

НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ ЭНЕРГЕТИКИ



Том 10 №3 2017

НПО ЦКТИ
90
лет
*Polzunov Central
Boiler & Turbine Institute*

В номере:

- Вклад НПО ЦКТИ в развитие атомной отрасли
- Повышение надежности газовой турбины ГТЭ-110
- Опыт проектирования и эксплуатации гидротурбин
- Анализ причин электроэрозионных повреждений турбоагрегатов
- Тепловые испытания турбоустановок АЭС
- Оценка прочности и ресурса энергооборудования
- Анализ конструкции ПВД для АЭС нового поколения



Научно-производственное объединение
по исследованию и проектированию
энергетического оборудования
им. И. И. Ползунова

www.sigma08.ru
www.testenergo.ru

VI Международная конференция «Золошлаки ТЭС – удаление, транспорт, переработка, складирование»

Конференция состоится 19 – 20 апреля 2018 г. в Москве на базе НИУ «МЭИ».

Официальные языки конференции: русский и английский • К открытию конференции будет издан специальный выпуск журнала, входящего в перечень ВАК • Материалы конференции также будут размещены в РИНЦ • Во время проведения мероприятия будет обеспечен синхронный перевод презентаций докладов и дискуссий.

**19–20 апреля
2018 года,
г. Москва**

Тематика проведения конференции:

- влияние тенденций изменения природоохранного законодательства на проблему обращения с золошлаками энергетики;
- влияние Справочников по внедрению НДТ в энергетику России и стран мирового сообщества на решение проблемы обращения с золошлаками,
- практика и проблемы внедрения НДТ мирового уровня в системы обращения с золошлаками,
- объемы образования и направления полезного применения золошлаков энергетики;
- потребительские свойства и сертификация золошлаков;
- влияние технологий подготовки и сжигания твердых органических топлив на потребительские свойства золошлаков и эколого-экономические показатели работы ТЭС в целом;
- влияние технологий очистки уходящих газов от оксидов азота и серы на потребительские свойства золошлаков;
- влияние технологий золоулавливания и удаления золы от золоуловителей на потребительские свойства золошлаков;
- использование золошлаков в строительной отрасли;
- использование золошлаков в сельском хозяйстве;
- применение золошлаков энергетики на предприятиях других отраслей;
- малотоннажные высокотехнологичные производства по переработке золошлаков;
- перспективные системы обращения с золошлаками энергетики на электростанциях;
- повышение квалификации и переподготовка специалистов в области обращения с золошлаками энергетики.

Приглашаем Вас и сотрудников Вашей организации принять участие в работе конференции!

Целевая аудитория: представители федеральных и региональных органов исполнительной и законодательной власти, энергетических компаний, угольных электростанций, предприятий по системам обращения с золошлаками и их переработке, профильных ВУЗов, научно-исследовательских институтов и специализированных организаций.

Планируемое количество участников: 100 человек.

Адрес Оргкомитета: Москва, ул. Красноказарменная, д.14, корпус Ж, ауд. Ж-105, Ж-107.

По вопросу участия в мероприятии обращаться по телефону: +7 495-362-7912.

Электронная почта: MalikovaEA@ecopower.ru, ZhivohinaAA@ecopower.ru

Страница конференции - <http://www.ecopower.ru/index.php?newsid=137>

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

С. И. МАГИД — д. т. н., профессор, генеральный директор АО «Тренажеры электрических станций и сетей», директор Департамента «Технические обучающие системы в энергетических технологиях» TEST UNESCO (Москва, Россия)

ЗАМ. ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА

Е. Н. АРХИПОВА — д. т. н., технический директор АО «Тренажеры электрических станций и сетей» (Москва, Россия)

В. В. КУЛИЧИХИН — д. т. н., профессор ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт» (Москва, Россия)

ОТВЕТСТВЕННЫЙ СЕКРЕТАРЬ

В. И. БЕЛЯЕВ — к. т. н., заместитель генерального директора АО «Тренажеры электрических станций и сетей» (Москва, Россия)

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

А. Н. ВИВЧАР — к. г. н., заместитель директора — директор Департамента по внешним связям и стратегическому развитию Ассоциации «Совет производителей энергии» (Москва, Россия)

Н. И. ВОРОПАЙ — чл.-корр. РАН, д. т. н., профессор, научный руководитель ФГБОУН «Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева» Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН) (Иркутск, Россия)

Е.П. ГРАБЧАК — Директор Департамента оперативного контроля и управления в электроэнергетике Министерства энергетики Российской Федерации (Москва, Россия)

Х.С. ДРАГАНЧЕВ — профессор Технического университета (Варна, Болгария)

И. Ш. ЗАГРЕТДИНОВ — к. т. н., главный инженер АО «Теплоэнергетическая компания Мосэнерго» (Москва, Россия)

З. ЗИМОН — д. т. н., профессор, заведующий кафедрой Бранденбургского Технического Университета (Котбус-Зенфтенберг, Германия)

Н. А. ЗРОЙЧИКОВ — д. т. н., профессор, заведующий отделением технологий использования топлив и экологии энергетики ОАО «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского» (ОАО «ЭНИН») (Москва, Россия)

М. Х. Г. ИБРАГИМОВ — д. т. н., профессор, Первый заместитель председателя НП «Техноэкспо» (Москва, Россия)

Н. Б. КАРНИЦКИЙ — д. т. н., профессор, заведующий кафедрой «Тепловые электрические станции» Белорусского национального технического университета (г. Минск, Белоруссия)

С. А. КРОПАЧЕВ — д. и. н., доцент, Генеральный директор АНО «Центр переподготовки и повышения квалификации кадров» (Краснодар, Россия)

Б. М. ЛАРИН — д. т. н., профессор кафедры химии и химических технологий в энергетике ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В. И. Ленина» (Иваново, Россия)

М. Ю. ЛЬВОВ — д. т. н., советник генерального директора АО «Объединенная энергетическая компания» (Москва, Россия)

Е. М. МАРЧЕНКО — к. т. н., профессор, генеральный директор ООО «Энив» (Москва, Россия)

В. Е. МЕССЕРЛЕ — д. т. н., профессор, главный научный сотрудник НИИ экспериментальной и теоретической физики Казахского Национального Университета им. аль-Фараби (Алматы, Казахстан)

С. В. МИЩЕРЯКОВ — д. э. н., к. т. н., Генеральный директор Некоммерческого Партнерства «Корпоративный образовательный и научный центр Единой энергетической системы» (Москва, Россия)

Д. МОРВА — доктор, профессор Будапештского политехнического университета (Будапешт, Венгрия)

Л. П. МУЗЫКА — к. т. н., доцент, директор ООО «Ресурс-персонал» (Омск, Россия)

А. Н. НАЗАРЫЧЕВ — д. т. н., профессор, ректор ФГАОУ ДПО «Петербургский энергетический институт повышения квалификации» (Санкт-Петербург, Россия)

В. А. НЕПОМНЯЩИЙ — академик Российской академии естественных наук, д. э. н., профессор, к. т. н. (Санкт-Петербург, Россия)

В. М. НЕУМИН — к. т. н., главный специалист по энергетике ООО «Технологические системы защитных покрытий» (Москва, Россия)

М. М. ПЧЕЛИН — Государственный советник РФ 1-го класса в отставке, лауреат премии Совета Министров СССР (Москва, Россия)

Н. Д. РОГАЛЕВ — д. т. н., профессор, ректор ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт», председатель Ученого совета (Москва, Россия)

В. СТРИЕЛКОВСКИ — доктор философии, профессор, научный сотрудник Кембриджской бизнес-школы Кембриджского университета (Англия)

А. И. ТАДЖИБАЕВ — д. т. н., профессор, заведующий кафедрой «Диагностика энергетического оборудования» ФГАОУ ДПО «Петербургский энергетический институт повышения квалификации» (Санкт-Петербург, Россия)

А. Е. УЖАНОВ — к. с. н., доцент, директор Департамента по связям с общественностью Топливной компании Росатома «ТВЭЛ» (Москва, Россия)

К. ФРАНА — д.т.н., профессор, заместитель декана факультета «Машиностроение» Технического университета (г. Либерец, Чехия)

Л. А. ХОМЕНКО — д. т. н., профессор, заместитель генерального директора по научной работе — заведующий отделением турбинных установок Научно-производственного объединения по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова (ЦКТИ) (Санкт-Петербург, Россия)

М. И. ЧИЧИНСКИЙ — к. т. н., Генеральный инспектор — начальник Департамента технического надзора и аудита ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС») (Москва, Россия)

Н. Д. ЧИЧИРОВА — действительный член Российской академии естественных наук, д. х. н., профессор, директор института теплоэнергетики, зав. кафедрой «Тепловые электрические станции» ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет» (Казань, Россия)

В. И. ШАРАПОВ — д. т. н., профессор, заведующий кафедрой «Теплогазоснабжение и вентиляция» ФГБОУ ВПО «Ульяновский государственный технический университет» (Ульяновск, Россия)

Учредитель и издатель: Научно-производственное объединение «Энергобезопасность».

Периодичность издания четыре раза в год. Выходит с 2008 года.

Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия. Свидетельство ПИ № ФС77-31974 от 14 мая 2008 г.

Журнал включен в новый перечень ВАК Министерства образования и науки РФ рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней, а также в базы данных: РИНЦ, ВИНТИ, Google Scholar, Ulrich's Periodicals Directory.

Журнал ассоциирован при Международном центре обучающих систем ЮНЕСКО и Международной кафедре-сети ЮНЕСКО «TVET». Полнотекстовые версии статей размещены в научной электронной библиотеке elibrary.ru.

Подписные индексы:

45024 — Объединенный каталог и интернет-каталог «Пресса России», Е45024 — Интернет-каталог «Книга-сервис».

Художественный редактор: — Маланин Д.Б.

Технический редактор — Чижов В. В.

Подписано в печать 01.10.2017 г. Отпечатано в ООО «Паритет».

Почтовый адрес редакции: 117587, г. Москва, Варшавское шоссе, д. 125 Ж, корп. 6, ООО «НПО «Энергобезопасность»
Телефон: +7 495 665-76-00, телефон/факс: +7 495 382-79-74; e-mail: sigma08@sigma08.ru; www.sigma08.ru

© ООО «НПО «Энергобезопасность», «Надежность и безопасность энергетики»

EDITOR-IN-CHIEF

Sergey I. MAGID — Dr. of Tech. Sc., Professor, Director General, JSC «Simulators of power plants and networks», Director of the Department «Technical educational systems in energy technologies» TEST UNESCO (Moscow, Russia).

DEPUTY EDITOR-IN-CHIEF

Elena N. ARKHIPOVA — Dr. of Tech. Sc., Technical Director, JSC «Simulators of power plants and networks» (Moscow, Russia)

Vladimir V. KULICHIKHIN — Dr. of Tech. Sc., Professor, National Research University «Moscow Power Engineering Institute» (Moscow, Russia)

EXECUTIVE EDITOR

Valeriy I. BELYAEV — Cand. of Tech. Sc., Deputy Director General, JSC «Simulators of power plants and networks» (Moscow, Russia)

EDITORIAL BOARD

Anton N. VIVCHAR — Cand. of Geogr. Sc., Deputy Director/ Director of the Department of External Relations and Strategic Development of the Association «Council of Power Producers and Power Industry Strategic Investor» (Moscow, Russia)

Nikolay I. VOROPAI — Corr. Member of the RAS, Dr. of Tech. Sc., Professor, Scientific Director of the Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (Irkutsk, Russia)

Hristo S. DRAGANICHEV — Professor of the Varna Technical University (Varna, Bulgaria)

Evgeny P. GRABCHAK — Director of the Department for Operational Control and Management in the Electric Power Industry of the Ministry of Energy of the Russian Federation (Moscow, Russia)

Ilyas Sh. ZAGRETDINOV — Cand. Sc. (Eng), Chief Engineer of JSC «Heat Power Company Mosenergo» (Moscow, Russia)

Sylvio SIMON — Prof. Dr.-Ing., Brandenburg University of Technology (Cottbus-Senftenberg, Germany)

Nikolay A. ZROICHKOV — Dr. of Tech. Sc., Professor, «G. M. Krzhi-zhanovskiy Power Engineering Institute» (Moscow, Russia)

Marat H. G. IBRAGIMOV — Dr. of Tech. Sc., Professor, First Deputy Chairman, NP «Tekhnoekspo» (Moscow, Russia)

