

ICS 29.180

F41

备案号：29026-2010

**DL**

# 中华人民共和国电力行业标准

**DL/T 573—2010**

代替DL/T 573—1995

## 电力变压器检修导则

Maintenance Guide for Power Transformers

2010-05-24发布

2010-10-01实施

国家能源局 发布

## 目 次

前言.....	II
1 范围.....	1
2 规范性引用文件.....	1
3 术语和定义.....	2
4 总则.....	2
5 例行检查与维护.....	2
6 常见异常情况检查与处理措施.....	5
7 检修策略和项目.....	12
8 检修前的准备工作.....	13
9 变压器解体及组装的注意事项.....	13
<b>10 组、部件检修的工艺质量要求</b> .....	<b>15</b>
<b>11 器身检修工艺质量要求</b> .....	<b>34</b>
<b>12 变压器的防腐处理</b> .....	<b>39</b>
13 检修试验项目与要求.....	40
<b>14 大修后的验收</b> .....	<b>42</b>
15 大修后试运行.....	43
<b>16 大修报告</b> .....	<b>43</b>
<b>附录A (资料性附录)变压器大修总结报告</b> .....	<b>44</b>
附录B (规范性附录)部分试验项目的试验方法和标准.....	52
附录C (规范性附录)变压器常用油漆技术指标.....	59
附录D (规范性附录)变压器器身轴向压紧的工艺要求.....	61

## 前 言

本标准根据《国家发展改革委办公厅关于印发2007年行业标准修订、制定计划的通知》(发改办工业[2007]1415号)的安排,对DL/T 573—1995进行修订。

本次修订与原标准相比,主要在以下方面有所变化:

- 将标准适用范围扩大到500kV电力变压器,并增加了相关内容;
- 对“试验项目”进行了补充,增加了“状态预知性试验项目”“诊断性试验项目”,形成了“检修试验项目与要求”一章;
- 本标准侧重于状态检修,弱化了大修周期,只列出大修项目。大修时可按照实际情况,有选择性地;
- 修改了原附录A,删除了原标准其他附录,增加了附录B、附录C、附录D。
- 编写格式按GB/T1.1和 DL/T 600的规定进行了修改。

本标准实施后代替 DL/T 573—1995。

本标准的附录A为资料性附录,附录 B、附录C、附录D为规范性附录。

本标准由中国电力企业联合会提出。

本标准由电力行业电力变压器标准化技术委员会归口。

本标准主要起草单位:东北电网有限公司、辽宁省电力有限公司、国网电力科学研究院、华东电网有限公司。

本标准参加起草单位:东北电力科学研究院、广东电网电力科学研究院、长春超高压局、苏州供电公司、无锡供电公司、徐州供电公司、葫芦岛电力设备厂、上海电力变压器修试厂。

本标准主要起草人:王延峰、王世阁、付锡年、张淑珍、韩洪刚、姜益民。

本标准参加起草人:刘富家、欧阳旭东、徐润光、周志强、徐建刚、赵幼扬、吴浩然、李洪友、周晓凡。

本标准所代替的DL/T573—1995于1995年6月29日首次发布,本次为第一次修订。

本标准在执行过程中的意见或建议反馈至中国电力企业联合会标准化中心(北京市白广路二条1号,100761)。

# 电力变压器检修导则

## 1 范围

本标准规定了变压器大修、小修项目，以及常见缺陷处理、例行检查与维护方法等。

本标准适用于电压在35kV~500kV等级的油浸式电力变压器。气体绝缘变压器、油浸式电抗器等可参照本标准并结合制造厂的规定执行。

除针对单一部件有专业检修标准(例如：DL/T 574《变压器分接开关运行维修导则》)外，其他部件检修均按本标准的要求执行。

## 2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单(不包括勘误的内容)或修订版均不适用于本标准，然而，鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

GB 311.1 高压输变电设备的绝缘配合(GB 311.1—1997, IEC 60071-1:1993, NEQ)

GB 1094.3 电力变压器 第3部分：绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空气间隙(GB 1094.3—2003 IEC 60076-3:2000, MOD)

GB 50150—2006 电气装置安装工程电气设备交接试验标准

GB/T 1094.4 电力变压器第4部分：电力变压器和电抗器的雷电冲击和操作冲击试验导则(GB/T 1094.4—2005, IEC 60076-4:2002, MOD)

GB/T 261 闪点的测定宾斯基—马丁闭口杯法(GB/T 261—2008, ISO 2719:2002, MOD)

GB/T 507 绝缘油 击穿电压测定法(GB/T 507—2002, IEC 60156:1995, EQV)

GB/T 5654 液体绝缘材料相对电容率、介质损耗因数和直流电阻率的测量(GB/T 5654—2007, IEC 60247:2004, IDT)

GB/T 7595 运行中变压器油质量

GB/T 7598 运行中变压器油水溶性酸测定法

GB/T 7599 运行中变压器油、汽轮机油酸值测定法(BTB法)

GB/T 7600 运行中变压器油水分含量测定法(库仑法)

GB/T 7601 运行中变压器油水分含量测定法(气相色谱法)

DL/T 421 电力用油体积电阻率测定法

DL/T 423 绝缘油中含气量测定方法真空压差法

DL/T 429.9 电力系统油质试验方法绝缘油介电强度测定法

DL/T 432 电力用油中颗粒污染度测量方法

DL/T 450 绝缘油中含气量测定方法(二氧化碳洗脱法)

DL/T 572 电力变压器运行规程

DL/T 574 变压器分接开关运行维修导则

DL/T 596 电力设备预防性试验规程

DL/T 722 变压器油中溶解气体分析和判断导则

DL/T 1095 变压器油带电度现场测试导则

### 3 术语和定义

下列术语和定义适用于本标准。

#### 3.1

##### **变压器大修** overhaul of transformer

指在停电状态下对变压器本体排油、吊罩(吊芯)或进入油箱内部进行检修及对主要组、部件进行解体检修的工作。

#### 3.2

##### **变压器小修** minor repair of transformer

指在停电状态下对变压器箱体及组、部件进行的检修。

#### 3.3

##### **变压器的缺陷处理** treatment of transformer defect

指对变压器本体或组、部件进行的有针对性的局部检修。

#### 3.4

##### **变压器例行检查与维护** routine inspection and maintenance of transformer

指对变压器本体及组、部件进行的周期性污秽清扫，螺栓紧固，防腐处理，易损件更换等。

#### 3.5

##### **诊断性试验** diagnostic test

为进一步评估设备状态，针对出现缺陷的设备而进行的试验。

#### 3.6

##### **状态预知性试验** condition predictive test

为获得直接或间接表征设备状态的各类信息而进行的试验。

### 4 总则

4.1 变压器及同类设备要贯彻预防为主，计划检修和状态检修相结合的方针，做到应修必修、修必修好、讲究实效。

4.2 本标准所列检修项目是指导性的，要建立在变压器本体及主要组、部件进行综合评估的基础上，依据变压器检测、监测数据及试验结果，并结合运行状态，综合判断是否进行检修。

4.3 变压器本体及组、部件的检修，应遵循本标准并结合出厂技术文件要求进行。

### 5 例行检查与维护

#### 5.1 不停电检查周期、项目及要求

不停电检查周期、项目及要求见表1。

表1不停电检查周期、项目及要求

序号	检查部位	检查周期	检查项目	要 求
1	变压器本体	必要时	温度	a)顶层油温度计、绕组温度计的外观完整，表盘密封良好，温度指示正常 b)测量油箱表面温度，无异常现象
			油位	a)油位计外观完整，密封良好 b)对照油温与油位的标准曲线检查油位指示正常
			渗漏油	a)法兰、阀门、冷却装置、油箱、油管路等密封连接处，应密封良好，无渗漏痕迹 b)油箱、升高座等焊接部位质量良好，无渗漏油现象

表1(续)

序号	检查部位	检查周期	检查项目	要 求
1	变压器本体	必要时	异声和振动	运行中的振动和噪声应无明显变化, 无外部连接松动及内部结构松动引起的振动和噪声; 无放电声响
			铁心接地	铁心、夹件外引接地应良好, 接地电流宜在100mA以下
2	冷却装置	必要时	运行状况	a) 风冷却器风扇和油泵的运行情况正常, 无异常声音和振动; 水冷却器压差继电器和压力表的指示正常 b) 油流指示正确, 无抖动现象
			渗漏油	冷却装置及阀门、油泵、管路等无渗漏
			散热情况	散热情况良好, 无堵塞、气流不畅等情况
3	套管	必要时	瓷套情况	a) 瓷套表面应无裂纹、破损、脏污及电晕放电等现象 b) 采用红外测温装置等手段对套管, 特别是装硅橡胶增爬裙或涂防污涂料的套管, 重点检查有无异常
			渗漏油	a) 各部密封处应无渗漏 b) 电容式套管应注意电容屏末端接地套管的密封情况
			过热	a) 用红外测温装置检测套管内部及顶部接头连接部位温度情况 b) 接地套管及套管电流互感器接线端子是否过热
			油位	油位指示正常
4	吸湿器	必要时	干燥度	a) 干燥剂颜色正常 b) 油盒的油位正常
			呼吸	a) 呼吸正常, 并随着油温的变化油盒中有气泡产生 b) 如发现呼吸不正常, 应防止压力突然释放
5	无励磁分接开关	必要时	位置	a) 档位指示器清晰、指示正确 b) 机械操作装置应无锈蚀
			渗漏油	密封良好, 无渗油
6	有载分接开关	必要时	电源	a) 电压应在规定的偏差范围之内 b) 指示灯显示正常
			油位	储油柜油位正常
			渗漏油	开关密封部位无渗漏油现象
			操作机构	a) 操作齿轮机构无渗漏油现象 b) 分接开关连接、齿轮箱、开关操作箱内部等无异常
			油流控制继电器(气体继电器)	a) 应密封良好 b) 无集聚气体
7	开关在线滤油装置	必要时	运行情况	a) 在滤油时, 检查压力、噪声和振动等无异常情况 b) 连接部分紧固
			渗漏油	滤油机及管路无渗漏油现象
8	压力释放阀	必要时	渗漏油	应密封良好, 无喷油现象
			防雨罩	安装牢固
			导向装置	固定良好, 方向正确, 导向喷口方向正确

