

DIANWANG SHEBEI GUZHANG DIANXING ANLI

电网设备故障 典型案例

国网宁夏电力公司电力科学研究院 编



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

DIANWANG SHEBEI GUZHANG DIANXING ANLI

电网设备故障 典型案例

国网宁夏电力公司电力科学研究院 编

常州大学图书馆
藏书章



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

为了吸取电力生产事故的经验教训,提高安全生产水平,国网宁夏电力公司电力科学研究院组织编写完成了本书。

全书分为8章,包括变压器(高压电抗器)故障、断路器(不含开关柜)故障、隔离开关故障、互感器故障、电容器(电抗器)故障、GIS设备故障、站用电故障、其他设备故障。书中介绍了各案例的故障发生概况、现场检查情况、事故原因、暴露的问题、防范措施意见和建议。

本书可供电力系统工程技术人员和管理人员使用,也可供其他人员学习参考。

图书在版编目(CIP)数据

电网设备故障典型案例 / 国网宁夏电力公司电力科学研究院编. —北京: 中国电力出版社, 2016.8

ISBN 978-7-5123-9410-0

I. ①电… II. ①国… III. ①电网-电气设备-故障-案例
IV. ①TM7

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2016) 第 118396 号

中国电力出版社出版、发行

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

汇鑫印务有限公司印刷

各地新华书店经售

*

2016年8月第一版 2016年8月北京第一次印刷

787毫米×1092毫米 16开本 18印张 497千字

印数 0001—1500册 定价 68.00元

敬告读者

本书封底贴有防伪标签,刮开涂层可查询真伪

本书如有印装质量问题,我社发行部负责退换

版权专有 翻印必究

编写人员名单

主 编 车俊禄

副 主 编 郭 飞 吴旭涛 郝金鹏 李秀广

编写人员 摆存曦 王 博 刘世涛 马云龙

张 涛 丁 培 胡 伟 相中华

谢海滨 何玉鹏 马 奎 马永奎

买 亮 张 灏 柴 毅 李 武

岳利强 李生涛 徐 辉 何建剑



前 言

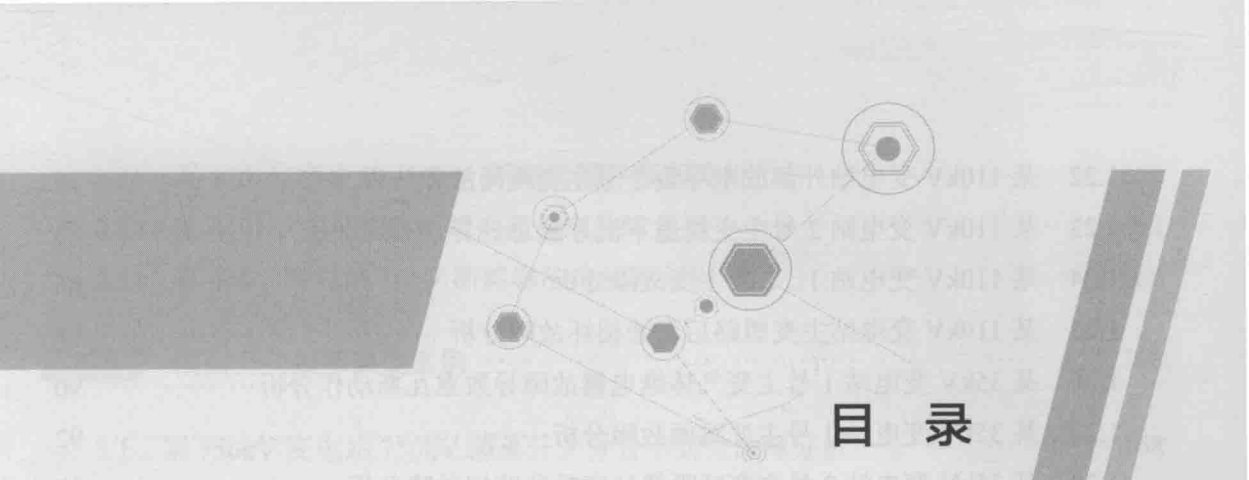
随着电网建设的快速发展,我国的输电容量、设备和技术水平等都走在了世界前列,对输变电设备的性能及运行可靠性也提出了更高的要求。在电网运行的过程中,电气设备故障类型多样,引起故障的原因也极为复杂,但也存在共同的特征,具有一定的典型性。因此,对典型事故案例进行汇总整理,对于防范同类事故再次发生,提高电网安全生产水平具有重要的意义。

为吸取电网设备典型故障的经验教训,国网宁夏电力公司电力科学研究院汇总整理并组织专家评审了宁夏电网近年来发生的故障案例 87 例,组织编写完成了本书。全书共 8 章,其中变压器(高压电抗器)故障典型案例 31 个,断路器(不含开关柜)故障典型案例 23 个,隔离开关故障典型案例 6 个,互感器故障典型案例 8 个,电容器(电抗器)故障典型案例 3 个,GIS 设备故障典型案例 4 个,站用电故障典型案例 3 个,其他设备故障典型案例 9 个。介绍了各案例的故障发生概况、现场检查情况、事故原因、暴露的问题、防范措施意见和建议,可以为交接验收、隐患排查、故障定位分析、防范措施等电网设备运维管理工作提供参考依据。

