

抗燃油油质异常原因分析与解决措施

高 为¹, 李 莉²

(1. 四川省电力工业调整试验所, 四川 成都 610072; 2. 国电成都金堂发电有限公司, 成都 金堂 610404)

摘 要:成都金堂发电有限公司 2×600 MW 火力发电机组自投运来, 抗燃油逐渐出现酸值升高、泡沫特性不合格、体积电阻率下降、颗粒污染物等级时有不合格等诸多问题。大修前对主设备进行检查发现诸多问题并分析油质劣化原因。采用功能不同的三台装置同时滤油, 效果显著, 经试验测试, 抗燃油所有指标合格。因此提出防止抗燃油劣化的预见性管理措施。

关键词:抗燃油; 油质劣化; 原因分析; 管理措施

Abstract Aiming at the problems of fire-resistant oil in electro-hydraulic control system of 2×600 MW thermoelectric generating set in Jintang Power Plant the relevant equipment of EH high-pressure fire-resistant oil system during overhaul is inspected. The phenomenon and reasons are analyzed. Three devices with different functions are used to filter oil and after the test all the indexes of fire-resistant oil are up to standard. So the management measures to prevent the deterioration of fire-resistant oil are proposed.

Key words: fire-resistant oil; oil deterioration; reason analysis; management measures

中图分类号: TK39 **文献标志码:** B **文章编号:** 1003-6954(2011)02-0082-05

0 前 言

成都金堂发电厂一期 2×600 MW 火力发电机组, 是东方日立合作设计的优化型机组, 优化机组型号为 N600-16.6/538/538-1, 是亚临界、一次中间再热、单轴、三缸四排汽凝汽冲动式汽轮机。控制系统中汽轮机调速系统采用美国科聚亚公司生产的 ReoLube 磷酸酯抗燃油, 系统运行油压约 11.2 MPa。2 台机组从 2007 年投运以来, 抗燃油逐渐出现酸值升高、泡沫特性显著不合格、体积电阻率下降、颗粒污染物等级也时有不合格等诸多问题。61 号机组抗燃油的酸值最高升至 2009 年 11 月的 0.51 mgKOH/g。2 台机组均投用旁路再生装置调节系统油质, 自 2009 年 7 月份至今, 系统在线滤油装置中滤芯更换频繁, 滤芯按照车间要求定期更换一次硅藻土纤维滤芯, 机组大修后暂时停止更换滤芯。61 号机于 2009 年 11 月 5 日完成大修, 62 号机于 2010 年 7 月份大修。61 号机大修前抗燃油水分严重超标, 大修后降至标准范围内 (如图 3)。虽然频繁更换滤芯后体积电阻率基本达标 (如图 2), 酸值也有所下降, 但依然在标准所规定的数值以上 (如图 1), 且 61 号机大修后一段时间内水分含量略有上升趋势 (如图 3)。这些现象已

影响到机组的安全运行, EH 油系统是机组控制部分的重要组成部分, 它的各项性能状况直接影响机组的正常运行。因此, 需查清污染物的成分和来源, 以便采取相应的治理措施。

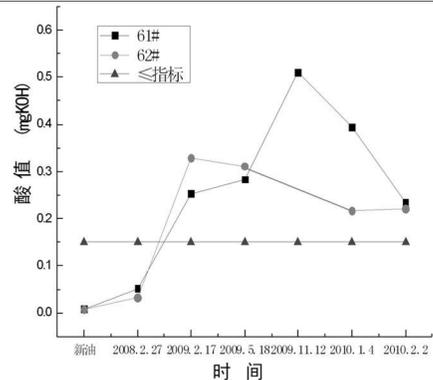


图 1 酸值随时间变化曲线 (参考标准 DL/T 571-2007)

1 抗燃油系统概括

高压抗燃油系统可以提高 DEH 控制系统的动态响应品质, 具有良好的润滑性、抗燃性和流体稳定性。高压抗燃油系统的主要作用是为主汽轮机、给水泵小汽轮机及高压保安系统提供安全稳定的动力用油和控制用油, 完成阀门驱动及快速遮断汽轮机等功能。抗燃油学名为三苯基磷酸酯液压油, 为人工合成类磷