表1(续)

序号	检查部位	检查周期	检查项目	要 求
9	气体继电器	必要时	渗漏油	应密封良好
			气体	无集聚气体
			防雨罩	安装牢固
10	端子箱和控制箱	必要时	密封性	密封良好, 无雨水进入、潮气凝露
			接触	接线端子应无松动和锈蚀、接触良好无发热痕迹
			完整性	a) 电气元件完整 b) 接地良好
11	在线监测装置	必要时	运行状况	a) 无渗漏油 b) 工作正常

## 5.2 停电检查周期、项目及要 求

停电检查周期、项目及要 求见表2。

表2停电检查周期、项目及要 求

序号	检查部位	检查周期	检查项目	要 求
1	冷却装置	1年~3年 或必要时	振动	开启冷却装置, 检查是否有不正常的振动和异音
			清洁	a) 检查冷却器管和支架的脏污、锈蚀情况, 如散热效果不良, 应每年至少进行1次冷却器管束的冲洗 b) 必要时对支架、外壳等进行防腐(漆化)处理
			绝缘电阻	采用500V或1000V绝缘电阻表测量电气部件的绝缘电阻, 其值应不低于1M $\Omega$
			阀门	检查阀门是否正确开启
	负压检查	逐台关闭冷却器电源一定时间(30min左右)后, 检查冷却器负压区应无渗漏现象。若存在渗漏现象应及时处理, 并消除负压现象		
2	水冷却器	1年~3年 或必要时	运行状况	a) 压差继电器和压力表的指示是否正常 b) 冷却水中应无油花 c) 运行压力应符合制造厂的规定
3	电容型套管	1年~3年 或必要时	瓷件	a) 瓷件应无放电、裂纹、破损、脏污等现象, 法兰无锈蚀 b) 必要时校核套管外绝缘爬距, 应满足污秽等级的要求
			密封及油位	套管本体及与箱体连接密封应良好, 油位正常
			导电连接部位	a) 应无松动 b) 接线端子等连接部位表面应无氧化或过热现象
	末屏接地	末屏应无放电、过热痕迹, 接地良好		
4	充油套管	1年~3年 或必要时	瓷件	a) 瓷件应无放电、裂纹、破损、脏污等现象, 法兰无锈蚀 b) 必要时校核套管外绝缘爬距, 应满足污秽等级的要求
			密封及油位	套管本体及与箱体连接密封应良好, 油位正常
			导电连接部位	a) 应无松动 b) 接线端子等连接部位表面应无氧化或过热现象

表2(续)

序号	检查部位	检查周期	检查项目	要 求
5	无励磁分接开关	1年~3年或必要时	操作机构	a)限位及操作正常 b)转动灵活,无卡涩现象 c)密封良好 d)螺栓紧固 e)分接位置显示应正确一致
6	有载分接开关	1年~3年或必要时	操作机构	a)两个循环操作各部件的全部动作顺序及限位动作,应符合技术要求 b)各分接位置显示应正确一致
			绝缘测试	采用500V或1000V绝缘电阻表测量辅助回路绝缘电阻应大于1MΩ
7	其他	1年~3年或必要时	气体继电器	a)密封良好,无渗漏现象 b)轻、重瓦斯动作可靠,回路传动正确无误 c)观察窗清洁,刻度清晰
			压力释放阀	a)无喷油、渗漏油现象 b)回路传动正确 c)动作指示杆应保持灵活
			压力式温度计、热电阻温度计	a)温度计内应无潮气凝露,并与顶层油温基本相同 b)比较压力式温度计和热电阻温度计的指示,差值应在5℃之内 c)检查温度计接点整定值是否正确,二次回路传动正确
			绕组温度计	a)温度计内应无潮气凝露 b)检查温度计接点整定值是否正确
			油位计	a)表内应无潮气凝露 b)浮球和指针的动作是否同步 c)应无假油位现象
			油流继电器	a)表内应无潮气凝露 b)指针位置是否正确,油泵启动后指针应达到绿区,无抖动现象
8	油流带电的泄漏电流	必要时	中性点(330kV及以上变压器)	开启所有油泵,稳定后测量中性点泄漏电流,应小于3.5μA

## 6 常见异常情况检查与处理措施

### 6.1 常见本体声音异常情况的检查与处理措施

常见本体声音异常情况的检查与处理措施见表3。

表3变压器本体声音异常情况的检查方法与处理措施

序号	异常现象	可能的异常原因	检查方法或部位	判断与处理措施
1	连续的高频率尖锐声	过励磁	运行电压	运行电压高于分接位置所在的分接电压
		谐波电流	谐波分析	存在超过标准允许的谐波电流
		直流电流	直流偏磁	中性点电流明显增大,存在直流分量
		系统异常	中性点电流	电网发生单相接地或电磁共振,中性点电流明显增大



表3(续)

序号	异常现象	可能的异常原因	检查方法或部位	判断与处理措施
2	异常增大且有明显的杂音	铁心结构件松动	听声音来源	夹件或铁心的压紧装置松动、硅钢片振动增大，或个别紧固件松动
		连接部位的机械振动	听声音来源	连接部位松动或不匹配
		直流电流	直流偏磁	中性点电流明显增大，存在直流分量
3	“吱吱”或“噼啪”声	接触不良及引起的放电	套管连接部位	套管与母线连接部位及压环部位接触不良
			油箱法兰连接螺栓	油箱上的螺栓松动或金属件接触不良
4	“嘶嘶”声	套管表面或导体棱角电晕放电	红外测温、紫外测光	a) 套管表面脏污、釉质脱落或有裂纹 b) 受浓雾等恶劣天气影响
5	“哺咯”的沸腾声	局部过热或充氮灭火装置氮气充入本体	温度和油位	油位、油温或局部油箱壁温度异常升高，表明变压器内部存在局部过热现象
			气体继电器内气体	分析气体组分以区分故障原因
			听声音的来源	倾听声音的来源，或用红外检测局部过热的部位，根据变压器的结构，判定具体部位
6	“哇哇”声	过载	负载电流	过载或冲击负载产生的间歇性杂声
			中性点电流	三相不均匀过载，中性点电流异常增大

## 6.2 冷却器声音异常情况的检查方法与处理措施

冷却器声音异常情况的检查方法与处理措施见表4。

表4冷却器声音异常情况的检查方法与处理措施

序号	异常现象	可能的异常原因	检查方法或部位	处理措施
1	油泵均匀的周期性“咯咯”金属摩擦声	电动机定子与转子间的摩擦或有杂质	a) 听其声音 b) 测量振动	更换油泵
		叶片与外壳间的摩擦		
2	油泵的无规则非周期性金属摩擦声	轴承破裂	a) 听其声音 b) 测量振动	更换轴承或油泵
3	油路管道内的“哄哄”声音	进油处的阀门未开启或开启不足	a) 听其声音 b) 测量振动	开启阀门
		存在负压		检查负压

## 6.3 绝缘受潮异常情况检查与处理措施

由于进水受潮，出现了油中含水量超出注意值、绝缘电阻下降、泄漏电流增大、变压器本体介质损耗因数增大、油耐压下降等现象，检查方法与处理措施见表5。

表5 绝缘受潮异常情况的检查方法与处理措施

序号	检查方法或部位	判断与处理措施
1	含水量测定、油中溶解气体分析	a) 油中含水量超标 b) $H_2$ 持续增长较快
2	冷却器检查	a) 逐台停运冷却器(阀门开启)，观察冷却器负压区是否存在渗漏 b) 在冷却器的进油放气塞处测量油泵运行时的压力是否存在负压

表5 (续)

序号	检查方法或部位	判断与处理措施
3	气样分析	若气体继电器内有连续不断的气泡, 应取样分析, 如无故障气体成分, 则表明变压器可能在负压区有渗漏现象
4	油中含气量分析	油中含气量有增长趋势, 可能存在渗漏现象
5	各连接部位的渗漏检查	有渗漏时应处理
6	吸湿器	检查吸湿器的密封情况, 变色硅胶颜色和油杯油量是否正常
7	储油柜	检查储油柜与胶囊之间的接口密封情况, 胶囊是否完全撑开, 与储油柜之间应无气体
8	胶囊或隔膜	胶囊或隔膜是否有水迹和破损及老化龟裂现象, 如有应及时处理或更换
9	整体密封性检查	在保证压力释放阀或防爆膜不动作的情况下, 在储油柜的最高油位上施加0.035MPa的压力12h, 观察变压器所有接口是否渗漏
10	套管检查	通过正压或负压法检查套管密封情况, 如有渗漏现象应及时更换套管顶部连接部位的密封胶垫
11	内部检查	a) 检查油箱底部是否有水迹。若有, 应查明原因并予以消除 b) 检查绝缘件表面是否有起泡现象。如有表明绝缘已进水受潮, 可进一步取绝缘纸样进行含水量测试, 或进行燃烧试验, 若燃烧时有轻微“噼噼叭叭”的声音, 即表明绝缘受潮, 则应干燥处理 c) 检查放电痕迹。若绝缘件因进水受潮引起的放电, 则放电痕迹有明显水流迹象, 且局部受损严重, 油中会产生H <sub>2</sub> 、CH <sub>4</sub> 和C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> 主要气体。在器身干燥处理前, 应对受损的绝缘部件予以更换