本书可供电力系统工程技术人员和管理人员使用,也可供其他人员学习参考。由于时间仓促,加之编写人员水平所限,书中疏漏之处在所难免,望广大读者批评指正。

编 者

2016 年 7 月



目 录

前言

第 1 章 变压器（高压电抗器）故障典型案例	1
1.1 某 750kV 变电站 750kV 电抗器呼吸器溢油故障分析	1
1.2 某换流变电站极 II 换流变压器充电导致极 I 闭锁故障分析	7
1.3 某换流站 750kV 变压器压力释放动作故障分析	14
1.4 某 750kV 变电站 750kV 1 号主变油色谱异常故障分析	18
1.5 某 330kV 变电站 1 号主变风冷故障分析	21
1.6 某 330kV 变电站 1 号主变跳闸故障分析	27
1.7 某 330kV 变电站 30519 某线及 1 号主变跳闸故障分析	31
1.8 某 220kV 变电站 220kV 主变轻瓦斯故障分析	37
1.9 某 220kV 变电站主变套管受潮导致爆炸故障分析	40
1.10 某 110kV 变电站套管铝质导电杆断裂故障分析	41
1.11 某 110kV 变电站主变套管内漏故障分析	43
1.12 某 110kV 变电站主变套管爆炸故障分析	45
1.13 某 110kV 变电站主变套管末屏端子内部放电故障	47
1.14 某 110kV 变电站主变套管密封圈老化导致爆炸故障分析	49
1.15 某 110kV 变电站主变内部发热导致总烃含量异常故障分析	51
1.16 某 110kV 变电站 110kV 主变绝缘油溢出故障分析	57
1.17 某 110kV 变电站 110kV 主变绕组变形故障分析	59
1.18 某 110kV 变电站 110kV 主变油位过高故障分析	63
1.19 某 110kV 变电站 110kV 主变乙炔含量异常故障分析	65
1.20 某 110kV 变电站 110kV 主变中压侧调压开关烧损故障分析	75
1.21 某 110kV 变电站 110kV 主变内部放电导致跳闸故障分析	77

1.22	某 110kV 变电站外部放电导致 2 号主变跳闸故障分析	78
1.23	某 110kV 变电站 2 号主变箱盖下沉导致总烃异常故障分析	83
1.24	某 110kV 变电站 1、2 号主变故障分析	86
1.25	某 110kV 变电站主变短路后套管损坏故障分析	88
1.26	某 35kV 变电站 1 号主变气体继电器故障导致重瓦斯动作分析	90
1.27	某 35kV 变电站 1 号主变跳闸故障分析	92
1.28	某 35kV 变电站 2 号主变呼吸器堵塞导致跳闸故障分析	99
1.29	某 35kV 变电站主变受潮导致重瓦斯动作故障分析	102
1.30	某 35kV 变电站 2 号主变跳闸故障分析	104
1.31	某 35kV 变电站 10kV 电流互感器炸裂引起主变跳闸故障分析	107

第 2 章 断路器 (不含开关柜) 故障典型案例

2.1	某换流站 800kV 罐式断路器绝缘拉杆爆裂故障分析	109
2.2	某 750kV 变电站 800kV 罐式断路器碟簧机构传动轴断裂故障分析	110
2.3	某 750kV 变电站 7530 断路器绝缘拉杆故障分析	112
2.4	某 500kV 变电站 5023 断路器瓷套缺陷导致套管爆裂故障分析	114
2.5	某 500kV 变电站 220kV 断路器内部放电故障分析	121
2.6	某 500kV 变电站 500kV 断路器套管爆裂故障分析	126
2.7	某 330kV 变电站 220kV 断路器机构故障分析	130
2.8	某 330kV 变电站 1 号所变断路器保护误动故障分析	134
2.9	某 330kV 变电站断路器分闸时间异常故障分析	136
2.10	某 220kV 变电站 220kV 断路器保护控制回路故障分析	138
2.11	某 110kV 变电站 110kV 断路器传动机构部件异常故障分析	141
2.12	某 110kV 变电站 110kV 断路器电动机控制及保护回路故障分析	145
2.13	某 110kV 变电站 10kV 断路器真空灭弧室故障分析	148
2.14	某 110kV 变电站 35kV 断路器输出拐臂故障分析	150
2.15	某 110kV 变电站 35kV 断路器分闸扇形板故障分析	151
2.16	某 110kV 变电站 35kV 断路器带状触指接触不良故障分析	153
2.17	某 110kV 变电站 1 号主变 501 断路器拒合故障分析	156
2.18	某 110kV 变电站 323 断路器拒合故障分析	157
2.19	某 110kV 变电站 35kV 断路器拒动故障分析	158
2.20	某 110kV 变电站 LW25-126 型断路器绝缘拉杆脱落故障分析	160

