

FADIANCHANG ZONGHE JISHU GAIZAO
ANLI JIEXI

发电厂综合技术改造 案例解析

望亭发电厂 合编
戚墅堰发电公司



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

FADIANCHANG ZONGHE JISHU GAIZAO
ANLI JIEXI

发电厂综合技术改造 案例解析

望亭发电厂 合编
戚墅堰发电公司



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

本书为电力企业人员在改造、日常运行、管理等工作中的经验总结,内容包括:电力企业超低排放环保改造经验总结、运行中异常情况的原因分析及处理措施、运行管理工作探讨等,分为汽轮机、电气、锅炉、热控、节能环保、化学及其他类。

本书以实践为本,深入浅出,内容翔实,具有较强的针对性和工程实用性,便于学习和参考。

本书可作为电力企业单位的成果借鉴,适用于电力企业单位的成果交流,也可供从事相关专业的工程技术人员参考。

图书在版编目(CIP)数据

发电厂综合技术改造案例解析/望亭发电厂, 戚墅堰发电公司编. —北京: 中国电力出版社, 2016. 1

ISBN 978-7-5123-8300-5

I. ①发… II. ①望…②戚… III. ①发电厂—技术改造—案例 IV. ①TM62

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2015) 第 226848 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](http://www.cepp.sgcc.com.cn))

北京市同江印刷厂印刷

各地新华书店经售

*

2016 年 1 月第一版 2016 年 1 月北京第一次印刷
710 毫米×980 毫米 16 开本 18.5 印张 315 千字
印数 0001—1500 册 定价 59.00 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

前言

“科技是第一生产力”，中国华电集团公司历来重视科技创新的研发和实践。经验和知识在实践中不断丰富、拓展，形成了中国华电集团公司宝贵的智慧财富。

近年来，随着各个行业用电量的增加，电力企业不断发展壮大，改造项目逐年增加，电力行业人员在紧张纷繁的工作之余，笔耕不辍，将自己的改造经验和日常工作中事故处理的经验总结、提炼，撰写成论文，形成“综合技术改进案例分析”。

本书中包括节能环保改造、事故处理及原因分析、运行管理等案例，涉及除尘器改造、液氨蒸发器、声波吹灰器、脱硝系统、燃机技术等方面，包括汽机、电气、锅炉、热控、化学等五大专业。以实践为本，深入浅出，具有较高的借鉴推广价值。为了加强论文成果的交流与推广，让更多人得惠于此，特出版本书。

本书由中国华电集团公司望亭发电厂和江苏华电戚墅堰有限公司共同合作组织。由于时间仓促，编者水平有限，错漏之处难免，敬请读者批评指正并提出宝贵意见。

编 者

目 录

前言

第一部分 汽轮机

- 案例 1 9F 机组主蒸汽压力异常升高的原因分析 2
- 案例 2 汽轮机运行中产生漆膜的原因及分析 8
- 案例 3 望亭发电厂 3 号机组 1 号瓦振动的原因及分析建议 13
- 案例 4 给水泵汽轮机轴封漏汽分析及处理 16
- 案例 5 浅谈望亭发电厂循环水泵振动产生的常见原因 20
- 案例 6 大型燃气轮机电厂高压给水泵润滑油泵切换
实现方式的改进探讨 25
- 案例 7 变频驱动立式凝结水泵组振动超标问题的分析及处理 34
- 案例 8 内窥镜检查在燃气轮机电厂检修中的应用 39
- 案例 9 浅谈 F 级燃气轮机压气机叶片缺损原因分析及处理
方法和防范措施 43

第二部分 电气

- 案例 10 660MW 机组自并励静止励磁系统的应用 50
- 案例 11 因空气开关“降容”跳闸而造成机组停机事故的
分析与对策 78
- 案例 12 望亭发电厂 1 号主变压器 220kV TA 含氢量超标分析与处理 82
- 案例 13 发电厂 6kV 厂用系统单母线接线方式探讨 88
- 案例 14 柴油机与 EPS 应急电源在电力系统中的应用比较 95

