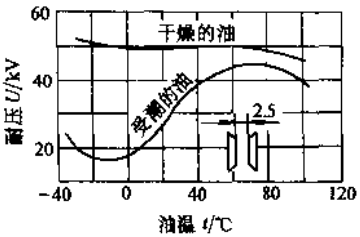


图 4-24　油温与油耐压的关系曲线

3. 油的“距离效应”

在均匀电场的作用下，油隙耐压（每毫米击穿电压称击穿场强）与距离的关系曲线如图 4-25 所示。由图可见，油隙距离越小，击穿场强越高，因此，增大油隙距离对提

高击穿电压的作用越来越不显著。利用这个特性(即称为"距离效应"),可以在变压器主绝缘制造小油隙效应,即油中加隔板,使得在同一油隙距离的情况下,加隔板后总耐压升高,用于缩小变压器的体积。

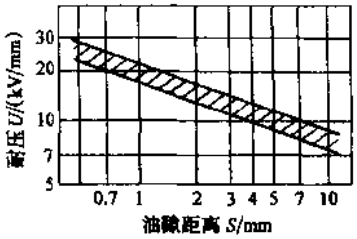


图 4-25 油隙耐压与距离的关系曲线

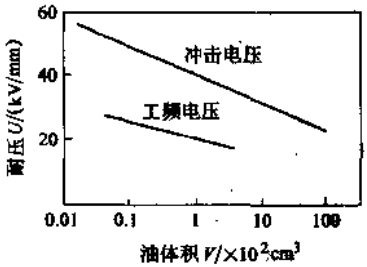


图 4-26 90℃ 时油隙耐压与油体积关系曲线

4. 油的"体积效应"

变压器油具有"体积效应",体积越小,击穿场强越高。因此,减小油的体积,能提高击穿场强(20℃ 的击穿场强由图 4-26 示值,工频电压时除以 1.55,冲击电压时应除以 1.19),而增大油的体积,击穿电压不是成比例地增加的。

5. 油浸纸含水量与绝缘强度的关系

全固体绝缘(相邻线匝间、相邻非油道层间和相邻引线间等)的电气强度主要决定于固体绝缘材料本身的击穿电压值,在油浸式变压器中,固体绝缘浸油后,绝缘强度可以提高,而在受潮后绝缘强度又下降,如图 4-27 所示。

油浸纸含水量增大时,绝缘强度降低。含水量为 3%,绝缘强度约下降 10%。

油纸组合有湿度平衡关系,并相互配合。对 110kV 及以下,要使油中含水量达 $(10\%\sim20\%)\times10^{-4}$,纸中含水量需在 2% 以下;对 220kV 及以上,要求更低。因此,运行中发现油中水分过大时,除油需脱水外,对绕组绝缘也应进行真空处理,以确保绝缘良好。

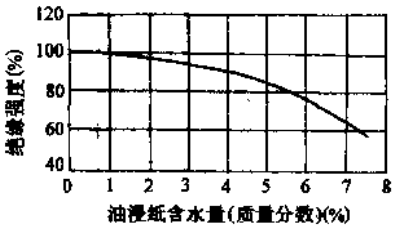


图 4-27 油浸纸含水量与绝缘强度的关系

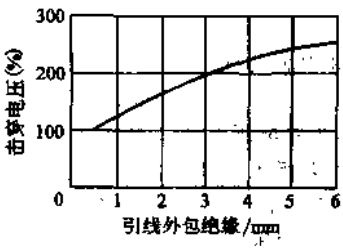


图 4-28 引线加包绝缘与击穿电压的关系

6. 油中绝缘层的"厚度效应"

绝缘层对提高击穿电压很明显。引线加包 3mm,击穿电压可提高 100%,加包

10mm，可提高 200%，绝缘层再加厚作用逐渐减小即“厚度效应”。外包绝缘层厚度与击穿电压的关系曲线如图 4-28 所示。利用此原理，对线饼的加强绝缘处、引线等都加包绝缘层来提高击穿电压，其绝缘层也不宜太厚。

7. 油中放隔板的位置选择

在极不均匀的电场中，油中放隔板的位置与油耐压的关系曲线如图 4-29 所示。图中，隔板为 2.5mm，U' 为有隔板时油隙工频击穿电压，U 为无隔板时油隙工频击穿电压。隔板距最大场强电极较近，$a/S=0.2$ 左右，工频击穿电压提得最高，达 200%以上。利用此性质，将油—隔板绝缘常用于绕组主绝缘（隔板可为绝缘筒、角环和相间隔板），它对耐受不均匀电场的工频和冲击电压的提高作用很大。隔板距最大场强电极为全部油隙的 15%～30%时，达纯油隙工频击穿电压的 200%～250%，但是，也不能距最大场强电极过近，以免降低局部击穿电压。

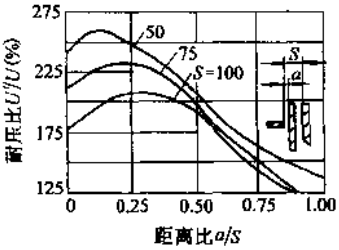


图 4-29　隔板位置与油耐压的关系

U'—有隔板时油耐压　U—无隔板时油耐压　S—总油隙　a—隔板与最大场强电极的距离

4.4.5　其他绝缘材料

变压器中常用的电缆纸牌号为 DLZ-08、DLZ-12，其厚度分别为 0.08mm、0.12mm，呈淡褐色，机械强度较高。其他还有 GDL 和 BZZ 型。DLZ-12 电缆纸未浸油前，耐压强度为 9kV/cm，浸油后，则为 16kV/cm。电缆纸多用作绕组的匝绝缘、层间绝缘、绕组端部加强绝缘。具有吸油性、吸湿性、导热性、膨胀性、透气性、弹性和氧化性。

变压器常用的电话纸型号为 DH40、DH-50 和 DH75，厚度为 0.05mm。其用途和电缆纸相同，它还可以加工成绝缘纸，代替绝缘漆布包扎引线。引线的绝缘常用皱纹纸 JW-50。它是由硫酸盐纸浆制成的电话纸再加工而成，在油中的电气性能很好，表现为平均击穿电压高，可达 40kV/2.5mm，介质损耗角的正切值很小，20℃ 时小于 0.3%。皱纹纸主要作为变压器出线等处包扎用，它的包扎工艺性极好，具有平滑、紧密、美观等优点，包扎后的引线还能弯曲，而其费用远比以往使用的黄漆带为低。因此，目前已被广泛地应用在包扎裸导线和绕组端部绝缘等处。

用于油中的绝缘纸板型号为 DY-100/100、DY00/100、DY50/50。由纯硫酸、盐木浆制成，其厚度有 0.5mm、1mm、1.5mm、2mm、2.5mm、3mm，浸渍后有较高的耐压强度，可用作绝缘筒、油道撑条、垫圈等。酚醛压制品是将单面或双面涂有酚醛树脂的上胶纸多层经过热压而成，如胶纸筒、胶纸板等。绝缘纸板按密度的大小分为三类：高密度纸（俗称硬纸板），密度大于 1.2g/cm³，坚硬，压缩系数低，适用于垫块、撑条、端圈、纸板筒；标准板即中密度板，密度为 0.95～1.15g/cm³，弹性、硬度、电气强度适中，可作为普通绝缘材料使用；低密度板其密度小于 0.95g/cm³，韧性好，硬度低，可

加工角环及各种绝缘成型件。瑞士韦德曼公司绝缘纸板的密度较一致，硬纸板为1.25g/cm³。还有钢纸板(反白纸板)。

变压器绕组需要浸漆处理，以提高机械强度，一般用1030醇酸漆、A30-1氨基醇酸绝缘烘漆浸渍。其他还有1033、1231、8340、1320T、8363、1053、W32-3等绝缘漆。

黄漆布(黄蜡布、黄蜡布带)，为A级绝缘，适用于一般低压电机、电器的衬垫绝缘或绕组绝缘包扎，其中耐油性黄漆布用于油浸式变压器、电机和电器的衬垫或绕组包扎。

黑漆布(黑蜡布、黑蜡布带)，为A级绝缘，老化性比黄漆布好，不耐油，用于低压电机、电器的衬垫或绕组的绝缘包扎。

黄漆绸(黄蜡绸、黄蜡绸带)，为A级绝缘，适用于A～E级电机、电器中要求介电性能较高的薄层衬垫或绕组绝缘包扎。

油性玻璃漆布(带)，为A级绝缘，适用于一般电机和电器设备衬垫或绕组绝缘、油中工作的变压器和电器的绝缘。

黑玻璃漆布(带)，E(B)级绝缘，耐潮性好，但不耐汽油及变压器油，用于一般电机和电器设备的绝缘。

三聚氰胺醇酸玻璃漆布(带)，E(B)级绝缘，适用于湿热带较高温度或油中工作的电机、电器、变压器等的绝缘。

硅有机玻璃漆布，为H级绝缘，适用于最高耐热温度达180℃的电机、电器中作衬垫或绕组绝缘。

环氧玻璃漆布(带)，为E级绝缘，适用于包扎环氧树脂浇注的特种电器线圈。

聚酯薄膜，为E级绝缘，绝缘性、防潮性及力学性能较好，耐电晕性较差，适用于中小型电机及其他电器绝缘。

聚酯薄膜电工纸箔(聚酯薄膜青壳纸)，为E级绝缘，绝缘性能好，机械强度高，适用于低压小型电机中作为衬垫绝缘。

聚酯薄膜玻璃漆布箔，为E级绝缘，绝缘性能好，机械强度高，适用于湿热带地区电机、电器的绝缘。

另外，常用绝缘材料中还有各种规格的塑料套管、黄蜡套管、尼龙套管等，通常按使用电压选用。变压器中还有白布带(宽度为25mm直纹或斜纹)、白绸带、无碱玻璃纤维带(无碱带－100)、木材等用作包扎和固定支撑用。

常用的酚醛层压纸板有3020、3021，酚醛层压布板有3035、3027，酚醛环氧玻璃布板有3240(F级)，酚醛层压玻璃布板有3230(B级)、3232(B级)，有机硅环氧玻璃布板为3230(H级)，而3020、3021、3025、3027全部为E级绝缘。还有酚醛纸筒(A级)、酚醛布筒(B级)、环氧酚醛玻璃布筒(B级)及层压木板(桦木经蒸煮热压而成)。

变压器绝缘等级应以耐热度最低的材料等级定，油浸式变压器一般为A级。干式变压器为B级、F级或H级。

变压器对绝缘材料的要求主要有：①良好的电气性能，电阻率要大，耐电压值要

高，介电常数越接近油的介电常数越好；②足够的机械强度，在一定力的作用下，不发生变形和破坏；③足够的耐热性能，极小的介质损耗，较高的导热系数；④小的收缩率。

4.4.6　主绝缘

1. 概述

变压器的主绝缘包括绕组间绝缘，绕组对铁心和箱壳之间绝缘、引线和套管绝缘、分接开关绝缘。据 DL/T573—1995《电力变压器检修导则》标准规定，有关这些主绝缘的距离要求见表 4-4 和表 4-5。

油浸式变压器内绝缘采用油与固体的复合绝缘，一般有三种方式。一是采用覆盖式，即在带电体上覆盖小于厚度为 1mm 的覆盖层，可以为薄纸层、漆布、漆膜等，这样能阻止导电小桥的形成，对均匀电场下耐压能提高 70%～100%，但对不均匀电场只能提高耐压 15%～30%。二是在带电体上包绝缘层（纸、布等），能提高耐压，但有"厚度效应"，所以最多只达十几 mm，如图 4-28 所示。三是采用在油中间加隔板（如角环、相间隔板、绝缘筒等），对不均匀电场效果尤佳，其耐压可提高到无隔板时的 2～2.5 倍，但对均匀电场，只能提高耐压 15%～30%，这种小油隙作用如图 4-29 所示。

2. 绕组间的绝缘

变压器绕组间的绝缘是采用油屏障绝缘结构，可显著提高油间隙的绝缘强度。在电压等级较低时，采用的屏障数较少。屏障是用较厚的绝缘纸板做成的。对于 66kV 以上的变压器，采用多屏障小油隙的结构，屏障用薄绝缘纸板。例如，在 220/66/10kV 的三绕组变压器中，66kV 和 10kV 绕组间的绝缘为两个屏障的油间隙，屏障为 4～6mm 的绝缘纸板。220kV 和 66kV 绕组间由 3mm 薄纸板组成的多屏障小油隙结构。变压器主绝缘结构图如图 4-30 所示。

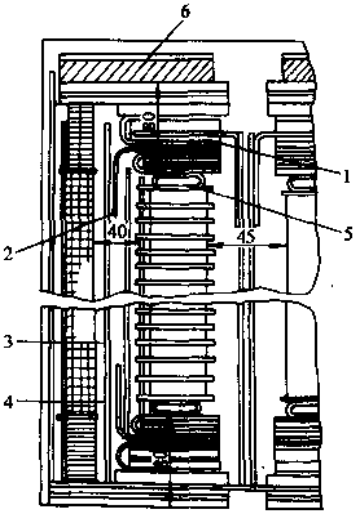


图 4-30　变压器主绝缘结构图

1—端部绝缘　2—绝缘角环　3—绝缘纸筒　4—油道　5—静电板　6—铁压板

3. 绕组和铁心之间的绝缘

铁心包括心柱和铁轭，是接地的，靠近心柱的绕组与心柱之间，为绕组对地的主绝缘，通常使用每张厚度约为 2.5～3mm 的绝缘纸板，围着圆柱形的铁心，构成绝缘纸筒，根据电压的高低，纸筒的总厚度可用纸板张数来调节。纸筒的外径与绕组的内径之间，用撑条垫开，以形成油隙绝缘。电压较高时，可以用纸筒-撑条-纸筒-撑条重复使用的办法来构成。油隙同时又是绕组与心柱之间、不同电压的绕组与绕组之间的散热油道，当油对流时，将热量带到外部。

表 4-4 器身装配绝缘距离(纯油距) (mm)

电压等级/kV			<6	10	15	20	35	40	66	110		154(端部出线)	220(中部出线有4mm围屏)
										半绝缘	全绝缘		
绕组表面到油箱			10	15	20	30	55	60	100	135	150	190	185④
套管尾部裸带电体到油箱平壁			12	20	30	35	50	60					
套管均压球	到油箱平壁								80	130	150	270	370(300)③
	到油箱法兰口及夹件绝缘	有护板							90	140	170	360	540
		无护板							120	180	220	460	700
	到油箱有护管										360	540	
分接开关裸电极	到油箱平壁		25 (20)①	25 (20)①	35 (20)①	45 (20)①	70 (40)①	80 (40)①	120 (70)①	140 (80)①	230 (130)①	(200)①	(145)① (165)②
	到油箱及夹件尖角		25	25	35	45	70	80	180 (120)③				

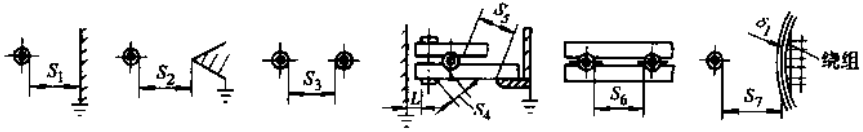
① 括弧内的数值适用于圆柱型开关，且为开关纸筒外表面到油箱平面的最小绝缘距离。

② 括弧内的数值适用于 220kV 级自耦变压器或高压多绕组结构的变压器。

③ 括弧内的数值适用于有隔筒或板的结构。

④ 对 90000kVA 以上变压器，考虑漏磁影响距离应大于或等于 220mm。

表 4-5 油中圆形引线的绝缘厚度及距离



电压等级/kV	工频试验电压/kV	引线最小直径 ϕ/mm	引线每边绝缘厚度 δ/mm	S_1 引线到平面/mm	S_2 引线到尖角/mm	S_3 引线到引线/mm	S_4/mm 木件爬距 $L=25$	S_4/mm 木件爬距 $L=S_2+10$	S_4/mm 纸板爬距 $L=25$	S_4/mm 纸板爬距 $L=S_2+10$	S_5/mm 木件爬距	S_6/mm 纸板爬距	S_7/mm 木件爬距	S_7/mm 纸板爬距	S_7/mm 引线到绕组	S_7/mm 围屏厚度 δ_1	δ 为其他值时的 S_7
0.5	5	ϕ2.44	0	10	10	10	20	20	20	20	20	20	20	20	10	0	
			2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10		
6	25		0	12	12	12	25	25	25	25	30	25	25	25	12		
			2	10	10	10	20	20	20	20	20	20	20	20	10		
			3	10	10	0	20	20	20	20	20	20	0	0	10		

（续）

电压等级/kV	工频试验电压/kV	引线最小直径 ϕ/mm	引线每边绝缘厚度 δ/mm	S_1 引线到平面/mm	S_2 引线到尖角/mm	S_3 引线到引线/mm	S_4/mm 木件爬距 $L=25$	S_4/mm 木件爬距 $L=S_2+10$	S_4/mm 纸板爬距 $L=25$	S_4/mm 纸板爬距 $L=S_2+10$	S_5/mm 木件爬距	S_6/mm 纸板爬距	S_7/mm 木件爬距	S_7/mm 纸板爬距	S_7/mm 引线到绕组	围屏厚度 δ_1	δ 为其他值时的 S_7
10	35	ϕ2.44	0	20	20	20	35	25	5	25	50	35	50	30	23	0	
			2	10	10	10	25				30	20	20	20	15		
			3	10	10	0	25				20	20	0	0	15		
15	45		0	30	30	20	50	25	35	25	65	45	50	30	30		
			2	15	15	10	35		25		40	30	20	20	20		
			3,4	15	15	10,0	25		25		30	30	20,0	20,0	20		
20	55		0	35	40	35	70	25	45	25	90	60	80	50	40		
			2	20	20	15	40		30		60	40	50	30	20		
			3,4	20	20	15,0	30		25		50	30	30,0	20,0	20		
35	85	ϕ4.1	0	50	55	50	120	25	70	25	140	80	140	80	60	0	
			3	30	35	25	60		40		90	60	70	40	35		
			6,10	20	25	20,0	50		30		75	50	45,0	30,0	25		
(40)	(95)		0	60	65	50	140	30	80	30	160	90	140	80	70		
			3	35	40	25	70		45		100	65	80	40	35		
			6,10	25	30	20,0	60		35		85	55	45,0	30,0	25		

（续）

电压等级/kV	工频试验电压/kV	引线最小直径 ϕ/mm	引线每边绝缘厚度 δ/mm	S_1 引线到平面/mm	S_2 引线到尖角/mm	S_3 引线到引线/mm	S_4/mm 木件爬距 $L=25$	S_4/mm 木件爬距 $L=S_2+10$	S_4/mm 纸板爬距 $L=25$	S_4/mm 纸板爬距 $L=S_2+10$	S_5/mm 木件爬距	S_6/mm 纸板爬距	S_7/mm 木件爬距	S_7/mm 纸板爬距	S_7/mm 引线到绕组	S_7/mm 围屏厚度 δ_1	S_7/mm δ 为其他值时的 S_7
66	140	ϕ8	6	60	90	45	（1）66kV 级引线及绕组铁窗部分不许用不接地的金属螺栓；（2）220kV 级高1—低—高 2 上下连线对本相线端及地、220kV 自耦上下 110kV 连线对地按 240kV 取绝缘距离；（3）220kV 级高—低结构以及 220/110kV 级自耦高压上下连线对线端绝缘距离按 340kV 确定；（4）当 $\phi\geqslant30$ 允许 220kV 采用 $\delta=10$；当距箱壁纯间隙≤110 时，允许用 $\delta=3$，$S_7=220$						230	150	120	75	60	4.5	$\delta=0$，$S_7=140$
			10	45	75	35					180	120	90	60	50		$\delta=3$，$S_7=70$
110	200	ϕ10	10	70	120	60					300	200	150	100	80	9	$\delta=3$，$S_7=110$
			20	55	100	40					250	165	105	70	65		$\delta=6$，$S_7=90$
	230		10	85	150	70					350	240	180	120	90		$\delta=3$，$S_7=125$
			20	70	125	50					300	200	120	80	80		$\delta=6$，$S_7=105$
	240		20	70	130	50					310	210	120	80	80		
154	320	ϕ12	10	130	260	110					630	420	270	180	140	9	$\delta=3$，$S_7=220$
			20	105	210	85					520	350	210	140	120		$\delta=6$，$S_7=180$
220	200		10	70	125	60					300	200	150	100	80	9	$\delta=3$. $S_7=300(220)$ $\delta=6$，$S_7=220$
	240		10	90	160	70					380	260	180	120	100		
	340		10	150	270	120					650	430	300	200	150		
	400		20	110	220	95					540	360	230	155	130		
			10	190	370	160						620		270	190		
												500		200	170		

注：1. 实际绝缘距离不为纯油距，可按下式折算为纯油距 S'，S' 应不小于表中 S_1、S_2、S_3、S_7 的数值：$S'=0.4\times$沿木件爬距$+0.6\times$沿纸板爬距＋纯油距，或 $0.6\times$沿纸板爬距＋纯油距。

2. 尖角表面有护板（$\delta\geqslant3$），引线到尖角最小纯油距 S_2'，$S_2'=\frac{1}{1.5}S_2$。

3. 引线到尖角间有隔板（隔板在距尖角 1/3～1/2 距离处），引线至尖角最小纯油距为 S_2''；$S_2''=0.75S_2$。

4. 引线至小圆角（圆角 $R=15\sim40$，如引线至扩管）的最小纯油距为 S_2''，$S_2''=0.75S_7$。

在每相绕组的上、下两端，绕组与上部的钢压板、下部的铁轭，存在绕组端部的主绝缘，或称为铁轭绝缘。

4. 绕组端部绝缘

绕组端部的电场极不均匀，往往电场强度很大，很容易沿固体绝缘表面发生沿面放电，因此，对高压变压器除了加强绕组间的绝缘外，还采取加强端部绝缘，常用绝缘角环和静电板。

绝缘角环是将绝缘纸板弯折成直角，再将纸板围成圆形呈圆形角环，两边放以圆形纸板圈构成，如图 4-31 所示。绝缘角环可以增大沿面放电距离，提高沿面闪络电压。端部也常采用多重角环。

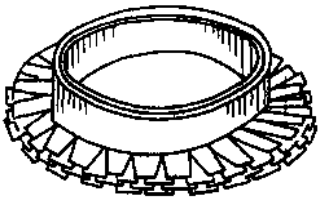


图 4-31 绝缘角环

在端部加静电板改善绕组端部电场的不均匀程度，提高沿面放电电压。静电板是一个开口金属环和绕组端部出线连接。静电板靠近高压绕组端部线饼，使端部的电场分布均匀，提高放电电压。

5. 绕组和油箱壁之间的绝缘

最外层的绕组与油箱之间，构成绕组对箱壳的主绝缘，电压在 110kV 及以下时，依靠绝缘油的厚度为主绝缘；电压在 220kV 及以上时，增加纸板围屏来加强对地之间的主绝缘。使油中杂物在电场的作用下搭起的小桥被隔断，围屏的层数可根据需要而定。油隙宽度约为 8～10mm，纸筒厚度约为 5～6mm。

绕组与箱壳内壁之间的允许距离见表 4-4。

6. 引线绝缘

变压器引线是指各绕组之间，绕组与出线套管之间及绕组与分接开关之间的连接导线。变压器的引线绝缘是内绝缘的重要部分，有的引线要从绕组之间或绕组与铁轭夹件及油箱壁之间穿过，因此，必须保证这些引线有足够的绝缘强度，即足够的绝缘距离。

为了保持引线有足够的绝缘强度，不致发生引线对铁心、油箱或对其他绕组放电，引线常包以一定厚度的绝缘纸，并且对其他接地部分有一定的绝缘距离。如果用木夹件固定，必须保证不发生沿木夹件对地沿面放电。一般，木夹件的沿面放电距离应比油隙距离大 2.5 倍。

引线绝缘在变压器中所处的电场，一种是极不均匀电场；另一种是稍不均匀电场。在不均匀电场中，引线绝缘的击穿电压可按图 4-32 中的曲线查得。

在引线对平板或曲率半径较大的电场中，引线绝缘的场强可按同轴圆柱电极的电场来计算。纸中的最大工作场强（在工作电压下）不得超过 35kV/cm（有效值），当油质为 40～45kV/2.5mm 时，油的最小击穿场强可按下式计算。真空注油时为 $105/\sqrt{r}$ kV/cm（有效值），r 为引线包绝缘后的半径。公式应用在油间隙和包绝缘后的半径的比值在 5～10 之间。

变压器对 Y 联结的绕组，其中性点绝缘水平可有两种结构：一种为全绝缘，即中性点的绝缘水平与三相出线电压等级的绝缘水平相同，例如 66kV 及以下的电压等级均是全绝缘。另外一种为分级绝缘，即中性点的绝缘水平低于三相出线电压的绝缘水平，例如 110kV 的中性点大多数为 35kV 的绝缘水平，又称为半绝缘；220kV 的中性点为 110kV 的绝缘水平。采用这种分级绝缘后，因变压器内绝缘的尺寸缩小，变压器的尺寸和造价，也相应地可以缩小和降低很多。

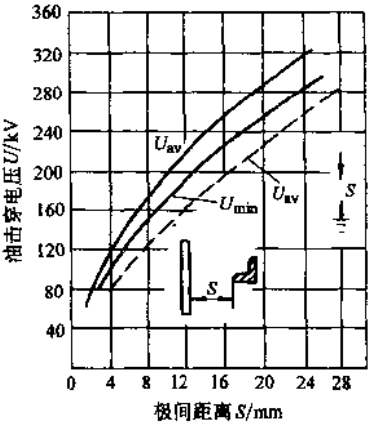


图 4-32　油击穿电压与极间距离的关系曲线

注：引线直径 8～25mm，引线绝缘厚度为 5～50mm，虚线为尖对尖的关系曲线

7. 分接开关的主绝缘

变压器的分接开关分为无励磁（无载）分接开关和有载分接开关两类。35kV 及以下的无励磁分接开关，无论是单相的还是三相的，都装在绝缘筒中，绝缘筒固定在油箱盖的下面。绝缘筒及分接开关动触头的联动杆是分接开关的主绝缘。110kV 及以上的变压器分接开关都是单相的，每相都装在一个绝缘筒中，绝缘筒用木支架固定在铁轭上。分接开关带电部分对绕组、油箱壁以及传动用的绝缘联杆是分接开关的主绝缘。为了工艺和制造上的方便，对双绕组变压器，它的分接抽头一般总是放在高压绕组；对三绕组变压器，则是放在高压或中压绕组。因此，分接开关的操动杆，也成为高、中压绕组对地之间的主绝缘，因为操动杆的一端连接着高、中压导电部分，但另一端则是安装在箱壳上（箱壳是接地的）。操动杆的材料大多用酚醛绝缘纸管做成，也有用经过干燥处理的木料做成，表面都涂漆。例如，WD 型无励磁分接开关的操动杆为 ϕ50mm×10mm 的酚醛绝缘纸管做成。

8. 套管外部主绝缘

外部主绝缘指空气中套管绝缘距离，有异相间和对地间，这个距离又称为安全净距，是带电体间或带电体对地（箱壳）最小的空气间距，按 DL/T573—1995 标准，空气中套管绝缘距离见表 4-6。

表 4-6　空气中套管绝缘距离允许值（安全净距）　（mm）

电压等级/kV	套管之间距离 正常/最小	套管对地距离 正常/最小	电压等级/kV	套管之间距离 正常/最小	套管对地距离 正常/最小
6	150/80	150/80	66	600/570	650/590
10	200/110	200/110	110	1000/840	1050/880
20	/150	/150	154	1380	1430
35	400/300	400/315	220	2000/1700	2100/1750

绝缘套管安装法兰以上的外部瓷套，是绝缘套管的引出线的对地绝缘，不同电压等级有不同的外绝缘水平，衡量绝缘套管的外绝缘水平，可用它所具有的爬电距离来表示。近年来，为了适应不同程度环境污秽的需要，已生产了防污型绝缘套管，有大小伞型和防污伞型。

4.4.7 纵绝缘

变压器绕组的匝间、段间、层间的绝缘，称为纵绝缘。当雷电波传播到变压器绕组时，由于电压起始分布和稳态分布不同(变压器绕组中的波过程是一个振荡过程)，相邻两匝间的电位差比工频电压作用大很多倍，要使变压器安全运行，匝间应有足够的绝缘水平。变压器匝间绝缘常用漆包、油浸电缆纸和油浸电话纸等，有的除包电缆纸外，还留油隙。匝间油隙与绕组型式有关。变压器层式及连续式绕组的匝与匝紧贴在一起，只靠匝间的绝缘纸作为绝缘。螺旋式绕组匝间除了电缆纸绝缘以外，还有较大油隙。纠结式绕组匝间绝缘比连续式绕组的匝间绝缘要高，因为纠结式绕组紧贴在一起的两匝的电位差比连续式绕组相邻两匝的电位差大得多，因此，相应的要求匝间绝缘也应高很多。绕组的层间绝缘或段间绝缘都是用电缆纸和油隙组成。层式绕组的层间绝缘设计数据见后面变压器设计一章内叙述。连续式绕组匝间及段间绝缘见表4-7。

表 4-7 连续式绕组匝间及段间绝缘

电压等级/kV	≤15	≤15	35	35	110
匝间绝缘/mm	0.45	0.45	0.45	0.45	纠结段 0.95～1.35 连续段 0.6～0.95
首末端段间绝缘	1.5 纸圈和 4 个油道交错	4 个油道	1、3、5、7 段间为 2.5 纸圈 2、4、6、8 间 6 个油道	6 个油道	
正常部分段间绝缘	1.5 纸圈和 4 个油道交错	4 个油道	1.5 纸圈和 4.5 油道交错	4.5 油道	
中断点油道(中部调压时)	8～9	8～9	9～10	9～10	
中断点油道(中性点调压绕组外接)	12	12	—	—	

我国目前采用的变压器绕组匝间绝缘厚度与电压的关系见表 4-8。变压器绕组油道宽度见表 4-9。

表 4-8　变压器绕组匝间绝缘厚度与电压的关系

电压等级/kV	匝间绝缘厚度/mm
≤35	≥0.45
66	≥0.95
110	≥1.35
220	≥1.95
330	≥2.45

注：匝间绝缘厚度是指金属导线两侧绝缘厚度之和。

表 4-9　变压器绕组油道宽度　(mm)

电压等级/kV	油道宽度
≤35	4.5
110～220	6

4.4.8　变压器内部的保护措施

变压器绕组端部电场很不均匀，不改善电场分布，绕组端部的主绝缘就势必增大很多。雷电波袭击时，绕组端部匝间电位梯度很大，不采取措施加以改善波的起始分布，势必会加大匝间绝缘。这样，主绝缘和匝间纵绝缘加大，绝缘材料增多，体积增大，造价提高。因此，在变压器设计和制造时，应采取内部保护措施。这些保护措施有：①绕组端部加静电板。静电板是一个包有绝缘的开口金属环，它放在绕组的端部，使端部主绝缘距离相对地小些。另一方面静电板增加了端部第一匝及附近几匝的附加电容，使起始电压分布得到显著改善，匝间电位梯度减小，可使端部匝间绝缘增加少一些。②加静电线匝。静电线匝加在绕组端部，增加端部线匝的附加电容，使冲击波侵入绕组时起始电压分布接近最终分布，首端匝间电位梯度减少，匝间绝缘的加强可以少一些。这些在较高电压等级的变压器上是必须采取的措施。

第5章　变压器的油箱和附件结构

5.1　变压器的油箱

5.1.1　按油箱法兰结合面位置分类

油箱是油浸式变压器的外壳，器身置于油箱内，充注变压器油，起到容纳器身和散热冷却的作用。油箱分为上盖、底座和箱体三个部分。小容量变压器采用揭盖起吊器身的油箱，所以将箱体与底座结合在一起，结合法兰在上盖与箱体之间，如图5-1a所示。较大容量的变压器，由于器身重量大，起吊器身需要大型起吊设备，设备既笨大，又昂贵，在现场布置较困难，所以为了检修方便，把油箱上盖和箱体制成一个整体，像修钟表的玻璃罩一样罩在器身上，称为钟罩式变压器，又称吊罩式或吊壳式变压器。其油箱称为钟罩式油箱，以区别于前面的吊心式油箱，如图5-1b所示。检修时，只需把钟罩吊起来，铁心和绕组可以全部露出，检修起来很方便。而钟罩比器身重量小得多，因此，不需要重型起吊设备。油箱结构随变压器容量的大小而不同。变压器又要借助于油箱装置各种附件(组件)，因此，油箱局部结构又随其附件的种类的多少、大小而各异，各容量等级的变压器根据规定一般应装的附件见表5-1，其油箱也应考虑能安装上这些附件。

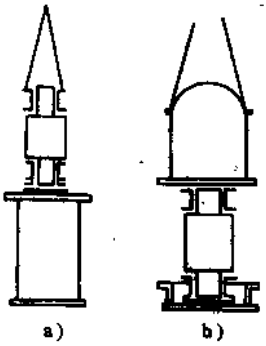


图5-1　变压器油箱
a)吊心式油箱
b)钟罩式油箱

油箱必须有足够的强度，能承受运输时的振动与冲击，同时还要能承担变压器在现场干燥及真空注油的强度要求，另外，还要能够承受变压器内部故障产生的应力。

变压器在运输中可能发生冲击，使器身在油箱内产生位移，从而使引线木支架损坏，甚至破坏绕组和油箱。为了加强运输时器身的固定，除底脚应加强固定外，在油箱上部还应加装固定件，使器身固定。当变压器运到现场后，安装时必须取出固定件。图5-2所示为器身上部加装固定件的一种方式。

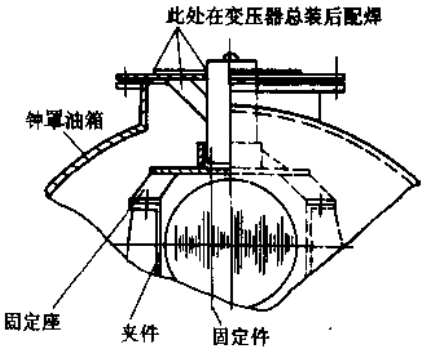


图5-2　器身上部定位装置示意图

表 5-1　变压器应安装的附件

容量/kVA	储油柜	净油器	压力释放阀	吸湿器	气体继电器	信号温度计	电阻温度计	水银温度计	油样活门	箱底放油塞	注放油阀门	散热器
50	一般储油柜							只有温度计座	有			扁管式、片式
100				有							25阀门	
125												
160												
200										有		
315												
400												
500												
630			有		有	有1个						
800											50阀门	
1000												
1250												
1600												
2000												
2500												
3150		有										
4000												
5000												
6300												
8000	胶囊袋式或隔膜式储油柜						有1个	带温度计			80或100阀门	
10000												
12500												
16000												
20000												
25000												
31500												
40000						有2个	有2个					
50000												
63000												
75000												
90000												
120000												

变压器油箱有两种箱顶形状，平顶油箱和拱顶（包括梯形顶）油箱。平顶油箱为桶形结构，下部主体为油桶形，顶部为平面箱盖，而在其间用一个钢环——箱沿和胶条结合成整体；拱顶油箱为钟罩式结构，下底为盘形或槽形（下节油箱），上部为钟形箱罩（上节油箱），其间也用箱沿和胶条结合成整体。平顶油箱和拱顶油箱结构如图 5-3 和图 5-4 所示。一般前者属于吊心式，后者属于钟罩式。

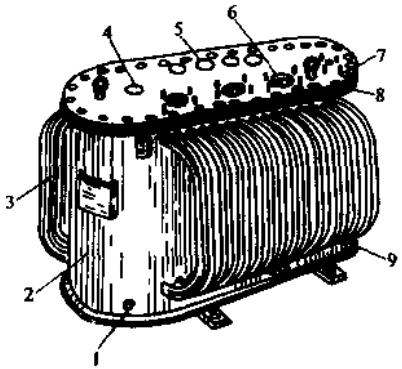


图 5-3 平顶油箱

1—放油塞座 2—箱壁 3—扁管 4—分接开关孔 5—低压套管孔 6—高压套管孔 7—箱盖 8—箱沿 9—箱底

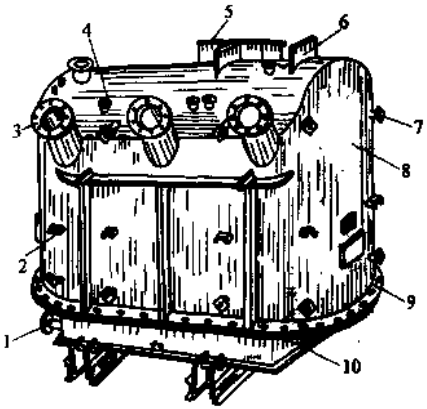


图 5-4 拱顶油箱

1—放油阀门座 2—风扇装置支架 3—高压套管升高座 4—分接开关座 5—低压套管升高座 6—储油柜支板 7—散热器联管头 8—上节箱身 9—箱沿 10—下节箱底

油箱在安装和检修需要真空环境，故应能承受一定的真空度。在运行中，由于热膨胀和检修时注油，有时要承受一定的压力。据国标 GBJ148—1990《变压器验收规范》规定，我国油浸式电力变压器油箱应能承受的真空度见表 5-2。对老产品 220kV 为 0.098MPa，110kV 为 0.051MPa。

表 5-2 油浸式电力变压器油箱应能承受的真空度

电压等级/kV	变压器容量/kVA	真空度/MPa
220	所有变压器	0.101
66～110	20000 及以上	0.08
66～110	16000 及以下	0.051
35	4000 及以下	0.051

为了保持油箱的良好密封性能，以及在变压器内部发生故障时油箱不变形，油箱的压力强度应不小于 0.05～0.1MPa。

对较大容量和较大阻抗的变压器，由于漏磁场可能在油箱上引起局部过热，对油

箱采取电屏蔽或磁屏蔽的办法来降低杂散损耗。另外，在油箱的某些部分（如大电流引线附近），采用低磁钢板拼焊的办法，以防止油箱的局部发热。即当绝缘套管的额定电流较大时，在安装孔附近必须采用增大磁阻的办法来隔断磁力线。这是因为电流较大时，箱盖安装孔四周的漏磁通较大，会产生很大的涡流。钢板越厚，涡流越大，使得局部发热并使损耗增加。所以一般电流在 800A 及以上时，即在套管安装孔间采用非导磁材料如耐酸性不锈钢或铜来隔断磁力线。

油箱底按要求加焊支架槽钢的底架，并加焊供千斤顶顶起变压器的装置。在油箱底座槽钢上有安装接地线的螺栓端子。底架可根据使用需要而设置，底架滚轮能转换 90°方向安装，如图 5-5 所示。

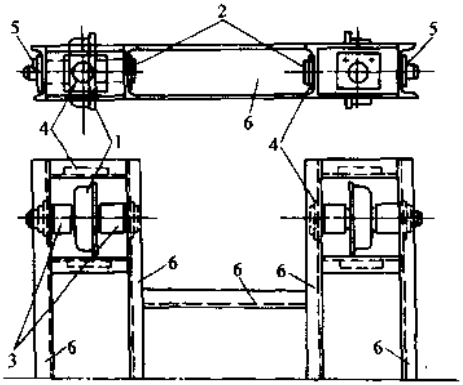


图 5-5　变压器底架的构造

1—滚轮　2—轮轴　3—定位套筒

4—轴承加强板　5—轮轴固定键

6—变压器底架

5.1.2　按油箱结构形状分类

中小型变压器的冷却方式有如下几种：

（1）干式自冷式（代号 AN）　一般只用于小容量干式变压器，电流密度选得较低。

（2）干式风冷式（代号 AF）　用于稍大容量的干式变压器，绕组下部设有风道并用冷却风扇吹风，使散热效果良好。

（3）油浸自冷式（代号 ONAN）　变压器器身产生的热量先传到油中，通过油的密度不同而循环对流，并通过辐射、传导和空气对流从油箱外部表面或散热器扩散出去。

（4）油浸风冷式（代号 ONAF）　是用风扇向散热器吹风，其对流传热率是自冷式的 2～3 倍，因此，对同一损耗所需要的冷却面积约为自冷式的一半。

油箱按其形状结构的不同分为平滑式油箱、散热筋式箱壁油箱、波纹油箱、散热管或散热器式油箱及钟罩式油箱。除钟罩式油箱如图 5-4 外，其余如图 5-6 所示。下面分述如下。

1. 平滑式箱壁油箱

这种用钢板焊成的箱壁是完全平滑的，没有其他任何附加设备。这种结构是用在较小的油浸式变压器中，铁心和绕组中产生的热量，经过油与箱壳内壁的接触，箱壳的外壁与外界冷空气的接触，自然地散热冷却。一般 20kVA 以下变压器采用此种油箱，如图 5-6a 所示。

2. 散热筋式箱壁油箱

如图 5-6e 所示，它是在平滑的箱壳外壁上，再加焊一些散热筋。这些散热筋使箱壳与空气相接触的面积比平滑的外壁与空气相接触的面积增大一些，因此它的自然散热的能力也就增加了。散热筋又称为散热片。油箱的外形有椭圆形或方形两种。

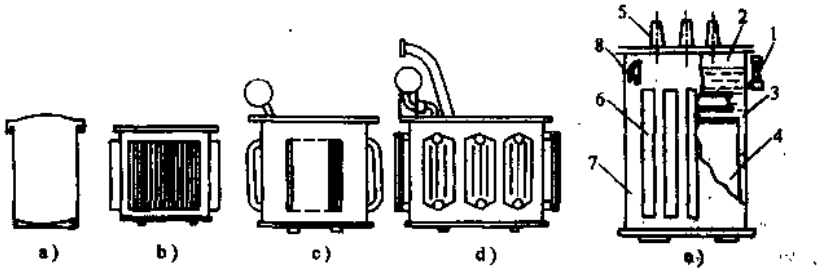


图 5-6 油箱结构示意图

a）平滑式箱壁油箱 b）波纹油箱 c）有管油箱 d）散热器式油箱 e）散热筋式油箱

1—油位计 2—预留空间 3—变压器油 4—器身 5—出线绝缘套管

6—散热筋 7—箱壳 8—吊攀

3. 波纹式油箱

波纹式油箱属全密封变压器用的油箱，是全充油密封型。这类变压器是因负载变化和温度变化而引起变压器油体积的变化，利用箱壁上的波纹管的弹性来调节体积，故不需要配储油柜。是用德国产的或国产的波纹式油箱制造生产线生产。一般密封面采用软木橡胶密封。

4. 散热管或散热器式油箱

如图 5-6c、d 所示，当变压器的容量增大时，箱壳表面的面积虽然亦随之增大，但远比不上变压器内部的总损耗所引起的发热量的增加，所以简单箱壳的自然散热冷却已不能满足要求，此时，便采用散热管式散热，即在箱壳四周围焊上许多散热管。管子的层数一般为 1～3 层，因排数太多时，辐射散热增加较小，而且焊接不便。为了节约变压器油和提高散热效率，目前大多数都已采用钢管压扁的扁管作为散热管，先将圆管压扁，然后再用冲床将扁管冲压成形，代替热弯工艺。它与空气相接触的面积比散热筋的面积更大了，因此，散热效果更好，也可在箱壁上装散热器散热。

5. 钟罩式油箱

如图 5-4 所示，钟罩式上节油箱拱顶上焊有类似于桶式油箱箱盖的结构件，箱壁上有类似于桶式油箱箱壁的结构件。所不同的是，由于拱顶布置的要求，一般以升高座（大管接头）装设各种组件，如高、低压套管升高座，分接开关升高座等。如果采用风冷散热器，需有风扇支持件和配线底板（采用冷却器时有进线盒底板）。如果有套管电流互感器，还要有端子箱底板。如果钟罩式油箱的尺寸较大，在检修接地线或

分接开关操作时，都要到箱顶工作，碰到雨雪天，容易滑落，因此，在订货时，应注明套管间焊上防滑脚角铁。

油箱的箱盖下的加强筋铁，除满足箱盖的强度要求外，尚应保证在加强筋至油中带电体之间有足够的绝缘距离，否则会发生放电、击穿、接地等故障。还应在加强筋上部开槽，保证油中气体能顺利流向气体继电器和使上部油循环畅通。否则，气体继电器将不能正常动作，在加强筋包围的区域内形成油循环死区，使油温升高，加速油的老化和分解。

要注意油箱的放油闸阀不要布置在储油柜同一油箱侧。这是因为利用此闸阀来进行变压器滤油，如同处一侧，油只能在储油柜一侧小范围内循环，滤油效果就不好。

变压器在运输时，油箱内注油不能过满或过浅。对于容量较大的变压器，如拆储油柜运输，油箱内注油时箱顶应留一定空间，一般离平顶箱顶为 100mm，离梯形箱顶为 150mm，离拱形箱顶为 200mm。如果注油过满，由于气温的上升会使油体积膨胀，箱内压力则增大，容易导致渗漏或变形。如果注油过浅，由于箱内存有大量的空气，将会使变压器油氧化、受潮，器身也会因此而受潮，从而影响绝缘性能和延误安装周期。同时由于运输的颠簸，还会引起箱内油的剧烈振荡，有可能产生静电火花。因此，注油要按规定进行。运输结束后，不管变压器是否马上投入运行，都要及时装上储油柜和吸湿器，并将油位加到标准位置。

5.2　散热器

散热器有管式、片式和波纹瓦楞型、板翅型等几种型式。

5.2.1　圆管散热器和扁管散热器

圆管可以直接焊在箱壁上，可有 1～3 层管子。扁管可以直接焊在油箱壁上，也可以焊在联箱上组成散热器，如图 5-7 所示。在中小型电力变压器和配电变压器中，各种散热管和散热器都有采用此两种型式。许多新 S9 型采用了片式散热器和膨胀式散热器。

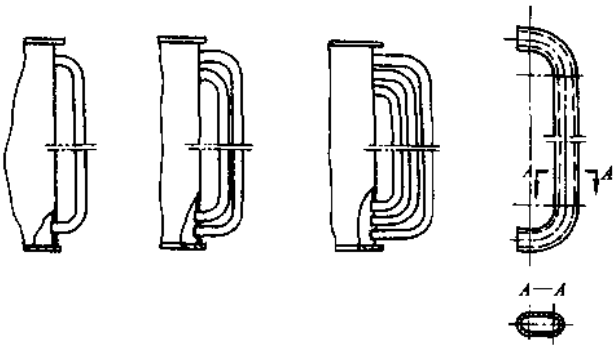


图 5-7　固定圆管或扁管型散热管的构造

5.2.2 自冷、风冷散热器

变压器内的热油，进入散热器的上部，其热量经冷却管散发后，油的温度下降，密度增加，并向下沉降，新的热油又补充入散热器的上部，形成油的自然循环，使变压器得到冷却。

由于圆管散热器管内存油量大，散热效率不高，体积大而且笨重，已为扁管散热器所代替，有 88、100、120 管等几种型号的扁管散热器。图 5-8 为带风扇的双层扁管散热器（双层管式）。

中型变压器的拆卸式散热器的框内，可装上冷却风扇，构成风冷式散热器。当散热管内的油循环时，依靠风扇的强烈吹风，使管内流动的热油迅速得到冷却，所以它的冷却效果比自然冷却的效果要好。在变压器箱壳的四周，这种拆卸式风吹冷却散热器可以装上很多个。在设计时，风冷散热器一般应取当风扇全部停止且散热器在自然冷却的方式下运行时，其散热能力应不小于吹风冷却时的 60%，这相当于变压器额定容量 2/3 左右负载时，仍能正常运行。

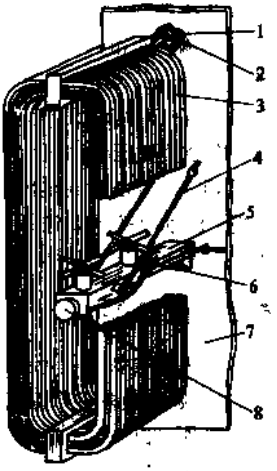


图 5-8 带风扇装置的双层扁管散热器

1—联管头 2—阀门 3—扁管散热器 4—拉杆 5—支座 6—风扇电动机 7—油箱壁 8—进线盒

5.2.3 片式散热器

片式散热器的外形如图 5-9a、b 所示。其型号编制方法如下：

P — 片式散热器

□ — G：固定式；C：可拆式

□ — 中心距/mm（S：膨胀式）

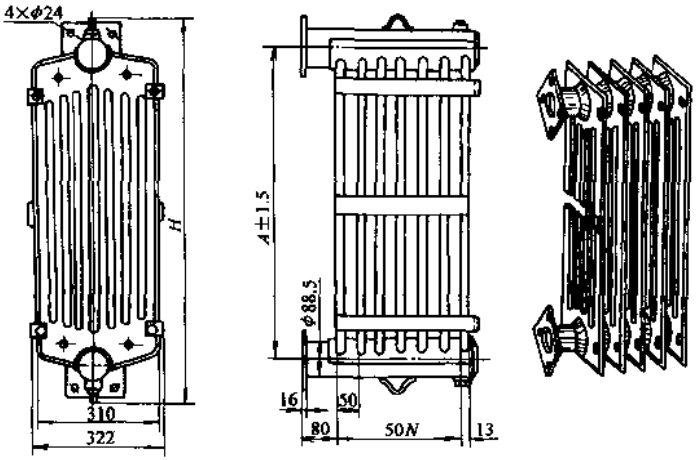
□ — 片数

□ — 片宽/mm

□ — 气候防护类型

例如，PC1250-11/310TH 表示中心距为 1250mm，片数为 11 片，片宽为 310mm，湿热带用的可拆式片式散热器。

固定式散热器的联箱端无连接法兰，如图 5-10 所示，可拆式有连接法兰。片式散热器的联管中心规格分为 11 级：500mm、625mm、750mm、875mm、1000mm、1250mm、1500mm、1750mm、2000mm、2250mm、2500mm；片宽为 310mm，片的中心距为 50mm。片式散热器沿着油箱周围安装，两组散热器的中心距应不小于 360mm，散热器之间根据情况可用拉板连接。



a)　　b)

图 5-9　片式散热器

a）可拆片式 PC 型　b）可拆片式型

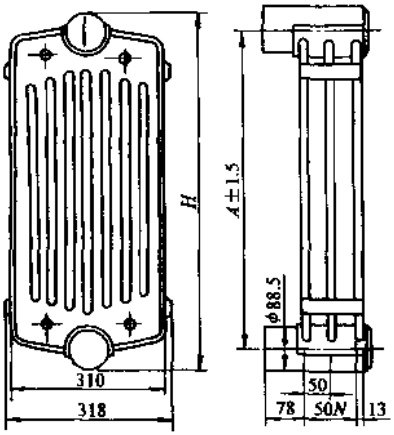


图 5-10　固定片式散热器（PG 型）的外形和尺寸

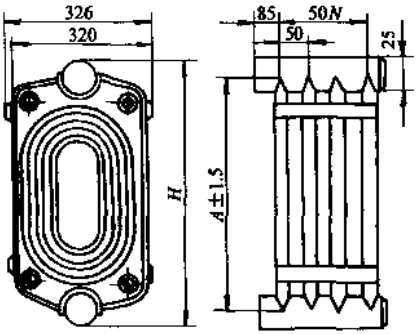


图 5-11　固定膨胀式散热器（PSG 型）的外形和尺寸

5.2.4　膨胀式散热器

固定膨胀式散热器（PSG 型）的外形和尺寸如图 5-11 所示。而可拆膨胀式散热器 PSC 型比固定型在联箱端头多连接法兰，外形相似。

膨胀式散热器的联管中心距分为 12 级：375mm、500mm、625mm、750mm、

875mm、1000mm、1250mm、1750mm、2000mm、2250mm、2500mm；片宽为 320mm，片的中心距为 50mm。

PCH·N、PCH·N 型咸阳产片式散热器的片宽有 230mm、333mm、520mm 等几种。西安生产片宽为 328mm、520mm 的宽片散热器。

5.3 套管

5.3.1 套管的作用和型号

高、低压绝缘套管是变压器箱外的主要绝缘装置，绝缘套管大多采用瓷质绝缘套管，又称瓷套管。而干式变压器的绝缘套管用树脂浇注而成，俗称环氧套管，因为干式变压器都安装在室内。

变压器的绝缘套管，将变压器内部的高、低压绕组的出线头引到油箱外部，既起到引线对地绝缘的作用，也使引线与外电路起连接的作用。因此，绝缘套管必须具有规定的电气强度和机械强度，同时套管中间的导电体也是载流元件，运行中长期通过负载电流，因此必须具有良好的热稳定性，还需能承受短路时的瞬间过热。绝缘套管应具有外形小、绝缘好、重量轻、通用性强、密封性能好和维护检修方便等要求。

套管都用瓷套支撑，瓷套外表面做成一圈一圈的伞裙，以增大外绝缘沿面的爬电距离。35kV 电压套管内部，不另加绝缘或加一些附加绝缘；$U_m \geqslant 72.5$kV 的套管常采用油纸电容芯子作为内绝缘，目前，已很少采用胶纸电容芯子。因此，套管可分为复合瓷绝缘式、单体瓷绝缘式、有附加绝缘式、注油式和电容式几种。

各种变压器套管型号字母意义见表 5-3。

表 5-3 变压器套管型号字母意义

型号顺序	字母符号和代表的意义
1	B—变压器用
2	F—复合瓷绝缘式，D—单体瓷绝缘式，J—有附加绝缘的，R—电容式
3	Y—注油式，L—穿缆式，D—短尾，长尾不表示
4	L—可装电流互感器的
5	W—耐污型，普通型不表示，W 后数字表示爬电比距
6/7	数字/数字—额定电压（kV）/额定电流（A）

中小型变压器常用的套管有 BD、BF、BJ 型等。例如，BF-0.4/600，表示变压器套管，400V、600A 的复合瓷绝缘式套管；BD-10/1000 为 10kV、1000A 单体绝缘式变压器套管；BJ-35/300 为 35kV、300A 有附加绝缘的变压器套管。而 110kV 及以上一般用电容式套管。

5.3.2 套管的结构

套管有充油式（现已很少使用）、电容式、塑料浇注式、全瓷式，结构分为普通长尾型、短尾型和瓷箱型。

1. 复合瓷绝缘式套管

复合瓷绝缘式套管（BF 型）的额定电压为 1kV 及以下，额定电流为 300～4000A。套管由上瓷套和下瓷套组成绝缘部分。上瓷套作为径向绝缘和空气侧轴向绝缘，下瓷套作为油侧或空气侧轴向绝缘。导电杆穿过瓷套的中心，并利用导杆下端焊接的定位件和上端的螺母将上下瓷套串压在变压器安装孔周围的箱盖上，如图 5-12a 所示。

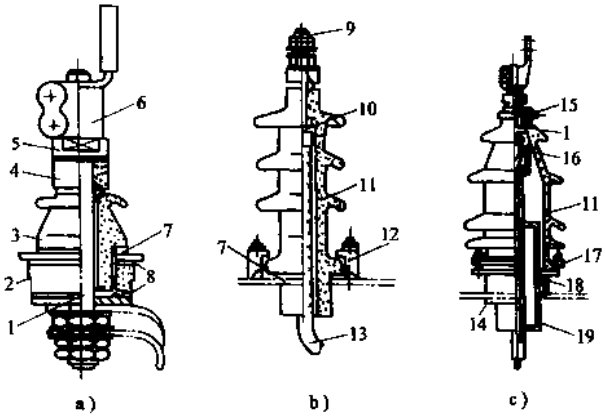


图 5-12　变压器套管

a）复合瓷绝缘式套管　b）单体瓷绝缘式套管　c）充油式套管

1—导杆　2—下瓷套　3—上瓷套　4—瓷盖　5—螺母和衬垫　6—接线头　7—密封垫圈　8—纸垫圈　9—电缆接头　10—衬垫　11—瓷套　12—压钉　13—电缆　14—均压环　15—放气塞　16—引线接头　17—压圈　18—升高座　19—绝缘筒

导电杆用来连通引出线，导电杆的直径及套管的外形尺寸随其额定电流而改变。套管的尾部引出线在电流为 1000A 及以下时，用螺母连接为单路；当额定电流在 1200～4000A 时，引出线连成双路。套管外部引出线的连接在额定电流为 600A 及以下时，利用螺母直接连接，当额定电流为 800A 及以上时，引出线用接线头、螺栓、螺母与外部母线连接。

2. 单体瓷绝缘式套管

单体瓷绝缘式套管分为导杆式（BD 型）和穿缆式（BDL 型）两种型式，常用于 20kV 及以下的电压等级中，穿缆式的结构如图 5-12b 所示。

单体瓷绝缘只有一个瓷套，瓷套中部有固定台，以便用压钉卡装在变压器箱盖上。瓷件用压板及焊在箱盖上的螺杆将瓷套固定在变压器箱盖上。穿缆式套管上部有一个固定槽，而穿杆式套管下部有一个固定槽，以便在连接引线时导杆不致转动。

3. 有附加绝缘的瓷套管

其结构如图 5-13 所示。图 5-13a、b、c 为导杆式（BJ 型），图 5-13d 为穿缆式（BJL 型）。

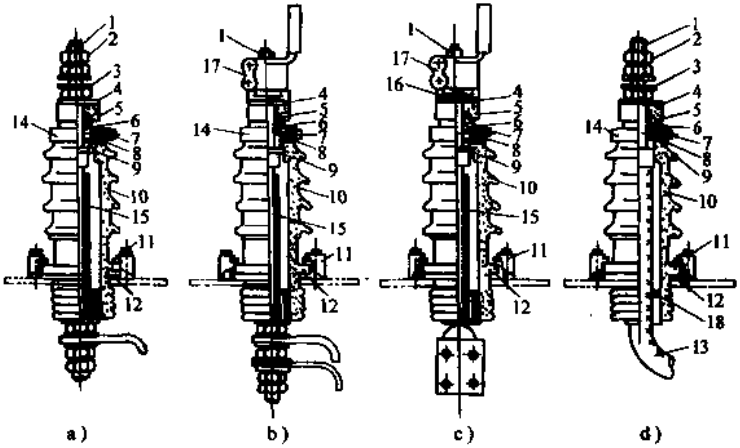


图 5-13 有附加绝缘的瓷套管

a) BJ-35-40/300～600 b) BJ-35-40/800～1000 c) BJ-35-40/1200～3000 d) BJL-35/400

1—导电杆 2—螺母 3—垫圈 4—衬垫 5—瓷盖 6—密封环 7—放气塞 8—密封垫圈 9—衬垫 10—瓷套 11—压钉 12—密封垫圈 13—加强绝缘的电缆 14—罩 15—绝缘管 16—圆螺母 17—接线头 18—绝缘环

有附加绝缘的套管就是单体绝缘式套管上增加了绝缘而形成的。由于单体瓷绝缘套管的径向电场不均匀，瓷套的相对介电常数大，而空气或变压器油的相对介电常数小，电压降主要在空气或变压器油上。为了改善电位的分布，需要在导电杆外面套有绝缘管或在电缆上包以厚度为 3～4mm 的绝缘纸以加强绝缘，用于 35kV 和 40kV 的电压等级中。在 40kV 套管下部一个瓷伞至安装固定台之间的瓷套外表面涂以半导体漆（含有锌粉或铝粉），以改善接地处的电场。

BJL-35/400 为带有附加绝缘的穿缆式套管。在该套管的瓷套中间穿一个绝缘纸包扎的加强绝缘电缆。瓷件中部有一个固定台，以便用法兰盘、压钉及螺杆，将套管固定在变压器箱盖上，其尾部用电缆直接与引出线焊接在一起，外部则为螺母连接。

4. 充油式套管

附加绝缘套管是由变压器油和绝缘筒形成内绝缘。充油式套管过去用于 66kV 等级的小容量变压器中，也有用在高压试验变压器中，其连通型结构如 5-12c 所示，它没有下部瓷套，套管内的油从变压器油箱内进入，套管下部相对较短，用油和绝缘纸筒组成绝缘屏障作为主绝缘。另一种有下瓷套，内部油与外部不连通，由于体积大，基本已不采用。

5.3.3 装拆瓷套管

1. 拆卸瓷套管

瓷件损坏而必须拆卸瓷套管时，应注意下列问题：

1）当扭下头部最后一个螺母之前，应用细绳将导杆拉住，以防导杆滑进变压器油箱中。

2）本系列套管如因故损坏时，对 BF 系列套管允许在变压器不吊心的情况下，更换上部瓷套，但在安装时应特别注意将导杆上的定位钉插在下部瓷套的定位槽内，以防瓷套转动。如果发现 BF 系列套管下部瓷套损坏时，则必须吊起变压器箱盖才可更换。

2. 安装瓷套管

将瓷套管安装于变压器箱盖上时，应注意下列事项：

1）对于 BF 型套管，必须使组合式瓷件充分地夹紧在变压器的箱盖上，以防止渗漏油，为此必须旋紧套管上部靠近瓷盖的螺母。

2）对于 BD、BJL 型套管，必须均匀地旋紧固定套管的螺杆上的螺母，使其固定在箱盖上。为使密封垫圈起到应有的作用，必须旋紧外露导杆上靠近瓷盖的螺母。

3）对于 BD-10/800 及以上和 BJL-35/400 套管，在检修更换瓷件后，应旋松套管上部的放油塞，使其在加油过程间让套管中空气完全放出为止。

4）本系列套管在常年使用中，应根据污秽的情况而经常擦洗瓷伞的表面，以防沿表面放电。

5.4　分接开关

分接开关是用来改变变压器绕组匝数以调整电压的装置。一般双绕组变压器中只在高压侧装设，三绕组变压器中在高、中压侧装设。分接开关的操作柄装在变压器箱顶上。按照调压方式，分为无励磁调压和有载调压。

5.4.1　无励磁分接开关

5.4.1.1　调压范围和标准

无励磁分接开关又称为无载分接开关。

无励磁分接开关的作用是在变压器的一次侧和二次侧均与网络断开的情况下，用以变换一次或二次绕组的分接，改变其有效匝数，进行分级调压。

无励磁调压变压器和有载调压变压器的调压范围和方式根据国家标准 GB/T6451—1999《电力变压器技术参数和要求》见表 5-4。

表 5-4　电力变压器的调压范围和方式

方式	额定电压和容量	调压范围	分接级	级数	调压型式	分接开关
无励磁调压	35kV、8000kVA 或 63kV、6300kVA 以下	±5%	5%	3	中性点调压	中性点调压分接开关
	35kV、8000kVA 或 63kV、6300kVA 及以上	±2×2.5%	2.5%	5	中部调压	中部调压分接开关

（续）

方式	额定电压和容量	调压范围	分接级	级数	调压型式	分接开关
有载调压	10kV 及以下	±4×2.5%	2.5%	9	中性点线性调压	选择开关（复合式）或有载分接开关（组合式）
	35kV	±3×2.5%	2.5%	7		
	66kV 及以上	±8×1.25%	1.25%	17	中性点线性、正反或粗细调压	有载分接开关（组合式）

根据使用部门的要求，在调压范围和级数不变的情况下，允许增加负分接级数，减少正分接级数。例如，$(U_e)^{+1}_{-3}\times 2.5\%$，在－7.5%和－10%分接位置时，变压器的容量应较其额定容量分别降低 2.5%和 5%。

变压器的高压绕组有调节范围为 $U_e\pm 5\%$的三个分接头位置，中间一个分接头相当于额定电压。无励磁调压分接开关的三相接线如图 5-14 所示。其分接头由绕组末端引出，所以称为中性点调压。

当由于一次侧电压偏高，致使二次侧电压也偏高时，可将分接开关换接到 $U_{1e}+5\%$的分接头，二次侧电压侧可接近于额定电压 U_{2e}。当由于一次侧电压偏低，致使二次侧电压也偏低时，可将分接开关换接到 $U_{1e}-5\%$的分接头，同样二次侧可获得接近于 U_{2e}的电压。当一次侧电压接近 U_{1e}时，分接开关也换接到 U_{1e}的主接头，则二次侧也可获得接近于 U_{2e}的电压。

容量大的变压器一般有五个分接位置，相应的电压变化范围为额定电压的±2.5%。五个分接位置一般以罗马数字Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ、Ⅴ表示，它们分别对应于 105%、102.5%、100%、97.5%、95%的额定电压。分接头由绕组的中部引出（称为中部调压）。变压器每相绕组用一只独立传动的分接开关，其原理接线如图 5-15 所示。它可以转换五个分接位置，当分接头 A_2、A_3 接通时为Ⅰ分接时，相当于 105%额定电压；其余 A_3、A_4，A_4、A_5，A_5、A_6，A_6、A_7 分别接通时，即为Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ、Ⅴ分接。

无励磁调压常用的绕组连接法如图 5-16 所示。图 5-16a 适用于电压为 35kV 及以下的多层层式绕组，分接头从外层线匝引出。图 5-16b 适用于电压为 15kV 及以下、电流为 350A 及以下的连续式绕组。调压线段设在绕组中部，这两种连接法均用一个三相分接开关（见图 5-17），进行中性点调压。当绕组的电压较高或电流较大时，连接法应按图 5-16c 或图 5-16d，在绕组中部分相调压（见图 5-18）。此时，可采用一个三相分接开关或三个单相分接开关。

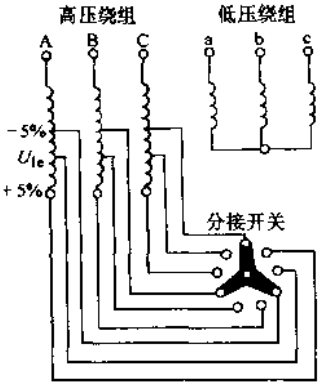


图 5-14　无励磁分接开关的三相接线图

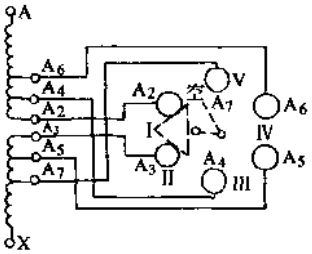


图 5-15　单相中部调压楔形分接开关原理接线图

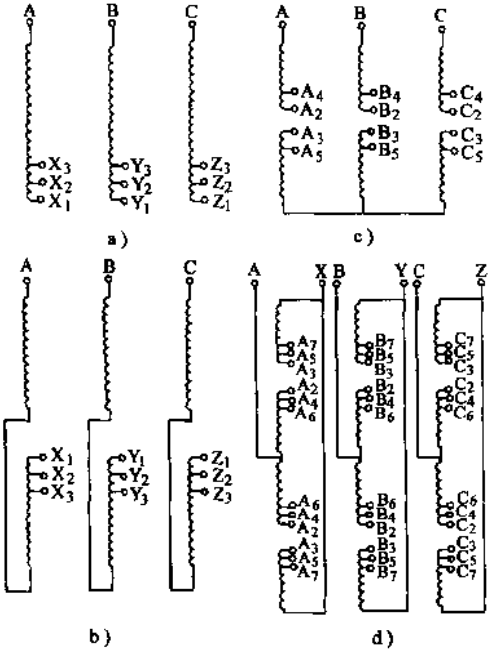


图 5-16　无励磁调压常用绕组连接法

a) b) 中性点调压　c) d) 中部调压

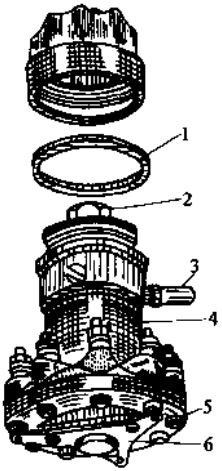


图 5-17　10kV、60A 三相无励磁分接开关

1—密封垫圈　2—操动螺母

3—定位钉　4—绝缘盘

5—定触头　6—动触头

总之，无励磁调压电路有4种，即中性点调压电路（一般适用于电压为35kV级及以下的多层层式绕组）、中性点“反接”调压电路（适用于电压为15kV级及以下的连续式绕组）、中部调压电路和中部并联调压电路。前两种电路，采用三相中性点调压无励磁分接开关；后两种电路，则采用三相中部调压无励磁分接开关，其调压范围为±5%，或±2×2.5%。

无励磁分接开关分为往复动作型和旋转动作型。有片式触头、环形触头、楔形触头三种。

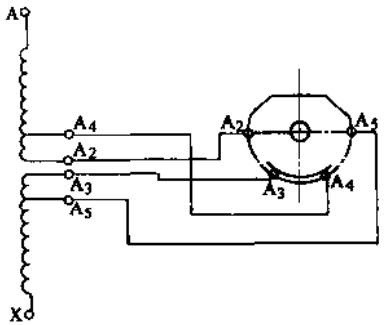
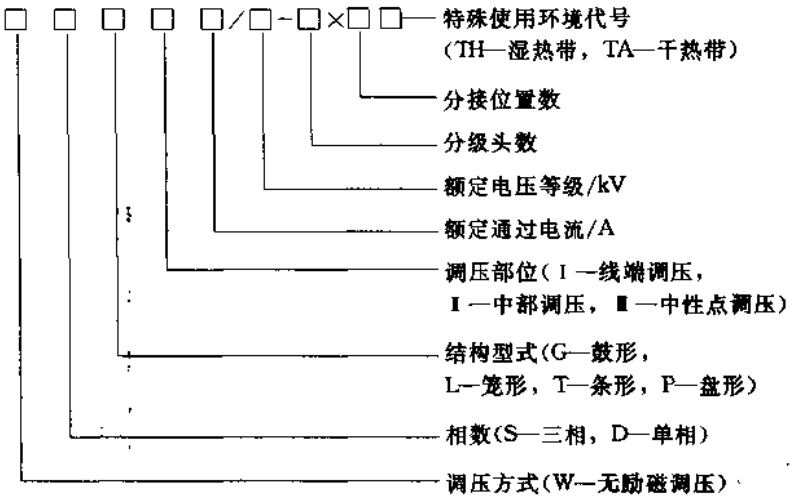


图5-18　无励磁分接开关接线图（中部调压）

5.4.1.2　无励磁分接开关的型号和绝缘水平

无励磁分接开关的型号含义如下：



已有的分接开关型号一般是相数在第一位，中性点调压用字母“X”，同时标有触头形式字母（J—夹片式，P—楔形触头）和设计序号等。

无励磁分接开关的绝缘水平见表5-5。

5.4.1.3　10kV、35kV级盘形系列无励磁分接开关

1. 三相10kV中性点调压盘形系列无励磁分接开关（B型）

该系列产品在开关接线螺栓上部设置了隔离挡板，防止了变压器上定位卡板与开关接线螺栓之间可能发生的放电和闪络现象。而且这种开关与目前大多数产品相

比降低了高度，操作和定位较可靠。该系列产品的技术数据见表 5-6。

表 5-5　无励磁分接开关的绝缘水平

电压等级/kV	调压部位和范围	雷电冲击全波 1.2/50μs/kV			工频耐压 1min/kV		
		对地	相间	触头间	对地	相间	触头间
10	中性点调压，±5%				35	5	5
	中部调压，±5%，±2×2.5%				35	35	15
35	中性点调压，±5%				85	30	10
	中部调压，±5%，±2×2.5%	200	200	90	85	85	28
66	中部调压，±2×2.5%	325	325	150	140	140	45
110				110			45
220				285			90

注：对地和相间电压适用于 66kV 级及以下且操动机构与分接开关连成整体的结构。

表 5-6　WSPⅢ型 10kV 盘形系列无励磁分接开关技术数据

型　号	额定电压/kV	额定电流/A	分接位置数	尺寸/mm
WSPⅢ63/10-3×3B	10	63	3	M6
WSPⅢ125/10-3×3B	10	125	3	M8
WSPⅢ250/10-3×3B	10	250	3	M10

2. 三相 10kV、35kV 级中性点调压盘形系列无励磁分接开关（C 型）

如图 5-19 所示。

该系列产品结构紧凑、安装尺寸小，能简单地替换老式开关，而且不必修改变压器的尺寸。其定位有提示和自锁功能，有可靠的限位措施。该产品的耐压裕度大，过载能力强，是全密封变压器和农用变压器的理想配套产品。该系列的有关技术数据和尺寸见表 5-7。

表 5-7　WSPⅢ型盘形无励磁分接开关的技术数据和尺寸

开关型号	额定电流/A	额定电压/kV	电压调节范围	相数	调压部位	安装尺寸/mm				箱盖开孔/mm
						L	L_1	S	S_1	
WSPⅢ63/10-3×3	63	10	±5%	3	中性点	145	75	88	115	43
WSPⅢ125/10-3×3	125	10	±5%	3	中性点	145	75	88	125	43

（续）

开关型号	额定电流/A	额定电压/kV	电压调节范围	相数	调压部位	安装尺寸/mm				箱盖开孔/mm
						L	L_1	S	S_1	
WSP Ⅱ$_1$250/10-3×3	250	10	±5%	3	中性点	150	90	105	150	43
WSP Ⅱ$_1$63/35-3×3	63	35	±5%	3	中性点	185	120	105	150	43
WSP Ⅱ$_1$125/35-3×3	125	35	±5%	3	中性点	185	120	105	150	43
WSP Ⅱ$_1$63/10-6×5	63	10	±2×2.5%	3	中部	150	75	85	190	43
WSP Ⅱ$_1$125/10-6×5	125	10	±2×2.5%	3	中部	150	75	85	190	43

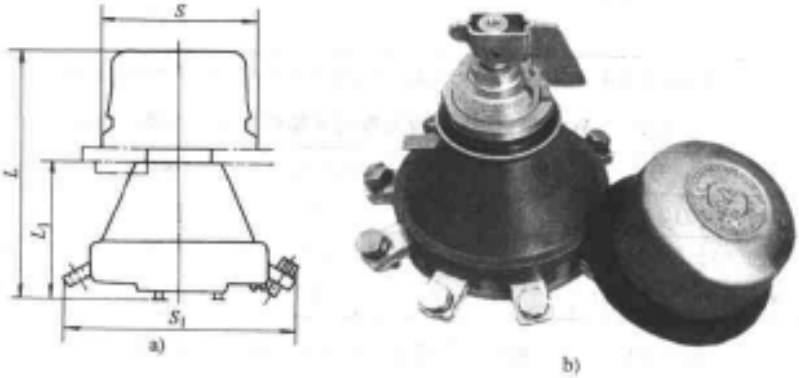


图 5-19 中性点调压盘形系列无励磁分接开关
a）尺寸图 b）外形图

5.4.1.4 条形无励磁分接开关

1. 三相 10kV、35kV 级中性点调压条形系列分接开关

如图 5-20 所示，V 型结构的全浮动动触头使操作有较强手感，接触电阻小且稳定，箱盖下高度较低。规格有 WST Ⅱ 63/10-3×3～WST Ⅱ 250/35-5×5 共 12 种。

图 5-20 10kV、35kV 级中性点调压条形系列分接开关

2. 单相 110kV 级中部调压条形系

列分接开关

该系列产品在密封结构上采用了梯形密封圈。动触头采用双簧压紧，接触稳定可靠。该系列型号都为 WDT Ⅱ 型，110kV，规格有 250A4×3、400A4×3、630A4×3、250A6×5、400A6×5、630A6×5、1000A6×5、250A8×7、400A8×7、630A8×7。

5.4.1.5　笼形系列无励磁分接开关

三相 10kV、35kV 电动笼形无励磁分接开关的外形如图 5-21 所示。

该系列产品的触头部分为滚柱式结构，具有较强的操作手感及自动归位功能。这种开关轻便灵活，载流裕度大，安装维护简便，各密封处均可直接调节，尤其适用于电炉变压器。

该系列产品专门配有电动控制器，具有挡位显示和多种联锁保护功能。

技术数据见表 5-8。

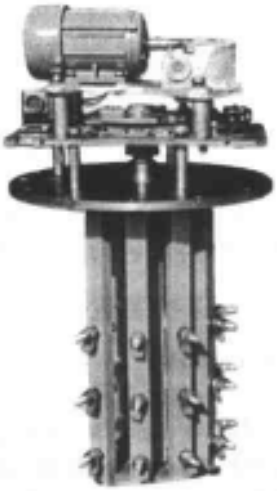


图 5-21　10kV、35kV 三相电动笼形无励磁分接开关

5.4.1.6　单相 35kV、110kV 中部调压鼓形系列无励磁分接开关

本系列产品的结构特点是 B 型开关取消蜗卷弹簧而采用圆柱弹簧，操作手感强；C 型开关采用楔形触头结构，触头接触压力大，操作力矩小，同时增设了增强操作手感的结构。B、C 型开关都具有触头磨损小、使用寿命长的优点。规格有 WDG Ⅱ 400/35-4×3B～WDG Ⅰ 1000/35-4×3B 等共 15 种。

表 5-8　WSL Ⅱ 型 10kV、35kV 级中部调压电动立式笼形系列无励磁分接开关技术数据

型　号	额定电压/kV	额定电流/A	分接位置数	型　号	额定电压/kV	额定电流/A	分接位置数
WSL Ⅱ 125/10-4×3DL	10	125	3	WSL Ⅱ 125/35-4×3DL	35	125	3
WSL Ⅱ 125/10-6×5DL	10	125	5	WSL Ⅱ 125/35-6×5DL	35	125	5
WSL Ⅱ 250/10-4×3DL	10	250	3	WSL Ⅱ 250/35-4×3DL	35	250	3
WSL Ⅱ 250/10-6×5DL	10	250	5	WSL Ⅱ 400/35-4×3DL	35	400	3
WSL Ⅱ 630/10-6×5DL	10	630	5	WSL Ⅱ 400/35-6×5DL	35	400	5
WSL Ⅱ 400/10-4×3DL	10	400	3	WSL Ⅱ 250/35-6×5DL	35	250	5

5.4.2 有载分接开关

有载调压就是变压器在带负载运行中，可手动或电动变换一次分接头，以改变一次绕组的匝数，进行分级调压的。其调压范围可以达到额定电压的±15%甚至更多。在电力系统中，有载调压变压器的主要作用：

1）稳定电力网在各负载中心的电压以提高供电质量。

2）作为两个电网之间的联络变压器，利用有载调压来分配和调整网络之间的负载。

3）作为带负载调节电流和功率的电源，以提高生产效率，如电化工业、电冶炼工业中所用的电炉变压器、整流变压器等。

装有有载分接开关的变压器称为有载调压变压器，其调压范围和标准见表5-4。关于有载分接开关，本书的后面几章会详细叙述，故在此不予赘述。

5.5 保护装置

5.5.1 储油柜

5.5.1.1 概述

储油柜又称油枕，安装在变压器油箱上部，用弯曲联管与变压器油箱相连接。装设储油柜后能容纳变压器因温度升高而膨胀增加的变压器油，限制变压器油与空气的接触面，减少油受潮和氧化的程度。如果在运行中通过储油柜注油能防止气泡进入变压器中。

储油柜按其直径有ϕ180、ϕ250、ϕ310、ϕ440、ϕ610、ϕ760、ϕ920等。

由于变压器油因温度变化产生热胀冷缩现象，油面将随温度的变化上升或下降；储油柜的容积一般为变压器油量的8%～10%，应能满足在最高环境温度，满负荷运行时油不溢出；在最低环境温度变压器停止运行时，储油柜油位计中应能见到油。由于我国气温范围为－30～＋40℃，油平均温升按40℃计算，则油温变化范围为40＋40－（－30）＝110℃，油的膨胀系数为0.0007/℃，所以油体积的变化为0.0007×110＝0.077＝7.7%，故取8%～10%。储油柜顶部装有一个加油孔，可注油或放气。

储油柜内的油温比油箱上部的油温低得多，并且几乎不和油箱内的油对流，从而减少了油受潮和氧化的程度。从空气中吸入的水分及其他杂质绝大部分流到储油柜下部的集污盒中，便于定期操作排放出去。储油柜由薄钢板制成，呈圆桶形，横向用支架固定在变压器箱盖上，储油柜均为开启式。必要时可拆下盖板，便于清洗内腔。

储油柜的下端，即通过柜上部空气进口处装有一个吸湿器，又称呼吸器，通过油盅（可盛油的容器）与空气连通。早期在储油柜上部曾充过氮气，由于需储氮，维护不便，故已不采用。

5.5.1.2 较小容量变压器储油柜结构

为了使箱壳内的油面能自由地升降，在小型变压器中，一般50kVA以下，箱壳内的油不是全部充满到箱盖，而是在箱盖下预留出一些空间，如图5-6e所示。图中，

2 即为预留空间，当油受热膨胀时即被占用，而空气则经过特殊的阀门排出或吸入。这些油在运行中和空气接触时，会发生氧化作用，使油逐渐老化，油的性能（电气的和化学的）逐渐变坏。在较大变压器中，如仍用小型变压器的办法，即在箱盖下预留出一部分空间作为油膨胀之用，则因其油箱断面积较大，油面将与空气大面积地接触，这样变压器油就会迅速地变坏，尤其是当高压侧电压较高，当油的电气绝缘强度下降时，会威胁变压器的安全运行。当容量在 50kVA 及以上的变压器的箱盖上另装一只储油柜，用作油膨胀之用，如图 5-22 中 1 所示。由图可见，在变压器的箱壳内，总是充满着变压器油；储油柜内的油通过气体继电器的连通管与箱壳连通。在储油柜上装有一只玻璃油位计，或表计式油位计，能看到储油柜内油位的变化。

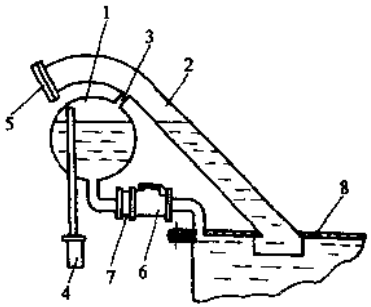


图 5-22　变压器储油柜内的油面
1—储油柜　2—安全气道　3—储油柜与安全气道的连通管　4—吸湿器　5—防爆膜　6—气体继电器　7—蝶形阀　8—箱盖

图 5-22 中释放压力采用安全气道，又称防爆筒，新产品采用较少，而用释压阀代替，一般老产品使用很多，在反事故措施中，许多已改为释压阀。图 5-22 中的 3 是安全气道上部空间与储油柜相通的联管，使储油柜和安全气道空间都处于同一大气压力下，油面上下时也不使它们之间有压差，以防安全气道误动作（玻璃破碎）。最早的产品未装联管，应该补加。储油柜下有集污槽（集污盒），用于沉积污物、水分。集污槽下部焊有塞子，可以排污。直径为 440mm 以下的储油柜，不带集污槽，但柜壁下部焊有塞子，作用相似。直径为 440mm 及以上储油柜，底部焊有取油样阀门，需要时由此取油样化验。储油柜油位计有三个温度油面线－30℃、＋20℃、＋40℃（环境温度），其高度划法见第一章第 1.3 节技术要求叙述。在储油柜外壁上标有变压器油的牌号。

5.5.1.3　较大容量变压器储油柜结构

储油柜分为单室式、双室式、隔离式，后者又分为胶囊袋式、隔膜式和波纹管式。

1. 胶囊袋密封储油柜

油的老化，油和大气相接触是一个非常主要的原因。为了延缓油的老化，使变压器油不要和大气相接触。每台变压器，油面与大气相接触的部位主要是储油柜中的油面。由于储油柜与空气相接触的油面积大，所以应采用胶囊袋密封式储油柜，用这种方法来防止和减缓油的老化。胶囊袋的材料是厚度约为 0.6mm 的多层丁腈和氯丁橡胶，其形状和体积与储油柜内腔相似。变压器安装时，在储油柜内注油时，将胶囊外面与储油柜内壁间的空气排尽。由于胶囊内腔气体是经过吸湿器与大气连通的，胶囊下部表面就可浮贴在油面上，起到了隔离空气和呼吸的作用。为了达到全密封，还应

对油位计采取隔离空气措施，可把油位计改造成单独注油的小胶囊油表结构。

图 5-23 为这种储油柜的结构图，它是在储油柜的内壁增加了一个胶囊袋，如图中 1 所示，胶囊袋经过吸湿器 13 及其联管 4 与大气相通，胶囊袋的底面紧贴地浮在储油柜的油面上，隔绝了油面和空气的接触，使空气中的氧不再和油中的气体相交换，从而达到阻止氧化的目的。用胶囊袋密封，还可以防止外界的湿气、杂质等侵入变压器内部，使变压器能保持一定的干燥程度，提高变压器的绝缘性能。

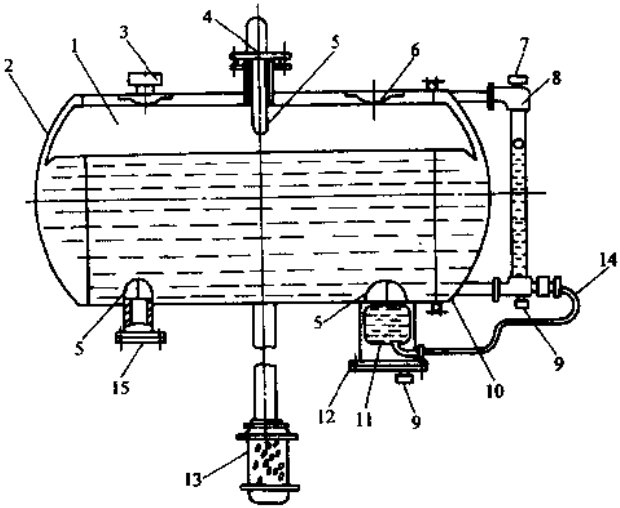


图 5-23 胶囊密封储油柜结构图

1—胶囊袋 2—储油柜 3—放气塞 4—吸湿器连管 5—护网 6—吊环
7—放气塞 8—油位计 9—放油塞 10—端盖 11—小胶囊袋（压油袋）
12—小胶囊袋盒 13—吸湿器 14—导油管 15—与气体继电器连接法兰

当油面随温度变化时，胶囊袋也会随之膨胀和压缩，起到了呼吸的作用。为了使变压器油面与空气完全相隔绝，这种储油柜的油位计是间接地来反映油位的，即采用压油小胶囊袋 11，单独成为一个油的循环系统，图中油位计 8 有两个接头，从外表看好像与储油柜相连通，但实际上是不相通的。在油位计的下端有一根导油管 14，它与袋盒 12 内的小胶囊袋 11 是相通的。当储油柜的油面升高时，压迫小胶囊袋的压力增大，于是在油位计中反应出来的油位也高起来一些，使它与储油柜中的油面成正比例；反之，反映在油位计中的油面就要降低一些，它也与储油柜中的油面成正比。通过储油柜油面的高、低变化，导致对小胶囊袋压力大小发生变化，使油位计间接成比例地反应出储油柜油面高低的变化。

大胶囊袋与储油柜的密封一定要注意，胶囊袋出气口密封面要搞好。小胶囊袋出油口与油位计管来的管口要密封好，套紧，必要时扎紧，检查无误后再把放小胶囊袋盒的盒盖盖好，才能保证将来油位计（油表）能准确地指示油位。

在图 5-24 的储油柜本体上，作为变压器油流通的各个管孔，如与气体继电器连接管口，小胶囊袋盒口、通吸湿器管口都有护网，以防止胶囊袋将这些管孔堵死，影响油的流通。

胶囊袋密封储油柜的注油顺序如下：

1）在安装完大胶囊袋后，将储油柜的端盖封闭。

2）使胶囊袋内部空气只能通过顶部呼吸孔、吸湿器联管、吸湿器与外部大气相通，吸湿器内暂时不可装密封油，以保证吸湿器能畅通地呼吸。到注油完毕再加密封油。

3）使储油柜与外界大气隔绝，并保持储油柜内无油状态，并暂时不向储油柜内注油。

4）用手压扁小胶囊袋，然后自油位计上部放气塞处，用漏斗慢慢地向小胶囊袋注油，直至小胶囊袋内注满油，不过袋内的气体要充分地排出（可以按几下小胶囊袋），否则将影响油位的真实性。当油位升至玻璃管内时，停止注油，然后从油位计的下部放油塞处放油，使油位调整至最低点，并旋紧放油塞。

5）打开储油柜上部的放气塞，用压力油自变压器底部的放油阀处向变压器注油，使储油柜的油面渐渐地升高，这样使大胶囊袋被上升的油面所压缩，排出袋内的空气，如图 5-24 中所示，并且使油完全包围胶囊袋。油面上升时，也使储油柜的上部空气被压缩而排出到储油柜外，直到油面上升到最高处，并使油从放气塞处满溢出少许，如图 5-24b 所示，即停止注油。说明储油柜内的空气已经被排尽，使胶囊袋与箱壁之间不再残存有空气，这时可拧上放气塞。

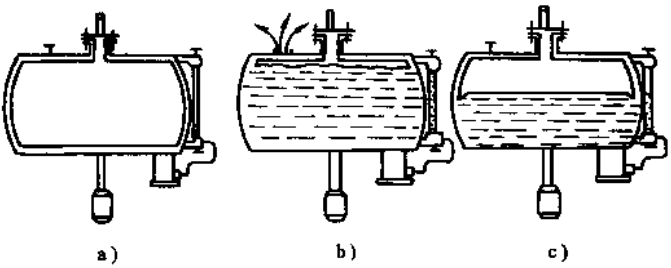


图 5-24　胶囊袋储油柜注油时的情况

a）注油前　b）注油过程　c）油位调整后

6）在上述向储油柜内注油时，油面渐渐升高，油位计上的油位也对应地渐渐升高，两者应保持一致。在油位计玻璃管上方加油或玻璃管下方放油，直至油位与储油柜内油位一致。

7）待静置几小时后，即可打开变压器底部的放油阀，将油面做必要的调整，即降低油位至与当时环境温度相对应的油位时为止，注油即告完毕。此时可向吸湿器的

底座（油盅）加密封用的变压器油。油位的－30℃、＋20℃、＋40℃三个红线可划在储油柜上或玻璃油位管上（或套红线），它是在未运行状态下的油位，其高度参见第1章第1.3节的技术要求。

由于胶囊袋式密封使用时产生的问题较少，密封也较易处理，所以采用较多。一度曾被隔膜式密封取代的情况目前已有返回的趋势，又重新采用胶囊袋式密封，不少进口产品也如此。

2. 隔膜式储油柜

隔膜式储油柜，对油保护有较好的效果。其结构由两个半圆柱体组成，中间装一个耐油胶隔膜，隔膜周边固定在柜沿处，上下两面用密封垫压紧，隔膜浮在油面上。为了使油面完全与空气隔离，在隔膜上装有连杆，随着油面的升降而浮动，由连杆操纵油位计，油位计安有最高、最低油位警报触点。储油柜并设有排气和放水装置，如图5-25所示。

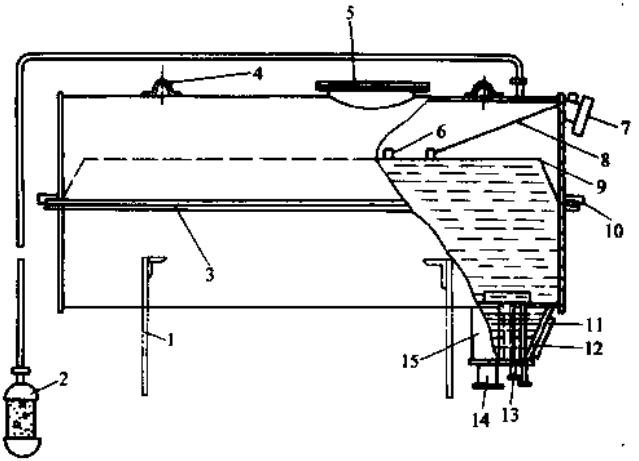


图5-25 隔膜式全密封储油柜结构

1—支架 2—吸湿器 3—法兰密封面 4—吊攀 5—人孔 6—放气塞 7—铁磁式油位计 8—连杆 9—隔膜 10—放水阀 11—视察窗 12—排气管 13—注放油管 14—气体继电器联管 15—集气盒

隔膜式全密封储油柜的安装的步骤如下：

1）检查隔膜是否有损伤，清理干净后安装。

2）安装储油柜附件，安装油位计时将连杆从安装孔延伸至储油柜中，用绳绑在柜顶内壁上的钩或环上，暂不与隔膜连接。

3）变压器真空注油结束后，安装气体继电器及其联管（当气体继电器联管上有真空阀时，则可先装气体继电器和联管，抽真空时将其真空阀门关闭），从油箱上的

阀门或储油柜上的注、放油管注油，注至正常油位为止。

4）在注满油静置结束时，从上部人孔进入柜中打开隔膜上的放气塞并按压隔膜各处，使隔膜下部的气体完全排出，然后旋紧放气塞。应擦净溢出的油后连接好连杆，复装人孔盖板。

5）装有 UZF 型连杆式磁力式油位计的变压器，提供油位指示小铭牌。牌上 x 轴为油的温度，y 轴为表盘刻度数。调整油位时，根据当时的油温，参照此曲线即可确定油位计指针位置。

隔膜式储油柜由于其隔膜的法兰结合面的几个法兰的高度不易配合好，容易造成渗油，故一度曾有替代胶囊袋式密封的趋势又返回少用了。

5.5.2　净油器

1. 工作原理和结构

按国标 GB/T6451—1999《电力变压器技术参数和要求》规定，3150kVA 及以上的变压器应装净油器。

净油器又称为油再生器、温差滤过器，俗称热虹吸，它是用来改善运行中的绝缘油的特性，防止绝缘油继续老化的装置。图 5-26 为净油器的结构图。净油器的主要部分是用钢板焊成的圆筒形净油罐（在上部侧面有连接法兰），它和散热器一样装在电力变压器的油箱上，罐内充满吸附剂（如硅胶）。在电力变压器运行中，由于上层油和下层油之间有温差的存在，于是绝缘油从上向下经过净油罐形成对流，使绝缘油与吸附剂接触，油中的水分、渣滓、酸和氧化物等将被吸附剂吸取，从而使油质保持良好，延长了绝缘油的使用年限。

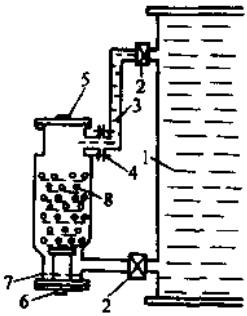


图 5-26　净油器的结构图
1—油箱　2—油阀门　3—联管　4—连接法兰　5—放气塞　6—放油塞　7—集污器　8—净油罐

净油罐的底部有放油塞，上部有放气塞。为了便于更换吸附剂，罐的上、下盖板都做成可拆式的，同时在油管道的上端和下端都装有平板式油阀门。只需关闭油阀门，隔绝净油罐与油箱的油路，就可以放出净油罐中的存油。然后，拆开上、下盖板，更换吸附剂。净油器按其硅胶重量（安装其内）的多少可分为 25kg、50kg、80kg、120kg 等几种。其外形如图 5-27 所示。

2. 安装与使用

1）净油器安装前，必须将净油器拆开，用干燥清洁的变压器油进行清洗，然后装入吸湿剂（硅胶），最后装于变压器上，如图 5-26 所示。

稍稍打开下部阀门，并缓缓打开放气塞，使净油器充油，直至放气塞有变压器油冒出时，关上下部阀门使其静放 12h 后，打开下部放油塞放出沉淀物至有清洁变压器油流出后，关上放油塞，再打开上部阀门使联管、净油器充满油，关闭放气塞，然后把变压器储油柜充油至规定的油面高度。

2）吸湿剂的使用和维护。填充在净油器中硅胶的多少，是根据变压器总油重（包括变压器油箱、储油柜，散热器等所有变压器油）的2%，如使用活性氧化铝，用量取油重的1%。

包装良好、密封可靠的硅胶，可不经干燥直接使用，但必须在装入时才能打开包装，在其装入前用干燥清洁的变压器油清洗干净。

在使用不是密封包装的硅胶，必须先对硅胶进行干燥处理，若温度为140℃，则烘焙8h；若温度为300℃，则烘焙为2h。硅胶应密封保存，放于干燥场所，不得受潮。硅胶为圆形大粒不变色硅胶，粒度大小为2～7mm（用在大变压器中的硅胶还应做落水试验，即落入水中不会变成粉状，以免透过过滤网进入变压器内）。

3）在变压器油箱中取油样时，应按变压器有关规定进行。如果发现油的酸分有显著的增长或在油中抽出的水分呈酸性反应时，必须更换新的硅胶。

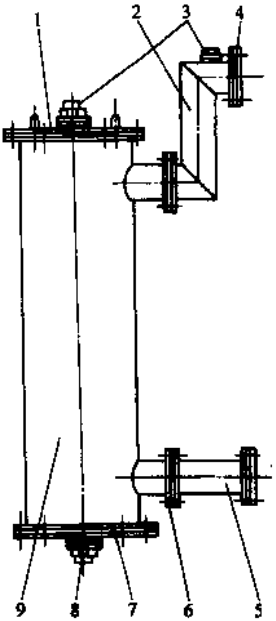


图5-27 净油器的外形图
1—上盖板 2—连接管 3—放气塞 4—密封垫圈 5—连接管 6—滤网 7—下盖板 8—放油塞 9—筒体

5.5.3 吸湿器

吸湿器曾称呼吸器（还有一种冷冻除水式的呼吸器）。通常与储油柜配合使用，内部充有吸附剂即硅胶或活性氧化铝，过去曾用过氯化钙。但一定要注意，应使用受潮后会变色的吸附剂（又称干燥剂），一般是颗粒大小为5mm左右的多角形像碎石的蓝色硅胶。不要使用净油器中不会变色的球状白色或透明色的硅胶，也不许用粉状硅胶。对于制造厂刚运来的产品，也要检查硅胶是否放错。

吸湿器吊装于变压器储油柜上，供过滤和干燥在变压器“呼吸”时进入储油柜的空气中的灰尘和水分，以保持变压器油的绝缘强度。当变压器由于负载或环境温度的变化而使变压器油体积发生胀缩，迫使储油柜内的气体通过吸湿器产生吸气和排气作用。

吸湿器是一个圆形的容器，上端通过联管接到储油柜，下端有孔与大气相通。吸湿器的主体为一玻璃管，内部盛有变色硅胶（或活性氧化铝）作为干燥剂，干燥时呈现蓝色，吸收水分后逐渐变成粉红色。吸湿器下部带有油盅（盛油器），作为空气进口处油封装置。详细结构如图5-28所示。还有其他结构型式，其原理和结构相类似。吸湿器的使用和维护方法如下：

1）使用前，必须检查玻璃管是否破损，硅胶是否变成粉红色，并将油盅拧下来，按油面线高度在油盅内注入足量的变压器油，然后仍将油盅罩上，并检查各密封处是

否严密，以防漏气。

2）变色硅胶在吸收潮气后，则变成粉红色，此时说明硅胶已失去吸湿效果，必须进行干燥或更换。

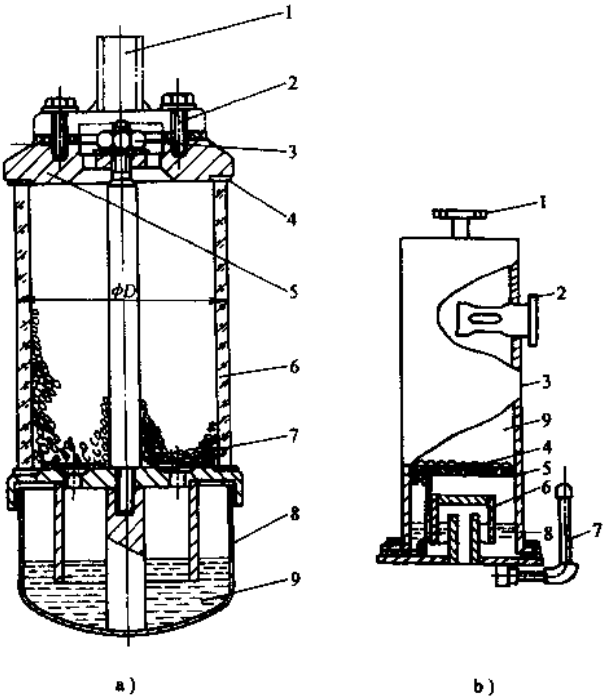


图 5-28　吸湿器结构

a）悬挂式吸湿器之一

1—储油柜联管　2—固定螺钉　3—螺母　4—密封垫　5—盖板

6—玻璃筒　7—变色硅胶　8—盛油盅　9—变压器油

b）悬挂式吸湿器之二

1—连接法兰　2—检查孔　3—外壳　4—丝网　5—格子

6—套筒　7—油位计　8—油　9—硅胶

3）更换硅胶时，先旋下四个螺钉（见图 5-28a），将吸湿器与储油柜联管脱开，再旋松螺母，卸下盖板，即可倒出或装入硅胶（硅胶颗粒为 2～7mm）。

4）受潮后的硅胶在 140℃ 温度下烘焙 8h（或在 300℃ 温度下烘焙约 2h）后，硅

胶应全变为蓝色，否则应适当延长烘焙时间，直至完全转变成蓝色为止。注意温度不要过高，否则硅胶会结块而失掉吸湿的能力。目前，已不再烘焙，而是直接更换成新的。

5）在使用过程中，应经常监视吸湿器中的硅胶是否变色，变压器油是否过脏或者因蒸发而使油面低于油面线，否则应进行干燥或更换硅胶，添注或更换变压器油。盛油罩俗称油盅，通过此结构使储油柜内油不直接与大气相通，而像宾馆洗脸瓷盆排污水管一样，因有一个U形弯，内有水，使污气不能通向外面。但当两面压差大时，又可通过液面（油盅中的油）吐出或吸入空气，保持气压平衡。

当没有变色硅胶时，可用原色硅胶浸渍氯化钴，其步骤如下：

1）取占硅胶重量3%的氯化钴溶解于水中，水量应保证使硅胶能充分吸收。

2）将颗粒硅胶沉浸在氯化钴溶液中，并使它充分吸收直至硅胶变成粉红色。

3）将浸渍过氯化钴溶液并呈粉红色的硅胶，放在140℃温度下进行干燥处理，直至硅胶完全转变成蓝色为止。

吸湿器按照充填吸附剂的容量，分为0.2kg、0.5kg、1kg、3kg、5kg等规格，根据变压器油重配用（分别配≤φ250、φ310、φ440、φ610、φ760、≥φ920的储油柜）。

5.5.4 气体继电器

容量较大的变压器才使用气体继电器。它是当变压器内部发生故障（如绝缘击穿、匝间短路、铁心事故等）而产生气体或油面过度降低（油箱漏油等）时，会使其继电器上的水银或干簧触点接通，发出报警信号。严重时将变压器电源切断。变压器安装气体继电器，要求油箱顶部有1%～1.5%的坡度，以保证变压器内部产生的气体能顺利地流向气体继电器一侧。在地震活动地区，气体继电器应采用防震型，防止地震时发生误动作。

气体继电器有浮子式、挡板式和皮托管式三种。

气体继电器最早用浮子式，即内部有两只空心的铜质浮球，当油面变动或油流变动时，浮球位置变动面接通信号或跳闸触点。由于浮子容易渗漏而失效误动作，现已淘汰。目前，常用以下两种结构：一种是信号触点由一只油杯转动发出，跳闸触点由挡板转动发出，即结构中只有一只油杯；另一种是信号触点和跳闸触点全部靠油杯转动发出，即结构中有两只油杯。下面分别叙述（前者为QJ型，后者为FJ型）。

1.QJ型气体继电器

QJ型继电器安装于连接变压器与储油柜的联管上，当变压器内部出现轻微故障时，则因油分解而产生的气体聚集在容器的上部，迫使油面下降，开口杯降到某一限定位置时，磁铁使干簧触点闭合，接通信号回路，发出信号，如图5-29a、b所示；若变压器因漏油而使油面降低时，同样会发出信号。如果变压器内部发生严重故障，将会出现油的涌浪，则在连接管内产生油流，冲动挡板，当挡板运动到某一限定位置时，磁铁使干簧触点闭合，接通跳闸回路，切断与变压器连接的所有电源，从而起到保护变压器的作用，如图5-29a、c所示。

QJ 型气体继电器的结构如图 5-30 所示。左边为心子，右边为外壳。

其安装与使用方法如下：

1）安装时先取出心子，检查所有紧固件是否松动，开口杯及挡板的运动是否灵活，触点开闭是否可靠，以及引线是否脱落。

2）气体容积整定法。开口杯的一侧装有重锤，改变重锤的位置，可在 250～300cm³ 的范围内调整信号触点动作的气体容积。

3）油速整定法。继电器出厂时油速整定为 1m/s，若使用时需另行整定，可调节螺杆，改变弹簧的长度，以调整跳闸触点动作的油流速度。螺杆是用来调节磁铁与干簧触点之间距离的（一般为 0.5～1mm），固紧后不要随意调动。

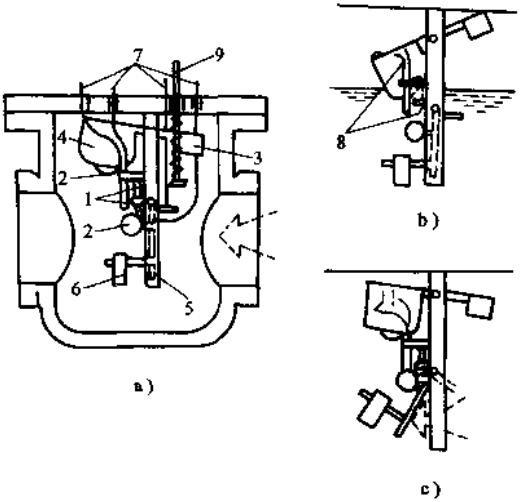


图 5-29　干簧式气体继电器动作过程

a）正常工作状态　b）轻瓦斯动作　c）重瓦斯动作

1—干簧触点　2—磁钢　3—平衡锤　4—油杯　5—挡板　6—重锤　7—引出线　8—触点引出线　9—探针

4）经检查和调整后，将心子放入继电器壳体内（壳内必须用变压器油洗净），然后将继电器安装在变压器油箱与储油柜之间的连接管路中，安装时要特别注意使继电器上的箭头指向储油柜一侧。

5）安装完毕后，打开联管上的阀门，使继电器充油，再打开气塞上嘴子的帽拧松顶针，让空气排出，直至排气口冒出油为止。

6）从气塞处打进空气，可以检查“信号”触点动作的可靠性。

7）将罩拧下按动探针，可以检查“跳闸”触点动作的可靠性。

修理气体继电器需注意如下事项：

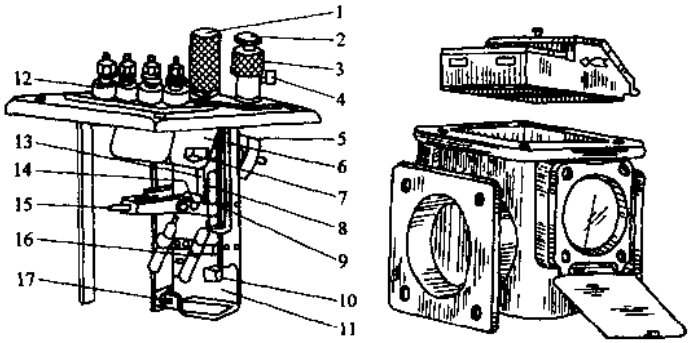
1）更换或增添磁铁及干簧触点附近的零件时，应该用非导磁材料制造的零件。

2）磁铁不能剧烈振动，也不能放在强磁场及温度超过 100℃ 和低于－40℃ 的环境中，以防退磁。

3）不要随便拆卸干簧触点，特别是根部引线不得任意弯折，以免损坏。

2. FJ 型气体继电器

FJ3 型挡板式气体继电器的内部结构，如图 5-31 所示。它的安装方式是利用法兰 14，将气体继电器安装在储油柜与变压器箱盖的联管之间，在运行时气体继电器



a) b)

图 5-30 QJ 型气体继电器的结构

a）内部结构 b）外壳

1—罩 2—顶针 3—气塞 4—气嘴 5—重锤 6—开口杯 7—磁铁 8—干簧触点（信号用） 9—弹簧 10—磁铁 11—挡板 12—套管 13—探针 14—开口销 15—调节杆 16—干簧触点（跳闸用） 17—螺杆

的容器内也全部充满着变压器油。图中 1 和 2 为两只开口的油杯，油杯的底部侧面装有永久磁铁 3 和 4，油杯的另一端装有平衡锤 7 和 8，油杯、磁铁、平衡锤三者固定在一起。上、下油杯都分别挂在支架 10 上，并可以通过各自的支点上下转动。在支架上还固定着两个干簧触点 5 和 6，干簧触点的位置在永久磁铁的附近，下开口油杯的平衡锤 8 上还装有挡板 9。

图中所示的位置为正常运行状态，当变压器内部发生轻微故障时，产生的气体聚集在容器的上部，它迫使油面逐渐降低，这时上油杯与永久磁铁便随着油面而逐渐下降，当磁铁接近干簧触点 5 至某一限度时，便吸动干簧触点使其闭合，接通发信回路发出信号。当变压器内部发生严重故障时，快速的油流流过气体继电器；当流速达到一定数值时，便会冲动挡板 9，使下油杯与永久磁铁下降；当磁铁接近干簧触点 6 至某一限度时，便吸动干簧触点使其闭合，于是接通变压器

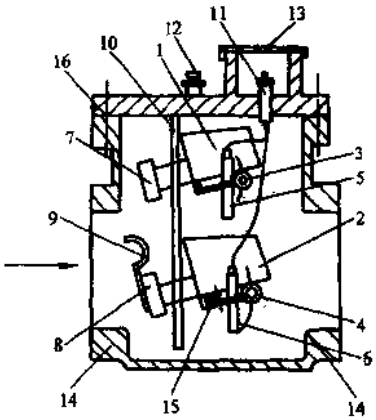


图 5-31 FJ3 型挡板式气体继电器的内部结构

1—上油杯 2—下油杯 3、4—磁铁 5、6—干簧触点 7、8—平衡锤 9—挡板 10—支架 11—接线端头 12—放气塞 13—接线盒盖板 14—法兰 15—螺钉 16—橡胶衬垫

的跳闸回路，将变压器从系统中切除。当运行中变压器的油面过度降低时，上、下油杯便会同时下降，也会将变压器的电源切断。但如果不希望下油杯反应油面降低，以避免将变压器的电源切断时，则可将下油杯底部的螺钉 15 取下，这时如果油面过度降低，则下油杯的内外油面便会同时降低，下油杯便不会下降，也就不会将变压器的电源切断，但此时上油杯则照样会下降并发出信号。上油杯平衡锤 7 的位置可以调节，以调整使上油杯动作发信的气体容积；同样下油杯的平衡锤 8 和挡板 9 的位置亦可调节，以调整使下油杯动作切断电源的油的流速。

干簧触点 5 和 6 都用导线接至接线端头 11 处，其上面有接线盖板保护，容器的顶盖上有一个放气塞 12，供放气和取气样之用。

在容器的顶盖上还有一个顶杆，它是当气体继电器安装完毕后，检查上、下开口油杯的转动是否灵活以及做定期校验用的，在使用时切不可用力过猛，以避免使内部零件损坏。

3. QYW 型变压器保护装置

由沈阳变压器研究所总结国外先进技术，经过开发研制，由沈阳中大公司生产制造的 QYW 型变压器保护装置是一种集气体保护、压力保护和温度保护三位一体的新型组件，适用于电压为 35kV 及以下的中、小型变压器，可以用来取代气体继电器和电触点温度计，达到了国际同类产品的水平。

4. SYJ-50 速动油压继电器

由沈阳变压器研究所实验厂开发的油压继电器，利用油压波在油中传播快的特点，对故障反应比气体继电器更灵敏。据 GB/T6451—1999《电力变压器技术参数和要求》修改单要求，800kVA 及以上应装速动油压继电器。

5.5.5　安全气道

又称防爆管，容量较大的变压器才使用。它是一个长钢筒，上端装有一定厚度的玻璃片（膜片）。当变压器内部发生故障，油箱内压力达到 50662.5Pa，油流和气体将冲破玻璃片，向外喷出，以避免发生油箱爆裂事故，如图 5-22 中项 2 所示。

正常运行时，可通过观察窗检查膜片的完整情况。也有在膜片外侧装设一对水银触点，当膜片破裂喷油时，由于油的冲击使水银触点闭合而发出信号。放水塞用来放出导油筒内凝结的水分。由于防爆管放水塞位于离油箱顶较近处，因此，防爆管除外筒外，还有一段内筒，两筒之间承接积水，但小一点的防爆管都不装。防爆管的爆破膜，最早用有机玻璃或酚醛板制成，在其上加工着“十”字形或“＋”形浅槽，爆破时，浅槽处先破裂。由于爆破压力不稳定，后都改成普通玻璃片（硅酸盐玻璃片），其厚度由爆破膜直径决定，见表 5-9。

防爆管与储油柜联管是平衡气压用的，防止负载或油面（检修）变化时，将爆破膜误破裂。

由于防爆管膜破裂后，玻璃碎片会掉入器身内取出较困难，修复时又因拧力不均匀会使玻璃膜再次破碎而延误送电，加上该膜在真空、压力超过时都会破，检修时抽

真空或加油不当引起过大压力都会使其破碎，且破碎压力不是很准确，所以目前新产品已很少用安全气道，都用压力释放阀代替，有的省供电部门作为一条反事故措施，要求原来装安全气道的变压器改装成压力释放阀。

压力释放阀与传统的安全气道相比较有以下这些优点：

表 5-9 爆破玻璃片规格要求

玻璃片的直径/mm	玻璃片厚度/mm
ϕ80	1.5
ϕ100	2.0
ϕ150	2.0～2.5
ϕ200	3.0
ϕ250	4.0
ϕ350	6.0

1）压力释放阀是弹簧控制结构，动作性能比较可靠，而安全气道上的玻璃保护薄膜的爆破压力的分散性比较大。

2）压力释放阀结构紧凑，体积小，不和套管争夺空间位置，便于变压器整体布置，减少变压器的外形尺寸。

3）压力释放阀为密封式结构，不与大气相通，可防止油的氧化变劣。

4）压力释放阀安装简便，在真空注油前安装，能满足超高压等级的变压器对真空注油的严格要求。但安全气道，特别是象鼻式安全气道，结构大，安装不便，玻璃膜在安装过程中容易破碎，且不易被发现，安全气道又不能承受真空，对要求真空注油的变压器，必须待真空解除后，才能安装安全气道，使油又重新与空气相接触。

5）动作后，压力释放阀标志杆（红色）升起，同时微动开关接通电源，能发出报警信号使控制室值班人员知道。

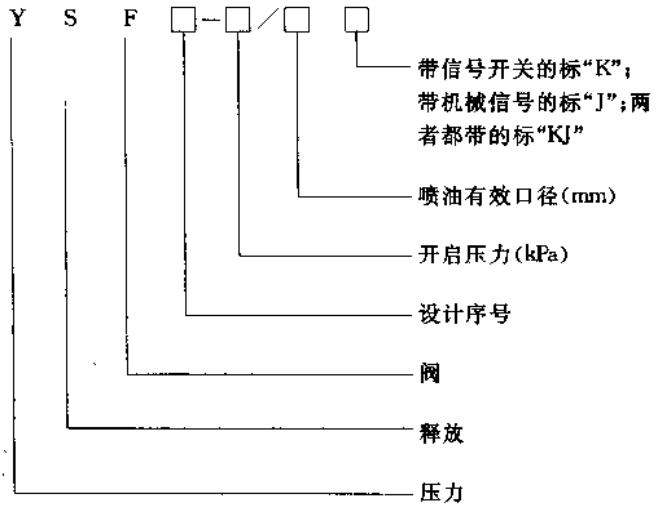
但压力释放阀也有缺点：一是动作后回弹时，密封面上的胶圈有时会移位，造成渗漏。如果在试验时发生，应一人按住阀盖（压住弹簧力），一人松螺栓，将压力释放阀拆开，使胶圈放正装回，再试验，直到正常为止。二是弹簧过一定时间有时弹力会变化，所以安装和大修时，一定要重新校验压力释放阀。在现场一般自制一个直径为 ϕ500mm 高度为 600mm 的筒体，上面焊一法兰，以便装压力释放阀，筒体边上焊一个管口（管口有小瓷裙状，俗称宝塔接头），再用氮气瓶中的氮气用胶管和压力表来试压。

5.5.6 压力释放阀

5.5.6.1 规格和动作原理

1. 型号

压力释放阀又称为释压阀。其型号意义如下：



2. 技术参数

(1) 动作压力　(0.05±0.005) MPa；

(2) 关闭压力　0.03MPa 左右；

(3) 开启时间　不大于 2ms；

(4) 环境温度　－35～＋40℃；

(5) 油温　－35～＋95℃；

(6) 电气性能　压力释放阀动作后，除有机械信号标志外，还有电气信号输出。触点的切换容量为：交流 380V、5A，220V、5A；直流 110V、0.5A，220V、0.5A。

压力释放阀与储油柜间的配合：

储油柜直径	压力释放阀型号
ϕ180～310mm	YSF-25
ϕ440～610mm	YSF-80
ϕ760～920mm	YSF-130

但变压器中油量大于 31.5t 时，应装 2 只 YSF-130 压力释放阀。

3. 结构及工作原理

图 5-32 为压力释放阀的结构图。图中膜盘 7 用金属材料压制而成，在膜盘的上面被压着控制弹簧 10，弹簧的上部顶在护盖 9 的下面，护盖则通过螺杆 15 固定在底座 1 上。膜盘通过密封用胶圈 8，被弹簧的压力压在底座上，底座由密封圈 2 密封后，被固定在变压器的箱顶上。所以变压器内部的油，全部充满直至膜盘的下面。调整护盖的高度，当高度一定时，弹簧给膜盘的压力也就一定，不再变化。当变压器内部发生短路等严重故障时，将产生高压力，压力迅即传递至膜盘下面，如果压力超过弹簧

的压力，膜盘即被向上顶起，于是压力油（或气）就从膜盘下面与胶圈 8 之间的开口处喷向外部，压力即被释放掉。当弹簧全部被压缩时，开口达到最大，压力释放越快。阀动作后，膜盘外圆处顶起锁板 5，使其相关的信号开关动作，由接线盒 6 的电缆传到控制室。信号开关是一个微动开关，其接线方式如图 5-33 所示。

当达到动作压力时，动作标志杆升起，突出护盖，表明压力释放阀已动作。当油箱中压力减少到关闭压力时，弹簧带动膜盘复位密封，由于标志杆仍在动作位置上，可手动复位，用图 5-32 中的复位扳手 4 复位。

新产的“8”型压力释放阀是环保产品，实现定向喷油并将油回收。

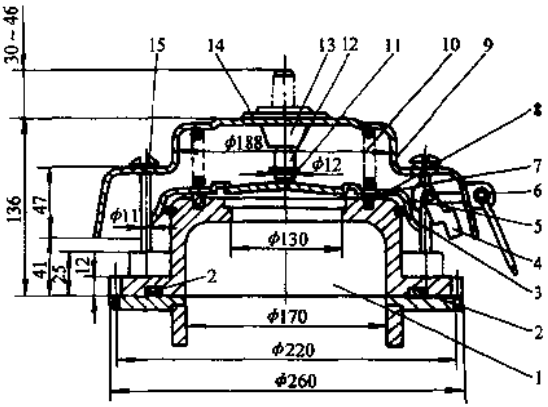


图 5-32　压力释放阀结构图

1—底座　2—密封圈　3—胶圈　4—复位扳手　5—锁板　6—接线盒　7—膜盘　8—胶圈　9—护盖　10—弹簧　11—锁垫　12—标志杆　13—胶套　14—铭牌　15—螺杆

5.5.6.2　改造时压力释放阀的选用与安装

1. 压力释放阀数量的确定

总油量在 31.5t 及以下时，安装一个压力释放阀；大于 31.5t 时，按下式确定：

$$压力释放阀的总数量=\frac{总油量\ (t)}{31.5t}$$

其尾数一般向上取整数。

2. 压力释放阀安装高度的确定

为使压力释放阀在变压器正常运行情况下不渗油，事故时能正确动作，故储油柜最高油面至压力释放阀的顶部距离不宜太大，一般要小于 2m，保证阀内承受的静油压小于阀的关闭压力。储油柜顶部至箱盖距离大于 2m 时，要用升高座将压力释放阀升高。

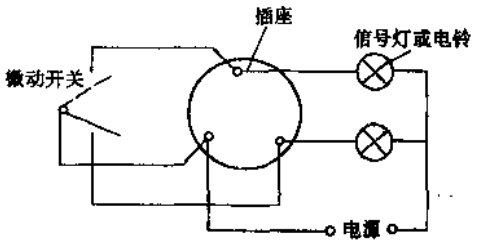


图 5-33　微动开关接线图

3. 安装形式

压力释放阀可直接安装在变压器的平盖、斜盖或箱壁上，但最大倾斜角应不大于

45°。如果共安装两个压力释放阀时，最好装在油箱长轴的两端。

若有压力释放阀替代原有的防爆管，则可直接安装在防爆管的法兰上，考虑原有防爆管法兰和压力释放阀法兰不相吻合，需加装一个中间过渡法兰。

变压器箱盖上只有一个防爆管法兰要装两个压力释放阀时，最好是在对应防爆管法兰的另端箱盖上配开孔加焊安装法兰。如果没有条件这样做时，可用两个 ϕ150 钢管作升座，并列地焊在同一个安装法兰上，而且高度应相等，也可用一个升高座，在其上安装两个阀，升高座应考虑能承受的真空强度，并应装有放气塞，见图 5-34。

若要求压力释放阀动作后，变压器能定向喷流，压力释放阀应安装带有倾斜角度的法兰面上（倾斜 15°～20°为宜），并装一个导流罩，使之定向喷流，以防止喷油时四处飞溅。罩的流油侧用钢板网遮挡，网眼孔不宜过大，也不宜过小，以小鸟不能进入筑巢为妥。

5.5.7　温度计

温度计是用来测量油箱里面变压器上层油温的，有一种电阻温度计也能测量绕组最高温度（模拟），起到监视电力变压器是否正常运行的作用。温度计按变压器容量的大小可分为水银温度计、信号温度计和电阻温度计（包括绕组温度模拟计）三种类型，前者为直接显示，后两者为间接显示。

配备标准与容量关系见表 5-1。

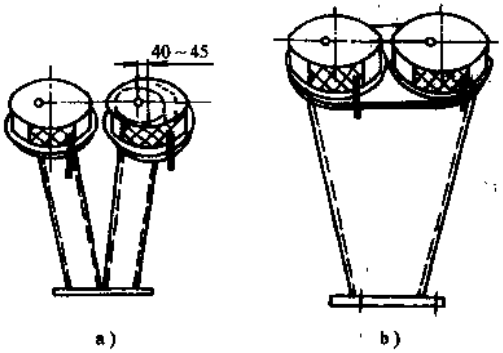


图 5-34　防爆管改释压阀的安装方式

a）安装两个阀的双筒升高座

b）安装两个阀的单筒升高座

1. 水银温度计

温度计用来监视变压器的运行温度。所有的电力变压器上，均应安设刻度为 0～120°C 的水银温度计，如图 5-35 所示。但 6300kVA 及以下变压器，如果订货未注明，制造厂一般只带温度计座，由用户根据情况自配温度计。只有 8000kVA 及以上变压器制造厂才装上如图 5-35 的温度计。

通常把温度计放在薄钢管制作的外罩 2 中，测温筒 8 插到油箱里面。为了测温准确，在温度计管座里注入变压器油。水银温度计安设在电力变压器的低压侧，以便监视温度。

2. 信号温度计

在中型电力变压器上应装设信号温度计（容量 800kVA 及以上）。

信号温度计又称为电触点压力式温度计，如图 5-35 所示。它包括一个带电气触点的温度计表盘 10 和一个测温管 3，两者之间用金属软管 2 连接。测温管固定在油

箱顶盖上的一个开口管座内，管座内注变压器油。用管接头 1 连接测温管和金属软管，软管的另一端连到温度计的气压弹簧管 12，管内充满氯甲烷。当电力变压器的油温变化时，氯甲烷的压力也跟着变化，于是弹簧管变形而使表针的指针偏转，指示出相应的温度数值。在指针的轴上固定一个接触板，它沿着两个带有触头的扇形片滑动，两个触头片分别接到黄色和红色的上下限触点指针 9。当温度升到上下限触点指针所规定的数值时，两对触点分别导通，给出信号或者起动冷却系统的自控装置。信号温度计的触点容量一般在交流 220V 时，是 0.25～0.3A。信号温度计的表盘装在油箱的侧面，离地面的高度约 1.5m，大型变压器装有两个信号温度计，测量不同位置的上层油温。

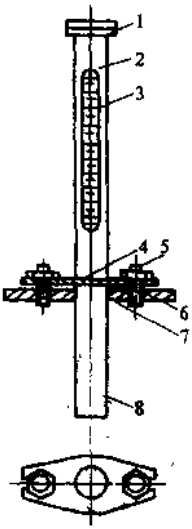


图 5-35 水银温度计
1—上盖 2—外罩
3—温度计刻度
3—钢法兰 5—螺杆
6—橡胶垫圈
7—油箱盖
8—测温筒

信号温度计较早使用的一种又称为扇形温度计，因其指示仪表像一把倒过来的扇子，上小下大带弧形。表内有红黑两个调节指针和一个活动指示针，其原理与图 5-36 信号温度计一样，测温头内的氯甲烷遇热膨胀，使管内压力增高，传到指示仪表弹簧管（半圆弧形）内，管内压力增高后像小孩玩具“吹龙”一样，管子会向伸直方向转动，指针偏转程度与压力（即与温度）高低成正比。

3. 电阻温度计

按表 5-1，电阻温度计一般配置在 8000kVA 及以上的大型变压器上。它除了具有信号温度计一样能发送信号或起动冷却装置（在表盘上有触点）外，主要还有其他温度计所没有的特点——能远距离地测量温度和发送温度信号。电阻温度计由铜绕测温电阻元件和偶衡指温计组成。偶衡指温计的内部是电桥构造，桥的一臂接到测温电阻元件，测温电阻元件接到电力变压器的油箱上。由于电阻数值随着油箱里面的油温变化而改变，随时影响到电桥的平衡，于是指温计表示出与油温相应的指示。

最近变压器上经常装一种可测量绕组最高温度即绕组最热点温度的温度计，即绕组温度模拟计，也属电阻温度计，其型号为 WTZK-04 型温控器。要测量绕组的最热点温度，应将温度测量头在制造时埋入会产生最热处的绕组内，再引出出线头，然后用电阻温度仪器测量。由于这种方法目前制造上有困难，还难以实现。目前，测量绕组最热点温度都是模拟的，即将最热点温度与上层油温之差及负载的关系先理论上算出，然后电阻温度计测量上层油温的同时，又感受与负载相关的温升，便可得到模拟的绕组最热点温度。下面介绍这种温度计的工作原理。

WTZK-04 型温控器是测量电力变压器绕组最热点温度的专用仪表，在温控器内装有四个控制开关，可按需要用于信号报警、冷却器控制和事故跳闸；其工作原理

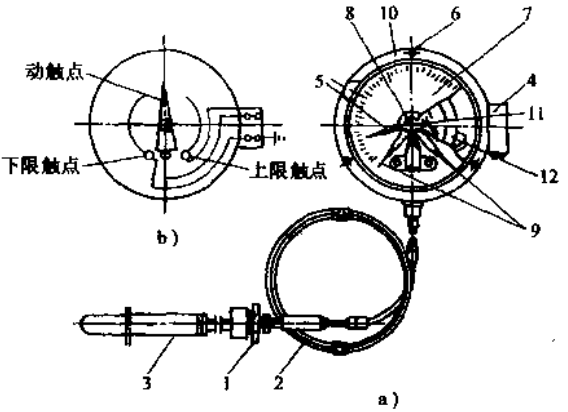


图 5-36　信号温度计

a）结构图　b）线路图

1—管接头　2—金属软管　3—测温管　4—接线盒　5—指针　6—固定孔　7—外壳　8—调节孔　9—上下限触点指针　10—表盘　11—齿轮传动机构　12—气压弹簧管

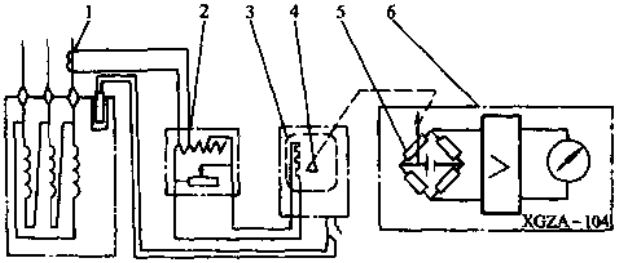


图 5-37　WTZK-04 型温控器的工作原理示意图

1—电流互感器　2—电源匹配器（DP-A 型）　3—电热元件（R）　4—指示指针　5—精密电位器　6—温度指示仪（XGZA-104 型）

见图 5-37。其结构如图 5-38 所示。

WTZK-04 型温控器的温包，插在变压器油箱顶层的油孔内，当变压器负载为零时，WTZK-04 型温控器的读数为变压器油的温度。

当变压器带上负载后，通过电流互感器取出与负载成正比例的电流，经 DP-A 型电源匹配器调整后流经嵌装在波纹管内的电热元件。电热元件产生的热量，使弹性元件的位移量增大。因此，在变压器带上负载后，弹性元件的位移量是由变压器顶层油温和负载电流二者所决定的。而在设计 WTZK-04 型时，考虑流过电热元件的电流（电源匹配器的二次电流）所产生的热量的温度指示增加量，近似等于变压器绕组对

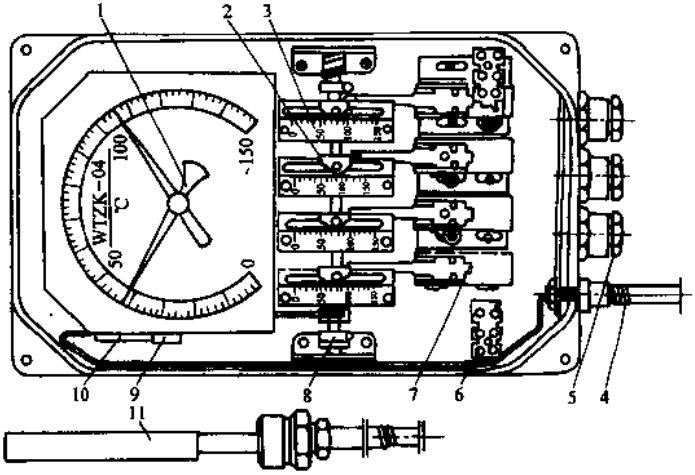


图 5-38 WTZK-04 型温度控制器结构图

1—指示指针 2—设定指针 3—刻度盘 4—毛细管 5—引出线接头 6—接线端子板 7—微动开关 8—红色检验柄 9—电热元件 10—波纹管 11—温包

油的温升。这样，WTZK-04 型温控器的指示温度就反映了绕组的最热部位温度。

以上几种温度计安装前应进行校验，信号触点应动作正确，导通良好；箱盖上的温度计插座内应注以变压器油；膨胀式信号温度计的细金属软管，其弯曲半径不得小于 50mm，且不得有压扁或急剧的扭曲。

标准校验温度计一般需要到标准计量所校验，但一般在现场无条件时，用一个土制油箱，内装变压器油，下面用电炉加热，然后用标准温度计和拟校温度一起插入油箱的油内，逐步加温，记录相互误差。要求至少在 50～100℃ 的测量范围内，读数误差不超过±2℃，信号偏差不超过±3℃。

5.5.8 油位计

油表用来监视变压器的油位变化，又称为油位计。油表应标出相当于变压器在冷态时气温为－30℃、＋20℃ 和 40℃ 的三个油面线标志（划红线或在管上套红线）。据 DL/T573—1995《电力变压器检修导则标准》中规定，此三条线分别为 0.1～0.3D、0.45D、0.55D、其中 D 为储油柜直径。而据西安变压器厂说明书规定分别为 0.2D、0.55D、0.7D。根据有关地方规程和有关资料，一般取为 0.2D、0.45D 和 0.6D 为其划线标准。详见第一章 1.3 节叙述。

油表分为管式、板式和表盘式（磁力式）等几种型式，下面分别叙述。

5.5.8.1 板式油表

板式油表可用在小型电力变压器的储油柜和充油套管的储油器上，其结构如图

5-39 所示。

5.5.8.2　管式油表

管式油表用在中、大型电力变压器的储油柜上，观察油位可通过玻璃管进行。管式油标有两种：一种是普通管式油表，即除上下与储油柜连接管外，中间就是一根玻璃管；另一种是带浮子式管式油表，即在玻璃管中带一个红色浮球。普通管式油表规格有 110mm、170mm、210mm（指上下连通管中心距），分别配储油柜直径为 ϕ180mm、ϕ250mm、ϕ310mm。而带浮子式管式油表规格有 360mm、530mm、740mm、940mm、1140mm、1540mm（指上下联通管中心距），分别配在 ϕ440mm、ϕ610mm、ϕ800mm、ϕ1000mm、ϕ1200mm、ϕ1600mm 储油柜上。

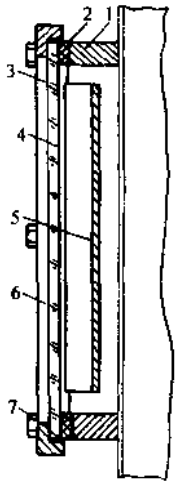


图 5-39　板式油表

1—法兰　2—密封垫圈　3—衬垫　4—玻璃板　5—反光镜　6—外罩（压盖）　7—螺栓

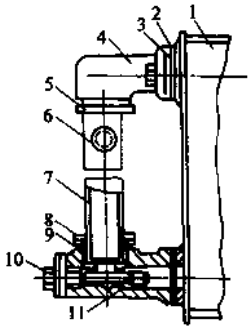


图 5-40　管式油表

1—储油柜　2—法兰　3—胶垫　4—上油表座　5　压盖　6—红色球　7—玻璃管　8—压盖　9—胶垫　10—螺纹塞子　11—下油表座

管式油表的样式很多，图 5-40 是目前广泛使用的一种。玻璃管 7 内放有一只红色球 6，从它浮在管内的位置，可以观察出油面的高度。

拧出螺纹塞子 10 时，油表与储油柜之间的通路被隔断，可以方便地进行油表的检查和修理。

5.5.8.3　磁力式油表

分浮球式（F）和变压器式（B），后者是通过摇杆（连杆）与储油柜隔膜相铰接。前者也可称为磁铁式，后者也可称为铁磁式。

1. 磁铁式油表

图 5-41 是一种磁铁式油表。永久磁铁 A 通过轴 9 与指针 10 相连，永久磁铁 B 通过轴 15 与连杆 14 相接，连杆的两端分别装有玻璃浮子 13 和平衡锤 16。当电力变压器的油温变化而使储油柜油面升降时，玻璃浮子也随着升降，通过连杆使永久磁铁转动，并驱动永久磁铁 A 转动，从而带动指针转动，指针在表盘 7 上指出的刻度，即是储油柜中油位位置。表计上刻有温度线并标上温度值。也有的产品在变压器箱壳上订有一个小铭牌，标着油表上刻度指示与油温的关系曲线，从此曲线可查到油表指示所对应的上层油温。

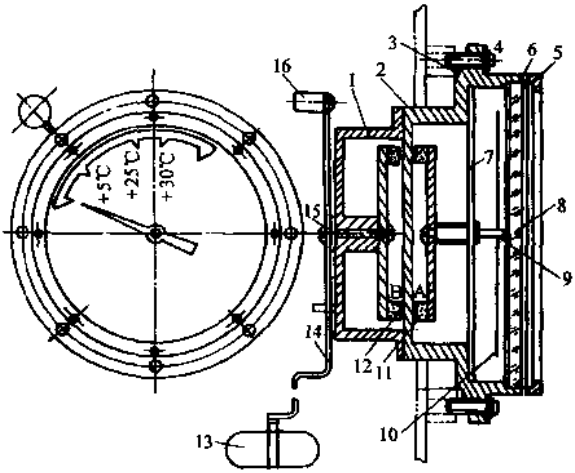


图 5-41 磁铁式油表

1—端盖 2—表座 3—密封垫圈 4—螺栓 5—表盖 6—密封垫圈 7—表盘 8—玻璃板 9—轴 10—指针 11—永久磁铁 A 12—永久磁铁 B 13—玻璃或紫铜浮子 14—联杆 15—轴 16—平衡锤

磁力式油位表的技术参数见表 5-10。型号意义：U—油位计；Z—指针式；F—浮球式；B—变压器。

表 5-10 磁力式油位表的技术参数

型　号	UZF-175	UZF-140、200	UZF	UZB-250
报警误差（%）	小于全盘的 2.5	全刻度的 ±2.5	小于全盘的 2.5	小于全盘的 2.5
触点容量	AC220V、1A DC220V、0.3A	AC220V、3A DC220V、0.3A	AC220V、1A DC220V、0.3A	AC220V、1A DC220V、0.3A

（续）

型　　号	UZF-175	UZF-140、200	UZF	UZB-250
外形尺寸（直径×高度）/mm×mm	ϕ175×97		ϕ250×150	ϕ250×150
重量/kg	4.5		5	5
安装倾角（°）		≥20	20	20
用　　途	用于大型主变压器敞开式储油柜	用于中小型变压器、有载开关储油柜	用于胶囊密封储油柜	用于隔膜密封储油柜
制造厂	沈阳市特种电器厂			

2. 铁磁式油表

铁磁式油表以全密封储油柜中的密封隔膜为感受元件。其连杆与隔膜上稳定板的绞链相连，故连杆随隔膜做垂直升降运动，如图 5-25 所示。而连杆的另一端又连接表体传动机构，把油面的上下线位移变成连杆绕固定轴的角位移，再通过齿轮副、磁偶（一对磁铁）等传动机构使指针转动，从而间接地显示出油位。

铁磁式油表还带有最高和最低油位报警指示装置。其油表如图 5-42 所示。

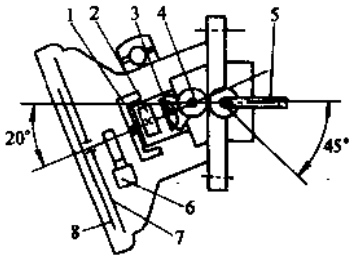


图 5-42　UZB 型铁磁式油表示意图

1—从动磁铁　2—主动磁铁　3—伞齿轮副　4—正齿轮副　5—联杆　6—报警机构　7—刻度盘　8—指针

5.5.9　闸阀、蝶阀、活门和放气塞及其他

1. 闸阀

闸阀的结构如图 5-43 所示，其规格尺寸见表 5-11。

表 5-11　闸阀尺寸　(mm)

D_k	D_1	D_2	d	n	H	L	D_0	重量/kg
50	160	125	18	4	303	180	140	16.3
80	195	160	18	4	373	210	180	27
100	215	180	18	8	400	230	180	33

闸阀手柄下、操作杆上部处有一个凸缘小盘，手柄旋转时，小盘轴向不会移动，而操作杆下部有螺纹，与内部闸门中部母螺纹相配。手柄转动时，闸门就上或下运动。一般顺时针转动，关闭闸阀；逆时针转动，开启闸阀阀门。阀门两面光滑，与阀体的两个光滑面相配，（呈倒梯形状），当旋转到底时，闸门的两个结合面全部密封结合，

使两面液体不再渗漏。全开启时，液体直通阻力较小。因为有两个阀门面，关闭后密封较好，所以闸门适用于要求流通时阻力小、关闭时密封好的场所，对稍有杂质的液体也可适用，如变压器底部放油阀或水管中用的闸门。该种闸门的缺点是操作较费力，时间也较长，价格稍贵。

另一种阀门叫做球阀，操作杆下部是一个圆盘状盖子，阀体也有一个圆环状（水平放）盘体与其相配，可密封。两者相配螺纹在操作杆上部，操作杆旋转时，连手柄一起上下运动，使圆盘上的盖子（结合面又称阀线）同时上下。提起后，液体可从一端由下至上通过阀盘至另一端；旋下后，又可关闭液体。这种阀门操作较轻巧、价廉，但对有杂质的液体不易密封（因只一个密封面），也可用在变压器的有关管路中。

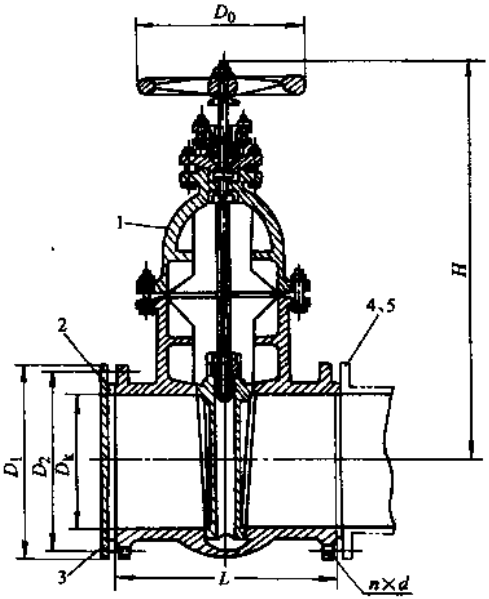


图 5-43 闸阀的结构

1—闸阀 2—密封垫圈 3—盖板 4—螺栓 5—螺母

还有一种直通阀如图 5-44 所示，其结构上部一个操作柄兼作液体流向开闭指示。当柄与管路流动方向一致时，表示内部球状转动阀心的管口与管路方向一致，油流可直通；当柄与管路流动方向垂直时，表示内部球状转动阀心的管口与管路方向相垂直，油流被阻断。此种直通阀操作较简单，但密封一

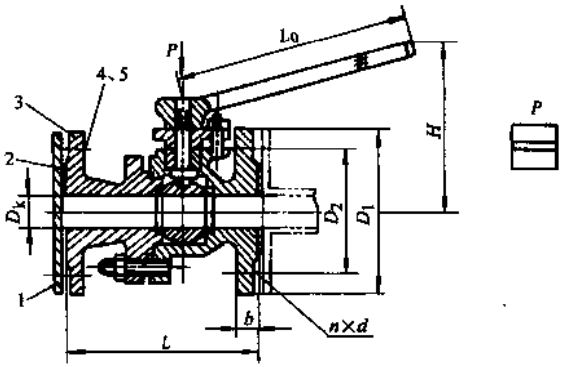


图 5-44 直通阀的结构

1—盖板 2—密封垫圈 3—球阀 4—螺栓 5—螺母

般不太好。

2. 蝶阀

蝶阀也称为板式阀门，在大中型变压器的箱壳上，都装有许多可拆卸式的散热器，这些散热器都是通过蝶阀与变压器的内部相连通的。蝶阀的构造很简单，如图 5-45 所示，蝶阀尺寸见表 5-12，在转轴 2 的上部，有一个方柄，可用扳手等工具来转动下面的阀片，每转动 90°，可使阀门关闭或开启。在方柄上铸有箭头，用来表示开启或关闭的方向，也有铸上“通”或“闭”的字样的。在变压器吊心检修时，必须将每只蝶阀拆下，清除外表的脏物和内部的油泥等，检查开或闭的任一状态，都应操作灵活，特别在关闭时，应尽量能关闭得严密。使用时，先将罩拧开，用扳手旋动其上端方头，板门即随之转动开闭。方头上红线与油路方向一致，表示板打开；红线与管路垂直，表示板门关闭。常用规格有 $\phi50$、$\phi80$、$\phi100$、$\phi125$ 与 $\phi150$ 五种。

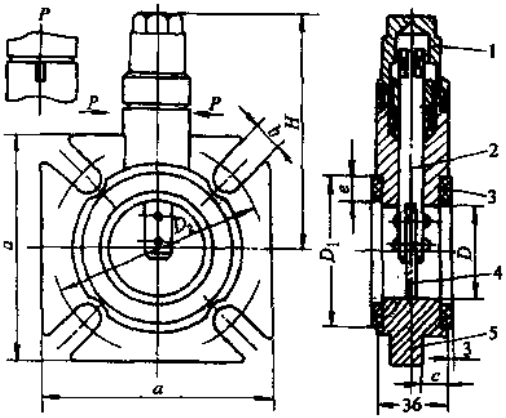


图 5-45　蝶阀的结构

1—罩　2—转轴　3—密封垫圈

4—阀瓣　5—阀体

据 JB/T56170—1999《蝶阀》标准，真空漏气率要小于 33Pa·l/s，机械转动寿命大于 1000 次。

表 5-12　蝶阀尺寸　(mm)

D	D_1	D_2	a	b	c	e	H	重量/kg
40	60	85	85	16	12	10	115	1.2
50	80	110	120	16	12	12	125	2.3
80	106	150	150	24	15	12	140	3.1

3. 活门

活门安装在变压器的下部，主要用来取油样，小容量变压器还可兼作放油用，其结构之一如图 5-46 所示。使用时，先将罩拧开，然后徐徐拧动塞子，使油能从塞座的小孔中放出为止。大容量变压器还可选用闸阀式活门，包括 $\phi25$、$\phi50$ 两种规格。取油样活门也可称为取油样阀，目前有一种内装弹簧和钢珠，取油样时，顶住钢球（克服弹簧力），油即流出；取好后，弹簧又回弹，将钢球密封面又密封。为了防止渗漏，

外面的套形罩的口上放密封圈，将罩旋紧作为第二道保险密封。

4. 放气塞

变压器在注油时放气是很重要的，一般是采用放气塞放气。放气塞的结构之一如图 5-47 所示。放气塞内有中心孔和水平孔（放气孔），所以放气时只要拧出一段放气塞，气体就能排出，待气排完而冒出油时，应立刻拧紧放气塞。需要安装放气塞的地方很多，如净油器、变压器箱顶、套管等升高座、储油柜、套管等。

5. 其他

变压器附件还有运输振动记录仪、现场油处理装置，包括真空系统、加热系统、过滤系统和充氮自动补偿装置等。

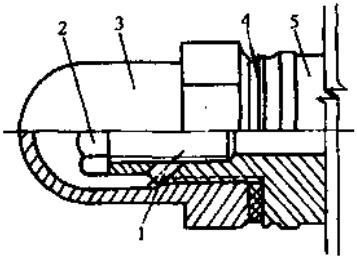


图 5-46 油样活门结构之一
1—排油孔 2—六角螺栓 3—罩
4—封环 5—塞座

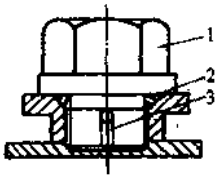


图 5-47 放气塞结构之一
1—放气塞 2—胶
环 3—放气孔

第 6 章　变压器的设计和计算

6.1　设计任务和程序

首先要满足有关国家标准及其他有关标准的要求，还要符合合同的要求，通常变压器的合同应包括如下技术规范。

1. 变压器的型式

相数、绕组数，是否是自耦、升压或降压。

2. 变压器的额定容量

对于三绕组变压器或自耦变压器，应说明各绕组的额定容量，或在不同冷却方式下的额定容量。

3. 变压器的冷却方式

油浸自冷、油浸风冷、强迫油循环风冷、强迫油循环水冷、强迫油导向循环风冷、强迫油导向循环水冷。两种及以上冷却方式时，不同冷却方式下的额定容量。

4. 变压器的额定电压与调压方式

高压、中压或低压的额定电压，是有载调压或无励磁调压及其分接范围、分接级。若为有载调压时，应注明是中性点调压，还是线端调压。

5. 变压器的阻抗电压值

6. 联结组标号

7. 变压器的负载损耗、空载损耗及空载电流

8. 套管型电流互感器的技术数据

9. 额定频率

10. 安装地点的海拔。

以上要求应符合标准。

11. 特殊要求等（如防污要求、低噪声及运输要求等）

变压器设计计算的任务，就是根据上述技术规范，按照有关国家标准如《电力变压器》及《三相油浸式电力变压器技术参数和要求》和行业标准等，确定变压器的电磁负载、几何尺寸和电、热、机械方面的性能数据，以满足使用部门的要求。要有良好的工艺性，使其制造简单，产品的价格应便宜。根据国家的经济、技术政策和资源情况以及运行和制造方面的要求，合理地制定变压器的性能数据和相应的结构。由于运行和制造所考虑的角度不同，对某些性能数据的要求也往往有所不同。例如，从运行的经济性考虑，要求变压器的效率高、损耗低，但在给定的条件下，降低损耗必然导致材料消耗和制造成本的增加。所以设计变压器时，必须立足全局，对各方面因素

进行综合考虑，并应进行多方案的比较，选取最佳方案。此外，为了适应变压器多品种、多规格的特点，还应使同一规格变压器的多种电压组合共用同一种铁心结构，使不同规格的变压器尽可能采用相同的零部件和安装要求。

变压器的设计程序如图 6-1 所示。

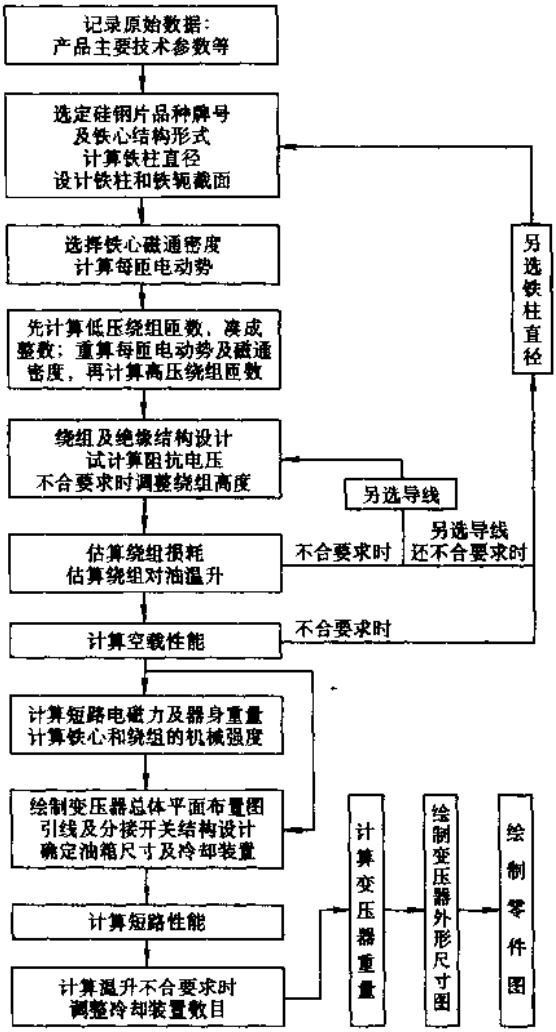


图 6-1 变压器设计的一般程序图

注：若无生产实践数据，初选绕组高度等于铁柱直径的 n 倍。
对铝绕组 $n=2.7\sim3.6$；铜绕组 $n=1.8\sim2.4$

6.2　配电变压器电磁设计程序

对中小型配电变压器，电磁设计程序着重叙述设计步骤，介绍目前普遍采用的整套设计公式、经验数据和表格的选用。设计的目的是，根据实际提出的规格和其他要求，符合国标规定的技术要求和性能参数，尽量用料省，制造简单，来设计确定出变压器的几何尺寸和有关参数。

变压器的设计过程就是根据设计步骤试算和反复多次调整的过程。选取的铁心直径、线规和绕组排布，均与变压器的阻抗电压、负载损耗、空载损耗、空载电流有关，同时也与用铁用铜（铝）量的多少有直接关系。这些参数中除阻抗电压外，其他均易调整，故一般应先满足短路阻抗的要求，再考虑其他要求。

当有类似产品数据时，可作为选择参数时的参考。设计时一般还要进行多方案的比较，以选取最佳方案。现以三相 100kVA 高压侧 10kV，低压侧 0.4kV 的配电变压器为例来进行计算，以阐明计算方法和计算程序。目前，新式的低损耗变压器层出不穷，后面几章会详细阐述。本例所述的结构和材料不一定是最新式的，但不管是哪种最新式的变压器，其计算方法和计算程序相仿。

6.2.1　基本参数的确定

1. 已知主要电气数据

额定容量：$S=100\text{kVA}$

一次侧的线电压：$U_1=10000\text{V}\pm5\%\text{V}$

二次侧的线电压：$U_2=400\text{V}$

变压器的联结组别 Yyn0

变压器的相数：3 相

额定频率：50Hz

冷却方式：油浸自冷式

2. 性能参数

无特殊要求时，对普通变压器可按标准查取。P_k 与 P_0 设计值应不超过标准值的 5%，U_k 不应超过±2.5%，得

空载损耗 $P_0=540\text{W}$

负载损耗 $P_k=2100\text{W}$

空载电流 $I_0=8.5\%$

阻抗电压 $U_k=4\%$

3. 温升和试验电压

1）温升极限值按表 19-23 查取：

油顶层温升 $\tau_t=55℃$

一次、二次绕组温升 $\tau_{x1}=\tau_{x2}=65℃$

2）绕组对地试验电压（有效值），参见表 19-18 得。

一次电压 35kV；二次电压 3kV。

4. 基本参数换算

变压器的额定电压和额定电流在变压器规格中和技术文件及铭牌上一律以线电压和线电流为准，但在计算（例如绕组的匝数计算）过程中，必须按相电压和相电流数值进行计算，所以要分别求出高压绕组和低压绕组的相电压和相电流。

(1) 高压侧、低压侧线电流

高压：$I_1=\frac{S\times10^3}{\sqrt{3}U_1}=\frac{100\times10^3}{\sqrt{3}\times10^4}A=5.77A$

低压：$I_2=\frac{S\times10^3}{\sqrt{3}U_2}=\frac{100\times10^5}{\sqrt{3}\times400}A=144.3A$

(2) 高、低压相电流　高压绕组为“Y”联结时，其相电流 $I_{\phi1}$ 等于线电流 I_1，低压绕组为“Yn”联结时，其相电流 $I_{\phi2}$ 等于线电流 I_2

高压：$I_{\phi1}=I_1=5.77A$

低压：$I_{\phi2}=I_2=144.3A$

高压（低压）绕组为“D”联结时，相电流 $I_{\phi1}$（$I_{\phi2}$）为线电流 I_1（I_2）除以 $\sqrt{3}$。

(3) 高、低压相电压　高压绕组为“Y”联结时，其相电压 $U_{\phi1}$ 为高压绕组的电压 U_1 除以 $\sqrt{3}$；低压绕组为“Y_0”联结时，其相电压 $U_{\phi2}$ 为低压绕组的线电压 U_2 除以 $\sqrt{3}$。

高压：$U_{\phi1}=\frac{10000}{\sqrt{3}}V=5774V$

低压：$U_{\phi2}=\frac{400}{\sqrt{3}}V=231V$

高压（低压）绕组为“D”联结时，高压（低压）绕组为相电压等于线电压，即 $U_{\phi1}=U_1$（$U_{\phi2}=U_2$）。

(4) 抽头电压

高压（+5%）抽头处为 $(1+0.05)\times5774V=6062V$

低压（-5%）抽头处为 $(1-0.05)\times5774V=5485V$

6.2.2 铁心直径的选择

1. 材料的选择

硅钢片是制造变压器的关键性材料之一，它的性能直接关系到变压器的性能和几何尺寸。必须首先明确硅钢片的性能，然后依次再确定铁心柱直径、截面积和铁轭截面积，至于铁心的全部尺寸，待完成绕组计算后才能确定。

铁心使用的硅钢片有热轧硅钢片 DR315-50、DR290-50 以及冷轧硅钢片等，前者性能差，单位损耗大；后者性能好，单位损耗小，为低损耗变压器所采用，低损耗变压器选用优质的晶粒取向冷轧硅钢片。

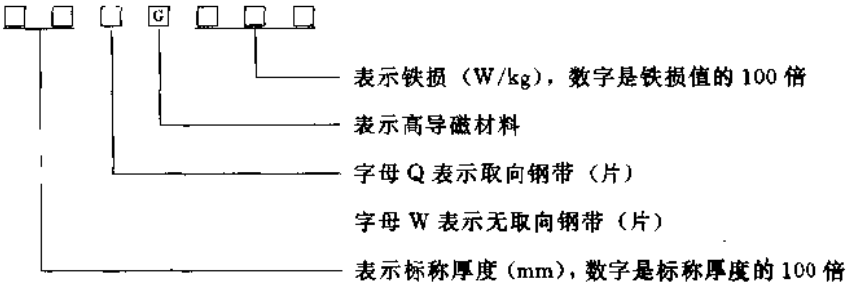
目前，热轧硅钢片在新造变压器中已不应用，但旧变压器中仍有使用。中小型电力变压器一般采用冷轧取向硅钢片，型号 30Q130～35Q165，或冷轧高导磁取向硅钢片，型号 27QG100～35QG135；而配电变压器采用的硅钢片除上述两种外，还采用冷轧无取向硅钢片，型号有 35W230～50W350。

硅钢片按加工方法分为热轧和冷轧两种，现将两者性能比较列于表 6-1。

表 6-1　冷轧与热轧硅钢片的性能比较

冷　轧　片	热　轧　片
磁饱和点较高，在 1.89T 左右	磁饱和点较低，只有 1.45T 左右
在相同磁通密度及相同频率下，单位损耗小，只需较小励磁容量，因为晶粒取向性好	单位损耗大，励磁容量较大
硅钢片的材质硬度高，使用的冲模寿命短	材质硬度低，冲剪性能好
方向性强，当磁力线的方向与硅钢片的轧制方向一致时，损耗最小；偏离轧制方向时，损耗急剧增大。为了减少变压器的角部损耗，做成斜接缝，或采用环形铁心	方向性不明显，可不做斜接缝
机械加工中的冲剪、压毛及运输中的冲撞，极易影响其性能，故需退火，而退火后更为敏感	机械加工对其性能影响不大，无需退火

国产硅钢片的牌号意义如下：



DR 表示热轧电工硅钢片

上述牌号是按最新国家标准，即 GB/T2521—1996 规定的。而此前的国家标准，即 GB2521—1981 规定的牌号意义为：D——电工钢带；W——冷轧无取向；Q——冷轧取向；G——高磁感取向；横线以前的数字为铁损值的 100 倍（DW 为 P15/50 的 100 倍，DQ 为 P17/50 的 100 倍）；横线以后的数字为厚度值的 100 倍（或只用铁损值 100 倍表示）

对照新旧标准可知，新标准除去除电工钢带符号“D”外，将旧标准中表示厚度的数值移至字母之前即为新牌号。如旧牌号的 DW360-35 即新牌号的 35W360。旧牌号的铁损数值排列较乱，而新牌号（新产硅钢片）的铁损数值按“5”的倍数或

"10"的倍数变化。我国更早的部颁标准 YB73—63 编排的牌号，使用时请注意性能互相对照。各国性能对照见表 8-4～表 8-6。

硅钢片性能数据见表 6-2～表 6-9。需要注意表中所列的牌号性能数据与实际生产厂提供的测试报告数据可能稍有出入，故设计计算时应采用厂方提供的出厂报告数据来进行复核。

表 6-2 热轧硅钢片电磁性能（50Hz）

牌号	厚度/mm	最大单位损耗/(W/kg)		最大磁感应强度/T		
		$P_{10/50}$	$P_{15/50}$	B25	B50	B100
DR530-50	0.50	2.20	5.3	1.51	1.61	1.74
DR510-50	0.50	2.10	5.1	1.54	1.64	1.76
DR490-50	0.50	2.10	4.2	1.57	1.63	1.78
DR400-50	0.50	2.00	4.4	1.46	1.57	1.71
DR360-35	0.35	2.10	4.0	1.46	1.57	1.71
DR405-50	0.50	1.80	4.0	1.50	1.61	1.74
DR360-50	0.50	1.60	3.6	1.45	1.56	1.68
DR325-35	0.35	1.35	3.2	1.45	1.56	1.68
DR315-50	0.50	1.35	3.15	1.45	1.56	1.68
DR280-35	0.35	1.15	2.8	1.45	1.56	1.68
DR290-50	0.50	1.20	2.90	1.43	1.54	1.66
DR255-35	0.35	1.05	2.50	1.43	1.54	1.66
DR265-50	0.50	1.10	2.65	1.44	1.55	1.67
DR225-35	0.35	0.90	2.20	1.43	1.54	1.66

表 6-3 国产冷轧无取向硅钢带与热轧硅钢片的电磁性能对照

标称厚度/mm	冷轧无取向电工钢带			热轧硅钢片					
	GB2521—1996			(YB73-63 YB73-70)			(沪标 Q/YB-05009-81)		
	牌号	$p_{15/50}$/(W/kg)	B50/T	牌号	$p_{15/50}$/(W/kg)	B50/T	牌号	$p_{15/50}$/(W/kg)	B50/T
0.35	35W435	4.35	1.65						
	35W360	3.60	1.61				DR400-50	3.60	1.63
	35W310	3.10	1.60	DR440-50	3.60	1.57			
	35W270	2.70	1.58	DR315-50	2.80	1.56			

（续）

冷轧无取向电工钢带				热轧硅钢片					
标称厚度/mm	GB2521—1996			(YB73-63 YB73-70)			(沪标 Q/YB-05009-81)		
	牌号	$p_{15/50}$ /(W/kg)	B50 /T	牌号	$p_{15/50}$ /(W/kg)	B50 /T	牌号	$p_{15/50}$ /(W/kg)	B50 /T
0.50	50W800	8.00	1.69						
	50W540	5.40	1.65	DR530-50	5.30	1.61			
	50W470	4.70	1.65	DR510-50	5.10	1.64			
	50W470	4.70	1.65	DR490-50	5.10	1.67			
	50W400	4.00	1.61				DR490-50	4.20	1.63
	50W400	4.00	1.61				DR420-50	4.00	1.63
	50W470	4.70	1.65	DR360-35	0.40	1.57			
	50W540	5.40	1.65						

表 6-4　国产冷轧取向钢的磁特性和工艺特性

牌　号	标称厚度/mm	理论密度/(kg/dm³)	50Hz 最大铁损/(W/kg) $p_{17/50}$	50Hz 最小磁感/T B800	最小叠装系数(%)
27QG100	0.27	7.65	1.00	1.85	95
27QG110		7.65	1.10	1.85	95
27QG120		7.65	1.20	1.78	95
27QG130		7.65	1.30	1.78	95
27QG140		7.65	1.40	1.75	95
30QG110	0.30	7.65	1.10	1.85	95.5
30QG120		7.65	1.20	1.85	95.5
30QG130		7.65	1.30	1.85	95.5
30Q130		7.65	1.30	1.78	95.5
30Q140		7.65	1.40	1.78	95.5
30Q150		7.65	1.50	1.78	95.5

（续）

牌号	标称厚度/mm	理论密度/(kg/dm³)	50Hz 最大铁损/(W/kg) $p_{17/50}$	50Hz 最小磁感/T $B800$	最小叠装系数(%)
35QG125	0.35	7.65	1.25	1.85	96
35QG135		7.65	1.35	1.85	96
35Q135		7.65	1.35	1.78	96
35Q145		7.65	1.45	1.78	96
35Q155		7.65	1.55	1.78	96
35Q165		7.65	1.65	1.76	96
35Q200		7.65	2.00	1.68	96

表 6-5 国外冷轧取向硅钢带电磁性能

国别及型号	厚度/mm	铁损 $p_{17/50}$/(W/kg)	国别及型号	厚度/mm	铁损 $p_{17/50}$/(W/kg)
日本 JIS C2553			日本 NSC		
30P110(7H)	0.30	1.10	35HZ125	0.35	1.25
30P120(8H)	0.30	1.20	35ZH135	0.35	1.35
30G130(G9)	0.30	1.30	35Z135	0.35	1.35
30G140(G10)	0.30	1.40	35Z145	0.35	1.45
30G150(G11)	0.30	1.50	35Z165	0.35	1.65
35P125(8H)	0.35	1.25	美国 AISI		
35P135(9H)	0.35	1.35	M-5	0.30	1.39
35G145(G10)	0.35	1.45	M-6	0.35	1.57
35G155	0.35	1.55	英国 BS601		
35G165(G11)	0.35	1.65	30M5	0.30	1.46
日本 NSC			30M6	0.30	1.61
			35M6	0.35	1.65
30ZH120	0.30	1.20	35M7	0.35	1.85
30Z120	0.30	1.20	德国 DIN46400		
30Z130	0.30	1.30	VM97-30	0.30	1.50
30Z140	0.30	1.40	VM111-35	0.35	1.65

表 6-6　各国硅钢片电磁性能比较

硅钢片牌号	单位损耗/(W/kg)		励磁容量/(VA/kg)(B=1.7T)	产地
	$p_{10/50}$	$p_{17/50}$		
Z10-0.35	0.42	1.4	6.6	日本
Z11-0.35	0.46	1.55	7.4	日本
Z11-0.35	0.5	1.65	8.6	日本
M6	0.559	1.84	—	法国
M5	0.46	1.49	—	法国
33#1	0.552	1.773	—	英国
33#2	0.6	1.83	—	英国
62#1	0.727	2.38	—	英国
62#2	0.68	2.01	—	英国
D310	0.9	2.81	44.5	中国
D320	0.8	2.5	34	中国
D330	0.7	2.2	30	中国
D340	0.6	1.9	33.7	中国
Э330	0.5	1.65	—	俄国

表 6-7　常用硅钢片的铁损和磁化容量

磁通密度/T	DR320～DR280				DR255～DR225			
	铁损/(W/kg)		安匝/cm	VA/kg	铁损/(W/kg)		安匝/cm	VA/kg
	DR320-35	DR280-35			DR255-35	DR225-35		
1.00	1.35	1.2	1.61	4.71	1.05	0.9	1.61	4.71
1.01	1.38	1.23	1.65	4.87	1.07	0.91	1.65	4.87
1.02	1.41	1.25	1.69	5.03	1.09	0.93	1.69	5.03
1.03	1.44	1.27	1.72	5.19	1.11	0.95	1.72	5.19
1.04	1.47	1.30	1.76	5.35	1.13	0.96	1.76	5.35
1.05	1.5	1.32	1.80	5.51	1.15	0.98	1.80	5.51
1.06	1.53	1.35	1.84	5.71	1.17	1.00	1.84	5.71
1.07	1.55	1.38	1.89	5.91	1.2	1.03	1.89	5.91
1.08	1.58	1.40	1.94	6.11	1.22	1.06	1.94	6.11
1.09	1.61	1.43	1.99	6.31	1.25	1.09	1.99	6.31
1.10	1.64	1.45	2.03	6.51	1.28	1.1	2.03	6.51
1.11	1.68	1.48	2.09	6.78	1.31	1.13	2.09	6.78
1.12	1.71	1.50	2.15	7.06	1.33	1.15	2.15	7.06

（续）

磁通密度/T	DR320～DR280				DR255～DR225			
	铁损/(W/kg)		安匝/cm	VA/kg	铁损/(W/kg)		安匝/cm	VA/kg
	DR320-35	DR280-35			DR255-35	DR225-35		
1.13	1.74	1.53	2.23	7.37	1.35	1.18	2.23	7.37
1.14	1.77	1.55	2.31	7.71	1.37	1.2	2.31	7.71
1.15	1.8	1.58	2.40	8.05	1.40	1.22	2.40	8.05
1.16	1.84	1.61	2.49	8.41	1.43	1.25	2.49	8.41
1.17	1.88	1.64	2.57	8.77	1.45	1.27	2.57	8.77
1.18	1.92	1.67	2.66	9.16	1.48	1.30	2.66	9.16
1.19	1.96	1.71	2.75	9.58	1.51	1.32	2.75	9.58
1.20	2.0	1.75	2.85	10	1.54	1.35	2.85	10.00
1.21	2.04	1.78	2.96	10.46	1.57	1.37	2.96	10.46
1.22	2.08	1.81	3.07	10.92	1.60	1.39	3.07	10.92
1.23	2.12	1.84	3.17	11.39	1.62	1.41	3.17	11.39
1.24	2.15	1.87	3.28	11.87	1.65	1.43	3.28	11.87
1.25	2.18	1.9	3.38	12.35	1.68	1.45	3.38	12.35
1.26	2.21	1.94	3.51	12.9	1.70	1.48	3.51	12.91
1.27	2.25	1.98	3.63	13.5	1.73	1.51	3.63	13.47
1.28	2.28	2.02	3.77	14.1	1.75	1.54	3.77	14.1
1.29	2.32	2.05	3.93	14.8	1.78	1.57	3.93	14.8
1.30	2.36	2.08	4.09	15.5	1.80	1.60	4.09	15.5
1.31	2.40	2.11	4.26	16.3	1.84	1.63	4.26	16.3
1.32	2.45	2.13	4.44	17.1	1.88	1.65	4.44	17.1
1.33	2.49	2.16	4.68	18.0	1.92	1.68	4.63	18.0
1.34	2.54	2.19	4.85	19.0	1.95	1.70	4.85	19.0
1.35	2.58	2.22	5.07	20.0	1.98	1.72	5.07	20.0
1.36	2.62	2.25	5.33	21.2	2.02	1.75	5.23	21.2
1.37	2.66	2.28	5.60	22.4	2.05	1.78	5.60	22.4
1.38	2.70	2.32	5.85	23.6	2.08	1.82	5.85	23.6
1.39	2.74	2.36	6.12	24.8	2.12	1.86	6.12	24.8
1.40	2.78	2.40	6.36	26.0	2.15	1.90	6.36	26.0
1.41	2.82	2.44	6.65	27.4	2.19	1.92	6.65	27.4
1.42	2.86	2.48	6.95	28.8	2.22	1.95	6.95	28.8
1.43	2.90	2.52	7.25	30.3	2.25	1.98	7.25	30.3
1.44	2.94	2.56	7.60	31.9	2.28	2.00	7.60	31.9
1.45	2.98	2.60	7.92	33.5	2.32	2.02	7.90	33.5
1.46	3.02	2.64	8.28	35.3	2.35	2.06	8.25	35.3
1.47	3.07	2.68	8.65	37.1	2.38	2.10	8.65	37.1
1.48	3.12	2.72	9.03	39.0	2.42	2.14	9.03	39.0
1.49	3.17	2.76	9.46	41.2	2.46	2.18	9.46	41.2
1.50	3.20	2.80	9.96	43.6	2.50	2.2	9.96	43.6

（续）

磁通密度/T	35Q280		35Q250		
	铁损/(W/kg)	VA/kg	铁损/(W/kg)	安匝/cm	VA/kg
1.00	0.9	2.5	0.8	0.72	2.090
1.01	0.92	2.6	0.85	0.744	2.187
1.02	0.94	2.7	0.83	0.768	2.284
1.03	0.957	2.8	0.845	0.792	2.381
1.04	0.975	2.9	0.86	0.816	2.478
1.05	0.995	3.0	0.875	0.84	2.575
1.06	1.01	3.14	0.89	0.864	2.672
1.07	1.028	3.28	0.905	0.888	2.769
1.08	1.045	3.42	0.92	0.912	2.866
1.09	1.065	3.56	0.935	0.936	2.963
1.10	1.085	3.70	0.95	0.96	3.06
1.11	1.102	3.80	0.967	0.994	3.21
1.12	1.12	3.90	0.984	1.028	3.36
1.13	1.14	4.02	1.00	1.062	3.50
1.14	1.16	4.16	1.02	1.096	3.65
1.15	1.18	4.30	1.04	1.13	3.80
1.16	1.20	4.50	1.05	1.164	3.95
1.17	1.22	4.70	1.07	1.198	4.10
1.18	1.24	4.88	1.09	1.232	4.24
1.19	1.26	5.04	1.10	1.266	4.39
1.20	1.28	5.20	1.12	1.300	4.54
1.21	1.30	5.48	1.14	1.354	4.78
1.22	1.33	5.76	1.16	1.408	5.02
1.23	1.35	6.06	1.18	1.462	5.26
1.24	1.38	6.38	1.20	1.516	5.50
1.25	1.40	6.70	1.22	1.57	5.75
1.26	1.43	7.02	1.23	1.624	5.99
1.27	1.45	7.34	1.25	1.688	6.23
1.28	1.48	7.70	1.27	1.732	6.47
1.29	1.50	8.10	1.29	1.786	6.71
1.30	1.52	8.50	1.31	1.840	6.95
1.31	1.55	8.82	1.33	1.904	7.27
1.32	1.59	9.14	1.35	1.968	7.58
1.33	1.61	9.50	1.37	2.032	7.90
1.34	1.64	9.90	1.39	2.096	8.21

（续）

磁通密度/T	35Q280		35Q250		
	铁损/(W/kg)	VA/kg	铁损/(W/kg)	安匝/cm	VA/kg
1.35	1.66	10.30	1.42	2.160	8.53
1.36	1.69	10.74	1.44	2.224	8.84
1.37	1.71	11.18	1.46	2.228	9.16
1.38	1.74	11.62	1.48	2.352	9.47
1.39	1.77	12.06	1.50	2.416	9.79
1.40	1.79	12.55	1.52	2.480	10.10
1.41	1.81	12.98	1.54	2.589	10.60
1.42	1.84	13.46	1.57	2.698	11.20
1.43	1.86	13.96	1.59	2.807	11.70
1.44	1.89	14.48	1.61	2.916	12.30
1.45	1.91	15.00	1.64	3.025	12.80
1.46	1.94	15.56	1.66	3.134	13.30
1.47	1.97	16.12	1.681	3.243	13.88
1.48	2.00	16.62	1.704	3.352	14.42
1.49	2.03	17.06	1.727	3.461	14.96
1.50	2.05	17.50	1.75	3.570	15.50

表 6-8 常用硅钢片的铁损和磁化容量

磁通密度/T	35Z155(日本)			35Z165(日本)		
	铁损/(W/kg)	磁化容量		铁损/(W/kg)	磁化容量	
	0.35	安匝/cm	VA/kg	0.35	安匝/cm	VA/kg
1.43	0.93	0.34	1.82	0.88	0.298	1.62
1.44	1.00	0.345	1.89	0.89	0.3	1.67
1.45	1.02	0.35	1.91	0.91	0.306	1.7
1.46	1.03	0.36	1.98	0.92	0.312	1.75
1.47	1.05	0.365	2.01	0.94	0.318	1.8
1.48	1.07	0.372	2.1	0.95	0.324	1.85
1.49	1.09	0.379	2.15	0.97	0.33	1.9
1.50	1.1	0.385	2.21	0.99	0.337	1.95
1.51	1.12	0.396	2.3	1.0	0.343	2.0
1.52	1.13	0.407	2.38	1.02	0.35	2.1
1.53	1.15	0.418	2.47	1.04	0.358	2.16

（续）

磁通密度 /T	35Z165(日本)			35Z155(日本)		
	铁损 /(W/kg)	磁化容量		铁损 /(W/kg)	磁化容量	
		安匝/cm	VA/kg		安匝/cm	VA/kg
	0.35			0.35		
1.54	1.17	0.426	2.56	1.06	0.366	2.24
1.55	1.19	0.436	2.70	1.08	0.374	2.32
1.56	1.21	0.45	2.82	1.1	0.382	2.42
1.57	1.23	0.463	3.0	1.12	0.392	2.54
1.58	1.25	0.475	3.16	1.14	0.4	2.7
1.59	1.28	0.486	3.35	1.16	0.413	2.85
1.60	1.3	0.502	3.55	1.17	0.425	3.0
1.61	1.32	0.52	3.8	1.19	0.436	3.25
1.62	1.34	0.54	4.05	1.21	0.45	3.45
1.63	1.37	0.56	4.4	1.24	0.47	3.7
1.64	1.39	0.58	4.7	1.25	0.485	4.0
1.65	1.42	0.61	5.0	1.27	0.5	4.32
1.66	1.44	0.644	5.4	1.29	0.524	4.7
1.67	1.46	0.686	5.9	1.31	0.554	5.0
1.68	1.49	0.736	6.4	1.33	0.59	5.5
1.69	1.52	0.79	7.0	1.36	0.62	6.0
1.70	1.54	0.85	7.6	1.39	0.67	6.6
1.71	1.57	0.91	8.2	1.42	0.71	7.2
1.72	1.6	1.0	9.0	1.45	0.77	8.0
1.73	1.63	1.1	10	1.48	0.83	8.7
1.74	1.66	1.2	11	1.5	0.9	9.5
1.75	1.69	1.3	12	1.53	1.0	10.5
1.76	1.72	1.46	13.2	1.57	1.1	11.7
1.77	1.75	1.63	14.6	1.6	1.2	12.8
1.78	1.79	1.8	16	1.63	1.35	14.3
1.79	1.83	2.0	18	1.67	1.5	16
1.80	1.87	2.25	18.5	1.7	1.66	17.5

（续）

磁通密度 /T	M6、M6X(法国)	M5 (法国)	33号 (英国)	35Q220		
	铁损 /(W/kg)	铁损 /(W/kg)	铁损 /(W/kg)	铁损 /(W/kg)	磁化容量	
					安匝/cm	VA/kg
	0.35	0.35	0.35	0.35		
1.43	1.01	0.95	0.93	1.353	2.26	9.43
1.44	1.02	0.96	0.94	1.374	2.34	9.84
1.45	1.04	0.98	0.955	1.395	2.42	10.25
1.46	1.06	0.99	0.97	1.416	2.5	10.66
1.47	1.07	1.01	0.98	1.437	2.58	11.07
1.48	1.09	1.02	0.995	1.458	2.66	11.48
1.49	1.11	1.04	1.01	1.479	2.74	11.89
1.50	1.13	1.06	1.025	1.5	2.82	12.3
1.51	1.15	1.07	1.04	1.529	2.943	12.95
1.52	1.16	1.09	1.06	1.558	3.066	13.6
1.53	1.18	1.11	1.08	1.587	3.189	14.25
1.54	1.2	1.13	1.1	1.616	3.312	14.9
1.55	1.22	1.15	1.12	1.645	3.435	15.55
1.56	1.24	1.165	1.14	1.674	3.588	16.2
1.57	1.26	1.18	1.155	1.703	3.681	16.85
1.58	1.28	1.2	1.18	1.732	3.804	17.5
1.59	1.3	1.22	1.2	1.761	3.927	18.15
1.60	1.32	1.25	1.22	1.79	4.05	18.8
1.61	1.35	1.27	1.24	1.831	4.295	20.12
1.62	1.37	1.29	1.26	1.872	4.54	21.44
1.63	1.39	1.32	1.29	1.913	4.785	22.76
1.64	1.41	1.34	1.31	1.954	5.05	24.08
1.65	1.44	1.36	1.34	1.995	5.275	25.4
1.66	1.46	1.39	1.36	2.036	5.52	26.72
1.67	1.49	1.42	1.38	2.077	5.765	28.04
1.68	1.51	1.44	1.41	2.118	6.01	29.36
1.69	1.54	1.47	1.44	2.159	6.255	30.68
1.70	1.56	1.49	1.46	2.2	6.5	32
1.71	1.6	1.52	1.48	2.252	6.95	34.55
1.72	1.63	1.55	1.51	2.304	7.4	37.1
1.73	1.66	1.58	1.54	2.356	7.85	39.65
1.74	1.69	1.61	1.57	2.408	8.3	42.2

（续）

磁通密度 /T	M6、M6X(法国)	M5 (法国)	33 号 (英国)	35Q220		
	铁损 /(W/kg)	铁损 /(W/kg)	铁损 /(W/kg)	铁损 /(W/kg)	磁化容量	
					安匝/cm	VA/kg
	0.35	0.35	0.35	0.35		
1.75	1.72	1.64	1.6	2.46	8.75	44.75
1.76	1.75	1.67	1.64	2.512	9.2	47.3
1.77				2.564	9.65	49.85
1.78				2.616	10.1	52
1.79				2.668	10.55	54.95
1.80				2.72	11	57.5

表 6-9　常用硅钢片接缝磁化容量

热轧钢片

磁通密度 /T	1.00		1.10		1.20		1.30		1.40		1.50	
	VA /cm²	安匝 /接缝	VA /cm²	安匝 /接缝	VA /cm²	安匝 /接缝	VA /cm²	安匝 /接缝	VA /cm²	安匝 /接缝	VA /cm²	安匝 /接缝
0.0000	0.498	22.4	0.79	32.3	1.18	44.3	1.75	60.6	2.46	79.2	3.45	103.5
0.0100	0.522	23.45	0.826	33.5	1.22	45.4	1.81	62.2	2.55	81.5		
0.0200	0.546	24.1	0.862	34.6	1.27	46.7	1.87	63.8	2.65	83.5		
0.0300	0.571	25	0.899	35.8	1.33	48.6	1.93	65.3	2.75	86.5		
0.0400	0.597	25.8	0.937	37	1.39	50.5	1.99	66.8	2.85	89		
0.0500	0.625	26.75	0.975	38.15	1.45	52.3	2.06	68.6	2.95	91.5		
0.0600	0.657	27.9	1.02	39.6	1.51	53.9	2.14	70.8	3.05	94		
0.0700	0.689	28.95	1.06	40.8	1.57	55.6	2.22	73	3.15	96.5		
0.0800	0.722	30.1	1.1	42	1.63	57.3	2.3	75	3.25	98.7		
0.0900	0.756	31.25	1.14	43.2	1.69	59	2.38	77.2	3.35	101		

冷轧钢片/(VA/cm²)

磁通密度 /T	0.90	1.00	1.10	1.20	1.30	1.40	1.50	1.60	1.70
0.0000	0.06	0.122	0.22	0.466	0.853	1.37	1.98	2.74	3.72
0.0100	0.066	0.13	0.233	0.497	0.902	1.41	2.046	2.83	3.83
0.0200	0.072	0.14	0.248	0.528	0.938	1.48	2.13	2.92	3.97
0.0300	0.078	0.15	0.266	0.56	0.99	1.54	2.19	3.01	4.09
0.0400	0.084	0.16	0.286	0.605	1.04	1.6	2.26	3.1	4.23
0.0500	0.09	0.17	0.308	0.639	1.095	1.66	2.34	3.19	4.37
0.0600	0.096	0.18	0.335	0.671	1.15	1.72	2.42	3.28	
0.0700	0.102	0.19	0.367	0.720	1.2	1.795	2.5	3.39	
0.0800	0.108	0.2	0.401	0.767	1.255	1.87	2.58	3.49	
0.0900	0.116	0.21	0.434	0.8	1.31	1.94	2.65	3.60	

一般情况下出厂时，硅钢片表面带有灰色涂漆。国产 35Q155（日产 35Z155）的冷轧硅钢片的表面涂层，作底的是灰白色的复合硅镁化合物，表层是磷酸盐无机涂层，即武钢的 T1 或 T2 编号涂层（日本标准为 S1 或 S2 涂层），两面涂层厚度为 4～8μm。

本例铁心材料选冷轧硅钢片 35Q220，片厚 0.35。

2. 铁心直径的选择

铁心直径选得过大时，铁重增大，而用铜（铝）量减少，变压器成矮胖形；铁心直径选得过小时，则会得到相反的结果。如果铁心直径取得合适，则在符合其性能参数（阻抗电压、负载损耗、空载电流、空载损耗等）和制造简单的情况下，可做到用铜（铝）、用铁量最少。每选取一个铁心直径，可以设计出一种符合性能参数的变压器。这样可以多方案比较其用铜（铝）、铁、油的多少，从中选定最佳方案。所以为选取最佳的铁心直径，一般可参考同容量、同电压等级和同材料的现成产品或按下式试算：

$$D = K\sqrt[4]{S_{柱}}$$

式中 D——铁心直径（mm）；

$S_{柱}$——变压器每柱容量（kVA）；

K——经验系数。

K 值随变压器性能标准、导线材料（铜线或铝线）、铁心（冷轧或热轧硅钢片）及变压器容量的不同而有所差异，大致参照表 6-10 选取。

表 6-10 经验系数 K 值表

变压器类别	$S_{柱}$ 与 S 的关系	铜　线	铝　线
三相双绕组	$S_{柱}=1/3S$	冷轧硅钢片 $K=54\sim60$	冷轧硅钢片 $K=50\sim56$
三相三绕组	$S_{柱}=1/2S$		
单相双绕组	$S_{柱}=1/2S$		
单相三绕组	$S_{柱}=3/4S$	热轧硅钢片 $K=58\sim64$	热轧硅钢片 $K=54\sim60$
三相自耦	$S_{柱}=1/2K_{xy}S$		
单相自耦	$S_{柱}=3/4K_{xy}S$		

注：S 为变压器额定容量（kVA）。

表 6-10 中 K_{xy} 为三相自耦及单相自耦变压器的效益系数，其值取 0.5。根据试算结果选取标准直径，查表 6-11，按不同工艺（热轧片涂漆叠片系数取 0.92，冷轧片涂漆叠片系数取 0.93，冷轧片不涂漆叠片系数取 0.95）确定铁心净截面积 S_c。

根据表 6-10，对于冷轧硅钢片、铝线，$K=54$。

$$S_{柱}=\frac{S}{3}（三相双绕组）$$

$D=K\sqrt[4]{S_{柱}}=54\times\sqrt[4]{\frac{100}{3}}\text{mm}=129.75\text{mm}$，取 $D=130\text{mm}$。查表 6-11，冷

表 6-11 铁心截面表

铁心直径 ϕD/纸筒内径/mm	夹件内距/mm	夹件油道厚/mm	铁心级数	绕组撑条数	最大级宽	叠片系数 0.92 净截面积/cm²	0.92 角重/kg	0.93 净截面积/cm²	0.93 角重/kg	0.94 净截面积/cm²	0.94 角重/kg	0.95 净截面积/cm²	0.95 角重/kg
ϕ80/90	75	1.5	5	6	75	41.2	5.05	41.7	5.1	42.2	5.16	42.6	5.2
ϕ85/95	81	1.5	5	6	80	46.9	6.07	47.4	6.14	47.9	6.2	48.4	6.26
ϕ90/100	85	1.5	5	6	85	52.8	7.34	53.4	7.4	54	7.5	54.5	7.58
ϕ95/105	91	1.5	6	6	90	59.7	8.8	60.3	8.9	60.9	9	61.6	9.1
ϕ100/110	97	1.5	6	6	95	66.3	10.3	67	10.5	67.8	10.6	68.5	10.7
ϕ105/115	101	1.5	6	6	100	73	12	73.8	12.2	74.6	12.3	75.4	12.4
ϕ110/120	105	1.5	6	6	105	80.2	13.8	81	13.9	81.9	14.1	82.8	14.24
ϕ115/125	111	1.5	6	6	110	87.9	15.9	88.9	16	89.8	16.2	90.8	16.36
ϕ120/130	115	1.5	6	8	115	95.5	18	96.6	18.2	97.6	18.4	98.6	18.58
ϕ125/135	121	1.5	7	8	120	104.6	20.6	105.7	20.9	106.9	21.1	108	21.3
ϕ130/140	125	1.5	7	8	125	112.1	23	113.3	23.3	114.5	23.5	115.7	23.74
ϕ135/145	131	1.5	7	8	130	122	26	123.2	26.3	124.6	26.6	125.9	26.87
ϕ140/150	135	1.5	7	8	135	131.6	29.2	133.1	29.5	134.5	29.8	135.9	30.1
ϕ145/155	141	1.5	7	8	140	141.9	32.7	143.5	33.1	145	33.4	146.5	33.74
ϕ150/160	147	1.5	7	8	145	151.7	36.2	153.3	36.6	155	37	156.5	37.4
ϕ155/165	151	1.5	7	8	150	161.7	38.6	163.4	39.1	165.2	39.5	167	39.9

（续）

铁心直径 ϕD/ 纸筒内径 /mm	夹件内距 /mm	夹件油道厚 /mm	铁心级数	绕组堆条数	最大级宽	叠片系数							
						0.92		0.93		0.94		0.95	
						净截面积 /cm²	角重 /kg	净截面积 /cm²	角重 /kg	净截面积 /cm²	角重 /kg	净截面积 /cm²	角重 /kg
ϕ160/170	155	1.5	7	8	155	172.3	44	174.1	44.4	176	44.8	177.9	45.3
ϕ165/175	160	1.5	7	8	160	183	48	185	48.5	187	49	189	49.5
ϕ170/180	165	1.5	7	8	165	193.7	53	195.9	53.5	198	54	200.1	54.5
ϕ175/185	171	1.5	7	8	170	206.7	58	209	58.6	211.3	59.2	213.5	59.8
ϕ180/190	175	1.5	7	8	175	218.2	63	220.5	63.8	222.9	64.4	225.3	65
ϕ185/195	180	1.5	7	8	180	230.7	68.5	233.2	69.3	235.7	70	238.2	70.7
ϕ190/200	185	1.5	7	8	185	244	73.5	246.6	74.2	249.2	75	251.9	75.8
ϕ195/205	189	1.5	7	8	190	256	80	258.7	81.2	261.5	82	264.3	82.8
ϕ200/210	195	1.5	8	8	195	271.2	87	275.1	88.3	277	89.2	280	90.1
ϕ205/215	199	1.5	8	8	195	285.2	91	288.3	91.9	291.4	92.8	294.5	93.7
ϕ210/220	205	1.5	8	8	200	299.7	98	303	99	306.2	100	309.5	101
ϕ215/225	240	17	8	8	205	312.9	105	316.3	105.9	319.7	107	323.1	108
ϕ220/230	250	19	8	8	210	327.4	112.5	331.1	113.9	334.5	115	338.1	116.2
ϕ225/235	250	18	8	8	215	343.4	121	347.1	122.3	350.9	123.5	354.6	124.7
ϕ230/240	260	22	9	8	220	359.5	129	363.3	130.7	367.2	132	371.2	133.3
ϕ235/245	260	22	9	8	225	371.9	136	376	137.6	380	139	384	140.4

（续）

铁心直径 ϕD/纸筒内径 /mm	夹件内距 /mm	夹件油道厚 /mm	铁心级数	绕组撑条数	最大级宽	叠片系数							
						0.92		0.93		0.94		0.95	
						净截面积 /cm²	角重 /kg	净截面积 /cm²	角重 /kg	净截面积 /cm²	角重 /kg	净截面积 /cm²	角重 /kg
ϕ240/250	260	21	9	8	230	387.5	144	391.8	145.5	396	147	400.2	148.5
ϕ245/255	270	24	10	8	235	404.2	154	408.6	156	413	157.5	417.4	159
ϕ250/260	270	21	10	8	240	423.6	164	428.2	167.1	432.8	168.8	437.4	169.5
ϕ255/265	280	24	10	8	245	439.5	173	444.2	175.2	449	177	453.8	178.8
ϕ260/270	280	22	10	8	250	455.8	185	460.7	187.8	465.7	189.8	470.7	191.7
ϕ265/275	290	23	10	8	255	476.2	198	481.3	200	486.5	202	491.7	204
ϕ270/280	290	21	11	8	260	494.3	209	499.7	211.6	504.9	213.7	510.4	215.8
ϕ280/290	300	22	11	8	270	531.8	234	537.5	236.2	543.3	238.6	549.1	241
ϕ290/300	310	22	11	8	280	574	261	580.2	264.3	586.5	267	592.7	269.7
ϕ300/310	320	22	11	8	290	611.5	288	617.8	291	624.5	294	631.1	297
ϕ310/320	330	23	11	10	300	653	319	659.7	322.7	666.8	326	673.8	329.3
ϕ320/330	340	23	11	10	310	697.5	345	704.8	349	712.5	352.5	720	356
ϕ330/340	350	23	11	10	320	743	388	750.6	392	758.7	396	766.7	400
ϕ340/352	360	23	11	10	330	788	426	796.4	430.6	805	435	813.5	439.4
ϕ350/362	370	23	11	10	340	835.5	464	844.7	469	853.8	474	862.8	478.8
ϕ360/372	380	23	11	10	350	885.1	506	894.8	512	904.4	517	914	522.2
ϕ370/382	390	23	11	12	360	935.2	552	945.5	557.3	955.5	563	965	569

注：本表中角重为铁轭截面形状与铁心柱截面形状时的重量。

轧硅钢片间涂漆，叠片系数取 $K_D=0.93$，铁心柱直径 D 选定后，则可求出在此直径 D 内所构成的圆的内接对称阶梯形状的铁心柱截面积 A_c（图 6-2 中 A-A 截面）。这个阶梯形的级数愈多，截面积愈大，但工时也愈多。本计算铁心直径取 7 级，查得净铁心截面积 $S_c=113.3\text{cm}$。铁轭截面积 A_y 和形状理论上认为应与铁心柱相同，这样可使磁通接近于均匀分布。但是，这样会使结构复杂化，对于小容量变压器而言，铁轭可以选用如图 6 2 所示的长方形截面，而不选用与心柱对应的 7 级阶梯形状截面，为了补偿由于磁通分布不均匀面使空载电流和空载损耗增加，将铁轭截面积较心柱截面积增大约 5%～22%（参阅第 4 章第 2 节第 4.2.3 点叙述）。

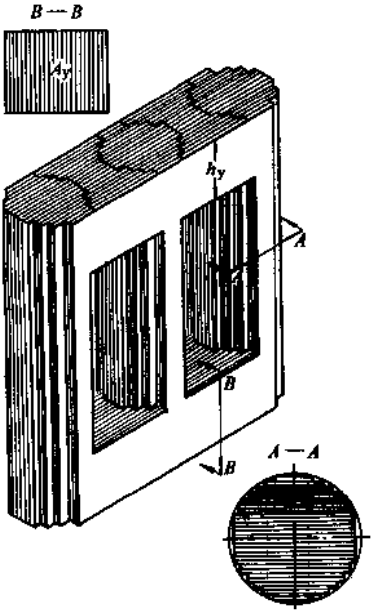


图 6-2　铁心结构

6.2.3　绕组计算

1. 每匝电压（V/匝）

$$e_t = 2.22B_mS_c \times 10^{-2}$$

或

$$e_t = S_cB_m/45$$

式中　B_m——铁心磁通密度幅值（T）；

S_c——心柱截面积（cm^2）；

45——常数（50Hz 时）。

铁心磁通密度幅值初步计算时，冷轧硅钢片取（16000～17500）$\times10^{-4}$T，热轧硅钢片取（14000～14700）$\times10^{-4}$T。磁通密度选得过高，空载电流与空载损耗增长很快。这是因为硅钢片有磁饱和现象，磁通和产生磁通的电流之间不是按线性关系变化的。

电流从零增大时，磁通密度也随之增大。当磁通密度增大到一定程度时，电流再继续增加时，磁通密度却因趋饱和而增加很少。因此，选用磁通密度的上限应选在饱和点以下。对于油浸式变压器，冷轧电工钢片磁通密度最高不得超过 1.89T，一般不宜超过 1.8T。（目前变压器采用的冷轧硅钢片 1.9～2.03T 为饱和）。铁心直径选定后，磁通密度大小与绕组匝数成反比，而绕组匝数的二次方与阻抗电压成正比，即磁通密度与阻抗电压有关。若磁通密度值选得大，则空载损耗，空载电流也大。所以磁通密度的选取应由以后的阻抗电压、空载损耗、空载电流计算终了时最后确定。如果阻抗电压、空载损耗、空载电流等计算值超过允许范围，则还得重新选取磁通密度。一般可按经验初选一个磁通密度，力求一次成功。根据经验，初算磁通密度 B_m 取 16100×10^{-4}T，则 $e_t=2.22B_mS_c\times10^{-2}=2.22\times1.61\times113.3\times10^{-2}=4.05$V/匝

核算低压匝数 $N_2=\frac{U_{\phi 2}}{e_t}=\frac{231}{4.05}=57.04$ 匝，取整为 57 匝。

匝数 N_2 必须是一个整数，而相电压 $U_{\phi 2}$ 又是一个定数，如计算后 N_2 不是一个整数，将其小数点后的数值 4 舍 5 入，调整每匝电压 e_t。

校正每匝电压及磁通密度

$$e_t=\frac{U_{\phi 2}}{N_1}=\frac{231\text{V}}{57\text{ 匝}}=4.053\text{V/ 匝}$$

$$B_m=\frac{4.053}{2.22\times 113.3\times 10^{-2}}\text{T}=1.611\text{T}$$

2. 高低压绕组匝数确定

高压　$$N_1=\frac{U_{\phi 1}}{e_t}=\frac{5774}{4.053}=1425\text{ 匝}$$

调压抽头匝数

$$N_1'=\frac{6062}{4.053}=1496\text{ 匝}$$

$$N_1''=\frac{5485}{4.053}=1353\text{ 匝}$$

如图 6-3 所示。

低压　$$N_2=\frac{U_{\phi 2}}{4.053}=57\text{ 匝}$$

验算电压误差范围不得大于±0.25%，即高压绕组额定分接处为

$$\frac{5774-1425\times 4.053}{5774}=0.026\%<0.25\%$$

高压绕组（+5%）分接处为

$$\frac{6062-1496\times 4.053}{6062}=0.021\%<0.25\%$$

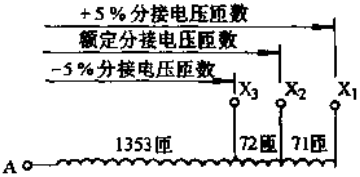


图 6-3　高压绕组匝数示意

A—绕组出头

x_1、x_2、x_3—分接头

高压绕组（−5%）分接处为

$$\frac{5485-1353\times 4.053}{5485}=0.024\%<0.25\%$$

上面匝数计算结果，都是将小数点后的数值 4 舍 5 入的，这对于 100kVA 小型变压器来说，是完全能够保证电压比的计算误差不超过 0.2%。

当绕组匝数确定后，绕组尺寸直接与电磁线规格和绕组排布等有关，同时又与阻抗电压、温升、损耗、机械力等有关。所以电磁线的选择、绕组排布都要注意满足阻抗电压等要求。一般需多次调整其线规和绕组排布，才能满足要求。它们的最终确定，应在保证阻抗电压在允许的范围内，其温升、损耗不超过标准值的前提下，做到结构合理，用料最省。

3. 电磁线选择

按高低压电流大小选用标准线规，记下线规尺寸及导线截面积 A（导线裸直径小于 1.5mm 时采用 QZ-2 漆包圆铜线；直径在 1.5～2.44mm 时，采用 QZL-2 圆铝线；直径在 2.63mm 及以上时采用 ZL-0.3 纸包圆铝线，扁线用 ZLB-0.45 纸包扁铝线）。

线规计算尺寸的习惯标注和规定举例：

QZLϕ1.9/ϕ2.02——高强度聚酯漆包圆铝线，裸导线外径为 1.9mm，漆包后最大外径为 2.02mm。

ZLB4×10.6/4.45×11.05——纸包扁铝线，裸导线厚度为 4mm，宽度为 10.6mm，两边纸包总厚度为 0.45mm，计算时考虑裕度按 0.5mm，即计算厚度为 4.5mm，宽度为 11.1mm。

电流密度为 $J=I_\phi/A$，对铝线一般为 1.5～2.4A/mm²，对铜线一般 3～4.5A/mm²。但是，根据国标 GB1094.5—85《变压器承受短路能力》对热稳定的规定，经计算所求得的导线电流密度，不得超过表 6-12 所规定的数值。

表 6-12 油浸式电力变压器电流密度检验值

变压器阻抗电压（%）		4	4.5	6.5
允许电流密度 / (A/mm²)	铝线	2.11	2.38	2.8
	铜线	3.77		5

$$S_1=\frac{I_{\phi1}}{J_1}=\frac{5.77}{2.11}\text{mm}^2=2.73\text{mm}^2$$

这样求得的高压绕组导线截面积 S_1 与表 6-13 中圆铝导线规格不见得正好一致，但又必须按导线规格选取导线截面积。根据上式求出的导线截面积 S_1（2.73mm²），从表 6-13 所列的导线规格中选取一个最接近的规格。因此，高压绕组导线为 QZLϕ1.9/ϕ2.02，$A_1=2.834\text{mm}^2$，电流密度 $J_1=\frac{5.77}{2.834}\text{A/mm}^2=2.04\text{A/mm}^2$。

对低压绕组导线截面积 S_2 试选用电流密度可取 1.75A/mm²，则

$$S_2=I_{\phi2}/J_2=(144.3/1.75)\text{mm}^2=82.46\text{mm}^2$$

从表 6-14 和表 6-15 选得低压导线为 ZLB $\frac{4\times10.6}{4.5\times11.1}$（两根并绕），其截面积 $A_2=2\times41.54\text{mm}^2=83.08\text{mm}^2$，电流密度 $I_2=\frac{144.3\text{A}}{83.08\text{mm}^2}=1.74\text{A/mm}^2$。

4. 线圈排布

线圈形式按表 6-16 选取，这原是《中小型电力变压器联合典型设计的电磁计算原则》规定的，但实际设计中目前已有许多情况打破了表中的界限，并有一些表中尚未例举的线圈已经得到应用，这就需要设计者根据具体情况灵活应用。例如新 S9 型配电变压器 1600kVA 及以下的高压绕组全部是多层层式。对 S9 型（也称老 S9 型）630kVA 及以上低压绕组是双螺旋或双半螺旋或四半螺旋；对新 S9 型 630kVA 及以上低压绕组采用新型螺旋式，即取消横向油道、新增纵向油道的螺旋式线圈。对

表 6-13 QQ、QZ、QQS、QZS、QA、QY 漆包圆线的规格及载流量

铜心标称直径	漆包线最大外径	铜心截面积	20℃时直流电阻/(Ω/m)		电流密度/(A/mm²)				
					1.8	2	2.5	3	3.5
mm		mm²	铜	铝	载流量/A				
0.015	0.025	—	—	—	—	—	—	—	—
0.020	0.035	—	68.69	—	—	—	—	—	—
0.025	0.040	—	42.07	—	—	—	—	—	—
0.030	0.045	0.0007065	30.53	—	—	0.0014	0.0018	0.0021	—
0.040	0.055	0.001257	16.26	—	—	0.0025	0.0031	0.0038	—
0.050	0.065	0.001963	10.08	—	—	0.0039	0.0049	0.0059	—
0.06	0.090	0.002827	6.851	11.09	0.0050	0.0056	0.0071	0.0085	0.0099
0.07	0.100	0.003848	4.958	8.027	0.0069	0.0076	0.0096	0.0115	0.0134
0.08	0.110	0.005027	3.754	6.077	0.0090	0.0100	0.0125	0.0150	0.0175
0.09	0.120	0.006362	2.940	4.760	0.0113	0.0126	0.0159	0.0190	0.0222
0.10	0.130	0.007854	2.365	3.830	0.0140	0.0156	0.0196	0.0235	0.0274
0.11	0.140	0.00950	2.019	3.268	0.0169	0.0189	0.0237	0.0284	0.0332
0.12	0.150	0.01131	1.683	2.724	0.0202	0.0225	0.0282	0.0338	0.0395
0.13	0.160	0.01327	1.424	2.306	0.0237	0.0264	0.0331	0.0397	0.0463
0.14	0.170	0.01539	1.221	1.977	0.0274	0.0306	0.0384	0.0461	0.0537
0.15	0.180	0.01767	1.059	1.714	0.0315	0.0351	0.0441	0.0529	0.0617
0.16	0.200	0.02011	0.9264	1.500	0.0358	0.0399	0.0502	0.0602	0.0701
0.17	0.210	0.02270	0.8175	1.332	0.0405	0.0451	0.0566	0.0679	0.0792
0.18	0.220	0.02545	0.7267	1.177	0.0454	0.0505	0.0635	0.0761	0.0888

（续）

铜心标称直径	漆包线最大外径	铜心截面积	20℃时直流电阻/(Ω/m)		电流密度/(A/mm²)				
					1.8	2	2.5	3	3.5
mm		mm²	铜	铝	载流量/A				
0.19	0.230	0.02835	0.6503	1.053	0.0505	0.0568	0.0708	0.0848	0.0989
0.20	0.240	0.03142	0.5853	0.9476	0.0560	0.0624	0.0784	0.0940	0.1096
0.21	0.250	0.03464	0.5296	0.8038	0.0617	0.0688	0.0864	0.1036	0.1208
0.23	0.280	0.04155	0.4396	0.7117	0.0741	0.0825	0.1037	0.1243	0.1449
0.25	0.300	0.04909	0.3708	0.6003	0.0875	0.0975	0.1225	0.1469	0.1713
(0.27)	0.320	0.05726	0.3282	0.5330	0.1029	0.1139	0.1431	0.1716	0.2000
0.28	0.330	0.06157	0.3052	0.4943	0.1098	0.1223	0.1537	0.1842	0.2148
(0.29)	0.340	0.06605	0.2839	0.4596	0.1184	0.1310	0.1646	0.1974	0.2302
0.31	0.360	0.07548	0.2473	0.4004	0.1345	0.1499	0.1884	0.2258	0.2633
0.33	0.390	0.08553	0.2173	0.3519	0.1525	0.1699	0.2134	0.2559	0.2984
0.35	0.410	0.09621	0.1925	0.3119	0.1715	0.1911	0.2401	0.2879	0.3357
0.38	0.440	0.1134	0.1626	0.2632	0.2022	0.2253	0.2830	0.3393	0.3957
0.40	0.460	0.1257	0.1463	0.2369	0.2240	0.2496	0.3136	0.3760	0.4384
0.42	0.480	0.1385	0.1324	0.2144	0.2470	0.2752	0.3457	0.4145	0.4833
0.45	0.510	0.1602	0.1150	0.1861	0.2835	0.3159	0.3969	0.4759	0.5549
0.47	0.530	0.1735	0.1052	0.1703	0.3093	0.3446	0.4330	0.5191	0.6053
0.50	0.560	0.1964	0.09269	0.1501	0.3500	0.3900	0.4900	0.5875	0.6850
0.53	0.600	0.2206	0.08231	0.1333	0.3933	0.4382	0.5506	0.6601	0.7697
0.56	0.630	0.2463	0.07357	0.1191	0.4390	0.4892	0.6147	0.7370	0.8593

（续）

铜心标称直径	漆包线最大外径	铜心截面积	20℃时直流电阻/(Ω/m)		电流密度/(A/mm²)				
					1.8	2	2.5	3	3.5
mm		mm²	铜	铝	载流量/A				
0.60	0.670	0.2827	0.06394	0.1035	0.5054	0.5616	0.7056	0.8460	0.9864
0.63	0.700	0.3116	0.05790	0.09374	0.5557	0.6192	0.7779	0.9327	1.0875
0.67	0.750	0.3526	0.05109	0.08272	0.6285	0.7003	0.8798	1.0549	1.2300
(0.69)	0.770	0.3739	0.04813	0.07793	0.6712	0.7426	0.9330	1.1186	1.3042
0.71	0.790	0.3958	0.04608	0.07460	0.7057	0.7864	0.9880	1.1846	1.3812
0.75	0.840	0.4417	0.04120	0.06670	0.7875	0.8775	1.1025	1.3219	1.5413
(0.77)	0.860	0.4657	0.03904	0.06321	0.8361	0.9251	1.1623	1.3936	1.6248
0.80	0.890	0.5027	0.03612	0.05847	0.8960	0.9984	1.2544	1.5040	1.7536
(0.83)	0.920	0.5411	0.03351	0.05425	0.9715	1.0748	1.3504	1.6192	1.8879
0.85	0.940	0.5686	0.03192	0.05168	1.0155	1.1271	1.4101	1.6979	1.9797
0.90	0.990	0.6362	0.02842	0.04601	1.1340	1.2636	1.5876	1.9035	2.2194
(0.93)	1.02	0.6793	0.02658	0.04304	1.2197	1.3494	1.6954	2.0328	2.3701
0.95	1.040	0.7100	0.02546	0.04122	1.2635	1.4079	1.7689	2.1209	2.4729
1.00	1.110	0.7854	0.02294	0.03714	1.4000	1.5600	1.9600	2.3500	2.7400
1.06	1.170	0.8828	0.02058	0.03331	1.5730	1.7528	2.2023	2.6405	3.0787
1.12	1.230	0.9852	0.01839	0.02978	1.7562	1.9569	2.4586	2.9478	3.4371
1.18	1.290	1.0930	0.01654	0.02678	1.9494	2.1721	2.7291	3.2721	3.8152
1.25	1.360	1.2270	0.01471	0.02382	2.1875	2.4375	3.0625	3.6719	4.2813

（续）

铜心标称直径	漆包线最大外径	铜心截面积	20℃时直流电阻/(Ω/m)		电流密度/(A/mm²)				
					1.8	2	2.5	3	3.5
mm		mm²	铜	铝	载流量/A				
1.30	1.410	1.3270	0.01358	0.02199	2.3660	2.6364	3.3124	3.9715	4.6306
(1.35)	1.460	1.4310	0.01282	0.02037	2.5697	2.8431	3.5721	4.2829	4.9937
1.40	1.510	1.5390	0.01169	0.01892	2.7440	3.0576	3.8416	4.6060	5.3704
(1.45)	1.560	1.6510	0.01088	0.01762	2.9610	3.2760	4.1160	4.9350	5.7540
1.50	1.610	1.7670	0.01016	0.01645	3.1500	3.5100	4.4100	5.2875	6.1650
(1.56)	1.670	1.9110	0.009384	0.01519	3.4319	3.7970	4.7706	5.7199	6.6692
1.60	1.720	2.0110	0.008915	0.01443	3.5840	3.9936	5.0176	6.0160	7.0144
1.70	1.820	2.2710	0.007933	0.01284	4.0460	4.5084	5.6644	6.7915	7.9186
1.80	1.920	2.5450	0.007064	0.01144	4.5360	5.0544	6.3504	7.6140	8.8776
1.90	2.020	2.8340	0.006331	0.01025	5.0540	5.6316	7.0756	8.4835	9.8914
2.00	2.120	3.1420	0.005706	0.009238	5.6000	6.2400	7.8400	9.4000	10.9600
2.12	2.240	3.5400	0.005095	0.008249	6.2922	7.0113	8.8090	10.5618	12.3147
2.24	2.360	3.9410	0.004557	0.007378	7.0246	7.8275	9.8345	11.7914	13.7482
2.36	2.480	4.3850	0.004100	0.006637	7.7974	8.6886	10.9164	13.0886	15.2607
2.50	2.020	4.9080	0.003648	0.005906	8.7500	9.7500	12.2500	14.6875	17.1250

注：1. 括号内为保留规格。

2. 缩醛(QQ)、聚酯(QZ)、聚酰亚胺(QY)漆包圆线规格为0.02～2.50mm，聚氨酯(QA)漆包圆线规格为0.015～2.50mm。

表 6-14　纸包扁线规格（GB5584.1—1985，包括 R40、R20 系列线规）

导线截面积/mm² \ b/mm		2.00	2.12	2.24	2.36	2.50	2.65	2.80	3.00
a/mm \ r/mm									
0.90	$\frac{1}{2}a$	1.626	1.734	1.842	1.950	2.076	2.211	2.346	2.526
0.95		1.706	—	1.934	—	2.181	—	2.466	—
1.00		1.785	1.905	2.025	2.145	2.285	2.435	2.585	2.785
1.06	0.50	1.905	—	2.166	—	2.435	—	2.753	—
1.12		2.025	2.160	2.294	2.429	2.585	2.753	2.921	3.145
1.18		2.145	—	2.429	—	2.736	—	3.089	—
1.25		2.285	2.435	2.585	2.735	2.910	3.098	3.285	3.535
1.32		2.425	—	2.742	—	3.085	—	3.481	—
1.40		2.585	2.753	2.921	3.089	3.285	3.495	3.705	3.985
1.50		—	—	3.145	—	3.535	—	3.985	—
1.60		—	—	3.369	3.561	3.785	4.025	4.265	4.585
1.70	0.65	—	—	—	—	3.887	—	4.397	—
1.80		—	—	—	—	4.137	4.407	4.677	5.038
1.90		—	—	—	—	—	—	4.957	—
2.00		—	—	—	—	—	—	5.237	5.638
2.12		—	—	—	—	—	—	—	—
2.24		—			—	—	—	—	—
2.36	0.80					—	—	—	—
2.50						—	—	—	—
2.65						—	—	—	—
2.80						—	—	—	—
3.00						—	—	—	—
3.15						—	—	—	—
3.35						—	—	—	—
3.55						—	—	—	—
3.75	1.00	—	—	—	—	—	—	—	—
4.00		—	—	—	—	—	—	—	—
4.25		—	—	—	—	—	—	—	—
4.50		—	—	—	—	—	—	—	—
4.75		—	—	—	—	—	—	—	—
5.00		—	—	—	—	—	—	—	—
5.50		—	—	—	—	—	—	—	—

（续）

导线截面积/mm² \ b/mm		3.15	3.35	3.55	3.75	4.00	4.25	4.50	4.75
a/mm \ r/mm									
0.90	$\frac{1}{2}a$	2.661	2.841	3.021	3.201	3.420	3.651	3.876	4.101
0.95		2.799	—	3.179	—	3.606	—	4.081	—
1.00		2.935	3.135	3.335	3.535	3.785	4.035	4.285	4.535
1.06	0.50	3.124	—	3.548	—	4.025	—	4.555	—
1.12		3.313	3.537	3.761	3.985	4.265	4.545	4.825	5.105
1.18		3.502	—	3.974	—	4.505	—	5.095	—
1.25		3.723	3.973	4.223	4.473	4.785	5.098	5.410	5.723
1.32		3.943	—	4.471	—	5.065	—	5.725	—
1.40		4.195	4.475	4.755	5.035	5.385	5.735	6.085	6.435
1.50		4.510	—	5.110	—	5.785	—	6.535	—
1.60		4.825	5.145	4.465	5.785	6.185	6.585	6.985	7.385
1.70	0.65	4.992	—	5.672	—	6.437	—	7.287	—
1.80		5.307	5.667	6.027	6.387	6.837	7.287	7.737	8.188
1.90		5.622	—	6.382	—	7.237	—	8.187	—
2.00		5.937	6.337	6.737	7.137	7.637	8.137	8.637	9.137
2.12		6.315	—	7.163	—	8.117	—	9.177	—
2.24		6.693	7.141	7.589	8.037	8.597	9.157	9.717	10.28
2.36	0.80	—	—	7.829	—	8.891	—	10.07	—
2.50		—	—	8.326	8.326	9.451	10.08	10.70	11.33
2.65		—	—	—	—	10.05	—	11.38	—
2.80		—	—	—	—	10.65	11.35	12.05	12.75
3.00		—	—	—	—	—	—	12.95	—
3.15		—	—	—	—	—	—	13.63	14.41
3.35		—	—	—	—	—	—	—	—
3.55		—	—	—	—	—	—	—	—
3.75	1.00	—	—	—	—	—	—	—	—
4.00		—	—	—	—	—	—	—	—
4.25		—	—	—	—	—	—	—	—
4.50		—	—	—	—	—	—	—	—
4.75		—	—	—	—	—	—	—	—
5.00		—	—	—	—	—	—	—	—
5.30		—	—	—	—	—	—	—	—
5.60		—	—	—	—	—	—	—	—

（续）

导线截面积/mm² \ b/mm		5.00	5.30	5.60	6.00	6.30	6.70	7.10	7.50
a/mm \ r/mm									
0.90	$\frac{1}{2}a$	4.326	4.596	4.866	5.226	5.496	5.856	6.216	—
0.95		4.556	—	5.126	—	5.791	—	6.551	—
1.00		4.785	5.085	5.385	5.785	6.085	6.485	6.885	7.285
1.06	0.50	5.085	—	5.721	—	6.463	—	7.311	—
1.12		5.385	5.721	6.057	6.505	6.841	7.289	7.737	8.185
1.18		5.685	—	6.393	—	7.219	—	8.163	—
1.25		6.035	6.410	6.785	7.285	7.660	8.160	8.660	9.160
1.32		6.385	—	7.177	—	8.101	—	9.157	—
1.40		6.785	7.205	7.625	8.185	8.605	9.165	9.725	10.29
1.50		7.285	—	8.185	—	9.235	—	10.44	—
1.60		7.785	8.265	8.745	9.385	9.865	10.51	11.15	11.79
1.70	0.65	8.137	—	9.157	—	10.35	—	11.71	—
1.80		8.637	9.177	9.717	10.44	10.98	11.70	12.42	13.14
1.90		9.137	—	10.28	—	11.61	—	13.13	—
2.00		9.637	10.24	10.84	11.64	12.24	13.04	13.84	14.64
2.12		10.24	—	11.51	—	12.99	—	14.69	—
2.24		10.84	11.51	12.18	13.08	13.75	14.65	15.54	16.44
2.36	0.80	11.25	—	12.67	—	14.32	—	16.21	—
2.50		11.95	12.70	13.45	14.45	15.20	16.20	17.20	18.20
2.65		12.70		14.29	-	16.15		18.27	—
2.80		13.45	14.29	15.13	16.25	17.09	18.21	19.33	20.45
3.00		14.45	—	16.25	—	18.35	—	20.75	—
3.15		15.20	16.15	17.29	18.35	19.30	20.56	21.82	23.08
3.35		16.20	—	18.21	—	20.56	—	23.24	—
3.55		17.20	18.27	19.33	20.75	21.82	23.24	24.66	26.08
3.75	1.00	—	—	20.14	—	22.77	—	25.77	—
4.00		—	—	21.54	23.14	24.34	25.94	27.54	29.14
4.25		—	—	—	—	25.91	—	29.32	—
4.50		—	—	—	—	27.49	29.29	31.09	32.89
4.75		—	—	—	—	—	—	32.87	—
5.00		—	—	—	—	—	—	34.64	36.64
5.30		—	—	—	—	—	—	—	—
5.60		—	—	—	—	—	—	—	—

（续）

导线截面积/mm² \ b/mm		8.00	8.50	9.00	9.50	10.00	10.60	11.20	11.80
a/mm \ r/mm									
0.90	$\frac{1}{2}a$	—	—	—	—	—	—	—	—
0.95		—	—	—	—	—	—	—	—
1.00		7.785	—	—	—	—	—	—	—
1.06	0.50	8.265	—	—	—	—	—	—	—
1.12		8.745	9.305	9.865	—	—	—	—	—
1.18		9.225	—	10.41	—	—	—	—	—
1.25		9.785	10.41	11.04	11.66	12.29	—	—	—
1.32		10.35	—	11.67	—	12.99	—	—	—
1.40		10.99	11.69	12.39	13.09	13.79	14.63	15.47	—
1.50		11.79	—	13.29	—	14.79	—	16.59	—
1.60		12.59	13.39	14.19	14.99	15.79	16.75	17.71	18.67
1.70	0.65	13.24	—	14.94	—	16.64	—	18.68	—
1.80		14.04	14.94	15.84	16.74	17.64	18.72	19.80	20.88
1.90		14.84	—	16.74	—	18.64	—	20.92	—
2.00		15.64	16.64	17.64	18.64	19.64	20.84	22.04	23.24
2.12		16.60	—	18.72	—	20.84	—	23.38	—
2.24		17.56	18.68	19.80	20.92	22.04	23.38	24.73	26.07
2.36	0.80	18.33	—	20.69	—	23.05	—	25.88	—
2.50		19.45	20.70	21.95	23.20	24.45	25.95	27.45	28.95
2.65		20.65	—	23.30	—	25.95	—	29.13	—
2.80		21.85	23.25	24.65	26.05	27.45	29.13	30.81	32.49
3.00		23.45	—	26.45	—	29.45	—	33.05	—
3.15		24.65	26.23	27.80	29.38	30.95	32.84	34.73	36.62
3.35		26.25	—	29.60	—	32.95	—	36.97	—
3.55		27.85	29.63	31.40	33.18	34.95	37.08	39.21	41.34
3.75	1.00	29.14	—	32.89	—	36.64	—	41.14	—
4.00		31.14	33.14	35.14	37.14	39.14	41.54	43.94	46.34
4.25		33.14	—	37.39	—	41.64	—	46.74	—
4.50		35.14	37.39	39.64	41.89	44.14	46.86	49.54	52.24
4.75		37.14	—	41.89	—	46.64	—	52.34	—
5.00		39.14	41.64	44.14	46.64	49.14	52.14	55.14	58.14
5.30		41.54	—	46.84	—	52.14	—	58.50	—
5.60		43.94	46.74	49.54	52.34	55.14	58.50	61.86	65.22

（续）

导线截面积/mm² \ b/mm		12.50	13.20	14.00	15.00	16.00	17.00	18.0
a/mm \ r/mm								
0.90	$\frac{1}{2}a$	—	—	—	—	—	—	—
0.95		—	—	—	—	—	—	—
1.00		—	—	—	—	—	—	—
1.06	0.50	—	—	—	—	—	—	—
1.12		—	—	—	—	—	—	—
1.18		—	—	—	—	—	—	—
1.25		—	—	—	—	—	—	—
1.32		—	—	—	—	—	—	—
1.40		—	—	—	—	—	—	—
1.50		—	—	—	—	—	—	—
1.60		19.79	—	—	—	—	—	—
1.70	0.65	20.89	—	—	—	—	—	—
1.80		22.14	23.40	24.84	—	—	—	—
1.90		23.39	—	26.24	—	—	—	—
2.00		24.64	26.04	27.64	29.64	31.64	—	—
2.12		26.14	—	29.32	—	33.56	—	—
2.24		27.64	29.21	31.00	33.24	35.48	37.72	39.96
2.36	0.80	28.95	—	32.49	—	37.21	—	41.93
2.50		30.70	32.45	34.45	36.95	39.45	41.95	44.45
2.65		32.58	—	36.55	—	41.85	—	47.15
2.80		34.45	36.41	38.65	41.45	44.25	47.05	49.85
3.00		36.95	—	41.45	—	47.45	—	53.45
3.15		38.83	41.03	43.55	46.70	49.85	53.00	56.15
3.35		41.33	—	46.35	—	53.05	—	59.75
3.55		43.83	46.31	49.15	52.70	56.25	59.80	63.35
3.75	1.00	46.02	—	51.64	—	59.14	—	66.64
4.00		49.14	51.94	55.14	59.14	63.14	67.14	71.14
4.25		52.27	—	58.64	—	67.14	—	75.64
4.50		55.39	58.54	62.14	66.64	71.14	75.64	80.14
4.75		58.52	—	65.64	—	75.14	—	84.64
5.00		61.64	65.14	69.14	74.14	79.14	84.14	89.14
5.30		65.39	—	73.34	—	83.94	—	94.54
5.60		69.14	73.06	77.54	83.14	88.74	94.34	99.94

表 6-15 纸包扁线绝缘厚度 (mm)

绝缘标称厚度	0.45	0.60	0.95	1.35	1.60	1.95	2.45	2.95
最大绝缘厚度 (A—a)	0.57	0.74	1.14	1.56	1.84	2.23	2.77	3.32
最小绝缘厚度 (B—b)	0.40	0.53	0.85	1.23	1.46	1.78	2.25	2.70

注：纸包扁线的最大尺寸以扁导线标称尺寸＋正公差＋绝缘最大厚度计算。

S9 型 630kVA 及以上的高压绕组，采用连续或半连续式线圈。

本例选用低压（内线圈）为双层层式，高压（外线圈）为多层层式。

5. 层式线圈尺寸的确定

（1）高、低压绕组每层匝数　线圈的几何尺寸主要是由电抗计算确定的。当频率、匝数、电流、每匝电压等确定后，电抗的大小与线圈的高度和线圈的辐向尺寸有关。这样，就有两个未知数，故不能一次就确定出线圈的几何尺寸，往往都是假设一种线圈几何尺寸进行电抗计算，以后再进行反复调整。

高压线圈层数和每层匝数的确定，已知线圈的匝数 $N_1=1496$，1425，1353 匝，和导线直径 $\phi1.9mm/\phi2.02mm$，即可布置线圈的层数和每层的匝数。线圈的层数与每层匝数相乘的积，应等于或略大于最大分接电压的匝数。高压线圈层数和匝数的分布如图 6-4 所示，线层中间放置油隙。线层分为内部线层与外部线层两个部分。线层中间放置垂直的层间油隙 a_{10}（见图 6-4），以保证内部线层的散热，因为内部线层直接绕在绝缘纸筒上，所以散热条件不如外部线层优越。因此，层间油隙一般放置在靠近绝缘纸筒约为总线层数的 1/3 处。本实例层间油隙放在第 2 层与第 3 层之间。

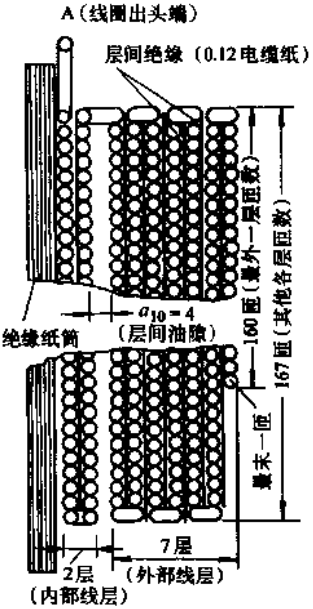


图 6-4 高压线圈的层数和匝数的分布

经多次试算，最后确定每层匝数

高压 $N_{C1}=167$；$N'_{C1}=160$。

共有 9 层，除调压层为 160 匝外，其余 8 层均为 167 匝。

低压 $N_{C2}=28.5$；$N_2=2\times28.5=57$ 匝

（2）不连端圈在内的实高（几何高）

$$H=(N_C+1)n'_1b+\Delta h(\text{不换位时})$$

$$H = (N_C + 1)n_1'b + b + \Delta h(\text{换位时})$$

式中　b——导线连绝缘的宽度；

Δh——轴向绕制裕度（见表 6-17）；

n_1'——沿线圈轴向并绕根数。

表 6-16　电力变压器内外线圈的结构形式

接　法	电压等级 /kV	容　量 /kVA	内线柱或外线柱	线圈结构形式
Yyn	0.4	10～630	内	双层或四层层式
		800～1600		半螺旋式或螺旋式
	6，10	10～500	外	多层层式
		630		半连续式
		800～1600		半连续式或连续式
Yd	6，10	630	外	半连续式
	3，6		内	多层层式
	6，10	800～6300	外	半连续式或连续式
	3，6，10		内	连续式
Yyn 和 Yd	35	50～630	外	多层层式
		800～6300		半连续式或连续式

表 6-17　层式线圈绕制裕度表

类别 / 裕度	10kV 线圈		35kV 线圈		纸包扁线	
	漆包圆线	纸包圆线	漆包圆线	纸包圆线	单根绕	并　绕
辐向	7%～8%	8%～10%	12%～15%	15%～18%	3%～6%	4%～7%
轴向	0～1%	2%～3%	0.5%～1.5%	2%～3%	0.5%～1.5%	0.8%～1.2%

低压　$H_2 = [(28.5+1) \times 11.1 + 11.1 + 2.45]$ mm

$= 341$mm（一次换位）

高压　$H_1 = [(167+1) \times 2.02 + 0.64]$ mm$= 340$mm

(3) 线圈有效高（电抗高，见图 6-5）

$$H' = H - n_1'b(\text{计算阻抗电压及散热面用})$$

即低压

$$H_2' = (341 - 11.1)\text{mm} = 329.9\text{mm}$$

高压

$$H_1' = (340 - 2.02)\text{mm} = 337.98\text{mm}$$

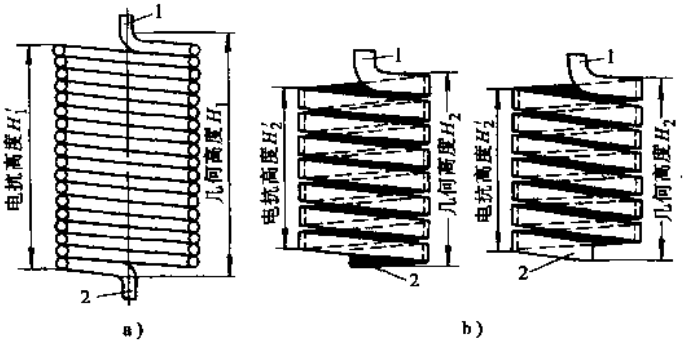


图 6-5 几何高度 H 和电抗高度 H'

a）高压线圈 b）低压线圈 左：每层为分匝数 右：每层为整匝数

1—线层起端 2—线层末端

(4) 层数 $N'=N/N_C$

低压 $N_2'=2$ 层

高压 $N_1'=9$ 层

(5) 层间最大工作电压

$$U_C=2\times(e_tN_C)$$

低压 $U_{C2}=2\ (e_tN_{C2})\ =2\ (4.053\times28.5)\ \text{V}=231\text{V}$

高压 $U_{C1}=2\ (e_tN_{C1})\ =2\ (4.053\times167)\ \text{V}=1354\text{V}$

(6) 层间绝缘选择 用厚度为 0.12 或 0.08mm 电缆纸绝缘，其张数按 U_C 的大小确定，由表 6-18 选取。当两层间电压较高、绝缘较厚时，层间绝缘可以采取图6-6所示的分级绝缘方法。本例低压绕组用两张 0.12 电缆纸；高压绕组用四张 0.12 电缆纸分级绝缘，首末层可多加一张。

表 6-18 层式线圈层间绝缘

层间最大工作电压/V		500V及以下	501～1300	1301～1800	1801～2300	2301～2800	2801～3300	3301～3800	3801～4300	4301～4800
电缆纸张数	0.12	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	0.08	3	4	6	7	9	10	12	13	14

(7) 线圈辐向尺寸 a 为导线计算厚度与层数乘积加上层间绝缘总厚度，再加辐向绕制裕度并凑成 0.5 的倍数。层式绕组辐向绕制裕度见表 6-17。

低压 $a_2=(2\times4.5\times2+2\times0.12+0.76)\ \text{mm}=19\text{mm}$

高压分两段，内段 2 层，外段 7 层。

$$a_{11}=(2.02\times2+4\times0.12)\times107\%\text{mm}=5\text{mm}$$

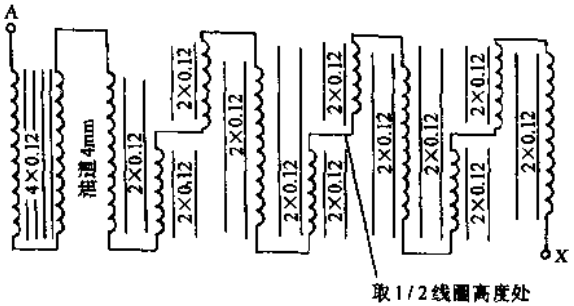


图 6-6　变压器分级绝缘方法

$$a_{12}=(2.02\times7+18\times0.12)\times107\%\text{mm}=17.5\text{mm}$$

内部线层如图 6-4 所示有 2 层，每层 167 匝，则 $N_{11}=167\times2$ 匝 $=334$ 匝；外部线层如图 6-4 所示有 7 层，除了最外一层为 160 匝以外，其他各线层的匝数均为 167 匝，则外部线层的匝数

$$N_{12}=(167\times6+160)\text{匝}=1162\text{匝}(+5\%\text{ 分接电压})$$

在计算电抗电压时，需要额定分接电压时的外部线层的匝数则为

$$N_{12}'=N_{12}-71=(1162-71)\text{匝}=1091\text{匝}$$

6. 油道

30kVA 以上的变压器，若散热面不足，可将绕组分成为两段甚至三段（见图 6-10）.段与段之间留有油道，油道最小宽度按绕组高度而定，可由表 6-19 查取。层式高压绕组油道撑条挡数 m 按表 6-20，也可加倍。层式线圈内油道撑条均为宽度为 10mm（绕制时放入）。高低压之间套装时，打入的油道撑条宽度，160kVA 及以下的为 10mm，160kVA 以上的为 15mm。油道撑条挡数按表 6-20 确定。本例查得高压线圈油道为 4mm，油道用的撑条挡数由表 6-20 选取 8 挡。因线圈油道撑条数最好为 4 的倍数，撑条主要是支撑线圈，故条数应由短路机械计算决定，但一般都按经验以铁心直径确定撑条数。

7. 高低压间绝缘距离

高低压间绝缘距离 b_0 按电压等级确定，由表 6-27 查取，得 $b_0=9$，$b_4=8$，取 $b_4=9$mm。

表 6-19　油道选择表

线圈高度（包括端圈）/mm	≤400	401～450	451～500	501～550	551～600	601～650	≥651
油道最小宽度/mm	4	4.5	5	5.5	6	6.5	7

表 6-20 线圈撑条挡数选择

铁心直径/mm	75～115	120～300	310～360	370～480
撑条挡数	6	8	10	12

8. 绝缘半径计算（单位均为 mm）

在计算线圈导线重量、线圈电阻、阻抗电压、绕组散热面积和确定铁心尺寸时，都需要绕组各部分的半径数值。参照图 6-7 中所示的关系，线圈各部分的半径计算如下：

$65(r)$ —— 铁心半径

$+\ 3.5(\Delta_1)$ —— 低压绕组至铁心距离，是低压线圈套装裕度（包括低压纸筒厚）

$68.5(r_{21})$ —— 低压绕组内半径

$78(r_{2p})19\ (a_2)$ —— 低压绕组辐向厚度

$87.5(r_{24})$ —— 低压绕组外半径

$92(r_{0p})9\ (a_0)$ —— 高低压绕组间绝缘距离

$96.5(r_{11})$ —— 高压绕组内半径

$5\ (a_{11})$ —— 高压绕组内线段辐向厚度

$101.5(r_{12})$ —— 高压绕组内线段外半径

$103.5(r_{10p})4\ (a_{10})$ —— 高压绕组内、外线段间油道

$105.5(r_{13})$ —— 高压绕组外线段内半径

$109.75(r_{1p})17.5(a_{12})$ —— 高压绕组外线段辐向厚度

$123.0(r_{14})$ —— 高压绕组外半径

$\times\ 2$

$246(D_1)$ —— 高压绕组外径

$9(b_4)$ —— 相间距离

$255(M_0)$ —— 两铁心柱间距离

低压绕组平均半径 $r_{2p}=r_{22}+\frac{a_{20}}{2}=\left(68.5+\frac{19}{2}\right)\text{mm}=78\text{mm}$

主漏磁空道平均半径 $r_{0p}=r_{24}+\frac{a_0}{2}=\left(87.5+\frac{9}{2}\right)\text{mm}=92\text{mm}$

高压绕组层间油道的平均半径

$$r_{10p}=r_{12}+\frac{a_{10}}{2}=\left(101.5+\frac{4}{2}\right)\text{mm}=103.5\text{mm}$$

高压绕组平均半径

$$r_{1p}=r_{11}+\frac{a_{11}+a_{10}+a_{12}}{2}=\left(96.5+\frac{5+4+17.5}{2}\right)\text{mm}=109.75\text{mm}$$

在实际计算时，可将图 6-7 画成图 6-8 所示的简图。

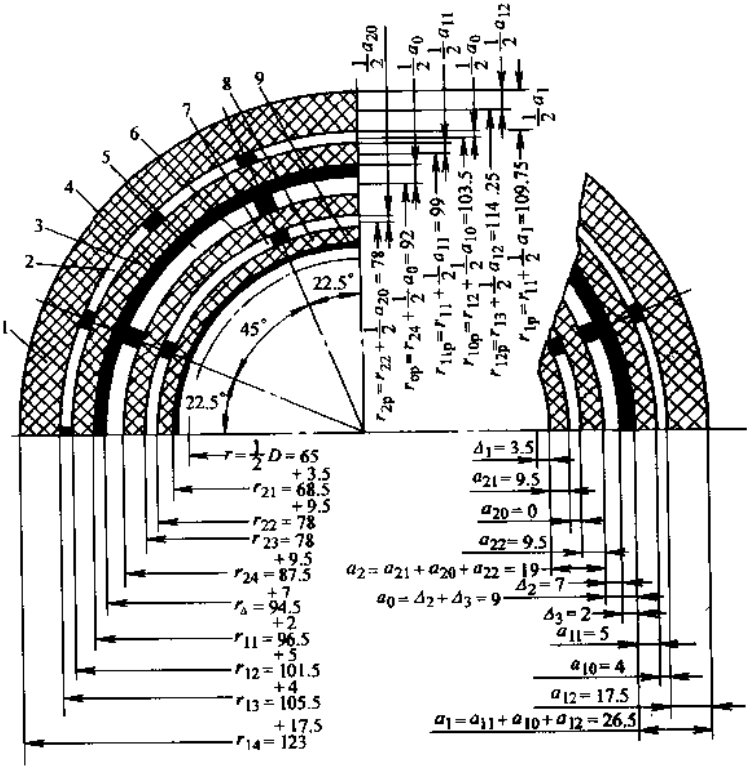


图 6-7　线圈各部分的半径

1—高压绕组外部线层　2—高压绕组层间油隙　3—高压绕组内部线层　4—绝缘纸筒　5—高压与低压绕组间油隙　6—低压绕组外部线层　7—低压绕组层间油隙　8—低压绕组内部线层　9—低压绕组纸筒　D—铁心柱直径　Δ_1—心柱至低压绕组内层间的空隙　r_{21}—低压绕组内部线层的内半径　a_{21}—低压绕组内部线层厚度　r_{22}—低压绕组内部线层的外半径　a_{20}—低压绕组层间油隙　r_{23}—低压绕组外部线层的内半径　a_{22}—低压绕组外部线层厚度　r_{24}—低压绕组外部线层的外半径　Δ_2—低压绕组外层至绝缘纸筒间的空隙　r_Δ—绝缘纸筒的内半径　Δ_3—绝缘纸筒厚度　r_{11}—高压绕组内部线层的内半径　a_{11}—高压绕组内部线层的厚度　r_{12}—高压绕组内部线层的外半径　a_{10}—高压绕组层间的油隙　r_{13}—高压绕组外部线层的内半径　a_{12}—高压绕组外部线层的厚度　r_{14}—高压绕组外部线层的外半径　a_2—低压绕组的总厚度　a_0—主绝缘距离　a_1—高压绕组的总厚度　r_{2p}—低压绕组平均半径　r_{0p}—主漏磁通道平均半径　r_{11p}—高压绕组内部线层的平均半径　r_{10p}—高压绕组层间油隙的平均半径　r_{12p}—高压绕组外部线层的平均半径　r_{1p}—高压绕组的平均半径

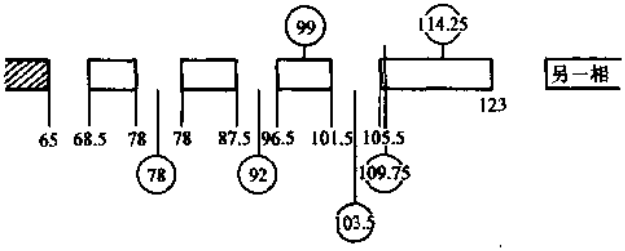


图 6-8 线圈各部分半径的实用示意简图

9. 高、低压绕组的平均匝长及总长

(1) 内线段的平均匝长

低压 $l_{21}=\pi(2r_{21}+a_2)\times10^{-3}$

$=\pi(2\times68.5+19)\times10^{-3}\text{m}$

$=0.49\text{m}$

高压 $l_{11}=\pi(2r_{11}+a_{11})\times10^{-3}$

$=\pi(2\times96.5+5)\times10^{-3}\text{m}$

$=0.622\text{m}$

(2) 外线段的平均匝长

低压因没有内外线层，故 l_{21} 即是低压绕组平均匝长。

高压 $l_{12}=\pi(2r_{13}+a_{12})\times10^{-3}$

$=\pi(2\times105.5+17.5)\times10^{-3}\text{m}$

$=0.718\text{m}$

(3) 导线总长

低压 $L_2=l_{21}N_{21}+l_{22}N_{22}+0.5=(0.49\times57+0+0.5)\text{ m}$

$=28.43\text{m}$（公式计算中加上 0.5m 是考虑到了引线的长度）。

高压 $L_1=l_{11}N_{11}+l_{12}N_{12}=[0.622\times(2\times167)+0.718\times(6\times167+160)]\text{ m}$

$=1042\text{m}$。

(4) 高压额定电压处导线总长

$$L_1'=L_1-0.05N_1(2r_{14}-a)\pi\times10^{-3}$$
$$=[1042-0.05\times1425\times(2\times123-2.02)\pi\times10^{-3}]\text{m}=987\text{m}$$

(5) 低压线圈平均匝长

$$l_2=L_2/N_2=(28.43/57)\text{m}=0.499\text{m}。$$

(6) 高压线圈平均匝长

$$l_1=L_1'/N_1=(987/1425)\text{m}=0.6926\text{m}。$$

10. 每相电阻

$$r_{75^\circ C} = 0.02135\frac{L'}{A} \text{—— 铜线}$$

$$r_{75^\circ C} = 0.357\frac{L'}{A} \text{—— 铝线}$$

低压

$$r_2(75^\circ C) = 0.0357\frac{L_2}{A_2}$$

$$= 0.0357 \times \frac{28.43}{83.08}\Omega = 0.01222\Omega$$

高压

$$r_1(75^\circ C) = 0.0357\frac{L_1'}{A_1}$$

$$= 0.0357 \times \frac{987}{2.834}\Omega = 12.43\Omega$$

11. 三相导线重

低压　$G_{d2}' = 3\rho A_2 \times \frac{L_2}{1000}$

$$= 3 \times 2.7 \times 83.08 \times \frac{28.43}{1000}\text{kg} = 19.2\text{kg}$$

高压　$G_{d1}' = 3\rho A_1 \times \frac{L_1}{1000}$

$$= 3 \times 2.7 \times 2.834 \times \frac{1042}{1000}\text{kg} = 24\text{kg}$$

式中　ρ——导线密度，铜取 8.9kg/dm³，铝取 2.7kg/dm³；

A——并绕导线截面积（mm²）；

L——每相导线总长（m）。

12. 包绝缘后的导线重

$$G_d = \left(1 + \frac{K_z}{100}\right)G_d'$$

式中　$\frac{K_z}{100}$——纸包线绝缘重量占导线重的百分数，可按下式计算：

圆铜线　$\frac{K_z}{100} = 37\left[\frac{t}{d} + \left(\frac{t}{d}\right)^2\right]\%$

扁铜线　$\frac{K_z}{100} = \frac{17t\ (a+b+1.57t)}{A}\%$

圆铝线　$\frac{K_z}{100} = 122\left[\frac{t}{d} + \left(\frac{t}{d}\right)^2\right]\%$

扁铝线　$\frac{K_z}{100} = \frac{56t\ (a+b+1.57t)}{A}\%$

式中　t——导线每边绝缘厚度（mm）；

A——导线截面积（mm^2）；

d——裸圆线直径（mm）。

可求得

$$K_{x2}(\%) = 56 \times 0.225 \times \frac{4 + 10.6 + 1.57 \times 0.225}{41.54}\% = 4.5\%$$

$$K_{x1}(\%) = 122\left[\frac{0.06}{1.9} + \left(\frac{0.06}{1.9}\right)^2\right] = 5.9\%$$

$$G_{d2} = (1 + 4.5\%) \times 19.2\text{kg} \approx 20\text{kg}$$

$$G_{d1} = (1 + 5.9\%) \times 24\text{kg} \approx 25\text{kg}$$

13. 线圈电阻损耗、负载损耗计算

低压 $P_{r2} = 3I_2^2 r_2 = 3 \times 144.3^2 \times 0.01222\text{W} = 763\text{W}$

高压 $P_{r1} = 3I_1^2 r_1 = 3 \times 5.77^2 \times 12.43\text{W} = 1242\text{W}$

负载损耗 P_K 主要由高压线圈和低压线圈的电阻损耗 P_{r1}、P_{r2}组成，另外还应加上涡流损耗和杂散损耗。附加损耗系数 $K_P = 1.05$（查表 6-21）。这样，负载损耗 P_k 为

$$\begin{aligned} P_k &= (P_{r1} + P_{r2}) \times 1.05 \\ &= (763 + 1242) \times 1.05\text{W} \\ &= 2105\text{W} \end{aligned}$$

表 6-21 附加损耗系数 K_P 值表

电压 /kV	容量 /kVA	10kV 级 K_p	35kV 级 K_p
10/0.4 或 35/0.4	50～250	1.05	1.05
	315～400	1.075	1.05
	500	1.075	1.075
	630	1.1	
	800		1.2
	1000	1.15	
	1250	1.2	
10/0.4 或 35/0.4	1600	1.25	1.25
10/6.3 或 35/10.5，3.15	2000～6300	1.05	1.05

上式求得的负载损耗 P_k 为 2105W 符合标准的规定。如果求得的 P_k 值与标准规定值相差较大时，就要重新选用导线，使之能够满足规定的要求。欲使 P_k 值降低时，就要增大导线截面积，其后果增加了导线重量；欲使 P_k 值增大时，就要减小导线截面积，结果降低了导线重量。

14. 阻抗电压计算

1）按下式计算高、低压线圈平均有效电抗高度

$$H_p' = (H_1' + H_2') \times \frac{1}{2}$$

$$= (32.99 + 33.798) \times \frac{1}{2}\text{cm}$$

$$= 33.394\text{cm}$$

2）按下列不同情况计算漏磁演化宽度 $\sum D$ 和漏磁场宽度 λ（按图 6-9 和图 6-10 计算）。

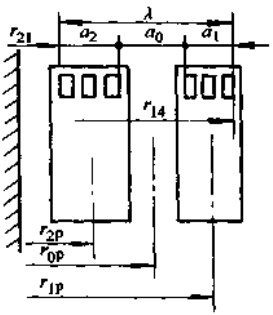


图 6-9　双绕组变压器
（内外线圈无轴向油道）

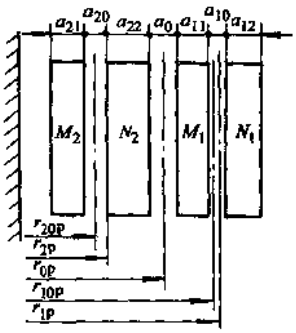


图 6-10　双绕组变压器
（内外线圈本身有轴向油道）

① 当没有轴向油道时

$$\sum D = \frac{a_2 r_{2p} + a_1 r_{1p}}{3} + a_0 r_{0p}$$

$$\lambda = a_2 + a_0 + a_1$$

② 当有轴向油道时

$$\sum D = \frac{1}{3}(a_{21} + a_{22}) r_{2p} + a_0 r_{0p} + \frac{1}{3}(a_{11} + a_{12}) r_{1p} +$$

$$a_{20}\left(\frac{N_{22}}{N_{21} + N_{22}}\right)^2 r_{20p} + a_{10}\left(\frac{N_{12}}{N_{11} + N_{12}}\right)^2 r_{10p}$$

$$= \left[\frac{1}{3}(1.85 \times 7.8) + 0.925 \times 9.2 + \right.$$

$$\frac{1}{3}(0.5 + 1.75) \times 10.975 + 0 +$$

$$\left. 0.4 \times \left(\frac{1091}{334 + 1091}\right)^2 \times 10.35\right]\text{cm}$$

$$= 23.98\text{cm}$$

$$\lambda = a_{20} + a_{21} + a_{22} + a_0 + a_{10} + a_{11} + a_{12}$$

$= (1.85 + 0.925 + 0.4 + 2.25)\text{cm}$

$= 5.425\text{cm}$

式中 a_{21}、a_{22}、a_{11}、a_{12}——低、高压绕组铝到铝辐向厚度（即减去纸包绝缘厚度）；

a_0——高低压绕组间铝到铝油道宽度（即加纸包绝缘厚度）；

a_{20}、a_{10}——分别为低、高压绕组段间铝到铝油道宽度（即减去纸包绝缘厚度）；

r_{0p}——高、低压绕组间油道平均半径；

r_{2p}、r_{1p}——低、高压绕组平均半径；

r_{20p}、r_{10p}——低、高压绕组中油道平均半径；

N_{21}、N_{22}——低压绕组内外线层 M_2、N_2 总匝数。

上述各数长度单位为 cm，并参见图 6-9 和图 6-10。

(3) 求出 $\frac{H}{\lambda} = \frac{33.394}{5.425} = 6.16$。

查表 6-22 得洛氏系数 $\rho = 0.95$ $\left(\text{或用下式近似计算 } \rho \approx 1 - \frac{a_0 + a_1 + a_2}{\pi H'}\right)$

又查表 6-23 得附加电抗系数 $K = 1$。

表 6-22 洛氏系数

H/λ	0.6	0.8	1	1.2	1.4	1.6	1.8	2	2.5
ρ	0.55	0.64	0.69	0.74	0.77	0.8	0.82	0.84	0.87
H/λ	3	3.5	4	5	6	8	10	20	30
ρ	0.89	0.91	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.984	0.99

表 6-23 10kV 级（Yyn0）变压器附加电抗系数表

容量/kVA	≤80	100～315	400～500	630～800	1000～1250	1600
附加电抗系数 K	0.96	1	1.04	1.08	1.12	1.16

注：500kVA 及以上产品，阻抗电压设计时，尽量不取正偏差；但若为 1250kVA，采用双侧引出电抗系数不变，设计时尽量取正偏差。

表 6-24 35kV 级（Yyn0）变压器附加电抗系数表

容量/kVA	50	100～630	800～1000	1250～1600
附加电抗系数 K	0.95	1	1.03	1.08

注：1250kVA 变压器如果采用双侧引出，电抗计算值尽量取正偏差。

表 6-25 10～35kV 级（Yd11）变压器附加电抗系数表

低压绕组型式	层式	连续式	螺旋式
附加电抗系数 K	1.02	1.02	1.05

(4) 计算电抗压降

$$U_x\% = \frac{49.6fNI_\phi\rho K\sum D}{H_p' e_t} \times 10^{-6}(\%)$$

$$= \frac{49.6 \times 50 \times 57 \times 144.3 \times 23.98 \times 0.95 \times 1}{4.053 \times 33.394 \times 10^6}$$

$$= 3.44\% \tag{6-1}$$

式中　f——工频，取 $f=50$Hz；

N——额定分接时总匝数；

I_ϕ——额定相电流（A）；

e_t——每匝电压（V/匝）；

K——附加电抗系数，是考虑引线电抗增大的系数，由表 6-23～表 6-25 查取；

$\sum D$——漏磁演化宽度（cm）；

H_p'——高、低压线圈平均有效电抗高（cm）。

(5) 计算电阻压降

$$U_r\% = \frac{P_k'}{10S}\% = \frac{2105}{10 \times 100}\% = 2.105\%$$

式中　P_k'——75℃时负载损耗（W）；

S——变压器额定容量（kVA）。

(6) 计算阻抗电压

$$U_k\% = \sqrt{U_x^2 + U_r^2}\%$$

$$= \sqrt{3.44^2 + 2.105^2}\%$$

$$= 4.033\%$$

阻抗电压的允许误差值，按部颁标准规定为±10%，但由于制造时，影响阻抗的因素较多，故一般计算时，误差控制在 3%～4%以下。

电抗计算，往往不能一次计算就能符合要求，需做适当的调整。频率和电流是不可调整的，电抗压降的调整有三种方法：①调整匝数 N 及每匝电压 e_t。当电抗值偏大时，可增加每匝电压 e_t，e_t 增大，匝数 N 必然会减少，从而达到降低电抗的目的。若使 e_t 改变，需调整磁通密度和铁心直径，故这种方法变动较大，一般都不采用。②调整漏磁演化宽度 $\sum D$ 及高低压线圈平均有效电抗高度 H_p'。当电抗值偏大时，可增加 H_p'，随之 $\sum D$ 必然缩小。调整导线的 $a \times b$ 尺寸及调整段数均可达到调整 H_p' 及 $\sum D$ 的目的。③调整高低压线圈间的距离，在满足绝缘最小距离情况下，增减高低压绕组间的距离，可使电抗值增大或减少。这种方法浪费材料，最好不用。

6.2.4 铁心计算

绕组几何尺寸确定后，即可计算铁心各部分的几何尺寸和铁心硅钢片重量（见图 6-11）。

1. 铁心窗高

$$H_W = H_1 + 2h_1 = H_2 + 2h_2$$

式中，h_1、h_2 分别见表 6-26 及表 6-27。

查得 $h_2=15$，$h_1=20$，取 $h_2=19.5$，$h_1=20$，则

$$H_W = (341 + 2 \times 19.5)\text{mm}$$
$$= (340 + 2 \times 20)\text{mm}$$
$$= 380\text{mm}$$

2. 心柱中心距

$$M_0 = D_{14} + b_4$$

从表 6-27 中查得 $b_4=8$，取 $b_4=9$，则

$$M_0 = (246 + 9)\text{mm}$$
$$= 255\text{mm}$$

3. 铁轭高

$$h_y = (1.05 \sim 1.22)S_c/T \times 10^2\text{mm 热轧}$$
$$h_y = a_{max}(\text{mm})\text{ 冷轧}$$
$$= 125\text{mm}$$

式中 T——铁心总叠厚（mm）；

S_c——铁心净截面积（cm^2）；

a_{max}——最大级心柱宽（见表 6-11）（mm）。

4. 轭截面

$$S_y = K_D h_y T(\text{热轧})$$
$$S_y = S_c(\text{冷轧}) = 113.3\text{cm}^2$$

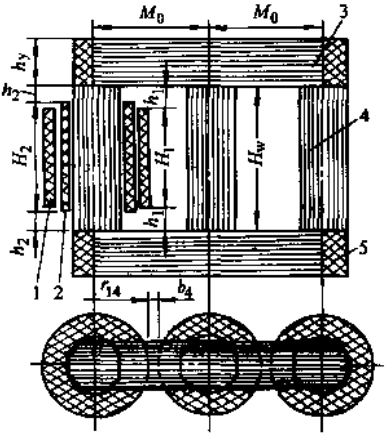


图 6-11 铁心尺寸

1—高压绕组 2—低压绕组 3—铁轭部分 4—心柱部分 5—心柱与铁轭交角部分 M_0—铁心柱中心距 H_W—窗高 r_{14}—高压绕组外半径 b_4—高压绕组异相之间的距离 H_1—高压绕组几何高度 H_2—低压绕组几何高度 h_1—高压线圈至铁轭的绝缘距离 h_2—低压绕组至铁轭的绝缘距离 h_y—铁轭高度

表 6-26 低压绕组对铁心的主绝缘尺寸

低压绕组电压等级/kV	绕组型式	尺寸/mm				高压绕组电压等级/kV
		b_3	δ_2	h_2	$h_4$①	
0.4	层式	1.0	1.0	15	—	≤10
0.4		1.0	1.0	25	—	15
0.4		1.0	1.0	55	—	35
3，6		9	3.0	25	15	≤10
3，6		9	3.0	30	18	15
3，6，10		10	3.0	55	33	35
15		14	3.0	55	33	35

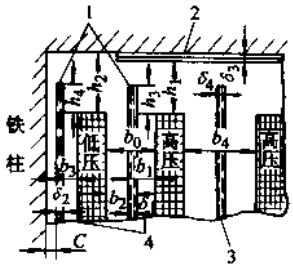
（续）

低压绕组电压等级/kV	绕组型式	尺寸/mm				高压绕组电压等级/kV
		b_3	δ_2	h_2	$h_4$①	
0.4，3，6	螺连	9.5	3.5	35	20	≤15
0.4，3，6，10	旋续	10	3.5	55	33	35
15	式式	14	3.5	55	33	35

① 未注明的尺寸按结构要求确定。

表 6-27　高压绕组主绝缘尺寸

电压等级/kV		≤10		15		35		≤15	35
绕组型式		层式						连续式	
联结法		Y③	D	Y③	D	Y③	D	Y 或 D	Y 或 D
尺寸/mm	b_0	9		13		27①		16	27
	δ_1	2.5		3		4		3.5	4
	b_1	0		0		15～13		6	15～13
	b_2	6.5		10		8～10		6.5	8～10
	h_1	20		30		70（65）②		35	65
	h_3	8		18		48（43）②		20	50
	δ_3	2		2		2		0	3
	b_4	8	12	12	15	20	27	17	27
	δ_4	0	2	0	2	0	3	3	3



1—绝缘筒
2—铁轭绝缘隔板
3—相间隔板
4—撑条

① 指低压绕组至高压绕组静电屏的尺寸。

② $h_1=70$，$h_3=48$ 时，高压导线为漆包线，$h_1=65$，$h_3=43$ 时为纸包线。

③ 中性点在外层引出。

式中 K_D——铁心叠片系数。

5. 铁心重

心柱重 $G_c=3\rho_{Fe}H_WS_c\times10^{-4}=3\times7.65\times380\times113.3\times10^{-4}$kg

$=99$kg

铁轭重 $G_y=4\rho_{Fe}M_0S_y\times10^{-4}=4\times7.65\times255\times113.3\times10^{-4}$kg

$=88.4$kg

四角重 $G_\Delta=2\rho_{Fe}h_yS_c\times10^{-4}$kg（热轧）；冷轧时 G_Δ 可查表 6-11，叠片系数 $K_D=0.93$ 时，$G_\Delta=23.3$kg。

式中 ρ_{Fe}——硅钢片密度，热轧时 $\rho_{Fe}=7.55\times10^3$kg/m³，冷轧时 $\rho_{Fe}=7.65\times10^3$kg/m³。

铁心总重 $G_{Fe}=G_c+G_y+G_\Delta$

$=(99+88.4+23.3)$ kg$=210.7$kg

6. 磁通磁密计算

(1) 总磁通

$$\Phi_m=e_1\times10^2/2.22=4.053\times10^2/2.22=182.5676\text{T}\cdot\text{cm}^2$$

(2) 心柱磁通密度

$$B_{mc}=\Phi_m/S_c=182.5676/113.3=1.6114\text{T}$$

轭磁通密度

$$B_{my}=\Phi_m/S_y(\text{T})(\text{热轧})$$

$$B_{my}=B_{mc}(\text{冷轧})=1.6114\text{T}$$

7. 单位损耗及励磁伏安

按 B_{mc}、B_{my}分别由表 6-4 及表 6-8 查取

得

$$P_c(\text{W/kg})=1.831$$

$$P_y(\text{W/kg})=1.831$$

$$q_c=q_y(\text{VA/kg})=20.12$$

$$q_y''(\text{VA/cm}^2)=0.282\text{ 因 }B_y''=\frac{B_{my}}{\sqrt{2}}=\frac{1.6114}{\sqrt{2}}$$

$$=1.1394\text{T，查表 6-9 可得}$$

$$q_c'=q_y'(\text{VA/cm}^2)=2.83$$

式中 P_c——心柱每千克铁损（W/kg）；

q_c——心柱每千克励磁伏安（VA/kg）；

q_c'——心柱接缝伏安（VA/cm²）；

P_y——铁轭每千克铁损（W/kg）；

q_y——铁轭每千克励磁伏安（VA/kg）；

q_y'——铁轭接缝伏安（VA/cm²）；

q_y''——对应于$\frac{1}{\sqrt{2}}$铁心磁通密度的斜接缝伏安（VA/cm²）。

8. 铁损计算

$$P_0 = K_0(G_{Fe})P_c(冷轧)$$

式中　K_0——空载损耗工艺系数，见表 6-28 得冷轧硅钢片 $K_0=1.4$

故　$P_0=1.4\times210.7\times1.831W=540W$

$$P_0=K_0\left(G_c+\frac{G_\Delta}{2}\right)P_c+\left(G_y+\frac{G_\Delta}{2}\right)P_y\ (对热轧片)$$

表 6-28　空载损耗工艺系数 K_0

铁心直径/mm			≤125	130～200	205～360
K_0	冷轧	35Q220	1.5	1.4	1.3
		35Z165	1.7	1.6	1.5
	热　轧		1.15		

注：热轧硅钢片一般为直接缝，轭为矩形，冷轧硅钢片一般为斜接缝或半斜接缝，轭与心柱相同。

在计算铁损时，如果未查到表格，也可按以下公式近似估算，例如对 DR255-35 硅钢片

$$P_c' = 1.05 \times 1.15 \times B_c^2$$

上式是因 DR255-35 硅钢片在磁通密度为 1T 时的单位损耗为 1.05W/kg。单位损耗的增长与磁通密度的二次方成正比，所以式中乘以 B_c^2 或 B_y^2。又考虑到硅钢片经过加工后，损耗要有额外的增加，乘以 1.15 作为损耗增加系数。

1）心柱部分的空载损耗 P_c，按下式计算：

$$P_c = \left(G_c + \frac{1}{2}G_\Delta\right) \times P_c'$$

上式中将心柱与铁轭交角的重量 G_Δ 的一半，归到心柱重量 G_c 内计算损耗。

2）铁轭硅钢片在铁轭磁密 B_y 下的单位损耗 P_y'，按下式估算：

$$P_y' = 1.05 \times 1.15 \times B_y^2$$

3）铁轭部分的空载损耗 P_y 按下式计算：

$$P_y = \left(G_y + \frac{1}{2}G_\Delta\right) \times P_y'$$

上式中将心柱与铁轭交角的重量 G_Δ 的一半，归到铁轭重量内计算损耗。

4）求得的空载损耗 P_0 如果不符合标准的规定，需调整铁心直径 D，当直径 D 增大，并保持磁通密度不变时，由于铁心尺寸增大，使得空载损耗和硅钢片重量要增大，由于线圈的匝数的减小，使得导线重量、负载损耗、阻抗电压则要降低。当直径 D 减小时，与上述结果相反。

9. 空载电流计算

(1) 热轧硅钢片铁心　空载电流 I_0 是以额定电流百分数表示的。它由两部分组成：一部分是供给硅钢片中所消耗的能量的电流，称为有功分量 I_r；另一部分是供给硅钢片中建立磁通的电流，称为无功分量（磁化电流）I_X。

1) 有功分量 I_r 由空载损耗 P_0 及额定容量 S 按下式计算：

$$I_r\% = P_0/(S \times 10)$$

2) 无功分量（磁化电流）I_X 的计算。先根据心柱和铁轭中的磁通密度从表 6-7～表 6-9 查出铁心各部分及其气隙的单位磁化容量，再根据铁心各部分的重量、截面积、接缝气隙数和额定容量 S，按下式计算：

$$I_X\% = \left[q_c\left(G_c + \frac{1}{2}G_\Delta\right) + q_y\left(G_y + \frac{1}{2}G_\Delta\right) + 3q_c'A_c + 4q_y'A_y\right]/(S \times 10)$$

式中　q_c、q_y——心柱、铁轭的单位磁化容量（根据 B_c 及 B_y 从表 6-8 中查取）；

G_c、G_y、G_Δ——心柱、铁轭、交角的重量；

A_c、A_y——心柱、铁轭的截面积；

3、4——心柱、铁轭中的气隙数（见图 6-12a）。

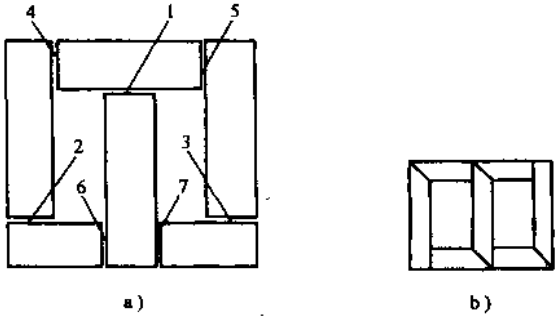


图 6-12　心柱、铁轭中的气隙数

a) 热轧硅钢片接缝处的气隙　1、2、3—心柱中的三个气隙

4、5、6、7—铁轭中的四个气隙　b) 冷轧硅钢片铁心

3) 空载电流 $I_0\%$ 由有功分量 $I_r\%$ 及无功分量 $I_X\%$ 按下式计算：

$$I_0\% = \sqrt{(I_r\%)^2 + (I_X\%)^2}$$

(2) 冷轧硅钢片铁心（见图 6-12b）

1) 励磁伏安

$$Q_m = G_{Fe}q_{c(y)} = 210.7 \times 20.12 = 4239\text{VA}$$

2) 接缝伏安

$$Q_j = 4A_c(q_c' + \sqrt{2}\,q_y') = 4 \times 113.3(2.83 + \sqrt{2} \times 0.282)\text{VA}$$
$$= 1464\text{VA}$$

3) 空载电流无功分量

$$I_X\% = \frac{Q_m + Q_J}{10S}\% = \frac{4239 + 1464}{10 \times 100}\% = 5.7\%$$

4) 空载电流有功分量

$$I_r\% = \frac{P_0}{10S}\% = \frac{540}{10 \times 100}\% = 0.54\%$$

5) 空载电流

$$I_0\% = \sqrt{I_r^2 + I_X^2}\% = \sqrt{5.7^2 + 0.54^2}\% = 5.73\%$$

(3) 全斜接铁心　目前在变压器设计过程中，全斜接铁心的空载电流计算值比实测值大一倍左右，这是由于对空载电流的计算公式中数值选取得不确切之故。全斜接铁心和直接缝铁心结构不同，如果仍以直接缝结构去选取数值，必然要产生很大的误差。由于变压器空载电流的有功电流分量 $I_r\%$ 的选取是一定的。但无功电流分量

$$I_X\% = K_m \frac{qG + q' A_c' N}{10S}\%$$

中单位重量磁化容量 q 的选取虽是一定的，但其他数据对于斜接缝和直接缝就不同了（全斜接铁心的心柱和铁轭截面积相等，故 q 即 q_c 或 q_y，q' 即 q_c' 或 q_y'）。

1) 接缝单位面积磁化容量 q'。由图 6-13 可知，在直接缝铁心中主磁通 Φ_m 垂直于接缝面，因而接缝面积就是心柱面积 A_c，则接缝磁通密度 $B_c = \Phi_m / A_c$。但在全斜接铁心中，主磁通 Φ_m 通过斜接缝面积 A_c'（见图 6-14a），则 $B_c' = \Phi_m / A_c' = B_c \cos\alpha$。当 $\alpha = 45°$ 时，$B_c' = B \times \cos 45° = B_c / \sqrt{2}$。因此、$q'$ 应根据 B_c' 求得，显然是减小了。

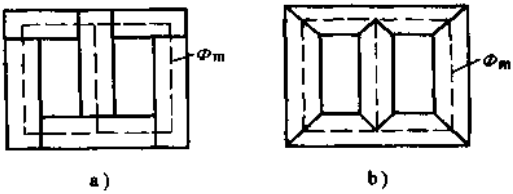


图 6-13　直接缝铁心和全斜接铁心

a) 直接缝铁心　b) 全斜接铁心

2) 接缝面积。由上面分析可知，边柱斜接缝面积 $A_c' = A_c / \cos\alpha$，比直接缝面积大，为后者的 $1/\cos\alpha$ 倍。

而中柱 V 形斜接缝面积由图 6-14b 可知，当 $\alpha \neq \beta$ 时　$A_c' = A_{c1}' + A_{c2}' = \frac{A_{c1}}{\cos\alpha} + \frac{A_{c2}}{\cos\beta}$

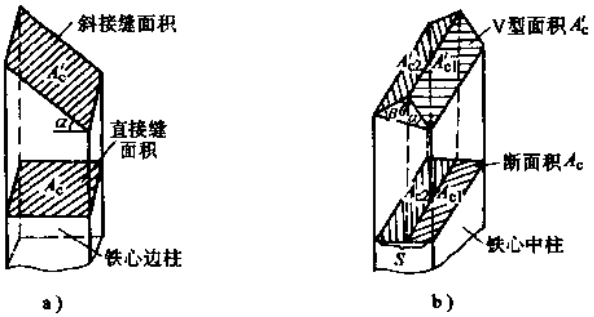


图 6-14 全斜接面积

a）铁心边柱 b）铁心中柱

当 $\alpha=\beta$ 时，$A_c'=\frac{A_{c1}}{\cos\alpha}+\frac{A_{c2}}{\cos\alpha}=\frac{A_c}{\cos\alpha}$

接缝面积是增大了。

3）斜接缝数 N。铁心接缝的多少直接影响空载无功电流的大小。由图 6-13 可知，直接缝结构中接缝数如果等于 7，则全斜接结构中应减少一个等于 6。因为全斜接铁心中柱的两端是两个 V 形接缝，相当于两个接缝，而直接缝铁心中柱的两端，其一端为一个接缝，另一端必为两个接缝。

4）附加系数 K_m。无功电流的附加系数主要是考虑到冷轧硅钢片中与辗压方向不一致，而多消耗无功电流所增加的。全斜接缝铁心中，磁通在接缝中与辗压方向不是垂直的，因而附加系数小到可以近似为 1，而不能大于 1.2。

由此可知，虽然 A_c' 增大，但 q' 下降更明显；而 N 与 K_m 均减小，因此无功电流 I_X 必下降，从而空载电流计算值将与实测值接近了。

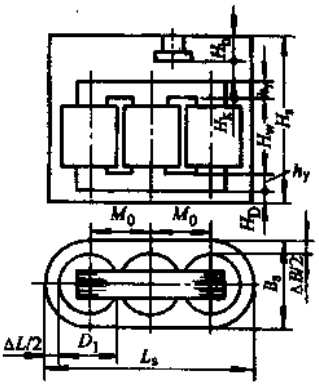


图 6-15 油箱尺寸图

6.2.5 油箱及热计算

1. 油箱高（见图 6-15）

$$H_s = H_w + 2h_y + H_D + H_k + H_h$$

从表 6-29 查得 $\Delta h=H_D+H_k+H_h=180\text{mm}$

$$H_s = (380 + 2 \times 125 + 180)\text{mm} = 810\text{mm}$$

H_h 按分接开关型号而异，一般为 130～200，见表 6-30。但武汉长虹和泰普电器厂制造的 SWXH40-10/63-3 和 SWXH42-10/63-3 型无励磁横向切换调压分接开关

的 H_h 高度可减小（见图 6-16）。详见第 5 章第 5.4.1 节无励磁分接开关部分叙述。

2. 油箱长

$$L_s = 2M_0 + D_{14} + \Delta L$$

从表 6-29 查得 $\Delta L = 54$，则

$$L_s = (2 \times 255 + 246 + 54)\text{mm} = 810\text{mm}$$

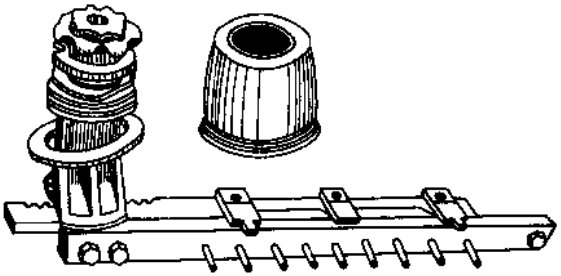


图 6-16　横向切换无励磁调压分接开关

表 6-29　ΔB、ΔL、Δh 值表　(mm)

高压电压等级/kV	容量/kVA	ΔB	ΔL	Δh①
10	≤500	50～70	50～60	180
	630～6300	70～180	60～80	
35	50～6300	150～200	140～150	290

① 是指由开关决定的最小尺寸，同时低压大电流产品需视低压引出线的实际情况适当加大，$\Delta h = H_D + H_k + H_h$。

注：油箱宽＝高压绕组外径＋ΔB

油箱长＝高压绕组外径＋$2M_0 + \Delta L$

油箱高＝上铁轭顶面高＋Δh

表 6-30　箱盖下分接开关高 H_h　(mm)

分接开关型号	H_h	分接开关型号	H_h
SWX-13-10/120	130	SWY-21-10/120	130
SWX-15-15/120	150	SWY-22-15/120	150
SWX-17-35/60	215	SW-16-15/120	141
SWX-18-10/240	180	SW-23-35/120	200
SWX-19-15/240	200		

3. 油箱宽

$$B_s = D_{14} + \Delta B$$

从表 6-29 查得 $\Delta B=59$，则

$$B_s = (246 + 59)\text{mm} = 305\text{mm}$$

4. 油箱箱壁面积

$$\begin{aligned} S_B &= [2(L_s - B_s) + \pi B_s]H_s \times 10^{-6} \\ &= [2(810 - 305) + 3.14 \times 305] \times 810 \times 10^{-6}\text{m}^2 \\ &= 1.577\text{m}^2 \end{aligned}$$

5. 箱盖面积

$$\begin{aligned} S_G &= \left[(L_s - B_s)B_s + \frac{\pi}{4}B_s^2\right] \times 10^{-6} \\ &= \left[(810 - 305) \times 350 + \frac{\pi}{4} \times 305^2\right] \times 10^{-6}\text{m}^2 \\ &= 0.227\text{m}^2 \end{aligned}$$

6. 油管计算

其结构参数如图 6-17 所示。

(1) 油管排布　采用单排管 $A=600$，$C=50$，$R=125$，共 40 组，即 $m=40$。

(2) 每根油管长

$$\begin{aligned} L &= [(A + 2C + 174) - (2 \times 3 + 2)] \times 10^{-3} \\ &= [(600 + 2 \times 50 + 174) - (2 \times 3 + 2)] \times 10^{-3}\text{m} \\ &= 0.866\text{m} \end{aligned}$$

(3) 油管散热表面积

$$\begin{aligned} S_g &= 0.1256Lm = 0.1256 \times 0.866 \times 40\text{m}^2 \\ &= 4.35\text{m}^2 \end{aligned}$$

式中　m——沿油箱壁周围排管的组数；

L——各排油管展开长之和（m）

$$L = \sum[(A + 2C + 174) - (2\delta + 2)];$$

n——油管排数≤3；

δ——箱壁厚（mm）。

油箱壁上安装散热扁油管时，应注意考虑下列尺寸：①沿水平方向管距为 35mm；②沿油箱高度方向管距为 75mm；③扁管为 14×54.82（mm×mm）管壁厚度为 1.6mm；④扁管弯曲内半径为 125mm。

7. 油箱总的有效散热面积

$$\sum S = 0.75S_G + (S_g + S_B)K_1K_2$$

从表 6-31 中查得 $K_1=0.814$，$K_2=1$，则

$$\sum S = [0.75 \times 0.227 + (4.35 + 1.577) \times 0.814 \times 1]\text{m}^2 = 5\text{m}^2$$

8. 油温升计算

表 6-31　K_1、K_2 值

n	K_1	K_2
1	0.814	1
2	0.739	0.96
3	0.711	0.94

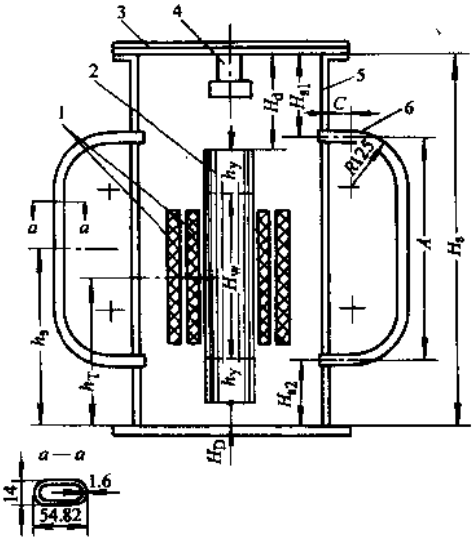


图 6-17　油箱高度断面尺寸

1—绕组　2—铁心　3—箱盖　4—分接开关　5—箱壁　6—散热管

h_y—铁轭高度　H_W—窗高　H_D—铁心垫脚厚度

H_d—铁轭至箱盖之间的空隙　H_S—油箱高度　A—散热管中心距

C—散热管水平部分　h_T—发热中心　h_S—散热中心

H_{S1}—散热管上口至箱盖的距离　H_{S2}—散热管下口至箱底的距离

(1) 发热中心高度（见图 6-15 和图 6-17）

$$h_T = (H_W + 2h_y) \times \frac{1}{2} + H_D$$

$$= \left[(380 + 2 \times 125) \times \frac{1}{2} + 15\right]\text{mm} = 330\text{mm}$$

(2) 散热中心高度

$$h_s = \frac{1}{2}A + H_{s2}$$

$$= \left(\frac{1}{2} \times 600 + 140\right)\text{mm} = 440\text{mm}$$

(3) 油箱单位热负荷

$$q_y = [P_0 + 1.032P_k(75℃)]/\sum S$$
$$= \frac{540 + 1.032 \times 2105}{5} W/m^2 = 542.5 W/m^2$$

式中 $\sum S$——总散热面积 (m^2)；

P_k——已考虑附加损耗的负载损耗 (W)。

(4) 油对空气平均温升 可查表 6-32 或按下式计算：

表 6-32 变压器绕组对油温差及油平均温升表

$\tau_{xy}=0.065q_x^{0.8}$ (层式)		$\tau_{xy}=0.358q_x^{0.6}$ (连续式，外线柱)		$\tau_{xy}=0.41q_x^{0.6}$ (连续式，内线柱)		$\tau_y=0.262q_y^{0.8}$	
q_x/(W/m²)	τ_{xy}/℃	q_x/(W/m²)	τ_{xy}/℃	q_x/(W/m²)	τ_{xy}/℃	q_y/(W/m²)	τ_y/℃
570	10	247～268	10	197～214	10	251～257	22
575～600	10.5	269～290	10.5	215～232	10.5	258～264	22.5
605～630	11	291～313	11	233～250	11	265～271	23
635～660	11.5	314～336	11.5	251～268	11.5	272～278	23.5
665～685	12	337～360	12	269～288	12	279～286	24
690～720	12.5	361～385	12.5	289～308	12.5	287～293	24.5
725～760	13	386～411	13	309～328	13	294～301	25
765～795	13.5	412～437	13.5	329～349	13.5	302～309	25.5
800～830	14	438～464	14	350～370	14	310～317	26
835～865	14.5	465～491	14.5	371～392	14.5	318～325	26.5
870～900	15	492～519	15	393～414	15	326～332	27
905～930	15.5	520～548	15.5	415～437	15.5	333～340	27.5
935～970	16	549～577	16	438～461	16	341～347	28
975～1010	16.5	578～607	16.5	462～485	16.5	348～355	28.5
1015～1050	17	608～638	17	486～509	17	356～363	29
1055～1090	17.5	639～669	17.5	510～533	17.5	364～370	29.5
1095～1130	18	670～701	18	534～559	18	371～378	30
1135～1170	18.5	702～733	18.5	560～585	18.5	379～386	30.5
1175～1210	19	734～766	19	586～611	19	387～393	31
1215～1240	19.5	767～800	19.5	612～637	19.5	394～401	31.5
1245～1280	20	801～834	20	638～665	20	402～409	32
1285～1320	20.5	835～868	20.5	666～693	20.5	410～417	32.5
1325～1370	21	869～903	21	694～721	21	418～425	33
1375～1410	21.5	904～939	21.5	722～749	21.5	426～433	33.5

（续）

$\tau_{xy}=0.065q_x^{0.8}$（层式）		$\tau_{xy}=0.358q_x^{0.6}$（连续式，外线柱）		$\tau_{xy}=0.41q_x^{0.6}$（连续式，内线柱）		$\tau_y=0.262q_y^{0.8}$	
q_x/(W/m²)	τ_{xy}/℃	q_x/(W/m²)	τ_{xy}/℃	q_x/(W/m²)	τ_{xy}/℃	q_y/(W/m²)	τ_y/℃
1415～1460	22	940～980	22	750～777	22	434～441	34
1465～1500	22.5	981～1012	22.5	778～807	22.5	442～449	34.5
1505～1540	23	1013～1049	23	808～837	23	450～457	35
1545～1580	23.5	1050～1087	23.5	838～867	23.5	458～465	35.5
1585～1625	24	1088～1125	24	868～898	24	466～474	36
1630～1670	24.5	1126～1164	24.5	899～929	24.5	475～482	36.5
1675～1720	25	1165～1204	25	930～960	25	483～490	37
1725～1760	25.5	1205～1244	25.5	961～992	25.5	491～499	37.5
1765～1800	26	1245～1284	26	993～1024	26	500～507	38
1805～1840	26.5	1285～1325	26.5	1025～1057	26.5	508～515	38.5
1845～1880	27	1326～1367	27	1058～1090	27	516～524	39
1885～1925	27.5	1368～1409	27.5	1091～1124	27.5	525～532	39.5
1930～1970	28	1410～1451	28	1125～1158	28	533～541	40
1975～2000	28.5	1452～1495	28.5	1159～1192	28.5	542～550	40.5
		1496～1538	29	1193～1227	29	551～559	41
						560～567	41.5
						568～575	42

$$\tau_y = 0.262q_y^{0.8} = 0.262 \times 542.5^{0.8}℃ = 40.5℃$$

(5) **最高油面温升修正温差 $\Delta\tau$**　先算出 K_0，$K_0=\frac{h_T}{h_S}+0.00634\tau_y=\frac{330}{440}+0.00634\times40.5\approx1$

然后再按表 6-33 查出 $\Delta\tau=4.5℃$。

表 6-33　$\Delta\tau$ 值表

K_0	0.67	0.71～0.8	0.81～0.88	0.89～0.94	0.95～0.99	1～1.02	1.03～1.05	1.06～1.1	1.11～1.15	1.16～1.18
$\Delta\tau$/℃	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	6	7	8

(6) **油面最高温升**

$$\tau_S = 1.2\tau_y + \Delta\tau = 1.2 \times 40.5 + 4.5$$

$$= 53.1℃ < 55℃$$

9. 绕组单位热负荷

低压 $S_2 = [\pi(r_{21}+2r_{24}) - mt]H_2' \times 10^{-6}$

$= [\pi(68.5+2\times87.5) - 8\times10] \times 329.9\times10^{-6}m^2$

$= 0.226m^2$

$$q_{x2} = \frac{1.032P_{k2}}{3S_2} = \frac{1.032\times763}{3\times0.226}W/m^2 = 1158W/m^2$$

高压 $S_1 = [2\pi(r_{12}+r_{13}+r_{14}) - 2mt]H_1' \times 10^{-6}$

$= [2\pi(101.5+105.5+123) - 2\times16\times10] \times 337.98\times10^{-6}m^2$

$= 0.593m^2$

$$q_{x1} = \frac{1.032P_{k1}}{3S_1} = \frac{1.032\times1242}{3\times0.593}W/m^2 = 721W/m^2$$

式中 P_k——被计算的一个线圈 75℃ 时的负载损耗（W），1.032 是将 P_k 由 75℃ 折算成 85℃ 的系数；

S——被计算的一个线圈有效散热面（m^2），由表 6-34 查取。

计算时应当注意，线圈内撑条掩盖的表面不计算在内。如线圈直接绕在硬纸筒上，则此面不考虑散热，线圈内垫 1mm 软纸筒，纸筒内靠铁心，此时散热面按一半计算。有效散热面按表 6-34 计算。

表 6-34 S 值表

内线柱	内有 1mm 软纸筒	$S = [\pi(r_{21}+2r_{22}+2r_{23}+2r_{24}) - 3mt]H_2'$
	无	$S = [2\pi(r_{21}+r_{22}+r_{23}+r_{24}) - 4mt]H_2'$
外线柱	绕在硬纸筒上	$S = [2\pi(r_{12}+r_{13}+r_{14}) - 2mt]H_1'$
	没有硬纸筒	$S = [2\pi(r_{11}+r_{12}+r_{13}+r_{14}) - 3mt]H_1'$

注：r_{21}、r_{22}、r_{23}、r_{24}、r_{11}、r_{12}、r_{13}、r_{14}见图 6-7 所示。H_2'、H_1' 为低、高压线圈有效高度；m 为撑条根数；t 为撑条宽度（m）。计算时按表 6-20 撑条数加倍。

10. 线圈对油的平均温升

低压 $\tau_{xy2} = 0.065q_{x2}^{0.8} = 0.065\times1158^{0.8}℃ = 18.5℃$

高压 $\tau_{xy1} = 0.065q_{x1}^{0.8} = 0.065\times721^{0.8}℃ = 13℃$

式中 q_{x2}、q_{x1}——低压线圈和高压线圈单位面积散热量（单位热负荷）。

11. 线圈校正温度计算

由线段厚度造成的内温差

$$\tau_{\Delta J} = \alpha\beta\left(\frac{a_{max}}{10}\right)^2 J^2 \text{（一般 } a_{max} \geqslant 1.5\text{cm 时才计入）}$$

对于铝导线 $\alpha = 0.3$，从表 6-35 查得

$\beta = 0.97$（低压）和 $\beta = 1.03$（高压），故

低压　$\tau_{\Delta J2}=0.3\times0.97\times\left(\frac{19}{10}\right)^2\times1.74^{2}℃=3.2℃$

高压　$\tau_{\Delta J1}=0.3\times1.03\times\left(\frac{17.5}{10}\right)^2\times2.04^{2}℃=4℃$

式中　α、β——内温差系数，α 取决于导线材料，对铜线圈 $\alpha=0.181$，对铝线圈 $\alpha=0.3$。β 取决于线段层间绝缘厚度的内温差系数，由表 6-35 查取。

a_{max}——该线圈最厚线段的厚度。

表 6-35　β 值表

层间绝缘 DLZ-12 电缆纸层数	1	2	3	4	5	7 以上
β	0.94	0.97	1.0	1.03	1.05	1.1

12. 线圈对空气平均温升

低压　$\tau_{x2}=\tau_{xy2}+\tau_{\Delta J2}+\tau_y=18.5+3.2+40.5$

$=62.2℃<63℃$（线圈温升标准规定为 65℃，如考虑到制造裕度，一般最高都算到 63℃）

高压　$\tau_{x1}=\tau_{xy1}+\tau_{\Delta J1}+\tau_y=13+4+40.5$

$=57.5℃<63℃$

6.2.6　变压器的重量计算

1. 变压器器身的占空体积 V_T

当 630kVA 及以下且为 10kV 时

$$V_T=\left(\frac{G_{Cu}+G_{Fe}}{6}\right)K=\frac{2.5\times45.5+210.7}{6}\times1.2\times10^{-3}m^3$$

$$=64.98\times10^{-3}m^3$$

当 630kVA 及以下且为 35kV 时

$$V_T=\left(\frac{G_{Cu}+G_{Fe}}{4.75}\right)K$$

当 800kVA 及以上时

$$V_T=\left(\frac{G_{Cu}+G_{Fe}}{5.3}\right)K$$

式中　G_{Cu}——各线圈带绝缘铜导线总重（kg），对铝线变压器将 G_{Cu} 换成 $2.5G_{Al}$；

G_{Al}——各线圈带绝缘铝导线总重（kg）；

G_{Fe}——硅钢片总重（kg）；

K——杂类系数，铜线 $K=1.15$，铝线 $K=1.2$；

5.3、4.75 和 6——器身平均密度（kg/$10^{-3}m^3$）。

2. 油箱容积

$$V_S=S_GH_S=0.227\times810m^3=183.9(10^{-3}m^3)$$

3. 油箱内油重 $G_{箱油}=(V_S-V_T)\times0.9=(183.9-64.89)\times0.9\approx107kg$

4. 散热扁管内油重 $G_{管油}=0.48L_g$ (kg) $=0.48\times34.64=16.6kg$

式中 0.48——14×54.82 扁管每米油重 (kg)；

L_g——散热扁管总长 (m)。

5. 储油柜内油重

储油柜尺寸和储油量 $G_{储油}$，可按油箱和散热扁管油重和的10%计，使用时油重约占5%，可由表6-36查取。

表 6-36 储油柜重量及油重表

直径 /mm	长度 /mm	变压器总油重 /kg	储油柜中油重 /kg	储油柜钢件重 /kg	直径 /mm	长度 /mm	变压器总油重 /kg	储油柜中油重 /kg	储油柜钢件重 /kg
	400	90	5	9		800	1100	52	100
ϕ180	500	115	6	10		900	1230	58	104
	600	137	7	11	ϕ440	1000	1370	65	108
	400	176	8	13		1200	1640	77	115
	500	220	11	14		1400	1920	90	122
ϕ250	600	265	13	15		1600	2190	103	129
	700	310	16	16		900	2370	112	132
	800	353	18	17		1000	2630	124	135
	600	405	20	65		1200	3150	148	140
	700	475	24	68		1400	2680	173	145
ϕ310	800	542	27	71	ϕ610	1600	4200	200	150
	900	610	30	74		1800	4740	224	155
	1000	678	34	77		2000	5260	248	160
	1100	745	37	80		2500	6600	300	170

本例选用 ϕ180×600 储油柜，则储油重量

$$G_{储油}=7kg$$

6. 总油重

$$G_{油}=G_{箱油}+G_{管油}+G_{储油}$$
$$=(107+16.6+7)kg=131kg$$

如果变压器较大，需用散热器散热时，则用散热器油重 $G_{散油}$ 代替扁管油重 $G_{管油}$。如果有净油器，则总油重还需加净油器内油重 $G_{净油}$。

7. 器身重

$$G_{铁} = (G_{Fe} + G_{Cu})K = (210.7 + 45.5) \times 1.2\text{kg}$$
$$= 307.5\text{kg}$$

式中　K——杂类系数，铜线 $K=1.15$，铝线 $K=1.2$。

8. 油箱及附件重

(1) 箱壁重

$$G_{壁} = 7.85\delta l_2 H_S$$
$$= 7.85\delta[\pi B_S + 2(L_S - B_S)]H_S$$
$$= 7.85\delta(2\pi R + 2L)H_S$$
$$= 7.85 \times 0.03 \times (2\pi \times 1.54 + 2 \times 5.05) \times 8.1\text{kg}$$
$$= 37.7\text{kg}$$

式中　l_2——油箱周长（10^{-1}m）；

δ——油箱壁厚度（10^{-1}m）；

H_S——油箱高度（10^{-1}m）；

R——油箱壁平均半径（10^{-1}m）；

L——油箱直线部分长度（10^{-1}m）；

B_S——油箱宽（10^{-1}m）；

L_S——油箱长（10^{-1}m），见图 6-15。

(2) 箱盖重

$$G_{盖} = 7.85\delta_g(\pi R^2 + 2RL)$$
$$= 7.85 \times 0.06 \times 22.7\text{kg}$$
$$= 10.7\text{kg}$$

式中　δ_g——箱盖厚度（10^{-1}m）。

(3) 箱底重

$$G_{底} = 7.85\delta_d(\pi R^2 + 2RL)$$
$$= 7.85 \times 0.04 \times 22.7\text{kg}$$
$$= 7.1\text{kg}$$

式中　δ_d——箱底厚度（10^{-1}m）。

(4) 油管重量

$$G_{管} = 1.52L_g = 1.52 \times 34.64\text{kg}$$
$$= 52.65\text{kg}$$

式中　1.52——14×54.82 扁管每米重量（kg）；

L_g——散热扁管总长（m）。

(5) 套管重

$$G_{套管} = (4 \times 0.8 + 3 \times 3.2)\text{kg} = 12.8\text{kg}$$

(6) 储油柜重

$$G_{储} = 11\text{kg}$$

因此，油箱和附件重

$$\begin{aligned} G_{箱} &= (G_{壁} + G_{底} + G_{吸} + G_{管})K \\ &= (10.7 + 7.1 + 37.7 + 52.65) \times 1.2\text{kg} \\ &= 129.74\text{kg} \end{aligned}$$

式中 K——杂类系数，为 1.2。

9. 变压器总重

$$\begin{aligned} G_{\Sigma} &= G_{铁} + G_{油} + G_{箱} + G_{套管} + G_{储} \\ &= (307.5 + 131 + 129.74 + 12.8 + 11)\text{kg} \\ &= 592\text{kg} \end{aligned}$$

式中，$G_{储}$、$G_{套管}$可由表 6-36、表 6-37 查出。

表 6-37 套管重量表 (kg)

电压/kV / 电流/A	1kV	3～10kV	35kV
300	0.8	3.2 (4.1)	20 (22)
400	1.4	4.1 (5.0)	22 (25)
600	1.9	4.4 (5.5)	25 (27.5)
800	5.2	9.0 (10)	27 (28)
1000	6	11 (12)	28 (30)
1200	6.7	12.9 (14)	29 (32)
2000	12.6	19 (20)	32 (34)
3000	14	21 (22)	34 (36)

6.3 中小型变压器微机优化设计

6.3.1 设计程序介绍

随着变压器优化设计的深入，许多科研院所及变压器制造厂家都编制出了各种各样的优化设计软件，给变压器制造厂家带来了许多经济效益。本书介绍的软件包为中小型电力变压器的电磁计算优化设计。程序包含了容量小于或等于 31 500kVA，电压为 35kV 及以下的所有电力变压器电磁计算。程序设计了五大模块，分别为：

1) 10kV 级 30～250kVA；

2) 10kV 级 315～500kVA；

3) 10kV 级 630～1 600kVA；

4) 35kV 级 50～630kVA；

5) 35kV 级 800～31 500kVA。

10kV 级 30～1 600kVA 全部按照沈阳变压器研究所的新 S9 设计原则进行程序设计，其中：30～500kVA 高低压绕组采用层式结构，高压绕组为椭圆形结构；630～1 600kVA高压绕组采用层式结构，低压绕组为特殊螺旋式结构。

程序设计界面采用了全中文界面，提供了符合国家标准的性能参数以及平时设计的经验数据，在界面上供设计人员更改。在界面设计中，设计了铁心用硅钢片牌号选择对话框，以及铁心直径是以 1mm 为步长递增，还是以 5mm 为步长递增的选择对话框。

微机主设计的程序框图如图 6-18 所示。

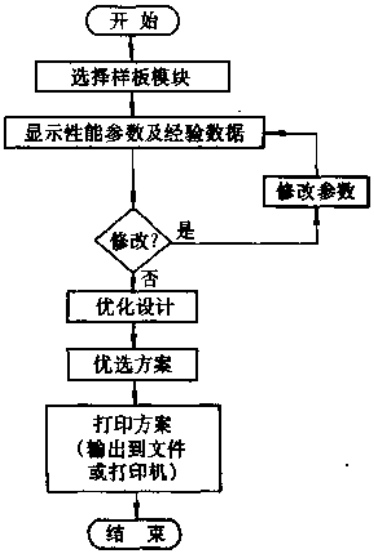


图 6-18　微机主设计程序框图

本程序设计时也考虑了系列化设计方法，每个铁心直径选取三个最优方案。如果本铁心直径无可行解，则打印出跳出循环的参数，说明主要是哪一个性能参数不合格，以方便设计人员调整输入参数，得到可行解。如果有可行解，即在显示屏或打印机上打印出本直径的可行解个数及三个最优解的成本、性能等参数。优化设计完成后，要求设计人员选择所打印的设计方案编号，以便打印出一份完整的计算单。设计人员可直接选择成本最低的方案，也可以选择某一个指定铁心直径的设计方案。

6.3.2　应用范围及计算实例

本程序编译成直接运行的程序以后，可在各种具有中文版 WINDOWS 的计算机上运行。

下面举一个实例来说明应用本程序计算所带来的效益。

【例 6-1】　产品型号为 S9-400/35～0.4，输入的性能参数如下：

空载损耗 P_0=740W，负载损耗 P_k=5760W，空载电流 I_0=1.3%，阻抗电压 U_k=6.5%，铁心材料采用 35Z145。

使用本程序进行计算，用铁心直径以 1mm 和 5mm 为步长进位分别进行计算，其结果见表 6-38。

表 6-38　计算数据比较表

步长	直径 /mm	铜重 /kg	硅钢片重 /kg	油箱重 /kg	油重 /kg	总重 /kg	成本 /元
以 5mm 为步长	170	279.2	604.5	428	567	2015	15398
以 1mm 为步长	172	260.2	598.8	421	555	1960	14753

从表 6-38 可以看出，用 ϕ172mm 的铁心直径计算的成本是用 ϕ170mm 的铁心直径计算出的成本的 95.8%，节约材料 4.2%。以上计算均采用了优化设计的铁心截面。如果仍用手册上的铁心直径和截面，其材料成本较用 ϕ172mm 的铁心直径计算出的成本高 15%左右。由此可见，用本方法节材效果相当可观。

广东韶关变压器厂、华南工学院等目前已编制和使用了优化设计软件，不但可节约成本约 10%～15%，而且节约材料和缩短了产品设计周期，保证了设计质量。

6.4 设计中的逆推法

变压器设计中，为了确定满足标准性能参数的最终方案，许多参数需要进行反复的调整与计算。由于变量较多，因此，设计者需要花费相当大的精力，才能确定出符合标准的方案。如果采用“逆推法”，便可节省运算时间，较快地完成变压器的电磁计算部分。

所谓“逆推法”就是把标准的性能参数或者合同中规定的参数作为已知条件，反推出满足该条件的各种数据或尺寸。现举例说明逆推法在设计中的应用。

6.4.1 饼式绕组阻抗电压的确定

阻抗电压是变压器性能参数中最为重要的一个参数之一，涉及的变量较多，调整起来最为费力。采用逆推法，则可以较迅速而准确地确定满足阻抗电压要求的各种变量。

首先分析一下电抗压降参数特点，其公式如下：

$$u_x\% = \frac{49.6fIN\Sigma D_r\rho k_x}{e_t H_k \times 10^6} \tag{6-2}$$

上式中符号意义请见第 6.2.3 节绕组计算即式（6-1）。

对于给定型号的变压器来说，上式中 f、I、k_x 均为定值。当铁心及磁通密度选定后，N、e_t 也为定值，而对于一般电力变压器来说，ρ 变化范围较小（一般在 0.95 附近），也可视为常量。因此，上式中可以进行调节的参数只有 ΣD_r 及 H_k。由于 ΣD_r 与绕组辐向尺寸有直接关系，而 H_k 与轴向尺寸有直接关系，因此，调整 ΣD_r 及 H_k 就是调整绕组辐向与轴向尺寸，主要是通过调整线规来实现。由式（6-2）可得

$$\frac{\Sigma D_r}{H_k} = \frac{u_x\% e_t \times 10^6}{49.6fIN\rho k_x} \tag{6-3}$$

令

$$\frac{u_x\% e_t \times 10^6}{49.6fIN\rho k_x} = K \tag{6-4}$$

可得

$$\Sigma D_r = KH_k \tag{6-5}$$

所以漏磁面积与电抗高度成线性关系。

运用逆推法时，首先根据阻抗电压标准值或合同指定值，以及负载损耗求出标准电抗电压值，即：$u_x\%_{(标)} = \sqrt{u_{b(标)}^2 - (P_{f1(标)}/10S_e)^2}$

将 $u_x\%$代入式（6-4），求出 K，然后确定 D_r。计算 D_r 时，需要求出高低压辐向

尺寸。

对于高压绕组，可根据分接匝数确定其每段匝数及总段数，调高压主要通过调整线规。对于低压为连续式绕组，须根据经验初选总段数，然后确定出每段匝数。因此，调连续式低压绕组，调整线规，或调整段数。对于低压为螺旋式绕组，则主要是调整线规。根据电流密度大小初选高低压线规，$a_1\times b_1'$ 及 $a_2\times b_2'$，再求出高低压辐向尺寸 B_1 和 B_2，算出 D_r，根据式（6-5）求出高低压平均电抗高度 H_k。若高低压绕组都为连续式时，可将 H_k 视为高低压绕组高度；若低压为螺旋式时，则低压绕组高度为 $H_k+(20\sim40)$。假设绕组最初油道选为该电压等级下的最小值，则高低压导线总高度便可求得，用导线总高度除以段数，即得高低压线规宽度近似值，查线规表即可确定高低压线规宽度 b_1、b_2，从而确定出合乎阻抗电压值的线规，$a_1\times b_1$ 及 $a_2\times b_2$；若 b_1/a_1 及 b_2/a_2 超出允许的比值范围，则通过调整垫块高度并重选 b_1、b_2，使 b_1/a_1 及 b_2/a_2 控制在比值范围之内。对于 110kV 以下绕组垫块，若高压垫块小于 4mm 或大于 5mm，则垫块选为 4mm，线规保持不变，求出电抗高度 H_1，再根据低压绕组形式，求出低压电抗高度 H_2，并确定平均电抗高度 H_k，再根据式（6-5）求出 $\sum D_r$，进而求出低压辐向尺寸 B_2，确定低压线规厚度 a_2。再根据低压绕组高度求出宽度 b_2，从而最终确定低压线规。对于低压为连续式绕组，或者保持原先 a_2 不变，根据 B_2，调整每段匝数，改变总段数；如果低压垫块小于 3.5mm 或者大于 5mm，则只需调整低压线规及段数。

当高低压线规及段数满足要求后，即可按正常程序计算阻抗电压值。若因满足其他性能参数需重调线规时，只要保持 K 值不变即可。

实践证明，采用上述方法调整阻抗电压，最多重复三次即可成功。

6.4.2　选取散热管根数的逆推法

油的散热面积包括油箱散热面积及油管散热面积。首先计算出油箱散热面积 A_x，再根据油箱高度，确定中心距 H，求出校正系数 a，最后用逆推法求出油管总散热面积。

首先确定油最高平均温升

$\tau_{max}=63-\tau_q$（τ_q 为高低压绕组对油温升较高的一个）。

再根据 τ_{max} 查出校正温升 $\Delta\tau$。

由 $\theta_{ymax}=1.2\tau_y+\Delta\tau=53°$，求得 $\tau_y=\dfrac{53-\Delta\tau}{1.2}$。因 $\tau_y=0.262q_y^{0.8}$，求得 $q_y=\sqrt[0.8]{\dfrac{\tau_y}{0.262}}$，又因 $q_y=\dfrac{P_0+1.032P_k}{\sum A}$，可得

$$\sum A=\frac{P_0+1.032P_k}{\sqrt[0.8]{\dfrac{\tau_y}{0.262}}}$$

以上公式符号意义见第 6.2.5 节热计算部分。

于是，散热管面积 $A_s=\sum A-A_x$，散热管总长度为 $L_s=A_s/0.1256$。

根据中心距 H_x 选取散热管，首先假定一排管。根据油箱所能安排下的管数，求出总长度 L_s'。若 $L_s'\geqslant L_s$，即可采用一排管；否则，采用二排或三排管。

6.4.3 铁心的逆推计算法

按国家标准规定，变压器的空载损耗是一个定值。要从设计上降低变压器材料的损耗，除了结构上的改进外，必须使硅钢片和导线的电磁性能得以充分的利用。也就是说，在满足变压器技术参数的条件下，要尽可能使铁心中的磁通密度 B 及导线的电流密度 j 取最大值。

从这点出发，找出硅钢片的磁通最大，且满足变压器空载损耗时的铁心重量与铁心直径、铁心窗高及铁心柱中心距之间的关系。

1. 铁心重量 G_{Fe} 的计算

铁心重量可由下式得出：

$$G_{Fe}=\frac{P_0}{K_1P_1} \tag{6-6}$$

式中 P_0——铁心空载损耗（W）；

K_1——铁心附加损耗系数；

G_{Fe}——铁心重量（kg）；

P_1——铁心单位损耗（W/kg）。

要充分利用硅钢片的导磁性能，就必须在计算时将磁通密度 B 取得较高。因此，当铁心磁通密度 B 确定之后，其单位损耗 P_1 就是已知的了。而铁心附加损耗系数 K_1 根据铁心直径和厂家的工艺条件确定。一般情况下，100～500kVA 变压器的附加损耗系数 K_1 可取 1.25；630～1600kVA 的变压器可取 1.2（详见表 6-21）。根据以上条件，某容量的变压器铁心重量 G_{Fe} 不必做繁琐的计算，可按式（6-6）算出。

2. 铁心直径 D 的计算

由公式 $e_t=\frac{U_2}{N_2}$，$B=\frac{45e_t}{A}$，可得

$$A=\frac{45U_2}{N_2B} \tag{6-7}$$

式中 e_t——每匝电动势（V）；

U_2——低压绕组相电压（V）；

N_2——低压绕组匝数；

A——铁心有效截面积（cm^2）；

B——铁心磁通密度（T）。

由于低压绕组相电压 U_2 及铁心磁通密度 B 已确定，可选取适当的低压绕组匝数 N_2，由式（6-7）计算出铁心有效截面积 A。

铁心直径与其圆面积的关系为

$$D = 2\sqrt{\frac{A_0}{\pi}}$$

而铁心几何截面积为

$$A' = f_0 A_0$$

铁心有效截面积为

$$A = K_0 A'$$

因此有

$$D = 2\sqrt{\frac{A}{K_0 f_0 \pi}}$$

式中　A_0——铁心圆面积（cm^2）；

A'——铁心几何截面积（cm^2）；

D——铁心直径（cm）；

K_0——铁心叠片系数；

f_0——铁心圆面积利用系数。

令$\frac{1}{K_0 f_0}=k$，则有

$$D = 2\sqrt{k\frac{A}{\pi}} \tag{6-8}$$

当铁心叠片系数 K_0 取 0.97，且铁心硅钢片片宽尾数为 0 和 5 时，对于某一铁心直径，k 值变化很小。根据推算，铁心直径在 ϕ120～300 时，k 值的范围在 1.09～1.13 之间，其规律是铁心直径小时，k 值较大；铁心直径大时，k 值较小。

因此，只要选择合适的 k 值，就可以按式（6-8）计算出铁心直径。

需要说明的是，计算出的铁心直径，其尾数不一定是 0 或 5，为求最省材的铁心直径，在算出之后，取整即可。

6.5　高阻抗变压器的设计窍门

变压器的电抗压降的计算公式为［即（6-1）式］

$$U_x\% = \frac{49.6 f I N \sum D \rho K}{e_t H_K \times 10^6}\%$$

式中　I——相电流（A）；

N——绕组匝数；

$\sum D$——漏磁场折算面积；

ρ——洛氏系数；

H_K——绕组电抗高度（cm）；

e_t——每匝电动势。

K——附加电抗系数，见表 6-23～表 6-25。

$N=U/e_t$，而 $e_t=B_mA_c/450$，所以

$$U_X=\frac{502.2UI\sum D\rho}{B_m^2A_c^2H_K}\%$$

式中 U——相电压（V）；

B_m——心柱磁通密度（10^{-4}T）；

A_c——心柱截面积（cm^2）；

H_K、$\sum D$、ρ 同上。

可以认为变压器电抗压降 U_X 和铁心截面积 A_c 的二次方成反比。因此，在设计高阻抗变压器时，一般的思路是取较小的铁心截面，这样可使阻抗有较大幅度的提高，但因此则往往使空载损耗偏小，铁心材料得不到充分的利用，同时也增加了线材用量。

萍乡变压器厂设计了一台 315kVA/6.3kV 高阻抗变压器，阻抗电压为10%。为了充分利用铁心材料，减少线材耗量，采用了和统一设计的 315kVA/6～10kV 变压器相同的铁心直径，低压线规也相同，但低压绕组为 4 层，以降低轴向高度，增加幅向厚度。该产品主要结构参数如下：

铁心直径 $D=\phi160$，窗高 $H_W=375$，中心距 $M_0=415$；低压绕组线规 ZLB-4.25×16，4 根并绕，35 匝，4 层，每层 8.75 匝，段间油道为 4.5；高压绕组线规 ZLB-3×7.1，577 匝，14 层，两个段间油道均为 4.5。

铁心轭柱长度比 $b/a=415/525=0.79$，与理想轭柱长度比 0.75 接近。

该产品已经试验合格出厂。高阻抗 315kVA/6.3kV 和统一设计的标准阻抗 315/6.3 变压器性能参数对比见表 6-39 材料消耗对比见表 6-40。

按现行市场价电工钢片 9.4 元/kg，铝线 19 元/kg，变压器油 2.4 元/kg 计算，高阻抗变压器每台可降低成本 202 元，经济指标是好的。

表 6-39 性能参数对比

类别	标准值	315/6.3 统一设计	315/6.3 高阻抗	
		设计值	设计值	实测值
空载电流（%）	2	0.74	1.2	0.79
空载损耗/W	760	773	747	664
负载损耗/W	4800	4772	4818	5026
阻抗电压（%）		3.95	10.2	10.4

表 6-40 材料消耗对比

类别	315/6.3 统一设计	315/6.3 高阻抗
电工钢片重/kg	500	419
导线重/kg	140	164
变压器油重/kg	360	403
总重/kg	1470	1464

第7章　变压器室尺寸和通风计算

7.1　概述

20世纪90年代以来，城市电力网35kV、110kV甚至220kV高压伸入市区人口稠密地带，城网变电所建设力度加大，布点增多。根据《城市电力网设计导则》的要求，由于城网变电所位处市中心，承担重要的供电负荷，而所区布置占地面积小，且要考虑与城市周围建筑风格相协调，还应考虑噪声对市区环境的影响，故城网变的设计一般采用全户内型布置。另外，城市电力网中，在高层建筑内部设置了手拉手供电的开闭所或独立设置开闭所、配电所，在开闭所和配电所内装有油浸或干式变压器；在变电所内的所用变压器，目前因为不少实行无人值班，将所用变压器布置在室内或高压开关柜内；在污秽地区（如水泥厂、石灰厂、化肥厂等），供电的变电所也必须放在室内；在箱式变电站内，变压器也放在箱形室内。以上这些变压器都放在室内，相应地通风散热问题就突显出来了。

全户内型布置的城网变电所与传统设计的变电所最大的区别是将主变压器由户外布置移到户内布置。主变压器是变电所的主要设备，尤其是高电压、大容量的电力变压器被放置于户内后，能否同户外布置一样，达到额定出力，其关键是解决通风散热问题。因此，如何把变压器在运行中产生的大量热量通过变压器室的自然通风排出室外，保证变压器的正常运行，是判别全户内型城网变电所设计优劣的一项重要指标。但以前关于通风散热方面资料较少，设计上也较疏忽，以至造成已设计的室内运行的变压器温度过高，不得不降低出力运行，并且经常处在非正常状态下运行，给管理工作增加了很多工作量，并且增加了运行费用。有的需要多次停电来进行改造，墙壁多处挖洞，强加大功率的排风机等。由于是事后采取各种补救设计，使得现场布置零乱，外观不雅，并且增加了功率损耗。这种情况，目前屡见不鲜。为此本章准备对城网变电所变压器室的自然通风和强迫通风进行传热与流动的机理分析，研究变压器室散热、变压器本身结构、变压器室进排风口面积与位置以及变压器室高度等之间的相互关系，并对常见变压器室设计模式进行分析和比较，并介绍用诺模图或公式进行计算的方法。

7.2　用图计算通风

变压器在运行中的热量必须及时散掉，室内散热可用自然通风散热，也可强迫通风散热。下面介绍这两种通风的主要系统计算和结构参数以及装置的选用。

7.2.1　计算公式和诺模图

1. 变压器室内通风的主要符号（见图 7-1）

Q_v——总散热流量（kW）；

P_v——变压器损耗（kW）；

V——空气流速（m/s）；

A_1、A_2——空气进/出口截面积（m^2）；

$\Delta\theta_L$——空气温升（K），$\Delta\theta_l = t_2 - t_1$；

H——热源与出口中心高度（m）；

Q_W、Q_D——室内墙壁与天花板的散热量；

A_W、A_D——面积（m^2）；

K_W、K_D——加墙壁与天花板传热系数［(W/(m^2·K)］；

W——墙壁；

D——天花板；

V_L——空气流率（m^3/s 和 m^3/h）。

2. 设计前提

1）按国标 GB1094.1—1996 和 IEC76《电力变压器》及 GB6450—1986 和 IEC726《干式变压器》标准，要求变压器室内温度应不超过 40℃。

2）不论变压器有否装设冷却风机，均应按变压器的最大损耗进行通风设计。

3）为获得最有效的散热，应从变压器的底部引入冷风，从冷风口的相对位置的变压器室的上方排出热空气。

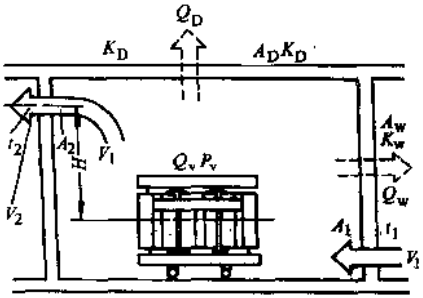


图 7-1 变压器室通风的主要符号

3. 计算

变压器室内的总损耗

$$P_v = P_0 + 1.2P_{k75}(S_{AF}/S_{AN})^2$$

式中 P_0——空载损耗；

P_{k75}——运行温度 75℃ 时的负载损耗；

1.2——按高压绕组为 B 级绝缘，低压绕组为 F 级考虑的系数；

S_{AN}——自然冷却的额定容量（kVA）；

S_{AF}——风冷却的额定容量（kVA）。

总需散热量

$$Q_v = P_v = Q_{v1} + Q_{v2} + Q_{v3}$$

式中 Q_{v1}——空气中的自然散热量；

Q_{v2}——通过墙壁和天花板的散热量；

Q_{v3}——强迫通风的散热量。

$Q_{v1}=0.098A_{1,2}\sqrt{H\Delta\theta_L}$，如图 7-2 诺模图所示。

7.2.2　自然通风散热计算实例

已知，$Q_{v1}=P_v=10\text{kW}$，$H=5\text{m}$，$\Delta\theta_L=t_2-t_1=15\text{K}$（通常出现的情况），求空气流速空气进出口断面积 $A_{1,2}$。

计算，采用图 7-2 诺模图，从 $Q_{v1}=10\text{kW}$ 和 $\Delta\theta_L=15\text{K}$ 的两点做一条直线。该直线与空气流率 V_L 标尺的交点读数为 $0.58\text{m}^3/\text{s}$，即为欲求的空气流率。以该直线与中线的交点和 $H=5\text{m}$ 的点所做直线交 $A_{1,2}$标尺的交点读数为 0.78m^2，即为欲求的空气导管截面积。

诺模图中已考虑截面积、进风侧的 10～20mm 网眼的格栅和出风侧固定百页窗的阻力。若通流部分中有其他阻力时，应增加截面积，使其有一定的余度。如果在出风侧加装网状格栅，应把求得的通流截面积增加 10%。

流经墙壁和天花板的散热量为

$$Q_{v2}=0.7A_WK_W\Delta\theta_W+A_DK_D\Delta\theta_D$$

式中　K_W、K_D——传热系数，见表 7-1；

$\Delta\theta_W$、$\Delta\theta_D$——室内外温差。

Q_{v2}散热量比 Q_{v1}要小得多，可以忽略不计。

Q_{v3}因为是自然通风，所以等于零。

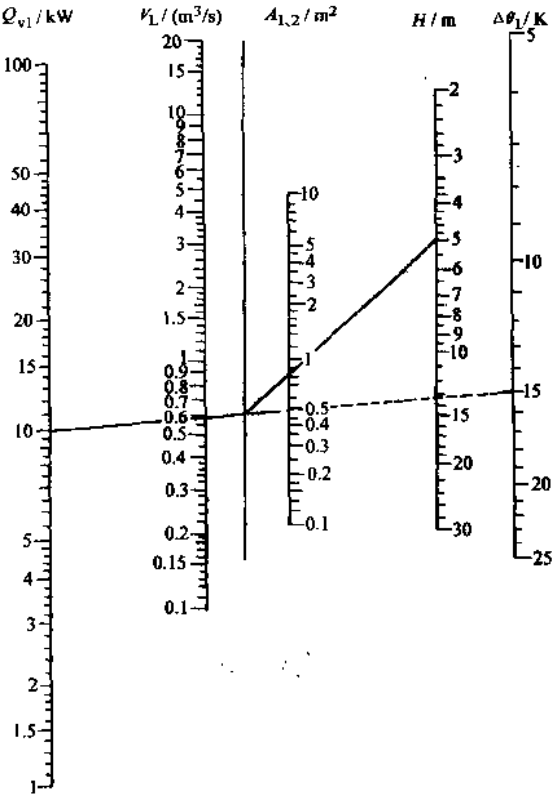


图 7-2　自然通风的诺模图

7.2.3　强迫通风散热计算实例

采用强迫通风时，散热量 Q_{v3}在总散热中所占的比例通常均比 Q_{v1}和 Q_{v2}要大，因此，可以认为 $Q_{v3}=P_v$，而把 Q_{v1}和 Q_{v2}作为安全裕度来

对待。

表 7-1 常用建筑材料不同厚度时的传热系数

材料	轻型混凝土墙			砖墙			混凝土			金属	玻璃	木质		
厚度/cm	10	20	30	10	20	30	10	20	30	—	—	2	5	10
传热系数/(W/(m²·K))	1.7	1.0	0.7	3.1	2.2	1.7	4.1	3.4	2.8	5.8	5.8	3.3	2.0	1.2

$$Q_{v3}=V_L c\rho_L\Delta\theta_L$$

式中 c——空气的比热容，1.015kJ/(kg·K)；

ρ_L——空气在 20℃ 的密度，为 1.18kg/m³。

按上述公式可画出图 7-3 的诺模图。空气导管中的空气速度一般取为 10m/s，变压器室中的变压器不多时，取 0.6～0.7m/s 也是许可的。

空气导管采用白铁皮或塑料（不是聚氯乙烯）。如果进出风管要穿过挡火墙，在穿越处应加装防火挡板。进出风管的网状格栅应能防止其他杂物和小动物进入，并应制成可调式，以适应通风流量的变化。空气格栅全开启的有效截面仅为通流截面的 60%，故计算通流截面还应乘以系数 1.7。

风机应从通风系统的数据中按所需的总压降选用合适的离心或轴流风机。可采用消声器以降低风机的噪声。风机功率可按下式求得：

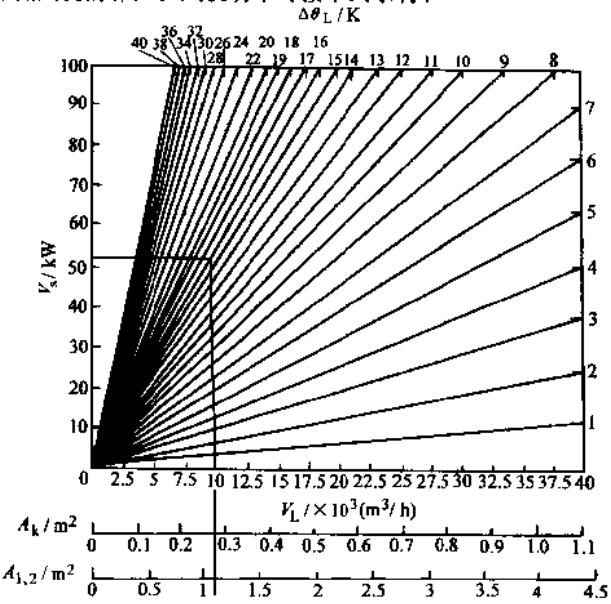


图 7-3 强迫通风的诺模图

$$\bar{p}=\frac{pV_L}{3.6\times10^6\eta}$$

式中　p——通风系统的总压降（Pa）；

η——风机效率，取 0.7～0.9。

通风系统的总压降由流动（摩擦）压降 p_R 和加速压降 p_B 组成。

p_R 包括通风直管中的摩擦阻力（管长乘单位摩擦阻力）以及弯头、分支管、格栅、变流截面的局部阻力所产生的压降之和。计算时取表 7-2 的中间值。

p_B 由下式计算：

$$p_B=0.61V_k^2$$

式中　$V_k=V_L/3600A_k$（m/s）；

A_k——导管通流截面（m^2）（见图 7-3 和图 7-4）。

风机功率计算实例（见图 7-4）如下：

已知变压器室中装有 4 台 1000kVA 变压器，热量 $Q_v=P_v=4\times12.9kW=51.6kW$。

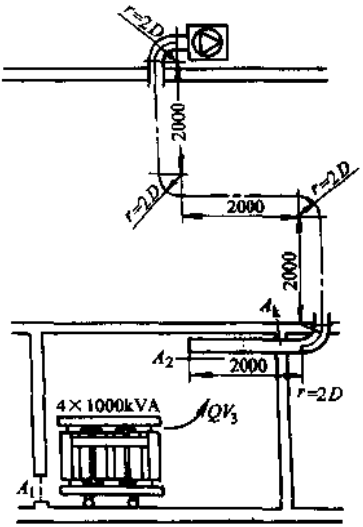


图 7-4　强迫通风系统实例

进风的最高温度按要求为 40℃。若当地最低的进风温度 t_1 高于40℃，则应把进风预冷却，或降低变压器的运行容量，或变压器按较高的大气温度设计。

空气温升 $\Delta\theta_L$ 取 16K。

采用图 7-3 诺模图，从已知条件可查得

空气流率 $V_L=10000m^3/h$；

导管截面积 $A_k=0.28m^2$；

空气进/出口截面积 $A_{1,2}=1.12m^2$；

空气流速 V 则为

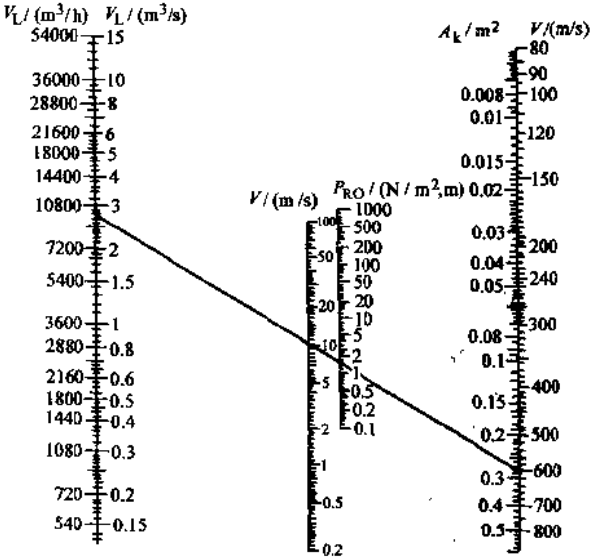


图 7-5　在空气温度为 20℃ 和空气密度为 1.18kg/m^3 时空气导管中压降计算诺模图

10m/s。

通风系统见图 7-4，它包括 1 个排风机，1 个百页窗，4 个 $r=2D$ 的 90°弯头，白铁皮空气导管长度为 8m，其截面积为 0.7m×0.4m，1 个出口格栅和 1 个进口格栅，通流截面积约为 1.12m²。