2.21	某 110kV 变电站 110kV 断路器爆炸事故分析	161
2.22	某 110kV 变电站断路器内部放电故障分析	162
2.23	某 35kV 变电站 10kV 断路器放电故障分析	165
第 3 章 隔离开关故障典型案例		168
3.1	某 750kV 变电站 750kV 隔离开关分合不到位故障分析	168
3.2	某 330kV 变电站 330kV 隔离开关机械闭锁故障分析	171
3.3	某 330kV 变电站 330kV 33211-3 隔离开关烧伤故障分析	174
3.4	某 330kV 变电站 11204-1 隔离开关支柱瓷绝缘子断裂故障分析	175
3.5	某 220kV 变电站 11214-1 隔离开关绝缘子闪络故障分析	179
3.6	某 35kV 变电站 10kV 隔离开关发热故障分析	179
第 4 章 互感器故障典型案例		183
4.1	某换流站 330kV 3371 断路器电流互感器 A 相爆炸故障分析	183
4.2	某换流站斯尼汶特光电流互感器通道异常处理故障分析	191
4.3	某换流站极 II I_{DNC} 异常故障分析	196
4.4	某 330kV 变电站母差保护跳闸故障分析	199
4.5	某 110kV 变电站 110kV 电流互感器故障分析	200
4.6	某 220kV 变电站 3 号主变电流互感器设备故障分析	205
4.7	某 330kV 变电站 3361 断路器电流互感器内部绝缘击穿故障分析	207
4.8	某 500kV 变电站电流互感器复合绝缘外护套龟裂故障分析	208
第 5 章 电容器 (电抗器) 故障典型案例		210
5.1	某 330kV 变电站 2 号电容器故障分析	210
5.2	某 330kV 变电站 35kV 电容器故障分析	218
5.3	某 220kV 变电站 35kV 电容器差动保护故障分析	220
第 6 章 GIS 设备故障典型案例		224
6.1	某 220kV 变电站 110kV GIS 设备气体泄漏故障分析	224
6.2	某 220kV 变电站 GIS 设备绝缘子开裂故障分析	225
6.3	某 110kV 变电站 110kV GIS 设备内部放电故障分析	227

6.4	某 110kV 变电站 GIS 设备绝缘件长期受力导致漏气故障分析	228
-----	---	-----

第 7 章	站用电故障典型案例	230
--------------	------------------------	------------

7.1	某换流站站用电系统引发极 I 闭锁故障分析	230
-----	-----------------------------	-----

7.2	某换流站 1 号站高压变压器保护动作故障分析	235
-----	------------------------------	-----

7.3	某 220kV 变电站站用系统故障分析	241
-----	---------------------------	-----

第 8 章	其他设备故障典型案例	244
--------------	-------------------------	------------

8.1	某换流站极 I VBE 故障导致闭锁故障分析	244
-----	------------------------------	-----

8.2	某换流站极 I 换流阀 VBO 动作闭锁故障分析	254
-----	--------------------------------	-----

8.3	某换流站某线 RCS931 线路保护动作故障分析	257
-----	--------------------------------	-----

8.4	某换流站极 II 直流滤波器差动保护动作故障分析	262
-----	--------------------------------	-----

8.5	某 330kV 变电站 1 号主变 10kV 电缆故障分析	267
-----	-------------------------------------	-----

8.6	某 330kV 变电站 330kV I 母跳闸故障分析	269
-----	-----------------------------------	-----

8.7	某 330kV 变电站 330kV 母线支柱绝缘子断裂故障分析	271
-----	---------------------------------------	-----

8.8	某 330kV 变电站全站失电压事故分析	274
-----	----------------------------	-----

8.9	某 110kV 变电站直流系统故障分析	277
-----	---------------------------	-----

8.10	某 35kV 变电站 523 电缆故障分析	279
------	-----------------------------	-----

变压器（高压电抗器）故障典型案例

1.1 某 750kV 变电站 750kV 电抗器呼吸器溢油故障分析

一、故障情况

2010年6月22日9时30分,运检人员巡检时发现某750kV变电站4号电抗器B相呼吸器下方存在大量油迹,管理处立即组织运检人员现场勘查。初步检查发现,4号电抗器B相呼吸器下方及电抗器支撑钢架上存在大量油迹(见图1-1)、呼吸器油杯已充满绝缘油(见图1-2)。除上述油迹外,4号电抗器本体未见其余渗漏点,压力释放阀导油管无漏油;4号电抗器非电量保护无任何报警信息;4号电抗器A、B、C三相绝缘油在线监测装置运行正常,在线监测数据无异常;电抗器本体气体继电器上下浮球位置均处于正常状态,上部无聚集气体(见图1-3)。



图 1-1 呼吸器下方及电抗器支撑钢架存在大量油迹

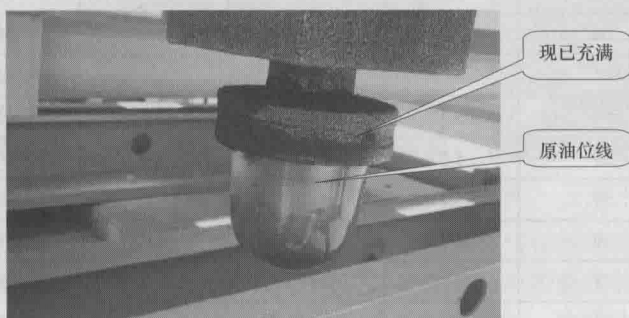


图 1-2 呼吸器油杯已充满绝缘油



图 1-3 气体继电器状态图

该电抗器是 BKD—70000/800 型电抗器，2009 年 6 月投入运行。异常发生时 4 号电抗器实时负荷为 63Mvar（满负荷 70Mvar），环境温度为 32℃，油温为 60℃。