#### 6.4 过热性异常情况检查与处理措施

当出现总烃超出注意值, 并持续增长; 油中溶解气体分析提示过热; 温升超标等过热异常情况时, 检查方法与处理措施见表6。

表6过热性异常情况的检查方法与处理措施

序号	故障原因	检查方法或部位	判断与处理措施	
1	铁心、夹件多点接地	运行中测量铁心接地电流	运行中若大于300mA时, 应加装限流电阻进行限流, 将接地电流控制在100mA以下, 并适时安排停电处理	
		油中溶解气体分析	通常热点温度较高, C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> 、C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> 增长较快	
		兆欧表及万用表测绝缘电阻	a) 若具有绝缘电阻较低(如几千欧)的非金属短接特征, 可在变压器带油状态下采用电容放电方法进行处理, 放电电压应控制在6kV~10kV之间 b) 若具有绝缘电阻接近为零(如万用表测量几千欧内)的金属性直接短接特征, 必要时应吊罩(芯)检查处理, 并注意区别铁心对夹件或铁心对油箱的绝缘降低问题	
		接地点定位	万用表定位法	用3只~4只万用表串接起来, 其连接点分别在高低压侧夹件上左右上下移动, 如某二连接点间的电阻在不断变小, 表明测量点在接近接地点
			敲打法	用手锤敲打夹件, 观察接地电阻的变化情况, 如在敲打过程中有较大的变化, 则接地点就在附近
放电法	用试验变压器在接地极上施加不高于6kV的电压, 如有放电声音, 查找放电位置			
		红外定位法	用直流电焊机在接地回路中注入一定的直流电流, 然后用红外热成像仪查找过热点	

表6(续)

序号	故障原因	检查方法或部位	判断与处理措施
2	铁心局部短路	油中溶解气体分析	通常热点温度较高, H <sub>2</sub> 、C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> 、C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> 增长较快。严重时会产生 C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>
		过励磁试验(1.1倍)	1.1倍的过励磁会加剧它的过热, 油色谱中特征气体组分会明显的增长, 则表明铁心内部存在多点接地或短路缺陷现象, 应进一步吊罩(芯)或进油箱检查
		低电压励磁试验	严重的局部短路可通过低于额定电压的励磁试验, 以确定其危害性或位置
		用绝缘电阻表及万用表检测短接性质及位置	a) 目测铁心表面有无过热变色、片间短路现象, 或用万用表逐级检查, 重点检查级间和片间有无短路现象。若有片间短路, 可松开夹件, 每二三片之间用干燥绝缘纸进行隔离 b) 对于分级短接的铁心, 如存在级间短路, 应尽量将其断开。若短路点无法消除, 可在短路级间四角均匀短接(如在短路的两级间均匀打入长60mm~80mm的不锈钢螺杆或钉)或串电阻
3	导电回路接触不良	油中溶解气体分析	a) 观察C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> 、C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> 和CH <sub>4</sub> 增长速度, 若增长速度较快, 则表明接触不良已严重, 应及时检修 b) 结合油色谱CO <sub>2</sub> 和CO的增量和比值进行区分是在油中还是在固体绝缘内部或附近过热, 若邻近绝缘附近过热, 则CO、CO <sub>2</sub> 增长较快
		红外测温	检查套管连接部位是否有高温过热现象
		改变分接开关位置	可改变分接开关位置, 通过油色谱的跟踪, 判断分接开关是否接触不良
		油中糠醛测试	可确定是否存在固体绝缘部位局部过热。若测定的值有明显变化, 则表明固体绝缘存在局部过热, 加速了绝缘老化
		直流电阻测量	若直流电阻值有明显的变化, 则表明导电回路存在接触不良或缺陷
		吊罩(芯)或进油箱检查	a) 分接开关连接引线、触头接触面有无过热性变色和烧损情况 b) 引线的连接和焊接部位的接触面有无过热性变色和烧损情况 c) 检查引线是否存在断股和分流现象, 防止分流产生过热 d) 套管内接头的连接应无过热性变色和松动情况
4	导线股间短路	油中溶解气体分析	该故障特征是低温过热, 油中特征气体增长较快
		过电流试验(1.1倍)	1.1倍的过电流会加剧它的过热, 油色谱会有明显的增长
		解体检查	打开围屏, 检查绕组和引线表面绝缘有无变色、过热现象
		分相低电压下的短路试验	在接近额定电流下比较短路损耗, 区别故障相
5	油道堵塞	油中溶解气体分析	该故障特征是低温过热逐渐向中温至高温过热演变, 且油中CO、CO <sub>2</sub> 含量增长较快
		油中糠醛测试	可确定是否存在固体绝缘部位局部过热。若测定的值有明显变化, 则表明固体绝缘存在局部过热, 加速了绝缘老化
		过电流试验(1.1倍)	1.1倍的过电流会加剧它的过热, 油色谱会有明显的增长, 应进一步进油箱或吊罩(芯)检查

表6(续)

序号	故障原因	检查方法或部位	判断与处理措施
5	油道堵塞	净油器检查	检查净油器的滤网有无破损, 硅胶有无进入器身。硅胶进入绕组内会引起油道堵塞, 导致过热, 如发生应及时清理
		目测	解开围屏, 检查绕组和引线表面有无变色、过热现象并进行处理
		油面温度	油面温度过高, 而且可能出现变压器两侧油温差较大
6	悬浮电位、接触不良	油中溶解气体分析	该故障特征是伴有少量 $H_2$ 、 $C_2H_2$ 产生和总烃稳步增长趋势
		目测	逐一检查连接端子接触是否良好, 有无变色过热现象, 重点检查无励磁分接开关的操作杆U型拨叉、磁屏蔽、电屏蔽、钢压钉等有无变色和过热现象
7	结构件或电、磁屏蔽等形成短路环	油中溶解气体分析	该故障具有高温过热特征, 总烃增长较快
		绝缘电阻测试	绝缘电阻不稳定, 并有较大的偏差, 表明铁心柱内的结构件或电、磁屏蔽等形成了短路环
		励磁试验	在较低的电压下励磁, 励磁电流也较大
		目测	a) 逐一检查结构件或电、磁屏蔽等有无短路、变色过热现象 b) 逐一检查结构件或电、磁屏蔽等接地是否良好
8	油泵轴承磨损或线圈损坏	油泵运行检查	a) 声音、振动是否正常 b) 工作电流是否平衡、正常 c) 温度有无明显变化 d) 逐台停运油泵, 观察油色谱的变化
		绕组直流电阻测试	三相直流电阻是否平衡
		绕组绝缘电阻测试	采用500V或1000V绝缘电阻表测量对地绝缘电阻应大于1M $\Omega$
9	漏磁回路的异物和用错金属材料	过电流试验(1.1倍)	若绕组内部或漏磁回路附件存在金属性异物或用错金属材料, 1.1倍的过电流会加剧它的过热, 油色谱会有明显的增长, 需进一步检查
		目测	a) 检查可见部位是否有异物 b) 检查包括磁屏蔽等金属结构件是否存在移位和固定不牢靠现象 c) 检查金属结构件表面有无过热性的变色现象。在较强漏磁区域内, 如绕组端部部位若使用了有磁材料, 会引起过热, 也可用磁性材料做鉴别检查
10	有载分接开关绝缘筒渗漏	油中溶解气体分析	属高温过热, 并具有高能量放电特征
		油位变化	有载分接开关储油柜中的油位异常变化, 有载分接开关绝缘筒可能存在渗漏现象
		压力试验	在本体储油柜吸湿器上施加0.035MPa的压力, 观察分接开关储油柜的油位变化情况, 如发生变化, 则表明已渗漏

### 6.5 放电性异常情况检查与处理措施

油中出现放电性异常 $H_2$ 或 $C_2H_2$ 含量升高的检查方法与处理措施见表7。

表7放电性异常情况的检查方法与处理措施

序号	故障原因	检查方法或部位	判断与处理措施
1	油泵内部放电	油中溶解气体分析	a) 属高能量局部放电, 这时产生主要气体是 $H_2$ 和 $C_2H_2$ b) 若伴有局部过热特征, 则是磨擦引起的高温
		油泵运行检查	油泵内部存在局部放电, 可能是定子绕组的绝缘不良引起放电
		绕组绝缘电阻测试	采用500V或1000V绝缘电阻表测量对地绝缘电阻应大于1M $\Omega$
		解体检查	a) 定子绕组绝缘状态, 在铁心、绕组表面上有无放电痕迹 b) 轴承磨损情况, 或转子和定子之间是否有金属异物引起的高温磨擦
2	悬浮杂质放电	油中含气量测试	属低能量局部放电, 时有时无, 这时产生主要气体是 $H_2$ 和 $CH_4$
		油颗粒度测试	油颗粒度较大或较多, 并含有金属成分
3	悬浮电位放电	油中溶解气体分析	具有低能量放电特征
		目测	a) 所有等电位的连接是否良好 b) 逐一检查结构件或电、磁屏蔽等有无短路、变色、过热现象
		局部放电量测试	可结合局放定位进行局部放电量测试, 以查明放电部位及可能产生的原因
4	油流带电	油中溶解气体分析	油色谱特征气体增长
		油中带电度测试	测量油中带电度, 如超出规定值, 内部可能存在油流带电、放电现象
		泄漏电流或静电感应电压测量	开启油泵, 测量中性点的静电感应电压或泄漏电流, 如长时间不稳定或稳定值超出规定值, 则表明可能发生了油流带电现象
5	有载分接开关绝缘筒渗漏	油中溶解气体分析	油中溶解气体分析属高能量放电, 并有局部过热特征
6	导电回路接触不良及其分流	油中金属微量测试	测试结果若金属铜含量较大, 表明导电回路存在放电现象
		油中溶解气体分析	油中溶解气体分析属低能量火花放电, 并有局部过热特征, 这时伴随少量 $C_2H_2$ 产生
7	不稳定的铁心多点接地	油中溶解气体分析	属低能量火花放电, 并有局部过热特征, 这时伴随少量 $H_2$ 和 $C_2H_2$ 产生
		运行中测量铁心接地电流	接地电流时大时小, 可采取加限流电阻办法限制, 或适时按上述办法停电处理
8	金属尖端放电	油中溶解气体分析	油色谱中特征气体增长
		油中金属微量测试	a) 若铁含量较高, 表明铁心或结构件放电 b) 若铜含量较高, 表明绕组或引线放电
		局部放电量测试	可结合局放定位进行局部放电量测试, 以查明放电部位及可能产生的原因
		目测	重点检查铁心和金属尖角有无放电痕迹
9	气泡放电	油中溶解气体分析	具有低能量局部放电, 产生主要气体是 $H_2$ 和 $CH_4$
		目测和气样分析	检查气体继电器内的气体, 取气样分析, 如主要是氧和氮, 表明是气泡放电