酸酯抗燃液压油(简称抗燃油),其特点是:外观透明均匀,无沉淀物,新油呈淡黄色,其闪点大于 240℃,自燃点远大于透平油,一般高达 600℃左右,即燃点高,对高温高压机组来说防火性好,安全度高。抗燃油还具有低挥发性、良好的润滑性和优良的抗磨性能。以上优点,更好地满足了高参数、大容量机组的需要,保证机组的安全经济运行。由于抗燃油比重一般为 1.11~1.17 g/cm³,密度大,因而有可能使管道中的污染物悬浮在液体中而在系统内循环,造成某些部件堵塞与磨损。

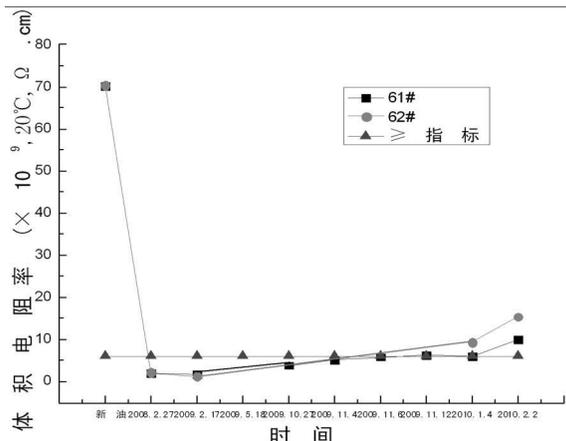


图 2 体积电阻率随时间变化曲线
(参考标准 DL/T 571-2007)

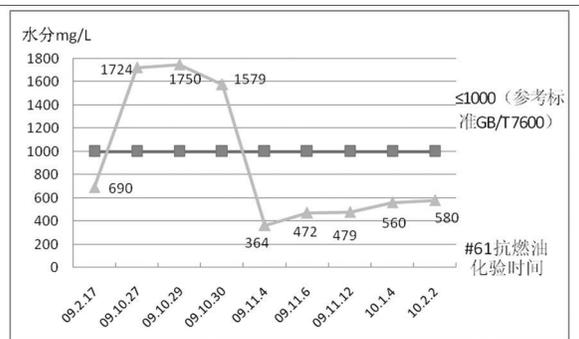


图 3 61号抗燃油水分随时间变化曲线

高压抗燃油系统发生的常见故障集中在供油装置,主要表现为:抗燃油酸值、水分、颗粒度的升高、抗燃油温度超标、系统压力降低并有较大波动等。

电阻率、水分含量、酸值和氯含量之间的关系曲线见图 4。由图 4可以看出:①酸值在 0.4 mgKOH/g 以下时,对电阻率的影响不大,若酸值在 0.4 以上时,则电阻率下降很大;②水分含量大于 100 mg/kg 以上时,对电阻率影响较大;③酸值的影响大于氯化物和水对电阻率的影响;④既含有氯化物又含水量大时,对电阻率的影响大于只含氯化物而不存在水时的电阻率。电阻率低是由于极性物质污染造成,此时应

检查酸值、水分、氯含量等项目。采用吸附再生方式去除油中酸性物质和其它极性物质、水分及金属粉末,能有效提高油的电阻率。

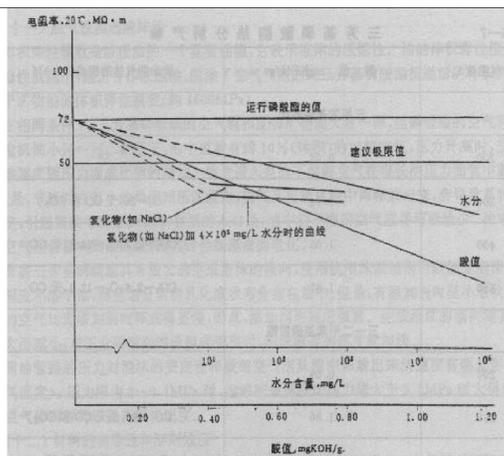


图 4 电阻率、水分含量、酸值和氯化物之间的关系曲线

2 EH 油质劣化原因分析

2.1 62号机组大修油设备清洗前情况

62号机组大修前对主油箱、冷油器 AB、小汽轮机冷油器等进行了清洗前的大检查,发现在事故油泵、辅助油泵、直流油泵周围有黄色锈迹;主油箱底部有少量杂质及油泥,事故放油管内少量油水混合物,底部的防锈层脱落严重,磁力棒上有较多金属屑和金属颗粒;油涡轮内,未涂防锈涂层的吸入管道表面均有黄色铁锈,吸入管道上部平台上有少量的、不均匀的黑色油泥;加热管中所有的加热 U 型管与油面接触处都有一层褐色油泥附着在加热管道上;滤网上部有少量的油泥及杂质,下部杂质较多,而且滤网破损严重。