二、初步分析处理

为尽快判断故障具体原因，保证 4 号电抗器安全运行，运检人员进行以下初步处理：

- （1）为进一步判断储油柜胶囊是否损坏，联系超高压分公司对 4 号电抗器进行取油化试验，并进行油中含气量及油色谱分析。
- （2）为确保 4 号电抗器本体储油柜呼吸器及管路畅通，组织运检人员打开呼吸器油杯放出油杯内多余的绝缘油。
- （3）安排人员拆除 4 号电抗器本体储油柜呼吸器上法兰螺栓。检查发现，呼吸器与储油柜连接管路仍存在滴油现象，证实了现场溢出的绝缘油来自于该电抗器本体储油柜呼吸器管路。
- （4）检查呼吸器内部分硅胶已受油污染，安排人员更换新的硅胶后，呼吸器恢复正常运行。
- （5）将此情况传真发送给设备厂家，要求安排技术人员到现场分析呼吸器溢油故障原因。

根据电抗器进行绝缘油中含气量及色谱试验结果分析。4 号电抗器 3 相油色谱试验结果正常；含气量试验结果：A 相 1.8%，B 相 4.91%，C 相 1.33%，其中 B 相 O₂ 含量 11 457.56μL/L，N₂ 含量 36 159.36μL/L。同比分析 2009 年 5 月含气量数据，B 相含气量明显增大。

同时持续对电抗器 A、B、C 三相油位及油温进行观察，发现 A、C 相储油柜油位随着油温的变化有较为明显的变化，而 B 相油位几乎不随油温变化（见表 1-1）。

表 1-1 电抗器储油柜油位及油温值

记录时间	A 相油位	A 相油温（℃）	B 相油位	B 相油温（℃）	C 相油位	C 相油温（℃）
6.22 12:00	6.9	64	5.8	65	7.0	66
6.22 17:30	7.0	65	5.9	65	7.1	66
6.22 23:40	7.5	64	5.9	66	7.6	65
6.23 08:20	7.0	61	5.7	60	7.0	61
6.23 14:00	7.1	62	5.7	60	6.9	62
6.23 16:00	7.2	61	5.5	63	6.9	58
6.23 18:00	7.5	62	5.5	64	7.0	59
6.23 20:00	7.5	62	5.6	60	7.0	60
6.23 24:00	7.1	50	5.5	48	6.8	50
6.24 04:00	7.0	54	5.3	54	6.8	53
6.24 08:00	6.9	54	5.3	54	6.7	53
6.24 12:00	7.0	60	5.3	60	6.8	59
6.24 14:00	7.2	61	5.5	61	7.1	61
6.24 16:00	7.1	61	5.5	61	7.1	61
6.24 18:00	7.3	59	5.3	60	7.0	60
6.24 20:00	7.1	59	5.3	60	7.0	59
6.24 22:00	7.3	59	5.3	60	6.9	59
6.24 24:00	7.2	58	5.2	60	6.9	58
6.25 04:00	6.9	54	5.3	55	6.8	53
6.25 08:00	7.0	56	5.3	57	6.8	55

续表

记录时间	A 相油位	A 相油温 (℃)	B 相油位	B 相油温 (℃)	C 相油位	C 相油温 (℃)
6.25 10:00	6.9	56	5.2	57	6.6	51
6.25 12:00	7.0	57	5.3	59	6.7	52
6.25 14:00	7.1	56	5.3	58	6.7	54
6.25 16:00	7.0	58	5.2	59	6.8	54

2009 年 6 月 23 日上午,对上述检查试验和监视情况进行讨论分析,并同比分析电抗器 5 月含气量数据。分析显示,4 号电抗器 B 相绝缘油含气量明显增大;B 相绝缘油中氧气含量、氮气含量同比 A、C 相大幅度增加,判断为 B 相储油柜内绝缘油与外界空气失去隔绝,可能为胶囊破损或者储油柜顶部真空阀未关紧,使呼吸器直接与储油柜内的油连通,在电抗器储油柜内压力增大时,变压器油从呼吸器溢出。

2009 年 6 月 25 日,厂家技术人员到现场进一步查看设备异常后认为,呼吸器溢油的可能原因:储油柜胶囊破损,绝缘油进入破损胶囊,温度上升时,绝缘油体积增大,储油柜内压力增大,导致进入胶囊的绝缘油通过呼吸器管路溢出。

该电抗器储油柜胶囊备件需从国外进口,到货周期为 40 余天。为保障设备安全稳定运行,遂对 4 号电抗器 B 相进行停电检修。检修内容:打开储油柜检查胶囊是否破裂,如果胶囊破裂,则将备用相电抗器储油柜胶囊更换到 B 相储油柜中运行,待胶囊备件到货后再更换到备用相储油柜中。