表7 (续)

序号	故障原因	检查方法或部位	判断与处理措施
9	气泡放电	油中含气量测试	a) 如油中含气量过大, 并有增长的趋势, 应重点检查胶囊、油箱、油泵和在线油色谱装置等是否有渗漏 b) 油中含气量接近饱和值时, 环境温度或负荷变化较大后, 会在油中产生气泡
		残气检查	a) 检查各放气塞是否有剩余气体放出 b) 在储油柜上进行抽微真空, 检查其气体继电器内是否有气泡通过
10	绕组或引线绝缘击穿	油中溶解气体分析	a) 具有高能量电弧放电特征, 主要气体是 $H_2$ 和 $C_2H_2$ b) 涉及固体绝缘材料, 会产生CO和 $CO_2$ 气体
		绝缘电阻测试	如内部存在对地树枝状的放电, 绝缘电阻会有下降的可能, 故检测绝缘电阻, 可判断放电的程度
		局部放电量测试	可结合局放定位进行局部放电量测试, 以查明放电部位及可能产生的原因
		油中金属微量测试	测试结果若存在金属铜含量较大, 表明绕组已烧损
		目测	a) 观测气体继电器内的气体, 并取气样进行色谱分析, 这时主要气体是 $H_2$ 和 $C_2H_2$ b) 结合吊罩(芯)或进油箱内部, 重点检查绝缘件表面和分接开关触头间有无放电痕迹, 如有应查明原因, 并予以更换处理
11	油箱磁屏蔽接地不良	油中溶解气体分析	以 $C_2H_2$ 为主, 且通常伴有 $C_2H_4$ 、 $CH_4$ 等
		目测	磁屏蔽松动或有放电形成的游离炭
		测量绝缘电阻	打开所有磁屏蔽接地点, 对磁屏蔽进行绝缘电阻测量

### 6.6 绕组变形异常情况检查与处理措施

当绕组出现变形异常情况, 如: 电抗或阻抗变化明显、频响特性异常、绕组之间或对地电容量变化明显等情况时, 其故障原因主要有如下两点:

- 运输中受到冲击;
- 短路电流冲击。

检查方法与处理措施见表8。

表8绕组变形异常情况的检查方法与处理措施

序号	检查方法或部位	判断与处理措施
1	低电压阻抗测试	测试结果与历史值、出厂值或铭牌值作比较, 如有较大幅度的变化, 表明绕组有变形的迹象
2	频响特性试验	测试结果与历史作比较, 若有明显的变化, 则说明绕组有变形的迹象
3	各绕组介质损耗因数和电容量测试	测试结果与历史作比较, 若有明显的变化, 则说明绕组有变形的迹象
4	短路损耗测试	如测试结果的杂散损耗比出厂值有明显的增长, 表明绕组有变形的迹象
5	油中溶解气体色谱分析	测试结果异常, 表明绕组已有烧损现象

表 8(续)

序号	检查方法或部位	判断与处理措施
6	绕组检查	a) 外观检查(包括内绕组)。检查垫块是否整齐,有无移位、跌落现象;检查压板是否有移位、开裂、损坏现象;检查绝缘纸筒是否有窜动、移位的痕迹,如有表明绕组有松动或变形的现象,必须予以重新紧固处理并进行有关试验 b) 用手锤敲打压板检查相应位置的垫块,听其声音判断垫块的紧实度 c) 检查绝缘油及各部位有无炭粒、炭化的绝缘材料碎片和金属粒子,若有表明变压器已烧毁,应更换处理 d) 在适当的位置可以用内窥镜对内绕组进行检查

6.7 分接开关的检查按DL/T 574的有关规定执行。

## 7 检修策略和项目

### 7.1 检修策略

7.1.1 推荐采用计划检修和状态检修相结合的检修策略,变压器检修项目应根据运行情况和状态评价的结果动态调整。

7.1.1.1 运行中的变压器承受出口短路后,经综合诊断分析,可考虑大修。

7.1.1.2 箱沿焊接的变压器或制造厂另有规定者,若经过试验与检查并结合运行情况,判定有内部故障或本体严重渗漏油时,可进行大修。

7.1.1.3 运行中的变压器,当发现异常状况或经试验判定有内部故障时,应进行大修。

7.1.1.4 设计或制造中存在共性缺陷的变压器可进行有针对性大修。

7.1.1.5 变压器大修周期一般应在10年以上。

### 7.2 检修项目

#### 7.2.1 大修项目:

- a) 绕组、引线装置的检修;
- b) 铁心、铁心紧固件(穿心螺杆、夹件、拉带、绑带等)、压钉、压板及接地片的检修;
- c) 油箱、磁(电)屏蔽及升高座的解体检修;套管检修;
- d) 冷却系统的解体检修,包括冷却器、油泵、油流继电器、水泵、压差继电器、风扇、阀门及管道等;
- e) 安全保护装置的检修及校验,包括压力释放装置、气体继电器、速动油压继电器、控流阀等;
- f) 油保护装置的解体检修,包括储油柜、吸湿器、净油器等;
- g) 测温装置的校验,包括压力式温度计、电阻温度计(绕组温度计)、棒形温度计等;
- h) 操作控制箱的检修和试验;
- i) 无励磁分接开关或有载分接开关的检修;
- j) 全部阀门和放气塞的检修;
- k) 全部密封胶垫的更换;
- l) 必要时对器身绝缘进行干燥处理;
- m) 变压器油的处理;
- n) 清扫油箱并进行喷涂油漆;
- o) 检查接地系统;
- p) 大修的试验和试运行。

#### 7.2.2 小修项目:

- a) 处理已发现的缺陷;

- b) 放出储油柜积污器中的污油；
- c) 检修油位计，包括调整油位；
- d) 检修冷却油泵、风扇，必要时清洗冷却器管束；
- e) 检修安全保护装置；
- f) 检修油保护装置(净油器、吸湿器)；
- g) 检修测温装置；
- h) 检修调压装置、测量装置及控制箱，并进行调试；
- i) 检修全部阀门和放气塞，检查全部密封状态，处理渗漏油；
- j) 清扫套管和检查导电接头(包括套管将军帽)；
- k) 检查接地系统；
- l) 清扫油箱和附件，必要时进行补漆；
- m) 按有关规程规定进行测量和试验。

## 8 检修前的准备工作

### 8.1 确定检修内容

检查渗、漏油部位并作出标记；进行大修前的试验，确定是否调整检修项目。

### 8.2 查阅资料

查阅档案和变压器的状态评价资料如下：

- a) 运行中所发现的缺陷、异常情况、事故情况及出口短路次数及具体情况；
- b) 负载、温度和主要组、部件的运行情况；
- c) 历次缺陷处理记录；
- d) 上次小修、大修总结报告和技术档案；
- e) 历次试验记录(包括油的化验和色谱分析)，了解绝缘状况；
- f) 大负荷下的红外测温试验情况。

### 8.3 编制作业指导书(施工方案)

编制作业指导书(施工方案)，主要内容如下：

- a) 检修项目及进度表；
- b) 人员组织及分工；
- c) 特殊检修项目的施工方案；
- d) 确保施工安全、质量的技术措施和现场防火措施；
- e) 主要施工工具、设备明细表，主要材料明细表；
- f) 绘制必要的施工图。

### 8.4 施工场地要求

8.4.1 变压器的解体检修工作，如条件允许，应尽量安排在发电厂或变电站的检修间内进行。

8.4.2 施工现场无检修间时，亦可在现场进行变压器的检修工作，但需做好防雨、防潮、防尘和消防措施，同时应注意与带电设备保持安全距离，准备充足的施工电源及照明，安排好储油容器、大型机具、拆卸附件的放置地点和消防器材的合理布置等。

## 9 变压器解体及组装的注意事项

### 9.1 解体

9.1.1 必须停电，并办理工作票，做好施工安全措施，拆除变压器的外部电气连接引线和二次接线，进行检修前的检查和试验。

9.1.2 拆卸时，首先拆小型仪表和套管，后拆大型组件，组装时顺序相反。



9.1.3 拆卸组、部件的具体要求见第10章相应内容。为了减少器身暴露时间，可以在部分排油后拆卸组、部件。

9.1.4 冷却器、压力释放装置、净油器及储油柜等部件拆下后，接口应用盖板密封，对带有电流互感器的升高座应注入合格的变压器油(或采取其他防潮密封措施)。

9.1.5 排出全部绝缘油并对其进行处理。

9.1.6 检查器身，具体要求见第11章相应内容。

## 9.2 组装

9.2.1 装回钟罩(或器身)紧固螺栓后安装套管，并装好内部引线，进行检修中试验，合格后按规定注油。

9.2.2 安装组、部件见第10章相应内容。

9.2.3 冷却器，储油柜等组、部件装好后再进行二次注油，并调整油位。

9.2.4 组装后要检查冷却器、净油器和气体继电器等所有阀门，按照规定开启或关闭。

9.2.5 对套管升高座、上部管道孔盖、冷却器和净油器等上部的排气孔应进行多次排气，直至排尽为止，并重新密封好、擦净油迹。

9.2.6 整体密封试验。

9.2.7 组装后的变压器各组、部件应完整无损。

9.2.8 进行大修后电气和油的试验。

9.2.9 做好现场施工记录。

## 9.3 检修中的起重和搬运

### 9.3.1 起重工作的注意事项：

- a) 起重工作应分工明确，专人指挥，并有统一信号；
  - b) 根据变压器钟罩(或器身)的重量选择起重工具，包括起重机、钢丝绳、吊环、U型挂环、千斤顶、枕木等；
  - c) 起重前应先拆除影响起重工作的各种连接；
  - d) 如起吊器身，应先拆除与起吊器身有关的螺栓；
  - e) 起吊变压器整体或钟罩(器身)时，钢丝绳应分别挂在专用起吊装置上，遇棱角处应放置衬垫；起吊100mm左右时，应停留检查悬挂及捆绑情况，确认可靠后再继续起吊；
  - f) 起吊时钢丝绳的夹角不应大于60°，否则应采用专用吊具或调整钢丝绳套；
  - g) 起吊或落回钟罩(器身)时，四角应系缆绳，由专人扶持，使其保持平稳；
  - h) 起吊或降落速度应均匀，掌握好重心，防止倾斜；
  - i) 起吊或落回钟罩(器身)时，应使高、低压侧引线，分接开关支架与箱壁间保持一定的间隙，防止碰伤器身；
  - j) 当钟罩(器身)因受条件限制，起吊后不能移动而需在空中停留时，应采取支撑等防止坠落的有效安全措施；
  - k) 吊装套管时，其斜度应与套管升高座的斜度基本一致，并用缆绳绑扎好，防止倾倒损坏瓷件；
- 1) 采用汽车吊起重时，应检查支撑稳定性，注意起重臂伸张的角度、对应的最大吊重回转范围与临近带电设备的安全距离，并设专人监护。