在冷油器 AB 中,水侧有大量的泥沙、铁锈堆积在冷油器水侧顶部,特别是端盖周围,堵塞冷却水管,管内泥沙、铁锈下面是一层白色水垢,已有少量的冷却水管被水垢堵死。底部端盖内积有冲洗下来的泥沙、铁锈、水垢等杂质约有 20 cm 厚。油侧的冷却水管管壁上无油泥,较干净。上部隔板上有很少的杂质及铁屑。底部隔板上有少量的杂质及锈渣。

抗燃油箱的顶部有水滴,四周及底部较干净,有一小滤芯脱落在油箱底部。

2.2 抗燃油系统局部过热点的查找

利用红外测温枪和数码相机等设备在机组运行状态下对运行中 1 号机组的抗燃油系统管路的温度

场分布情况进行了一次全面细致的检测,检测结果发现,在系统中的确存在一些过热点,在油管路离热源较近的地方,油管路表面温度高达 70°C ,系统油管中的油在相对较长时间内不流动,造成长时间的局部过热,导致劣化变质,严重时就可能发生油的焦化现象。

2.3 原因分析

综合上述现象并结合图 1、图 2、图 3 分析,原因是多方面的,如下。

① 在 62 号机组大修中,油设备清洗前,发现主油箱中油面与箱壁接触的部位有一圈焦化物附着在箱体上,加热管中所有的加热 U 型管与油面接触处都有一层褐色油泥附着在加热管道上,由此可以判断系统内有过热点存在。

② 由 2008 年 2 月的分析结果中可以看出,体积电阻率较之前急剧下降,而酸值却在正常范围内,而此时化验的 62 号机水分为 $1\ 100\ \text{mg/L}$ 大于 $1\ 000\ \text{mg/L}$ 可见此时 62 号机中水分严重影响了体积电阻率值。

③ 61 号机组大修前抗燃油水分严重超标,此时的酸值也是达到最高 $0.51\ \text{mgKOH/g}$ 。61 号机于 2009 年 11 月大修后水分降至标准范围内(图 3)。虽然频繁更换滤芯后体积电阻率基本达标(图 2),酸值也有所下降,但依然在标准所规定的数值以上(图 1),且 61 号机大修后一段时间内水分含量略有上升趋势(图 3)。可见水分对酸值的影响很大。

④ 2009 年 2 月的试验分析结果中,颗粒污染度 NAS 等级:61 号机抗燃油为 10 级,62 号为 7 级,均大于参考限值 6 级的标准。且 62 号机大修中发现抗燃油箱顶部有水滴。此时两机组酸值均超标,体积电阻率也低于标准限值,而从酸值和体积电阻率的数据可以看出:62 号机抗燃油劣于 61 号机抗燃油质量,可见水分多的较水分少的影响体积电阻率和酸值要大,且在大修时从事故放油管内少量油水混合物再次说明 62 号机内水分对油质的严重影响。

⑤ 2009 年 2 月的试验数据中 61 号为 10 级,可见颗粒污染较为严重。在 62 号机检查中发现防锈层脱落严重,磁力棒上有较多金属屑和金属颗粒,油涡轮内,未涂防锈涂层的吸入管道表面均有黄色铁锈。两机组对比可知,在往后的结果中看出酸值急剧上升,体积电阻率下降。可能是由于长期逐渐在水分的影响下,抗燃油酸值升高,腐蚀金属管壁,导致管壁产生疏松金属氧化物,加之在油的流动过程中不断冲刷管壁疏松的金属氧化物,这些氧化物便随油进入循环