流动压降 p_R 计算如下：

表 7-2 压降 P_R 的典型值

局部阻力特征	风机	百页窗	格栅	消声器
压降/Pa	40～70	10～50	10～20	50～100

注：风机为固定墙上的风机，并包括百页窗。

空气在矩形或圆形导管中每米的压降，从诺模图的 V_L 和 A_k（矩形）已知值的两点做一条直线，与单位摩擦阻力 p_{R0}标尺的交点读数为 1.5Pa·m，而空气导管

$$p'_R = p_{R0}L = 1.5 \times 8\text{Pa} = 12\text{Pa}$$

从图 7-5 诺模图和表 7-2 中可得各个部件的 p'_R

4 个 90°弯头	4×12
1 个进口网格栅	20
1 个出口网格栅	20
1 个出口百页窗	50
	138Pa

则流动压降 $p_R=\sum p'_R=$（12+138）Pa=150Pa

加速压降 $p_B=0.61\times10^2\text{Pa}=61\text{Pa}$

通风系统总压降

$$p = p_R + p_B = (150 + 61)\text{Pa} = 211\text{Pa}$$

因此，必须选用空气流量为 10000m³/h 和总压头为 211Pa 的风机。

7.3 变压器室自然通风方案选择

7.3.1 物理模型与分析

变压器室示意图如图 7-6 所示，变压器放置室内，进风口设在变压器室底部侧墙，屋顶设排风口。

7.3.1.1 基本假定

1）变压器室室内外温差引起自然对流通风。

2）变压器的损耗所产生的热量由流经变压器室的自然通风带出室外。

3）散热器内部从变压器油到散热器壁面的传热热阻忽略不计。

7.3.1.2 变压器的散热量的计算

变压器损耗所产生的热量使散热器油温逐步升高，由于散热器与周围空气温差

的影响，热量通过对流传给空气，并通过辐射传给周围物体。

变压器的散热量可由下式确定：

$$q_t = C_t t_y^{1.25} \tag{7-1}$$

$$q_t = Q/A \tag{7-2}$$

式中　q_t——单位热负荷（W/m²）；

Q——变压器的损耗（W）；

A——变压器总散热面积（m²）；

C_t——与变压器的表面情况及本身结构和散热室结构有关的常数；

t_y——箱壁温度与空气温度之差，即变压器的温升（℃）。

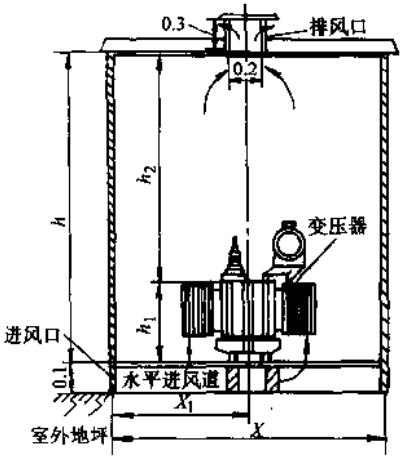


图 7-6　变压器室示意图

7.3.1.3　室内空气的传热与流动

1. 自然通风量计算

自然通风量取决于变压器的散热及室内外空气温差，由下式确定：

$$G = \frac{Q}{c(t_p - t_e)} \tag{7-3}$$

式中　G——自然通风量（kg/s）；

t_p——排风口温度（℃）；

t_e——室外环境温度或进风口温度（℃）；

c——空气比热容，$c=1.01$kJ/（kg·K）。

2. 热浮升力

变压器室内空气由于受热而使其温度高于室外空气温度，从而产生热浮升力。热浮升力可由下式确定：

$$p_f = gh(\rho_e - \rho_n) \tag{7-4}$$

式中　p_f——热浮升力（Pa）；

h——气流高度（m）；

ρ_e——室外空气密度（kg/m³）；

ρ_n——室内空气密度（kg/m³）；

g——重力加速度，$g=9.81$m/s²。

空气密度由下式确定：

$$\rho = \rho_0 \frac{273}{273 + t} \tag{7-5}$$

式中　t——一定状态下空气温度（℃）；

ρ——一定温度下空气密度（kg/m³）；

ρ_0——标准状态下的空气密度（kg/m³）。

3. 气流阻力损耗

沿程阻力损耗由下式确定：

$$p_1 = \lambda \frac{l}{d} \frac{\rho v^2}{2} \tag{7-6}$$

式中 p_1——沿程阻力损耗（Pa）；

λ——摩擦阻力系数，对混凝土风道，$\lambda=0.03$；

l——空气流程长度（m）；

d——当量直径（m）；

v——空气流速（m/s）。

局部阻力损耗由下式确定：

$$p_j = \xi \frac{\rho v^2}{2} \tag{7-7}$$

式中 p_j——局部阻力损耗（Pa）；

ξ——局部阻力系数。

4. 压力平衡方程

要使室内空气进行流动，并带走室内散热量，热浮升力一定要能够克服空气流动的阻力，即

$$p_f \geqslant k\sum(p_1 + p_j) \tag{7-8}$$

式中 k——安全系数，$k=1.1$。

7.3.1.4 基本方程的应用

分析上述基本方程可知，在变压器确定以后，单位热负荷也随之确定。如果确定了变压器油箱的极限温度，自然也对室内空气温度 t_n 的极限值做出了规定。即由式（7-2）求 q_t，再由式（7-1）可知 t_y，就可得 t_n 极限值。

室内空气温度 t_n 确定以后，根据变压器散热以及式（7-3）即可求得流经变压器室的自然通风量，通过式（7-4）求得热浮升力。

结合变压器室的建筑尺寸就能求得自然通风时的气流阻力损失，将热浮升力与气流阻力损失相比较，用式（7-8）可以判断室内空气是否能形成流动，如果热浮升力大于气流阻力，则可以形成气流，并带走室内发热量；反之，如果热浮升力小于气流阻力，则需要对变压器的结构型式进行调整，或改变变压器室的进出风口尺寸，重新进行试算。

7.3.2 理论计算及分析

7.3.2.1 理论计算

1. 变压器温升 t_y 与单位热负荷 q_t 的关系

变压器的单位热负荷 q_t 是与变压器本身结构直接相关的一个重要参数，变压器一旦确定，单位热负荷也就确定下来了。为了保证变压器损耗所产生的热量传递给周围的空气，变压器油箱与周围空气必须有一定的温差（即变压器温升）。

由式（7-1）可得

$$t_y = c_2 q_t^{0.8} \tag{7-9}$$

变压器温升 t_y 与 q_t 的关系曲线如图 7-7 所示。

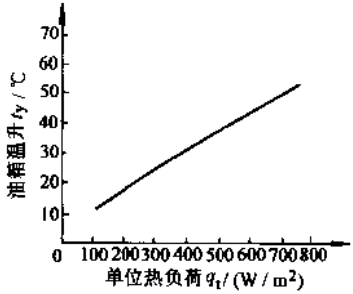


图 7-7　变压器油箱温升与单位热负荷的关系曲线

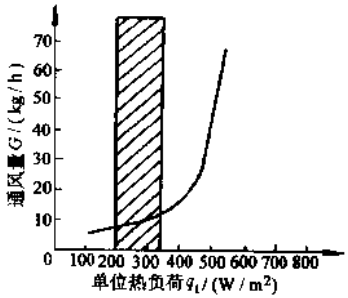


图 7-8　自然通风量与单位热负荷的关系曲线

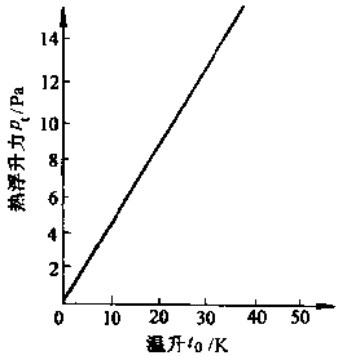


图 7-9　热浮升力与室内空气温升的关系曲线

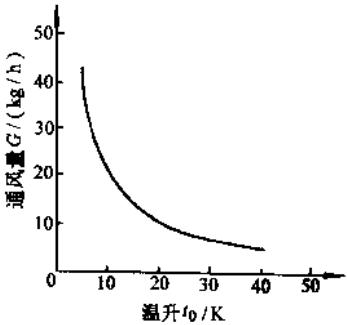


图 7-10　自然通风量与室内空气温升的关系曲线

2. 自然通风量 G 与单位热负荷 q_t 的关系

由式（7-1）～式（7-3）可求得变压器室的自然通风量 G，自然通风量 G 与单位热负荷 q_t 的关系曲线如图 7-8 所示。

3. 热浮升力与室内空气温升的关系

热浮升力是决定室内气流是否形成的重要参数，从式（7-4）知道，热浮升力的大小取决于热气流的高度与室内外空气的密度差，而密度则与温度有关。图 7-9 示出了一定气流高度时，在室外温度为设计室外计算温度时的热浮升力与室内空气温升关系曲线。

4. 自然通风量与室内空气温升的关系

图 7-10 为一定气流高度，室外温度为室外计算温度时，自然通风量与室内空气温升的关系曲线。

5. 典型变压器室气流阻力损耗比较

分析图 7-6 所示变压器室，其阻力损耗由以下几部分组成：

1）空气流过进风口格栅的局部阻力损耗 p_{j1}。

2）空气流过变压器室下部水平风道的沿程阻力损耗 p_1。

3）空气流过排风口口部的局部阻力损耗 p_{j2}。

4）空气流过排风口格栅的局部阻力损耗 p_{j3}，如图 7-11 所示。

通过对典型变压器室进行阻力计算，以总阻力为 100%，各部分的阻力损耗比例见表 7-3。

表 7-3 阻力损耗比较表

阻力损耗名称	阻力损耗所占比例（%）	阻力损耗名称	阻力损耗所占比例（%）
p_{j1}	70.5	p_{j3}	18.9
p_1	1.5	$\sum(p_1+p_j)$	100.0
p_{j2}	9.1		

7.3.2.2 结果分析

1. 单位热负荷的影响

从图 7-8 可以看出，单位热负荷 q_t 对油箱温度影响很大。q_t 越大，变压器温升越大。为了保证变压器正常工作，要求变压器室能保持较低的温度。

从图 7-9 或式（7-4）可以看出，空气的热浮升力与空气的温升直接有关，室内空气温升越高，热浮升力也越大。由于室外空气温度是随气候而定的，在设计时，往往取室外空气计算温度作为基准。因此，要使空气温升加大，即要求室内空气保持较高的温度。

可以看到，上述两方面对室内空气温度的要求是矛盾的。要保证变压器充分散热，变压器温升 t_y 越大越好，即室内空气温度越小越好；要使散热量由自然通风带走，如室内空气温升较小，则必须有较大的自然通风量。通风量增加，阻力损失也相应增加，而热浮升力随空气温升的减小而减小。如阻力损失大于热浮升力，则不会形成自然通风。

因此，要控制变压器的单位热负荷，使室内空气温度有一个合理的值，既要保证变压器充分散热，又要保证自然通风充分形成，并带走变压器的散热量。自然通风量 G 随单位热负荷的增加而增加，随室内空气温升的增加而减小。理论上 q_t 越小越好，但 q_t 受变压器本身结构的影响，q_t 小，散热器面积增加，不仅会增加变压器的体积，还会增加变压器的造价。分析图 7-8，当 q_t 小于 340W/m² 时，G 的变化比较平缓，超过 340W/m² 以后，自然通风量则开始急剧变化。因此，变压器的单位热负荷要尽量控制在 340W/m² 以下。

2. 热浮升力的影响

如上面所述，热浮升力与室内空气的温升有密切关系。另一方面，热浮升力与气流高度成正比，因此，尽量提高变压器室高度是增加热浮升力的有效办法。

3. 阻力损耗影响因素及变压器室的设计

变压器确定以后，实际上也就确定了热浮升力。只有阻力损耗小于热浮升力才能形成自然通风，从而使变压器充分散热。因此，在变压器室设计时，如何减少气流阻力损耗就成了设计的关键问题。气流阻力损耗的影响因素有：

1）气流经过的路程。

2）变压器室进排风口的结构及面积。

3）气流的动压或流速。

其中，1）与 2）与变压器室结构有关，而气流的动压或流速则取决于自然通风量和气流流过的面积。自然通风量越大，流速越大，气流阻力损耗也越大；反之，气流阻力损耗也越小。另一方面，进排风口的面积越大，则气流阻力损耗越小。

表 7-3 为典型变压器室自然通风时的阻力损耗对比，从中可以看出，空气流过进风口格栅的局部阻力损耗 p_{j1} 所占比例最大，而空气流过排风口口部的局部阻力损耗 p_{j2} 和空气流过排风口格栅的局部阻力损耗 p_{j3} 所占比例较小，空气流过变压器室下部水平风道的沿程阻力损耗 p_{l1} 所占比例最小。

因此，要减少气流阻力损耗，就要从减小进风口格栅的局部阻力损耗着手，尽量扩大进风口面积，减小气流流速，以减小两部分阻力损耗。

7.3.3　计算实例

对某市 110kV 仓基变电所自然通风进行计算。

（1）有关参数

变压器损耗 $P=211\text{kW}$

变压器散热面积 $A=700\ \text{m}^2$

变压器散热部分高度 $h_1=3\ \text{m}$

变压器室尺寸 10.0m×9.9m×12.5m

变压器室进风口格栅的局部阻力系数 $\xi=1.5$

变压器室排风口的局部阻力系数 $\xi=0.5$

变压器室排风口格栅的局部阻力系数 $\xi=1.5$

变压器上层油面油温 $t_d=95℃$

变压器室室外空气温度 $t_n=40℃$

（2）计算结果

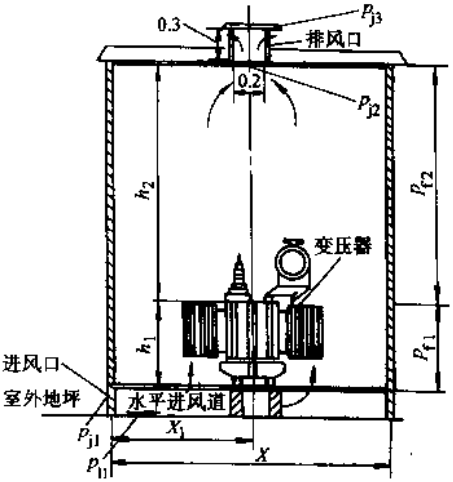


图 7-11　变压器室气流分析图之一

p_{j1}、p_{j2}、p_{j3}—局部阻力损失

p_{l1}—沿程阻力损失

p_{f1}、p_{f2}—浮升力

自然通风量 $G=10.69\text{kg/s}$

室内空气温度 $t_n=60℃$

空气热浮升力 $p_f=7.25\text{Pa}$

空气阻力损失 $p_z=6.29\text{Pa}$

进排风口截面积 $A=6.80\text{m}^2$

7.3.4 几种常见变压器室进风方式比较

目前，常见的变压器室进风方式除图 7-11 所示外，还有图 7-12 和图 7-13 两种方式。

分析这 3 种形式，为保证变压器充分散热，变压器室所需的自然通风量、室内空气温度及热浮升力都一样，惟一不同的是气流阻力损耗。对图 7-11，气流阻力损耗为

$$p_{z1}=\sum(p_l+p_j)$$
$$=p_{j1}+p_{l1}+p_{j2}+p_{j3}$$

对图 7-12 气流阻力损耗为

$$p_{z2}=\sum(p_l+p_j)$$
$$=p_{j1}+p_{l2}+p_{j2}+p_{j3}$$

对图 7-13，气流阻力损耗为

$$p_{z3}=\sum(p_l+p_j)$$
$$=p_{l1}+p_{j1}+p_{l3}+p_{j2}+p_{j3}$$

由于 $p_{l1}=p_{l3}>p_{l2}$，可知

$$p_{z2}<p_{z1}<p_{z3} \qquad (7\text{-}10)$$

从式（7-10）看出，在这 3 种进风方式中，似乎图 7-12 所示方式阻力最小。换言之，图 7-12 所示方式对变压器室散热是最有利的，但是，前面分析表 7-3 所示典型变压器室的阻力损耗比较来看，变压器下水平风道的沿程阻力损耗仅占总阻力损耗的 1.5%，可见，这部分阻力损耗可以忽略不计，因此，

$$p_{z2}=p_{z1}<p_{z3} \qquad (7\text{-}11)$$

从土建结构上看，图 7-12 和图 7-13 所示方式与图 7-11 相比，造价相对较高；从管理上来看，图 7-12 和图 7-13

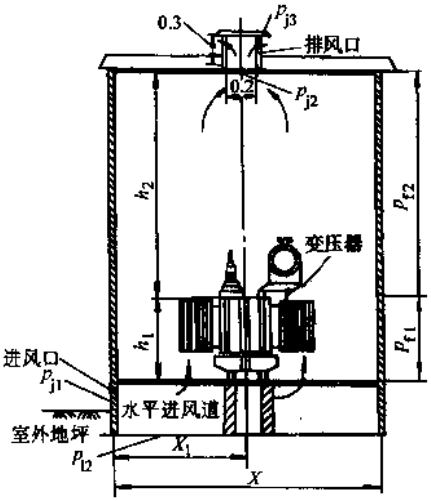


图 7-12 变压器室气流分析图之二

p_{j1}、p_{j2}、p_{j3}—局部阻力损失

p_{l2}—沿程阻力损失 p_{f1}、p_{f2}—浮升力

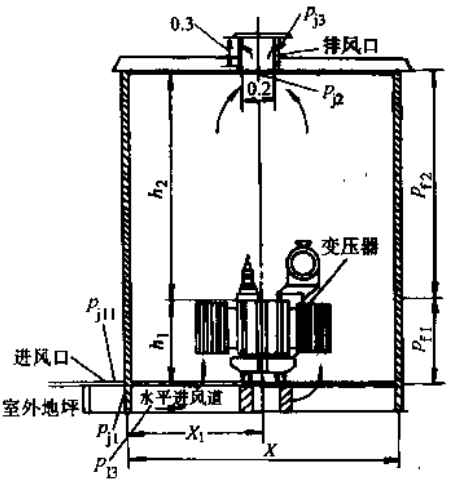


图 7-13 变压器室气流分析图之三

p_{j1}、p_{j2}、p_{j3}—局部阻力损失

p_{l3}—沿程阻力损失 p_{f1}、p_{f2}—浮升力

两种方式的水平风道低于室外地坪，容易积水，综合以上因素说明，图 7-11 所示方式是最有利的散热方式。

计算结果表明：

1）变压器室设计时，要确定合理的变压器单位热负荷 q_r，q_r 以不大于 340W/m² 为宜。

2）变压器室要有一定的高度，以保证室内空气气流有足够的热浮升力，一般以不低于 12m 为宜。

3）要尽量减少气流阻力损耗，特别是进风部位的阻力损耗。

4）对 3 种不同模式的变压器室进风方式选用第一类（图 7-11）进风方式为好。

7.4　干式变压器的通风计算

7.4.1　干式变压器自然通风热平衡计算

置于配电室内干式变压器的散热主要是依靠空气对流和通风。冷空气从下部进入配电室经过变压器的发热体获取热量后成为热空气而从配电室的上部排出形成对角通风。

按照热平衡的要求，必须根据变压器损耗值确定散热所需要的空气流量。有时候空气中会含有一些潮气，但是潮湿的空气与干燥的空气相比，比热容较高。为此，取干燥的空气作为计算的基础，这样计算结果就有较大的安全裕度。

在标准大气压和 0℃ 的条件下，空气的密度为 1.252kg/m³，空气的比热容为 1005J/（kg·K）。在某一个大气压和环境温度条件下，空气密度需按下式校正：

$$D = 1.293 \times \frac{p}{1.013\,25 \times 10^5} \times \frac{273}{273 + t} \tag{7-12}$$

式中　D——空气密度（kg/m³）；

p——大气压（Pa）；

t——环境空气温度（℃）。

因为 1kW=1kJ/s，根据空气比热容和冷却空气的温升（Δt）可求出冷却每 1kW 损耗所需要的空气流量，称为单位损耗冷却空气流量，以字母 q 表示，计算公式如下：

$$q = \frac{1}{1.005 D \Delta t} \tag{7-13}$$

式中　q——每 1kW 单位损耗冷却空气流量（m³/s）；

D——空气密度（kg/m³）；

Δt——冷却空气温升（K）。

令配电室进口空气温度为 T_e，出口空气温度为 T_0，则冷却空气温升 $\Delta t = T_0 - T_e$。

取变压器的环境空气温度 $t \approx T_e$，并以式（7-12）代入式（7-13），则有

$$q = \left[1.005(T_0 - T_e) \times 1.293 \times \frac{p}{1.013\,25 \times 10^5} \frac{273}{273 + T_e}\right]^{-1}$$

简化后得

$$q = 2.83 \times 10^{-3} \times \frac{273 - T_e}{T_0 - T_e} \frac{1.013\ 25 \times 10^5}{p}$$

式中 p——大气压（Pa）；

T_0——出口空气温度（℃）；

T_e——进口空气温度（℃）。

在标准大气压（$1.013\ 25 \times 10^5$Pa）下按上式求得不同进口空气温度和不同进出口空气温差下的每 1kW 单位损耗所需要的冷却空气流量（m^3/s）见表 7-4。

从表 7-4 数据可看出，对散热所需要的空气流量起主导作用的是进出口空气的温差（$T_0 - T_e$），也就是在冷空气进入配电室被加热后的温度上升值。至于进口空气温度是次要的，进口空气温度变化 1℃ 对空气流量的影响约为 0.4%。如果配电室的设计以进口空气温度 40℃ 和进出口空气温差 20K 为基础，这时每 1kW 单位损耗所需要的冷却空气流量为 $0.058\ 8m^3/s$，折合每分钟的流量为

$$q_m = 0.058\ 8 \times 60m^3/(min \cdot kW) = 3.528m^3/(min \cdot kW)$$

表 7-4 每 1kW 单位损耗的冷却空气流量 （m^3/s）

进口空气温度 T_e/℃	进出口空气温差（$T_0 - T_e$）/K			
	10	15	20	25
−20	0.0713	0.0476	0.0357	0.0285
−10	0.0742	0.0494	0.0371	0.0297
0	0.0770	0.0513	0.0385	0.0308
10	0.0798	0.0532	0.0399	0.0319
20	0.0826	0.0551	0.0413	0.0331
30	0.0854	0.0570	0.0427	0.0342
40	0.0883	0.0588	0.0441	0.0353

因此，一般自冷的干式变压器通常在使用说明书中明确规定散热所需要的空气流量不小于 $4m^3/(min \cdot kW)$。

根据变压器的总损耗可计算配电室满足自然通风所需要的空气流量。根据空气流量可在设计手册中查出进出风口的面积和进出风口的高度差。考虑到空气受热膨胀的因素，出风口应比进风口大一些。在环境温度为 20℃ 和海拔在 1 000m 以下的条件下进出风口的面积和高度差（见图 7-14）可用下式估算：

$$S_1 = 0.18 \frac{P_1}{\sqrt{H}} \tag{7-14}$$

$$S_2 = 1.1 S_1 \tag{7-15}$$

式中 P_1——120℃ 时的变压器总损耗（包括空载损耗和负载损耗）（kW）；

S_1——进风口面积（已考虑网格系数）（m^2）；

S_2——出风口面积（已考虑网格系数）（m^2）；

H——进出风口中心的高度差（m）。

7.4.2　强迫通风计算

自然通风只能满足自冷（AN）变压器在额定运行状态的散热要求。当变压器超铭牌运行时，变压器的损耗将增加，其发热量也随之增加，自然通风不能满足其超铭牌额定值的散热需要，因此，一个有效的措施是在干式变压器下部安装辐流式风机，通过风机运行加速空气流通来增加变压器的超铭牌能力。

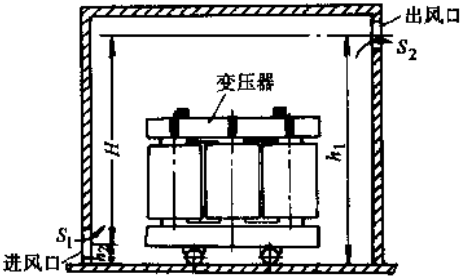


图 7-14　变压器室进出风口布置

h_1—变压器室出风口中心高度（m）

h_2—变压器室进风口中心高度（m）

$H=h_1-h_2$

变压器在运行时的损耗由空载损耗和负载损耗组成。其空载损耗不随负载状态而变化，但负载损耗与负载系数的二次方成正比。变压器超铭牌运行时所增加的损耗 ΔP 可由下式计算：

$$\Delta P = K^2P_r - P_r = P_r(K^2 - 1)$$

式中　ΔP——变压器超铭牌额定值时所增加的损耗（kW）；

P_r——变压器额定负载损耗（kW）；

K——变压器负载系数。

一般干式配电变压器（2 500kVA 及以下）风冷时可增加输出容量 40%，即 $K=1.4$。

如上所述，单位损耗所需要的冷却空气流量为 $4m^3/(min \cdot kW)$。为满足干式变压器超铭牌额定值所需要增加的冷却空气流量 Q，可按下式计算：

$$Q = 4P_r(K^2 - 1)(m^3/min)$$

式中　P_r——干式变压器额定负载损耗（kW）；

K——干式变压器超铭牌额定值状态下的负载系数。

这一部分空气流量 Q 来自干式变压器下部辐流式风机。为此，所选用辐流式风机的风量和数量应满足下式要求：

$$MNV \geqslant Q$$

式中　V——风机风量（m^3/min）；

N——风机数量；

M——空气利用系数，取 0.5～1。

当风机上装有导向板使冷风全部吹向变压器绕组的气道时，空气利用系数 M 可取 1。在没有导向板的情况下，从风机出来的风并没有全部吹在绕组上，因此，必须

乘上一个<1 的空气利用系数 M。

空气利用系数 M 与风机的结构形式及其安装位置有关，其准确性可通过温升试验来验证。为确保绕组温度均匀，风机数量 N 应取偶数，以便在变压器高低压两侧安装数量相同的风机。

由以上论述和计算可见：

1）配电室必须上下对角通风，以满足干式变压器运行的热平衡要求。

2）当环境温度为 40℃，进出口空气温差为 15K 时，干式变压器单位损耗散热所需要的空气流量为 3.528m³/（min·kW）。

3）变压器室自然通风要求可由配电室进风口和出风口的面积和它们的高度差来满足。当环境温度为 20℃ 和海拔在 1 000m 以下时，进出风口的面积和高度差可由式（7-14）和式（7-15）估算。

4）干式变压器超铭牌运行时在变压器下部所配置的轴流式风机应按 $MNV \geqslant Q$ 来计算。

7.5 变压器室尺寸和布置设计

7.5.1 变电所和配电室的类型

目前变电所可分为以下六种类型。

（1）室外变电所　是指变压器、断路器等主要电气设备均安装于室外，而仪表、继电保护装置、直流电源以及部分低压配电装置都装于室内的变电所。这种变电所的特点是占地面积大，但建筑面积小，土建费用低，受环境污染的影响比较严重，对于化工行业、建材行业等周围有空气污染的地区不宜采用。目前，较高电压等级的变电所大多为室外变电所。由于采用露天结构，运行时噪声较大，不宜在市区内建设。

（2）室内式变电所　系指高、低压主要电气设备均装于室内，变电所采用的变压器、断路器等均为室内型设备。这种变电所的特点是由于采用室内型设备，占用空间较小，并且可以立体布置，占地面积小。但是，建筑费用高。一般适用于市内居民密集的地区，位于海岸、盐湖等污秽严重的工业区，以及周围空气污染较严重的地区。室内式变电所的电压一般不超过 110kV（也有少数 220kV）。这种变电所既有利于美化市容，又能减少噪声对城市环境的污染。设备受外界污染少，减少了维护工作量，也便于改造或新造就实行无人值班。

无人值班变电所，自动化水平较高，可以通过远动装置进行遥控和遥测、遥信、遥调。对上述室内变电所中的主变压器、高压断路器等部分主设备安装在室外，则称为半室内式变电所。

（3）地下式变电所　变电所的电气设备基本都置于地下建筑中。它适用于建筑物密布、人口很密集的地区。地下式变电所，大多数采用六氟化硫全封闭电器、SF_6 变压器和干式变压器等，因此，造价很高，使用电缆较多，但防火灾性能好。有一部分建筑高出地面的称为半地下式变电所。

(4) 移动式变电所　移动式变电所多为临时向重要用电单位或施工单位供电时采用。设备均安装于列车或汽车上，一般容量不大，设备简单，使用比较灵活。

(5) 预装式箱式变电站或组合式变压器　这种成型设备是近几年发展研制成功的，所有高、低压设备均装于定型铁箱内，而组合式变压器一般只将高压设备组装于变压器箱体内。其结构特点是占地面积小，无需土建工程，建设工期短，建设费用低；使用灵活，不需值班，操作方便；不但适用于市区小区供电，也适用于工地用电和临时建设用电；总投资省，操作也较安全，所以目前使用者渐多。关于这两种设备后面还有专章介绍。

(6) 室外简易型变电所　变电所全部设备置于室外，控制及保护方式相对比较简单，可不配运行值班人员，一般电压在 35kV 及以下，容量小，适用于农村用电变电所。其结构特点为土建工程量小，保护及控制设备简单，投资小；容量小，主接线方式简单；对环境影响小，维护工作量小。

7.5.2　变压器室土建和尺寸设计

综合国家有关标准、设计规程和规范，包括 GB50059—1992《35～110kV 变电所设计规范》、GB50060—1992《3～110kV 高压配电装置设计规范》、GB50053—1994《10kV 及以下变电所设计规范》、DL499—1992《农村低压电力技术规程》、DL/T599—1996《城市中低压电网改造技术导则》、国电农［99］191 号《农村电网建设与改造技术原则》等，对变压器室的布置、尺寸、土建等有如下要求：

1) 对于油浸变压器，一般应单独设变压器室。对 500kVA 及以上容量、2 台及以上变压器或以“手拉手”方式受电的配电变压器，应设高压配电室。

2) 住宅小区的建筑规划面积累计为 10000～20000m² 时，应建一座配电室，城镇综合变压器和用户专用变压器应尽量设置配电室。

3) 发电厂或变电所的厂（所）用变压器如为油浸变压器，一般布置在零米层（地面层）的单独小间内，并应采取防止水进入变压器储油坑的措施并设置排水设施。

4) 变压器室的墙壁和门等应按一级耐火建筑物考虑，门应为防爆门。

5) 布置在车间内的变压器，当距离主厂房较远且搬运设备不便时，可按就地检修的条件设计。变压器室面积须考虑放置套管、检修工具和滤油设备。就地检修的变压器，在变压器室屋顶应预留起吊设施（吊钩或吊环），吊钩位置设在变压器室中心楼板上，吊钩承重按最大起吊重的两倍考虑。室内高度可按吊心所需的最小高度再加 700mm，宽度对 1000kVA 及以下的变压器可按变压器两侧各加 800 mm 确定。对 1250 kVA 及以上的变压器，按变压器两侧各加 1000 mm 确定。

6) 对于无人值班变电所、防火要求高的高层建筑、地下铁道及较大的电厂的厂用变压器，都应采用干式变压器，既可布置在专用变压器室内，也可布置在厂用配电装置室内，但应有防护和通风设置。

7) 变压器如布置在特别潮湿或有积水的房间下面，应有严密的防水措施，例如可将楼板用整块混凝土浇成。

8）变压器的事故油坑应有防止地下水渗入的措施。当油坑布置在变压器室外侧时，应有防止地面水进入的措施。

做储油坑有困难时，可以考虑用管子把事故油排到厂房外部安全的场所（排油管内径不得小于 100 mm），但不能利用电缆沟道排油。

9）变压器储油设施的长宽尺寸应大于变压器的外廓。当无排油设施时，在储油坑上应装设网栏罩盖，网栏上铺设厚度不小于 250mm 的卵石层，卵石层的表面低于变压器进风口 75mm，油面低于网栏 50mm。卵石直径为 50～80mm。

10）布置在主厂房内的油量在 100kg 及以上的变压器，应设置能容纳 100%油量的储油坑，储油坑应采用非燃性材料做成。对于安装在车间内油量在 100kg 及以上的变压器，当门开向建筑物内时，应设置能容纳 100%油量的储油设施或设置能容纳 20%油量的挡油设施。但后者应有将油排至安全处的措施。当门开向建筑物外时，应设置容纳 100%油量的挡油设施。一般门应向外开启（为了人身安全和消防）。

11）当变压器下部有电缆隧道时，其地坪、油坑与隧道应严密隔开，以杜绝变压器油流入隧道。不能利用电缆隧道作为通风道。

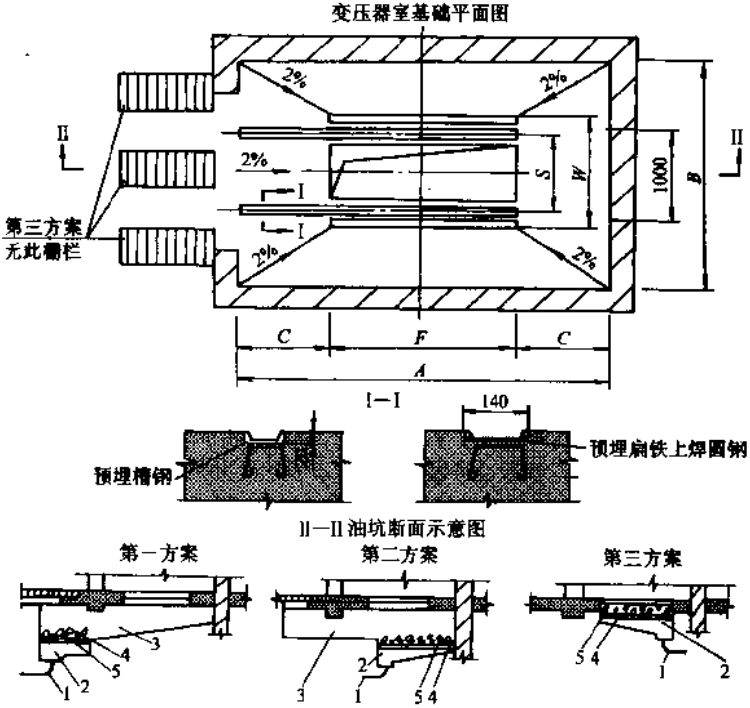


图 7-15 变压器室土建建造图

1--排油管 2—油坑 3—风道 4--卵石层 5—网状罩盖

12）变压器外壳与变压器室四壁的最小距离见表 7-5。变压器室土建建造如图 7-15 所示。变压器推荐净空尺寸见表 7-6。

表 7-5　低压厂用变压器外壳与变压器室四壁的最小距离

变压器容量/kVA	至后壁及侧壁净距/mm	至门净距/mm
1000 及以下	600	800
1250 及以上	800	1000

注：表中所列距离系从变压器外壳离地面高度为 1.9m 以下的突出部分算起。

表 7-6　S9 系列变压器室推荐净空尺寸

变压器容量/kVA	净空推荐尺寸①/mm		
	高②	长	宽
315	(4300)	3200 (3600)	2400 (2800)
400	(4500)	3300 (3700)	2700 (3100)
500	(4500)	3400 (3800)	2700 (3100)
630	(4800)	3400 (3800)	3000 (3400)
800	(5200)	3800 (4200)	3200 (3600)
1000	(5700)	3900 (4300)	3200 (3600)
1250	(5800)	4600 (5000)	3900 (4300)
1600	(6400)	4600 (5000)	4100 (4500)

① 无括号数字为非就地检修变压器室的尺寸；括号内数字为就地检修变压器室的尺寸。

② 非就地检修变压器室高度与出线方式有关，应据具体工程决定。

13）变压器的布置应考虑留有搬运通道。变压器室应有检修搬运的门或可拆的墙。为了运行检修方便，一般另设维护小门。变压器储油柜一般布置在维护入口侧。

搬运变压器的门或可拆墙，其宽度应按变压器的宽度至少再加 400mm；高度应比变压器的高度至少再加 300mm 来确定。变压器室门的尺寸见表 7-7。

表 7-7　变压器室门的尺寸　(mm)

变压器容量/kVA	S9	
	高度③	宽度
315	2100	1400
400	2100	1400

（续）

变压器容量/kVA	S9	
	高度①	宽度
500	2200	1400
630	2200	1600
800	2800	1600
1000	2800	1800
1250	2800	2000
1600	2800	2000

① 对于1000kVA及以上的变压器，考虑将储油柜及安全气道拆下后进门。

14）在变压器室内不宜装设刀开关。但如果备用变压器因采用硬母线出线而有必要在室内装设刀开关时，应该将刀开关操动机构装设在室外，或装在变压器室内近门口处。此时应加遮栏，以保证操作人员的安全。

15）可燃油油浸式配电变压器室的耐火等级应为一级，不燃或难燃介质的配电变压器室的耐火等级应不低于二级。

16）配电变压器室地面的强度应满足变压器承重的要求。室门应为向外开启的防火门，可设不可开启的采光窗和通风百叶窗（应有防小动物措施），或安装强制通风设备，夏季的排风温度不宜高于45℃，室内应配置用于电气火灾的灭火器。

17）民用主体建筑内的附设配电室的可燃油油浸式变压器室，应设置为100%变压器油量的储油坑。

18）配电变压器室内变压器安装位置的正上方应预埋用于变压器吊心的吊点。在无法用机械设备就位的变压器室内，预埋用于变压器拖拉就位的挂点。

19）配电变压器的外廓与变压器室墙壁和门的最小安全净距分别为0.6m、0.8m；装有两台及以上变压器时，相邻变压器外廓之间安全距离应不小于1m（参考值见表7-5、表7-6）。

20）配电变压器室的10kV穿墙套管至地面的最小安全净距为4m。高压电杆至配电变压器室穿墙套管的高压引线，其挡距应不大于40m，如果大于40m，应按高压配电线路设计。

21）配电变压器室及低压配电室宜连体设计、建造。平面布置时，配电变压器室与低压配电室之间设置防火门，门可向低压配电室开启；也可设置双向开门的栅栏门或栅栏，其高度应不小于1.7m，并悬挂“高压危险！禁止入内！”安全标示牌。

7.5.3 变压器室内外配电装置安全净距

按国家标准GBJ149—1990《电气装置安装工程验收规范》规定，室内配电装置的最小安全净距见表7-8。室外配电装置的最小安全净距见表7-9。

表 7-8　屋内配电装置的最小安全净距　(mm)

名称	额定电压/kV				
	6	10	35	110J	110
带电部分至接地部分	100	125	300	850	950
不同相的带电部分之间	100	125	300	900	1000
带电部分至栅栏	850	875	1050	1600	1700
带电部分至网状遮栏	200	225	400	950	1050
带电部分至板状遮栏	130	155	330	880	980
无遮栏裸导体至地（楼）面	2400	2425	2600	3150	3250
不同时停电检修的无遮栏裸导体之间的水平净距	1900	1925	2100	2650	2750
出线套管至外通道的路面	4000	4000	4000	5000	5000

注：1. 本表所列各值不适用于制造厂生产的成套配电装置。
2. 110J 系指中性点直接接地电力网。
3. 围栏向上延伸线距地 2.3m 处与围栏上方带电部分的净距不应小于表中“带电部分至接地部分”栏内的数值。
4. 配电装置中相邻带电部分的额定电压不同时，应按较高的额定电压确定其安全净距。
5. 配电装置中电气设备的栅栏高度不应低于 1.2m，栅栏最低栏杆至地面的净距和栅条间的净距不应大于 200mm。
配电装置中电气设备的遮栏高度应不低于 1.7m，遮栏网孔应不大于 40mm×40mm。
栅栏门应装锁。

表 7-9　屋外配电装置的最小安全净距　(mm)

名称	额定电压/kV					
	10	35	110J	110	220J	330J
带电部分至接地部分	200	400	900	1000	1800	2600
不同相的带电部分之间	200	400	1000	1100	2000	2800
带电部分至栅栏	950	1150	1650	1750	2550	3350
带电部分至网状遮栏	300	500	1000	1100	1900	2700
无遮栏裸导体至地面	2700	2900	3400	3500	4300	5100
不同时停电检修的无遮栏裸导体之间的水平净距	2200	2400	2900	3000	3800	4600

注：1. 本表所列各值不适用于制造厂生产的成套配电装置。
2. 110J、220J、330J 系指中性点直接接地电力网。
3. 330kV 栏内的数值为试行值。
4. 对配电装置中电气设备的栅、遮栏的高度等要求见表 7-8 注 5。

7.5.4 电气设备外壳防护等级和防触电分类

变压器室和箱式变电站选择电气设备时，应根据要求选择合适的防护等级和防触电类别。根据GB 4208—1993《外壳防护等级（IP代码）》和DL499—1999《低压电力技术规程》规定如下。

7.5.4.1 电气设备外壳防护等级

电气设备外壳防护等级如下：

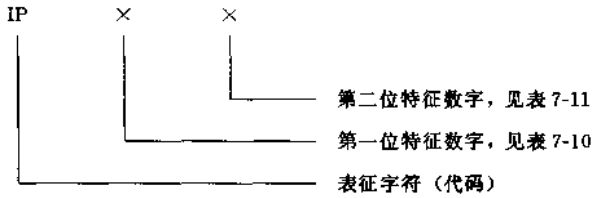


表7-10 第一位特征数字

第一位表征数字	防护等级	
	简述	含义
2	防止大于12mm的固体异物	能防止手指或长度不大于20mm的类似物体触及壳内带电部分或运动部件 能防止直径大于12mm的固体异物进入壳内
3	防止大于2.5mm的固体异物	能防止直径（或厚度）大于2.5mm的工具、金属线等进入壳内 能防止直径大于2.5mm的固体异物进入壳内
4	防止大于1mm的固体异物	能防止直径（或厚度）大于1mm的工具、金属线等进入壳内 能防止直径大于1mm的固体异物进入壳内
5	防尘	不能完全防止尘埃进入壳内，但进尘量不足以影响电器的正常运行
6	尘密	无尘埃进入

表7-11 第二位特征数字

第二位表征数字	防护等级	
	简述	含义
0	无防护	无专门防护
1	防滴水	垂直滴水应无有害影响
2	15°防滴	当电器从正常位置的任何方向倾斜至15°以内任一角度时，垂直滴水应无有害的影响

（续）

第二位表征数字	防护等级	
	简述	含义
3	防淋水	与垂直线成 60°范围以内的淋水应无有害的影响
4	防溅水	承受任何方向的溅水应无有害的影响
5	防喷水	承受任何方向的喷水应无有害的影响
6	防海浪	承受猛烈的海浪冲击或强烈喷水时，电器的进水量应不致达到有害的影响

第一位特征数字的意义

IP0□：用于表示未封闭部件的防护等级。

IP1□：能防止大于 50mm 的固体异物。这个等级除防止直径大于 50mm 的固体异物外，还可防止类似人手大小的人身接触带电部分或运动部件的危险。外壳具有 IP1□的防护能力，足可使人身安全。当然，IP1□不能防人的有意接近，比如，几个手指专门去触及外壳内的带电部分或运动部件。

IP2□：能防止大于 12mm 的固体异物。这一级防止的是直径大于 12mm、长度不大于 20mm 的异物。这个尺寸考虑的是防止人的手指触及壳内的带电部分和运动部件。

IP3□、IP4□分别是防止大于 2.5mm 和 1mm 的固体异物包括相应尺寸的工具、金属线和其他异物。这二级有防止手持相应尺寸的工具等造成人身触电等危险的含义。

IP5□是防尘，但不是完全不允许尘埃进入，只要进入量不能达到妨碍设备正常运行即可。应与 IP6□“无尘埃进入”相区别。

第二位特征数字的意义：

IP□0：用于表示未封闭部件的防护等级。

IP□1：是防滴。如用于室内地下室、冷气管道、地下道路等无风影响的场所，这类场所滴水是垂直的。

IP□2：是 15°防滴。如用于房屋附近、房檐下及室外几乎无风影响的场所，在船上、波浪不直接冲击的甲板下面等场所。这类场所的滴水一般不大于 15°。

IP□3：是防淋水，防止与垂直成 60°范围内的淋水。如用于房檐下或屋外有可能经受风吹雨淋的场所。

IP□4：是防溅水，防任何方向的溅水，如用于较高的铁塔上安装航空障碍标志灯，受横向或斜向风吹的场所。又如在船上不直接经受波浪的冲击，但有溅水花的场所。

IP□5：是防喷水，防任何方向喷水。如用于周期地冲洗车辆等场所。

IP□6：是防猛烈海浪和强烈喷水。在船舶甲板上等直接经受波浪冲击的场所。

IP□7：是防浸水影响。这一级并非只用于水中，也可用于池边等有时遭受水溅的场所。

IP□8：是防潜水影响。能按规定条件长期潜水。这一等级只能用于水中，不得在水面上使用。

根据 GB 4208—1993 在 IP××后有附加字母。

7.5.4.2 按防触电方式的电器分类

1.0 类电器

依靠基本绝缘来防止触电危险的电器。它没有接地保护的连接手段。

2. Ⅰ类电器

该类电器的防触电保护不仅依靠基本绝缘，而且还需要一个附加的安全预防措施。其方法是将电器外露可导电部分与已安装在固定线路中的保护接地导体连接起来。

3. Ⅱ类电器

该类电器在防触电保护方面，不仅依靠基本绝缘，而且还有附加绝缘。在基本绝缘损坏之后，依靠附加绝缘起保护作用。其方法是采用双重绝缘或加强绝缘结构，不需要接保护线或依赖安装条件的措施。

4. Ⅲ类电器

该类电器在防触电保护方面，依靠安全电压供电，同时在电器内部任何部位均不会产生比安全电压高的电压。

第 8 章　铁心制作技术

变压器制造的工艺过程如图 8-1 所示。对于小型变压器，其工序可以适当减少或简化。

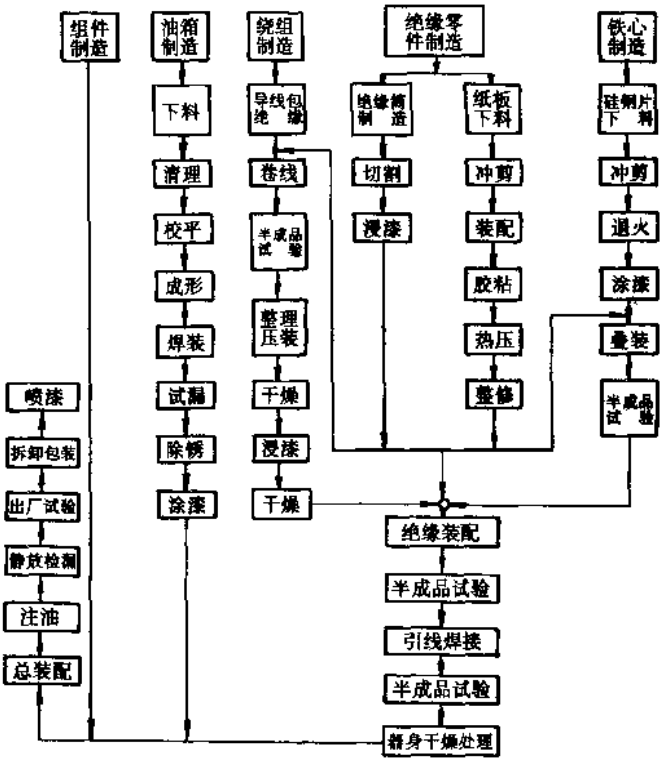


图 8-1　变压器制造的工艺过程示意图

8.1　铁心制作

世界上第一台具有闭合磁路铁心的变压器是 1885 年匈牙利制造出来的。100 多年来，变压器在结构上发生了相当大的变化。

20 世纪 60 年代的铁心，由于采用 0.5mm 厚的热轧硅钢片板料，因此，只能采用直接缝式结构，铁心柱与铁轭部分都用螺杆夹紧，为了防止螺杆与硅钢片叠片之间短接，在螺杆外还要套绝缘管绝缘。由于热轧硅钢片是板料，长度仅为 1500mm，所

以不单是材料的利用率不高，而且对较大容量的变压器的铁心，还得采用拼接的叠片方式。这样，加工复杂，而且空载损耗也大。在 0.35mm 厚的晶粒取向冷轧硅钢片卷料出现以后，铁心的结构、加工工艺与空载损耗等都有较大的改进。使用冷轧硅钢片后，铁心结构从直接缝过渡到半直半斜，由 3/8、4/8、一直过渡到 6/8 的半直半斜，最后又由半直半斜过渡到全斜接缝，如图 6-13a 与图 8-2 所示。

铁心叠积时，要考虑硅钢片具有方向性的特点，冷轧的比热轧的尤为明显。即磁通顺着材料辗压方向的性能最好，晶粒方向一致，磁阻小，单位损耗最小；而磁通垂直于辗压方向的性能会显著变差，磁阻大，损耗大，两者单位损耗要相差 3～4 倍。为了尽量避免磁通转向时垂直于辗压方向，冷轧硅钢片铁心接缝宜采用 45°的斜接缝，而热轧硅钢片铁心可以采用直接缝。但由于斜接缝叠片的剪切工艺装备比较复杂，故有的厂曾采用上述半直半斜接缝。这样做可使加工设备简单，材料利用率也较高。图 6-13a 和图 8-2 所示为一层叠片的接缝位置，如将此图上下倒置，即可得到相邻层的接缝位置。叠装后，相邻两层的接缝互相错开，通常每层叠两片。现在则多采用全斜接缝叠片。

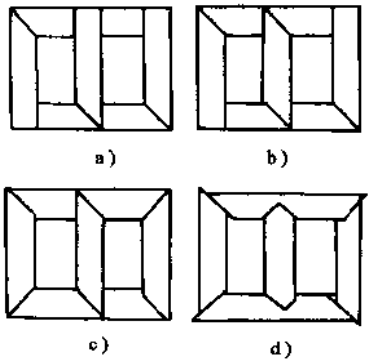


图 8-2 斜接缝铁心叠片图
a）3/8 半直半斜 b）4/8 半直半斜
c）6/8 半直半斜 d）全斜接缝

大型变压器铁心制造的发展趋向是“五不”：即不压毛刺、不退火、不涂漆、不冲孔和不叠上铁轭。当然在工艺方法、专用设备及工装模具方面，要采取很多措施才行。

8.1.1 铁心结构

8.1.1.1 铁心的分类

参见第 4 章第 4.2 节铁心部分叙述。几种铁心制造的主要工艺程序见表 8-1。

表 8-1 几种铁心制造的主要工艺程序

铁心形式		主要工艺程序
叠积式①		纵向剪切→横向剪切→退火→（涂漆）②→装配
卷铁心	环形	纵向剪切→卷制→退火→装配
	C 形	纵向剪切→卷制→退火→真空浸胶→切割→装配

① 对于全斜接缝的叠积式铁心叠片，由于横向斜剪，有助于改善冷轧硅钢片剪切硬化区对其电磁性能的影响，使单位损耗有所降低，因此，可在横向剪切之前进行退火。

② 没有涂绝缘的硅钢片应有此工序；大型变压器铁心，即使硅钢片已带绝缘层，有时仍需涂漆。

8.1.1.2　铁心的对接和搭接

叠铁心是由一层一层的铁心片叠积而成的，心柱和铁轭之间是平面接合的称对接叠铁心；心柱和铁轭之间是一层一层互相交错叠积的称为搭接叠铁心，如图 8-3 所示。前者虽套装绕组容易，但空载电流大，片间可能短路；后者磁通的一部分通过接缝间隙，另一部分通过相邻铁心片，空载电流较小，同时心柱和铁轭有静摩擦力，夹紧受力可小。

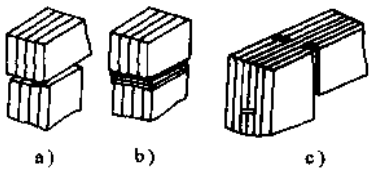


图 8-3　心柱和铁轭的接合面

a）无绝缘垫的对接

b）有绝缘垫的对接　c）搭接

8.1.1.3　铁心接缝形式分析

铁心的接缝在心柱片和铁轭片相接的角部位置边上的称为“边柱角”，中间的称为“中柱角”，磁通在这里拐了角度。

现在已较多地使用各向异性的冷轧取向硅钢片制造铁心，若铁心角部仍然用直接缝，则磁通在角部拐弯时离开了轧制方向，将增大空载损耗和空载电流。由图 8-4a 可见，角部搭接面积越大，则磁通离开轧制方向越长，性能也越变坏。在直接缝中，角部面积与搭接面积相等。因此，对于冷轧取向硅钢片，只有采取斜接缝，才能改善空载性能。斜接缝和轧制方向之间的角度一般在 35°～55°，如图 8-4b 所示。

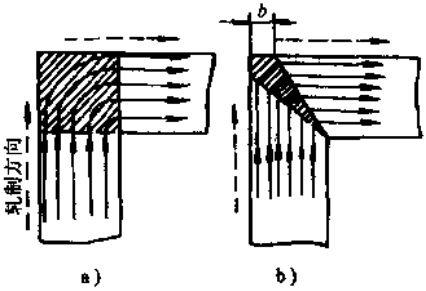


图 8-4　不同接缝形式对磁通方向的影响

a）直接缝　b）斜接缝

为了使心柱和铁轭有足够的连接强度，减少接缝处磁通畸变的影响，相邻接缝之间必须有足够的搭接面积。图 8-4b 中去尖宽度 b 越大，则搭接面积越大，磁通与轧制方向不一致的部分也越大，硅钢片浪费就多。因此，搭接面积应随铁心尺寸、重量和加工方法来选定。因而对铁心叠积图方案的评价，应根据接缝形式、搭接面积大小、材料浪费的多少及加工的难易程度等决定。

边柱角的接缝形式有：

（1）直接缝　如图 8-5a 所示，每叠铁心片均为直接缝。搭接面积占角部面积 100%。电磁性能较差，但心片加工简单、叠积方便；

（2）混合接缝（半直半斜）　如图 8-5b 所示，斜、直接缝在各叠中交替出现。心柱和轭片等宽时，斜角为 45°，搭接面积占角部 50%，空载性能比直接缝有明显改善，结构强度好，剪切、叠积方便，硅钢片利用率最高。

（3）标准斜接缝　如图 8-5c 所示，铁心片全为 45°，平行斜接缝，轭外侧有尖角伸出，也可将尖角切掉，角部内侧有与尖角大小相同的空隙，局部提高了磁通密度和

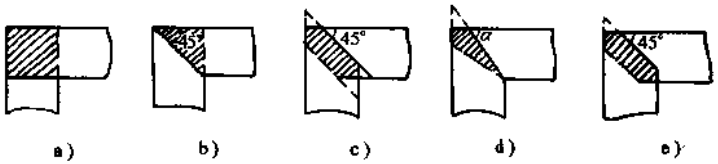


图 8-5 常用边柱角接缝形式

a）直接缝 b）混合接缝（半直半斜） c）标准斜接缝

d）相交斜接缝 e）台阶斜接缝

损耗。搭接面积较小，磁通转角小，空载性能很好，但梯形片的剪切和去尖较麻烦。

（4）相交斜接缝 如图 8-5d 所示，铁心片不是 45°，通常为 35°/55°交错搭接。只要心柱和铁轭片宽相等，可在不同角度下接合，也有采用 30°/60°和 42°/48°的。

（5）台阶斜接缝 如图 8-5e 所示，铁心片是 45°带台阶的斜接缝，不存在标准斜接缝的三角形空隙，因而磁通分布均匀，但台阶局部磁通方向与轧制方向不一致。这种可以不去尖角，但要用成形剪刀剪，精度要求高，另外，上铁轭装配时也不方便，故在中大型变压器上用得较多。

以上形式应根据生产批量和设备条件选择。大中型变压器，在剪切线上大量生产时采用台阶斜接的较多；而单台冲剪床来生产较少批量时，用相交斜接缝较多，对一般中小型变压器，可用标准斜接缝。

中柱角的接缝形式有直接缝、混合接缝、标准斜接缝、台阶斜接缝、双框混合接缝、双、单斜接缝，如图 8-6 所示。其中混合接缝，当中柱磁通达到零值时，有 87%的磁通沿着铁轭闭合；边柱磁通为最大时，又全部穿过直接缝，故性能较差。中柱片可为梯形，也可为平行四边形。对图 8-6c、d 两种斜接缝，对中柱和边柱磁通流通均有利。为了使边柱磁通尽可能沿轧制方向，则中柱片斜角进入铁轭中应尽可能小些，这符合中柱角磁通分布。但此时中柱片为偏心六角形，加工稍难。其他形式参照边柱角叙述。

根据实际经验和分析，边柱角采用混合接缝或斜接缝比中柱采用同样接缝的效果好；四种边柱斜接缝中，混合接缝工艺性最好，台阶斜接缝较差；混合接缝比直接缝的变压器空载损耗可降低 10%～15%，空载电流可降低 30%～50%，斜接缝比直接缝变压器空载损耗可降低 15%～30%，空载电流可降低 50%～110%。铁心无冲孔与有冲孔相比，损耗减少 5%以上。

三相三柱式变压器铁心采用 45°全斜接缝无孔铁心后，对降低损耗已取得了显著的效果。但变压器铁心的损耗还与局部磁通密度的分布密切相关，特别是在铁心的接缝区域，由于接缝间隙的影响，引起局部磁通密度升高，导致局部损耗增加。因此，减少接缝间隙的影响，也是降低损耗的一个有效途径。

全斜接缝铁心可以充分利用硅钢片的电气性能，空载损耗和空载电流均较直接

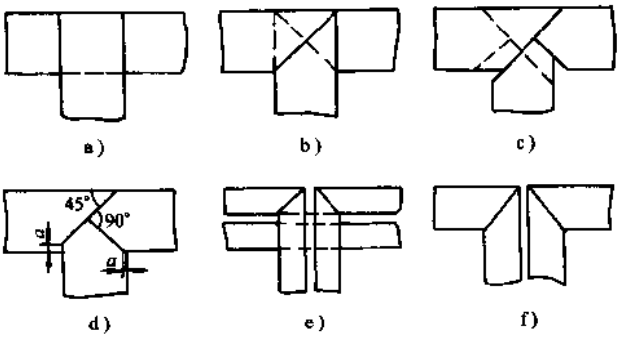


图 8-6　常用中柱角接缝形式

a）直接缝　b）混合接缝　c）标准斜接缝

d）台阶斜接缝　e）双框混合接缝　f）双、单斜接缝

缝或半直半斜接缝有显著的改善。江西变压器厂曾以相同材料做过 200kVA 变压器的几种铁心的损耗试验，其试验结果见表 8-2。

表 8-2　不同铁心结构损耗对比

结构方式	全斜不冲孔	冲 4 个 ϕ20mm 孔	6/8 斜接不冲孔	半直半斜不冲孔
空载损耗/W	512	552	555	677
百分比（%）	100	107.8	108.4	132.2

上海变压器厂曾将 5 台 100kVA 35Z145 硅钢片的全斜和全直接缝铁心进行对比，其结果是直接缝铁心比全斜接缝铁心空载损耗增高 28.9%，空载电流增大 109.8%。这些试验证明，采用全斜接缝结构相当于硅钢片提高两个牌号等级以上。从表 8-2 可知，变压器铁心采用不冲孔结构能降低损耗。原因一是孔的磁阻大，而磁通总是沿着磁阻最小的地方流动的，使得磁通绕行；二是磁力线弯曲使得磁力线流动的方向不完全为硅钢片的轧制方向；三是冲孔必然造成孔的边沿有毛刺，造成涡流损耗的增加；四是冲孔过程由于机械振动在孔周围的一定范围内硅钢片晶粒取向被破坏，使导磁性能变差。

8.1.1.4　6/6+4/6 斜接缝多级搭接铁心

所谓 N/M 斜接缝铁心，M 代表接缝总数，N 代表 45°斜接缝数。如 6/8 斜接缝铁心就是因此而得的，8 为接缝总数，6 为 45°斜接缝数，如图 8-7e 所示。因此，可称直接缝铁心为 0/7 铁心（见图 8-7a），半直半斜铁心为 4/8 铁心（见图 8-7d），整轭全斜铁心为 6/6 铁心（见图 8-7b），断轭铁心为 7/7 铁心（见图 8-7c）等等。

对于斜接缝铁心，接缝总数 M 应是越小越好，M 的最小值是 6，最大值是 8，而 N/M 应是越大越好，N/M 最小值是零，最大值是 1，可见 6/6 与 7/7 应是最好的铁心了。下面介绍一种省工、省料、性能好的片型。就是 6/6+4/6 斜接缝多级搭接铁

心的片型。

为了避免叠片式变压器铁心出现对接接缝，片层间的接缝应错开，构成搭接接缝。通常，每两层间错开一个接缝，这就是传统的搭接接缝铁心。如果每三层间错开一个接缝，可称为三级搭接接缝。依此类推就有四、五、六级搭接接缝，统称为多级搭接铁心。

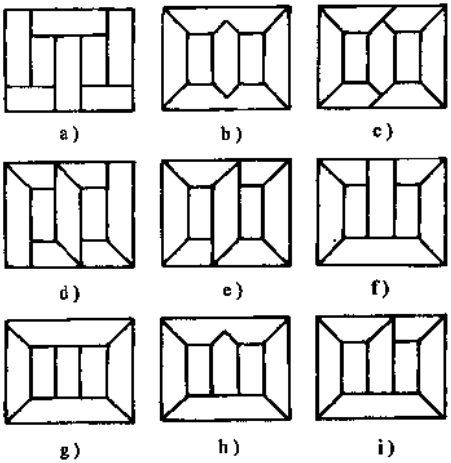


图 8-7 常用叠铁心叠积图

a) 0/7 b) 6/6 c) 7/7 d) 4/8 e) 6/8 f) 4/7 g) 4/6 h) 5/6 i) 5/7

1. 多级搭接铁心

由于接缝存在间隙，磁通经过此处磁阻突然增大，磁通只好绕开接缝间隙，穿过片间进入相邻叠片。这样，局部磁路加长，且要穿越片间，磁阻要增大，同时也使相邻叠片局部磁通密度增大，以上两个因素都会导致铁损与励磁容量的增大。

图 8-8 是二级搭接铁心磁通分布情况。可以看出：相应每两层有一个接缝，因此，该处相当于减少一半截面，或者说，局部磁通密度增加一倍。考虑到接缝处为拐角 45°处，则接缝总截面是心柱截面的 $\sqrt{2}$ 倍。因此，二级搭接铁心接缝处局部磁通密度为

$$B_{j2}=\frac{\dfrac{B}{\sqrt{2}}}{\dfrac{1}{2}}=1.414B$$

式中 B——铁心柱中的磁通密度。

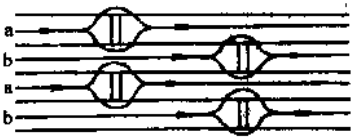


图 8-8 二级搭接铁心磁通分布

假定 $B=1.7\text{T}$，则 $B_{j2}=2.4\text{T}$，可见二级搭接铁心接缝处磁通密度相当饱和，则使铁损与励磁容量增大。三相三柱铁心有 6 处接缝，就会使整个铁心磁特性恶化。

为了改善这一状况，可增加搭接级数，四级搭接铁心磁通分布情况如图 8-9 所示。每四层有一个接缝，截面为 $\frac{4-1}{1}=\frac{3}{4}$，则

$$B_{j4}=\frac{4}{3}\frac{B}{\sqrt{2}}=0.943B$$

此值已低于心柱磁通密度，也就是说，四级搭接铁心接缝局部磁通密度已无增高情况。同理，对于 n 级搭接铁心接缝局部磁通密度

$$B_{jn}=\frac{n}{n-1}\frac{B}{\sqrt{2}}$$

n 相当大时　$B_{jn}\to\frac{B}{\sqrt{2}}=0.707B$

图 8-10 给出了多级搭接铁心局部磁密 B_{jn} 随级数 n 的变化曲线。

下面再看一下接缝处磁通穿过片间的情况。对于二级搭接铁心，两层中有一层在接缝处分两路（即各一串磁通）穿越片间两次，则每层平均穿越次数为

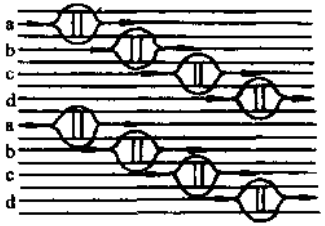


图 8-9　四级搭接铁心磁通分布

$$N_2=\frac{2\times\frac{1}{2}}{2}=\frac{1}{2}$$

同理，可推出四，五，六，…，n 级搭接铁心每层磁通穿越次数为 1/4，1/5，1/6，…，$1/n$。

图 8-11 给出 N_n 值随 n 的变化曲线，随着 n 的增大，穿越次数趋于零。

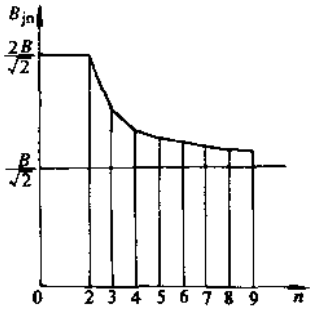


图 8-10　局部磁通密度 B_{jn} 与级数 n 的关系

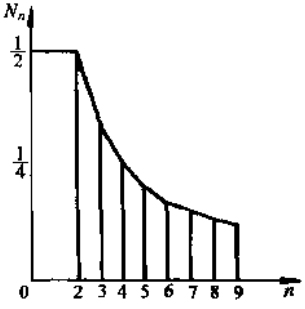


图 8-11　磁通片间穿越次数 N_n 值与级数 n 的关系

随着搭接级数的增加，接缝局部磁通密度和磁通穿越次数下降，接近没有接缝一样。

现提出一种片型。如图 8-12 所示。研究表明，4/6 片型比 6/6 片型在磁性能上有所改善，并且还具有加工方便，省料的特点。

实践证明，三级搭接铁心插板比二级搭接铁心麻烦一些，而 6/6+4/6 三级搭接铁心比 6/6 三级搭接铁心要好，因为中柱交叠面积要大一些。

2. 结论

三级搭接铁心的叠片次序是 abc、abc…，如果将叠片次序改为 ab、cb、ab、cb、…就构成了四级与二级混合搭接铁心，如图 8-13 所示，其中 a—a，c—c 为四级搭接，

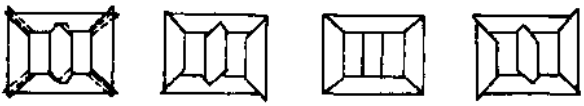


图 8-12 改进后的新片型

b—b 为二级搭接，此处是两个四级和一个二级搭接，此时接缝磁通密度平均为

$$B_{142}=\frac{(1.414+2\times0.943)\ B}{3}=1.1B$$

仅比 B_{13}的 1.061 高 3.68%，片间穿越次数为

$$N_{42}=\frac{\frac{1}{2}+2\times\frac{1}{4}}{3}=\frac{1}{3}$$

与 N_3 的 1/3 相同。四二混合搭接铁心比三级搭接铁心的出角片型少(2/3－1/2)，则插板更容易一些。对于图 8-12 片型 b 与 a (c 片型与 a 同) 各占一半，则 6/6+4/6 采用四二混合搭接片型时废料更少。表 8-3 列出了各种多级搭接铁心的对比。

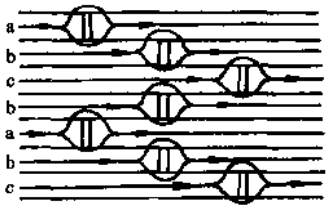


图 8-13 四级与二级混合搭接铁心磁通分布

表 8-3 各种多级搭接铁心的对比

铁心型式	简称	B_1	N	废料	插板工艺性次序
$\frac{6}{6}$三级搭接铁心	6 三铁心	$1.061B$	$\frac{1}{3}$	1	4
$\frac{6}{6}+\frac{4}{6}$三级搭接铁心	64 二铁心	$1.061B$	$\frac{1}{3}$	$\frac{2}{3}$	3
$\frac{6}{6}$四级二级混合搭接铁心	6 四二铁心	$1.1B$	$\frac{1}{3}$	1	2
$\frac{6}{6}+\frac{4}{6}$四级二级混合搭接铁心	64 四二铁心	$1.1B$	$\frac{1}{3}$	$\frac{1}{2}$	1

为了改善斜接缝铁心的磁性能，可采用多级搭接铁心。在工艺性好的同时，磁性能又有显著的改善，采用三级搭接即可，也可采用四级与二级混合搭接铁心。片型上采用$\frac{6}{6}+\frac{4}{6}$，它具有省工、省料、性能好的特点。

8.1.2 硅钢片的品种和性能

冷轧硅钢片的牌号对照表见表 8-4～表 8-6。

1. 硅钢片的结构

硅钢是立方晶系的多晶体，结晶格子是立方体的，如图 8-14a 所示，具有磁的各向异性特点，磁化性能沿晶格方向不同而异。

晶格方向有三种，即沿晶体的棱边、晶面对角线和晶体对角线。晶向可用标号系统来标记识别。标号是指方向线在坐标轴 x、y、z 上是否占有线段值。例如，将晶体棱边的方向记作〔001〕，因为通过该棱边的平面在 z 轴上占有线段，而在 x、y 轴

表 8-4　冷轧硅钢带（片）的牌号对照表

种类	国家标准[1] GB2521　1981		日本标准 JIS C2552 —1975	日本新日铁公司 (1975)	原武钢标准（硅）1—1979	国家标准 GB 2521 —1996
无取向	DW270—35		S10	H10	W10	35W270
	DW310—35		S12	H12	W12	35W310
	DW360—35		S14	H14	W14	35W360
	DW435—35		S18	H18	W18	35W435
	DW500—35		S20	H20	W20	
	DW550—35		S23	H23	W23	
			C2553—1978			
取向	DQ122G—30	DQ126G—35		Z8H	Q8G	30QG120
	DQ133G—30	DQ137G—35	G09	Z9H	Q9G	30QG130
	DQ133—30		G10	Z9	Q09	30Q130
	DQ147—30	DQ151—35	G11	Z10	Q10	30Q150
	DQ162—30	DQ166—35	G12	Z11	Q11	35Q165
	DQ179—30	DQ183—35	G13	Z12	Q12	35Q200
	DQ196—30	DQ200—35	G15		Q13	
		DQ230—35			Q15	

① 国家标准中牌号的表示意义见第 6 章第 6.2 节变压器设计铁心材料选择部分叙述。

表 8-5　无取向硅钢带（片）国内外标准对照

厚度/mm	中国		美国 AISI 1975		英国 BS 601—1973		德国 DIN46 400 1973	
	GB2521—1996 牌号	$p_{15/50}$ /(W/kg)	牌号	$p_{15/50}$ /(W/kg)	牌号	$p_{15/50}$ /(W/kg)	牌号	$p_{15/50}$ /(W/kg)
		2.20						
		2.40						
0.35	35W270	2.70	M—19	2.75	G265	2.65	V110-35A	2.70
		3.10	M—27	3.13	G315	3.15	V130-35A	3.30
	35W360	3.60	M—36	3.31	G335	3.35		

（续）

厚度/mm	中国		美国 AISI 1975		英国 BS 601－1973		德国 DIN46 400 1973	
	GB2521—1996 牌号	$p_{15/50}$ /(W/kg)	牌号	$p_{15/50}$ /(W/kg)	牌号	$p_{15/50}$ /(W/kg)	牌号	$p_{15/50}$ /(W/kg)
0.50	50W310	3.10	M—19	3.03			V135-50A	3.30
		3.60	M—36	3.57	G335	3.55	V150-50A	3.50
	50W400	4.00	M—43	4.01	G400	4.00	V170-50A	4.00
	50W470	4.70			G450	4.50	V200-50A	4.75
	50W540	5.40	M—45	5.31	G500	5.00	V230-50A	5.30
		6.20			G630	6.30	V260-50A	6.00
	50W800	8.00	M—47	8.01	G800	8.10	V360-50A	8.00

厚度/mm	意大利 UNI 3794		法国 NFC28 900—71		日本		
	牌号	$p_{15/50}$ /(W/kg)	牌号	$p_{15/50}$ /(W/kg)	JISC 牌号	NSC 牌号	$p_{15/50}$ /(W/kg)
0.35						35H220	2.20
					35RM240	35H240	2.40
	T11035	2.65	FeV110-35HA	2.70	35RM270	35H270	2.70
	A13035	3.10	FeV130-35HA	3.30	35RM300	35H300	3.00
0.50	T13050	3.00	FeV135-50HA	3.30	50RM310	50H310	3.10
	T15050	3.60	FeV150-50HA	3.50	50RM350	50H350	3.50
	A17050	4.00	FeV170-50HA	4.00	50RM400	50H400	4.00
	D20050	4.60	FeV200-50HA	4.70	50RM470	50H470	4.70
	D23050	5.60	FeV230-50HA	5.30	50RM540	50H540	5.40
	D26050	6.50	FeV260-50HA	6.00	50RM600	50H600	6.00
	D30050	7.40	FeV360-50HA	8.10	50RM800	50H800	8.00

表 8-6　取向硅钢带(片)国内外标准对照

厚度/mm	中国 GB2521—1996 牌号	中国 $p_{17/50}$/(W/kg)	美国 AISI 1978 牌号	美国 $p_{17/50}$/(W/kg)	英国 BS 601—1973 牌号	英国 $p_{17/50}$/(W/kg)	德国 DIN46 400 1975 牌号	德国 $p_{17/50}$/(W/kg)
0.27	27QG110	1.11						
	27QG120	1.20					VM89—27	1.40
0.28			M4	1.27	28M4	1.34		
0.30		1.47	M5	1.39	30M5	1.46	VM97—30	1.50
		1.62			30M6	1.61		
	35Q165	1.65	M6	1.57	35M6	1.65	VM111-35	1.65
0.35		1.83			35M7	1.85		
		2.00						

厚度/mm	意大利 TERNI 牌号	意大利 $p_{17/50}$/(W/kg)	法国 NFC 28—920 1975 牌号	法国 $p_{17/50}$/(W/kg)	日本 JISC 牌号	日本 $p_{17/50}$/(W/kg)	日本 NSC 牌号	日本 $p_{17/50}$/(W/kg)
0.27					27RGH105	1.05	27ZH110	1.10
			FeM89—29	1.40			27ZH120	1.20
0.28	M4T28	1.32						
0.30					30RG130	1.30	30ZH130	1.30
	M5T30	1.43	FeM97—30	1.50	30RG140	1.40	30ZH140	1.40
					30RG160	1.60	30ZH160	1.60
					30RG180	1.80	30ZH180	1.80
					30RG200	2.00	30ZH200	2.00
0.35					35RG145	1.45	35Z145	1.45
	M6T35	1.65	FeM111—35	1.65	35RG165	1.65	35Z165	1.65
					35RG180	1.80	35Z180	1.80
					35RG200	2.00	35Z200	2.00

上不占有线段。利用这个方法，把沿晶面对角线方向记作〔110〕，沿晶体对角线方向记作〔111〕。而由图 8-14a 可见，立方体的棱边方向有 3 个，晶面对角线方向有 6 个，

晶体对角线方向有 4 个。经试验，这三种方向的磁化性能是各自相同的，如〔001〕、〔010〕、〔100〕三个棱边方向的性能相等。已发现上述三种中第一种〔100〕为容易磁化方向，第二种〔110〕为中等磁化方向，第三种〔111〕为难磁化方向。由〔100〕方向线段组成的晶面记作（100）面，由〔110〕方向线段组成的晶面记作（110）面，如图 8-14b 所示。

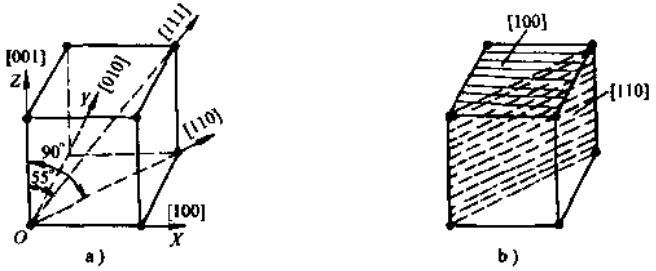


图 8-14 硅钢片的晶格立方体

a）基本晶向

〔100〕—易磁化方向 〔110〕中等磁化方向 〔111〕难磁化方向

b）基本晶面

上：（100）—〔100〕方向组成的晶面 下：（110）—〔110〕方向组成的晶面

在多晶体中，晶粒的排列是零乱的。热轧硅钢片就是这种无纹理结构，因而各向是同性的，相应为中等磁化性能，如图 8-15a 所示。而对较低温度下轧制的冷轧硅钢片，在制备过程中，可采取工艺措施将硅钢晶粒〔001〕轴沿同一方向排列，将〔110〕轴与钢片表面垂直，也就是（110）面。易磁化方向〔001〕轴与硅钢片轧向一致，这种只有一个易磁化方向的材料称为单向硅钢，其磁性沿轧向最好，其他方向就差，如图 8-16 所示。这种结构就是一般取向冷轧硅钢片的结构，又称高斯结构，如图 8-15b 所示。此种结构的中等磁化方向与轧制方向成 90°，因难磁化方向和轧制方向成 55°（54.7°），它们和易磁化方向均在硅钢片平面内，即（110）晶面和硅钢片平面平行，而〔100〕晶向和轧制方向一致，所以又称（110）〔100〕结构硅钢片。

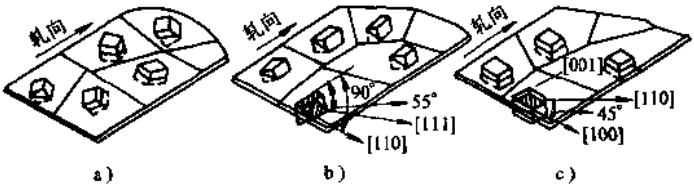


图 8-15 硅钢片晶体排列图

a）热轧硅钢片 b）冷轧取向硅钢片 c）冷轧立方体纹理硅钢片

冷轧无取向的硅钢片晶格分布是介于热轧和冷轧取向硅钢片之间，其一部分为

杂乱分布，另一部分为取向分布。

此外，冷轧硅钢片还有一种如图 8-15c 所示的双取向硅钢片，又称立体结构硅钢片。它有两个互相垂直的、磁性接近的易磁化方向，且都在轧面内，其中一个方向与轧面平行。故也称为〔100〕〔100〕结构硅钢片。试验表明，在磁通密度 1.7T 时，损耗比通常晶粒取向硅钢片的铁心变压器低 65%，励磁电流低一半，但是由于这种硅钢片制造工艺复杂，价格较贵。

2. 硅钢片品种

硅钢片主要分为热轧和冷轧两种，冷轧硅钢片又分晶粒无取向和取向两种。冷轧硅钢片无论在磁导率、铁损方面，还是在叠片系数和塑性性能上均较优越。1900 年出现了热轧硅钢片；1934 年出现了具有方向性的低损耗冷轧硅钢片；1968 年采用特殊无机绝缘涂层，得到了高导磁冷轧硅钢片。

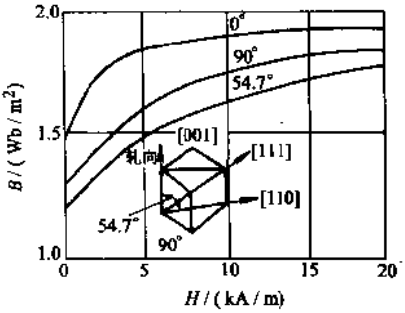


图 8-16　含硅 3%（质量分数）冷轧单取向硅钢片在不同方向上的 B—H 曲线（B 为磁通密度即磁感应强度，H 为磁场强度）

冷轧硅钢片中的化学成分是质量分数分别为 3%～5%的硅、0.06%的碳、0.15%的锰、0.03%的磷、0.25%的硫。铝的质量分数为硅的质量分数的 5%～8.5%，其余为铁。这些元素在硅钢片中产生的反应是：

（1）碳（C）　会增大钢板的磁滞损耗，故应减少。

（2）硅（Si）　可以减弱碳的不良作用，改善因长期使用带来的磁性变坏的老化作用。

（3）硫（S）　会使硅钢产生热脆，增加磁滞损耗，同时会导致晶粒细化，降低磁通密度。

（4）锰（Mn）　能促使钢产生相变，对脱碳和脱硫不利，导致磁通密度降低。

硅钢片的性能与含硅量和厚度有关。在铁内加入少量硅可以提高磁导率和电阻率。但是材料脆性增加，饱和磁感应强度降低，所以硅的限度为 4.5%。硅钢中含硅量与性能的关系如图 8-17 所示。

含硅量高的磁滞和涡损小，磁感应强度在低磁场时高些，在高磁场时低些，硬度大，耐折少，冲剪性能差些。试验证明：晶粒越大，单位铁损越低，磁导率越高，耐折次数越少。厚度为 0.5mm 硅钢片，叠片系数略大，但铁损偏大，以厚度 0.35～0.28mm 较好，厚度过小将影响叠片系数过小。硅钢片牌号对照见表 8-4～表 8-6，性能见表 6-2～表 6-9。

由上述可知，硅钢片的化学成分和内部结构，与电磁性能、力学性能均有密切关系，因此，要求剪切时，能够做到正确选料用料，并分类存放，一般不得混用；要正

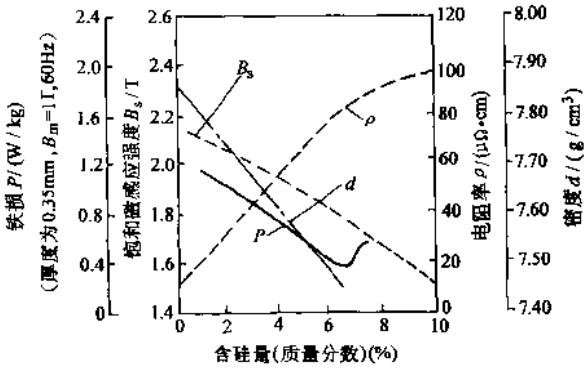


图 8-17 硅钢中含硅量与性能的关系曲线

确区分硅钢片的轧制方向；在剪切操作时，尽量轻拿轻放，避免敲打、弯折；及时整修和更换刀具；消除毛刺，保持片料表面平整、光滑，避免划伤。

国产冷轧硅钢卷料内径为 510mm，卷（箱）重量也可大于 2.5t，但一般均≤2.5t。厚度为 0.27～0.35mm，允许公差为 0.02～0.03mm。厚硅钢片为片料时，长度不超过 2m，且一般剪切成矩形，剪切斜度不得超过宽度和长度的允许偏差。硅钢片尺寸为 1000mm×2000mm、750mm×1500mm 等。国产冷轧电工钢片具有双面耐热绝缘层，表面电阻＞70Ω·cm²，能耐变压器油的浸蚀，能经受消除应力的退火。

国产电工冷轧钢片应光滑，没有锈蚀、裂纹、孔洞和重皮等缺陷，但允许有在深度和高度上不超过厚度允许偏差的个别结疤、凹坑、伤疤或凸包。瓢曲度和波浪度的波高对波长之比不超过 4%，曲度的波高应小于 4mm，镰刀弯＜0.5mm/m，剪刀毛刺＜0.1mm。当硅钢片有不能避免的缺陷时，应做出标志。

8.1.3 铁心的制造和装配

图 6-13a 和图 8-2a、b 的铁心可用普通剪床来剪切下料，但是新制造的变压器一般采用优质冷轧硅钢片和图 8-2c～d 等形式的铁心而制成低损耗变压器。这时铁心加工需配套相应剪切线装备。铁心材料采用卷料时，分为开卷和剪切两道工序，分别在滚剪线纵向下料，如图 8-18 所示；然后在横剪（斜剪）生产线加工成所需的尺寸，如图 8-19，使加工效率大大提高。

铁心的冲剪加工和剪切线参见下节。

1. 铁心片的退火涂漆

冷轧硅钢片在经过纵向剪切、横向剪切和冲剪加工后，不但边缘产生毛刺，而且造成内应力，会破坏材料的金属结晶结构。在传输和卷制铁心时，也会产生内应力。内应力使变压器铁损和励磁电流都明显地增加。为此需要进行一次消除应力的退火（又叫重复退火）。由实验测得，用辊底式连续退火炉对材质 35Z145 硅钢片退火，空载损耗平均降低 12%～14%，实际产品铁心损耗平均降低 6%～10%。

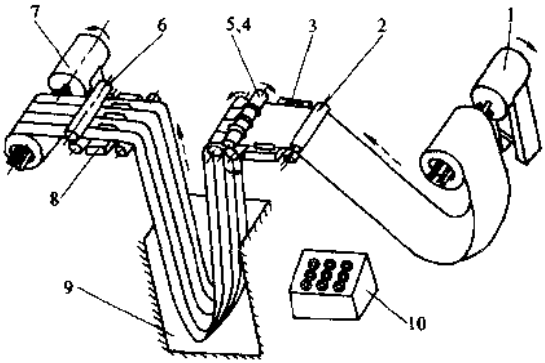


图 8-18　多刀滚剪（纵剪）流水生产线

1—开卷机　2、3—导向装置　4、5—滚剪及测量平台　6—压毛及张紧装置　7—收卷机　8—分料装置　9—地坑　10—控制箱

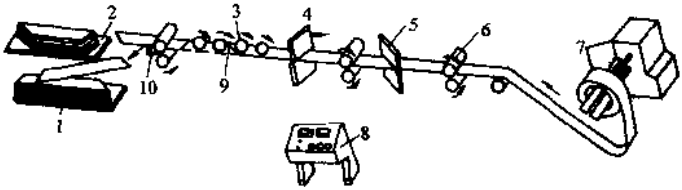


图 8-19　横剪自动程序控制流水生产线

1—下接片台　2—上接片台　3—取片机构　4—后剪床　5—前剪床　6—进给机构　7—开卷机　8—控制箱　9—挡板　10—导向机构

小型成品铁心和成堆铁心片一般在钟罩式、台车式和箱式炉中进行退火，因设备简单、占地面积小、可靠性高。但国内主要变压器厂家，多采用单片连续退火，即把加工完的铁心片，每片从辊底式连续退火炉的炉膛中通过，在几十秒钟时间里，使铁心片达到退火高温（735～850 ℃）。

但现在叠积铁心有的取消硅钢片剪切后的退火工艺，认为退火所降低的能耗是得不偿失的。例如，采用先进的自动线加工，或采用合理的加工方法，减少工序周期，减少变形和剪切毛刺，利用硬质合金制作模具，减少冲剪时产生机械应力，或者使用对应力敏感性小的材料等，均可不退火处理。目前，国内外大部分变压器制造厂家已不再进行退火。

铁心片间如果绝缘不良，将增大涡损，造成片间短路和导致铁心局部过热。因此，对没有绝缘膜的硅钢片，需涂漆。过去最早的硅钢片表面是糊 0.03mm 厚的绝缘纸，现在生产的冷轧硅钢片，在表面已有一层无机绝缘膜，能耐高温，绝缘电阻大，粘合

强度好，叠片系数高。所以对于中小容量的变压器铁心，如冲剪毛刺不大，可以不再另外涂漆。除此之外，目前仍采用涂漆工艺，经涂漆、干燥后，生成两面厚度为0.01～0.02mm的有机绝缘膜。其绝缘漆曾采用9161醇酸硅钢片漆、132氨基醇酸硅钢片漆、CZ1630醇酸硅钢片漆和114环氧酚醛硅钢片漆。因醇酸漆有使变压器的pH值降低（酸化）的趋势，故目前都采用1611油性硅钢片漆来作片绝缘涂1～3层。该种漆是用干性油和松酯酸盐熬制后，溶解于有机溶剂（200号溶剂油）中制成的。涂好后，在450～500℃温度下快干而形成坚固耐油的漆膜。

变压器厂采用链传动连续式干燥炉来涂漆和烘漆，热源有电加热、煤气加热和重柴油加热三种。当传送链速度为8.4m/min时，炉温为380～400℃，适用于大料；9.8m/min时，炉温为400～450℃适用于中小料；12.9m/min时，炉温450～550℃适用于小料的涂漆烤片。国内外厂家对具有耐热绝缘膜的冷轧硅钢片一般不涂漆。

2. 铁心装配

变压器铁心结构形式的不同，装配方法和工装设备也有很大的不同。平板叠积式和卷铁心的铁心的装配方法和设备就相差很大。下面叙述普遍采用的平板叠积式铁心的装配方法、工艺要求和工装设备。

(1)铁心片号管理和准备　平板叠积式铁心的芯柱和铁轭，由多种形状和尺寸的硅钢片交换位置叠积而成，最后夹紧成一个整体。为了提高叠片的效率，减轻叠板工人的劳动强度，在叠装以前，先进入配料工序（又叫叠片），对每级各种片号进行管理，即根据每台铁心的尺寸要求和叠装程序，配料工人预先把心柱和铁轭的铁心片按叠装顺序排列成圆柱形或塔形（小型产品一般配成塔形），为叠装做好准备工作，并拣去废片和发现多片和缺片，配料如图8-20所示。根据生产数量和工艺的不同，也可把每一级片号单独放在一个料架子上，由叠板工人自己去选用。

a)　　b)

图8-20　配料

a）圆柱形配料　b）塔形配料

(2)铁芯的叠装工艺　根据平板叠积式铁心特点，叠板工人在装配铁心时，一般都是手工操作。图8-21为6300kVA以下铁心装配布置图。铁心叠片的操作过程通常称为叠板。一般对0.35mm厚的硅钢片，容量为5000kVA及以下的铁心，多采用两片一叠；对更大容量的铁心一般为二片一叠。

容量在6300kVA以下的中小型变压器铁心，不需要专门的叠装滚转台，在平坦

的工作平台上即可叠装，以平台的平面作铁心叠装的基准平面，操作程序也较简易。图 8-22 为小型铁心叠装操作图。对大型变压器，需用液压滚转台。

铁心叠装时，应特别注意清洁，因此，叠装前工地场地必须打扫清洁，将零部件清理干净，吹去灰尘，不要用脚踩铁心片，而且在装配过程中，绝缘件和铁心片不能放在地上，未装叠完的心片、铁轭、心柱在每天收工时，都必须用塑料布盖好，以防落灰。叠装完毕的铁心，要进行检查，去掉上边的异物，清理后再用塑料布盖好。

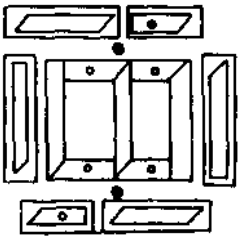


图 8-21　铁心装配布置图
注：黑点处为操作工人位置

(3) 铁心叠片滚转架　中小型变压器的铁心，一般都在固定式台架上进行叠积。铁心叠积工序完成后，用吊钩起立过程中，是在自由状态下翻转 90°后再垂直立放的。铁心体积小时，一般变形不大，容量较大的铁心会产生变形。

铁心大时，由于边柱片较长，加之夹件螺栓紧固不匀，在吊钩起立突然翻转时，铁心产生猛烈振动，经受冲击而影响产品的质量。

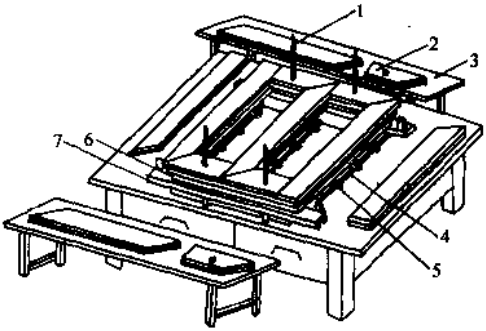


图 8-22　半直半斜小型铁心叠装操作图
1　铁轭定位导杆　2—铁心片　3—放料台　4—心柱支承　5—临时卡具　6—铁轭绝缘　7—铁轭夹件
注：上下铁轭处为两名操作工人位置

齐齐哈尔变压器厂设计了一种本身定轴转动的叠片滚转架。滚转架结构如图 8-23 所示，由下支座、上平台及托板等部分组成。

下支座和上平台由槽钢焊接而成，并通过支板上的小轴而配合。上平台作定轴转动，叠装铁心时，选好两根槽钢作为基架，侧立平行放置在上平台上。上下夹件是横向平行放置在基架上，尺寸确定后即可叠积铁心。

铁心叠装完毕后，将上平台端处的两托板翻转 90°垂直竖起，装上垫木，将吊钩挂在上平台的吊环上，铁心和上平台在吊钩提升过程中定轴转动 90°。铁心起立后，在下支座销孔内插入销钉，使上平台起立后固定。铁心吊离上平台后，拔出销钉，将上平台的吊环反向，向后一拉便将上平台转动 90°水平放下。

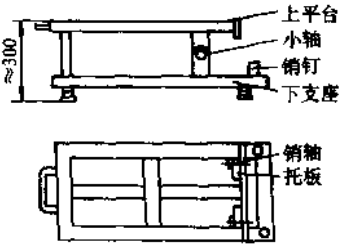


图 8-23　铁心叠片滚转架

(4) 提高铁心叠装效率的方法　中小型低损耗电力变压器系采用全斜接缝结构的铁心，如何提高其铁心叠装质量和叠装效率，一直是各制造厂关注的工艺关键。哈尔滨变压器厂经过在生产中的探索，调整了传统的心柱和上下轭同时叠装的工艺，改为先叠中柱后叠上下轭和边柱的工艺方法。

在三相铁心中，采用柱片和轭片同时叠装时，影响叠装质量的因素为三个心柱和两个铁轭的5个质量位置，而先叠中柱后叠铁轭和边柱的分步叠装时，使每步只需控制1～2个质量位置，减少了质量要素。

1) 中柱单独叠装。首先摆好铁心同一侧的上下夹件，放好夹具和夹件绝缘，做好叠装前的准备工作，然后确定中柱位置，由两名操作人员对坐进行中柱叠装。在叠装中要严格控制叠装厚度、侧面垂直度和端面仰角。叠装厚度通常用卡尺随时进行检测；侧面垂直度用直角拐尺监测；端面仰角用W型定位块定位，每叠片都要靠紧W型定位块，并应在无定位块端随时修整。为了加快叠片速度，应把中柱片按一反一正分成两垛，分别放在中柱两侧，这样，在叠片时便于对坐两人的取料。对于小直径铁心的中柱，可由一个人叠装。

由于单独叠装中柱，容易保证叠装质量。

2) 叠装上下轭和边柱。叠装好的中柱作为叠装边柱和上下轭的基准，首先插叠上下轭片，然后排放边柱片。由于中柱两端存有与轭片搭接的间隙和凸凹对接面，插叠轭片时容易做到与中柱垂直，并得到定位，排放两边柱片时上下轭片给予了限位。上下轭和两边柱由对坐的两人分别同步进行叠装，叠片时要控制轭片与中柱片的接缝间隙和垂直度，此接缝与垂直度得到控制，边柱与轭片间的间隙也就容易得到保证。叠装情况如图8-24所示。采用首先单独叠装中柱，然后叠装上下轭和边柱的叠装工艺，提高了铁心的叠装质量，铁心半成品的一等率保证在90%以上；提高了铁心的叠装效率，对于熟练的叠板工人，两人一班最少可叠装100kVA及以下的铁心3～4台，630～1250kVA的铁心2～3台。对于年产300～400MVA中小型低损耗变压器，平均单台容量为100～200kVA的制造厂，有12～14名叠板工即可满足生产需要。另外，不需要制造内、外或四角定位的复杂装置与操作台，节省了制造工装的人力与物力，也为实现不叠上铁轭工艺奠定了基础。

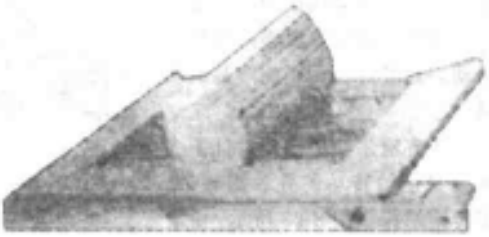


图8-24　叠放边柱和轭片情况

(5) 铁心叠装质量的检验　铁心叠片和叠厚公差见表8-7和表8-8。根据机械行业标准JB/T56011—1999《变压器产品质量分等》规定，铁心分等标准和要求见表8-9。

表 8-7　叠片缝隙、接缝搭头和叠片参差不齐标准

容量/kVA	叠片最大缝隙/mm		接缝搭头/mm		叠片参差不齐/mm	
	直接及半斜	全斜	直接及半斜	全斜	直接及半斜	全斜
630 及以下	1	1.5	1	1.5	1	1.5
800 及以上	1.5	2	1.5	2	1.5	2

表 8-8　叠厚尺寸公差

容量/kVA	半级叠厚尺寸公差/mm	总叠厚尺寸公差/mm	直径尺寸公差/mm
630 及以下	+1.5 −0.5	±1	±1
800 及以上	+2 −1	+1 −2（大型：±4）	+2 −1（大型：+6）

表 8-9　铁心质量分等标准

序号	项目			质量特性要求			检查方法及要求
				合格	一等	优等	
28	铁心端面参差不齐/mm	铁心直径/mm	≤330	1.5	1.0	1.0	1. 检查样本上铁轭上端面的可见部位，靠夹件一级不考核 2. 用测量深度的量具测量相邻两张铁心片的三点平均值 3. 具有旁铁轭全斜结构者，表中尺寸加 1mm
			331～490	2.0	1.5	1.0	
			491～600	2.5	2.0	1.5	
			601～700	3.0	2.5	2.0	
			701～1000	3.5	3.0	2.5	
			>1000	4.0	3.5	3.0	
29	两下夹件上肢板间平面度/mm	铁心直径/mm	≤330	3.0	2.0	1.0	1. 在存栈的半成品铁心上测量，测量 A、C 相外侧 2. 用 1000mm 钢板尺和塞尺测量
			331～490	5.0	4.0	2.0	
			491～600	6.0	5.0	3.0	
			601～700	7.0	6.0	4.0	
			701～1000	7.0	6.0	5.0	
			>1000	8.0	6.0	5.0	

（续）

序号	项目	质量特性要求			检查方法及要求
		合格	一等	优等	
30	铁心直径偏差	符合企业内部标准的要求			1. 在存栈的半成品铁心上测量，测量铁心柱收紧工具或绑扎带两侧对角线 2. 用外卡钳测量 A、C 两相
24	铁心接地	铁心必须只有一点有效接地			1. 对样本吊心检查时，在有接地片一侧测量 2. 35kV 级及以下用 500V 兆欧表测量，66kV 级及以上用2500V 兆欧表测量
25	拆除接地片后铁心对地绝缘电阻/MΩ	200	300	400	
26	铁心表面状况	不允许有锈蚀			1. 对样本吊心检查 2. 半成品检查 3. 检查样本上铁轭上表面，检查半成品可见的剪切面
		允许有被漆膜覆盖的锈迹，其面积应不大于可见部分的			
		20%	10%	5%	
27	铁心片毛刺/mm	0.04	0.03	0.02	1. 在铁心叠装工序中，在不同的铁心片形中任选五片 2. 每片取其毛刺最大处（缺口交点除外） 3. 用千分尺测量铁心周边的任一点，以第一响为准，取最大尺寸计算毛刺

注：序号是 JB/T 56011 -1999 标准中序号。

（6）叠装时的问题处理　叠装任何一台铁心，要求其铁心片平整无波浪，起立后垂直不歪斜、级次清楚、接缝严密、电磁性能达到要求。但实际上会发生铁心歪斜、心柱和铁轭厚度不均，斜接缝开口串角等各种问题，因此，必须注意防止。

1）铁心歪斜和开口串角。原因有开始铺台对装时，夹件未放正，第一级铁心摆放偏斜、角度不对（对角线不等）；铁心加工角度不对；操作者对接缝敲打不严。因此，要求铺台找平，叠第一级要测量对角线相等，以确保铁心的垂直角度。在叠片过程中，要使接缝靠严，并随时测量铁心端面的垂直度。

2）心柱和铁轭厚度不匀。原因是铁片厚度不匀和剪切毛刺大。经常有心柱一侧厚而另一侧薄的情况，使卡量数字不准，且难定厚度尺寸。为此要控制毛刺，且发现

厚度不一致时，要逐次用加片或减片的办法来找平。冲剪加工铁心片时，严格控制毛刺大小，严格检查硅钢片的质量，不合格品不能使用。

3）叠装后的铁心各级接缝过大和各级面倾斜产生原因有：

① 铁心叠装中夹件放得不正，第一级叠片摆放偏斜，铁心对角线不等，测量不准。

② 叠片中各级沿心柱宽度方向移动。

③ 叠装中各级沿心柱长度方向移动。

④ 铁心片角度加工不对。

⑤ 铁心接缝处对接不平。

解决方法是：铁心叠装工作台的平面必须找平。叠装第一级时，要准确测量对角线，使之相等。在叠装过程中，应随时检测，发现不合格处，应及时校正，对于不合格片应挑出，不得使用。叠片时，尽量使同一层的各个接缝尺寸相等，在此前提下力争使接缝最小。

4）铁心总厚度尺寸超差及直径尺寸超差。这是由于叠装片数不对而造成的。如果是正公差，一定要保证下道工序能套装绕组；如果是负公差，则铁心截面积不够，使磁通密度增加，铁心空载损耗增大，且绕组套装间隙大。

解决方法是叠装中要准确测量每级厚度，以保证铁心总厚度符合要求。根据经验，片号尺寸合格，总厚度尺寸合格，铁心直径也会在合格范围之内。每级叠装要对称，否则也会产生不圆而使直径超差。

5）端部片间短路。原因有接地片放置不对或铁心端面被打坏。因此，禁用铁块敲打，正确放置接地片，保持产品清洁。

6）铁心叠装后零部件装配不上。这是零部件不合格、装配不当或设计问题造成的。因此，叠装时应严格检查铁心各个另部件质量，完全合格的才能使用。根据经验，只要另部件合格，装配适当，施工中不会有问题的。

（4）玻璃粘带扎紧工艺　环氧玻璃粘带配制时，使用的材料器具有厚度 0.1mm×宽度 50mm 无碱玻璃布带、634 号环氧树脂、三乙醇酸和工业纯酒精、0～200 ℃电烘箱、4 号粘度计、秒表、搪瓷桶、烧杯等。配制时，先把环氧树脂在 50～60 ℃温度下溶成液体，再按重量比配料：634 号环氧树脂 100 份，三乙醇酸 7～8 份（夏天）或 8～10 份（冬天），酒精适量。将环氧树脂加酒精拌匀后加入三乙醇酸并再加酒精，使粘度达到 25～30s。以后把紧卷松开，并在 100～120 ℃烘箱中脱蜡 2h 的玻璃布带，在室温下浸入配好的胶液中浸泡 2～3h 后取出滴干胶液即可使用。有的直接制成半干状态的粘带或自干式粘带，可直接绕到铁心上使用。

各变压器厂大多用手工把玻璃粘带往铁心柱上缠绕。但也可使用绑扎机械缠绕。绕好后要进行干燥固化处理，一般利用烘干炉，在 120～130 ℃温度下烘干 8h 以上即可。若是半干粘带，在缠绕到心柱上后，用电烙铁封头，待套装绕组以后，连同器身一块放入真空罐内进行干燥。但此种半干粘带有效使用期较短。对全斜接多级接缝铁

心，铁心端面涂刷聚氨酯漆，起到了粘结固定铁心和切口防锈的作用，故不再绑扎玻璃带。

8.1.4 铁心的填充系数和工艺叠装系数

（1）填充系数　就是铁心在圆面积中的填充程度，即铁心柱的净面积 S_1（除去绝缘层和间隙）与铁心柱外接圆截面积 S_0 之比，用公式表示

$$K_C=\frac{S_1}{S_0}$$

铁心填充系数又称铁心圆面积利用系数(圆截面利用系数)。它与硅钢片厚度、铁心型式及绝缘种类等有关。一般填充系数为 0.63～1（接近 1），常见为 0.87，从节能角度考虑，越大越好。另外，铁心窗口填充系数也是指窗口的填充程度。

（2）工艺系数　就是由于制造工艺造成铁损增加的倍数，即变压器实际铁损 p_1（W/kg）与铁心材料本身铁损理论计算值 p（W/kg）之比，称为工艺系数 K。用公式表示

$$K=\frac{p_1}{p}$$

所以又称工艺损耗系数或工艺附加损耗系数或铁损工艺系数。它是反映一个制造厂制造工艺水平的指标。工艺系数越小，工艺水平越高。一般在 1.15～1.45，其中小型变压器比大型变压器要大。它取决于铁心制造各个环节是手工操作还是自动操作，以及是何种材料硅钢片，有否退火、工具、夹紧情况等诸多因素有关。本系数越小越好。

（3）叠片系数　就是铁心叠片在总高中的填充程度。即在某一高度 H_0 内叠片，实际叠片总厚度 H_1（除去绝缘层厚度和间隙）与此规定高度之比，称为铁心叠片系数 K_d，又称叠片因数。用公式表示

$$K_d=\frac{H_1}{H_0}$$

它也是反映一个制造厂制造工艺水平的一个指标。不过它不像工艺系数还与材料有关，它主要决定于与形状有关方面的工艺水平，如厚度公差、毛刺大小、片子的波浪度、平整度以及夹紧力等与叠片系数有关。它的数值小于 1，一般为 0.9～0.98。在不产生不合理的情况下，越大越好。

(4)叠装系数　就是铁心叠片在一定体积内的填充程度。即硅钢片试样的重量 m 与在一定压力下所测得的叠装厚度（高度）h、长度 l、宽度 b 与密度值 ρ（kg/m³）计算所得的理论重量之比的百分数，称为叠装系数 S。用公式表示

$$S=\frac{m}{bl\rho h}\times 100\%$$

叠装系数与叠片系数所表示是一个工厂同一个工艺水平指标，区别仅在此叠片系数是厚度（高度）之比，叠装系数是重量之比，都表示叠片填充程度。都与铁心片形状方面好坏有直接关系（如前所述波浪度、毛刺大小等）。

目前大部分制造厂习惯采用叠片系数，认为它较直观，易测量，认为反正都是表示叠片质量水平的。但为了与国际行业和国内行业间的可比性，我国参考了国外IEC404.2—1978标准，在国标GB2522—1988中规定了统一用叠装系数。为此各厂可自行相互对比，找出两者数值的对比表，就可将两者系数相互套用。叠装系数一般取0.9～0.95，通常越大越好。

(5) 工艺系数和叠片系数计算实例　如有一台新S9—315/10配电变压器，其硅钢片牌号为35Z155，实测损耗值 $p17/50=1.37W/kg$

铁心叠片系数计算：

随机抽取一张硅钢片，分别测量不少于5个平面点的厚度测量，这个点距边缘需大于20mm以上，将各处数据相加，取平均值，则35Z155硅钢片实测平均厚度为0.342mm，每柱（轭）叠片厚度为162.4mm。

叠片系数　$$K=\frac{0.342\text{mm/片}\times 462\text{片}}{162.4\text{mm}}=0.973$$

铁心片的实际叠片重量：

$G_{Fe}=445.16kg$，$K=0.973$ 时，理论计算叠片重量 $G_{Fe}=443.4\times\frac{0.973}{0.97}kg=444.8kg$ 与实际重量基本相符。

铁损工艺系数验证：

实际磁通密度

有效截面积 $A_1=0.973\times 212.7cm^2=206.957cm^2$

匝电压 $e_t=\frac{230.94}{31}V=7.4497V$

实际磁通密度 $B=\frac{7.4497\times 10^6}{2.22\times 206.957}T=1.6T$

单位重量损耗：查35Z155硅钢片磁化曲线得，单位重量损耗 $p_t=1.221W/kg$。

铁心损耗工艺系数：实测铁心空载损耗614W。

$$K_0=\frac{614}{1.221\times 445.16}=1.13$$

空载电流附加系数 K_0 验证：实测空载电流 $i_0=0.60\%$。

查表得，单位铁重励磁功率3.478VA/kg；接缝单位面积励磁功率0.308VA/cm²。

计算有功分量

$$i_{0a}=\frac{614}{3150}=0.19\%$$

无功分量

$$i_{0r}=\frac{3.478\times 445.16+0.97\times 6\times 206.457}{3150}=0.87\%$$

$$K_0=\frac{\sqrt{i_0^2-i_{0\alpha}^2}}{i_{0r}}=\frac{\sqrt{0.60^2-0.19^2}}{0.87}=0.65$$

8.2 铁心片的冲剪加工和剪切线

8.2.1 冲剪加工对铁心片电磁性能的影响

硅钢片冲孔的影响见接缝形式分析和表 8-2。

(1) 硅钢片剪切边缘的加工硬化　剪切边缘由于变形和硬化，产生应力，破坏晶格结构，使损耗和励磁电流都要增加。试验证明，一般损耗增量 $\Delta P_0\%$ 与剪切长度 L_G 近似呈线性关系。而变压器铁心外形尺寸与额定容量 P_e 的四次方根成正比，即 $L\propto P_e^{1/4}$，铁心重量 G 又正比于它的体积 V，因 $V\propto L^3$，故 $G\propto P_e^{3/4}$，由此得

$$\frac{L}{G}\propto\frac{\sqrt[4]{P_e}}{\sqrt[4]{P_e^3}}=\frac{1}{\sqrt{P_e}}$$

即单位重量的剪切长度与变压器额定容量的二次方根成反比，所以容量越小，损耗相对增量越大，故中小型变压器一般需退火。

(2) 横向夹紧和弯曲对硅钢片电磁性能的影响　当硅钢片表面有附加应力时，导磁性能要变坏。磁通密度在同一磁场强度下随着夹紧力的增加而降低。当磁通密度为 1.4～1.7T 时，夹紧力对导磁性能的损害最显著，这一区间在变压器的常用范围内。在磁通密度为 1.65T 夹紧力由零增加到 0.6MPa 时(此值接近铁心的实际夹紧力)，磁通密度下降 25%，或空载电流增至 2.2 倍。图 8-25 是 35Q220 硅钢片在 1.65T 时单位损耗与夹紧力的实测关系曲线。

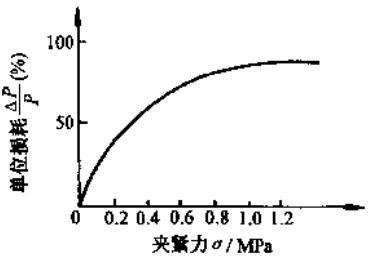


图 8-25　磁通密度为 1.65T 时单位损耗与夹紧力间的关系曲线

(3) 辊压毛刺的影响　毛刺造成片间短路，也降低叠片系数。因此，需用辊压或刮削方法除去毛刺，通常要求毛刺≤0.03mm。顺轧制方向辊压毛刺，损耗和电流的增量最大，而当与轧向成 55°方向辊压毛刺时，空载电流略增而单位损耗反而降低。

(4) 退火对电磁性能改善　因减少了残余应力，也减少了碳、硫、磷等有害杂质。

8.2.2 卷料硅钢片的纵向剪切和设备

1. 纵剪加工的特点

纵剪刀具是多圆盘剪刀，它把成卷硅钢片沿着轧制方向连续剪切成不同宽度的条料。结构如图 8-26 所示，δ 为刀间间隙，C 为上下刀重合距。安装时应左右对称，受力匀，质量好，如图 8-27 所示。圆盘剪刀的间隙和重合距对剪切质量影响很大。合

理的数值按图 8-28 进行选择。

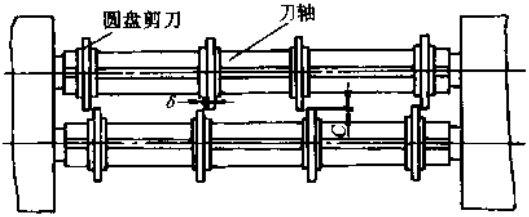
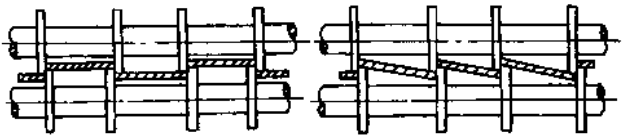


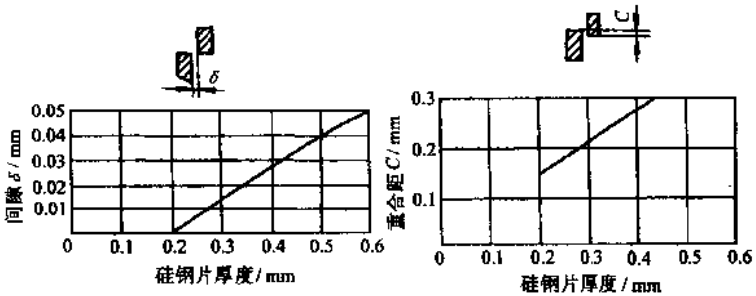
图 8-26　多圆盘剪刀



a)　　b)

图 8-27　圆盘剪刀的安装

a）正确安置　b）不正确安置



a)　　b)

图 8-28　根据硅钢片厚度选择 δ 和 C

a）剪刀间隙 δ　b）重合距 C

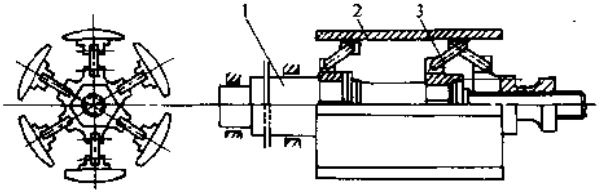
为了提高利用率，应按大中小容量来搭配套裁卷料，两边缘需剪去 5～15mm 的窄条，对边缘平直无损伤的也可不去边。

纵剪是在自动生产线上进行，设备有开卷机、多刀圆剪床（滚剪床）、张紧压毛机、收卷机、卸料小车、边料切碎机、测速装置、限位装置、电控等部分组成。剪切方式分为拉动剪切和传动剪切两种。

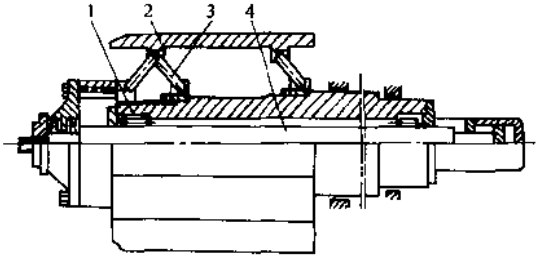
2. 纵向剪切设备和纵剪线

(1) 开卷机　自制的多数采用悬臂式楔块结构或连杆结构，轴上安装 3～6 个弓形板撑模，还有动力装置和阻尼制动装置。图 8-29 为开卷机的几种典型结构。

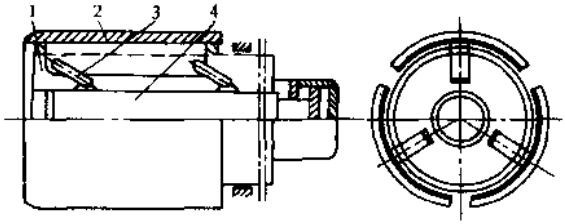
(2) 滚剪床　由两根水平轴、支撑座、床身和传动装置组成，为了保证剪切质量，不使剪刀卡住带料，在上下剪刀的进料端装有压料装置，如图 8-30 所示。为了更换和调整方便，多采用木制压料装置和钢压板。



a)



b)



c)

图 8-29　开卷机结构形式

a～c) 几种结构

1—悬臂轴　2—弓形撑模　3—联杆　4—拉杆

(3) 拉紧装置　由可动的上下压板组成，多用木质压料板，板上有毛毡。通常保持 10N/mm 拉紧力。板前可装压料辊或刮毛刺刀具。

(4) 收卷机　基本与开卷机相同。压料和分料机构由固定在两个支座上的轴和带有压料心轴的两个杠杆组成。收卷机由直流电机驱动。

(5) 卸料小车　由车体和可以升降的弧形架组成，装在收卷机下面，有四个滚轮

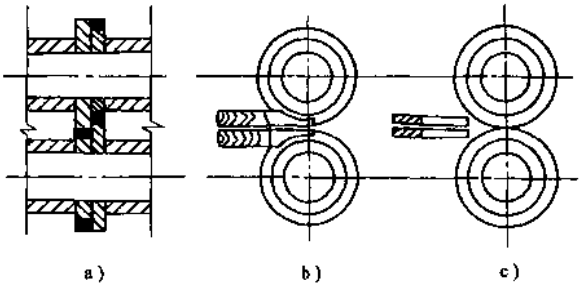


图 8-30　压料装置

a）橡胶压料　b）木压块压料　c）钢压板压料

可沿其轨道移动。

(6)边料切碎机　安装在滚剪床后面，由固定在机架上的固定剪刀和装在旋转心轴上的两个可动剪刀组成，将边料切断落入箱内或传送带上。

纵向剪切生产线如图 8-18 所示。某变压器厂的纵剪线如图 8-31 所示。

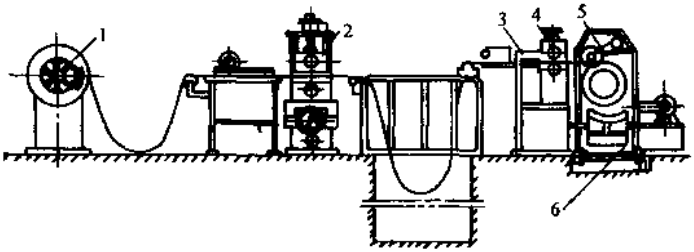


图 8-31　某变压器厂纵剪生产线

1—开卷机　2—滚剪床　3—拉紧装置　4—压毛机

5—收卷机　6—卸料小车

纵剪工序的质量要求：

1）硅钢片纵剪后的毛刺高度应不大于 0.03mm，否则，涡流损耗增加，降低了叠片填充系数。

2）纵剪出的片料宽度偏差不大于±0.2mm，纵边直线性偏差不大于 0.25mm/500mm。否则，影响铁心叠装质量。

3）纵剪后的硅钢片无明显波浪（俗称荷叶边），即使有波浪，其波浪高与波浪长之比应不大于 2.5%。否则，硅钢片会发生严重的塑性变形，损耗明显增加。

4）片料边缘应无挤伤，否则对铁心质量的影响远大于荷叶边。

5）纵剪后收卷的卷料应圆紧、整齐。

国内硅钢片纵剪线主要生产厂家和型号参数见表 8-10 和表 8-11，德国乔格纵剪生产线技术性能见表 8-12。

表 8-10 国内纵剪线主要生产厂及主要参数

生产厂家	沈阳电工机械厂	汉江机床厂	上海申江机器厂
型　号	M095	ZX75	J82 1
剪切方式	滚剪	拉剪	滚剪
剪切厚度/mm	0.25～0.5	0.25～0.35	0.25～0.5
剪切宽度/mm	40～1030	40～1000	67～1150
剪切速度/（m/min）	30～50	50	15.5
剪切不直度/（mm/m）	0.2	0.2	0.1
剪切毛刺/mm	<0.03	<0.03	<0.05
刀片外径/mm	ϕ270	ϕ250	ϕ240
刀轴直径/mm	ϕ140	ϕ125	ϕ125

表 8-11 BZX 系列变压器硅钢片纵剪生产线主要技术性能

设备型号	BZX-Ⅰ	BZX-Ⅱ	BZX-Ⅲ	设备型号	BZX-Ⅰ	BZX-Ⅱ	BZX-Ⅲ
卷料内径/mm	500			剪切毛刺/mm	≤0.03		≤0.02
卷料宽度/mm	800～1000			最多剪切条数	10		
卷料重量/t	3	5	3	单边不直度	≤0.2mm/2m		
剪片厚度/mm	0.25～0.35			剪切宽度误差/mm	±0.1		
剪片宽度/mm	40～1000			设备总功率/kW	20		60
剪切速度/(m/min)	52		0～120				

表 8-12 乔格纵剪生产线主要技术性能 (mm)

型　号	滚刀轴径	滚刀外径	进料宽度	滚刀轴向移动最大宽度
KS125/250-1000	125	250	1000（1200）	1200
KS160/250-1000	160	250	1000（1200）	1200
KS175/320-1200	175	320	1200（1400）	1400
KS200/320-1200	220	320	1200（1400）	1400

8.2.3 卷料硅钢片的横向剪切和设备

1. 横向剪切加工的特点

横向剪切要使用龙门剪床或回转剪床。剪刀的间隙对剪切毛刺有直接的影响，合理的间隙和纵剪一样选择（见图 8-28）。上剪刀的安装斜度以 1%～2%为宜。安装时上剪刀固定在剪床的动梁上，下剪刀装在下床身上。横向剪切不像纵向剪切动作是连

续的，而是周期性断续的。这样，开卷机的线速度必须随时适应剪切速度、剪切长度和卷料外径的不断变化，否则会产生硅钢片积料或拽料现象，影响质量。因此，在开卷机和送料机构间要有使带料形成环套，可落在地坑里，由坑内储料多少通过自动装置来调节开卷机的转速。硅钢片的横剪在自动或半自动的生产线上进行。因横剪效率比纵剪效率（单位时间内剪切总长度）低得多，故一条纵剪线的成品可供给 3～4 条横剪线使用。

2. 横剪线的形式

生产线的形式由铁心片的形状和尺寸决定。按图 8-32 的片形，可组成各种形式的生产线。对于无孔矩形片和菱形片，可由单台普通斜口剪床组成连续剪切生产线，调节端挡板的位置，就可得到不同长度的片形。

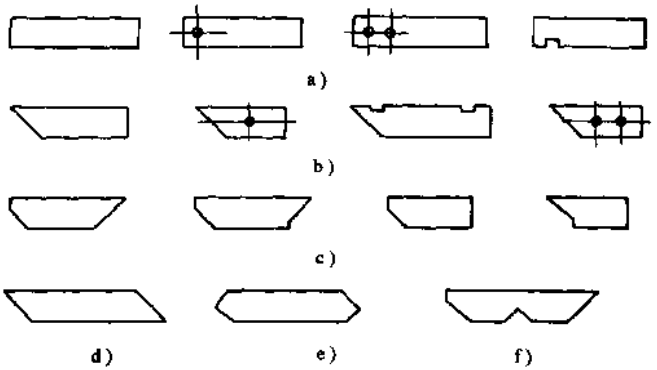


图 8-32　铁心片的基本形状

a）矩形片　b）直角梯形片　c）带台梯形片

d）菱形片　e）双斜角片　f）带缺口梯形片

如果用一台多刀滚剪床和一台普通斜口剪床组合，先把成卷硅钢片横向剪切，再纵向剪切可得矩形片，如图 8-33a 所示。适用生产规格少、批量大的中小型铁心。

对于无孔直角梯形片和带台阶梯形片，可由两台剪床组合，动作一次剪切两片，如图 8-33b 所示，定位精度较差，适合生产中小型铁心。

如用单台回转剪床来连续剪切梯形片，如图 8-33c 所示，定位精度高，适合生产大型铁心。

对于有孔的矩形片和直角梯形片，可由剪床和冲床组合，组成级进式连动冲剪生产线，如图 8-34 所示。

对于带有缺口的梯形铁轭片，可和边柱片组合，由两台剪床和一台冲床组成级进式联合冲剪生产线，如图 8-35a 所示，其中一台剪床和冲缺口冲床可纵横移动。

对于双斜角片，由一台倾斜安装的普通剪床和一台双刀剪床组成连续联合剪切生产线，几种剪切方式如图 8-35b 所示，双刀剪床可以纵向移动，以便加工各种片长。

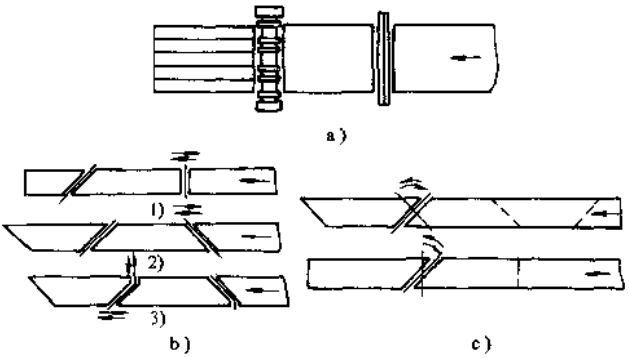


图 8-33 剪切生产线

a）纵横组合剪切生产线 b）两台剪床组成的生产线

c）回转剪切生产线

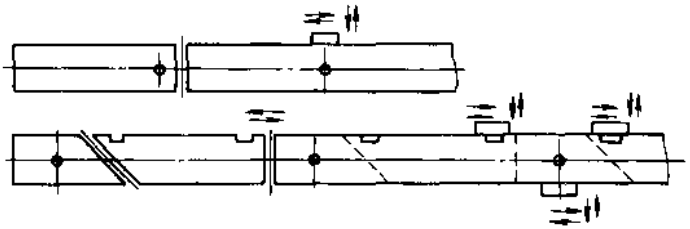


图 8-34 级进式连动冲剪生产线

还可用一台回转剪床，调节长度两次定位，切去两个尖角，即可剪切不同长度的双斜角片，如图 8-35c 所示。

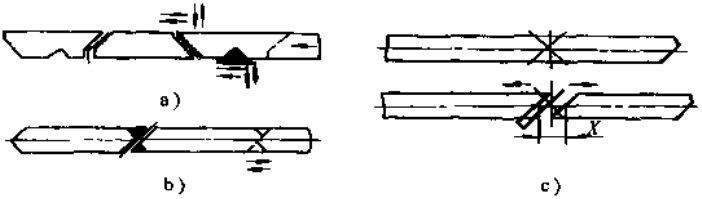


图 8-35 几种剪切方式

a）缺口梯形片级进式联合冲剪生产线 b）双斜角联合剪切生产线

c）双斜角片剪切生产线的形式

在设计铁心结构时，必须根据产品的容量、生产的批量、不同形状叠片的电磁特性以及工艺合理性，选定叠片形式。对于大批量生产的铁心，可以采用自动化程度和

生产效率更高的横向剪切生产线。

3. 横向剪切生产线的设备

一条横向剪切线，通常包括下列单机：

(1) 开卷机　类似纵剪线，但由能调速的电动机驱动。

(2) 送料机构　对辊式送料的生产线，靠上下辊与硅钢片间的摩擦力传送，上下辊全为主动辊。因送料是间歇性的，故将上下辊做成可分开式，送料时可闭可分。对于钳式送料的生产线，采用机械手送料。

(3) 剪切机床　可分为固定式、移动式和回转式三种。传动方式有机械、液压、气动三种。下剪刀固定在底座上，上剪刀固定在滑块上，活塞杆与滑块直接相连，活塞杆往复一次，完成剪切一次。

(4) 取料机构　剪切后的成品片，由取料机构传送到放料架上。取料方式有横向取料和纵向取料。横向取料采用机械手，纵向取料采用辊式或传送带式。

(5) 分料理料装置　分料装置把不同形状和长度的铁心片分开，并分别传送到双层放料架上。图 8-36 是分料装置示意图。钢片由传送带 1 传来，经过可自动偏转的 V 形分料板 2，到达传送带 3，再分别堆放在双层放料架 4 上。

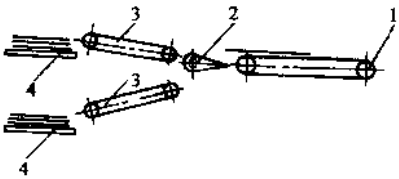


图 8-36　分料装置示意图

1、3—传送带　2—V 形分料板　4—放料架

理料方式有周边挡料槽理料和端头理料两种。

横向剪切生产线如图 8-19 所示。剪切线加工的片形见图 8-37 所示。

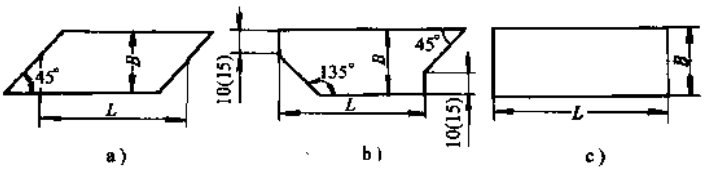


图 8-37　剪切线加工的片形

a) 平行四边形片　b) 带台梯形片　c) 矩形片

8.3　硅钢片剪切生产线简介和调整计算

8.3.1　硅钢片剪切线简介

国内硅钢片横剪线主要生产厂家和型号参数见表 8-13 和表 8-14。西安启源机电装备制造公司最新制造的 BHX900-JCBD 型横剪线在 2000 年底通过鉴定，该设备的价格约为进口设备的 1/4～1/3，主要技术性能接近国外同类设备 20 世纪 90 年代的先进水平，可替代进口设备。

表 8 13 国内横剪线生产厂及主要技术参数

生产厂家	沈阳电工机械厂	汉江机床厂	第七设计院宁波变压器厂	沈阳环城设备厂
型　号	M132	ZX56	BTHX/S-400	HJX-400
剪切厚度/mm	<0.5	<0.5	0.28～0.35	0.23～0.35
生产效率/(片/min)	30		250kVA20～24	
进给速度(m/min)	3～60	20～60	150	30
剪切毛刺/mm	≤0.03	≤0.03	≤0.03	≤0.03
片长偏差/mm	≤1m 时±0.2	<0.335m 时±0.2	<1m 时±0.2	±0.1
角度偏差(°)	±0.005	±0.025	±0.01	≤0.0005

表 8-14 BHX 系列横剪生产线的主要规格

型　号	BHX400	BHX600	BHX900
剪片宽度/mm	40～440	60～640	80～920
剪片长度/mm	400～2500	400～3500	500～5000
剪片厚度/mm	0.25～0.35	0.25～0.35	0.25～0.35
送料速度/(m/min)	150	150	150
剪切长度精度/mm	±0.2	±0.2	±0.2
剪切角度精度	±0.025°	±0.025°	±0.025°
总功率/kW	27	30	45
耗气量/(m^3/min)	3	3	5
外形尺寸(长×宽×高)/m×m×m	12×4.9×2.2	15.5×5.2×2.3	23×6.7×2.5
总重量/t	9	16	30

8.3.2 BTHX/T-400 型变压器铁心片斜剪线的调整计算

S9 系列变压器铁心硅钢片的剪切在工艺上较直接缝的剪切困难得多。现举例介绍汉川机床厂生产的 BTHX/T-400 型 (ZX73) 剪切线的调整计算。该线在剪切轭片和边柱片时，调整比较简单，而剪切中柱片时，由于各定位尺寸相互影响，调整比较复杂。为此分析对该线剪切中柱片时，定位尺寸的变化对中柱片各部尺寸的影响，推导中柱片各部尺寸存在误差时，各定位尺寸调整量的计算公式。

(1) 中柱片的剪切程序　如图 8-38 所示的中柱片，其宽度 B 由纵剪线剪出，Ⅰ～Ⅳ线在斜剪线上剪出。

BTHX/T-400 型斜剪线由双头开卷机、导向装置、缓冲地坑、送料机、冲床段、剪床段等组成。以 S9 系列的中柱片为例，说明其剪切程序，如图 8-39 所示。剪切线全线采用中心定位。当卷料按运行方向通过，端部到达挡 1 位置时，冲床冲切出 Ⅰ 线和 Ⅱ 线，同时剪 1 剪切出 Ⅲ 线。剪片继续前进，端部到达挡 3 位置时，剪 2 剪切出 Ⅳ 线。至此，中柱片冲、剪完成。剪切线中，可以调节冲床、挡 1 和挡 3 的位置，改变 L_1、L_2 和 L_3 的大小，以获得不同尺寸的铁心片。

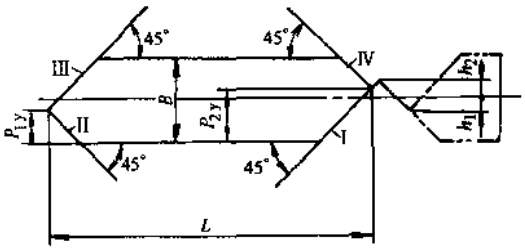


图 8-38　中柱片各部尺寸代号

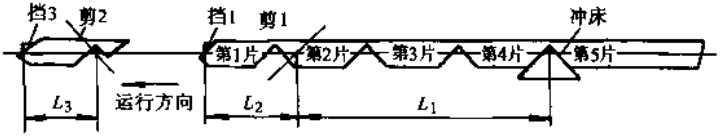


图 8-39　中柱片剪切程序图

剪 1、剪 2—剪板机 1 和剪板机 2　挡 1、挡 3—定位挡铁 1 和定位挡铁 3

(2) 各定位尺寸的计算和影响　在剪切前，首先将冲床角度调整，剪 1 和剪 2 调整到 45°，然后调整定位尺寸。根据卷片剪切的几何尺寸关系，得到各定位尺寸的计算公式（见图 8-38 和图 8-39）

$$L_1 = nL + (n-1)2h - (2h_1 - h) \tag{8-1}$$

$$L_2 = L + 2h \tag{8-2}$$

$$L_3 = L \tag{8-3}$$

式中　n——剪 1 与冲床之间保有的片数。

由于铁心片尺寸精度要求较高，剪切线的标尺读数由于种种原因无法一次定准，中柱片的尺寸 L、P_{1y} 和 P_{2y} 将出现误差，需要重新调整定位尺寸 L_1、L_2 和 L_3。

改变一个定位尺寸，对中柱片剪切边 Ⅰ～Ⅳ 线的影响不是单一的，下面首先将改变各部尺寸的变化规律列于表 8-15 中。

表 8-15 中所列的是三个定位尺寸各个单独调整时中柱片各部位的变化，如果两个或三个定位尺寸同时调整时，中柱片的变化是单独调整一个定位尺寸时变化的叠加。由表 8-15 变化规律还可以看出，当调整 L_1 时，由第 5 片开始，中柱片尺寸开始按新尺寸稳定不变；调整 L_2 时，由第 4 片开始，中柱片尺寸开始稳定不变；调整 L_3 时，由第一片开始，中柱片尺寸就稳定不变。

(3) 由中柱片尺寸误差计算定位尺寸的调整量　了解了调整定位尺寸对中柱片

各部尺寸的影响后，当剪出中柱片并测出其 L、P_{1y}和 P_{2y}的误差后，可以按表 8-16 中推导的计算项次，计算各定位尺寸需要的调整量，从而通过一次调整，使中柱片达到要求。

表 8-15 定位尺寸变化对中柱片尺寸的影响

定位尺寸变化	中柱片位置及尺寸	第 1 片	第 2 片	第 3 片	第 4 片	第 5 片
L_1+m	Ⅱ线	0	0	0	0	0
	Ⅰ线	0	0	0	0	$-m$
	Ⅳ线	0	0	0	0	0
	Ⅰ线	0	0	0	$-m$	$-m$
	P_{1y}	0	0	0	0	$+m/2$
	P_{2y}	0	0	0	$-m/2$	$-m/2$
	L	0	0	0	$-m$	0
L_2+m	Ⅱ线	$+m$	$+m$	$+m$	$+m$	m
	Ⅰ线	$+m$	$+2m$	$+3m$	$+4m$	$+4m$
	Ⅳ线	$+m$	$+m$	$+m$	$+m$	$+m$
	Ⅰ线	$+m$	$+2m$	$+3m$	$+3m$	$+3m$
	P_{1y}	0	$-m/2$	$-m$	$+3/2m$	$-3/2m$
	P_{2y}	0	$+m/2$	$+m$	$+m$	$+m$
	L	0	0	0	$+m/2$	$+m/2$
L_3+m	Ⅰ～Ⅱ线	0	0	0	0	0
	Ⅳ线	$-m$	$-m$	$-m$	$-m$	$-m$
	P_{1y}	0	0	0	0	0
	P_{2y}	$+m/2$	$+m/2$	$+m/2$	$+m/2$	$+m/2$
	L	$+m/2$	$+m/2$	$+m/2$	$+m/2$	$+m/2$

注：表中Ⅰ～Ⅳ线的变化是指它们的位置，向前移为+向后移为−。

表 8-16 定位尺寸调整量计算公式

项 次	中柱片要求	定位尺寸调整量		
		L_1	L_2	L_3
1	$L+a$	$+3a$	$+a$	$+a$
2	$P_{1y}+b$	$-b$	$-b$	$+b$
3	$P_{2y}+c$	$-3c$	$-c$	$+c$
4	$L+a$，$P_{1y}+b$	$+(3a-b)$	$+(a-b)$	$+(a+b)$
5	$L+a$，$P_{2y}+c$	$+3(a-c)$	$+(a-c)$	$+(a+c)$
6	$P_{1y}+b$，$P_{2y}+c$	$-(b+3c)$	$-(b+c)$	$+(b+c)$
7	$L+a$，$P_{1y}+b$，$P_{2y}+c$	$+(3a-b-3c)$	$+(a-b-c)$	$+(a+b+c)$

(4) 计算举例　当中柱片的尺寸为

$$L=595 \qquad P_{1y}=55 \qquad P_{2y}=65 \qquad h=8 \qquad n=3$$

则由式 (8-1) 知

$$L_1=3\times595+2\times2\times8-(2\times5-8)=1815$$

由式 (8-2) 知

$$L_2=595+2\times8=611$$

由式 (8-3) 知

$$L_3=595$$

当第一次定位剪出的中柱片尺寸为

$$L=594.6 \qquad P_{1y}=54 \qquad P_{2y}=64.5$$

则各定位尺寸应调整到下列数值，由表 8-16 的项 7 知

$$L_1=1815+(3\times0.4-1-3\times0.5)=1813.7$$

$$L_2=611+(0.4-1-0.5)=609.9$$

$$L_3=595+(0.4+1+0.5)=596.9$$

(5) 铁心片冲剪力的计算　铁心片冲剪时，冲剪力是按下式计算的：

$$\text{斜口剪床的剪切力}=\frac{(\text{钢片厚度})^2\times\text{钢片剪切应力}}{2\tan\alpha}$$

式中，电工钢片的剪切应力按极限强度考虑为 300MPa；$\tan\alpha$=剪刀闭合高度/剪刀长；钢片厚度单位为 mm。

冲床冲剪力=钢片冲剪面积×钢片剪切应力

圆孔冲剪力=直径×π×钢片厚度×钢片剪切应力

常用的剪刀、冲模材质是采用铬 12 (Cr12) 和碳 8 (T8) 钢。

剪刀安装的要求是：

1) 下剪刀要略低于进料水平线；

2) 上下剪刀要求平行，间隙要均匀一致，可用顶丝及垫片调整，间隙为 0.005～0.015mm (0.3mm 电工钢片)；

3) 剪刀成一直线，不得出现凹凸弧度。

冲模安装的要求是：

1) 上下冲模要求垂直。

2) 冲模间隙要均匀一致，可用顶丝来调节。

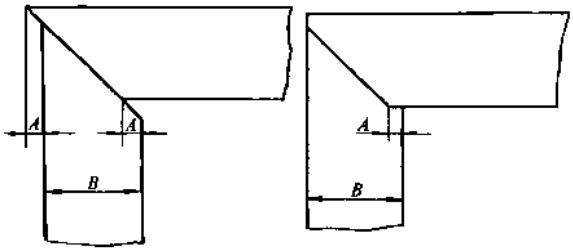
3) 根据电工钢片的厚度和性能，上下冲模的重合深度要适宜，对于 0.3mm 电工钢片约 0.15～0.25mm。

8.3.3　全斜铁心接缝形式的比较

国内全斜接缝形式基本上分为带尖出角和带台不出角两大类，这两种各有自己的特点。

1. 斜接方式对空载损耗的影响

由图 8-40 可见，带尖出角片型与带台不出角片型的主要差别在于斜接缝的长度，它直接影响了接缝截面，从而影响了接缝磁通和接缝损耗。



a) b)

图 8-40 斜接方式

a) 带尖出角片型 b) 带台不出角片型

带尖方式接缝长度

$$L_J = \sqrt{2}B - \sqrt{2}A \tag{8-4}$$

带台方式接缝长度

$$L_T = \sqrt{2}B - \sqrt{2}A + A$$
$$= \sqrt{2}B - (\sqrt{2}-1)A \tag{8-5}$$

式（8-4）和式（8-5）各除以 B 得相对接缝长度

$$l_J = L_J/B = \sqrt{2} - \sqrt{2}a \tag{8-6}$$

$$l_T = L_T/B = \sqrt{2} - (\sqrt{2}-1)a \tag{8-7}$$

相对值 $a=A/B$，意味着台宽 A 占片宽 B 的相对值，根据变压器系列要求，铁心直径为 ϕ70～250mm 时 A=5mm，铁心直径为 ϕ255～400mm 时 A=15mm，由此可求出 a 约为 5.4%，详见表 8-17。将平均 a 值代入式（8-6）和式（8-7）得

$$l_J = 1.3378 \tag{8-8}$$

$$l_T = 1.3918 \tag{8-9}$$

式（8-8）除于式（8-9）得带尖的相对于带台的接缝长度为 0.961，即带尖的相对于带台的接缝磁通密度为 1/0.961=1.04，损耗约正比于磁通密度的 2.4 次方，则带尖的相对于带台的接缝损耗增加为 $1.04^{2.4}=1.0987$，接缝损耗因占总的空载损耗的 3%～8%，即带尖出角方式相对于带台不出角的空载损耗增加了 0.296%～0.7896%，为便于比较，取几何平均值 0.48%，这是带尖结构的一个缺点。

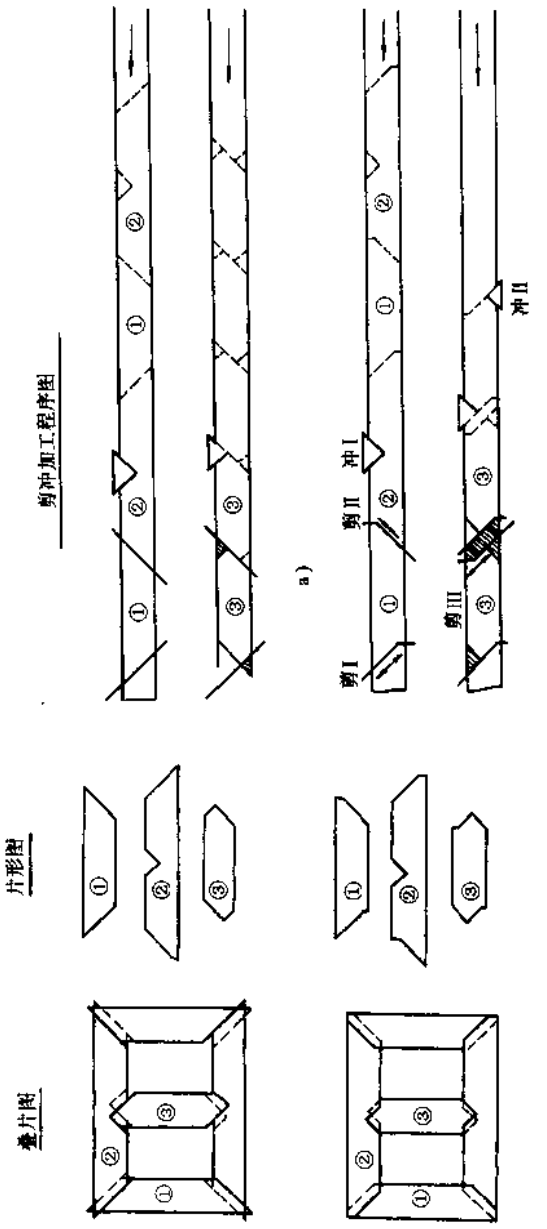


图 8-41　各种片形的叠片图和冲剪加工程序图

a)45°四侧出角片形剪冲段主要设备　b)带异向台片形剪冲段主要设备

c)45°不出角，带单台片形剪冲段主要设备　d)带同向台片形剪冲段主要设备

e)45°单侧出角片形剪冲段主要设备

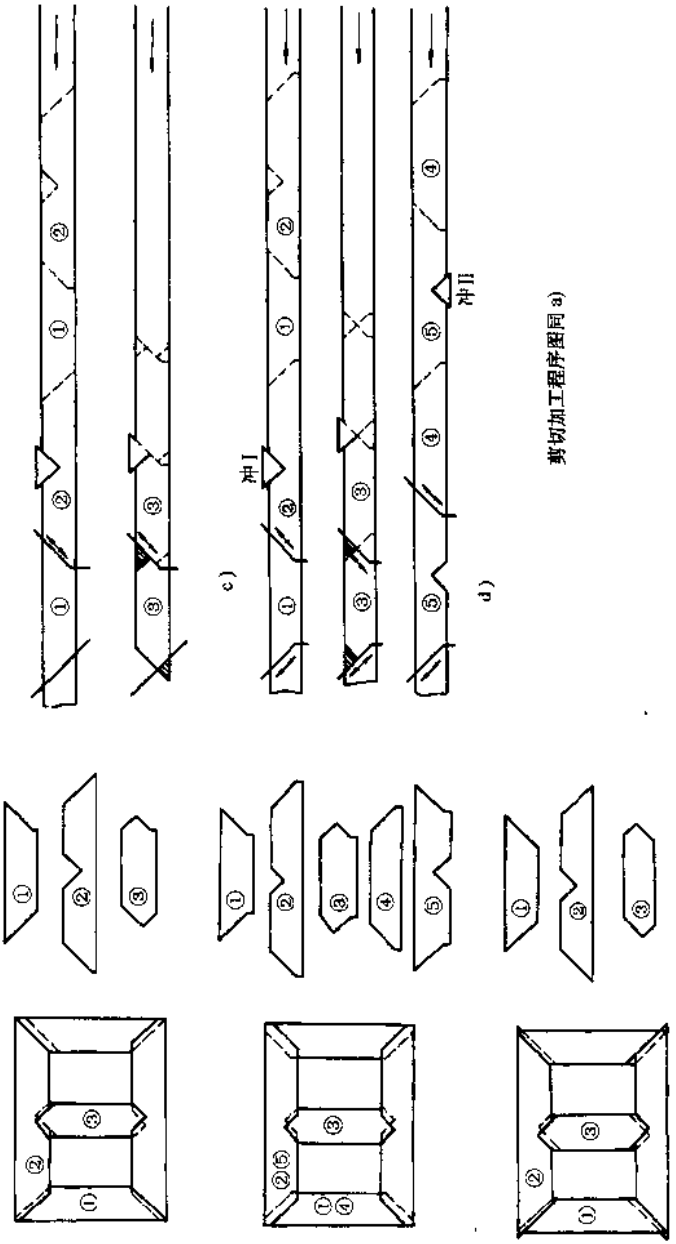


图 8-41 （续）

表 8-17　斜接缝硅钢片有关参数

铁心直径/mm	ϕ70～250	ϕ255～400
台　宽 A/mm	5	15
铁心截面积/cm²	34～462.4	482.3～1190.3
最大片宽/mm	60～240	250～390
等效片宽＝$\frac{\text{铁心截面积}}{\text{最大片宽}}$ /mm	56.67～192.67	192.92～305.2
几何平均片宽 B /mm	104.49	242.65
$a=A/B$ （%）	4.785	6.18
平均 a 值 （%）	5.4	

2. 工艺性对比

全斜接缝方式的最佳方案取决于多种因素，如硅钢片材料利用率、生产线的投资、生产线占用的生产厂房面积和耗费人力等。为了等效对比，可以一条生产线为基础来分析，该线具有开卷、送料、冲剪、退料、分料和理料全部功能，能加工出一台产品所需的全部片形。

加工带尖出角片形（见图 8-41a），生产线的冲剪段只需两台固定剪床和一台 V 型冲床即可加工出全部片形。该线采用中心定位，调整方便，调整次数少，剪切生产率高。这种片型由于轭片是一个等腰梯形片，两腰均为 45°，所以插片工艺性好，能得到较小的叠片间隙，这对降低空载损耗是十分有利的。但这种结构叠片需要采用定位装置（外定位或内定位）才能保证叠片的整齐。一台中小型铁心，级数为 6～9 级，叠一台铁心需变动定位装置 11～17 次，这在批量生产时，影响工时较大。

而带台不出角片型见图 8-41b，由于片子本身有台，就解决了这一问题，但台阶分别位于片宽两侧（统称为异向台），冲剪工艺较差。如果用一条生产线加工这种片形，冲剪段需三台成型剪床和两台 V 型冲床。为适应台宽 A 的变化和片宽 B 的变化，三台成型剪床均需沿 45°或 135°方向移动，其移动最大距离为 $\sqrt{2}\Delta B$（ΔB＝最大加工片宽－最小加工片宽）。这种生产线由于结构所限，加工最小容量约为 125～160kVA 左右，且造价约比正常生产线增加 20%～25%。

如果采用两条生产线来分别加工边柱片、轭片和中柱片，这在技术上是可行的，但由于生产线由一条增加到两条，投资约增加 70%～80%，占用生产厂房面积多一倍，人工也相应增加，生产同一台产品时生产线调整次数增加，从经济效益上看是不合算的。采用异向台这种片形，在套裁中柱片时（见图 8-42），废料将多增加 0.2%～0.3%。而且生产率较低，仅为带尖生产线的 40%～50%。

为了改变上述带异向台加工工艺性差的缺点，可用图 8-41d 同侧带台片形（称同向台）。加工时采用侧向定位，剪床沿 45°和 135°方向移动量大为减少，移动距离最

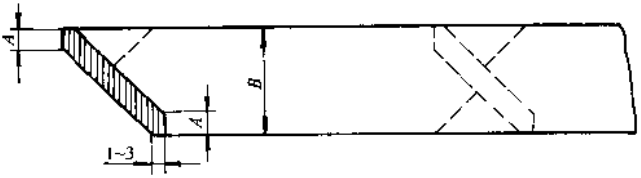


图 8 42 异向台片形的废料

大为 $\sqrt{2}A$（$A=5\sim15$mm），冲剪段设备由五台减为四台。但片形由三种增为五种。根据国内加工条件和制造水平看，在手工叠装铁心情况下，片形的增加使冲剪时铁心片的加工、叠片、堆放等较烦。由于图 8-41d 片形⑤两端均为直角边，在插片时有两组定位面，叠片间隙较难控制，相应提高了冲剪片精度要求。

如果把片形改成一端带台，另一端对角线 45°斜接如图 8-41c 所示，情况将大为改善。兼有带尖出角和带异向台不出角片型的优点，冲剪加工工艺性好。片形依然是三种，冲剪段只需将一台剪床改成移动式（移动量为 $\sqrt{2}A$，$A=5\sim15$mm）成型剪刀即可，中柱片可加工成一侧带台（或不带台），叠片也不需要特殊定位装置，生产线安装调整方便，生产率可达到图 8-41a 所示的片形水平。

图 8-41e 是双侧出角片形，它是 a 片形的变种，只需在加工图 8-41a 片形时相应改变边柱片和轭片中心长度，即可得到图 8-41e 所示叠片图。它具有带尖片形（a）的一切优点，而又避免了其主要缺点。由于四角均有 45°对角线接缝，铁心叠片时定位可以取消，在垂直方向尖角取消也使得铁心立放时插片的安全性提高。图 8 41 是各种片形的叠片图和冲剪加工程序图。表 8-18 是各种片形加工工艺情况表。

3. 综合对比

将各种片形的比较情况列于表 8-19。由表可见图 8-41 片形中 c 和 e 片形较好，其次是 a 片形。对于断轭铁心可按图形 c 和 e 来推出如图 8-43 的片形。

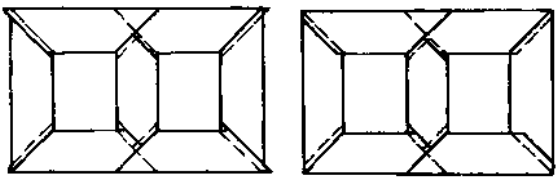


图 8-43 断轭铁心片形

图 8-41 五种片形是根据我国全斜产品情况来进行分析，但全斜铁心型式尚不止这些。以上五种片形的共同缺点是硅钢片材料利用率较差，约有 4%～5%作为废料损失掉了，以全国年产中小型产品 5000kVA 计，工艺废料损失硅钢片为 2000～2500t，价值 2000 万元。图 8-44 是美国生产的 1500/10/400 全密封变压器铁心叠片图和加工程序图。它是图 8-41d 类型的 6/8 斜接缝型。铁心为矩形截面，其特点有：

表 8-18 各种片形加工工艺情况表

序号	加工片形图 8-41	生产线定位方式	生产线组成(台)								剪片生产率/(片/min)	生产线外形尺寸(长×宽×高)/m	生产线参考价/万元	操作人员/人	加工一片产品调节次数(以100kVA为例铁心级数6级)					备注
			开卷机	送料机	固定剪床	移动成型剪床	V形冲床	出料台	分料机	理料车					挡块纵向调节	剪床横向调节	侧向导轨横向调节	V冲床横向调节	合计	
1	(a)45°四侧出角片型																			
	(1)机械挡块定位	挡块,中心定位	1	1	2	—	1	1	1	2	30	19.5×4.1×2.2	35	3～4	4	—	12	2+2①	20	①为"V"冲床纵向调节
	(2)数控定位	数控,侧向定位	1	1	2	—	1	1	1	2	30	13×5×2.2	30	2～3	—	—	12	12	24	
	(b)带异向台片型																			
	(1)机械挡块定位																			
2	边柱,轭片加工线	挡块,侧向定位	1	1	—	2	1	1	1	2	12	长约21	约45	3	18	7	—	6	31	
	中柱片加工线	挡块,侧向定位	1	1	—	2	2②	1	—	1	12	长约21	约45	2	19	—	—	6	56 25	②特殊模具冲床
	(2)数控定位	数控,侧向定位	1	1	—	3	2	1	1	2	30	15×5×2.2	42～44	3	—	14	12	12	38	最小加工容量为125～160 kVA

（续）

序号	加工片形图 8-41	生产线定位方式	生产线组成(台)								剪片生产率/(片/min)	生产线外形尺寸(长×宽×高)/m	生产线参考价/万元	操作人员/人	加工一片产品调节次数(以100kVA为例铁心级数6级)					备注
			开卷机	送料机	固定剪床	移动成型剪床	V形冲床	出料台	分料机	理料车					挡块纵向调节	剪床横向调节	侧向导轨横向调节	V冲床横向调节	合计	
3	(c) 45°不出角，带单台片型																			
	(1)机械挡块定位	挡块，中心定位	1	1	1	1	1	1	1	2	30	19.5×4.1×2.2	35	3～4	4	12	12	2+2①	32	①为"V"冲床纵向调节
		挡块，侧向定位	1	1	1	1	1	1	1	2	30	19.5×4.1×2.2	35	3～4	14	1	12	24	51	
	(2)数控定位	数控，侧向定位	1	1	1	1	1	1	1	2	30	13×5×2.2	30	2～3	—	1	12	12	25	
4	(d)带同向台片型																			
	(1)机械挡块定位	挡块，侧向定位	1	1	—	2	2	1	1	2	30	21×4.1×2.2	38	3～4	21	2	18	18+18①	77	①为"V"冲床纵向调节
	(2)数控定位	数控，侧向定位	1	1	—	2	2	1	1	2	30	14×5×2.2	35	2～3	—	1	18	18	37	
5	(e) 45°双侧出角片型																			
	(1)机械挡块定位	挡块，中心定位	1	1	2	—	1	1	1	2	30	19.5×4.1×2.2	35	3～4	4	—	12	2+2①	20	①为"V"冲床纵向调节
	(2)数控定位	数控，侧向定位	1	1	2	—	1	1	1	2	30	13×5×2.2	30	2～3	—	—	12	12	24	

表 8-19　各种片形综合对比表

比较情况 / 项目（图 8-41）	a	b	c	d	e
空载性能	一般	好	较好	好	一般
片型多少	较好	较好	较好	差	较好
剪冲工艺性	好	差	较好	一般	好
硅钢片材料利用率	较好	差	较好	较好	较好
铁心叠片工艺性	差	较好	较好	较好	一般
铁心插片工艺性	好	较好	较好	差	好
生产线投资，占用生产面积，操作人员	好	差	一般	较好	好
加工一台产品时生产线调整次数	好	差	较好	一般	好

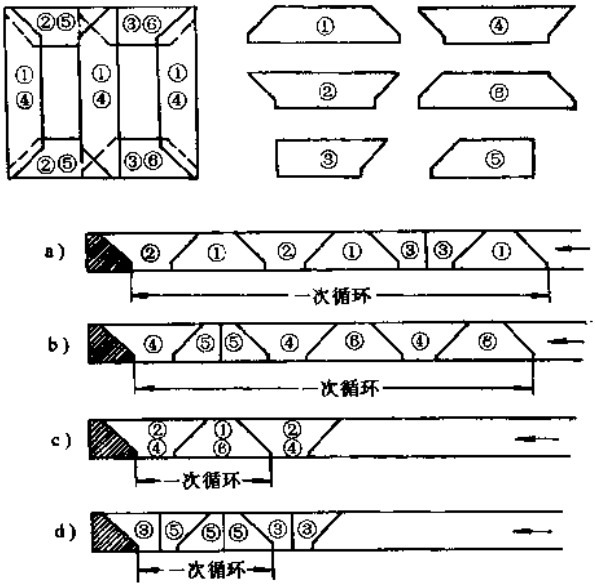


图 8-44　美国产变压器铁心片及加工图

a)、b) 直接叠装成铁心的加工程序图　c)、d) 铁心片加工程序图

1) 硅钢片材料利用率高，无工艺废料。

2）台阶在一侧（同向台），加工设备简单，剪切段仅由两台成型剪床和一台直剪床组成。

3）片型多，接缝多，接缝为6/8斜接缝。

4）叠装时叠片容易定位。

5）叠片精度好。

原机械部在天津召开的鉴定会上，在15个厂中有14个厂采用了图8-41a的片形。福州变压器厂从德国引进的生产线，也是加工此种片形的生产线，并制造了10个专用叠装台。图8-41a型生产线，绝大多数采用挡块中心定位，要将它改为加工图8-41b带异向台片形生产线将是十分困难的。但a型综合经济性能不比b型差，故宜生产a型片的变压器。在生产线完全不加改变的条件下，只需稍许改变有关尺寸即可按图8-41e型生产；在生产线略加局部改动条件下，也可按图8-41c生产。这样就可省去叠片定位的麻烦，更发挥了带尖片形的优势。故宜采用图8-41c或e片型生产。当然在铁心四个转角处搭接面积减小，摩擦力减小，空载损耗会降低。如果保持图8-41c片型和图8-41a、b、d片形据有同等摩擦力和空载损耗，则图8-41c和e片形台宽A相应要增加，由原来的$A=5$mm、15mm增加到$A=7$mm、15mm、23mm即可。

8.4 不叠上铁轭铁心的叠装工艺

8.4.1 不叠上铁轭工装及定位方法

变压器铁心叠装工艺是首先将铁心硅钢片放到平面位置一叠一叠地叠装起来，然后用钢制夹件夹紧后再用吊车吊起立直才算完成。在套装绕组时，必须把上铁轭硅钢片全部拆掉后才能将绕组套入，之后又将拆掉的硅钢片一叠一叠重新插装后夹紧。这种铁心叠装工艺方法如果不改进，不仅使插板后铁心空载损耗增加，而且拆片和插板的重复劳动会占用工时。初步估算，小型变压器铁心插板工时约占整台铁心叠装工时的1/4～1/3。不叠上铁轭铁心叠装工艺可以降低空载损耗，避免重复操作，提高生产效率。

小型低损耗变压器铁心，叠片形式是45°全斜接不冲孔环氧玻璃带绑扎结构。铁心叠装工艺方法已经采用内定位、外定位以及四角定位等多种工艺方案，其中四角定位工艺效果比较好。在保证定位装置的加工精度和在叠装操作时调整好的情况下，叠装好的铁心不再占用整形工时。铁心叠片四角定位如图8-45所示。

保证全斜接缝无孔环氧玻璃带绑扎铁心叠装质量和效率的关键是定位工艺，实现全斜接缝铁心不叠上铁轭工艺的中心是如何解决好定位工艺问题。不叠上铁轭时铁心叠片定位如图8-46所示。由图看出，铁心叠片的下轭两角处完全与四角定位叠片方法相同，而上轭则不同。原来叠装上铁轭时，定位件1对A和B平面成90°夹角限位。当拆掉上轭片时，两个边柱上端成45°尖角，如定位件位置不动时，只对A平面180°定位，而45°斜面则形成自由状态。因此，两个边柱由原来四面定位变成了三个面定位。而中柱只有下端两面有定位，上端两面没有定位。因此，为保证叠装质量，必须解决好上轭中柱定位问题。

由图 8-46 看出，要在中柱片上端单独地布置一套 W 型定位装置，使中柱片上端按尖端角度达到定位目的。而铁心两个边柱叠片位置则不同于中柱片，其叠片方向是不变的。为了减少空载电流和增加接缝处的摩擦面积，接缝处每叠之间要上下相互错开一定的距离。因而，对两个边柱叠片，上轭端按 45°完全实现定位是很困难的。如图 8-46 所示的定位件位置时，在第一组叠片中，左边柱上端两个面受到限位，而右边柱上端只有一个面受到限位。在第二组叠片（虚线所示）中，则完全相反，左边柱上端一个面受到限位，右边柱上端两个面受到限位。但是，由于铁心硅钢片是按照第一组位置和第二组位置不断交错进行的，只要在放单面限位片时位置准确，再放双面限位片时注意操作，不致使下面片受到冲击位移，两个边柱的叠片质量是可以保证的。对铁心两边柱按 45°尖角进行定位的定位件结构，直接采用原来四角定位件比较简便、可靠。定位件的结构形状如图 8-45 和图 8-46 所示，内侧开矩形口，对 90°直角面以端部 45°斜面进行限位；对 45°斜面以一个端部斜面和一个直角面结合起来进行定位。

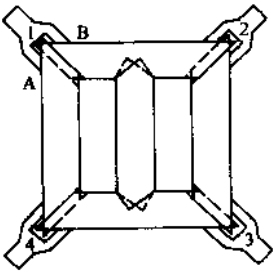


图 8-45　四角定位叠片位置图

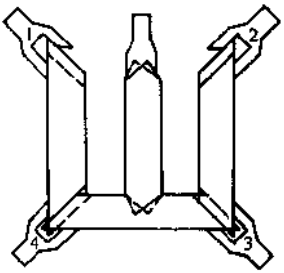


图 8-46　不叠上铁轭铁心叠片图

8.4.2　不叠上铁轭的叠装操作要领

不叠装上铁轭时的叠片顺序为，先叠放下铁轭片，其次叠放中柱片，最后叠放两边柱片，依次反复叠装。

如果第一次两张轭片靠着左下角四角定位件的两个基准面，则第二次两张轭片就要靠着右下角四角定位件的两个基准面，但均必须是长边端靠着定位件的两个基准面。叠中柱片时，上端要靠紧 W 型定位件的定位面；下端要对准下轭片的三角槽口，每叠片组均得到了可靠的限位。两边柱片的位置不同于中柱片，叠片方向不变，但上下接缝处，每个叠片组（二张片）之间互相错开一定的距离，下端受到定位件两个面和与轭片接缝处的可靠定位，而上端未能完全实现定位。

因此，在每叠好一级后要进行修整，如发现边柱片上端45°斜边面没有得到限位的片有位移时，要用0.5mm×50mm×150mm的钢片，从45°斜边间隙处插进去敲打使之复位，并用标准角尺检查其各叠片端头是否在同一垂线上，使45°斜边面没有限位的片校正在同一垂线上后，再进行下一级的叠装，直至叠完。

在叠装过程中，要随时注意柱片间的距离，必须严格符合图样尺寸，每叠完一级，必须进行测量，并检查各叠片与定位件的接触面和点的接触情况。如果发现受限位的面和点不接触限位件，说明片的位置发生位移，要及时进行调整定位件位置。

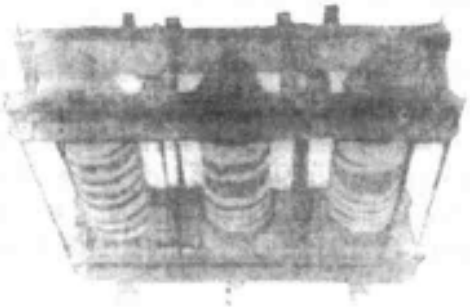


图 8-47 铁心起立后的形状

8.4.3 铁心的起吊

对于500kVA及以下变压器的铁心，心柱间可以不加任何夹具，仅用斜纹布带绑扎即可，如图8-47所示。上夹件安装时稍往下些，在斜对角的拉螺杆上端安上吊环进行起吊，实践证明这种方式起吊是可行的。也可采用槽钢铁轭梁将铁心的三个柱横向通长夹紧，可以保持良好的整体刚性。至于夹几道为好，这要由产品规格的大小以及滚转台来确定。根据经验考虑，铁柱高度不超过500mm时，在一般平台上叠片，除下铁轭夹件外再夹持三道即可满足要求。当铁柱高度超过500mm时，要在滚转台上叠装，夹持3～4道即可。但是，需要注意的是，铁心柱附近夹紧梁的拉紧螺杆数目应保证三个铁心柱均能得到足够的平均夹紧力。支持形式如图8-48所示。为使铁心在吊起过程中保证铁柱不产生位移，吊车吊绳应挂在下面第二个夹紧梁上。对于重量较大的铁心挂吊绳的夹紧梁，还应同下铁轭夹件用螺杆拉紧后吊起更为可靠一些。

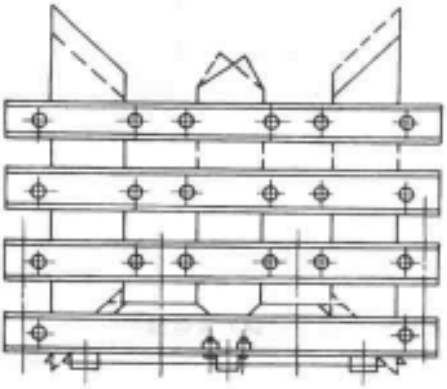


图 8-48 铁心夹紧梁布置示意图

总之，不叠上铁轭铁心叠片工艺，国内在小型产品上都在采用。

关于铁心的新材料新工艺参见第11章新技术应用叙述。

第 9 章　绕组的制作及变压器装配

9.1　绕组的结构设计

9.1.1　绕组的设计原则和注意事项

1）绕组必须具有足够的电气强度、耐热强度和机械强度，以使制造的或修理过的变压器能可靠地运行。

2）绕组结构设计的任务是根据变压器计算单、总体布置图和绕线、套装、浸漆、运输、装配、试验等各方面实际情况决定绕组首末端、导线换位、分接线位置、及绕组绝缘件和结构尺寸。表示方法有投影图、展开图、零件加工图、示意图、电气连接原理图、表格、文字说明和习惯表示法等。

3）对于没有内部线层油道的绕组，将不满匝层放在最外面；对于有内部线层油道的绕组，也可将不满匝层放在油道内的最上层，并注明该层稀绕，使最外层匝数为正常层匝数的 95%～98%。2～4 层的绕组，不满匝层放在中间层或最外层，并填充纸条或纸板。

4）两根辐向并绕的绕组，应在每层的 1/2 匝数处进行一次换位，换位要使绕组轴向增加一根导线高度。

5）绕组简图应示出总匝数、各分接匝数、引出分接头之前和之后应绕的总匝数、层数、层绝缘是否分级及分级绝缘布置情况、油道位置、绕向、选用的零件。

6）各相绕组的线头如果不在同一侧引出，造成实际电气匝数多半匝或少半匝，在图样中应注明。

7）设计时注意改进电极（带电体）的形状，增大曲率半径，提高电极表面加工粗糙度，可以提高间隙击穿电压。

8）变压器绝缘设计中可以利用屏障提高击穿电压，即利用屏障来产生小油隙原理来提高击穿电压（参见第 4 章第 4.4 节变压器油绝缘一节）因为隔板（屏障）能阻止电子的迅速运动，能阻止碰撞游离子及电子崩和流柱的形成发展，同时隔板也能起电场均匀的作用。当隔板离尖板带电体距离为总距离的 15%～30%时，击穿电压提高最大，可达无隔板时的 2～2.5 倍。

9）在绝缘设计中，也可采用高耐压气体（SF_6）来作为绝缘介质，且在高压力下，绝缘性能会提高。有的用高真空办法来提高击穿电压，如真空有载分接开关就是采用高真空原理。

10）变压器中采用油和固体绝缘材料，因此，存在着沿固体和液体介质分界面上的沿面放电问题。设计中应采用一定形状的固体绝缘材料，使沿面放电路径增加而提

高沿面放电电压。

11）变压器油的击穿过程可用击穿“小桥”来解释，所以绝缘设计时，要防止油中产生击穿“小桥”。

当油介质中含有空气时，因油的相对介电常数比空气大 2.2 倍。相对介电常数大，就是产生的电容大，因为电容 $C=\varepsilon$（介电常数）s（极板面积）$\div d$（极板距离），在同样的极板面积和极板间距下，介电常数越大，此介质的电容越大，容抗越小，所以空气容抗是油的容抗的 2.2 倍，故气泡中的电场强度很大，气泡先开始游离，游离的带电粒子再撞击油分子，使油又分解出气体，扩大了气体通道，并且气泡由带电粒子向两极运动而拉成长形。当气泡堆接成小桥时，就在液体介质中（变压器油）击穿。如油中有杂质、水分、气泡等，其击穿是由于杂质在电场的作用下沿电场方向排列，气泡也沿电场方向变长。而水滴的介电常数很大，使两端电场强度很大，也被拉长并沿电场方向排列。当沿电场方向所排列的这些杂质、水分、气泡连串成小桥时，油就会发生击穿。所以设计时应考虑尽量避免。

12）击穿电压与加压时间长短有关。因为作用时间长，油中杂质等有时间搭成“小桥”而击穿；作用时间短，来不及搭成“小桥”，击穿电压就会提高。所以冲击电压越短，击穿电压越高。但到加压时间足够长时，击穿电压又会维持基本不变了，因此时“小桥”早已形成，所以工频耐压试验只加 1min 已够，不必再延长。

13）受潮绝缘纸随含水量的增加耐压会下降，如图 4-27 所示，所以绝缘处理应考虑采用吸潮性小的绝缘材料。

14）在油中的固体绝缘材料有“厚度效应”，如图 4-28 所示，所以引线应包绝缘，但也不宜过厚。

9.1.2 绕组的主要零部件和材料

1. 导线

导线用铜线或铝线（铝线直径不小于 1mm），导线绝缘用漆和纸，也可用天然丝、玻璃丝、棉纱等。并绕时圆线通常不多于 2 根，扁线不多于 8 根。纸包线有 Z 型纸包圆铜线、ZL 型纸包圆铝线、ZB 型纸包扁铜线、ZLB 型纸包扁铝线；漆包线有 QQ-2 型高强度缩醛漆包圆铜线、QQB 型高强度缩醛漆包扁铜线、QQLB 高强度缩醛漆包扁铝线，玻璃丝包线有 SQ 单丝包油性漆包圆铜线、SBEC 双玻璃丝包圆铜线、SBELC 双玻璃丝包圆铝线、SBECB 型双玻璃丝包扁铜线、SBELCB 双玻璃丝包扁铝线、QZSBECB 双玻璃丝聚酯漆包扁铜线、QZSBELCB 双玻璃丝聚酯漆包扁铝线。其中玻璃丝（包括单丝包和双丝包）因其耐热等级为 150℃，适宜用于干式变压器中。小容量变压器绕组采用 QQ 或 QQL 缩醛漆包线（代替 QZ 或 QZL 聚酯漆包线。因为前者在高温高湿周期性试验后比后者强度高，后者的漆膜有水溶性，故前者提高了变压器产品的内在质量。QZ-2、QZB 型高强度聚酯漆包圆（扁）铜线多用于干式变压器，若在油中运行，导线绝缘稳定性不好，特别是在受潮变压器油中，绝缘层容易受到损坏。因此，油浸变压器一般用 QQ-2、QQB 高强度缩醛漆包圆（扁）铜导线。

采用自粘上胶导线可以提高绕组的机械强度和绝缘性能。因为如果采用 1032 绝缘漆浸渍工艺来提高绕组的机械强度，在浸漆时易带进灰尘而降低绝缘性能，而且漆过稀，不起粘结作用，过稠又浸不进去。而采用自粘上胶导线，即电磁线最外一层包纸上有胶，烘干时固化，绕组粘成牢固整体。

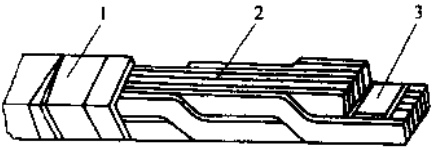


图 9-1　换位导线的外形图

1—总包匝绝缘纸　2—漆包扁导线　3—中间衬纸

20 世纪 70 年代初，国内制成换位导线，是以一定根数的漆包扁铜线或漆包扁铝线组合成面较宽且相互接触的两列。在两列漆包扁线的侧面作同一转向的换位，并用电工绝缘纸带作多层连续紧密绕包的绕组导线。换位导线的外形如图 9-1 所示。目前国内只有奇数根的换位导线。

换位导线按导线材质分，缩醛漆包铜换位导线、缩醛漆包铝换位导线和缩醛漆包铝合金换位导线；按匝绝缘材料分纸绝缘漆包、聚酯薄膜漆包等。而在纸绝缘换位导线中，又可分为电力电缆纸包换位导线、高压电缆纸包换位导线。

大型绕组采用换位导线，虽然能降低绕组的附加损耗，缩小绕组的外形尺寸，减小变压器的体积，但是换位导线是由多股小截面缩醛漆包扁线编制而成的，漆包扁线价格比较贵，同时，要编制好换位导线，必须具备专用的设备和工艺装备及检测仪器等，设备一次性投资较大。换位导线操作工艺比较复杂，必须具有较高技能的工人进行操作，才能保证质量。

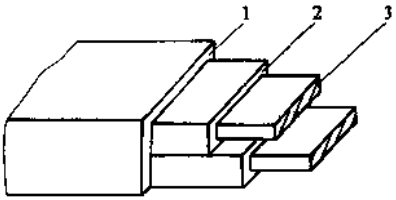


图 9-2　组合导线的外形图

1—公共绝缘　2—单根绝缘　3—扁导线

20 世纪 80 年代初，国内制出了组合导线（见图 9-2）。就是指两根及以上的纸包扁线组合成宽面重叠接触的一列，每根略有绝缘，并用电工绝缘纸紧密绕包共有绝缘成一股的绕组线，这样多根并联的导线只相当于单根导线的匝绝缘，绕组每段幅向尺寸可以减小。由于对并绕导线股间绝缘要求低，对匝间绝缘要求高，而组合导线正是根据这一原理，和换位导线一样达到了缩小绕组尺寸、降低损耗的经济效果，同时也克服了换位导线存在的不足。组合导线又称为复合导线，可以提高导线的空间利用率。目前已被广泛采用。

组合导线的种类按扁线的根数分，可分为两组合、三组合等；按匝绝缘材料可分为电力电缆纸纸包、高压电缆纸纸包等。匝绝缘占幅向尺寸一般为 1/3～1/2，而采用组合导线后，只有 1/5～1/3。另外，组合导线可用较薄扁线，减少涡流损耗。组合导线的扁线之间应换位。

2. 酚醛纸筒

变压器器身绝缘中采用两种绝缘纸筒，分为硬纸筒和软纸筒。前者是用上胶酚醛纸预先卷制而成的，就是酚醛纸筒，又称电木筒。它作为内绕组对铁心、内外绕组间的绝缘纸筒，也可作为0.4～35kV绕组骨架。酚醛纸筒厚度为4～5mm，内外绕组间纸筒应靠近高压绕组，对高压绕组起绝缘作用。而软纸筒是由数张绝缘纸板围成的，4mm厚纸筒用2mm厚纸板围成，3mm厚纸筒用1.5mm厚纸板围成。软纸筒具有纸板的电气强度，因此，35kV以上的绕组采用软纸筒。

用扁线绕制的4层以下的低压层式绕组，内部不用酚醛纸筒。电压为3kV以上的多层层式，一般均有酚醛纸筒。它是用单面上胶纸在卷管机上制成的，既作为绕组的支撑骨架，又作为绕组主绝缘的一部分。

中部调压绕组或2000kVA以下的绕组或调容量变压器（串并联型）的纸筒可用两段式的，如图9-3所示。两线段间放置角环，角环由0.12mm的电缆纸制成，形状如图4-31所示。角环中不开口的部分缠绕在电木筒上，开口部分须竖起来夹在线段纸卷之间。相邻的两层开口必须互相错开。也可不用角环，用端绝缘代替。

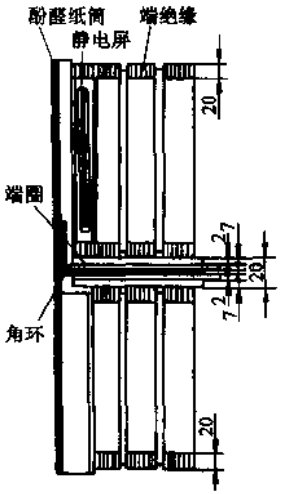


图9-3　两段层式绕组
（对配电变压器无静电屏）

3. 端绝缘

又称端圈、领圈或镶头，用来填平绕组的螺旋端面，提高绕组端部的机械稳定性，并作为端部绝缘。常用的有三种（见图9-4），一种是纸筒型，用酚醛纸筒割成，因

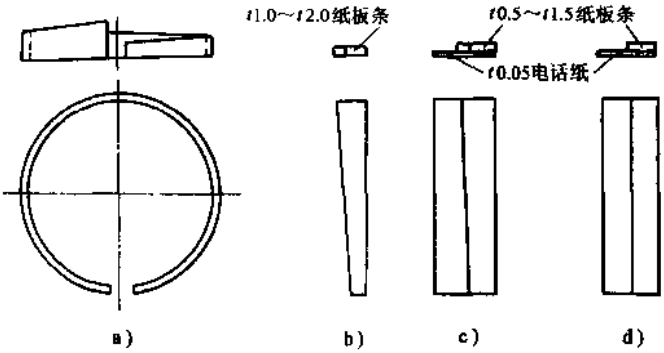


图9-4　端绝缘
a）纸筒型　b）纸板条型　c）粘条型（一）　d）粘条型（二）

它干燥后不会变形，故用于绕组的内外层或靠油道的一层；另一种是纸板条型，凡导线厚度不小于 2mm 均可以用；再一种是粘条型，用于导线厚度小于 2mm 的线圈端部。当导线高度不大于 2mm 时，纸板条不需倾斜，如图 9-4d 所示。后两种端绝缘可用弹性纸、纸质层压板或玻璃层压板做成。

采用纸板条型和粘条型的端绝缘，要各层厚度搭配恰当，使绕组端绝缘紧实，浸漆干燥后端绝缘应成为一个坚实的整体。

4. 层绝缘

用各种厚度的电缆纸制成，其宽度等于绕组实高，长度使每张搭接的长度不小于 10mm。

5. 油道撑条

一般宽度为 10～15mm，常用层压纸板制成，也可用硬质木材和竹材两面扣 0.5mm 纸槽制成，或用油道瓦楞板（见图 9-5）。

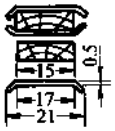


图 9-5　油道撑条

层间纵向油道可以用厚度为 0.5～1mm、瓦楞高度为 4～6mm 和 5.5～7.5mm 的瓦楞纸板（可用瓦楞纸板成型机制作）油道。

9.1.3　主绝缘设计

主绝缘结构尺寸见表 6-26 和表 6-27。

9.2　绕组的纵绝缘设计

9.2.1　一般设计步骤和方法

1）按表 9-1 确定变压器所承受的全波和截波冲击试验电压值，因为纵绝缘主要是由该值确定的。

表 9-1　纸包线匝绝缘工频及冲击全波最小击穿电压

匝绝缘/mm	0.45	0.95	1.35	1.95	2.95
工频最小击穿电压/kV，有效值	10	20	25	30	40
冲击最小击穿电压/kV，峰值	20	30	50	70	90

2）初步选定纵绝缘结构布置，确定匝绝缘厚度及层间绝缘。

纵绝缘结构设计包括层间、匝间及油道的绝缘强度。匝绝缘厚度是指导线两边绝缘层的总厚度，就是图 9-6 中的 δ。用作匝绝缘的材料有漆、纱、丝和纸（电话纸和电缆纸）。一般用电缆纸（DLZ-12，DLZ-08）作匝绝缘。表 9-1 是各种匝绝缘最小击穿电压。层间绝缘如图 9-7 所示，用于层式绕组。

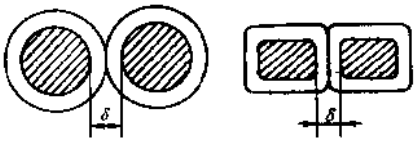


图 9-6　匝绝缘厚度

表 9-1 是相当于真空干燥（包括浸漆、烘干）和一般浸油的处理过程（35kV 级及以下产品）的最小击穿电压。如果没有采用真空干燥，而是常压下干燥，其表中工

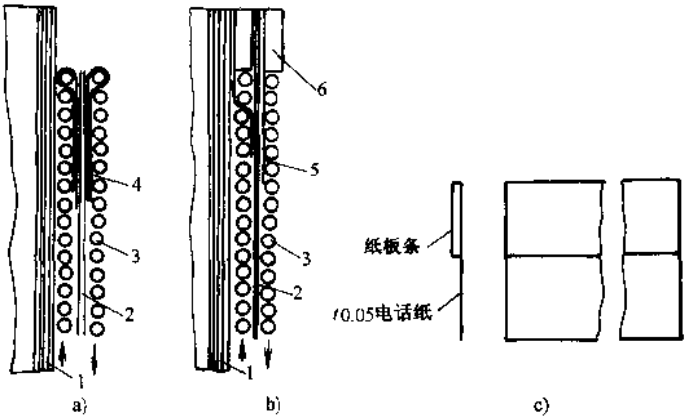


图 9-7 层式绕组的层间绝缘

a）用纸包住线层端匝的情况 b）具有端圈绝缘的情况 c）端绝缘

1—电木筒 2—厚度为 0.12mm 的电缆纸 3—导线 4—厚度为 0.05mm 的电话纸

5—厚度为 0.05mm 宽度为 30～50mm 电话纸，用胶贴在端圈上 6—端圈

频耐压和冲击耐压都要打八折即乘以 80%。如果采用真空干燥后又采用真空浸油（一般 63kV 级及以上产品），则工频耐压和冲击耐压（即最小击穿电压）可分别增大 1/4～1/3。

层间绝缘是根据相邻两层间最大工作电压设计的。层间用油道绝缘时（见图 6-10），在满足电气强度要求的情况下，其宽度按散热要求考虑。油道和层间绝缘选用见表 6-19 和表 6-18。层间绝缘还应通过击穿电压加以校核，层间绝缘的耐压数值，不但和层间绝缘的厚度有关，而且和导线种类（聚酯或缩醛漆包线、纸包圆线和纸包扁线）有关。表 9-2 所列的层间绝缘最小击穿电压是由工频击穿电压并考虑冲击系数后推算得出的。层间绝缘最少为 2 张，当层间绝缘纸在 4 张及以上时，可采用分级绝缘以缩小绕组的辐向尺寸，如图 6-6 所示。使一半张数宽度等于绕组实高，另一半张数的宽度为绕组实高的一半。绕组层绝缘厚度可见表 6-18。

油道的绝缘强度与冲击波作用时间有关。

表 9-2 层间绝缘最小击穿电压

层间绝缘厚度/mm		2×0.12	3×0.12	4×0.12	5×0.12	6×0.12	7×0.12	8×0.12	9×0.12	10×0.12
聚酯漆包线或纱包线	工频/kV	9	11.5	14	16.5	18.5	20.4	22	23	24
	冲击全波/kV	15.7	20.1	24.5	28.9	32.4	35.7	38.5	40.3	42
0.3 匝绝缘纸包圆线	工频/kV	12	15.5	19	22	24.8	27.2	29.4	31	32
	冲击全波/kV	21	27.1	33.3	38.5	43.3	47.6	51.5	54.3	56

表 9-3 为配电变压器冲击电压试验所用的全波 1.2/50μs 和截波 5μs 的数据。

表 9-3　冲击电压下油道的最小击穿电压　(kV)

匝绝缘厚度/mm \ 油道宽/mm	6	8	10	12	14	16	18	20	24	30
0.6	110/156	132/188	154/208	170/230	187/250	194/268	210/286	226/302	252/335	289/376
0.95 冲击全波/截波	120/174	143/195	165/216	181/236	198/256	210/275	226/292	236/310	252/341	399/388
1.30	130/181	148/200	170/220	187/242	202/261	213/280	229/297	241/312	265/346	302/391

高低压绕组间有时采用瓦楞纸油道，10kV 级及以下的高压绕组内径垫 2mm 纸板，35kV 级静电屏围在瓦楞纸油道上，瓦楞纸油道尺寸见表 9-4，瓦楞纸油道的宽度见表 9-5。

表 9-4　瓦楞纸油道尺寸　(mm)

瓦楞纸厚度	瓦楞高度	瓦楞间距	适用范围
0.5	4～6	14～18	高压绕组用漆包线绕
1.0	5.5～7	14～18	高压绕组及 100kVA 以下的低压绕组
1.5	6～7	14～18	高低压绕组间及 100kVA 以上低压绕组

表 9-5　瓦楞纸油道的宽度　(mm)

绕组高度（包括端绝缘）	≤450	451～500	501～550	551～600	601～605	≥651
油道宽度	4.5	5	5.5	6	6.5	7

3）根据选定的结构，进行计算或模型冲击测量，测出冲击电压波的分布规律在绕组上任何两点之间电位差占施加电压值的百分数，称为该两点间的梯度。任何一点对地电位称为该点电位。配电变压器在工频耐压试验时，绕组各点电位就是外施耐压试验值。因冲击电压波随着作用过程其频率发生变化，并在绕组上构成一个复杂的网络电路，所以难于用简单的方法和工具求解。为确定绕组的冲击电位和梯度分布，通常采用定性分析和简化电容等效电路计算以及测量模型或实际产品来得出，但对配电变压器一般只进行分析计算。

4）由测量或者计算的结果，按下式分别校核油道、匝间和层间的冲击裕度

$$\frac{U_{\min}}{GU} \geqslant K \tag{9-1}$$

式中　$U_{\min}$——绕组本身具有的匝间、层间、油道最小击穿电压；

G——对绕组匝间、层间、油道施加的最大梯度；

U——对绕组施加的最大电压；

K—— 冲击裕度，对匝间，$K=1.5$；对层间，$K=1.4$；

对作用的电压值U，当中性点接地时

$$U(x)=U_0\frac{\sinh\alpha(l-x)}{\sinh\alpha l} \tag{9-2}$$

当中性点绝缘时

$$U(x)=U_0\frac{\cosh\alpha(l-x)}{\cosh\alpha l} \tag{9-3}$$

式中 $U(x)$——某（x）点对中点的电压值；

U_0——冲击试验标准电压值；

$\alpha=\sqrt{\frac{C}{K'}}$——空间因数，$C$为绕组总的对地电容值，$K'$为绕组总的纵向串联电容值；

l、x——绕组导线总长度及绕组首端至某点的长度。

式（9-2）、式（9-3）表明，离首端某（x）处对中点的电压，沿绕组长度为双曲线函数规律分布，如图9-8所示。当冲击电压波对绕组作用开始瞬间，电压大部分降落到首端附近，使这一部分梯度很大。当$\alpha>5$时，首端梯度$G=-\frac{U_0}{l}\alpha l$，其中负号表示电压是随x降落的，$\frac{U_0}{l}=|E_{cp}|$是平均电位梯度，αl说明在开始瞬间绕组首端梯度比平均梯度大αl倍。通常冲击波对配电变压器绕组在头几个线匝中，匝间电压可能超过额定电压运行时的50～200倍。

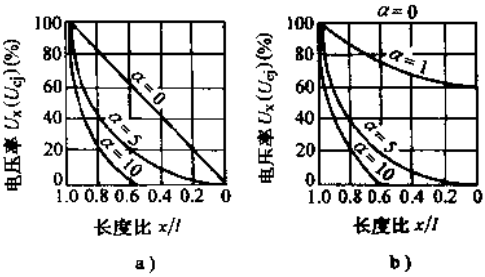


图 9-8 起始电压分布

a）中性点接地时 b）中性点绝缘时

也就是说，波的稳态分布是当电压冲击波初始瞬间过去后，波尾部分等效频率很低。对直角波来说，波头部分等效频率为∞，波尾部分等效频率为零，感抗起决定作用，容抗作用极小，等效电路是一个电感线圈。当中性点直接接地时，每一小段电感通过的电流都相同，电压从首端至中性点均匀下降，成一电位梯度均匀下降的直线，如图9-8a所示$\alpha=0$即时间$t=\infty$的曲线。而当中性点绝缘时，各小段电感均无电流，从首端至线圈末端电位都相等，电压分布成一平行于横轴的直线。由于实际有电容，故此电感中有一定的小电流，所以稳态曲线$\alpha=0$时是向下倾斜的曲线，如图9-8b所示。

设计时应对最大梯度的匝间、层间、油道、分接头分别用式（9-1）进行校核。如果冲击裕度满足上式要求，表示选定的纵绝缘结构是好的。否则需要重新调整绝缘结构。

对于层式绕组，由于纵向电容远远大于对地电容，所以起始分布很接近稳态分布（图 9-8$\alpha=0$ 曲线），冲击特性很好，属非共振型绕组结构。冲击测量表明，对于普通变压器层式绕组结构，匝间裕度一般足够大，而层间梯度相对比较突出，尤其是首端附近的层间。但如果在首端接有静电屏后，其层间梯度值就显著下降。图 9-9 是 320kVA/35kV 变压器模型测量结果。

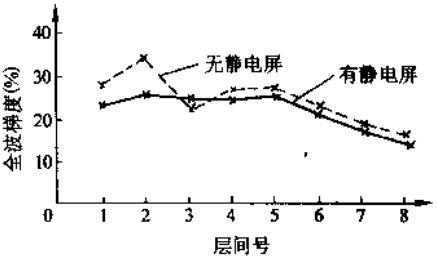


图 9-9　320kVA/35kV 变压器模型梯度分布

9.2.2　变压器的匝绝缘设计

因层式绕组 $K'\gg C$，故 $\alpha=\sqrt{\frac{C}{K'}}\approx 0$（见式（9-3）叙述），按图 9-8a 所示稳态曲线，普通变压器的匝绝缘梯度较小。相对来说，串并联型调容量变压器的绕组因低压绕组是两根并绕。当串联时，就产生 50%的电压梯度，因此，对匝绝缘要求较高，故以此种变压器匝绝缘设计为例来说明。

对于新设计的调容量变压器，串并联型的高低压绕组均可设计成上下两段，它与 Y-D 型的高压绕组都按一般普通变压器的纵绝缘设计。对 Y-D 型的低压绕组，其中 73%匝数绕组一般用两根并绕，对由旧变压器改制成串并联型调容量变压器的低压绕组，为减少绕组高度，也用两根并绕。此时匝绝缘计算如下：

低压侧绕组规定 1min 工频耐压试验为 3kV（见表 4-2，这是根据新标准 DL/T596—1996 规定的数值，而按照老标准即 1985 颁发的同一行标交流耐压标准为 5kV），而冲击电压与 1min 工频耐压试验相互折算关系为

$$\text{工频耐压试验电压}=\frac{\text{全波冲击电压}}{\sqrt{2}\times\text{冲击系数}}$$

其中冲击系数对小油隙绝缘结构的为 1.8，故

全波冲击试验电压 $U=$工频耐压试验电压$\times\sqrt{2}\times$冲击系数$=3\times\sqrt{2}\times 1.8\text{kV}\approx 8\text{kV}$。

调容量变压器的绕组串联时，起始匝间梯度为 50%～60%，取 $G=60\%$。

当匝绝缘为 0.45mm 时，查表 9-1 得 $U_{min}=20\text{kV}$ 代入式（9-1）

$$\frac{U_{min}}{GU}=\frac{20}{60\%\times 8}=4.1>1.5$$

说明匝绝缘采用 0.45mm 的普通纸包绝缘线的冲击裕度足够，不需加厚绝缘。对

层绝缘，与原绕组相比未变化，因此，调容量变压器仍采用 0.45mm 厚纸包绝缘线是允许的。导线绝缘和线段绝缘的厚度见表 9-6，线段调压区域断开尺寸见表 9-7。

表 9-6 导线绝缘和线段绝缘的厚度

绕组电压/kV			导线两边绝缘的厚度/mm	
工作电压	试验电压	基本线段或线匝	绕组每端端部线段或线匝	
			绕组每端线段或线匝的数量	导线绝缘厚度
10 及以下	35 及以下	0.5	—	0.5
35	85	0.5	2.0	1.35

注：本表是根据 A.B. 沙波日尼科夫“变压器结构设计”（苏联国家动力出版社）和莫斯科古比雪夫电气工厂的数据编制的。

表 9-7 绕组调压区域断开的尺寸

绕组绝缘等级/kV	断开处油道尺寸/mm	说　明
6.0	8～12	大容量变压器取大的值，小容量变压器取小的值
10.0	10～18	
35.0	12～25	

9.3 绕组的制作

9.3.1 绕制前的工艺准备工作

图样、技术条件和工艺规程是产品进行操作的依据。工艺装备、材料必须根据绕组的结构、外形尺寸和重量进行准备，主要有绕线机、线盘架、绕线模、铜锤、木锤、绝缘布板棒、弯线工具、导线焊接工具及扳手、钢丝钳等常用钳工、电工工具。

绕线机（见图 9-10）可以购置，也可以自制，结构大同小异，由电动机驱动，一

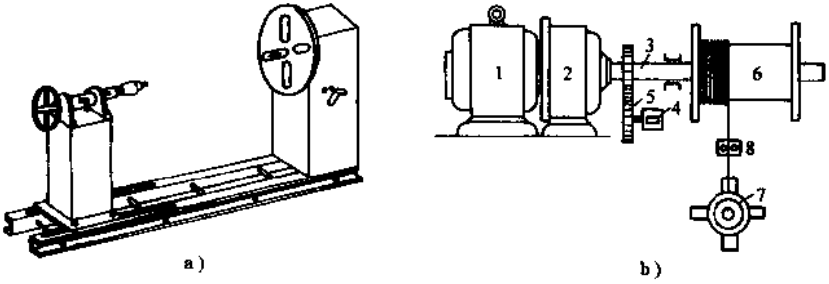


图 9-10 绕线机

a）中型绕线机 b）小型绕线机

1—电动机 2—减速箱 3—轴 4—计数计 5—计数计齿轮

6—模筒 7—圆锥形线盘架 8—拉紧装置

般配有变速箱，有较平稳的起动特性和较快的制动性能，停车后不应有因惯性而继续转动的现象。绕线机的中心高和中心距应满足产品最大外形尺寸，转速一般可调范围为 15～300r/min，附有记录匝数的装置。沈阳航空 601 研究所产的绕线机型号规格见表 9-8。

表 9-8　沈阳航空 601 研究所产 PCR 系列绕线机型号规格及主要技术性能

型号规格 / 主要技术指标	PCR-30Z Ⅰ 型	PCR-90Z Ⅰ 型	PCR-300Z Ⅰ 型
绕头最高转速/（r/min）	600	600	100～600（变速箱）
工件最大长度/mm	650	1100	1500
工件最大外径/mm	450	880	1200
线径范围/mm	0.10～2.55	0.10～10.22	0.20～20.40
工件最大重量/kg	80	500	1800
绕头最大转矩/N·m	300	900	3000
外形尺寸/mm	1350×980×750	1800×1250×1080	2280×1680×1560
最大绕制匝数/匝	99999（每层最大 9999）		
误差，分辨率/匝	误差≤1，分辨率为 1/10		
环境温度/℃	－10～＋40		
输入电压/V	380±10%		

线盘架如图 9-11 所示，由型钢焊成，能容纳一定数量的电磁线盘。当绕制漆包线时，导线通过架前面的夹子，夹子内面放有油毛毡，绕制时适当旋紧夹子两边的螺栓，使导线通过夹子产生摩擦阻力，以造成一定的绕线张力。

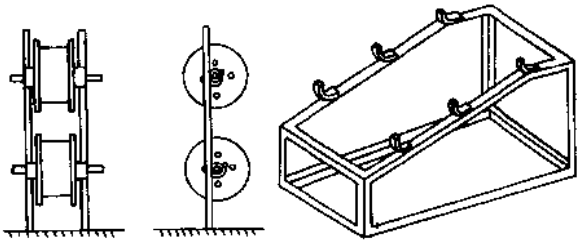


图 9-11　线盘架

绕线模常用的是木模，用木材按绕组尺寸要求车出，沿轴向斜剖成两半，两头放两个铁端盖，靠木模的穿心螺杆将木模夹紧，如图 9-12a 所示。铁端盖应有缺口和辐向的长孔，以便引出线头和放置撑条。此种绕线模适宜在没有硬纸筒或电木筒做骨架

时使用。如果采用电木筒或硬纸筒做绕组骨架，绕线模就可选用可调撑条式线模，如图 9-12b 所示。

绕线用的材料主要有电磁线和绝缘材料。电磁线有油性漆包线（型号 Q）、高强度聚酯漆包线（型号 QZ）、高强度聚乙烯醇缩醛漆包线（型号 QQ）、单丝漆包圆线（型号 OST、OSR）、纸包圆铜线（型号 Z）、纸包圆铝线（型号 ZL）、纸包扁铜线（型号 ZB）、纸包扁铝线（型号 ZLB）（详见 9.1.2 点叙述），对纸包线要求绝缘层应紧实、均匀，没有皱折、开裂及粗厚等现象。绝缘纸层应连续绕包，不可缺少纸层。纸带绕包节距应不大于 30mm，纸包层最内和最外一层纸带必须重叠绕包，重叠绕包的搭边宽度为 1～2mm。中间各层可对边，如果有缝隙，缝隙不大于 1.5mm。相邻两层纸带绕包间隙应错开不小于 3mm。绕包纸带厚度不大于 0.12mm，最好用 0.05～0.08mm，每层搭边宽度可为纸带宽度的 1/3～1/2。

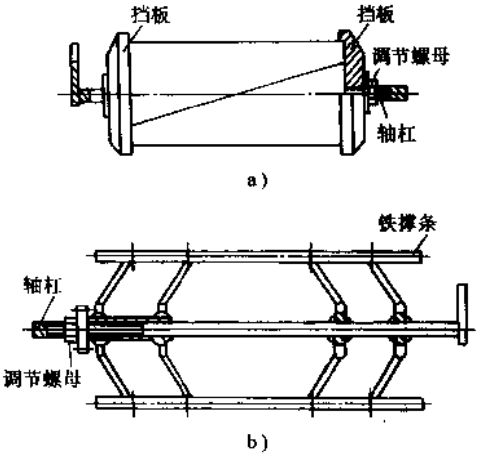


图 9-12　绕线模
a）木制　b）可调节式

9.3.2　绕组的绕向

绕组分左绕和右绕两种绕制方向，如图 9-13 所示。从绕组首端看过去，如果导线是逆时针方向缠绕者，即面对绕组的操作者从右端向左端绕的称左绕向（似左螺纹）；反之，导线是顺时针方向缠绕者，即面对绕组的操作者从左端向右端绕的称为

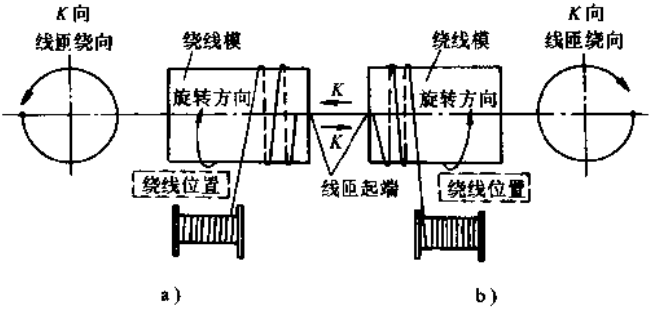


图 9-13　绕组的绕向
a）左绕向　b）右绕向

右绕向（似右螺纹）。

9.3.3 低压绕组的绕制

扁线层式绕组有 1～4 层，而圆线只有多层。扁线可以平绕（见图 9-14a），也可以立绕（见图 9-14b），有时可以采用不同截面的导线并联起来（见图 9-14c、d）。如果两层的总匝数是奇数，那么有一匝的一半在内层，而另一半在外层，层间的连接线与绕组出线头错开 180°。

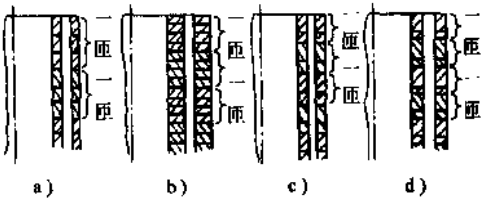


图 9-14　用几根并绕导线绕制的双层层式绕组
a）平绕　b）立绕　c）平绕（导线宽度不同）
d）一根平绕，一根立绕

1. 绕组模的安置

层式低压绕组大多采用扁导线，图 9-15 是这种绕组正在绕制的情形。采用图 9-12a 的绕线模。导线可直接绕在线模上，或先在绕线模上包 1～2 层 0.12mm 的电缆纸，以防脱模时擦伤匝绝缘。绕线模的直径应较绕组的内径小 1mm 左右，长度宜比设计绕组的高度小 2mm，因为绕组脱模后，其线匝总要有些回弹而使直径和纵向尺寸稍有增加。

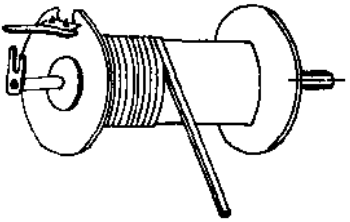


图 9-15　绕制低压层式绕组

2. 弯折起头及包扎绝缘

1）按规定的绕向和要求的起头长度（应考虑将来与开关定触头的连接需包括引线长度，以避免引线另行焊接。为了防止引线过长，拖沓碍事，可将引线弯曲）。用弯折工具将导线弯成 90°，如图 9-16 所示。弯折起头用的工具如图 9-17 所示。

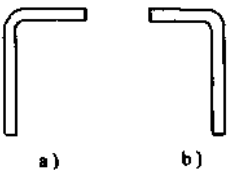


图 9-16　弯折线头
a）左绕向绕组
b）右绕向绕组

2）引线头绝缘应当用厚度为 0.25mm 的直纹布带半叠包一层，从导线弯折处开始包扎，长度约为 50mm。

3）引线头弯折处与下一匝相邻处，垫厚度为 0.5mm（80kVA 及以下垫厚度为 0.2mm）的绝缘纸槽，绝缘纸槽尺寸见表 9-9，并在首匝和相邻匝之间垫厚度为 1mm 的绝缘纸垫条，此垫条与导线一起弯折，并伸出绕组端绝缘 50mm，外绕布带扎紧，如图 9-18 所示。导线厚度小于 3.8mm 时，可不垫纸条，而用厚度为 0.12mm 电缆纸半叠绕一层，包扎引线头部 50mm 长。在线层油道外层处的引线头，要用厚度为 0.12mm 的电缆纸半叠绕一层，长度为 60～70mm。与 35kV 级高压绕组相配合的低压绕组，起绕端、末端均包皱纹纸或漆布带，每边包 4mm，外包直纹布带半叠一层，包过端绝缘 60mm，如图 9-19 所示。引线弯折处和换位处导

表 9-9 绝缘纸槽尺寸

产品容量/kVA	绝缘纸槽尺寸/mm	
	长度	厚度
80 及以下	60～80	0.2
100～630	80～100	0.5
800 及以上	120	0.5

线绝缘破裂时，应补包至原有厚度，或剥去原有绝缘，重包至要求厚度。引线头的绝缘，自弯折根部起由薄渐厚成锥形包扎，至端绝缘的外边缘时，达到规定的厚度，最后外包直纹布带半叠一层。

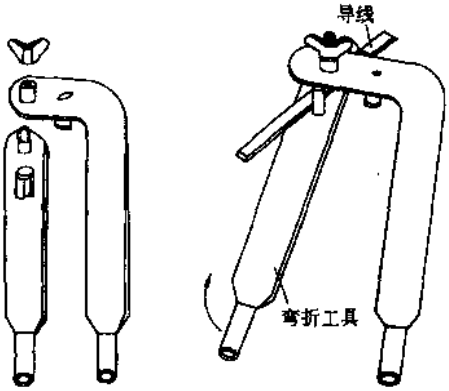


图 9-17 弯线工具

3. 放置端绝缘

用直纹布带将端绝缘绑扎在第一匝导线上，如图 9-18 所示，如果端绝缘是由电木筒制成的，则沿圆周用布带在 4～5 处将线匝拉紧后，压在导线下面。在开始绕第一匝时，要把布带翻到导线的上面来。绕第二匝时，再将布带放到导线下面去，随着绕制将布带拉紧用线匝压住，如图 9-20 所示。由于引线头根部包扎了绝缘，辐向会凸出，因此，在绕制第二层线匝时，在凸起处要适当减少端绝缘厚度，以保持绕组端部的圆整。绕制时注意端绝缘厚度不要大于导线直径，以防止绕组外径超过允许值。

4. 放置拉紧布带和线匝绕制

为了增加绕组的机械强度，在绕第一匝时，应将拉紧用白纱布带沿圆周 4～5 处放好（起线头处放一根，其余均匀放置），布带长度要大于绕组轴向尺寸，以便拉紧最末一匝。绕线时用木锤和绝缘布棒（250mm × 30mm × 10mm）打紧线匝，同时把拉紧用的布带编织在线匝间。6 根及以上导线并绕时，每匝编织一次；4

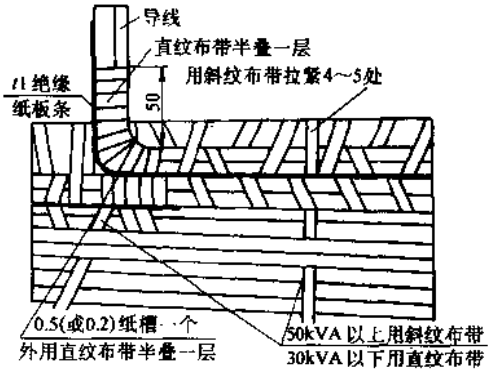


图 9-18 低压层式绕组出线头绝缘包扎

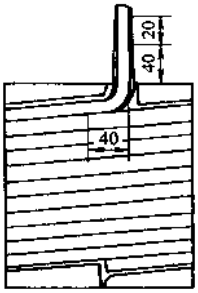


图 9-19　层式绕组出线头包扎（配 35kV 的低压绕组）

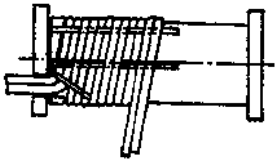


图 9-20　端绝缘固定方式

根导线并绕时，每 2 匝编织一次；其余每绕 3～4 匝编织一次，中间可不编织，如图 9-20 所示。绕组最末一层编织方法与第一层相反，应将拉紧布带先压在与第一匝或最末一匝相邻的线匝下面，然后进行编织，不编织部分要将布带压在线匝的下面，以免妨碍高低压绕组的套装。

绕线是一根紧挨一根螺旋形绕着前进，绕时用绝缘布棒和木锤将线匝紧靠。如果绕组绕制后的高度小于要求数值时，应在绕制时绕组中部线匝间加厚度为 0.5～1mm 的纸条，用直纹布带稀绕在导线上，以达到应有的高度。

5. 并绕导线的换位

在多根导线并绕的绕组中，为了使导线之间不产生环流和由此引起附加损耗，并联的各导线应具有相等的电阻和电抗（漏磁电抗）。也就是说，要求并联导线的长度相等，以及它们的漏磁通（辐向的）交链数相等。因此，并联导线必须换位。换位的形式通常有完全换位、分组换位和均布换位三种。不同形式的绕组根据具体情况分别选择一种或同时选择其中几种来换位。当单层或

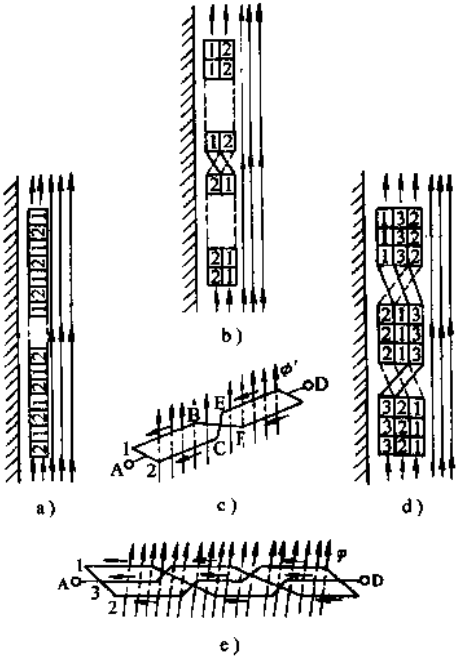


图 9-21　层式绕组的完全换位

a）两导线沿轴向平绕排列　b）两导线沿径向叠绕排列，一次完全换位　c）两叠绕导线回路漏抗电动势　d）三叠绕二次完全换位　e）三叠绕导线回路漏抗电动势

双层层式绕组采用两根导线并绕时，如果并联导线沿轴向排列（见图 9-21a），则 1、2 导线对于漏磁场来说占有相同的位置，就不需要换位；如果并联导线沿辐向叠绕排列（见图 9-21b），则必须使辐向并列的 1、2 导线进行翻叠换位，导线 1 经过 ABFD 支路（见图 9-21c），导线 2 经过 ACED 支路，这两路中漏抗电动势大小相等，互相抵消平衡，不会产生环流。这种换位形式称为完全换位。两个叠绕的绕组，每层绕到匝数 1/2 处需换位一次，如图 9-21b 所示。3 根叠绕绕组，每层绕到匝数 1/3 和 2/3 处各换位一处，即需要两次换位才满足完全换位的目的，如图 9-21d、e 所示。绕组的内外层换位的位置要在圆周上错开，以免绕组的辐向厚度增大。换位导线弯曲处应包扎加强绝缘。

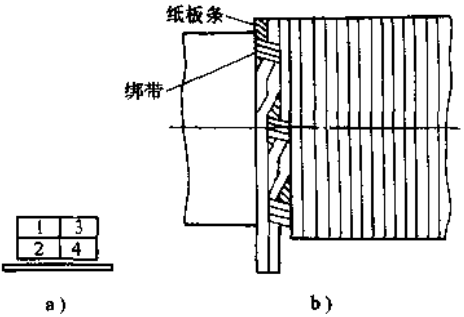


图 9-22 四根导线并绕的换位方法

a）换位方法 b）换位后情景

图 9-22 是 4 根导线并绕时的换位方法，这是左绕向的层式绕组的第一层导线换位，导线按图 9-22a 的方式排列。换位时应先弯折左边一组的最上面一根导线，再弯折下面的一根。然后弯折右边一组上面一根，再弯折下面的一根。每个换位“S”弯沿圆周占据一个撑条间隔。沿辐向排列的导线根数在 3 根及以上时，要用楔形垫将导线换位所形成的空隙填充起来，楔形垫的厚度应使换位导线平整地过渡到下一匝，在“S”弯处不与相邻导线卡得很紧，防止损伤匝绝缘。楔形垫要用布带绑扎在导线上，防止其窜动。遇线层油道时，楔形垫的端头应放在油道撑条上，防止堵塞或脱落不起作用。在每个换位“S”弯处，用直纹布带包扎 0.2～0.5 纸板槽一件，槽口向上。

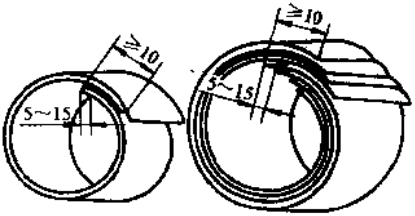


图 9-23 端头错开的电缆纸层绝缘

6. 放置层间绝缘

用电缆纸作层绝缘时，电缆纸的端头应相互错开，如图 9-23 所示。用油隙撑条构成层间绝缘时，撑条必须沿圆周均匀放置。撑条长度比绕组轴向尺寸的上端与下端各小 2mm，拉紧用的布带应放于撑条位置。为了使绕组圆正，绕制时撑条间应加置临时撑条，临时撑条的厚度应较正式撑条的厚度小 0.5～1mm 左右。此时绕线模的端盖上沿圆周均匀地开一些槽口，槽口数等于绕组油隙撑条根数。导线在油道内外层时，为防止处在外层处的绝缘被卡坏，要加包直纹布带或皱纹纸带半叠一层，以撑条为中心包 40～80mm 长。

7. 安置标记牌和末端的处置

绕完绕组最后一匝，量好末端引线头长度，将导线剪断，按规定的尾端位置，用弯折工具将导线弯成 90°，其包扎与起线头一样，用布带拴住末端后，将布带稀绕至绕组的下端，再由下端起将布带半叠绕包至上端，扣住末端，并用电木胶将布带头粘牢。必须注意，最外层布带必须由绕组的下端向上端包扎，以免高低压绕组间打入撑条时被布带的边缘卡住撑条端头而造成绝缘损伤。

在绕组引出线头侧的中部安置标记牌，见表 9-11，注明产品工作号、产品型号、绕组图样号、相别、操作人和制造日期等。

9.3.4　高压绕组的绕制

1. 概述

多层层式高压绕组的绕制方法基本上和低压绕组相同。但因层数较多，层间电压较高，故层间一定需衬垫绝缘。导线采用单根扁线或圆线，很少采用并联导线和尺寸截面大的导线（一般圆线≤ϕ3.53mm，扁线厚度≤3.28mm）。绕组最好用电木绝缘筒，这样机械强度好，又适宜使用可调撑条绕线模。对于多种规格大批量生产来说是很有利的。当然绝缘筒也可在绕线模上包纸粘结而成，如筒厚 2.5mm，就可用 2 层 1mm 的弹性纸加 4 层 0.12 电缆纸粘成。

2. 连续式绕组绕制法

对连续式的高压绕组或低压绕组，因每一线段上有许多匝数，而每个单独线段只有可能从最里面一匝开始绕起才能绕制，所以绕制方法较特别。一种是所有线段之间的连接都在油道（段间）中，由外线匝连到内线匝，过渡时将线匝立弯，通过油道后立弯再打平。这种办法绕制方便、线匝紧实，称为不倒线的连续式绕组，可用在导线较细的高压绕组中，匝数多，倒线较困难。这种办法因导线弯折，又与线段交错，降低了绝缘裕度，所以一般不采用。另一种是倒线的连续式绕组，如图 9-24 所示。图 9-24a 绕制左绕向绕组时，垫块沿撑条移向左端，将导线固定在线模右端，绕第一个临时线段，并做好 S 形过渡弯头，弯头包扎槽口向下的纸槽。将绕线机和导线盘间

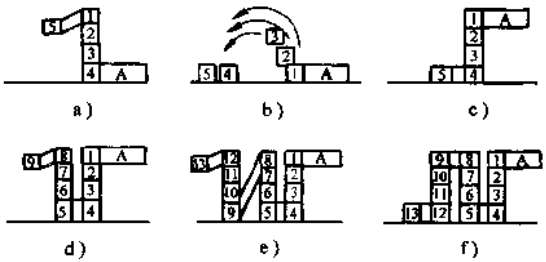


图 9-24　连续式绕组绕制过程

a）～f）绕制步骤

导线松弛，把第一个临时线段向左松开进行倒线。图 9-24c 是倒线完毕，绕线人员用力拉紧线段最上一匝导线，以紧线段，用木锤轻轻敲打线段四周，使线段紧实，绑扎牢，形成第一个线段（反线段）。放置形成油道规定的垫块后绕好第二个正线段，做好 S 弯头，弯头包扎槽口向上的纸槽。再放置垫块，利用临时楔形垫（如是一根导线可用可不用，对多根导线必须要用），将导线从第二段最上 S 弯头处降到最下部，以卷临时第三段，做好 S 弯头。重复如图 9-24b 的操作形成第三反线段。以后第四段和图 9 24d 一样，做好第四个正线段，再做第五个临时线段倒成第五个反线段，如此重复绕制到完毕。

3. 饼式绕组的纵绝缘

10kV 及 35kV 饼式绕组的纵绝缘按表 9-10 选取。

表 9-10 10kV 及 35kV 级纵绝缘

绕组电压等级	10kV		35kV	
绕组型式	连续式	半连续式	连续式	半连续式
首末端油道	油道尺寸	1.5mm 纸圈与≥4mm	6 个 6mm 油道	1、3、5、7 为 2.5mm 纸圈 2、4、6、8 为 6mm 油道
正常油道	均≥4mm	油道交错排列	4.5（5）mm 油道	1.5mm 纸圈与 4.5（5）mm 油道交错放置
中断点油道	12mm（反连接中性点调压）		9 或 10mm（中部调压）	
沿内径垫纸				首末端各两段内垫 5～6mm
首末端匝数				首末端各 4 段的匝数为正常段匝数的 70%

注：1. 按绕组辐向尺寸选取正常油道：10kV 级绕组辐向≤40mm 油道选 4mm；辐向 40.5～50mm，油道选 4.5mm；辐向尺寸为 50.5～70mm，油道选 5mm。35kV 级绕组辐向≤50mm，选 4.5mm 油道；辐向为 50.5～70，选 5mm 油道。

2. 多层层式绕组应有一层不满匝，不满匝层不得放在最外层，不满匝层的匝数通常不小于正常层匝数的 70%。

4. 弯折引出线头和包扎绝缘

对 10kV 及以下的绕组，起绕头自弯折处向内包漆布带（或皱纹纸、黄蜡绸带）半叠一层，包长至少 15mm，有的可包一圈。引出分接线头绝缘用厚度为 0.2mm 的漆布带或黄蜡绸带，每边包 2mm，外用厚度为 0.25mm 的直纹布带半叠包一层，包至离引出线头 15mm，如图 9-25 所示。也可用纱布管和纸槽，如图 9-26 所示。如电压在 10kV 及以下并用扁线绕制时，起绕头按图 9-27 包扎，分接头按图 9-28 包扎。分

接头也可用铜皮引出，包扎方法同上。由于变压器在运输过程中器身摇晃易使引线折断，故导线直径在 ϕ0.74mm 以下时，必须将其 4 折后引出；直径在 ϕ0.74～1.35mm 时，将其双折引出；直径在 ϕ1.35mm 以上时，直接用原线引出，如图 9-29 所示。折叠引出时，其根部要用锡焊焊牢。对铝导线，应通过铜铝过渡接头用铜线引出（包括起绕头、末端和分接头）。

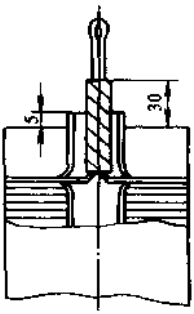


图 9-25　圆导线引出分接头包扎

5. 放置端绝缘

端绝缘的制作方法有两种：一种是用附加绝缘纸将端匝包住（见图 9-7a），但常用的是图 9-7b、c 的一种，这种端绝缘一般是由电工纸板剪成的，纸板的厚度应稍小于导线的直径，其一侧贴有 0.05 电话纸。放置时，应先将纸板的端头弯成与电木筒直径相当的弧形，使其附贴在电木筒上。然后用导线压住电话纸，端绝缘的末端也要弯成弧形，使其与电木筒附贴。

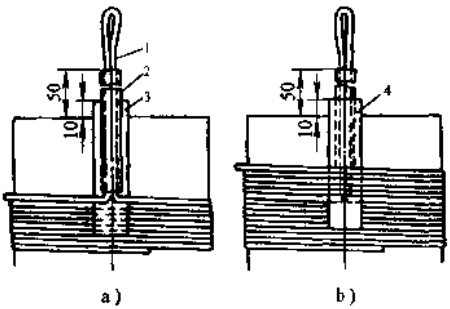


图 9-26　用圆截面导线打圈引出的分接线
a）分接线引出　b）引出后再绕
1—导线　2—打圈穿过纱布管　3—在圈下面垫以绝缘纸板　4—在打圈导线上面覆盖以纸板

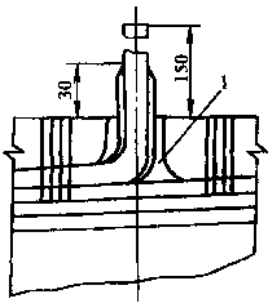


图 9-27　扁线起线头包扎
1—绝缘包扎由模部逐渐加厚至 2mm

与油道相邻的内层端绝缘，端头对接处要放在撑条下面压住，围一圈后，其边沿将层绝缘的末端压住，防止翘起堵塞油道。油道外层的端绝缘如果也是用纸板条电话纸制成时，在用导线压住 2～3 匝后，将余下电话纸翻到线层的上面来。当用电木圈做端圈时，可用布带沿圆周 3～5 处拴住端圈，布带要放在油道撑条的位置上，绕时将布带拉紧，压在线匝的下面。绕几匝后，将布带余头翻到线层上面来。

6. 绕制线匝

绕线机起动后，导线沿螺旋线一匝紧靠一匝地缠绕，用绝缘布棒或楔形木块（见图 9-30）和木锤将线匝靠紧。并夹紧拉紧装置的夹子，使导线张力适当，线层紧实平整。绕制每层起始几匝时，要特别用力拉紧，因为起始时往往调节在慢速挡，不易绕紧。而绕线机正常转起来以后，可依靠线盘的制动力或拉紧装置就足以将线匝绕紧了。

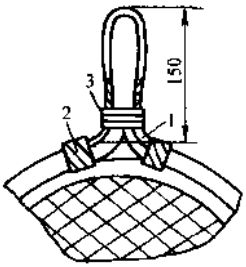


图 9-28 扁线分接头包扎
1—纸槽 2—斜纹布带 3—直纹布带

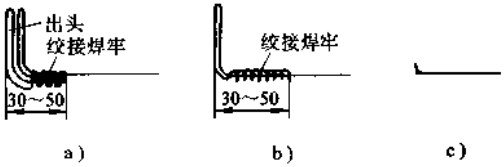


图 9-29 线头引出法
a）四折引出法 b）双折引出法
c）原线引出法

设计绕组时，最外一层的匝数应留有一定裕度。因电磁线制造的尺寸公差会引起每层匝数与设计有相差，有时因设计裕度较大，每层多绕了几匝，结果使分接头由外层移至内层，一般应尽量避免。遇到这种情况时，应将油道内层的一层匝数适当减少，使分接头仍能从最外层线匝上引出，如图 9-31 所示。离末端线头 2～3 匝时，要放置末端的端绝缘。端绝缘的端头预先也应弯成弧形，与电木筒紧贴。然后用线匝压住端绝缘的电话纸，将端绝缘固定住。如某些线段因匝数不足等原因而造成辐向尺寸较小时，应用 1mm 纸板填平，使绕组外径一致。

图 9-30 楔形木块

7. 导线的升层

层绝缘和油道撑条见低压绕组所述。因升层处刚好是层绝缘搭接处，为使升层处辐向尺寸不过大，各层升层位置要相互错开。导线在油道内升层时，要用皱纹纸将升层处导线包扎，如图 9-32 所示。在绕制过程中，要注意电磁线的质量，遇有损伤，要清除不洁物后补包，扭曲严重的剪去不用。

8. 引出分接头

圆导线按前面规定与起线头一样折叠引出，注意根部应焊牢。沿轴向引出的各分接头在同一油道内或在最外层引出时，要用直纹白纱带或蜡线按规定位置绑扎牢，以防松动。用扁导线的绕组分接头均在最外层沿辐向引出，根部用布带绑扎在相邻的线匝上，如图 9-33 所示。

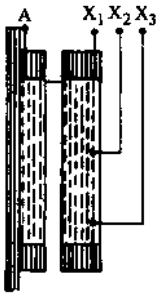


图 9-31 多层层式绕组的分接抽头

9. 安放标记牌和尾端的处置

在绕组的引出线头侧靠近绕组的上端安放标记牌（见表 9-11），用白纱带或皱纹纸带压住牌的两边，固定其位置。绕组绕完后，用直纹白纱带拴住尾端并绕圆周一圈，

并用它将所有分接头绑扎牢固。在绕组外面再包扎一层直纹白纱带或皱纹纸带。

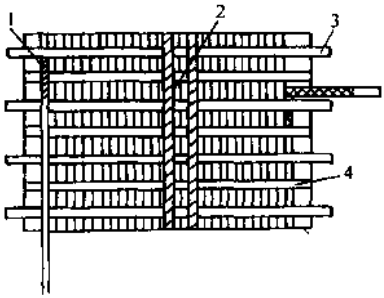


图 9-32　导线升层和放置撑条

1—升层处加强绝缘　2—临时绑带

3—临时撑条　4—油道撑条

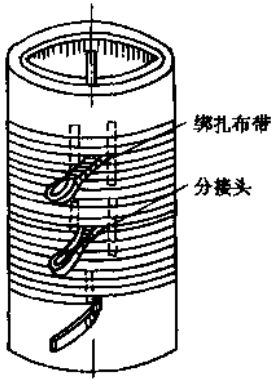


图 9-33　扁线分接头的引出法

表 9-11　标记牌

工作号		检查员	
规格		相电阻	
图号		套装日期	
相别		电阻配套标记	
操作人			
日期		检查员	
套装人			

9.4　绕组的绝缘处理

9.4.1　保证绕组绝缘尺寸的方法

电工纸板所含水分排出后会形成孔隙，孔隙体积可占 40%～50%，在压力的作用下而收缩，电工纸板厚度收缩量，即永久变形率为

$$\varepsilon=\frac{\Delta h}{h_0}=\frac{h_0-h_1}{h_0}\times 100\%$$

式中　h_0——纸板原始厚度；

h_1——压力下纸板最终厚度。

应该指出，即使采用相当于短路时作用于垫块上的压缩应力，也不能从纸板中排除掉水分。为保证纸板中水分在 0.3%～0.5%的范围内，有必要在制造绝缘零件时进行第 1 次加热处理，再在绕组整形、加压时进行第 2 次加热处理。即使经过加热处理后制成绝缘垫块（不预压），并保存在干燥库房内，绕组在干燥、压缩时，仍然有

10%左右的压缩量，如图 9-34 所示（试验数据）。不是压力干燥时，绕组绝缘的压缩量也达 4%～6%。

有了绕组绝缘的压缩量，就可以控制绕组高度的精度，使绕组的最终高度与计算高度的误差在规定的范围内。

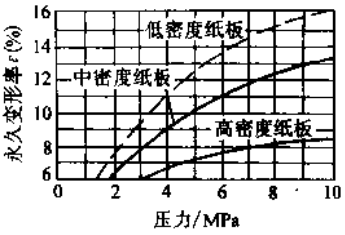


图 9-34 绕组绝缘收缩与压力（加热处理）的关系曲线

9.4.2 干燥

变压器绕组浸绝缘清漆后能增加搬运、装配过程中的机械强度，又能使表面沾污的尘埃清扫较方便。但绝缘纸耐压强度要降低，所以只对中小型变压器绕组才浸漆。浸漆前先要进行干燥处理。干燥有热风干燥，真空干燥，短路干燥，外壳涡流干燥，零序电流干燥，烘房加热，热油循环等方法。容量在 630kVA 及以下、电压在 20kV 及以下的绕组，一般用蒸汽管烘房或电热烘房进行干燥。绕组装入烘房时，与加热件的距离应不小于 200mm。绕组放入后将房门关闭，温度升到 100～115℃（105℃为佳），由 100℃时算起，每小时通风一次，4h 后每 2h 通风一次，每次通风 15min。有通风装置的可开放通风装置，没有的可把房门拉开一个适当的空隙来通风。干燥时间为 10h。

经过干燥的绕组在室温下停放的时间不要超过 16h。如超过 16h，需重新干燥 3～5h（视天气的干、湿度而定），重新干燥的温度为 80～100℃。

如果绕组干燥不彻底，在绕组压装时，压力已到要求而绕组轴向高度偏高超差。

产生的原因主要是由于绕组的干燥没有严格按干燥工艺进行，如温度偏低，预热及烘干的时间未到；未严格按逐级抽真空；烘房的真空度没有达到要求或抽高真空的时间未达到或真空罐漏气严重，或者干燥后的绕组放置在空气中的时间过长，使绕组绝缘件再次受潮（小型变压器可不用真空干燥）。

解决办法是首先检查真空烘房的密封垫是否老化龟裂，如有老化，必须更换新垫。密封垫的连接处必须接好，并检查真空系统中是否有漏气。检查真空泵本身的真空度是否正常，如果降低，则可能是真空泵油混入水分过多，应更换新油，也可能是密封问题。

9.4.3 浸漆

浸漆的方法有常压力浸漆、真空浸漆和真空压力浸漆。常压力浸漆适用于较大的绕组和绝缘件的处理。而真空浸漆和真空压力浸漆则适合于细导线绕成的多层绕组及有防潮要求的干式变压器绕组。用纸和薄膜包扎的绕组，需要真空加压下浸漆，使漆能渗透到空隙中去。

绕组浸漆处理的常用绝缘漆有绝缘浸渍漆和覆盖漆，其品种很多。

一般配电变压器可采用常压力浸漆法。

干燥完毕，按要求压缩轴向尺寸，要注意导线不得有塌斜，以保证其轴向稳定。经整修外形后浸漆。漆的牌号是 1030 或 1032 醇酸浸渍漆，用甲苯稀释调整其粘度，用 BZ4 粘度计在 10～30℃ 时测定粘度为 17～19s。绕组浸漆温度应在 70～80℃，用带子将绕组扎一拎环，浸入漆桶内停留 10min 以上，待绕组不冒气泡为止。然后拎出绕组轴向放置 30min 滴净余漆，注意绕组各处应没有多余漆包、漆瘤，再放在干净地方自然晾干 1h。要注意对大的浸漆桶，每半年要掏一次，清除桶内杂质。平时不浸漆时，要将漆桶盖好。

目前除较小容量变压器仍采用浸漆工艺外，对大中型变压器，已采用不浸漆工艺。因绝缘纸张经干燥浸入变压器油后，其耐压比浸漆工艺后的绝缘高，且提高了生产效率。但要实现不浸漆，其工艺要求如下：

1）油隙垫块热压。垫块影响绕组的轴向尺寸，如果其密度低，压缩系数大，不仅会影响绕组的紧度，而且干燥后影响绕组的外形尺寸，还易吸湿。所以对垫块采用热压处理，或直接采用高密度热压型纸板制造垫块，并对垫块进行倒圆角处理，以此来提高垫块尺寸的稳定性。

2）绕组的导线一定要卷紧靠实，匝间不留空隙，避免松动。

3）绕制绕组时，对始端和终端的几匝线段要做加固处理，用斜纹带或半粘带进行间隔绑扎，以增强绕组端部的机械强度。

4）为使绕组绕紧，可在带轴向和径向压紧装置的卧式绕线机（或立式绕线机）上绕制。若在一般卧式绕线机上绕制，应适当增加导线的拉紧力（让导线通过拉紧装置），以增大线饼的抽紧力。

5）经压装处理好的绕组，要缩短存放时间。对绕制好的白坯绕组，可先存放在车间里，用塑料袋封好，装配时才提前进行处理。处理后的绕组便立即套装。这样不会出现因绕组弹高而影响插铁轭硅钢片的现象。如采取绕组真空干燥后浸变压器油，可以避免短期存放中绕组因受潮而弹高的现象。

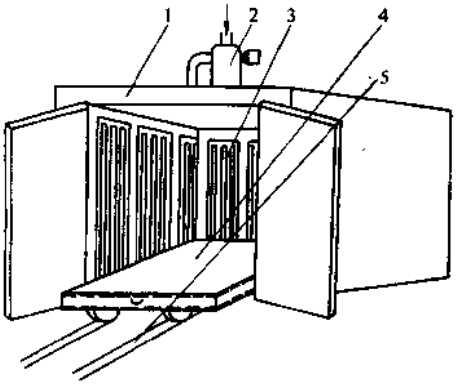


图 9-35　热风干燥用的烘房

1—房体　2—热风循环和排气装置　3—蒸汽排管　4—放绕组小车　5—小车轨道

9.4.4　烘干

烘干时将绕组放入烘房。常用有热风干燥烘房和电炉烘房，两种烘房结构相似，主要不同是烘房的房壁的热源产生装置不同，前者是蒸汽排管，后者是电炉丝。图 9-35 所示为一热风干燥烘房。

烘干开始时，烘房温度应不超过 60℃，让溶剂逐渐挥发。关闭房门后，房温升

到 80℃下预热 3h。再升到 100～115℃烘干 20h（层式绕组）。其余与上述干燥法叙述相同。以漆干透和表面不粘手为准。若漆的粘度高，滴漆不净，晾干时间短，会使烘干后产生漆膜起皱、鼓包等毛病，应尽量避免。

9.4.5 绕组受潮的影响和预防措施

1. 绕组受潮后的变化及危害情况分析

为了分析问题，做实验如下，首先取两个相同的绕组（高压 B、C 相绕组），真空干燥处理后，用油压机加压 3MPa，高度为给定尺寸 H。然后将两个绕组一起放置在同一厂房内（存放期间平均温度为 22℃，相对湿度约 60%），并把 B 相绕组的夹具打开，测其高度为 $H+20$（这 20mm 是绕组弹性所致，不做受潮膨胀考察），C 相绕组保持高度 H，在夹具中存放。监测 B 相绕组高度随时间的变化，绘制 t-ΔH 曲线如图 9-36 所示。四天后，再给 B 相绕组加压，压力仍为 3MPa，压紧状态下测其高度为 $H+10$（这 10mm 是受潮涨出的尺寸）。接着继续给 B 相绕组加压到 3.5MPa，测高度为 $H+7$（怕线段被压倒，没再增加压力）。12 天后，对两个绕组进行真空干燥，出炉后松开夹具，测量两绕组的高度，B 相比 C 相高 12mm。

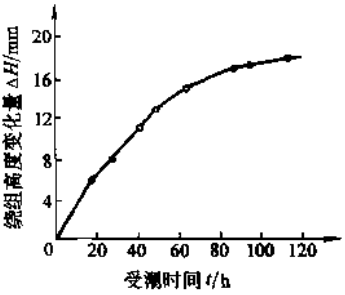


图 9-36 绕组高度随时间变化的情况

以上实验表明：

1）在湿度较大的空气中存放的绕组会很快受潮膨胀，一般出炉后 100h 可达到平衡状态。

2）绕组在夹具中受潮后会遭受比工艺文件规定值大得多的压力，其高度受到较大的影响。

受潮对绕组稳定性的危害有两：一方面由于绕组受潮后轴向内应力增大许多，个别较薄弱的线段被压倒（见图 9-37），而且线段一经倾斜，就很难修复，修复后其稳定性也远不如初。或者线段外部看不出倾斜，其内部可能已经到了倾斜的临界状态，其承受轴向力的能力已经降低了；另一方面，由于绝缘材料也遭受了比工艺压力更大的压力，待绕组套装到器身上干燥压紧后，同柱各绕组高度就会有不同程度的降低，或者由于回弹，外表上看不出差异，但实质上各绕组所承受的压力可能已很不均匀。这样，变压器在正常运行时，特别是在短路冲击的情况下，其高度就可能有较大的变化，稳定性变差了。因此，采取有效措施，防止绕组受潮膨胀过压是十分必要的。

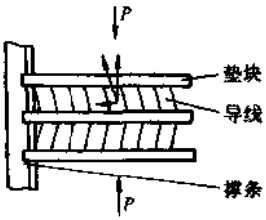


图 9-37 线段被压倾斜时的状况

2. 预防措施

1）绕组干燥加压后便及时浸油，可以长时间地保证绕组维持干燥后的状态。使变压器油充满纤维中的毛细管，大大地减缓了吸潮的过程。实验表明，一只 15MVA、110kV 变压器饼式绕组，浸油后在不夹紧状态下存放 300h 伸长量仅为 2mm，这是令人满意的。但是，从生产实际来看，无论是单个绕组浸油，还是整体套装后浸油，实用性都较差，理由是：①带油绕组在装配过程中极易粘上灰尘和微小杂物，很难清理掉；②带油绕组长时间在空气中存放，也会受潮，而要把它再次干燥合格，所需时间比不带油时更长；③引线焊接时的防火问题，也会给工作增添许多麻烦。

2）绕组干燥后应及时进防潮间存放，整体套装，并在湿度空调间内进行变压器总装配，缩短装配时间。这样，可以避免或大大减小绕组在存放期间的吸潮，防止绕组稳定性受损害和影响插铁。

3）采取油隙垫块预压的办法，对在一定时间内防止受潮膨胀和回弹也起一定的作用。比如，在一定湿度下对垫块加大压力（30MPa）冷压，可使初期垫块受潮膨胀量减少 80%以上。另外，还应采取绕组恒压干燥工艺。

4）经干燥加压处理合格了的绕组，套装之前（松开夹具之前），应不使其再受潮。防护措施上述第 2）和 3）两条并用。

5）如果没条件防潮存放，宁肯将夹具放松一些，使绕组高度适当放大，也不要让绕组因受潮而产生过压。但放松量要适当，以保证吊运安全，并在水平地面上存放。

6）套装时如果绕组超高不能插铁，应暂时取下一些端圈，或真空干燥处理。不能不顾压力的大小将超高尺寸强硬压下去，否则，同样会损害绕组的动稳定性或匝绝缘。

9.5　铁心装配

9.5.1　铁心装配和绕组套装

铁心安装时，要将突出的硅钢片上垫着硬方木用小锤轻轻敲打，使之内沉，直到各表面和轭铁表面同铁心柱端面齐平为止。然后装配下铁轭绕组端部隔板绝缘（有绝缘块的垫圈），如图 9-38 所示，再安装低压绕组，套装高压绕组。两绕组之间塞入撑条，逐渐打紧，注意高低压绕组间的油道要均匀。然后根据情况决定是否打入铁心柱各阶梯和低压绕组绝缘筒之间的楔子来楔紧铁心柱。绕组套装时，要确保与铁柱同心，绕组的轴向要可靠地压紧。最后安装上铁轭绕组端部隔板绝缘，再进行上铁轭的插片。上铁轭插片的第一级是插片的基准，必须保证平直无弯曲。插好后用螺杆将上铁轭梁夹紧。

层式绕组套装中，发现内外绕组的高度不等的原因是套装前没有按图样要求核对内外绕组的轴向尺寸。解决的方法是，若内绕组高于外绕组，超差时要核对设计尺寸，检验工艺裕度是否合理，检查导线匝绝缘公差和端圈、换位处尺寸，以及导线排

列是否紧密等。如果均属正常，可把套装好的绕组底部垫平，上部加垫块，在压床上对内绕组进行适当加压，经烘干后，再复压到符合图样尺寸要求。但必须控制压力不能过大，以防损坏绕组；若内绕组低于外绕组并超差，在保证高低压间安匝平衡的前提下，可以在内绕组两端分别补垫纸板圈直至达到图样尺寸要求。

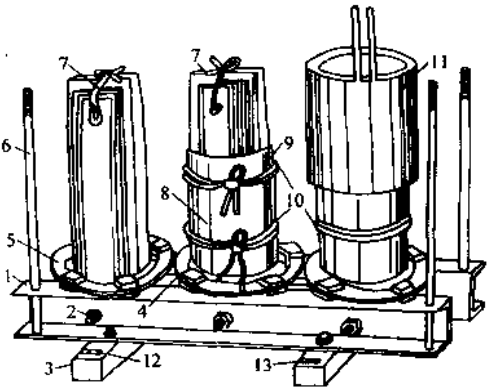


图 9-38 铁心装配和绕组套装

1—下铁轭梁 2—下铁轭的夹紧螺栓 3—支架板条 4—电工纸板制成的铁轭垫 5—下铁轭绝缘（带垫片的垫圈） 6—夹紧铁轭梁用的垂直螺栓 7—捆住铁心柱钢片用的临时绑带 8—铁心柱绝缘筒 9—电工纸板搭接处 10—捆紧套筒用的临时绑带 11—低压绕组 12—变压器的型式标志 13—装配人员的号码标志

套装时撑条划破内绕组绝缘及异物落入内、外绕组的油道中的原因是，搬运绕组时磕碰损伤，撑条未倒成圆角，端部未倒成斜坡，尖角毛刺大；操作者不慎将金属异物或脏物落入油道中。解决的方法是在套装前，要认真核查绝缘零件是否符合图样要求，撑条一端必须加工成斜坡，并倒成圆角，要核对套装前内外绕组各部分的尺寸，绕组表面应无损伤，内外绕组的套装间隙必须调整到适中后，方可进行套装；套装绕组时，操作者必须掏净工作服口袋中的东西，严防异物、脏物掉入绕组中。如果遇有绕组的绝缘被划破或异物掉入，均需要重新吊出绕组，重包绝缘或取出异物。

套装后，发现油道撑条两端在圆周上分布不均匀的原因是，撑条未按等分放置，或套装前绑扎不够牢固。

解决办法是：增加撑条定位工具。无定位工具套装时，必须把撑条绑牢，并调整好等分距离，使之达到均布，并核对调整对套装间隙。对撑条圆周分布不均并超差时，可以用打板敲打均匀，严重时应重新套装。

对层式绕组，套装前应检查并符合下述要求：

1）外观整齐清洁，完全无损。

2）油道畅通，无悬浮的纸边、布带等，端绝缘绑扎牢固。

3）绕组内、外径允许偏差应满足的要求。

4）绕组经干燥压紧后，其轴向尺寸允许偏差应满足JB/T56011—1999《油浸式电力变压器产品质量分等》的要求。内、外绕组高度相差不超过2mm，且内绕组不得高于外绕组。沿绕组圆周的波浪度不超过3mm。

5）测内、外绕组本身的撑条距离较图样偏差不超过±3mm。内、外绕组之间的

油道撑条为后插入者，其上端等分距离偏差不超过 3mm，下端等分距离偏差不超过撑条宽度的 1/2。如果内、外绕组直接绕在一起时，所有油道撑条距离偏差均应不超过＋3mm。内、外绕组分开绕时，插入内、外绕组间的油道撑条后，应使两个绕组撑紧，以搬起外绕组时内绕组无窜动现象为准，详见表 9-19。

9.5.2　铁心的夹紧和接地

装配时铁心必须夹紧，否则运行时铁心会发出不正常的噪声，且当器身起吊时，可能会出现残余变形。旧变压器多用螺杆夹紧，铁心柱要冲孔，铁心截面会减小，冲孔处磁通转弯，使铁心损耗和空载电流增大。一般上下铁轭各有 2～4 个螺杆，和上下夹件（及方铁）配合拧紧。低损耗变压器采用环氧玻璃粘带绑扎或钢带扎紧，参见第 4 章第 4.2 节叙述。但当直径小于 220mm，窗高又小于 600mm 时，可以不绑扎，而在绕组和心柱间插入木撑板固定即可。当铁心直径为 360mm 及以下时，用槽钢夹件；而直径为 370mm 及以上时，由于铁轭高度较大，上、下肢板宽度有时不同，一般采用焊接结构。为了减少磁通进入夹板以降低结构损耗，上下铁轭梁和铁轭间应有绝缘措施，当铁心柱直径为 200mm 及以下时，用厚度为 1.5mm 绝缘纸板作绝缘；当铁心柱直径≥205mm 时，采用厚 3mm 绝缘纸板和垂直垫块作成的夹件绝缘。垫块之间构成油道，以便冷却铁轭，如图 9-39 所示。螺杆与铁心或铁轭梁的接触处，必须用绝缘纸管、绝缘垫圈和铁心、夹板隔开，如图 9-40 所示。否则铁轭梁与螺杆连通，将形成一个短路匝，造成过热和增大损耗。

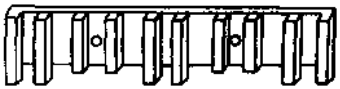


图 9-39　铁心直径大于 205mm 时的上、下夹件绝缘形状

为了防止变压器在运行或试验时，由于静电感应在铁心或其他金属构件上产生悬浮电位。例如，三相变压器在逐相合跌落熔丝具时，低压绕组或铁心似电容器的第二极板，由高压绕组产生静电电荷而带电压，造成对地放电。所以铁心及其所有构件，除穿心螺杆外，都必须可靠接地。铁心应该和油箱作金属性连接，并将油箱可靠接地。由于铁心叠片间的绝缘电阻较小，片间面积很大，即电容很大，由于电容耦合，一片叠片接地即可认为所有叠片接地，能泄漏静电电荷。

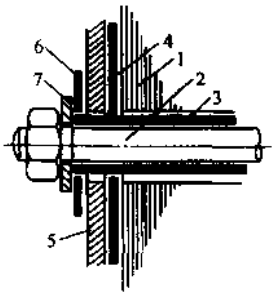


图 9-40　夹紧螺杆的绝缘
1—硅钢片　2—夹紧螺杆
3—夹紧螺杆的绝缘套管
4—绝缘垫　5—铁轭梁
6　绝缘垫圈　7—金属垫圈

铁心叠片只允许一点接地，如果有两点或两点以上接地，则接点之间形成闭合回路。当主磁通穿过此闭合回路时，就会在其中产生循环电流，造成局部过热事故。详见第 4 章第 4.2 节铁心接地部分。

铁心接地一般是在低压绕组引出线侧的铁轭边缘硅钢片之间，装以厚度为 0.25

～0.5mm、宽度为30mm的镀锡铁板带或黄铜带作为接地片来实现，图9-41表示一种接地方式。当铁心柱直径≤360mm时，在低压侧上部用接地片将铁轭与上铁轭梁连接起来，上铁轭梁通过垂直螺杆与下铁轭梁连接，下铁轭梁再连垫脚经油箱接地。当铁心柱直径≥370mm时，一般绕组上部有钢压板，上铁轭用接地片与上铁轭梁连接，下铁轭与下铁轭梁连接。因为下铁轭梁是接地的，则整个铁心及铁构件便都接地。上铁轭压紧以后，用1000～2500V兆欧表检查夹紧螺杆对铁心和夹板的绝缘是否合格。

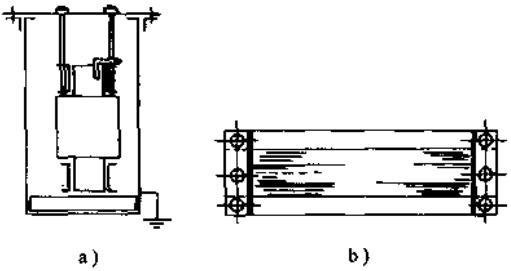


图9-41 铁心的接地
（利用铁轭钢梁间接地带接地）
a）侧视图 b）上视图

9.6 引线焊接工艺

引线头的焊接方法有摩擦焊、闪光焊、冷压焊、储能焊、氩弧焊、乙炔氧气焊、接触焊（用碰焊机的对接电阻焊和使用焊接变压器，炭精铜焊夹子工具的搭接银铜焊）。

9.6.1 铜导线的焊接

1. 锡焊钎焊

它适用于直径为1.5mm及以下的圆导线。

对直径为1.35～1.50mm的单根导线扭绞锡焊，如图9-42a所示；对直径为0.74～1.35mm的导线双折扭绞锡焊后引出，如图9-42b所示；对直径为0.5～0.74mm的导线三折扭绞锡焊后引出，如图9-42c所示，对直径为0.5mm以下导线四折扭绞

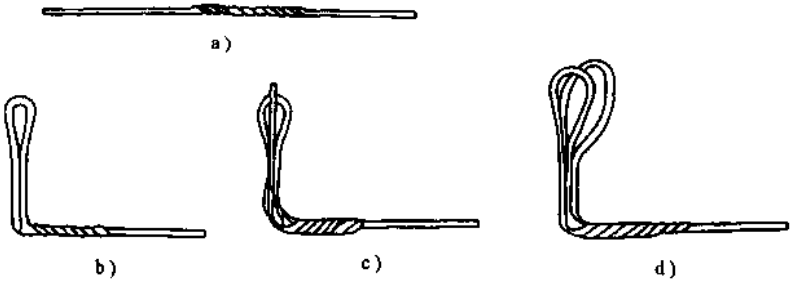


图9-42 铜线扭绞锡焊
a）单根导线 b）双折引出线头 c）三折引出线头 d）四折引出线头

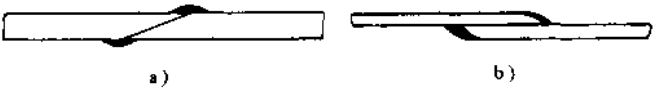


图 9-43　搭接焊

a）斜坡口搭对焊　b）搭接焊

锡焊后引出，如图 9-42d 所示。

2. 对接电阻焊和搭接焊

对直径为 1.5mm 以上的圆导线或扁导线，要采用碰焊机（见图 9-44）进行对接电阻焊，或采用加热搭接银铜焊，就是选用 220～380V/10～12V、容量为 5～10kVA 的单相降压焊接变压器来进行加热焊接。焊料可采用熔点为 800℃，直径为 3～4mm 的磷青铜焊条，或熔点在 720～780℃ 以内的黄铜合金、银焊片等。搭接银铜焊导线的加工如图 4-43 所示。在工作条件较差的地方，也可以采用冲灯或 300W 以上电烙铁焊接。

8kVA 碰焊机焊接规范性能表见表 9-12。

9.6.2　铝导线和铜铝接头的焊接

1. 气焊

（1）焊料选择　用“丝 301 号”纯铝焊丝或用 ϕ2～5mm 特一或一号铝线。焊药用国产“粉 401”铝焊粉。使用前，先将蒸馏水或清洁的自来水把焊粉调成白色糊状（每 100g 焊粉用 35～50g 水），然后把糊状焊粉涂在焊丝或焊件表面进行焊接。或自行配制焊药：氯化钾 50%，氯化钠（食盐）28%，氯化锂 14%，氟化钠 8%。配好后先进行试焊，如果焊缝表面缩孔很少，具有银白色的光泽，说明焊药的质量较好。

（2）焊前准备　对导线表面要先除去油污和氧化膜，可将焊件和焊条浸在 4%～5% 的氢氧化钠水溶液中（70～80℃），经 10～20min 后取出，用清水冲洗干净并晾干。

（3）焊接　乙炔氧气焊采用对氧化物有

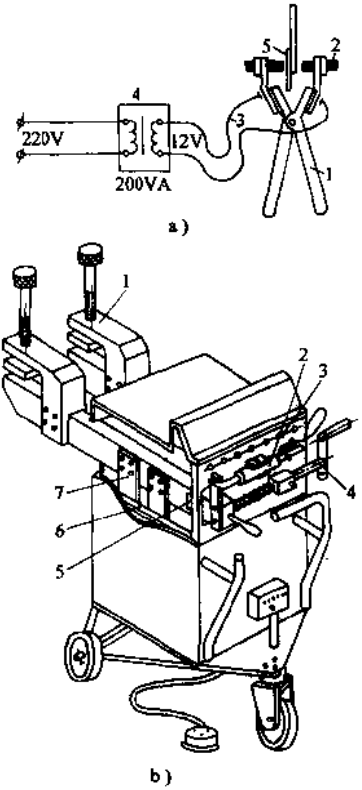


图 9-44　焊接设备

a）小截面铜线的电焊用夹钳

1—夹钳　2—炭精电极　3—软电缆　4　变压器　5—铜线被焊接的两端

b）碰焊机

1—焊嘴　2—行程调节　3—分接电压插孔　4—压力调整　5—行程开关　6—变压器　7—二次绕组

定还原作用的中性火焰或轻微的碳化焰。焊枪大小是根据焊件厚度来选择的，焊枪、焊条的选用见表 9-13。焊接较大的焊件时，先用火焰预热至 200～250℃，以减少焊件变形和焊接裂缝。焊接的中性焰心尖端与溶池液面保持 2～5mm 范围内。对于焊接较厚或焊缝较小的焊件，要将火焰放低，以增加熔透深度。在变压器器身上进行焊接时，必须将所焊的两端用浸水石棉绳包缠保护好，以防烧坏绕组绝缘。当火焰靠近绕组时，要用石棉板隔离开来。火焰与焊条的夹角以 60°～70°为宜，焊接动作要尽量快，以缩短时间。

表 9-12 8kVA 碰焊机焊接规范

导线截面积/mm²	20 以下	20～24	25～39	40～49	50～59	60～69	70～84	84 以上
工作电压/V	85	110	110	140	160	180	205	230
顶锻力/N	4.9	9.8	19.6	24.5	29.4	34.3	34.3	45
熔接行程/mm	3	3	3	5	5	7.5	7.5	7.5

表 9-13 焊枪、焊条的选用

铝板厚度/mm	0.5～2	2～4	4～6
焊枪	1 号	2 号	3 号
焊条直径/mm	2	3	5

以上焊接除用乙炔氧气焊外，还可用氩弧焊。

2. 钎焊

利用前述铜焊用的降压焊接变压器加热焊接，也可进行铝导线和铜铝接头的焊接。

1）钎焊剂　氯化钠 2%，氯化胺 10%，氯化锌 88%，用蒸馏水或纯酒精调匀成白色糊状。每次现调现用，以防变质。

2）钎焊料用 99.99%的纯锌。

3）焊接时将锌片涂上焊剂后放在两根被焊导线中间，通电加热到 420℃ 时钎焊料熔化。当钎焊料填满搭接头的接触面并发出亮光时，应立即切断电源。焊接时间不要超过 5min，否则将影响质量。

3. 铅锌焊

高强度漆包圆铝线绕制的层式绕组，抽头和引出线头需多股铜绞线的，可用铅锌焊剂将铝导线和小股铜绞线焊接在一起。

（1）设备及材料　加热电源为 DDJ30kVA/380—14V 大电流变压器，自绕约 28kW 电炉丝，围在坩锅底部及周围；自配松香酒精焊剂，并外购无砷锌粒、铅块，需备天平、尖嘴钳、锉刀、毛刷、砂纸等工具。

（2）工艺过程　①先将焊块熔化后，铸成细条，用尖嘴钳断成小块；②按无砷锌粒 95%，铅 5%的配方，一次用量以 200～300g 为宜，倒入坩锅；③接通电源，将焊

料熔化；④将漆包圆铝线待焊部位砂去漆皮，与规定长度的铜绞线拧绞在一起；⑤用毛刷蘸松香酒精焊剂，涂刷焊接部位，再将该铝铜接头部位在已熔成液态的铅锌焊料内蘸一下；⑥冷却后砂光，包好绝缘。

9.7　调压开关的安装

调压开关分为无励磁（无载）分接开关和有载分接开关两种。有载分接开关在书的最后几章会详细叙述。无励磁分接开关参见第 5 章第 5.4 节叙述。其结构有鼓形、笼形、条形和盘形。结构不同，安装方法也有差别，现以盘形（立式，而条形可属卧式）为例来说明，档位有三档和五档，详见第 5.4 节。

9.7.1　调压开关的固定方法

调压开关的固定方法根据结构可分为穿过箱盖大螺母固定或用螺栓固定两种。

9.7.2　安装后的检查

1）扳动转动头，观察开关在各档位置时，触头位置是否正确。

2）用双臂电桥测量开关在各档位置时触头的接触电阻。

3）检查机械限位能保证触头不超越 1～5 档位置外。

4）测量开关绝缘电阻，验证经运输后有否受潮，可单独或与变压器装配后一起烘燥。

5）装入变压器后，如果发现开关操作轴处有渗油现象，可拆下定位盘，旋紧套于操作轴处的压紧螺母即可消除。

开关定触头最后与变压器各接头相连。分接开关的绝缘间隔见表 9-14。

表 9-14　至分接开关的绝缘间隔

绝缘等级 /kV	绝缘间隔（包括公差）/mm		
	高压分接开关至油箱壁	高压分接开关至高压绕组	中压分接开关至高压绕组
6	25	—	—
10	25	—	—
15	35	—	—
35	70	—	—
110	140	145	160

9.8　引线支架的制作和器身安装

9.8.1　引线和引线绝缘的设计

绕组绕制、浸漆、烘干后，对铁心进行处理，再将高低压绕组套入铁心心柱，如图 9-38 所示。然后插入铁心上铁轭并夹紧铁心，安装调压开关，再进行引线。引线是连接各绕组、绕组与套管以及连接绕组与调压开关的导线。引线从绕组内部引出来，必然要穿过绕组之间、绕组与铁心油箱壁之间。因此，必须保证引线对这些部分

有足够的绝缘距离。欲缩小这些距离时，则引线的绝缘厚度应当增加。为了不使沿着包扎绝缘的交接处发生沿面放电，交接处应做成圆锥面，以加长沿面放电的路径。

引线绝缘的设计，一般由以下几个因素决定：引线相连绕组的电压等级、工频耐压试验和冲击电压试验时，引线间和引线对地或引线对绕组间的电压。引线绝缘距离与电极形状、电极上的绝缘厚度等绝缘结构有关。引线对绕组和绕组对油箱壁的绝缘距离见表 9-15。

低压绕组引出线头及高压分接线头绝缘见表 9-16～表 9-18 及图 9-45。

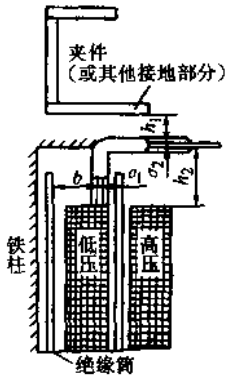


图 9-45 低压绕组线头绝缘

9.8.2 引线支架

引线支架用硬杂木制做，木材必须浸透变压器油后才具有一定的绝缘强度。为了防止将来使用中弯曲变形，必须将木材先进行水煮脱脂处理，即用清水煮沸后加盖焖泡 20h，取出后晾干一个月，再以 60℃ 温度烘干，使含水率降到 5%以下，这时才能使用。制作后在使用前还要用变压器油浸煮。经水煮脱脂处理后的木材暂不使用时，应放在干燥室内保存。

表 9-15 绝缘距离 (mm)

电压等级 /kV	引线对绕组		线圈对油箱壁纯油距离
	引线每边绝缘	纯油距离	
3，6	0	12	10
10	0	20	15
15	0	30	20
35	0	50	55
	3	30	
	6	20	
110	3	125	135
	6	100	
	10	70	

表 9-16 低压绕组出头及高压分接线绝缘

高压绕组电压等级 /kV	低压绕组电压等级 /kV	低压绕组出头绝缘/mm					高压分接线每边绝缘厚度 δ_3 /mm
		b	δ_1	δ_2	$h^{①}$	h_2	
10	≤10	8	2	2	10	20	2
15						30	

（续）

高压绕组电压等级/kV	低压绕组电压等级/kV	低压绕组出头绝缘/mm					高压分接线每边绝缘厚度 δ_4/mm
		b	δ_1	δ_2	$h_1$①	h_2	
35 或 110（中部出线）	≤6	0	4	4	0	60	高压电压35kV 时 $\delta_3=3$ 110kV 时 $\delta_3=6$
	10	10	4	4 6	10 0		
	15	14	4	4 8	14 0		
110（端部出线）	≤15	14	6	8	0	85	6
	35	25	6	20 8	0 25		

① $h_1=0$ 时，夹件（或其他接地部分）上应覆盖厚度为 1～2mm 纸板，以免出头绝缘破坏。

表 9-17　距外引线的最小允许绝缘距离（计算值）

外引线距接地部分					外引线距外层高压绕组				
引线的额定电压/kV	引线的试验电压/kV	引线一边绝缘厚度/mm	至引线的计算距离（包括公差）/mm		试验电压/kV		引线一边绝缘厚度/mm	至引线的计算距离（包括公差）/mm	
			平滑式油箱	未遮蔽的铁轭夹件	外层绕组	引线		入端线段	基本线段
6 以下	25 以下	无 2	20～25 20	17～20 15	85	35 以下	无 2	— —	90 50
10	35	无 2	35～40 20	25～30 17	230	85 以下	3	225	250
35	85	4 6	40 35	42 40	230	85 以下	6	145	160
110	230	20	110	190 用厚 3mm 的护板遮蔽的铁轭夹件 135	230	230	20	95	105

注：1. 此表摘自 П. М. 季霍米罗夫“变压器计算”，苏联动力出版社，并做了某些修改。

2. 绝缘等级 3～35kV 的引线采用电木纸管，或电缆纸，或漆布带绝缘，110kV 引线用电缆纸绝缘。

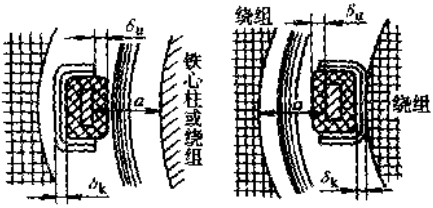
3. 分接线用纸绝缘，其厚度：①电压 10kV 以下时，每边 2mm；②35kV 时，每边 4mm；③110kV（用皱纹纸或漆布带绝缘）时，每边 6mm。

4. 引线跳接处的一边绝缘总厚度应为：①6kV 时，6mm；②10kV 时，9mm；③35kV 时，22mm。

5. 绝缘距离按纯油间隙计算。如果中间有木制件，例如尺寸为 b 的固定用木撑板，那么 b 的尺寸应折算到当量的纯油间隙，譬如 0.4b。在这种情况下，纯油间隙 a 应使 a+0.4b 等于表 9-17 中所列相应的一级绝缘应采用的绝缘距离。采用绝缘纸板、纸、胶纸板和漆布带绝缘时，上述系数可采用 0.67。

表 9-18　内引线到其他绕组和接地部分的最小允许绝缘距离

间隙的试验电压/kV	从内引线铜到邻近绕组和铁心柱的距离/mm	引出引线的绕组的试验电压/kV	引线一边直接包缠绝缘的厚度 δ_a/mm	用绝缘纸板做成的纸槽厚度 δ_k/mm
25 以下	9	25 以下	1.5	2.5
35	12	35	3.0	2.5
45	15	45	4.0	2.5
85	27	85	8.0	2×2.5
230	60		—	—



9.8.3　器身组装

器身与箱盖连成一体后，应进行各引线头的连接。低压引线与开关连接使用线鼻子，高压使用每边绝缘厚度为 2mm 的专用引线，以增加刚性，保证安装后位置不变。引线的间距和爬距必须符合标准，见表 4-5。同相抽头引线可用蜡克线绑扎。为加强绝缘，有的相间绕组还要加隔板。接线序号按说明书连接，最后可用电桥测量联结组别或电阻来证明接线的正确性。此后器身即可送去干燥。

9.8.4　器身绝缘的干燥

全部装配完成的器身可带或不带箱盖在筒陋烘房内进行干燥，但要防止套管在高温下发生裂缝问题。其干燥方法与绕组的干燥法相同。干燥时须将温度和绝缘情况（用 1000V 兆欧表）做记录，画出如图 9-46 所示的曲线（如不是真空干燥，其绝缘电阻曲线也是相似的）。

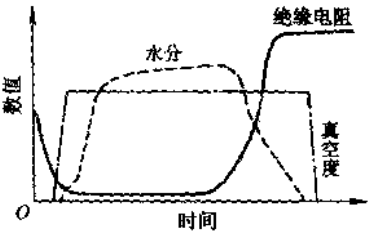


图 9-46　变压器干燥曲线

在正规制造厂、烘房设施较完善、此时可用如下方法进行干燥：

烘房由内面覆有专门浸渍过不易起火的帆布、石棉布或石棉板的板墙组成，大小由变压器器身尺寸决定。变压器外缘与烘房壁的距离不要小于 200mm。放置在高度为 400mm 的支架上，支架下放置一个边缘高度为 100mm 的敞口铁皮箱，以便收集干燥

过程中从绝缘中流出来的水。通过电炉或蒸汽管或热风（通过鼓风机）来使烘房温度提高到 100～105℃ 进行加热。进入烘房中的热空气，湿度应逐渐增高，尽可能均匀地从变压器下面流入，环流于各处，通过烘房顶上的调节气阀和油气管，将湿空气排出，其气体温度保持在 85～90℃。因此，每分钟排出的空气量 Q（m^3/min）

$$Q=1.5Q_K$$

式中　Q_K——烘房容积（m^3）。

用电炉加热时，必须控制热空气的温度，可通过电炉的通断调节和开闭调节气阀来调节。为防止加热炉的火星落入烘房，必须装设过滤器、金属网。加热电炉的功率 P（kW）为

$$P=0.036Qc\ (t_2-t_1)$$

式中　Q——空气量（m^3/min）；

c ——空气比热容，为 0.31J/（kg·K）；

t_1——周围空气温度（℃）；

t_2——热空气温度（℃）。

能否结束干燥，决定于绝缘电阻的曲线变动特性（见图 9-46）。在干燥结束以后，不拆开烘房，渐渐地进行变压器器身的冷却。当变压器器身冷却到 50～40℃ 时，为了浸渍绝缘，可将它浸入预先加热到 50～40℃ 带油的本身油箱中，在油中停留不少于 3h，然后从油箱中取出检查。在检查器身以后，进行最后的装配、注油，并测量所有的绝缘性能。

烘房内应禁止吸烟，旁边要有消防设备。

9.9　变压器的总装配

变压器器身经过干燥处理和绝缘处理后，最后进行总装配。

9.9.1　器身装入油箱

安装油箱箱盖时，必须沿着油箱的内侧仔细测量油箱自底部到上沿的高度，根据所量得的尺寸，考虑密封衬垫的厚度，调整箱盖的高度。通常采用长度相当于油箱高度的木尺来测量箱盖的高度。倘若箱盖高度调整得太低时，使铁心达不到油箱底部的支持木方，器身处于悬吊状态；太高时，会使箱盖弯曲或使箱盖鼓起，容易漏油。

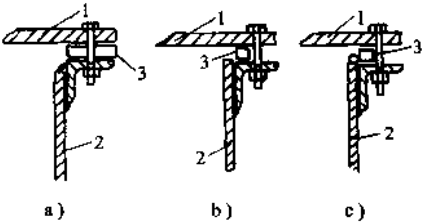


图 9-47　箱盖安装密封垫的方法
a）密封宽垫；b）密封狭垫；
c）内焊铁丝的狭垫
1　箱盖　2—箱壳　3—橡胶密封垫

箱盖下密封垫的安装方法一般有两种，图 9-47a 所示的为箱沿边缘全部宽度都安装衬垫。这种质量较可靠，但耗费材料较多，同时衬垫上的孔眼必须

与箱盖和箱沿上的孔眼相对准，否则安装螺栓时会发生困难，因此，比较麻烦。

目前广泛采用的是图 9-47b 所示的方法。其箱壁做得略高出箱沿平面。当密封垫受到上下挤压时，在内侧会被高出的箱壁挡住，外侧会被螺栓挡住，结果使上、下两接触面形成非常严密的接触，所以不容易发生渗漏油。实践证明，这种方法运行可靠性高、材料省，安装较方便。

对于早期生产的变压器，因为没有图 9-47b 这种边缘结构，可在检修时，按图 9-47c 所示的方法，用直径约为 4～5mm 的铁丝，紧贴箱沿的内缘弯曲，每隔 50～100mm 做点焊固定，也可达到图 9-47b 同样的效果。

器身放下时，应缓慢进行，注意不要碰伤。为了使箱盖正确地与油箱对准配合，应使用两根 150～200mm 的钢棒或旋具做对准螺孔的导杆。当箱盖在接近油箱上沿时，将钢棒或旋具插入箱盖和箱沿的螺孔内，同时将螺钉插入各孔，再将器身完全放下。拧紧箱盖时，应对称均匀进行，不要一次拧得过紧。

9.9.2 变压器的注油和试验准备

变压器在器身装入油箱后，应立即注入绝缘油。最好在器身干燥后尚未完全冷却但铁心温度与油温已较接近时进行。经过箱盖上的孔眼放一个漏斗向变压器注油，将油箱注满，再向储油柜注油。对大型变压器，可用压力滤油机通过变压器的下部阀门打入变压器油。然后将变压器外壳全身擦净，特别是油箱的焊缝、密封垫等处。当放出变压器油至正常油面时，应顺便采油样备作检验。在这以后，变压器便可进行出厂试验。

9.9.3 变压器绕组和装配质量分等

机械行业标准 JB/T 56011—1999《变压器产品质量分等》标准见表 9-19。

表 9-19 变压器绕组和装配质量分等

序号	项目		质量特性要求			检查方法及要求
			合格	一等	优等	
37	绕组高度偏差/mm	6300kVA及以下	饼式$^{+1}_{-5}$ 层式$^{+1}_{-3}$	饼式$^{0}_{-4}$ 层式$^{0}_{-3}$	0 －3	(1) 检查存栈的半成品绕组 (2) 检查一个铁心柱的绕组 (3) 用卷尺和直尺或卡尺检查 (4) 绕组外表面应有操作标记 1) 编号 2) 相号 3) 操作者 4) 制造日期 (5) 绕组按工艺加压后再测其高度
		8000～31500kVA	＋4 －6	＋3 －5	＋2 －4	
		40000kVA及以上	＋5 －8	＋4 －6	＋3 －5	

（续）

序号	项目		质量特性要求			检查方法及要求
			合格	一等	优等	
38	绕组内径偏差/mm	6300kVA及以下	±2	±1.5	±1.0	（1）检查存栈的半成品绕组 （2）检查一个铁心柱的绕组 （3）用卷尺和直尺或卡尺检查 （4）绕组外表面应有操作标记 1）编号 2）相号 3）操作者 4）制造日期
		8000～31500kVA	+3 -4	+2 -3	+1 -2	
		40000kVA及以上	+4 -5	+3 -4	+2 -3	
39	绕组外径偏差/mm	6300kVA及以下	+4 -2	+3 -1	+2 0	
		8000～31500kVA	+5 -3	+4 -2	+3 -1	
		40000kVA及以上	+6 -4	+5 -3	+4 -2	
40	绕组出头绝缘厚度总偏差/mm	每边绝缘厚度/mm：≤6	+2	+1.5	+1	（1）样本检查 （2）用卡尺测量
		6.01～15	+2.5	+2	+1.5	
		>15	+3.5	+3	+2	
41	器身清洁度		无金属异物，非金属异物不允许超过的数量（个）如下			（1）样本吊心后检查 （2）用灯光照射进行检查，发现异物后由三人确认 （3）非金属异物≥9mm³为一个 （4）非金属异物<9mm³的总计为一个 （5）无样本所用材料以外的异物及遗留物
		6300kVA及以下	3	2	1	
		8000～31500kVA	4	3	2	
		40000～150000kVA	5	4	3	
		167000kVA及以上	6	5	4	

（续）

序号	项目		质量特性要求			检查方法及要求
			合格	一等	优等	
42	引线焊接	磷铜焊	焊接部位无尖角、毛刺			(1) 10kV 级及以下变压器，在样本吊心检查后检查 (2) 35kV 级及以上变压器，在合格的器身未进行干燥以前检查 (3) 任选三个焊接头，剖开绝缘用目测和手摸进行检查 (4) 冷压焊按企业内部标准考核
			绝缘无碳化	绝缘无碳化，并无氧化物	绝缘无碳化无氧化物，焊接部位光滑	
		冷压焊	符合企业内部标准的要求			
43	引线屏蔽包扎		引线金属屏蔽层必须与引线可靠连接，每一层包扎都必须紧密、无皱褶或空腔			(1) 样本检查 (2) 按企业内部标准检查 (3) 任选二个高压引线焊接处，目测和手摸检查，并剖开绝缘检查
44	铝铜接头		铝铜接头焊接口，经弯曲成 120° 无裂纹	铝铜接头焊接口，经弯曲成 90°无裂纹		(1) 从样本的明细表给定的规格数量中抽取三件 (2) 在距焊接口 30mm 处夹住铜端用木锤轻打
45	器身绝缘垫块位置偏差/mm	6300kVA 及以下	8	6	4	(1) 样本检查 (2) 绕组垫块超出铁轭垫块为不合格 (3) 采用吊线方法测量垫块垂直度偏差，用钢板尺测量
		8000～31500kVA	10	8	5	
		40000kVA 及以上	12	10	6	
46	金属紧固件松动数/个		3	2	0	(1) 样本吊心后进行检查 (2) 垫块和紧固件用三个手指扭动 (3) 引线用两个手指拉，能串动为不合格 (4) 螺母脱落为不合格
47	引线及垫块松动数/个		2	1	0	
48	绝缘螺母松动数/个	31500kVA 以下	4	2	0	
		31500kVA 及以上	5	3	0	

（续）

序号	项目		质量特性要求			检查方法及要求
			合格	一等	优等	
49	器身真空处理压力/Pa	35kV 级及以下	2000	1330	665	(1) 在器身干燥处理现场检查干燥处理工艺和近一个月的干燥处理记录 (2) 对照企业器身干燥处理工艺，有一项不符合工艺则为不合格
		66，110kV 级	930	532	266	
		220，330 kV 级	400	266	93	
		500kV 级及以上	266	133	40	
50	油箱清洁度		无金属异物，非金属异物不允许超过的数量（个）如下			(1) 样本吊心后检查 (2) 用灯光照射进行检查，发现异物后由三人确认 (3) 非金属异物≥9mm³ 为一个 (4) 非金属异物＜9mm³ 的总计为一个 (5) 无样本所用材料以外的异物及遗留物
		6300kVA 及以下	4	3	2	
		8000～31500kVA	5	4	3	
		40000～150000kVA	6	5	4	
		167000kVA 及以上	7	6	5	
51	箱沿和法兰的密封面/mm		凸点高 0.4 凹点深 0.7	凸点高 0.3 凹点深 0.5	凸点高 0.2 凹点深 0.3	(1) 样本吊心后检查箱沿和任选三个法兰 (2) 150mm 深度游标卡尺测量 (3) 对于有密封限位结构的，应基本合扰靠严
52	焊装在油箱上的管接头中心距偏差/mm		±2	±2	±1	(1) 检查管接头中心距 (2) 用钢板尺和卷尺测量
53	油箱宽度偏差/mm	油箱宽度/mm：＜1000mm	+5 −3	+4 −2	+3 −1	(1) 检查半成品，在上节油箱长轴中心点处，向箱沿、油箱中部、油箱顶部测量三点 (2) 用钢板尺和卷尺测量
		1000～2000mm	+8 −6	+5 −3	+4 −2	
		＞2000mm	+10 −8	+8 −6	+5 −3	

（续）

序号	项目		质量特性要求			检查方法及要求
			合格	一等	优等	
54	油箱机械强度		符合 GB/T 6451、GB/T 16274 标准的要求			(1) 检查试验报告和试验记录 (2) 检查永久变形量和弹性变形量，应符合工厂的相应标准
55	铭牌		符合 GB 1094.1 标准的要求，不允许有错漏处			检查样本，按 GB 1094.1 中 7.1 考核
56	外观质量（缺陷数量）处	6300kVA 及以下	5	3	1	(1) 样本检查 (2) 检查项目 1) 焊线严重咬边，有两个计一处 2) 储油柜不正，油位计倾斜有一个计一处 3) 散热器（冷却器）管接头安装孔目测偏斜有一组计一处 4) 其他如漆疱、锤痕等缺陷有五个计一处
		8000～31500kVA	9	5	2	
		40000kVA 及以上	14	8	4	
31	绕组并绕导线		并绕导线间无短路，每根导线无断路			(1) 检查存栈的半成品绕组 (2) 用 500V 兆欧表逐根检查
32	绕组换位		换位弯不允许进垫块，换位处须加包绝缘；整数匝加包绝缘处不允许进垫块；换位不允许出现剪刀口，不允许有悬浮布（纸）带			(1) 检查存栈的半成品绕组 (2) 检查一个绕组
			分数匝换位加包绝缘处允许进垫块数/个			
			10	5	2	
33	导线焊接		导线焊接后的抗拉强度不低于设计采用的导线抗拉强度			(1) 任选三名绕线工人，当场每人焊接三件，从中取五件做试验，均须合格 (2) 用拉力机或类似机械进行试验

（续）

序号	项目		质量特性要求			检查方法及要求
			合格	一等	优等	
34	匝绝缘损伤处	6300kVA 及以下	2	1	0	（1）对样本和存栈的半成品检查 （2）目测 （3）以一个绕组为统计单位 （4）导线裸露即为不合格
		8000kVA 及以上	3	2	1	
35	绕组油道堵塞率（%）	35kV 级及以下	20	15	10	（1）对样本和存栈的半成品进行检查 （2）用卡尺进行测量 （3）层式绕组出头两侧各一根导线宽度范围内及工艺要求者除外 （4）计算堵塞物占该油道面积的百分数，对于饼式绕组以外径横向垫块间净距乘以油道高度作为油道面积 （5）换位导线绕组最小油道为 2mm
		66，110kV 级	25	20	15	
		220kV 级及以上	30	25	20	
36	静电板油道（mm）	焊头处	1.0	1.5	2.0	
		正常部位	2.0	2.5	3.0	

注：表中序号为《油浸式电力变压器产品质量分等》JB/T 56011—1999 中的序号。

9.10　提高变压器承受短路能力的措施

变压器不可避免地会受到各种短路事故的威胁，其中包括单相对地短路、两相对地短路、两相之间短路、三相之间短路，甚至最严重的变压器的出口短路。据有关部门对历年各种变压器事故统计，短路事故率占 30%以上。当发生短路事故时，绕组中将流过很大的短路电流。在短路电流的作用下，一方面产生巨大的电动力，致使绕组发生变形，匝间、饼间短路，高、中、低压引线之间短路，甚至将器身崩坍；另一方面，强大的短路电流会造成绕组过热而烧坏绝缘。为了考核变压器的动热稳定性，对变压器进行短路试验，以检验变压器绕组、引线、开关、套管以及各种紧固装置的机械强度，并考核绕组在短路试验终了时达到的最高温度是否超过其绝缘所能允许的最高限度。为了提高抗短路能力，可采取如下措施。

9.10.1　设计方面的措施

1. 绕组进线型式及容量和损耗选择

长期以来小于 20000kVA 的变压器采用端部进线，大于 20000kVA 的均采用中

部进线。如果选用中部进线，绕组上下分割成两半，对称并联，导线截面减小，势必会降低机械强度。如有一台变压器高压绕组为中部进线，导线为 2×2（并联），ZB1.35，线规为 1.6×7.5/3.0×8.9。这样小的线规包 1.35 厚的绝缘本身就包不紧，再分成两路两根并联，每饼绕 14～15 匝就拉紧。如采用端部进线两根并联，截面加大一倍，强度就好得多。宽厚比太大即太薄太宽，会使导线机械强度差，包纸包不紧，也不易绕紧。

动稳定最薄弱环节是内绕组受压不稳，以往三次容量只有 30%，要求不小于 50%，并适当降低电流密度。

要求负载损耗不要设计太低，否则需要采用大量用换位导线，而换位导线每股线较细，机械强度较差，在短路时导线温度达 250℃ 时，有环氧树脂的换位导线强度更低。

2. 关于绕组工艺系数

绕组工艺系数的选取，应取决于所用的加工工艺、线规及工人的技术水平。对饼式绕组的辐向尺寸计算，有的产品设计所选取的工艺系数一律取“1”，因其工艺手段跟不上，实际绕组辐向尺寸超差很多，不仅不利于提高短路性能，同时也影响阻抗电压值。

3. 关于安匝平衡

安匝平衡的计算是短路计算的重要环节。虽然有的设计是达到要求的，但实际制造中由于工艺管理不严，出现安匝严重不平衡，漏磁严重，增加了短路的轴向力。故宜采用层式调压绕组。

在电磁计算中，尽量做到安匝平衡。工艺上要采取措施，严格控制绕组间的高度差，以减小绕组的轴向力。调整好绕组的对称度，从根本上减少短路力。在设计计算时，根据计算程序的计算结果和以往经验，在满足绝缘和散热的基础上，合理调整安匝分布，使变压器在承受短路时所产生的机械振动力尽可能减小。改进、完善短路强度的计算公式，将静态力计算过渡到动态力计算，以便更符合实际情况，保证设计裕度。

4. 关于垫块预压

提高绕组轴向强度的措施，绕组采取恒压干燥，垫块预密化处理。国内绝缘纸板多数为低密度纸板，预压干燥收缩量大，难以掌握电抗高度，因此应优先采用高密度纸板，或将纸板在压力机上预压或在专用的滚压机上预滚压。液压时应掌握压缩量（过压缩将会使纸板脆化）。魏德曼公司对垫块预密化，其静压力要达到 10MPa 或动压强达到 40MPa，可使 2mm 垫块压缩到 1.8mm，即使不保温，存放一个月也不会回弹。

5. 压板压钉的设计

改进铁轭夹件结构，采用加强的整圆压板取代半圆形压板，必要时采用钢压板，以提高压板的强度和刚度；增加压钉数量，严格做到各压钉和铁轭下的木楔受力均

匀，确保绕组充分压紧；改进低压绕组的结构形式，提高低压绕组端部机械强度。对单螺旋低压绕组，首末端均端平一匝，以减少端部漏磁场畸变。对等效轴向电流大的低压和调压绕组，针对周向电动力采取特殊措施固定绕组出头，并在出头位置和换位处采用适形垫块以保证绕组的稳定性。

近年来，各厂家都逐步以电工层压板取代钢压板。但设计时未进行压板的强度校核。压板本身强度不够，不能有效地抵抗短路时的轴向力，以致稍稍受力即折断破裂。有的厂家为了缩短铁心的窗高，或便于出线，还在木压板上钻孔开槽，更会降低机械强度。另外，压钉的设置要视变压器容量的大小及绕组的辐向尺寸而定。压钉直径过小，数量少，压紧力不够也应引起注意。某厂一台 50000/110 变压器，其层压板厚度仅为 50mm，并开有槽孔，可以肯定其强度是不够的。

压板最好选用铁板，纸板次之，层压木最差（东北、云南产稍好）。

6. 关于绝缘结构

对高、中、低压绕组的绝缘结构，许多厂家仍用围板。围板本身较软，强度差，经过真空干燥收缩后，高、中、低压绕组容易松、散、空，一旦短路，绕组势必变形，甚至挤破围板，造成高、中、低压之间短路。为了提高承受短路的能力，宜选用硬纸筒。

变压器内部裸露的导体应加包绝缘，加强引线支架及外壳的机械强度。引线的出线处悬臂结构应作固定处理。各侧绕组采用套装式，防止纸张干燥后产生空隙。低压引线固定好，应有模具使绕组与铁心紧配合。线圈引线弯平，衬条加密。

铁心采用自动绑扎，以提高支撑强度。改善铁心截面形状，在铁心台阶处加不等直径的撑杆，以做好内部绕组的径向支撑。

对生产量大的变压器产品，其抗短路强度应通过短路试验进行考核。对试验结果进行分析研究，不断总结经验。采用模型实验对特殊的结构进行验证。

7. 关于高、中压调压绕组的设置

近年来，为了保证安匝平衡，提高变压器的短路性能，将调压绕组移出，（移出调压绕组势必增大 M_0，扩大铁心、油箱的尺寸）。因调压绕组设在绕组的中部或上下段的中部，就有安匝不平衡问题，而且使调压、抽头出线复杂化。抽头从绕组内部引出、焊接，绝缘包扎、紧固都是十分困难的。检修中就曾数次发现事故原因是抽头绝缘不良，或短路力使抽头位置移动，以致造成击穿短路。

8. 关于撑条垫块数的选取

目前按行业习惯采用的撑条垫块数偏少。为了增加轴向的压紧力，减少绕组的轴向变形，设计时对容量较大的产品应适当增加撑条垫块的数量。为了不致于影响绕组的散热，可将垫块的宽度做窄些。

从变压器发生短路故障，绕组的受力情况来看，内绕组比外绕组受力的条件更严重。内绕组辐向受力向内压缩，轴向受压力，均存在稳定性问题。外绕组辐向受拉伸力，无稳定性问题，只有受轴向压力存在稳定性问题。变压器在实际运行过程中发生

短路故障，多数为内绕组损坏也证实了这一点。因此，设计中应充分注意内绕组结构，以提高内绕组辐向强度。例如，低压绕组内衬高强度硬纸筒，纸筒与铁心间应填实撑好；工艺上确保绕组辐向充分套紧等。要合理选择撑条根数、导线宽厚比及导线许用应力。要考虑到作用在内绕组上的轴向内力约为外绕组的两倍，尽可能使作用在内绕组上的轴向外力方向与轴向内力方向相反。

9.10.2 工艺方面的措施

1. 应用立式绕线机

绕紧线圈提高绕组本身的机械强度，这是提高短路性能的有效措施。立绕机设有自动气压拉紧装置，可以保证绕紧。用立绕机绕制，辐向尺寸可以保证工艺系数为"1"，有效地克服了卧式绕线机人工拉不紧的弊端。目前，使用卧式绕线机绕线时，也加装了拉紧装置，有的加装了压紧轮，以保证绕组绕制紧实。

2. 绕组采用整体套装

经过对不少短路事故损坏的绕组进行分析，认为事故原因多是绕组在组装过程中其轴向及辐向未紧固所致。因此，宜推广绕组的整体套装工艺。除采用硬纸筒外，绕制完工后，还将绕组抽真空并干燥，调整轴向高度至设计尺寸，以保证高、中、低压绕组电抗高度一致。然后在专用工装上对高、中、低压绕组统一套装，保证辐向尺寸不能出现偏心及有过大的间隙，再放上压板。整体压装到设计尺寸，进真空罐进行恒压真空干燥，最后整体套于铁心柱上，既缩短绕组在空气中暴露的时间，又保证高、中、低压各绕组都能均匀压紧。

3. 绕组采用恒压装置处理

绕组预压整形或整体套装都应采用恒压装置，以保证绕组始终在恒定压力下干燥，压紧力达到2.3～2.5MPa。防止干燥过程中绕组、垫块收缩而使压力降低。但目前一般用的蝶形弹簧带压装置在干燥过程中是不能始终保持恒压的。另外最好配油缸弹性压钉。

9.10.3 材料方面的措施

采用优质的新材料，亦是提高变压器短路性能的有效措施。

1. 采用半硬铜导线

在电磁线的制造过程中，不可避免地要产生硬化现象，必须进行退火处理。有的盲目追求退火软化，使绕制方便。但退火温度掌握不好，导线太软，导线的机械强度会降低，这是不可取的。只要绕制不太困难，导线硬一些为好。

2. 推广采用组合导线或换位导线

日本壳式变压器广泛采用多根组合导线，既可降低附加损耗，又可以提高导线的空间利用率。我国110kV变压器上推广采用组合导线或换位导线。

3. 使用自粘上胶导线

过去不少厂家为提高绕组的机械强度，采用浸漆工艺，浸渍1032绝缘漆。实践证明，这种工艺弊多利少。因为浸漆后，因漆带进灰尘等微粒，绕组绝缘强度会降低。

漆稠了，浸不进去；漆稀了，不起粘结作用。而用自粘上胶导线，即电磁线最外一层包纸上有胶，烘干时固化，绕组粘成牢固整体，增加强度。

4. 推广高密度的绝缘材料

用高密度的绝缘材料制作垫块、撑条、围板，以减少收缩，保证绕组强度，也选用高密度纸张。

第 10 章　系列沿革及发展方向

10.1　标准系列型号序号沿革

据 JB/T56011—1999 标准，电力变压器的额定容量为 500kVA 及以下是小型变压器，630～6300kVA 是中型变压器，8000～63000kVA 是大型变压器，90000kVA 及以上为特大型变压器。

一般来说，中小型电力变压器的电压等级是指 10kV 和 35kV。

从 1964 年到 2003 年 30 多年中，变压器的总损耗降低 1.33%/年。变压器技术发展很快，如果每 5 年更新设计 1 次，则 20 年要更新设计 4 次，总损耗要降低 25%～30%以上。

建国 50 多年来，我国中小型电力变压器的标准先后进行了三次较大的修订。可分为初期标准、中期标准和近期标准。按性能水平分，初期标准是高损耗标准，中期标准是较高损耗标准，近期标准是低损耗标准，相应地 35kV 级及以下中小型电力变压器产品可以分为高损耗、较高损耗、较低损耗和低损耗四大类。

10.1.1　高损耗变压器

建国初期，我国电力变压器制造行业沿袭英国、美国标准。从 20 世纪 50 年代起，采用前苏联标准，到 1964 年颁布了我国电力变压器的第一个技术标准 JB500—1964《电力变压器》，故初期标准又称“64”标准，是原第一机械工业部的部颁标准，相当于前苏联国家标准 ГОСТ401—41，产品的性能数据也是参照前苏联这个标准制定的，基础标准和性能标准合二为一。“64”标准的损耗值和容量的关系式是

$$\begin{cases} P_0 = 0.021P^{0.752} & (10\text{-}1) \\ P_k = 0.0564P^{0.809} & (10\text{-}2) \end{cases}$$

式中　P_0——空载损耗（kW）；

P_k——负载损耗（kW）；

P——额定容量（kVA）（下同）。

JB500—1964 标准的容量按 R8（$\sqrt[8]{10}=1.33$）的比例递增。系列产品主要有：①SJ 系列；②SJ1 系列；③SJ2 系列；④SJ3 系列；⑤SJ4 系列；⑥SJ5 系列；⑦SJL 系列；⑧SJL1 系列。

10.1.2　较高损耗变压器

按照 JB500—1964 部颁标准生产的中小型电力变压器，损耗高，效率低，性能差。1971 年修订为 GB1094—1971《电力变压器》，以后又修订为 GB1094—1979《电力变压器》，与这两个国家标准相对应的产品性能标准是 1973 年部颁标准，即 JB1300～

1301—1973《三相油浸电力变压器基本参数和技术要求》，其中 JB1300—1973 是 10kV 级，JB1301—1973 是 35kV 级。空载损耗和负载损耗分成组 Ⅰ 和组 Ⅱ 两种。组 Ⅰ 采用 35Q220 冷轧硅钢片，组 Ⅱ 采用热轧硅钢片。组 Ⅱ 较组 Ⅰ 的空载损耗增加 10%～15%，负载损耗增加 3%～8%。

基础标准 GB1094—1971 和 GB1094—1979 及性能标准 JB1300～1301—1973，合起来构成中小型电力变压器产品的中期标准，又称“73”标准，其损耗值和容量的关系式是

$$\begin{cases} P_0 = 0.0171P^{0.75} & (10\text{-}3) \\ P_k = 0.056P^{0.787} & (10\text{-}4) \end{cases}$$

中期“73”标准一直使用到 20 世纪 70 年代末、80 年代初，容量等级按 R10（$\sqrt[10]{10}=1.2589$）比例递增。中小型的具体容量是 10kV 级 10～6300kVA，35kV 级 50～6300kVA，主要系列产品有：①S 系列；②S1 系列；③S2 系列；④S5 系列；⑤SL 和 SL1 系列；⑥SL3 系列。

10.1.3　较低损耗变压器

1980～1983 年的全国统一设计较低损耗 SL7、SZL7 变压器一直在变压器制造厂占绝对位置。这种变压器不但损耗低（比 JB1300—1973 损耗平均下降 25%～35%），噪声小，而且运行稳定，质量可靠。这种铝线变压器系列设计当时执行的产品技术条件为统一设计号 OBT.500.1200，性能数据与国家标准 GB6451—1986《三相油浸电力变压器技术数据和要求》一致。

近期标准从 20 世纪 80 年代初期开始贯彻执行的 GB1094.1～5—1985，较低损耗中小型电力变压器的，性能标准为 GB6451.1～2—1986 标准。

20 世纪 70 年代末，国家把电力变压器列为节能产品开发项目，要求把损耗大幅度降低，达到国外 20 世纪 70 年代末、80 年代初水平。1979 年，变压器行业在更新换代工作中，首先编制了行业技术条件．1982 年 4 月进行了重新修订，定为 OBT.500.1200《低损耗中小型电力变压器技术条件》。这是一个包含性能参数的行业技术标准，作为各制造厂生产较低损耗变压器的产品标准。

在 OBT.500.1200 的基础上，经过修订，于 1985 年和 1986 年先后颁布了 GB1094.1～5—1985 和 GB6451.1～.2—1986 两个国家标准。GB1094.1～5—1985《电力变压器》是等效采用国际电工委员会 IEC76.1～5—1976 标准，结合我国变压器行业情况，综合了 GB1094—1979 国家标准，凡 IEC76 标准中低于 GB1094—1979 的条款，则仍采用 GB1094—1979 的规定。

GB6451.1～.2—1986《三相油浸式电力变压器技术参数和要求》是较低损耗中小型电力变压器的性能标准（又称“86”标准），GB6451.1 是 10kV 级，GB6451.2 是 35kV 级。参照德国西门子公司 DIN42500、DIN42503、DIN42511 等标准中的损耗值而制订的。其中无励磁调压的损耗值与容量的关系式是

$$\begin{cases} P_0 = 0.01P^{0.755} & (10\text{-}5) \\ P_K = 0.054P^{0.78} & (10\text{-}6) \end{cases}$$

从式（10-1）～式（10-6）三组损耗值关系式可以看出，“86”标准较“64”标准和“73”标准的损耗，都有较大幅度的降低，按系列容量累计计算，可以求得平均降低值见表 10-1。

表 10-1 “86”标准相对“64”和“73”标准损耗平均降低值

GB6451.1～2—1986	对 JB500—64	对 JB1300—73	对 JB1301—73
空载损耗平均降低值（%）	62.85	41.50	42.75
负载损耗平均降低值（%）	23.55	13.97	11.50
总损耗平均降低值（%）		19.36	17.91

GB6451.1～2—1986 标准，采用 R10 容量系列，主要产品系列有：①SL7 系列；②S7 系列。

SL7 系列技术数据见表 10-2。

表 10-2 SL7—30～6300/10 铝绕组电力变压器技术数据

额定容量/kVA	联结组标号	电压组合/kV		损耗/W		阻抗电压（%）	空载电流（%）	质量/kg	外形尺寸/mm		
		高压	低压	空载	负载			总体	长	宽	高
30	Yyn0	6;6.3;10	0.4	150	800	4	3.5	317	1010	620	1165
50	Yyn0	6;6.3;10	0.4	190	1150	4	2.8	480	1110	685	1285
63	Yyn0	6;6.3;10	0.4	220	1400	4	2.8	525	1150	690	1305
80	Yyn0	6;6.3;10	0.4	270	1650	4	2.7	590	1200	785	1485
100	Yyn0	6;6.3;10	0.4	320	2000	4	2.6	685	1280	795	1530
125	Yyn0	6;6.3;10	0.4	370	2450	4	2.5	790	1300	840	1540
160	Yyn0	6;6.3;10	0.4	460	2850	4	2.4	945	1340	860	1660
200	Yyn0	6;6.3;10	0.4	540	3400	4	2.4	1070	1380	870	1700
250	Yyn0	6;6.3;10	0.4	640	4000	4	2.3	1235	1420	880	1770
315	Yyn0	6;6.3;10	0.4	760	4800	4	2.3	1470	1470	900	1870
400	Yyn0	6;6.3;10	0.4	920	5800	4	2.1	1790	1530	1230	2000
500	Yyn0	6;6.3;10	0.4	1080	6900	4	2.1	2050	1610	1240	2040

（续）

额定容量/kVA	联结组标号	电压组合/kV		损耗/W		阻抗电压（%）	空载电流（%）	质量/kg	外形尺寸/mm		
		高压	低压	空载	负载			总体	长	宽	高
630	Yyn0 Yd11	6;6.3;10 5;6.3 10	0.4 3.15 (3.15)6.3	1300	8100	4.5	2.0	2760	1670	1520	2300
800	Yyn0 Yd11	6;6.3;10 6;6.3 10	0.4 3.15 (3.15)6.3	1540	9900	4.5 5.5	1.7	3200	2005	1730	2640
1000	Yyn0 Yd11	6;6.3;10 6;6.3 10	0.4 3.15 (3.15)6.3	1800	11600	4.5 5.5	1.4	3980	2100	1610	2900
1250	Yyn0 Yd11	6;6.3;10 6;6.3 10	0.4 3.15 (3.15)6.3	2200	13800	4.5 5.5	1.4	4650	2180	1830	2945
1600	Yyn0 Yd11	6;6.3;10 6;6.3 10	0.4 3.15 (3.15)6.3	2650	16500	4.5 5.5	1.3	5620	2235	2050	3150

10.1.4　低损耗变压器

1. S8 和 SL8 系列

在 S7 和 S9 之间有一个 S8 系列，S8 和 SL8 系列也是非全国统一设计、由各厂自行开发的箔式绕组变压器，电压等级有 10kV 级和 35kV 级，容量有 250～1600kVA。该系列的主要结构特点是：低压绕组是箔式，用铜箔和铝箔绕制；高压绕组是多层层式，网状点胶绝缘纸作层间绝缘。采用波纹油箱或片式散热器，以压力释放阀代替安全气道，其他结构形式与 S7 和 SL7 系列基本相同。这种箔式绕组变压器，高、低压绕组间安匝平衡好，轴向力小，承受短路能力强。产品结构紧凑，体积小，重量轻。但生产这类变压器必需具备专用设备、专用材料。我国铝箔和制造波纹油箱的专用薄钢板较少，即使装有箔式绕线机和波纹油箱生产线，也极难发挥作用，因此，S8 生产量并不多。

有的厂将其型号编为 S8-M 型，即表示密封式，其典型的外形如图 10-1 所示，图

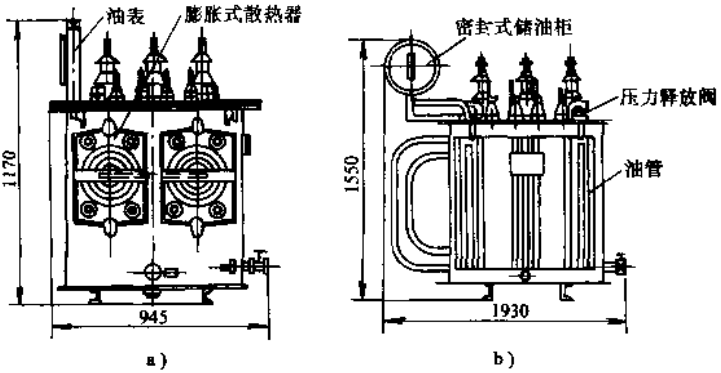


图 10-1 S8-M 型电力变压器
a) 100kVA 外形 b) 500kVA 外形

10-1a 散热元件为膨胀式散热器或波纹油箱，图 10-1b 是另一种散热结构，散热元件为油管，产品上装置密封式储油柜。

S8、S8-M、SL8 型系列的性能参数符合国标 GB/T6541—1995《三相油浸式电力变压器技术参数和要求》组 Ⅰ 的数据（组 Ⅱ 是 S7 型性能数据，属过渡标准）。在 S8-M 型产品中，把提高产品可靠性放在第一位。设计中改进了产品结构，如高、低压绕组端面的均匀有效支撑结构，采用了新型立式无励磁分接开关、气体继电器等，应用了真空注油、绝缘件粘结、绝缘点胶纸、高收缩绝缘粘带、防松螺母、软木橡胶、半液态密封胶等新工艺、新材料。密封式变压器不用维护变压器油，经过 10～15 年运行后，其各项指标仍可满足运行规程的要求。

沈阳变压器研究所和内蒙古变压器厂曾合作生产这种样机。试验箱内变压器油随温度变化时，箱内压力也随之变化。以密封式储油柜的压力变化最小，仅几个 kPa，波纹油箱和膨胀式散热器次之，为 10～20kPa，气腔的压力变化最大，为 40～60kPa。S8-M 型产品，100kVA 及以下用膨胀式散热器，125～1600kVA 用密封式储油柜。无励磁分接开关选用 WSP Ⅱ-63(125)/10-3×3C 型，这种立式盘形开关高度为 75mm，机械寿命为 2 万次，定位可靠，到位后手感明显，在 0.15MPa 压力下一昼夜无渗漏。气体继电器选用 QJ4 型，压力释放阀选用 YSF 型。

S8、S8-M、SL8 型系列性能数据见表 10-3 组 Ⅰ 数据，即 GB/T6451—1995 标准组 Ⅰ 数据，该组数据与德国 DIN42500—84 标准相当。按 GB/T 6451—1995 标准组 Ⅰ 性能设计的产品采用 DQ133—30 硅钢片比用 DQ151—35 片具有较好的经济效益。一套设计，通过采用更换硅钢片牌号的方法来达到组 Ⅰ 与组 Ⅱ 性能指标，对制造厂来说，具有最佳的经济效益（组 Ⅱ 为 S7 性能数据是过渡标准）。

2. 老 S9 系列标准

表 10-3　6～10kV30～1600kVA 双绕组无励磁调压变压器性能参数（组 I 为 S8 型性能参数）

额定容量/kVA	电压组合			联结组标号	空载损耗/kW		负载损耗/kW	空载电流（%）	阻抗电压（%）
	高压/kV	高压分接范围（%）	低压/kV		组 I	组 I			
30	6 6.3 10 10.5 11	±5	0.4	Yyn0	0.14	0.15	0.80	2.8	4
50				Yyn0 Dyn11 Yzn11	0.19	0.19	1.15 / 1.25	2.5 / 2.7	
63					0.22	0.22 / 0.23	1.40 / 1.50	2.4 / 2.6	
80					0.25	0.27 / 0.28	1.65 / 1.80	2.2 / 2.4	
100					0.29	0.32 / 0.33	2.00 / 2.15	2.1 / 2.3	
125					0.34	0.37 / 0.38	2.45 / 2.55	2.0 / 2.2	
160					0.39	0.46 / 0.47	2.85 / 3.10	1.9 / 2.1	
200					0.47	0.54 / 0.55	3.50 / 3.60	1.8 / 2.0	
250					0.57	0.64 / 0.66	4.00 / 4.10	1.7 / 1.9	
315					0.68	0.76 / 0.78	4.80 / 4.90	1.6 / 1.8	
400					0.81	0.92 / 0.94	5.80 / 6.00	1.5 / 1.7	
500					0.97	1.08 / 1.10	6.90 / 7.15	1.4 / 1.6	

（续）

额定容量/kVA	电压组合			联结组标号	空载损耗/kW		负载损耗/kW	空载电流（%）	阻抗电压（%）
	高压/kV	高压分接范围（%）	低压/kV		组Ⅰ	组Ⅱ			
630	6 6.3 10 10.5 11	±5	0.4	Yyn0 Dyn11	1.15	1.30 / 1.33	8.10 / 8.50	1.3 / 1.5	4.5
800					1.40	1.54 / 1.60	9.90 / 10.40	1.1 / 1.4	
1000					1.65	1.80 / 1.90	11.60 / 12.20	1.1 / 1.3	
1250					1.95	2.20 / 2.25	13.80 / 14.50	1.0 / 1.2	
1600					2.35	2.65 / 2.70	16.50 / 17.30	0.9 / 1.1	

注：1. 表中斜线上方的数值为 Yyn0 联结组变压器用，斜线下方的数值为 Dyn11 或 Yzn11 联结组变压器用。

老 S9 型即通常所称的 S9 型。老 S9 型又分初版型和改版型，初版又称改版前、调整前。改版型又称改进型、改版后、调整后。初版由沈阳变压器研究所组织于 1985 年 5 月设计，初次改版型由沈阳变压器研究所组织于 1986 年 9 月设计。改版与初版的变压器结构大同小异，改版型更完善些。性能参数也基本相同，改版型空载损耗和空载电流稍有下降，见表 10-4。

S7 的电磁计算和产品图样，因为是各厂自行设计计算，彼此间差异大。为了扭转 S7 系列的混乱局面，满足用户对铜线变压器的需求，也为了进一步降低损耗值，1985 年 4～5 月，沈阳变压器研究所在天津组织了 S9—30～1600/10 系列配电变压器的全国统一设计。该系列的电磁计算在此以前，沈阳变压器研究所曾采用电子计算机进行了优化设计，选取了最佳方案，并经筛选和整理，最后在结构设计工作会议上确定了性能标准和主要参数。S9 初版的性能标准相当于意大利 Pellizzari 厂的同类产品的数据，达到国际 20 世纪 80 年代中期的先进水平。其损耗值与容量的关系式是

$$\begin{cases} P_0 = 0.00854P^{0.767} & (10\text{-}7) \\ P_k = 0.0431P^{0.767} & (10\text{-}8) \end{cases}$$

表 10-4　S9-30～1600/10，Yyn0 的性能标准（老 S9 型）

额定容量 /kVA	电压 /kV	阻抗电压 (%)	空载损耗 /W	负载损耗 /W	空载电流 (%)
30	高压 6.0、6.3、10 ±5% 低压 0.4	4.0	130	600	2.1/2.4
50			170	870	2.0/2.2
63			200	1040	1.9/2.2
80			240/250	1250	1.8/2.0
100			290	1500	1.6/2.0
125			340/350	1800/1750	1.5/1.8
160			400/420	2200/2100	1.4/1.7
200			480/500	2600/2500	1.3/1.7
250			560/590	3050/2950	1.2/1.5
315			670/700	3650/3500	1.1/1.5
400			800/840	4300/4200	1.0/1.4
500			960/1000	5100/5000	1.0/1.4
630		4.5	1200/1230	6200/6000	0.9/1.2
800			1400/1450	7500/7200	0.8/1.2
1000			1700/1720	10800/10000	0.7/1.1
1250			1950/2000	12000/11800	0.6/1.1
1600			2400/2450	14500/14000	0.6/1.0

注：斜线前的数据为改版后 S9 系列标准数据，与新 S9 系列标准相同；斜线后为初版 S9 系列标准数据。

S9 系列与国内外同类产品性能对比见表 10-5。

表 10-5　S9 系列与国内、国外同类产品性能对比（即初版老 S9 系列）

额定容量 /kVA	空载损耗/W								
	中国			比利时		意大利	德国		
	S9	SL7	JB1800—1978	HR12	H12		标准系列	第二系列	降低系列
30	130	150	240						
50	170	190	850	150	185	175	190		125
63	200	220	890			200			
80	250	270	470	210	255	250			
100	290	320	540	230	285	296	320	290	210
125	350	370	650	275	355	352			
160	420	460	770	325	425	462	460	390	300

（续）

额定容量/kVA	空载损耗/W								
	中国			比利时		意大利	德国		
	S9	SL7	JB1800—1978	HR12	H12		标准系列	第二系列	降低系列
200	500	540	900	390	525	525			
250	590	640	1060	475	605	600	650	570	470
315	700	760	1260	575	775	720			
400	840	920	1500	725	950	865	930	810	600
500	1000	1080	1780	950	1200	1030			

额定容量/kVA	负载损耗/W							
	中国			比利时		意大利	德国	
	S9	SL7	JB1800—1978	HR12	H12		标准系列	第二系列
30	600	800	810					
50	870	1150	1200	850	950	870	1100	
63	1040	1400	1420			1000		
80	1250	1650	1700	1230	1330	1245		
100	1500	2000	2100	1490	1560	1450	1750	2150
125	1750	2450	2500	1730	1780	1720		
160	2100	2850	3000	2070	2210	2080	2350	3100
200	2500	3400	3600	2500	2600	2470		
250	2950	4000	4300	2820	2930	2920	3250	4100
315	3500	4800	5200	3310	3450	3470		
400	4200	5800	6300	4030	4200	4160	4600	6000
500	5000	6900	7700	4700	4920	4920		

注：德国变压器联合公司按德国国家标准（DIN42500）将空载和负载损耗分为标准系列、第二系列和降低系列，表中空载损耗为标准系列、第二系列、降低系列数据，负载损耗为标准系列、第二系列数据。

S9系列性能在未特别注明情况下是指初版老S9系列性能，因为老S9系列改版后的性能与新S9系列性能相同。和初版标准值相比，改版后的空载损耗和空载电流平均降低了3.48%和23.9%，负载损耗则平均提高了3.28%，空载电流有较大幅度的下降，使实测值同标准值更加接近，便于合理选择继电保护。

S9系列变压器的铁心，采用优质晶粒取向硅钢片DQ147-30（Z10-0.30）。初版

系列产品的空载损耗设计值比标准值平均降低了 6.93%，这是考虑硅钢片用 DQ151 35（Z10-0.35）代用的可能性。

硅钢片厚度由 0.35 改为 0.3 是为了适应国际趋势，而且还可以降低损耗。铁心采用 45°全斜接缝，心柱与轭等截面。铁心采用二级交错式接缝，两片一叠。心柱可不预绑扎，心柱表面用固化漆使片间粘在一起。利用槽钢和旁轭螺杆夹紧铁轭。

小容量变压器高低压采用层式绕组，层间采用瓦楞纸；中等容量变压器采用连续式或螺旋式绕组，导线材料采用无氧铜。

S9 系列结构的较大改动是无励磁分接开关：30～1250kVA 采用三相四触柱三分接 WT△型水平卧式结构，是按法国样机试制开发的更新组件，可以降低油箱高度，节约变压器油；1600kVA 仍采用 WPⅢ型三相三分接中性点调压无励磁分接开关。前者是条形开关，油箱高度较采用 SWX 型立式开关降低了 30～50mm，引线与开关触头柱连接采用冷压焊，增加了可靠性。1600kVA 采用盘形开关，是三相三分接中性点调压开关，绕组采用反接法，接线片与引线用冷压焊。其他结构型式同 SL7、S7 系列。S9 型结构详见第 12 章叙述。

S9 系列产品在工艺上主要要求有两条：

1）在 SL7（S7）制造过程中，各厂均增加了铁心加工手段，取得了生产全斜接缝铁心经验，在此基础上，S9 系列铁心工艺损耗系数要比 SL7 降低 5%～14%。

2）卧式开关采用冷压焊接。

为了开发铜线变压器和赶上国际先进水平，S9 系列可以看作是由 SL7、S7 系列向损耗更低和技术经济指标更趋合理的过渡系列产品。

3. 新 S9 系列标准

S9 系列初版的损耗值较 SL7 系列有较大的降低，特别是负载损耗下降 24.15%，这是铜线用量大幅度增加才获得的结果。这样导致成本增加，产品价格高。为此，S9 改版标准，使负载损耗提高了 3.28%（相对 SL7 系列下降 22.4%），但价格降低不多，用户仍难以承受。为了充分利用铜线，而又降低其用量，使售价下调，也为了进一步降低空载损耗值，1992 年沈阳变压器研究所参照德国 DIN42500—1984 标准修订了 GB6451.1—1986，即 GB/T6451—1995，最新是 GB/T6541—1999，这是 10kV 级配电变压器的新标准，其中 30～1600kVA 双绕组无励磁调压变压器相互对比见表 10-6，增加了一组空载损耗组Ⅰ，组Ⅱ仍是“86”标准的空载损耗不变；负载损耗不变，新标准取“86”标准的相同数据；空载电流则有较大幅度的下降；这使我国 10kV 级中小型配电变压器产品的性能水平已经达到了 20 世纪 80 年代中期发达国家的水平。

1994 年（1996 年也有一次）沈阳变压器研究所等对新 S9 系列的设计原则、样机试制情况和 39 家工厂试制样机试验结果进行介绍，并对典型规格样机进行了吊心检查和技术资料的审查，一致认为新 S9 系列采用了科研新成果和高可靠性的结构措施，提高了运行可靠性。新 S9 系列与老 S9（即 S9）系列产品相比，主要消耗材料

减少，成本明显降低，有一定的经济效益，是节能型配电变压器的更新换代产品，产品性能达到国际先进水平。

表 10-6 10kV 级 30～1600kVA 无励磁调压配电变压器标准性能数据对比

容量/kVA	空载损耗/kW			负载损耗/kW			空载电流(%)			阻抗电压(%)	电压组合和联结组标号
	"86"标准	S9系列初版(老S9)/改版(新S9)	"95"标准组1/组1	"86"标准	S9系列初版(老S9)/改版(新S9)	"95"标准	"86"标准	S9系列初版(老S9)/改版(新S9)	"95"标准		
30	0.15	0.13	0.14/0.15	0.8	0.60	0.8	2.8	2.4/2.1	2.8	4	高压6,10kV 低压0.4kV Yyn0
50	0.19	0.17	0.19/0.19	1.15	0.87	1.15	2.6	2.2/2.0	2.5		
63	0.22	0.20	0.22/0.22	1.40	1.04	1.40	2.5	2.2/1.9	2.4		
80	0.27	0.25/0.24	0.25/0.27	1.65	1.25	1.65	2.4	2.0/1.8	2.2		
100	0.32	0.29	0.29/0.32	2.00	1.50	2.00	2.3	2.0/1.6	2.1		
125	0.37	0.35/0.34	0.34/0.37	2.45	1.75/1.80	2.45	2.2	1.8/1.5	2.0		
160	0.46	0.42/0.40	0.39/0.46	2.85	2.10/2.20	2.85	2.1	1.7/1.4	1.9		
200	0.54	0.50/0.48	0.47/0.54	3.40	2.50/2.60	3.40	2.1	1.7/1.3	1.8		
250	0.64	0.59/0.56	0.57/0.64	4.00	2.95/3.05	4.00	2.0	1.5/1.2	1.7		
315	0.76	0.70/0.67	0.68/0.76	4.80	3.50/3.65	4.80	2.0	1.5/1.1	1.6		
400	0.92	0.84/0.80	0.81/0.92	5.80	4.20/4.30	5.80	1.9	1.4/1.0	1.5		
500	1.08	1.00/0.96	0.97/1.08	6.90	5.00/5.10	6.90	1.9	1.4/1.0	1.4		
630	1.30	1.23/1.20	1.15/1.30	8.10	6.00/6.20	8.10	1.8	1.2/0.9	1.3	4.5	
800	1.54	1.45/1.40	1.40/1.54	9.90	7.20/7.50	9.90	1.5	1.2/0.8	1.2		
1000	1.80	1.72/1.70	1.65/1.80	11.60	10.00/10.30	11.60	1.2	1.1/0.7	1.1		
1250	2.20	2.00/1.95	1.95/2.20	13.80	11.80/12.00	13.80	1.2	1.1/0.6	1.0		
1600	2.65	2.45/2.40	2.35/2.65	16.50	14.00/14.50	16.50	1.1	1.0/0.6	0.9		

新S9型变压器主要有以下几个特点：

1）铁心结构的相间铁轭采用强度较高的钢带绑扎（35kV 配电变压器）。

2）高压绕组为有纵向油道的椭圆形结构，低压绕组采用双层或四层层式绕组；630～1600kVA 高压绕组采用层式结构，低压绕组为新型螺旋式结构。而以前S7型产品 500kVA 及以下高低压为层式绕组（非椭圆形），630kVA 及以上高压绕组为连续式，低压绕组为螺旋式。

高压层式绕组层间绝缘采用新型点胶绝缘纸，遇热后将匝绝缘及层间绝缘固化粘结在一起，且首末层加强。而以前S7用电缆纸。

为增加绕组上下端面的有效支撑，取消了角板，沿绕组圆周均用绝缘块（层压纸板或层压木块）支撑，且绝缘块的端面与铁轭大级的端面构成一个平面，使绕组端面支撑面积达到80%以上。

高低压绕组之间采用瓦楞纸板作为主绝缘和油隙结构，用大垫块与铁轭之间阶梯配合。由于相间部位的油道尺寸小，就相应减少了铁心柱中心距离。

3）采用插管或片式散热器方式进行散热。

4）用层压纸板支架支持，增强了引线夹持力，而不采用 S7 型用木支架支持的方式。

关于新 S9 型结构特点详见第 12 章叙述。

新 S9 系列的性能参数是按 OBY・500・507《10kV 级 30～1600kVA S9 型配电变压器技术条件》确定的技术参数，见表 10-7。

较低损耗和低损耗中小型配电变压器的几种标准和产品性能、变动见表 10-8 和表 10-9。我国几代配电变压器降低损耗的进展见表 10-10，四种典型标准损耗数据对比见表 10-11。

表 10-7　新 S9 型配电变压器技术参数

型　号	容量/kVA	电压/kV		损耗/W		阻抗电压(%)	空载电流(%)	联结组标号
		高压	低压	空载	负载			
新 S9-30/10	30	6 6.3 10 10.5 11	0.4	130	600	4	2.1	Yyn0
新 S9-50/10	50			170	870		2.0	
新 S9-63/10	63			200	1040		1.9	
新 S9-80/10	80			250	1250		1.8	
新 S9-100/10	100			290	1500		1.6	
新 S9-125/10	125			340	1800		1.5	
新 S9-160/10	160			400	2200		1.4	
新 S9-200/10	200			480	2600		1.3	
新 S9-250/10	250			560	3050		1.2	
新 S9-315/10	315			670	3650		1.1	
新 S9-400/10	400			800	4300		1.0	
新 S9-500/10	500			960	5100		1.0	
新 S9-630/10	630			1200	6200	4.5	0.9	
新 S9-800/10	800			1400	7500		0.8	
新 S9-1000/10	1000			1700	10300		0.7	
新 S9-1250/10	1250			1950	12000		0.8	
新 S9-1600/10	1600			2400	14500		0.6	

（续）

型　号	重量/kg			外形尺寸 长×宽×高 $L\times W\times H$/mm×mm×mm	轨距/mm
	器　身	油　重	总　重		
新 S9-30/10	185	70	295	1061×720×1233	400×400
新 S9-50/10	248	85	390	1105×744×1183	400×400
新 S9-63/10	275	95	440	1131×678×1218	400×400
新 S9-80/10	335	100	510	1125×755×1223	400×400
新 S9-100/10	360	110	550	1130×815×1318	400×400
新 S9-125/10	440	125	660	1282×823×1378	400×400
新 S9-160/10	505	140	760	1230×840×1423	550×550
新 S9-200/10	585	160	900	1357×855×1448	550×550
新 S9-250/10	715	195	1090	1408×914×1508	550×550
新 S9-315/10	820	215	1235	1423×1050×1533	550×550
新 S9-400/10	980	280	1510	1540×1116×1608	550×550
新 S9-500/10	1150	305	1740	1595×1280×1668	660×660
新 S9-630/10	1430	410	2185	1955×1325×1882	660×660
新 S9-800/10	1665	450	2550	1975×1335×1957	820×820
新 S9-1000/10	1900	525	2910	2000×1340×2012	820×820
新 S9-1250/10	2160	605	3460	2065×1350×2074	820×820
新 S9-1600/10	2560	665	4020	2130×1375×2134	820×820

表 10-8　无励磁调压中小型变压器标准及产品情况

基础标准及出现时间	性能标准及出现时间	系列产品	参照国外标准	达到国际水平年代
GB1094.1～5—1985 国家标准(1985 年) GB1094.1～2—1996 国家标准(1996 年)	0BT.500.1200 行业技术条件(1980 年,1982 年) GB6451.1～2—1986 国家标准(1986 年)	SL7-30～6300/10 SL7-50～6300/35 S7-30～6300/10 S7-50～6300/35	德国西门子公司 DIN42500 DIN42503 DIN42511	20 世纪 70 年代末,80 年代初
	S9 初版(1985),S9 改版(1986 年)	S9-30～1600/10	意大利 Pellizzari 厂	20 世纪 80 年代中期
	GB/T6451—1995 国家标准(1995 年) 0BY.500.507 技术条件 GB/T6451—1999 国家标准	新 S9-30～6300/10	德国西门子公司 DIN42500 -1984	20 世纪 80 年代中期

表 10-9　10kV 级 30～1600kVA 无励磁调压配电变压器低损耗性能数据变动情况

		空载损耗平均降低（%）	负载损耗平均降低（%）	空载电流平均降低（%）
较低损耗“86”标准		—	—	—
S9 系列	初版	7.95	24.15	18.2
	改版及新 S9	10.4	22.4	37.9
“95”标准和“99”标准		11.8（组Ⅰ）	0	12.5

注：以“86”标准为基数，阻抗电压相同。

表 10-10　几代配电变压器降低损耗的进展

（以 50kVA 变压器为例）

年代	型号举例	执行标准	铁心材料	负载损耗/W	空载损耗/W	损耗 W/配电变压器容量 kVA 比值	以 20 世纪 50 年代空载损耗为 100% 的对比百分率
50	TM	ГОСТ401—41（仿苏）	D42	1325	440	8.8	100%
60	SJ1	JB500—64	D42	1330	419	8.4	95.2%
70	SL	JB1300—1973 组Ⅰ	D43	1240	360	7.2	81.8%
70	SL1	JB1300—1973 组Ⅱ	D330	1200	350	7.0	79.5%
80	S7	GB6451.1—86	DQ151	1150	190	3.8	43.2%
90	新 S9	1994 年设计	DQ147	870	170	3.4	38.6%
90	SH8	1995 年设计	非晶合金	1250	50	1.0	11.4%
90	SH10	1995 年设计	非晶合金	870	43	0.86	9.8%

表 10-11　10kV 级配电变压器四种损耗数据对比

额定容量/kVA		JB500—1964			JB300—1973			GB6451.1—1986			新 S9—1994		
		P_0	P_k	P_Σ	P_0	P_k	P_Σ	P_0	P_k	P_Σ	P_0	P_k	P_Σ
100	W	730	2400	3130	620	2250	2870	320	2000	2320	200	1500	1700
	%	100	100	100	84.9	93.3	91.7	43.8	83.3	74.1	27.4	62.5	54.3
1000	W	4900	15000	19900	3700	14500	18200	1800	11600	13400	1700	10000	11700
	%	100	100	100	75.5	96.7	91.5	36.7	77.3	67.3	34.7	66.7	58.8

进入 20 世纪 90 年代，先后设计出新 S9 系列和非晶铁心配电变压器。

目前，新 S9 系列性能数据有两组，组Ⅰ特点是空载损耗 P_0 小，适合负载率 β 低的场合使用（如农村）；组Ⅱ特点是负载损耗 P_k 小，适合 β 高的场合使用（如工

厂)。新 S9 系列这两组性能见表 10-12。表 10-12 还列出了我国非晶配电变压器(AMDT) SH-M 和 SH 11 两个系列的数据。

表 10-12 三相硅钢和非晶合金配电变压器的性能参数(10kV)

S_N /kVA	新 S9 (联结组别 Yyn0)				SH—M (联结组别 Dyn11)				SH—11 (联结组别 Dyn11)			
	P_0 /W	P_k /W	I_0 (%)	U_k (%)	P_0 /W	P_k /W	I_0 (%)	U_k (%)	P_0 /W	P_k /W	I_0 (%)	U_k (%)
50	160/170	1040/870	2.0	4	34	870	1.5	4	43	870	1.3	4
80	220/240	1500/1250	1.8	4	50	1250	1.2	4	60	1250	1.1	4
100	260/290	1800/1500	1.6	4	60	1500	1.1	4	75	1500	1.0	4
160	350/400	2570/2200	1.4	4	80	2200	0.9	4	100	2200	0.7	4
200	420/480	3150/2600	1.3	4	100	2600	0.9	4	120	2600	0.7	4
250	510/560	3600/3050	1.2	4	120	3050	0.8	4	140	3050	0.7	4；4.5
315	600/670	4300/3650	1.1	4	140	3650	0.8	4	140	3050	0.5	4；4.5
400	720/800	5200/4300	1.0	4	170	4300	0.7	4	200	4300	0.5	4；4.5
500	860/960	6200/5100	1.0	4	200	5100	0.6	4	240	5100	0.5	4；4.5
630	1020/1200	7300/6200	0.9	4.5	240	6200	0.6	4.5	320	6200	0.3	4.5
800	1240/1400	8900/7500	0.8	4.5	300	7500	0.5	4.5	380	7500	0.3	4.5
1000	1470/1700	10400/10300	0.7	4.5	340	10300	0.5	4.5	450	10300	0.3	4.5
1250	1730/1950	12400/12000	0.6	4.5	400	12000	0.5	4.5	530	12000	0.2	4.5
1600	2100/2400	15000/14500	0.6	4.5	500	14500	0.5	4.5	630	14500	0.2	4.5

注：新 S9 的性能分两组：斜线上方数值为组 I (P_0 低，P_k 稍大)，斜线下方为组 II (P_0 稍高，P_k 低)。

4. S10 系列性能数据

S10 型系列变压器是以 20 世纪 80 年代中期国际先进技术为基础，采用了高导磁 Hi-B 优质取向硅钢片和组件，先进的铁心和绕组结构以及工艺方法，使产品具有节能效果好、噪声低、温升低、生产成本低、运行维护费用少、安全可靠等优点。性能指标优于 20 世纪 80 年代中期发达国家水平，是继新 S9 系列变压器后的又一新型

节能产品。

S10 系列变压器与新 S9 系列变压器从性能指标上比较，虽然其负载损耗略有上升，但其空载损耗降低 24%，空载电流降低 42.5%，每千伏安材料成本有一定程度的下降。以 100kVA 变压器为例，S10 和新 S9 性能比较见表 10-13。

对于一二班制企业及农村用配电变压器，变压器有较长时间处于轻载和空载状态，S10 系列变压器更具节能效果。S10 系列变压器获《国家级科技成果重点推广计划》项目，经国家经贸委（99）498 号文批复，已列入国家第二批城乡电网改造设备推荐目录。

S10 型变压器在运行时，变压器油的体积变化完全由设置在侧壁上的膨胀式散热器来补偿。变压器箱盖、油位指示器和油箱壳体之间焊为一体，设备免维护，可以做到 20 年不大修。高低压接线端用铁罩密封，绝缘瓷瓶不易落灰尘，运行环境好，且铁罩上留有巡视孔，方便了日常巡视。温度指示器（BWY-803）分三档标准设定，分别为 55 ℃、60 ℃、80 ℃。还采用压力释放阀。

表 10-13　S10 和新 S9 型变压器性能比较

性能指标 / 型　号	空载损耗 /W	负载损耗 /W	总损耗/W	空载电流 (%)
S10-100/10	220	1680	1900	1.15
新 S9 100/10	290	1500	1790	2

S10 系列变压器的技术数据见表 10-14。

表 10-14　S10 系列 6～10kV 级配电及电力变压器技术数据

型　号	额定电压 /kV		联结组标号	损　耗 /kW		空载电流 (%)	阻抗电压 (%)	外形尺寸 (长×宽×高) /mm×mm×mm
	高压	低压		负　载	空　载			
S10-100/10	6 6.3 10 10.5 11	0.4	Yyn0 或 Yzn11， Dyn11	1.68/1.80	0.22/0.23	1.15/1.25	4.5 6	1220×749×1020
S10-125/10				2.06/2.15	0.25/0.27	1.1/1.2		1340×870×1230
S10-160/10				2.39/2.65	0.31/0.32	1.05/1.15		1320×880×1270
S10-200/10				2.86/3.06	0.37/0.38	1.05/1.15		1490×890×1420
S10-250/10				3.36/3.50	0.44/0.46	1.0/1.1		1626×980×1430
S10-315/10				4.03/4.30	0.52/0.54	1.0/1.1		1640×1000×1450
S10-400/10				4.92/5.10	0.64/0.65	0.95/1.0		1700×1030×1615
S10-500/10				5.85/6.08	0.74/0.76	0.95/1.0		1895×1120×1635
S10-630/10				6.89/7.23	0.90/0.92	0.9/0.95		1860×1110×1800