Nikolay B. KARNITSKIY — Dr. of Tech. Sc., Professor, head of the department of thermal power plants, the Belarus National Technical University (Minsk, Belarus)

Sergey A. KROPACHEV — Dr. of His. Sc., Director General, «Center for Retraining and Advanced Training» (Krasnodar, Russia)

Boris M. LARIN — Dr. of Tech. Sc., Professor, Department of chemistry and chemical technology in the power industry, of the «Ivanovo State Power University named after V.I. Lenin» (Ivanovo, Russia)

Mikhail Yu. LVOV — Dr. of Tech. Sc., Adviser to the General Director of United Energy Company JSC (Moscow, Russia)

Evgeniy M. MARCHENKO — Cand. of Tech. Sc., Professor, Director, «Eniv», LLC (Moscow, Russia)

Vladimir E. MESSERLE — Dr. of Tech. Sc., Professor, Head Research Fellow of the Research institute of experimental and theoretical physics, the al-Farabi Kazakh National University (Almaty, Kazakhstan)

Sergey V. MISHCHERYAKOV — Dr. of Econ. Sc., Cand. of Tech. Sc., Director General of the Non-profit Partnership «Corporate Training and Scientific Center of the Unified Energy System» (Moscow, Russia)

George MORVA — Sc. Dr., Professor, the Budapest Polytechnic University (Budapest, Hungary)

Leonid P. MUZYKA — Cand. of Tech. Sc., Director, «Resurs-Personal», LLC (Omsk, Russia)

Aleksandr N. NAZARYCHEV — Dr. of Tech. Sc., Professor, Rector of the «Peterburg power engineering institute of professional development» (St. Petersburg, Russia)

Vladimir A. NEPOMNYASHCHIIY — Academician of the RANS, Dr. of Econ. Sc., Professor, Cand. of Tech. Sc. (St. Petersburg, Russia)

Valeriy M. NEUMIN — Cand. of Tech. Sc., Chief Power Engineer, «Technological systems for protective coatings», LLC (Moscow, Russia)

Mikhail M. PCHELIN — Class I State Councilor of the RF (retired), awardee of the Prize of the Council of Ministers of the USSR (Moscow, Russia)

Nikolay D. ROGALEV — Dr. of Tech. Sc., Professor, Rector of the National Research University «Moscow Power Engineering Institute», Chairman of the Academic Council (Moscow, Russia)

Wadim STRIELKOWSKI — Ph.D., University of Cambridge, Judge Business School (Cambridge, England)

Aleksey I. TADZHIBAYEV — Dr. of Tech. Sc., Professor, head of the Department of diagnostics of energy systems, «Peterburg power engineering institute of professional development» (St. Petersburg, Russia)

Aleksandr E. UZHANOV — Cand. of Sociol. Sc., Director of the PR Department, «TVEL, the fuel company of Rosatom» (Moscow, Russia)

Karel FRANA — Prof. Dr. — Ing. habil, Technical University of Liberec (Liberec, Czech Republic)

Leonid A. KHOMENOK — Dr. of Tech. Sc., Professor, Deputy Director General of Research/Head of the Department of turbine installations, I. I. Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment (St. Petersburg, Russia)

Mikhail I. CHICHINSKIY — Cand. of Tech. Sc., Inspector General/ Head of the Department of technical supervision and audit, PJSC «Federal Grid Company of the Unified Energy System» (Moscow, Russia)

Nataliya D. CHICHIROVA — full member of the Russian Academy of Natural Sciences, Dr. of Chem. Sc., Professor, Director of the Thermal Engineering Institute, head of the Department of thermal power plants of the «Kazan State Power Engineering University» (Kazan, Russia)

Vladimir I. SHARAPOV — Dr. of Tech. Sc., Professor, head of the Department of heat and gas supply and ventilation of the «Ulyanovsk State Technical University» (Ulyanovsk, Russia)

Founder and publisher: Scientific and Production Association «Energobezопасnost». Frequency of the edition four times a year. Leaves since 2008.

The journal is registered in the Federal Service for Supervision in the Sphere of Mass Communication, Communications and the Protection of Cultural Heritage. Certificate ПИ № ФС77-31974 dated May 14, 2008.

The journal is included into the SCADT's List of major reviewed scientific journals and publications, which shall publish the key scientific findings of theses for academic degrees of Doctor and Candidate of Sciences. The Journal is included in the following databases: RINC, VINITI, Google Scholar, Ulrich's Periodicals Directory.

The journal is associated with the UNESCO International Center of Training Systems and the UNESCO International Chair Network «TVET».

Artistic editor: Malanin D. B. Technical Editor: Chizhov V. V. Signed in the press on October 01, 2017. Printed in LLC Paritet.

Mailing address of the editorial office: NPO «Energobezопасnost» Build. 6, 125 «Zh» Varshavskoye Shosse, Moscow, 117587.
Tel: +7 495 665-76-00, tel./fax: +7 495 382-79-74; e-mail: sigma08@sigma08.ru; www.sigma08.ru

СОДЕРЖАНИЕ

Михайлов В. Е., Судаков А. В., Федорович Е. Д. Вклад НПО ЦКТИ в развитие атомной отрасли	183
Михайлов В. Е., Хоменок Л. А., Золотогоров М. С., Гасуль М. Р., Иванов А. С., Романов В. В., Скирта С. М. Отработка лопаточных аппаратов 1 ступени турбины агрегата ГТЭ-110 с целью повышения надежности его работы	190
Иванченко И. П., Прокопенко А. Н. Эксплуатационные характеристики гидротурбин со сроком службы выше нормативного	197
Бакаев А. В., Исаков Н. Ю., Сандовский А. В., Сергель А. Н. Обзор источников и анализ причин электроэрозионных повреждений турбоагрегатов	206
Крюков И. И., Левченко А. И., Мошников А. В., Рыбников А. И. Расчетная оценка влияния эксплуатационных перегревов на трещинообразование в дисках роторов газоперекачивающих агрегатов типа ГТК-10-4	211
Кондуров Е. П., Кругликов П. А., Смолкин Ю. В., Сухоруков Ю. Г. Тепловые испытания турбоустановок АЭС: задачи и результаты	218
Ланин А. А., Ильин С. А., Прохорова Т. В., Рева В. В. Прогнозирование коэффициента снижения прочности сварных соединений турбины на ССКП	223
Беляков И. И., Бреус В. И., Попов М. С. Причины эрозионных повреждений элементов испарительных контуров низкого давления котлов-утилизаторов ПГУ	232
Данюшевский И. А., Георгиевская Е. В., Гаврилов С. Н., Власова Л. Д. Об оценке прочности и ресурса энергооборудования с позиций современных возможностей	237
Клепиков Н. С., Григорьева Н. И., Лузин П. М., Каблучков Д. С., Куликов А. В., Недре А. Г., Титов Д. А., Макаров И. А., Туманова Л. В., Шаромыгин К. А. Разработка пылеприготовительного оборудования для отечественной и зарубежной энергетики	243
Юрченко А. Ю., Сухоруков Ю. Г., Трифонов Н. Н., Егоров П. В., Набазез Е. Б., Есин С. Б., Святкин Ф. А., Николаенкова Е. К., Приходько П. Ю., Назаров В. В. Анализ и выбор конструкции ПВД для АЭС нового поколения с реакторной установкой БН-1200	249
ЮБИЛЕИ	257
ХРОНИКА, ПУБЛИКАЦИИ	258
СВОЕВРЕМЕННЫЕ АФОРИЗМЫ	264

CONTENTS

GENERAL ISSUES OF RELIABILITY AND SAFETY OF ENERGY

Mikhailov V. E., Sudakov A. V., Fedorovich E. D. Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment (NPO CKTI) maintaining the cutting edge of nuclear industry	183
Mikhailov V. E., Khomenok L. A., Zolotogorov M. S., Gasul' M. R., Ivanov A. S., Romanov V. V., Skirta S. M. Testing blade systems of first stage of turbine unit GTE-110 for improving its operational reliability	190
Ivanchenko I. P., Prokopenko A. N. Operating characteristics of hydraulic turbines with service life exceeding the standart one	197
Bakaev A. V., Isakov N. Yu., Sandovskii A. V., Sergel A. N. Survey of sources and analysis of reasons of the turbine sets electroerosion damages	206
Kryukov I. I., Levchenko A. I., Moshnikov A. V., Rybnikov A. I. The estimated assessment of the impact of operational stress on the cracking of the disks of rotors of gas pumping units GTK-10-4	211
Kondurov E. P., Kругlikov P. A., Smolkin Yu. V., Sukhorukov Yu. G. Thermal test of steam turbines: objectives and results	218
Lanin A. A., Ilin S. A., Prokhorova T. V., Reva V. V. Prediction of strength reduction factor for welded joints of turbines with ultra supercritical steam parameters	223
Belyakov I. I., Breus V. I., Popov M. S. Analysis of causes of erosive damage to elements of low-pressure evaporation circuits (LPE) of CCGT boilers	232
Danyushevskij I. A., Georgievskaja E. V., Gavrillov S. N., Vlasova L. D. On assessment of strength and lifetime of power equipment in terms of modern capabilities	237
Klepikov N. S., Grigorieva N. I., Luzin P. M., Kabluchkov D. S., Kulikov A. V., Nedre A. G., Titov D. A., Makarov I. A., Tumanova L. V., Sharomygin K. A. Development of dust-preparation equipment for domestic and foreign energy	243
Yurchenko A. Yu., Sukhorukov Yu. G., Trifonov N. N., Egorov P. V., Nabagez E. B., Esin S. B., Svyatkin F. A., Nikolaenkova E. K., Prihod'ko P. Yu., Nazarov V. V. Analysis and Selection of High Pressure Heaters Design for a New Generation of NPP with BN-1200 Reactor Plant	249

Уважаемые сотрудники Научно-производственного объединения по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова!



Член Совета Федерации,
Заместитель Председателя
Комитета по экономической
политике Ю. А. Липатов

Поздравляю коллектив НПО ЦКТИ со знаменательной датой — 90-летием со дня основания.

Предприятие, созданное в 1927 году для реализации идей ГОЭЛРО в целях научно-технического обеспечения становления и развития отечественного энергомашиностроения, прошло вместе со всей страной славный путь созидания, ознаменованный выдающимися неоспоримыми достижениями.

По масштабам своей деятельности Ваше предприятие приобрело федеральную значимость — с его участием и по нормам, разработанным на базе его исследований и разработок, создано практически все действующее тепломеханическое оборудование тепловых, атомных электростанций, промышленных энергоустановок, а также гидротурбинное оборудование гидроэлектростанций. Более 30 лет предприятие имело статус головного института отрасли энергомашиностроения (в период с 1960 по 1994 гг.), а после акционирования на протяжении 10 лет входило в перечень акционерных обществ, производящих продукцию, имеющую стратегическое значение для обеспечения национальной безопасности.

НПО ЦКТИ — системообразующее предприятие, крупный поставщик тепловой и электрической энергии для ряда промышленных объектов и жилых домов, активный участник работ по решению проблем, связанных с техническим перевооружением энергетических объектов Санкт-Петербурга.

Желаю коллективу НПО ЦКТИ дальнейших успехов в реализации своего исторического предназначения, высоко нести статус ведущего инжинирингового центра энергомашиностроения, всегда находиться на передних рубежах инновационного развития.

Желаю каждому члену славного коллектива НПО ЦКТИ — крепкого здоровья, благополучия, реализации самых смелых планов.

Всего самого доброго вашим родным и близким!

/ Ю. А. Липатов /

Уважаемые сотрудники НПО ЦКТИ!



Министр энергетики Российской Федерации
А. В. Новак

От имени Министерства энергетики Российской Федерации и от себя лично поздравляю коллектив НПО ЦКТИ с **90-летием со дня основания и 110-летием со дня создания экспериментальной ТЭЦ НПО ЦКТИ.**

Ваше предприятие было основано в период коренного перевооружения народного хозяйства на основе электрификации страны, в целях обеспечения научно-технической базы для создания отечественного энергооборудования.

Предприятие с честью оправдало свое историческое предназначение, и продолжает выполнять функции ведущего предприятия в энергомашиностроительной отрасли, которая, как известно, создает техническую основу энергетики и определяет уровень национальной энергетической безопасности страны.

И сегодня НПО ЦКТИ находится в центре инновационных преобразований в отрасли, принимая активное участие в разработках по перспективным направлениям в соответствии со стратегией развития российской экономики (новые энергетические технологии, вопросы техперевооружения, надежности, экологии, ресурса и пр.).