### 9.3.2 搬运工作的注意事项：

- a) 了解道路及沿途路基、桥梁、涵洞、地道等的结构及承重载荷情况，必要时予以加固，通过重要的铁路道口，应事先与当地铁路部门取得联系。
- b) 了解沿途架空电力线路、通信线路和其他障碍物的高度，排除空中障碍，确保安全通过。
- c) 变压器在厂(所)内搬运或较长距离搬运时：

- 1) 均应绑扎固定牢固, 防止冲击振动、倾斜及碰坏零件;
- 2) 搬运倾斜角在长轴方向上不大于 $15^{\circ}$ , 在短轴方向上不大于 $10^{\circ}$ ;
- 3) 如用专用托板(木排)牵引搬运时, 牵引速度不大于 $100\text{m/h}$ ;
- 4) 如用变压器主体滚轮搬运时, 牵引速度不大于 $200\text{m/h}$ (或按制造厂说明书的规定)。
- d) 利用千斤顶升(降)变压器时, 应顶在油箱指定部位, 以防变形; 千斤顶应垂直放置; 在千斤顶的顶部与油箱接触处应垫以木板防止滑倒。
- e) 在使用千斤顶升(降)变压器时, 应随升(降)随垫木方和木板, 防止千斤顶失灵突然降落倾倒; 如在变压器两侧使用千斤顶时, 不能两侧同时升(降), 应分别轮流工作, 注意变压器两侧高度差不能太大, 以防止变压器倾斜; 荷重下的千斤顶不得长期负重, 并应自始至终有专人照料。
- f) 变压器利用滚杠搬运时, 牵引的着力点应放在变压器的重心以下, 变压器底部应放置专用托板。为增加搬运时的稳固性, 专用托板的长度应超过变压器的长度, 两端应制成楔形, 以便于放置滚杠; 搬运大型变压器时, 专用托板的下部应加设钢带保护, 以增强其坚固性。
- g) 采用专用托板、滚杠搬运、装卸变压器时, 通道要填平, 枕木要交错放置; 为便于滚杠的滚动, 枕木的搭接处应沿变压器的前进方向, 由一个接头稍高的枕木过渡到稍低的枕木上, 变压器拐弯时, 要利用滚杠调整角度, 防止滚杠弹出伤人。
- h) 为保持枕木的平整, 枕木的底部可适当加垫厚薄不同的木板。
- i) 采用滑轮组牵引变压器时, 工作人员必须站在适当位置, 防止钢丝绳松扣或拉断伤人。
- j) 变压器在搬运和装卸前, 应核对高、低压侧方向, 避免安装就位时调换方向。
- k) 变压器搬运移动前应安装三维振动记录仪, 并调试好; 搬运移动中应保持连续记录, 就位后检查并记录震动数据, 不应超过制造厂的相关规定。
- l) 充干燥气体搬运的变压器, 应装有压力监视表计和补气瓶, 确保变压器在搬运途中始终保持正压, 气体压力应保持 $0.01\text{MPa}\sim 0.03\text{MPa}$ , 露点应在 $-35^{\circ}\text{C}$ 以下, 并派专人监护押运。

## 10 组、部件检修的工艺质量要求

### 10.1 套管及升高座

#### 10.1.1 纯瓷充油套管的检修要求见表9。

表9 纯瓷充油套管的检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	瓷套本体	拆卸	套管拆卸前应将其外部和内部的端子连接排(线)全部脱开, 依次对角松动安装法兰螺栓, 轻轻摇动套管, 防止法兰受力不均损坏瓷套, 待密封垫脱开后整体取下套管
2	外表面	完整性、清洁度	应清洁, 无放电痕迹、无裂纹、无破损、渗漏现象
3	导电杆和连接件	完整性、过热	a) 应完整无损, 无放电、油垢、过热、烧损痕迹, 紧固螺栓或螺母有防止松动的措施 b) 拆导电杆和法兰螺栓时, 应防止导电杆摇晃损坏瓷套, 拆下的螺栓应进行清洗, 丝扣损坏的应进行更换或修整, 螺栓和垫圈不可丢失
4	绝缘筒或带绝缘覆盖层的导电杆	放电痕迹、干燥状态	取出绝缘筒(包括带绝缘覆盖层的导电杆), 擦除油垢, 检查应完整, 无放电、污垢和损坏, 并处于干燥状态。绝缘筒及在导电杆表面的覆盖层应妥善保管, 防止受潮和损坏(必要时应干燥)

表9 (续)

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
5	瓷套和导电杆	组装	<p>a) 瓷套内外部应清洁, 无油垢, 用白布擦拭; 在套管外侧根部根据情况均匀喷涂半导体漆</p> <p>b) 有条件时, 应将拆下的瓷套和绝缘件送入干燥室进行轻度干燥, 干燥温度70℃~80℃, 时间不少于4h, 升温速度不超过10℃/h, 防止瓷套发生裂纹</p> <p>c) 重新组装时更换新胶垫, 位置要放正, 胶垫压缩均匀, 密封良好。注意绝缘筒与导电杆相互之间的位置, 中间应有固定圈防止窜动, 导电杆应处于瓷套的中心位置</p>
6	放气塞	放气功能、密封性能	放气通道畅通、无阻塞, 更换放气塞密封圈并确保密封圈入槽
7	密封面	平面平整度	<p>a) 瓷密封面平整无裂痕或损伤, 清洁无涂料</p> <p>b) 有金属安装法兰的密封面平整无裂痕或损伤, 金属法兰和瓷套结合部的填料或胶合剂无开裂、脱落、渗漏油现象</p>
8	套管整体	复装	<p>a) 复装前应确认套管未受潮, 如受潮应干燥处理, 更换密封胶垫</p> <p>b) 穿缆式套管应先用斜纹布带缚住导电杆, 将斜纹布带穿过套管作为引导, 将套管徐徐放入安装位置的同时拉紧斜纹布带将导电杆拉出套管顶端, 再依次对角拧紧安装法兰螺栓, 使密封胶垫均匀压缩1/3(胶棒压缩1/2)。确认导电杆到位后在拧紧固定密封胶垫圈螺母的同时应注意套管顶端密封胶垫的压缩量, 防止渗漏油或损坏瓷套</p> <p>c) 导杆式套管先找准其内部软连接的对应安装角度, 再按照本条b)款拧紧。再调整套管外端子的方向, 以适应和外接线排的连接, 最后将套管外端子紧固</p>

10.1.2 油纸电容型套管的检修要求见表10。

表10 油纸电容型套管的检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	套管本体	拆卸	<p>a) 穿缆式</p> <p>1) 应先拆除套管顶部端子和外部连线的连接。再拆开套管顶部将军帽, 脱开内引线头, 用专用带环螺栓拧在引线头上, 并拴好合适的吊绳</p> <p>2) 套管拆卸时, 应依次对角松动安装法兰螺栓, 在全部松开法兰螺栓之前, 应用吊车和可以调整套管倾斜角度的吊索具吊住套管(不受力), 调整吊车和吊索保持套管的安装角度并微微受力以后方可松开法兰螺栓</p> <p>3) 拆除法兰螺栓, 先轻轻晃动, 使法兰与密封胶垫间产生缝隙后再调整起吊角度与套管安装角度一致后方可吊起套管。同时使用牵引绳徐徐落下引线头, 继续沿着套管的安装轴线方向吊出套管并防止碰撞损坏</p> <p>4) 拆下的套管应垂直放置于专用的作业架上, 中部法兰与作业架用螺栓固定3或4点, 使之连成整体避免倾倒</p> <p>b) 导杆式套管应先拆除下部与引线的连接, 再进行吊装</p>
2	外表面	完整性、清洁度	应清洁, 无放电、裂纹、破损、渗漏现象
3	连接端子	完整性、放电痕迹	连接端子应完整无损, 无放电、过热、烧损痕迹。如有损伤或放电痕迹应清理, 有明显损坏应更换
4	油位	是否正常	油位应正常。若需补油, 应实施真空注油, 避免混入空气使套管绝缘性能降低。添加油应采用原标号的合格油

表10(续)