（续）

型号	额定电压/kV		联结组标号	损耗/kW		空载电流（%）	阻抗电压（%）	外形尺寸（长×宽×高）/mm×mm×mm
	高压	低压		负载	空载			
S10-800/10	6 6.3 10 10.5 11	0.4	Yyn0 或 Yzn11， Dyn11	8.40/8.84	1.50/1.12	0.75/0.8	4.5	1950×1250×1930
S10-1000/10				9.30/10.36	1.23/1.35	0.6/0.65		2350×1400×2250
S10-1250/10				11.10/12.33	1.50/1.60	0.6/0.65		2390×1420×2300
S10-1600/10				14.00/14.60	1.80/1.89	0.55/0.6		2430×1470×2490
S10-630/10	6 6.3 10 10.5 11	6.4 6.3 3.15 3	Yyn0， Yd11	6.89	0.90	0.95	5.5	1850×1140×1880
S10-800/10				8.40	1.05	0.80		1980×1250×1920
S10-1000/10				9.30	1.23	0.65		2300×1400×2480
S10-1250/10				11.10	1.50	0.65		2400×1450×2350
S10-1600/10				14.00	1.80	0.6		2550×1500×2690
S10-2000/10		6.3 3.15	Yd11	16.70	2.11	0.6		2680×1550×2650
S10-2500/10				19.40	2.49	0.6		2580×2270×2760
S10-3150/10				22.70	3.00	0.6		2600×2680×2850
S10-4000/10	10 10.5 11	6.3 3.15		26.90	3.7	0.6		3320×2750×3230
S10-5000/10				30.90	4.45	0.55		3390×2840×3420
S10-6300/10				34.80	5.20	0.55		3450×2980×3600

注 1. 斜线上方供 Yyn0 联络组变压器用，斜线下方供 Yzn11 或 Dyn11 联络组变压器用。

2. 高压分接范围为±5%或±2×2.5%。

5. 非晶合金配电变压器系列

非晶合金配电变压器简称为非晶变压器（AMDT），目前我国有 SH-M 和 SH-11 两个系列产品，见表 10-12。

SH15 系列 6～10kV 级非晶合金配电电力变压器是目前节能效果好的变压器，其空载损耗只有现行变压器的 1/4～1/5，特别适用于负载率低的用户，如广大农村地区和发展中地区。

SH15 非晶合金变压器的铁心采用新型非晶合金材料，低压绕组为铜箔结构。

SH11 系列 10kV 变压器的技术数据见表 10-15。

表 10-15　SH11 系列 10kV 级变压器技术数据

型　号	额定容量/kVA	额定电压/kV		联结组标号	损耗/kW		阻抗电压(%)	外形尺寸(长×宽×高)/mm×mm×mm
		高压	低压		短路	空载		
SH11-30/10	30	10.5±5%	0.4	Dyn11	0.60	0.029	4 4.5	1253×618×1174
SH11-50/10	50				0.87	0.043		1288×618×1256
SH11-80/10	80				1.25	0.059		1375×700×1250
SH11-100/10	100				1.50	0.069		1413×880×1255
SH11-125/10	125				1.80	0.080		1450×835×1130
SH11-160/10	160				2.20	0.096		1520×840×1080
SH11-200/10	200				2.60	0.114		1578×858×1119
SH11-250/10	250				3.05	0.130		1670×860×1169
SH11-315/10	315				3.65	0.156		1783×863×1234
SH11-400/10	400				4.30	0.182		1935×870×1250
SH11-500/10	500				5.10	0.212		2115×880×1300

10.1.5　变压器性能最新国家标准

变压器性能最新国家标准是 GB/T6451—1999。本标准是根据变压器的制造技术的不断进步和磁性钢带性能的提高对 GB/T6451—1995《三相油浸式电力变压器技术参数和要求》进行修订的。

由于原标准的第二、三、四、五篇技术参数和要求仍为 1986 年标准，所以本次修订对上述四篇的技术参数和要求进行修订。同时对第一篇和第六篇作了某些修改。其中第一篇为 10kV 级电力变压器，第六篇为 330kV 级电力变压器。500kV 级电力变压器性能参数和要求另有单独国家标准。

修订的主要内容有（下述表序号指本标准即报批稿中的表序号）：

1）根据政府颁布的法规，取消第一篇（10kV 级）原表 1、表 2、表 3 中的组Ⅰ空载损耗。

2）第二、三、四、五各篇的空载损耗和空载电流较原标准降低。平均降低值如下（见 GB/T6451—1995 标准）：

①　35kV 级

表序号	空载损耗（%）	空载电流（%）	变压器类型
表 8	10.39	30.2	35kV 配电变压器
表 9	10.92	30.8	±5%调压电力变压器
表 10	10.34	30.0	±3×2.5%有载调压电力变压器

② 66kV 级

表序号	空载损耗（%）	空载电流（%）	变压器类型
表 12	13.71	30.0	±5%调压电力变压器
表 13	14.55	32.2	±8×1.25%有载调压变压器

③ 110kV 级

表序号	空载损耗（%）	空载电流（%）	变压器类型
表 16	14.3	27.8	±2×2.5%调压变压器，110kV/10kV
表 17	13.3	31.7	±2×2.5%调压变压器，110kV/35kV
表 18	13.2	30.0	±8×1.25%有载调压，110kV/10kV
表 19	13.34	30.0	三绕组有载调压
表 20	13.75	30.0	±2×2.5%调压，110kV/35kV

④ 220kV 级

表序号	空载损耗（%）		空载电流（%）	变压器类型
表 23	15.07		30	±2×2.5%调压，220kV/10kV
表 24	14.82		30	三绕组无励磁调压
表 25	15.16		30	±2×2.5%调压，220kV/63kV
表 26	升压	降压	30	自耦变压器，220kV/110kV
	14.03	14.28		
表 27	14.28		30	双绕组有载调压
表 28	14.83		30	三绕组有载调压
表 29	14.28		30	较小容量有载自耦三绕组
表 30	13.93		30	较大容量有载自耦三绕组

3）第二、三、四篇的空载损耗分列组Ⅰ和组Ⅱ。组Ⅰ为降低后的值。组Ⅱ为原标准值。只作过渡使用，过渡期自标准实施日起一年。

4）对第二、三、四、五各篇的负载损耗只作个别调整，基本维持原标准的水平。

5）无论无励磁调压或有载调压，当容量超过 2500kVA，分接范围超过±5%时，用户应按 GB1094.1 对分接提出要求，指出最大电压分接和最大电流分接，如用户无要求，则规定最大电流分接为极限负分接分接位置（为满容量），以保证其绕组温升。

6）由于 GB1094.1 和 GB1094.2 与 1985 年标准相比一些规定有变更，此次修订时对 GB/T6451--1995 诸篇的技术要求作以相应调整，并规范化。

本标准的 6kV、10kV 电压等级配电变压器性能见表 10-16。35kV 电压等级的配电变压器性能见表 10-17。

表 10-16　6kV、10kV30～1600kVA 双绕组无励磁调压变压器性能

额定容量/kVA	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗/kW	负载损耗/kW	空载电流（%）	阻抗电压（%）
	高压/kV	高压分接范围（%）	低压/kV					
30	6 6.3 10 10.5 11	±5	0.4	Yyn0	0.14	0.80	2.8	4.0
50				Yyn0 Dyn11 Yzn11	0.19	1.15 / 1.25	2.5 / 2.7	
63					0.22	1.40 / 1.50	2.4 / 2.6	
80					0.25	1.65 / 1.80	2.2 / 2.4	
100					0.29	2.00 / 2.15	2.1 / 2.3	
125					0.34	2.45 / 2.55	2.0 / 2.2	
160					0.39	2.85 / 3.10	1.9 / 2.1	
200					0.47	3.50 / 3.60	1.8 / 2.0	
250					0.57	4.00 / 4.10	1.7 / 1.9	
315					0.68	4.80 / 4.90	1.6 / 1.8	

（续）

额定容量/kVA	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗/kW	负载损耗/kW	空载电流（%）	阻抗电压（%）
	高压/kV	高压分接范围（%）	低压/kV					
400	6 6.3 10 10.5 11	±5	0.4	Yyn0 Dyn11 Yzn11	0.81	5.80 / 6.00	1.5 / 1.7	4.0
500					0.97	6.90 / 7.15	1.4 / 1.6	
630				Yyn0 Dyn11	1.15	8.10 / 8.50	1.3 / 1.5	4.5
800					1.40	9.90 / 10.40	1.2 / 1.4	
1000					1.65	11.60 / 12.20	1.1 / 1.3	
1250					1.95	13.80 / 14.50	1.0 / 1.2	
1600					2.35	16.50 / 17.30	0.9 / 1.1	

注：1. 表中斜线上方的数值为 Yyn0 联结组变压器用，斜线下方的数值为 Dyn11 或 Yzn11 联结组变压器用。

2. 根据要求变压器的高压分接范围可供±2×2.5%。

3. 根据使用部门要求，可提供低压为 0.69kV 的变压器。

4. 摘自报批稿。

表 10-17 35kV50～1600kVA 双绕组无励磁调压配电变压器性能

额定容量/kVA	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗/kW		负载损耗/kW	空载电流（%）		阻抗电压（%）
	高压/kV	高压分接范围（%）	低压/kV		组Ⅰ	组Ⅱ		组Ⅰ	组Ⅱ	
50	35	±5	0.4	Yyn0	0.24	0.27	1.35	2.00	2.8	6.5
100					0.34	0.37	2.25	1.80	2.6	
125					0.38	0.42	2.65	1.75	2.5	

（续）

额定容量/kVA	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗/kW		负载损耗/kW	空载电流（%）		阻抗电压（%）
	高压/kV	高压分接范围（%）	低压/kV		组Ⅰ	组Ⅱ		组Ⅰ	组Ⅱ	
160	35	±5	0.4	Yyn0	0.41	0.47	3.15	1.65	2.4	6.5
200					0.48	0.55	3.70	1.55	2.2	
250					0.57	0.64	4.40	1.40	2.0	
315					0.68	0.76	5.30	1.40	2.0	
400					0.82	0.92	6.40	1.30	1.9	
500					0.97	1.08	7.70	1.30	1.9	
630					1.16	1.30	9.20	1.25	1.8	
800					1.39	1.54	11.00	1.05	1.5	
1000					1.65	1.80	13.50	1.00	1.4	
1250					1.96	2.20	16.30	0.85	1.2	
1600					2.37	2.65	19.50	0.75	1.1	

注：1. 根据要求变压器的高压分接范围可供±2×2.5%。

2. 表中所列组Ⅰ数据为过渡标准值（与 1995 年标准相同）。

10.1.6　变压器的主要标准

IEC76—1～5《电力变压器》和 IEC726《干式电力变压器》标准是在世界范围内应用的标准，我国依此等效采用，目前我国电力变压器的主要标准有：

(1) GB 1094.1—1996 电力变压器　第 1 部分总则

(2) GB 1094.2—1996 电力变压器　第 2 部分温升

(3) GB 1094.3 -1985 电力变压器　第三部分绝缘水平和绝缘试验

(4) GB 1094.5—1985 电力变压器　第五部分承受短路的能力

(5) GB/T 6451—1999 三相油浸式电力变压器技术参数和要求

(6) GB 6450—1986 干式电力变压器

(7) GB/T 10228—1997 干式电力变压器技术参数和要求

(8) GB 10237 -1988 电力变压器　绝缘水平和绝缘试验外绝缘的空气间隙

(9) GB 311.1—1997 高压输变电设备的绝缘配合

(10) GB 311.7—1988 高压输变电设备的绝缘配合使用导则

(11) GB 311.6—1983 高电压试验技术　第五部分测量球隙

(12) GB/T 13499—1992 电力变压器应用导则

(13) GB/T 15164—1994 油浸式电力变压器负载导则

(14) GB/T 17211—1998 干式变压器负载导则

(15) GB/T 17468—1998 电力变压器选用导则

(16) GB/T 5582—1993 高压电力设备外绝缘污秽等级
(17) GB 10230—1988 有载分接开关
(18) GB/T 7595—2000 运行中变压器油质量标准
(19) GB/T 7328—1987 变压器和电抗器的声级测定
(20) GB/T 7252—2001 变压器油中溶解气体分析和判断导则
(21) GBJ 148—1990 变压器施工及验收规范
(22) GB 50150- 1991 电气设备交接试验标准
(23) GB/T 17467—1998 高压/低压预装式变电站
(24) GB/T 16434—1996 变电所环境污区分级及外绝缘选择标准
(25) JB/T 9640 ·1999 电弧炉变压器
(26) JB/T 9641—1999 试验变压器
(27) JB 3955—1993 矿用一般型电力变压器
(28) JB/T 8506—1996 黄磷炉变压器技术参数和要求
(29) JB/T 8636—1997 电力变流变压器
(30) JB/T 8637—1997 无励磁分接开关
(31) JB/T 2426—1992 发电厂和变电所自用三相变压器技术参数和要求
(32) JB/T 3837—1996 变压器类产品型号编制方法
(33) JB/T 6303—1992 电石炉变压器技术参数和要求
(34) JB/T 8447 - 1996 电渣炉用变压器
(35) JB/T 10217—2000 组合式变压器
(36) JB/T 10317~·2002 单相油浸式配电变压器技术参数和要求
(37) JB/T 10318—2002 油浸式非晶合金铁心配电变压器技术参数和要求
(38) JB/T 501—1991 电力变压器试验导则
(39) JB/T 10088—1999 6~220kV 级变压器声级
(40) JB 7066—1993 农用变压器
(41) DL/T 572—1995 电力变压器运行规程
(42) DL/T 573·· 1995 电力变压器检修导则
(43) DL/T 574—1995 有载分接开关运行维修导则
(44) DL/T 596—1996 电力设备预防性试验规程
(45) DL417 · 1991 电力设备局部放电现场测量导则
(46) DL/T 586—1995 电力设备用户监造技术导则
(47) DL474.1~6—1992 现场绝缘试验实施导则
(48) DL/T 727—2000 互感器运行检修导则
(49) DL/T 537—2002 高压/低压予装箱式变电站选用导则
(50) SD 320--1989 箱式变电站技术条件
(51) SD 187—8 变压器油中溶解气体分析和判断导则

10.2　配电变压器的现状和发展

10.2.1　配电变压器的现状

SL7-30～1600/10 系列和 S7-30～1600/10 系列配电变压器已被列入国家淘汰的机电产品，推荐更新的产品为 S9-30～1600/10 系列配电变压器。

由于受更换资金等因素的影响，目前电网上运行的变压器仍以 S7 型变压器为主。1999 年 4 月，国家电力公司颁发国电农（1999）191 号文《关于印发“农村电网建设与改造技术原则”的通知》规定，“64”、“73”系列高能耗配电变压器要全部更换，对新选用（包括改造更换）的配电变压器，必须是低损耗的，目前主要是采用 S9 型（包括新 S9 型）和少量非晶合金配电变压器。对新安装的主变压器，必须采用新型节能变压器，“64”、“73”系列高能耗主变压器在三年内更换完毕。

新 S9 系列产品是沈阳变压器研究所在 1994 年完成了设计开发，提高了我国变压器行业油浸式配电变压器的整体技术水平。S10 系列变压器的性能指标优于新 S9，也是新型节能产品。

全密封变压器由于变压器全部密封，箱盖与油箱之间甚至用电焊焊死，使外界的氧气和潮气根本无法进入油箱，从而使绝缘油和绝缘材料的老化速度放慢，更由于产品投入前不需要吊心检查，投入运行后免除维护与保养。

非晶合金铁心变压器的研究在国际上还是美国和日本领先，取得了明显的经济效益。1994 年由沈阳变压器研究所统一设计，并组织天津、上海、北二变、佛山、辽阳和保定等 6 个变压器厂试制，SH11-160、220、315、500kVA 四种规格共 6 台样机，并于 1995 年 8 月通过国家鉴定。1998 年上海置信公司引进了美国通用公司的非晶合金铁心变压器的制造技术，其生产的 SH-M 型非晶合金铁心密封式变压器额定容量在 50～2500kVA 之间，空载损耗在 34～700W 之间。空载电流在 1.5%～0.5%之间。目前国内已有少量的非晶合金铁心配电变压器投入电网运行。虽然推广力度是比较大的，但至今收效不大，其中一个主要原因是目前材料依赖进口，价格高。

非晶合金材料还应用于环氧树脂干式变压器，生产出非晶环氧树脂干式变压器。

利用硅钢片制造变压器铁心主要有叠装式和卷绕式两种形式，卷铁心变压器是适用于 1000kVA 及以下变压器。前者适用于各种类型变压器。近年来，国内有不少厂家在研究和发展卷铁心变压器。

单相卷铁心变压器只有一个框，上海变压器厂近五年来已生产 40000 多台单相卷铁心变压器用于出口，这种产品的成本和损耗水平在国际上有一定的竞争力。

三相卷铁心变压器一般采用三相三柱内铁心形式，有两个相同的内框和一个外框。

目前，国内已有生产厂开发不连续式矩形铁心截面的卷铁心单、三相变压器，绕组采用矩形形式。这种变压器铁心窗口填充系数和油箱的利用率较高，同时也解决了变压器的维修问题。有的生产厂将电子变压器上用的 R 型铁心应用于电力变压器

上。所谓R型铁心系指铁心截面呈圆形，是由一根由窄到宽，由宽到窄线性硅钢带连续卷绕而成，经退火和浸渍处理一次成型。目前已能生产10kV、630kVA及以下变压器。

近年来，世界各国的干式变压器产量，使用范围逐渐扩大。在美国，干式变压器已成为配电变压器的主体，成套变电站中干式变压器占80%～90%。这是由于干式小型变压器具有自身的特殊优点：①不用矿物油，避免了火灾和爆炸的危险；②结构简单，维护方便，因此，干式变压器被广泛应用在对安全运行有较高要求的场合，如高层建筑，地下铁道、飞机场和化工厂等。

近10多年来，干式变压器在国内得到迅猛的发展，全国干式变压器的产量，1990年为504MVA，1995年为6191MVA，1999年已逼近10000MVA，占配电变压器的比例近20%。干式变压器的种类较多，各种类型干式变压器（以1000kVA为例）的性能参数和外形尺寸、重量比较见表10-18。

表10-18 各种类型干式变压器比较表

产品型号	空载损耗/W	负载损耗/W	阻抗电压(%)	形式	重量/kg	外形尺寸（长×宽×高）/mm×mm×mm	生产厂
SCL-1000/10	2540	9400	6	厚绝缘有填料环氧树脂浇注	3150	1720×940×1775	上海变压器厂
SC9-1000/10	2000	8600	6	薄绝缘有填料环氧树脂浇注	3200	1560×930×1970	上海变压器厂
SCR-1000/10	2000	8800	6	玻璃纤维绕包式	3120	1650×980×1750	上海ABB
SCB3-1000/10	1800	9560	6	薄绝缘无填料环氧树脂浇注	3270	1600×1070×1850	顺德变压器厂
SCR-1000/10	1800	9700	6	绕包式	2850	1830×945×1900	云南变压器厂
SGC-1000/10	2750	11300	6	普通浸渍式	3140	1910×950×2160	沈二变压器厂

国外各种干式变压器的市场情况和价格比见表10-19。

到目前为止，国内环氧树脂干式变压器的绝缘等级有B级、F级和H级。在用途上，环氧树脂干式变压器向一些对安全性要求高的特殊变压器延伸。由于城市轨道交通正处于一个大发展阶段，与之相配套的干式十二脉波、二十四脉波牵引整流变压器将会得到较大的发展。

表 10-19　国外各种干式变压器的市场情况和价格比

变压器类型	美　国	欧　洲	日　本	价格比
敞开通风干式变压器	85%	20%	50%	1.2～1.3
环氧树脂干式变压器	15%	80%	40%	2
气体绝缘干式变压器	·	—	10%	—
油浸式变压器	—	—	—	1

箱式变电站又称欧式组合变，所有设备装于定型的铁箱内简称箱式变。组合变压器又称美式组合变，所有设备装于变压器箱体内，简称组合变。这两种也可统称为组合式变电站，组合式变电站具有占地少、能伸入负荷中心、提高供电质量、减少线路损耗、送电周期短、选位灵活、外形美观、安装使用方便、投资少见效快等优点，而得到供电部门的广泛使用。全国很多厂家已生产组合变压器，通过了省级或部级鉴定。

10.2.2　配电变压器的发展方向

从当前城乡电网改造的情况来看，我国供电电网要求配电变压器小容量化，降低噪声，就近安装，美化环境，环网供电，以尽量缩短低压配线，降低二次线损，改善电压品质。此外，配电变压器除满足保护可靠和安装、使用方便的基本要求外，努力在不增加太多投资的情况下，使配电变压器更节能。

我国目前供电制式主要采用三相集中供电方式，此方式存在种种弊端。随着商业和居民生活用电等单相负荷的急剧增加，人们日益认识到单相制供电的优越性。发达国家，特别是美国，单相制成为居民供电的主要方式；印度、东南亚较发达国家和我国的台湾地区也十分推行单相供电。它们从配电变压器小容量化就近安装发展到单相供电。目前为了使线路损耗进一步降低，对单相小容量配电变压器和用于集中负荷供电的美式组合变中正采用非晶合金铁心变压器。

我国的变压器制造业和使用中总的发展趋势是：

1）采用新材料，降低损耗。

2）采用新结构，以求重量轻，体积小。

3）提高产品的可靠性，减少甚至免维修。

4）防火防爆，安全供电。

5）节约原材料，降低成本。

6）针对我国目前电网用电峰谷进一步加大的现状，要提高配电变压器的过载能力，要求其具有较强的超铭牌运行能力。

7）研究科学的效率曲线，尽可能按高效运行的原则合理选用配电变压器。

8）跟踪国际潮流，进一步简化配电变压器的结构，取消无励磁分接开关，做到高度的通用化、标准化、互换化，增加自身的保护功能。

10.3 变压器的主要性能参数与制造成本的关系

10.3.1 阻抗电压

当负载的功率因数一定时，变压器的电压调整率与阻抗电压基本成正比，变压器的无功损耗与阻抗电压的无功分量成正比，由此得出，阻抗电压小较为适宜。然而，短路电流倍数与阻抗电压成反比，阻抗电压越小，则短路电流倍数越大。当变压器短路时，绕组遭受的电动力越大并产生的短路温升更高。为了限制短路电流，则希望较大的阻抗电压。

然而，对心式变压器而言，当取较大的阻抗电压时，就要增加绕组的匝数，即增加了导线重量，或者，增大漏磁面积和降低绕组的电抗高度，从而增加了铁心的重量。由此可见，高阻抗变压器，要相应增加制造成本。

随着阻抗电压的增大，负载损耗也会相应增大。所以，选择阻抗电压要兼顾电动力和电压调整率及制造成本。

10.3.2 负载损耗

负载损耗包括绕组电流电阻损耗、导线中的涡流损耗、并列导线间环流损耗和结构件（如夹件、钢压板、箱壁、螺栓、铁心拉板等）的杂散损耗。

1. 绕组直流电阻损耗

降低绕组直流电阻损耗的有效方法是增大导线截面积。然而也导致绕组体积的增大，相应增加导线长度，为了设计出低负载损耗的变压器，需耗用较多的导线，制造成本必然增加。

2. 导线的涡流损耗

绕组处于漏磁场中，在导线中会产生涡流损耗。大型变压器中涡流损耗有时会达到直流电阻损耗的10%以上，纵向漏磁场在导线中产生的涡流损耗是该部分损耗的主要部分。

当变压器阻抗电压增大时，纵向漏磁场增大，导致涡流损耗的增加。降低涡流损耗的途径可采用多根导线并联，使用组合导线或换位导线。此时，为考虑绕组的机械强度，如采用自粘性换位导线，或采用截面大的单根导线。这就使成本增加。

3. 环流损耗

变压器（尤其是大型变压器）由多根导线并列绕成，每根导线在漏磁场中占据的空间位置不同，它们各自产生的漏感电动势也不同，漏感电动势之差产生环流，并产生环流损耗。

当要求变压器阻抗电压大时，需减小电抗高度，增加导线匝数，它们都会增加环流损耗。为抵偿该损耗的增大，就要采取适当的导线换位方式，或增加导线截面积，减少直流电阻损耗及采用换位导线等，这就增加了变压器的制造成本。

4. 结构件的杂散损耗

大型变压器中，杂散损耗有时会达到直流电阻损耗的30%。如果在油箱壁和夹

件上加装磁屏蔽或电磁屏蔽；铁心拉板和在漏磁场中的结构件（如螺栓等）采用低磁钢材料等措施，可有效地降低杂散损耗。但这些措施都相应地增加成本。所以选择负载损耗要兼顾损耗值和制造成本。

10.3.3　空载损耗

变压器的空载损耗主要是铁心损耗。它由磁滞损耗和涡流损耗组成，前者与导磁材料（如硅钢）的重量成正比，且与磁通密度的 n 次方成正比。而涡流损耗与磁通密度的二次方、导磁材料的厚度的二次方、频率的二次方和导磁材料的重量成正比，降低空载损耗就要降低磁通密度，其结果导致导磁材料重量增加。或者采用高导磁、低损耗的导磁材料；或者采用厚度更薄的导磁材料。其结果都导致变压器制造成本的相应增加。而过薄的硅钢片又使铁心的平整度下降，导致铁心机械强度的降低。因此选择空载损耗也要兼顾损耗及制造成本。

10.3.4　声级水平

要求变压器的声级水平低于标准值，制造厂在设计和工艺上要采取措施。例如降低选用磁通密度，采取特殊的绑扎或压紧方法，相应的减振结构，选用低噪声风机等等，将导致变压器制造成本的增加。因此，如果必须选用低噪声变压器，应做相应的分析。譬如在变压器安装地点采取相应的措施（如安装隔离墙）或许更合适。

10.3.5　变压器的容量、重量、尺寸和性能之间的关系

不同容量的变压器，在电压等级、阻抗电压、结构型式，设计原则、导线电流密度和铁心磁通密度等相同的情况下，它们之间存在着以下近似关系：

1）变压器的容量正比于线性尺寸的 4 次方。

2）变压器的有效材料重量正比于容量的 3/4 次方。

3）变压器单位容量消耗的有效材料正比于容量的 1/4 次方。

4）当变压器的导线电流密度和铁心磁通密度保持不变时，有效材料中的损耗与重量成正比，即总损耗正比于容量的 3/4 次方。

5）变压器单位容量的损耗正比于容量的 1/4 次方。

6）变压器的制造成本正比于容量的 3/4 次方。

因此，在同样的负载条件下，选用单台大容量变压器比用数台小容量变压器来得经济。

第 11 章　变压器新技术的应用和展望

目前变压器行业的新材料和新技术在不断发展，除低损耗变压器、非晶合金铁心变压器、干式变压器、全密封变压器、调容量变压器、防雷变压器、卷铁心变压器、R 型铁心变压器、单相变压器、有载调压变压器、组合式变压器、箱式变电站（以上内容下章开始逐章进一步会论述）外，还有硅油变压器、六氟化硫变压器、超导变压器等，在新材料、新工艺和新技术方向有如下应用和趋势。

11.1　新材料的应用

11.1.1　非晶合金和速冷法制成的硅钢片

国内外都已生产非晶合金，将来可作为变压器铁心的选用方向。这种非晶合金的损耗比高导磁硅钢片还要小，其损耗对比如图 11-1 所示。

现将美国联信公司和日本大阪变压器厂制造的非晶合金材料和变压器分别列于表 11-1 和表 11-2。

国外按速冷原理研制成的含硅量为 6.5%的钢片，其涡流损耗部分比一般高导磁硅钢片要小，其单位损耗值如图 11-1 所示。

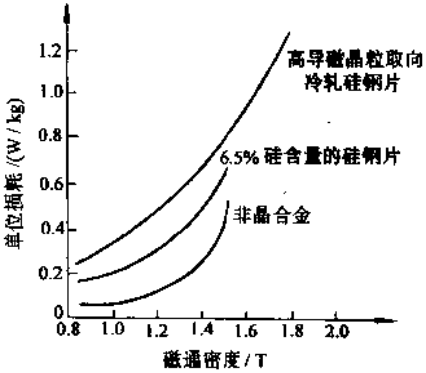


图 11-1　各种铁心材料的单位损耗对比

11.1.2　激光照射和机械压痕的高导磁取向硅钢片

对于有取向性硅钢片铁损的减少，一般都采取减薄钢板，提高含硅量（提高电阻率，减少涡流），进行退火，改善取向性和提高纯度等措施。国外有些硅钢片制造厂家（例如日本新日铁公司），使用激光束照射 HI-B 高导磁取向硅钢片，性能如图 11-2 所示。

对于铁等强磁性物体的内部，有被磁化的取向磁畴微小区域，而依靠来自外面的磁化力强制迫使这种微小区域的磁化方向整齐，材料被磁化。而异常涡流损耗与这种磁畴的宽度有关，宽度越小，涡流损耗就越小。晶粒越大，磁畴宽度越大，对于结晶方位整齐、晶粒较大的 HI-B 高导磁取向钢是不利的。若对钢板给预拉应力，磁畴宽度便会减少。HI-B 高导磁取向钢是利用表面拉应力效果来使磁畴宽度变小，从而使涡流损耗得到控制。采用激光束照射技术和制造过程中，在硅钢片表面机械压制小沟

槽技术的目的，是进一步促使磁畴细化来实现铁损的减少。对 HI-B 高导磁取向硅钢

表 11-1　非晶合金 2605SC 和 2605S2 及高导磁硅钢的比较

	特　性	2605SC	2605S2	高导磁硅钢片 Z-6H
电磁性质	铁损/（W/kg）（100℃）1.4T/60Hz	0.27①	0.21①	0.9①
	励磁特性/（VA/kg）（100℃）1.4T/60Hz	0.72①	0.37①	0.94①
	饱和磁通密度/T（100℃） 饱和磁通密度/T（25℃）	1.61① 1.51①	1.56① 1.49①	2.03 2.03
	固有电阻/μΩ·cm	125	130	45
物理机械性质	厚度/μm	30	30	300
	密度/（t/m³）	7.32	7.18	7.65
	占空积系数（%）	>75	>75	97
	结晶化温度/℃	475	550	
	居里点/℃	375	414	746
	硬度（Hr）	1052	900	210
热处理条件	温度/℃	365	400	780～820
	时间/h	2	2	2
	周围充气体	N_2	N_2	N_2

① 特性一览的读数取非晶态磁性材料的平均值；Z-6H 取一例。

表 11-2　单相 60Hz6600V/210～105V 室外油浸自冷式变压器（A 级绝缘）的规格和特性

额定容量		10kVA				30kVA		
变压器类别		非晶态铁心			高导磁硅钢片	非晶态铁心		高导磁硅钢片
铁心材料		2605SC		2605S2	G-8H	2605SC		G-8H
特性	铁损/W	11.8	11.8	8.6	40	33.1	30.1	93
	空载电流（%）	0.14	0.15	0.11	0.6	0.19	0.16	0.41
	负载损耗/W	170	172	173	170	390	390	369
	阻抗电压/V	187	181	181	151	360	361	296
	噪声/dB	36.5	33.6	35.3	34.5	41.1	33.5	38.4

（续）

额定容量		10kVA			30kVA	
变压器类别		非晶态铁心		高导磁硅钢片	非晶态铁心	高导磁硅钢片
铁心材料		2605SC	2605S2	G-8H	2605SC	G-8H
外形	长×高×宽/mm×mm×mm	430×400×485		490×475×685	605×585×715	610×515×820
	重量/kg	115		95	260	190

片的表面有规则地照射激光和机械压痕，实现磁畴的细化而减少损耗。日本采用激光束照射的 ZDKH 和机械压痕的 ZDMH 冷轧取向硅钢片，在磁通密度为 1.7T 时，单位损耗对 0.3mm 厚为 0.97W/kg，对 0.27mm 厚为 0.93W/kg，对 0.23mm 厚的只有 0.85W/kg，相当于普通硅钢片的 60%～80%。二者区别在于 ZDKH 硅钢片在退火后，激光照射的性能改进消失，因此，不能用于卷铁心；而 ZDMH 硅钢片退火后性能不变。

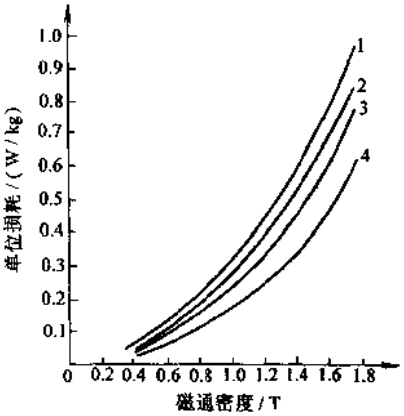


图 11-2 几种材料的单位损耗

1—0.3mm 高导磁硅钢片（含硅 3.25%）
2—0.23mm 高导磁硅钢片（含硅 3.25%）
3—0.15mm 改进型高导磁硅钢片（仅在试验室能生产） 4—对 0.15mm 改进型高导磁硅钢片在试验室内进行激光照射处理

11.1.3 HI-B 高导磁取向电工钢片

1. HI-B 高导磁取向硅钢片特性

磁感应强度 B_8 是指在 50Hz、800A/m 交变磁场强度（峰值）下的最小磁感应值（峰值）。

一般来说，将磁感应强度 $B_8=1.82T$ 左右的硅钢片称为普通取向电工钢片，记为"CGO"，而 $B_8=1.88T$ 及以上的高磁感取向电工钢片记为"HI-B 钢"。（高导磁又称高磁感）。

HI-B 取向铁心钢片与普通取向电工钢片在金属学上最大的不同点是其高斯方位织构度非常高。即在易磁化方向上的硅钢晶粒排列位向整齐度非常高（详见 8.1.2 节）。工业上采用二次再结晶过程制造的含硅量为 3%的电工钢片各晶粒的（001）位向并不是全部与轧制方向一致，而是略有偏差。普通取向电工钢片的这种偏差平均为 7°，而 HI-B 钢平均为 3°。由此可见，HI-B 钢的高斯方位织构度更高，其结果使 HI-B 钢有更高的磁导率，因此，在 800A/m 的磁场下可获得 $B_8=1.88T$ 及以上的磁感

应强度。

HI-B 钢的另一个特点是因钢片表面形成玻璃膜和绝缘涂层，因此，在钢片表面上附有比钢片本身更大的弹性张力，这可以改善钢板的磁性能。对普通取向电工钢片张力为 1～2N/mm²，而 HI-B 钢为 3～5N/mm²。

根据磁感应强度与磁滞损耗间的关系，提高了高斯方位织构度以及磁导率就可以降低铁损。另外，对钢带表面施以高张力层，可减少磁畴宽度，使畴壁移动变得容易，因而能够减少异常涡流损耗。由此可见，与普通取向电工钢片相比，HI-B 钢具有更低的铁损值。

2. HI-B 钢的使用效果

(1) 变压器大容量化和小型化　HI-B 钢是高导磁材料，由于其磁感应强度高，导致同一容量的变压器的效率得到提高。此外，由于低铁损的 HI-B 钢可以减少铁心的发热，冷却效率也会得到提高，可使变压器的小型化，一般情况下，可减少变压器的重量和体积为 20%。

(2) 降低变压器损耗　据对 120MVA 的变压器统计，采用 CGO 的产品空载损耗为 100kW。如果应用 HI-B 钢片，则空载损耗可减少到 75kW。

(3) 声级水平　变压器铁心产生的噪声就是交流磁致伸缩现象。HI-B 钢是低铁损材料，同时也是低磁致伸缩材料，采用 HI-B 钢的变压器能够降低噪声水平。对 10MVA 变压器的测试表明，使用 CGO 和 HI-B 钢，其噪声分别为 54dB 和 48dB。

为了搞清不同高导磁电工钢片对铁心改善磁性能的影响，定襄变压器厂对日本产高导磁硅钢片 35RG155 为铁心材料的变压器进行了试验。发现以 35RG155 硅钢片为材料，不及用 35Z145（也是日本产）硅钢片为材料对磁性能的改善幅度大，这是因为两种电工硅片取向性存在差异所致。在应用 HI-B 高导磁取向硅钢片中，如果采用新型铁心结构，磁性能将得到进一步的改善。充分认识不同型号取向电工钢片，对降低空载损耗、空载电流和噪声水平，提高磁饱和的特性的影响，在改型和开发变压器新产品中有一定的指导意义。

11.1.4　菱格上胶绝缘纸

随着变压器工业的发展，国内外变压器的更新换代速度逐渐加快。近年来，发达工业国家中小型变压器低压绕组已经基本上箔式化了，即使在高压绕组中原来的浸渍工艺亦逐渐为不浸渍工艺所代替。国内有关厂家先后装备了箔式变压器设备。而箔式绕组变压器及不浸渍绕组（如新 S9 型变压器）使用的关键绝缘材料——菱格上胶绝缘纸就迫切需要了。

1. 菱格上胶绝缘纸的性能

厚度为 0.125～0.5mm 的纤维绝缘纸的单面或双面可涂环氧树脂胶，胶层厚度为 0.0125～0.025mm，胶点布置尺寸如图 11-3 所示。

这种涂有胶点的纤维绝缘纸可作匝绝缘与层绝缘，在 21℃ 与 50%相对湿度下保存时不会变质，在其他条件下只能保存一年。这种纸在 120℃ 或 105℃ 分别烘焙 40

或 80min 后，胶层即可固化。

国产菱格上胶绝缘纸当被加热时，胶粘剂即可熔化，并开始固化，在 90℃ 烘干 3h，且 130℃ 烘干 6h 固化完成。绕组缠绕时，保持足够的张力，绕组外层用玻璃丝带扎紧即可。涂层在熔化和固化过程中仅有微量渗透于绝缘纸中。固化后各层纸粘固在一起，机械强度增加了，故用这种纸作匝绝缘时，抗短路机械力的能力提高了，可有效地防止短路时绕组各层位移，并可替代浸漆工艺。

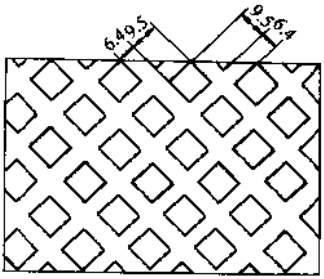


图 11-3 上胶纸胶点布置尺寸

2. 胶粘剂和纸基的选择

胶粘剂胶层的流动性应尽量低，固化时胶点尺寸应不发生变化，胶粘剂固化工艺与变压器烘干工艺基本一致。故选用环氧树脂作为胶粘剂的主体材料。环氧树脂胶粘剂固化体系（树脂、固化剂、催化剂、填加剂），一般要同时兼顾贮存期、耐热性等因素及结点胶的特殊要求。有些固化剂在常温下短时间内不溶于环氧树脂或通用溶剂，而当温度升高至某一值时，逐渐溶于所固化的树脂，并随之开始固化反应。这种固化体系固化剂是以颗粒状态分散于胶粘剂（胶液、胶膜）之中。应选用的固化剂在常温下可与环氧树脂及通用溶剂混溶，活性较一般叔胺小，作为环氧树脂的固化剂有较长的使用期，但一遇固化时加热，其官能团就变得很活泼，使环氧树脂迅速固化，固化物具有较高的抗冲击强度，固化产物受热无极性游离物质产生，热态电气性能良好。

美国的丹尼森公司及瑞士的魏德曼公司用成型纸作纸基，在造纸的过程中添加了三聚氰胺和聚丙烯酰胺等以提高纸的热稳定性。而国内选用电力电缆纸作为菱格上胶绝缘纸的纸基。两者的主要区别是国内电缆纸的抗振强度比国外纸基小 25%～30%，击穿强度小 33%。

菱格上胶绝缘纸的规格厚度有 0.08mm、0.13mm、0.17mm、0.20mm、0.25mm、0.38mm 等 6 种，幅宽有 625mm、960mm、1020mm、1100mm 等 4 种。

11.1.5 新导电材料导线

变压器使用的导电材料主要为铜铝两类。铜的高电导率品种有无氧铜，20℃ 时的电阻率为 0.0161Ω·m，是目前工业用铜导线电导率的 109%。铝的高电导率品种有电工铝，20℃ 时的电阻率为 0.028246Ω·m，是目前工业用铝导线电导率的 104.2%。这些品种对降低变压器产品的直流损耗有显著的效果。提高了导电材料在绕组中的填充率，增加了漆包线的应用。目前国内缩醛漆包圆铜线已形成一定的生产能力，国外纸包绝缘线已趋向使用较薄的纸绝缘组合。具体措施有：

1）采用优质的无氧铜电磁线，并控制其软化程度。

2）推广采用复合导线或换位导线，复合导线又称组合导线（见图 9-2），有关复合导线和换位导线（见图 9-1）的叙述请见 9.1.2 节。现在很多厂在较大容量变压器

中都采用复合导线或换位导线。

3）推行自粘上胶导线，采用自粘上胶导线，即在电磁线最外一层包纸上有胶，当烘干时会固化，使绕组粘成一个牢固的整体。

11.1.6　高密度绝缘材料和高强度电工层压木

用高密度绝缘材料制作的垫块、撑条、围板，可以减少收缩，保证绕组强度。电工层压木材质应坚持进行强度试验，以保证制作压板后对绕组的压紧力，并在短路时不致受力损坏。

11.2　新工艺的应用

11.2.1　阶梯叠铁心工艺

1. 概述

当今欧洲一些发达国家的变压器制造厂广泛采用阶梯叠铁心工艺，与我国采用传统的交错式叠铁心相比，在性能上有明显的改善。

从铁心结构上看，目前采用的“阶梯叠”有两种形式，一种称为“横向阶梯叠”，如图 11-4a 所示；另一种称为“纵向阶梯叠”，如图 11-4b 所示。至于阶梯的具体级数可取奇数 3、5、7 阶的序列，也可取偶数 4、6、8 阶的序列，如图 11-5 所示。

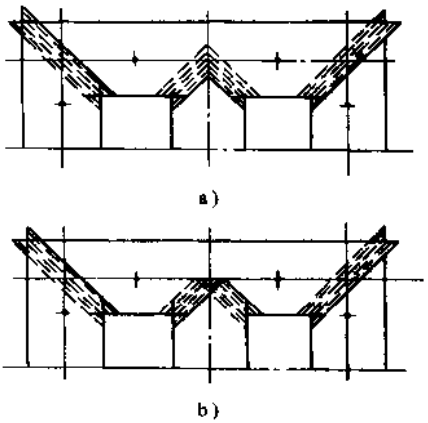


图 11-4　横向阶梯叠和纵向阶梯叠

a）横向阶梯叠　b）纵向阶梯叠

目前变压器铁心普遍采用交错式叠片，铁心叠片按一定距离相互错位，在交错区内形成两条平行的缝隙，如图 11-6a 所示。其中两个对应的接缝跨接一层叠片。由于空气的磁阻比硅钢片的磁阻高几千倍，因此，叠片中的磁通大部分从跨接叠片中通过。因此，在具有气隙的截面上，导磁截面积将减少 50%。在此区域内，很大部分的磁力线就不能顺利地从柱片通过气隙到达相邻的轭片，这就导致在这插叠的区域内损耗增大。变压器的空载损耗主要由基本损耗、接缝损耗及剪

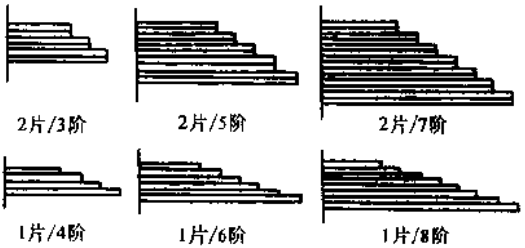


图 11-5　“阶梯叠”若干种阶数的端部示意图

切边损耗组成。除基本损耗外，接缝损耗所占的比例较大，剪切边损耗较小。接缝损耗与局部磁通密度，尤其是接缝区域密切相关的磁通密度有关。由于受到接缝间隙的影响，局部磁通密度升高，导致铁心局部损耗增加。

随着铁心接缝级数的增加，铁心接缝区域内的空载损耗和空载电流逐步降低，叠片种数随着叠片级数的增加而增加，经过生产实践，认为110kV级变压器采用单片叠五级接缝是比较合适的，其生产效率比普通二级或三级接缝要高。

采用"阶梯叠"方式，每阶错开一个相等的距离，如图11-6b所示。以7阶为例，在插叠区域内的某一断面上，气隙所占的部分大约为14%。这样，截面内的磁力线在穿过垂直方向上的气隙之前，立即避开气隙而拐入相邻的叠片，使磁路平顺畅通，空载损耗就减少了。

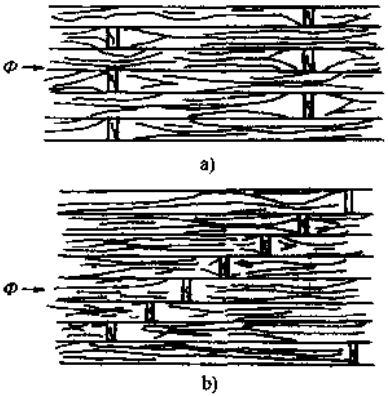


图11-6 交错叠的接缝断面气隙状况和"阶梯叠"的接缝断面气隙状况

2. 实现"阶梯叠"的生产装备

德国乔格公司生产了带有CNC控制和"阶梯叠"软件系统的横剪线，能进行自动剪切并叠装整个心柱和铁轭，自动完成各种类型的"阶梯叠"。由于采用定位针，提高了叠片堆叠的精度。剪好的三个铁心柱被准确地放置在专用的翻转叠装台上，按要求插好下铁轭。上铁轭待绕组套装好后再插上。这种生产线能整台地制造出按"阶梯叠"方式叠好的变压器铁心的心柱和铁轭。德国乔格公司TBA/M/H800×5000型全自动铁心横剪线，用于加工硅钢片，剪切最大长度为5000mm，宽度为800mm，毛刺小于0.03mm，一次性可完成±45°三种角度的片型加工，能够自动剪切完成三、五、七级阶梯接缝硅钢片。

当然，利用一般的生产装备也可以实现"阶梯叠"工艺。一种方法是在铁心片的端角上切去不同的偏移量，然后使用挡块叠出"阶梯叠"的铁心；另一种方法是在不同的位置上冲出定位孔，此时孔距中含有"阶梯叠"要求的偏移量，能叠出整个心柱。由于定位棒能准确地定位，在叠片过程中无须进行尺寸控制。定位孔的大小取决于心片的尺寸，一般定位孔直径为8～16mm。整个剪切、叠装和铁心装配过程应在轻柔的条件下进行。

3. 中小型"阶梯叠"与"交错叠"的空载损耗实测比较

制造6台重量均为750kg的铁心，形状为三柱矩形，3台采用"阶梯叠"，每组5阶，每阶两片，另3台按传统交错式两片一叠。硅钢片材质是：当磁通密度等于1.7T时，硅钢片损耗的保证值为1.11W/kg、实测值是1.08W/kg，片厚为0.3mm，叠片系数为0.96。在磁通密度为1.8T时，测得的空载损耗值见表11-3。

表 11-3　磁通密度为 1.8T 时的空载损耗实测值

变压器	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
“交错叠”空载损耗/W	1160	1157	1154
“阶梯叠”空载损耗/W	1068	1088	1086
空载损耗降低百分数（%）	6.2	5.96	5.89

由表 11-3 可见，“阶梯叠”铁心的空载损耗平均下降 6.02%。这是磁通密度约为 1.8T 时（即在 1.4T<B<1.8T 范围内）所测得的数据。实测的空载电流，“交错叠”为 0.14%，“阶梯叠”为 0.098%，降低 30%。

另外，对 6 台重量为 125kg，形状、材质、片厚、叠片系数均与上述相同的两种不同叠法的铁心，在磁通密度为 1.75T 时的实测结果列于表 11-4。

表 11-4　磁通密度为 1.75T 时的空载损耗实测值

变压器	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
“交错叠”空载损耗/W	193	191	196
“阶梯叠”空载损耗/W	181	182	184
空载损耗降低百分数（%）	6.2	4.7	6.1

“阶梯叠”空载损耗平均降低 5.7%。一般采用“阶梯叠”时，全部阶梯错位的总宽度应小于片宽的 10%，这样做的效果较好。

另外“阶梯叠”铁心的噪声值能下降 6%，在这么高的电磁感应条件下，噪声还能明显地降低，其原因说明如下。

在“阶梯叠”的情况下，插叠区内某一断面的接缝气隙大大减少，磁力线能垂直地进入相邻的叠片，此时作用在轭片上的电磁力就很小，接缝部位硅钢片中磁密降低，磁滞伸缩小。这样，变压器的噪声就明显地降低了。

4. 大型变压器产品的实测比较

对 4 台大型变压器（其中两台用传统交错叠法，两台用“阶梯叠”）进行比较。

（1）变压器的基本参数　正常容量为 25MVA，型式容量为 40MVA，高压为 60kV，中心距为 1250mm，柱长为 1600mm，柱直径为 ϕ518mm，铁心形状为三柱对中 16 级。

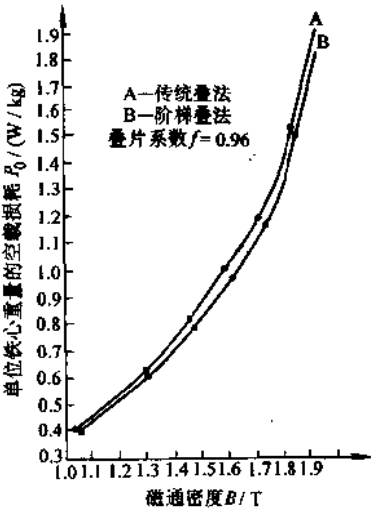


图 11-7　不同叠法变压器在不同磁密下单位铁心重量的空载损耗对比曲线

叠片方式："交错叠"两片一叠，中心错位25mm；"阶梯叠"为每组5阶，每阶两片，每阶错位5mm。

硅钢片材质：当磁通密度为1.7T时，材料的单位重量损耗保证值为1.11W/kg，实测值为1.05W/kg，片厚为0.3mm，叠片系数为0.96，工作磁通密度为1.75T，铁心重量为15523.5kg。

(2) 空载损耗比较结果　两台传统"交错叠"见表11-5。两台"阶梯叠"见表11-6。

上述结果表明，"阶梯叠"铁心只有在较高磁密（1.4～1.8T）的情况下才显示出优越性。当磁通密度在1.6～1.8T范围内，空载损耗可降低6%。图11-7中的两条曲线是按表11-5和表11-6绘成的，表示两种不同叠法的变压器在不同磁通密度下单位铁重的空载损耗值。至于空载电流，当励磁为100%（即$B=1.75T$）时，传统"交错叠"$I_0=0.115\%$，"阶梯叠"$I_0=0.085\%$，下降了26.1%。

表11-5　传统叠法变压器在不同磁通密度下的空载损耗实测值

磁通密度 B/T	励磁比率 (%)	变压器Ⅰ		变压器Ⅱ	
		P_0/kW	p_0/（W/kg）	P_0/kW	p_0/（W/kg）
1.05	60	6.40	0.412	6.43	0.414
1.226	70	8.66	0.568	8.69	0.568
1.402	80	11.66	0.751	11.72	0.755
1.577	90	15.17	0.977	15.24	0.982
1.664	95	17.31	1.115	17.32	1.116
1.752	100	20.03	1.293	19.98	1.291
1.84	105	23.36	1.515	23.66	1.524
1.927	110	29.37	1.892	28.75	1.872

注：P_0为铁心空载损耗，p_0为单位铁心重量的空载损耗。

表11-6　"阶梯叠"法变压器在不同磁通密度下的空载损耗实测值

磁通密度 B/T	励磁比率 (%)	变压器Ⅰ		变压器Ⅱ	
		P_0/kW	p_0/（W/kg）	P_0/kW	p_0/（W/kg）
1.05	60	6.30	0.406	6.34	0.408
1.226	70	8.48	0.546	8.52	0.548
1.402	80	11.08	0.714	11.13	0.716
1.577	90	14.33	0.923	14.41	0.928
1.664	95	16.30	1.05	16.36	1.05
1.752	100	18.89	1.217	18.78	1.209
1.84	105	22.66	1.46	22.1	1.423
1.927	110	28.72	1.85	27.39	1.764

5. "阶梯叠"中每阶片数对降损的影响

上述"阶梯叠"中每阶均是两片。若改为每阶一片，铁心的空载损耗还会降低 3% 左右。实验表明，铁心的空载损耗随着每阶片数的增长而加大，如图 11-8 所示。图 11-9 表示材料厚度为 0.3mm 的硅钢片，在不同磁感应强度（1.0～1.8T）下，每阶三片和每阶五片与每阶一片比较时，空载损耗增大的比率。当 $B=1.7T$ 时，五片一叠的空载损耗比单片叠高 17%；三片一叠比单片叠的空载损耗高 7%。由此可见，采用"阶梯叠"可以降低空载损耗 6%。噪声可下降 3～4dB。

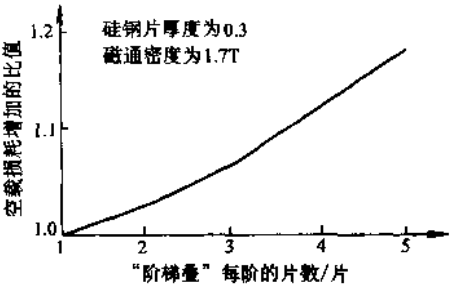


图 11-8　"阶梯叠"中每阶片数增加引起空载损耗增大的比值曲线

简易阶梯接缝铁心能较好地改善交错接缝铁心在接缝处的磁性能，起到节约能源，提高供电质量，减轻噪声环境污染和增加材料利用率的作用。它具有良好的工艺性，是目前三相三柱式铁心中，用阶梯形接缝取代交错接缝的较好的结构形式。

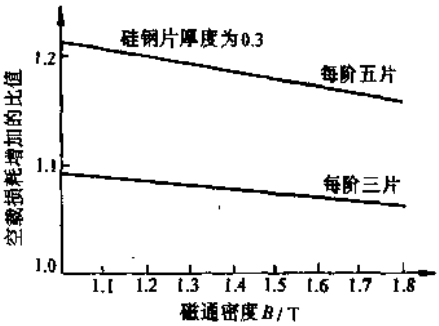


图 11-9　"阶梯叠"中每阶五片或三片在不同磁密下与每阶一片比较时空载损耗增大的比值曲线

11.2.2　圆柱矩轭铁心的应用

目前，S9 型等系列低损耗电力变压器均采用 45°全斜接缝无穿孔柱轭圆形等截面铁心。该形式铁心比原直接缝铁心在降低空载损耗方面有显著的效果，但其铁心高度增加，搭接面积减小，机械强度下降，铁轭表面呈弧形，使夹紧困难（拉带夹紧力不平行）。为此采用圆心柱、矩形轭结构的铁心，见图 11-10 所示。

采用圆柱矩轭铁心有以下优点（以 100kVA 配电变压器为例）：

(1) 降低了铁心高度　由于原轭最大片宽为 120mm，现片宽统一为 100mm，故铁心高度降低 40mm，从而降低了变压器的整体高度。

(2) 节省材料，减轻重量　从图 11-10 可见，心柱除最大片宽的第一级外，其余各级铁心柱长度均有不同程度的缩短。经计算，本规格铁心净重可减轻 6kg（3%）。另外，由于铁心高度降低 40mm，可节省变压器油 7.9kg（6%），箱壁钢板减轻 2.5kg（5%），整台变压器减轻 17kg（2.77%），总成本下降 1.2%。

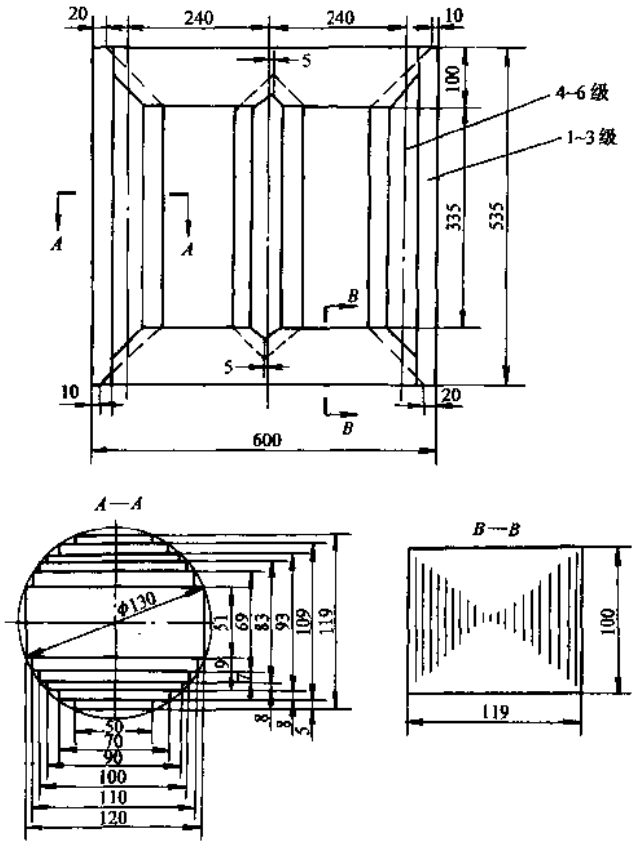


图 11-10 圆柱矩轭铁心

(3) 简化夹紧装置，增强机械强度 矩形铁轭表面平整，取消拉带改用螺杆直接拉紧，其拉紧力大大加强，同时，矩形轭和夹件的接触面比圆形轭时大（见图 11-11）。由此可知夹紧效果图 11-11b 优于图 11-11a。

(4) 外形美观，工艺简单 改用矩形轭铁心后其 45°接缝截面积为

$$(14.1\times8.3+12.7\times1.0+9.9\times1.6+7.1\times1.0)\ \mathrm{cm}^2=152\mathrm{cm}^2$$

而柱轭等圆形铁心 45°接缝截面积为截面积× $\sqrt{2}$ −1.0×铁心厚度，即

$$(120.2\times\sqrt{2}-1.0\times11.9)\ \mathrm{cm}^2=158\mathrm{cm}^2$$

两者比值为 152/158=0.962，则矩形轭 45°斜接缝截面积约减少了 4%。为了验证改形后铁心对温升、空载损耗及空载电流的影响，韶关变压器厂试制了二台矩形轭 100kVA/10kV 样机，并用二台改型前的 100kVA/10kV 作参照（除铁心外，四台变

压器主要零部件完全一样）。做温升试验时，温度计放置如图 11-12 所示，且处于磁通密度最高的最大级位置（即叠厚中值）。

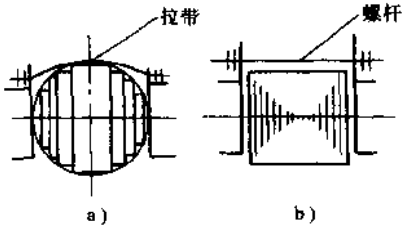


图 11-11　圆形轭拉紧装置和矩形轭夹紧装置
a）圆形轭拉紧装置
b）矩形轭夹紧装置

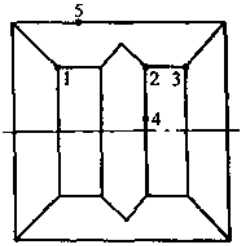


图 11-12　温升试验温度计放置位置

图 11-12 中，1、2、3 位置测接缝区温度，位置 4 测柱温度，位置 5 测轭温度。试验后各点温度及两种型式铁心温度差异不大，证明温升正常。

空载电流及空载损耗试验分二次进行，第一次是叠装后，主要考核接缝面积不同的差异；第二次是套装后，目的是考核二种形式的铁心插片工艺差异。具体数据见表 11-7。

从表 11-7 可知，矩形轭铁有良好的经济效益。

表 11-7　空载电流及空载损耗试验结果

台别	第一次		第二次	
	I_0（%）	P_0/W	I_0（%）	P_0/W
A_1（圆轭）	1.16	297	1.12	324
A_2（圆轭）	1.1	285	1.13	315
B_1（矩轭）	1.12	285	1.11	312
B_2（矩轭）	1.19	288	1.16	321

11.2.3　铁心自动叠装生产线

自动叠装生产线，是在已有的横剪生产线的后段进行改进和增加分片段（分配站）、运片段和叠片台（叠片站）而成，用于叠装单个边柱、中柱或下轭。有的经运片段到达一个能装整个铁心(不含上铁轭)的叠装台。这样从一头的条料开卷机开始，经冲孔、冲 V 槽、横剪（摇摆剪或两台不同方位的斜剪）、分片、运片，到最后叠装成一个柱（轭）或一个铁心为止，完全实现全自动智能控制，使产品的生产效率和质量大为提高。图 11-13 为一条三柱铁心自动叠装生产线。

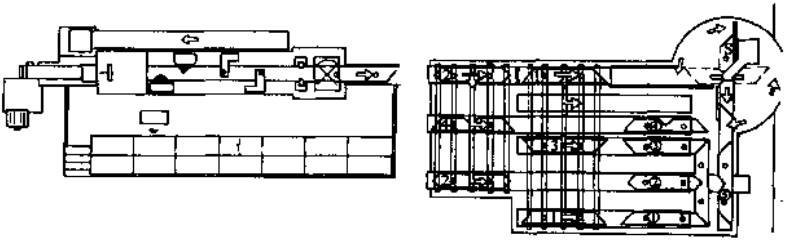


图 11-13 三柱铁心自动叠装生产线

现将与普通横剪生产线不同和增加的部分做一介绍。

1. 开卷机

一般的横剪生产线的开卷机，同时只能装 1～2 卷卷料，一卷用于正在剪切的料，另一卷用于预装，其目的是减少预装时间。但是铁心自动叠装生产线的开卷机，根据铁心叠装所用的不同片宽，按计算机指令及时提供这种片宽的条料，需要开卷机能装 2、4、6 卷，甚至 8 卷的料，故较一般开卷机结构复杂。有的开卷机，为了节省装料时间，还附有从各种宽度的卷料存放处自动给开卷机装料的装置。

2. 分料机构

一般的横剪生产线的分料机构，大致分为上下分料或前后分料两种。但是由于铁心自动叠装的片型很多，所以应根据铁心情况配置不同的分料机构和传送机构。分料机构根据不同叠片运送路线而发出不同的指令，使各种叠片到相应的叠片台，再把已叠好的柱、轭送到有关地方或送到叠装台。

3. 叠片台和叠装台

它们统称为叠积站。由计算机控制将叠片送到指定的地方。叠片台一般同时有 6 个及以下，每组叠片用（或不用）定位销而最后叠成阶梯缝铁心。叠片的片数和厚度由计算机预先设置。当缺片或厚度太小时，计算机会发出指令进行自动补偿。

4. 控制系统

由计算机智能或柔性控制自动叠片生产线。新进的德国乔格公司横剪线，具有（或稍加改进）阶梯缝硅钢片的剪切功能。该系统的各个传感器信号，经采集处理，再由控制系统发出指令到执行机构，完成各项工作。

目前铁心自动叠装生产线设备较贵，所以只用在小型铁心上。对需要采用阶梯缝铁心生产的厂家，采用这种生产线较好。

11.2.4 铁心硅钢片的专业生产

过去我国引进和重复引进了 60 多条各种德国乔格剪切生产线，不仅造成基建投资过大，而且造成设备使用不足。在日本、德国，铁心剪切生产线也只有几个大公司才有，一般小厂都从当地的专业生产厂按合同定期、定量、定规格订购已剪切好的铁心片，进厂后只进行选片、叠装即可。这样不仅可以减少设备的投入和工资支付，而

且还可以达到节约材料、降低成本和保证质量的目的。

国外有关情况简介如下：

1）日本常陆钢铁加工中心，采用本公司生产的宽度为 1220mm、重量为 11t 的卷料，专门剪切和供应厚度为 0.23～0.50mm、宽度为 30～1150mm、长度为 50～5000mm 的各种标准形状和尺寸的铁心片。由于使用大长料、大宽料套裁，提高了材料的利用率，降低了成本，所以用户感到比自剪合算。

2）由于专业厂采用国际最先进剪切生产线和高质量的刀具，由专门培训的操作人员操作，片质量远比各厂自制的好。而且一旦出现质量问题，可以向专业厂退货，故质量有保障。

3）专业厂为了不致因退货、包换而造成经济损失，在提高质量、降低成本，做了许多工作。例如：

① 铁心片剪切后，进行分类编号，尖角处用尼龙的特制保护套保护，装料板上面铺上齐平的枕木以防磕伤变形，然后用塑料布包裹，用粘带封死防灰尘落入。

② 建立专门的铁心片仓库，并有相应的防潮、防锈等设施。如仓库是一个防潮、空调的塑料充气棚，内设积木式铁心片货架。货架是由标准的单层（装料板）支撑逐层堆积而成。装有铁心片成品的装料板放在每层的支撑上，并用尼龙绳将铁心片堆连同装料板一起同支架绑牢。

③ 仓库可实行定置管理，计算机检索，帐物卡始终保持一致。需要时，可以随时吊运。

④ 发运时，设有专门货架的汽车，专供送货，确保沿途安全可靠，以免产生铁心片打滑、错位或堆码倒塌等事故发生。

目前我国已有几个铁心片专业化生产厂家，为各变压器厂家提供阶梯接缝等变压器用的各种铁心片。

11.2.5　用激光刀作切割刀

用激光刀对硅钢片做纵向或横向、曲线切割、打孔或对硅钢片模具做切割。德国乔格公司已应用在纵剪生产线上，使切割速度提高了 10 多倍。

11.2.6　绕组整体套装

经过对短路事故损坏的绕组分析，认为事故原因多为绕组在组装过程中其轴向及幅向未紧固所致。所以许多国内外厂家都采用绕组的整体套装工艺。除采用硬纸筒外，绕线完工后，绕组抽真空干燥后，将一相的全部绕组连同绝缘件套装在一起，调整轴向高度至设计尺寸，进真空罐进行恒压真空干燥，最后整体套于铁心柱上。这样，既缩短了绕组在空气中暴露的时间，又可保证各电压绕组同时能均匀压紧，一般用于大型变压器。

11.2.7　绕组用恒压装置压紧处理

绕组预压整形和整体套装都应采用恒压装置，以保证绕组始终在恒定压力下干燥。要防止干燥过程中，绕组、垫块收缩而使压力降低。目前，一般用蝶形弹簧的带

压装置在干燥过程中只能保持压力在弹簧变形的范围内。

11.2.8 采用垫块预压

国内目前大多为低密度纸板，预压干燥压缩量过大，较难控制绕组高度。为此应改用高密度纸板或将纸板在压力机上预压或在专用的滚压机上预滚压。

11.3 改进技术的应用

11.3.1 采用椭圆形绕组

挪威国民工业公司的配电变压器，采用椭圆形铁心和绕组配合矩形波纹油箱的结构因而节材、节资。与传统的圆形或矩形截面的铁心相比较，椭圆形铁心截面的设计更为优越。这是因为随圆形铁心的整个高度和宽度都比圆形铁心小，从而减小了铁损。图 11-14 是两种铁心的心柱宽度比较。图 11-15 是两种铁心的轭高比较。从图中可看出，椭圆形铁心的铁轭中心与柱中心的距离都缩短了，整个铁心的高度和宽度也减小了，这就缩短了磁通的回路。

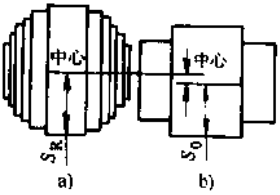


图 11-14 铁心柱宽度的比较

a）圆形截面 b）椭圆形截面

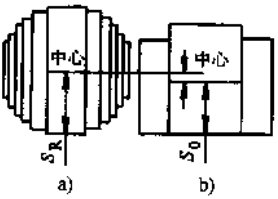


图 11-15 铁轭高度的比较

a）圆形截面 b）椭圆形截面

圆形绕组承受径向短路力的能力最佳。而矩形绕组则需附加径向紧固，才能防止因径向短路力的作用而产生的绕组变形。

椭圆形绕组综合了上述两种绕组的特点，既能像矩形铁心那样减少铁心的重量，又能像圆形绕组那样，有足够的刚度，以抵抗径向的短路力，而无需附加额外的夹紧。

11.3.2 采用半油道结构

在新 S9 型配电变压器和新结构的部分变压器中，采用新式的半油道结构来代替传统的纵向全油道结构。

为了散热，以往高压层式绕组一般在 1/3 层数处留有全圆周的纵向油道。半油道结构是绕组在靠近铁心柱、轭处不留纵向油道，而在铁心两侧即油箱长轴两侧的高压绕组圆周上 90°～120°扇形范围内布置纵向油道，一般仍可放在 1/3 高压层数处，如图 4-21 所示。这样可提高窗口填充系数而节材节资。当然这种结构是以新型结构变压器的损耗较低、温升较低而对散热要求没有以前高为前提的。

11.3.3 解决直流电阻不平衡率问题

1. 概述

三相变压器绕组的直流电阻不平衡率是变压器测试中的一项重要性能参数，国

标 GB6451—1999 中规定，对于 10kV 级及以下电压等级，容量在 1600kVA 及以下的三相油浸式电力变压器，其相直流电阻不平衡率为 4%，线直流电阻不平衡率为 2%。并注明"如果三相变压器的直流电阻值由于线材及引线结构等原因超过规定时，除应在出厂试验记录中给出具体实测值。尚应写明引起这一偏差的原因，使用单位应按出厂实测值进行比较"。

就生产厂而言，变压器直流电阻不平衡率超标问题容易出现，尤以 630～1000kVA 变压器的低压直流电阻不平衡率超标为最多。据某厂年质量统计显示，该类产品的超标台数占所有直流电阻不平衡率超标台数的 84%，占 630～1000kVA 变压器生产台数的 21%。

2. 原因分析

对 630～1000kVA 变压器，直流电阻不平衡率超标的 19 台产品进行调查分析，结果见表 11-8。从表中不难看出，造成低压直流电阻不平衡率超标的主要原因是其自身的引线结构造成的。

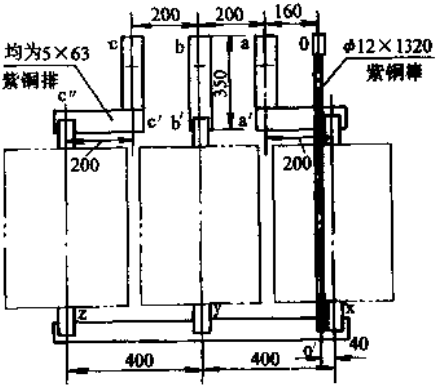


图 11-16　引线结构

下面以 1000kVA 的变压器为例，对其低压引线的结构进行分析（见图 11-16）。首先分别计算各段引线的电阻和平均相电阻。

由计算单查得 75℃ 时绕组的电阻值

$$R' = 0.0007395\Omega$$

表 11-8　630～1000kVA 变压器直流电阻不平衡率测量结果

故障原因	直流电阻不平衡率	台数	百分比（%）
线材	测绕组时＞3%	1	5.5
引线结构	测绕组时≈0%　测器身时≥4% 测绕组时≤3%　测器身时≥4%	16	83.5
虚焊	测绕组时≤3%　测器身时≫4%	1	5.5
装配	测器身时＜4%　测成品时＞4%，且不稳定	1	5.5
合　计		19	100

注：厂内控标准规定：三相绕组的直流电阻不平衡率应≤3%。

0相引出线电阻值

$$R_{00'}=\rho_{75℃}\frac{L_{00'}}{S_{00'}}=0.02135\times\frac{1.32\times4}{12^2\times3.14}\Omega$$
$$=0.0002492\Omega$$

C′-C″段铜排电阻值

$$R_{C'C''}=\rho_{75℃}\frac{L_{C'C''}}{S_{C'C''}}=0.02135\times\frac{0.2}{5\times63}\Omega$$
$$=0.00001356\Omega$$

平均相电阻

$$\overline{R}=\frac{1}{3}(R_a+R_b+R_c)=R'+R_{00'}+\frac{1}{3}R_{C'C''}$$
$$\times\left(\frac{350+200+40}{200}+\frac{350+360}{200}+\frac{350+200+760}{200}\right)$$
$$=0.001048\Omega$$

假设三相绕组的直流电阻均相同，即$R'_a=R'_b=R'_c$，则引线结构所产生的相电阻不平衡率计算如下（见图11-16）：

$$\frac{R_c-R_b}{\overline{R}}=\frac{200+400}{200}\frac{R_{C'C''}}{\overline{R}}=3.9\% \tag{11-1}$$

$$\frac{R_c-R_a}{\overline{R}}=\frac{760-40}{200}\frac{R_{C'C''}}{\overline{R}}=4.7\% \tag{11-2}$$

$$\frac{R_b-R_a}{\overline{R}}=\frac{360-240}{200}\frac{R_{C'C''}}{\overline{R}}=0.8\%$$

由上述计算结果，可以得出以下几点结论：

1）当三相绕组的直流电阻非常接近时（见图11-16中假设三相绕组电阻相等），由于引线结构的影响，低压a、c两相电阻不平衡率容易超标。

2）由式（11-1）、式（11-2）可以看出，如果三相绕组电阻不等，c相套装的是三个绕组中电阻值最大的绕组时，由于引线结构的影响，会使相电阻不平衡率超标加剧。

3）因630～1000kVA变压器的低压引线具有同类型的结构，故也有类似的结果。

3. 解决方法

1）为了达到降低R_c-R_a的目的，将图中的焊点o′移近y点，以减少c相引线电阻，如图11-17所示。

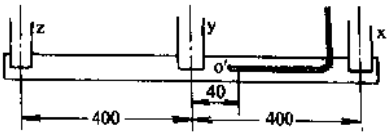


图11-17 移动零线焊点

2）为了避免电阻不平衡率的加剧，在器身套装时，将三个绕组中电阻值最大的绕组套在b相。

经采取移动零线焊点o′的位置和b相套装电阻值较大的绕组这两项措施后，可

解决 630～1000kVA 变压器低压直流电阻不平衡率超标的问题。而且方法简单，效果理想，有利于提高产品的质量。

11.3.4　不同硅钢片搭配使用的性能变化

1. 试验方法

在变压器厂生产实践中，常将几种牌号不同的硅钢片混用，以便充分利用现有材料，加快生产周期。

为了研究冷轧取向硅钢片搭配使用的情况，试验中选用的样品有日本 Z10、RG10，德国的 M5、M6，武钢的 DQ151 等牌号，厚度为 0.35mm 的 5 副样品，测试了 10 组数据。试验分为并接混用、对称串接混用、交角串接混用（见图 11-18），间隔方式有一片、二片、三片、四片、不同牌号各半等五种类别；材料配比 1∶1；试样尺寸长度为 280mm，宽度为 30mm；试样质量约为 1kg；试验频率为 50Hz；试样所有条片均取平行于轧制方向，即全直片，测试的性能有比铁损（$p_{1.0/50}$、$p_{1.5/50}$、$p_{1.7/50}$），无功电流（$I_{1.0/50}$、$I_{1.5/50}$、$I_{1.7/50}$）和磁感应强度（B_5、$B_{7.5}$、B_{10}、B_{15}、B_{20}、B_{25}、B_{50}、B_{100}共 8 点），测试仪器为湖南娄底电子研究所生产的 TPS-500M 型硅钢测量装置。方圈为 25cm 全补偿爱泼斯坦方圈，方圈中试样以双搭接形式相互搭接，并在磁路四角搭接处施加 1N 的压力。

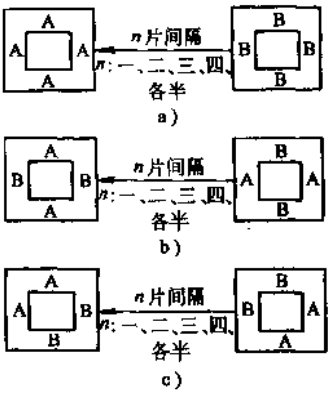


图 11-18　爱泼斯坦条样混用搭接示意图

a）并接混用图　b）对称串接混用图

c）交角串接混用图

2. 测试结果与分析

M5 与 Z10，M5 与 M6 两组样品部分数据的变化率见表 11-9。

由表列的数据可见：

1）无功电流与比铁损相比，取向硅钢片不同组合搭配性能的变化较敏感。比铁损变化约在±5%，无功电流变化约在±20%。

2）Z10 牌号与其他牌号的取向硅钢片搭配使用，其无功电流的变化率高达±20%。原因是 Z10 的幅值磁导率 μ_s 较高，而 μ_s 一般对搭配组合较为敏感。

3）幅值磁感应强度 B 的变化率较小，原因是磁化场强取得较高，已接近饱和了。估计在低于 500A/m 以下的部分，变化会较大。

4）三种搭配形式，五种组合方式，相互间性能的差别不明显，没有一种显得更为优越。其性能一般可视为两种硅钢片性能的平均值。

由大量的试验和数据分析得出的结论是：对不同牌号冷轧取向硅钢片的搭配使用，没有发现一种最佳的搭配方式，其性能一般可视为两种冷轧取向硅钢片性能的体积平均。

表 11-9 测试性能变化率表

试样名称	产地	厚度/mm	试验项目	并接				
				一片	二片	三片	四片	各半
M5	德国	0.35	比铁损	−2.23	−2.29	1.24	−2.16	−2.42
			($p_{1.7/50}$)	1.84	1.77	5.46	1.91	1.64
Z10	日本		无功电流	−15.91	−15.89	−15.26	−15.26	−16.11
			($I_{1.7/50}$)	20.42	20.45	21.34	21.34	20.13
M6	德国	0.35	比铁损	0.06	−1.49	0.93	−2.60	−2.48
			($p_{1.7/50}$)	5.76	4.13	6.68	2.95	3.08
M5			无功电流	−7.96	−6.66	−6.84	−6.02	−6.94
			($I_{1.7/50}$)	3.02	4.48	4.28	5.20	4.16

试样名称	产地	厚度/mm	试验项目	对称串接				
				一片	二片	三片	四片	各半
M5	德国	0.35	比铁损	0.46	−2.49	−1.05	−2.16	0.20
			($p_{1.7/50}$)	4.64	1.57	3.07	1.91	4.37
Z10	日本		无功电流	−17.30	−16.40	−15.18	−14.71	−9.80
			($I_{1.7/50}$)	18.43	19.71	21.47	22.14	29.17
M6	德国	0.35	比铁损	−2.73	−2.73	−2.42	−3.28	−3.04
			($p_{1.7/50}$)	2.82	2.82	3.14	2.23	2.49
M5			无功电流	−5.71	−4.88	−6.23	−6.04	−3.57
			($I_{1.7/50}$)	5.54	6.47	4.97	5.17	7.94

试样名称	产地	厚度/mm	试验项目	交角串接				
				一片	二片	三片	四片	各半
M5	德国	0.35	比铁损	−2.36	−2.42	−2.29	−1.77	−2.29
			($p_{1.7/50}$)	1.71	1.64	1.77	2.32	1.77
Z10	日本		无功电流	−15.99	−16.19	−15.85	−15.38	−12.88
			($I_{1.7/50}$)	20.30	20.01	20.51	21.18	24.75
M6	德国	0.35	比铁损	−0.74	−3.04	−2.91	−3.04	−3.22
			($p_{1.7/50}$)	4.91	2.49	2.62	2.49	2.29
M5			无功电流	−5.59	−6.44	−6.00	−5.98	−4.52
			($I_{1.7/50}$)	5.68	4.73	5.22	5.24	6.87

11.3.5　一种新的 D 联结方法

对于 D 联结的变压器，在进行引线的结构设计时，一般习惯于将三相绕组绕成同一绕向，然后进行首尾相连，如图 11-19 所示。

可以看出，出头 A 与 Y、B 与 Z 是连在一起的，但它们之间必须通过较长的引线进行连接。如果将 B 相的出头 Y 与 B 倒过来的话，显然出头 A 与 Y 及 B 与 Z 之间的连接就大大简化了。于是就得到了一种新的接线方式，如图 11-20 所示。

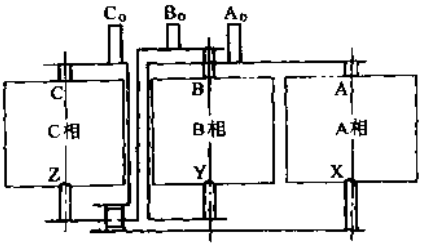


图 11-19　传统的引线连接方式

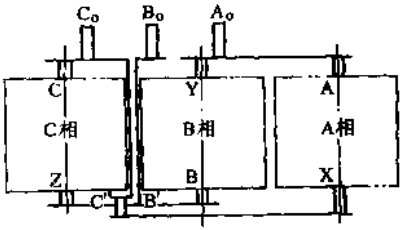


图 11-20　新的引线连接方式

将图 11-20 与图 11-19 进行比较可以看出，在接线方式上，图 11-20 比图 11-19 简单了许多，且 B、C 相之间由原来的三根竖直引线变成了两根。

但采用这种接线方式时，必须注意以下几点：

1）由于 B 相绕组 B 出头在下部，为了使三相绕组产生的磁通方向一致，B 相绕组的绕向必须改变，即如果 A、C 相绕组为左绕向时，B 相绕组必须为右绕向；反之，如果 A、C 相绕组为右绕向时，B 相绕组必须为左绕向。

2）因为 B 相引出线（B_0B'）上流过的是线电流，而 CC′引线上流过的是相电流，所以这两根引线的截面积不一样，相差 $\sqrt{3}$ 倍。

3）综合考虑到三相电阻平衡等其他因素，对于电流较大的变压器，最好不要采用这种接线方式。因此，这种接线方式主要用于容量为 31500kVA 及以下的变压器。

衡阳变压器厂对部分 31500kVA 及以下的变压器采用了这种接线方式，取得了较好的效果。

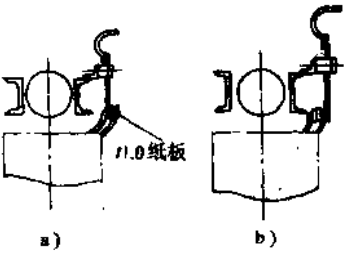


图 11-21　低压引线
a）改进前　b）改进后

11.3.6　配电变压器低压引线的改进

传统的 500kVA 以下的配电变压器低压 0.4kV 引线铜排，一般是线端 a、b、c 在夹件侧，而中性点连接铜排则放在靠箱壁侧，如图 11-21a 所示。这种结构给铜排的焊接带来诸多不便。因此，如果将首端引线铜排与中性点连接铜排倒换一下位置，即将中性点连接铜排放在内侧，而将首端铜排放在外侧，如图 11-21b 所示，这样，会给铜排的

焊接带来很大的便利。但这种结构要求低压绕组必须变换绕向，即由原来的左绕向变为右绕向。

11-3-7 变频调速绕线机

1. 结构和原理

由于绕组的形式、匝数、导线截面、并绕根数等的不同，要求其绕制的速度、转矩也不同。因此，要求绕线机速度可调范围大，调节方便，并具有较平稳的起动特性和制动特性；在以不同的速度绕制时，都应具有足够的转矩。而目前大多数中、小型绕线机，都不具备这种特点。为此可以将目前广泛使用的变频调速技术引入到绕线机中，以符合上述绕制中的要求。下面介绍长沙顺特变压器厂该技术的应用情况。

根据绕组在绕制过程中对速度、转矩、起动特性和制动特性等要求及对使用的ZR型绕线机的技术参数和性能的分析，决定利用变频器替代传统绕线机的齿轮变速和电磁离合器制动。变频器采用模拟电压频率（V/F）控制和采用外接能耗制动电阻的直流制动，使绕线机在电动机的不同频率下均可获得较稳定的运行。以下通过与ZR型绕线机的对比，说明其结构、工作原理和特点。

（1）机械传动部分　如图11-22a所示，变频调速绕线机的传动路线为

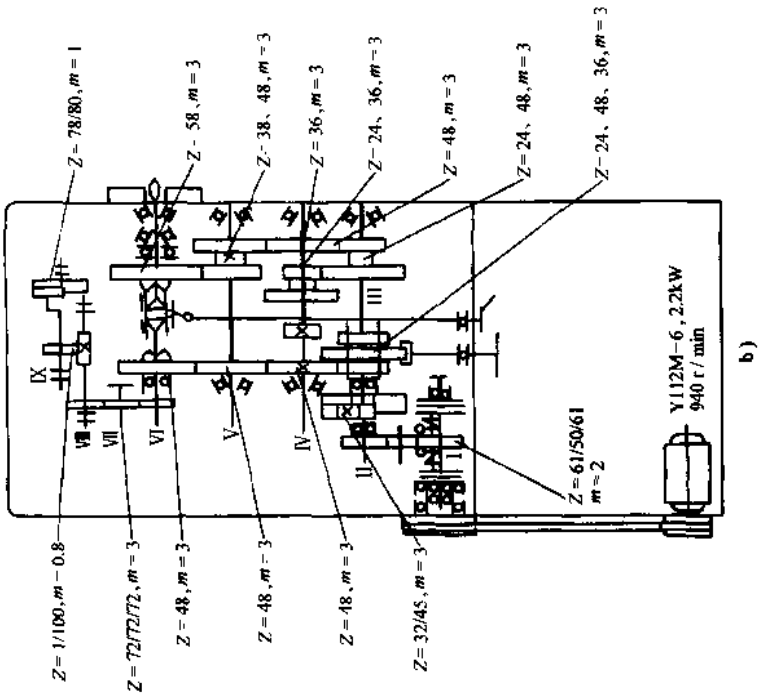
电动机

$$2.2\text{kW},\ 940\text{r/min}\rightarrow\frac{\phi125}{\phi125}\rightarrow \text{I}$$

$$\rightarrow\frac{24}{76}\rightarrow \text{II}$$

从图11-22可以看出，变频调速绕线机仅用传动带来传动（$\phi125/\phi125$）和一对直齿圆柱齿轮（24/76）使齿轮减速，主轴输出转速为300r/min；编码器直接与主轴相连，绕线轴通过柱销式联轴器与主轴连接。由于采用变频调速和制动，其机械传动部分与ZR型绕线机相比，变得相当简单、紧凑。

（2）电器控制部分　主电路和控制电路如图11-23a所示。它们由变频器（TD1000-4T0022G）、开关Q1、接触器KM、热继电器KT、限位开关K、电位器RP1、转换开关Q2、计数器PC等组成。当开关Q1、限位开关K（脚踏调速器控制）闭合时，接触器KM常开触点吸合，经开关Q1将50Hz 380V三相交流电压加在变频器的R、S、T三个输入端上，并对其进行整流、滤波、变成平滑的直流电压，通过变频器的大功率晶体管逆变成可变电压、可变频率的三相交流电压，并在变频器的U、V、W端输出。RP1为变频器频率给定电位器，通过调节电位器RP1（脚踏调速器控制）改变变频器VC1-GND的输入电压（0～+10V），调节变频器的输出电压和频率，达到调节电动机转速（速度调节范围为0～300r/min）的目的。电动机的正、反转由转换开关Q2控制。制动由变频器外接制动电阻进行直流能耗制动。匝数计数器由直接与主轴相连的编码器和计数器组成。



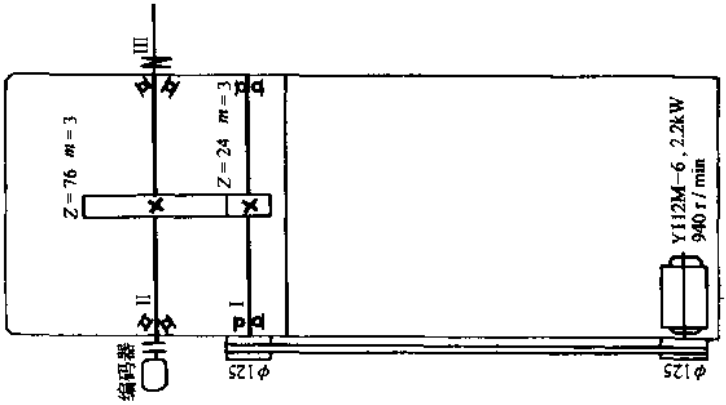


图 11-22　传动系统比较图

a) 变频调速绕线机　b) ZR 型绕线机

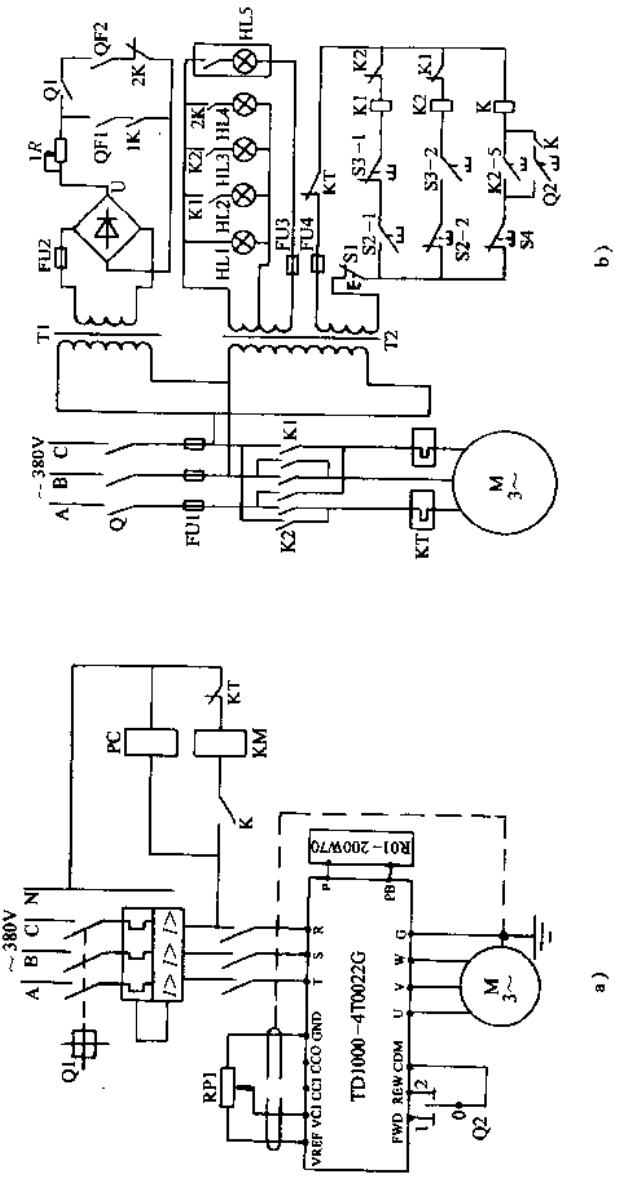


图 11-23 主电路及控制线路比较图

a）变频调速绕线机 b）ZR 型绕线机

(3) 电位器及限位开关的控制　如图 11-24 所示，电位器及限位开关由脚踏调速器控制。当踩下踩板时，踩板通过轴带动凸轮和扇形齿轮，凸轮推动限位开关，使其常开触点闭合；扇形齿轮与电位器上的齿轮啮合，调节电位器，改变变频器 VCI-GND 的电压值，达到调节电动机转速的目的。其中，电位器齿轮：$z=14$，$m=1$；扇形齿轮：$z=146$，$m=1$；踩板的转动角度 $\alpha=0°\sim30°$。

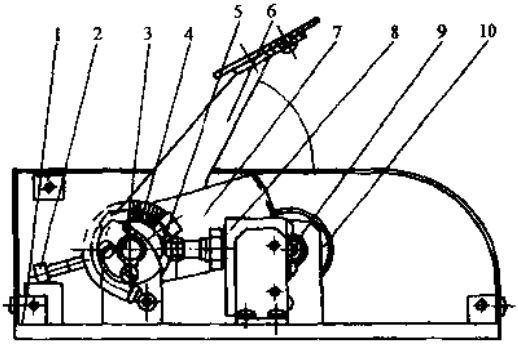


图 11-24　脚踏调速器

1—底座　2—限位螺钉　3—轴　4—弹簧　5—凸轮　6—踏板　7—扇形齿轮　8—限位开关　9—电位器齿轮　10—电位器

2. 特点

1) 由于采用变频调速，加之变频器自身具有过负载、过电流、过电压、欠电压等保护功能，其机械传动部分和电器控制部分结构较简单。因此，制造、安装、调试、维护等较简单。

2) 其调速范围广，可从 0 调到 300r/min，特别是采用脚踏调速器控制速度，使用十分方便，可以在绕线过程中根据实际需要随时进行调节。而 ZR 型绕线机仅有计算值 3.16～76.9r/min，6 挡，且必须停车换挡。由于变频器在低频工作区，对输出电压作提升补偿，可以补偿低频转矩特性，增大绕线机在低速运行时的转矩。

3) 调速系统动态响应快、能耗小、效率高。

4) 噪声小。

5) 由于电机温升降低 10～15K，提高了设备的使用寿命。

6) 采用编码器和电子计数器对绕组匝数进行计数，比 ZR 型等传统绕线机的匝数计数器计数准确，而且具有断电记忆功能。

这种变频调速绕线机的结构简单，工作可靠，制造成本较低，使用、维护简便。

11.4　新技术的应用

11.4.1　现场装配型（ASA）变压器

目前，心式和壳式变压器并存，但心式变压器占主导地位。

美国通用电气公司（GE）主要生产心式变压器，美国西屋公司（W.H）主要生产壳式变压器。GE 和 WH 公司分别在心式和壳式变压器行业有明显的技术优势，因此，各国有的引进 GE 公司的技术，有的引进 WH 公司的技术，于是变压器行业在世界范围内形成了两大派别，并在不断的发展和变化。

目前，世界的主流是生产心式变压器，而生产壳式变压器的厂家越来越少。

日本三菱公司研制出1000kV级单相充式变压器。该变压器阻抗电压为18%，噪声为65dB。为克服运输超限的困难，采用双分割双箱结构，将运输尺寸限制在4.1m（高）×3.1m（宽）×8m（长）。在现场安装时，通过采用通用底架，高精度的定位销和挡块，将双箱高精度地组装在一起。东芝公司和日立公司也分别研制出1000kV单相变压器，三厂的三个相组合成三相变压器组。

日本东芝公司研制出高可靠性的现场装配型ASA1000MVA/500kV三相变压器。为便于运输，将绕组和铁心分离，到现场再进行装配。运输时，将绕组用薄膜包起来，以防受潮。

11.4.2 向超高压、大容量变压器发展

超高压、大容量变压器不仅能降低线损，而且可以合理地改善电网的结构，国内最高运行电压（交、直）为500kV；而国外已发展到1150kV或更高的1500kV。电压等级的升高是电网发展的必然结果，国内正在研究生产750kV或1000kV的变压器。

11.4.3 SF_6气体绝缘变压器（GIT）

SF_6（六氟化硫）气体绝缘变压器因其安全可靠，绝缘性能好，已得到了日益广泛的应用。尤其是在高压、超高压领域，在对变压器安全性能要求十分苛刻的场所，有取代油浸变压器的趋势。例如，东芝公司生产的275～500kV大型变压器中，有大约1/3产品为SF_6气体绝缘变压器。

SF_6是一种既具有绝缘电气特性（SF_6气体绝缘强度约为空气的2.5倍），又具有良好冷却性能（SF_6冷却系数约为空气的3倍），类似于氟利昂蒸发性一类的特种气体。

与传统的油浸变压器相比，SF_6气体绝缘变压器，具有下列优点：

1）SF_6气体在196kPa、20℃时重量仅为变压器油的1/70（GIT20℃时充气压力为120～450kPa），所以其重量比油浸式的可减轻30%以上。

2）无火灾虞，因此，变电所设计时不需设防火墙和储油坑，可节约相当于变压器初次投资的8%。由于SF_6气体绝缘变压器可安装在发电厂厂房内，因而可减少发电机至变压器引线的投资和损耗。

3）气体传递振动的能力比油差，所以SF_6气体绝缘变压器的噪声水平较低。例如美国早期10MVA SF_6气体绝缘变压器的噪声水平比同容量油浸变压器小8dB。

4）SF_6气体绝缘变压器是全封闭式，不像油浸式有油的老化和处理等问题，因而维护工作简单。

5）SF_6气体绝缘变压器与SF_6全封闭组合电器（GIS）的连接比较简单，使用SF_6气体绝缘变压器有利于整个变电所的绝缘气体化。

与油浸式变压器相比，SF_6气体绝缘变压器的缺点是过载能力稍差，绝缘的冲击系数较小（$\beta=1.2\sim1.4$），即要求保护SF_6气体绝缘变压器的避雷器有优良的特性。

在国外，美国和日本生产较多，国内已研制出10kV SF_6气体变压器多台。

11.4.4　硅油变压器

1. 概述

从安全角度出发，可用难燃或不燃的绝缘冷却液来代替目前普遍使用的变压器油（矿物油），硅油就是这样产生的。全世界硅油最大生产厂家是美国的康道宁公司，约占世界产量三分之一，我国四川晨光化工厂、北京化工二厂、上海树脂厂等小批量生产。

硅油是有机硅聚合物的一种，可供变压器用的硅油是 20 世纪 50 年代才发明的，目前，已发明了 40 多种硅油。全世界有机硅年生产量大约为 50 万 t。

美国首先于 1972 年将硅油应用于变压器，目前已有 2 万多台硅油变压器投入运行。日本已制造出 2000 多台硅油电机车变压器。在法国、美国和韩国的地下铁道中，广泛采用了硅油变压器。欧美各国原来充阿斯卡雷尔液的油浸式变压器纷纷换上了硅油。奥地利用硅油变压器取代干式变压器。德国生产了 1000～1600kVA 系列硅油配电变压器，ABB 公司批量生产了全密封无储油柜的硅油变压器。目前世界上至少有 10 多个国家正在制造硅油变压器，使用硅油变压器的国家和地区则更多。全世界有 3 万台硅油变压器已投入运行。

我国硅油变压器研制始于 1984 年，由吉林通化变压器试制成功的两台 315/10 产品 1985 年在北京地铁西直门站和木樨地站投入运行，一直良好。

2. 硅油的基本特性

在硅油中目前只有以下四种可用于变压器，它们是甲基癸基聚硅氧烷、甲基十二烷基硅氧烷、甲基乙基硅氧烷和聚二甲基硅氧烷。目前，变压器上使用的硅油主要是聚二甲基硅氧烷。由于各厂家工艺水平不同，产品具体性能参数有一定的差别。对于甲基硅油，国际电工委员会尚无正式标准。

硅油的主要性能：

（1）热稳定性　硅油的热稳定性高于变压器油和聚氯联苯，其闪点和燃点均大约是变压器油的两倍。它难以起火，自燃温度高达近 400℃，且具有自熄灭性能。可燃性较低，燃烧热仅为变压器油的一半，热释放率也很低。在发生事故时，硅油可能产生可燃气体，并在最坏的情况下产生火球。其燃烧时火蔓延很慢，燃烧速度仅为变压器油的 1/4，并一般限于液面。硅油在 360℃ 着火，400℃ 开始分解，600℃ 产生二氧化硅，覆盖在硅油表面，形成最终灭火的外壳。燃烧时产生的烟的密度也是比较低的，所放出的烟仅为高燃点烃的 1/4～1/5。硅油燃烧产生的火焰易于用灭火器等扑灭。人们对硅油和变压器油在 160℃ 下进行 500h 的老化试验，硅油几乎无变化，仅挥发 5.1%。而变压器油挥发了 73.1%，剩下的油已全部变成黑色油泥。

另外，硅油的储存寿命几乎是无限的。

（2）毒性　硅油是工业化学物品中毒性最低的一种，其燃烧烟毒性也是相当低的。硅油不会在周围环境中持续存在。硅油几乎无毒性，对皮肤也无任何刺激作用。在操作、维护中，硅油往往可倾倒出来，可用破布或溶剂将其擦净，不会污染环境。

(3) 电气性能　硅油的击穿电压和介电常数均高于变压器油，体积电阻率高得多，而介质损耗率却低得多。因此，在油浸纸绝缘结构中，在冲击条件下，硅油可提供与变压器油相当甚至稍高的绝缘强度。

但是，硅油对局部放电或击穿的分解物敏感，耐电弧和火花的稳定性较差，而且在击穿电压的重复作用下，绝缘强度会有所降低，但降低的幅度并不大。因此，硅油一般最高只能用于35kV级的变压器。

(4) 相容性　国内外曾对硅油进行过相容性试验，所试验的材料包括金属（钢、铜、铝、锡），橡胶（天然橡胶、异丁烯橡胶、氯丁橡胶、氟橡胶），器身绝缘材料（绝缘纸、绝缘纸板、聚酰亚胺、聚四氟乙烯、聚乙烯、聚丙烯、Nomex纸等），浸渍树脂（硅树脂、环氧树脂、二苯醚等）。经过试验，证明变压器上常用的各种材料是和硅油相容的。

但是，硅油能从某些成分的天然橡胶和异丁烯橡胶中吸附其增塑剂，因此，在使用橡胶时，应事先进行试验。另外，硅油也不能与黄铜、硅橡胶兼容。由于各厂家生产的硅油性能有一定的差别，在使用前需做相容性试验。

(5) 其他性能

1) 粘度和密度。硅油的粘度比变压器油的粘度大一倍以上，其密度也大于变压器油。不利于油的流动，从而影响散热。但是，可增加硅油的热虹吸对流速度，可部分补偿粘度大的缺点。

2) 膨胀系数。硅油的膨胀系数比变压器油大约大40%，但其气体吸收率较大。在25℃，一个大气压下为16.5%，而变压器油为10%，可部分补偿这一缺点。

3. 硅油变压器的结构特点

硅油变压器的结构与普通油浸式变压器无很大的区别。但是硅油和变压器油性能不同，硅油变压器的结构也有别于普通油浸式变压器的地方。主要有：

1) 由于硅油的膨胀系数比变压器油大40%，因此，生产的硅油变压器大致有以下几种结构：

① 带金属波纹片式膨胀器的无储油柜结构。通化变压器厂生产的硅油变压器采用了两个金属膨胀器。

② 带储油柜的结构。硅油变压器的储油柜要比普通油浸式变压器的储油柜的体积大一些，以适应环境和负载温度变化的要求。

③ 全密封的无储油柜结构，该结构除了靠波纹油箱的波纹片来为硅油提供膨胀空间外，还应在油箱的波纹部分上而加一段平滑箱壁，以放置气垫。在箱盖上安装安全阀，既限制油箱内部的压力不致过大，又在内部压力减小时，不会使油箱产生剩余变形。可使变压器在其周围发生火灾时，以及火灾之后均能够正常运行。

2) 除了尽量选用粘度较低的硅油外，在结构上适当增大油道横截面积或通过分割绕组来增加冷却油道的数目。对容量较大的变压器，可增设油泵，以促进油的循环。

3) 硅油比变压器油易于受潮。因此，必须在结构上要特别注意胶圈等密封件的

密封，选用抗老化的弹性较大的胶圈。变压器装配时，应采用真空注油。

4）由于硅油变压器要用于易燃、易爆及对安全要求高的场所，所采用的绝缘材料应是 F 级或 H 级的耐热等级。

4. 维护成本

变压器的维护成本分为：

1）与所选择的变压器种类有关的预防性维护成本和例行维护成本。

2）与修理或损坏性故障有关的维护成本。

由于硅油变压器与普通油浸式变压器一样都是液浸变压器，因此，其预防性维护成本和例行维护成本与普通油浸式变压器相当，仅需 2～3 年维修一次，而干式变压器需一年维修一次。

由于硅油的优良性能，硅油变压器的故障率相当低。据欧洲统计数字，各种变压器的故障率分别为 0.1%（浸阿斯卡雷尔液变压器）；0.5%（干式变压器）；2.5%（树脂浇注变压器）。而据美国道康宁公司统计，全世界使用该公司 DC—561 硅油的 7500 台变压器，其故障率仅为 0.08%，仅有 6 台产品出了偶然性事故。在 200 万 h 中，硅油变压器没有发生泄漏、过电压。如果硅油变压器中采用的是 H 级固体绝缘材料，则变压器可在 200℃ 时安全可靠地运行。曾经在 200℃ 下对两台 25kVA 硅油变压器进行长达 1 万 h（相当于 65℃ 温升的普通油浸变压器 200℃ 下预计最小寿命 80 倍）的试验。试验后对它们进行全面检查，发现全部完好。

另外，由于对硅油可用油中溶气分析法，气体继电器等作为故障报警。硅油受污染时，只需换油即可，而原来的油经真空除气，过滤后仍可使用。

表 11-10 对硅油变压器、H 级干式变压器和树脂浇注变压器的各项性能进行了比较。从表中可以看出，硅油变压器总的来说其性能优于其他两种变压器。

表 11-10　各种变压器的性能比较

项　目	硅油变压器	H 级干式变压器	树脂浇注变压器
容量/MVA	<10	<10	<10
电压/kV	≤35	≤35	≤35
损耗	稍小	稍大	稍大
绝缘等级	A、H	H	F
绕组温升/K	55、120	120	95
燃烧性	难燃	难燃	难燃
爆炸性	可能性小	无	无
耐湿性	较好	较好	较好
耐尘性	较好	较差	较差

（续）

项　　目	硅油变压器	H级干式变压器	树脂浇注变压器
体积	较小	较大	较大
噪声	较小	较大	较大
环境保护	较差	较好	较好
器身老化程度	不易老化	易老化	易老化
使用场所	户内外	户内	户内
维护量	较小 （2～3年1次）	较大 （1年1次）	较大 （1年1次）
价格	较高	高	较高

5. 硅油变压器的发展展望

硅油变压器的最大缺点是硅油价格太贵，硅油在国际上价格大约是变压器油的6倍，而我国约为8倍。这样变压器的成本会相应增加，价格提高。但由于硅油变压器制造工艺比较简单，又具有良好的动、热稳定性和电气绝缘性能，可减少大量的日常维护，尤为突出的是其高闪点和高燃点以及二氧化硅分解物的自滞燃烧性能，使其具有防火安全性能。随着硅油和矿物油的差价逐渐缩小，硅油变压器还是很有发展前途的。

硅油变压器虽有难以起火等优点，但不适用于过于潮湿的环境。由于国内目前还不能解决大量使用硅油的货源，从而限制了这种产品的大批量生产和发展。但是，随着对硅油变压器用量的增加，硅油的价格将会下降，这样，硅油在变压器上的实际应用出现了可能性。硅油变压器将首先会在地下铁道和电机车中得到广泛的应用，以后将会在其他方面得到应用。

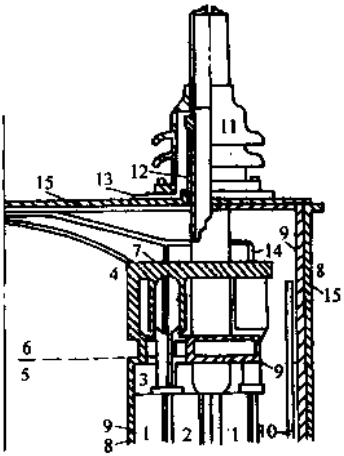


图 11-25　变压器一相的部分外形

1—高压绕组的一半　2—低压绕组的一半　3—绕组支架　4—托架　5—心柱　6—轭　7—轭的一部分　8—超绝热层　9—氮屏蔽　10—制冷板　11—低压套管　12—真空密封　13—氮气出口　14—液氮进口　15—箱壳

11.4.5　超导变压器

1. 概述

20世纪60年代末到70年代初，超导变压器的研究才发展起来。

自从1911年发现汞的超导现象于1961年利用Nb_3Sn的高磁场超导性，制成了世界上第一个超导磁体。美国于1961年试制成一台15kW的模

拟超导变压器，法国分别于 1965 年和 1966 年试制成 2.5kVA 和 6.6kVA 的模拟超导变压器各一台。

2. 结构

(1) 基本结构　超导变压器的基本结构有两种类型：一种是采用铁心的铁心型；另一种是不采用铁心的空心型。前者是一般电力变压器所采用的类型，后者没有铁心损耗，更能发扬超导变压器降低损耗的优点。空心型以螺旋式绕组结构为代表的 600MVA 级超导变压器，其直径约为 100～200cm。这样的大型变压器用线材很多，价格很高。因此，在结构上应以采用铁心型为主。

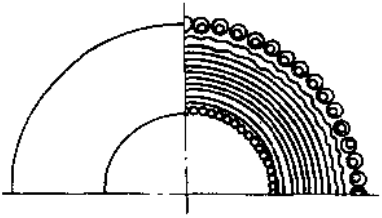


图 11-26　具有简单表示磁力线走向的单层环形绕组

超导变压器可以制成有铁心（见图 11-25）和无铁心两种型式。无铁心的又以环形圆截面最合适（见图 11-26）。但是由于不用铁心，需要增加励磁磁动势，所以绕组匝数增加，体积也增大。无铁心所需的超导材料将可能达到有铁心时的 50 倍。

表 11-11 是超导变压器与一般变压器（油浸式）的比较，超导变压器的绕组部分保持着极低的温度，必须配备冷冻机和冷却器。图 11-27 是 1000MVA 三相超导变压器内部器身结构图，其一次电压为 500kV，二次电压为 22kV，阻抗电压为 12%。绕组放置在绝热物质制成的空心冷却容器里，铁心与一般的变压器相同，变压器油充满油箱，因而铁心在常温下运行。

表 11-11　超导体变压器和一般变压器的比较

项　目	一般变压器	超导变压器
绕组	铜扁线 105℃	NbTi+CuNi 合金约 4K
铁心	电工钢片常温	同左
油箱及其他	常温	同左
冷却容器	不要	必须
冷却设备	冷却器	冷冻机+冷却器

(2) 绕组结构　20 世纪 70 世代末仍然是低压绕组放置在高压绕组的内侧，近年来，由于考虑要减少短路机械力及其造成的损坏，绕组布置如图 11-28 所示。绕组由主绕组和辅绕组构成圆筒式绕组结构。其主绕组由低压主绕组 LM 和高压主绕组 HM 构成，辅绕组由低压辅绕组 LA 和高压辅绕组 HA 构成。在正常运行状态，大部分电流流经主绕组。在短路时，短路电流大部分流过辅绕组。图 11-29 是绕组部分的详情图，导体缠绕在梳齿形的圆筒绝缘体（材料 G-10）上，导体上面缠有 304 不锈钢带及绝缘体（G-10），因此该结构足以承受短路机械力。

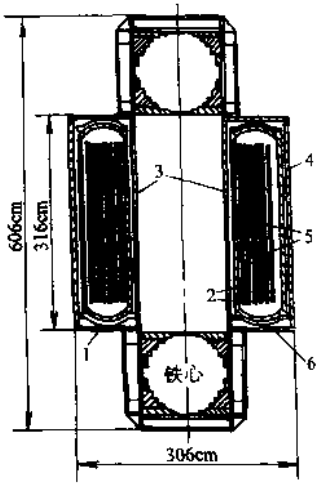


图 11-27 1000MVA 三相超导变压器器身结构

1—辐射状屏蔽 2—低压绕组 3—支撑架 4—真空室 5—高压绕组 6—氮气室

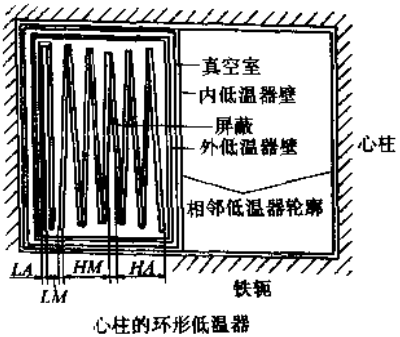


图 11-28 绕组布置

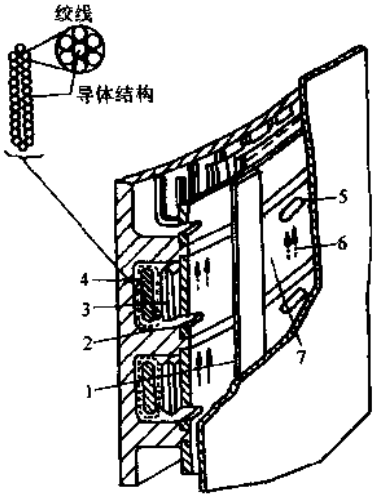


图 11-29 绕组部分的详情及冷却介质的流动

1—供氦管 2—氦气进口 3—绑扎带 4—导体 5—氦气出口 6—氦气 7—排氦管

(3) 导体 20 世纪 70 年代初，导体主要还是采用镀 Nb_3（铌）Sn（锡）空心矩形铜线。最近，导体采用的是 Nb-48Ti（钛）多股绞线见表 11-12，这些绞线组成矩形结构，见图 11-29。低压绕组导体规格是 4.32cm×0.432cm，高压绕组导体规格是 0.792cm×0.144cm。

(4) 真空箱 考虑到短路时绕组的机械力，真空箱应具有相当大的机械强度，并采用箱的本体作为绝热体。图 11-29 所示的导体结构不但使绕组的机械强度增加了，而且又成为能整个放置绕组的方式，图 11-30 所示的成为氦的流动部分和热绝缘的真空部分是用双层壁构成的。外面的变压器油兼作热绝缘，真空箱的损坏取决于制造它的绝缘物（G-10）。

表 11-12　导体规格明细表

绕组	LA	LM	HM	HA
西屋公司编号	H-60	H-61	H-61	H-60
制造者	Supercon	Supercon	Supercon	Supercon
绞线尺寸/μm	287	210.8	210.8	287
导线丝尺寸/μm	10	7	7	10
导线丝个数	400	360	360	400
扭绞长度/mm	2.79	2.54	2.54	2.79
超导体	Nb-48Ti	Nb-48Ti	Nb-48Ti	Nb-48Ti
基体合金	Cu	CuNi30	CuNi30	Cu
基体合金/超导体	1	1.5	1.5	1

(5) 套管　经真空箱引出的低压套管是用环氧树脂制造的，采用氦进行蒸发冷却，为了使氦能在空心导体中通过，旧式套管是采用浇注方式安装在油箱上，高压套管是真空的，以环氧绝缘为主体的电容式套管，从真空箱到油箱是贯通的，所以油箱上面的绝缘子要进行覆盖。

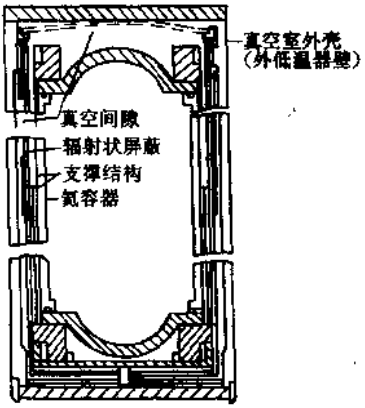


图 11-30　放置绕组的真空箱

3. 冷却和绝缘

(1) 冷却介质　因为冷却介质承担电气绝缘，所以这里是采用超临界氦作为冷却介质，所积累的绝缘数据是合适的，1mm 间隙在 60Hz 的情况下，击穿电压在 20MV/m 以上，相对于油的 14MV/m 来说并不逊色。另外，为了避免由于汽化产生二相状态，工作在 300kN/m² 以上的压力是需要的。导体周围的氦是采用直接流动的结构（见图 11-29 所示）。

(2) 绝缘设计　变压器绝缘的 tanδ 都是很小的，在绝缘设计方面，介电常数在 2.5 必须要认真考虑防止局部放电，过冷状态的氦和变压器油持有大致相同的绝缘性能，所以对于绝缘设计和尺寸应与油浸式有大致相同的水平，高压绕组对地间（289kV）为 20cm，低压对地间（22kV）为 6cm，高低压绕组之间是 8cm。

因电场不均匀分布，导体端部是电场强度最高的部位，这说明在这部分的导体上采用静电敷层等相应措施是必要的。

4. 工作特性

(1) 稳态时　在稳定运行时，LA、LM、HM、HA 的各绕组是在超导体状态下

运行，各绕组中分别流过0.01、0.99、0.2、1.2倍的额定电流，对得到这些电流分配流动的情况是用4kV的小型超导体电压比试验确认的。

(2) 事故时　对稳态至短路、短路至排除三种情况进行了分析。从稳态过渡到短路时，由主绕组到辅绕组中的电流过渡按设计结果而定。

5. 与一般变压器的比较

超导变压器的可靠性比一般变压器的略低些，主要原因是有冷冻机，将来通过改进可与一般变压器相当，决定经济性能的效率、重量和体积说明如下。

(1) 效率　超导变压器的效率与是否采用铁心以及冷冻机的效率有关，采用铁心型超导变压器的效率为99.86%，比一般变压器的99.71%高0.15%。因此，损耗价格折算值比一般变压器的减少30%，如此算来，300MVA产品总价格与一般变压器大致相同，1000MVA产品则便宜30%。体现出了超导变压器的优点。

(2) 重量及体积　其重量及体积与一般变压器大致相同。最近，以300～1000MVA产品为例，超导变压器的重量已降到一般型变压器的64%左右。

超导变压器发展的趋势是：①对交流损耗少的超导体的研制；②包括事故时的相应措施在内的提高可靠性的研究。

超导变压器绕组的损耗近于零，但目前只是小型变压器有样机，还是处于研制阶段。日本设计了一台特高压、大容量超导单相自耦变压器，其参数如下：容量为1750/3MVA，额定电压为1100/550kV，额定电流为917/1834A，频率为60Hz，阻抗为17.5%，绕组交流损耗为100W，热泄漏和绝缘损耗为100W，冷冻机输入功率为100kW，铁心损耗为50kW，杂散损耗为150kW，总损耗为300kW。据计算，同样规格普通变压器总损耗为1200～1500kW。因此超导变压器损耗仅为它的20%～25%。

超导变压器除技术因素外，低温超导线的价格很高，约比普通铜线高100多倍。此外，维持液氦的制冷机的价格极其昂贵，因此，目前不计技术、制造因素外，低温超导变压器的价格因素不能取代铜绕组变压器。

第12章　S9型、新S9型配电变压器和卷铁心变压器

12.1　S9型配电变压器

12.1.1　概述

1985年沈阳变压器研究所组织统一设计的为S9型（初版型）。

根据S9初版型试制中发现的问题，沈阳变压器研究所组织对初版型结构进行了改进，于1986年进行初改版工作，1994年完成全部改版工作，称新S9型，新S9型又称改版后（改进、调整后）S9型。S9型未注明改版后一般都指初版型。

改版后的S9型性能标准更改情况如下：

1. 空载损耗

为严格控制正常生产中产品的性能和不低于样机的水平，防止粗制滥造或材料的随意代用等现象，既考虑了留有一定的制造裕度，又顾及多数厂的制造水平，将空载损耗标准略为降低。在不改变原叠片系数和工艺附加损耗系数的前提下，调整后的标准值较原标准值平均降低了3.48%。

2. 负载损耗

负载损耗的标准值调整后平均提高了3.28%。试制结果表明，250kVA及以上品种的负载损耗普遍偏高。分析其原因是Yyn0联结方式的低压400V的引线（铜排，包括接线片）与箱壁平行且距离较近，由此引起的局部杂散损耗是此类变压器负载损耗偏大的主要原因。其次，低压引线及中点连接铜排截面选择偏小，导线负公差等也是负载损耗偏大的原因。由于配电变压器平均年负载率较低，增大负载损耗与空载损耗比，从运行角度分析也是合理的。

3. 空载电流

由于空载电流的实测结果较标准值偏低的幅度较大，用户普遍希望空载电流的标准值应与产品的实际水平相接近，对合理选择继电保护是十分必要的。修改后的空载电流的标准值较原标准值平均降低了23.9%，详见表10-5。

12.1.2　初版S9型结构

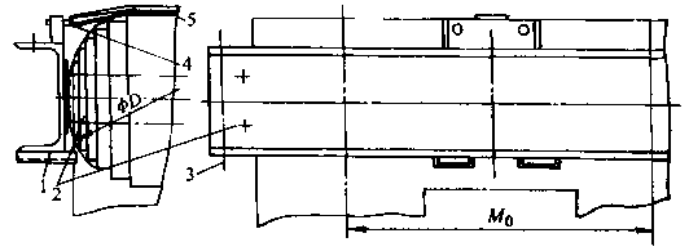
1. 铁心

铁心的导磁材料采用优质Q147-30（相当日本Z10-0.3）冷轧晶粒取向电工钢片，可以用Q151-30冷轧电工钢片，但代用后成品的空载实测值不得大于标准值。

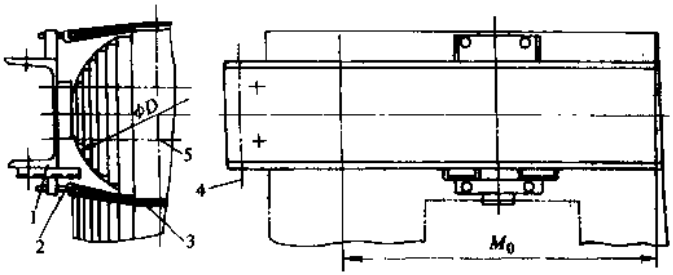
(1) 铁心叠片形式　铁心采用45°全斜接缝，心柱与铁轭等截面，500kVA及以下接缝为带台或带尖结构，630kVA及以上为带台结构。这是考虑各生产厂的工艺条

件和铁心横剪线设备不同而为。

(2) 铁心柱的绑扎　铁心窗高<600mm 时，心柱可不于绑扎，其心柱表面可刷固化漆。使片与片间粘合在一起，自然干燥 12h。当铁心窗高≥600mm 时，采用半干性玻璃粘带绑扎。



a)



b)

图 12-1　铁轭夹紧结构

a) 250～800kVA 铁轭夹紧结构

1—槽钢夹件　2—旁轭螺杆　3—拉螺杆　4—“U”形螺杆　5—拉带

b) 1000～1600kVA 铁轭夹紧结构

1—槽钢夹件　2—“U”形螺杆　3—拉带　4—拉螺杆　5—旁轭螺杆

(3) 铁轭的绑扎　S9 系列的铁轭夹紧方式，在 SL7 系列的基础上做了适当的改进和加强，视不同容量采用了下述三种结构：200kVA 及以下，利用槽钢夹件本身的钢性，通过旁轭螺杆夹紧铁轭；250～800kVA 除旁轭螺杆外通过夹件绑两道半干性粘带，绑扎方式如图 12-1a 所示。1000～1600kVA 的在铁心 M0/2 处轭内外各绑一道半干性粘带和旁轭螺杆同时夹紧，如图 12-1b 所示。

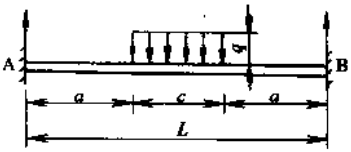


图 12-2　两端为固定梁结构

(4) 铁心垫脚　采用全斜无孔铁心后，由于取消了铁轭螺杆，器身起吊时整个器身重量几乎全部由垫脚承担（不考虑夹件与铁心的摩

撑力时)，垫脚强度和挠度可按两端固定梁计算，垫脚受力情况如图 12-2 所示，计算公式如下：

A、B 点反力

$$R_A = R_B = qC/2$$

C 段最大弯距

$$M_{max} = \frac{qCL}{24}(3-3\alpha^2+\alpha^3)$$

挠度

$$f_{max} = \frac{qCL^3}{384EI}(2-2\alpha^2+\alpha^3) \leqslant 0.1\text{cm}$$

应力

$$\sigma'_{max} = \frac{M_{max}}{nw} = 140\text{MPa}$$

式中　qC——器身重 (N)；

C——铁心最大级厚度 (cm)；

L——垫脚螺栓中心尺寸 (cm)；

α——系数，$\alpha = C/L$；

I——垫脚的惯性矩 (cm^4)；

w——垫脚截面系数 (cm^3)；

n——垫脚数量。

2. 绕组

导电材料采用铜电磁线，75℃ 时的电阻率 $\rho_{75} = 0.02135 \times 10^{-6}\Omega \cdot m$。圆线直径为 $\phi 2.5$ 及以下时，一律采用 QQ-2 高强度缩醛漆包铜线；扁线采用 ZB-0.45 纸包扁铜线，但优先采用 R20×R20 和 R20×R40 系列线规，裸线宽度最大用到 12.5mm (特殊情况允许用到 13.2mm)，导线的宽厚之比 $b/a \geqslant 1.5$。

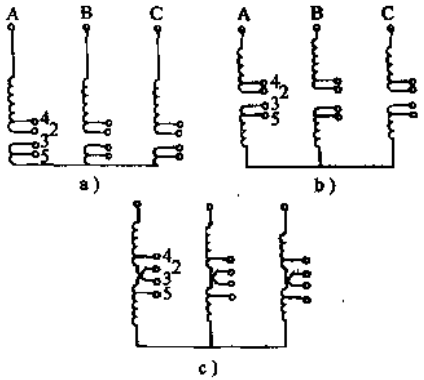


图 12-3　分接引出位置

a) 分接线终点引出 (层式绕组)

b) 分接段在中部 (全连续式)

c) 分接段在中部 (分接段为纠结式)

(1) 绕组结构型式　30～500kVA 高低压均为层式绕组。高压绕组为多层层式，层间轴向油道采用瓦楞纸；低压绕组为双层或四层层式，层间均无轴向油道。为提高质量和改进工艺，高低压绕组绕在一起。

630～1600kVA 为饼式绕组。高压绕组为连续式或半连续式；低压绕组为双半螺旋、双螺旋和四半螺旋式，采用四半螺旋时为两边出线结构。

(2) 分接线位置和引出方式　由于采用了 63～125A 新型三相三分接四触柱无励磁分接开关，对 Yyn0 联结组的绕组分接引出位置如图 12-3 所示。

层式绕组为圆线绕制，如果采用图 12-3b 中部出线方式，分接线则必须由层间轴向引出，但由于铁轭垫块间距较小，分接线引出困难，所以将其放在绕组终端的最外层，并在绕组端绝缘下面由辐向引出，如图 12-4 所示。

为降低不平衡安匝百分数，高压绕组调压段采用六段结构，但其中必须有两段采用纠结绕法才能引出分接线，结构方式如图 12-5 所示。

由于在纠结线段上引出分接线 2 和 3（如图 12-5 所示位置），所以在与分接开关连接时，必须注意 2 和 3 的位置，否则会造成短路。

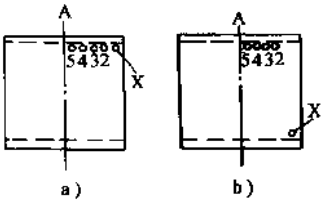


图 12-4 层式绕组分接线引出位置

a）偶数层 b）奇数层

3. 器身的压紧

为提高变压器抗短路强度，器身的压紧结构随着铁轭夹紧方式的不同，做了相应的改进，其压紧方式是根据绕组结构型式、垫块数量和铁心窗口有无拉带而定，基本结构形式如下。

（1）315kVA 及以下层式绕组 采用四垫块结构，夹件上不焊压铁，如图 12-6a所示。

（2）400～500kVA 层式绕组 铁轭绝缘采用八垫块式，相间采用整块压板压紧，A、C 相心柱旁侧采用槽形钢压板压紧，结构如图 12-6b 所示。

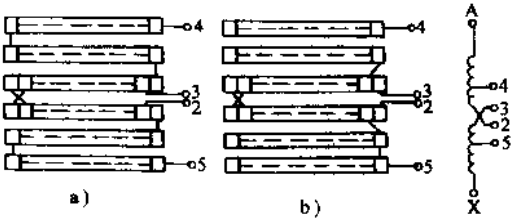


图 12-5 分接段为纠结连续式引出方式

a）4 段连续式、2 段纠结式（单-单）结构

b）4 段连续式、2 段纠结式（双-双）结构

（3）630kVA 及以上饼式绕组 铁轭绝缘全部采用八垫块结构，相间采用分相压紧结构，A、C 相心柱旁侧仍用槽形钢压板压紧。630～800kVA 铁窗内无拉带，结构如图 12-6c 左半部；1000～1600kVA 铁窗内有拉带，结构如图 12-6c 右半部。

4. 引线结构

由于采用了新型 WT△63～125—10/15 条形开关，油箱高度较采用 SWX 型立式开关降低了 30～50mm，引线与开关触柱的连接采用冷压焊工艺，增加了引线的机械强度，提高了运行和产品运输的可靠性。为配合该型开关的应用，低压 400V 用 1500～3000A 套管结构也做了改进。

（1）开关结构特点 三相四触柱三分接 WT△无励磁分接开关，是 S9 系列产品的主要更新组件，额定电流为 63A 和 125A，用于 30～1250kVA 产品上。其特点是尺寸小，结构紧凑，适用于 Y 或 D 联结，触头与引线可直接冷压焊，无需过渡接线片，结构尺寸见表 12-1 左栏。

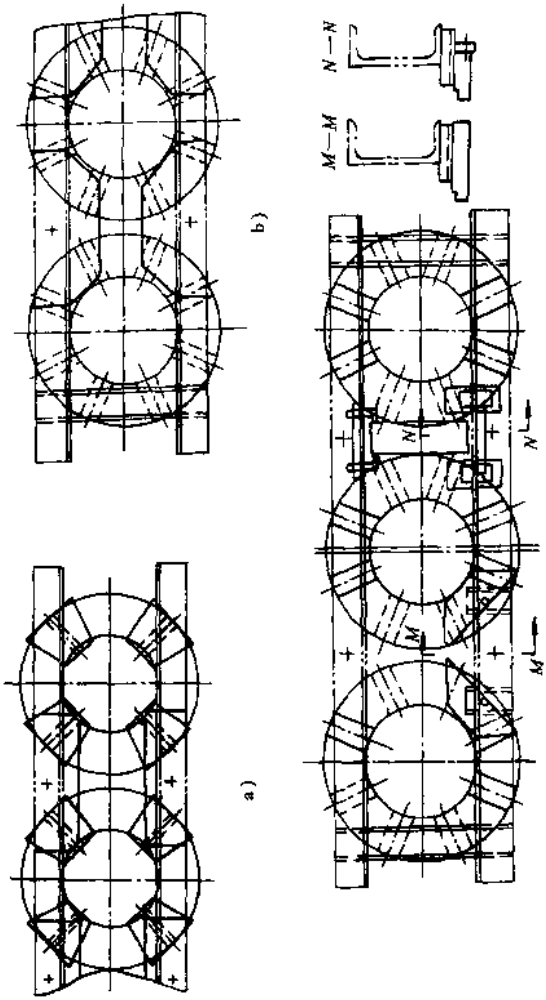
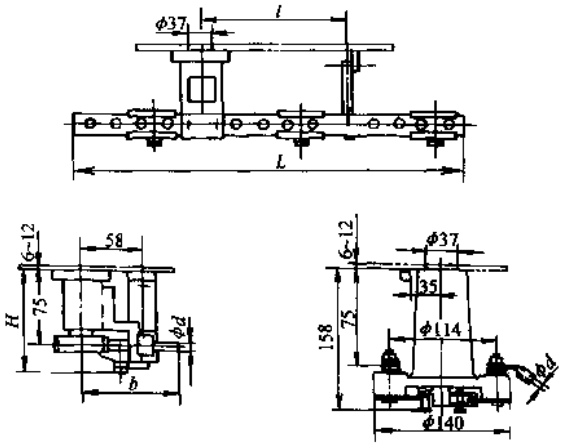


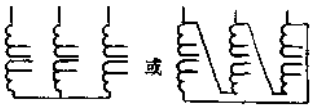
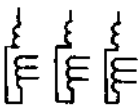
图 12-6　铁轭绝缘压紧结构

a）四垫块式铁轭绝缘压紧结构　b）八垫块式铁轭绝缘压紧结构　c）八垫块式铁轭绝缘分相压紧结构

1600kVA 采用 WPⅡ型三相三分接中性点调压无励磁分接开关，绕组采用反接法，其接线片与引线采用冷压焊，结构尺寸见表 12-1 右栏。

表 12-1　无励磁分接开关的结构及主要尺寸



开关型号	WT△63—10/15—4×3 $H=96$；$L=376$； $b=91$；$\phi d=5$	WT△125—10/15—4×3 $H=100$；$L=421$； $b=98$；$\phi d=8$	WPⅡ250—10/5—3×3
额定电压/kV	10	10	10
额定电流/A	63	125	250
分接范围(%)	±5	±5	±5
配用分接线	φ2.5，φ4(铜棍)	φ6(铜棍)，16 及 25mm² 电缆	35mm²，50mm²，70mm² 电缆
绕组接线方式			

(2) 引线典型结构　层式绕组高压引线结构如图 12-7 所示。

饼式绕组高压引线结构如图 12-8 所示。

饼式绕组低压双侧出线引线结构如图 12-9 所示。

5. 油箱及器身限位结构

(1) 油箱结构　S9 系列的油箱结构型式基本上与 SL7 系列相同，即 100kVA 及以下为长圆形管式油箱；125～1600kVA 为长方形油箱、片式散热器，1000kVA 及以

下为固定式散热器，1250kVA 及以上为可卸式散热器。也可用扁管式油箱代替。

(2) 器身限位结构　为防止产品在运输过程中的冲撞和颠簸损坏器身和折断引线等，除器身下部靠箱底定位钉限位外，对于长方形油箱，在油箱长轴两端上夹件内侧位置，焊有防止器身沿短轴方向倾斜的限位圆钢，如图 12-10 所示。

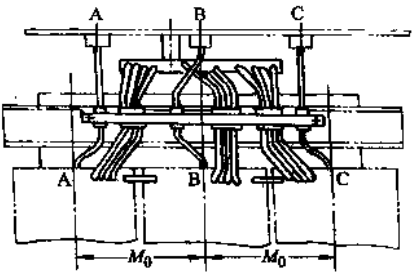


图 12-7　圆线绕制的层式绕组引线结构

6. 总体装配

S9 系列是全国统一设计产品，除性能标准必须执行统一的标准外，为方便用户使用、安装和维修，主要安装尺寸和组件不得随意更改，这是设计原则规定的。

在不影响性能和主要安装尺寸条件下，在原则规定允许范围内可做适当的更改和代用，如片式散热器可用扁管散热器代用等。

12.1.3　改版 S9 型结构的改进情况

1. 分接开关结构的完善化

条形分接开关的完善化工作已经完成，除对主要零部件配合尺寸、材质等做了适当的改进外，为了提高其可靠性，对冷压焊工艺进行了全面试验，修改了技术条件外，并试制成功了新型手动液压专用冷压焊钳，为冷压焊工艺在 S9 系列产品上的采用和全面推广创造了条件。

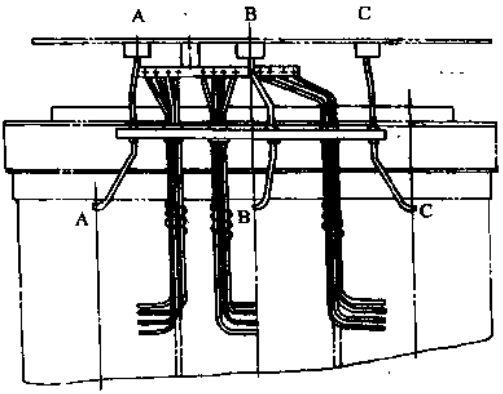


图 12-8　饼式绕组高压引线结构

为了提高选用的灵活性和合理性，增加一档额定电流为 20A 的分接开关品种，以配合小容量产品用的 ϕ2.5mm 圆铜引线。改进后的开关触柱与引线直接冷压焊，取消了中间的过渡接头。分接开关与引线的配合情况见表 12-2。

2. 低压引线

试制中普遍发现低压三相直流电阻不平衡率偏大，个别超出了标准规定。其原因是低压引线及中点连线用铜母线的截面偏小，其电流密度与绕组的电流密度不匹配，致使该部分电阻占的比例较大。虽属结构原因，但它又导致了负载损耗的增加和影响了绕组温升测量的真实性。因此，将 250kVA 及以上容量的低压引线规格加大了 1～

2级，使其电流密度≤3.2A/mm²，接近绕组的电流密度。改进前后的选用情况见表12-3。

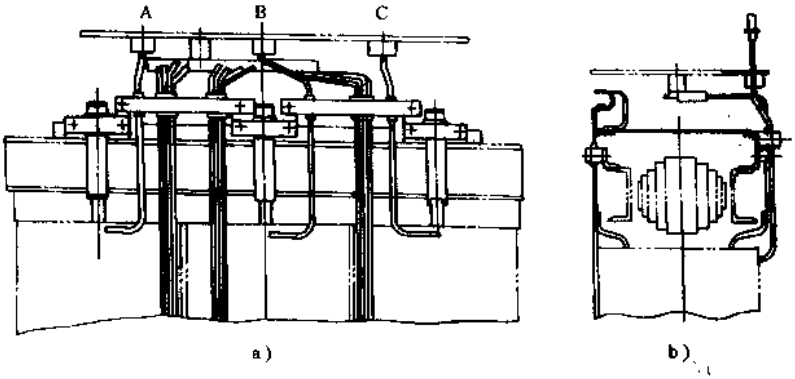


图 12-9 低压双侧出线的引线结构

a）正视图 b）侧视图

低压绕组为四螺旋式，其引线为双侧引出，末端（x，y，z）两侧用铜棒在A相下铁轭垫块处跨接，由低压侧引向上部接于中性点套管

表 12-2 分接开关与引线的规格选用情况

容量/kVA	分接线规格	开关型号	触柱内外径/mm
30～200	ϕ2.5mm 圆铜线	WT△20-10/15-4×3	ϕ2.6/ϕ5
250～500	ϕ4.0mm 圆铜线	WT△63-10/15-4×3	ϕ4.1/ϕ7
630～1250	25mm² 电缆 3	WT△125-10/15-4×3	ϕ6.6/ϕ9.5
1600	35mm² 电缆 3	WPⅡ250-10/15-3×3 立式	接线片

3. 器身压紧结构

1）通过短路试验证明，饼式绕组结构的630～1600kVA原相间两种器身压紧结构，稳定性差，结构不合理，承受短路轴向力的强度过弱。在改版中，仍采用了传统结构的角钢压紧方式和无孔铁心铁轭绑扎的形式，从可靠性和便于操作出发，又做了改进，其改进后的结构如图12-11所示。

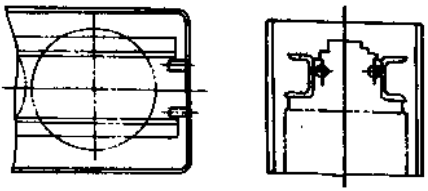


图 12-10 器身上部限位结构

2）630kVA及以上旁拉螺杆处夹件局部强度较弱，拉螺杆旋紧后，夹件两端肢板及腹板个别有较严重的变形现象，因此在夹件两端的拉螺杆内侧加焊了加强筋，如图12-12所示。

表 12-3　铜母线规格的选用（低压引线）

容量 /kVA	原规格		改进后规格	
	$\delta\times B$ /mm	电流密度 /（A/mm²）	$\delta\times B$ /mm	电流密度 /（A/mm²）
250	3×30	4.0	4×30	3.0
315	4×30	3.79	4×40	2.84
400	4×40	3.61	5×40	2.89
500	4×40	4.52	5×50	2.89
630	5×50	3.64	6×50	3.03
800	5×50	4.6	6×60	3.2
1000	6×50	4.8	8×60	3.0
1250	2（5×50）	3.6	2（6×50）	3.0
1600	2（5×50）	4.6	2（6×60）	3.2

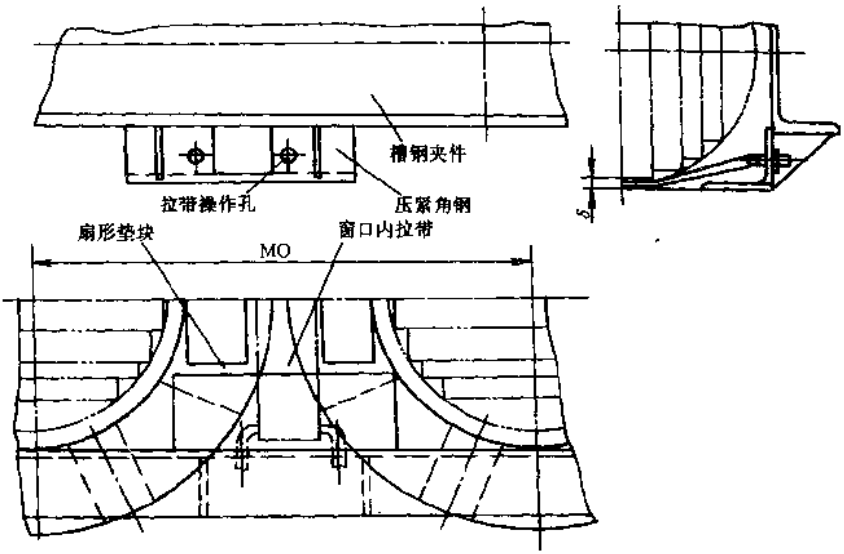


图 12-11　S9-630～1600/10 改进后的相间器身压紧结构

注：1. 630 及 800kVA 因窗口内无带，故 $\delta=0$，且无操作孔。

2. 铁轭绝缘相间部分的垫块均改为扇形垫块。

3）为增加铁轭绝缘垫块的受压面积，500kVA 及以下容量的相间压板的长度和宽度也做了适当的调整。

4）铁心旁柱两侧压紧器身用槽形压板，强度较弱，已将槽高尺寸16mm改为20mm，同时将定位槽形压板的卡铁长度进行了修改（试制中发现卡铁过长）。

4. 绕组

1）为了提高绕组的机械强度和工艺性，保证端部的规整，扁线绕制的层式绕组斜条式端绝缘加粘了电话纸。

2）为了保证分接线到箱壁的绝缘距离，又便于其根部的绝缘包扎，将分接线引出位置向相间略加移动。

5. 油箱

1）长方形油箱箱沿护框内易存残油，且不易吸净，往往造成渗漏油假象。为便于清理，在油箱四角处及油箱中心处，将护框断开50mm，如图12-13所示。

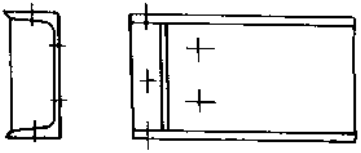


图12-12 夹件端部的加强筋

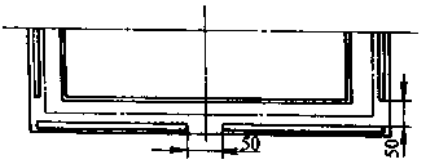


图12-13 改进后的箱沿护框

2）箱盖下面低压套管定位卡铁，由于厚度较薄（4×10），原图样为平焊，起不到定位作用，故改为立焊。

6. 铭牌

为全面贯彻国家标准和计量法，调整了铭牌版面布置，采用标准计量单位符号，增加了“绝缘水平”栏和“商标”位置，简化并合并了铭牌标志图。

12.1.4 器身高度的校正

器身连箱盖结构的变压器，器身高度太高时，将影响箱沿密封；器身高度太低时，将使器身在油箱内悬空，在运输中易摆动而损坏器身上的引线或其他零件。下面就器身高度和箱盖与箱沿间隙提出有效的控制方法与标准。

1. 变压器器身高度的调整

油箱深度在制造过程中允许误差，按油箱技术条件规定，其高度在500～2000mm时，为（±4～±5）mm。不同的油箱或同一油箱不同部位最大的深度差可达8～10mm。这样，设计图样上所示出的器身高度（箱盖底面到器身底脚的高度）就不能作为装配调整的依据，器身高度只能根据油箱的实际深度来调整。一般采用“标杆”来调整器身的高度（见图12-14）。因为箱沿伸出箱壁的宽度大于箱底伸出箱壁的宽度，采用此种方法调整出来的器身高度误差

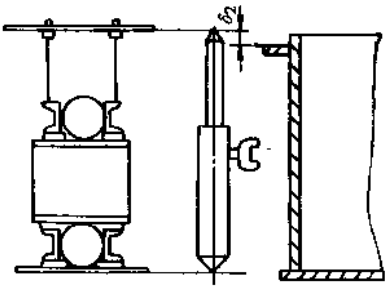


图12-14 用“标杆”调整器身高度

较大。

第二种方法是将器身吊入油箱，测试箱盖与箱沿的间隙，吊起器身，调节吊螺杆的长度，保证箱盖与箱沿的合理间隙 δ_2，然后将器身再次吊入油箱，旋紧螺栓，使箱盖与箱沿的间隙值 δ_1 小于 δ_2。这种方法能保证器身不是悬空，但器身需二次吊入油箱，吊装时间较长，对于大批量生产不利。

第三种方法是利用专用的器身高度调整尺，配以专用的样规就能方便、有效地控制器身的高度。器身高度调整尺如图 12-15 所示，器身高度的调整如图 12-16 所示。先用调整尺找出油箱 A、B、C、D 四点的最高点，以最高点为准调整器身高度。若 A、B、C、D 处的高度差超过 1.5mm（可用塞规检查），为避免箱盖变形过大，保证密封性能，则必须分别调节器身相应处的高度。将调整好的器身再吊入油箱，保证箱盖与箱沿间隙 $\delta_1<\delta_2$，使器身不悬空。为使密封条不过早老化，应使 $\delta_1\geqslant 0.45d$（d 为胶条的直径或厚度），可用样规来测量（见图 12-17）。

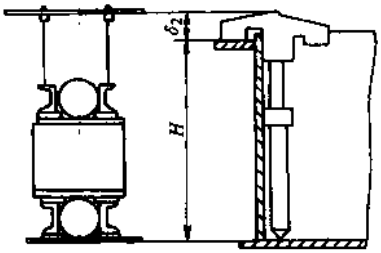


图 12 15　器身高度调整尺

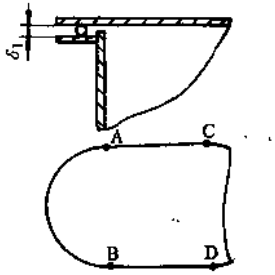


图 12-16　器身高度调整点

2. 器身高度的控制标准

控制器身高度实际上是控制箱盖与箱沿间隙 δ_2 及螺栓旋紧后的间隙 δ_1 的尺寸。

由于箱沿的密封属接触密封，其密封效果与密封表面形态有很大的关系。变压器箱盖和箱沿按现行的质量分等标准，其表面允许有 0.2～0.4mm 的凸点及 0.3～0.7 深的凹点，必须提高密封表面的压力，橡胶相对压缩变形 ε 也随之提高，当 $\varepsilon>50\%$ 时，橡胶会破坏。因此，一般选 $\varepsilon<45\%$ 为宜，即 $\delta_1\geqslant 55\%d$。

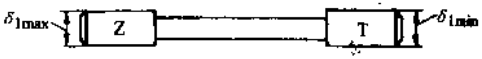


图 12-17　样规

从保证器身不悬空的角度看，δ_2 值应大些，但箱盖的变形程度也会大，当 δ_2 达到某一数值时，将影响到箱沿的密封，这可从橡胶密封件的工作机理来说明。

从图 12-18a 可以看出，密封件与金属密封面二者接触面上，在外力的作用下产生了摩擦力 F_{rp}，能使密封件产生一定的稳定性，抵抗作用在它上面的被密封油的压力 p，当油压力 p 达到某一数值时，它会克服密封件的阻力，使其顺压力 p 的作用

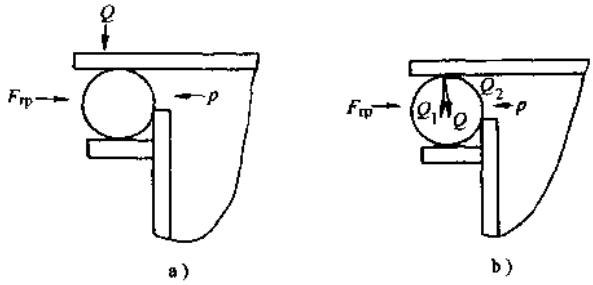


图 12-18 密封胶条受力情况

a）箱盖未变形受力情况 b）箱盖变形后的受力情况

F_{tp}—摩擦力 Q—螺栓紧固外力 p—油压力

方向移动，丧失其密封性。

增大间隙 δ_2 的数值，旋紧螺栓，箱盖在 Q 的作用下就会产生变形。从图 12-18b 看出，外力 Q 分成水平分力 Q_2 与垂直分力 Q_1，这时水平分力 Q_2 将抵抗油的压力 p，使密封达到要求。继续增大 δ_2 数值时，外力 Q 的垂直分力 Q_1 就减小，当 Q_1 减小到一定数值时，橡胶就不能很好地填充被密封面上的凹点。间隙 δ_1 和 δ_2 采用表 12-4 的数值。

表 12-4 箱盖与箱沿间隙 δ_2 和密封条压缩后的间隙 δ_1

胶条直径/mm	δ_2/mm	δ_{1min}/mm	δ_{1max}/mm
ϕ12	10.6	6.6	7.6
ϕ16	14	8.8	10

12.2 新 S9 型配电变压器

12.2.1 概述

国家对城乡电网投入 3800 亿元资金进行改造，主要目的是要求降低变压器及电网中的电能损耗。为此，变压器制造行业不断推出新的低损耗变压器产品。沈阳变压器研究所在 S7 和老 S9 型配电变压器的基础上，在 1994 年设计了新型 S9 型节能配电变压器，简称新 S9 型或新 S9 系列。其性能与改版后的老 S9 型相同，见表 10-7。其空载损耗比 S7 型（“86”标准）降低 10%，负载损耗比 S7 型降低 22%，见表 10-9。

新 S9 系列三相油浸式配电变压器的设计的主导思想是提高产品水平，进一步提高产品的运行可靠性，并尽可能降低有效材料成本。新 S9 型具有节能节材的双重特点，对产品结构进行了一些局部调整和加强，如扩大了高压层式绕组的应用范围，改进了高、低压绕组端面的有效支撑；采用了新的吊板和器身定位结构；改进了高、低

压引线的夹持方式；将铁轭绝缘及绕组垫块在结构上进行了改进，由原 S7 型采用相互独立的垫块（不易均匀压紧，容易松动脱落），改为新 S9 型通过油道隔板成为一体的铁轭绝缘结构。这样增加了绕组的机械强度，也显著地提高了产品的抗短路能力。

原 S7 型和老 S9 型铁心叠片为二阶交错接缝，二片一叠，而新 S9 型改为三阶接缝，一片一叠，减小了铁心损耗和空载电流（见表 10-9），也降低了变压器的噪声干扰。还采用了热缩带、点胶纸（菱格上胶绝缘纸）等新材料和一些新的组件和紧固件。新 S9 型变压器的高压绕组的相间距离比 S7 型小，相间间隙由 15mm 减到 8～10mm，这样一来铁心中心距就相应减小（这是采用半油道和小油隙结果），使铁心总重量大为降低。不但整体上降低了变压器的制造成本，而且使其性能和结构得到进一步的提高。

12.2.2　新 S9 型技术经济比较

(1) 产品的 10 年变电成本　产品 10 年变电成本的表达式为

$$C=C_1+C_2$$

式中　C——产品 10 年变电成本（元）；

C_1——产品费用和 10 年利息总和（元）；

C_2——产品运行费用和 10 年利息总和（元）。

据我国中、小型变压器厂的一般情况，主要材料成本约占总成本的 75%。变压器价格可按下式估计：

$$C_0=\frac{1.3\times(13\times G_1+30\times G_2+5\times G_3+3\times G_4)}{0.75}$$

式中　C_0——变压器价格（元）；

G_1——产品硅钢片重（kg）；

G_2——产品铜线重（kg）；

G_3——变压器油重（kg）；

G_4——钢材重（kg）。

13、30、5、3——硅钢片、铜线、变压器油、钢材单价（元/kg）；

1.3——考虑产品税金、利润、运输费用等的系数。

产品费用和 10 年利息总和，以 C_{01} 和 C_{02} 之和表示，则

$$C_1=C_{01}+C_{02}$$

$$C_{01}=(1+0.063)^{10}\times C_0=1.842C_0$$

$$C_{02}=k_wC_0[(1+0.063)^{10}-(1+0.063)^9+\cdots+(1+0.063)]$$
$$=14.21k_wC_0$$

式中　0.063——年利息；

k_w——产品的年维修费，密封式产品取 2%，普通产品取 5%。

变压器运行中一年电耗费用按下式计算：

$$C_3=[8600\ (P_0+0.05I_0\%\times P_N/100)+2200\times(P_k+0.05\times u_k\%\times P_N/100)]\times 0.25$$

式中 C_3——变压器运行中一年电耗费用（元）；

8600、2200——变压器全年空载、等效满载（负载系数相当于 0.25）小时数（h）；

0.25——电价（元/（kW·h））（目前一般取 0.4 元/kW·h）。

中小型配电变压器，负载系数在很大的范围内综合效率都是很高的。一般认为我国的配电变压器用户负载系数在 0.25～0.4，也就是说，最小负载小时数为 2200 h/年。故统一取 2200。

则变压器运行费用和 10 年利息总和 C_2 为

$$C_2=C_3[(1+0.063)^{10}+(1+0.063)^9+\cdots+(1+0.063)]$$
$$=14.21C_3$$

(2) 运行成本分析　根据 S9 及 S7 型产品的性能参数，分别对其年电耗费用进行了计算，计算结果列于表 12-5 中。从表中可以看出，S9 型变压器与 S7 型变压器相比，年耗电量降低 17.8%。

表 12-5　S9 型产品与 S7 型产品年耗电费用比较

容量/kVA	S9 运行成本/元	S7 运行成本/元	S9 较 S7 运行成本下降（%）	备　注
100	1477	1824	19.0	电费按 0.25 元/kW·h 计算
125	1755	2186	19.7	
160	2112	2610	19.1	
200	2512	3098	18.9	
250	2941	3657	19.6	
315	3520	4376	19.6	
400	4172	5294	21.2	
500	5005	6274	20.2	
630	6129	7450	17.7	
800	7303	8984	18.7	
平均下降		1.86 元/kVA	17.8	

(3) 有效材料成本比较　根据前述技术条件和结构特点，对新 S9 型产品进行了电磁计算和结构设计。下面根据材料消耗，分别对新 S9 型（以 30Q147（DQ147-30）硅钢片数据为准），老 S9 和 S7 型三个系列变压器的有效材料成本进行计算和比较，结果列于表 12-6。从表中可以看出，新 S9 型与老 S9 型产品相比，有效材料成本平均降低 19.0%，而新 S9 型与 S7 型产品相比，有效材料成本下降 6.1%。

表 12-6　有效材料成本比较

型号	新 S9 型					老 S9 型				
容量/kVA	硅钢片重/kg	铜导线重/kg	油重/kg	油箱及附件重/kg	主要材料成本/元	硅钢片重/kg	铜导线重/kg	油重/kg	油箱及附件重/kg	主要材料成本/元
100	180.3	100.7	110	125	6290	215	114	140	130	7305
125	220	106.5	125	150	7130	245	135	175	175	8635
160	270	118.8	140	170	8284	298.8	159	195	205	10244
200	317	138.7	165	195	9692	351	173.7	215	225	11524
250	378.8	162.6	190	225	11427	426	207.6	255	260	13821
315	457	191.6	220	260	13569	502.5	242	280	295	16078
400	550.3	234.6	275	285	16422	591	287	320	315	18838
500	639	272.8	305	360	19096	684	320.6	360	375	21435
630	748.5	364.3	395	435	23940	999	496	605	500	32392
800	909.1	403.3	455	550	27842	1136	572.8	680	570	37062

型号	S7 型					新 S9 较老 S9 下降（%）	新 S9 较 S7 下降（%）
容量/kVA	硅钢片重/kg	铜导线重/kg	油重/kg	油箱及附件重/kg	主要材料成本/元		
100	203	87.5	128	152	6360	13.9	1.1
125	230	100	153	175	7280	17.4	2.1
160	287	122	169	201	8839	19.1	6.3
200	325	134	197	230	9920	15.9	2.3
250	389	165	211	257	11833	17.3	3.4
315	459	184.2	245	298	13612	15.6	0.32
400	553	227.3	279	359	16480	12.8	0.35
500	654	276	337	450	19817	10.9	3.6
630	848	355.5	442	576	25627	26.1	6.6
800	1100	441	623	697	32736	24.9	14.9

注：1. 变压器联结组标号均为 Yyn0；

2. 高压分接均为－5%～＋5%；

3. 材料单价：硅钢片 13 元/kg、铜线 30 元/kg、变压器油 5 元/kg、钢材 3 元/kg。

(4) 10年变电成本比较　目前考虑变压器的先进程度，应考虑综合指标，可应用10年变电成本的概念进行综合评价。根据前述公式，分别对新S9、老S9及S7型三个系列产品的10年变电成本进行了计算，计算结果列于表12-7。从表中可以看出新S9型产品的10年变电成本与老S9、S7型产品相比分别平均下降了8.9%和13.4%。所以，综合考虑，新S9系列变压器要优于老S9和S7系列产品。

表12-7　10年变电成本比较

型号 / 容量/kVA	新S9 /元	老S9 /元	S7 /元	新S9较老S9 下降（%）	新S9较S7 下降（%）
100	37043	39634	42153	6.5	12.1
125	43138	46979	49645	8.2	13.1
160	51156	56160	59650	8.9	14.2
200	60434	65111	69343	7.2	12.8
250	70960	77070	82170	7.9	13.6
315	84654	91057	96928	7.0	12.7
400	101201	107360	117293	5.7	13.7
500	119864	125834	139736	4.7	14.2
630	148199	169774	171277	12.7	13.5
800	174843	198376	211221	11.9	17.2

12.2.3　新S9型结构

外形和内部结构如图12-19所示。

(1) 绕组　高低压绕组均用无氧铜线绕制，高压绕组为多层层式。新S9型30～500kVA产品的低压绕组采用双层层式。新S9型630～1600kVA产品低压绕组采用新型螺旋式绕组。绕组的层间绝缘采用厚度为0.08mm网点上胶纸，提高抗短路强度。首末层加强。低压绕组端部线匝不拉平，采用硬端圈，无间隙完全支撑。绕组外表面采用紧缩带和微缩半干粘带半叠一层包扎，这样既保护了绕组，又增加了绕组的机械强度。绕组采用不浸漆工艺。

新型螺旋式绕组与常规的双螺旋绕组不同点是，取消了横向油道，改为纵向油道，即取消了段间的平尾垫块，改用纸板条加工的小垫块粘在0.12mm电缆纸上。绕组绕制时，按图样要求将其垫在并绕导线的中间。端绝缘采用带斜度的绝缘端圈。这样就缩小了绕组的几何尺寸。为保证绕组的强度，在绕组外侧半叠绕一层紧缩带，以防止加热后辐向尺寸涨大。绕制的难点是控制好轴向和辐向尺寸，为此，在绕制中分别在轴向高度的1/4处、1/2处和3/4处测量实际尺寸并与计算值相比，如果超差，则采用专用顶具把绕组导线控制到图样尺寸。而辐向尺寸的控制主要在起末头，尤其是绕制后做绕组末头时，发现末头有回弹现象，采用临时拉紧带将绕组沿圆周方向拉紧，然后进行末头的制作，从而有效地解决了末头回弹现象。绕组的绕制应尽量卷紧

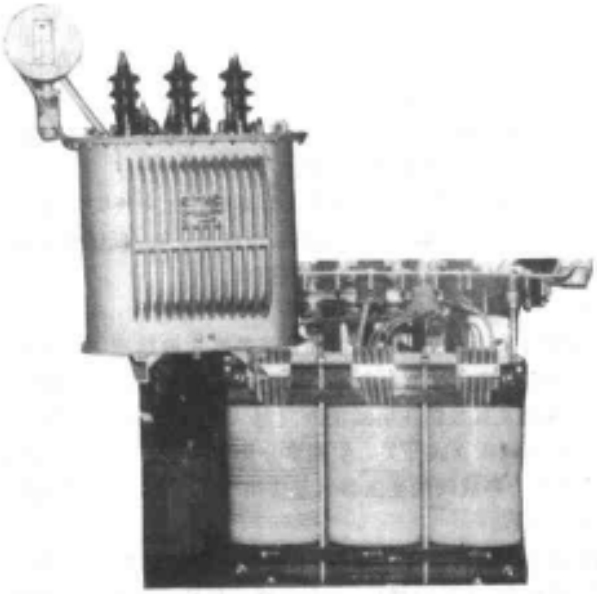


图 12-19　新 S9-100/10 变压器的外形和内部结构

的原则，严格控制辐向和轴向超差。

其他绕组均用常规方法绕制。

(2) 铁心　铁心结构仍为 45°全斜接缝，不冲孔，与老 S9 型相比，不绑扎玻璃粘带，在铁心端面涂刷 7110 聚胺酯漆，起了粘结固定铁心和硅钢片切口的防锈作用。铁心为圆形多级结构，选用 30Q147 (DQ147-30) 或 35Z155 冷轧硅钢片。铁心在叠积方式是采用阶梯形三级接缝，而以往变压器是采用交错式接缝。根据试验，三级接缝与两级接缝相比，空载损耗约降低 3%左右，空载电流约降低 20%～30%。这两种叠积方式在硅钢片材料消耗上一样，但中柱多了一种片型，制造工时要略多一些，但工艺上不存在问题。

为了防止耐受短路力时，由于力的传递使下铁轭片产生位移，在下铁轭的各级与垫脚之间均用垫块撑紧。

(3) 器身绝缘　对器身绝缘，尽量增加绕组上下端面的有效支撑，使绕组耐受短路力的可靠性增强，而沿绕组圆周均用绝缘块（层压纸板块或层压木块）支撑。绝缘块的端面与铁轭大级的端面构成一个平面，使绕组端部的支撑面积达到了 80%以上。

器身装配时高、低压绕组分别套装，先套装低压绕组。由于铁心柱没有绑扎玻璃粘带，低压绕组套装后对铁心有一定的距离，为撑紧低压绕组，在心柱四个侧面放置

撑板，在台阶部位对称放置4个圆撑条，高、低压绕组之间由瓦楞纸板作主绝缘兼作油隙。低压绕组为双层层式结构时，高低压绕组之间距离为8.5mm；低压绕组为螺旋式时，高低压绕组之间绝缘距离为10～15mm。器身用上夹件与定位扁钢定位，器身上紧固件一律应用双偏心防松螺母，防止松动。

实际安装时，由于铁心叠片有一定的偏差，绝缘块的端面与铁轭大级端面不十分平齐，应在制造时进行处理使其表面基本平齐。

(4) 引线　160kVA及以下高压引线为套纸管的夹板夹持式，低压引线为木支架绑扎式。200kVA及以上高压侧引线用层压纸板支架、低压侧为铜排和木支架紧固式。夹持紧固采用双偏心防松螺母替代双螺母。

(5) 油箱　油箱的基本型式为椭圆形（30～315kVA）和矩形（400～1600kVA）油箱。散热元件可采用扁管或片式散热器或膨胀式散热器三种型式。

(6) 整体总装　器身与箱盖之间采用了吊板带缓冲结构，解决了以前出现的器身顶箱盖和不落地及有效防止引线扯断问题。采用如WSPⅡ63/10－3×3C三相三分接等新型无励磁调压立式开关，使调整分接更可靠。采用了完善化的QJ4气体继电器，还扩大了压力释放阀的变压器容量应用范围。采用密封式结构，可解决变压器油无有效保护问题。

由于结构的改进和新组件、新材料的使用，使新S9型变压器的耐短路能力和可靠性有了明显的提高，主要表现在：①低压绕组用硬端圈无间隙支撑，与铁心之间形成实体硬固定；高压绕组层间用菱格（又称网点）上胶绝缘纸，绕组80%以上的面积被铁轭、木块件等压紧。②高压绕组层间绝缘按电压分布考虑，对首末两端绝缘进行了加强。③对较大容量的配电变压器，改为垂直油道散热，对管式油箱采用插管技术，这样就提高了散热能力。

(7) 涂料　产品质量包括内在质量和外观质量，外观质量取决于油箱涂装前的表面处理和选择的涂料及涂装方法。根据有关厂家经验，新S9型变压器涂料可选用价格较低廉的AM-06机械漆，它是双组分、银绿色。该漆光泽度高，耐机油，耐污染，三防性能好，属于环保型产品，适用于电力变压器油箱的表面涂装。还可以选购快干型涂料。可降低涂装成本，有利于缩短产品生产周期。

另外，还应提高涂料的配套工艺，要选择好配套的底漆、腻子、二道底漆、面漆、溶剂和固化剂。具体工艺过程是：C06-17铁红醇底漆→底漆腻子→铁红醇酸二道底漆→AM-06机械漆。机械漆用AM-06机械漆固化剂、AX-1机械漆稀释剂。

如果为农村水电站生产升压的新S9型变压器，要注意高压侧电压。因为农村水电站大都采用单机500kW及以下低压水轮发电机，其电能基本上都是经主变压器升压至10kV电压等级送出。而目前我国10kV电压等级的变压器中，还没有正规的升压变压器标准系列，只有电压比为0.4/10±5%kV的配电变压器系列。所以，农村水电站的主变压器几乎都是采用普通配电变压器，将其一、二侧调换过来代替升压变压器用。将配电变压器用作电站的主变压器时，发电机在额定电压0.4kV下运行，主

变压器的输出电压最高可达到 10.5kV。而农村水电站绝大多数是处在边远山区，离并网点较远，应使其主变压器的输出电压升得更高一些，来弥补线路上的电压降。若发电机长期处在高电压、高功率下运行，将会导致铁损大幅增加，温升增大，绝缘老化，寿命缩短，电站还会欠发无功。所以在主变压器订货时，变压器的电压比要选 0.4/11±5%kV。

对已投产的农村水电站，可采用增加变压器高压侧绕组匝数的办法。

一般以增加原有绕组匝数的 10%为准。匝数增加之后，应将三挡（+5%、0、−5%）的抽头按要求进行改接。

增加变压器高压侧绕组匝数，应按如下步骤进行。首先进行吊心测量，视测量结果空间裕度大小最后确定增加的匝数值。应尽量利用空间位置多增加一些匝数；若空间位置裕度过小，难以增加绕组匝数，则只好另行选配 0.4/11±5%kV 的升压变压器。

由于农村电网的损耗相对较高，而农村电工及使用电气设备人员对电气知识的了解相对较少，管理较弱，造成突发短路的现象较多，而新 S9 型配电变压器正好能解决上述两方面的问题，因此，国家要求在城乡电网中，推广应用新 S9 型产品，全部淘汰“64”标准的 SJ、SJ1 型等型号和“73”标准的 SL、SL1 型等型号的高损耗变压器，逐步淘汰“86”标准的 S7、SL7 型较低损耗变压器。这样在两网改造中和今后相当一段时期内，新 S9 型变压器将在配电系统中成为配电变压器的主要角色。

12.2.4　器身与箱盖间带缓冲软连接结构

1. 器身与箱盖连接和安放情况

一直以来，变压器器身与箱盖连接是直接固定的方式，然后放入油箱内。

目前，通用的吊螺杆结构属于硬连接结构。这一配合尺寸完全由调节吊螺杆高度来满足，但影响这一配合的因素主要包括如下几点。

1）油箱的制作过程属于粗加工工艺，造成油箱深度误差较大、而且具有一定的分散性。

2）铁心垫脚具有支撑、拉紧铁心的作用。紧固后常有不同程度的变形，表现为垫脚两个端部上翘，这就给器身高度的测量带来了误差。油箱两底角之间的平面度不易控制。箱盖在焊装过程中，有不同程度的变形。在器身起吊后，受器身重力的作用，其也会发生变形。因此，现行吊螺杆结构在目前的加工工艺水平下要达到标准要求较困难。

2. 吊螺杆的改进方案

吊螺杆是连接器身和箱盖的机构，在器身起吊时，承受器身的重量，在总装完成后，起到器身的定位作用。

吊螺杆软连接结构，如图 12-20 所示。

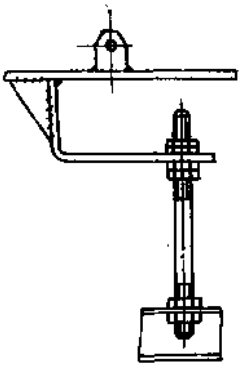


图 12-20　吊螺杆软连接结构示意图

该结构的吊板用钢板折弯而成，使其具有一定挠度，这样在器身起吊时，吊板承重将下沉一定距离。吊入油箱后，吊板上升，当箱盖紧固时，吊板又产生向上的变形，对器身产生一定的压力。吊螺杆结构在垂直方向就成为自适应结构，同时在垂直及水平方向均有定位功能。

考虑到吊板原材料材质的稳定性及加工精度对吊板挠度的影响，以及扩大该结构的承重范围，在吊板的悬伸端增加一限位板来限制吊板在承重时向下的变形量，并增加吊板的承重能力，能使箱盖与器身之间保持适宜的作用力，其结构如图 12-21 所示。

吊板在起吊时，吊板下压接触限位板，与限位板共同构成一简支梁结构，如图 12-22 所示。这时考虑吊板在受集中载荷 P_1 的情况下，应满足不发生塑性变形的要求。

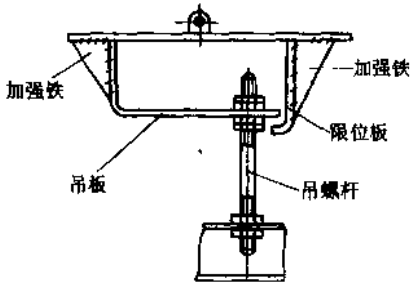


图 12-21 在限位板内的吊螺杆连接

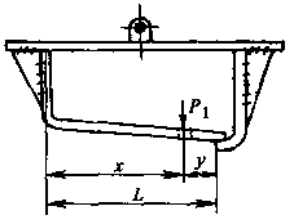


图 12-22 吊板起吊状态受力图

在 P_1 的作用下，吊板的最大弯矩为

$$M_{max}=P_1xy/L$$

矩形截面的截面矩量

$$W=\frac{1}{6}bh^2$$

式中 b——吊板宽度（mm）；

h——吊板厚度（mm）。

且 W 应满足 $W\geqslant\frac{M_{max}}{[\sigma]}$，$[\sigma]$ 为该材料的许用应力。

当 $W=\frac{1}{6}bh^2=\frac{M_{max}}{[\sigma]}$ 时

$$\frac{1}{6}bh^2=\frac{P_1xy}{L\ [\sigma]}$$

$$h=\sqrt{\frac{6P_1xy}{bL\ [\sigma]}} \tag{12-1}$$

式中，P_1、$[\sigma]$ 均为已知量。

那么，在确定其余参数时，考虑吊板所处空间结构，确定 L、x、y、b，即可计算出 h。

确定各个参数后，再验证吊板挠度。

吊板挠度为

$$f_{max}=\frac{P_2x^3}{3EJ_z}$$

式中　P_2——该吊板所受压力（kN）；

E——该种材料的弹性模量，一般为 $20\sim22\times10^{10}$Pa；

J_z——吊板横截面对 Z 轴的惯性矩，$J_z=bh^3/12$，则

$$f_{max}=\frac{4P_2x^3}{Ebh^3} \tag{12-2}$$

把计算所得数据代入上式，如果不满足，可利用式（12-1）再重新选择参数，反复计算，直到得出合适的参数。

装配后，吊板还有一种受力情况，就是箱盖紧固后吊板上翘，其受力图如图 12-23 所示。考虑上翘量很小，箱盖紧固力完全可以承受吊板向上的变形力，所以不再进行校核。

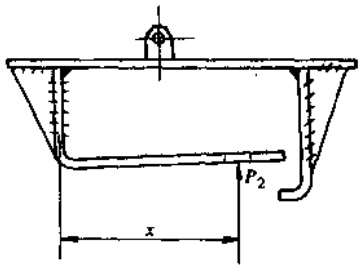


图 12-23　紧固状态下吊板受力图

3. 器身安放状况的检测

（1）器身高度的确定　由于变压器运输或运行时会产生振动，若装配时吊板与吊板限位板之间的距离过近，则器身的振动有可能使其相互碰撞产生较大的噪声。故吊板限位设计时，较吊板常态下移 3mm。器身起吊时，吊板将下沉 3mm。器身下箱后，要求吊板对器身有一定的压力，即要求吊板应向上有一形变。考虑到垫脚常有变形使端部上翘，器身高度的测量值应为负差。器身高度为

$$H'=H+h_1+h_2$$

式中　H——原理论器身高度（mm）；

h_1——总装配后吊板上翘量（mm）；

h_2——吊板常态下与限位板之间的距离（mm）。

取 $h_1=1$mm，$h_2=3$mm

则 $H'=(H+4)$

（2）密封胶条压缩量的测量　因本结构器身高度误差不影响密封胶条的压缩量，检测时只需测量密封胶条是否达到标准要求的压缩量即可。可用内径卡钳（或游标卡尺）测量密封胶条压缩后的实际尺寸是否在胶条直径的 55%～90%之间。

4. 实际应用效果

对新S9-100/10变压器进行了改装试验。先进行理论计算，确定吊板的外形尺寸。

S9-100/10变压器器身吊重为$P=3150$kN，结构是双吊螺杆结构，则单侧吊螺杆受力为$P_1=\frac{1}{2}P=1575$kN。考虑到器身起吊时，P_1既提供图12-24中A处弯矩力，同时又要提供螺母所在处弯曲变形的弯矩力，所以器身重力真正提供的下压力为

$$P_2=\frac{1}{2}P_1=787.5\text{kN}$$

$$h=\sqrt{\frac{6P_2xy}{bL[\sigma]}}$$

考虑起吊空间结构，取$L=100$mm，因螺母直径所在范围内不会发生变形，取$x=75$mm，$y=10$mm，$b=30$mm，$[\sigma]=170$MPa。将上列数据代入式（12-1）得，$h\approx2.8$mm。根据材料规格情况，取$h=3$mm，其他参数不变。

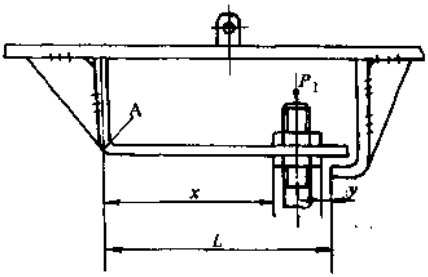


图12-24 吊板受力图

再校核吊板挠度，根据式（12-2）得

$$f_{max}=\frac{4P_2x^3}{Ebh^3}\approx8.2\text{mm}$$

计算结果满足要求。

为了检验本结构对器身高度的容差性，分别将器身高度定为+4mm和−2mm，进行装配试验，经验测均达到满意效果。

本结构使器身与箱盖之间的作用力稳定且减小，使器身振动到箱盖上的传递得到缓冲，有效地降低了变压器的噪声水平。

12.3 箔式绕组变压器

12.3.1 概述

中小型变压器的低压绕组采用箔式结构（铝箔或铜箔），在美国，对2500kVA及以下变压器的低压绕组，已普遍采用箔式结构。它的优点是可以提高导电材料在铁窗内的填充系数，体积可减少9%；增加绕组辐向的热导率，温度梯度低，热稳定性好，从而抑制了绕组的热点温度。又由于绕线工艺仅从一个方向缠绕，没有横向运动，因而易于提高机械强度，减少绕线工时（约节约10%～12%）；同时结构简单，冲击电压分布均匀起始电压分布是线性的。还有因端部是平行的，可以有效地降低横向漏磁，从而减少轴向应力，可降低至原来的1/10。但也存在一定的缺点，如承受径向力差，绕组端部绝缘难处理、绕组引头困难以及电流沿轴向分布不匀，两端达平均值

的 3 倍，而中间只有平均值的 80%，这是由于涡流使电流分布不均匀所引起的，因此，会使涡流损耗增大一些。

箔式绕组适用于低电压（数百伏）、大电流（数百至数千安培）的绕组，一般用作配电变压器的二次绕组。

铜箔或铝箔的厚度为 0.1～2.5mm 左右。导电箔间衬以绝缘纸，厚度为 0.05～0.12mm，一般采用菱格上胶纸。

绕制后的绕组可为圆形、方形或矩形。绕制后的绕组尺寸（方形或矩形不大于内接圆）一般为外径 ϕ200～800mm，内径 $\phi\geqslant$150mm，高度为 250～1450mm。绝缘材料分层间绝缘和端绝缘两种。层间绝缘除上述菱格上胶纸外，还可用卷筒状电缆纸、电工绝缘纸板、玻璃纤维织物、聚酰亚胺、聚酯、聚碳酸酯和薄膜等，规格为外径 $\phi\leqslant$400mm，内径 $\phi\leqslant$76mm，宽度为 250～1450mm，厚度≤0.5mm。端绝缘为卷盘状电缆纸，规格为外径 $\phi\leqslant$400mm，内径 ϕ76mm，宽度为 8～25mm，厚度为 0.08（0.05）mm～0.2mm×6。

导电箔板的头、尾焊接上导电排（也有采用冷压钳冷压连接）作为绕组的引出线。图 12-25 所示是箔式绕组结构示意图。引出线为板条状的铜或铝导电排，其规格为宽度为 30～100mm，厚度为 2～3mm，长度为 500～1400mm。焊接由氩弧焊装置、快速自动行走机构、压紧机构和冷却装置组成。氩弧焊适用于厚度为 0.3～2mm 箔材的焊接（引线和箔材对接）。自动行走机构速度可调，最高为 1m/min。压紧板可分圆弧板和平板两种，以适应不同引线的要求。采用水循环方式冷却，在 3～5min 内全部冷却。

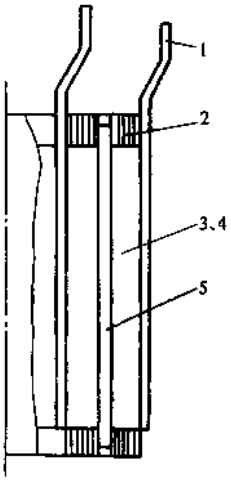


图 12-25　箔式绕组结构示意图

1—导电排　2—端绝缘　3—金属箔带　4—层间绝缘　5—油道

1996 年沈阳变压器研究所开发了 315～1600kVA/10kV SB8 型和 SB9 型系列箔式绕组变压器。与 S7 系列产品相比，SB8 型和 SB9 型系列产品的硅钢片、铜材等主要材料消耗平均减少 0.38kg/kVA 和 0.25kg/kVA。器身重量减轻，总损耗也明显降低，如图 12-26 和图 12-27 所示。

箔式绕组可采用多段箔饼串联而成（一般用在高压绕组），而配电变压器低压绕组一般都采用单段箔式结构。

SB8 型和 SB9 型系列产品的绕组采用单段箔式结构，即绕组的箔片宽度等于总线段高度。这种结构有着以下许多优势：①线段所有截面温度分布比较均匀、改善了绕组的冷却条件；②绕组磁动势沿绕组高度分布均匀，安匝平衡好，横向漏磁少，短路轴向力也小，因而承受短路能力强。③匝间电容沿绕组分布均匀，增加了绕组对冲击过电压的稳定性。④有较大的铁窗填充系数。⑤绕组引出线和段间连接的数量及制造工时少，便于实现机械化。这些使得箔式绕组产品的经济技

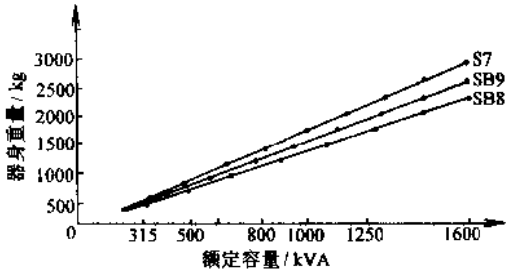


图 12-26 SB8 型和 SB9 型与 S7 型器身重量比较

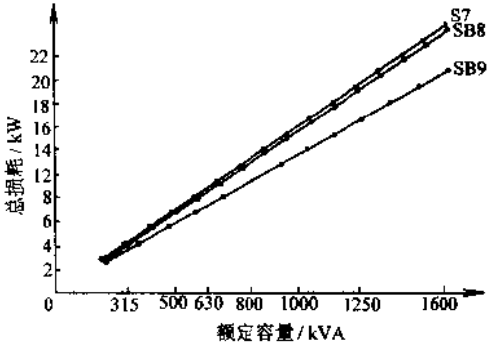


图 12-27 SB8 型和 SB9 型系列与 S7 型系列总损耗比较

术指标达到先进水平。

12.3.2 产品结构特点

SB8 型和 SB9 型三相油浸箔式绕组变压器是在新 S9 系列产品设计的基础上进行的。该系列产品在结构上除采取新 S9 系列产品已应用的有效措施外，又做了一些局部调整：高压绕组采用层式，低压绕组采用箔式；层绝缘仍用网点上胶纸粘牢；铁心采用经计算机计算调整的、一侧去级的圆形截面；采用了铁轭垫块与平衡垫块于一体的绕组压紧结构；低压引线铜排用尼龙螺栓，绝缘块直接固定在角板上。使其结构简单可靠。同时，产品还配备了带油管、片式散热器、膨胀式散热器及波纹片等四种散热元件的油箱（随意选择）。

12.3.3 箔式绕组的绕制方法

箔式绕组的绕线模（见图 12-28）类似于层式绕组的绕线模。由于箔式绕组绕制时，有比较大的拉力；绕组的引出线为导电排，因此，绕线模要开出安放导电排的凹槽，在凹槽受箔板拉力那一边，为了增加强度，若是铝制模时，要嵌上铁条。

在尾端的导电排，为了便于高压绕组的绕制或套装（一般采用绕组直接绕在箔式绕组上的工艺），导电排外侧（靠高压绕组的一侧）要倒角，如图 12-29 所示。

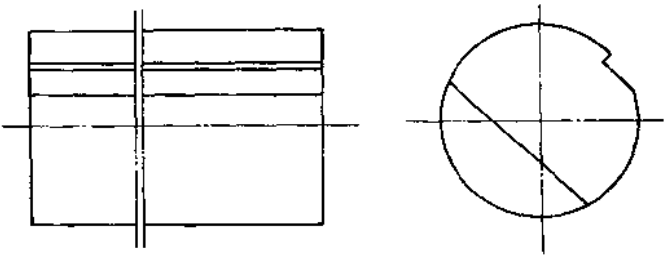


图 12-28　箔式绕组绕线模

箔式绕组的绕向规定：从起绕引出线的导电排端看，箔板卷绕前进的方向为逆时针，就是左绕向；箔板卷绕前进的方向为顺时针，即为右绕向。

由于绕制的紧实，使得在短路时机械强度提高。使用箔式卷绕机绕制箔式绕组时，金属箔板和绝缘纸都有一定的拉应力。

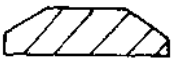


图 12-29　导电排截面形状

铝箔的拉应力为 0.04MPa

铜箔的拉应力为 0.05MPa

绝缘纸的拉应力为 0.03MPa

实际绕制时，一般端绝缘采用厚度为 0.5mm 或 0.8mm 的卷状绝缘纸板。可由这两种厚度的材料组合，作为箔式绕组的端绝缘，也可以采用层间绝缘折边作为端绝缘。

金属箔板与导电排焊接处，相对于另一层金属箔带的层间绝缘要加强。一般层间绝缘在此处要重叠一下，如图 12-30 所示。

卷筒形式的箔材（带状铝或铜）由起重设备吊装在绕线机放料架的承料筒上而撑紧，料头穿过走带机构、去毛装置、横向剪切机修角尺后送至焊接装置，再焊上引线后固定在绕线机卷绕轴的铝模上。同时，层间绝缘和端绝缘的料头分别从各自的放料架上被引导穿过导向装置，固定在卷绕模上。踩动脚踏开关开始慢速试绕，并注意各带料的位置是否准确适当，及时校准好后，快速绕制所需匝数，夹紧后自动剪断。焊上引线，用环氧玻璃丝带绑扎，由升降架撤出。

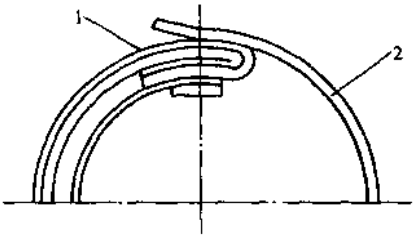


图 12-30　层间绝缘的重叠
1—双折电缆纸　2—箔带

在绕制过程中，箔材边缘应进行连续去毛处理，而剪切装置和焊接装置不工作时退至空档。为保证绕组端部的平整，有对中检测反馈装置，对执行机构可纠偏。对箔式绕组绕制机的要求有：①应为卧式整体结构；②可靠性和精度要高，寿命要长；③能连续生产，生产率平均每班为 10～12 只；④绕组参数和工艺应满足要求；⑤操作

方便，维修简单，噪声低。

图 12-31 为目前常用的高低压箔式绕组绕制机。它采用"箔线材液压节能张力卷取装置"专利技术，张力定量控制准确，动态、静态均保持恒定张力。采用全液压随动系统对箔带进行检测，自动调整箔带卷绕位置，可靠性高，调偏精度达到±0.5mm。采用特制钨极氩弧焊机自动焊接，可进行搭接焊、对接焊以节省材料。按可绕箔带宽度分为 BRJ-700、1000、1400 三种型号。

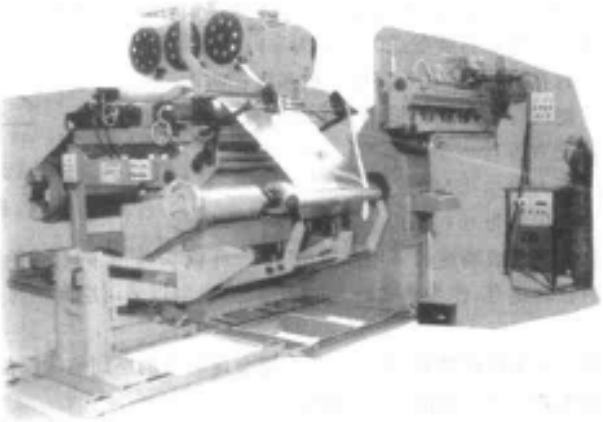


图 12-31 高低压箔式绕组绕制机

箔式绕组也可采用两张金属箔板重叠绕制或并列绕制，如图 12-32 所示。

当重叠绕制时，不进行换位。两张金属箔板重叠在一起，焊在导电排上。

当并列绕制时，两张金属箔板间的间隙不能大于 1mm，也不能重叠在一起。这可以由边缘调整装置控制。采用自动绕制，能充分利用材料。

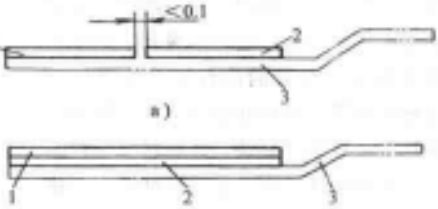


图 12-32 并列绕制和并叠绕制

a）并列绕制 b）并叠绕制

1—箔带 1 2—箔带 2 3—绕组导电排

箔式绕组卷绕机能绕制成圆形，也能绕制成矩形或长圆形。绕矩形或长圆形时，一定要将绕组卷绕机的压辊压在绕组上，这样才能保证质量。

12.3.4　箔式绕组变压器的主要性能参数

SB8 型三相油浸箔式绕组变压器系列设计，采用 GB/T6451—1995 标准所确定的技术参数，见表 12-8。SB9 型采用 0BY.500.507《10kV 30～1600kVA S9 型配电变压器技术条件》确定的技术参数，见表 12 9。

表 12-8　SB8 型产品的技术参数

额定容量/kVA	电压组合			联结组标号	空载损耗/kW	负载损耗/kW	空载电流(%)	阻抗电压(%)
	高压/kV	高压分接范围(%)	低压/kV					
315	10	±5	0.4	Yyn0	0.68	4.80	1.6	4
400					0.81	5.80	1.5	
500					0.97	6.90	1.4	
630					1.15	8.10	1.3	4.5
800					1.40	9.90	1.2	
1000					1.65	11.60	1.1	

表 12-9　SB9 型产品的技术参数

额定容量/kVA	电压组合			联结组标号	空载损耗/kW	负载损耗/kW	空载电流(%)	阻抗电压(%)
	高压/kV	高压分接范围(%)	低压/kV					
315	10	±5	0.4	Yyn0	0.67	3.65	1.1	4
400					0.80	4.30	1.0	
500					0.96	5.10	1.0	
630					1.20	6.20	0.9	4.5
800					1.40	7.50	0.8	
1000					1.70	10.30	0.7	

SB8 型和 SB9 型比 S7 型的材料成本分别下降了 19.7%和 10.5%。对有箔式绕组绕制机的厂家来说，生产 SB8 和 SB9 的工艺技术都不存在问题。

过去由于全国没有统一设计图样，造成产品规格尺寸不统一，批量不大，使箔材价格较高，箔材生产厂不愿生产，所以箔式绕组变压器十几年来发展较缓慢。现在推出此两种系列产品图样后，可使所需箔材宽度品种减少到三、四个，并能定宽供应，刺激了箔式绕组变压器的发展。

12.4　新 S9 型 35kV 变压器

12.4.1　概述

新 S9 型 35kV 变压器包括新 S9 型 35kV 直配变压器（35/0.4kV）和 35kV 主变

压器（35/10kV）。由于目前农村电网中35kV等级广泛使用着，而城市电网中35kV等级虽然逐步在减少，但目前不少地方尚在使用，所以35kV等级的供电变电所和工厂变电所数量很多。在变电所中除主变压器需用35kV级外，还有不少35kV的直配变压器。因此近几年全国35kV变压器年产量有1300～1500万kVA，开发35kV级新S9型的低损耗变压器有着现实意义。

在2000年初，沈阳变压器研究所开发了35kV级“9”型三个系列配电和电力变压器。

12.4.2 新S9型35kV变压器的技术条件和成本比较

1. 技术条件

据JB/T3837—1996《变压器类产品型号编制方法》附录A中性能水平的规定，35kV变压器设计采用的“9”型的技术参数，较GB6451—1995中的性能参数（即“7”型产品），空载损耗平均下降20%，负载损耗平均下降10%。共分三个系列，即50～1600kVA双绕组无励磁调压配电变压器（共14个品种）、2000～6300kVA双绕组无励磁调压电力变压器（共6个品种）和2000～6300kVA双绕组有载调压电力变压器（共6个品种），其技术参数分别见表12-10～表12-12。

表12-10 50～1600kVA双绕组无励磁调压配电变压器技术参数

额定容量/kVA	电压组合			联结组标号	空载损耗 P_0/kW	负载损耗 P_k/kW	空载电流 I_0（%）	阻抗电压 U_k（%）
	高压/kV	高压分接范围	低压/kV					
50	35	±5%	0.4	Yyn0	0.21	1.25	2.0	6.5
100					0.3	2.03	1.8	
125					0.34	2.35	1.75	
160					0.38	2.82	1.65	
200					0.44	3.30	1.55	
250					0.51	3.90	1.40	
315					0.61	4.70	1.40	
400					0.74	5.70	1.30	
500					0.87	6.90	1.30	
630					1.04	8.20	1.25	
800					1.25	10.00	1.05	
1000					1.48	12.00	1.00	
1250					1.76	14.00	0.85	
1600					2.13	17.00	0.75	

表 12-11　2000～6300kVA 双绕组无励磁调压电力变压器技术参数

额定容量/kVA	电压组合			联结组标号	空载损耗 P_0/kW	负载损耗 P_k/kW	空载电流 I_0（%）	阻抗电压 U_k（%）
	高压/kV	高压分接范围	低压/kV					
2000	35	±5%	10.5	Yd11	2.6	19.0	0.75	6.5
2500					3.1	21.5	0.75	6.5
3150					3.8	24.6	0.70	7.0
4000					4.6	28.5	0.70	7.0
5000					5.4	33.0	0.60	7.0
6300					6.6	37.0	0.60	7.5

表 12-12　2000～6300kVA 双绕组有载调压电力变压器技术参数

额定容量/kVA	电压组合			联结组标号	空载损耗 P_0/kW	负载损耗 P_k/kW	空载电流 I_0（%）	阻抗电压 U_k（%）
	高压/kV	高压分接范围	低压/kV					
2000	35	±3×2.5%	10.5	Yd11	2.8	20.0	0.80	6.5
2500					3.3	22.5	0.80	6.5
3150					4.0	26.0	0.75	7.0
4000					4.8	30.0	0.75	7.0
5000					5.8	34.2	0.70	7.0
6300					7.1	39.0	0.70	7.5

2. 成本比较

35kV 电力、配电共三个系列变压器，其中“9”型双绕组无励磁调压配电变压器比“7”型有效材料成本平均降低 15.1%；电力变压器降低 9.2%；有载调压电力变压器降低 13.4%。

12.4.3　新 S9 型 35kV 变压器的结构特点

1. 绕组

50～500kVA 的低压绕组采用层式结构，630～1600kVA 的低压绕组采用新型螺旋式结构。后者与常规的双螺旋绕组的不同地方是取消了横向油道而改为纵向油道，即取消了段间垫块，改用纸板垫块粘在 0.12mm 电缆纸上，将其垫在并绕导线中间。

由于在高压绕组端部加角环，高低压绕组间为薄纸筒、小油隙，因此，减小了绕

组的主绝缘距离，从而提高了铁心窗口的填充系数，使高低压绕组的有效体积明显减小。其结构和材料均与10kV级“9”型产品相似，不再赘述。

2000～6300kVA电力变压器的高低压绕组均采用轴向油道的新型连续式，即取消了饼间的平尾垫块，改用垫在导线间的纵向油道，从而缩小了绕组的几何尺寸。为保证绕组轴向机械强度，在部分段间采用了U形垫块结构。考虑到绕组的弹性，沿轴向要增加一段临时纸筒，以便于绕制。

2. 铁心

铁心结构为45°全斜三级接缝，不冲孔，不绑扎玻璃粘带，在铁心的纵剪切面上涂刷固化漆，有助于铁心固化成一体，从而降低噪声。叠积铁心时，要注意接缝的控制；涂漆时，应注意铁心的夹紧，相间铁轭采用强度较高的钢带绑扎。叠片系数可取0.97。

3. 器身绝缘

采用层压木压板，以增加绕组端面的有效支撑，并形成实体硬固定结构；高压绕组外半叠绕二层紧缩带。低压绕组与铁心之间，采用新的撑紧方式。高低压绕组之间，采用瓦楞纸板作为主绝缘及油隙结构。装配时，应注意大垫块与铁轭之间的阶梯配合。

4. 引线

采用比较牢固的夹持方式，注意引线、分接线走向的规整性。

5. 油箱

对扁管散热的油箱，采用插管方式，以提高散热效率；也可采用波纹油箱和膨胀式散热器油箱的全密封型。

6. 总装

采用吊板带缓冲结构，扩大了压力释放阀的应用范围，采用完善化的新型气体继电器。

总之，新S9型35kV变压器与新S9型10kV配电变压器的设计思想和结构是相似的，所以详细结构可参见新S9型10kV变压器结构叙述。

12.5 10型～14型变压器

12.5.1 概述

变压器的型号编制，特别是设计序号，以前编制较乱。有的是沈阳变压器研究所统一设计定的，有的是各制造厂自行编制定的，新设计的出来就多一个设计序号，所以出现了第10章系列沿革所述的诸多型号和序号，但一般而言，序号大的比序号小的，设计较后，损耗就较低，但其损耗下降的比例数值并无规定，甚至出现序号大了，仅仅是结构改动而损耗基本不变的情况。为了防止编制混乱，机械行业在1996年颁布了JB/T3837—1996《变压器类产品型号编制方法》，对型号的编序的性能水平做了规定，凡大一号的性能参数要提高到一个新水平，并将以前的足码数字改成型号数

字，数字与字母一样大，如以前写 S_7，现写为 S7。这样规范后，序号数字大的性能就好一些。

型号中的 SL7 型、S9 型、新 S9 型都是全国统一设计的，性能参数较符合标准规律（参见系列沿革的 10.1 节）。有非统一设计的 S10 型、SH11 型、SH12 型、SH14 型等，还有单相变压器 D10 型等。

12.5.2　S10 型全密封变压器

S10 型全密封变压器的性能参数和结构要点已在第 10 章中叙述，该产品具有如下独特之处：

1）高压接线柱位于箱体侧壁，不与低压接线柱在同一平面。高压电源经负荷开关，由高压电缆直接引入高压接线柱单元，电缆与接线柱用线鼻、螺栓连接，施工方便。

2）变压器低压侧由封闭母排从箱盖上引出，空间结构紧凑，运行可靠性高。安装时应检查封闭母线绝缘情况是否合格。如果母线受潮，应进行干燥处理。

3）运行前检查油位指示器中油面高度是否变化，如油面下降，说明变压器有渗油情况，或油位指示器上端的密封垫没有起密封作用，应把这些问题处理后，变压器才能投入运行。

4）新安装的变压器运行时，油面到油位指示器 1/2 处为宜。油太多，运行时箱体内产生的压力大，油位指示器容易渗油。

5）安装于变压器箱盖的油位指示器兼起提高油面高度、注油、抽空、放气、加压等作用，并且是唯一的通向外界的窗口，为使变压器处于密封状态，油位指示器的上端盖平时一定要旋紧，不能轻易打开。

6）变压器运行前要将压力释放阀的止动片移开。否则，运行中箱体内压超限时，释放阀将不会动作。

12.5.3　SH10 型非晶合金铁心变压器

SH 表示非晶合金铁心变压器（AMDT），简称非晶变压器。SH10 型非晶变压器与新 S9 型性能数据对比表见表 12-13。（此型号数据与 SH11 相仿。）

表 12-13　非晶变压器 SH10 系列与新 S9 系列性能对比

容量/kVA	空载损耗/W		空载电流（%）		SH10 系列较新 S9 系列下降（%）	
	新 S9	SH10	新 S9	SH10	空载损耗	空载电流
30	130	33	2.1	1.7	74.6	19.0
50	170	43	2.0	1.3	74.7	35
63	200	50	1.9	1.2	75.0	36.8
80	240	60	1.8	1.1	76.0	38.9

（续）

容量/kVA	空载损耗/W		空载电流（%）		SH10系列较新S9系列下降（%）	
	新S9	SH10	新S9	SH10	空载损耗	空载电流
100	290	75	1.6	1.0	74.1	37.5
125	310	85	1.5	0.9	75.0	40.0
160	400	100	1.4	0.8	75.0	42.9
200	480	120	1.3	0.7	75.0	46.2
250	560	140	1.2	0.6	75.0	50.0
315	670	170	1.1	0.55	74.6	50.0
400	800	200	1.0	0.5	75.0	60.0
500	960	210	1.0	0.4	75.0	60.0

12.5.4 S11型配电变压器

S11-M-R-500/10型配电变压器是属于R型卷铁心油浸式配电变压器，其结构请见本章以后关于R型卷铁心变压器叙述。其性能数据见表12-14。

表12-14 S11-M-R-500/10无励磁调压变压器性能参数（75℃）

额定容量/kVA	电压组合			联结组标号	空载损耗/W	负载损耗/W	空载电流（%）	短路阻抗（%）	噪声/dB
	高压/kV	低压/kV	高压分接范围						
500	10	0.4	±5%	Yyn0	645	4880	0.14	3.85	41

12.5.5 S11型卷铁心、叠铁心和立体铁心配电变压器

S11型系列是沈阳变压器研究所2002年设计，是S9系列的升级换代产品，系列容量30～1600kVA。其中S11-M·R卷铁心变压器和S11-M叠铁心变压器已通过国家鉴定。

新产品有三种，一种是S11全密封卷铁心配电变压器，铁心由R型或阶梯型内外框卷制结构，绕组采用层式，低压≥630kVA时采用纵向油道螺旋式结构，相互统绕，低压出头采用预埋式。另一种是全密封叠铁心配电变压器，铁心是高导磁硅钢片27ZH100，绕组用层式，低压≥630kVA为新型螺旋式。波纹油箱的箱壁上下各开一长孔，促进油循环。第三种是全密封立体卷铁心配电变压器，是据专利设计的，采用三个相同的铁心框构成三相铁心。绕组与器身结构和上述两种产品相似，但≥630kVA低压采用箔式绕组。

与S9系列变压器相比，以上三种产品有效材料成本都有增加，但空载损耗和噪声可降低，具有节能效益。

12.5.6　S15 型非晶合金铁心变压器

上海变压器厂于 1985 年从美国联信公司在日本的子公司引进一台 30kVA 三相非晶合金卷铁心变压器。该厂用半年多的时间，配制了绕组，装配成一台非晶合金变压器。长沙变压器厂 1985 年从美国联信公司购买了 200kg 非晶合金材料，使 500kVA 中频变压器基本达到设计要求。上海钢铁研究所也研制出 100kVA 三相叠片式非晶合金铁心变压器。宁波变压器厂于 1986 年用国产非晶材料制成 3kVA 非晶变压器，这是国内第一台用国产非晶合金材料制造的变压器。我国几个工厂生产的非晶合金铁心变压器技术数据汇总见表 12-15。表中有 S14 型非晶合金铁心变压器，这是 1990 年以前命名的型号。

表 12-15　国内生产的非晶合金铁心变压器的指标

项目	上海变压器厂	宁波变压器厂	长沙变压器厂		上海冶金设备总厂		
产品型号	S15-30/10	DG-3/0.5	S15-50/10	S15-50/10	SFJ-100/10	SFJ-50/10	SFJ-50/10
铁心材料	2605S-2	国产上海料	北京钢铁研究总院料	2605S-2	2605S-2	2605S-2	国产北京料
铁心结构	卷铁心	卷铁心	叠片式	叠片式	叠片式	叠片式	卷铁心
空载损耗/W	27	3.85	98.2	86.3	187	150	67
空载电流(%)	0.15	2.14	1.980	1.87	2.22	5.0	0.8
负载损耗/W	744	193	1080	1093	1730		963
阻抗电压(%)	4.14	8.34	4.37	4.49	3.65	3.98	3.7
铁心重/kg	103	20.1	177	177	319.2	178	
铜重/kg		16.2	89	89	98	98	
油重/kg			140	140			150
总重/kg	365	20.1	540	540			660

12.6　卷铁心变压器

12.6.1　概述

利用硅钢片制造配电变压器铁心，主要有叠装和卷绕两种方式，后者适用于容量在 1000kVA 及以下变压器。卷铁心变压器与叠装铁心变压器相比，有着多方面的优

点和较好的工艺性。随着高导磁冷轧硅钢片的性能的不断提高，卷铁心变压器的生产发展迅速。

卷铁心又可分为无接缝和有接缝两种。一般容量在500kVA及以下时为无接缝，尤其是中小型单相无接缝卷铁心变压器。国内生产厂家很多，如吉林北大电气有限责任公司、重庆三江变压器企业有限公司、浙江三变集团有限公司等。有接缝铁心又称为切铁心，国内用在630～1000kVA的配电变压器的卷铁心上，如重庆已生产。

12.6.2 无接缝卷铁心变压器的特点

无接缝单相卷铁心磁路可充分发挥高导磁冷轧硅钢片的导磁特点。由于整个铁心的磁化方向与硅钢片的轧制方向一致，加上硅钢片无对接缝，经退火处理后，能比较彻底地消除硅钢片的内应力，且磁路各处磁通分布均匀，没有高磁阻区存在，空载损耗和励磁电流可大幅度下降。

卷绕铁心比叠装铁心减少了四个角的多余部分，整个铁心重量可以减轻。

三相三柱内铁卷铁心由两个相同的内框和一个外框组成（见图12-33）。磁通分布及磁通密度选择与轭柱等截面的三相叠铁心相同。

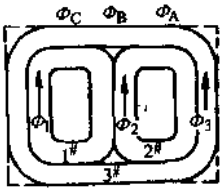


图12-33 三相内铁式卷铁心

三相卷铁心减轻了四个角和中柱“T”部铁心的多余部分，重量可下降$1.5\times(4-\pi)D^2\rho_c$（$D$为铁心净截面对应的直径，$\rho_c$为硅钢片密度）。

无接缝卷铁心变压器具有以下优点：

（1）节能　单相卷铁心系列D10产品，比普通单相变压器空载电流下降50%以上，空载损耗下降15%以上，负载损耗下降9%以上（见表12-16），而价格只高10%左右。

表12-16 卷铁心变压器节能效果

容量/kVA	卷铁心单相变压器			普通单相农用变压器		
	空载损耗/W	负载损耗/W	空载电流（%）	空载损耗/W	负载损耗/W	空载电流（%）
10	50	250	1.7	60	275	4.0
16	70	350	1.3	85	400	3.5
20	80	400	0.9	100	480	3.0
30	100	550	0.7	135	680	2.7

卷铁心没有接缝，磁通分布趋于均匀，大大降低了励磁功率中的无功分量，降低了电网的无功损失，改善了电网的供电质量。

（2）卷铁心工艺性好　卷铁心采用厚度为0.18～0.30mm高导磁冷轧硅钢片制造，而叠装铁心厚度在0.27mm以下时制造困难；卷铁心硅钢片不用横剪、冲缺，没

有废料，而中小型叠装铁心却有 5%以上的废料；又由于四角和轭的 T 形的多余部分减少，因此，相对可节省硅钢片 10%左右。卷铁心是采用专用的铁心卷绕机不间断地连续绕制而成，属机械化作业，生产效率可提高 5～10 倍，提高了质量，降低了铁心的工艺系数。经退火处理后，各种容量的卷铁心的工艺系数基本一致。如单相变压器一般在 1.1 左右，三相变压器在 1.15 以下，而叠装铁心，小容量的工艺系数可达到 1.45，较大容量的工艺系数也在 1.15 左右，因此，卷铁心特别适用于中小型变压器。

(3) 降低噪声　卷铁心自身是一个整体，不需夹件夹紧固定，又没有一个接缝，因此，在与叠装铁心同样条件下，变压器噪声降低 5～10dB。另一方面，叠装铁心的横向夹紧力一般不能小于 $1\sim2\times10^5$Pa，在最外层最小片宽处的夹紧力一般在 $5\sim6\times10^5$Pa。有资料表明，铁心夹紧力从 0 增加到 6×10^5Pa 时，单位损耗可增加 60%～70%，空载电流可增至 2.2 倍。由于该卷铁心不需横向夹紧，所以噪声较小。

12.6.3　无接缝卷铁心的结构

卷铁心的加工工艺流程有将硅钢片直接绕制成圆环形铁心或矩形框状铁心，也可绕制成圆环形后再压成矩形框状铁心，或者再将其锯成两半铁心。流程如图 12-34 所示。卷铁心生产线如图 12-35 所示。图示设备由沈阳环城电工专用设备厂生产。该设备能生产无接缝单相卷制铁心和无接缝三相卷制铁心。最大卷制铁心重量为 900kg，适用于≤630kVA 变压器卷铁心。

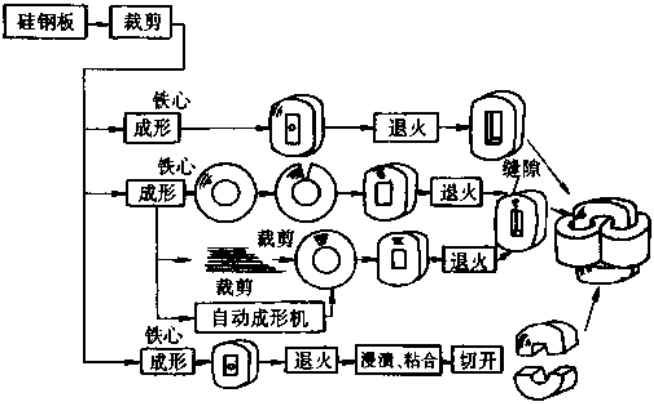


图 12-34　卷铁心工艺流程

卷铁心变压器不但可应用在高导磁取向硅钢片铁心上，也可应用在非晶合金铁心上。

三相叠装式铁心结构已经历多年的不断改进，但仍具有一些无法克服的缺点。例如，在一张铁心叠片中，沿内侧和沿外侧的磁路长度相差较大，使得磁通在叠片内不是均匀分布，并产生高次谐波，结果导致损耗增加。在三相铁心中，铁轭和 B 相的

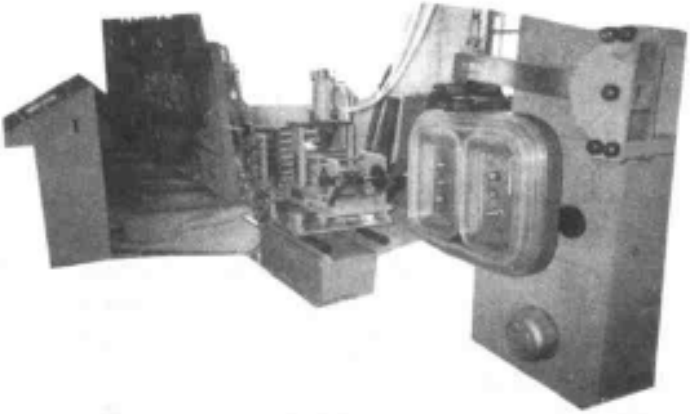


图 12-35 卷铁心加工生产线

心柱相交区域内，由于三相磁动势的原因而产生旋转磁场使损耗增加。在铁心叠片彼此之间对接处有接缝，在此接缝区域内，有横向穿越叠片的磁通而使损耗增加。

三相叠片式铁心结构无法消除上述缺点，因此，工艺系数较大，但卷铁心结构可以消除上述缺点，所以工艺系数较低。

我国于 20 世纪 50 年代末曾向国外出口单相变压器，目前中小型变压器为了降低损耗而采用卷铁心结构已成为发展趋势。但卷铁心结构具有较复杂的制造工艺问题，尤其是三相卷铁心结构的工艺问题更为复杂了。当采用非晶合金变压器时，只能采用卷铁心结构（指中小型变压器而言）。这不单纯因为卷铁心结构具有工艺系数小的优点，同时也是由于非晶合金厚度太薄更适合采用卷铁心结构。如仍采用叠片式铁心结构时，铁心叠片的片数增多 10 倍以上，不但操作工作量很大，而且不易操作。叠片间接缝处的剪切工作量也很大，这是由于硬度高使得剪切困难，此外，片薄难以自我支撑保持形状。因此，势必采用卷铁心结构。

铁心采用高导磁冷轧硅钢片，一般采用片厚为 0.18～0.27mm 的薄硅钢片，用专门的铁心卷绕机不间断连续卷制而成。

卷铁心是用带形材料在适当形状的芯子上连续绕制而成的。这种方法能保证规定的取向方向与磁通流通方向相同，从而使材料的优良特性得到完全发挥。

成型后将铁心在保护环境下退火 3～4h，以防止铁心与氧化剂、含硫磺或含磷气体接触。这种退火用以消除绕制过程中材料所产生的有害的机械应力。卷铁心形式见图 12-36，并表示一些可行的卷铁心绕制法。

使用同一种宽度的钢带可绕制矩形截面的铁心（而半十字或全十字交叉形截面的铁心，则需要使用几种不同宽度的钢带）。用这种方法卷绕铁心时，可能会出现钢

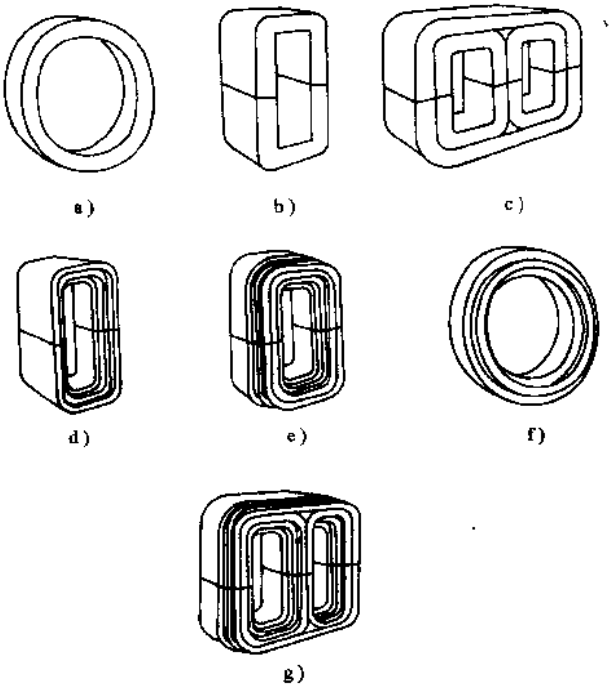


图 12-36　卷铁心的形式

a）环型铁心　b）“C”型切铁心　c）“E”型切铁心　d）“C”型切铁心半十字交叉形截面　e）“C”型切铁心全十字交叉形截面　f）环型铁心全十字交叉形截面　g）“E”型切铁心全十字交叉形截面

带断续有接头的情况，但是接头的影响没多大关系。

除非绕制的紧密度不适当，这种卷铁心的叠片系数可达 0.95，这是因良好的钢带表面粗糙度和所采用的耐热绝缘型式所决定的。

铁心的理想物理形状是铁心中的材料形成一个完全闭合的磁路。用钢带连续绕制的环形铁心和矩形铁心接近理想形状的铁心。在没有应力的情况下，能够再现原有材料的特性。除了切铁心外，有两种型式铁心是不拆开的。有时，环形铁心也涂上一层薄树脂粘合剂，以提高刚度，但要注意防止树脂侵入层间。

用晶粒取向硅钢带制成的环形铁心，因其特性良好，也被广泛地用在电流互感器中。在连续可调的自耦变压器中，也采用这种铁心。它的优点是损耗低，并能在高磁通密度下运行，且无过高的励磁电流。

12.6.4　无接缝卷铁心变压器的其他结构

绕组采用圆截面漆包线或纸包扁铜线制成，使用菱形点胶纸作为层间绝缘，不采

用通常的浸漆处理，这样不仅绝缘可靠，而且提高了生产效率，改善了生产环境。

绕组采用专用设备在铁心上直接绕制，不必套装，省去了挑轭、套装、回片等工序，简化了器身装配、压紧、夹紧等总装工序。使器身装配相对简化，并减少了装配时对绕组的机械损伤。器身夹件主要用于绕组的轴向压紧，无需同时压紧铁心，这样使夹件的结构简单，重量轻，夹紧操作工序简化。

选定卷铁心结构形式时，应考虑到绕组绕制、铁心制造、铁心退火以及绕组和铁心的装配方法。绕组和铁心的装配方法有两种：一种方法是在已经成形并经退火处理后的铁心柱上直接绕制绕组，如图 12-37 所示。图 12-37 的绕组直接绕制在圆形截面的铁心柱上，前提是铁心柱截面呈圆形。对于中小型卷铁心结构而言，最经济合理的铁心柱截面应该呈矩形而不呈圆形。这种方法就不适用矩形截面的铁心柱。因此，须采用另一种方法，即先行绕制铁心并成型以后，进行退火处理，然后逐层切断并逐层穿入已绕制好的绕组之内。但叠片有接缝，使损耗增加。为不使损耗增加过大，应逐层接缝交替错开。尽管具有损耗增加的缺点，但可采用矩形铁心柱截面而有一定的经济效果。最后应根据经济效果和损耗增加两者平衡结果来决定采用哪种方法。

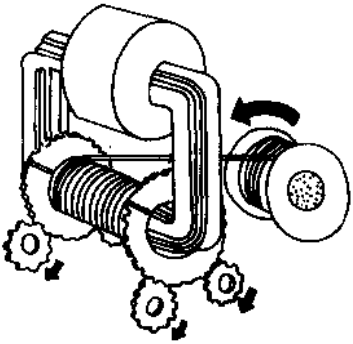


图 12-37 在卷铁心上绕制绕组的方法

变压器油箱通常采用圆形、扁圆形和方形三种型式。其中单相变压器均采用圆形或扁圆形，箱底、箱盖整体冲压而成，结构强度好，重量轻，外形美观，可直接挂在电线杆上。

单相及小容量三相卷铁心变压器为密封型，高压套管采用长尾型结构，装有压力释放阀。对于较大容量的三相变压器，也可采用膨胀式散热器的密封型变压器，不渗油，使用更安全可靠。

12.6.5 切铁心

当由于某种原因使完全闭合的磁路不能直接使用时，需将钢带绕成的卷铁心切开，形成切铁心。由于将两半部组装成完整的铁心时，必然会产生夹紧应力，同时在磁路中必然会存在两个或三个气隙，所以铁心性能会受到一些损失。

铁心绕制成型时所产生的应力，在切割过程中和切割以后将得到某种程度的缓解，但是完全恢复到无应力状态是不可能的。当然，受气隙影响最大的特性是励磁电流。然而，对切割表面进行研磨和腐蚀加工，情况将改善。进一步精抛光，可以将气隙减小到很小，总铁损稍受到些影响。但是经验表明，由于研磨和腐蚀加工的结果，性能几乎可以完全恢复。在这方面，后一道工序可消除切割时所出现的片间毛刺，从而减小涡流损耗。用以改善切割表面拼合状况的抛光工序，也是很重要的。

研磨和抛光并不是切铁心制造工艺中的必要工序，原因是现在切割技术已发展到铁心接合面的间隙比酸洗处理过的还要小得多。虽然组装成的完整铁心的磁特性比非切断的环形铁心低些，但是这种形式的铁心与传统的卷铁心一样，也能够很方便地利用晶粒取向材料的优良特性。

普通型的切铁心是 C 型铁心。顾名思义，C 型铁心是由一个（见图 12-36b）矩形卷铁心切割成两个 C 形部分而组成的。它们可以制成任意的尺寸配合，并且可由任意一种钢带制成。由于铁损和励磁伏安都较低，所以应用这种铁心可以制成效率高、尺寸小且重量轻的变压器。单相变压器的卷铁心是由长度逐次增加的叠片装配而成的。首先把叠片加工成圆形，装配时片间的接缝要错开。

将矩形模具伸进铁窗中，铁心在压力的作用下最后形成矩形。将它们夹紧并退火，然后取下内部的模具，接缝交替的铁轭可以打开，以便于把绕组装配在竖直心柱上。然后将铁轭重新闭合，并用围绕铁心外部的钢带将其永久固定。将切铁心技术推广到三相变压器的铁心生产是很容易做到的，只要在两个闭路矩形铁心外面再用钢带绕一个矩形铁心即可。用钢片制成具有三个等截面心柱的铁心，进行成型、退火和紧固之后，即可将它切割成两个 E 形部分，如图 12-36c 所示。

已制成许多标准尺寸和非标准尺寸的 E 型切铁心，所采用的钢带厚度通常为 0.33mm 或 0.30mm。然而，它们稍低于 C 型切铁心的性能，因为在高磁通密度下存在三次谐波磁通，致使铁损增加约 25%。这是由于在 E 型切铁心中，每个卷铁心中的磁通部分成两个分开的部分，这种情况也能使励磁电流增加约 30%。

12.7　R 型卷铁心变压器

12.7.1　概述

R 型卷铁心变压器又称 R 型铁心变压器，因其铁心截面近似为圆形，而“圆形”的英文为 Round，故称 R 型铁心变压器。R 型单相铁心实物外观如图 12-38 所示。

R 型铁心配电变压器是一种高性能、低损耗、低噪声的新型配电变压器。其铁心材料选用薄型冷轧有取向高导磁的硅钢片，带料经工业计算机控制的组合曲线滚剪机裁剪成一条两头窄、中间宽的长带，然后用专用的 R 型铁心卷绕机制成封闭形铁心。铁心的横截面接近纯圆形，截面占空系数接近于 100%。相同横截面积的 R 型铁心比阶梯形铁心的周长减少 4%～6%，节省铜材 3%～4%，且提高了变压器的性能。这种结构的铁心，不但比相同截面积的叠片式铁心轻 5%～7%，节省硅钢带，而且磁路中没有气隙，空载励磁电流小，空载损耗小，噪声小，温升低。上海信岷机电公司可配套提供生产 R 型配电变压器的关键设备——

图 12-38　R 型单相铁心实物

工业计算机控制组合曲线滚剪机、R 型铁心卷绕机、R 型配电变压器专用绕线机等。R 型变压器铁心的主设备——组合曲线滚剪机，自动化程度高，变频调速，具有一定的人机对话功能，如图 12-39 所示。

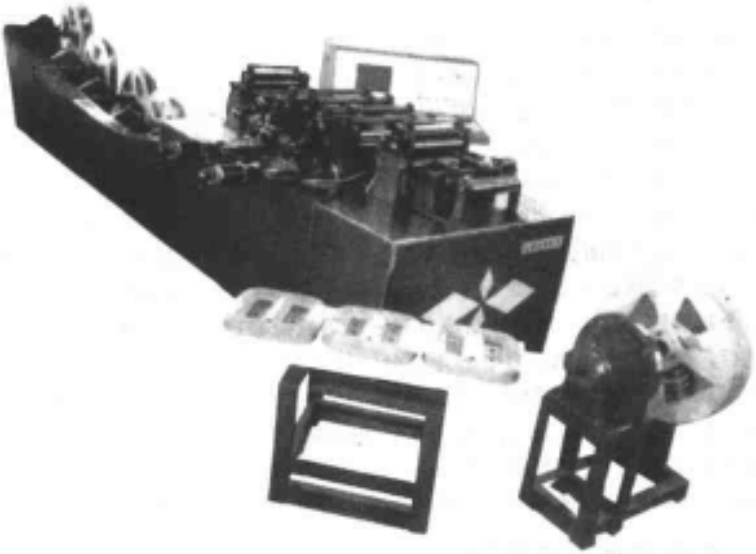


图 12-39 R 型铁心变压器生产设备

ZJK 型组合曲线滚剪机的刀架采用组合结构形式，根据用户需要，可按二、三、四、五等个独立刀架组合成不同形式，进行套裁不同根数曲线带料。套裁曲线带料的根数，由独立刀架的个数而定。每个独立刀架之间的运转和控制系统既独立又相互匹配。

裁剪宽度范围：ZJK-2 型单相 10～100kVA，三相 30～315kVA。

ZJK-3 型单相 10～160kVA，三相 30～1000kVA。

宽度为 10～170mm，40 多种不同规格曲线带料。

宽度为 10～250mm，40 多种不同规格曲线带料。

裁剪长度：按单相、三相 40 多种不同规格需要连续不断裁剪。

裁剪速度为 0～30m/min，采用无级调速。

材料利用率≥89%，≤94%。

裁剪精度：宽度±0.1，长度±1%（相对精度）。

铁心卷绕机有：①立式（垂直式），型号为 CRJ-1R 型铁心卷绕机，卷绕直径（铁心对角）为 1.5m，可卷绕 1000kVA 铁心；②卧式（平式），型号为 WRJ-1R 型

铁心卷绕机，卷绕直径（铁心对角）为 1m，可卷绕 630kVA 铁心。专用绕线机有立式（垂直式），型号 CRX-1R 型变压器绕线机，绕线范围为 R30～R315kVA 变压器。立式（垂直式），型号为 CRX-2R 型变压器绕线机，绕线范围为 R50～R630kVA 变压器。

上海天灵变压器厂和国内许多厂所生产的 R 型卷铁心变压器为 S11-M-R 型是一个系列，很多厂已通过国家鉴定，S11-M-R-500/10 型变压器是全密封的 R 型卷铁心变压器，其主要性能参数见表 12-14。

12.7.2　R 型卷铁心变压器的结构特点

1. 铁心

R 型铁心的参数选自上海埃梯埃斯变压器有限公司的产品样本。

（1）铁心材料　铁心材料选 27ZH110 晶态有取向冷轧硅钢片，叠片系数为 0.99，涂层厚度为 0.006mm。

R 型卷铁心是由一根宽度连续变化的曲线形硅钢带绕制而成的全封闭型变压器铁心，如图 12-40 所示。制造 R 型卷铁心变压器的关键是铁心心带的加工和铁心卷绕后的退火工艺。

（2）铁心心带的加工及绕制　它是将一等宽的原料硅钢带，根据要求切割成能绕制出正圆形截面铁心的、宽度周期变化的心带。铁心心带的加工不仅决定了铁心的制造精度，而且将直接影响铁心的材料利用率和制造成本。为提高原料硅钢带的材料利用率，心带加工一般采用多刀套料加工。由于 R 型铁心心带是一个宽度变化缓慢的细长薄带类零件，因此，只要心带的宽度与长度满足卷绕铁心的要求，则心带的加工曲线的实际形状对铁心的卷绕及铁心的质量将不会产生太大的影响。基于这一特点，心带加工曲线的实际形状可采用不同的形式，通过合理的排料与组合，形成具有较高材料利用率的各种心带加工方式。可采用基本方式，即各心带无共用边，且其两侧曲线形状对称。也可采用单边直线共用方式，如图 12-41a 所示。心带一侧为直线，另一侧为曲线，且心带的直线

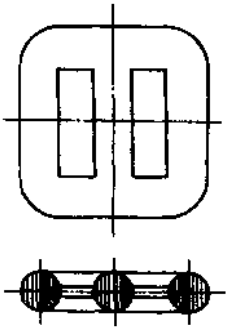


图 12-40　R 型卷铁心（三相）

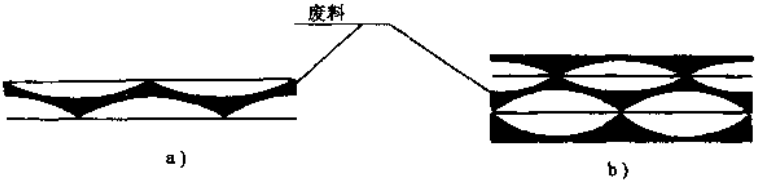


图 12-41　R 型铁心心带加工方式
a）单边直线共用方式　b）混合方式

侧与原料硅钢带或其相邻心带的一边共用。

加工方式还有曲线单边共用方式，心带两侧都为曲线，且两心带仅有一侧共用，心带曲线的对称性较好；曲线依次共用方式，使心带依序排列，则无论同时加工心带条数为多少，将只有2条废料；混合方式，如图12-41b所示。分析结果表明，减小废料边的最小宽度、增加同时加工心带数和选择合理的心带加工方式是提高铁心材料利用率的三条有效的途径。其中合理选择R型铁心心带数的加工方式是提高铁心材料利用率的首选方法。

在剪切及绕制过程中，应保证硅钢片的形位公差和尺寸精度，并控制毛刺的高度不超过0.03mm，否则片间短路，而增大涡流损耗。铁心的绕制是在专用的绕线机上由单独的一根硅钢带绕制而成，绕制时选用适当的铁心模具，使心块、定中心装置和阻尼装置成一条直线。硅钢带绕制的开头和结尾都要用氩弧焊机点焊，以防止硅钢带的松散。

(3) 铁心热处理——退火　退火铁心在卷绕过程中，硅钢带在卷压力和压紧力的作用下，不可避免地会产生塑性变形和应力。导致硅钢带材料的组织变化和晶格的畸变，使硅钢带已形成的择优取向结构破坏，损害电磁性能。热处理的目的是消除应力，使剪口塑变部位“再结晶”，并恢复取向结构和电磁性能。常用的工艺有真空退火和保护气氛退火。可采用保护气氛退火（真空充氮退火），在真空退火炉中进行。真空退火炉是充氮密封容器井式电阻炉，配置了用于换气的真空泵。为了保证铁心的形状和位置精度，退火铁心连同模具一起装入炉内。模具和铁心接触面之间卷绕一层纸垫，以方便退火后拆除模具，每次装炉量为1000kg左右。退火过程是首先将炉内抽成真空到−0.1MPa，充入氮气至0.06～0.07MPa，然后加热。在加热过程中，若压力超过0.2MPa，要适时放气，要注意炉内气氛和温度的均匀性。在降温阶段，炉压大于0.04MPa，不另加氮气。退火处理后的铁心，测量其空载损耗和空载电流，作为半成品检验的数据。

(4) 浸漆和烘干　退火处理后的铁心需浸漆处理，能有效地消除毛刺对铁心的叠装和铁心损耗的影响，硅钢片上所浸的漆需要在一定温度下进行烘干，才能固化成牢固、绝缘强度大和表面光滑平整的漆膜。

2. 绕组

由于R型卷铁心变压器的铁心是全封闭型，磁路中没有气隙。因此，绕制绕组需要在专用的绕线机上进行。

卷铁心变压器生产过程中采用微机化控制，使产品质量的一致性较高，工艺流程简单，生产效率较高，是传统铁心性能和工艺的一大进步。卷铁心变压器在运行时几乎达到了静音状态，且体积小，重量轻，收到了较高的经济效益。

第13章　非晶合金铁心变压器和农用及单相变压器

13.1　非晶合金铁心变压器

13.1.1　概述

非晶合金铁心变压器简称非晶变压器。1960年美国加利福尼亚工业大学杜瓦兹率先发现非晶态合金材料时，并未引起人们太多的关注。直到1978年，美国通用电气公司发现了其低损耗的特性后，才得到变压器制造界的重视，开始研究它在变压器设计、制造中的应用问题。

凡金属的分子都按晶格排列，称为晶态。而玻璃、木材的分子排列是乱的，不按晶格排列，叫非晶态。金属熔化后高温下分子也是不按晶格排列，缓慢冷却时，再按晶格而成结晶态；当急速冷却时来不及按晶格排列而成非晶态。故非晶态合金材料的制造工艺完全不同于常规变压器冷轧钢片，它是采用硼作为非晶态形成剂，将熔化了的合金在液态下从一个有缝的喷口喷射到快速转动的冷却盘上，其冷却速度达10^6K/s，转动速度约为30m/s，从钢液到薄带产品一次成型，得到的固态合金是长程无序结构，没有晶格、晶界存在，因此称非晶态合金。它只需用1至2道工序就可以制成，取消了电工硅钢片生产过程中需铸钢锭、热轧、酸洗、冷轧、退火等6至8道工序。图11-1和表11-1是对非晶态合金材料与常规变压器冷轧取向硅钢片的优秀材料高导磁取向硅钢片的电磁特性、物理特性和损耗做了比较。

进入20世纪90年代后，非晶合金在配电变压器上步入了实用化阶段。迄今为止，全球已有60万台非晶合金铁心变压器在电网上运行，其中运行时间最长的已达20多年。据介绍，非晶合金的主要组成元素有Fe（铁）、Ni（镍）、Co（钴）、Si（硅）、C（碳）、B（硼）等，可分为铁基非晶合金、铁镍基非晶合金、钴基非晶合金三大类。常用的几种非晶合金铁心材料的单位损耗和物理电磁性能列于表13-1。

13.1.2　非晶合金材料的特性

为了扩大非晶合金材料的应用范围，使叠片式铁心结构变压器也可使用非晶合金带，美国联信公司用不含碳的2605S2非晶材料6～10张，在高温、高压下凝结，经退火处理而形成电力铁心片，其厚度为0.12～0.25mm。目前，宽度最大可达250mm，其与高导磁电工钢片性能对比见表13-2。

从表13-2可以清楚地看出非晶材料的单位损耗和励磁特性都大大低于硅钢片，其特点有：

1）非晶合金材料不存在晶体结构，是一各向同性的软磁材料，磁化功率小。非

表 13-1 非晶合金材料物理电磁性能及单位损耗

牌号	化学成分（质量分数）	饱和磁通密度 /T	矫顽力 /（A/m）	剩磁 /T	磁致伸缩 $\Delta L/L$ $\times 10^{-6}$	最大磁导率 /（H/m）
2605SC	Fe81B13.5Si3.5C2	1.61	3.2	1.42	30	300000
2605S2	Fe78B13Si9	1.56	2.4	1.2	27	500000
2605S-3A		1.41	4.8	0.28	20	
2605Co	Fe67Co18B14Si	1.80	4.0	1.6	35	250000
2826MB	Fe40Ni38Mo4B18	0.88	1.2	0.7	12	600000
Co 基	Co67Ni3Fe4Mo2B12Si12	0.72	0.4		0.5	
冷轧硅钢片		2.03	7.2	1.5	9	
电力铁心片	Fe78B13Si9 高温高压固结	1.58	2.4	1.2		

牌号	居里温度 /℃	结晶温度 /℃	密度 /（g/cm³）	拉应力 /MPa	硬度 HV	电阻率 /μΩ·cm	单位损耗 60Hz、1.4T 时 /（W/kg）
2605SC	370	480	7.32	>700	1050	125	0.3
2605S2	415	550	7.18	>1500	900	130	0.23
2605S-3A	358	535	7.29	>1500	1000	130	
2605Co	415	430	7.56	>1500	1020	130	0.55
2826MB	353	410	8.02	>1400	1070	160	—
Co 基	340					135	
冷轧硅钢片	746		7.65	320	210	45	0.64
电力铁心片	415	535	7.18	1500	900	130	0.25

注：加碳后可提高饱和磁通密度，故 2605SC 的饱和磁通密度较 2605S2 高。

晶合金耐热性和软磁性好。

2）不存在阻碍磁畴壁移动的结构缺陷，其磁滞损耗要比硅钢片小。

3）非晶合金带的厚度极薄，只有 20～30μm，材料表面也不是很平坦，叠片系数相应变小，只有 0.75～0.8。

4）电阻率很高，是硅钢片的 3～6 倍。非晶合金材料的涡流损耗大大降低，因此，单位损耗仅为硅钢片的 20%～30%。

表 13-2　非晶合金与高导磁电工钢片性能的对比

特性项目		高导磁电工钢片 Z6H	电力铁心片（非晶合金）2605S2
磁特性	100℃，1.4T 60Hz 时单位损耗/（W/kg）	0.64	0.25
	100℃1.4T 60Hz 时励磁特性/（VA/kg）	0.72	
	25℃ 饱和磁通密度/T	2.03	1.56
	100℃ 饱和磁通密度/T	2.03	1.47
	矫顽力/（A/m）	7.2	2.4
	剩磁/T	1.5	1.2
	磁致伸缩/（$\times 10^2$mm）	9	
	电阻率/$\mu\Omega\cdot$cm	45	
退火条件	温度/℃	780～820	不需退火
	时间/h	2	
	磁场条件/（A/m）		
	气体	N_2	

5）非晶铁心变压器比用硅钢片铁心的变压器空载损耗下降 70%～80%，空载电流下降 80%左右。

6）非晶合金的硬度是硅钢片的 5 倍，加工剪切很困难，用常规刀具来加工，其磨损率将是切割硅钢片的 1000 倍，因此设计时应尽量减少切割量。采用德国 BS 公司 M201 型薄带圆盘剪切机，刃具为 Cr18 钢，走带速度为 100m/min，刀间隙调整为 0～4μm，剪切效果较好。

7）非晶合金制造工艺简单，它以 10^6K/s 的冷却速度凝固成薄带，成材工序少 6～8 道，因而可大大节省制造能耗，且成材率高达 90%，而硅钢片的成材率只有 40%～50%。非晶合金为无取向材料，故可采用直接缝，且可不分级，因而制造铁心的工艺方法、设备均较简单。

8）非晶合金对机械应力非常敏感。变压器在结构上需采取特殊紧固措施，减小铁心受力。应避免采用以铁心作为主承重结构件的传统设计方案。非晶合金对张应力，还是弯曲应力都会影响其磁性能，这些应力经退火后均能基本消除。因此，退火后的铁心无论在保管期，还是在变压器的装配过程中，均应避免应力的再作用。制造时应尽量将铁心片受力的操作安排在退火之前。联信公司研究结果表明，必须在工艺技术上建立卷绕张力自动调整的方法，使其磁特性处于最佳状态。联信公司推荐的最佳退火工艺见表 13-3。

日本东芝公司认为在温度为 380～425℃，磁场强度为 200A/m 时，退火 30min 可获最佳的效果。按该工艺退火后铁损和磁场强度的关系如图 13-1 所示。

表 13-3 最佳退火工艺

退火温度 /℃	保持时间 /h	升温冷却速度 /（℃/min）	环境气体	施加磁场 /（A/m）
400	2	5	N_2、Ar 真空	800

9）由于非晶合金的磁致伸缩程度比硅钢片高约 10%、直接影响非晶变压器噪声。非晶材料在一定磁场强度下，经过退火处理，使磁畴沿外磁场方向形成条带状磁畴，保温冷却后，这种磁畴被保留下来，磁畴只沿带宽方向变化，而不发生磁畴转动。因此，非晶变压器的铁心在良好的退火条件下的噪声应低于硅钢片变压器。但由于有夹紧力，一般噪声大于硅钢片变压器。

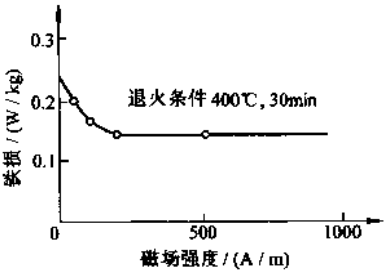


图 13-1 磁场强度和铁损的关系

10）非晶合金退火之后的韧性和脆性（易碎）也是设计制造时需关注的问题。

11）根据国外许多国家做的大量研究，包括实用寿命的加速老化、现场运行、型式和特殊试验证明，在 30 年寿命期内，非晶变压器的空载特性稳定，有较高的可靠性。

12）非晶合金卷成较大直径铁心时费工较多。由于非晶合金带太薄，所以卷制铁心直径越大，费工时越多；存在卷绕内应力，为了恢复磁性，必须进行退火。

可见要使非晶合金变压器取得明显的节能降耗效益，也不是容易的。目前要想在变压器上得到广泛的应用，必须降低成本是关键。亦即采用非晶合金取代硅钢片制作配电变压器，关键是能否生产更宽和价格可以与硅钢片相比拟的非晶合金带材。而目前非晶合金价格昂贵的主要原因是产量小，设备价格贵，因此，还需要在制造非晶合金材料上下功夫。

考虑到非晶合金的上述特点，传统的铁心结构必须加以改变，以便使非晶变压器既能获得良好的性能，又能方便地制造。非晶变压器有如下三种生产制造方法：

（1）在铁心上缠绕绕组　非晶合金片出厂时，制成卷带形状。把非晶合金带卷绕成铁心后，加工压成矩形，用专用的绕线机绕制绕组。但绕组的导线截面积大，铁心质量大，对工装设备和工艺操作都有较严格的要求，所以较大的配电变压器难以采用这种方法。

（2）采用叠片式铁心结构　把非晶合金卷材剪切成所需的长度，再加以粘结成电力铁心片后，叠装成铁心。这种工艺过程复杂，因为非晶合金材料薄、脆而硬。要达到没有毛刺，对剪切的设备和刀具要求高，而且相互粘结工艺要求高，工时多，目前国内尚未广泛使用。

(3) 非晶合金铁心套装绕组　把卷绕成型的铁心在一端剪切出接缝，各片的接缝均错开，压制成矩型，打开接缝，套入绕组，闭合接缝，组装为铁心和绕组的整体部件。这种生产方式的铁心和绕组都是矩形，国内制造的这种类型的变压器容量已超过 500kVA，效果较好。

13.1.3　国外非晶合金铁心变压器的生产和使用

美国联信公司首先在 1960 年研制出第一代非晶合金，1979 年又研制出商业名称为“金属玻璃”的具有实用价值的 2605SC 及改进温度敏感性的 2605S2 非晶合金，并已制成多批量的配电变压器，而且正在向国外输出技术和材料。自 1980 年联信公司首次推出 15kVA 非晶变压器以来，非晶配电变压器研制工作有了很大的发展，750kVA 及以下的非晶配电变压器已进入了商品化的生产。1996 年，美国通用电气公司成功地制造 1000kVA，非晶变压器 2002 年日本制造并投运了世界最大的 5000kVA (22kV/3.3kV)。至 1993 年，世界各国和地区非晶变压器生产数量和 1995 年生产能力列于表 13-4。

表 13-4　世界各国非晶变压器生产情况

年份和国家	美国	日本	欧洲	中国
1993 年已生产/台	115000	20000	200	样机
1995 年生产能力/台	175000	60000	1000	

美国西屋公司生产的单相柱上式 25kVA 非晶变压器，技术性能如下：

额定容量为 25kVA

相数为 1

一次额定电压为 7200/12470V

二次额定电压为 120/240V

空载损耗为 24W

负载损耗为 249W

阻抗电压为 3.3%

日本紧跟美国开发研制非晶合晶材料，并制造出各类变压器。东京电力公司和日立电气公司对非晶变压器的长期可靠性做了深入仔细的研究。他们从 1991 年起对不同容量的 200 台非晶变压器进行了加速老化、现场运行、短路、冲击等试验，还进行了负载和振动对变压器空载特性的影响测试。经 200 台非晶变压器的加速老化和现场考核，说明在 30 年寿命期内，非晶变压器空载特性是稳定的（用 10～50kVA 4 个不同容量各 50 台单相柱上非晶变压器）。世界首台 5000kVA 非晶变压器现已投运，空载损耗 980W，噪声小于 58dB。

加拿大由 1984 年开始生产了上百台 37.5～75kVA 单相非晶变压器在电网上使用。

西班牙在 1996 年制造使用了 250～630kVA 的非晶变压器。

意大利于1992年研制了160～250kVA非晶变压器并投入使用。

印度1992年以来已生产25～100kVA非晶变压器40多台。

国外还利用非晶合金已制成油浸式变压器、干式变压器和中频变压器，而且大多是由电力公司与变压器制造厂联合开发成功的。

目前，国外已生产出几十万台非晶合金铁心变压器，单台最大容量为5000kVA开发投入最大的是美国和日本。其产量见表13-4，相比之下，欧洲各国开发的力度较小，全欧洲的产量不超过1万台。其中德国、法国等国生产能力较大，但英国、意大利、西班牙、爱尔兰等国对非晶合金铁心变压器的需求越来越大。印度曾一次进口3000台三相非晶合金铁心变压器。

13.1.4 我国非晶合金材料和非晶合金铁心变压器的生产

我国非晶合金材料的研究主要集中在北京钢铁研究总院、上海钢铁研究所、北京冶金研究所、陕西钢铁研究所及东北大学等单位。1981年以前主要解决了设备问题，1981年以后逐步建立了我国的铁基、铁镍及钴基非晶合金材料体系。经北京钢铁研究院、上海钢铁研究所、首钢冶金所三家共同努力，到1990年底已能成批制取100mm宽的铁基非晶带材，其性能达到技术要求。上海钢铁研究所已能喷出140mm宽的非晶铁基带材。目前我国生产的非晶合金材料的厚度公差和宽度公差都很不理想，带材普遍存在着中间薄两边厚的现象。此外，还有结晶现象，特别是在喷带的始端和终端区域。

我国从1977年开始研究用快淬法（速冷法）制造非晶合金条带，从性能看，试制的实验室产品水平已达到联信公司的样品水平。1984年产量不到5t，但工业产品喷带质量较差，与美国、日本水平有明显差距，具体表现在喷带表面粗糙、脆性高。用非晶合金材料研制的配电变压器主要有：

1）1986年6月上海变压器厂研制成功国内首台非晶合金铁心配电变压器，其铁心用美国联信公司赠送的非晶合金材料（2605S2），采用三柱、三框卷绕封闭形结构，心柱截面如图13-2所示，技术参数如下：

型号	S14-30/10
额定容量	30kVA
相数	3
频率	50Hz
一次额定电压	10000V±5%
二次额定电压	400V
阻抗电压	4%
联结组	Yyn0
冷却方式	油浸自冷
使用场所	户外
调压方式	无励磁调压

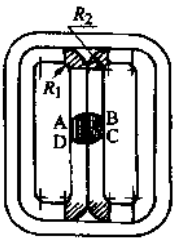


图13-2 非晶合金铁心正视图

为了在封闭铁心上绕制绕组，自行设计了一台专用绕线机，将绕组直接绕在铁心上。针对非晶材料磁饱和密度偏低，应力影响明显的特点，叠片系数选用 0.8，磁通密度不大于 1.3T。铁心用环氧带绑扎后悬挂于箱盖上，绕组的压紧自成体系，以减少绕组和器身对铁心的应力。表 13-5 列出了 30kVA 非晶变压器与同类变压器对比数据。

表 13-5　两种变压器对比

项　　目		S9 型	非晶
空载损耗/W		130	27
空载电流（%）		2.1	0.15
负载损耗/W		600	744
阻抗电压（%）		4	4.14
绕组温升/K	一次	65	48.9
	二次		44.9
油顶层温升/K		55	38.4
冲击电压试验峰值/kV		75	75
铁心重/kg		100	103
总　重/kg		295	365

1987 年该产品安装在上海宝山县葑塘镇葑村综合厂投入电网试运行至 1990 年，运行情况良好。1990 年 3 月，上海变压器厂对该变压器空载特性进行了复试，复试结果表明，空载特性无明显变化。

在现场运行期间，对该产品共进行了 14 次检查和性能测试，前 4 次主要测量变压器的各相电压、电流，后 10 次测量了变压器的空载损耗和空载电流，均无明显变化。

2）1986 年 9 月宁波变压器厂在上海钢铁研究所的支持下，首次使用国产非晶合金材料研制成功一台单相 3kVA 干式电源变压器，产品的技术参数见表 13-6。

3）上海冶金设备总厂于 1988 年研制成功三相油浸式自冷非晶变压器，其技术参数如下：

额定容量	100kVA
相　　数	3
一次额定电压	10kV±5%
二次额定电压	0.4kV
频　　率	50Hz
联结组	Yyn0
冷却方式	油浸自冷
使用场所	户内

表 13-6 非晶变压器性能

额定容量/kVA	3		
额定电压/V	230/36		
相　数	1		
频率/Hz	50		
冷却方式	空气自冷		
材　质	Z10-0.35 硅钢片	铁基非晶	
	设计值	设计值	试验值
空载损耗/W	25	6	3.85
空载电流（%）			2.14
负载损耗/W（75℃）	219	194	193.3
阻抗电压（%）（75℃）	8.11	8.6	8.34
铁心重/kg	8.5	15.4	16.2
总　重/kg	21	20.1	20.1

空载损耗　　187W

负载损耗　　1730W

阻抗电压　　3.65%

该变压器的铁心采用传统叠片式三柱结构，心柱截面为内接七级多边形，铁轭为T型结构。心柱直径为 ϕ165mm，最大片宽为160mm，心柱截面积为178cm²，叠片系数为0.8，非晶铁心总重为319.2kg，（心片中有硅钢片11.2kg，占总重量的3.4%）。高、低压绕组采用层式结构，导线重量为98kg。该厂在应力和退火处理工艺对非晶材料空载特性的影响方面，做了大量的试验研究工作，当压应力由零增长到0.3MPa时，铁心比损耗由0.2W/kg增大到0.28W/kg。非晶材料样品比损耗为0.18W/kg，成品增大到0.54W/kg，铁心在380℃，磁场强度为2000A/m、氩气保护下退火处理，空载损耗为174W，空载电流为1.58%、比损耗为0.52W/kg。装配后空载损耗上升到187W，增加了7.5%。

4）1990年上海钢铁研究所分别与洛阳和太仓变压器厂共同研制出三相30kVA和50kVA非晶配电变压器各一台，其基本技术参数和试验值列于表13-7。

洛阳变压器厂试制的30kVA非晶变压器，铁心为三柱双窗卷绕式（见图13-2）。直径 ϕ115mm，分为四级，叠片系数取0.72。该铁心用临时绕上几匝绕线的办法来试验，空载损耗为36.8W（$B=1.3$T），成品试验上升到40.5W，与同容量S7型（150W）相比较，下降了73%，空载电流下降了63.2%。太仓变压器厂采用同样的铁心结构，但心柱截面近似圆形（微阶梯形），铁心重为205kg，空载损耗为61W，分别比S7型和S9型下降了68%和64%；空载电流0.5%，分别比S7型和S9型下降了80.7%和77%，达到设计要求。

表 13-7　洛阳、太仓变压器厂生产的非晶变压器

额定容量/kVA	30			50		
额定电压/kV	10±5%/0.4			10±5%/0.4		
相数	3			3		
频率/Hz	50			50		
阻抗电压（%）	4			4		
联结组	Yyn0			Yyn0		
项　　目	标准值	试验值	S9 标准值	标准值	试验值	S9 标准值
空载损耗/W	≤50	40.5	130	65	61	170
空载电流（%）		1.03	2.1	0.4	0.5	2.2
负载损耗/W	800	797	600	1091	1062	870
铁心重/kg					205	(139)
总　重/kg					582	(455)
制造厂	洛阳变压器厂			太仓变压器厂		

这两个厂对铁心悬挂或竖放时的磁特性进行了试验，其结果与日本东芝电气公司结论相同。竖直放置时，由于铁心下角有自重压力，使空载损耗增大，比悬挂时增大 7%，横向放置比悬挂放置时增大 1%。考虑到结构工艺等因素，铁心采用了竖直放置，对铁心采取了全部包扎加固措施。

器身结构中铁心悬挂在箱盖上，另设框架压紧绕组，使铁心和绕组受力互不干扰，对器身进行定位处理，避免因铁心悬挂串动损坏绝缘。

绕组采用层式结构和不浸漆工艺，采用自行设计制造的专用简易绕线机直接将绕组绕到三相的心柱上。从重量角度来看，分别比 S7 和 S9 型产品增加 55%和 28%。

5）长沙变压器厂于 1990 年 12 月试制 2 台三相 50kVA 非晶变压器，其中一台是国产铁基非晶合金，另一台是美国联信公司提供的 2605S2 非晶材料，宽度为 100mm。铁心采用叠片式，非晶材料的剪切粘合和退火均由上海钢铁研究所协助加工。铁心截面为矩形，叠片系数取 0.81，铁心重为 177kg，变压器设计时磁通密度取 1.14T。

这两台变压器铁心叠装工艺很特别。首先将经浸漆烘干的矩形绕组放在平台上，并调整好中心位置，然后在绕组中放上夹板，非晶铁心片就在夹板上进行叠装。为了增加铁心的强度，在非晶合金片间每隔 16mm 放一层 0.35mm 的冷轧硅钢片。在叠装过程中，铁心经多次压装才达到厚度（163mm）要求。在 177kg 铁心中，约有 3.8～4kg（2.15%～2.28%）硅钢片。结果表明，国产非晶材料的叠片系数可达 0.81，美国的可达 0.89。成品的试验结果列于表 13-8。

6）1994 年由沈阳变压器研究所统一设计，并组织天津等六个变压器厂，生产非晶变压器。由美国联信公司提供非晶合金铁心及成材叠片。非晶合金变压器器身总装配流程图见图 13-3。

表 13-8 长沙变压器生产的非晶变压器

产品型号	S14-50/10/0.4（国产非晶料）	S14-50/10/0.4（2605S2）	S7-50/10/0.4（Z10-0.35）
空载损耗/W	98.2	86.3	187
空载电流（%）	1.98	1.87	1.1
负载损耗/W	1080	1092	1150
总损耗/W	1178.2	1179.3	1337
阻抗电压（%）	4.37	4.49	3.96
铜重/kg	89	89	65.2
铁重/kg	177	177	122.4
油重/kg	140	140	106
总重/kg	540	540	430
外形尺寸（长×宽×高）/mm×mm×mm	880×690×1060	880×690×1060	960×730×1121

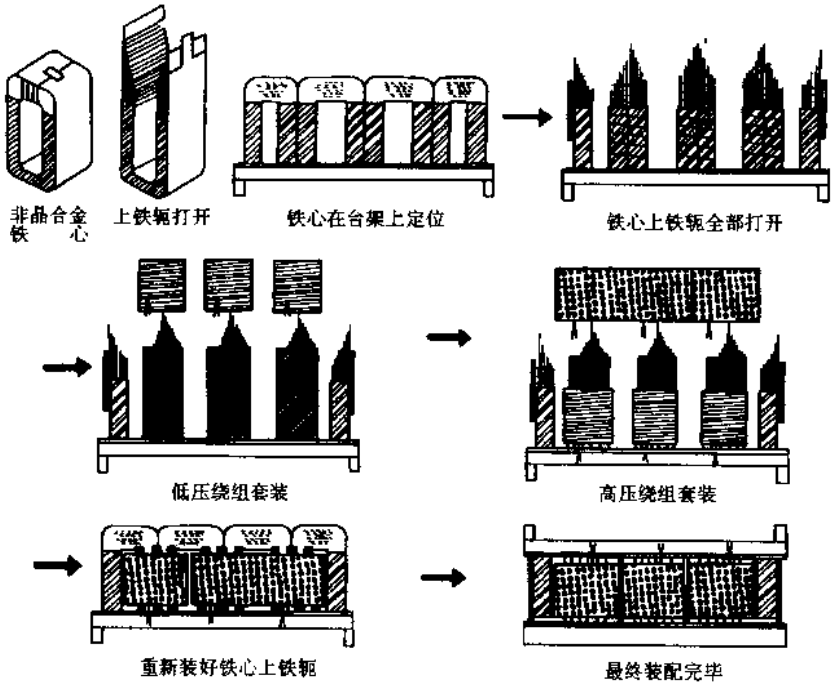


图 13-3 非晶合金变压器器身总装配流程图

六厂共试制了 SH11-160、200、315、500kVA 四种规格共 6 台样机，并于 1995 年通过国家鉴定。其后，上海变压器厂和佛山变压器厂又在 6 台样机的基础上，并在联信公司的支持下，分别又各增加试制两台，这 10 台变压器一次电压都是 10kV±5%，二次电压 400/230V，联结组标号 DYn11，其他的性能数据设计值和试验值列于表 13-9 中，为了便于比较，表 13-9 也列出了 S9 型产品的数值。

表 13-9　中国六厂试制的非晶合金变压器性能测试结果

型号		空载损耗/W	空载电流(%)	负载损耗/W	阻抗电压(%)	噪声/dB(A)	温升/K 高压绕组	温升/K 低压绕组	温升/K 变压器油	备注
S9-160		400	1.4	2200	4					辽阳变压器厂
SH11-160	设计值	105	0.27	2170	4.08				40.7	
	实测值	91	0.31	2435	3.75	51.8	49.92	47.72	34.1	
S9-200		500	1.3	2600	4					
SH11①-200	设计值	130	0.27	2554	4.01				41.5	北二变压器厂
	实测值 1	113.4	0.21	2667	3.85	45.6	50.5	50.7	37.4	
	实测值 2	140	0.216	2735	4.14	47.25	39	45.4	26.5	佛山变压器厂
SH11-200	设计值	114		2675	3.94					佛山变压器厂
	实测值 1	116	0.3	2791	3.73					
	实测值 2	112	0.4	2806	3.81					
S9-315		870	1.1	3650	4					
SH11-315	设计值	190	0.25	3590	4				43.4	天津变压器厂
	实测值 1	160	0.17	3840	4.18	49.88	56.47	54.43	47.8	
	实测值 2	157	0.169	3880	3.93	51	51.2	54.2	40.9	保定变压器厂
S9-500		960	1	5100	4					
SH11-500	设计值	270	0.22	5126	3.92				48.4	上海变压器厂
	实测值 1	232	0.14	5142	3.82	51.9	57.36	45.91	45.9	
SH11①-500	设计值	217		5188	3.91		58.7	55.2	47	
	实测值 2	216	0.22	5112	3.89		51.88	54.14	39.85	

① 佛山和上海变压器厂自行设计。

上述变压器，按照有关规定和要求做了全部试验（短路试验除外）。上海变压器厂的产品还通过了短路试验。

从表 13-9 可以看出，空载损耗与设计值基本相等，比 S9 型产品下降 75%以上（其中 315kVA 空载损耗下降幅度最大，为 81%），空载电流下降 80%左右。

目前上海变压器厂根据用户需要，可提供 30～2500kVA、10kV 及以下电压等级各种规格的非晶变压器。广东佛山变压器厂已成批生产 30～500kVA、10kV 级非晶配电变压器，其规格和技术参数见表 10-15。其他还有天津、北京、辽阳、保定、长沙、浙江三门、江山、洛阳、太仓、福州、上海置信公司等变压器厂，都可以根据用户的需要或已有产品提供非晶配电变压器。北京国家非晶技术研究中心原具有 4 条 200t 能力的非晶带材生产线，可生产宽度在 150mm 以下不同规格的铁基、铁镍基、钴基非晶带材，现千吨级非晶带材生产厂已投产，年产能力可达 6000t，可生产 250mm 及以下规格的带材。现全国年产能力达 7000t。

目前，国内外生产的油浸式非晶三相配电变压器的铁心都是四框五柱式结构。这种变压器在 Yyn0 接线的状态下三相不平衡负载电流会引起三相电压的严重失衡。正因为如此，国内外的非晶变压器都采用 Dyn11 或 YNyn0 接线。2001 年置信公司开发了三框三柱式的非晶变压器，这种铁心结构的变压器既适用于 Dyn11 接线，也适用于 Yyn0 接线。三框三柱式非晶三相配电变压器的试制成功，增加了非晶变压器的品种，满足了部分用户对 Yyn0 接线非晶三相配电变压器的需要。

13.1.5 非晶合金铁心变压器的结构和工艺

13.1.5.1 铁心结构

铁心结构的选型应充分利用非晶合金的特性，并克服不利的因素，结合工艺制造条件，达到降低损耗和降低制造成本的目的。

1. 三相卷铁心

三相变压器的卷铁心结构有多种型式。从适合非晶合金卷铁心的制造工艺条件出发，应采用图 13-4 的五柱式三相卷铁心结构。

这种结构是由四个单相卷铁心组成的，制造方法简单。由于结构上的原因，铁心柱的截面积要相应放大 15%（绕组内部的铁心柱是由两部分合成，两部分中的磁通不相同），因铁心制造工艺简便，故采取这种结构。

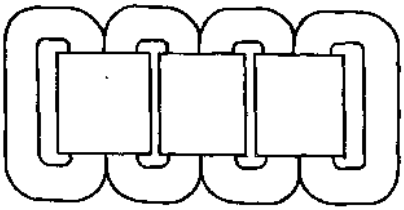


图 13-4 五柱式三相卷铁心结构

为了加强卷铁心结构的机械强度，在非晶合金内加入少量（约 3%即可）的一般电工钢片。在工作磁通密度 $B=1.4T$ 时，由于非晶合金的磁导率高，在此加入少量的电工钢片中的磁通密度影响很少，因此，在计算铁心损耗时，可以假设磁通全部通过非晶合金。当加入不同比例一般电工钢片时的损耗关系见表 13-10。

表 13-10　加入不同比例的一般电工钢片后的损耗

（B=1.5T、50Hz）

非晶合金重量（%）	电工钢片重量（%）	电工钢片放置的位置	计算损耗/（W/kg）	实测损耗/（W/kg）
100	—	—	—	0.26
96.8	3.2	内侧	0.284	0.289
96	4.0	外侧	0.28	0.280
93.1	6.9	内侧和外侧	0.31	0.309
—	100	—	—	0.81

当变压器容量较大时，不适合采用卷铁心结构，则应采用三相叠片式铁心结构。此时可以预先将非晶合金若干片粘合起来，以构成较厚的叠片。按常规工艺方法制造。

2. 叠环式卷铁心

先用带材卷成不同尺寸的环，然后将这些环叠成铁心，并使得铁心柱的截面接近圆形，如图 13-5 所示。

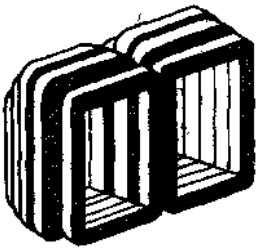


图 13-5　叠环式卷铁心

这种结构一般每个框宜采用 5～9 个环，填充系数在 84%～90%之间，绕组通过分裂圆筒直接绕制在铁心上。

叠环式卷铁心的优点是铁心性能优良，在绕组绕制和组装等过程中铁心受力很小，其强度也很高；缺点是为防止铁心受力，铁心和绕组的夹紧结构复杂。

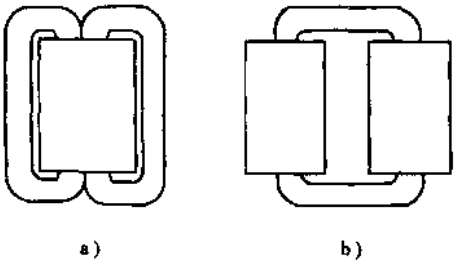


图 13-6　单相变压器卷铁心结构

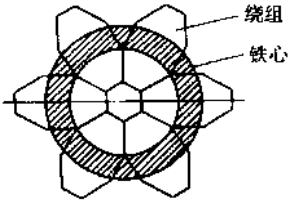
a）一个主心柱和两个旁轭　b）两个主心柱

3. 单相卷铁心

单相卷铁心是变压器的最理想磁路，可明显降低损耗，制造工艺也不复杂。国外

使用的小容量单相变压器多采用单相卷铁心结构。从供电经济合理性角度来看，我国应该发展小容量单相变压器，以适合我国广大农村使用。单相变压器卷铁心结构如图13-6所示。

单相变压器的容量比较小时，适合采用图13-6a结构，只有一个绕组，绕组内部为铁心的一个心柱、在绕组外侧为铁心的两个边柱。单相变压器的容量较大时，可以采用图13-6b结构，由两个绕组和两个铁心心柱构成，这种结构的变压器容量可以为前一种结构容量的两倍。



4. 单环式卷铁心

这种结构被应用于自耦变压器和互感器中，如图13-7所示。

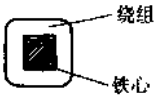


图13-7 单环式卷铁心

这种结构的铁心是用带材直接连续绕成圆环形，不切割。绕组利用绕线梭直接绕制在环形铁心上，截面是矩形。绕组支撑在铁心环的边缘上，铁心受力很小。

单环式卷铁心性能较好、但采用这种结构需专用的设备，工时较费，并且只适合15kVA左右的小容量变压器。

5. 气隙分布式卷铁心

先把带材卷成圆环，然后压扁，再进行切割整理，使接缝形成阶梯形分布。铁心退火后，把接缝处分开，装入矩形绕组后，将铁心重新恢复成原样。铁心的外观与接缝型式如图13-8所示。

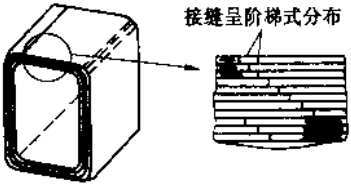


图13-8 气隙分布式卷铁心

气隙分布式卷铁心的性能比前两种差，这是由于铁心接缝的分开和恢复所造成的。另外，铁心需使用专用的切割设备。

6. 搭接式卷铁心

同气隙分布式卷铁心类似，区别在接缝形式。

气隙分布式卷铁心在接缝处片与片之间两端对齐，而搭接式有额外的搭接长度，上下重叠，它的接缝示意图如图13-9所示。

搭接式结构的材料利用率比气隙分布式卷铁心要低5%。搭接处铁心厚度的增加也会增大油箱的尺寸和用油量。绕组同样采用矩形结构。

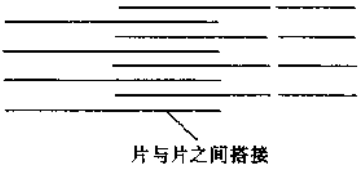


图13-9 搭接式卷铁心接缝示意图

7. 叠片式铁心

当铁心采用取向硅钢片制造时，斜接

缝铁心的性能比直接缝的好。但对非晶合金而言，因其各向异性现象很小，所以这两种接缝形式的铁心性能差距并不大。而采用直接缝的显著优点是铁心加工时所需的切割量比斜接缝少得多，每片仅需切割一次。

直接缝铁心叠积图如图 13-10 所示。

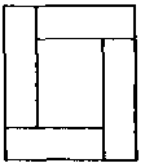


图 13-10　直接缝铁心叠积图

表 13-11 为上述 5 种铁心结构的对照表。从表 13-11 中可看出，在目前采用搭接式卷铁心是一种兼顾各类因素的合理选择，因此气隙分布式和搭接式用得较多。

表 13-11　5 种铁心结构对照表

铁心结构	铁心性能	加工工时量	切割量	专用设备投资
叠环式	好	多	无	多
单环式	很好	较多	无	较多
气隙分布式	良	中	少	较少
搭接式	良	中	少	少
叠片式	中	中	多	较多

13.1.5.2　绕线和器身装配

可参见 13.1.2 一节叙述的制造方法和 12.6.4 节叙述的卷铁心绕组绕制和器身装配。绕组绕制方法必须用绕组绕制的专用设备。

13.1.5.3　退火处理工艺

为了要取得良好的磁性能，退火温度控制在居里温度以下，还要求在强磁场的作用下进行退火处理，以使磁畴定向，否则磁致伸缩将要增大。为了保证最佳退火效果，必须严格控制好退火温度和时间，不得处理过分，以防止结晶化。

1. 退火温度的选择

从图 13-11a 的退火温度与铁损关系曲线可以看出，2605S2 的最佳退火温度为 400℃，上下浮动 20℃，其铁损增加一倍左右；上下浮动 10℃，其铁损值增加 10%～15%。

2. 保温时间

从图 13-11b 的保温时间与铁损关系曲线可知，非晶合金铁心退火最佳温度保持时间为 15～30min，退火温度时间过长，会使铁心氧化而影响铁损。因此，必须对退火温度保持时间进行控制。

3. 升温和冷却速度

铁心在退火炉内加热时，铁心内外温度变化存在很大的差异。用图 13-11c 的常规升温法，铁心表面的温度保持时间就会过长，从而影响铁心的铁损。

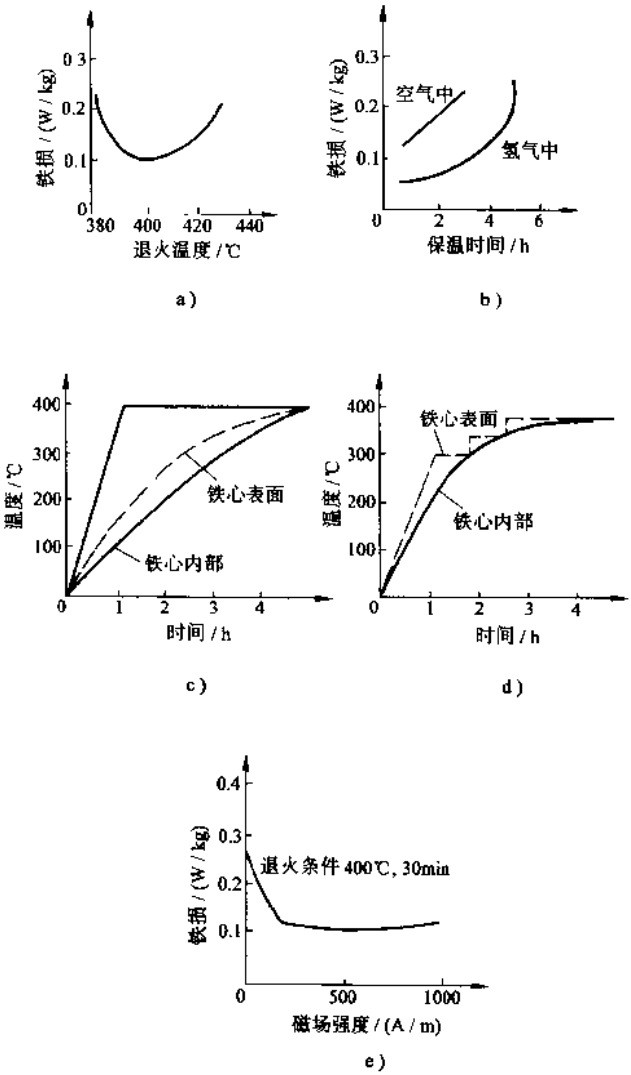


图 13-11 退火处理工艺

a）退火温度与铁损关系曲线 b）保温时间与铁损关系曲线

c）退火时常规升温曲线 d）退火时阶段升温曲线

e）退火时磁场强度与铁损关系曲线

用图 13-11d 的阶段升温法，可取得良好的效果。退火炉应能控制升温速度和冷却速度。为保证炉内气体分布均匀，对炉内气体进行连续搅拌。冷却速度低于 2℃/min 时，铁损急剧增加，但冷却速度过快，对铁损值也有影响。因此，冷却速度最好为 3℃/min，所以必须采取强制冷却。

4. 磁场影响

以 400℃、30min 为退火条件，1000A/m、500A/m、200A/m、100A/m、50A/m 以及无磁场等六种磁场条件下的铁损特性实验结果表明，在 200A/m 磁场条件下，铁心磁特性的改善效果最好，如图 13-11e 所示。

13.1.6　非晶合金铁心变压器设计中的一些问题

1. 联结组

通常，非晶合金的卷铁心采用四框五柱式，有两个旁轭可供磁通中的高次谐波或零序分量流通。所以，采用小容量配电变压器中常用的 Yyn0 联结法是不合适的，必须采用 Dyn11 联结法。因为前者三次谐波磁通能流通（由于五柱式有旁轭心柱之故），当电源的正弦波形励磁电流由于磁化饱和曲线的影响，总磁通为平顶波。这样感应电动势为尖顶波（由于三次感应电动势影响之故），造成绕组易发生过电压，绝缘相对不安全。而后者联结法因三次谐波电流能在三角接线中流通，削弱了三次谐波产生的磁通，使电源的正弦波形励磁电流虽然也受磁化饱和曲线的影响，但形成的总磁通仍接近正弦波，从而会产生正弦波感应电动势。这是正常的电压，对绝缘无危害，也不会产生多增加的损耗。关于两种联结法上述理由详见第 1 章 1.5.2 节和 1.5.5 节联结法中的叙述。

2. 磁通密度的确定

四框五柱式卷铁心在励磁时，磁通流经 4 个铁心框，有不对称分布现象存在。这使某些局部磁通由于受不对称分布产生的高次谐波叠加的影响而发生畸变，从而引起局部磁感应超饱和，导致损耗迅速上升。因此，设计时磁通密度不宜定得过高。

3. 工艺系数

变压器制造过程中，4 个铁心框在与绕组装配时，需经历打开接缝、套装绕组及再接缝等一系列使铁心受力的操作，从而造成装配后损耗比裸铁心时增加。设计时，应考虑这个增加值，理论上用工艺系数来表示。一般取 1.08～1.15 之间。

4. 铁心受力

静态应力一部分来自于铁心自重，另一部分是在装配时产生的。动态应力则来自变压器的短路电动力。

非晶合金铁心的损耗与合金带表面压力相关度很大，损耗会随着压力的增大而迅速上升。因此，应选择合理的装配结构，使铁心表面压力维持在低于某一允许值。

变压器短路时产生的冲击性电动力，如直接作用于铁心，铁心是无法承受的。在设计时，应考虑让低压绕组自保持，不给铁心太大的压力。制造上可采取对绕组压紧固定等方法，尽量减少其短路时径向尺寸的内缩或外扩。

5. 噪声

变压器的噪声源于变压器铁心在交变磁通下磁致伸缩而引起的振动。决定噪声高低的主要因素是铁心中的磁通密度和铁心的夹紧程度。非晶合金铁心不适宜过度夹紧，因此，非晶变压器的噪声将高于硅钢片变压器。

欧洲的电力部门曾做过两类变压器的噪声比较试验，结果显示，非晶变压器的声级比同类规格的硅钢片变压器高 6～8dB，不会超过相关环境标准中的要求值。

13.1.7 非晶合金铁心变压器的经济性评价

非晶变压器的价格是这门新技术能否被广泛采用的前提。

使用非晶变压器的首次投资额较高，吸引用户购买的关键因素是它的超低损耗特性，它能使用户的长期支出下降。有些地区的电价较高，用户从长远支出考虑，会购买非晶变压器。

由于各种原因，非晶变压器的价格在我国是 S9 的 1.6～1.8 倍或更多，经改进设计后是 S9 的 1.3～1.5 倍。但是在美国，仅高出 15%～30%，美国这个价格用户还是能够接受的，因为在 20 年寿命期内，其节能效果得到了补偿。

从 1981 年起，国外出现了变压器损耗评估的概念，目前这种评估方法已被广泛采用。国际上较为广泛使用的是变压器总体使用成本，而在我国计算时的投资回收年限一般取 5 年，最长不超过 7 年。

1 台变压器一定寿命期的总使用成本称为 TOC，它由下式计算：

$$\mathrm{TOC}=C+K_0P_0+K_LP_L \tag{13-1}$$

式中 C——变压器的售价（元）；

P_0——变压器的空载损耗（W）；

P_L——变压器的负载损耗（W）；

K_0——空载损耗的现值投资系数（元/W）；

K_L——负载损耗的现值投资系数（元/W）。

从上式可知，K_0 值越大，P_0 的降低对 TOC 的降低所起的作用越大。

变压器投运后，如果空载损耗每 kW 的电费为 E_1，那么变压器一年需支付的电费为：$P_0E_1\times24\times365\div1000=8.76E_1P_0$。寿命期内的累计空载损耗电费的总值应换算成一次支付的现值，这两者之间有相同的货币价值，在此引进一现值系数（PVF）。现值系数与银行的利率和变压器的有效寿命期限有关，现值系数等于

$$\mathrm{PVF}=\frac{(1+i)^n-1}{i\ (1+i)^n} \tag{13-2}$$

式中 i——银行年利率（%）；

n——变压器有效寿命期（年）。

因此，变压器空载损耗每 kW 的现值

$$K_0=8.76E_1\frac{(1+i)^n-1}{i\ (1+i)^n} \tag{13-3}$$

变压器负载损耗的大小随负载大小的变化而变化，为了便于分析，取年平均负载率。假定变压器负载损耗每 kW 的电费为 E_2，那么变压器负载损耗每 kW 的现值

$$K_1 = 8.76E_2\beta^2 \frac{(1+i)^n-1}{i\ (1+i)^n} \tag{13-4}$$

所以，变压器总体使用成本

$$\text{TOC} \approx C + 8.76\ (E_1P_0 + E_2P_L\beta^2)\ \frac{(1+i)^n-1}{i\ (1+i)^n} \tag{13-5}$$

式中　E_1——空载损耗每 kW 的电费（元/kW）；

E_2——负载损耗每 kW 的电费（元/kW）；

β——年平均负载率（%）。

上述式（13-5）计算较复杂，且在变压器使用寿命 20 年中，银行利率 i、电价、变压器售价都在变，而变压器的年平均负载率 β 的取值也会影响计算结果，所以根据式（13-5）计算看似严密，与现实仍存在一定的差距。

鉴于目前银行利率较低，而据国家上述规定，投资回收年限取 5 年，时间也较短，所以非晶变压器与常规变压器经济评价时可以忽略。又由于目前设计的非晶变压器与新 S9 型的负载损耗相同或接近，故比较计算时，也可忽略负载率的影响。因此，可用式（13-1）计算，现举例如下。

以国内市场 400kVA 的变压器为例，分别计算损耗水平为新 S9 的常规变压器和非晶变压器的 TOC 值，并做一比较（两者的负载损耗定为一致）。

容量为 400kVA。

损耗指标：对新 S9 常规变压器，空载损耗为 800W，负载损耗为 4300W；对非晶变压器，空载损耗为 170W，负载损耗为 4300W。

市场参考售价：新 S9 常规变压器为 50000 元，非晶变压器为 65000 元。两者价格比为 1.3 倍。新 S9 变压器上海变压器厂销售价见表 13-12，而一般其他厂销售价见表 13-13。

表 13-12　上海变压器厂新 S9 型变压器销售价

（1997 年）

容量 S_N/kVA	销售价格 C/元	容量 S_N/kVA	销售价格 C/元
50	15200	250	38000
80	19000	315	43000
100	22800	400	51300
160	29200	500	63000
200	32300	630	74700

电价为 1kW·h 均按 0.6 元计费。

运行期限按 5 年计算时得出如下 K 值

$$K=K_0=K_L=0.6\times5\times365\times24/1000\text{ 元/W}$$
$$=26.3\text{ 元/W}$$

新 S9 常规变压器

$$\text{TOC}=(50000+26.3\times800+26.3\times4300)\text{ 元}$$
$$=184130\text{ 元}$$

非晶变压器

$$\text{TOC}=(65000+26.3\times170+26.3\times4300)\text{ 元}$$
$$=182561\text{ 元}$$

从上面的 TOC 计算结果可知，运行 5 年后，非晶变压器的 TOC 值已略低于 S9 常规变压器。也就是说，按 1.3 倍的价格比，5 年内可回收首次投资增加额，从第 6 年起，可享受非晶变压器的超低损耗带来的收益。

上述计算按非晶变压器价格是新 S9 变压器 1.3 倍计算，实际目前价格为 1.3～1.8 倍（具体价格与各厂的生产的批量大小、设备先进程度、非晶合金来源以及该厂科技水平、市场竞争程度等诸多因素有关）。上述计算电价按 0.6 元/kW·h 计算，即上海照明电价格计算。而实际各地价格照明电价为 0.39～0.65 元/kW·h，而动力电价格比较便宜，且各地不一，因此，取此价格偏高。现在计算时，有的取 0.25 元/（kW·h）或 0.4 元/（kW·h）。由此可见，上述计算非晶变压器的投资回收年限是偏短的，实际需 10 年左右才能收回多增加的投资。随着非晶变压器生产规模的扩大（K 值上升），非晶变压器将获得更低的 TOC 值。

非晶铁心变压器 SH 系列与新 S9 系列相比，具有显著的节能效果，但从变压器价格来看，SH 系列与新 S9 系列相比高出 40%左右，其参考价格见表 13-13。

表 13-13 SH 系列与新 S9 系列变压器参考价格表

容量/kVA	新 S9/元	SH10/元	SH10 与新 S9 的比值
30	8660	11500	1.33
100	16150	22500	1.39
315	33560	47000	1.40

从我国变压器行业发展来看，平均每 10 年推出一种技术上更先进、经济上更合理的新一代配电变压器，原有配电变压器在未达到自身寿命之前已被淘汰。因此，在电力行业中，一般采用 10 年期内的运行维护费用，称为 10 年变电成本，故可认为变压器的技术寿命为 10 年。因此，目前采用以新 S9 型变压器为主，适当少量采用非晶变压器还是适宜的。

13.1.8 非晶合金的技术发展趋势

1）非晶合金的原子排列及其结构关系至今还没有被人们完全了解，当研究进一

步明了时，可制造出导磁性能更加优异的非晶合金。

2）自普莱纳铸造法发展以来，已经获得了实用性较强的非晶合金带材。随着制造技术的提高，带宽将越来越宽，材料表面质量也将被提高，从而能获得较高的填充系数，降低产品的成本。非晶合金片的生产仅有一道工序（将熔化的金属直接急速冷却成带材），因此，非晶合金片的生产成本有低于硅钢片的可能。

由多层非晶合金薄片组合而成的用于叠片式铁心的预制非晶合金叠片条现已研制成功。

美国联信公司开发了厚度为 0.13～0.25mm 层压非晶合金材料的制造技术。这种材料系按不同厚度要求，用 7～12 张 0.025mm 喷带重叠后辊压而成，层间不用粘合材料。它的铁损略高于 0.025mm 非晶合金带，但仍比优质电工钢片低 74%，填充系数提高到 0.9。层压合金材料的研制成功，使制造叠片非晶合金铁心变压器成为可能，从而拓宽了非晶合金变压器的容量范围，三相叠铁心变压器目前最大容量为 500kVA。它的出现，可使普通的叠片式变压器生产厂家只利用老设备就能生产出非晶变压器，并且，非晶变压器的容量将有可能逐渐增大。

3）随着非晶变压器的市场的扩大，将会出现用于非晶变压器生产的专用设备，如铁心自动绕制装配流水线和高效切割设备等，从而提高工效和产品质量，降低产品成本。

总之，非晶变压器已逐步受到各变压器厂的重视，国内已有少量的非晶配电变压器和非晶箱式变电站投入运行。但是，成本的居高不下始终是发展的一大障碍。

综上所述，采用超低损耗的非晶合金取代取向硅钢片制造配电变压器，值得大力研究和开发，是机电工业重大革新课题。因此，在国内，首先着力做到非晶合金材料国产化，采用先进的工艺和设备，找到非晶合金适用的铁心结构和工艺方法，把各方面价格降下来，才有广泛推广的前景。

13.2　农用变压器

13.2.1　概述

根据 1991 年统计资料，农村电网线损率占 15%～20%，不少地区达 35%以上。配电变压器的损耗占线损的 60%左右，而铁损又占变压器损耗的 80%以上。按 1982 年全年统计，配电变压器的铁损耗相当于两个新安江水电站。因此，必须大力开展变压器的节能工作，尤其是农用变压器量大面广，更具迫切性。

由于农村用电季节性强，用电集中，供电半径大，而普通的节能变压器，由于其负载率是按城市电网考虑的，也不能满足农村用电特点的要求。因此，针对农村用电的特点，为满足全国广大农村用户对农用变压器的小容量、多品种、空载损耗小、成本低、防盗性能好等多方面的需求，沈阳变压器研究所组织全国变压器行业 25 个变压器厂于 1991 年统一设计开发了单相 DN8-M-5～20/10（在 JB7066—93 标准中又加了 DN8-30/10）、三相 SNT-20～160/10 和 SN8-20～500/10，共三个系列、25 个品

种、92 个规格的农用变压器。这些农用变压器的铜损耗和铁损耗损耗比例比较大，在保证总损耗不超过国家标准的前提下，适当降低了空载损耗，可显著减少农村用户的电力损耗。

13.2.2 农用变压器的结构特点及工艺方法

1. 结构特点

1）铁心采用全斜接带角三接缝结构，出尖与不出尖交错叠积结构。与全斜接带尖角结构相比，增大了接缝面积，使接缝处的磁通密度降低，从而可以降低空载损耗。此种结构要求工艺比较严格，否则难以达到预期效果。

2）采用 WSPⅢ-63/10-3×3C 无励磁中性点调压分接开关，定位比较准确，开关的有效高度降低 60mm，提高了安全运行的可靠性，降低了制造成本。

3）高压绕组采用半油道，即在油箱的长轴方向高压绕组油道为 1mm 纸板，短轴方向为 5mm 瓦楞纸板，减少了铁心柱中心距和绝缘距离。

4）根据农业用电部门的要求，三相农用系列变压器采取了防盗措施，即在箱盖和箱沿接触处增加 4～6 个“U”形卡，在卡住后，将其焊死。

5）三相农用系列变压器为不吊心结构，高压侧导线夹采用钢板夹持结构，这样不仅可以增加引线的机械强度，减少木材用量，而且缩小了到箱壁的距离，从而缩小了变压器体积，带来一定的经济效益。

6）单相农用变压器系列油箱采取全密封结构，防止进水、进气，延缓变压器老化，提高运行可靠性，无储油柜。

7）单相农用变压器系列，低压绕组可以串、并联使用，既可以照明，又可以当电力电源，方便了用户。

2. 工艺上采取的措施

1）高低压绕组一起绕制，既省时，又保证了绕制质量。要求制造厂的绕线设备应有足够的功率。否则，绕完低压绕组后，再绕高压绕组，有可能因功率不够而影响绕制紧度，造成产品事故潜伏性隐患。

2）采用真空注油工艺。

3）铁心硅钢片剪切毛刺应严格控制在 0.03mm 以下。

13.2.3 农用变压器的性能验证及数据

图 13-12 为 SN7、SN8 农用变压器与 S7 较低损耗变压器主要材料消耗对比曲线；图 13-13 为 SN8 三相农用变压

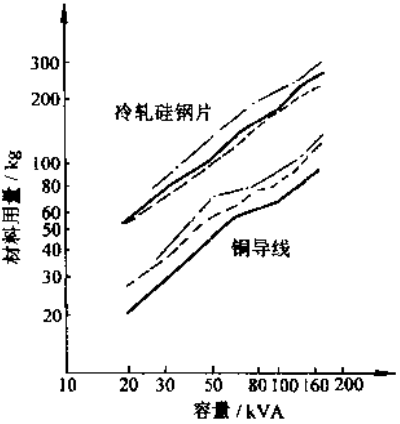


图 13-12 SN7、SN8 与 S7 系列主要材料消耗对比

——：SN7 系列 — — —：SN8 系列 —·—·—：S7 系列

器系列与“73”(I)标准性能比较曲线。

从曲线可见，农用变压器系列在当时，比当时电网上用得较多的“86”标准（“S7”型）和“73”标准（SL、SL_1型等）变压器消耗材料减少，电能损耗减少，且损耗比增大符合农网用电特点，有利于进一步减少损耗，所以当时属经济技术指标先进，产品结构合理，有利于减少环境污染，符合我国能源政策，受到用户欢迎。但随着技术进步，新一代的低损耗变压器 S9、新 S9 型变压器和非晶变压器的推广使用，其节能效果明显优于农用变压器，使农用变压器的使用逐渐被后来者所取代。但目前仍有使用。

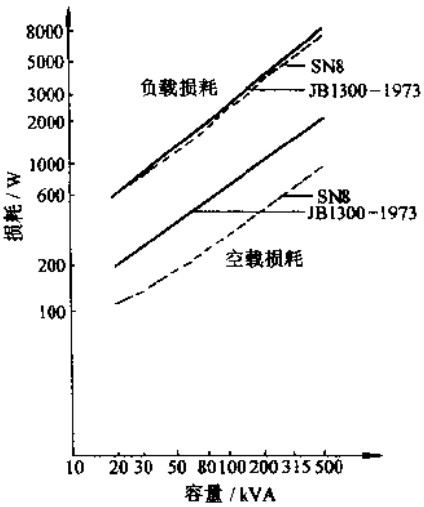


图 13-13　SN8 系列与 JB1300—1973 (I) 性能比较曲线

按机械行业标准 JB7066—1993，单相和三相农用变压器的技术数据见表 13-14。

高效率低损耗的小容量配电变压器，特别是单相变压器，直接靠近装于用电设备处，给小动力负荷用户带来很大的方便。西方国家早就使用这类变压器，这给我国小

表 13-14　SN7、DN8 系列 10kV 级铜绕组三相农用配电变压器技术数据（JB7066—1993）

型　号	额定容量 /kVA	额定电压 /kV		联结组标号	损耗 /kW		空载电流 (%)	阻抗电压 (%)	外形尺寸（长×宽×高）/mm×mm×mm	生产厂
		高压	低压		负载	空载				
SN7-20/10	20	6 6.3 9.5 10 10.5	0.4	Y yn0	0.65	0.13	3.1	4	925×610×1085	浙江江山变压器厂、三门变压器厂 江苏吴江市变压器厂 陕西铜川整流变压器厂
SN7-30/10	30				0.85	0.15	2.8		970×760×1085	
SN7-50/10	50				1.25	0.18	2.5		990×775×1165	
SN7-63/10	63				1.50	0.21	2.4		1110×820×1196	
SN7-80/10	80				1.80	0.26	2.2		1210×830×1210	
SN7-100/10	100				2.15	0.31	2.1		1210×930×1235	
SN7-125/10	125				2.55	0.35	2.0		1450×940×1430	
SN7-160/10	160				3.10	0.44	1.9		1485×950×1470	

（续）

型号	额定容量/kVA	额定电压/kV 高压	额定电压/kV 低压	联结组标号	损耗/kW 负载	损耗/kW 空载	空载电流（%）	阻抗电压（%）	外形尺寸（长×宽×高）/mm×mm×mm	生产厂
SN8-20/10	20	6 6.3 9.5 10 10.5	0.4	Y yn0	0.60	0.11	3.1	4	950×610×1180	浙江江山变压器厂、三门变压器厂 江苏吴江市变压器厂 陕西铜川整流变压器厂
SN8-30/10	30				0.80	0.13	2.8		960×760×1105	
SN8-50/10	50				1.15	0.17	2.5		990×760×1190	
SN8-63/10	63				1.40	0.20	2.4		1080×815×1210	
SN8-80/10	80				1.65	0.24	2.2		1185×820×1230	
SN8-100/10	100				2.05	0.28	2.1		1325×950×1260	
SN8-125/10	125				2.45	0.32	2.0		1240×800×1310	
SN8-160/10	160				2.85	0.38	1.9		1460×940×1495	
SN8-200/10	200				3.68	0.45	1.8	4.5	1530×945×1480	
SN8-250/10	250				4.30	0.53	1.7		1575×950×1525	
SN8-315/10	315				5.10	0.65	1.6		1605×990×1570	
SN8-400/10	400				6.10	0.77	1.5		1460×985×1620	
SN8-500/10	500				7.15	0.91	1.4		1475×1145×1660	
DN8-M-5/10	5	6 10	0.48 0.24	Ilo	0.16	0.04	5.0	3.5	475×445×905	
DN8-M-10/10	10				0.28	0.07	4.0		515×445×930	
DN8-M-16/10	16				0.40	0.10	3.5		555×455×930	
DN8-M-20/10	20				0.48	0.11	3.0		555×565×970	
DN8-M-30/10	30				0.68	0.14	2.7			

电力用户和10/0.4kV配电网带来一个新概念，提出了一种分散负载的供电方式。结合我国10kV系统的特点，按照美国ANSI标准制造出全绝缘的5～25kVA系列单相变压器D16型，其技术数据见表13-15。

表13-15 D16系列10～35kV级单相配电变压器技术数据

容量/kVA	5	10	15	25	25
额定电压/V	10/0.24	10/0.24	10/0.24	35/0.24	10/0.24
额定电流/A	0.15/20.5	1/41.7	1.5/61.9	0.71/104.2	2.5/104.2
阻抗电压（%）	<2.5	<2.5	<4	<6	<4
空载损耗/W	30	45	60	110	90
负载损耗/W	120	200	280	320	320
重量/kg	70	110	150	250	210

注：该系列变压器由武汉特种变压器厂生产。

13.2.4　农用变压器的行业标准

农用变压器的行业标准 JB7066—1993 的主要内容如下：

1. 主题内容与适用范围

本标准规定了农用变压器的使用条件、技术要求、检验规则、标志、包装、运输和储存。

本标准适用于额定频率 50Hz、电压等级 6 及 10kV 级的额定容量为 5～30kVA 单相油浸式农用变压器和额定容量为 20～500kVA 三相油浸式农用变压器。

乡镇企业和城市郊区用变压器，可参照本标准。

2. 农用变压器（术语）

在农村电网中，供年负载率较低用电的无励磁调压、户外式、油浸式配电变压器。

3. 技术要求

1）农用变压器可采用闭封式结构，并推荐采用密封式油箱和膨胀式散热器。

2）装有储油柜的农用变压器，其储油柜应符合 JB/T6484 的规定。在储油柜上，应加装带有油封的吸湿器。波纹油箱应安装压力释放阀。

3）农用变压器油箱的机械强度和密封试验，应符合 GB6451.1 的规定。

4）农用变压器油箱，应设供测量油温用的玻璃温度计管座，管座应伸入油面（120±10）mm。

5）农用变压器的铁心和金属结构件均应经油箱可靠接地，接地装置应有防锈层，并有明显的标志。

6）农用变压器用各组件、部件，均应符合相应标准的规定。

7）油箱下部应有油样活门和足够流量的放油装置，315kVA 及以上的变压器油箱底部应有排污油装置。

8）农用变压器的外形结构，应便于起吊和安装。

4. 试验项目

农用变压器试验，分为出厂试验、型式试验、特殊试验。

(1) 出厂试验项目

1）密封试验。

2）电压比测量及电压相量关系校定。

3）直流电阻测量。

4）空载损耗及空载电流测量。

5）负载损耗、阻抗电压测量。

6）绝缘电阻测量。

7）绝缘试验（外施耐压试验、感应耐压试验）。

8）变压器油试验。

(2) 型式试验项目

1）温升试验。

2）雷电冲击试验（全波、截波）。

3）油箱机械强度试验。

型式试验分为定期型式试验和不定期型式试验。

定期型式试验规定：每五年进行一次。

不定期型式试验规定：当产品更改结构和改用材料时，或工艺有变动时，均应重新进行型式试验。

注：油箱机械强度试验，是在焊装完工后的油箱上进行。

(3) 特殊试验项目

1）短路试验。

2）声级测量。

3）空载电流谐波测量。

4）零序阻抗测量。

5. 标志、包装、运输和储存

1）农用变压器的所有接线端子和接地装置均应有明显的标志。

农用变压器铭牌，应采用适合于使用条件规定的材料制成，其字迹清晰正确，并安装在明显的位置。铭牌应标志出下列各项内容：

①变压器名称、型号。

②产品代号。

③标准代号。

④制造厂名及商标。

⑤出厂序号及制造年月。

⑥额定容量（kVA）。

⑦额定频率（Hz）。

⑧额定电压及各分接电压（kV）。

⑨联结组标号。

⑩相数。

⑪冷却方式。

⑫性能测试数据（空载损耗、阻抗电压）。

⑬器身重、油重、总重。

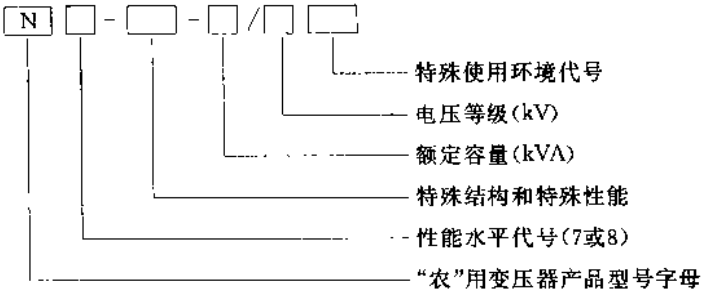
2）农用变压器经铁路、公路及水路正常运输后，应保证不吊心投入运行。

3）储存或运输时，应保证变压器所有组、部件不受损坏。

4）零件的包装应保证运输储存直到安装期间不受损伤。其包装标志应符合GB191的规定。包装箱应符合有关包装标准的规定。

6. 农用变压器型号编制办法

(1) 农用变压器型号的组成形式



(2) 农用变压器产品型号字母排列顺序及含义　农用变压器型号字母排列顺序及含义见表 13-16。

表 13-16　型号字母意义

分　类	含　义	字　母
相数	“单”相	D
	“三”相	S
导体材质	铜	—
	铜箔	B
	铝	L
	铝箔	LB
特殊结构和特殊性能	“密”封式	M
	防雷“保”护	B

注：1. 特殊使用代号按 JB3837 的规定。

2. 性能水平代号：8—代表组 I 性能，7—代表组 II 性能。

3. 特殊结构和特殊性能均有者，代号之间用隔点隔开。

(3) 农用变压器型号编制举例　三相、额定容量 100kVA、电压等级 10kV、铝导线、密封式、防雷保护、性能水平符合本标准组 I 所规定的农用变压器。

SLN8-M.B-100/10

13.3　新型单相配电变压器

13.3.1　新型单相变压器的性能特点

1. 概述

单相柱上式变压器原是为美国、加拿大和菲律宾等电网频率为 60Hz 的地区使用而设计的小型变压器，现国内已使用可作住宅区或商业区的照明电源或作设备的动力电源之用。

单相变压器的容量有 5kVA、10kVA、15kVA、25kVA、37.5kVA、50kVA、

75kVA、100kVA、167kVA 数种。高压额定电压为 7620V（7200V），当用三台单相变压器按 Y 联结使用时，其线电压为 13200V（12470V）。低压额定电压为 120/240V（或 240/480V），当低压为串联接法时，可提供 240V（或 480V）；当低压为并联接法时，可提供电压为 120V（或 240V）。根据需要，高压可带额定电压±2×2.5%的分接电压。

该变压器为户外油浸自冷式，按美国有关国家标准《ANSI/IEEE C57.12.00—1980 油浸式配电，电力及调压变压器的通用技术要求》的规定．以上容量的变压器均为加极性．低压以串联形式接线。

国内一般用 10kV/0.23～0.24kV，见表 13-15。

2. 设计思想

1）以低损耗、低成本为目标，进行优化设计。损耗是反映变压器水平的一个重要数据，但单纯地为了降低损耗而花费大量的材料，这种方法并不好。新型单相柱上式变压器设计时，根据绕组导线与硅钢片的现行价格，较合理地考虑了铜铁比例，优选出最佳设计方案。

2）在保证变压器性能前提下，较大地改变了结构设计。如将原先叠片式铁心结构改成卷绕形结构；将原先在矩形绕组四周均布油道的结构改成仅在矩形绕组的两个短边处设置油道；将原先箱沿由多个螺栓紧固结构改为单个螺栓紧固结构等，从而缩短了加工周期，降低了制造成本。

3）由于该类变压器生产模具化程度较高，在设计时要考虑铁心加工模具与油箱加工模具的尺寸，不同容量的变压器使用同一副模具或套用一副模具，以便缩短模具制造周期，又节约经费。

3. 性能特点

单相配电变压器的最大特点是结构简单。其安装方式分为柱上式和台式。国外主要规格见表 13-17。

表 13-17 国外单相变压器规格

容量/kVA		10，15，25，37.5，50，75，100，167，333，(500)
电压/V	一次	2400～13800（最高达 22000）
	二次	120/240，240/480，133/277

根据不同的性能，变压器分为常规型（D 型，非自保护型）和全自保护型（CSP 型）。常规型接线如图 13-14 所示，高压侧通过装在油箱内的分接开关可进行调压，低压侧由两组绕组的串并联实现不同的电压输出。在全自保护型单相变压器中（见图 13-14b），高压侧装有高压熔丝和避雷器，在低压侧还装有过电流断路器等附加电器，加强自身保护，以提高运行可靠性。有的还装上更为先进的装置，如美国通用公司推出一种带有 VR-1 型控制器的单相变压器，能使低压侧的电压调整精度达到 0.75～1.5V，可提供高质量的电压。常规的这种单相柱上式变压器可配以保护组件，即在

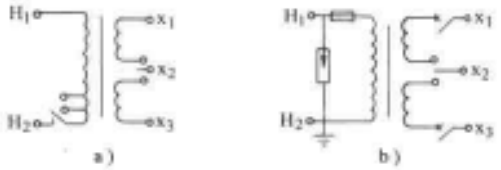


图 13-14　新型单相变压器接线

a）常规型，即 D 型接线；

b）全自保护型，即 CSP 型接线

高压套管中接入熔丝，箱外接上避雷器，在低压侧串入油浸断路器，即可发展成全自保护型的单相柱上式变压器。这不仅适合城网供电，更适合发展农用变压器。

单相柱上式变压器的油箱呈圆柱形，与之相应采用壳式铁心；而台式单相变压器的外壳呈方桶形，且多采用心式铁心，以充分利用空间和减少重量。总之，在结构简单的单相变压器中配置一些附加电器，使之成为一个功能比较完善的供电设备。

13.3.2　新型单相变压器的结构特点

1. 新型单相变压器的外形

新型单相变压器为圆筒形，筒身由薄型钢板卷绕焊成（见图 13-15）。

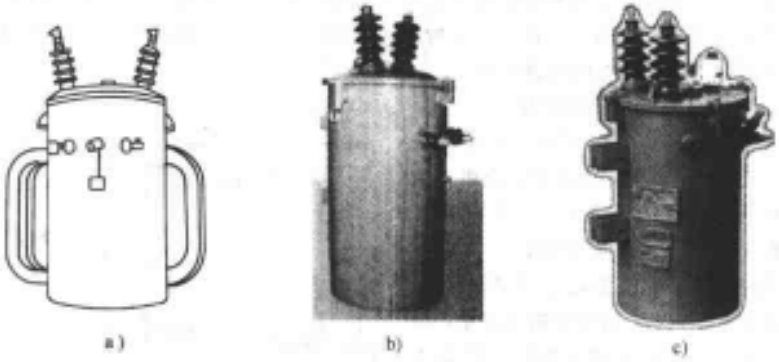


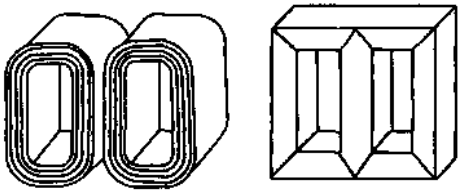
图 13-15　单相柱上式变压器

a）外形图　b）、c）外观照片图

该变压器铁心为卷铁心无接缝结构，油箱为柱上悬挂式，空载损耗达到国际先进水平，适用于供电分散的地区和居民小区。产品已批量出口，并应用于国内风力发电等用户。在箱盖上有一个（或两个）高压套管，而三个（或四个）低压套管安置在箱壁侧面。在油箱外还焊有吊攀及挂钩，便于起吊整台变压器及进行柱上式安装。25kVA 及以上容量的变压器在油箱外壁上还装有放油阀门，每台变压器均装有接地装置。

2. 新型单相变压器的铁心

铁心由优质冷轧硅钢带卷绕而成，通过专用的加工设备，将钢带边切割卷绕在模芯上，按设计的铁心窗口大小，制作挤压模芯，在专用的挤压成型机上，将铁心由圆环状挤压成矩形，然后退火定形。新型的卷绕铁心如图 13-16a 所示，传统的叠片式铁心如图 13-16b 所示。由图中看出，叠片式的每台变压器铁心片形规格有好几种，既要裁剪又要切角，加工费时，又不安全。采用卷绕形设计，每台变压器铁心片宽仅一种规格，不需要切角，材料利用率高，机械化加工，又快又安全。



a) b)

图 13-16 新型单相变压器的卷绕铁心和传统的叠片式铁心

a) 新型变压器的卷绕铁心图 b) 传统的叠片式铁心图

3. 新型单相变压器的绕组

绕组一般用箔材或铜导线绕制成矩形的层式结构，层间采用上胶纸分级绝缘，由里到外排列成低压—高压—低压的结构形式，可使机械力分别作用于两个高、低压绕组的表面，增加了绕组的机械强度。

4. 新型单相变压器的器身

由于铁心不需要像传统的器身装配那样，先拆除上铁轭，然后套装绕组，再将上铁轭一片片插装进去，而是只要在装配台上将早已退火成型的铁心一叠一叠串入绕组，然后在铁心上安装由薄钢板制成的上下盖板，用打包钢带收紧，即完成了器身装配，新型单相变压器器身如图 13-17 所示。

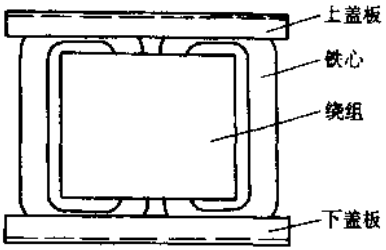


图 13-17 新型单相变压器器身

5. 卷铁心单相配电变压器的制造工艺

单相变压器的制造工艺与三相变压器基本相同，但如果采用卷铁心结构，是用晶粒取向的冷轧硅钢片沿辗轧方向进行卷绕、成型后再进行退火处理。具体工艺过程是：硅钢片条料的数控剪切——卷圆——模压成矩形——捆扎——退火定形。在国外卷铁心加工一般采用专用设备。这里仅介绍德国乔格公司生产的卷铁心自动生产线，其工作原理如图 13-18 所示。

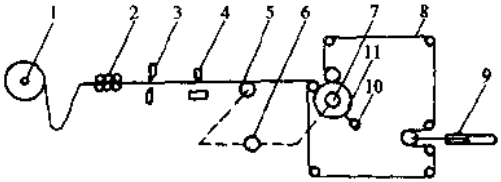


图 13-18　卷铁心自动生产线

1—开卷机　2—送料机构　3—剪床　4—冲床　5—传送带
6—伺服电动机　7—胀胎模　8—铁心扎紧带　9—气缸
10—铁心测重装置　11—卷铁心

设备的工作过程说明如下：由送料机构 2 控制，通过剪床 3，按不同长度剪下硅钢片，经传送带 5 把片送入铁心胀胎模 7 卷绕成圆形。在胀胎模的周边包络着一条铁心扎紧带 8，依靠铁心扎紧带压紧被卷绕的铁心片。带的张紧程度靠气缸 9 自动控制调节，其中传送带和胀胎模均由伺服电动机 6 驱动，确保喂片和卷绕的同步进行。当铁心测重装置 10 测得卷铁心 11 已符合设计重量时，暂停工作。而后由冲床 4 冲出一片一端带凸台而另一端有槽孔呈 形的冲片，包在卷绕的铁心外，把铁心外径扣死，最后收缩胎模卸下铁心。卷绕好的铁心呈圆形，其铁心片的接缝气隙相互错开，如图 13-19 所示。卷铁心加工可参见第 12.6 节卷铁心变压器及 12.6.3 节叙述。

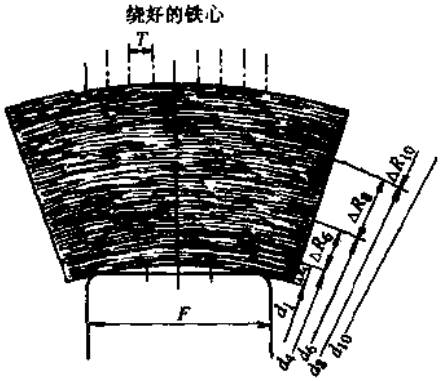


图 13-19　卷铁心的接缝气隙相互错开

图 13-17 所示这种设备的整个生产过程由计算机控制，每 2min 可以完成一个铁心，生产效率高，但价格昂贵。

13.3.3　单相配电变压器供电的优点及经济效益

美国、比利时等国早在 20 世纪 60 年代就研制成功了全自保护配电变压器。这种配电变压器可对雷电、过载、温升过高和内部故障进行保护，具有运行安全可靠、不需辅助设备、结构紧凑等优点，目前已得到日益广泛的应用。

这种变压器靠安装在上方的避雷器对雷电进行保护；靠二次侧断路器对过载进行保护，当因负荷增加，绕组的温升达到极限值时，可自动切断电路；万一绕组内发生短路时，对内部故障的保护则是靠装在高压绕组两端的内熔丝完成。

美国西屋公司生产的全自保护变压器在结构上和 ACEC 的产品大同小异。它较

小的故障电流是由保护连接装置保护的；较大的故障电流是由限流熔断丝保护；负荷侧的故障则是由二次侧断路器保护；对雷电的保护也是靠避雷器。其限流熔断丝和保护连接装置均置于高压套管内。

单相变压器在使用上有下列优点：①采用单相变压器就近降压供电，提高供电质量。②一般单相变压器在小范围内供电，若发生故障时波及面较小，容易修复。对于全自保护型变压器，因其自身有较强的保护能力，万一发生故障，发现和排除故障时间短，供电的可靠性高。③使用灵活，安装维护方便。在高压输电线上，可安装一台用于单相供电，亦可同时挂三台作三相供电，可灵活应用。

使用单相变压器的经济意义：①相同容量的单相变压器与三相变压器相比，单相变压器的铁重轻20%，铜重少10%。尤其是采用卷铁心结构时，变压器的空载损耗可下降15%以上，空载电流可下降30%～50%，这将使单相变压器的制造成本和使用成本同时下降，从而获得最佳的寿命周期成本。②在电网中若采用一线一地制的单相供电系统，可节省导线33%～63%；按经济电流密度计算，可节约导线重量42%；按机械强度计算，可降低导线消耗66%。因此，可降低整个输电线路的建设投资，这对我国地域广阔的农村和城镇的路灯照明及居民生活用电方面是很有意义的。③单相变压器由于容量小，结构简单，使用量多，尤其适合于大批量的现代化生产，有利于提高产品质量和效益。

13.3.4 国产单相柱上式配电变压器的技术数据

CSP全自动保护型单相油浸式自冷配电变压器为全保护式结构，对雷击、短路、过载能起自身保护作用，自保护系统又能保护输配电线路不致因变压器自身故障而引起断电。

D型单相油浸式自冷配电变压器油箱一般为圆筒式，容量为75～333kVA的变压器有冷却油管，为平台式，在油箱底部焊有平板，以便安装固定；容量在50kVA及以下的变压器为柱上安装式，可带有安装支架。单相柱式配电变压器的技术数据见表13-18、表13-19及表13-15。

表13-18 单相柱上式配电变压器技术数据

型号	额定容量/kVA	额定电压/kV			联结组标号	损耗/kW	
		高压	高压分接	低压		负载	空载
D-5/11	5	6350/11000		240	II 6	0.116	0.025
D-10/11	10	6350/11000		240	II 6	0.211	0.030

（续）

型　号	额定容量/kVA	额定电压/kV			联结组标号	损耗/kW	
		高压	高压分接	低压		负载	空载
D-10/11	10	11000	$^{+1}_{-3}\times2.5\%$	240/480	II 0	0.195	0.070
D-15/11	15	6350/11000		240	II 6	0.292	0.036
D-25/11	25	11000	$^{+1}_{-3}\times2.5\%$	240/480	II 0	0.390	0.120
D-25/15	25	11000	±2×2.5%	250	II 0	0.390	0.070
D-25/15S	25	7620/13200		240/480	II 6	0.400	0.150
D-37.5/10S	37.5	11000	±2×2.5%	230	II 0	0.530	0.155
D-50/15	50	11000	±2×2.5%	250	II 0	0.640	0.190

型　号	空载电流（%）	阻抗电压（%）	外形尺寸（长×宽×高）/mm×mm×mm	频率/Hz	生产厂
D-5/11	1.27	2.5	445×550×970	50	上海变压器厂
D-10/11	3.5	2.5	465×600×920	50	
D-10/11	3.5	2.5	515×650×880	50	
D-15/11	3.2	2.5	495×590×1050	50	
D-25/11	2.8	2.5	560×690×970	50	
D-25/15	2.8	2.5	560×690×970	50	
D-25/15S	2.8	3	560×690×990	60	
D-37.5/10S	2.5	2.4	560×690×1070	50	
D-50/15	2.3	2.5	655×785×1180	50	

表 13-19 D10（CSP）系列单相柱上式配电变压器

额定容量/kVA	电压组合			联结组标号	损耗/W		空载电流（%）
	高压/kV	分接范围	低压/kV		空载	负载	
5	6 10 10.5	±5% ±2×2.5%	$\frac{2\times240}{240}$ $\frac{2\times230}{230}$	II0	25	165	1.1
10					30	270	1.0
15					35	315	0.9
20					45	360	0.8
25					50	400	0.75
30					60	440	0.7
50					80	590	0.6
63					95	700	0.5
80					120	880	0.45
100					140	1030	0.4

额定容量/kVA	阻抗电压（%）	外形尺寸/mm						生产厂
		长		宽		高		
		D10	CPS	D10	CPS	D10	CPS	
5	3.5	505	505	455	680	955	1035	浙江三门变压器厂
10		565	565	495	720	990	1060	
15		605	605	555	780	1030	1080	
20		650	650	600	825	1100	1150	
25		700	700	650	875	1140	1190	
30	4	750	750	700	925	1180	1230	
50		810	810	760	960	1220	1270	
63		860	860	815	1015	1260	1310	
80		920	920	865	1055	1300	1350	
100		990	990	930	1130	1340	1390	

第 14 章　全密封变压器和防雷变压器

14.1　全密封变压器

14.1.1　全密封变压器的性能特点

传统的带储油柜变压器的冷却介质和周围空气相接触，使氧气和潮气容易浸入油箱内，从而使变压器油和绝缘材料容易老化，并由于吸收水分而使绝缘强度降低，针对这两个缺点，目前国内外都在生产能使变压器的冷却介质与空气相隔绝的变压器——全密封变压器。

20 世纪 80 年代以来，国外研制成功了全密封变压器。由于这种变压器不让氧气和潮气进入变压器箱体，延长了变压器的使用寿命，投运前不需要做吊心检查，运行后又免除维护和保养，因此，深受欢迎。

全密封变压器箱盖和油箱之间不能采用传统的螺栓连接，变压器端盖、油位指示器和箱体之间焊为一体，从而减少了渗漏，提高了油箱的强度，保证整个变压器的密封性，设备少维护，可以做到 20 年不大修。这就要求从产品的结构设计、原辅材料的选用等诸多方面考虑产品的可靠性。在技术上应采取行之有效的得力措施。

(1) 密封式油箱结构　全密封变压器的主要型式有三种：

第一种为空气密封型，即在油箱内距箱盖处留有一定高度的空气，使油热膨胀压缩空气，减少油对箱壁的压力。但这种型式的变压器，油的保养期较短，保养费用为呼吸型（即一般带储油柜的变压器）的 50%。

第二种为充氮密封型，氮气垫的体积约占油体积的 15%（20℃时），氮气纯度为 98%。变压器的损耗使变压器油膨胀，减少了气体占有空间，将热传递到气体中。变压器油的温度升高和气体的温度升高具有增压的作用，而油体积的变化和变压器油对气体的吸收则具有减压作用。

第三种是全充油密封型，这类变压器是因温度和负载的变化引起变压器油体积的变化，完全由变压器油箱的弹性予以调节。因此，在大气压力条件下密封起来的油箱，其压力的变化主要由油体积和油箱弹性程度决定，而波纹油箱恰好满足了这一要求。这种结构可使高度下降（见图 14-1）。

(2) 产品外观　主要有三种：一种如图 14-2a 所示散热元件为膨胀式散热器，产品上不装储油柜；另一种散热元件为油管，产品上装置密封式储油柜；第三种靠波纹油箱，也不装储油柜，如图 14-2b 所示。密封式变压器中油的收缩和膨胀无论采用哪种方法，都要注意到，变压器油收缩膨胀量和箱内压力的变化。

根据国家标准规定，环境温度变化范围为（－30～＋40）℃；变压器油的平均温

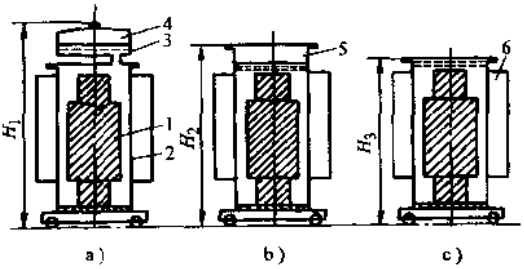


图 14-1 三种油箱结构的对比

a）带储油柜的油箱结构 b）带氮气垫的油箱结构

c）带弹性箱壁的油箱结构

1—器身 2—箱壁 3—储油柜 4—充有空气的空间

5—气垫（密封的） 6—带弹性的箱壁

升为 40K，密封式变压器中油温变化范围为 110 ℃。

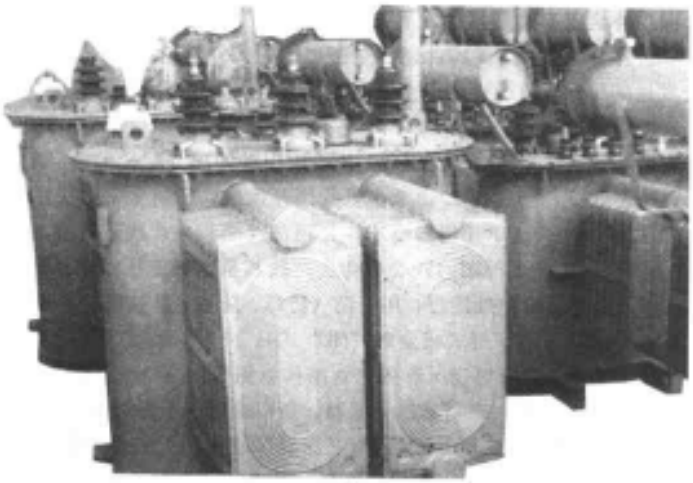
当产品的注油温度（封箱时变压器油的平均温度）为 10 ℃时，油膨胀极限温度为 70 ℃，油量变化为总油量的 4.9%；油收缩极限温度为 40 ℃，油量变化为总油量的 2.8%。当注油温度为 25 ℃时，油收缩、膨胀极限温度都为 55 ℃，则油量变化为 3.85%。

变压器油随温度变化时，箱内压力也随之变化，上述几种密封式元件，以密封式储油柜的压力变化最小，仅几个 kPa；波纹油箱和膨胀式散热器次之，为 10～20kPa；气腔的压力变化最大，可达 40～60kPa。变压器用膨胀式散热器的外观像片式散热器，但片的两侧薄钢板上压有凸凹不平的波纹，因此，钢板可以向内外两侧产生较大的弹性变形。当变压器油受热膨胀时，压力稍增，薄钢板受力向外膨胀产生弹性变形，而所增加的内部压力不超过 0.01MPa；当变压器在寒冷期间储运时，薄钢板则向内凹进补偿油的收缩容积。波纹油箱的体积的变化由波翅的弹性来调节补偿。这些波翅为吸收需要膨胀的体积而有足够的弹性，箱壁用特别的冷轧钢板（厚度为 1～1.5mm）加工而成，钢板的厚度、波翅的宽度和高度决定了波翅的弹性和油箱可承受的极限。

由于变压器散热需要很多的散热片，因此，在满足散热的同时也满足了膨胀或收缩的要求。由于片数、组数、长度和宽度均可任意选择，所以产品发展可不受容量的限制。

装这种膨胀式散热器的变压器，无储油柜。为了保证高压套管内的油位高度，在箱盖上装有比高压套管略高的杆状油表。杆状油表可以用来注油，也可以用来观察油位高度，或观察变压器中是否出了气体。装成后的变压器可以在环境温度为－30℃以上保管和运输，也可以在平均油温为＋80℃及以下运行。

制造这种全密封变压器的关键是：①要有波纹油箱成形线（或向别的厂采购）；②



a)

b)

图 14-2　全密封变压器外观

a）采用膨胀式散热器　b）采用波纹油箱

要有波纹油箱的焊接技术和焊接质量的检测方法；③要有正确的波纹油箱箱壁弹性系数及疲劳寿命的计算方法；④要有不吊心结构。

全密封变压器维护费用仅为呼吸型的 20%，一般情况下，变压器正常寿命期内可不必换油。

现在除瑞士 ABB 公司和日本还继续生产带氮气垫的配电变压器外，多数厂家都

已生产带弹性箱壁的矩形油箱结构，即波纹式油箱结构。

14.1.2 国内外全密封变压器的发展趋势

早在20世纪60年代，美国首创了全密封结构。20世纪70年代初，世界上一些工业比较发达的国家，相继生产了全密封变压器。例如，德国、前苏联、法国、比利时、日本、加拿大等国。

我国大型厂矿（如北仑港、宝钢等）技改中引进的国外配套的油浸配电变压器，几乎全部是全密封变压器。自1988年起，我国开始正式研制全密封变压器。国内许多厂（如三门、南通）引进了德国GEORG公司波纹油箱生产线进行自动折叠、自动焊接、成形加工，也引进了德国的铁心剪切生产线和全密封变压器设计制造软件，油箱表面经去油、去锈、磷化处理后，用三防（防霉、防潮、防盐雾）漆涂装，生产了BS9型（其中B表示“闭”封式或全封“闭”式），或S9-M型（其中M表示“密”封式）全密封变压器。全密封变压器的密封结构如图14-3所示。而目前很多厂购置了国产的波纹油箱生产线生产全密封变压器，所以全密封变压器在我国得到了较快的发展和应用。如河南新乡变压器厂、云南变压器厂使用的上海通力机器厂和常州中成公司生产的BW-1300波纹带成形机，如图14-4所示。主要技术参数：钢板宽度为300～1300mm，钢板厚度为1～1.5mm，波纹高度为50～330mm，波纹节距最小为45mm，波纹带长度为300～2000mm，波纹带组数2～4组。西安启源公司也生产波纹油箱生产线。

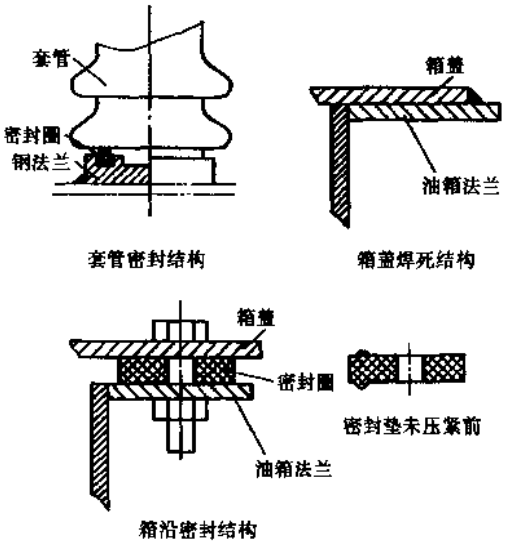


图14-3 全密封变压器密封结构

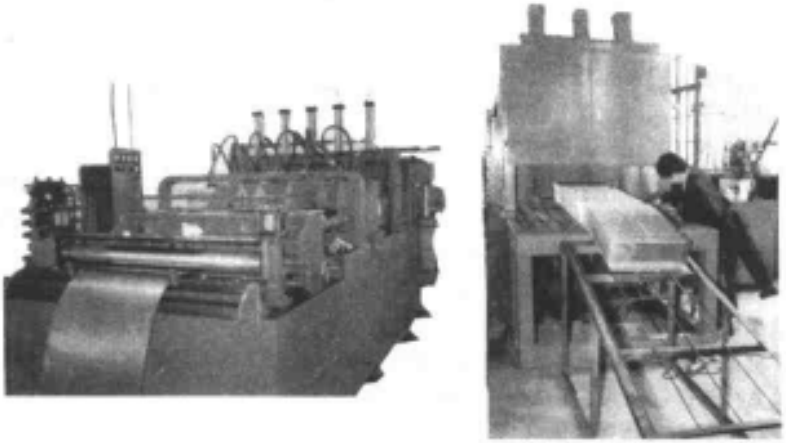


图 14-4　上海和常州生产的全密封变压器波纹片带成形机

全密封变压器被列为 1990 年国家重点技术开发项目之一，并确定 10～35kV 级、6300kVA 级及以下的电力变压器要推广全密封式结构。

14.1.3　全密封变压器的优缺点

1. 寿命和事故率

变压器使用寿命为：

$$L = \exp(A + B/T)$$
$$= \exp[A + B/(273 + \theta_n)]$$

式中　T——变压器绕组热点的热力学温度（K）；

θ_n——变压器绕组热点温度（℃）；

A、B——与绝缘材料相关的常数，根据美国 IEEE 标准规定，如果绕组的热点温度在 95～180℃范围内，则 $A=-10.834$，$B=16054$。

绕组热点温度每增加或减少 6K，变压器的寿命就减少一半或增加一倍。

从上式也反映了绝缘材料对变压器寿命的关系。许多运行中的变压器突然发生故障，并不是由于变压器过载，绕组热点温度增加，而是由于绝缘部件发生故障造成的。

油浸式变压器绝缘结构用的绝缘纸、油隔板的介电常数是油介电常数的两倍左右，主绝缘所承受的电压 90%左右由油所承担，因此变压器油的耐电强度起着关键的作用。

工程净化后的变压器油击穿电压强度约为 20～25kV/mm。但在如此高的绝缘强度下，变压器也会突然发生匝绝缘击穿，检修时也会发现变压器油酸值提高，这主要是由于非全密封油浸变压器，尽管配备吸湿器，但由于硅胶吸湿能力有限，用户也不经常把受潮的硅胶烘干。因此，绝大多数配电变压器上安装的吸湿器运行一段时间

后，已不具备吸湿作用。潮湿的空气能进入变压器中，使变压器油水分增加。原来油中的水又进入油中。变压器在运行中一般油温可达70～80℃，这时油的溶解度增加。气泡主要由油温变化溶于油中的空气析出，空气和水中的氧气与油分子化学结合，在一定程度上也与纤维素分子结合，使油的老化加速，产生的主要氧化物是酸、淤泥、二氧化碳和一氧化碳。造成变压器绝缘材料性能降低。

据河北省某地区供电局对该局1978年、1979两年内烧毁的配电变压器分析统计，有一年烧毁配变141台共计8120kVA，事故率为1.42次/百台，1979年烧毁91台共计5145kVA，事故率为0.825次/百台。

因绝缘上的缺陷，如绝缘老化、油中含水、绝缘受潮、匝间、层间或端部绝缘脆弱造成烧毁的事故占总事故率的70%以上。

全密封变压器由于杜绝了空气与油的接触，减缓了油和绝缘纤维的绝缘强度下降及老化过程，降低了事故率，提高了可靠性。

2. 全密封变压器的优点

1）经济效益高，全密封变压器不需要维护，不需要吊心，节约了大量的吊心，维护费用（包括人力、物力、资金）保养工作量大大减少，与传统变压器相比，无需绝缘液体的取样和试验，无需对液体可能需要进行的补充、过滤和更换，无需清洗呼吸玻璃，无需监视储油柜油面。