Особо хочется отметить, что НПО ЦКТИ самым активным образом участвует в разработке перспектив развития энергомашиностроения в тесной увязке с энергетической отраслью в рамках комплексных программ федерального и ведомственного уровней, а также в формате межведомственных структур. Это относится, в частности, к работам в составе Межведомственного координационного совета (МКС) по вопросам развития энергетического машиностроения, электро-технической и кабельной промышленности под сопредседательством первых лиц Минэнерго РФ и Минпромторга РФ, а также в составе Рабочих групп при МКС по направлениям — «Энергетическое машиностроение», «Развитие крупного газотурбостроения», «Инновационные технологии и оборудование».

Значительную роль играет наличие в структуре Предприятия экспериментальной ТЭЦ. Ее основная функция — снабжение энергией мощной опытно-экспериментальной базы (ОЭБ) НПО ЦКТИ, которая включает около сотни стендов, многие из них являются уникальными. ОЭБ создавалась в период масштабного энергетического строительства, как отраслевая, в целях исследований и отработки нового перспективного оборудования. Эти исследования внесли значительный вклад в развитие российской энергетики.

Желаю НПО ЦКТИ и дальше быть на передних рубежах развития энергомашиностроения и энергетики, занимать активную инновационную позицию, а коллективу НПО ЦКТИ — дальнейших творческих и производственных успехов на благо нашей России. Всего самого доброго вам и вашим семьям!

A handwritten signature in blue ink, which appears to be 'A. V. Novak'.

/ А. В. Новак /

Уважаемые коллеги!



Заместитель Министра
промышленности и торговли
Российской Федерации
В. С. Осьмаков

От имени Министерства промышленности и торговли Российской Федерации и от себя лично поздравляю коллектив ОАО «НПО ЦКТИ», правопреемника всемирно известного ЦКТИ им. И. И. Ползунова, с 90-летним Юбилеем!

ОАО «НПО ЦКТИ» (далее — НПО ЦКТИ), основанное в период реализации плана ГОЭЛРО, работает в области создания энергооборудования для тепловых, атомных и гидравлических электростанций, промышленной и коммунальной энергетики, энерготехнологических объектов металлургической, химической, нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей, газовой, целлюлозно-бумажной промышленности, судостроения и других отраслей, обеспечивая комплексное решение всех вопросов научного сопровождения, проектирования, изготовления и эксплуатации энергетического оборудования.

Долгие годы (с 1960 г. до периода акционирования) НПО ЦКТИ выполняло функции головного института отрасли. И сегодня является активным создателем инновационных решений и технологий для различных отраслей промышленности.

Накопленный годами опыт и научный задел, созданный несколькими поколениями ученых и специалистов НПО ЦКТИ, традиции, которые определяют самоотверженность и преданность общему делу, широкий круг уникальных компетенций и высокий профессиональный уровень определяют высокий статус НПО ЦКТИ как базового инжинирингового комплекса отрасли.

Особо хочется отметить активную позицию Генерального директора и ведущих руководителей Объединения, которые в рамках участия в работе НТС, Комиссий, Межведомственных координационных советов, Рабочих групп уровня РАН, ГД, Минпромторга России, Минэнерго России, ИНТЕР РАО ЕЭС и др. вносят существенный вклад в решение таких вопросов, как приоритетные технологии, импортозамещение, организация эффективных мер государственной поддержки, формы защиты интересов отечественных производителей на конкурентном рынке и многое другое.

За эти годы Объединение внесло большой вклад в развитие отечественного энергомашиностроения, а также в обеспечение энергетической безопасности России.

В связи с Юбилеем желаю коллективу НПО ЦКТИ дальнейших творческих и производственных успехов на благо нашей России. Счастья, благополучия и удачи!

/ В. С. Осьмаков /

DOI: 10.24223/1999-5555-2017-10-3-183 – 189

УДК 621.039

Вклад НПО ЦКТИ в развитие атомной отрасли

Михайлов В. Е., Судаков А. В., Федорович Е. Д.

ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова» (ОАО «НПО ЦКТИ»),
ул. Атаманская, д. 3/6, 191167, Санкт-Петербург, Россия

Поступила / Received 08.07.2017

Принята к печати / Accepted for publication 17.08.2017

Цель публикации настоящей статьи состоит в том, чтобы дать современному читателю, интересующемуся историей отечественного атомного машиностроения, сведения об основных этапах исследований и разработок в этой области, проведенных в ведущем научно-техническом центре энергомашиностроения — Центральном Котлотурбинном институте им. И. И. Ползунова. Необходимость в этих сведениях состоит также и в том, что многие результаты выполненных ранее в ЦКТИ работ не утратили своей актуальности и по сей день, они создали научный задел для перспективных разработок атомного оборудования современных и будущих поколений.

Обзор работ, данный в статье [1–11], охватывает период, начиная с 1945 года, когда ЦКТИ был привлечен к решению задач теплотехнического характера в рамках «Атомного проекта СССР» (Создание атомного оружия) и заканчивая настоящим временем.

Спектр энергооборудования, в создании и освоении которого принимал участие ЦКТИ, очень широк: парогенераторы АЭС с ВВЭР и реакторами типа БН, парогенераторы судовых ЯЭУ, сепараторы-пароперегреватели турбоустановок АЭС, теплообменники АЭС и ЯЭУ космического применения, технологические каналы ядерных реакторов, контейнеры для транспортирования и хранения отработавшего топлива АЭС с водяным и газовым охлаждением и др.

Широк спектр рабочих процессов, исследованных на уникальных стендах (мощность этих стендов доходит до 10 МВт): это — теплообмен, гидравлика, гидродинамика, сепарация пара, прочность. При этом особое внимание уделялось и уделяется методам интенсификации этих процессов, повышению надежности, прогнозированию и продлению срока службы оборудования.

При подготовке статьи использовались материалы публикаций ЦКТИ, отчетов и проектов; некоторые из них опубликованы впервые, так как в годы выполнения работ публикации не производились из-за режима секретности.

Список литературы, приложенный к статье, позволяет читателям осуществить более детальное ознакомление с теми или иными затронутыми в ней вопросами.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: атомное энергомашиностроение, атомный проект СССР, ядерные энергетические установки, ЯЭУ, парогенераторы ЯЭУ, сепараторы-пароперегреватели турбин ЯЭУ, космическая ядерная энергетика, вклад ЦКТИ.

Адрес для переписки:

Михайлов В. Е.
ОАО «НПО ЦКТИ»,
ул. Атаманская, д. 3/6, 191167, Санкт-Петербург, Россия
e-mail: gendir@ckti.ru

Address for correspondence:

Mikhailov V. E.
JSC «NPO CKTI»,
Atamanskaya str., 3/6, 191167, Saint-Petersburg, Russia
e-mail: gendir@ckti.ru

Для цитирования:

Михайлов В. Е., Судаков А. В., Федорович Е. Д. Вклад НПО ЦКТИ в развитие атомной отрасли. Надежность и безопасность энергетики. 2017. – Т. 10, №3. – С. 183–189.

For citation:

Mikhailov V. E., Sudakov A. V., Fedorovich E. D. [Contribution of Polzunov Central Boiler & Turbine Institute to development of nuclear industry]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2017, vol. 10, no. 3, pp. 183–189 (in Russian).

Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment (NPO CKTI) maintaining the cutting edge of nuclear industry

Mikhailov V. E., Sudakov A. V., Fedorovich E. D.

Joint-Stock Company «I. I. Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment» («NPO CKTI»)

Atamanskaya str., 3/6, 191167, Saint-Petersburg, Russia

This publication intends to familiarize those interested in the history of national atomic industry with the R&D landmarks contributed by a Russia's leading engineering centre — I. I. Polzunov Central Boiler-Turbine Institute. This may also be of interest, since works performed by us have not lost their significance to present, as they comprise a solid knowledgebase for both current and future generations of nuclear power equipment.

The publication covers the period from 1945 (when NPO CKTI was first involved in the USSR Nuclear Project) and to present. We have contributed to a widest range of power equipment — steam generators for plants equipped with pressurized-water reactors or fast breeders; steam generators for marine nuclear energy installations (NEI); separator-superheaters for nuclear plant (NP) turbines; NP and NEI heat exchanges for space applications; reactor process channels; transportation and storage containers for spent fuel of water-cooled or gas-cooled NPs; and many more.

At our unique facilities (with the capacity of up to 10 MWt), we have researched a very wide range of physical processes — heat transfer, hydraulics, hydrodynamics, steam separation, and endurance.

Continually, we work to intensify such processes, increase their reliability, improve forecasting, and extend the equipment lives.

For this article, we used NPO CKTI publications, reports and projects, some of them being now mentioned for the first time, as the secrecy regime prevented such publications in the time when the related works were in progress.

If you would like to learn more details, please use the list of sources attached hereto.

KEY WORDS: Atomic power engineering, Atomic project of the U.S.S.R., nuclear power installation, NPI, steam generators of NPI, moisture separators-superheaters of turbines of NPI, nuclear power for space, contribution of CKTI.

Введение

История «атомного» направления работ НПО ЦКТИ, ранее — Центральный котлотурбинный институт (ЦКТИ), насчитывает более семидесяти лет — начиная с появления Постановления Совета Министров СССР в мае 1945 года о привлечении института к «Атомному проекту СССР» и кончая настоящим временем. За эти годы в сотрудничестве с организациями и предприятиями Минсредмаша сделано многое — достигнуты важные рубежи в создании и освоении оборудования ядерных энергетических установок. Этими достижениями коллектив НПО ЦКТИ заслуженно может гордиться. В краткой статье невозможно дать полное описание этих работ и этих достижений. Поэтому авторы статьи поставили перед собой задачу обозначить основные вехи в работах «атомного» направления, перечислить основные, наиболее важные результаты этих работ, снабдив статью списком литературы, в котором можно найти более подробные сведения по тому или иному вопросу.

Начало пути

Первыми работами «атомного» направления в ЦКТИ были испытания систем охлаждения технологических ядерных реакторов-наработчиков плутония. Они проводились, начиная с 1946 г., на стенде «Лаборатории транспортных установок» (так тогда назывался про-

образ отдела атомной энергетики — заведующим лабораторией был В. М. Антуфьев). Эти испытания были поручены ЦКТИ руководителями «Атомного проекта» И. В. Курчатовым и А. П. Александровым. Система охлаждения урановых блочков реактора диаметром и длиной в несколько сантиметров одновременно была системой гидротранспорта блочков через активную зону реактора под напором охлаждающей воды. Затем по проекту образованного в ЦКТИ КБ (его первым заведующим был А. П. Маслов) были созданы первые парогенераторы систем утилизации теплоты технологических реакторов. Когда пришла пора создания первой в мире АЭС (пущена 27 июня 1954 года), испытания секций этого парогенератора проводились силами ЦКТИ на Дубровской ТЭЦ под Ленинградом. Директорами ЦКТИ в те годы были (последовательно) Л. А. Шубенко-Шубин, П. О. Сирый и Н. В. Илюхин.

Главной задачей страны тогда было обеспечение ее обороноспособности в условиях нарастания «холодной» войны. Создавался атомный подводный флот, в частности, скоростные (им до сих пор принадлежит рекорд скорости подводного хода) подводные лодки с реакторами, охлаждаемыми тяжелым жидкометаллическим теплоносителем — сплавом свинца с висмутом эвтектического состава. Первые в СССР исследования теплообмена при течении тяжелого сплава применительно к этим установкам проводились группой исследователей ЦКТИ, руководимой С. С. Кутателадзе в

ление о том славном пути, который прошли энергомашиностроители НПО ЦКТИ — конструкторы, исследователи, испытатели совместно с промышленными предприятиями, проектными институтами, КБ, атомными станциями, и в результате которого наша страна имеет развитую атомную энергетику и обоснованно может строить планы ее дальнейшего развития.