第三部分 锅炉

- 案例 15 声波吹灰器在 300MW 机组上的应用及经济性分析 100
- 案例 16 浅谈 HP863 型磨煤机石子煤排量大的原因和解决措施 106
- 案例 17 重型燃气轮机 9F 机组余热锅炉低压蒸发器管内壁
腐蚀分析及处理 112

第四部分 热控

- 案例 18 超超临界汽轮机主机汽门控制策略优化 128
- 案例 19 660MW 锅炉智能吹灰研究与应用 137
- 案例 20 Ovation 系统运行中的故障及处理方法 146
- 案例 21 M701DA 联合循环机组喷油试验优化 154

第五部分 节能与环保

- 案例 22 湿式电除尘器在超低排放环保改造中的应用 160
- 案例 23 望亭发电厂 660MW 机组超低排放改造项目简介 166
- 案例 24 660MW 机组烟尘超净排放改造应用 176
- 案例 25 超超临界机组液氨蒸发器改造的研究与分析 187
- 案例 26 浅谈电袋复合除尘器技术在燃煤电厂除尘改造中的应用 192
- 案例 27 奥笛高声强声波吹灰器在望亭发电厂脱硫 GGH 中的应用 199
- 案例 28 望亭发电厂 660MW 机组脱硝系统概述与运行探讨 205
- 案例 29 浅谈石灰石-石膏湿法烟气脱硫增容改造技术方案 210
- 案例 30 F 级燃气轮机降气耗措施技术分析 215

第六部分 化学

- 案例 31 电厂反渗透加药系统控制逻辑的优化 222
- 案例 32 有机复合酸化学清洗在 660MW 超超临界直流锅炉的应用 ... 228

案例 33 化学水处理控制系统程序优化	238
---------------------------	-----

第七部分 其他

案例 34 660MW 机组供热改造汽动引风机基础大体积混凝土 施工技术	252
---	-----

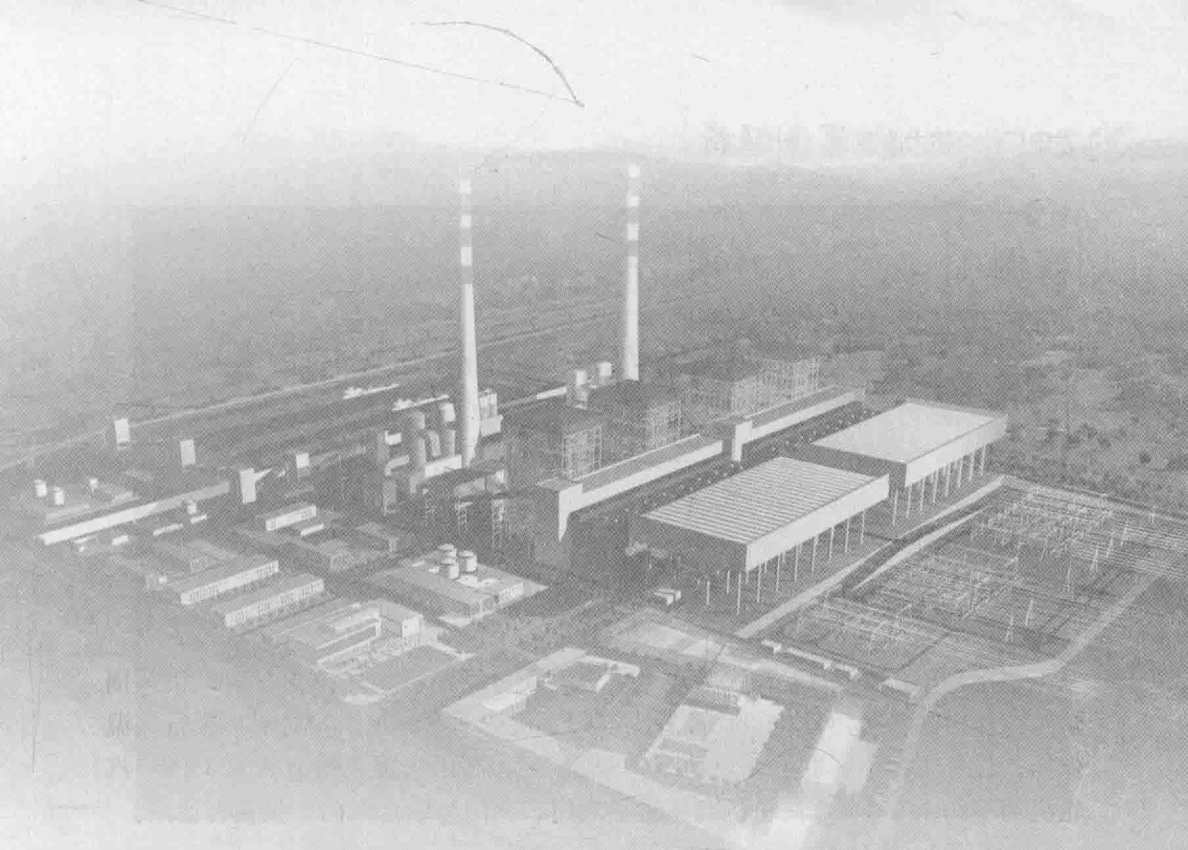
案例 35 浅谈 ERP 一期推广项目监理	258
-----------------------------	-----