2）由于冷却介质和周围空气不接触，使液体和绝缘材料不会吸收任何水分，从而不会降低绝缘强度。由于氧气无法进入油箱，从而避免了绝缘材料被氧化的老化过程。油与空气不接触，不会给环境带来污染。

3. 全密封变压器的缺点

1）全密封变压器油体积变化的胀缩部件价格较高（波纹片或膨胀式散热器），特别是其生产设备如波纹油箱生产线价格高，使全密封变压器成本较高，产品价格较贵。波纹油箱的波纹片和膨胀式散热器的胀缩片因具有弹性，不可能将壁厚做得很厚。这样万一渗油，焊补比较困难。

2）全密封变压器有的有油位指示器；有的没有油位指示器，必须用探杆才能测知油位，这样不便于监视油位和油色。

14.1.4 波纹油箱的计算

波纹油箱由于箱壁薄（为1～1.5mm薄钢板），而要求波纹翅能顺从容纳油体积的增减，而油箱不受损坏，因此必须准确计算。在波纹油箱的计算中，关键是波高h（即波翅深度）。波高h的计算既要考虑满足散热而的要求，又要满足油体积膨胀的要求。从油体积膨胀过程的箱壁应力、压力及变形情况，确定全密封变压器波纹油箱的波高h。

1. 试验曲线

取容量为315kVA的波纹油箱（矩形油箱内框尺寸为400×1040×1080），分别制造波高为80mm、120mm、160mm、200mm、240mm、280mm、320mm七台波纹

油箱，并进行全密封机械强度试验。每一台试验时，在波翅多处贴上应变片，采取电阻应变法，打进一定量的油（模拟油体积膨胀），油箱压力增加，箱壁应力变化。记录每一台油体积的增加量与油箱压力、应力的关系，从油箱弹性变形做到塑性变形（材料屈服点）直至破坏的全过程，得到每一种波高的波纹油箱在全密封情况下油体积增量与压力增量的关系，以及每一波高的波纹油箱弹性变形的极限点。综合不同波高的试验，绘制出如图 14-5 和图 14-6 所示的曲线。图 14-5 是波高 h 与弹性变形极限点的压力关系曲线，在此曲线的下方为弹性范围，上方为油箱塑性变形范围。图 14-6 是波高 h 与波翅的膨胀系数 β 的关系曲线，在曲线下方，波翅能吸收油体积膨胀量。图 14-5 和图 14-6 曲线虽然是由容量为 315kVA 的波纹油箱试验得出来的，但它具有普遍规律。

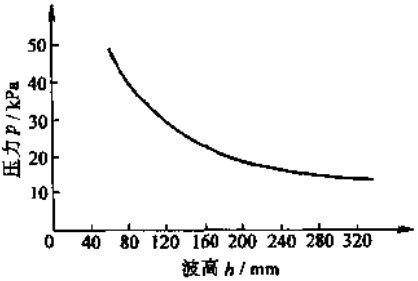


图 14-5　波高 h 与油箱压力极限 P 的关系

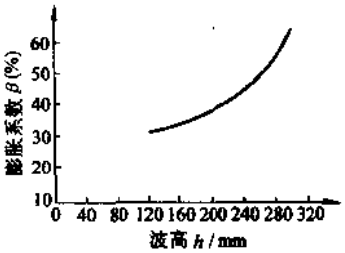


图 14-6　波高 h 与膨胀系数 β（%）的关系

2. 推导公式

对于全密封变压器的波纹油箱必须满足

$$(V+V_0)[1+0.0007(t_2-t_1)]<V+(1+\beta)V_0$$

则

$$0.0007(V+V_0)(t_2-t_1)<\beta V_0 \tag{14-1}$$

式中　V_0——常压下波翅油隙的体积；

V——油箱内框（不包括波翅油隙 V_0）的油体积，应扣去铁心、绕组等器身所占的体积；

t_2——油顶面温度达到最高时，油箱内的平均温升（考虑最恶劣条件，取 $t_2=60$K）；

t_1——注入油时的油温（取 $t_1=20$℃）；

0.0007——单位体积油温每升高 1℃ 时油体积的平均膨胀系数；

β——波翅的体积膨胀系数。

式（14-1）的成立，应理解为油箱内由于油温升高使油体积增加的量全部由波翅的膨胀来承担，使油箱无损伤。

推导式（14-1）时，认为铁心、绕组等器身占去油箱体积的 1/3，因此，箱内油

体积为

$$V = \frac{2}{3}BLH \tag{14-2}$$

式中 B——矩形油箱内框宽度；

L——矩形油箱内框长度；

H——矩形油箱内框高度。

当波翅油间隙为 6mm 时，波翅油隙的油体积为

$$V_0 = 6Nbh \tag{14-3}$$

式中 N——波翅数；

$$N \approx 2(B/\tau + L/\tau) \tag{14-4}$$

式中 τ——波翅的节距，通常 $\tau = 40 \sim 50\text{mm}$；

b——波纹板宽度，$b \approx \frac{2}{3}H$。

将式（14-1）整理得

$$0.0007V(t_2 - t_1) < V_0[\beta - 0.0007(t_2 - t_1)] \tag{14-5}$$

将式（14-2）～式（14-4）代入式（14-5）

$$0.0007 \times \frac{2}{3}BLH(t_2 - t_1) < 6 \times 2\left(\frac{B+L}{\tau}\right) \times \frac{2}{3}Hh \times [\beta - 0.0007(t_2 - t_1)]$$

得

$$\frac{0.0007 \times \frac{2}{3}BLH(t_2 - t_1)}{6 \times 2\left(\frac{B+L}{\tau}\right) \times \frac{2}{3}H[\beta - 0.0007(t_2 - t_1)]} < h$$

因为 $0.0007(t_2 - t_1)$ 值比 β 值小得多，故忽略

$$h > \frac{0.0007BL(t_2 - t_1)}{12\left(\frac{B+L}{\tau}\right)\beta} \tag{14-6}$$

在图 14-6 中，当 $h = 160 \sim 240\text{mm}$ 时，可以认为 $\beta = 0.0020h$，代入式（14-6）得

$$h > \frac{0.0007BL(t_2 - t_1)}{12\left(\frac{B+L}{\tau}\right) \times 0.0020h}$$

则

$$h > \sqrt{\frac{0.0007\tau(t_2 - t_1)}{0.024}}\sqrt{\frac{BL}{B+L}} \tag{14-7}$$

在最恶劣条件下，环境温度取40℃，得

$$t_2 - t_1 = (60 + 40 - 20)℃ = 80℃$$

并取波翅节距 $\tau = 45$，得

$$h > 10.3\sqrt{\frac{BL}{B+L}} = K\sqrt{\frac{1}{1/B+1/L}} \tag{14-8}$$

系数 K 称为波高系数，它将多种影响波高因素综合起来。计算时可以根据具体情况适当修正 K 值，使其与实际值更加接近。

一般全密封变压器最小容量为 200kVA，S9-200/10 的油箱内框的尺寸：$B=370$mm，$L=920$mm，则波高 $h>167.3$mm，由此说明，波纹油箱作为全密封变压器的油箱时，它的波高应不小于 160mm。

3. 公式的校核

为了验证式（14-8）的正确性，可以通过试验和计算来校核。

取容量为 315kVA，其实际数据如下：油箱尺寸 $B=400$mm，$L=1040$mm，$H=1080$mm；波翅数 $N=60$；波纹板高 $b=800$mm；波翅油隙 6mm；变压器器身体积约为 158dm³，计算结果：$h>175.1$mm，取波高 $h=180$mm

$$V_0=6\times60\times800\times180\text{dm}^3=51.84\text{dm}^3;$$

$$V=(4.00\times10.40\times10.80-158)\ \text{dm}^3=291\text{dm}^3;$$

油箱内油体积膨胀量

$$(V+V_0)\times0.0007\ (t_2-t_1)$$

$$=(291+51.84)\times0.0007\times80\text{dm}^3=19.20\text{dm}^3$$

每一台波纹油箱都有油量与压力的关系曲线，找出 $h=160$ 和 $h=200$ 时压力数据，取中间值为 18.1kPa。

以上计算结果是，在 $h=180$mm，油膨胀量为 19.2dm³ 时，压力为 18.1kPa。查图 14-5，此压力在曲线下方，说明油膨胀量对油箱产生的压力没有超过弹性极限。

同时，查图 14-6，$h=180$mm 时，$\beta=0.37$，

则　$\beta V_0=0.37\times51.84\text{dm}^3=19.18\text{dm}^3$。

说明波翅内能够膨胀体积与油箱膨胀量相同，故公式（14-8）求出的波高 h 是准确的。

14.1.5　全密封变压器的主要结构特征

新 S9-M-315/10 全密封变压器内部结构如图 14-7 所示。该型产品的特点是采用长方形波纹油箱，软木橡胶密封，无储油柜全密封。利用波纹油箱波板的弹性变形来解决变压器油的热胀冷缩问题；软木橡胶的特点是不受变压器油的影响，有稳定、不膨胀的性质，不受老化影响。软木橡胶的另一特点是会强烈地粘附在金属件表面上，保证长期密封，有效地防止了油的氧化和劣化，在 20～30 年寿命期内不用换油。绕组和铁心采用了椭圆形截面结构，心柱宽度缩小，铁轭的高度降低了，从而缩短了磁路，减少了铁重，降低了铁损，减小了外形尺寸，节约了原材料，单台电磁线用量下降 10.27%，节省 49.5kg；硅钢片用量下降 24%，节省 309kg；变压器油用量下降 42.86%，节省 360kg；单台重量下降 20.8%，节省原材料 718.5kg（1000kVA）。

工艺采用了绕组不浸漆工艺。铁心采用全斜无孔中柱直接缝结构，油箱采用德国

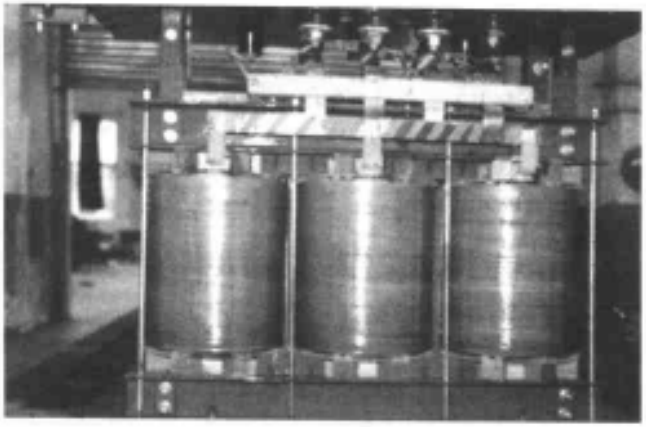


图 14-7 新 S9-M-315/10 全密封变压器内部结构

引进设备制造的波纹油箱全密封结构。

设计中改进了产品结构，如高、低压绕组端面的均匀有效支撑结构、器身定位结构、引线夹持结构、绕组结构等；采用了一些新的或完善化了的密封式储油柜、膨胀式散热器、新型立式无励磁分接开关、气体继电器等；应用了真空注油、绝缘件粘结等。500kVA 及以下高、低压绕组均为层式绕组，630kVA 及以上高压为层式绕组，低压为特殊的螺旋式绕组。器身干燥处理后，点胶纸与点胶纸间、点胶纸与导线间基本上粘结在一起，使层式绕组形成一体。特殊螺旋式绕组和高压层式绕组外表面包扎高收缩绝缘粘带一层，在绕组表面紧箍上坚固外壳，提高了绕组的机械强度。这种一体化的绕组，使产品顺利通过了短路试验。

变压器装有水银温度计，水银温度计的准确度应符合相应标准，水银温度计的安装位置应便于观察。

对于 315kVA 及以下波纹油箱，应能承受 20kPa 的压力，而 400kVA 及以上者，应能承受 15kPa 的压力，油箱不得有损伤和永久变形。

油箱在焊接时需配一些专用的工艺装备和工艺标准，如点焊机、二氧化碳保护焊（焊接箱壁）及波纹油箱焊接台及相关标准等，并按照相关工艺（见下述）进行试漏，以保证焊接后不渗油。油箱一般为矩形，要有波纹油箱和波翅油箱随温度变化的测试报告。

通过对小容量配电变压器计算和测试可以看出（见表 14-1），与允许的体膨胀最大值相比，波纹油箱具有足够的裕度。

据测定，当运行温度在 40～90℃ 之间时，其内过压力最高为 20kPa。为减少这种内过压力，必须在真空下注满油温为40℃的变压器油，从而使得在大部分运行范围里油箱壁的压力很小。同时，这样做还可避免周围空气进入器身。

表 14-1　油箱体积膨胀能力与体积变化对照表

变压器容量 /kVA	油箱里油体积 /dm³	从 40℃ 升到 95℃ 时体积变化 /dm³	肋片深度 /mm	肋片体膨胀能力 /dm³
160	180	8.5	150	9
250	265	12	200	20
315	333	15	255	27
500	473	21.5	300	43
800	800	36	300	80
1250	1065	48	300	96

由于这种油箱采用全密封形式，因而对器身要求非常严格，所有螺钉、螺母都要仔细锁紧，不允许有任何松动。

在油箱材料上，为适应地下配电变压器的特殊要求，一些配电变压器的油箱采用耐腐蚀的玻璃纤维增强塑料。还有的厂家用铝合金制作油箱。

14.1.6　全密封变压器的特殊技术措施

14.1.6.1　不渗漏的措施

1. 荧光检漏方法

(1) 概述　检漏方法很多，但比较有效简单的方法是采用荧光探漏工艺，又称荧光探伤工艺。

荧光探伤工艺是将一定比例的荧光材料与煤油配制，涂在工件受检部位的背面，煤油携带荧光材料从损伤的缝隙渗漏到另一面，用紫外线光源照射，荧光材料受激发而发出可见光，从而达到检查渗漏的目的。

荧光探伤工艺，在变压器行业中正被广泛采用。此项工艺用于油箱及附件的焊接检漏，效果较好，而且操作方便。

荧光探伤的原理比较简单：将荧光材料与煤油配制，涂在受检工件背面，因煤油有较强的毛细管渗透作用，荧光材料被煤油携带，从贯透性损伤的缝隙渗漏到另一面，用紫外线光源照射，荧光材料受激发而发出可见光。

(2) 工具与材料

1) 灯具。主要工具为紫外线灯具，此灯具可以从市场购买零件自行制作，灯具结构的示意如图 14-8 所示。

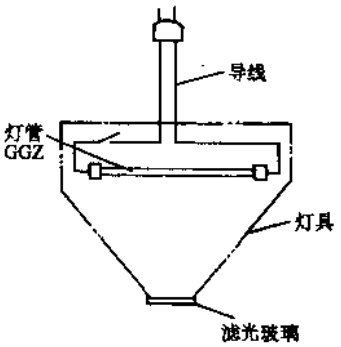


图 14-8　灯具示意图

灯管为紫外线灯管，型号为 GGZ，容量为 125W，电压为 220V（工作电压为 115±15V）。

灯架可自行制作，其中防炉罩可用铝板、镀

锌薄铁板制作。

镇流器应与灯管配套，容量为 125W。

滤光镜片应根据所采用的荧光材料，选用特性接近的 ZWB1 紫外玻璃。紫外线波长为 3400Å 时，此型号玻璃透过率比较高，一般可满足检漏需要。滤光镜片可用此种玻璃经磨制加工后安装使用。

紫外线灯具的电气原理如图 14-9 所示。

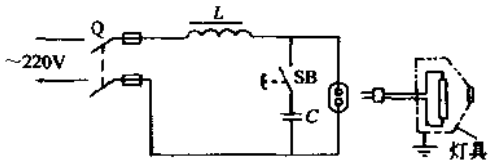


图 14-9 紫外线灯具电气原理图

Q—总开关（5A） L—镇流器（125W）

SB—起动按钮（2A） C—油浸电容器（630V，2μF）

2）材料。荧光剂选择自乳化荧光剂，型号为 ZB-2，亦可自配，其配比如下：

荧光黄	0.12g
PEB 塑料黄	6.1g
石油醚	6.25mL
邻苯二甲酸二丁酯	12.5mL
二甲苯	25mL

以该荧光剂 20g 加入 100g 煤油进行稀释，即可使用。

煤油最好用洗涤煤油，如采用高级煤油，应加入少量柴油。

(3) 工艺要点及注意点

1）荧光浸透液的配制。荧光渗透液中 ZB-2 荧光剂与煤油的比例，应按照受检部位而定。如果受检部位处于暗处（如油箱的散热管头与箱壁连接处），可将 ZB-2 剂控制在 2%～5%；如果受检部位处于明亮处（如散热管外部检漏），可将 ZB-2 的比例适当增高。若工作场地遮光较好，可根据实际情况固定用一种配比。

2）工艺要点。将配制好的荧光渗透液用口径为 2mm 长颈油壶或者小毛刷（也可用喷枪）涂在受检焊缝的背面，待 5～10min 后，点燃紫外线灯，照射焊接部位，如果出现羽绒状绿色亮点，即为渗漏点。此时可做好标记，待工件全部检查完毕后，用气焊或者电焊在标记处补焊。

3）应用实例。以检查变压器油箱散热管与箱壁连接处焊缝为例，如图 14-10 所示。

将所有散热管焊接到箱壁上去后，清除焊渣。

用长颈油壶装好荧光渗透液，在箱体外部散热管与箱壁接头的上沿均匀涂上，静置 10min 后点燃紫外线灯。放置 1～2min 后，待发光强度最大时，将灯具移到箱体内，依次照射每个焊缝，如果有漏点，会立即出现绿色发光点，做好标记，待全部检查完毕可在标记处补焊。为检查补焊效果，10min 后用少量荧光渗透液涂在补焊点的背面，再重复前述步骤，直到用紫外线灯照射不出亮点为止。

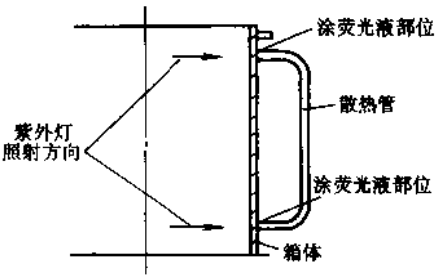


图 14-10　箱体散热管焊接探伤示意图

4）实际工作中的注意点：

①紫外线灯具在使用时温度较高，如果间断使用，热起动性不好。为了操作方便，可用两只灯具交替使用。另外，遮光玻璃热应力差，使用时要注意保护。

②制造灯具时，注意前端灯头不能泄漏可见光。

③当用灯具照射受检部位时，有一些材料，如机油、焊渣、粉笔痕迹等杂物也会受紫外线激发而发光。但漏点一般为羽绒状，周边模糊，核心光亮突出；而杂物发光形状不规则，边缘与核心亮度一致。另一方面，漏点发光颜色为蓝绿色荧光，而杂物发光颜色为紫、橙、红或白色等。

④当一个工件需检查几个不同的部位时，应合理安排好工艺步骤，避免互相污染，造成假缺陷。

⑤灯具电压为 220V，需要注意安全。

荧光探伤工艺可使目前传统的检漏工艺简化不少，而且能检查出传统的水压检漏所无法检查出的微小漏点，从而提高变压器的制造质量。

2. 重复密封试漏方法

（1）无压力试漏　波纹油箱焊接以后，运到暗室。在焊接部位的油箱内侧涂以“荧光渗透液”，在其外部用荧光灯探照，并用木锤轻轻敲击焊接部位，见漏就堵。电焊堵漏后，重复上述步骤，直至无漏为止。

（2）空气压力试漏　按（1）条涂以渗透液后，将油箱密封，施以 0.02MPa 的压缩空气，继续用荧光灯探照，用木锤击打，见漏就堵。电焊堵漏后，重复上述操作，直至无漏为止。

（3）水压试漏　这道工序在清渣后（电焊渣）酸洗前进行。方法是将油箱密封后，施以 0.02MPa 水压，同样用木锤轻轻击打，用手电筒仔细探查漏点，见漏就堵。电焊堵漏后，重复水压试漏，直至无漏为止。

（4）总装试漏　这道试漏工序在总装配注满变压器油以后进行，同样施以 0.02MPa 空气压力，保持 24h 压力不下降（当箱盖上的压力释放阀为 0.015MPa 时，

用专用卡子压住，不让其释放压力）。这次试漏为静压，不需用木锤敲击，发现渗漏马上进行处理。处理后，重复总装试漏操作，直至无渗漏为止。

3. 密封结构的改进

1）油箱下部的阀门（放油及取油样用）、箱盖上的信号温度计座等，凡是采用旋转压紧密封件的结构，其密封垫座均采用“止口”，以防密封胶垫受力后偏位。

2）将箱盖上原为“透眼结构”的用于起吊变压器器身的吊环，改为“不透眼结构”的长方形吊板，以防止渗漏油。

4. 密封材料、工艺等方面的措施

密封垫采用优质耐油软木橡胶垫，密封表面要求光洁、平整、无杂质、无锈蚀。凡是涂漆的密封表面要达到漆面平整、牢固，密封垫压力的大小需均衡适当。

14.1.6.2 不吊心的技术措施

对于不吊心、免维护的全密封变压器来说，内部结构的铁心、绕组、器身结构及其与油箱之间的连接至关重要。

1. 铁心

铁心选用优质取向冷轧硅钢片材料。铁心为阶梯、多级斜接缝。

2. 绕组

1）高压绕组采用 QQ-2 缩醛漆包线，以提高与变压器油的相容性。

2）为了提高绕组的耐雷击水平，高压绕组的起头层间、末头层间及瓦楞油道的外面一层均增加一张 0.08mm 的层间纸加强。

3）低压绕组的起头、末头、升层及换位处均垫 DMD 纸，以加强绝缘。

4）所有层间纸改用同厚度的网状双面点胶纸，绕组端部用紧缩带拉紧。高压绕组外包无纬玻璃布带半叠一层，既采用不浸漆工艺的绕组结构，又施以浸漆，进一步提高绕组的机械强度。

5）绕制绕组时，应特别注意解决低压绕组端部的不平问题，务必使高、低压绕组等高，以便在总装配轴向压紧时受力均匀。

3. 器身

1）下部依靠焊接在箱底上的 4 个定位钉可靠定位。

2）上部由连接在左右两侧上夹件的扁钢撑紧油箱体（间隙控制在 5mm 以内）。

3）全部紧固件要用防松螺母，并且用厌氧胶固定牢。

4）严格清洁度，杜绝金属异物和非金属异物侵入。先用压缩空气吹，再用大功率吸尘器吸，然后在大油桶中洗浴 3 次。

5）器身入箱时要严格控制高度，使箱盖下平面高出油箱箱沿 4mm 左右，保证心体落实。箱盖与油箱紧固后略呈拱形。

6）由于全部密封封死，器身无法吊心，这就不仅要求变压器的性能绝对可靠，而且要求变压器在经过山多、路陡、弯道、路面差等运输后，无引线断裂、吊螺杆折断、器身位移等现象，能承受振动，颠簸和倾斜运输和安装的考验。采用不吊心结构，确

保变压器到用户后不吊心就能安全运行。

14.1.6.3　其他技术措施

1. 变压器油

产品出厂前应严格控制绝缘油的质量，防止只顾油的耐压合格，而忽视其他指标。一定要按国标要求，理化指标全部合格后，才能注入油箱。

2. 真空注油

在全密封变压器制造完成后和运行的全过程中，气泡和潮气是无法排出的，因此，必须采用真空注油以求最大限度脱气。

3. 油箱表面处理

为了保证除锈彻底，底漆和面漆附着力强，在磷化后着底漆前，必须将油箱箱体在 80～90℃热水中烫泡，取出后使其迅速干透（进烘房烘干）。切忌在油箱尚未干透的情况下着底漆。

另外，高压瓷套上部的小瓷盖改用黄铜件，外径略比瓷盖大。这既可在承受密封橡胶圈压力时不碎裂，又可防紫外线照射，保证其密封持久耐用。

14.1.7　全密封变压器组件的改进

1. 油箱结构

我国生产的变压器箱盖采用平板形式，如图 14-11a 所示。箱沿边沿焊接定位圆钢，以防止箱沿密封胶条过压，并保证密封良好。而图 14-11b 所示的德国产品箱盖四边用折弯机弯折 90°，弯折长度略超过箱沿。箱沿边沿焊接定位圆钢，采用软木橡胶垫进行密封。箱盖采用这种结构有以下几点好处：一是增加了变压器的美观性；二是防止紫外线照射密封件；三是能防止风沙尘土进入箱沿。

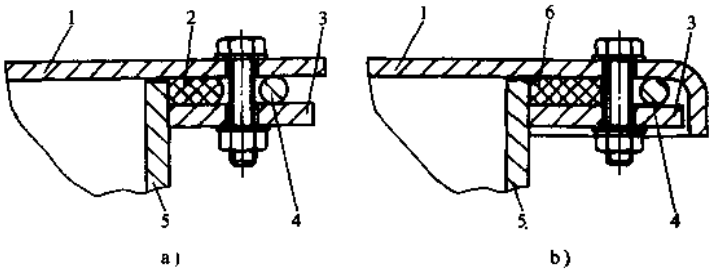


图 14-11　变压器箱盖

a）国产产品　b）德国产品

1—箱盖　2—密封胶条　3—箱沿

4—定位圆钢　5—箱壁　6—软木橡胶垫

2. 表面漆处理

一般国内变压器生产厂家油箱表面漆处理不外乎喷漆、浸漆、淋漆，采用静电粉

末喷涂的厂家比较少。而德国厂家油箱表面漆处理大多采用静电粉末喷涂。静电粉末喷涂与喷漆、浸漆、淋漆相比，对油箱表面的处理要求比较高，它采用钢丸喷射，使油箱表面形成一定的粗糙度，增强涂膜表面的附着力。经过粉末喷涂的变压器外表光亮美观，适用于各种污秽环境。

3. 压力释放阀

国内变压器上使用的压力释放阀，基本上都是利用阀体内置弹簧控制压力释放阀的开闭，缓解油箱内部压力突变，以达到保护油箱的目的，其结构简图如图 14-12a 所示。这种压力释放阀在压力释放后，可利用弹簧的弹力恢复原形，起到密封的作用，适用于各类变压器。德国全密封变压器压力释放阀的结构与我国的产品明显不同，如图 14-12b 所示。它利用塑料盖的限位环来压紧密封胶垫，当压力达到一定程度时，进行压力释放，保护油箱。这种压力释放阀的体积比较小，在箱盖上容易布置。但这种压力释放阀压力释放后只有少量的变压器油喷出，具有不可自动恢复性。若要恢复，必须是操作人员处理完故障以后，人为地进行恢复。其方法是把塑料盖压下，使限位环扣入限位槽，压紧密封胶垫，达到密封的目的。

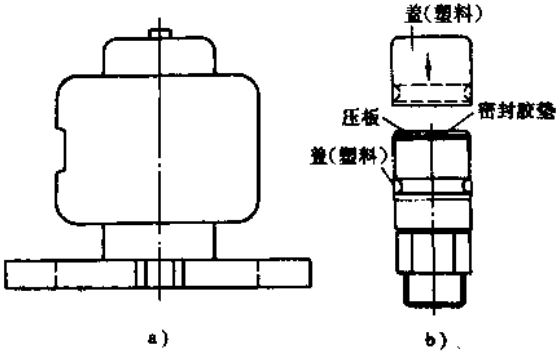


图 14-12 压力释放阀

a) 国产产品 b) 德国产品

4. 油位计

油位一般用探杆插入油箱顶部的探管内进行。2001 年广东开平市海鸿变压器公司生产了 YWJ 型全密封变压器油位计，内置探管插入油箱内，浮标套在探管上，可从视窗直接读到油位，02 型可兼测油温，03 型带释压阀。

14.1.8 全密封变压器的技术数据

全密封变压器设有 QYW 油浸式变压器保护装置，它是集气体释放、压力保护和温度控制为一体的多功能保护系统。S9-M 全密封变压器技术数据见表 14-2。S10-M30～1600kVA 系列全密封变压器技术数据见表 14-3。

表 14-2 S9-M 系列 6～10kV 变压器技术数据

型号	额定容量/kVA	额定电压/kV 高压	额定电压/kV 低压	联结组标号	损耗/kW 负载	损耗/kW 空载	空载电流(%)	阻抗电压(%)	质量/kg	外形尺寸(长×宽×高)/mm×mm×mm	轨距/mm	生产厂
S9-M-30/10	30	6 6.3 10 10.5 11 ±5% 或 ±2× 2.5%	0.4	Y yn0 或 D yn11	0.6	0.13	2.1	4	460	730×600×860	400	浙江江山变压器厂、三门变压器厂、上海变压器厂、济南志友股份有限公司、上海 ABB 变压器有限公司、钱江变压器厂、南通市变压器厂
S9-M-50/10	50				0.87/0.97	0.17	2.0		520	750×630×910	550	
S9-M-100/10	100				1.5/1.65	0.29	1.6		700	850×680×1050	550	
S9-M-200/10	200				2.6/2.8	0.47	1.3		1000	1070×830×1150	550	
S9-M-250/10	250				3.05/3.3	0.56	1.2		1100	1080×830×1200	660	
S9-M-315/10	315				3.65/3.9	0.67	1.1		1300	1360×800×1220	660	
S9-M-400/10	400				4.3/4.6	0.8	1.0		1550	1470×870×1280	660	
S9-M-500/10	500				5.1/5.4	0.96	1.0		1750	1500×890×1350	660	
S9-M-630/10	630				6.2/6.6	1.15	0.9	4.5	2000	1550×930×1370	820	
S9-M-800/10	800				7.5/8	1.40	0.8		2300	1660×1020×1440	820	
S9-M-1000/10	1000				10.3/10.9	1.65	0.7		2900	1760×1050×1550	820	

注：损耗栏斜线上方数据对应 Yyn0 联结，斜线下方数据对应 Dyn11 联结。

表 14-3 S10-M-30～1600kVA 系列全密封变压器技术数据

额定容量/kVA	电压组合			联结组标号	损耗/W		空载电流(%)	阻抗电压(%)	外形尺寸/mm		
	高压/kV	分接范围	低压/kV		空载	负载			长	宽	高
30	6 6.3 10 10.5 11	±5% ±2×2.5%	0.4	Yyn0 Dyn11	110	680	2.5	4	1040	650	1010
50					150	980	2.2		1090	650	1070
63					175	1190	2.1		1100	660	1110
80					200	1400	1.8		1110	670	1140
100					230	1700	1.6		1130	670	1200
125					270	2080	1.4		1180	680	1270
160					310	2420	1.4		1220	690	1320
200					380	2980	1.3		1260	720	1340
250					460	3400	1.2		1290	740	1400
315					540	4080	1.1		1330	750	1410
400					650	4930	1.0		1420	810	1470
500					780	5870	1.0		1570	870	1520
630					920	6890	0.9	4.5	1610	910	1590

14.1.9　S9-M 型全密封变压器的工装设备

全密封变压器制造所需的工装设备见表 14-4～表 14-13。工序名称系指各大工序例如铁心制造、绕组制造、总装配等。

表 14-4　绝缘车间工装设备

工序名称		绝缘件加工	
序号	工装设备名称	型号或规格	用　途
1	防尘空调车间		为绝缘件制作提供整洁场地
2	剪板机	Q11-6×2500	绝缘件制作开料及剪裁
3	剪板机	Q11-3×1200	绝缘件制作开料及剪裁
4	大圆剪机	自制	剪小圆型纸板
5	冲床 16t	J23-16	冲制垫块
6	平板热压板	SY11-670A	热压绝缘件
7	热压床	自制	热压绝缘件
8	绝缘垫块倒角机	自制	垫块倒圆角去毛刺
9	细木工带锯机		绝缘件再加工
10	刨床	B665	绝缘件再加工
11	钻床	Z512-1	绝缘件再加工
12	烘房		绝缘件烘干
13	硬纸筒卷筒机		卷纸筒用
14	硬纸筒接口模具		纸筒接口粘合固定用
15	硬纸筒铣斜边机		硬纸筒接口处铣成斜边
16	各种规格绝缘件模具		冲制绝缘件

表 14-5 绕线车间工装设备

工序名称		绕组制造	
序号	工装设备名称	型号或规格	用途
1	防尘车间		为绕组制造提供整洁场地
2	碰焊机	自制	电磁线焊接
3	10t 桥式起重机	LR=10.5	绕组吊运 LR=16.5
4	绕线机		绕制绕组用
5	绕线模具		绕制绕组用
6	数量测匝仪	CTS-801	测量绕组匝数

表 14-6 铁心车间工装设备

工序名称		铁心制造	
序号	工装设备名称	型号或规格	用途
1	硅钢片纵剪生产线	ZX-75	硅钢片纵剪
2	400mm 硅钢片斜剪生产线	ZX-56	硅钢片小斜剪
3	冲床	J23-16	硅钢片冲裁
4	剪床	Q11-3×1200	硅钢片加工
5	5t 桥式起重机	LR=10.5	硅钢片吊运

表 14-7 总装车间工装设备

工序名称		器身干燥处理和总装	
序号	工装设备名称	型号或规格	用途
1	蒸气供热系统		真空干燥罐气源
2	立式真空罐	117m³	器身真空干燥用
3	真空泵机组	JZTH-1200/8	抽真空
4	冷凝器		真空干燥时冷凝水气
5	分离器		真空干燥时分离水油气
6	冷却水泵系统		冷凝器循环水冷却
7	防尘装配车间		器身装配时保证清洁
8	10t 桥式起重机	LR=22.5	器身装配吊运等
9	引线包扎机		引线包绝缘用

表 14-8　金工车间工装设备

工序名称		附件制造	
序号	工装设备名称	型号或规格	用　途
1	铣机	X616Z	变压器附件制造
2	焊机	B×3-500-1	变压器附件制造
3	车床	C620L CY6140T	变压器附件制造
4	刨床	B665	变压器附件制造
5	剪床	Q11-3×1200	变压器附件制造
6	冲床	J23-100	变压器附件制造
7	冲床	JG23-40	变压器附件制造
8	钻床	Z5040	变压器附件制造
9	钻床	Z3125	变压器附件制造
10	各种冲压模具		零配小件批量生产

表 14-9　钣焊车间工装设备

工序名称		油箱制造	
序号	工装设备名称	型号或规格	用　途
1	仿形气割机	CCD2-100	油箱及附件制造
2	剪板机	Q11-6×2500	油箱及附件制造
3	十三辊校平机	1.5～6mm×1200	板料校正
4	卷板机	4mm	油箱及附件制造
5	5t 桥式起重机	LR-10.5	油箱及附件吊运
6	摇臂钻床	Z3080×20	油箱及附件制造
7	摇臂钻床	Z3063×20	油箱及附件制造
8	冲床	JG23-40	油箱及附件制造
9	电焊机	B×3-J00-1	焊接
10	电焊机	BS-330	焊接
11	CO_2 半自动保护焊	NBC8-250	油箱及附件制造

（续）

工序名称		油箱制造	
序号	工装设备名称	型号或规格	用　途
12	气割平台	6×1.5×0.4	钢板下料
13	酸洗槽	3m×2m×2.4m	钢铁件酸洗磷化
14	中和槽	3m×2m×2.4m	钢铁件酸洗磷化
15	水洗槽	3m×2m×2.4m	钢铁件酸洗磷化
16	表调槽	3m×2m×2.4m	钢铁件酸洗磷化
17	磷化槽	3m×2m×2.4m	钢铁件酸洗磷化
18	水洗槽	3m×2m×2.4m	钢铁件酸洗磷化
19	钝化槽	3m×2m×2.4m	钢铁件酸洗磷化
20	点焊机		油箱及附件制造
21	波纹带成形机	BW-1300	波纹翅片制造

表 14-10　装配和油漆车间工装设备

工序名称		装配和油漆	
序号	工装设备名称	型号或规格	用　途
1	防尘装配车间		总装配时保证清洁
2	10t 桥式起重机	LR=22.5	吊身吊装
3	10/3t 桥式起重机	LR=21	零部件吊装
4	兆欧表	1000V	装配时测量绝缘电阻
5	真空注油装置		真空注油
6	空气压缩机	V0.6/7	油箱外形及附件油漆处理
7	空气压缩机	W0.9/7	油箱外形及附件油漆处理
8	10/3t 桥式起重机	LR=21m	油箱外形及附件油漆处理
9	浸漆池	2.5m³	油箱底漆浸渍

表 14-11　油处理车间工装设备

工序名称		变压器油及管理	
序号	工装设备名称	型号或规格	用　途
1	真空净油机	JY1-12-6000	变压器油的净化
2	真空净油机	ZJY-150	变压器油的净化
3	压力式滤油机	BYSY1181280	变压器油的净化
4	滤油纸烘炉		烘干滤油纸
5	板式滤油机		变压器油的净化
6	油耐压机	IJJ-2/60	油化验
7	色谱仪	102GO	油化验
8	闭口闪点测定仪	SYP1002-I	油化验
9	SQ3 介损仪		试验油介质损耗
10	电热恒温干燥箱	ZDEAO 型 101-1	滤油纸干燥
11	恩氏粘度计	SYP1004-II	油化验

表 14-12　化验室工装设备

工序名称		原材料鉴定	
序号	工装设备名称	型号或规格	用　途
1	微量水分测量仪	WS-2	微量水量试验
2	气相层析仪	102GA-D	油色谱微水量试验
3	恩氏粘度计	WNE-1	油化验
4	闭口闪点测定仪	SYP1002-I	油化验
5	油耐压机	IJJ-2/60	油化验
6	高压电桥	QS7	油介损试验
7	双臂电桥	QJ44	物理试验
8	分析天平	TQ328A	油化验
9	电热恒温干燥箱	ZEAO 型 101-1	油化验
10	温度指示控制仪	WMZK-01	油化验
11	电热恒温水浴锅	WSZ-133-65	油化验
12	硅钢片铁损仪	SAS-1	硅钢片铁损测定
13	开关测试器		开关试验

表 14-13 试验站工装设备

工序名称		出厂检测	
序号	工装设备名称	型号或规格	用途
1	电压比电桥	QJ35	测量变压器电压比及极性
2	双臂电桥	QJ44	测量变压器的绕组直流电阻
3	电动兆欧表	ZC48-2	测量变压器绝缘电阻
4	交流电桥	QSI	测量介质损耗角正切
5	高压绝缘电阻测试仪	CJC 型	测量变压器绝缘电阻
6	平均电压表		测量变压器空载损耗
7	电压表		空载电流、阻抗电压及空载、负载损耗
8	低功率因数瓦特表		
9	电流表	C32-UA	测量泄漏电流
10	峰值电压表		测量感应电压
11	试验变压器	YDJ-100kVA/150kV	试验外施耐压
12	试验变压器	TDTW-250kVA/250kV	试验外施耐压
13	试验发电机组	900kVA	试验感应耐压
14	倍频感应发电机组	TF250kVA	试验感应耐压
15	感应调压器	100kVA-1000kVA	试验感应耐压
16	局放试验设备	JF-8001	试验局部放电
17	工频试验设备	YDTW-250/250	试验耐压
18	电流互感器	HLT4×50/5 HLT4×10/5	测量空载、负载损耗
19	互感器校验仪	HEG2	测量套管插入式电流互感器
20	电压互感器	JDJ-10	测量空载、负载损耗
21	谐波分析仪	QXF-2 型	测量空载电流谐波
22	冲击发生器	SJTV-1200	冲击试验
23	数显快速电阻测微计	PSIIB 型	测量电阻

14.2　防雷配电变压器

14.2.1　防雷性能差的原因和防雷变压器的种类

1. 普通变压器防雷性能差原因

据统计，在雷电活动频繁的地区，配电变压器的损坏约有 40%为雷击所致。事故后检查避雷器均正确动作，这就说明击穿原因是变压器本身造成的。为防遭受雷击过电压的作用，配电变压器采用三点一起接地的防雷保护，即高压侧避雷器接地、低压绕组中性点接地和变压器油箱接地连在一起接地。这种保护结构如图 14-13 和图 14-15 所示。普通变压器都采用 Yyn 联结。

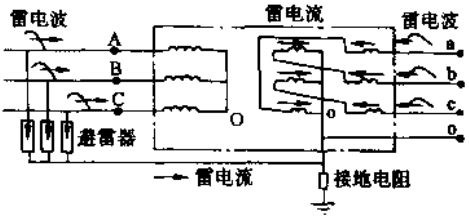


图 14-13　Yzn 联结变压器的防雷保护和高低压侧进波的示意图

当高压侧三相进波时，引起避雷器动作放电，避雷器阀片电阻上产生很大的电压降——残压，作用在高压绕组上。此残压是高频电压波，雷电流经高压绕组匝间或饼间电容和对地电容，而在高压绕组内产生不均匀的冲击电压分布。高压侧三相进波时避雷器放电的电流在接地电阻上产生一个很大的冲击电压降，它通过中线而大部分施加在低压绕组上，在低压绕组内又流过雷电流，由此而产生的零序磁通将感应到高压绕组上，在高压绕组上产生很高的感应电压，通常称为逆变换过电压，其方向与残压相反，所以最大值出现在高压中性点上，它的幅值比残压大几倍到几十倍。当侵入避雷器电流为 1000A，接地电阻为 10Ω 时，一般中小型变压器高压绕组中性点电位可达 150kV，往往使其中性点附近被击穿。

当低压侧三相进波时，冲击电压分配在低压绕组和接地电阻上，侵入的雷电流通过电磁感应在高压绕组上产生感应电压，由于低压绕组中性点接地，低压绕组流过冲击电流，其值大小相等、方向相同，在高压绕组中感应出电动势。高压绕组接成 Y 型，三相方向相同、大小相等的冲击电流没有通路。因此，在高压绕组中虽有感应的脉冲电动势，但无冲击电流，即无反磁通。于是，低压绕组中的冲击电流全部成为励磁电流，所产生的磁通按电压比关系使高压侧中性点的电位升高，出现危险的过电压，称为正变换过电压。

图 14-14 系上海变压器厂与上海交通大学对 30kVA/10kV Yyn0 联结的配电变压器进行试验的结果。若雷电从低压绕组三相进波，其雷电幅值为 10kV，接地电阻

为 5Ω，则从图 14-14 查得高压中性点电位比低压进波幅值高 19.2 倍，此时正变换引起高压绕组中性点电位为 10×19.2kV＝192kV。该配电变压器的冲击试验电压全波为 75kV、截波为 85kV。故正变换过电压为该变压器冲击试验电压的两倍多，将导致击穿绝缘。

正变换过电压在高压绕组各层间产生的梯度电压见表 14-14。除 1/2 和 9/10 两处外，其余各层间的梯度电压都超过了配电变压器允许的全波冲击强度。以第 6/7 层间为例，梯度电压为 44kV，比全波冲击试验强度 20.1kV 大一倍以上，导致层间被击穿。

因此，不管是正变换过电压，还是逆变换过电压，均是由于低压绕组中有雷电流流过，并在高压绕组中感应出高电压而击坏变压器的。因此 Yyn0 联结的配电变压器防雷性能较差。

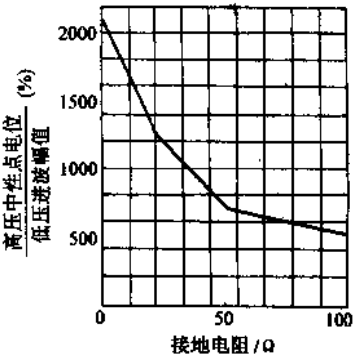


图 14-14 低压进波时高压中性点对地电位特性

2. 防雷变压器的种类

防雷变压器按其结构不同分为以下三类：

(1) 采用曲折（Yzn11）联结的防雷变压器　即高压绕组仍采用星形联结，而低压绕组采用曲折联结。这是上海交通大学在 1978 年广州全国学术会上首先提出，而后很多厂按此联结方式生产的防雷变压器。于是上海、浙江、江苏、广东和湖南的一些厂家开始生产 Yzn 联结的配电变压器，如 S11、FS9、SZL 和 $SZ_0$9、SZ9 等型号，如图 14-13 所示。

(2) 带闭合器和附加防雷绕组的防雷变压器　平时闭合器将防雷绕组断开，雷击时闭合器将防雷绕组接通而防止雷击损坏。

(3) 内藏避雷器的防雷变压器（简称内藏式防雷变压器）　高低压侧绕组均装有氧化锌避雷器，并装在变压器油箱内。

表 14-14　低压三相进波层间梯度电压

层间序号	1/2	2/3	3/4	4/5	5/6	6/7	7/8	8/9	9/10
全波冲击强度/kV	27.0	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	27.6	42.1
梯度电压/kV	20.8	39	40	42	43	44	43	33	23

14.2.2 曲折联结的防雷变压器

曲折联结指 Yzn 联结的防雷变压器。

1. Yyn 联结逆变换过电压的原理及危害

逆变换过电压原理已在 14.2.1 节叙述，如图 14-15 所示。

高压绕组各层的最大对地电位及各层间最大梯度电压如图 14-16 和图 14-17 所示。

由图 14-16 看出，由于逆变换电压作用，当接地电阻 $R_g=5\Omega$、三相进波电压幅值为 120kV 时，高压绕组中性点电位为 $120\times0.85\text{kV}=102\text{kV}$，当 $R_g=47\Omega$ 时、电位为 $120\times1.62\text{kV}=194\text{kV}$，102kV 和 194kV 均超过了允许值 75kV。

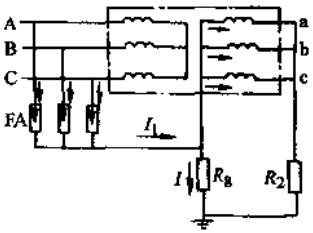


图 14-15　Yyn 联结逆变换过电压的情况

从图 14-17 及表 14-15 看出，层间梯度电压幅值很高。除单相进波且 $R_g=R_2=5\Omega$，即表 14-15 最后一行和单相进波且 $R_g=R_2=47\Omega$ 的首末三点外，其余逆变换引起的层间梯度电压值，都大于层间绝缘的全波冲击强度因而引起破坏。

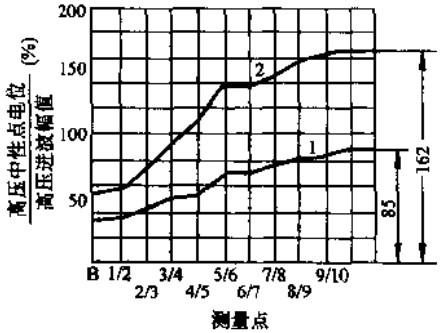


图 14-16　高压进波逆变换中性点最大对地电位
(Yyn0 有屏层式)
1—三相逆变换　2—三相逆变换
$R_g=R_2=5\Omega$　$R_g=R_2=47\Omega$
R_g—接地电阻　R_2—负载电阻

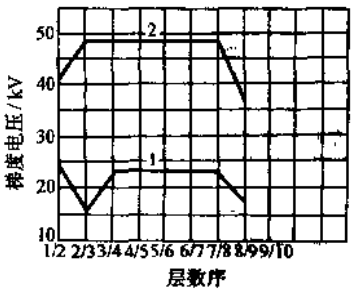


图 14-17　高压进波逆变换各层最大梯度电压
(Yyn0 有屏层式)
1—三相逆变换　2—三相逆变换
$R_g=R_2=5\Omega$　$R_g=R_2=47\Omega$

2. 接地电阻 R_g 的影响

从理论上分析，逆变换过电压与 R_gI 有关，R_gI 愈大，流过低压绕组的冲击电流愈大，则逆变换愈高。降低接地电阻，想达到减少雷害事故是行不通的，因为：①降低接地电阻受到经济上、技术上的限制；②正变换过电压值与接地电阻成反比，从图 14-14 可以看出，接地电阻愈低，则低压线路落雷时对配电变压器损坏的可能性愈高。

3. Yzn 联结不产生正逆变换过电压的原理

低压绕组 Z 形联结是把每一铁心柱绕组都分成两半，一柱绕组的上一半和另一

柱绕组的下一半反接串联组成一相绕组，各柱下一半的首端连在一起作为中性点的。这样当发生雷击时，无论是由高压侧进波，还是由低压侧进波，因每个铁心柱上的绕组上下两半匝数相等，且下半是反接，所以其中流过的雷电流大小相等，方向相反（见图 14-13）。此外，这种绕组的冲击零序阻抗很小，所以雷电流在每一个铁心柱上的总磁动势几乎等于零。在高压绕组中就不会产生感应高电压，从而消除了正、逆变换过电压，使高压中性点的电位大为降低。这就是 Z 形联结之所以能防止雷击过电压的道理，如图 14-18 和图 14-19 所示。

表 14-15 从高压进波逆变换层间梯度电压

测试条件	$U_0=120$ kV			$R_g=R_2=47\Omega$			Yyn0 无屏层式		
层间序号	1/2	2/3	3/4	4/5	5/6	6/7	7/8	8/9	9/10
全波冲击强度/kV	27.5	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	27.6	42.1
三相全波逆变换梯度电压/kV	42	48	48	48	48	48	48	36	
单相全波逆变换梯度电压/kV	22	27	24	22	22	22	22	15.9	10
测试条件	$U_0=120$ kV			$R_g=R_2=5\Omega$			Yyn0 无屏层式		
三相全波逆变换梯度电压/kV	24	16	24	24	24	24	24	16	
单相全波逆变换梯度电压/kV	8	9.9	8	8	8	8	8	8	8

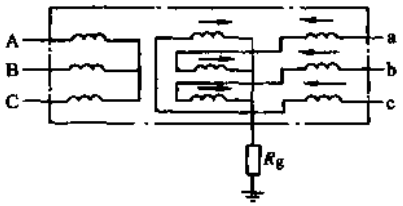


图 14-18 Yzn 配电变压器低压侧入侵雷电波

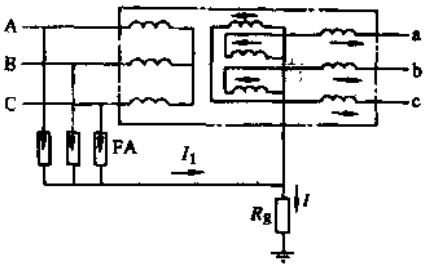


图 14-19 Yzn 配电变压器高压侧入侵雷电波

该种变压器还具有较强的承受不平衡负载的能力。

Yzn11 联结配电变压器其余参数的计算，详见第 1 章 1.6.2 节叙述。

4. Yzn11 联结配电变压器销售不多的原因

曲折联结的防雷变压器，各生产厂有各自的型号，不像普通变压器那样有统一的型号，而且这种变压器没有很畅销。主要原因是：

(1) Yzn 联结配电变压器成本略高 对制成的 20～125kVA Yzn 联结作了比较，Yzn 比 Yyn 联结的配电变压器硅钢片耗量平均增加了 9.61%，铜线耗量平均增加 16.1%。设计上增加了工作量，生产上增加了工时。因此，Yzn 联结的造价比 Yyn

联结的为高，一般出厂价要高 15%左右。

(2) Yzn 联结配电变压器比 Yyn 联结的损耗略有增加　将 S7 和 S9 原 Yyn 联结改为 Yzn 联结，由于电磁线的长度和硅钢片用量均有增加，导致了损耗的增加。

基于以上原因，加上配电变压器市场主要在农村，农民不愿多花钱购买较贵的 Yzn 联结的防雷变压器。所以各种容量的 Yzn 配电变压器并不畅销，但在山区、海岛、南方等多雷区仍使用不少。

近年来虽然已不断改善了变压器的防雷保护措施，如在配电变压器低压侧也加装低压避雷器或压敏电阻，这样中性点电位被限制在 60kV 以下，耐压水平可达 10kV，但仍没有根除正、逆变换过电压对变压器的危害。因此，多雷地区最好还是采用 Yzn11 系列的变压器。

Yzn11 联结的配电变压器的性能和技术数据见表 10-3 和表 10-14 及表 10-16。

14.2.3　带闭合器和防雷绕组的防雷变压器

在普通配电变压器内部低压侧增加一组独立的防雷绕组(FL)，它与高低压绕组不相连接，但有引线从箱盖引出，如图 14-20 所示。

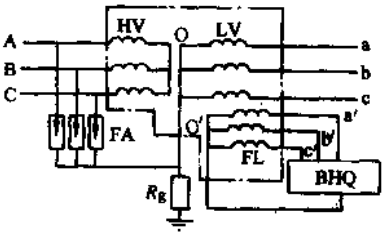


图 14-20　带防雷绕组防雷变压器原理接线图

FL—防雷绕组　BHQ—闭合器

HV—高压绕组　LV—低压绕组

FA—避雷器　R_g—接地电阻

1. 防雷绕组抑制正、逆变换过电压的机理

无论高压进波还是低压进波，都将在低压绕组产生冲击电流，因高压绕组接成 Y 联结，感应电流没有回路，低压绕组的冲击电流形成励磁电流产生磁通，按电压比在高压绕组造成过电压。有了防雷绕组后，励磁电流产生的磁通，使防雷绕组感应电压。当防雷绕组的电压达到一定值时，闭合器就动作，防雷绕组通过电流并产生磁通，此磁通与低压绕组励磁电流产生的磁通方向相反，起到消除磁通的作用，故高压绕组就不会感应出高电压，也不会产生正或逆变换过电压。雷电过后，接地电压消失，低压绕组因雷电产生的励磁电流消失，防雷绕组电压降低，闭合器断开，就恢复常态。配电变压器正常工作时，防雷绕组也会感应出电压，由于防雷绕组的匝数比低压绕组略少，所以其感应电压不会使闭合器动作。

2. 防雷绕组线径和匝数的选择

(1) 匝数　需做模拟试验，图 14-21 为模拟试验接线图。使用一台单相变压器，其规格为 6kVA，3.3/0.11kV，高压绕组为 1500 匝，低压绕组为 50 匝，电压比为 30，试验电压的波形为 1.2/50μs，电压施加在低压绕组 N_L 上。

从表 14-16 可以看出，当防雷绕组匝数为零时，外加电压为 192V，当防雷绕组匝数为 40 时，外加电压为 269V 才能获得同样的高压电压。即只有当防雷绕组达到

40 匝时，中性点电压可降低 40%（$K=40\%$）。如果用示波器来记录高压电压，可得图 14-22 曲线。从图中可以看出，防雷绕组起着削斩波峰的作用。

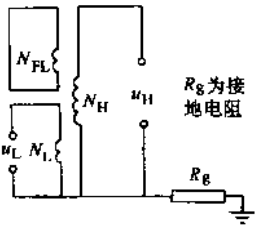


图 14-21　防雷绕组匝数模拟试验接线图

N_H、N_L、N_{FL}—高压、低压、防雷绕组匝数　u_H、u_L—高压、低压电压

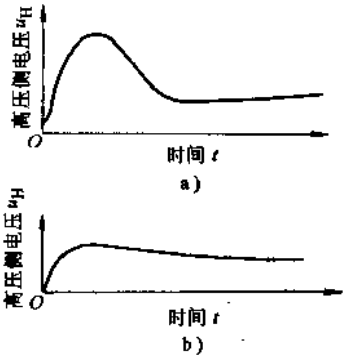


图 14-22　$N_{FL}=0$ 和 $N_{FL}=40$ 时，高压侧电压波形示意图

a) $N_{FL}=0$　b) $N_{FL}=40$

（N_{FL}—防雷绕组匝数）

令 K 为 $(u_{Lx}-u_{L0})/u_{L0}\times100\%$，从表 14-16 看出，当防雷绕组小于 30 匝时，K 变化很小，直至 50 匝时，K 不再增加，即不能更多地削斩雷电波峰值。该变压器二次侧为 50 匝，故防雷绕组 30 匝时为二次侧匝数的 60%，40 匝时为 80%，因此该变压器防雷绕组采用 60%～90%的二次侧匝数。

表 14-16　模拟试验测量结果

防雷绕组匝数	高压电压 u_H/V	低压电压 u_L/V	K（%）
0	750	192	
10	750	231	20.3
30	750	238	24.0
40	750	269	40.0
50	750	269	40.0

注：K 表示 $(u_{Lx}-u_{L0})/u_{L0}\times100\%$，$u_{Lx}$表示防雷绕组 FL 匝数为 x 时的电压，u_{L0}为防雷绕组 FL 匝数为 0 时的电压。

（2）防雷绕组线径的选择　正常运行时，防雷绕组没有电流流过，不产生热量。而当闭合器动作后，防雷绕组才有冲击电流，通过时间很短，仅几个微秒。在此短暂时间前后，防雷绕组均处于无电流状态，对整个变压器的热平衡没什么影响。线径的选择，从备料和工艺考虑，一般防雷绕组与高压绕组线规相同，对 30～500kVA 的变

压器，选 1～1.8mm 的线径为宜。如果原变压器线径小于 1mm，则防雷绕组应采用不小于 1mm 的线径。

3. 闭合器的选用

带闭合器的防雷变压器的防雷绕组相当于 Z 型曲折绕组的一半，起到 Yzn11 联结变压器同样的防雷作用，成本却能降低约 10%。

闭合器可采用多种电器，如继电器、低压避雷器或压敏电阻。一般使用一组压敏电阻，安装在变压器箱盖下靠外壁的一个金属盒内。防雷绕组也在变压器内，如图 14-21 所示。

压敏电阻的规范选用如下：

(1) 压敏电压　压敏电压选得正确与否对压敏电阻的长期可靠运行关系很大。压敏电阻工作电压的峰值 U_P 与其标称压敏电压 U 之比，即 U_P/U 一般定为 75%左右为宜，U_P/U 称为荷电率。

为选择压敏电压 U，先得确定峰值。因压敏电阻与防雷绕组相连，而其匝数为低压绕组的 60%～90%，防雷绕组正常运行时感应电压略低于低压绕组，故防雷绕组所用的压敏电阻的压敏工作电压，可按低压数值选用。

由于变压器低压相电压为 220V，高压侧有±5%的分接，在特殊情况下，低压侧有＋10%的可能电压，即 242V。故 $U_P=242V\times\sqrt{2}=342V$，取 350V。$U\approx350V/0.75=467V$，取 470V。荷电率＝342/470＝72.76%，这样的荷电率的压敏电阻经实测，其泄漏电流小于 10μA，因此，其寿命是允许的。故选择压敏电压为 470V 的压敏电阻，在雷雷时，无论高压进波或低压进波，压敏电阻都能如图 14-22 所示起斩雷电波的作用。斩波后波形的平顶应该是 470V 加上压敏电阻的残压，即略大于 470V，这对防雷绕组的绝缘是安全的。

(2) 等级电压和冲击电压下的残压　等级电压又名限制电压，表示压敏电阻在工作区间的限制电压特性。在规定电流下，压敏电阻正、反方向的端电压越低，其保护水平越高。限制电压与压敏电压之比称为限压比。日本松下和美国通用公司的限压比为 1.45 左右，西安无线电二厂的为 1.40 左右，武汉压敏电阻厂为 1.65。

(3) 通流容量　压敏电阻以其通流能力大而优于其他保护器件。对 8/20μs 的标准电流波，其通流密度可达 2000A/cm² 以上。耐冲击电流能力是衡量压敏电阻好坏的重要指标。标准规定用 8/20μs 波冲击两次后，压敏电压的变化不大于±10%。所以选用时要选择荷电变化率小的。用标准冲击电流冲击后，压敏电阻的变化率：日本松下和美国通用公司的产品为 2%～4%，西安无线电二厂为 2%～6%；用两倍标准电流冲击后，日本松下和美国通用电气公司为 9%，西安二厂为 12%。

带防雷绕组的防雷变压器的压敏电阻非直接用于工作绕组，不直接受到雷击，故最大峰值电流可选用 5～10kA。对雷电强度小、年雷暴日少的可取低值，否则应取高值。如无雷电强度记录，可按雷暴日数选择。

(4) 高温负载耐久性　高温负载耐久性是在强负载加速情况下考核压敏电阻的

寿命，标准规定在85℃下施加最大连续电压1000h，压敏电压变化率不大于±10%。本指标对防雷变压器不太重要。

(5) 压敏电阻质量选择　压敏电阻属半导体陶瓷产品，由金属氧化物混合后，经造粒、成形、烧结而成。而混料的均匀性、造粒的形状和烧结温度的控制对压敏电阻的质量影响很大，必须具有喷雾造粒设备和隧道烧结炉和较完整齐全的检测设备才能保证质量的基本条件。而变压器厂应该用压敏电阻测试仪来对所购的压敏电阻进行鉴别筛选。

4. 带防雷绕组的防雷变压器使用实例

1988年在湖南吉首市郊安装了一台带防雷绕组的配电变压器，规格为50kVA，10/0.4kV，该地区为雷击损坏变压器的多发区，换上这种防雷变压器后，闭合器曾动作过三次，其中一次为低压进波，两次为高压进波，但变压器安然无恙，说明防雷绕组起到了作用。

带防雷绕组的防雷变压器能起压制正、逆变换过电压的作用，所以既可以用在新变压器上，也可用在对旧变压器改造上。

由武汉变压器厂生产的SFB9-20～315/10型防雷电力变压器的技术数据见表14-17。

表14-17　SFB9-20～315/10型防雷电力变压器技术数据

额定容量/kVA	联结组标号	额定电压/kV		损耗/W		空载电流(%)	阻抗电压(%)	外形尺寸(长×宽×高)/mm×mm×mm
		高压	低压	空载	负载			
20	Yyn0	6 6.3 10	0.4	115	540	2.8	4	640×490×1000
30	Yyn0			150	800	2.8		935×720×1080
50	Yyn0			190	1150	2.6		985×740×1170
80	Yyn0			270	1650	2.4		1050×770×1270
100	Yyn0			320	2000	2.3		1230×775×1290
125	Yyn0			370	2450	2.2		1325×785×1480
160	Yyn0			460	2850	2.1		1400×805×1515
200	Yyn0			540	3400	2.1		1465×820×1605
250	Yyn0			640	4000	2.0		1485×830×1620
315	Yyn0			760	4800	2.0		1625×975×1630

注：表中数据为7型，目前已有9型。

14.2.4　内藏式防雷变压器

1. 概述

针对现有 Yyn0 联结的变压器安装 10kV 避雷器保护还未根本解决防雷击损坏问题，国外已有将低压氧化锌避雷器加装在变压器内保护的实例，而国内内藏式防雷变压器将高、低压无间隙氧化锌避雷器均加装在配电变压器内，由此解决了 Yyn0 联结变压器防雷击损坏问题。

该产品在 S9 系列 Yyn0 联结的变压器内部高、低压侧分别放置高、低压氧化锌避雷器，从而有效地抑制了变压器正逆变换过电压，避免了原来户外式避雷器引线过长造成的电感压降影响，也避免了残压过大而损坏变压器。改善了高、低压避雷器的运行条件，延长了寿命，提高了运行可靠性。

加装在 Yyn0 联结变压器内的 10kV 侧和 400V 侧的系统的氧化锌避雷器为 Y5W-16.5 和 Y3W-0.23，结构上采用环氧封装，体积较小；采用特殊的结构设计，使氧化锌避雷器加装在变压器内既保证原有变压器的特性不变，又有防止内外过电压损坏的保护特性，并通过型式试验，如雷电冲击试验、大电流冲击试验。

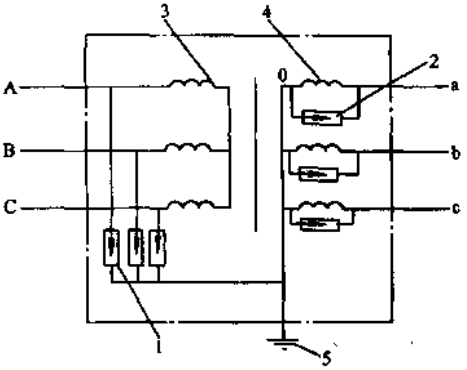


图 14-23　内藏式防雷变压器电路接线图

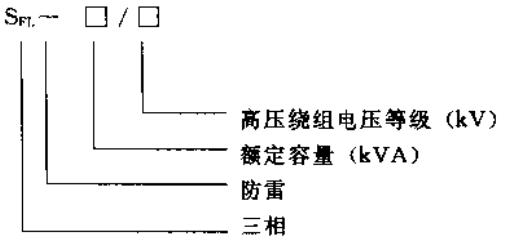
1—高压侧氧化锌避雷器　2—低压侧氧化锌避雷器　3—高压绕组　4—低压绕组　5—接地端

图 14-23 为内藏式防雷变压器接线图，图中 1 为变压器高压侧氧化锌避雷器，2 为低压侧氧化锌避雷器，3 为变压器高压绕组，4 为变压器低压绕组，5 为接地端。其性能见表 14-18。

表 14-18　防雷变压器的氧化锌避雷器性能

型　号	陡波冲击电流残压	雷电冲击电流残压	操作冲击电流残压	持续电流		通流容量	
				全电流/μA（有效值）	阻性电流/μA（峰值）	2μs 方波电流/A（峰值）	4/10μs 冲击大电流/kA（峰值）
	kV（峰值）不大于			不大于			
低压 Y3W-0.23	/	1.3	/	0.5	0.5	50	10
高压 Y5W-16.5	75.5	50	42.5	300	200	100	25

2. 型号和外形



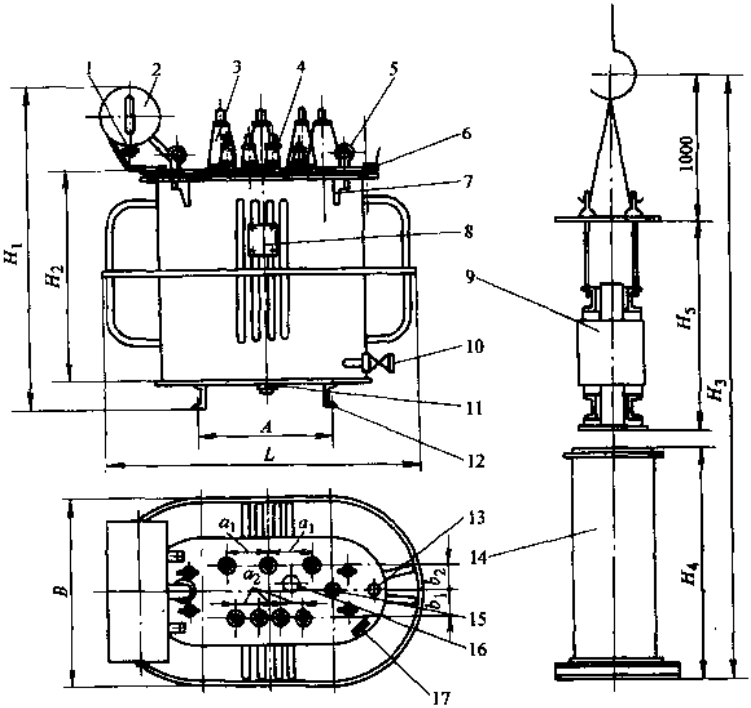
其外形如图 14-24 所示。

3. 技术参数

江苏吴江市变压器厂生产的 10kV 低损耗内藏式防雷配电变压器技术参数见表 14-19，外形如图 14-24 所示。

表 14-19 内藏式防雷变压器技术参数

型号 SFL	额定容量/kVA	额定电压/kV		联结组标号	损耗/kW		空载电流（%）	阻抗电压（%）
		高压	低压		空载	负载		
100/10	100	6；6.3；10；10.5；11±2×2.5%	0.4	Yyn0 或 Dyn11	0.32	2.0	2.6	4
125/10	125				0.37	2.45	2.2	4
160/10	160				0.46	2.85	2.1	4
200/10	200				0.54	3.40	2.1	4
250/10	250				0.64	4.00	2.0	4
315/10	315				0.76	4.80	2.0	4
400/10	400				0.92	5.80	1.9	4
500/10	500				1.08	6.90	1.9	4



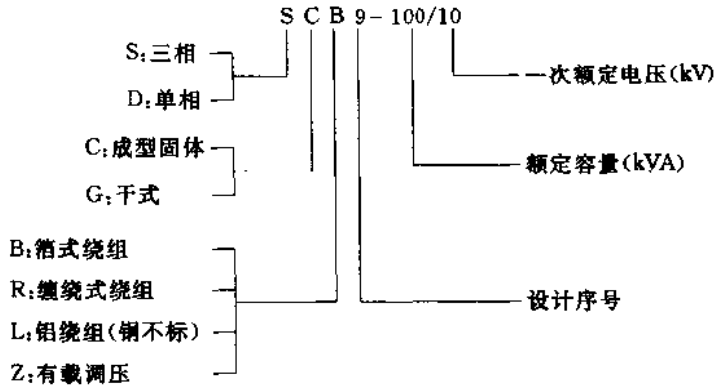
序号	名　称	序号	名　称
1	干燥器	9	器身
2	储油柜	10	放污油阀门
3	一次侧套管	11	放油塞
4	二次侧套管	12	底座
5	吊环	13	测温计座
6	箱盖	14	油箱
7	吊攀	15	高压避雷器接地端子 O_1
8	铭牌	16	开关

注：当用户要求安装计数器时，可提供序 17 安装板。

图 14-24　内藏式防雷变压器外形图

第 15 章　干式变压器

15.1　干式变压器的型号意义



15.2　干式变压器概述

为了确保供电安全，迫切需要既可深入负荷中心又无燃烧危险的变压器。

由于干式变压器具有运行安全可靠，维护简单，又可深入负荷中心等优点，近 10 多年来，国内外干式变压器发展很快，西欧和日本的干式变压器已占变压器总产量的 35%，美国成套变电站采用干式变压器的占 80%～90%。

我国生产干式变压器始于 20 世纪 50 年代末，80 年代后有较大的发展，制造厂发展到几十家，干式变压器的新型结构不断问世。

根据国标《干式电力变压器》定义，所谓干式变压器，就是铁心和绕组不浸在绝缘液体中的变压器。所谓包封绕组的干式变压器，就是指带有一个或几个用固体绝缘包封绕组的干式变压器。所谓非包封绕组的干式变压器，就是指任何绕组均没有用固体绝缘包封的干式变压器。

干式变压器的铁心和绕组都不浸在任何绝缘液体中，它的冷却介质为空气。小容量、低电压的特种变压器，为了便于制造和维护，也做成干式的。

由于空气的绝缘强度和散热性能都比油差，干式变压器的有效材料消耗比油浸式的多，所以只有在防火要求高的场合才使用干式变压器。

干式变压器的绕组绝缘的耐热等级可采用 A、E、B、F、H、C 级，常用 E 级和

H 级，还可装在外壳内。

目前，全国安装的树脂绝缘干式变压器总量已有数十万台。自冷式树脂绝缘干式变压器的单台容量已超过 16000kVA，电压等级达到 35kV，最高基本绝缘水平已有 250kV 的树脂绝缘干式变压器。山东省金曼克电气集团股份有限公司研制生产的，目前国际上容量最大、电压等级最高的 SCZ9-X-31500/110 树脂浇注干式电力变压器，已于 1999 年 9 月通过了国家变压器质量监督检验中心对该产品进行的例行试验、温升、雷电冲击及噪声、短路试验等。这标志着 110kV 大容量干式变压器研制成功。110kV 系列环氧树脂浇注干式变压器，其高、低压绕组均采用无氧铜导线绕制，无碱玻璃纤维增强，薄绝缘，树脂不加填料，真空状态下浸渍式浇注，高压绕组采用串联分段层式结构，加轴向散热气道、气道周边设置屏蔽。低压绕组采用分段层式结构，亦设置多层轴向散热气道，气道周边无屏蔽结构。目前世界各国大力发展的是采用玻璃纤维增强的无填料树脂浇注干式变压器，又称薄绝缘浇注干式变压器，而树脂绕包绝缘干式变压器也有一定的发展。

15.3　干式变压器的种类

随着城市建设的迅速发展，干式变压器得到了很大发展。到 1994 年年产量发展到 4000MVA，1995 年发展到 6000MVA，占配电变压器产量的 13%。

干式变压器有无励磁调压（如三相 SG 系列、SCL 系列和单相 DG 系列）干式变压器、SGZ 系列有载调压干式变压器（见图 15-1）等类，外形结构又可分为有箱（封闭式）和无箱（非封闭）式两种，箱体有铁板结构和铝合金结构两种。

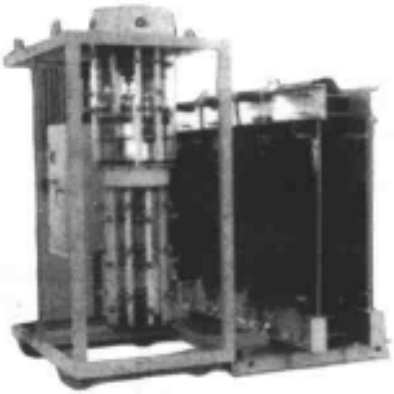


图 15-1　有载调压环氧浇注干式变压器

SG 系列干式电力变压器技术数据见表 15-1。SG3 系列干式变压器外形见图 15-2（封闭式）和图 15-3（非封闭式）所示。SCL 系列干式变压器的外形如图 15-4 所示。

干式变压器分为浸渍式（空气自冷）、环氧浇注式和树脂绕包式三大类。另外，目前还有一种干式电缆变压器。

在干式变压器中，空气自冷又分为非封闭式（开启式）和封闭式两种。环氧浇注又可分为带填料的厚绝缘浇注和用玻璃纤维加强的薄绝缘浇注两种，即树脂加填料浇注和树脂浇注两种。树脂绕包式又称缠绕式树脂包封。以下分别叙述。

1. 浸渍式

又称非封闭式，如图 15-3 所示，也可称为浸渍式干式变压器，因为该种变压器

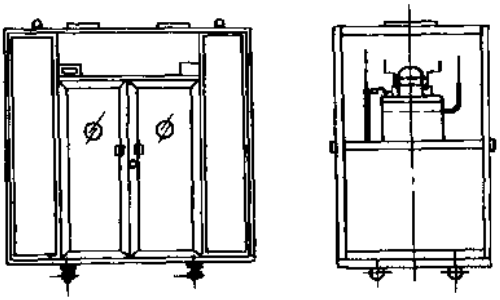


图 15-2 SG3 系列干式变压器的外形（封闭式）

表 15-1 三相干式电力变压器技术数据

型号	额定容量/kVA	额定电压/kV		联结组标号	阻抗电压(%)	空载电流(%)	损耗/kW		重量/t	外形尺寸(长×宽×高)/mm×mm×mm
		高压	低压				空载	负载		
SG-100/10	100	10(6.3)	0.4	Yyn0	4.0	2.2	0.46	1.66	1.035	1135×775×1050
SG-125/10	125					1.8	0.54	1.95	1.18	1250×790×1120
SG-160/10	160					1.8	0.65	2.24	1.325	1405×830×1190
SG-200/10	200					1.8	0.76	2.67	1.41	1530×890×1310
SG-250/10	250					1.8	0.90	3.12	1.52	1625×920×1370
SG-315/10	315				5.5	1.8	1.08	3.70	1.63	1700×1000×1400
SG-400/10	400				4.0	1.3	1.26	4.47	1.77	1820×1080×1520
SG-500/10	500	10(6)				1.3	1.49	5.58	1.89	1915×1175×1670
SG-630/10	630	10			6.0	1.3	1.71	6.57	2.035	2000×1200×1825

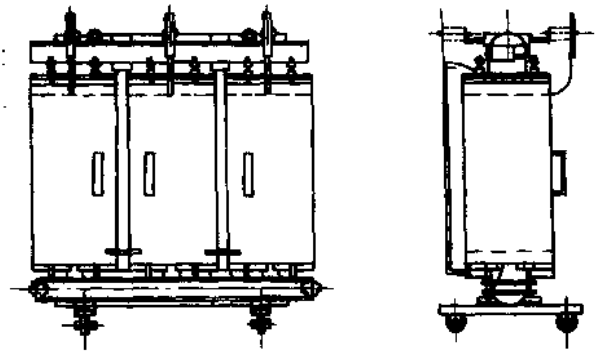


图 15-3 WSG3 系列非封闭式干式变压器的外形

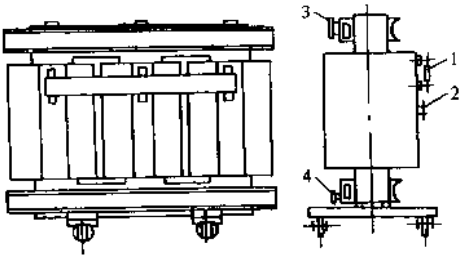


图 15-4　SCL-50～100/10 型干式变压器的外形（非封闭式）

1—高压端子　2—高压分接端子　3—低压端子　4—接地端子

绕组要在绝缘漆中浸渍过。

这种变压器生产历史最长，制造工艺较简单。导线采用玻璃丝包，垫块用相应的绝缘等级材料热压成形。随浸渍漆的不同，变压器绝缘分 B、F、H、C 级，主纵绝缘的空道全部以空气为绝缘介质。由于这种变压器受外界环境的影响比树脂的大，在国内外产量已减少。

国内浸渍式干式变压器多用于水电站、地铁、高层建筑，目前仍然有生产，有一定的市场。因为它以空气为介质，所以外形尺寸比树脂型产品大，重量也较重。以沈阳第二变压器厂 SG3-1000/10 与 SCB8-1000/10 产品为例，它们的重量分别是 3340kg 和 2700kg，即浸渍式比树脂型产品重 23%。

由于散热条件好，最热点温度比平均温升高出不多，温度比较均匀，所以热寿命较长。

表 15-2　绕组浸漆处理工艺

项目	处理温度/℃	时　间	工艺要求
浸漆	绕组温度 35～50	15～30min	以无气泡产生为准
滴漆		3～4h	
加热	1) 升温：40～110 2) 烘干：110 3) 升温：110～140 4) 烘干：140 5) 升温：140～190 6) 烘干：190±10	以 110℃ 为准 2～3h 约 2h 4～7h 2～3h 9～13h	升温速度为 25℃/h 左右
第二次浸漆	绕组温度为 35～50℃ 时浸入		
滴漆、烘干	按上述规定	7～8min	
出　炉	出炉时，以漆膜不粘手为合格，否则需延长烘干时间		

开启式的器身与大气相连通，适用于比较干燥而洁净的室内环境（环境温度为+20℃时，相对湿度不超过85%）。目前，电压在15kV以下，空气自冷式容量可达1000kVA左右，更大容量时一般用吹风冷却。

绕组的整理、干燥、压装、浸漆、滴漆及浸漆后的干燥均与油浸式变压器绕组的浸漆和干燥的工艺相同。绕组的浸漆处理工艺见表15-2。

工艺操作的注意事项如下：

1）浸漆烘干后的绕组应仔细检查并清除漆瘤、漆疱。绕组在浸漆后和凉干过程中，应将多余的存漆除掉。不浸漆时，必须盖好漆罐，避免溶剂挥发和灰尘落入。

2）应做好各项工艺记录。

3）定期清洗空气过滤器和漆过滤罐，以免堵塞。

4）触摸绕组时必须戴干净的手套，以免绕组污染。

5）注意防火安全。

属于浸渍式绕组结构国外还有一种树脂真空压力浸渍结构。低压绕组用铜箔或铝箔或扁线绕制，浸漆加端封。这种工艺构造见图15-5。是与真空压力浸渍套管同期开发的产品，但目前国内尚未生产。

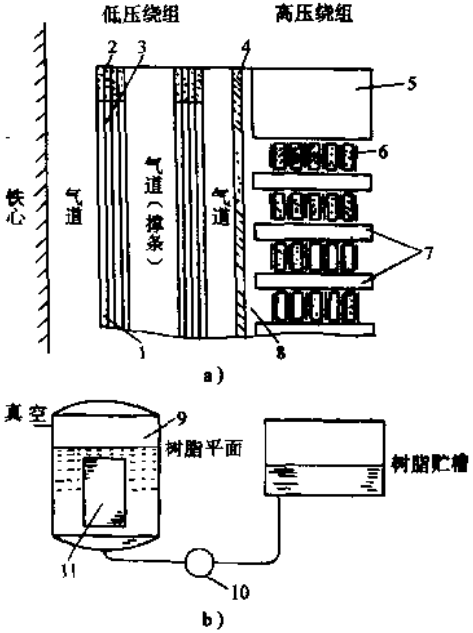


图15-5　真空压力浸渍

a）绕组截面　b）浸渍工艺

1—低压导线　2—绕注端绝缘　3—层绝缘　4—绝缘筒　5—支撑件　6—绝缘导线　7—垫块　8—气道　9—浸渍罐　10—树脂泵　11—绕组

2. 封闭式干式变压器

封闭干式变压器是指变压器的保护外壳能使外界空气以循环方式直接冷却铁心和绕组的一种干式变压器。器身外有封闭的外壳。封闭式还有一种密封型干式变压器，是指变压器带有密封的保护外壳，壳内充有空气或某种气体。其外壳的密封性能应使壳内的空气或某种气体不与外界发生交换，是一种非呼吸型的变压器。

一般封闭式变压器如图15-2所示，而密封型中的心体与外部大气不相连通，可用于更为恶劣的环境。但由于密封，故散热条件差，目前主要用于矿用隔爆型变压器。也可充以2～3个大气压下的SF_6，并加强迫循环，则变压器的绝缘和散热能力可和油浸式相似，适用于高电压的变压器。以上浸渍式和封闭式都属空

气自冷式干式变压器。

3. 带填料的厚绝缘浇注变压器

带填料的厚绝缘浇注变压器就是树脂加填料浇注的包封绕组变压器，用树脂加石英粉浇注成产品如图 15-6 所示，其内部结构图如图 15-7 所示。

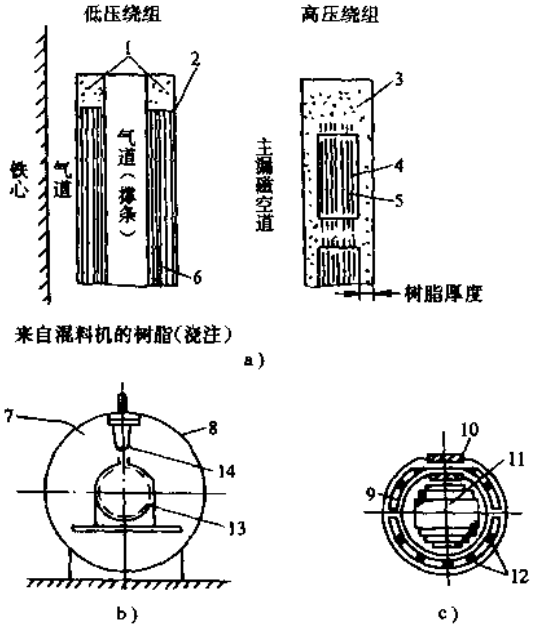


图 15-6　树脂加石英粉的浇注产品

a）绕组截面　b）浇注工艺图　c）低压绕组（俯视图）

1—绕组端部浇注绝缘　2—箔　3—树脂　4—铝箔

5、6—层绝缘　7—抽真空　8—浇注加热罐　9—气道　10—引线端子　11—铁心　12—撑条

13—水平模具　14—浇注咀

带填料结构的变压器是 20 世纪 60 年代中期开发的，耐热等级为 B 级。环氧浇注树脂层厚以前一般在 6～12mm，现在为 3～5mm，故称厚绝缘浇注变压器。这种绕组的特点是，包封层防潮、阻燃，自熄性好、机械强度高。由于绝缘性能好，无燃烧危险，可深入负荷中心，在国内发展很快。但防止包封层开裂问题较突出。因为铜的热膨胀系数与石英粉填料的热膨胀系数差异较大，这种结构给铜绕组的发展带来较大阻碍。

由于加石英粉浇注，石英粉占 60%，树脂及颜料只占 40%，所以，整体树脂较少。进口石英粉为 3 元/kg，而无石英粉的纯树脂，其树脂价为 130 元/kg（进口）或

100元/kg(国内)。如相同距离近似相等，则加石英粉浇注变压器的M_0要大一些。由于树脂价格高，故树脂浇注变压器比加石英粉的浇注变压器要贵10%～15%。

4. 不带填料的薄绝缘浇注变压器

不带填料的薄绝缘浇注变压器就是薄层树脂浇注绕组变压器，又称玻璃纤维加强的薄绝缘浇注变压器。其低压绕组也是用铜管或铝箔或用扁线绕制的。高压绕组用箔带在环氧玻璃纤维筒上绕成分段式，或用扁线或圆线绕成分段层式，然后装入浇注模浇注，如图15-8所示。树脂包封层厚度仅为1～3mm。

表15-3列出了几种材料的性能指标。

这种玻璃纤维加强的薄绝缘绕组，国内普遍采用不带填料的结构，但德国则普遍采用带填料结构。带填料结构的防潮、阻燃、自熄性更好，是比较理想的结构。

树脂绝缘干式电力变压器的外形如图15-9所示。

以上带填料的厚绝缘浇注和不带填料的薄绝缘浇注都属环氧浇注干式变压器。

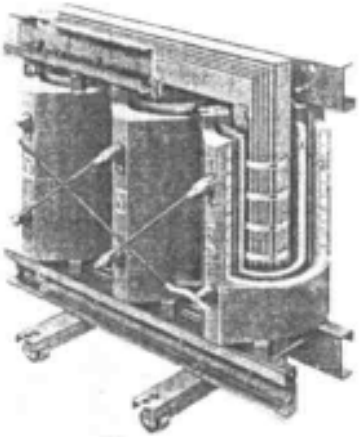


图15-7 630kVA环氧树脂加填料浇注变压器内部结构图

5. 树脂绕包式

又称缠绕式树脂包封绕组变压器。“雷神”和“赛格迈”干式变压器都属这种类型，下面分别叙述。

德国在20世纪70年代中期开发了无模成形的雷神型缠绕玻璃纤维丝加强树脂包封绕组的干式变压器。该变压器的容量范围为100～15000kVA，最高电压为36kV，绝缘耐热等级为F级，绕组的包封层也具有良好的耐潮、耐裂和阻燃自熄性能。

表15-3 包封层材料的热膨胀系数与机械强度

材料名称	热膨胀系数/（10^{-6}K）	抗拉强度/MPa
铝	24	70
铜	16	230
纯环氧树脂	60～70	60～80
玻璃纤维丝	5～10	1 500
以石英粉为填料的环氧树脂	27～40	70～90
80%玻璃纤维的缠绕树脂	7	600～700
钢材	11.5	370～700

雷神（勃劳克）英文名是“RESIBLOC”，指高、低压绕组像“树脂块体”一样成坚固的整体，它们之间没有套装间隙，绕组内设置散热的轴向气道。1000V及以下

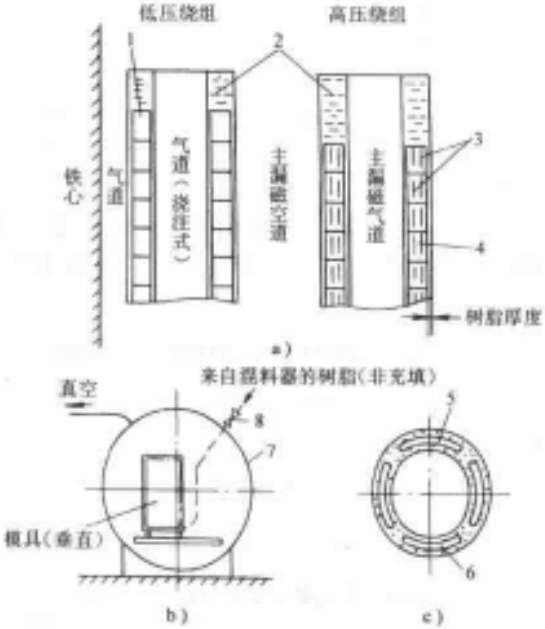


图 15-8　树脂结构产品与浇注

a）绕组截面　b）浇注工艺图　c）低压绕组（俯视图）

1—低压导线　2—树脂和玻璃纤维　3—层绝缘　4—高压导线

5—绕组端子　6—气道（浇注式）　7—加热浇注罐　8—浇注阀

的低压采用箔式绕组，1000V 以上的则为漆包圆铜线或扁铜线绕制的多层层式绕组，冲击电压梯度的分布比较均匀。除了箔式绕组之外，所有的绕组均被缠绕玻璃纤维丝加强的树脂所包封。雷神绕组有以下特点。

（1）机械强度高　浸有树脂的玻璃纤维丝用直绕和斜绕（交叉缠绕）的方法把绕组包封起来，在包封层中玻璃纤维的含量达 80%，因此，有较高的机械强度。

一般说来，绕组包封层的开裂和与封层材料的热膨胀系数和

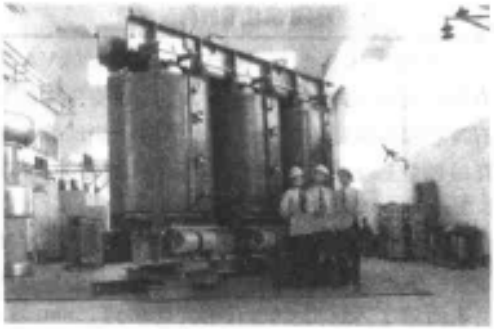


图 15-9　SC-16000/35 树脂绝缘干式电力变压器的外形

机械强度有关，所采用材料的性能见表 15-3。

从表 15-3 可以看出，缠绕式树脂的抗拉强度要比石英粉填料树脂大好几倍，而热膨胀系数却只有它的 1/5。雷神绕组包封层的耐裂性能超过以石英粉为填料的环氧树脂包封层。对雷神绕组进行了冷热空气交变试验、冷热水交变试验、突然通电试验和低温通电试验。试验结果证实，缠绕式树脂包封层没有开裂，雷神绕组完全能够承受这 4 项严格的耐裂试验。

(2) 阻燃性能好　干式变压器的绕组都有阻燃自熄的性能，但是雷神绕组的阻燃性能更好。燃烧的破坏性取决于燃烧所产生的能量。有关燃烧特性的一些数据列于表 15-4 和表 15-5。

表 15-4　1000kVA 变压器燃烧产生的热量

品　种	完全燃烧所产生的热量/MJ	百分数（%）
油浸式变压器	30000	100
硅油变压器	26000	87
雷神变压器	1500	5

表 15-5　变压器主要材料的燃烧热量

材料名称	燃烧热量/（MJ/kg）
变压器油	42
纯环氧树脂	28
干燥的木材	17
石英粉填料的环氧树脂	11
80%玻璃纤维的绕包树脂	6.4

从表 15-4 和表 15-5 可知，一台 1000kVA 雷神绕组变压器燃烧所产生的热量只有同容量油浸式变压器的 1/20、硅油变压器的 1/17。绕包式树脂所产生的热量约为石英粉填料树脂的 60%。经过样品燃烧试验得知，在氧指数为 45 时，石英粉填料树脂的燃烧速度为 0.7mm/s，缠绕式树脂为 0.35mm/s；当氧指数为 55 时，前者为 1.2mm/s，而后者为 0.55mm/s。

用三个喷烧容量为 1.2kg/h 丙烷的喷嘴对雷神绕组的表面进行燃烧试验，喷烧时所产生的热量达 65MJ，喷出火焰的最高温度为 1200℃。喷嘴离绕组表面 20cm，绕组表面温度达到 830℃。在喷烧绕组到 12min 时绕组开始冒烟；20min 时绕组开始自燃，移去火源 3.25min 之后，燃烧的绕组自行熄灭。

(3) 无模成形生产周期短，制造成本低　采用浇注模具时生产的灵活性较差，而雷神绕组采用无模成形工艺能适应交货期紧、批量小和规格特殊的订货。

在浸渍环氧树脂的同时，采用玻璃丝带缠绕在绕组表面，然后加热固化形成玻璃钢层，不用真空处理，高低压绕组一次绕成，无套装间隙。

树脂绕包式绕组的干式变压器的绕组在绕线机上绕包，内模为环氧玻璃布筒。绕包时、边绕导线、边绕玻璃纤维（占 80%），经过一树脂槽将浸好树脂的纤维复绕在已绕好的导线上面。待整个绕组绕完后，进烘箱加热固化，使其成为一个整体。在常规环境下使用树脂，难免会包裹空气，故电场强度要取小一些，这样体积会增大一些。

绕组结构和绕包工艺如图 15-10 所示。

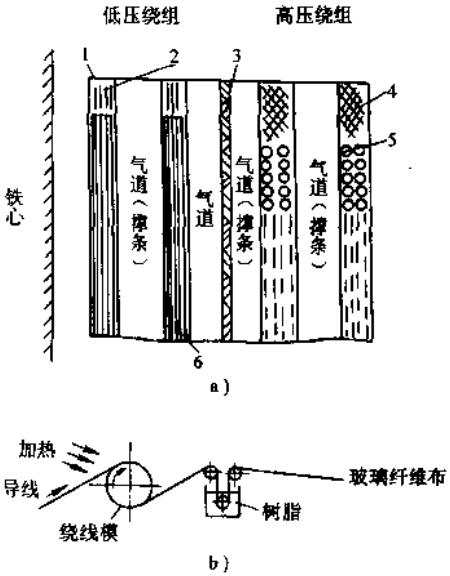


图 15-10　树脂绕包变压器绕组结构

a）绕组截面　b）绕包工艺

1—端部浇注绝缘　2—层绝缘　3—绝缘筒　4—玻璃纤维绕包　5—高压导线　6—低压导线

由于树脂绕包变压器工时较多，目前国内该型产品成本为树脂加填料产品的 1.25 倍，即为油浸产品的 3.5 倍左右。

云南变压器厂引进法国的制造技术生产了一种名叫“赛格迈”H 级绝缘干式变压器。其低压为箔式绕组，高压为层式结构，中间绝缘用美国杜邦公司生产的聚酯纤维纸。绕组两端有端封，不怕潮，可在明火 750℃ 下防燃。也属于绕包式干式变压器。因聚酯纤维纸价格很高，约 500 元/kg，因而该型变压器价格约为油浸式变压器的 3 倍。该厂能生产 SCR-30～1600/10 系列。

此型结构产品各绝缘等级的变压器重量比为

$$G_B : G_F : G_H : G_C = 100 : 89 : 84 : 77$$

负载损耗比为

$$P_{KB} : P_{KF} : P_{KH} : P_{KC} = 100 : 106 : 113 : 120$$

由于树脂绕包变压器价格贵，所以在中等容量范围内，其竞争力要比树脂型的低。但对 10MVA 及以上较大容量变压器，因绝缘更薄，散热好，优点就比较突出。

表 15-6 列出了几种树脂干式变压器的特点比较。

对较大容量的各种树脂变压器，在底部加装轴流风机，使其输出容量可提高 40%～50%（过负载）。

表 15-6 几种树脂干式变压器的特点比较表

类型 \ 对比指标	模具	真空工艺	浇注工艺	增强绝缘	高压绕组气道	均匀绝缘系统	光滑表面固体树脂	表面状况
真空压力浸渍式	无	有	无	无	有①	非	无	一般
树脂加石英粉厚绝缘浇注	有	有	有	有①	无	非	有	光滑
树脂薄绝缘浇注	有	有	有	有	有	是	有	一般
绕包式	无	无	无	有②	有	非	有④	欠光滑

① 如低压用预浸渍材料。

② 如低压亦为绕包工艺，但有的也可不用绕包。

③ 仅为辐向气道。

④ 不完全光滑。

6. 电缆变压器

交联电缆干式变压器器身包括铁心和绕组两大主要部件，其中绕组为高压电缆直接绕制而成。高压电缆包括带有多股部分的芯部，一个内半导体层围绕着该芯部，一个绝缘层围绕着内半导体层，还有一个外半导体层围绕着绝缘层。其中绕组装有隔离件，隔离件布置在绕组中，径向隔离每层电缆匝，以便产生一个轴向圆柱形冷却气道。

15.4 干式变压器的结构

1. 铁心

干式变压器铁心的结构与油浸式变压器的差别不大。采用晶粒取向冷轧电工钢片，轭和柱采用45°全斜接缝。心柱用钢带或自干型绝缘粘带绑扎，也有用粘结剂将铁心胶合。

干式变压器的铁心为防止因凝露而引起锈蚀，在铁心表面涂有耐热的防锈覆盖漆或树脂。

在变压器运行时，铁心是产生振动和噪声的根源，绕组和底座等部件和铁心交接的部位需安置弹性零件（硅橡胶的撑条、压板和垫片等），形成缓冲的结构，以便减小变压器的振动和噪声。

容量较大时，铁心中要有气道，气道尺寸为15～20mm。

2. 绕组

(1) 浸渍式绕组　绕组的结构形式和油浸式变压器类似，耐热绝缘等级一般采用H级或F级，绕组除了浸漆处理之外，其表面还涂有耐潮的覆盖漆。制造这种类型的绕组，工装设备比较简单，约为同规格浇注式变压器成本的80%。但是浸渍式绕组的干式变压器的绝缘性能比油浸式的差，防潮性能也差。

为了改善浸渍式绕组的防潮性能，美国西屋公司推出了真空压力浸漆绕组的干式变压器。绕组的匝绝缘和层绝缘采用聚酯纤维纸隔板、绝缘筒和撑条采用聚酯玻璃布板（筒）。低压采用箔式绕组，高压采用连续式绕组，撑条和垫块采用木梳式撑条

(见图 15-11)，高压绕组均是整段嵌在“木梳”的凹槽内。这种结构的绕组绕好后不用压紧，承受短路的轴向力较好。

真空压力浸漆的绕组采用 100%固体含量的无溶剂树脂漆对绕组进行真空压力浸漆处理。工艺过程包括预热、真空干燥、真空浸漆、保持真空、加压和固化几个阶段。将绕组放在真空缸内，经过预热和真空干燥之后，在真空状态下树脂被输入容器将绕组完全浸没，保持真空一段时间，使树脂渗透到绕组的绝缘材料中，并填满所有的空隙。解除真空后再加压，促使树脂进一步渗透到绕组的内部，然后解除压力，放掉树脂，滴去挂漆后再对绕组逐步加热使树脂固化。经过这样处理的绕组表面被一层牢固的树脂薄膜所包封，因而具有良好的耐潮性能。

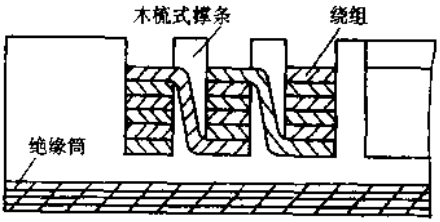


图 15-11　木梳式撑条和绕组

(2) 环氧树脂厚绝缘浇注式绕组　绕组的结构形式可以西门子公司的“干福”产品为代表。低压绕组为铝箔绕制的 F 级圆筒式绕组，高压绕组采用以石英粉为填料的环氧树脂浇注的铝绕组。高压绕组的绝缘耐热等级为 B 级，环氧树脂包封层具有耐潮、阻燃和自熄性能，这种高压绕组的内部结构有下列两种形式：

1) 铝箔绕制的分段式绕组。绕组的结构如图 15-12a 所示。分段式铝箔绕组的主要优点是绕组的匝间电容较大，因此在冲击电压的作用下，绕组内的电压梯度的分布比较均匀，接近于线性。采用绝缘薄膜作为层（匝）间绝缘，绕组的结构比较紧凑，在运行时绕组的内温差较小。

这种绕组对铝箔的要求非常高，在铝箔的边缘容不得半点毛刺。由于绝缘薄膜表面十分光洁，因此，它和树脂及铝箔的粘合不是很牢固，当电流发生突变时，在电动力的作用下，铝箔会在绝缘薄膜之间发生位移。如果铝箔边缘存在着毛刺，会划破绝缘薄膜而造成匝间短路。

2) 铝线绕制的分段式绕组。绕组的结构如图 15-12b 所示。这种绕组实际上是传统的浸渍式绕组加上环氧树脂包封层的结构。用玻璃丝包铝扁线绕制，绝缘薄膜作为层间绝缘，玻璃布板（条）作为绝缘端圈。

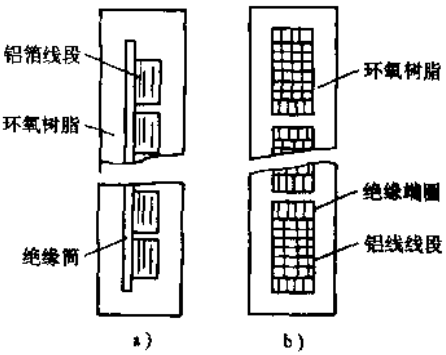


图 15-12　铝箔分段式浇注绕组和铝线分段式浇注绕组
a) 铝箔　b) 铝线

分段式铝线绕组的主要优点是可以采用传统的材料和制造工艺，因而质量比较稳定。缺点是体积较大，冲击电压梯度的分布不如箔式绕组均匀。

为防止环氧树脂包封层的开裂，除了改进树脂配方、固化工艺以及在绕组和树脂层之间衬垫缓冲材料之外，在设计上选用铝绕组。因为铜的膨胀系数是 16×10^{-6}/K，铝的则是 24×10^{-6}/K，以石英粉为填料的环氧树脂层是 $(27\sim40)\times10^{-6}$/K。铝与环氧树脂之间的膨胀系数的差异比较小，在绕组温度变化时，由于热膨胀系数差异而产生的应力也较小，因而采用铝绕组有助于防止绕组树脂包封层的开裂。

(3) 薄绝缘树脂浇注式绕组　为了解决树脂层的开裂，欧洲和美国的厂家先后推出了F级玻璃纤维加强薄绝缘环氧树脂浇注的干式变压器。绕组的包封层具有耐潮、阻燃和自熄性能，与厚绝缘浇注式绕组相比，薄绝缘树脂浇注式绕组有以下特点：

1) 高、低压绕组分别由玻璃纤维增强的薄层树脂所包封，包封层的厚度一般为1～3mm。由于采用了玻璃纤维增强，因而加强了树脂包封层的机械强度，既韧又薄的树脂包封层富有弹性，可随绕组一起膨胀和收缩，因而无开裂之忧，又减少了包封层内的温差。改善了热传导的性能且局部放电小。

2) 由于铜的发热时间常数比铝的大，且铜绕组的最高允许温度为350℃(F级)，而铝绕组的仅为200℃(B级)，因此，就短时过载能力而言，铜绕组要比铝绕组强。

3) 可在浇注绕组内设置轴向冷却气道，所以散热性能好。如果要制造大容量变压器，不必增加绕组的高度来增加散热面，这为发展大型的干式变压器提供了有利的条件。

4) 将石英粉填料改为玻璃纤维填料，故工艺操作要求高。包封层的厚度只有1～3mm，这对绕线和装模的精度提出了较高的要求。此外，由于增加了绕组的轴向冷却气道，使模具设计和制造增加了复杂性。

(4) 绕包式绕组　已在15.3节叙述，这里不再重复。

3. 温控装置

在变压器运行中，如果遇到短路、过载、环境温度过高或冷却通风不够等情况时，就会使变压器过热，使绝缘迅速老化，缩短使用寿命。防止过热的有效方法就是在变压器上配装温度控制装置。干式变压器绕组的发热时间常数小（升温快），故需设置过热保护。国内外干式变压器的温控保护装置一般如表15-7所列的4种型式。

表 15-7　温控装置功能比较表

种　类	功　能
盘式温度表	可测量铁轭外侧空气上部的空气温度，无保护功能
膨胀式温控器	可对旁边一相低压绕组进行过热保护，无显示功能
PTC（正温度系数）热敏电阻温控装置	可对三相低压绕组进行过热保护，无显示功能
铂热电阻测温装置	可显示三相低压绕组的温度，并可对它们进行过热保护

15.5　国内各类干式变压器的结构特点

近十多年来，国内很多变压器生产厂陆续从不同的国家引进了树脂浇注干式变压器技术和关键设备，生产出了几种不同特点的干式变压器。主要有高低压均为铝箔式的厚绝缘浇注的干式变压器（如“干福”（GEAFOL）变压器），高低压均为铜线绕制的薄绝缘树脂浇注变压器，高压为铜线分段式结构、低压为铜箔式的薄绝缘树脂浇注变压器，以及绕包式“雷神”变压器、“赛格迈”变压器等。很多厂家引进了高低压均为箔式绕组的薄绝缘树脂浇注变压器技术。

有的采用了从变压器生产厂引进技术、从设备代理商引进关键设备。如生产技术是从澳大利亚 TMC 公司引进的，高压箔绕机是由意大利 LAE 公司生产的，浇注设备是由意大利 BP2 公司和瑞士 TUBOLY 公司联合生产的。产品的电压等级有 10kV、35kV、110kV 级。容量为 50～5000kVA 甚至更大。冷却方式可自冷或风冷即 AN 或 AF 式。防护等级有 IP00、IP20、IP23 等。

15.5.1　带填料厚绝缘浇注变压器的结构

国内不少变压器厂就是应用西门子技术而制造“干福”变压器（如济南志友特种变压器公司），下面介绍“干福”变压器的结构（见图 15-7）和主要技术特点。

1. 铁心

夹件结构为“G”形或“C”形。夹件和拉板采用机加工或激光切割后制成，不拼接，不焊接。夹件与拉板采用“Y”形插入式结构连接，接触面易于吻合，机械强度高。

铁心为全斜接缝，心柱用钢带绑扎，铁轭为钢带绑扎或穿心螺杆紧固。

2. 绕组

低压绕组采用箔式结构，用铝箔绕制。匝间绝缘为树脂预浸聚合布，端部用树脂浇封。经高温固化处理，预浸聚合布中的树脂释放后再固化，使整个绕组成为一个刚性整体。低压绕组耐热等级为 F 或 H，内部可按温升要求设置冷却气道。

高压绕组为多段箔绕结构，连续绕制。匝间绝缘为复合型聚酯薄膜，绕组内、外浇注层用玻璃纤维网格作支撑骨架，在真空状态下用填料型树脂浇注。内、外浇注厚度为 2～3mm。经高温固化后，浇注表面光滑。高压绕组耐热等级为 F。

3. 绕组压紧

采用楔键在上部弹性垫块上对绕组压紧。可使每一只弹性垫块上的硅橡胶板受力均匀，硅橡胶板的静态变形可按要求控制，不但降低噪声，并要求与变压器的寿命相同。

4. 绝缘筒

高低压绕组之间均放置软绝缘纸筒。该纸筒由厚度为 1～1.5mm 的复合聚酯薄膜板卷制后粘结而成。

5. “干福”变压器的产品技术特点

(1) 局部放电值低 “干福”变压器的高压绕组相邻匝间只有一个匝电动势，仅为6～40V，远低于层式绕组最大匝间电压（层式绕组相邻匝间最大电压可达kV级）。层间绝缘承受的工作电压越低，高电压引起的局部放电量也越小。局部放电量在GB/T 10228—1997《干式变压器技术参数和要求》中，已将局部放电试验列为例行试验之一。

“干福”变压器的局部放电起始电压比额定运行电压高，从而减少了由局部放电而引起的寿命损失。

(2) 抗开裂性能好 树脂浇注干式变压器的绕组不但外观质量好，而且抗开裂性能好。对于填料型树脂，铝导体与其有相近的热膨胀系数，并且树脂浇注层中有玻璃纤维网格作骨架，使其与导体间的摩擦应力降至最低。

“干福”变压器的绕组定期进行各种抗开裂试验，其主要有以下三种方法：

1) 冷热交变试验。浇注绕组从+20℃降至-25℃，再升温至+20℃为一个周期，共进行四个周期。绕组应无开裂，且在通过雷电冲击试验后才为合格。

对于寒冷地区，按温度-55～+20℃进行试验。

2) 热冲击试验。浇注绕组冷却至-25℃，然后通入2倍额定电流，使绕组平均温度升至145℃。绕组应无开裂，且在通过雷电冲击试验后才为合格。

3) 快速老化试验。绕组通电后升温，使内部热点温度保持在180℃持续2 500h以上。试验后，绕组表面应不开裂，且在通过75%的雷电冲击电压后才为合格。

该试验主要模拟变压器是否能承受20～30年的长期使用寿命。

(3) 散热性能好 树脂是热的不良导体。当树脂加入填料后，可有效改善热传导性。“干福”变压器采用的是填料型树脂，硅微粉填料约占混合料的2/3，其导热系数是纯树脂的3～4倍，见表15-8。

表15-8 干式变压器浇注树脂导热系数表

供货单位	纯树脂/(W/(m·K))	填料型树脂/(W/(m·K))
瑞士气巴公司	0.2～0.3	0.9～1.0
德国巴克利特公司	0.2～0.3	0.9～1.2

“干福”变压器绕组的内、外浇注层厚度为2～3mm，且高压导体为铝箔，绕组内部产生的热量沿箔的厚度方向快速传递到表面，故高压绕组层间不设气道也能满足温升要求。

(4) 过载能力较强 填料型树脂的密度为1.85～1.92g/cm³，无填料型树脂的密度大约为1.2～1.25g/cm³。若变压器容量、负载损耗相等，采用铝箔的截面积将比铜导体放大约60%～70%，使绕组的体积增大，填料树脂增多。与无填料型树脂浇注变压器相比，该种变压器绕组的热容性大，热时间常数大，短时过载能力较强。

15.5.2 薄绝缘浇注变压器的结构

1. SC型、SC8型特点

SC型、SC8型变压器属于玻璃纤维加强的薄绝缘浇注变压器。如宁波天安集团

特种变压器厂、南通变压器厂就生产 SC8 型变压器（江苏仪征和上海变压器厂生产 SC 型），它的制造和结构有如下主要特点：

(1) 用计算机来控制制造工艺　应用计算机来控制关键工序。如树脂的处理、配料、真空度、温度及压力等工艺参数的控制，树脂固化过程温度时间的控制，绕线过程的控制等。

(2) 铁心设计采用步进叠片新工艺结构　采用晶粒取向性冷轧硅钢片的整体片 V 形槽结构，消除了心柱接缝。剪切设备的步进叠片功能在工艺上实现了铁心的多级接缝结构。接缝的搭接结构由以往的在接头处采用每叠 1～4 片，每叠相互错开布置，改为每叠 1～2 片，各叠之间分 5～7 段呈阶梯状分开布置。这样磁通在接头处过渡非常顺利。空载损耗比原结构降低 10%，噪声也相应降低。

(3) 采用先进的成套浇注设备　引进瑞士麦克菲勒公司新一代的浇注设备，采用计算机控制，而且任何一个工艺参数不符合要求，都会声光报警。修正后才可进行下一步操作，生产过程严格按工艺要求进行。

在设备的配置方面，主要由树脂、固化剂、增韧剂和加速剂三个真空薄膜脱气预处理罐，三个循环脱气齿轮送料泵，三组份的齿轮计量泵、静态混料器、混合料缓冲罐、真空浇注罐和计算机控制系统组成。真空系统由两组真空泵组成。一组旋片泵负责树脂三组份的真空脱气；另一组两级真空泵由叶片泵和罗茨泵组成，负责浇注罐浇注时抽真空和绕组在浇注前的真空干燥。浇注罐真空度最高可达 2Pa，满足绕组浇注前的真空干燥和真空浇注。

并采用了静态混料系统，就是使用静态连续混料器，在三组份连续通过时，即可混合均匀。其特点是保证浇进绕组的树脂是刚混合好粘度低的新鲜树脂，保证绕组的匝间和层间充分渗透。

(4) 绕组浇注后树脂的固化用微机控制　绕组浇注后树脂的固化速度过快容易产生缩孔缺陷，而且由于内应力产生开裂，树脂的强度会减弱，影响产品的质量。

树脂固化的因素主要是温度，在实际生产过程中，有时树脂的温度和烘箱的温度要相差 10℃ 左右，给控制固化温度带来一定的困难。生产过程利用微机控制固化炉的温度，严格调整影响温度的各个参量，按照固化曲线控制固化温度，使绕组完全固化，又不产生任何缺陷，确保了绕组的质量。

(5) 产品工艺的优点　变压器的铁心采用步进叠片叠装完以后，使用特殊树脂粘结铁心，树脂渗入片间 20～30mm，使整个铁心被粘接成一个整体。再用特殊的防潮防腐树脂处理，整个工艺过程不会影响铁心的散热，又对铁心产生良好的固封作用。

由于绝缘层薄，可燃烧性物质的含量特别低，玻璃纤维加树脂这种复合材料的燃点高，因此具有自熄性。

2. SC9 型特点

SC9 型变压器也属于薄绝缘树脂浇注变压器。这是继 SC 型、SC8 型之后的第三代薄绝缘浇注变压器。如山东金乡的金曼克公司和海南金盘变压器厂就生产这种变

压器。

SC9 型产品具有运行安全性能高、耐冲击能力强、损耗低（见表 15-9）、噪声低、外形美观等优点。

表 15-9 10kV 级部分油浸式及干式变压器损耗一览表

容量/kVA	SC9（金曼克）		SC8（SCB8）（国标）		S9 油浸式（国标）	
	负载损耗/W（75℃）	空载损耗/W	负载损耗/W（75℃）	空载损耗/W	负载损耗/W（75℃）	空载损耗/W
630	5 400	1 100	6 030	1 680	6 200	1 200
800	6 400	1 300	7 140	1 900	7 500	1 400
1 000	7 500	1 450	8 350	2 210	10 300	1 700

（1）铁心结构特点及性能分析　为达到低噪声，选用了磁致伸缩量较小的 30ZH120 晶粒取向高导磁硅钢片，并根据其磁致伸缩曲线的特性，将铁心的磁通密度选得较低一点（一般为 1.3～1.45T 之间），这就避开了该硅钢片磁致伸缩量较大的区间。

从图 15-13 可以看出，交错式叠片方式的铁心，叠片按一定距离相互错位，在交错区内形成两条平行的缝隙。因此，在具有气隙的截面上，导磁截面积将减少 50%。

为此，SC9 型采用图 15-14 中单片、五步进、阶梯叠片方式，每阶错开一个相等的距离，在插叠区域内的某一断面上，气隙所占的部分大约为 20%。这样，截面内的磁力线在穿过垂直方向上的气隙之前，立即避开气隙而拐入相邻的叠片，使磁路畅通，空载损耗就减小了。

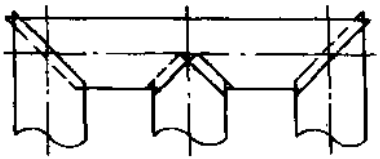


图 15-13　交错式叠片铁心叠积图

图 15-14　单片、五步进、阶梯叠片铁心叠积图

在铁心紧固装置上，SC9 型产品改变了传统的夹件、拉杆、穿心螺杆的紧固方式，而采用新型钢拉板（见图 15-15）、钢拉带（见图 15-16）的紧固结构。采用钢拉板紧固结构，既可以有效地压紧绕组，又可对铁心柱起绷紧作用，避免其弯曲及伸缩，通过蝶形弹簧来保证产品在运行中具有恒定的压紧力。而采用钢拉带紧固结构，就不必在铁轭上开孔，从而可消除因铁轭开孔对磁致伸缩特性的不良影响，同时可以使铁心上、下轭所受的夹紧力均匀，充分保持铁心叠片平直而没有波浪状变形。

通过采取上述改进措施，SC9 型变压器的噪声水平比 SC8（或 SCB8）型产品平均降低了 9～12dB。

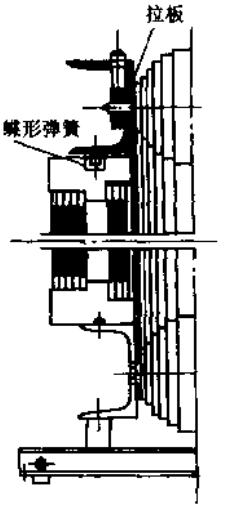


图 15-15　SC9 型干式变压器拉板结构图

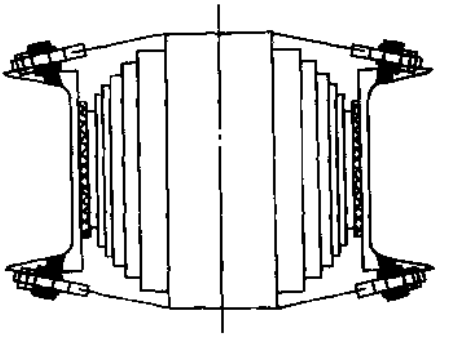


图 15-16　SC9 型干式变压器拉带结构图

(2) 绕组的结构特点及性能分析

1) 结构特点。SC9 型产品高、低压绕组均采用优质无氧铜导线。高压绕组采用散热气道轴向多层设置的特种分段层式结构。低压绕组采用分段层式或多层层式结构，设置多层轴向散热气道。

2) 性能分析

①耐冲击能力。SC9 型产品高压绕组采用特种分段层式结构，通过改善层间电压的分布，提高了该产品耐受大气过电压和操作过电压的冲击强度。在层间工作电压相同的情况下，特种分段层式的绕组结构如图 15-17a 所示，普通分段层式的绕组结构如图 15-17b 所示。

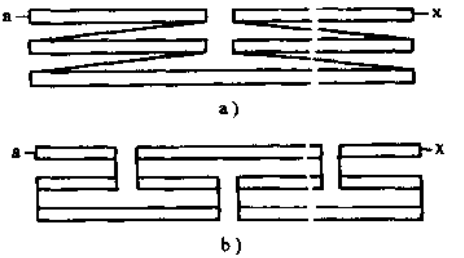


图 15-17　分段层式绕组结构
a) 特种型　b) 普通型

特种分段层式绕组的纵向等效电容 $K_{特}$ 是普通分段层式纵向等效电容 $K_{普}$ 的 3 倍。因此，在耐冲击性能上，特种分段层式绕组优于普通分段层式。

耐冲击性能的好坏还取决于绕组的浇注质量，该产品的绕组是在真空状态下用纯树脂进行浇注的，不加任何填料，在 60℃ 时，浇注树脂的粘度仅为 190Pa·s，其

流动性相当于 75℃ 时蒸馏水。

②电场分布。绕组的导体采用以优质无氧铜杆经多次冷拉成矩形的线材，其面与面的交接处都做成较大的圆弧状，不存在尖角毛刺，绕组内导线沿面处电场分布较为均匀，畸变系数小。因此，线绕浇注式产品的局放量小（≤5pC）。

③散热效果。SC9 系列产品表面绝缘厚度仅为 1～2mm，从而有效地提高了绕组表面的散热效率。散热气道轴向多层设置方案的实施，从结构上保证了绕组内每根导线至少要有一个散热面的要求。绕组的温度曲线图如图 15-18 所示。

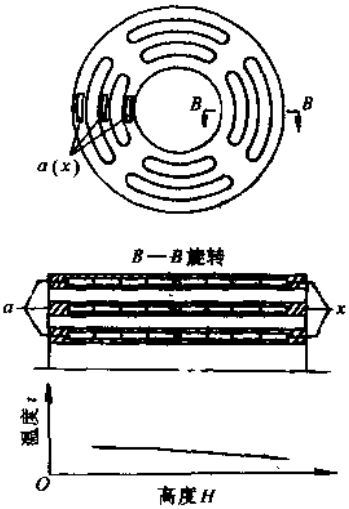


图 15-18 SC9 型绕组的剖面及温度曲线图

SC9 型 800kVA 以上的产品为低压上、下出线。这种新结构比传统的上出线结构的散热面多。传统结构为 4 个散热面，而新结构为 6 个散热面，故使绕组的温升降低。以 10kV 级 800kVA 变压器为例，在电流密度一致的条件下，传统结构的温升为 92K，而新结构的温升仅为 74K。

④抗短路能力。SC9 型产品采用的是线绕特种分段层式（或层式）绕组。经真空浇注后，无论绕组的层间、匝间、段间均能一次性浸透树脂。经固化后，树脂、导线、玻璃纤维紧密地结合，构成坚固的刚体结构。其中树脂与玻璃纤维固化形成的复合绝缘，其抗拉强度达到 600～700MPa，为铜抗拉强度的 3 倍（铜的抗拉强度为 230MPa）。另外，采用拉板、拉带结构及垫块上、下定位，使产品整体抗短路能力加强。

3. SCB8、SCB9 型特点

SCB9 型变压器是高低压均为箔式绕组的薄绝缘树脂浇注干式变压器，其外观如图 15-19 所示。武汉变压器厂和番禺骏马公司等生产此种产品。（广东顺德和江苏宝胜变压器厂生产 SCB8 型变压器。）其产品的结构特点如下。

(1) 绕组　高低压绕组导体材料是铜箔或铝箔，容量很小的产品，考虑到绕线机的适用范围和材料、工时的费用等因素，也可采用铜线绕制。

以前高压绕组是由多段箔饼串联而成的。但当时只有能绕制单段线饼的箔绕机，一个高压绕组要分几次绕成后再由人工装配起来，组成一个完整的绕组。该技术随着高压多段箔绕机的出现而得到广泛采用的。可使用 LAE 公司生产的 BOB-L-150M，这种具有国际 20 世纪 90 年代先进水平的绕线机。该机为机电一体化设备，各种型号

的绕组数据可以输入计算机存储，绕制时，取出所需规格，即可由计算机控制机器按需绕的匝数、段数自动停机和移动距离。同一绕组可以储存 100 个不同的中止点。可绕箔的宽度为 20～150mm，铜箔厚度为 0.1～1.2mm，铝箔厚度为 0.2～1.5mm，绕制时箔的偏差为±0.25mm。绕线机配有一个调节范围为 230～500mm 的可涨心轴的开卷机，绕制薄料时可拆下，换上用于开薄料的 ϕ70～ϕ85 的开卷机。配有 3 个绝缘材料的开卷辊，每个辊内有可涨心轴，轴心通入压缩空气可将绝缘材料辊涨紧。采用这种设备，整个高压绕组可以一次绕成且紧密整齐。该机还有箔带的去毛与清洁装置。机上设有 TIG 钨极气体保护焊，焊接质量可靠。

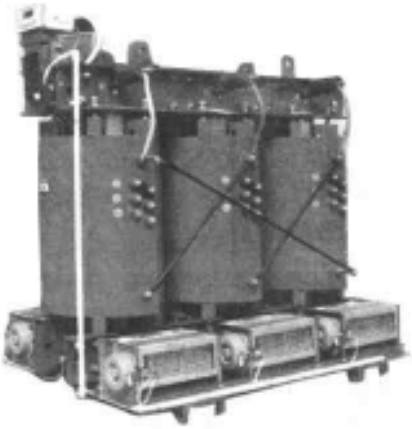


图 15-19　SCB9 系列三相树脂绝缘干式变压器

这种双箔结构有以下显著的优点。

1）力学性能好，承受短路电动力强，抗冲击性强。因电动力的产生是绕组中电流与漏磁场相互作用的结果，当绕组中通以电流，在漏磁场中会受到电动力，如图 15-20 所示，轴向漏磁场 B_a 与电流相互作用产生辐向力 F_r，辐向漏磁场分量 B_r 与电流作用产生轴向力 F_a，下面分别从绕组在轴向磁场和辐向磁场的受力状况做一分析。

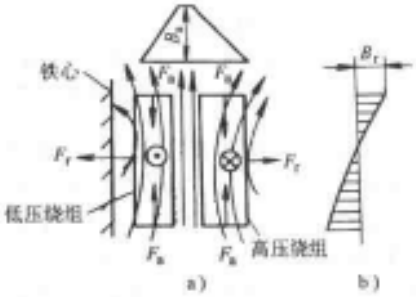


图 15-20　同心式绕组漏磁场分布
a）轴向漏磁分布　b）辐向漏磁分布

轴向磁场使外部绕组受到向外的张力，使内部绕组受到压缩力。

线绕式低压绕组常绕成层式或螺旋式，沿轴向是由一圈圈的导线螺旋绕成，而箔式低压绕组，每层即一匝，沿轴向是一个整体。显然圆柱型的刚体结构较金属线绕成的螺旋体机械性能好，在相同压缩力的作用下，刚体结构不易变形。

线绕式高压绕组与箔式高压绕组一般都绕成分段式，而且整个绕组被树脂紧紧地包封起来，形成一个圆柱型的刚体。树脂浇注式高压绕组具有很好的机械强度，能经受向外的张力。

辐向磁场 B_r 使内外绕组均受到轴向压缩力 F_a，如果高低压绕组轴向高度一致，安匝分布均匀，轴向合力使绕组在轴向受压缩。但如果高低压绕组高度不一致，漏磁

分布会发生变化，产生漏磁分量 B'_r（见图 15-21c）。此分量使高压绕组受到向下的电动力 F'_a，使低压绕组受到向上的电动力 F'_a（见图 15-21a），此时低压上部受到向上的 F'_a 和向下的 F_a 作用。当 $F'_a>F_a$ 时，低压上部对上铁轭绝缘有（F'_a-F_a）力的作用。同理，高压下部对下铁轭绝缘有（F'_a-F_a）力的作用。端部高度差越大，端部辐向漏磁畸变越严重，轴向力也越大。

图 15-22 示出了有分接线段的绕组漏磁场分布，与电流作用产生轴向力 F'_a，企图使分接区扩大，使低压绕组压缩。显然，如果高低压绕组高度差异很大，分接区较宽，当分接区不工作时，高低压绕组的安匝分布会很不平衡，辐向漏磁产生的电动力就会变得很大。

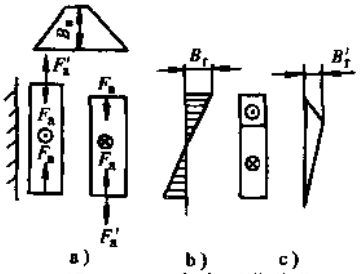


图 15-21 高度不等的绕组漏磁场分布

a）轴向漏磁场分布 b）端部畸变辐向漏磁场分量 c）安匝不平衡产生辐向漏磁场

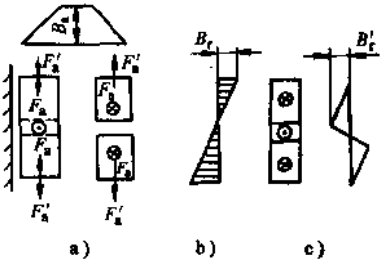


图 15-22 有分接线段的绕组漏磁场分布

a）轴向漏磁场分布 b）端部畸变辐向漏磁场分量 c）安匝不平衡产生辐向漏磁场

线绕式结构的低压绕组，无论是层式还是螺旋式，端部都有一定的斜度，尤其是螺旋式斜度更大，造成高低压绕组在端部安匝分布不平衡。如果高压绕组采用饼式结构（如空气自冷式），分接区占的区域大，会使在绕组上下两端和中部安匝分布更不平衡。辐向漏磁大，辐向漏磁与短路冲击电流相互作用的结果就会沿绕组上下垫块向铁轭产生相当大的电动力。就很难经受突发短路的冲击。过去较大容量的线绕式变压器通过短路试验比较困难，就是这个原因。高低压绕组均为箔式结构，容易实现高低压轴向高度一致，分接区占的区域不大，绕组总体结构上的不对称减少，承受短路的能力加强。

箔式结构绕组耐冲击性强，是因为层间导体接触面大而间距小，因此，有较高的匝间电容。在冲击电压的作用下，绕组内的电压梯度分布比较均匀，接近于线性。

2）成本降低，不易开裂。低压绕组采用预浸树脂材料作层间绝缘，热固化后形成一个整体，不浇注。

高压绕组采用加石英粉填料的薄绝缘浇注，绕组内或内外垫有成形的玻璃网格增强，立式浇注。

树脂加上石英粉填料，不仅可以提高机械强度，还可以降低混合树脂的热膨胀系数。再加上绕组内采用了玻璃网格增强，这样绕组就不易开裂。

3）电气强度高。采用箔式结构，相邻匝间电位差小，以 6 匝为例，箔式与线绕式绕组内相邻匝间电位差的情况如图 15-23 所示。箔式绕组相邻匝间的电位差均为 1 匝电动势，而线绕式相邻匝间电动势差值大，如第 1 匝与第 6 匝间为 5 倍匝电动势，2 与 5 匝间为 3 倍匝电动势，3 与 4 匝间为 1 匝电动势。显然，箔式绕组电气强度保证性好。

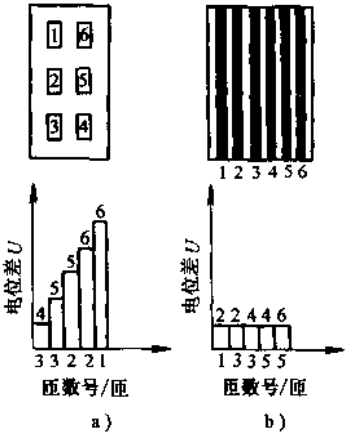


图 15-23　箔式与线绕式绕组内相邻匝间电位差比较

a）线绕式　b）箔式

本系列产品绝缘等级为 F 级。HGA-500 型真空浇注设备是采用动态混料，涡轮式搅拌“沸腾脱气”和薄膜脱气的方法。设备由一个蜗轮搅拌罐、二个薄膜脱气罐、一个混料罐、一个浇注罐及配套的上料、加热、真空系统组成。设备的温度、真空度的上下限都可在控制柜上的计算机上设置，并由计算机控制加热元件和真空泵的起动或停止。能保证脱气时真空度在 80～120Pa，使浇注出的高压绕组局放量很小，一般在 10pC 以下。

4）外形美观，防潮、防火。

（2）铁心结构　铁心采用 DQ147-30 优质冷轧硅钢片，全斜接缝，拉板结构。心柱大级间沿高度方向填充绝缘圆棒，并用热缩带绑紧。采用这种结构的机械强度明显高于拉螺杆结构。铁心表面喷涂了较厚的 F 级绝缘漆。

（3）出线方式　高低压出线端均采用螺栓紧固方式。

低压出线端用铜排或铝排引出，通过绝缘子把低压铜（铝）排固定在夹件上，排间采用螺栓连接。低压出线排采用一种称为 CUPONAL 的铜包铝的导电排。这是一种经过强烈变形的过程制造出的材料，两种材料之间的扩散连接良好，克服了铝作为导电材料应用时表面易形成一层绝缘的氧化膜的缺点，又比铜排价格便宜，重量轻。这种材料目前需进口。

（4）保护设施　630kVA 及以上容量的变压器安装了温显装置，通过插入低压绕组出线排附近的铂电阻传感元件，可实现三相温度巡回检测和最大值自动检测。还可按用户要求安装温显温控装置，实现超温报警、超温跳闸或按设定温度自动起停风机等功能。

15.5.3　提高浇注质量的措施

环氧浇注式（包括厚、薄绝缘结构）干式变压器都要浇注，而绕组的浇注质量主要取决于两方面：浇注工艺的先进程度和绕组本身的结构对现有浇注模具的适应性。

以下主要针对绕组结构对现有浇注模具的适应性加以分析。

绕组浇注不良，主要在于绕组结构对浇注模具的适应性不好。在未改进前，绕组在绕制前先在模具上缠绕一定尺寸的玻璃丝布，然后再进行导线缠绕。在此缠绕过程中，导线将对绕组内层绝缘玻璃丝布产生很大的压力，使玻璃丝布比较紧密，其浸渍性能较差。导线缠绕完后，再缠绕玻璃丝布作为外层绝缘，外层绝缘的浸渍性能相对就比较好。浇注设备对绕组的浇注主要是靠树脂的压力差，从绕组底部慢慢浸渍直至浇注成形。而现在绕组结构中，因内、外绝缘的浸渍性能的差别，直接导致了缺陷的产生。如图 15-24 所示，当浇注开始时，树脂的浇注速度基本相同。一段时间以后，由于外层绝缘的浸渍性好，相对压差大，阻力小，树脂的浸渍速度较快。而内层绝缘浸渍性差，阻力大，树脂浸渍速度相对较慢。外层树脂对内层树脂进行包抄，在内层的某一部位由于气泡未排出去，从而产生浇注缺陷，最后形成图 15-24 所示的现象。

高压分段层式绕组浇注过程如图 15-25 所示。分段圆筒由于段与段之间存在段间绝缘，而段间绝缘的浸渍性与外层绝缘基本一致。在浇注过程中，外层绝缘的树

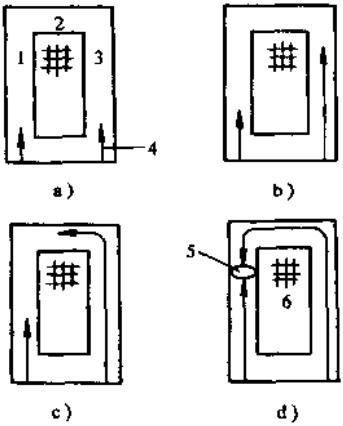


图 15-24 多根导线并绕层式低压绕组浇注缺陷产生过程

a）～d）浇注过程

1—内层绝缘 2—端绝缘 3—外层绝缘 4—浇注速度 5—浇注缺陷 6—绕组导线

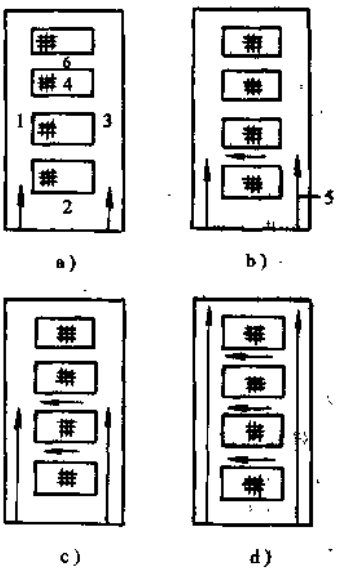


图 15-25 分段层式绕组

a）～d）浇注过程

1—内层绝缘 2—端绝缘 3—外层绝缘 4—绕组导线 5—浇注速度 6—段间绝缘

脂不断地流向内层，这样就给内层树脂一种速度补偿，使内、外层浇注速度基本相差无几，这样就不会产生浇注缺陷了。

要解决多根导线并绕层式绕组内、外层浇注速度上存在的差异，就要改善绕组内层绝缘的浸渍性，使它与外层绝缘的浸渍性接近或相同。采用在内层绝缘中垫聚酯毡撑条(见图 15-26a)。由于聚酯毡中含有玻璃丝，它对树脂的吸附能力较强，而且它的压缩量较大，在绕组缠绕过程中，就会在内层绝缘中形成小间隙通道，既改善了内层绝缘的浸渍性，又不至于因其浇注速度大于外层绝缘的浇注速度，而形成反包抄的现象。

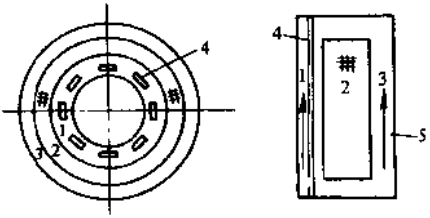


图 15-26　聚酯毡撑条的布置和多根导线并绕层式低压绕组改进后的浇注过程
1—内层绝缘　2—绕组导线　3—外层绝缘
4—聚酯毡撑条　5—浇注速度

通过改进后，内、外层绝缘的浇注(见图 15-26b)速度基本一致。这样，不仅防止了浇注缺陷的产生，还使绕组表面的光洁程度提高。使变压器的局放水平和绝缘性能得到改善，延长变压器的使用寿命。

15.5.4　绕包式变压器的结构

1. “雷神”变压器结构

“雷神”变压器原是德国布力隆变压器厂生产的产品，目前我国已引进生产，属绕包式绕组变压器。这种变压器在欧洲一些国家得到了较为普遍的应用。绕包绝缘干式变压器由于具有制造工艺简单，设计灵活性强，对大型和特种干式变压器的绝缘配合、绝缘结构适应性好的特点。目前在发电厂厂用变中，树脂绕包绝缘干式变压器的最大容量可达到 16 000kVA。

树脂绕包绝缘干式变压器绕组是以长玻璃纤维和环氧树脂作为绝缘基料，通过专用缠绕设备，连同导线同时交叠缠绕一次成形，经旋转固化后形成的一个高强度的玻璃钢和电磁线的复合体。

(1) 绕包绝缘结构　绕包绝缘是把无捻、无蜡、无碱、经硅烷处理的多股长玻璃纤维束(即玻璃纱束)，通过缠绕设备平行排列后，经过浸胶，有规则地对绕组的内包封、层间绝缘、外包封、段间绝缘和端部绝缘进行包绕，实现绕组内、外部绝缘填充和整体性封闭。高压绕组通常采用垂直和 30°交叉混合绕包方式，如图 15-27 所示。

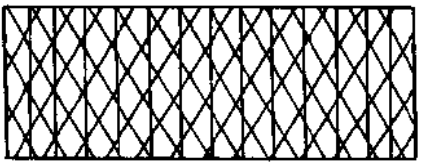


图 15-27　玻璃纤维绕包方式

段间绝缘和端部绝缘采取以垂直绕包为主、交叉绕包为辅的绕包方式。层间绝缘垂直绕包时，玻璃纱束能够直接进入导线匝间间隙之中，对排线产生的间隙进行有效

的填充；交叉绕包时，玻璃纱束有规则地按设定的绕包角度往复编成细密的网络状，形成厚度均匀的玻璃纱束和树脂复合的编织层。段间绝缘、端部绝缘利用垂直绕包填平到导线高度后，和层间绝缘一起实行交叉绕包，完成绕组端部的封闭和段间绝缘的填充。这样就形成了一个由玻璃纱束、环氧树脂编织状的层间、段间和端部玻璃钢体的绝缘结构。

(2) 绕包绝缘结构特点

1) 抗短路能力。当玻璃纱束和环氧树脂以8∶2的比例成形固化后，其抗拉强度可达600～700MPa，是钢（230MPa）的2.8倍。在导线和层间绝缘、段间绝缘、端部绝缘交替缠绕时，玻璃纱束、环氧树脂、导线已经紧密地相互交连在一起。高强度的玻璃钢绝缘结构牢固地把每匝、每层导线固定在相对位置。具有可靠的抗短路能力，

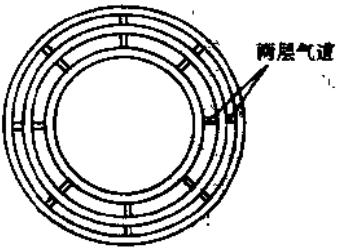


图 15-28　绕组气道分级设置图

2) 绕组温升。由玻璃纱束和环氧树脂固化后形成的玻璃钢体，具有优良的耐电强度，其击穿电压值最高可达20～22MV/m。在绕组的内、外径和气道的内、外层包绕时，由于是随形包绕，所以就不会产生包绕厚度不均匀问题。根据这一特点，包绕厚度取1.0～1.5mm，可提高绕组散热面的散热

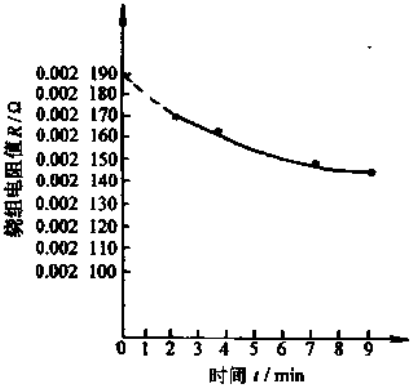


图 15-29　630kVA 变压器温升曲线

$$LV:\ \Delta\theta_c=\left[\frac{0.001\,815}{0.001\,660}\times(235+20)-(235+21.9)\right]K=21.9K$$

$$LV:\ \Delta\theta_c=\left[\frac{0.002\,190}{0.001\,660}\times(235+20)-(235+24)\right]K=77.4K$$

$$LV:\ \Delta\theta_c=\left[77.4\times\left[1+\left(\frac{21.9}{77.4}\right)^{1.25}\right]^{0.8}\right]K=89.9K$$

效率。同时又根据绕包绝缘结构灵活这一特点，在绕组轴向散热气道设置上根据绕组内，外温差采用分级设置（见图 15-28）。这样能够有效地控制绕组最热点温升，减少绕组内、外温差，增强了过载能力。

长春龙源特种电器厂设计生产的 630kVA 绕包绝缘变压器绕组设计温升值为 95K，实测值 89.9K，其变压器温升曲线如图 15-29 所示。

3）电场分布。变压器绕组绕制时采用高低压联体绕制工艺（见图 15-30）。主空道采用 F 级矩形引拔条沿圆周支撑，主空道距离均匀、准确，避免了高低压分体结构由于套装引起的工艺性偏差，使高低压绕组之间电场分布均匀，有效地控制局部放电量。

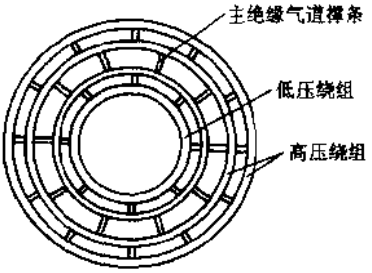


图 15-30　高低压联体绕组

4）耐冲击性能。变压器高压绕组采用分段多层层式结构，如图 15-31 所示。

这种结构可改善层间电压分布。

5）抗冷热冲击性能。变压器绕组抗冷热冲击性能好坏由三个方面的因素决定：

①绝缘材料的机械强度。

②导体与绝缘材料的热应力。

③固化后绕组内部的应力。

当三个因素中有一个因素满足不了要求时，绕组将会在变压器运行时，在冷热交变的温度变化中产生龟裂。在 F 级绝缘系统中，最高允许达 350℃。这将会在导线与绝缘系统上产生很大的短时温差，同时会产生正常运行状态下 2～3 倍的热应力，存在薄弱环节时会使绝缘系统破坏，产生微裂或龟裂。

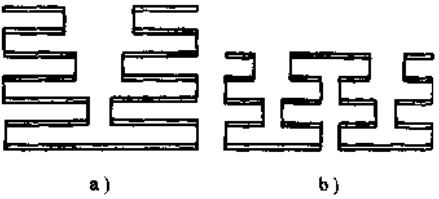


图 15-31　分段多层层式绕组结构
a）两段层式　b）四段层式

绕包绝缘绕组绝缘玻璃钢体以铜导体 2.8 倍的抗拉强度抵抗热应力的破坏。

德国百事达公司的数控绕包机，具有恒温浸胶、恒定张力绕包玻璃纱束和导线、数控排线、包纱和自动排除气泡等多种功能，有效地保证了浸胶的纱束的绕包质量。由于玻璃纱束缠绕时采用恒定张力控制，在绕包层间绝缘、端部绝缘、段间绝缘时气体全部排除，可能产生局部放电的部位没有气隙、气泡存在。缠绕玻璃纱束时，缠绕尺寸、角度、速度均由计算机控制，每一层玻璃纱束不产生重叠和分离，达到了包绕厚度均匀一致、排列紧密无空隙的效果，充分保证了树脂和玻璃纤维复合材料的绝缘性能。

严格控制凝胶时间，按固化温度曲线用微机控制，以保证固化质量。采用旋转固

化，离心作用和胶在旋转中的流动性对可能残留的气隙进行了充填。绕包绝缘干式变压器经测试局部放电量均在 10pC 以下。

2. SCR9 型结构特点

SCR9 型属绕包绝缘干式变压器，也是继 SC 型 SC8 型以后出现的第三代干式变压器，江西变电设备厂、上海 ABB 公司、云南变压器厂等生产这种变压器。它有下列几个重要特点。

(1) 绕制工艺　采用德国百事达公司全自动数控绕包机设备，利用微机编程控制来绕制绕组。高压绕组和 0.1kV 以上的低压绕组采用漆包圆铜线或扁铜线绕制成多层层式，0.1kV 以下的低压绕组采用箔式结构。树脂绕包绕制工艺流程如图 15-32 所示。

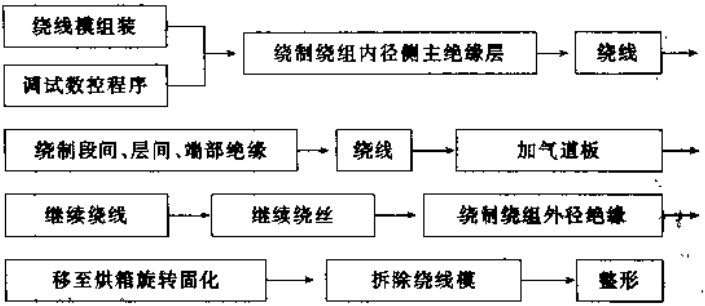


图 15-32　绕包绕制流程

为了保证绕组质量和可操作性，需要采取以下措施：

1) 在组装绕线模时，放置一层聚酯薄膜，以利于脱模。

2) 在绕线时，由于带树脂的玻璃丝浸润到匝间，因此，绕制裕度应放宽至 5%～7%，以便排满预定线匝。

3) 绕线分接头尽量从最外层线匝中引出，易于焊接操作。

4) 旋转固化时，选择合适的旋转速度，保证绕组树脂不被离心外溢和冻结成块。

(2) 变压器的特点　各种类型干式变压器都具有阻燃自熄的功能，但相对来说，绕包干式变压器明显好一些。表 15-5 列举了变压器主要材料的燃烧热量。

由表 15-5 可以看出，绕包式树脂所产生的热量约为石英粉填料树脂的 60%。当氧指数为 45 时，石英粉填料树脂的燃烧速度为 0.7mm/s，而缠绕式树脂仅为 0.35mm/s。燃烧试验表明，其具有良好的阻燃性能。

(3) 如何克服局部放电的问题　树脂绕包干式变压器也存在着不足之处，即外观不平整，不光滑，局部放电量偏大。因此必须采取适当措施。

在外观不平处，采用多层无纺布 D711 垫平，先进行交叉缠绕玻璃丝后，再进行多次平行缠绕玻璃丝，使表面达到光滑、平整。

对局部放电采取下列措施：在密封式、空调无尘车间工作，以避免带电灰尘混入。环氧树脂进行真空加入消泡剂处理后，保持粘度在 0.3～0.4Pa·s 范围内，慢慢注入树脂槽中。其次在树脂槽进行温度监控，保持恒定的温度，保证树脂的粘度。经过树脂槽的长玻璃丝束必须无乱丝，保持完整丝束缠绕到绕组表面。在最外层焊接引线出头时，对引线出头进行特殊加工制作，以保证焊接平整光滑，无毛刺。最后经过反复平行和交叉缠绕玻璃丝，旋转移入烘箱，保持合理的旋转速度并调整好烘箱的各段时间和固化温度。这样能控制局部放电量。

3“赛格迈”干式变压器结构

“赛格迈”干式变压器也属于绕包式变压器，是采用美国杜邦公司的聚酯纤维（NOMEX）纸作绝缘的 H 级绝缘“赛格迈”（SECURAMID）干式变压器。聚酯纤维纸具有非常稳定的化学性能，可以连续耐受 220℃ 高温；起火情况下，具有自熄能力；即使完全分解，亦不会产生烟雾和有毒气体；电气强度高，介电常数较小（通常在 1.6～2.2 之间，与空气的 1 很接近）。“赛格迈”干式变压器在美国和欧洲地区已广泛使用，我国云南变压器厂也已生产。该变压器有如下特点：

（1）绝缘耐热等级高　过载能力强　聚酯纤维纸耐热等级属 C 级，现变压器定格为 H 级，留有较大的过载裕度，因而有较大的过载能力。

（2）电气性能好，局部放电小　高压绕组采用分段层式结构，低压绕组采用铜箔绕制，层式结构，也用聚酯纤维纸作层间绝缘，用 H 级绝缘胶包封。因此，整个变压器的电场分布比较均匀，局部放电较小（一般在 5pC 左右）。

（3）机械性能好，环境适应力强　高低压绕组经高温烘焙固化形成一个整体。由于 H 级绝缘漆和聚酯纤维纸都具有一定的弹性，使产品具有较好的机械性能和较强的抗短路能力；又由于聚酯纤维纸抗盐雾及防污秽能力强，使变压器有较好的耐潮、耐碱、耐污秽能力。在意大利米兰 CESI 试验室通过了 E2 级环境适应能力试验（变压器置于一个密封室内，加入电导率为 0.5～1.5S/m 的盐雾，使湿度达到 93%，温度维持在 50℃，共计经过 150h，使盐雾和水分充分渗透变压器的表面，在此情况下，施于 75%的工频耐压和 75%的雷电冲击试验电压，产品不被击穿）和承受 C2 级热冲击能力试验（变压器置于一个密闭室内，室温为 25℃，经过 8h 后将室温降到 −25℃，保持 12h，此时通入 2 倍的额定电流，使变压器温度达到 165～170℃，断电后约 2h，待变压器温度下降到 25℃ 时，施于 75%的工频耐压和 75%的雷电冲击试验电压，产品不被击穿）。

（4）噪声低　在多接缝的铁心上刷上一层特殊的粘结剂，在结构上采用悬浮隔噪措施，绕组又较为柔性，使产品噪声通常都在 50dB 以下。

（5）安全性好　在米兰 CESI 试验室通过了 F1 级耐火能力试验（标准要求烟雾温度不能超过 440℃，结果被试绕组的烟雾温度只有 239℃；标准规定燃烧 28min 后，烟雾透明度应大于 20%，且无毒性气体产生，实际透明度达到 63%，没有产生毒性气体）。

(6) 适用场所　除适用一般场所外，特别适用于对电气设备要求高的场所，如易燃、湿热、昼夜温差大，对噪声水平严格控制的地方以及大气严重污秽和严重盐雾地区。

为了节约土地，美化城市，珠海地区大多数的变压器都安装在室内或地下室。珠海靠近海岸，湿度高，盐雾大，特别是地下室，由于潮湿、通气条件差，运行环境恶劣。而“赛格迈”干式变压器特别适合这种沿海地区使用。

15.5.5　提高绕包质量的措施

1. 环氧绕包工艺

在纤维绕包中，通常采用两种缠绕方法——环向绕包和螺旋形绕包。所谓环向绕包，就是把浸渍过树脂的纤维材料按照与旋转轴成90°的方向依次缠绕到心模上，缠绕时，绕丝头按某一确定的速度沿旋转的心模作相对运动，相对速度的大小是根据绕包层的设计厚度决定的，绕包层越厚，速度就应越慢。环向绕包只能承受径向应力，而变压器的绕组在遭受突发短路的情况下，会产生很大的轴向短路应力，这样，如果想使绕包制品能同时承受轴向短路应力，就必须在轴向配置增强材料，这将给绕制增加了难度。

为解决轴向短路应力问题，可采用螺旋形绕包。就是心模旋转的同时，绕丝头沿心模轴向运动，把纤维材料排列在心模的适当位置上，绕丝头的运动速度比环向绕包快得多，因而，缠绕角即玻璃纱的缠绕方向与模心轴线所成夹角小于90°。螺旋绕包的绕包角是由心模和绕丝头之间的速比决定的，大约可在25°～85°之间变化；要由绝缘层的要求而定，一般采用45°绕包，这样就能得到环向纤维和轴向纤维各占50%的比例，从而解决了绕组轴向应力的问题。制造绕包绝缘干式变压器绕组，一般采用后者，即螺旋形绕包。

(1) 低压绕组的绕包　在绕包绝缘干式变压器中，低压绕组导体一般采用铜箔或铝箔，这样可得到较好的占空系数，且耐受较高的短路应力。层间绝缘采用耐热型聚酯薄膜聚酯纤维复合箔的预浸材料，在专用的箔绕机上绕制完成以后，经过加热，可使预浸材料所含的树脂熔化，同潜伏性固化剂发生化学反应，达到固化的程度，使绕组的层间绝缘材料与箔导体紧密粘结为一个坚固的整体，从而能承受径向的电动力。

为使小容量的变压器获得最大的占空系数，低压绕组采用扁铜线绕制成层式绕组。

(2) 高压绕组的绕制　高压绕组一般为分段层式绕组，在绕好的低压绕组上直接绕制。主空道采用成形的玻璃纤维板条作为支撑，绕组的导线采用F级漆包铜线。层间、段间及内外壁采用玻璃纱按照一定的角度（如45°）并浸以环氧树脂混合料进行绕制。

首先绕制绕组内绝缘，接着绕制第一层导线，导线绕满一层，剪断，绕制层间绝缘，这样每绕完一层导线，随即绕包层间绝缘和端绝缘，最后绕制绕组外绝缘。这样，

一个绕组即绕制完成。

绕制完成的绕组，上面布满尚未凝固的环氧树脂，需要一个专门用于使绕组上的树脂固化的烘箱．即在使绕组加热固化的同时，整个绕组始终要处于旋转状态，以免绕组上的树脂流失或产生漆疤，直至树脂固化。旋转的速度要适当，过快会将树脂甩出，过慢则阻止不了流淌，一般选用10～25r/min。固化完成经修整后就可进行装配。

2. 绕包绝缘绕组所用的材料

(1) 玻璃纤维纱　选用经过偶合剂处理过的电工玻璃纤维纱即E玻璃纱，表面采用硅烷系偶合剂，并涂以少量的树脂。以保证树脂同玻璃纤维的良好粘结，且能最低限度的减少绕组部位的空隙。

(2) 环氧树脂配套料　应用较为普遍的环氧树脂配套料是瑞士CIBA-GEIGY生产的CY192环氧树脂和HY918固化剂，按照100∶100的重量比配合，并加入少量的DY062促进剂，一般按重量份额选用，可根据操作条件选择。

(3) 绕组所用导线　一般采用F级改性聚酯漆包线或H级聚酯亚胺漆包线，以利提高占空系数。

3. 提高绕包工艺质量的措施

(1) 工作环境　普通玻璃纱很容易吸附水分，如果使用的玻璃纱未经表面处理，势必将大量水分带入变压器的绕组中。所以，绕包绝缘变压器所使用的玻璃纱必须经过表面处理，用以阻止水分在玻璃纤维表面的吸附。上海耀华玻璃纤维总厂和重庆玻璃纤维有限公司能提供此产品。

另外，玻璃纤维在低湿、高温的条件下会变得很脆，操作时容易断纱，给操作带来不便，所以，要求操作环境尽量保持恒温恒湿。

(2) 环氧树脂混合料尽量保持起始粘度　树脂同固化剂混合后，就会发生化学反应，其结果将导致粘度发生变化。以CY192和HY918为例，在70℃条件下，按重量100∶100混合，加入5份重量的DY062作为促进剂，起始粘度为1500×10^{-3}Pa·s，2h后，其粘度将达到3500×10^{-3}Pa·s，使用寿命为2h，这和配比和温度有关。为了让混合料尽量保持在起始粘度，要在最短时间内使用完混合料并充入新料。

(3) 层间绝缘的均匀度　在绕组两层导线之间的绝缘层是靠玻璃纱的绕包实现的，为了把玻璃纱均匀地缠绕到心模上，就必须准确地控制螺旋形绕包，需要一套较为完善的螺旋绕包机，用以保证准确的螺旋绕包角和玻璃纱的张力控制。

在实际操作时，要根据所选用的材料和绕包设备，制定配套的工艺措施和手段，才能生产出合格的产品。

15.6　干式变压器设计制造中的几个问题

1. 干变取代油浸式变压器

油浸式配电变压器，其显著的优点和低成本是其他变压器难以取代的。在户外以及防火要求一般的场所，目前及今后较长一段时间内，将仍以油浸变压器为主。但对

防火要求高的场所，采用干式或难燃液、不燃液的变压器，也是油浸变压器无法取代的。

2. 铝、铜箔比较

几种材料的线膨胀系数见表 15-3。由表可见，铝箔的线膨胀系数与树脂加石英粉的线膨胀系数比较接近，所以国外树脂加石英粉的浇注变压器，其导线多用铝箔，价格也比较便宜。而铜箔与树脂加玻璃纤维的线膨胀系数更接近，但铜箔变压器价格要比铝箔的贵 20%～30%，因此，国外优先用铝箔制造变压器。

3. 加石英粉与不加石英粉变压器

这两种结构性能标准一样，安装尺寸也一样，只是不加石英粉的变压器价格比加石英粉的高 10%～15%。谁优谁劣，尚未定论。

4. 抗短路能力

国内树脂浇注变压器已有 100 多台做过短路试验，其抗短路能力是好的。以国家变压器质量监督检验中心强电流试验室 1994 年到 1997 年上半年试验的干式变压器为例，共试 42 台，仅 2 台不合格，合格率>95%。

5. 过负载能力

干式变压器较油浸式变压器过负载能力高，主要是干式变压器选用的电流密度较低，热容量大，绕组时间常数大（油浸变 $T=10$min，干变 $T=40$min）。油浸变压器铜线电流密度设计数取 3A/mm²，干式变压器铝线取 1.0A/mm²，铜线取 1.6A/mm²，一般均能按 IEC905 负载导则使用（该导则规定，最热点温度为平均温度的 1.25 倍。以 B 级绝缘为例，最热点温度比平均温度高 25℃，寿命则按 10℃ 法则计，即每增加 10℃，寿命减半，而油浸变压器是按 6℃ 法则计）。

干式变压器的过载能力与变压器的发热时间常数、环境温度及过载前的负载情况都有密切的关系。对变压器制造厂来说，提高变压器过载能力的关键在于变压器绕组的结构选择，F 级铜绕组比 B 级铜绕组过载能力要强。同时，采用玻璃纤维加强的薄绝缘结构能提高抗短路能力。下面列出了各绝缘等级的温升限值（见表 15-10）以及短路后绕组平均温度的最大允许值（见表 20-14）。

表 15-10 干式变压器绕组温升限值（GB 6450—1986）

绝缘耐热等级	绝缘系统温度/℃	温升限值/K	油浸式变压器温升限值/K
A	105	60	65
E	120	75	
B	130	80	
F	155	100	
H	180	125	
C	220	150	

从表 5-10 看出，玻璃纤维加强的薄绝缘结构短路后绕组平均温度最大允许值为 350℃，较带填料厚绝缘短路后绕组平均温度最大允许值 200℃ 大有提高（因铜、铝绕组关系）。

6. 绝缘水平

在 GB6450—1986《干式电力变压器》标准中，规定了干式变压器的绝缘水平，而与油浸式变压器有所不同：

干式变压器与油浸式电力变压器相比，绝缘运行条件要求较低。因油浸式电力变压器的使用场所城市和农村均能使用，常安装在户外运行，而干式变压器的供电范围较小，只安装在户内运行。干式变压器的进线常有电缆段，架空线段也常有建筑物加以保护，和油浸式电力变压器相比，它遭受的雷电压幅值较低，波头较缓，雷击概率较小。干式变压器常使用金属氧化物避雷器保护，不但限制了大气过电压，也限制了内部过电压。干式变压器应用的电站一般容量小，接线简单，避雷器到变压器的距离近，接线短，故可以选用较小的保护系数（1.25）。

因此可以认为干式变压器的绝缘水平可以比油浸式电力变压器的绝缘水平低一些。GB6450—86 规定的绝缘水平和 GB311—83 组Ⅰ规定数据相比，约低 15%。

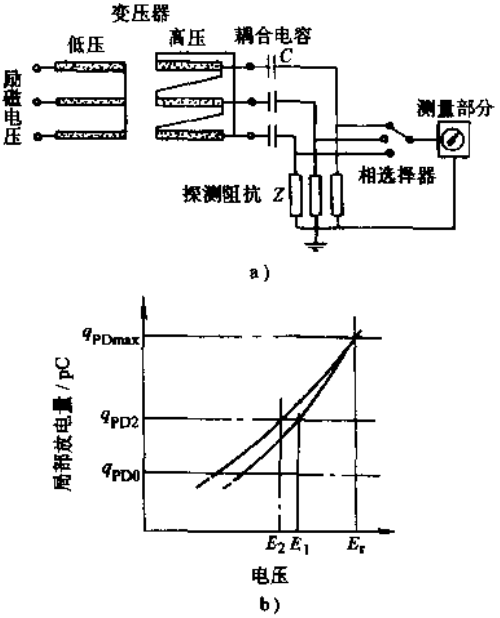


图 15-33　局部放电试验

a）线路　b）局部放电曲线

q_{PDmax}—最大试验电压下的局部放电量

q_{PD2}—熄灭电压下的局部放电量

q_{PD0}—可测量到的最小放电量

E_r—最大试验电压　E_1—局部放电起始电压　E_2—局部放电熄灭电压

7. 试验

一般试验与油浸式电力变压器相同，只是每台需测局部放电量。按 GB6450—1986 用图 15-33 试验，耦合电容 $C=1\,000$pF，用感应电源 3 相先施加 $1.5U_n$30s，然后降到 $1.1U_n$3min 测量局部放电量，再换相。温升试验采用 GB6450—86 方法，最好用相互负载法，如果只有 1 台，用模拟负载法。

局部放电指标目前制造局放水平是 5～20pC。供电部门要求非包封绕组应小于

10pC，包封绕组应小于 5pC。我国引进的干式变压器以及西欧生产的大部分干式变压器的局放指标都不大于 10pC。为了保证变压器绝缘性能，目前各制造厂都将局部放电测量列为环氧树脂浇注变压器的例行试验项目。

影响局部放电指标的关键因素是，绕组内部导线及焊接的尖角毛刺，浇注过程中脱气不彻底、存在气泡、导线及绝缘的裂纹和孔隙等。设计上应考虑层绝缘的厚度及材料的渗透性。绝缘材料和导线进厂要严格检查，对漆包线的检查如下：将树脂滴在导线上，观察其变化，然后平放、加温固化，观察其形状变化。

图 15-34a 表示滴下树脂的形状；图 15-34b 表示固化后的正常形状，说明导线能用；图 15-34c 表明导线渗透性比较差、不能用。另外，设计必须考虑其他金属件的形状不能有尖角，距离也不能太小。工艺上树脂进料的方式不能采用上端进料，因为纤维的交叉处易形成气泡，需采用底部进料。

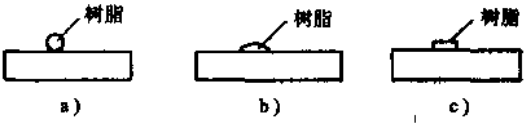


图 15-34 漆包线检查示意图

a）滴下后形状 b）固化后 c）渗透性差

控制局放具体措施如下：

1）在导线的选择上要对电磁线从材质到拉线、包丝等工艺进行全面的考察，要选择漆包线漆与灌注胶相容性好的，导线无毛刺，各项性能达到国家标准。严格检查导线质量，采用耐压高的漆包线代替玻璃丝包线，这样树脂的渗透性好，不会形成气孔。

2）原来层绝缘用的是 DMD 复合材料，它中间夹有一层聚酯薄膜，两边由聚酯纤维热压而成。浇注时，灌注胶温度再高、粘度再低也渗透不到聚酯薄膜，使整个绕组无法形成一体。针对以上缺点，可以选用 D711 作为层间绝缘。它是用聚酯纤维与棉纤维混合压制的。胶很容易将它渗透。固化完后，形成真正的一个钢体。

3）高压绕组树脂层在原厚度的基础上增加 1～3 倍。由于树脂层加厚，在气隙上的电场强度就减小，从而局部放电量也就小了。

4）为了改善高低压绕组中的电场分布，将低压绕组高度设计得与高压绕组的高度一样，从而使电场分布比较均匀。

5）不带填料的浇注干式变压器，希望灌注胶的粘度低。所以，必须把温度调节好。图 15-35 为不同温度下的粘度曲线。

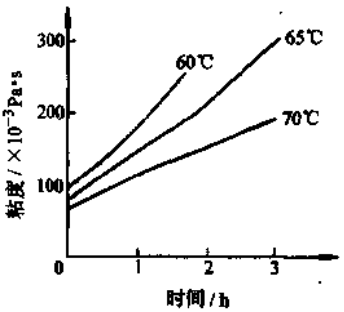


图 15-35 不同温度下的粘度曲线

6）浇注时脱气彻底。

7）树脂配料合理。

8. 发展展望

1）干式变压器特别是浇注干式变压器，在十多年来有了很大的发展，它占配电变压器的比例，会接近达到 20%左右。由于其价格比油浸式变压器高出一倍，会影响发展，因此，降低成本是关键的因素。目前树脂干式变压器所用的树脂及其他材料大部分靠进口，因而售价较高。如优先选用国产材料，这样总体成本会降低。

2）从结构上看，玻璃纤维加强的薄绝缘结构是我国干式变压器的一种发展趋势，干式变压器温控系统和辐流式风机的使用会更受欢迎。

15.7　干式变压器标准

15.7.1　标准概述

1982 年以前，干式与油浸式变压器共用 IEC76《电力变压器》标准。由于干式变压器有它的特殊要求，1982 年作为一单独的标准，首次出版了 IEC726《干式电力变压器》标准。GB/T 10228—1997《干式电力变压器技术参数和要求》标准系参考德国 DIN 42524—1987《100～1 600kVA 非树脂浇注干式变压器》及 DIN 42523—1987《100～2 500kVA 树脂浇注干式变压器》标准制定的。

油浸式与干式变压器性能参数的比较列于表 15-11。表 15-12 列出了包封与非包封干式变压器性能比较。

表 15-11　油浸式与干式变压器性能参数比较

性能指标 / 变压器类型	空载损耗 P_0（%）	负载损耗 P_k（100℃）（%）
油浸	100	100
包封	151	80
非包封	152	94

注：本表为标准折算的平均值，油浸式变压器 P_k 由 75℃ 归算到 100℃。

表 15-12　包封与非包封干式变压器性能参数比较

性能指标 / 干式变压器类型	空载损耗 P_0（%）	负载损耗 P_k（%）		
		B 级（100℃）	F 级（120℃）	H 级（145℃）
包封	100	100	100	100
非包封	100	120	121	144

从标准中将干变负载损耗归算到 75℃ 下可得出：

$(P_k)_{干变非包封}/(P_k)_{油浸变}=0.9$

$(P_k)_{干变包封}/(P_k)_{油浸变}=0.75$

$(P_k)_{干变非包封}/(P_k)_{干变包封}=1.2$

干式变压器有B、F、H级绝缘，其参考温度分别为100℃、120℃、145℃，其负载损耗分别比油浸式变压器75℃时增加1.08、1.14与1.29倍。尽管在75℃下干式变压器P_k比油浸式变压器的低，但在相应的绝缘等级温度下，其P_k要比油浸式变压器的大。这是由于干式变压器在高参考温度下，电流密度取得比较大的缘故。按GB/T 10228—1997，非包封和包封绕组（解释请见15.2节）的无载或有载调压的干式配电变压器数据见表15-13～表15-15。

国标GB/T 17211—1998《干式变压器负载导则》规定了超载限制条件及负载条件与寿命损失的关系。

国标GB/T 17468—1998《电力变压器选用导则》规定了电力变压器包括干式变压器的选用原则。

JB/T 56009—1998《干式变压器产品质量分等》代替原JB/T 56009—1992和JB/T 56168—1994及JB/DQ 2628—1990《树脂绝缘干式电力变压器质量分等》，规定了干式变压器的产品质量等级的划分、抽样、质量特性要求、检查方法及产品质量等级的评定。

JB/T 501—1991《电力变压器试验导则》规定了各项试验。

表15-13 10kV级非包封绕组的无励磁调压配电变压器

额定容量/kVA	电压组合			联结组标号	空载损耗/W		不同的绝缘耐热等级下的负载损耗/W			空载电流(%)		阻抗电压(%)
	高压/kV	高压分接范围(%)	低压/kV		组Ⅰ	组Ⅱ	B(100℃)	F(120℃)	H(145℃)	组Ⅰ	组Ⅱ	
30	6；6.3；6.6；10；10.5；11	±5或±2×2.5	0.4	Yyn0或Dyn11	280	310	760	810	980	3.2	3.5	4
50					360	390	1 100	1 170	1 490	2.8	3.0	
80					460	490	1 590	1 680	2 150	2.6	2.8	
100					510	540	1 850	1 950	2 550	2.4	2.6	
125					600	630	2 150	2 280	3 050	2.2	2.4	
160					700	740	2 500	2 650	3 650	2.2	2.4	
200					820	860	2 950	3 130	4 680	2.0	2.2	
250					950	1 000	3 450	3 650	5 500	2.0	2.2	
315					1 100	1 200	4 100	4 340	6 600	1.8	2.0	
400					1 300	1 400	4 950	5 250	7 800	1.8	2.0	
500					1 500	1 650	6 000	6 360	9 350	1.8	2.0	
630					1 750	1 900	7 100	7 500	10 900	1.8	1.8	
630					1 680	1 830	8 050	8 550	11 500	1.6	1.8	6
800					2 120	2 350	9 700	10 300	13 600	1.6	1.8	

注：1. 组Ⅱ数据为过渡标准，使用时间截止于本标准实施之日起二年。

2. 所列的负载损耗为括号内参考温度（见GB 6450—1986中5.1）下的值。

表 15-14　10kV 级包封绕组的无励磁调压配电变压器

额定容量/kVA	电压组合			联结组标号	空载损耗/W		不同的绝缘耐热等级下的负载损耗/W			空载电流(%)		阻抗电压(%)
	高压/kV	高压分接范围(%)	低压/kV		组Ⅰ	组Ⅱ	B(100℃)	F(120℃)	H(145℃)	组Ⅰ	组Ⅱ	
30	6；6.3；6.6；10；10.5；11	±5 或 ±2×2.5	0.4	Yyn0 或 Dyn11	240	270	780	830	890	3.2	3.5	4
50					340	370	1 100	1 170	1 260	2.8	3.0	
80					460	500	1 520	1 620	1 740	2.6	2.8	
100					500	590	1 740	1 850	1 990	2.4	2.8	
125					590	690	2 040	2 170	2 330	2.2	2.5	
160					680	820	2 350	2 500	2 680	2.2	2.5	
200					780	930	2 790	2 970	3 180	2.0	2.2	
250					900	1 100	3 050	3 240	3 480	2.0	2.2	
315					1 100	1 300	3 840	4 080	4 380	1.8	2.0	
400					1 220	1 590	4 410	4 690	5 030	1.8	2.0	
500					1 450	1 850	5 400	5 740	6 150	1.8	2.0	
630					1 680	2 100	6 500	6 910	7 400	1.6	1.8	
630					1 620	2 000	6 600	7 010	7 520	1.6	1.8	6
800					1 900	2 300	7 700	8 180	8 770	1.6	1.8	

注：1. 组Ⅱ数据为过渡标准，使用时间截止于本标准实施之日起二年。

2. 所列的负载损耗为括号内参考温度(见 GB 6450—86 中 5.1)下的值。

表 15-15　10kV 级包封绕组的有载调压配电变压器

额定容量/kVA	电压组合			联结组标号	空载损耗/W	不同的绝缘耐热等级下的负载损耗/W			空载电流(%)	阻抗电压(%)
	高压/kV	高压分接范围(%)	低压/kV			B(100℃)	F(120℃)	H(145℃)		
315	6；6.3；6.6；10；10.5；11	±4×2.5	0.4	Yyn0 或 Dyn11	1 210	4 000	4 250	4 560	2.2	4
400					1 350	4 700	4 990	5 360	2.2	
500					1 600	5 700	6 060	6 490	2.0	
630					1 840	6 800	7 220	7 750	2.0	
630					1 780	6 940	7 370	7 910	2.0	6
800					2 090	8 200	8 710	9 340	1.8	
1 000					2 440	9 700	10 300	11 100	1.8	
1 250					2 870	11 600	12 400	13 300	1.6	
1 600					3 370	13 700	14 600	15 600	1.6	

注：所列的负载损耗为括号内参考温度(见 GB 6450—86 中 5.1)下的值。

JB/T 10088—1999（代替专业标准ZBK41005—89）《6～220kV变压器声级》规定了声级水平和国标GB 7328《变压器和电抗器的声级测定》规定了声级测定方法和标准。

国标GB 6450—1986《干式电力变压器》规定了干式变压器有关标准，它与GB 1094—1985《电力变压器》（其中有GB 1094.1—1996和GB 1094.2—1996已代替部分85标准）即与油浸式变压器标准的区别见15.7.3节叙述。

15.7.2 标准要求

据国标GB 6450—1986，对干式变压器有如下主要要求。

1. 铭牌

铭牌上应表示下列各项，标志内容必须永久保持清晰（可利用蚀刻、雕刻或打印方法标志出）。

1）变压器名称、型号、产品代号。

2）标准代号。

3）制造厂名（包括国名）。

4）出厂序号。

5）制造年月。

6）所有绕组或每个绕组（必要时）的绝缘系统温度（或等级）和最高允许温升（见表15-10）。

7）相数。

8）各种冷却方式的额定容量。

9）额定频率。

10）额定电压，包括分接电压（如果有分接时）。

11）每种冷却方式的额定电流。

12）联结组标号，绕组联结示意图（2000kVA及以下者，可不画联结示意图）。

13）额定电流下的阻抗电压，按GB 1094.1第8.4条确定。

14）冷却方式，使用条件（户内、户外使用、海拔超过1000m等）。

15）充填介质（仅适用于密封型结构）。

16）运行压力范围（仅适用于密封型结构）。

17）外壳设计所依据的最大和最小绝对压力（仅适用密封型结构）。

18）密封时充填介质的压力和温度（仅适用于密封型结构）。

19）总重量。

20）绝缘水平（所有绕组的额定耐受电压值均应标志在铭牌上）。

2. 冷却方式的标志

（1）字母代号　变压器应按其所采用的冷却方式给以标志。各种冷却方式采用的字母代号在表15-16中给出。

（2）字母代号的排列　没有保护外壳或冷却空气能通过外壳内部进行循环的变

压器，只用两个字母代号来标志与绕组或与绕组的被覆表面相接触的冷却介质（空气）。

表 15-16　字母代号

冷却介质及循环种类	字　母	冷却介质及循环种类	字　母
空气	A	自然循环	N
气体	G	强迫循环	F

其他各种变压器的每一种冷却方式（制造厂规定的额定值是按冷却方式面定的）应用四个字母代号来标志。

所用字母代号的顺序见表 15-17，对同一设备的不同的冷却方式，其字母代号组成用斜线分开。

例如，一台不带有保护外壳或冷却空气能通过外壳内部循环的自冷变压器，其标志为 AN。

表 15-17　字母代号的次序

第一个字母	第二个字母	第三个字母	第四个字母
表示与绕组相接触的冷却介质		表示与外部冷却系统相接触的冷却介质	
冷却介质的种类	循环种类	冷却介质的种类	循环种类

对于一台冷却空气不能通过保护外壳循环而在壳内及壳外均为空气自冷的变压器，其标志为 ANAN。

对于一台装在密封外壳内的变压器，其壳内采用氮气自然冷却而在壳外具有自冷或风冷两种冷却方式，其标志为 GNAN/GNAF。

3. 绝缘水平

干式变压器的绝缘水平见表 15-18。

表 15-18　干式变压器的绝缘水平（GB 6450—1986）

电压等级 /kV	设备的最高电压 U_m（有效值）/kV	额定短时工频耐受电压（有效值）/kV	额定雷电冲击耐受电压（峰值）/kV	
			Ⅰ	Ⅱ
≤1	≤1.1	3	—	—
3	3.5	10	20	40
6	6.9	20	40	60
10	11.5	28	60	75
15	17.5	38	75	95
20	23	50	95	125
35	40.5	70	145	170

表 15-18 中列出的干式变压器系列Ⅰ适用于下列场合：

1）在不接到架空线的系统和工业装置中，系统中性点经消弧电抗器接地，且在特定系统中安装适当的过电压保护装置。

2）在只经变压器直接接到架空线上的系统和工业装置中，变压器低压侧的电缆的每相对地电容至少为 0.05μF，当电缆对地电容不足时，应尽量靠近变压器接线端增设附加电容器，使每相总电容达 0.05μF，并应用适当的避雷器保护。

在所有其他场合，或要求很大的安全裕度时，均需用系列Ⅱ的干式变压器。

4. 绝缘结构设计

层式绕组层间绝缘及气道宽度见表 15-19 及表 15-20。

表 15-19 层式绕组层间绝缘

两层间工作电压/V	0.15 玻璃漆布张数	两层间工作电压/V	0.15 玻璃漆布张数
300 及以下	2	1801～2100	7
301～700	3	2101～2400	8
701～1200	4	2401～2700	9
1201～1500	5	2701～3000	10
1501～1800	6		

表 15-20 层式绕组层间气道宽度 (mm)

绕组高度（包括端圈）	轴向气道宽	绕组高度（包括端圈）	轴向气道宽
400 及以下	10	601～700	18
401～500	12	701 及以上	20
501～600	15		

5. 验收时的一般结构要求

1）变压器应具有承受变压器总重的起吊装置。

2）所有钢结构均应经酸洗除锈，在油漆之前对结构件上所有的氧化物应彻底清除。

3）引出线应是板型接线端子，接线端子为四角形的镀锡铜质，端子和接触面的电流密度不大于 0.1A/mm²，螺栓孔处温升不得超过 25K。

4）带电部分对地距离应大于 GB 10237《电力变压器绝缘和绝缘试验外绝缘的空气间隙》的要求。

5）器身

①对于容量大于 630kVA 及以上的变压器，其绕组应尽量采用箔绕。

②变压器应能承受 F-C 回路（即真空断路器和熔断器组成的回路）中的操作过

电压、短路、过载而不损坏。

③绕组压紧和定位应采用橡胶缓冲结构，以防运输、振动和运行中短路时产生的相对位移和改善变压器的振动及噪声。

④铁心材料应选用优质高导磁硅钢片，采用先进步进叠片工艺。整个铁心均匀压紧、表面平整、无波浪形、接缝紧密，主级压力达到 0.2MPa 以上，不因运输和运行中的振动而松动。

⑤铁心表面应涂防腐树脂漆，耐腐蚀，不生锈。

6）绕组散热性要好，机械强度要高，不会因温度变化在变压器保证寿命内出现绕组表面的龟裂。

7）变压器应装有信号温度计，要求温度计具有三相绕组温度测量、最大值显示、起停风机、超温报警和超温跳闸功能。

①各相低压绕组内部装有热敏电阻传感器，具有三相绕组温度测量、最大值显示、过载报警和超温跳闸等功能。

②强冷时由另一组温控器控制冷却风扇的起动和停止，并具有过载报警和超温跳闸功能。

8）风冷冷却的变压器应装有下列设备：

①至冷却风扇的电缆线在不需要停电的情况下，能容易拆卸。

②安装的冷却风扇应有备用，且在任一风扇退出运行不会引起变压器输出容量的降低，冷却风扇可以由两路电源供电，供货方应提供两路电源的自动切换装置。任一电源或风扇故障应有就地指示信号和远方报警输出，并提出冷却风扇的安装布置要求。

③为能选择冷却风扇的运行方式，应提供一只手动操作的自动-手动两个位置的选择切换开关。

④每台变压器应配备指示范围为 50～200℃ 的温控器，温控器应具有能分别起动风冷装置开启（第二对）、风冷装置关停（第一对）、超温报警（第三对）及跳闸（第四对）等 4 对以上的触点。其中超温报警和跳闸单元应能同时提供 2 副常开触点，以满足远方报警和跳闸的控制需要。出厂设定值按 F 级绝缘考虑，即风机关 90℃、风机开 110℃、超温报警 155℃、跳闸 170℃。控制触点应能在测量范围内任意设定，以满足不同绝缘等级产品及风冷装置在特殊环境温度场合下提前或推迟投切的需要。温控器的触点容量应不小于 AC 250V，5A。温控器还能为远方显示装置或系统提供 Pt100 或 4～20mA 信号。

⑤带外壳的变压器应提供电子温显器，应能远方显示温度和状态，并具备计算变压器寿命内剩余值、自动检定三相精度及 RS232/RS485 输出等功能。温显器以嵌装方式固定于变压器的外罩上。温显器的输入和输出端子应全部用插拔式接插件，以满足周期检查时可以在不停电的条件下实现仪表的快速安装的需要。

9）金属罩壳，其防污等级为 IP23。

15.7.3 干式和油浸式变压器标准的区别

国标 GB 6450—86《干式电力变压器》与 GB 1094—85（1996）《电力变压器》即油浸式变压器有许多不同的地方，现介绍如下。

1. 正常使用条件下的温升限值

所谓正常条件就是海拔和环境温度，均符合 GB1094.1—1996 中 2.1a 和 b 的规定。但在这样的条件下，绕组温升限值两个标准不同，见表 15-10。

2. 短路后 θ_2 值不同

承受短路后绕组平均温度 θ_2 的最大允许值，两个标准不同，见表 20-14。

从表 15-10 和表 20-14 可看出：①油浸式电力变压器属 A 级绝缘，GB 1094.2—1996 只规定了 A 级绝缘的最大允许值，而 GB 6450—1986 则因绝缘耐热等级不同，绕组温升限值和 θ_2 值亦各不相同；②虽同为 A 级绝缘，绕组温升限值和 θ_2 值，干式的比油浸式的为低，这是因为油的散热性能比空气的好。

3. 高海拔条件下温升限值

当变压器在超过 1000m 海拔处运行，但试验却在正常海拔地点进行的空气冷却变压器，高出海拔 1000m 以上，每 500m 为一级，其温升限值减小的百分数，两个标准不同，见表 15-21。

表 15-21 高海拔时变压器温升限值的降低

超过海拔 1000m 以每 500m 为一级，其温升限值减小值（%）	油浸式变压器		干式变压器	
	自冷	风冷	自冷	风冷
	2.0	3.0	2.5	5.0

从表 15-21 可以看出，海拔高出 1000m 以后，温升限值的减小，干式比油浸式变压器要快。这是因为海拔越高，空气对流和传导的散热性能越差的缘故，而油浸式电力变压器的空气只是间接冷却介质。

4. 高海拔运行时工频耐压

GB 1094—1985 的短时工频耐受电压值不受海拔的影响。干式变压器则不然，GB 6450—1986 规定：当变压器在海拔为 1000～3000m 之间运行，但试验却在正常海拔地点进行时，则其额定短时工频耐受电压值按安装地点超过 1000m 的部分以每 500m 为一级增加 6.25%。

干式变压器内绝缘以空气为散热介质（密封型除外），海拔高低直接影响电离程度。油浸式变压器内绝缘有油作为介质，空气稀薄只能影响散热，空气电离与内绝缘无很大影响。

5. 绝缘水平要求

用于一般配电网络或工业系统的变压器，其绝缘水平的要求，GB6450—1986 低于或等于 GB1094—1985，见表 15-22。

表 15-22　两个国标的绝缘水平

电压等级/kV	额定短时工频耐受电压/kV（有效值）		额定雷电全波冲击耐受电压/kV（峰值）		
	油浸式变压器	干式变压器	油浸式变压器	干式变压器	
				系列Ⅰ	系列Ⅱ
3	18	10	40	20	40
6	25	20	60	40	60
10	35	28	75	60	75
15	45	38	105	75	95
20	55	50	125	95	125
35	85	70	200	145	170

注：绝缘水平的系列Ⅰ、Ⅱ的含义见上节绝缘水平一节叙述。

从表 15-23 可看出：① 干式变压器要求耐受电压比油浸式的低，即使是要求较高的系列Ⅱ，当电压等级超过 10kV 时，亦比同电压等级的油浸式变压器低。② GB 6450—1986 还规定，当变压器用于绝缘要求较一般情况为低且不要作雷电冲击试验的特殊系统中时，只要经验证明可行的话，允许其额定短时耐受电压比规定值低。

6. 参考温度

设计计算中，负载损耗和阻抗电压的电阻值都应换算到参考温度时的电阻值。油浸变压器和干式变压器对绝缘耐热等级的各级规定的参考温度是不一样的，见表 15-23。

表 15-23　两个国标的参考温度

绝缘等级	绝缘系统温度/℃	参考温度/℃	
		GB1094—1996	GB 6450—1986①
A	105	75②	80
E	120		90
B	130		100
F	155	115	120
H	180		145
C	220		170

① 参考温度为绕组最高温升值再加上 20℃。

② 强迫导向循环时为 80℃。

因此，干式变压器负载损耗和阻抗电压计算应按 GB6450—1986，否则不一定合格。

7. 温升试验方法

由于干式变压器的铁心温升和绕组温升相互影响较大，GB6450—86 还提出模拟负载法。可对封闭或非封闭型的变压器按此方法进行试验，一直持续到稳定状态下，测得各绕组空载损耗下的温升 $\Delta\theta_c$，再测得各绕组负载损耗下的温升 $\Delta\theta_c$。对于绕组中流过额定电流和铁心为额定励磁时，每个绕组的总温升按下式计算：

$$\Delta\theta_c=\Delta\theta_c\left[1+\left(\frac{\Delta\theta_c}{\Delta\theta_c}\right)^{1.25}\right]^{0.8}$$

8. 局部放电试验

GB 1094—85 对 $U_m<252kV$ 的电力变压器不要求做局部放电试验，而 GB 6450—86 将局部放电试验作为特殊试验。但目前各制造厂都列为例行试验。

为了保证质量，应执行 GB 6450—86《干式电力变压器》的标准。

15.8 噪声和温控器及有载分接开关

15.8.1 干式变压器的噪声

1. 声学的若干基本概念

声音是由弹性介质的周期性振动产生的，振动频率在 16～20000Hz 之间，能引起人们的听觉。低于 16Hz 的叫次声，高于 20000Hz 的叫超声。人的听觉感受不到次声和超声。

声音有三个特性，即音调、响度和音品。音调的高低决定于频率的高低。响度就是声音的强弱，声源的振幅越大，声音的响度也越大。响度的单位为昉。响度可用声强来衡量，即每秒钟通过垂直于声波传播方向 $1cm^2$ 面积的能量，其单位是 W/cm^2。声音从音品的角度可分为乐音和噪音两种。音品就是悦耳的程度。其中频率 f 最低的一种纯音叫做基音，其他频率为 $2f$、$3f$、$4f$ 等的纯音叫做泛音。噪声是由许多击发声组合起来的，它的波形是没有规律的非周期性曲线。

人能听到的声压为 2×10^{-5}～20Pa。现引人声压级 $L=20\lg P/P_0$（P 为声压有效值，P_0 为基准声压 2×10^{-5}Pa）作为声压 L 的量度。声强级 L 的单位叫做分贝(dB)，等响度曲线如图 20-43 所示。

2. 降低噪声的措施

变压器噪声来源于变压器本体和冷却系统两个方面。本体噪声主要由铁心硅钢片磁致伸缩所引起的振动，通过铁心垫脚和变压器油传递给箱体和附件而产生；冷却系统的噪声主要由风扇和油泵的振动引起。电力变压器铁心噪声的频谱范围在 100～500Hz 之间。

对变压器本体噪声，一方面可通过减小铁心的振动和降低噪声的发散能力来控制。另一方面，可通过减振及隔声、吸声等措施，使噪声在传播途径中得以衰减。同时，对冷却系统的噪声加以控制，使其噪声与本体噪声水平相近或更低，也能有效地降低变压器噪声。

铁心的设计和制造工艺的降噪措施有：

(1) 减小磁密和铁心直径　干式变压器噪声主要起源于铁心，从图 15-36 和图 15-37 中由试验数据所得出的关系曲线可以看出，噪声与铁心尺寸及磁通密度都是成正比例的。一般情况下，磁通密度每增加 0.1T，变压器的噪声将增加 2～3dB (A)，所以，设计时应尽量减小磁通密度。干式变压器磁通密度一般取 1.6T 左右。

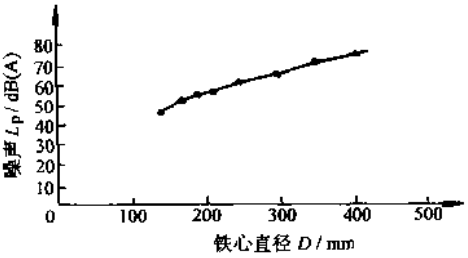


图 15-36　铁心直径与噪声关系曲线

(2) 选用高导磁优质硅钢片　高导磁硅钢片提高了结晶方位的完整度，特殊涂层增加了其抗张力，从而降低了其磁致伸缩 ε。在磁通密度为 1.5T 时，高晶粒取向硅钢片的磁致伸缩 ε 只有一般硅钢片的 60%。因此，在相同磁通密度下，高导磁硅钢片的磁致伸缩 ε 较小，产生的振动也相应较小，噪声可降低 2～4dB (A)。

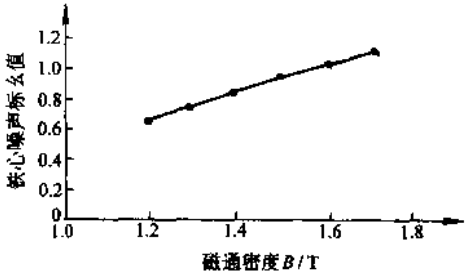


图 15-37　磁通密度与噪声关系曲线

(3) 避免铁心共振　为避免铁心共振，设计时应使其固有频率避开磁致伸缩引起的基频及 2～4 次高次谐波频带。为有效防止铁心共振，可利用其上部定位件，通过箱沿螺栓的紧固，使箱体与器身上梁紧密接触。这种方法也能改变铁心的固有频率。

(4) 减少硅钢片内应力　磁致伸缩 ε 对应力极为敏感。在相同磁通密度下，有较大内应力的硅钢片与内应力较小的硅钢片相比，ε 随着压应力的增大而升高的速度更加快。高导磁优质硅钢片抗弯折次数低。因此，在硅钢片剪切、运输、堆放及叠积过程中，严格控制其平整度、堆放高度及毛刺高度，在其下垫橡胶板并轻拿轻放；采用不叠上轭工艺；对油道和夹件绝缘等使用的纸板进行预密化处理；使用结构合理的翻转架等，可减少硅钢片内应力。

(5) 铁心表面涂胶　铁心叠装、绑扎后，在其剪切端面涂刷树脂类涂层，能抵消边缘处的一部分内应力，从而减小了内应力所造成的 ε 值的升高。涂层厚度一般以 50～100μm 为宜，太薄降噪效果不明显，太厚又影响铁心散热。

常用铁心胶有：

1) HH 双组分环氧胶，配比如下（重量比）

甲组分：100

乙组分：18～20

固化条件：室温，>24h

2）室温固化环氧胶，配比如下（重量比）

双酚A型环氧树脂E44：100

聚酰亚胺固化剂：13

邻苯二甲酸二辛酯：10

固化条件：室温，8h

（6）下铁轭与木垫块间空隙填充环氧腻子　由于下铁轭与垫块接触面积偏小且部分垫块易松动，需在其空隙间填充环氧腻子，抑制铁心振动。上、下部器身定位也用环氧腻子填充。

环氧腻子配方如下（重量比）：

环氧树脂：E51：23

聚酰亚胺树脂固化剂：3.5

填料（300～350目石英粉）：45～50

邻苯二甲酸二辛酯：3.5

固化条件：室温，4h

（7）在铁心垫脚与箱底间放置减振橡胶　采用20mm胶板时，一般以压缩3mm为宜，此时其所受压力为2.7～3.0MPa。压缩量太大时，会因发生蠕变而使阻尼失效，其绝缘性能也会变化。

（8）改善铁心的夹紧质量　夹件的刚性不够，往往导致铁轭夹紧时出现夹件两端往内弯但中间往外胀的现象，导致同层的心片与轭片不在同一平面，磁力线穿过片间，引起横向磁通。这使得磁通密度波形不再是正弦曲线，结果导致磁致伸缩引起的噪声中的高次谐波成分增加而引起噪声增大。改进夹件的结构，在夹件两端增加限位装置并注意控制适当的铁心夹紧力，能在一定程度上起到降低产品噪声的效果。

有资料表明，铁心夹紧力在压强为0.08～0.12MPa时，变压器噪声值最低。

（9）分隔铁心与低压绕组间的气隙　变压器噪声也是一种声波，有反射、折射、干扰、绕射、共振等特性。

两个完全对称的声源发出的声波沿着低压绕组内圆柱面相对或相向波动，两个声波频率相同，振动方向相同，波程差为零（即同圆周相），完全符合相干波源的条件，因而叠加的结果始终是振幅加强，使得变压器噪声在传播过程中得到了加强。如果将铁心与低压绕组的气隙进行分隔，截断对称声波源的相干途径，可将噪声大大降低。对噪声较大的产品，一般可降低噪声4～6dB（A）。

通常低压绕组与铁心之间只在低压绕组两端塞入100mm左右的垫块进行定位。如果改作在如图15-38所示的1、2、3、4位置或仅在1和3位置用长撑条（与绕组高度相等）定位，将铁心与低压绕组间气隙分隔，即可起到分隔气隙、截断时称声波源的相干途径的作用。

3. 振动及控制

隔离振动有两种方法：一种是在铁心与其接触件（如夹件、底脚等）之间加上弹性隔振材料；另一种是当变压器安装时，在变压器与其他设备及基础间安装隔振材料，隔振处理降低噪声效果明显。以 1 000/10kV 的干式变压器为例，一般可降低 4～5dB（A）左右。

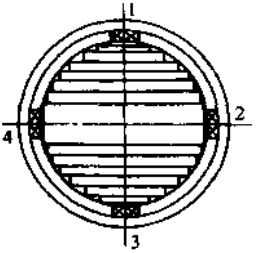


图 15-38　采用撑条定位方法示意图

4. 环境的影响及控制

变压器室内的消声设计可分两部分：一是变压器安装基础缓冲隔振（其结构如图 15-39 所示），使器身振动得到缓冲衰减。二是变压器室作消声隔音墙，可增加室内的吸音面积，控制噪声向外传递。隔音墙可用固定板夹玻璃棉或其他消声材料构成，消声材料做成尖壁挂在四周墙壁上。隔音墙与尖壁的组合结构如图 15-40 所示。也可采用半封闭或全封闭隔声、吸声技术。

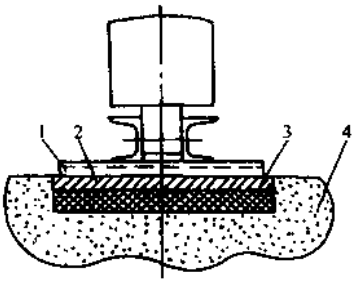


图 15-39　隔振基础结构图

1—变压器底脚　2—承压板　3—弹性材料（橡胶、弹簧等）　4—水泥基础

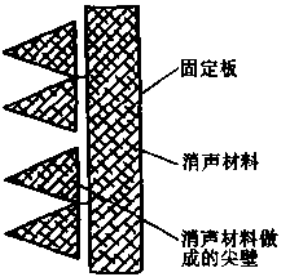


图 15-40　隔音墙与消声尖壁的组合结构图

（1）在箱壁外设置隔声板　箱壁外可用螺栓固定粘贴隔声板。特别是多孔陶瓷板，外观也新颖别致。采用粘贴方式时，应根据材料种类，选用相应的胶粘剂，以保证其粘接强度。常用如下材料：

1）1～1.5mm 钢板＋2～3mm 阻尼材料；

2）1～1.5mm 钢板＋2～3mm 阻尼材料＋1mm 钢板；

3）1～1.5mm 钢板＋2～3mm 橡胶板（粘牢）；

4）1～1.5mm 钢板＋2～3mm 橡胶板（粘牢）＋1mm 钢板（粘牢）；

5）15mm 多孔陶瓷板。

此方法一般可降低噪声 4～7dB（A）。

(2) 填充吸声材料　箱壁外两加强筋间焊接 2～3mm 钢板，其间填充吸声材料。此措施在制造上经严格试漏检验后，才能进行隔、吸声系统的安装。并应注意以下几点：

1) 为防止薄钢板共振，其上必须设置阻尼材料，厚度应大于钢板厚度。

2) 为降低箱壁与隔声板间内腔的声压上升，提高隔声效果，内腔需粘贴或填充吸声材料，可选用矿渣棉或玻璃纤维棉板，其厚度一般为 20～100mm。

3) 吸声材料应进行干燥处理。

4) 为防止吸声材料在变压器运行过程中的沉降，应在高度方向上设置分层隔托板。

5) 如用树脂材料对吸声材料进行处理，将吸声材料固化成形，使其具有一定的机械强度。

5. 选用低噪声风扇

6. 器身下加缓冲器

图 15-41a 中的橡胶垫就是这个作用，图 15-41b 中的弹簧也是这个作用。

7. 隔音墙

隔音墙的隔音效果主要与下列三个因素有关，即声波沿墙的顶部和端部绕射，围墙内由于反射而使声压升高，以及围墙的声传导。通常这三个因素中，头一个起决定作用。由于有绕射作用，只能使噪声降低 10～15dB。

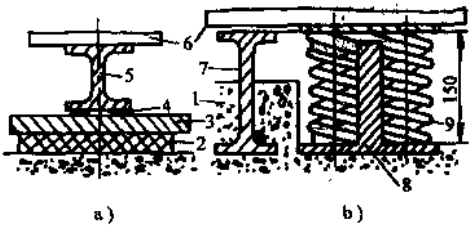


图 15-41　缓冲器的结构

a) 缓冲器为橡胶垫　b) 缓冲器为钢弹簧（弹簧长度为 163mm，压缩 13mm）

1—水泥基础　2—橡胶垫　3—钢板　4—铁垫块　5—钢梁　6—变压器箱底　7—轨道　8—限制压缩量的装置　9—弹簧

8. 噪声的标准要求

标准 JB/T 10088—1999《6～220kV 变压器声级》见表 15-24。国标 GB/T 17468—1998《变压器选用导则》对噪声的要求见表 19-27。

表 15-24　ZBK41005—1989《6～220kV 级变压器声级》对 6～10kV 级干式变压器的噪声要求

等效容量/kVA	声级 $\overline{L}_{PA}$/dB	等效容量/kVA	声级 $\overline{L}_{PA}$/dB
30～63	54	800～1 000	64
80～100	55	1 250	65
125～250	58	1 600～2 000	66
315～400	60	2 500	71
500～630	62		

干式变压器噪声测试值一般实测值见表 15-25。根据用户要求，制造干式或油浸式变压器都可将噪声控制在某一指标以下而制成低噪声变压器。此时对油浸式变压器一般不用冷却器，而采用自冷式。

表 15-25　干式变压器噪声测试值

额定容量/kVA	50	315	630	800	1 000
噪声/dB	50	57.2	57.4	56	54.4

15.8.2　干式变压器温控器

1. 热保护方法

干式变压器的基本特点是阻燃防爆，因此，必须要采取热保护措施。因为干式变压器的热传导介质是空气，而空气的热导率为 0.022W/m·K，空气较油的冷却效果要差 28 倍。如果由于负载不对称等等各种原因造成变压器某个绕组过热，油浸式变压器可以通过变压器油这种非常良好的载热体（为 0.15W/m·K）将这个过热绕组的热量迅速扩散，而干式变压器就不具备这种机制。所以应加强通风和热保护来改善干式变压器的热平衡。

XMTB-3208 型干式变压器信号温度计，是采用 ASIC 技术制造的热保护装置，不仅能检测三相绕组的最大值，对变压器进行热保护，而且还配有计算机 RS232 接口，向数据处理系统输出信息。

还可配备 XMTC-1064 型数据处理系统，由 PC 计算机、EPSON 打印机、8 色 HP 绘图仪、KH64 路转换器和专用软件等组成。主要进行以下几项工作：

1）例行记录　A、B、C 三相巡回检测及变电室的环境温度。

2）特别记录　即以不同颜色绘制超越温度警戒线的绕组温度曲线（一类信息），即最大值数字显示、超温、故障报警。

3）直接起动风机。

4）光耦合、冗余保护系统。

5）自修正子程序。

6）随机记录，即可打印任一使用温控器的信息，能有效地控制变压器在运行过程中遇到短路、过载、三相负荷不平衡、冷却条件差等形成的变压器过热现象和温度信息。

2. 提高温控系统可靠性的途径

（1）电子式温控器的失效机理　导致电子温控器故障频发的原因主要有以下三个方面：

1）干式变压器的设计寿命一般在 20 年以上，而为干式变压器配套的电子温控器装置，工作寿命仅为 5 年。所以，需对电子温控装置进行多次更新和维护。

2）电子元器件的耐温上限为 70℃，所以 IEC 标准规定电子仪表正常工作环境温度为 0～55℃。由于大多数不带外罩的干式变压器总是将电子温控装置直接安装在绕组上方的夹件上，而运行中的干式变压器的绕组温度一般在 100℃ 以上。这样，

电子元器件的早期失效必然引发电子温控装置发生故障。

3）运行中的干式变压器附近存在电磁干扰源。

（2）提高温控装置可靠性的方法　目前多数计算机网络都具备开关量的运算功能，采用一种由机械式温控器与电子温显器组合而成的冗余控制系统，可以有效地克服控制现场存在的各种不利因素。

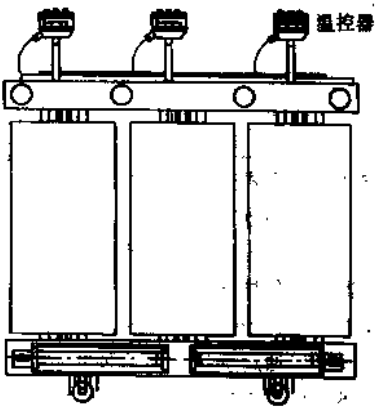


图 15-42　膨胀式温控器

如图 15-42 所示，在干式变压器的每个绕组上都配备一台膨胀式温控器（如德国 MESSKO 公司的 MTG-F80、我国生产的 BWPK-804 系列及瑞典 AKM-44612 型的膨胀式温控器），它利用物质的热胀冷缩所产生的位移来指示 50～200℃ 温度值，并推动微动开关发出控制信号。因为微动开关不受任何电磁干扰，所以，选用膨胀式温控器能从根本上彻底排除误报警和误跳闸的发生。同时，由于膨胀式温控器还可以在 100℃（耐温上限）的环境温度条件下长期工作，其使用寿命一般在 10 年以上。

如图 15-43 所示，在干式变压器外罩上另配一套电子式温显器来负责对温度的远方显示和数据传送。由于温显器不参加控制，所以发生电磁干扰，也不误动作。

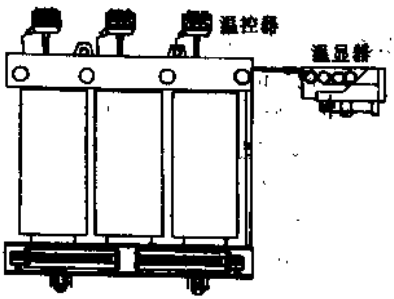


图 15-43　电子式温显器

15.8.3　有载分接开关

由于干式变压器用在安全防火要求较高的场所，有的还用在防爆场所，故要求其相配的有载分接开关也具有防燃防爆的功能。一般选用非油浸式有载分接开关，如真空有载分接开关、空气有载分接开关和阻燃油有载分接开关。真空有载分接开关可用在防爆或防燃场合，而后两者只允许用在防燃场合。

目前干式变压器可配的有载分接开关如下：

长征电器厂生产的 10kV KY1 型圆筒式和 KY2 型柜式真空有载分接开关。与 KY1 型和 KY2 型配套使用的自动控制器是 ZK2 型和 ZK2Y 型。

沈阳变压器厂生产的 10kV APK-120/10 型、APK Ⅱ 120Y 型、APK Ⅱ 120D 型，都属圆筒式真空有载分接开关。

沈阳变压器组件开发中心的 10kV AFPK 型和沈阳变压器研究所技术开发公司

的 FKCD Ⅱ 型真空有载分接开关，是条形结构。

黑龙江双城市机电技术开发公司生产的 10kV 真空有载开关有 SPK-B 型、SPK-C 型、SPK-D 型。

德国 MR 公司生产的或在广东番禺顺兴公司组装的 10kV 或 35kV 真空有载分接开关为 AVT 型或 VT 型。

空气有载分接开关是靠空气作灭弧介质的，型号是 MFK 型，江苏吴江开关厂和苏州星星公司生产，为 10kV 级。

阻燃油有载分接开关有 10kV 级和 35kV 级。采用阻燃性能好的硅油作工作介质，型号是 CG 型，由上海华明开关厂生产。配 HMK 型自动控制器。

晶闸管开关在国外已有实用开关。

例如，35kV、16MVA 有载调压树脂浇注干式变压器，可选用的开关为德国 MR 公司生产的 VT 型有载分接开关。此开关依据快速过渡电阻的原理，采用真空触点做切换开关的弧触点。单相设计，9 级线性调压，可连成 3×VT 三相开关组，用于三相 Y 联结或 D 联结绕组的电压调节，接线方便、外形美观、免维护、无污染，非常适用于干式变压器的有载调压系统。

有载调压的干式变压器如图 15-1 及图 15-46 所示。非油浸有载分接开关还可参见第 27 章 27.1.3 节有载开关分类一节叙述。

15.9　干式变压器技术数据

15.9.1　SG3 系列干式电力变压器

1. 简介

SG3 系列干式电力变压器为三相空气自冷式铜绕组变压器。

该系列产品的绕组为铜线，高压绕组为多层层式或连续式，低压绕组为双层层式、连续式或螺旋式，H 级绝缘。铁心采用晶粒取向冷轧硅钢片制作，全斜接缝心柱用粘带绑扎。

变压器分为封闭式（有箱）和非封闭式（无箱）两种，箱体又有铁板结构和铝合金两种。变压器的引线，根据需要可做成上引出、侧引出，也可将电缆引入箱内，直接接到变压器器身上。2000kVA 以上变压器底部装有滚轮。可供短距离移动。变压器箱上可装温度计。该产品为无励磁调压范围为±5%或±2×2.5%。

2. 技术数据

SG3 系列干式电力变压器技术数据见表 15-26。

3. 外形及安装尺寸

SG3 系列干式电力变压器的外形及安装尺寸如图 15-44 和图 15-45 所示。

15.9.2　SGZ3 系列有载调压干式电力变压器

1. 简介

SGZ3 系列有载调压干式电力变压器使用真空有载分接开关，绝缘耐热等级为 B

表 15-26 SG3 系列干式变压器技术数据

额定容量/kVA	额定电压/kV		联结组标号	损耗/W		阻抗电压(%)	噪声水平/dB	总质量/kg	外形尺寸/mm	
	高压	低压		空载	负载				封闭式(有箱) $L\times B\times H$	非封闭式(无箱) $L\times B\times H$
250	6,10	0.4	Yyn0	1297	3200	4	55	1275	1420×780×1660	1220×600×1560
315				1562	5130	4	57	1433	1540×810×1750	1340×630×1650
400				1741	5966	4	57	1733	1662×840×1840	1540×660×1720
500				1873	6740	4	58	2058	1690×860×1950	1490×680×1850
630				2081	9612	6	58	2568	1910×960×2100	1710×780×2000
800				2395	9470	6	59	3026	1980×980×2160	1780×800×2060
1000				2900	11323	(8)	59	3405	2110×1140×2260	1910×960×2160

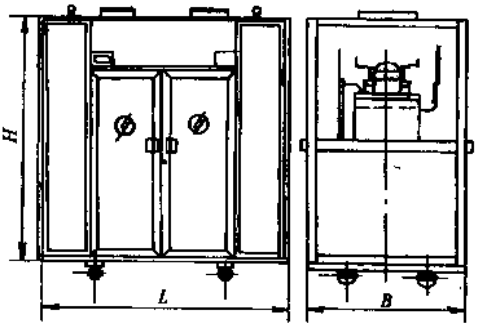


图 15-44 SG3 系列封闭式干式电力变压器外形(有箱)

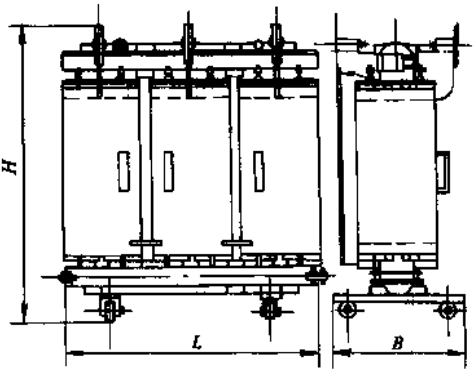


图 15-45 SG3 系列非封闭式干式电力变压器外形(无箱)

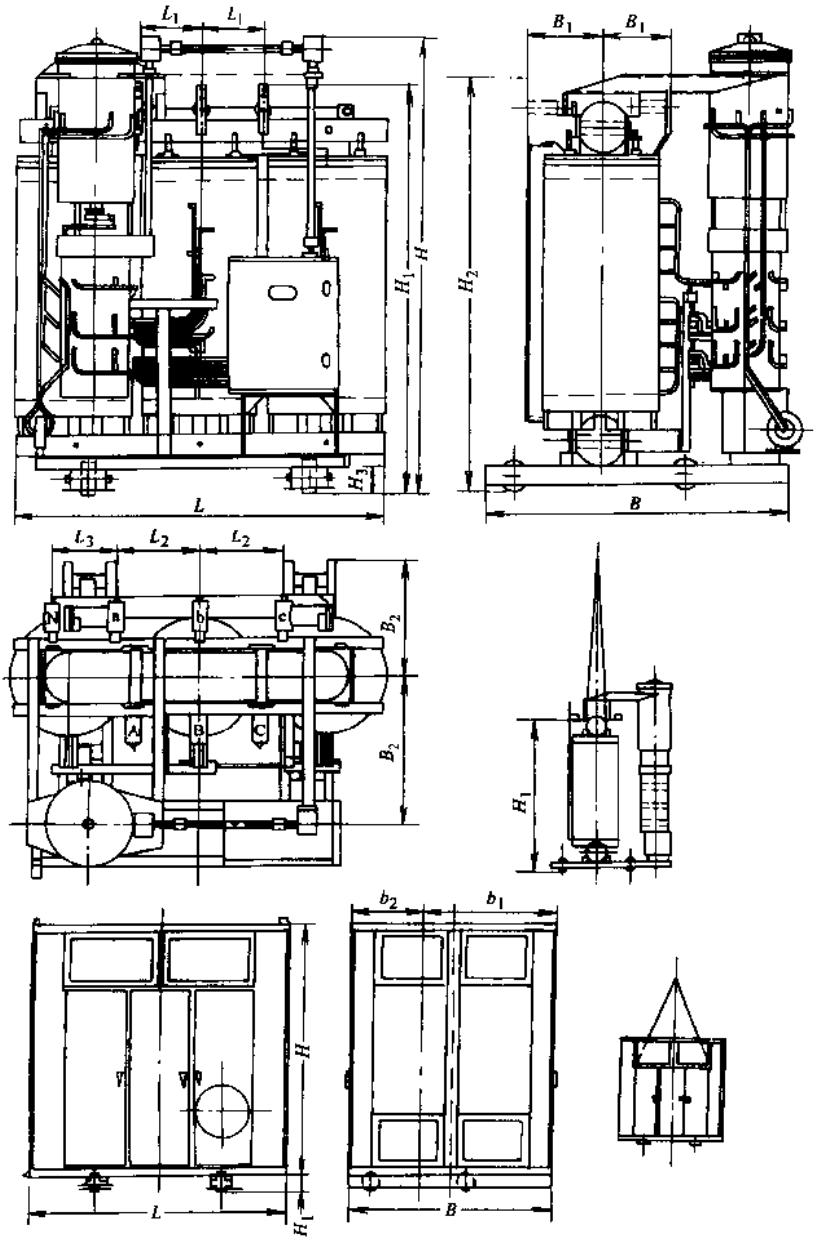


图 15-46　SGZ3 系列干式电力变压器的外形

级或F级，符合GB6450及国际标准IEC726（1982）。损耗低，噪声小，不燃，不爆，不污染环境，维护方便，在安全防火要求供电质量较高场所。

2. 技术数据

SGZ3系列干式电力变压器技术数据见表15-27。

3. 外形及安装尺寸

SGZ3系列干式电力变压器的外形及安装尺寸见表15-28和图15-46。

表15-27 SGZ3系列干式电力变压器技术数据

型号	额定容量/kVA	系统最高电压/kV	额定电压		阻抗电压(%)	联结组标号	空载损耗/W	负载损耗/W	有外壳总重/kg
			高压/kV	低压/kV					
SGZ3-500/107H	500	11.5	10±5%×2.5%或10±2×2.5%	0.4	4	Yyn0	1720	5880	3030
SGZ3-630/107H	630				6		1930	7340	3230
SGZ3-800/107H	800						2400	9050	3680
SGZ3-1000/107H	1000						2850	10010	4540

表15-28 SGZ3系列干式电力变压器的安装尺寸

无外壳尺寸/mm				有外壳尺寸/mm			
额定容量/kVA	L	H	B	额定容量/kVA	L	H	B
500	1510	2000	1310	500	1900	1710	1520
630	1600	2030	1330	630	2000	1750	1620
800	1680	2080	1340	800	2100	2150	1700

15.9.3 SC（TC）系列环氧树脂浇注干式电力变压器

1. 概述

SC(TC)系列为三相铜线型薄绝缘树脂浇注干式变压器，适用于高层建筑、商贸中心、体育场馆、广播电视台站、邮电通信设施、地下铁道、车站、机场、石化企业、发电厂、公共文化娱乐场所及其他对防火防爆有特殊要求的单位。

SC系列干式电力变压器的外形如图15-47所示。

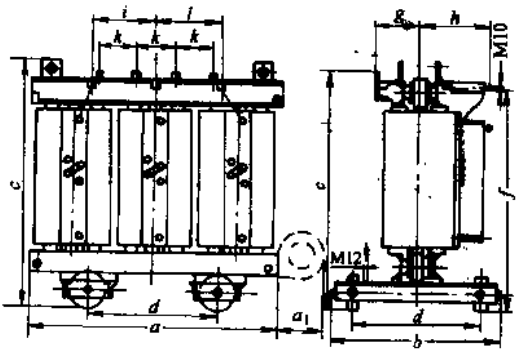


图15-47 SC系列干式电力变压器外形

（金乡变压器厂）

2. 结构

广东顺德特种变压器厂

的产品，铁心表面使用特殊树脂以防潮、防锈，夹件及紧固件的表面经防锈处理。绕组采用铜导线，用玻璃纤维与环氧树脂复合材料作绝缘。高低压绕组全部为层式结构，绕组内外表面及层间均裹有玻璃纤维，经真空浇注成树脂浇注式薄绝缘绕组。

上海变压器厂的产品，高压绕组外层裹有网络玻璃纤维，在真空条件下浇注环氧树脂，固化后形成密封的整体。低压绕组由铜箔或铝箔（大容量）绕制，层间采用F级半固化绝缘材料，绕组外层用玻璃纤维增强树脂包封。

佛山变压器厂与台湾盛英公司合作生产的产品，其薄绝缘环氧树脂浇注绕组在高真空下浇注而成。容量在 315kVA 及以上的产品装有西门子继电器装置，可实现自动报警、跳闸。

西安恒利变压器公司的产品，其薄绝缘树脂浇注绕组是采用引进德国公司设备，在真空条件下浇注而成的，变压器内设有数字式温度控制仪。

该系列产品强迫风冷变压器带 IP20 外壳、温度控制箱、温度显示仪及冷却风机。

3. 技术数据

该系列产品的基本技术指标如下：

1）容量（kVA）：10000 及以下。

2）电压等级（kV）：35 及以下。

3）绝缘水平：见表 15-29

表 15-29　SC 型干式变压器绝缘水平

额定电压/kV	工频耐压/kV	冲击耐受电压/kV
≤1	3	
6	20，25	40，60
10	28，30，35	60，75

4）使用条件：相对湿度为 100%，环境最高气温为 40 ℃，温度极限为 155 ℃。

15.9.4　SC2-30/10 树脂绝缘干式变压器

1. 概述

SC2-30/10 型树脂绝缘干式变压器是专门为与 KYN-10 型手车式开关柜相配套而设计的，可作为所用的供电变压器。

该产品为空气自冷式，绕组由铜线绕制后用环氧树脂真空浇注或浸注而固化形成一体，绕组与铁心及压紧装置采用弹性固定装置防止共振。

2. 技术数据

该产品的技术指标如下。

1）额定容量为 30kVA。

2）电压等级：高压 10kV，分接范围±5%，低压 0.4kV。

3）联结组标号为 Yyn0。

4）损耗：空载 280W，负载 650W（100 ℃时）。

5）空载电流为 3.5%。

6）阻抗电压为 3.5%。

7）温升限值见表 15-30。

表 15-30 SC2—30/10 型树脂绝缘干式变压器温升限值

变压器的部位		温升限值/K	测量方法
绕组	B 级绝缘	80	电阻法
铁　心		不超过接触绝缘材料的允许温升	温度计法

15.9.5 SC8 系列环氧树脂浇注干式电力变压器

1. 结构

该产品的夹件绝缘及底座等均垫以硅橡胶以降低噪声。绕组采用无氧铜导线和玻璃纤维与环氧树脂复合绝缘材料，经真空浇注而成。绕组用硅橡胶垫和树脂浇注垫块压紧，绕组与铁心间用硅橡胶条撑紧。

该系列产品的温控系统通过预埋在低压绕组中的 PTC 测温元件测取温度信号，并根据绕组温度控制冷却风机的运行，发出超温报警信号直至超温跳闸信号。在自然风冷（AN）时选配二温控制箱，绕组温度超过 155 ℃时报警，温度超过 170 ℃时输出跳闸信号；在强迫风冷（AF）时，配置四温控制箱。温显系统通过预埋在低压绕组中的 Pt100 铂电阻测取温度信号，直观显示各相绕组的温度，可带计算机接口，实现远程温度监视。

该系列产品的冷却方式分为自然或强迫空气冷却，在自然空气冷却的情况下，可连续输出 100%的额定容量；在强迫空气冷却时，输出容量可提高 50%。

2. 技术数据（见表 15-31）。

表 15-31 SC8 系列环氧树脂干式变压器技术数据

型　号	额定容量/kVA	额定电压/kV		空载损耗/W	负载损耗/W (120℃)	阻抗电压(%)	空载电流(%)	噪声/dB (A)	外形尺寸(长×宽×高)/mm×mm×mm	生产厂
		高压	低压							
SC8-100/35	100	38.4 35	0.4	720	2880	6	2.8	56	1420×730×1260	中山市和泰机电厂
SC8-125/35	125			840	3050	6	2.5	59	1420×730×1270	
SC8-160/35	160			920	3350	6	2.5	59	1420×730×1340	
SC8-200/35	200			1010	3680	6	2.2	59	1420×730×1400	
SC8-250/35	250			1220	4370	6	2.2	59	1450×730×1580	
SC8-315/35	315			1450	4900	6	2.0	61	1600×840×1670	
SC8-400/35	400			1700	6300	6	2.0	61	1700×840×1580	
SC8-500/35	500			2000	7750	6	2.0	63	1700×840×1600	
SC8-630/35	630			2300	9030	6	1.8	63	1830×840×1770	
SC8-800/35	800			2700	10700	6	1.8	66	1900×1050×1930	

15.10　提高干式变压器抗短路能力

1. 干式变压器短路时的应力

当绕组中流过电流时，其周围所产生的漏磁场，可以分解为纵向和横向两个磁场分量 B_a 和 B_r（见图 15-48）。载流导线在纵向漏磁场的作用下产生辐向力 F_r。外绕组中线匝受到辐向张力 F_{r1}，而内绕组中线匝受到辐向压缩力 F_{r2}，受力状态如图 15-49 所示。

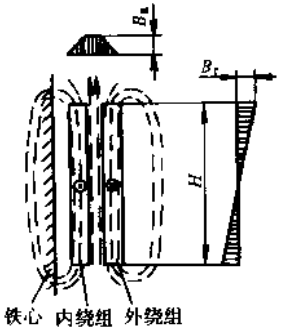


图 15-48　双绕组同心式排列的漏磁场

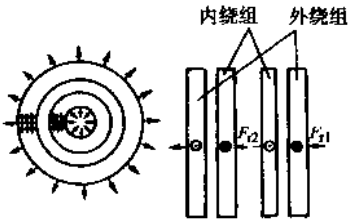


图 15-49　漏磁通产生的辐向力

2. 抗短路措施

在产品设计中，要严格控制变压器绕组的安匝平衡。SC-16 000/35 变压器各分接区域安匝分布见表 15-32，不平衡安匝分布图如图 15-50 所示。

表 15-32　SC-16000/35 变压器各分接区域安匝分布

区域	高压绕组安匝(%)			低压绕组安匝(%)			不平衡安匝(%)			平均安匝(%)			平均高度/cm
	最大分接	额定分接	最小分接	最大分接	额定分接	最小分接	最大分接	额定分接	最小分接	最大分接	额定分接	最小分接	
1	24.5	25.8	27.1	25.6	25.6	25.6	−1.1	+0.2	1.5	25.05	25.7	26.35	39.6
2	25.3	24.2	22.9	24.4	24.4	24.4	0.9	−0.2	−1.5	24.85	24.3	23.65	41
3	25.7	24.2	22.9	24.4	24.4	24.4	1.3	−0.2	−1.5	25.05	24.3	23.65	41
4	24.5	25.8	27.1	25.6	25.6	25.6	−1.1	+0.2	1.5	25.05	25.7	26.35	39.6
总和	100	100	100	100	100	100	0	0	0	100	100	100	161.2

由以上可以看出，最大不平衡安匝发生在高压绕组的最小分接位置，其幅值为 1.5%，小于特大型变压器规定值的 3%。用此漏磁面积计算的绕组轴向应力、辐向应力均很小。

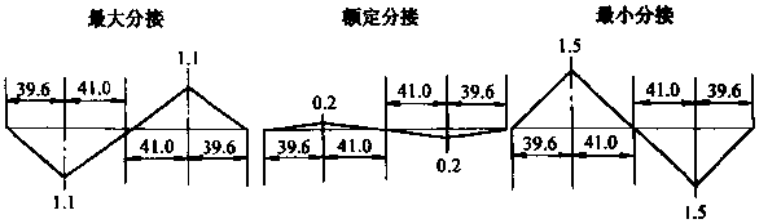


图 15-50 不平衡安匝分布图

山东金曼克集团采用了器身钢拉板式弹性缓冲结构，如图 15-51 所示，其中垫块是利用优质抗压绝缘材料浇注而成，具有高的机械强度。在垫块与绕组的接触面上设有绕组定位的凸台，以限制绕组的位移。在垫块与夹件之间，设有定位及弹性缓冲结构，以限制垫块的位移和减缓短路时绕组对垫块的轴向冲击力，使绕组始终处于压紧状态。

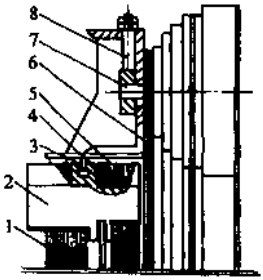


图 15-51 器身钢拉板式弹性缓冲结构

1—绕组 2—垫块 3—限位轴 4—螺形弹簧片 5—压钉 6—钢拉板 7—销钉 8—拉环

第 16 章　预装箱式变电站

16.1　概述

箱式变电站简称箱式变或箱变，又称欧式箱变。组合式变压器简称组合变，又称美式箱变。以上两种均属预装箱式变电站，前者属分体式，是参照欧洲国家的产品（或直接进口）；后者属整体式，是参照美国的产品（或直接进口）。它们可统称为箱式变，但一般箱式变是指箱式变电站。箱式变电站是在工厂按用电线路要求，集高压受电设备、配电变压器和低压配电屏三位一体的户内外型配电设备。它具有体积小、重量轻、组装灵活、适应性强、运输安装方便、外形美观和造价低等特点，而且技术性能好，运行安全可靠，使用寿命长、施工快，维护工作量小，具有明显的经济效益。

新型箱式变电站其外壳采用不锈钢全封闭结构，高压配电装置选用 RM6 型环网供电单元；电力变压器选用全封闭低损耗 BS9 型油浸变压器；低压配电装置选用 GGD 型交流低压配电柜的结构和元器件，可装置低压电能计量装置和无功自动补偿装置等配套组件。

箱式变电站由于其独特的适应性能，被广泛用于城镇环网配电系统和住宅小区、商场、大厦等终端变电站，也可作为临时性用电的户内、外变电站。

纵观世界各国，箱式变电站从 20 世纪 60 年代后都有很大的发展，以美国为例，20 世纪 80 年代末已占到 90%，其他工业发达国家也用得较多。

我国于 20 世纪 80 年代开始生产了这种参照欧式产品。近几年来，组合变压器也进入我国市场。由于供电标准和用电方式的不同，欧洲发展了箱式变电站，而美国发展了组合式变压器。

1988～1989 年以沈阳变压器研究所为主制定了箱式变电站的 ZBK 标准。从 1990 年起，沈阳变压器研究所完成了干式与油浸、全封闭与半封闭、带走廊与不带走廊、终端与环网 5 种不同高压开关、户内与户外、315kVA 和 630kVA 两个容量的 11 套典型设计，共 84 个品种（见表 16-1）。形成了容量为 315kVA、630kVA、1000kVA

表 16-1　箱式变电站全国统一设计的系列品种

变电站的容量/kVA 及装置种类	箱体形式	箱体材料	电网位置	维护方式	高压主开关种类	结构方式	品种数
315，630 户内	全封闭	钢板	终端 环网	不带 走廊	1 1	组合式	1×2 1×2

（续）

变电站的容量/kVA及装置种类	箱体形式	箱体材料	电网位置	维护方式	高压主开关种类	结构方式	品种数
315，630 户外	全封闭	钢板	终端	带走廊， 不带走廊	5 5	固定式	5×2 5×2
			环网	带走廊	5		5×2
		复合板	终端	带走廊	5		5×2
		钢盘混凝土	终端 环网	带走廊	5 5		5×2 5×2
		钢板	终端	不带走廊	2	装置式	2×2
	半封闭	钢板	终端 环网	带走廊	3 5	固定式	3×2 5×2

的 ZBW（N）系列产品。

箱式变电站与原有的土建变电所简单比较见表 16-2。

一台变压器容量为 1250kVA 并有四条 10kV 出线的箱式变电站的总投资约需 90 万元。

表 16-2 箱式变电站与土建变电所的简单比较

项目	类型	
	土建变电所	箱式变电站
占地面积	大	小
建设投资	大	小
送电周期	长	短
综合成本	大	小

16.2 箱式变电站的型号、适用范围和布置

1. 定义（按 JB/T 10217—2000《组合式变压器》标准）

(1) 箱式变电站　由高压开关设备、电力变压器和低压开关设备三部分组合在一起而构成的配电装置，称为箱式变电站。

(2) 高压开关设备　高压开关及其控制、测量、保护和调节装置的组合，以及上述开关和装置与内部连接、辅件、外壳和支持件等所组成的成套设备的通称。

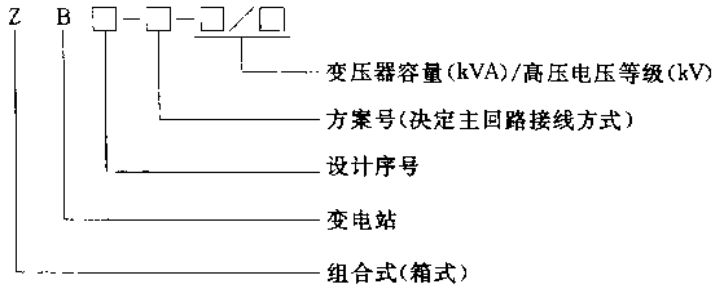
(3) 低压开关设备　低压开关及其控制、测量、保护和调节装置的组合，以及上

述开关和装置与内部连接、辅件、外壳和支持件等所组成的成套设备的通称。

2. 产品型号及进出线方式

(1) 产品型号　产品型号的组成：前两个字母为基本产品型号，其后边为设计序号、方案号、变压器容量及高压额定电压等级，在其中分别用短横隔开。

表示方式如下：



(2) 进出线方式　进出线方式可为下列四种之一：架空线进出、电缆进出、架空线进电缆出、电缆进架空线出。

3. 适用范围和使用条件

(1) 适用范围　箱式变电站是一种将 35kV、10kV 高压配电装置 35kV、10kV/0.4kV 变压器和 380V/220V 低压配电装置主要电器设备成套安装在一个户外箱壳中的配电装置。具有外形尺寸小，电器性能更加完善，结构合理和安装使用维护方便等许多特点。

(2) 正常使用条件

1) 海拔不超过 1000m。

2) 周围空气温度不高于＋40℃，不低于－35℃。

3) 安装地点应无火灾、爆炸危险，不存在导电尘埃和有害于金属与绝缘的腐蚀性气体。

4) 安装场所无振动与颠簸，垂直倾斜度不超过 5%。地震水平加速度为 $0.4m/s^2$，垂直加速度为 $0.2m/s^2$。

5) 空气最大相对湿度不大于 90%（在相当于空气 20℃±5℃ 时）。

4. 布置

箱式变电站由高压开关设备、变压器及低压配电装置三个部分组成，总体布置有组合式和一体式。所谓组合式是这三个部分各为一室而组成“目”字形或“品”字形布置，而一体式即组合式变压器，是以变压器为主体，熔断器及负荷开关等装在变压器箱体内，构成一体式布置。箱式变电站组合式布置的“目”字形与“品”字形相比，接线方便，但“品”字形结构较为紧凑，当变压器室排布多台变压器时；按“品”字

形布置较为有利。

箱式变电站壳体材质可选用普通钢板、热镀锌钢板、玻璃纤维增强塑料板、水泥预制板、彩色钢板、玻璃纤维增强水泥预制板及铝合金板。普通钢板价廉，热镀锌板及铝合金板耐腐好，玻璃纤维板较轻巧，而水泥预制板防潮、耐腐、阻燃。高压开关是受电设备，一般都为10kV级设备。箱式变电站的接线有终端式、环网式和双电源式。但目前已生产有35kV箱式变电站，例2002年1月浙江玉环县一座35kV箱式变电站投运，容量为6300kVA，有10kV出线5回，远程遥控操作，无人值班，占地面积为450m²，总投资200多万元。

对变压器保护有断路器或负荷开关加限流熔断器。使用负荷开关加限流熔断器的结构形式居多，结构简单、造价低、保护特性好。负荷开关主要有产气式、压气式、真空式和SF_6式，以产气式最为简单、价格低。箱式变电站的熔断器必须带撞击器。

箱式变电站用的变压器为降压变压器，一般将10kV降至400/230V。容量一般为160～1600kVA（常用容量为315～630kVA）。变压器可为油浸式变压器、耐燃液变压器、树脂干式变压器（用在防火要求严格的场合）。变压器的设置有两种：一种为外露式，即不设置在封闭的变压器室内，放在变压器室内因散热不好而影响变压器的出力；另一种将变压器设置在封闭的室内，用自然和强迫通风来散热，这是目前采用较多的。

防日照辐射的措施有：在变压器的四周壁添加隔热材料，采用双层夹板结构，顶盖采用带空气垫或隔热材料的气楼结构。

低压室内装低压配电装置，内装有主断路器和分路断路器。分路断路器一般为4～8台，多至12台。在选择这些断路器时应选择零飞弧或短飞弧断路器。低压室有带操作走廊和不带操作走廊两种形式。操作走廊一般需宽1000mm。不带操作走廊时，可将低压室门板做成翼门翻式，翻上的面板在操作时遮阳挡雨。低压室还装有静补装置、低压计量柜等。

为保护箱式变电站免受外界环境影响需装设去湿机、调温装置、强迫排气装置等。对变压器室，要监控温度和湿度、变压器油温；对高低压室，要防止凝露危害绝缘。现在有些箱式变电站安装有微处理器控制装置，用单片机控制温度和湿度，可以起动风扇或去湿机。有的还有通信接口，与调度自动化系统连接，实现“四遥”。

对有变压器室的变电站，为检修方便，室的前后侧应有足够大的门，能进出变压器，或能从上部吊装。小室内有供变压器移动的轨道。

不设封闭的变压器小室时，应有可靠的安全防护遮拦，确保人身安全。当在户外安装时，与变压器高、低压侧相连接的电缆及母线均应满足户外使用要求。外壳应有通风孔，变压器小室内空气温度应符合有关变压器负载导则的规定（见表16-3），必要时可采用散热措施，以防止内部温度过高。当有通风口时，应有滤尘装置。

采用金属外壳时，应用直径不小于12mm的接地螺钉，进行可靠的接地；采用绝缘外壳时，应加金属底座且可靠接地，标有接地符号。

表 16-3　变压器小室引起环境温度增加的校正值

封闭小室条件	小室内安装的变压器台数	环境温度的校正值/℃（增加到加权环境温度上的值）		
		变压器容量/kVA		
		250	500	800
有良好通风或设有强迫吹风装置的变压器小室	1	3	4	5
	2	4	5	6

目前一些箱式变电站内部设置了释压装置和释压通道，壳体上安装防爆膜盒，或安装故障电弧限制器、电子智能系统、压力开关系统，以防止内部故障电弧引起爆炸。

箱式变电站一般都用空气绝缘，但对高湿度、高原、重污秽地区及要求较高的特大城市等特殊场合，宜采用 SF_6 箱式变电站，这种 SF_6 箱式变国外采用较多，目前国内已有厂家少量生产。

16.3　箱式变电站的技术参数和设备的选用

1. 高压受电设备

额定电压：10kV；最高工作电压：11.5kV；辅助回路额定电压：220V、380V；环网进、出线和负荷进线开关额定电流：400A、630A；热稳定电流：16kA、2s；动稳定电流：40kA（峰值）；高压熔断器熔体额定电流：10A、16A、20A、25A、31.5A、40A、50A、63A。

高压室内，高压配电设备柜体上所触及的外壳或门板，其温升不得超过 30K。

箱式变电站的高压柜内装有脱扣器与撞针的联动装置，当任一相熔断丝熔断时，撞针弹出使负荷开关三相同时跳闸，从而起到对二次侧负载的保护作用。

2. 高压开关

统一设计的高压主开关选用了 5 种，有经济适用的户内交流高压负荷开关 FN2-10R（G）或 FN3，引进的德国 F&G 公司的 KLF10/630-210，日本三菱公司的 HK-10 环网开关和丹麦 IBB 公司的 ELC-24 及国内生产的 XYN-10 手车式小真空开关，以满足不同需要。

从开关的结构来看，既有负荷开关，又有真空断路器；但均能适应高压系统短路电流为 16kA 及以下的配电网路中使用。低压配电开关短路电流依据变压器容量选用。

户内箱式变电站的高压开关选用由东芝引进的手车式真空 VC 开关。低压开关选用三菱 AE 断路器的抽屉式开关柜。

负荷开关、断路器、熔断器的选用见表 16-4 和表 16-5。

表 16-4 负荷开关、断路器的选用技术参数

名 称	额定电流/A	热稳定电流/(kA/s)	动稳定电流/kA	开断电流/kA	闭合电流/kA	操动机构
FN2-10/400	400	16/4	40	16	40	CT11
ELC-24	400	16/2	40	16	40	
KLF-10	630	26/1	65	26	65	
HK-10	400	16/2	40	16	40	
FN□-10/400	400	12.5/4	31.5	12.5	31.5	
ZN□-10/630	630	16/2	40	40	40	
FN□-10/630	630	16/4	40	16	40	
XYN-10	630	16/2	40	16	40	

注：额定电压 10kV，最高工作电压 11.5kV。

表 16-5 熔断器的选用技术参数

名 称	额定电流/A	熔体电流/A	开断电流/kA	备 注
FFLAJ	50	20，25，31.5，40，50	50	KLF 配套
FFLAJ	63	63	40	KLF 配套
BDGHC	50	20，25，31.5，40，50	40	ELC-24 配套
BFGHD	100	63	40	ELC-24 配套
SDLAJ	40	20，25，31.5，40	31.5	FN2 配套
SFLAJ	100	50，63	50	FN2 配套
RN1-10	50	20，25，30，40，50	11.6	FN2 配套

注：额定电压 12kV。

3. 变压器

变压器室应根据需要加装室温监视装置和自动起、停的通风冷却装置。配电变压器容量在 315kVA 以上时，宜装设电触点温度计或热敏电阻温度继电器，以检测油浸变压器上层油温（或干式变压器上部绕组间温度）和起动通风冷却装置。油浸式变压器温度动作整定值取 85℃，干式变压器绕组温度动作值按 B 级绝缘 90℃ 整定。变压器选 S9、SC8、SC9 等型。

4. 低压配电设备

额定电压：0.4kV；辅助回路额定电压：220V、380V；低压主进线断路器额定电流：400A、600A、1000A、1500A；低压主回路热稳定电流：变压器容量≤400kVA

时，为 13kA，400kVA＜变压器容量≤630kVA 时，为 18kA；低压主回路动稳定电流：变压器容量≤400kVA 时，为 24kA，400kVA＜变压器容量≤630kVA 时，为 35kA；低压支路额定电流：100A、200A、400A、630A。

低压室内，低压配电设备柜体上所触及的外壳金属表面，温升不超过 30K，绝缘材料的操作手柄温升不得超过 25K。

在主回路与分支回路分别选用 DW15、DWX15 及 DZ20 各种电流等级的低压断路器。

16.4　箱式变电站的结构

1. 概述

统一设计的箱式变电站典型结构按各种接线设备所需空间设计，采用环网、终端供电线路方案。根据运输的要求设计有整体式和分单元拆装式。

箱体采用钢板夹层(可填充石棉)和复合板两种，顶盖喷涂彩砂乳胶或特殊油毡。吊装方式为上吊式，装配式变电站体积小，采用底吊环形式，为监视、检修、更换设备需要设计通用门，既可双扇开启，也可单扇开启，变压器室设有两侧开门的结构。

箱式变电站典型结构和外形尺寸（以 630kVA 变压器为例）见表 16-6。

表 16-6　箱式变电站典型结构和外形尺寸（长×宽×高）（mm）

环　网	终　端			
封闭式/半封闭式	封闭式	封闭式	封闭式	半封闭式
组合式	组合式	组合式	装置式	组合式
带操作走廊	带操作走廊	不带操作走廊	不带操作走廊	带操作走廊
2300×2600×2600	5200×2400×2600	4000×2400×2600	3800×2200×2400	5200×2400×2600

(1) 高压设备联锁　符合防误要求，设计原则以强制性闭锁为主，提示性闭锁为辅。

(2) 箱体的通风与散热　箱体有封闭或半封闭式结构，高、低压室全为封闭式。变压器室内热损耗的散发是靠空气对流及箱体直接传导，630kVA 及以上容量变电站可安装强排风扇。

(3) 噪声防护　箱体材料、结构连接的方式、百叶窗的设计都应具有较好的隔声性、减振性，变压器本身噪声为 48dB(距 0.3m 处测)，装入箱内距 0.2m 实测为 39dB，满足箱体高、低压室 0.2m 处为 35dB 和环境保护法规定小于 45dB 的要求。

(4) 基础及电缆坑道　箱式变电站的基础结合进出电缆的需要做电缆坑，其四壁砖砌 24cm，灰砂 2cm，按组合布置外廓尺寸留槽钢基础框，设备箱体确定后，箱

体底部主结构与基础外部地脚螺栓连接，变压器下部基础填有卵石并与高、低压室隔离。高、低压设备部分箱底是封闭的，电缆是由电缆孔穿入，用异形胶皮护套封口套严，箱底则有维护活动盖板，电缆施工时可以掀开。

(5) 温度自动控制及其照明　变压器油温自动控制要用 WTO 型电触点温度计直接控制风扇，保证变压器能满载工作。高、低压开关设备室用行程开关自动控制室内照明。

将断路器计量及线路故障等信号送至监测点，可实现微机监检及测量和遥控。

(6) 涂色　据 DL499—1992《农村低压电力技术规程》规定，母线相色涂漆规定如下：

A 相黄色，B 相绿色，C 相红色，中性线 N 为淡蓝色，保护中性线 PEN 为竖条间隔淡蓝色。母线的相序排列见表 16-7。

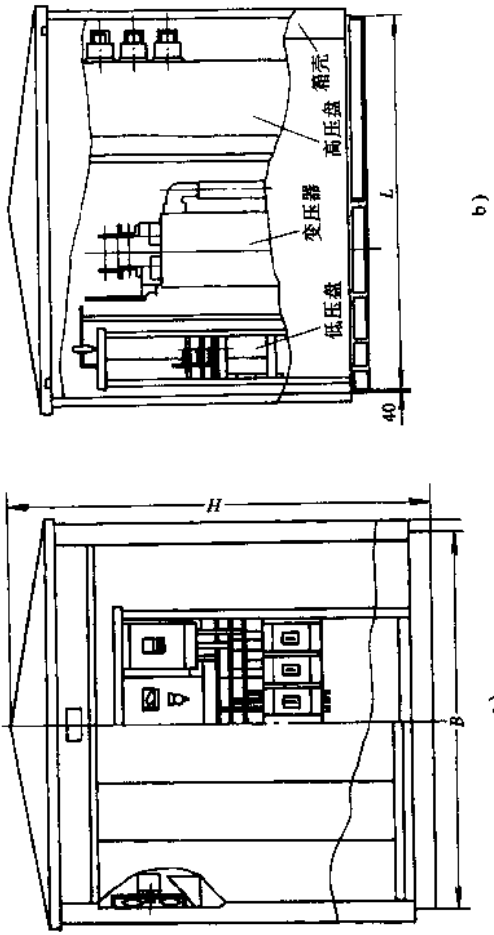
表 16-7　母线相序排列

相　别	垂直排列	水平排列	前后排列
A	上	左	远
B	中	中	中
C	下	右	近
N 或 PEN	最下	最右	最近

据 GBJ149—1990《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》和 DL/T621—1997《交流电气装置的接地》规程规定，保护接地线即接地中性线，应涂 15～100mm 宽度相等绿、黄色，全涂或间断涂。直流正极母线为赭色，负极为蓝色。

2. 典型结构

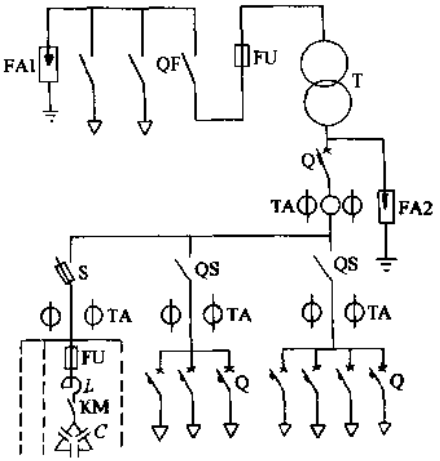
如图 16-1a、b 和 16-2 所示，在户外箱壳内部安装着高压配电装置、变压器及低压配电装置三种设备，在箱壳内壁上还装有照明设备。箱壳主要由底座、框架和顶盖三部分组成。底座由 10 号槽钢焊接而成，它是固定框架及箱内电气设备的基础构件。框架是把一些薄钢板弯制的零件紧固连在一起而构成的。框架侧板采用了双层板隔开的方式，在双层板之间加了钢丝网防止小动物入内，侧板拆装方便，并在板上开了通风孔，使带有尘沙的冷空气在通过隔层时大部分尘沙下沉，因而进入箱壳内部的空气较为洁净。在柜体前后设有能左右打开的双扇门，用以操作或检修内部电气设备。顶盖由薄钢板弯制焊接而成，也是双层结构，在内层薄板上冲有通风孔，顶盖的四周也有通风孔，箱体内部的热空气通过内层通风孔及顶盖四周的通风孔排出。为减少太阳直晒的影响，在顶盖内加上了一层岩棉垫。高压配电装置与变压器间用塑料电缆连接，电缆头套有绝缘筒。高压配电设置、变压器、低压配电装置之间，均有隔板隔开。低压配电装置内装有无功功率自动补偿装置。变压器装卸可打开顶盖从上方吊出，或打开侧板，从侧面拉出。还可根据需要安装电能计量装置。



型　号	变压器容量/kVA	L/mm	B/mm	H/mm
ZB41-200,315,400/10	200,315,400	2800	2200	2500
ZB41-400,500,630/10	400,500,630	3300	2400	2500

图 16-1　箱式变电站的外形和内部结构图

a)外形图　b)内部结构图



主要设备和元器件

序号	设备、元件名称	型号及规格	数量	备　注
1	高压配电装置	RM6-231 或 230	1	规格用户定
2	电力变压器	BS9 型 10.5（1±2×2.5%）kV/0.4kV	1	容量用户定
3	电流互感器	SDH2□/5	3	规格用户定
4	低压断路器	S（D）J 型或 TG 型	4①	规格用户定
5	无功补偿装置	由制造厂配置②		
6	电能计量装置	电能计量表由电力部门配装		

① 低压断路器的数量，按变压器的容量定，变压器容量 500kVA 及以下的为 4 只，630kVA 的为 6 只。

② 无功补偿装置的补偿容量，一般按变压器容量的 15%～20%配置，根据用户要求也可高于此比例配置。

图 16-2 箱式变电站主接线及主要设备元件

16.5 箱式变电站的试验项目

1. 例行试验（出厂试验）

①外观检查。②低压电器元件的通电操作试验。③机械操作试验：断路器在其技术条件规定的操作电压、气压范围内，应连续正确可靠地操作 50 次［其中包括最高电压和最低电压（分别与最低、最高气、液压相对应）和额定电压、气压下，各进行 5 次操作试验］，手动操动机构应连续正确分合各 50 次，可移开部件应嵌入抽出各 25 次，以检查操作是否良好。④油箱密封试验。⑤直流电阻不平衡率测量。⑥电压比测量和联结组标号检定。⑦阻抗电压和负载损耗测量。⑧空载损耗和空载电流测量。⑨

绕组对地绝缘电阻测量。⑩工频耐压试验。⑪感应耐压试验。⑫绝缘油试验。

2. 型式试验

①温升试验：包括变压器、高压，低压主回路。②机械寿命试验。③油箱机械强度试验。④雷电冲击电压试验。⑤高压负荷开关额定短路闭合和开断能力试验。⑥防护等级试验。⑦额定短时峰值耐受电流能力试验。

3. 特殊试验

①声级水平测定。②短路试验。③零序阻抗测量。④空载电流谐波测量。⑤防雨试验。

箱式变电站工频耐压试验按表 16-8 进行（见 ZBK40001—1989 标准）。

表 16-8　箱式变电站工频耐压试验标准

高压侧额定电压 /kV	工频耐压试验电压 /kV	低压侧额定电压 U_N/V	工频耐压试验电压 /V
3	10/18	$60<U_N\leqslant300$	2000
6	20/23		
10	28/30	$300<U_N\leqslant660$	2500
20	50/50		
35	70/80		

注：斜线上的数值适用于干式变压器时，斜线下数值适用于采用油浸式变压器时。

16.6. 几个有关问题

1. 变压器的选型和变压器室结构的设计

(1) 变压器的容量范围　以 800kVA 以下为宜，可至 1000kVA。

(2) 变压器室的通风散热　从经济效益的观点出发，设计箱式站变压器散热条件的原则，应优先考虑自然通风，并在此基础上增加适当的强排风措施，以最大限度地保证箱内变压器满容量出力。

从箱式变电站结构特点看，它是将设备置于由普通钢板、铝合金材料、水泥预制板、石棉制品或塑料制成的外壳内，这必然会使壳内空气温度高于壳外环境气温。按 IEC/TC14222—1994《箱式变电站》标准（草案），壳内外空气温度的差别 $\Delta\theta_a$ 值有可能高达 30K。如果仍要求其内所装变压器的运行寿命为 20～30 年，则应控制变压器绕组热点温度在额定运行条件下，不超过许可的限值（例如对油浸式变压器，此值为 98℃）。因此，变压器只能在比其铭牌额定容量低的负载条件下，才可长期运行，即箱式变电站的额定容量应低于其内的变压器铭牌额定容量。根据沈阳变压器研究所张宜侗、高常红的文章，IEC 标准规定，当 $\Delta\theta_a$ 在 0～10K 时，该产品外壳等级为

10 级；当 $\Delta\theta_a$ 在>10～20K 时，该产品外壳等级为 20 级；当 $\Delta\theta_a$ 在>20～30K 时，该产品外壳等级为 30 级。箱式变电站的额定容量值用额定负载系数 K_r 表示，即等于额定条件下允许的最大输入电流值与变压器铭牌额定电流值之比。按上述 IEC 标准，当 $\Delta\theta_a=10K$ 时，$K_r=0.89$；当 $\Delta\theta_a=20K$ 时，$K_r=0.77$；当 $\Delta\theta_a=30K$ 时，$K_r=0.63$。否则变压器运行寿命将缩短。

2. 高压受电设备

(1) 采用断路器作高压受电设备的方案　断路器具有优良的保护性能，因此在变压器容量较大（通常大于 630kVA），负载等级较高或用户特别要求的场合下使用是适宜的。但由于断路器具有成本高（通常为相同额定参数负荷开关的 2～3 倍）、体积大（即使是真空手车柜其平面占地亦为 800mm×1250mm，若实现最典型的高压环路方案，则占地面积至少 3 倍于 800mm×1250mm），从而使箱式变电站的体积增大。

(2) 采用高压负荷开关串接熔断器作高压受电设备的方案　高压负荷开关串接熔断器的保护方案，由于这种保护方案基本能满足大多数箱式变电站使用场合的负载情况，既能控制、分断正常负载电源，又能承受和保护短路故障。因体积小，易于在有限的空间内实现高压环网方案。线路简单，维修保养工作量小，特别适合箱式变电站无人值班的实际使用情况，且成本低。故目前国内几乎所有的生产厂都在使用这种方案。

(3) 箱式变电站的过电压保护　目前大多数箱式变电站内都装有避雷器。在选择避雷器类型和确定安装地点时，应考虑：①箱式变电站使用环氧树脂干式变压器时，由于其绝缘耐压为 28kV 1min，只有选用氧化锌避雷器作为过电压保护才是合理的。②避雷器的安装地点应尽量靠近所要保护的变配电设备。箱式变电站进线电缆上杆处距离站内变压器不大于 20m 时，应优先考虑将避雷器放置在架空线与电缆连接处。当距离超过 20m 时，应分别在箱内和电缆上杆处加装避雷器。对于环网接线开环运行的箱式变电站其开环处应设置避雷器。③在多雷区使用的箱式变电站，若配电变压器为 Yyn0 或 Yy0 联结，除在高压侧装设避雷器外，宜在低压侧装设一组 220V 避雷器。

3. 低压馈电设备

(1) 低压主断路器的选型　国内箱式变电站低压侧主断路器大致采用 DZ10、DW10、DW15 三种自动断路器，低压侧支路上采用的电器大致有 RM、RT 系列熔断器和 DZ、DW 系列自动断路器。在选择低压侧主断路器时，除前面变压器部分的开断容量外，还要考虑变压器出口处单相短路和断路器保护性能，考虑各种断路器的分断容量、成本及保护选择性，在变压器容量为 200～630kVA 时，可采用 DW10 或 DW15 作为低压主断路器。当容量超过 800kVA 时，应选用 DW15 断路器。

(2) 零序保护　为提高单相接地保护的灵敏性，可在变压器低压中性线上加装零序保护电路（见图 16-3）。在选择保护整定动作值和互感器电流比时，应避开正常运行时变压器中性线上流过的最大不平衡电流（一般不超过变压器二次额定电流的

25%）

$$I_{dj}=K\frac{0.25I_{2e}}{K_H}$$

式中　I_{dj}——整定计算值；

K——可靠系数取 1.2；

K_H——互感器电流比；

I_{2e}——变压器额定二次电流。

4. 箱体结构和安装

（1）总体布局　通常 315kVA 以下的产品为单箱式，315kVA 以上的产品为 3 箱分立式，这主要是考虑产品的包装、运输、吊装等要求。操作分室外操作和带巡视操作走廊两大类，前者的优点是节省空间、占地小，但遇到恶劣天气时，给操作带来诸多不便；后者虽然体积有所增加，但却能有效地改善巡视操作条件。因此，在馈出负载较多的场所，应优先考虑室内操作型方案。

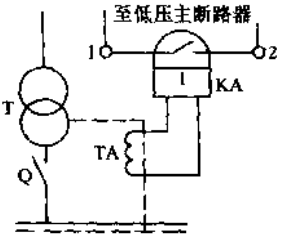


图 16-3　变压器低压侧零序保护

（2）箱壳材料及防腐问题　国内产品的箱壳材料大致采用普通钢板、彩色板氧化型材、铝合金材料、人造大理石板和水泥预制板。

（3）箱式变电站接地及防火　由于箱式变电站能高度深入负荷中心，特别是适于人口密度较大的居民小区、商业街道使用。因此为减小发生单相接地故障时箱式变电站周围处的接触电压和跨步电压，应使箱式变电站在安装地点具有良好的接地装置。

箱式变电站的防火问题除设计时尽量采用无油化设备外，还应在站内设置专用灭火器及防火隔离栅。

16.7　组合式变压器

1. 概述

美国 GE 公司及 Cooper 公司生产的小型箱式变电站是组合式变压器的代表。

组合式变压器是将变压器身、开关设备、熔断器、分接开关及相应辅助设备进行组合的变压器。其形状一般为“品”字型。前部为接线柜，高压面板上布置着高压端子、高压负荷开关、插入式熔断器、高压分接开关等高压件；低压面板上布置着低压端子、油位计、油温计、压力表、泄压阀等。后部为油箱及散热部分，变压器器身及高、低压部件等均放置在油箱内，由于高、低压元件等采用油绝缘，缩小了绝缘距离，使整体体积明显缩小，约为箱式变电站的 1/3～1/5。

组合式变压器（美式箱变）的变压器高低压套管出在侧面，由一个固定在变压器侧面的金属箱子封住（有门），将高压负荷开关、熔断器放在变压器油箱内，电缆用

橡胶电缆头插入高压出线端子上，给电缆头上另装避雷器。低压侧只出4个端子，要用电缆引至另外一处低压配电室，在该室设低压开关保护。由于高压供电简化，无电压、电流互感器，低压屏另外设置，这样体积非常小。以GE500kVA 10/0.4kV组合式变压器为例，尺寸为1.7m×1.6m×1.4m。

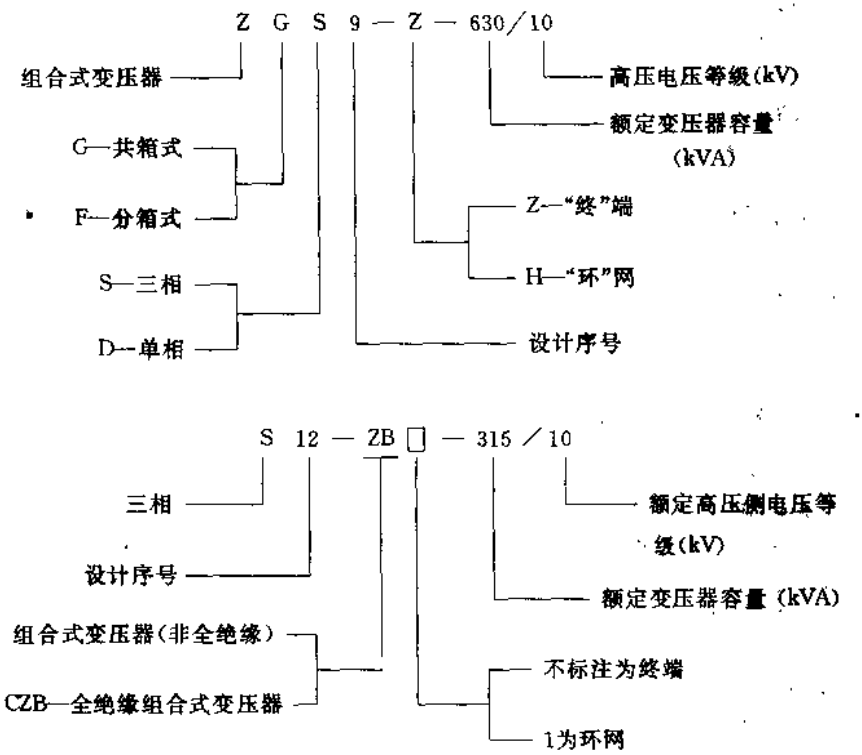
由于低压无配电屏，组合式变压器在国内采用受限，只能用于户外场地小，而又另有低压配电室的场所。组合式变压器均不设计量柜，计量设在用户处。

沈阳变压器研究所已于1999年提出了组合式变压器标准并供应图样，已有多家厂通过鉴定，还有数家变压器厂自行设计生产。

箱式变电站有变电站的功能，有高、低压开关，保护齐全，并带有计量装置，可以起到一个变电站的作用。而组合式变压器目前只有简单的高压侧操作保护功能，而低压侧如要有功能，需另设置低压柜或利用其他土建房间设柜，才能完善其功能。

2. 型号意义

表示方法如下：



3. 结构综述

(1) 组合式变压器的参数

高压侧电压：6kV、10kV

低压侧电压：0.4kV

高压侧设备最高电压：7.2kV、12kV

辅助回路：110V、220V、380V

额定容量：30～1600kVA

高压分接范围：±5%（或±2×2.5%）

高压电器的额定电流：10～630A

低压电器的额定电流：100～3150A

高压熔断器的额定短路开断电流：6.3kA～50kA

高压负荷开关额定短时耐受电流（额定短路持续时间）：12.5kA、16kA、20kA、25kA（2s）

高压负荷开关额定峰值耐受电流：31.5kA、40kA、50kA、63kA

高压负荷开关额定短路闭合电流：31.5kA、40kA、50kA、63kA

组合式变压器由后备熔断保护和插入式熔断器串联起来提供保护。插入式熔断器采用双敏熔丝，在二次侧发生短路故障、过负荷及油温过高时熔断，后备熔断保护仅在变压器内部故障时发生动作以保护高压线路。高压端子的连接护套既可单通又可双通，这种插入式电缆终端的带电部分被密封在绝缘体内，在双通护套上可安装插入式复合绝缘金属氧化锌避雷器。负荷开关分为 2 工位和 4 工位，分别用于终端型和环网型产品中。可采用变压器油，也可采用高燃点油。

(2) 组合式变压器器身　在组合式变压器中，油箱的体积比较小，无法安装脱扣器。美国 10kV 电网为中性点接地系统，变压器为 YNyn0 联结，当故障相高压熔断器熔断时，由于中性点强制接地，所以健全相仍维持正常相电压。而我国 10kV 电网为中性点不接地系统，无论变压器采用何种联结方式，当故障相高压熔断器熔断时，其中性点都会发生漂移，从而影响高压健全相所对应的二次侧的电压质量，或损坏带有电动机的家用电器及办公设备。基于上述原因，对直接进口的组合式变压器要谨慎使用。

为了适应中国电网的要求，一种方法是将熔断器与变压器高压绕组串联构成一相，并以此为单元构成“D”结，即可解决故障相不干扰其他相供电的问题。但若健全相继续运行，如旁轭内的磁通饱和，其波形就会发生畸变，从而影响供电质量。另一种方法是将熔断器布置在“D”结的外边，当低压侧发生短路时会有两个熔断器熔断，低压侧的 3 个相都无电压，不存在单相运行问题，相当于三相同时断开。

(3) 负荷开关　油浸式高压负荷开关，具有弹簧操动机构，可完成负载的开断和闭合操作，可替代以往“双电源”或“环网”运行方式所需要的 3 台高压负荷开关或高压开关柜。由于采用变压器油作为绝缘介质，负荷开关的体积和重量明显缩小。该负荷开关分为 2 工位和 4 工位两种，分别用于终端型和环网型产品中。

目前国产油浸式负荷开关的几个主要性能指标可达到，热稳定电流：16kA；动稳定电流为40kA；额定短路闭合电流为40kA。

(4) 熔断器　组合式变压器采用后备限流熔断器和斜插式熔断器两级熔断保护。当组合式变压器本身发生故障时后备限流熔断器动作，对高压线路进行保护。而斜插式熔断器承担过载电流故障及变压器二次侧故障的保护作用，考虑更换熔丝方便，斜插式熔断器很容易从插座中取出。

选取熔丝时要注意空载合闸时，熔丝不熔断，而发生故障时，熔丝必须熔断。

(5) 套管　组合式变压器的高压进线由地下电缆通过肘形电缆头来完成。肘形电缆头由肘形连接头、负载插头及套管护套3部分组成。负载插头在10kV电压下具有开断和闭合200A负载电流的能力，也就是具有单相隔离开关及负荷开关的功能。其外表涂有半导体屏蔽层，能够可靠接地，使柜体不带电，保证了操作者的安全。该肘形电缆头分为单通和双通两种，单通时直接与地下电缆相连，接入高压电网；双通时一头引入电压，另一个头插入避雷器，起到防雷的作用。

(6) 避雷器　分为内置式和外置式两种。内置式是放在油箱内部高压进线处。

(7) 其他元件　组合式变压器中还要安装无励磁分接开关、油位计、压力表、温度表、泄压阀等元件。还可安装低压空气断路器、二次侧计量、补偿等装置。一般油箱外另装低压出线仓，仓内有空间可按要求而加装保护装置与测量仪表。所有带电部位都在箱内，无裸露带电部分。

另外，非晶合金共箱组合式变压器（简称非晶箱变）系列容量为250～1000kVA。高压进线端采用肘形电缆接头，接头表面为接地的半导体层，确保在10kV运行状态下电缆接头表面处于零电位。负荷开关有四个工作位置，可在带负载状态下通过绝缘操作棒操作油箱外面的开关手柄进行切换。国产的四工位负荷开关的短路电流已可满足16kA（热稳定）/40kA（动稳定）的国内电网要求。高压熔断器有两种形式，一种是由插杆式熔断器和后备限流熔断器两部分串联而成。插杆式熔断器用于低压侧的过载和短路保护，可在箱外调换熔管，后备限流熔断器安装在油箱内，仅在变压器本体发生短路时动作，将变压器和配电网络断开，确保配电网络安全运行。另一种熔断器为全范围保护的熔断器，熔管装在无油的绝缘管内，熔管烧断后可将熔断器从干的绝缘管内拔出，调换新的熔管后再将熔断器插入绝缘管内继续运行。

非晶箱式变电站的变压器性能参数和非晶三相配电变压器相同，低压断路器装在低压仓内，变压器油箱为全密封结构，高低压仓由钢板折边而成，防护等级为IP33。

4. 典型结构举例

以浙江三门变压器集团生产的组合式变压器结构为例来说明。

(1) 特点

1) 体积小，结构紧凑。S12-ZB-315/10的体积仅为1600mm×1420mm×

1650mm，是同容量箱式变电站的 1/3。

2）全密封，全绝缘结构。人靠近无需另加绝缘距离。

3）既可用于环网，亦可用于终端，转换方便。

4）低损耗，比 S9 系列还要低。

5）电缆插头可带电插拔，紧急情况下可作负荷开关操作，并具有隔离开关的特点，操作方便。电缆插头及插入式熔断器可操作 200A 负载电流，相当于负荷开关，操作方便、灵活。

6）高压双熔丝保护．插入式熔丝属温度、电流双敏保护熔丝。

7）后备熔丝对变压器故障及二次线路故障进行保护。

8）箱体采用防盗结构。

9）温升低，过载能力强，正常运行条件下，可提高一个容量等级运行。

10）高、低压区域有屏蔽间隔。

11）变压器油作绝缘、散热的介质。

12）全故障保护方式用两级熔断器组合。

13）两级熔断器组合比单一熔断器保护范围大，且经济有效。

14）油温急剧变化和其他特殊原因使体积突然变化时，箱体上端的释压阀能确保安全。

15）组合变压器采用 Dyn11 联结，使中性点不漂移，输出电压较稳定。因低压侧三相负载不平衡时，零序电流和三次谐波电流可以在高压侧的闭合回路内流通，铁心柱上的合成零序磁动势和三次谐波磁动势几乎为零，故中性点不漂移，各相电压对称。并且雷电流可以在高压绕组闭合回路内流通，在铁心柱上的合成磁动势几乎为零，消除了正、逆变换过电压，所以防雷性能较好。

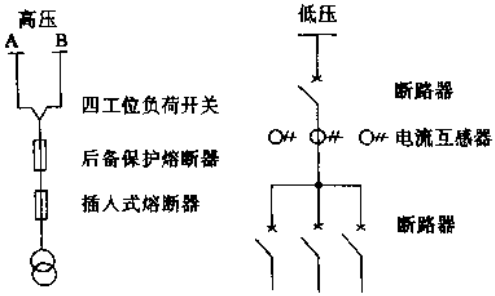


图 16-4　S12-CZB1 型组合式变压器电气原理图

（2）电气原理图和高压方案比较

1）S12-CZB1 型电气原理图，如图 16-4 所示。

2）S12-ZB 型电气原理图，如图 16-5 所示。

3）高压方案比较，见表 16-9。

（3）组合式变压器典型结构　组合式变压器（由三门变压器集团生产）外观见图 16-6。前门内设备见图 16-7，包括高低压接线端头、负荷开关、无励磁分接开关、插入式熔断器、压力释放阀、油位计、油温计、上部注油孔、下部放油阀等。图 16-7a

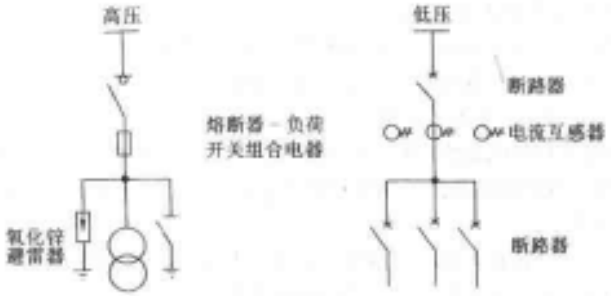


图 16-5 S12-ZB 型组合式变压器电气原理图

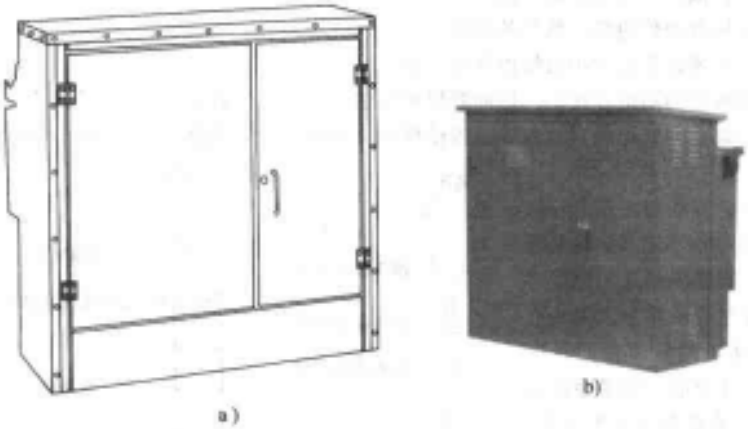


图 16-6 组合变压器外观图

a）立体图 b）照片图

为立体视图，图 16-7b 为内部外观图。

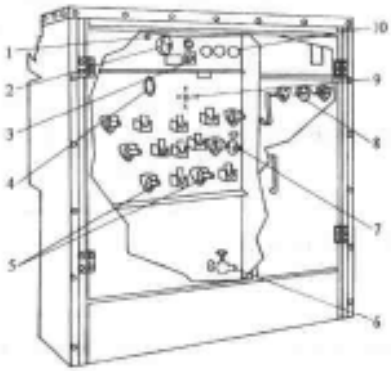
组合式变压器另一种结构见图 15-8，图 16-8a 为立体图，图 16-8b 为工程平面视图。图 16-9 为组合式变压器后外观图。

(4) 组合式变压器附件

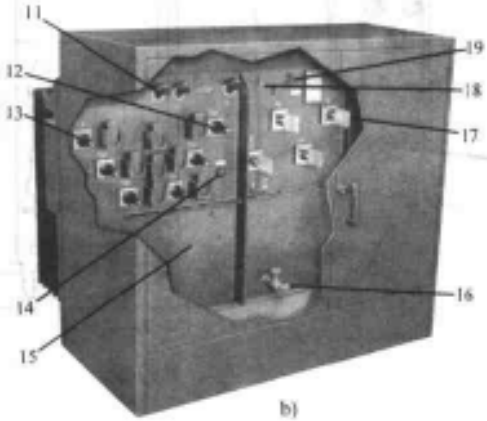
1) S12-CZB1 型附件种类（环网型）

①变压器附件。

②高压保护元件：油浸式负荷开关、后备熔断器（ELSP）、插入式双敏熔断器（BAY-O-NET）、全绝缘电缆终端、全绝缘氧化锌避雷器。



a)



b)

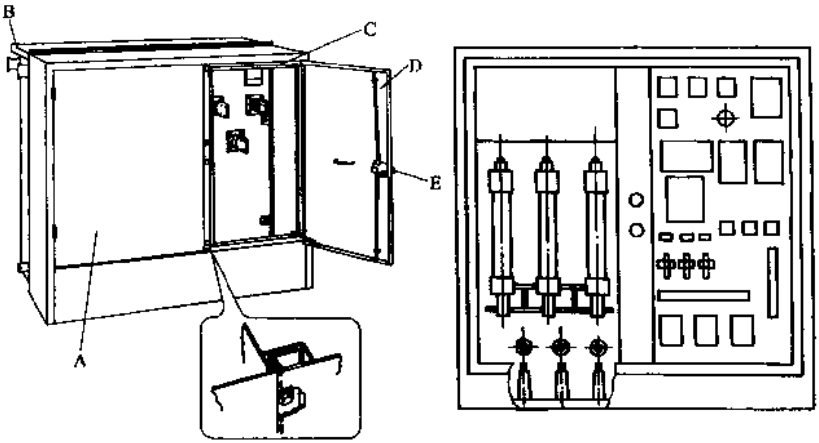
图 16-7　组合变压器门内设备图

a）立体图　b）内部外观图

1—压力释放阀　2—压力计　3—油位计　4—油温计　5—高压端子　6、16—放油阀　7—励磁分接开关　8—低压端子　9—负荷开关（环网型）　10、11—插入式熔断器　12、13—高压进线（环网）　14—负荷转换开关　15—接地孔　17—低压出线　18—压力释放装置　19—注油孔

表 16-9 组合式变压器高压方案比较

高压设备方案	断 路 器	负荷开关串接熔断器
保护性能	优越 负载等级较高或满足用户提出的要求	能控制分断正常负载电流，又能承受保护短路故障，基本能满足大多数场合的负载情况
体 积	2～3m³(真空手车柜 800mm×1250mm)	1m³
维 护	运行维修保养工作量大	线路简单，维护保养工作量小



a) b)

图 16-8 组合式变压器另一种结构图

a) 立体图 b) 平面图

③油箱附件：压力释放阀、压力表、温度表、油位计、注油塞、油样放油阀、吊攀。

④低压计量及保护元件：低压断路器、无功电能表、有功电能表、电流互感器、电压表、电流表。

2) S12-ZB 型附件种类（终端型）

①变压器附件。

②高压保护元件：熔断器与负荷开关组合电器、氧化锌避雷器。

③低压计量及保护元件：低压断路器、无功电能表、有功电能表、电流互感器、电压表、电流表。

④油箱附件：压力释放阀、压力表、温度表、油位计、注油塞、油样放油阀、吊攀。

3）高压端子兼插头。这种肘型高压电缆插头，将带电部分密封在绝缘体内，形成全绝缘结构，端子表面不带电（地电位），可靠保证人身安全，如图 16-10 所示。

图 16-9　组合式变压器后外观图

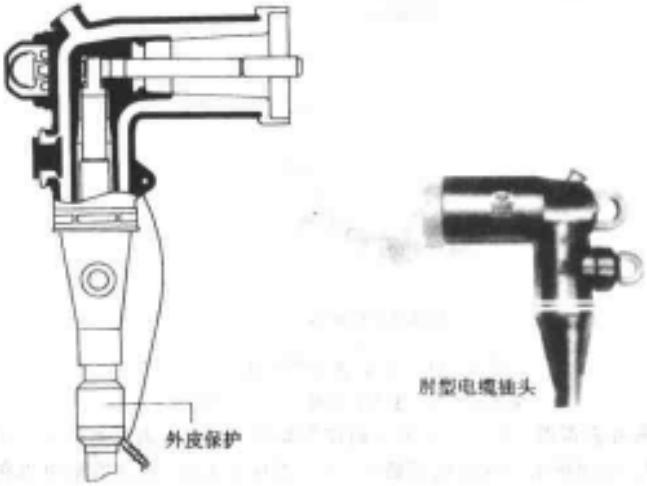
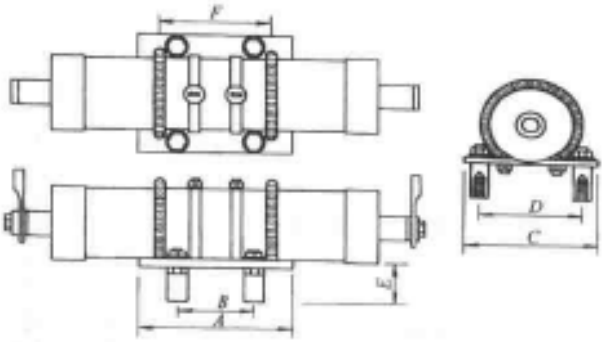


图 16-10　高压电缆插头

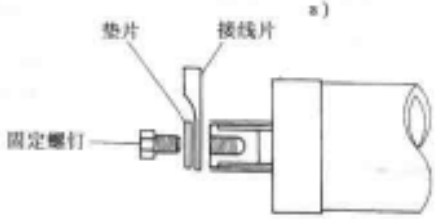
这种肘型高压电缆插头可以在变压器负载情况下进行带电拔插，所以也可以当作负荷开关使用。

4）后备保护熔断器。该熔断器如图 16-11 所示，图 a 为安装后情形，图 b 为连接的元件，图 c 为外观图。

5）插入式熔断器。该熔断器如图 16-12 所示，图 a 为插入式熔断器结构图，图 b 为安装图，图 c 为外观图。



a)



b)

后备保护熔断器

c)

图 16-11 后备保护熔断器

a) 安装后 b) 连接的元件 c) 外观图

6) 双通接头和避雷器。图 16-13 为双通接头等零件，图 a 为双通接头，图 b 为其他接头外观图。双通接头一端接电缆插头，另一端接避雷器。根据需要可以在组合变压器上安装全绝缘氧化锌避雷器。图 16-14 为肘形氧化锌避雷器。

7) 电压测试点用故障指示器。主要用在 200A 肘型端头或 600AT 型接头的电压测试点，感受到线路故障后翻转指示，直观地定位故障点。外观如图 16-15 所示。电缆插头、故障指示器、避雷器安装后情况如图 16-16 所示。

故障指示器主要参数如下：

主要类型 电压型、电流型。

电压等级 15kV、25kV、35kV。

额定电流 200A、600A。

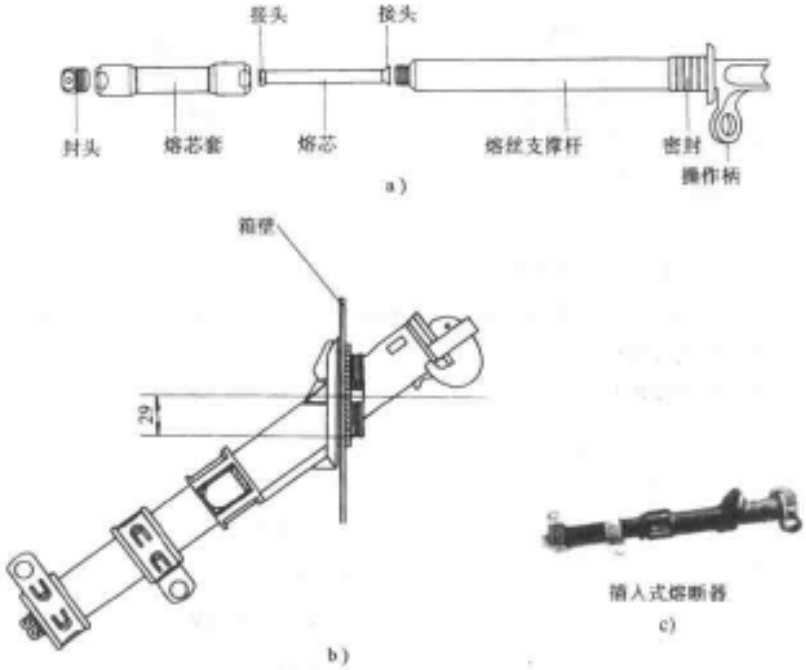


图 16-12　插入式熔断器

a）结构图　b）安装图　c）外观图

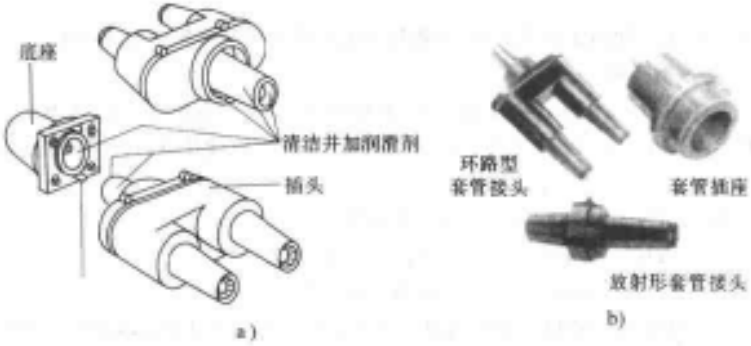


图 16-13　双通接头和其他接头

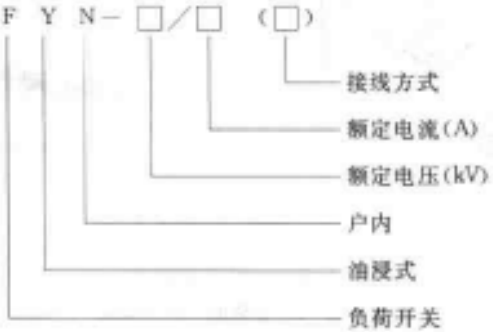
a）双通接头　b）其他接头

图 16-14 肘形氧化锌避雷器

图 16-15 故障指示器

8）负荷开关。油浸式负荷开关是三相联动开关，具有弹簧操动机构，可以完成负荷的开断和闭合操作。

①开关的型号说明



该开关分两工位和四工位两大类，分别用于放射式供电和环网式供电。四工位开关又分 T 型及 L 型两种。

T 型开关四工位：1—A-B 变压器；2—A-变压器；3—B-变压器；4—A-B

L 型开关四工位：1—A-变压器；2—A-B 变压器；3—B-变压器；4—A、B 变压器互不相连

型号示例：FYN—10/400（1） 两工位开关

FYN—10/400（T） T 型四工位开关

FYN—10/400（L） L 型四工位开关

②开关的工作原理及结构。该开关为三相联动的开关，其基本接线原理图如图 16-17 所示。

开关的结构主要分两部分：机构（包括盘簧组、凸轮及限位柱等）、触头系统（包括动、静触头及绝缘支架）。

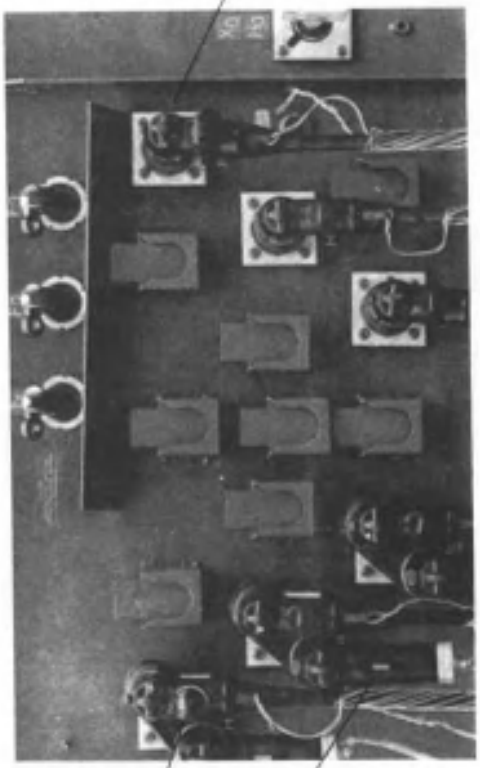


图16-16　电缆插头、故障指示器、避雷器安装后情况

开关工作原理：操作手柄带动一组盘簧盘紧，在凸轮脱离限位柱之前盘簧储能不断增加，当凸轮脱离限位柱的瞬间，盘簧能量释放，带动主轴及三组动触头快速切换，实现分合动作。

③10kV 开关主要技术参数见表 16-10。

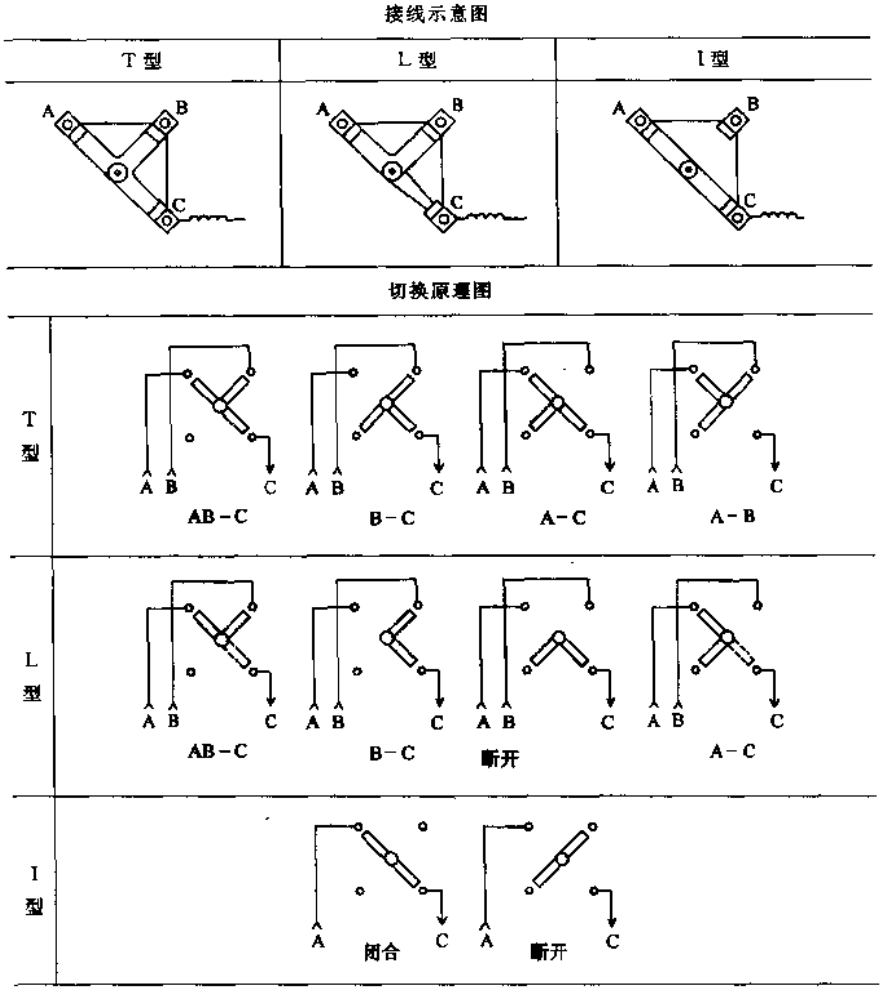
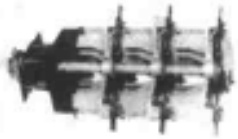


图 16-17 负荷开关基本接线原理图

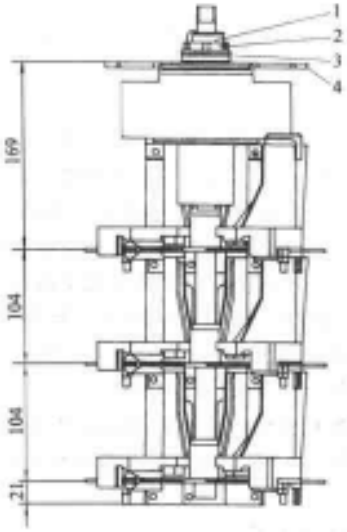
④开关的安装和使用。开关的外形尺寸如图 16-18 所示，安装示意图如图 16-19 所示。

表 16-10　国产 10kV 负荷开关技术参数

项　　目	参数	项　　目	参数
额定电压/kV	10	动稳定电流/kA	40(50)
额定电流/A	400	额定短路关合电流/kA	40
最高工作电压/kV	11.5	机械寿命/次	2000
雷电冲击耐受电压(1.2/50μs)/kV	105	开关重量/kg	12
1min 工频耐受电压(50Hz)/kV	40	工作频率/Hz	50
2s 热稳定电流/kA	16(20)		



4 工位负荷开关



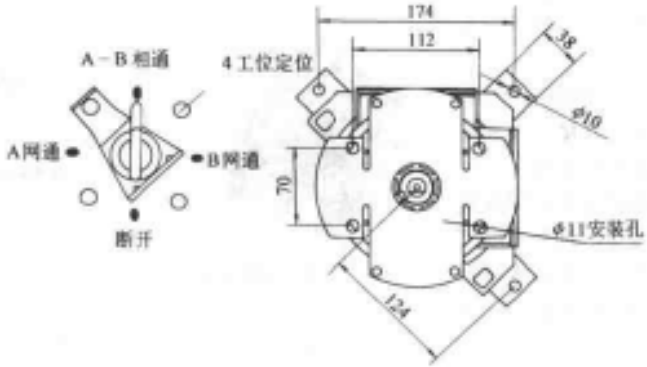


图 16-18　负荷开关的外形

1—套　2—螺母　3—橡胶垫片　4—固定支板

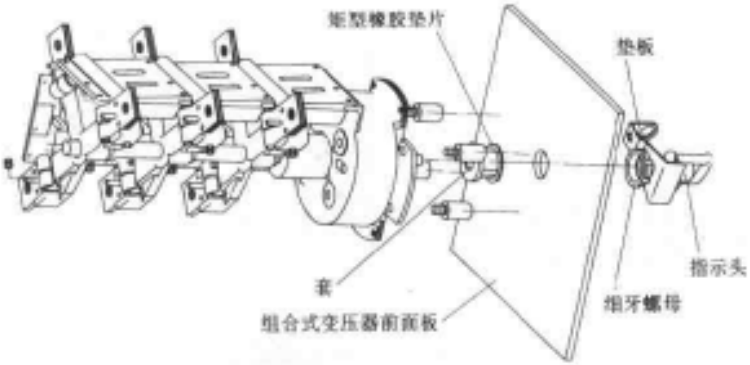


图 16-19 负荷开关的安装图

开关在安装前应进行干燥处理，升温速度为 10℃/h，干燥时间为 50h，温度为 110℃。开关可单独进行干燥，也可将开关和变压器一起干燥。开关一般水平固定在组合式变压器的前壁，开关引线时要注意电气绝缘距离，引线对箱壁、引线对其他元器件等的距离。装有开关的组合式变压器外壳应可靠接地。

前面板内壁通过 4×φ11mm 安装孔固定支板（图 16-18 项 4），从面固定开关。前面板只须预留一个 φ33mm±0.05mm 的孔。旋出细牙螺母（图 16-18 项 2），让套（图 16-18 项 1）从孔中伸出，矩形橡胶垫片（图 16-18 项 3）应留在箱内，然后旋紧细牙螺母。装上垫板及指示头，即可使用。

操作人员必须穿戴安全防护用品，用远距离绝缘操作杆操作开关，将操作杆头部指形扣勾住开关指示头，保证操作杆与开关轴心线一致后，扳动操作杆，实现动作。

此种开关除国外生产外，上海华明电力设备公司也生产。

9）无励磁分接开关和释压阀。无励磁分接开关和压力释放阀的外形见图 16-20。这种压力释放阀不是用弹簧来释放压力的，而是用限位环来压紧胶垫，所以体积很小，详细结构请参见 14-1-7 节和图 14-12。

图 16-20 无励磁分接开关和压力释放阀外观图

（4）组合式变压器的安装 组合式变压器安装侧视图如图 16-21a 所示，安装上视图如图 16-21b 所示。

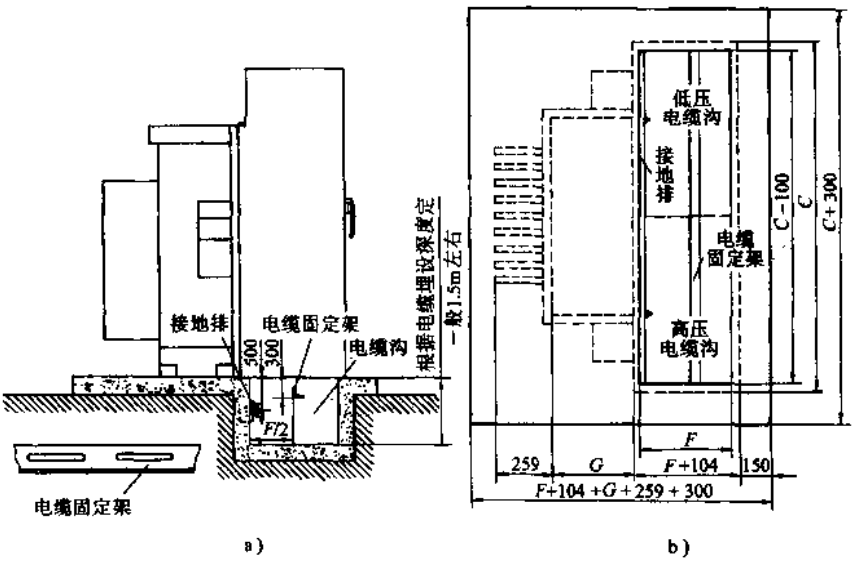


图 16-21　组合式变压器安装图

a）侧视图　b）上视图

（5）组合式变压器的有关技术数据

1）组合式变压器中的国内外变压器的性能比较见表 16-11。组合式变压器中的进口负荷开关的技术参数见表 16-12。低压侧的主断路器可用塑料外壳式断路器（DZ 型）或用万能式断路器（DW 型），对 200～630kVA 组合式变压器采用 DW10 或 DW15 型万能式断路器；对 800kVA 及以上的组合式变压器，采用 DW15 型万能式断路器。低压断路器整定的动作电流见表 16-13。

表 16-11　组合式变压器中的变压器性能比较

（以 315kVA 为例）

性能 / 类型	容　量 /kVA	空载损耗 /W	负载损耗 /W	空载电流 (%)
美国（Copper）公司	300	819	3294	1.1
美国（GE）公司	300	450	2450	0.4
三门变压器集团 S12	315	540	3050	0.6
国家 S9 标准	315	670	3650	1.1

表 16-12 进口负荷开关技术参数

额定电流/A	600	300	200
额定电压/kV	15	25	35
冲击耐受电压/kV	95	125	150
1min 工频耐受电压/kV	35	40	50
负载开断电流/A	600	300	200
2s 短时耐受电流/A	12000	12000	12000
额定短路关合电流/A	12000	12000	12000

表 16-13 低压断路器整定动作电流

型号 \ 动作电流	过电流脱扣器瞬间动作整定电流	变压器低压出口单相短路电流
DZ10	$10I_e$（额定电流小于 600A）	$5.2\sim6.5I_e$
DW10	(1、1.5、3) I_e（额定电流 200～4000A）	
DW15	(3～20) I_e（额定电流 200～1500A） (3～14) I_e（额定电流 2500～4000A）	

2）S12-ZB 型组合式变压器有关技术数据见表 16-14～表 16-16。

表 16-14 S12-ZB 组合变压器技术数据

额定容量/kVA	电压组合			联结组别	空载损耗/kW	负载损耗/kW	空载电流(%)	阻抗电压(%)
	高压/kV	分接范围	低压/kV					
100	6 6.3 10 10.5 11	±5% ±2×2.5%	0.4	Yyn0 Dyn11	0.22	1.3	1	4
125					0.26	1.5	0.9	
160					0.32	1.85	0.8	
200					0.38	2.25	0.7	
250					0.45	2.6	0.7	
315					0.54	3.05	0.6	
400					0.64	3.8	0.6	
500					0.75	4.5	0.5	
630					0.91	5.3	0.5	4.5
800					1.08	6.5	0.5	
1000					1.26	7.6	0.4	
1250					1.54	9	0.4	
1600					1.86	10.8	0.4	

表 16-15　S12-ZB 型组合式变压器技术参数

项　　目	S12-ZB 型
额定电压（分接范围）/kV	10（±5%或±2×2.5）/0.4
最高工作电压/kV	12
额定频率/Hz	50
额定容量/kVA	100～1600
环境温度/℃	－20～＋40
允许温升/K	65
雷电冲击耐受电压/kV	对地及相间：75　隔离断口：85
1min 工频耐受电压/kV	对地及相间：42　隔离断口：48
额定热稳定电流/kA	16（4s）
额定动稳定电流/kA	40
额定关合电流（峰值）/kA	50
额定短路开断电流/kA	31.5
临界电流时的最大电流（I_{2s}）/A_{2s}	按熔断器特性曲线
最小开断电流/kA	按熔断器特性曲线
额定转移电流/kA	1.25
最大开断电流/kA	1.8
额定电流充电电流/A	10
额定有功负载电流开断次数/次	＞100
撞击器触发负荷开关分闸时间/s	＞0.06
接地开关热稳定电流/kA	16（2s）
接地开关动稳定电流/kA	40

表 16-16　S12-ZB 型组合式变压器熔断器配置

型　　号		熔体额定电流/A	容量/kVA
英国型号①	国标型号		
SDLAJ-12	XRNT□-10	16	100，125，160
		20	200
		25	250
		31.5	315

（续）

型号		熔体额定电流/A	容量/kVA
英国型号①	国标型号		
SDLAJ-12	XRNT□-10	40	400
		50	500
SFLAJ-12		63	630，800
		80	1000
SSLAT-12		100	1250

① 西安熔断器厂引进的英国产品型号。

3) S12-CZB1 型组合式变压器有关技术数据见表 16-17 和表 16-18。

表 16-17 S12-CZB1 型组合式变压器技术参数

项目	技术参数
一次侧额定电压/kV	10
二次侧额定电压/kV	0.4
最高工作电压/kV	12
额定频率/Hz	50
额定容量/kVA	160，200，250，315，400，500，630，800，1000，1250，1600
1min 工频耐受电压/kV	35
雷电冲击耐受电压/kV	85
2s 短时耐受电流/kA	12
高压后备限流熔断器开断电流/kA	50
无励磁调压范围（6～10kV）	±2×2.5%，±5%
环境温度/℃	−20～+40
允许温升/K	65

表 16-18 S12-CZB1 型组合式变压器熔断器配置

容量/kVA	6kV 级		10kV 级	
	后备熔断器/A	双敏熔断器（型号）	后备熔断器/A	双敏熔断器（型号）
100	50	C08	40	C06
125	80	C10	50	C08

（续）

容量/kVA	6kV 级		10kV 级	
	后备熔断器/A	双敏熔断器（型号）	后备熔断器/A	双敏熔断器（型号）
160	80	C10	80	C10
200	100	C10	80	C10
250	125	C12	100	C10
315	125	C12	100	C10
400	175	C14	125	C12
500	175	C14	125	C12
630	200	C16	175	C14
800	350	C17	175	C14
1000	—	—	200	C16
1250	—	—	200	C16

16.8　ZGS9 型组合式变压器

现以三相五芯柱式的 ZGS9 组合式变压器为例，对其结构、使用及安装注意事项作一介绍。

1. 组合式变压器的结构

由三部分组成（见图 16-22）：

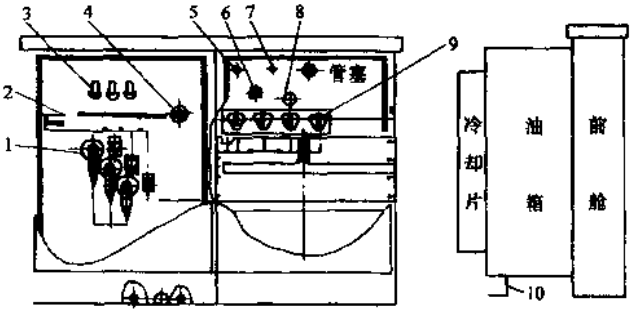


图 16-22　组合式变压器

1—高压进线肘形电缆头　2—高压负荷开关　3—油浸插入式熔断器
4—无励磁分接开关　5—气体压力表　6—油位计　7—压力释放阀
8—温度计　9—低压出线排　10—槽钢

（1）前舱部分　前舱的面板左侧为高压舱，装有三相高压进线的肘形电缆头、高压负荷开关、无励磁分接开关、油浸插入式熔断器；面板右侧为低压舱，装有气体压力表、油位计、压力释放阀、绝缘油温度计、注油管塞、低压出线排等。高低压舱间

装有安全屏蔽隔板。前舱外端装有两扇门，并且装有保证先打开低压侧门然后才能打开高压侧门的联锁机构。

(2) 油箱　用来贮装变压器油和变压器器身。变压器铁心由非晶合金带材或冷轧硅钢片卷绕或叠装而成，绕组由铜线或铜箔绕制，此箱可直接向外散发热量。

(3) 冷却片　由波纹板或片式散热器制成。

整个箱体全密封接地，非常安全。

由于组合式变压器体积较小并采用 Dyn11 联结，允许三相负载不平衡运行，能充分利用变压器的供电能力，并能抑制三次谐波，改善供电质量。

2. 安装时注意事项

1) 首先要砌好一座相应容量的基础，并在其周围做好接地网，接地电阻值不大于 4Ω，使装置可靠接地。

2) 起吊时应同时使用箱体上四个吊耳。吊装时要小心轻放，其缆绳与垂直线的夹角不能大于 30°。以免造成箱体结构变形。

3) 装置采用了油浸插入式熔断器和油浸限流式熔断器的全范围保护方式，做到三相互不干扰，且可在支路上安装一组隔离开关，供组合式变压器停电时检修用，而无需再装高压熔断器。但对三相三柱式组合式变压器在高压配电线路上还是不能取消高压熔断器，以确保高压配电线路的安全运行。

16.9 箱式变电站的发展趋势

1. 箱式变电站小型化设计

参照美式组合式变压器，使传统箱式变电站小型化。

(1) 供用电方案　小型箱式变电站既要满足城区采用电缆供电的要求，又要突出整体结构小的特点。典型结构如图 16-23 所示。变压器采用 S9 系列产品，电压等级为 10kV，联结组标号为 Yyn0，常用容量为 200～630kVA。高压侧采用负荷开关加熔断器保护，负荷开关一般采用空气绝缘，结构简单，有明显断开点，易维护。低压主断路器采用 ME 或 H 系列空气断路器，开断能力高，飞弧距离短，性能稳定，安全可靠。低压主断路器前后各加装一组电流互感器，以分别实现电能总计量及电流、电压总指示。

(2) 结构特点　小型箱式变电站采用品字形结构，如图 16-24 所示。该结构主要由变压器顶盖上部的变压器小室、位于变压器高压侧的高压室及低压室组成。高、低压室及变压器由 12 号槽钢作为底座连接在一起，整个外壳采用钢板并烤漆。箱式变电站中变压器设有外壳，变压器上部变压器小室为防盗结构。高压室熔断器上端与变压器高压套管采用铜排连接，高压室底部负荷开关下端直接接 10kV 电缆。低压断路器与变压器低压套管通过过渡铜排连接。低压室下部有 4 根汇流排，以供用户多路电缆出线。变压器放油阀、油样活门及温控仪全部在低压室内，只要打开低压室大门，就可方便地进行操作。

(3) 电气联锁　由于高、低压室体积不能过大，因此高压侧接线只能选择图 16-23 的联结方式。高压室内高压柜分成上、下两部分，即熔断器小室和负荷开关小室，两室之间用绝缘隔板分开。负荷开关小室用透明绝缘板作为观察窗，并且此观察窗不能自行拆卸。负荷开关手柄与熔断器小室的门之间有机械联锁，只有负荷开关断电后，方可打开此门更换熔断器，否则此门不能开启。另外，负荷开关手柄与变压器小室的门之间也有机械联锁，只有断电后，方可打开此门，否则此门不能开启，以确保人身安全。

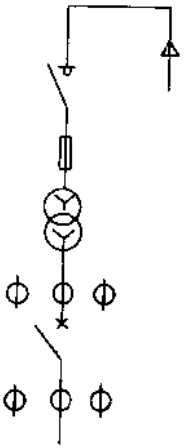


图 16-23　箱式变电站典型结构

(4) 散热分析　由于小型箱式变电站中变压器直接置于空气中，所以可不考虑机械强迫通风。由于变压器与高、低压室之间加装了隔热板，这样就保证了高、低压室不会受到变压器散热的影响。

按照本结构制造的 500kVA 箱式变电站，体积为 2100mm×1800mm×1500mm，仅为传统箱式变电站的 2/5。箱式变电站的耗材显然较传统箱式变电站少，造价可降低 25%左右。另外，箱式变电站采用防盗结构，“五防”可靠。

2. 35kV 箱式变电站的改进

由于 10 (6) kV 箱式变电站的电压等级低、容量小和自动化程度低，国内一些厂家相继开发出了 35kV 箱式变电站，但体积较大，自动化程度不高。因此山东胜利石油管理局对 35kV 箱式变电站进行了改进，改进如下。

(1) 结构的改进　使隔离开关进行分闸操作之后，箱式变电站的高压室内无裸露的带电部分。这样，在停电检修时，虽然隔离开关在高压室内的位置较低，但静触头已被绝缘材料完全封闭起来，即便静触头有电也不会危及检修人员的人身安全。

另外，高压室内安装的高压主断路器与隔离开关之间的防误操作的联锁装置以及与高压室门之间的联锁装置变得简单可靠、易于实现；高压主断路器及户内隔离开关的操作均为户外操作，使高压开关设备的操作变得更加简单便捷。

(2) 远动及保护　DMP300 系统是吸收国际先进技术研制的分布式保护、控制、测量和通信单元一体化系统。总管理机与分管理机的硬件完全相同，可将任意一台作为总管理机；上层为当地监控，采用高档工控微机，以中文 Windows 为软件平台，采用 Visual C++4.1 作为开发工具，通过管理机完成对各单元装置实时数据的采集、加工和管理，并实现系统管理功能。整套 35kV 箱式变电站的测控保护系统由变压器测控保护单元、馈线测控保护单元、电容器测控保护单元和辅助信息测控装置等组成。

通过采用 DMP300 系统，可实时地采集整台箱式变电站在运行过程中输入的信号，经滤波，检出事故、故障、状态变位信号和模拟量参数变化，更新数据库，为微机保护和监控系统提供运行状态的数据。当测量值越限时发出报警，并作相应处理，同时将继电保护、自动装置的动作和断路器的跳、合闸按动作顺序记录下来，并将接

收到的脉冲电能表输出的脉冲信号进行电能量累计，还可进行峰、平、谷时段累计；进行控制时，各单元机箱上安装有就地、远方切换开关及跳、合闸操作按钮，可就地操作，也可经后键盘执行站内某单元断路器的送停电、倒闸操作等各种顺序操作，实现安全操作闭锁功能，并按给定的电压、无功关系自动投切电容器、调整变压器分接头；人机接口监视器、鼠标和功能键提供灵活的人机交换联系，能提供正常的运行显示，调用各种数据、报表及运行状态图、参数图等画面，并可根据要求进行电流、电压、功率、电能量、温度量的整点抄表、累计，设备的运行工况、时间统计以及特征值、合格率、负载率等技术统计，并能定时自动或招唤制表打印输出。

3. 全密封变压器在箱式变电站中的应用

箱式变电站中可用油浸式或干式变压器。箱式变电站品字形结构。

为了减少维护费用，提高电网的安全运行，可选用全密封变压器作为箱式变电站的设备。如采用沈阳市海通光机技术实验厂生产的PS型膨胀式散热器，取消了储油柜，并采用两侧盒式密封电缆进出线，所以产品比较安全可靠、小巧，如图16-25所示。

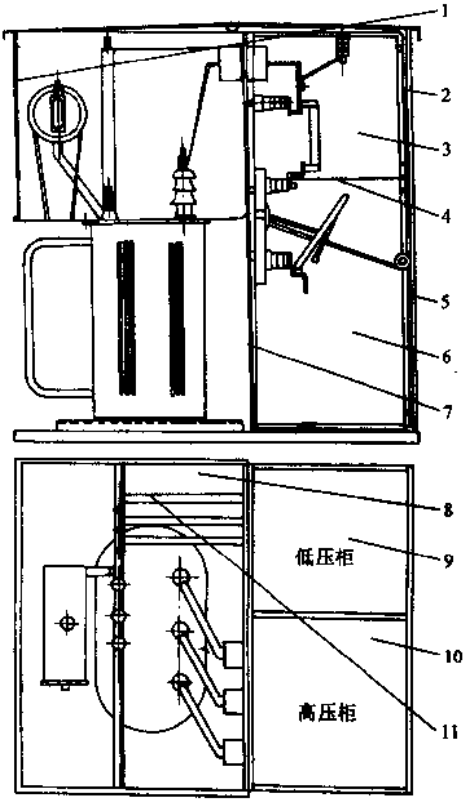


图16-24 箱式变电站品字形结构

1—变压器小室的门 2—熔断器小室的门 3—熔断器小室 4—绝缘隔板 5—观察窗 6—负荷开关小室 7—保温隔热层 8—变压器小室 9—低压室 10—高压室 11—过渡铜排

膨胀式散热器不但可满足变压器油的膨胀与收缩，而且也可满足变压器散热的需要。一、二次套管两侧采用盒式电缆密封进出线，使套管各部分不受污染，减少了维护工作量。一次电缆可直接聚塑到套管第一瓷裙上，二次电缆接头部位包绝缘，使之没有外露导电部位。

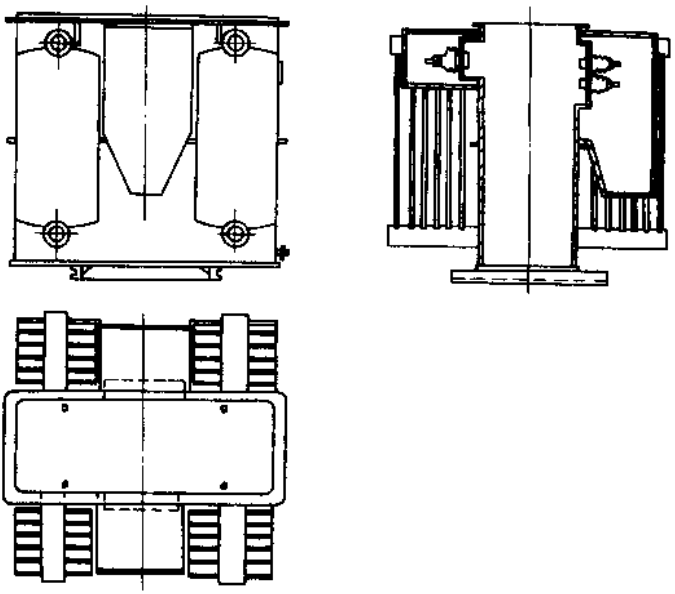


图 16-25　箱式变电站中的全密封变压器外形图

16.10　“五防误”装置知识

1. 防误闭锁装置的要求

防误闭锁装置应具备以下五防功能：

1）防止误断、误合断路器。

2）防止带负荷误拉、误推隔离开关。

3）防止带地线或接地开关合闸。

4）防止带电挂接地线或推接地开关。

5）防止误入带电间隔。

2. 防误闭锁装置的分类及其特点

目前电力系统使用的防误闭锁装置主要有机械联锁式、电气联锁式、机械程序锁式、微机式等。

（1）机械联锁式防误闭锁装置　是最基本的防误闭锁方式，主要是利用设备的机械传动部位的互锁来实现的。它的优点是简单可靠，易于实现。

（2）电气联锁式防误闭锁装置　主要是利用电磁锁和断路器、隔离开关及接地开关的辅助切换开关来实现的，每个电磁锁的控制回路中都串入相关的断路器、隔离开关及接地开关的辅助切换开关的触点，以控制电磁锁的打开与否，从而达到防误的

目的。它的优点是解决了机械联锁式防误装置所不能实现的结构独立的设备间的闭锁问题；它的缺点是投资较大，需要很多控制电缆，并需要增加辅助切换开关的触点数目，另外，接线比较复杂，可靠性差。

(3) 机械程序锁式防误闭锁装置　机械程序式防误闭锁装置主要是利用一把钥匙按顺序打开多把锁，或多把钥匙有机组合按顺序打开多把锁这一原理来实现的。如镇江电子器材厂生产的JS型程序锁，这种防误闭锁装置的优点是比机械联锁灵活，可用于结构独立的设备间的闭锁、而且结构简单，易于安装，不需要二次回路，节约投资，比较经济。其缺点是使用不够方便，经常因调试不当而难以开启，延误操作时间。

(4) 微机式防误闭锁装置　微机式防误闭锁装置是目前最新型、最先进的一种防误装置，它主要是利用微型计算机（或单板机）加外围设备（如继电器、电磁锁等）来实现防误闭锁的。它的主要优点是使用灵活，功能齐全，同时还具有音响报警和数字显示功能，并能满足各种特殊操作的要求，特别是前几种闭锁装置所不能实现或不易实现的功能，它都能方便地实现。缺点是投资大，维护工作量大。目前我国生产的集成电路芯片质量不够高，经常出现故障。

我国电力系统使用的微机防误装置分无线式和有线式两种，无线式微机防误装置不需要电缆，易于安装，节省投资，适用于已投产运行的变电所中。有线式微机防误装置需要电缆，投资大，不易安装，但使用方便，可靠性高。

3. 防误闭锁装置的使用和管理

防误闭锁装置在使用中应注意以下问题：

1）运行人员必须熟悉所配置的各种防误闭锁装置的结构、原理和所具备的功能，熟练掌握其正确的使用方法。

2）操作时，应将防误装置按闭锁装置按要求投入使用，进行操作。

3）操作中遇到闭锁装置不开放时，应停止操作，应进行如下的检查：

①是否走错间隔，操作设备是否有误，有无误操作。

②检查断路器有无问题，如开（断）状态是否正常、倒母线时母联断路器是否合上等。

③检查操作步骤是否正确，与当时的运行方式对照，是否相符。

确因电气闭锁装置本身有缺陷需要解锁操作时，应经负责人同意。

4）防误闭锁装置使用的专用钥匙（包括紧急解锁钥匙）应妥善保管，不得随意乱放和丢失。

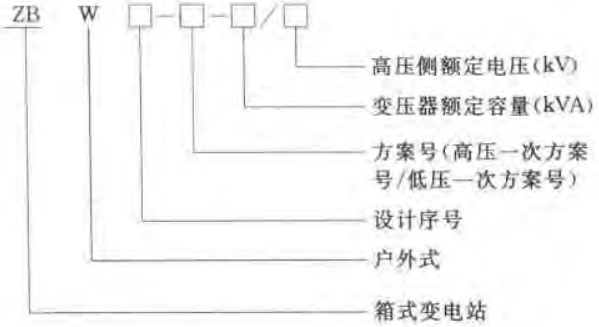
5）对防误闭锁装置应加强运行维护，户外闭锁装置应定期加油，防止生锈，装置故障或损坏后，应及时修复，尽快投入使用。

16.11　箱式变电站产品介绍

1. ZBW系列箱式变电站

(1) 概述　由上海电器股份有限公司生产的ZBW型箱式变电站是一种将10kV

高压柜、干式或油浸式变压器和 0.4kV 低压柜组合在一起的成套变压配电装置，是城网改造的新装备，见图 16-26（图示为四川产）。



该产品为框架结构，用型钢经特殊防腐处理后焊接而成。框架外覆新型复合板，耐腐蚀能力强，箱顶为双层结构，有效地降低了箱体内的温度。整体产品由相对独立的三个部分组成，即高压室、变压器室和低压室。进出线方式是高压电缆进，低压电缆出。该产品有可靠的机械电气联锁。变压器上部装有自动排气装置，以强化空气循环，箱底既能通风又能防止小动物进入，变压器下装滚轮，便于进出和检修。变压器为 SCL 型环氧树脂浇注干式变压器。顶部装有吊环，可整体吊装和运输。

图 16-26　ZBW-500/10 箱式变电站

(2) 技术数据　其接线方案如图 16-27 所示。

该产品的外形尺寸见图 16-28 及表 16-19。

表 16-19　ZBW 型箱式变电站外形尺寸

型号	变压器型号	变压器额定容量/kVA	外形尺寸/mm							
			L	B	H_1	H	L_1	B_1	l	b
ZBW	SCL	50,80,100,125,160,200,250	3600	2800	2450	2600	3150	2460	440	1190
		315,400,500,530	3700	2800	2450	2600	3260	2460	500	1190

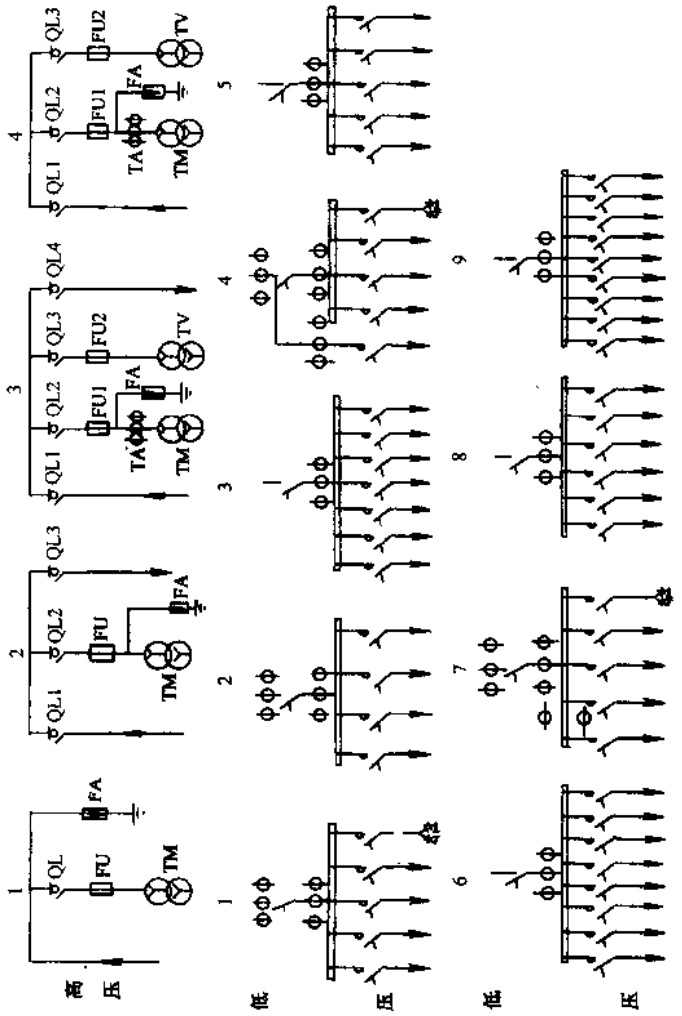


图 16-27 ZBW 型箱式变电站接线方案

注：数字为方案编号

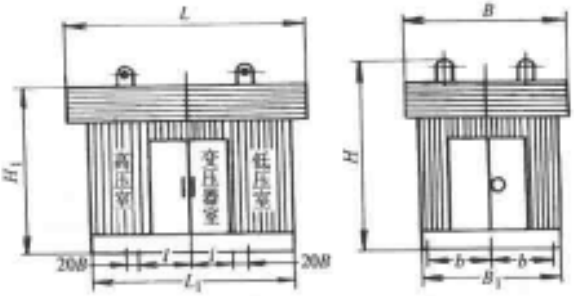


图 16-28　ZBW 型箱式变电站外形尺寸

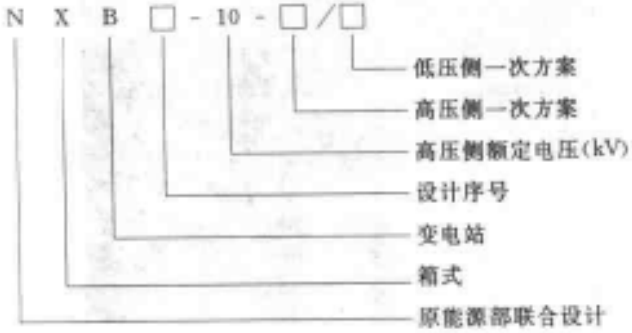
2. NXB□-10 箱式变电站

江苏宝胜电器成套厂开发生产的 NXB□-10 箱式变电站由电力科学研究院和武汉高压研究所负责组织联合开发的产品，其外形如图 16-29 所示。

图 16-29　NXB□-10 箱式变电站外形

(1) 产品的用途和特点　NXB□-10 箱式变电站是由 10kV 高压开关设备、配电变压器、低压开关设备、电能计量设备和无功补偿装置等组装在一个或几个箱体内构成的紧凑型变配电装置。

其中高、低压侧一次方案的编号需查厂家说明书，订货时应注明，订货时还应注明外壳着漆颜色。



(2) 设计特点和结构

1）该箱式变电站箱体主要由底部、箱体、顶盖三部分组成。其材料为钢制型材、铝合金板等。

2）高压室具有闭锁装置，具有“五防”性能。

3）箱体结构采用有足够机械强度、且防水性能好、能耐受一定电应力的材料，整个变电站可四面开门。门上配有性能可靠、开启方便、有防雨性能的门锁。高低压室及变压器室均有照明装置，以便操作维修。箱体四周均为双层结构，顶盖夹层内装有隔热防火材料，变压器室装有四个排风扇和温度控制装置，确保变压器能满载正常运行。

高压室内部结构如图 16-30 所示，低压室内部结构如图 16-31 所示，变压器室照明及排风扇部分结构布置如图 16-32 所示，变压器室内部布置如图 16-33 所示。

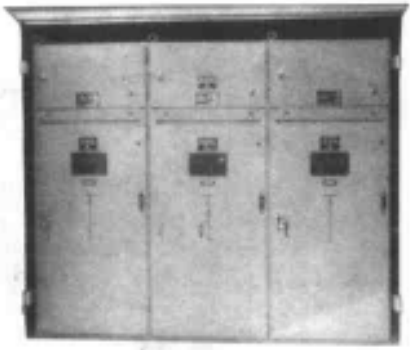


图 16-30 箱式变电站高压室内部结构

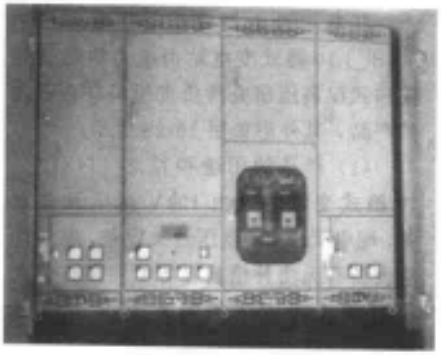


图 16-31 箱式变电站低压室内部结构

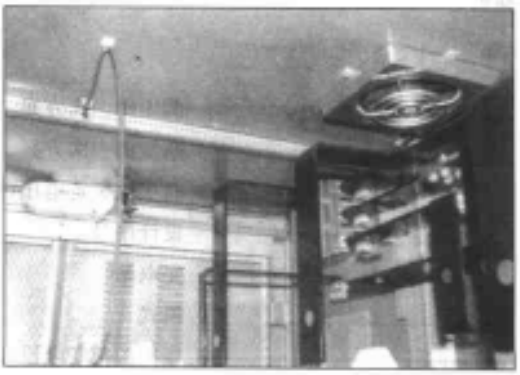


图 16-32 箱式变电站变压器室照明装置及排风扇

(3) 性能参数　变压器选用 S9 型油浸式变压器、BS9 型全封闭变压器或者 SC 或 SCL 型干式变压器，其容量为：50～800kVA。

高压负荷开关性能参数见表 16-20，高压熔断器性能参数见表 16-21，低压断路器性能参数见表 16-22。

该厂生产的箱式变电站有目字型和品字型，外形尺寸和重量见表 16-23。

3. ZB□-10 型箱式变电站

(1) 概述　江苏如皋高压电器厂所产的 ZB□-100～1000/10 型箱式变电站（其中□内为设计序号）由 JGN2-10 负荷开关柜、变压器柜及 GCD 低压抽出式开关柜三大部分组成。

JGN2-10 负荷开关柜内装有熔断器作短路保护，避雷器作过电压保护，负荷开关用于分断负荷电流。有四种一次接线方案供用户选用，高压进线可以根据用户的安装位置设计成左进线、右进线、上进线、下进线等形式。

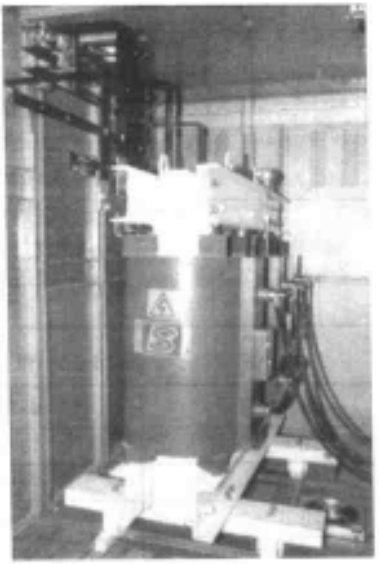


图 16-33　箱式变电站变压器室内部结构

变压器柜，根据用户需要配用 100～1000kVA 的环氧浇注干式变压器，一次母线与高压柜相连，二次母线接于低压柜母线，柜顶装有风机，变压器超过规定的运行温度时，温控仪发出指令，风机起动，给变压器降温。

低压柜有多种电流规格及几十种接线方案(包括计量、无功补偿等)供用户选用。所有元件都以抽出形式安装，并设有联锁机构，以保证在运行状态下，元件不能抽出。

表 16-20　高压负荷开关性能参数

型号及名称	额定电压 /kV	额定电流 /kA	开断电流 /kA	关合电流 /kA	热稳定电流 /（kA/s）	备　注
FN5-10（R）	10	400　630	由所配熔断器决定	40	16/2	象山
FN□-10（R）	10	630		50	20/2	天津
FN□-10/600	10	600			16/2	广州

表 16-21 高压熔断器性能参数

型号	额定电压/kV	三相断流容量/MVA	额定电流/A	熔体额定电流/A	备注
RN2-10	10	1000	0.5	0.5	配 PT 用
RN3-10	10	200	50	2,3,5,7,7.5,10,15,20,30,40,50	
			75	75	
			200	100,150,200	
SDLNJ	12	866	40	6.3,10,15,20,25,31.5,40	西熔厂
			100	50,63,71,80,100	
			125	125	

表 16-22 低压断路器性能参数

型号规格	脱扣器额定电流/A	分断能力/kA
HFB-150	15～150	22
HKB-250	70～250	28
HLB-600	250～600	35
HNB-1200	700～1200	50
PB-3000	1000～3000	97
DW15-200	100～200	50
DW15-400	200～400	50
DW15-630	300～600	50
DW15-1000	600～1000	30
DW15-1500	1500	30
DW15-2500	1500～2500	40
DZ20-100	16～100	Y:14. J:18. G:50.
DZ20-200	100～225	19,25,50
DZ20-400	200～400	23,25,50
DZ20-630	500～630	23,25,35
DZ20-1250	630～1250	38
DZX10-100	16～100	30
DZX10-200	100～200	40
DZX10-400	200～400	50
DZX10-600	400～600	60

表 16-23　江苏宝胜产箱式变电站的外形尺寸和重量　(mm)

箱变种类	B(宽)	L(长)	H(高)	重　量
目字型	2400	3400	2500	约 6t
品字型	2400	3600	2400	

(2) 产品主要结构　本柜为组装式，由底框、左右侧板、顶盖及前后门等几部分组成。

1) 底框。底框由槽钢及角钢组成，左右宽度为 2300mm，前后深度为 1300mm，当 SCL 干式变压器推入地基以后再装上底框，与地基预埋的 M16 螺栓固定。

2) 侧板。侧板由钢板组成，左侧板紧靠高压柜，底部用螺栓与底框固定，右侧板紧靠低压柜右边，用螺栓与底框固定，侧板高度为 2200mm（与 PGL 配用，为 2300mm）。

3) 高低压瓷柱架。高压瓷柱架横向安装在柜体后上部，低压瓷柱架横向安装在柜体前上部，高低压瓷柱支架均固定于柜体左右侧板上。支架装好后，再装高低压母排。

4) 隔板。隔板为钢板结构，将右侧高压母线与变压器隔开。

5) 前后门。先装门沿，再装门，前后门均有观察窗，可以观察变压器运行情况。

6) 顶盖。顶盖可整体安装，上部中央有排气孔，在变电所安装时，排气孔应与排气通道相连，排气通道一直装到变电所墙壁，墙上安装排风机。当变压器发热时，用手动或自动打开排风机，使变压器降温。