三、停电检查处理情况

经调度申请同意,该变电站 4 号电抗器于 2010 年 7 月 7 日~7 月 18 日停电检修。通过积极协调,厂家技术人员及 4 号电抗器检修施工单位于 7 月 8 日现场准备结束,7 月 9 日开始对 4 号电抗器 B 相进行处理。

(1) 检查电抗器储油柜顶部真空阀,发现该阀门没有关紧(见图 1-4),打开胶囊顶部与呼吸器连接法兰,用小棍探取胶囊内存油量,发现胶囊内存油高度为 30cm 左右(见图 1-5)。

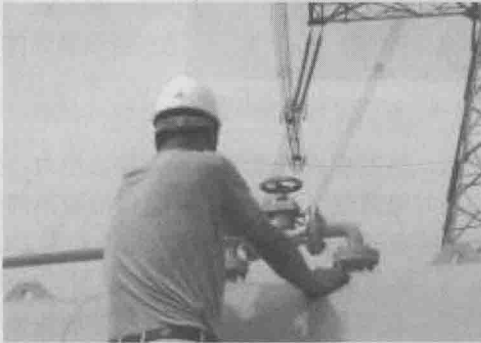


图 1-4 检查储油罐顶部真空阀



图 1-5 用小棍探胶囊内存油量

(2) 将胶囊顶部法兰连接好,关闭储油柜下部气体继电器碟阀,将储油柜内绝缘油通过油管引入油罐。打开储油柜端部的人孔盖板,发现储油柜胶囊在储油柜内为收缩状态,内部几乎没有空气,而正常情况下,胶囊在储油柜内应该充满空气,并且呈膨胀状态(见图 1-6)。



图 1-6 人孔盖打开后储油柜的内部

(3) 将胶囊从储油柜中取出(见图 1-7)平放在铺有干净塑料布的平整地面上,通过轻轻挤压胶囊的方式将绝缘油缓慢地从胶囊出气口导出干净。胶囊中导出约 70kg 变压器油(见图 1-9),然后从胶囊顶部出气孔对胶囊注入压力为 $2 \times 10 \text{ Pa}$ 的干燥氮气,保持压力 15min 后未发现胶囊出现泄压情况,证明胶囊未破损(见图 1-8)。



图 1-7 取出储油柜胶囊



图 1-8 对胶囊充入干燥氮气



图 1-9 从胶囊挤出的变压器油

检查后,将胶囊放气重新放置入储油柜内,把胶囊出气口与呼吸器法兰连接好,关紧储油柜顶部的真空阀门,从呼吸器管路对胶囊内充入压力约为 $2 \times 10 \text{ Pa}$ 的干燥氮气,并将储油柜端部人孔盖板封紧。对比 A、C 相油位后,使用真空滤油机从储油柜端部放油管将变压器油注至储油柜标准油位(见图 1-10,从左到右依次为充完油后 B 相油位、A 相油位、C 相油位)。打开储油柜两端的放气塞,继续对胶囊充入氮气,直至胶囊膨胀至储油柜内部的空气完全挤出,待储油柜两端的放气塞开始溢出变压器油后,立即停止对胶囊充气,

并且关紧储油柜两端的放气塞。

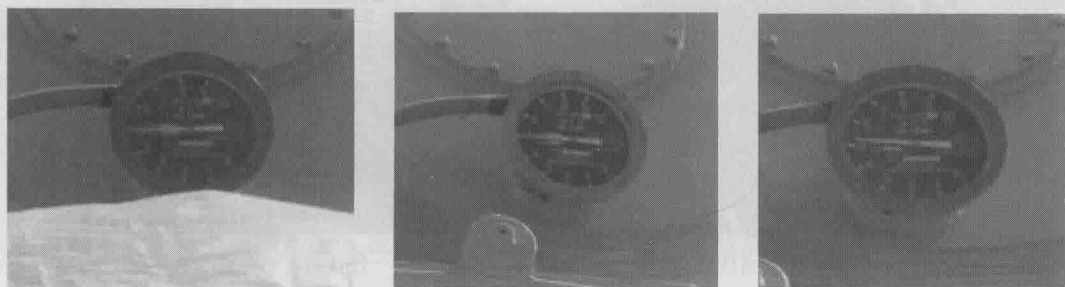


图 1-10 B 相油位、A 相油位、C 相油位

2010 年 7 月 10 日 17 时，4 号电抗器 B 相胶囊检查处理结束，储油柜内放出的油经热油循环过滤后重新注回储油柜。打开气体继电器碟阀开始对 4 号电抗器 B 相进行整体热油循环。将该电抗器内变压器油循环 72h 直至油化试验结果正常，静置 72h 后无异常。