案例 36 燃气轮机电厂值长运行管理工作探析	268
------------------------------	-----

案例 37 某 M701D 型燃气轮机热电联产机组 有功波动的原因分析	272
--	-----

案例 38 S109FA 燃气 - 蒸汽联合循环机组启动失败典型案例分析	280
--	-----

附录 作者简介	288
---------------	-----



第一部分

汽 轮 机

案例 1

9F 机组主蒸汽压力异常升高的原因分析

顾蕾蕾

3

1 设备简介

望亭发电厂 9F 燃气轮机为燃气 - 蒸汽联合循环机组, 单轴布置, 余热锅炉为三压再热, 过热器出口均设置隔绝阀, 机组调停时关闭, 对锅炉进行保温保压。设计工况下, 联合循环功率为 395MW, 高压主蒸汽压力 9.62MPa, 汽轮机功率约 140MW, 汽轮机高压缸主汽门、调门为联合汽门, 设置有滤网。

2 故障现象及分析

2.1 故障现象

2013 年 7 月 18 日, 机组加负荷时发现锅炉侧主蒸汽压力已升高至 10MPa, 流量 270t/h, 而以往, 在冬季高负荷时才能达到这个压力值。通过历史曲线比较, 在 7 月 15 日 23 点至 7 月 16 日 7 点的区间内, 负荷始终是 300MW, 主蒸汽压力发生了三次小幅度的突变, 每次变化幅度约 0.1MPa, 如图 1-1 所示。