7) 温度自控装置。在前面上装有温控装置，传感器装于变压器规定位置，当柜内温度升至所规定的范围时，温控触点动作，自动打开排风机，使变压器降温。温度自控装置的主要参数见表 16-24。

(3) 产品外形及安装尺寸　如图 16-34 所示。

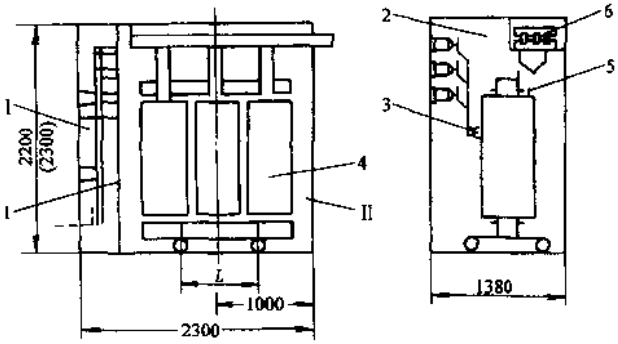


图 16-34　变压器柜简图

1—隔板　2—散热通道　3—高压侧　4—干式变压器　5—低压侧
6—低压母线和母线夹　1—母线室　I—变压器室

注：①L 为选用变压器轮距；②根据用户需要配其他型号柜高 2300，根据变压器容量确定。

表 16-24 温度自控装置参数表

型　号	测量范围	电触点形式	触点最高工作电压	精度等级	触点容量
WTZ-288B WTXK-288	0～100℃	一对常开	～220V	1.5 级	10VA （继电器负载）

（4）柜体固定　柜体均用 M16～100mm 螺栓固定，且应水平安装，倾斜应不大于 5°。

（5）接地　柜后接地母线应可靠接地，并应对门及接地部分进行检查。

（6）高压柜、变压器、低压柜的组合方案　如图 16-35 和图 16-36 所示。

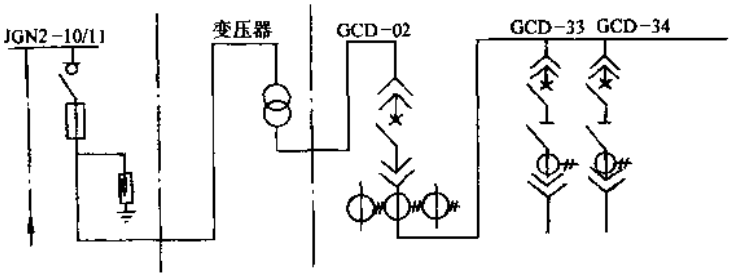


图 16-35　箱式变电站一次系统图例

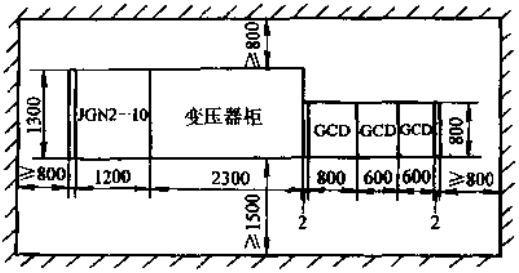


图 16-36　箱式变电站配电间平面布置

4. 佛山变压器厂生产的 ZBW（N）1 系列箱式变电站

外观如图 16-37 所示。该产品的外部箱壳为框架整体式结构，框架、侧板及门等用薄钢板弯制焊接；箱顶是带通风道的钢板夹岩棉结构。底座用槽钢焊接，与框架连成一体，是固定箱内电气设备及安装地脚的基础构件。整个外箱壳表面经前处理后，喷特殊防腐底漆和面漆，具有很强的防腐能力（如用户要求，箱壳可用铝合金板、不锈钢板及复合型板材制造）。

该产品的进出线方式为电缆进出。

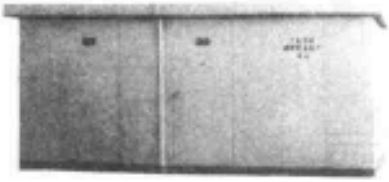


图 16-37　佛山产 ZBW 型箱式变电站外观

5. 宁波天安集团生产的 ZBW1 系列箱式变电站

(1) 概述　ZBW1 系列箱式变电站是宁波天安集团的产品，外观如图 16-38 所示。

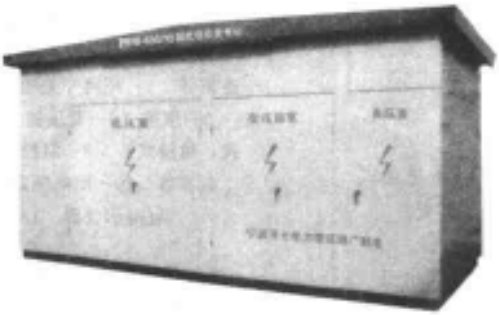


图 16-38　浙江宁波产 ZB 系列箱式变电站外观图

ZBW1 系列箱式变电站有以下特点：

1) 变电站所有黑色金属均经过表面防蚀处理，能保证长时间不锈蚀。

2) 高压侧一般采用负荷开关，也可采用真空断路器或油断路器，并具有齐全的防误操作功能。

3) 变压器可采用油浸式变压器，也可采用干式变压器。

4) 低压侧采用塑料外壳式断路器。

5) 安装方便，在变电站低压室内装有活动底板，人可以直接进入电缆沟。

6) 变电站有 ZBW1-01、ZBW1-02、ZBW1-03、ZBW1-04、ZBW1-05、ZBW1-06 等设计方案供选用。

(2) 结构　变电站骨架结构采用槽钢及角钢制造，外壳采用铝合金板等材料制造。

变电站各室之间均用隔板隔离成独立的小室。

顶盖为双层结构，变压器室顶部有排风扇，自动控制变压器室温度。变电站可转动的连接部分采用橡胶带密封，有较好的防潮能力。

高压室装有 HXGN1-10 环网柜，柜内装有负荷开关、熔断器（也可采用断路器）、避雷器、接地开关及机械联锁装置，采用高压计量的还可装电压互感器及计量表计。

低压室有 6 种方案，如图 16-39～图 16-45 所示。

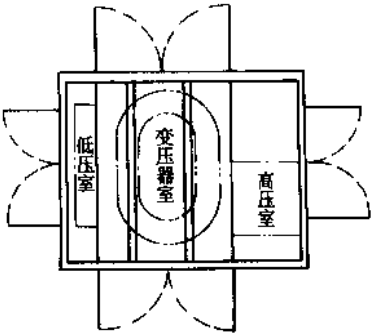


图 16-39 ZBW1-01 型箱式变电站平面布置

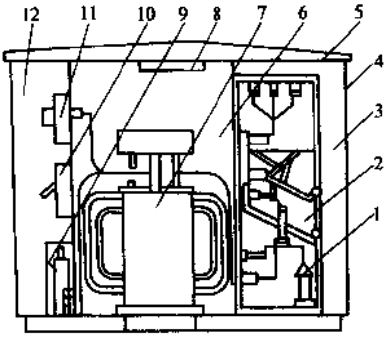


图 16-40 ZBW1-01 内部结构及元件布置图

1—避雷器 2—环网开关柜 3—高压室 4—框架 5—顶盖 6—变压器室 7—变压器（干式，油浸式） 8—温控排风扇 9—电力电容器 10—配电断路器 11—计量与指示仪器 12—低压室

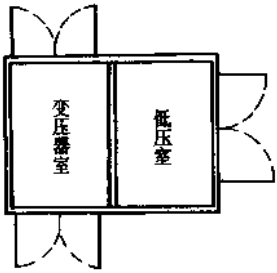


图 16-41 不带高压的 ZBW1-02 型箱式变电站平面布置

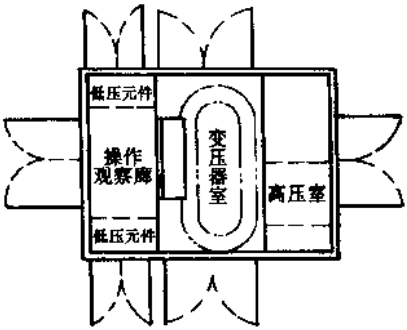


图 16-42 ZBW1-03 型箱式变电站平面布置

ZBW1-01 型低压元件为正面布置，上方为仪表室，正面有观察窗，各元件有独立的可拆卸面板，变电站最多出线回路为 8 路。

ZBW1-02 型无高压室，低压室可分带操作走廊与不带操作走廊两种形式。

ZBW1-03 型内有操作观察走廊，二次回路的仪表在正前方，二次回路元件排列在左右两边，低压室左右两外侧均有门，最多出线可达 20 路。

ZBW1-04 型低压室在两变压器室之间有一内走廊，低压元件连接左右两侧，两侧上方为仪表室，

ZBW1-05 型低压室为品字形布置，出线回路可达 20 路。

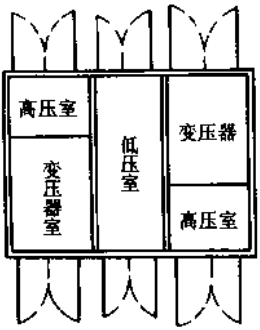


图 16-43　ZBW1-04 型箱式变电站平面布置

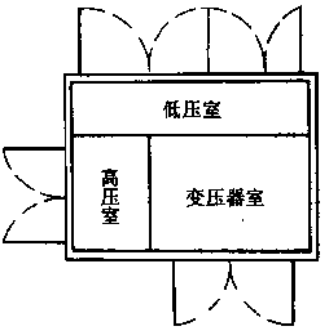


图 16-44　ZBW1-05 型箱式变电站平面布置

ZBW1-06 型低压室由值班室进入，低压元件正面布置，仪表室在其上方。

根据无功补偿的需要可以配置电力电容器，容量一般为变压器容量的 15%～20%。

(3) 技术数据

1) 该系列箱式变电站负荷开关的技术数据见表 16-25。

2) 该系列箱式变电站熔断器的技术数据见表 16-26。

3) 该系列箱式变电站 ZN5-10 断路器的技术数据见表 16-27。

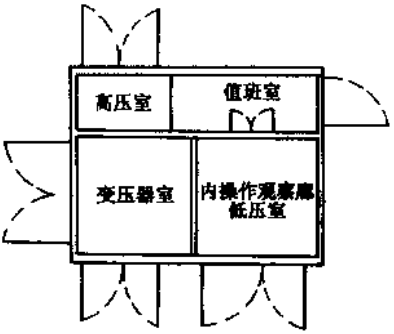


图 16-45　ZBW1-06 型箱式变电站平面布置

表 16-25　ZBW1 系列箱式变电站负荷开关技术数据

型　号	额定电压/kV	最高工作电压/kV	额定电流/A	额定开断电流/A	热稳定电流/有效值/kA/s	动稳定电流/kA(峰值)	短路关合电流/kA(峰值)	转移电流/kA	满负载开断次数/次	机械寿命/次
FN5-10 产气式高压负荷开关	10	11.5	400 630	400 630	12.5/4 20/2	31.5 50	31.5 50	1.4	20	2000
FN16 真空负荷开关	10	11.5	630	630	20/3	50	50	3.15	10000	10000

表 16-26 ZBW1 系列箱式变电站熔断器技术数据

型号	额定电压/kV	额定电流/A	额定开断容量/MVA	备注
RN2	10	0.5	100	单管
RN3	10	10～75	200	单管

型号	额定电压/kV	额定电流/A	额定开断容量/MVA	额定开断电流/kA	备注
RN3	10	100 150	200		双管
SDL-J	12	40		31.5	单管
FFL-J	12	50 63		50 40	
SFL-J	12	100		50	
SKL-J	12	125		31.5	

表 16-27 ZBW1 系列箱式变电站 ZN5-10 断路器技术数据(真空断路器)

额定电压/kV	额定电流/A	额定短路开断电流/kA	额定短路关合电流/kA	机械寿命/次	电寿命/次	
					开断额定电流次数	开断额定短路电流次数
10	1250	20	50	10000	10000	30

4) 该系列箱式变电站避雷器的技术数据见表 16-28。

表 16-28 ZBW1 系列箱式变电站避雷器技术数据

型号	额定电压/kV	工频放电电压/kV		冲击放电电压/kV	持续运行电压/kV	直流 1mA 参考电压/kV	标称放电电流下残压/kV
		不小于	不大于				
FS4-10	10	26	31	≤50			50
Y5W-12.7	12.7				6.6	>24	42

5) 该系列箱式变电站电流互感器的技术数据见表 16-29。

6) 该系列箱式变电站电压互感器的技术数据见表 16-30。

7) 该系列箱式变电站低压侧开关的主断路器采用 HLA、HNB、DZX10、DW15、ME 等,分路开关选用 DZX10、DZ20,其技术数据见表 16-31。

表 16-29　ZBW1 系列箱式变电站 LZJC-10 型电流互感器技术数据

额定电压/kV	额定电流比	准确级次	额定二次负载(cosφ=0.8)/Ω	热稳定倍数	动稳定倍数	10%误差时倍数
10	(5～1000)/5	0.5	0.4	75～50	150～90	15
		3	0.6			
	1500/5	0.5	0.6	30	60	9
		D	1.2			

表 16-30　ZBW1 系列箱式变电站 JDZ-10 型电压互感器技术数据

额定电压/V		额定容量/VA			最大容量/VA
一次	二次	0.5	1 级	3 级	
10000	100	50	80	200	400

表 16-31　ZBW1 系列箱式变电站低压侧断路器技术数据

型　号	额定电流/A	脱扣器额定电流/A	通断能力/kA	
			220V	380V
HLA-600	600	250,300,350,400,500,600	20	35
HNB-1200	1200	700,800,900,1000,1200	20	50
DZX10-100	100	25,30,40,50,63,80,100		30
DZX10-200	200	100,120,140,170,200		40
DZX10-400	400	200,250,300,350,400		50
DZX10-630	630	500,630		60
DW15-200	200	100,150,200		20
DW15-400	400	200,300,400		25
DW15-630	630	300,400,630		30
DW15-1000	1000	600,800,1000		40

8) 该系列箱式变电站的变压器容量为 50～1600kVA。

9) 该系列箱式变电站的高压一次方案见表 16-32。

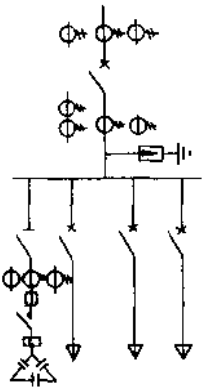
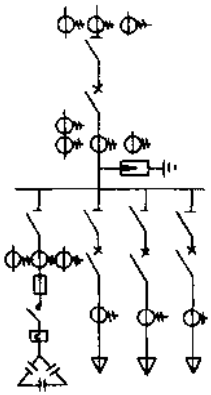
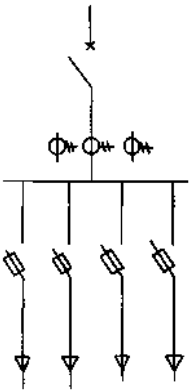
10）该系列箱式变电站的低压一次典型方案见表 16-33。

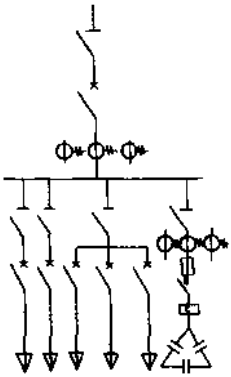
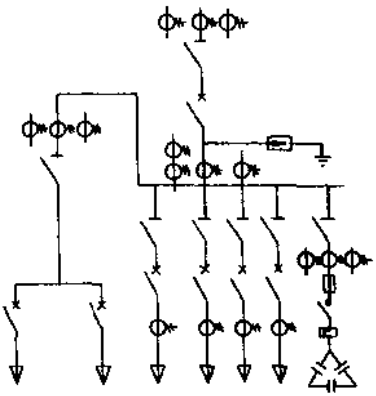
（4）外形及安装尺寸　该系列箱式变电站的外形尺寸见图 16-46 及表 16-34。

表 16-32　ZBW1 系列箱式变电站高压一次方案

方案编号		01	02
主回路方案			
主要电器设备	负荷开关	1	2
	避雷器	3	3
	接地开关	1	1
	熔断器	3	3
方案编号		03	04
主回路方案			
主要电器设备	负荷开关	2	3
	避雷器	3	3
	电流互感器	2	
	电压互感器	2	
	接地开关	2	3
	熔断器	6	3

表 16-33　ZBW1 系列箱式变电站低压一次典型方案

编号	01	02	03
接线图	 4～12 回路	 4～12 回路	 4～12 回路

编号	04	05
接线图	 4～12 回路	 4～12 回路

其他还有广东珠江、江苏泰兴等许多厂也生产箱式变电站，由于其外形和结构都大同小异，故不再一一列举。

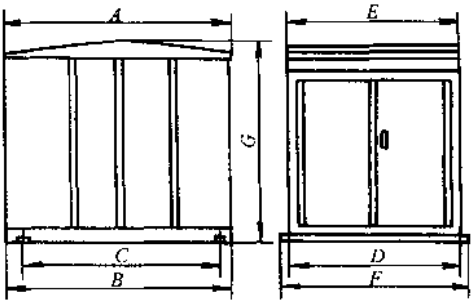


图 16-46 ZBW1 系列箱式变电站外形尺寸

（宁波天安集团象山高压电器厂）

表 16-34 象山高压电器厂 ZBW1 系列箱式变电站外形尺寸

型号	变压器容量/kVA	外形尺寸/mm						
		A	B	C	D	E	F	G
ZBW1-01	100～250	3720	3400	3320	2200	2520	2300	2420
	315～630	3920	3600	3520	2200	2520	2300	2600
	800～1000	4120	3800	3720	2500	2720	2600	3150
ZBW1-03	100～250	根据低压出线确定			2200	2520	2300	2450
	315～630				2200	2520	2300	2600
	800～1000				2500	2720	2600	3150

16.12 箱式变电站的安装、使用和维护

1. 验收

1）铭牌的数据与订货合同是否相符。

2）检查出厂技术文件是否齐全。

3）对照装箱单零部件是否齐全。

4）检查运输过程中是否有撞伤，有否脏物、异物，同时拆除运输辅助物。

5）对不立即投用的箱式变电站，应将柜门锁好，防止套管、负荷开关、仪表及其他附件受损伤，同时置于安全地带。

2. 箱式变电站的安装

箱式变电站基础可根据制造厂提供的参考图，也可自行设计。一般应使箱体高出地面 350mm 以上，这样既可防止积水，又能将电缆预留长度放在下面。基础表面外部尺寸与箱式变电站底座相吻合。若外部尺寸做成大于箱式变电站底座，超出的部分

一定要做成斜面，以防止积水。在基础周围埋设好接地桩和接地母线。接地母线和接地桩应是热镀锌钢材。应充分利用进出线电缆沟敷设接地母线，接地母线埋深应大于0.6m，电缆本身直埋深度应大于0.7m，焊接部位表面要用沥青作防腐处理，焊缝长度不小于80mm，接地电阻小于等于4Ω。箱式变电站起吊时，一定要从底部挂好钢丝绳，钢丝绳顶部的夹角要不大于60°。注意钢丝绳与箱体四周接触部位要用麻布或纸板隔开，防止划伤油漆（现在有的箱式变电站附带有专用起吊架）。箱体就位后，底座与基础的预埋铁、底座与接地母线都必须可靠焊接；底座与基础之间的缝隙用水泥砂浆填充抹封；进出线电缆预留长度在下面盘放好；箱式变电站的电缆孔洞在电缆固定后，一定要封堵，防止小动物进入。低压出线电缆头要挂牌，低压断路器要贴上写明编号的标签，方便以后操作和维修。检查高压断路器、高压隔离开关、接地开关等，操作应灵活可靠，指示准确。高压断路器储能操动机构手动、电动皆能正常工作。

检查断路器、隔离开关、接地开关、柜门之间的防误闭锁功能是否完备，即①接地开关在合位时，隔离开关、断路器应不能合闸；②断路器、隔离开关在合位时，接地开关应不能合闸接地；③断路器在合位时，隔离开关不能分合闸；④断路器、隔离开关在合位时，内层柜门不能打开；⑤内层柜门打开时，隔离开关、断路器不能合闸（即防止隔离开关带负载分、合）。

对高压断路器应进行如下测试：直流电阻，绝缘、断口、本体交流耐压，固有分闸时间，三相同期，行程，超程（标准以制造厂为准）。高压隔离开关和接地开关应测试绝缘、交流耐压、直流电阻三相同步，要求动触头插入深度大于90%。对高压计量设备的互感器应测试绝缘、直流电阻、交流耐压、相位差、比差精度（要求在0.5级以内）。对油浸式变压器应检测各档直流电阻、电压比、绝缘电阻和吸收比、交流耐压及油耐压。对氧化锌避雷器、高压电缆，应检测绝缘电阻和直流泄漏电流。在低压进线刀闸后端接入380V/220V三相四线电源（严禁将电源送到变压器上去而反充电产生高压）。模拟运行状态，检查低压进线断路器的电动分、合操作和失压闭锁功能。调整好功率因数补偿控制器的各个微调旋钮，将转换开关打到手动档位，电容器从第一组至最后一组的分别投入，返回后再打到自动档位，控制器上开关打到自检试验位置，观察电容器从第一组至最后一组的分别投入和切除。

检查箱式变电站内所有设备的外观是否完整，螺栓要重新检查。采用短接和断开电触点温度计上触点方式，检查换气扇的起动和停止是否正常。若测温点是变压器上层油温时，上、下限温度设定到85℃和55℃；若小变压器大盖上温度计插孔放不下感温头，而实际悬挂感温头的位置与变压器外壳很近，那么是间接测量变压器温度，此时测得的是变压器室空气温度，上、下限温度设定到50℃和40℃。安装时一次设备各部分连接一定要紧固，否则运行中发热易酿成事故。在箱体醒目处要粘贴或涂刷电力标志和安全警告。为了提高可靠性，宜加装后备测温控制元件，防止控制回路失灵或风扇故障影响变压器过热。

高压接线施工：

1）高压电缆一般应选用交联聚乙烯电缆。

2）根据安装需要、剥切电缆的外护套，锉亮外护套端部 20mm 的铠装，并用铜丝绑扎 2 圈固定，沿扎线切去其余铠装。

3）剥切铠装前的内护套及填充料，用相色带包扎铜屏蔽带的端部，用铜丝把接地编织带固定在铠装和铜屏蔽带上，并用锡焊牢。

对接地编织带局部渗锡（锡焊），沿外护套的端部缠绕一圈热熔胶，防止潮气渗入。

4）装上热缩分支套，加热使其收缩，密封电缆分叉处。把热缩套至指套根部（如热缩管内未预涂热熔胶，应在指套上缠绕一圈熔胶再套热缩管），加热使其收缩。将三相分开，按安装的位置弯曲电缆（如采用冷缩套，按冷缩套工艺施工）。

5）切除电缆口端部 30mm 的热缩管、铜屏蔽层、外半导电层、绝缘层。保证各段的切口整齐。在电缆线芯往上包扎一层相色带，以免在安装时电缆线芯刺伤划破接头。

6）拆除缠绕在电缆线芯上的相色带，把接线头套在电缆线芯上，用冷压压接，同时装上接地线耳。

3. 运行前的检查

1）检查所有紧固件、连接件是否松动，并重新紧固。

2）运输时拆卸的零部件是否重新安装妥当，并检查是否有异物存在。

3）检查负荷开关、接地开关操作是否灵活，各仪表接线是否正确。

4）检查各接地点是否正确接地。

5）检查各联锁装置是否可靠联锁。

4. 投入运行

1）投入运行前，应把无励磁分接开关调到相应的位置上。

2）将高压室、变压器室内的柜门关好，所有高、低压开关均处于分闸位置，然后按送电程序操作。

3）合上外部高压进线电源，高压室内带电指示装置氖灯发光。

4）合上高压隔离开关，合上高压断路器，观察电压表，操动机构上分合闸指示标牌在合位，监听变压器空载声音。

5）合上低压进线隔离开关，按合闸按钮，电动合上低压进线断路器，红色指示灯亮，操动机构上分合闸指示标牌在合位。

6）分别合上低压出线低压断路器，观察对应的电流表、红色指示灯，负载侧要有人监视，若有故障，立即分断断路器。

7）将电容装置打到自动状态，观察电容器投、切变化，要求 $\cos\varphi$ 始终跟踪在 0.95 以上。

8）投入运行后，所带负载应由小到大，并检查内部有无异响。

5. 维护

1）箱式变电站是一种无人值班、监护的集受、变、馈电为一体的成套电器装置，一般应每年进行一次检查，环境恶劣、污染严重的应每 3～6 个月进行一次检查。检查开关柜内的元器件是否正常工作，是否渗漏，并定期抽取油样检查，防止雨水及尘土进入高低压室内。

2）检查时，应清除所有灰尘（注意带电），检查所有操作部件是否正常工作。

3）检查所有仪表是否正常工作，是否渗漏油，变压器油是否正常，定期抽取油样化验。

4）检查熔断丝、避雷器是否正常。

5）检查紧固件、连接件是否松动、导电零件及其他零件有无发热、生锈、腐蚀的痕迹、绝缘表面有无爬电痕迹和碳化等。

6）箱体为金属结构，虽经防腐处理，如巡视中发现锈蚀部分，应及时涂补。

7）检查转动部分及门锁是否灵活，并加润滑油。箱内照明是否损坏，保持照明良好。

8）箱体通风孔是否堵塞，自动排风扇是否正常工作，否则应及时停运检修。查看箱体内温升情况。

9）高低压开关按规定检修。

10）每两年进行预防性试验一次。

11）投运半年内出现故障的可能性较大，在此半年内应加强巡视。

第 17 章　SF_6 变压器和调容量变压器

17.1　SF_6 变压器

SF_6 变压器（即 SF_6 气体绝缘变压器）的英文是 Gas Insulated Transformer，故简称 GIT。SF_6（六氟化硫）的设备还有 SF_6 断路器（即 SF_6 气体绝缘断路器），简称 GCB；SF_6 组合电器（即 SF_6 气体绝缘组合电器），简称 GIS，是由断路器、隔离开关、接地开关、互感器、避雷器、母线、连接件和出线终端等元件组成的，全部封闭在金属接地外壳中，SF_6 气体作为绝缘和灭弧介质，断路器以外各部分气压一般为 0.3～0.45MPa。SF_6 电缆（即 SF_6 气体绝缘电缆），简称 GIC。

17.1.1　SF_6 气体性质

SF_6 气体是一种优良的绝缘和灭弧介质，它具有无毒、不可燃、绝缘强度高和灭弧能力远远超过一般电介质的特点。因而，SF_6 气体绝缘设备占地面积小，无火灾危险，提高了电力系统的可靠性。

SF_6 气体分子是呈八面体的结构，如图 17-1 所示，硫原子处于八面体中心，氟原子分别排列在八面体的各顶端。硫原子和各氟原子间的键长均相等，为 0.158nm，F—S—F 的键角均为直角，为完全对称型，没有偶极矩。SF_6 分子的等效直径为 0.456nm，比水蒸气分子的等效直径（0.32nm）要大一些。

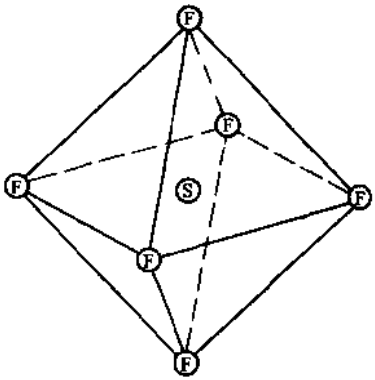


图 17-1　SF_6 气体的分子结构图

1. 物理性质

在标准条件下，SF_6 气体为无色无味的气体。在高压电气设备中，SF_6 气体的工作压力通常为 0.2～0.7MPa，呈气态；在钢瓶中，SF_6 通常以液态形式存在，以便运输和贮存。SF_6 气体的主要物理性质见表 17-1，为了便于比较，表中列入了氮气的有关特性参数。

表 17-1　SF_6 气体和氮气的物理性质

物理量名称	SF_6	N_2
相对分子质量	146.06	28
熔点/℃	−50.8	−210
沸点（升华点）/℃	−63.8	−196
气体常数/（J/（kg·K）	57	297

（续）

物理量名称			SF_6	N_2
密　度 / (kg/m³)	气体（20℃，0.1MPa）		6.16	1.25
	液　体	20℃	1400	
		−196℃		810
临界温度/℃			45.6	−146.8
临界压力/MPa			3.78	3.29
摩尔定压热容（30℃，0.1MPa）/（J/（mol·K））			97.1	28.3
热导率（30℃，0.1MPa）/（W/（m·K））			0.0141	0.0214
粘度/（气体，25℃）/Pa·s			1.56×10^{-5}	1.72×10^{-5}
介电常数（气体，25℃，0.1MPa）			1.002	1.0005
介质损耗角正切（气体，25℃，0.1MPa）			2×10^{-7}	
声速（气体，20℃）/（m/s）			134	349

SF_6 气体与其他气体的物理性质的比较见表 17-2。该表说明了气体分子量、沸点、比热容和击穿电压之间的关系。一般说来，分子量高的气体，比热容和击穿电压都高，沸点也高；分子量低的气体，其沸点也低，绝缘强度也低。在选用一种气体介质时，不得不采取折衷方案，使二者兼顾。

表 17-2　SF_6 气体与其他气体的物理性质的比较

气　体	相对分子质量	沸点/℃	300K 时比热容 c_p /(J/(mol·K))	击穿强度（相对值）
N_2	28.02	−195.8	29.12	1.0
CF_4	88.0	−128	61.30	1.1
CF_2Cl_2	120.9	−29.8	73.01	2.5
C_2F_6	138.0	−78.1	106.82	1.8
SF_6	146.06	−63.8	97.61	2.5

2. 化学性质

SF_6 的化学性质非常稳定，在空气中不燃烧，不助燃，与水、强碱、氨、盐酸、硫酸等不反应。SF_6 的热稳定性好，在常温或较高温度下都不会发生自分解反应，SF_6 的热分解温度大约为 500℃ 左右。但在有某些金属存在的情况下，SF_6 的稳定性则大为降低，其热分解温度为 150～200℃。然而，在 223℃ 高温下，各种金属置于 SF_6 气体中长达 270 天的试验结果表明，其腐蚀程度仍然是微不足道的。例如，腐蚀最严重的硅钢，其腐蚀速度仅为 0.003mm/年；两种低碳钢样品在同样条件下的腐蚀速度为 0.0004mm/a 和 0.0003mm/a。这些被试金属按其受腐蚀程度增加的顺序排列如下：

银、铝、不锈钢、铜、黄铜、低碳钢、硅钢。

因此，可以认为，在电气设备通常运行的温度范围内SF_6是稳定的，对电气设备中较常用的金属（铜、铝、钢）和绝缘材料（环氧树脂等）是不起化学作用的。只是在温度高达几千摄氏度的电弧作用下，SF_6才会产生剧烈的分解和电离，生成多种分解产物，其中某些分解产物会导致以石英粉为填料的环氧树脂绝缘子的绝缘性能的下降。

3. SF_6混合气体的绝缘特性

SF_6气体具有优良的电气特性和稳定的化学性能。但是由于SF_6气体价格较贵，液化温度相对较高，对电场均匀性十分敏感，使用SF_6混合气体的主要目的之一是降低绝缘气体的投资，试验结果表明，SF_6气体的含量为60%（体积分数）的SF_6-N_2混合气体在压力为0.51MPa时，其绝缘强度与压力为0.45MPa的纯SF_6气体相当。同时，可节约投资约32%，液化温度也比纯SF_6气体降低9℃。

除SF_6-N_2之外，很多混合气体都有在工业上应用的前景，表17-3列举的混合气体大致可分两类：第一类是可以降低气体投资；第二类是具有较高的绝缘强度，可降低设备的工作气压，从而降低设备外壳的投资。

表17-3 SF_6混合气体特性

SF_6混合气体	混合比（体积）	相对于SF_6气体的绝缘强度	说明
SF_6-CF_2Cl_2-N_2	10∶40∶50	0.87	投资约为纯SF_6气体的17%，增加气压15%，可达到与SF_6相同的绝缘强度
SF_6-CO_2-CCl_2F_2	60∶20∶20	0.96	投资约为纯SF_6气体的40%，但液化温度提高了20℃
SF_6-CO_2-CF_3CF_2Cl	60∶20∶20	0.98	投资约为纯SF_6气体的40%，但可能有碳析出问题
SF_6-N_2	50∶50	0.88	投资约为纯SF_6气体的65%，液化温度降低20℃
C-C_4F_8-SF_6-N_2	20∶30∶50	0.91	如果C-C_4F_8大量生产的话，可望降低投资
CF_3SF_5-SF_6	50∶50	1.33	绝缘强度高（20℃）

17.1.2 SF_6变压器发展过程

随着城市建设的发展，大城市人口越加密集，高层建筑、地下通道和建筑越来越

多，为了保证城市建设和居民的安全，对供电的安全性、可靠性提出了更高的要求。特别是高层建筑其防火问题更显得重要。由于大容量油浸式变压器用油量大，一旦着火，可使高层建筑也遭火灾破坏，因此要求电力变压器具有防火防爆性能好、安装面积小、运行噪声低等性能。GIT 正是为了满足这一要求而发展起来的。

不燃变压器按绝缘介质的不同，一般可分为硅油变压器、干式变压器、SF_6 气体绝缘变压器和复敏绝缘液介质变压器等。油浸绝缘变压器与其他各种不同绝缘介质变压器的使用性能比较见表 17-4。

表 17-4　不同绝缘介质变压器使用性能比较

介质性质	气体绝缘	环氧浇注绝缘	硅油浸绝缘	变压器油浸绝缘
绝缘等级	E	F	H	A
绕组温升/K	75	95	120	65
冷却介质	SF_6 气体	空气	硅油	变压器油
绝缘材料	聚酯薄膜	环氧树脂	绝缘纸	绝缘纸
电压范围/kV	≤500	≤110	≤35	≤500
容量范围/MVA	≤400	≤16	≤10	≤1000
使用地点	户内、户外	户内	户内、户外	户内、户外
防潮性	极好	一般	一般	一般
防尘性	极好	不佳	一般	一般
密封性	全密封	敞开	半密封	半密封
防燃性	不燃	难燃	难燃	可燃
耐老化程度	绝缘不易老化	绝缘较易老化	绝缘不易老化	绝缘不易老化
常规维修工作量	基本不维修	每年一次	2～3 年一次	1～5 年一次
噪声/dB（A）	<65	75	65	65
受环境污染水平	小	大	较小	较小

复敏绝缘液是四种卤素碳化合物的混合体，即四氯乙烯、三氟乙烷、二氟乙烷、二氟己烷的混合体。它具有不燃、低毒的优点，充该液体的变压器尺寸紧凑，密封性好，维护方便，过载后可避免绝缘老化，热传导性能好。但复敏绝缘液货源有限，价格较高。虽早在 1988 年，广州高压电器厂就已研制成功充复敏绝缘液的 S12 型配电

变压器，但推广甚难。

干式变压器具有难燃、无毒、体积小、噪声低等优点。一般环氧树脂浇注变压器的额定电压为 10kV 和 35kV，最大容量为 16000kVA，若向更高电压等级、更大容量发展还有很大的困难（110kV 已试制成功）。

GIT 采用全密封结构，箱内充有表压力为 0.1～0.6MPa 的 SF_6 气体。器身置于箱中，与外界环境隔离，并有两层噪声防护．具有不燃、不爆、不受潮、噪声低、占地小、安装高度低、不需油坑及净油设备、日常维护量少等优点，而且特别适宜向高压大容量发展。且 GIT 中 SF_6 气流不会产生带电现象。

美国 GE 公司 1956 年生产了第一台 2000kVA/69kV GIT．日本在引进美国技术的基础上，1967 年日本东芝公司造出 4 台 3000kVA/63.5kV 的 GIT 投入运行。到 1992 年，日本国内已累计生产 GIT1057 台。早期生产的 GIT，容量一般在 60MVA 以下，由于发热量小，大都采用 SF_6 气体循环冷却，即气冷式；容量为 70MVA 及以上的则采用液冷式，利用常温下为液态的全氟正丁醚（$C_8F_{16}O$）作冷却介质，在变压器运行温度下通过蒸发潜热来冷却。1990 年日本三菱公司推出世界第一台液冷式的 300MVA/275kV GIT，有关 GIT 的发展简况见表 17-5。

表 17-5 CIT 发展简况

国别	年份/年	容量/MVA	相数	电压/kV	冷却和绝缘介质
美国	1956	2	3	69	SF_6
	1964	40	3	69	SF_6
	1983	400/3	1	345	$C_2Cl_2F_3+SF_6$
日本	1967	3	3	63.5	SF_6
	1982	20	3	66	SF_6
	1991	300	3	275	$C_8F_{16}O+SF_6$
	1994	300	3	275	SF_6
	1995	300/3	1	500	$C_8F_{16}O+SF_6$
中国	1986	0.5	3	10	SF_6

我国从 1984 年开始对 GIT 进行研制。北京变压器二厂生产的 500kVA/10kV GIT，于 1998 年通过鉴定，并形成 1600kVA 以下的系列产品和生产 20～40MVA/110kV 的 GIT。由于 SF_6 气体在 0.2MPa20℃ 时重量仅为变压器油的 1/70，硅油的 1/78。因此，变压器的重量可比油浸式的减轻 20%～30%。随着容量的增大，减轻的幅度会更大。如果假设 GIT 的安装空间为 100，则油浸式变压器的安装空间需 110，干式变压器的安装空间需 140。GIT 特别适于安装在有 GIS 的变电站，有助于实现整座变电站的气体绝缘化，可应用于城网改造，既紧凑又安全（见图 17-2）。

现在日本新建的室内和地下变电站内几乎全部都使用 GIT，我国香港特区已普

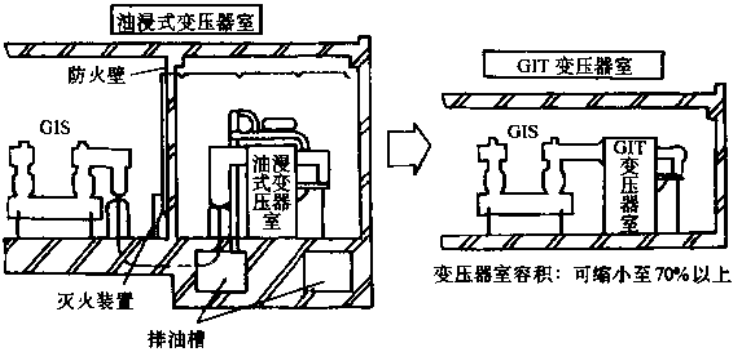


图 17-2　使用 SF_6 变压器优越性图解

遍使用 GIT，到 1997 年，11kV 电压等级中使用的 GIT 共计 3381 台，在 132kV 电压等级中，采用三菱和东芝公司生产的 50MVA 和 60MVA GIT 共 26 台。

从价格上看，在日本，GIT 的售价约为油浸式变压器的 1.5 倍。主要是因为使用了高级绝缘材料和真空有载分接开关，以及气体冷却系统造价高等因素造成的。

17.1.3　SF_6 变压器的类型

按介质物态的不同 GIT 可分为干式 GIT 和湿式 GIT。

在干式 GIT 中，SF_6 既作为绝缘介质，又作为冷却介质，气体压力一般为 0.2MPa，也有采用更高气压的。GIT 的冷却方式有自冷式、强迫气体循环自冷式和强迫气体循环风冷式。虽然 SF_6 气体的介电强度和导热性能均优于空气，但其导热性能却较变压器油差，其对流传热能力仅为变压器油的 1/3～1/4。因此，这类 GIT 的容量一般不超过 40MVA。

在湿式 GIT 中，SF_6 主要用作绝缘介质，以保证变压器在运行温度下及低温情况下均具有足够的绝缘强度，而 GIT 的散热主要靠碳氟化合物（例如 $C_8F_{16}O$）的物态变化，SF_6 气体的散热作用已降到无足轻重的程度。SF_6 与碳氟化合物相容性好，它们混合后绝缘强度不但不会下降，而且还会有所提高。

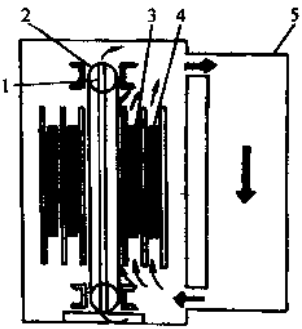


图 17-3　GNAN 型 GIT 的冷却构造

1—铁心内通道　2—铁心　3—低压绕组　4—高压绕组　5—散热器

干式 GIT 与传统的油浸式变压器在结构上有不少类似之处，但具体的绝缘结构和冷却系统设计，还需要结合 SF_6 气体的特点进行。

与油浸式变压器类似，采用 SF_6 气体循环冷却的散热方式时，要根据变压器容量大小的不同，分别采用内部 SF_6 气体自然循环，散

热器外部的空气自然冷却（GNAN），如图 17-3 所示。

变压器箱体内部 SF_6 气体强迫循环，散热器外部的空气自然冷却（GFAN）如图 17-4 所示，外加风扇的强迫空气冷却（GFAF）如图 17-5 所示。

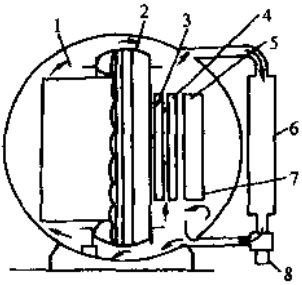


图 17-4 GFAN 型 GIT 的冷却构造

1—SF_6 气体 2—铁心 3—低压绕组 4—中压绕组 5—高压绕组 6—散热器 7—气体隔板 8—加压器

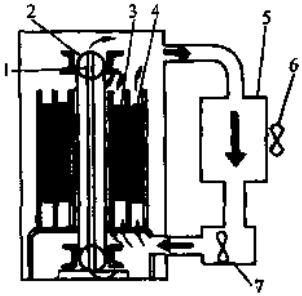


图 17-5 GFAF 型 GIT 的冷却构造

1—铁心内通道 2—铁心 3—低压绕组 4—高压绕组 5—冷却器 6—风扇 7—气体鼓风机

以上三种不同的冷却系统，其冷却系统与单台最高容量配合情况见表 17-6。而浸式 GIT 是当 GIT 容量超过 60MVA 时，大多采用液体（$C_8F_{15}O$ 或 C_8F_{18}）冷却和 SF_6 气体绝缘分离式结构，最大容量已达到 300MVA、275kV，并已制成 300/3MVA 500kV 单相 GIT。这类产品的结构与油浸式变压器有极大的差异，通常为分层冷却、箱式绕组的 GIT，简称为 S/S 型 GIT，其优缺点见表 17-7。

表 17-6 GIT 冷却系统比较

冷却方式	冷 却 系 统	最大容量/MVA
GNAN	箱体周围装有散热器，箱内 SF_6 气体自然循环，箱体及散热器外靠自然冷却	5
GFAN	箱体周围装有散热器，箱内用风机强迫 SF_6 气体循环，箱体及散热器外靠空气自然冷却	20
GFAF	箱体周围装有风冷却器，箱内用风机强迫 SF_6 气体循环，箱体及冷却器靠风机冷却	40

表 17-7　S/S 型 GIT 的优缺点

项　目	优　点	缺　点
分层冷却	铁心与绕组冷却可靠，冷却液的流量容易控制，与油浸式变压器相比，冷却空间只是其 1/5～1/4	需要很多冷却隔板，它的制造工艺要求较高
箱式绕组	匝间电容大，雷电冲击电压下，匝间电压分布均匀。绕组空间利用好（是一般绕组的 1.7 倍）。采用铝箱后，绕组重量轻	绕组端部涡流损耗大，要通过改变绕组布置和增加磁屏蔽来解决 铝箱电导率低，绕组体积大，但由于空间利用好，可得到部分补偿
SF_6 气体绝缘	不可燃，重量轻，噪声低	箱体承受高压力（0.4～0.6MPa 表压）

17.1.4　SF_6 变压器的结构特点

1. 冷却系统

GIT 与油浸式变压器的主要不同之处在于冷却介质和冷却处理。几种冷却介质的物理特性比较（20℃ 大气压时）见表 17-8。

从表 17-8 可以看出，$C_8F_{16}O$ 特性较好，粘度小，比热容比 SF_6 大，其沸点接近变压器器身的运行温度，汽化热高。室温下为液态，但当温度升高到变压器器身的运行温度时，液态的 $C_8F_{16}O$ 便汽化，冷却效果非常好。这种变压器可分为隔离式（见图 17-6）和喷射式（见图 17-7）。

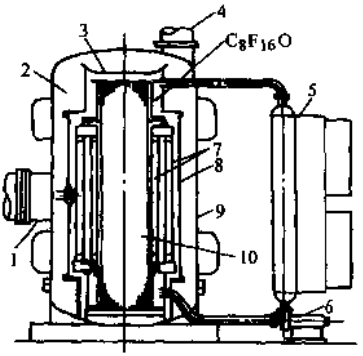


图 17-6　隔离式 GIT 内部构造

1—高压端子　2—SF_6 气体　3—分离器　4—低压端子　5—冷却器　6—泵　7—绕组　8—绝缘筒　9—箱壳　10—铁心

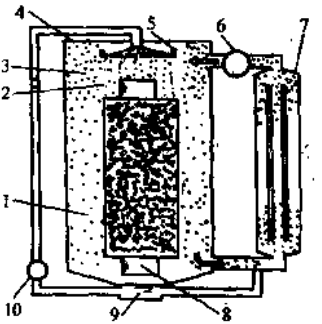


图 17-7　喷射式 GIT 结构

1—混合气体　2—滴状冷媒　3—SF_6 气体　4—变压器本体　5—喷射器　6—鼓风机　7—冷却器　8—铁心　9—$C_8F_{16}O$ 聚液器　10—泵

表 17-8 三种冷却介质的物理特性比较

物理特性	$C_8F_{16}O$	SF_6 气体	变压器油
相对分子质量	420	146.06	
密度/（kg/m³）	1760	6.16	866
粘度/MPa·s	1.44	0.0153	31.6
比热容/（J/（kg·K））	1004.8	644.8	1892.4
熔点/℃	-	−50.8	<−45
流动点/℃	−88	—	—
沸点/℃	102	−63.8	—
介电常数	1.87	1.002	2.3
绝缘耐压（kV/mm）	30～35	8.9	31～37

隔离式GIT绝缘介质仍采用SF_6气体，而冷却主要靠$C_8F_{16}O$液-气两相介质。为加强冷却效果，在其器身内部设置冷却通道，高低压绕组采用分层冷却：径向每隔40～50mm有一块冷却板直接绕在饼式绕组间，使冷却液的流动呈曲折形，直接流经每匝绕组，经上部的汇流管流向变压器外面的散热器，冷却后又变成液体，经液压泵再传送到冷却板，形成循环。在箔式绕组中，则在匝间留有纵向绝缘间隔物形成的冷却槽（见图17-8）。

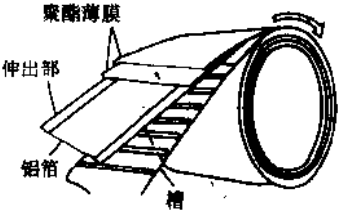


图 17-8 箔式绕组匝间冷却槽

喷射式GIT的冷却系统一般由循环泵、储液器、喷射装置、风机、冷却液管路和冷却器等部件组成。循环泵将变压器底部储液器中的两相冷却液抽到器身上方的喷射装置中。该装置将冷却液体经多条通道喷射到器身上。散布在器身上的冷却液吸收器身热量后迅速汽化。此蒸气与充在箱体内的SF_6气体一起形成混合气体，由风机强制地送入冷却器和外界进行热交换。冷却液的冷却蒸气在冷却器中凝聚液化，并流回储液器。

2. 绝缘结构

根据工作电压和容量的不同，GIT选用各种饼式线圈和箔式线圈。高压绕组与低压绕组之间、绕组对地之间的主绝缘的绝缘强度主要决定于SF_6气体的绝缘强度。因为SF_6气体中的放电或击穿就是主绝缘的击穿，在设计中要严格控制气体中的电场强度。

变压器箱内SF_6气体压力愈高，热容量愈大。如以0.125MPa的SF_6气体热容量为1的话，那么，0.4MPa的SF_6气体热容量为2.4。在绝缘强度方面，也是气体压力愈高，绝缘强度愈高。因此，275kV电压采用0.4MPa，500kV电压采用0.6MPa

的 SF_6 气体。GIT 箱体要求箱体在全真空时和承受内压时有足够的强度和刚度。对密封性能的要求很高，因为密封不好会造成箱体内的 SF_6 气体泄漏和外界水分向箱体内渗透，从而危及安全运行。一般要求年泄漏率小于 0.1%。为保证箱体的密封，应尽可能减少密封面和焊缝，提高焊缝的质量，并可采用双密封结构和密封剂。

GIT 采用各种耐热和绝缘性能好的固体绝缘材料。匝间绝缘一般采用对苯二甲酸乙二醇聚酯（PET）或聚苯撑硫（PPS）或 PEN 类聚酯薄膜；撑条采用聚酯玻璃纤维；垫块采用聚酯树脂。聚酯薄膜和 SF_6 气体一起组成组合绝缘结构，其长期耐电强度主要取决于气膜结构的局部放电特征。

采用箔式线圈时，高低压绕组之间的主绝缘采用两层厚度为 25μm 的薄膜卷制而成的固体绝缘，匝间绝缘采用聚酯薄膜。这是充分利用了箔式线圈空间系数高和聚酯薄膜厚度薄、绝缘强度高的特点，从而可减轻重量和缩小尺寸。

与 SF_6 全封闭组合电器（GIS）相比，GIT 变压器电场分布不均匀，由于 SF_6 气体的绝缘性能对电场的均匀性依赖程度较大，为防止局部放电，改善电场分布，除在绕组端部设置良好的静电屏蔽外，也应除掉铁心表面的尖角毛刺，必要时对螺钉、棱角处加上屏蔽罩。SF_6 气体的击穿电压对导电杂质、电极表面状态较为敏感。在电弧作用下，SF_6 会分解产生极毒物质和腐蚀性物质，幸而它们压力小，不会逸出容器外危及人员安全。所以在制造过程中，必须对铁心表面（包括夹件等结构件）进行特殊的防腐蚀处理。同时在充 SF_6 气体过程中，要控制露点，其水汽含量 20℃ 时不得超过 2000×10^{-6}%。

3. 磁场分布

隔离式 GIT 的磁场分布由于采用箔式线圈，其端部涡流增加，导致磁场加大。在铁轭上安装硅钢叠层分流片，位置在低压绕组上，并使低压绕组高出高压绕组 100mm，可使涡流损耗减少 17%。如果再将高压绕组分为内层高压绕组及外层高压绕组，还可使涡流损耗减少 25%。两者并用，最高可使涡流损耗减少 37%（见图 17-9）。

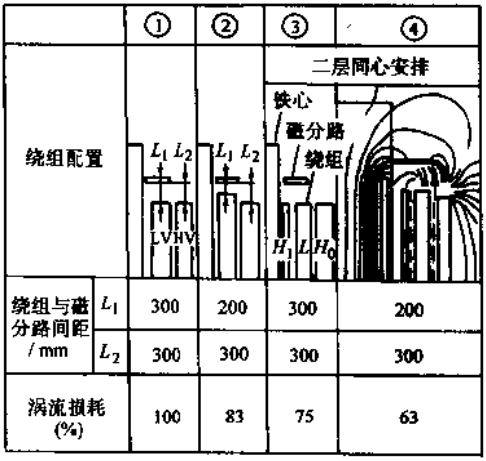


图 17-9　绕组配置和涡流损耗

4. 组件特点

有载分接开关一定要采用 SF_6 气体绝缘的真空有载分接开关，采用滚柱式触头系统和无润滑轴承，目的是为

防止由于电弧引起的 SF_6 分解气体对变压器的影响。真空有载分接开关本身的寿命可切换 100 万次以上，但规定切换 5 万次做一次检修，切换 20 万次便更换，因此，安全系数高，可延长 GIT 的整体寿命。

对冷却器的要求气体通道的横截面积尽可能大，气体阻力系数尽可能小，能承受 0.6MPa 的压力和 0.1MPa 的真空强度。

保护系统加强了对 SF_6 气体过电压和失电压的保护，安装了温度补偿密度继电器、压力释放阀，或者带报警触点压力表等，箱体内还可安装避雷器。

17.1.5 配电用 GIT 制造工艺

线圈绕制需要在洁净室内，要对其尺寸、匝数以及使用的绝缘材料加以监控，防止杂物混入。在绕线机上应有排除杂物的装置，加工后对线圈按一定收缩率加以紧固并检查其变形程度。铁心不应有毛刺存在。焊接时控制其变形，然后除去杂物，表面处理精加工。对绝缘垫块、管件、板件，按尺寸加工，磨边，使其光滑。对焊缝质量要求特别严。器身吊入箱壳前，要检查有关尺寸，清除杂物。装上真空有载分接开关，充入 SF_6 气体，要控制其露点温度。

例行试验项目有绕组直流电阻测定、绝缘电阻测定、电压比试验、阻抗电压测定及负载试验、空载试验、外施耐压试验、感应耐压试验、长时耐压试验、有载分接开关试验 PD。型式试验项目有温升试验、冲击电压试验。特殊试验项目有噪声测定、零序阻抗测定、短路试验、绕组对大地间及匝间电容测定、过渡电压测定、固有振动频率测定、冷却风扇及送风机输入功率测定、空载谐波测定及介质损耗角正切测定、气体分析试验等。

17.1.6 SF_6 变压器的典型实例

深圳供电局于 1996 年购进 3 台日本三菱公司制造的 50MVA/110kV GIT，装于人口密居的终端变电站高层住宅楼底部。1997 年 6 月投运以来，至今运行正常。GIT 冷却方式为气冷，其特点如下。

1、变压器的铭牌参数与电气特性

(1) 铭牌参数

型号：GVB—VSG

相数及频率：三相，50Hz

额定功率

连续功率：25MVA　全部自冷/GNAN

连续功率：50MVA　内外强循环/GFAF

高压侧（110kV）：25MVA/37.5MVA/50MVA

131A/197A/262A

低压侧（11kV）：25MVA/37.5MVA/50MVA

1310A/1970A/2620A

温升：绕组（电阻法）75K

气体（温度计）70K

绝缘等级：E

阻抗电压：16%（110/11kV、75℃ 和 50MVA 时）

绝缘水平和试验电压

	工频	全波冲击 (1.2/50μs)
高压绕组：	230kV	550kV
中性点：	140kV	325kV
低压绕组：	38kV	95kV

额定 SF_6 气体压力（20℃ 时）

变压器本体	137.3kPa
调压切换开关室：	29.4kPa
高压电缆终端箱：	392.3kPa

绝缘介质：SF_6 气体

重量

变压器 62.9t

其中铁心与绕组：43.4t

箱体与装配附件：19.0t

SF_6 气体：500kg

散热器组 11.07t

其中散热器与装配附件：11.0t

SF_6 气体：70kg

有载分接开关：VSG Ⅱ 550 变速型、气体绝缘、真空开关、单电阻式

(2) 电气特性

励磁电流（50MVA 时）：0.47%

空载损耗：23kW

负载损耗（75℃　50MVA 时）：170.0kW

总损耗：200kW

冷却设备附属用电：10kW

在 110/11kV、75℃ 与 $\cos\varphi=1$ 时的效率：

在 50MVA 时为 99.56%

在 12.5MVA 时为 99.7%

在 110/11kV，75℃，50MVA 与 $\cos\varphi=1.0$ 时的电压调整率：2.0%

50MVA 噪声水平：不大于 74dB（A）

2、结构

(1) 箱体结构　箱体为长方形的压力容器结构(见图 17-10)。它应能承受的强大

的变化应力是：①器身驱潮干燥时，抽真空至133.3Pa，真空度维持12h时大气所给的强大应力；②箱体进行强度试验，充气压（He）245.2kPa维持10min所产生的应力；③做检漏考核，充SF_6气体196.1kPa12h所产生的应力。

(2) 冷却方式和冷却装置布置　冷却方式为GNAN/GFAN/GFAF。其中GFAN为气泵运转空气自冷方式；GFAF为气泵和风扇均运转内外强循环方式。

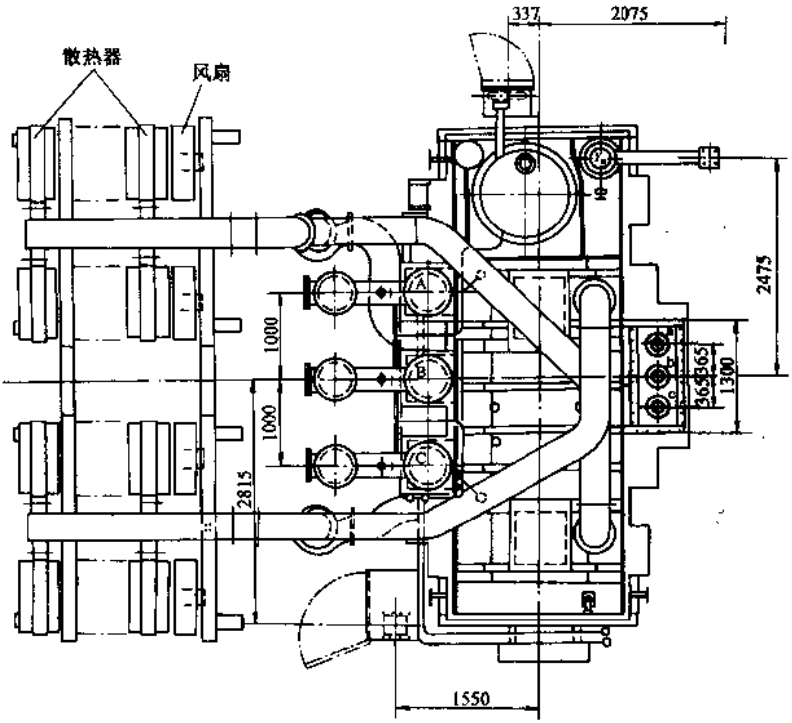


图 17-10　箱体结构顶视图

1) 散热器为单侧布置（见图17-10）。分4组8片，每两组散热片与一台气泵组成一个单元。每组散热片上方近箱体侧装一台冷却风扇。

2) SF_6气体循环通道。箱体下部近散热器侧两边设两根装有气泵的气流管道，每根管道与两组散热片组成一个单元的联管连接。箱体顶部长边10kV出线侧亦设管道两根与散热器上端联管相连，但与下部管道成交叉式布置。即面对10kV出线，顶部右边的气管与左边散热片上联管连接，左边的气管与右边的联管连接。构成气流的循环通道是：气泵→下管道→箱体→上管道→散热片→气泵。

气泵 2 台：2×4.5kW，2×35m³/min

风扇 4 台：4×0.55kW，4×150m³/min

(3) 高、低压出线　10kV 侧为常规套管出线，110kV 侧为 XLPE 电缆出线，与 GIS 的电缆出线相似。

(4) 有载分接开关

调压部位：中性点，粗细调

型号：VSG Ⅱ 550-110S/D-12193G-DM_2。最大级电压为 3000V，额定电流为 550A

调压范围：110kV 时为±12%（±8×1.4545，1.545 45%），即级电压为 1600V、1700V、1600V…交替

对地绝缘：110kV

绝缘介质：SF_6 气体

切换装置为单电阻、三真空开关式（见图 17-11）。结构上比常规的切换装置多了两个元件：①剪切导线，若分接头发生短路，剪切导线被熔化，利用热量的反作用，驱动瞬时压力继电器动作，发出信号或使断路器跳闸；②氧化锌可变电阻器，防止雷电冲击电压侵入分接头间而引发故障。

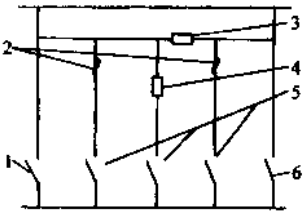


图 17-11　快速切换开关

1、6—旁路开关　2—剪切导线　3—氧化锌可变电阻器　4—限流电阻　5—真空开关

分接点选择器采用无滑动接触（滚珠触点）方式，从而可以减少因滑动而产生的金属磨损粉末。

传动系统在轴承部位采用无需润滑的干式轴承，实现平稳和长期的正常传动。

3. 保护与控制

该变压器的保护与控制方式有的与 GCB、GIS 相同，分别叙述如下。

(1) SF_6 气体压力监视　采用真空式压力计（真空度 100kPa）对气体压力进行监视。

1) 变压器箱体监视整定值。额定压力为 137.3kPa（20℃），压力异常升高到 196.1kPa 时，发出“压力高”报警信号；压力降低到“低－1”时报警，到“低－2”时跳闸。

2) 有载分接开关切换开关室整定值：额定压力为 29.4kPa（20℃），报警压力“高”为 78.5kPa，报警压力“低－1”为 14.7kPa，跳闸压力“低－2”为 4.9kPa。

3) 额定压力为 392.3kPa，压力降到“低－1”、“低－2”时报警或跳闸。

(2) 密度继电器　仅为变压器箱体和 110kV 电缆终端箱所设。

密度继电器有两副触点，常规功能是用于在不同温度时因气体密度降低（漏气）而报警或跳闸。其整定值见表 17-9。

(3) 温度控制　与常规变压器相同，系根据负载和环境温度的变化引起变压器绕组与气体温度的变化，从而自动起停气泵与风扇来实现对温度的控制。

表 17-9 密度继电器整定值

温度/℃	触点号	变压器箱体的整定值/kPa		电缆终端箱的整定值/kPa	
		合	分	合	分
0	1	101.01	109.83	318.72	344.21
	2	81.40	92.18	269.68	300.08
20	1	118.66	127.49	348.14	374.61
	2	98.07	107.87	302.04	333.43
40	1	—	—	377.56	405.01
	2	—	—	331.46	362.85
60	1	150.04	157.89	—	—
	2	129.45	139.25	—	—
70	1	—	—	422.67	451.11
	2	—	—	376.58	409.92
100	1	181.42	188.29	—	—
	2	160.83	169.66	—	—

1) 变压器高、低压绕组温度的控制。采用的温度指示器设有四副电触点。当高、低压绕组温度达到 65℃ 时，气泵自动投入（GFAN 方式）；温度达到 75℃ 时，冷却风扇自动投入（GFAF 方式）；温度达到 135℃（气温 100℃）时，发出“温度高”报警；温度达到 135℃ 时，强行分闸停运。

2) SF_6 气体温度的监视。采用仅有一对电触点的温度指示器对气体温度进行监视，即气温随变压器负载增加升高到 100℃ 时，电触点闭合而发出“温度高”报警。

(4) 内部故障保护　作为压力容器的变压器箱体和分接开关的切换开关室，均设有防止绕组或绝缘构件放电、击穿或短路故障的保护装置——瞬时压力继电器。该继电器属于弹簧型，它的原理是，正常状态时，箱体及开关室容器内的气体压力与压力继电器内的压力差未超过允许值时，可动构件上的微动开关处在断开位置；当内部发生故障引起气体压力的增加的速率为 0.29kPa/s 时，继电器的可动构件产生位移，带动开关触点闭合而发出报警或跳闸。

运行压力与压力继电器的压力差是 2.4kPa。当压力容器内的压力增加速率为 0.29kPa/s 或超过此值时，继电器即起动。

4. 运行与管理

(1) 综述　为保持变压器处于可靠运行状态，须巡回检查和定期检查。巡回检查的项目有气体和绕组的温度、SF_6 气体压力、异常响声和振动、气体定性检漏等。定期检查主要是对 SF_6 气体进行纯度检测、成分分析、水分含量检测、绕组绝缘电阻测定、气体压力表检测、密度继电器检测、气体和绕组温度计检测以及瞬时压力气体继电器检测等。对于这些监测与保护元件，规定定期检查周期为 2～3 年，更换周期为 10 年。

(2) 运行中发生的异常　GIT 运行中异常有气体压力高(箱体、切换开关室)、气体压力低、绕组或气体温度高、冷却装置故障以及气体压力突变等。

(3) 冷却装置故障退出运行的负载控制　如表 17-10 所列。表中情况 A 是指气泵退出运行，但仍在原位；情况 B 是指把气泵拆出气体循环回路。

(4) 投运以来的概况　投运以来，负载与温度变化的对应关系基本正常，气体压力读数基本稳定，风冷系统运行也正常，未发出过任何报警信号。

表 17-10　冷却装置故障退出运行情况

气泵状态	风扇状态	容量/MVA	
		情况 A	情况 B
一台气泵退出运行	所有风扇在运行	33	20
	另一侧气泵上的风扇退出运行	30	20
两台气泵退出运行	所有风扇在运行	27.5	0
	任何其他情况	25	0

17.1.7　SF_6 变压器运行中的安全防护措施

运行中的安全防护措施主要有两个方面：一是在正常运行情况下，严格控制工作场所空气中 SF_6 及其分解产物的浓度；二是在事故情况下，做好呼吸系统及皮肤的防护。具体防护措施如下。

1) GIT 安装室和主控间应做气密性隔离，以防泄漏出来的 SF_6 气体扩散进入主控室。

2) GIT 安装室应装设通风设备，出风口应设置在接近室内地面处；严格监视 GIT 气体泄漏情况，以防泄漏的 SF_6 气体污染工作环境；GIT 安装室内空气中 SF_6 的体积分数一般应不超过 $1000\times10^{-4}\%V$，对于短时接触的场合，空气中 SF_6 的体积分数最高不得超过 $1250\times10^{-4}\%V$。

3) 工作人员进入电缆沟或低凹区域工作时，应特别小心，以防缺氧窒息。在 GIT 的压力释放装置附近亦不应久留。以防压力释放装置突然动作时，大量的 SF_6 气体喷射造成窒息或中毒。

4）运行中 SF_6 气体含水量测试及回收 SF_6 气体等情况下，需要排入大气的废气应通过小苏打溶液（每千克 Na_2CO_3 加水 2.5L）后排至室外。

5）气体采样操作及处理一般渗漏时，要在通风条件下戴防毒面具进行。当 GIT 发生故障造成大量 SF_6 外逸时，应立即撤离现场，并开启室内通风装置，事故发生后 4h 内，任何人进入室内必须穿防护服，戴手套、护目眼镜和佩戴氧气呼吸器。事故后清扫 GIT 安装室或故障气室内固态分解产物时，工作人员也应采取同样的防护措施。清扫时应采用具有滤除小至 0.3μm 粉尘能力的专用真空吸尘器，并将吸尘器排出的气体通过软管排至室外。吸尘器清除不了的固态分解产物，可采用适当溶剂用擦布擦去。清扫工作结束后，工作人员必须先洗净手、臂、脸部及颈部或洗澡后再穿衣服。被大量 SF_6 气体侵袭的工作人员，应彻底清洗全身并送医院诊治。

6）下列物品应做有毒废物处理，如吸尘器的过滤纸袋、擦布、防毒面具中的吸附剂、GIT 及 SF_6 气体回收装置中使用过的活性氧化铝、分子筛、苏打粉等，严重污染的防护服也应视为有毒废物。

处理方法是将废物装入双层塑料袋中，再放入金属桶内密封埋入地下，或用苏打粉与废物混合后再注水，放置 48h 后（容器敞开口），可做普通垃圾处理。

防毒面具、塑料手套、橡皮靴及其他防护用品必须用肥皂洗涤后晾干备用。

17.2 调容量变压器

17.2.1 概述

调容变压器是调容量变压器的简称，它可以根据负载的变化调整容量的变压器。

调容量变压器是一种具有大小两个容量，并可根据负载大小，利用专门的调容开关来变换绕组的联结方式，进行无励磁调整运行状态的配电变压器。这种变压器能改变用电中变压器长时间处于轻载运行状态的不合理现象，无论从经济上、性能上还是从操作上，都明显优于“母子变压器”交替使用的方法，它对于农网集中用电、季节性明显的状况有较好的适用性，是农网改造与建设的较好装备。

为解决农网用电损耗大的问题，有人选用了“母子变压器”的运行方式，用小容量“子变压器”去轻载运行，所谓的“小马拉小车”，以达到降损节电的目的，这当然是合理的。但是，这样费用较高，操作也不方便。如果选用调容量变压器，就可以较为经济、方便地解决这个问题。

安装一台调容量变压器比安装具有同容量的“母子变压器”造价低，并且在安装时，可以减少配电盘一套，计量箱一个，跌落式熔断器一组及横担、避雷器等器材，具有较好的经济性。

调容量变压器的节能性较好，并且在小容量运行时的总损耗比相同容量的标准配电变压器的总损耗低得多，从下面的 S9-T 型与 S9 型变压器损耗对比中可看出（见表 17-11）。

表 17-11　S9-T 型与 S9 型变压器损耗对比表

使用容量/kVA	损耗类别	S9-T 型（实测值）	S9 型（标准值）
100	空载损耗 P_0/W	276	290
(Dyn11)	负载损耗 P_K/W	1615	1620
30	空载损耗 P_0/W	80	130
(Yyn0)	负载损耗 P_K/W	433	600

调容量变压器操作比较方便，只需要调整一下调容开关即可。在开关上面标有六个数字，分别表示变压器的六种运行状态，其中“1”、“2”、“3”为大容量运行状态，“4”、“5”、“6”为小容量运行状态，可以根据负载情况和电网电压的需要进行调整。

变压器运行一年的电费按下式计算：

$$C_y = \left[8600 \times \left(P_0 + \frac{0.05 \times I_0\% \times S_N}{100}\right) + 2200 \times \left(P_k + \frac{0.05 \times U_k\% \times S_N}{100}\right)\right] \times 0.5$$

式中　C_y —— 变压器运行一年耗电费用（元）；

P_0 —空载损耗（kW）；

P_k——负载损耗（kW）；

S_N——额定容量（kVA）；

$U_k\%$——阻抗电压百分数；

$I_0\%$——空载电流百分数；

8600——变压器全年空载小时数（h）；

2200——变压器等效满载小时数（h）；

0.5 ——电价（元/（kW·h））关于电价全国各地不一，如西安为 0.41 元/（kW·h），广州为 0.65 元/（kW·h），此地取平均价）。

以上式和表 17-11 中的数据分别对新 S9 与 S9-T 调容量型产品的年运行成本进行了计算（其中调容量变压器每年按 3 个月使用大容量，9 个月使用小容量），计算结果见表 17-12。

表 17-12　新 S9 型与 S9-T 调容量型产品的年运行成本比较表

年运行成本/元			下降百分数（%）
新 S9 配电变压器	S9-T 型调容量变压器	下降数	
1691	903	788	46.6

从表 17-12 可以看出，S9-T 调容型与新型 S9 产品相比，年运行成本降低了 46.6%。

上海变压器厂、三门变压器厂、呼和浩特变压器厂等都生产过调容量变压器。目前山东现代达驰集团、吴江变压器厂等仍在生产调容量变压器，浙江三门腾龙电器公司、武汉泰普变压器开关公司、武汉长虹开关公司、山东现代达驰集团仍在生产调容开关。

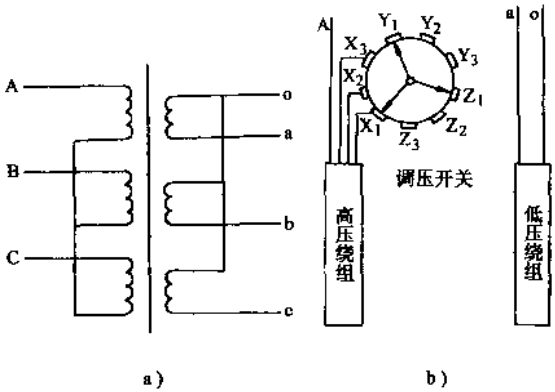


图 17-12 普通变压器接线图

a) 工作原理（Yyn0） b) 接线连接（A 相）

在农村、山区、林区、盐场、矿区、基建、一二班制工厂、宾馆饭店等用电，都有明显的周期性，北方冬天天寒地冻难以工作，南方夏天天气炎热空调的大量使用，使电力负载急剧上升，诸如此类不均衡负载均可应用调容量变压器。

17.2.2 调容量变压器的工作原理和特点

为便于对旧变压器的改造，要求变压器接线改变时，其大挡容量应与原变压器相等，而绕组体积尽量保持不变。因此，必须使接线变换前后每相绕组或为一只，或分成两组，一般每组导线的截面积为原截面积的一半。

经分析，通过调容量开关变换绕组接线方法可组成 9 种调容量形式（接线图见图 17-24）。

1. 串并联调容型

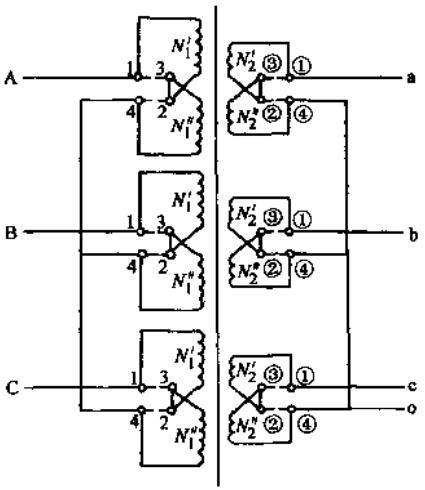


图 17-13 调容量配电变压器

绕组串联时，2—3②—③相连；

绕组并联时，1—3、2—4、①—③、②—④相连

普通变压器接线如图 17-12 所示。串并联调容量变压器接线如图 17-13 所示。它是通过一、二次绕组分别串联和并联，而接线方式均为星形的调容量形式。大挡容量时，接线为 Y_by_bn；小挡容量时接线为 Y_cy_cn，其原理是将一般变压器每相一次绕组和二次绕组各分成两段，每段都保持原有匝数，导线截面缩小一半，通过一只调容量开关，根据负载情况实现串联或并联运行。当并联时，有效线圈匝数和导线截面积维持原数值，允许通过额定电流，即保持原额定容量；当串联时，匝数等于原匝数的两倍，导线截面积为原截面积的一半，允许通过额定电流的一半，容量为额定容量的一半。由此实现变压器容量的调整，如图 17-13 所示。图中接法以配电变压器 Yyn0 为例。变压器内装有调容开关，三相联动，只要旋转箱盖外操作柄，就可改变变压器的接线，实现电压或容量的换挡。其容量和损耗变化如下：

式中　S——容量（kVA）；

U——电压（kV），脚注 1 表示一次侧，脚注 ϕ 表示相电压；

I——电流（A）；

E——感应电动势（kV）；

f——电源频率（Hz）；

N——绕组匝数；

Φ——主磁通（Wb）；

B——磁通密度（T）；

P——有功损耗（kW）；

P_0——空载损耗（kW）；

P_d——负载损耗（kW）；

P_k——有功短路损耗（kW）；

R——绕组直流电阻（Ω）；

β——负载率（%）；

H——磁场强度（A/m）；

I_0——空载电流（A）；

F_0——励磁磁动势（安匝）；

Q——无功损耗（kvar）；

Q_0——空载无功损耗（kvar）；

Q_d——负载无功损耗（kvar）；

Q_k——无功短路损耗（kvar）；

$I_0\%$——空载电流百分数；

$U_k\%$——阻抗电压百分数；

X——绕组漏电抗（Ω）；

Z——绕组阻抗（Ω）；

脚注△、Y、Z——三角形、星形、曲折星形联结；

脚注 c、b——绕组串联和并联。

(1) 容量计算

$$S_b = \sqrt{3}UI$$

$$S_c = \sqrt{3}U \times \frac{I}{2} = \frac{S_b}{2}$$

(2) 损耗计算

1) 空载损耗。由于 $U_1 \approx E_1 = 4.44fN\Phi$，因为 $\Phi \propto 1/N$，而 $N_c = 2N_b$，故 $\Phi_c = \Phi_b/2$，又因为 $P_0 \propto B^2$，$B \propto \Phi$，即 $P_0 \propto \Phi^2$，得

$$P_{0c} = \left(\frac{1}{2}\right)^2 P_{0b} = \frac{P_{0b}}{4}$$

2) 负载损耗。调容量变压器将一次绕组截面积缩小一半，每一绕组电阻值是原来的 2 倍，总电阻是 4 倍，即 $R_c = 4R_b$，通过同样电流时

$$P_{dc} = 4P_{db}$$

因串联时额定容量仅为并联时的 1/2，故

$$P_{KC} = \left(\frac{S_c}{S_b}\right)^2 \times 4P_{Kb} = \left(\frac{1}{2}\right)^2 \times 4P_{Kb} = P_{Kb}$$

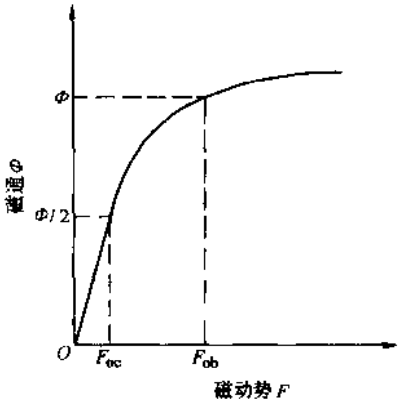


图 17-14 变压器铁心磁化曲线

3) 空载无功损耗。因 $B \propto \Phi$、$H \propto F$，故磁化曲线 $B = q(H)$，即为 $\Phi = g(F)$ 曲线，由于磁化曲线必须由实验得出，因此，难于列出一个通用公式。但串联时，磁通降低一半，按硅钢片磁化曲线，励磁磁动势将比磁通更快地降低，且 $F_{0c} \leqslant F_{0b}/4$，如图 17-14 所示，而

$$I_{0b} = \frac{F_{0b}}{N_b}, I_{0c} = \frac{F_{0c}}{N_c} = \frac{F_{0c}}{2N_b}$$

故

$$I_{0c} \leqslant \frac{1}{8} I_{0b}$$

由　$$Q_0 = I_0\% \cdot S/100 \text{ 得}$$

$$Q_{0c} \leqslant \frac{1}{8} Q_{0b}$$

4）短路无功损耗。由于 $U_k\%$ 与线圈电阻和漏抗有关，而 $R_c = 4R_b$，$X_c \approx 4R_b$（$X_c < 4X_b$）

由短路电抗基础公式可知，当变压器结构固定时，电抗与匝数的二次方成正比，$X_c = 4X_b$，故 $Z_c \approx 4Z_b$，通过同样电流时，有载无功损耗 $Q_{dc} \approx 4Q_{db}$，阻抗电压

$$U_k\% = \sqrt{(U_r\%)^2 \text{（电阻压降百分数）} + (U_x\%)^2 \text{（电抗压降百分数）}}$$

如假定同容量下，则电阻是 4 倍（并→串），故

$$U_{rc}\% = 4U_{rb}\%$$

而根据变压器电抗压降计算公式为：

$$U_x\% = \frac{49.6 f I_\phi N \rho K \Sigma D}{H_p' e_t} \times 10^{-6}(\%)$$

当调容量变压器绕组联结变换时，公式中其他参数数值未变化（或变化很小），只有绕组的安匝数 $I_\phi N$ 和匝压 e_t 发生了变化。

当串并联时

$$I_{\phi c} N_c = 2 I_{\phi b} N_b$$

式中　I_ϕ——相电流（A）；

b、c——脚码，注明并联和串联。

$$e_{tc} = \frac{e_{tb}}{2}$$

代入上式可得

$$U_{xc}\% = 2 \times 2U_{xb}\% = 4U_{xb}\%$$

所以　$$U_{kc}\% = I_c Z_c \approx \frac{I_b}{2} \times 4Z_b = 2U_{kb}\%$$

由　$$Q_K = \frac{U_K\% S}{100}$$

得

$$Q_{KC} = \frac{U_{Kc}\% S_c}{100} = \frac{2U_{Kb}\% \frac{S_b}{2}}{100} = Q_{Kb}$$

由上述推导可见，变压器两段绕组串联使用时，额定容量为并联时的一半，铁损只有原来铁损的 1/4，空载无功为原来的 1/8 以下，有功、无功铜损为原来的 4 倍，有功、无功短路损耗与原来相等。

（3）有功节电临界负载率　即两者有功损耗相等的负载率，可将两者的有功损

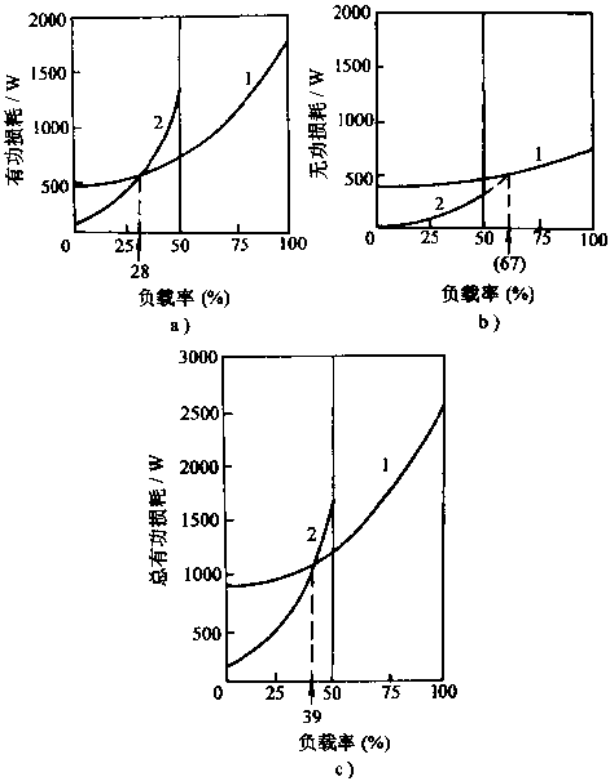


图 17-15 变压器损耗曲线和节电临界负载率

a）有功损耗曲线 b）无功损耗曲线 c）总损耗曲线

1—普通变压器 2—调容量变压器

耗方程联立求解，即由

$$P_b = P_{ob} + \beta^2 P_{Kb}$$

$$P_c = \frac{1}{4} P_{ob} + 4\beta^2 P_{Kb}$$

令

$$P_c = P_b$$

可求得

$$\beta_{PL} = \frac{1}{2\sqrt{\alpha}}$$

式中 α——铜铁损耗比，$\alpha = P_K / P_o$。

变压器损耗曲线和节电临界负载率如图 17-15 所示。

2. Y-D 调容量型

当 Y-D 时，如图 17-16 所示，安匝数和匝压变化如下：

$$I_{\phi Y}N_Y = \sqrt{3}\, I_{\phi\triangle}N_\triangle$$

$$e_{tY} = \frac{e_{t\triangle}}{\sqrt{3}}$$

得　$U_{XY}\% = \sqrt{3} \times \sqrt{3}\, U_{X\triangle}\% = 3U_{X\triangle}\%$

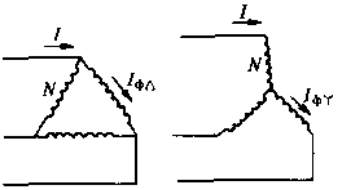


图 17-16　Y-△型电流关系

Y-D 型调容量变压器典型例子的实际联结和结构如图 17-17～图 17-23 所示。图中 BS-80 (20) 表示呼和浩特变压器厂所生产的调容量变压器型号，B 为变容量变压器，S 表示三相，80kVA（大容量挡容量），20kVA（小容量挡容量）。

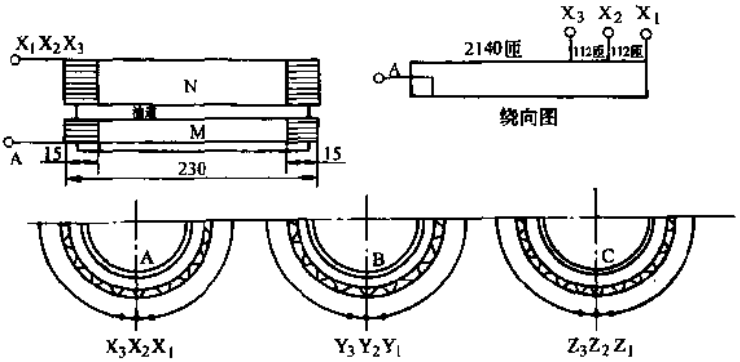


图 17-17　BS-80 (20) 调容量变压器高压绕组

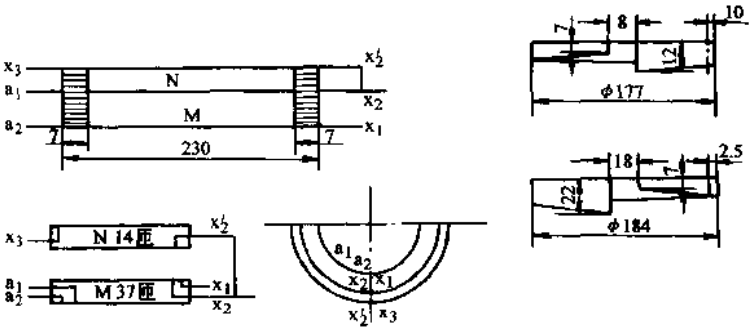


图 17-18　BS 80 (20) 调容量变压器低压绕组

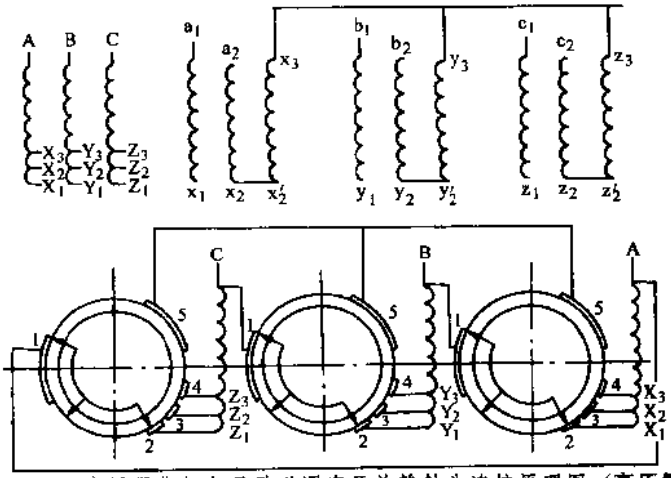
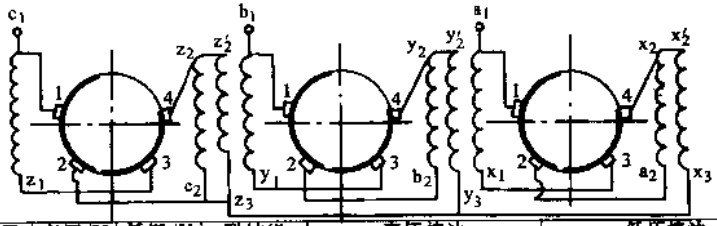


图 17-19 变压器绕组与无励磁调容开关静触头连接原理图（高压侧）



开关位置	高压/V	低压/V	联结组	高压接法	低压接法
Ⅰ	10500	400	D_1y_n11	A－Z_1，B－X_1，C－Y_1	a_1-a_2，b_1-b_2，c_1-c_2
Ⅱ	10000			A－Z_2，B－X_2，C－Y_2	x_1-x_2，y_1-y_2，z_1-z_2
Ⅲ	9500			A－Z_3，B－X_3，C－Y_3	
Ⅳ	10500		Y_yn0	$X_1-Y_1-Z_1$	a_2-x_1
Ⅴ	10000			$X_2-Y_2-Z_2$	b_2-y_1
Ⅵ	500			$X_3-Y_3-Z_3$	c_2-z_1

图 17-20 变压器绕组与调容开关低压侧连接原理图

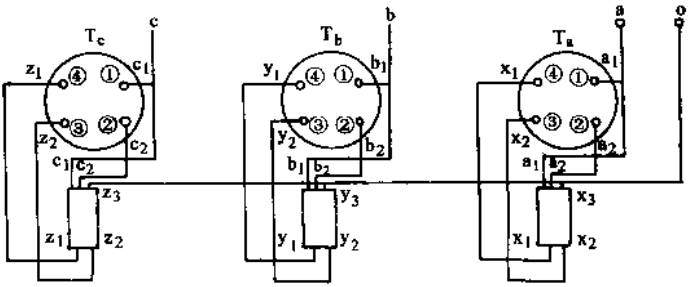
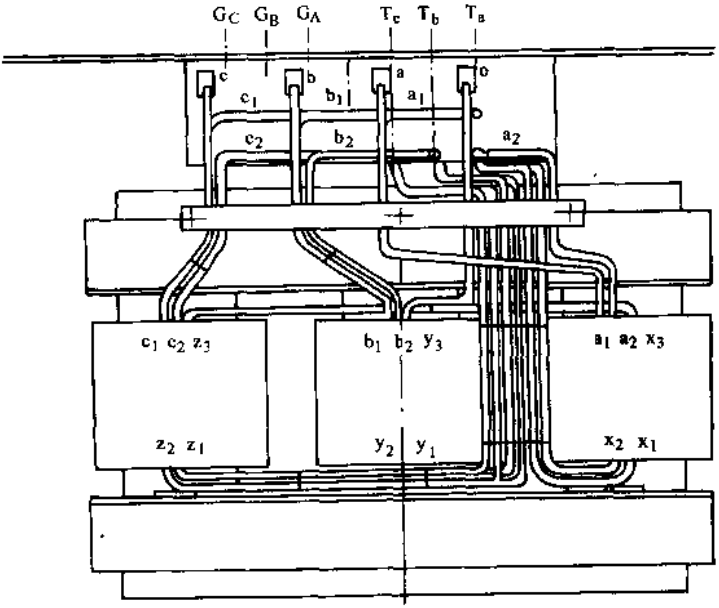
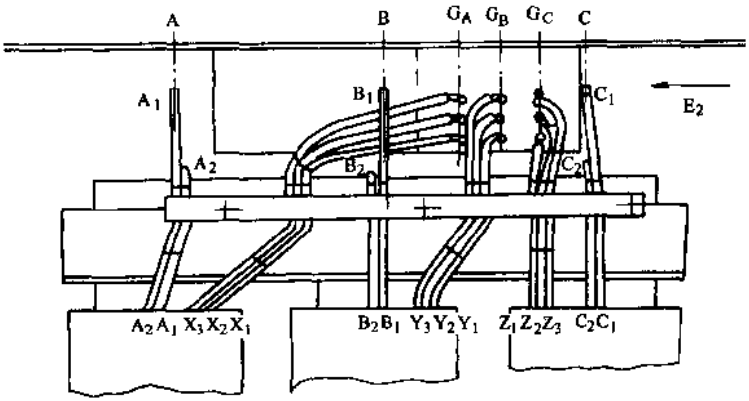


图 17-21 变压器绕组与调容开关在低压侧部分连接图



a)



b)

图 17-22　调容量变压器引线布置图

a) 低压引线布置图　b) 高压引线布置图

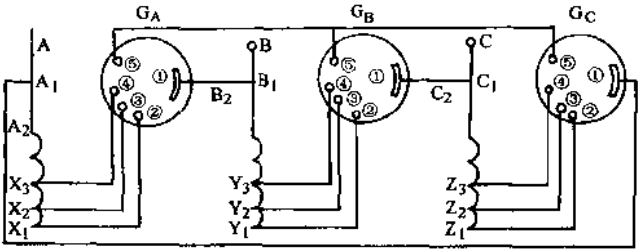


图 17-23 BS-80（20）调容量变压器高低压引线布置图

17.2.3 各种调容量形式的相互对比

9 种接线如图 17-24 所示。

有功节电临界负载率，即调容量变压器接线变换前后损耗相等的负载率，可将两者的损耗方程联立求解

$$P' = P_0 + \beta^2 P_k$$

$$P'' = K_0 P_0 + \beta^2 K_d P_k$$

令

$$P' = P''$$

得

$$\beta_L = \sqrt{\frac{1-K_0}{K_d-1}} \frac{1}{\sqrt{\alpha}}$$

式中 P'——变换前变压器的损耗；

P''——变换后变压器的损耗；

K_0、K_d——变换后空载、负载损耗为变换前的倍数；

β、β_L——用电负载率和节电临界负载率。

通过有关计算可得各种调容形式的比较表 17-13。

从表 17-13 可见，调容量变压器接线变换前后的空载、负载损耗在有效材料不变的情况下成反比例关系，即空载损耗减少与负载损耗增加的倍数基本相等或接近。

从表 17-13 对比可以看出，调容型一般选用 1、2、3 种为好，单相负载不大的可选用第 5 种，对于特殊负载可选用第 7、8 种。

根据负载情况选用适宜的接线（配用相当的调容量开关），可以达到最大的节电效果。

接线形式除上述外，还有性能相似的其他方式，由各种形式联合后（多挡调容量开关），可制成多挡的调容量变压器。

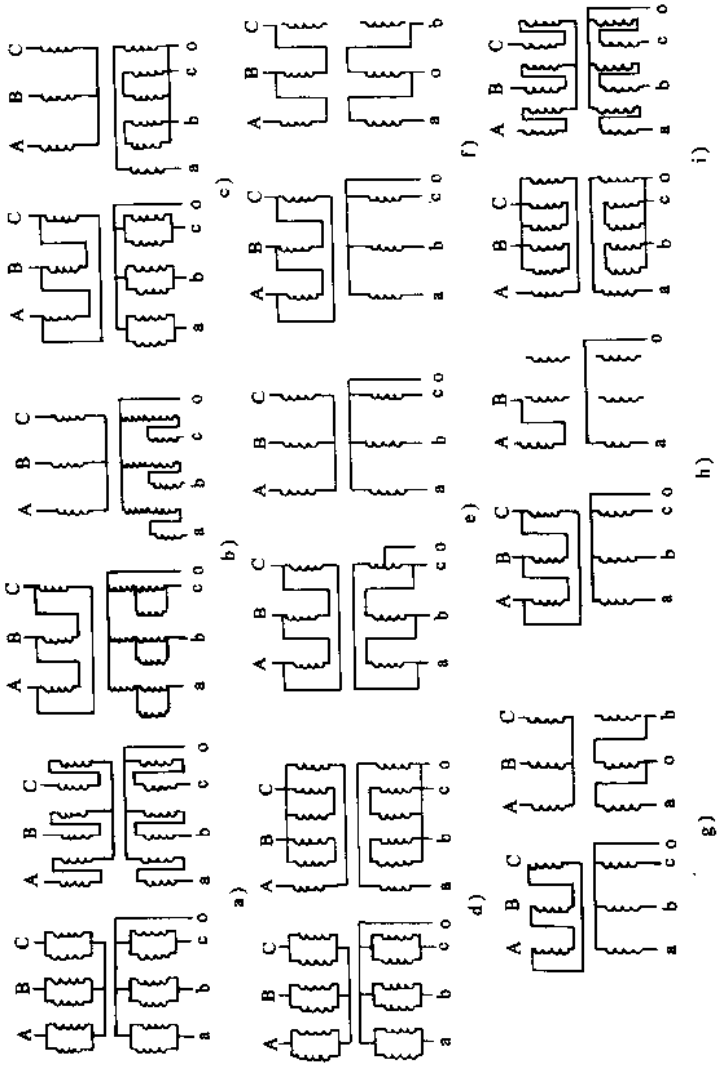


图 17-24　调容量变压器各种调容量形式接线图

a) 串并联型　b) Y-D 型　c) Z-D 型　d) Z-Y 型　e) Y-单 D 型　f) V-D 型　g) V-Y 型　h) 单-三相型　i) Y-Z 型

表 17-13 调容量变压器各种调容形式的比较

编号	型式	接线		变换前后参数					主要特点	综合评价
		变换前（大挡）	变换后（小挡）	容量比 $\frac{S'}{S''}$	$\frac{P_0'}{P_0''}$	$\frac{P_d'}{P_d''}$	有功节电临界负载率 β_L（%）	损耗比 $\alpha=3.5$ 时 β_L（%）		
1	串并联	$Y_b y_b n$	$Y_c y_c n$	0.5	0.25	4	$0.5/\sqrt{\alpha}$	27	有利于改制、并列，头多，费工	优
2	Y—D	D/Y_{0b}	Y/Y_{0c}	0.5	0.33	3.095	$0.56/\sqrt{\alpha}$	30	头少省工，低侧杂，不利于并列	优
3	Z—D	D/Y_{0b}	Y/Z_0	0.5	0.33	3.5	$0.52/\sqrt{\alpha}$	28	头少省工，开关杂，不利于并列	优
4	Z—Y	Y_b/Y_{0b}	Z/Z_0	0.5	0.33	4	$0.47/\sqrt{\alpha}$	25	有利改制，防雷好，头多，费工	良
5	Y—单 D	D/D	Y/Y_0	0.58	0.33	3	$0.58/\sqrt{\alpha}$	31	头最少，最省工，开关简	良
6	V—D	D/Y_0	V/V	0.67	0.67	0.67	—	—	小挡只接单相、两相负载	可
7	V—Y	D/Y_0	Y/V	0.58	0.33	1.83	$0.89/\sqrt{\alpha}$	43	同上，单相≤25%额定负载	良
8	单三相	D/Y_0	1/1	0.33	0.33	0.33	—	—	小挡只供单相负载	良
9	Y—Z	Z/Z_0	Y_e/Y_{0c}	1	0.75	1	—	—	等容量，有利组成多挡变压器	可

17.2.4　调容量开关

1. 适用范围

SWTC 型或 SWTYY4 型调容开关适用于变压器的串并联换接。变压器每相高低压绕组均由两段绕组组成（每段高压绕组有三个分接头），当两段绕组并联时，变压器具有额定容量；在低负载时，借助调容开关，将两段绕组由并联换接成串联，变压器容量降至额定容量的 1/2；负载增大时，借助调容开关，又使两段绕组并联运行。

SWTX 型或 SWTYY5 型调容开关适用于变压器高压绕组的 Y-D 换接（每段高压绕组有三个分接头）及低压绕组的串一并联换接。当高压绕组 D 联结，低压绕组Ⅱ、Ⅲ段（各 73%匝数）并联再和Ⅰ段（27%匝数）串联时，变压器具有额定容量；在低负载时，借助调容开关将高压绕组换为 Y 联结，低压绕组换为Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ段全部串联，变压器容量就降至额定容量的 1/2；负载增大时又反向换接。

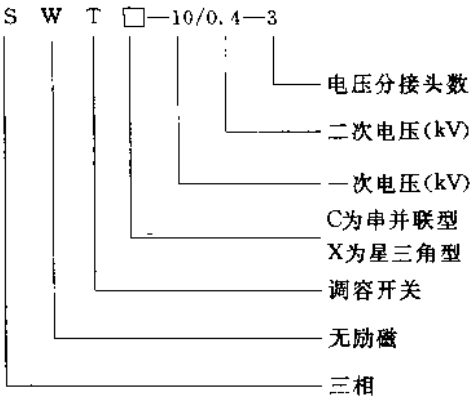
由于变压器处于小挡容量时，铁心损耗和空载电流大为降低，故可以节约变压器自身的能量损耗。

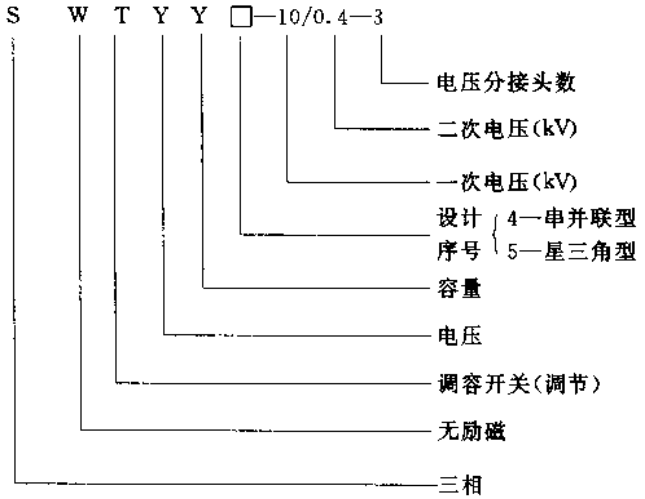
2. 技术数据和型号（见表 17-14）

表 17-14　主要技术数据和型号意义

型号	额定电压/kV	最大容量/kVA	接触电阻/$\times 10^{-3}\Omega$	机械寿命/万次	外形尺寸（长×宽×高）/mm×mm×mm	重量/kg	生产厂家
SWTC-10/0.4-3	10/0.4	180	<0.5	≥1	495×108×206	8	浙江义乌电器厂
SWTX-10/0.4-3	10/0.4	180	<0.5	≥1	495×108×206	8	
SWTYY4-10/0.4-3	10/0.4	160	<0.5	≥1	488×115×206	8	江苏昆山变压器配件厂
SWTYY5-10/0.4-3	10/0.4	160	<0.5	≥1	488×115×206	8	

注：目前武汉泰普变压器开关公司、浙江三门腾龙电器公司、山东达驰集团生产的调容开关型号为 WSLTY 型，最大电流 500A（低压侧），可配 315kVA 及以下的调容量变压器。





3. 调容开关结构

调容开关结构如图 17-25 所示。一次侧（高压）和二次侧（低压）部分装成一体，一、二次侧和三相联动。定触头固定在四周绝缘支架上，沿周向布置。一、二次侧各相绝缘支架和转子板沿轴向排列，转子板装有动触头或动触片，并具有同一根绝缘转轴，转轴经一对伞齿轮由操作轴伸至变压器箱盖外，以便操作定位，并有限位安全装置。在操作轴和油箱盖间有压紧密封装置，以防油渗漏。

调容量开关的外貌如图 17-26 所示，左部为高压侧，右部为低压侧。

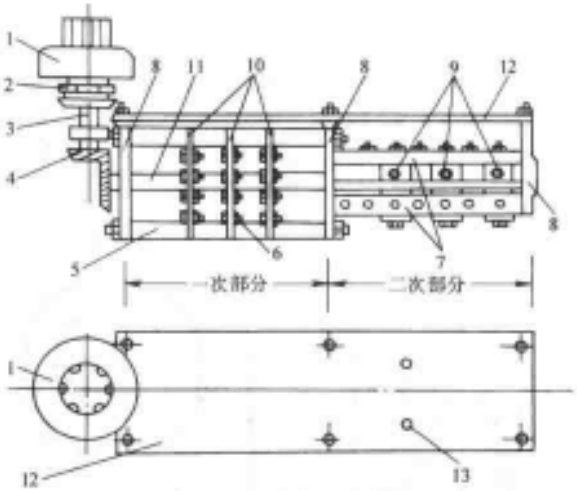


图 17-25　调容开关结构

1—防护罩，内有操作轴头（转动头）　2—垫料压紧装置　3—操作轴　4—伞齿轮　5—绝缘柱　6—一次侧定触头接线柱　7—绝缘支架　8—支架板　9—三相二次侧定触头接线柱　10—三相一次侧开关板　11—绝缘转轴，一、二次侧同轴，装有一次侧动触头和二次侧动触片　12—底板　13—开关安装孔

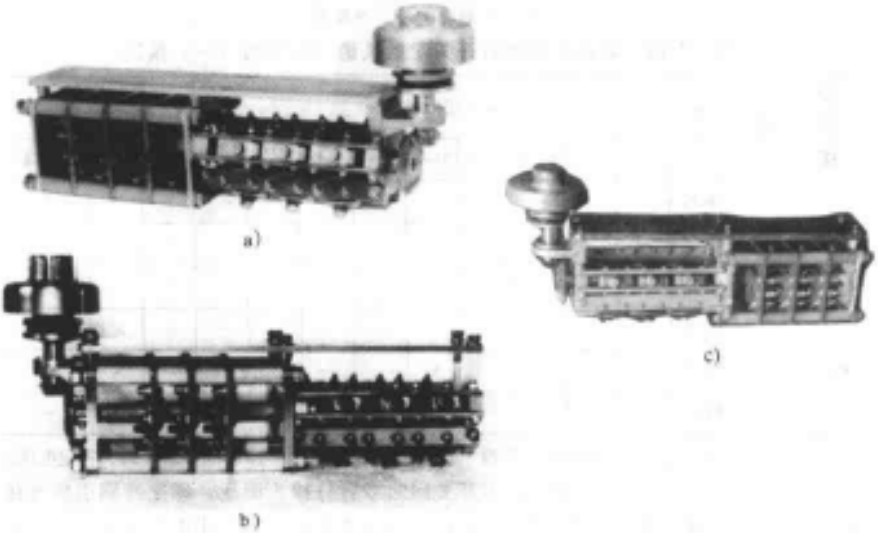


图 17-26　调容开关的外貌

a) SWT $\frac{C}{X}$型调容开关　b) SWTYY4(5)型调容开关

c) WSLTY300、500/10-3×6 型调容开关

调容开关二次侧部分完全相同，一次侧部分则略有差别，但大部分是通用件。

4. 开关与变压器绕组连接

SWTC 型(SWTYY4 型)调容开关定触头与变压器高低压绕组的连接如图17-27所示（开关转轴在第一挡位置），高压 1～8 为定触头，中间为动触头，低压 1～4 为定触头，中间为动触片。动触头和动触片固定于同一根绝缘转轴上，当转轴顺时针换挡在六个不同角度时，调容开关定触头的通断情况见表 17-15。

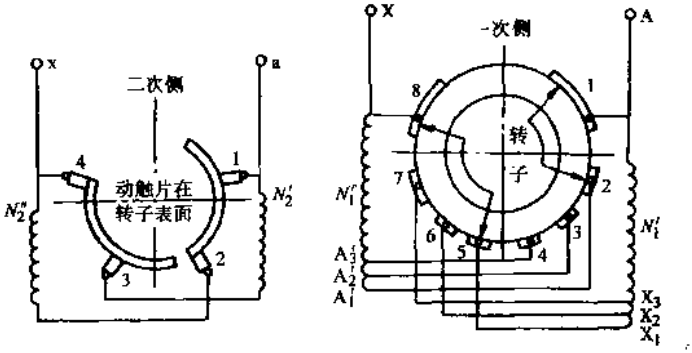


图 17-27　串并联型调容开关与变压器绕组连接 A 相

（从二次侧端向一次侧端看）

表 17-15　串并联型调容开关定触头通（×）断（—）情况

绕组连接	位置指示	一次电压	高压定触头序号									低压定触头序号		
			1～2	1～3	1～4	2～5	3～6	4～7	5～8	6～8	7～8	1～2	2～3	3～4
并联	1	偏高	×	—	—	—	—	—	×	—	—	×	—	×
	2	额定	—	×	—	—	—	—	—	×	—	×	—	×
	3	偏低	—	—	×	—	—	—	—	—	×	×	—	×
串联	4	偏高	—	—	—	×	—	—	—	—	—	—	×	—
	5	额定	—	—	—	—	×	—	—	—	—	—	×	—
	6	偏低	—	—	—	—	—	×	—	—	—	—	×	—

注：一次电压偏高位置对配电变压器指 105%额定电压；一次电压偏低位置指 95%额定电压。

为了保证用户电压的质量，调容开关同时兼有分接头调压，即把线圈引出分接头。中间一个分接头相当于额定电压，其他两个分接头相当于额定电压改变±5%。由于该变压器有两挡容量，故每挡容量均有±5%分接头，这样开关共有 6 挡（见表 17-15）。一、二次绕组串并联和切换分接头均通过调容开关实现，引线与开关定触头的连接如图 17-28 所示。

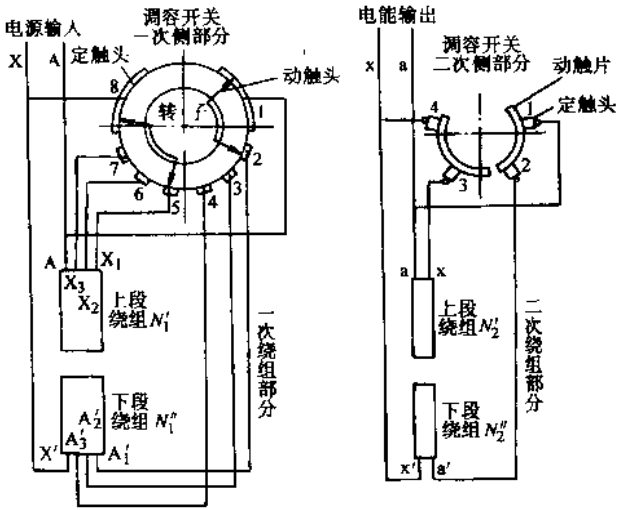


图 17-28　调容量变压器绕组与开关的连接（A 相）

需要调容和调压时，先拆下箱盖上的开关防护罩，旋下连接指针与定位盘间的螺钉，用扳手扳动操作轴至所需挡位（见表 17-15）即可。

SWTX 型（SWTYY5 型）调容开关定触头与变压器绕组的连接如图 17-29 所示（开关转轴在第一挡位置时），高压 1～5 为定触头，中间为动触头，低压 1～4 为定触头，中间为动触片。动触头和动触片固定于同一根绝缘转轴上，当转轴顺时针方向换挡在六个不同角度时，调容开关定触头的通断情况见表 17-16。

表 17-16　Y-D 型调容开关定触头的通（×）断（—）情况

一次绕组联结	位置指示	一次电压	高压定触头序号						低压定触头序号		
			1～2	1～3	1～4	2～5	3～5	4～5	1～2	2～3	3～4
D	1	偏高	×	—	—	—	—	—	×	—	×
	2	额定	—	×	—	—	—	—	×	—	×
	3	偏低	—	—	×	—	—	—	×	—	×
Y	4	偏高	—	—	—	×	—	—	—	×	—
	5	额定	—	—	—	—	×	—	—	×	—
	6	偏低	—	—	—	—	—	×	—	×	—

5. 开关的限位、定位和切换操作

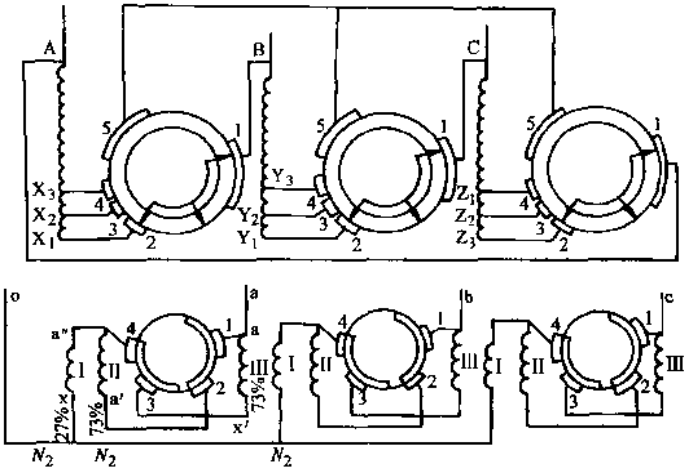


图 17-29 Y-D 型调容开关与变压器绕组连接

（从二次侧端向一次侧端看）

开关的限位装置为机械限位，限位柱在定位盘第 1 挡和第 6 挡旁边，操作者可直接看到、保证开关触头不超越极限位置。

无励磁调容开关的切换操作必须在变压器无励磁的情况下进行。操作步骤是先旋下开关防护罩，拆去指针上的定位螺钉。用扳手扳动操作轴，使指针对准所需挡位后，在操作轴指针孔中插入定位螺钉，并旋紧在定位盘上，套上防护罩即完成换挡操作。因本开关触头经特殊设计，能保证开关接触良好，故操作后不需测量接触电阻。

6. 调容开关的安装

由于普通变压器在设计时，高低压套管间都保持一定的安全间距，而本开关为卧式结构，所以就可安装在变压器箱盖下高低压套管之间，如图 17-30 所示。

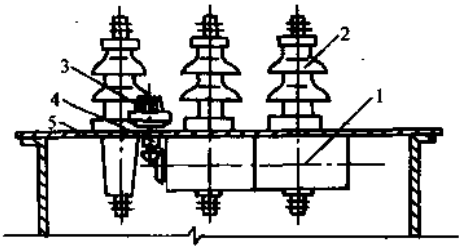


图 17-30 调容开关安装位置图

1—调容开关 2—高压套管 3—防护罩 4—开关操动机构 5—油箱盖

17.2.5 有载调容量变压器概述

无载调容量变压器适用于季节性负载的变化，当空（或轻）载时可以换挡降低容量，减少变压器的铁心损耗，具有明显的节电效果。但因需要停电手工切换，限制了它的使用范围，适用于农村、林场、盐场等用电量变化较大而变化周期较长的用户。为使调容量变压器节电量更大、操作更方便、适用范围更广泛，特别是能适应变化周

期较短的用户，金华电业局、江山变压器厂、浙江义乌电器厂、金华电子仪器厂等几家单位合作，研制成功有载调容量变压器，投入运行后情况良好，节电显著，达到了预定的安全、可靠、节电显著、操作方便、制造成本低廉的目标。现简单介绍如下。

1、结构

有载调容量变压器主要由变压器、调容开关和自动控制器三大部分组成。内部的结构如图 17-31 所示。

变压器的低损耗铁心采用高导磁的晶粒取向冷轧硅钢片，使用全斜接缝、无孔的低损耗工艺组装。变压器的高低压绕组采用串、并联联结，每相各具有两个相同的绕组，导线截面积为通常设计的一半。通过 SYTC-10/0.4-4/100 型有载调容开关实现串、并联，达到调容量的目的。高压绕组设有±5%的分接头，通过 SWY-10/0.4-3 型空载调压开关的切换，以适应电压的变动。调容开关由单相电动机拖动，传动机构通过两级减速，输出轴转速为 5.47r/min，拉紧两支弹簧，通过死点释放，使操作主轴快速转过一个角度。开关装有电气限位、限位螺栓和限位座，以防止开关的超限转动。操作主轴上安装高压三相和低压三相的转子板、每相有四对动、静主触头，共有 24 对触头，各连接高低压绕组。为了降低触头上电弧和过电压幅值，触头上接过渡电阻，过渡电阻的选择至关重要，过渡电阻太小，切换时电弧大；过渡电阻太大，则在切换时有瞬间降压过程（10～25ms）。经优化选择，过渡电阻高压侧为 705Ω，低压侧为 1.5Ω。经实际负载电流切换试验，已达到电弧小，降压幅度合理，无失电现象，用示波器观察波形无明显畸变，对电灯、电扇、荧光灯、接触器等均无影响。触头选用耐电弧的铜钨合金，可满足电寿命要求。

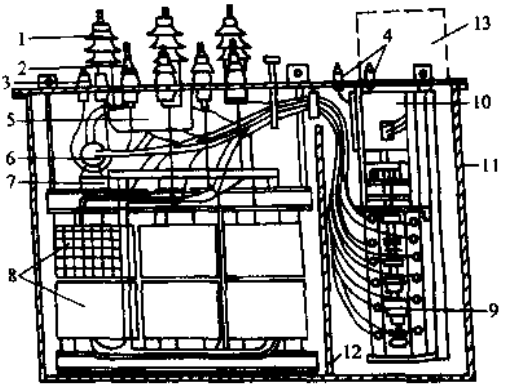


图 17-31　100kVA～20kVA/10kV 有载调容量变压器

1—高压瓷套　2—低压瓷套　3—电流信息瓷套　4—指令瓷套　5—调压开关　6—低压电流互感器　7—铁心　8—绕组　9—有载调容开关　10—电动机　11—箱壳　12—隔板　13—控制器

YTR-1A 型自动控制器由晶体管电路和电磁型继电器组成，如图 17-32 所示。变压器低压侧装一个电流互感器，取出负载电流信息，变成直流电流信息。如在一段时间内都超过或低于临界幅值就去接通继电器，触头闭合而接通单相电动机，使之正转或反转，带动调容开关切换挡位。在大容量挡时，还接通积时钟，累计大容量挡运行时间，以便于计算损耗和电费。控制器设有可以自动跳闸的过载保护电路。为了防止

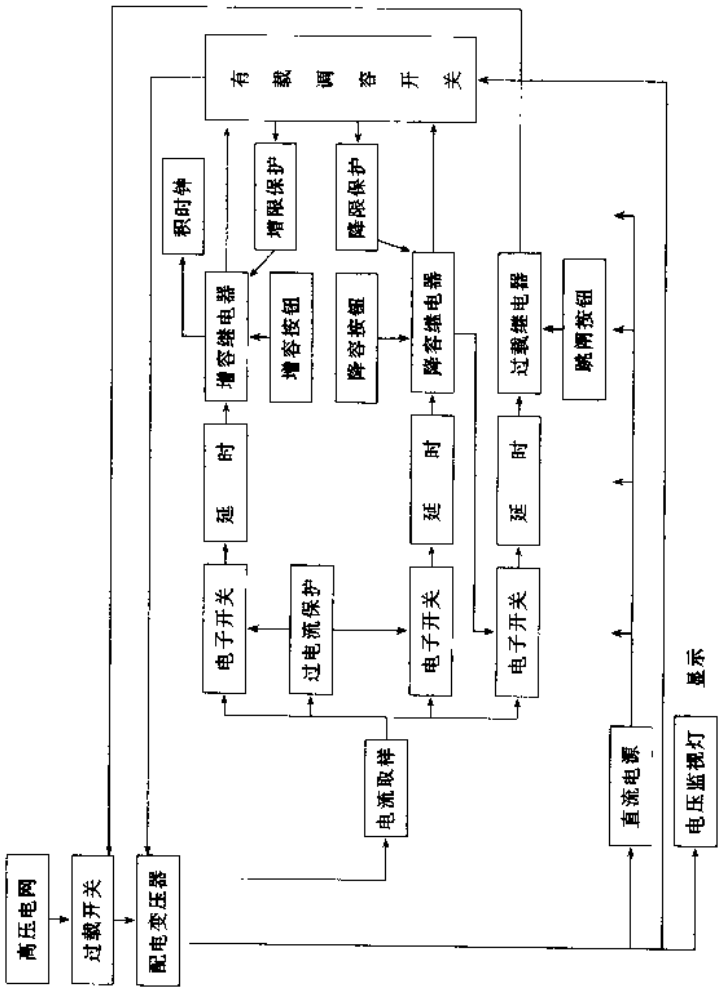


图 17-32 有载调容量变压器自动控制器框图

有载调容开关误动作，采取控制器电子线路互锁保护，继电器触点互锁保护，开关限位点输入信号互锁保护。经过整体联合试运行，控制器和有载调容开关切换正常，电动机起动运转 8s 左右，触头进行切换动作。升高容量的延时由原设计的 2～4min 改为 30s，降低容量的延时由 9～11min 改为 30min，以减少有载调容开关的频繁动作。

2. 电气性能

规格：100kVA～20kVA/10kV 型（大容量挡 100kVA，小容量挡 20kVA）

高压侧电压：10500V、10000V、9500V

低压侧电压：400V/230V

高压侧电流：5.77A/2.89A（并/串）

低压侧电流：144.3A/72.2A（并/串）

节电临界容量：20kVA（小容量挡）

空载损耗：302W/72W（并/串）

空载电流：1.42A/0.13A（并/串）

负载损耗：2096W/2024W（并/串）

阻抗电压（75℃）：4.07%/7.98%（并/串）

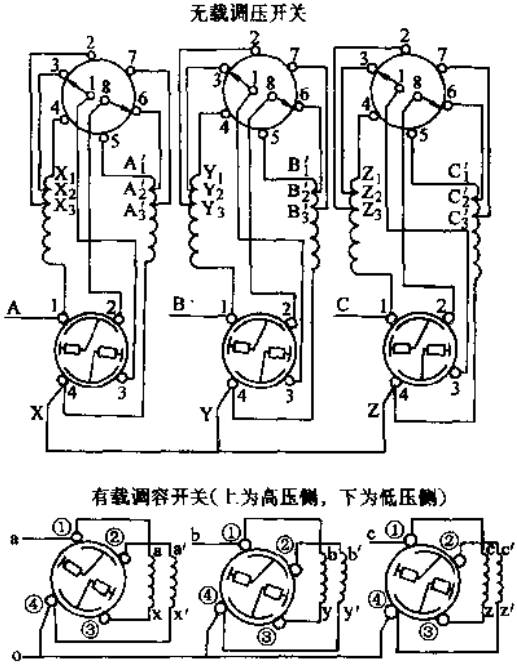


图 17-33　有载调容量变压器接线原理图

17.2.6 有载调容量变压器的结构特点

1. 变压器

1）调容形式采用串并联型，一、二次侧均分成上下等高的两段，段间绝缘距离为25mm，采用低压在内、高压在外的层式线圈，上下出头。

2）调压部分根据标准为±5%，每相有3个抽头，调压部分和调容部分分别各为一个开关，前者为无励磁式、后者为有载式。其接线原理如图17-33所示。

3）无励磁调压开关是取用义乌电器厂所产的SWT型无励磁调容开关（串并联型）的高压部分和传动机构。安装时卧吊在变压器油箱盖下高低压套管间。尺寸为油箱内长265mm×宽115mm×高124mm，箱盖上高65mm，防护罩直径为φ96mm，重约为5kg。

4）有载调容开关采用敞开式结构，不用密封绝缘筒，与吴江开关厂所产的SYXZZ型有载分接开关结构相仿。外形尺寸约为长900mm×宽240mm×高260mm，重约为30kg。变压器本体与调容开关的布置方式是立放于变压器本体油箱旁的开关油箱内，高低压连接导线通过弯管从变压器本体接入开关。开关油箱内的油通过弯管与变压器相通，故不另行装设油位计和储油柜、防爆膜。开关油箱下部有一个有机玻璃的视察孔，以观察油质情况和开关的容量挡位置，油箱上下有加油和放污油的阀门，如图17-31所示。

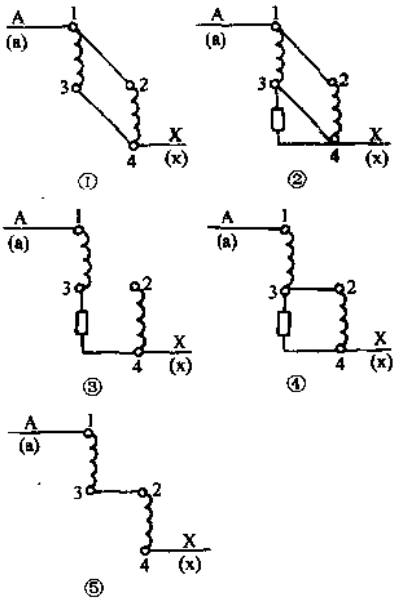


图17-34 有载调容开关动作原理图（示单侧一相）

并联→串联：①→⑤

串联→并联：⑤→①

5）弯管内的连接引线用厚度为2mm（每边绝缘）的专用线，高压线用皱纹纸，每边包6mm厚。

6）自动控制器装在防雨箱中，防雨箱尺寸约为长330mm×高230mm×厚270mm，重约为10kg。防雨箱一般装在变压器低压侧（靠调容开关侧）的散热管上，安装高度便于手控操作（下部）。对有控制室的工矿企业，可将控制器安装在高压开关柜上。

7）过载切除开关采用河南安阳市电子仪器厂生产的变压器专用负荷开关，是手动合闸、自动跳闸开关。外形尺寸约长1100mm×宽300mm×高1100mm（开闸时），不附跌落熔丝具。需要安装过载切除开关的原因：①因跌落熔丝按大容量挡配置，小

容量挡运行时未换熔丝，此时负载超过小容量挡额定负载时，便不能加以保护。例如，调容量转换时，遇到开关出现故障，机构卡死或开关操作中途电源中断，弹簧拉伸至最大；复电时，出现电动机起动困难等开关拒动的情况，此时变压器将过载，需切除。②变压器在大容量挡超载时，需切除。假如，变压器高压侧有高压开关柜，柜内有断路器或有其他保护也可不采用过载切除开关。

2. 有载调容开关结构

有载调容开关的结构原理如图 17-33 所示，工作原理如图 17-34 所示，单电阻过渡原理图如图 17-35 所示。

1）高压三相和低压三相的六块开关板结构如图 17-36 所示，开关的触头工作顺序直波图如图 17-37 所示。图示尺寸仅供参考，只要每块开关板上的电阻能容纳得下，开关尺寸还可以缩小。

2）该开关为敞开式，是一种复合式切换开关，采用一个机构达到选切和操作一体化的直接调容量方式。利用变压器油作绝缘和灭弧介质。结构分为两部分：一部分为操动机构、快速机构；另一部分为三相低压和三相高压选切开关。操动机构由电动机和两组蜗轮蜗杆减速装置组成，带动快速机构。快速机构采用弹簧储能、过死点释放机构。选切开关为单轴结构，高低压三相同轴。主轴上高低压每相装有两对主副触头和两只过渡电阻，主轴末端有两只电气限位触点装置，四周条形绝缘板上装有静触头。开关具体结构可参照 SYXZZ-10/100-6 型有载分接开关结构。因该开关的级容量 $P_n=U_nI_n=289V\times100A=28.9kVA$，而该调容开关级容量 $P_n=U_nI_n=2887V\times4A$（高压侧）$=116V\times100A$（低压侧）$=11.6kVA$。为考虑该开关级电压高的影响，故留此充分的裕量。如模型试验中发现裕量太大，则可仿照 SYXZZ-10/60-6 型有载

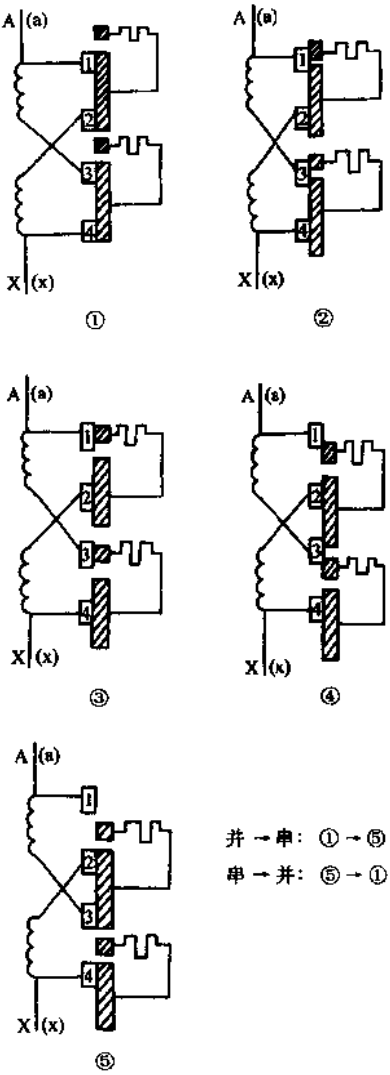


图 17-35　有载调容开关单电阻过渡原理图（示单侧一相）

分接开关，该开关 $P_s=289V\times60A=17.3kVA$。仿照中，触头开距，本身大小均可不变，在高压侧触头本身还可考虑适当缩小。

3）动、静触头高压采用钨铜触头（钨60%，铜40%），以减少热游离产生金属蒸气并易于熄弧和增加寿命。低压用铜触头。

4）电弧触头的设计原则是，几何尺寸尽量小，以便减少传动力矩，当触头烧掉2/3时，在触头结构上还应保证正常开断。

5）动静触头的高低水平位置，达到相差0.15mm。

6）动触头宜采用斜面过渡，以减少抖动。

7）控制器至开关的小线插座用小瓷套结构，不用航空小插座，以免进水使插头短路和受热变形而接触不良。

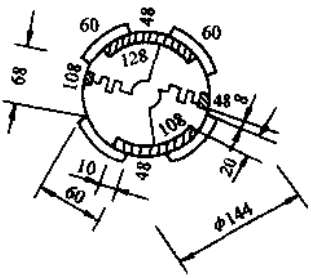


图 17-36 有载调容开关板结构图
（图示圆周外是静触头，内是动触头，尺寸为动静触头接触圆周上尺寸）

8）用370W电动机，配套用的电容为100μF，不宜过小。

9）绕制中，限流电阻误差不大于5%。

10）开关控制系统中装有电气限位外，还要在分接开关底架与槽轮之间装有限位螺栓和限位座，以防止开关的超限转动。端部和旁侧有明显指示容量挡位置的标志。

11）操作机构电动机通过两级减速，每级速比均为16，故减速比 $i=32\times32/2\times2=256$，输出轴转速 $n=1400/256r/min\approx5.47r/min$。

12）快速机构采用过死点释放机构，其弹簧是一个关键零件。在连续长期频繁操作中，弹簧必须保持其形状尺寸，弹力曲线不变。由于弹簧储能是一个常值，释放能量过程中没有过载能力，故要求传递快速动作过程中，全部机件不允许出现影响规定动作的障碍，如磨损、永久变形、机械干扰、卡死、折断现象。故按最繁重的任务来考虑切应力 τ 值不宜过高，当为碳素钢丝时，只用到4MPa左右，不够时，宁肯多用几根弹簧。对工艺和材料也要十分注意，如果弹簧小了完不成切换动作，大了又会使速度太高不符合切换过程的要求时，首先要保证前者切换可靠，然后在快速机构系统中人为地增加一些惯性，使速度低一些。

13）间歇槽轮机构中由于拨钉圆较小，而动作角约86°，故可采用双钉式机构。

14）为了节约贵金属镍和节省费用，电阻丝采用铁铬铝合金丝，即Cr25Al5（电阻率为 $1.4\times10^{-6}\Omega\cdot m$）或Cr13Al4（电阻率为 $1.26\times10^{-6}\Omega\cdot m$）。

15）为减少磨屑降低油污染速度，设计中蜗轮改为斜齿轮，尽量减少触头不必要的摩擦动作，不使用过量的触头压力，尽量用冷轧材料，避免触头由于钎焊而变软，轴套用滚动轴承，还可考虑将拨钉改为淬火的滚子，触头用耐磨性较好的材料（例镉铜）。

16）电动机转轴轴向窜动不大于 0.3mm，转轴弯曲不大于 0.3mm，蜗杆轴向窜动不大于 0.15mm。

17）电动机采用单相全封闭微型异步电动机，370W，1400r/min。

18）全部小线必须用纸包线。

19）要求电动机在拉伸弹簧任何位置都能驱动（如开关操作中遇电源突然中断，刚好在拉簧力量最大时，待电源恢复，电动机要在满载下起动）。

20）为了防止串并联时短暂过电压的可能，在开关由串联改为并联时，将低压侧先并联；当由并联改为串联时，高压侧先串联。这样，转换过程中，可防止高低压动作不同步造成的短暂过电压现象，为此需将有载调容开关的高压侧静触头相对低压侧静触头对于并联至串联旋转方向来说，导前安装 3°左右（13mm 左右），即高压侧提前 2ms 由内并联改串联；反向旋转时，高压侧延迟 2ms 由串联改为并联。为此要求动触头在轴线偏差相互不大于 3mm，静触头高压侧或低压侧三相轴线偏差相互不大于 3mm，并检验相间工作程序的同时性。

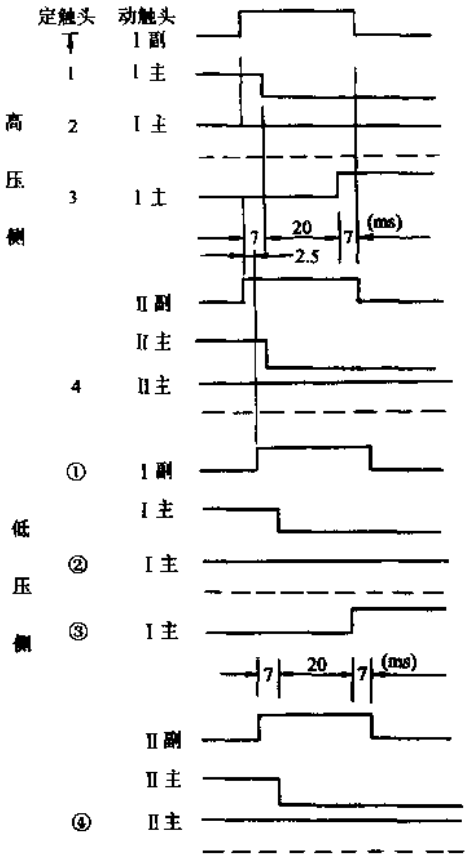


图 17-37　有载调容开关触头工作顺序直波图

3. 自动控制器

（1）技术数据

额定输入电压：320～440V 或 185～254V

工作灵敏度：±2.5%

电流返回系数：不小于 0.98

电压返回系数：不小于 0.99（继电器）

调容延时动作时间：大容量换小容量挡（10±1）min；小容量换大容量挡（3±1）min。

过载切除延时动作时间：（5±1）min

触头容量：220V，5A

重量：不大于 10kg

外形尺寸：整套（自动控制器、电流互感器）放在防雨箱中，防雨箱外形尺寸不大于长 280mm×高 165mm×厚 160mm。

装配变压器容量：100kVA。

调容量动作范围：低压侧电流为 20～65A 可调

过载动作范围：1.3～2 倍额定电流，即低压侧为 187～288A 内可调，经一定时延后跳闸。

环境温度：－30～＋40℃

耗电：最大不超过 15VA

电动机：单相全封闭电容运转式

当空气温度为 25℃ 时，相对湿度不超过 90%

(2) 结构方案

1) 控制器工作原理。变压器低压侧变化的负载电流取一“代表”相由电流互感器取出，变成一直流电压信号，此电压信号如在一段时间内都超过或低于某一临界幅值，就去接通继电器，用继电器的触头去接通开关中的电动机，使之正转或反转，带动调容开关切换挡位。在大容量挡时，接通积时钟，累计大容量挡运行时间，以便于计算损耗和电费。当负载电流超过某一数值，就使过载继电器动作，接通过载开关跳闸线圈回路，将过载开关跳闸，切除变压器的电源（对一般工矿企业配有高压开关柜的就不需要安装户外过载切除开关，而直接作用于高压油断路器跳闸）。

为了在大小两挡容量时共用一个过载继电器，控制器电路设计中将大容量挡时的电子开关施密特电路的第一只管子串入或并入一个电阻（串入或并入电阻由调容开关电动机正转至小容量挡的降容继电器触头控制），以达到容量不同，跳闸电流也不同。

当负载电流超过开关的切换能力时（144A），通过施密特触发器，信号电压加至电子开关线路，使其调容开关不能切换，达到过电流保护开关的作用。

2) 控制器要提高可靠性、稳定性。如集成电路与分立元件电路价格相当，应优先采用集成块。

3) 控制器与有载调容开关接线图如图 17-38 所示。

4) 控制器由晶体管电路和电磁型继电器所组成，旁侧安装取样的电流互感器，并装于一只防雨箱中。在控制器面板上装有调容动作电流、过载动作电流、电位器共两只，其中过载的一只不用旋钮，而必须用旋具才能调整。还装有 JDZ 型积时钟（在大容量挡运行时能见该钟数字不断转动），电源指示灯，自动、手动选择开关，降容按钮，增容按钮和紧急跳闸按钮，正面下部有信号电源、开关电动机电源熔丝，旁侧有电缆插座（靠开关侧）。

4. 过载切除开关和无励磁调压开关

(1) 过载切除开关技术数据

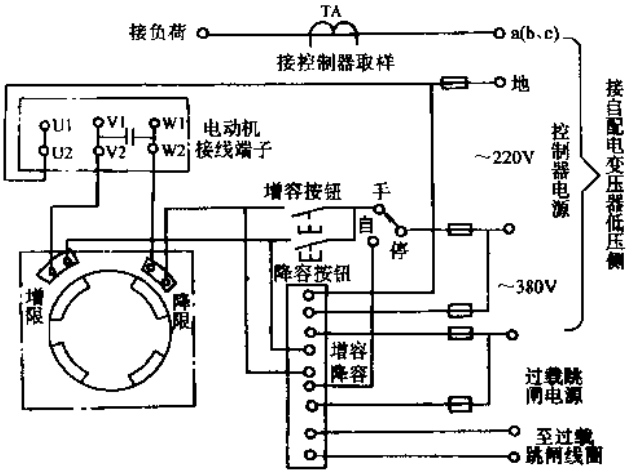


图 17-38　自动控制器与有载调容开关、变压器、过载开关接线图

型号：10/50-Ⅱ型变压器专用负荷开关

制造厂：河南省安阳市电子仪器厂

相数：3

额定电压：10kV

最高工作电压：11.5kV

额定电流：50A

动稳定电流：800A（峰值）

2s 热稳定电流：315A（有效值）

关合短路电流：800A（峰值）

开断负荷电流：10.4A（$\cos\varphi=0.7\pm0.05$）

行程：400mm

平均分闸速度：不小于 3.5m/s

固定分闸时间：小于 0.03s

额定操作电压：154～264V（即（70%～120%）×220V）

机械寿命：大于 3000 次

使用环境：户外式，海拔不超过 1000m，环境温度为－30～＋40℃，风速不大于 35m/s

相距：（400±10）mm

超程：7mm

三相不同期性：不大于 3mm

每相回路电阻：小于 2000μΩ

合闸力矩：不大于 150N·m

外形尺寸（mm）：约长 1100×宽 300×高 1100（分闸时）

(2) 无励磁调压开关主要技术数据

型号： S W Y - 10/0.4-3

即 三相 无励磁 调节电压 高低压侧电压（kV）分接开关

最大容量：180kVA（配接的变压器）

触头接触电阻：小于 500μΩ

机械寿命：不小于 1 万次

17.2.7 有载调容量变压器制造中的关键问题

1. 变压器接线型式和调容开关可行性分析

变压器的调容量型式主要有串并联和星三角两种。后者节电稍少，但高压侧线头较少，工艺较简便。根据有载调容量过渡电路分析，串并联的过渡级电压最高为 2887V，而 Y-△的过渡级电压最高为 5774V，如图 17-39 所示，配电变压器的有载调压过渡级电压为 5774V×5%＝289V。100kVA 变压器有载调容量过渡的级容量＝级电压×调容额定电流＝2887V×4A（高压侧）＝116V×100A（低压侧）＝11.6kVA。而 SYXZZ-10/60-6 型有载调压开关的级容量＝级电压×额定电流＝289V×60A＝17.3kVA。由于开关的灭弧能力（断流容量）与级容量成正比，故从级容量分析，有载调容开关不存在制造困难。从技术参数上分析，调容开关低压侧的参数也与有载调压开关相仿，不存在问题。但从高压侧的参数来看，级电压比有载调压开关增大 10 倍，而工作电流缩小到 1/15，因此，主要矛盾是级电压提高后对工作带来何种影响？最大的允许级电压为多少？

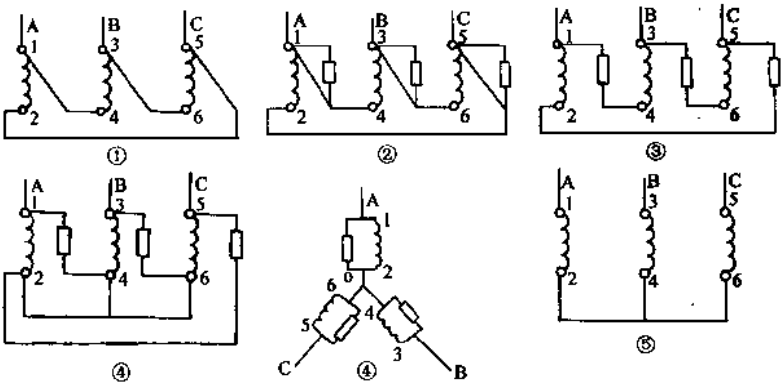


图 17-39 Y-△有载调容开关动作原理图

当切换开关结构及触头材料一定时，其开断容量也是一定的。如果级电压增高

时，则开断电流就必然减少。或者说当切断电流一定时，级电压愈高，则燃弧时间愈长，触头寿命愈短，因此，级电压值一般均在 3000V 以下。当最大级电压按线路标准电压 1.1 倍计算时，则最大级电压 220kV 级 2800V。断流容量关系曲线和切断电流与电寿命关系曲线如图 17-40 所示。切断电流与分接电压的关系曲线如图 17-41 所示。

开关级电压越高（开断电流不变），则电弧时间越长，触头寿命降低。瑞典 ASEA 公司 1200A 和 1800A 开关断流容量及其电气寿命曲线如图 17-40 所示。级电压过高，影响开关电气寿命；级电压过低，开关动作频繁，照明、电视等不愉快闪光次数增加，开关使用时间也将缩短，也不合适。国外有载开关的级电压通常选择为 3000～4000V 及以下，根据我国具体情况，暂定为 3000V 及以下。这样 220kV 级调压范围为±4×2%，共 9 级，级电压为 2800V。

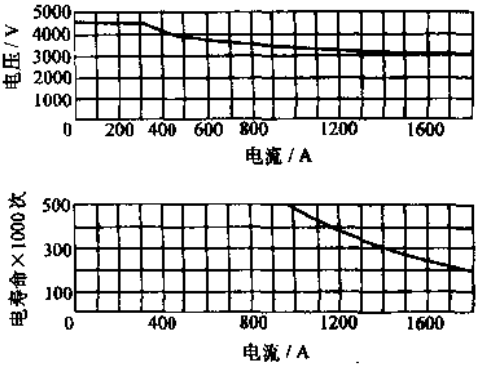


图 17-40　断流容量关系曲线和切断电流与电寿命关系曲线

通过实地调研、资料查阅，然后进行综合分析。目前，我国有载分接开关最高能达到的级电压，上海为 2200V，沈阳为 2800V。国际上，最大可达 4000～5000V。当然这些不是应用在配电变压器上，而是应用在高电压（220kV）的组合式或摆杆式的有载分接开关中，与有载调容拟采用的复合式相距甚远。但从这里可以得出结论，级电压为 3000V 以下，有成功的可能，如果超过 5000V，那就是闯世界上的级电压空白区，在各方面条件设备较差情况下，成功率甚微。为此，确定调容量变压器选择串并联型，而不是 Y-D 型，因为这时的级电压在 3000V 以下。

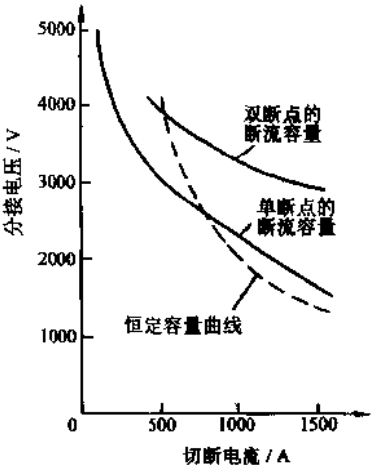


图 17-41　切断电流与分接电压的关系曲线

关于切换中可能产生过电压的问题，首先参考日本电路，设计了一个过电压吸收电路，然后经查阅资料和分析，认为切换过程中的过电压比雷电波小，认为不会引起严重的后果，后经试验所证实，所以不用吸收电

路而能正常工作。

2. 产品的高可靠性、高性能与低成本、低售价的难题

变压器是供电的主要设备，运行正常与否关系到千家万户的利益，作为一种新产品，其工作的可靠与否是极其重要的。为了实现自动调容量和过载保护等，必须要有10种控制和显示功能，并且一般变压器是装于露天长期运行，检修期长，温差大，日晒雨淋，所以要求有高可靠性和高性能。但作为一种节能新技术，又必须降低成本，即制造的成本低，以便能较快较多地应用，产生较高的社会效益。

而对制造厂来说，上述两者是矛盾的，往往只能两者居一，此矛盾虽然在其他产品中也存在，但根据以往的可比技术——有载调压变压器的售价和调容量变压器的节电效益来框算，如果按一般的方法制造，势必造价贵而使得投资回收年限很长，在应用中会缺乏吸引力，因此，该产品比其他产品此矛盾显得更突出，必须认真对待。

经过调研和分析，认为采用复合式有载开关较好。此种开关是配电变压器的常用产品，机构简单，价格便宜，并且经过许多年使用，已属成熟产品，只要进行恰当的配合设计，就能符合要求。

目前，复合式有载分接开关有两种型式：一种是采用隔离筒，使变压器本体内的油与开关中的油互相隔离，防止开关切换过程中，电弧产生的炭粒对油质的污染不会影响本体内的油，既可使绝缘可靠，又可使换油数量减少。但是增加隔离筒后，由于各个附件系统，如油位计、防爆装置、吸湿装置等都要独立，要增加一套内外传导触头，并且结构上增加部件，造价比敞开式大幅度提高。另一种是不用隔离筒，即采用敞开式。调容开关应是安全、可靠、经济的，关键是在隔离的情况下，能否做到价廉，或者是敞开的情况下，能否做到安全可靠。为此通过对用户调研，认为，敞开式经过多年运行证明，不会对变压器油产生严重劣化的影响，不用常换开关油，其绝缘性能仍然良好，证明此种结构是适用的。只要根据开关动作次数及油质情况，适时与变压器一起大修，是安全可靠的。根据有关资料论述，对于有载分接开关一昼夜运行，当手动控制时，每天至少动作12次；当自动控制时，每天动作27次左右。而对于一班制工厂，调容开关每天动作共4次左右；两班制工厂每天动作6～8次，故调容开关平均一昼夜动作6次。由于调容开关高低压侧都产生电弧，动作一次相当于调压开关动作3次（因调容时，并→串，每相有2个电弧，共12个电弧；串→并时，每相有1个电弧，共6个电弧，故来回各一次共18个电弧；而有载调压每次切换有3个电弧，来回切换各一次，有6个电弧，由此可见调容一次相当调压三次）。

因此，两者对油质的影响也应差不多，所以目前有载调压变压器的工作情况便可作为有载调容量变压器运行情况的参考和依据。

隔离式和敞开式两种型式的开关当时售价如下：

有隔离筒（立式）

SYXZZ-10/100A-9 型	每台 2500 元
SYXZZ-10/120A-9 型	每台 3500 元

SYJZZ-10/120A-8 型　　每台 4000 元

无隔离筒·—敞开式（卧式）

SYXZZ-10/60A-6 型　　每台 650 元

SYXZZ-10/100A-6 型　　每台 850 元

SYJZZ-10/100A-6 型　　每台 1150 元

由此可见，隔离式与不隔离式价格相差悬殊。为此，决定有载调容开关采用敞开式。为了减少和防止油质污染；也为了变压器绝缘的可靠性和降低生产成本，将调容开关立放入变压器油箱内，在油箱中制一块隔板，将器身和开关隔开，变压器引线通过隔板上部与开关连接。从外观看，开关和变压器器身是在一个油箱内，实际其内部因有隔板，开关基本上等于放在一个独立油箱内，两部分可独立放油和取油样，这样也简化了产品结构，增加了产品的美观和协调性。据调查，在使用有载调容量变压器的场合，一般不需要经常调电压，调电压仅是在安装时或特殊情况下，才需选换挡位。为了简化有载调容开关结构和降低造价，决定采用调压、调容两部分功能分成两个开关。

高可靠性、高性能的要求与低成本的矛盾，对自动控制来说也是一个难点。为此在电子线路中，尽量多用集成电路，少用分立元件。元器件选购质量好的厂家，有些关键元件采用降额使用来提高可靠性，为了防止误动作，采用互锁保护、多重保护等措施，在保证技术性能的前提下，采用最简单的电子线路，多选标准件、通用件，机箱制造上采用工艺流程简单、加工装配方便的结构来降低成本。

通过以上一系列措施，努力达到高要求与低成本的统一。

3. 过渡电阻安置的难题

由于调容开关级电压和调压开关最大级电压相比增大了 10 倍，因此其长度要至少增加 10 倍，后者只有 1～5m，前者有 50～100m。现有的过渡电阻一般都为单层，且绕制已无余地。而调容开关有这样长的电阻丝必须多层绕制，因其温度规定不超 400℃，故其绝缘必须耐热，多层后内层散热也将成问题，温度太高，电阻丝会烧断，绕制多层后其体积庞大，其相互间的耐压间隙缩小，将严重导致开关尺寸的扩大和价格的上升，以及主轴扭转角的增大，相间工作的同时性都会受到影响。同时根据原设计，每相过渡电阻有 2 只，共有 12 只，而普通有载分接开关只有 3 只，更增加了放置的困难。为此主要采取下述办法而加以解决。

1）每相原双路单电阻过渡，改为单路单电阻过渡，使过渡电阻每相减少一只。

2）采用适当的电阻丝和绝缘套管，既保证温升下降，又便于缩小体积。

3）电阻结构一改月牙形结构为圆筒形结构，充分利用空间，解决体积小与耐电压高之间的矛盾。

4. 调容开关接触电阻小，切换阻力大和切换机构地位小的矛盾

调容开关每相动、静主触头有 4 对，共有 24 对（一般有载分接开关动、静主触头每相只有 1 对，共有 3 对）。为了保证接触良好，其要求与有载分接开关触头的接

触电阻要求一样，都为不大于500μΩ，因此，要求触头有较大的接触压力。由于对数多，所以切换时阻力大，是后者的8倍。但是为了造价低和开关尺寸和器身的协调，外形受到限制，要基本接近同级容量的有载调压变压器，这样对切换机构提出了难题，针对此矛盾，应采取以下措施解决：

1）将切换主弹簧的材质换成高材质，由单弹簧改为双弹簧一起共同工作，并采取相应的参数。

2）将主弹簧的两头着力点外移，做成扁担形，一改原来的“弓”形，并配合主弹簧的一端外移，调整相应结构，做到尽量利用空余地位。

5. 调容开关触头动作幅度大而切换机构地位小的矛盾

一般有载分接开关有6～9个抽头，所以快速切换机构中的每次动作角为36°～60°，而调容开关的动作角为83°，且机构地位一样，即槽轮与拨钉圆中心距一样。为此要达到转角大，必须增大拨钉圆，加长槽深，但槽越长，中心轮壳的壁越薄，此时机械强度将成为问题。另一方面，由于调容开关的触头的切换圆相对较大，槽轮间歇机构的锁圆在装配上稍有间隙或不合，将发生触头错位，产生较长距离的死行程，而不能正常切换。针对上述问题，采取了提高材质和使锁圆紧密配合，减少拨钉空行程，使拨珠紧密配合，槽口角修正等措施才得以解决。

6. 瞬间降压、时延和轴扭转回弹、触头跳动和电动机等问题

调容开关在切换时，由于过渡电阻的影响，有瞬间降压过程（10～20ms）。这与有载调压情况是一样的，为了对负载使用无影响或少影响，应尽量减少降压幅度和时间。经分析，在切换过渡瞬间，供电电压与过渡电阻数值有关，过渡电阻越大。压降越大。又根据实际试验，过渡电阻温度很低，电弧不大，故试验中逐渐减少过渡电阻，高压侧从2400Ω，低压侧4Ω，一次又一次降低，每次把电阻丝减少一段，直至目前高压侧为700Ω，低压侧为1.5Ω。试验较好为止。还有降压过程与高低压侧为防过电压而错位的角度，原设计为5°，为减少压降，要求尽量小，最后减少到2°，但又不能出现过电压。这样，只有采取加强轴的刚度，加大直径并提高各转子板角度误差要求，减少各相的误差不同时性。通过以上多次改进和试验，才克服了其影响，并经实际负载切换试验，电弧小，降压幅度合理。

由于操作主轴上安装了高压三相和低压三相的转子板，每相又有4对主触头，阻力较大，扭矩大，动作时主轴扭转角大，一旦操作完毕，会产生回弹现象，在触头间发生异常电弧。为此，经过多次观察和试验，找到其原因是第4只定触头过长和主轴刚度差，扭转角太大，操作回弹时，动触头越位与第4定触头发生不正常电弧。采取了在不影响工作顺序的前提下，缩短定触头，增强主轴刚性，尽量减少扭转角，加固键销连接，消灭死行程，终于克服了此矛盾。

动静触头在切换时在刚接触（或分离）的瞬间，从示波图上分析，跳动很厉害，有可能相互脱离而引起电弧，产生复零现象，意外烧损触头而严重缩短寿命。经多次观察、分析、试验，将动静触头适当加工，增加圆滑性，配合一定的角度，解决了跳

动问题。

该开关电动机，为了简化线路，采用只有三个出线头的单相洗衣机电动机，该机需要 370W，为此用普通四个出线头的电动机进行了改装，才解决了此问题。

对开关的角度进行了多次调整，并解决了触头跳动影响灭弧的问题。

7. 试验中的关键问题

有载调容开关试验基本与有载分接开关试验相同。试验时，除常用的仪器仪表外，还要增加接触电阻测量仪、16 线光线示波器、高压试验变压器和设备及有关试验控制盘、配电盘、调容量变压器、水电阻、试验箱等。

在制造厂考核有载分接开关是否可靠，是通过一系列的试验项目来实现的，其中最主要的是负载切换试验。在这个试验中，为了模拟运行中的最不利条件，规定了十分严格的技术要求。

这就要求自行设计试验电路，规划试验装置，自制成套试验设备，布置安排试验场地，安排试验内容，进行试验接线，摸索试验方法。

在试验中，为了取得稳定可调的适当负载（0～200kVA），有四种方案：①电抗器；②电阻丝；③大电动机转子调节；④水电阻。比较结果，以第 4 种方案比较现实，先进行计算，找到切实可行的水电阻设计方案，使负载电流达到 200A 的试验顺利获得了成功。

负载切换试验的记录和情况见表 17-17。

17.2.8　有载调容量变压器运行情况和几点看法

1. 运行情况

浙江省江山市建筑公司基本上是一个单班制工厂，除白天上班外，部分设备中班也有工作，其主要用电设备为拌和机、锯板机、钢筋对焊机、水泵、拉丝机等。为此，安装了一台 100kVA 低损耗有载调容量变压器。

为了对节电数量进行准确测定，添装了高压计量柜。以计量高压有功电能和高压无功电能；低压侧基本上未动，原有低压动力、低压照明有功和低压无功电能计量。将新变压器的自动控制器安放在配电室内。其电缆与变压器的有关桩头相连接。

经实测，年总节电量为 26144kW·h。

如按目前平均电价 0.4 元/kW·h 计算，则投资回收年限只要 2 年。

2. 几点看法

1）在适合使用调容量变压器的地方，推广使用效率高、能耗低的有载调容量变压器，是降损节能的有效措施之一。

2）在单班制工厂，适宜使用有载调容量变压器，使用方便，管理、维护与常规变压器差不多，受到欢迎。

3）运行相当一段时间后，对有载调容量变压器从底部放油取油样（靠开关侧），油色橙黄透明正常，未发现炭粒和变质现象，耐压为 51kV，证明变压器性能良好。以后继续运行后，运行情况良好、正常。

表 17-17 有载调容量变压器切换试验情况表

序号	负载数值（占额定值百分比）(%)	电源低压电流/A			负载低压电流/A			电源电压/V			负载电压/V			室温/℃	油温/℃	试验结果
		A	B	C	A	B	C	AB	BC	CA	AB	BC	CA			
1	0	0	0	0	0	0	0	405	400	400	402	400	400	31	41	并→串，用肉眼观察电弧约长 10mm，且 C 相比 A 相大；串→并，弧长约 5mm，切换正常。对各类负载无影响
2	30	50	10	40	35	32	30	400	400	400	400	390	385	31	41	电弧比空载未增大，对电视机收看和各类负载无影响
3	50	63	45	75	60	55	55	400	400	400	399	380	380	30	41	切换时高压 B 相、C 相弧长约 10mm，A 相和低压约为 5mm，切换正常。吊盖检查，过渡电阻温度约45℃
4	110	110	115	135	115	110	105	400	400	400	400	390	380	30	41	电弧比前稍大（约 13mm），切换正常。对各类负载无影响
5	150	148	150	165	150	145	140	400	400	400	400	390	380	30	41	电弧长增至 15mm（有的仍只 10mm），切换正常，对各类负载无影响
6	200	195	210	225	200	200	190	400	400	400	375	365	380	30	41	弧长并→串比串→并稍大，最大为 17～20mm，对电视机收看无影响

注：1. 技术条件要求负载切换试验数值为 110%额定值。
2. 记录数值多人同时记，互有误差。
3. 各类负载指电视机、电灯、风扇、继电器、接触器、碘钨灯、汞灯、示波器、电流表、电压表等。

4）控制器根据负载大小自动换挡，无需人工操作（也可手动切换）。

5）供电电压正常，切换过程中无失电现象。用示波器观察，波形未明显畸变，对各类用电负载无影响。（试验时曾用电灯、电风扇、碘钨灯、汞灯、继电器、接触器、电视机、电流表、电压表、示波器等各类负载来进行观察，无任何影响。）

6）由大挡到小挡有 30min 延时，小挡到大挡有 0.5min 延时，以免动作过于频繁（以上时延数值可按工厂负载性质由控制器随意调整）

7）对用户的用电及负载变化无附加限制。

8）变压器在大挡和小挡运行，控制器可以分别进行过载保护。此时控制器可分别跳高压油断路器或低压断路器或接触器，变压器的短路靠高压熔丝和控制器双重保护。虽然其变压器高压熔丝按大容量挡选择，但因变压器熔丝的技术性能指标是在 1.3 倍额定电流下，1h 内不熔断，2 倍额定电流下，1h 内熔断。因短路电流是额定电流的 20 多倍，已进入熔丝安-秒特性曲线（类似双曲线）的陡削部分，其短路电流的大小，对熔断时间的影响甚微（因反时限部分在中段），所以两个容量可以共用一挡变压器熔丝。而变压器根据规定，2 倍额定电流下，最长只允许 10min，而据上述合格的熔丝最大需 1h，才熔断，因此，它不能主要作过载保护，因此，必须由控制器来完成过载保护。

第18章　特种变压器

18.1　特种变压器的分类和型号

1. 分类

特种变压器是在特种环境和特种负载情况下使用的，具有特定性能的电源变压器。除电力变压器（在输配电系统网络上应用的变压器）以外的变压器类设备都叫特种变压器。特种变压器在应用和制造上有其特殊性，所以在本章专门加以简明叙述。

特种变压器按用途分为以下几类。

（1）整流变压器　用于电化学、牵引、电气传动、直流输电、电镀、励磁、充电、调速、静电除尘、电影放映等，主要特点是低压侧电压低，电流大，能大范围调节电压。静电除尘电压高、电流小。

（2）电炉变压器　用于各种金属的冶炼、热处理、石墨化、电石冶炼、电渣重熔等，主要特点是能带负载调压，二次侧电流大，电压低、阻抗不能太小，以限制工作短路电流。

（3）交流电焊机　电焊是金属连接的常用工艺，所以工矿企业经常用到。而交流电焊机是一种特殊结构的变压器，是断续工作的空载与短路状态交替的变压器。

（4）高压试验变压器　用于对各种电工产品、绝缘材料进行绝缘试验的变压器。主要特点是高压侧电压高，电流小，尾端接地，短时工作。

（5）矿用变压器　用于采矿所需的电气传动、照明所用的电力变压器。主要特点是变压器外壳机械强度较高，密封较好，壳外元件采用隐蔽式，如进出线用电缆，套管不暴露，防尘较好。用于矿井下开采用的变压器还要有防爆性能（如防甲烷、乙炔、瓦斯、粉尘爆炸），故又称为防爆变压器。

（6）调压器　有自耦调压器、移圈调压器等，移圈调压器是利用一个沿铁心高度可以移动的短路绕组，改变铁心中的磁通分布，达到均匀调压的目的。在对产品高压试验时都要用到。

（7）行灯变压器　为了在不同场合检修时能保证人身安全，据 DL408—1991《电业安全工作规程》，工作人员使用的手提电灯电压必须是安全电压，给此手提电灯（行灯）供电的变压器称为行灯变压器。

（8）互感器、电抗器、接地变压器、其他变压器　详见以下各节叙述。

2. 型号意义

（1）型号表示法　特种变压器产品的型号表示法是在电力变压器产品型号的基础上多标注了特征字母。特种变压器型号组成如图 18-1 所示。

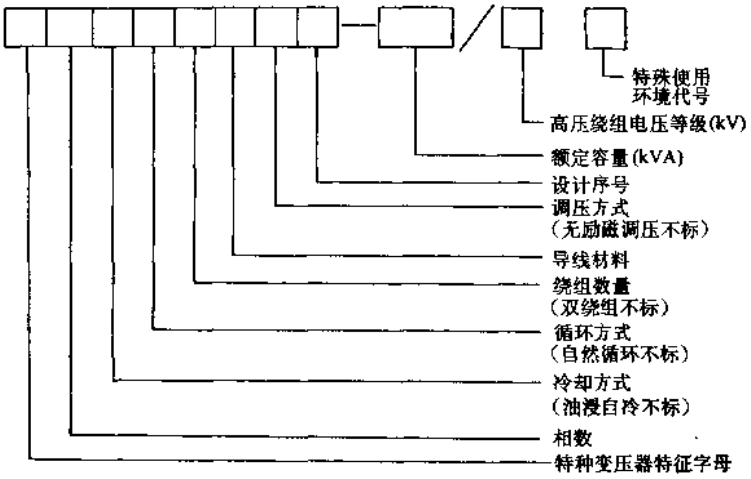


图 18-1　特种变压器型号的组成

(2) 字母符号意义　见表 18-1～表 18-6。

表 18-1　特种变压器用途及型号字母

名　称	用　途	字母	名　称	用　途	字母
变(整)流变压器	电能交直流变换	Z	试验变压器	高压试验	Y
附平衡电抗器		K	矿用变压器	矿井下配电	K
电炉变压器	电能与热能变换	H	船用变压器	船舶配电	S
附串联电抗器		K	中频变压器	1000～8000Hz 交流系统	R
电阻炉变压器		ZU	大电流变压器	大电流试验	D

表 18-2　变（整）流变压器的产品型号字母排列顺序及意义

项　目	意　义	字　母
用途	一般工业用	ZB
	充电用	ZC
	电镀用	ZD
	电影放映用	ZF
	电化学电解用	ZH
	异步电动机串级调速用	ZJ
	电磁控制保护用	ZK
	励磁用	ZL
	变频调速用	ZM

（续）

项　目	意　　义	字　母
用途	中频电源用	ZP
	牵引用	ZQ、SF、JQ、SQY、OD
	传动用	ZS
	蓄电池浮充电用	ZV
	直流输电用	ZZ
	特殊用	ZY
网侧相数	单相	D
	三相	S
绕组外绝缘介质	变压器油	—
	空气（干式）	G
	成形固体	C
调压方式	无励磁调压或不调压	—
	由网侧绕组有载调压	Z
	由内附的自耦调压变压器或串联调压变压器有载调压	T
绕组导线材质	铜	—
	铝	L
内附附属装置	平衡电抗器	K
	饱和电抗器（磁放大器）	B

表 18-3　电炉变压器的产品型号字母排列顺序及意义

项　目	意　　义	字　母
用途	电弧炉用	HS
	电石炉用	HC
	工频感应炉用	HG、HP
	矿热炉用	HK
	铁合金炉用	HT
	盐浴炉用	HU、ZU
	电渣炉用	HZ
	特殊用途	HY
	熔铜炉用	HD
	中频用	PR

（续）

项　目	意　义	字　母
绕组耦合方式	独立 自耦	— O
相数	单相 三相	D S
绕组外绝缘介质	变压器油 空气（干式） 成形固体	— G C
冷却装置种类	自然循环冷却装置 风冷却装置 水冷却装置	— F S
油循环方式	自然循环 强迫油循环	— P
结构特点	油箱内附有串联电抗器或补偿回路限流电抗器 采用改变漏磁阻结构	K
调压方式	无励磁调压 有载调压	— Z
绕组导线材质	铜 铝	— L

表 18-4　试验变压器的产品型号字母排列顺序及意义

项　目	意　义	字母	项　目	意　义	字母
用途	试验用 冲击试验用 短路试验大电流用	Y、YD YC YL	绕组导线材质	铜	—
相数	单相 三相	D S	结构特征	单台 绝缘筒外壳用 串级 串联谐振	— T C X
绕组外绝缘介质	变压器油 空气(干式)	— G			

表 18-5 矿用变压器的产品型号字母排列顺序及意义

项 目	意 义	字母	项 目	意 义	字母
用途	矿用（一般型） 矿用（隔爆型）	K、KY KB	绕组导线材质	铜 铝	— L
相数	单相 三相	D S	结构特征	单台 组合式	— Z
绕组外绝缘介质	变压器油 空气（干式） 成形固体	— G C	装置种类	移动变电站	Y

表 18-6 特殊环境的产品型号意义

特殊使用环境	字 母	特殊使用环境	字 母
船舶用 高原地区用 污秽地区保护用	CY GY WB	干热带地区用 湿热带地区用	TA TH

例如，型号 HSSPK-10000/35 是表示三相水冷、强迫油循环附电抗器、额定容量为 10000kVA、高压额定电压为 35kV 的电炉变压器。

18.2 整流变压器（变流变压器）

1. 用途及其特点

整流变压器属于变流变压器的一种，变流分为整流、逆变和变频三种。整流是由交流电变成直流电，其变压器称为整流变压器；逆变是由直流电变成交流电，其装置称为逆变器；变频是专门用于改变交流电频率的，其装置称为变频器。整流的用途最为广泛。

现代化的工业企业，广泛地采用直流电源。在冶金工业中，有铝、镁、锌的冶炼及电解铜的生产；在化学工业中，电解（食盐、水等）、电镀（电蚀、涂油、浸酸）、试剂和化学药品的生产；在矿山机械、钢铁工业及交通运输业中，起重机、轧钢机、电机车、电力火车以及城市交通的电车、充电（包括为矿灯、汽车、拖拉机、铲车、蓄电池车等）、电影放映、高压吸尘、高压电子轰击炉、电磁吸盘、光谱仪、蓄电池浮充电等均需要直流电源。

整流变压器是整流元件的电源变压器，与整流元件一起，把交流电变为直流电。整流元件有电子整流管和离子整流管（包括真空管、充气管、闸流管和汞弧整流器），以及半导体整流器（硒整流器和硅整流器、晶闸管等）。

按用途分类，整流变压器分为冶金、化工和牵引用三大类。它们在调压方式、调

压范围和二次侧相电压上有所区别，共同特点是二次电压低、电流大。为了提高整流效率，二次侧的相数一般不少于 3 相，有时采用 6 相、12 相或者加移相线圈或更多相数，如 72 相。

此外，整流变压器还有如下作用：将整流设备与电网的电路隔离开来，确保设备和人身安全；限制短路电流，减少整流设备对电网或其他并联运行整流设备相互间的电磁干扰；抑制晶闸管等整流元件的电流上升率等。

整流变压器的一次侧接交流电网，称为网侧；二次侧接硅整流器，称为阀侧。整流变压器特点：

(1)电流波形不是正弦波　由于整流器各臂在同一周期内轮流导通，流经整流臂的电流波形为断续的近似矩形波，所以整流变压器各相绕组中的电流波形也不是正弦波。图 18-2 所示一例为三相桥式 Yy 联结时的电流波形。用晶闸管整流时，触发延迟角越大，则电流的起伏陡度越大，电流中谐波成分也越大，谐波成分将使涡流损耗增大。变压器各相二次绕组中的电流内含有直流分量。这种现象带来一系列影响，如变压器漏磁通和附加损耗相应增大，漏抗电压降增加，整流元件阳极电流产生重叠，致使整流变压器视在功率总比直流输出功率大，除桥式电路外，二次侧的视在功率也比一次侧的大。

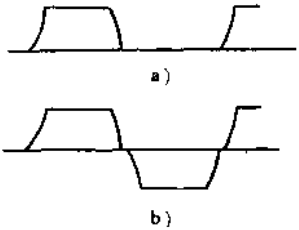


图 18-2　三相桥式 Yy 联结时的电流波形
a) 桥臂中的电流
b) 网侧和阀侧线圈中的电流

整流回路输出的直流电压，不是纯的直流，其波形在某种程度上是脉动的。带有交流成分，显然相数越多，直流电压的脉动就越小。一般实际应用的整流线路相数最多不超过 12 相，为了减小直流电压的脉动，在整流回路中串联着滤波电抗器及并联电容器，这样可以使整流后的电压接近纯的直流。

在三相整流电路中，二次绕组的利用系数，三相半波的 $K_2=0.67$；而六相半波的，$K_2=0.55$，都不高，所以工业用整流变压器均采用三相桥式和双 Y 带平衡电抗器的整流线路。

所有的整流变压器实际上都有漏抗存在，在整流过程中，当某一阳极整流完毕后而换另一个阳极整流时，阳极电流的变化不会突变，而是一个阳极电流慢慢减弱，另一个阳极电流慢慢增强，因而产生了两个阳极同时整流即所谓重叠现象。有重叠现象存在时，一、二次电流以及整流后的直流电压等的数值都要引起变化。

(2)变压器利用系数的高低与其联结方式直接有关　根据整流装置的要求，整流变压器的二次侧有多种形式的联结。但为了提高变压器利用系数，应尽量采用三相桥式和双反星形带平衡电抗器的整流线路。

(3) 变压器的阻抗要足够大　整流变压器往往二次电流较大，电压较低。因此，

当整流元件击穿时，变压器绕组中就会流过很大的短路电流，产生比普通变压器大得多的电动力。为了有效地限制短路电流，变压器的阻抗要设计得大些，其绕组和铁心等结构的机械强度也要相应加强。这就是整流变压器外形较为矮胖的原因。

(4) 整流变压器的电气性能、空载损耗、负载损耗等电气参数　目前，还没有统一的规定，设计或订货时，可参照同容量电力变压器的参数。

(5) 整流变压器阀侧有多种特殊的接法　采用晶闸管时，单相的常采用单相桥式整流电路；三相电压较低（整流电压≤250V）的常采用双反星形带或不带平衡电抗器6相半波整流电路；三相电压较高的常采用三相桥式整流电路。但对于输出功率在40kW以下的中小功率硅整流设备，宜采用三相桥式整流电路。三相桥式整流电路还可形成6相、12相以至于48相及以上的整流电路。

各种不同整流变压器的用途和特点见表18-7。

表18-7　整流变压器的用途和特点

用途		特点
电化（电解）用制取金属、电解食盐以制取氯、碱，电解水以制取氢等，也用于石墨化电炉		1. 低电压、大电流、阀侧电流可达100kA，直流电压不超过1000V，单台容量可达数万kVA 2. 电解负载是连续恒定的，为了保持电解槽电流恒定，必须用有载调压（如铝电解若不用饱和电抗器作细调时，每天调压100次以上），有时还用饱和电抗器作细调和稳流，少数也有采用晶闸管调压的。调压范围较大。如食盐水电解约为60%～105%，铝电解约为10%～105%
牵引用	用于矿山、城市电机车的直流供电	1. 基本结构型式与电力变压器相同，采用无励磁调压，调压范围为±5% 2. 负载变化很大，经常有不同程度的短期过载，所以连续额定负载下的温升限值应取得低，电流密度也低 3. 阀侧接架空线，短路故障机会较多，变压器的阻抗要求大
	用于电气化铁道电力机车	1. 变压器用于单相整流电路，网侧电压为线电压 2. 大幅度有载调压；也有用晶闸管调压 3. 变压器的外形尺寸要适于装在电力机车上 4. 二次绕组有两个以上，供给电动机的电枢、励磁和其他

（续）

用　　途	特　　点
传动用（用于直流电动机供电，例如供给轧钢电动机）	1. 阀侧有时要求有两个绕组，分别供给正、反向传动或正向传动、反向制动 2. 晶闸管调压
直流输电用的换流变压器	1. 高电压，大容量 2. 对地绝缘高压交直流叠加
电镀和电加工用	1. 电压低，电流大 2. 一般为晶闸管调压
同步电机励磁	1. 强励磁时要求能短期过载 2. 晶闸管调压
蓄电池充电	1. 小容量做成单相，此时在反电动势的作用下，因导通角减小，绕组电流有效值加大 2. 由饱和调压器调压
串级调速（逆变）	经常在逆变方式下运行
静电除尘	高电压，小电流，与高压试验变压器相仿

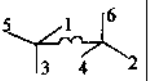
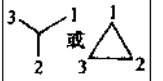
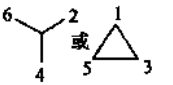
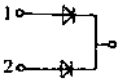
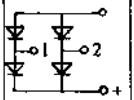
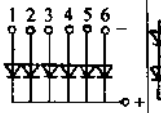
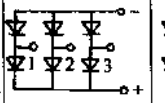
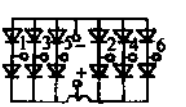
2. 整流变压器联结法

整流变压器网侧绕组的联结法与电力变压器相同。阀侧绕组根据整流电路的电联结方式而有许多特殊的联结法，表 18-8 所列为常用的整流电路联结方式，表中列出了相应的绕组联结法。表中 U_{d0}为理想空载直流电压，I_d 为额定直流电流，P_d 为额定直流输出功率。

表 18-8　常用的整流电路电联结方式

联结方式	单相全波	单相桥式	双 Y 带平衡电抗器	三相桥式	Y-D 并联六相桥带平衡电抗器
网侧绕组相数	1	1	3	3	3
阀侧绕组相数	2	1	2×3	3	2×3
网侧绕组联结法	1	1	Y 或 D	Y 或 D	Y 或 D

（续）

联结方式		单相全波	单相桥式	双Y带平衡电抗器	三相桥式	Y-D并联六相桥带平衡电抗器
阀侧绕组联结法						
整流元件联结方式						
阀侧	线电压 $U_{▽}$	$\frac{U_{dio}}{0.45}$	$\frac{U_{dio}}{0.9}$	$\frac{U_{dio}}{0.675}$	$\frac{U_{dio}}{1.35}$	$\frac{U_{dio}}{1.35}$
	线电流 $I_{▽}$	$0.707\ I_d$	I_d	$0.289\ I_d$	$0.816\ I_d$	$0.408\ I_d$
	容量 $S_{▽}$	$1.57\ P_d$	$1.11\ P_d$	$1.48\ P_d$	$1.045\ P_d$	$1.045\ P_d$
网侧	线电压 U_l	$K\frac{U_{dio}}{0.45}$	$K\frac{U_{dio}}{0.9}$	$K\frac{U_{dio}}{0.675}$	$K\frac{U_{dio}}{1.35}$	$K\frac{U_{dio}}{1.35}$
	线电流 I_L	$0.5\frac{I_d}{K}$	$\frac{I_d}{K}$	$0.408\frac{I_d}{K}$	$0.816\frac{I_d}{K}$	$0.789\frac{I_d}{K}$
	容量 S_L	$1.11\ P_d$	$1.11\ P_d$	$1.045\ P_d$	$1.045\ P_d$	$1.011\ P_d$
等效容量 S_t		$1.34\ P_d$	$1.11\ P_d$	$1.26\ P_d$	$1.045\ P_d$	$1.028\ P_d$
电抗压降折算系数 $K_x=\frac{U_x}{X_t}$①		0.707	0.707	0.5	0.5	0.26②

① U_x 为由于换相电抗而造成的直流电压的降低，以 U_{dio} 为基值的标幺值，X_t 为换相电抗标幺值。

② 认为Y、D两组阀侧绕组是交错混合布置的，其间的漏抗接近于零。

3. 整流变压器技术数据

表18-9为浙江三门变压器集团所产的整流变压器技术数据。

表 18-9　ZSJ 系列整流变压器

型　号	电压组合/V		联结组标号	外形尺寸/mm			总重/kg	轨距/mm
	网侧	阀侧		长	宽	高		
ZSJ-50	10000	380	YNd1	1000	850	950	480	450
ZSJ-150	6300	230	Yd11	1180	1050	1300	900	550
ZSJ-250	6000	470	Dy11	1700	1100	1500	1100	550
ZSJ-315	10000	380	YNd1	1800	1100	1450	1570	660
ZSJ-400	10000	254	Dy11	1720	1180	1800	1900	660
ZSJ-500	10000	400	Dy11	2150	1180	1800	2100	660
ZSJ-560	6000	450	Dd0	2160	1150	1700	2500	660

18.3　电炉变压器

1. 用途和结构特点

电炉变压器按用途分类有：炼钢炉变压器，二次电压为 110～250V 之间；电石炉变压器，二次电压为 90～150V；感应熔炼炉变压器，二次电压为 400～1000V；还有炼铁合金、石墨和加热等用的电炉变压器。

电炉变压器的特点是变压器二次电压低，电流大，带负载调整电压。在绕组联结方式上炼钢炉与感应炉用一、二次绕组可进行 Y、D 转换，以满足二次电压的变化范围。

图 18-3 是炼钢炉变压器的接线图。

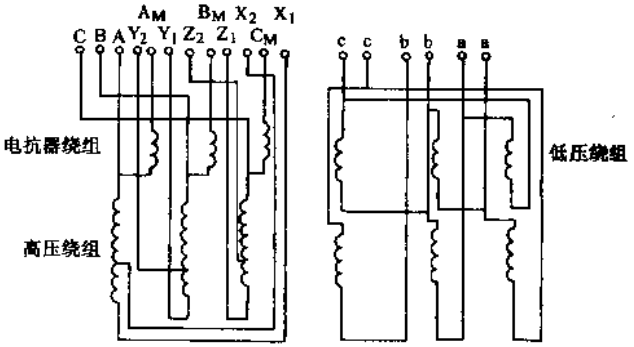


图 18-3　电炉变压器接线图

电炉变压器的低压侧接到电弧炉的三个电极上，电极与炉料之间形成电弧，产生很大的热量来熔化炉料。在电炉变压器中，炼钢电弧炉是主要的一种。炼钢炉变压器

在熔炼初期，由于电极与将熔化的金属经常发生短路，使电流增大。为保证绕组不被电动力所损坏，要限制短路电流不超过额定电流的2.5～3倍。为此就必须使变压器和短网(变压器低压出线铜排和引至电炉电极的铜排或电缆)保持有足够大的合成阻抗。容量在10000kVA以上的电炉变压器，能满足此要求。对于小容量的电炉变压器，就要采取串入电抗器来限制短路电流。电炉在初期熔炼时，易产生电极间短路，变压器应接入电抗器；后期熔炼时，钢块均化成液体，电极间不会产生短路，这时要切除电抗器。

电炉变压器的限流电抗器多数做成铁心式，铁心柱用铁饼和保持气隙的绝缘板叠成。小容量电炉变压器，油箱内附有电抗器、大容量的电炉变压器，通常单独设置电抗器。

电炉变 压器均为户内装置。小容量、低电压的电阻炉变压器与盐浴炉变压器均为干式，带箱壳，自然冷却；中等容量（数百至数千千伏安）的电炉变压器为油浸自冷式；大容量的电炉变压器则为强迫油循环水冷式。

据专业标准《电弧炉变压器》规定，无励磁调压电炉变压器的分接变换均为电动操作。

电炉变压器储油柜的油位计、信号温度计、铭牌以及分接开关的驱动机构等均不得放在二次侧。

所有电炉变压器均装小车，并应便于牵引，滚轮应能90°运转。

电炉变压器油箱的结构型式一般为吊心式，如果需要钟罩式，订货时应提出。

试验项目及试验方法如下：

1）电炉变压器的出厂试验、型式试验和特殊试验项目以及试验方法均应符合GB1094.1、2—1996和GB1094.3、5—1985《电力变压器》的有关规定。

2）串联电抗器出厂试验项目

① 阻抗值测定；

② 直流电阻测定；

③ 绝缘电阻测定；

④ 外施耐压试验；

⑤ 损耗值测定；

⑥ 密封试验。

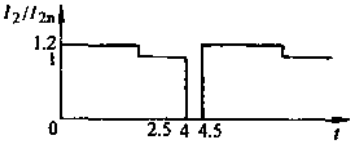
电炉变压器的用途和特点见表18-10。

2. 电炉调压和变阻抗方法

(1) 调压方法　电炉的热惯性大，所以中小型电炉变压器常用无励磁调压，也可采用电动无励磁调压或有载调压，以提高生产率。

炼钢电弧炉变压器分接开关的特点是除完成分接变换外，还能作D—Y的变换。

表 18-10　电炉变压器的用途和特点

用　　途	特　　点
三相炼钢电弧炉用	1. 在冶炼过程中，熔化期需要功率大，故变压器要有 20%的短时过载能力。由于炉料倒塌时易造成电极间短路，故在一次侧接入电抗器，以限制短路电流，使不超过额定电流的三倍（中小型变压器也可以不用电抗器，而用改变磁动势平衡组数目来增大电抗。氧化期和还原期所需功率减小，而且不易短路，电抗器应切除。其简化负载曲线如下图  2. 阻抗电压[1]为 7%～12% 3. 调压装置设在一次侧 4. 中小容量为交叠式绕组，大容量为同心式绕组
用于制取电石、铁合金、硅化合物、纯硅的矿热炉用	1. 矿热炉是电阻电弧炉，添料出料都不停电。负载稳定，不会发生电极间短路，变压器阻抗电压取 6%～10% 2. 由于炉料电阻有变化，要求变压器能多级调压，小型炉 5 级，中型炉 8～15 级、大型炉 27 级。大型密闭式电石炉要分相有载调压 3. 变压器结构与炼钢炉变压器相似
用于熔炼铜、铜合金、熔化生铁的单相电弧炉用	1. 容量较小，不带电抗器，变压器阻抗电压为 20%～24% 2. 不需要调压 3. 交叠式绕组
用于机械零件加热、热处理、粉末冶金烧结、有色金属熔炼的电阻炉	1. 容量为数百千伏安，大功率的电阻炉由几台变压器分别供电，便于分段控制炉温 2. 一次侧带分接头，有 5～7 级无励磁调压 3. 同心式绕组 4. 一次侧为 380V 时多做成干式，6～10kV 时做成油浸式
用于机械零件和工具的热处理的盐浴炉	1. 容量一般在 100kVA 以下，二次电压为 3.5～17.5V 2. 有 5～7 级无励磁调压 3. 同心式绕组，低压在外，用铜排绕制；对交叠式绕组，低压绕组可用铸铝的
用于将电刷、电炭、金刚砂加热的单相石墨化炉	1. 间断性负载，也可以一台变压器轮流对几台电炉供电 2. 要求调压，至少 13 级有载调压，每级 2～3V 3. 变压器阻抗电压取 10%以下

（续）

用　途	特　点
用于熔化黑色和有色金属的工频感应炉	1. 电炉的感应圈为单相，变压器为三相，为使单相感应圈负载变成三相对称负载，其他两相应分别接电感和电容 2. 有较多的调压级数
电渣重熔用	1. 单相 2. 低压为数十伏至一百多伏，有 5～17 级调压 3. 交叠式绕组

① 阻抗电压是指额定分接下（一般是二次最高电压）的数值。

具体调压方式有下列三种：

1）分接头调压。通过改变高压绕组的分接头，以期达到改变二次电压的目的。适用于调压范围较小的情况。

2）自耦调压器调压。有一个单独的自耦调压器，以满足大范围多级数的调节。

3）第三绕组调压。它由装于同一油箱中的两个器身组成。其一装有与电网相连的绕组 1、输出的低压绕组 2 以及带抽头的第三绕组 3。其二装有高低压绕组 4 和 5，分别与绕组 3 和 2 并联与串联。通过绕组 3 的分接头变换，使绕组 4 和 5 的端电压以及输出电压 U_2 得到改变。特点是：①输出电压 U_2 成等差级数变化；②第三绕组以及有载分接开关的电压电流值可以选择；③运行时第三绕组中的电流值与负载电流的大小成正比，可以通过它来监视、控制负载电流；④第三绕组端子可外接补偿电容器。

（2）变换阻抗　炼钢电炉变压器是高低压绕组交错排列的，每对高低压线段组成一个磁动势平衡组，磁动势平衡组数对电抗电压的影响很大，见表 18-11。磁动势平衡组数越少，漏磁越大，电抗电压越大。如果在调节电压改变匝数时，又能改变磁动势平衡组数，则电抗电压就改变了，中小型炼钢电炉变压器就是采取改变磁动势平衡组数，而改变电抗电压的。而大型炼钢电炉变压器是用串入或切除电抗器来改变电抗的。

表 18-11　磁动势平衡组数与电抗电压的关系

电抗电压 u_x（%）		磁动势平衡组数
高　压　10kV	高　压　35kV	
26～18	30～20	2
12～7	14～9	4
7～5	9～6	6
<5	<6	8

3. 技术数据

表 18-12 为浙江三门变压器集团所产的电炉变压器的有关技术数据。

表 18-12　HSJ、HSSP 油浸式电炉变压器

型　号	电压组合/V		联结组标号	外形尺寸/mm			总重/kg	轨距/mm
	输入	输出		长	宽	高		
HSJ-2000	10000	70～90	Dd0	3000	2650	3200	10350	1070
HSJ-2500	10000	140～220	Yd11	3050	2880	3080	9700	1070
HSSP-3150	10000	84～110	Dd0	3220	1400	3500	10400	1070
HSSP-4000	10000	190～250	Yd11	3280	1650	3180	9950	1070
HSSP-6000	10000	100～130	Dd0	3700	2160	3760	12700	1435
HSJ-2500	35000	84～100	D-Yd0-11	8820	1860	3500	10900	1435
HSJ-3000	35000	82～96	D-Yd0-11	3700	3000	3720	14200	1505

18.4　交流电焊机和直流电焊机

1. 交流电焊机的用途和特点

交流电焊机实际上是一台特殊的降压变压器，就是交流焊接变压器或称为电焊变压器。通常制成单相的，冷却方式为空气自冷，是断续工作的，从空载到短路，又从短路到空载，负载电流急剧地变化着。

在普通变压器中，负载电流变化时，二次电压变化很小，如图 18-4 中外特性曲线 1 所示。这是因为变压器绕组的漏阻抗很小，负载电流流过时在其上产生的压降很小。而在焊接金属时，要求电焊变压器空载时有足够大的起弧电压（60～80V），而起弧后，为了维持电弧稳定，输出电压应迅速降低，即电焊变压器必须有陡降型的外特性，如图 18-4 中外特性曲线 2 所示。此外，电焊变压器二次电流都有很广的调节范围，以满足不同焊件的需要。

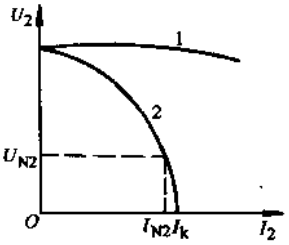


图 18-4　普通变压器和电焊变压器外特性的比较

1—普通变压器　2—电焊变压器

由上可知，电焊变压器要求负载回路的电抗要很大，以限制短路电流和稳定电弧。增大电抗一般有下述三种方法供选择：

1）外加电抗器。

2）变压器与电抗器合为一体。

3）加大变压器的漏抗。

电焊可分为对焊、缝焊、点焊或弧焊，因此，就有相应的变压器。在这几种变压器中，二次电压都很低，一般不超过几十伏。图 18-5 是供弧焊用的电焊变压器。

变压器接入电源，通过电抗器 2，供给焊件 3 的电流，可改变电抗器磁路中的空隙来调节，调节时可转动旋转螺杆。当气隙变大、磁阻变大、磁通减小、感抗也减小时，电路内的电流增加；相反则电焊电流减小。

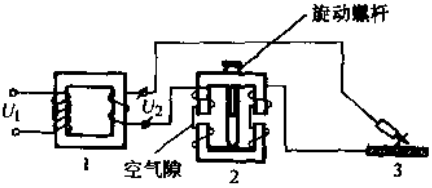


图 18-5 供弧焊用的电焊变压器
1—电焊变压器 2—电抗器 3—焊件
一般 $U_1=380V$ $U_2=60\sim80V$

为了满足电弧焊接的要求，电焊机必须具有下列特点：

1）无载时，要求具有足够的引弧电压（约为 60～80V）。

2）有负载时，电压就下降；在额定负载时，约为 30V。

3）二次侧短路时（焊条碰在工件上），短路电流不致过大。

4）调节方便，效率高，运行安全可靠。

5）造价低，运输方便。

电焊变压器常采用增大阻抗电压的办法，其措施有：

1）把一、二次绕组分别套在两个铁心柱上，以增大漏阻抗。

2）在二次电路中，串联可调电抗器。

焊接时，先将焊条与焊件接触，这时二次侧短路，但由于受到绕组漏阻抗和电抗器的限制，短路电流不大。焊条提起后，在焊条与焊件间即产生电弧。随着电弧长度的变化，焊接电流变化不显著，因而电弧能稳定燃烧。

目前常用的电焊机型式很多，但主要是按调节方式分为两大类，调圈式（见图 18-6）和调磁式（见图 18-7）。

电焊机制成后，电源频率 f 和绕组匝数为常数，磁通 Φ 是一个变量，而焊接电流的调节正是根据这一特点实现的。通常把焊接电流的调节分为粗调节和细调节两种。粗调节是通过改变一、二次绕组不同的接线方法来调节焊接电流的大小。细调节是通过转动手柄改变可动铁心的位置（如 BX-300 型电焊机）或改变一二次绕组间的距离（如 BX-300 型电焊机）来改变漏磁的大小，从而实现改变焊接电流大小的目的。恰当的焊接电流数值一般可按下式计算：

$$I=(30\sim50)\,d$$

式中 I——所需选择的焊接电流值（A）；

d——电焊条的直径（mm）。

在平焊位置或焊接较厚的工件时，可选取较大电流值；在其他焊接位置（如正焊、横焊、仰焊）或焊接工件较薄时，则宜选取较小值。在使用小电流时，电弧很不稳定。遇此情况，可采取下列措施。

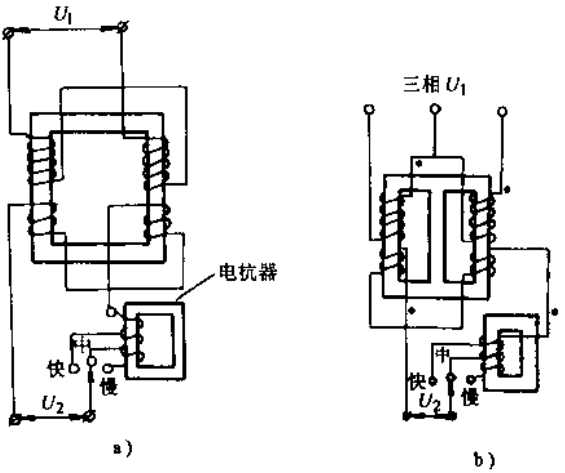


图 18-6　调圈式电焊机

a）单相　b）三相

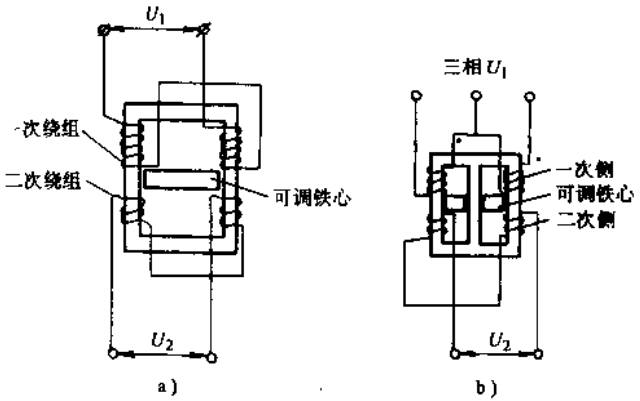


图 18-7　调磁式电焊机

a）单相　b）三相

注：上述各图中同一接线极性均以“·”符号表示，不能接错，否则互相抵消作用，使用中会出现调节失灵、断弧、发热等。

1）交流电焊机的解决方法是增加电焊机的电抗，或在焊接回路中串联电抗或电阻，在电焊机的二次绕组外面，用导线顺原来绕线方向增加绕组匝数。这样就在增加空载电压的同时，使焊接最小的电流降低了。

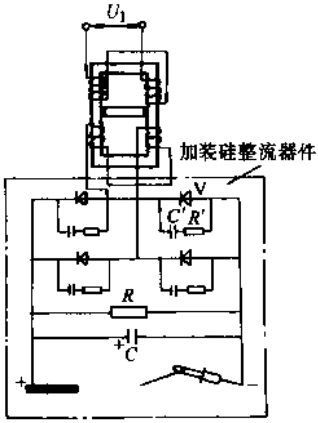
2）直流电焊机可在焊接回路串联一只电阻，然后将电焊机上的电流指示针调到

较大的位置进行焊接。电阻可采用专供调电流用的 ARP-300 或 ABP-200 型镇定变阻器。

国产 CT2 型电焊变压器的一次电压有 120～220V、380V、500V 三种，二次电压是 60～80V，电流调节范围为 70～300A。

2. 直流电焊机

直流电焊机有旋转直流发电式和硅整流式。一般交流弧焊机加上硅整流器即成为直流弧焊机，仍可利用原有的调节机构（见图 18-8）。



符号	名　称	数量	作　用
V	硅整流器 2CZ200A/200V	4只	整流
C′	电容器 1μF/250V	4只	C′ R′ 保护硅整流器过电压之用
R′	线绕电阻 100Ω 10W	4只	
R	线绕电阻 1kΩ20W	1只	RC为阻容吸收装置
C	电解电容器 500μF/150V	1只	

图 18-8　交流弧焊机改直流弧焊机电路

焊机容量按使用焊条规格范围来确定。

一般交、直流焊条、焊接电流参考值见表 18-13。

表 18-13　焊条与焊接电流的关系

焊条规格/mm	φ2.5×300	φ3.2×350	φ4×400	φ5×400
焊接电流/A	50～90	100～140	150～170	180～240

选定焊条电流和电压（一般二次侧空载为 60～80V，一次侧为 380V 或 220V）。如果以功率因数 cosφ 等于 0.6～0.75 去考虑。效率按 90%、95%计算，那么要使用焊条是 φ5mm 的电焊机容量为

$$\text{全部输入功率（视在功率）}=\frac{\text{焊接电流}\times\text{焊接电压}}{\text{效率}\times\text{功率因数}}$$

假定二次侧空载电压为 70V，负载后一般压降为 50%～60%，设为 50%，即 35V，设最大焊接电流 $I_2=250\text{A}$、$\cos\varphi=0.65$、$\eta=95\%$，则

$$\text{焊机容量}=\frac{I_2U_2}{1000\times\eta\times\cos\varphi}=\frac{35\times250}{1000\times0.95\times0.65}\text{kVA}$$
$$=14.3\text{kVA}$$

一般交流弧焊机的容量多做成 12kVA、15kVA、20kVA 几种。

旋转直流发电式直流电焊机是由一台三相异步电动机和一台直流发电机装在同一轴上所组成的电动发电机组。直流电焊机不但具有产生直流电的性能，而且还能够满足焊接工艺所要求的性能。例如，具有陡降的外特性；焊接电流能在较大范围内均匀地调节；空载电压变化不大，具有很好的动特性。其基本原理与一般直流发电机一样，当电枢转动时，其绕组切割由励磁系统所产生的磁通而产生感应电动势整流发电。其电焊机的磁场由励磁系统产生，根据励磁绕组供电方式的不同，分为自励式、他励式和复励式。

3. 电焊机常见的故障分析及处理方法。

交流电焊机常见的故障及处理方法见表 18-14。

表 18-14　交流电焊机常见的故障及处理方法

故障现象	产生原因	处理方法
变压器响声过大，绕组发热	绕组短路	应恢复绕组间的绝缘，必要时重绕
产生过大电流，使用调节器也不能减小	由于电抗线圈间及其端头间短路	应立即消除短路故障
调节器在焊接时响声不正常	电抗线圈紊乱或松紧活动铁心的弹簧松了	应整理固定线圈，拉紧弹簧
铁心及连接螺栓过热	绝缘破坏	恢复绝缘
接线处过热	接触不良	应清理接触表面，旋紧端钮

硅整流电焊机常见的故障及处理方法见表 18-15。

表 18-15　硅整流电焊机常见的故障及处理方法

故障现象	产生原因	处理方法
二次电压太低	(1) 电源电压过低 (2) 变压器一次绕组匝间短路 (3) 饱和电抗器线圈匝间短路 (4) 硅整流元件击穿	(1) 调整电源电压 (2) 检修绕组 (3) 检修饱和电抗器 (4) 更换已击穿的元件
焊接电流调节达不到	(1) 电压未调整好 (2) 饱和电抗器控制绕组（FK）极性接反 (3) 饱和电抗器铁心受振后性能变坏	(1) 调整电阻器的可调点 (2) 变更极性 (3) 修理或更换铁心

（续）

故障现象	产生原因	处理方法
焊接电流调节失灵，或调节过程中电流突然降低	(1) 饱和电抗器控制绕组(FK)匝间短路或断路	(1) 检修绕组
	(2) 焊接电流控制器的动触头接触不良	(2) 检修电位器
	(3) 稳压器的并联电容器击穿	(3) 更换电容器
	(4) 稳压谐振线圈短路	(4) 检修线圈
	(5) 控制电路中电阻器接触不良或断路	(5) 更换电阻
	(6) 硅整流器击穿故障	(6) 检修或更换硅整流器硒片
焊接中焊接电流不稳定	(1) 稳压器补偿线圈匝数不恰当	(1) 调整补偿线圈匝数
	(2) 风压开关或交流接触器接触不良	(2) 检修风压开关或接触器
	(3) 电源电压波动	(3) 调整电压
	(4) 控制电路中接触不良	(4) 检查接触点

4. 电焊机在使用前应注意的事项

1) 应按电焊机铭牌上规定的技术数据进行操作。电焊机容量常以暂载率为65%确定，暂载率是指它的焊接时间与工作周期（即每一焊接时间与相连非焊接时间之和）的比率)。故持续工作时间可为195s，中断时间应为105s。若焊接电流低于额定焊接电流时，则持续时间可适当延长，但也不宜过多。电子控制电焊机可按需要调节。

2) 电焊机低压侧的引线电流一般很大，在电焊机及焊接钳连接时，一定要连接牢固、可靠，在引线两端装上铜接头，引线要避免乱拉、受压、损伤。

3) 电焊机的电源控制可采用一般的封闭式负荷开关或刀开关，但开关容量要配合。同时要选用合适的熔丝进行保护。

4) 在雨天或潮湿场所使用时，常会有麻电现象。因此，在使用电焊机前，要预先测量一下它的绝缘电阻，若绝缘电阻值低于1MΩ时，要进行烘干处理，合格后才可用来焊接。

18.5 高压试验变压器

1. 用途和特点

高压试验变压器简称为试验变压器。电气设备出厂、交接或大修后，应当进行交流耐压试验，实际考核设备绝缘承受过电压的绝缘水平。所以无论在制造部门、运行部门的高压实验室或试验现场，应设有交流耐压试验设备。

试验变压器一、二次绕组具有很大的电压比，一次电压为0.4kV、3kV、6kV、10kV不等，二次电压可制成100～2000kV或更高，容量可为3～9000kVA。

高压试验变压器可用于作工频、冲击和直流耐压试验。这里主要叙述工频耐压试验变压器。这种试验变压器利用其二次侧所感应的工频高电压，对各种电工产品和绝

缘材料等进行绝缘性能试验。

试验变压器和电力变压器的原理相同，所不同的是试验变压器的工作电压高，使用时间短，温升小，一般没有散热器。另外，试验变压器的负载较小，且多为电容性负载；试验变压器的容量比电力变压器相对的要小。

试验变压器的特点是：

1）高电压，小电流。其二次额定电压根据被试品所要求的试验电压而定。单台试验变压器的额定电压为 50kV、100kV、150kV、250kV、500kV、750kV。在额定电压下，应无局部放电量。电压超过 750kV 的试验变压器，通常采用多台串级式结构，如图 18-9 所示。其二次电流根据通过被试品（有时还包括测量和补偿装置）的电流来确定，一般为 0.1～1A；但用于电缆和大型电机绝缘试验的试验变压器，二次电流可达 4A。

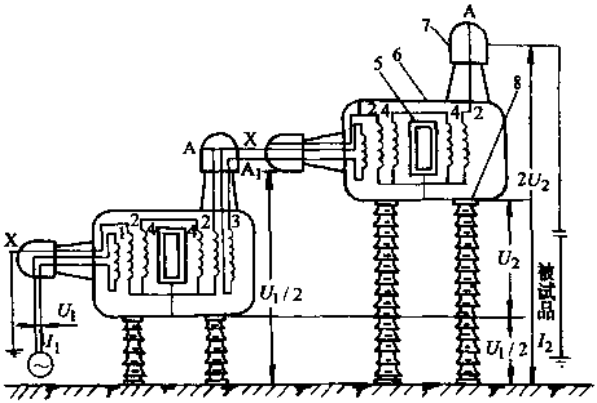


图 18-9　高压试验变压器串级连接示意图

1—低压绕组　2—高压绕组　3—串级励磁绕组　4—平衡绕组

5—铁心　6—油箱　7—套管　8—支柱绝缘子

2）一般为单相，户内装置（也有做成户外装置的）。油浸自冷式，高压绕组通常一端接地。

3）二次绕组首末端绝缘水平不同。首端为高电位，而末端直接接地或通过电流表接地。

4）产品多为短时工作制，允许使用时间为半小时。但对于某些试验，例如瓷套管的外绝缘污秽试验、线路的电晕试验以及电缆试验等，则要求试验变压器的使用时间为数小时乃至长期连续使用。

5）制造时设计和工艺要求较高。由于工作电压高，绝缘结构对试验变压器的整体尺寸有决定性的影响。因为绝缘层厚，器身一般均要求真空干燥，100kV 以上要求真空注油。

6）试验变压器输出电压波形应尽量接近正弦波。为了减少由于空载电流的谐波分量通过调压器和变压器的阻抗以后，产生波形畸变，磁通密度应选在铁心磁化曲线的线性段；同时要选用波形畸变小的调压设备，必要时加滤波装置。

7）阻抗电压不宜过大。试验变压器的二次电流一般为电容性电流，当二次电流流经调压器和试验变压器的阻抗时，将导致输出电压超过由电压比所确定的数值，所以试验变压器的阻抗电压不宜太大，否则可能影响测试结果的准确性，同时还会降低试验设备的短路容量。但如太小，短路电流可能过大。故单台变压器的阻抗电压一般为4.5%～10%；多台串级时，则可达40%左右。

2. 结构

有以下三种型式：单套管式、双套管式和绝缘筒式。

（1）单套管式　如图18-10所示，这种结构二次绕组一端用高压套管引出，另一端接地或用低压套管引出。铁心为单相单柱旁轭式。

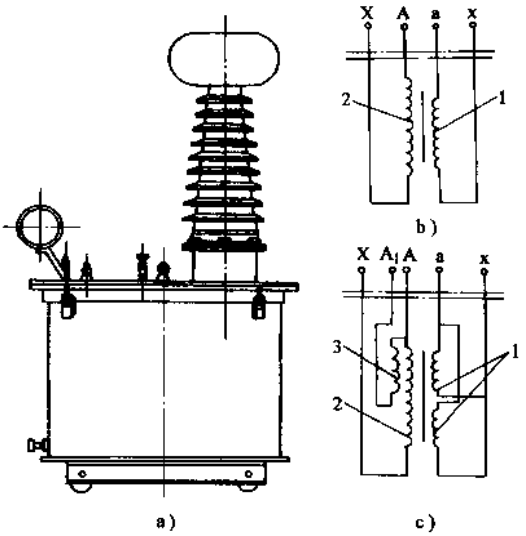


图18-10　单套管式试验变压器

a）外形　b）无串级励磁绕组时的接线原理图

c）有串级励磁绕组时的接线原理图

1—低压绕组　2—高压绕组　3—串级励磁绕组

高压绕组通常是分段式（也有层式）。低压绕组为层式。高压绕组在外，低压绕组在内。有时在它们之间还设有专供测量高电压的测量绕组，其匝数一般为高压输出绕组匝数的0.1%。测量绕组的外面设有接地的电屏，以保证人身和仪表的安全。高压绕组对地是按全电压绝缘的。有串级励磁绕组时，该绕组靠近高压绕组的高压端放置，高压绕组的高压端A与串级绕组的另一端A_1从同一个高压套管中引出；当高压绕组为分段式时，为了便于安匝平衡，低压绕组分为上下两个并联绕组（见图18-10）。

（2）双套管式　这种变压器高压绕组分为匝数相等的两段，两段连接点和铁心及外壳连在一起。高压绕组的一端A为高压端，另一端X端为接地端。因此，绕组的中点和铁心及外壳都处在同一个电位，即处在1/2额定电压的电位，所以外壳要绝缘。高压绕组与铁心、外壳间的最大电位差为额定电压的1/2。这种结构尺寸小，重

量轻。图 18-9 所示为两台双套管式高压试验变压器串级连接。高压绕组两端都用高压套管引出，铁心是单相双柱式。绕组在左铁柱上的位置，由内向外依次为：平衡、高压、低压；在右铁柱上则为：平衡、高压、串级励磁（根据需要）。左右两柱的高压绕组互相串联，连接点（中点）接铁心。左右两柱的平衡绕组以同极性互相并联，其一个连接点也接铁心。铁心与油箱同电位，所以高压 A、X 端之间为全电压，而 A、X 对铁心（油箱）则均只按全电压的 1/2 设计。因 X 端接地，油箱对地也带有 1/2 电压，所以要用支柱绝缘子支撑起来。

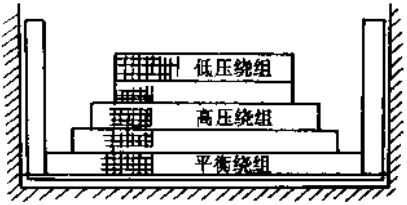


图 18-11　宝塔形绕组示意图

绕组是层式，高压绕组绕成宝塔形（如图 18-11），其对铁心电位差越大的部位对铁轭的绝缘距离也越大。

由于高压绕组分布在两个铁柱上，而低压绕组在一个铁柱上，平衡绕组的作用在于使左右两铁柱的安匝分别平衡，从而达到减少漏磁和漏抗的目的。右铁柱高压绕组的电能可由左铁柱低压绕组到左铁柱平衡绕组，再由右铁柱平衡绕组到右铁柱高压绕组来传递。这样，低压绕组对整个高压绕组之间的漏磁就不会过大。

（3）绝缘筒式　以绝缘筒代替油箱和两个高压套管，如图 18-12 所示。绝缘筒既作为容器又作为外绝缘。它是双套管式的一种派生结构。其铁心亦带 1/2 高压电压，需用绝缘件对地绝缘；铁心结构是单相两柱。器身中铁心的两个柱位置是上下排列的。高压绕组的高压端 A 与金属上盖连在一起，接地端 X 以及低压绕组的两端 a、x 从底座引出。这种结构可做到体积小和重量轻，用于 250kV 及以下的试验变压器。

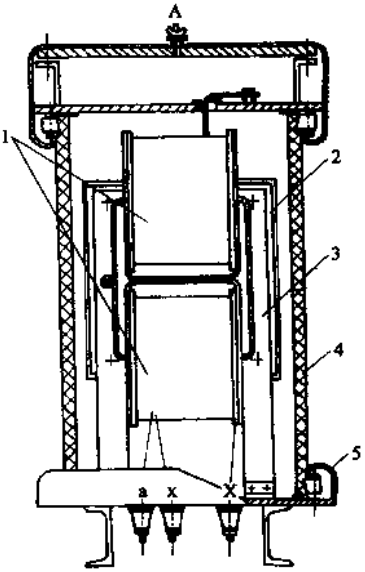


图 18-12　绝缘筒式高压试验变压器
1—绕组　2—铁心　3—绝缘件
4—绝缘筒　5—屏蔽罩

对无局部放电要求的产品，可以不测局部放电。但对优等品，必须在 80% U_H 条件下≤10pC。对有局部放电要求的产品，如在 60%U_H≤10pC 为合格品，在 80%U_H≤10pC 为一等品，在 100%U_H≤

10pC 就是优等品。产品的绝缘电阻、吸收比和介质损耗角正切对合格品要求为100MΩ、1.5、3%；对一等品要求为1200MΩ、1.7、2%；对优等品要求为1400MΩ、2、1.5%。对100kV以上的产品，绝缘电阻要求还应相应再高一些。

试验变压器的规格见表18-16。

表18-16 试验变压器规格

额定容量/kVA	高压绕组的额定电压/kV	额定容量/kVA	高压绕组的额定电压/kV
3	5，10，25	200	250
5	35，50	250	250
10	50，100	300	300，500
25	100，150	500	500
50	50，100，150	750	750
100	50，100，150	1000	1000，1500
150	150		

3. 试验变压器的容量

工频试验变压器的容量决定于被试品的电容值和试验电压值。如试验变压器的试验电压为U，被试品的电容值为C_x，则试验变压器的试验容量为

$$P=UI_x$$

$$I_x=U\omega C_x$$

$$P=U^2\omega C_x\times10^{-9}$$

式中 P——试验变压器容量（kVA）；

U——试验电压（kV）；

ω——角频率，$\omega=314$；

C_x——被试品电容值（pC）。

试验变压器的容量应根据试验工作所需的最大试验容量来选择。

常见的被试品的电容值见表18-17。

表18-17 常见的被试品电容值

试品名称	电容值/pF
电力变压器（1MVA/100MVA）	1000～15000（3000/25000）
高压套管	50～600
互感器、开关	100～1000
电容式电压互感器	3000～5000
绝缘子	10～50
架空导线/m	8～10
全封闭组合电器/m	30～50
电力电缆/m	150～400

当被试品电容值很大时，常采用并联电感进行补偿的办法减小试验变压器的容量。此时试验变压器容量（kVA）为

$$P=\left(\omega C_x\times10^{-12}-\frac{1}{\omega L}\right)U^2\times10^3$$

式中　L ——电感线圈的电感（H）。

采用电感线圈补偿时，电压波形可能畸变，对电压波形要求较高的试验不宜使用。

在选用试验变压器的容量时，往往留有一定的裕度。因为容量过小时，试验中会使变压器的高压电压数值因电容负载而升高较多，同时也容易发生试验变压器的感抗和被试品的容抗间的谐振，致使变压器高压侧的电压大为升高。

4. 试验接线

图 18-13a 与 b 示出单台试验变压器的原理图和对被试品进行高压试验时的接线图。ax 为一次绕组，一般由同步发电机、自耦调压器、移圈调压器、感应调压器等供电。$a_p x_p$ 为电表绕组，测量电压用，AX 为高压绕组。图中 T 为调压器、TB 为试验变压器、R_1 为限流电阻、R_2 为阻尼电阻、FV 为球隙器、C 是被试品。在对被试品进行耐压试验前，应先做其他绝缘试验，如绝缘电阻、吸收比、介质损耗角正切等试验，以免造成不必要的绝缘损伤。

为了避免或减小试验设备输出电压波形的畸变，调压器或其他电源电压应尽量保持正弦波形。采用工频电源要用线电压而不用相电压；调压器以自耦接触式的电压波形最好，其他调压器波形差一些。必要时还可以加滤波装置。图 18-13 中的限流电阻 R_1 主要是减少被试品击穿时所造成的短路电流和相应引起的振荡。在被试品击穿、误操作或校正球隙器时，均会发生球隙器击穿的情况，此时阻尼电阻 R_2 便可限制击穿时所产生的振荡过电压，并保护球隙器表面不被烧伤。球隙器 FV 在试验线路中作保护和电压测量用（测量也可采用电容分压器）。

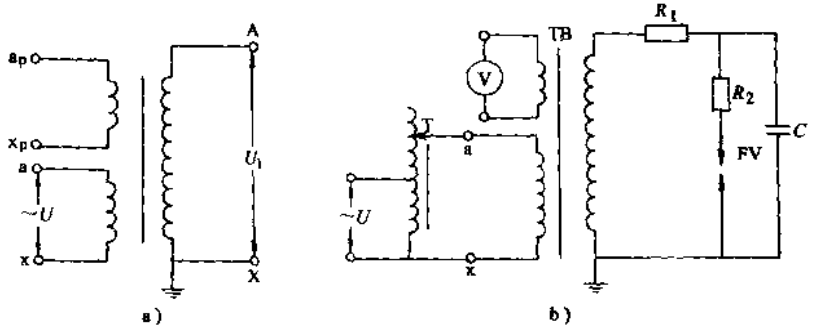


图 18-13　高压试验变压器接线图

a）试验变压器原理图　b）试验设备原理图

18.6 矿用变压器

矿用变压器可安装在矿井内虽有煤尘和沼气但无爆炸危险的场所。矿用电钻变压器、照明变压器可安装在矿井内有煤尘和沼气且有爆炸危险的场所。前者变压器为油浸式，基本结构与电力变压器相同。一次侧设有无励磁调压，调压范围为±5%；二次绕组引出六个端子，可以进行Y、d改接，得到690V/400V或1200V/690V。

为适应矿井下使用，要求变压器结构坚固，外形低矮。变压器不带储油柜，油箱内油面以上留有适当的空间，以防箱盖上的通气孔堵塞时，箱内产生过大的压力。油箱的机械强度应能承受98kPa的压力而不永久变形。箱盖内侧要采取防止水冷凝的措施。箱壁两侧焊有电缆盒，供一次、二次电缆引出。

对矿用隔爆型变压器，用于煤矿中有爆炸危险的场所。这种变压器都制成密封干式。箱壳的全部接合面均按隔爆要求制作，应能承受785kPa的内部压力。

照明用小型变压器的电缆通过出线套引出。出线套内设置橡胶垫圈，电缆穿过此垫圈，旋紧出线套后，垫圈即压紧电缆以确保密封。箱壳上焊有拖撬，可供水平放置、直立放置和拖动。

容量为100kVA及以上的隔爆型变压器常与隔爆型开关箱组合成隔爆型成套移动变电站。隔爆型变压器的一次绕组具有－4%、－8%的分接头，箱内有接线板作分接变换用。二次电压可以做成400V或690V或1200V。箱底设有拖撬，供设备移动用。

为适应坑道运输，要求矿用隔爆型变压器的高度低，所以其铁柱直径可偏大选取。100kVA及以上隔爆型变压器通常为H级绝缘，产品按GB3836.1～4—2000《防爆电气设备制造检验规程》的规定。矿用电钻、照明变压器的隔爆面，应作防锈处理。矿用电力变压器允许在与水平面成35°的倾斜巷道内运输。隔爆型变压器又称防爆变压器，应进行防潮和隔爆试验。

当需要调整变压器的输出电压时，对油浸式矿用变压器，可通过无励磁分接开关进行，对矿用成套变电站，则要在外壳上的分接板上进行，如提高二次电压，应接负分接位置，反之则接正分接。矿用变压器在运输、贮存和使用时，应防止雨淋和受潮。

18.7 调压器

1. 概述

调压器又称电压调整器。它是可以在较大范围内平滑无级地调节负载电压的交流电器，被广泛地应用于各种需要连续调节电压的场合。自动调压器就是稳压器，还有调功器等共有数百种规格，被广泛应用于工农业生产、国防建设以及科研等领域，如冶金、化工、机电、电信、电镀、整流、交通、广播电视、电梯、计算机、仪器仪表、家用电器、医疗设备及高楼大厦等作为调光、稳压调光、控制温度及电气试验的电源装备。

调压器可分为变压器型、电机型和电子型三大类，见表 18-18。按相数分单相、三相和按冷却方式 分干式自冷、油浸自冷、强迫风冷、水冷。

调压器与自动调压器的特点与主要用途见表 18-18 和表 18-19。

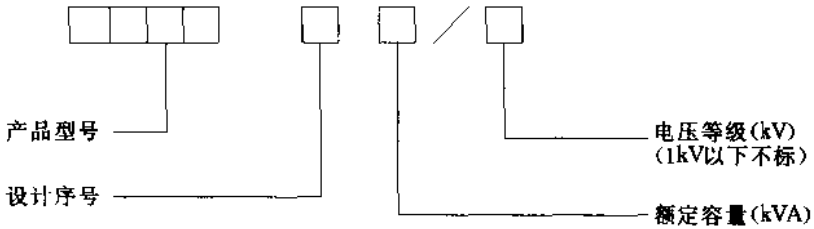
表 18-18　调压器与自动调压器的特点与主要用途

分类	产品名称	容量及电压范围	特　点	主要用途
变压器型	接触调压器（表 18-19）	100kVA 及以下 0.5kV 以下	效率高，电压波形及调压特性好，体积小，重量轻	见表 18-19
	接触自动调压器	100kVA 及以下 0.5kV 以下	效率高，体积小，重量轻，稳压精度高，反应速度快	
	移圈调压器	2250kVA 及以下 10kV 及以下	调压范围大，电压波形较好，效率低，空载电流大	适用于高压试验及中小型整流
	磁性调压器	1000kVA 及以下 10kV 及以下	无传动机构，便于实现自动控制，非额定运行时波形差，三相结构复杂	适用于低电压大电流工业电炉控温
电机型	感应调压器	1900kVA 及以下 10kV 及以下	调压范围大，电压波形及调压特性好	适用于发电机励磁、工业电炉控温、中小型整流、电信、冶金、煤矿、化工、纺织等设备
	感应自动调压器	4000kVA 及以下 10kV 及以下	稳压精度高，反应速度慢	
电子型	晶闸管调压器	450kVA 及以下 0.5kV 以下	效率高，电压波形差	适用于调光、调温及整流
	晶闸管自动调压器	100kVA 及以下 0.5kV 以下	稳压精度最高，反应速度最快，效率高，体积小，重量轻	适用于计算机稳压
	晶闸管调功器	450kVA 及以下 0.5kV 以下	效率高，重量轻，体积小，功率因数较低，线路冲击大	适用于电炉控温

表 18-19 接触调压器的主要用途和特点

形式		容量和电压范围	主要用途	特点
接触调压器	环式	0.1～30kVA 500V 以下	实验室、小型工业电炉、电信设备、家用电器等	波形及调压特性好，体积小
	柱式	10～100kVA 500V 以下	工业、农业、国防、科研，特别适用于对波形要求高的科学试验场合	波形畸变小，噪声小，调压快，具有自动回零设备

各种调压器的型号意义如下：



产品型号中字母的含义：

(1) 第 1 组字母表示用途 T——调压器；TE——电动调压器；TN——自动调压器；TX——移相调压器；TZ——组合调压器；TY——特殊试验用调压器；W——稳压器。

(2) 第 2 组字母表示相数 S——三相；D——单相。

(3) 第 3 组字母表示绝缘介质 G——干式（空气）；变压器油无字母。

(4) 第 4 组字母表示冷却装置类型 F——风冷却；S——水冷却；自然循环冷却无字母。

表示结构的字母有：C——环形接触式，不带补偿；B——环形接触式而带补偿；Z——不带补偿的柱形接触式；ZB——带补偿的柱形接触式；A——感应式调压器；Y——移圈式调压器；H——磁性调压器。

另外，L——铝线圈（铜线圈无字母），P——中频调压器（工频不注明）。

2. 接触调压器

接触调压器即自耦调压器。接触调压器有单相的，也有三相的。图 18-14 是单相接触调压器的外形和原理电路图。

单相接触调压器的工作原理，与自耦变压器一样，它的铁心做成环形，绕组就绕

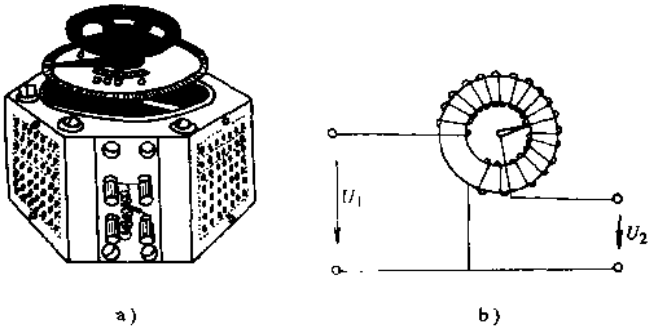


图 18-14　单相接触调压器
a）外形结构　b）原理电路图

在这个环形铁心上。二次绕组的接头是一个能够沿着绕组的裸露表面自由滑动的电刷触头，当移动电刷触头的位置时，就可以平滑地调节输出电压。三相接触调压器可由三个单相接触调压器组合而成。通常使用的自耦调压器，最大容量只有几百千伏安，电压只有几百伏。

接触调压器单元容量在 10kVA 及以下的均为环式，单、三相容量大于 30kVA 的多为柱式。多个环式的单元，共轴 Y 联结可组成三相，共轴通过平衡电抗器并联可组成单相大容量的接触调压器。

环式的铁心卷绕成环状，截面呈正方形；柱式的铁心叠成柱状，截面呈圆形。接触调压器绕组采用纸包线或裸铜线绕制，电刷采用特制的银铜合金。柱式调压器调压过程中，电刷沿绕组绕向螺旋升或降实现连续、平稳调压，并且基本上可从零起升压。

接触调压器是不能代替安全变压器使用的，因为万一接线不合适，就会发生触电事故。如图 18-15 所示，若将电源相线位置接反（误将 1 端接地线），尽管二次输出电压很低，但当人站在地面上触及低压侧的任一导线时，都相当于触及了上百伏的电压，将有生命危险。因此，安全变压器一定要采用双绕组变压器。

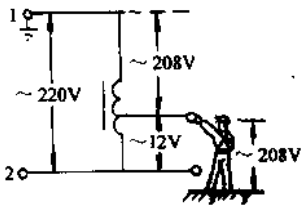


图 18-15　接触变压器作安全变压器时的错误接法

3. 移圈调压器

移圈调压器是利用一个沿铁心高度可以移动的短路绕组，改变铁心中的磁通分布，达到电压均匀调整。

移圈调压器的冷却方式有干式和油浸式。目前移圈调压器的电压等级可以做到

10kV，容量为 2500kVA。三相移圈调压器均是利用三个单相组合使用。

移圈调压器的接线方式如图 18-16 所示。图 18-16a、b、c 分别为自耦接法、加

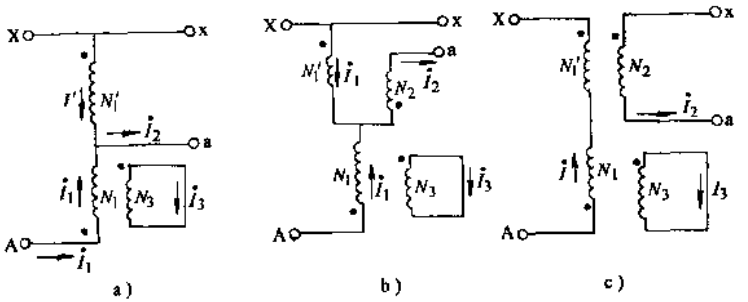


图 18-16 移圈调压器的接线方式

a）自耦连接 b）加补偿绕组的自耦连接 c）双绕组连接

补偿绕组的自耦接法、双绕组接法。AX 一次回路两个绕组反向串联，由图 18-17 可见，是沿铁心的整个高度放置。动绕组 D 套在最外面。辅助绕组 A 和主绕组 B 的匝数一般相等，因反向串联，所以彼此产生的磁通方向相反。绕组 C，对双绕组接法是二次绕组，对自耦接法则为补偿绕组。补偿绕组的作用是补足由于电压降和一次电压不足额定数值时，而始终能保持二次输出电压的数值。补偿绕组的匝数一般很少，通常为主绕组 B 的 10%。

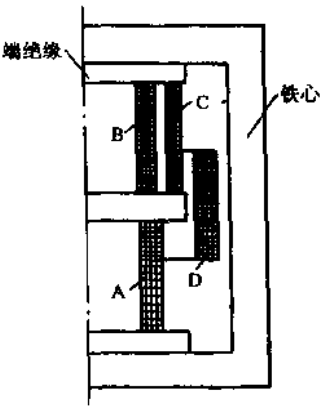


图 18-17 移圈调压器结构示意图

移圈调压器的容量选择以试验变压器容量相同为宜，但如果调压器处于良好的状态，可超负载 25%使用。最好在调压器输出端装设三次谐波滤波器，以改善电压波形。

上述接触调压器和移圈式调压器在使用中最为常见。

4. 磁性调压器

磁性调压器是饱和电抗器与变压器的有机组合，既有电的联系，又有磁的联系。它是通过直流控制电流改变电抗器铁心的磁导率来调节或改变输出电压的。

5. 感应调压器

感应调压器的结构和电磁原理类似于堵转的绕线转子异步电动机。能量转换关系类似于变压器。它借助手轮或执行电动机带动传动机构，使定子、转子产生相对角

位移，从而改变定子或转子绕组感应电动势的三相相位或单相幅值，以达到调节输出电压的目的。故感应调压器也分三相调压器和单相调压器。

6. 晶闸管调压器和调功器

晶闸管调压器属于晶闸管控制器产品，是利用晶闸管进行移相触发以调节负载电压的节能型产品。可以通过电位器手动调整或通过各类控制仪表在带负载情况下平滑地调节输出电压。该调压器的特点是，具有有效值反馈、恒功率特性、零关断电压、宽范围调节、过电压保护、过电流保护等。

晶闸管调功器是利用晶闸管作为交流电源过零触发无触点开关的控制设备，以调节负载功率的节能型产品。在设定周期内，通过控制正弦波导通周波数来实现对输出功率的调节。主要用于工业电炉的温度调节及温度的自动控制。

18.8　行灯变压器

根据《电业安全工作规程》（热力和机械部分）和有关规定，为了保证检修人员的工作安全，工作人员所使用的手提照明灯除用橡胶绝缘手柄外，对其照明电压应是安全电压，即一般场所工作的为 36V，潮湿场所工作为 24V，在金属容器内（如锅炉汽包内）工作的应为 12V 及以下。照明手提灯称为行灯，对其供电的 220V/36V，或 220V/24V，或 220V/12V，或 220V/6V 的电源变压器称行灯变压器。行灯变压器的外壳应可靠接地，且不准使用自耦变压器。

为了保证安全，应注意行灯变压器的外壳和绕组的接地方法，否则也会发生不安全因素。

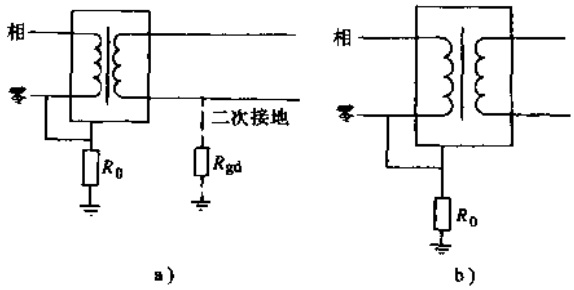


图 18-18　专用变压器中行灯变压器接地接零的正确接法

a）二次侧接地　b）二次侧不接地

R_0—中性点接地电阻　R_{gd}—接地电阻

当电源变压器为专用变压器时，行灯变压器的外壳应采用保护接零（当专用变压器采用保护接零时），如图 18-18a、b 两种接法，其二次侧可以接地或不接地。如果

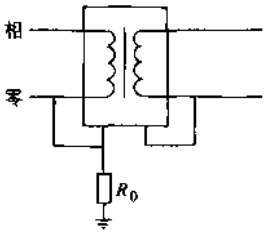


图 18-19 专用变压器中行灯变压器接地接零的错误接法

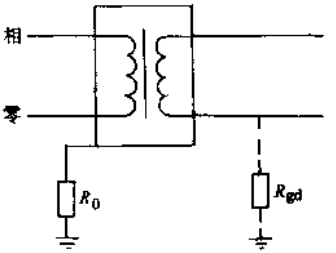


图 18-20 公用变压器中行灯变压器接地的正确接法

二次侧与行灯变压器的外壳连接，如图 18-19 所示。则双绕组的行灯变压器将变成绕组相通的自耦变压器，这是不允许的。因为一次侧零线对地电位升高时，二次侧零线对地也会出现危险电压。

当电源变压器为公用变压器时（公用变压器一般都采用保护接地），行灯变压器的外壳应采用保护接地，如图 18-20 所示，其二次侧也可以接地（但必须与行灯变压器外壳的保护接地分开两个接地体）或不接地。如果二次侧与外壳同用一个接地体，如图 18-21 所示，一旦发生相线碰壳，则接地体上有电流通过，接地线和二次侧对地的电位将升高，因而影响行灯的安全。

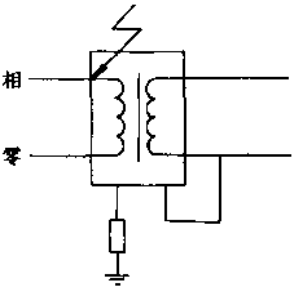


图 18-21 公用变压器中行灯变压器接地的错误接法

18.9 互感器

18.9.1 概述

在测量时用于变换电压的变压器称为电压互感器；用于变换电流的变压器称为电流互感器。

在电力系统中，高电压和大电流不能直接测量，必须借助互感器将一次电量转变为具有标准值的二次电量，再接入测量回路。

电压互感器是并接在线路里，电流互感器是串接在线路里。互感器还要作为各种继电保护的信号电源。互感器的绝缘等级与变压器相同。现行国家标准为 GB1207—1997《电压互感器》和 GB1208—1997《电流互感器》。

目前，除常规的互感器外，市场上还有许多新品种，如带有保证暂态特性二次绕组的电流互感器、倒立式互感器、SF_6 气体绝缘互感器、电容式电压互感器、双二次绕组的电压互感器、双变比或多变比电流互感器、容性电压互感器、低励磁防谐振电

压互感器、多二次绕组电流互感器等。

18.9.2　电压互感器

1. 工作原理

用测量仪表直接测量电力网的高电压时，必须用绝缘水平很高的仪表，并且操作人员触及这些仪表时，会有很大的危险。因此，在测量高电压时，常借助于仪表变压器，将一次侧高压转换为较低的二次电压后，再去测量。这样不仅安全，而且扩大仪表的量程。这种变压器叫做电压互感器。

图 18-22 中，是几种电压互感器的外形结构（型号后面的数字表示电压互感器的电压等级，单位是 kV）。

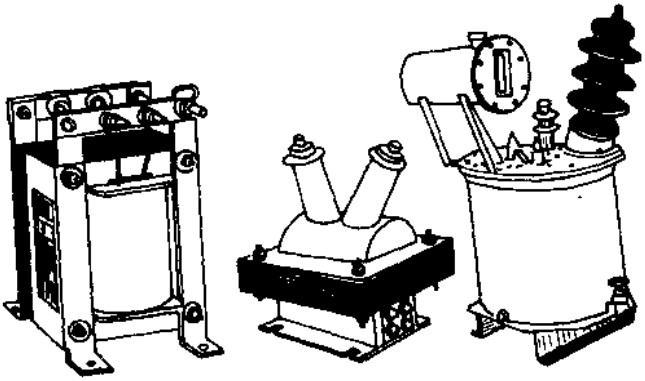


图 18-22　几种电压互感器的外形结构

a）JDG-0.5 型　b）JDZJ-10 型　c）JDJJ-35 型

电压互感器的结构和工作原理与小型双绕组电力变压器相同，其原理接线图如图 18-23a 所示。一次绕组匝数较多，并联在被测量的线路中；二次绕组匝数较少，接在高阻抗的测量仪表上（例如电压表、功率表的电压线圈、电能表的电压线圈、继电器的线圈等）。由于电压互感器二次绕组的负载是高阻抗仪表，二次电流很小，一、二次绕组中的漏阻抗压降都很小，所以电压互感器相当于一个空载运行的降压变压器，它的一次电压与二次电压之比

$$\frac{U_1}{U_2}=\frac{E_1}{E_2}=\frac{N_1}{N_2}=k_v$$

或

$$U_1=\frac{N_1}{N_2}\times U_2=k_vV_2$$

式中　k_v——电压比。

不管电压互感器的一次电压有多高，电压互感器的二次额定电压都是 100V（或 $100/\sqrt{3}$ V）。这样，与电压互感器二次绕组相连接的各种仪表和继电器，都可以标

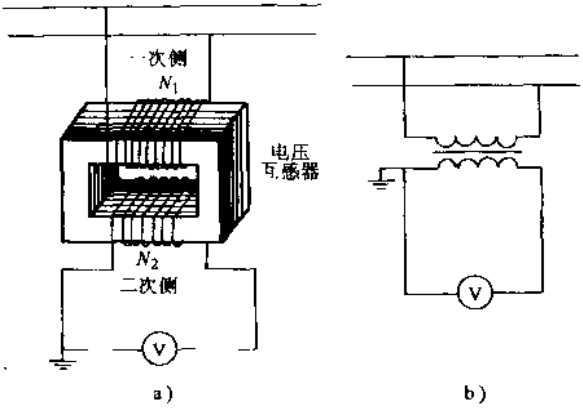


图 18-23 电压互感器的原理接线图

a）原理接线图 b）符号图

准化。在测量不同等级的高电压时，只要换用不同电压等级的电压互感器就行了。电压互感器的二次绕组一定要接地，以免当一、二次绕组之间的绝缘击穿时，二次绕组上可能出现的高压使工作人员发生危险和仪表遭到损坏。如果电压互感器的二次绕组在运行中短路，就会出现很大的短路电流，使二次绕组因严重发热而烧毁。因此，电压互感器的低压侧要装熔断器，在过负载和二次电路发生短路时，保护互感器不致损坏。熔断器的额定电流取 2A 以下。只有在 35kV 及以下（即包括 35kV）的电压互感器中，才在高压侧装设熔断器。在高压侧装置熔断器的目的，是当互感器中发生短路时，把它从高压电路中切断。

2. 分类

（1）按相数分　有单相和三相。三相只有小于等于 10kV，为油浸绝缘，现已被浇注绝缘单相互感器所代替。

（2）按绕组数分　分为双绕组、三绕组或四绕组。单相三绕组和串级式电压互感器都是三绕组互感器。单相还有四绕组。

（3）按绝缘介质分

1）油绝缘，一般大于等于 35kV 时采用。

2）浇注绝缘，小于等于 35kV 时采用。

3）一般干式，小于等于 380V 时采用。

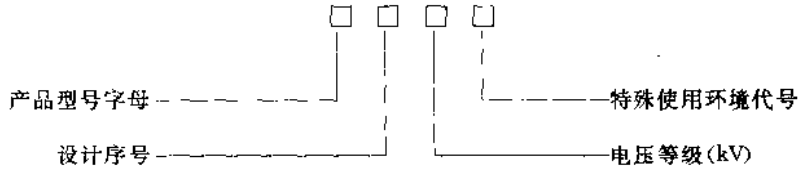
4）气体绝缘，大于等于 110kV 才有采用。

（4）按装置种类分　小于等于 10kV 多为户内式，大于等于 35kV 多为户外式。

（5）按结构原理分　在我国电磁式，小于等于 35kV 均用单级式，大于等于 63kV

为串级式；在 110～220kV 范围内，串级式和电容式都有采用；大于等于 330kV 只生产电容式。

3. 电压互感器型号简介



电压互感器的型号组成方法如下（按 JB/T 3837—1996）：

产品型号均以汉语拼音字母表示，字母的代表意义及排列顺序见表 18-20，特殊使用环境代号及字母与电流互感器相同。

表 18-20　电压互感器型号字母意义

项目	意　义	字母	项目	意　义	字母
用途	电压互感器	J	用途特征	带剩余绕组	X
相数	单相	D		三柱带补偿绕组	B
	三相	S		五柱三绕组	W
绕组外绝缘介质	变压器油	—		串级式带剩余绕组	C
	空气（干式）	G		有测量和保护分开的二次绕组	F
	浇注成型固体	Z	油保护	有金属膨胀器	—
	气体	Q		无金属膨胀器	N

4. 电压互感器的选择

电压互感器的选择主要由三个方面决定：①一次侧的额定电压；②二次侧电压要求的准确级和与相对应的二次负载容量；③用途。对于配电盘仪表，可用 0.5～1 准确级的电压互感器。对于电能表，应选用 0.5 级。电压互感器除 0.1、0.2 级用作试验或精密测量单独制造外，0.5、1、3P、6P 级的电压互感器是指同一只电压互感器在某一负载容量范围内有对应的准确级，P 为保护用。

5. 常用电压互感器及其接线

(1) JDJ 型　JDJ 型电压互感器为单相双绕组油浸式。如 JDJ-10 型，它的一次侧电压为 10000kV，二次侧电压为 100V。额定容量在 0.5 级时为 80VA，1 级时为 150VA，3 级时为 320VA，最大容量为 640VA。它用于三相线路时有两种接法，如图 18-24 所示。

(2) JDZJ 型　JDZJ 型为单相三绕组、浇注绝缘的户内式电压互感器。JDZJ-10 的额定容量：0.5 级时为 40VA，1 级为 60VA，3 级为 150VA，最大容量为 300VA。一次电压为 $10000V/\sqrt{3}$，二次侧电压为 $100V/\sqrt{3}$。二次侧辅助绕组电压为

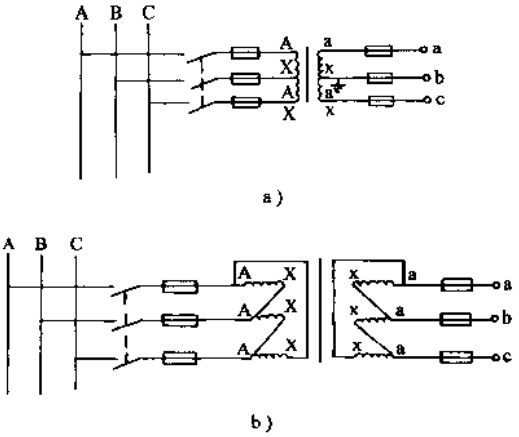


图 18-24 JDJ 型电压互感器三相接线图

a) 两只 JDJ 型电压互感器 V 型联结

b) 三只 JDJ 型电压互感器 D 联结

100V/3。供中性点不直接接地系统的电压、电能测量和作单独接地保护用。用于三相线路时接线如图 18-25 所示。

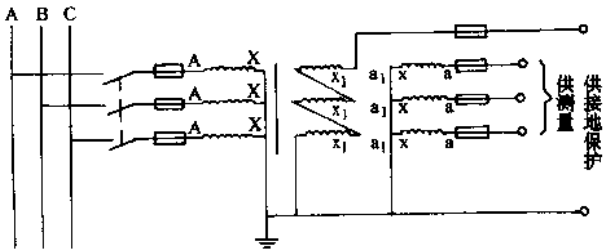


图 18-25 JDZJ 型电压互感器接线

(3) JDZ 型 JDZ 型为单相双绕组，树脂浇注绝缘的户内式电压互感器。JDZ-10 的额定容量是：0.5 级为 80VA，1 级为 150VA，3 级为 300VA，最大容量为 500VA。一次电压为 10kV，二次电压为 100V。用于三相线路时的接线与 JDJ 型电压互感器相同。

(4) JSJW 型 JSJW 型为三相三绕组五柱铁心、油浸式电压互感器。JSJW-10 额定容量是：0.5 级为 120VA，1 级为 200VA，3 级为 480VA，最大容量为 960VA。一次电压为 10000V，二次电压为 100V，二次辅助绕组电压为 100V/3。其接线如图 18-26 所示。

(5) JDG 型 JDG 型为单相双绕组户内干式电压互感器。额定容量是：0.5 级为

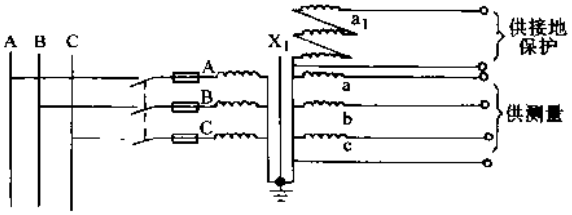


图 18-26　JSJW 型电压互感器接线

25VA，1 级为 40VA，3 级为 100VA。一次电压有 220V、380V 和 500V 三种。二次电压为 100V。在 220/380V 三相低压电网中，对 220/100V 的电压互感器，应接成 Yd11 或 Yd1，如图 18-27 所示。

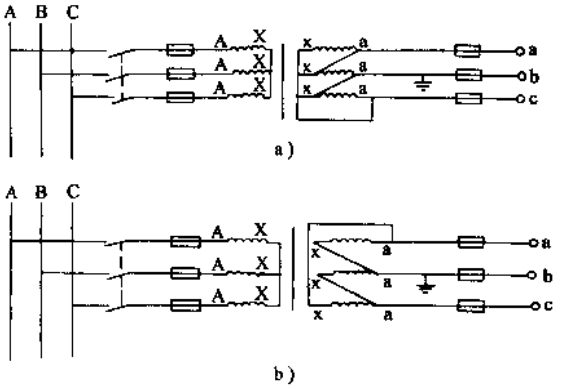


图 18-27　JDG-0.22Yd11 和 Yd1 接线图

a) JDG-0.22Yd11 联结　b) JDG-0.22Yd1 联结

因为 Yd11 联结，二次电压超前一次电压 30°，而 Yd1 联结，二次电压滞后一次电压 30°，这样将会影响功率表、电能表和功率因数表的准确性，为此电流互感器的接线也应对应接成 Yd11 或 Yd1。但电流互感器二次侧接成三角后，电流比就增大了 $\sqrt{3}$ 倍，因此，JDJ-0.22 型电压互感器常用于继电保护。测量仪表一般不接成三相，只在个别需要单相 100V 的地方应用。

对 380V/100V 的电压互感器的接线方法与图 18-24 相同。

6. 电容式电压互感器

电容式电压互感器（简称 CVT）的接线原理如图 18-28 所示。

在理想情况下，x_C 与 x_L 呈谐振状态，即剩余电抗 $\Delta x = x_L - x_C = 0$，CVT 的误差仅与 r 上的电压降有关。事实上，由于 L 并非是理想的线性元件以及其他因素的影响，将使 x_L 与 x_C 脱离谐振状态，即 $\Delta x \neq 0$，CVT 的误差取决于 r 和 Δx 上的电压降。

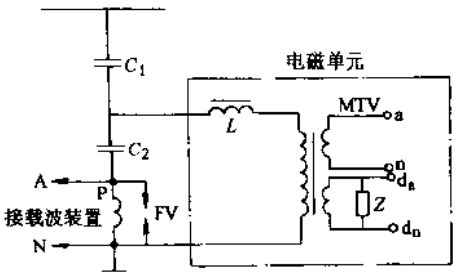


图 18-28 CVT 的接线原理

A、N——一次接载波出线端子 a、n——二次绕组出线端子 d_a、d_n——剩余电压绕组出线端子 C_1、C_2——电容分压器的高压、中压电容器 L——补偿电抗器，用于补偿电容分压器的容抗 MTV——中间电磁式电压互感器，用于降低电容分压器的输出电压和负荷阻抗变换 P——排流线圈 FV——保护间隙 Z——阻尼器

CVT 的主要结构部件为电容分压器 C_1、C_2 和补偿（调谐）电抗器 L、中间电压互感器 MTV 及阻尼器 Z。L、MTV、Z 三者统称为电磁单元。调谐电抗器是为了保证中间电压互感器上的电压完全等于电容分压器分得的电压。从发电机原理可知，如无调谐电抗器，电容分压器作为中间电压互感器电源，其内阻抗很大，中间电磁单元不能正确变换电压。而加入电抗器，利用感抗和容抗谐振，内阻抗为零就能正确测出电压，而阻尼器是防铁磁谐振的。

7. 电压互感器安装和运行时应注意的事项

1）电压互感器的外壳（铁壳）和二次侧必须同时接地，以降低高压窜入低压造成的危险性。

2）电压互感器的一、二次绕组都应装熔断器，以防止二次侧工作时接地和短路。

3）电压互感器二次回路连接导线应用绝缘软铜线，截面积不小于 1.5mm²，不得使用铝导线。

4）电压互感器二次回路的电压降应不超过 0.5%，对 0.5 级电能表，不得超过 0.25%。

18.9.3 电流互感器

1. 工作原理

电流互感器是用来测量线路电流的特殊变压器。图 18-29 是几种电流互感器的外形结构（型号后面的数字代表电压等级，单位是 kV）。

要直接测量大大小小的电流，就需要有量程从几安直到几万安的许多电流表。这样就给仪表制造带来很大的困难。此外，有的线路是高压的，如果直接用电表测量高压线路上的电流，是极其危险的。电流互感器就是用来解决这二个问题的设备。

电流互感器有两个互相绝缘的绕组，套在一个闭合的铁心柱上（见图 18-30a）。在运行时，一次绕组与被测线路串联，二次绕组接测量仪表（如安培表、功率表和电

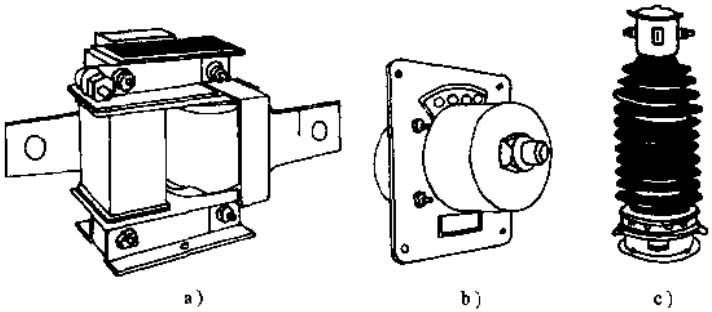


图 18-29　几种电流互感器的外形结构

a) LQG-0.5 型　b) LDZJ1-10 型　c) LCWD2-110 型

能表的电流线圈、继电器的低阻抗线圈等)。因此，在测量高压线路上的电流时，尽管互感器一次电压很高，然而互感器二次电压却很低，操作人员和仪表都很安全。

根据变压器的工作原理，电流互感器一、二次侧电流的关系是

$$\frac{I_1}{I_2}=\frac{N_2}{N_1}=k_i$$

或

$$I_1=\frac{N_2}{N_1}I_2=k_iI_2$$

式中　k_i——电流互感器的电流比。

电流互感器的一次绕组可以是一段平直的铜条。二次绕组的额定电流规定为 5A (或 1A)，因此，与它配套的电流表量程也都是 5A (或 1A)，与电流互感器配套使用的电流表可以按一次侧被测电流来刻度，并注明与它配套的电流互感器的电流比。

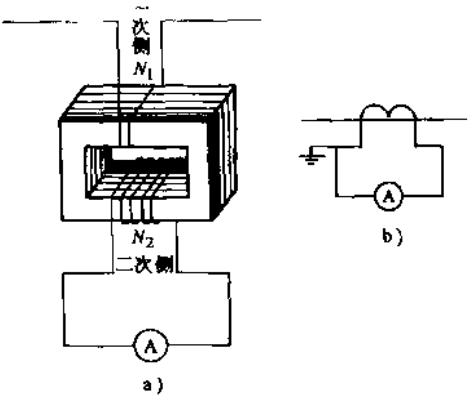


图 18-30　电流互感器的原理接线图

a) 原理接线图　b) 符号图

接在电流互感器二次绕组上的仪表线圈的阻抗是很小的，所以电流互感器相当于在二次侧短路下运行，互感器二次绕组端子上的电压值一般只有几伏，因而铁心中的磁通量很小。一次绕组磁动势虽然可以达到几百安匝或者甚至更大，但是大部分被短路的二次绕组所建立的去磁磁动势所抵消，只剩下很

小一部分（大约相当于 I_1N_1 的 0.5%）建立铁心中的磁通。如果在运行时二次绕组断开，二次电流 $I_2=0$，起平衡作用的磁动势消失，而一次磁动势是不变的（因为被测电路中的电流不变），仍然是 I_1N_1。于是，这个磁动势就全部用来建立铁心中的磁通，将使磁通量急剧增加，铁心严重过热，以致烧坏绕组绝缘，或使高压侧对地短路。另一方面，在二次绕组的两端，将会感应出很高的电压（达几百伏甚至 1000V 以上），这对操作人员和仪表都是很危险的。因此，电流互感器严禁二次开路运行，它的二次绕组应该经常接在仪表上。当拆除电流表时，应首先将互感器的二次绕组可靠地短接，然后才能把仪表连接线拆开。为了保证安全，电流互感器的二次绕组的一端应该和铁心同时接地。

2. 分类

(1) 按用途分　分为测量用和保护用（用于继电器和控制装置，保护用电流互感器中包括零序电流互感器）。

(2) 按装置种类分　分为户内式和户外式。

(3) 按绝缘介质分

1) 油绝缘，即油浸式互感器，是油和纸的复合绝缘，电压可达 500～1000kV。

2) 浇注绝缘，用环氧树脂或其他树脂浇注成型的电流互感器，电压大于等于 35kV 采用。

3) 一般干式绝缘，包括有塑料外壳的和无塑料外壳的经浸渍漆处理的电流互感器。

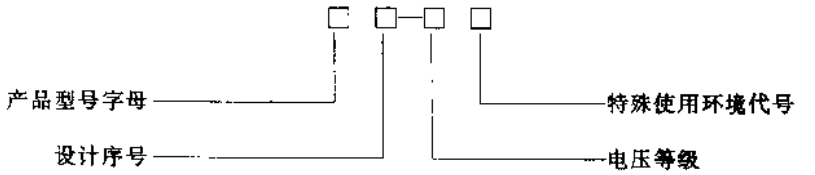
4) 瓷绝缘，即主绝缘由瓷件构成。

5) 气体绝缘，如六氟化硫（SF_6）气体。

(4) 按结构形式分　分为贯穿式、支柱式、母线式、套管式、正立式、倒立式、“8”字式、“U”字式等。

3. 电流互感器型号简介

电流互感器的型号组成方法如下（按 JB/T 3837—1996）；字母的代表意义及排列顺序见表 18-21。



电压等级以产品额定电压的 kV 数表示。国外用最高电压表示。

特殊使用环境代号

GY——高原地区用；

W——污秽地区用（W1、W2、W3 对应污秽等级为Ⅰ、Ⅱ、Ⅳ）；

TA——干热带地区用；

TH——湿热带地区用。

表 18-21　电流互感器型号代表字母及意义

项目	意　义	字母	项目	意　义	字母
用途	电流互感器	L	介质	变压器油	—
结构	套管式（装入式）	R		空气（干式）	G
	支柱式	Z①		气式	Q
	线圈式	Q		瓷式	C③
	贯穿式（复匝）	F		浇注成型固体	Z
	贯穿式（单匝）	D		绝缘“壳”	K
	母线型	M	用途特征	保护级	B
	开合式	K		带有暂态误差保护级	BT④
	倒立式	V	油保护	有金属膨胀器	—
	链型	A②		无金属膨胀器	N

注：当对正常产品采用加大容量或加强绝缘时，应在字母后加 J。

① 以瓷箱做支柱时不表示。

② 电容型绝缘不表示。

③ 外绝缘为瓷箱式时不表示。

④ 套管式互感器。

4. 电流互感器的选择

电流互感器的选择由以下三方面决定：额定电压；一次额定电流或电流比；准确级和对应的额定二次负载（欧姆）。配电盘仪表用的电流互感器的准确级次为 0.5～1 级；对电能表，则应用 0.5 级。

低压电流互感器只有一组铁心和一组绕组，其精确级往往也只有一个级别。电流互感器的准确级在一定的二次负载（欧姆）范围内有相应的准确级。高压电流互感器有两组铁心和两组绕组，其中一组准确级次较高的供测量仪表用，一组准确级次较低的供继电保护用。

5. 常用电流互感器及其接线

(1) 常用电流互感器

1) LQG-0.5 型。LQG-0.5 型是户内线圈式电流互感器，额定电压为 500V，额定负载：0.5 级时为 0.5Ω，1 级时为 0.6Ω。

2) LMZ1-0.5、LMZJ1-0.5 型。LMZ1-0.5 和 LMZJ1-0.5 型为户内贯穿式树脂浇注绝缘电流互感器（又名穿心式），额定电压为 500V，额定负载为：0.5 级时为 0.2Ω，1 级时为 0.3Ω。这种贯穿式电流互感器的一次绕组是用主电路的母线由用户

自己缠绕，它的铭牌一次额定电流是指一次缠绕一匝的电流值。一只 150/5A 穿心式电流互感器，如果一次缠绕三匝，它就成为一只 50/5A 的电流互感器。如图 18 31 所示为一次绕两匝的情况。

3）LA-10 型。LA-10 型为户内全铝线树脂浇注绝缘电流互感器，额定电压为 10kV，额定负荷：0.5 级（或 1 级）时为 0.4Ω，3 级时为 0.6Ω。

（2）电流互感器的接线方法主要有以下几种：

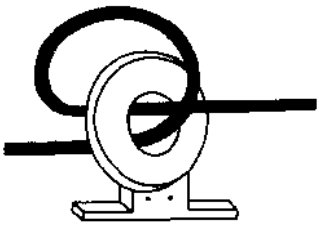


图 18-31　贯穿式电流互感器

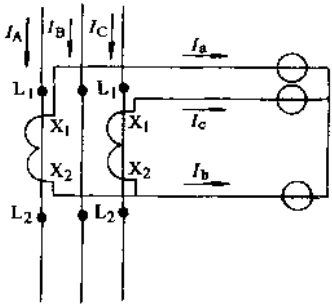


图 18-32　三相三线电路电流互感器的二相式接法

1）用于三相三线电路电流互感器的两相式接法，如图 18-32 所示。这种接线的一次线电流与二次线电流之比等于电流互感器的电流比。$\dot{I}_A$ 与 $\dot{I}_a$，$\dot{I}_C$ 与 $\dot{I}_c$ 是同相位（$\dot{I}_B$ 与 $\dot{I}_b$ 相位差 180°）的。

2）用于三相三线或三相四线电路的三相式接法，如图 18-33 所示。一次电流与二次电流之比也等于电流互感器的电流比。一次电流和二次电流同相位。

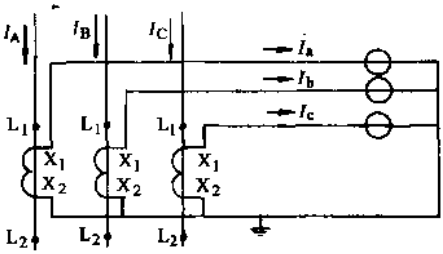


图 18-33　三相三线或三相四线电路电流互感器的三相式联结

3）用于三相三线或三相四线电路的 Yd1 和 Yd11 联结。

图 18-34 为电流互感器的 Yd1 和 Yd11 联结，这两种接法，一次电流和二次电流之比等于电流互感器电流比的 $\sqrt{3}$ 倍，前者二次电流相位滞后一次电流 30°，后者二次电流相位超前一次电流 30°。

必须注意，电压互感器的 Yd11 联结，与电流互感器的 Yd11 联结相对应，而电压互感器的 Yd1 联结又与电流互感器的 Yd1 联结相对应。

6. 误差和 10%复合误差曲线

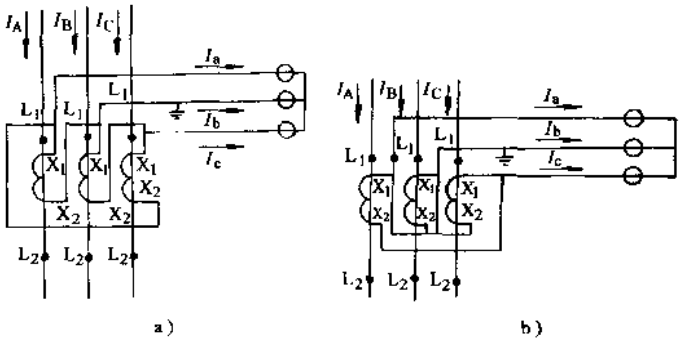


图 18-34　电流互感器的接法

a) Yd1 联结　b) Yd11 联结

(1) 电流误差和相位差　电流互感器的误差分为电流误差和相位差两部分。

电流误差 (ΔI) 为由二次绕组测得的一次绕组值 (K_iI_2) 与一次电流实际值 (I_1) 之差，对一次电流实际值的百分比，即

$$\Delta I=\frac{(K_iI_2-I_1)}{I_1}\times 100\%$$

相位差是二次电流相量旋转 180°与一次电流相量之间的夹角(δ)。规定旋转 180°的二次电流相量超前一次电流相量时，相位差为正。

电流互感器的误差决定于其结构、铁心质量、一次电流的大小和二次回路的阻抗。它可分为 0.2S、0.5S、0.1、0.2、0.5、1、3、5 几个准确级。是根据二次电流及阻抗在额定值的 25%～100%的范围内所得的最大电流误差命名的。规定作电能计量的电流互感器的准确级应为 0.5 级，不能用 1 级及其以下等级的。

产生误差的原因，是由于励磁电流的存在。所以减少误差的根本措施是减少励磁电流。最常用的有反励磁补偿法和分路补偿法。

(2)10%复合误差曲线　继电保护的运行经验表明，电流互感器的电流和相位的复合误差影响着保护装置的正常工作。所以规定：在实际运行条件下，保护装置用电流互感器的复合误差不超过 10%。因此，电流互感器的二次侧负载阻抗应满足电流互感器的 10%误差曲线的要求。

当发生短路时，一次侧实际短路电流 I_{1d}，与电流互感器额定电流 I_{1e}的比值 m (即 $m=I_{1d}/I_{1e}$)称为电流倍数。而满足复合误差为 10%时的一次电流倍数 m_{10}与负载阻抗 Z_{fz}间的关系曲线，就是电流互感器 10%误差曲线，如图 18-35 所示。从产品目录中可查到 10%复合误差曲线。

若二次负载大于 10%复合误差曲线允许阻抗时，该电流互感器就不能使用，因为当二次负载电流大于允许值时，二次电动势必然升高，使电流互感器铁心饱和，一次电流中将有相当量的电流变为励磁电流，而不会传变到二次侧。所以当发生短路故

障时，一次电流与二次电流的变化并不是直线关系（正比例关系），会影响保护装置动作的可靠性。由于电流互感器的误差小于决定于一次电流和二次负载的数值，因此，10%误差曲线的用途主要是用于选择继电保护的电流互感器，或者根据已给的电流互感器选择二次电缆的截面积。这是对10P电流互感器，如为5P则为5%误差曲线。

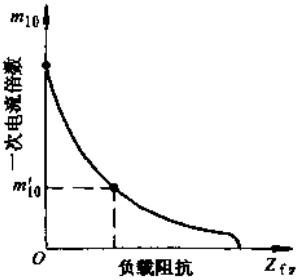


图 18-35 电流互感器的10%误差曲线（10P）

7. 电流互感器安装和运行的注意事项

1）外壳（铁心）和二次侧必须同时接地。

2）二次侧不允许装刀开关和熔断器。

3）二次回路的连接导线应用铜心绝缘线，不得使用铝心线，截面积不小于1.5mm²。

4）二次回路的负载（Ω），不得大于对应精确级的额定值。

5）运行中的电流互感器，二次侧不得开路，否则二次绕组产生高压，危及人身安全，并引起铁心过热，烧坏电流互感器。在运行中，如在电流互感器的二次回路上装拆仪表时，必须先将电流互感器二次侧用短路条或铜线短路。

18.10 电抗器

1. 概述

具有一定电感值的电器，通称为电抗器。具有大的电感量的线圈可以储能，作为瞬时放电的能源；有交直流励磁的铁心电抗器可作为功率放大器；在超高压输电系统中广泛应用并联电抗器，补偿输电线的电容电流，防止线端电压升高，使线路的传输能力和效率提高，并使系统的操作过电压有所降低。

并联电抗器就是并联连接在系统上的电抗器，主要用以补偿电容电流。

限流电抗器就是串联连接在系统上的电抗器，在系统发生故障时，用以限制电流。

中性点接地电抗器就是连接在系统的中性点和大地之间的单相电抗器，当系统发生接地故障时，用以限制接地电流。

阻尼电抗器是指与电容器组串联连接的电抗器，用以限制开关操作时的涌流。

调谐电抗器或滤波电抗器是与电容器组串联或并联连接，用以降低、阻断或过滤谐波或通信频率。

消弧电抗器是指接于系统中性点和大地之间的单相电抗器，用以补偿因系统发生单相接地故障引起的接地电容电流。

平波电抗器是在直流系统中，用以减少谐波电流和暂态过电流的电抗器。

接地变压器也可归属在电抗器内，因为接地变压器（中性点耦合器）是并联连接在系统上的三相变压器或电抗器，以提供一个中性点，当然接地变压器可为近区辅助

网络供电。

根据铁心的型式电抗器可分以下三类：

(1) 空心电抗器　空心电抗器只有绕组而中间无铁心，是一个空心的电感线圈。如限流电抗器，分裂电抗器，断路器、低压开关和接触器等型式试验用的试验电抗器，以及串联在高压输电线路上的阻波器。

(2) 有气隙的铁心电抗器　带气隙的铁心柱外面套有绕组，如并联电抗器、消弧电抗器、大型电动机的降压起动电抗器、整流用平波电抗器、电炉用匹配电抗器、三相均衡电流用的均流电抗器。

(3) 铁心电抗器　磁路是一个闭合的铁心回路，如双星形联结的整流用的平衡电抗器、调压和调功率用的饱和电抗器、动圈式的谐振电抗器等。

电抗器的型号有：NK——限流电抗器；FK——分裂电抗器；BK——并联和饱和电抗器；LK——平波电抗器；QK——起动电抗器；CK——串联电抗器；X——消弧电抗器。

目前，我国在 40 多年生产铁心电抗器和线路阻波器（通信用）的基础上，推出了环氧玻璃纤维包封多层干式空心电抗器。它采用干式空心结构，避免了油浸电抗器漏油、易燃的缺点、具有维护简单、运行较可靠的优点。没有铁心，没有磁饱和问题，电抗值不随电流而变化，线性度好。线圈外部由环氧树脂浸透的玻璃纤维包封，高温固化，整体性强，噪声低，机械强度是铜、铝的几倍，提高了对短路电流冲击的耐受性。且采用多层并联绕组结构，层间有通风道，外形小，冷却好。它还采用铝合金星形吊臂结构，机械强度高，涡流小。所有接头全部焊接到上下星形吊臂上，一般不用螺栓连接，以保证高可靠性。

小容量电抗器三相可垂直布置，大容量电抗器可以采用地面上“品”字或“一”字水平布置。电抗器可带抽头或连续可调，电感变化为 5%或更多。电抗器外表面涂以三层抗紫外线、抗老化的绝缘漆。

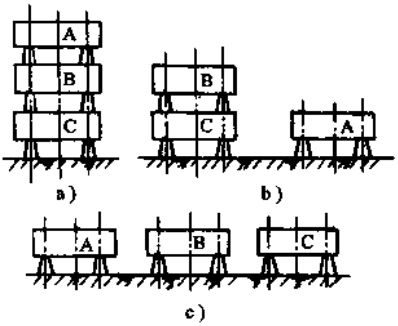


图 18-36　三相组合排列方式

a) 三相垂直重叠　b) 两相垂直重叠，一相并列　c) 三相并列

（排列方式还有品字排列）

2. 空心电抗器

(1) 简述　通常，电压低于 35kV 的制成干式，大于或等于 35kV 以上的制成油浸式。

干式限流电抗器一般采用混凝土浇注结构，或上述环氧玻璃纤维包封结构。常常制成单相，其三相组合排列方式如图 18-36 所示。

(2) 运行要求

1）电抗器的运行应按铭牌规范的要求进行，运行中电压不得超过额定电压的10%，工作电流应不大于额定电流。当环境温度高于35℃时，工作电流应适当降低，并加强通风。

2）分裂电抗器一般不得单臂运行。为了保证母线的电压质量，两臂中的电流应相反，大小尽量一样。

3）要检查接头是否接触良好，有无过热现象。

4）电抗器周围应无磁性物体，并无其他杂物。

5）支持瓷绝缘子清洁无裂纹，安装牢固。

6）电抗器室内空气应流通，无漏水，栅栏应完好，并注意运行中的振动和噪声。正常运行时，会发出均匀的“嗡嗡”声。若线路或电容器短路时，响声会显著增大。

3. 消弧电抗器

中性点不接地系统发生单相接地时，非故障相电压升高为线电压，流经故障点的电流等于3倍每相电容电流。故障点的电流较大，产生的电弧不易熄灭，有时会扩大为相间短路。为此，常在系统中性点加装消弧电抗器，用电感电流补偿电容电流，使故障电弧迅速熄灭。当6kV电网大于等于30A，10kV电网≥20A，35kV电网≥10A时，就应装设消弧电抗器。

(1) 消弧电抗器的结构　消弧电抗器的外形和单相变压器相似，如图18-37所示。内部实际上是由一只具有带间隙的分段铁心绕以线圈构成的。由于铁心带有间隙，所以感抗值较稳定，可得到较大的电感电流。电抗器设有若干抽头，以便在一定的范围内，分级调节电感的大小。消弧电抗器有一个电流互感器和一个电压测量线圈。

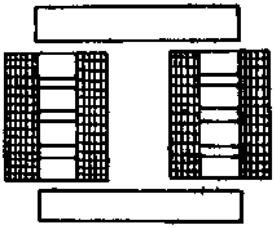


图18-37　消弧电抗器示意图

(2) 消弧电抗器的工作原理　单相接地时，如图18-38所示，假定A相接地，B、C相电压升高为线电压，即$\sqrt{3}$倍相电压。B、C相的电容电流为每相电容电流的$\sqrt{3}$倍，即$I_B=\sqrt{3}I_{\varphi B}$，$I_C=\sqrt{3}I_{\varphi C}$。流经故障点的电容电流$\dot{I}_C'$为$\dot{I}_B$及$\dot{I}_C$的相量和，即$\dot{I}_C'=\dot{I}_B+\dot{I}_C$，$I_C'=3I_{\varphi C}$。流经故障点的电流为3倍每相电容电流，如图18-38所示。

若在中性点接一个铁心电感线圈，则在单相接地时，中性点电位升高为相电压，此电压加在消弧电抗器上产生电感电流$\dot{I}_L$，它的方向与电容电流方向相反。电感电流补偿电网的电容电流，瞬间单相接地电弧能自动熄灭；发生单相永久性故障时，在一定时间内可接地运行，消弧电抗器可提高电网运行的可靠性。

(3) 消弧电抗器的过补偿与欠补偿

1）过补偿。消弧电抗器的电感电流大于电网的电容电流，称为过补偿。

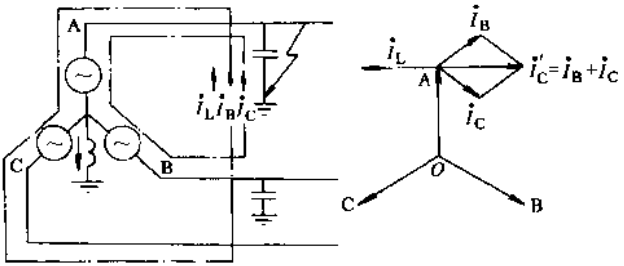


图 18-38　消弧电抗器工作原理图

2）欠补偿。消弧电抗器的电感电流小于电网的电容电流，称为欠补偿。

3)补偿度。消弧电抗器的电感电流与电网电容电流之差和电网电容电流之比，称为补偿度。

$$\rho=\frac{I_L-I_C}{I_C}$$

式中　ρ——补偿度；

I_L——电感电流；

I_C——电容电流。

4)脱谐度。电网电容电流与消弧电抗器电感电流之差和电网电容电流的比值，称为脱谐度。即脱谐度

$$\nu=\frac{I_C-I_L}{I_C}=1-\frac{I_L}{I_C}=1-K$$

式中　$K=I_L/I_C$。

5）调谐度。消弧电抗器的电感电流与电网电容电流之比，称为调谐度，即

$$K=\frac{I_L}{I_C}$$

式中　K——调谐度。

6）中性点位移度。中性点位移电压与相电压之比，称为中性点位移度。它不得超过额定相电压的 15%。

7）残流。消弧电抗器的电感电流补偿电容电流后流经故障点的残余电流，称为残流。

(4)消弧电抗器的安装与运行　中性点不接地系统电容电流超过一定值时，中性点须经消弧电抗器接地。

消弧电抗器的容量主要根据电网的电容电流来选择，同时还应考虑：①电网分区运行时，保证消弧电抗器的过补偿运行；②电网的发展情况。消弧电抗器的容量可按下列公式确定：

$$Q=1.35I_C\frac{U_H}{\sqrt{3}}$$

Q——消弧电抗器的容量（kVA）；

I_C——电网的电容电流（A）；

U_H——电网的额定电压（kV）。

1.35——系数，考虑计算误差、气候影响和过补偿系数以及电网发展的储备系数。

消弧电抗器的安装地点应考虑到，在任何运行方式下断开1～2条线路时，大部分电网不致失去补偿，同时可以保证电网主要部分的消弧电抗器过补偿运行。因此，不应将多台消弧电抗器集中安装在电网的一处，且尽量避免电网只装一台消弧电抗器。

另外，并不是任何一台变压器的中性点都能接消弧电抗器。在选择装消弧电抗器的变压器时，一方面要考虑和消弧电抗器串联的变压器的阻抗，另一方面还要考虑因接入消弧电抗器而使变压器过载的条件。消弧电抗器的电流是通过变压器绕组的。因此，需注意以下几点：

1）对Yd绕组的变压器，因有三角形联结绕组的存在，会产生抵消零序电流安匝的环流，所以变压器不会受到任何不利的影响。对心式变压器，接于中性点的消弧电抗器的最大容量主要受到温升的限制。如果消弧电抗器的容量不超过变压器额定容量的50%，那么即符合电力变压器2h过载30%的规定；对Yyd联结的三绕组变压器，消弧电抗器的容量应不超过变压器任一绕组的容量。

2）对Yy联结的三相心式变压器，可接消弧电抗器，但其容量受到零序电压降及外壳零序磁通损失的限制，消弧电抗器的容量应不超过变压器额定容量的20%～25%。

3）对Yy联结的壳式三相变压器或者单相变压器组，因其零序阻抗大，这种变压器的中性点不要加装消弧电抗器。

4）在运行巡视时，要检查油温、油位是否正常，油色有否发黑；套管、隔离开关、绝缘子有否污损破裂、引线应牢固、接地良好。吸湿器硅胶未变色，气体继电器窗明且未渗油。消弧电抗器正常运行时无声音，系统出现接地时有“嗡嗡”声，但应无噪声。

5）运行中一旦发生下列异常情况，应设法切除消弧电抗器：防爆门破裂且向外喷油；严重漏油、油位计已不见油位，且响声异常或有放电声；套管破裂放电或接地；消弧电抗器着火或冒烟；温度或温升超过极限值；分接开关接触不良严重；接地引线折断；隔离开关严重接触不良或根本不接触。

（5）消弧电抗器的调整　消弧电抗器应采用过补偿运行方式。这样，当电网因故障或其他原因断开某些线路时，不致引起串联谐振，产生危险的过电压。一般不宜采用欠补偿运行。脱谐度不宜超过10%，中性点位移度一般不大于15%（对35kV系统为3kV）。在中性点位移超过正常相电压的20%（即4000V）时，或通过消弧电抗器的电流大于5A时，禁止拉合消弧电抗器闸刀。

目前已有自动调谐的消弧电抗器。

18.11　接地变压器

1. 概述

在中性点不接地系统（又称小电流接地系统）中（一般用在 35kV 及以下电网）发生单相接地时，非接地的任何一相对地电压将升高 $\sqrt{3}$ 倍，电容电流为正常运行时一相对地电容电流的 3 倍，较易引起间歇电弧。由于回路振荡的影响，引起系统过电压可达 2.5～3 倍。

变电所主变压器低压侧，我国一般为 D 联结（也有“Y”联结），没有中性点可接地。为了在电容电流较大而又没有接地中性点时，系统中必须人为地造出一个中性点，就是必须采用一台接地变压器来达到。接地变压器是一台曲折形联结的电抗器，使电网形成一个人为中性点，以便经消弧电抗器接地，如图 18-39 所示。

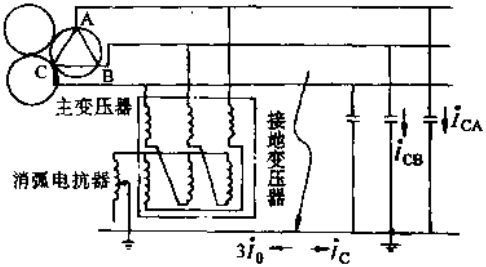
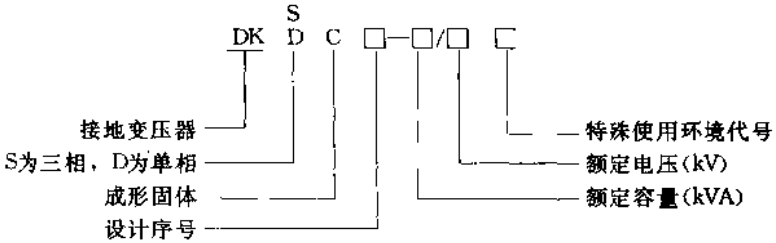


图 18-39　接地变压器工作状态

电网正常时，接地变压器三相承受对称电压，故流过很小的励磁电流，其中性点对地电位为零，接地变压器处于空载，消弧电抗器内设有电流流过。

若系统中比如 C 相发生接地，如图 18-39 所示。在三相中会产生大小相等、相位相同的零序电流流过接地变压器三个绕组，最后经消弧电抗器接地。由于消弧电抗器的作用，电网中不致产生间歇电弧和危险的过电压。接地变压器要求空载损耗要小，铁心磁通密度要小，三相零序阻抗不平衡度要小（<1%）。

2. 型号含义



3. 技术数据

DKSC 系列干式接地变压器的各项技术指标符合 GB10229—1988《电抗器》、

IEC289《电抗器》、GB/T 10228—1997《干式电力变压器技术参数和要求》等标准的规定，高压侧电压为 10（11、10.5、6.3、6、3.15、35）kV，低压侧电压为 0.4（6.3、6、3.15、3、0.69、0.415）kV。绝缘水平：雷电冲击电压为 75kV、60kV、170kV，短时交流电压 35kV、25kV、85kV。带二次绕组的接地变压器的一次分接电压为±5%。联结组标号：不带二次绕组的接地变压器为 ZN，带二次绕组的接地变压器为 ZNyn1 或 ZNyn11。该系列产品的技术数据见表 18-22。

接地变压器的外形如图 18-40 所示，其外形尺寸见图 18-40 和表 18-22。

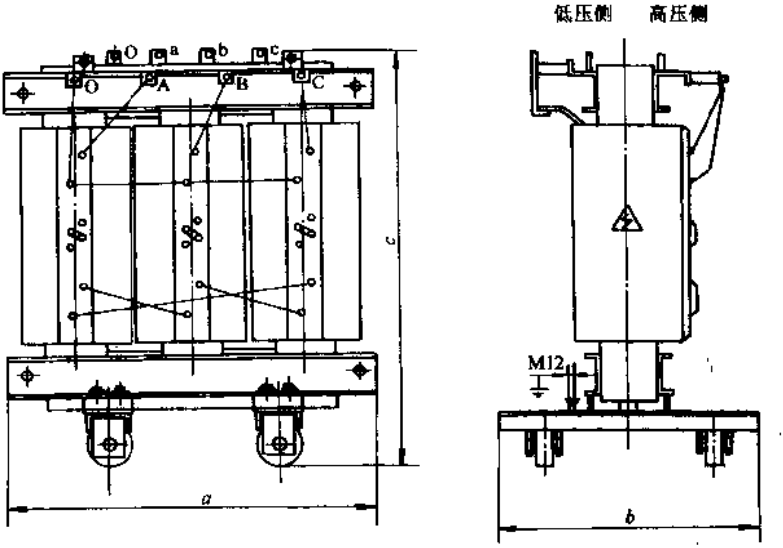


图 18-40 DKSC 系列干式接地变压器的外形及安装尺寸

表 18-22 DKSC 系列干式接地变压器技术数据

型号	额定容量/kVA	额定电抗率(%)	额定电抗/Ω	额定电流/A	短时电流(10s)/A	损耗/W		空载电流(%)	阻抗电压(%)	噪声(dB)	外形尺寸/mm		
						空载	负载(75℃)				a	b	c
DKSC-100/10.5	100	2.5	27.5	17	300	420	2000	2.2	2.5	52	1150	740	910
DKSC-200/10.5	200	2.5	13.8	34.6	500	680	3330	2.2	2.5	55	1165	740	1245
DKSC-315/10	315	4	12.7	55	750	960	4720	1.8	4	57	1250	850	1040
DKSC-315/10.5	315	2.5	8.75	52	750	960	4720	1.8	2.5	57	1195	740	1235
DKSC-400/10.5	400	2.5	6.89	69	1000	1080	5470	1.8	2.5	57	1255	850	1330
DKSC-400/10.5	400	4	11.0	69	1000	1080	5470	1.8	4	57	1250	740	1205
DKSC-500/10.5	500	2.5	5.51	87	1250	1280	6660	1.8	2.5	59	1255	850	1415

18.12　其他特种变压器

1. 中频变压器

中频变压器是利用中频（1000～2500Hz，也有 8000Hz）进行感应加热的电源设备，用于中频淬火、弯管、熔炼、烧结、钎焊等，暂载率为使用 1min，停 1min。中频变压器作降压增流之用。

2. 船用变压器

般用变压器用于船舶照明和配电。要求产品能防潮、防霉、防盐雾，并能耐受强烈的冲击和振动。通常容量较小的多采用环氧树脂浇注式，较大的则采用干式开启式。

使用浇注式结构时，单相变压器多采用卷铁心和矩形绕组；三相则采用叠积式铁心和圆形绕组。绕组绕好套装后，用环氧树脂浇注，其出线端子也一起浇出，然后在其表面按要求涂规定的防潮漆。容量稍大时，为了便于冷却，绕组间可设置气道，外表面还可做成瓦楞形。

3. 调幅变压器

调幅变压器专作大功率广播发射机中电子管屏极，作波形振幅调制之用，频率为 50～10000Hz。

4. 输出变压器

输出变压器是供直流逆变后的单相脉动电流，作双向合成高频输出电压之用，频率为 30～10000Hz。

5. 大电流变压器

开关、互感器等设备在连续负载试验时，供其低压大电流，作升流电源用。

6. 电精制防爆变压器

炼油厂对汽油、柴油、煤油进行精炼时用的防爆变压器。其主体及高压接线盒为充油防爆，低压接线盒为增安型防爆。

7. 防腐变压器

产品密封好，金属件采用耐腐蚀涂料处理，用于需耐酸、碱、盐等场所。

8. 多磁路变压器

用于低压电器发热试验、动特性试验等，作为大容量调整装置的电源装置。

9. 介损变压器

测介质损耗时与交流电桥配套。

10. 牵引变压器

铁道和地铁等场所使用。

11. 激光电源变压器

整流后用于激光。

12. 控制和局部照明变压器

用作机床各种控制电器及照明的安全电源变压器。

13. 隔离变压器

适用于各种电气设备作隔离电源，以有利于安全和保护等。

14. 三倍频变压器

三倍频变压器用来作小容量变压器感应耐压试验用，是一个三相五柱变压器或三个单相变压器组。

15. T 型联结变压器

该变压器三相可变两相或两个单相，用于金属冶炼、电气化铁道等。

16. 其他特种变压器

有 X 光变压器、高频变压器、无线电用的小变压器、换相器、滤波器、玩具变压器、电铃及谐音系统变压器、开关（模式）电源用变压器、剃须刀变压器、汽油燃烧器用引燃变压器、恒压变压器、抑制干扰变压器等等。

第 19 章　变压器试验的项目和标准

19.1　试验的目的

1）验证变压器性能是否符合有关标准和技术条件的规定，（国家标准、行业标准IEC 标准等）。

2）制造上是否存在影响运行的各种缺陷（如短路、断路、放电、局部过热等）。

3）通过对试验数据的分析，找出改进设计、提高工艺的途径。

4）判断修理质量及能否投入运行，预防设备损坏和保证安全运行。

19.2　试验的种类

1. 半成品试验

一般对 8000kVA 及以上的变压器才做此试验，项目有产品的铁心、插板和器身等几道工序的半成品试验。目的在于及时发现问题，在转入下道工序前予以排除，同时获得必要的半成品试验数据。

2. 例行试验

每台变压器都要承受的试验。目的在于检查设计、操作、工艺的质量。

3. 型式试验

在一台有代表性的变压器上所进行的试验，以证明被代表的变压器也符合规定要求（但例行试验除外）。

据 JB/T56011—1999《变压器质量分等》标准规定，变压器在下列情况之一时，必须进行型式试验：

1）新产品或老产品转厂生产的试制鉴定。

2）正常生产中，如结构、材料、工艺有较大改变，可能影响产品性能时。

3）产品长期停产、恢复生产时。

4）出厂时检验结果与上次型式试验有较大差异时。

对未取得 ISO9001 质量认证的企业，其变压器定期型式试验至少每 5 年进行一次。

4. 特殊试验

除型式试验和例行试验外，按制造厂和用户协议所进行的试验。

5. 交接验收试验

安装前后交接时或用户对新购产品进行的试验。目的在于检验产品在运输、安装过程中是否遭受损伤或发生变化。

6. 修理后的试验

只进行根据标准或产品修理改制特点所指定项目的试验。试验的目的在于检查修理或改制部位的质量。除更换绕组和全部绝缘材料外，一般经修理后的产品，在做外施耐压试验和感应耐压试验时，试验电压值按出厂试验电压的85%。

19.3 试验的程序、项目和标准

见表19-1～表19-32。其标准均采用最新国家标准，无国家标准的，采用电力行业或机械行业的最新行业标准和其他最新有关规程和规定等。

据GB1094《电力变压器》的规定，所有绕组的额定耐受电压应在铭牌上标出，所用的缩写标志含义如下：

LI——雷电冲击耐受电压；

SI——操作冲击耐受电压；

AC——工频耐受电压。

以上都用kV为单位。

例如，标出绝缘水平LI200AC85/LI75AC35的变压器，表示一次绕组雷电冲击电压为200kV，交流工频耐压为85kV；二次绕组雷电冲击电压为75kV，交流工频耐压为35kV。

表19-1 变压器在修造厂家的试验程序和项目

（据GB1094.1～2—1996、GB1094.3、5—1985《电力变压器》、GB/T6541—1999《电力变压器的技术要求》、GB50150—1991《电气设备交接验收标准》）

试验程序	试验项目	例行试验	型式试验或特殊试验	新制变压器	改制或修理变压器
1	电压比试验	所有变压器（所有分接）		必 试	必 试
2	绕组联结组标号检定	所有变压器		必 试	必 试
3	绕组直流电阻测量	所有变压器（所有分接）		必 试	必 试
4	绕组绝缘电阻和吸收比或极化指数测定	所有变压器		<35kV或35kV ≤4000kVA仅作绝缘电阻项目；35kV >4000kVA或>35kV需作有关绝缘特性的所有项目	<35kV或35kV ≤4000kVA仅作绝缘电阻项目；35kV >4000kVA或>35kV需作有关绝缘特性的所有项目

（续）

试验程序	试验项目	例行试验	型式试验或特殊试验	新制变压器	改制或修理变压器
5	铁心和铁轭螺杆及夹件绝缘电阻	所有变压器		<110kV 或 110kV ≤63000kVA 仅作绝缘电阻测定；110kV >63000kVA 或 >110kV 还需作 1kV 外施耐压试验	<110kV 或 110kV ≤63000kVA 仅作绝缘电阻测定；110kV >63000kVA 或 >110kV 还需作 1kV 外施耐压试验
6	介质损耗因数（介质损耗角正切）试验	≥3150kVA 变压器		≥3150kVA 变压器	≥3150kVA 变压器
7	变压器油试验	包括所有变压器本体内的油、有载分接开关油、电容式套管油		必　试	必　试
8	外施耐压试验	所有变压器		必　试	必　试
9	感应耐压试验	所有变压器		必　试	有短时工频耐受电压试验电源应做；无短时工频耐受电压试验电源用 $1.3U_n$ 工频做
10	空载试验	所有变压器		必　试	<3150kVA 不试 ≥3150kVA 必试 35kV≥8000kVA 在感应耐压试验前后均需试
11	负载试验	所有变压器		必　试	<3150kVA 不试 ≥3150kVA 必试
12	油箱密封试验	所有变压器		必　试	必　试

（续）

试验程序	试验项目	例行（出厂）试验	型式试验或特殊试验	新制变压器	改制或修理变压器
13	雷电冲击电压试验	≥220kV 变压器	新绝缘结构典型产品	≥220kV 变压器	一般不试
14	操作冲击电压试验	≥300kV 变压器①		≥300kV 变压器	一般不试
15	温升试验		每一新型号产品	一般不试	一般不试
16	油箱机械强度试验		每一新型号产品	必要时试	一般不试
17	短路试验		新型号产品及国内试验站能力所及③	一般不试	不试
18	声级测量		典型结构产品	低噪声变压器应试	不试
19	零序阻抗测量		按协议进行	一般不试	一般不试
20	局部放电试验	≥110kV 变压器②		≥220kV 变压器必试	≥220kV 变压器必试
21	无励磁分接开关	无励磁调压变压器		必试	必试
22	有载分接开关	有载调压变压器		必试	必试

（续）

试验程序	试验项目	例行试验	型式试验或特殊试验	新制变压器	改制或修理变压器
23	气体继电器	包括本体和有载分接开关		必试	必试
24	压力释放阀	≥ 800kVA 变压器		必试	大修和必要时

① 据动态报道，IEC 标准和国标即将把操作冲击电压试验列为 220kV 变压器出厂试验项目。

② 据目前国家标准，局部放电试验是 220kV 变压器的出厂试验项目，110kV 变压器仅是反事故措施试验项目。但据动态报道，IEC 标准和国际即将把它列入 110kV 变压器出厂试验项目。

③ 目前国内最大短路试验站是沈阳变压器研究所虎石台试验站，自 1994 投入后已试验过许多 10～110kV 变压器几百台，较大的有 50MVA/110kV 变压器，最大为 150MVA/220kV。

表 19-2　变压器在供电部门的试验项目、周期和要求

（据电力行标 DL/T 596—1996《电力设备预防性试验规程》）

序号	项　目	周　期	要　求	说　明
1	油中溶解气体色谱分析	（1）≥ 35kV 或 ≥ 8MVA 的变压器投运时和一年一次（中小型变压器）。对≥ 220kV 变压器，在投运后的 4、10、30 天各一次 （2）大修后 （3）必要时	（1）运行设备的油中 H_2 与烃类气体含量（体积分数）超过下列任何一项值时应引起注意 总烃含量大于 150×10^{-6} H_2 含量大于 150×10^{-6} C_2H_2 含量大于 5×10^{-6}（500kV 变压器为 1×10^{-6}） （2）烃类气体总和的产气速率大于 0.25mL/h（开放式）和 0.5mL/h（密封式），或相对产气速率大于 10%/月，则认为设备有异常	（1）总烃包括 CH_4、C_2H_6、C_2H_4 和 C_2H_2 四种气体 （2）溶解气体组分含量有增长趋势时，可结合产气速率判断，必要时缩短周期进行追踪分析 （3）总烃含量低的设备不宜采用相对产气速率进行判断 （4）新投运的变压器应有投运前的测试数据

（续）

序号	项目	周期	要求	说明
2	绕组直流电阻	（1）1～3年或自行规定 （2）无励磁调压变压器变换分接位置后 （3）有载调压变压器的分接开关检修后（在所有分接侧） （4）大修后 （5）必要时	（1）1.6MVA以上变压器，各相绕组电阻相互间的差别应不大于三相平均值的2%，无中性点引出的绕组，线间差别不应大于三相平均值的1% （2）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%，线间差别一般不大于三相平均值的2% （3）与以前相同部位测得值比较，其变化不应大于2% （4）电抗器参照执行	（1）如电阻相间差在出厂时超过规定，制造厂已说明了这种偏差的原因，按要求中（3）项执行 （2）不同温度下的电阻值按下式换算 $R_2=R_1\left(\frac{T+t_2}{T+t_1}\right)$ 式中，R_1、R_2分别为在温度t_1、t_2时的电阻值；T为计算用常数，铜导线取235，铝导线取225 （3）无励磁调压变压器应在使用的分接锁定后测量
3	绕组绝缘电阻、吸收比或（和）极化指数	（1）1～3年或自行规定 （2）大修后 （3）必要时	（1）绝缘电阻换算至同一温度下，与前一次测试结果相比，应无明显变化 （2）吸收比（10～30℃范围）不低于1.3或极化指数不低于1.5	（1）采用2500V或5000V兆欧表 （2）测量前被试绕组应充分放电 （3）测量温度以顶层油温为准，尽量使每次测量温度相近 （4）尽量在油温低于50℃时测量，不同温度下的绝缘电阻值一般可按下式换算 $R_2=R_1\times1.5^{(t_1-t_2)/10}$ 式中，R_1、R_2分别为温度t_1、t_2时的绝缘电阻值 （5）吸收比和极化指数不进行温度换算

（续）

序号	项　目	周　期	要　求	说　明
4	绕组的 tanδ	（1）1～3 年或自行规定 （2）大修后 （3）必要时	（1）20℃时，tanδ 不大于下列数值 330～500kV　0.6% 66～220kV　0.8% 35kV 及以下　1.5% （2）tanδ 值与历年的数值比较应没有显著变化（一般不大于 30%） （3）试验电压如下 绕组电压 10kV 及以上：10kV 绕组电压 10kV 以下：U_n （4）用 M 型试验器时试验电压自行规定	（1）非被试绕组应接地或屏蔽 （2）同一变压器各绕组 tanδ 的要求值相同 （3）测量温度以顶层油温为准，尽量使每次测量的温度相近 （4）尽量在油温低于 50℃时测量，不同温度下的 tanδ 值一般可按下式换算 $\tan\delta_2=\tan\delta_1\times 1.3^{(t_2-t_1)/10}$ 式中，$\tan\delta_1$、$\tan\delta_2$ 分别为温度 t_1、t_2 时的 tanδ 值
5	电容型套管的 tanδ 和电容值	（1）1～3 年或自行规定 （2）大修后 （3）必要时	大修后（20℃，电压等级 20～35kV） 油纸电容型 1% 胶纸电容型 2% 运行中（20℃，电压等级 20～35kV） 油纸电容型 1% 胶纸电容型 3%	（1）用正接法测量 （2）测量时记录环境温度及变压器（电抗器）顶层油温 （3）变压器套管因浸在油中，一般用油纸电容型，而 35kV 多油开关套管，因工作时，遭受振动较大，用胶纸电容型不易渗漏
6	绝缘油试验	（1）1～3 年和见说明规定 （2）大修后 （3）必要时	见表 19-12	（1）新变压器和大修后油试验项目按表 19-12 的序号 1、2、3、4、5、6、7、8、9 （2）35kV 及以下变压器，油试验周期为 3 年的项目有序号 6 （3）序号 11 项目在必要时进行

（续）

<table>
<tr><th>序号</th><th>项　目</th><th>周　期</th><th>要　求</th><th>说　明</th></tr>
<tr><td>7</td><td>交流耐压试验</td><td>（1）1～5 年（10kV 及以下）
（2）大修后（66kV 及以下）
（3）更换绕组后
（4）必要时</td><td>（1）油浸式变压器（电抗器）试验电压值按表 19-18（定期试验按部分更换绕组电压值）进行
（2）干式变压器全部更换绕组时，按例行试验电压值；部分更换绕组和定期试验时，按出厂试验电压值的 0.85 倍</td><td>（1）可采用倍频感应或操作波感应法
（2）66kV 及以下全绝缘变压器，现场条件不具备时，可只进行外施工频耐压试验
（3）电抗器进行外施工频耐压试验</td></tr>
<tr><td>8</td><td>铁心（有外引接地线的）绝缘电阻</td><td>（1）1～3 年或自行规定
（2）大修后
（3）必要时</td><td>（1）与以前测试结果相比无显著差别
（2）运行中铁心接地电流一般不大于 0.1A</td><td>（1）采用 2500V 兆欧表（对运行年久的变压器可用 1000V 兆欧表）
（2）夹件引出接地的可单独对夹件进行测量</td></tr>
<tr><td>9</td><td>穿心螺栓、铁轭夹件、绑扎钢带、铁心、绕组压环及屏蔽等的绝缘电阻</td><td>（1）大修后
（2）必要时</td><td>220kV 及以上者绝缘电阻一般不低于 500MΩ，其他自行规定</td><td>（1）采用 2500V 兆欧表（对运行年久的变压器可用 1000V 兆欧表）
（2）连接片不能拆开者可不进行</td></tr>
<tr><td>10</td><td>绕组泄漏电流</td><td>（1）1～3 年或自行规定
（2）必要时</td><td>（1）试验电压一般如下
<table><tr><td>绕组额定电压/kV</td><td>3</td><td>6～10</td><td>20～35</td><td>65～330</td><td>500</td></tr><tr><td>直流试验电压/kV</td><td>5</td><td>10</td><td>20</td><td>40</td><td>60</td></tr></table>（2）与前一次测试结果相比应无明显变化</td><td>读取 1min 时的泄漏电流值</td></tr>
</table>

（续）

序号	项　目	周　期	要　求	说　明
11	绕组所有分接的电压比	（1）分接开关引线拆装后 （2）更换绕组后 （3）必要时	（1）各相应接头的电压比与铭牌值相比，不应有显著差别，且符合规律 （2）电压为 35kV 以下，电压比小于 3 的变压器电压比允许偏差为±1%；其他所有变压器：额定分接电压比允许偏差为±0.5%，其他分接的电压比应在变压器阻抗电压值（%）的 1/10 以内，但不得超过±1%	
12	校核三相变压器的组别或单相变压器极性	更换绕组后	必须与变压器铭牌和顶盖上的端子标志相一致	
13	空载电流和空载损耗	（1）更换绕组后 （2）必要时	与前次试验值相比，无明显变化	试验电源可用三相或单相；试验电压可用额定电压或较低电压值（如制造厂提供了较低电压下的值，可在相同电压下进行比较）
14	阻抗电压和负载损耗	（1）更换绕组后 （2）必要时	与前次试验值相比，无明显变化	试验电源可用三相或单相；试验电流可用额定值或较低电流值（如制造厂提供了较低电流下的测量值，可在相同电流下进行比较）
15	局部放电测量	（1）大修后（220kV 及以上） （2）更换绕组后（220kV 及以上、120MVA 及以上） （3）必要时	（1）在线端电压为 $1.5U_m/\sqrt{3}$ 时，放电量一般不大于 500pC；在线端电压为 $1.3U_m/\sqrt{3}$ 时，放电量一般不大于 300pC （2）干式变压器按 GB6450 规定执行	（1）试验方法符合 GB1094.3 的规定 （2）周期中“大修后”系指消缺性大修后，一般性大修后的试验可自行规定 （3）电抗器可进行运行电压下局部放电监测

（续）

序号	项目	周期	要求	说明
16	有载调压装置的试验和检查			
	（1）检查动作顺序、动作角度	（1）1年或按制造厂要求	范围开关、选择开关、切换开关的动作顺序应符合制造厂的技术要求，其动作角度应与出厂试验记录相符	
	（2）操作试验：变压器带电时手动操作、电动操作、远方操作各两个循环	（2）大修后	手动操作应轻松，必要时用力矩表测量，其值不超过制造厂的规定，电动操作应无卡滞，没有连动现象，电气和机械限位动作正常	
	（3）检查和切换测试	（3）必要时		
	1）测量过渡电阻的阻值		与出厂值相符	
	2）测量切换时间		三相同步的偏差、切换时间的数值及正反向切换时间的偏差均与制造厂的技术要求相符	有条件时进行
	3）检查插入触头、动静触头的接触情况，电气回路的连接情况		动、静触头平整光滑，触头烧损厚度不超过制造厂的规定值，回路连接良好	
	4）单、双数触头间非线性电阻的试验		按制造厂的技术要求	
	5）检查单、双数触头间放电间隙		无烧伤或变动	
	（4）检查操作箱		接触器、电动机、传动齿轮、辅助接点、位置指示器、计数器等工作正常	
	（5）切换开关室绝缘油试验		符合制造厂的技术要求，击穿电压一般不低于25kV	
	（6）二次回路绝缘试验		绝缘电阻一般不低于1MΩ	采用2500V兆欧表

（续）

序号	项　目	周　期	要　求	说　明
17	测温装置及其二次回路试验	(1) 1～3年 (2) 大修后 (3) 必要时	密封良好，指示正确，测温电阻值应和出厂值相符 绝缘电阻一般不低于1MΩ	测量绝缘电阻采用2500V兆欧表
18	气体继电器及其二次回路试验	(1) 1～3年（二次回路） (2) 大修后 (3) 必要时	整定值符合运行规程要求，动作正确 绝缘电阻一般不低于1MΩ	测量绝缘电阻采用2500V兆欧表
19	压力释放器校验	必要时	动作值与铭牌值相差应在±10%范围内或按制造厂规定	
20	整体密封检查	大修后	(1) 35kV及以下管状和平面油箱变压器，采用超过储油柜顶部0.6m油柱试验（约5kPa压力）。对于波纹油箱和有散热器的油箱，采用超过储油柜顶部0.3m油柱试验（约2.5kPa压力），试验持续时间12h无渗漏 (2) 110kV及以上变压器，在储油柜顶部施加0.035MPa压力，试验持续时间24h无渗漏	试验时带冷却器，不带压力释放装置
21	冷却装置及其二次回路检查试验	(1) 自行规定 (2) 大修后 (3) 必要时	(1) 投运后，流向、温升和声响正常，无渗漏 (2) 强油水冷装置的检查和试验，按制造厂规定 (3) 绝缘电阻一般不低于1MΩ	测量绝缘电阻采用2500V兆欧表

（续）

<table>
<tr><th>序号</th><th>项　目</th><th>周　期</th><th>要　求</th><th>说　明</th></tr>
<tr><td>22</td><td>套管中的电流互感器绝缘试验</td><td>（1）大修后
（2）必要时</td><td>绝缘电阻一般不低于1MΩ</td><td>采用2500V兆欧表</td></tr>
<tr><td>23</td><td>全电压下空载合闸</td><td>更换绕组后</td><td>（1）全部更换绕组，空载合闸5次，每次间隔5min
（2）部分更换绕组，空载合闸3次，每次间隔5min</td><td>（1）在使用分接上进行
（2）由变压器高压或中压侧加压
（3）110kV及以上的变压器中性点接地
（4）发电机变压器组的中间连接无断开点的变压器，可不进行</td></tr>
<tr><td>24</td><td>油中糠醛含量</td><td>必要时</td><td>（1）含量超过下表值时，一般为非正常老化，需跟踪检测
<table><tr><td>运行年限</td><td>1～5</td><td>5～10</td><td>10～15</td><td>15～20</td></tr><tr><td>糠醛量/(mg/L)</td><td>0.1</td><td>0.2</td><td>0.4</td><td>0.75</td></tr></table>（2）跟踪检测时，注意增长率
（3）测试值大于4mg/L时，认为绝缘老化已比较严重</td><td>建议在以下情况进行
（1）油中气体总烃超标或CO、CO_2过高
（2）500kV变压器和电抗器及150MVA以上升压变压器投运3～5年后
（3）需了解绝缘老化情况时</td></tr>
<tr><td>25</td><td>绝缘纸（板）聚合度</td><td>必要时</td><td>当聚合度小于250时，应引起注意</td><td>（1）试样可取引线上绝缘纸、垫块、绝缘纸板等数克
（2）对运行时间较长的变压器尽量利用吊检的机会取样</td></tr>
</table>

（续）

序号	项　目	周　期	要　求	说　明
26	绝缘纸(板)含水量	必要时	含水量(质量分数)一般不大于下值 500kV　1% 330kV　2% 220kV　3%	可用所测绕组的 tanδ 值推算或取纸样直接测量。有条件时，可按部颁 DL/T580—1996《用露点法测定变压器绝缘纸中平均含水量的方法》标准进行测量
27	阻抗电压测量	必要时	与出厂值相差在±5%，与三相或三相组平均值相差在±2%范围内	适用于电抗器，如受试验条件限制，可在运行电压下测量
28	振动	必要时	与出厂值比不应有明显差别	
29	噪声	必要时	与出厂值比不应有明显差别	按 GB7328 要求进行
30	油箱表面温度分布	必要时	局部热点温升不超过 80K	

注：1. 1600kVA 及以下变压器试验项目：大修后按表中序号 2、3、4、5、6、7、8、9、11、12、13、14、17、18、20，其中 11～14 项适用于更换绕组时，4、5 项适用于 35kV 及以上变压器。定期试验按上表中序号 2、3、4、5、6、7、8、17、20 项，其中 4、5 项适用于 35kV 及以上变压器。

2. 1600kVA 以上变压器试验项目：大修后按上表中序号 1、2、3、4、5、6、7、8、9、15、16、17、18、20、21、22。定期试验按上表中序号 1、2、3、4、5、6、7、8、10、16、17、18、21。

3. 干式变压器大修后试验项目：按上表中序号 2、3、7、9、11、12、13、14、15、17，其中 15 项适用于浇注型干式变压器。定期试验按序号 2、3、7、17 项进行。

4. 油浸式电力变压器的绝缘试验，应在充满合格油静止一定时间，待气泡消除后方可进行。一般大容量变压器静止 20h 以上；3～10kV 的变压器需静止 5h 以上。

5. 绝缘试验时，以变压器的上层油温作为变压器绝缘的温度。

表 19-3 变压器额定性能数据允许偏差

（按 GB1094.1—1996《电力变压器》国标）

<table>
<tr><th>项　目</th><th>允许偏差（%）</th><th colspan="3">适 用 范 围</th></tr>
<tr><td>空载损耗</td><td>+15</td><td colspan="3">所有变压器</td></tr>
<tr><td>负载损耗</td><td>+15</td><td colspan="3">所有变压器</td></tr>
<tr><td>总损耗</td><td>+10</td><td colspan="3">所有变压器</td></tr>
<tr><td>空载电流</td><td>+30</td><td colspan="3">所有变压器</td></tr>
<tr><td rowspan="3">阻抗电压</td><td>±10</td><td colspan="3">当变压器阻抗值<10%的主分接或当变压器阻抗≥10%的其他分接</td></tr>
<tr><td>±7.5</td><td colspan="3">当变压器阻抗值≥10%的主分接</td></tr>
<tr><td>±15</td><td colspan="3">当变压器阻抗值<10%的其他分接</td></tr>
<tr><td rowspan="2">空载电压比</td><td>(1) 规定电压比的±0.5%
(2) 实际短路阻抗百分数的±1/10 取其中低者</td><td>主分接</td><td colspan="2" rowspan="2">规定的第一对绕组①</td></tr>
<tr><td>按协议，但不低于 a 和 b 中较小者</td><td>其他分接</td></tr>
<tr><td rowspan="2">三相直流电阻不平衡率</td><td>线 2%　相 4%</td><td colspan="3">1600kVA 及以下变压器</td></tr>
<tr><td>相（有中性点引出时）为 2%，线（无中性点引出时）为 1%</td><td colspan="3">2000kVA 及以上的变压器</td></tr>
</table>

注：1. 具有分接头绕组和绕组互相间测量时，应进行比较。

2. 如果三相变压器的绕组电阻由于结构原因超过相应标准规定时（最大减最小作分子，三相平均值作分母计算），除应在出厂试验记录中记录出具体实测值外，还应写明引起偏差的原因，使用单位应按出厂实测值进行比较。但最好是使用单位与制造单位在订合同时予以明确，不得超过标准规定，便于制造单位在结构设计时予以考虑，例如对引线较长的一相，应加大引线截面积。这样便于防止每年年检时由于未带原始资料而造成现场误判断。

3. 电压比其余分接最大允许偏差摘自水电部 1985 年《电气设备预防性试验规程》。

4. 不同温度下直流电阻换算按以下公式确定

$$R_{75℃}=KR_t$$

$$K=\frac{\alpha+75}{\alpha+t}$$

式中　$R_{75℃}$——75℃ 时绕组直流电阻；

R_t——t℃ 时绕组直流电阻（测量时）；

K——温度换算系数；

α——导线材料温度系数，对铜导线为 235，对铝导线为 225。

铜绕组和铝绕组直流电阻的温度换算系数 K 见表 19-4。

表 19-4　铜绕组和铝绕组直流电阻的温度换算系数 K

温度/℃	K（铜）	K_L（铝）	温度/℃	K（铜）	K_L（铝）
0	1.319	1.333	21	1.211	1.220
1	1.314	1.327	22	1.206	1.215
2	1.308	1.322	23	1.202	1.210
3	1.303	1.316	24	1.197	1.205
4	1.297	1.310	25	1.192	1.200
5	1.292	1.304	26	1.188	1.195
6	1.286	1.299	27	1.183	1.190
7	1.281	1.293	28	1.179	1.186
8	1.276	1.288	29	1.174	1.181
9	1.270	1.282	30	1.170	1.176
10	1.265	1.277	31	1.165	1.172
11	1.260	1.271	32	1.161	1.167
12	1.255	1.266	33	1.157	1.163
13	1.250	1.261	34	1.152	1.158
14	1.245	1.255	35	1.148	1.154
15	1.240	1.250	36	1.144	1.149
16	1.235	1.245	37	1.140	1.145
17	1.230	1.240	38	1.136	1.141
18	1.225	1.235	39	1.131	1.136
19	1.220	1.230	40	1.127	1.132
20	1.216	1.224			

注：对于铜线，$K=\frac{235+75}{235+t}$；对于铝线，$K_L=\frac{225+75}{225+t}$。

变压器无原始资料时绝缘电阻允许值见表 19-5。

表 19-5　变压器无原始资料时绝缘电阻允许值

（据国标 GB50150—1991《电气设备交接验收标准》条文说明及水电部 1985 年《预防性试验规程》）　（MΩ）

电压等级	测试项目 \ 绕组温度/℃		0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
10 kV 及以下	允许值/MΩ	一次对地 一次对二次	675	450	300	200	130	90	60	40	25	18
		二次对地	45	30	20	13	9	6	4	3	2	1

（续）

电压等级	测试项目 \ 绕组温度/°C		0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
10 kV及以下	良好值/MΩ	一次对地 一次对二次	1000	675	450	300	200	130	90	60	40	25
		二次对地	68	45	30	20	13	9	6	4	3	2
20～35 kV	允许值/MΩ	一次对地 一次对二次	900	600	400	270	180	120	80	50	35	23
	良好值/MΩ	一次对地 一次对二次	1400	900	600	400	270	180	120	80	53	35

注：对投入运行前的绕组绝缘电阻，应不低于制造厂的70%或不低于本表的允许值（此值原规定不一，本表据最近国家标准）。因温度每差10°C，绝缘电阻值变化50%，故当测量温度与产品例行试验时温度不符合时，可按表19-6换算到同一温度0°C时的数值（即测试值和例行值各乘于换算系数）来进行比较。

油浸式电力变压器绝缘电阻的温度换算系数见表19-6。

表19-6 油浸式电力变压器绝缘电阻的温度换算系数

（据GB/T 6451—1999《电力变压器技术要求》和GB50150—1991）

温度差/°C	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
换算系数	1.2	1.5	1.8	2.3	2.8	3.4	4.1	5.1	6.2	7.5	9.2	11.2

铁心、铁轭螺杆和夹件的绝缘电阻标准见表19-7。

表19-7 铁心、铁轭螺杆和夹件（铁轭梁）的绝缘电阻标准

（据JB/T56011—1999《变压器质量分等》和DL/T596—1996）

变压器电压等级/kV	20°C时绝缘电阻最低限值/MΩ
0.4	90
3～10	200
20～35	200
110	200

注：绝缘电阻值不应低于初始值的50%，如无原始值时用本表数值。

油浸式电力变压器绕组的 tanδ 允许值见表 19-8。

表 19-8　油浸式电力变压器绕组的 tanδ 允许值

（据 GB50150—1991 国标条文说明和 DL/T596—1996）　（%）

高压绕组电压等级	温度/℃						
	10	20	30	40	50	60	70
35kV 及以下	1.2	1.5	2.0	2.6	3.5	4.5	6.0
35kV 以上	0.6	0.8	1.0	1.4	1.9	2.5	3.2

注：1. 同一变压器中压和低压绕组的 tanδ 标准与高压绕组相同。

2. 当测量温度与产品出厂试验温度不相同时，可按表 19-9 换算到同一温度的数值来比较。

3. 按 GB50150—1991 标准 tanδ 的允许值如下（%）

高压绕组电压等级	温度/℃							
	5	10	20	30	40	50	60	70
35kV 及以下	1.3	1.5	2.0	2.6	3.5	4.5	6.0	8.0
35kV 以上	1.0	1.2	1.5	2.0	2.6	3.5	4.5	6.0

但按 DL/T596—1996 标准，在 20℃ 时，tanδ 允许值在 35kV 及以下为 1.5%，在 35kV 以上为 0.8%，均比 GB50150—1991 标准小。制造或安装时如果采用前者，势必造成在预试和年检（年度检修）时，有可能不及格，以及考虑后面标准修订比前者迟，故本表 19-8 采用 DL/T596—1996 标准值。

表 19-9　油浸式电力变压器绕组的 tanδ 的温度换算系数

（据 GB/6451—1999 国标）

温度差/℃	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
换算系数	1.15	1.3	1.5	1.7	1.9	2.2	2.5	3.0	3.5	4.0	4.6	5.3

表 19-10　绝缘油的试验项目及标准

（据 GB50150—1991 国标）

序号	项目		标准	说明
1	外观		透明，无沉淀及悬浮物	5℃ 时的透明度
2	苛性钠抽出		应不大于 2 级	按 SY2651—77
3	安定性	氧化后酸值	应不大于 0.2mg(KOH)/g 油	按 YS—27—1—84
		氧化后沉淀物	应不大于 0.05%	

（续）

序号	项目	标准	说明
4	凝点/℃	（1）DB-10，应不高于－10℃ （2）DB-25，应不高于－25℃ （3）DB-45，应不高于－45℃	（1）按 YS—25—1—84 （2）户外断路器、油浸电容式套管、互感器用油 对于气温不低于－5℃的地区，凝点应不高于－10℃ 对于气温不低于－20℃的地区，凝点应不高于－25℃ 对于气温低于－20℃的地区，凝点应不高于－45℃ （3）变压器用油 对于气温不低于－10℃的地区，凝点应不高于－10℃ 对于气温低于－10℃的地区，凝点应不高于－25℃或－45℃
5	界面张力	应不小于 35mN/m	（1）按 GB6541—1987 或 YS—6—1—84 （2）测试时温度为 25℃
6	酸值	应不大于 0.03mg（KOH）/g 油	按 GB7599—1987
7	水溶性酸/pH 值	应不小于 5.4	按 GB7598—1987
8	机械杂质	无	按 GB511—1977
9	闪点	不低于/℃：DB-10 140；DB-25 140；DB-45 135	按 GB261—1977 闭口法
10	电气强度试验	（1）使用于 15kV 及以下者，应不低于 25kV （2）使用于 20～35kV 者，应不低于 35kV （3）使用于 60～220kV 者，应不低于 40kV （4）使用于 330kV 者，应不低于 50kV （5）使用于 500kV 者，应不低于 60kV	（1）按 GB507—1986 （2）油样应取自被试设备 （3）试验油杯采用平板电极 （4）对注入设备的新油均不应低于本标准

（续）

序号	项　目	标　准	说　明
11	介质损耗角正切值 tanδ（%）	90℃时不应大于 0.5	按 YS—30—1—84

注：1. 第 11 项为新油标准，注入电气设备后的 tanδ（%）标准为 90℃时，应不大于 0.7%。

2. 目前，变压器油标准共有 6 个，其中 3 个是国标。它们是 GB50150—1991《电气设备交接验收标准》、GB2536—1990《变压器油》、GB7595—2000《运行中变压器油质量标准》、DL/T596—1996《电力设备预防性试验规程》、SD301—1988《500kV 电气设备交接标准》、SH0040—1991《超高压变压器油》。它们除少部分项目有出入外，大部分大同小异，及将有典型代表的项目较全的两个标准列于表 19-10～表 19-12。

3. 绝缘油一般即指变压器油。

表 19-11　电气设备绝缘油试验分类（据 GB50150—1991）

试验类别	适　用　范　围
电气强度试　验	1. 6kV 以上电气设备内的绝缘油或新注入上述设备前、后的绝缘油 2. 对下列情况之一者，可不进行电气强度试验 （1）35kV 以下互感器，其主绝缘试验已合格的 （2）15kV 以下油断路器，其注入新油的电气强度已在 35kV 及以上的 （3）按本标准有关规定不需取油的
简化分析	1. 准备注入变压器、电抗器、互感器、套管的新油，应按表 19-10 中的第 5～11 项规定进行 2. 准备注入油断路器的新油，应按表 19-10 中的第 7～10 项规定进行
全分析	对油的性能有怀疑时，应按表 19-10 中的全部项目进行

变压器油的试验项目和要求见表 19-12。

表 19-12　变压器油的试验项目和要求

（据 DL/T 596—1996）

序号	项目	要　求		说　明
		投入运行前的油	运行油	
1	外观	透明、无杂质或悬浮物		将油样注入试管中，冷却至 5℃，在光线充足的地方观察
2	水溶性酸 pH 值	≥5.4	≥4.2	按 GB7598 进行试验

（续）

序号	项目	要求		说明
		投入运行前的油	运行油	
3	酸值/(mgKOH/g)	≤0.03	≤0.1	按 GB264 或 GB7599 进行试验
4	闪点（闭口）/℃	≥140（10 号、25 号油） ≥135（45 号油）	(1) 不应比左栏要求低 5℃ (2) 不应比上次测定值低 5℃	按 GB261 进行试验
5	水分/(mg/L)	66～110kV≤20 220kV≤15 330～500kV≤10	66～110kV≤35 220kV≤25 330～500kV≤15	运行中设备，测量时应注意温度的影响，尽量在顶层油温高于 50℃ 时采样，按 GB7600 或 GB7601 进行试验
6	击穿电压/kV	15kV 以下≥30 15～35kV≥35 66～220kV≥40 330kV≥50 500kV≥60	15kV 以下≥25 15～35kV≥30 66～220kV≥35 330kV≥45 500kV≥50	按 GB/T507 和 DL/T429.9 方法进行试验
7	界面张力/(25℃)(mN/m)	≥35	≥19	按 GB/T6541 进行试验
8	tanδ(90℃)(%)	330kV 及以下≤1 500kV ≤0.7	330kV 及以下≤4 500kV ≤2	按 GB5654 进行试验
9	体积电阻率(90℃)/Ω·m	$\geq 6\times10^{10}$	500kV$\geq 1\times10^{10}$ 330kV 及以下≥3×10^{9}	按 DL/T421 或 GB5654 进行试验
10	油中含气量(体积分数)(%)	330kV 500kV ≤1	一般不大于 3	按 DL/T423 或 DL/T450 进行试验

（续）

序号	项目	要求		说明
		投入运行前的油	运行油	
11	油泥与沉淀物（质量分数）(%)	—	一般不大于 0.02	按 GB/T511 试验，若只测定油泥含量，试验最后采用乙醇-苯（1∶4）将油泥洗于恒重容器中，称重
12	油中溶解气体色谱分析	变压器见表 19-2 套管注意值：H_2 500×10^{-6} CH_4 100×10^{-6} C_2H_2 2×10^{-6}（110kV 及以下）		取样、试验和判断方法分别按 GB7597、SD304 和 GB7252 的规定进行

注：1. 对全密封式设备如互感器，不易取样或补充油，应根据具体情况决定是否采样。

2. 有载分接开关用的变压器油的试验项目、周期和要求按制造厂规定。

油中溶解气体含量的注意值见表 19-13。

表 19-13　油中溶解气体含量的注意值①

（据 GB7252—2001《变压器油中溶解气体分析和判断导则》和 DL/T722—2000（规程同上名））

设备	气体组分	含量/$\times10^{-4}$（%）
变压器和电抗器	总烃	150
	乙炔	5
	氢	150
互感器	总烃	100
	乙炔	3
	氢	150②
套管	甲烷	100
	乙炔	2
	氢	500③

① 气体含量达到注意值时，应进行追踪分析、查明原因，注意值不是划分设备有无故障的唯一标准。该表数值不适用于从气体继电器放气嘴取出的气样。

② 影响电流互感器和电容式套管油中氢气含量的因素较多，有的氢气含量低于表中数值，若增加较快，也应引起注意；有的只有氢气含量超过表中数值，若无明显增加趋势，也可判断为正常。

注：1. 总烃是指甲烷、乙烷、乙烯和乙炔四种气体总和。

2. 确定变压器有无故障，还应由相对产气率结合来判断，见表 19-2 项 1。

3. 对开放式变压器一氧化碳含量一般在 300×10^{-4}（%）以下。如总烃含量超出正常范围，而一氧化碳含量超过 300×10^{-4}（%），应考虑有涉及到固体绝缘过热的可能性；若一氧化碳含量虽然超过 300×10^{-4}（%），但总烃含量在正常范围，一般可认为是正常的。对某些有双饼式绕组带附加外包绝缘的变压器，当一氧化碳含量超过 300×10^{-4}（%）时，即使总烃含量正常，也可能有固体绝缘过热故障。

变压器油气体三比值法的编码规则见表 19-14。

表 19-14 变压器油气体三比值法的编码规则

（据 DL/T 722—2000 和 GB7252—2001）

特征气体的比值	比值范围编码			说明
	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	
<0.1	0	1	0	例如：$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$=1～3 时，编码为 1 $\frac{CH_4}{H_2}$=1～3 时，编码为 2 $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$=1～3 时，编码为 1
0.1～1	1	0	0	
1～3	1	2	1	
>3	2	2	2	

注：H_2 氢、CH_4 甲烷、C_2H_6 乙烷、C_2H_4 乙烯、C_2H_2 乙炔。

变压器油气体判断故障性质的三比值法见表 19-15。

表 19-15 变压器油气体判断故障性质的三比值法

（据 DL/T 722—2000 和 GB7252—2001）

序号	故障性质	比值范围编码			典型例子
		$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	
0	无故障	0	0	0	正常老化
1	低能量密度的局部放电	0⑤	1	0	含气空腔中的放电，这种空腔是由于不完全浸渍、气体过饱和、空吸作用或高湿度等原因造成的
2	高能量密度的局部放电	1	1	0	同上，但已导致固体绝缘的放电痕迹或穿孔
3	低能量的放电①	1→2	0	1→2	不同电位的不良连接点间或者悬浮电位体的连续火花放电。固体材料之间油的击穿
4	高能量放电	1	0	2	有工频续流的放电。绕组、线饼、线匝之间或绕组对地之间的油的电弧击穿。有载分接开关的选择器切断电流
5	低于 150℃ 的热故障②	0	0	1	通常是包有绝缘层的导线过热

（续）

序号	故障性质	比值范围编码			典型例子
		$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	
6	150～300℃低温范围的过热故障③	0	2	0	由于磁通集中引起的铁心局部过热，热点温度依下述情况为序而增加：铁心中的小热点，铁心短路，由于涡流引起的铜过热。接头或接触不良（形成焦炭），铁心和外壳的环流
7	300～700℃中等温度范围的热故障	0	2	1	
8	高于700℃高温范围的热故障④	0	2	2	

① 随着火花放电强度的增长，特征气体的比值有如下增长的趋势：乙炔/乙烯比值从0.1～3增加到3以上；乙烯/乙烷比值从0.1～3增加到3以上。

② 在这一情况中，气体主要来自固体绝缘的分解，这说明了乙烯/乙烷比值的变化。

③ 这种故障情况通常由气体含量的不断增加来反映。甲烷/氢的值通常大约为1。实际值大于或小于1与很多因素有关，如油保护系统的方式、实际的温度水平和油的质量等。

④ 乙炔含量的增加表明热点温度可能高于1000℃。

⑤ 乙炔和乙烯的含量均未达到应引起注意的数值。

混油试验的项目和标准见表19-16。

表 19-16　混油试验的项目和标准

（据GB50150—1991《电气设备交接验收标准》、DL/T596—1996《电力设备预防性试验规程》及SD301—1988《500kV电气设备交接试验规程》）

序号	项目	标准	说明
1	安定性和油泥析出试验	无油泥析出和沉淀物产生，油总的沉淀物≤0.05%，酸值≤0.2mg（KOH）/g油	按YS—27—1—84
2	凝点	混合油样的凝点应不高于原用油的凝点	按YS—25—1—84

（续）

序号	项　目	标　准	说　明
3	电气强度试验	新油　15kV 以下≥30kV 15～35kV≥35kV 运行油　15kV 以下≥25kV 15～35kV≥30kV	按 GB/T 507 方法
4	介质损耗角正切 tanδ（90℃）	混合油样的介质损耗角正切不大于原设备内油的介质损耗角正切	按 GB5654 方法
5	老化试验	混合油样质量不低原运行油的质量标准	按 YS—25—1—84《老化测定法》

注：混油试验按变压器电压等级和重要性来决定是否全部或部分作试验项目中的各个试验，对配电变压器，只需作项 1、项 2、项 3。根据经验，混合油只占全部油量的 5% 以下时，一般不需作混油试验即可混油。但对 35kV 及以下的变压器必须再增加项 4 试验；对于国外进口油或来源不明及所含抗氧化添加剂类型不同的油，必须再增加项 5。对重要变电所的主变压器，混油时一般应作全混油试验项目，自己不能做，可委托省级电力试验研究所做。

油中糠醛含量、绝缘纸聚合度与变压器寿命期的对应关系见表 19-17。

表 19-17　油中糠醛含量、绝缘纸聚合度与变压器寿命期的对应关系

变压器寿命期	油中糠醛含量/（mg/L）	绝缘纸（板）聚合度
新变压器	≤0.01	1000 左右 （高的可达 1200～1400）
寿命中期	≥0.5	≤517
寿命晚期	≥4	≤259
变压器需更新	>4.3	≤250 （张力强度为原始的 50%）

注：1. 本表摘自国家电力科学研究院薛辰东、赵起明文章。

2. 糠醛含量与聚合度关系：$\log(\mathrm{Fur})=1.51-0.0035D$，式中，Fur 为糠醛含量（mg/L）；D 为聚合度。

3. 测试变压器糠醛含量采用高效液相色谱仪，聚合度可测纸张张力强度或可测纤维素长度。目前，国家电力科学研究院（北京）可进行此两项试验。

4. 糠醛含量和聚合度目前尚无国家标准，但在电力行标 DL/T 596—1996 中有规定，见表 19-2 项 24 和项 25。

电力变压器外施耐压试验电压值及操作波试验电压值见表 19-18。

表 19-18　电力变压器外施耐压试验电压值及操作波试验电压值

（据 GB311.1—1997《高压输变电设备绝缘配合》、DL/T 596—1996《电力设备预防性试验规程》、DL474—1992《现场绝缘试验导则》）

额定电压/kV	最高工作电压/kV	线端交流试验电压值（工频）/kV		中性点交流试验电压值（工频）/kV		线端操作波试验电压值/kV	
		例行试验或全部更换绕组	定期试验或部分更换绕组	例行试验或全部更换绕组	定期试验或部分更换绕组	例行试验或全部更换绕组	定期试验或部分更换绕组
<1	≤1	3	2.5	3	2.5	—	—
3	3.5	18	15	18	15	35	30
6	6.9	25	21	25	21	50	40
10	11.5	35	30	35	30	60	50
15	17.5	45	38	45	38	90	75
20	23.0	55	47	55	47	105	90
35	40.5	85	72	85	72	170	145
66	72.5	140	120	140	120	270	230
110	126.0	200	170 (195)	95	80	375	319

注：1. 括号内数值适用于不固定接地或经小电抗接地系统。

2. 操作波的波形为：波头大于 20μs，90%以上幅值持续时间大于 200μs，波长大于 500μs；负极性三次。

3. 上表出厂试验电压系根据国家标准 GB311.1—1997，其余见 DL/T 596—1996 电力行标。补充项目可参见表 4-2。对非标准电压等级的电气设备，其交流电压试验值，可根据本标准规定的相邻电压等级按比例用插入法计算。

降低绝缘或例行试验电压不明的变压器外施耐压试验电压标准见表 19-19。

表 19-19　降低绝缘或例行试验电压不明的变压器外施耐压试验电压标准

额定电压/kV	0.5	3	6	10	15	20	35
试验电压/kV	3	10	16	24	37	41	64

注：遇下列情况之一者，采用本表试验标准：

1. 不受大气过电压作用的。

2. 采用特殊防雷保护的电气设备，其所承受的大气过电压的幅值不超过工频试验电压的幅值。

3. 运行中非标准系列产品例行试验电压，标准不明的未全部更换绕组的变压器，外施耐压试验电压应按过去的试验电压，但不低于本表规定。

4. 例行试验电压与表 19-18 标准不同的变压器的交接和预防性试验电压应为例行试验电压的 85%，但不得低于本表规定。

支柱绝缘子的交流耐压试验电压见表 19-20。

表 19-20 支柱绝缘子的交流耐压试验电压（据 DL/T 596—1996）

(kV)