Список использованных источников

1. Петреня Ю. К., Федорович Е. Д. Участие Центрального котлурбинного института в Атомном проекте СССР в период 1945–1954 гг. (исторический очерк). // Сборник «Труды ЦКТИ», вып. 282 / Атомное энергомашиностроение, под редакцией Б. И. Нигматулина, Ю. К. Петрени, Е. Д. Федоровича. – СПб, 2002. С 64 – 74.
2. НПО ЦКТИ – Страницы истории. Документы. Воспоминания. Под общей редакцией В.Е. Михайлова. Издательство Политехнического университета. Санкт-Петербург, 2010. 371 с.
3. НПО ЦКТИ им. И. И. Ползунова 85 лет. Годы, события, люди. Т. 2. / Под общей редакцией В. Е. Михайлова. – Издательство Политехнического университета, Санкт-Петербург, 2012. 434 с.
4. Судаков А. В., Легкоступова В. В. Сепараторы-пароперегреватели зарубежных фирм. Санкт-Петербург. Издательство Политехнического университета, 2015. 103 с.
5. Кутателадзе С. С., Боришанский В. М., Новиков И. И., Федынский О. С. Жидкометаллические теплоносители. – Атомиздат, Москва. 1958. 206 с.
6. Андреев П. А., Гремилов Д. И., Федорович Е. Д. Теплообменные аппараты ядерных энергетических установок. Второе издание, переработанное и дополненное. Под редакцией д.т.н. проф. Синева Н. М. – Издательство Судостроение. Ленинград, 1969. 352 с.
7. Лидер командной игры. К 80-летию со дня рождения Б. Ф. Громова. Избранные труды. Воспоминания. – Обнинск: ФГУП «ГНЦ РФ – ФЭИ», 2007. 204 с; ФЭИ, 2007. 204 с.
8. Полвека в атомном машиностроении. Сборник под общей редакцией Митенкова Ф. М., – КиТиздат Н. Новгород, 1997. 304 с.
9. Судаков А. В., Трофимов А. С. Задачи нестационарного тепло-массопереноса. М. ЗАО «Издательство Атомэнергоиздат». 2005. 232 с.
10. Петреня Ю. К., Судаков А. В., Иванов Б. Н., Нефедьев Е. Ю., Черников О. Г., Ананьев А. Н., Макушкин А. В., Кузнецов А. Г. Методика технического диагностирования и продления проектного срока службы сосудов и теплообменников систем важных для безопас-

ности энергоблоков ЛАЭС с реактором РБМК-1000. РД ЭО 0478-03. Сосновый Бор, Санкт-Петербург, 2003. 88 с.

11. Лебедев В. И., Черников О. Г., Ананьев А. Н., Судаков А. В., Жемчугов В. Г., Калинин В. Г., Куликова Г. Г. Продление срока эксплуатации энергоблоков Ленинградской АЭС. М. ЗАО «Издательство Атомэнергоиздат». 2006. 528 с.

References

1. Petrenya Yu. K., Fedorovich E. D. Participation of the Central boiler and turbine Institute in the Atomic project of USSR in the period 1945 – 1954 years (historical sketch). In collection «CKTI Proceedings», iss 282, «Atomic power engineering», by ed B. I. Nigmatulin, Yu. K. Petrenya, E. D. Fedorovich, St. Petersburg, 2002. With 64 – 74.
2. NPO CKTI Pages of history. Documents. Memories. By ed. by V. E. Mikhailov. Td by SPb Polytechnic University St. Petersburg, 2010. 371 p.
3. I. I. Polzunov NPO CKTI – 85. Years, events, personalities. Vol. 2. By ed. By Mikhailov V. E. St. Petersburg, 2012. 434 p.
4. Sudakov A. V., Legkostupova V. V. Moisture separator-reheaters of foreign companies. Saint-Petersburg. Td by SPb Polytechnic University. 2015. 103 p.
5. Kutateladze S. S., Borishansky V. M., Novikov, I. I., Fedynsky O. S. Liquid metal heat carriers. Atomizdat. Moscow. 1958. 206 p.
6. Andreev P. A., Gremilov D. I., Fedorovich E. D. Heat exchangers of nuclear installations. Second ed, reworked and added, by ed of D. Sc., Prof. N. M. Sinev, Ed. «Sudostroenie». Leningrad, 1969. 352 p.
7. Leader of a team game. (About Gromov B. F.). Memories. FEI, 2007. 204 p.
8. Half of century in atomic industry. Collection of papers by ed of Mitenkov M. F. Ed. Kitizdat, N. Novgorod, 1997. 304 p.
9. Sudakov A. V., Trofimov A. S. Tasks of non-stationary heat and mass transfer. Moscow. Td by Atomenergoizdat. 2005. 232 p.
10. Petrenja Yu. K., Sudakov A. V., Ivanov B. N., Nefediev E. Yu., Chemikov O. G., Ananiev A. N., Makushkin A. V., Kuznecov A. G. Technique of technical diagnosis and prolongation of design life of vessels and heat exchangers of the systems important for safety of power units of LNNP with reactors RBMK. RD EO 0478-03. Sosnovyj Bor – SaintPetersburg. 2003. 88 p.
11. Lebedev V. I., Chemikov O. G., Ananiev A. N., Sudakov A. V., Zhemchugov V. G., Kalinin V. G., Kulikova G. G. The prolongation of design life of power units of LNNP. M. Td by Atomenergoizdat. 2006. 528 p.



DOI: 10.24223/1999-5555-2017-10-3-190–196

УДК: 621.438

Отработка лопаточных аппаратов 1 ступени турбины агрегата ГТЭ-110 с целью повышения надежности его работы

Михайлов В. Е.¹, Хоменок Л. А.¹, Золотогоров М. С.¹, Гасуль М. Р.², Иванов А. С.², Романов В. В.³, Скирта С. М.³

¹ ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова» (ОАО «НПО ЦКТИ»)

Россия, 191167, г. Санкт-Петербург, ул. Атаманская, д. 3/6

² ПАО «ОДК-Сатурн»

Россия, 159903, Ярославская обл., г. Рыбинск, пр. Ленина, 163

³ ООО «ИЦ «Газотурбинные технологии»

Россия, 115280, г. Москва, ул. Автозаводская, 14

Поступила / Received 12.07.2017

Принята к печати / Accepted for publication 01.08.2017

ГТЭ-110 — единственная, выпускаемая в настоящее время в России мощная энергетическая ГТУ. Установка при современных технико-экономических показателях имеет массогабаритные характеристики, значительно превосходящие аналогичные данные зарубежных агрегатов. Привлекательность тиражирования агрегата ГТЭ-110 значительно снижается из-за недостаточно высокой надежности работы агрегата в эксплуатации. Значительная часть нештатных эксплуатационных ситуаций связана с разрушением рабочих лопаток 1 ступени турбины. Анализ конструкции агрегата, разработанного ГПНПКГ «Зоря-Машпроект» (Украина) до 2000 года, выполненный ОАО «НПО ЦКТИ», показал, что в проекте имеются серьезные отклонения от норм стационарного газотурбостроения. Совместные работы ПАО «ОДК-Сатурн», ОАО «НПО ЦКТИ» и ООО «ИЦ «Газотурбинные технологии» позволили оптимизировать конструкцию лопаточного аппарата 1 ступени турбины. Так, за счет введения подполочного демпфера улучшены вибрационные характеристики рабочих лопаток. Уменьшению величины переменных аэродинамических сил, возбуждающих рабочие лопатки, служит подрезка выходных кромок сопловых лопаток 1 ступени и увеличение осевого зазора между сопловыми и рабочими лопатками. Также выполнена подрезка выходных кромок рабочих лопаток и оптимизированы зазоры в их замковом соединении с диском 1 ступени. Оптимизирована система охлаждения рабочих лопаток в зоне первого канала в прикорневой зоне. Кроме того, произведена модернизация системы охлаждения сопловых лопаток, за счет изготовления отверстий в выходных кромках дефлектора, что позволило снизить температуру выходной кромки профильной части. Модернизация систем охлаждения позволила улучшить термонапряженное состояние лопаточных аппаратов 1 ступени турбины.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: сопловые и рабочие лопатки турбины, охлаждение, температурное, термонапряженное и вибрационное состояние.

Адрес для переписки:

Золотогоров М. С.

ОАО «НПО ЦКТИ»

ул. Атаманская, д. 3/6, 191167, Санкт-Петербург, Россия

e-mail: gtu@ckti.ru

Address for correspondence:

Zolotogorov M. S.

JSC «NPO CKTI»

Atamanskaya str., 3/6, 191167, Saint-Petersburg, Russia

e-mail: gtu@ckti.ru

Для цитирования:

Михайлов В. Е., Хоменок Л. А., Золотогоров М. С., Гасуль М. Р., Иванов А. С., Романов В. В., Скирта С. М. Отработка лопаточных аппаратов 1 ступени турбины агрегата ГТЭ-110 с целью повышения надежности его работы. Надежность и безопасность энергетики. 2017. – Т.10, №3. – С. 190–196.

For citation:

Mikhailov V. E., Khomenok L. A., Zolotogorov M. S., Gasul' M. R., Ivanov A. S., Romanov V. V., Skirta S. M. [Testing of blade units of the 1st stage of the GTE-11 – unit turbine for raising its operational reliability]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2017, vol. 10, no. 3, pp. 190–196 (in Russian).

Testing blade systems of first stage of turbine unit GTE-110 for improving its operational reliability

Mikhailov V. E.¹, Khomenok L. A.¹, Zolotogorov M. S.¹, Gasol M. R.², Ivanov A. S.², Romanov V. V.³, Skirta S. M.³

¹ Joint-Stock Company «I. I. Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment» («НПО CKTI»)

Russia, 191167, Saint-Petersburg, Russia, Atamanskaya str., 3/6

² JSC «ODK-Saturn»

Russia, 159903, Yaroslavl region, Rybinsk, Lenina Ave., 163

³ Its, ООО «gas Turbine technology»

Russia, 115280, Moscow, Avtozavodskaya str., 14

GTE-110 is the only powerful energy-generating GTU currently manufactured in Russia. With its advanced technical and economic parameters, the unit is well above its foreign analogs in terms of its weight and dimensions. The attractiveness of mass-scale production of unit GTE-110 is significantly hampered due to its insufficiently high operational reliability. A significant part of abnormal operational situations is associated with destruction of rotor blades of the turbine first stage. Analysis of the design of the unit developed by GENPKG «Zorya-Mashproekt» (Ukraine) before the year 2000 performed by JSC «NPO CKTI», has shown that the project has serious deviations from the standards of stationary gas turbine construction. The joint efforts of JSC «ODK-Saturn», OJSC «NPO CKTI» and LLC «IC «Gas Turbine Technology» have made it possible to optimize the design of the blade system of the turbine first stage. In particular, introduction of a sub-platform damper has improved vibration characteristics of rotor blades. Trimming output edges of the nozzle blades of stage 1 and increasing the axial clearance between the nozzle blades and the rotor blades serves to reducing the value of variable aerodynamic forces exciting the blades. Besides, the trailing edges of rotor blades have been trimmed, and the gaps in their locking connection with the first stage disk, optimized. The cooling system of rotor blades in the first channel area in the root zone trailing edges of the deflector, which enabled to reduce the temperature of the trailing edge of the airfoil. Modernization of cooling systems made it possible to improve thermal stress condition of blade systems of the turbine first stage.

KEYWORDS: nozzle and working blades of the turbine, hydraulics, temperature, thermal stress and vibration condition.

Основные мировые производители (фирмы Siemens, General Electric, Mitsubishi) газотурбинных установок к настоящему времени освоили производство агрегатов мощностью 300÷500 МВт [3÷6].

После прекращения выпуска агрегатов ГТЭ-150 и ГТЭ-65 Ленинградским Металлическим заводом и ГТЭ-160 ОАО «Силовые машины» самой крупной, производимой в России энергетической ГТУ является ГТЭ-110 мощностью 110 МВт (ПАО «ОДК-Сатурн») [7].

Отметим наиболее важные показатели, определяющие

технический уровень установки ГТЭ-110. КПД агрегата составляет ~ 36%, а экономичность комбинированного цикла выработки электроэнергии ПГУ с помощью ГТЭ-110 ~ 52%. При этом собственно ГТУ и все оборудование ПГУ полностью отечественного производства. При хороших технических характеристиках агрегат ГТЭ-110 имеет отличные массогабаритные показатели (см. таблицу из [1]). Так, вес ГТЭ-110 почти в 3 раза меньше, чем вес у агрегатов зарубежного производства, сопоставимых по мощности, а длина отечественной уста-

Таблица. Сравнительные характеристики ГТУ мощностью ~ 110 МВт.

Table. Comparative characteristics of gas turbines with a power of ~ 110 MW.