图 1-1 中, ①、②、③曲线, 分别对应锅炉侧主蒸汽压力、汽轮机侧主蒸汽压力、高压缸第一级压力, 三个压力变化幅度相同, 同时汽包压力也有相同变化情况。

2.2 故障分析

初步怀疑燃气轮机部分出现了问题, 导致进入余热锅炉的烟气温度、流量发生了变化引起余热锅炉侧主蒸汽参数发生变化, 即对燃气轮机部分参数进行了分析。

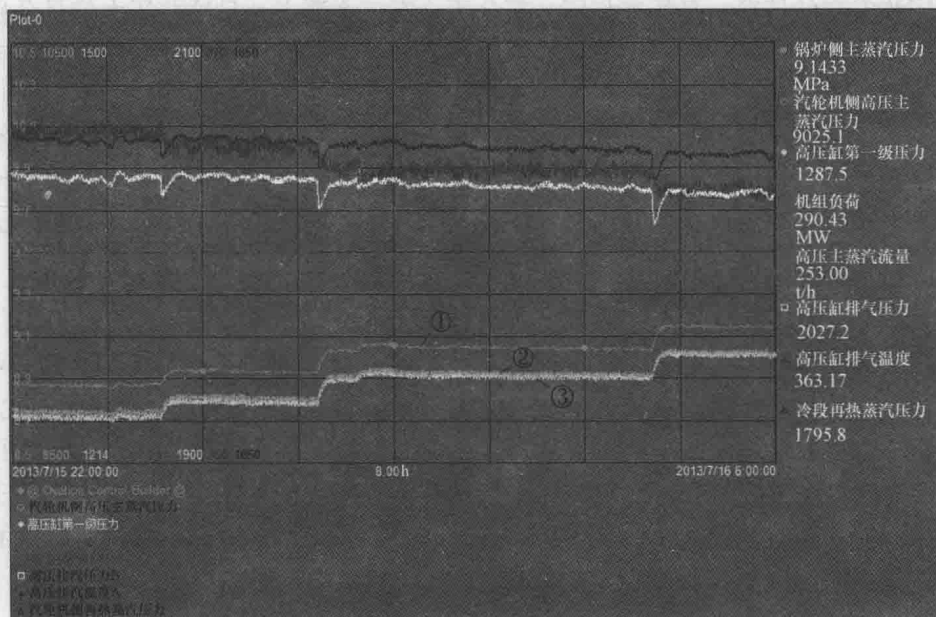


图 1-1 7 月 15 日压力变化历史曲线

表 1-1

主蒸汽压力变化时相关参数

时间	负荷 (MW)	汽包压力 (MPa)	锅炉侧主蒸 汽压力 (MPa)	汽轮机侧主 蒸汽压力 (MPa)	高压缸第一 级压力 (MPa)	高排汽压力 (MPa)	主蒸汽流量 (t/h)
23:30	289	9.16	8.88	8.74	8.59	2.03	255
1:10	289	9.21	8.93	8.81	8.66	2.03	255
4:40	289	9.317	9.04	8.91	8.77	2.03	253
7:10	289	9.438	9.162	9.04	8.89	2.03	254
时间	燃气轮机 排气温度 (℃)	燃料量 (kg/s)	IGV (°)	轴向位移 1 (mm)	轴向位移 2 (mm)	压气机 出口压力 (kPa)	压气机 出口温度 (℃)
23:30	644	11.14	64.8	-0.113	-0.141	1180	385
1:10	644	11.15	64.7	-0.112	-0.142	1181	384
4:40	642	11.22	63.9	-0.113	-0.141	1177	381
7:10	642	11.32	64.1	-0.114	-0.140	1180	381

表 1-1 列出了部分参数对比, 其中从汽包压力至高压缸第一级压力均出

现同步升高的情况，且幅度相同。部分压力有三个测点，且这些压力信号分别送至 DCS 控制器和 MK-6 控制器，因此基本排除测量元件或控制器卡件故障的原因，进一步确定主蒸汽压力是真实升高。

分析压力的同时对比了其他一些参数，压气机工况基本无变化，燃料量略微增加，这与环境温度下降有关，随着温度下降，压气机出口温度下降，为维持燃气轮机排气温度，会略微增加燃料量。初步判断这三次压力变化的原因不是燃料量增加造成的。

由于主汽门、高压调门开度未发生过变化，所以怀疑是否是主汽门或调门阀芯脱落等原因引起，因此在机组调停阶段进行了试验。负荷降低至 160MW 时，手动关小高压调门至 70% 再开足，主蒸汽压力出现先增大后下降的变化，高压缸第一级压力则先下降后回升，调门故障的可能性较小。机组停机后进行手动挂闸，主汽门进行开关试验，现场用听棒听声音正常。因高压缸第一级压力在调门后，阀芯脱落时应该降低而不是升高，因此初步排除主汽门和调门的问题。

表 1-2

12 日和 18 日同负荷下相关参数对比

时间	负荷 (MW)	燃气轮机 排气温度 (℃)	燃气轮机 排气流量 (kg/s)	燃料量 (kg/s)	压气机 出口压力 (kPa)	压气机 出口温度 (℃)	TTRF (℃)	锅炉侧主 蒸汽压力 (MPa)	主蒸汽 流量 (t/h)
7 月 12 日	326	636	408	12.48	1343	419	1345	9.56	278
7 月 18 日	325	631	407	12.41	1340	415	1333	10.0	272

从表 1-2 及其他部分数据看，主蒸汽压力异常发生后和之前的相近工况数据进行对比。燃气轮机排气温度、流量基本无变化，主蒸汽压力虽然升高，但流量反而减小，而对于燃气轮机来说，主蒸汽压力和流量是成正比关系。压气机部分参数对比也无异常，至此，基本排除燃气轮机和压气机故障的可能。