管路中。另外,由于过热点的存在,产生油泥等焦化物,这些焦化物小颗粒也同时悬浮在油中,都会引起油中颗粒度等级超标。

⑥ 62 号机大修中发现滤网破损严重,且滤网上部有少量的油泥及杂质,下部杂质较多。可见此时的滤网已经很难再起到基本过滤作用了,滤网上杂质多再次说明油颗粒度不合格原因。

⑦ 62 号机大修中发现,抗燃油箱底部有一小滤芯脱落在箱底部。可见抗燃油旁路再生装置中的滤芯也曾有破损。该装置主要由硅藻土滤器和精密过滤器(即波纹纤维滤器)等组成。硅藻土的主要成分是 Mg Al Si P K Ca 吸附剂的主要成分是 Al Si P K 。有资料表明旁路再生器中的硅藻土可能成为最大污染源。使用颗粒氧化硅铝小球吸附剂代替易破损的硅藻土滤芯是减少颗粒污染源行之有效的方法。

⑧ 2009 年自从化学化验中心检测出酸值超标以后,在线滤油装置中的滤芯按照汽机车间要求一个星期更换一次硅藻土和纤维滤芯,体积电阻率基本达标,酸值也有所下降,但依然不合格。可见抗燃油劣化变质后,产生酸性化合物和带颜色的醌类化合物,如果采用硅藻土或氧化铝等吸附再生设备,能控制油的酸值,但除不去油中带颜色的醌类物质(弱极性物质),随着醌类物质的不断积累,油的颜色也会越来越深,而酸值往后下降到 $0.2\ \text{mgKOH/g}$ 左右,下降也便不明显了。

2.4 后期采取的措施

金堂电厂在 2009 年 7 月份后频繁更换旁路再生装置滤芯,大修中对整个抗燃油管路进行了清理,并在 2010 年 4 月份新购入滤油装置。新购入的滤油装置型号为 PALL 真空滤油机(HNP021R3KZZC)用于除去水分、泡沫等,型号为 PALL(HRM02X/04X/07)的装置用于除去油中的酸性物质, PALL 滤油小车(PFC8314-50-ZKP)用于除去油中颗粒。三套装置同时使用,自投运以来,效果显著。经试验测试,抗燃油酸值、体积电阻率、水分、颗粒度均合格。

3 结论与对策

3.1 机组运行后要加强定期维护工作

(1) 加强滤油工作:每星期滤油机滤油不少于 $30\ \text{h}$, 每台电调机组每周平均投运 2 次 EH 油自过滤系统,共计 $16\ \text{h}$ 每月平均投运 3 次 EH 油再生系统,共计 $24\ \text{h}$

(2)油系统运行时应加强对 EH 油位、油温, EH 主油泵压力、流量、滤网差压,再生装置滤芯差压,系统内、外泄漏以及各试验块上的油压情况的日常检查。每月对高压蓄能器进行 2 次氮压检查,对低压蓄能器进行 1 次检查。

(3)加强对 EH 抗燃油油质的化学监督及维护。

3.2 运行抗燃油指标控制

3.2.1 酸度指标控制

高酸度会导致抗燃油产生沉淀、起泡以及空气间隔等问题。应严密监视抗燃油酸度指标,推荐每月检测 1 次,当酸值指标达到 $(0.08 \sim 0.1) \text{mgKOH/g}$ 时,投再生装置(按再生装置投运规程进行);一旦酸值增大(即硅藻土失效),不论绝对酸值多大,应立即更换硅藻土滤芯,其意义不仅在于此时它已不能继续降低酸值,而更重要的是失效的硅藻土还会释放大量的金属皂类物质来污染油质;当酸值指标超过 0.4mgKOH/g 时,使用硅藻土滤芯再生装置很难使酸度指标下降到正常值,建议更换新油或投入更先进的滤油设备。

综上,必须投入再生装置,才能有效地降低抗燃油的酸度。再生装置中的再生芯、脱水芯都采用物理吸附,避免对抗燃油的二次污染;据有关文献报道,硅藻土再生装置短时间内可以提高油的电阻率,降低油的酸值、水分,效果显著,但硅藻土长期和抗燃油接触会起反应,易造成严重的后果。因此,应定期更换滤芯或使用颗粒氧化硅铝小球吸附剂代替易破损的硅藻土滤芯也是行之有效的方法。而消除污染源是减缓系统滤网堵塞,延长滤网寿命,减少滤芯更换次数。在更换滤芯时要仔细检查有无破损泄漏现象,同时还应该检查再生器后的精密滤芯是否完好无损,安装是否正常。