序号	部 位	检修内容	工艺质量要求
5	末屏端子	连接可靠性、放电痕迹、渗漏油	a) 接地应可靠，绝缘应良好，无放电、损坏、 <b>渗漏现象</b> b) 通过外引接地的结构应避免松开末屏引出端子的紧固螺母打开接地片，防止端部转动造成损坏 c) 弹簧式结构应注意检查内部弹簧是否复位灵活，防止接地不良 d) 通过压盖弹片式结构应注意检查弹片弹力，避免弹力不足 e) 压盖式结构应避免螺杆转动，造成末屏内部连接松动损坏
6	下尾端均压罩	固定情况	位置应准确，固定可靠，应用合适的工具测试拧紧程度
7	油色谱	判断是否存在内部缺陷	在必要时进行，要求密封采油样，如采用注射器取油样等
8	套管整体	复装	a) 先检查密封面应平整无划痕、无漆膜、无锈蚀，更换密封垫 b) 先将穿缆引线的引导绳及专用带环螺栓穿入套管的引线导管内 c) 安装有倾斜度的套管必须使用可以调整套管倾斜角度的吊索具，起吊套管后应调整套管倾斜度和安装角度一致，并保证油位计的朝向正确 d) 起吊高度到位以后将引导绳的专用螺栓拧紧在引线头上并穿入套管的导管，收紧引导绳拉直引线(确认引线外包绝缘完好)，然后逐渐放松并调整吊钩使套管沿安装轴线徐徐落下的同时应防止套管碰撞损坏，并拉紧引导绳防止引线打绕，套管落到安装位置时引线头必须同时拉出到安装位置，否则应重新吊装(应打开人孔，确认应力锥进入均压罩) e) 依次按照表9第8条b)款要求拧紧螺栓 f) 在安装套管顶部内引线头时应使用足够力矩的扳手锁紧将军帽，更换将军帽的密封垫 g) 如更换新套管，运输和安装过程中套管上端都应该避免低于套管的其他部位，以防止气体侵入电容芯棒 h) 电容套管试验见有关规定
注：本标准不推荐油纸电容型套管现场解件检修。			

## 10.1.3 升高座(套管型电流互感器)的检修要求见表11。

表11 升高座(套管型电流互感器)的检修要求

序号	部 位	检修内容	工艺质量要求
1	升高座	拆卸	a) 应先将外部的二次连接线全部脱开，采用和油纸电容型套管同样的拆卸方法和工具(拆除安装有倾斜度的升高座，必须使用可以调整升高座倾斜角度的吊索具，调整起吊角度与升高座安装角度一致后方可吊起) b) 拆下后应注油或充干燥气体密封保存
2	引出线	标志正确	引出线的标志应与铭牌相符
3	线圈	检查	线圈固定无松动，表面无损伤
4	连接端子	完整性、放电痕迹	连接端子上的螺栓止动帽和垫圈应齐全；无放电烧损痕迹。补齐或更换损坏的连接端子
5	密封	渗漏	更换引出线接线端子和端子板的密封胶垫，胶垫更换后不应有渗漏，试漏标准：0.06MPa~0.075MPa、30min应无渗漏

表11(续)

序号	部 位	检修内容	工艺质量要求
6	试验	绝缘电阻	500V或1000V绝缘电阻表测量绝缘电阻应大于1MΩ
		变比、极性和伏安特性试验(必要时)	用互感器特性测试仪测量的结果应与铭牌(出厂值)相符
		直流电阻	用电桥测量的结果应与出厂值相符
7	升高座	复装	a) 先检查密封面应平整无划痕, 无漆膜, 无锈蚀, 更换密封垫 b) 采用拆卸的工具和拆卸的逆顺序进行安装。对安装有倾斜的及有导气连管的, 应首先将其全部连接到位以后统一紧固, 防止连接法兰偏斜或密封垫偏移和压缩不均匀。紧固固定螺栓应依次按照表9第8条b)款要求拧紧螺栓 c) 连接二次接线时检查原连接电缆应完好, 否则进行更换 d) 调试应在二次端子箱内进行。不用的互感器二次绕组应可靠短接后接地

## 10.2 储油柜及油保护装置

### 10.2.1 胶囊式储油柜的检修要求见表12。

表12 胶囊式储油柜的检修要求

序号	部 位	检修内容	工艺质量要求
1	储油柜整体	拆卸	a) 应先打开油位计接线盒将信号连接线脱开, 放尽剩油后拆卸所有连接管道, 保留并关闭连通气体继电器的碟阀, 关闭的碟阀用封头板密封 b) 用吊车和吊具吊住储油柜, 拆除储油柜固定螺栓, 吊下储油柜
2	外部	清洁度、锈蚀	a) 外表面应清洁、无锈蚀 b) 清洗油污, 清除锈蚀后重新漆化处理
3	内部	清洁度、水、锈蚀	a) 放出储油柜内的存油, 打开储油柜的端盖, 取出胶囊, 清扫储油柜。储油柜内部应清洁, 无锈蚀和水分 b) 气体继电器联管应伸入储油柜。一般伸入部分高出底面20mm~50mm c) 排除集污盒内油污
4	管式油位计	显示是否准确	a) 排净小胶囊内的空气, 检查玻璃管、小胶囊、红色浮标是否完好。温度油位标示线指示清晰并符合图1规定 <p style="text-align: center;">图1储油柜油位指示线示意图</p> b) 在储油柜注油和调整油位过程中用透明连通管比对, 确保无假油位现象
5	管道	清洁、畅通	a) 管道表面应清洁, 管道内应畅通、无杂质、锈蚀和水分 b) 更换接口密封垫, 保证接口密封和呼吸畅通 c) 若变压器有安全气道则应和储油柜间互相连通

表12(续)

序号	部 位	检修内容	工艺质量要求
6	胶囊	密封性能	a) 胶囊应无老化开裂现象, 密封性能良好。可进行气压试验, 压力为0.02MPa~0.03MPa, 检查应无渗漏 b) 用白布擦净胶囊, 从端部将胶囊放入储油柜, 将胶囊挂在挂钩上, 连接好引出口, 应保证胶囊悬挂在储油柜内。胶囊内外洁净, 防止胶囊堵塞各联管口, 气体继电器联管口应加焊挡罩
7	整体密封	渗漏	a) 更换所有密封胶垫, 复装端盖、管道 b) 清理和检查积污盒、塞子等零部件。整体密封良好无渗漏, 应耐受油压0.05MPa、6h无渗漏
8	储油柜整体	复装	应更换所有连接管道的法兰密封垫, 保持连接法兰的平行和同心, 密封垫压缩量为1/3(胶棒压缩1/2), 确保接口密封和畅通, 储油柜本体和各管道固定牢固
		调试	a) 管式油位计复装时应先在玻璃管内先放入红球浮标, 连接好小胶囊和玻璃管, 将玻璃管连通小胶囊注满合格的绝缘油, 观察无渗漏后将油放出, 注入三到四倍玻璃管容积的合格绝缘油, 排尽小胶囊中的气体即可 b) 指针式油位计见本标准10.5.1“指针式油位计的检修” c) 胶囊密封式储油柜注油时没有将储油柜抽真空的, 必须打开顶部放气塞, 直至冒油立即旋紧放气塞, 再调整油位。如放气塞不能冒油则必须将储油柜重新抽真空(储油柜抽真空必须是胶囊内外同时抽, 最终胶囊内破真空而胶囊外不能破真空), 以防止出现假油位
注: 对于有载分接开关的储油柜, 其检修工艺和质量标准可参照执行。			

10.2.2 隔膜式储油柜的检修要求见表13。

表13 隔膜式储油柜的检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	储油柜整体	拆卸	a) 应先打开油位计接线盒将信号连接线脱开, 放尽剩油后拆卸所有连接管道, 保留并关闭连通气体继电器的碟阀, 关闭的碟阀用封头板密封 b) 用吊车和吊具吊住储油柜, 拆除储油柜固定螺栓, 吊下储油柜
2	外部	清洁度、锈蚀	a) 外表面应清洁、无锈蚀 b) 清洗油污, 清除锈蚀后应重新防腐处理
3	内部	清洁度、水、锈蚀	a) 放出储油柜内的存油, 拆下指针式油位计连杆, 卸下指针式油位计。指针式油位计检修见本标准10.5.1“指针式油位计的检修” b) 分解中节法兰螺栓, 卸下储油柜上节油箱, 取出隔膜 c) 清扫上下节油箱内部。检查内壁应清洁, 无毛刺、锈蚀和水分。内壁绝缘漆涂层完好, 如有损坏和锈蚀应清理和防腐处理
4	管道	清洁、畅通	a) 表面应清洁, 管道内应畅通、无杂质、锈蚀和水分。更换接口密封垫, 保证接口密封和呼吸畅通 b) 若变压器有安全气道, 则应与储油柜间互相连通
5	隔膜组装	完整性	a) 隔膜无老化开裂、损坏现象, 清洁、双重密封性能良好 b) 重新组装时按解体相反顺序进行组装, 更换所有密封胶垫, 防止进入杂质。在无油时验证指针式油位计的指示应准确
6	组装	完整性、密封性能	重新组装时按解体相反顺序进行组装, 更换所有密封胶垫, 防止进入杂质。在无油时验证指针式油位计的指示应准确
		密封	密封良好无渗漏。充油(气)进行密封试验, 压力0.023MPa~0.03MPa, 时间12h

表13(续)

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
7	储油柜整体	复装	应更换所有连接管道的法兰密封垫,保持连接法兰的平行和同心,密封垫压缩量按照表12第8条复装要求,确保接口密封和畅通,储油柜本体和各管道固定牢固
		调试	a)隔膜式储油柜注油后应先用手提放气塞,然后将塞拔出,缓慢将放气塞放下,必要时可以反复缓慢提起放下,待排尽气体后塞紧放气塞 b)指针式油位计见本标准10.5.1“指针式油位计的检修”

10.2.3 金属波纹式储油柜的检修要求见表14。

表14 金属波纹式储油柜的检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	储油柜整体	拆卸	a)放尽剩油后拆卸所有连接管道,保留并关闭连通气体继电器的碟阀,关闭的碟阀用封头板密封 b)用吊车和吊具吊住储油柜,拆除储油柜固定螺栓,吊下储油柜
2	外罩表面	清洁度、锈蚀	除锈,清扫,刷漆。检查应清洁、无锈蚀
3	油位	指示是否准确	通过观察金属隔膜膨胀情况,调整油位指示与之对应,确保指示清晰正确,无假油位现象
4	管道	清洁、畅通	应清洁,管道内应畅通、无杂质、锈蚀和水分。更换接口密封垫,保证接口密封和呼吸畅通
5	滑槽	检查灵活性	清理滑槽,使其伸缩移动灵活,无卡涩现象
6	金属波纹节(管)	完整性、密封性能	金属波纹节(管)应为不锈钢,无裂缝、损坏现象,清洁、密封性能良好。在限定体积时耐受油压0.02MPa~0.03MPa,时间12h应无渗漏
7	储油柜整体	复装	应更换所有连接管道的法兰密封垫,保持连接法兰的平行和同心,密封垫压缩量按照表12第8条复装要求,确保接口密封和畅通,储油柜本体和各管道固定牢固
		调试	a)打开放气塞,待排尽气体后关闭放气塞 b)对照油位指示和温度调整油量