如果在蒸汽出口出现节流情况，会出现压力升高、流量下降的情况。基于以上分析，主蒸汽压力从锅炉侧、主汽门前，高压缸第一级压力均出现同幅度的升高，只有高压缸第一级后出现节流情况才会和现象相吻合。至此初步怀疑汽轮机内部通流面积出现了变小的情况。

基于判断，再次对相关参数进行分析，如图 1-2 所示。

①、②、③曲线分别为锅炉侧、汽轮机侧主蒸汽压力和高压缸第一级压力，④、⑤曲线为高压缸排汽压力和冷段再热器压力，⑥曲线为主蒸汽流量，⑦曲线为负荷，⑧曲线为高压缸排汽压力温度。

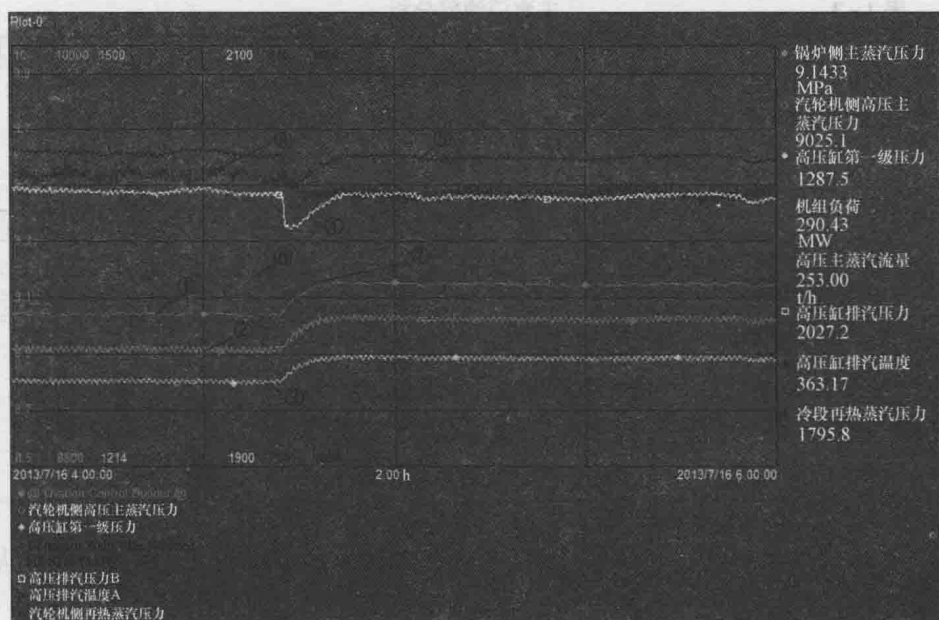


图 1-2 主蒸汽压力突升时相关参数

从图 1-2 可以看出,在主蒸汽压力增大时,高压缸排汽压力、冷段再热器压力和主蒸汽流量都出现了突降的情况,之后又逐渐恢复。和这些数据变化最匹配的现象即为汽轮机通流面积发生了突然变小的现象。

如果是中压缸第一级冷却阀在运行中阀芯脱落也可能引起主蒸汽压力升高(热平衡图上估算该阀门流量在负荷 350MW 可能有 10t/h 左右),但高压缸排汽压力应变小,因此该阀门故障的可能性初步排除。

在考虑了汽轮机通流部分结构、咨询了 GE 人员以后,初步怀疑可能是主汽门前滤网破损进入汽轮机堵在喷嘴上,造成包括高压缸第一级压力在内的各级压力均升高了。通流面积突然变小,起到节流作用,所以高压缸排汽压力和冷段再热器压力出现了突降现象。由于主蒸汽系统较大,压力变化情况相比通流面积变化情况会缓和一些,随着主蒸汽压力逐渐升高,相应排汽压力也逐渐回升。

基于此判断,对主汽门前压力和高压缸第一级压力进行了对比,两个压力的差值能反映出主汽门滤网的情况。之前由于两个压力的单位分别为公制和英制,在换算时由于系数误差,两个压力的差值上并未反映出异常,因此重新采集数据对两个压力统一换算为公制,如表 1-3 所示。