Характеристики Features	ГТУ и производитель/ GTU and manufacturer					
	SGT6-2000E Siemens	GT 11N2 Alston	9E 3 GE	H80 Hitachi	M501DA MHI	ГТД-110 ПАО «ОДК-Сатурн»
Мощность, МВт / Capacity, MW	112	115,4	128,2	112,4	114	110
КПД, % / Efficiency, %	33,9	34,1	33,8	38,2	34,9	36
Температура за турбиной, °C / The temperature of the turbine, °C	541	526	544	546	543	517
Степень сжатия / Compression	12,1	15,9	12,9	19,3	14,0	14,7
Расход газов за турбиной, кг/с / The flow of gases behind the turbine, kg/s	365	400	416	308	346	360
Размеры, м / Dimensions, m, L × W × H	11,6 × 10,4 × 7,0	9,4 × 5,5 × 10,0	12,6 × 5,0 × 5,0	-	11,6 × 5,8 × 4,3	7,1 × 3,6 × 4,2
Вес, т / Weight, t	163	190	217	-	145	60
Год выпуска / Release year	1989	1993	1992	2010	1980	2002

ряда отверстий вместо 2-х и оптимизация направления выдува воздуха из них) получено значительное улучшение температурного состояния. Так, даже на задних свесах полки θ_{\min} увеличивается в 1,65 раза (0,29 и 0,175). Аналогичный результат получен и для периферийной полки.

Оптимизация охлаждения полок СЛ1 целесообразна, особенно с учетом проведенных ПАО «ОДК-Сатурн» в 2017 г. испытаний натурного двигателя, которые показали, что поле температур газа (t_g) перед СЛ1 характеризуется значительным снижением их уровня в зонах, близких к передним свесам корневой и периферийной полок. Так, на режиме номинальной нагрузки в зоне корневой полке $t_g \approx 970 \div 980^\circ\text{C}$, а в зоне периферийной полки $t_g \approx 560^\circ\text{C}$ за счет струйного выдува воздуха через отверстия в газосборнике. При этом в среднем сечении $t_g \approx 1210^\circ\text{C}$. В модернизированной системе охлаждения полок целесообразно использовать струйный обдув их внутренней стороны. Кроме того, возможно кардинальное изменение охлаждения периферийной полки из-за снижения температуры газа перед ней.

Выполненный комплекс расчетов гидравлики, температурного, напряженного и деформированного состояний СЛ1 показал, что при модернизации лопатки наиболее опасными зонами лопатки с точки зрения термоусталости будут являться передний свес корневой полки, середина заднего свеса корневой полки и выходная кромка профиля со стороны корыта вблизи перехода к периферийной полке (рисунок 7). Допустимое минимальное число циклов теплосмен для указанных зон составило соответственно ~ 100, 400 и 660 циклов. В штатной лопатке соответствующие значения допустимого числа циклов теплосмен составляли 58, 65 и 660.

Выводы

Приведенные результаты расчетных и экспериментальных исследований сопловых и рабочих лопаток 1 ступени турбины агрегата ГТЭ-110 показывают, что реализованные и дополнительные предлагаемые мероприятия по модернизации конструкции и систем охлаждения позволят значительно увеличить ресурс агрегата по сравнению с данными эксплуатации штатной ГТУ.

Список использованных источников

1. Gas Turbine World 2017, Performance Specs 33 rd Edition, January – February 2017, GTW, Vol 47 No 1.
2. Gas Turbine World 2016–2017 Handbook, Volume 32, December 2016.
3. Лебедев А. С., Павлов А. Ю., Векшин О. Д. «Энергетические газовые турбины «Сименс»: сделано в России», «Газотурбинные технологии», №4, 2017 г. (147).
4. Передовые проекты. «На Казанской ТЭЦ-3 запустили самую мощную в России газовую турбину», «Газотурбинные технологии», № 4, 2017 г. (147).

5. Смирнов А. А., Бородин О. А. «Энергоблок ПГУ – 410 ОТ на Новосалаватской ТЭЦ», «Газотурбинные технологии», №2, 2017 г. (145).

6. Смирнов А. А. «Наследие Alstom или новый виток конкурентной борьбы на рынке сверхмощных газотурбинных установок», «Газотурбинные технологии», №8, 2016 г. (143).

7. Гасуль М. Р. «Повышение надежности и развития мощного ряда ГТУ на базе ГТД-110 производства НПО «Сатурн», «Турбины и дизели», сентябрь – октябрь 2015 г.

8. Шмотин Ю. Н. «Перспективы модернизации агрегата ГТЭ-110», Сборник докладов, LXIII Научно-техническая сессия по проблемам газовых турбин и парогазовых установок «Фундаментальные проблемы локализации производства в России деталей горячего тракта ГТУ, использующихся в национальной экономике России» С. 39–42 г. Рыбинск 20–22 сентября 2016г.

9. Скирта С. М., Пиотух С. М., Пиралишвили Ш. А. «Анализ причин возникновения дефектов при эксплуатации ГТД-110», Вестник Рыбинского Государственного технического университета им. П. А. Соловьева, №1/32, 2015 г.

10. Машиностроение. Энциклопедия, Том IV – 19, Турбинные установки, Рассохин В. А., Хоменок Л. А., Михайлов В. Е. Раздел 3 – Газовые турбины и газотурбинные установки (ГТУ), Из-во Машиностроение, 2015 г., стр. 572–803.

References

1. Gas Turbine World 2017, Performance Specs 33 rd Edition, January – February 2017, GTW, Vol 47 No 1.
2. Gas Turbine World 2016–2017 Handbook, Volume 32, December 2016.
3. Lebedev A. S., Pavlov A. Yu., Vekshin O. D. «Energy gas turbines «Siemens» made in Russia», «gas Turbine technology», No. 4, 2017 (147).
4. Cutting-edge projects. «At the Kazan CHP-3 has launched the most powerful in Russia gas turbine», «gas Turbine technology», No. 4, 2017 (147).
5. Smirnov A. A., Borodin O. A., «power-generating Unit CCGT – 410 on Novoslobodskoi FROM CHP plants», «gas Turbine technology», No. 2, 2017 (145).
6. Smirnov A. A. «the Legacy of Alstom or a new round of competition in the market for heavy duty gas turbines», «gas Turbine technology», No. 8, 2016 (143).
7. Gasol M. R., «improving the reliability and development of power series of GTU on the basis of GTE-110 manufactured by NPO «Saturn», «Turbines and diesels», September-October 2015.
8. Smolin Yu. N. «Prospects for the modernization of the unit GTE-110», a Collection of papers, LXIII Scientific-technical session on gas turbines and combined-cycle plants «Fundamental problems of localization of production in Russia of parts of the hot tract of gas turbines used in the national economy of Russia» p. 39–42. Rybinsk 20–22 September 2016.
9. Skirta S. M., Piotuh S. M., Piralishvili W. A. «Analysis of causes of defects during operation of GTE-110», Bulletin of Rybinsk State technical University. P. A. Solov'eva, No. 1/32, 2015.
10. Engineering. Encyclopedia, Vol IV – 19, Turbine installations, Rassokhin V. A., Khomenok L. A., Mikhailov V. E. Section 3-a Gas turbine and gas turbine unit (GTU), in mechanical engineering, 2015, page 572–803.

DOI:10.24223/1999-5555-2017-10-3-197-205

УДК 621.224

Эксплуатационные характеристики гидротурбин со сроком службы выше нормативного

Иванченко И. П., Прокопенко А. Н.

ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова» (ОАО «НПО ЦКТИ»)
ул. Атаманская, д. 3/6, 191167, Санкт-Петербург, Россия

Поступила / Received 08.07.2017

Принята к печати / Accepted for publication 07.08.2017

Отечественная гидроэнергетика развивалась в советские годы по иной концепции, чем в настоящее время. Ставилась задача всемерного удешевления и ускорения гидроэнергетического строительства, тогда как сегодня гидроэнергетика ориентирована на получение максимальной выработки энергии от проходящего объема воды. Исследуется зависимость энергетических, кавитационных и надежностных показателей гидротурбин от концепции развития гидроэнергетики. Обобщен опыт проектирования и эксплуатации гидротурбин со сверхдлительным сроком службы.

В отличие от существующей точки зрения многих специалистов в статье показывается, что созданное 50÷60 лет назад оборудование действующих ГЭС сохраняет высокую надежность до настоящего времени. Этот вывод является результатом анализа коэффициентов готовности гидроагрегатов 20 ГЭС и изучения состояния ресурсопределяющих узлов турбин. Такое положение объясняется двумя причинами. Проектная установленная мощность ГЭС выбиралась Гидропроектом из условия, чтобы она превышала гарантированную 80÷90% времени в год. Образовавшийся резерв мощности позволяет работать турбинам в генераторном режиме лишь 50÷70% календарного времени. Вторым фактором является повышенная в 1,5 раза и более металлоемкость советского оборудования по сравнению с современными машинами.

Зато уровень КПД гидротурбин с большим сроком службы значительно ниже современного. Это объясняется не только моральным и физическим старением оборудования, но и советской концепцией развития гидроэнергетики: установкой рабочих колес в «зажатые» по размерам гидроблоки; форсировкой расхода воды; изготовлением проточной части турбин из материалов с пониженной кавитационной стойкостью. К другим факторам низкой эффективности использования водотока на действующих ГЭС следует отнести несоответствие проектных параметров гидротурбин реально сложившимся режимным условиям работы оборудования. Приведение параметров новых гидротурбин в оптимальное соответствие с реальными режимными условиями реконструируемых ГЭС является основным фактором, обеспечивающим повышение эффективности использования водотока на ГЭС.

Материалы статьи имеют практическую значимость для обоснования реконструкции оборудования действующих ГЭС со сроком службы выше нормативного, а также выбора параметров новых турбин.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: концепция развития гидроэнергетики, энергетические, кавитационные и надежностные показатели, гидротурбина, срок службы.

Адрес для переписки:

Прокопенко А. Н.
ОАО «НПО ЦКТИ»
ул. Атаманская, д. 3/6, 191167, Санкт-Петербург, Россия
e-mail: hydroturb@ckti.ru

Address for correspondence:

Prokopenko A. N.
JSC «NPO CKTI»
Atamanskaya str., 3/6, 191167, Saint-Petersburg, Russia
e-mail: hydroturb@ckti.ru

Для цитирования:

Иванченко И. П., Прокопенко А. Н. Эксплуатационные характеристики гидротурбин со сроком службы выше нормативного. Надежность и безопасность энергетики. 2017. – Т. 10, №3. – С. 197–205.

For citation:

Ivanchenko I. P., Prokopenko A. N. [Exploitation characteristics of hydraulic turbines with exceeding lifetime]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2017, vol. 10, no. 3, pp. 197–205 (in Russian).

Operating characteristics of hydraulic turbines with service life exceeding the standart one

Ivanchenko I. P., Prokopenko A. N.

Joint-Stock Company «I. I. Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment»
(«NPO CKTI»)

Atamanskaya str., 3/6, 191167, Saint-Petersburg, Russia

Domestic hydraulic power engineering developed during the Soviet years according to a different concept than at the present time. The task was set to make cheaper and faster hydraulic power construction, while today the hydraulic power industry is focused on obtaining maximum energy production from the passing volume of water. The article investigates the dependence of energy, cavitation and reliability parameters of hydraulic turbines on the concept of hydraulic power development. The work is based on the generalization of experience in the design and operation of turbines with an extremely long service life.

Unlike the existing point of view of many experts, the article shows that the equipment of operating hydroelectric power plants created 50–60 years ago preserve high reliability up to the present time. This conclusion is the result of analysis of availability factors of hydraulic units on 20 hydroelectric power plants and the study of the condition of resource-determining units of turbines. Such situation is connected with two reasons. Design installed capacity of hydroelectric power plant was selected by the Hydroproject based on the condition that it exceeded firm capacity 80–90 % of the time per year. Appeared power reserve allows turbines to operate under generating condition only 50–70 % of the calendar time. The second factor is increased specific quantity of metal of the Soviet equipment by 1.5 and more times in comparison with modern units.

On the other hand the level of efficiency of the turbines with long service life is much lower than today's. This is due not only to moral and physical ageing of the equipment but because of Soviet concept of hydraulic power engineering: installation of runners into «squeezed» in size hydraulic units; forcing of water flow; manufacturing of turbine flow path from materials with low cavitation resistance. Other factors of low efficiency of water course use at operating hydroelectric power plants include discrepancy between design parameters of hydraulic turbines and the actual operating conditions of the equipment. Bringing the parameters of new hydraulic turbines in optimum correspondence with the actual operating conditions at modernized hydroelectric power plants is the main factor ensuring the increase in the efficiency of use water course at hydroelectric power plant.