10.2.4 吸湿器的检修要求见表15。

表15 吸湿器的检修要求

序号	部位	检修内容	工艺质量要求
1	吸湿器	拆卸	将吸湿器从变压器上卸下,保持吸湿器完好,倒出内部吸附剂
2	各部件	玻璃罩	清扫并检查玻璃罩应清洁完好
		吸附剂	a)吸附剂宜采用变色硅胶,应经干燥,颗粒大于3mm,颜色变化明显即表示失效,可置入烘箱干燥,干燥温度从120℃升至160℃,时间5h;还原颜色后可再用 b)吸附剂不应碎裂、粉化。把干燥的吸附剂经筛选后装入吸湿器内,并在顶盖下面留出1/5~1/6高度的空隙
		油杯	清扫并检查玻璃油杯应清洁完好,油位标志鲜明
		密封	更换视筒或视窗的密封胶垫,应无渗漏

表15(续)

序号	部 位	检修内容	工艺质量要求
3	吸湿器	复装	a) 更换密封垫, 密封垫压缩量按照表12第8条复装要求, 吸湿器应安装牢固, 不因变压器的运行振动而抖动或摇晃 b) 将油杯清洗干净, 注入干净变压器油, 加油至正常油位线, 并将油杯拧紧(新装吸湿器, 应将内口密封垫拆除), 必须观察到油杯冒气泡 c) 为便于观察到呼吸气泡, 建议采用透明的玻璃油杯

10.2.5 净油器的检修。变压器油的介损、酸价和pH 值测试结果合格可以不进行检修。净油器的检修要求见表16。

表16净油器的检修要求

序号	部 位	检修内容	工艺质量要求
1	净油器	拆卸	a) 关闭净油器进、出口的碟阀, 应严密不漏油 b) 准备适当容器, 防止变压器油溅出, 打开净油器底部的放油阀(同时可打开上部的放气塞, 控制排油速度), 放尽变压器油再拆下净油器 c) 关闭的碟阀用封头板密封
2	吸附剂	干燥、清理	a) 拆下净油器的上盖板和下底板, 倒出原有吸附剂, 用合格的变压器油将净油器内部和联管清洗干净 b) 更换的新吸附剂应预先干燥并筛去粉末, 检修时间不宜超过1h c) 吸附剂的重量占变压器总油量的1%左右或装至距离净油器顶面50mm左右
3	滤网	堵塞、损坏	a) 清洗和检查滤网, 应无堵塞和损坏现象。进油口的滤网应装在挡板的外侧, 出油口的滤网应装在挡板内侧, 以防滤网破损和吸附剂进入油箱 b) 更换密封垫, 装复下底板和上盖板
4	净油器	复装	a) 应先检查碟阀和密封面应平整无划痕, 无漆膜, 无锈蚀, 更换密封垫。按照原位装好净油器, 密封垫压缩量应满足表12第8条复装要求 b) 先打开净油器下部阀门, 使油徐徐进入净油器, 同时打开上部放气塞排气, 必须至冒油再拧紧放气塞。要充分浸油、多次排气 c) 然后打开净油器上部阀门, 确认上、下阀门均在“开”位置。运行中观察应无渗漏油
注: 全密封变压器如油质合格稳定可将净油器拆除。			

10.3 分接开关的检修按DL/T 574的有关规定执行。

10.4 冷却装置

10.4.1 散热器的检修要求见表17。

表17散热器的检修要求

序号	部 位	检修内容	工艺质量要求
1	散热器	拆卸	a) 先将碟阀关闭, 打开排油塞和放气塞排尽剩油 b) 用吊车吊住散热器, 再松开碟阀靠散热器侧螺母, 收紧吊钩将散热器平移并卸下 c) 将散热器翻转平放于专门存放区域进行检修。如不立即检修, 应注油或充干燥气体密封存放



表17(续)

序号	部 位	检修内容	工艺质量要求
2	内外表面	焊缝质量	a)应采用气焊或电焊,无渗漏点,片式散热器边缘不允许有开裂 b)对渗漏点进行补焊处理时要求焊点准确,焊接牢固,严禁将焊渣掉入散热器内
		清洁度	a)对带法兰盖板的上、下油室应打开法兰盖板,清除油室内的杂质、油垢。检查上、下油室内表面应洁净,无锈蚀,漆膜完整 b)清扫外表面,应无锈蚀,无油垢,漆膜完整或镀锌层完好。油垢严重时可用金属洗净剂(去污剂)清洗,然后用清水冲净晾干,清洗时管接头应可靠密封,防止进水 c)应使用合格的变压器油对散热器内部进行循环冲洗,散热器进油端略高于出油端,出油端的吸油管插到底
3	放气塞、排油塞	透气性、密封性、密封圈	塞子透气性和密封性应良好,更换密封圈时应使密封圈入槽
4	密封试验	渗漏	用盖板将接头法兰密封,充油(气)进行试漏,试漏标准 a)片式散热器,正压0.05MPa、时间2h b)管状散热器,正压0.1MPa、时间2h
			对可抽真空的散热器,可结合变压器本体进行真空密封试验
5	散热器	复装(含风机)	a)先检查密封面应平整无划痕,无漆膜,无锈蚀,更换密封垫 b)检查碟阀应完好,安装方向、操作杆位置应统一,开闭指示标志应清晰、正确 c)安装应用吊车进行,吊装时确保密封面平行和同心,密封胶垫放置位置准确,密封垫压缩量应满足表12第8条复装要求 d)安装好散热器的拉紧钢带(螺杆) e)调试时先打开下碟阀和旋松顶部排气塞,待顶部排气塞冒油后旋紧,再打开上碟阀,最终确认上、下碟阀均处于开启位置 f)风机的调试在安装就位固定后进行,拨动叶轮转动灵活,通入380V交流电源,运行5min以上。转动方向正确,运转应平稳、灵活,无转子扫膛,叶轮碰壳等异响,三相电流基本平衡,和其他相同风机的工作电流基本相同 g)有总控制箱的应进行温度控制、负荷电流控制等功能检查,符合要求,并参照10.6.1二次端子箱的检修进行操作

10.4.2 油冷却器的检修要求见表18。

表18 油冷却器的检修要求

序号	部 位	检修内容	工艺质量要求
1	冷却器	拆卸	a)应先将碟阀关闭,打开排油塞和放气塞排尽剩油 b)用吊车吊住冷却器,再松开碟阀靠冷却器侧螺母,收紧吊钩将冷却器平移并卸下 c)将冷却器翻转平放于专门存放区域进行检修。如不立即检修应注油或充干燥气体密封存放
2	表面	清洁度、锈蚀	a)整体表面漆膜完好、无锈蚀,冷却器管束间、散热片之间应洁净,无堆积灰尘、昆虫、草屑等杂物,无锈蚀,无大面积变形 b)清扫可用0.1MPa的压缩空气(或水)吹净管束间堵塞的灰尘、昆虫、草屑等杂物,若油垢和污垢严重,可用散热翅片专用的清洗剂喷淋冲洗干净
3	冷却管道	密封、畅通	打开上、下油室端盖,检查油室内部应清洁,进行冷却器的试漏和内部冲洗。冷却管应无堵塞现象,更换密封胶垫

表18(续)

序号	部 位	检修内容	工艺质量要求
4	放油塞	透气性、密封性	放油塞透气性、密封性应良好，更换密封圈并入槽，不渗漏
5	密封试验	渗漏	a) 充油(气)进行试漏，试漏标准：正压0.25 MPa~0.275MPa、时间30min，应无渗漏 b) 管路有渗漏时，可将渗漏管的两端堵塞，但所堵塞的管子数量每回路不得超过2根，否则冷却器应降容使用 对可抽真空的油冷却器可结合变压器本体进行真空密封试验
6	冷却器	复装	a) 应先将潜油泵安装在冷却器的下方原位，以保持冷却器吊装时两连接法兰面为同一平面，便于安装和控制密封垫的压缩量 b) 检查碟阀和连管的法兰密封面应平整无划痕，无锈蚀，无漆膜，更换密封垫 c) 连接法兰的密封面应平行和同心，密封垫位置准确，压缩量应满足表12第8条复装要求 d) 检查原连接电缆应完好，否则进行更换 e) 先打开下碟阀和旋松顶部排气塞，待顶部排气塞冒油后旋紧，再打开上碟阀，最终确认上、下碟阀均处于开启位置
7	冷却装置	潜油泵和冷却装置联动试验(含负压测试)	a) 进行冷却器整组调试，潜油泵和风机应接通电源线，并试运转。检查转动方向正确，运转平稳，无异声，各部密封良好，不渗油，无负压，油泵之间和风机之间相互比较，负载电流无明显差异，小于铭牌额定电流 b) 油流继电器的指针偏转到位稳定，微动开关信号切换正确稳定。冷却器全部投入时所有油流继电器的指针都不能抖(晃)动，否则应处理或更换 c) 负压检查：在冷却管路系统的进油放气塞处，安装真空压力表后，开启所有运行油泵，不应出现负压 d) 进行冷却装置联动试验，在冷却装置控制箱进行操作 e) 主供、备供电源应互为备用，手动切除任何一路工作电源，另一路工作电源应自动投入 f) 在冷却器故障状态下备用冷却器应能正确启动 g) 检查各信号灯指示和动作试验正确对应 h) 测量绝缘值 i) 运行保护功能性检查和处理 1) 保护误动检查：开启所有运行油泵后，不应出现气体继电器和压力释放阀的误动 2) 保护误动检修处理：适当调大气体继电器的流速整定值，或压力释放阀的开启压力值。若多台油泵同时启动时才出现保护误动现象，则可采用加设延时继电器逐台启动方式