表 1-3

主汽门滤网分析

日期	主蒸汽流量 (t/h)	主汽门前压力 (kPa)	高压缸第一级压力 (kPa)	压差 (kPa)
5月26日	258.8	8441	8273	168
6月18日	266.7	8629	8460	169
7月11日	261.5	8785	8626	159
7月15日	256.8	8793	8640	153
7月16日	260.9	9251	9107	144
7月18日	259.1	9610	9478	132
7月19日	259.8	9647	9511	136

从表 1-3 可以看出,两个压力的差值曾逐渐变小的趋势,与初步判断基本相吻合。

2.3 后续处理

由于整个分析阶段时间较长,按省调要求 19 日机组仍然启动,启动过程中,汽轮机相关参数如振动、差胀、轴向位移、推力瓦温等参数均未出现异常,汽轮机本体也无异常声音,判断异物较小,可能已通过汽轮机进入凝汽器。

之后利用机组调停机会,对异物来源进行查找。由于系统较简单,第一时间安排对高压过热器出气隔绝阀及主汽门滤网进行了孔探。

将高压过热器出气隔绝阀旁路管道割开孔探,发现隔绝阀阀座金属密封圈已缺失一半。对主汽门滤网孔探中,也发现滤网有击伤和破损的情况。汽轮机中通过从输水管孔探,也未发现异物。

由于正值迎峰度夏期间,基于孔探检查、设备构造,以及对设备受损情况的判断,安排机组连续运行不再顶峰运行,负荷也基本维持不变。也将两个压力的差值做在监盘画面上实时监控,并制订了技术措施,每天对相关参数对比分析,机组安全度过了迎峰度夏。

至 11 月,机组进行了开缸检修,高压缸部分叶片均有一定程度变形。对于高压过热器出气隔绝阀阀座进行了修复,并规定机组调停后不再关闭此阀门,减少对阀座密封圈的冲击。对主汽门滤网进行了改型,改为双层滤网,虽然压差大了一些,对经济性略有影响,但安全系数提高了。



3 结束语

本次事件反映出,一个参数的细微变化,也可能是一个大问题的征兆。运行人员对参数的监视和运行分析工作至关重要,运行人员对系统、参数的熟悉程度决定了能否在故障发生的第一时间发现问题。燃气轮机机组启动较频繁,对主、辅设备的损伤较大,故障率明显高于煤机。因此需要不断摸索燃气轮机运行规律,总结经验,做好日常分析,保障机组安全运行。

案例 2

汽轮机运行中产生漆膜的原因及分析

金 伟

0 引言

望亭发电厂4号机组汽轮机是上海汽轮机有限公司制造,采用德国西门子技术的660MW超超临界汽轮发电机。采用的类型是超超临界、一次中间再热、单轴、四缸四排汽、凝汽式。汽轮机采用独立的供油系统,有两台交流油泵,供汽轮机的盘车、保安系统及汽轮机与给水泵轴承的润滑油,一台直流油泵作为紧急备用供轴承润滑油。该机组润滑油牌号为Cal-tex Regal R&O 46。在2015年4月机组小修中,发现轴瓦上有深棕色的附着物,轴瓦上的巴氏合金也有多处磨损。初步判断,该附着物就是所谓的漆膜。

1 漆膜产生的原因及分析

漆膜和油泥一样,都是汽轮机油降解的产物。只是通常油泥的含水量较高,而漆膜是干燥的。当油泥在高温下失去水分时,就形成了漆膜。由于漆膜质地紧密,会紧紧黏附在金属表面上,因此很难清除。汽轮机推力轴承和轴瓦乌金等处都易出现漆膜。

1.1 漆膜产生的原因

漆膜产生的原因主要可从汽轮机油配方体系和设备运行状况两个方面进行分析。

1.1.1 汽轮机油配方对产生漆膜的影响

汽轮机油主要由基础油和添加剂两部分构成,其中基础油组分占99%,因此,基础油对汽轮机油的性能有很大的影响。I类基础油采用溶剂精制工艺制得,含有一定的芳烃,在加入合适的抗氧化剂后,其氧化安定性在3000h左右。II、III类基础油采用加氢工艺制得,对抗氧化剂感受性好,用此类基础油调制的汽轮机油的氧化安定性一般可以达到10 000h以上。但由