额定电压	最高工作电压	交流耐压试验电压			
		纯瓷绝缘		固体有机绝缘	
		例行	交接及大修	例行	交接及大修
3	3.5	25	25	25	22
6	6.9	32	32	32	26
10	11.5	42	42	42	38
15	17.5	57	57	57	50
20	23.0	68	68	68	59
35	40.5	100	100	100	90

变压器感应耐压试验电压标准见表 19-21。

表 19-21 变压器感应耐压试验电压标准（交流 100Hz1min）

（据 GB1094.3—1985《电力变压器》和 JB/T56011/1999《变压器质量分等》）

额定电压/kV	例行试验电压/kV	交接、修理（未全部更换绕组和预防性试验电压/kV）
0.4	0.8	0.68
3	6	5.1
6	12	10.2
10	20	17
15	30	25.5
20	40	34
35	70	59.5

注：受条件所限无短时工频耐受电压试验电源时，采用 50Hz1.3 倍额定电压来试验。但对目前新型号的低损耗变压器，当外施工频电压为 1.2 倍额定电压时，铁心磁通密度将达到接近饱和，空载电流急剧增加，故按规定的 1.2 倍额定电压（或根据实际来确定）来试验。

变压器雷电冲击电压试验标准见表 19-22。

表 19-22 变压器雷电冲击电压试验标准

（据 GB1094.3—1985 和 GB311.1—1997）

额定电压/kV（有效值）	设备最高电压/kV（有效值）	变压器内外绝缘雷电冲击试验电压/kV（最大值）	
		全波	截波
3	3.5	40	45
6	6.9	60	65
10	11.5	75	85
15	17.5	105	115
20	23	125	140
35	40.5	200	220

注：试验时用全波 1.2±30%/50±20%μs，截波 T_c=2～6μs 各冲击三次和二次。

变压器的温升限值见表 19-23。

表 19-23　变压器的温升限值

（本表据 GB1094.2—1996 为油浸式变压器，干式变压器据 GB6450—1986 见表 15-10 和表 20-14）

油浸式变压器部位	温升限值/K	测量方法
自然油循环绕组	65	电阻法
铁心及与变压器油接触（非导电部分）的结构件表面	80	温度计法
油顶层	55	温度计法

变压器密封试验标准见表 19-24。

表 19-24　变压器密封试验标准

（据 GBJ148—1990《变压器验收规范》和 DL/T574—1995《有载分接开关维修导则》）

变压器部位	压力值/MPa	时间/h	判断方法
变压器本体油箱	0.03	24	不渗漏或压力表指示不显著降低
有载分接开关筒体	0.06	24	不渗漏或压力表指出不显著降低

注：据 GBJ148—1990 标准，10kV 及以下变压器不抽真空注油，35kV 变压器注油可不抽真空或抽 0.051MPa 真空注油。

表 19-25　短路试验标准

（据 GB1094.5—1985《电力变压器承受短路的能力》，承受短路的热稳定（耐热能力）由计算验算，见本表注②，本表内仅列动稳定能力试验数据）

序号	项　目	标　　准
1	非对称试验电流峰值 $\hat{i}$	$\hat{i}=K\sqrt{2}I$（$K\sqrt{2}$ 系数具体查表 20-15，I 对称短路电流）
2	持续时间 t	对<3150kVA 变压器为 0.5s±10%（与 IEC 标准相同）；对≥3150kVA 变压器为 0.2s±10%（IEC14/268CD 标准规定为 0.25±10%）
3	试验次数	三相电源时 3 次（单相电源时 9 次），采用同步控制，每相至少出现一次 100%最大非对称电流，其余两次不低于 75%最大非对称电流。要求对称短路电流误差≤±10%，非对称电流峰值误差≤±5%

（续）

序号	项　目	标　　准
4	分接开关位置	最大、最小和额定位置各一次（分别出现一次100%最大非对称电流）

注：1. 老国标GB1094—1979原是采用了英国和德国标准制定的，所以规定短路试验共试5次，第1～4次主要考验动稳定，试验电流数值不考虑系统阻抗，即作无穷大系统，系统阻抗为零，也未考虑冲击系数，故试验电流 $I=\frac{100}{U_k}I_n$，其中，U_k 为变压器阻抗电压；I_n 为额定电流；持续时间为0.5～1s。第5次主要试验变压器热稳定，电流数值同上，持续时间对 $\frac{100}{U_k}>20$ 时取2s，对 $\frac{100}{U_k}=15\sim20$ 时取3s，对 $\frac{100}{U_k}=10\sim14$ 时取4s，对 $\frac{100}{U_k}<10$ 时取5s。在修订该标准时，认为目前继电保护的发展已达到速动的水平，因为英国和德国标准已修改，所以GB1094.5—1985标准也参照进行了修改，见表19-25的标准数值，即热稳定改计算验证，短路试验次数由5次改为3次，试验时间由0.5～1s改为0.2～0.5s，试验电流考虑了系统阻抗和冲击系数。热稳定时间也由2～5s改为一律2s。

2. 据国标GB1094.5—1985规定，变压器热稳定由计算验证，验算的思路是这样的：变压器短路产生的热量 $Q=0.24I^2Rt$，I 为对称短路电流；R 为绕组电阻，可由变压器参数计算；t 为短路时间，标准规定为2s。对称短路电流 $I=U/\sqrt{3}Z$，U 为短路电流计算的基准电压，如10kV级取10.5kV，35kV级取37kV，但有的试验单位取额定电压。Z 由系统阻抗和变压器阻抗电压相加组成。系统阻抗由GB1094.5—1985标准中系统短路容量（或《城市电网导则》中短路容量）计算。由产生的热量 Q 通过热力学公式可计算出绕组的最高温度，再与GB1094.5—1985标准中规定的油浸式变压器铜绕组最高允许值250℃、铝绕组最高允许值200℃相对照，是否超过即验证完毕，具体计算见下章叙述。

3. 按GB1094.5—1985标准，对≥3150kVA变压器动稳定试验时间由制造厂与使用部门协商。但目前国内已作过短路试验的变压器和沈阳虎石台试验站采用的短路时间都用0.2s。

中国城区环境噪声标准见表19-26。

表19-26　中国城区环境噪声标准（GB3096—1993）

适用区域	白天/dB（A）	夜晚/dB（A）
特殊住宅区	45	35
居民文教区	50	40
一类混合区	55	45
商业中心区	60	50
二类混合区	60	50
工业集中区	65	55
交通干线道路两侧	70	55

变压器的噪声水平见表 19-27。

表 19-27　变压器的噪声水平

（据 GB7328—1987《变压器声级测定》和 GB/T17468—1998《变压器选用导则》）

等效容量/电压等级 /kVA　/kV	声级 L_{pA}/dB 油浸自冷式 ONAN	声级 L_{pA}/dB 油浸风冷式 ONAF	等效容量/电压等级 /kVA　/kV	声级 L_{pA}/dB 油浸自冷式 ONAN	声级 L_{pA}/dB 油浸风冷式 ONAF
30/6～10 50/6～35 63/6～35	44	—	800/6～66 1 000/6～66	57	—
80/6～35 100/6～35	48	—	1 250/6～66 1 600/6～66 2 000/6～66	59	—
125/6～35 160/6～35	49	—	2 500/6～66	60	—
200/6～35 250/6～35	51	—	3 150/6～66	61	—
			4 000/6～66	62	—
315/6～35 400/6～35	53	—	5 000/6～66	63	—
			6 300/10～66	64	—
500/6～35 630/6～66	54	—	8 000/35～66	65	73

注：干式变压器的噪声要求参见表 15-24。

表 19-28　局部放电试验标准

（据 GB1094.3—1985《电力变压器》和 JB/T56011—1999《产品质量分等》）及 GB6450—1986《干式电力变压器》）

项　目	油浸式变压器	干式变压器
局放量允许值 pC	≤500（合格），≤300（一等品） ≤100（优等品）	≤10（非包封绕组） ≤5（包封绕组）
试验电压和加压时间	$U_1=U_m$（最高工作电压），$U_2=1.5U_m/\sqrt{3}$，试验时先加 $U_2$5min，再加 $U_1$5s，最后又回到 U_2	

注：干式变压器标准中未予明确，有的单位允许值按 50pC，但目前按实际能达到和使用要求均已采用本允许值。

无励磁分接开关试验标准见表 19-29。

表 19-29 无励磁分接开关试验标准

（据 JB/T 8637—1997《无励磁分接开关》和 JB/T56239—1999《无励磁分接开关产品质量分等》）

序号	试验项目	质量要求
1	触头接触电阻测量	<350μΩ
2	三相间触头接触压力差	<5N
3	动、定触头定位偏差	<±0.8mm（立式开关） <±1.5mm（条形开关）
4	立式开关动触头轴向间隙	<0.6mm
5	触头压力	符合制造厂技术条件要求
6	转动力矩	20～63A ≤5N·m 125～250A ≤10N·m 400～500A ≤15N·m
7	耐压试验	10kV 开关对地 42kV 相间 10kV（中性点调压） 42kV（中部调压） 定动触头间 10kV（中性点调压） 18kV（中部调压） 35kV 开关对地 95kV 相间 35kV（中性点调压） 95kV（中部调压） 定动触头间 12kV（中性点调压） 30kV（中部调压）
8	密封试验	0.2MPa 室温 5min 不渗漏（例行试验） 0.06MPa90℃24h 不渗漏（型式试验）
9	机械寿命试验	手动分接开关 10000 分接、电动分接开关 100000 分接（型式试验）
10	温升试验	1.2 倍额定电流触头对变压器油的稳定温升不超 20K（型式试验）
11	短路电流试验	63A 1.57kA（热） 3.9kA（动） 125A 2.5kA（热） 6.25kA（动）

注：开关的耐压试验各生产厂之间有区别，表内所列为保定变压器厂产品，而武汉开关厂产品对 10kV 开关对地和相间均为 45kV，触头间均为 30kV。所以，请注意厂家提供的资料。

有载分接开关试验项目和标准见表 19-30。

表 19-30　有载分接开关试验项目和标准

（据 GB10230—1988《有载分接开关》、JB/T56155- 1999《有载分接开关质量分等》、JB/T8314—1996《有载分接开关试验导则》、DL/T 574—1995《有载分接开关运行维修导则》）

序号	例行（出厂）试验项目	质　量　要　求
1	外观检查和弹簧检验	并列弹簧工作拉力≤15N，停留 48h，永久变形≤1mm。定触头上下偏差≤1mm。顺序开关、极限开关接点分开距离≥1.5mm。部件编号成套，接触良好，止锁齐全
2	机械运转试验	不带负载电动操作 2000 次分接，不得一次事故，运转正常
3	过渡电阻测量	一般 $R=U_s$（级电压）$/I_n$（额定电流），测得数值与铭牌标准值≤±10%
4	接触电阻测量	≤500μΩ
5	绝缘电阻测量（本体）	≥100MΩ
6	工频耐压试验	10kV 开关相间及对地35kV（油中） 14kV（空气中） 35kV 开关相间及对地85kV（油中） 34kV（空气中） 级间 7.2kV（空气中）
7	触头压力测量	复合式主触头 20～30N（宁波产） 40～50N（吴江产） 副触头 10～20N（宁波产） 20～30N（吴江产）
8	密封试验	0.06MPa 室温下 24h 不渗漏
9	绝缘油试验	详见表 19-12 要求
10	切换时程试验	10kV 开关 SYXZZ 型 10～11ms（吴江 50A），16～18ms（吴江 100A）；SYTZZ 型≤20ms（吴江）；CF Ⅱ型 20～25ms（华明）；KY2 型 20～35ms（长征）。35kV 开关 SYX（J、T）ZZ 型 30～40ms，1999 年后产 30～50ms（吴江）；35～50ms（沪修）；SYXZ 或 SYJZ 型 40～50ms（长征）；SYTF 型 40～60ms（宁波产），CV 型 45～65ms（华明）；SYXZ 型 30～40ms（吴江、沈变）

（续）

序号	例行（出厂）试验项目	质 量 要 求
11	工作顺序试验（组合式开关才有本试验）	SYXZ 型分 60°±20°，合 160°±20°，调 280°（小面）±30°，300°（大面）±30°（吴江、常变等）；而沈变厂 SYXZ 型分 80°±30°，合 180°±30°，调（小面）280°±20°，（大面）300°±20°
12	驱（操）动机构试验（有独立机构箱，一般用在组合式开关）	包括外观检查、逐级操作、安全保护检查、位置指示检查、密封性能、转动力矩、机械运转试验、电气回路绝缘试验，厂家用 2000V 1min 耐压，现场用兆欧表摇绝缘≤10MΩ 及机械箱防护等级检查
13	转动力矩测量	摇把的最大转矩≤50N·m
14	保护整定	气体继电器信号 200～300cm³ 动作 跳闸流速φ25 为 0.9～1.1m/s φ50 为 0.6～1.2m/s 释压阀动作压力 1×10^5Pa

有载分接开关的型式试验有工作负载切换试验（电气寿命试验）、开断容量试验（过载切换试验）、过渡电阻器试验、机械寿命试验、短路电流试验、冲击电压试验、触头温升试验、局部放电试验、驱动机构型式试验等，其中电气寿命以前规定为 2 万次，现标准为 5 万次，MR 公司和国内一些厂（例长征）自定 20 万次。机械寿命以前为 20 万次，现标准为 50 万次，MR 公司和有些厂自定为 80 万次。有载分接开关的现场试验见 28.4 节叙述。

气体继电器动作标准见表 19-31。

表 19-31 气体继电器动作标准

（据 GB2107—1977《气体继电器》、GBJ148—1990《变压器验收规范》条文说明和《气体继电器校验规程》）

项 目	信号动作/cm³	跳闸流速/（m/s）
<1000kVA 自然冷却变压器	250～300	(0.7～0.8) ±0.05
≥1000kVA 自然冷却变压器	250～300	(0.8～1) ±0.05
<200MVA 强油循环变压器	250～300	(1～1.2) ±0.05
≥200MVA 强油循环变压器	250～300	(1.2～1.3) ±0.05
500kV 变压器	250～300	(1.3～1.4) ±0.05
有载分接开关	200～300	(0.9～1.1) ±0.05

注：电气回路绝缘电阻≥1MΩ。

压力释放阀动作压力见表 19-32。

表 19-32　压力释放阀动作压力

（据 GBJ148—1990《变压器验收规范》条文说明和 DL/T 573—1995《电力变压器检修导则》编制说明）

项　目	标　准
压力释放阀动作压力	0.05±0.005MPa
压力释放阀关闭压力	0.03MPa 左右
开启时间	≤2ms
有载分接开关压力释放阀动作压力	0.1±0.01MPa

第 20 章　变压器试验方法

20.1　电压比试验

本试验的目的是检查电压比是否符合设计要求，绕组有无短路、匝数是否正确、分接引线有否焊错。

测定电压比的方法有双电压表法、电桥法和标准互感器法等。

1. 双电压表法

1）在变压器的高压侧或低压侧，根据试验仪表量程选择施加额定电压的 1%～25%工频电压，使仪表指示大于 2/3 刻度较为合适。

2）高低压两绕组同时用交流电压表测量电压。仪表准确度为≤0.2 级。

3）如果使用电压互感器，则所采用的电压值应尽可能地选在互感器额定电压的 80%～110%之间。互感器的准确度为≤0.2 级。

4）三相变压器根据联结组的不同，按下述联结方法进行试验：①对 Yy 及 Dd 联结的变压器，依次在被试品取一对线头（如 ab）供给单相励磁，在受励磁铁心柱的另一侧对应的绕组线头上测量电压比（如 AB），测完三相为止；②对 Dyn 联结的变压器，按表 20-1 以及图 20-1 所示的次序，测完三相。

表 20-1　Dyn11 联结的变压器电压比测量

励磁相	AB	BC	CA
测量相	ao	bo	co

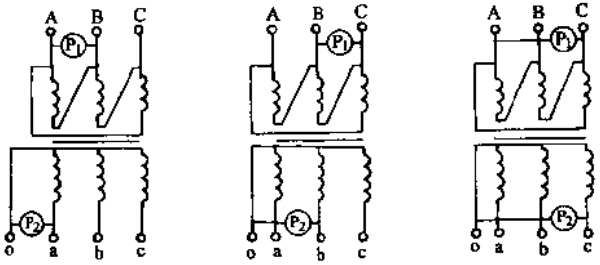


图 20-1　Dyn11 的变压器电压比试验接线图

5）试验结果计算：①Yy 和 Dd 的三相变压器以及单相变压器，电压比 $K=U_1/U_2$；②对于 Dyn 联结的三相变压器，电压比 $K=U_1/\sqrt{3}U_2$。

6）注意事项：①电压比应在每一分接位置下（包括调容量变压器的每一挡容量下）进行测定。当不只一个绕组带有分接时，可以轮流在每一个绕组所有分接位置下测定，而其他未在测量的带分接绕组可接在额定分接上。带有载调压装置时，必须采用电动操作变换分接；②试验时应保持电源电压的稳定（可通过稳压器）；③如发现电压比三相不平衡或与铭牌值不符合时，先校对绕组匝数是否准确，如果修理的变压器未换绕组，一般应做一次空载试验，判断是否由于绕组短路所造成。为防止意外，试验电压应由低值升至额定值，如发现冒烟，应立即切断电源。

2. 电桥法

（1）电桥种类　交流电压比电桥种类颇多，但大致可分为两种形式：一种是标准变压器式的电压比电桥（如沈阳变压器厂的标准多头变压器式电压比电桥）；另一种是电阻分压式电压比电桥（如上海电工仪器厂的 69-1 型电阻分压式电压比电桥）。这两种电桥都具有如下优点：①不受电源稳定程度的限制；②准确度和灵敏度高，都在 1/1000 以上；③一般试验电压都在 220V 以下，比较安全；④电压比误差可以直读；⑤试验电压比的同时也完成了试验联结组别。

（2）标准变压器式电压比电桥的使用方法　电压比电桥，简称变比电桥，只要有 220V 交流操作电源就能进行电压比测量，电桥本身的比值为 $U_2/U_1 = U_{abcd}/220$。操作步骤如下：①将被试变压器高压侧 A、B、C 相，对应接于电桥的 A、B、C 端子上，低压的 a、b、c 相也对应地接于电桥的 a、b、c 端子上，如图 20-2 所示。②试算被试变压器的电压比 U_1/U_2，在 1～10 时，范围开关为“Ⅰ”；在 10～100 时，范围开关为“Ⅱ”；大于 100 时，必须附加一个升压变压器和电压互感器才能测量。③计算被试变压器电压比值的倒数，然后乘以电桥的比值 K，使其等于电压比电桥的 $U_{abcd}/220$，即等于电桥的窗孔 a、b、c、d 手柄的指示数。对于 Yy、Dd、Yd 联结及单相变压器组别为“12”、“6”、“11”、“5”的变压器，一律用下列公式计算电桥的比值

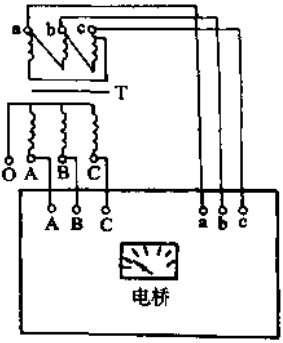


图 20-2　电压比电桥试验的接线

$$K = \frac{U_{2e}}{U_{1e}}k$$

式中　U_{1e}、U_{2e}——被试变压器高、低压侧的额定电压；

k——系数，当变压器电压比 1～10 时，$k=100$；电压比 10～100 时，$k=1000$；电压比 100～1000 时，$k=10000$。

④根据被试变压器联结组别，选择电桥联结组别开关 S4 到所需位置。电桥有“12”、“6”、“11”、“5”四个联结组别。其中“11”与“5”必须是 Yd11 或 Yd5 的变压器才能试验。对于 Dy11 与 Dy5 的变压器，在这个电桥上不能三相测量，可用双相进行测

量。⑤接通电源开关S5使电子管预热。⑥根据变压器的电压规范，选择误差的极性开关及数字，如±5%，一分接为+5%，二分接为额定，三分接为−5%等如此选用。⑦合上电源开关S，使产品受电，观察电桥极性指示灯是否亮，当电桥无法平衡时，检查如下部位：产品高低压的接线相序、电桥的比值、联结组别开关、范围开关、测量回路是否断路或接触不良。如以上各部位都无问题，则可能是产品故障。合上电源后，熔丝断了或微安表的指示太大，可能是被试产品有短路。合上电源后，电源或过电压熔丝熔断，说明试验线路的高、低压线接反了，即电桥的A、B、C接到产品的a、b、c上了。⑧转动可变电阻r，使微安表接入。转动误差调节手柄f_1和f_2和正负误差开关S1，使微安表的电流达到最小值。这个误差指示便是被试变压器的比差。试验其他分接时，额定分接下的比值是固定不变的。可用误差来调节，所以设计电桥时，将误差调节范围做到10%，额定分接误差可以直读，其他分接可以心算，误差等于实测百分数减掉设计的百分数，如二分接电压是+2.5%，实测是+2.3%，误差就等于−0.2%。⑨转动相序开关，分别测量其他相。对于具有分接头的变压器，只要计算其额定分接的电压比倒数即可，其他分接由误差调节指示出来。误差调节开关接入1/4W300Ω的过渡电阻，可以带电调节，其他开关要停电调节。有关注意事项参阅双电压表法。

图20-3 国产电压比自动测试仪的外形

被测变压器接线方式：Dy、II、Yd
测量范围：电压比为1.0000～1000.0
组别：1～12
测试精度：0.2级

部分国内外电压比自动测量仪的技术参数可见表20-2。国产电压比自动测试仪的外形如图20-3所示。

表20-2 国内外电压比自动测量仪技术参数

型号	电压比测量范围	准确度（%）	测量时间/s	励磁电压/V	备注
2793	0.8～9 999.9	±0.1（<2 000）	2	100，40，10，可选	进口
2791	0.18～1 999.9	±0.1读数	2	75或100可选	进口
ASQJ-1	1～1 000	±0.05	<4	220	
TRM-2	1～1 999.9	±0.1			
WT2765	1～9 999.9	±0.1		220	
ZB-3	0.9～1 000	±0.1，±3个字	<4	160	
ZBC-2	1～15000	±0.01			
ZBY-ⅡB	1～9 999.9	±0.2			

电压比自动测量仪的基本测量原理还是前面所述的双电压表法和电桥法。它一般采用单片机作为微处理器，接收面板键盘和开关量的输入，对量程、电桥平衡进行自动跟踪控制，并对测量结果进行数据处理，最后，将测量结果存储、打印、快速完

成电压比的测量。

电压比自动测量仪的工作原理框图如图 20-4 所示。

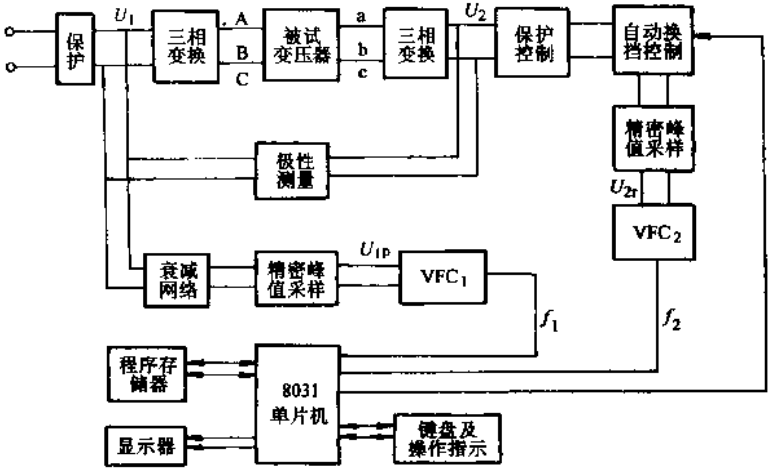


图 20-4　电压比自动测量仪的工作原理框图

电压比自动测量仪的特点：

1）测量过程中，被试变压器一次和二次绕组信号的采样是同步进行的，以避免电源电压波动的影响。

2）CPU 主处理器的数字处理功能很强，一般都可在软件中加入消除噪声的算法、均值算法等处理程序，提高了数据的稳定性和抗干扰性能。

3）具有仪器工作状态和错误信息显示。

4）电压比自动测量仪由于采用了 CPU，可将 IEEE488 通用仪器控制接口安装于测量仪机内，与 PC 连接后，能实现遥控和数据交换，可组成多台仪器的自动测量系统，提高了效率。

20.2　绕组联结组试验

本试验的目的是防止接线错误损坏设备和为变压器并列运行提供条件依据。

联结组别的试验方法有直流法、双电压表法、相位表法（直接法）、电压比电桥法等。

20.2.1　直流法

三相心式变压器，每一相一次二次绕组是绕在同一个铁心柱上，相当于三个单相变压器。因此，可按照单相变压器测定极性的原理，把三相变压器的极性规律找出来。三相变压器的极性规律就是组别的规律。

1. 测量方法

测定时，应首先确定一次绕组首端A、B、C和二次绕组首端a、b、c是否同极性，一次绕组末端X、Y、Z和二次绕组x、y、z是否同极性。现以图20-5所示Yd11组三相极性的测定为例，说明其测量方法。

在一次高压侧A、B之间，接上一个1.5～6V的干电池或2～6V的蓄电池和一个开关S，并注意A接电池正极。再用一个直流毫安表或毫伏表分别测定二次相电压值。在测a、b相电压时，a相接电表正极，b相接负极；测b、c相电压时，b相接正极，c相接负极；测a、c相电压时，a相接正极，c相接负极。作第一次侧量时合上开关S，电流便通过绕组AX、YB，由于通电瞬间一二次侧的互感作用，二次绕组xa、by中有感应电流通过，电流方向和一次绕组相反（即相差180°），接在ab间的电流表实际上是跨接在b相绕组上，电流方向为a→b→y→a，正好从电流表外接正端流向负端。这时电流表指示为“正”，记下ab为“+”。再看接在b、c间的电流表（实际上是跨接在c相绕组上），这时c相的一次侧没有接电源，因此二次侧所接电流表也没有电流流过，电流表指示为“零”，记下b、c为“0”。最后看接在a、c间电流表（实际上是跨接在a相绕组上），这时电流通过a→c→x→a，也是从电流表外接正端向负端流，电流表指示为“正”，记下a、c为“+”。至此，第一次测量结束，将结果列成表20-3。接着把电池改接在一次侧B端为“正”，C端为“负”，按上述同样方法测量，看二次侧各相电流表摆动方向是否如图20-5b所示，并将第二次测量结果列于表20-3中。最后，把电池改接成A端为“正”，C端为“负”，仍按上述方法测量，看二次侧各相电流表摆动方向是否如图20-5c所示，并将第三次测量结果也列于表20-3中。从上述试验结果，查表20-4，可得知联结组为Yd11组。

2. 测量注意事项

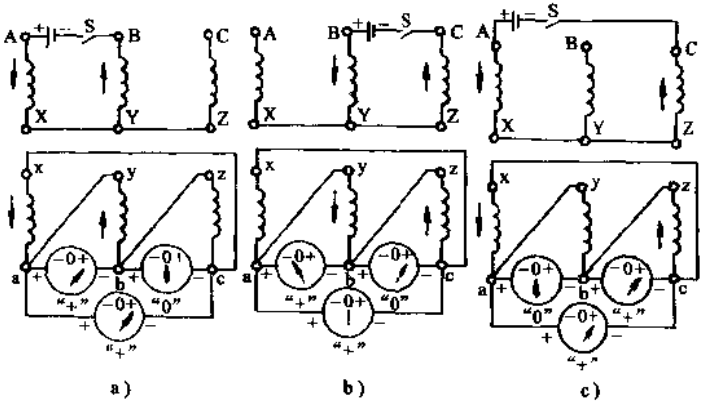


图20-5 用直流法测量变压器联结组别（Yd11）接线图

a）～c）不同相测量

1）测量单数组变压器的极性规律时对零的判别，事实上电流表指示为“零”时也有指示数值，这是由于变压器三相绕组阻抗不等所致。因此，在测量记录时，不仅要记“正”、“负”极性，而且要记指示值的大小。一般“正”、“负”指示数比零指示数大得多，而且“正”、“负”两个绝对数值相差不多。当指示值在大数值一半以下，即可确定为“零”。

2）对单数组和双数组的判别规律，在测量的 9 个数字中，3 个是小数，6 个是大数，定为单数组；如果 6 个是小数，3 个是大数，定为双数组。

3）双数组中，6 个小数并不表示零值，而是按电流表指示的“正”、“负”来确定“正”极和“负”极的。

4）测量应记录的数值，是在一次侧开关 S 合上后，表针上升到的最大值，此后表针就开始下降。发现表针反转，可将表计接线“正”、“负”反一下，同时将记录数值的前面加标“－”号。

5）测量结果与铭牌组别不符时，应再作两种测试。一种是将 A、B、C 和 a、b、c 的顺序倒一下，成为 C、B、A 和 c、b、a。另一种是把原来的一次侧和二次侧对调一下。这样，一定有一种是符合铭牌组别的。如果仍不符合，则说明变压器绕组内部接线有错误。

表 20-3　直流法测量例测试结果

测量次数	供电端	测　量　端		
1	A^+　B	a^+　b^- ＋	b^+　c^- 0	a^+　c^- ＋
2	B^+　C	a^+　b －	b^+　c^- ＋	a^+　c^- 0
3	A^+　C^-	a^+　b^- 0	b^+　c^- ＋	a^+　c^- ＋

表 20-4　三相变压器联结组别、极性规律表

联结组标号	接电池的高压端	接电表的低压端		
	＋　－	a^+b^-	b^+c^-	a^+c^-
Yd1 组 Dy1 组	AB BC AC	＋ 0 ＋	－ ＋ 0	0 ＋ ＋
Yy2 组	AB BC AC	＋ ＋ [illegible]	－ ＋① －	－ ＋① ＋

（续）

联结组标号	接电池的高压端	接电表的低压端		
	+ −	a^+b^-	b^+c^-	a^+c^-
Yd3组 Dy3组	AB	0	−	−
	BC	+	0	+
	AC	+	−	0
Yy4组	AB	−	−	−①
	BC	+①	−	+
	AC	+	−①	−
Yd5组 Dy5组	AB	−	0	−
	BC	+	−	0
	AC	0	−	−
Yy6组	AB	−①	+	−
	BC	+	−①	−
	AC	−	−	−①
Yd7组 Dy7组	AB	−	+	0
	BC	0	−	−
	AC	−	0	−
Yy8组	AB	−	+①	+
	BC	−	−	−①
	AC	−①	+	−
Yd9组 Dy9组	AB	0	+	+
	BC	−	0	−
	AC	−	+	0
Yy10组	AB	+	+	−①
	BC	−①	+	−
	AC	−	+①	+
Yd11组 Dy11组	AB	+	0	+
	BC	−	+	0
	AC	0	+	+
Yy12组	AB	+①	−	+
	BC	−	+①	+
	AC	+	+	+①

① 指测量时电表读数偏大。

20.2.2　电压比电桥法

用电压比电桥试验电压比时能同时验证判别联结组别，故可以用电压比电桥来测试组别。

电压比电桥附有常用的各种联结组别的测量线路。如果试品的联结组别与电桥选用的测量组别相同，并且按着该联结组和变压计算的比值下电桥能平衡，则说明试品的电压比和联结组别是正确的。如果电桥不能平衡，在电压比正确的情况下，说明联结组不符合规定。

20.3　绕组直流电阻测定

通过本项目的测定，检查绕组内部引线与绕组的焊接质量；绕组所用导线规格是否符合设计；分接开关、引线与套管等载流部分的接触是否良好；三相电阻是否平衡；并作为温升试验中的测试及判断电压比和变压器故障诊断的辅助手段等。

在变压器负载试验中，对于附加损耗较大的变压器，要提供测量较准确的直流电阻，以便计算电阻损耗部分用。

在变压器温升试验中，用电阻法测量绕组的平均温度时，直流电阻的测量误差最好不超过±0.2%，以便达到要求。而选择适当的方法和测量设备，是保证测量准确度的关键。

直流电阻的测定方法有电压降法和电桥法。

1. 电压降法

它是根据欧姆定律 $R=U/I$ 原理在被试电阻上通以直流电流，用多量程的毫伏-伏特表测量电阻上的电压降，然后算出电阻。为了减少接线所造成的测量误差，测量小电阻时，电路中电压表接在电流表之内；测量大电阻时，电流表接在电压表之内。测量时必须待电源电流稳定后，才接入电压表进行读数；而在断开电源前，一定要先断开电压表，以免因变压器绕组的电感产生反电动势而损坏电表。

由于此方法存在准确度不高、需要换算等缺点，因此，很少采用，一般仅用于检查性试验。

2. 电桥法

电桥法测量具有准确度高、灵敏度高、能直接读数等优点。

测量电桥有单臂电桥（惠司登电桥）和双臂电桥（凯文电桥）两种。通常使用 0.05～0.2 级电桥较好。以前常用的电桥有 QJ-23 型和 850 型携带式单臂电桥；QJ-101 型和 QJ-103 型携带式双臂电桥；QJ-5 型双单臂（凯惠）两用电桥等等。一般变压器采用 QJ-101、QJ-103 和 850 型电桥即可。对于 2Ω 以上的直流电阻，可采用单臂电桥测量；对于 2Ω 以下的直流电阻，一般应采用双臂电桥测量。

近年来，许多仪器制造厂相继开发出基于伏-安表法的数字微欧计，或变压器直流电阻测量装置，不但使用方便，而且在变压器试验场合使用时其准确度高于双臂电桥，因而被广泛采用。这些仪器的基本原理相同，现以 2285 型直流电阻测量装置为

例，说明其结构原理（见图 20-6）。

该仪器包括微欧计、变压器试验单元和电源部分，其原理如图 20-6 所示。

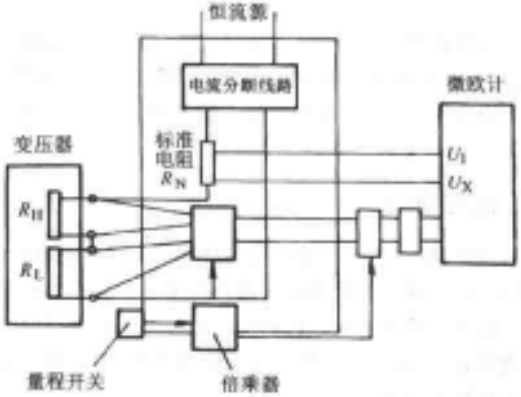


图 20-6 2285 型变压器直流电阻测量装置

恒流源的电流通过电流分断线路、标准电阻和变压器绕组组成一个回路。试验电流在标准电阻 R_N 上的电压 U_1（正比于试验电流）送入微欧计，变压器绕组上的电压 U_X（正比于绕组电阻）通过信号接受单元变换到适合的水平，也送入微欧计，在微欧计中按欧姆定律

$$R = \frac{U_X}{U_1}$$

可得出变压器绕组电阻数值。

国内新产的变压器直流电阻测试仪如图 20-7 所示。

图 20-7 变压器直流电阻测试仪
测试范围为 1μΩ～20kΩ
测试电流为1A，100mA，10mA，1mA，0.1mA
测试精度为 0.2 级

使用电桥须注意以下几点：

1）电桥要放平稳，测量导线的连接应接触良好。

2）当外接检流计时，需串接 5～10kΩ 的保护电阻或利用分流器。

3）测量大电感的绕组电阻时，操作顺序不可颠倒。应先按下电池按钮，使电源接通一定时间后，再按检流计按钮接通检流计；放开时，顺序应相反。这是为了防止在接通和断开电池的瞬间，绕组中产生的自感电动势使电桥产生短暂的不平衡而冲击表计。为了减少冲击时间，测量前应将另一侧绕组全部短路。

4)测试直流电阻所用的电流应取 2%～10%额定电流，不要大于 20%额定电流，避免因电流引起的绕组发热温度升高带来的误差。

5）在测量电阻时，不得切换无励磁分接开关来改变分接。无励磁分接开关改变分接时，将在触头间发生电弧，引起油的分解，产生可燃气体和碳，使变压器油质变坏。

在安装现场无油时，决不允许使用分接开关改变变压器的分接。因变压器油箱中的变压器油放出后，在变压器的器身周围有变压器油的气体，其闪点较低，在有直流电流下改变分接，产生的电弧或火花，会引起变压器油气体点燃，发生火灾，烧毁变压器。

测试较大容量和较高电压绕组时，测量一个电阻数值的稳定时间需要几分钟至几十分钟，甚至一个多小时。因此，缩短每次测量的稳定时间，对提高试验效率和周转设备有很大的现实意义。

缩短测量绕组固有的稳定时间，必须减小时间常数 $\tau=L/R$。这有两种方法：一是减小测量回路的电感；二是增大测量回路的电阻。具体方法有恒流源法、减小时间常数法、感应电动势法、绕组串联法、短路另一侧绕组法等。

最有效的缩短稳定时间方法，是使电路突变到另一电路的方法。如图 20-8 所示，测量时在回路内串入附加电阻 R，闭合按钮 SB 将此电阻短接，使全部电压加于被试绕组上，强迫它有较大的电流上升速度，一直达到预定电流 I 值再行断开按钮 SB，则电流 i 由图 20-8 曲线 1 的立即稳定到曲线 2 上。

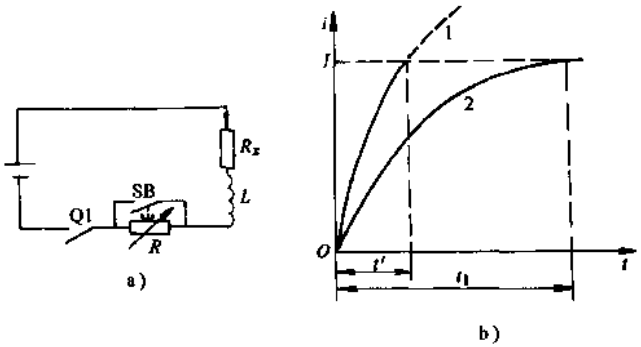


图 20-8　增大电阻突变电路法

a）线路图　b）电流变化曲线

1—短路附加电阻（即不串入 R）的电流上升曲线　2—不短路附加电阻（即串入 R）的电流上升曲线　R—附加串联电阻

SB—短路附加电阻的按钮　Q1—电源开关

在计算三相直流电阻不平衡率和对照直流电阻时，需进行不同温度下的直流电

阻换算，铜、铝导线的温度换算系数见表 19-4。

20.4 绕组绝缘电阻特性的测定

1. 概述

本试验属绝缘特性检验，目的是通过低电压下对变压器主绝缘性能的试验，验证总装配后干燥处理的好坏，验证运输或运行中由于机械、电场、温度、化学的作用与潮湿污秽等外界因素的影响程度，检验变压器整体绝缘是否良好，以及发现某些故障，如短路、断线、瓷件破裂等，是决定进行耐压试验和继续运行的主要技术数据。

绝缘介质在直流电压作用下产生的电流由三部分组成，即传导电流 i_1、几何电流 i_2（电容电流）和吸收电流 i_3。几何电流和吸收电流随加压时间而逐渐衰减为零，总电流最后即为稳态的传导电流。如图 20-9 所示。$i=i_1+i_2+i_3$，传导电流与绝缘介质是否受潮及介质表面的清洁程度有关。如果绝缘介质受潮，则传导电流剧增，绝缘会显著下降。另外，绝缘介质的绝缘状态还可以从其吸收比 R_{60S}/R_{15S}来判断。变压器绝缘是多层绝缘，这些多层电介质绝缘在直流电压作用下都有吸收过程，由于几何电流和吸收电流随时间逐渐衰减，总电流就逐渐减小而趋于稳态的传导电流值。绝缘介质的绝缘电阻变化曲线如图 20-10 所示。

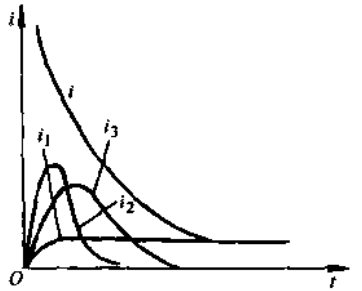


图 20-9 直流电压作用下固体介质的电流

i_1—传导电流 i_2—电容电流 i_3—吸收电流 i—合成总电流

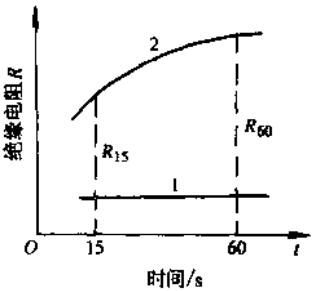


图 20-10 绝缘电阻变化曲线

1—绝缘受潮 2—绝缘干燥

对于 A 级绝缘的设备的变压器，吸收现象并不显著。纤维质绝缘的变压器其吸收比 R_{60S}/R_{15S}的数值和受潮程度关系不大，因为这种绝缘受潮时，传导电流及吸收电流同时增大，而作为变压器主要绝缘材料的变压器油还没有吸收特性，R_{60S}/R_{15S}对变压器来讲就不灵敏，但吸收比试验能比较有效地发现绝缘纸板、套管及绕组上的油泥等局部缺陷。因为有这些缺陷时，传导电流增大很多，吸收比也就减少。

绝缘特性试验主要包括电阻法、介质损失法（介质损耗角正切值 tanδ）和电容法，即绝缘电阻和吸收比试验、泄漏电流试验、介质损耗试验、电容量测定。但对于配电变压器，一般仅作绝缘电阻的试验。对吸收比试验（用兆欧表测定 60s 时的读数和 15s

时的读数的绝缘电阻比值称为吸收比），只有当 35kV、4000kVA 以上或更高电压级才需要，但对 35kV 及以下的配电变压器，测量数值也可供判断绝缘性能作参考。在变压器的干燥前后、交接时以及吊出器身与投入运行前，均需测试。

绝缘试验应在天气良好，且被试物温度及周围温度不宜低于 5℃ 的条件下进行。因为低于 5℃ 时，测试结果往往不准确，有 58.5%不能正确判断。变压器无原始资料时绝缘电阻参考值见表 19-5。

2. 测定绝缘电阻的方法

1）兆欧表又称绝缘电阻表或摇表，按电源电压等级分为 100V、500V、1000V、2500V 和 5000V 等，一般 2500V 和 5000V 兆欧表用得最多。这种表最好选自动的，测试数值由数显管或液晶显示，测试时间到会发出声音信号。在测量绝缘电阻前后，应将被试绕组接地，持续时间一般不少于加压时间，以便泄放完绝缘测试中吸收的电荷。测定 3150kVA 以上变压器用 5000V 兆欧表，量程不低于 100000MΩ。测定额定电压为 1kV 及以上的绕组用 2500V 兆欧表，其量程一般不低于 10000MΩ。测定 1000V 以下者用 1000V 或 2500V 兆欧表。（测试铁心最好用 500V 兆欧表）。

2）测量时非被测绕组应接地。先测量低压绕组，将变压器的外壳和高压绕组接地；再测量高压绕组，将变压器的外壳和低压绕组接地。

3）测量时如用手动的兆欧表，应以恒定速度转动手柄，约 120r/min，使兆欧表指针逐渐上升，直至表针指示稳定时即可记录读数。

目前逐渐取代手摇式绝缘电阻表对绝缘电阻、吸收比、极化指数进行测量的其他型式的绝缘电阻表较多，比较典型的基本原理是采用交流或直流电源，经高压发生器产生直流高压而进行测量，有自动采样、自动计时等功能。一般设有 2.5kV 和 5kV 两档电压供选择，在显示屏上可直接显示各种测量项目的结果，实现了绝缘电阻、吸收比、极化指数等参数的自动测量。

4）高压测试连接线应尽量保持架空，确实需要使用支撑时，要保证支撑物的绝缘状态和绝缘距离。

5）兆欧表均设有屏蔽端子，当测试环境条件污秽严重或相对湿度较大时，被试品的外绝缘表面泄漏电流会对绝缘电阻的测量结果产生较大误差。在这种情况下，应利用兆欧表的屏蔽端子，采用相应的屏蔽措施。试验时应记录环境温度和湿度。

6）测量绝缘电阻时，应同时准确测量被试品的温度。对于油浸式变压器，可将油箱上下部位油温相差很小时，将顶层油的温度视为绝缘系统的温度。否则应在测量绝缘电阻时，根据绕组直流电阻算出测试时绝缘系统的温度。

7）绝缘电阻是以变压器绕组浸于油中时所测得的数值为准（指油浸变压器），变压器注油后应静放 5～6h 后再进行测量。

8）测量的标准按表 19-3 第 3 项和表 19-5 及其说明。

3. 吸收比和极化指数数值判断问题

大容量变压器绝缘电阻高，泄漏电流小，绝缘材料和变压器油的极化缓慢，时间

常数可达 3min 以上，因而 $R60s/R15s$ 就不能准确地说明问题。“极化指数”的测量方法，即 $R10min/R1min$，以适应此类变压器的吸收特性。

变压器主绝缘结构如图 20-11 所示。在直流电压的作用下，有图 20-12 等效电路，其中 R_P、C_P 为绝缘纸的等效电阻和电容；R_0、C_0 为绝缘油的等效电阻和电容；R_1 为纸撑条和垫块的等效电阻。在直流电压作用下，绝缘电阻为

$$R(t)=\frac{R_1(R_P+R_0)}{(R_1+R_P+R_0)(1+Ge^{-t/T})} \tag{20-1}$$

式中，吸收系数

$$G=\frac{R_1}{R_1+R_P+R_0}\frac{(R_PC_P-R_0C_0)^2}{R_PR_0(C_P+C_0)^2} \tag{20-2}$$

吸收时间常数

$$T=\frac{R_PR_0}{R_P+R_0}(C_P+C_0) \tag{20-3}$$

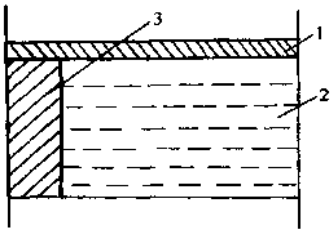


图 20-11 变压器主绝缘示意图

1—纸板 2—油隙 3—纸撑条或垫块

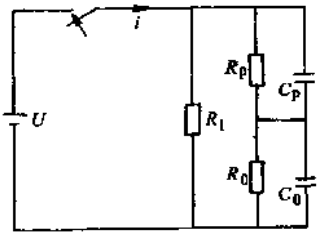


图 20-12 变压器绝缘的等效电路

由式（20-1）可以看出，绝缘电阻取决于变压器纸和油的状况，还取决于结构尺寸，并随测试时间的增加而增大。因此，它不是判断绝缘状况的理想指标。实测表明，变压器油的状况，特别是其电阻率影响因素较多，对绕组绝缘电阻的影响很大，在变压器未曾换油的情况下，与前一次的测试结果进行比较，判断才有意义。如果绕组绝缘电阻很大（例如在 10^4MΩ 及以上），因受仪器等外界因素的干扰，进行两次测试值的比较，意义不大。

吸收比 K 为绝缘电阻 60s 值与 15s 值之比

$$K=\frac{1+Ge^{-15/T}}{1+Ge^{-60/T}} \tag{20-4}$$

由式（20-4）看出，吸收系数 G 增加，导致吸收比 K 增大，如图 20-13 所示。由式（20-2）可知，吸收系数 G 主要取决于介质的不均匀程度（$R_PC_P\neq R_0C_0$），即当油和纸两层介质均良好或均很差时，G 值较小，其作用均使吸收比 K 下降，给判断绝缘优劣带来复杂性。在固定的 G 值前提下，某一吸收时间常数 T_0 时，吸收比 K 取得最大值 K_m，如图 20-14 所示。

由式（20-3）可知，吸收时间常数 T 与 $R_P R_0/(R_P+R_0)$ 成正比，油和纸两层介质或其中一层介质不良时，$T<T_0$；当两层介质均好时，$T>T_0$。在这两种情况下，吸收比均较小，也给绝缘判断带来复杂性。

综上所述，用吸收比 K 判断绝缘状况有不确定性。特别是对于大型变压器，因吸收时间常数 T 较大，往往不能取得大的吸收比。而用极化指数对判断绝缘状况有较好的确定性。

绝缘电阻 10min 值与 1min 值的比值为极化指数 P

$$P=\frac{1+Ge^{-60/T}}{1+Ge^{-600/T}} \tag{20-5}$$

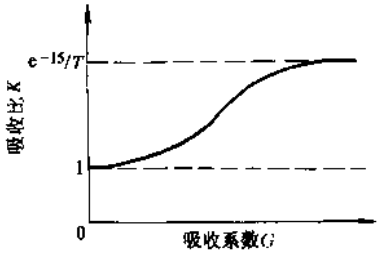


图 20-13　吸收比与吸收系数的关系

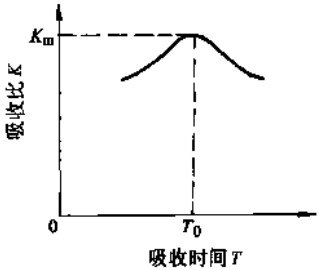


图 20-14　吸收比与吸收时间常数的关系

通常，吸收时间常数 T 在 100～200s 左右，$1+Ge^{-600/T}\approx 1$，则

$$P\approx 1+Ge^{-60/T} \tag{20-6}$$

由式（20-6）可以看出，极化指数 P 随 G 和 T 均有单向变化的关系。即绝缘状况良好时，T 大，P 亦大。但对于小容量变压器，因吸收时间常数 T 较小，极化指数 P 也较小。考虑到变压器的不同电压等级和容量，规定“吸收比（在 10～30℃ 范围）不低于 1.3 或极化指数不低于 1.5”，是指仅吸收比大于 1.3（可能极化指数小于 1.5），或仅极化指数大于 1.5（可能吸收比小于 1.3）都作为符合标准。表 20-5 摘自美国《变压器维护指南》，可作为根据极化指数判断绝缘状况的参考。

表 20-5　极化指数判据

状态	极化指数 P	状态	极化指数 P
危险	小于 1.0	较好	1.25～2.0
不良	1.0～1.1	良好	大于 2.0
可疑	1.1～1.25		

由于目前已采用煤油气相干燥技术对变压器器身进行真空干燥处理，处理工艺装备也日趋完善，使得变压器产品总装配以后的整体绝缘状况比起用旧式的处理工艺时提高了很多，所以继续延用原来的变压器绝缘电阻，吸收比的测量结果进行绝缘判断有其不完善性。大量的试验证明，可根据以下几点对绝缘电阻的测量进行分析和

判断。

1）绝缘电阻高，吸收比较低，是绝缘良好的表现。

2）绝缘电阻低而吸收比高，往往是变压器油的绝缘电阻偏低或介质损耗角正切偏高所致。

3）在绝缘电阻测量过程中，如果对所测吸收比结果不很满意，可采用10min绝缘电阻测量，用极化指数来帮助判定变压器绝缘是否存在缺陷，是十分有效的方法。在正常情况下，油纸绝缘结构的极化指数应大于1.5。

因为现代变压器的吸收过程延长，在绝缘电阻绝对值比较高的情况下，吸收比有可能反而小于1.3。例如，有2台同一套图样生产的变压器1993年产品在11℃时，1997年产品在26.3℃时测得的绝缘电阻值和吸收比见表20-6。

表20-6 绝缘电阻值和吸收比关系比较表

测量方式	1993年产品		1997年产品	
	绝缘电阻值	吸收比	绝缘电阻值	吸收比
L-H.M.G.	1800	2.25	5430	1.39
H.M-L.G.	2570	1.84	9070	1.17
H.M.L-G	1750	1.86	6500	1.34

表中测量方式栏中的英文字母H.M.和L，分别表示高压、中压和低压绕组，而G表示接地体，如铁心和油箱等。虽然1997年产品的吸收比接近1.3或小于1.3，但事实上绝缘状况优于1993年产品。

因此，在交接试验时，如测出吸收比小于1.3，要与例行试验结果进行比较，并进行综合分析。而不能简单地据此判定绝缘受潮。

20.5 铁心和铁轭螺杆及夹件绝缘电阻的测定

夹件或夹紧螺杆与铁心接触处有绝缘件隔开，以防止形成短路环增加损耗。铁心必须接地，以防铁心产生悬浮电位。为了检查此处装配和安装质量，必须进行本项测试。

测试方法如下：

1）测试使用1000V或2500V兆欧表。

2）先检查铁心是否已接地，用兆欧表摇测。

3）对螺杆、夹件测试与铁心的绝缘电阻，其数值必须符合表19-7和表19-2的第8项的标准。同一铁心柱的螺杆，可用导线连在一起同时试验，试验后拆除导线。

4）发现螺杆或夹件绝缘不良时，应更换绝缘件并重试。

5）对配电变压器均不再另做穿心螺杆、夹件对铁心的交流1kV 1min的外施耐压试验。

6）铁轭梁及穿心螺栓一端与铁心连接者，测量时应将连接片断开，如果不能拆开者，可不进行。老式变压器铁心与箱壳连接是通过垫脚底下的连接片连接的，因心体太重无法打开者，也只能不测试铁心绝缘电阻。

7）运行中铁心接地电流如果大于 100mA 而一时又无法处理，可使用CAM-Ⅱ型主变压器铁心多点接地故障监测仪（广州科立通用电气公司生产），通过该仪器中附加电阻串入接地回路，可限制在允许值 100mA 以下。

20.6　泄漏电流的测量

1. 试验原理简述

泄漏电流测量，是加上电压后在 1min 时读取泄漏电流值。因此，直流试验电压与泄漏电流的比值，也是绝缘电阻值。测量泄漏电流实际上是在更高的直流电压下测量绝缘电阻。

试验表明，在两种不同电压下测量绝缘电阻，对判断绝缘体中是否含有过量的水分是很有效的。如果两次施加电压的比例为 3～5 倍及以上（时间均为 1min），在较高电压下比在较低电压下测出的绝缘电阻下降 25%及以上，则说明绝缘体含有较多的水分。因为绝缘体中水分是带正电的，平常吸附在强负电区域。当绝缘体加负的试验直流电压（接地侧接正极），水分便会被负极性端所吸附，并沿着电力线方向排列起来形成桥路，使绝缘电阻降低，称为低电阻效应现象，并随试验电压的提高而显著。如果试验电压低，则效果不明显。对于均匀干燥的绝缘体，两种电压下绝缘电阻值则基本相同。

泄漏电流试验的原理和用兆欧表测量绝缘电阻的原理是相同的。不过，泄漏电流试验和绝缘电阻试验相比，其优点是：试验电压高和试验电压可以调节，对不同电压等级的变压器施以相对应的试验电压，可使绝缘存在的弱点更容易暴露出来。升压过程中可随时监视微安表的指示数，了解绝缘情况。由于微安表的灵敏度高，所以反应也较灵敏。

直流电压加于被试物时，对于良好绝缘，其传导电流与一定的外加电压成直线关系。即在一定的范围内是直线关系，超过一定电压值 U_0 时，电流就比电压增长得快，伏安特性将变得弯曲，电压再继续升高，电流急剧增大，损耗增大，内部发热，最后导致绝缘击穿。而泄漏试验一般是在伏安特性直线的范围内，即电压不超过 U_0 的范围内进行，所以良好的绝缘的伏安特性应是直线。绝缘有缺陷或受潮时，传导电流急剧增大，则伏安特性为曲线，如图 20-15 所示。因此，可根据泄漏试验求得的伏安特性来判断设备的绝缘状态。

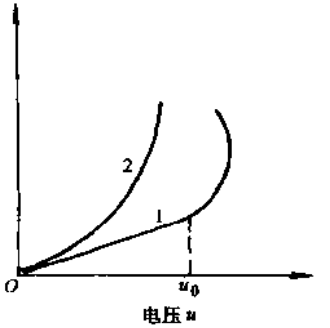


图 20-15　直流电压作用下绝缘介质的伏安特性曲线
1—干燥良好绝缘　2—受潮绝缘

泄漏电流的接线图按微安表的位置不同基本上分为两种。

(1) 微安表在接地侧　如图 20-16 所示，此种接线微安表在低压侧，读数安全、方便，但高压侧杂散电容电流及试验变压器对地电容电流都经过微安表，给泄漏电流的测量带来误差。如果被试品一端不直接接地，可将微安表接在被试品和地中间，如图 20-17 所示，可消除上述杂散电流的影响。

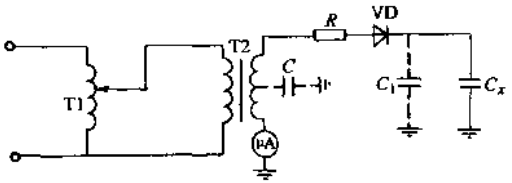


图 20-16　泄漏试验接线图

T1—调压器　T2—电源变压器　VD—硅堆　R—限流电阻　C_x—被试品　C—变压器对地电容　C_1—杂散电容　μA—微安表

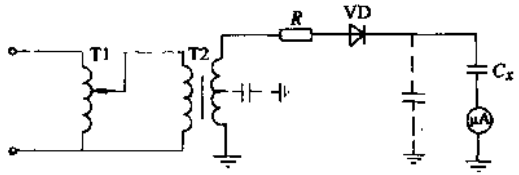


图 20-17　泄漏试验接线图（被试品通过微安表接地）

(2) 微安表在高压侧　当被试品一端已经接地，要消除高压侧电容电流和变压器对地电容电流的影响，微安表可接在高压侧，如图 20-18 所示。为了避免高压引线的电晕电流流过微安表，应将微安表放在屏蔽罩内，并且微安表到被试品高压端采用屏蔽线，如图中虚线所示。

这种接线的优点是测量误差小，准确度高，不受杂散电流的影响。缺点是微安表对地需良好绝缘，并要屏蔽起来，在试验中要调整微安表量程时不太方便。电力系统中使用的晶体管直流高压试验器就属于这种接线。

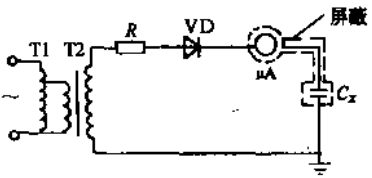


图 20-18　泄漏试验接线图（被试品一端接地）

泄漏试验直流高压的测量主要是用高阻值测试杆串接微安表来实现的。试验电压值就等于微安表的电流值乘以高阻值测试杆的电阻值。电压值由微安表直接读取。

被试品的电流是通过高压侧的微安表进行测量的，为防止因被试品放电或击穿产生的大电流流过微安表，在试验回路中对微安表加以保护。微安表的保护接线如图

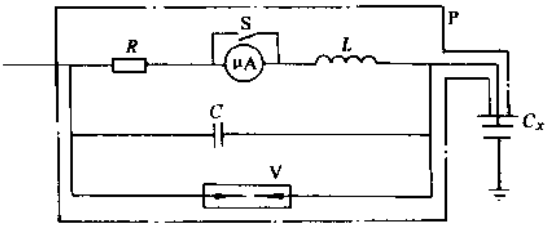


图 20-19　微安表保护接线图

R—限流电阻　L—电感　C—电容　C_x—被试品

V—放电管　P—屏蔽　S—短路开关

20-19 所示。

放电管在微安表通过较大电流时，能迅速放电，使微安表短路。

直流电压流经试品的电流有电容电流、吸收电流和泄漏电流。电容电流是瞬时电流，吸收电流也在较长时间内衰减完毕，最后逐渐稳定为泄漏电流。一般是在试验时，先把微安表短路 1min，然后打开进行读数。对具有大电容的设备，在 1min 还不够时，可取 3～10min，或一直到电流稳定才记录。但不管取哪个时间，在对前后所得结果进行比较时，必须是相同的时刻。

2. 泄漏电流测量时应注意的事项和判断

1）试验必须在履行安全工作规程所要求的一切手续后进行。

2）试验前应先测出试具及引线的泄漏电流，并记录，不接试品的空试验确定无问题后，才能将试品接入试验回路进行试验。最后从试品所测的数值中减去空试验试具引起的泄漏电流。

3）试验时电压逐段上升，并相应地读取泄漏电流值，每升压一次。待微安表指示稳定后（即加上电压 1min），读取相应的泄漏电流，画出伏安特性曲线。

4）试验前应检查接线、仪表量程、调压器零位，试验后先将调压器退回零位，切断电源，对试品放电。

5）记录试验温度，并将泄漏电流换算到同一温度进行比较。如果本次试验和上次试验温度相近，直接比较各电压下的泄漏电流就可以了。

泄漏电流温度的换算和绝缘电阻的温度换算是一样的。将试验电压值保持规定的时间后，如试品无破坏性放电，微安表指针没有向增大方向突然摆动，则认为直流耐压试验通过。

温度对泄漏电流的影响是很显著的，因此，最好在以往试验相近的温度条件下进行测量，以便于进行分析比较。

泄漏电流的数值，不仅和绝缘的性质、状态，而且和绝缘的结构、设备的容量等有关，因此，不能仅从泄漏电流的绝对值判断绝缘是否良好，重要的是观察其温度特性、时间特性、电压特性及长期以来的变化趋势来进行综合判断。

根据泄漏试验结果，即泄漏电流的大小以及泄漏电流和电压的关系曲线进行分析，分析过程中要和历年的试验结果进行比较，再和其他项目综合考虑。如果泄漏电流大，就应考虑表面泄漏的影响；如果无影响，应进一步作分解试验，找出不良部位。

20.7 介质损耗角正切（tanδ）试验

1. 概述

介质损耗角正切试验也可称为 tanδ 试验。

介质即绝缘材料，它并不是绝对不导电的，而总是具有一定的泄漏电阻，在交流（或直流）电压的作用下，便会引起一定的损耗，这种损耗称为介质损耗。

介质在交流电压作用下的介质损耗为

$$\Delta P = U^2\omega C\tan\delta$$

式中 U——交流电压；

ω——电角频率；

C——电容；

δ——介质损耗角。

在交流电压 U、角频率 ω 和电容 C 不变的情况下，介质损耗 ΔP 与介质损耗角正切三角函数值 tanδ 成正比。故通常绝缘材料中的介质损耗便以 tanδ 表示。

因绝缘有损耗，所以绝缘中通过的电流就不是超前电压 90°，而是比 90°小了一个角度。当外施电压为交流电压时，绝缘中的视在功率可以分为两个组成部分，有功功率 P 和无功功率 Q，其比值称为介质损耗因数，即 $\tan\delta = P/Q$。通过介质的电容电流 I_C 产生无功功率；电阻性电流 I_R 使介质发热和产生有功功率。介质损耗因数是油纸绝缘材料的基本特性之一。如图 20-20 所示。这个滞后角 δ 称为介质损耗角。$\frac{\pi}{2} - \delta = \varphi$ 称为功率因数角。一般情况下，因为 δ 很小，所以有下列关系：

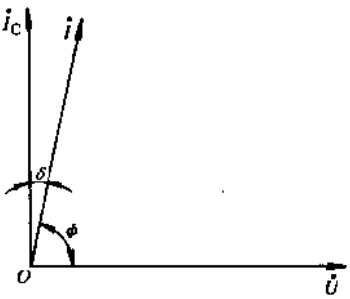


图 20-20 绝缘中电流-电压相量图

$$\tan\delta \approx \sin\delta = \cos\varphi$$

通常用百分数（%）表示。

当变压器的绝缘受潮时，其电阻减小，传导电流增加，δ 势必增大，即介质损耗增加。若绝缘材料内部有气隙，则在电压加大到一定程度时，将会使气隙里的气体产生游离，传导电流增大，介质损耗也会增加。所以测量变压器的介质损耗，可以发现

变压器绝缘可能存在的缺陷，如绝缘受潮、绝缘中含有气体、浸渍物及油的不匀或脏污等。同时，为了掌握设备的绝缘状况，除要测量 tanδ 的绝对值外，特别是要在不同试验电压下求得相应的 tanδ 值，并作出 tanδ 对电压变化的曲线。在设备绝缘良好的情况下，tanδ 与外加电压的关系是一条直线。若在某一点后出现了弯曲，则说明绝缘内部有缺陷；而从 tanδ 值增大的快慢情况，可以判断缺陷的严重程度。

绝缘受潮时，其 $\tan\delta\% = f(U)$ 的曲线如图 20-21 所示。电压上升时，绝缘电阻 R_x 下降，tanδ%随电压的上升而增加（见图 20-21 曲线 1）。如果电压下降，则形成图 20-21 中曲线 2 的开口环。这说明了当电压上升时，受潮绝缘的介质损耗增大，使介质发热，故电压上升下降时，tanδ 曲线不能重合。

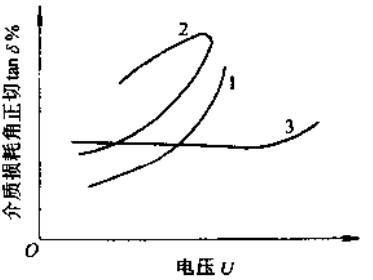


图 20-21　绝缘的 tanδ 和测定电压关系曲线

1—潮湿绝缘电压上升时　2—潮湿绝缘电压上升和下降时　3—良好绝缘

干燥良好的绝缘，电压在某一范围内变化，绝缘电阻 R_x 与电容 C_x 基本保持不变，故 tanδ%与电压无关，电压上升下降时，tanδ%曲线重合。当电压升高至某一数值后，R_x 略有下降，tanδ%也就略有上升，但速率不大，如图 20-21 曲线 3 所示。

频率一定时，温度在 10～40℃间，tanδ%随着温度的上升而增加。

2. 测试的方法

测定 tanδ%方法有三种：平衡电桥法、不平衡电桥法和瓦特表法。用“M”型试验器测定介质损耗是属于不平衡电桥法，还有一种是在高压下借助无损耗的标准电容，用瓦特表测定介质损耗。变压器制造厂一般用的是平衡电桥法。采用这种原理制成的电桥有西林电桥 QS1 型交流电桥（10kV）。

QS1 型交流电桥，适用于变压器、电机、电缆等高压设备 tanδ%的测定。它可以改变仪器内桥路的接法，测定两端绝缘或一端接地的产品。正接法如图 20-22a 所示，测定两端绝缘的产品。反接法如图 20-22b 所示，可以测定一端接地的产品。

由于反接法无需两端绝缘，对于大型变压器和数量较多的制造厂及安装现场，外壳绝缘做起来很麻烦，因而反接法较广泛地应用于供电部门安装现场和制造厂的出厂试验中。由于反接法试验电压直接加到桥体内，桥内平衡部分元件均需对地绝缘，因此，限制了试验电压范围。而正接法的试验电压直接加到试品和标准电容上，进桥电压很低，因此，具有容易屏蔽、试验电压范围广的特点，容易得到 tanδ%随电压变化的曲线。

在现场试验中，将电源变压器、调压器、标准电容、QS1 电桥组装在一个试验车上，以便于测量。

由于西林电桥在反接法应用中，必须把试验电压直接加在桥体内，桥体内的部分

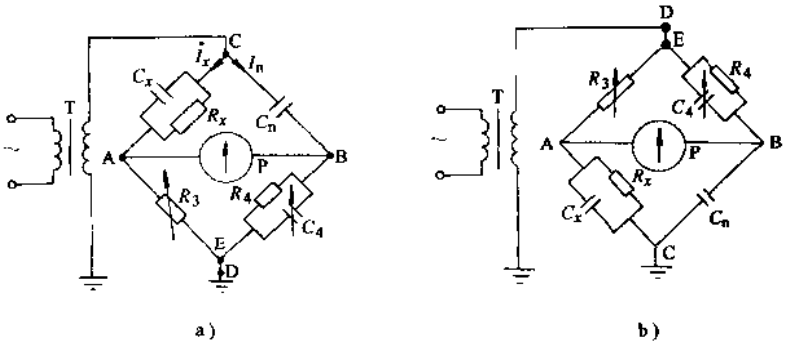


图 20-22 西林电桥原理接线图

a）正接法 b）反接法

C_n—标准无损空气电容器 C_4R_4—十进位桥臂电容箱和桥臂电阻 R_3—可变无感桥臂电阻 C_x、R_x—被试品 P—检流计 T—加压电源变压器

元件需对地绝缘，因此，对操作环境和操作人员提出了较高的安全措施和技术要求，试验电压一般不超过 10kV。西林电桥在采用正接法试验时，试验电压则是加在被试品上，电桥上的电压相对较低，使用安全。适用于高压电容式套管、高压电流互感器等的 tanδ 的测量。

西林电桥的四个桥臂由四组阻抗元件所组成，其原理接线如图 20-22 所示，电桥平衡时

$$C_x = C_n \frac{R_4}{R_3}$$

$$\tan\delta_x = \omega C_4 R_4$$

在工频试验电压下

$$\omega = 2\pi f = 100\pi$$

取 R_4 为 $10000/\pi = 3184\Omega$

则 $\tan\delta_x = C_4$，即 C_4 的数值就是 $\tan\delta_x$ 值。

现场测量时采用交流电桥反接法（或用 M 型介质试验器）进行。为了避免绕组电感和励磁损耗给测量带来的误差，试验时需将测量绕组各相短路，非测量绕组各相短路接地（用 M 型介质试验器时接屏蔽）。电力变压器的试验接线见表 20-7。

近年来，国内外为了适应测量技术的发展，推出了不少型号的 tanδ 测量仪器，采用单板机和现代电子技术进行自动模/数转换和数据运算，将相量电流技术应用于高压电气设备的介质损耗角、电容量等参数的测量。例瑞士生产的 2818 型和金迪科学仪器公司生产的 2518 型介质损耗测试仪。

3. 试验注意事项和判断

1）试验电源频率应为产品的额定频率，偏差不大于 5%。试验电压波形应为正

弦波。在测量中，应注意非正弦波的高次谐波分量对 tanδ 值及电容值测量所带来的影响。

2）要注意高压连线可能的支撑物及产品外绝缘污秽、受潮等因素对测量结果带来的较大误差。

表 20-7　变压器的试验接线

顺序	双绕组变压器		三绕组变压器	
	加压绕组	接地部位	加压绕组	接地部位
1	低压	高压和外壳	低压	高压、中压和外壳
2	高压	低压和外壳	中压	高压、低压和外壳
3			高压	中压、低压和外壳
4	高压和低压	外壳	高压和中压	低压和外壳
5			高压、中压和低压	外壳

注：表中 4 和 5 两项只对 16000kVA 及以上的变压器进行测定。试验时，高、中、低三绕组两端都应短接。

3）试品试验施加电压可按下面数值选择：

①对于额定电压为 6kV 及以下电压等级的绕组，试验电压取被试绕组的额定电压。

②对于额定电压为 10kV 及以上电压等级的绕组，试验电压为 10kV。

4）变压器产品在进行 tanδ 测量时，被试绕组均应短路，并应正确记录产品的油温。

测试介质损耗角正切后，按表 19-8 数值来进行判断是否合格。tanδ 的温度换算见表 19-9。电容式套管与变压器绕组的 tanδ 值与温度的关系并不相同。因此，绕组的温度系数不适用于套管。考虑到目前缺乏国产油纸电容式套管的 tanδ 值的温度换算系数，所以 DL/T596—1996 标准规定：油纸电容型套管的 tanδ 一般不进行温度换算。

变压器的 tanδ 在大修及交接时，在相同温度下比较，应不大于出厂试验值的 1.3 倍。同历年预防性试验比较，数值不应有显著变化，大修及预防性试验结果按照表 19-2 规定进行综合判断。

当相对湿度较大（如在 80%以上）时，正接线使测量结果偏小，甚至 tanδ 测量值出现负值；反接线使测量结果偏大。

在潮湿气候时，不宜采用加接屏蔽环来防止表面泄漏电流的影响，否则电场分布将被改变，会得出难于置信的测量结果。有条件时，可采用电吹风吹干瓷表面或待阳光曝晒后进行测量。

20.8 变压器油的试验

变压器油的电气强度、化学成分和介质损耗的好坏，直接影响整个变压器绝缘的性能。变压器油闪点温度的降低和酸价的增加，是由于局部过热使油分解所造成的。变压器油击穿变电的降低和介质损耗的增加，说明变压器已受潮。为此，在变压器进行耐压试验前，在安装前和运行中及大修后，都必须试验变压器油。

各种变压器油含芳香烃的比例约为3%～15%，含烷烃约为25%～60%，含环烷烃约为30%～60%。含环烷烃40%以上、烷烃50%以下的油常称之为环烷基油，而其他的油则称为石蜡基油或混合型油。以前用于变压器的油都是石蜡基油。由于石蜡基油凝点低，曾造成油箱与储油柜联管冻结的事故，后来开发出环烷基油。大庆油为石蜡基油，而新疆和大港油为环烷基油。变压器油中还含有酸、醇、酯类、含硫化合物、含氮化合物以及降凝剂、抗氧化剂等添加剂。

变压器油各国的编号不一。我国是以凝点来确定，如凝点低于－10℃的变压器油牌号为DB-10，低于－25℃的变压器油牌号为DB-25，低于－45℃的变压器油牌号为DB-45。其中“D”代表“电力用油”，“B”代表“变压器油”。这种编法大致反映了变压器油中烷烃和环烷烃的含量。

变压器油的试验分为全分析试验、简化试验、电气强度（耐压）试验、油色谱分析试验、混油试验和油糠醛含量试验。

20.8.1 全分析试验

对每批新到的油或再生油，运行中发生故障或认为有必要时进行，以全面检验变压器油的质量。国产25号和10号变压器油放在油桶内的颜色为蓝色有萤光（乳绿或蓝紫发射光线）。装在玻璃瓶内的颜色为浅黄色，运行后呈浅红色。好的变压器油没有气味，或只有一点煤油味。如果变压器油有焦味，表示油曾有过闪络和过热；如果有酸味，表示油已经严重老化（油滴在洁净手上研磨再鉴别）。试验项目以前规定有透明度、密度、灰分、活性硫、苛性钠、安定性、粘度、凝固点、酸价、酸碱反应、闪点、机械混合物、水分、游离炭、电气强度试验、介质损耗角正切共16项。其性质可归纳为“一明三高五无七低”一句话。一明表示油色透明；三高表示耐压高、闪点高、安定性高；五无表示无水、无炭、无硫、无水溶性酸碱、无机械混合物；七低表示钠低、密度低、粘度低、介质损耗低、酸价低、凝点低、灰分低。

全分析中有关项目说明如下：

变压器油的界面张力是指变压器油与纯水之间的界面所具有的张力。由于油分子与水分子极性不同，并且水的密度大于油，当将二者注入同一个容器中时，水总是在下，油在上，两者存在一个明显的界面。在每一相物质的内部，每一个分子受到周围分子作用的合力为零，宏观上不存在作用力场。而处于界面上的分子，一侧受到同相分子的作用，另一侧受到异相分子的作用，并且异相分子的作用力小于同相分子的作用力，从而在构成界面的两相表面上便各自形成一种具有收缩趋势的力，这就是界

面张力。通常用单位长度上的力来衡量，其单位为 mN/m。由于界面张力受温度影响明显，一般情况下，界面张力指 25℃ 下的界面张力。

变压器油所含极性物质（亲水性）越少，油分子的极性越小，处于界面上的油分子和水分子之间的作用力就越小，界面张力就越高。若变压器油受到了污染，界面张力就会下降。运行中的变压器油随着老化产物（有极性的亲水物质）的不断增加，界面张力会越来越低。为了防止运行油过度老化引起故障，行标规定界面张力不得低于 19mN/m。可见界面张力从极性物质含量多少反映了油品的优劣和老化的程度，比酸值仅从酸性物质（也是极性物质）含量更能反映老化程度。

变压器油的微水即含水量要求很严，因直接关系到变压器油的耐压性能和老化速度。测试是在杯中反应碘中消耗的电量，因为每电解 1μg 水，用碘来反应需消耗 10.72mC（毫库）的电量，以电量数值来反求有多少水量。

变压器油的介质损耗直接影响绕组绝缘电阻，如果变压器油 $\tan\delta$ 太大，绝缘电阻会跌至允许值以下，对变压器运行很危险。由于目前制油工艺的简化，或制造、安装、运输等各环节控制不严而造成混油，或微生物的影响，运行中很容易造成变压器油介质损耗的升高，因此，对 35kV 及以上变压器，应实行定期监测。测试仪器用西林电桥来测，整套装置包括电源、桥本体、加热装置、油杯、温控器、平衡指示器等。

变压器油的凝点指油面不再流动的最高温度。用凝点测定仪测试，变压器油油号即指凝点。

变压器油的闪点是油受热后遇明火发生燃烧的最低温度，一般希望越高越好。用闭口闪点测定仪测试。闪点越高，表明油蒸气挥发越少，油使用起来越安全，因此，要求闪点不低于 135℃。如果检验运行中的油，发现闪点比初始值降低到超过 5℃，说明油质已经劣化。

水溶性酸值又称 pH 值。变压器油最好呈中性，如果含酸，会逐步老化。严格说来，pH＝7 才是真正中性，但由于目前测试手段所限，一般只能测试到 5.4 左右（“7”以前），故标准中要求（表 19-12）pH≥5.4，即一般认为 pH 在 5～9 之间，水溶性酸碱为无，呈中性。变压器油中残留的矿物酸和碱，油氧化而形成的酸，都可溶于水。这些溶于水的酸和碱会促使油迅速老化，腐蚀金属和绝缘材料，降低绝缘强度，所以变压器油中应不含有溶于水的酸和碱。

酸价是中和 1g 油中所含自由酸性化合物所必需的氢氧化钾的 mg 数称为酸价。酸价增大，说明油已处于氧化阶段。酸价的大小，可以判断油的老化程度。

机械混合物是变压器油中浮游物、纤维质等称为机械混合物。这些混合物可能造成导电的路径而影响绝缘强度；也可能覆盖绝缘和堵塞油道而影响散热，可用滤油机加以净化。

粘度是说明变压器油流动程度的指标。当油老化时，粘度要增加，冷却效果就差。新油要求在 40℃ 时，运动粘度不大于 $13mm^2/s$。密度（20℃）不大于 $895kg/m^3$。（以上二项均据 GB2536—1990《变压器油》标准）。

对油的颜色，变压器油通常是透明亮黄色。使用后的油由于炭质等的影响，会使油色逐渐变暗至棕色。

20.8.2 简化试验

简化试验是简化分析试验的简称，其目的是试验主要的特征参数来检查油质的老化过程。一般运行中的变压器每三年至少要进行一次，其中电气强度试验一般每年一次，试验的项目包括界面张力、酸值（酸价）、水溶性酸（酸碱反应）、机械杂质（机械混合物）、闪点、电气强度试验、介质损耗角正切（见表 19-11）共 7 项。据 GB/T7595—2000《运行中变压器油质量标准》，简化试验对 630kVA 及以下配电变压器，每三年至少进行一次；对 630kVA 以上配电变压器及 35～110kV 主变压器，每年至少进行一次。一般油耐压按上述标准，油色谱按上述周期，其余项目一般有怀疑时再进行。

20.8.3 电气强度试验

在对变压器进行外施耐压试验前，必须检查油质，其电气强度（击穿电压）试验是必试项目。

电气强度试验应在 10～70℃ 的油温下进行，对于 10kV 以下成批生产的变压器可以抽试，抽试不少于批量的 10%。对于 35kV 及以上的变压器，必须逐台进行试验，并在出厂试验合格证明书上注明油的型号和击穿电压数据，提供运行部门参考。

变压器油的电气强度试验一般在油击穿试验器上进行，也可以利用试验变压器和调压器带过电流保护的成套装置上进行。

试验和采样的方法如下（据电力行标 DL474.4—1992《交流耐压试验导则》等标准规定）：

1. 准备工作

1）准备 0～60kV 试验变压器及相应调压和测量装置一套，带直径为 25mm 黄铜电极的标准油杯（体积约 $50cm^3$）一只，0～100℃ 温度计一支。

揩试油杯，应用干净的绢布，不可用棉布和棉纱。不可使用表面有烧伤痕迹的电极。目前常用的电极为直径 25mm 圆板形，倒角半径 R 为 2mm，极间距为 2.5mm。电极应安装在水平轴上。

2）试验前用汽油或甲苯将油杯和电极洗净，然后烘干。

3）用被试油洗涤电极及油杯（至少两次），再将油样沿杯壁或沿干净的玻璃棒慢慢注入油杯，把油杯接入试验回路，静置 5～10min，使气泡逸出。用专用量规调整电极距离，使其精确地平行相距 2.5mm，要求 25±0.1mm，电极与油杯壁的距离应不小于 15mm，如图 20-23 所示。

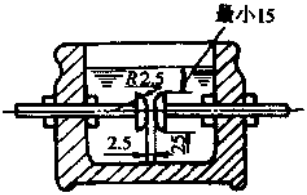


图 20-23 绝缘油击穿试验用油杯及电极

单位：mm

4）取样前，应将试样瓶颠倒几次，使油混合均匀，

但注意不要使油产生泡沫或气泡。试样的温度应接近于室温。

2. 试验方法

1）试验应在不低于 10℃ 和相对湿度不大的晴天进行为宜。

2）将油杯接入高压试验电路中，最好在变压器和油杯间串入 5～10MΩ 的保护水电阻。

3）合上电源开关，电压按 2kV/s 左右均匀速度从零开始升到试样发生击穿。击穿电压就是当电极之间发生第一个火花放电时的电压。

调压器退至零位，断开电源开关，用清洁、干燥且直径小于极间距离的玻璃棒，在极间轻轻拨动几次，使击穿时产生的并附在电极表面上的游离碳散开，搅拌时应尽可能避免空气泡的产生，再静置 5min，重复升压试验。如此重复进行 6 次。

4）如果 6 次的击穿电压值之差不超过 25%，取其 6 次平均值即为试验结果。如果有超过 ±25%，必须继续重复试验，直到凑足符合上述条件的 6 个数值为止。

在试验中，如果升压至试验变压器最大值（例如 60kV），油中无击穿现象，可停留 1min，仍不击穿，则认为油已合格。

3. 变压器油的采样方法

对含水量、含气量、溶解气体色谱分析用的油样要用注射器取，其他项目用的油样用棕色磨口瓶取。

用注射器取油样，主要是为了隔绝空气，含水量、含气量低的油，吸潮吸气速度很快，在空气中取样或用瓶子取样，测定的结果会有较大的误差。即使用注射器取样，若注射器密封不良或因磨损而泄漏，也会造成含水量上升（4～10）$\times 10^{-6}$，含气量上升约 1%的误差。用注射器还有防止油中溶解气体散失和试验时脱气方便。

使用棕色磨口瓶取样能遮光和密封相对较好而又开启方便。对一般测试项目来说，油样见不见光，对测试结果影响不大；但对于介损因数来说，油样见光后的测试结果与不见光时明显不同，指标相差几倍至十几倍。不用棕色瓶取样，测试结果是不准确的；即使用棕色瓶取样，也不宜在强光下长时间照射。取样后应尽快作试验，最好不超过 3 天，最多不超过 7 天。

（1）用注射器取样

1）取油样方法如下：设备的取样阀门应配带有小嘴的连接器，在小嘴上接软管。取样前，应排除取样管路中及取样阀门内的空气和“死油”，同时用设备本体的油冲洗管路。取油样，油流应平缓。在注射器取样时，最好在注射器和软管之间接一个小型金属三通阀，如图 20-24 所示，按下述步骤取样：将“死油”经三通阀排掉；转动三通阀，使少量油进入注射器；转动三通阀并推压注射器芯子，排除注射器内的空气和油；转动三通阀，使油样在静压力的作用下自动进入注射器（不应拉注射器芯子，以免吸入空气或对油样脱气）。当取到足够的油样时，关闭三通阀和取样阀，取下注射器，用胶头盖封闭注射器（尽量排尽胶头盖内的空气）。整个操作过程应特别注意

注射器芯子的干净，以免造成玻璃柱塞卡涩。

2）取气样的方法如下：取气样时，应在气体继电器的放气嘴上套一小段乳胶管，乳胶管的另一头接一个小型金属三通阀与注射器连接（要注意乳胶管的内径与气体继电器的放气嘴及金属三通阀连接处要密封）。操作步骤和连接方法如图 20-24 所示，转动三通阀的方向，用气体继电器内的气体冲洗连接管路及注射器；转动三通阀，排空注射器；再转动三通阀，取气样。取样后，关闭放气嘴，转动三通阀的方向，使之封住注射器口，把注射器连同三通阀和乳胶管一起取下来，然后再取下三通阀，立即改用胶头盖封住注射器。取气时应注意不要让油进入注射器，并注意人身安全。

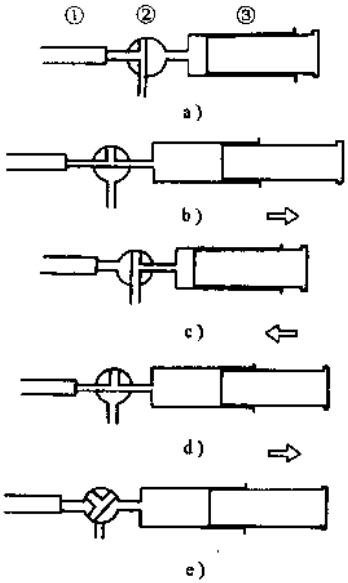


图 20-24 用注射器取样示意图
a）～e）取样步骤（最后取下注射器）
①连接胶管 ②三通阀 ③注射器

（2）用棕色磨口瓶取样

1）采样容器要用容量为 1kg 的具有磨砂玻璃塞的棕色玻璃瓶。用汽油、肥皂液或磷酸三钠洗净，再用清水和蒸馏水洗清、烘干，使油样瓶清洁干燥，将瓶塞盖紧。采样后要贴上标签，注明油样的名称、来源、日期、天气、采样人等。

2）对全分析试验采样油量不少于 2kg，简化试验不小于 1kg。

3）采样前，应当用洁净和不带毛头的绢丝或细白布将取样口周围擦净，用变压器油将油样瓶冲洗三遍。

4）对运行中的设备，应从下部放油阀门取样。对油桶和没有放油阀门的小变压器，可在其不运行时用玻璃管等插入设备中，以抽取底部的油样。先洗净玻璃管，进行干燥，用拇指压紧管口，插入设备后松开拇指，使油进入管中。再用拇指压紧管口，提出玻璃管时一面旋转，一面放出管中的油，以洗涤采样管。如此反复进行两次，然后吸取油样。

5）确定取样部位，应遵循两个原则：一是样品应能代表总体；二是要从油质可能最劣的部位取样。一般情况下，若取样阀到主体油之间有管路的话，则管路中的油被认为是“死油”。对于上、下都设有取样阀的变压器，从底部取出的油被认为是最劣的油。

6）对于击穿电压油样，在干燥的冬春季节，间隔时间不宜超过 3 天；在湿热的

夏天，间隔时间越短越好。

20.8.4　油色谱分析试验

变压器油中含气总量应该予以控制，因为油中溶解的氧气是油老化的直接因素，也是影响固态绝缘材料老化的因素。含气量高时，易形成气泡，会产生局部放电。在常温下、油含气量在存放时可达饱和含气量的12%，其中氧气占28%，氮气占71%，比在大气中空气中含氧量比例稍高（大气含氧量20%多），而故障气体的含量很小，只有百万分之几到万分之几。

含气量测定用真空脱气法和二氧化碳洗脱法。含气量对较低电压等级的变压器和中小型变压器，现在暂无规定值；但对500kV变压器，据SD301—1988《500kV电气设备预试规程》规定，交接和大修时，≤1%；运行中≤3%。国外规定110～220kV级≤2%，500kV级≤0.5%。

故障气体用色谱分析仪分析。分析对象为：

氢（H_2）；甲烷（CH_4）；乙烷（C_2H_6），乙烯（C_2H_4），乙炔（C_2H_2）；一氧化碳（CO），二氧化碳（CO_2）。

总烃是指甲烷（简称C_1）、乙烷、乙烯、乙炔（以上三者统称为C_2）四种气体的总和。

一般对丙烷（C_3H_8）、丙烯（C_3H_6）、丙炔（C_3H_4）（以上三者统称C_3），不要求作分析。

油色谱法是一种物理性分离技术。色谱的名称是套用植物色素可分离成一组颜色图谱而称色谱。色谱分析仪是当气体流过装有吸附剂的管子时，由于吸附剂对各种气体吸附能力的不同，混合气体便被分离区别开来。以上这个管子称为色谱柱，吸附剂称为固定相。各固定相将检测气体经过鉴定器转为电信号而由记录装置绘出色谱含量。

变压器运行中在热和电的作用下，会逐渐老化分解，产生少量的各种烃类及CO_2、CO等气体，大部分溶解在变压器油中。当存在过热或放电故障时，就会加快这些气体的产生速度。随着故障的发展，分解出的气体形成的气泡在油里扩散又溶解在油中。当产气速率大于溶解速率时，会有一部分气体进入气体继电器。故障气体的组成和含量与故障的类型和故障严重程度有密切的关系。所以，分析油中气体，就能发现变压器内部存在的潜伏性故障，并可掌握故障的发展情况。不同故障类型产生的气体组分见表20-8。

分析故障可分析气体含量和关系，采用三比值法，三比值的意义和编码规则见表19-14，判断标准见表19-15和表19-13。判断故障还应结合产气速率，总烃产气速率的注意值见表20-9。

20.8.5　混油试验

变压器油有DB—10、DB—25、DB—45三种，因它们的凝点（凝固点）分别为－10℃、－25℃和－45℃，故又称10号、25号、45号变压器油。

表 20-8 不同故障类型产生的气体组分

故障类型	主要气体组分	次要气体组分
油过热	CH_4，C_2H_4	H_2，C_2H_6
油和纸过热	CH_4，C_2H_4，CO，CO_2	H_2，C_2H_6
油纸绝缘中局部放电	H_2，CH_4，C_2H_2，CO	C_2H_6，CO_2
油中火花放电	C_2H_2，H_2	
油中电弧	H_2，C_2H_2	CH_4，C_2H_4，C_2H_6
油和纸中电弧	H_2，C_2H_2，CO，CO_2	CH_4，C_2H_4，C_2H_6
进水受潮或油中气泡	H_2	

表 20-9 总烃产气速率的注意值

设备型式	开放式	隔膜式
产气速率/（mL/h）	0.25	0.5

注：当产气速率达到注意值时，应进行追踪分析。

变压器油是从石油中提炼出来的。各地生产的变压器油的油基和工艺过程都不一定相同，所加抗氧化剂也不一定相同，所以不能随便混合使用。即使是同一油田的不同地域油井中的油，可能也有差别，混合后油介质损耗也会升高。变压器油是饱和碳氢化合物，油基有环烷基、石腊基、芳香基、混合基等多种，不同油基的老化速度不一样。同一油基不同油号的油一般可以混用，凝点介于两者之间，粘度会增加，闪点要降低，酸值会增大，耐压强度在用一段时间后会降低。不同工艺的油混用后，有时绝缘电阻和吸收比会反常。

经验认为，在添加不同牌号的变压器油仅占原变压器油的5%以下时，不需试验即可混用。（仅对中小型变压器适用）总之，对于不同牌号、来源及抗氧化添加剂不同的油正式相混前，必须做样品混油试验，对混合油进行全面的鉴定试验，是否符合有关标准，才可正式决定可否相混，并在产品证明书中予以证明。

混合油的质量应符合表 19-16 规定时才可以混合使用。

变压器加入各种添加剂，如降凝剂、阻化剂、抗吸水剂、抗析气剂、油流带电消除剂、抗氧化剂等，有的还添加抗菌剂。抗氧化剂有天然和人工两种，人工抗氧化剂又分 1、2、3 类。第 1 类只解除氧化游离基；第 2 类既解除游离基，又控制过氧化物分解；第 3 类介于 1、2 类之间。T501 属于第 3 类，抗氧化剂的种类虽多，但对绝缘油来说，使用最广、效果最好的抗氧化剂则只有 T501。T501 抗氧化剂学名为 2.6 二

叔丁基对甲酚，呈白色粉状晶体，熔点为 68～70℃，是一种理想的抗氧化剂，其作用是中断油液的链锁反应，延长其使用寿命。

油液的抗氧化安定性和油中 T501 含量多少密切相关，当含量在 1%以内时，油的抗氧化安定性将随 T501 含量的增加而增加。

国产新油中的 T501 抗氧化剂一般在 0.3%～0.5%，含量太高对抗氧化效果已不明显。因此，新油和再生净化油 T501 的含量应不低于 0.3%，而运行油中 T501 的含量应不低于 0.15%。油液经过再生净化后，若其中 T501 含量不明，其添加量可按 0.15%～0.3%，可通过小型试验确定最佳量。

净化处理油的滤油机主要有两种：一种是压力式滤油机；另一种是真空滤油机。压力滤油机是在一系列框架和压板之间放入烘干的滤纸，油通过滤纸时，滤去固体杂质和水分。压力滤油机是开启式结构，滤油时油要和空气接触，另外，滤纸吸附水分的能力有限，当油中含水多时，需要消耗大量滤纸。因此，现在只有当油中固体杂质含量高时，才使用压力式滤油机。在安装新变压器时，一般均使用真空滤油机。

真空滤油机是运用对油加热，并抽高真空来排除油中的水分和气体。在进油口和出油口装有过滤器，过滤固体杂质。由于真空滤油机对油的净化效果较好，所以现在广泛应用。

20.8.6　糠醛含量试验和聚合度试验[○]

1. 概述

长期以来，变压器以及其他充油电气设备，依靠气相色谱测定绝缘油中的溶解气体，以此监视设备的运行状况。但是，用气相色谱法确定变压器的固体绝缘老化程度时，常常得不到明确的结论。其主要原因是，由绝缘纸老化劣变产生的特征气体——一氧化碳（CO）和二氧化碳（CO_2），同时也是绝缘油氧化分解的产物。

测量变压器绝缘纸的聚合度，是确定变压器老化程度的一种比较可靠的手段。纸聚合度的大小直接反映了纸的劣化程度。然而，这项试验要求变压器停运、吊罩，以便取得纸样。因此，正在运行的变压器无法进行这项试验。

高效液相色谱的发展和应用，为变压器绝缘老化测试提供了新途径。液相色谱法依靠分析溶解在油中的绝缘纸特有的降解产物，判断纸的老化程度；不但弥补了气相色谱法判断绝缘纸老化状况的不确定性，同时又克服了聚合度法不能随时监测绝缘纸的老化程度的缺陷。

采用高效液相色谱仪来测试变压器油中糠醛含量。目前，国内炼油厂，包括上海高桥石化公司炼油厂、大连石化公司炼油厂、新疆独山子炼油厂、新疆克拉玛依炼油厂、兰州炼油厂等生产这种产品。新变压器油中一般不含糠醛。根据所用仪器最小检测灵敏度，说明新变压器中的糠醛含量至少小于 0.01mg/L。由于运行中变压器的绝缘纸老化程度同油中溶解的纸劣化产物之间有一定的关系，所以依据油中糠醛含量

○ 本节部分内容来自国家电力公司电力科学研究院薛辰东、范起明等论文。

的测定，可以近似判断变压器固体绝缘老化程度。

变压器的正常预期寿命是以通常的环境温度和额定运行条件下的连续工作方式为基础而估算的。一台变压器的实际寿命与下述因素密切相关：

1）变压器的设计、材质和制造工艺。

2）变压器的运行情况，包括正常负载值、过电压、系统短路、急救过载等出现的幅值和延续时间。

3）变压器各部分的温度。

4）绝缘物的水分含量。

5）绝缘介质中的含氧量和有关气体含量。

6）绝缘介质含有杂质的类型和数量。

变压器运行后，绝缘机械特性变坏，绝缘纸老化的因素有：

1）因水分作用引起的水解。

2）因温度作用引起的热分解。

3）因氧气存在发生氧化降解。

因此，相同参数和结构的变压器由于运行条件不同而老化不同。依靠测量油中糠醛含量或测量纸张聚合度，可以判断其老化程度。

2. 采用的判断方法和原理

绝缘纸中的主要化学成分是纤维素。纤维素大分子是由 D—葡萄糖单体聚合而成，分子结构如图 20-25 所示。

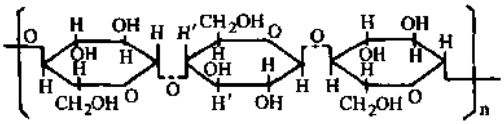


图 20-25 纤维素分子结构式

当绝缘纸出现老化时，纤维素经历如下化学变化：D—葡萄糖的聚合物由于受热、水解或氧化而解聚，生成 D—葡萄糖单糖。D—葡萄糖单糖很不稳定，容易水解，最后产生一系列氧杂环化合物。糠醛是绝缘纸中纤维素分子解聚后形成的一种主要氧杂环化合物，其分子式如图 20-26 所示。这种化合物溶解在设备的绝缘油中，可以被高效液相色谱仪定量测出。

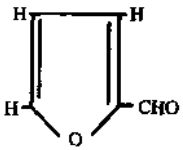


图 20-26 糠醛分子结构式

纤维素的大分子是由 N 个 D—葡萄糖单体 $(C_6H_{10}O_5)_n$ 聚合而成的，国内使用的新变压器油，N 约为 1000 左右。N 值大，表示绝缘纸的机械强度高。当绝缘纸受温度、水分、氧作用时，使 D—葡萄糖的聚合物发生断链，使 N 值下降，形成多个短链的聚合物，单糖环被打开，形成新的氧杂环，糠醛（C_4H_3OCHO 即呋喃甲醛）是其最主要成分。所以可采用测量纸的聚合度（指 D—葡萄糖单体纤维素长度）和油中

溶解的纸裂解产物糠醛含量作为绝缘老化情况的判断方法。

根据国内外资料认为，纸的张力、折叠、撕裂强度与聚合度相关，当纸的张力强度降到原始强度的 50%时，它的聚合度为 250，作为寿命的终点。试验证明，聚合度与油中糠醛含量的对数之间存在线性关系，而糠醛含量可在线检测(即在变压器带电运行情况下取油样测试检测)，因此，比较方便。

糠醛含量与聚合度关系如下：

$$\log(\mathrm{Fur}) = 1.51 - 0.0035D \tag{20-7}$$

式中　Fur——糠醛含量 (mg/L)；

D——聚合度。

例如，将 0.5mg/L 糠醛含量代入，得到平均聚合度的近似估计值为 517；一般新纸的平均聚合度在 1000 左右，这时可近似估计设备整体绝缘水平处于寿命中期。又如，将 4mg/L 糠醛含量代入，得到平均聚合度的近似估计值为 259；这时可近似估计设备整体绝缘水平处于寿命晚期。

当油中糠醛含量超过 0.5mg/L 时，由式 (20-7) 估计，设备已经进入寿命中期。因此，设备运行中应加强安全措施，防止出口短路及出现加速老化的因素。这时，应当定期安排糠醛含量的监测，观察糠醛增长速度。有条件的时候可以分析绝缘纸的聚合度。当油中糠醛含量达到 4mg/L 时，由式 (20-7) 可估计设备已经进入寿命晚期。这时应尽早测量绝缘纸的聚合度，以便进一步确定绝缘纸的老化程度。如果聚合度降到 250 以下，说明纸已丧失应有的机械强度，很容易发生匝间短路，不能保证安全运行，应当考虑更换变压器。

测试糠醛含量的高效液相色谱测试系统的简要框图如图 20-27 所示。

3. 实例分析

1) 某发电厂升压主变压器，电压等级为 110kV，容量为 120000kVA，已运行 28 年，糠醛含量测试值为 0.71mg/L。按照式(20-7)估算，平均聚合度为 475。实测 5 个部位的聚合度，平均为 433。聚合度的估计值与实测值比较吻合。该变压器经过检修后，仍在正常运行。

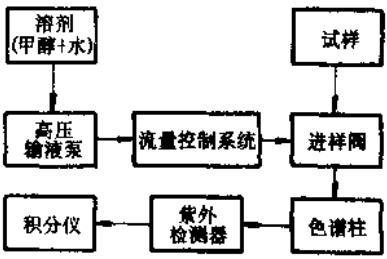


图 20-27　高效液相色谱测试系统的简要框图

2) 某变电所变压器，电压等级为 35kV，容量为 10000kVA，已运行 28 年，糠醛含量测试值为 0.67mg/L，按照式 (20-7) 估计，已经进入寿命中期。由于机械强度下降，在糠醛测试后 1 年左右，因 1 次小动物引起的出口短路，造成变压器烧毁。

3) 某发电厂升压主变压器，电压等级为 110kV，容量为 20000kVA，运行 30 年，糠醛含量测试值为 5.19mg/L。按照式 (20-7) 估算，平均聚合度为 226。实测 3 个

部位的聚合度，平均为212。依据式（20-7）估算，平均聚合度和实测平均聚合度均已到达寿命晚期。根据糠醛含量和聚合度测试结果，对该主变压器做出寿终鉴定。

4）为监视主变压器的老化情况，某供电局将8台老旧（薄绝缘）变压器油样和一台新变压器纸样（吊罩时取下）分别取出，并进行了糠醛含量试验和绝缘纸聚合度试验，结果如下：兰溪2#变压器为0.2（mg/L），寿昌2#变压器为0.05，卢宅1#变压器为0.02，武义1#变压器为0.01，其余为0，梅城1#变压器纸样聚合度为885。

从式（20-7）计算可得聚合度：兰溪2#变压器为717，寿昌2#变压器为803，卢宅1#变压器为917，武义1#变压器为1003，由此可得如下初步结论：

1）寿昌2#变压器已运行26年，应该说已基本老化，但化验结果聚合度为803，说明还有七成新$\left(\frac{(803-250)\times10}{1000-250}\approx7\right)$；而梅城1#变压器纸张聚合度为885，说明该主变压器虽然是新变压器（因绕组褐色，新变压器吊罩安装时怀疑已过热或是旧绕组，而当时取下绕组绝缘纸样），但只有八成半新$\left[\frac{(885-250)\times10}{1000-250}=8.45\right]$，说明该台变压器在制造厂烘绕组时已过热过，在运行中应注意按旧变压器使用和测试。

2）糠醛试验是一项较新型试验，且被取油样的绝缘油可能已部分更换过和处理过，会使油中糠醛含量往往低于正常情况下产生的量，因此，估计变压器老化程度应考虑此因素的影响。

测定糠醛含量，为下列情况提供了判断依据：①已知内部存在故障时，判断是否涉及固体绝缘；②是否存在引起绕组绝缘局部老化的低温过热；③判断运行年久设备的绝缘老化程度。

20.9 外施耐压试验

变压器的外施耐压试验也叫工频耐压试验，是将所有被试绕组部位施加相等的对地试验电压，通以50Hz正弦波电压1min的试验。它对考核主绝缘强度和主绝缘有否缺陷具有决定性的作用。外施耐压试验和冲击电压试验有着一定的关系。由于冲击电压试验装备复杂，这种试验对中小型变压器不列入例行试验。对主绝缘来说，有时在冲击电压试验中不易显示出来的问题。在外施耐压试验中却能反映出来，因此，本试验不仅是例行试验的关键项目，也是冲击电压试验后的复查性项目。

在交流试验电压的作用下，设备绝缘存在的潜伏性缺陷有可能发展而引起绝缘击穿。所以交流耐压试验能发现一些非破坏性试验难以发现的缺陷。但有时只是使绝缘内部的潜伏性缺陷有所发展而未击穿，形成对绝缘的一定损伤，因此，交流耐压试验有一定的破坏性，故称这项试验为破坏性试验。

1. 试验方法

如图20-28接线。限流电阻R是当被试变压器击穿时，用来限制短路电流，防

止试验变压器和被试变压器上出现过电压。它的数值一般根据试验电压，以 0.1～0.2Ω/V 来选择。

1）试验高压绕组时，将高压的各相线端连在一起，接到试验变压器上。低压的各相线端也连接在一起，并和油箱一起接地。试验电压加在高压绕组与地之间。

2）试验低压绕组时，按上述方法高低压换接。

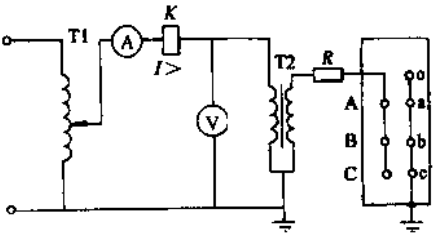


图 20-28　外施耐压试验接线图
R—阻流电阻　T1—自耦调压变压器　T2—试验变压器　V、A—电压表和电流表　K—过电流继电器

3）升压必须从零（或接近于零）开始，切不可冲击合闸。升压速度在 75% 试验电压以前，可以是任意的，自 75% 电压开始应均匀升压，约为每秒 2% 试验电压的速率升压。

4）达到要求额定试验电压后保持 1min（干式变压器应保持 5min），然后大约在 5s 内降低电压到试验电压的 30% 以下，再切断电源。

交流耐压试验用的设备通常有试验变压器、调压设备、过电流保护装置、电压测量装置、保护球间隙、保护电阻及控制装置等。

在选用试验变压器时，主要应考虑下面两点：

1）电压。根据被试品的试验电压，选用具有合适电压的试验变压器。试验电压较高时，可采用多级串接式试验变压器，并检查试验变压器所需低压侧电压是否与现场电源电压、调压器相配。

2）电流。电流按下式计算：

$$I = \omega C_x U$$

式中　I——试验变压器高压侧应输出的电流（mA）；

ω——角频率（$2\pi f$）；

C_x——被试品电容量（μF）；

U——试验电压（kV）；

相应求出试验所需电源容量

$$P = \omega C_x U^2 \times 10^{-3}$$

试验时，按 P 值选择变压器容量，一般不得超载运行。对采用电压互感器作试验电源时，容许在 3min 内超负载 3.5～5 倍。

2. 试验操作注意事项

1）试验应按安全工作规程，履行完手续后进行。试验前，应详细检查试验接线是否正确，调压器是否在零位，还应检查互感器的电压比、仪表的量程、电压表上应加试验电压的标记，应接地部分是否已经接地、工作人员是否全部撤至安全地点、该

监护的地点是否已派专人监护，检查无误后，试验才能进行。

2）试验电压应从零逐渐加起，不能突然加至试验电压值。试验结束后，也不能突然降至零，应逐渐降到零，防止过电压损坏被试品和试验设备。

3）交流耐压试验是破坏性试验，在试验之前，必须对被试品先进行绝缘电阻、吸收比、泄漏电流、介质损耗角正切及绝缘油等项目的试验，若试验结果正常，方能进行交流耐压试验；若发现设备的绝缘状况不良（如受潮或局部缺陷、油不好等），通常应先进行处理后，再做耐压试验，避免形成不该有的绝缘击穿而损坏设备。

耐压后应测其绝缘电阻值，以检查被试设备的状况。

4）试验用的电源是 50Hz 的正弦波，并力求电压稳定。

5）试验时要注意安全，将试品的外壳和非被试绕组可靠地接地，四周加以围栏以阻止人员进入试验区域。

6）试验时将箱盖和储油柜上的气孔开启，以便供发生放电时固体绝缘和油分解析出气体用。

7）判断试品是否合格，主要是凭监视仪表和听声音。如果仪表指示不跳动，试品无绝缘击穿和放电声，储油柜（以前称油枕）及其他开启的通气孔没有焦烟产生，则可认为该试品承受住了试验。否则，在试验过程中发生仪表跳动，有不正常的响声或有烟冒出，则必须拆开变压器，消除缺陷后，再重新试验。重新试验施加电压比第一次低，会出现放电，说明是固体绝缘击穿。如果仍在原施加电压下开始放电，则属于油隙的贯穿性击穿。如在试验过程中，变压器内部有炒豆般的声响，电流表的指示也很稳定，则可能是悬浮电位放电。试验中有放电或击穿，应立即切断电源，否则持续时间过长，被试品会对地击穿，且会危及纵绝缘，造成匝间、层间和段间的击穿。

8）被试品大多呈电容性，在交流耐压时，容性电流在绕组上产生漏抗压降，造成实际的作用到被试品上的电压值超过按电压比计算的高压侧所应输出的电压值，产生容升效应。

9）为避免试验电压波形畸变，可采用以下措施：

① 避免采用移圈式调压器。

② 电源电压应采用线电压。

③ 试验变压器一般应在规定的额定电压范围内使用，避免使用在铁心的饱和部分。

④ 可在试验变压器低压侧加滤波装置。

20.10 感应耐压试验

1. 概述

工频耐压试验是检查电气设备相对地或相间的主绝缘，而对层、匝间纵绝缘却不能进行检查。有些电气设备，如变压器、电压互感器等，常进行感应耐压试验作主绝缘检查，特别是中性点为半绝缘的变压器只能做感应耐压试验。

感应耐压试验的目的是：①检查全绝缘变压器的纵绝缘；②检查分级绝缘变压器的主绝缘和纵绝缘。

感应耐压试验是在变压器低压侧施加 2 倍或 2 倍以上的额定励磁电压，在高压绕组感应出相应的高电压来进行试验。施加 50Hz 的额定励磁电压，会使铁心饱和而产生过电流，甚至会烧损被试设备。因而常采用 100～400Hz 的电源来试验。频率高会使绝缘介质的损耗增大，对绝缘带来不利的影响。因此，试验频率在 100Hz 以上时，试验时间应缩短。

为了保证出厂变压器的质量符合国家标准，必须进行绝缘的电气强度试验。它包括外施耐压试验、感应耐压试验和冲击电压试验，对于 110kV 级及以下的变压器前二者是例行试验。但由于感应耐压试验需要一套特殊的工频试验电源，一般修试单位不具备，往往在变压器修理后未做此项试验。但本试验也是考核变压器绝缘的重要试验项目（且是冲击试验前后的复查项目）。因此，必须进行以检查纵绝缘为目的的感应耐压试验。对暂无此特殊的工频电源设备的单位，感应耐压试验可用工频 1.2～1.3 倍额定电压进行。

对中点半绝缘即绕组起、末端绝缘水平不同的变压器主绝缘、纵绝缘，都由感应耐压试验进行考核。对全绝缘，即绕组起、末端绝缘和中点的主绝缘水平相同的变压器主绝缘用外施耐压试验来考核。配电变压器均属全绝缘的变压器。

2. 试验原理、方法及判断

变压器在额定频率为 50Hz 的额定电压下，工作在铁心伏安特性曲线已接近饱和的部分（弯曲点）。若用额定频率，在试品的一侧施加大于或等于两倍额定电压的电压，则空载电流会急剧增加，达到不能允许的程度。根据变压器电动势方程式

$$E = 4.44fNBS \times 10^{-4} = KfB$$

式中　E——感应电动势（V）；

K——比例常数；

f——频率（Hz）；

N——绕组匝数；

S——铁心截面积（cm^2）；

B——磁通密度（T）。

因此

$$B = \frac{E}{fK}$$

由此可见，若磁通密度不变，当电压增加一倍时，由于 K 为常数，所以频率 f 就要增加一倍。因此，感应耐压试验电源的频率要在额定频率的两倍以上，即一般用 100～250Hz，施加的电压为两倍额定电压，试验时其他绕组开路。

对于全绝缘的变压器，可按图 20-29 的线路接线，（一般配电变压器，因电压低，电流较小，可直接用电流表和电压表，而不需通过电压、电流互感器），提高两倍以上的频率，施加两倍的额定电压，其持续时间

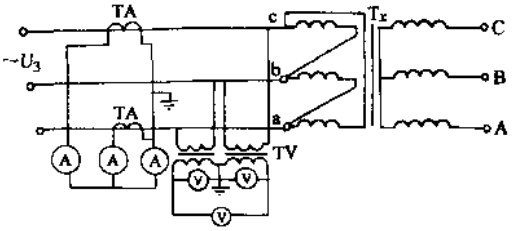


图 20-29 全绝缘变压器感应耐压试验接线图

TA—电流互感器 TV—电压互感器 T_x—被试变压器

$$t = 60\frac{100}{f}$$

式中 t——持续时间（s），但 t 最小不得少于 20s；

f——试验电源的频率。

试验电源的频率一般是采用 100Hz、150Hz、200Hz、250Hz。试品是否承受住了感应耐压试验的考验，在感应耐压试验电压的持续时间内，一般以观察其三相电压无变化，电流平衡未变，被试品内部没有放电声情况无异常来决定。若要确认，则必须有待于感应耐压试验后的空载试验数据与以前比较来确定，感应耐压试验前后的空载试验数据无明显差异，则认为被试品承受住了感应耐压试验的考核，试验合格；如果被试品内部有轻微的放电声，但在复试中消失，也视为试验合格；如果被试品内部有较大的放电声，尽管在复试中消失，应吊心检查，寻找放电部位，采取必要措施，并根据检查结果及放电部位决定是否复试。

3. 试验电源

变压器的感应耐压试验和局放试验需要的电源。现场获取的途径主要有倍频电源机组成套装置、三倍频电源装置、倍频同步发电机组和电子式变频装置。

（1）二倍频电源机组 利用绕线转子异步电动机，在转子（或定子）中通入三相交流电，由另一台异步电动机拖动，使机械转速与旋转磁场同相相加，在定子（或转于）上感应出频率提高的正弦交流电。交流磁场用三相调压器调整。异步电动机的反拖，就是使绕组转子异步电动机转子的旋转方向与定子旋转磁场的方向相反，这样转子上感应电压的频率就等于转子旋转的电频率与定子旋转磁场频率的和。适当选择拖动电动机和绕线转子异步电动机转子之间的传动带的传动比，即可使转子输出频率达到 100Hz。如一般对配电变压器的试验，可采用如下一套设备：

1）20kW 绕线转子异步电动机，作反拖用的由工频转换成倍频电源的设备。

2）7kW 笼型异步电动机，作拖动绕线转子异步电动机转子用。

3）0～600V50kVA 调压器一台或用 40kW 绕线转子异步电动机改装成 30～730V 调压器（转子用蜗轮减速器传动调角度，定子电源电压为 380V，转子电压为 30～730V 为输出端），作绕线转子异步电动机的定子电源，借以调整倍频电源的电压。

4）三相变压器 10kVA，电压 220V/800V，由三只单相变压器组成，作倍频电源升压用。由此接被试变压器绕组。

(2)三倍频电源装置　三倍频电源装置由三台单相变压器组成，其一次绕组接成星形、二次绕组连接成开口三角形，而产生三倍频的电压。

(3) 倍频同步发电机组　倍频发电机组是用一台电动机拖动一台倍频同步发电机，通过改变发电机励磁回路中励磁变阻器的阻值，改变对发电机转子的励磁，使发电机的定子输出平滑可调的电压。采用无刷励磁发电机，可以完全避免电刷火花的干扰，对局部放电测量很有利。

(4)电子式变频装置　电子式变频装置是将交流低电压整流成直流，经过大容量晶闸管或三极管逆变成频率可变的交流电压。

20.11　空载试验

空载试验就是从变压器一侧的绕组（一般为低压绕组）施加额定频率的正弦额定电压，在其他绕组开路的情况下，测量其空载损耗和空载电流的试验。空载试验的目的是通过测量上述数据，发现磁路的缺陷，同时根据高压试验前后测得的两次空载损耗值的比较（对大变压器才进行）判断绕组是否有匝间击穿情况。

制造厂对中小型变压器，一般只在感应耐压试验后进行一次空载试验，对 35kV 及以上，6300kVA 以上的，在感应耐压试验前后都需做空载试验。有时在绕组套装后和铁心叠好后（大型变压器），也要做半成品的空载试验。供电部门修试单位对 3150kVA 以下的变压器，一般不做空载试验。

空载损耗主要由铁心磁化所引起的磁滞和涡流损耗，也包括空载附加损耗和空载电阻损耗。计算表明，空载电阻损耗因不到总损耗的 2%，一般可以忽略不计，附加损耗也很小，所以可以认为空载损耗是消耗在铁心上。变压器容量在 2000kVA 以上时，空载电流约占额定电流的 0.55%～2.4%。在此以下时，空载电流约占额定电流的 0.6%～16%，自采用冷轧晶粒取向的硅钢片，到目前的新 S9 系列低损耗变压器的空载电流已下降至 2.1%以下，容量愈大，数值愈小。

20.11.1　试验方法

交流电路里的功率 $P=UI\cos\varphi$。在功率测量中，无论是空载试验还是负载试验，其功率因数都很低。用功率因数等于 1 的瓦特表去测量低功率因数的负载损耗时，就会出现当电流和电压都达到了标准值，但瓦特表的指示却很小的情况，且瓦特表内还没有相角的补偿线路，因此，会给读数造成很大的误差。所以，在测量低功率因数负载的功率时，应使用低功率因数瓦特表。

例如，被测量的电压和电流等于瓦特表的额定值 100V，5A，当被测量的功率因数为 0.1，用功率因数等于 1 满刻度为 100 的瓦特表进行测量，则瓦特表的读数为 10（功率倍数 5）。很明显，这样低的读数很不准确。如果用功率因数等于 0.1 的瓦特表来进行测量，读数就达满刻度 100（功率倍数为 0.5）。从这两个读数来看，采用低功

率因数瓦特表误差可以减小很多。

空载试验在制造厂用双瓦特表或三瓦特表法，而修试单位一般用双瓦特表或单瓦特表法，如图 20-30 和图 20-31 所示（图中未表示频率表和有效值电压表、平均值电压表的连接，实际试验时，每种只需一只，接在两相间）。

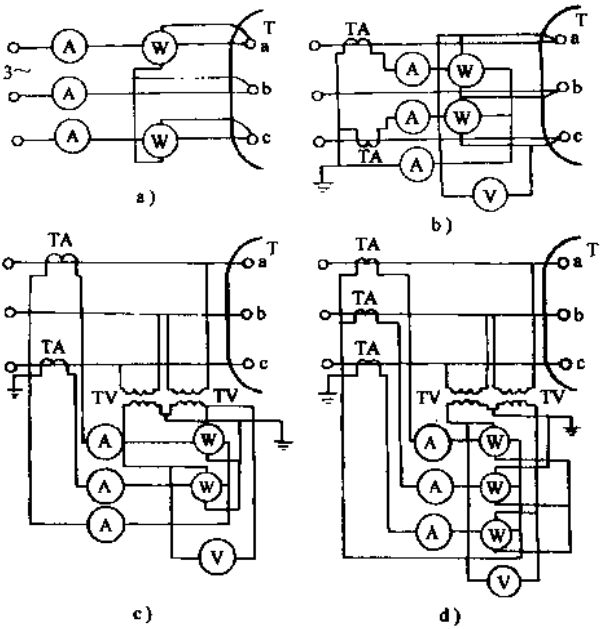


图 20-30 三相变压器空载试验测量接线图

a）直接测量的双瓦特表法 b）经过电流互感器连接的双瓦特表法 c）经过电流和电压互感器连接的双瓦特表法 d）经过电流和电压互感器连接的三瓦特表法（图中未表示频率表、有效值电压表和平均值电压表的连接）

三相变压器采用一瓦特表法需试三次。当 Y 联结时，分别测 ab、ac、bc 相；当 D 联结时，短接 bc 相测 ab 相，短接 ab 相测 ac 相，短接 ac 相测 bc 相。

试验时，逐渐提高试验电压，观察各仪表的指示是否正常。然后将电压升到额定电压值（在电源容量不足时，可降低至被试变压器额定电压的 90%），测量各相电压是否平衡。在三相变压器中，试验电压是以三相电压的算术平均值计算的。当三相电压之差不超过 2%时，允许以 a、c 相的电压作为试验电压。空载电流则应采用三相线电流的平均值，并以额定电流的百分数表示。

试验时使用的仪表准确度应不低于 0.5 级，瓦特表采用功率因数为 0.1 准确度为 1 级的仪表，电流和电压互感器采用不低于 0.2 级的仪表（由于互感器相位差的影

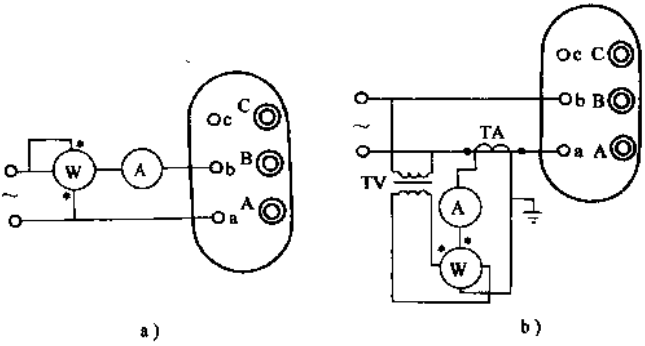


图 20-31　修试厂空载试验一般采用的接线图

a）单瓦特表法　b）经过电流、电压互感器连接的单瓦特表法

响，对大容量变压器测试，必须进行相位差校正）。瓦特表测量的功率是 2 只瓦特表或 3 只瓦特表的代数和，因此，在接线时，必须注意电流线圈和电压线圈的极性。

20.11.2　试验结果计算

1. 双瓦特表法

空载损耗

$$P_0 = (K_{V1}K_{I1}P_1 + K_{V2}K_{I2}P_2) - P_{WV} - P_S$$

空载电流百分数

$$I_0 = \frac{I_{0a} + I_{0b} + I_{0c}}{3I_{2e}} \times 100\%$$

式中　K_{V1}、K_{V2}——第 1、2 只电压互感器的变比；

K_{I1}、K_{I2}——第 1、2 只电流互感器的变比；

P_1、P_2——第 1、2 只瓦特表读数（W），有正负值；

P_{WV}——仪表损耗（W）；

P_S——电缆损耗，$P_S = I_0^2 r$（W）；

I_0——试验电流（A）；

r——仪表到被试变压器一段电缆的电阻（Ω）。

测量一般配电变压器时，因电流较小，故电缆损耗和互感器相位差都可以忽略。但仪表损耗可事先测出，即把被试变压器断开后，按原试验线路可直接从瓦特表上读出电压表和瓦特表电压线圈的损耗。

2. 非额定条件下试验结果的校正

（1）降低电压下空载损耗的换算

$$P_0 = P_0' \left(\frac{U_e}{U'}\right)^n$$

式中　P_0——相当于额定电压下的空载损耗（W）；

P_0'——电压U'时测量出来的空载损耗（W）；

U_e——额定电压（V）；

U'——试验所加的实际电压（V）；

n——指数，与电工钢片的材料、额定磁通密度等有关。在1.5～1.85T磁密范围内，根据变压器伏安特性试验数据$n=2.6\sim4.0$，其中$n=2.6\sim3.0$适用于$U<U_e$，$n=3.1\sim4.0$适用于$U>U_e$，可以取其平均值$n=3.2$。

在U_e和U相差很大时，不同电压（或磁密）下空载损耗试验结果的校正，需要有类似的试验数据。当试验励磁电压低于5%额定值时，可按下式求出：

$$n=\frac{\lg\dfrac{P_{0e}}{P_0'}}{\lg\dfrac{U_e}{U'}}$$

式中 P_{0e}——制造厂提供的额定电压下的空载损耗（W）。

（2）非额定频率下空载损耗的换算

$$P_0=P_0'\left(\frac{60}{f'}-0.2\right)$$

式中 P_0'——在频率f'施加电压为$U'\left(U'=U_e\dfrac{f'}{50}\right)$下测得的空载损耗（W）；

f'——空载试验时电源的实际频率（Hz）。

此时测得的空载电流I_0'可认为等于额定时的I_0。

（3）空载试验时电压波形的校正 从变压器的电磁方程式可知，感应电压的平均值与磁通密度B_m或主磁通Φ_m的最大值有关，而与其变化曲线的形状无关。铁心的磁滞损耗与电压的平均值有关，涡流损耗与电压的有效值成二次方关系，因而在电压波形畸变时，采用有效值测量空载试验输入电压，会使测得的空载损耗、空载电流产生很大的误差，为此一般采用平均值电压表来校正。

先调节施加电压，使其平均值$U_P'=U_e/1.11$，读取空载电流I_0'和空载损耗P_0'。然后改变施加电压，使其有效值$U'=U_e$，同时读取空载电流值I_0''，再进行如下计算：

$$P_0=P_0'\frac{\alpha+1}{\alpha+\left(\dfrac{U'}{1.11U_P'}\right)^2}$$

$$I_0=\frac{I_0'+I_0''}{2}$$

式中 P_0——空载损耗校正后的数值；

I_0——空载电流校正后的数值；

α——正弦电压波形下铁心硅钢片磁滞损耗和涡流损耗的比值。若缺乏实测数据，热轧硅钢片取$\alpha=4$，冷轧硅钢片取$\alpha=1$；

U_P'——施加电压的平均值（用平均值电压表测得的电压值）；

U'——施加电压的有效值；

I_0'、I_0''——平均值电压下和有效值电压下分别测得的空载电流。

20.11.3　试验数据偏大的原因分析

1）硅钢片之间绝缘不良。

2）铁心中有部分硅钢片之间短路。

3）穿心螺杆或夹板的绝缘损坏造成铁心的局部短路。

4）绕组匝间短路。

5）绕组并联支路短路。

6）并联支路的匝数不相同。

上述原因都造成空载损耗和空载电流的增大。

7）铁心接缝缝隙太大造成空载电流增大。因此，必须严格控制接缝，叠好硅钢片。

空载电流增大需注意与下列情况相区别：

1）中小型变压器，若其高压绕组有短路，空载试验时的空载电流并不会显著增加，但其空载损耗却可增加 15%～25%。此时，必须进行单相空载试验，找出缺陷相。

2）空载试验时，因为三相的磁路长度与空气隙数量不完全相等。如 Y 联结时的空载电流，b 相要比 a、c 相略小一些。

20.11.4　旧变压器改制时对原变压器的匝数简便实求法

变压器改制一般总以原铁心为主进行，经过空载试验、负载试验，将求出的空载损耗、负载损耗、阻抗电压和标准对照，将其超出的值记下，用增加绕组匝数的方法进行试验，使其空载损耗值达到标准要求值（标准值正裕度包括在内），此时的绕组匝数即为空载损耗合格值时的匝数。

增加绕组匝数的方法是：将变压器心体吊起移出油箱外，对于高低压绕组完好的变压器，从低压侧施加三相额定电压（400V），试出改前的空载损耗和电流等。之后在每个高压绕组外部用厚度为 1mm 的绝缘纸板紧绕三层，将原低压引线从低压套管上拆下，用相当于该变压器高压绕组所使用的导线线规，按原低压绕组绕向、匝数绕临时线匝，并抽出若干头（一般 2～3 个头），此临时绕组和原低压绕组按匝数相加串接起来，然后再从临时绕组抽头上（三相抽头匝数应一致）施加三相额定电压（仍为 400V），通过调整抽头匝直至从功率表上读得空载损耗合格为止。此时，设法弄清原低压匝数，加上临时增加的匝数即为改造后的低压匝数，再根据计算公式推算出高压匝数来。

对高压绕组中，如有短路损坏的绕组，应先拆除后再按上述方法进行试验。

对于低压绕组中，如有短路损坏的绕组，应将低压绕组全部除去，在心柱上用厚度为 0.5～1mm 的绝缘纸板紧绕一层后，用该变压器高压导线相近的线规绕临时匝

数，并抽出适当的调节线匝，连接成所需的临时接法。用上述试验方法进行试验，求得空载损耗合格值时的匝数。

因心体装入油箱后，由于杂散等损耗的影响，会使空载损耗增加，所以再加空载损耗值的3%～5%作裕度，上述方法简单易行，免去了复杂的计算。

若低压匝数全烧毁而查不出匝数来，就得按高压绕组抽头匝数推算如下：

抽头匝电压（也就是正负5%额定电压）按相电压或线电压都可以换算出来，但按线电压换算比较方便，如10000V等级的5%线电压是500V，抽头90匝则可换算出低压匝数为：500/90＝400/X，X＝90匝×400/500＝36000匝/500＝72匝。

20.11.5 旧变压器改制时铁损试验方法

变压器不管作恢复性大修或改造，大都是在原有铁心及外壳的基础上进行的。铁心质量的优劣直接关系到变压器容量的大小。改造变压器的首要任务，就是需决定电压等级和容量等，所以必须先准确地将铁损试验出来，才能进行计算工作。其方法如下：

1. 完整变压器的试验方法

这类变压器大都是在3～6kV等级的线路上正在运行的变压器，但由于线路要升压为10kV等，而被迫将这些变压器高压绕组由较低电压改为10kV。这类变压器的铁损试验方法按正常变压器空载损耗试验方法进行。

2. 变压器的高压或低压绕组已部分烧坏，但铁心完好时的铁损试验方法

像这类变压器，不能按第一种方法试验铁损，因为变压器绕组内已有短路故障存在，若按第一种方法作铁损试验，必然会使损耗增加，试出的铁损结果不能代表该变压器的真实铁损。遇到这种情况，应首先排除短路故障后（将已短路的绕组从铁心上拆除），才能进行铁损试验。排除短路故障的方法，视其短路点的位置不同而采用不同的方法排除，如故障发生在高压绕组或低压绕组，整体绝缘好，此时，可将上铁轭拆除取出故障绕组来（此绕组如是高压绕组的话），重新将上轭铁装好，按第一种方法试出铁损来。若变压器容量不大，绝缘又好，此时，可将出故障的高压绕组用钢锯小心地锯开拿出来后，按照上述第一种方法试出空载损耗。这种方法的优点是少拆装一次上轭铁。若故障点发生在低压绕组，就应该将高、低压绕组（被损的一相）用钢锯同时锯下，按照低压绕组的匝数，重新绕好临时匝数后，按一种方案试出空载损耗来。

3. 变压器绕组全烧毁时或变压器绕组绝缘已不能承受作空载损耗试验，但铁心确完好时的铁损试验方法

像做这类变压器的铁损试验前，首先必须将全部除去已损坏的高、低压绕组，单剩一个完好的铁心，绕上临时绕组进行试验。这在实际检修工作中，经常要用这个方法来测试铁损。做这种测试铁损的第一步是，在铁心柱上要绕临时绕组，其绕法是：

配电变压器的低压侧的端电压大都是，线电压400V，相电压230V Y联结。因为电压不高，所以用厚度为0.5mm的绝缘纸板在铁心上绕一层后即可绕临时绕组。

若是高电压时，就要考虑适当增加绝缘厚度。这里需要指出的是，绕临时绕组所选用的线规是该变压器高压侧所选用的线规即可，如 30kVA 的选 ϕ0.8，50kVA 的选 ϕ0.9；100kVA 的选 ϕ1.3mm 漆包铜线即可。

20.12　负载试验

20.12.1　概述

负载试验的目的是测量负载损耗和阻抗电压。

负载损耗由几部分组成：

(1) 直流电阻损耗　绕组中的直流电阻损耗 I^2R，这是负载损耗中的主要部分。

(2) 附加损耗　因绕组电流产生的漏磁场引起的损耗，其中包括：

1) 导线内的涡流损耗。

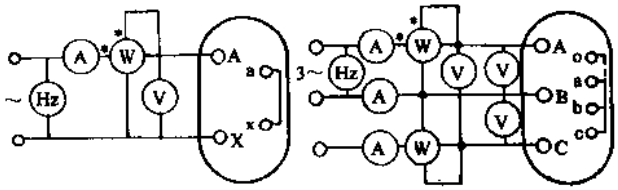
2) 并联导线内的不平衡电流损耗。

3) 铁心内引起的涡流损耗及漏磁场使铁心内磁通分布不均而增加的损耗。

4) 漏磁场在油箱、油箱屏蔽板内引起的损耗。

5) 漏磁场在夹件、拉板等结构件内的损耗。

负载试验接线如图 20-32 所示，试验从电源和测量线路来看，和变压器空载试验一样，不同的仅是非电源侧的绕组人为短接，从电源侧绕组在额定分接下供给额定频率的额定电流。为了安全和方便，空载试验一般从低压侧供电，而负载试验一般从高压侧供电。若电源是正弦波形，变压器短路状态下的电压和电流都是正弦波形的。因此，可以不必考虑波形畸变对于测量的影响。对于制造厂，每台都需做负载试验；但对供电部门的修试车间，小于 3150kVA 的变压器一般可不做负载试验。



a)　　b)

图 20-32　负载试验接线图

a) 单相变压器　b) 三相变压器

图中均示直接测量法，如果接互感器参考空载试验图

负载试验是在额定分接位置一次二次绕组都产生额定电流状态。此时，一次侧施加的电压即为阻抗电压，变压器所吸取的功率即为负载损耗。

20.12.2 试验方法

1）用连接线或连接片将低压绕组出线端子短路，如果绕组中性点是引出的，则连同中性点出线端子一并接成短路。短路用的导线须具有足够截面积，一般取 2.5A/mm²，并尽量短，连接处接触必须良好。对仪表的要求与空载试验相同。

2）以额定频率的电压 U_k 加于试品上，电压的数值应使线电流 I_k 等于该绕组的额定电流 I_e。如果各相电流不平衡不超过 2%，允许以任一相额定电流作为负载试验电流，而以最接近算术平均值的电压作为阻抗电压。如果超过 2%，则电压和电流均以三个相上仪表读数的算术平均值计算。

3）阻抗电压（用百分数表示）U_k 与负载损耗应换算到绕组温度为 75℃ 时的数值。

负载试验，测量数据与绕组的平均温度有关。试验前，记录温度并要避免温度误差。试验后，要将测量结果换算到参考温度的数值，无相应规定时，可换算到 75℃（对 A、B、E 级绝缘）或 115℃（对 C、F、H 级绝缘）时的数值。75℃ 时的负载损耗按下式计算：

$$P_{k75} = P_{kt}K$$

式中 K——温度换算系数，铜绕组 $K=\dfrac{75+235}{t+235}$

铝绕组 $K=\dfrac{75+225}{t+225}$

P_{kt}——负载试验绕组温度为 t 时测得的负载损耗（W）。

75℃ 时的阻抗电压按下式计算：

$$U_{k75} = \sqrt{U_{kt}^2 + \left(\frac{P_{kt}}{10S_e}\right)^2 (K^2 - 1)}$$

式中 U_{kt}——负载试验（温度 t 时）施加的额定电压百分数表示的阻抗电压（%）。

$$U_{kt}(\%) = \frac{U_k}{U_e} \times 100$$

P_{kt}——在温度 t 时测量的负载损耗（W）；

S_e——变压器的额定容量（kVA）。

20.12.3 非额定条件下试验结果的校正

1. 降低电流下的校正

受电源容量的限制，降低电流进行负载试验（但不能小于额定电流的 25%），则试验电流 I' 下的负载损耗和阻抗电压应按下式换算成额定电流下的相应值：

$$P_k = P_k'\left(\frac{I_e}{I'}\right)^2$$

$$U_k = U_k'\frac{I_e}{I'}$$

式中 P_k'——在电流 I' 下测量的负载损耗；

I_e——额定电流；

U_k'——在电流 I' 下测量的阻抗电压。

2. 非额定频率下的负载试验

变压器的附加损耗不仅与温度有关，同时也随频率而变化。附加损耗是由绕组和油箱、夹件等涡流损耗所组成的。前者假定占 40%，是与频率的二次方成正比；后者假定占 60%，是与频率的一次方成正比，故频率校正公式为

$$P_{k75} = P_{f75}\left[0.4\left(\frac{f_e}{f}\right)^2 + 0.6\frac{f_e}{f}\right] + \Sigma I^2 r_{75}$$

同样，如果试验频率和额定频率不相同时，阻抗电压的有功分量与频率无关，无功分量与频率成正比，故频率校正公式为

$$U_{kt} = \sqrt{\left(U_X'\frac{f_e}{f}\right)^2 + U_{rt}^2}$$

式中　f——试验电源的频率；

U_X'——在试验频率 f 下阻抗电压的无功分量；

U_r——测量温度下阻抗电压的有功分量。

总之，负载试验在电源较差的情况下，往往需要对试验结果进行温度、电流、频率和单相换算成三相等多种校正。如果实测的负载损耗很小，应该考虑所有仪表损耗的影响，测量法见空载损耗一节。当进行高电压小容量变压器负载试验时，所有仪表的变压线圈应该取于电源，使电流表上所指示的等于通入变压器的电流；对于低电压小容量的产品，应考虑到线路对阻抗及损耗的影响，测量仪表的电压应取于产品。应尽量缩短试验时间，以防绕组发热影响试验结果。

20.12.4　试验数据不符合要求时的原因分析

阻抗电压与绕组的几何尺寸有关，与频率和每柱的安匝数成正比，与总的漏磁面积和每匝的不平衡度成正比，与每匝电压及绕组高度成反比，还与引线排列有关。因此，当发现阻抗电压不合格时，可从以上因素找原因。

负载损耗包括电阻损耗和附加损耗。大部分损耗不合格是由附加损耗增大而引起的。附加损耗包括绕组导线涡流损耗和并绕导线不完全换位及金属结构件的附加损耗两部分。对新结构估计不足、并绕导线和导线换位短路等，都会造成损耗增大。

20.13　油箱密封试验

油箱密封性试验应在装配完毕后进行。带有可拆卸的散热器或冷却器时，可以在拆卸状态下试验。试验用静油柱法或静气压法。

1. 静油柱法

静油柱试验法是在变压器储油柜的注油孔上加装一根高度为 0.6m 以上的油管，在油管顶端焊装一个贮油桶，以备变压器油因热胀冷缩或绕组内气泡溢出作补充

用，防止造成缺油。这样经 24h 后观察应无渗油现象。此方法一般用在 160kVA 以上的变压器。

2. 静气压法

静气压法是在变压器箱盖上或储油柜上的通气孔连接一个带有气压表的管子，端部装有旋塞，缓慢施以气压到 0.03MPa，然后将旋塞关闭，经 24h 观察，油箱各处不得发现有渗漏现象。所有气体（空气或惰性气体）必须是干燥的。气压试验时，应将储油柜与油箱相连通，有安全气道的要将玻璃板换成钢板密封。一般是将储油柜上吸湿器拆去，接三通接头，将氮气瓶中氮气经降压表阀降压后通入储油柜或胶囊袋中，关闭阀门，观察压力表 12h 不显著降低。对密封式有波纹油箱的变压器，应加 0.025MPa 压力 12h 不渗漏。而按国家标准 GBJ148—1990《变压器验收规范》规定，变压器箱盖上加 0.03MPa24h 变压器本体不渗漏，有载分接开关加 0.06MPa24h 不渗漏。在做密封试验前，有时要抽真空，它们单位的相互关系：

1mmHg＝133.322Pa

1at（工程大气压）＝0.0980665MPa≈0.1MPa

1atm（标准大气压）＝0.101325MPa

20.14 雷电冲击电压试验

为了考核变压器主、纵绝缘的冲击强度是否符合国家标准的规定和研究改进变压器的绝缘结构，需要进行冲击电压试验。

所谓雷电冲击试验，就是在变压器绕组的端子上施加一种模拟真实的雷电波形的冲击波。对变压器或其他电气设备，在此种冲击波的作用下进行考验，看其能否通过（或破坏）。截波是相当于雷电波进入变电所时发生了保护间隙或空气绝缘的闪络而产生的波形，是雷电全波被突然截断的波形，电压急剧降落至零。其截断时刻可发生在波前或波尾。截波试验也同样是对变压器设备的考验。

本试验必须有产生冲击波的装置。该装置称为冲击电压发生器，相应的一些测量仪器，主要有测量球极、分压器和观察冲击波形现象用的高压示波器等。标准规定试验波形全波为 1.2±30%/50±20%μs（波前/半峰值时间）和截波时间为 2～6μs 的截波，截波过零系数（即截断后第一个振荡峰值和截波幅值之比）在 0.25～0.35 的范围内。冲击试验装置仅较大变压器厂和试研单位具备，一般单位可将变压器委托试研单位试验。

在冲击电压试验前，变压器应进行下列准备工作：

1）大型变压器要进行真空注油，中小型变压器注油后也要抽真空。而后还要静放数天，使油中气泡尽可能逸尽。冲击电压试验对这一点要求特别严格，因油中有气泡存在时，由于气泡放电往往会造成对试验结果的误判断。

2）应进行全部项目的例行试验，包括绝缘特性测定、外施耐压试验和感应耐压试验，以检查绝缘是否存在缺陷。

3）尽可能进行一次低电压冲击波下的电压分布测量，以掌握绕组各部的电位和梯度分布，估计各部绝缘裕度。

4）将开关调到电压最小分接位置，这是对纵绝缘考验最严厉的情况。

变压器内绝缘应用负极性冲击波试验，而外绝缘则用正极性冲击波试验，先试全波后试截波。采用逐级升压法，即在试验电压的 50%、75%、100%下，每级冲击 3 次，每次间隔 1min。

冲击试验的顺序为（GB1094.3—1985 标准规定）：

1）一次或几次降低电压的全波冲击试验；

2）一次 100%的全波冲击试验；

3）一次或几次降低电压的截波冲击试验；

4）两次 100%的截波冲击试验；

5）两次 100%的全波冲击试验。

冲击试验应逐相进行，非被试相应短接接地，油箱接地。

在冲击试验中，绝缘如果有损伤，可从示波图畸变中进行判断。

即可用对比试验电压波形变化和绕组中性点电流波形及低压侧电容电流波形的方法来判断绝缘是否已损伤。

更详细情况可参见 GB7449—1987《变压器雷电冲击和操作冲击试验导则》。

20.15　操作冲击电压试验

1. 概述

在系统中运行的电力变压器会经常遭受操作过电压的作用。比如，中点绝缘系统发生一相接地时、开断空载线路时、开断空载变压器时、在系统操作或故障中发生谐振时，都会产生过电压。为了安全、经济地运行，就要搞好系统的绝缘配合。要在适当保护水平的基础上，合理地确定设备的绝缘强度，保证设备在允许的过电压下不会发生事故。就需要做操作冲击电压试验。

在 220kV 及以下电压等级的变压器试验中，通常是用 1min 工频耐压（对分级绝缘变压器是采用感应耐压）来替代操作冲击电压试验。工频耐压（或感应耐压）数值由式（20-8）与式（20-9）两式计算的最大值为准。式（20-8）是操作过电压水平折算为工频试验电压的电压值；式（20-9）是雷电冲击过电压水平折算为工频试验电压的电压值。

$$U_{GP}=\frac{1.1kU_{tm}}{1.35} \tag{20-8}$$

式中　U_{GP}——工频 1min 试验电压的有效值（kV）；

U_{tm}——最大工作相电压（kV）；

k——系统操作过电压计算倍数；

1.1——积累系数，即保证遭受多次、多年过电压作用而不损坏而增加的系数；

1.35——操作冲击系数（表示变压器的内绝缘耐受操作过电压的强度与耐受1min工频电压的强度之比）。

$$U_{GP}=\frac{U_{cj}}{\sqrt{2}\beta} \tag{20-9}$$

式中 U_{GP}——工频1min试验电压有效值（kV）；

U_{cj}——雷电冲击试验电压（kV）；

β——全波冲击系数（表示变压器的内绝缘耐受冲击过电压的强度与耐受1min工频电压的强度之比）。

雷电冲击波、操作冲击波和工频耐压波之间，无论在波形上以及对绝缘的作用上都是各不相同的，因此，互相之间用等效的办法不尽合理。况且，决定工频1min耐压值的冲击系数又不是常数，而和绝缘结构有关系。所以很难恰当而合理地用工频1min试验来等效操作波试验。

总之，对于超高电压系统，为了保证电气设备在允许的操作过电压下正常工作，就必须对它直接进行操作冲击电压试验。为了简化试验设施，最近配电变压器也可进行操作波试验。

2. 试验程序

分别对每相进行操作波耐压试验，录取高、低压侧电压和示伤电流波形，顺序为：

1）在低于0.5倍试验电压下调波，校核电压幅值，确定充电电压与操作波电压的比例关系，冲击次数不限。

2）在0.75倍试验电压下冲击一次并校对和修正充电电压与操作波电压的比例关系，同时记录示伤电压、电流波形。

3）在额定试验电压下冲击3次。

在进行操作波耐压试验时，变压器每个绕组应有一点接地，以免出现悬浮电位。

3. 故障判断

将全电压与降低电压（0.5、0.75倍试验电压）下的电压、电流波形进行对比，便可判断变压器是否出现绝缘故障。如果电压和电流波形没有发生形状上的改变，幅值按电压大小正比例变化，说明没有发生故障；若波形在整体形状上发生变化，或增加了新的振荡，或振荡频率有了变化，或幅值与电压不成比例等，表明试品绝缘发生故障。但应该指出，铁心的饱和程度、剩磁情况对电流示伤波形稍微有些影响。若有与电流磁效应同向的剩磁存在，以及随着饱和程度的增加，将使电压过零时间和中性点电流达到峰值的时间提前，在进行故障判断时，应注意。

绝缘故障有两种类型：

（1）主绝缘击穿 当主绝缘发生击穿时，电压突然截断，并随之产生振荡，电流也突然上升。

(2) 匝间或段间绝缘损坏　当发生匝间、段间短路时，波形变化不像主绝缘击穿时那样明显，是被试端电压幅值降低，波头时间和波尾时间缩短。同时中性点示伤电流达到峰值的时间超前于电压过零时间。

通过操作波试验前后的空载试验来验证变压器是否出现了匝间短路，但某些匝间故障的变压器仍能耐受空载试验的电压，应加于区别。

在变压器发生绝缘损坏时，还会出现异常音响，这种音响有助于故障判断，但不作为判断故障的依据。

4. 配电变压器操作波试验器

(1) 概述　操作波试验法已列入 DL/T596—1996《电力设备予防性试验规程》电力行标（见表 19-2 第 7 项），配电变压器操作波试验器是一种较新颖的设备，利用该种仪器可进行操作波试验。现参考保定精艺电子仪器公司生产的这种仪器说明书介绍如下。

配电变压器操作波试验器，是对变压器的匝、层间及主绝缘施加操作波电压进行耐压试验的一种专用携带型仪器。它能有效地检查出正在运行中的变压器或新产品以及大修前后的变压器因内部工艺质量不佳、维修不当、绝缘材料质量差、温度变化的影响及各种过电压的袭击，而在绕组的匝、层间绝缘及主绝缘中所造成的残留性绝缘缺陷。通常主绝缘存在缺陷时，有可能通过测绝缘电阻或介质损耗、外施工频耐压等方法检测出来，但这些方法不能检测匝、层间纵绝缘的缺陷。倍频感应耐压试验虽然可以考验纵绝缘的强度，但示伤灵敏度低，试验设备庞大，现场需要交流电源，难于现场推广应用。操作波感应耐压试验法既可考验主绝缘，又可考验匝、层间绝缘。尤其是操作波试验器体积小、重量轻、能方便地带到变压器运行的现场，在被试变压器不用下台而且也不用交流电源的情况下，可就地进行试验。操作波试验是模拟系统操作过电压的波形而设计的，作用时间短，能把高于工频若干倍的电压施加到被试变压器上，通过被试变压器自身感应而将电压升高，使主绝缘及匝、层间绝缘均受到考验。若被试变压器绝缘存有缺陷时，通过“频幅示伤表”可以指示出来。

(2) 操作波试验器的技术性能和仪器配置

1) 试品范围为 3～10kV，容量为 630kVA 以下的单、三相配电变压器。

2) 示伤灵敏度能有效地检查出高低压绕组中的一匝以上的金属性短路或非金属性的绝缘缺陷。

3) 输出电压。仪器本身最高输出电压峰值为 0～2.5kV 的操作波试验电压。

4) 输出波形。操作波的波形符合国际电工委员会 IEC76-3 出版物 1980 年版“电力变压器”第三部分所规定的标准和 GB311.1—1997《绝缘配合》的标准。

5) 电源为 CB-C 型 DC12V；CB-D 型 AC220V。

6) 工作环境：温度为 0～+35 ℃，湿度≤80%。

7) 体积及重量。主机为 360mm×285mm×150mm，包括球保护间隙及电缆等总重量为 17kg。

配电变压器操作波试验器有两种型号供用户选择使用：①CB-C 型为直流 12V 供电，配用蓄电池适合野外作业无交流电源的场合下使用。选配直流电源后，也可用于变压器生产厂、修理厂有交流电源的固定场所使用。②CB-D 型为交流 220V 供电，适合固定场所有交流电源时使用（分别见图 20-33 和图 20-34）。

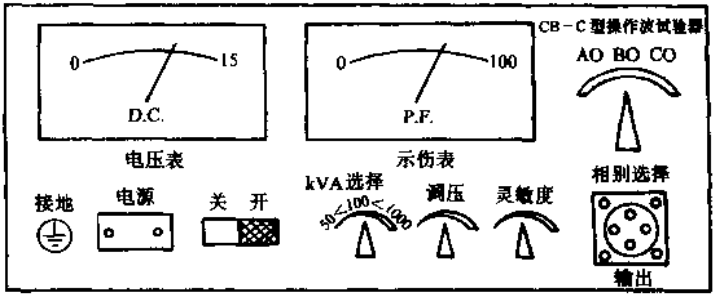


图 20-33 CB-C 型仪器面板图

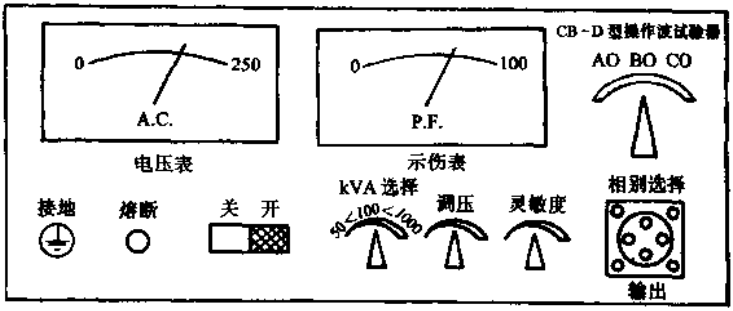


图 20-34 CB-D 型仪器面板图

1) CB-C 型配置：

①操作波试验器主机 一台

②三球放电保护间隙 一台

③四芯输出测试电缆 一条

④直流电源线 一条

⑤蓄电池 40Ah，12V 一块

⑥直流稳压电源 12V/16A 一台

⑦自动断电充电机 一台

2) CB-D 型配置：

①操作波试验器主机　一台

②三球放电保护间隙　一台

③四芯输出测试电缆　一条

④交流电源线（随机器带）

(3) 试验方法　配电变压器的低压绕组为适应三相四线制供电方式的需要，其中性点均为引出接地，共有 o、a、b、c 四只套管。操作波试验器的相别选择为 ao、bo、co 三个档位，适用于对低压侧 oabc 四只套管的配电变压器进行试验。具体接线方式如图 20-35 所示。

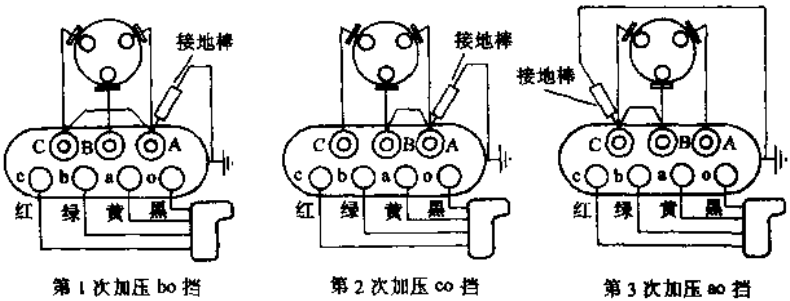


图 20-35　三相四线制配电变压器操作波试验接线示意图

首先必须将仪器的外壳与被试变压器的外壳统一连接可靠接地（不得用四芯输出电缆的 o 线即黑线代替接地），然后将四芯输出电缆插到仪器插座上，另一端分别按“oabc”（即黑、黄、绿、红）卡在被试变压器二次套管上，并同时将“0”相套管接地（与被试变压器外壳连接）。将三球间隙距离根据规定值校好后，按对应的顺序卡到被试变压器的一次套管 A、B、C 上，但必须注意引线距离，以免产生高压放电。

1) 对三相四线变压器进行试验，第一次加压试验时，相别开关应处在“bo”位置，被试变压器一次套管 A、C 相短路接地。第二次加压试验时，相别开关应处在“co”位置，一次套管 A、B 相短路接地。第三次加压试验时，相别开关应处在“ao”位置，一次套管 B、C 相短路接地。

若对单相变压器进行试验，可将四芯输出电缆“bo”（黑、绿线）分别接在被试变压器二次套管 ax 端上，并且同时将 x 端接地，三球间隙中两球分别接在一次套管的 AX 上，并与二次相对应，将 x 端接地。在第一次加压试验完后，将一、二次的接地点由 x 和 X 端倒换到 a、A 端，重新加压试验。改变接线的目的是为了让所有的绕组各端部均能受到对地高电位的考验。如当“X”端接地时，“A”端对地呈现高电位，

而“A”端接地时，“X”端呈现高电位，在三相变压器中改变接地位置也是同样的道理。

2）开始时，仪器的电源开关在“关”的位置，调压旋钮和示伤灵敏度的旋钮应在零位，容量选择开关应放在对应被试变压器容量的位置，相别选择第一次应首先放在“bo”的位置。

3）CB-C 型电压表有两个作用，一是作为电源直流电压监视用，二是作为极性指示用。若电源极性接反，易损坏仪器，所以电源接线时，要注意极性。若发现电压表指针向反方向指示时，则必须立即将极性倒换过来。CB-D 型电压表指示的数值不是电源电压值，而是仪器在工作状态下所实际使用的交流电压值。

4）在试验前，必须检查三球间隙的阻尼电阻值，一般要求在 20～50kΩ 之间，不得断路或短路，以免出现过高电压或截波损坏设备等现象。

（4）操作顺序

1）在做好安全措施后，打开电源开关，然后转动调压旋钮升压。示伤灵敏度的旋钮也应随之调整，使示伤表指示在临界值电压状态下保持在 80 格左右。电压一直调到球间隙放电时为止，此时再将调压旋钮向反方向下调一点，使球间隙处于要放电的“临界值”。只要球间隙已放电，则说明试验电压已达到规定值的标准。此时（在临界值的状态下）作用在被试变压器上的操作波电压是对各部绝缘进行考核。

在临界值的电压下，持续时间应不超过 2s，并请注意示伤表指示的稳定性（若在升压过程中发现示伤表不规则地大幅度摆动，则说明被试变压器有间隙性缺陷）。然后在调压旋钮和示伤灵敏度旋钮均不动的情况下，关断电源开关，进行换相改变接线，并准备第二次加压试验。

2）第二次加压应将相别选择开关转到“co”，一次也改为 AB 接地，然后打开电源开关。此时三球间隙可能出现放电现象，可将调压旋钮下调一点，处于临界状态。为了方便三相比较，示伤灵敏度旋钮保持在“bo”试验时的位置，以观察示伤表的数值。由于变压器三相磁路长短不同和反充磁的影响，示伤表数值由“bo”80 格换到“co”或“ao”降至 25～50 格左右（被试变压器容量不同，示伤表数值下降幅值不同）。

3）最后第三次加压时，将相别选择开关转到“ao”，一次也改变为“B、C”接地，打开电源开关，仍在临界电压的状态下，示伤表的指示数值也应与“co”相同，因为两个边相的磁路基本相同，最后断开电源，试验结束。

（5）分析判断

1）若各部分绝缘正常时，示伤表的指示值在试“bo”时，可调到 80 格左右；试“co、ao”时，均在“bo”值的 25%～50%左右为正常。另外，也可以根据被试变压器的电磁振荡声音进行分析，通常绝缘良好的变压器发出的声音清脆共鸣，有缺陷的变压器可听到内部有放电声或发出较沉实的声音。若在升压过程中示伤表调不上去，

则说明该相绝缘有缺陷，可改换其他相试一下再进行比较。

2）若发现示伤表指零时，应分析是主绝缘故障，还是匝层间绝缘故障。如在“bo”相加压时，示伤表指零，应将一次的“A、C”相短路接地端拆掉不接地。此时，如果示伤表恢复正常，则说明故障点在 B 相主绝缘对地之间（B 相端部或引线）。若拆掉一次接地线后，示伤表仍然指零，则说明故障在匝间、层间绝缘上．A、C 相依此类推。

3）如果在试验过程中示伤表出现大幅度的摆动，则说明绝缘内部有不稳定的间隙性放电（非金属性短路）。若示伤表迅速下摆指零，振荡声音有异响，说明有贯通性的绝缘故障。

（6）注意事项

1）试验电压由零升起，升压速度应保持在 500V/s 峰值电压（仪器最高输出为 2.5kV 操作波峰值电压），直升到球间隙放电后，将调压旋钮回调一点，使球间隙不放电，处于稳定的临界状态为止。工作时必须严格遵守《电业安全工作规程》和其他有关规定。

2）为防止球间隙放电出现截波损坏正常绝缘，所以在球间隙上端串有阻尼用无感电阻（水电阻），使用前必须注意保持水电阻的阻值约在 20～50kΩ 左右，不得断路或短路。

3）试验电压的确定。对 10kV 变压器，按国标规定工频耐压为：

新产品　一次对二次、地 35kV/min。

运行中　一次对二次、地 30kV/min。

操作波试验电压为：

新产品　$35\times1.35\times\sqrt{2}\times0.9\text{kV}=60.13\text{kV}$ 峰值

运行中　$30\times1.35\times\sqrt{2}\times0.9\text{kV}=51.54\text{kV}$ 峰值

（1.35 为操作波冲击系数，0.9 为积累系数）

根据电力行标《电力设备预防性试验规程》即表 19-18 的规定，对 10kV 变压器试验电压新产品（或全部更换绕组）为 60kV 峰值，运行中为 50kV 峰值。

4）三球间隙的校对方法。一般常用工频电压来校对三球间隙的距离，按运行中的耐压值标准为 $30\times1.35\times0.9\text{kV}=36.45\text{kV}$（有效值），所以用工频试验变压器将三球间隙放电距离均对称地调到 36kV 放电后固定即可。

按运行中变压器操作波试验电压的要求，用工频电压校验三球间隙放电电压应为：10kV/36kV，6kV/25.5kV，3kV/8.2kV。

另外，也可用查表的办法调整三球间隙距离，见表 20-10。

5）试验持续时间不宜过长，在临界电压下操作波持续时间不宜超过 2s。

6）三球间隙距离出厂时，已按 10kV 电压等级调整，若用在 3kV 或 6kV 电压等级试验时，必须将球间隙距离按规程要求重新调整。

7）在高海拔地区使用本仪器时，注意低气压下的三球间隙校正。

表 20-10 球间隙距离（参考值）

电压等级/kV	10kV		6kV		3kV		备注
	新产品大修后	运行中	新产品大修后	运行中	新产品大修后	运行中	
峰值电压/kV	60	50	50	40	35	30	
球间隙距离/mm	21	16	16	13	11	9	球直径为5cm标准球

20.16 温升试验

温升试验的目的，就是要确定变压器各部位的温升和验证设计数据，确定其温升限值是否符合标准的规定。

温升试验是型式试验项目，也是新产品定型的主要试验项目之一。对于派生产品或正常产品，由于产品工艺的重大改变，主要部件原材料的代用，出厂产品中实测损耗值超出标准，怀疑能否达到额定功率时，均要进行温升试验。试验应在额定冷却条件下进行，即气温为10～40℃，冷却水温不大于25℃。试验时要给被试变压器输入总损耗，并取其标准值和实测值的较大者。当油浸式变压器的油面温度连续3h内上升不超过2℃时，即认为温升已经稳定，此时即为最高温升。油浸式变压器通常用短路法进行，其接线图和负载试验相同，为减少试验时接线工作量，温升试验往往在负载试验后进行。先输入总损耗，直至油面温度稳定，再测量油面温升。然后降低电压，使输入总损耗等于85℃（等于绕组温升限值加上年平均温度，如油浸式变压器为65℃+20℃）时的负载损耗，待绕组温度稳定后（约经30～45min），测量绕组温升。如果需要做铁心的温升试验，则再做额定电压下的空载试验，直至油面温度稳定，测量铁心温升。

20.16.1 试验方法

温升试验时，在各需测部位埋设预先校验好的康铜和铜组成的热电偶（铁心测温用玻璃温度计时，必须屏蔽其朝向外面的一方，使不至由于局部散热而造成误差），在箱盖温度计座内（座内充变压器油），插入酒精温度计。温升试验过程中，对各部位温度每隔半小时记录一次。通常监视的部位是：油面、铁心、绕组、金属结构件等。稳定状态判断以油面温升为准，对干式变压器，以铁心温升为准。

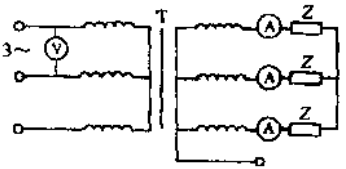


图 20-36 直接负载法原理线路图
T—被试变压器 Z—负载

为了缩短温升试验时间，开始可以提高试验电流或恶化冷却条件，使温度迅速提高。当监视部位达到 70%预计温升时，应立即恢复额定发热和冷却条件。

温升试验的方法有直接负载法、相互负载法、循环电流法、零序法、短路法。下面主要介绍简单的直接负载法和短路法。

1. 直接负载法

接线图如图 20-36 所示。在试品的一侧接上适当的负载（灯泡负载、电抗器、电容器或其他负载），在另一侧施加额定电压，然后调节负载，使负载电流等于额定电流，并维持至稳定，即可测其各部位的温升。此方法虽然简单、真实，但电力消耗较大，只适用于少量变压器试验，对大批量试验，以采用其他方法为宜。

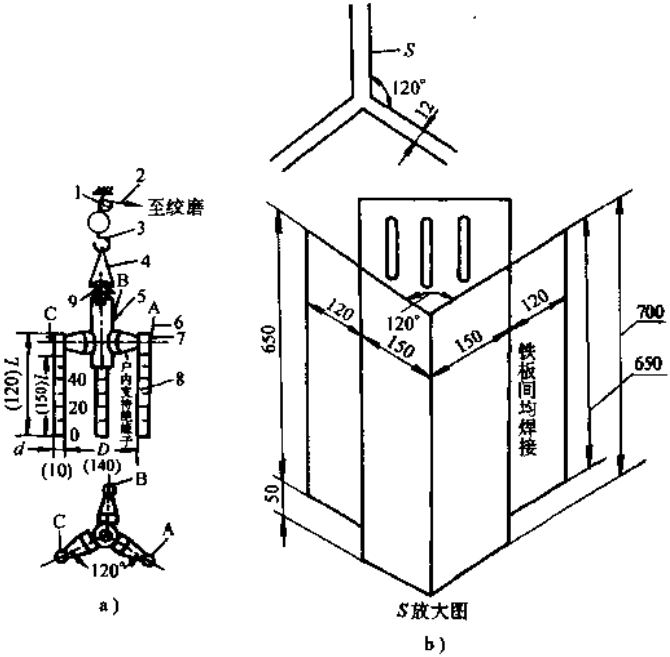


图 20-37　水电阻结构图

a）6300V1500kVA 水电阻　b）380V100kVA 水电阻

1—定滑轮　2—尼龙绳　3—吊钩　4—吊索　5—电极支柱圆管

6—电缆　7—导线夹　8—电极　9—针式瓷绝缘子

对修试运行单位来说，其负载以采用水电阻较为简便。水电阻的结构如图 20-37a 所示，d 为电极直径，D 为极间距。三个电极各通过三个支柱绝缘子固定在电极支柱圆管上，圆管直径 ϕ75mm。为了确保安全，在电极支柱圆管的上端装有一个型号为 P-35T 的针式瓷绝缘子，通过吊索将水电阻器系挂在吊钩上。水阻器的升降，由手摇

绞磨或链条葫芦来操作。滑轮或葫芦吊在龙门架或人字木梯上。通过电缆将被试a、b、c三相引至水电阻器上，如图20-38所示，下置一个水缸，为防止水被烧开，用自来水管供给自来水，让其自溢冷却。图20-37b的水电阻器是用在380V100kVA容量场合，尺寸是三块互成120°的铁板，每块尺寸700mm×540mm，三块互成120°排列，极板间距为12mm。

水的电阻率如下：海水为1～5Ω·m；湖水、池水为30Ω·m；泥水15～20Ω·m；泉水为40～50Ω·m；地下水为20～70Ω·m；溪水为50～100Ω·m 河水为30～280Ω·m。

水电阻器放入水中的有效长度 L 的计算

$$L=\frac{S\rho\times10^5}{2.73U^2}\lg\frac{D}{d}$$

式中 S——容量（kVA）；

ρ——水电阻率（Ω·m）；

U——电压（V）；

D——两电极极距（cm）；

d——电极直径（cm）。

电流密度 $J=\frac{S}{\sqrt{3}\pi LdU}$应<0.3A/cm²。

2. 短路法

本方法只适用于油浸式变压器。它是将试品一侧短路，另一侧供电，其线路图完全与负载试验相同，所以只有绕组发热，铁心基本不发热。但采取适当的措施，同样能得到接近额定条件下的温升数据。

（1）油面温升 调节施加电压，使对试品的输入功率等于额定条件温度下的总损耗 P_Z，将变压器的空载损耗和负载损耗都加到绕组上，造成了与运行条件下等效的热源。这样直到油顶层温度稳定后，测量油顶层温度和环境温度，得到变压器油顶层温升。试验电流为

$$I_Z\approx\sqrt{\frac{P_{k85}+P_0}{P_{k85}}}I_e$$

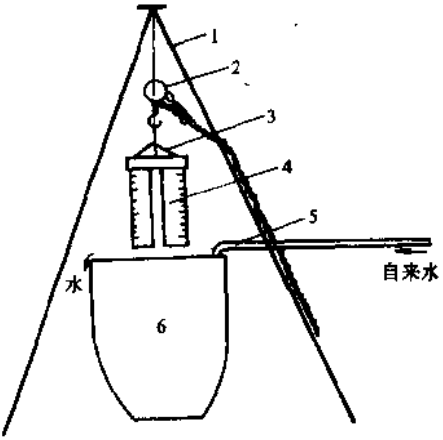


图20-38 简便水电阻器

1—人字梯子 2—链条葫芦 3—三角带作吊绳 4—水电阻器 5—橡皮管 6—水缸

试验可用监视总损耗电流 I_Z 来代替监视试验总损耗 P_Z。

(2) 绕组温升　降低电压使在绕组内造成的损耗等于条件温度下的负载损耗 P_{k85}，在绕组温度实际稳定以后（约 30～45min），停电或带电测量绕组的热电阻 R_1。与此同时，还要测量油面温度与环境温度以及散热器出、入口温度。利用所测几点的电阻变化率，求出绕组对冷却介质的温升。

(3) 铁心温升　将试品的短路侧打开，供给额定频率的额定电压，进行空载温升试验，到油面温度稳定后，测定铁心表面温度和环境温度，得到铁心温升。

3. 循环电流法

即两台相同变压器，以不同分接头并接，产生循环电流试验。

20.16.2　绕组温度的测量

切断电源瞬间热电阻的测量一般有两种方法：一种切断电源后，连续测量一段时间，用外推法求出；另一种是用 XQJ-4 高压带电测量装置带电测温。一般利用测量绕组电阻来换算温度。从铜绕组温升公式计算可知

$$\Delta\theta=(\theta+235)\frac{\Delta R}{R}$$

当测量电阻的误差为 1%时

$$\Delta\theta=(85+235)\times 0.01\,℃=3.2\,℃$$

影响温度为 3.2 ℃。因而要求测量电阻的电桥应不低于 0.2 级，有 4～5 位读数的高精度电桥。

外推法的测量方法如下：

一般热态电阻要求在切除电源 2～3min 以内测出第一个热电阻，再每隔相等时间如 30s 连续测量 10 点后，其后可延长时间间隔 5～10min 直至 10min，读取补充测量稳态电阻。由于绕组为大电感，测量直流电阻稳定过程要长达 20～30min，因此，测量必须采用加速充电法。

绕组的降温过程和时间呈指数函数关系，因而采用单对数坐标纸，取横轴为时间坐标，纵轴为电阻差值坐标时，在良好的测量情况下，根据上述读数，能绘制出一条直线。将此直线反向延伸至纵轴相交点，即为切断电源时的热态电阻差值，如图 20-39 所示。再测量稳态电阻，与它相加后，可得到热电阻值，通过计算可知温升。

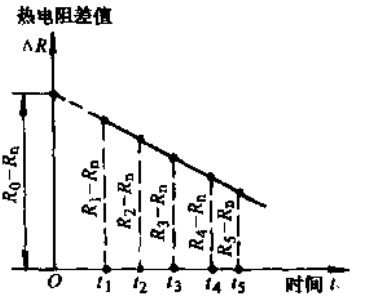


图 20-39　单对数坐标纸外推法求热电阻

$R_{1\sim5}$—断电后不同时间测量的热态电阻　R_n—测量的补充稳态电阻　R_0—断电瞬间的热电阻

20.16.3　温升计算

1) 用直接负载法、相互负载法、循环电流法、零序法达到额定条件时，按下列公式计算：

油顶层温升 $\tau_1=\theta_1-\theta_0$

铁心表面温升 $\tau_2=\theta_2-\theta_0$

绕组平均温升 $\tau_3=\frac{R_1}{R_2}(T+\theta_{02})-(T+\theta_{01})$

式中 θ_0——冷却介质的实测温度（℃）；

T——铜线为 235，铝线为 225；

τ_1、τ_2、τ_3 ···油顶层温升、铁心表面温升、绕组平均温升（℃）；

θ_1、θ_2——油顶层和铁心实测温度（℃）；

θ_{01}···· 测热电阻时的环境温度（℃）；

θ_{02}——测冷电阻时的绕组温度（℃）。

2）用短路法达到额定条件时，按下列公式计算：

油顶层温升

$$\tau_1=\theta_1-\theta_0$$

铁心表面温升

$$\tau_2=\tau_2''+\frac{\tau_1-\tau_1''}{K_\theta}$$

式中 $\tau_2''=\theta_2''-\theta_0''$ $\tau_1''=\theta_1''-\theta_0''$

绕组平均温升

$$\tau_3=\frac{R_1}{R_2}(T+\theta_{02})-(T+\theta_{01})+\frac{\tau_1-\tau_1'}{K_\theta}$$

式中 $\tau_1'=\theta_1'-\theta_0'$；

θ_0、θ_1——总损耗下实测冷却介质和油顶层温度（℃）；

θ_0'、θ_1'——负载损耗下实测冷却介质和油顶层温度（℃）；

θ_0''、θ_1''、θ_2''——空载损耗下实测冷却介质和油顶层及铁心表面温度（℃）；

K_θ——油顶层温度和油平均温度的比值。

20.17 油箱机械强度及升高油压试验

油箱机械强度试验仅在不装有器身的单独油箱上进行。它是将油箱充满油，并用压力机（有的厂用水压机代替）加压 0.1MPa，测量油箱外形尺寸。解除压力后，再进行测量，要求无残留永久变形或永久变形不得超过油箱壁厚的两倍（不包括箱盖）、所有焊接部分也不应有损伤和开裂，供装配和密封部分均保持正常，则认为试品机械强度试验合格。如在有关标准或产品技术条件中规定，需施加部分真空，则要求解除真空后箱盖等不发生凹陷才合格。

20.18 短路试验

短路试验是模拟事故短路，是指变压器一次侧加上额定电压，二次侧由于事故原因，

在出线端子上发生的突然短路。在此短路电流的作用下，变压器各部分会产生很大的电动力，使绕组发生畸变或移位崩掉，也产生很大的热量，并使绕组有烧毁的危险。因此，本试验的目的是为了考核变压器的动、热稳定性，即考核绕组、引线、开关、套管和各种紧固装置的机械强度，及本试验结束时达到的最高温度是否超过其导线材料及其外包绝缘耐热等级所能允许的最高温度（对油浸式铜线为 250 ℃，铝线为 200 ℃）。由于应力和温升都与短路电流的二次方成正比，因此，容量越大，稳定性越差。

20.18.1　试验方法

1. 热稳定（耐热能力）验算

据 GB1094.5—1985 标准规定，热稳定时间取为 2s（即发生短路的时间，而短路电流大小是稳态短路电流（详细严格计算还应计及非周期分量，产生的热量可查表求得，但此项数量较小），据该标准已列出下列计算方法：

稳态短路电流的大小决定于变压器和系统的总阻抗。三相变压器对称短路电流的有效值按下式计算：

$$I=\frac{U}{\sqrt{3}\ (Z_t+Z_s)}$$

式中　I—— 对称短路电流有效值（kA）；

U——试验分接的分接电压（kV）；

Z_s——系统短路阻抗（Ω/相）；

Z_t——折算到变压器供电绕组在相应分接的短路阻抗（Ω/相）。

$$Z_s=\frac{U_s^2}{S}$$

式中　U_s——系统额定电压（kV）；

S——系统短路视在容量（MVA）。

$$Z_t=\frac{u_k U_r^2}{100 S_r}$$

式中　u_k——折算至参考温度时额定电流下的实测阻抗电压（%）；

U_r——被试绕组的额定电压（kV）；

S_r——被试变压器的额定容量（MVA）。

具有两个独立绕组的变压器，以额定电流（主分接）下的短路阻抗表示的短路阻抗典型值见表 20-11。

系统短路视在容量见表 20-12（如有制造订货合同按合同）。

由上述对称短路电流可计算短路电流密度（因对某台变压器导线截面已知），再根据短路时间 $t=2$s 即可计算绕组最高平均温度

$$\theta_1=\theta_0+\alpha J^2 t\times 10^{-4}$$

式中　θ_1—　绕组最高平均温度（℃）；

θ_0——绕组的起始温度（℃）；

α——$\frac{1}{2}(\theta_2+\theta_0)$ 的函数，见表 20-13；

J——短路电流密度（A/mm^2）；

t——对称短路电流持续时间 2s。

表 20-11 具有两个独立绕组变压器的典型阻抗电压值（GB/T6451—1999）

额定容量/kVA	阻抗电压（%）
630 及以下	4.0
631～1250	5.0
1251～3150	6.25
3151～6300	7.15

表 20-12 系统的短路表观容量 S（GB1094）

电压等级/kV	系统最高电压/kV	系统短路视在容量/MVA
6，10	6.9，11.5	500
35	40.5	1500
66	72.5	3000
110	126	8000

表 20-13 $\alpha=f\left[\frac{1}{2}(\theta_2+\theta_0)\right]$值

$\frac{1}{2}(\theta_2+\theta_0)$/℃	α值	
	铜线绕组	铝线绕组
140	7.41	16.5
160	7.80	17.4
180	8.20	18.3
200	8.59	19.1
220	8.99	—
240	9.39	—
260	9.78	—

表 20-14 绕组平均温度的最大允许值 θ_2

变压器型式	绝缘耐热等级	θ_2/℃	
		铜线绕组	铝线绕组
油浸式	A	250	200
干式	A	180	180
	E	250	200
	B	350	200
	F	350	200
	H	350	200
	C	350	200

绕组的起始温度 θ_0，其值为冷却介质的最高温度与绕组温升限值之和。由于国家标准规定，油浸式变压器绕组温升限值为 65K，冷却介质最高气温为 40 ℃。因此，对于空气冷却的油浸式变压器，$\theta_0=105$ ℃。

然后与绕组平均温度的最大允许值进行比较（见表 20-14），如果小于允许温度，热稳定则通过。由于每种变压器（对大型是每台变压器）设计时已计算过热稳定，所以

只要制造时严格执行操作工艺，并考虑适当的裕度，2s 的热稳定是有保证的，(但实际使用中往往超过 2s，有的供电局达到 3.6s，超过了设计假设，就会发生事故)。

2. 动稳定能力试验

试验时将变压器一侧短路，另一侧突然施加额定频率的额定电压来进行，其试验接线如图 20-40 所示。表 19-25 中试验电流 i 称为冲击电流。因为发生短路的瞬间，通过变压器的电流会突然增大，称为全电流短路电流。它又分为非周期分量短路电流和周期分量短路电流，示波图上对横坐标来说，上下不对称，故又称为非对称短路电流。短路开始后，经过几个周波至十几个周波，非周期分量衰减至零，只剩下周期分量，称为稳态短路电流，用 I 表示。由于 I 对横坐标来说，波形(正弦波)上下对称，因此，又称为对称短路电流。在短路发生的瞬间，最严重情况是经过半个周波电流达到最大值 I_m

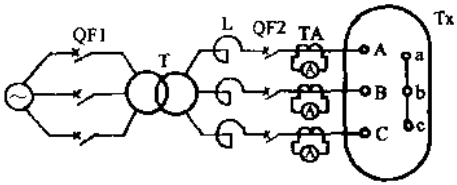


图 20-40　短路试验接线图

QF1—保护和合闸用的断路器　QF2—保护用的断路器　T—辅助变压器　L—可调节的负载电抗器　TA—电流互感器　Tx—被试变压器

冲击电流

$$i=K\sqrt{2}I$$

式中　I——对称短路电流；

$K\sqrt{2}$——系数，表示冲击电流是对称短路电流的倍数，它与网络中电抗 X_d 和电阻 R_d 比值有关；

X_d——变压器电抗与系统电抗之和，即 $X_d=X_t+X_s$；

R_d——变压器电阻与系统电阻之和，即 $R_d=R_t+R_s$。

表 20-15　系数 $K\sqrt{2}$ 值

X_d/R_d	1	1.5	2	3	4	5	6	8	10	≥14
$K\sqrt{2}$	1.51	1.64	1.76	1.95	2.09	2.19	2.27	2.38	2.46	2.55

GB1094.5—1985 规定，系数 $K\sqrt{2}$ 限制到 $1.8\sqrt{2}=2.55$，对于不同的 X_d/R_d 值，$K\sqrt{2}$ 取值见表 20-15。当 X_d/R_d 为 1～14 之间的其他值时，$K\sqrt{2}$ 值由线性内插法确定。

试验前，试品应进行吊心检查，并在器身上做出检查标记，或进行必要的摄影工作，如图 20-41 所示。还可在欲测部位放置压力测试元件(如电阻应变仪)，用低压分析仪记录后，对

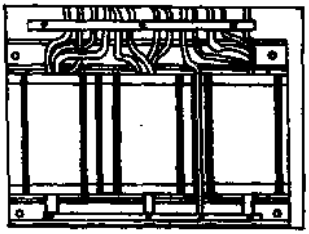


图 20-41　短路试验时绕组作标记

比试验前后的示伤波形图有无差异。

630kVA/10kV 配电变压器数据见表 20-16。其试验电流见表 20-17。试验前后的电抗变化见表 20-18。

表 20-16 630/10 变压器数据

分接位置	阻抗电压(%)	负载损耗/W,75 ℃
最大分接 Ⅰ	4.37	5665.9
主分接 Ⅱ	4.59	5877.9
最小分接 Ⅲ	4.67	6095

表 20-17 试验电流

试验分接		Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
$K\sqrt{2}$ i_F 第一个峰值规定值/A		2.169	2.125	2.167
I 的规定值/A		1625	1677	1723
		772	771	795
试验电流 i_F 的第一个峰值	a 相	1696	1453	1254
	b 相	1541	1754	1468
	c 相	1174	1321	1754
试验电流 I	A 相	749.6	747	729
	B 相	749.9	744	752
	C 相	749.9	752	723
电流持续时间/ms		475	475	475

表 20-18 试验前后电抗变化

分接	试验前/Ω			试验后/Ω		
	A-B	B-C	C-A	A-B	B-C	C-A
Ⅰ	14.75	14.81	15.05	14.8	14.9	15.1
Ⅱ	13.7	13.8	14.0	13.8	13.8	14.0
Ⅲ	12.95	13.05	13.2	13.1	13.05	13.2

20.18.2 试验结果判断

1) 压力释放阀是否喷油。

2) 气体继电器是否动作。

3) 油箱中声音是否正常。

4) 示波图是否发生波形畸变。

5) 短路试验后,复试全部例行试验合格并吊心检查。

短路前后测量的电抗差应满足标准要求，对于具有圆形同心式绕组的变压器，电抗变化应小于 2%；对于低压绕组为箔式及阻抗电压大于 3%的变压器，电抗变化应小于 4%。对于阻抗电压大于 3%的非同心式绕组变压器，电抗变化应小于 7.5%。

可用绕组变形测试新技术，如低电压阻抗测试法、部分电容法、低压脉冲法和频响法（即频率响应分析法）来测试绕组有否变形。目前以频响法的 TDT 型变压器绕组变形测试仪最为常见。

如果外观检查没有发生变形和损伤，各项试验结果和例行试验数据比较无显著变化或变化未超过标准范围则认为本试品合格。

如果试验时已发现损伤迹象，但外观检查没有发现损伤，而示波图已明显发生畸变，或突发短路前后性能试验的结果有很大变化，或突发短路后未承受住耐压试验，则应认为未通过本试验，必须重新拆开，以查明原因。

20.19　声级测量（噪声测量）

声级是指空载下变压器的声压级水平。声级测量是利用 A 计权声压计距基准发射面一定距离（自冷式或风扇停止运行的风冷式是在相隔距变压器外廓 0.3m 处、风冷式相隔距变压器外廓 2m 处）进行多点的声压级测量。当油箱高度小于 2.5m 时，在油箱 1/2 高度上放置测量点；当油箱高度大于 2.5m 时，则在油箱 2/3 和 1/3 高度上各设测量点。测量点间距≤1m，如图 20-42 所示。背景噪声则以距变压器外廓 2m，测量点不少于 4 点的情况下进行测量。测量值应减去背景噪声值。

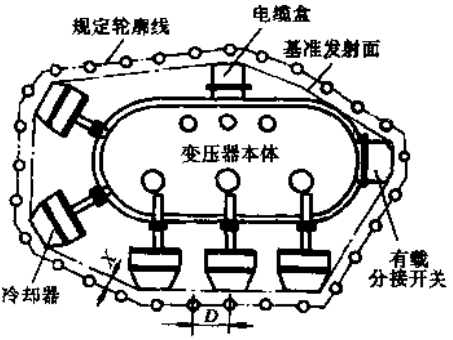


图 20-42　冷却器直接安装在变压器油箱上测量噪声时声级计的位置

对城市中布置的城市电网变电所，要求使用低噪声变压器，在制造时要采取一些特别措施，制造后一定要测试噪声，其噪声应不超过国家有关标准。

图 20-43 为等响度曲线。曲线反映了人耳的听觉灵敏度与声压及频率间的关系。从图中的曲线可以看出，人耳对高频（1000Hz 以上）噪声比较敏感，对低频（500Hz 以下）噪声比较迟钝。声级的单位按计权特性分为 dB(A)、dB(B)、dB(C)，以便与声压级和声强级的单位相区别。

A 计权特性——比较接近于人耳对小声响的听觉响应，在低频段具有低的灵敏度；

B 计权特性——介于 A、C 之间；

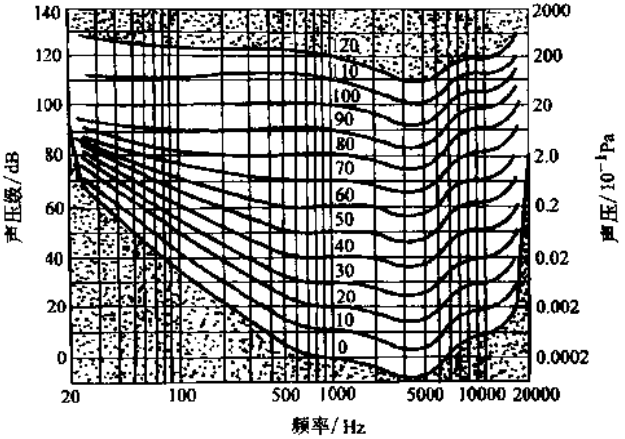


图 20-43 等响度曲线

C计权特性——在整个频域具有大致相同的灵敏度，比较接近于人耳对大声响的听觉响应。

我国根据GB7328—1987《变压器和电抗器声级测定》中规定，变压器声级测量采用A计权方式，即dB(A)。

20.20 局部放电试验

1. 概述

工频电压、雷电冲击电压和操作冲击电压试验，其所施加的试验电压值，只是考核了产品能否经受住各种过电压的作用。但是，这种过电压值的试验与运行中长期工作电压的作用是有区别的，经受住了过电压试验的产品，能否在长期工作电压作用下保证安全运行，还需要进行局部放电试验。

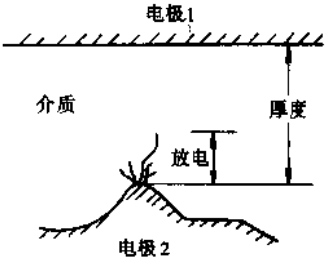


图 20-44 局部放电的示意

所谓"局部"是指绝缘介质就其整个厚度上并非"贯穿"，只是在厚度的一个局部产生放电现象，如图20-44所示。由于局部放电的能量很小，一般仪表上不会显示出来。

局部放电的发生，有下列几个因素：

1）电场过于集中于某点。

2）固体介质有气泡，有害杂质未除净。

3）油中含水、含气、有悬浮微粒。

4）不同的介质组合中，在界面处有严重的电场畸变。绝缘内部存在的气隙（气泡），其介电常数比绝缘材料的介电常数要小，故气隙承受的电场强度比邻近的绝缘材料上的电场强度要高。另外，气体（特别是空气）的绝缘强度却比绝缘材料低。这样，当外施电压达到某一数值时，绝缘内部所含气隙上的电场场强就会先达到使之击穿的程度，从而气隙先发生放电。这种绝缘内部气隙的放电就是一种局部放电。

还有，绝缘结构中由于设计或制造上的原因，会使某些区域的电场过于集中。在此电场集中的地方，就可能使局部绝缘（如油隙或固体绝缘）击穿或沿固体绝缘表面放电。另外，产品内部金属接地部件之间、导电体之间电气连接不良，也会产生局部放电。

绝缘内部的局部放电虽然不形成贯穿性通道，但放电会产生热量，使介质出现局部的温度升高，甚至碳化。另外，由于放电的电解作用，会产生一些活性气体（如臭氧、一氧化氮和二氧化氮等），它们对绝缘有腐蚀作用。可见，局部放电的持续发展，会逐渐造成绝缘的损伤，促使绝缘的老化，甚至最后导致整个绝缘的击穿。

2. 测量仪器和试验判断

局部放电试验测量的基本回路有测量部分与试品串联、测量部分通过耦合电容器与试品并联和测量采用平衡回路三种。

测量的仪器设备有耦合电容器、测量阻抗装置（电阻或电感单一元件或组合电路）、局放仪。有的还有抗干扰的阻塞阻抗装置。局部放电测量仪是测量视在放电量的仪器，通常是示波屏与峰值电压表或数字显示并用。仪表刻度越细，单位越小，说明精度越高。

局部放电试验的方法见表 19-28。

如果在整个试验期间，试品不发生击穿，在 U_2 的第二阶段的 30min 内，所有测量端子测得的放电量，连续地维持在允许的限值内，并无明显地、不断地向允许限值内增长的趋势，则试品合格。如果放电量超出允许限值，但之后又下降并低于允许限值，则试验应继续进行，直至此后 30min 的期间内，局部放电量不超过允许的限值，试品合格。否则即为不合格。另外，根据 GB6450—1986《干式电力变压器》标准规定和对单相电源加压试验方法的理论分析，35kV 及以下三相干式电力变压器局部放电试验只能采用三相电源加压的试验方法，而不能采用单相电源加压的试验方法。因为采用单相电源加压的方法，高压 A、B、C 相相对地和相间试验电压均达不到标准要求。

20.21　无励磁分接开关试验

参见表 19-29。

20.22　有载分接开关试验

参见表 19-30 和 28.4 节叙述。

20.23 气体继电器试验

根据气体继电器检验规程，要求挡板与开口杯轴向活动范围为0.3～0.5mm，干簧触点的间距不小于1.1mm，开口杯下降使干簧触点动作的滑行距离不小于1.5mm，开口杯上下活动范围不大于1.2mm，永久磁铁距干簧触点玻璃管壁不小于2.5mm和不大于4mm。密封性能0.2MPa20min不渗漏。触点对地及干簧触点间的绝缘电阻不小于300MΩ，或做出线端子耐受2000V1min工频耐压试验。支架平面度为±0.24mm，继电器触点电流为0.3A(220V)或0.6A(110V)，能承受1000次开断和闭合试验。气体继电器的校验周期不超过5年(一般5年一次)。

20.24 压力释放阀试验

压力释放阀的校验参见表19-32。

20.25 用变形测试仪测试绕组变形

20.25.1 概述

电力变压器在运行过程中不可避免地要遭受各种故障短路电流的冲击。一旦短路故障发生在变压器出口附近，如果绕组内部机械结构存在薄弱环节，必然会产生绕组扭曲、鼓包或移位等变形现象，严重时甚至导致突发性损坏事故。

变压器在遭受短路故障电流冲击后，绕组发生局部变形，即使没有立即损坏，也有可能留下严重的故障隐患：

1）绝缘距离发生改变、固体绝缘受到损伤，导致发生局部放电。当遇到雷电过电压作用时，便有可能发生匝间、饼间击穿，导致突发性绝缘事故，甚至在正常运行电压下，因局部放电的长期作用而发生绝缘击穿事故。

2）绕组机械性能下降。当再次遭受短路事故时，将承受不住巨大的电动力作用而发生损坏事故。

因此，开展变压器绕组变形测试工作，及时发现有问题的变压器，对防止变压器事故的发生有重要的作用。

20.25.2 变压器绕组变形检测方法

变压器绕组发生局部的机械变形后，其内部的电感、电容等分布参数必然发生相对变化。

利用网络分析技术、通过测量变压器各个绕组的传递函数$H(j\omega)$，并对测试结果进行纵向或横向(三相之间)比较，可灵敏、有效地诊断出绕组的扭曲、鼓包、移位等变形现象。因为当频率超过1kHz时，变压器的铁心基本不起作用，每个绕组均可视为一个由电阻、电容、电感等分布参数构成的无源线性双端口网络。若忽略绕组的电阻(通常很小)，则绕组的等效网络可用图20-45表示。根据电工学理论，它是可以通过传递函数$H(j\omega)$对其特性进行描述的。如果绕组发生机械变形，势必会改变网络的

L、K、C 等分布参数，导致其传递函数 $H(j\omega)$ 的零、极点分布发生变化。

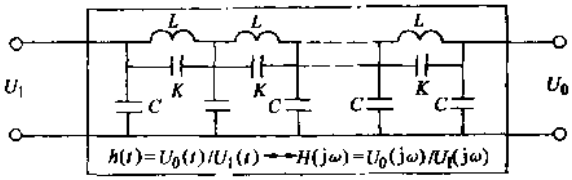


图 20-45　单相变压器绕组的简化等效电路

通过测量传递函数 $H(j\omega)$ 的变化来判断变压器绕组变形的方法，可分为低压脉冲法（简称 LVI）和频率响应分析法（简称 FRA）两种。现简要介绍其测试原理。

1. 低压脉冲法

LVI 法的测试原理如图 20-46 所示。此方法现场使用往往较难保证测试结果的重复性。

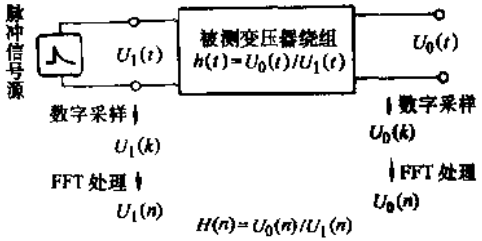


图 20-46　LVI 法测试原理

2. 频率响应分析法

即 FRA 法的测试原理如图 20-47 所示。在绕组的一端加扫频电压信号 U_s（可依次输出不同频率的正弦波电压信号），通过数字化记录设备同时检测不同扫描频率下绕组两端的对地电压信号 $U_1(n)$ 和 $U_0(n)$，并进行相应的处理，得到绕组的传递函数

$$H(n)=20\log\frac{U_0(n)}{U_1(n)}$$

传递函数 $H(j\omega)$（即频率响应特性）中的零、极点分布情况与二端口网络内部的元件及连接方式等密切相关。电力变压器绕组的频率响应特性通常在 10kHz～1MHz 的频率范围内具有较多的谐振点。当频率低于 10kHz 时，绕组的电感起主要作用，谐振点通常较少，对分布电容的变化较不敏感；而当频率超过 1MHz 时，绕组的电感又被分布电容所旁路，谐振点也会相应减少，对电感的变化较不敏感，而且随着频率的提高，测试回路（引线）的杂散电容也会对测试结果造成明显影响。因此，选用 10kHz～1MHz 的扫频测量范围和 1000 个左右的线性分布扫描频点，会获得较好的测试效果。此时，绕组内部的分布电感和电容其频率响应特性具有较多的谐振点，能

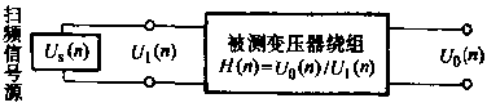


图 20-47　FRA 法测试原理

够灵敏地反映出绕组电感、电容的变化。

20.25.3 变压器绕组变形测试仪

变压器绕组变形测试仪又称变压器绕组变形测试系统。目前国产变压器绕组变形测试仪有三种型号，分别是武汉高压电器研究所、华北电力科学研究院(华北中试所)、北京电力科学研究院三家生产的。每套价格25～27万元左右，而进口每套需45万元。目前用的较多的是北京电力科学研究院生产的TDT型变压器绕组变形测试仪(系统)，下面介绍该型仪器。

TDT型(最新的TDT4型)变压器绕组变形测试系统主要由测试主机(内含配套设计的486DX2彩色笔记本电脑)和彩色喷墨打印机两部分构成。它不但能诊断出绕组内部发生的变形现象，以及绕组匝间、相间可能发生的接触性短路现象，还同时兼顾了数字示波器、瞬态记录仪、函数发生器等常规分析仪器的功能。其具体测试过程如图20-48所示：通过计算机的运算和控制，扫频电压发生器依次把输出的不同频率的正弦波电压信号$U_s(t)$加到变压器绕组的一个端子上，双通道检测单元同时记录该端子及绕组对应端子上的电压信号$U_1(t)$和$U_0(t)$的波形、并进行相应的数字化处理，得到其在不同扫描频率下的幅值和相位，然后根据下式求得被测绕组的幅频响应特性或相频响应特性，显示在计算机屏幕中，并可由打印机进行输出。

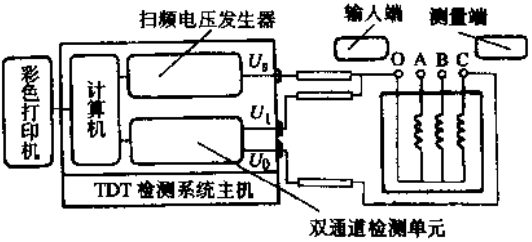


图20-48 TDT测试系统工作原理

幅频响应特性

$$H(f)=20\log\frac{A_{U_0}(f)}{A_{U_1}(f)}$$

相频响应特性

$$\Phi(f)=\Phi_{U_0}(f)-\Phi_{U_1}(f)$$

由于频率响应分析法诊断变压器绕组变形的主要原理是建立在比较绕组频率响应特性变化的基础上，即相当于比较绕组的结构“指纹”图，故要求测试系统具备极高的检测灵敏度和工作稳定性，并应具备结果诊断功能。为此，在TDT型变压器绕组变形测试系统中，除采用高性能的进口硬件电路来保证测试精度和工作可靠性外，还采取了数字滤波技术和微弱信号提取技术，使测试系统的抗干扰能力和检测灵敏度显著增强。只要干扰信号的频率不与各个扫描频点重合，就不会对测量结果产生影响。

变压器绕组的变形程度(即绕组频率响应特性的变化情况)也可根据相关系数R

值的大小直观地进行判断，测试系统的工作软件全部汉化的用户界面给使用人员带来了方便。

变形测试仪测量时，在绕组中性点注入一个频率连续变化的激励电压，(频率变化范围是 10～1000kHz，≤10V～20V 的正弦电压)在本绕组的三相线端分别测量响应值，由仪器自动计算后以曲线图表示。其结构主要由扫频信号发生器、双通道数据采集系统、计算机、彩色打印机和相应的分析软件组成。由于仪器的测量原理基于变压器绕组本身的电感和绕组之间、对地的电容的协同作用，使得每台变压器的绕组都呈现出不同的频谱响应，类似于人的指纹。所以最标准的分析方法应该在新变压器投入运行之前进行原始测量，将测量图谱归档，在变压器承受外部短路故障电流后进行重新测量，将重新测量的图谱和原始测量的图谱进行比较。当缺乏上述原始图谱时，可以在三相绕组之间进行比较分析，或在同一批次、同一容量结构的产品之间进行比较分析。

由于仪器的原理影响，在 10～170kHz 范围内的频谱曲线是对应于绕组的整体情况，在 170～700kHz 范围内的频谱曲线是对应于绕组的局部情况，在 700～1000kHz 范围内的频谱曲线是对应于绕组的引线情况；三相频谱曲线之间的差异由仪器经过计算用“归一对数相关系数”R 值来表示，相关系数≥1.0 表示正常，在 0.5～1.0 之间表示有轻微的变形或不变形(由分析决定)，≤0.5 表示有明显的变形(但是对具体的变形部位不能确定)。

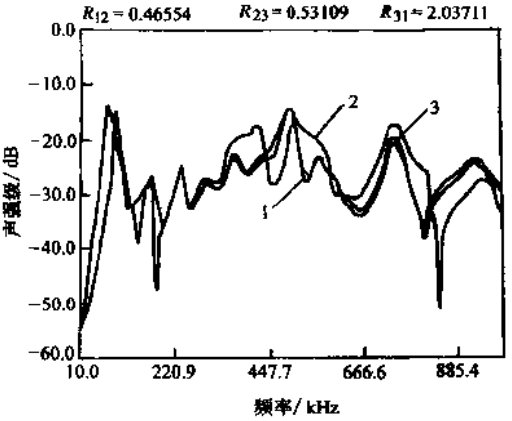


图 20-49　某台变压器低压绕组频响特性实测结果

曲线 1—LA 端注入，LB 端测量时的结果

曲线 2—LA 端注入，LC 端测量时的结果

曲线 3—LB 端注入，LC 端测量时的结果

20.25.4　绕组变形诊断技术的现场应用

图 20-49 给出的是某台有问题的变压器三个低压绕组的频响特性实测结果，其中，曲线 1 和曲线 3 之间的相似程度较好，其相关系数 R_{31} 大于 1.0；而曲线 2 却出现了较大程度的差异，其与曲线 1 和曲线 3 的相关系数 R_{12} 和 R_{23} 均在 0.5 左右，说明该变压器存在较为明显的绕组变形现象。然而，由于该变压器低压绕组为 Y 联结方式，无法单独测得每个绕组的频率响应特性，故只能根据频响特性的测量接线方式及实际测量结果，综合推断出发生变形的绕组。对于上述测试结果，不难看出，该台变压器只有在 B 相绕组发生变形而 A、C 两相绕组正常时，其频响特性的理论推断结果才能

与实际测量结果相符。这样的推断结果已在变压器吊罩检查后得到证实。

某110kV变电所的2号主变压器(SFSLb1-31500/110,沈阳变压器厂,1978年出厂)与1号主变(SFSLb-31500/110,常州变压器厂,1980年出厂)低压侧为并列运行,1997年4月6日同时承受低压侧短路,4月18日对上述两台变压器进行变形测量,结果表明,上述两台变压器三相间频响曲线的相似性较好,无变形。由于2号主变压器承受短路电流的时间比1号主变压器长,故2号主变压器存在缺陷的可能性也比1号大,为确认变形测试结果的正确性,对2号主变压器进行吊罩检查,检查结果无变形,与变形测试结果相吻合。故依据1号主变压器的测试结果(见图20-50),不再对1号主变压器另行安排吊罩。

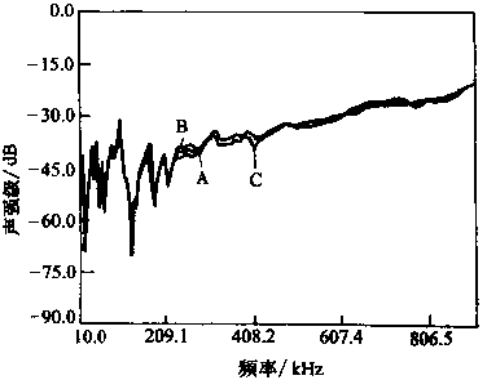


图20-50 SFSLb型110kV侧频响曲线

某电厂35kV主变压器(SFP7-75000/35,沈阳变压器厂,1990年出厂),1992年4月29日低压6kV侧发生短路,1995年4月14日高压35kV侧发生短路,在所有常规试验正常的情况下投入运行,直到1996年6月20日正常停运进行变形试验,试验表明三相绕组频响曲线差异较大(见图20-51),三相绕组皆有不同程度的变形,1996年7月对该主变压器进行吊罩检查,结果发现绕组多处凸出,变形最大为20～30mm,A、C相绕组尤为突出,器身底部垫块有较大的位移。

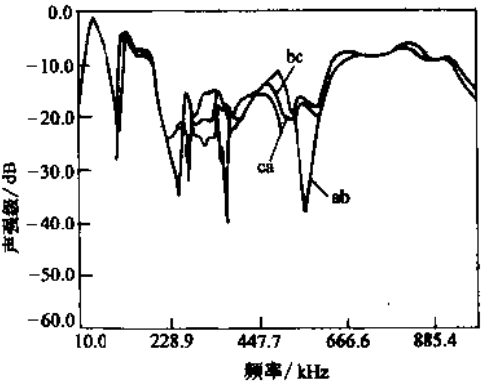


图20-51 SFP7型变压器6kV侧频响曲线

相关系数即相似系数,按理两条曲线完全一致,其相关系数R应是"∞"(无穷大),完全不一致,相关系数$R=0$。但这样数字太多太大,不易进行比较。通过仪器数学模型化解,将相关系数规定$R=10$时两曲线完全一致,$R=0$时为两曲线完全不一致。R值对曲线的谐振点较敏感,即谐振点数目的增减和谐振点横向位移的变化是比

较曲线的主要特征。因此，有时只分析曲线谐振点的变化而不去读 R 值，也可判断绕组变形，并且有如下规律：

1）测试时尽量使接线回路具有一致性，避免套管端子过长引出。

2）相间横向比较法。看 R 值，同时看三相间曲线谐振点的变化，比较谐振点数目和横向位移。对谐振点的纵向位移即谐振频率改变作具体分析。

3）频率响应特性低频段（<200kHz）主要反应匝间短路；频响曲线中频段（250～500kHz）主要反应绕组引线间及引线对地电容的变化；频响曲线高频段（500～900kHz）主要反应绕组鼓包变形。如果频响曲线在整个频率段都有反应，说明绕组已沿轴向变形。

4）对同一型号的变压器，在没有发生变形时，三相之间曲线规律基本相一致。

20.26　用低电压阻抗法测试绕组变形

1. 试验原理和方法

变压器绕组变形时，将引起绕组间气隙、距离等的变化，也就是短路阻抗将增大或缩小，通过比较变压器三相单柱短路阻抗的不平衡程度，即能判断变压器绕组是否发生变形。实际试验时，在三相通以相同的试验电流，直接以短路阻抗作比较，加以判断。

试验时被试相一相短路，非被试相短路与开路均可，三相采用相同的短路线可靠连接，控制三相所通短路电流相等，电流数值大小视试验设备而定，一般在 2～10A 之间。然后读取功率和电压，将电压值作为比较判断绕组变形的依据，以双绕组 YNd 接线变压器 A 相（柱）为例，其试验原理接线如图 20-52 所示。对于三绕组变压器，试验仍在每相绕组之间两两进行，另一绕组悬空。

这种方法又称短路阻抗（阻抗电压）法，测量采用伏安法。先将变压器一侧用足够粗导线短接，另一侧施加试验电压，同时测量电压和电流，此基波分量的比值就是短路阻抗。一般高压侧加压，电压测量回路直接接在变压器出线端上，以保证测量精度。

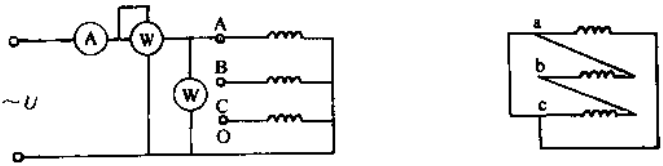


图 20-52　以 A 相为例低电压阻抗法的试验接线

2. 低电压短路阻抗法判断绕组变形的实例

【例 20-1】 某变电所 1 号变压器型号 OSFPSZ7-120000/230，接线组别为 YN，a0，yn0，d11，中压 B_M、C_M 发生相间短路，时间 1.1s，进行了低电压短路试验，试验结

果见表 20-19。

表 20-19 某变电所 1#主变压器阻抗电压试验

加压绕组	短路绕组	电流/A	电压/V	功率/W
A_MO(中压)	A_HO(高压)	10	96	530
B_MO(中压)	B_HO(高压)	10	102	592
C_MO(中压)	C_HO(高压)	10	105	560
A_MO(中压)	ao(低压)	10	247	170
B_MO(中压)	bo(低压)	10	223	170
C_MO(中压)	co(低压)	10	205	168

从表 20-19 可以看出，中压绕组对高压绕组，其阻抗相间差别为 9.37%；中压绕组对低压绕组，其阻抗相间差别为 20.49%。考虑到中压 B_M、C_M 两相受短路电流冲击，电动力将迫使其与高压绕组远离，而与低压绕组靠近，表现在阻抗上为中压绕组对高压绕组 B、C 两相高于 A 相，而中压对低压则为 B、C 两相低于 A 相，这与上述试验结果也是一致的。所以可以认为 B_M、C_M 两相已发生较严重的变形，吊罩检查结果与分析完全一致。

【例 20-2】 某电厂 7#主变压器的型号为 SSP-240000/220，YNd11 联结，高压 A 相曾单相短路接地，放油检查时发现 A、B 相围屏绑扎带已松开，后进行低电压单柱负载试验，试验结果见表 20-20。

表 20-20 某电厂 7#主变压器短路阻抗试验

加压绕组(高压)	短路绕组(低压)	电流/A	电压/V	功率/W
AO	ac	5	172.6	137.8
BO	ab	5	169.4	134
CO	bc	5	170	135.8

从表 20-20 可以算出，该变压器 A、B 相的短路阻抗电压相差 1.9%，A 相偏大，B、C 两相基本相等，这与 A 相受电动力冲击的情况是相符的。可以认为，A 相绕组已经有变形，但不严重，吊罩显示，A 相绕组部分线匝向外移位，之后制造厂作整形处理。

【例 20-3】 某电厂 8#主变压器的型号为 SSP-360000/220，YNd11 联结，色谱异常，进行了低电压短路阻抗测试，试验结果见表 20-21。

表 20-21　某电厂 8# 主变压器负载阻抗试验

加压绕组(高压)	短路绕组(低压)	电流/A	电压/V	功率/W
AO	ac	2	42.2	8.4
BO	ab	2	42	8.3
CO	bc	2	42.2	8.4

结果显示，该变压器阻抗电压相间仅差 0.5%，无绕组变形可能，这与该主变压器未受短路冲击的实际情况也是一致的。

3. 试验中应该注意的几个问题

(1) 短路线必须连接可靠　短路线连接不良，将引起功率与阻抗电压的较大误差，给判断绕组变形带来困难。以一台型号 SF8-63000/110 变压器为例，低压分别以熔丝短路和以铜线良好短接，测得数据见表 20-22。

表 20-22　不同短路线短接时的阻抗电压试验

短路	加压相(高压)	短路相(低压)	电流/A	功率/W	电压/V
熔丝短接	AO	ac	20	200.6	111.5
	BO	ab	20	175.8	107.4
	CO	bc	20	158.6	106.3
铜线短接	AO	ac	20	148.2	101.9
	BO	ab	20	149.6	102.3
	CO	bc	20	154.4	104.2

从表 20-22 可以看出，由于熔丝电阻大，接触不良，测得的数值与电压数值较铜线短接明显偏大，不利于对绕组变形情况做出正确的判断。

(2) 记录试验时所使用的表计和试验接线　该方法判断变压器绕组变形主要依靠相间数据相互比较或与原始数据比较，因此，为便于变压器出口发生短路后，试验数据与原始数据比较，最好使用原来试验所用表计，以免引起误差。另外，不同的试验接线也会引起试验数据的差异。所以，必须记录试验时所使用的表计和试验接线，不同相负载试验时，试验接线应相同，以减小人为误差。

(3) 正确判断试验数据　在确保试验数据正确的情况下，以相间或与上次数据相互比较加以判别，一般以相差小于 2%为宜，如果有 3%及以上的差异，应认为是变压器阻抗电压的明显变化，必须引起注意。

变压器通过低电压下单柱短路阻抗(电压)的测量，能有效地发现其绕组的变形或移位。分析判断绕组变形的方法是将各单柱短路阻抗数值相互比较或与历史记录作比较。

用低电压阻抗法测量一般单位都可以进行，不需要购置特别的仪器。当怀疑变压

器绕组变形时(如短路故障后),用普通仪器就可以测量判断变压器绕组是否变形,以免进行不必要的吊心或吊罩,当用变形测试仪不能准确判断绕组是否变形时,可再用低电压阻抗法来测量判断,双管齐下,会使判断更加准确。

20.27 用红外热像仪检测故障

用红外热像仪测量变压器各部位温度,可以在变压器带电运行时进行远距离非接触式测量,进行故障检测和诊断,已逐步得到了广泛的应用。红外热像仪有进口(如日本产 TVS—100 型、美国产等)和国产(如杭州浙江大立机电公司产的 DL-500E 型)等多种型号,价格每台从十几万元到 60 多万元(因其测量精度、灵敏度和功能多少而异)。现以 DL-500E 型为例说明其特点。

图 20-53 为红外热像仪的外形图。它的性能特点如下:

图 20-53 红外热像仪外形图

1) 采用热释电管斩波(非制冷)工作方式,直接凝视成像,无须移动仪器。

2) 高清晰度 CRT 寻像器和彩色 LCD 液晶显示屏,可实时显示红外灰度图像及伪彩色图像。

3) 中心点采样测温及全屏光标移动测温、多点温度显示。

4) 采用软盘高速存储图像,每盘可存 30 帧 JPEG 图像或 1 帧 BITMAP 图像。

5) 屏幕上可同时播放软盘上 6 帧图像(索引画面)或连续播放单帧图像(幻灯连放),方便查寻及回放。

6) 有图像冻结、时间印记、磁盘剩余指示、电池余量指示、图像保护及删除等功能,为操作仪器和工作带来方便。

7) 采用外加功能键和菜单选择,灵活控制仪器。

8）相配套的"Dali PicEd"最新图像分析处理软件，有较强图像处理和数据分析功能，以及图像数据库管理、灵活的报表生成。

9）一体化便携设计，7.2V 锂电池并机供电，连续工作时间大于 1h，快速充电方式。

它的技术特性如下：

工作波段为 8～14μm。

目标温度探测范围为－30～＋1375 ℃（根据镜头选择）。

最小可探测温度为 0.1 ℃（标准镜头下）。

图像分辨率为≥270 电视线。

聚焦范围为 0.5m～∞（标准镜头下）。

温度测量范围为－10～300 ℃。

测温精度为读数的±3%或±3 ℃取大者。

调制方式为斩波调制。

制式为 CCIR 625 行 50 场 2：1 隔行。

视频输出为 PAL 标准复合视频信号（黑白及伪彩）。

显示　黑白寻像器，清晰度≥600 线；

　　彩色液晶显示屏，TFT 面板，总点数 84000 点。

存储器　软盘，2HD MS-DOS 格式（1.44MB）

　　数据压缩，标准 JPEG。

　　1 张软盘可存储图像数，STANDARD 约 20～30 帧图像，BITMAP 1 帧图像。

　　图像尺寸　752mm×568(VGA)mm。

电源为 7.2V DC，13W。

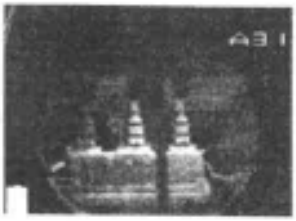
工作环境温度为－10～＋40 ℃。

尺寸和重量：290(L)×130(W)×135(H)mm，2.70kg（未含镜头、电池）。

用红外热像仪可检测变压器的故障有：外部连接不良、内部连接不良、套管缺油、绝缘不良（受潮等）、储油柜假油位、气体继电器阀门未打开、散热器阀门未打开、箱体涡流、散热器散热不良、内部局部过热等。因为温度的高低与电流大小有关，与电阻数值有关，设备受潮或介损增大后，泄漏电流增大，温度就要升高。相互接触不好（如接头），电阻增大，温度也会升高。而阀门未打开部位因是死油，其油温比流动处温度会降低。套管缺油后，缺油部位比其他充油部位温度要低。由红外热像仪自测后并记录下来的彩色图像各部位色彩的不同，就可以判断出故障。颜色代表温度范围的次序是：白色最高，红色其次，再以下是黄色、绿色、蓝色。彩色图像上有的热像仪的图像还标出各部分温度，更便于判断。图 20-54 为热像仪查找隐患的应用图像。如图 20-54a 为 10kV，B、C 相套管发热，该两相套管温度较高，呈现白色；图 20-54b 可看出 5 只套管内部接头发热；图 20-54c 所示高压侧 C 相升高座处温度异常升高，颜色已发亮变

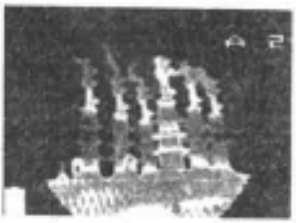
白；图 20-54d 站用变中间的 B 相套管上部温度较低，呈暗黑状态，说明缺油；图 20-54e 主变压器 B、C 相套管（右侧）上部发亮处不足，说明温度较低，是缺油引起的；图 20-54f 示出变压器避雷器因受潮使泄漏电流大增而发热升温，彩色图像上发白发黄发亮，急需处理。

在运行电压下对变压器和其他设备进行红外检测有停电试验不可比拟的优点，并能发现停电试验不能发现的缺陷。还可根据缺陷的紧急程度进行先后处理，保证设备的安全运行。



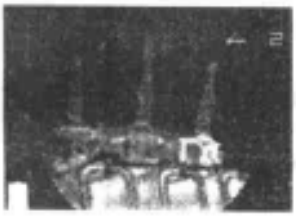
10kV 出线侧 b，c 套管发热

a）



套管内接头发热

b）



C 相升高座温度异常

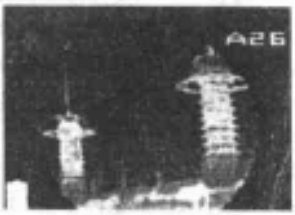
c）

站用变 B 相套管缺油

d）

主变 B，C 相缺油

e）



C 相避雷器受潮而发热

f）

图 20-54 红外热像仪查找设备隐患的应用图像

a）～f）设备各部分发热情况

第21章　变压器的选用和安装

21.1　选择原则和型号选择

21.1.1　选择原则

根据GB/T17468—1998《电力变压器选用导则》和国家电力公司国电农[1999]191号《农村电网建设与改造技术原则》文件等确定的选择原则如下：

1）选用变压器的技术规范和参数应符合国家标准和行业标准，一般应按GB/T6451（油浸式变压器）、GB/T10228（干式变压器）、JB/T2426（所、厂用变压器）选择。选用时应明确是升压变压器，降压变压器，配电变压器，厂用变压器，联络变压器，单相、三相变压器，有载调压、无励磁调压，自冷变压器，还是风冷变压器。应选用通过省部级或相应级别鉴定的设备，优先选用国家经贸委和国家电力公司推荐的产品。

2）与各额定电压等级相适应的输送功率和输送距离见表21-1。农网线路供电半径一般应满足下列要求：400V线路≤0.5km；10kV线路≤15km；35kV线路≤40km；110kV线路≤150km。

表21-1　与各额定电压等级相适应的输送功率和输送距离

额定电压 /kV	输送功率 /kW	输送距离 /km
0.38	100及以下	0.6及以下
3	100～1000	1～3
6	100～1200	4～15
10	200～2000	6～20
35	2000～10000	20～50
66	3500～30000	30～100
110	10000～50000	50～150
220	100000～500000	100～300
330	200000～1000000	200～600
500	600000～1500000	400～1000

农网主变压器的容量与配电变压器的容量之比宜采用1∶2.5，配电变压器与用电容量之比宜采用1∶1.5～1.8。

3）农村变电所的建设应坚持“密布点、短半径”的原则，向“户外式、小型化、低造价、安全可靠、技术先进”的方向发展．设计时考虑无人值班。设计标准可考虑10年负荷发展要求，一般可按两台主变压器考虑。

4）新建和改造的配网台区，应按“小容量、密布点、短半径”的原则建设改造，

应选用低损耗配电变压器，目前主要是采用S9型和新S9型和少量非晶合金变压器。配电变压器的容量选择，要根据当地经济和生活用电水平，并考虑5年以上发展水平确定。64、73系列高能耗配电变压器要全部更换掉。

预装式箱式变电站小区应以规划布点为主，先确定一个合理的供电范围，再根据供电范围的用电负载情况计算配电变压器容量，城市可采用大容量一步到位方案，一般以每户4.5～7.5kW或每户60W/m²计算。

5）配电变压器的高压侧应采用国家定型的新型熔断器和金属氧化物避雷器。低压侧出线导线截面积不得小于35mm²（铝线），总开关应采用空气断路器，并加装漏电保护器。

6）供电电压的允许偏差，可按GB12325—1990《电压允许偏差》、SD325—1989《无功导则》、GB50052—1992《供配电规范》规定，即：

220V用户的电压允许偏差值为系统额定电压的+5%～−10%；380V用户为±7%；10kV用户为±7%；35kV用户为±10%。

电力线路的电流小于经济电流密度（国家规定：铜在小于3000年最大负荷利用小时为3A/mm²，3000～5000为2.25A/mm²，>5000为1.75A/mm²；铝分别为1.65A/mm²、1.15A/mm²、0.9A/mm²）。如果高压线路超过了压降5%，低压线路超过了4%，据《架空配电线路技术规程》规定，应选用有载调压变压器，调压范围见表5-4。

配置有载调压后，调压幅度可达±10%～±15%，甚至更大。且比无励磁调压级数多，调压精度高，调压的运行情况还可在线监测。在安装线路压降补偿装备后，可以实现逆调压，以降低电压波动幅度。

35～110/10kV、5000～31500kVA有载调压变压器的价格比无励磁调压变压器约贵15%～20%，5000kVA以下约增加10%，这是由于它们分别配装组合式和复合式有载分接开关以及增加匝数、引线，增大油箱和油量等因素引起的。对于10kV配电变压器，有载调压变压器比无励磁调压约贵1～2万元。

7）根据GB/T17468—1998《选用导则》标准，制造厂应向设计部门提供的技术文件有：

①变压器外形图，内容包括变压器总体外形尺寸、主体运输重量、主要部件重量、油总重量、上节油箱或器身吊重、吊高、起吊位置、千斤顶位置、牵引孔位置、轨距或支座位置、基础尺寸和要求、冷却器或散热器布置、套管出线位置和接线端子尺寸、接地端子位置和端子尺寸、梯子位置、连接件（管道法兰）对口尺寸、其他必要的安装尺寸。

②变压器铭牌图或铭牌标志图。

③变压器本体运输尺寸图。

④冷却系统控制原理图和冷却控制设备接线图。

⑤主控制箱外形图（安装图）。

⑥变压器二次保护接线安装图（必要时提供）。

⑦变压器二次保护设备接线图。

⑧变压器端子箱接线图。

⑨有载分接开关电气控制接线图和遥控信号接线图。

⑩用户和制造厂协商，可以提供的资料（一般对大型产品）有过励磁曲线、工频电容量（包括绕组之间和绕组对地）、零序阻抗、噪声水平、变压器入口电容量、励磁电流谐波分析、突发短路计算或突发短路试验报告。

制造厂向用户提供的技术文件有：

①给设计单位的全部技术文件。

②产品合格证书，包括变压器合格证书、主要部件合格证书（套管、冷却器、开关、气体继电器、各种温度计等）。

③变压器试验报告（除例行试验报告外，其他试验报告由双方协商确定），主要组部件试验报告。

④油浸式变压器油化验单（包括色谱分析）。

⑤变压器安装使用说明书。

⑥套管安装使用说明书。

⑦储油柜安装使用说明书。

⑧冷却器或散热器安装使用说明书。

⑨讯号温度计、电阻温度计、绕组温度计使用说明书。

⑩有载分接开关或无励磁分接开关使用说明书。

⑪装箱单或拆卸一览表（随产品发运）。

制造厂向用户提供的主要部件及备件规格图表：

①冷却系统简图（强迫油循环系统）。

②梯子、储油柜安装图。

③内部引线走向示意图和内部接地系统示意图。

④冷却器安装图。

⑤变压器套管及套管式电流互感器布置示意图。

⑥主绝缘示意图。

⑦变压器温度记录盘安装图。

⑧二次馈线布置图。

⑨电磁或磁屏蔽布置示意图。

以上这些技术文件是对主变压器而言的，对配电变压器，应适当简化。

21.1.2　型号选择

变压器的型号很多，不同型号的变压器，其技术特性和自身损耗（即空载损耗和负载损耗）有所不同。变压器损耗较大，使用起来不经济，因此，应选用技术先进、损耗较低的变压器和在适合的场所使用的变压器。

目前，低损耗变压器（又称节能变压器）除普通的S9型（包括配电变压器、主变压器）、新S9型（包括配电变压器和35kV配电变压器）外，还有“10”型～“14”型，如S10型、SH10型（非晶）、S11型（卷铁心）、S11（非晶）、S11-M-R型（R型卷铁心）、S14（非晶）等。其数字为序号，序号（即设计序号）越大，说明设计较迟，损耗越低，当然一般成本和销售价也越高。低损耗变压器还有非晶变压器、卷铁心变压器、R型卷铁心变压器、单相变压器和调容量变压器等。

在需要防火的场合使用的变压器应选用干式变压器、六氟化硫变压器和硅油变压器。因为根据GBJ45—1982《高层民用建筑设计防火规范》，高层建筑和地下室不得布置油浸式变压器，因此，在防火要求高的车间、矿山、发电厂、高层建筑、机场、地铁等场所，必须使用这些防燃变压器。

在山区、海岛、南方等多雷地区和土壤电阻率高的地区，可选用防雷变压器。

为了减少检修维护工作量和维护费用，可选用不易受潮和污染的全密封变压器。

在城市电网中，可选用低噪声变压器，噪声控制达不到要求时，主变压器应采用室内布置（对主变压器为了减少噪声，一般不采用风冷，而采用自冷式）。对于无人值班变电所，可选用自冷式变压器（农村变电所可选用风冷式）。为限制变电所10kV侧短路电流，对城网双绕组变压器也可采用高阻抗变压器。套管瓷瓶的耐污等级应按GB/T5582—1993《高压电力设备外绝缘污秽等级》规定，据当地污秽等级，分别选取Ⅰ～Ⅳ级（即1.6cm/kV、2cm/kV、2.5cm/kV、3.1cm/kV）相应的套管瓷瓶。

组合式变压器和箱式变电站能伸入负荷中心，提高供电质量，安装方便，特别适用于公共场所、住宅楼群、公园、城网用电系统等。

配电变压器选择的一个重要原则是运行损耗要小，目前，同容量的各种型号的负载损耗基本上是一样的，空载损耗相差较多，如S11配变比S9空载损耗要减少30%，而非晶合金铁心变压器SH11空载损耗仅为S9型变空载损耗的1/4。但S11的价格比S9的要贵，而非晶合金变压器价格更贵。在负荷率较大时，其损耗率基本一致，当负荷率小于30%，且负荷率越小时，SH11、S11、S9型三者之间的损耗率差别越明显。对于新建住宅小区，在前2、3年中的入住率仅0.6～0.8，按照目前的平均负荷水平计算，平均负荷率仅为20%～30%，而且有一段时间基本为空载运行。因此，选择S11型，甚至SH11型较为有利；而对于改造的住宅小区，其一般是将双杆式改造为箱式变电站，则其负荷率相对较高。此时，对于SH11、S11和S9配变而言，损耗率基本一致，因此选择S9型有价格优势。对于箱式变电站，根据合理布点的原则，其一般放置在两幢或几幢房子的中间的绿地上，供电半径不过几十米。由于可供布置的环境的限制，供电半径几乎与数量无关。每个箱式变电站低压出线3～6回，通过电缆排管供至每幢楼旁的电缆分支箱，每个分支箱再出6～8回供电至每一梯户的电度表箱处，每一电能表再供电至每一用户。一般电能表至每一用户为单相供电，采用BV-2×10mm² 铜芯线。电缆分支箱型号为GWF-4～6，其以单相供电至每一梯户的电能表箱，电缆规格为VV-2×70mm²。箱式变电站至电缆分支箱电缆规格为V-4

×95mm² 或 VV-4×120mm² 电缆。

其他还有各种特种变压器，如电炉变压器、整流变压器、矿用变压器、试验变压器、接地变压器、电抗器、互感器等，其选用请参见第 18 章。

21.2　变压器容量选择

21.2.1　配电变压器容量选择

由变压器的效率曲线可知，当变压器的输出功率为零时，效率也为零；当输出功率增大时，效率也加大；当效率达到最大值，如果继续增大变压器的输出功率，效率便会下降。这是因为在一定的电压下，变压器的铁损是个常数，当输出功率较小时，因铁损不随负载而变化，则变压器效率就降低。又因为变压器的铜损与负载电流的二次方成正比，当负载电流增加到一定程度时，铜损增加的速度更快。用数学分析方法可以证明，当铜损和铁损相等时，变压器的效率最高。

电力变压器空载运行时，需用较大的无功功率，这些无功功率要由供电系统供给。变压器的容量若选得过大，不但增加初投资，而且使变压器长期处于轻载运行，出现“大马拉小车”的现象，使空载损耗的比重增大，功率因数降低，网络损耗增加；变压器的容量若选得过小，会使变压器长期过负载，易损坏设备。

变压器的最佳负载率是在 40%～70%之间，负载率过高，损耗明显增大；另一方面，由于变压器容量裕度小，负载稍有增长，便需增容，更换大容量的变压器，或新增一台变压器。频繁增容势必增加投资，且影响供电。因此，必须合理地选用变压器的额定容量，应考虑以下几点：

1）额定容量应能满足全部用电负载的需要，即满足全部用电设备总计算负载的需要。就是说，不能使变压器长期处于过负载状态下运行。

2）对于具有两台及以上变压器的变、配电所，应考虑其中任何一台变压器故障时，其余变压器的容量应能满足Ⅰ、Ⅱ类全部负荷的需要。

3）选用的容量种类应尽量少，以达到维修方便及减少备品备件的目的。

4）变压器的经常负载应以大于变压器额定容量的 60%为宜。

5）若变压器容量过大，可能使低压线路延伸过长，会增加线路损耗。

6）不应过分地增大备用容量，否则不仅会增加投资，而且因为负载系数过低，功率因数低，使电力网损耗增大。

7）为了限制低压侧短路时的短路电流，配电变压器容量不宜超过 1000kVA。

总之，选择配电变压器的容量，要以现有负荷为依据，适当考虑负荷发展。《农村低压电力技术规程》中规定了选择配电变压器容量按照 5 年电力发展计划确定。

1. 当 5 年内电力发展明确，变动不大，且当年负荷不低于变压器容量的 30%时的容量确定：

$$S_N=\frac{K_S\sum P_H}{\cos\varphi\,\eta}$$

式中 S_N——配电变压器在5年内所需容量（kVA）；

$\sum P_H$——5年内的有功负荷（kW）；

K_S——同时率，一般为0.7～0.8；

$\cos\varphi$——功率因数，一般为0.8～0.85；

η 变压器效率，一般为0.8～0.9。

取 $K_S=0.75$、$\cos\varphi=0.8$、$\eta=0.8$，则

$$S_N=\frac{0.75\sum P_H}{0.8\times0.8}=1.2\sum P_H$$

2. 当5年内电力发展不明确或是否实施的波动性很大，且当年的电力负荷比较明确时的容量确定：

$$S_N=\frac{K_1K_2}{\cos\varphi K_3}P_H$$

式中 P_H——当年的用电负荷（kW）；

K_1——负荷分散系数，一般为1.1；

K_2——负荷发展系数，一般为1.3～1.5；

K_3——配电变压器经济负荷率，一般为0.6～0.7；

$\cos\varphi$——功率因数，取0.8。

取 $K_1=1.1$，$K_2=1.4$，$K_3=0.65$，$\cos\varphi=0.8$，则

$$S_N=\frac{1.1\times1.4}{0.8\times0.65}P_H=3P_H$$

根据上述两种情况的计算容量，选择较接近的变压器标称容量。

3. 按经济负荷系数来确定容量

为了节约电能，应从全年变压器运行最节电的观点来考虑选择变压器容量。

对用户来说，既希望节约一次性投资，又希望变压器的有功电能损耗尽可能小，以节约运行费用。这两者往往是矛盾的。因此，应从全面的经济效益考虑选择变压器容量。

(1) 配电变压器的最佳负荷系数与节能负荷系数 求取配电变压器的最佳负荷系数是以节约变压器本身的电能损耗为主要目标的，因此，应按有功损耗来考虑。以往是以有功功率损耗最小（即运行效率最高）的原则来求取变压器的最佳负荷系数 β_m 的，即由下式计算：

$$\beta_m=\sqrt{\frac{P_0}{P_k}} \tag{21-1}$$

式中 P_0——变压器的空载损耗（kW）；

P_k——变压器的负载损耗（kW）。

配电变压器的年有功电能损耗可由下式来计算：

$$\Delta W=P_0T_0+P_k\beta^2\tau \tag{21-2}$$

式中　β——最大负荷系数，等于变压器计算负荷与容量之比，即 S_c/S_N；

T_0　一变压器的年投运时间，取 8760h；

τ——年最大负荷损耗时间（h），τ 值可根据手册上所列不同行业的企业年最大负荷利用时间 T_m 及所对应的功率因数 $\cos\varphi$，从图 21-1 $T_m-\tau$ 关系曲线上求得。

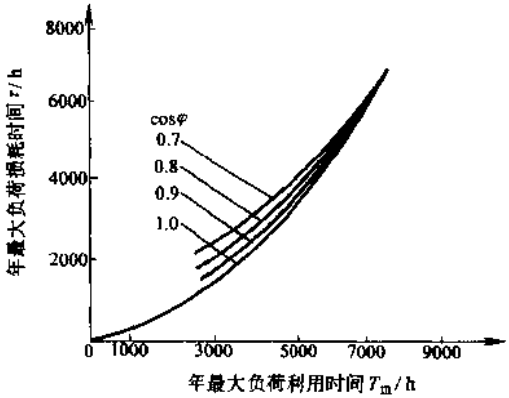


图 21-1　年最大负荷的损耗与利用小时的关系曲线

电力负荷消耗的年有功电能为

$$W=\beta S_N\cos\varphi T_m \tag{21-3}$$

则变压器的年有功电能损耗率为

$$\Delta W(\%)=\frac{\Delta W}{W}=\frac{P_0T_0+P_k\beta^2\tau}{\beta S_N\cos\varphi T_m} \tag{21-4}$$

令 $\frac{d\Delta W(\%)}{d\beta}=0$，得出变压器的年有功电能损耗率最小时的节能负荷系数为

$$\beta_j=\sqrt{\frac{P_0T_0}{P_k\tau}} \tag{21-5}$$

从式(21-5)可以看出，配电变压器的节能负荷系数与电力负荷的运行特点有关，年最大负荷损耗小时越低，节能负荷系数越高。对于长期持续生产且日负荷变化不大的三班制生产企业，其年最大负荷损耗小时较高。变压器的节能负荷系数在 0.5～0.6 范围内；对于两班制的生产企业，其节能负荷系数在 0.60～0.75 范围内；而对于负荷变化较大的单班制生产企业，其节能负荷系数在 0.80～0.95 范围内。

(2) 配电变压器的经济负荷系数　在节能负荷下的年有功电能损耗率为

$$\Delta W_j(\%)=\frac{P_0T_0+P_k\beta_j^2\tau}{\beta_jS_N\cos\varphi T_m} \tag{21-6}$$

比较式（21-4）和式（21-6），并将式（21-5）代入可得

$$\frac{\Delta W(\%)}{\Delta W_j(\%)}=\frac{1}{2}\left(\frac{\beta}{\beta_j}+\frac{\beta_j}{\beta}\right) \tag{21-7}$$

根据式(21-7)可以做出变压器的相对年有功电能损耗率随相对节能负荷系数的变化曲线，如图21-2所示。图21-2曲线是一条以（1，1）为底点时的曲线，其底部某一区域内变化较平缓：当$\beta/\beta_j=1$时，ΔW（%）$=\Delta W_j$（%）；当β/β_j在0.82～1.22范围内时，ΔW（%）/ΔW_j（%）最大不超过1.02；当β/β_j在0.71～1.41范围内时，ΔW（%）/ΔW_j（%）最大不超过1.05。而在$\beta/\beta_j<0.71$或>1.41时，ΔW（%）/ΔW_j（%）将逐渐大幅度递增。如果当$\beta/\beta_j=0.65$或0.53时，ΔW（%）/ΔW_j（%）$=1.1$，仅在（0.65～0.71）和（1.41～1.53）一段的递增量已比平缓的区域（0.71～1.41）的递增量增加了1倍。尤其是在$\beta/\beta_j<0.65$及$\beta/\beta_j>1.53$时，递增量急剧增加。故以配电变压器的年有功电能损耗率不超过最小值的1.05倍为约束条件较合适。此时相对节能负荷系数在（0.71～1.41β_j）范围内。故配电变压器的经济负荷系数为

$$\beta_{ec}=(1\sim1.41)\beta_j \tag{21-8}$$

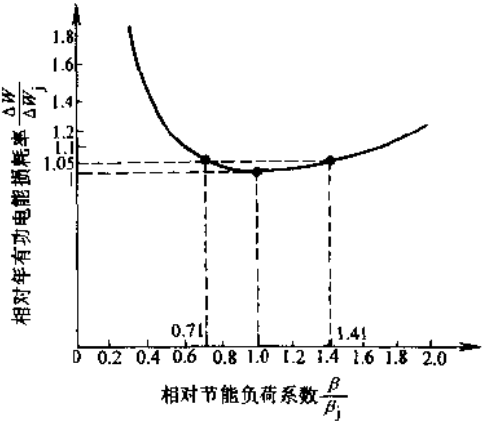


图21-2 相对年有功电能损耗率随相对节能负荷系数的变化曲线

从式(21-8)可知，若以变压器年有功电能损耗率不超过最小电能损耗率的1.05倍为约束条件，则可以将经济负荷系数上限提高到节能负荷系数的1.41倍，其提高幅度较大。

(3) 配电变压器的容量选择要求　以上求得的变压器经济负荷系数是通过分析年有功电能损耗率相对值随相对节能负荷系数的变化曲线得出的，它与变压器的容量、工作时间及其参数均无关，因而适用于任何配电变压器。若以经济负荷系数来选择变压器，就可以比按节能负荷系数选择变压器的容量降低一级。

考虑到发热条件，按经济负荷系数选择配电变压器容量的原则可定义为

$$\beta = (1 \sim 1.41)\beta_j \tag{21-9}$$

式中　β ——变压器最大负荷系数，$\beta = S_c/S_N$；

S_c ——计算负荷；

S_N——额定容量；

β_j——节能负荷系数，按式（21-5）计算得。

对低损耗配电变压器，将式（21-5）代入式（21-9）可得

$$\beta = (0.4 \sim 0.56)\sqrt{\frac{T_0}{\tau}} \tag{21-10}$$

$$S_N = S_c\beta = S_c(1 \sim 1.41)\frac{\sqrt{P_0 T}}{P_k \tau}$$

$$= S_c(1 \sim 1.41)\sqrt{\frac{T_0}{K\tau}} \tag{21-11}$$

式中　K——损耗比，$K = \frac{P_k}{P_0}$。

由于配电变压器的额定容量是有级的，当电力负荷 S_c 为定值，而变压器容量 S_N 为变值时，就列不出 β 与 S_N 之间的函数关系，因而就不能根据以求极值的方法得到的节能负荷系数直接选择合适的变压器容量。从这个意义上说，按式（21-9）或式（21-10）选择变压器容量的方法也是科学的、合理的。对 R10 容量系列配电变压器，其容量级差比为 1.25，因此，符合式（21-9）或式（21-10）条件的变压器容量可能有两级，考虑到经济性，应选择小一级的容量。

【例 21-1】　某 10kV 车间变电所，计算负荷为 290kVA，功率因数为 0.9，三班制工作，年最大负荷利用 $T_m = 5700h$。需选择该车间变电所的变压器容量。

根据 $T_m - \tau$ 关系曲线，查得 $\tau = 4300h$，取 $T_0 = 8760h$，则 $T_0/\tau = 2.04$。

选用 S9 系列变压器，则由式（21-10）得选择变压器容量的最大负荷系数为 0.57～0.80。因计算负荷 $S_c = 290kVA$，故按经济负荷系数所选变压器容量应为 400kVA；而按节能负荷系数所选容量应为 500kVA；按最佳负荷系数所选容量则为 630kVA。显然，选择 400kVA 的配电变压器既节能又经济合理。

21.2.2　主变压器容量和台数的选择

1）主变压器容量一般按变电所建成后 5～10 年的规划负荷选择，并适当考虑到远期 10～20 年的负荷发展。对于城郊变电所，主变压器应与城市规划相结合。

2）对于有重要负荷的变电所，应考虑当一台主变压器停运时，能保证用户的Ⅰ类和Ⅱ类负荷；对一般性变电所，当一台停运时，其余变压器容量应能保证全部负荷的 70%～80%。

3）同级电压的单台容量的种类应尽量少。对中、低压侧已构成环网的情况下，变电所以装设两台主变压器为宜。对地区性孤立的一次变电所或大型工业专用变电所，

在设计时应考虑装设3～4台主变压器的可能性。

4）对于只装设两台变压器的变电所，应结合远景发展，决定是否应有调换更大容量的变压器的可能性。

21.3 变压器安装位置的选择

21.3.1 配电变压器安装位置的选择

选择配电变压器的位置时，应按以下原则：

1）一台配电变压器能带几种性质的负荷，以便利用各种负荷的时间交叉，使配电变压器的容量得到充分的利用。而对于排灌站或机井，应设置专用变压器，不要接入其他负荷，以便在非排灌季节停用。

2）接近负荷中心。先根据负荷和分布情况，计算出负荷矩，以此确定负荷中心，然后将变压器靠近负荷中心安装。这样可以缩短供电半径（不大于0.5km），减小投资，减小损耗，提高电压质量，运行维护方便。一般情况下，应安装在用电量较大的用户附近。另外，如果变压器单独安装在底架横担或台上时，应尽量避开下列情况的电杆：大转角杆，分支杆，装有柱上油断路器或闸刀电杆，有高压引下线和电缆的电杆，低压架空线、接户线较多的电杆，以及不便于巡视、检查、测量和检修吊装变压器的电杆，集镇十字交叉路口的电杆，重要线路主干线的电杆。

所谓负荷中心是指按输送容量P和送电距离L的乘积（称负荷矩）而求得的中心，它不是各负荷的地理位置中心。负荷中心可采用坐标法求出。如图21-3所示，用一张方格纸，先确定坐标原点O，然后把各个负荷点的相对位置按一定长度比例画在纸上。

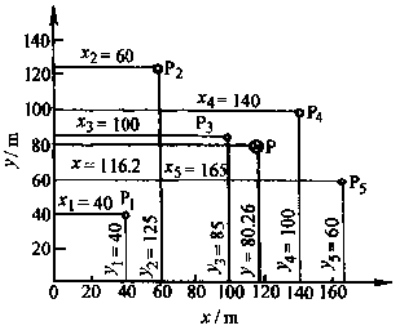


图21-3 用坐标法求负荷中心

例如，有五个负荷点，分别为P_1（3kW）、P_2（4.5kW）、P_3（7kW）、P_4（4.5kW）、P_5（10kW）。它们的相对位置已标志在图上，然后量出各负荷点的坐标（x_1、y_1）、（x_2、y_2）、（x_3、y_3）、（x_4、y_4）、（x_5、y_5），再通过下式便可算出负荷中心

P 的坐标（x、y）

$$x=\frac{p_1x_1+p_2x_2+p_3x_3+p_4x_4+p_5x_5}{p_1+p_2+p_3+p_4+p_5}$$

$$=\frac{3\times40+4.5\times60+7\times100+4.5\times140+10\times165}{3+4.5+7+4.5+10}\text{m}$$

$$=116.2\text{m}$$

$$y=\frac{p_1y_1+p_2y_2+p_3y_3+p_4y_4+p_5y_5}{p_1+p_2+p_3+p_4+p_5}$$

$$=\frac{3\times40+4.5\times125+7\times85+4.5\times100+10\times60}{3+4.5+7+4.5+10}\text{m}$$

$$=80.26\text{m}$$

根据坐标（x、y）就可在纸上画出负荷中心 P 的位置，然后综合考虑其他因素，最后选定一个合适的安装地点。

3）避开易燃易爆场所。易燃物主要指汽油、柴油、油漆、香蕉水和酒精等液体以及柴草、棉花、橡胶等固体，易爆物主要指火药、炸药、雷管、导火索、导爆索以及鞭炮等。应远离贮存这些物品的场所和仓库。

4）避开污秽地带。主要是粉碎作业地、水泥、砖瓦、面粉以及化工场所，应远离盐雾、腐蚀性气体及灰尘较多的场所。

5）避开地势低洼地段。正常年分（按 30 年一遇的洪水考虑）避开可能被雨水冲刷和淹没的地段。避开易塌方的场所。

6）高低压进出线要方便。要考虑高压配电线路进线的可能性与安全性。线路走廊要充裕。即保证各种安全距离足够，不影响农村的长远规划。对地埋线来说，应布置好各回出线的敷设途径，并满足对地下设施的安全距离，且不影响农村的长远发展。

7）施工要方便。包括变压器安装运输方便、配电室建筑施工方便和高低压线路架设施工方便等。

8）不应放在靠近学校、广场中心等人口稠密的地方。应选择没有剧烈振动的场所。

21.3.2　变电所的所址选择

变电所的所址应符合下列要求：

1. 接近负荷中心

选择比较接近负荷中心的位置作为变电所的所址，以便减少电网的投资和损耗。

2. 电源布局合理

使地区电源和变电所布局分散，既可以减少二次网的投资和损耗，又能达到安全供电的目的。

3. 进出线方便

应考虑各级电压出线的走廊，使送电线交叉跨越少，转角少。

4. 所区地形、地貌及面积应满足发展的要求

在所址选择时，要贯彻节约用地、不占或少占农田。

5. 所址不被洪水淹没及冲刷，且地质条件应适宜如下条件

1）110～500kV 变电所的标高在 100 年一遇水位以上，35kV 变电所的标高在 50 年一遇水位以上，否则应设防护。

2）所址应避开断层、滑坡、塌陷区、溶洞等地带和有矿藏的地区。若无法避免时，应征得有关部门的同意。

6. 确定所址时，应考虑与邻近设施的影响

飞机场、导航台、收发信台、地震台、铁路信号等设施，对无线电干扰有一定的要求，所以距离要满足有关规定要求。

所址附近不应有火药库、弹药库、打靶场等设施。当所址附近工厂排出腐蚀性气体时，布置时应避开有害气体。

7. 交通运输方便

8. 具有可靠的水源，排水方便

9. 施工条件方便

选所时，还要考虑施工用水、施工用电、施工场地、劳动力、当地建筑材料（沙、石、砖、瓦等）来源方便等问题。

10. 适当考虑职工生活上的方便

21.4 安装方式和安装要求

21.4.1 电力网络的构成

1. 电力系统和电力网

把由输配电线路以及由它所联系起来的各类变电所统一构成的整体称为电力网（简称电网）。图 21-4 为电力系统示意图。电力系统与电力网络应包括相应的通信、安全自动化、继电保护和调度自动化等设施，以保证电力系统安全可靠地运行。

2. 电网接线

电网接线方式可分为无备用接线和有备用接线两类。无备用接线包括单回路放射式、干线式和链式网络，如图 21-5 所示。有备用接线包括双回路放射式、干线式和链式以及环式和两端供电网络式，如图 21-6 所示。

3. 电压等级和额定电压

电力系统中的发电机、变压器和各种用电设备等，都规定有额定电压，以取得设备运行的最佳技术性能和经济效果。国家规定的额定电压见表 21-2（直流输电电压为±100kV 和±500kV 两种。）

4. 配电网络

电力系统中第二次降压后的变电所低压侧直接或降压后向用户供电的网络称为配电网络。它由架空或电缆配电线路、配电所或柱上变压器及用电线路所构成。从电厂直接以发电机电压向用户供电的则称为直配网络。

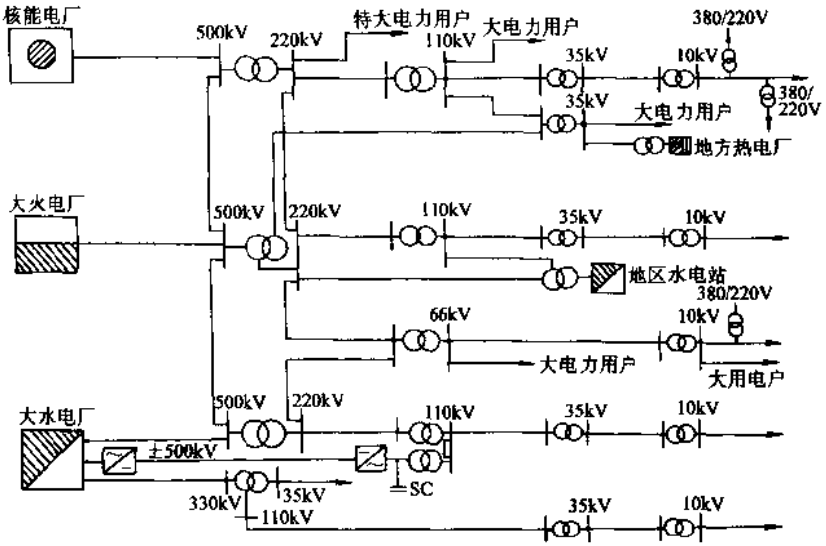


图 21-4　电力系统示意图

表 21-2　额定电压标准　(kV)

用电设备额定电压	交流发电机额定线电压	变压器额定线电压	
		一次绕组	二次绕组
3	3.15	3 及 3.15	3.15 及 3.3
6	6.3	6 及 6.3	6.3 及 6.6
10	10.5	10 及 10.5	10.5 及 11.0
—	15.75	15.75	—
35	—	35	38.5
(60)	—	60	66
110	—	110	121
(154)	—	154	169
220	—	220	242
330	—	330	363
500	—	500	525

注：1. 变压器的一次绕组栏内的 3.15kV、6.3kV、10.5kV、15.75kV 电压适用于发电机端直接连接的升压变压器。

2. 变压器二次绕组栏内的 3.3kV、6.6kV、11kV 电压适用于阻抗值在 7.5%以上的降压变压器。

3. 用电设备额定电压中 60kV、154kV 为非标准电压。

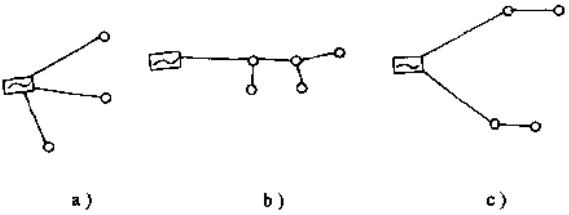


图 21-5 无备用接线方式
a）放射式 b）干线式 c）链式

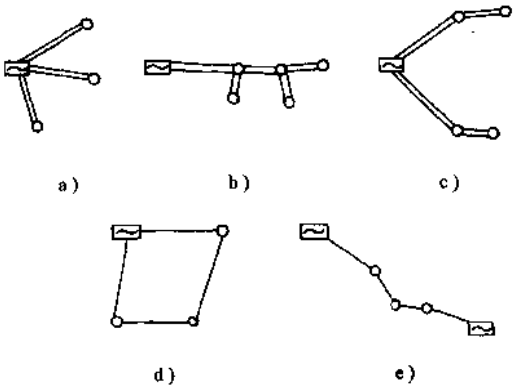


图 21-6 有备用接线方式
a）放射式 b）干线式 c）链式
d）环式 e）两端供电网络式

配电网与输电网，则是按照其电压等级来确定的。《城市电力网规划设计导则》规定：送（输）电电压为 220kV；配电网的电压等级分为三类，即高压配电电压（110kV、60kV、35kV）、中压配电电压（10kV）、低压配电电压（380/220V）。有的国家，仍依照习惯将 10kV 及其相邻电压称为一次配电电压，将 380/220V 及其相邻电压称为二次配电电压，而将 110kV、60kV、35kV 称为次输电电压，但在性质上仍列入配电电压之类。也有些国家将电压等级划分为输电电压、次输电电压与配电电压。我国规定将次输电电压称为高压、中压配电电压，以突出其配电性质。

配电网可以分为高压配电网、中压配电网、低压配电网；可以分为城市配电网和农村配电网；还可以有架空配电网和电缆配电网。

配电网将高压电能降低至方便运行又适合用户需要的各种电压，向各种用户供电。目前我国用的最广泛的中压配电电压为 10kV，随着城市用电负荷的日益增大，城市电网中压配电电压有可能发展为 20kV 或更高。低压配电额定电压为单相 220V 和三相 380V（对地电压为 250V 及以下称为低压）。

配电网络基本上分为放射式和网式两大类型。在放射式结构中，电能只能通过单一路径从电源点送至用电点；在网式结构中，电能可以通过两个及以上的路径从电源点送至用电点。网式结构又可分为放射式、多回线式、环式和网格式几种，下面分别叙述。

(1) 放射式　配电线路自配电变电所引出，按负荷的分布情况，呈放射状延伸出去，散布于整个供电区域，所有用电点的电能只能通过单一的路径供给（见图 21-7）。优点是设施简单，运行维护方便，设备费用低，适用于低负荷密度地区和一般的照明、动力负荷供电。只要不超过线路容量并满足电压质量，放射式线路就可以逐步延伸，以适应新增加的负荷的需要。缺点是供电可靠性低，一旦配电设施有故障，就会造成大量用户停电。为了弥补，部分用户可以视其对供电可靠性要求的不同，从邻近配电网取得备用电源。在中压和低压的放射式配电网中，通常还装设分段断路器将线路分成适当的区段，而且在适当的分段处与相邻线路之间装设联络断路器，使得放射式配电线路发生故障时的停电区段缩小；或将部分非故障区段切换到相邻线路，以保证继续供电。这种形式在城市的中、低压配电网中使用较多。

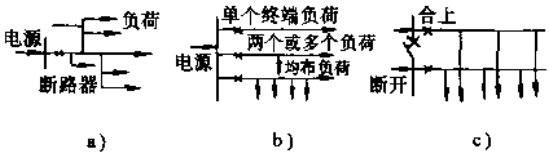


图 21-7　放射式配电网

a) 树枝放射　b) 单线放射　c) 双线放射

(2) 多回线式　多回配电线路正常时各条配电线路并列运行，平均分担全部负荷，当一条线路有故障时，可自动将其切断隔离，其余的线路有足够容量承担全部负荷（见图 21-8）。多回线式配电网一般为 2～4 路或更多回路。多回线式配电网比放射式可靠性高，一回配电线路故障时，不会造成用户停电，还可达到在第二回配电线路故障时不使用户停电的要求。由于电缆配电网故障寻测和修复时间较长，故常采用这种结构。其主要缺点是继电保护配置比放射式要复杂。

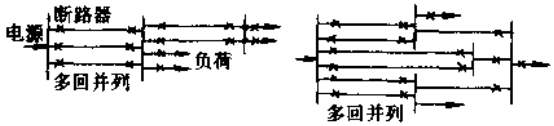


图 21-8　多回线式配电网

(3) 环式　变电所引出的配电线路连接成环形，每个用电点自环上接出（见图 21-9）。简单的环式是两回配电线路自同一（或不同）变电所的母线引出，利用联络

断路器连接成环，每个用电点自环上T形或Π形支接。当环路上某区段发生故障时，利用分段断路器切换隔离后，其他区段上的负荷可继续供电。将联络断路器经常断开，只有当某区段发生故障或停电作业时才闭合的运行方式称为开环运行；而将联络断路器经常闭合的运行方式称为闭环运行。闭环运行增加装置的复杂性，但可改善电流分布、减少电压降和功率损耗。缺点是，若不配置自动化装置，当线路某一区段发生故障时，此线路将全部停电，要先逐段查出故障点，经隔离后才能恢复供电。

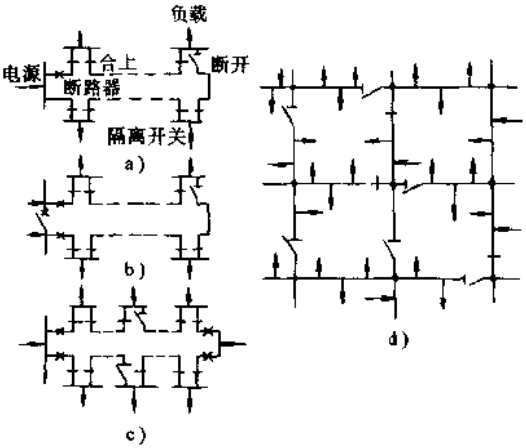


图 21-9 环式配电网

a)、b)、c) 环式电缆配电网 d) 环式架空配电网

(4) 网格式 自变电所的同一母线引出多回中压配电线路（至少三路），线路上的各配电变压器的低压侧均连接在一起，形成网格布置，用电点都自网上接出，任何一回配电线路或变压器停电时，用电负荷不会停电。网格式又可分为格网式和点网式两种。

1) 格网式配电网。用于城市的低压电缆配电网，由来自同一电源但不同配电线路的多台变压器的低压电网连接或通过熔断器并联组成（见图 21-10）。低压电缆故障时，故障点由短路电流烧去，除瞬时电压下降外，不影响供电。中压电缆故障时，电源侧断路器跳闸，配电变压器的低压侧断路器由反馈的励磁电流使逆功率保护动作跳闸，实现从高、低压两侧隔离故障，格网仍维持供电。格网式供电

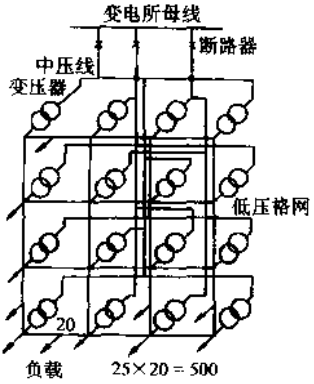


图 21-10 格网式配电网

可靠性高，线损小，电压质量好，但维护和保护复杂，建设费用较高。

2）点网式配电网。适用于城市较大的集中负荷（如大厦、工厂等），由来自同一电源的多回配电线路（一般是三回）供电。用电点的每台配电变压器分别接到一回配电线路上，各变压器的低压侧连接到共同的母线上，用电负荷自此低压母线上接出（见图 21-11）。通常每回配电线路上还支接有其他点网式供电用户。点网式配电网在运行中，各配电变压器低压侧相联，平均分担负荷，电压变动小，一台变压器回路故障时，不会造成停电，供电可靠性高。但其保护配置较复杂，低压侧要装设网络保护器，而且低压侧短路容量较大，因此点网式的容量不能太大。

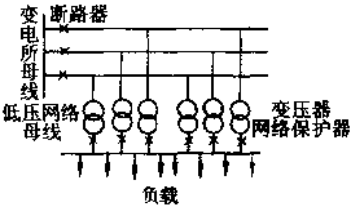


图 21-11　点网式配电网

21.4.2　变压器的安装方式

正确安装变压器是保证变压器安全运行的重要条件之一。主变压器安装在变电所内，根据现场条件可分作 6 种类型，即室外变电所、室内变电所、地下变电所、移动变电所、箱式变电站和组合式变压器及室外简易型变电所。配电变压器安装方式有多种，但概括起来可分为室内、室外两大类、室内称为配电室，室外有杆架式、台墩（台屋）式和落地（地台）式。下面分别叙述。

1. 变压器的室内布置

室内布置就是把变压器装设在室内，将高压线路经穿墙套管或用高压电缆引入，经高压开关柜接至变压器，它的低压侧经低压开关柜或开关板送出。需要建筑专用的变压器室。

变压器室内布置由于建筑、安装费用高，故一般仅在城市及厂矿企业应用。小型变压器在室内一般直接放在地坪上。容量较大的变压器应考虑散热要求，一般要架高 0.8～1m，放在梁轨上并加以固定，变压器室墙下部装通风百页窗，变压器在室内安放的几种形式如图 21-12 所示。

室内安装变压器时应考虑如下情况：

1）变压器容量较大，不宜安装在杆上，或因地面狭窄，露天落地或平台上安装有困难时。

2）屋面无法放置变压器，如人字形屋面或虽是平顶屋面但建筑结构不允许承重。

3）空气中有导电尘埃或凝露使干燥的非导电性尘埃变为导电物质时。

4）空气中有腐蚀性气体的化工厂附近及离海边 5km 以内的农村，为了安全运行和不影响设备的正常使用寿命时。

5）尘埃太多，如面粉厂、石灰场、采石场、水泥厂等附近。

6）供电给重要负荷，需要经常监视变压器的运行状况时。

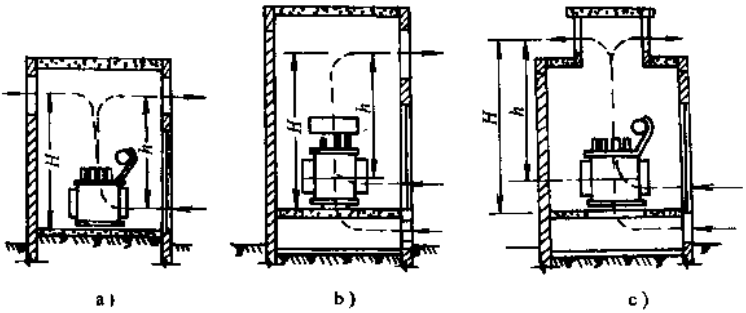


图 21-12 室内变压器安放形式

a) 变压器放在地坪上，门下进风，后墙或门上出风 b) 变压器架高 0.8～1m，地下与门下进风，门上出风 c) b 种加气楼出风

配电室宜建成“高低柜”式，高间放置变压器和高压配电装置，低间放置低压配电装置，室内变压器落地布置即可。当高压为架空进线时，高压配电装置可安装在室内，也可安装于室外。当高压为电缆进线时，宜放于室内。配电室必须达到一级耐火水平。应有良好的自然通风条件，有防小动物和防雨水侵入的措施。

2. 变压器的室外布置

变压器的室外布置根据其容量的大小、装设地区的不同以及吊运是否方便，通常有杆架式、台墩式和落地式三种安装方式。变台是指变压器和它的附属设备的总称。

(1) 杆架式 杆架式变台又分为单杆变台、双杆变台和三杆变台三种。

图 21-13 所示为单杆变台。这种变台是将变压器、高压跌落式熔断器和高压避雷器装在一根电杆上。适用于安装 50kVA 及以下变压器。优点是结构简单，安装方便，用料和占地都比较少。

图 21-14 所示为双杆变台。它由高压线电杆和另一根副杆（长约 7.5m）组成。双杆变台比单杆变台坚固，可安装 63～315kVA 的变压器。

三杆变台由高压线电杆和另外两根电杆组成。高压线电杆上只装设高压跌落式熔断器，与另两根电杆组成的台架供安装变压器使用。优点是只要拉开高压跌落式熔断器和低压开关，变台上就没有高压带电部分，在变台上工作比较安全；缺点是用料多，造价高。它可用以安装容量较大的配电变压器。

(2) 台墩式 这种变台由砖石砌成，如图 21-15 所示。其优点是结构简单，基础牢固，造价较低。

(3) 落地式 当变压器容量大于 315kVA 时，应采用落地式变台，它是高出周围地面的一个砖石或混凝土矮台。变压器直接放在矮台上。周围应有围栏，设置围栏的目的是防止人畜发生触电。这种变台拆装变压器方便，变压器容量不受限制。其结构型式如图 21-16 所示。

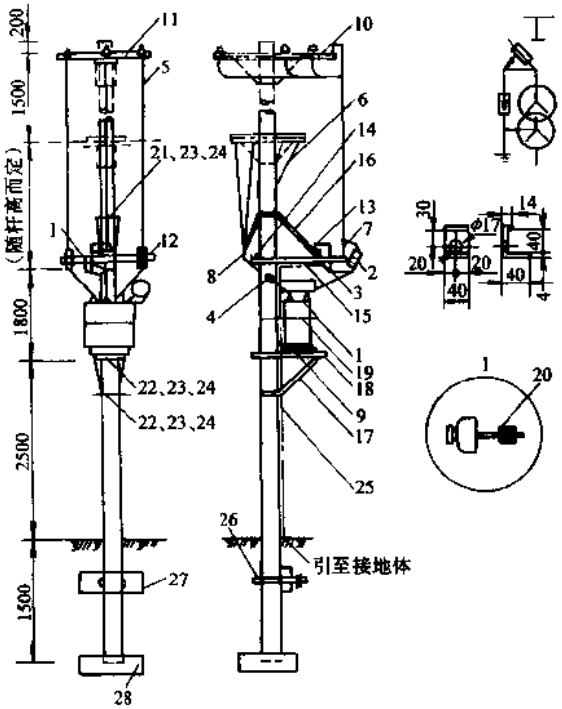


图 21-13　单杆变台

1—变压器　2—高压跌落式熔断器　3—高压避雷器　4—低压熔断器　5—高压引下线　6—低压引出线（绝缘线）　7—高压针式绝缘子　8—低压针式绝缘子　9—木垫板　10—高压引下线支架　11—高压引下线横担　12—高压熔断器横担　13—高压避雷器横担　14—低压出线横担　15—高压熔断器支持横担　16、17—斜支撑　18—变压器台架　19—镀锌铁丝　20—铁垫板　21、22—螺栓　23—垫片　24—螺母　25—接地引下线　26—卡盘抱箍　27—卡盘　28—底盘

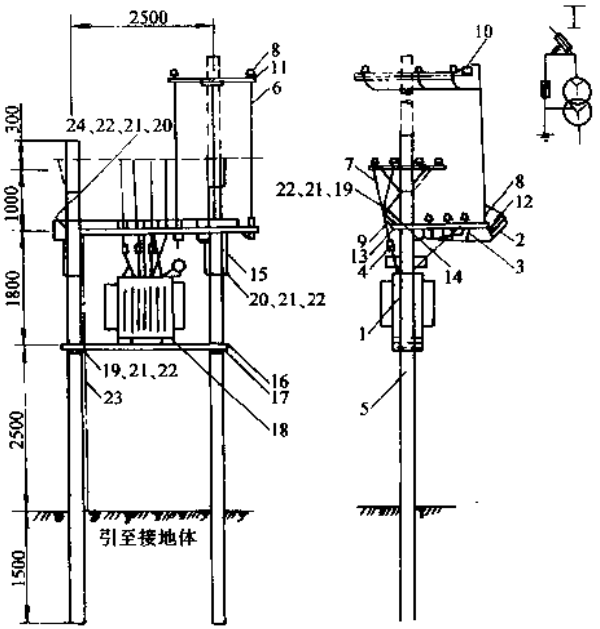


图 21-14 双杆变台

1—变压器 2—高压跌落式熔断器 3—高压避雷器 4—低压熔断器 5—副杆 6—高压引下线 7—低压引出线 8—高压针式绝缘子 9—低压针式绝缘子 10—高压引下线支架 11—高压引下线横担 12—高压熔断器安装横担 13—避雷器、母线横担 14—低压出线横担 15—单斜撑 16—变压器台架 17—台架支持抱箍 18—变压器固定板 19、20—螺栓 21—垫片 22—螺母 23—接地引下线 24—钢管

21.4.3 变压器的安装要求

1. 一般规定

1）变台边缘距可燃性物的距离应不小于 5m；距耐火物的距离应不小于 3m。

2）变压器的上下引线均应采用多股绝缘线。高压跌落式熔断器距地面应不小于 4m，高压熔断器相间净距应不小于 0.5m。高压熔断器瓷件中心线与垂线间的夹角为 15°～30°。

3）变压器要安装在变台中心，应放平。

4）容量在 315kVA 及以下的变压器，宜采用双杆式变压器台，并在配电变压器下装设低压配电箱；容量在 315kVA 以上的变压器，宜采用落地式变压器台，并建低

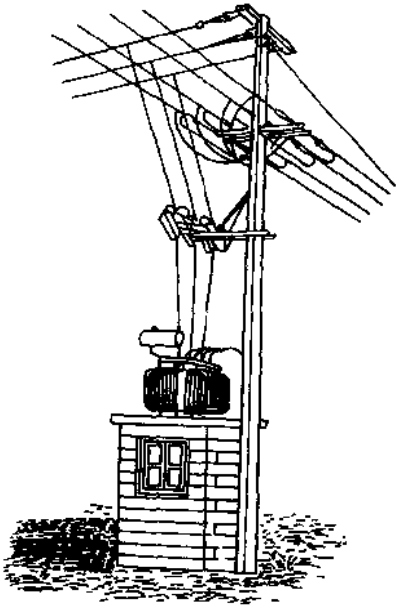
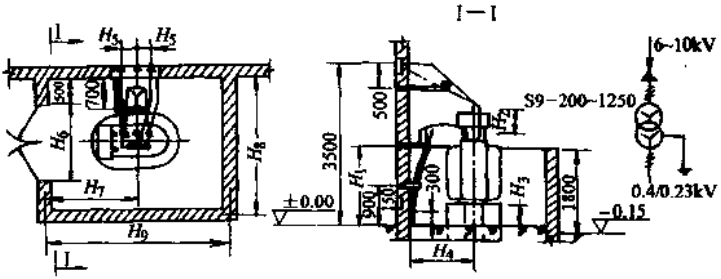


图 21-15　台墩式变台



变压器容量/kVA	尺寸/mm								
	H_1	H_2	H_3	H_4	H_5	H_6	H_7	H_8	H_9
200~630	1700	550	500	1350	300	1600	2000	3000	4000
800~1250	1900	300	300	1500	350	2000	2250	3500	4500

图 21-16　落地式变压器布置图

压配电室。城市新建住宅小区宜采用变压器室。

5）户外安装的变压器台应在醒目位置装设“高压危险！禁止攀登”标示牌，在变压器本体醒目处装设“当心触电”牌。

2. 杆架式变压器台

1）杆架式布置的配电变压器，其底部离地面高度应不小于2.5m，当配电箱安装在配电变压器下面时，其高度应大于或等于2m。安装跌落式熔断器的横担离变压器台面高度应不小于2.5m。

2）杆架宜采用槽钢，经热镀锌处理，其强度应满足载重变压器的要求。

3）安装配电变压器的台面应保持水平，双杆式配电变压器台架水平坡度不大于1/100，根开一般为2.2～3.0m。

3. 落地式变压器台

1）落地式的变压器底座应高于当地最大洪水位，基础面应平整，离地高度应不小于0.3m（一般为0.3～0.5m）。

2）落地式配电变压器台应设有门或无门的围墙（栏），且在围墙（栏）醒目处装设“高压危险，禁止入内！”标示牌。围墙（栏）高度应不低于1.8m，栏栅的缝隙应不大于0.1m，遮栏网孔应不大于40mm×40mm。围墙（栏）与变压器的外廓净距应不小于0.8m；当有两台及以上变压器时，相邻变压器外廓之间的净距应不小于1.5m。

3）高压引下线电杆宜在围墙（栏）内，并靠近变压器。如果高压引下线电杆在围墙（栏）外，则高压引下线至围墙（栏）顶部的安全净距应不小于2.2m。

4）安装跌落式熔断器的横担离地面高度应不小于4.5m。

5）落地式的围墙（栏）宜与低压配电室连为一体。变压器巡视用门应设在配电室内。围墙内应无杂物及杂草。

4. 变压器室

配电变压器室应按最终规划负荷设计，建设初期按当前实际负荷选装变压器。配电变压器低压侧的配电箱，宜采用符合国标GB7251—1987《低压成套开关设备》规定的产品，有条件的也可自制，但应满足以下要求：

1）配电箱的外壳应采用厚度为1.5～2.0mm的铁板制成，并进行防腐处理。其防护等级应符合有关规定。

2）配电箱的防触电保护类别为Ⅰ类或Ⅱ类。

3）配电箱内应安装总闸刀、熔断器、电流互感器，农村还应安装漏电开关和电能计量装置。其中电能计量装置应单独安装在一个封闭箱内并封印。100kVA及以上配电变压器，还应安装电压表和三相电流表，各电器元件之间以及它们对外壳的距离，应能满足安全净距和爬电距离及操作所需的距离。

4）配电箱进出线应采用有绝缘护套的绝缘电线，穿箱壳时应加护套。

5）配电箱应有通风、散热以及防止小动物进入的措施，箱体应可靠接地。

6）配电箱底距地面高度为 2.0m。

5. 配电室

见 7.5.2 节叙述。

6. 高层建筑的供电方式

为了保证高层建筑的供电可靠性，应有两个供电电源，并设置柴油发电机组作为事故电源。高层建筑的接线方式如下：

1）对于负荷重要、安装容量较大的高层建筑，应就地修建降压变电所。若为地下变电所，变压器应采用干式变压器，高压侧进线用电缆，低压开关柜可采用抽屉式，低压配电线从柜顶部引出，采用电缆桥架明敷。例如，对 20 层及以上的宾馆，可采用两段 10kV 母线正常分列运行，当一个电源或一回电缆出现故障时，另一个电源或电缆可承担全部负荷。若两个电源停电（两回电缆出现故障）时，自起动时间不大于 40s 的 800kW 柴油发电机组可以自起动，能向特别重要的负荷供电。低压供电系统为单母线分段方式并将动力和照明分开供电。出线应采用放射树干式引到各楼层配电箱。

2）负荷重要但安装容量较小时，应采用下列之一的供电方式：

①两回电源线接一台变压器，两回间设自动或手动切换装置，低压侧为单母线，并以闸刀分为两个半段，变压器和柴油发电机分别与一个半段相连接。

②两回电源线接两台变压器，低压侧为单母线，自投装置可用可不用，部分重要配电箱间设自投装置。

③一回高压电源装一台变压器，另由附近的低压网络引一回路与低压母线相连作为备用电源。

④由两回低压电源供电，照明与动力分开，分别由一段母线供电，相互间设空气断路器。

3）对 20 层以下的高层建筑，只能从电网获得一个电源时，要用柴油发电机组作为紧急备用电源，以保证电梯、水泵等重要设备的用电需要。

21.5　配电变压器的安装及防盗

21.5.1　安装前的准备工作

1）选择安装前变压器及其组件的存放方式和地点。

2）确定变压器卸车和移到安装位置的方法。

3）选择所需变压器油的型号、数量及准备方法。

4）制定人员组织措施和工作安全措施，制定必要的安全防火措施。

5）准备起吊和工艺设备、工器具及辅助材料。

6）准备安装和验收工作所必需的技术文件。

21.5.2　安装时的安全措施

1）安装变压器时，应设一名具有工作经验的专业技术人员负责安全技术。检查

设备机器、机构、辅助设备和工器具是否良好及使用是否正确；检查工作现场所设的安全技术措施是否合理；有无危及人身和设备的杂物。保证焊接工作场所以及保证有安全放置易燃材料的地方。现场应备有防火器材，必要时应设警告牌。

2）严格遵守DL408—1991《电业安全工作规程》，现场有足够的安全技术措施和组织措施。

21.5.3 安装的收尾工作

变压器安装后油箱一侧的滚轮下面垫上金属块，使其装气体继电器侧向往上倾斜。对配电变压器，在设备就位后，应注意一、二次引线是否符合技术要求，是否满足其安全距离，工作现场有无遗留危及投入运行的设备和杂物，是否已清理等。

最后要终结工作票。

21.5.4 配电变压器的现场定相

在两台或两台以上的配电变压器安装时，在投入电网运行前，必须进行相位检查。相位也是变压器并列运行的重要条件之一，其方法是将两台或两台以上变压器的一次侧接在同一个电源上，然后测量其二次侧的相位是否相同，测量两台变压器的相电压是否相同，测量相应绕组之间的电压差。同一相绕组的电压差等于零时，才允许并列运行。对农村常用配电变压器的核相试验，可按下述方法进行：

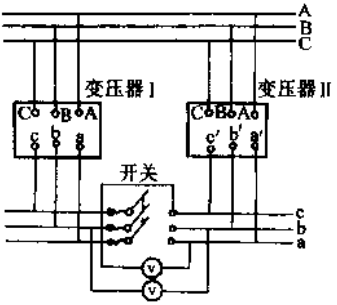


图 21-17 准备投入并列运行的变压器接线

1）如图21-17所示接线。将两台变压器高压侧端子接至电源，低压侧彼此仅有一根相线接通。例如，只将c与c′接通（或低压侧直接测量两台相互间三相电压也可）。

2）测量其余相应的两对低压端子间的电压 U'_{bb} 和 U'_{aa}。

3）如果 $U'_{aa}=U'_{bb}=0$，即表示相序、电压相位相同，允许并列运行。

4）如果 U'_{aa} 与 U'_{bb} 都不等于零，再测量 U'_{ab} 和 U'_{ba} 以判断相序。如果相序相同而电压仍不为零，就表示绕组的极性不同。对于偶数联结组（如Yy0）的变压器，只好改变内部接线；对于奇数联结组（如Yd11）的变压器，可采用改变其中一台变压器与三相电源的端子连接（即改变相序，同时也改变了极性）的办法改变极性。极性搞对后，若相序不对，则应把低压侧端子的标志符号调换一下。

21.5.5 配电变压器的防盗

油田油井分布位置有的集中在野外，有的位于村镇人口密集区。一般配电变压器的低压端子裸露设置在端盖上，易搭接使用。在户外使用的配电变压器箱盖连接螺栓均为通用螺栓，采用通用工具即可在短时间内拆卸并盗走器身。为防止配电变压器器

身被盗或临时接线盗电，可采取如下几种措施之一来防盗。

（1）改变电压组合　考虑采油用电机为1.14kV 级的高滑差电机，将配电变压器的电压由原 10、6/0.4kV 或 35/0.4kV 改为 10、6/1.14kV 和 35/1.14kV，这样，配电变压器输出电压不符合村镇直接使用的供电条件，可避免临时接线盗电现象。

（2）改变低压端子布置位置　将低压端子改设在低压侧箱壁上，并加装防盗箱（见图 21-18）。防盗箱与油箱在箱内连接，防盗箱盖与防盗箱采用滑板插动结构，使用特制的细小深颈开箱钥匙。

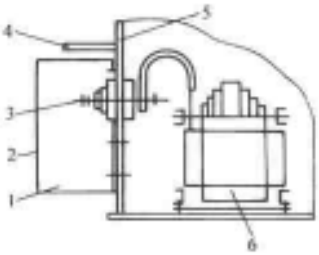


图 21-18　防盗箱结构示意图
1—防盗箱　2—盖　3—低压端子　4—箱沿　5—油箱壁　6—器身

（3）采用变压器防盗锁　变压器系列防盗锁，由“C”形锁体、紧固滑块、圆柱形双匙锁头、异型螺栓、防水帽五部分组成。它是用特种合金制成具有耐敲击、耐锯锉、防拧旋，拆卸工具无法仿制且安装方便等特点，可适用于各种型号变压器，一台可配装 4 只锁具，重量为 5.5kg。分别安装在

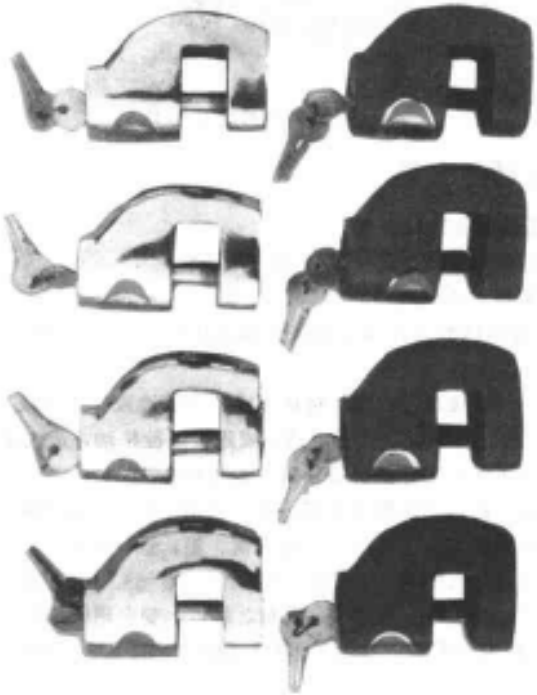


图 21-19　防盗锁外形

变压器两侧散热管上方箱盖上。利用原螺栓孔卡在变压器边沿，对准原孔插入异形螺栓（两种交叉），用专用工具紧固滑块，在顶部的保护筒内锁上密封锁，取下钥匙盖上防水帽即可。

BS 系列防盗锁外形如图 21-19 所示。装在变压器上位置如图 21-20 所示。该锁由山东省临沭县防盗器材实业公司生产，是专利产品。

图 21-20 防盗锁安装位置

21.6 附件电器的安装

21.6.1 配电变压器的改造和管理

1. 电网改造前配电变压器保护装置存在的问题

1）接地电阻阻值达不到规定的要求。

2）接地线与接地体的连接部分焊接不牢或接地线在地下 20～30cm 处严重腐蚀、断裂。

3）防雷接地、外壳接地、中性点接地未成一体接地或接地连线（引下线）与接地线（接地干线）的连接部位氧化、生锈，或连接螺栓松动，造成接触不良。

4）接地线、引下线未加保护，致使被人为地破坏。

5）配电变压器的高、低压侧未装避雷器或使用已损坏、超周期试验的避雷器。

6）高、低压侧熔丝容量选择不当，或用铜、铝、铁丝代替。

7）配电变压器的低压侧未装断路器、熔断器（熔丝）等作保护。

8）保护装置投入运行后从未巡视、测量、维修。变台周围的树、草、瓜藤爬上避雷器、熔断器、低压断路器等电气设备。填埋接地装置的土壤被冲刷流失或被挖掉。

2. 改造措施

（1）防雷保护

1）接地电阻阻值应严格达到规定的要求。接地体在非盐碱或无积水土壤的地区，建议采用铝材料作接地体。因铝材料比钢材经济且电阻率小，在腐蚀性较强的土壤地区，应采用热镀锌材料作接地体。

2）接地连线（引下线）与接地装置所用的材料应有足够的机械强度，在易受机械与人为损坏的地方，在地上 2m 至地下 0.2m 的一段引下线，应加竹管、钢管、角钢、硬塑管加以保护，钢管、角钢应与引下线可靠连接。

3）接地线与接地体的连接部位要焊牢并涂上沥青漆（不是焊接的地方不涂漆），或采用其他耐腐措施。

4）接地引下线与接地当用不同材料连接时，应在连接部位用砂布擦亮，然后涂上凡士林防止腐蚀氧化，并且用弹簧垫片与螺栓旋紧，防止松动。

5）防雷接地、外壳与中性点接地三位应连接成一体后与接地线相连接。

6）配电变压器的高、低压侧应装设避雷器。避雷器与接地线的连接线应尽量短而直。

（2）熔丝保护

1）配电变压器的高压侧应装设熔断器，低压侧应装低压断路器或 DZ 系列空气断路器作保护。低压侧装设低压配电箱或低压配电室（房），以利于低压配电装置的检修和维护操作。

2）高、低压熔丝的容量选择应适当。

3. 加强维护管理

（1）保护设备的维护

1）应经常巡视和维护配电变压器高、低压绝缘子瓶、避雷器、熔断器（高压跌落开关、低压开关），发现断裂破损时，应及时更换处理。

2）应铲除变台周围的树、草、藤。

3）避雷器每 1～2 年做一次预防性试验。

（2）接地装置的维护

1）发现接地线、接地连线的外露部分断线或损伤，接地连接螺母丢失，连接部位不可靠，焊接处有脱焊或腐蚀现象，应及时加以处理。

2）发现接地装置覆盖的土壤被雨水冲刷流失或被挖掘，应及时填实。

3）每 5 年对接地装置的地下部分进行一次挖掘抽查，应更换严重腐蚀的接地装置。

4）每 2～3 年测量一次接地电阻，当接地电阻阻值超过规定值的 20%以上时，应补装新的接地体，直至阻值满足规定值为止，并做好记录。

4. 电力法律体系

目前，我国电力法的法律体系可分为电力法、电力法规和电力规章三个层次。

电力法指《中华人民共和国电力法》，是 1995 年 12 月 28 日由第八届全国人民代表大会常务委员会通过，1995 年 12 月 28 日以中华人民共和国主席令发布，自 1996

年4月1日起施行。

电力法规由国务院常务会议制定，以国务院令形式发布。目前已发布的电力法规有《电力供应与使用条例》、《电网调度管理条例》、《电力设施保护条例》。

电力规章由国务院电力管理部门制定和发布。目前已发布的电力规章是由原电力工业部发布的，共有6个，即《供用电监督管理办法》、《供电营业区划分及管理办法》、《用电检查管理办法》、《居民用户家用电器损坏处理办法》、《供电营业规则》、《电力工业环境保护管理办法》。由国家经贸委发布的有一个：《电力设施保护条例实施细则》。

5. 电能计量方式

我国的电能计量方式有：

1）单相供电的用户装设单相电能计量装置，三相供电的用户装设三相电能计量装置。

2）低压供电用户，其负荷电流为80A及以下时，电能计量装置宜采用直接接入式；其负荷电流为80A以上时，宜采用经电流互感器接入式。

3）实行两部制电价的用户，宜装设最大需量表。

4）对要考核功率因数的用户，应装设具有防倒机构的无功电能表；需要双向计量时，分别装设具有防倒机构的无功电能表；对装有无功补偿设备有可能向电网倒送无功电能的用户，可装设带防倒机构的反向无功电能表，或双向无功绝对值累加无功电能表。

5）高压供电的用户在高压侧计量。但对10kV供电，容量在500kVA及以下；35kV供电，容量在315kVA及以下的，可在低压侧计量，即高供低计方式。

6）执行分时电价的用户，装设具有分时计量功能的复费率有功、无功电能表。

7）有两路以上线路分别来自两个供电点或有两个受电点的用户，应分别装设电能计量装置。有送、受电量的地方电网和自备电厂的用户，应在并网点上分设送、受电能计量装置。

8）用户一个受电点内有不同电价类别的用电，应分别装设电能计量装置。

9）中性点接地的电网或三相负荷不平衡的计量装置应采用三相四线有功、无功电能表；中性点非有效接地的电网的计量装置可采用三相三线有功、无功电能表。

21.6.2 熔丝保护

高压熔断器的选择，应根据使用场所及被保护设备性质的不同而有所区别。可选择室内RN型或室外RW型。在同样条件下，RN型比RW型的保护性能要好，因为前者可用于保护选择性要求较高的、短路容量较大的电路中，与高压负荷开关配合使用时，应选用RN型。而配电变压器单独作控制和保护使用时，可选用RW型。图21-21为较新式RW10-10F型熔断器的外形及安装尺寸（带有灭弧罩跌落式熔断器）。它可以拉合负荷电流。一般的跌落式熔断器（如RW3-10G型）没有消弧装置，故拉合时应遵守如下程序：拉开操作是先拉中相，次拉背风相，再拉迎风相；合上操

作是先合迎风相，次合背风相，最后合中相，以防止因风力造成相间电弧短路。

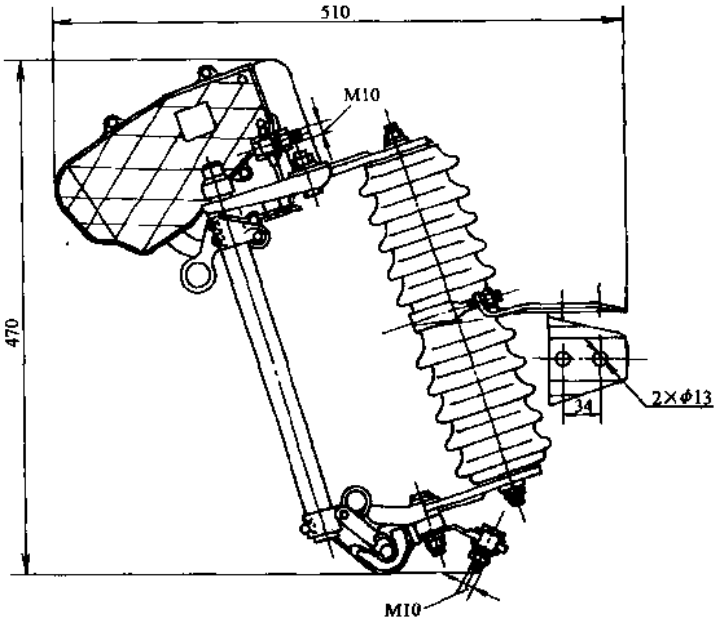


图 21-21　RW10-10F 型熔断器的外形及安装尺寸

熔体与熔断管及负荷电流的配合关系如下：

1）熔体的额定电流值为熔丝管容量的 30%～100%，不能大于熔丝管的额定容量，以利于灭弧。

2）熔体额定电流值应与负荷电流相配合，根据负荷的性质，熔体的额定电流为负荷电流的 1.5～2.5 倍，即

$$I_{FUN1}=(1.5\sim2.5)\ I_{TN1}$$

式中　I_{FUN1}——变压器高压侧熔丝额定电流（A）；

I_{TN1}——变压器高压侧的额定电流（A）；

1.5～2.5——当变压器容量在 80kVA 及以下时取 2～2.5；在 100kVA 及以上时取 1.5～2。

高压熔丝的熔体用铜银合金丝，规格最小为 3A，故变压器在 20kVA 及以下时都选 3A 熔丝。

变压器的低压侧熔丝按配电变压器低压侧额定电流数值来选择，即

$$I_{FUN2}=I_{TN2}$$

式中　I_{FUN2}——低压侧熔丝的额定电流（A）；

I_{TN2}——变压器低压侧的额定电流（A）。

10～400kVA 配电变压器的高、低压熔丝也可按表 21-3 选用。

表 21-3 10～400kVA 配电变压器配用的熔丝

额定电压/kV	10		0.4	
额定电流/A 变压器容量/kVA	变压器额定电流	熔丝额定电流	变压器额定电流	熔丝额定电流
10	0.58	3	14.4	15
20	1.15	3	28.8	30
30	1.73	5	43.3	50
50	2.89	7.5	72.1	80
63	3.64	10	90.9	100
80	4.62	10	115.5	120
100	5.77	15	144.3	150
125	7.22	15	180.4	200
160	9.24	20	230.9	250
200	11.54	25	288.7	300
315	18.19	30	454.7	475
400	23.09	40	577.4	600

3）配电变压器的高压侧装设的跌落式熔断器（又称跌落式熔丝具）的装置高度应便于地面操作。熔丝具间的水平净距应不小于 0.5m。低压侧熔丝具间水平净距应不小于 0.2m。

4）对跌落式熔丝具要求：

①支接在主干线或重要支线上的分支点，或容量在 315kVA 及以上的配电变压器，应采用带灭弧罩的跌落式熔丝具。

②瓷件良好，转轴灵活，铸件不应有裂纹砂眼，熔丝管不应有裂纹、变形。

③安装应牢固，排列整齐，高低一致。跌落式熔断器的轴线应与铅垂线成 15°～30°倾角；跌落时不应碰及其他物体。

④铜铝连接处，应装设铜铝过渡线夹。

⑤动作灵活可靠，熔丝管应紧密地插入钳口内，并应有一定的压缩行程。

⑥熔丝应无弯曲、压扁或损伤，熔体与尾线应压接紧密牢固。

21.6.3 防雷接地

变压器的高、低压侧应装设避雷器。在雷电电压侵袭时，避雷器先对地放电，把雷电流泄放到地中，从而可保护变压器免受损害。

目前使用的避雷装置有保护间隙、管型避雷器、阀型避雷器（有普通阀型避雷器 FS、FZ 型和磁吹型 FCZ、FCD 型）和氧化锌避雷器共四类。

配电变压器高压侧一般都用 FS 系列普阀型避雷器或 Y5W 型氧化锌避雷器。低压侧可用 FS 系列避雷器或 FYS 型氧化锌避雷器，尤其是有机复合绝缘交流无间隙金属氧化锌避雷器得到了广泛的应用。

金属氧化物避雷器又称氧化锌避雷器，是 20 世纪 70 年代发展起来的新型阀片式避雷器。它是以非线性伏安特性优良的氧化锌阀片作为主要元件或惟一元件。

(1) 金属氧化物避雷器的优点（与传统的碳化硅阀式避雷器相比）

1) 结构简单、体积小、质量轻。

2) 无间隙，无续流，优良的非线性，残压低。

3) 对大气过电压和操作过电压都能起保护作用，没有传统避雷器那样的放电特性。它的主要参数是允许长期工作电压、残压、冲击通流容量和方波通流容量。

4) 在大气过电压动作后，没有工频电流流过避雷器，能耐受多重过电压。

5) 通流能力大，使用寿命长，工作稳定，不受高海拔的影响。

(2) 外形尺寸和技术数据　金属氧化物避雷器的外形尺寸，如图 21-22 所示。低压氧化锌避雷器技术数据，见表 21-4。

表 21-4　FYS 型低压氧化锌避雷器技术数据

型　号	额定电压（有效值）/kV	动作电压（直流）/V	最大容许工作电压（有效值）/kV	冲击电流残压（峰值）/kV	
				3kA	5kA
FYS0.22	0.22	560±10%	0.25	≤1.20	≤1.50
FYS-0.38	0.38	900±10%	0.44	≤2.20	≤2.40

型　号	通流容量不少于 20 次 不小于/A		泄漏电流				绝缘电阻（500V 兆欧表，不低于/MΩ）
			直　流		交　流		
	2ms 方波电流	8/20μs 冲击电流	试验电压/V	泄漏电流/μA	试验电压/V	泄漏电流/μA	
FYS0.22	75	5000	$0.75U_{1mA}$	≤30	250	≤120	2
FYS-0.38	75	5000	$0.75U_{1mA}$	≤30	440	≤120	3

高可靠防雷保护用合成绝缘氧化锌避雷器，采用实心结构和整体一次成型技术，其整体心体结构、密封结构、防爆结构、均压结构等都较常规避雷器更趋合理，解决了密封问题和恶性爆炸事故问题。因此氧化锌避雷器是当前使用较先进的防雷保护设备，是碳化硅阀式避雷器的升级换代产品。表 21-5 为常见 6～10kV 氧化锌避雷器技术数据。

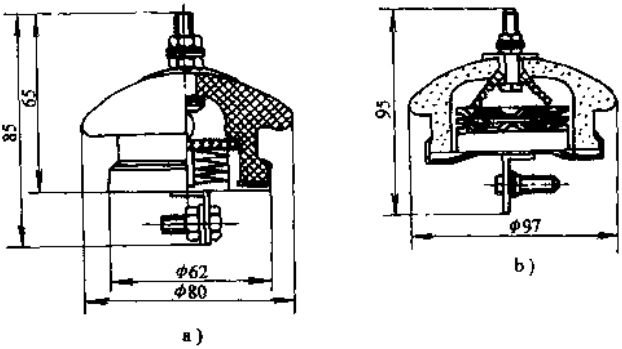


图 21-22 金属氧化物避雷器的外形尺寸

a) 3～10kV b) 0.22～0.50kV

表 21-5 6～10kV 配电（S）、电站（Z）型无间隙氧化锌避雷器技术数据

型 号	系统额定电压/kV	避雷器额定电压/kV	持续运行电压/kV	直流 1mA 参考电压/kV	雷电冲击残压/kV	操作冲击残压/kV	陡波冲击残压/kV	2ms 方波冲击容量/A	4/10μs 冲击电流/kA
Y5WZ -7.6/27	6	7.6	4.0	≥14.4	≤27	≤23	≤31	150～400	40
Y5WZ -12.7/45	10	12.7	6.6	≥24	≤45	≤38.3	≤51.8	150～400	40
Y5W -7.6/30	6	7.6	4.0	≥15	≤30	≤25.5		100	
Y5W -12.7/50	10	12.7	6.6	≥25	≤50	≤42.5		100	
Y5WS -7.6	6	7.6	4.0	≥15	≤30	≤25.5	≤34.5	100	25
Y5WS 12.7	10	12.7	6.6	≥25	≤50	≤42.5	≤57.5	100	25

（3）安装

1）氧化锌避雷器用于保护配电变压器时，应将它的端盖上的支承角铁通过金属板连接，垂直地固定在变压器外壳上。安装时不得松动铭牌的螺母，以免影响避雷器的密封。

2）配电变压器高压侧新装设避雷器时，一般采用氧化锌避雷器。城网配电变压器宜采用合成绝缘氧化锌避雷器，应装在高压熔断器负荷侧，且尽量靠近变压器（符合安全距离）。为了防止逆变换波或低压侧雷电波击穿高压侧绝缘，配电变压器低压侧也可装设氧化锌避雷器，装设在配电变压器旁边或低压配电箱（盘）内，相间距离

≥150mm。

3）避雷器外观应无裂纹、损伤，整体密封完好。接地引下线应短而直，连接要紧密，不准套入铁管中，与热镀锌接地装置应用螺栓连接，接触要良好。与电气部分连接，不应使避雷器产生外加应力。

（4）防雷和接地的一般要求

1）变电所出线杆、配电变压器 10kV 侧、0.4kV 或 0.23kV 侧、线路电缆头、柱上断路器、负荷开关、重合器、分段器、负荷闸刀、电容器和 10kV 柱上计量箱等及经常发生雷击杆塔应装设防雷接地设施。

2）配电线路的防雷一般选用氧化锌避雷器。

3）接地装置

①接地体宜采用垂直敷设的圆钢、钢管、角钢或水平敷设的圆钢、扁钢等。垂直接地体一般选用 ϕ18mm×1500mm 圆钢或 ϕ60mm×2500mm 钢管，水平接地体一般选用 ϕ10 圆钢或－4mm×40mm 扁铁。

②接地引下铁一般采用 ϕ12mm×1500mm 圆钢或－4mm×40mm 扁铁，无避雷器保护的设备外壳接地引下铁也可采用－3mm×20mm 扁铁。

③杆上设备接地引下线一般选用 25mm^2 的塑料铜芯线。

④接地体的埋深：耕地不小于 0.8m，非耕地不小于 0.6m。

⑤同一个接地网相邻垂直接地体间距应不小于垂直接地体长度的 2 倍，水平接地体间距一般不小于 5m。

⑥接地体间的连接应采用焊接型式。若采用搭接焊，扁钢与扁钢搭接时，其搭接长度必须为扁钢宽度的 2 倍，且 3 面施焊；圆钢与圆钢或圆钢与扁钢搭接时，其长度至少为圆钢直径的 6 倍，且必须双面施焊。其可卸连接点应采用钢丝卡子或铁并沟线夹连接。

4）接地型式：一般分为辐射型与网型两种。杆上设备（包括杆上变压器）一般采用辐射型；室内设备，如开闭所、配电室等一般采用网型。

5）接地电阻

①容量为 100kVA 以上的变压器，接地电阻应不大于 4Ω，每个重复接地装置的接地电阻应不大于 10Ω。100kVA 及以下的变压器，接地电阻应不大于 10Ω，每个重复接地装置的接地电阻应不大于 30Ω。

②变电所出线杆、线路电缆头、柱上断路器、负荷开关、重合器、分段器、负荷闸刀、电容器和 10kV 柱上计量箱等其接地装置的接地电阻应不大于 10Ω。

③电缆分支箱、路灯开关箱、电表箱外壳的接地电阻不大于 30Ω。

6）保护柱上断路器、负荷开关、重合器、分段器、负荷闸刀、电容器和 10kV 柱上计量箱等的避雷器接地线应与设备外壳连接后共同接地。

7）常闭运行的柱上开关或闸刀，装设一组避雷器；常开运行的柱上开关或闸刀，应在开关或闸刀的两侧，各装设一组避雷器。

8）有电缆头的杆子，避雷器的安装应靠近电缆头处。

9）中性点直接接地的0.4kV及以下电网中的零线，应在电源点接地。0.4kV及以下线路，在主干线和分支线终端处，应重复接地。三相四线供电的0.4kV及以下线路在引入用户处，应将零线重复接地。

10）10kV开闭所、配电室等室内电气设备接地引线，其裸露在空气中的部分应涂以用15～100mm宽度相等的绿色和黄色相间的色环或色带。

11）有建筑物的设备，其接地体应与建筑物中的基础主钢筋可靠连接。

12）配电变压器的电容补偿容量按变压器容量的5%～10%选取。

21.6.4 漏电保护

21.6.4.1 漏电保护装置工作原理

1. 漏电保护装置的作用

在中性点接地的电网中，为了防止漏电而引起的人身触电事故、火灾事故和电器设备损坏事故，以及监视或切除一相接地故障，可采用由漏电继电器、低压断路器或接触器组成的漏电保护装置。

2. 漏电保护装置的原理

漏电保护装置的原理，是使用零序电流互感器来感应漏电信息，如图21-23所示。当漏电电流达到整定值时，能自动断开电路。正常时，三相电流的磁场互相抵消，零序电流互感器二次侧没有电流。当有人站在地面上发生单相触电事故或某一相导线绝缘严重降低或电器设备金属外壳带电等情况发生时，零序电流互感器二次侧就有电流输出，漏电保护装置通过检测元件经过中间机构的放大转换和传递，使保护装置动作，切除电源，起到保护作用。

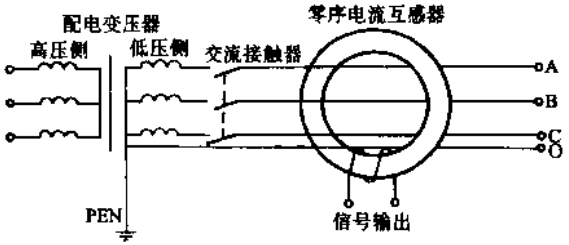


图21-23 中性点接地电网漏电保护装置原理图

21.6.4.2 漏电保护装置的类型和结构

1. 漏电保护装置的类型

目前广泛使用的漏电保护装置为电流型，按装置的构成可分为电子式和电磁式；按使用条件可分为单相、两相或三相四线式。

2. 漏电保护装置的结构

（1）单相电子式漏电开关 其结构及原理如图21-24。

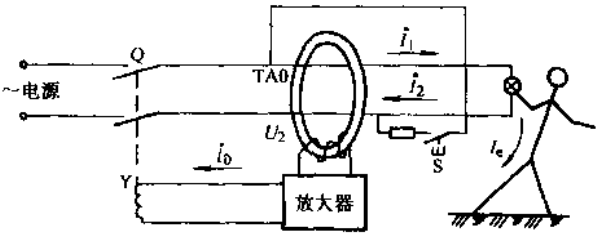


图 21-24　单相电子式漏电开关的结构及原理图

TA0—零序电流互感器　Y—漏电脱扣器

Q—断路器　S—试验按钮

单相电子式漏电开关由零序电流互感器、放大器、漏电脱扣器、断路器、试验按钮等组成。当电路正常时，$\dot{I}_1+\dot{I}_2=0$，零序电流互感器的二次侧无电压U_2输出，漏电脱扣器不动作，主电路供电正常。当发生人身触电或设备漏电时，产生接地电流，$\dot{I}_e=\dot{I}_1+\dot{I}_2\neq0$，零序电流互感器的二次侧输出电压为$U_2$，放大器工作，漏电脱扣器动作，断路器切断电源。

(2) 三相电子式漏电开关　其结构及原理如图 21-25 所示。

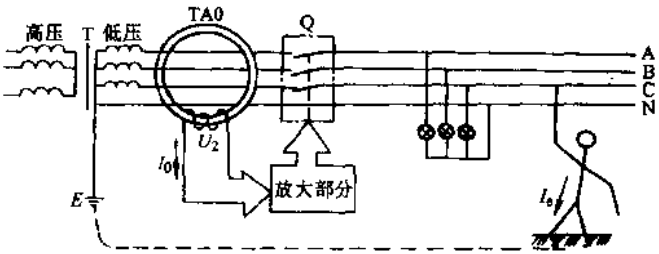


图 21-25　三相电子式漏电开关的结构及原理

TA0—零序电流互感器

三相电子式漏电开关由零序电流互感器 TA0、放大部分、执行机构断路器等组成。当被保护线路上有漏电或人身触电时，零序电流互感器的二次侧感应出电流 I_0。当电流 I_0 达到整定值时，起动放大电路，使执行机构中的断路器动作，切断电源。

(3) 三相电磁式电流型漏电保护装置　其结构及原理如图 21-26 所示。

三相电磁式电流型漏电保护装置由零序电流互感器 TA0、电磁瞬时脱扣器 F 等组成。动作信号亦采用零序电流互感器提供，与电子式的不同之处是电流互感器输出电流不通过电子放大元件，而是通过灵敏电流继电器去驱动操作机构。图中电磁瞬时脱扣器的永久磁铁产生的磁通为 Φ_1，TA0 输出电压 U_2 产生的磁通为 Φ_2，当 Φ_2 大于 Φ_1 时，电磁瞬时脱扣器 F 动作，使断路器 Q 动作跳闸，切断电源。

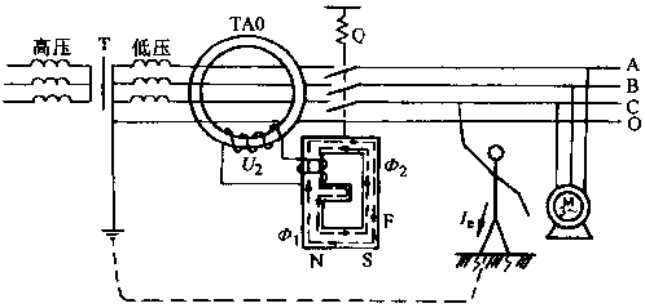


图 21-26 三相电磁式电流型漏电保护装置结构及原理图

TA0—零序电流互感器 F—电磁瞬时脱扣器 NS—永久磁铁

漏电保护装置还有电压型、脉冲型、交流型，一般都用得较少。

21.6.4.3 漏电保护方式

1. 总保护

总保护可使配电变压器的低压网络全网处在保护范围之内。总保护有三种形式：①保护装置安装在电源中性点接地线上；②保护装置安装在总电源线上；③保护装置安装在各条引出干线上。供电范围较大或有重要用户的低压电网，宜采用保护装置安装在各条引出干线的总保护方式。

2. 末级保护

农村专业户、个体生产者、移动式设备、临时用电设备和家庭用电设备必须安装末级保护（家保）。

3. 中级保护与多级保护

漏电中级保护可装设在分支配电箱的电源线上。在有条件的地方，低压网络可实现多级保护。

4. 漏电保护器要求

1）0.4kV 及以下电网，宜装设总保、分支保、家保（单机保）三级保护。

2）配电变压器出线应安装总保，总保采用组合式漏电保护器，组合式漏电保护器的零序电流互感器应垂直固定安装。零序电流互感器为穿心式时，其穿越的各回路电线应并拢绞合后再行穿过，且在两端不小于 100mm 的长度后才可分开，以防止在正常情况下不平衡磁通引起误动作。

3）组合式漏电保护器外接控制回路的电线，应采用截面积不小于 $1.5mm^2$ 的铜芯绝缘线。

4）总保的最大正常漏电动作电流不大于 300mA。

5）农村电力线路宜在重要分支线处安装分支保，分支保安装高度不小于 1.8m。

6）用户应安装家保，固定和流动设备等电器宜安装单机保。家保、单机保均应

装在表计之后，其正常动作电流不大于 30mA。

21.6.4.4　额定漏电动作电流

总保护采用电流型时，额定漏电动作电流选择应以接地保护为主，并在躲过低压电网正常的漏电流前提下尽量选小。

总保护的额定漏电动作电流值宜采用可调的，调节范围一般在 15～100mA 之间，最大可达 200mA 以上。其动作时间一般不超过 0.1s。

对漏电流较小的电网，非阴雨天气的额定动作电流值为 75mA，阴雨季节为 200mA；对泄漏电流较大的电网，非阴雨天气的额定漏电动作电流值为 100mA，阴雨天气为 300mA。

家庭中安装的漏电开关主要是防止人身触电，漏电开关的动作电流值一般不大于 30mA。电器具或临时用电，漏电开关的动作电流值应不大于 30mA。固定使用的电动机或其他设备，动作电流值时应考虑与上一级配合，一般比上一级的漏电保护装置的额定漏电动作电流小一个档次。

21.6.4.5　漏电断路器分断时间

1. 固定安装的电器设备

在低压电网中，仅装有总保护时，固定安装的电动机及其他设备的保护器的最大分断时间为：漏电电流为额定漏电动作电流时为 0.2s；额定漏电动作电流的 2 倍时为 0.1s；额定漏电动作电流 5 倍时为 0.04s（组合式漏电保护装置为 0.15s）。

2. 移动式设备

最大分断时间 30mA 时为 0.2s；60mA 时为 0.1s；250mA 时为 0.04s。

3. 分级式保护

上级保护应有延时保护器，比下级保护动作时间延迟 0.2s。

第 22 章　变压器本身的安装和运行维护

22.1　变压器本身的检查和安装

22.1.1　变压器的运输和验收

1. 运输

1）变压器从制造厂到用户，可因地制宜地选用火车、汽车或船只运输。

2）配电变压器一般装满油整体运输，其套管、开关附件、储油柜等均不必拆卸。中型变压器也可以充氮运输，将散热器、储油柜、套管、净油器、开关附件等拆卸后另行装箱，安装时再行组装。充氮气运输是将变压器本体内的油放去（留小部分油），充氮气，由压力表全程监视（如发现低于要求时应及时补充氮气）。安装时放去氮气并注回变压器油。

3）运输及安装过程中，起吊变压器时，应使用箱壁上的吊攀，吊攀可以承受总装后并注满油的变压器总重量。箱盖上的吊环仅起吊器身时用，起吊时钢索与垂线之夹角不得大于 30°。否则应采用专用横梁起吊变压器。

4）在装卸和运输过程中，不应有冲击或严重振动情况；利用机械牵引时，牵引的着力点应在变压器重心以下，以防倾倒。运输倾斜角不得大于 15°。否则可在订货时提出，以便做好加固措施，防止内部结构变形。移动速度以减少变压器振动为原则，不宜过急。装卸时应防止车辆弹簧弹力或船只浮力而引起变压器倾倒。

2. 验收和储存

1）收到变压器以后，应立即按铭牌检查规格是否与所需的相符，随之查对产品和附件是否齐全，并检查变压器有无漏油、渗油现象，易损部件如套管、油位计、信号温度计、吸湿器等是否损坏。

2）变压器如不立即安装和投入运行而需长期存放时，必须装上在运输中拆下的储油柜、吸湿器，并注油到当时气温的油面线上。将变压器垫高垫平，防止水淹。所有密封处应封好。变压器在保管期间，每三个月检查一次，检查有无渗油，油位是否正常，外表有无锈蚀；并应每六个月检查一次油的绝缘强度。

22.1.2　变压器安装前的检查

1. 外观检查

参阅 22.2.3 节投运前的外观检查。

2. 吊心检查

1）变压器运到工地安装前一般需进行吊心检查。容量在 630kVA 及以下，运输过程中无异常情况及对道路平坦的短途运输，运输后无怀疑时才允许不吊心检查（最

好能参加制造厂器身总装，质量符合要求；运输中进行了监督，知道无剧烈振动、冲撞或严重颠簸等）。

2）吊心检查应尽可能在室内进行，并应有清洁、干燥的环境。如果不得已在室内检查时，应趁晴天、无风沙时进行，否则应搭篷布以防风沙和雨雪。

3）吊心检查时，周围空气温度不宜低于 0 ℃，变压器器身温度不宜低于周围空气温度。用电炉在变压器底部加热时，应将器身温度提高到比周围气温高出 10 ℃左右，也可用真空滤油机来加热，以防检查铁心时受潮。

4）雨天或雾天进行吊心检查只允许在室内进行，此时室温要求较室外高 10 ℃左右，室内的相对湿度也不应超过 75%，且变压器运到室内后应停放 24h 以上后再进行。

5）器身在空气中停留的时间（接触空气时间自放油开始算起）应不超过下列规定：在空气相对湿度不大于 65%的干燥天气不超过 16h；在空气相对湿度不大于 75%的潮湿天气不超过 12h。（注油时间不包括在内）；否则应按 22.1.3 节处理。

6）吊心前应准备好各种活动扳手、塞尺、白纱带、黄蜡带、白布、绝缘纸板（或红、青钢纸）、无水酒精，以及汽油、垫放铁心的道木或型钢和存放变压器油的油桶等。油箱的密封衬垫一般采用耐油橡皮条或橡胶皮。橡皮条直径为 12～25mm，橡胶皮厚度为 6～10mm。衬垫应涂以虫胶漆液。虫胶漆液采用无水酒精（纯度为 96%以上）和洁净无杂质的漆片按重量为 1∶4 预先调制而成。

吊心的起重设备可用电动桥式起重机或“神仙葫芦”。吊心前用干净瓶子对变压器取油样，以便进行耐压试验和化学分析。如果不合格，应换合格油或用滤油机进行过滤。

7）吊心检查步骤：①放油：在拆开油箱箱盖前，为防止储油柜的油漏出，应预先通过放油阀将变压器油放至变压器箱盖以下；②吊心：为了使铁心吊出和放入油箱时不碰撞油箱，起吊前应将油箱放平，铁心底部能平贴油箱底的垫脚上，将器身缓慢吊出，用干净的道木（可外包干净的塑料布）或型钢（角钢或槽钢）垫在油箱结合面上，器身放在其上；③检查器身（本检查项目主要指旧变压器，新变压器可省去一些）：用干净白布擦净绕组、铁心、支架和绝缘隔板，检查有无铁屑等金属物附在绕组上。拧紧木质螺栓，如有折断可用硬木或环氧布板制作更换。拧紧各部螺栓。对铁心作如下检查：

1）清除铁心及油道中的油泥，检查硅钢片是否有过热现象，铁心应无变形。

2）检查所有螺栓应紧固，并有防松措施；绝缘螺栓应无损坏，防松绑扎完好。

3）检查铁心接地铜片是否完好，接地是否可靠。

4）检查接地片接触是否良好，有无缺少和损坏。打开夹件与铁轭接地片后，铁轭螺杆与铁心、铁轭与夹件、螺杆间的绝缘应良好，用 2500V 兆欧表摇测，其绝缘电阻均应在 2MΩ 以上。如果铁轭采用钢带绑扎时，也同样检查钢带对铁轭的绝缘应良好。铁心应无多点接地现象。

对绕组作如下检查：

1）检查绕组轴向压紧有无松动，夹件与垫块有无松动或变形，可用纸板垫紧。

2）检查绕组外形是否完整，绝缘有无损伤，绝缘层应完整无缺损、变位现象，表面有无积污、有无移位、松开。

3）检查绕组绝缘是否老化，相间隔板是否固定牢靠，两侧间隔是否大致均匀；各组绕组应排列整齐，间隔均匀，油路无堵塞，油箱底部无杂物和水。

4）引出线绝缘包扎紧固、无破损、拧弯现象；引出线焊接良好、固定牢靠，其引线夹板应坚固；引出线裸露部分应无毛刺和尖角，焊接应良好；引出线与套管的连接应牢靠，接线正确。

5）各部分导体之间的距离（间距和爬距）是否符合要求（见表 4-4～表 4-6）。

6）摇测绕组的绝缘电阻。

7）调压分接开关的分接头接触良好、弹力正常，转动位置与指示位置一致，转动灵活，密封良好。

同时记录发现的问题和处理的结果。检查处理完毕，应当用合格的变压器油冲洗（冲洗时为防静电感应，不得触及引出线头，以免触电），并从箱底油塞或阀门将油放完。器身吊入油箱前，应仔细检查油箱内有否遗留金属和其他杂物，最后放回器身。

8）在农村投运现场由于条件较差，工器具和测试设备较缺乏，故上述全面吊心检查一般应放在专门修试车间进行。而安装现场只作简单吊心检查，目的是对运输后结构有否变动进行复核。

22.1.3 变压器的干燥处理方法

如果新变压器安装后绝缘测定结果不能达到不经干燥可投入运行的条件时，则应进行干燥处理。变压器经过全部或局部更换绕组或绝缘的大修以后，不论测量结果如何，均应进行干燥。经过大修的变压器，如心子在湿度不大于 75％的空气中停留不超过 24h，可以不经干燥即进行注油，并经试验合格投入运行。如果在检修期间变压器心子的温度至少比空气温度高出 3～5 ℃，则心子在空气中允许停留的时间可增大两倍。

如果周围空气温度接近或低于变压器上层油温，则变压器可以揭盖进行检修。在空气相对湿度大于 75％的情况下，变压器在揭盖以前，上层油温至少应较空气温度高出 10 ℃。

如果变压器心子在空气中停留的时间较规定的时间长，或空气湿度较规定的高，则在决定变压器大修后是否需要干燥时，应通过在检修前后在尽可能相同的条件下测得的试验结果进行比较来决定。在测量时也应把油的 $\tan\delta$ 值考虑进去。在下述条件下，变压器可以不经干燥即投入运行。

在检修期间所测量的数值和检修前在同一温度下所测量的数值相比，或换算到同一温度下相应数值相比，绝缘电阻的降低应不超过 40％，$\tan\delta$ 的增高不超过 30％。如果各数值的变化，有一个或全部超过了上述范围，但绝对值未超过试验标准的规定，则也不需要干燥。吸收比不予规定，但在综合审查测量结果时应予以考虑。通常，

在 10～30 ℃的温度下，一般应不低于 1.3。

运行中的变压器是否进行干燥，应综合以下情况来判断：

1）tanδ 值在同一温度下比上次测得数值增高 30%以上，且超过试验标准的规定。

2）绝缘电阻在同一温度下比上次测得数值降低 40%以上；吸收比在 10～30 ℃的温度下，对于 60kV 及以下的变压器低于 1.3。

3）油中有水分或油箱出现明显进水，且水量较多。

其干燥方法可根据变压器受潮程度和设备条件，在下列几种方法中选用：

1. 在本身油箱中带油干燥（控制干燥）

变压器受潮并不严重时，允许带油干燥。带油干燥一般适宜于下列情况（如变压器油击穿电压不合格，进行干燥前要先使油达到标准）：

1）变压器在空气中检查器身部分的时间已超过 12～16h，但不超过 48h。

2）绝缘性能不符合变压器不经干燥运行的条件。

带油变压器的加热可选用真空滤油机、电炉加热、感应线圈加热、短路加热等方法。加热时必须使变压器箱盖保暖。如果采用油箱底下电炉加热，则单位容量每平方米需 2.5～3kW 的电功率。

受潮的变压器在油中干燥时允许控制油温不超过 85 ℃，变压器干燥时间不超过 48h。

当绝缘性能符合变压器要求时，就可以结束干燥。倘若用本法干燥未达到良好效果时，则应进一步采用不带油干燥。

2. 在本身油箱中不带油干燥

当变压器绝缘性能有相当程度的受潮时，以及遇有下列情况者，应进行不带油干燥：

1）器身发现有水渍。

2）器身在空气中存放时间在 48h 以上。

3）箱盖有损坏，孔眼密封填料处有损坏。

4）带油干燥 48h 而无良好效果。

为了控制器身的温度，按器身高度在若干处安置热电偶或电阻测温计。此外，还安装 2～3 个热电偶或电阻温度计测量箱壁和箱盖上的温度。

为了加速干燥，防止损失热量和箱内水蒸气冷凝，应该用耐热的绝缘材料，如石棉板、玻璃纤维、矿渣、石棉泥和泡沫塑料等，对变压器箱盖和上部进行保温。禁止使用麻袋布、建筑用毛毡、锯屑、刨屑和其他易燃材料来保温。

加热可用涡流加热法，即感应线圈法，其方法是沿着整个油箱高度在保温绝缘层的外面，用电缆缠绕线匝（电缆最好具有耐热绝缘外皮）。油箱上下部分的线匝（在水平缠绕时）绕得应比中部密集。在箱高超过 2m 时，为了均匀地加热，部分范围可用多根较细导线来缠绕。当用单相电源供电时，将各个线圈并联，利用一部分线匝通

断来调节温度，最好利用温度自动开关，改变线圈的各种接线方式，或用占基本线圈10%～15%的辅助线匝通断来实现，如图22-1所示。当用三相电源供电时，线圈部分用星形联结，这时线圈中部的电流方向应与上下部相反，如图22-2所示。各相缠绕方向是相同的，各相电流调节可以移动星形中点来实现。要使各相的电流相等，中间相的匝数应为上下任一相匝数的40%左右。

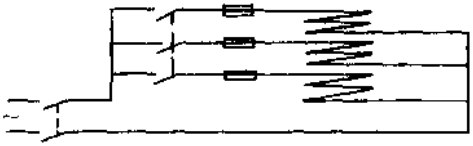


图22-1 用通断线匝调节温度接线图

干燥时器身温度尽量保持均匀，绕组不得超过105～110 ℃㊀，箱壁不超过120～125 ℃，箱底不超过110～115 ℃。如果保持上述温度有困难，说明油箱保温层有缺陷。当绕组绝缘电阻下降后又逐渐升高，在105～110 ℃恒温下6h内保持不变，干燥工作才可结束。此时停止加热，油箱内温度减到80～85 ℃，将油注入变压器，以后须从下部放油阀中取油样检查。干燥用的单位容量 ΔP 对感应线圈法为1～2kW/m²（油箱壁），线匝数 N 是决定于油箱的周边长和外加磁化线圈的电压，即

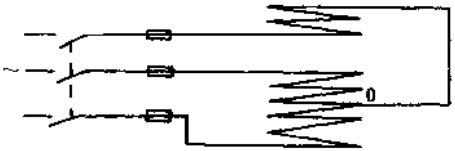


图22-2 三相星形联结用通断线匝调节温度接线图

$$N = \frac{AU}{L}$$

式中 U——外加电压（V）；

L——油箱周边长（m）

A——决定于干燥容量 ΔP 的比例系数，见表22-1。

表22-1 单位容量与比例系数的关系

ΔP	1	1.25	1.5	1.75	2
A	1.85	1.7	1.6	1.5	1.4

磁化线圈的功率 P（kW）为

$$P = \Delta PLH$$

式中 H——绕组高度（m）。

导线截面积取决于磁化线圈内流过的电流

㊀ 国家标准验收规范GBJ148—90规定不超过95 ℃，但制造部门实际仍用105～110 ℃。

$$I=\frac{P\times 10^3}{U\cos\varphi}$$

式中　$\cos\varphi$—— 功率因数，在 0.5～0.7 之间。

为了减少磁化线圈线匝的数量，就需要降低磁化线圈的供电电压，因此，必须增加通过的电流值，此时可用电焊变压器或电炉变压器来进行。

3. 烘房中无真空的干燥

无真空的干燥方法见 9.8 节叙述。对于电压等级为 35kV 层式结构的高压绕组，必须在真空烘房内进行。

变压器经干燥后应进行器身检查，所有螺栓压紧部分应无松动，绝缘表面应无过热等异常情况。如果不能及时检查时，应先注以合格油以防受潮，待准备工作就绪后再作检查，油温可预热至 50～60 ℃。因高于变压器器身温度，可使铁心和绕组加温，有利于驱除器身表面的潮气，提高器身绝缘，因此，凡注油一般都加热油。

22.2　变压器的运行、使用和维护

22.2.1　不经干燥可以投入运行的条件

符合下列条件时，变压器可以不经干燥投入运行：

1）油面在油位计标明的上下限范围内。

2）对于额定电压为 10kV 及以下的变压器，油耐压不低于 25kV；对于额定电压为 35kV 及以下的变压器，油耐压不低于 30kV。

3）取油样化验，油内含水$\leqslant 50\times 10^{-6}$。

4）在不低于 5 ℃的环境下，用 1000～2500V 兆欧表测量绕组的绝缘电阻 $R60''$（60s 测量值），不得低于出厂产品试验报告绝缘电阻值 $R60''$的 70%。

5）上述 1)、2) 条虽然达不到要求，但对 10kV 电压等级油的耐压不低于 20kV，35kV 级油耐压不低于 25kV；油面虽下降，但绕组和开关仍浸在油内，在温度不低于 5 ℃油内的情况下测量 $\tan\delta$ 值能符合技术规定（见表 19-8）。如果变压器油的 $\tan\delta$ 值大于 1%，则应再测器身不浸油的 $\tan\delta$ 值，并以此进一步来判断变压器的状况。

6）符合下列组合条件之一的变压器，也可不经干燥即投入运行：①符合第 1)、2)、4) 项的；②符合第 1)、2)、5) 项的；③符合第 2)、3)、4) 项，且油面虽下降，但绕组和开关仍浸在油内的。④符合第 2)、3)、5) 项的。

7）凡符合上述条件而投入运行的变压器，为明确其绝缘物内是否会分解出水分，应在变压器运行开始的半个月的不同时间里，取油样 3 次，第二半个月取 2 次，进行油击穿电压试验。如果一个月内击穿电压下降 15%以上，则油应进行处理，使其达到标准。如果油的击穿电压下降 30%以上，则变压器必须重新干燥处理。干燥方法见本章第 22.1.3 或 9.8.4 节所述。

22.2.2　设备状态和技术资料

1. 电气设备的四种状态

电气设备一经投入运行，可处于下列四种基本状态：①运行状态；②热备用状态；③冷备用状态；④检修状态（见表 22-2）。

(1)“运行状态”的设备　是指设备的刀开关及断路器都在合上位置。

(2)“热备用状态”的设备　是指设备只有断路器断开，而刀开关仍在合上位置。

(3)“冷备用状态”的设备　是指设备断路器及刀开关都在断开位置。

断路器冷备用时，接在断路器或线路上的压变及低压熔丝一律不取下，避雷器刀开关不拉开。若因操作需要，将上述设备拉开时，在发布命令的同时，应命令电压互感器、避雷器、备用所电压互感器等亦改为冷备用。

表 22-2　几种典型状态的断路器

状　态	断路器
运行状态	
热备用状态	
冷备用状态	
开关检修状态	
线路检修状态	
开关线路检修状态	
变压器检修状态	
开关变压器检修状态	

压变、避雷器、备用所用变等当其以刀开关隔离，二次熔丝取下后，即处于“冷备用状态”。

(4)“检修状态”的设备　当设备的所有断路器、刀开关均断开，挂上接地线或合上接地刀开关时，应挂好标示牌，装好临时遮栏，该设备即处于检修状态。检修分为“断路器检修”、“线路检修”、“主变压器检修”等。

“断路器检修”是指该线的断路器与二侧刀开关拉开，断路器操作回路熔丝取下，在断路器二侧挂上接地线或合上接地刀开关，并作好安全措施。

“线路检修”是指线路的断路器、母线及线路刀开关拉开，如有线路压变者，应将压变刀开关拉开并取下低压熔丝，且在线路出线端挂好接地线（或合上接地刀开关）。

“主变压器检修”可分为“主变断路器检修”或“主变检修”。指拉开主变压器各侧断路器、刀开关，并分别在断路器二侧或主变压器各侧挂上接地线或合上接地刀开关。

这些状态名称也是电力调度上的专用术语。

2. 变压器应有的技术资料

1）每台变压器应有下述内容的技术档案：①变压器履历卡片（包括铭牌、技术数据、安装场所、移动记录、自运行投入起的运行日志，有负荷、温度、接地电阻、开关档位调整等）。②说明书、例行试验记录及安装图样。③交接试验记录及预防性试验记录。④历次干燥记录。⑤大修记录及验收报告。⑥滤油、加油记录，油质化验及色谱分析记录。⑦事故及异常运行记录（如超温、气体继电器动作、出口短路、严重过电流、有载分接开关情况等）。