The materials of the article are of practical importance both for the justification of equipment modernization at operating hydroelectric power plants with service life longer than the standard one and selection of parameters for new turbines.

KEYWORDS: concept of hydraulic power engineering development, energy, cavitation and reliability indicators, hydraulic turbine, service life.

Основным направлением работ по гидроэнергетике в России на ближайшую перспективу будет реконструкция оборудования действующих ГЭС, давно отработавшего нормативный срок службы (30 лет). При рассмотрении проблем реконструкции необходимо принимать во внимание, что изготовленные 50÷60 лет назад гидротурбины создавались по совершенно иной концепции развития энергетики, чем существующая сегодня. **Современная гидроэнергетика ориентирована на получение максимальной выработки энергии от проходящего через турбины объема водотока, тогда как перед гидроэнергетикой предыдущих десятилетий ставилась задача всемерного удешевления гидротехнического строительства и ускоренного наращивания гидроэнергетического потенциала страны.**

Разные концепции развития находят свое отражение в эксплуатационных характеристиках гидротурбин. Ниже дается анализ трех основных эксплуатационных показателей гидромашин с большим сроком службы на предмет их соответствия современным требованиям. К таким показателям отнесены характеристики: энергетические, кавитационные и надежности.

Энергетические характеристики

Разница по КПД современных гидротурбин и построенных в предыдущие десятилетия увеличивается с возрастом оборудования. По сравнению с довоенным уровнем **максимальный** КПД поворотно-лопастных турбин на напор 20 м увеличился в России на 6%, а для расчетных расходов турбины — на 10%. Рост КПД гидромашин во времени свойственен всему мировому гидротурбостроению. Сегодня уровень КПД гидротурбин США в среднем на 15% выше по сравнению с 1900 г. Максимальный КПД турбин фирмы «VOITH» вырос на 8% за 50-летний период развития. **Максимальное значение** КПД 94% не является уже необычным, а для уникальных рабочих колес достигает сегодня 95÷96% для осевых машин и 96÷97% для радиально-осевых турбин. Это мировой уровень, и в России имеются турбины, отвечающие такому уровню [1, 2].

Существуют ли реальные перспективы дальнейшего повышения эффективности использования водотока? На этот вопрос должен быть дан положительный ответ, поскольку среднеэксплуатационный КПД современных рабочих колес (работающих в диапазоне широкого из-



Выводы

1. Отличительными особенностями отечественных гидротурбин, созданных 50÷60 лет назад, являются:

- высокий уровень надежности (коэффициентов надежности) даже за пределами нормативного срока службы (30 лет);
- низкие энергетические качества (значения КПД) по сравнению с современным оборудованием.

2. Низкие энергетические качества гидромашин с большим сроком службы вызваны тремя факторами: моральным старением, форсированием расхода воды, установкой рабочих колес в «зауженные» по размерам гидроблоки.

Последние два фактора были направлены на удешевление и ускорение строительства гидроузлов, хотя при этом снижалась эффективность использования водотока (снижался КПД гидротурбин).

3. Высокая надежность гидроагрегатов с большим сроком службы объясняется повышенной металлоемкостью оборудования, которая в 1,5 и более раз выше, чем современных машин и ограниченным временем работы в генераторном режиме (благодаря большим резервам мощности на большинстве ГЭС).

4. Влияние кавитации на энергетические характеристики созданных в советские годы турбин, практически, не отличаются от соответствующих характеристик современных машин. Но в связи с тем, что в старых турбинах

Рисунок 3. Топограммы режимов работы ГЭС, в часах: а) Иркутская ГЭС (2011 г.); б) Красноярская ГЭС (2006 г.).
Figure 3. Topogram of operating regimes of HPP, in hours: а) Irkutskaya HPP (2011); б) Krasnoyarskaya HPP (2006).

в течение всего нормативного срока службы. Чтобы выполнить это условие, новые турбины на напор $H > 20 \div 25$ м должны иметь 5÷6 лопастей, изготовленных из нержавеющей стали.

Камеры рабочих колес осевых турбин являются важными ресурсопределяющими узлами. Если камеры выполнены полностью из нержавеющей стали или имеют заводское покрытие из нержавеющей стали, хорошо сплавленное с основным металлом, то их замена не требуется даже при напорах $H = 60 \div 70$ м. Кавитационная стойкость покрытия оказывается выше уровня кавитационного воздействия потока.

Но на подавляющем большинстве ГЭС с большим сроком службы камеры гидротурбин выполнены из обычной углеродистой стали, которая подвержена интенсивной кавитационной эрозии при напорах $H \geq 10$ м. Необходимость замены таких камер возникала нередко до истечения нормативного срока службы турбин (Камская, Каунасская ГЭС).

применялись материалы с низкой кавитационной стойкостью (углеродистые стали), до настоящего времени на таких турбинах устранение кавитационной эрозии требует больших трудозатрат.

Список использованных источников

1. Петреня Ю. К., Иванченко И. П., Демьянов В. А. Современный уровень и основные направления развития гидротурбостроения в России и за рубежом // Гидротехническое строительство №7, 2006, С. 33–38.
2. Демьянов В. А., Пылев И. М. Опыт и проблемы создания и реконструкции гидро-турбинного оборудования // Гидротехника XXI век, №2, 2011, С. 12–31.
3. Иванченко И. П., Щур В. А. Использование переменной частоты вращения для повышения эффективности работы гидротурбин // Известия Самарского научного центра Российской академии наук / под ред. В. П. Шорина, Том 14, Самара, 2012, С. 658–661.
4. Шакарян Ю. Г. Оптимизация работы гидротурбины посред-

ством применения переменной частоты вращения / Шакарян Ю. Г., Сокур П. В., Плотникова Т. В., Тузов П. Ю., Лунаци М. Э., Шаварин В. Н., Абубакиров Ш. И., Щур В. А. // Гидротехническое строительство, 2013, №2, С. 2–8.

5. Байков А. И., Руденко А. П. Состояние гидросилового оборудования на гидроэлектростанциях России // Гидротехническое строительство. №5, 2012, С.54–57.

6. Григорьев В. И. Пути повышения надежности и долговечности гидротурбинного оборудования при реконструкции гидроэлектростанций // Гидротехническое строительство. 1994, №12, С. 6–9.

7. ГОСТ 4425-86. Турбины гидравлические. Номенклатура показателей.

8. Владиславлев Л. А. Надежность гидротурбин // – М.: Энергия. 1970.

9. Справочник по эксплуатации и ремонту гидротурбинного оборудования // Под ред. Штерна Е. П. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

10. Иванченко И. П., Прокопенко А. Н. Комплексные показатели надежности гидроагрегатов // Надежность и безопасность энергетики., 2012, №3 (18), С. 63–66.

11. Платов В. И. Разработка предложений по концепции предотвращения аварий на энергетических объектах и в энергосистемах. // НИР Гидропроекта, шифр 4030,. – М., 1990.

References

1. Petrenya Yu. K., Ivanchenko I. P., Demyanov V. A. The Current Level and Main Directions of Development of Hydraulic Turbines in Russia and Abroad // Hydraulic Engineering, No. 7, 2006, p. 33–38.

2. Demyanov V. A., Pylyov I. M. Experience and Problems of Creation and Reconstruction of Hydroturbine Equipment. // Hydrotechnics XXI Century, No. 2, 2011, p. 12–31.

3. Ivanchenko I. P., Schur V. A. Use of Variable Rotational Speed to Improve the Efficiency of Hydraulic Turbines // Izvestiya of the Samara Scientific Center of the Russian Academy of Sciences. Edited by V. P. Shorin, v.14, Samara, 2012, p. 658–661.

4. Shakaryan Yu. G., Sokur P. V., Plotnikova T. V., Tuzov P. Yu., Lunatsy M. E., Shavarin V. N., Abubakirov S. I., Schur V. A. Optimization of the Operation of the Hydroturbine by Applying Variable Rotational Speed // Hydraulic Engineering, 2013, No. 2, p. 2–8.

5. Baikov A. I., Rudenko A. P. Condition of Hydraulic Power Equipment at Hydropower Plants in Russia // Hydraulic Engineering, No. 5, 2012, p. 54–57.

6. Grigoriev V. I. Ways to Improve the Reliability and Durability of Hydroturbine Equipment During the Reconstruction of Hydroelectric Power Plants // Hydraulic Engineering. 1994, No.12, p. 6–9.

7. GOST 4425-86. Hydraulic Turbines. Nomenclature of Indicators.

8. Vladislavlev L. A. Reliability of Hydraulic Turbines // Moscow, Energy. 1970.

9. Handbook on Operation and Repair of Hydraulic Turbine Equipment // edited by E. P. Shtern. Moscow, Energoatomizdat. 1985.

10. Ivanchenko I. P., Prokopenko A. N. Complex Indicators of Reliability of Hydraulic Units // Reliability and Safety of Power Engineering. 2012, No.3 (18), p. 63–66.

11. Platov V. I. Development of Proposals on the Concept of Preventing Accidents at Power Facilities and in Power Systems // Research Project of Hydroproject, Pressmark 4030, Moscow, 1990.



DOI:10.24223/1999-5555-2017-10-3-206-210

УДК: 620.193.7

Обзор источников и анализ причин электроэрозионных повреждений турбоагрегатов

Бакаев А. В., Исаков Н. Ю., Сандовский А. В., Сергель А. Н.

ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова» (ОАО «НПО ЦКТИ»)

ул. Атаманская, д. 3/6, 191167, Санкт-Петербург, Россия

Поступила / Received 08.07.2017

Принята к печати / Accepted for publication 07.08.2017

Рассмотрена актуальная проблема электроэрозионных повреждений ответственных узлов и деталей турбоагрегатов. Приведен перечень основных типов таких повреждений. Указано, что электромагнитные процессы могут также искажать показания аппаратуры систем контроля и диагностики турбоагрегата.

Определены источники электрического тока, вызывающего электроэрозионные повреждения оборудования: статическое электричество, наведенные импульсы напряжений на валопроводе относительно корпуса, паразитные токи ротора генератора, униполярные ЭДС. Подробно рассмотрены механизмы развития таких повреждений, характерные для каждого источника.

Отмечено, что в случае плохой работы заземляющей щетки причиной повреждений становится статическое электричество, накапливающееся на валопроводе турбоагрегата. При снижении величины сопротивления изоляции изолированных подшипников до недопустимых значений повреждения узлов и деталей происходят из-за действия паразитных токов генератора. Высокий уровень остаточной намагниченности турбоагрегата может способствовать появлению униполярных ЭДС и связанных с ними лавинообразным возрастанием величины тока, проходящего через рабочие поверхности подшипников и приводящего к их разрушению.

По результатам проведенного анализа причин сформулированы основные требования, способствующие устранению источников появления и развития электроэрозионных процессов: обеспечение надлежащей работы заземляющей щетки и удовлетворительного состояния изоляции изолированных подшипников, необходимость выполнения замеров остаточной намагниченности турбоагрегатов в период их капитального ремонта и проведения при необходимости их размагничивания, а также разработки и внедрения систем автоматизированного контроля электромагнитного состояния турбин и систем подавления наведенных импульсов напряжений на валопроводах.

Отмечено, что выполнение этих требований позволит минимизировать риски электроэрозионных повреждений турбин и избежать простоев оборудования.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: турбоагрегат, электроэрозионные повреждения, статическое электричество, подстоловая изоляция.

Адрес для переписки:

Исаков Н. Ю.

ОАО «НПО ЦКТИ»

ул. Атаманская, д. 3/6, 191167, г. Санкт-Петербург, Россия

e-mail: hydroturb@ckti.ru

Address for correspondence:

Isakov N. Yu

JSC «NPO CKTI»

Atamanskaya str., 3/6, 191167, Saint-Petersburg, Russia

e-mail: hydroturb@ckti.ru

Для цитирования:

Бакаев А. В., Исаков Н. Ю., Сандовский А. В., Сергель А. Н.

Обзор источников и анализ причин электроэрозионных повреждений турбоагрегатов. Надежность и безопасность энергетики. 2017. – Т. 10, №3. – С. 206 – 210.

For citation:

Bakaev A. V., Isakov N. Yu., Ph. D., Sandovskii A. V., Sergel A. N.

[Survey of sources and analysis of reasons of the turbine sets electroerosion damages] Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2017, vol. 10, no. 3, pp. 206 – 210 (in Russian).

Survey of sources and analysis of reasons of the turbine sets electroerosion damages

Bakaev A. V., Isakov N. Yu., Sandovskii A. V., Sergel A. N.