4 号电抗器投入运行前，运检人员进行了专项验收，重点核对电抗器各个阀门的位置，经检查无误，4 号电抗器呼吸器溢油故障处理结束，可以正常投入运行。

四、检查处理结果分析

经过前期观察试验记录以及现场检查处理结果，运检人员与厂家技术人员分析讨论，对 4 号电抗器 B 相呼吸器溢油故障原因分析如下：

(1) 4 号电抗器安装时未按安装工艺标准实施。电抗器抽真空后本应将储油柜顶部的真空阀门和呼吸器管路关紧，在真空状态将变压器油注至标准位置后打开呼吸器管路。此时真空阀门应继续保持关紧状态，通过负压将储油柜胶囊充气膨胀后保证胶囊将变压器油与空气完全隔离，在电抗器内部压力变化时通过胶囊呼吸平衡储油柜内部压力（见图 1-11）。而 4 号电抗器 B 相在注油完成后打开呼吸器管路时，胶囊真空阀未关紧失去负压，导致胶囊内未充入气体而处于收缩状态，并且一直压住储油柜油位计浮子，油位计没有显示储油柜真实油位（见图 1-12、图 1-13），导致施工单位注油时对储油柜充入了过量变压器油，储油柜真实油位已经达到储油柜顶部（该储油柜容量为 4.2t，7 月 9 日从储油柜内放出的变压器油约 4t）。如图 1-14 所示，图中每个油罐储油量大约为 1.8t，每个油罐都已注满。真空注油机及输油管中约盛油 0.4t）。由于油位计浮子一直被收缩的胶囊压住，所以 B 相油位计显示的油位不随油温升高或降低而变化。

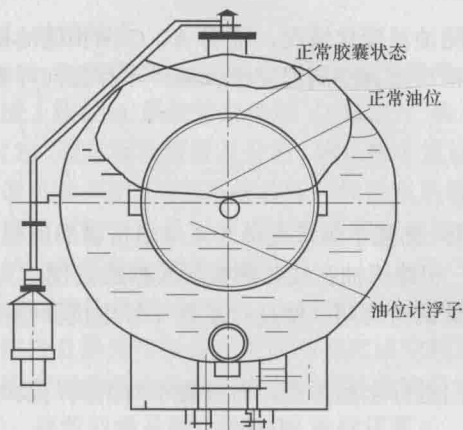


图 1-11 正常的胶囊状态

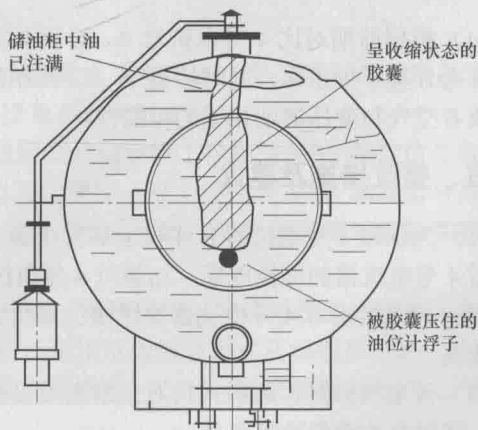


图 1-12 4 号电抗器 B 相储油柜胶囊状态

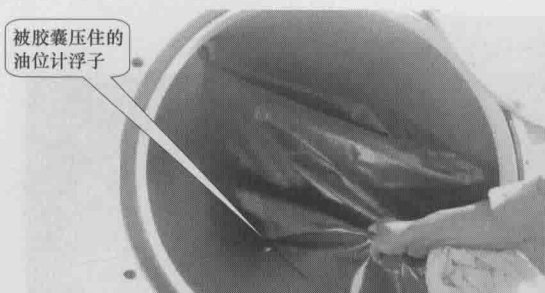


图 1-13 收缩状态的胶囊压住油位计浮子

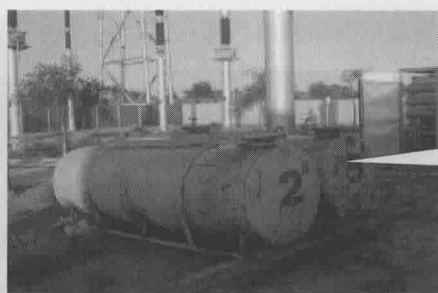


图 1-14 油罐

(2) 4 号电抗器运行后，顶部真空阀一直未关紧。夏季电抗器油温升高压力增大时，储油柜顶部的变压器油通过真空阀挤入呼吸器管路，一部分直接进入胶囊，一部分直接从呼吸器溢出。

(3) 4 号电抗器 B 相运行初期，储油柜内真实油位很高，变压器油将胶囊挤在储油柜顶部抽真空放气出口（见图 1-15），隔绝了变压器油与空气的连通，所以前期一直未出现呼吸器溢油的现象，变压器油含气量试验结果也未见异常。进入 2010 年 6 月后，银川地区昼夜温差加大，储油柜内压力变化也较为剧烈，导致胶囊受力渐渐从储油柜放气出口移开，使变压器油和呼吸器管路连通，压力升高时，一部分变压器油从呼吸器管路流入胶囊，导致胶囊自重加大，完全从储油柜放气口移开。当压力进一步增大时，变压器油便从呼吸器溢出；压力降低时，从呼吸器向储油柜内部吸入空气，导致变压器油含气量大幅度上升。