2）新变压器安装竣工后须交：①制造厂的例行试验报告单、说明书、图样。②本体及各项附件在安装时的试验合格单、吊心检查和处理记录等。③油质化验及色谱分析记录、滤油及加油资料等。④备品配件清单。

3）大修竣工后须交：①变压器及其附件、附属设备的检修记录。②变压器及其附属设备（气体继电器、套管等）的试验记录。③变压器的干燥记录（如进行过干燥）。④变压器油质化验记录、加油及滤油记录。

3. 变配电所应有的技术资料

(1) 应有下列规程

1）电业安全工作规程（部颁）。

2）变配电设备现场运行规程，内容应包括设备的正常运行规定、设备的异常运行规定以及事故处理等规定。

3）电气事故处理规程。

4）电气设备维护检修规程。

(2) 变配电所应建立下列制度

1）值班制度（岗位责任制）。

2）交接班制度。

3）设备巡视检查制度。

4）缺陷管理制度。

5）出入保卫制度和文明生产管理制度。

6）培训考核制度。

(3) 变配电所应有下列记录簿

1）倒闸操作记录簿。

2）设备缺陷记录簿。

3）设备修理、试验记录簿。

4）开关跳闸记录簿。

5）命令、汇报记录簿。

6）安全活动记录簿。

7）事故、事故预想、事故演习记录簿。

8）值班工作日志。

9）工作票、操作票记录。

（4）变配电所应有下列技术资料

1）总平面布置图。

2）主接线图。

3）二次回路原理图、展开图及竣工图。

4）防雷保护及接地装置图。

5）变配电所照明接线图。

6）主接线模拟图板。

7）双电源切换、联锁装置图。

8）变压器、断路器等主要设备的技术资料等。

9）电气装置隐蔽工程竣工图（如电缆、接地装置等）。

10）有关与外单位协议及上级文件等。

22.2.3 投入运行前的检查

1. 资料的检查

检查变压器的各种试验报告是否齐全完整、是否符合规程要求，有无变压器油化验单，各项技术指标是否满足规程要求，变压器的油标号是否与实际相符。

资料检查还应包括原产品订货协议各项目复查（在产品交货时尤其应复查），包括如下项目：变压器各数据是否符合标准（国标或行标）或技术规范，检查变压器名称、型号、相数、联结组标号、频率、干式或油浸式，变压器油号；干式变压器还应检查是空气绝缘还是树脂绝缘，检查绝缘耐热等级和外壳防护等级，是否需要通风，冷却方式，改变冷却方式（风机全停后）变压器容量比，每个绕组额定容量和电压，无励磁调压或有载调压的分接范围，各个绕组绝缘水平是否特殊要求，阻抗电压和损耗，对噪声是否有特殊要求。

套管泄漏比距是哪一级，因为根据国标，按照空气污秽程度，将泄漏比距（简称泄漏比）分成5级，即0级泄漏比为14.5mm/kV（用在特别清洁的场所）；Ⅰ级为16mm/kV，相当于复盐密度0.05mg/cm²；Ⅱ级为20mm/kV，相当于复盐密度0.1mg/cm²；Ⅲ级为25m/kV，相当于复盐密度0.2mg/cm²；Ⅳ级为31m/kV，相当于复盐密度0.4mg/cm²（Ⅳ级又称为重防污区，所配的变压器套管称为重防污套管，适用于变电所附近有严重污秽的场合，如水泥厂、石灰厂等）。泄漏比是指套管最小公称沿面爬电距离与最高工作电压之比。爬电距离增加时，跳电距离也应增加，使爬电距离/跳电距离≤3.5。

应检查变压器是否带小车和滚轮、轨距，在厂家验收时，还要注意运输方式是充油、充氮、充干燥空气运输，运输尺寸限制，附件、仪表、铭牌、油位计等安装位置，辅助电源、信号回路电压（用于风扇、泵、分接开关及保护装置），油保护类型、套管和套管电流互感器要求，变压器表面涂漆的颜色，对海拔和地震烈度有何特殊要

求，空气绝缘间隙、取油样、放油阀位置有何特殊要求，对净油器、爬梯、接地套管引线、人孔门位置有何要求，二次端子要否防潮，对局放量、动热稳定计算、雷电冲击试验、温升试验、零序阻抗测量要否实测，还是提供样品试验报告及对组件是否特殊要求。

2. 外表检查

1）检查变压器上的铭牌与所要求选择的变压器规格是否相符。例如各电压等级、联结组别、容量、分接开关位置，以及铭牌中规定的运行方式、冷却条件等，是否都与实际要求相符合。

2）检查储油柜上的油位计是否完好，油位是否在与当时环境温度相符的油位线上。油色应正常；检查油箱各部分有无渗油、漏油。连接阀应都在开启位置。

3）检查瓷套管是否清洁，有无破裂、裂纹与放电痕迹，导电杆有无松动渗漏现象，螺纹有无损坏，发现后应及时调换。

4）检查压力释放阀是否完好。吸湿器的吸潮剂不应失效。对于小型变压器，应检查添油孔的螺栓盖是否完好，通气孔不应堵塞。

5）油箱和散热器螺栓是否完整无缺，密封衬垫是否良好，壁板有无碰撞凹瘪损坏。

6）检查变压器高、低压两侧出线套管以及与导线、母线的连接是否良好，三相的颜色标记是否正确无误。

7）检查变压器外壳接地线是否牢固可靠，接地电阻是否符合要求。

8）变压器主体及组件无缺陷、无遗留杂物，油漆完整；导气联管倾斜度正确，底座和基础固定牢固，滚轮制动可靠；电缆与管子排列整齐并符合规定的要求，入地沟处与相交处需有管子保护，监视通道畅通并有围栏、警告牌；事故储油池要符合要求等。

9）一次、二次母线与变压器套管连接牢固，套管对地和相间距离应符合规定，校核变压器联结组和相色标志。套管型电流互感器不接负载的接线端子应相互短接。

10）无励磁分接开关三相位置应一致，所在分接位置应符合预定运行方式的要求。

分接开关操动机构盒（开关帽）的密封应严密。

11）有载分接开关的检查

①分接开关油室与变压器本体的 U 形连通管已拆除。

②电动机构箱内清洁无脏污，密封符合防潮、防尘和防小动物的要求。

③校验传动轴的连接是否合适。要求从切换开关开动瞬间到切换结束（打响）正反两个方向的转动圈数应符合产品说明书的规定。

④用手动操作，将分接位置从最大到最小操作 1 个循环（$1\rightarrow n$，$n\rightarrow 1$）。检查确认传动机构灵活，联锁开关、极限开关、顺序开关等动作正确，并查明分接位置显示和计数器的记录正确无误。

⑤在变压器无电压下电动操作1个循环，检查确认启动按钮、紧急停车按钮、电气极限闭锁、手摇操作电动闭锁、远方控制操作均准确可靠，动作计数器的记录也正确无误。

⑥电动机构在操作电压为额定操作电压的85%情况下，操作一个循环，其全过程均能可靠地工作。

⑦在空载电压下，操作1个循环（超过过电压的档位不操作），测量各分接的电压值，以判定控制箱内的分接位置显示和远方控制的分接位置指示均与分接开关实际分接位置相一致。

12）新安装的变压器在投入运行前，应有一个命名，命名应写在该变压器的箱壳或写在涂漆铁板上挂在散热管上，并检查命名是否正确。如果为三相变压器组，则每台单相变压器都应有相色和命名。

3. 保护系统的检查

1）对采用跌落式熔断器保护的，应检查熔丝是否符合规定，有无熔断和接触不良。

2）对采用断路器和继电器保护的，要对继电保护装置进行周密的检查，以便使变压器自身及供电系统发生短路故障时，能准确、迅速、有选择地将断路器切断，使有故障的变压器退出运行。

3）具有气体保护的变压器，应检查气体继电器内部有无气体存在。若有气体，应先放尽，并试验一下上接点是否能准确动作，检查下触点的压板是否放好，连接阀门应打开。气体继电器应水平安装，其连通管有规定的升高坡度（2%～4%），箭头标志应指向储油柜。变压器箱盖有1%～1.5%升高坡度（按GBJ148—1990规定）。

4）检查避雷器是否良好，接地线和接地电阻是否符合规定。

4. 监视装置的检查

1）对较大型变压器，要检查测量仪表如电压表、电流表是否齐全，表计的测量范围和接线是否适当。

2）有值班的小型变压器的箱盖上应装有玻璃温度计，检查有否装好和便于观察读数；对信号温度计软管有否压扁或折断现象，并应检验在正常温升超过后动作（注意对人体有足够的电气安全距离）。

5. 冷却系统的检查

对油浸自冷式变压器，应检查散热管是否清洁。对于油浸风冷式变压器，应检查风扇电动机转向是否正确，有无障碍物，电动机是否正常。

6. 检查变压器的绝缘电阻是否合格。

测量方法和标准见表19-2第3项和表19-5。绝缘低劣者，应放取变压器油，检查是否含有水分。

对主变压器还要检查有无消防设施，如CCl_4（四氯化碳）、CO_2灭火机、黄砂箱等。

7. 检查为检修变压器而设置的临时接地线、遮栏和标示牌等是否均已拆除，工作票是否全部都已交回。

8. 备品备件交接：

(1) 备品备件包括的种类：

1) 按合同规定提供的零部件。

2) 变压器安装和检修的专用工具。

3) 运输箱和成套运输封板。

(2) 备品备件的交接手续：

1) 交接双方按出厂清单进行清点。

2) 对残缺的部分应另造清单，并说明原因。

3) 需制造厂补办事项应与制造厂代表签约。

4) 备品备件的出厂资料应一并交接。

5) 清点和交接后双方签字备查。

22.2.4　变压器的操作

对小型配电变压器，送电操作较简单，安装或检修工作完成后，按照电业安全工作规程作业，最后就可以送电，先合高压侧，将高压侧跌落熔断器——送上，再送低压侧开关。配电变压器送电后，应测量低压三相空载相电压和线电压，空载线电压应在 390～410V 范围内，否则应调节分接开关。三相空载电压不平衡度应不超过 2.5%，否则应查明原因，才准正式投入使用。调节分接开关后，一般宜测量三相高压绕组的直流电阻，判断接触是否良好，位置是否正常。

对变配电所中的主变压器和较大的中型配电变压器，投入运行时应按下述操作送电。

1. 变压器的投入运行

经过上述项目检查处于备用状态且它的继电保护系统都已投入运行的变压器，随时都可根据调度部门命令，经过倒闸操作投入运行。对于小修后的变压器，应先将有关的继电保护系统投入，然后经倒闸操作投入运行；对于经过吊心大修或新安装的变压器，还应由检修和运行人员共同配合做一些必要的测量和试验工作，才可投入试运行。试运行几十小时后，如果没有异常情况发生，才认为变压器已属正式投入运行。这种变压器在投入运行前的试验项目，包括如下 4 项：

(1) 空载试验　对大修中更换了绕组或检查了铁心的变压器以及新安装的变压器，都应做空载试验，测量出空载电流和空载损耗，并与该变压器的出厂数值或历史记录(换算到相同的条件下)相比较。如果变压器的铁心有局部短路或多点接地故障，或绕组有匝间短路时，则空载电流和空载损耗都会有较大的增加。

空载试验时，变压器的全部继电保护装置均应投入运行，电流表应采用小量程。

空载试验时，在条件许可的情况下（发电机升压），所加的电压应从零升压。如果发现电流升得很快，其数值超过正常值几倍时，则应将试验暂时停止。查出原因并

消除后才可继续试验。如果正常，则在达到额定电压的一半时，应对变压器作检查，例如电磁声是否正常，出线套管、油位等是否正常等。如果正常，则可继续升压到额定电压值，即可测录空载试验的所有数据，试验便告结束。

(2) 负载试验　大修后投入运行前，为了继电保护工作的需要，有条件时应做变压器的负载试验。如果容量较大，可用截面积较大的导线将变压器高压侧短路并接地，在低压侧加上一较低的电压，使变压器的电流达到额定值的一半以上，但不超过额定值，这时即可测量变压器差动保护各臂的电流极性及其不平衡电流，以证明二次接线及其整定值的正确性。当没有条件做负载试验时，也可在变压器试运行期间带上部分负载后，进行二次回路的测量工作。一般都因无条件做负载试验而用此方法测量负载各相量六角图。

(3) 全电压空载冲击合闸试验　在经过上述两项试验后，就可做变压器全电压（即额定电压）空载冲击合闸试验，试验次数交接时为5次，更换绕组后为3次，应无异常现象，以验证变压器的继电保护装置是否能躲过变压器空载励磁涌流，各种保护正常不动作。在冲击合闸过程中，应检查变压器的外表（例如出线套管等）是否正常，励磁声音是否正常，散热部分温度是否正常。在合闸状态，还应密切监视电流表和电压表的指示。例如三相电压表是否平衡，与额定电压偏差多少，电流是否晃动一下后即回复到零值附近等。第一次合闸后，持续时间应不少于10min。对农村配电变压器，一般第一次合闸后观察一段时间无异常即可。

(4) 核相　新投入的变压器或在大修中一次接线改动过的变压器，在投入运行前，应做核相工作，以检查变压器的相序与并列运行的电源或变压器的相序是否一致。

在经过上述四项试验后，如果一切情况都正常，变压器便具备了正式投入运行的条件，运行人员可根据调度命令，将变压器投入试运行。

2. 变压器的拉合闸原则

1) 变压器装有断路器时，拉合闸必须使用断路器，对空载变压器也应如此。因为空载变压器被隔离开关切断的电流，可以近似地看成为电感电流，切断时产生的过电压易引起弧光波及邻相而发生短路。

2) 如未装断路器，可用隔离开关切断或接通空载变压器，隔离开关允许切断或接通的变压器的容量与电压等级见表22-3。

表22-3　隔离开关允许切断或接通的变压器的容量与电压等级

电压等级/kV	容量/kVA
10以下	315
35	1000
110	3150

3) 变压器断路器停送电操作顺序：停电时应先停负荷侧，后停电源侧。送电时与上述相反。因为多电源的电路，按此顺序停电，可以防止变压器反充电。若停电时先停电源侧，若遇变压器内部故障，可能会造成继电保护误动或拒动，延长切除故障

时间，也可能扩大停电范围。从电源侧逐级送电，若遇故障，便于按范围检查、判断及处理。

4）在电源侧装隔离开关，负荷侧装空气断路器的电路，送电时，应先合电源侧隔离开关，后合负荷侧空气断路器；停电时，应先拉负荷侧空气断路器，后拉电源侧隔离开关。因为隔离开关只允许拉合变压器的空载电流，而负荷电流则应用空气断路器来拉合。

5）在用无励磁分接开关进行调压时，应将变压器与电网断开后，才可以改变变压器分接头的位置。在切换分接头后，必须用电桥或欧姆表检查三相电阻的一致性。

3. 变压器倒闸操作的程序

（1）发布和接受任务　当值长或班长在需要进行操作前，应先布置操作任务，并讲清目的和操作设备的状况。操作人员接到操作命令后，应复述一遍再将此任务记入操作簿内，并做好操作前的准备工作，待接到正式操作命令后再进行操作。

（2）填写倒闸操作票　为了保证倒闸操作的正确性，倒闸操作前必须填写操作票，操作票由操作人员中的一人填写。操作人员应根据操作任务，查对模拟系统图，在操作票上逐项填写操作项目，并由操作人和监护人在操作票上共同签名。

对于 1kV 以上的电气设备，在正常运行情况下进行任何操作时，均应填写操作票。

（3）操作票的内容　操作票上除了填写断路器和隔离开关的操作步骤外，还应填写以下内容：

1）切断和合上断路器的操作电源（取下或装上操作熔断器），切断和合上电压互感器的隔离开关以及取下或装上它的熔断器。

2）检查断路器和隔离开关的实际开合位置。

3）使用验电器检验接地部分是否确已无电。

4）起用或停用继电保护及自动装置或改变其整定值，切断或合上它们的电源。

5）拆、装接地线并检查有无接地。

6）进行两侧具有电源的设备的同期操作。

（4）在一些特殊情况下，变压器的倒闸操作不用操作票

1）处理事故时，为了能迅速断开故障点，缩小故障范围，以限制事故的发展，及时恢复供电，不需填写操作票。但事故处理结束后，应尽快向上级运行领导人汇报，并做好记录。

2）在隔离开关和断路器之间有连锁装置，且全部隔离开关或断路器系控制盘远方操作时可不填写操作票。

（5）审查批准　操作人填写好操作票后，由监护人、班长及值长逐级审核，运行领导人经审核确认无误后签名批准，将操作票交还给操作人。（如已有标准操作票步骤，就不需上级批准）。

（6）发布操作命令　当值长或班长接到操作人“已作好执行任务的准备”的报告

后，在实际操作时，发布正式操作命令，并在操作票上填入发令时间。

(7) 核对模拟系统图板　在发布操作命令后及正式操作前，由监护人按操作票的项目顺序唱票，由操作人翻正模拟图板，以核对操作票的正确性。(对防误装置，按步取下钥匙)。

(8) 核对实物　操作人和监护人携带操作工具进入操作现场后，应先核对被操作设备的名称是否相符，即核对编号。设备名称应与操作票相同。此外，核对断路器和隔离开关的实际位置及校验有关辅助设施的状况，如信号灯的指示、表计的指示、继电器和连锁装置等的状况。在核实完全正确后，操作人可作好必要的安全措施，如戴好绝缘手套等。

(9) 高声唱票及逐项勾票　监护人按操作顺序及内容高声唱读，由操作人复诵一遍，监护人认为复诵无误后应答“对，执行”，然后操作人才可进行操作。监护人在操作开始时，应记录操作开始时间，并将已执行的操作项目立即在操作票上作一记号，然后再读下一个操作项目，以防止误操作及漏项等。监护人对实施操作者在操作过程中的任何不安全举动，应立刻制止。(对防误装置，按各步骤解锁)

(10) 检查设备

操作人在监护人的监护下检查操作结果，包括表针的指示、连锁装置及各项信号指示是否正常。

(11) 汇报　操作票上全部项目操作完成后，监护人向发布操作命令人汇报××号操作票已经操作结束及起始时间．发令人认可后，由操作人在操作票上盖“已执行”的图章。

(12) 记录入簿　监护人将操作任务及起始时间记入操作记录簿中。

4. 倒闸操作的基本要求

(1) 操作隔离开关的基本要求

1) 在手动合隔离开关时，必须迅速果断，但在合到底时，不能用力过猛，以防合过头及损坏支持绝缘子。在合闸开始时，如发生弧光，则应将隔离开关迅速合上。隔离开关一经操作，不得再行拉开，因为带负荷拉开隔离开关，会使弧光扩大，造成设备更大的损坏，这时只能用断路器切断该回路后，才允许将误合的隔离开关拉开。

2) 在手动拉开隔离开关时，应缓慢而谨慎，特别是刀片刚离开刀嘴时，如果发生电弧，应立即合上，停止操作。但在切断小容量变压器空载电流、一定长度架空线路和电缆线路的充电电流、少量的负荷电流，以及用隔离开关解环操作时，均有电弧产生，此时应迅速将隔离开关拉开，以便顺利灭弧。

3) 在操动隔离开关后，必须检查隔离开关的开合位置，因为有时可能由于操动机构有毛病或调整得不好，经操动后，实际上未合好或未拉开。

(2) 操作断路器的基本要求

1) 在一般情况下，断路器不允许带电手动合闸。这是因为手动合闸慢，易产生电弧。但特殊需要时例外。

2）遥控操作断路器时，不得用力过猛，以防止损坏控制开关；也不得返回太快，以防止断路器合闸后又跳闸。

3）在操作断路器后，应检查有关信号及测量仪表的指示，以判断断路器动作的正确性。但不能仅从信号灯及测量仪表的指示来判断断路器的实际开、合位置，应到现场检查断路器的机械位置指示器来确定实际开、合位置，以防止在操作隔离开关时，发生带负荷拉、合隔离开关的事故。

5. 倒闸操作注意事项

1）在倒闸操作前必须了解系统的运行方式、继电保护及自动装置等情况，并应了解电源及负荷的合理分布及系统运行方式的调整情况。

2）在电气设备送电前，必须收回并检查有关工作票，拆除安全设施，如拉开接地开关或拆除临时接地线及标示牌，然后测量绝缘电阻。在测量绝缘电阻时，必须隔离电源，并先进行放电。此外，还应检查隔离开关和断路器应在断开位置。

3）在倒闸操作前应进行继电保护及自动装置整定值的调整，以适应新的运行方式的需要，防止因继电保护及自动装置误动或拒动而造成事故。

4）备用电源自动投入装置、重合闸装置、自动励磁装置必须在所属主设备停运前退出运行，在所属主设备送电后投入运行。

5）在进行电源切换或电源设备倒母线时，必须先将备用电源投入装置切除，操作结束后再投入。

6）在同期并列操作时，应防止非同期并列，若同步表指针在零位晃动、停止或旋转太快，则不得进行并列操作。

7）在倒闸操作中，应分析表针的指示。如果在倒母线时，应注意电流分布的平衡，并尽量减少母联断路器的电流，使其不超过限值，以防止因设备过负荷而跳闸。

8）在下列情况下，应将断路器操作电源切断，即取下直流操作熔断器：

①在检修断路器时。

②在二次回路及保护装置有人工作时。

③在倒母线过程中拉合母线隔离开关、断路器旁路隔离开关及母线分段隔离开关时，必须取下母联断路器、分段断路器及旁路断路器的直流操作熔断器，以防止带负荷拉合隔离开关。

④操作隔离开关前，应检查断路器确在断开位置，并取下直流操作熔断器（线路操作除外），以防止在操作隔离开关过程中，误跳或误合断路器而造成带负荷拉、合隔离开关的事故。

⑤在继电保护故障情况下，应取下断路器的直流操作熔断器，以防止因断路器误动或误跳而造成的停电事故。

⑥油断路器缺油或无油时，应取下断路器直流操作熔断器，以防止系统中发生故障而跳开断路器时，造成断路器爆炸。

9）操作时应用合格的安全工具，以防止因安全工具耐压不合格而造成的人身和

设备事故。

22.2.5 变压器运行标准

1. 允许的海拔

变压器标准规定的安装地点，其海拔不超过 1000m，但我国许多地区海拔在 1000m 以上，这些地方必须考虑高原气候条件的影响。影响的因素主要有气压、温度、湿度、辐射线、日温差等，其中以前两者影响较大。

因此，对于海拔＞1000m 的高海拔地区使用的变压器，必须在合同上规定产品运行地点的实际海拔，以便制造厂考虑变压器的温升限值以及外绝缘的最小空气间隙。一般是加强套管的外绝缘，加大沿面泄漏距离与对地跳电距离，加大套管间与套管对接地部件的空气间隙尺寸。

由于大气压随海拔升高而降低，而空气的绝缘强度随大气压的减小而降低，这是设计和制造时应注意的问题。另外，因为大气压降低，空气密度变小，冷却效果变差，变压器温升随海拔升高而增大，海拔超过 1000m 后，每升高 100m，温升限值应减少 0.25～0.65 ℃。但海拔每升高 100m，气温下降 0.5～0.65 ℃。由此可见，气温的降低足以补偿变压器增高的温升。因此，在高海拔地区，油浸式和干式 A 级绝缘的变压器允许与低海拔平地一样使用。

2. 允许温升

变压器温度与环境温度的差值叫做变压器的温升。由于变压器内部热量的传播不均匀，故变压器各部位的温度差别很大，这对变压器的绝缘和老化有很大的影响。另外，当变压器温度升高时，绕组的电阻就会增大，还会使负载损耗增加。因此，需要对变压器在额定负荷时各部分的温升作出规定，这就是变压器的允许温升。

变压器绝缘的使用寿命和长期运行温度有关，温度低，绝缘老化慢，使用寿命长；反之，使用寿命就短。根据国际公认的蒙辛格热老化规则，它们关系可用下式表示：

$$A = 20 \times 2^{\frac{98}{6}} \times 2^{-\frac{t}{6}}$$

式中 A——寿命（a）；

t——绝缘运行温度（℃），不超过 140 ℃。

由上式可以看出，长期运行在 98 ℃时，使用寿命为 20a，正好是设计经济使用寿命；104 ℃时为 10a；92 ℃时为 40a。变压器老化的决定因素是热点温度。按 GB1094《电力变压器》标准设计的变压器，可以满足 GB/T15164—1994《变压器负载导则》对热点温度正常基准值为 98 ℃的要求。负载导则规定在这个温度下的相对老化率等于 1。

蒙辛格热老化规则也是我国标准负载导则的基础，即变压器用电缆纸在 80～140 ℃范围内，温度每升高或降低 6 ℃，绝缘使用寿命降低或升高一倍，故称为“6℃法则”

变压器在运行期间，所用的绝缘同时受到许多因素的影响，例如温度、湿度、电场、机械振动，机械冲击力、周围的大气或介质，以及由于温度变化所导致的热膨胀应力等。变压器在这些因素的作用下，绝缘材料的各种性能会逐渐变坏（俗称老化）。

老化了的绝缘，其电气强度略有降低，机械强度则明显降低。绝缘是否老化，主要以其力学性能的变化来判断。从外观看，老化的绝缘，其颜色会变深，出现龟裂、脆化、脱落等现象。

如果不断增加施加于电介质的电压，当电压达到一定值时，通过介质的电流会急剧增大，电介质完全失去了它的绝缘性能，这种现象称为电介质的击穿。击穿时的电压、称为击穿电压，此时的电场强度，称为击穿电场强度。

变压器使用的基本原则是要最大限度地发挥变压器的能力。这就要求在变压器整个使用期间，不让其自然或人为地损寿或增寿。为此要合理地确定其正常寿命。

一台变压器的寿命，取决于三方面的因素：

1）电寿命　由绝缘强度定。

2）机械寿命　由机械强度定。

3）热寿命　决定绝缘寿命。

（1）绝缘强度　其强度保证是基于各种试验电压的，它的冲击、工频耐受电压均高于作用电压，且均取了积累系数（1.1倍），即保证遭受多次、多年过电压的作用而不损坏。对绝大多数变压器，其电寿命均大于热寿命。

（2）机械强度　变压器在系统中运行，难免会发生短路，特别是出口（首端）短路。巨大的过电流产生的机械力是对变压器机械强度的考验。

（3）热寿命　按国家标准规定的外围环境温度：年平均为 20 ℃，日平均为30℃，最高为 40 ℃。在这种环境下，变压器绕组平均温升为 65K，热点温升比绕组高 13K，即油浸式变压器热点温度为 98 ℃。

一台正常运行的油浸式变压器在 98 ℃下可运行 20 年，故寿命为 20 年是合适的。因为一台变压器的温升为 65K，在设计计算上，不会超过 65K。为把握起见，一般会低 2～3K，即设计值要低。而大多数变压器做温升试验时，测得的温升要低 3K 以上，极少到 64K、65K 的。如果低于 3.5K，则变压器的实际寿命就为 30 年（按 6 ℃法则）。

变压器的总损耗随着变压器技术的发展与进步而逐年降低。使用 20～30 年以上的旧变压器如果不换下来，其能耗损失是不合算的。如果把变压器寿命设计为 30 年，实际上能达到 45 年。这种变压器除最初多费材料、一次投资大外，最终又用不到寿终而报废，会导致双重的浪费。

我国规定，绕组的温升应不超过 65K。也就是绕组绝缘最热点温度不超过（20＋65＋13）℃＝98 ℃。电缆纸在 98 ℃下使用，其老化寿命为 20 年以上。实际上大自然的气温并不永久是 20 ℃，变压器以额定负荷长期运行，夏天气温高，绕组绝缘的运行温度高于 98 ℃，寿命损失就大；冬天气温低，绕组绝缘的运行温度低于 98 ℃，寿命损失就小，两者大致互相补偿。故国家所规定的 65K 温升限值，是根据一昼夜和一年四季环境气温的变化和负荷变化的情况，保证变压器使用寿命不少于 20 年而制定的。因此认为夏天气温高达 40 ℃时变压器可以满负荷运行（此时变压器绕组的

平均温度最高达 105 ℃），那末冬天就可以过负荷运行（使变压器绕组的平均温度也达 105 ℃）的单纯用平均温度来决定负荷的观点是错误的。同样认为夏天气温高，变压器能满负荷运行（油顶层温度高达 90～95 ℃），冬天也按 90～95 ℃的油顶层温度来使变压器过负荷运行的单纯用油顶层温度来决定负荷的观点也是错误的。变压器过负荷运行，通常应不超过国家标准关于变压器过负荷能力的规定。变压器在各种环境温度和使用条件下，其所允许的过负荷，应在绝缘热老化可以接受的限度内，并且绕组最热点温度不超过 140 ℃。

在正常条件下，变压器运行温度不准超过绝缘材料所允许的温度。绕组的允许温升为 65K，是因变压器绕组一般都是 A 级绝缘决定的，其绝缘体以纸、棉纱为主，在绕组制成后浸以绝缘清漆烘干，以提高耐压性能和加强机械强度，故允许温度105℃。当环境温度为 40 ℃时，绕组的最高允许温升为（105－40）℃＝65K。由于变压器油的温度一般比绕组低 10 ℃，故变压器油的允许温升为 55K。因温度升高，油的氧化速度增大，油老化会加快。根据试验得出，当平均温度升高 10 ℃时，油的劣化速度就会增加 1.5～2 倍。

油的老化是由于氧气和高温同时作用下氧化的结果。氧化的程度又与氧气的吸收量成正比，如果在相同的时间内，温度越高，吸收氧气越多，氧化速度越快。试验证明，油氧化起始温度是 60～70 ℃。在此温度下，油几乎很少发生变质。当温度达到 120 ℃时，氧化加剧；温度达到 160 ℃时，氧化最激烈。因此温度对油的老化起主要作用，适当限制油的温度是很必要的。一般对上层油面温升限制不超过 45K，即上层油温限制在 85 ℃以下比规定在 95 ℃对油的运行有利得多。这样无论周围空气温度如何变化，只要上层油温及其温升不超过允许值，就能保证变压器在规定的使用年限内安全运行。当然油温规定再低一些，对油的运行虽然更有利，但却限制了变压器的出力。

3. 允许负载

为了防止变压器温升过高，应有一个允许的连续稳定的负载，一般要求不得超过铭牌额定值（但补偿仍能达正常使用寿命的过负载，称为正常过负载除外）。事故过负载是指并列变压器组中一台变压器退出运行或其他特殊情况下变压器所承受的过负载，它将使正常使用寿命减少。一般规定，事故过负载所造成的额外寿命损失以不超过年寿命损失的 1％为限。电压变动后的允许负载见以下叙述。

总之，油浸式电力变压器运行中的允许温度按上层油温来检查，上层油温升允许值为 55K（用温度计插入变压器箱盖上温度计座内测得），但最高油温度不得超过 95℃。为了避免变压器油老化过快，上层油温不宜经常超过 85 ℃，超过者必须降低负载到允许值。

4. 允许的电压变动

根据国家标准，无励磁调压和有载调压范围的规定见表 5-4。变压器的调压方法见 3.4.3 节叙述。供电电压的允许偏差，见 21.1.1 节叙述。

过电压运行使变压器过励磁，目前制造厂设计的变压器铁心的磁通密度选择得

略高，冷轧硅钢片磁通密度为 1.65～1.8T（饱和磁通密度为 1.9T）或更高些。当一次侧的电压稍高时，则磁通将趋向饱和，励磁电流的谐波分量增大，三次谐波可达基波的 40%～50%，五次谐波达 20%～30%。例如磁通密度在 1T 时，三次谐波为基波的 21.4%；磁通密度在 1.4T 时，三次谐波为基波的 27.5%；磁通密度在 2T 时，三次谐波为基波的 69.2%。一般过电压 5%运行时，铁损增加 15%左右；过电压 10%运行时，铁损增加约 50%以上，如图 22-3 和图 22-4 所示。

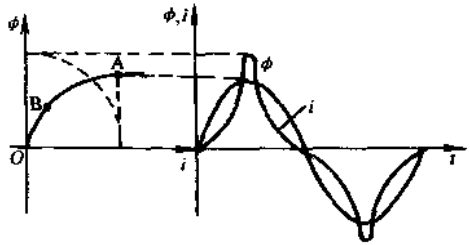


图 22-3　电压过高时励磁电流的尖顶波
（A 点为普通变压器工作点、
B 点为调容量变压器工作点）

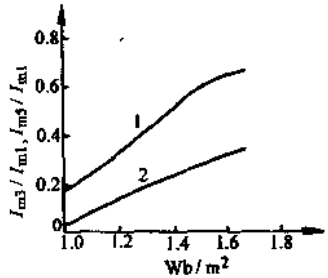


图 22-4　空载时奇次谐波与
磁通密度的关系
（曲线 1 为 I_{m3}/I_{m1}，
曲线 2 为 I_{m5}/I_{m1}）

电压波形畸变，使绝缘受到威胁，损耗也显著增加，噪声增加，还会干扰附近的通信线路。过电压运行对空载电流也会大幅度增加，对于冷轧硅钢片的铁心，若过电压 5%运行时，空载电流将增大一倍；过电压 10%以上，其增加倍数将更大，空载电流的增加将显著增大无功损耗。根据变压器的构造特点（铁心饱和程度等），经过试验或经制造厂认可，加在一次侧电压允许比该分接头电压高 10%，此时允许的电流值应遵守制造厂的规定或根据试验确定。如电流电压关系未经协商和具体规定时，可按下式根据电流等于额定电流的 K 倍关系（$0 \leqslant K \leqslant 1$）来限定电压的大小（DL/T572—1995），$U$（%）$=110-5K^2$

运行中还可能遇到非常状态（如发电机变压器），使得过励磁电压达到 30%以上，此时铁心已饱和，一些磁通要经过外金属构件（油箱等）及空间形成回路，空载电流急剧增大，损耗极快增长。当持续时间较长时，硅钢片损耗按指数上升，铁心温度会迅速增加，这将导致紧邻铁心周围的绝缘件加速老化。当然系统出现极值过电压时变压器是难于承受的，只有靠过电压保护，设计时不应把个别极端情况作为普通条件来处理，以免给产品的成本带来不利的影响而使产品丧失竞争力。所以变压器过励磁能力有限，正像电路中过载能力受发热限制一样，过励磁也应受发热限制。由于金属构件是整块导磁体，不像硅钢片彼此片间绝缘，而磁通是脉动波形，含有很多高次谐波分量；又由于绕组的存在，会产生极大的涡流损耗，引起严重发热。从实测结果

看，当励磁电压达到额定电压的125%、133%、143%时，则空载电流达到满载电流的10%、50%、100%。对心式变压器，导线涡流损耗平均等于正弦波满载电流电阻损耗的10%左右；空载电流达到100%满载电流时，涡流损耗平均值可达电阻损耗的45%（谐波分量算到15次）。位于线段的内半径处的绕组导线，由于此处磁通密度高于整个线段的平均磁通密度，所以此处导线中的涡流损耗可能高达平均电阻损耗的1300%，约等于满载电流时不在过励磁条件下导线中最大损耗的8倍。

当一台变压器在饱和磁通密度或以上运行时，就会有大量的杂散磁通使绕组和夹件、油箱等金属件产生杂散损耗而使局部过热，严重的会使金属件温度达到120℃以上，与其相邻的绝缘件可能碳化或烧坏。如果重复多次出现过励磁并伴随着局部过热，会使绝缘寿命缩短，最终导致绝缘件烧坏。当然偶尔1～2次过励磁即使较严重，也不致于烧坏变压器。

变压器受电侧的电压，允许在不超过各分接头额定值的±5%范围内变化。当受电电压超过5%时，应适当换接电压分接头，这样在输电侧额定电流时变压器仍能长期运行，其额定容量不变。但如果为－7.5%和－10%分接头时，额定容量应降低2.5%和5%。（据DL/T572—1995《变压器运行规程》）。

5. 允许的正常过负载

正常过负载属于正常周期性负载，即在某段时间环境温度较高，或超过额定电流，但其他时间内环境温度较低或低于额定电流，从热老化观点出发，相互补偿，它与设计采用的环境温度下施加额定负载是等效的。

由于变压器的负载并不是恒定不变的，它将随用户负载的变化而变化，特别是在农村季节性用电时变压器的负载波动更为明显，时常出现变压器负载大于额定容量的现象。在另一段时间，又将出现变压器负载低于额定容量，或者只有额定容量的一半以下，此时散热条件好，有利于延长使用寿命。因此，在不损害变压器绝缘，不降低总的使用寿命的前提下，变压器的负载大于额定容量或低于额定容量，使其使用寿命缩短和延长将会互补，变压器即可获得规定的使用寿命，这种过载称为正常过负载。对变压器正常过载运行有以下要求。

1）变压器最大过负载不得超过额定容量的50%。

2）绕组的最热点温度不得超过140℃。

3）顶层油温度最热点不得超过105℃。

对油浸自冷式和风冷式变压器，其正常允许过负载的数值和时间规定如下：①当变压器昼夜平均负载率β_{av}小于1时，则在高峰负载期间，变压器允许按图22-5所示曲线来确定其允许过负载的倍数

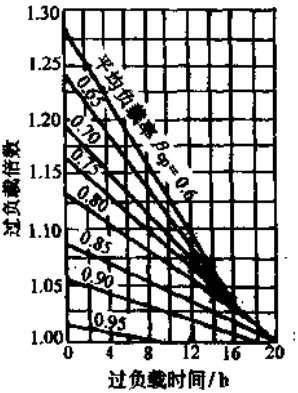


图22-5　变压器平均负载率小于满载时允许的过负载曲线

及持续时间。图中 β_{cp}是在一昼夜内平均负载 P_{cp}与额定负载 P_e 的比值，即

$$\beta_{cp}=\frac{P_{cp}}{P_e}$$

但是如果事先不知道平均负载率，则可按表 22-4 所规定的数值来计算过负载；如果在夏季（6～8 月），变压器按典型负载曲线，其最高负载低于额定容量时，那么每低 1%，可以在冬季过负载 1%，但以不超过 15%为限。如果过负载总数不超过 30%，则上述两项过负载的数值可以累计叠加使用。

正常过负载不增加变压器正常寿命损失，是每天都可以使用的。以上规定的优点是查阅方便，但允许过负载的时间偏少，故仅供参考。《电力变压器运行规程》规定如下：①全天满负载运行的变压器不宜过负载运行；②变压器在低负载期间，负载系数（负载率）小于 1 时，则在高峰负载期间变压器允许的过负载倍数和持续时间，按年等效环境温度、负荷曲线和过负载前变压器所带的负载等来确定。③在夏季低于额定容量负载运行，每低 1%冬季可允许多过负载 1%，但仍以过负载 15%为限。这些老规定的特点是简单明了，裕度较大，所以按这些数据使用，是比较安全的，即允许过载时间偏短，过载负荷偏小，但仍可使用。如果要采用更严密一些，就应该采用 1995 年的《电力变压器运行规程》，但其应用所需的计算和图表较复杂，现简介如下。

表 22-4　自冷或风冷油浸式变压器的过负载允许时间

过负载倍数	过负载前上层油的温升为下列数值时的允许过负载持续时间/h～min						
	18°	24°	30°	36°	42°	48°	54°
1.0	连续运行						
1.05	5～50	5～25	4～50	4～00	3～30	1～30	—
1.10	3～50	3～25	2～50	2～10	1～25	0～10	—
1.15	2～50	2～25	1～50	1～20	0～35	—	—
1.20	2～05	1～40	1～15	0～45	—	—	—
1.25	1～35	1～15	0～50	0～25	—	—	—
1.30	1～10	0～50	0～30	—	—	—	—
1.35	0～55	0～35	0～15	—	—	—	—
1.40	0～40	0～25	—	—	—	—	—
1.45	0～25	0～10	—	—	—	—	—
1.50	0～15	—	—	—	—	—	—

DL/T572—1995《电力变压器运行规程》和 GB/T15164—1994《电力变压器负载导则》规定，变压器过负载运行时，应使用正常寿命损失，并注意绕组最热点温度不超过允许值，还应考虑到套管、引线、焊接点和分接开关等组件的过负载能力，和与变压器连接的各种设备如电缆、开关、电流互感器等的允许过负载能力，根据以上综合考虑和结合我国变压器目前的设计结构，规定正常过负载的最大值，油浸自冷、

风冷变压器为额定负载的1.5倍。规定在额定使用条件下，全年可按额定电流运行。变压器允许在平均相对老化率小于或等于1的情况下，周期性的超额定电流运行。但对变压器有较严重的缺陷时，如冷却系统不正常、严重漏油、有局部过热现象、油色谱异常等，就不宜过负载运行。图22-6a～d是正常过负载曲线，是根据以上原则制定的。图22-6a是年等效环境温度$\theta_a \leqslant 10$ ℃时曲线（如果变压器仅运行一段时间，也可取该段时间如几个月的平均环境温度）；图22-6b是年等效环境温度$\theta_a > 10 \sim 20$ ℃的正常过负载曲线，图22-6c、d按上述同理推出。图中K_2超过1.5为虚线，因为正常过负载最大允许值为1.5倍。

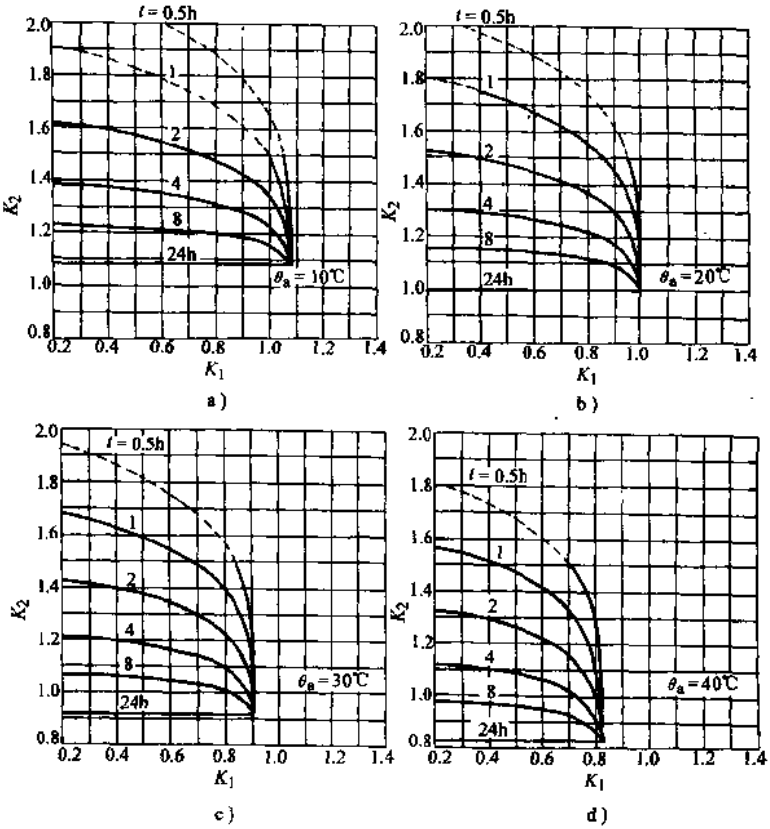


图22-6 配电变压器正常过负载曲线图

a）年等效环境温度$\theta_a \leqslant 10$ ℃时 b）年等效环境温度$\theta_a > 10 \sim 20$ ℃时

c）年等效环境温度$\theta_a > 20 \sim 30$ ℃时 d）年等效环境温度$\theta_a > 30 \sim 40$ ℃时

K_1—起始负载倍数 K_2—过负载倍数 t—过负载允许时间（h）

为了查阅图 22-6 的过负载曲线，几个有关参数求法如下：

1）起始负载倍数 K_1、过负载倍数 K_2 和负载曲线简化方法。首先把实际变化的日负载曲线简化为直角折线，方法如图 22-7～图 22-10 所示。图 22-8～图 22-10 为变压器典型的负载图（每天），有单峰形、双峰形和多峰形几种形式。通过用图 22-7 相似的折线将其曲线简单划分，使其折线上下面积互补相抵，即舍去的面积等于补入的面积，这时得到的较低的折线负载即为起始负载 K_1，表示过负载前变压器的负载；得到的较高的折线所对应的负载即为允许的过负载倍数，即 $K_1=I_1/I_N$（I_1 为过负载前负载电流，I_N 为额定负载电流），$K_2=I_2/I_N$（I_2 为过负载电流）。

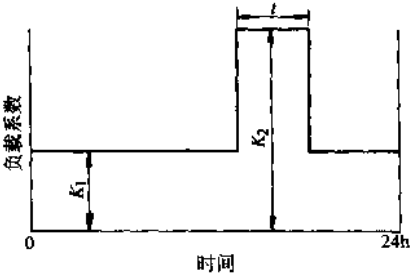


图 22-7　等效二级矩形负载周期图
K_1—起始负载倍数　K_2—过负载倍数

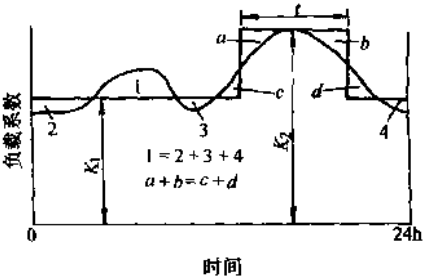


图 22-8　单峰值负载周期图

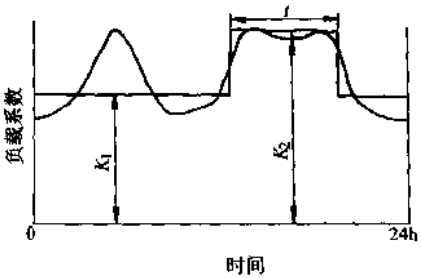


图 22-9　峰值相等但持续时间不同的双峰值负载周期图

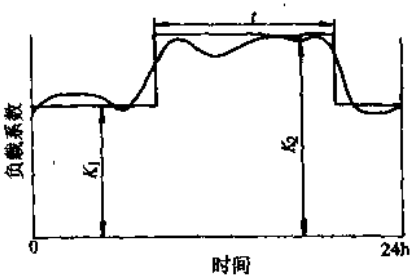


图 22-10　多峰值负载紧相连时的负载周期图

单峰负载周期图确定峰值负载持续时间 t 值，应在等面积划分的基础上进行选择（见图 22-8）。负载系数与其非峰值负载的平均值相对应。

图 22-9 为峰值相等但持续时间不同的双峰值负载周期图。峰值相等但持续时间不同的双峰值负载周期图确定峰值持续时间 t 值，应选择时间较长的峰值负载。

负载系数则与其余负载的平均值相对应。

对于多峰值负载紧相连的负载周期图，应使等峰值负载的持续时间 t 能够充分覆盖多峰值负载。而 K_1 的选择则与其余时间负载的平均值相对应（见图 22-10）。

2）年等效环境温度的计算。变压器在一定负载下运行时，由于冷却介质温度一年四季随着环境温度的变化而变化，因此，绕组温度也跟着变化，因为绝缘的寿命损失与温度不是线性关系，而是指数函数关系，因此环境温度的平均值不能代表绝缘的损坏程度，而应采用等效温度。年等效环境温度计算公式如下：

$$\theta_a = 20\lg\left[\frac{1}{12}\sum_1^{12}10^{\theta_a'/20}\right]$$

式中 θ_a——年等效环境温度（℃）；

θ_a'——月等效环境温度或月平均环境温度（℃）。

上述公式计算举例：某地区全年月平均环境温度为 30℃ 时 2 个月，20℃ 时 4 个月，10℃ 时 4 个月，0℃ 时 2 个月，试计算全年平均温度和年等效温度是多少？

解：全年平均温度 $\theta_a = \dfrac{2\times30+4\times20+4\times10+2\times0}{12}$℃ $=15$℃

年等效温度

$$\theta_a' = 20\lg\left[\frac{1}{12}(2\times10^{30/20}+4\times10^{20/20}-4\times10^{10/20}+2\times10^{0/20})\right]℃$$

$$=19.8℃$$

如果变压器运行不按年而是按在很多天或几个月内进行正常过负载查表时，所用的环境温度 θ_a 应按双余弦函数作计算，第一个余弦曲线是表述全年内的温度变化，第二个余弦曲线则用来表述每天的温度变化。

$$\theta_a = \theta_{ay} + A\cos\frac{2\pi}{365}(D-DX) + (B\text{ 或 }B_m)\cos\frac{2\pi}{24}(T-TX)$$

式中 θ_{ay}——年平均环境温度（℃）；

A——日平均环境温度的年变化幅值（K）；

B——计算老化率用的日温度变化幅值（K）；

B_m——计算最大热点温度用的日温度变化幅值（K）；

DX——一年中的最热一天的日序数，D 表示一年中某一天的日数，如 2 月 1 日为 32 天；

TX——一天中最热一小时的时序数，T 表示一天中某一小时的时序数，如下午 1 点 15 分为 13.25h。

计算这些参数，需要编制计算机程序，将一年中每个月的四个温度特性输入计算机。

3）查曲线举例。有一台 2000kVA 的配电变压器，起始负载为 1600kVA，求其在年等效环境温度为 20℃ 的情况下每天过负载的允许负载（设电压恒定）。

解：已知 $\theta_a=20$℃，$K_1=1600/2000=0.8$，$t=1$h，从图 22-6b 查出 $K_2=1.56$，但变压器负载导则规定正常过负载最大值 $K_2=1.5$，故运行 1h 的最大许可负载为

3000kVA，此后负载仍降至 1600kVA。每天均可如此带负载，能保证正常寿命。

正常过负载允许值除上述查表方法外，还可用计算法。变压器在过负载时，其各部分的温度将比额定负载时为高。绕组最热点的温度 θ_c 与变压器寿命的关系可用相对寿命损失来衡量。所谓相对寿命损失即绕组最热点温度为 θ_c 时的寿命损失率与 98℃ 时正常寿命损失率之比，以 V 表示

$$V(\text{相对寿命损失}) = 10^{(\theta_c - 98)/19.93}$$

绕组在不同最热点温度下相对寿命损失见表 22-5。

表 22-5　绕组相对寿命损失

绕组最热点温度 θ_c/℃	80	86	92	98	104	110	116	122	128	134	140
相对寿命损失 V	0.125	0.25	0.5	1.0	2.0	4.0	8.0	16.0	32.0	64.0	128.0

绕组最热点温度计算公式如下：

$$\theta_{ct} = \theta_a + \Delta\theta_{br}\left(\frac{1+dK_1^2}{1+d}\right) + \left[\Delta\theta_{br}\left(\frac{1+dK_2^2}{1+d}\right)^x - \Delta\theta_{br}\left(\frac{1+dK_1^2}{1+d}\right)^x\right] \times (1 - e^{-t/\tau}) + (\Delta\theta_{cr} - \Delta\theta_{br})K_2^{2y}$$

式中　θ_{ct}——变压器负载为 K_2，运行 t 小时后的绕组最热点温度（℃）；

θ_a——环境温度（℃）；

$\Delta\theta_{br}$——额定容量时上层油温升，一般取自然循环 55℃；

$\Delta\theta_{cr}$——额定容量时绕组最热点温升（假定等于 78℃）；

K_1——起始负载倍数（系数）；

K_2——过负载倍数；

d——损耗比，$d = \frac{P_K}{P_0}$ 即负载损耗与空载损耗之比；

x——计算油温升用的指数，一般取自然循环 0.9；

y——计算最热点温升用的指数，一般取自然循环 0.8；

t——负载为 K_2 时的运行时间（h）；

τ——额定容量时的油-空气热时间常数，一般取自然循环为 3h。

若变压器在 24h 的周期内，于某恒定温度下运行 t 小时，其余时间均处于寿命损失，可忽略不计的低温下（当热点温度低于 80℃ 时，实际寿命损失可忽略不计），则日寿命损失为 tV 小时；若在 t 小时内温度是变化的 $\theta_c = f(t)$，则需要积分，日寿命损失为 $\int_0^t V\mathrm{d}t$ 小时。当绕组最热点温度为 θ_c 时，要使其日寿命损失等于正常日寿命损失，其允许运行时间 t 按下式计算：

$$t = 24 \times 10^{(98-\theta_c)/19.93}$$

绕组在不同最热点温度下，每天正常过负载允许运行时间见表 22-6。

计算举例：一台油自然循环冷却的变压器，其起始负载是 80%，过负载 10%，运行 4h，当环境温度为 30℃ 时，求绕组最热点温度和运行一天寿命损失是多少？

表 22-6 每天正常过负载允许时间

绕组最热点温度 θ_c /℃	98	101.5	104	107.5	110	113.5	116	119.5	122	125.5	128	131.5
每天允许运行时间 /h	24	16	12	8	6	4	3	2	1.5	1.0	0.75	0.5

解：根据上述公式

$$\theta_{cl} = \left[30 + 40 \times \frac{1 + 5 \times 0.8^2}{6} + \left(40 \times \frac{1 + 5 \times 1.1^2}{6} - 40 \times \frac{1 + 5 \times 0.8^2}{6}\right) \times (1 - e^{-4/2}) + (78 - 40) \times 1.1^{1.8}\right]℃ = 119.5℃$$

绕组最热点温度为 119.5℃。同时根据相对寿命损失公式和 $\int_0^t V dt$ 可算出运行一天的总寿命损失 33h，也就是 1.4 个正常日寿命损失。

绕组最热点温度为 98℃ 相对寿命损失为 1，即老化率以此为基准的依据是：油浸式电力变压器采用 A 级绝缘材料，极限工作温度为 105℃。由于根据试验结果，绕组最热点的温升比油顶层温升高 23℃（比绕组平均温升高 13℃），故绕组最热点温升为 55℃+23℃=78℃，年平均最热点温度为 78℃+20℃=98℃，恰好符合 A 级绝缘运行 20 年的寿命要求。

6. 允许的事故过负载

电网发生故障时，故障变压器退出运行，备用变压器需投入运行，为使调度员和值班员有一定的时间来进行调度操作，保证安全运行和使重要用户供电不致中断以及特殊情况下的供电需要，允许变压器短时间内带较大的负载称为事故过负载。

考虑到事故过负载可能出现较高倍数的过电流而导致绕组热点温度达到危险程度，对绝缘安全有一定风险，其主要危险是由于在高场强区域（例如绕组和引线处）内可能出现气泡，使其绝缘强度下降。在热点温度突然升高超过临界温度时，在绝缘纸中可能会出现气泡。对于具有正常含水量的变压器，此临界温度约在 140～160℃ 之间。当水分含量超过正常值时，此临界温度还要降低。

当大型金属构件由于漏磁发热时，在其表面处（油中或固体绝缘内）会出现气泡（油过饱和也会产生）。这些气泡通常是在低场强的区域内产生，而只有向高场强区域流动时，会引起绝缘强度明显地降低。变压器内部的裸金属件，若不与有机绝缘材料有直接的热接触，只与油直接接触，则其温度可能迅速升高，但应不超过 180 ℃。在较高温度下，变压器的力学性能会出现暂时变劣，使短路强度降低。套管内部的压力升高可能会漏油，如果绝缘介质的温度超过 140 ℃，套管内部也将产生气泡。储油柜中的油因油膨胀可能会溢出。分接开关在很大电流下可能无法切断电弧，分接开关的接触电阻有可能增加。

对长期危险性来说，导线绝缘在较高的温度下，热劣化过程将加快，变压器的有效寿命将缩短，特别是在受到系统短路时，变压器的寿命损失更加严重。

其他绝缘材料和密封材料，在较高温度下也加速老化和变脆。

根据 DL/T572—1995 和 GB/T15164—1994，超过铭牌额定值时负载的电流和温度限值见表 22-7。

表 22-7　超过铭牌额定值时负载的电流和温度限值

负载类型	配电变压器	中型电力变压器	大型电力变压器
正常周期性负载电流（标幺值）	1.5	1.5	1.3
热点温度及与绝缘材料接触的金属部件的温度/℃	140	140	120
顶层油温/℃	105	105	105
长期急救周期性负载电流（标幺值）	1.8	1.5	1.3
热点温度及与绝缘材料接触的金属部件的温度/℃	150	140	130
顶层油温/℃	115	115	115
短期急救负载电流（标幺值）	2.0	1.8	1.5
热点温度及与绝缘材料接触的金属部件的温度/℃	160①	160	160
顶层油温/℃		115	115

① 原规程表中的数字缺少为作者所加。但《变压器运行规程》4.2.9 条中说明也采用此数据。

表 22-7 中所指的长期急救周期性负载，是要求变压器长时间在环境温度较高，或超过额定电流下运行。这种运行方式可能持续几星期或几个月，将导致变压器的老化加速，但不直接危及绝缘的安全。而短期急救负载是要求变压器短时间大幅度超额

定电流运行，这种运行可能导致绕组热点温度达到危险的程度，使绝缘强度出现一定程度的暂时性下降。

以上两种急救性负载都属于事故过负载，有条件时应投入备用冷却器。事故过负载根据上述新规程规定，也可以根据起始负载倍数 K_1、当时的环境温度 θ_a、需运行的事故过负载时间 t 来求过负载倍数 K_2（或先知 K_2 求 t），GB/T15164—1994《负载导则》不采用图 22-6 所示的曲线型式，而采用表格形式来求解。此表格还可知事故过负载时的日寿命损失（总加后可计算总寿命损失）。表 22-8 为配电变压器事故过负载 0.5h 的计算表。表中第一排为与额定条件下相比的寿命损失，额定条件是指环境温度最高为 40 ℃，最低为 −40 ℃，最高日平均温度为 30 ℃，最高年平均温度为 20 ℃（如果变压器用水冷却，水温最高为 25 ℃），绕组最热点温度为 98 ℃。表中第二排为热点温升，将表 22-8 中求出的热点温升加上环境温度，即为所求的热点温度。若所求得的热点温度超过了表 19-23 和表 15-10 中的值，则说明在这种负载下是不允许的。表 22-8 为事故过负载 0.5h 后日寿命损失计算表。

表 22-8 配电变压器事故过负载 0.5h 的计算表

（GB15164—1994）

K_2 \ K_1	0.25	0.50	0.70	0.80	0.90	1.00	1.10	1.20	1.30	1.40	1.50
0.7	0.001	0.006	0.032	（相对寿命损失系数）							
	32	40	48	（热点温升/℃）							
0.8	0.001	0.006	0.033	0.093							
	36	44	52	57							
0.9	0.001	0.006	0.034	0.095	0.292						
	41	48	57	62	67						
1.0	0.002	0.006	0.036	0.099	0.301	1.00					
	45	53	61	66	72	78					
1.1	0.002	0.007	0.038	0.104	0.312	1.03	3.72				
	50	58	66	71	77	83	89				
1.2	0.002	0.008	0.042	0.112	0.330	1.08	3.84	14.9			
	55	63	72	77	82	88	95	101			
1.3	0.003	0.011	0.049	0.125	0.359	1.14	4.02	15.5	64.7		
	61	68	77	82	88	94	100	107	114		

（续）

K_2 \ K_1	0.25	0.50	0.70	0.80	0.90	1.00	1.10	1.20	1.30	1.40	1.50
1.4	0.005	0.014	0.061	0.148	0.407	1.25	4.30	16.2	67.2	302	
	67	74	83	88	93	99	106	113	120	127	
1.5	0.007	0.022	0.083	0.191	0.495	1.45	4.77	17.5	70.8	314	1510
	73	80	89	94	100	106	112	119	126	133	141
1.6	0.013	0.036	0.126	0.273	0.662	1.81	5.61	19.6	76.6	332	1570
	79	86	95	100	106	112	118	125	132	140	148
1.7	0.025	0.066	0.213	0.437	0.992	2.52	7.21	23.5	86.9	361	1670
	86	93	102	107	112	118	125	132	139	147	154
1.8	0.050	0.129	0.394	0.778	1.67	3.95	10.4	31.2	107	415	1830
	92	100	108	114	119	125	131	138	145	153	161
1.9	0.104	0.263	0.782	1.50	3.11	6.98	17.2	47.0	146	520	2130
	99	107	115	121	126	132	138	145	152	160	168
2.0	0.224	0.559	1.64	3.10	6.26	13.6	31.7	80.9	229	737	2730
	107	114	123	128	133	139	146	153	160	167	175

注：1. K_1——起始负载倍数，$K_1=I_1/I_N$（I_1 为过负载前负荷电流，I_N 为变压器额定电流）。

2. K_2——过负载倍数，$K_2=I_2/I_N$（I_2 为过负载电流）。

3. 上排为相对寿命损失系数，计算日寿命损失时应乘上表 22-9 所示的系数。

4. 下排为绕组最热点温升，加上当时环境温度即为热点温度。

表 22-9　事故过负载 0.5h 后日寿命损失计算表

环境温度/℃	40	30	20	10	0	−10	−20	−25
日寿命损失（正常日） 将由表 22-8，求出的数值乘上本表给出的系数然后将计算结果约整	10	3.2	1	0.32	0.1	0.032	0.01	0.0055

【例 22-1】　有一台配电变压器事故前，$K_1=0.8$，事故时该变压器事故过负载 0.5h，过负载倍数 $K_2=1.9$，则该台变压器事故半小时的日寿命损失是多少（当时正值最热天，环境温度为 40 ℃）？

解　由表 22-8 可查出相对寿命损失系数为 1.5，由表 22-9 查出 40 ℃时系数为 10，因此，日寿命损失为 1.5×10=15（正常日寿命损失）。即事故过负载 0.5h（在

上述数据情况下）等于损失掉 15×24h=360h 寿命，是正常运行的 720 倍。

【例 22-2】 由表 22-8 来求事故过负载倍数。仍按例 22-1 的配电变压器 $K_1=0.8$，$t=0.5$h，$\theta_a=40$ ℃，求 K_2。

解 由表 22-7 可知，事故过负载的最大倍数允许值 K_2 为 2，热点温度限值为 160 ℃。对照表 22-8，当 $K_1=0.8$，热点温升最大允许值为 160 ℃－40 ℃＝120 ℃时，K_2 为 1.9（因此时热点温升为 121 ℃），故可知 K_2 为 1.9 倍。表 22-8 中热点温升加环境温度，即热点温度已超过表 22-7 的部分，不可采用。

这种计算比较麻烦，为便于值班人员迅速处理，表 22-10 列出了允许的 K_2 值。对有严重缺陷和绝缘有弱点的变压器不宜采用这种运行方式。

表 22-10 0.5h 短期急救负载的负载系数 K_2（DL/T572—1995）

变压器类型	急救负载前的负载系数 K_1	环境温度/℃							
		40	30	20	10	0	－10	－20	－25
配电变压器（冷却方式/ONAN）	0.7	1.95	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
	0.8	1.90	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
	0.9	1.84	1.95	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
	1.0	1.75	1.86	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
	1.1	1.65	1.80	1.90	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
	1.2	1.55	1.68	1.84	1.95	2.00	2.00	2.00	2.00
中型变压器（冷却方式/ONAN 或 ONAF）	0.7	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
	0.8	1.76	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
	0.9	1.72	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
	1.0	1.64	1.75	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
	1.1	1.54	1.66	1.78	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
	1.2	1.42	1.56	1.70	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
中型变压器（冷却方式 OFAF 或 OFWF）	0.7	1.50	1.62	1.70	1.78	1.80	1.80	1.80	1.80
	0.8	1.50	1.58	1.68	1.72	1.80	1.80	1.80	1.80
	0.9	1.48	1.55	1.62	1.70	1.80	1.80	1.80	1.80
	1.0	1.42	1.50	1.60	1.68	1.78	1.80	1.80	1.80
	1.1	1.38	1.48	1.58	1.66	1.72	1.80	1.80	1.80
	1.2	1.34	1.44	1.50	1.62	1.70	1.76	1.80	1.80

负载导则还列出了事故过负载 1h、2h、4h、8h、24h 的计算表（包括其他类型变压器），因为这些数字不常用，故这些表格未复列，但计算方法是相同的。

上述是根据新规程列出的允许事故过负载数据，比较复杂。下面将老的《电力变压器运行规程》（1985 年 5 月出版）所述的允许事故过负载较简单，以供参考。

油浸式变压器允许的过负载运行时间见表 22-11。对于已缺少制造厂规定数据时，油浸式变压器可按表 22-12 所规定的数值来过负载。油浸自然循环冷却变压器事故过负载允许时间见表 22-13。

表 22-11　油浸式变压器允许的过负载运行时间

事故过负载对额定负载之比	1.3	1.45	1.6	1.75	2.0
过负载允许的持续时间/min	120	80	45	20	10

表 22-12　对不明标准的变压器允许事故过负载

事故过负载对额定负载之比	1.3	1.6	1.75	2.0	2.4	3.0
过负载允许的持续时间/min	120	30	15	7.5	3.5	1.5

表 22-13　油浸自然循环冷却变压器事故过负载允许时间（小时：分）

过负载倍数	环境温度/℃				
	0	10	20	30	40
1.1	24：00	24：00	24：00	19：00	7：00
1.2	24：00	24：00	13：00	5：50	2：45
1.3	23：00	10：00	5：00	3：00	1：30
1.4	8：30	5：10	3：10	1：45	0：55
1.5	4：55	3：10	2：00	1：10	0：35
1.6	3：00	2：05	1：20	0：45	0：18
1.7	2：05	1：25	0：55	0：25	0：09
1.8	1：30	1：00	0：30	0：13	0：06
1.9	1：00	0：35	0：18	0：09	0：05
2.0	0：40	0：22	0：11	0：06	—

干式变压器可按照 GB/T17211—1998《干式变压器负载导则》规定进行，或参照制造厂规定。

7. 允许的短路电流和不平衡电流

1）根据国标 GB1094—1979，短路电流 $100/U_k>20$ 倍时（U_k 为阻抗电压）允许

短路时间为 2s，对 $100/U_k=15\sim20$ 倍时为 3s，对 $100/U_k=10\sim14$ 时为 4s，对 $100/U_k<10$ 倍时取 5s（最长允许短路时间）。这对老变压器可适用。但对新型变压器是按最新国标 GB1094.5—1985 规定的，变压器短路时最长时间为 2s。短路电流数值是每台变压器运行时本身决定的，运行本身主要决定短路时间不要超过规定的 2s，这可由继电保护来保证。

按 DL/T572—1995 规程规定，联结为 Yyn0（或 YNyn0）和 Yzn11（或 YNzn11）的配电变压器，中性线电流的允许值分别为额定电流的 25%和 40%。Dyn11 联结变压器（目前部分油浸式配电变压器和干式变压器，尤其是组合式变压器中都采用这种联结方式）允许其中性线电流达到额定电流的 75%。

Yyn0 联结组的三相变压器中线出现电流，说明变压器的低压侧的三相电流不对称。不对称的电流可以分解成正序、负序和零序电流分量。正序和负序电流的三相相位都相差 120°，在高、低压绕组中不通过中性线都能流通。它们在铁心中产生的磁通能相互平衡。而零序电流三相是同相位，只有中性线才能流通，因此低压中性线中的电流就是 3 倍的单相零序电流，如图 22-11a 所示，从而在铁心中产生零序磁通。

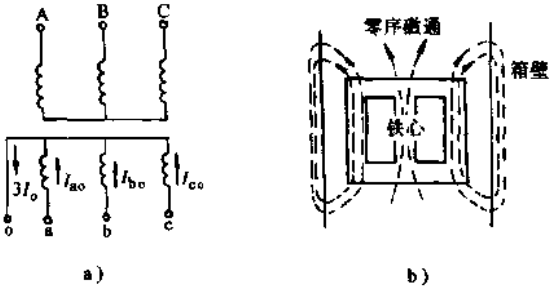


图 22-11 Yyn0 变压器的零序电流和零序磁通

a）零序电流 b）零序磁通

由于这种变压器的铁心是三柱式的，三个铁心柱中的零序磁通不能在铁心中闭合，但能经过油箱壁等形成通路（见图 22-11b）。虽然磁阻大，零序磁通小，感应出零序电动势。零序电动势使中性点发生漂移，造成三相相电压不对称，对电压高的一相上的电器容易损坏，所以中性点位移电压不能太大。

中性点位移电压可以近似用下式计算：

$$u\% = \frac{I\%}{300}u_0\%$$

式中 $u\%$——中性点位移电压占相电压的百分数；

$I\%$——中线电流占额定电流的百分数；

$u_0\%$——变压器的零序阻抗电压（50%～85%）。

当 $I\%=25$，$u_0\%=60\%$ 时

$$u\% = \frac{25}{300} \times 60\% = 5\%$$

即当中性线电流为低压额定电流的 25%时，中性点位移电压为 5%，可以正常运行。

所以对 Yyn0 联结的变压器，规定中性线电流不能大于额定电流的 25%。

8. 变压器的并列运行

把两台或多台变压器的高压侧和低压侧同一相的引线连接在一起的运行方式，叫做并列运行。并列运行的变压器要求达到：

1）未加负载时各变压器间没有循环电流。

2）加负载后各变压器能按各自容量的正比关系分担负载。并列运行的变压器必须满足以下条件：①电压比相等，应不超过 0.5%，即高压和低压的额定电压都分别相等。否则，会在绕组内产生一个很大的循环电流而降低变压器的输出容量，甚至烧毁变压器。②三相联结组别相同或单相的极性相同，即各台并列运行的变压器高压侧和低压侧电压的相位差应当相等。任何奇数组别的变压器都不能和任何偶数组别的变压器并列运行。不同奇数组别间的变压器可通过改变其外部接线方式来满足并列运行的要求。凡联结组别相差 60°、180°或 300°的三相变压器，必须适当调换内部接线后，才可并列运行。凡接线差 120°或 240°的三相变压器，不需调换内部接线，仅换外部线头相位，即可并列运行。③短路阻抗相等，相差不超过 10%。否则会造成阻抗电压小的过负载，阻抗电压大的一台负载较小。④容量比在 0.5～2 之间，否则负荷分配会不合理（以前规定容量比不超 1∶3，现按 GB/T17468—1998《变压器选用导则》规定）。两台变压器并列运行方式如图 22-12 所示。新装或变动过内外连接线的变压器，在并列之前必须核定相位。对于电压比和阻抗电压不同的变压器，在任何一台都不会过负载的情况下，可以并列运行。阻抗电压不同的变压器并列运行时，应适当提高阻抗电压大的变压器的二次电压，以便并列运行变压器的容量均能得到充分利用。

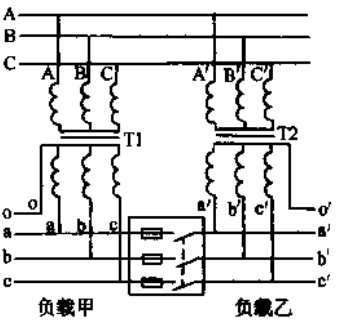


图 22-12　两台变压器并列运行方式

22.2.6　变压器的运行维护和管理

1. 监视运行和记录

安装在变配电室配电盘上的电流表、电压表、功率表等，必须经常予以严格的监视。当有电阻式遥测温度的装置时，还应定期遥测变压器的上层油温，并作好运行记录，即定期抄表。

每班至少记录抄表两次。发现三相负载不平衡，应及时调整接线，重新分配。但一般农村变压器以检查来代替监视。

2. 检查

(1) 检查时间　对于经常有值班人员的变配电所，对变压器每天应至少检查一次，每周夜晚检查一次。对于无人值班变电所，容量在 3150kVA 及以上，每 10 天至少检查一次，3150kVA 以下每月至少检查一次。无值班人员的配电室每月至少检查一次，户外配电变压器每季至少检查一次。有严重缺陷、经常发生过负载和环境恶劣及气候突变情况下，以及新设备或经过检修改造的变压器在投运的 72h 内，应增加检查次数。高峰负载和雷雨季节可缩短至 1～2 月检查一次。对接有大量用户的变压器，运行人员应掌握其使用及负载变动情况，并控制其新增容量。定期测量负载，农忙农闲交接期间，适当安排测量，防止长期过负载。

(2) 检查内容

1) 检查油面高度及油位计有无堵塞，有无冒油漏油情况，并观察其油色。正常的油位是油面在油标的 1/4～3/4 处，若油面太低或看不到油面，应及时添油；若渗漏油严重，必须停止运行进行修理。变压器油的正常颜色是浅黄色，如果油色变暗甚至变黑，说明变压器内部可能有发热或烧损现象。

2) 检查套管是否清洁，有无破裂放电痕迹。若套管不洁或有破裂或放电痕迹时，在阴、雨、雾天泄漏电流会增大，甚至会发生对地放电。引线和导电杆发热后也会变色，在晚上甚至会出现烧红现象。变压器的套管上积有污垢时，停电后可用酒精清洗，或用抹布沾少量汽油擦净。为了防止套管积污垢，应趁停电机会勤检查勤清扫。套管如果有裂纹应及时更换。

3) 检查变压器的温升，并检查油面温度和散热管是否有局部冷热不均的情况。变压器上层油温应不超过 85 ℃，最高不得超过 95 ℃。可以通过箱盖上的玻璃温度计来观察温度变化，也可用普通水银温度计贴在变压器外壳上进行测温，但此时测得的温度要加 10～15 ℃后才是变压器的实际温度。也可用手背摸试变压器外壳，若发现烫手（停留时间不超过 4～5s），即为温度过高，要查明原因，并及时处理。当变压器的电压、电流和周围环境温度没有异常时，而温度比过去高出 10 ℃以上，或者变压器负载不变，油温不断上升，可以判定变压器内部有故障（如铁心严重短路、绕组匝间短路等），应立即拉开高压跌落式熔断器，停止运行并进行修理。若发现负载过大（即超出了变压器的额定电流），应限制负载，拉开一部分支路开关。

4) 倾听变压器嗡嗡声的声响是否加大，有无新的音调发生。

5) 检查变压器外壳及中性线接地情况，变压器周围有无危及安全的杂物。

6) 检查吸湿器是否堵塞，压力释放阀是否正常，气体继电器阀门是否打开，净油器阀门是否打开。

7) 检查电缆和母线有无异常现象，低压闸刀有无过热的颜色，出线绝缘是否良好。

8) 检查防雷设备是否良好，变压器接地装置是否完好。若发现接地线锈烂、断开或断股，要及时处理。以上检查是在带电情况下进行的，故应使身体与带电导体保

持大于安全距离。

9）有停电机会时，应附带检查高压熔断器是否良好，熔丝有无过热痕迹，若有应及时调换；检查绝缘子有无裂纹，进出线桩头是否接触紧密；鸭嘴帽、弹簧、鸭舌是否有碎裂折断；跌落部分是否活络，有无卡死；装设角度、带电部分距离是否正常；避雷器瓷套是否良好。

10）对于主变压器油，每年应取油样一次；对于配电变压器，每 3 年取油样一次进行耐压试验。对油中溶解气体色谱进行分析，对于 35～110kV 主变压器，每年进行一次；对于 35kV 及以上主变压器，在新装投运前及大修后投运前做一次，投运 4 天、10 天、30 天各做一次。对常规测试项目（水溶性酸 pH、酸值、闪点、杂质、游离碳、微水、介质损耗、耐压），对于 35～110kV 主变压器，每年进行一次，其中对于 35kV 主变压器微水、介质损耗不作要求。这些常规项目对配电变压器的油质存在怀疑时才做。其油耐压，用于 110kV 主变压器应不低于 35kV，用于 35kV 级变压器应不低于 30kV，用于 6～10kV 级变压器应不低于 25kV。变压器有载分接开关油耐压试验结合年检每年进行一次。油耐压标准，长征、华明、西安生产的开关为 35kV，上海修造厂、吴江、沈阳、常州生产的开关为 25kV，新油标准为 40kV。变压器油的酸价应不大于 0.1。变压器油的老化与变压器的运行温度以及油与大气接触、油中存在的水分和纤维质与某些会促进油老化物质（如裸铜）等情况有关。在上述因素长期作用下，会使变压器油不断氧化。所谓油的老化，就是指油的性质变坏。油色变成深暗、浑浊、油的粘度、酸度、灰分都增加；绝缘性能减弱；并出现破坏绝缘和腐蚀金属的低分子酸以及出现影响变压器冷却的沉淀物，还可能出现酸味及烧焦的气味。老化了的油必须更换新油或经再生处理，才能再使用。再生处理方法随老化程度而异。轻度老化的可用硅胶处理；较重的可用碱、白土或磷酸三钠处理；严重的可采用硫酸、碱、水洗和白土等处理。再生处理后的油应加抗氧剂，如匹拉米通或 2，6一二叔丁基对甲酚。但现在一般都采用更换新油的办法。油应定期简化试验。

11）变压器使用的熔丝规范列于表 21-3。详见 21.6.2 节叙述。

12）对室内变压器，应检查门、窗是否完整；对室外变压器，应检查基础有无严重下沉现象。

13）测量负载。长期过负载是烧坏变压器的主要原因，测量负载应分别测量低压侧三相负载并选在用电高峰期进行。若三相负载相差很大，要及时做好三相负载的平衡工作，因为三相负载不平衡会增加其线损。城区配电变压器每月测量日夜高峰负载一次（负载变动不大者，允许每季度测量一次）。同时测量末端电压，三相负载电流不平衡度可按下式计算：

$$电流不平衡度=\frac{最大相电流-最小相电流}{最小相电流}$$

当不平衡度超过 30%，或中性线电流超过额定电流 20%时（Yyn0 联结），应重新分配负载。当低压电网末端电压不符合要求时，应调换配电变压器分接开关位置或

作其他处理。

14）特殊巡视检查。变压器除正常的定期检查外，还要进行特殊巡视检查。雷雨后着重检查套管有无破损或放电痕迹，高压熔丝是否完好。大风时，检查高、低压引线是否剧烈摆动，连接处是否松脱，有无其他杂物刮到变压器上。必要时应进行夜间巡视，检查套管有无放电，引线、导电杆连接处、高压跌落式熔断器和低压熔断器有无烧红、放电等白天不易发现的缺陷。对东北、西北、华北等高寒地带，冬季到来前的维护，要考虑严寒时下雪、结冰、刮风的影响。在南方，夏季要考虑炎热、台风、暴雨、雷电的影响，冬季要考虑大雾、下雪、冰雹的影响。在西南地区，四季多毛毛细雨，应考虑细雨对变压器的影响。在华北的春季，常刮风沙，要多考虑风沙的影响。总之，变压器的检查维护，要注意当地的气候季节性特点。

15）配电变压器无励磁分接开关调档后，均应以电桥测量三相间的直流电阻，三相线间差别不大于三相平均值的2%，则可认为分接开关接触位置正常。否则应查明原因进行处理。

16）配电变压器宜有统一编号（编在储油柜上）。变压器的放置，应便于检查、维护。每年还应安排对配电变压器进行现场维修、检测。现场维修包括刷漆、渗油处理、加油、吸湿剂更换、绝缘清扫、接线端子清扫、熔丝定值检查更换及接地装置处理等。现场检测包括避雷器及绕组的绝缘电阻测量、接地电阻测量、三相空载电压和负载电流测量，以及旨在判别分接开关接触情况的绕组直流电阻测量。

（3）变电所巡视

1）变电所高压设备巡视分正常性巡视、特殊性巡视、监察性巡视和熄灯巡视。

正常性巡视是由当值值班员对全所设备进行全面、细致的检查，目的在于及时发现新缺陷及监视老缺陷的变化。除每天进行的交接班核对性检查外，每天必须对全所设备进行一次巡回检查，并将检查结果记入各种记录簿册，必要时应向有关领导汇报。

特殊性巡视是在大风、大雪、大雾、雷击以后及严寒、酷暑等恶劣气候下和高负载、高峰负载情况下及发生异常运行或设备检修后，值班员对有关设备进行的针对性检查。

监察性巡视是由领导干部、技术人员和值班员共同对设备进行的检查，目的在于使领导了解设备运行状况，并对值班人员的工作作出评价和提出改进意见。

熄灯巡视每天应进行一次。

2）各变电所应自行确定科学的巡回检查路线，并经上级领导批准和在变电所地面做好必要的标志。除特殊性巡视外，一般情况下，对设备的巡视都应按巡回检查路线进行。

3）经单位领导批准允许单独巡视高压设备的值班员和非值班人员巡视高压设备时，不得进行其他工作；不得攀登高压设备及移开或越过遮栏。若有必要移开遮栏时，必须有监护人在场，且人员和带电设备间的距离不得小于《电业安全工作规程》

中对安全距离的规定（10kV 及以下为 0.7m，35kV 为 1m）。

4）雷雨天气需要巡视室外高压设备时，巡视人员应穿绝缘靴，并不得靠近避雷器和避雷针。

5）高压设备发生接地时，室内不得接近故障点 4m 以内，室外不得接近故障点 8m 以内（进入上述范围的人员必须穿绝缘靴，接触设备的外壳和构架时应戴绝缘手套）。

6）在进入装有 SF_6（六氟化硫）设备室内巡视以前，应先使室内通风，以防中毒。

7）巡视配电装置进出高压室，必须随手将门锁好，以防小动物进入等。

8）变压器特殊巡视项目有

①过负载时，应监视负载、油温和油位的变化，接头接触应良好，温蜡片无熔化现象，冷却系统运行正常。

②有大风时，注意观察引线摆动情况及有无搭挂杂物。

③雷雨天气时，瓷套管有无放电闪络现象，放电记数器有无动作。

④有雾天气时，瓷套管有无放电闪络现象，重点监视污秽瓷质部分。

⑤下雪天气时，根据积雪熔化情况检查接头发热部位，及时处理冰棒。

⑥短路后，应检查有关设备及各接头有无异状。

3. 全密封变压器运行维护要点

目前全密封配电变压器使用较多，其优缺点和结构特点参见第 14 章。其他油浸式变压器，包括高损耗、低损耗（S9、新 S9 型等）变压器、非晶合金铁心变压器、卷铁心变压器、R 型卷铁心变压器、单相变压器、农用变压器、调容量变压器、防雷变压器、低噪声变压器、欧式箱变、美式箱变等都属油浸式变压器（箱变有时用干式变压器），其检查维护要点相同。只有全密封变压器和干式变压器稍有不同（SF_6 变压器因使用极少，使用维护可参见第 17 章），故叙述如下。

全密封变压器由于隔绝了空气与油的接触，减缓了油和绝缘纤维的老化过程，提高了变压器的可靠性。在安装时，一般不必吊心检查，只做常规的交接试验，并做如下检查：

1）检查油箱是否有渗漏油现象。

2）检查各密封处是否有渗漏油现象，若有渗漏，说明密封可能已经松动过，应加以旋紧处理。

3）凡有一处发生上述 1）、2）所示情况，为保险起见，应进行确定油位高度的工作。方法是将箱盖上油位管的塞子缓慢打开，用干净的杠件（如长的旋具、新铅丝等）探测油面位置，油面在箱盖以上 20mm 者，不需要补加油；而在此以下者，应补加同型号的变压器油直至满油管口，再拧紧塞子，使其密封。对新型产品已设油位计的，只需监视油位计即可。

4）水银温度计、信号温度计安装时要将温度计插管内注满变压器油。

全密封变压器的运行检查除与油浸式变压器相同外，重点是检查渗漏油。一般情况下可不取油样，可比其他变压器增大一倍时间（即每6年）做一次油耐压，并检查油位和加油。

4. 干式变压器的运行维护要点

干式变压器和油浸式变压器相比，具有难燃、自熄、机械强度高、承受短路能力强、运行维护方便等优点。但在通风不畅的情况下，其散热性能没有油浸式变压器好。因此，干式变压器的运行维护就以控制温升为重点。

1）定期做好清扫工作。如果发现有过多的灰尘聚集，则必须清除，以保证空气流通和防止绝缘击穿。在积尘量较大的场所（如锅炉旁），变压器室至少每半年清扫一次。对于通风道里的灰尘，应使用压缩空气来进行清除。

2）加强通风设备的运行维护。要确保风机的正常运转，除非所带负载很小，例如小于变压器容量的1/3，可用一台风机运转。

3）平常要加强对温控器的观察，看显示的三相温度是否平衡，某一相的温度显示值是否有突变现象。温控器与变压器内部热敏电阻（测温度）之间的接头是针式插头。如果它接触不良，就会导致温控器误判断。但如果加强监视，就会发现温控器的不正常工作状态，避免故障的发生。对于大容量变压器和重要场所的变压器，在订货时要求变压器生产厂每相多埋一只热敏电阻，对温控器实现双重化配置，防止此类故障的发生。

4）在潮湿的场所和天气寒冷的情况下，若启用已停运的干式变压器，则要检查是否有异常潮湿和凝露现象。如果有，要用机械热风对其表面进行干燥处理，以防绝缘击穿。对干式变压器而言，这种表面凝露并不影响到绕组内部的绝缘。因此，简单处理后，只要绝缘电阻值不小于2MΩ/1000V就可投入运行。运行中其损耗产生的热量，会使绝缘电阻恢复正常。在正常运行条件下，由于变压器的本体温度高于其四周的环境温度，因此不会出现绝缘电阻下降的现象。

5）认真检查紧固件、连接件是否松动。变压器在长期运行过程中，由于外界短路等原因，不可避免地出现端头受力、振动而引起的紧固件、连接件松动等现象，就有可能产生过热点。因此，在高低压端头及所有可能产生过热的地方，都要设置示温蜡片，定期观察，同时结合清扫、预防性试验，认真检查、紧固端头和连接件。

6）要积极预防铁心锈蚀。由于干式变压器的铁心都暴露在空气中，所以很容易锈蚀。对干双主变压器配电所而言，通常还备用一台干式变压器，因此，如果铁心保养不当会发生大面积铁心锈蚀，就降低变压器的寿命，使变压器的损耗增加。所以，定期除锈、防锈，也是保证干式变压器正常运行的一个重要内容。

7）变压器室要有良好的通风条件，一般1kW的损耗，应有$4m^3/min$的通风量。对无外壳的变压器，应在周围安装隔离栅栏。变压器室的门、通风孔都要有防小动物进出的隔离网等。也应避免雨雪入侵本体。另外，干式变压器耐压水平较油浸式变压器低，因此，更要加强对避雷器的维护和检测，且对35kV的产品，高压侧应由电缆

进线，不宜直接与架空线连接。

22.2.7　变压器绕组温度的热模拟测量

由于直接测量绕组温度在绝缘处理上具有较大的难度，成本较高，所以目前国内外一般都采用“热模拟”原理来间接测量变压器绕组温度。在主变压器上用得很多。

所谓“热模拟”如图 22-13 所示，从电流互感器取得的与负载电流成正比的电流 I_h 流经温包内附设的一组特别设计的电热元件，该电流在电热元件上所产生的正比于负载电流的温升叠加到 T。即油面温度计的温包上，就可以获得绕组的热点温度 T_h。

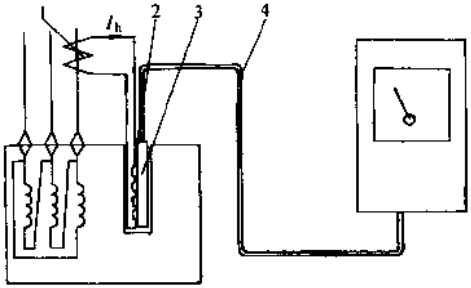


图 22-13　“热模拟”配置图（内热式）

1—电流互感器　2—电热元件

3—温包　4—毛细管

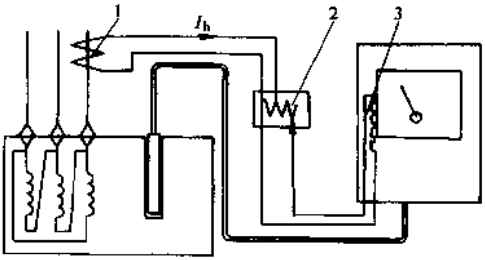


图 22-14　“热模拟”配置图（外热式）

1—电流互感器　2—变流器　3—电热元件

在 JB/T8450《变压器用绕组温度计》中规定的铜油温差 ΔT 与附加电流 I_h 的关系曲线（简称 8450 曲线）如图 22-14 黑线所示，其测量准确度为±3 ℃。但是，因为有一些温度计座尺寸较小，所以只能将电热元件安放在仪表表头内，如图 22-14 所示。这种设计不是对温包加热，而是对仪表内的波纹管进行加热（简称外热式），外热式热模拟所提供的温升曲线带（见图 22-15），其斜率与 8450 曲线有较大区别。例如，有一台 315kVA 变压器，其铜油温差为 33 ℃，按 8450 曲线其附加电流 I_h 应为

1.3A，而按厂家提供的曲线，附加电流 I_h 等于 1.3A 时的铜油温差为 40.5 ℃，按 $T_h=KT+T_o$，K 值取 1.3，实际使用中测量误差 $\Delta=1.3\times(40.5-33)$ ℃$=10.4$ ℃。

图 22-13 因电热元件和温包同时位于变压器顶部的温度计座内，环境温度变化不会影响仪表的测量准确度。而采用如图 22-14 所示的外热式的电热元件因直接暴露在户外大气条件下，所以在自然风较大时，电热元件的热量可能会被大风迅速带走，从而导致仪表产生一定的温度负误差。

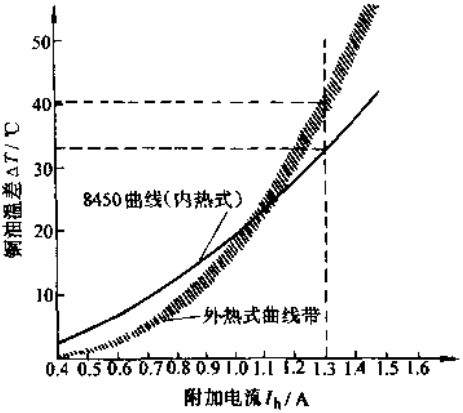


图 22-15 内热式和外热式热模拟曲线图

第 23 章　变压器的异常运行和故障分析处理

23.1　变压器的异常运行

及时发现变压器的异常情况，以便防事故于未然。电气设备维修人员随时都可以通过对声音、振动、气味、变色、温度及其他现象的变化来判断变压器的运行状态，分析事故发生的原因、部位及程度。

1. 绝缘降低

绝缘电阻下降，造成运行时泄漏电流增加，发热严重，温升增高，从而进一步促进绝缘老化。绝缘下降的原因有：①绝缘受潮；②绝缘老化；③油质劣化。

2. 温升过高

此时应先检查负载和环境冷却介质的温度，并与在同一负载下和环境冷却介质温度下应有的油温相核对，并核对温度计。一般农村配电变压器箱盖上有温度计插孔（应加油），可用温度计直接检查。如果无插孔，可用水银温度计或半导体点温计在外壳上测量温度。温升过高，油面上升，严重时温度保护装置动作。

温升过高的主要原因有：

(1) 电流过大，负载过重，超过变压器容量的允许限度

1) 负载过重。

2) 对 Yyn0 联结的变压器，当三相负荷不平衡时也会发生过热。此时可以测量负载。长期过负载是烧坏变压器的主要原因。测量负载应分别测量低压侧三相负载并选在用电高峰期进行。若三相负载相差很大，要及时做好三相负载的平衡工作。

配电变压器熔丝熔断情况的判断见表 23-1。

表 23-1　配电变压器熔丝熔断情况的判断

熔丝熔断情况	变压器联结	故障现象
低压熔丝熔断	各种联结	用户断电
高压一相熔丝熔断	1. 单相变压器 2. 三相变压器 Dyn11 联结 3. 三相变压器 Yyn0 联结	全部用户断电 低压侧一相电压正常，其他两相电压降一半 低压侧一相断电，其他两相为 $\frac{\sqrt{3}}{2}$ 相电压
高压两相或三相熔丝熔断	各种联结	全部断电

熔丝熔断的原因见表 23-2。

表 23-2 变压器高、低压侧熔丝熔断的原因

高压侧熔丝熔断的原因	低压侧熔丝熔断的原因
(1) 变压器内部绝缘击穿	(1) 低压线路或电缆短路
(2) 雷击	(2) 变压器过负载
(3) 高压套管破裂或击穿	(3) 低压用电设备绝缘损坏
(4) 变压器高压引线短路	(4) 熔丝选择不当
(5) 高压熔丝选择不当或安装时受损	(5) 熔丝质量不好或安装时受损
(6) 低压故障但低压熔丝未熔断	

3) 变压器夹紧螺栓松脱，磁阻增大，无功负载增大，在同样有功负载时产生过电流。

4) 绕组反接（修复后容易出现此现象），造成运行时反电动势不足，而产生过电流。

(2) 散热不良　油箱表面积尘，风道阻塞，风叶片损坏，风扇电动机转速降低，散热器阀门忘记打开，环境温度升高等，是造成通风不良的主要原因。应针对上述各种情况分别加以处理。若环境温度过高，应加强通风或降低变压器负载；若漏油引起油量不足或温度计损坏，也要相应处理。

(3) 变压器内部损坏　如铁心严重短路、绕组损坏、短路、油质不良等，应当针对损坏情况进行修理。

3. 油面不正常

油面可由储油柜上的油位表上观察。若油面超过了上下极限标度，即为不正常。一种是油面升高，是伴随温升的增加而产生，此时可针对温升情况加以处理。如果加油时高出规定的油面，应当放油；另一种是油面下降，要检查是否漏油。对备用的变压器，在冷天还应检查是否由于油凝固冷缩所致，这时需要让其逐步接带负载运行，进行观察，直至油循环正常为止。若油面较规定显著降低时，应当加油至该油温下的油面标度。变压器外面闪闪发光或粘着小虫（黑点）的液体，说明漏油。小型变压器因为装在配电柜中，漏出的油流入配电柜下部的坑内，所以不易及时发现。大中型变压器因阀门、密封圈或焊接不好会漏油，造成油位下降。内部故障使油温升高，引起油的体积膨胀，发生漏油，有时会发生喷油。若油位大大下降，可能是油位计损坏。

4. 声响异常

变压器噪声产生的原因是：

1) 铁心硅钢片的磁致伸缩，在磁通的励磁下，硅钢片的尺寸发生变化的结果。

2) 铁心接缝处存有与磁通密度成二次方并随频率周期而瞬变的吸合力所产生的振动。

3) 铁心叠片间的反斥用力。

4) 绕组导体间的斥力和吸力。

5）变压器油箱壁和散热管的共振。

6）电动机风扇产生的噪声。

变压器铁心故障也是产生内部故障的原因之一。常见的铁心故障有铁心片间绝缘损坏、铁心局部熔化、接地不良及夹件松动等，多因外力损伤或绝缘损坏、片间绝缘老化、硅钢片质量不好、片间涂漆不良等引起。铁心接地不良时，变压器内部可能有轻微的放电声。夹件松动，变压器内部往往有不正常的噪声，因此，应将松动的夹件夹紧。

变压器运行正常时是发出连续匀称的嗡嗡电磁声。各种变压器的声音大小不一。变压器大，声音也大。电磁声随着电流的大小而变化，电流越大，声音越重。当电流突然变大时，响声也突然加重；当电流中断时，声音将消失。有经验的人员根据电磁声的变化，结合外观检查是能够判断变压器内部的故障性质和部位。若发现声音异常，则应根据音响性质进行检查：

1）夹紧铁心的穿心螺杆松动或铁心上遗留螺母零件时，变压器有惊人的“锤击”和“吹风”之声，如“叮叮当当”和“呼……呼……”或“吱啦吱啦”声，像磁铁吸动金属片的响声。

2）变压器的分接开关接触不良时，有轻微的“吱吱”的放电响声（跌落式熔断器接触不良也会发出此声音），此响声随电流的大小而变化。

3）变压器高压套管污脏，在大雾、下雨、阴天时，会造成电晕放电。当表面釉质脱落或有裂纹存在时，有时会发生表面闪络，这时可以听到“嘶嘶”“嗞——”“吱——嘘”声，还可能看到火花。所以停电时，瓷套外表面一定要擦清。这对环境比较污秽的地段和风沙较大的地区，更为重要，必要时可在清洁后的瓷瓶表面涂以硅脂（RTV 涂料），因它具有阿米巴效应，对多灰尘地区很有用。所谓阿米巴效应是当瓷瓶表面涂上一层薄薄的硅脂后，尘埃起初落在硅脂表面，然后钻入硅脂内，灰尘被硅脂所包围，这时外界表面仍是硅脂。而硅脂具有良好的电气性能，耐压为 40kV 以上（2.5mm），它还有憎水性，和水的接触角为 90°以上，当水遇到硅脂后，立即凝结成圆形的小水滴而流淌掉，从这一点讲，此性能比瓷质更为优越。硅脂具有化学不活泼性，对绝缘瓷瓶有粘着性，有抗风雨性、抗紫外线与对臭氧的耐久性，所以瓷瓶表面涂以硅脂后，能增加瓷瓶抵抗风沙、雨水、毛毛雨、雾等的侵袭能力。但是硅脂有它的使用寿命，当它被尘埃侵袭时，由于阿米巴效应，硅脂不断地“吞食”尘埃，当它饱和时即失效了。这时轻擦即脱离瓷瓶表面；再重新涂硅脂。

4）变压器铁心接地断线，会产生“哗剥”轻微放电劈裂声。

5）变压器绕组发生层间或匝间短路，将有“咕嘟咕嘟”的像开水沸腾的声音，严重时会有巨大的轰鸣声，随后就出现冒烟着火现象。

6）变压器绕组高压引出线相互间或它们对外壳闪络放电时，会产生清脆响亮的“噼啪噼啦”或“当”、“当”的放电声音，往往是漏油造成变压器上部缺油而引起的；如果听到沉闷的“噼啪”声，是引出线通过变压器而对外壳放电，可能是引出线对外

壳距离太小或变压器含水分而引起的。

7）配电变压器低压侧的电力线路接地时，有“轰轰”的老虎般的嘶叫声，如果是主变压器引出的架空线路断线，刮风时时接时断，主变压器有“唧哇唧哇”的叫声。

8）变压器过载运行时，音调比平常低沉，而且音量很大。变压器的负载急剧变化时，会影响到内部铁心，使产生振荡，出现“咯、咯、咯……咯、咯、咯……”的间歇声，同时变压器的监视仪表指针出现摆动。当大的动力设备起动，变压器会发生“哇哇”的声音。

9）电网电压超过变压器分接头额定电压而发生过励磁时，变压器声音变大，音调比平常尖锐。

10）由于铁磁谐振，使变压器发出粗、细不匀的噪声，仪表指针同步发生晃动。

11）冷却风扇，潜油泵的轴承磨损及球轴承有裂纹，发出机械摩擦的声音，如“格、格、格”或“沙、沙、沙”的响声。

5. 分接开关故障

变压器油箱上有“吱吱”的放电声，电流表随响声发生摆动，气体保护可能发出信号，油闪点降低，油色谱分析异常。这些都可能是因分接开关故障而出现的现象。

分接开关故障原因如下：

1）分接开关触头弹簧压力不足，触头滚轮压力不匀，以及因镀银层的机械强度不够而严重磨损。

2）分接开关接触不良。

3）由于分接头位置切换错误，引起开关烧坏。

4）相间距离不够，或绝缘材料性能降低，在过电压的作用下而短路。

当开关故障时，应切换到完好的档位运行。

在运行中，开关接触部分触头可能磨损，未用部分触头长期浸在油中可能因氧化而产生一层氧化膜，会使分接头接触不良。因此，为防止分接开关故障，在切换时必须测量各分接头的直流电阻，如果发现三相电阻不平衡，其相差值应不超过1%～2%。

切换分接头时，应核对油箱外的分接开关指示器与内部分接头的实际位置，以保证其接触良好。此外，每次切换分接头时，应将分接开关手柄转动5～10次，以消除接触部分的氧化膜及油垢，再调整到新的位置。

5）在农网，特别是偏远农村电网线路长，电压降大，使分接开关长期处于过负载状态中运行，可能引起分接开关触头出现碳膜和油垢。触头发热后又使弹簧压力降低（特别是触环中弹簧）或零件变形，导致松动，引起导电部位接触不良，接触电阻增大，产生发热和电弧，分解出具有导电性能的碳化物和被熔化的铜粒喷涂在箱体、一二次套管、绕组层间和匝间等处，引起短路而烧坏变压器。

6）分接开关的质量差，结构不合理，压力不够，接触不可靠，错位的动、静触头使两抽头之间的绝缘距离变小，并在两抽头之间的电动势的作用下发生短路，短路电流很快就把抽头线匝烧坏，甚至导致整个绕组损坏。

6. 有气味和变色

1）瓷套管端子的紧固部分松动，表面接触面过热氧化，引起变色和异常气味；

2）变压器漏磁的磁场分布不均，产生涡流，使油箱各部分的局部过热引起油漆变色。

3）瓷套管污损产生电晕、闪络而引起的奇臭味，冷却风扇、潜油泵烧毁引起的烧焦气味。

4）吸湿器变色是过度的吸潮、垫圈损坏、进入其油室的油量太多等原因造成的。通常用的吸湿剂是活性氧化铝（矾土）、硅胶等，并呈蓝色。当吸湿量达到吸湿剂重量的 20%～25%以上时，吸湿剂就从蓝色变为粉红色，此时就应该更换。

5）冷却器中电动机短路，控制箱内接触器、热继电器过热等烧损产生焦臭味。

7. 气体继电器动作

轻瓦斯动作、气体室内有气体，这是由于局部放电、导电部分过热或不正常绝缘老化或绝缘油分解而引起的，也可能是继电器误动作。

气体继电器动作通常有下列原因：

1）温度下降和漏油致使油位缓慢降低，由外部检查即可发现。

2）变压器内部故障，产生少量气体。

3）变压器内部短路。

4）保护装置二次回路故障。

5）滤油、加油或冷却系统不严密，致使空气进入变压器。这时应鉴定变压器内部积聚的气体性质。如果气体为无色无味，不可燃，则为空气，变压器可继续运行；如果气体是可燃的，则不是空气，可能是变压器故障产生的少量气体，此时可检查油的闪点。若闪点较过去降低 5 ℃以上，则说明变压器内部已经有故障。

黄色不易燃的，且一氧化碳含量大于 1%～2%（质量分数），为木质绝缘损坏；灰色和黑色易燃的，且氢气含量在 30%（质量分数）以下，有焦油味，闪点降低，则说明油因过热而分解或油内曾发生过闪络故障；浅灰色带强烈臭味且可燃的，是纸或纸板绝缘损坏。必须停运进行内部修理。气体继电器动作时气体分析和处理的方法，见表 23-3。

表 23-3　气体继电器动作时气体分析和处理的方法

气体性质	故障原因	处理方法
无色、无味不可燃	变压器油内含空气	允许继续运行
淡黄或灰白色，有剧臭，可燃	纸质绝缘烧损	立即停电检修
黄色，难燃	木质部分烧损	停电检修
深灰或黑色，易燃	油内闪络和油质碳化可能由于局部过热和接触不良所引起	分析油样，必要时停电检修

上述是较粗糙的判断方法。为正确判断故障，必须对变压器油纸绝缘材料在电或热的作用下产生的各种气体进行定量的判断。

有时变压器内并不存在故障，而由于其他原因，在油中也会出现上述气体，要注意这些可能引起误判断的气体来源。例如，有载调压变压器中分接开关灭弧室的油向变压器本体的渗漏；设备曾经有过故障，而故障排除后绝缘油未经彻底脱气，部分残余气体仍留在油中；设备油箱曾作过带油补焊；原注入的油就含有某些气体；还应注意油冷却系统附属设备的故障也会反映到变压器本体的油中来等。

定量判断故障一般按下列步骤进行：

1）将试验结果中的总烃、乙炔、氢的含量与表 19-13 作比较。

2）对一氧化碳和二氧化碳的指标先根据其他气体按表 23-4 的原则判断故障。对开放式变压器，一氧化碳含量超过 300×10^{-6}，总烃含量超过正常范围，应考虑有固体绝缘过热的可能。还可采用三比值法，色谱分析处理程序如图 23-1 所示。

表 23-4 判断故障性质的特征气体法

序号	故障性质	特征气体的特点
1	一般过热性故障	总烃较高，$C_2H_2<5\times10^{-6}$
2	严重过热性故障	总烃高，$C_2H_2>5\times10^{-6}$，但 C_2H_2 未构成总烃的主要成分，H_2 含量较高
3	局部放电	总烃不高，$H_2>100\times10^{-6}$，CH_4 占总烃中的主要成分
4	火花放电	总烃不高，$C_2H_2>10\times10^{-6}$，H_2 较高
5	电弧放电	总烃高，C_2H_2 高并构成总烃中的主要成分，H_2 含量高

注：当 H_2 含量增大，而其他部分不增加时，有可能是由于设备进水或有气泡引起水和铁的化学反应，或在高电场强度的作用下，水或气体分子的分解或电晕作用而产生的。

3）对高于正常值的设备应加以注意，查明产生气体的原因，或进行追踪分析。根据历次测试记录或重复取样试验结果，考察其产气速率。绝对产气速率即每运行小时产生某种气体的平均值，按下式计算：

$$\gamma_a=\frac{C_{i2}-C_{i1}}{\Delta t}\frac{G}{\rho}$$

式中 γ_a——绝对产气速率（mL/h）；

C_{i2}——第二次取样测得油中某气体含量体积分数（10^{-6}）；

C_{i1}——第一次取样测得油中某气体含量体积分数（10^{-6}）；

Δt——二次取样时间间隔中的实际运行时间（h）；

G——设备总油量（t）；

ρ——油的密度（t/m^3）。

绝对产气速率的注意值见表 19-2 项 1。

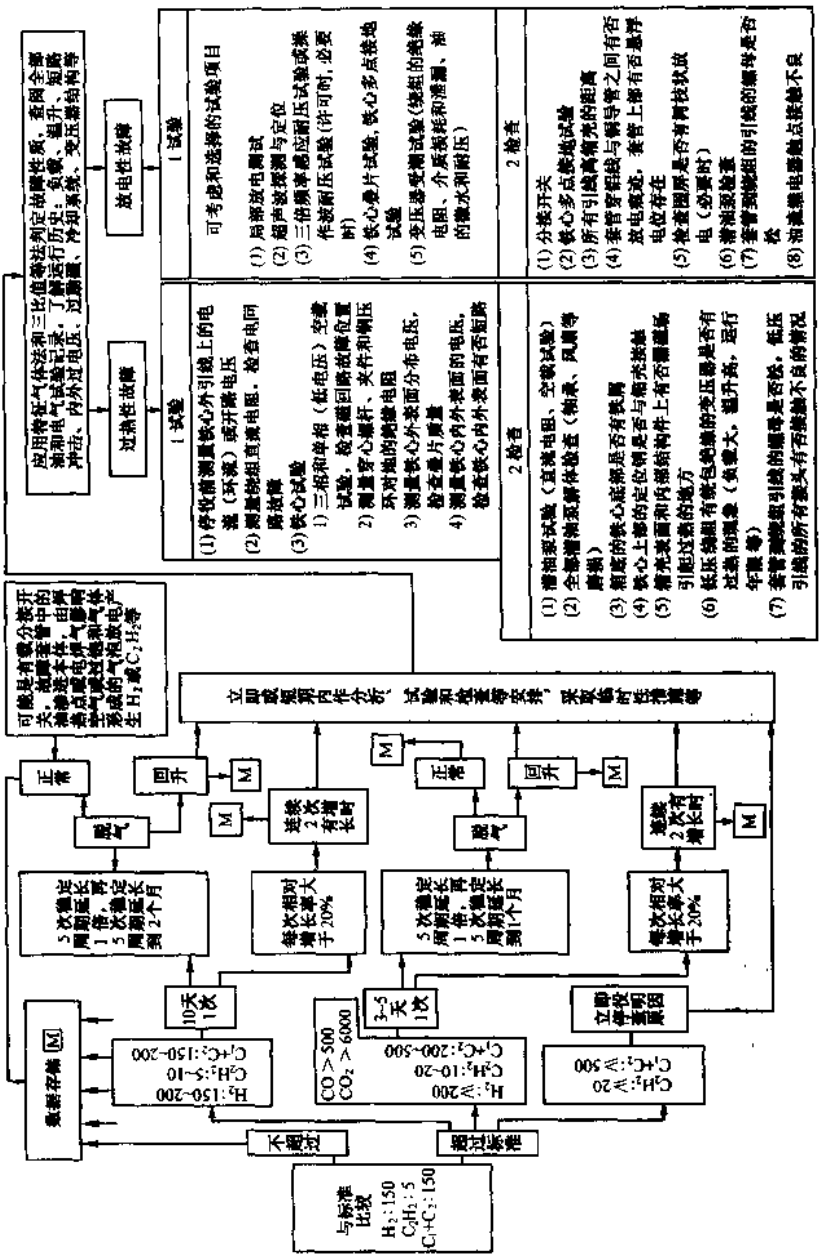


图 23-1　油色谱分析处理程序

相对产气率

$$r_r(\%) = \frac{C_{r2} - C_{r1}}{C_{r1}} \frac{1}{\Delta t} \times 100\%$$

式中 r_r——相对产气率（%/月）。

相对产气率也可以用来判断充油设备内部的状况，总烃的相对产气率大于10%时，应引起注意。对总烃起始含量很低的设备，不宜采用此判据（以上数据按GB7252《变压器油判断导则》）

4）根据上述结果以及其他检查性试验（如测量绕组直流电阻、空载特性试验、绝缘试验等）的结果，并结合该变压器的结构、运行、检修等情况，综合分析判断故障的性质及部位，根据具体情况采取不同措施（如缩短试验周期，加强监视，限制负载，近期安排内部检查，立即停止运行等）。

8. 变压器自动装置跳闸

当气体继电器、压力继电器、差动继电器等有动作时，一般可判定是内部故障引起的。

变压器运行中发生差动保护动作的征状：①预告信号警铃响，事故信号蜂鸣器响；②主变压器两侧断路器掉闸，绿灯闪光；③主变压器无声响，两侧表计无指示；④“主控室掉牌未复归”光字牌亮；⑤“差动保护动作”光字牌亮；⑥“10kV、35kV电压回路断线”光字牌亮；⑦“差动掉闸”信号继电器灯亮（掉牌）；⑧若两台变压器并列运行时，另一台变压器负载突然升高或过负载。

变压器差动保护主要保护变压器内部发生的单相接地、相间短路等严重故障。差动保护正确动作，变压器跳闸，变压器外部通常有明显的故障象征（如安全气道（或释压阀）或储油柜喷油，气体保护同时动作），则变压器出现故障不准投入运行，应进行检查和处理。若仅差动保护动作，变压器外观检查又没发现异常现象，则应对差动保护范围内变压器以外的设备进行检查，并对差动保护及其二次回路进行检查，当查明属于其他原因后，变压器才可重新投入运行。如故障原因不在外部，则需要检查绝缘电阻。若失火，则需要拉闸放油，使油面低于着火处，并进行灭火。

9. 变压器绕组损坏的原因分析

1）导线表面毛刺或尖棱引起的匝间短路，多发生在高压绕组上，在变压器带负载运行时的振动、短路以及断路器合闸时，绕组承受反复电磁振动，导线上的毛刺或尖棱很可能戳穿绝缘，使相邻匝的导线直接接触，形成匝间短路。

2）变压器外部发生严重的短路事故，将绕组的个别匝挤了出去，形成匝间短路。这种事故并不在外部短路时立即发生，而是要经过一定的时间，当被挤出的线匝不断受变压器的机械振动或多次电磁振动，其绝缘磨损后才发生击穿。

3）有时方形截面导线的绝缘未包紧，这样在绕线工艺过程中很容易发生扭伤绝缘，尤其是匝间导线棱角处遇到绝缘扭伤与磨损，即发生匝间短路。

4）绕组绝缘受潮，也会产生匝间短路。多半是绕组内层浸漆不透所致。

5）由于不适当地缩短了干燥时间或未做好干燥工作，绕组内部仍有潮气，当施加额定电压或试验电压时，匝间就可能击穿。

6）变压器的负载急剧多变，导线截面的胀缩，使匝间绝缘受到较大的机械应力。由于多数纤维质绝缘物的绝缘强度在受压后减小，这样在遇到电或磁的冲击时即易发生事故。

7）某些绕组的设计不佳，沿绕组辐向的厚度与其高度相比，显得太厚，则绕组内层将有聚热点。这样会使附近绝缘被烤脆，在该处发生匝间短路。这种事故在油道过窄、油循环受阻时最易发生。

8）匝间导线连接点焊接不良，带负载时接头发热，可能发生变压器油的局部碳化，还可能使相邻的线匝绝缘烤坏形成匝间短路。这种接头会松开而形成绕组开路。

9）由于绕组结构在电磁方面不对称，当遇到外部短路故障时，个别线匝也容易发生位移。例如高低压绕组间同心安装的变压器，两个绕组的水平轴线可能不重合，这样绕组所承受的电磁力，除了正常的辐向外，尚有铅垂方向的力，此铅垂方向的力可使铁心上的端部线匝变形和移位。

10）线匝短路，绕组对地放电及绝缘被击穿等事故还可能由于以下几种暂态现象而引起：①变压器投入运行或雷电波侵入变压器时，由于冲击波在架空线到变压器之间阻抗的变化，发生反射波及前进波，也可能在绕组内形成过电压，使端部线匝首先击穿。②将空载变压器切除时，由于绕组的电感很大，也可能产生过电压。

11）螺栓连接和载流的导线连接点，如果没有采取紧固措施，在运行中由于轻微振动而逐渐松脱，连接点即会迅速发热，致使变压器产生事故。

10. 外表异常

1）防爆管防爆膜破裂，引起水和潮气进入变压器内部，导致绝缘油乳化及变压器的绝缘强度降低。其原因有：

①防爆膜材质或玻璃选择和处理不当，材质未经压力试验验证，玻璃未经退火处理，受自身内应力不均匀的影响而导致裂开。

②防爆膜法兰加工不精密、不平正，安装防爆膜时工艺不符合要求，接触面无弹性，紧固螺栓受力不匀。

③吸湿器堵塞或抽真空充氮不慎受压力而损坏。

2）压力释放阀异常。当变压器油压超过一定标准时，压力释放阀便开始动作，造或溢油或喷油。如果变压器油量过多，气温升高，也会造成溢油现象。压力释放阀备有信号报警，以便运行人员迅速发现异常情况并进行处理。

3）套管闪络放电会造成发热，导致绝缘老化，甚至引起爆炸。常见原因如下：

①套管表面过脏，如粉尘、污秽等。在阴雨天易发生闪络事故。若套管表面不光洁，在运行中电场不均匀时，会发生放电现象。

②高压套管制造不良，接地末屏焊接不良形成绝缘损坏，或接地末屏出线的瓷瓶心轴与接地螺套不同心，也有可能导致电位提高而逐步损坏，或接地末屏未拧紧。

③系统出现内部或外部过电压而导致击穿。

④套管安装或维修中发生轻微碰伤，又遇密封垫老化渗油后，在套管表面易吸附金属尘埃，一旦遇上雨雪潮湿天气、电网系统谐振、遭受雷击过电压时，就会发生套管闪络放电或爆炸。

⑤在紧固或松动变压器的引线螺母过程中，导电螺杆跟着转动，会导致变压器内部高压绕组引线扭断，或低压引出线的软铜片相碰，造成相间短路。

4）渗漏油是变压器常见的缺陷，其具体部位及原因如下：

①阀门系统的蝶阀胶垫材质安装不良，放油阀精度不高，螺纹处渗漏。

②接线端子、高压套管基座、电流互感器出线端子胶垫不密封、无弹性，变压器大盖油绳、放油阀内胶垫及气体继电器等各连接部位处的胶垫老化龟裂。

③绝缘子破裂渗漏油。

④设计制造不良。

23.2 变压器的损坏状况、原因和防止对策

1. 损坏状况

据统计1990～1994年五年内，变压器的年平均事故率为0.81%。变压器的事故按部位分类，仍以绝缘事故为多；按事故发生原因分类，属制造质量不良仍占半数以上。这几年抗短路能力不够引起变压器损坏的事故比例越来越大，平均达23.6%；跟质量问题密切相关的有载分接开关所引起的事故比例仍然居高不下，占全部事故比例的18.5%。

据原国家电力公司统计，截止1998年底，全国共建成110kV及以上变电所3625座，35kV变电所15091座，3～10kV配电变压器2799132台，共计267551636kVA，全国乡、村、户的通电率已分别达到99.19%、98.11%、96.88%。目前全国配电变压器的事故率未见统计报告，但各地都进行了统计。下面对东北某县农网改造前的统计进行分析。

该县全年因各种原因而修理的配电变压器共有210台，其中因绕组受潮绝缘电阻不合格的有86台，外力破坏打碎套管的有13台，其余111台则是由于其他各种缺陷、隐患而损坏的，年损坏率为每百台5.3次。

按损坏原因可分下列情况：①因缺油、油中含有水分、杂质，使绕组绝缘受潮和油电气强度降低而损坏的有44台，占39.6%；②因累计过负载、温升超过规定值，使绝缘介质变脆老化，变压器油过热分解而损坏的有19台，占17.1%；③因未安装避雷器或避雷器失效而雷击损坏的有15台，占13.5%；④因架设不合格，外力因素或失修造成二次侧混线短路而损坏的有11台，占9.9%；⑤因过载、短路时，一、二次没有安装合格的熔丝而失去保护损坏的有7台，占6.3%；⑥因高压套管受污、受损（裂纹、破碎）对油箱击穿放电而损坏的有5台，占4.5%。

为了及时发现配电变压器存在的缺陷，该县还对全县农村配电变压器轮流进行

了试验。仅就已试验的 535 台的情况来看，其中缺油的有 105 台，占 19.6%；油耐压不合格的有 50 台，占 9.3%；合格的有 38 台，占 7.1%，其余未试验；交流耐压不合格的有 30 台，占 5.6%。试验结果表明，有相当数量的配电变压器是带病运行的。

2. 损坏的技术原因分析

经验证明，配电变压器损坏程度不管如何，原因大都是绝缘结构、介质（电缆纸、变压器油等）在温度、电气、化学、机械等的作用下损坏的。

(1) 温度作用　它是由介质损耗和变压器的铜损和铁损引起的。除正常运行温度外，还会碰到过载和短路引起的温度骤升（短路时短路电流达到额定电流的几十倍，铜损将达到额定电流时的几百倍）。

变压器的固体绝缘介质在温度的作用下，将会失去水分，变脆，机械强度下降。由于绝缘材料温度的增加，介质损耗不断增大，产生了材料的泄漏电流，使材料的温度更为增高。若温度持续上升，发热量不断增加，形成恶性循环，使绝缘介质烧熔、烧裂、烧焦，直至完全破坏，这就是热击穿。发生热击穿的时间一般要经历数小时。但当突发短路时，所经历的时间就较短；当有适当的保护时，不会发生热击穿。如果以绕组温度达到 250 ℃不烧毁为限，所需时间为

$$t \approx 2.5\left(\frac{100Z_k}{J_{av}}\right)^2$$

式中　t——烧毁所需时间（s）；

Z_k——变压器阻抗电压标幺值；

J_{av}——变压器平均电流密度（A/mm²）。

如果取 $Z_k=0.055$，$J_{av}=3\text{A/mm}^2$（设为铜导线），则

$$t \approx 2.5\left(\frac{100\times 0.055}{3}\right)^2\text{s} \approx 8.4\text{s}$$

根据熔丝的安-秒特性，熔丝会提前熔断。

变压器油在温度作用下会发生过热分解，使性能劣化。瓷质绝缘如套管在温度作用下也可能会出现空隙，以致损坏。

影响热击穿的因素有：材料周围的温度过高，散热条件不好，绝缘体过厚，材料导热性不好，作用的电压频率高等等。

(2) 电气作用　绝缘除了长期承受工作电压外，还将短时或瞬时承受内部过电压和大气过电压的作用。工作电压会从绝缘薄弱的部位局部放电，发展成电化学击穿。而过电压的短时作用主要是产生积累效应，使劣化程度逐步扩大导致电击穿。电击穿的形成机理是绝缘介质中的自由电子在强电场的作用下，运动速度加快，动能激增发生游离，形成电子崩，此为放电形成阶段。如果放电通道进一步发展，使电流剧增，介质破坏，电压降为零，便为放电完成阶段，即主放电阶段。主放电一般在零点几秒内完成。影响电击穿的因素有：①电场强度的高低，电场强度越高，越容易造成

电击穿；②电压作用的时间越长，越容易产生电击穿；③电压作用的次数越多越容易发生电击穿。电气设备内部的尖端最容易发生电晕，电晕放电也能使局部绝缘损坏。

(3) 化学作用　主要是指氧化、水解和生成沉淀物的过程。例如，固体绝缘介质、变压器油接触空气后，在温度的共同作用下，使油老化，颜色变成暗红色，粘度增大，可引起氧化析出沉淀物，腐蚀并影响绝缘，发生化学变化，导致老化，最后热击穿而破坏。

化学变化原因在绝缘介质中电场不均匀的地方，发生局部放电而引起的。这个全过程叫做电化学击穿。电化学击穿的时间有时要经历数小时到数年。介质在强电场的作用下发生电晕，产生臭氧、腐蚀绝缘等，都是化学的作用。

(4) 机械力作用　运行中的电动力，尤其是突发短路，将出现很大的电动力，会使绕组产生振动或空隙，在 100Hz 振动作用下，可能使绝缘遭到机械破坏。绝缘子在机械力的作用下发生裂纹等都是机械作用的结果。

通过对损坏的配电变压器修试结果分析，发现配电变压器的损坏大都是由于电击穿和电化学击穿而引起的。绝缘结构和绝缘介质存在的某些缺陷，是造成此两种击穿的内在原因，这可由下述缺陷情况分析得知：①绝缘介质如果存在气隙形成一定空腔，在一定的电场强度下会击穿。②绝缘结构中存在薄弱部位，如绕组端部、引线、绕组间、匝间等电场强度分布不均，在较高外施电压的作用下而击穿。③绝缘结构工艺不良，如导线表面有角、毛刺，油箱及金属构件中有尖角，纸筒与垫块间、线匝与垫块间有楔形油隙，在较高的电场作用下会击穿。④浸漆工艺不好，在浸漆的绝缘件中，形成含有气体的空穴；因气体的击穿强度低会发生放电而击穿。⑤金属部件和导体间的电气连接不良或绝缘处理不好，该处发生放电而击穿。⑥变压器油中含有气体、杂质、水分，使击穿电压大为降低。因油中存在气泡时，其在电压作用下的电场强度与介质的介电常数成反比。即 $E_{\varepsilon}/E_{o}=\varepsilon_{o}/\varepsilon_{\varepsilon}$，而介电常数 $\varepsilon_{\varepsilon}=1$，$\varepsilon_{o}=2.2\sim2.4$，故气泡中的电场强度远比油高，极易放电。水分在电场的作用下发生极化，形成沿电场方向的杂质“小桥”，其泄漏电流较大，引起杂质发热，使水分气化，最后导致放电击穿。

3. 防止损坏的对策

综上所述，配电变压器的损坏原因：一是运行管理不善，二是技术上的问题解决不好。因此，必须从这两方面采取措施。

损坏是发生热击穿、电击穿或电化学击穿后造成的。它可以是其中的一种作用结果，也可以是其中的两种或兼而有之的作用结果。为此提出如下解决办法：

1) 关于温度。首先要限制变压器不应长期过载并且要防止短路。过负载大多会烧毁变压器的二次绕组；其次一、二次要安装合格的熔丝，以便一旦短路和过载时，使变压器得到保护。

2) 关于绝缘。绝缘介质的质量和绝缘结构的完善程度对各种击穿的影响很大。绝缘介质导热性能好，热导率大，则不易发生热击穿。绝缘介质均匀致密，则其击穿

强度相对要高，击穿的可能性就要减少。若绝缘介质不够均匀致密，其中含有气孔时，会使电场发生畸变，击穿电压会大大降低。若运行中绝缘受潮，使介质损耗增加，有时也会发生热击穿。若绝缘结构存在某些弱点，如电缆纸质量不佳，垫层厚度不够，导线有毛刺、尖角，层间绝缘处理不当时，也易从这些地方击穿。若变压器油中含有水分、杂质时，击穿强度也会降低。为了防止上述情况发生，在设计制造时，要保证绝缘材料的质量，使其尽量均匀致密，垫足层数，包扎均匀，去掉导线上的毛刺、尖角，绕制绕组时，防止用力锤打。在检修时，可适当提高有关部位的绝缘强度或加大绝缘间隔。若对层间绝缘薄弱的变压器，可将端部绕组匝间的绝缘（约为全部绕组的5%）适当予以加强。在浸漆烘干时，要防止产生漆泡和漆瘤，消除绝缘中的水分和气泡。在运行中，要防止绕组受潮，并加强对变压器的油务监督；防止变压器渗、漏油、缺油；防止空气水分进入变压器。

3）关于过电压和过电流。过电流有发热和机械力两方面的作用。发热会导致热击穿，机械力会使绕组发生位移而磨损绝缘，使绝缘结构遭到破坏。

过电压的危害主要以大气过电压为主，它的幅值很高，持续时间很短。可将绕组与铁心或油箱间的绝缘或高压绕组与低压绕组间的绝缘击穿，造成绕组接地故障；使主绝缘遭到破坏；也可使同一绕组内匝与匝间或一段绕组与另一段绕组间的绝缘击穿，造成匝间短路故障，使纵绝缘遭到破坏。因此，除了加强变压器绝缘薄弱部位外，还必须对大气过电压加以限制，可在高低压出口侧安装避雷器。为了限制雷电波侵入的陡度和幅度，可在多雷害地区，将配电变压器和避雷器之间，增设一组电感线圈。其线圈直径为 20cm，30 匝左右，长度为 24cm，电感量为 100μH。

4）关于跌落式熔断器故障。跌落式熔断器的故障，主要是老化或接触不良引起烧毁。为此，应该更换一批使用时间长久的老型号跌落式熔断器。特别是 RW3-10 型跌落式熔断器。需要注意的是，在烧毁的跌落式熔断器中，有使用不到两年的 RW10-10F 型负荷跌落式熔断器。负荷跌落式熔断器可以减少穿弧，在拉开时更安全，但负荷跌落式熔断器的接触刀片接触面较小，两片灭弧塑料安装不牢固，一旦发生过负载或短路时，会引起刀片发热，灭弧罩烧毁。因此，对 RW7-10 跌落式熔断器和负荷跌落式熔断器，可选择使用。

对于负载大、分支长的支线，可采用柱上负荷开关代替负荷跌落式熔断器。

5）关于引线故障。引线与跌落式熔断器、避雷器、断路器、刀开关及电缆的接头，天长日久，容易松动，引起发热。另外，引线与其他设备连接时，未使用铜铝过渡接头或使用镀锌螺栓来连接两片铜片，会发生电化腐蚀，最后也会发热，引起断线。断线与邻相导线碰接，最后引起相间短路。这时可新做引线，把使用日期较长的引线换下来，新做的引线必须保证工艺质量，且引线不宜做得过长，以免抖动或在电动力的作用下发生碰线。

6）关于外力故障。外力的影响主要是汽车撞断电杆或拉线，引起全线停电。为此，可在道路旁的电杆上涂上反光漆，在拉线上挂反光标志。

7）关于绝缘子故障。胀碎的绝缘子均为针式绝缘子，型号为P-10T、P-15T、P-20T等。这些绝缘子由于使用时间长久，很大部分已有裂缝。经解剖，该类绝缘子的铁柄距绝缘子顶部距离较小，仅为2cm左右，一旦有裂缝，在下雨天，就会造成单相接地。特别是雷雨季节，雨水引起绝缘子热胀冷缩，加上雷击更容易引起绝缘子胀碎。另外，电缆的应用使电容电流大大增加。例如，一个110kV变电所，10kV出线总长为100km，其中电缆为23km，而电缆的电容电流要比同样长度的架空线大25倍。因此，一旦发生单相接地后，这样大的电容电流便引发电弧而烧断导线导致相间短路。

可用PSQ-15T棒式绝缘子更换针式绝缘子，特别是主线应全部换掉。

表23-5为针式绝缘子与棒式绝缘子性能对照表。

表23-5 绝缘子性能对照表

瓷瓶名称	针式	棒式
型号	P-20T	PSQ-15T
额定电压/kV	20	15
泄漏距离/mm	440	416
干闪络/kV	86	84
湿闪络/kV	57	60
击穿电压/kV	111	不击穿
抗弯破坏负荷/kN	13.2	6.3
铁柄距瓶顶距离/cm	2	25

从表23-5中可以看出，棒式绝缘子与针式绝缘子相比较，优点在于铁柄距瓶顶距离大，即使有裂缝，也不会发生击穿。缺点在于，棒式瓷瓶的抗弯破坏力仅为针式瓷瓶的一半。为此在使用棒式瓷瓶时，要注意：①把棒式绝缘子用于转角杆时，要用双棒式，且要进行抗弯力校核；②必须把棒式绝缘子的底脚螺杆拧紧，包括螺杆与绝缘子及螺杆与横担之间。试验表明，在螺杆拧紧的情况下，在平均值为6.03kN的试验拉力的作用下，螺杆脚变形，而瓷件仍完好无损。

8）关于刀开关故障。对于刀开关可采用全不锈钢材料（刀片等是铜质的），避免使用镀锌螺栓等引起的电化学腐蚀。

9）改造网络设备。原先联络和分段用的开关为ZW1-10柱上真空断路器，对负荷较大的分支，用断路器取代跌落式熔断器。由于电网的建设和改造，线路的短路容量越来越大，为减小线路短路对变电设备和线路设备造成的损坏，把变电所10kV出线的保护时限，由速断0.5s、过电流1s，压缩为速断0.1s、过电流0.4s。这样一来，柱上断路器的保护时限根本无法和变电所的时限相配合，势必造成越级跳闸，扩大停电范围。故可以把柱上真空断路器的保护拆去，把真空断路器当成负荷开关使用。由于负荷开关没有了保护措施，因而一旦其所控制的分支线路发生故障，将会引起变电

所跳闸，不但扩大故障范围，且增加故障点查找的难度。因此，必须确保负荷开关所控制的线路设备处于良好的状态。如果该负荷开关所控制的分支线路绝缘子、导线、熔断器等状况不好，则要整改；同时必须确保变压器台架熔丝的合理配置。因此，分支线路除大分支及负荷特别大以外，一般不宜考虑安装负荷开关。

另外，大负荷支线上的用户，部分安装高压配电柜，这些高压配电柜的保护一般为反时限保护，其保护时限也无法与变电所相配合。一旦其分支线路上安装负荷开关后，用户设备引起的变电所越级跳闸将无法避免。所以，一方面，对于新建的高压配电用户，要求其采用负荷开关与高压熔断器组合的开关柜；另一方面，在支线上安装负荷开关时，考虑在分支负荷开关的下档电杆上再装一组跌落式熔断器，其作用相当于刀开关兼保护。

由于柱上断路器仅作负荷开关使用，用 FSW-12/630 负荷开关代替真空断路器。该负荷开关体积小，可安装于电杆顶部，大大缩小了安装空间，给施工和运行带来很大便利。运用 MIS 信息管理系统和 GIS 配电网地理信息系统，使配电网运行和管理水平可上一个新的台阶。

运行管理方面的措施如下：

搞好配电变压器的现场试验，特别要开展感应耐压试验，及早发现匝间、层间的局部放电缺陷。这对运行年限较长、维护管理不善的农村配电变压器尤其必要。

对于农村配电变压器，应加强巡视检查。农村配电变压器大部分安装在室外，经常受着气候条件（如温度、雷雨、雪雾、污染等）的影响，也受到经常变化负载的影响，有时还受到外力的破坏。为了掌握其运行状况，应及时发现缺陷，必须进行定期巡视。

4. 变压器的紧急处理

变压器有下列情况之一者，应立即停电修理：①变压器内部音响很大，有爆裂声；②油温较正常情况上升 10 ℃以上；③储油柜或压力释放阀喷油；④漏油使油面降落至油位计上的可见部分以下；⑤油色变化过甚，油内出现碳质；⑥套管有严重的破损和放电现象，引线烧断；⑦油箱显著变形，一相没有电压或低压侧相电压不平衡度超过 20V 以上；⑧变压器冒烟或着火。

变压器着火时，首先应断开电源，停用冷却器和迅速使用灭火装置灭火，并将备用变压器投入运行。若油溢在变压器顶盖上而着火时，则应打开下部油门放油至适当油位；若是变压器内部故障引起着火时，则不能放油，以防发生严重爆炸。

处理变压器着火，必须迅速果断、分秒必争。特别是初起的小火，应迅速而果断地将其扑灭。

一般变压器着火，都使得变压器油着火燃烧，故不能直接用水灭火。因为水会使油浮在水面上，燃烧着的油随水到处流，使火势扩大。但是近几年来，通过科学实验证明，用水喷雾灭火效果较好。因为雾状水的水粒很细，喷射面积较大，能将油面上的火笼罩住。又由于细小的水粒容易吸热汽化，故能使火焰温度急剧下降，细小的水

粒受到上升烟气的影响，下降速度缓慢，能在火焰上方停留较长时间，更有利于吸热汽化。即使有一些水粒落到油面上，但因颗粒很细，能暂时浮在油面上，对油面起到良好的冷却作用，从而使油的蒸发减少或停止；由于大量的水蒸气滞留在火场，减少了氧气供给，从而使燃烧减弱而熄灭。因此，在变压器附近安装喷雾灭火装置，对扑灭变压器着火将是很有力的措施。

适合于扑灭变压器火灾的灭火器，最好使用1211灭火器，其次是使用二氧化碳、四氯化碳、泡沫、干粉灭火器等。

1211灭火器采用了一种液化气体灭火剂，它的化学名称是二氟一氯一溴甲烷，其灭火效能比二氧化碳的高几倍。1211灭火剂的沸点是－4℃，在通常温度和压力下是无色气体。一般把1211灭火剂封装在密闭的钢瓶中，充压2.5～3MPa后，便呈液态。1211灭火剂的灭火原理是抑制燃烧的连锁反应而终止燃烧。当灭火剂接触火焰时，受热产生的溴离子与燃烧产生的氢基化合，使燃烧连锁反应停止。

当发生危及变压器安全的故障，而变压器的有关保护装置拒动时，值班人员应立即将变压器停运。

铁心多点接地而接地电流较大时，应安排检修处理。在消除缺陷前，可采取措施（串电阻）将电流限制在100mA左右（据DL/T572—1995《变压器运行规程》），并加强监视。当有接地环流又无法及时消除时，作为临时措施可在接地回路中串入电阻限流（详见下章中有关主变压器铁心多点接地故障监测仪介绍），电流一般控制在300mA以下。

系统发生单相接地时，应监视消弧电抗器和接有消弧电抗器的变压器的运行情况。

为了减少短路事故发生，应增加低压侧支持绝缘子的绝缘等级，减少污闪短路事故；低压侧采用绝缘出线（或母线加热缩套）或电缆出线；缩短继电保护级差，从0.5s减少到0.1～0.2s，提高保护动作的快速性和可靠性；对厂用变压器的低压开关柜进行全工况改造。

23.3 变压器故障原因分析与处理

1. 分析原因前应该了解的情况

1）变压器的运行情况，如负载大小、种类、过负载情况。

2）故障发生前与发生时的气候与环境情况，如有否雷击与雨雪等。

3）变压器的温升与电压情况。

4）继电保护或熔丝熔断情况。

5）如果变压器有运行记录，应进行查阅。

6）查阅变压器的技术档案，了解上一次检修的质量评价。

7）了解有否外界因素，如小动物活动的痕迹等。

2. 故障的检查和分析方法

（1）直观法　变压器容量在800kVA以上的都装有保护装置，如气体继电器、过

电流保护装置等。变压器发生故障时，会使相应的保护装置动作，其中能比较准确地反映变压器故障的是气体继电器。从油的颜色也可进行判断故障，如果油色未变，表明故障并不重要。如果油色变黑或有焦味，则表明变压器绕组已烧坏或者铁轭螺杆绝缘损坏形成短路。

（2）试验法　许多故障不能完全靠外部直观方法就能正确判断，例如匝间短路；内部绕组放电或击穿；内部绕组和外部绕组之间的绝缘被击穿等等，其外表的象征都不显著，所以必须结合直观法进行试验测量，才能正确地判断故障的性质和部位。变压器故障试验法见表 23-6。

表 23-6　变压器故障试验法

试验项目与方法	试验结果	产生故障的原因
用 2500V 兆欧表测量绕组与绕组间、绕组与地间的绝缘电阻	绝缘电阻为零	绕组与绕组或绕组对地之间有击穿现象
绕组的直流电阻试验	分接开关于不同电压分接位置时，直流电阻相差很大	分接开关接触不良，触点有污垢等
	高低压侧的相电阻之差与三相电阻的平均值之比超过 4%；线电阻之差与三相电阻平均值之比超过 2%	匝间有短路，引线与套管的导体间的连接不良
	高压侧电阻极大	高压绕组断开或分接开关损坏
	低压侧三相绕组电阻误差很大	引线铜皮与绝缘子导体断开或接触不良

3. 故障产生的原因和处理方法（见表 23-7）

表 23-7　变压器常见故障原因及处理方法

项目	故障	现象	原因	处理方法
铁心	铁心片间绝缘损坏	(1) 空载损耗增大 (2) 油温升高 (3) 油色变深	(1) 受剧烈振动，铁心片间摩擦引起 (2) 铁心片间绝缘老化，或有局部损坏	硅钢片常两面涂漆，对 1611 号漆，用松节油稀释，涂漆后在炉温 200 ℃下，干燥 10～20min。对 1030 号漆，用苯或纯净汽油稀释，在炉温(105±2)℃下，干燥 2h。两面漆膜总厚为 0.01～0.015mm

（续）

项目	故障	现象	原因	处理方法
铁心	铁心片间局部熔化	(1) 高压熔丝熔断 (2) 油色变黑，并有特殊气味，温度升高	(1) 铁心的穿心螺栓的绝缘损坏或铁心片短路引起绝缘损坏 (2) 铁心多点接地	更换铁心片
	接地片断裂或与铁心接触不良	铁心与油箱间有放电声，油色谱异常	(1) 安装时螺栓没有拧紧 (2) 接地片没有插好	接好接地片
	铁心松动	有不正常的振动声和噪声	(1) 铁心叠片中缺片 (2) 铁心油道内或夹片下面有未夹紧的自由端 (3) 铁心的紧固件松动 (4) 铁心间有杂物	对症夹紧铁心
绕组	匝间短路	(1) 一次电流略增大 (2) 油温增高 (3) 油有时发生“咕嘟”声 (4) 三相直流电阻不平衡 (5) 高压熔丝熔断，跌落式熔断器脱落 (6) 二次线电压不稳，忽高忽低	(1) 变压器进水 (2) 散热不良或长期过载使匝间绝缘老化 (3) 绕制时没有发现导线毛刺，焊接处不平滑，使匝间绝缘受到破坏 (4) 油道内掉入杂物	重绕绕组或修理

（续）

项目	故障	现象	原因	处理方法
绕组	绕组断线	(1) 断线处发生电弧，有放电声 (2) 断线相没有电压和电流 (3) 断线相直流电阻无限大	(1) 导线焊接不良 (2) 匝间、层间或相间短路，造成断线 (3) 雷击造成断线 (4) 运输时冲撞使引线断开	重绕绕组或修理
	对地击穿	(1) 高压熔丝熔断 (2) 匝间短路	(1) 主绝缘老化或有剧烈折断等缺陷 (2) 绝缘油受潮 (3) 绕组内有杂物落入 (4) 过电压引起 (5) 短路时绕组变形引起 (6) 渗漏油引起严重缺油	
	绕组相间短路	(1) 高压熔丝熔断 (2) 储油柜往外喷油，油温剧增 (3) 保护动作	原因与对地击穿相仿	
分接开关	触头表面熔化与灼伤	(1) 油温增高 (2) 高压熔丝熔断 (3) 触头表面产生放电声 (4) 油色谱异常	(1) 装配不当造成表面接触不良 (2) 弹簧压力不够 (3) 触头表面剥蚀	为使触头接触良好，可以定期（如每年一次）测试，必要时可调整挡位和对症修理
	相间触头放电或各分接头放电	(1) 高压熔丝熔断 (2) 储油柜盖冒烟 (3) 有“咕嘟”声	(1) 过电压引起 (2) 变压器油内有水 (3) 螺栓松动，触头接触不良，产生爬电，烧坏绝缘	

（续）

项目	故障	现象	原因	处理方法
油	油质变坏	(1) 变压器油的颜色变暗 (2) 油耐压明显下降	(1) 变压器发生故障时，产生气体引起 (2) 变压器油长期受热老化 (3) 受潮	应定期（如每年一次）对变压器油进行检查、试验、决定是否要过滤或换油
	漏油	油面计指示从正常位置降低	(1) 漏油 (2) 因内部故障溢油 (3) 油面计不好，指示不准	(1) 检查漏油部位并进行修理 (2) 停止运行，进行电气、油色谱分析，以及绝缘油等试验，判断溢油原因和部位 (3) 更换和修理
套管	对地击穿	高压熔丝熔断	瓷件表面较脏或有裂纹	瓷件应经常检查、清理。若有裂纹，应更换套管，母线套热缩套
	套管间放电	高压熔丝熔断	(1) 套管间有杂物 (2) 套管间有小动物	
其他	防爆装置异常	(1) 防爆板裂纹和损坏 (2) 压力释放阀动作	如果是气体继电器和压力继电器以及差动继电器等动作，可以肯定是内部故障	应停止运行，进行全面检查试验，并进行综合分析

23.4 假油位的分析与处理

对中小型主变压器，基本上都用胶囊式储油柜。这种全密封储油柜将变压器本体油与空气隔离，有效地减慢了油的老化，起到了保护油质的作用。

胶囊式储油柜的油表内油并非变压器本体油，两者通过一个压油袋（俗称小胶囊袋）隔开。正常情况下，压油袋内、外两侧所受压力应该相等（否则压油袋将会收缩或膨胀）。因为油表内油与本体油密度相等，所以油表油面高度与本体油面高度一致。但如果遇到油表油面高度与本体油面高度不一致的情况，这种现象叫做假油位。下面对假油位的原因加以分析。

1. 油表内油过多或过少

假定充满变压器油的压油袋容积为 V_1，弯管容积为 V_2，油表容积为 V_3。如果油表内油加入量 $V<V_2+V_3$，则在本体油充满储油柜后，油表内油不能充满 V_2+V_3 的空间（此时压油袋内无任何变压器油），造成油表油位低于储油柜实际油位；如果油表内油加入量 $V>V_1+V_2$，则当变压器本体储油柜无油时，因为油表内油注过多，油表内仍然有油位指示。当油表内的油存在渗漏而不及时处理，则可能造成 $V<V_2+V_3$，若油表上部密封不严，则雨天进水后会造成 $V>V_1+V_2$。以上情况都会形成假油位。

如上所述，压油袋及油表内油的加入量 V 应该满足 $V_2+V_3\leqslant V\leqslant V_1+V_2$，否则就会造成假油位。

2. 空气排不尽造成假油位

正常情况下，储油柜内部不应存有空气，这时胶囊紧贴在储油柜油面及储油柜内壁上。如果储油柜内部存在空气，则当胶囊收缩到极限之后，储油柜油面上部压力将大于一个大气压，而此时油表油面上部仍为一个大气压，结果造成油位计油位高于本体油位。

若压油袋内存在空气，则可能会造成类似于 $V>V_1+V_2$ 的现象。若压油袋内空气在运行过程中溢出，则可能会造成类似于 $V<V_2+V_3$ 的现象，也造成假油位。

3. 油表内油老化、受潮造成假油位

油表油面高度与本体油位高度一致的先决条件是，本体油与油表内油密度相同。在运行过程中，由于油表内油与大气相通并且受阳光照射，容易老化、受潮，这样其密度将大于本体油密度，造成油表油面高度始终低于本体油位。

4. 呼吸管路不畅造成假油位

安装投运后吸湿器油盅密封垫未取出，造成呼吸不畅。这样，在运行时会造成油表面上部气压和本体油面上部气压不相等，形成假油位。

小型变压器或有载开关的储油柜的玻璃油位计，是通过上下两根连管与储油柜相连，下连管与储油柜底部连接。如果此连接的管口高于储油柜底部，那末当储油柜油面降到管口以下时，油位计因剩油而出现假油位，这是很危险的。运行中产生的碳化物受热后产生的油焦等物质将油标呼吸孔堵塞，少量的变压器油留在油标内，在负载、环境温度变化时，油标管内的油位不变化，形成假油面，使人误判为油面不低而没有加油。

23.5　渗漏油处理

23.5.1　渗漏油的原因

产生渗漏油的主要原因有：①箱盖不平，造成套管、开关、储油柜连接管与箱盖间密封不严而产生渗漏油；②箱沿、箱底、油管与箱壁焊接不好，打压或试漏不仔细，造成渗漏点；③箱沿密封面不平；④储油柜、油表、阀门装配不好；⑤橡胶垫、胶条质量不好；⑥小型变压器油箱的钢板厚度应不小于 3mm，散热管厚度应不小于 1.2mm，否则在组合焊接时易发生虚焊现象，特别当采用小电流焊接时更是如此。虚

焊处经搬运、安装等振动，易渗漏；⑦散热管是用冷轧钢带经多辊成形后，以高频电阻焊焊接而成的，焊缝不佳，则易开裂渗漏（如发现裂口，应用气焊补焊。）

改进措施：①箱盖加工应有螺杆点焊设备；②油箱和散热管焊装时，应试漏检查；③箱沿、箱盖均应校平；④总装工序应搞好密封；⑤采购质量好的胶垫、胶条；⑥油箱和管子材料不应太薄；⑦油箱打压不渗漏；⑧完工产品无渗漏油。油箱检漏可采用荧光探伤工艺。

23.5.2 治漏方法

1. 法兰连接

(1) 防漏法　安装时在橡胶垫的两面及法兰面上涂一层很薄的M-1型尼龙密封胶，再进行安装。有条件时尽可能在法兰平面上加工两条细槽，形状为三角形或方形，槽宽为1～2mm。当两法兰面压紧后，橡胶垫就嵌在槽内，增强其密封性能。如果有一个是层压板法兰，应打毛，并使变形不要过大。

(2) 治漏法　因法兰连接处螺栓松动而产生泄漏时，只要紧固连接螺栓就能防止渗漏。如果由于胶垫老化或破裂而造成渗漏，应先用机械顶压堵漏后，再清洗漏点周围表面，然后用堵漏剂GHJ-1型耐热快固铁胶泥封住，固化后再拆卸堵漏工具；另一种方法是先将变压器油放掉，使油位低于法兰面，然后将压紧螺栓松一下，清洗法兰与螺栓涂胶部位，将S-7型聚硫密封胶用力嵌到两法兰面之间及螺栓和螺孔中去，嵌满后拧上螺栓并压紧，固化一段时间后，即可重注油投入运行，固化时间一般不少于4～6h。

2. 螺纹连接

(1) 防漏法　在连接前，在螺栓上涂一层厌氧胶之类的胶粘剂。如果经常要拆卸，则涂上一层7903耐油密封润滑油脂；如果为承重螺栓（如吊攀螺栓）可涂上一层M-1型尼龙密封胶，使之有弹性。

(2) 治漏法　如果变压器油从螺栓部位渗漏时，一种方法是先放油，然后拧出螺栓清洗，并涂上S-7型聚硫密封胶或7903耐油密封润滑脂，再拧上螺母；另一种方法是先将螺栓拧出清洗，涂上7903耐油密封润滑脂再拧上螺母；第三种方法是先将螺栓拧出清洗，涂上7903耐油密封润滑脂暂时堵漏，然后再做一只类似帽子的盖，大小比螺母大1倍左右，将整个螺栓、螺母均罩上，并涂上S-7型聚硫密封胶或用GHJ-1耐热快固铁胶泥将渗漏部位全封住，固化后即可投入运行。

3. 阀杆与填料函

新阀门杆大都渗漏，因此在安装前先将石棉绳换成柔性石墨垫圈，然后涂上7903密封脂即可。但填料函的位置一般较短，柔性石墨垫圈需放上三只才能起作用，为此，将填料函的螺纹压盖车短一半，使柔性石墨垫圈能装上三只以上。这种方法效果较好。

(2) 治漏法　如果改装后的阀门，只要将填料函上螺纹压盖紧一下即可。如果是石棉绳，则需用注胶式带压堵漏机进行治漏。

4. 管路连接

(1) 防漏法　变压器的管路大多用法兰连接，它可采用上述法兰防治漏法处理；小管径采用螺纹连接的，则可在螺纹上涂 M-1 型尼龙密封胶、厌氧胶、聚四氟乙烯生胶带密封胶。

(2) 治漏法　管路发生渗漏可用带压堵漏机进行治漏，一般采用先堵后粘。这种方法也适用于焊接处渗漏的处理。

5. 注意事项

采用上述方法进行防漏、治漏时，涂胶前应尽量把被涂密封面清洗干净，尤其 7903 耐油密封润滑油脂和 S-7 型聚硫密封胶，同时由于涂胶后给再次拆卸带来困难，因此，在选胶种时应十分慎重。对经常拆卸的部位，可选用清除比较容易的密封胶。

6. 电焊堵漏

油箱及附件的焊缝、焊点出现虚焊、脱焊、气孔、砂眼及裂纹时，在已运行的情况下，可以采用电焊进行带油堵漏。

23.5.3　密封材料

1. 塑料生胶带（聚四氟乙烯带）

乳白色，形似塑料布带，可代替麻丝与白漆缠绕于螺栓和管丝丝扣处进行密封。该胶带不会固化，拆卸较方便。

2. J_{11}粘接胶

J_{11}粘接胶主要用于各种金属或非金属材料的粘接。J_{11}粘接胶固化时间，当温度在 25 ℃时为 24h，温度在 100 ℃时为 3h。J_{11}粘接胶有甲、乙组分。甲组胶与乙组凝固剂配制，配比为甲：乙＝1：1，将甲、乙分别滴在玻璃板或铜板上调合均匀即可使用。

3. 911 快速胶

911 快速胶主要用于应急修补。911 快速胶使用温度为－60～60 ℃。911 快速胶固化时间，温度在 25 ℃时为 5～10min，使用时间为 1min。

911 快速胶有甲、乙两组分，甲是粘接胶，乙是速凝剂。配比为甲：乙＝9：1～3：1，依孔隙大小选择配比。配制方法是，先将甲组胶滴在易散热的铜板上或玻璃板上，按比例再将乙组速凝剂滴在甲组胶上，用扁竹签调合呈现乳白色即可使用。

4. 快速密封堵漏胶棒

(1) Ⅰ型　它是可与补强胶配合使用的灰色胶棒，适用于变压器油的微小渗漏、滴漏。泄漏系统带压堵漏时可耐最大压力为 0.15MPa，使用温度为 0～85 ℃。

(2) Ⅱ型　它是可与补强胶配合使用也可单独使用的黄色胶棒，适用于变压器油的渗、滴、喷漏。此胶可耐最大压力为 0.2MPa，使用温度为－20～100 ℃。

(3) Ⅲ型　它是可与补强胶配合使用也可单独使用的红色胶棒，适用于变压器油的滴、喷漏。此胶在边漏边修时可耐最大压力为 0.3MPa，使用温度为－20～100 ℃。

(4) HD-20 型补强胶　HD-20 型补强胶有甲、乙两个组分。甲组分为微灰白色粘稠液，乙组分为棕色粘稠液。使用时，甲、乙配比为 1：1，配比误差较小时，对补

强胶性能影响不大。C_{214}固化后可耐各种油类，且使被修复设备的耐压能力大大提高。使用寿命一般为3～5年。

5. GHJ-1型耐热快固铁胶泥

它由三组成分组成，以改性环氧树脂为主体，可粘接各种金属、陶瓷、玻璃、水泥、胶木、硬塑料等，适用于各种孔、洞的填隙嵌补。固化条件为：常温下0.5～4h基本固化，高温时数分钟固化。储藏期为两年以上，调胶方式为用手工搅合。

6. 密封胶垫

胶垫标号为B-9号。"O"形胶条断面直径分为8mm、12mm、16mm、20mm四种。矩形胶排断面尺寸分为12mm×20mm、16mm×25mm、20mm×30mm三种。胶板厚度分为2mm、4mm、6mm、8mm、10mm五种，购料尺寸为1000mm×1000mm。简化标注：材料标为"胶料B-9"、"O"形胶条直径ϕ12标为"12胶条B-9"；矩形胶排截面标为"16×25胶排B-9"；胶板6mm厚标为"6胶板B-9"。

密封件使用条件：工作介质为变压器油、空气及水；工作温度为－40～115℃；允许压缩范围：静密封时为25%～35%，动密封时为20%～30%。

23.5.4 密封制品的选择

1. 变压器密封的橡胶品种及胶种特性分析

适合于变压器密封的橡胶品种有丁腈橡胶、丙烯酸酯橡胶、氯丁橡胶、三元乙丙橡胶、氟橡胶、硅橡胶（干式变压器专用）。

橡胶因分子结构和聚合方法的不同而各具特点，其主要性能优缺点见表23-8。

表23-8 各种橡胶性能比较

胶种名称	丁腈橡胶（NBR）	丙烯酸酯橡胶（ACM）	氯丁橡胶（CR）	氟橡胶（FPM）	三元乙丙橡胶（EPDM）	聚氨酯橡胶（AU）
优点	（1）抗拉强度好 （2）耐磨、耐水性好 （3）耐油性、耐透气性好 （4）良好的耐酸、碱性 （5）120°C以下可连续使用	（1）耐热氧老化和耐热油性好 （2）耐臭氧老化性、抗紫外线变色性好 （3）耐老化、耐透气性好	（1）耐老化性好 （2）耐燃性好 （3）抗拉强度好 （4）耐油、耐溶剂、耐水性能好 （5）良好的粘合性	（1）抗拉强度较好 （2）耐热、耐天候、耐臭氧性好 （3）耐腐蚀性能好 （4）优良的高真空、耐油性	（1）耐老化性好 （2）耐化学药品性、电绝缘性、电晕性好 （3）较好的耐蒸汽性能	（1）物理力学性能好 （2）耐磨性好 （3）良好的弹性、耐老化、耐油性

（续）

胶种名称	丁腈橡胶（NBR）	丙烯酸酯橡胶（ACM）	氯丁橡胶（CR）	氟橡胶（FPM）	三元乙丙橡胶（EPDM）	聚氨酯橡胶（AU）
缺点	（1）耐寒性较差 （2）耐臭氧老化性差 （3）耐酸能力差 （4）电绝缘性差	（1）耐寒、耐水、耐蒸汽、耐化学溶剂性差 （2）抗拉强度差 （3）自粘性、电性能差	（1）绝缘性差 （2）耐寒性差 （3）储存稳定性差	（1）弹性较差 （2）耐寒性较差 （3）耐辐射中等 （4）绝缘性较差	（1）硫化速度慢 （2）互粘性差 （3）耐燃性和气密性差 （4）耐油性和耐烃类溶剂性差	（1）耐热、耐水性差

在诸多胶种中，氟橡胶是性能最佳的，能在 200 ℃高温下连续使用 5 年后仍能保持非常好的密封状态。但因其价格昂贵，较少在变压器、互感器上使用、但在有载分接开关上有时采用。

聚氨酯橡胶的弹性、耐老化及耐油性很好，但其耐热、耐水性差，且压缩永久变形大，价格高，也很少在变压器上采用。

丁腈橡胶因有优异的耐油性，优良的压缩不永久变形性能，适合变压器使用的耐温范围和适宜的价格，在变压器、互感器等产品上使用较多。

氯丁橡胶的耐油性较丁腈橡胶差，且压缩永久变形较大。但由于氯丁橡胶具有优良的耐老化性，因此在气候较恶劣的地区，在变压器上仍得到采用。

丙烯酸酯橡胶具有优异的耐热氧老化、耐油及耐热性（150 ℃可长期使用），特别适合于高温下的密封。但橡胶交联程度低，导致橡胶在高温下承受伸长或压缩变形时，应力松弛和变形现象显著。变压器、互感器等产品工作温度不是很高加之该胶种价格较贵、不具备最优的性能价格比。

三元乙丙橡胶因其耐油性差，不适宜在变压器中使用。

2. 变压器密封制品的选择方案

美国、德国、瑞典等欧美国家制造变压器一般根据使用环境要求而分别采用不同橡胶做密封基材。例如箱沿密封条、储油柜密封等和变压器油接触多、老化少的部位一般采用丁腈橡胶；和油接触少、气候环境恶劣的部位一般采用氟橡胶。马来西亚、泰国等位于热带地区的国家，则采用耐天候老化好、耐油性仅次于丁腈橡胶的氯丁橡胶。日本因橡胶材料技术发展迅速，随着氢化丁腈橡胶的研制成功，日本大部分采用氢化丁腈橡胶制作密封制品。用氢化丁腈橡胶作为橡胶部件，可提高产品的可靠性和寿命。我国生产的出口变压器，根据用户要求，大部分采用技术性能优良的丁腈橡胶。

丁腈橡胶具有优良的性能价格比。经对丁腈橡胶改性，克服其弱点后，在变压器、互感器等产品上采用。

变压器套管密封用的胶珠系列制品，因其受应力较大，气候环境恶劣等因素影响，比较适合采用耐臭氧、耐油性能优异的丙烯酸酯橡胶。

各变压器、互感器厂可选用克服了压缩永久变形大这一缺点的丙烯酸酯橡胶作为密封制品。

氟橡胶因价格贵，适合在要求耐磨、耐介质、耐高温及使用寿命长的分接开关动密封部位使用。

23.6 变压器带油补漏

如果在变压器已安装或运行后发现变压器油箱焊缝等处漏油，如果停电放油焊修，变压器绝缘件浸油后很容易燃烧；另外当放完油后，油箱内还残存一部分油气和油，电弧焊修时在电弧热的作用下，油气和油极易燃烧。如果拆卸器身放油焊修，则需要的工作量很大，因此，必须要进行带油补漏。

1. 带油焊修的分析

在装有大量变压器油的外壳上进行焊修，虽然通过壳壁向油传导大量的热，但由于壳内油分子的强烈对流散热，高温油分子迅速失去热量和热油受大量冷油包围，故不易燃烧；另外，油内的氧气是很少的，满足不了油燃烧的需要。这就构成了变压器带油焊修的条件。

在焊修过程中，漏油处内部虽不易燃烧，但已漏出的油和正在漏出的油却极易燃烧分解，形成强大的气流，使熔滴很难落到漏处，过大的油流会直接熄灭电弧，使焊修无法进行。燃烧后的油烟和油混合在一起，污染了漏处，即使突破气流达到漏处的熔滴，也难以与漏处的金属熔合，影响了焊道的致密性，造成渗漏“一处变多处”，这是补漏的第二个问题。壳壁内部油的激烈对流传热，使壳壁温度始终很低，漏出油的快速分解促成了熔滴的快速冷却，降低了熔滴的熔合能力，这是焊修的第三个问题。解决了这些问题后，就能带油焊修。

2. 焊修的几个措施

1）带油焊修时的热量很快会散掉，必须采用电弧焊接方法来解决。

对薄板结构，气焊法对带油容器焊修不成，因为气焊火焰温度低，热量又不集中，在这种条件下，很难将金属烤熔化，故采用电焊法效果较好。

2）为了解决油流熄灭电弧和妨碍熔滴过渡问题可采用下列措施：

①在补焊过程中，采用石棉绳、木楔等物预先将漏处堵死，然后再进行焊接；对不能预先塞死的漏处（如条裂），采用一部分一部分地焊修，待漏处归结至一点后，用石棉绳、木楔塞死进行焊修；对厚板上的小漏洞，先用小锤捻死，然后再焊接；对微渗，则一般采取先用电弧快速一晃烤漏处四周，令其升温膨胀抑制油流，然后一举焊成。

②上述措施．可以消除油流直接熄灭电弧现象，但渗油现象往往还不能绝对消除。为抵制残余油流的冲力，必须采用较强的焊接电弧，以增大电弧吹力，保证熔滴准确而迅速地到达漏处。

补焊一般采用 ϕ3.2mm 及以下焊条，电流为每 cm 直径 65～75A。

③从上往下运动焊条。熔滴在液态下极易由高处往低处流，向下流的熔滴在分解气流的冷却下迅速凝结，向下伸出了一个焊瘤。此焊瘤缩小了漏处孔径。由于向下运动焊条，焊接熔池较浅，不易引起漏处扩大，电弧力有利于焊瘤的伸展，提高了补焊效果。按此种方法反复进行几次，很易将漏处焊死。

从上往下焊接的焊道很薄，必须在漏处堵死后，再在其上面进行必要的加固。此时要防止重新引起渗漏。

3）为防止油烟污染漏处造成熔合不良，最好引弧后一次焊完漏处。

4）一旦由于操作不良，造成由一处漏变为多处漏时，可用电弧将焊道割去（注意勿伤母材），重新焊修。

5）瞬时焊接。为了防止长时间焊接造成的油温急骤上升而出现的不良后果，补焊大缺陷时，要焊一会停一会，给变压器油以足够的冷却机会。

3. 几个典型部位的焊修

（1）油箱、箱盖及净油器的带油焊修　这类组件大部分厚度在 3mm 以上，属于不易烧穿的厚件，只要用上述的方法，就可以得到满意的结果。

（2）储油柜的带油焊修　中小型变压器储油柜柜壁和弯管一般采用壁厚为 1.5～2.5mm，焊修时极易烧穿，会使漏处扩大。为便于焊修，先在漏处上方进行适当加厚（即堆焊一下），进而采用上述方法，逐渐向漏处伸长，直至焊死。

（3）散热器油管和中小型油箱上散热管的带油焊修　变压器散热油管用的是焊缝钢管。以前用 ϕ51×1.5 和 ϕ40×1.5 两种管子制成；后来用 ϕ40×1.6 钢管压扁后弯制而成。壁厚均是 1.6mm（弯曲部分约为 1mm），焊修时很易烧穿。油箱上的管子排列很密，一般为 1～3 层，由箱壁伸出 300～700mm。因此常常需用两根焊条接起来焊接，焊修时很不方便。这类结构的主要缺陷有两个：一是散热管焊线局部开裂；二是散热管和油箱间焊缝渗漏。

（1）散热管焊线局部开裂的焊修　散热管焊线是用高频感应焊焊接的，往往因振动和撞击而产生局部开裂，修理时除按照上述一般方法外，需先用焊条在裂缝上部约 5～10mm 处加厚，然后从加厚处从上往下逐渐补焊，直至焊完。有时为了好焊，还要在裂缝处先分别点焊一些点，然后进行补焊。

（2）散热管与油箱间焊缝渗漏的补焊　散热管与油箱壁之间的焊缝是处在油箱内部，因此，一旦漏油就得从外部焊一周。焊接次序如图 23-2 所示。对渗漏较严重的采用左图焊法，进行分段焊接；首先从最不易焊的地方焊起，再焊较易焊的部位，最后把漏处留在最易焊的部位，一举焊死。对于微渗漏油补焊，可采用右图焊法。焊接时，电弧应尽量指向箱壁，以防烧穿管子造成更大漏洞。

散热器渗漏情况和油箱相仿，故不再赘述。

5. 补漏过程中注意事项

1）焊接设备应具有可靠的绝缘和接地。

2）为避免起火，焊接引线在最外层绝缘上（在有条件时）可覆盖长度为100mm，厚度不少于30mm的石棉布或石棉绳。

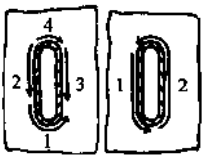


图23 2 带油补漏焊接次序

3）在带油的变压器上进行焊接时，变压器里的油位必须高于焊接处100～250mm。

4）在工作架和施工平台上进行焊接时，必须采取措施，防止垫板起火和熔化的金属落在下面工作人员的身上。

5）气焊时，禁止在离氧气瓶和乙炔瓶10m以内点火，并防止油与氧气接触。

6）焊接工作时，必须穿工作服，戴无指手套和保护镜。

7）焊修时要有人保护地面，随时消灭火种，防止扩大。

8）箱内无油时严禁施焊。

9）补焊时先对油箱内的变压器做一次气相色谱分析，以便和补焊后对比。

10）对中小型变压器，最好采用负压补焊。焊接熔化的铁水因负压而向孔隙内流动，易于焊牢。

11）补焊完工后，再进行油化验，验证带油补焊后变压器油有没有烃类气体产生。只要掌握好补焊的方法和时间，带油补焊是完全可靠的，但同时也要准备好沙子和消防器材。现场地面不能有易燃物品，不能长时间施焊，以免产生烃类气体。如果补焊后发现油色谱特征气体（乙炔、氢气、总烃）确实含量较高，必要时要进行油的脱气处理。

第 24 章　变压器的检修类别和检修工艺卡

24.1　变压器的检修类别、周期、项目和质量标准

变压器检修分小修（简称年检）和大修。有载分接开关除小修和大修类别外，还有换油和吊心检查（又可称中修）两种类别。下面先对变电所主变压器进行叙述（检修周期是根据 DL/T 573—1995《电力变压器检修导则》规定和参照很多地区已实行的状态检修而制定的）。

24.1.1　主变压器（消弧电抗器）的检修

1. 检修周期

1）小修 1～3 年进行一次。

2）对新安装的主变压器，一般在正式投产后 5～10 年（35kV 级主变 10 年）进行一次大修，以后每 10～15 年进行一次大修。对已经掌握技术状态的设备经单位批准，大修间隔可以超过或缩短期限。消弧电抗器 10 年进行大修一次。

3）对运行中的变压器，发现异常状况或经试验判明内部故障或承受出口短路后，用仪器不能判明确实无异常时，应提前进行大修。

4）潜油泵轴承每运行 2～5 年应更换一次。

5）气体继电器一般每 5 年校验一次。

6）压力释放阀应结合主变压器大修进行校验。

7）气体压力型温度计和电阻测量计（连网回路一起）一般应每两年检定一次。

2. 检修项目

(1) 小修项目

1）清扫检查绝缘子、外壳、散热器、冷却器，必要时铲除铁锈并涂漆。

2）检查各部件的衬垫，必要时更换，消除渗漏。

3）本体和套管根据油质情况，要加油、过滤、脱气或更换新油。

4）风扇电动机及电气回路的检查，轴承加油，风扇叶片不平衡校正。

5）冷却器的检查及附件的更换和修理，潜油泵的检查或更换，安全气道及其保护膜的检查。

6）检查接地装置。

7）放出储油柜中污泥，检查油位计、胶囊袋、隔膜系统，调换干燥剂。

8）进行规定的测量和试验。

9）检查并消除已发现的缺陷。

10）各种保护装置、测量装置及操作控制箱的检修、试验。

11）有载分接开关的检修。

12）套管接头等载流部分的检查。

（2）大修项目

1）同小修项目。

2）器心

① 大修一般要吊罩（或吊心）检查，特殊情况下才允许利用打开大盖或人孔盖进入内部检查。

② 对绕组、引线和磁屏蔽装置的检修，检查螺栓松紧程度、检查绕组有无变形、垫块和绕组的压紧情况，检查引线、夹件和各部分的接头，包扎加固扎线，并涂刷少量绝缘漆。

③ 清扫下节油箱，清除杂物，检查铁心有无接地情况。测量铁心、穿心螺杆、压板的绝缘电阻。对铁心、穿心螺杆、铁轭、压钉及接地片进行检修。

3）对无励磁分接开关和有载分接开关进行检修。

4）冷却系统包括冷却器、油泵、阀门、风扇及管道等附属设备的检修，清扫冷却器和管道进行试压检漏。

5）其他

① 校验测温装置。

② 清扫油位计。

③ 检查吸湿器及吸潮剂。

④ 检查和调整与变压器有关的控制电缆。

⑤ 检查胶囊（或充氮设备），更换老化的胶囊袋。

⑥ 检查安全气道，或校验压力释放阀。

⑦ 更换全部密封圈。

⑧ 检查一次接线，涂导电膏和标相位漆。

3. 质量标准

1）根据《电力设备预试规程》规定试验合格。

2）外观检查应无渗漏油，油漆良好，相色标志正确，接地可靠，变压器顶盖上无杂物，本体轮子制动装置可靠。

3）本体、储油柜及充油套管的油位指示正常，集气室及气体继电器内无空气集结，气体继电器上有防水罩和泄水孔。继电器与储油柜间连接阀门应打开。

4）温度计安装方法正确，装探头的变压器固定小管内充有适量变压器油，并且密封良好，防止雨水进入。所有温度计温度指示（包括远方测温）均正常，整定值符合要求，查核校验情况。

5）电容式套管的末屏小套管应接地。

6）冷却装置运行正常，联动及自投切正常，潜油泵及风扇电动机运转方向正确，无异音，无渗漏油。

7）散热器阀门应处于开启位置，净油器按油质情况，一般应在开启位置，油流继电器的微动触点动作可靠，触点接触良好（可用万用表测量）。

8）冷却器总控箱防尘、防雨可靠，电缆出口处密封良好，光字牌信号正确。

9）绕组

① 绕组所有的绝缘垫块、衬条无松动，绕组与铁轭及各部的绝缘纸板应完整无破裂，牢固无位移。

② 各绕组排列整齐，间隙均匀，压钉顶紧压板，防松螺栓拧紧，绕组表面无油泥，油路畅通。

③ 检查绕组无变形，包括导线辐向无弹出，导线轴向无弯曲，引出线无松动，整个绕组无倾斜。

④ 各侧引线无过热烧伤断股，线夹垫圈齐全，螺栓紧固，接触可靠。检查上下引出线焊接和外包绝缘，若有烧焦的迹象，应拆开检查，对大电流接头更应注意。

⑤ 所有的支持物无变形，螺栓紧固无缺，有锁紧螺母，对木螺栓也可用蜡光线封口。

⑥ 清洗绕组表面和油道，必要时用白绸布和软刷子刷洗。

10）铁心

① 检查硅钢片的压紧程度，铁心无松动，铁轭与铁心对缝处应不歪斜、变形、无局部过热现象，绝缘漆膜完好，无脱落现象。

② 铁心应清洁，无油垢和水锈，纵向散热油道畅通，油道内无杂物堵塞。如果有杂物，必须清除；如果发现有局部生锈，应找出原因，并消除之。

③ 铁心装配应紧密，检查所有接触到的夹紧螺栓应紧固。

④ 硅钢片叠嵌平整、紧密，两片的外层不应有翘起现象。

⑤ 如果有穿心螺杆，检查穿心螺杆的外部绝缘装配，摇测其绝缘电阻，应不低于原始值的 50%，如果无原始值，可参照下列数值：

10kV≥10MΩ	（1000V 兆欧表）
35kV≥50MΩ	（2500V 兆欧表）
110kV≥100MΩ	（2500V 兆欧表）
220kV≥200MΩ	（2500V 兆欧表）

⑥ 为了防止局部放电，绕组压铁、夹件等金属部件，应有一点与铁心连通，铁心只允许一点接地，不得有两点同时接地。如果出现这种情况，应查明原因，消除后才能投入运行。

⑦ 不论是心柱还是轭部，对于因运行年久而逐渐沉积在表面的油泥、污垢，都必须清除干净。如果发现有水迹，应仔细检查原因，并予以清除。

⑧ 铁心应平整，硅钢片要用硬木或铜板垫好，才能用锤敲整，硅钢片接缝处的缝隙不得大于 1～2mm。

11）无励磁分接开关

① 无励磁分接开关在改变接头位置时，为了消除触头接触部分的氧化膜及油污等，应将触头转动5个来回，然后调至所需的分接位置，并测试直流电阻合格后才可投运。

② 检查分接开关的接触是否良好，用手按动动触头环，检查弹簧的工作情况（每个环压力为25～50kN）及定触柱的摩擦、损坏情况，用0.02mm塞尺检查，要求0.02mm塞片不得塞进。环形触头的线接触面长度不少于2/3高度，触头的接触电阻应小于500μΩ，并检查开关触头有无过热、发黑、穿弧痕迹，镀层有无剥落，绝缘是否良好，各铜螺栓、垫片是否完整。

③ 在处理分接开关手柄罩和法兰盘漏油时，必须注意拆装前后指示位置必须一致，各分接开关手柄不得互换，确保接触良好。

④ 变压器恢复运行前，必须测量各档位下绕组的直流电阻，然后再测量运行档绕组的直流电阻。测试数据应满足规程的要求。

⑤ 传动机构解体后要清洗，复装时要注意轴与盖的密封，正反操作时要灵活，无卡死和松动现象，内部各档位要与箱外标志相符。开关内金属转轴与操作柄的金属拨叉接触良好无悬浮，开关固定牢固。

⑥ 在检修分接开关时，放在空气中的时间，空气湿度≤75%为16h，≤65%为24h，否则开关需进行真空干燥，必要时在油中对下列间隙进行绝缘耐压试验（油的耐压强度不低于40kV）。

35kV等级，触柱间55kV，触柱和轴间55kV；

110kV等级，触柱间55kV，触柱和轴间55kV；

220kV等级，触柱间120kV，触柱和轴间120kV。

12）套管

① 清扫擦试套管的外部，除去油垢、积垢和灰尘。检查套管的法兰铁和瓷件应完好，无裂纹。瓷釉无损伤，瓷裙外表无闪络痕迹。

② 充油套管各接合处不得有渗漏油，油位计应完好，指示正确，油位正常。应更换密封胶垫（包括放气螺栓的密封胶垫）。

③ 瓷件与铁件结合牢固，胶合处的填料应完整，铁件表面无锈蚀，油漆完好。

④ 套管导电杆及放气螺栓螺纹应良好，无损牙和滑牙。

⑤ 35kV的套管如果是充油的，套管下面的绝缘垫圈要开槽使油流通，安装完毕要在顶帽放气将油压入。

⑥ 套管安装到盖板上，凡是要防止机械损伤的地方，均应用绝缘板作衬垫。

⑦ 电容式套管末屏引出线的小瓷套无漏油损坏，末屏必须可靠接地。

⑧ 套管安装时，应使引线的绝缘椎进入均压球内，不得将引线向下压动过大。

⑨ 接线板与引线接触应良好，防止因接触不良或引线开焊引起过热而导致事故。

⑩ 电容式套管介损增加较快或超过标准时，应查明原因，处理合格后才能恢复

运行。如果分析不出原因，应更换处理。

⑪ 套管试验按电力设备预防性试验规程进行。

13）储油柜　储油柜上室温为－30℃（0.2D）、＋20℃（0.45D）、＋40℃（0.6D）（D 为储油柜直径）的油面监视线（或根据厂家资料标明）应清楚，储油柜、套管油面应正常。对胶囊密封的储油柜补加油时，应防止空气进入造成假油位，储油柜阀头不漏气、不漏水，储油柜胶囊用 0.02MPa 压力作密封试验。

14）防爆管、储油柜、套管油面表玻璃清晰无裂纹。

15）主变压器外壳、散热器、净油器及其管道应不渗漏油，对锈蚀部分应除锈涂漆，密封试验本体用 0.03MPa，有载分接开关用 0.06MPa，24h 不渗漏。

16）气体继电器各部分应不渗油，观察孔玻璃完好，小线绝缘良好，小线盖板不渗漏，泄水孔畅通，防雨罩完好。大修时，气体继电器必须经过校验，合格后才可以使用。联管至少有 1%～1.5%朝储油柜升高坡度。

17）储油柜与各联通管道畅通，密封良好，应更换干燥剂，油封正常。更换净油器的吸附剂，滤网必须是尼龙滤网。

18）套管电流互感器更换接线柱胶垫，绝缘电阻应大于或等于 1MΩ。

19）电气试验按预试规程进行。

20）对冷却装置检查要求如下：

① 风扇潜油泵转向正确灵活，不抖动，声响正常；风扇潜油泵断相保护动作可靠。

② 潜油泵、热继电器及其管道连接螺栓紧固、配件完好，不漏油。清洗滤网上污垢，检查引线焊接，测量绕组绝缘电阻应大于等于 0.5MΩ。测量三相直流电阻误差不超过 2%。

③ 油流继电器、热继电器控制回路及信号装置动作应可靠正常。油流继电器应无渗油，挡板转动灵活。接点接触良好，返回弹力足够。继电器鼓膜不破损、不漏气，接点绝缘电阻大于等于 0.5MΩ。

21）对冷却器控制箱检查要求如下：

① 控制箱不漏水、不锈蚀。

② 箱内接触器、热继电器绝缘良好，绝缘电阻大于等于 0.5MΩ，接触良好，动作可靠。热继电器整定位置应符合要求（一般可按风扇电动机额定电流的 1.2 倍整定）。

③ 箱内引线电缆不老化，排列整齐。

④ 各部螺栓坚固，各控制箱、切换开关或刀开关接触应良好、可靠。

22）温度计

① 检定单位应建立温度表台帐卡，检定、检修应有记录。

② 温度表检定后，在安装之前应进行外观检查。

③ 对压力式温度表，毛细管盘卷的直径不得小于 30cm。对热电阻式温度表，严

禁在热电阻回路断开时接上电源。

④ 温度表（热电阻）送检时，应做好防振、防潮措施。将表计后面的两个接线端子（有短字）短接。

23）阀门、塞子检查后应更换密封垫。

24）油处理，进行滤油、真空脱气。

24.1.2 有载分接开关的检修

1. 检修周期

（1）每1～3年小修一次 油样试验每年至少进行一次。投产时或新油，应做简化分析试验（必要时全分析试验），平时每年一次只做油耐压试验。

（2）换油 当油击穿电压低于35kV（对35kV主变压器低于30kV）时，或预计下次小修开关动作次数将超过下述次数时，应换油。开关最长换油时间对每级调压幅度为5%的2000次内换油，调压幅度为2.5%的在3000次内换油，调压幅度为1.25%的在4000次内换油。

（3）吊心检查（中修） 有载分接开关在新投入运行后的第一次年检时进行，以后每隔切换5000～10000次在年检时进行。每次吊心后应将计数器回归至“0”，并由检修人员记录在单位档案和变电所值班记录中，以备查。

（4）大修 与变压器大修同时进行，即一般投运后5～10年安排大修，以后每隔10年左右大修一次，根据预试及缺陷情况，可提前大修或经单位总工程师批准，延长大修周期。

2. 检修项目

（1）小修

1）检查外壳、衬垫、储油柜、油位计、防爆装置，并进行维护，各密封处应无渗漏。

2）检查油管有明显进出标志，消除渗漏、刷漆。电动机构箱的防尘和防潮性能应良好。

3）检查吸湿器，更换硅胶。

4）根据情况更换绝缘油。

5）进行手动操作的机械传动检查。

（2）吊心检查（中修）

1）全部小修项目。

2）检查切换开关，测量静触头压缩行程，测量直流接触电阻。吊心后检查过渡电阻是否过热，接头是否松动，测量过渡电阻。快速机构主弹簧、复位弹簧、爪卡等无变形断裂，固定螺栓紧固，拨轮、槽轮等动作零件无严重磨损、擦毛、损坏、卡涩。触头烧损不严重（≤1.5mm）、无严重偏斜和动静触头错口（错口不得大于1/3）。复装完毕1→n→1循环操作一次，测量触头的切换时间和程序。对复合式吊心时，检查绝缘筒内有否放电痕迹，并清扫内壁，弧形静触头有否松动烧毛。检查所有螺栓无松

动，销子正常，测量接触电阻和过渡电阻。

3）检查快速释放机构和级进机构，手动操作电动机构，进行校验和机械操作试验。

（3）大修

1）同吊心检查（中修）所有项目。

2）检查分接选择器、转换选择器。

① 对组合式，应注意接线端子在绝缘杆上的触头位置要有标志，与变压器分接头相符，检查引线不应过长或过短，不应使分接选择器绝缘杆受到径向拉力，连接坚固，接头无虚焊，静触头稳固可靠，防松，有均压罩平整光滑，有油污时要清洗，距离符合要求；动触头的弹簧、螺栓、夹板触头，无烧毛、偏斜等不良现象，至中心点的滑片接触电阻应不大于 500μΩ，转动灵活，滑片压力适中，转轴无弯曲变形，铆钉紧固。

② 对复合式，应参考上述组合式内容进行检查，重点检查绝缘筒各接头和接头上的密封圈及轴封的密封情况，并予以更换。

3）检查电动机构。

4）检查保护装置。检查防爆装置及油位计是否符合标准。设计气体压力达 0.4MPa 时，爆破膜破裂。保护继电器要按每 5 年进行一次周期校验。

3. 质量标准（技术要求按制造厂要求，如果缺此资料，应按以下数据）

（1）绝缘油的电气强度　凡绝缘油的电气强度低于 30kV 时，应换油。

（2）对 SYXZ 型切换开关静触头压缩行程要求：

工作触头 Δ1＝1.5～2mm，极限值 Δ1≥1。

过渡触头 Δ2＝3.5～4mm，极限值 Δ2≥2。

Δ2－Δ1＝1～2，Δ2 相互间≤1。

（3）对快速释放机构的要求　主弹簧和复位弹簧无损不疲劳，传动节点良好，开口销、缓冲器和推拉杆正常，齿轮不偏斜，轴套不松动，卡子和小弹簧无变形、断裂，摆杆和卡子能灵活上勾和脱勾，枪机盒正常。

（4）对级进机构的要求　拨盘和拨钉无松动和过度磨损，轴套配合适当，入槽工作灵活；槽轮无磨损、偏斜松动，动作灵活可靠。

（5）电动机构　槽口不松动、开裂，螺栓紧固，传动齿轮啮合良好；轴套正常，开口销齐全，接线端子无松动，各部分紧固螺栓正常；程序开关、极限开关灵活；电动机、传动轴良好，油杯和蜗轮杆应充有润滑油脂，电动机轴向窜动和转轴弯曲都应不超过 0.5mm。

（6）机械操作试验　开关在不带负载的情况下，由电动操作进行循环选切试验，在安装后做一次来回循环。在操作过程中，不应有机械的“轧死”等故障，并检查电气和机械限位装置是否可靠，弹性联轴器工作是否正常，各辅助回路控制线路是否接通，开关挡位触点是否接触良好。

电动操作前注意事项：所用螺栓不论接线与否，均应拧紧，端子应有出线标号；手动、电动的联锁开关应可靠；正反向程序开关应可靠；极限开关在超限2～3圈分断；刹车可靠，制动时间应调整到0.5s左右。

(7) 过渡电阻的测量　与铭牌值相差不大于±10%。

(8) 接触电阻的测量　有载分接开关的单个接触电阻应不大于500μΩ（包括切换开关、分接选择器、转换选择器），如果开关触头两个触头串联，则不大于1000μΩ。测量时开关应由手动或电动自然地停止在正常位置上，不允许人为地推压触头来进行测量。

(9) 切换时（间）程（序）试验　每台有载分接开关在中、大修时，应测录直流示波图，与出厂时波形不应有明显的变化，变化应在允许范围内。从直波图分析，波形无明显的毛刺，不允许出现复零（跌零）的现象，波形整齐对称，两方向切换的波形差别不大。

组合式开关波形如图24-1所示，复合式开关波形如图24-2所示。

常用的M、SYXZ、C、D型的典型示波图如图24-1所示，V型的典型示波图如图24-2所示，DL/T574—1995导则上规定的总切换时程t（在油中）对德国MR公司M型（包括国产参考造的长征厂ZY型、华明厂CM型、吴江厂C型、西变厂Z型）为30～50ms；SYXZ型为30～40ms（200A），50～60ms（400A）；西安厂C型为30～45ms，D型为40～60ms；德国MR公司V型（包括国产参考造的长征厂FY型、华明厂CV型、吴江厂F型、上海电力修造厂CF型西变厂F型）为45～65ms；SYJZZ型为30～50ms，ABB开关复合式UB型和组合式UC型均为50ms。t_1、t_2为弧触头单独闭合时间，t_3为两弧触头桥接时间。

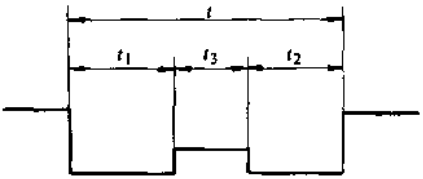


图24-1　典型示波图（M、D、SYXZ等）

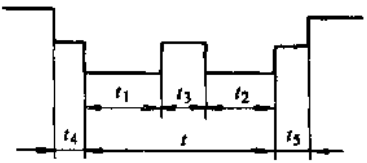


图24-2　典型示波图（V型）

由于开关的动力转矩和输出能量并不是线性分布的，一般切换角速度开始比较慢，后来加快，过死点释放机构和枪机机构的切换角速度与切换时间的关系曲线如图24-3所示，引起t_1、t_2时间可能不等。双电阻复合式开关直流示波图如图24-4所示。

(10) 引线间距离及对地距离见24.5节。

(11) 绝缘电阻测量　见表19-30。

(12) 触头压力测量　见表19-30。

(13) 工作顺序试验　见表19-30。

要求单数和双数选择器相邻反映触头边缘距离的角度正反向相等；切换开关由单数到双数或由双数到单数分接位置，大面与小面动作的角度差，正向与反向相等。

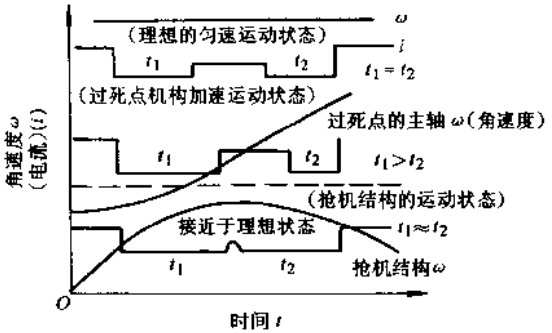


图 24-3　不同运动状态的直流波形

上述两条应与原数据相等，保持同性质的误差，切换开关三相动作的角度相等，即听到的响声只是一个，同时必须在分接选择器动作之后。试验完毕后仔细检查一次，加润滑油。对新安装的，需要进行 5 次循环试验（从 1→n→1 叫一次循环），其中变压器不励磁 2 次，在 85%、110%的额定辅助电压下各 1 次，变压器投入额定电压 1 次循环操作(注意主变绕组不过压)。对大修的，需要进行 3 次循环试验，即变压器不励磁不做循环操作外，与新安装试验相同，有载分接开关操作不应发生损坏或呆滞，电动机构的挡位指示器（包括远方指示）、机械电气限位保护应可靠无异常。

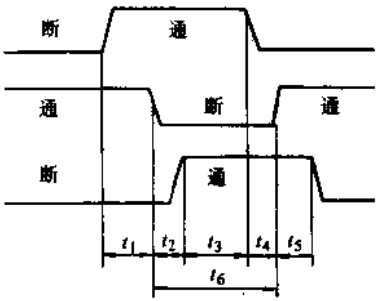


图 24-4　双电阻复合式开关（中性点调压）直波图

(14) 绝缘油试验见《电力设备预试规程》中 13.1 条要求，参见第 19 章表 19-12。

(15) 密封试验　在安装和大修时，必要时可进行开关绝缘筒的密封试验，试验压力为 0.06MPa，持续 24h，在焊接、密封、粘结处等各部分不应有渗漏现象。

24.2　配电变压器的检修

1. 配电变压器的小修

除了日常对配电变压器加强维护外，还需要定期进行小修，小修的次数取决于变压器的清洁情况，一般一年一次。

小修的项目有：

1) 用 2500V 兆欧表测量变压器的绝缘情况。

2) 检查出线套管接头是否良好，并拧紧线夹及桩头螺栓，铜铝连接处应检查有无腐蚀，最好使用铜铝线夹或铜铝接头进行连接。

3）检查套管有无裂纹和放电痕迹，并清扫积污。

4）清扫油箱、外壳、散热管，必要时铲除铁锈涂漆。

5）检查变压器有无渗、漏油，油位是否正常，检查油位计，并拧开储油柜底部放污螺栓放出油污，检查油中有无水分。

6）用万用表或电桥测量每一绕组接头的直流电阻，检查接触情况和各回路是否完好。

7）检查熔断器的熔丝有无锈蚀、过热变色等现象，核对熔丝定级及位置是否符合标准，检查接触铜片是否锈蚀、断裂、烧毛、烧熔和弹性不良。

8）至少每3年做一次变压器油的耐压试验和简化分析，对重要场所变压器每年做一次。

9）对压力释放阀进行检查，对各种保护装置、测量装置进行检修、试验，消除已发现的缺陷。

在临雷雨季节前的变压器巡视和小修工作中，顺便要进行避雷器的检查和试验，避雷器应一两年进行一次预防性试验。

2. 配电变压器的大修

变压器的大修，是在正常运行、例行检查或小修中，发现有问题，认为必须拆开变压器时才进行。一般在投入运行后的5～10年及以后每隔10～20年进行。大修时需要吊出器身，所以应预先做好各种准备工作。小型变压器应先将油面放低到铁轭底面，再拆下箱盖和油箱的连接螺栓，用起重设备将箱盖连同器身一起吊出。无适当起重设备，也允许取下箱盖后进行检查修理。吊心检查的时间不得超过有关规定。

吊心检查除铁心和绕组外，还要检查分接开关。分接开关的主要机构全部浸在油中，平时不需要维修，可结合变压器大修同时进行检查。维修内容主要有：

1）用油洗净开关各部分。

2）检查开关转动是否灵活，动、定触头间滑动是否顺利，限位是否良好，定位是否准确无误。

3）检查开关触头的磨损情况，测量其接触电阻值，与出厂数据比较是否正常，应不超过500μΩ，检查各分接位置的绕组电阻值三相互差应符合表19-2的要求。

4）检查操作轴、铆钉、圆锥销等零件和连接有无松动。

5）检查密封胶垫圈是否良好，若已经失去弹性，需要及时更换。

6）对开关的运行及维修情况，需要及时记录，以积累经验。

大修检查修理项目除上述铁心、绕组、开关外，还有油箱、套管、散热器、压力释放阀或安全气道、储油柜、冷却器、风扇、阀门、管道、保护装置、测量装置、操作控制箱，变压器油保护装置的检修、试验；变压器油的处理或换油；密封衬垫的更换；油箱内部的清洁，油箱外壳及附件的除锈、涂漆；更换吸湿器的吸潮剂（硅胶）；处理绝缘油（滤油或换油）；必要时对绝缘进行干燥处理；并进行规定的测量和试验（参见第19、20章），以判断大修质量。

有载分接开关的试验项目、周期和标准见表 19-30。

24.3　设备评级和绝缘定级标准

1. 设备评级标准

变压器及消弧电抗器、油浸电抗器的评级分为一类、二类、三类，标准如下：

(1) 一类设备

1) 可随时投入运行，能持续地达到铭牌出力，或经出力试验及上级批准的出力。温升符合设计数值或上层油温符合部颁运行规程规定。

2) 绝缘符合一级绝缘规定，继电保护和二次设备符合一级规定。

3) 零部件应完整齐全，分接开关的机电性能良好。

4) 冷却系统齐全，运行正常可靠。

5) 表计、信号、保护完备应符合规程要求，部件完好，动作可靠。

6) 变压器及消弧电抗器本身及周围环境应整洁，不漏油或稍有轻微渗油，油位应正常，必要的标志、编号应齐全。

7) 设备基础架构和接地良好。

8) 技术档案齐全正确，符合运行规程要求。

(2) 二类设备

1) 经常能达到铭牌出力或上级批准的出力，温升符合设计数值或符合部颁运行规程规定。

2) 绝缘定级和继电保护二次定级应为一级或二级。

3) 零部件齐全，分接开关的机电性能良好，接触电阻稍有变化，但仍符合标准，不影响安全运行。

4) 冷却系统运行正常，不影响变压器出力。

5) 主要表计、信号、保护完备，部件完好、动作可靠。

6) 设备基础、架构和接地良好。

7) 技术档案虽不齐全，但有主要数据可供分析，能保证安全运行。

(3) 三类设备

1) 达不到铭牌或上级批准的出力。

2) 绕组、套管的绝缘不良，不合格，绝缘评级为三级者。

3) 绝缘油漏、缺严重。

4) 零部件不全，影响出力或安全运行。

5) 分接开关的机电性能不良，接触电阻不合格，动作有卡涩。

6) 差动保护或过电流保护不可靠，重瓦斯未投入跳闸。

7) 有其他威胁安全的重大缺陷。

2. 绝缘定级标准

电气设备的绝缘定级，主要是根据设备的历次绝缘预防性试验和油化、油色谱的

结果比较判断，结合运行和检修中发现的缺陷，权衡对安全运行的影响程度，确定绝缘等级，绝缘等级分为三级：

一级绝缘：试验项目齐全，试验结果合格且与历次结果比较无明显变化者。

二级绝缘：漏试次要项目，次要项目试验结果不合格或与历次比较有明显变化，虽有个别主要试验项目略超标准，但与历次比较无明显变化，设备虽然存在绝缘缺陷，但暂不影响安全运行者。

三级绝缘：预试超周期达三个月及以上，漏试了主要电气试验项目，主要试验项目不合格，设备存在主要缺陷，严重影响安全运行者。

变压器绝缘定级示例情况如下（有其中之一情况即为该级绝缘）：

(1) 二级绝缘情况

1) 本体油色谱特征气体含量超过下列任一数值时：总烃 150×10^{-6}、乙炔 5×10^{-6}、氢 150×10^{-6}。

2) 铁心两点接地，并已采取限制接地电流措施。

3) 运行中的油

4.2>pH 值>4.0

4) 套管油色谱特征气体含量超过下列任一数值：氢 500×10^{-6}、甲烷 100×10^{-6}、乙炔 5×10^{-6}。

5) 电容套管末屏对地绝缘电阻低于 1000MΩ。

6) 绕组直流电阻在个别调压挡时相间差别或与历次记录比较超《标准》，但超标挡已停用时。

7) 油中微量水含量超过国标规定值。

8) 油的介质损耗角正切 $\tan\delta$ 值超过国标规定值。

9) 电压等级为 110kV 及以上的电容型套管，主绝缘的电容量与出厂实测值偏差 $\Delta C_x\pm10\%$ 及以上。

(2) 三级绝缘情况

1) 本体油中烃类气体含量总和的绝对产气速率>0.25mL/h（开放式），或>0.5mL/h（密封式），绝缘油中某种特征气体相对产气速率大于 10%/月。

2) 铁心多点接地。

3) 运行中的油 pH 值<4.0。

4) 本体绝缘电阻低于表 19-5 的允许值。

5) 泄漏电流异常增大并在 20℃ 下，6～10kV 超过 22μA，20～35kV 超过 33μA，60～110kV 超过 33μA。

6) 绕组直流电阻各相间差别有明显变化，并超过《标准》。

7) 绕组连同套管或套管的介质损耗角正切 $\tan\delta$ 超《标准》。

8) 大修后未进行交流耐压试验者。

9）绝缘油耐压不合格者。

10）部分更换绕组后未进行耐压试验或局部放电测量。

11）电压等级为 110kV 及以上的电容型套管，局部放电量大于 10pC。

24.4　设备缺陷分类和处理流程

24.4.1　设备缺陷分类

设备缺陷是指运行中供电设备任何部件的损坏，绝缘不良或处于不正常的运行状况，按设备缺陷的严重程度分为紧急缺陷、重要缺陷和一般缺陷三类。

1. 紧急缺陷

威胁人身安全，随时可能引起设备损坏、大面积停电、酿成事故，严重威胁安全运行，性质严重且情况危急，必须紧急处理的缺陷。

2. 重要缺陷

影响安全运行，有可能发展成紧急缺陷，尚能带缺陷暂时运行，但必须加强监视，限时安排处理的缺陷。

3. 一般缺陷

对安全运行影响不大，可列入计划检修的缺陷。

24.4.2　缺陷处理流程

1. 紧急缺陷处理流程

发现设备紧急缺陷，应立即汇报调度当值，由调度当值通知检修单位、生技科、直至有关领导。检修单位处理好紧急缺陷后，运行人员与检修人员应填写“设备事故及紧急缺陷发现、处理单”一式四份，一份变电所留底，一份交检修单位，送生技科和运行主管单位各一份。

2. 重要缺陷处理流程

发现设备重要缺陷，先立即汇报调度，再由电话汇报运行主管单位，经运行主管单位审定认可，由运行主管单位填写“设备重要缺陷通知单”一式三份，一份留底，另分送生技科和检修单位各一份，也应将审定情况回告变电所。

3. 一般缺陷处理流程

发现设备一般缺陷，运行单位应做好记录，每月 5 日前填报“一般缺陷汇总单”一式四份，一份留底，送运行主管单位、生技科和检修单位各一份。检修单位根据设备一般缺陷汇总单中的缺陷，在适当时候安排处理。

24.5　变压器大修和小修工艺卡

24.5.1　变压器大修工艺卡

因 110kV（及 220kV）变压器大修工艺卡较复杂，35kV 变压器可依此简化，故以 110～220kV 大修工艺卡为例来说明，大修工艺卡如下。

1. 修前准备

设备简况		工作负责人	月 日
型号/（kVA/kV）	额定电压/kV	联结组别	
制造厂	出厂编号	出厂日期	年 月 日
变压器投入运行日期	年 月 日	油号	
本所（厂）的投入运行日期	年 月 日	油重 t	
变压器上几次大修日期	年 月 日 年 月 日	上节油箱吊重： t （吊心时为心重）	

高压套管	型号 油号 制造厂 出厂编号：A B C	中压套管	型号 油号 制造厂 出厂编号：A B C

有载分接开关	型号	制造厂	累计操作次数
	出厂编号	制造日期	

无励磁分接开关	型号	冷却器	型号	制造厂
			制造日期	

大小修和运行缺陷汇总（包括出口短路次数和情况）	工作负责人	月 日
查阅变压器运行档案历年绝缘、油化、油色谱数据分析结论	工作负责人	月 日

吊罩方案已编制、审批	工作负责人	年 月 日
耐压方案已编制、审批	工作负责人	年 月 日
空载试验方案（必要时）已编制、审批	工作负责人	年 月 日
备品备件材料已备（包括所有密封件）	工作负责人	年 月 日
专用工具、施工机具、安全用具、试验设备已齐备	工作负责人	年 月 日

2. 大修前试验（如有三个月内的电气试验，一个月内的油样试验数据，一般即可作修前试验数据）

项 目	测量要求
绕组直流电阻测量	有载分接开关的绕组每挡直流电阻均需测量

（续）

项　　目	测量要求
绝缘电阻及吸收比、极化指数测量	1. 对于 110kV 变压器，测量各侧绕组的绝缘电阻和吸收比 2. 对于 220kV 变压器，测量各侧绕组的绝缘电阻、吸收比和极化指数。平衡绕组测量绝缘电阻和吸收比 3. 测量铁心对地的绝缘电阻、上夹件对地的绝缘电阻 4. 套管末屏对地绝缘电阻
绕组连同套管介质损耗测量	测量变压器各侧绕组（包括平衡绕组）连同套管的介质损耗值
绕组泄漏电流测量	测量变压器各侧绕组（包括平衡绕组）的泄漏电流
电容套管介质损耗测量	各侧电容套管的介质损耗与电容量值测量
绝缘油试验	1. 本体油耐压、油色谱、油介质损耗、微水、水溶性酸 pH、酸值 mgKOH/g 2. 有载分接开关油耐压 3. 电容套管油耐压、油色谱、微水、pH 值
有载分接开关切换波形测试	测量上行和下行各两次（即 4 个波形图）；包括复合式和组合式有载分接开关
绕组变形测试	测量各绕组的频谱响应图
低电压阻抗测试	测量高对中、高对低、中对低的低电压阻抗

3. 拆附件（拆卸程序根据现场情况可作适当调整）

项　　目	技术要求
拆冷却器	1. 严密关闭冷却器上下连接蝶阀，放净冷却器内变压器油 2. 拆风扇、潜油泵电源电缆，注意标志完好 3. 拆冷却器及进出总油管，冷却器放置平稳，主变压器本体管口用盖板密封，其余管口用塑料布扎好
本体及有载开关部分放油	本体放油至铁心上部，有载分接开关放油至大盖下面
拆电容式套管	1. 拆套管引线 2. 套管拆除后，应垂直放置于专用架子上并固定牢固，上下两端用干净塑料布包扎

（续）

项　　目	技术要求
拆储油柜	1. 拆吸湿器 2. 拆气体继电器，注意保存电缆接线标志 3. 拆储油柜及支架，放置应平稳，有防倒措施，管口用塑料布扎好
拆卸有载分接开关储油柜及气体继电器	电缆头标志保存完好
拆压力释放阀	进行动作压力校验，开启和关闭压力符合规定
拆去升高座及集气管	1. 拆去套管 TA 引线，做好每根引线的标志和记录 2. 升高座应注入合格的变压器油，或采取其他密封防潮措施
拆去 35kV 及以下套管，包括铁心接地套管等	平放在干净塑料布上，防止相互碰撞
拆除钟罩电缆过渡端子箱处电缆接头	拆前做好每根电缆和每根心线的标志和记录
本体及有载开关放油	1. 空气相对湿度大于 75%禁止排油。本体放油时间应做好记录 2. 本体及有载开关油分别储存
吊有载分接开关心子	1. 拆前应将档位放置在中间或整定有记号位置并记录 2. 拆去开关头盖 3. 用吊机吊出切换开关心子（最好用专用吊板），放置在地面的干净塑料布上
拆去无励磁分接开关操作杆	记录开关运行位置并做好标记，插头用塑料布扎好
拆除净油器	进出油管用塑料布扎好

4. 吊罩（或吊心）

项　　目	技术要求
拆除钟罩螺栓	排油结束后，拆除所有钟罩箱沿螺栓，保存完好

（续）

项　　目	技术要求
钟罩起吊前检查	1. 所有经地面与钟罩连接的电缆已拆除 2. 钟罩螺栓已全部拆除 3. 所有心体与钟罩相联系的引线均与钟罩脱离 4. 有载开关通过钟罩与器身连接件均已拆除 5. 无励磁分接开关操作杆均已全部拆除 6. 注意原运输定位件有否存在和影响
钟罩起吊	按吊罩方案的要求起吊。注意起吊时，油箱上下箱沿要垂直地平行分离，否则应调整吊索。钟罩吊出后，放在地面的枕木上

5. 器身及油箱检查

项　　目	技术要求
施工条件	1. 吊罩现场应清洁，在有可能突然降雨或风沙的天气，应准备遮盖器身的防雨布或大面积塑料布，以防上节油箱未及吊回器身前被淋雨或括上风沙 2. 器身暴露在空气中时间不超过如下规定：湿度≤65%为 16h，≤75%为 12h，暴露时间是从放油起至油箱开始抽真空为止。如果大修工作量大或天气原因工作未完，当天收工前将油箱吊回，并把人孔、手孔和未装零部件的所有法兰孔，均加封板密封，并抽真空，220kV 真空保持 0.101MPa，110kV 真空保持 0.08MPa(600mmHg)。第二天用氮气破真空再吊 3. 如吊罩时间在早晨，会造成周围空气湿度比器身高而使器身结露，此种情况下应在放油前用真空滤油机将变压器加热，使器身温度比环境温度高 5～10°C 再吊
绕组	1. 围屏检查：最好解开一相检查，围屏无破损、发热变形，无放电、爬电痕迹，引线处良好 2. 绕组无变形、位移，匝间绝缘无损伤，应包扎有破损暴露导线 3. 相间隔板完好，铁轭绝缘无位移，油道畅通 4. 各部垫块无位移、松动，排列整齐，垫块外露出绕组的长度至少应超过绕组导线的厚度 5. 导线接头无发热脱焊 6. 绕组绝缘等级属 _____ 级 一级：绝缘有弹性 二级：绝缘较坚硬、无裂纹 三级：有少量裂纹和变形 四级：绝缘已酥脆、脱落

（续）

项　　目	技术要求
引线	1. 排列整齐，引线间距离及对地距离应不小于：绕组表面至油箱 10kV 为 15mm，35kV 为 55mm，110kV 为 140mm（分接开关裸电极至油箱亦相同），220kV 为 220mm。对已包绝缘的引线至油箱距：10kV 为 10mm，35kV 为 30mm，110kV 为 70mm，220kV 为 190mm。对大电流引线与箱壁应大于 100mm，以防漏磁发热 2. 引线无断股，焊接良好，无毛刺，无过热现象 3. 引线长短适宜，无扭曲现象，引线椎安装时，能进入均压球，包扎若有破损，应补包绝缘 4. 穿缆引线接头焊接应为磷铜焊或银焊 5. 引线绝缘支架与铁夹件固定用钢螺栓，导线夹与绝缘支架应用绝缘螺栓固定（220kV 变压器不可用环氧螺栓），固定应牢固整齐，螺栓无强制弯曲扭转情况，引线垫的附加绝缘良好，螺栓有防松措施
铁心	1. 铁心应平整，无严重生锈波浪状，边侧片无翘起，无放电烧伤、变色、过热痕迹，油道畅通 2. 铁心与上下夹件、方铁、压板、底脚板间保持良好绝缘，绝缘压板无破损、裂缝，钢压板不得构成闭合回路，底脚垫木无松动 3. 测量铁心对地绝缘和夹件对地绝缘电阻，20℃ 时应不小于 200MΩ；测量铁心与方铁间、铁心与拉带间、铁心与穿心螺杆、铁心与金属压板之间绝缘电阻不小于 10MΩ，与历次比较无明显变化 4. 压板无严重偏心，压钉碗完整良好，压紧无松动，无烧痕。接地片连接良好，防松螺母锁紧 5. 逐个检查紧固所有螺栓，检查铁心接地片，接地片用厚度 0.5mm，宽度不小于 30mm 的紫铜片，插入 3～4 级铁心中，插入深度不小于 80mm，外露部分应包扎绝缘

（续）

项　　目	技术要求
无励磁分接开关	1. 绝缘筒或护板完好无烧痕 2. 引线螺母与支柱螺丝连接紧固，引线无发热断股，静、动触头无发热、烧痕，接触良好，用 0.02mm 塞尺，检查应塞不进，或检查接触电阻不大于 500μΩ（每相每挡） 3. 开关内金属转轴与操作柄的金属拨叉接触良好无悬浮，开关固定牢固 4. 开关位置指示正确，变挡灵活，当开关在某一挡接触良好状态时，指示应正对数字。在下部操作的开关密封良好
有载分接开关	1. 暴露在空气中时间：湿度≤75%时 16h，≤65%时 24h 2. 切换开关中有一个触头的烧损量达到 3mm，或各个触头的烧损量差异达到 2.5mm 时，则所有触头都应换掉，现最大烧损量为 _____ mm。对 SYXZ 型开关的工作静触头伸缩量：对 200A＜1mm 时，必须调整至 1.5～2mm；对 400A＜2.5mm 时，必须调整至 4.5～5.5mm；过渡弧触头＜2mm 时必须调整至 3.5～4mm 3. 切换开关进行切换时程试验（正常情况下也可放在回罩总装后进行），示波图波形正常，无跌零现象，切换油中总时间对 M 型为 30～50ms，SYXZ 型为 30～40ms（200A），50～60ms（400A），C 型 30～45ms，D 型 40～60ms，V 型 45～65ms，SYJZZ 型 30～50ms，ABB 开关复合式 UB 型和组合式 UC 型均为 50ms。三相同期误差不大于 4ms，三相并联作单相开关不大于 2ms，触头抖动不大于 4ms，否则应处理触头的楔入角、圆滑性和浮动量等 4. 测量过渡电阻阻值和限位电阻（在开关下部或侧面）阻值，误差不大于铭牌值 10% 5. 开关油室与变压器本体间无渗漏（在吊罩放油前，油室放油后检查），更换所有密封圈、清洗油室 6. 测量切换开关、分接选择器、转换选择器的触头接触电阻不大于 500μΩ 7. 快速机构主弹簧、复位弹簧、爪卡等无变形断裂，固定螺栓紧固，拨轮、槽轮等动作零件无严重磨损、擦毛、损坏、卡涩

（续）

项　　目	技术要求
有载分接开关	8. 分接选择器和极性选择器、极限开关动静触头无烧损、发热痕迹，接触良好，动作灵活，绝缘支架无损伤变形，与分接引线连接良好紧固、防松，有均压罩，距离符合要求（参见“引线”一条） 9. 电动机构箱（可在回罩后进行）机械传动（皮带或齿轮）灵活，密封良好，润滑油脂足够，程序开关、极限开关、手动联锁防误开关、继电器、接触器动作正常，机械限位可靠，挡位指示正确，箱体密封良好，控制回路绝缘电阻不小于1MΩ，防潮电阻器工作正常 10. 回罩组装调试时组合式开关应做工作顺序（圈图）试验，对M型或C型、D型开关，开关在整定挡（10挡或9b挡），注意开关顶盖和机构箱（及控制室）指示挡位一致。手摇转动听到切换“咯”声，1→n，n→1正反方向圈数应相等，偏差不大于1圈，否则传动轴重新拆接。M型要求分合（选择器）≤25.5圈，调（切换开关）27.5～28.5圈。SYXZ型开关分为60°±20°，合为160°±20°，调为280°（小面）±30°，300°（大面）±30°。C型、D型开关分为40°～70°，合为85°～110°，调为140°～160°
油箱	1. 焊缝补焊消除渗漏点，清扫下节油箱，铁心下用铅丝或铝丝扫划，必要时用面团粘，用合格油冲洗并吸干。箱沿平整，内侧有防胶垫移位的挡圈。检查强油循环导向绝缘管固定牢固，表面无放电痕迹 2. 钟罩内磁（电）屏蔽装置固定牢固，无松动和过热现象，接地良好。箱壁或顶部的运输定位螺栓已退出，一般应拆除。油箱漆膜均匀，铁心外引接地套管完好 3. 钟罩密封垫搭接长度不小于垫厚的5倍，胶水可选用M1、S7、J11、911等，接头放在低压侧中部

6. 回罩

项　　目	技术要求
清点工器具	已全部收回
冲洗器身	用合格变压器油冲洗并吸干
引线就位准备	各引线绑扎带子，理顺防扭

（续）

项　　目	技术要求
回罩汇报和发令	向现场总负责汇报发现问题、测试数据和处理情况，内部检查工作已毕，由总负责发令回罩
钟罩回装	为防止钟罩与器身碰擦，下罩时最好纵向两端用线锤引导，钟罩胶垫平服无扭动，当上下箱沿接近时，两侧螺孔穿入拨棍定位，再穿入箱沿螺栓，对称逐步拧紧
安装与油箱法兰连接的器件	安装 35kV 及以下低压套管，注意引线不要扭转弯曲，最后线椎进入高压套管均压球内，注意无励磁分接开关在安装时连杆是否已插入拨叉内，各温度计座内应注满变压器油。将压力释放阀、阀门装上并将法兰孔装好闷板。有载开关装好注油，并将本体与开关的真空连通管装好

7. 注油

项　　目	技术要求
抽真空注油	装好真空表（麦氏真空表），用真空泵先抽真空 220kV 抽 2h，110kV 抽 1h。起动真空滤油机从下部阀门和冷却器连管以 3～5t/h 速度注油，直至距箱顶 200mm。继续保持真空 220kV 为 4h，110kV 为 2h。油位可用箱顶装 φ10mm 有机玻璃管，或用油位管，或用注油量估算，听音估计（为防静电，不可从上部注油）
附件检查及装复	1. 储油柜锈蚀、油垢已处理，检查胶囊、隔膜有否龟裂老化，在 0.02～0.03MPa 压力下 30min 无渗漏，油位指示器正确，吸湿器更换硅胶，油封正常 2. 安全气道释压片正常，上部与储油柜连管正常，释压阀校验合格 3. 净油器更换吸附剂，滤网必须是尼龙滤网 4. 更换已校验好的气体继电器，防雨罩安装牢固，连管有 1%～1.5%朝储油柜升高坡度 5. 套管瓷套清洁无裂纹，末屏接地正常。更换放油孔等可调换的胶垫，油位正常，必要时补油或更换新油，套管油试验合格 6. 套管电流互感器更换接线柱胶垫，测绝缘电阻应≥1MΩ 7. 冷却器更换放气、放油塞胶垫，用高压水冲洗冷却器表面堵塞物

（续）

项　　目	技术要求
附件检查及装复	8. 潜油泵：清洗滤网上污垢，检查引线焊接，测量绕组绝缘电阻应≥0.5MΩ，测量三相直流电阻互差不超2% 9. 风扇：测量绕组绝缘电阻≥0.5MΩ 10. 油流继电器：挡板转动灵活，返回弹力足够，测触点绝缘电阻≥0.5MΩ 11. 测温装置校验 12. 阀门、塞子检查换密封垫 13. 恢复二次及控制回路，主变控制箱的检查和联动试验，测量二次回路绝缘电阻≥0.5MΩ 14. 油处理：滤油、真空脱气

8. 补油、油压试验

项　　目	技术要求
补油	1. 在安装储油柜和气体继电器时，已将气体继电器封板拆除而解除真空 2. 关闭注油阀，拆下下部注油管，再在储油柜的进油管上接上油管。关闭储油柜集气室的排气、排油阀门，打开储油柜顶上放气塞子和进油阀门，用真空滤油机向主变压器顶部和储油柜补油，直至放油塞溢油为止 3. 打开集气室的排气阀门和升高座等处放气塞，将残余气体放尽，然后在储油柜的放油阀下连接放油管道，打开放油阀，放去储油柜中多余的油，使油表指示与当时实测油温下所要求的油面相符 4. 有载开关补油至正常油位 5. 油位计带有小胶囊的注油，应在储油柜加油前进行。先将油位计加油（将油表呼吸盖及小胶囊室打开加油，挤出囊中空气，放油至正常油位，呼吸塞不要拧得太紧以便呼吸）
密封油压试验	1. 用氮气加压至本体0.03MPa24h不渗漏 2. 用氮气加压至有载分接开关0.06MPa24h不渗漏
静放、放气	1. 220kV级静放48h，110kV静放12h 2. 所有放油塞均应多次放气至无气泡为止

9. 大修后的试验

项　　目	技术要求
绝缘油试验	1. 本体油耐压、油介质损耗、微水、pH值、酸值。油色谱分析（包括工频耐压前后） 2. 有载分接开关油耐压

（续）

项　　目	技术要求
电气试验	1. 测量绕组直流电阻 2. 绕组绝缘电阻及吸收比，极化指数测量 3. 测量铁心对地的绝缘电阻、上夹件对地的绝缘电阻。套管末屏对地绝缘电阻 4. 测量绕组连同套管的介质损耗 5. 测量绕组泄漏电流 6. 电容套管介质损耗测量 7. 工频耐压试验

10. 结尾工作

项　　目	技术要求
清扫、油漆	1. 除锈清扫后对主变压器及控制箱进行重新喷漆，注意与其他设备色彩统一，漆应有良好附着力、防锈、防蚀性能 2. 油漆不允许喷到瓷质部位、油位表、铭牌、标志牌（先涂黄油）
扫尾、终结	1. 连接变压器各侧引线 2. 缺陷已清除，试验数据全部合格、场地工器具已拆除，杂物已清除 3. 验收后终结工作票 4. 设备带电冲击试验、正常带负荷 5. 油色谱跟踪试验：投运后 24h，4、10、30 天做色谱无显著变化

凡吊心（罩）大修，都可使用此工艺卡。另外，还可编制变压器（或有载分接开关）小修工艺卡（见下）。在检修现场的工作人员，需要按《工艺卡》的要求，逐项检查，完成一项，勾一项。这样就保证了该设备得到全面的检修，不会在工作中由于某种原因造成漏项，真正做到应修必修，修必修好，责任到人。

还可推行《检修质量保证卡》，质保时间以一年为周期，反映检修内容，签上质保负责人及质保员名字，要求工作现场填写，能增强检修责任心。

24.5.2　变压器小修（年检）工艺卡

_____变电所　　检修日期 __ 年 __ 月 __ 日

设备命名 _____　　设备型号 _____

序号	检修项目	技　术　要　求
1	密封检查	各部位均无渗油现象

（续）

序号	检修项目	技术要求
2	油位、油标检修	本体、有载分接开关、套管油位标识线清晰，油位指示清晰正常
3	各侧引线检查	1. 各侧引线的线夹，除去氧化膜，涂上导电膏
		2. 各侧引线的线夹螺栓应紧固
		3. 各侧引线应无断股现象
4	接地检查	套管末屏，铁心（铁轭），本体外壳应可靠接地
5	套管 TA 二次引线接线端子检查	各套管 TA 二次引线接线端子无渗油，无损伤，接线板上无明显积污
6	外绝缘检查和清扫	各侧套管瓷件表面无损伤，无积污（有硅脂 RTV 涂料的不作要求，但瓷表面 RTV 涂料应完整，损伤面积不得超过 3%）
7	冷却器检修	1. 冷却器控制回路元器件完好，接线正确可靠
		2. 潜油泵、风扇完好，无异常声音
		3. 冷却器表面无异物
		4. 各阀门应在全开位置
8	有载分接开关检修	1. 电动机构箱密封良好无漏水现象
		2. 电动机构箱内应无异物，各元器件清洁，电气控制回路接线正确，连接螺栓紧固
		3. 机械传动部位与传动齿轮盒应无锈蚀，传动应灵活，各螺栓应紧固，并加好润滑油
		4. 齿轮箱内的机油性能应良好，否则应更换
9	无励磁开关检查	无锈蚀，三相挡位一致
10	气体继电器检查	外壳无渗油，防雨帽固定牢固，二次引线端子盒无积水、积油，端子表面清洁
11	油漆及锈蚀检查	油漆（包括相位漆）应完好，各部位均应无锈蚀
12	吸湿器检查	玻璃罩清洁完好，新换变色硅胶，油封油位正常并拧紧后往回倒半圈
13	测温装置检查	测温插管内清洁，注满油，测温元件插入后塞座拧紧

（续）

序号	检修项目	技　术　要　求
14	压力释放阀或安全气道检查	1. 压力释放阀密封良好无渗漏、无异物 2. 防爆膜完整无渗油现象
15	绝缘、油化试验	按《预规》执行

说明：序号 4 套管末屏接地谁拆谁恢复，恢复后变压器检修负责人要进行一次复查

备注：

检修结论填写说明：满足技术要求打"√"，不满足要求打"×"，没有该项目的打"/"

技术员：_____　工作负责人：_____　工作成员：_____

24.6　主变压器吊心的方案和措施

变电所主变压器在大修时一般都要吊心（即吊器身）或吊罩（即吊钟罩，又称吊壳（就是吊油箱），凡吊心或吊罩的工作都叫大修），根据现场规程规定，凡进行吊心或吊罩工作规定都要编制吊心（罩）方案，以利各种准备工作和各方面协调，使工作安全顺利地进行。现以 35kV6300kVA 主变压器的吊心工作为例说明方案的编制法。方案如下：

××变电所 1# 主变压器自 1993 年 10 月投运以来。运行情况尚好，根据主变压器的《运行规程》，该主变压器已到吊心检查的期限，为保证××变电所主设备的安全运行，经研究决定于 2003 年度检修期间，对 1# 主变压器进行现场吊心检查。

1. 组织措施

为加强 1# 主变压器吊心现场的管理和技术督促，现拟定成立吊心领导小组：

(1) 现场指挥　×××

(2) 起重负责人　×××

(3) 技术负责人　×××

(4) 安全负责人　×××

(5) 现场工作负责人　×××

(6) 油务工作负责人　×××

(7) 现场工作和工具保管记录员　×××

2. 吊心现场安全措施

1) 现场所有工作人员必须严格执行电业安全工作规程及变压器检修工艺规程。

2) 必须认真做好防火、防雨工作。检查所用的登高、起重、捆扎工器具的完好情

况。

3）在1#主变压器四周设好围栏，悬挂标示牌，将临近1#主变压器较近的35kV Ⅰ段母线压变间隔改为检修状态。

4）备好充足的消防器材，工作围栏内禁止明火和吸烟，禁止无关人员进入工作场所。

5）进入器身检查的工作人员不得携带金属物件和其他杂物。

6）吊心现场应做好突然下雨的临时应急措施及防止灰尘飞落时措施。

3. 技术措施

（1）主变压器吊心时必须具备下列条件

1）吊心必须在干燥、晴朗无风的天气进行。

2）现场环境空气的相对湿度应≤75%，器身在空气中暴露最长的时间：

空气相对湿度≤65%时16h；

空气相对湿度≤75%时12h；

暴露时间由开始排油算起。

3）吊心周围环境应清洁，并不得有从事可能产生弄脏器身的灰尘及腐蚀性气体的工作。

4）器身检查使用的工器具应登记清楚，使用时用白纱带将工具拴于手臂上。

（2）工器具设备的准备

1）起吊机械工具：液压汽车吊机8t1辆；起吊钢丝绳若干条；小钢纤8根；吊心专用道木4根；卸扣、木梯、旋具、扳手、白棕绳若干。

2）排油、注油设备：真空滤油机、真空泵各1台，进出油管若干；5t油箱2只；清洁油桶4只，废油桶4只。

3）工器具及备品备件：QJ-50型、QJ-80型气体继电器各1只，防酸硅胶100kg，新变压器油1t。

大小扳手、尖咀钳、电工钳、管子钳、卷尺、电工刀、剪刀、白纱带、弹性绝缘纸、塑料布、耐油橡皮、蝶阀、绸布等若干、兆欧表（2500V）、双臂电桥QJ-44等仪器，工作鞋（干净）、毛巾、工业汽油、铁丝、压力表、氮气瓶、接头等。

（3）吊心步骤及技术要求

1）吊心前全部预防性试验（包括油色谱试验）均完成。

2）拆除变压器的所有附件（高、低压套管、有载分接开关水平联轴、防爆筒、散热器、储油柜、气体继电器、温度计引线等）。

3）排油（油量约8.5t），将本体油排入油箱中，并用真空滤油机进行滤油脱气，直到注油为止。有载分接开关内的油排至废油桶中。

4）将有载分接开关吊出本体外进行检查试验。

5）起吊注意事项：

起吊参数：吊重约2.5t，吊高3m。

起吊前在适当位置安置好吊机，调整好吊钩重心，检查箱体与其他所有连接均已拆除。

起吊应由有经验的人员担任指挥，起吊应缓慢、平稳。器身起高 200mm 左右时，应检查吊机刹车和升降情况，正常后才可继续起吊。把拆卸下来螺栓，分类放在准备好的桶内，以防回装时搞错或丢失。

(4) 检查内容及项目

1) 绕组检查。检查绕组有无移位，绝缘有无损伤，油道有无堵塞，特别应注意绕组轴向有无松动。当发现绕组垫块有松动时，应对称拧紧压实。

对于运行年限较长的变压器绕组的绝缘可能发生老化，通常以观察其颜色、弹性、密度、机械强度、有无损伤等项情况来判断能否继续使用。一般根据经验把绕组的老化程度分为以下四级：

① 一级绝缘良好，富有弹性，即手指压下后绝缘暂时变形，手松开后恢复原状。绝缘不会被手指按裂，而且表面颜色较淡。

② 二级绝缘合格，质地较硬，手按时不发生裂纹，颜色稍深。

③ 三级绝缘不十分可靠，绝缘有相当程度的老化，较坚硬，已变脆。用手指按压后有较小的裂缝或变形，而且颜色较深。这时若受条件所限不能更新，则应进行浸漆处理，同时在运行中应加强监视。(注意有些厂原浸漆绕组是黑色的不要误会)。

④ 四级绝缘劣化不合格状态，老化严重的绝缘非常脆弱，经手按压后有绝缘龟裂，呈碳片状脱落，略经弯曲即断裂而且颜色发黑。遇到这种情况，一定要调换新的绕组，才能继续使用。

2) 铁心检查。检查铁心上下铁轭面有无污垢，检查铁心上下接地片接触是否良好，并拆开接地片，检查有无多点接地。检查穿心螺栓有无碰铁现象，并用 2500MΩ 兆欧表测量穿心螺栓、方铁对铁心的绝缘电阻，正常情况应≥200MΩ，并拧紧螺栓，做好记录。

3) 引线检查。检查引线与连接片，导电头的焊接是否牢固，外包绝缘是否有脱落、发热现象，引线木支架应完好。

4) 有载分接开关的检查和试验。对有载分接开关(SYXZ-48-110/200-1.7.5)，主要检查切换开关主触头、辅助触头接触情况是否良好，有无烧毛现象，触头压缩行程是否正常，电阻丝有无烧蚀现象，连接螺栓有无松动等。并根据试验规定做好各项试验，对切换开关和箱筒进行清洗。

5) 箱体检查。箱体底部有无异物及脏污，用干净的变压器油冲洗，并用绸布擦洗干净。

(5) 回装

1) 主变压器检查完毕后，检查小组汇报现场技术负责人，并再次检查油箱内和身上有无遗留物，清点工具材料。

2) 缓缓地落下心体，换上新的密封橡胶圈(变压器旧的密封圈全部换成新的)，

用小钢钎使心体与箱体螺孔对准。

3）均匀地紧固顶盖螺栓。

4）换上校验合格的气体继电器。

（6）回装所有的附件　次序从下往上，严防套管瓷瓶碰损，严防工器具脱落。在变压器上，工作人员衣袋内不得装东西。回装前应将油箱清扫干净，器身吊至油箱上方时，要仔细调整中心，防止器身下落时碰坏，四角应有人仔细监视。检查各蝴蝶阀开启是否灵活，关闭是否严密，关闭不严的应予以更换。

（7）真空注油（油重约 8.5t）

1）在油箱顶部适当位置装抽真空管，并检查所有密封部位是否良好，阀门是否关闭，压力滤油机应更换新的干燥滤油纸。

2）开启真空泵，并派有专人看管，注意监视真空表的指示及油箱各部位有无变形和异常，真空度应<50kPa，并保持 0.5h；然后开启滤油机，同时注意保持原有的真空度。注油结束，真空继续保持 2h 后，解除真空，待主变压器静止 24h 后开始试验。

（8）注意事项

1）拧支架绝缘螺栓用力要适当，防止拧坏螺栓，工具不能滑脱物件，以防碰坏器身绝缘，还要防止人员滑倒和跌落。

2）不准使用棉纱头或毛巾擦器身和油箱。

3）测绝缘时，应相互联系好，以防发生意外触电。

4）所有回装件应检查完好，并擦干净，工作时应小心仔细，防止工具和螺母、垫圈等掉进油箱内。

除主变压器吊心或吊罩必须编制方案外，主变压器耐压、空载试验、局放试验、整台变压器全部换油都要编制方案，提早一周批准和发放。

目前国内许多制造厂家都保证变压器可以不吊罩（不吊心），称免吊产品。但不吊罩必须具备如下三个条件：

1）结构上必须保证运输和安装中不移位，如铁心落入油箱坑中，上面四周有支撑件等。

2）器身干燥时必须在热状态下进行压紧，工序不能相反，绝缘纸板的压缩量应该是个恒值，不会因使用中逐步变形而松动，绕组压板的压钉必须是弹簧压钉。

3）运输时必须装置冲撞仪，到达目的地后不超规定的冲撞量。

从现有产品情况看，第 2）、3）条一般都还有距离，因为国产绝缘材料的压缩率常常是可变的。由于各种原因，运输中又往往不装冲撞仪。所以从目前情况看，国产变压器不吊罩必须慎重对待。

第 25 章　临时检修和状态检修

25.1　概述

状态检修就是按照设备的状态情况来安排检修，又称视情检修。依靠仪器检测、人员巡查和分析判断来作出是否需要检修和决定检修类别、内容。与过去沿用的定期检修相区别。如 1985 年原水电部《电力变压器运行规程》和 DL/T 573—1995《电力变压器检修导则》都规定变压器的大修(吊心或吊罩)周期第一次在投运后 5 年内，以后每隔 10 年一次。这就是定期检修制度。而状态检修可根据变压器状态情况周期有弹性伸缩，一般单位规定变压器大修第一次在投运后 5～10 年内，以后 10～15 年一次。

临时检修简称临检，又称临修。凡计划外的设备检修均为临检。计划检修分年度计划、季度计划和现场作业计划三种。凡临检对重要设备要构成考核事故，具体可参见 DL558—1994《电业生产事故调查规程》。临检又分考核临检和统计临检，前者构成事故，后者只作障碍。下面介绍的缺陷检修，如果安排妥当，可以不做临检，而做计划检修。现将最常见临检介绍如下。

25.2　变压器铁心多点接地故障

【例 25-1】　某供电局一个 110kV 变电站 2 号主变压器（SSZ8—40000/110）于 1998 年 6 月投运，3 个月后对该主变压器进行定检及跟踪色谱分析时，发现乙炔及其他气体都有不同的增长，并呈上升趋势。为此，对该变压器进行检测。在变压器未停电时测得铁心接地电流为零，而夹件接地电流为 4.3A。夹件与地之间串入 10Ω 电阻后，接地电流降为 25mA。但随后色谱分析发现各种气体含量不太稳定，具体数据见表 25-1。

表 25-1　某变电站 2 号主变压器色谱数据一览表

取样日期	化验原因	H_2	CO	CO_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2	C_1+C_2
1998.6.18	投运前	13.65	30.51	650.3	12.31	痕	20.3	0	32.61
1998.9.18	投运三个月	46.84	230.2	1688.8	12.57	3.49	17.94	2.44	36.44
1998.9.22	投电阻后	64.39	286.56	2483.61	12.276	5.785	21.733	1.369	41.163
1998.10.8	接电阻后	35.207	510.628	2151.41	30.09	63.314	20.13	2.511	116.066
1998.12.18	吊心处理后	痕	335.46	3771.85	17.16	10.68	33.90	3.76	65.50
1999.1.20	放电脱气后	0	22.36	667.48	2.53	1.686	7.17	0.74	12.13
1999.2.19	投运一个月	0	42.83	884.1	2.69	1.35	7.41	0.544	11.99

根据这些数据决定进行现场处理。在停电检测时发现该变压器铁心对地绝缘电阻在 500MΩ 以上，而铁心对夹件的绝缘电阻为零，用万用表测量时为 23kΩ。由于考虑到现场油罐容积偏小，变压器底部油放不完，变压器吊心紧固件拆卸工作进度较慢，处理时间长，担心有可能会影响整体绝缘性能。所以，此次吊心主要是清理了主变压器油箱底部各种异物，而变压器的铁心对夹件的绝缘电阻仍然未根本解决，绝缘电阻还是为零。但变压器投运后，夹件接地电流降为 15mA。为此，制定了用电容放电冲击法对变压器的铁心和夹件之间进行了放电的方法。处理用的充放电线路如图 25-1 所示，参数选择如下：

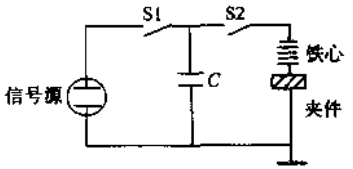


图 25-1 电容充放电线路（一）
S1、S2—低压开关 C—充放电电容

C—充放电电容为 100kvar、6.6/3kV、22.7μF，现场也可用 10kV 电容代替；

P—2500V 手动兆欧表。

具体操作步骤如下：

1）先合上 S1，断开 S2，用手动兆欧表对电容器充电，兆欧表尽量摇得均匀，且时间大约为 2～3min。

2）充电稳定后，断开 S1，合上 S2，让电容对铁心放电。

3）反复进行数次后，听到了一次放电声，用兆欧表测量铁心对夹件的绝缘电阻为 2MΩ，用万用表测得其阻值为 100MΩ，再反复多次放电后，不再有任何变化。

由于铁心和夹件之间的绝缘电阻为 2MΩ，远远低于国家标准的运行值，还需做进一步的处理，至少要达到 200MΩ 左右。但上述办法已经使铁心和夹件间可能存在的油污或毛刺被放电电流烧毁了一些，继续用上述充放电的方法，能量显然不够。因此，用直流泄漏试验的电源取代手动兆欧表，使充放电的能量增加。具体线路如图 25-2 所示。

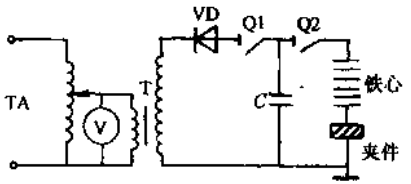


图 25-2 电容充放电线路（二）
TA—单相接触式调压器，容量 10kVA，输入电压 220V 输出电压 0～250V Q1、Q2—高压隔离开关（令克棒） PV—低压电压表 T—试验变压器，容量 10kVA，输出电压 50000V VD—高压二极管 C—电容器

具体操作步骤如下：

1）先合上 Q1，断开 Q2，调压器由零慢慢升到输出电压 20V 时，试验变压器输出 5000V，经高压二极管半波整流后向电容器充电，实际操作中，开关 Q1 可用令克棒代替，既安全又方便。

2）充电约 5min 后，合上 Q2，让电容对铁心放电。

3）反复进行数次。

采用这种方法电容放电的能量远远大于前一种方法，从电容放电的响声可以明

显感觉得到。但变压器内的放电声这次没有听到，也可能是被电容放电的声音所掩盖。经用兆欧表测量铁心与夹件之间的绝缘电阻为 34100MΩ，铁心对地为无穷大，夹件对地为 8280MΩ。从数据分析来看，认为铁心对夹件的绝缘电阻偏低问题已经得到解决。

从检验结果来看，各方面情况良好，油色谱分析各气体含量和充放电前基本一样。经真空滤油脱气，主变压器投入运行后，跟踪分析正常，证实故障确已消除。

故障原因分析和结论如下：

1）从处理的情况来看，铁心和夹件绝缘电阻为零主要是悬浮物或金属异物造成的。

2）电容器充电冲击法对以下类型故障较灵敏：

① 潜油泵轴承磨损后，金属粉末进入油箱内堆积底部，在电磁场引力下形成桥路，使下铁轭与垫脚或箱底相通。

② 油箱内有金属异物，如焊条头、钢丝、微小金属丝等。

③ 当用兆欧表检查发现有多点接地，而用万用表测量有百欧左右或以上时，可试用此方法加以消除。

④ 在做预防性试验时，发现有铁心多点接地现象时，不必先吊罩处理，可试用此方法加以消除。用此方法时，最好一开始就用直流泄漏试验用的电源。因为用兆欧表容量小，把悬浮物或毛刺打开一定距离，有一定绝缘电阻后，再用直流泄漏试验用电源，则充电电源需提高，而且还存在不能彻底把悬浮物及毛刺打掉的可能，使问题得不到根本解决。

【例 25-2】 现介绍益阳电业局处理方法，该局所属南大 110kV 变电所，有一台 SFS7-20000/110 变压器，1991 年 9 月出厂后即投入运行，该变压器于 1993 年 3 月 30 日的年度检修预试工作中，用 1000V 兆欧表测量铁心对地绝缘为零，用 500 型万用表测量为 950Ω，从本体取油样进行气相色谱分析，其数值见表 25-2。

表 25-2　气体组分含量　（10^{-6}）

CH_4（甲烷）	—	CO（一氧化碳）	4
C_2H_6（乙烷）	—	CO_2（二氧化碳）	182
C_2H_4（乙烯）	—	H_2（氢）	—
C_2H_2（乙炔）	—	C_1+C_2（烃）总和	—

1993 年 12 月 20 日，该变压器吊开钟罩，由变压器厂家派员帮助检查，寻找处理。

1. 直观检查与手感触摸法

对双目可观察到的部位和间隙，用手摸或用铁丝来回拨动，未发现异物，测量铁心对下铁轭（梁）绝缘电阻为零。

2. 交流电焊机通电烧去异物法

先将电焊机火线夹钳钳住铁心顶部引出接地软铜片，使电焊机通电，然后再用电焊机接地扁铁端数次碰触下铁轭夹紧螺栓处或直接压紧，使其形成回路，企图用大电流烧去接地异物，现场多人密切注视各可疑部分，经过几次反复，均无声响和冒烟的迹象（电焊机电流可调节，视其具体情况而定），铁心对下铁轭的绝缘电阻仍然为零。

3. 升压试验变压器直接接入的升压法

将升压试验变压器火线夹在带绝缘柄的旋具上，旋具插入铁心下部叠片之间，地线接在下铁轭上，企图用高电压烧去接地异物，然后通电升压，现场人员注意监视各可疑部位。当电流升到10A、电压大约为2000V时，各有关部位无反应，铁心对下铁轭的绝缘电阻仍为零。

考虑铁心多点接地点的方向与部位已大致确定在铁心与下铁轭之间，现场可采用分相试验查寻法。

4. 可疑部位分相试验查寻法

首先从C相开始，松开靠35kVC相引线侧的下铁轭三个品字形夹紧螺栓的螺母，用大锤从里向外敲打下铁轭，下铁轭挡板向外侧移动大约5mm后，用1000V兆欧表测量铁心对下铁轭的绝缘电阻为2000MΩ，且有继续上升的趋势；测量上铁轭对铁心的绝缘电阻为900MΩ，仍维持原来的数值不变，证明铁心多点接地点在35kVC相引线侧的铁心与下铁轭之间，重新拧紧下铁轭品字形夹紧螺栓，使下铁轭复位，测量铁心对下铁轭、铁心对上铁轭的绝缘电阻均为900MΩ，经分析，认为可能是铁轭与铁心之间绝缘纸板（厚度只有1mm），因移动窜位或磨破，导致该磁路绝缘损坏，形成金属性牢固接地，当松开螺栓，下铁轭向外移动5mm之后，该绝缘纸板破损点下移，而绝缘纸板的完好部位正好嵌在该绝缘间隙中间，人从外部不易直观，只能跪在变压器钟罩低部处，看到这块绝缘纸板伸出下铁轭边沿约10mm，最后进行了处理才好。

【例25-3】 下面介绍杭州电力局处理方法。有一台变压器从色谱分析判断出为动态性质的接地故障，当时怀疑由箱底不清洁（有金属异物）引起，该接地故障属于动态性质，不是死接地。处理时，首先对该变压器本体进行放油，未见金属异物带出，用兆欧表测量铁心对地绝缘电阻仍为零。接着，在用兆欧表测量铁心对地绝缘的同时，用榔头敲击油箱底部，发现箱体内铁心底部有“啪啪”的放电声，同时发现其放电声在移动，有意在放电声旁敲击，并向下夹件侧移动直至消失。此时测得的铁心对地绝缘为2500MΩ。这表明铁心底部的金属异物移至下夹件外，接地故障已消除。为此，在放油阀对侧进油，想利用油流带动金属异物至箱外，但几次放油后，均未见到金属异物，接着从有载开关人孔门进人检查，发现一硅钢片下脚料（长46mm×宽4mm）已在放油管口（因油箱放油管口略高于油箱底部）。在清除硅钢片下脚料后，再进行真空脱气注油，然后投入运行正常，证明变压器铁心接地故障已被彻底消除。

几点看法如下：

1）解决铁心接地多点接地故障，用吊心或吊罩方法是彻底解决故障的手段。

如有一台铁心对地绝缘电阻为46Ω，第二年接地电流为27.5A，吊罩发现有载分接开关侧铁心底有25mm×2mm螺栓牙把心壳搭牢。

另一台1997年7月11日投运，4天后油色谱严重超标（乙炔35.5×10^{-6}），停运后发现铁心绝缘电阻为零。经吊罩由厂家人员用小镜子发现在高压侧下铁轭梁上B相铁心柱间有一颗M16螺母，取出后正常。

还有一台变压器是有载分接开关绝缘筒上部法兰（又称中间法兰、偏心法兰）与变压器箱壳（钟罩）相碰引起铁心多点接地。因法兰搁在铁轭梁搁架上，铁轭梁有的与铁心一起同为一点接地，因此，与箱壳相碰形成多点接地。吊罩后处理相碰处即可解决。

2）在变压器一时无法吊心（罩）的情况下，可停电后采用上述［例25-1］～［例25-3］的方法进行处理，即用大锤振箱底和用电容器充电后来冲烧接地处。处理时铁心接地铜片处对地接上万用表，用大锤振时可派2～3人用12～16磅榔头齐声敲击。我们曾在一台铁心绝缘电阻为131Ω的变压器上，用5000V兆欧表测，在10kV套管下油箱底部听到有放电声，就在该部位用大榔头敲击而消除铁心多点接地。也曾用电容器对另一台用大锤不能奏效情况下进行冲烧，只听得“啪”的一声，冲烧成功，使接地绝缘电阻恢复到3500MΩ。既防止了串接电阻易使接地变化诱发事故的可能性，也避免了油色谱需经常跟踪的麻烦。但有的变压器冲烧后不稳定，会产生反复，所以仍需跟踪一段时间油色谱。

3）在上述吊罩无法进行，第二种方法又未奏效的情况下，可采用在变压器铁心接地回路串接限流电阻作为应急措施也是可行的。以能将环流限制在0.1A以下（最大不超0.3A），同时还需注意所串电阻的热容量，以防烧坏电阻造成铁心开路。一般可采用铁心接地监视仪。但要注意，油色谱需每半个月跟踪一次，防止接地变化。经常检查串接电阻，防止其烧断，使电位悬浮而出现故障。

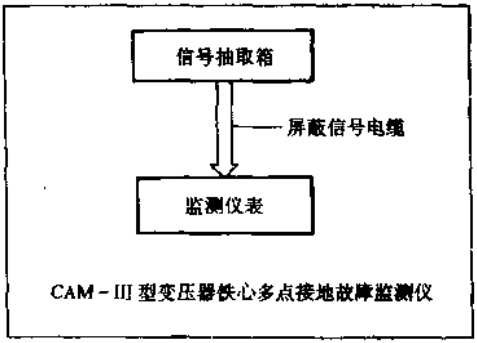


图 25-3　铁心接地监视仪结构框图

现介绍广州科立通用电气公司生产的CAM-Ⅲ型铁心接地监视仪的特点。监视仪结构框图如图25-3所示。它有三组电阻可供选择（有切换压板）串联于接地回路中。铁心接地引出线穿入仪器中再接地。整个仪器放在一不大的铁箱中，仪器箱可装在变压器旁或变压器边构架杆件上。而接地电流的二次电流通过二次电缆引入控制室的电流表，供值班员随时监视接地电流。其有关功能特点如下：

一台监测仪表具有两个功能相同的单元，每个单元均具监测主变压器铁心多点接地故障能力；以数字形式直接显示主变压器铁心接地电流值；具有越限时启动光字牌报警和三遥报警功能；信号抽取箱可允许长时间工作在 50A 的电流，保证变压器铁心的可靠接地；采用特长、加厚、耐腐蚀、高强度塑料护套的屏蔽铠装信号电缆，保证信号的不失真传输。

工作环境为－25～50℃，相对湿度＜95%。

电流测试精度≤2%。

巡检时间为 10s/台。

继电器双触点输出，AC 220V，3A。

25.3 变压器油脱气

安装变压器时，当变压器新油或运行中变压器油的含气量或油色谱或微水不及格，就要将油中气体去除至合格范围，称为脱气。脱气一般使用真空滤油机，当油经过时因真空作用使气体逐步被析出而去除。脱气可将油采用“搬家法”或“循环法”。前者是将变压器油箱中的油通过滤油机打到另一个油箱中（俗称油坦克），一直把变压器油箱中油抽完，然后反方向再打，这样油搬来搬去，因每次都不剩死角油，脱气效率较高，脱气时间可以缩短，但它需要一个容油为 5t 或 10t 或 20t 规格的笨重油箱，搬运较麻烦。而“循环法”的优缺点与“搬家法”相反，它是将变压器油从油箱下部接入滤油机，将回油管接入变压器油箱上部，循环滤油脱气，不另需空油箱（油坦克），但脱气时间较长。

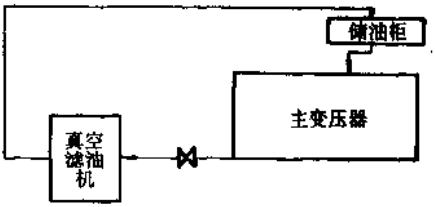


图 25-4 脱气油循环示意图

现举一台变压器因有载分接开关筒体渗油使变压器本体油乙炔含量为 20×10^{-6}，已超过允许值（5×10^{-6}），故用循环法脱气，其方法如下：

用真空滤油机对主变压器本体油进行循环处理，处理时间视油中乙炔含量而定（估计需要三天三夜）。处理过程中每天取样分析化验，直至乙炔含量降到 0.5×10^{-6} 以下。脱气油循环示意图如图 25-4 所示。

处理的具体措施和步骤如下：

1）主变压器停电，真空滤油机连接，从主变压器本体放油阀出油，从主变压器储油柜进油。

2）循环处理变压器油，真空滤油机开启前，应将原滤油纸换上干燥的新的滤油纸，循环处理时开启真空滤油机的加热管，使油温保持在 60～70℃，每 24h 更换滤油纸一次。

3）主变压器脱气前使有载分接开关油位低于主变压器油位，在脱气过程中，当

主变压器油的乙炔含量小于 2×10^{-6}时，有载分接开关换新油。

4）循环处理过程中每天取样分析乙炔含量，当乙炔含量在 0.5×10^{-6}以下时，对本体油做全套试验，要求各项数据均在合格范围内，可以停止处理（实际经 5 天脱气，乙炔降至 0.36×10^{-6}才停止）。

5）静放 24h，各部位放气，做主变压器绝缘试验，同时取样做油色谱、简化、微水、油介质损耗分析试验，各项数据正常，则该项工作结束。

6）拆除真空滤油机及连接油管，主变压器具备投运条件（有载分接开关油位低于主变压器油位）。

25.4　变压器换油

由于变压器油的油介质损耗严重超标（油介质损耗 7%），根据经验，用过滤或处理办法都不可能彻底解决问题，有可能运行中又回升，因此决定将整台变压器油换去。一台变压器用新疆独山子油（环烷基油）替代原来的胜利油（石腊基油），另一台变压器换油是用新疆克拉玛依油换大连油。新油由制造厂家用汽车运到工地现场。

25.4.1　换油程序

换油程序如图 25-5 所示。换油现场施工场地平面布置如图 25-6 所示。

25.4.2　换油步骤

1. 排油

1）预先准备好排油所需的油桶。若厂家供油各项指标合格，则冲洗静置后可直接注油；若厂家供油不合格，则将厂家供油 50t 打入预先清洗干净的 5t 油桶分批处理，处理合格后，密封保存，准备换油。厂家要求桶装主变压器旧油，排油前先将主变压器净油器吊下，换掉硅胶。

2）排油。将氮气 12 瓶（纯度 99.99%）运至现场后，倒置 6h，排出瓶内积水并接好氮气皮管。排油应在晴朗天气进行，当空气相对湿度小于 75%时，从主变压器东侧一只排油阀开始排油。排油用压力式滤油机进行，当油位低于变压器本体顶部时，停止排油，关闭气体继电器蝶阀，充氮排油。氮气必须经硅胶干燥后从变压器顶部通入，氮气保持正压。利用氮压和两台压力式滤油机同时排油。排油时，用流量表测量排油数量。排油完毕后，氮压保持在 0.02～0.03MPa，并定期监测记录。

2. 滴油

1）本体充氮静置 24h 以滴尽绕组、铁心、绝缘件等的吸附油。

2）打开本体上部闷盖破氮，记录破氮时间（破氮就是将氮气排入大气中）。

3）打开排油阀，主变压器下油箱积油可从主变压器侧面排油孔排尽，并用小油泵抽尽底部残油。

3. 冲洗

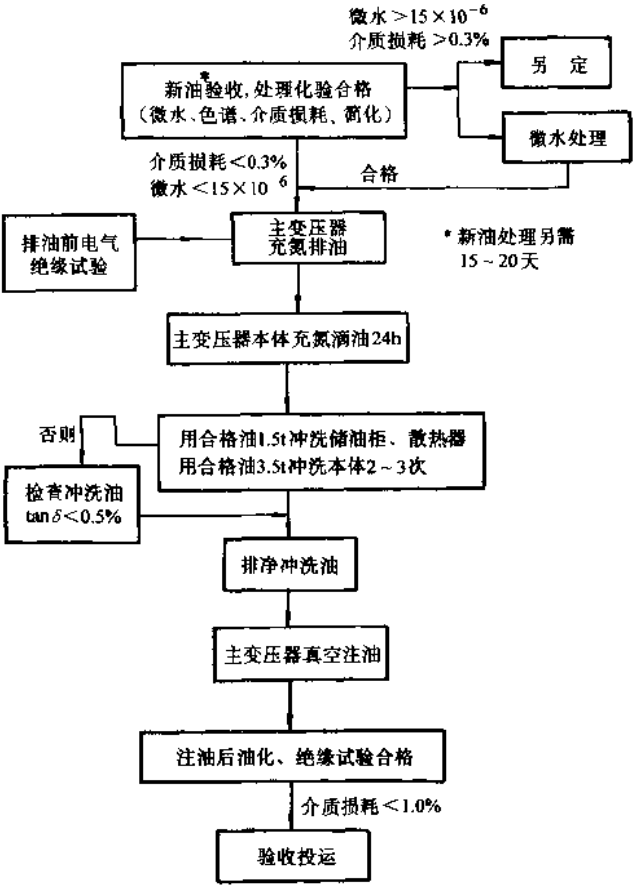


图 25-5 换油程序图

1）打开储油柜进油管阀门，关闭气体继电器蝶阀，向储油柜内注入 1.5t 合格油，用人工揉洗，然后打开气体继电器蝶阀，使油流入主变压器本体。

2）排尽储油柜冲洗油后，打开 35kV 套管手孔和平衡绕组手孔，打开本体上两个压力释放阀闷盖。用 3.5t 合格油从打开的顶部 2～3 次冲洗本体，要从不同方向将油注入，尽力冲到各部位，特别要注意冲洗积油死角。并对该油进行介质损耗试验，油介质损耗<0.5%，在真空下注入合格油，否则重复第 3 项工作。油化期间应对主变压器本体抽真空充氮，氮压保持在 0.02～0.03MPa。若需过夜，则需对主变压器抽真空充氮保存。

3）处理好气体继电器触点。

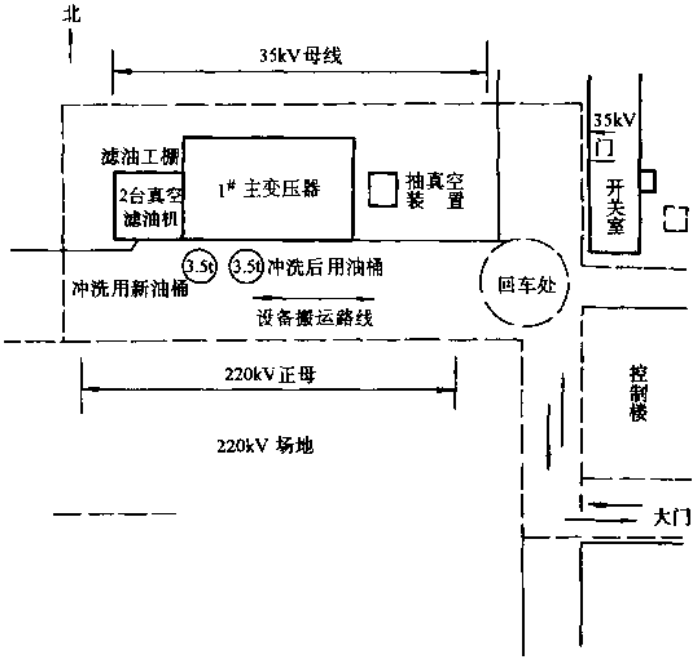


图 25-6　施工场地平面布置

4）用合格油冲洗散热器。

4. 抽真空注油及补油

1）冲洗后，油介质损耗＜0.5%，更换净油器内硅胶后，即可排氮抽真空注油。

2）拆除释压阀并加盖板，封闭气体继电器出口，关闭四只散热器及各组件的所有阀门，并对关闭的阀门逐个登记，以防止注油后忘开阀门。在箱顶进油阀处应加装一个截止阀及真空表。在对油箱抽真空前，先关闭截止阀，单抽管道真空。若真空系统本身真空度达不到 10Pa 时，应检查管道及真空泵是否渗漏。当真空度达到实际可能的最高值（应不大于 133.3Pa）后，关闭真空泵，保持此真空度 1h，以便检查主变压器本体密封性，同时注意油箱变形。

3）注油时，真空泵继续开动，为提高油温，注油时用两台真空滤油机，油速约为 4～5t/h。注油前，用合格油冲洗油管或换上干净油管。当油注到油面距油箱顶部 20～30cm 时，停止注油，关闭真空泵，继续保持真空度不少于 4h（判断油位用抽真空装置，附油位计）。

4）补油时，先解除真空，装上释压阀，用真空滤油机从本体上部补油向升高座、

储油柜等处补油。在补油时，要防止储油柜放气处被胶囊阻挡。待放气塞溢出油时，说明储油柜中空气已排净，停止注油，关闭进油阀，旋紧放气塞。

5）打开散热器、净油器下部阀门及上部放气塞，对散热器、净油器注油，待放气塞有油溢出后打开上部阀门，并调整储油柜油位。

5. 换油后试验

1）真空注油后 24h 进行油化全套试验及电气绝缘试验。

2）油全套试验合格后（$\tan\delta<1.0\%$），加做金属离子分析试验。

6. 取油样数量

1）取放油前，主变压器本体油全套及一只介质损耗油样保存。

2）厂家来油样每桶各两只。

3）取冲洗油样两只，一只试验，一只保存。

4）换油后，油样全套试验，并取一只油介质损耗保存油样。

25.5 变压器油处理

目前变压器油的油介质损耗偏大，需要处理的情况较多，除上述全部换油办法外（成本较高），也可采用现场油处理的方法。

25.5.1 油介质损耗偏大原因分析

1990 年以前，油介质损耗问题比较少，原因有两方面：一是只对新投产变压器油进行测量，运行中不测量；二是变压器油源相对稳定。但最近几年来，油介质损耗问题比较多，有新投产的，也有运行中的，给电力生产造成了很大的经济损失。油介质损耗大的机理如下：

1）离子电导造成的油介质损耗。

2）电泳电导造成的油介质损耗。

3）离子电导和电泳电导共同引起的介质损耗升高。

4）混油和原油问题。一般来说，经过炼油厂精炼的变压器油的介质损耗是很小的，但如果炼油厂在排油、注油等中间环节把关不严，就可能造成出厂的原油油介质损耗不好，市场上有废油再生机等油处理设备，可以把废油处理合格。如果把处理合格的废油与新油混合，可能当时指标是合格的，但投运一段时间后，油介质损耗就会增大。对变压器补加油，将不合格的油加入本体，可能造成整体的油介质损耗升高。

油介质损耗由极化损耗和电导损耗组成，后者由离子电导和电泳电导组成。油被其他物质污染，电导升高，虽然经过净化处理，由于污染物具有滤过性能，不能分离，此类油需吸附净化才能使油介质损耗好转。但处理后是否稳定，既与衰减有关，也与分子结构性能有关，因为炼油厂或者掺再生油，或者提炼方法的简化使油品内在质量不良，而常规测试无法判别，造成了出现油介质损耗合格而变压器绕组绝缘电阻不合格的怪现象。

25.5.2　油处理实例

1. 存在问题

变压器油介质损耗增大（tanδ（90℃）>3.0%），变压器整体绝缘电阻降低（高压侧约为 300MΩ）。做油样金属离子含量试验，结果为零。又做 20kVA 配电变压器（新）常温下换油绝缘电阻变化试验，即配电变压器高压绕组原绝缘电阻为 18 万 MΩ，放油后为 18 万 MΩ，调换成主变压器油（即上述准备处理油）后为 2.6 万 MΩ。为此可以看出：

1）绕组绝缘电阻对油介质损耗数值较敏感。

2）另有一次油介质损耗虽在合格范围内，但绝缘电阻已不合格。

3）油品质的优劣和稳定性目前尚有无法测知的指标。

2. 处理办法

先将原变压器油在变压器内处理合格，介质损耗达到 tanδ（90℃）<0.5%后，将变压器油打出。器身经合格的新疆油冲洗后，放尽残油，再真空注入合格的油。

3. 具体措施

（1）变压器油　此次换油采用新疆克拉玛依环烷基变压器油。由变压器制造厂将低介质损耗新疆克拉玛依 25 号油直接发给用户。

（2）活性氧化铝　采购活性氧化铝 1.5t，要求产品进行干燥后用小包装，即每 1kg 用纱布包装，每 10kg 用两层塑料袋包装，外面再用纸箱包装。确保货到工地后，不再进行干燥即可使用。

（3）装活性氧化铝的吸附罐　用 YJZ-500 型高效净油器。

（4）真空滤油机　采用吉林第一机械厂生产 6000L/h 真空滤油机。

4. 处理工艺

1）按变压器油处理示意图连接管路系统（见图 25-7）。

2）停电后，测量变压器绝缘电阻和变压器油指标。

再将储油柜油放出至油面到箱沿约 200～300mm 为止。

3）处理变压器油，油循环时变压器入口油温控制在 70～80℃，同时要监测变压器油介质损耗及变压器高压侧对地绝缘电阻（20℃）。当变压器油介质损耗 tanδ（90℃）小于 0.5%，绝缘电阻大于 1500MΩ 时，处理就可以结束。

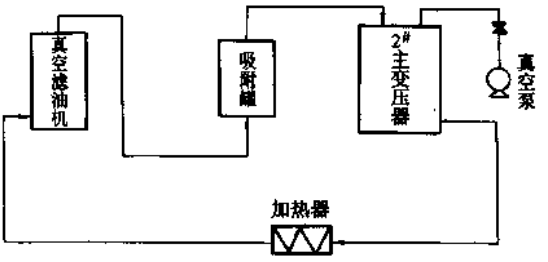


图 25-7　变压器油处理示意图

4）边充氮边放油。放掉变压器中全部变压器油，充氮压力保证正压，氮气纯度

要求为99.9%，露点小于－40℃，滴油约24h。

5）冲洗器身。注入处理合格的新疆克拉玛依25号环烷基变压器油5t［tanδ（90℃）＜0.35%、耐压≥55kV、含水≤15×10⁻⁶］，油温加热到60～70℃进行循环冲洗。

6）尽可能放尽冲洗用油，用潜油泵将油吸尽。

7）真空注油。本体抽全真空，注入合格的新疆克拉玛依环烷基25号变压器油至正常油位。

8）静放24h，测量变压器绝缘电阻和变压器油指标，各部位放气后可以投入运行。

5. 主要设备材料（见表25-3）

表25-3 油处理主要设备材料表

名称	数量	技术要求
真空滤油机	1台	流量为6000L/h
吸附罐	1个	容量为500L
真空泵	1台	抽气量≥60L/min
毛发湿度计	1块	
新油油罐	65t	必须进行清理
产品油油罐	75t	必须进行清理
心式过滤器	1台	过滤精度20μ
真空表	1块	
PVC管	60m	必须进行清理
活型氧化铝	1.5t	不能受潮
加热器	根据真空滤油机，总功率≥80kW	

6. 注意事项

1）滤油机加热功率不足可以另外配加热器。

2）施工期间空气相对湿度最好在75%以下，解除真空用的空气要用硅胶过滤。

3）循环时注意各部位压力与温度，不得超标。

4）心式过滤器内部压力为0.8MPa时，必须停止循环，进行清理或更换滤心。

5）加热器一定要在循环后投入，在停泵前关掉。

6）处理过程中注意冷却器中变压器油同时处理。

7）系统内严禁进水。

8）用电、防火等安全措施按规定执行。

7. 处理结果

采用对变压器油在本体内循环加热，使油在高温状态（70℃）下，通过吸附罐和吸附滤板进行循环过滤，历时 8 天，本体油介质损耗从 3%下降到 0.2%，绝缘电阻从 300MΩ（高压侧）上升到 1613MΩ（38℃），已达到出厂试验值 75%，故已合格。另有一台同样历时一个月，油介质损耗从 3%下降至 0.06%，绝缘电阻（高压绕组）从 300MΩ 上升至 3673MΩ，也已合格，达到了预期的目的。后来这两台变压器经一年多运行后，油介质损耗虽稍升高，但变化不大，绝缘电阻也变化不大，所以从已运行的这段时间看，处理是成功的。但从全国其他地方介绍的经验，有些经过半年多运行，数据又不合格了，这些例子也存在。因此，此种处理方法还需进行进一步的运行考验。

25.6　有载分接开关心子受潮及其他问题

1. 有载分接开关心子受潮

有载分接开关心子（心体）受潮后，将使变压器高压绕组的绝缘电阻降低，运行中会出现险情。例如，有一台 20000kVA/110kV 变压器年检中发现高压绕组绝缘电阻较低，为 1575MΩ（20℃），而出厂值为 4000MΩ。吊出有载分接开关心子后，测量高压绕组绝缘电阻为 4650MΩ（20℃），说明绝缘电阻降低是由心子引起的。后将有载分接开关心子（切换开关心体）抽出后，单独进行烘燥，绝缘恢复后再重新投运。还有一台变压器在年检中发现高压绕组绝缘电阻只有 645MΩ，将有载开关心子用 80℃ 烘燥，装回后高压绕组绝缘电阻为 3000MΩ，还未到出厂值的 70%，这样心子重新吊出用 105℃ 干燥，提高到 6800MΩ 后又重新投运才好。

根据有载分接开关制造厂家提供的开关心子受潮后的烘燥方案如下（在烘箱中进行）：

1）烘干处理时间为 48h。

2）烘干开始时，温升速度为 10℃/h，升至 60℃ 时，保持 4h，然后仍以 10℃/h 速度升温至 80℃，在 80℃ 时保持 8h。

3）继续进行升温，升速为 5℃/h，升至 105℃ 后，停止继续升温，在此温度下保持 24h，然后随自然冷却。

4）如果天气不好，48h 内不能现场吊装，则在烘房内 40～50℃ 之间保温。

5）烘干人员按三班制轮流值班，并对烘燥工作作好记录。

2. 油位不正常

有一台变压器在某年 4 月 22 日本体和有载储油柜油位指示均到顶，后者当年 10 月 14 日跌至零。本体油位表是铁磁式，有载油位表是磁铁式，前者指示是隔膜升降，通过连杆、齿轮、传动，后者指示靠浮子升降。经分析是储油柜气未放净和浮子渗漏引起，后停电检修时，发现实际情况与分析情况相符。圆球形紫铜皮浮子在其对合接缝处渗漏，使浮子沉入小油箱底部，而油位指示为零。另外，变压器储油柜下部集气盒的进出油管标记方向作反（红色箭头表示油流方向），会使集气盒内气未放去，

运行时会使轻瓦斯信号经常动作，有时每天一次。因集气盒的放气管（放油管）管口在集气盒的上部，投运时当气放完后，有油放出说明盒内已经无气，即可投运。而将管口位于集气盒下部的进油管误认为是放气管，那末一开就有油流出，误认为气已经放完。实际上气未放去，运行中就会频频发信。

3. 无励磁分接开关问题

无励磁分接开关的引线与开关固定触头连接松动会使绕组的直流电阻偏大，曾发现拧紧一圈到底后才正常。还有开关指示挡位与实际挡位错位，错位不到一挡间隔，使接触电阻增大，且在调节时变化不定。而错位一挡，那这一相直流电阻比其他两相直流电阻刚好相差一挡的读数，注意这些规律便可找到根源（如支头螺栓安装错位等），即可加以解决。

关于有载分接开关渗漏油和切换波形不合格也较常见，参见有关内容。

25.7 变压器的状态检修

1. 概述

供电设备维修是设备全过程管理中的一个重要环节。能否搞好设备维修，取决于维修工作的指导思想的科学性和合理性。过去一直执行以时间周期为基础的设备维修制度。虽然在定期检修中发现缺陷和故障能及时消除，曾起到一定的积极作用。但如果能借鉴国外的科学维修指导思想和先进的维修技术，从传统的定期维修（计划检修）制度逐渐过渡到以“状态”维修制度（状态维修亦称视情维修、预知维修、适应性维修等），将可以减少停电次数，提高供电可靠性；减少维修费用开支；提高经济效益；减少设备事故和人身事故，创造良好的安全局面；使维修工作更加科学化。

状态检修具有以下优点：一是能确定适时检修消缺，可以预防电力设备特别是重要设备发生事故，提高设备的安全可靠性；二是可以合理延长设备检修周期，减少不必要的检修，节省大量的人力、物力和财力，既可以提高设备的可用率，又可以提高企业的经济效益。大修一台变压器需投入人力几十～几百个工日，资金几万元。如山东省推行状态检修后，设备运行良好，设备临修约减少10%，设备大修工作量约减少20%，收到了明显的经济和社会效益。

以前曾经采用定期维修制度，世界上许多国家，包括美国、日本、俄罗斯等都曾沿用过。不管设备的实际状况如何，只要到期都要进行维修，它的本质是单纯以时间周期为基础，安排定检。而状态维修制度，就是采用各种仪器监测手段和运行人员巡查记录，通过检修运行技术人员的分析，按照设备运行的实际情况，实事求是地策划设备检修行为，它的本质是该修必修，修必修好。

世界上许多国家已开始进行维修制度的改革，特别是日本和美国。日本状态监测维修制度的形成、经历过几个时期的演变过程：20世纪50年代为预防维修时期；60年代为生产维修时期；70年代为全员参加的生产维修时期；80年代开始进入了以状态监测为基础的预知维修时期。美国维修策略从被动维修方式开始，经历了定期的预

防维修策略和预测维修策略，现已进入主动维修方式。就是将主动维修、预测维修和预防维修结合起来，成为统一的可靠性维修策略。德国、英国、澳大利亚、新加坡等国家也在进行维修改革。就连一贯执行定期维修制度的俄罗斯和东欧一些国家也已迈出维修制度的改革步伐。我国要建立以状态监测为基础的设备维修制度。根据我国国情，现阶段状态维修在执行中要贯彻积极、稳妥、慎重六字方针。建议 10kV、35kV 大胆放开；110kV 积极试验；220kV 慎重对待。

执行状态维修制度，关键在掌握所有设备的健康状况，确定适度的设备维修，尽量减少维修工作量。设备状态信息管理主要采用以下手段：一是加强常规测试手段，以《电气设备预防性试验》为基础，分析制定符合状态维修总策略要求的测试方法和周期，对于初始状态良好的设备，适当延长定检测试周期；对于状态异常的设备，适当增加测试频度；对于有明显缺陷的设备，要跟踪测试。二是开展在线监测技术，在线状态监测作为常规测试手段的补充，是状态维修的得力助手。三是加强设备巡查制度，通过看、听、闻、摸等，在设备巡视检查和日常维护工作仍是非常重要的。利用红外线测温仪探测导电部位过热现象也是一种手段。做好记录与分析是运行人员参与状态维修的重要内容。四是应用数理统计分析方法，把设备有关资料，包括出厂试验、历次试验、检修记录、故障记录、运行记录、巡线记录等大量资料进行统计分析，对设备做出评估，预知某台设备运行状态的变化趋势和规律，作出状态检修计划。五是尽量避免不必要的零部件更换，延长设备寿命，对国产设备，要按照有关规程技术标准和工艺要求维修；对进口设备，原则上按厂家标准进行维修，不要随意增加维修频度和内容。六是加强事故分析。设备一旦发生事故，应及时确定事故性质及故障所在部位，及时消除，尽快恢复供电。事后要严格进行事故分析，做好记录，存入档案。

由于电力变压器故障原因复杂，目前检测手段不可能全部准确地把握设备状态，与计划周期检修一样，状态检修同样存在一定的风险，企业管理领导较合适地确定风险和效益是确定状态检修的原则。

2. 开展变压器状态检修的有利条件

我国《电力工业技术管理法规》规定：新变压器投运后 5 年，以后运行中每 10 年吊检大修一次。以后别的规程基本上照用了这一规定。这是以早期变压器的制造、运行情况确定的。近年来，变压器的制造质量有了较大的提高，运行监察技术也有了很大的提高，所以近年来有些单位已开展了状态检修。

计算机的应用，精确计算电、磁、热、力、化等物理化学量；提高可靠性的工艺技术和材质的应用；油密封保护的应用都提高了变压器的可靠性。20 世纪 80 年代起，变压器都装上了储油柜胶囊袋或隔膜，防爆管改为密封式或压力释放阀，油中加抗氧化剂，变压器用真空注油，这些措施有效地减缓了油的氧化变酸老化，防止进水，延缓了绝缘老化。在检测手段方面也发生了很大的变化，不再是单纯的预防性试验，推广了一些已证明是行之有效的带电测试和在线检测手段，形成了三者并重的局面，

为推行状态检修提供了可能性和创造了有利的条件。

3. 实行状态检修的主要要求

搞好状态检修的关键是对每台变压器实行全过程管理，从设计选型、订货选厂、制造监理、运输管理、安装调试、运行管理到检修测试，都要有好的工作质量和准确详细的技术资料。

1）防止和减少出口短路和近区短路，在短路后要做好记录。变压器抗短路强度不足的产品较多，目前系统短路容量已经很大，且出口短路和近区短路概率高，对变压器损伤来说具有累积效应，所以防止出口短路和近区短路，减小短路电流时间是防止变压器损坏、减少大修次数的重要一环。装设故障录波器来记录流过变压器短路电流的数值、时间、相别也很重要。短路电流大或多次受近区短路冲击后应进行变形测试，同时进行电气的和油务的测试。对经受了分接绕组短路的变压器，应安排吊检来查明原因和状况。

2）变压器油色谱分析是发现变压器早期故障的有效方法。发现有问题时，要重复分析和跟踪分析，综合判断。

3）加强电气常规测试工作，再与历年数据比较，确定是否正常。

4）加强新变压器订购技术内容的条款。订购新变压器时，在运输过程中，要求安装三维冲撞记录仪，全过程记录。写明不得用电工层压木做绕组的压板，要采用独立的调压绕组，指定有载分接开关的型号规格和制造厂，且是最近产品。对大容量的无励磁分接开关，也应谈妥型号、规格和制造厂。写明到厂监理的主要监理项目，要求制造厂拍录并提供器身三面彩照，以作以后判断分析用。

5）加强选厂选型。选型时应尽量选用先进而又经过运行验证是良好的产品，尽量不用或少用分接抽头，选用优良的有载分接开关和冷却器，不用或少用或选用好的风扇、油泵。

选厂时除应注意厂家的生产能力及业绩外，还应重点考察当时该厂的劳动纪律、厂内的经济考核方式、生产组织管理情况，尽量选择声誉好的厂家，评标时不单纯追求最低标价。

6）运行工况的记录分析。考虑变压器实际负载、温升，经受近区短路冲击的次数和短路电流值等情况以及与现行规程规定的计划大修周期作比较分析。

7）对有载分接开关要求。有载分接开关是变压器安全运行的关键部件，其质量非常重要。油箱内的分接选择器、极性选择器、快速机构等部件的大修周期应该与器身相同。切换开关的机电寿命是长的。MR 公司和 ABB 公司产品规定 7 年或切换 10 万次吊检切换开关。我国早期国产开关质量较差，随着国产开关制造质量的提高，切换次数和检修年限可适当放宽。

8）用计算机辅助管理。把大量的电气测录数据和油务分析数据、设备历史档案数据输入计算机，把判断方法换算公式编制成程序软件，如色谱三比值法、T-D 图法，然后进行计算判断。当计算机判断有问题时，自动发出提示信息；有重大问题时，可

以设定报警。

9）采用现代化诊断手段和方法，如用绕组变形测试仪测试，确定变形情况，油色谱和电容套管在线监察，油中糠醛含量测定判断绕组绝缘、套管绝缘的状况，红外热像仪检测技术检测过热等。这些新技术的应用都给状态检修打下了基础。

以上 9 条做得越好，状态检修越有把握，但并不是说，没有全部做到，就不可以开展状态检修了。

4. 具体实施办法

开展状态检修的变压器应符合如下条件：

1）设备运行使用期未超过寿命年限的完好设备。

2）上次大修测试项目齐全，小修项目和定期预试项目齐全，试验结果表明设备健康状况良好。

3）已按上级规定完成反事故技术措施要求。

4）备有制造厂提供的能指导运行、维护的安装使用说明书和出厂试验报告。

5）备有安装单位提供的竣工图样和资料、安装调试报告，交接试验报告、总体验收报告。

6）有运行期间的运行、检修记录，缺陷处理记录，大修报告，预防性试验报告。

状态检修管理如下：

1）根据设备在电网中所处的可靠性、安全性、经济性的不同地位，按照分级、分类管理，对于 10～35kV 设备，应合理延长周期；对于 110kV 设备，应积极试验；对于 220kV 设备，应慎重处理。

2）状态检修管理流程图如图 25-8 所示。

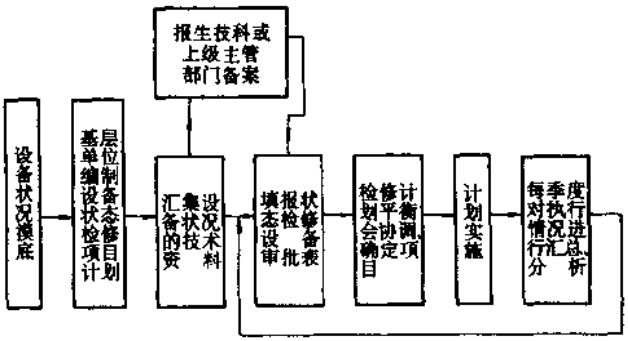


图 25-8　状态检修流程图

3）对要求延长或缩短检修周期的设备，要在计划检修周期一个月前收集该设备历年来的运行、检修技术档案资料，对当前状况进行分析，作纵向（本设备）和横向（同类设备）技术参数、缺陷情况、运行现状的比较，列出计划并填报“电气设备状

态检修项目申请书”，此申请书实例见表 25-4。变压器状态检修周期见表 25-5。

表 25-4 ××电力局

电气设备状态检修（预试）项目申请书

申请单位：××修试工区 （签章）编号： ××-04-01

变电所设备名称	××变 2# 主变	设备数量	1 台	投产日期	1998 年
年检（预试）周期	5 年	原计划年检（预试）日期			2003 年
要求变更内容及日期	要求推迟 2～3 年再吊罩大修				
报送资料（试验、调度报告、出厂资料、检修情况、调整依据等详细内容）	1. 2001 年 2# 主变压器预试报告 2. 2002 年 2# 主变压器预试报告 3. 2000 年 2# 主变压器绝缘油常规试验报告 4. 2000 年 2# 主变压器气相色谱试验报告 5. 2000 年 2# 主变压器气相色谱试验报告 6. 2000 年 2# 主变压器绝缘油常规试验报告 7. 2001 年 2# 主变压器气相色谱试验报告 8. 2001 年 2# 主变压器绝缘油常规试验报告 9. 2000 年 2# 主变压器预试报告				
状态期内检修（试验）项目	预试				
近 5 年主要消缺说明	1. 因继电器内玻璃管干簧触点的玻璃管破裂，造成该触点粘连从而造成三相跳闸事故，事件发生后已进行气体继电器更换处理 2. 2# 主变压器因沙眼造成储油柜局部渗油，经前几年的大修，已完全处理好，从去年到现在已不再发生渗漏现象				
申请日期	2003 年×月××日	申请人	×××	主管	×××

会签意见			会签日期	
	专业主管			
	生技科			
	调试所			

领导审批意见

批准日期： 批准人：

备注	

本表格一式三份，局生技科、调试所、申请单位各保留一份。

表 25-5　变压器状态检修周期

设备名称	调整后检修项目和周期	状态期检修要求
110～220kV 主变压器	1. 结合预试进行小修 2. 大修：新投运 5～10 年内 1 次，以后每 15 年 1 次 3. 水冲洗冷却器结合小修进行 4. 风扇大修 2 年 1 次，油泵大修 6 年 1 次 5. 压力释放阀结合大修进行 6. 有载分接开关投运后 2 年内检查 1 次，小修换油 1 年 1 次、大修结合本体大修进行 7. 运行中提前大修 (1) 经试验和运行情况确定本体内部有异常 (2) 设备胶垫老化，渗漏油情况严重 (3) 必要时	1. 按技术监督的要求进行绝缘油化监督项目试验 2. 对油路及冷却器回路应增加检查项目和频次
10～35kV 级变压器、油浸式电抗器、消弧电抗器	1. 结合预试进行小修；户外 2 年 1 次，户内 4 年 1 次 2. 大修根据设备状态，不定期进行 3. 有载分接开关投运 2 年后，每 4 年抽心检查，并换油	不大修年份，应由检修人员进行巡查

第 26 章　旧变压器改造和有载调压变压器

26.1　旧变压器改造概述

对旧变压器的具体改造方法，应根据调查和实测情况因地制宜地采用。对于大多数农村经济能力较差，配电变压器负载率低、损耗高，而硅钢片材质和铁心制造工艺较好，尚有改造价值的，应结合变压器大修采取降容的改制办法；对于乡村工业、排灌专用等负荷变化幅度小，而且配电变压器容量裕度不大者，可采用加补和更换铁心等不降容的办法来进行改制。变压器改造可与变压器检修相结合一起进行(尤其是升压改造和故障检修)。变压器改造途径，主要是部分地或全部地更换变压器器身，即更换参与电磁变换的铁心和绕组。

26.2　旧变压器改制前的检查

26.2.1　直观检查和性能测试

1. 直观检查

对铭牌、油箱及配件、铁心的材质和质量、绕组的质量进行观察和分析，对一二级绕组绝缘的旧绕组尚可利用，如果是三四级就必须更换。

2. 空载试验

改制前对变压器进行空载性能试验，主要是测量变压器的空载损耗和空载电流。当变压器空载损耗确定以后，应和新 S9 型标准值进行比较。

3. 负载试验

负载试验是对额定负载损耗和阻抗电压进行测定。改制前进行负载试验主要是为了取得原始数据，以便改制前后进行比较和分析。至于阻抗电压在改制设计时，从绕组结构上应尽量减少阻抗电压，以力求达到新的标准规定。

4. 匝数简便实求法

见 20.11.4 节叙述

26.2.2　改制价值的确定

通过直观检查和性能测试，即可确定有无改造价值。一般对空载损耗高于“86”标准值的 15%，在改制设计时应注意严格控制计算值和材料规范，并严格制作工艺；当高出“86”标准值的 30%以上时，一般可认为已无改制价值了（较大容量可降容改制）。

改制后的变压器，在性能和数据及运行经济性上，一般要与低损耗变压器接近或相同，使用寿命应超过 10～15 年。改制时对橡胶密封垫圈、垫条一般根据需要更换，

外壳需重新喷漆。

26.3　改造方法综述

通过改制，要求达到的技术性能指标如下（实践证明可达到）：

1）空载损耗接近或达到新 S9 型低损耗变压器数值。

2）空载电流比改制前降低并接近新 S9 型。

3）负载损耗符合 GB/T6451—1999 标准规定或达到新 S9 低损耗变压器数值。

4）阻抗电压一般控制在 3.9%～4.6%范围内。

改制后的变压器虽然额定容量降低了，但是保持了原散热面积，并在考虑降低负载损耗时又适当加大了导线截面。经对改制后的变压器测试，最高油面温升在 42 ℃以内。因此，改制后的变压器有过载能力。在农村，改后变压器节电效果基本上相当或接近新 S9 低损耗变压器。

26.3.1　改制方法

高损耗变压器的改造，主要是为了节能。由于配电变压器的负载率低，空载损耗占总损耗的 70%以上，所以对其改造以降低空载损耗为主。对主变压器的改造，则以降低负载损耗为主。但是，在这两种情况下，均要使其总损耗接近或达到低损耗的要求。改造方法可以分为保留铁心改造和更换铁心改造两大类。

1. 保留铁心改造

从绕组改造来看，又有两种基本方法，一个是以铜换铜，另一个是以铜换铝。

（1）以铜换铜改造　该方法的铁心是用原来的，铁心窗口不变，只更换成新绕组，绝缘距离和绝缘配合均应符合规定。改造后新绕组的填充系数应该等于或者小于改造前旧绕组的填充系数，以下标“j”表示改造前旧绕组的各量，即应该有

$$N_jA_j \geqslant NA \tag{26-1}$$

式中　N_j、A_j——旧绕组的匝数、导线截面积；

N、A——新绕组的匝数、导线截面积。

因为增匝降低空载损耗，必须 $N>N_j$。要使上式成立，只有减小新绕组导线的截面积 A，就要降低相电流 I。显然在电压 U 维持不变的情况下，改造后的变压器容量 $P=UI$ 就会降低。要降低负载损耗，也必须降低容量 P。所以，以铜换铜，只有降低容量方能改造，一般降低一级容量（20%左右），就能改造成一台符合低损耗要求的变压器。

（2）以铜换铝改造　铜铝电阻率之比 $\rho_{Cu}/\rho_{Al}=0.0214/0.0358=0.598$。在其他情况均相同时，用铜导线代替铝导线。截面积 A 可以减少到原截面积 A_j 的 60%左右。从式（26-1）可知，不仅能够增匝降低空载损耗，也能选取合适的铜导线截面积，即合适的电流密度，使负载损耗降下来。以铜换铝改造，一般可以不降低容量，甚至能够增容，特别是原变压器容量较大时，增容的可能性则更大。

2. 更换铁心改造

用优质冷轧硅钢片去替代厚的劣质硅钢片，在相同的磁通密度下，空载损耗可以大幅度降下来。可采用武钢生产的35Q151和一些导磁性能差不多的进口硅钢片，譬如可采用日本的Z10-0.35、RG10-0.35，德国的VM97—30，意大利的M5T30，俄罗斯的3405、3406等。采用磁导率高的硅钢片，可以有效地降低空载损耗。目前，有的厂家已采用国产的30Q133硅钢片，30Q133的单位损耗比35Q151降低12%，具有较好的经济效益。

更换铁心根据绕组的取舍，可以有以下两种情况。

(1) 只更换铁心　自从1998年国家明文规定淘汰“7”型（“86”标准）变压器到现在，有的变压器运行时间只有10多年，如果作为备用变压器则运行时间更短。当这类变压器的绕组绝缘没有老化或老化程度较轻时，仍有使用价值，可以采取更换铁心保留绕组的方法来改造。

(2) 铁心、绕组同时更换　尽管这种改造费用要高一些，但油箱等部件及变压器油可以继续使用，铜线可以回收，换下来的铁心硅钢片又可以做其他用途，这样就能够适当降低改制费用，故这种改造在一定条件下仍具有一定的现实意义。

3. 改制时的阻抗电压处理

改制时由于采用截面较大的导线，绕组辐向尺寸增大，电抗电压百分率增加。但由于负载损耗减少，电阻电压降百分数减少（这部分对小型变压器很明显），其结果是，阻抗电压百分数不增加或增加很少。当阻抗电压增大值不超过10%时，可以从下面两个方面着手调整：

1) 适当地减少漏磁通主空道尺寸。

2) 将低压绕组首末端第一匝垫平，加大电抗高度。

4. 改制采用的技术措施

留铁心换绕组的以铜换铜改造，在增匝的同时，必须降容。容量降低会给用户带来一定的用电困难。尽管有的高损耗变压器，因设计落后，绝缘裕度大，导线有的用纱包，故体积大，铁心窗口填充系数小，改造可以做到少降容，但要不降容，则可能性不大。所以，在修理部门的设备和工装允许的情况下，改造中应该采取一些有效的新技术，使铜线变压器的改造做到不降容。

(1) 绕组中的新技术

1) 采用缩醛漆包线。目前我国中小型配电变压器，除采用漆包线外，大量采用纸包扁线。用纸包扁线的匝绝缘是0.45，填充系数低，同时匝绝缘裕度大。所以，被改造的高、低压绕组改原0.45mm厚的纸包扁铜线为0.3mm厚的纸包扁铜线，或漆包扁铜线，或减薄导线绝缘。采用高强度缩醛漆包铜线，包括QQ-2型缩醛漆包圆铜线和QQB型缩醛漆包扁铜线。漆包铜线的匝绝缘为2×（0.056～0.079）mm，绕组的填充系数自然就高，又完全能承受感应耐压值和冲击电压值，即满足匝绝缘要求。

2) 采用层式绕组。在更换成新绕组的改造中，高、低压绕组的结构型式采用层式绕组。也就是说对于500kVA及以下的低压绕组，继续采用双层层式；高压绕组继

续采用多层层式；对于 630kVA 及以上的低压绕组，由双螺旋式或四螺旋式改为单层层式或双层层式，高压绕组由连续式改为多层层式。

层式绕组优点是：没有饼间油道（也可用很薄的垫块形成饼间油道），冷却主要靠轴向垂直油道，油路畅通散热好，填充系数高，冲击特性好，安匝平衡均匀，短路电动力小。

3）采用半油道。高压层式绕组为了散热，以往的做法是在 1/3 层数处留有油道。改造后绕组的温升低，该油道可以采用半油道结构来代替，如图 4-21 所示。

（2）主绝缘距离（图 26-1）　主绝缘距离是指高、低压绕组间距离 A_{12}、端绝缘距离 H 和相间距离 E_x。过去的主绝缘尺寸普遍偏大，可以适当缩小。改造时，高、低压绕组间除安放主绝缘筒外，还安放瓦楞纸板分割成小油隙，能有效地提高油-隔板的电气强度，缩小 A_{12}。绕组端部的电场畸变是绝缘的薄弱环节，在这里加角环可以延长爬电距离，改善端部电场，这不仅可以缩短 H，同时也可以进一步缩小 A_{12}。同样，原来相间距离 E_x 也偏大，安放相间隔板，可以缩小一些，能满足长期运行的绝缘要求。

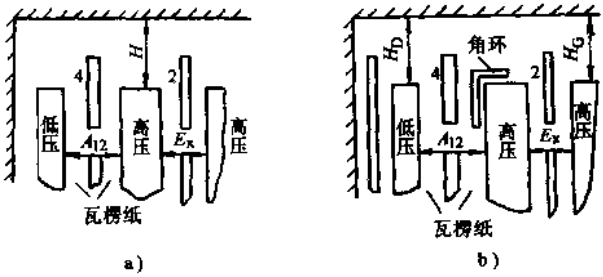


图 26-1　中小型层式绕组变压器的主绝缘结构

a）10kV 级　b）35kV 级

对层式绕组，适当缩小低压绕组与铁心外接圆的距离，窗高 $H \leqslant 350$mm，距离取 2.5mm；350mm $< H \leqslant 500$mm，距离取 3mm，500mm $< H \leqslant 600$mm，距离取 3.5mm。适当减小高、低压绕组间距离，取 7.5～8mm。相间距离最小取 6mm。

总之，采用薄纸筒小油隙且端部加角环的绝缘结构，绝缘尺寸可以较大地缩小，在窗口不变的情况下，为匝数增加和导线截面加大提供了有效的空间。

26.3.2　具体改制步骤

下面以旧变压器换导线为例来说明具体改制步骤：

1）打开箱盖。

2）放出箱内全部绝缘油。

3）对典型改制样机（如某地首台改制的变压器），要先对旧变压器的有关性能测量，以计算节电量。但一般改制前，对旧变压器可不测试，只在改制后才进行测试。

4）吊出器身、拆去铁心上铁轭和部分绕组，对铁心、绕组等原始数据进行测量，绘制草图。

5）清洗油箱和检修油箱上的阀门等附件，消除渗漏油。

6）除绕组、有载分接开关、夹线板外，都利用旧部件（铁心、油箱等），对变压器绕组、夹线板等进行改制设计计算。

7）吊出器身，检修铁心，消除硅钢片毛刺、弯边，缩小硅钢片接缝间隙，如果掺有黑铁片，应剔除换上硅钢片。

铁心的装配是在绕组经改绕、浸漆、干燥后进行的。对尚好的铁心，除上铁轭外，不需拆卸。但对较陈旧的铁心，在铁心装配以前，应将硅钢片上所附油泥以及铁锈仔细清除，并用绝缘油洗净。再叠装铁心柱和下铁轭，并用下铁轭梁夹紧。

8）检修箱盖、储油柜、气体继电器、防爆管、油箱、冷却系统。

9）检修高低电压的瓷套管。

10）检修测量仪表及信号装置。

11）滤油或油处理。

12）打扫箱壳和进行油漆。

13）绕制低压绕组与高压绕组、浸漆和干燥。

14）铁心的装配。

15）高低压绕组套入铁心心柱。

16）插入铁心上铁轭、用铁轭梁夹紧铁心。

17）包扎出线头，装入木夹板引线支撑。

18）安装箱盖上附件。

19）器身与箱盖连接，开关与绕组引线相连接。

20）器身进行干燥。

21）器身装入油箱。

22）灌油。

23）对变压器进行测试和试验。

26.4 具体改造方法

1. 更换绕组法

（1）改造原则　以新S9系列三相油浸式配电变压器产品结构为例，采用S9型对高、低压绕组端面的有效支撑及高、低压引线的夹持方式等措施，使之在性能和结构方面都能达到S9的水平。S9（G）型采用新S9型系列设计时所确定的技术参数（G表示改造后变压器）。为减少改造费用，仅对油箱、铁心、散热器（片）及零部件等加以除锈、清洗、补焊、涂漆等工作。等容改造后的技术参数达到了S9型标准要求。

（2）电磁设计

1）基本原则。采取降低铁心磁通密度达到降低空载损耗的目的；适当加大导线截面积，达到降低电阻损耗的目的。

2）空载损耗系数。考虑到 20 世纪 80 年代硅钢片的质量、剪切设备、叠装工艺等，计算空载损耗 P_0 值时，空载损耗系数值按全国中、小型变压器统一设计原则的规定选取，该值均大于 S9 型规定值。为改造后 P_0 实测值在标准范围内创造了条件。

3）附加损耗系数。为保证改造后的负载损耗不超过标准规定值，附加损耗系数执行 S9 型设计规定值，使改造后的产品实测值更接近设计值。

4）绕组的辐向、轴向裕度要严格控制在变压器行业规定的上限值。

5）电抗修正系数按 S9 型规定值选取。

6）计算裕度控制在变压器行业规定的范围之内。特别应指出，阻抗电压的标准值与实测值间的负偏差不能接近－10%，负偏差越大，使突发短路试验难于通过，成批改造会影响产品质量，降低可靠性。

7）主绝缘尺寸采用变压器行业推荐的尺寸。

表 26-1 为典型产品设计尺寸。

表 26-1　典型产品主绝缘尺寸

容量/kVA	低压绕组至铁轭距离 /mm	高压绕组至铁轭距离 /mm	高低压间距离 /mm
80	>15	25	8.5
160	>15	24	8
315	>15	24	8
1 000	>15	>25	10

（3）结构设计

1）绕组。在高压绕组首、末层，适当加厚层间绝缘，提高变压器绕组抗冲击的电气强度。绕组层间绝缘采用 0.08 网点上胶纸。低压绕组端部采用硬端圈，达到无间隙完全支撑。高压绕组端部绝缘采用斜纸板条粘在 0.12mm 电缆纸上形成绝缘端圈。低压绕组纸筒外表面在绕线圈前包一层 0.08 网点上胶纸。高、低压绕组绕完后，分别在圆周半叠绕一层紧缩带和半干环氧玻璃布带。在高压绕组引出头处和分接线根部用布带和紧缩带绑紧。

2）器身绝缘。上、下铁轭垫块采用层压纸板或层压木，并与纸圈合在一起形成整体；适当加宽垫块宽度，增大受力面积；绕组端绝缘的端面与铁轭的大级端面要构成一个平面，绕组上、下铁轭内侧两边增加大型变压器惯用的阶梯形绝缘垫块，从而使绕组耐受短路轴向应力的能力得以提高。

3）引线。在出头引出线和分接出头引出线处，用白布带和紧缩带包扎，并用长

轴方向开口的酚醛纸管套在高压引出线和分接线上，然后用固定板夹持，从而避免变压器在短路状态下，引线受电动力的作用而变形，最后导致引线根部绝缘破裂。

(6) 导线材料和生产工艺　选用无氧铜生产的 QQ-2 高强度缩醛漆包圆铜线和 ZB-0.45 纸包扁铜线，从而降低电阻损耗。

高、低压绕组尽可能采用组合绕制工艺，以此改善两个绕组间辐向受力情况。

(7) 样机结果分析　样机性能参数的标准值、设计值及实测值分别列入表 26-2。由表中可看出，各项试验结果均较标准值大，但均在允许偏差范围内。由表 26-3 可看出，绕组及油平均温升试验值均高于设计值，这是因为损耗实测值大于设计值。各种温升比保证值低很多。这就说明，样机在温升方面不但合格，而且有较大的过载能力。样机通过短路试验，其承受的短路试验电流值见表 26-4。

表 26-2　"7" 型改 "9" 型变压器样机测量值

空载损耗/W					负载损耗/W				
P_{01}	P_{02}	P_{03}	P_{04}	%	P_{k1}	P_{k2}	P_{k3}	P_{k4}	%
290	289	312	368	7	1 500	1 544	1 644	1 858	9.6
空载电流（%）					阻抗电压（%）				
I_{01}	I_{02}	I_{03}	I_{04}	%	U_{k1}	U_{k2}	U_{k3}	U_{k4}	%
1.6	1.01	1.7		6.3	4.0	3.96	4.25		6.3

注：表中下角 1 为标准值，2 为计算值，3 为实测值，4 为原产品测量值，% 为实测值较标准值增加的百分数。

表 26-3　"7" 型改 "9" 型样机温升试验结果　(K)

样机型号	油顶层		油平均		高压绕组		低压绕组	
	设计	实测	设计	实测	设计	实测	设计	实测
S9 (G) ~100/10	42.3	40.3	31.5	36.2	45.8	53.4	47.3	57.4

2. 更换绕组同时更换上铁轭

在更换绕组时，上铁轭要拆卸，而上铁轭在拆卸过程中，铁心硅钢片的损耗系数容易变大。因此，更换绕组同时将上铁轭部分的硅钢片更换，可进一步降低空载损耗。如果更换全部上铁轭硅钢片，改造费用增加 S9 现价的 10%，负载损耗可控制在比 S9 增加 5% 以内，总损耗也可控制在比 S9 增加 5% 以内。

3. 同时换铁心和绕组　此方法改造成本较大，是新变压器的 90%，故一般不采用。

表 26-4　“7”型改“9”型变压器样机承受的短路试验

变压器分接位置(%)	非对称短路电流第一峰值/A			
	规定值	实测值		
		A	B	C
+5	6194.0	6509	5943	5002
0	6182.7	5588	6313	4869
−5	6212.4	5352	5193	5259

对称短路有效值/A				试验时间/s	试验结果
规定值	实测值				
	A	B	C		
3356.6	3186	3138	3105	0.465	正常
3369.9	3412	3219	3245	0.468	正常
3436.3	3647	3164	6186	0.467	正常

4. 节约投资计算

现以一台 400kVA 变压器改造为例分析各种改造方法的经济效益。

1）各种改造方法的成本核算见表 26-5。

表 26-5　各种改造方法成本

改造项目	更换绕组		更换绕组及上铁轭	
	重量/kg	价格/元	重量/kg	价格/元
高压导线	165	5370	165	5370
低压导线	120	4091	120	4091
硅钢片			135	2450
绝缘纸		630		630
合　计	10091		12541	
改造费用	18160		22570	

改造项目	更换铁心、绕组		更换铁心		新购 S9
	重量/kg	价格/元	重量/kg	价格/元	售价
高压导线	165	5370			40000
低压导线	120	4091			
硅钢片	550	9983	550	9983	
绝缘纸		630			
合　计	20074		9983		
改造费用	36130		17970		

2）各种改造方法的技术性能比较见表 26-6。

3）20 年、10 年总投资费用分析见表 26-7，表中括号内的数值为改造总投资与新购费用相比较所节省的费用。

表 26-6 各种改造方法的技术性能 (W)

改造项目	更换绕组	更换绕组及上铁轭	更换铁心、绕组	更换铁心	新购 S9
空载损耗 P_0	800	730	649	649	800
负载损耗 P_k	4500	4500	4564	5800	4300
负载损耗/空载损耗	5.625	6.16	7.03	8.94	5.375

表 26-7 改造比新购总投资节约费用 (元)

项目	更换绕组	更换绕组及上铁轭	更换铁心、绕组	更换铁心	新 购
20 年总投资费用（0.60）	97090 (8300)	98140 (7250)	108305 (−2915)	99630 (5760)	105390
20 年总投资费用（0.20）	48470 (9330)	51760 (6040)	64190 (−6390)	49190 (8610)	57800
10 年总投资费用（0.60）	75430 (8760)	77480 (6710)	88650 (−4460)	77160 (7030)	84190
10 年总投资费用（0.20）	41250 (9480)	44870 (5860)	57640 (−6910)	41700 (9030)	50730

注：括号内数值为改造费用和新购费用的差值，即节约的费用。

由此可见，更换绕组改造最为经济，其次是更换绕组及上铁轭。因此，结合大修或升压改造可采用更换绕组或同时更换绕组和上铁轭方式。变压器长期处于轻载时，可采用更换铁心方式改造，损耗比可提高到 8.94，具有较高的经济效益。而更换心体（即同时更换铁心和绕组）一般不予采用。

26.5 变压器加装有载分接开关

为了提高供电的电压质量，在主变压器上加装有载分接开关是一个有效的措施，可以实现有载调压。

1. 开关的选择

在已有的变压器上加装有载分接开关，一定要适应原有的条件，一般采用复合式

有载分接开关，因这类开关具有下面特点：

1）35kV 级开关的总高度较低，能放置在大多数老式变压器的铁心上部。

2）原有无励磁调压的主变压器，其绕组抽头大多是在中部，其对地绝缘接近于全电压水平，这类开关的绝缘能符合要求。

3）改装后变压器的抽头每级电压要为额定电压的 2.5%，35kV、110kV 电压级开关能满足级电压的要求。

4）这种开关的电气触头是在动作超过 50000 次后需要检修一次，若变压器开关在昼夜 24h 内动作 10～20 余次，则可隔 5～10 年将开关触头检修一次，这个检修周期还是可行的。

2. 改装类型

由于变压器的类型很多，所以有载分接开关的安装，对不同类型的变压器可以采取不同的方式，但总的原则是因地制宜，尽可能少作改动，并要便于敷设分接头引线。下面介绍几种类型的变压器安装方式，其中四种是 35kV 级的，另一种是 110kV 级的。

1）当油箱较高，铁心上面与箱盖之间的距离大于 620mm 时，可以将上海电力修造总厂制造的 SYJZZ3G-35/250-6 型开关直接放在箱盖孔上，如图 26-2 所示。箱盖上的部件排列如图 26-3 所示。

为了施工方便，采用器身与箱盖一齐起吊，开关装在箱盖上，开关的绝缘筒埋入箱盖下。开关上的引线与器身箱盖连在一起，安装较为方便。这种类型适用于改装较旧的国产变压器。

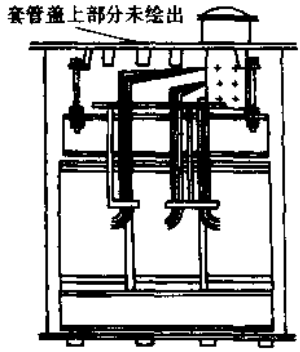


图 26-2　10000/35kV 改装 SYJZZ3G-35/250-6 开关后器身示意图

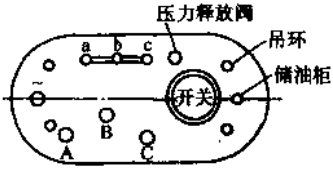


图 26-3　10000/35kV 箱盖排列图

2）当箱盖与铁心上面的距离小于 620mm，但不小于 450mm 时，若要将开关按照第一种方案装在箱盖上时，下面的空间高度便不够，所以在箱盖上加一个升高座如

图 26-4 所示。但要注意到最上层引线与箱盖应保持足够的绝缘距离，升高座顶部要有联管与气体继电器的下联管相连通，以防止气体继电器不动作。

3）箱盖与铁轭上面的距离约 300mm 左右，无法将开关安装在铁心上，所以采用将开关放在油箱的一端，另外接出一个开关箱的方式，但开关与箱盖器身仍旧一齐起吊。本方式的开关引线较长，改装工作量要比前两种多一些，如图 26-5 所示。

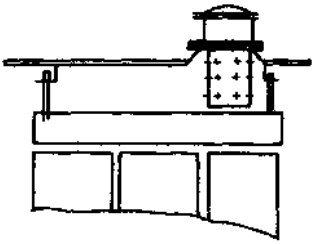
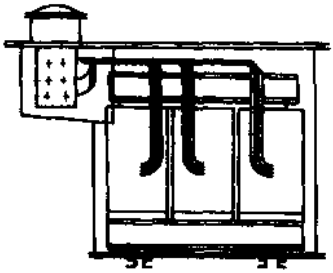
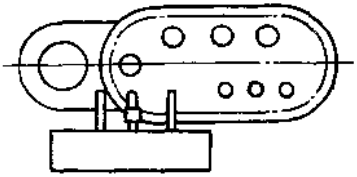


图 26-4 7500/35kV 用升高座使 SYJZZ3G-35/250-6 开关放入箱内（引线未绘出）

对这类型的变压器，也可以将油箱放高，仍旧按图 26-2 的方式改装。油箱放高的方法是将油箱的底割下，在箱壁的下端，焊上一圈要接高的箱壁，然后再焊上原有的箱底。原有散热器的连接头可以不必移动，因为散热器的部位稍高些，对进出油的温差无多大影响。但油量增加后，要核算储油柜的容量，必要时应重做储油柜。



a）



b）

图 26-5 5600kVA/35kV 变压器加装开关

a）加装 SYJZZ3G-35/250-6 开关 b）顶盖顶视图

4）对于拱顶油箱结构的变压器

为了尽量少改动、少费工料，采用器身与箱罩分开起吊，将有载分接开关装在油箱上罩的一端。安装时先吊入器身，然后吊装油箱上罩连开关，最后在开关箱手孔处将开关的引线一一接上。如图 26-6 所示。

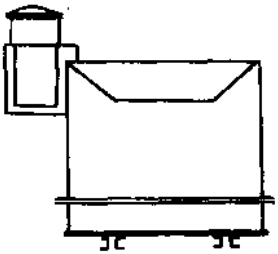


图 26-6 8000/35kV 拱顶变压器加装开关示意图

5）110kV 级变压器安装 SYJZZ 型三相同轴有载开关。在油箱的一端加装一只开关箱，与上钟罩相连，可一齐起吊。在开关箱两侧装有人孔，便于连接引线。引线采用纸包多股软铜线，每边包厚度

为 6mm 皱纹电缆纸，安装图如图 26-7 和图 26 8 所示。31500/110kV 容量的变压器，是中部进线，绕组上半相与下半相并联，所以分接头出线在上下半相均引出。在连接引线时，可将上下半相相应的抽头并联，然后再引至开关处。当额定电流大于 200A 时，则上下半相引线要分别引出至开关处，开关也要每相两副触点并联才行。

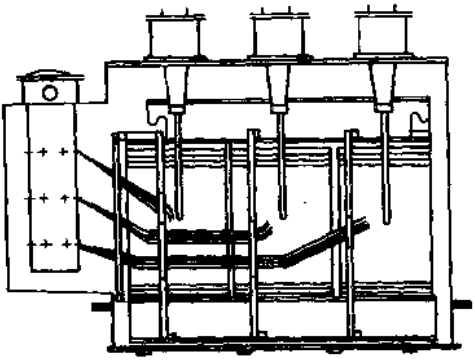


图 26-7　31500/110kV 改装 SYJZZ-110/200-6 开关后，开关与引线的排列

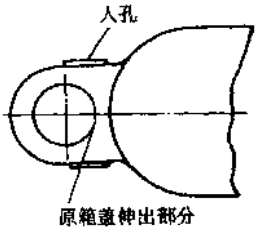


图 26-8　31500/110kV 有载开关箱伸出部分俯视图

3. 安装时要进行的工作

(1) 吊出器身进行设计工作　决定开关放置的部位；测试增加分接抽头的电压百分比；分接头引线的走向与它的固定；若需要外接开关箱时，则对散热器的位置要重新安排，并绘制箱盖开关箱和各部件的图样等。

在测试所需增加的分接头的匝数时，因为油道狭小，不易点出每段的匝数，可以用大头针打入 S 弯导线处，送入较低电压，测量已有分接电压，与要新增加的抽头电压，换算到匝数。必要时，可以临时盘上若干匝数的漆包线，与原有的抽头匝数作比较，这样可以更可靠地得出需要的匝数。

(2) 引出新增的分接头抽头　能遇到下列几种不同情况：

1) 铜导线的绕组，在原有分接头线段上下，每两段的匝数百分比接近于 2.5%，那么便可以在两段 S 弯处引出抽头，两个新抽头的编号可定为⑦与⑧，如图 26-9 所示。

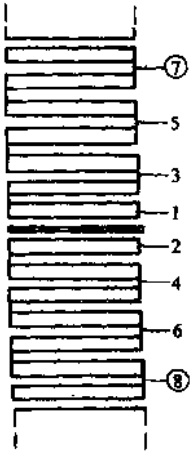


图 26-9　原有抽头 1～6 增加抽头⑦⑧

2) 如果是铜绕组，但原有的抽头每两段是 5%，那么便需要松开这段绕组。可用特制的吊钩将上部的绕组小心地提高少许，留些余地，以缓慢地盘出原来的导线，

在内部的S弯处用铜皮或其他线引出抽头如图26-10a所示。假使认为引出铜皮不方便，或者原导线绝缘已老化，盘出后再绕上时不太可靠，则可以按图26-10b的方式将分接部分绕组调换新导线，并在铁心柱上改绕成纠结绕组。

3）原是铝线绕组，对要增加抽头的导线改成铜导线绕上。假使仍用铝线，那末与铜的引线焊接时，要用铜铝过渡接头来连接。

4）采用SYJZZ8-110/200-6型开关在110kV的绕组上，其开关的特点是由X_0接到X_1～X_7的，所以绕组抽头的型式如图26-10cd所示。需要在原来⑤与⑧的抽头上、下各抽一个头，作为X_7与X_0，将原来①与②连接后作为X_4，将X_0的S弯联线断开，作为X_0与X_1。

在运行中遇到过电压时，在X_0与X_1之间有时会出现较高的电位梯度，所以在这处的油道宜适当地放大些；同样理由，对于35kV级的分接头断开点，因为分接头范围百分比已增大，所以断开点在过电压时，电位梯度亦会增大，故亦应将这个油道增大些。

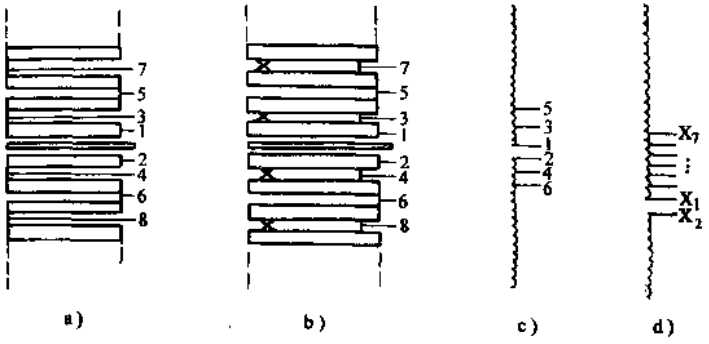


图26-10 绕组抽头形式

a）原有抽头5%，抽头为1、5、2、6、现增加抽头3、7、4、8 b）改为纠结绕组抽头

c）原有抽头形式 d）改SYJZZ8-110/200-6型开关后的抽头形式

（3）油箱、箱盖的改进 对箱盖作必要的改进，若将开关放在铁心上面，则开关需装在箱盖上，箱盖上的部件要重新布置，先定下吊攀的位置（这位置要与器身夹件上的吊杆位置相符），然后将开关孔、高低压套管、释压阀孔、储油柜等——安排，要保持各电压间在空气中的安全距离，若原有箱盖改动太多，钢板易变形，则需调换箱盖。若开关装在油箱的一端，则要另做开关箱，需要绘出展开图。由于多了开关箱，将散热器移位。

（4）引线 开关与绕组之间引线增多，长度增加，要注意各相引线之间、引线对绕组之间、引线对夹件及油箱的绝缘距离。一般35kV级电流小的采用单根圆铜线，35kV级电流较大的采用多股软铜线，均外包每边3mm的纸绝缘；110kV级的采用多股软铜线，外包6mm纸绝缘。

26.6　有载调压变压器

26.6.1　概述

变配电设备都有阻抗，电流经过后便产生电压降。如果是感性负载，流过的电流越大，电压降越大；反之是容性负载，流过的电流越大，升压也越大，这样就形成电网电压的变动。处于线路末端的电压变动范围可达 20%以上。为了减小电网电压的变动率，人们采用了很多措施，将变压器一次侧绕组抽头，改变匝数，以改变其电压比，是一种有效的方法。在绕组的抽头中放入一个分接头切换开关，当电压变动时，调换开关的挡位，以求得二次侧的电压稳定不变。如果是在无载情况下切换，称为无励磁分接开关。20 世纪 70 年代起，国内外大量采用变压器带电情况下切换的开关，称为有载分接开关。它的优点是可在不停电的情况下，切换变压器绕组的匝数，使用电端电压趋于稳定。

有载调压可以分为无级调压和分级调压两类。无级调压只适用于低电压或小容量的场合，如感应调压器、移圈调压器、可动铁心调压器、磁性调压器以及采取滑动触点的自耦调压器等。它们可以将电压进行大幅度地连续调节，但材料耗费多，效率低，只能做到几十千伏安，个别的至多做到几百千伏安，再大就不经济了，大多用在电工试验和科学实验方面。

一般所述的有载分接开关属于分级调压类型，是无励磁调压的发展。随着供电质量要求的提高，很多场合下停电调压不只是十分不便，有时甚至是不可能的，因此，更多地采用有载调压成为目前日益迫切的问题。

装有有载分接开关的变压器称为有载调压变压器，主要用于：

1）稳定电力网在各负载中心的电压，以提高供电质量。

2）作为两个网络之间的联络变压器，利用有载调压来分配网络之间的负载。

3）作为带负载调节电流和功率的电源，以提高生产效率，如电化工、电冶炼工业中所用的电炉变压器、整流变压器等等。

4）用于移动变电站，以适应各种紧急供电需要。

5）其他必须严格控制电压的场合，如电子工业、医学等方面所用的电源变压器。

6）节约能源。因空载损耗与实际运行电压和额定电压比值的二次方成正比。但由实验得出，目前的变压器，当实际电压比额定电压高 7%以上时，其指数不为“2”，而为 3～3.7，即比二次方值多 25%。而当电压高 10%时，其指数为 3.65～4.15，即损耗比二次方值高 45%。因此，维持额定电压会节能较多。

分级有载调压的基本原理，就是从变压器绕组中引出若干分接头，通过有载分接开关，在保证不切断负载电流的情况下，由一个分接头“切换”到另一个分接头，以变换有效匝数，即变换了变压器的电压比。这种方式的材料耗费少，变压器的体积增加不多，可以做到很高的电压和很大的容量。

分接开关的操作又有手动和自动两种，用在配电变压器上的有载分接开关，是采

用一种结构比较简单的复合式开关。因为配电变压器容量小，切换电流与每级电压也小，所以常将有载分接开关中的切换与选择两种功能复合在一起，一般是装在Yyn0联结的配电变压器的中性点处。

中小型有载调压变压器通常由变压器、有载分接开关、自动控制器三部分组成。有载分接开关一般置于变压器器身上方，固定在变压器的箱盖上。自动控制器系户内装置，应安装在配电控制室内，用电缆与变压器二次侧及有载分接开关连接。

用于有载调压的变压器，与普通的无励磁调压变压器基本相似，现就其性能和结构上的主要特点介绍如下：

(1) 变压器的性能　有载调压变压器，一般为三相，50Hz，油浸自冷式（或风冷式），其性能符合电力变压器的国家标准GB/T 6451—1999《电力变压器》的规定。

1) 分接电压国家标准规定是：电压为35kV级及以下的高压绕组和分接开关的分接电压为7级；10kV级有载分接开关的分接电压为9级。

2) 温升按国家标准规定，应能保证变压器在负分接电压时输出额定容量。

(2) 变压器结构　有载调压变压器的结构，与一般电力变压器相似，铁心也为三柱心式常规结构，高、低压绕组同心排列，低压绕组靠近铁心。

500kVA及以下产品，一般低压绕组为双层层式，高压绕组为多层层式。

630kVA以上产品，一般低压绕组为双螺旋或四螺旋式，高压绕组为连续式。

有载调压线段安置方法分以下三种：

1) 10kV级高压绕组为层式时，±4×2.5%的正负分接段安置在高压绕组的外层。凡是圆线均从绕组的轴向引出分接线，扁线从辐向引出分接线，部分负分接段在末尾第二层时各自轴向引出分接线。

2) 10kV高压绕组为连续式时，±4×2.5%的正负分接段绕成多根并绕层式或螺旋式（不用换位），另立调压线段于高压基本线段外侧，如图26-11所示，匝间绝缘选用绝缘厚度为0.95mm的纸包线。这种调压线段结构的主要优点是，调压线段与基本线段的电抗高度近于相等，因而绕组沿高度方向的安匝分布较均匀，可减少横向漏磁场，相当于提高了整个结构的机械强度。

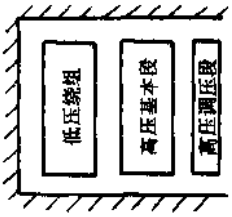


图26-11　有载调压变压器绕组布置图

3) 35kV有载高压绕组为连续式时，±3×2.5%分接线段安置在外绕组的中部，导线绝缘与基本线段相同，绝缘厚度为0.45mm的纸包线。其分接段通常用连续式或纠结式（但纠结头不焊、而作为分接头引出）。

26.6.2　有载分接开关和控制器的选配

1. 有载分接开关的选配

在设计一台新的有载调压电力变压器，或者在普通变压器上加装有载分接开关时，应主要确定：变压器的额定容量（kVA），调压侧（电力变压器一般在一次侧）额

定电压（kV），调压侧的联结及接线原理图（一般中、小型电力变压器的接法和原理图见图 26-12），调压范围、调压级数和相级电压。

由变压器额定容量和调压侧额定电压及联结，可算出调压侧相电流。选用有载分接开关的额定最大电流，应不小于变压器调压侧的相电流。选用开关的额定电压，应不小于变压器调压侧的额定电压。由变压器高压绕组的联结及接线原理图确定开关的调压时，若为图 26-12a、b 所示的情况，应选用中性点调压（x）的有载分接开关；若为图 26-12c、d 所示的情况，应选用中部调压（J）的有载分接开关；若为图 26-12e 所示的情况，则应选用端部调压（T）的有载分接开关。有载分接开关与变压器的调压级数应相符。

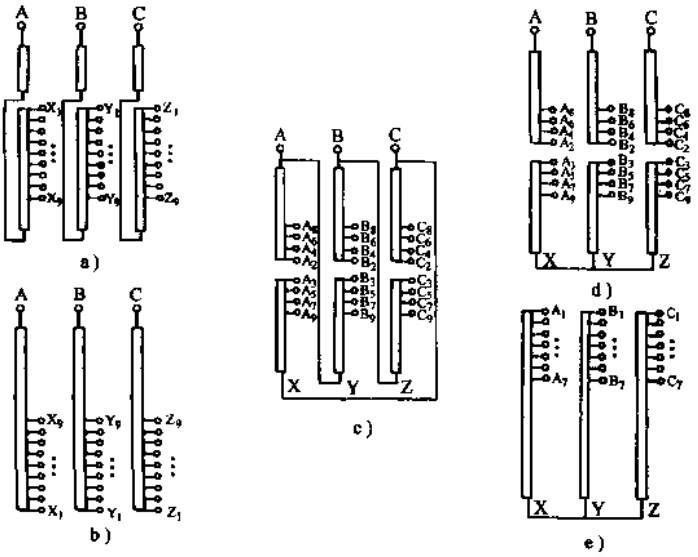


图 26-12　中小型有载调压变压器联结和原理图

a）Y 联结中性点调压（反接）；b）Y 联结中性点调压（正接）；

c）D 联结中部调压；d）Y 联结中部调压；e）Y 联结端部调压

有载分接开关与变压器安装方式的选择：有载分接开关的安装尺寸见表 26-8。由于有载分接开关结构所限，只能装于平顶桶形油箱的箱盖上。开关与变压器安装有下列三种方式：

（1）小型变压器　因为油箱很小，可以直接提高油箱高度而装有载分接开关，如图 26-13a 所示。这种方式的优点是油箱制造简单，引线也方便；缺点是用变压器用油较多。

（2）稍大点的变压器　短轴方向的高压侧可设计成背包型，如图 26-13b 所示。

这种方式可以降低变压器的高度，节省油，绕组到开关引线容易布置；缺点是箱沿密封较困难。

表 26-8 有载分接开关的安装尺寸

开关型号	安装螺孔			箱盖开孔/mm	安装法兰	
	孔中心距/mm	Md×个数	定位螺杆		厚度/mm	外径/mm
SYXZ5-9-10/100	ϕ350	M12×11	M16	ϕ310	12	ϕ310
SYTF7-7-35/200 SYJZ7-7-35/200 SYXZ2b-7-35/250	ϕ570	M12×23	M16	ϕ520	16～20	ϕ520

(3) 较大的变压器 可以在长轴方向的一侧设计成背包型，如图 26-13c 所示。这种方式可降低变压器的高度，节省油，箱沿密封也容易。其缺点是引线布置较困难。

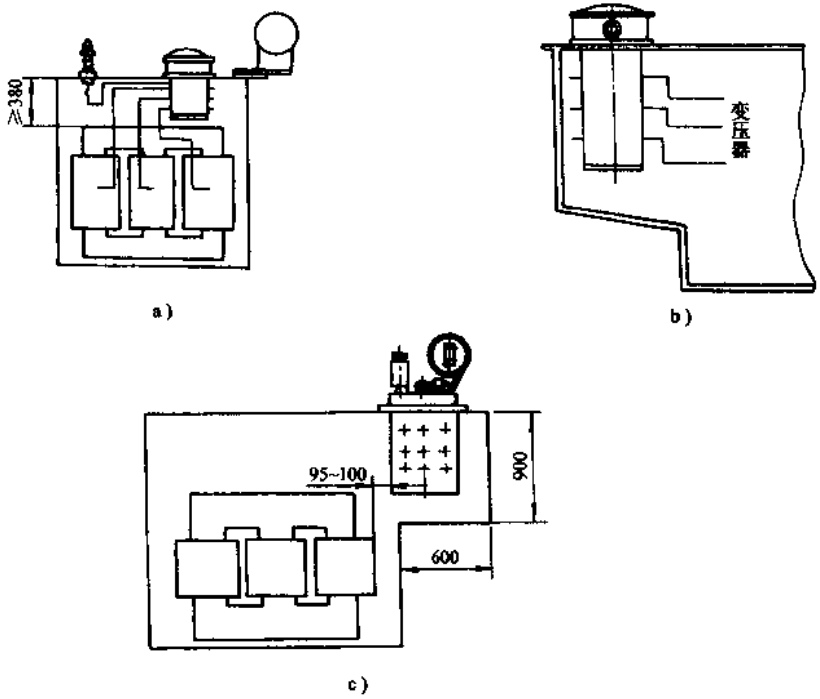


图 26-13 有载分接开关放置位置

a) 开关放在变压器器身上方 b) 开关放在短轴方向一侧 c) 开关放在长轴方向一侧

2. 控制器选配

控制器是有载调压变压器的自动控制装置，能自动监视和检测有载调压变压器二次侧的输出电压。当这一电压高于或低于某一数值时，就自动发出信号和指令，使有载分接开关动作，改变有载调压变压器一次侧的分接头，使输出电压稳定在规定的范围内。

选用控制器，应确定额定容量、高压侧额定电压、调压级数、级电压和调压精度。

调压精度应按下列原则选用：变压器级电压较低时，可选用同数值或较高一级数值的调压精度；变压器级电压较高时，应选用同一级数值的调压精度。若变压器的级电压为 2.5%时，可选用 2.5%或 3.5%的调压精度；变压器级电压为 5%时，应选用 5%的调压精度。

控制器使用前，必须进行调试，应该进行下列工作：

1）将两个圆形插头按号插接好后，合上电源开关，指示灯应亮，合上指示开关，数码管应正确显示分接开关的相应挡位。

2）手动按升、降压按钮，相应指示灯应亮，驱动电动机应相应动作。往返切换分接开关，并检查 1 和 9 挡电气限位的作用。

3）进行过电压、过电流整定，调整电位器，在电源电压超过 110%额定电压时，应灯亮、铃响，调好后应锁紧；调整另一个电位器，在负载电流超过一定额定值后（按需要而定），应灯亮、铃响，调好后也应锁紧。

4）进行平衡调整，将测试转换开关放在“平衡”、“+”、“−”挡，调整电位器 RP2，使微安表指示为零。

5）灵敏度调整，输入电压变化±2.5%（或±5%，应与配电变压器抽头相当），测试转换开关在灵敏度“升”或“降”位置，调整电位器 RP1，使微安表指示可靠地跃入“红线”内。

10kV 级有载调压变压器技术数据见表 26-9。

10kV 级或 35kV 级干式有载调压变压器必须用真空有载分接开关。

26.6.3　中小型有载调压变压器结构的改进

近年来，有载调压变压器的故障发生率远远高于无励磁调压变压器，其中绝缘击穿现象占有很大的比例。其根本原因是分接引线长，走线方式复杂，使周围部件击穿的可能性增大。为了解决此问题，提出以下两点改进意见。

1. 变拉螺杆结构为拉板结构

由于器身周围有多根拉螺杆，这就增加了螺杆与引线击穿的可能性，特别是旁螺杆，如把拉螺杆结构改为拉板结构，为走线提供了较大的空间。为了防止因拉板结构而引起的结构损耗，可将拉板开槽，如图 26-14 所示。

图 26-14　拉板结构示意图

2. 变单侧走线为双侧走线

分接引线走线方式通常是A、B、C三相在高压侧由下至上依次排开，因C相引线走线位置较高，离箱盖、吊螺杆及A、B、C三相套管引线距离较近，这就增加了击穿的可能性。若改成双侧走线（A相在低压侧），在高度方向上绝缘距离就比较充裕。

表 26-9 SZ9系列10kV级三相铜线双绕组配电及电力变压器技术数据

型号	额定容量/kVA	额定电压/kV 高压	额定电压/kV 低压	联结组标号	损耗/kW 负载	损耗/kW 空载	空载电流(%)	阻抗电压(%)	外形尺寸（长×宽×高）/mm×mm×mm
SZ9-200/10	200	6 6.3 10±{2,4,6}×2.5%	0.4	Y yn0	2.55	0.49	1.5	4	1710×920×1590
SZ9-250/10	250				3.09	0.61	1.5		1410×1100×1560
SZ9-315/10	315				3.6	0.73	1.4		1880×1035×1915
SZ9-400/10	400				4.4	0.87	1.3		1500×1340×1650
SZ9-500/10	500				5.18	0.97	1.0		1500×1130×1830
SZ9-630/10	630				6.38	1.26	0.9	4.5	2200×1250×2070
SZ9-800/10	800				7.8	1.5	0.9		2450×1290×2270
SZ9-B-800/10	800				7.5	1.4	0.8		1890×1035×1915
SZ9-1000/10	1000				10.72	1.74	0.8		2430×1220×2520
SZ9-1250/10	1250				12.75	2.12	0.7	5.5	2500×1340×2510
SZ9-1600/10	1600				15.22	2.7	0.7		2650×1580×2710
SZ9-2500/10	2500				22.3	3.21	0.65		2940×1480×2920
SZ9-5000/10	5000		3.15 6.3	Y d11	31.4	6.15	0.7	5.5	2840×2390×3030
SZ9-6300/10	6300				35.1	7.21	0.7		3020×2420×3190