于Ⅱ、Ⅲ类基础油在精制过程中几乎去除了所有的芳烃，因此，大大降低了油品对油泥的溶解度，一旦油品衰变达到一定程度后，就极易出现油泥。目前，为了延长油品的使用寿命，通常采用Ⅱ、Ⅲ类基础油调制汽轮机油。因此，在汽轮机油使用过程中，要特别注意其氧化寿命的残余量。为了延长汽轮机油的使用寿命，通常在汽轮机油配方中添加了各种抗氧化剂，见表2-1。

表 2-1 汽轮机油配方中使用的抗氧化剂

抗氧化剂类型	典 型 产 品
链终止剂	酚型：T501，长链酚型产品 胺型：二苯胺，N-苯基- α -萘胺（PAN）
氢过氧化物分解剂	ZDDP 类、硫磷型抗氧化剂
金属钝化剂	苯三唑等

加入抗氧化剂能有效延长汽轮机油的氧化寿命，但有些抗氧化剂降解后易产生油泥、漆膜。有研究^[1]发现，ZDDP 类抗氧化剂和胺型抗氧化剂（特别是 PAN）易生产油泥，而对 PAN 进行烷基化后，则会大大降低产生油泥的概率，但短链的酚型抗氧化剂（如 T501）由于分解温度低，用其调制的汽轮机油不适用于高温燃气轮机中。

1.1.2 运行工况对产生漆膜的影响

机组运行时，轴瓦上的结胶刚开始比较薄，是黄色的，随着量的累积（厚度增加），会逐渐加深颜色，变为棕色、深棕色，当厚度增加至足够厚时，振动和轴温会瞬间上升后再下降，但总体振动和轴温是波浪式上升的状态。

该厂 4 号机组的主蒸汽温度达 600℃ 以上，轴承周围环境温度达 90℃ 左右。恶劣的工况对汽轮机油的运行环境是个严峻的考验。为了进一步研究如此苛刻的工况下漆膜的成分构成，我们将轴瓦金属表面的漆膜颗粒从轴瓦上刮下（见图 2-1），并作化学分析。

德国 Oelcheck 油液检测公司为我们提供了检测服务。元素分析的结果见表 2-2。



图 2-1 轴瓦表面漆膜颗粒

表 2-2

漆膜成分分析表

成分元素	含量 (mg/kg)	成分元素	含量 (mg/kg)
铁 Fe	383	铬 Cr	17
锡 Sn	366	铝 Al	30
镍 Ni	18	铜 Cu	181
铅 Pb	56	钼 Mo	2
锑 Sb	33	锰 Mn	37
硅 Si	61	钾 K	152
钠 Na	594	锂 Li	11
银 Ag	1	钛 Ti	2
钒 V	2	钨 W	32
镉 Cd	2	钙 Ca	263
镁 Mg	55	硼 B	7
锌 Zn	3818	磷 P	836
钡 Ba	21		

从元素分析结果来看显示锌含量异常高，这种油不应该含锌添加剂。可能的原因是从轴承表面刮下沉积物时的轴承材质。磷含量可能是轴承上的热点导致油中添加剂的消耗。油品局部过热也会导致沉积物或油的结焦碳化。这些添加剂的降解物称之为软性污染物^[2]，它们在润滑油中是有一定溶解能力的，但由于局部的工况（如压力大）会因溶解度达到饱和而产生沉淀形成结胶。有时候因为轴瓦轴颈处温度偏高会局部快速降解润滑油，产生的降解物会进一步催化润滑油的降解，从而使软性污染物的浓度超过特定温度和压力下的饱和浓度而在机械表面形成结胶。该结胶会反过来恶化机械状态（如轴温升高、振动升高）。

1.2 漆膜对设备运行的伤害

在机械表面形成的结胶比较黏，会捕获一些硬的不溶颗粒物（如磨屑、粉尘等），形成像砂纸一样的表面，增加摩擦磨损，令轴瓦和止推瓦过早磨损和更换。而结胶的软性污染物是反应活性物质，会加速润滑油的降解，缩短润滑油的使用寿命。

另外，在润滑油系统中，漆膜颗粒会堵塞一些流量小的管线和过滤器滤芯。有时候还会黏附在润滑油系统中的橡胶密封圈上，破坏密封。