Joint-Stock Company «I. I. Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment»
(«NPO CKTI»)

Atamanskaya str., 3/6, 191167, Saint-Petersburg, Russia

The article is dedicated to the actual problem of electroerosion damages of critical joints and parts of turbine sets. The enumeration of typical causes of such damages is presented. It is shown that electromagnetic processes may also deflect the indications of instruments in control and diagnostic systems of turbine.

The sources of electric current are determined which may cause electroerosion destructions of equipment, such as static electricity, induced voltage impulses on shaft-line elements in relation to static parts, parasite currents of generator rotor, unipolar electromotive forces. The developing mechanisms of such damages are considered which are individuated for every particular source.

It is note that due to improper functioning of grounding brush the cause of damage becomes static electricity, accumulated on the turbine shaft-line. In case of diminishing of isolated bearings isolation resistance down to unallowable values the destruction of joints and parts are caused by the action of parasite generator currents. The high level of residual turbine sets magnetization may bring about the appearance of unipolar electromotive forces and connected to them avalanche increasing of current value, flowing through working surfaces bearings leading to their destruction.

On the basis of carried out analysis of destruction reasons the main requirements are formed assuring the elimination of sources of appearance and development of electroerosion processes, that is: security of adequate functioning of grounding brush as well as satisfactory condition of isolation of isolated bearings, strict demand for fulfillment of measuring of residual magnetization of turbines during their capital repair and in case of necessity carrying out demagnetization alongside with development and implementation of automatic systems for on-line control of electromagnetic control of turbines together the systems for suppression of induced voltage impulses on shaft-lines.

It is stated that the fulfillment of these requirements will allow to minimize the risks of electroerosion destruction in turbine and to avoid the eventual outing of equipment.

KEYWORDS: turbine sets, electroerosion damages, static electricity, support isolation.

Практика эксплуатации турбинного оборудования свидетельствует о растущем числе электроэрозионных повреждений ответственных узлов и деталей турбоагрегатов, таких как [1 – 4]:

- разрушения баббита вкладышей подшипников;
- перегрев и задир шеек, упорных гребней и колодок подшипников;
- сваривание и разрушение зубчатых муфт и передач;
- износ деталей блоков регулирования;
- износ уплотнений и шеек ротора под уплотнениями (рисунок 1);
- сваривание и усиленный износ крепежа, штифтов разного рода.

Кроме того, электромагнитные процессы могут стать причиной ненадлежащей работы АСУТП энергоблока, а также исказить показания систем контроля и диагностики.

Электроэрозионные повреждения происходят в результате прохождения электрического тока через рабочие поверхности узлов и деталей (рисунок 2).

Можно выделить следующие основные источники этих токов [1, 4, 5]:

- напряжение статического электричества относительно корпуса турбоагрегата, накапливающееся на валопроводе в случае отсутствия или плохой работы заземляющей щетки (от 50 В до 800 В в зависимости от мощности турбины)
- напряжение наведенных импульсов на валопроводе

относительно корпуса от тиристорных (электронных) систем возбуждения (от 30 В до 200 В в зависимости от мощности турбины)

- напряжение паразитных токов ротора генератора, образующееся на концах ротора генератора, из-за несимметрии обмоток ротора (от 1 В до 10 В переменного напряжения частотой 50 Гц в зависимости от мощности генератора)

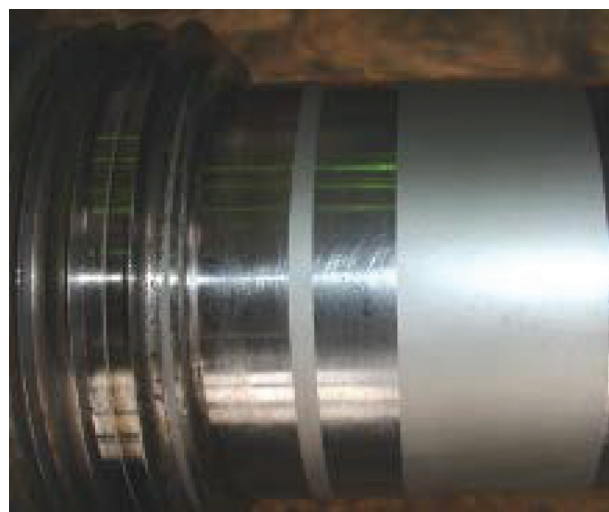


Рисунок 1. Износ шеек ротора.

Figure 1. Surface damages of rotor journals.

кающего контура, тем при меньших значениях намагниченности валопровода происходило самовозбуждение. В частности, было установлено, что самовозбуждение начинается при сопротивлениях замыкающего контура менее 0,3 Ом и намагниченности валопровода более 3 Эрстед [9].

Образование короткозамкнутых контуров замыкания униполярной ЭДС, сопротивлением менее 0,3 Ома может происходить в результате задеваний валопровода о корпус турбоагрегата, пробоя масляных пленок подшипников турбины статическим электричеством, загрязнения масла металлическими частицами или обводнения масла, перекосов подшипников. В свою очередь, задевания валопровода о корпус турбоагрегата возможны при пусках турбоагрегата, резком изменении вибрационного состояния машины, попадании влаги на нагретый ротор, срабатывании защиты и т. п.

Следует иметь в виду, что намагниченность роторов сама по себе со временем не изменяется. Во время разборки цилиндров она падает за счет увеличения сопротивления магнитному потоку в воздушной среде, так как магнитное поле намагниченного ротора замыкается по воздуху. При сборке цилиндра намагниченность роторов восстанавливается, в лучшем случае она может уменьшиться на 10÷20%. Поэтому при разборке цилиндров следует контролировать остаточную намагниченность роторов и вкладышей подшипника, и если она превышает уровень намагниченности в 3 Эрстеда, их следует размагничивать [2, 9, 10].

Выводы

Изложенное выше позволяет определить основные требования, способствующие устранению источников электроэрозионных процессов при эксплуатации турбоагрегатов:

- надлежащая работа заземляющей щетки токосъемного устройства;
- соответствующие значения сопротивления подступовой изоляции изолированных подшипников и сопротивления масляных пленок подшипников;
- необходимость проведения замеров во время каждого капитального ремонта турбоагрегатов намагниченности роторов и вкладышей подшипников и, в случае необходимости, их размагничивание (рисунок 4);
- разработка и внедрение на действующем оборудовании автоматизированных систем эксплуатационного контроля электромагнитного состояния турбоагрегатов, а также систем подавления наведенных импульсов напряжения на валопроводах турбин.

Выполнение этих требований позволяет свести к минимуму вероятность появления и развития электроэрозионных повреждений узлов и деталей турбоагрегатов и связанных с этим простоев турбинного оборудования.

Список использованных источников

1. Сафонов Л. П., Вол А. А., Малеев В. В., Алфеев А. А. Электроэрозия турбоагрегатов // Теплоэнергетика. Москва. 1986. №6. С. 20 – 23

2. Вол А. А., Домбровский В. В., Сафонов Л. П., Хуторецкий Г. М. Влияние электрических явлений и тепломеханической части ТЭС и АЭС на надежность энергооборудования: Обзор. // Энергетическое машиностроение. Сер. 3. Вып. 13. Москва, 1990. ЦНИИТЭИтяжмаш. С. 48.
3. Кухарев И. Е., Борjak А. С. Влияние электромагнитного состояния турбоагрегата на работоспособность его узлов. Диагностика. Демagnetизация. XIII Международная научно-техническая конференция «ГЕРВИКОН-2011». Международный форум «НАСОСЫ-2011». Семинар «ЭККОН-11. СумГУ, г. Сумы, Украина. 6 – 9 сентября 2011.
4. Исаков Н. Ю. Работы отдела паровых турбин ОАО «НПО ЦКТИ». – СПб.: Академия энергетики. 2015. №5 (67). С. 58 – 62.
5. Хоменок Л. А., Коц В. Д. Электроэрозионные повреждения элементов. Машиностроение: Энциклопедия в 40 томах. Том IV – 19. – М.: Машиностроение. 2015. С. 319 – 326.
6. Белотелов А. К., Евдокимов С. А., Левиуш А. И., Фокин Г. Г. Повышение надежности заземления валов турбоагрегатов. – М.: Электрические станции. 2000. №6. С. 43 – 46.
7. Демирчан К. С., Нейман Л. Р., Коровкин Н. В., Чечурин В. Л. Теоретические основы электротехники. Том 1. – 4-е издание. СПб.: Питер. 2006.
8. Розенберг С. Ш., Сафонов Л. П., Хоменок Л. А. Исследование мощных паровых турбин на электростанциях. – М.: Энергоатомиздат, 1994.
9. Эксплуатационный циркуляр №Ц-05-88 (э) от 22.06.1988 г. «О предотвращении электроэрозии турбоагрегатов». – М.: Министерство энергетики и электрификации СССР. 1988. – 7 с.
10. Методика определения остаточной намагниченности деталей турбоагрегатов с помощью микровеберметра. – Л.: НПО ЦКТИ. 1989. – 3 с.

References

1. Safonov L. P., Vol A. A., Malev V. V., Alfeev A. A. Electroerosion of turbine sets. «Thermal Engineering», №6, Moscow, 1986. P. 20 – 23.
2. Vol A. A., Dombrovsky V. V., Safonov L. P., Chutoretzky G. M. Influence of electrical phenomena and thermal-mechanical part of TPS and NPS on reliability of power equipment. Summary, Moscow, TSNIITEI- heavy industry. 1990, 48 pages (Power Machine Building, Serial 3, Edition 13).
3. Kukharev I. E., Boriak A. S. The influence of electromagnetic state of the turbine set on the operational capability of its parts. Diagnostics. Demagnetization city of Sumy, Ukraine. State University of Sumy, 13th International scientific and technical conference «Gervicon-2011», International Forum «Pumps-2011», Seminar «EKKON. 6 – 9 Sept. 2011.
4. Isakov N. Yu. Activities of NPO CKTI steam turbine department. – SPb: Academy of Energy. 2015. №5 (67). P. 58 – 62.
5. Khomenok L. A., Kots V. D. Electroerosion damages of details. Machinery building. Encyclopedia in 40 volumes. Vol. IV – 19. – M.: Mashinostroenie. 2015. P. 319 – 326.
6. Belovelov A.K., Evdokimov S. A., Leviush A.I., Fokin G. G. Reliability increasing of electrical grounding for turbine set. – M.: Power Technology and Engineering. 2000. №6. P. 43 – 46.
7. Demirchan K. S., Neyman L. R., Korovkin N. V., Chepurin V. L. Theoretical base of electrical technology. Vol. 1 – Fourth edition. SPb: Piter. 2006.
8. Rosenberg S. Sh., Safonov L. P., Khomenok L. A. Investigation of heavy duty steam turbines installed at power plants. – M.: Energoatomizdat, 1994.
9. Operational circular № TS-05-88, 22.06.1988. «Avoidance of electroerosion of turbine sets» Ministry of Power and Electricity USSR, 1988, 7 pages.
10. Methods for determination of residual magnetization of turbine parts with microvebermeter. Leningrad, NPO CKTI, 1989, 3 pages.

DOI: 10.24223/1999-5555-2017-10-3-211-217

УДК 620.179.13

Расчетная оценка влияния эксплуатационных перегревов на трещинообразование в дисках роторов газоперекачивающих агрегатов типа ГТК-10-4

Крюков И. И., Левченко А. И., Мошников А. В., Рыбников А. И.

ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова» (ОАО «НПО ЦКТИ»)
ул. Атаманская, д. 3/6, 191167, Санкт-Петербург, Россия

Поступила / Received 21.07.2017

Принята к печати / Accepted for publication 09.08.2017

В настоящее время в России на магистральных газопроводах находятся в эксплуатации около 600 газотурбинных агрегатов ГТК-10-4. Анализ данных и результатов более 200 обследований технического состояния узлов и деталей газотурбинных агрегатов ГТК-10-4 с различной наработкой позволяет сделать вывод, что элементами, ограничивающими ресурс ГТК-10-4, являются диски турбин высокого давления (ТВД), которые подвержены эксплуатационному трещинообразованию.

Диски ТВД изготавливаются из жаропрочной стали мартенситного класса ЭП428. Номинальная температура продуктов сгорания перед турбиной ТВД 780°C.