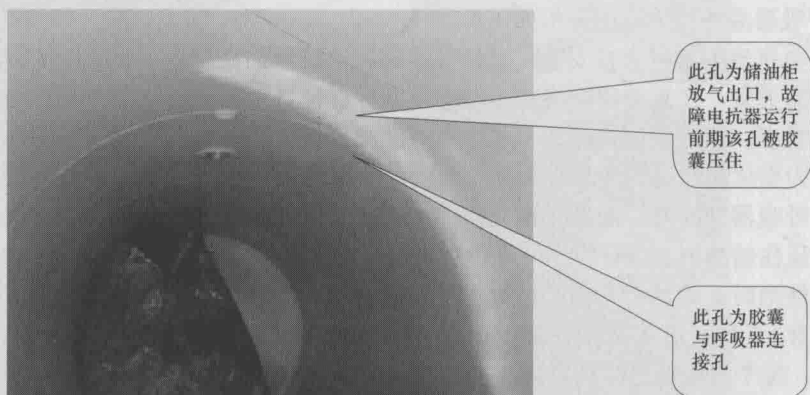


图 1-15 油罐内部

(4) 根据前期对比 4 号电抗器 A、C 两相油位随油温变化情况，证明 A、C 两相储油柜内胶囊张开充分且呼吸正常，同时检查 A、C 两相储油柜顶部真空阀已完全关紧，不存在向呼吸器溢出油或者空气与变压器油相通的可能性。

五、整改措施及建议

(1) 为保障 4 号电抗器 B 相投运后安全稳定运行，加强了运检人员对 4 号电抗器的巡视力度，缩短对 4 号电抗器的巡检周期，加强对 4 号电抗器三相绝缘油在线监测装置数据的监视。

(2) 建议缩短对 4 号电抗器绝缘油色谱及含气量试验周期以便及时掌握 4 号电抗器检修后的运行情况。

(3) 停电检修时，组织人员对全站充油设备阀门进行全面排查，对位置不对的阀门及时予以纠正，确保充油设备运行安全。

(4) 换流站所有充油设备注油时，指派相关人员全程跟踪。要求建设单位及厂家人员完全按

照注油工艺标准实施，杜绝工艺不符合标准导致设备安全隐患。

1.2 某换流变电站极Ⅱ换流变压器充电导致极Ⅰ闭锁故障分析

一、故障情况

1. 事故前运行工况

输送功率：单极Ⅰ400MW。

控制系统：极Ⅰ极控系统A在“备用”状态，极Ⅰ极控系统B在“值班”状态。

2. 事故简述

2012年04月16日00:35，该换流变电站极Ⅱ换流变压器（简称换流变）充电过程中因励磁涌流持续时间过长，换流变压器（简称换流变）后备零序过电流保护动作。同时，极Ⅰ换流阀VBE频报触发字光（电）信号校验错误，VBEA系统、VBEB系统先后出现故障，导致极控系统A、极控系统B均不可用，极Ⅰ直流系统闭锁。

3. 事件列表

00:35:06:384	330kV交流站控	3341开关合闸（极Ⅱ换流变压器进线开关）
00:35:06:385	极ⅠVBEB	触发字电信号奇偶校验错误（连续出现）
00:35:06:385	极ⅠVBEA	触发字光信号奇偶校验错误（连续出现）
00:35:07:735	极ⅠVBEA	极ⅠVBEA故障产生
00:35:07:772	极ⅠPCPA	极ⅠPCPA就绪消失
00:35:10:560	极ⅠVBEB	极ⅠVBEA故障产生
00:35:10:567	极ⅠPCPB	极ⅠPCPA就绪消失
00:35:10:581	极ⅠPCPA	极ⅠPCPAESOF产生
00:35:10:581	极ⅠPCPB	极ⅠPCPBESOF产生
00:35:10:611	330kV交流站控	3312、3313开关跳闸（极Ⅰ换流变进线开关）
00:35:10:764	安稳装置	切灵武电厂1号机、大唐大坝电厂5号机
00:35:12:448	极Ⅱ换流变保护A	后备零序过电流保护动作
00:35:12:451	极Ⅱ换流变保护B	后备零序过电流保护动作
00:35:12:451	330kV交流站控	3341开关跳闸（极Ⅱ换流变压器进线开关）

二、故障检查及原因分析

1. 故障检查

（1）现场详细检查确认一次设备无异常，极ⅠVBEA系统fail灯亮，极ⅠVBEB系统fail灯亮，极Ⅰ极控A系统紧急停运（ESOF），极Ⅰ极控B系统ESOF。

（2）通过现场检查及分析，确认极Ⅰ直流系统闭锁是由于极Ⅰ极控至VBE触发信号奇偶校验码错误引起VBE两套系统故障后极控双系统退出运行导致；极Ⅰ极控至VBE触发信号奇偶校验码错误的原因可能是极Ⅱ换流变压器充电期间造成交流扰动所致；极Ⅱ换流变压器后备零序过电流保护动作是励磁涌流所致。

（3）确认故障原因后，向国家电网调度控制中心（简称国调）申请对极Ⅱ换流变压器再次充电，待极Ⅱ换流变压器充电成功并完成空载加压后，采用双极解锁方式启动银东直流。01:57，极Ⅱ换流变压器充电成功；02:35，极Ⅱ直流系统空载加压成功；03:15，直流双极400MW解锁成功；04:00，直流双极升到1400MW运行正常。