3.2.2 粘度指标控制

抗燃油的粘度指标是比较稳定的,只有当抗燃油中混入了其他液体,它的粘度才发生变化。所以说,监视抗燃油的粘度是为了监视污染。推荐每 6 个月检测 1 次。

3.2.3 含水量控制

由于磷酸酯的水解趋势,水是引起分解的最主要的原因。水解所产生的酸性产物又催化产生进一步的水解,促进敏感部件的腐蚀或侵蚀。当含水量不是很大时,可使用过滤介质吸附。硅藻土滤芯有一定的吸水作用,使用前于 110°C 烘干 12 h 并在干燥箱中冷却到 $20^\circ\text{C} \sim 30^\circ\text{C}$ 后,立即装入过滤筒中。当抗燃

油含水量很大时,需使用真空脱水。含水量指标推荐为每 3 个月检测 1 次。运行中定期检查油箱顶部空气滤清器干燥剂是否失效并及时更换。

3.2.4 颗粒度指标控制

抗燃油中的固体颗粒主要来源于外部污染及内部零件的磨损,包括不正确的冲洗和经常更换过滤滤芯。抗燃油中颗粒度指标过高,会引起控制元件卡涩、节流孔堵塞及加速液压元件的磨损等,油中的固体颗粒还会加快抗燃油的老化。所以,油中的颗粒度指标对整个系统影响很大,应严格加以控制。推荐每月检测 1 次。通常采用如下措施来控制抗燃油的颗粒污染:①在系统中合理的布置过滤器;②新油过滤合格后才能加入到系统中;③经常开启滤油泵旁路滤油。注意:每次更换过滤器滤芯后应装上冲洗板进行油冲洗。

3.2.5 电阻率指标控制

抗燃油高电阻率可帮助防止由电化学腐蚀引起的伺服阀损坏。要保持高电阻率,做到保持抗燃油在好的工作环境中运行:①及时更换滤芯;②防止矿物油和冷却水对抗燃油的污染,推荐每 3 个月检测 1 次。

3.2.6 外观检查

抗燃油颜色的变化是油质改变的综合反映,当油液出现老化、水解、沉淀等现象时,油液的颜色会变深,新油表现为浅黄色,并澄清透明,当颜色变为深棕色时,可能表示油质已经老化。为了延长抗燃油的使用寿命,对运行中的抗燃油必须定期进行精密过滤和旁路再生。并定期更换硅藻土滤芯和波纹纤维滤芯,以降低油中杂质的颗粒污染度和酸性指标。在机组启动的同时,也应投入旁路再生装置,利用硅藻土、分子筛等吸附剂的吸附作用除去运行油老化产生的酸性物质、油泥、杂质、水分等有害物质。

对 EH 油系统进行定期检查,及时清理系统上各滤网,并按使用说明书要求定期更换各滤网滤芯。EH 油系统应该定期进行清洁工作,扫除外表的灰尘油污。特别在执行检修工作时,要注意保持工作环境的清洁。对测量 EH 油的压力表(开关)校验后,一般情况下需经过静置 3 h 以上,并用无水酒精清洗,防止矿物油混入 EH 油中,禁止对其使用含四氯化碳等含氯清洗剂。对检修中心安装的 EH 油道要进行吹扫,防止存在于管道中的杂质进入 EH 油系统。对库存抗燃油,应认真做好油品入库、储存、发放工作,防

止错用、混用及油质劣化。

3.3 提高系统检修质量

检修时,应彻底清洗油系统的污染物,清洗后用面沾掉残余物质。调速器的伺服阀、错油门滑块和油动机有腐蚀点时,必须彻底清除,或将部件更换。机组大小修时更换伺服阀的滤网,一个大修期更换 1 次 EH 油系统的 O 型密封圈,确保一个小修期检查 1 次 EH 油冷却器泄漏情况和管壁的腐蚀情况。油箱、滤网应擦洗干净,精密滤芯如堵塞时应更换。