10.4.3 油/水热交换装置的检修要求见表19。

表19油/水热交换装置的检修要求

序号	部 位	检修内容	工艺质量要求
1	差压继电器	调试	拆下并检查差压继电器，消除缺陷，调试合格，必要时更换
2	油/水热交换器	拆卸	a) 关闭进出水阀，放出存水，再关闭进出油阀，放出本体油。排尽残油、残水 b) 拆除水、油连管，拆上盖，松开本体和水室间的连接螺栓，卸下油/水热交换器
		冷却管道	a) 内部应洁净，无水垢、油垢和锈蚀，无堵塞现象，漆膜完好 b) 管道应无渗漏，发现渗漏应进行更换或堵塞，但每回路堵塞不得超过2根，否则应降容使用

表19(续)

序号	部 位	检修内容	工艺质量要求
2	油/水热交换器	密封	充油(气)进行试漏, 试漏标准: 正压0.4MPa、时间30min, 无渗漏
			油管密封良好, 无渗漏现象, 在主体直立位置下进行检漏(油泵未装); 由冷却器顶部注满合格的变压器油并加压; 在水室入口处注入清水, 由出水口缓缓流出, 应无油花, 油样试验合格
		复装	按照拆卸逆顺序安装, 更换密封垫, 无渗漏

## 10.4.4 潜油泵的检修要求见表20。

表20潜油泵的检修要求

序号	部 位	检修内容	工艺质量要求
1	潜油泵	拆卸	可以连同冷却器一起拆卸, 也可以单独分开拆卸, 拆卸前应打开接线盒将电源连接线脱开
2	叶轮	转动平稳、灵活	转动应平稳、灵活
3	试验	绝缘电阻	500V或1000V绝缘电阻表测量电机定子绕组绝缘电阻应大于1MΩ
		直流电阻	测量线圈直流电阻三相互差不超过2%
		运转试验	将泵内注入少量合格的变压器油, 接通电源试运转。运转应平稳、灵活, 无转子扫膛、叶轮碰壳等异响, 三相空载电流平衡
4	潜油泵	复装	a) 推荐先将潜油泵安装到冷却器上, 使冷却器吊装时的接口在同一平面 b) 检查法兰密封面应平整无划痕, 无锈蚀, 无漆膜, 更换密封垫 c) 调整连接法兰的密封面, 使各对接法兰正确对接, 密封垫位置准确, 压缩量按照表12第8条复装要求

累计运行未满10年的潜油泵, 经以上检查合格即可复装到冷却器上, 如发现缺陷或运行10年以上的可更换或进行检修, 检修按照表21的程序和方法进行。

表21有缺陷或运行10年以上的潜油泵检修要求

序号	部 位	检修内容	工艺质量要求
1	拆卸蜗壳	检查完整性	将油泵垂直放置, 拆下蜗壳, 检查内、外部应干净, 无扫膛、整体无损坏, 密封法兰面平整无锈蚀和损伤, 并进行清洗, 清除密封法兰面上的密封胶
2	拆卸叶轮	检查完整性	a) 叶轮应安装牢固, 转动灵活、平稳, 无变形及磨损 b) 打开止动垫圈, 卸下圆头螺母, 用三角爪取下叶轮, 同时取出平键, 检查叶轮应无变形和磨损, 妥善放置好叶轮和平键 c) 有变形锈蚀及磨损时应更换

表21(续)

序号	部 位	检修内容	工艺质量要求
3	拆卸前端盖和转子	将前端盖、转子和轴承与定子和后端盖分离	a)用专用工具(两爪扳手)从前端盖上拆下带螺纹的轴承挡圈 b)卸下前端盖与定子连接的螺栓,用顶丝将前端盖和转子及后轴承顶出 c)前端盖、定子及轴承应无损坏
		分离前端盖和转子	a)用三角爪将前端盖从转子上卸下 b)转子、轴承挡圈、轴承应无损坏
4	轴承	完整性	用手边转动边检查。轴承挡圈及滚珠应无损坏
		灵活性	用手拨动同时观察。轴承转动应灵活,无卡滞
		磨损情况	轴承累计运行时间满10年应予以更换。更换轴承应使用专用拉具和压床,禁止敲打
		拆、装轴承	a)备用轴承应使用专用轴承 b)更换轴承应使用专用拉具和压床,正确拆、装轴承,不得损伤轴和轴承。禁止用手锤敲打轴承外环拆、装轴承 c)将转子放在平台上,用三角爪卸下前后轴承 d)将新轴承放入油中加热至120℃~150℃时取出,套在转子轴上,用特殊的套筒,顶在轴承的内环上,用压具将轴承压到轴台处 e)再用特制的两爪扳手将轴承挡圈嵌入。用手拨动轴承转动应灵活
5	转子和轴	放电和过热痕迹	转子短路条及短路环应无断裂、放电,铁心应无损坏、磨损及过热现象。有损坏应更换
		磨损情况	前后轴应无损坏,测量转子前后轴颈尺寸,直径允许公差为±0.0065mm,超过允许公差或严重损坏时应更换
6	端盖	检查前端盖完整性和清洁度	前端盖应清洁无损坏,测量前轴承室内径允许公差比前轴承外径大0.025mm。检查轴承室的磨损情况,磨损严重或有损坏时应更换
		拆卸后端盖	正确拆卸后端盖。卸下后端盖与定子外壳连接的螺栓,用顶丝将后端盖顶出
		后端盖完整性和清洁度	清理后端盖,清除轴承室的润滑油,检查后端盖应干净无损坏,用内径千分尺测量轴承室尺寸,轴承室内径允许公差比后轴承外径大0.025mm。检查后轴承室的磨损情况,严重磨损时应更换后端盖或电机
7	滤网和视窗	完整性、清洁度	a)拆下视窗法兰、压盖,取出视窗玻璃及滤网,检查法兰、压盖、视窗玻璃及过滤网应洁净,无损坏、无堵塞,材质符合要求 b)将视窗玻璃擦净,清除滤网(或烧结网)上的污垢;清洗时用压板夹紧,用汽油从内往外冲洗,安装时先放入过滤网及两侧胶垫,再放入O型胶圈,安装盖板,再放入视窗玻璃及两侧胶垫,安装法兰
8	定子	放电、过热、扫膛痕迹	清扫和检查定子和外壳应清洁无锈蚀。定子线圈表面应清洁、外观良好、无匝间、层间短路、无过热及放电痕迹。各引线接头无脱焊及断股,连接牢固。定子铁心无过热、扫膛损坏。有损坏应更换
		绝缘电阻	500V或1000V绝缘电阻表测量定子线圈绝缘电阻值应大于1MΩ
		直流电阻	测量定子线圈的直流电阻三相互差不超过2%

表21(续)

序号	部 位	检修内容	工艺质量要求
9	接线盒	完整性、清洁度	a) 打开接线盒, 检查接线端子是否存在渗漏油 b) 清洗接线盒内部, 检查绝缘板及接线柱尾部应焊接牢固, 无脱焊及断股, 更换接线盒及接线柱的密封胶垫 c) 测量绝缘电阻大于1MΩ
10	油路	畅通	清洗分油路内的污垢, 检查分油路应清洁, 畅通
11	复装电机	转子装入后端盖	将转子后轴承对准后端盖轴承室, 在前轴头上垫木方, 用手锤轻轻敲击木方后轴承即可进入轴承室, 转子在后端盖上应转动灵活
		转子穿入定子	定子内外整洁, 与前、后端盖结合处密封胶涂抹均匀。将定子放在工作台上, 转子穿入定子腔内, 此时后端盖上的分油路孔要对准定子上的分油路孔, 再对角均匀地拧紧后端盖与定子连接的螺栓
		装前端盖	将定子放在工作台上, 定子止口处涂密封胶, 对准分油路, 把前端盖放入定子止口处, 对角均匀地拧紧前端盖与定子连接的螺栓。电机装配后, 用手拨动转子, 应转动灵活, 无扫膛现象
12	安装叶轮	平衡和间隙	a) 将圆头平键装入转轴的键槽内, 再将叶轮嵌入轴上。带上止动垫圈, 拧紧圆头螺母, 将止动垫圈撬起锁紧圆头螺母。拨动叶轮应转动灵活, 无碰壳。叶轮密封环与蜗壳的配合间隙不大于0.2mm b) 用磁力千分表测量叶轮跳动及转子轴向窜动间隙。2级泵不大于0.07mm, 4级泵不大于0.1mm, 转子轴向窜动不大于0.15mm
13	密封	渗漏	应更换所有密封处的胶垫和密封环, 包括前后端盖、过滤网、压盖、法兰、各部油塞的密封胶垫及密封环, 密封胶垫的压缩量按照表12第8条复装要求
14	试验	绝缘电阻	500V或1000V绝缘电阻表测量电机定子绕组绝缘电阻应大于1MΩ
		直流电阻	测量线圈直流电阻三相相互差不超过2%
		运转试验	将泵内注入少量合格的变压器油, 接通电源试运转。运转应平稳、灵活、声音和谐, 无转子扫膛、叶轮碰壳等异声, 三相空载电流基本平衡
		密封性能	打油压0.4MPa(或打气压0.25MPa)保持30min, 各密封处涂白土(或涂肥皂液)观察
15	放气塞、排油塞	密封垫圈透气和密封性能	更换密封垫圈并确保密封垫圈入槽。检查各部油塞, 包括放气塞、测压塞螺纹无损坏, 透气性和密封性都良好

10.4.5 油流继电器的检修要求见表22。

表22 油流继电器的检修要求

序号	部 位	检修内容	工艺质量要求
1	油流继电器	拆卸	应先打开接线盒将信号连接线脱开, 拆卸过程中应注意防止挡板变形和损坏
2	挡板	灵活性	从冷却联管上拆下继电器, 挡板轴孔、轴承应完好, 无明显磨损痕迹。挡板转动应灵活, 转动方向与油流方向一致
3	挡板铆接	可靠	挡板应铆接牢固, 无松动、开裂
4	弹簧	弹性	返回弹簧应安装牢固, 弹力充足

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。  
如要下载或阅读全文，请访问：

<https://d.book118.com/995340302322011302>