2. 故障原因分析

(1) 极 I 闭锁原因分析。极 II 换流变进线开关 3341 开关合上后, 极 I VBE 系统就开始报“触发字光(电)信号校验错误”, 如图 1-16 所示; 1278ms 后, 极 I VBE A 故障产生, 由于极 I 极控系统 A 是备用系统, 因此未发生系统切换; 再经过 2824ms 后, 极 I VBE B 故障产生, 两套 VBE 均故障, 如图 1-17 所示; 此时极控双系统不可用, 极 I ESOF 产生, 故障录波如图 1-18 所示。

下发控制命令	B01	WA-W4-Q1/33...	发送“WA-W4-Q1/3341开关合上命令(ID=161482557)”——“遥控执行”命令	命令
直流SER事件	主(B)	330kV交流站控	[120506]WA-W4-Q1/3341开关合——产生	命令
直流SER事件	从(A)	事件处理系统	[129081]330kVW4小室故障录波柜1启动告警——产生	警告
直流SER事件	从(A)	事件处理系统	[128792]32小室TFR第三大组交流滤波器故障录波屏启动录波——产生	警告
直流SER事件	主(B)	事件处理系统	[128792]32小室TFR第三大组交流滤波器故障录波屏启动录波——产生	警告
直流SER事件	主(B)	事件处理系统	[129081]330kVW4小室故障录波柜1启动告警——产生	警告
辅助系统S...	主	极1VBE B	[711613]极1阀1(Y1)系统B-触发字电信号奇偶校验错误——报警	警告
辅助系统S...	主	极1VBE A	[704402]极1阀5(Y3)系统A-触发字光信号奇偶校验错误——报警	警告
辅助系统S...	主	极1VBE A	[708002]极1阀9(Y5)系统A-触发字光信号奇偶校验错误——报警	警告
辅助系统S...	主	极1VBE B	[717013]极1阀7(Y4)系统B-触发字电信号奇偶校验错误——报警	警告
辅助系统S...	主	极1VBE A	[708902]极1阀10(D5)系统A-触发字光信号奇偶校验错误——报警	警告
辅助系统S...	主	极1VBE A	[705302]极1阀6(D3)系统A-触发字光信号奇偶校验错误——报警	警告
辅助系统S...	主	极1VBE B	[718813]极1阀9(Y5)系统B-触发字电信号奇偶校验错误——报警	警告
辅助系统S...	主	极1VBE A	[709802]极1阀11(Y6)系统A-触发字光信号奇偶校验错误——报警	警告
辅助系统S...	主	极1VBE B	[714313]极1阀4(D2)系统B-触发字电信号奇偶校验错误——报警	警告
辅助系统S...	主	极1VBE A	[706202]极1阀7(Y4)系统A-触发字光信号奇偶校验错误——报警	警告

图 1-16 事件列表

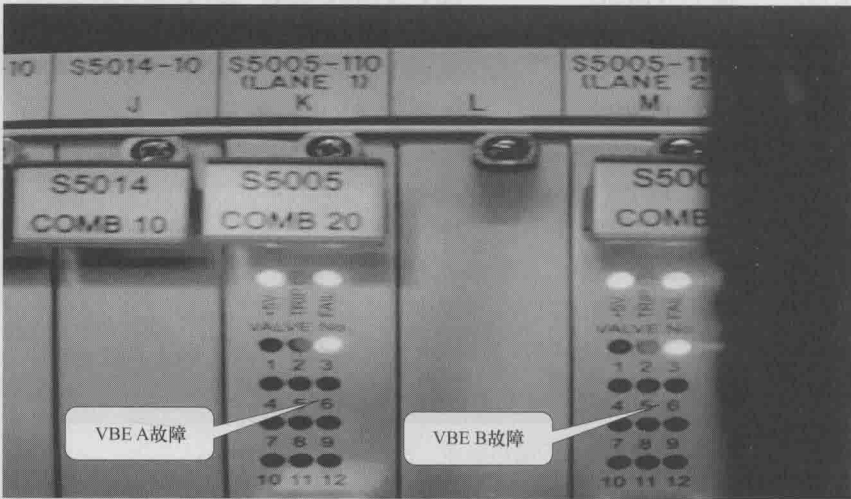


图 1-17 VBE A 及 VBE B 均故障

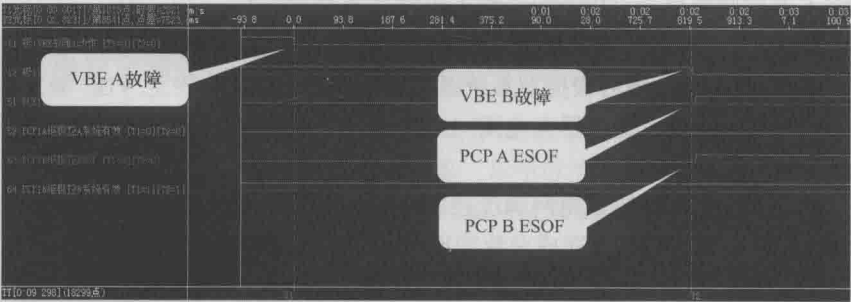


图 1-18 极 I 故障录波图