26.6.4 有载调压变压器的使用说明

1. 使用须知

1）由于有载分接开关不保证同步切换，故而变压器不能随便并列运行，应配可并列运行的控制器。

2）变压器允许按GB/T 15164—1996《油浸式电力变压器负载导则》规定过载，但在过载情况下，为了保证开关的正常使用寿命，应避免频繁操作，尽量减少开关动作次数。

3）变压器过载超过50%或发生短路事故下，一次侧继电保护装置应保证开关不得动作。

4）为了避免供电恢复时，变压器发生短时过励磁，导致二次电压突高而损坏受电电器，当有载分接开关处于负分接位置而发生失电压时，应采取措施，使开关即时复位至额定分接挡。

5）调压范围为$U_n \pm 4 \times 2.5\%$的产品，能保证在负分接时输出额定容量（U_n为额定电压）。

调压范围为$U_n {}^{+2}_{-6} \times 5\%$、$U_n {}^{+3}_{-5} \times 5\%$的产品，在－10%以下负分接位置运行时，二次输出容量应降低，降低幅度为：在－20%和－30%分接运行时，输出容量分别降低 5%和 10%。

6）变压器出厂时，有载分接开关均处于额定分接位置。

7）仔细检查控制器内部结构有无损伤，元件有无脱焊，并按调试程序逐项检查调试。

8）变压器在运行前，应操动控制器（分别为电动与自动），对有载分接开关作 1～9 分接各两个循环，以检查控制器与开关的配合及开关的机械动作是否灵活、正常。

2. 维护及其他注意事项

1）变压器运行中，应经常查看油面温度及储油柜与有载分接开关中的油面，及时添加同油号合格的变压器油。

2）为防止雷击与过电压对变压器造成的损伤，在变压器的高低压两侧均装避雷器。

3）有下述情况之一时，就必须更换有载分接开关中的油：

① 开关经 3000 次切换。

② 油的击穿电压低于 30kV（规程规定 25kV，为考虑检修周期（年检）同步，故应有裕度）。

③ 油的闪点低于 125 ℃。

④ 更换开关油时，需将开关抽心，从绝缘筒内排除污油，然后换入新油。

4）有载调压控制器每半年应检查调试一次（包括检查控制电缆的绝缘），及时排除故障。

5）有载分接开关每切换 0.5～1 万次，应进行下列检查：

① 开关机械部分在切除电源，开启开关盖后就可进行下列检查：

·用摇手柄转动电动机，检查传动机构有否出现故障，紧固件有否松动。

·拉伸弹簧在充分拉伸状态下，检查弹簧有否有裂纹、损伤等异常现象，是否因疲劳而影响弹性。

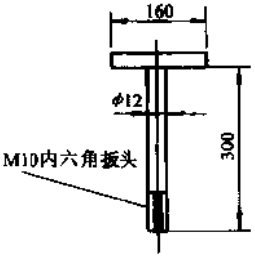


图 26-15　专用把手

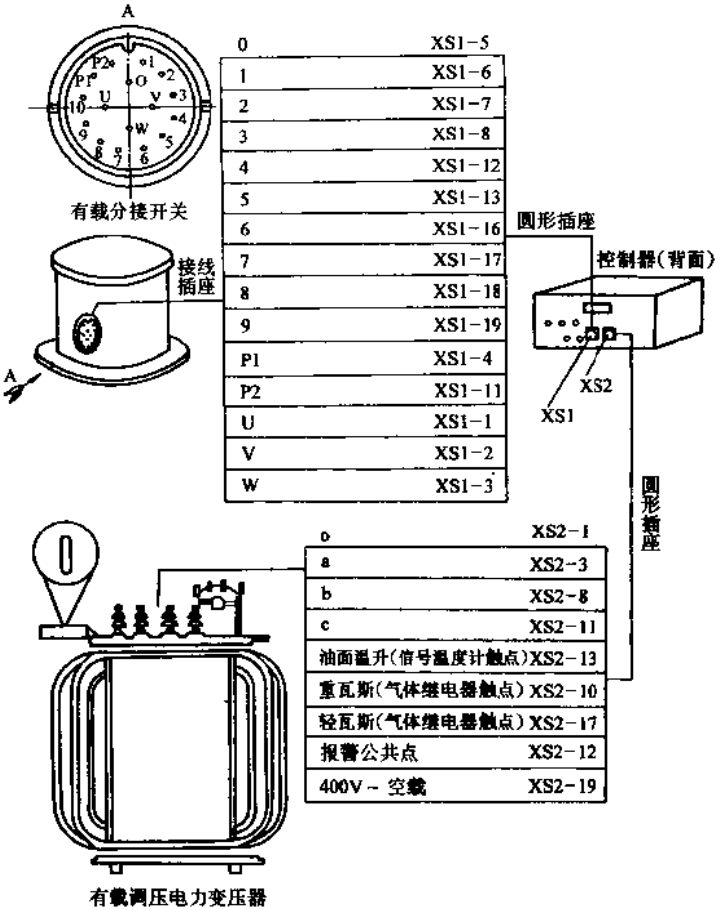


图 26-16 变压器、有载分接开关及自动控制器的安装接线示意图

注：接线插座及插头：为减少繁琐的接线工序，采用了便于拆卸的接线插座及插头。插座需封固定在开关筒体上，两个插头分别与插座内外两边相接触。内插头由连接线连接开关的电动机、计数接点及电气指示触点。外插头由通信电缆与控制器连接。外插头接线时，应与内插头接线相吻合。

1，2，3，4，5，6，7，8，9——分别接内插头相应的电气指示触点

O——连接电气指示接点的集电环（公共点）

U、V、W——接电动机

P1，P2—— 接计数触点

其中“10”触点不接线

XS1、XS2——控制器的两个插座

开关机械寿命为 50 万次时，应对机械部分作全面的检查；对因磨损而影响工作的零件，则应及时更换。

② 开关电气部分的维护检修。首先应对开关进行抽心，开关抽心步骤如下：切除变压器全部负载，操动控制器手动降压按钮，使开关转动到“1”位置。再切断电网；开启开关盖，用如图 26-15 所示专用把手（自制），卸下十等分槽轮上两只 M10 内六角安全螺钉，用摇手柄转动电动机，使开关转至空挡（此时位置指示箭头标示在十等分槽轮上的“0”位置），然后将专用把手旋松底板上 4 只 M10 内六角螺钉，卸下内接线插头，就可把开关心子抽出，进行检查：

· 检查所有紧固件有否松动。

· 检查动、静触头烧损情况，动、静触头单边烧损不得超过 3mm，否则应予以调换。

· 检查绝缘转轴与十等分槽轮，绝缘转轴与动触头座法兰，绝缘转轴与集电环（指 SYZ-9-10/100 型开关）；动触头座法兰与动触头座之间有否松动或移位。

· 检查动触头压力弹簧有否疲劳而影响弹性。

开关电寿命为 5 万次，到时应抽心检查动、静触头烧损情况如何，决定要否调换。

6）凡装有气体继电器的变压器，当气体继电器发生信号动作时，应立即检查判断发生信号动作的原因。如果经检查确定不是由于空气侵入或油面降低等外部原因所引起的，应迅速鉴别继电器内积聚的气体的性质，若为可燃性的，变压器应立即停止运行，待排除故障并试验合格后才能投入运行。

7）检查更换控制器电缆，不得接错，以免引起开关误动作或其他运行事故。

3. 接线示意图

变压器、有载分接开关及自动控制器的安装接线示意图如图 26-16 所示。

4. 注意事项

1）有载调压变压器正式投入运行前，在变压器空载状态下，操动控制器电动按钮，逐级观察控制屏上电压表空载电压的数据，应与变压器铭牌相符合。

2）电阻丝烧毁或振断后需要更换时，应选用与原电阻丝直径大小相同的规格，电阻丝材料为铁铬铝 Cr13Al4。如无上述线材，允许以不小于原直径的其他线材代用，其长度应保证在电阻丝盘上能绕完并且其阻值与铭牌相同。

3）有载分接开关在空气中检修时间，不得超过在湿度≤65%为 24h，在湿度≤75%为 16h，否则必须重新进行干燥处理和耐压试验。

第 27 章　有载分接开关的原理和结构

27.1　综述

27.1.1　概述

我国有载分接开关的生产，解放前完全是个空白，解放后 1953 年上海电机厂制成第一台电抗式有载分接开关，1958 年沈阳变压器厂制成第一台套管式组合式电阻式有载分接开关。此后才逐步得到了发展。

有载分接开关是在变压器带负载的情况下，用以切换一次或二次绕组的分接，以调节其输出电压的一种专用开关。它通常由驱动机构、选择器及切换开关三大部件或由驱动机构及选择开关两大部件组成。驱动机构包括电动机、手摇操作机构、制动器、计数器、位置指示器、控制小开关及一套复杂的传动齿轮，是供操作开关用的；选择器没有关合和开断负载电流的能力，是在带电压但不带负载电流的情况下选择分接头用的；切换开关有关合和开断负载电流的能力，是把负载电流从一个分接头切换到相邻的分接头用的；选择开关兼有选择器和切换开关的作用，在选择的同时进行切换。为了限制切换过程中两个分接头之间的循环电流，切换开关和选择开关均接有限流元件。

有载分接开关由于存在着切换这一过程，开关触头逐渐烧蚀，在操作一定次数后，必须更换触头。与此同时，在变压器油中切换使油质下降，增加维护工作量。近来的趋势是，从有触头切换向无触头切换发展，如采用晶闸管；从油中切换向真空切换发展，如采用真空开关。

切换过程需要过渡电路，过渡电路有用电抗和电阻两种型式。电抗式有载分接开关的体积大，耗材多，触头烧蚀严重，我国现已不生产；电阻过渡类型，即电阻式有载分接开关，目前生产的都属于“油中切换，电阻过渡”埋入型，即取消套管，把切换开关埋入变压器油箱（或单独油箱）内的电阻式埋入型有载分接开关。

有载分接开关的额定值主要有五个基本数据：

1. 开关本身的绝缘等级

与变压器调压绕组的绝缘等级相同，然后指明是中性点调压、中部调压或者端部调压，由此就可以确定开关各个部位的绝缘试验电压。

2. 相数

开关本身结构的相数。

3. 额定电流

现无标准，可取 60A、100A、200A、400A、600A 等。最大电流可按 $1.5I_e$（切

换），短路电流按 $20I_e$（不切换），其中 I_e 为额定电流。

4. 级电压

有载分接开关每调一级的分接电压变动称为级电压。在电阻过渡时，等于调压绕组相邻分接头之间的电压。随变压器额定电压的不同和 Y、D 联结的不同，以及分接百分数的不同，这一数值变化很大，一般可归纳为 500V、1000V、2000V、3000V 等。

5. 可调级数

开关的调压总级数。

有载调压变压器和有载分接开关的基本原理：

单相变压器在理想状况下，可用以下公式表示：

$$U_2=\frac{N_2}{N_1}U_1$$

式中　U_1——一次侧绕组电压；

U_2——二次侧绕组电压；

N_1——一次侧绕组匝数；

N_2——二次侧绕组匝数。

由式（27-1）可知，在 N_2 不变的情况下，当 U_1 增加（或减少）时，若使 N_1 相应增加（或减少），则可使 U_2 保持稳定，有载调压变压器的工作原理就基于此。

有载分接开关的工作原理如图 27-1 所示。图示一相绕组的末端有六个分接头，接到有载分接开关的定触头，右边黑色的两个是动触头，电流通过此动触头便接入三相绕组星点。如果动触头只有一只，当图 27-1a 所示由定触头 2 过渡到 3 时，通过绕组中的电流中途会中断，不能达到有载（即通电流）情况下调压（换分接头）。如果动触头有两只，并将两个动触头连起来接入尾端（星点），这样在调分接头时，动触头就能似尺蠖虫一样，与定触头先两只动触头与两只定触头一起接触，负载电流可以通过两对触头流通，紧接着一对触头脱开，只剩另一对触头流通负载电流，再接着两对动触头一起与一个定触头接触（好像尺蠖虫首尾跨接一起）。接下去另一只动触头又移开，这样动触头已从与分接头 2 定触头接触移至与分接头 3 定触头接触，实现了带负载转换分接头。为了在两只动触头分别与两只定触头接触时，由于分接头级电压作用造成的短路现象，在两动触头间必须要串入限流电阻，这样跨接造成的级电压循环电流不会太大（限制在能熄弧的范围内）。而当有一瞬间有限流电阻的动触头单独承担负载电流时，由于限流电阻占变压器绕组的阻抗比例很小，所以对变压器输出电压基本上没什么影响，不会产生明显的电压闪变现象。

图 27-1 是一个实际开关的工作原理，图 27-1a～e 是一挡调压过程（动作后低压侧电压升高）。

动触头有一个主触头和一个辅助触头，主触头和开关的轴相连接，主辅触头之间接有过渡电阻。图 27-1a 所示在带负载的情况下，开关动作时，辅助触头首先接触下一挡定触头，此时分接头 2 与 3 被主、辅触头桥接，成为一个闭合回路，回路中的电

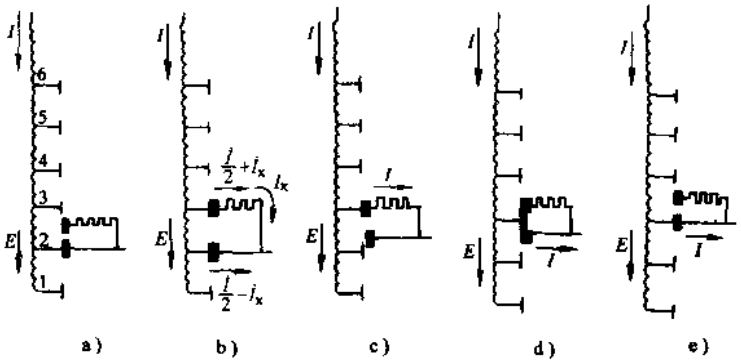


图 27-1 有载分接开关工作原理图

a）～e）是工作过程

I—负载电流 I_x—循环电流，在主触头上方向必须相反

流称为循环电流。这时流经主触头的电流为 1/2 负载电流与循环电流之差。这样主触头脱离分接头 2 时，就不会产生大电弧。同时，负载电流也可以不间断。图 27-1 说明辅助触头脱离分接头 3 时也不会产生电弧，因为没有电流通过辅助触头。

当变压器低压侧电压需要降低时，开关的动作顺序反过来：e→d→c→b→a。

图 27-1 所示的有载分接开关过渡电路中只有一只限流电阻，称为单电阻过渡。其电路简单，构件少，成本低，且触头任务轻，故在小容量开关上得到广泛的应用。但必须注意，过渡时的负载电流在主触头上的流向必须要与循环电流相反，才能减轻主触头的切换任务，容易熄弧而不烧坏触头，即有限流电阻的辅助触头一定要放在主触头电位高的一侧。图中所示 E 方向，说明 2 比 3 电压高，故辅助触头在上。如果方向接反，则主触头切换任务会增加 4 倍，可能造成主触头无法熄弧而产生变压器调压绕组级间短路事故。因此，单电阻过渡的有载分接开关只能适用于一个负载方向的调压，一般应用于线路末端调压，而不能适用于联络变压器上。

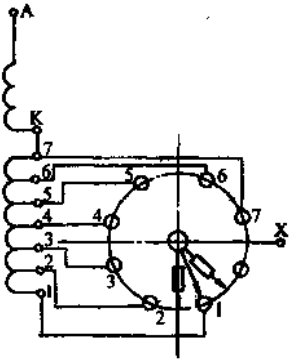


图 27-2 复合式开关双电阻过渡电路

有载分接开关除单电阻过渡外，还有多电阻（2、4、6 等）过渡。图 27-2 表示用在复合式开关中的双电阻过渡电路。圆周上有 8 个定触头（8 为空挡），中间转动的 3 个触头是动触头，居中的为主通断触头（即主触头），两边串有限流电阻的为过渡触头（辅助触头）。动作分析与图 27-1 相仿，只不过它可用在联络变压器上。

上述开关只能用在中性点或端部调压上，如果用在中部调压的变压器上，必须用

图 27-3 所示的开关，即主通断触头的触头片较长（实际结构为沿圆弧方向分布的三只动触头，在其连接杆处三只触头相互相连，形成一只长触头的效果），两边仍是两只过渡触头。图 27-3a～g 表示从 2、3 分接抽头切换到 3、4 分接抽头的情况。

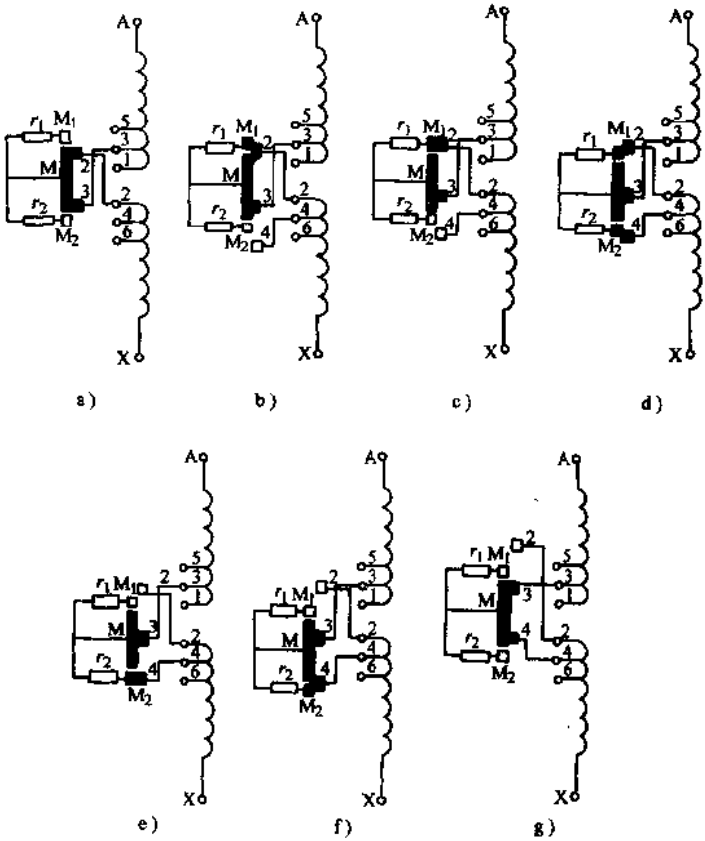


图 27-3　用在中部调压的双电阻过渡有载分接开关原理

a）～g）工作过程

上述为复合式开关的工作情况。图 27-4 为组合式开关的工作原理。图示上部为切换开关，下部为分接选择器。图 27-4a～图 27-4b 时，分接选择器动触头由 2 滑向分接头 4 的定触头，是在无负载情况下滑动的（因为此时负载在分接头 3 上），不会产生电弧。当图 27-4b～d 时，上部切换开关装有动触头的扇形块发生滚转，分别通过中部的限流电阻的过渡触头最后到达分接头 4 的主触头上，负载就从分接头 3 转换到分接头 4 上，完成了一挡切换。如果此种开关带有正反极性的转换选择器，那么其电路图、结构位置示意图及动作情况表如图 27-5 所示。

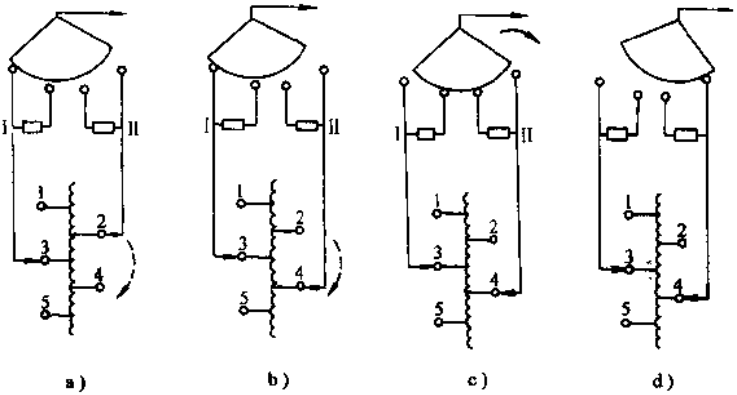


图 27-4 组合式有载分接开关工作原理

a）～d）工作过程

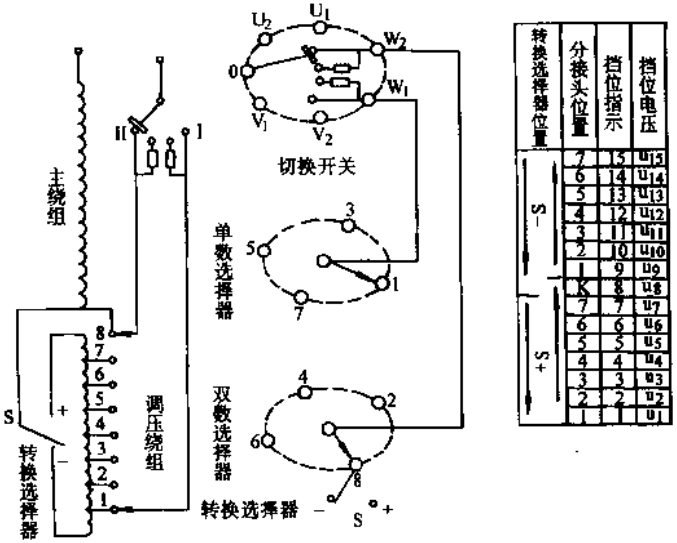


图 27-5 ±7 级调压电路的有载分接开关

27.1.2 有载分接开关的标准和型号

1. 标准

目前我国参照国际电工委员会 IEC 标准制定了相应的标准，有与 IEC214—1987《有载分接开关》标准等效采用的 GB10230—1988《有载分接开关》国标；与 IEC542—1987《有载分接开关使用导则》等效采用的 GB/T10584—1989《有载分接开关应用导

则》；机械行业标准 JB/T 56155—1999《有载分接开关质量分等》标准；JB/T8314—1996《有载分接开关试验导则》标准，对一些主要开关的试验项目、方法和部分标准作了简述。

电力行标 DL/T574—1995《有载分接开关运行维修导则》，对有载分接开关的运行维护作了通用性的原则规定，对维修部分写入了五种常用型号的检修工艺。

在招投标工作中，要注意质量管理、质量体系及资格审查等 ISO 标准：

ISO9000《质量管理和质量保证标准——选择和使用指南》

ISO9001《质量管理体系——开发、设计、生产、安装和服务的质量保证模式》

ISO9002《质量保证体系——生产和安装的质量保证模式》

ISO9003《质量体系——最终检验和试验的质量保证模式》

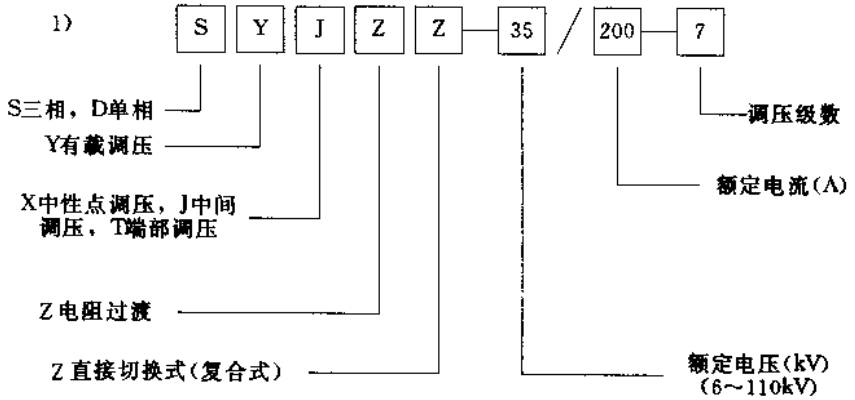
ISO9004《质量管理和质量体系要素指南》

ISO14001《环境管理体系》

2. 型号

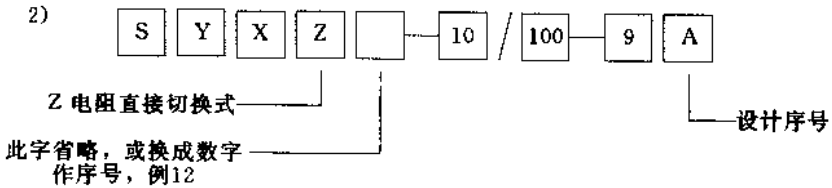
(1) 国内通用的复合式开关型号

1)



说明：型号中有字母和数字是举例。此类开关属于夹片式触头，是仿苏或自行研制的。生产的主要厂家有吴江开关厂、上海电力修造厂、华明开关厂、上海电力专科学校、江苏昆山变压器配件厂、苏州市无线电元件五厂、常州低压电器厂、吴江开关三厂、无锡杨市开关厂等。主要适用于 6～10kV 复合式有载分接开关。此类型号在 20 世纪 90 年代初以前较通用，目前稍有变动，变动如下：

2)

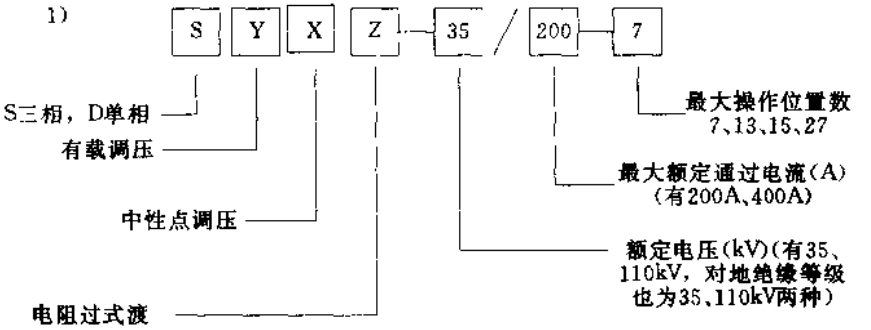


说明：其余代表意义同前，此型号为目前所采用。设计序号在中间为上海电力修

造厂采用；设计序号放末尾为吴江开关总厂所采用。

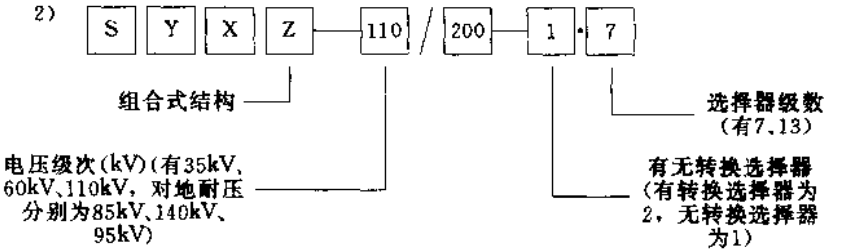
(2) 简单组合式开关

1)

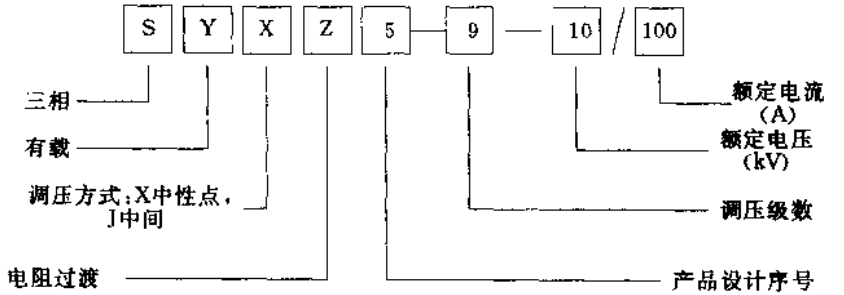


说明：此种组合式开关结构较简单，快速机构用过死点释放机构，电动机构也较简单，故价格较廉，其结构最早是参考德国制造的。上述型号主要由吴江开关总厂所采用。

2)

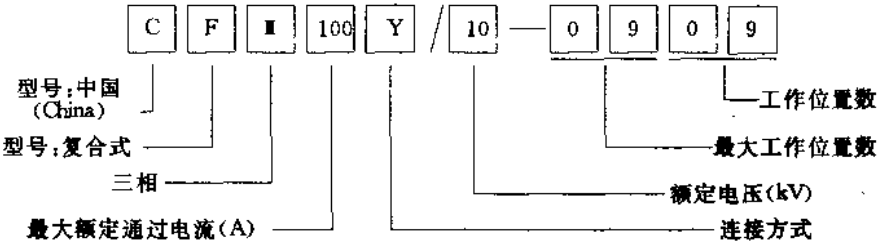


(3) 长征电器一厂开关（35kV 及以下）



说明：型号同为 SYXZ 型，但前二者是组合式开关，后者是复合式开关。从型号上看，前二者用在 110kV 级变压器，后者主要用在 10～35kV 级变压器上。后者结构较简，一般没有专门的电动机构箱；前二者体形比复合式大，有专门的电动机构箱。

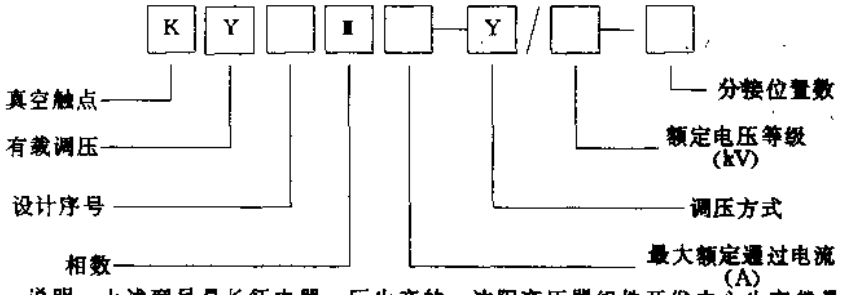
(4) 华明开关厂 10kV 开关型号



说明：除华明厂采用 F 型作复合式开关型号，其他厂用 F 来表示生产复合式的 10～35kV 开关的厂家有上海遵义开关厂 F 型、浙江三门腾龙电器公司 F 型、武汉长虹开关公司 AF 型、沈阳变压器研究所开发公司 FSYZ 型和常州武进金通高压电器厂等，其型号意义参照上述解释。

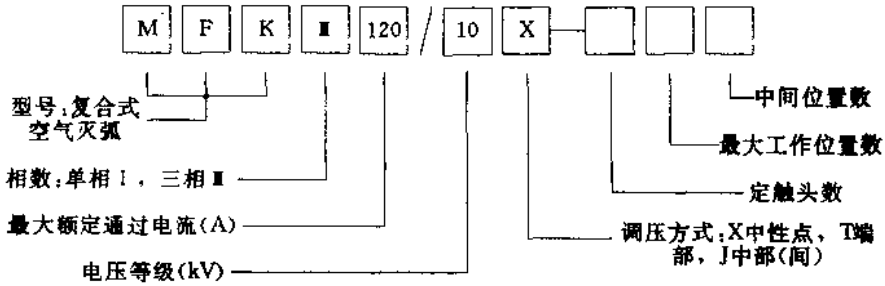
(5) 非普通油浸开关型号

1) 真空有载分接开关型号



说明：上述型号是长征电器一厂生产的。沈阳变压器组件开发中心生产的是 AFPK 型 10kV、125A 真空开关，电气寿命 5 万次，机械寿命 50 万次。而广东番禺市顺兴公司代理 MR 公司生产的 AVT 型真空开关（真空泡是 MR 公司与西门子公司合作研制）15kV、150A，参考价格为 12 万元/台。长征电器一厂的 KY1 型是圆筒式真空开关，KY2 型是柜式真空开关。

2) 空气有载分接开关型号



说明：本开关采用空气灭弧、电阻过渡的复合式有载分接开关，主要用在干式变压器上。上述型号为吴江开关总厂即吴江远洋电气公司所采用；而苏州星星电气公司型号为 MFK Ⅱ-10/120-X-9 等，其编排方式与吴江开关总厂顺序稍有调动，但意义相似。

中小型变压器大部分采用复合式开关，型号如上，少部分采用简单组合式开关(SYXZ 型)和参考 MR 公司的 V 型。V 型开关也属于复合式开关，但因其体型较大，故采用电动机构箱(一般复合式开关只有位于开关上部的驱动机构，而无装于变压器外部与开关本体分开的电动机构箱)。由于国内仿造的厂家很多，同是“参考 V”型开关，但不同的厂家命名的型号不同，但其结构性能一样，为避免繁杂混淆，本书一律叫“参考 V”型。各厂型号包括如下：

对德国 MR 公司 V 型，包括番禺组装的 V 型和国产参考造的 V 型，即长征厂 FY 型，华明厂 CV 型、SV 型（短轴），吴江开关总厂 F 型，上海电力修造厂 CF 型，西安变压器厂 F 型，宁波久久公司 F 型，丹东高压开关厂 S 型，上海遵义电器厂 FYV1、FYV2（无载改有载用）型，沈阳变压器开关厂也生产，统称为“参考 V”型。

其他的开关型号有（除注明外，全为组合式开关）：

对德国 MR 公司 M 型，包括番禺组装的 M 型和国产参考造的 M 型，即长征厂 ZY 型，华明厂 CM 型，吴江开关总厂 C 型，西安变压器厂 Z 型，上海遵义电器厂 ZYM 型，统称为“参考 M”型。

西安变压器厂产的 C 型、D 型。

对德国 MR 公司还有 T 型、G 型、RM 型、R 型等。

对瑞典 ABB 开关有复合式 UB 型和组合式 UC 型等。

对奥地利伊林开关（ELIN 开关）有复合式 Z 型和组合式 J 型、S 型等。这些开关因在中小型变压器上基本上不会用到，故除简略提到外，因受篇幅所限，不再加以展开介绍。

27.1.3 有载分接开关的分类和术语

1. 分类

有载分接开关由开关本体、驱动机构、安全保护三大部分组成。开关本体由切换开关和选择器组成（凡称“开关”的会产生电弧，凡称“器”的不会产生电弧，前者在带负载情况下切换触头、后者在不带负载情况下切换触头）。切换开关由快速机构和触头系统组成。选择器分为分接选择器（接通各分接头或接通细调分接头）和转换选择器。转换选择器又分为极性选择器（正反调用）和粗级选择器（粗细调用）。而驱动机构可直接由电动机及相配的辅助联锁装置（复合式开关）或由电动机构箱、传动杆、齿轮盒组成，它们都可配上自动控制器来自动调压。安全保护装置主要有保护继电器、压力释放阀、爆破盖、油位计、吸湿器等。

有载分接开关按限流元件分为电抗式和电阻式；按切换方式分为复合式开关（即直接切换式）和组合式开关（即间接切换式）。复合式开关的切换开关一身兼二职，执

行复合任务，既担任切换开关灭弧的任务，又担任分接选择器选择分接头挡位的任务，故过去称为选切开关。根据新标准已改称为选择开关。这里特别提醒选择开关是指复合式开关，因为开关是带电弧的，所以选择开关与选切开关的意义相同。而以前组合式开关所称的选择开关现已称为选择器，因它不带电弧，千万不要混淆。这种开关结构简单，体积小，安装调整容易，使用维护方便，造价低廉，大量应用于中小型变压器中。组合式开关是将切换开关和选择分接头的选择器单独分开，先由分接选择器在带电压但不带负载电流情况下接通下一个分接头，然后由切换开关把负载电流切换过去。因为完成有载调压的任务需要由以上两部分组合完成，故称为组合式开关，又称为有载分接开关（而复合式称为选择开关或复合式有载分接开关），通常用于容量较大、调压挡数较多的较大型和大型变压器。

按开关的结构安装方式，分为旁出式（如 SYXZ 型）和埋入式（如 V、SYJZZ 等）。按开关在变压器上的安装方式，分为箱顶式（一般无驱动机构箱的均是）和钟罩式（又称箱壳式，“参考 V”型的可箱顶式也可钟罩式）。箱顶式结构简单，但如果变压器是吊罩式结构，吊罩前必须拆引线；而钟罩式是将开关法兰不直接拧在变压器的箱盖上，而将绝缘筒上部法兰搁在铁轭梁架上，吊罩时无需拆线。按开关安装位置，分为卧式开关和立式开关，卧式用在早期开关上，目前一般采用立式开关。

按开关的快速机构，分为过死点释放机构和枪机机构。按触头的结构，复合式开关分为夹片式、夹式滚动式、滚动对开式（“参考 V”型）；组合式开关分为摆杆式和滚转式（SYXZ 型）。

按有无电动机构箱，分为有电动机构箱（“参考 V”型、SYXZ 型组合式开关）和无电动机构箱（其他国产的复合式开关全属本类）。

按绝缘介质，分为油浸式开关（一般均是）和非油浸式开关。后者包括真空开关、空气开关、阻燃油开关、SF_6 开关、晶闸管开关，图 27-6 为 10kV 级真空有载分接开关，（另外还有 35kV 级真空开关），可用在干式变压器上。图示为条形结构，选择切换采用直线传动。真空开关一般每相有三只真空管（真空触头），旁边两只分别作为主触点，各接分接头触头，中间一只带有限流电阻，切换时由电动机构带动有凸轮曲线零件，使三只真空触头按照设计好的程序进行切换。空气有载分接开关如图 27-7 所示，它是以空气作绝缘和灭弧介质的，它适用于无防爆要求的干式变压器上，吴江开关总厂目前生产，目前只有 10kV 级。

2. 标准术语

有载分接开关的标准术语根据 GB10230—1988《有载分接开关》标准规定的意义如下：

(1)有载分接开关　可简写成 OLTC，它是能在变压器励磁或负载状态下进行操作，用于调换绕组分接连接位置的一种装置。有载分接开关一般指组合式开关。

(2)选择开关　具有分接选择器和切换开关的功能，能承载、接通和断开电流的一种装置，即复合式有载分接开关。为避免混淆，选择开关有时称为复合式选择开关。

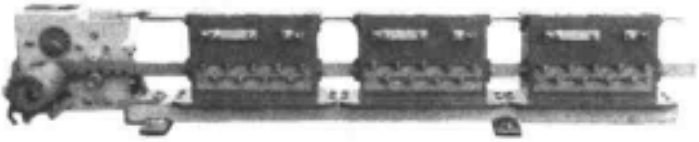


图 27-6 FKCDⅢ型真空有载分接开关

过去称选切开关或切选开关。

(3)切换开关 与分接选择器配合使用，以承载、接通和断开已选电路中电流的一种装置。

(4)分接选择器 能承载但不能接通或断开电流的一种装置。分接选择器原称为选择开关，现已不用，以免与复合式开关名词相混淆。

(5)转换选择器 能载流但不能通断电流，它与分接选择器或选择开关配合使用，能使分接头使用一次以上，它又分为极性选择器（正反调）和粗级选择器（粗细调）。过去曾称为换向开关、范围开关、极性开关。

(6)驱动机构 驱动有载分接开关的一种装置。过去曾称为操动机构。如果对无专门机构箱的复合式开关，一般可包括快速机构。一般驱动机构如果无特别注明是指复合式开关的电动操作机构，包括快速机构。

(7)主触头 承载通过电流、不经过过渡阻抗而与变压器绕组相连接，不能接通和断开任何电流的触头组。过去曾称为主通流触头或主导通触头。

图 27-7 空气有载分接开关

(8)主通断触头 不经过过渡阻抗而与变压器绕组相连接的，并能接通和断开电流的触头组。过去曾称为主触头、工作触头、主弧触头、主切换触头。

(9)过渡触头 通过串联的过渡阻抗与变压器绕组相连接的，并能接通和断开电流的触头组。过去曾称为辅助触头、电弧触头、弧触头、副弧触头或副触头。

(10)电动机构 驱动有载分接开关的一种机械装置，由电动机、控制电路和传动机构组合而成。

27.2 卧式有载分接开关的结构和工作原理

这种调压装置必须浸在变压器油中，主要适用于 Yy 联结的变压器。

现以上海制的 SYXZZ1-10/60-6 型和 SYXZZ2-10/100-6 型卧式有载分接开关

为例（见图 27-8）。有载分接开关由电动机驱动，通过蜗轮蜗杆减速机构带动开关的拨板。两级蜗轮的齿数均为 32，蜗杆头数 $z=2$。减速比 i 为

$$i=\frac{32\times32}{2\times2}=256$$

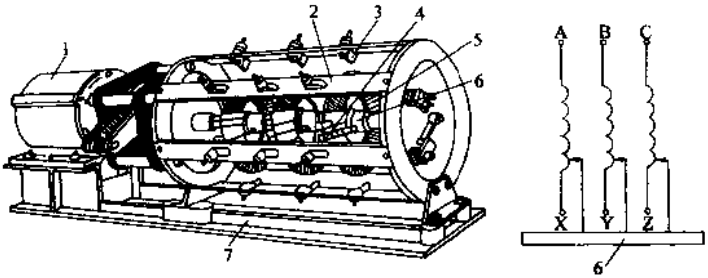


图 27-8　SYXZZ2-$\frac{6}{10}$/6 卧式有载分接开关

1—电动机　2—环氧框条　3—定触头　4—动触头
5—过渡电阻　6—金属转轴　7—底座

输出轴的转速 n 等于电动机转数 1400r/min 与减速装置的减速比之比，即

$$n=\frac{1400}{256}\text{r/min}=5.47\text{r/min}$$

拨板（输出轴）在转动过程中推动曲柄，使受拉弹簧逐步拉伸积蓄能量，如图 27-9 所示，当曲柄超过与被拉伸的拉力弹簧成一直线“死点”时，弹簧突然释放。所储能量使曲柄急速转动，曲柄转轴的另一端的扇形拨块也跟着迅速转动（见图 27-10），拨块撞击瞬转拨盘上的弧形块，带动瞬转拨盘，使槽轮很快地转动 60°，开关便完成了一次分接头切换，如图 27-11 所示。

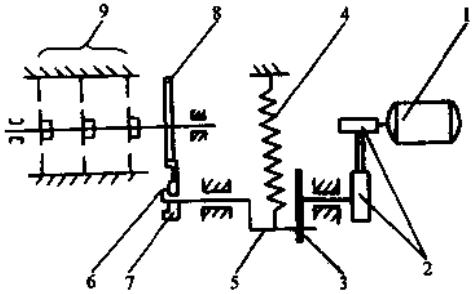


图 27-9　选择开关传动机构示意图

1—电动机　2—蜗轮　3—弹簧拨杆　4—弹簧
5—曲柄　6—扇形拨块　7—瞬转拨盘（拨槽件）
8—槽轮　9—动定触头

变压器高压绕组的分接头，按顺序接在开关的定触头上，再通过动触头和开关的金属轴，将三相中性点接在一起，如图 27-11 所示。

由原理可知，过渡电阻的作用，首先在切换分接头过程中，构成两相邻分接头的桥接，使负载电流不间断。其次限制循环电流，使主触头脱离定触头时电弧容易熄灭。过渡电阻的电阻丝选用软康铜丝（Q/D9—65），电阻率 ρ 在 $(0.45\sim0.48)\times10^{-6}\Omega$

·m 之间，取 0.465。电流密度取 $J=80A/mm^2$，电阻值的允许误差，额定电流为 30A 以下时，允许误差为±20%；30～40A 时，允许误差为+10%～−5%；40A 以上时，允许误差为±2.5%；三相允许误差为±5%；电阻丝截面积在保证电阻值允许误差的条件下，允许误差为±15%。

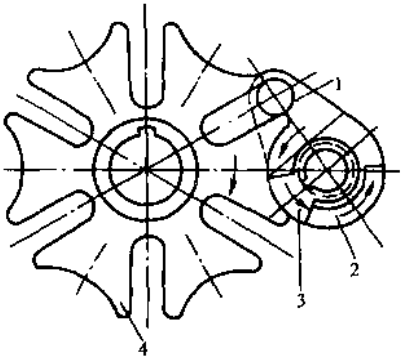


图 27-10 槽轮（六分叉盘）转动原理示意图

1—瞬转拨盘 2—弧形块 3—扇形拨块 4—槽轮

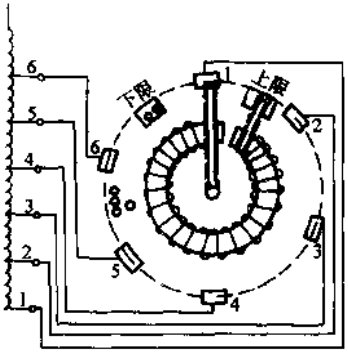


图 27-11 分接开关的结构原理

限位开关有两个，但有三种不同的接法，是按变压器分接头数目而决定的。一般规定，当开关处在最高电压一挡的分接头时，所断开的限位开关为上限；反之为下限。限位开关（上、下限）分别串接在使变压器低压侧电压降低或升高的单相电容电动机回路中。限位开关装置如图 27-12 所示。图中箭头方向规定为电动机的顺转方向（面对限位开关方向看），上下引线接至变压器箱盖引线盒的小瓷柱上，引线盒一般装置在变压器低压侧的右边。

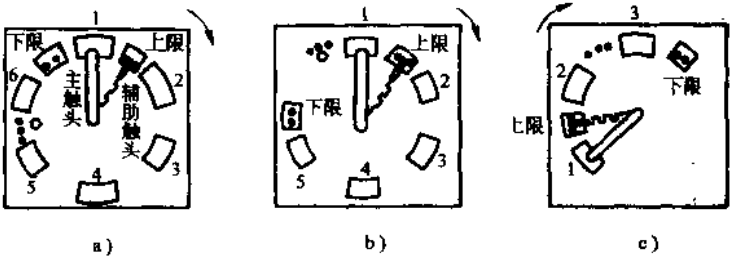


图 27-12 限位开关装置

a）六个抽头；b）五个抽头；c）三个抽头

开关有三个绝缘圆环，环上各有 6 个定触头，分别用导线与变压器高压侧绕组的

近中性点端的 6 个分接头相连接。在圆环的中心，有一根装有三个转盘的金属轴，它与固定在每个转盘上的主、辅助动触头有电的连接。这样三相高压绕组的分接头通过定、动触头被金属轴短接，使高压绕组接成 Y 形。所以 SYXZZ 有载分接开关只适用于高压侧绕组接成 Y 形的配电变压器。转动金属轴可使动触头与不同的定触头相接，以达到改变高压绕组匝数的目的。为了避免当动触头从一个定触头切换到邻近定触头时三相绕组瞬时断开（这在变压器带负载的情况下是不允许的），所以在转盘上装置了主和辅助两个动触头。主和辅助动触头之间串接一个电阻是为了限制当它们分别与两个相邻定触头接触时产生的短路环流，以防止被短接的高压绕组烧坏。此电阻值根据变压器级容量确定。由于辅助动触头在切换过程中离开原来的定触头时会产生电弧，因此有载分接开关必须安装在变压器铁心上面，让变压器油浸没。

有载分接开关的转动是由自动电压控制器根据变压器低压侧电压偏差来控制的。当变压器低压侧电压高于或低于控制器的整定范围时，测量比较回路会使晶体管开关 VA 或 VB 导通，经过延时约 40s 后，出口执行线路的继电器动作，使电动机的电源接通，于是电动机正转或反转，带动弹簧蓄能、释放，使定位装置槽轮转过 60°，从而使开关触头转换一挡电压。当电压恢复到整定范围内，晶体管开关就截止，使电动机失电，停止转动。

有载分接开关连同电动机安装在一块公共底盘上。在运行中，根据分接头换接的允许次数（5000～10000 次），应对有载分接开关的触头进行详细检查。如果发现有电弧烧损较严重的触头，应立即更换。此外，切换开关用油的耐压强度，不能低于规程规定标准，若低于标准，应该换油。对于有载分接开关的传动部分，应定期进行外部检查；驱动机构所有转动部分，要定期涂润滑油。

27.3　立式有载分接开关

27.3.1　宁波和吴江生产的有载分接开关

1. 宁波变压器厂有载分接开关

属复合式有载分接开关，自上而下分为两层，如图 27-13 所示。其基本结构由下列几个部分组成：选择开关（切换开关和选择器）、驱动机构、快速机构等。

切换开关是专门承担切换负载电流的开关，它在切换过程中，要开断额定级电压下相应的最大通过额定电流。它应用具备耐弧耐磨性能的材料制成。选择器是按分接顺序，在换接过程中，将即刻要换接的分接头预先接通，并承担连接负载电流的能力。选择器亦称无励磁开关。复合式有载分接开关把上述两部分合二为一称为选择开关。因此，它不但要长期通过负载电流，也必须具备承担切换额定级电压下相应的最大通过额定电流的能力。

有载分接开关的选择开关如图 27-14 所示。选择开关的触头是由定触头、动触头和过渡触头组成的。为了提高电气寿命，保证开断性能，应用具有耐弧性好、耐磨的钨铜材料。选择开关必须具备与变压器调压绕组相同的绝缘水平，和由于选择开关切

换负载而引起电弧造成变压器油污染不致于影响变压器主体的绝缘性能，需要有一个单独的密封油箱，因此，开关需要一个由环氧酚醛玻璃布筒材料做成的绝缘筒。在绝缘筒上下共有三相定触头支架孔，用来支撑定触头，同时隔绝变压器主体的油和分接开关油的流动。在转轴上安装选择开关动触头和过渡触头，同时在过渡动触头间还须有过渡电阻，以作过渡电路用，因此，需要一定机械强度和绝缘水平。一般转轴采用环氧酚醛玻璃丝棒和管制成。

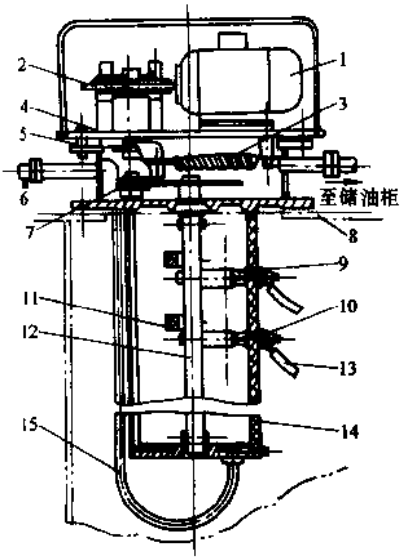


图 27-13 复合式立式有载分接开关

1—电动机 2—蜗轮 3—快速弹簧 4—拐臂（摆杆） 5—弹簧拨杆 6—放油塞 7—瞬转拨盘 8—变压器油箱 9—动触头 10—定触头 11—过渡电阻 12—选择开关轴 13—引线 14—绝缘筒 15—污油引出管

（1）驱动机构 也称传动减速机构，是上述选择开关等共同动作的动力源。通常都具备电动和手动，并具备必要的限位、安全联锁、位置指示、计数以及信号接线座等附属装置。驱动机构一般可以采用按钮操动的半自动，也可采用自动的。根据不同有载分接开关的驱动机构，分别作如下介绍：

1）SYXZ-9-10/100 驱动机构（图 27-15）。驱动机构主要由单相电容微电机（功率为 60W，型号为 JX07A—4，转速为 1400r/min，电压为 220V，电容为 8μF）和蜗杆、齿轮等组成。动作原理是当电压波动信号给予自动控制器后，控制器指令单相电容微电机动作，通过蜗杆带动减速器装置中小斜齿轮和另一对蜗杆、斜齿轮进行减速，传递给快速机构。其速比计算如下：

第一级输出，蜗杆双头，小斜齿轮 28 齿

$$n_1=\frac{1400\times 2}{28}\text{r/min}=100\text{r/min}$$

第二级输出，蜗杆双头，斜齿轮 40 齿

$$n_2=\frac{100\times 2}{40}\text{r/min}=5\text{r/min}$$

SYXZ-9-10/100 有载分接开关大约每 13s 运转一次，即切换一次。该有载分接开关的安全联锁采用单向推力球轴承作为保护装置，当机械传动负载过载或某部分机构故障时，单向推力球轴承不再传递负载，使电动机空转。

2）SYTF-7-35/200 有载分接开关传动机构。此种有载分接开关采用较先进的传

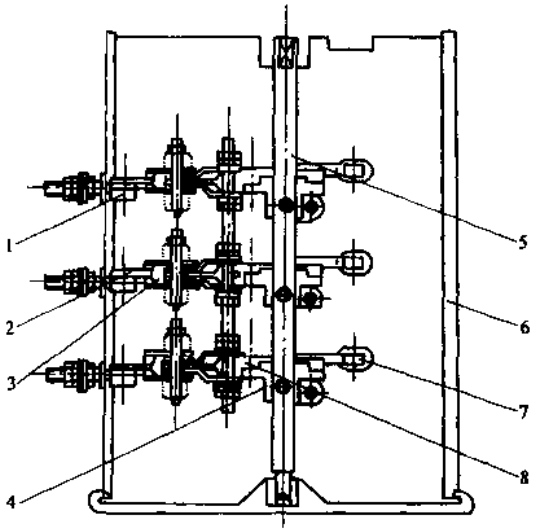


图 27-14　有载分接开关的选择开关

1—定触头支架　2—定触头　3—主、过渡动触头　4—动触头法兰座
5—环氧玻璃布棒　6—环氧玻璃丝筒　7—电阻丝盘　8—动触头支架

动减速装置，即一齿差传动减速装置。电动机采用异步力矩电动机（2AOJ5638-10）。它的优点是起动转矩平稳，当负载转矩超过电动机输出转矩时，不会引起电动机损坏和故障。该机构中一齿差减速装置的特点是，啮合齿数多，承载能力高；传动比大，且效率高；齿磨损小，且均匀；结构简单；运转平稳而无冲击，使用寿命长。采用这种装置，传动减速装置安装在分接开关主体外面，使机构与开关中变压器油隔绝，避免了由于机械磨损而引起变压器油的污染，提高了开关绝缘性能。

一齿差减速装置的性能参数如下：输入转矩 $M_i=1$N·m；输出转矩 $M_o=104.8$ N·m；减速比 $i=144$；输入转速为 720r/min；输出转速为 5r/min。以上两种开关传动机构不一样，但切换一次时间相同，均约为 13s 切换一次。

宁波厂生产两种有载分接开关，除了可以用手动控制外，还可以配以自动控制器后，能自动控制操纵。这两种操动都不可避免有超限危险，因此，除了在控制系统里安装电气限位外，还在有载分接开关底架与槽轮之间安装限位螺钉和限位座，以防止有载分接开关在上限和下限操动时的超限现象。

(2)快速机构　它是实现预计的弹簧储能和快速释放的目的，是有载分接开关的重要部分。快速机构常用的有过死点释放机构、枪机释放机构、连杆释放机构等三种结构。该厂生产的采用过死点释放机构。这种机构的优点是结构简单，便于提高动作速度（见图 27-16）。

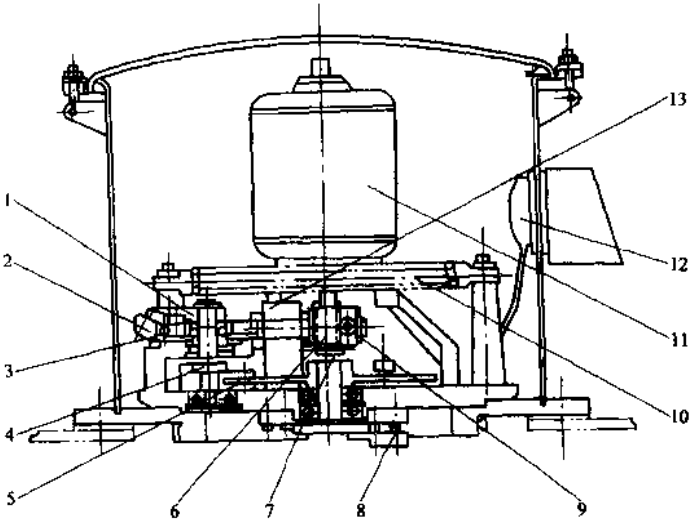


图 27-15 有载分接开关的驱动机构

1—偏心块 2—计数器 3—斜齿轮 4—瞬转轴 5—拨槽件
6—蜗杆 7—小斜齿轮 8—指示触点 9—蜗杆 10—弹簧
11—单相电容微电机 12—接线插座 13—单向推力球轴承

其动作原理是当电动驱动机构通过减速装置的最后一级输出转速(5r/min)带动快速机构，使选择开关切换一个分接。用弹簧储能的方法的快速机构(参见卧式开关工作过程)，是目前几乎所有电阻式有载分接开关所共同采用的操作方法，所不同的是具体机件不同而已。所以在快速机构中，弹簧是一个关键零件，在连续长期频繁操作中，弹簧必须保持其形状尺寸，弹力曲线不变。由于弹簧储能是一个常值，释放能量过程中没有过载能力，故要求快速传递动作过程中，全部机件不允许出现影响规定动作的障碍，如磨损、永久变形、机械干扰、卡死、断折现象。同时也要求选择开关装配中符合一定的技术要求，以保证快速切换过程中规定程序。根据断弧要求，一般快速机构给予选择开关的线速度大

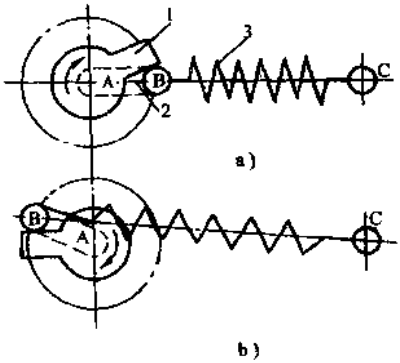


图 27-16 过死点释放机构原理

a) 弹簧开始储能 b) 过死点前后瞬间、开始释放
1—弹簧拨杆 2—曲柄 3—拉伸弹簧
A、C—定点 B—动点

约为 0.6m/s。

(3) 驱动机构调试时应注意的事项

1) 取下罩体，检查控制线路的压线螺钉是否牢固；用手转动电动机蜗杆，左右转动应灵活。

2) 进行手动切换。检查开关位置指示和顺序开关动作是否正确（有些驱动机构无程序开关）。

3) 上述检查正常后，可进行电动操作。

电动操作时，应注意在按下“升”或“降”按钮时，开关切换方向是否正确。如果方向是反的，必须调换电动机电源的相序，以确保极限开关限位的可靠。要检查相序是对三相电动机而言，如北京变压器厂开关分厂生产的 SYXZF-35/250-2×7 和 SYZF-10/250-2×7 型开关的驱动机构。而对上海和吴江开关总厂生产的产品，一般是将三相电动机改成单相电动机使用，单相电源不存在相序问题，只存在升降方向问题。

4) 在电动操作情况下，切换一个全范围，检查开关动作是否灵活可靠，位置指示是否正确，限位是否适时。

5) 电动操作至极限位置停车后，应有意地再按三次这个方向的按钮，电动机构应不动作，如果电动机构仍向极限方向动作，应马上关掉电源，调整极限开关位置，并排除故障，使之限位准确。当开关运转正常后，盖上罩体，注油至适当位置。

2. 吴江开关总厂生产的有载分接开关

吴江开关总厂生产的简易复合式有载分接开关技术数据见表 27-1。其结构与后面将介绍的上海修造厂有载分接开关相类似。其外形图如图 27-17 所示。目前，新生产的复合式有载分接开关技术数据见表 27-2。

表 27-1　吴江开关总厂生产的有载分接开关主要技术数据

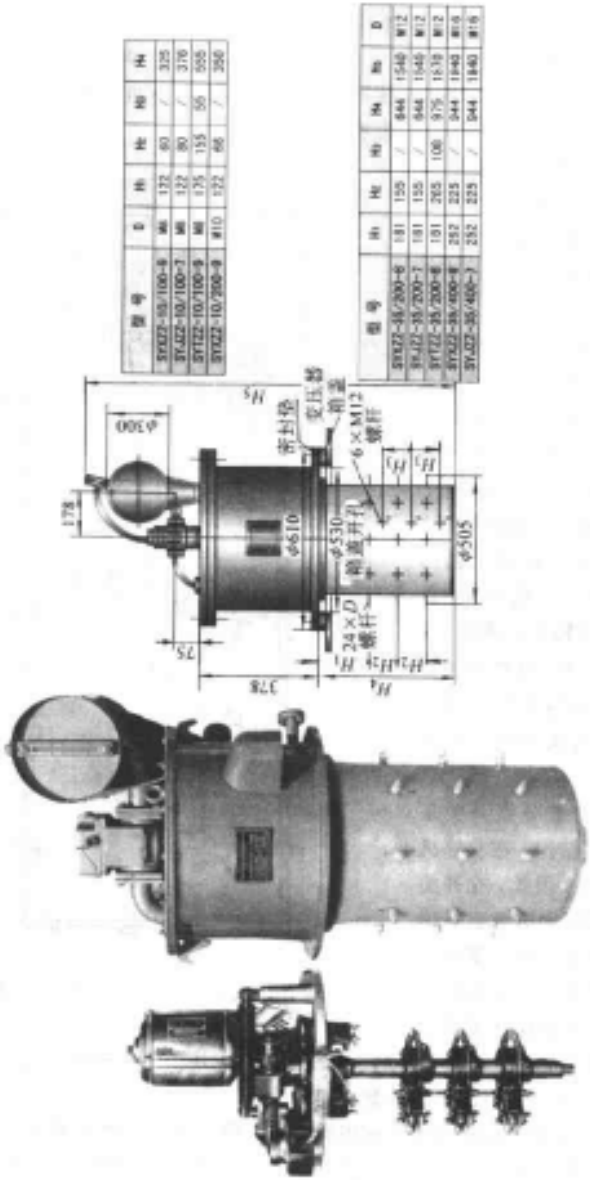
项目 / 数据 / 开关型号	调压范围	级电压 /V	切换过渡方式	切换过渡时间 /ms	操作电源 /V	交流耐压水平 /kV
SYXZZ-10/50-6	1	≤289	单电阻	10～11	220	35
SYXZZ-10/100-6	1	≤289		16～18	220	35
SYTZZ-10/100-6	1	≤289		16～18	220	35
SYXZZ-10/100-9	1	≤289	双电阻	18～22	220	35
SYJZZ-35/200-7	1	≤600		35～40	380	85
SYXZZ-35/200-8	1	≤600		35～40	380	85
SYXZZ-10/400-7	1	≤289		35～40	380	35
SYJZZ-35/400-7	1	≤600		35～40	380	85

（续）

项目 / 数据 / 开关型号	调压范围	级电压/V	切换过渡方式	切换过渡时间/ms	操作电源/V	交流耐压水平/kV
SYTZZ-10/200-8	1	≤289	单电阻	35～40	380	35
SYTZZ-35/200-8	1	≤600		35～40	380	85
SYXZZ-35/200-15	2	≤600	双电阻	35～40	380	85
SYJZZ-63/200-5	1	≤1000		35～40	380	140
SYJZZ-110/200-7	1	≤1800		35～40	380	220
DYTZZ-10/100-8	1	≤289		18～22	220	35
DYTZZ-$^{10}_{35}$/200-8	1	≤289 ≤600		35～40	380	35 85
SYXZ-35/200-7	1	≤600		30～50	380	85
SYXZ-35/200-15	2	≤600		30～50	380	85
SYXZ-35/200-13	1	≤600		30～50	380	85
SYXZ-35/200-27	2	≤600		30～50	380	85
SYXZ-110/200-7	1	≤1800		30～50	380	85
SYXZ-110/400-7	1	≤1800	四电阻	40～60	380	85
SYXZ-110/400-15	2	≤1800		40～60	380	85

表 27-2 吴江开关总厂生产的 10～35kV 有载分接开关（新产）技术数据

相数	三相或单相	三相或单相
额定电压/kV	10	35
最大额定通过电流/A	100，200	200，400
额定频率/Hz	50～60	50～60
最大额定级电压/V	300	600
最大工作位置数	9	7，8，9
调压方式	线性	线性
与变压器连接方式	中性点、中部或端部	中性点、中部或端部
安装方式	箱顶	箱顶
净重/kg	约 45	约 200
注油量/L	33～38	150～217



型号	D	H_1	H_2	H_3	H_4	H_5
SYGZZ-10/100-6	M6	122	60	/	325
SYGZZ-10/100-7	M6	122	80	/	370
SYGZZ-10/100-9	M6	125	155	55	555
SYGZZ-10/200-9	M10	122	86	/	250

型号	H_1	H_2	H_3	H_4	H_5	D
SYGZZ-35/200-6	181	155	/	644	1540	M12
SYGZZ-35/200-7	181	155	/	644	1540	M12
SYGZZ-35/200-8	181	265	108	975	1630	M12
SYGZZ-35/400-6	252	225	/	944	1840	M16
SYGZZ-35/400-7	252	225	/	944	1840	M16

图 27-17　吴江开关总厂生产的 10～35kV 复合式有载分接开关外形图

27.3.2 沈阳变压器厂生产的有载分接开关

BⅢ200-10/0909复合式有载分接开关适用于3150kVA以下容量的变压器，其额定电压为10kV，额定电流为200A，供三相Y联结中性点调压，调压级数为9级（还有端部调压和中点调压的产品）。该产品将电动机构、快速机构和选择开关合为一体，采用单电阻过渡（见图27-18）配有自动控制器。

电动机构由一台单相电动机（220V，60W，1400r/min）和减速装置（在电动机主轴一端直接安上1∶2的锥齿轮，再经过1∶60的蜗杆、蜗轮）组成。

快速机构是通过蜗轮上的销钉推动偏心轮，在偏心轮上伸出一个摆杆，将一个强力高储能拉力弹簧拉到一定长度，储存足够的势能，并过死点释放。这时偏心轮上的摆杆以高速向同一方向回转。这一快速回转运动传给同轴上的凸轮轴，然后传递给一个拨盘，拨盘又拨动固定在开关轴上的槽轮，使它向规定方向转一挡。这样开关轴就以相同于槽轮的角速度快速旋转一个角度，使开关切换一个位置。

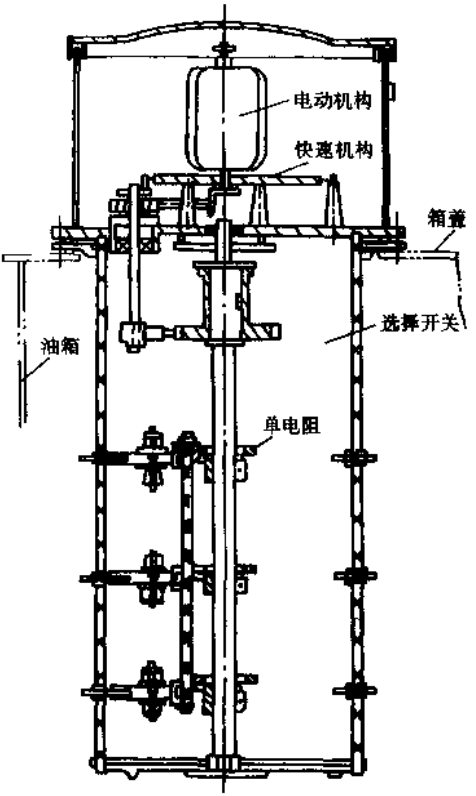


图27-18 BⅢ型复合式有载分接开关

这种复合式有载分接开关采用了“自由终止”结构，在快速机构里没有缓冲装置。因此，在开关切换完毕之后，摆杆和拨盘会继续回转一个角度。由于受到弹簧的限制，偏心轮摆动几次后，很快就会停止。由于这个摆动动作在拨盘的自由区，所以槽轮不动，对开关无影响。在槽轮的上方还安装了一组位置触点盘，它可指出开关所处位置。其引出线与控制器内的数码管相连接。

选择开关由一个ϕ270mm的绝缘筒构成外廓，绝缘筒自上而下排列出A、B、C三相，每相顺时针卡装定触头。绝缘筒上端是卡装变压器油箱的法兰，下端是设有放油塞的密封法兰。选择开关本体处于槽轮下方，以槽轮轴线为中心连接一根绝缘轴，轴上卡着三组支持件支承动触头和过渡触头（弧触头），并与单电阻相连接。在切换

过程中，动触头（主触头和过渡触头）从第一个定触头换到第二个定触头时，依次切换电路如图 27-1 所示。

主触头与过渡触头在切换过程中都承担着烧蚀，所以在各自的触头上均焊有钨铜合金。为确保接触效果良好，定、动触头在静接触时是紫铜，而不是钨铜。

自动控制器与开关本体上的位置盘、行程开关及电动机上的引线相连接，引线顺序与控制器规定的顺序号相对应。自动控制器是选用变压器的二次电压作为工作电压，其动作原理是当电网电压波动并持续一段时间，调压变压器二次侧电压也相应波动，使取样电路的状态发生变化，若该变化大于一定值，就能改变原状态。经过延时输出，控制信号使中间继电器动作，电动机带动有载分接开关从一个分接头切换到另一个分接头。

27.3.3　上海电力修造厂生产的有载分接开关

1. 概述

10kV、35kV、110kV 有载分接开关系列采用埋入复合式电阻式过渡结构，把分接选择器和切换开关的功能合二为一，达到选择，切换操作一体化的直接调压方式，同时还将开关连同电动机构设计成整体插入式结构。具有体积小、重量轻、结构简单、寿命长和安装维护方便等优点，既适用于中性点调压，又能用于中部调压；既适用于新变压器，又适用于将现有的无励磁调压变压器改装为有载调压变压器。

SYXZ2-35/200-7 表示三相，中性点调压，35kV，200A，电阻直接切换式有载分接开关，设计序号为 2，分接位置数为 7 级（最大工作位置数为 7）。

开关使用条件如下：

1）开关使用的大气环境温度应在－25～40 ℃内。

2）开关在变压器油中使用，油温应在－25～100 ℃内。

3）开关在变压器上安装时，其垂直倾斜度不超过 5°。

4）开关安装场所应无严重尘埃，无爆炸性和腐蚀性气体。

5）开关在储放及运输过程中不得受潮。

2. 主要技术数据

开关的主要技术数据见表 27-3。开关导电部件对油温升不超过 20K，开关触头的接触电阻≤500μΩ，开关切换时间为 35～50ms，开关基本接线方式如图 27-19 所示。

3. 结构及工作原理

(1) 开关结构

如图 27-20 和图 27-21 所示。

10～110kV 有载分接开关是桶状设计的选择开关、开断原理结合了切换和选择的操作特点，有载分接开关的切换油与变压器的绝缘油隔离。

开关主要分为四大部件：

1）快速传动机构（包括电动机、两级蜗轮蜗杆减速机构、弓形板、曲柄和拉力弹簧等）。

2）开关组件（包括转臂、槽轮、主轴、动静触头系统和过渡电阻等）。

表 27-3 上海电力修造厂生产的有载分接开关技术数据

型号			SYXZ12-10/125-9	SYJZ13-10/125-7	SYXZ2-35/200-7	SYJZ3G-35/200-7	SYJZ8-110/200-7	SYJZ15-110/200-7
额定电流/A			125		200		200	
相数			3					
接线方式			用于中性点见图 27-19a	用于中部见图 27-19b	用于中性点见图 27-19a	用于中部见图 27-19c	用于中部见图 27-19b	用于中部见图 27-19c
切换过渡方式			单电阻	单电阻	单电阻	双电阻	单电阻	双电阻
短路试验电流/kA	热稳定（3s）		2.5		4		4	
	动稳定（峰值）		6.25		10		10	
级电压/V（以每相计算）			300		600		2200①	
最大工作位置数			9	7	7		7	
绝缘水平/kV	绝缘等级		10		35		110①	
	最大工作电压		11.5		40.5		126①	
	冲击试验（1.2/50μs）		75		200			
	工频试验电压 50Hz/1min	对地	35		85		160①	
		相间	18	35	35	85	160①	
		最大分接和最小分接间	18		45		55	
		相邻触头间	18		45		55	
机械寿命			不低于 50 万次					
电气寿命			不低于 5 万次					
密封试验	工作压力/Pa		3×10^4					
	试验压力/Pa		6×10^4					

（续）

型号	SYXZ12 -10/125-9	SYJZ13 -10/125-7	SYXZ2 -35/200-7	SYJZ3G -35/200-7	SYJZ8 -110/200-7	SYJZ15 -110/200-7
保护继电器	整定油速 1.0m/s±10%					
重量/kg（不含油）	43	55	102		265	280
频率/Hz	50					
干　燥	热风循环最高 110℃				真空干燥最高 110℃	
配用电动控制器	ZKY-10		KTY-10		KTY-10	

① 110kV 开关适用于把无励磁调压变压器改为有载调压变压器。

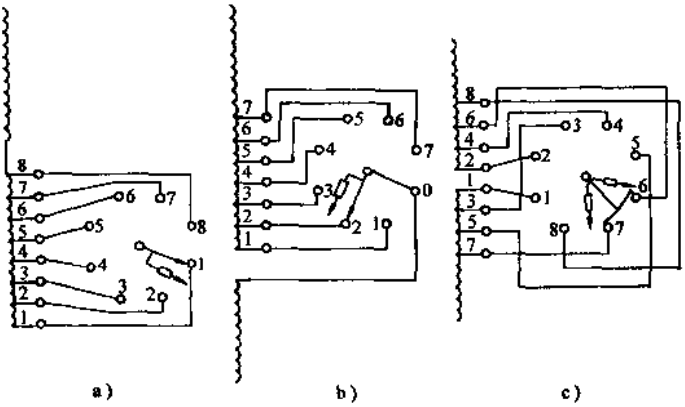


图 27-19　有载分接开关基本接线方式

a）中性点调压　b）单电阻过渡中部调压　c）中部调压

3）油箱外壳（包括顶盖、外壳、绝缘筒和底盖等）。

4）安全及信号装置（包括升降电气限位开关、位置指示盘、顺序控制开关、机械限位螺钉和防爆门等）。

（2）开关的工作原理　电动机电源接通后，经两级蜗轮蜗杆减速后带动弓形板，弓形板在转动过程中推动曲柄，使拉力弹簧逐步拉伸储能，当曲柄超过与被拉伸的拉力弹簧成一直线的“死点”位置时，拉力弹簧即被突然释放，使曲柄飞快地通过转臂拨动槽轮，转过一槽，经主轴带动动触头组件，由于主触头与副触头之间接入限流的过渡电阻并依次切换，于是开关便实现从一个分接带负载切换到下一个分接。

（3）自动控制器　本系列开关配自动控制器，若用户不需要自动控制器，那么可安装图 27-22 所示的自动控制器。

开关电气控制原理如下（以正向切换为例）：

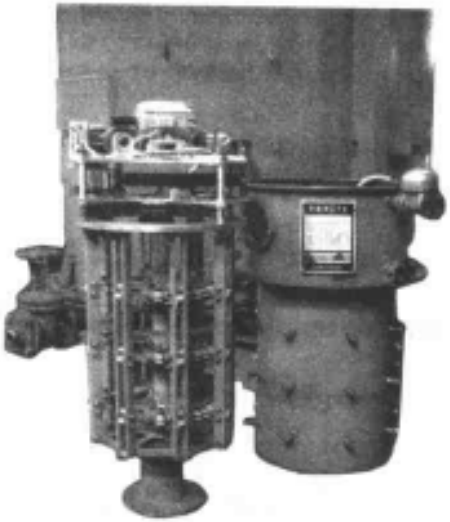


图 27-20 上海电力修造厂生产的有载分接开关外观结构图

1）启动。按下正向切换按钮 S1，经 S1 和 K2 触头，接触器 K1 所有常开触头闭合，并联锁接触器 K2，电动机起动，拉力弹簧开始储能。

2）自锁。放开按钮，通过 S6 和 S3 的常闭触头，接触器自锁，电动机继续转动。

3）停止。当弹簧过死点释放后，一次分接切换结束，顶板触动 S6，自锁线路断开，电动机电源断开，P 位置指示盘上触点转过一挡，接通该挡指示灯回路。

4）极限制动。当开关切换至极限位置时，S4 触点打开，电动机不能正向转动，只能反向转动，若电气限位元件失灵，则由槽轮上的限位螺钉卡住，转臂不能转动，从而保证开关在极限位置上不能再动作。

（4）开关切换动作顺序如图 27-23 所示。

27.3.4 长征电器一厂生产的有载分接开关

现以 SYXZ5-9-10/100 型有载分接开关为例加以说明。SYXZ5-9-10/100 型有载分接开关为电阻限流，埋入型复合式。它有绝缘筒做的油室，并与变压器隔离，利用变压器油作为绝缘和灭弧介质。

该开关的选择器本身带有切换开关，故称为选择开关。开关主要由驱动机构、快速机构和选择开关三部分组成。驱动机构主要是指电动机和蜗轮蜗杆减速装置。快速机构的主体是一个强力高储能拉力弹簧。选择开关主要由主动触头、别动触头和定触头组成。其具体结构如图 27-24 所示。

开关安装在法兰的上面，即露出变压器油箱平面的那一部分，是机械传动部分。

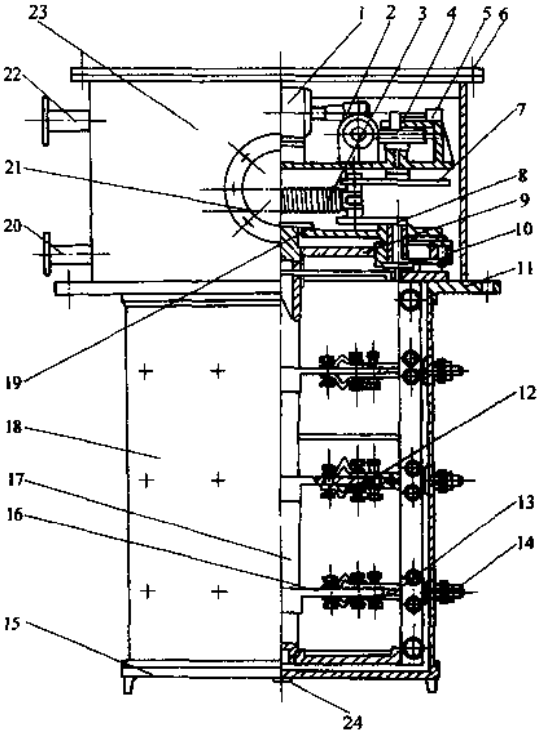


图 27-21　上海电力修造厂生产的有载分接开关的结构

1—电动机　2—蜗杆　3—拉力弹簧　4—蜗轮　5—顺序控制开关　6—顶盖　7—弓形板　8—曲柄　9—槽轮　10—转臂　11—开关固定法兰　12—动触头　13—静触头　14—接线端子　15—底盖　16—过渡电阻盘　17—主轴　18—绝缘筒　19—位置指示盘　20—排油管道　21—防爆门　22—进油管道　23—外壳　24—放油阀

它由单相电容电动机带动两级蜗轮蜗杆作减速传动，从上隔板下面的弓形板推动主弹簧拉伸储能。利用弹簧“过死点”后释放的能量推动拨槽件，由拨槽件推动槽轮，作快速转动一定角度的运动，完成开关的操作任务。

开关安装法兰下面的绝缘筒上有 27 个分接头，排列在上、中、下三个位置（即对应三相），因此，每相有 9 个分接头。

开关的槽轮带动主轴。主轴上平行地分布三组动触头和一组辅助触头，分别作为三相分接头的主动触头和指示分接位置的辅助动触头。三相主动触头之间有一个导电杆连接，完成变压器高压绕组的星形联结。辅助动触头根据主轴转动的角度，分别构成指示回路，发出指示信号，标示开关所处的分接位置。在动触头支架的主动触头和副动触头之间有过渡电阻，起切换过程中的限流作用。开关的动、静触头上均镶嵌

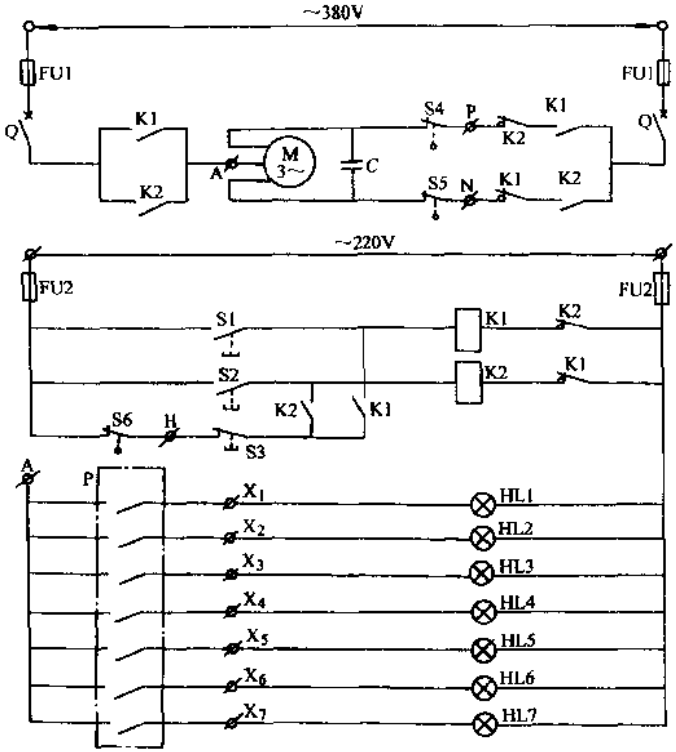


图 27-22 自动控制器电路图

FU1—主回路熔断器 FU2—控制回路熔断器 Q—断路器 K1—升挡接触器
K2—降挡接触器 P—位置指示盘 M—三相异步电动机 C—电容器
S1—升挡按钮 S2—降挡按钮 S3—紧急按钮 S4—升挡限位开关
S5—降挡限位开关 S6—顺序控制开关 HL1~HL7—挡位指示灯

铜钨合金，以保证开关有足够的电寿命。

为满足使用和维护的要求，有载分接开关还设有下列装置：

1）计数触点 供电磁计数器记录有载分接开关的动作次数。

2）电气指示触点 供指示灯或数码管指示有载分接开关的工作位置。

3）机械联锁安全装置 为防止电气联锁失灵而引起有载分接开关误动作，在开关十等分槽轮上安装了两只安全螺钉。当开关转到最低或最高分接位置时，底板上凸块分别与两个安全螺钉相碰，防止开关继续向最低或最高分接位置转动。此时的单相电容电动机由弹性连接轴结构保护，处于空载运行，不致因机械“轧死”而危及电动机。

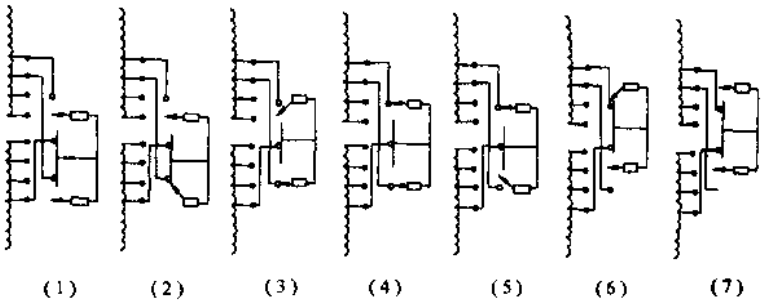


图 27-23　有载分接开关切换动作程序
(7 挡双电阻跨接式中部调压)

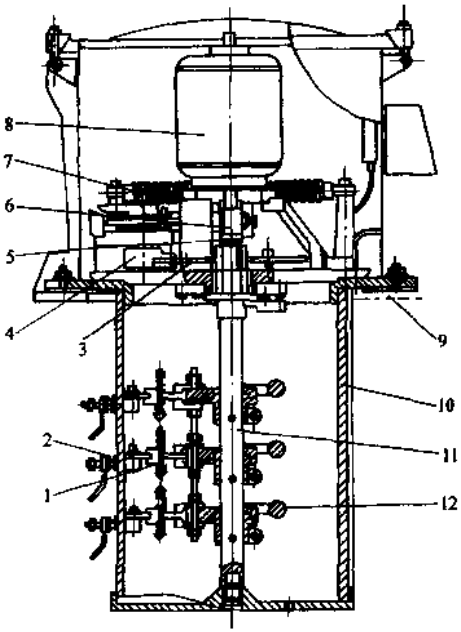


图 27-24　复合式有载分接开关
1—动触头　2—定触头　3—齿轮　4—拨槽件
5—蜗轮　6—蜗杆　7—弹簧　8—电动机　9—变压器箱盖
10—绝缘筒　11—选择开关主轴　12—限流电阻

4) 油面指示器　供观察开关油位用。

5) 接线插座及插头　为了减少接线工序，采用了便于拆卸的接线插座及插头。

插座密封固定在开关筒体上。两个插头分别与插座内外两边接触。内插头由连接线连接开关的电动机、计数接点及电气指示接点。外插头由通信电缆与控制器连接。外插头接线时，应与内插头接线相吻合。

6）吸湿器　有的开关顶上装有吸湿器，使开关有防尘、吸湿作用。

7）防爆器　为防止开关发生故障时产生大量气体而引起过电压，有的开关与筒体上设置了安全防爆器。当开关内部压力急剧增加到某一限度时，防爆器玻璃膜破碎，防止压力过大扩大故障。

有载分接开关的工作原理如图 27-1 或图 27-2 所示。有载分接开关的规格举例见表 27-4。

表 27-4　有载分接开关的规格

型　　号	相数	额定最大电流/A	最大级电压/V	调压级数	生产厂
SYXZ5-9-10/100	3	100	300	9	长征一厂
SYZF7-7-35/200	3	200	600	7	宁波变压器厂
SYJZ7-7-35/200	3	200	600	7	长征一厂
SYXZ2b-35/250-7	3	250	600	7	上海电力修造总厂

注：1. 宁波变压器厂生产的有载分接开关系全绝缘型。为保证试验时无悬浮电位存在，金属底盘必须接地。长征一厂生产的有载分接开关系半绝缘型。型号中的第四个字母 F 表示复合式。

2. SYXZ2b-35/250-7 的型号意义与 SYXZ2b-7-35/250 相同。

第 28 章　带电动机构箱的有载分接开关的工作原理、结构及试验

28.1　概述

与中小型变压器相配的有载分接开关大都是简单复合式开关，是不带电动机构箱的，驱动机构与开关本体直接相连，位于开关本体上部，与外部仅靠电缆插头、电缆与控制部分相连接，换挡操作也无法依靠手摇把来手动操作（手摇把只有在露出驱动机构后才能装上去操作，作检修调整用）。驱动机构的电动机位于开关上部，这种开关的工作原理和结构已在 27 章中叙述。但还有少部分 35kV 主变压器相配的有载分接开关带有电动机构箱，其结构示意（仅示一相）图如图 28-1 所示。这种开关的本体仍放在变压器油箱内，但其驱动机构设置在变压器油箱外，安装在油箱壁的铁件架上。驱动机构即电动机构通过垂直和水平传动轴操作有载分接开关的心体动作和切换。有电动机构箱，不但容易维护，而且可以放较大的电动机，能产生较大的转矩，以便驱动较大型的开关（开关容量越大，所需的转矩也越大）。必要时，可以用手摇把在箱中进行有载分接开关的切换调挡，而电动换挡性能仍然保持。因此，较大型有载分接开关必须配置电动机构箱。对于中小型变压器，带电动机构箱的开关有复合式的“参考 V”型和组合式 SYXZ 型或调挡数较多的其他型式复合式开关。其工作原理和结构下面分别加以叙述。

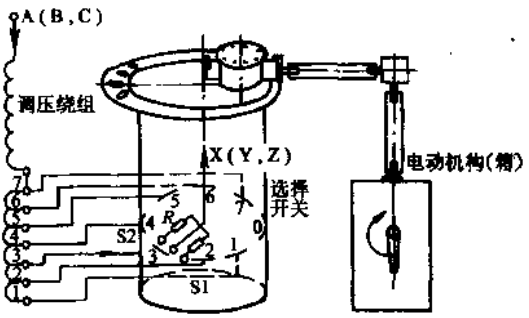


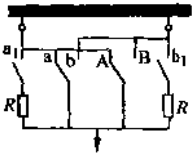
图 28-1　带电动机构箱的有载分接开关
（图示为“参考 V”型一相）

28.2　“参考 V”型有载分接开关的原理和结构

1. 简介和原理

国内有许多厂都参考德国 MR 公司的 V 型复合式有载分接开关，但各厂型号叫法不一，实质是相同的（个别地方可能有些小改动）。为方便记忆，这里统称为“参考 V”型，包括 FY、CV、SV、F、CF、S、FYV 型等。

“参考V”型有载分接开关是一种将切换开关功能和分接选择器功能复合一起的选择开关，负载电流从调压绕组一个分接转换到下一个分接，经由两个过渡触头和主弧触头完成操作（见图28-2），最后主弧触头被主触头短接。



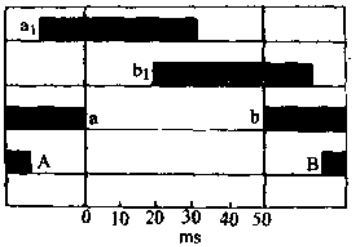


图28-2 “参考V”型有载分接开关弧触头切换顺序

a，b—主弧触头 a1，b1—过渡触头 R—过渡电阻 A，B—主触头

图28-3所示是“参考V”型开关从分接1变换到分接2的全过程。开关从静止位置(1)开始，心子逐渐转动，触头开始切换，连续经过(2)、(3)、(4)、(5)、(6)、(7)，最后到(8)停止，就完成一个分接切换。图中a、a1、a2是三个带电弧切换的主、辅触头，而A是比上述三个触头低一层的主触头，它不带电弧，只是当带电弧触头切换完毕后，为使大的工作电流顺利流过不使触头发热而设置的通过主要电流的分流触头。它们单独有设置的接触环和触头，但在图28-3中只好表示在一个平面图上了。

“参考V”型选择开关在大多数情况下都能适应对调压级数上的要求，其调压线段的接法如图28-4所示。当不带转换选择器时，线性调压最多可有9、11或13级（即最多10、12或14个分接位置）。

当带转换选择器时，可以用极性选择器作增压或减压连接，或者用粗调选择器将粗级调压线段的始端或末端接到主绕组。两者都可将调压范围增大一倍到±9、±11或±13级（即最多有19、23或27个分接位置）。

每种型式的有载分接开关，由于相数、最大额定通过电流、绝缘等级、设备最高电压U_m和基本连接图的不同，将有不同规格。“参考V”型有载分接开关的规格代号如图28-5所示。其中型号各厂不同，见上述。图中示例为“参考V”型有载分接开关，三相，用于中性点最大额定通过电流350A，对地绝缘按U_m=76kV电压等级的水平，基本连接图10191W。基本连接图的代号如图28-6所示，图中示例为触头中心圆节距10，最大分接位置数19，中间位置数1，转换选择器为极性选择器。

每台“参考V”型有载分接开关制造厂会提供一份接线图，将开关和绕组的分接位置都加以编号（代号），并表示它们的连接关系。图28-7所示为线性调压、10个分接位置的“参考V”型开关接线图。

图28-8为“参考V”型外形尺寸图，图中所示为“参考V”Ⅱ200Y-40.5(72.5)－10(12，14)-O型开关的外形尺寸。图28-8的下面的俯视图可看到，开关的偏心大法兰上有四个小法兰，图中所注已表示四个法兰的用途，即S是滤油器吸油管接头，一般不装滤油器（即带电滤油器，又叫在线滤油器），S作开关放油管。

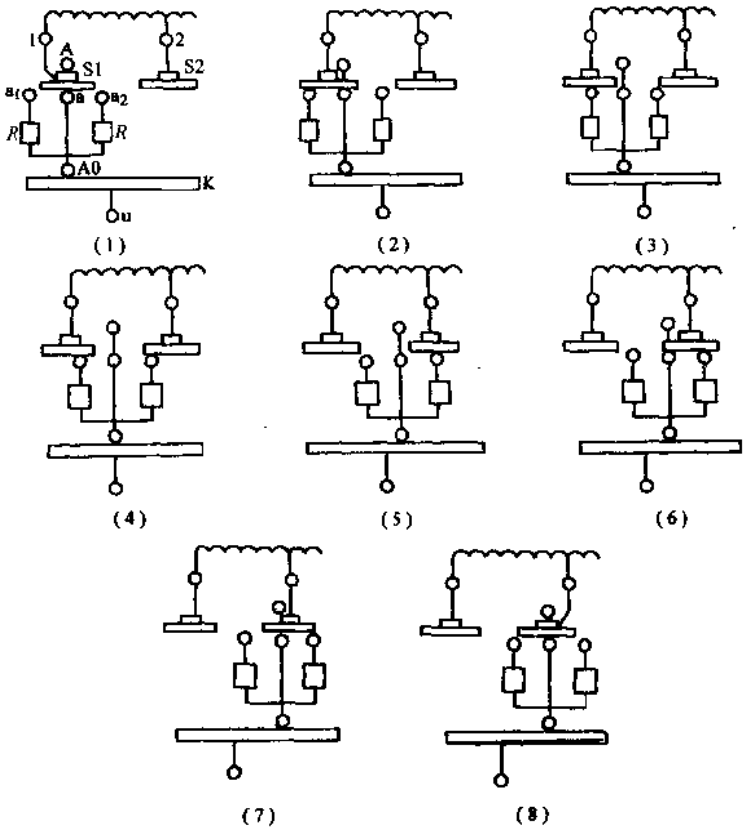


图 28-3　"参考 V"型从一个分接变到另一个分接的全过程

(1) ～ (8) 变换过程

1、2—变压器的分接头　S1、S2—开关的定触头、接变压器的分接线

K—开关的引出触头　u—开关的引出端子　A0—动触头引出触头　A—开关主触头　a—主通断触头　a_1 及 a_2—过渡触头　R—过渡电阻

Q 是滤油器回油管，一般作检修用的进油管，故安装时应接好管子和法兰。R 为气体继电器连接管接头。E_2 法兰平时用闷头盖着，因其内部通变压器油箱，只有当变压器需要抽真空时，应临时将接气体继电器的上法兰拆掉，然后用一根 U 形管（专用工具）将 R 法兰与 E_2 法兰连接通，这样抽真空时开关筒一起抽真空，筒内外压力平衡，不会损坏绝缘筒及其密封。抽完真空后，又恢复气体继电器和闷头。

2. "参考 V"型有载分接开关的结构

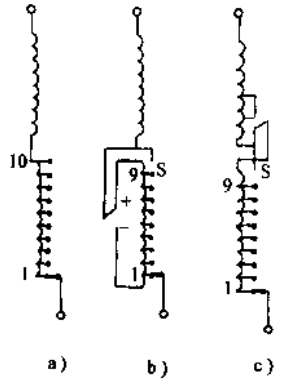


图 28-4 “参考 V”型基本接线图

a）不带转换选择器

b）带极性选择器

c）带粗调选择器

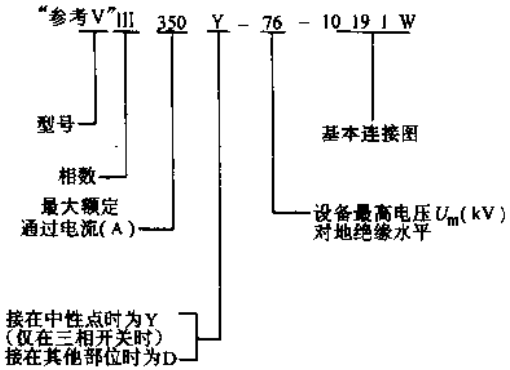


图 28-5 “参考 V”型有载分接开关的规格代号

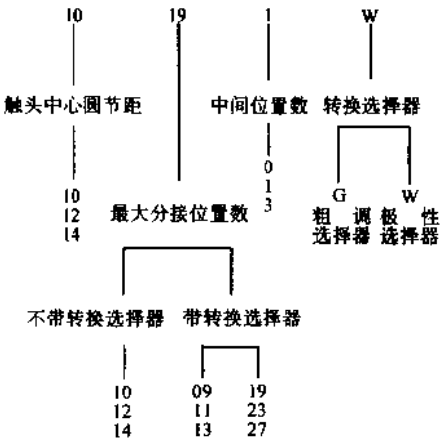


图 28-6 基本连接图的代号

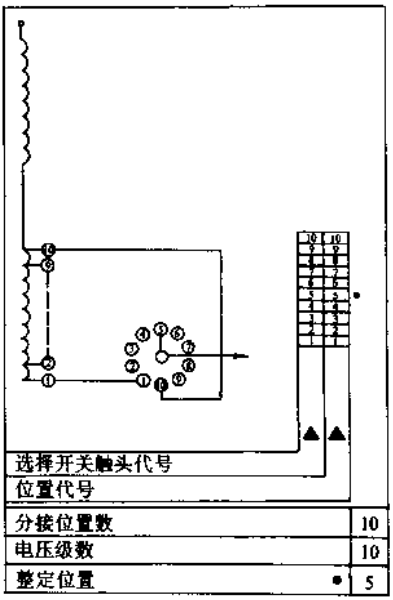
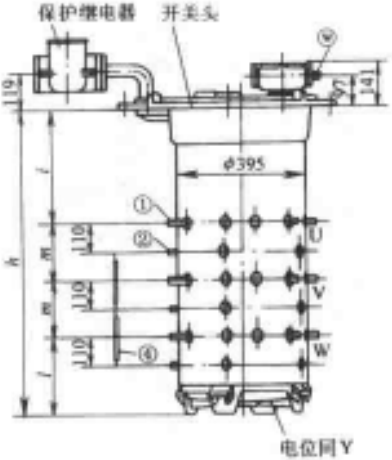


图 28-7 “参考 V”型有载分接开关接线图

进口 V 型和国产“参考 V”型有载分接开关适用于三相结构，500A 及以下，用于三相 Y 联结绕组的中性点调压，绝缘水平满足设备最高电压 U_m=76kV 及以下的绝缘要求，可适用于在钟罩式或箱顶式油箱中安装。



尺寸/mm	h	1088
	i	428
	m	210
	l	240

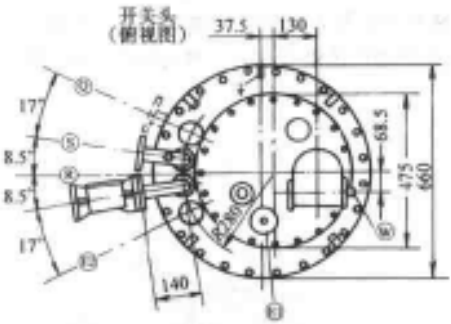


图 28-8　“参考 V”型有载分接开关外形尺寸图（“参考 V”Ⅱ200Y 型）

Ⓔ—开关头放气阀　Ⓔ—变压器油箱放气塞　Ⓠ—回油管管接头（有滤油器才有）　Ⓡ—保护继电器管接头　Ⓢ—吸油管管接头　Ⓦ—传动轴

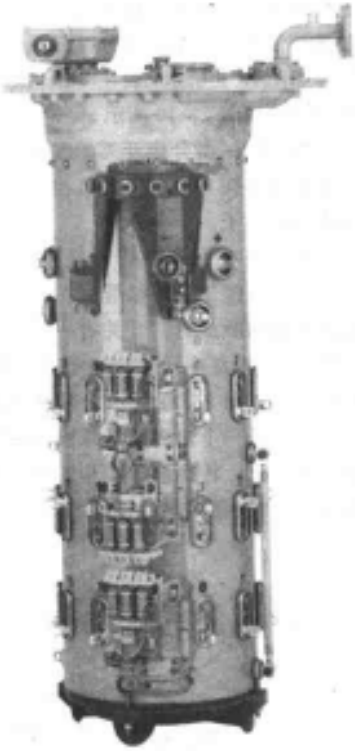


图 28-9　“参考 V”型有载分接开关结构

快速过渡电阻分接变换，电流第一次过零时熄弧。传动机构简单合理，弧触头用钢钨合金制成，切换电流和连续电流的电流路径分开。有载分接开关头盖设有压力释放安全装置。限位电阻可防止极性选择器转换时由电容过电压产生的电火花。进口开关提供 RS2001 保护继电器，按工厂动态油流试验整定断开点，一般国产提供气体继电器。"参考 V"型有载分接开关结构如图 28-9 所示，装在变压器内的情景如图 28-10 所示。

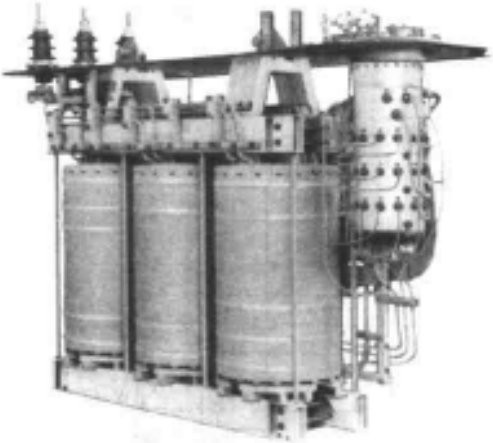


图 28-10 "参考 V"型有载分接开关装在变压器内的情景

"参考 V"型分接开关的主要部件有开关头、油室、齿轮机构和分接开关心子。

开关头有两个主要管接头，一个用于连接储油柜联管，一个接至油室的吸油管。开关有一个头盖。上齿轮盒连同转动轴即安装在开关头盖上。管接头和上齿轮盒均可按照需要回转定位，如图 28-11 所示。另两个法兰闷头用途如图 28-8 所示及相应叙述。

油室是一个由玻璃纤维增强树脂制成的绝缘筒。筒顶固定在开关头上，下端由油室底座封死。转换选择器和选择开关两者的定触头分别装在油室绝缘筒内侧不同的高度上，与外侧的接线端子相连。特殊设计的屏蔽电极改善了静电场的分布，使其在

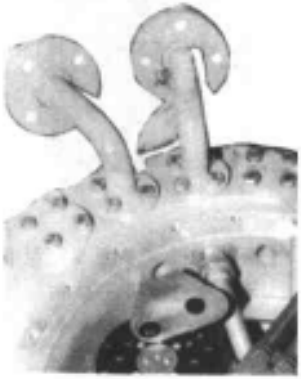


图 28-11 "参考 V"型管接头的安装

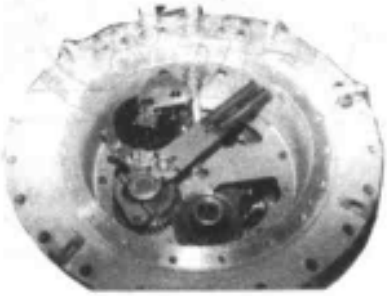


图 28-12 齿轮机构组

雷电冲击和工频电压上有良好的耐受能力。

齿轮机构组安装在开关头内的座板上。它包括弹簧储能机构、选择开关、位置显示器和转换选择器机构，如图 28-12 所示。所有机件表面均经热处理。开关心子包括选择开关和转换选择器触头架的全部动触头系统。驱动轴的上端装有带销的联轴器与齿轮机构相连，驱动轴的下端支撑在油室底中心的轴承中。

所有动触头元件均固定在驱动轴上，其高度分别与定触头相对应。每组开关元件有 3 个滚柱触头平列一排。它们的作用是在有载分接开关变换操作中作为主通断触头和过渡触头。参考 V 型有载分接开关技术数据见表 28-1。

表 28-1　"参考 V" 型有载分接开关技术数据

最大额定通过电流/A		200			350		
相数		1	3	3	1	3	3
频率/Hz		50					
联结方式		—	Y	D	—	Y	D
短路试验电流/kA	热稳定（2s）	3.3			4		
	动稳定（3s 峰值）	8			10		
级电压/V	10 级点	1500			1500		
	12 级点	1400			1400		
	14 级点	1000			1000		
额定级容量/kVA	10 级点	300			525		
	12 级点	280			420		
	14 级点	200			350		
分接位置数		线性调：14 正反调或粗细调：27（±13）					
绝缘水平/kV	绝缘等级	35			66		
	最高工作电压	40.5			72.5		
	工频试验电压	85			140		
	雷电冲击试验电压	200			350		
油室密封压力/kPa	工作压力	30					
	试验压力	60					
开关重量（不含油）/kg		110～150					

28.3　SYXZ 型组合式有载分接开关的原理和结构

1. 工作原理

为了保证电压质量，需要改变变压器绕组的匝数来调整电压。一般在高压绕组上（或调压绕组上）引出分接线，与分接开关定触头相连接。高压侧每调一个分接电压百分数 $\pm x\%$，低压侧电压变为 $U_N/(1\pm x\%)$（U_N 为额定电压，以降压变压器为

例)。在调压中，电压的正确变化说明开关成功地完成了一次切换，变压器完成一次调压。

SYXZ 组合式有载分接开关，其切换开关和分接选择器是分离的两部分。切换开关是带电完成单双触头两个位置的切换，分接选择器是不带电弧完成规定分接触头的预选。

切换开关采用过渡电阻原理，带负载变换变压器分接位置。分接选择器单双数动触头轮流交替选择分接位置与切换开关往返切换相结合。

对某一运行状态，如单数触头在分接 3，双数触头在分接 4，工作在分接 4，如图 28-13 所示。

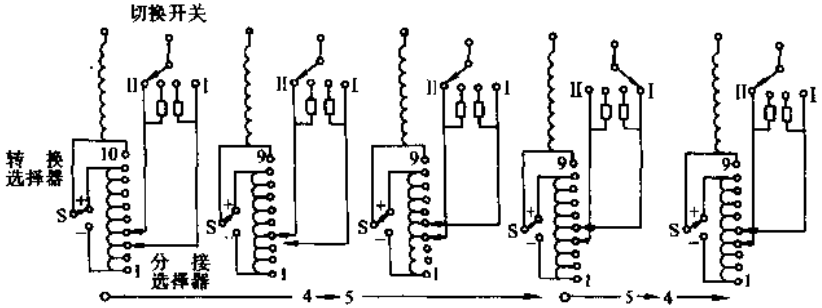


图 28-13 SYXZ 型组合式有载分接开关切换顺序

当 4→5 分接操作时，选择器的单数动触头离开 3 而接通 5，然后切换开关再动作（由双数触头 Ⅱ 切向单数触头 Ⅰ）。这一过程可听到三次响声，即分接选择器离开定触头，分接选择器接通另一定触头，切换开关切换的响声。

当再从 5→4 分接操作时，分接选择器的两个动触头已分别在 4 和 5 的位置上，则靠转轴上的空挡，使分接选择器不动作，切换开关由单数触头 Ⅰ 切向双数触头 Ⅱ，只能听到一次响声。

对于分接选择器带有转换选择器（如极性选择器）的开关，在转换选择时，还应考虑转换选择器的动作及发出的响声。

切换开关的工作状态，可通过切换过渡时间电流波形的测量，来判定制造质量和运行状况的优劣。

切换开关的工作程序如图 27-4 所示（两电阻过渡），四电阻过渡切换开关如图 28-24 所示。

分接选择器的工作准确性可用分离角的测量值进行考核。通过测量数值的变化，检查安装质量，以发现开关本体的零部件有无变形、发卡、松动，以及不应有的过量磨损。

2. 结构

SYXZ 型有载分接开关由切换开关、分接选择器（带或不带转换选择器）、快速机构和电动机组成，如图 28-14 所示。

常用的 SYXZ 型 200A 的规格见表 28-2。

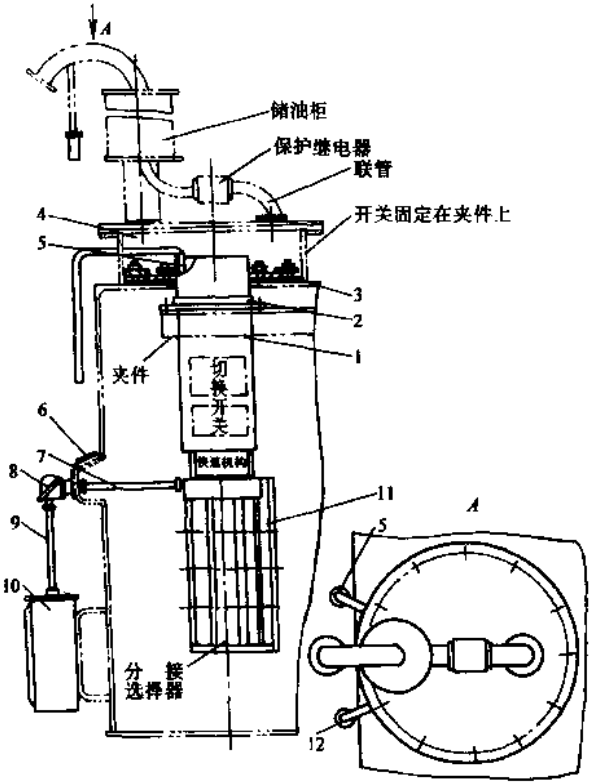


图 28-14　SYXZ 型有载分接开关结构

1—有载分接开关绝缘筒　2—法兰盘　3—密封垫　4—升高座油室
5—抽油管　6—视察窗　7—水平轴　8—齿轮盒　9—垂直轴
10—电动机构　11—有载分接开关　12—注油管

表 28-2　SYXZ 型 200A 规格

型　　号	电压等级/kV	对地耐压/kV	有无转换选择器	调节级数	调压范围	最大级电压/kV	在变压器上安装方式
SYXZ-110/200-1×7	110	95	无	7	≤15%	1800	连箱盖

（续）

型　号	电压等级/kV	对地耐压/kV	有无转换选择器	调节级数	调压范围	最大级电压/kV	在变压器上安装方式
SYXZ-60/200-1×7	60	140	无	7	≤15%	1800	连箱盖
SYXZ-110/200-1×7	110	95		7			不连箱盖
SYXZ-60/200-1×7	60	140		7			不连箱盖
SYXZ-35/200-1×13	35	85		13			连箱盖
SYXZ-60/200-1×13	60	140		13			连箱盖
SYXZ-35/200-1×13	35	85		13			不连箱盖
SYXZ-60/200-1×13	60	140		13			不连箱盖
SYXZ-35/200-2×13	35	85	有	27(±13)			连箱盖
SYXZ-60/200-2×13	60	140					连箱盖
SYXZ-35/200-2×13	35	85					不连箱盖
SYXZ-60/200 2×13	60	140					不连箱盖

切换开关采用滚转结构。动触头在扇形支持件上，由主轴上的Y形臂带动并往复旋转，由齿轮组导向，使扇形支持件滚动，达到动触头按既定程序与定触头接触与分离，完成电路的切换

SYXZ-200A型有载分接开关为双电阻结构，每相有6对触头，如28-15a所示。S_1和S_4为主断弧触头，S_2和S_3为过渡弧触头，S_{01}和S_{04}为工作触头，S_1和S_2之间及S_3和S_4之间接有过渡电阻R，过渡电阻在每次切换中，短时通过负载电流，使电路不中断，三相由软连线连接在一起成Y联结的中性点。切换动作过程中，触头的接触顺序如28-16a所示。切换开关在快速机构带动下，切换总的时间约0.04s。运行中负载电流通过工作触头S_{01}或S_{04}，但应无烧蚀情况。

SYXZ-400A型有载分接开关的切换开关为四电阻结构，每相有6对触头。S_1与S_6为主断弧触头，S_2、S_3、S_4及S_5为过渡触头。在底盘上还装有刀形工作触头系统，每相有一个固定的刀片，分别与一相的单、双分接选择器引出线相连。其切换开关如28-15b所示，接触顺序如28-16b所示。

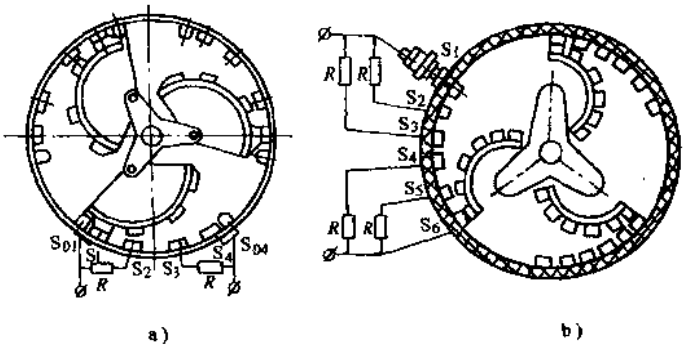


图 28-15　SYXZ 型有载分接开关结构

a）200A 型　b）400A 型

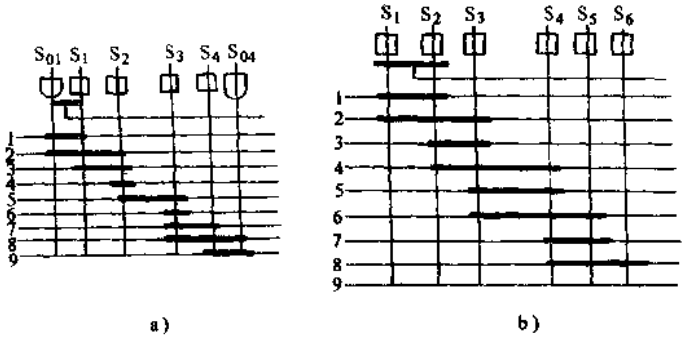


图 28-16　SYXZ 型有载分接开关接触顺序

a）200A 型　b）400A 型

分接选择器分为单轴结构和分段结构两种。分段结构为上下两段，上段按顺序为单数分接位置，下段按顺序为双数分接位置，工作时上下两段交替接通所需分接位置。

按照既定的工作程序，选择器的动触头只能在没有负载电流时才能进行换接，例如，当上选择器通有负载电流时，只有下选择器能够动作，反之亦然。这一动作方式是由一组特殊的传动机构给以严格保证的，如 28-17a 所示，由“水平轴”同时带动快速机构和分接选择器，这一动作使快速机构主弹簧受到拉伸而储有能量。与此同时，相应的不带负载电流的那一个分接选择器（上段或下段）受到拨动而进行换接。只有当换接完成之后，弹簧才得到释放，使切换开关切换到刚才被换接的新分接位置上来。当为单轴结构时，则采取“宽触头”的形式。在每次动作中，只有一组（单数或双数）触头得到换接。

当不带转换选择器时，分接开关可以有 7 或 13 个分接位置；加上转换选择器之

后，可以有 15 或 27 个分接位置。根据变压器绕组设计的不同，转换选择器常用连接方式可以有“粗细调”和“正反调”两种，如 28-17b 所示。

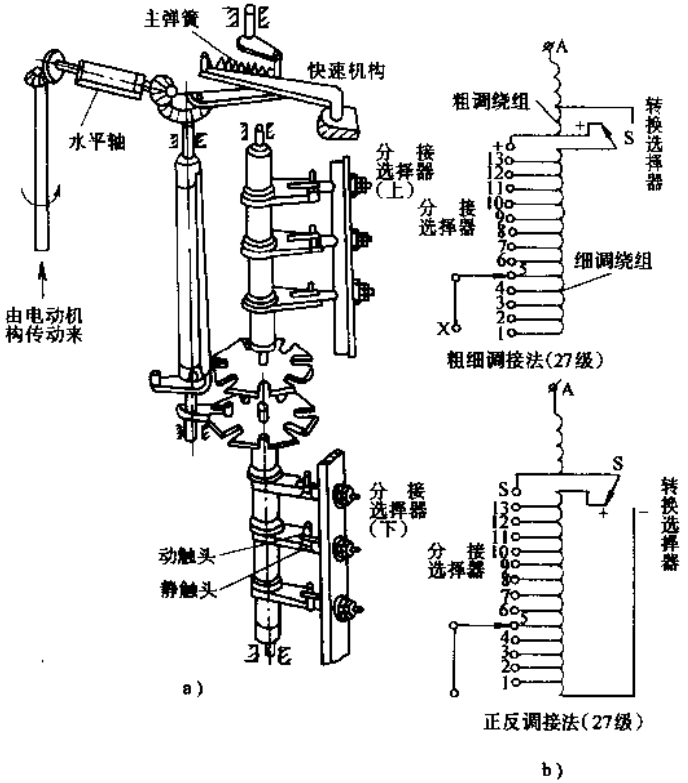


图 28-17 分接选择器传动系统与转换选择器接线方式

a）分接选择器传动系统 b）转换选择器接线方式

快速机构是采用弹簧储能、过死点释放的机构，如图 28-18 所示。由偏心轮 A 带动连杆 B，使摆杆 C 做往复动作。主弹簧 D 装在摆杆 C 与拐臂 E 之间，切换开始之前，摆杆 C 停止在一侧，弹簧中只有一个不大的“定位”力（称为初使力）。切换动作开始，摆杆 C 向对侧摆动，弹簧受到拉伸，逐渐存储了位能。当摆杆转过 S 点（死点）时，拐臂 E 在弹簧力的作用下，迅速地转到对侧。拐臂 E 的这一个快速动作带动了切换开关主轴，使切换开关切换。全部动作的多余能量由缓冲装置 F 所吸收，从而避免了回弹现象。

该开关是参照德国产品，结构较简单，在安装和检修时，要特别注意各机械构件的正常状态。

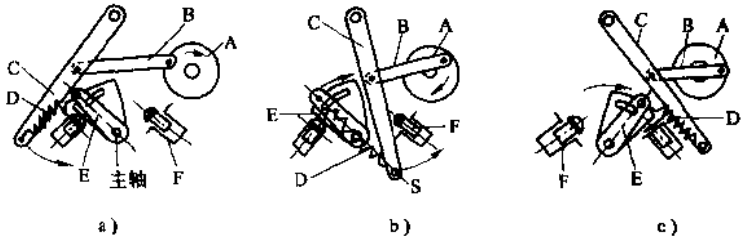


图 28-18　快速机构动作原理

a）开始动作　b）过死点瞬间　c）动作完毕

28.4　试验的项目和要求

参见表 19-30。

28.5　切换特性试验

1. 概述

切换特性试验又称为切换时程试验或切换时间试验。

考核有载分接开关是否可靠，需要通过一系列的试验来实现，其中最主要的是切换开关的切换试验。因为切换开关承担着负载电流的转换任务，很明显，它是有载分接开关的中心环节，有载调压的可靠性极大程度地取决于切换开关。

对于切换开关的触头切换，首先考虑到的问题是电弧问题。在油介质中，当一对触头（静、动触头）正在脱离之际，其电压变化次序是：0→电弧电压→恢复电压。电流的变化次序是：原有电流→电弧电流→0。这样静、动触头在切换过程中产生了电弧，使油介质被击穿。电弧在放电过程中，游离和消游离作用同时并存，如果游离占优势，电弧就发展或扩大；如果消游离作用占优势，电弧就将熄灭。

交流电流一个周期内要有两次经过零点。在电流过零点时，热游离作用下降，对电弧的熄灭极为有利。当一对触头正在分离（切换）的一瞬间，总希望电流在第一个过零点时熄弧，以延长触头的使用寿命。在制造上选用耐弧材料，如用钨铜高熔点金属，以减少热游离时产生的金属蒸气，也易于熄弧。切换时间过长，触头离开速度过慢，电弧弧隙电压的恢复速度会大于弧隙绝缘强度的恢复速度，电弧就不能熄灭；而切换时间过短，切换程序会被打乱，切换第一程序进入第二程序，由于切换太快，会直接跳到第三程序，使过渡回路电流成倍增加，也使电弧难于熄灭，造成触头烧熔，油气膨胀，防爆膜破裂，气体继电器动作而跳闸。波形不正常状态也会造成相应影响。为了检验切换开关是否按设计的程序切换，需对切换开关进行切换特性试验，以检验切换各段程序时间和总时间及切换波形是否符合要求。

测试的方法一般用直流法，直流电压一般为 3～36V，即用电阻箱、16 线光线示

波器（有电流振子）或有载分接开关参数测试仪来测试。用光线示波器的直流示波接线和示波图如图 28-19～图 28-20、图 28 22 所示。用有载分接开关参数测试仪的接线如图 28-25 所示（这些试验 10～110kV 级均可做）。

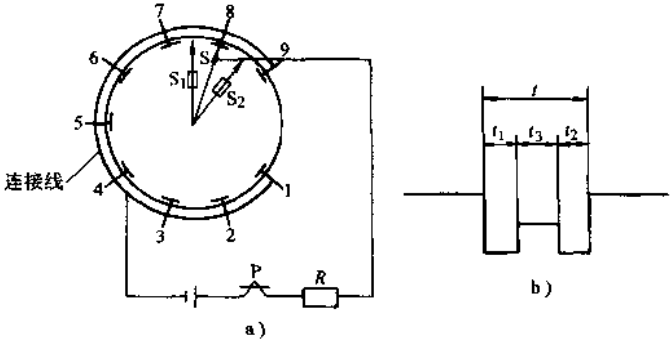


图 28-19 双电阻开关直流示波测量（单触头法）

a）接线图 b）标准示波图

S—主触头 S_1、S_2—过渡触头 P—示波器振子 R—限幅电阻

t_1、t_2—单电阻切换时间 t_3—双电阻切换时间

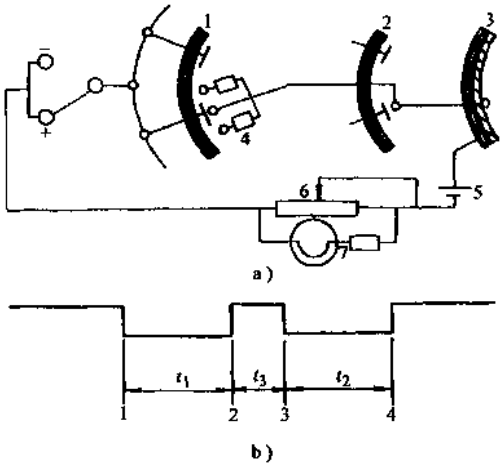


图 28-20 “参照 V”型选择开关直流示波测量

a）示波线路

1—电弧触头（包括主通断触头和过渡触头）对 2—工作主触头对 3—引出触头对 4—过渡电阻 5—直流电源 6—电位器 7—示波器振子

b）变换程序示波图

1—主通断触头 a 打开 2—过渡触头 a_2 接通

3—过渡触头 a_1 打开 4—主通断触头 a 接通

图 28-19～图 28-21 都是复合式开关波形，图 28-22～图 28-24 是组合式开关波形。各个图形的情况已在图下说明。其中图 28-20 是“参照 V”型开关的波形，一般也是凹字波。但对接触电阻测量较灵敏的测试仪，测量出的波形还增加两个台阶，即增加 t_4、t_5 两个间隔，是主通断触头工作时间，即 t_4 从主触头分断后开始，到主通断触头分断为止；t_5 从通断触头闭合开始，到主触头闭合为止。

图 28-22 是双电阻过渡的 SYXZ 型组合式开关。其切换开关的主通断触头（S1、S4）和过渡触头（S2、S3）均是烧损件。当它们动、静触头正常接触时，其表面一般是相互平行的线接触，即动触头的圆弧面打在静触头平面的中间位置上。当它们分离时，动触头沿静触头的表面滚转相切，电弧就烧在两触头边缘的棱角处，烧损位置总是偏向一侧。切换过程如下：

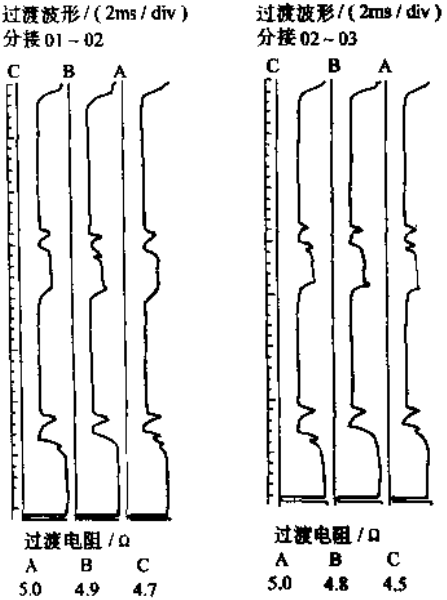


图 28-21　用有载分接开关参数测试仪测试的“参照 V”型正常波形（实测）

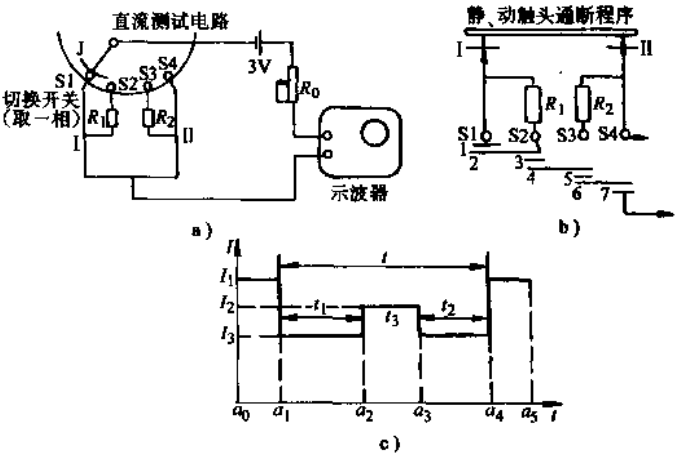


图 28-22　组合式开关直流示波测量（两电阻）

a）切换开关的直流测试电路　b）动、静触头通断程序　c）直流示波图

$a_0 \rightarrow a_1$ 这段时间为程序 1 和 2，S1、S2 同时接通；当到了 a_1 这点，S1 断开，S2 保持闭合、R_1 串入电路，电流降落到 I_3。

$a_1 \rightarrow a_2$ 这段时间为程序 3，电路里只有 S2 保持接通，当到了 a_2 这点，S3 接通，S2 保持闭合，R_1、R_2 并联，故电流增加到 I_2。

$a_2 \rightarrow a_3$ 这段时间为程序 4，S2、S3 同时接通，当到了 a_3 这点，S2 断开，S3 保持闭合，R_2 串入电路，电流又降到 I_3。

$a_3 \rightarrow a_4$ 这段时间为程序 5，电路里只有 S3 保持接通，当到了 a_4 这点，S4 接通，S3 保持闭合，故电流又恢复到 I_1。

$a_4 \rightarrow a_5$ 这段时间为程序 6 和 7，S3、S4 同时接通，当到了 a_5 这点，S3 断开（在波形上测不出来），S4 保持闭合，切换程序完成。

t_3 是桥接时间，静触头采用补偿法，时间约 40ms；t_1 和 t_2 为触头 S1 和 S2 的断弧时间（断流时间），应为 12～15ms；$T=t_1+t_2+t_3$ 为总的切换时间。

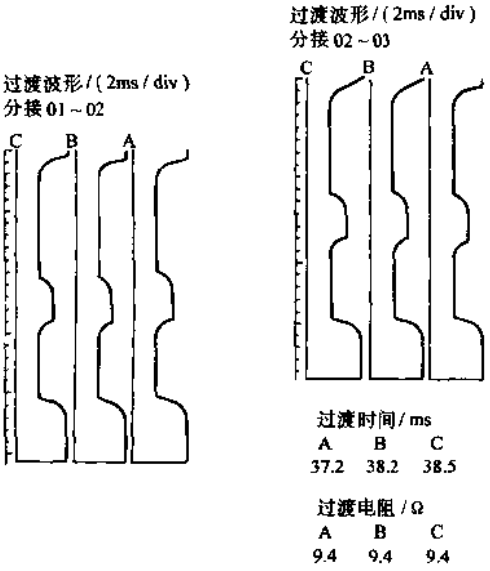


图 28-23　用参数测试仪测试的 SYXZ 型（双电阻）正常波形（实测）

SYXZ 型四电阻触头动作顺序如图 28-24a 所示。图中 R_1、R_2、R_3、R_4 为过渡电

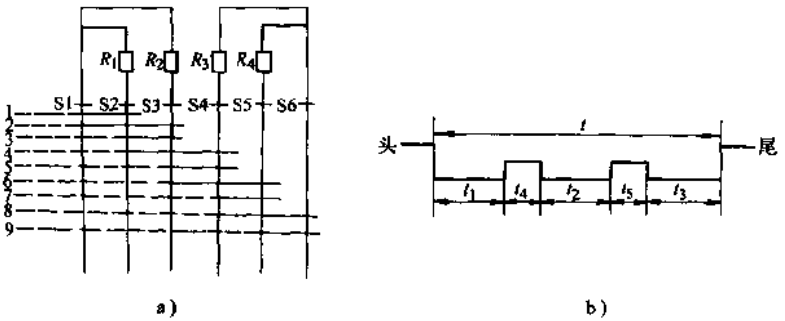


图 28-24　SYXZ 型组合式四电阻开关直流示波图

a）四电阻触头动作顺序　b）四电阻过渡时间波形

t—总切换时间　t_1、t_2、t_3—断弧时间　t_4、t_5—桥接时间

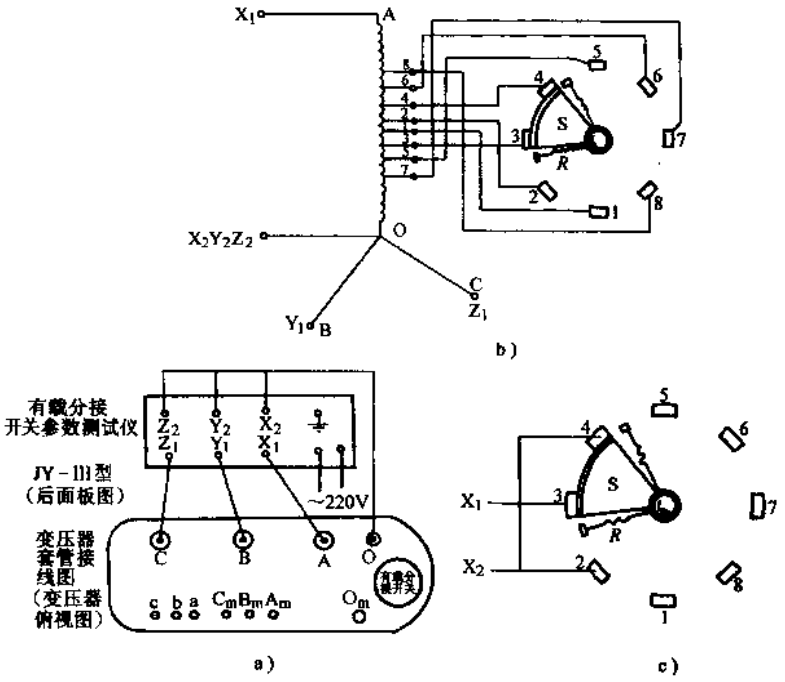


图 28-25　有载分接开关参数测试仪的接线

a）外部接线图（带绕组）　b）测试线路全图（带绕组）

c）不带绕组接线方法

阻，S1～S6 为定触头，水平线条 1～9 为切换过程中的动触头在各瞬间接通的静触头。四电阻过渡时间波形如图 28-24b 所示。

有载分接开关参数测试仪即波形测试仪，对有载分接开关用电流来进行示波。它采用采样数模转换、数据运算、软件控制等计算机技术，内有多个模块，不带绕组时，测试电压约为 10V；带绕组测试时，测试电压约为 40V。

河北精艺厂、武汉迪克电气设备公司等生产的有载分接开关测试仪性能上也有区别，前者应根据不同的过渡电阻用按键来选择灵敏度，后者用上下翻键来控制横轴和纵轴的放大功能。测试的波形都能在液晶显示屏上显示和打印，但前者反映的是电流与时间的曲线，后者反映的是电阻与时间的曲线。

2. 切换开关正常示波图和时间要求

在切换开关的示波图上，横坐标表示时间，一般用 ms（毫秒）为单位，纵坐标表示电流，一般用 A（安培）为单位，坐标都从零值开始。例如，对每相有两个过渡电阻的正常切换波形如图 28-19、图 28-20、图 28-22 所示，俗称凹字波，因其波形

与倒过来的凹字相似。从图中可知，切换过程中，每个阶段由于过渡电阻值在回路中发生变化，从没有串入电阻→串入一个电阻→串入两个相并联的电阻（总阻值下降）→串入另一个电阻→不串入电阻，因测试外加电压未变化，使测试回路电流发生变化，而形成凹字波。在一般示波图中，为清晰起见，都省略了坐标。

正常的切换波形必须具备如下条件：

1）切换程序正确，时间符合要求。凡两电阻过渡，不管是复合式或组合式开关，都会得到凹字波；四电阻过渡的组合式开关会得到空心“E”字波，如图 28-24 所示。而单电阻过渡的复合式开关会得到凸字波，即只有一个波形，切换总时间等于过渡波长。

切换开关的时间要求（总时间 t）：35kV 及以下变压器，都用复合式开关（目前 35kV 少数也有用 SYXZ 型的）。

35kV 级变压器用的 SYXZZ、SYJZZ、SYTZZ 型，吴江开关总厂为 35～40ms，上海电力修造厂为 35～50ms；SYXZ 或 SYJZ，长征电器一厂为 40～50ms；苏州开关厂为 35～45ms；SYTF 型为 40～60ms（宁波变压器厂）。

10kV 级变压器用的 SYXZZ 型（吴江开关总厂 6 级调压和上海电力修造厂）为 10～11ms（50A），吴江厂 16～18ms（100A）；SYTZZ 型为 16～18ms，8 级或 9 级调压为 18～22ms（100A），35～40ms（200～400A）；SYXZ 型为 10～16ms（宁波变压器厂 100A）；SYZ 型为 10～20ms（宁波厂 100A）。

SYXZ 型为 30～40ms（200A）、50～60ms（400A）（吴江开关总厂、常州变压器厂规定为 30～50ms（200A）、40～60ms（400A））。

对德国 MR 公司 V 型（包括番禺组装的 V 型和国产“参考 V”型，即长征厂 FY 型，华明厂 CV 型、SV 型（短轴），吴江开关总厂 F 型，上海电力修造厂 CF 型，西安变压器厂 F 型，宁波久久公司 F 型，丹东高压开关厂 S 型，上海遵义电器厂 FYV1、FYV2（无载改有载用）型，沈阳变压器厂也生产，统称“参考 V”型）45～65ms，V 型和“参考 V”型制造厂对不同的静触头数，切换总时间也有差别，规定如下：

静触头数	时间/ms
10	55～65
12	48～58
14	48～58

以上时间数据都是现行规程或厂家说明书规定的。

2）切换波形各阶段本身要平直，无明显波动。切换开关（包括选择开关）触头闭合抖动时间根据 JB/T 56155—1999 质量分等标准，合格品对双电阻应不超过 3ms，对四电阻应不超过 4ms。

3）不同步时间符合要求。根据 JB/T 56155—1999 标准，三相不同步时间应不大于 4ms。

28.6　切换波形异常诊断实例

1）SYXZ 型开关异常波形，常遇到如图 28-26 所示的几种波形，应采取措施进行调整。

在图 28-26 中，在一相、两相或三相里均可以出现，是Ⅰ、Ⅱ（见图 28-22a）。侧触头连线或示波器、电源、电源开关、电阻箱等测量用的临时接线接得不紧，即测量回路里有松动而出现的颤动波形。调整方法是检查各部分接线，使其接触牢固（拧紧）、不松动后，再通电试验。

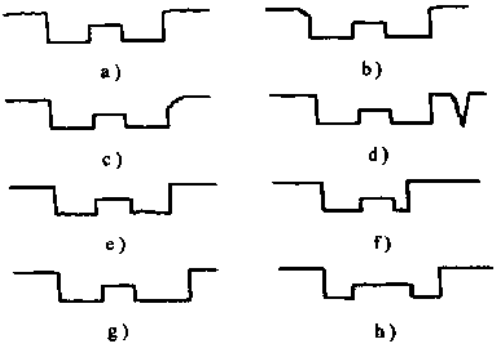


图 28-26　不正常切换的波形图

a）回路松动颤波　b）触头接触颤波　c）触头分离颤波　d）机件相碰断波　e）触头晃动波形　f）、g）触头伸缩距不对的波形　h）弧触头伸缩距不对的波形

在图 28-26b 中，是静、动触头（图 28-22S1、J）在接触的一瞬间不灵活或触头间有杂物而出现的颤波。调整方法是：静触头内弹簧压力小，应调整或更换，使静触头的弹动跟上动触头。检查 S1、J 触头间是否有杂物（包括电镀层起皮）及出现点接触等。

在图 28-26c 中，有时是一相、两相或三相同时出现的颤波。如果是某一相或两相出现了颤波，可能是触头间起皮，需要处理掉；也可能是静触头内弹簧压力小，应调整或更换。如果是三相同时出现颤波，首先检查缓冲器油罐内及油管中是否有气泡，如果有气泡，要加以排除，防止和避免油塞被卡死，以及油塞内弹簧压力过小等。缓冲器一定要起缓冲作用。

在图 28-26d 中，这是动触头支持件间或与转轴间相碰出现的断波。调整方法：如果动触头不到位，则应磨下动触头支持件相碰处；如果动触头已到位，可在油罐后面加垫。

在图 28-26e 中，这是静触头的四方杆在触头座的四方孔内间隙大了（俗称晃动）出现的波形。调整方法是把四方杆小的那个面延伸碾出来，保持杆与孔的间隙滑配，即杆在孔内伸缩自由，保证不晃为止。

在图 28-26f、g 中，这里 S3 静触头杆伸出座孔尺寸短了或长了出现的波形，调整方法是用标准样板，重新调整 S3 静触头的伸出与缩短的长度，这样即可移动示波图上电流变化点的位置，变化 S3 静触头的动作时程。

图 28-26h 这是 S2、S3 静触头探出孔座过长。调整方法是用标准样板检查 S2、S3 静触头伸出孔座的距离，然后适当缩短静触头的伸出长度。

如果切换开关转动系统因装配别劲、轴间配合过紧以及零件超差等，影响触头动作，以致切换卡在中途。这时切换开关内的过渡电阻可在几分之一秒内烧毁，造成负载电流中断，切换开关烧断点引弧。如果切换开关转动系统因组装的偏心、轴与座间不同心等，在快速机构带动下摩擦阻力大于快速机构的弹簧拉力（俗称拉不动）使动触头停在一侧。在下一次同方向操作时，选择器触头将发生强大的电弧而使触头烧毁。切换开关动作波形如图 28-27 所示。

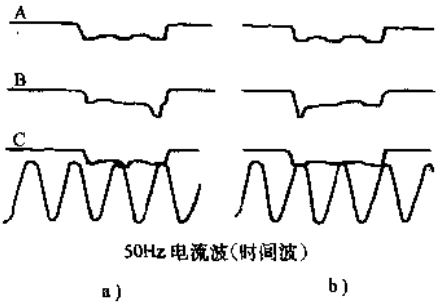


图 28-27 切换开关动作波形

a）由单分接至双分接 b）由双分接至单分接

2）有一台 35kV 变压器的组合式有载分接开关，在大修进行切换开关过渡时间测量中，发现 B 相试验波形异常，对比单双数分接直流示波图形（见图 28-27a、b），B 相切换开关同一位置有局部缺陷。

该型开关有 4 个过渡电阻，为 2-3-2-3-2 接触的旗循环过渡方式，对应的理想波形如图 28-28a 所示。对比图 28-28a、b 可知，第二次 3 电阻接触时实为 2 电阻接触，第三次 2 电阻接触时实为 1 电阻接触，可断定有一过渡电阻开断或接触不良。

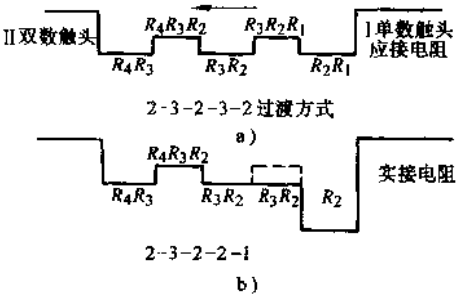


图 28-28 切换开关动作归化波形

a）理想情况 b）实际情况

经切换开关吊出检查，证实 B 相 S2 静触头连杆变形，被卡住而弹不出，与动触头分离 4mm，长期接触不上。

3）××变电所 1 号主变压器（型号 SFSZL7-20 000/110），其四电阻式有载分接开关型号为 SYXZ-110/400-19。大修后测量切换开关动作波形时，发现 B 相（单到双）波形（见图 28-29）异常。

这是第一断弧时间应为 2 个电阻接触，实为 1 个电阻接触，第一桥接时间应为 3 个电阻接触，实为 2 个电阻接触，问题可能出现在 R_2 上（见图 28-24）。将切换开关吊出检查，发现 B 相 S2 静触头连杆变形，被卡无法弹出，造成与动触头分离无法接触，即相当于过渡

图 28-29 ××变电所 1 号主变压器 B 相（单到双）过渡时间波形

电阻 R_2 开路。处理后正常。

4）□□变电所 2 号主变压器（型号为 SFSZ7-31 500/110），其四电阻式有载分接开关型号为 SYXZ-110/400-19，交接验收时，测量动作波形，发现 B 相（双到单）波形（见图 28-30）异常。

第一断弧和第二断弧及第一桥接时间均正常，在其后的时间内，B 相始终接入两个电阻直到动作结束。这说明在第二桥接时，有一个电阻接触不到位，造成切换动作过程中，触头接触数目上发生了变化，从而导致 B 相波形的异常。吊出检查时，发现定触头固定卡死，改变了行程。调整后波形正常。

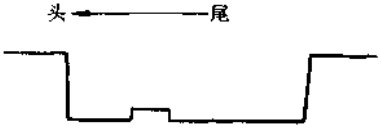


图 28-30　□□变电所 2 号主变压器 B 相（双到单）过渡时间波形

5）○○变电所 1 号变压器（型号为 SFLZ7-31 500/110），其双电阻式有载分接开关型号为 SYXZ-110/200-7。预试中发现 A 相（双到单）第一断弧时间达 52ms，总切换时间达 80ms 左右，如图 28-31 所示。

经分析原因可能是动触头与静触头在切换结束前有被卡的现象。经吊出开关，发现第一过渡过程中的静触头损坏严重，表面出现凹凸不平的情况，造成了动触头与静触头在切换过程中被卡。鉴于该开关为早期产品，难以修复，更换为“参考 M”Ⅱ-350Y/63-1007 型有载分接开关，现运行良好。

6）××变电所 2 号主变压器（型号为 SFSZ8-40 000/110），其双电阻式有载分接开关型号为“参考 M”Ⅲ-500/60B±8，在交接验收中发现 C 相（单到双）波形（如图 28-32 所示）异常。

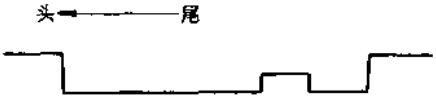


图 28-31　○○变电所 1 号变压器 A 相（双到单）过渡时间波形

图 28-32　××变电所 2 号主变压器 C 相（单到双）过渡时间波形

重新吊出开关进行检查，发现 C 相静触头 S_2 内部表面接触处残留有漆皮，在切换过程中，第一断弧时间及桥接时间内始终处于开路的状态，从而出现了异常波形，处理后正常。

7）×××变电所 2 号主变压器（型号 SFSZ7-31 500/110），其双电阻式有载分接开关型号为“参考 M”Ⅱ±8 型，在交接验收中发现 A 相（双到单）波形（如图 28-33）异常。

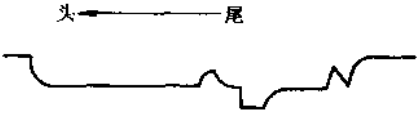


图 28-33　×××变电所 2 号主变压器 A 相（双到单）过渡时间波形

经分析认为，在第二断弧过程中过渡

电阻有开路的状态。吊出开关用洋冲对 A 相静触头进行处理后，增大了动触头与静触头的接触面。回装后录制波形正常。

8）有一台 SYJZZ 型复合式开关触头弹跳接触不好的波形图，切换总时间为 60 多 ms（规定 30～50ms），是主弹簧和触头弹簧疲劳引起波形杂乱而多处跌零，程序错乱。该开关是旧型开关，已使用 16 年，寿命已到必须更新。其波形如图 28-34 所示。

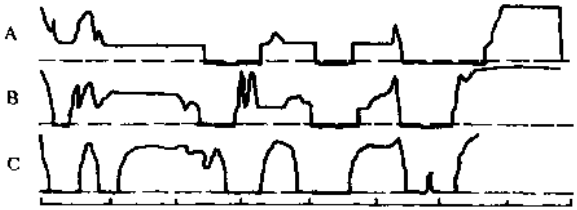


图 28-34 SYJZZ 型开关波形跌零接触不好

9）有一个变电所 1 号变压器 B 相过渡电阻断线，使过渡波形和桥接波形消失。SYXZ 型波形如图 28 35 所示。B 相过渡电阻连接螺钉脱线，线弹出也影响了 C 相波形。经重新连接牢固，波形恢复正常。（正常波形见图 28-23）。

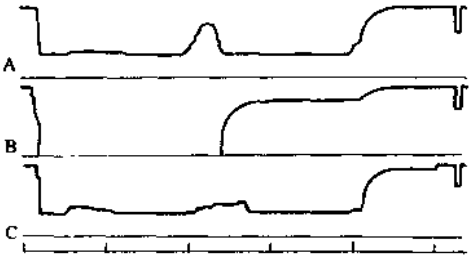


图 28-35 过渡电阻断线波形

第29章　有载分接开关的安装、维修和故障

29.1　卧式或立式有载分接开关的使用维修

早期的10kV有载分接开关有卧式和立式，卧式结构参见27.2节，立式结构参见27.3节。

有载分接开关在安装前应进行干燥，最好在真空下进行，时间一般为50h，温度为（100±5)℃。干燥时应将电容器及会因高温变形的器件拆去，干燥后应进行交流耐压试验。

有载分接开关的安装位置，一般是垂直地面固定在变压器一端的箱盖上，绝缘筒悬挂在箱盖与铁心之间，金属底盖与铁心应保持一定的绝缘距离。卧式开关亦可在变压器铁心上卧装或吊在箱盖下。

有载分接开关与变压器绕组的连接引线，引放时要注意电气绝缘距离，引线对箱壁、对异相绕组等，其距离可见表4-4和表4-5。

变压器注油时，应把开关内的放气孔打开，将开关内法兰下面的空气全部排除。当油从放气孔溢出时，再将放气阀拧紧，开关底部的排油管及储油柜的进油管应用管干引至地面适当高度。装上阀门，便于运行中定期抽取油样。

投入运行前应进行下列试验：

操作一个循环，检查开关的动作是否灵活，位置指示是否正确，限位是否适当。测量变压器绕组（连有载开关）在各级位置的直流电阻与出厂数据比较是否正常。

有载分接开关机构全部浸在油中，平时不需要经常维护，运行中只要定期（6～12个月）从排油管中抽取开关底部的油样，进行试验。

油样含炭粒和逐渐发黑是正常现象，若油的耐压低于20kV，则应更换或过滤。换入新油的耐压应大于25～35kV（见表19-10)。换油一般可结合检修进行，只要从排油管排出污油，同时向进油管注入净油即可。

开关投入运行第一年，宜半年检查一次，以后可根据检查结果及操作次数适当延长，一般切换5000～10000次后检查一次。检查时应取出插入式心子。取出心子的步骤如下：

1）从排油管排油，使油面降至油箱外壳的下法兰附近。

2）拆去顶盖。

3）拆开箱壳内部瓷绝缘子出线端子上的控制回路接线。

4）拆去插入式心子定位螺栓上的螺母。

5）取出插入式心子，为了避免弹簧触头的撞击和磨损，宜分两步取出，即拉高

60mm 左右，转一个角度，使弹簧触头与绝缘筒的相应的静触头相互错开，再向上拉取出心子。

插入步骤则刚好相反。插入后应检查开关心子必须插到底。

用油洗净心子各部及油箱内壁，检查下列各处：

1）检查开关转动是否灵活，动、静触头间滑动是否方便，限位开关、位置指示、开关及闭锁触头是否良好，动作是否正常，限位开关及闭锁开关的动隔离片的厚度磨损到小于或等于 1mm 时应更换。

2）检查快速传动机构的情况，转臂及槽轮的圆弧面有无打毛，打毛处应用细砂布磨光，蜗轮减速机构是否灵活。

3）检查选择开关触头铜钨合金块的磨损情况，烧毛处用砂布磨光，在磨主触头时，要注意把触头移至空挡处。当动、静触头烧损超过一定限度时，应予以调换。由于各部烧损速度差别很大，可采用相互调换的方法延长使用寿命。但在调换过程中，应注意校正触头的水平位置达到小于或等于±0.1mm。

4）检查过渡电阻有无过热现象，测量绝缘电阻值与出厂数据比较，是否正常。

5）检查所有螺母有无松动，所有销子是否正常。

29.2 复合式 SYXZ 型有载分接开关的使用和检修（宁波产）

29.2.1 10kV 有载分接开关的结构及作用

结构见 27.3.1 节叙述。

1. 控制部分

（1）计数器　它是记录开关切换次数的仪器，装在控制器内，其计数是一组常开触头，装在传动和快速释放机构的底架上。

（2）指示灯的触头和指示灯盘　它的作用是当开关完成一次切换时，指示灯动触头接触在同开关挡位相一致的指示灯盘挡位上，并通过控制器上的指示灯显示，标志开关静态工作的位置。

（3）动插头组　由内动插头、定插头，外动插头组成。它的作用是作为控制器和开关电气控制的中间连线组件，实现控制器驱动开关的目的。

（4）控制器　由它控制有载分接开关的动作，并具有多种保护功能。它的表面装有挡位指示灯、计数器、断路器、手动开关、微调、输入电源插头、输出电缆及外动插头。

2. 传动和快速释放机构（上机心）

（1）单相电动机　JX07A—4，60W，一台。

（2）减速机构　由蜗杆、小斜齿轮、长蜗杆、第二斜齿轮组成，完成两级变速。

（3）快速释放机构　由弹簧、拉簧小轴、偏心块、瞬转轴、拨槽件、十等分槽轮组成。它们的功能使切换部分作快速切换动作。

（4）底架　用铸铝合金材料，是上述机件的基座。

3. 切换机构（下机心）

(1) 绝缘转轴　它的上端插入底架铜套或球轴承的内孔与十等分槽轮连接，动触头支架和指示灯动触头支架都装在这一转轴上。

(2) 动触头组　由 A、B、C 三相组成，是切换部分的主件。它的触头镶有铜钨合金材料（钨为 60%），切入静触头片子后，由压簧作用，紧紧压在片子的两平面上，当 Y 联结时，三组触头组由中心铜螺杆 M6 连接。

(3) 静触头组　由静触头片子、静触头支架组成，是切换部分的主件。静触头支架的螺柱连接变压器绕组抽头，它的触头部分也是由铜钨合金制成的。

(4) 电阻丝盘　它的作用是限制动触头作切换动作时的短路电流，电阻丝的材料为 1Cr13Al4 或 0Cr25Al5 铁铬铝合金丝。

4. 筒体部分

(1) 呼吸器组件　它安装在筒盖上，在罩子底下的塞子上有 4 个小孔，可以调节开关内部的气压及排除污气。

(2) 筒盖　由耐油橡胶垫圈、耳环螺钉等组成。其作用是防止漏水、漏油。

(3) 铭牌　表明规格型号。

(4) 油位计　标示油位。

(5) 筒体　由壁、法兰、绝缘筒、插座架等组成，是开关的主体。

(6) 筒底　采用铸造铝合金材料，它与绝缘筒用螺栓连接，中间垫有耐油橡胶垫圈，底的中心有轴套，用以控制绝缘转轴的同心度。

5. 安全装置

(1) 防爆器　当开关内部发生故障时，压力迅猛增加时，防爆器内的玻璃在防爆罩内破裂，释放压力，以保护开关不致破坏。

(2) 机械限位装置　其作用是当电气控制失灵时起作用，阻止动触头组从第 9 挡直接跨越到第 1 挡。如果当开关因故障卡死时，小斜齿轮内的 ϕ6mm 钢珠滑出长蜗杆上的 $R2$ 孔，使小斜齿轮在长蜗杆上作浮动运转，以保护电动机。

(3) 电气联锁　它是控制器内的组件，以使开关作 1→9、9→1 往复动作，限制了由 1 挡直接切入相反方向的第 9 挡，即限制跨越零位。

29.2.2　传动原理

总装完毕后，将控制箱的动插头插入开关插座内，接通电源，按手动按钮，使电动机转动，通过电动机蜗杆、小斜齿轮和长蜗杆、第二斜齿轮的两级变速，其转速由原来 1400r/min 减速为 5r/min，第二斜齿轮通过销钉把力矩传递给偏心块。

29.2.3　快速释放动作

当偏心块转动时，拉伸了弹簧，使弹簧储能；当偏心块过死点时，弹簧即作瞬间收缩，释放能量（65kN），拨槽件因瞬转轴瞬间转动而拨动了十等分槽轮的一个等分。

29.2.4　切换动作

切换也叫做换挡，从一个挡位上升或降低到相邻的一个挡位。切换动作是与快速

释放动作同时进行的，是不可分割的两个方面。转轴上端插入底架轴套内，然后由键连接十等分槽轮。转轴的环氧玻璃布棒部分安装三相同步的动触头，所以当十等分槽转过一个等分时，动触头切换到相邻的一挡，即完成了一次切换动作。

电动机连续转动约12s后，十等分槽轮可换一个挡位，而动触头从某一挡离开再切上相邻一挡静触头片子的时间规定为0.01～0.02s之间，以保证电弧在过零时熄灭。宁波厂出产的开关切弧时间一般在0.013s左右。

29.2.5 10kV有载分接开关的装配要求

1）指示正确，控制器指示灯显示的位置与数码管显示的数字一致，与开关内十等分槽轮、动触头切入静触头片子的挡位必须一致。

2）机械限位、电气联锁装置都可靠地起作用。

3）单组触头的接触电阻小于或等于500μΩ。

4）装配好的开关未经真空干燥的半成品，其绝缘电阻控制在50MΩ以上。

5）切换动作时间大于或等于0.010s，最好在0.012～0.015s之间。

6）拉伸弹簧在任何位置都能驱动。

7）转动件应灵活，紧固件不得松动。

8）筒体内外清洁，无杂物，无污油。

9）密封性好，筒体泵漏0.15～0.2MPa，2h应无渗漏。

10）过渡电阻丝的材料、线径及电阻值必须符合技术规范。

29.2.6 10kV有载分接开关的使用和维护

1. 使用

SYXZ-9-10/100有载分接开关经出厂试验合格后，就可以装在变压器上，使用比较简便，只要正确使用控制器即可正常运行。但也有些产品因出厂后存放多年，在安装运行前必须进行维护工作。有一些开关在使用时突然因故障停运，也必须维护。

2. 维护的步骤

1）切断电源。

2）擦净表面的灰尘和油泥。

3）开启筒盖，吸出部分变压器油。

4）查看筒内红色箭头所指的十等分槽轮的挡位，并用清洁的纱带缠绕电动机转轴，使之转到第1或第9挡。

5）拆卸槽轮上一只限位螺钉（M10圆柱头内六角螺钉），如槽轮在第9挡（箭头所指），那么拆卸左面一只（此时人在铭牌一边），继续转动电动机轴，使槽轮转到“零位”。

6）用专用工具“丁字扳头”拆出4只M10内六角螺钉，旋下内动插头的玻璃钢螺母。

7）人站在与铭牌相对的位置，左手握住拉簧柱，右手握住电动机座，垂直向上拉，将机心向上拔出，放置在干净的方凳上进行检查。

3. 检查项目

1）清洁无脏物，无杂物。

2）检查动触头、静触头有无烧坏，拉动动触头是否灵活，开口是否在 1.5～2mm 之间，电阻丝是否已烧掉。

3）拆卸偏心块上的拉簧，摆动偏心块，检查计数用的 JLXW1—11 型行程开关（老式的开关为触片式）接触是否良好。

4）检查动插头的触头弹性情况。

5）各螺钉、螺母有否松动、转动件能否灵活。

6）各部位有否渗漏油。

4. 维护

如果有不正常现象，必须加以调整，更换损坏的零件。

开关换油非常重要，以预防开关因油绝缘性能降低而发生相间短路。

调压幅度为 5%的开关一般宜在运转 2000 次内换油，调压幅度为 2.5%的开关，控制在运转 3000 次内换油。换油时必须清理筒里的污油和沉淀物，冲洗机心，换上合格的变压器油。

5. 装入机心

将调整好的机心按拆卸相反程序装入筒内，并注意如下几点：

1）装入机心时，两只定位销子必须对准底架上的定位孔，保持电动机垂直，底架平整，使下机心转轴缓缓插入筒底轴套，底架下平面必须紧贴法兰平面，装好并拧紧 4 只 M10 内六角螺钉。

2）旋上内动插头时，其缺口必须对准定插头的凸起点。

3）装好盖子的橡胶垫圈，盖好筒盖，此时吸湿器罩必须对准电动机轴。

29.2.7　常见的故障及排除方法

1）电动机转轴轴向窜动超过 0.5mm 时，应开启电动机尾部端盖，垫好合适的垫片。

2）电动机转轴弯曲超过 0.5mm 时，应予以校正，不能校正的应更换电动机。

3）传动部分卡死时，应检查蜗杆、小斜齿轮、长蜗杆，第二斜齿轮等齿面有无损坏，间隙是否恰当，压在 ϕ6mm 钢球上的弹簧压力是否过大，长蜗杆轴向窜动是否过大（超过 0.3mm）等，均应调整或修复。

4）十等分槽轮转动不灵活时应作如下检查：

①检查拨槽件与槽轮的配合间隙是否过小。

②检查拨槽件与槽轮的高低位置是否适当。

③检查拨槽件与瞬转轴孔配合间隙是否适当。

④检查拨槽件与瞬转轴端面间隙是否适当。

⑤检查拨槽件与瞬转轴端面是否有毛刺卡住。

⑥检查底架与筒体法兰平面是否紧贴。

⑦检查底架与筒底轴套是否严重不同心。

⑧检查动、静触头高低是否配合不好而轧住。

⑨检查拉伸弹簧是否过松、无力。

⑩排除方法是逐一检查、调整、更换。凡必须更换的零件，必须符合图样要求。

5）拉伸弹簧不能在任何位置驱动。检查弹簧是否无力而拉不动，检查并调整ϕ6mm 钢球压簧的压力。

6）控制线路不正常，检查各部位的焊接和触头的接触情况。

7）接触电阻过大，切换时间不合格（≤0.010s），应检查动、静触头高低配合情况，动触头开口是否在 1.5～2.5mm 之间，在同一相以内的 9 只静触头中高低是否超过 0.5mm，相邻的静触头高低是否超过 0.2mm，触头表面是否有脏物、毛刺，变压器油是否合格（耐压不低于 28kV）。

排除方法是逐一检查、调整、换油等。

8）绝缘电阻不合格时，应进行清洁和干燥处理。

9）过渡电阻断裂时，应重新配制。

10）筒体胶合处渗油时，应重新补胶；橡胶垫处渗油时，应适当旋进螺母，增加压力。

11）疲劳后应更换拉伸弹簧。

29.2.8 注意事项

1）有载调压变压器正式投入运行前，在变压器空载状态下，操动控制器电动按钮，逐级观察控制屏上电压表空载电压的数据，应与变压器铭牌相符合。

2）应注意在变压器过载时不可频繁操动有载分接开关。可增设过电流闭锁装置，使开关在负载电流大于 1.5 倍额定电流时不被切换。

3）电阻丝烧毁或振断后需要更换时，应选用与原电阻丝直径大小相同的规格，如无相同的线材，允许以不小于原直径的其他线材代用，其长度应保证在电阻丝盘上能绕完并且阻值与规定相同。

29.3 上海复合式有载分接开关的维修

29.3.1 上海复合式有载分接开关的安装和使用

上海电力修造厂复合式有载分接开关的结构参见 27.3.3 节，适用在 10～110kV 级中小型变压器上。

1. 开关在顶盖式变压器箱盖上的安装

为了保证开关在变压器上正确定位及密封良好，需在变压器箱盖上焊上一个安装法兰，开关安装固定在安装法兰上，开关与安装法兰间采用厚度为 5 或 6mm 的耐油橡胶密封垫。在安装开关时，必须在整定位置上进行。

开关的安装步骤如下：

1）清洁开关有关密封表面，在安装法兰上放上密封圈。

2）将开关垂直吊起，缓慢放入箱盖开孔中。切勿碰伤开关所有的接线端子及相应的屏蔽罩。

3）检查开关在变压器箱盖上的相对位置，然后将开关固定在安装法兰上。

2. 干燥

（1）真空干燥　该干燥方法能够在烘房或变压器油箱中进行。为避免在干燥时，由于开关油室筒壁内外压力差引起损伤，在干燥之前，必须拆除开关的顶盖，或在变压器油箱和开关油室间建立一个通道。

干燥程序如下：开关在标准大气压下以 10℃/h 的速度逐渐升温，最高至 110℃，用热空气干燥 15h。然后在真空中保持温度 110℃，真空残压为 10^{-4}MPa，干燥 80h。

（2）热风循环干燥　在干燥前应将开关顶盖打开。

干燥程序：开关在标准大气压下以 10℃/h 的速率逐渐升温，最高至 110℃，用热空气循环干燥 72h。应注意在干燥后，不允许开关在无油状态下进行切换操作，应检查开关底盖放油塞是否拧紧。干燥前应将电容器及有机玻璃的防爆膜拆去，以免变形。

3. 注油

变压器注油时，应将开关放气孔打开，使聚集在安装法兰下变压器油箱中的空气全部被驱除，直至油从放气孔溢出时，将放气螺塞拧紧。开关应注入油质良好的变压器油，其绝缘强度应大于 35kV。

4. 开关的使用

开关一般垂直地固定在变压器箱盖上，由于开关底盖为悬空电位，因此，开关底盖与变压器铁心之间应保持一定的绝缘距离。对 110kV 级开关，因尺寸较大，可装在变压器油箱的一侧。

开关与变压器绕组的连接引线，在安装时要注意电气绝缘距离，引线对箱壁、引线对异相绕组的距离见表 4-4 和表 4-5。

开关在投入运行前，应作如下检查及试验：

1）按动气体继电器顶盖上的试验撞针，检查其动作是否正常，变压器继电保护回路工作是否正常。

2）操作两个循环，检查开关的动作是否灵活，位置指示是否正确，机械限位是否可靠。

3）测量变压器绕组（连同有载分接开关），在各级位置的直流电阻与出厂数据比较是否正常。

4）检查油质是否良好。

本开关装配 QJ4-25 型气体继电器，气体继电器连接至专用小储油柜上。在开关正常操作的情况下，气体继电器不动作，当开关内部发生故障时，引起油剧烈冲动，使气体继电器连接管内油速大于 1m/s 时瞬时动作，切断主变压器。在投入运行初期，先将继电器接于信号装置考验一段时间，确信继电器动作正常后，才可接入主变

压器跳闸回路。

在变压器的一次侧加装过负载闭锁装置，整定值为额定电流的150%，可瞬时切断电动机操作电源，以防止开关在变压器发生严重过负载时进行切换而造成开关损坏。

该系列开关配有自动控制器，可实现自动调压，鉴于电动机全部浸在油中，不受外界影响，加之运行时间又短，损坏可能性极小，故该系列开关省去了手动驱动机构。自动控制器的熔断器作为电动机过负载保护，保证电动机在发生卡死时切断电源。

29.3.2 上海复合式有载分接开关的运行和检修

在变压器投运前，必须仔细检查开关头部、气体继电器和连接管道的密封，并定期记录开关的操作次数。对运行中的开关，应进行监视并使其处于良好状态。

该系列开关机构全部浸在油中，平时不需要经常维护，运行中只需定期（6～12月）从排油管中抽取开关底部的油样进行试验。取样时先放去约2kg，以保证油样的真实性。油样含炭粒并逐渐发黑是正常现象，如油的耐压低于20kV，则应更换或过滤。换入净油的耐压应大于35kV。换油一般可结合检修，亦可在带电的情况下进行，只要从排油管排出污油，同时向进油管注入净油即可。如在排油管及进油管之间接入滤油机，亦可循环滤油。

为了保证开关可靠运行，必须定期检修。开关投入运行第一年，宜半年检查一次，以后可根据检查结果及操作次数适当延长，以油质为准。一般切换5000～10000次后检查一次。检查时取出插入式心子的步骤如下：

1）从排油管排油，使油面降至油箱外壳的下法兰附近。

2）拆去顶盖及顶盖上附件。

3）拆开箱壳内出线端子上的控制回路接线。

4）拆去插入式心子定位螺栓上的螺母。

5）拉出插入式心子，为了避免弹簧触头的撞击和磨损，宜分两步拉出，即先拉高约60mm左右，再转一个角度（约10°），使弹簧触头与绝缘筒上相应的静触头相互错开，再向上拉，取出心子。

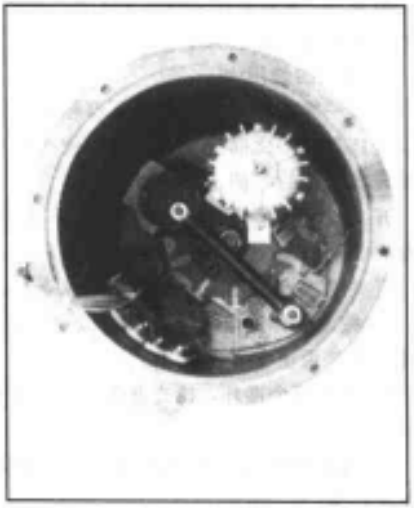


图29-1 开关心子起吊前的情况

插入步骤则相反。当起吊10kV有载分接开关时，必须使开关处于空挡位置，即指示标牌上的“0”位，指示与槽轮上的“0”位指示对准，拆除两个限位螺钉和底板

螺钉，才能起吊。开关心子起吊前的情况如图 29-1 所示。安装过程则与上述相反。

用油洗净心子各部分及开关油箱内壁，还应检查下列各部分情况。

1）拔去拉力弹簧固定销，检查开关转动是否灵活，动静触头间滑动是否可靠，限位开关、位置指示开关及控制开关接触是否良好，动作是否正常，限位开关及顺序控制开关的动隔离片的厚度磨损到小于或等于 1mm 时，应立即更换。

2）检查快速传动机构的情况，拉力弹簧有无损伤，转臂及槽轮的圆弧面有无打毛，蜗轮减速机构是否灵活。

3）检查槽轮上平面与转臂之间间隙是否两边保持相等距离。

4）检查开关触头铜钨合金块的烧损情况，烧毛处可用细砂布轻轻砂平，以减少动静触头间的摩擦阻力（在砂主触头时，要注意把触头移至空挡处）。当动静触头烧损超过一定限度时，应予以调整或调换。但在调整过程中，应注意校正触头的水平位置，使其不大于±0.1mm。

5）检查过渡电阻有无过热现象，测量直流电阻值与出厂数据比较是否正常。

6）检查所有螺母有无松动，所有销子是否正常。

检查完毕后，将电动机电源接通，切换 3 个循环，注意开关有无慢动作现象。最后按前所述进行投运前的检查试验。

上海复合式有载分接开关的接线示意图如图 29-2 所示。

29.3.3　上海复合式有载分接开关的常见故障和排除方法

复合式有载分接开关故障的产生部位有开关本体故障、控制器故障和电缆线故障，所以三者都要检查。上海复合式开关的常见故障和排除方法见表 29-1。

表 29-1　复合式开关的常见故障和排除方法

常见故障	排除方法
指示灯不亮	1. 检查电源熔丝是否良好 2. 电源连接是否可靠
控制器接上后“8”在一直闪烁	1. 控制器是否有问题，在控制器背后，卸下电缆线接头，用硬导线，一端搭在公用端“10”，另一端与任何位置短路，短路位置与显示全对则正常 2. 电缆线是否有问题，用万用表在电缆线的两头部，短接 1 对 1，2 对 2，如果有 1 个位置不导通，则说明电缆线有问题 3. 确认开关整体工作位置，卸下电缆线接头，用万用表电阻挡测量公用端“10”与另一端工作位置挡，如果开路，要吊心检查开关信号指示是否可靠
当信号全部正常，按上升、下降按钮，仍不动作	1. 电动机熔断器是否良好 2. 听控制器内部接触器是否吸合 3. 检查电动机是否有问题

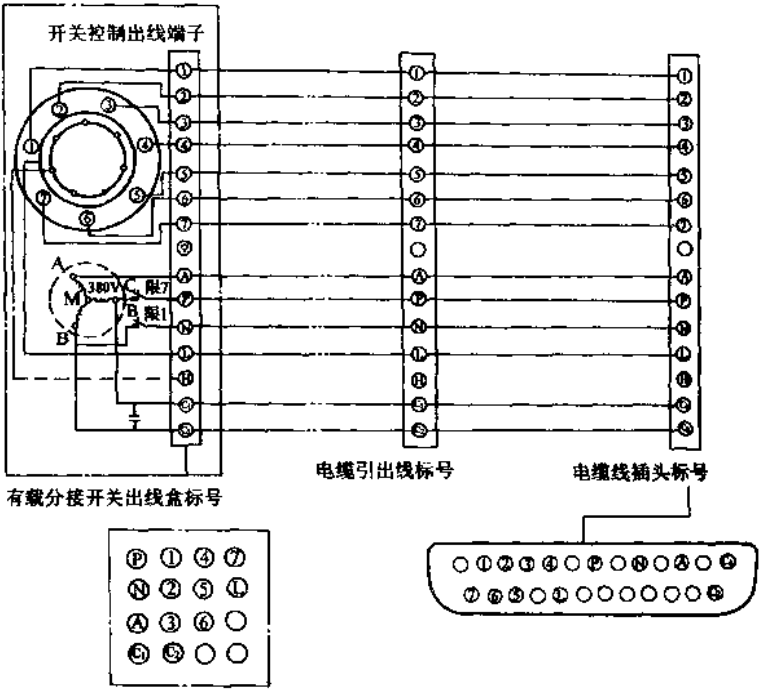


图 29-2 上海复合式有载分接开关的接线示意图

注：1. 接线图适合于带控制器的有载分接开关。

2. 图中 1、2、3、4、5、6、7 表示挡位显示，P、N、A 表示电动机标号，L 表示中心线标号、C_1、C_2 外接电容标号。

3. H 线不接，供参考。

4. 开关一般分为 NA 是上升方向，PA 是下降方向。

29.4 长征厂生产的复合式有载分接开关的安装、使用和维修

1. 有载分接开关的安装

开关在安装前应进行干燥处理，干燥时间为 48h，温度为 (100 ±5)℃。干燥处理最好在真空下进行。干燥时，应将电容器拆去。干燥后，应做工频耐压试验。

(1) 开关的拆装过程　打开顶盖，将上隔板的四个安装螺钉旋松，即可将上隔板的传动部分全部拆下。然后，先将中间的槽轮上两只限位螺钉（内六角螺钉，在 5 号位置两旁）旋松拆下，再按箭头所示的要求，对准槽轮的零位，对准箭头牌，将下隔板上的 5 个六角螺钉旋松，即可将机心全部拉出。

安装静触头的绝缘筒和上面的安装法兰，下面的铝合金轴承架，已用树脂固化，

不可拆下。静触头的绝缘筒上的安装位置，在产品总装时已经调整好，接线时不要随便旋松，只要利用接线螺杆上所剩余的螺母拧紧即可。

(2) 开关的安装过程　开关的安装过程与上述拆卸过程相反。SYXZ5-9-10/100 型有载分接开关安装尺寸如图 29-3 所示。开关与变压器油箱靠焊在油箱上的 11 个 M12、1 个 M16 螺栓和开关安装法兰来连接和固定，M12 和 M16 螺栓的长度至少为 36mm，开关的安装法兰与变压器油箱平面之间，用安装垫圈（耐油橡皮）作密封材料。

开关与变压器一次侧调压绕组的接线方法，就是将开关分接头序号 1 接至高压绕组匝数最多的一个分接位置，而将序号 9 接至高压绕组匝数最少的一个分接位置，其他以此类推。

开关分接头序号的排列，是按图 29-4 的序号方向，即从开关顶视图，按顺时针方向排列。

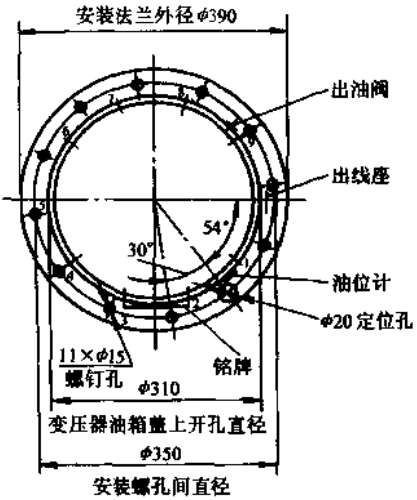


图 29-3　SYXZ5-9-10/100 型有载分接开关安装尺寸图

开关与控制器之间的接线，用 KWR 型 19 芯 0.35mm² 电缆相连，也可以用其他软线连接。有载分接开关内部的接线，如图 29-4 所示。

2. 有载分接开关的使用

开关使用前，心体内应注入变压器油，油位应达到油位计红线刻划的油平面，油质的绝缘强度在 30kV 以上。

开关可以用按钮操作，也可以配装有载调压控制器，进行自动和手动操作，开关投入运行前，应进行 3 个循环操作，以检查开关的机械动作是否灵活，限位是否可靠。开关上的限位螺钉，是在控制器电气联锁失灵后才使用的，电气限位正常情况下则不使用它。

测量变压器高压侧绕组（连接上述开关后）在各分接位置时的直流电阻，并与出厂数据相比较，判断是否正常。检查油质是否良好。

有载分接开关适用于下列工作条件：周围空气的最低温度为－25℃，最高温度为＋40℃；变压器油的最低温度为－25℃，最高温度为＋95℃；开关的安装场合与垂直面的倾斜度不超过 5°。

有载分接开关不适用于下列工作条件：充满导电尘埃的介质环境；腐蚀性气体或蒸气的含量足以破坏金属及绝缘介质的环境中；有爆炸危险的场合。

3. 有载分接开关的维修

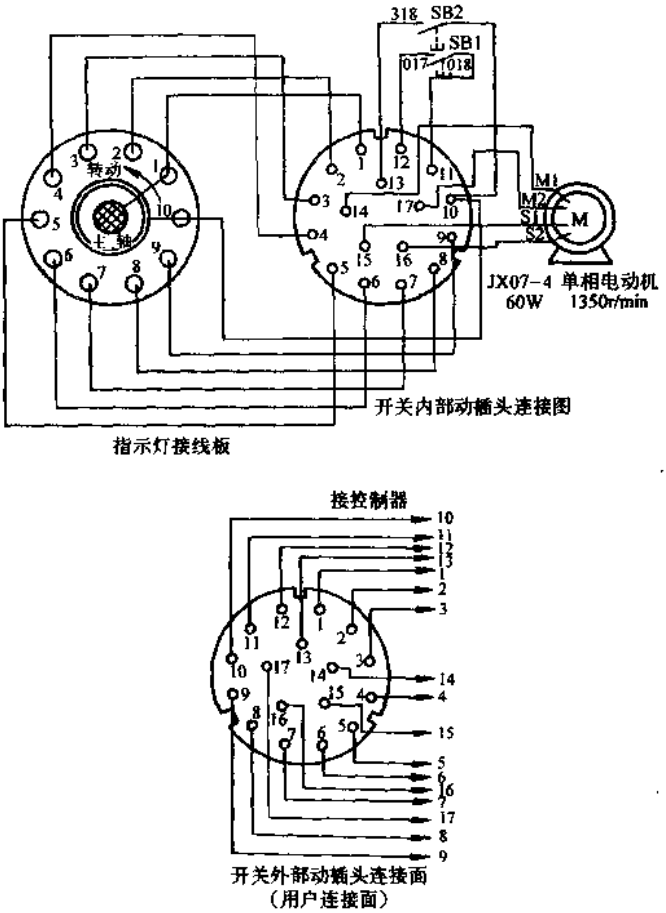


图 29-4 有载分接开关内部接线图

开关投入运行后，若动作情况正常，则一般不需要任何维护。运行中应定期检查变压器油质，要求油质耐压维持在 30kV 以上。

要求开关切换操作 5000 次，或油的耐压值低于 25kV，闪点低于125℃时，需更换为新油。换油的方法是，在出油阀口塞紧一根长度大于 500mm 的塑料管，利用虹吸原理，把开关体内的变压器油全部吸出，然后注放新的变压器油。在不能停电换油的情况下，可打开开关顶盖，在吸出的同时慢慢地注入新的变压器油进行交换，使油平面始终不变，即可完成换油工作。

开关切换操作 2 万次后，应进行检修。检修时，要用油洗净开关各部分。检修内容主要有：

1）检查开关的转动是否灵活，开关各紧固件是否松动，如果松动，应予以紧固。

2）检查动静触头烧损和磨损的情况，如仅仅是烧毛，可予以修光，使接触电阻在允许范围内即可。如动静触头单边烧损超过 3mm，则应予以调换。

3）检查蜗轮减速机构是否灵活，蜗轮磨损是否严重而影响传动。

4）检查动触头支架上电阻丝盘上电阻是否有过热而烧损现象。测量其直流电阻，与出厂数据比较，是否正常。电阻丝烧毁或振断后需要更换时，需选用与原电阻丝相同直径和长度的铁铬铝（Cr13Al4）材料。如果无铁铬铝材料，则在保证与铭牌所标的电阻值下，允许以不小于原直径的其他线材代用。

5）检查拨槽件和槽轮的圆弧面有无“打毛”现象，如果有，应予以修光。拨槽件与槽轮之间的间隙应保持 0.2mm。

6）检查主弹簧和触头弹簧是否良好。

29.5　“参考 V”型有载分接开关的安装和检修

1. 保管

对于运到工地的变压器，如果不能立即安装，应装上开关的储油柜或把开关头上的 E2 和 R 用 U 形管连接，使开关油室的压力与油箱的压力得到平衡。

电动机构应防止潮湿，必要时将机构箱中的加热器接上电源，使机构箱加热保管。

2. 开关在器身连箱盖的变压器上的安装（箱顶式开关）

对于器身连箱盖的变压器，其箱盖上的开关安装法兰孔的内径为 ϕ570mm，在变压器上安装开关时，将开关吊到箱盖上，从开关安装法兰孔把它落入变压器中，并在箱盖上将开关固定，然后把分接线引到开关上。

3. 开关在钟罩式油箱变压器上的安装

用于钟罩式油箱变压器上的开关，其头部结构采用特殊的设计。

在绝缘筒上的法兰，带有直径为 ϕ600mm 的绝缘环，将开关头与开关绝缘筒拆开，把绝缘筒安装到器身上。在器身装配时，把分接引线接到开关上，而开关头则装到钟罩上。在总装扣罩后，用图 29-5 的吊板将开关的绝缘筒部分吊起与开关头连上。

安装有载分接开关时，由于连接导线较粗，而且从变压器分接绕组上连到分接选择器上所需的导线也较多，导线连接后易使分接选择器受力变形，变形严重会形成不应有的应力，所需的转动力矩将增大，可能导致切换开关中的传动主轴断裂。

所以要求在分接选择器上安装一个固定绝缘筒。有载分接开关安装好后，先用固定绝缘筒把分接选择器下部固定牢，再连接变压器调压绕组与分接选择器之间的导线。连接导线还应该在分接选择器旁用固定支架固定好，从四周与分接选择器连接，使分接选择器均匀受力，不致变形歪曲。

“参考 V”型有载分接开关与电动机构的连接如图 29-6 所示。

4. 器身连箱盖的变压器吊心（箱顶式开关）

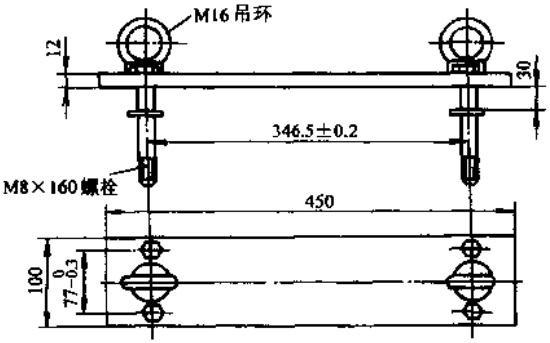


图 29-5 “参考 V”型有载分接开关用横吊板

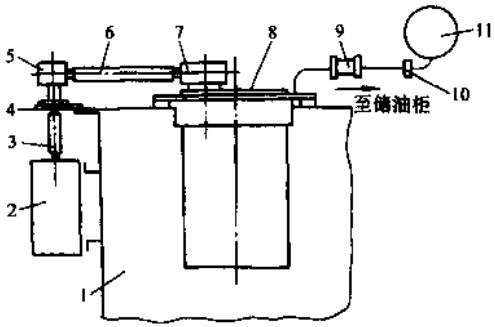


图 29-6 “参考 V”型有载分接开关与电动机构的连接

1—变压器油箱 2—电动机构 3—垂直轴

4—支撑板 5—齿轮盒 6—水平轴 7—上齿轮盒

8—开关头盖 9—保护继电器 10—阀门

11—开关储油柜

1）将图 29-6 中的垂直轴卸下来。

2）如果图 29-6 中中间齿轮盒的支撑板是共用箱沿螺栓的，还要将中间齿轮盒和水平轴卸下。

3）将与 S 联管相连的抽油管卸下来。

4）如果 R 联管到储油柜的连接妨碍吊心的话，也应该将联管卸下来。

5）在卸联管前，将储油柜联管上的活门关闭，把开关中的油抽掉约 10L。

在完成上述准备工作以后，就可以按规定吊心。

5. 钟罩式油箱变压器的吊心（钟罩式开关）

检查开关和电动机构是否都在整定位置上，开关只有在整定位置上才能拆卸与安装。

1）关掉开关到储油柜的联管上的阀门；从抽油管 S 将开关中的油抽掉约 30L。

2）将水平轴卸下来。

3）将开关头盖的螺栓拧下，将盖子取去。

4）取去开关的机构。

5）将图 29-5 的横吊板装上。

6）用吊具将横吊板紧紧吊住，然后将开关头与绝缘筒的连接螺栓拧去，缓缓地将绝缘筒放下（约下降 20mm），坐到器身的支架上，最后将横吊板取走。

在完成上述准备工作之后，就可以按变压器吊罩步骤将钟罩吊走。

6. 器身连箱盖变压器的开关回装（箱顶式开关）

开关的回装（回装前注意其放油塞必须关死）步骤如下：

1）在变压器器身放入油箱之后，将开关的 R 联管与到储油柜的联管连上，将 S 联管与油箱上的抽油管连上。

2）将开关与电动机构连上。

3）将开关注入新的变压器油。

7. 钟罩式油箱变压器的开关回装（钟罩式开关）

1）在钟罩扣上并拧好箱沿螺栓之后，按图 29-5 在开关上装上横吊板。

2）用汽车起重机将绝缘筒吊起，然后拧上螺栓把绝缘筒和开关头连上，连好后取去横吊板。

3）将开关的机构装上，并用 5 个 M8×20mm 的螺栓固定。

4）把拉伸弹簧固定在开关头上。

5）把油管的接头螺母拧上。

6）把开关头的盖子装好。

7）如果考虑变压器要抽真空的话，可把 S 联管与油箱上的抽油管连上。

8）将开关与电动机构连上。

9）向开关注入新的变压器油。

8. 开关与电动机构的连接

按图 29-6 连接方法，要求及步骤如下：

1）中间齿轮盒的水平轴伸端与开关头上的水平轴伸端必须在一条中心线上，其垂直轴伸端与电动机构的轴伸端也必须在一条中心线上。

2）开关和电动机构的位置指示都必须在整定位置上。例如，19 个分接位置的开关，其整定位置为 10 或 9b 位置。

3）当开关配用“参考 MA9”型电动机构时，在连接轴之前，将开关头上的齿轮盒按图 29-7 所示作检查。

向左右转动开关齿轮盒的轴伸部分，在两个方向都转到近于水平位置，如图 29-7a及 b 所示。此时开关头内蓄能弹簧均应稍有拉伸，并略有受力的感觉。在这种情况下，可以确认开关头上的机构在两个方向是对称的。然后把齿轮盒的轴伸置于中间位置，如图 29-7c 所示，就可以进行水平轴的连接了。“参考 MA9”型机构每变换

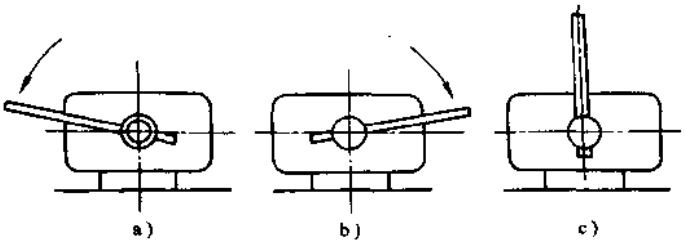


图 29-7 开关轴伸位置的确定

a)、b) 正反方向有紧力为止 c) 中间位置

一个分接为 30 圈，而一般配“参考 M”型开关的“参考 MA7”型机构每变换一个分接为 33 圈。

4) 把中间齿轮盒的垂直轴伸与电动机构的轴伸用带联轴器的垂直轴连接起来。

5) 开关与电动机构连好之后，要检查连接的正确性，其方法如下：

例如，开关处在第 10 位置，用手柄先将开关从 10 摇到开关打响，此时开始记录指示轮上的格数，摇到指示轮上红色标志线对准窗口的红线，数出总共有多少格；再反过来从 11 位置往 10 摇到开关打响，开始记录指示轮上的格数，摇到指示轮上红色标志线对准窗口的红线，数出总共有多少个格。

从开关打响到指示轮上的红色标志线对准窗口的红线，在正反两个方向上，两者所经过的格数相差应不大于 3.75 格。如果大于 3.75 格，则把开关按格数多的方向摇到红线对正停下来，之后将垂直轴的联轴器打开，使电动机构与开关脱开。此时，由手柄将电动机构按原方向摇过 2 格，之后把电动机构与开关重新连上。再用手摇的方法，从正、反两个方向检查调整后的开关从打响到正位，两者是否小于 3.75 格。如果小于 3.75 格，则开关连接就算正确了。

9. 开关注油

在盖好开关盖之后，再往开关油室注油，将图 28-8 所示开关头上的联管头 E2 和 Q 或 R 连通，以便变压器与开关油室同时抽真空，从开关头上的联管 S 往开关油室注油。

当开关单独注油时，将图 28-8 所示开关头上的管接头 R 连接抽空管，从管接头 S 注油。

如果开关不在真空下注油，在注油后必须静放 24h 以上，才能对开关施加电压。再将图 28-8 中的各个联管头连接好。管接头连接如图 28-8 所示。

管子接好后，把开关与储油柜之间的联管上的活门打开，使开关注满油，储油柜中的油应补充至规定的油面。

打开开关盖上的放气塞 E1，将开关头盖下的存气放掉，打开联管 S 上的放气塞，将抽油管中的存气放掉。放掉后，将塞子关闭。

10. 投入运行前的准备

必要的准备工作如下：

1）检查开关是否注满油；开关内部及抽油管内的存气是否排掉（从图 28-8 中的放气塞 E1 和放气塞 S 排气）；联管上的活门是否打开。

2）用手摇检查开关的指示位置是否一致（每个位置都检查）；在 1 和 n 两个位置检查机构的机械限位装置是否起作用。

3）测量每个分接位置上的电压比是否与铭牌上的数据相一致。

4）检查保护继电器的动作是否可靠。

5）检查电动机构中的齿轮箱是否有润滑油。

6）给电动机构的电动机回路和控制回路接上电源，先手摇操作一个循环后再用电动操作一个循环。

11. 运行中的维护

检查下列各项：开关头、气体继电器和联管有否渗漏；电动机构箱子的密封是否良好；电动机构中的加热器是否起作用；检查电动机构齿轮箱内有无润滑油；检查电动机构中的各个控制元件，其状态是否良好。

12. 开关的检修

“参考 V”型有载分接开关吊心检修的间隔见表 29-2。

表 29-2　“参考 V”型有载分接开关吊心检修规定

开关型号	运行电流/A	分接变换次数
“参考 V” Ⅱ 200Y/D， “参考 V” Ⅰ 200	≤100 >100	100000 70000
“参考 V” Ⅱ 350Y/D， “参考 V” Ⅰ 350	≤200 >200	100000 70000
“参考 V” Ⅰ 700	≤350 >350	70000 50000

“参考 V” Ⅱ 200D 及“参考 V” Ⅱ 350D 开关在投入运行 2～3 年后，应进行第一次心体吊检，以后可按上述规定的间隔吊检。

所有型号的开关，不管分接变换的次数是否达到上述规定，每运行 5～6 年后，应进行吊检。

(1) 准备工作

1）装卸及清洗工具。除了扳手、套筒扳手、内六角扳手、挡圈钳子等一般工具外，还要准备操作扳手和刷子。

2）变压器油。开关的充油量见表 29-3。

3）起吊设备、起吊高度和重量。起吊高度必须大于表 29-4 所列高度。

4）把开关摇到整定位置上。参照V型开关只有在整定位置上才能把心子吊出来。所谓整定位置就是指开关的中间位置，如图29-8所示，图例为10个头的开关。

表29-3 “参考V”型有载分接开关储油量 (L)

型 号	“参考V” Ⅱ200Y	“参考V” Ⅱ200D 30kV/60kV	“参考V” Ⅰ200	“参考V” Ⅰ350Y	“参考V” Ⅱ200D 35kV/60kV	“参考V” Ⅰ350	“参考V” Ⅰ700
无转换选择器	100	130/145	55	105	170/185	60	85
有转换选择器	125	150/165	80	130	205/220	85	100

表29-4 “参考V”型有载分接开关起吊高度值 (mm)

型 号	“参考V” Ⅱ200Y	“参考V” Ⅱ200D 30kV/60kV	“参考V” Ⅰ200	“参考V” Ⅰ350Y	“参考V” Ⅱ200D 35kV/60kV	“参考V” Ⅰ350	“参考V” Ⅰ700
无转换选择器	1200	1340/1460	780	1270	1510/1630	830	1080
有转换选择器	2450	1650/1770	1030	1520	1820/1049	1080	1300
起吊重量	>60kg						

（2）开关的拆卸

1）将储油柜联管上的活门关闭，把开关中的油抽掉。

2）取去开关头的盖子。

3）取去开关的快速机构。

4）拔出抽油管。

5）在开关的心子上拧上操作扳手。用杆按顺时针方向稍转，使转换选择器动触头离开静触头而到安装位置。然后便在操作扳手上挂上吊绳，将心子吊出来。

（3）开关的清洗

1）油室清洗。油室注入新油，用1号刷，上下刷并旋转，反复多次刷洗。打开储油柜联管上的活门，冲洗联管，直到干净油流出为止。抽掉脏油，再用新油冲洗。然后将洗油全部抽光，并用无绒毛的抹布将筒底的剩油吸尽。

2）心子清洗。彻底除掉心子上的炭黑，并用新油冲洗。

为了清洗心子的内部，先将图29-9心子下端的轴承和电位连线卸去。然后用2号刷子从上端引入，穿过管子，边拉边转，并用油冲洗，再把刷子从下端引入，穿过管子也是边拉边转，用油冲洗。刷子引入管子的方向如图29-10所示。

3）清洗抽油管。为了清洗抽油管，拧掉M5的顶丝，把图29-11中的定心杆卸掉，然后用3号刷子穿擦，并用新油冲洗。

（4）过渡电阻与动触头的检查（见图29-12a、b） 开关的中间滚子触头是主分断触头，两边滚子触头是过渡触头。

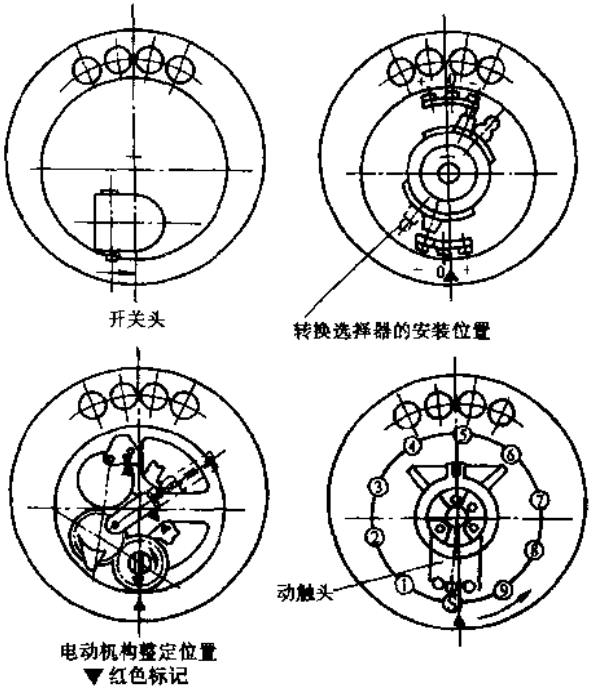


图 29-8　V I 200 及 V I 350（有转换，10 个头）的整定位置平面图

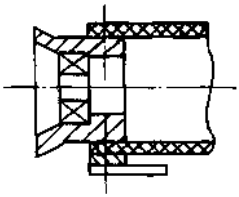


图 29-9　下轴承和电位连线

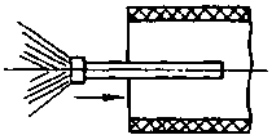


图 29-10　刷子引向

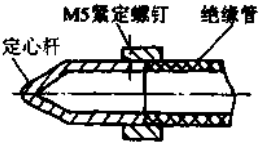


图 29-11　抽油管的定心杆

1）用电桥测量过渡电阻，桥的一端接主分断触头，另一端接过渡触头，两边电阻都测量。测得的电阻值与铭牌上的数据允许相差±10%。

2）用游标卡尺测量主分断触头和过渡触头的滚子直径，允许使用的滚子直径见表 29-5。

表 29-5 "参考 V" 型有载分接开关允许使用的滚子直径

开关型号及触头数目		新开关的滚子直径/mm		滚子允许使用的最小直径/mm
		主分断触头	过渡触头	
"参考 V" 型 200	10	22	22	16
	12	22	22	
	14	22	22	
"参考 V" 型 350	10	22	22	17
	12	22	22	
	14	22	22	

只要有某个滚子直径接近于最小直径，应将滚子全换掉。

(5) 开关的回装　按照开关拆卸的顺序，反过来进行回装。

(6) 将开关与电动机构连上。

(7) 投入运行的准备　在开关回装并与电动机构连上之后，应按规定完成各项检查及准备工作。

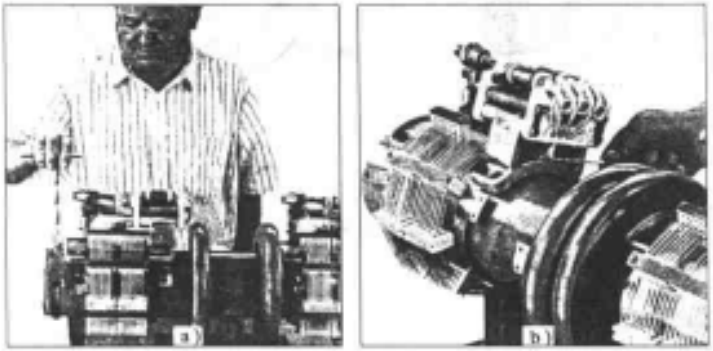


图 29-12　"参考 V" 型有载分接开关过渡电阻和滚子部位的检查

a) b) 检查紧固情况

29.6　SYXZ 型组合式有载分接开关的检修

参见第 24 章 24.1.2 节有载分接开关小修、吊心、大修项目和质量标准。

29.7　有载分接开关油位计的改进意见

有载调压变压器，为了使有载分接开关经常保持足够的油位，其小储油柜上也应装有油位计。早期生产的装有管式油位计，目前已大多装有磁力式油位计。

1. 磁力式油位计的结构

磁力式油位计有 UZB 型和 UZF 型两种，UZF 又分为 UZF-A 和 UZF-Z 两种。

符号意义：U——油位计；Z——指针式；B——变压器；F——浮球式。

(1) UZB 型磁力式油位计结构　UZB 型磁力式油位计结构如图 29-13 所示。它用于隔膜式储油柜中，隔膜为其感受元件，其连杆与隔膜上支板铰链连接，连杆的另一端与表体的传动机构相连，把油面上、下线位移变化转变成连杆绕固定轴的角度变化，再通过一对磁铁等传动机构使指针转动，间接显示出油位。

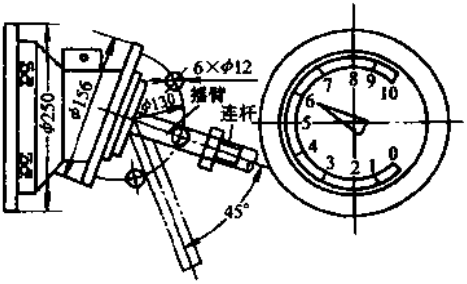


图 29-13　UZB-250 型磁力式油位计

(2) UZF 型浮球型磁铁式油位计　UZF 又可分为 UZF-A 和 UZF-Z 两种。A 型一般用于小型电力变压器，其结构如图 29-14a 所示；Z 型用于有载分接开关，其结构如图 29-14b 所示。

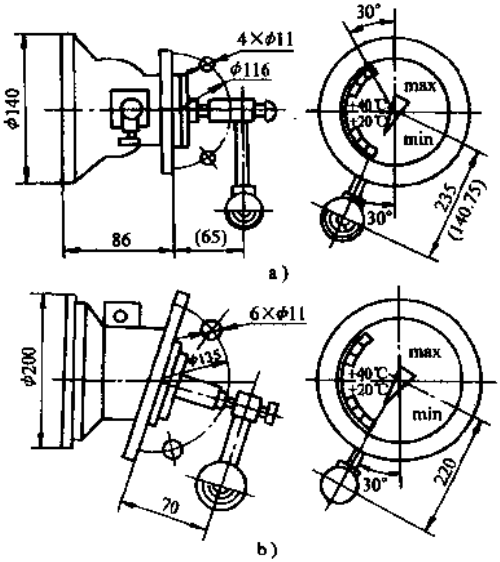


图 29-14　UZF 型磁力式油位计

a) UZF-A 型　b) UZF-Z 型

它是由浮球经杆与表头指针轴相连，由浮球起伏连动指针表示油位变化。

2. 油位指示调整

(1) UZB 型　将隔膜上、下移动，检查指针应灵活转动，表指 0 刻度与 10 刻度应为储油柜最低和最高油位，如－30℃和＋40℃。

(2) UZF 型　将浮球上、下移动，检查指针应灵活转动，将浮球调到最低和最高位置与表的指示刻度相适应。

3. 油位计设置的改进意见

变压器储油柜和有载分接开关储油柜分别设置油位计，以分别监视油位，但两个油位计采用不同型号，且不同原理的油位计显示油位。

为了防止有载分接开关的油进入变压器器身，污染器身洁净油，一般变压器储油柜油位需高于有载分接开关储油柜油位。

对现场已采用两个磁力式油位计的变压器，必须利用检修机会，测定其相对温度的刻度指示，以便比较；如果有条件，可将有载分接开关储油柜改用管式油位计。订货时，应提出相应的要求。

29.8　有载分接开关的触头

有载分接开关的触头是有载调压变压器绕组的电流通路，其示意图如图 29-15 所示。

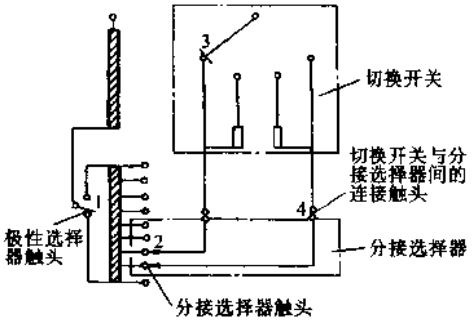


图 29-15　有载分接开关触头示意图

根据触头的工作特点，将其分为载流触头和电弧触头两类。

A 类——载流触头可分为三种：

1) 每次分接变换操作时均要动作的触头，如分接选择器触头。

2) 偶尔动作的触头，如转换选择器触头。

3) 不动作的触头，如切换开关到分接选择器间的连接触头。

B 类——电弧触头，承载时间为几十毫秒，但触头上产生电弧，如切换开关的主通断触头和过渡触头。

下面分别叙述。

1. 不动作的载流触头

因为这类触头在工作中不动作，可增加触头压力来减少接触电阻。

图 29-16 给出了在常温和大气压下不同金属材料生成无机膜厚度与时间的关系。从图 29-16 中可以看出，铜的金属表面很容易形成无机膜，而银的无机膜最薄。但是，铜及铜合金却有良好的导电性，且价格较低，考虑到薄膜的形成是在金属表面和油之间发生的，只需在铜或铜合金触头的表面镀一层薄银，可有效地降低无机膜的厚度。因此，有载分接开关中的这类触头均采用铜（或铜合金）镀银触头。

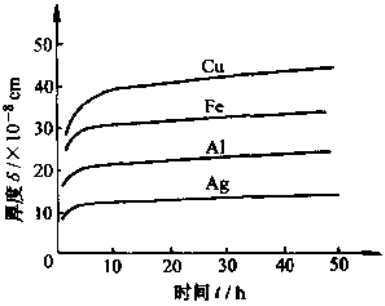


图 29-16　不同金属材料生成无机膜厚度与时间的关系

2. 分接变换操作时要动作的触头

这类触头除了要考虑触头表面所形成薄膜的外，还要考虑触头动作时的机械阻力和磨损等问题。为了减小机械阻力和磨损，要求限制触头压力在 60N 左右。触头的承载能力决定于触头材料、触头结构和触头压力。

夹片式触头结构的一个显著特点是抗短路能力强。两触头是通过大小和方向相同的电流，其产生的电动力是吸力。因此，在发生短路情况时，触点上流过的大电流产生的使触头推开的斥力将由触头片上产生的吸力补偿。同时也可避免触头产生机械振动而导致熔焊。

我国早期生产的有载分接开关，选择器的触头材料为铬锆铜，有较高的硬度和较好的导电性。目前，大多数厂家都选用银铜触头，提高了选择器触头的可靠性。两种材料的特性见表 29-6。

表 29-6　银铜与铬锆铜材料特性

材料＼特性	电阻率 /μΩ·cm	抗拉强度 (N/mm²)	伸长率 (%)	硬度 HB
银铜	2.1	280	30	630
铬锆铜	2.3	—	25	1000

从表 29-6 可见，银铜的电阻率低于铬锆铜的电阻率，伸长率高于铬锆铜，银铜的导电性和工艺性较铬锆铜好。图 29-17 为银铜板-紫铜棒（Ⅰ组）和铬锆铜板-铬锆铜棒（Ⅱ组）的两组银铜与铬锆铜的耐磨试验曲线。

在进行 100 万次操作后，动静触头磨损深度总和：Ⅰ组为 0.1063mm，Ⅱ组为 0.7923。Ⅱ组的磨损深度为Ⅰ组的 7 倍多。

对于这一类触头，其表面处理采用镀硬银。普通镀银其表面硬度为 60～80HV，而采用镀硬银后，其表面硬度可达 150～180HV。这样，将使表面镀层磨脱的操作次

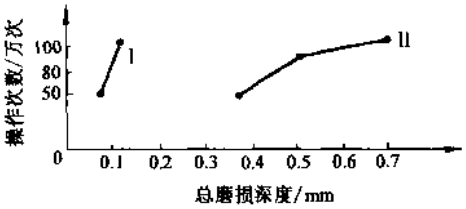


图 29-17 银铜与铬锆铜的耐磨试验曲线

数从不到 1000 次提高到上万次。

3. 切换开关电弧触头

对于切换开关电弧触头的基本要求是耐电弧，抗熔焊，烧蚀要均匀，电寿命大于 5 万次。根据这些要求，目前电流在 200～300A 以下时，开关采用纯铜材料；电流在 300A 以上时，一般都采用铜钨合金。目前我国用于有载分接开关的铜钨合金触头，一种是按德国 MR 公司的加工方法，将铜钨合金块与电工纯铁钎焊而成；另一种是采用整体压制、烧结工艺，将铜钨合金与电工纯铁连成一体。用两种方法加工的触头，均有很好的性能。

29.9 有载分接开关的故障和处理

29.9.1 滑挡

有载分接开关故障经常碰到的是电动机构连转，即通常所说的滑挡。以 7 挡有载分接开关为例，当开关从运行中第 1 分接调到第 2 分接时，由于交流接触器不脱扣，分接操作可一直转到调压方向的极限分接即第 7 分接，最后由极限开关止动。

造成电动机构连转现象原因有以下三方面：

1）交流接触器、中间继电器等剩磁或铁心板面油脂粘结造成释放延时而引起。接触器有剩磁；铁心接触面间涂有防锈油，运行一段时间后，由于灰尘的进入产生浆糊状油泥，使接触器打开时阻力增加，当顺序开关打开后，接触器线圈虽然断电，但接触器压力弹簧的反作用力克服不了铁心间剩磁或油泥所造成的吸附力，使接触器触头打不开而造成滑挡。

2）机械刹车装置由于油脂渗入而打滑。

电动机构中当控制过程至停止位置时，电动机采用短接制动。并在传动轴上设置了一个摩擦阻尼装置，该装置中的摩擦垫是用牛皮做的，当牛皮遇到油后，摩擦系数减小。遇到这种情况，只要用汽油或其他清洁剂清洗一下摩擦垫就可以了。

3）程序凸轮开关动作角度变动。以上三个原因，其中第一原因占大多数。

解决办法如下：

1）更换释放延时交流接触器，采用引进 BBC 产品 B12 系列交流接触器，即上海华一电器厂生产的组装中间继电器。

2）清洗机械刹车装置。

3）重新调整程序开关的动作角度，增大程序开关的返回时间。

4）适当增加铁心气隙，由原来的 0.1mm 增加到 0.3mm。

5）安装前清除铁心间的防锈油。

6）加强运行维护，防止润滑油流入接触器铁心。

7）防止雨水侵入，必要时电动机构箱内可增加 100W、510Ω 电阻加热器，防止元件锈蚀。

29.9.2　渗漏油及油劣化故障

1. 切换开关渗漏油

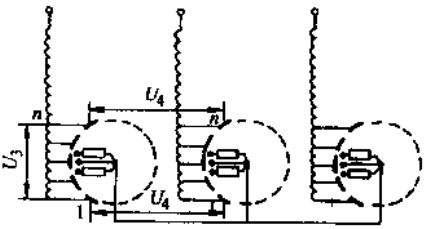
渗漏油处理参见第 23 章 23.5 节。

2. 有载分接开关绝缘油劣化故障

由于吸湿器密封油盅(底部油盆)未封油受潮及切换开关切换次数多后未及时换油，使 35kV 主变压器高压绕组绝缘电阻下降而产生故障。

3. 油质劣化对开关的影响

开关在变换分接时，均会产生电弧。由于电弧的作用，开关油室中的绝缘油被分解，并析出游离碳、氢、乙炔、甲烷等气体及油垢。气体一般从绝缘油中排出，但游离碳微粒和油垢的一部分混在绝缘油中，一部分积在开关的绝缘件表面。还有少量触头材料熔化后溅射出来的金属微粒留在绝缘件表面，这些沉积物在触头附近分布得较多。图 29-18 表示一台复合式有载分接开关在运行后，绝缘筒内表面受污化的情况。其中静触头周围的阴影部分表示碳与其他成分的油垢的沉积。这种沉积物的增多，将会增加泄漏电流，降低绝缘电阻，最终导致油中沿绝缘表面放电，使开关损坏。然而，对于不同结构的有载分接开关，这种现象的影响也有所不同。



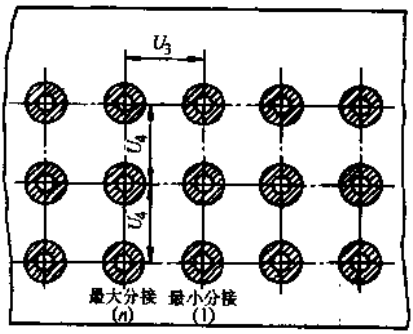


图 29-18　油质劣化对开关绝缘的影响

a）复合式开关触头间电压

b）触头周围的沉积物

对于组合式有载分接开关来说，受绝缘油污化影响的部分仅是切换开关。这类开关一般均为 Y 联结的结构(见图 29-19)。图 29-19b 中的 U_1 和 U_2 表示切换开关处于静态时所承受的电压。一般来说，组合式开关受 U_2 作用的这部分绝缘距离较

大。因此，主要考虑U_1作用的这部分绝缘。有的组合式开关在该部位装有过电压保护装置，绝缘油污化影响绝缘水平下降时，这部位的绝缘受到该装置的保护。

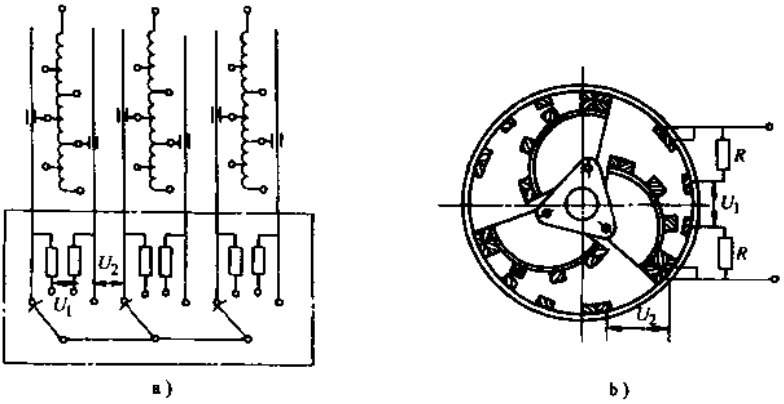


图 29-19 SYXZ 型有载分接开关

a）电路图 b）切换开关

由于复合式开关是将切换与分接选择合为一体，故整个选择部分均受到绝缘油污化的影响。从 Y 联结结构的受影响最严重的是最大分接与最小分接间的绝缘部位，其承受的电压为U_3；另外，异相间最大或最小分接间的绝缘部位，其承受的电压为U_4（见图 29-18）。由图 29-18a 可得到$U_3=(n-1)U_{st}$（U_{st}为级电压），而U_4在分接开关的动触头位于分接 1 或 n 时最大，此时$U_4=\sqrt{3}(n-1)U_{st}$。

因此复合式开关的绝缘结构遭受破坏的危险要比组合式开关大得多。

有载分接开关运行后，随着油质的劣化，开关整体的绝缘水平下降。图 29-20a 表示了这样的一个过程，其中 AB 线表示开关运行前的绝缘水平，开关每操作一次，由于电弧引起油质劣化，其绝缘水平逐次降低，如折线 AG 所示。开关切换若干次后，对开关应予以维护，更换污油，使开关的绝缘水平恢复到接近运行前的水平，因此开关整个寿命期间内的绝缘水平变化情况可如图 29-20b 所示，其中折线 AG 用直线来近似。该锯齿曲线即为开关的绝缘水平波动曲线。为了确保有载分接开关的可靠运行，应按有载分接开关的绝缘水平下降到下限设计，即在 CD 线时，仍有一定的绝缘强度裕度。

也应充分考虑到组合式和复合式两种有载分接开关结构上的差异及由此对开关油室内油质劣化的影响，来选用合适的有载分接开关。对于整流、电炉等变压器上使用的有载分接开关，动作频繁而开断电流较大，绝缘油容易劣化，应尽可能选用组合式结构的开关。对有载分接开关油室中油需及时按周期规定清洗开关和换油，避免因油质劣化而引起开关绝缘的损坏。

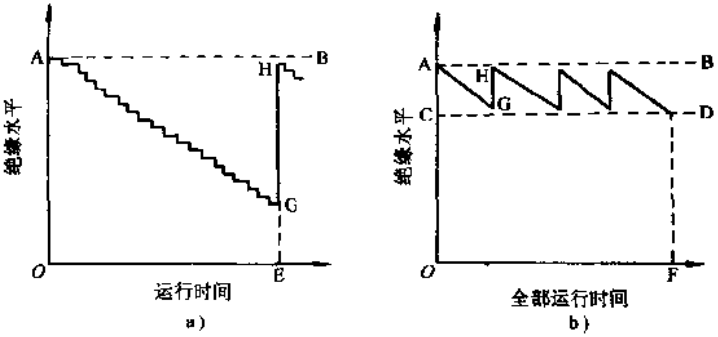


图 29-20　有载分接开关油质劣化过程曲线

a）一次换油后油质绝缘水平

b）开关寿命期内油质绝缘水平

29.9.3　复合式有载分接开关驱动机构的故障

1. 滑入空挡引起的故障

某 35kV 变电所 1#主变压器有载分接开关中的有载分接开关控制器（型号 ZTK-6），在进行 6 挡升压到 7 挡时，挡位指示正确，降压失败。测量电动机回路电阻，发现电阻值为无穷大，说明电动机回路开路。停用主变压器，吊心检查，发现选择开关已脱开、电动机转动灵活，电动机三相电阻正常。经检查，原因是变电所进行综合自动化改造时，将不具备远程控制调节电压能力的原有载分接开关控制器（型号 ZTK-2）更换为具有远程综合控制挡位信号输出接口的 ZTK-6 型有载分接开关控制器，以适应无人值班变电所远方控制“遥调”的要求。ZTK-6 共有 9 挡位置，而变电所 1#主变压器有载分接开关仅有 7 挡位置，当滑入空挡后，就引起故障。按照要求将 ZTK-6 型的 8、9 挡空接，将 8、9 挡接线拆开，以免升压到 7 挡后滑入“8”挡（空挡）位置。

2. 电动机接线松脱引起的故障

35kV 某变电所 1#主变压器有载分接开关在远方操作时，有载分接开关由第 2 挡升压到第 3 挡时，升压失败，同样降压也失败，测量表时电动机回路均开路。停用主变压器有载分接开关，开盖排油检查，发现有载分接开关油箱内电动机接线盒的电动机接线松脱。

3. 电动机引线断裂引发的故障

某变电所变压器使用 SYJZZ 型复合式开关，控制器用 YTZ-78 型。使用中有载分接开关卡死在第 4 挡不会动作，任凭控制器升压或降压操作都不会动。经检查控制器和有关电缆等外部接线未发现问题。最后只好将开关揭盖检查，测量电动机（见图 29-21）的三相绕组之间的直流电阻，UV 及 VW 均为∞，而 UW 为 79Ω。又检查电动机靠开关心体中间旁边一根引线较松，是硬线且较长，后将引线重接旋紧，三相直

流电阻测量全部为79Ω后，开关工作恢复正常。

29.9.4 “参考V”型有载分接开关故障

1. 故障现象

某公司电解1#整流变压器（ZHSZ-10000/10）有载分接开关（“参考V”-Ⅲ350-D/60-14271W）发生爆炸事故。经勘测，有载分接开关爆破盖炸飞，有载分接开关油室内的变压器油喷出，变压器高压侧油断路器速断动作跳闸，并发出报警信号。同时，有载分接开关重瓦斯也处在动作位置。

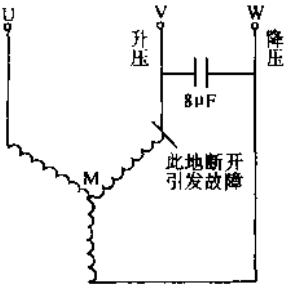


图 29-21 电动机引线断裂故障

2. 原因分析

爆炸时变压器绕组接线及有载分接开关各触头位置如图29-22所示。

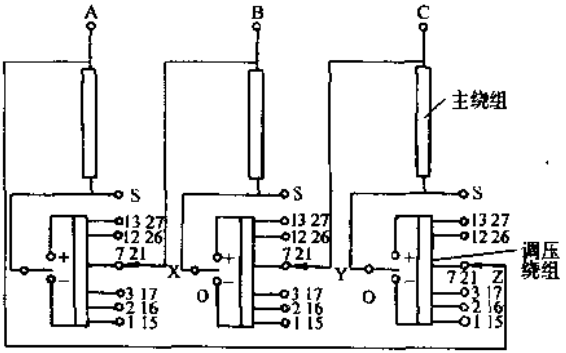


图 29-22 变压器绕组接线及有载分接开关各触头位置

变压器高压侧（网侧）绕组为三角形联结，转换选择器负极性连接，即：O与－连接；选择器置于21（7）挡位置。

事故后，对变压器进行了吊心检查，发现变压器油已严重劣化，有载分接开关筒底炸落在变压器油箱内，变压器绕组完好无损，有载分接开关油室绝缘筒外部接线完好，吊心时有载分接开关本体操作轴从油室底部滑出。

对有载分接开关进行检查，发现转换选择器C相O、－动静触头、C相21挡主触头和主输出触头、选择开关A相过渡触头a_1、主通断触头a、主输出触头A严重烧伤，A相过渡电阻R_1烧断，而A相主触头A_1没有烧伤，B相各触头完好。说明这次事故是由于触头发热造成的。

后将各相主输出触头故障时与导流环接触的位置进行了测量，发现A相主输出触头与导流环接触点偏离正常点约1cm，且向22挡偏离，这时主触头A_1正好不能接通，而此时过渡触头a_1接通，主通断触头a似接非接，这样负载电流将长期通过电

阻 R_1 并使其发热。当温度上升到一定（约 135℃）时，变压器油分解产生气体。该有载分接开关轻瓦斯没有投入，故不能发出报警信号，使故障扩大，以致产生大量气体，使有载分接开关重瓦斯动作跳闸。操作人员在没有弄清真正原因的情况下，进行了重合闸操作。合闸时，由于变压器励磁涌流很大，使过渡电阻 R_1 烧断，造成绕组开路。由于这时主通断触头 a 似接非接，产生电弧，因这时触头周围的变压器油已严重炭化，绝缘能力大大减弱，正好 C 相转换选择器 O 在其上方，造成短路，使 B 相通过 B（X）→A21→CO→C——→C21→A（Z）与 A 相短路，造成短路电流通过各处触头严重烧伤而造成事故。

29.9.5　SYXZ 型组合式有载分接开关故障

组合式有载分接开关常见故障一览表见表 29-7。故障实例如下。

表 29-7　组合式有载分接开关常见故障一览表

异常现象	故障性质	原　　因	预防措施和解决办法
调分接，电压表指示不变；变压器本体气体继电器动作	切换开关不切换；分接选择器带负载转换	切换开关机械卡死；轴封紧；储能弹簧疲劳断裂或脱离	监视电压表变化和改进结构
调分接，电流表复零；气体继电器动作	机构失灵，切换开关慢动；过渡电阻开断；分接选择器变形，动静触头接触不上	棘爪脱扣；过渡电阻未接触；分离角不对；空挡处摩擦大；选择器随动；干燥后绝缘支撑件收缩、变形、松动；连接引线使选择器受力变形	直流电阻、过渡时间测量；分离角工作顺序检查
调分接，电流表指示明显下降；开关气体继电器动作	切换开关动触头反弹；过渡电阻开断	缓冲器失去缓冲作用；过渡电阻接触不良	测量过渡时间，修缓冲器和过渡电阻
开关或本体气体继电器跳闸动作	主辅触头造成绕组短路	切换开关下部主触头与过渡触头动作程序不对；存在金属异物	改进结构
电动操作连转	交流接触器不分断，顺序开关失灵	接触器存在剩磁；磁铁不清洁；顺序开关断不开	更换为高质量交流接触器；加强维护检查

（续）

异常现象	故障性质	原　　因	预防措施和解决办法
电动操作超过极限位置；本体气体继电器跳闸动作	电气极限开关失灵；接触器不分断；机械限位发卡	接触器存在剩磁；电气机械限位失灵；选择器越位	更换为高质量交流接触器；加强维护检查
电动操作越位。不能再次起动	制动失效；交流接触器不分断，顺序开关失灵	闸皮打滑脱落，接触器存在剩磁；顺序开关断开得晚	闸皮清洗粗化或予以更换；修理接触器和顺序开关
非本体内部故障而油色谱分析结果超标	有载分接开关油室渗漏	法兰处胶垫不正、龟裂；螺栓扣松；中心传动轴油封不严	提高安装质量和改进密封，提高本体储油柜油位

1. 选择器脱位事例

有一台 SYXZ-110/200-7 有载分接开关在运行几个月后，开关操作时，变压器气体继电器信号触点动作。气体约有 300cm³，误认为是新投运变压器内遗留的空气。但是开关又操作时，则电压表指针大幅度晃动，变压器有受冲击的声音，变压器被跳闸。

经事故检查发现，选择器（见图 29-23）六个动触头降压侧端面普遍烧伤，触片有放电痕迹，弹簧销子烧断，甚至使主轴烧伤，伞齿轮齿端有 3 个破损。

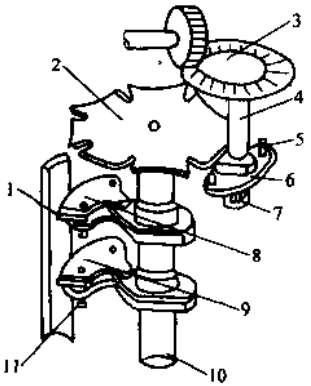


图 29-23　选择器结构

1—定触头　2—槽轮　3—伞形齿轮　4—伞齿轮轴　5—拨钉　6—槽轮拨盘　7—扇形拨块　8—单数动触头　9—双数动触头　10—选择器主轴　11—弹簧

另一台 SYXZ-110/200-7 有载分接开关在安装吊心检查时发现，槽轮拨盘手感不灵活，手动操作至空挡位置时，选择器却先于切换开关动作，而且选择器动触头与静触头接触有偏差。

以上这两种情况都是选择器脱离了位置。其具体分析大致如下：

当有载分接开关处于空挡位置返回调挡时，扇形拨块与槽轮拨盘底部的扇形面相配合，使槽轮拨盘不立即随伞形齿轮主轴转动，不拨动槽轮，即选择器不动作，如图 29-23 所示。如果伞形齿轮主轴与槽轮拨盘的同

心度不好，造成它们在某个角度配合过紧；或者槽轮拨盘下部与扇形拨块上部交界面在装配时配合过紧，以致“咬死”，则在空挡返回调挡时，槽轮拨盘必随伞形齿轮主轴转动，而不出现空挡，拨动槽轮使选择器先动作，选择器带负载变换，烧坏开关和变压器绕组。

因此，使用中要注意以下两点：

1）选择器槽轮拨盘配合过紧，在安装吊心检查时，着重检查槽轮拨盘在储能弹簧不受力时的灵活度，若手感不灵活时，应及时处理。

2）若运行中操作有载分接开关，而变压器本体气体继电器信号触点动作时，应进行色谱试验，以查明原因。

2. SYXZ 型有载分接开关过渡电阻烧毁

有一台 SFLZ-16000/35 型有载调压变压器，额定容量为 16000kVA，额定电压为 35kV（±3×2.5%）/10.5kV，额定电流为 264A/880A，联结组标号是 YNd11，有载分接开关为 SYXZ-400/35 型。

（1）烧毁情况　该变压器在变电所安装完毕，由 35kV 侧在额定电压进行空载冲击试验时，发现电源侧 600A 电流表指针打到头，警铃发响，有载分接开关的气体继电器动作，跳掉了 35kV 主进线断路器。

故障后，测量投运分接头Ⅱ的直流电阻，未发现异常。抽出切换开关心子，发现每相各有一个相同位置的电阻过热变色，线绕式的过渡电阻因过热松散，并有搭接放电点，其他未见异常。

（2）事故的原因　该变压器在变电所安装过程中，因在处理 35kV 绕组回路直流电阻不合格时，抽出了切换开关心子。但是在回装时，切换开关心子底部的曲柄与变压器油箱相碰，致使误转了一个位置而未被察觉，造成动触头（扇形片）与弧触头桥接，图 29-24 表示了弧触头 R_2、R_3 桥接的情况。因错位复装后，切换开关心子的曲柄钉未插入下部连杆槽中，造成了调分接头时，带有过渡电阻的弧触头部分始终不动的情况。由此导致了过渡电阻的烧毁。

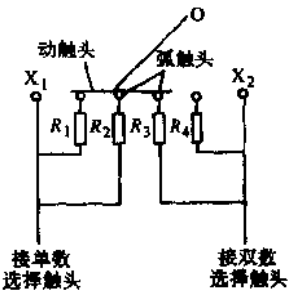


图 29-24　误转后弧触头开关桥接位置

从图 29-25 可以看出，若从线端“A”（B、C）至中性点“O”看进去，在电气连接上属于并联，不管动触头停留在什么位置，只要主触头连接好，在测量每相绕组直流电阻时，反映不出动触头桥接的问题，因此，绝不能把动触头连接的好坏寄于直流电阻的测试结果上，也不能寄于快速机构打响的响声中。为了鉴别动触头的转换情况，需要通过过渡时间的测量和波形的录制来检验。

29.9.6　切换特性试验波形故障

参见第 28 章 28.6 节波形异常诊断一节叙述。

29.9.7 控制器故障

1. 变压器油箱有载分接开关接线盒及控制器端子插座间故障

某变电所有一台 35kV1#主变压器有载分接开关控制器（KYT-1 型），在由 2 挡升压到 3 挡位置过程中，用手动操作，调压选择放在电动位置，升压动作指示灯亮、但升压失败。将 2#主变压器有载分接开关控制器（KYT-1）移到 1#主变压器位置进行调压，出现同样现象，升压、降压均告失败。由此证实有载分接开关故障发生在控制器插座以外。测量其电动机回路，电阻值偏大。停用 1#主变压器，吊心检查有载分接开关，未发现异常情况，电动机转动灵活。在电动机回路直接引入 380V 三相交流电源，电动机转动正常。由此可推测故障发生在电动机引线上。更换控制电缆，故障排除。将原控制电缆抽出检查，发现控制电缆芯线截面积过小，14 芯电缆铜芯塑料线线径为 0.5mm，截面积为 0.2mm²，应更换芯线截面积为 0.7mm² 以上的电缆。

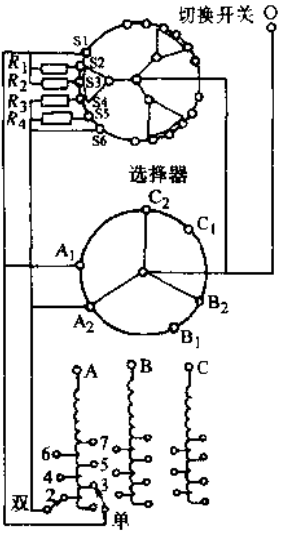


图 29-25 有载分接开关电气原理图

2. 控制器外壳带电接地

某 35kV 变电所 1#主变压器有载分接开关控制器（KYT-2 型），熔丝熔断。检查发现外壳（铁壳）对地电压为 200V，说明控制器外壳带电，检查控制器，发现接线元件面板焊接点粗糙，有松香的迹痕，并与外壳粘住，用酒精清洗烘干，接地现象消失。

3. 控制电缆插座绝缘损坏

某 35kV 变电所 1#主变压器控制器（型号 ZTK-2）发生故障，前次是在调压过程中由 3 挡位置降压到 2 挡位置时，调压失败，第二次是控制器熔丝接连地被熔断，控制器外壳对地绝缘电阻良好，但发现在放置熔丝时，电缆插座有放电火花，用 1000V 兆欧表测量其对地电阻为零，故判断为插座绝缘损坏。

总之，ZTK 型控制器在新运行时，性能较好，而有些其他型号控制器故障却较多。但不管哪一种，老旧后故障容易产生。

第 30 章　电动驱动机构和控制器

30.1　概述

1. 电动驱动机构

复合式有载分接开关的电动驱动机构因在变压器内部，故一般可简称为驱动机构（可包括快速机构或不包括快速机构），较大电流的复合式有载分接开关（如“参考 V”型）、组合式有载分接开关都配有独立结构的电动机构箱（装在油箱壁上），故一般称为电动机构或电动驱动机构。但这些名字有时又互相混用，没有明确的规定。驱动机构一般都用电动机带动。

目前用在中小型变压器上的电动驱动机构，国产的是配 SYXZ 型组合式有载分接开关的 DJ 型或 CDJ 型电动机构，以及配“参考 V”型复合式有载分接开关的“参考 MA9”型电动机构。

DJ 型的意义是：D——电，J——机；CDJ 型意义是：C——操，D——电，J——机，即都表示电动操作机构（旧名称）。DJ 型采用自整角机作为分接位置显示装置；CDJ 型是在 DJ 型基础上改进而成，用分接位置指示盘作指示装置，一套到控制室的显示器用来显示分接位置，另一套用于分接位置的远传。CDJ 型还增加了电动机保护开关、紧急停止按钮、远传转换开关、防滑挡时间继电器等，是一种较新式的替代 DJ 型的产品。

“参考 MA9”型是参照德国 MR 公司 MA9 型的电动机构，主要配国产“参考 V”型有载分接开关，但有时也配在 SYXZ 型组合式有载分接开关上或级数较多的复合式有载分接开关上。“参考 MA9”型对国内制造厂家所命名的型号不一，如长征电器一厂称为 DCJ30 型，其意义是 D——电，C——操，J——机，即电动操作机构（旧名称，新名称叫电动驱动机构），如果后面有数字，代表调压级数。华明开关厂为 CMA9，C——China 中国的第一个字母，表示中国的 MA9 型。吴江开关总厂为 CDF 型，C——操作，D——电动，F——复合式选择开关用。上海电力修造总厂为 DQ2 型。西安变压器厂开关分厂为 DCF 型，D——电动，C——操作，F——复合式选择开关用，如果后面有数字，表示调压总级数。由于各厂型号不一，繁杂不堪，实际都为同一种机构，故本书全部命名为“参考 MA9”型。

除上述三种电动机构在中小型变压器中常用外（复合式的不专设电动机构箱的驱动机构结构已在第 27 章原理和结构一章中叙述），其他还有较大型及高电压等级变压器用的“参考 MA7”型（每分接手摇有 33 圈，而“参考 MA9”型每分接为 30 圈）、M2 型（C、D 型开关用），德国进口的 MA7、MA9、ED 型，瑞典 ABB 公司 BUE1、

BUE2、BUF、BUL 型，奥地利伊林公司 MLG51 型，其中“参考 MA7”型有 DCJ10、CMA7、DQB1、DCY、1DL 型等，这些因在中小型变压器上极少遇到，故不展开叙述了。

2. 自动控制器

有载分接开关采用的自动控制器以下简称为控制器。对于单台有载调压变压器，为了在供电时实现无人值守下的电压稳定，需要考虑有载分接开关的自动控制。即使在电力系统扩网需要多台有载调压变压器并列运行时，也必须考虑有载分接开关并列运行的自动控制问题。

单台有载分接开关的自动控制是通过自动电压控制器实现自动监视和检测有载调压变压器输出电压的。对于简易型有载分接开关，自动电压控制器结构原理比较简单，它需要与手动控制配合使用，组成自动调压系统。

有载调压变压器、有载分接开关和自动控制器三者的安装接线示意图如图 26-16 所示。控制器与有载分接开关采用电缆及插座连接，控制器的电源也用电缆接入。

有载分接开关控制器也称为电子调节器，是命令电动机构或驱动机构，使之调整变压器电压的电动或自动的一种装置。控制器有盘面式、台式、户内式、户外式，一般以镶嵌在控制配电盘上的户内式居多。它是由控制器内的电子线路、自动监视和检测有载调压变压器的输出电压或无功或功率因数，当这些参数高于或低于某一规定值时，就自动发出信号或操作指令，使有载分接开关动作，从而改变变压器的电压比，实现输出电压自动地稳定在允许范围内（电动式控制器由人工调节）。

自动控制器很早就在 6～10kV 配电变压器中采用（20 世纪 70 年代初），以后 35kV 主变压器也采用控制器。随着变电所推行无人值班和对电压合格率要求的提高，在更高电压等级的变电所中也采用控制器来调节有载分接开关，有的已采用电压无功综合控制装置（VQC），结构更加复杂，体积也较大。

控制器的型号很多，大多数有载分接开关生产厂家都生产控制器，或者有指定的配套厂。同一厂家生产的控制器设计序号也常变化，型号命名也会变化，结构和功能及检测电路也会发生变化，如检测电路有的用差分放大器，有的用施密特触发翻转电路，有的用运算放大器作比较等。

目前控制器型号主要有上海供电局和吴江开关（总）厂生产的 BD 型。吴江开关总厂生产的 KYT 型、YTZ 型、ZTK 型、KTY 型、电脑型（其意义 Y——有载，T——调压，Z——自控器或自动，T——电动，K——控制器，数字表示设计代号、时间或功能代号）。长征电器一厂的 JKY 型、ZDT 型、YBK 型、ZK 型。华明开关厂的 HMK 型、HS 型、HMBK 型。宁波江东电子电器厂的 ZTY 型。宁波无线电一厂的 KUF 型。苏州星星公司的 KYT 型。上海电力修造总厂的 KTV 型。MR 公司的 MK 型、SBK 型、VC 型。伊林公司的 REG 型。这些型号中每种型号又因设计序号不同又分多种，如 ZTK 型又分 ZTK—1、ZTK—2、、ZTK—3、ZTK—4、ZTK—5A、ZTK—5B、ZTK—6A、ZTK—6B、ZTK—8 型。电压无功综合控制装置（VQC）生产的厂家和产品有

浙江瑞泰电器厂的 DWK—1 型、DWZK 型、RT110 型；湖南长沙安力公司的模块化型；南京南瑞公司的 VQC 型；广州科立公司的 DWK—Ⅱ型等。

随着对供电质量电压合格率考核的推行，电压质量成为一个重要指标。为与国际接轨，变电所正大力推行无人值班或少人值班运行，这也是创一流供电企业的重要考核指标。电压无功综合控制装置正是顺应了这种潮流，采用计算机技术来自动检测和调节电压和无功，并随时打印。电压无功综合控制装置的控制物理量是有载分接开关和电容器组，根据这两个状态变量的大小，可将变电所的运行状态划分为九个区域。九区域图的纵坐标为电压 U，横坐标为功率因数 $\cos\varphi$。在这个九区域的状态图中，中间一个区域称为"O"区，即电压和功率因数均合格的合格区，其余八个区域均为不合格区。电压无功综合控制装置（VQC）利用检测到的电压和功率因数（或无功功率），结合当时的运行方式即可确定运行点在九区域图中所处的位置，从而确定相应的控制对策，调节有载分接开关挡位或投入或切除部分或全部电容器组。

带有自动电压控制器的驱动机构应包括联锁机构、逻辑电路、控制电路、显示装置、减速器、机构箱、电动机、保温装置、并列控制的全部结构或绝大部分结构。

控制器虽然型号和种类繁多，但其作用和基本原理是相似的，为了节省篇幅，下面只能对一些较典型产品加以介绍。

30.2　DJ 型电动机构

SYXZ 型组合式有载分接开关所用的电动机构都用 DJ 型，以前许多说明书上未注明型号，只介绍 SYXZ 型操动机构，实际都是 DJ 型，是参照前德国的产品。DJ 型电动机构分为 SYXZ 型 200A 和 400A 机构两种，其结构和线路略有不同，现将其原理和结构叙述如下。

电动驱动机构包括主传动系统、辅助传动系统和控制电路三个部分。下面以 200A 型为例加以说明。

(1) 主传动系统　电动机轴转动经由蜗杆-蜗轮降速之后，通过一个锥齿轮传到垂直轴（主轴），由此再经过齿轮盒引入变压器油箱，与选择器的水平轴相连接，如图 30-1 所示。

在蜗轮的端部有两个槽，当为电动操作时，由一个连接套将蜗轮的动作传到齿轮轴；当为手动操作时，将连接套取下来，接以手柄，即可直接转动齿轮轴。

(2) 辅助传动系统　从图 30-1 可以看出，当主轴转动时，附带在它上面有四个盘型零件也随着转动。主轴每转一周，盘 a 将带动槽轮旋转一级，在槽轮上的数字牌随即显示一个新的位置，盘 b 则经由连杆使计数器计数，盘 c 或 d 在切换完毕时，推动顺序开关，开断电路，使电动机停车。

在槽轮的下方装有自整角发送机（或触点开关），使分接位置可以遥测指示，在槽轮的上方装有机械限位器，当分接开关达到极限位置时，机械限位将制止主轴继续向前转动。

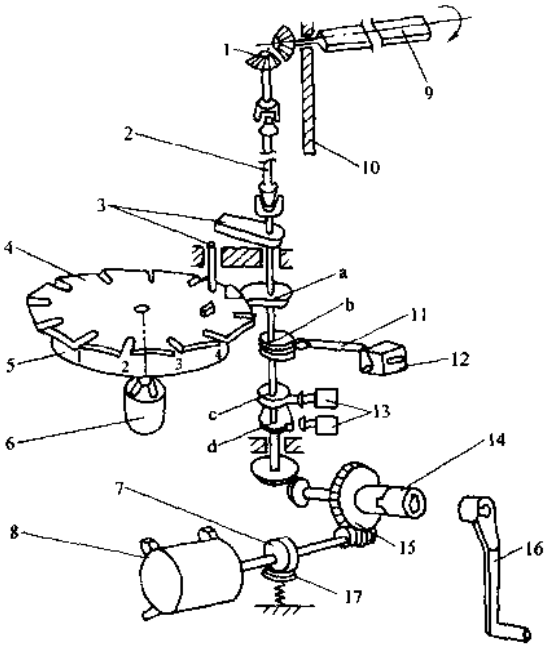


图 30-1 SYXZ 型有载分接开关电动机构的主传动系统

1—齿轮盒 2—垂直轴 3—机械限位器 4—槽轮 5—数字牌 6—自整角发送机（或触点开关） 7—联轴器 8—电动机 9—水平轴 10—变压器油箱 11—连杆 12—计数器 13—顺序开关 14—连接套 15—蜗轮 16—手柄 17—刹车

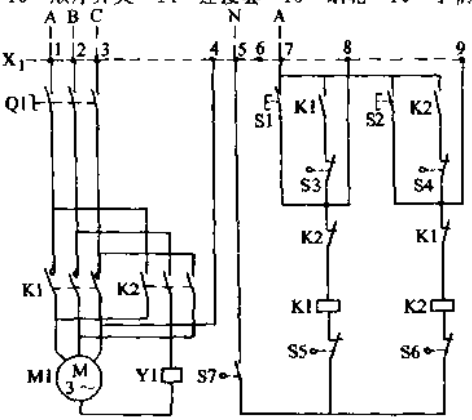


图 30-2 DJ 电动机构 200A 型控制电路

Q1—电源开关 K1、K2—交流接触器 M1—电动机 Y1—制动电磁铁 S1、S2—按钮 S5、S6—限位开关 S7—联锁开关 S1—正转（1→n） S2—反转（n→1） S3、S4—顺序开关

(3)控制电路　电动机的正反转、定位停车以及极限位置时的电路闭锁和手动操作时的安全联锁等，都由一个比较简单而又可靠的控制电路来保证，200A 型控制电路如图 30-2 所示。400A 型电动机构如图 30-3 所示，其控制电路如图 30-4 所示。

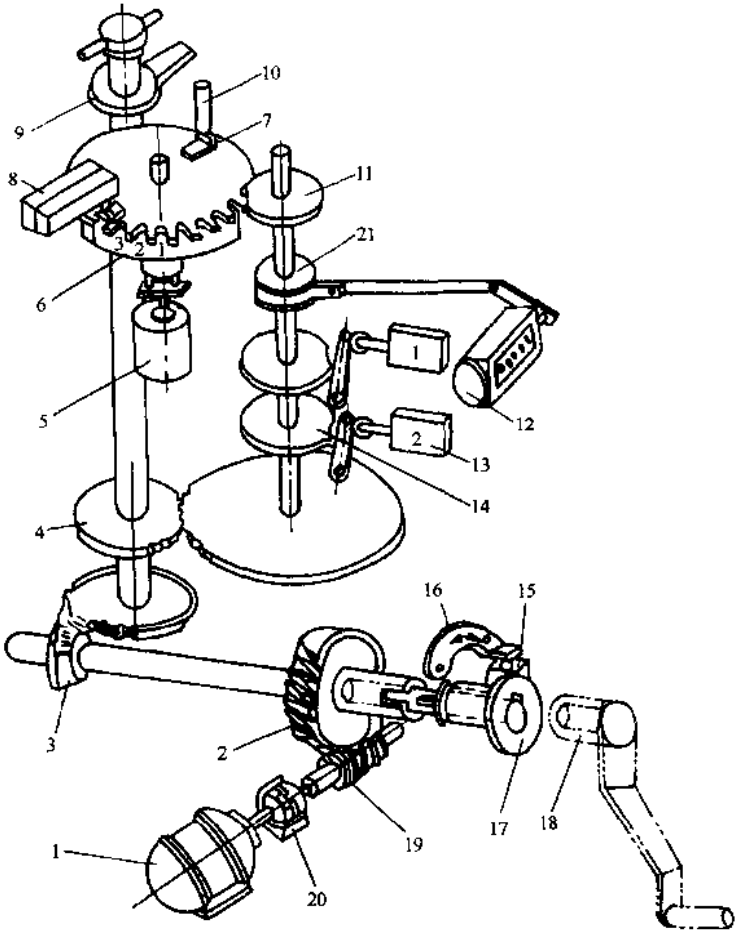


图 30-3　DJ 电动机构 400A 型电动机构结构

1—电动机　2—蜗轮　3—锥齿轮　4—齿轮　5—自整角机　6—位置指示盘　7—压块　8—极限开关　9—止动杆　10—止动钉　11—拨盘　12—计数器　13—顺序开关　14—盘　15—联锁开关　16—转向指示牌　17—连接套　18—手柄　19—蜗杆　20—电磁铁刹车　21—偏心盘

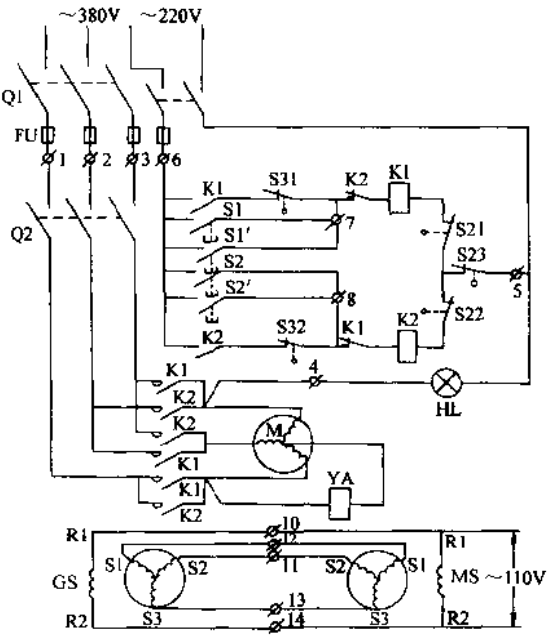


图 30-4 DJ 电动机构 400A 型控制电路图

1～14—电动机构箱内的端子标号，属于控制屏的 Q1—刀开关 FU—熔断器 HL—信号灯 S1′、S2′—按钮 MS—自整角机（接收机） 属于电动机构的 Q2—电源开关；S23—联锁开关 S21、S22—极限开关 S31、S32—顺序开关 K1、K2—接触器 GS—自整角机（发送机） M—电动机 YA—制动电磁铁 S1、S2—按钮

30.3 “参照 MA9”型电动机构

1. 基本技术数据

电动机：0.37kW，3ϕ，220V/380V，50Hz，同步转速为 1500r/min 的异步电动机用于“参考 V”型开关（无论单相或三相开关，都只带动一台开关），主轴转数为 2 圈/变换 1 级。

主轴额定转矩：45Nm。

完成一个分接变换的时间：4.4s。

手柄转数：30 圈/变换 1 级。

最大分接变换级数：35。

加热器电压：交流 220V。

控制回路输入：52VA（引发）。
16VA（运行）。
加热器功率：　30W（固定加热）。
绝缘水平：　2.5kV 1min。
重量：　约 60kg。

2. 结构

电动机构的基本结构如图 30-5 所示，电动机的转动通过蜗杆 2、蜗轮 3 带动主轴 9。主轴的转动通过螺旋齿轮器 11 及 10 带动控制系统的控制轴 102。控制轴 102 的一端带动凸轮开关 105，在完成一级变换之后断开接触器，使电动机停车。它的另一端通过齿轮 108，带动极限位置轮 111，实现位置指示，并在到达两个端部位置时，带动极限开关的操作杆，把控制线路和电动机线路的极限开关 117 断开，使之不能继续按同方向转动，防止超越端部位置。

机构还有手动轴 6，将此轴插入手动摇柄 8，就可以进行手摇操作。当插入手柄时，在手柄的作用下，保护开关 7 动作，将电动机线路和控制线路断开，使机构不能再电动操作，保证了手摇操作的安全。

控制轴 102 还带动计数器的操作杆，每变换一级，计数器 115 的数字加 1。

3. 电气线路

“参考 MA9”电动机构的电气线路如图 30-6 所示。

4. 投入运行前的准备

1）按制造厂供给的线路图进行接线。图 30-7 是图 30-6 的 X1 端子排的接法。远方位置指示器接到 XS 端子排或与箱内的指示器采用插头相接。

2）在断路器合闸前，检查 A、B、C 的相序，用旋转磁场试验检查其转向是否为顺时针。

3）检查逐级控制。按下按钮 S1 或 S2，并保持不放，在一个变换完成之后，电动机构应自动停 车。在屏板的窗口中应全是指示轮的绿色区域，两个方向都做。

4）极限开关试验。将电动机构转到一个端部位置上，再按同方向的按钮，电动机构应无任何转动。但按下反方向的按钮时，电动机构应转动。这个试验在两个方向都做。

5. 运行维护

在方便的时候，注意检查以下几项：箱子的防水性；电加热和恒温器的作用；机构中的设备状态；齿轮箱的油面。

检查时，进行几次分接变换试验。此时，应检查电气限位开关的作用。

6. 检修

(1) 一般部分　检查箱子的防水性，检查各部分接地的良好性。

(2) 操作试验

1）逐级控制试验。

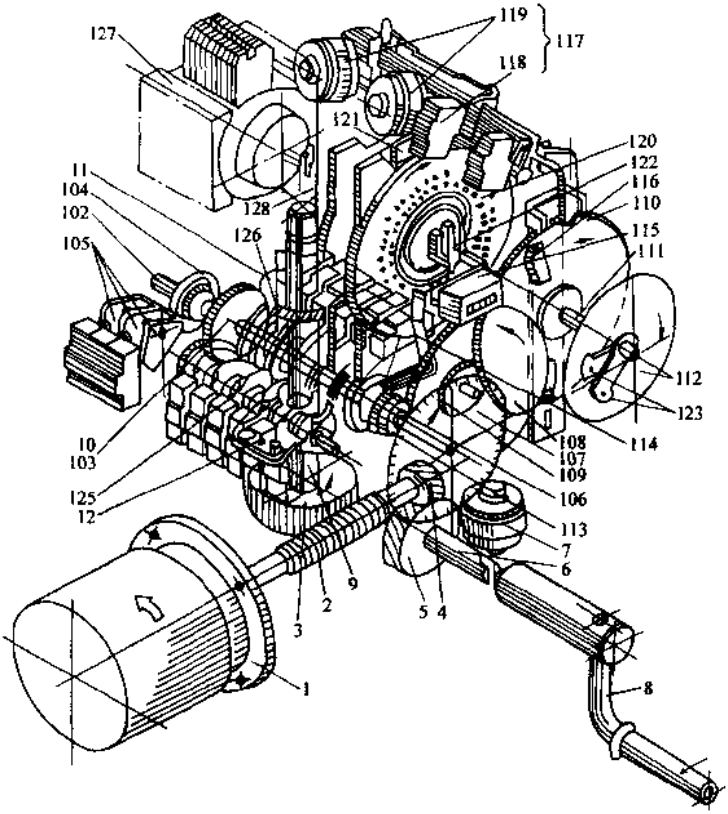


图 30-5 “参考 MA9”电动机构的机械结构

1—电动机 2—驱动蜗杆 $z=1$（齿数），$m=1.5$（模数） 3—蜗轮 $z=56$，$m=1.5$ 4—螺旋齿轮 $z=15$，$m=1$ 5—螺旋齿轮 $z=56$，$m=1$ 6—手动轴 7—手动切断电源保护开关 8—手动摇柄 9—传动主轴 10—螺旋齿轮器 $z=52$，$m=1$ 11—螺旋齿轮器 $z=26$，$m=1$ 12—机构极限保护（只用于 MS 型开关） 102—控制轴 103—联合器 104—圆盘凸轮 105—级进凸轮开关 106—齿轮 $z=25$，$m=1$ 107—级进位置显示器 108—齿轮 $z=132$，$m=1$ 109—中间齿轮 $z=22$，$m=1$ 110—极限保护齿轮盘 111—极限位置轮 112—位置显示盘 113—计数凸轮 114—计数连杆 115—操作计数器 116—极限停止挡块 117—电气极限开关 118—控制回路极限保护开关 119—主回路极限保护开关 120—位置指示盘（静触头盘） 121—位置指示盘（动触头盘） 122—连接器 123—随动挡块 125—信号凸轮开关 126—齿轮 $z=56$，$m=1$ 127—自整角机、位置指示盘（任选件） 128—连接器

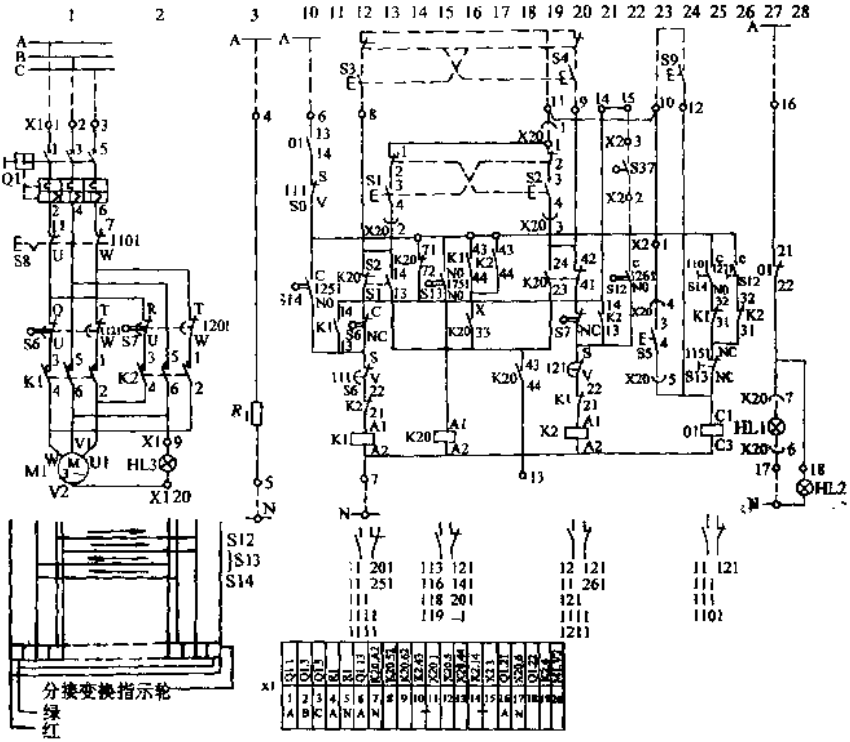


图 30-6　“参考 MA9”型电动机构电气线路

HL1、Q1—脱扣信号灯　HL2、Q1—脱扣信号灯（控制室）　HL3—指示灯（控制室）　K1、K2—电动机接触器　M1—电动机　Q1—断路器　R_1—加热电阻器　S1、S2—按钮　S3、S4—按钮（控制室）；　S5、Q1—紧急脱扣按钮　S6、S7—极限开关　S8—安全开关　S9、Q1—紧急脱扣按钮（控制室）　S12、S13、S14—凸轮开关　S37X1—连续通过触点

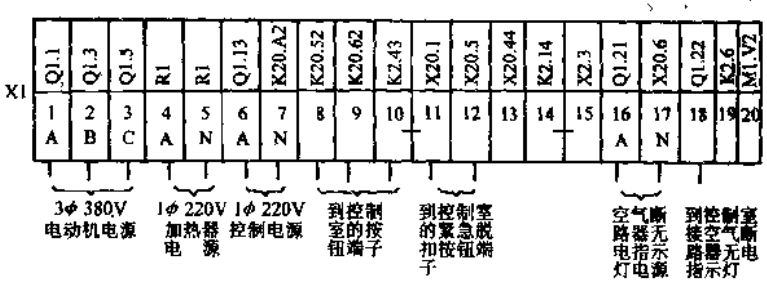


图 30-7　X1 端子排接线

2）凸轮开关试验。

3）误相序的安全试验。

4）电气极限开关试验。用手柄摇转，在指示轮到达新的正位前约3格，引发极限保护开关S6或S7（图30-5项118）应打开，在指示轮到达新的正位前约1/2格，电动机及控制回路极限保护开关S6或S7（图30-5项119）应打开。

5）手摇安全开关试验。将手柄插上，合上Q1，按下按钮S1或S2，电动机构应不动作。

6）自动操作试验。在电动机构运行中，将Q1断开，电动机停车；合上Q1，电动机构应自行运行到一级变换完成，再停下来。

7）空气断路器Q1的检查。

8）电加热器检查。送上电源，电加热器应发热。

（3）更换元件　若因元件损坏，使机构产生故障，则应将损坏的元件换掉。

"参考MA9"型电动机构与相配的"参考V"型（或SYXZ型）开关的连接及连接校验法参见29.5节说明。

30.4　BD-70和BD-71型自动控制器

1. 概述

BD-70和BD-71型自动控制器是原上海供电局和吴江开关（总）厂生产的。BD-70型和BD-71型自动控制器是一种晶体管式的控制装置，与配电变压器的10kV卧式或立式有载分接开关配套使用，实现自动有载调压。其外观图如图30-8所示。

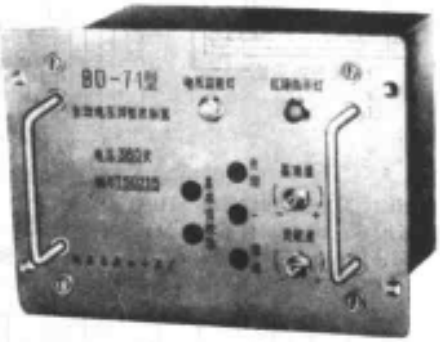


图30-8　BD-71型自动控制器外观图

由于自动控制器结构不能满足户外防潮的要求，故需将自动控制器连同熔丝接线板及油浸电容器，装在221mm×266mm×205mm的防雨箱中。因为BD-70与BD-71型自动控制器的尺寸不同，所以在防雨箱中应使用不同的表底板。防雨箱一般装在变压器油箱低压侧的右面。自动控制器在变电所或配电室内一般装在控制屏上。

自动控制器后面装有端子板，端子板上有五个端子（见图30-9），称为控制器出线端子，按图30-10及图30-11与开关的上、下限和电动机的引线端子连接起来。

控制器的出口降压端子由升动（因系统电压升高而动作）出口中间继电器K1的触头引出，它动作的结果是使电动机向低压侧降低电压方向旋转，因此，称为出口降

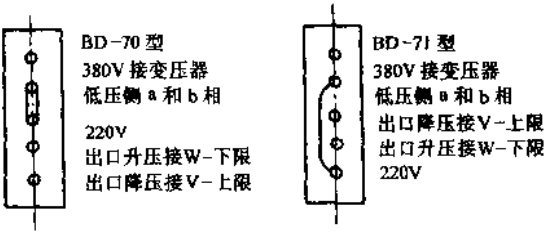


图 30-9　自动控制器出线端子

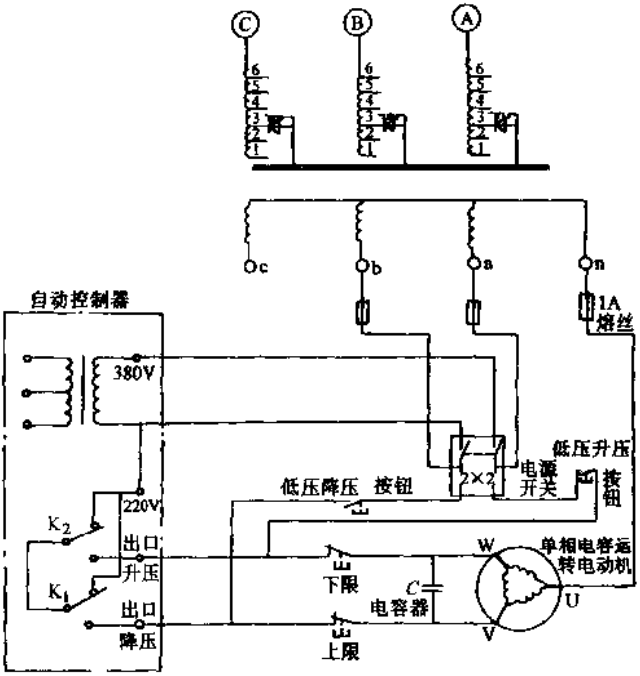
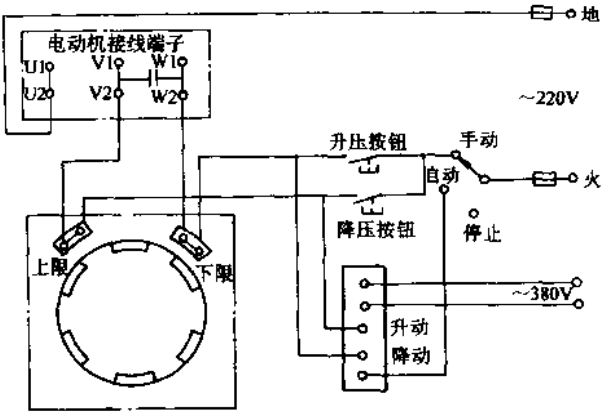


图 30-10　自动有载调压配电变压器控制接线图

压端子。出口升压端子由降动（因系统电压降低而动作）出口继电器 K2 的触头引出，它的动作使电动机向低压侧升高电压方向旋转。

由于晶体管的结构和热敏电阻温度补偿的误差，使控制器在环境温度较高（60℃以上）时，可能因基准值的改变而发生误动作，因此在使用过程中应注意环境温度不可过高。

当控制器动作频繁或发生故障失灵时，为了不至影响变压器在有载情况下调压，在熔丝接线板上装有 2×2（双刀双掷）电源切换开关和手动按钮。切换开关打在



从开关端向电动机输出端看

图 30-11 自动控制器与开关接线图

"自动"位置时，控制器即投入工作，手动按钮不起作用。若切换开关打在"手动"位置，控制器即退出工作，有载分接开关电动机的转动由手动按钮来控制。当低压侧的电压较低需要升高时，按下"低压升压"按钮，开关即向高压绕组匝数减少的方向转动，使变压器低压侧的电压升高；反之，需要低压侧的电压降低时，按"低压降压"按钮，便可使变压器低压侧的电压降低。熔丝接线板正面视图如图 30-12 所示。有载自动调压配电变压器控制接线示意图如图 30-10 所示。

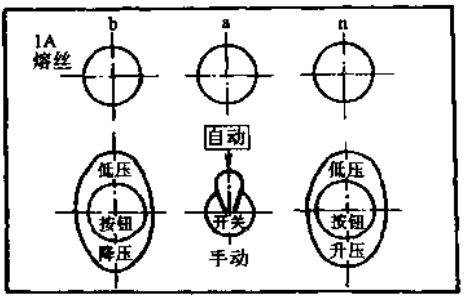


图 30-12 熔丝接线板正面视图

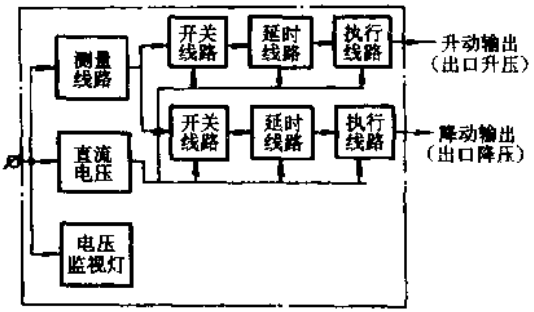


图 30-13 BD-71 型自动电压控制器原理方框图

自动电压控制器主要由测量、开关、延时、执行以及供给这几部分工作的直流电流与指示装置等组成（其工作原理框图如图 30-13 所示）。其中开关、延

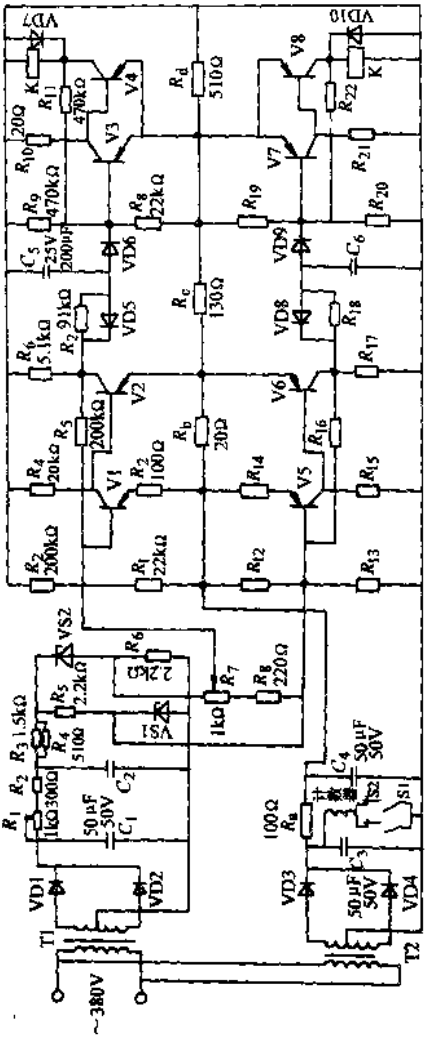


图 30-14　BD-71 型自动控制器电气原理图

时、执行部分又分为升动和降动两部分。当系统电压高于或低于控制器的电压调整范围时，测量线路即起动升动或降动部分的开关线路，经延时线路延时 40～60s，升动或降动部分执行线路中的中间继电器动作，起动使开关转动的单相电容电动机，使电动机顺转或逆转来切换变压器的分接头，以达到自动调压的目的。

该自动控制器由晶体管电路配合的电磁型继电器所组成，所以元器件装在印制电路板上，在自动控制器面板上装有“基准值”和“灵敏度”整定电位器，调节该两个电位器，可以选择所需要的电压范围，面板上还装有电磁计数器，用以记录分接开关的切换次数。

2. 主要技术数据

额定输入电压（交流）：340～440V

工作灵敏度：±（2%～5%）

电压返回系数：不小于 0.98

延时动作时间：40～60s

触头容量（交流 220V）：2A

重量：2.5kg

外形尺寸：长 200mm×宽 200mm×高 140mm

3. 安装及使用

在使用时，应注意自动控制器的电压整定范围是否与变压器绕组抽头相匹配，如果不配合，将会使有载分接开关发生不协调动作。

4. 接线图及原理图

自动控制器与开关接线如图 30-11 所示，其电气原理图如图 30-14 所示。

30.5 吴江开关总厂生产的自动控制器

吴江开关总厂生产的自动控制器型号很多，现以应用较多的 YTZ 型、ZTK 型和 KYT 型为例加以简要介绍。

30.5.1 YTZ-78 型自动控制器

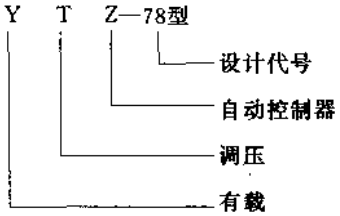
1. 概述

YTZ-78 型有载分接开关自动控制器为小型台式装置，适合安放在中央控制室的操作台上。箱体美观大方，面板上装有电压表、开关动作计数器、电动或自动选择开关、电动（升压、降压）按钮、升降压延时调节器等。该自动控制器与有载分接开关

图 30-15 YTZ-78 型自动控制器的外观

配套使用，可以成为电动、自动有载调压。YTZ-78 型自动控制器的外观图如图 30-15 所示。

型号意义如下：



2. 工作原理（见图 30-16）

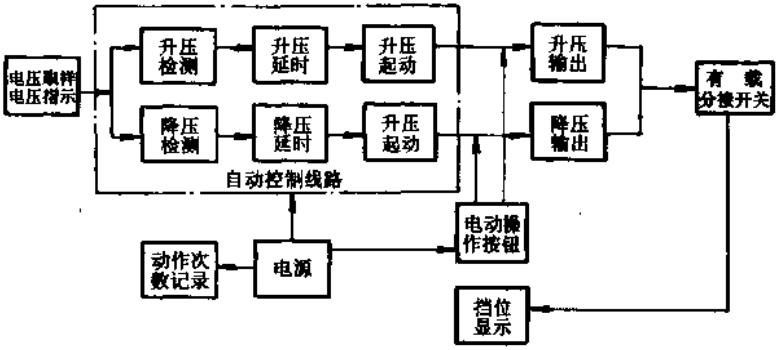


图 30-16　YTZ-78 型自动控制器工作原理框图

3. 技术数据

交流工作电压：220V。

可靠工作电压：≥工作电压的 80%。

基准电压：100V、380V（特殊基准电压视用户需要而定）。

动作灵敏度：±2.5%、±5%（特殊动作灵敏度视用户变压器抽头百分比而定）。

升降压动作延时时间：(30～60) s（±20%），s 连续可调。

电压返回系数：≥0.98。

重量：10kg。

外形尺寸：312mm×256mm×157mm。

环境温度：－20～＋40℃。

湿度：≤85%（20℃±5℃）。

4. 有载分接开关与自动控制器接线图（见图 30-17）

5. 使用方法

1）将自动、电动选择开关，按顺时针方向旋动，自动控制器即投入电动操作状态。

2）按升压按钮后，升压指示灯亮，分接开关电动机向升压方向运转；按降压按钮后，降压指示灯亮，分接开关电动机向降压方向运转。

3）将自动、电动选择开关，按逆时针方向旋动，自动控制器即投入自动控制状态。

4）调节升压延时（或降压延时）旋钮，可调节自动控制器升降压的延迟时间，顺时针方向旋动时，延迟时间增大；逆时针方向旋动时，延迟时间减少。

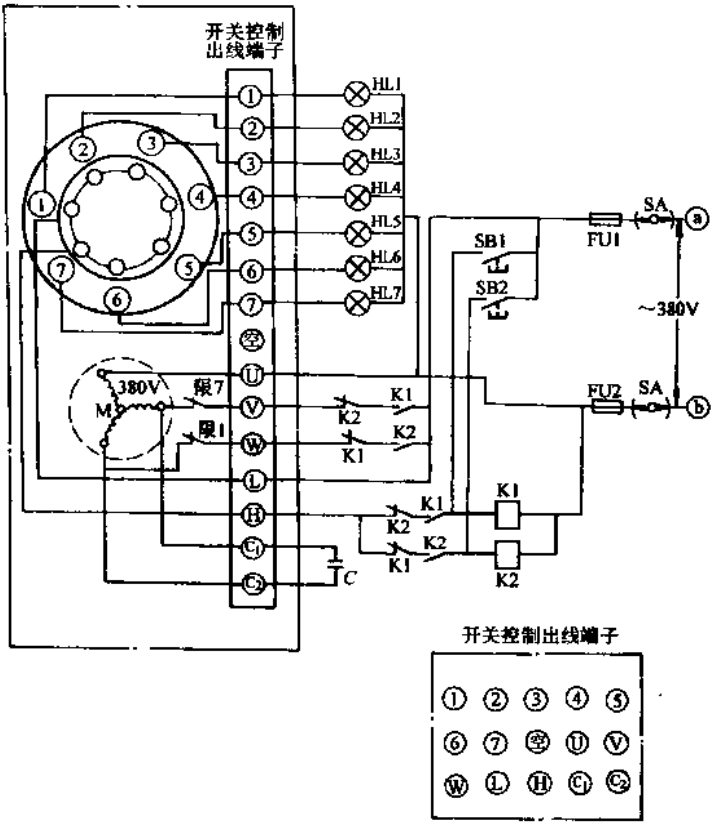


图 30-17 有载分接开关与控制器接线图

30.5.2 ZTK 型自动控制器

1. 用途

ZTK 型自动控制器是为有载分接开关电动或自动切换服务的一种装置，与有载调压电力变压器组成自动调压供电系统，使供电电压稳定在用户所需的范围内，以保证供电电压不受外界电网电压波动和用电负载变化的影响，从而提高了供电质量和设备用电的安全可靠性。ZTK 型自动控制器的外观如图 30-18 所示。

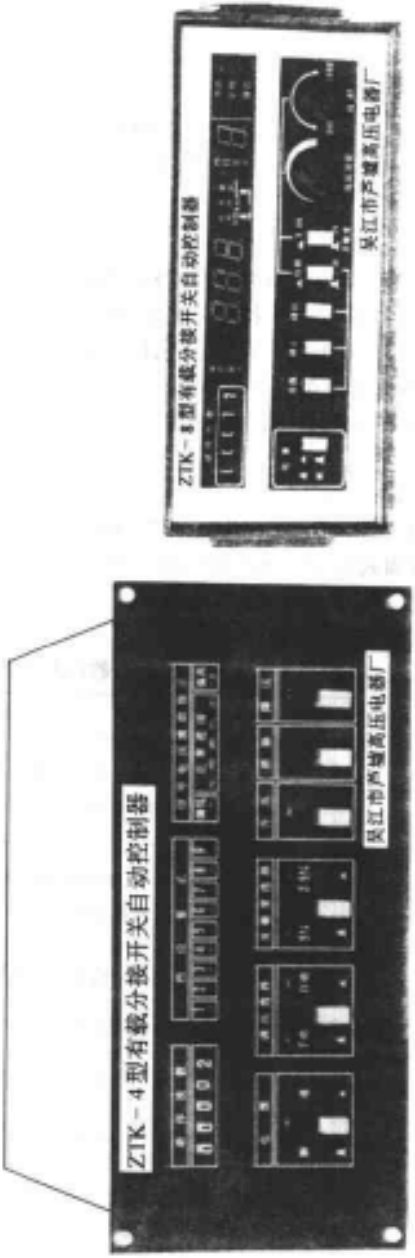
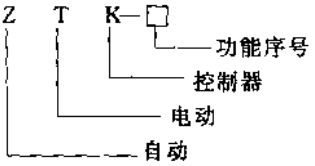


图 30-18　ZTK 型自动控制器外观图

注：严望高压电器厂是吴江开关总厂的一个分厂

2. 型号含义



3. 技术参数

1）信号电压：100V、380V、400V（特殊信号电压可视用户而定）。

2）动作灵敏度：2.5%、5%（特殊灵敏度可视用户而定）。

3）自动恢复正常挡位：消除（无复位功能）。复位：3挡、4挡、5挡。

4）动作延时：45s（机内0～120s可调）。

5）工作电压：220V（1±10%）或380V（1±10%）。

6）频率：50Hz。

7）工作温度：－10～＋40℃。

8）外形尺寸：台式为240mm×220mm×110mm。

盘面式为230mm×225mm×100mm。

9）重量：台式为2.25kg；盘面式为3.3kg。

4. 型号简介及适用范围（见表30-1）。

表30-1 ZTK型自动控制器的适用范围

型号	样式	工作电压/V	信号电压/V	适用范围
ZTK-1	台式	220	400 380 100	电动、自动控制，自动复位，适用于10kV系列有载分接开关
ZTK-3	盘面式			
ZTK-2	台式	380	400 380 100	电动、自动控制，无自动复位，适用于35kV系列有载分接开关
ZTK-4	盘面式			
ZTK-5A	分体式	220	400 380 100	电动，适用于10kV系列有载分接开关
ZTK-5B	分体式			自动，适用于10kV系列有载分接开关
ZTK-6A	分体式	380	400 380 100	电动，适用于35kV系列有载分接开关
ZTK-6B	分体式			自动，适用于35kV系列有载分接开关
ZTK-8	台式	380	400 380 100	电动、自动控制，自动复位，适用于MFK型复合式空气有载分接开关

30.5.3　KYT 型自动控制器

KYT 型自动控制器的技术数据见表 30-2。

表 30-2　吴江开关（总）厂生产的 KYT 型自动控制器的主要技术数据

项目 / 数据 / 型号	工作电压（AC）/V	基准值电压（AC）/V	动作灵敏度（%）	延时时间 /s	电压返回系数≥	触头容量 /A
KYT-1Z	380	340～440	2～5	40～60	0.98	2
KYT-2	220	100、340～440	2～5	40～60	0.99	2
KYT-3D	220					2
KYT-3D₂	220					2

30.6　上海华明开关厂生产的自动控制器

上海华明开关厂（设备制造公司）生产的自动控制器有 HMK 型和 HS 型、HMBK 型，其中 HMBK 型是控制柜。HMK-1、HMK1A、HMK-2 为 110kV 及以上变压器用，HMK-10（35）型为 10～35kV 变压器用，现以 HMK-$\frac{10}{35}$型为例来说明。

1. 概述

HMK-$\frac{10}{35}$系列自动控制器（以下简称 HMK-$\frac{10}{35}$）用于变压器有载调压的手动和自动控制。HMK-$\frac{10}{35}$实施采样电压与设定电压相比较，一旦采样电压偏离预先设定的范围，就产生一个“升压”或“降压”控制信号，使有载分接开关从一个分接头切换至另一个分接头，以达到调压的目的。

HMK-$\frac{10}{35}$（普通型）自动控制器不仅具有一般有载分接开关控制器的功能，还独具两种数字电压显示，通过开关转换，可以直接观察信号电压和基准电压，并可以直接调节基准电压，使电压设定在用户所需要的范围；HMK-$\frac{10}{35}$（电脑型）自动控制器还可以显示灵敏度、延时时间，在正常运行过程中，不论显示哪个项目，经过 30s 都将自动显示信号电压，并通过按“功能选择”、“＋”和“－”键，可以调节基准电压、灵敏度及延时时间。HMK-$\frac{10}{35}$自动控制器还可根据的需要，增设以下几项功能：

1）远程控制输出接口，供无人值班变电所用。

2）自动复位选择功能。

3）有载调压变压器并列控制功能。

图 30-19（电脑型）和图 30-20 为 HMK-$\frac{10}{35}$型控制器带各种功能的面板图。图 30-21为HMK-$\frac{10}{35}$B 型并联自动控制器的面板图。并联控制器是对两台或多台

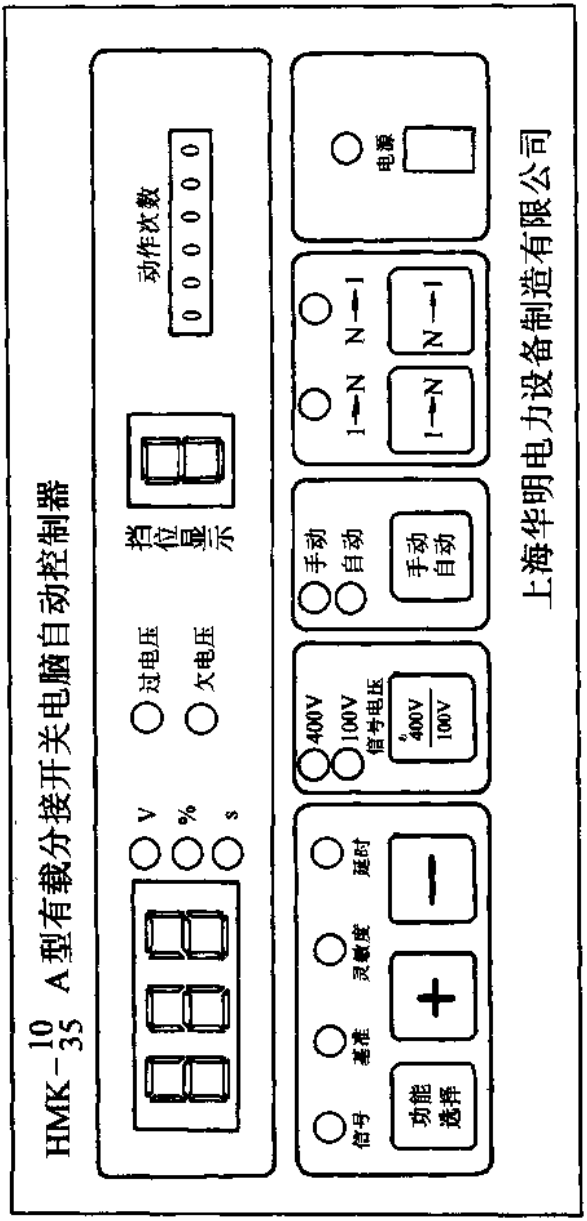


图 30-19 HMK-10/35 A 型自动控制器前面板示意图

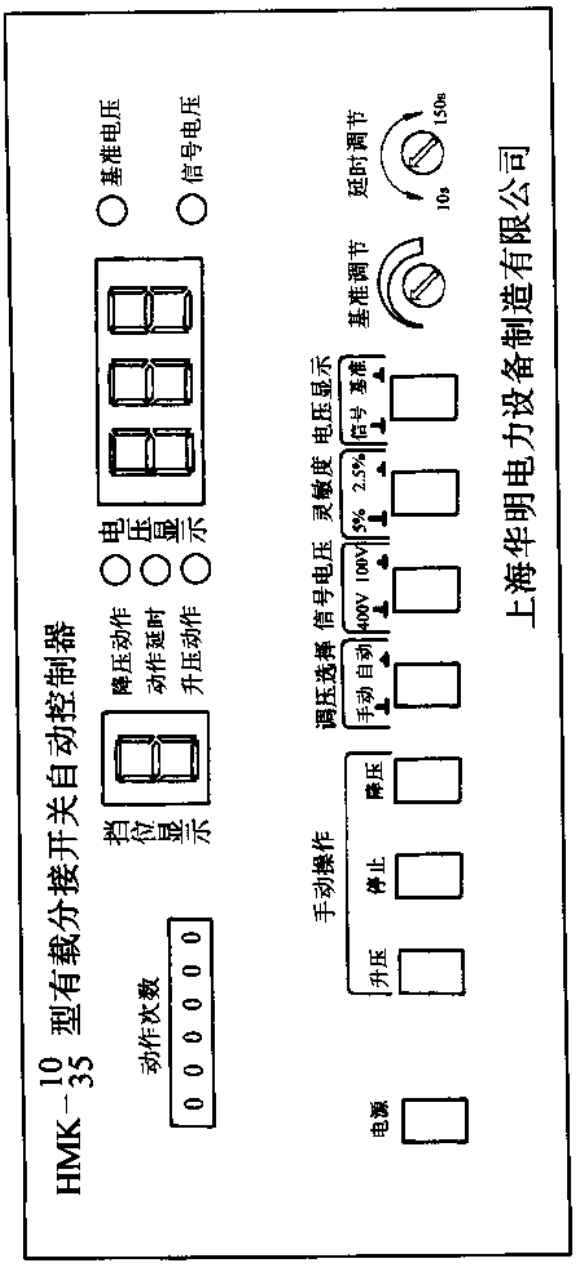


图 30-20　HMK-10/35 型自动控制器前面板示意图

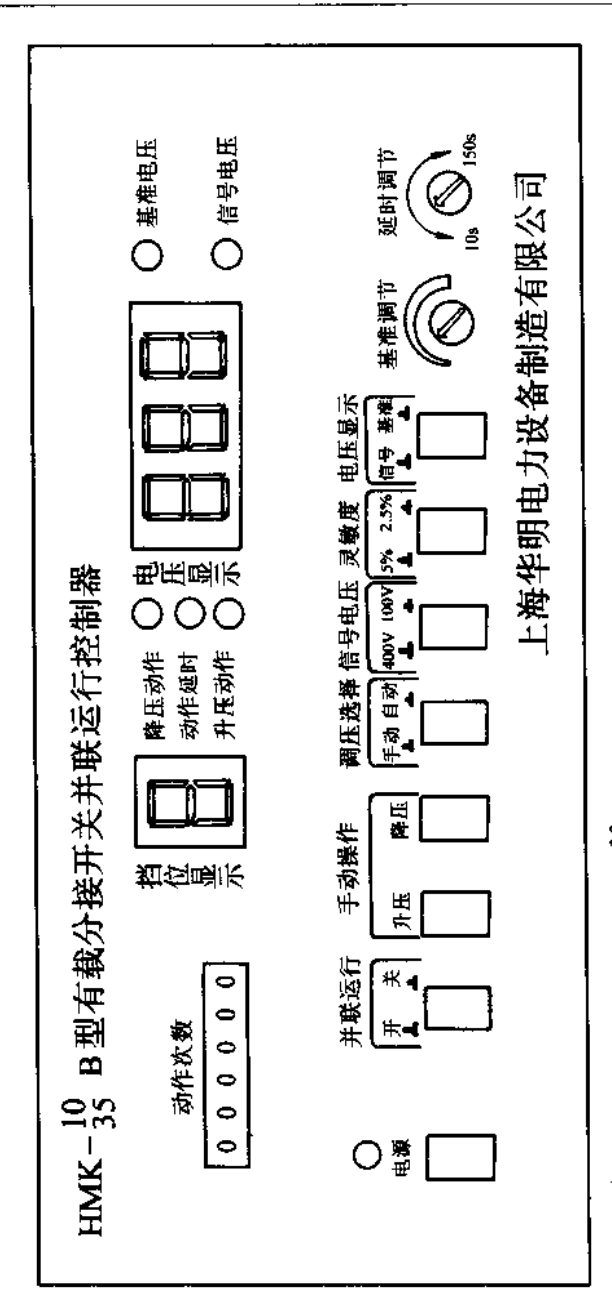


图 30-21 HMK-10/35 B 型有载分接开关并联自动控制器前面板示意图

变压器需要并列运行，而变压器是有载调压变压器时使用的。

当 HMK-$\frac{10}{35}$自动控制器失去有载开关挡位信号时，将自动封锁升压和降压动作指令，并在挡位显示窗发出告警信号。

当信号电压（控制电压）高于基准电压的 110%时，即过电压，HMK-$\frac{10}{35}$自动控制器发出速降动作指令（HMK-$\frac{10}{35}$A 电脑型自动控制器同时发出声光报警）。由于某种原因（如短路、过载），信号电压瞬间低于基准电压的 70%时，HMK-$\frac{10}{35}$自动控制器将封锁动作指令（HMK-$\frac{10}{35}$A 型自动控制器同时发出声光报警）。

2. 工作原理

有载调压变压器的二次电压通过电压互感器进入 HMK-$\frac{10}{35}$自动控制器，通过机内 TV，经 AC/DC 电路精密整流、滤波及分压，进入运算放大电路与设定的基准电压进行比较、判断，一旦达到有载调压变压器动作的控制条件，就向有载分接开关发出动作指令，由控制驱动继电器控制有载分接开关的电动机运转，以达到自动调压的目的。

HMK-$\frac{10}{35}$（普通型）自动控制器原理框图如图 30-22 所示。

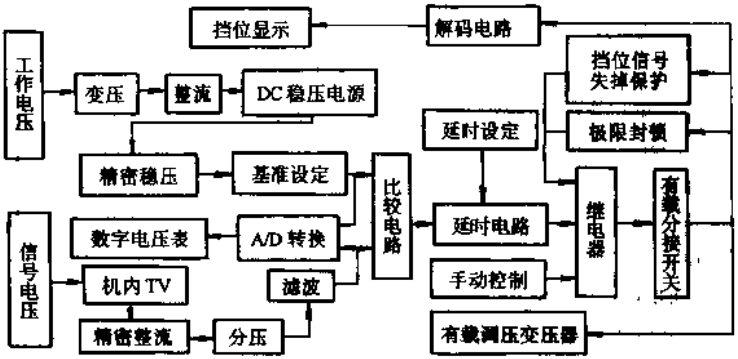


图 30-22　HMK-$\frac{10}{35}$（普通型）自动控制器原理框图

TV—电压互感器

HMK-$\frac{10}{35}$A（电脑型）自动控制器原理框图如图 30-23 所示。

3. 技术参数

1）工作电压（交流）：220V 或 380V（1±10%）（根据控制器后面板而定）。

2）信号电压（交流）：100V 或 400V（按有载调压变压器的二次侧而定）。

3）额定挡位：≤9 挡。

4）动作延时：10～150s 可调（电脑型 10～180s 可调，步长为 1s）。

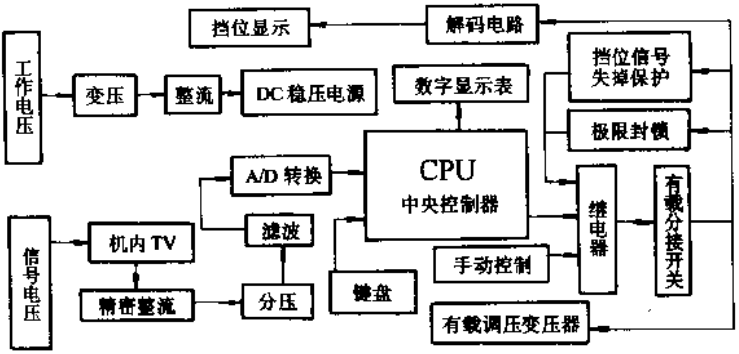


图 30-23 HMK-$\frac{10}{35}$（电脑型）自动控制器原理框图

TV—电压互感器

5）灵敏度：5%或2.5%（必须与有载调压变压器灵敏度一致）。电脑型2.00%～5.00%可调，步长为0.01%。

6）工作温度：－20～40℃。

7）工作湿度：气温20℃时≤90%。

8）外形尺寸：220mm×105mm×250mm。

9）重量：2.5kg。

4. 使用方法

（1）手动操作　将调压选择开关置于手动位置，打开电源开关，按“升压”或“1→n”键，“升压”或“1→n”动作指示灯亮，有载分接开关从n挡切换至n+1挡；按“降压”或“n→1”键，“降压”或“n→1”动作指示灯亮，有载分接开关从n挡切换至n－1挡；在升压或降压的动作过程中，按“停止”键（或者切断电源开关），动作立即停止。

（2）自动操作　将信号电压选择开置于与输入的信号电压一致，灵敏度选择开关放置于与有载调压变压器的灵敏度一致，将调压选择开关置于手动位置，打开电源开关，电压显示选择开关置于基准位置，调整基准电压，基准电压在电压显示窗显示出来，直到调整到用户所需电压，然后将开关置于信号电压显示，再调整延时时间，（电脑型自动控制器可通过按“功能选择”、“＋”和“－”键进行调整）。最后将调压选择开关置于自动位置，此时HMK-$\frac{10}{35}$自动控制器将对有载调压变压器进行自动调压。一旦采样电压低于设定下限电压，动作延时绿灯亮（电脑型控制器显示窗将自动显示剩余延时时间），经过延时发出升压指令；反之，当采样电压高于上限电压，动作延时红灯亮，经过延时发出降压指令。

说明：下限电压＝基准电压－基准电压×灵敏度

上限电压＝基准电压＋基准电压×灵敏度

例如，用户基准电压为 380V，灵敏度为 2.5%，

则　下限电压＝380V－380V×2.5%＝370V

上限电压＝380V＋380V×2.5%＝390V

HMK-$\frac{10}{35}$自动控制器基准电压、延时、灵敏度的设置步骤：

若取信号电压为 400V，灵敏度为 2.5%，基准为 390V，延时时间为 45s。对于普通型控制器按以下步骤设置：

1）将信号电压选择开关置于“▙ 400V”位置，灵敏度选择开关置于“▙ 2.5%”位置。

2）打开电源开关，把电压显示选择开关置于“▙基准”位置，基准电压指示灯亮，用一字螺钉旋具调整“基准调节”电位器，直至电压显示为“390”，再将此开关返回“▙”信号电压显示。

3）用一字螺钉旋具调整延时电位器。

对于电脑型自动控制器，具体设置步骤如下：

1）打开电源开关，按“▣”信号电压选择键置于“400V”指示灯亮。

2）按“▣”键，使之“基准”指示灯亮；按“⊞”“⊟”键，直至显示“390”（每按一次变化 1V，连续按键超过 1s，以每秒 10V 变化）。再按“▣”键，“灵敏度”灯亮；按“⊞”、“⊟”键，直至显示“2.50”（每按一次变化 0.01%，连续按键超过 1s，以每秒 0.1%变化）；再按“▣”键，“延时”灯亮，按“⊞”、“⊟”键，直至显示“045”（每按一次变化 1s，连续按键超过 1s，以每秒 10s 变化）。再按一次“▣”，已记忆以上数据。

3）在使用过程中，需观察基准电压、动作灵敏度、延时时间，可按“▣”键进行选择。

（3）挡位显示　显示有载分接开关所处的相应分接头位置。当 HMK-$\frac{10}{35}$自动控制器未得到有载分接开关挡位信号时，挡位显示为“8”闪烁，以示告警，同时自动控制器无动作输出。

（4）动作次数　开关切换一挡，记录一次，并累计开关切换次数。

（5）远程控制使用方法　将远程控制电缆插入 CX2 插座，接通控制器电源开关，调压选择开关必须放置手动位置。

（6）自动复位选择　将复位选择功能开关拨向复位挡，此时当被控制有载调压变压器突然停电时，若控制器的工作电源仍有电的话，调压选择开关在自动位置，有载分接开关将自动复位到正常挡位。（正常挡位对于±4 的变压器为 5 挡，对于＋3－5 的变压器为 4 挡，对于＋2－6 的变压器为 3 挡），可选择而定。

(7) 并联控制功能　对有载调压变压器进行并列运行时，必须采用 HMK-$\frac{10}{35}$B1（主机）和 HMK-$\frac{10}{35}$B2（副机）组成，具有如下功能：

1) 失步报警。当主、副两个自动控制器的两台变压器在并列运行过程中，由于某种原因，引起两台变压器的有载分接开关挡位差异，主机在规定时间（约 5s）发出报警。

2) 自动挡位跟踪。在并列运行前，没有把两台有载分接开关的挡位调到一致，主机内部自动跟踪系统向副机发出动作指令，使之与主机的挡位一致。当两机挡位同步，失步报警自动消除。

3) 失去挡位信号动作自动保护。在并列运行过程中，不论任何一台控制器失去挡位信号，两台自动控制器均无动作指令输出。

4) 当两台控制器单独使用时，使用方法同上。

5) 当两台变压器需要并列运行时，先将两台有载分接开关的挡位调到一致，连接两台控制器的并联插头，打开主机的并联开关，此时副机上所有的动作指令开关均被锁住，不起任何作用，两台并列变压器都由主机控制。

5. 接线方法

1) 将 CX1 插座与有载分接开关控制信号端连接，CX2 插座与远程控制设备连接，

2) 工作电压接（AC）220V 或（AC）380V，具体接法必须符合 HMK-$\frac{10}{35}$自动控制器后面板要求。

3) 信号电压接线方法。当有载调压变压器的二次电压为 400V 时，可直接接入 HMK-$\frac{10}{35}$自动控制器的 400V 信号电压端子上；当有载调压变压器的二次电压通过高压互感器的 100V 时，可接入 HMK-$\frac{10}{35}$自动控制器的 100V 信号端子上。

30.7 挡位显示

1. HMC-3 型有载分接开关挡位显示器功能简介

HMC-3 型挡位显示器可作为有载分接开关的挡位显示，具有有载分接开关的“升”、“停”、“降”功能，并配有远控指示灯。

HMC-3 型挡位显示器采用 LED 数码显示，其外观如图 30-24 所示。

HMC-3 挡位显示器电气原理图如图 30-25 所示。

2. 挡位显示方式转换

有载分接开关挡位输出的表示一般有三种方式：

(1) 自然数的方式　即变压器有 n 挡，二次就有 n 个输出，共有 $n+1$ 芯线，其中 1 根芯线为公共线 COM。

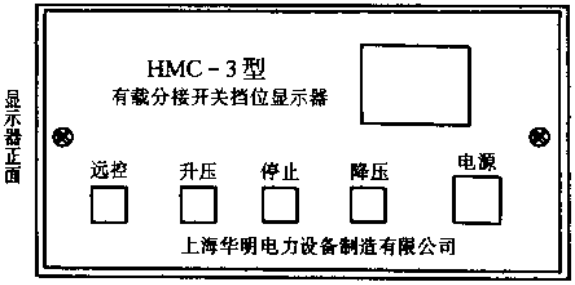


图 30-24　HMC-3 显示器外观图

(2) 十进制的方式　即以十位、个位的形式输出，将其中十位为 1 根芯线；个位为 1～9 挡共 9 根芯线，总共 11 根芯线，其中 1 芯为 COM（低电位）。

(3) BCD 码的方式　将挡位的十位、个位转换为 BCD 码的形式输出，十位由 2 位 BCD 码输出，个位由 4 位 BCD 码输出，共 7 根芯线，其中 1 芯为 COM。变电所远动的遥信则多采用 BCD 码的方式。

上述三种方式见表 30-3。

表 30-3　挡位显示方式

实际挡位	自然数	十进制		BCD 码制					
		十位	个位	十位		个位			
1	1		1	0	0	0	0	0	1
2	1		1	0	0	0	0	1	0
3	1		1	0	0	0	0	1	1
4	1		1	0	0	0	1	0	0
5	1		1	0	0	0	1	0	1
6	1		1	0	0	0	1	1	0
7	1		1	0	0	0	1	1	1
8	1		1	0	0	1	0	0	0
9	1		1	0	0	1	0	0	1
10	1	1	0	0	1	0	0	0	0
11	1	1	1(1)	0	1	0	0	0	1
12	1	1	1(2)	0	1	0	0	1	0
13	1	1	1(3)	0	1	0	0	1	1
14	1	1	1(4)	0	1	0	1	0	0
15	1	1	1(5)	0	1	0	1	0	1
16	1	1	1(6)	0	1	0	1	1	0
17	1	1	1(7)	0	1	0	1	1	1
18	1	1	1(8)	0	1	1	0	0	0
19	1	1	1(9)	0	1	1	0	0	1

注：括号内表示个位数所在的挡位。

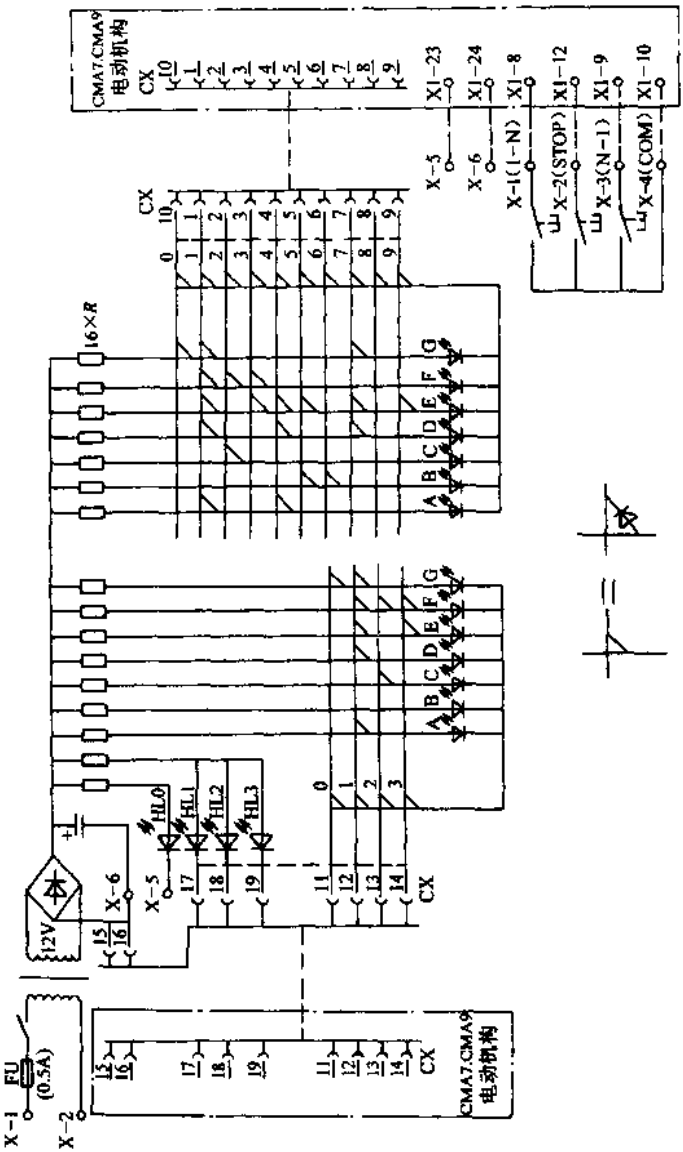


图 30-25 HMC-3 档位显示幕电气原理图

由于有载分接开关与相应的二次设备所采用的方式不一定匹配，现场安装调试时，应注意其中的差别。若有不同，用外加自制的电路板将其相互转换，相应的二次设备才能正常工作。

30.8　遵义长征电器一厂和宁波变压器厂生产的自动控制器

遵义长征电器一厂生产的自动控制器和与宁波变压器厂配套的宁波其他厂生产的自动控制器型号也有多种，这里主要以遵义长征电器一厂生产的 JKY-3 型自动控制器为例来说明。

JKY-3 型自动控制器是配合 SYX（J）Z6-7-35/200 型有载分接开关使用的，其技术性能：

额定电源电压：380（1±10%）V

额定取样电压：400V 或 100V（100V 时需经电压互感器）

额定电压调整：90%～105%额定电压

调压精度：2.5%、3.5%、5%

压降补偿：0～7.5%连续可调（出厂时整定为 0）

延时范围：Ⅰ挡为 30(1±30%)s，Ⅱ挡为 60(1±30%)s，Ⅲ挡为 90(1±30%)s

返回系数：不小于 0.99

自动控制器还能显示位置，记录开关动作次数，并有上下限保护、手动装置（工作选择开关置于手动位置）和紧急停止按钮等。

JKY-3 型自动控制器为台式结构，但也可安装于低压配电屏中。低压配电屏的开孔尺寸可放大 4mm 左右，并用角钢支撑。

JKY-3 型自动控制器如图 30-26 所示，使用时自动控制器必须接地。

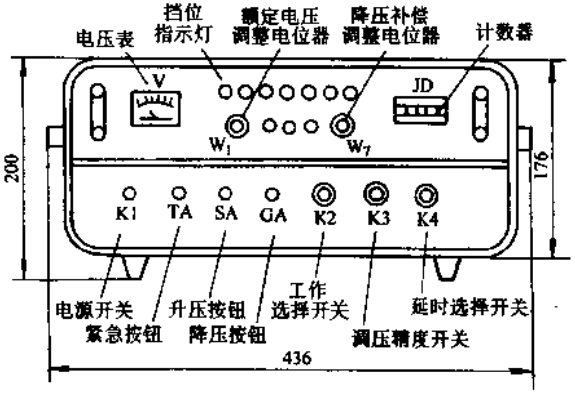


图 30-26　JKY-3 型自动控制器的布置图

JKY-3 型自动控制器的原理框图如图 30-27 所示。

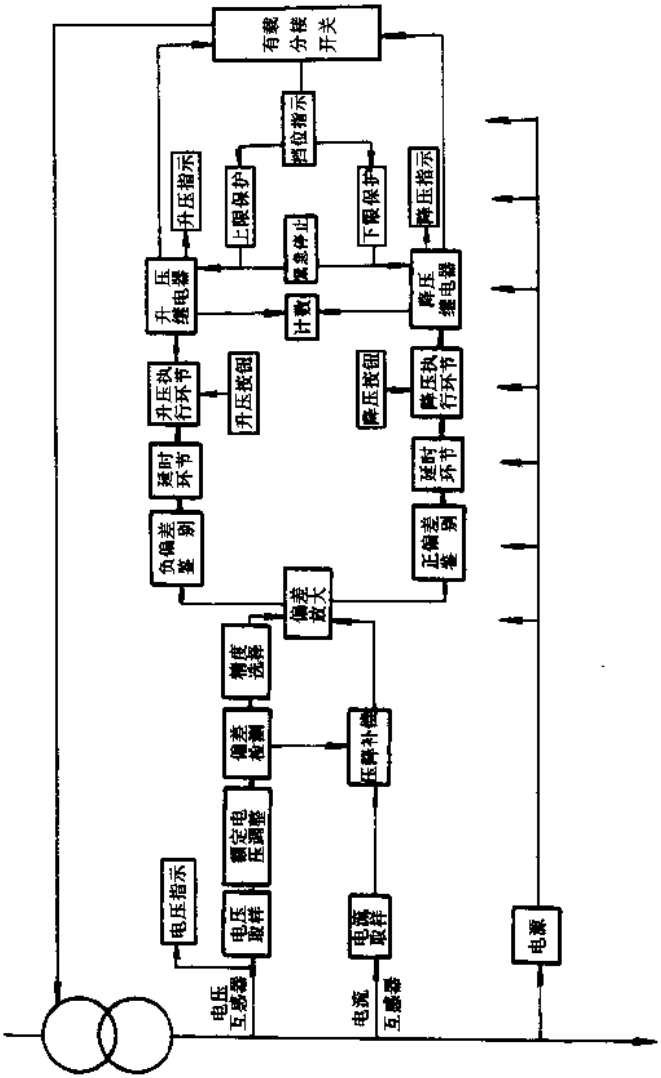


图 30-27 JKY-3 型自动控制器原理框图

自动控制器内部采用三块印制电路板和插入式结构，与有载分接开关的连接也采用插接件。其内部全部用硅管，具有性能稳定、使用维修方便等优点。遵义产 JKY-3 型和宁波产的 KUF-5 型自动控制器的性能比较表见表 30-4。

表 30-4　JKY-3 型（遵义）和 KUF-5 型（宁波）自动控制器的性能比较表

项目 \ 名称	JKY-3	KUF-5
挡位指示	信号灯	SZ8 辉光数码管
动作记录	电磁计数器	DJ15-5 电磁计数器
上、下限保护	有载分接开关处于上、下极限分接头位置时，能断开控制电动机升、降压动作的继电器工作，限制开关向不允许方向动作	
调压精度（%）	2.5、3.5、5	2.5～5
动作延时/s	30、60、90	30～60
手动及紧急停止装置	可手动升、降压，并有紧急停止按钮	可手动升、降压
线路压降补偿	最大 7.5%额定电压	
返回系数	≥0.99	≥0.99
额定电源电压和取样电压/V	交流 380（1±10%）和交流 400 或 100	交流 380（1±10%）
驱动电动机	JX07-4，60W，1350r/min	JX07-4，60W，1350r/min
配用有载分接开关	级电压为 2.5%、3.5%、5% 调压级数为 7 级或 9 级 复合式结构	级电压为 2.5%和 5% 调压级数为 9 级 复合式结构
外形结构型式	台式箱底有 4 个 M4 螺孔可固定于配电屏上	台式
重量/kg	10.5	10.5
体积（长×宽×高）/mm×mm×mm	435×285×200	370×340×165

30.9　微机控制器

1. 硬件结构与工作原理

微机控制器组成如图 30-28 所示。采用 MCS-51 系列单片机，采样电路将电网电压变化或相应的直流变化量，经 A/D 转换器转换成数字量，输入到微机。微机控制

数模转换，在一定时间内定时对电网电压变化进行多次采样，其平均值与标准值进行比较。当采样电压低于或高于额定值时，微机给出控制信号，使驱动电路控制升(降)继电器动作。有载分接开关挡位信号经译码电路、光隔离电路输入到计算机。当微机给出控制信号后，电动机使有载分接开关切换到下一个挡位，微机检测到挡位变化信号，撤掉控制信号，停止转动，完成一次切换。如果仍然继续转动，连转检测电路检测到这一异常情况，立即进行连转报警处理。该控制器还可同时检测变压器的油温变化，由安装在变压器上的温度传感器，将温度变化转换成电压变化送入A/D转换器转换成数字量，经微机处理后通过LED显示器显示出来。当温度超过允许值时，给出报警信号。

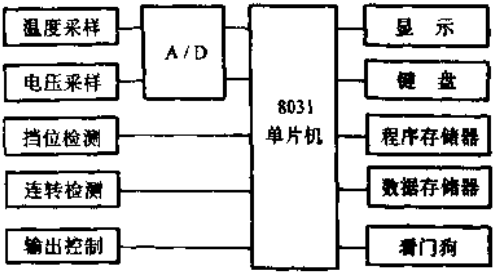


图 30-28 微机控制器组成

有4位LED显示，可实时显示电网电压值，同时也能根据需要随时显示开关挡位、开关动作次数等测量值和延时时间、电压额定值、控制范围等可变规定量值。这些量的显示与改变都是通过键盘来控制的，所以控制器在面板上设置了一组控制键。按下相应的功能键，显示相应的数值。如果按下的是某个可变规定量键，则显示当前该量的值，通过键盘可进行修改，然后自动存入机内。

在机内装上具有长期记忆功能的器件，保证了这些数据的保存和方便改写。

输出控制电路由升压、降压控制继电器和异常报警电路等组成。异常报警具有过电压、过电流、温升超限、连转、瓦斯异常等多种功能。当出现上述异常情况，微机控制器发出声光报警，同时通过LED显示器给出相应的符号，指明什么状态报警。如果出现过电压报警或连转报警，微机根据检测的各种状态进行适当处理，直至切断电源。

微机所有与外围设备相连的口线全部采用光隔离，微机与外部信号处理电路也采用相互隔离的电源。这样可消除从电源和口线串入的干扰。在设计上让单片机处于节电等待工作方式，每100ms采样一次，如果不需要调整，微机转入低功耗等待工作方式。这样，既降低了整机功耗，又进一步提高了抗干扰能力。另外，在软件上采取了数字滤波等抗干扰措施。为了预防万一，又设计了一套“看门狗”电路，一旦程序被干扰，只要0.2s时间，微机自动复位，恢复正常工作。同时控制器还具备手动功能。

2. 单片机控制器的特点

由于采用了MCS-51系列单片机，使微机控制器结构简单，使用的元器件少。由于检测与控制基本上都是数字电路，抗干扰能力强。比较判断工作由微机通过软件来实现，“标准”是存于机内的标准数字量，省去了比较电路、标准电压产生电路，避

免了由于元器件老化、标准电压调节电位器松动引起标准量变化而造成的误动作。

30.10　有载分接开关的自动控制系统

30.10.1　装置的技术性能

变压器有载分接开关自动控制系统如图 30-29 所示。

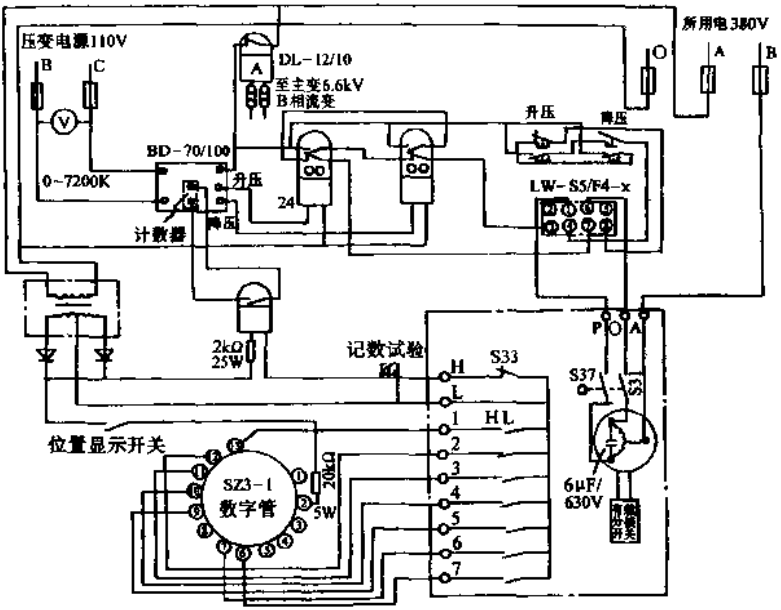


图 30-29　变压器有载分接开关自动控制系统图

1. 变压器有载分接开关共有 7 挡

35（1+2×2.0%）kV，二次侧电压为 6.6（1−4×2.0%）kV

例如，10000kVA 变压器七挡为：36525、35760、35000、34240、33475、32715、31950/6600。

2. 自动控制原理见图 30-29。

(1) 自动控制电源　应接于该变压器二次侧 6000/100V 电压互感器二次侧。

(2) 位置指示　采用数码管显示有载分接开关使用在哪一挡。

(3) 电压自动控制器　采用 BD-70/100 型，灵敏度可调范围 2%～7%。

(4) 能正确反映开关实际动作次数　利用有载分数开关内的程序开关 S，只有当开关动作后才计数一次，要求开关 S 应经常在断开位置。

(5) 过电流闭锁　采用 DL-12/10 过电流继电器，电流回路接于该主变压器二次侧电流互感器的二次回路中，当主变压器电流超过开关额定电流时，能迅速切断开关

控制电源，使开关闭锁，以防烧坏开关触头及过渡电阻。

3. 能够自动控制和手动控制

30.10.2 控制回路的校验项目及运行注意事项

1. 控制器基准电压值的选择

应按变压器二次侧运行电压作为基准。例如，选定 6480V 为运行电压的基准，电压比为 60/1，则控制器的基准电压为：

$$U=\frac{6480}{60}\text{V}=108\text{V}$$

2. 控制器灵敏度的选择

1）灵敏度必须大于变压器有载分接开关挡调压幅度的 1.2 倍。如果变压器开关挡幅度为 2%，则灵敏度应大于 2%×1.2=2.4%，即大于±2.4%。

2）必须小于系统电压允许波动范围的 0.9 倍，如果系统电压允许波动范围在±5%，则灵敏度应小于±4.5%。

3）开关动作次数平均每天不可超过 27 次，灵敏度的大小与开关动作次数关系很大，根据制造厂要求，开关动作次数在 10000 次左右要进行吊出检修，在变压器每年小修时配合进行。

3. 电流闭锁整定电流

应小于分接开关的额定电流，按变压器额定电流的 1.5 倍。（DL/T574—1995《有载开关维修导则》为 1.2 倍。）

4. 电压控制器的校验电源

要求使用电压互感器二次侧 110V 交流电源（如果用所用 220V 交流电源校验出的定值要偏高 2%～6%）。

5. 运行注意事项

在下列情况下需自动停用。

1）当电压低于标准而开关不在第七挡，或电压高于标准而开关不在第一挡，应立即查明原因，否则应停用。

2）系统电压已在额定范围内，而装置还在自动调压，应先停用。

3）变电所系统操作时，应停用有关自动调压装置。

4）开关动作次数超过平均每天规定动作次数，应先停用。

30.10.3 自动控制器运行情况

自动控制设备中曾发现以下情况：

1）BD-70/100 型自动控制器：①基准值的定值有显著变化、偏移；②晶体管特性变化，经常在导通状态，使控制失灵，造成不良影响；③控制器内电解电容器漏电，电容量变小造成失灵；④控制器内计数器个别有不动作现象。

2）开关电动机的移相电容器容量配合不当，电动机不能起动，使有载分接开关失控。

3）系统电压已高于标准，而有载分接开关已调到第一挡，不能再调低。

4）手动控制按钮常闭触头接触不良，使手动失控。

5）出口中间继电器线圈烧坏：有载分接开关已在第一挡，系统电压过高，降压出口中间继电器线圈常通电而烧坏。

6）系统电压波动与开关动作次数的关系：以前由于系统电压偏低，而且波动较大，开始控制器灵敏度选择在±3.5%，开关每天动作次数超过 20 次，将灵敏度改为±3.7%后，每天平均动作次数控制在 20 次以下，但开关经常停留在第七挡，还感到电压低。当系统电压好转后，开关动作次数显著下降，平均每日只动作 2～3 次。

7）自动控制器灵敏度改为±2.5%后的动作情况。后来系统电压比较平稳，但偏高，虽然灵敏度提高到±2.5%，但每天动作次数在 10～15 次，有载分接开关经常停留在第一挡，还感到出线电压偏高，已不能再调低，情况与原先正好相反。

30.10.4　有载调压系统与并联电容器自动跳合的关系

1. 有载调压系统仍需加装并联电容器自动跳合装置的理由

过去电容器因过电压运行而引起爆炸是经常发生的，而加装了电容器自动跳合装置后，当系统电压过高时，将电容器自动切除，待系统电压偏低时，电容器再自动投入。在有载调压系统中装了并联电容器，应该不会出现高电压，但当系统电压偏高，而变压器有载分接开关挡位有限，或主变压器有载分接开关自动控制失灵时，它还可以起到高电压后备保护的作用。

2. 重新整定并联电容器自动跳合的定值

（1）跳闸整定值　应比变压器最高定值再高 2%。

（2）合闸整定值　应比变压器最低定值再高 2%，以保证电容器还能自动投入。

3. 变压器有载调压自动控制定值与电容器自动跳合定值作用的比较（见表 30-5）

表 30-5　控制器与电容器定值作用比较表

装置名称	控制器定值(二次)/V	作　用
有载调压变压器控制电压	110.5	降低电压
有载调压变压器控制电压	105	升高电压
无有载调压的电容器自跳控制电压	113	开关跳闸
无有载调压的电容器自合控制电压	105	开关合闸
有有载调压的电容器自跳控制电压	112	开关跳闸
有有载调压的电容器自合控制电压	107	开关合闸

30.10.5　装置效果

1）全日电压曲线可以在预定范围内，保证了供电电压质量，满足了用户要求。

2）本装置投入运行后，该系统中的电力电容器不再有因过高电压运行而发生电容器爆炸事故，未装前电容器年损坏率高达 10%左右。

3）从开关自动控制累计动作了几十万次，足以说明它在系统电压调整上所起到的作用。

附录　常用缩写语一览

VQC——电压无功综合控制装置
OLTC——有载分接开关
IEC——国际电工委员会
ISO——国际标准化组织
GB——国家标准（加/T 为推荐标准）
DL——电力行业标准（加/T 为推荐标准）
JB——机械行业标准（加/T 为推荐标准）
MR——德国莱茵豪森机械制造公司（有载分接开关制造厂）
ABB——瑞典 ASEA 公司和 BBC 公司合并而成（制造有载分接开关）
ELIN——奥地利伊林公司，现分伊林开关公司（制造有载分接开关）和伊林变压器公司。
RTU——远动（厂站远动终端）
SCADA——调度自动化主站系统（实时数据采集和监控）
EMS——调度运方系统
CAD——图档管理系统或计算机辅助设计
MIS——计算机和信息网络管理系统
PDS——调度总机操作台
DMS——配电管理系统
DA　配电自动化
CIS——用户信息系统
AM——自动绘图
LPS——综合自动化
BJ——监控系统
AGC——自动发电控制
DAIS——数据访问集成服务
DCC——配电控制中心
DSP——数字信号处理（器）
DTS——调度员培训模拟
CPU——中央处理器
RTV——设备涂料
MMI——人机对话插件

SDH——光端机
ROM——只读存储器
LOGIC——逻辑插件
SIGNAL——信号插件
POWER——电源插件
AC——交流插件
API——应用程序接口
FM——设备管理
FTU——现场终端装置
GIS——组合电器或地理信息系统
I/O——输入/输出接口
LM——负载管理
UPS——不间断电源系统
PAS——电力应用软件
OA——自动办公系统

参 考 文 献

1 保定天威保变电气股份有限公司编著．变压器试验技术．北京：机械工业出版社，2000

2 变压器制造技术丛书编审委员会编．变压器绕组制造工艺．北京：机械工业出版社，1999

3 朱英浩主编．新编变压器实用技术问答．沈阳：辽宁科技出版社，1999

4 何文林．变压器绕组变形测试方法探讨．浙江电力，1996（6）

5 黄绍平．D，yn11 联结组配电变压器运行特性的理论分析．变压器，1996（7）

6 朱英浩．有关组合式变压器的一些问题．变压器，2000（4）

7 中国能源部．进网作业电工培训教材．沈阳：辽宁科技出版社，1992

8 徐名通．电力变压器的运行与检修．第2版．北京：水利电力出版社，1989

9 李树業编．变压器基础知识．西安：陕西科技出版社，1980

10 东北电管局教材编审委员会等．变压器．北京：工人出版社，1986

11 东北电管局教材编审委员会等．高电压技术．北京：工人出版社，1985

12 （英）A C 夫兰克林等编．变压器全书．崔立君等译．北京：机械工业出版社，1990

13 《变压器手册》编写组编．电力变压器手册．沈阳：辽宁科技出版社，1990

14 周文俊主编．电气设备实用手册．北京：中国水利水电出版社，1999

15 变压器制造技术丛书编审委员会编．变压器铁心制造工艺．北京：机械工业出版社，1999

16 沈钧昌．变压器室的通风设计．变压器，1990（6）

17 董国伦等．110 kV 城网变电所变压器室自然通风研究．浙江电力，1999（2）

18 陈华山．干式变压器的通风计算．变压器，2000（12）

19 孟昭坤．变压器设计中的逆推法．变压器，1998（6）

20 李祥远．变压器 6/6+4/6 斜接缝多级搭接铁心．变压器，1996（3）

21 李长葆等．我国中小型电力变压器的标准和系列产品的发展过程．变压器，1994（6）

22 沙建国等．配电变压器及发展方向．电世界，2001（2）

23 钱稚熊．中小型变压器国内外现状和发展趋势．变压器，1989（12）

24 王东．变压器铁心材料 Hi-B 电工钢片的发展动态．变压器，1996（7）

25 朱英浩．变压器用新型绝缘材料．变压器，1985（12）

26 阮瑞琪．“阶梯叠”铁心变压器降低空载损耗和噪声的探讨．变压器，1998（2）

27 张升国．不同牌号冷轧取向硅钢片搭配使用时性能变化的研究．变压器，1995

(10)
28 应百川．硅油变压器．变压器，1988 (4)
29 郑景清．国外超导变压器综述．变压器，1976 (5)
30 孙天琳．美式箱变的结构及其安装要点．电世界，2001 (2)
31 路利军等．变压器新型吊螺杆软连接结构．变压器，1999 (7)
32 黄海军等．变频调速技术在绕线机上的应用．变压器，2001 (2)
33 刘同仁．S9 系列低损耗中小型配电变压器及改进情况．变压器，1986 (3) 1987 (2)
34 郭振岩等．新 S9 型三相油浸配电变压器和 35kV 变压器技术经济分析．变压器，1995 (10) 2000 (5)
35 董慧生等．10kV 箱式绕组变压器产品简介．变压器，1998 (3)
36 孙毓祥等．无接缝卷铁心变压器．变压器，1995 (8)
37 胡雄文．非晶合金铁心变压器．变压器，1999 (4)
38 周贤土．非晶材料变压器．变压器，1996 (10) (11)
39 兰灵书．农用变压器技术经济分析．变压器，1993 (4)
40 应百川．国外配电变压器发展综述．变压器，1981 (3)
41 阮瑞琪．单相配电变压器在我国推广应用的展望．变压器，1993 (1)
42 华民娟等．新型单相柱上式变压器．变压器，1993 (10)
43 张邦国等．简述全密封变压器的优点．变压器，1992 (4)
44 钱稚熊．中小型全密封变压器的技术措施．变压器，1998 (5)
45 夏国煜等．全密封变压器波纹油箱的计算．变压器，1988 (9)
46 刘长胜．浅谈全密封变压器及其组件．变压器，1999 (10)
47 陆培珍．50MVA/110kV SF_6 气体绝缘变压器．变压器，1999 (4)
48 赵旺初．新型防雷配电变压器．变压器，1993 (6)
49 陈华山．干式变压器的动态及发展趋势．变压器，1992 (1)
50 贺以燕．干式变压器的现状及其发展．变压器，1998 (3)
51 詹孝群．环氧浇注干式变压器及其应用．变压器，1997 (12)
52 顾建伟．GEAFOL 树脂浇注干式变压器．变压器，1999 (7)
53 朱永利．我厂 SC8 系列树脂绝缘干式变压器制造技术．浙江电力，1997 (2)
54 雷全贤．箔式绕组树脂浇注干式变压器的技术特点．变压器，1997 (9)
55 韩军．SC9 系列树脂浇注干式变压器特性及结构．变压器，1999 (4)
56 宋志刚等．提高树脂浇注干式变压器绕组浇注质量的措施．变压器，1999 (4)
57 潘永歧等．绕包绝缘干式变压器的结构特点．变压器，1999 (7)
58 聂应发．树脂缠绕干式变压器的特点．变压器，1999 (11)
59 阮治文．H 级绝缘“赛格迈”干式变压器．电世界，2001 (2)
60 郭庆秋．干式变压器的环氧包绕工艺．变压器，1994 (5)

61 赵旺初．干式电力变压器与电力变压器标准区别．变压器，1991（6）
62 龚新民．变压器的噪声．变压器，1980（5）
63 李立新．干式变压器运行噪声分析与控制．变压器，1999（4）
64 丁友源．树脂浇注干式变压器的噪声与降低措施．变压器，1999（10）
65 丁绍旭等．大型电力变压器铁心、油箱及冷却系统的噪声控制措施．1999（4）
66 吕军等．提高干式变压器温控系统可靠性的有效途径．变压器，1998（1）
67 西北电力设计院．电力工程电气设备手册（一次）．北京：中国电力出版社，1998
68 贺以燕．预装式变电站与组合式变压器．电工技术杂志，2000（10）
69 叶柳．浅谈箱式变压电站小型化．变压器，1998（12）
70 郭振岩．组合式变压器的开发及应用．电工技术杂志，2000（10）
71 全国电力工人技术教育供电委员会编．220kV 变电运行岗位技能培训教材．北京：中国电力出版社，1997
72 熊作胜．关于 35kV 箱式变电站的技术改进．电气时代，2001（3）
73 黎明等．SF_6 气体及 SF_6 气体绝缘变电站的运行．北京：水利电力出版社，1993
74 陆宗器等．SF_6 气体绝缘变压器综述．变压器，1999（7）（8）
75 曹永安．中小型变压器实用技术问答．北京：水利电力出版社，1998
76 陈祥生等．电工考核必读．杭州：浙江科技出版社，2000
77 沈阳变压器厂编．变压器试验．北京：机械工业出版社，1987
78 本书编写组．电力设备预防性试验规程修订说明．北京：中国电力出版社，1997
79 范履苞．变压器试验技术．变压器，1999（2）
80 贺以燕．变压器的短路试验．变压器，1986（10）
81 翁双安．配电变压器的经济负荷系数与容量选择．变压器，1997（9）
82 电力部电力规划设计总院编．电力系统设计手册．北京：中国电力出版社，1998
83 本书编委会编．新编电气工程师实用手册．北京：水利电力出版社，1998
84 陈炳铨等．农网 10kV 配变保护装置的改造．电工技术，2001（2）
85 本书编写组编．乡镇供电营业所电工考核培训教材．北京：中国电力出版社，1999
86 陈宗穆编．变压器原理与应用．长沙：湖南大学出版社，1987
87 高颂九．影响配电网供电可靠性的因素和对策．电世界，2001（7）
88 戴士杰．浅谈线圈受潮对其自身稳定性的影响及防护措施．变压器，1993（5）
89 王圣等．变压器绕组变形测试技术．变压器，1996（1）
90 高言道．提高变压器承受短路能力的措施．变压器，1997（10）
91 牛亚民等．提高树脂浇注干式变压器承受短路能力的措施．变压器，1997（10）
92 姜益民．配电变压器改造的各种方案和经济分析．电世界，2000（10）
93 陈万瑞．S7、SL7 型配电变压器等容改造技术经济分析．电力技术，2000（7）
94 丁清林．箱式变电站的安装及运行．电世界，2002（1）

95 陈叔涛．主变压器安装复合型有载调压开关的情况介绍．华东电力，1981（2）
96 栗槐林．有载分接开关中切换开关的调试．变压器，1989（8）
97 曹萍．浅谈有载分接开关的触头设计．变压器，1996（12）
98 王肇宽．油质劣化对有载分接开关运行的影响．变压器，1996（4）
99 陈炳祥．有载分接开关故障排除事例．电工技术，2000（8）
100 张建坤．有载分接开关的异常诊断．变压器，1990（6）
101 侯照礼等．R 型铁心配电变压器的技术分析及市场前景．变压器，2002（12）
102 周建华等．110kV 变压器铁心多点接地故障排除简介．浙江电力．1999（3）

ISBN 7-111-11823-5/TM·1210

封面设计/电脑制作：姚毅

ISBN 7-111-11823-5

9 787111 118237 >

定价：98.00元

地址：北京市百万庄大街22号　邮政编码：100037
联系电话：(010) 68326294　网址：http://www.cmpbook.com
E-mail:online@cmpbook.com