3.4 油系统的合理设计和安装

将空气过滤、除湿装置装入 EH 油箱顶部呼吸器内,降低油中含水量;EH 系统元件特别是管道应远离高温区域,严格控制保温材料的质量,保证足够的保温层厚度以降低汽缸及高、中压调门的热辐射温度;增加抗燃油的流动,尽量避免死油腔,由值长统一

调度每值当班人员对电调机组的负荷进行调整,防止油动机活塞底部的高温抗燃油长时间囤积,形成死区后加速其恶化。

参考文献

- [1] 李焯峰,刘永洛,严涛,等. 900 MW 核发电机组抗燃油系统污染原因分析 [C]. 第四届全国火力发电技术学术年会论文, 2003.
- [2] 李焯峰,魏洪波,程虹,等. 抗燃油在线再生处理新技术 [C]. 第四届全国火力发电技术学术年会论文, 2003.
- [3] 尤卓越. 国产 600 MW 机组抗燃油系统常见故障分析及应对措施 [J]. 江苏电机工程, 2008, 27(4): 20-21.

(收稿日期: 2011-01-07)

(上接第 51 页)

- [6] 杨文字,余建明,同向前. 基于最小割集的配电系统可靠性评估算法 [J]. 西安理工大学学报, 2001, 217(4): 387-391.
- [7] 张鹏,郭永基. 基于故障影响分析法的大规模配电系统可靠性评估 [J]. 清华大学学报: 自然科学版, 2002, 42(3): 353-357.
- [8] 李卫星,李志民,刘迎春. 辐射状配电系统的可靠性评估的故障遍历算法 [J]. 电力系统自动化, 2002, 27(2): 53-56.
- [9] 郭永基. 考虑容量约束的配电系统可靠性评估 [J]. 电力系统自动化, 2000, 23(2): 48-52.
- [10] 方勇. 区域电网无功能力研究 [D]. 成都: 四川大学, 2008.
- [11] Zabian A, Ilic M D. A Steady State Voltage Monitoring and Control Algorithm Using Localized Least Square Minimization of Load Voltage Deviations [J]. IEEE Trans on Power System, 1996, 11(2): 929-938.
- [12] Mao Jian-feng Zhao Qian-chuan Christos G. Optimal Dynamic Voltage Scaling in Power-limited System with Real-time Constrains [A]. 43rd IEEE Conference on Decision and Control 2004, 1472-1477.
- [13] 包黎昕,段献忠,何仰赞. 状态空间中电压稳定性的动态分析 [J]. 中国电机工程学报, 2001, 21(5): 17-22.
- [14] 周双喜,朱凌志,郭锡玖,等. 电力系统电压稳定性及其控制 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2004.
- [15] Obadinao O, Beng G J. Determination of Voltage Stability Limit in Multinachine Power System [J]. IEEE Trans On

Power 1988, 3(4).

- [16] 王锡凡,方万良,杜正春. 现代电力系统分析 [M]. 北京: 科学出版社, 2004.
- [17] Kamakar N K. A New Polynomial Time Algorithm for Linear Programming [J]. Combinatorica 1984(4): 373-395.
- [18] 赖炎连. 线性规划的 Kamakar 方法 [J]. 咸宁学院学报, 2004, 24(6): 1-3.
- [19] 赖炎连. 线性规划的 Kamakar 方法 (续) [J]. 咸宁学院学报, 2005, 25(3): 1-4.
- [20] 王良缘,吴政球,傅海燕,等. 电力市场中基于内点法的含暂态稳定约束的最大可用输电能力计算 [J]. 电力系统及其自动化学报, 2004, 16(1): 28-33.
- [21] Allen R N, Billinton R, Sjarief I et al. A Reliability Test System for Educational Proposes Basic Distribution System Data and Results [J]. IEEE Transactions On Power System, 1991, 6(2): 813-820.
- [22] Billinton R, Johnnavithula S. A Test System for Teaching Overall Power System Reliability Assessment [J]. IEEE Trans On Power System, 1996, 11(4): 1670-1676.

作者简介:

高 岩 (1986), 男, 硕士研究生, 研究方向为电压稳定及电压无功控制;

李华强 (1965), 男, 教授, 硕士生导师, 从事电压稳定及优化问题研究;

林茂君 (1987), 男, 硕士研究生, 研究方向为电压稳定及电压无功控制。

(收稿日期: 2011-01-17)