Расчет напряжений при номинальной частоте вращения выполнялся по программе для решения задачи с учетом ползучести материалов диска и рабочих лопаток при плоском напряженном осесимметричном состоянии методом конечных элементов. Использовалось стационарное температурное поле, переменное в радиальном направлении и переменное в радиальном направлении, но осредненное по толщине стенки. Рассматривалось упругое напряженное состояние в начальный момент времени без учета пластических деформаций при напряжениях выше предела текучести и методика, учитывающая малые деформации и малые перемещения. После пластического обмятия контактных поверхностей имеет место интенсивное пластическое течение из-за ползучести материала. Это обмятие сопровождается перераспределением нагрузок от лопаток между всеми парами зубьев хвостовика до наступления установившегося состояния.

Проведенные расчеты напряженно-деформированного состояния позволили оценить возможность возникновения трещин в елочных пазах дисков, а также срок службы дисков до образования трещин при температурах эксплуатации выше номинальной.

Показано, что перегрев металла гребня диска на 35–70°C выше номинального значения температуры вызывает уменьшение в разы срока службы и может привести к образованию трещин на контактных поверхностях зубьев и шеек межпазового гребня при времени эксплуатации, значительно ниже назначенного заводом-изготовителем.

При эксплуатации не следует допускать даже кратковременных забросов температуры газа перед турбиной сверх номинальной. Рекомендуется следить за исправностью работы системы охлаждения поверхности диска охлаждающим воздухом и антипомпажным устройством.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: газовая турбина, трещинообразование в дисках, перегрев, расчет напряженно-деформированного состояния, ресурс.

Адрес для переписки:

Крюков И. И.

ОАО «НПО ЦКТИ»

ул. Атаманская, д. 3/6, 191167, Санкт-Петербург, Россия
e-mail: kryukov8@mail.ru; metal@ckti.ru

Address for correspondence:

Kryukov I. I.

JSC «NPO CKTI»

Atamanskaya str., 3/6, 191167, Saint-Petersburg, Russia
e-mail: kryukov8@mail.ru; metal@ckti.ru

Для цитирования:

Крюков И. И., Левченко А. И., Мошников А. В., Рыбников А. И. Расчетная оценка влияния эксплуатационных перегревов на трещинообразование в дисках роторов газоперекачивающих агрегатов типа ГТК-10-4. Надежность и безопасность энергетики. 2017. – Т. 10, №3. – С. 211–217.

For citation:

Kryukov I. I., Levchenko A. I., Moshnikov A. V., Rybnikov A. I. [The estimated assessment of the impact of operational stress on the cracking of the disks of rotors of gas pumping units GTK-10-4]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2017, vol. 10, no. 3, pp. 211–217 (in Russian).

The estimated assessment of the impact of operational stress on the cracking of the disks of rotors of gas pumping units GTK-10-4

Kryukov I. I., Levchenko A. I., Moshnikov A. V., Rybnikov A. I.

Joint-Stock Company «I. I. Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment» («НПО СКТ») (NPO SKT)

Atamanskaya str., 3/6, 191167, Saint-Petersburg, Russia

About 600 GTK-10-4 gas-turbine units are currently in operation on trunk gas pipelines in Russia. Data analysis and results of over 200 surveys of the technical state of assemblies and parts of GTK-10-4 gas-turbine units with different running time leads to the conclusion that the elements limiting the service life of GTK-10-4 are disks of high pressure turbines (HPT), which are subject to operational cracking.

The HPT disks are made of heat-resistant steel of martensite class EP428. The rated flue gas temperature before the HPT turbine is 780°C.

Calculation of stresses at the rated rotation speed was performed under a program to solve the problem with taking into account the creep of the materials of the disk and rotor blades in the plane stress axisymmetric condition by the finite element method. A stationary temperature field was used alternating in the radial direction and alternating in the radial direction, and averaged over the wall thickness. The elastic stress state at the initial moment of time without regard to plastic deformation at stresses above the yield limit as well as a technique taking into account small deformations and small displacements were considered. Plastic crumpling of contact surfaces is followed by intense plastic flow due to creep of the material. This crumpling is accompanied by redistribution of loads from the blades between all the pairs of teeth of the shank till the onset of the steady state.

The calculations of stress-strain state enable to estimate the possibility of occurrence of cracks in fir-tree grooves of disks and the lifetime of disks to cracking at operating temperatures above the rated one.

It is shown that overheating of the metal of the drive crown by 35–70°C above the rated value causes a multifold decrease of service life and may lead to formation of cracks on contact surfaces of teeth and necks of the inter-groove crown by the running time significantly shorter than that assigned by the manufacturer.

At operation, even short-term deviations of the gas temperature before the turbine above the rated value should be avoided. It is recommended to monitor the serviceability of the system for cooling the disk surface with cooling air and an anti-surge device.

KEYWORDS: gas turbine, cracking in disks, overheating, calculation of stress-strain state, service life.

Введение

Наиболее подвержены эксплуатационному трещинообразованию диски роторов турбин высокого давления (ТВД) [1–2], изготовленные из жаропрочной стали мартенситного класса ЭП428. Номинальная температура продуктов сгорания перед ТВД 780°C.

При обследовании дисков роторов по специально разработанным методикам неразрушающего контроля (НК) [3–5] в достаточно большом количестве обнаруживались трещины в зоне контактных поверхностей верхней пары зубьев межпазового гребня. Дальнейшее развитие трещин может привести к сколам металла верхнего зуба гребня.

Одной из наиболее вероятных причин трещинообразования можно считать перегрев металла гребня обода диска из-за нештатного повышения температуры газа перед турбиной.

Расчет прочности и ресурса диска ТВД при различных температурах

В качестве критерия разрушения диска принималось появление трещин в нижней шейке межпазового гребня диска с расчетной температурой 515°C. Шейка — это

самое тонкое место на гребне обода диска между двумя галтелями — впадинами (левой и правой).

Если для оценки запаса использовать данные по длительной прочности за 100 тыс. часов стали с КП65, то получим:

$$\begin{aligned} \text{при } T_0 = 515^\circ\text{C} \quad n_{д.п} = 1,62 < [n_{д.п}] = 1,8; \\ \text{при } T_0 = 500^\circ\text{C} \quad n_{д.п}^* = 1,8 = [n_{д.п}]. \end{aligned} \quad (1)$$

В данной работе были рассмотрены три варианта режимов эксплуатации дисков ТВД с постоянными во времени средними температурами металла гребня диска и хвостовиков рабочих лопаток соответственно:

- 515°C и 580°C (исходный нормативный),
- 550°C и 615°C (перегрев на 35°C),
- 585°C и 650°C (перегрев на 70°C).

Расчетная схема для определения напряженного и деформированного состояния диска ТВД

Расчет напряжений при номинальной частоте вращения выполнялся по программе для решения задачи с учетом ползучести материалов диска и рабочих лопаток при плоском напряженном осесимметричном

5. Крюков И. И., Шмелев Н. Г., Левченко А. И., Рыбников, А. И. Андреев М. П., Мошников А. В. Комплексный контроль дисков роторов газовых турбин газоперекачивающих агрегатов методами вихретоковой и цветной капиллярной дефектоскопии. – Дефектоскопия, 2016, №2. С. 63 – 73.

6. РТМ 108.022.102-77. Турбины газовые стационарные. Расчет на прочность хвостовых соединений рабочих лопаток газовых турбин. – Изд. НПО ЦКТИ. С. 1 – 41.

7. РТМ 108.020.14-82. Турбины газовые стационарные. Нормы статической и термоциклической прочности рабочих и направляющих лопаток. – Изд. НПО ЦКТИ. С. 1 – 18.

8. Левченко А. И., Федорова Л. В. Расчетная оценка остаточного ресурса роторов паровых турбин с учетом ползучести материала. – Труды ЦКТИ, 2004, вып. 293. С.315 – 323.

9. Шабров Н. Н., Семенченко М. В., Заблоцкая И. Н. Разработка усовершенствованной программы для расчета напряжений в осесимметрических телах методом конечных элементов. – Труды ЦКТИ, 1983, вып.201. С. 31 – 40.

10. Термопрочность деталей машин. Сб. под редакцией Биргера И. А. и Шорра Б. Ф. – Машиностроение, 1975. С. 456.

Reference

1. Getsov L. B. Materials and Strength of Gas Turbine Parts. In Two Books. Book 2. – Rybinsk: OOO Izd. Dom «Gazoturbinnye Tekhnologii», 2010, vol.1. – 611 p.

2. Rybnikov A. I., Kovalev A. G., Kryukov I. I., Leont'ev S. A. Moshnikov A. V. A Case of Industrial Safety Appraisal for Extension of Service Life of

GTK-10-4 Gas Turbines Used at Gas Transmission Stations. – Thermal Engineering, 2017, Vol. 64, №4. P. 265 – 271.

3. Kryukov I. I., Leont'ev S. A., Platonov V. S., Rybnikov A. I. Testing of Discs of Turbine Rotors of Gas Compressors with the Dye Penetrant Nondesructive Testing Technique. – Russian Journal of Nondesructive Testing, 2008, vol. 44. №8. P. 542 – 547.

4. Shmelev N. G., Gorbatshevich M. I., Kryukov I. I., Kovalev A. G. Inspection of Rotor Discs of HPT and LPT of GTK-10-4 Gas-Compressor Units by the Ultrasonic Flaw Detection Method. – Russian Journal of Nondesructive Testing, 2012, vol. 48, №1. P. 15 – 22.

5. Kryukov I. I., Shmelev N. G., Levchenko A. I., Rybnikov A. I., Andreev M. P., Moshnikov A. V. Integrated Quality Control of the Rotor Discs of Gas Compressor Units by Eddy-Current and Dye Penetrant Nondesructive Testing. – Russian Journal of Nondesructive Testing, 2016, vol. 52. №2. P. 102 – 111.

6. РТМ 108.022.102-77. Gas Turbines Stationary. The calculation of the strength of the Tail Joints of Rotor Blades of Gas Turbines. – Ed. NPO CKTI. P. 1 – 41.

7. РТМ 108.020.14 – 82. Gas Turbines Stationary. Rules Static and Thermocyclic Strength Blades and Vanes. – Ed. NPO CKTI. P. 1 – 18.

8. Levchenko A. I., Fedorova L. V. Estimation of Residual Life of Steam Turbine Rotors with the Creep of the Material. – Trudy CKTI, 2004, vol. 293. P. 315 – 323.

9. Shabrov N. N., Semenchenko M. V., Zablotska I. N. Development of an Improved Program to Calculate Stresses in Axisymmetric Bodies by Finite Element Method. – Trudy CKTI, 1983, vol. 201. P. 31 – 40.

10 Thermal Strength of Machine Parts. Edited by Birger I. A. and Schorr B. F. – «Mashinostroenie», 1975. P. 456.



DOI: 10.24223/1999-5555-2017-10-3-218-222

УДК: [621.311.25:621.039]-19

Тепловые испытания турбоустановок АЭС: задачи и результаты

Кондуров Е. П., Кругликов П. А., Смолкин Ю. В., Сухоруков Ю. Г.

ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова» (ОАО «НПО ЦКТИ»)

Россия, 191167, г. Санкт-Петербург, ул. Атаманская, д. 3/6

Поступила / Received 11.07.2017

Принята к печати / Accepted for publication 10.08.2017

Одним из обязательных условий эксплуатации АЭС при соблюдении требований по безопасности является максимальная выработка электроэнергии при постоянной тепловой мощности реактора. С целью соответствующего обнаружения ухудшений теплотехнических показателей работы оборудования и выявления резервов повышения электрической мощности, необходимо регулярно проводить тепловые испытания турбоустановок. Важным этапом алгоритма обработки данных испытаний является согласование тепловых и материальных балансов по тепловой схеме энергоблока. Это достигается за счет разработки теплогидравлической модели турбоустановки. Результаты проведенных тепловых испытаний показывают, что резервы повышения мощности действующих АЭС составляют от 6–8 до 20–30 МВт. Как показывает проведенный анализ, основные резервы скрыты в совершенствовании работы конденсационных установок паровых турбин. Именно отклонение показателей конденсаторов турбины и определяет основную составляющую повышения мощности энергоблока. В качестве направления повышения уровня контроля тепловой экономичности работы энергоблока АЭС следует рассматривать подход, когда разрабатываются полномасштабные модели энергоблока, адекватные реальному оборудованию. Работа этих моделей связана с постоянным мониторингом показателей работы АЭС и сравнением полученных на моделях. При отклонениях выше допустимого включается система диагностики, показывающая возможные причины полученных расхождений.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: АЭС, тепловые испытания, теплогидравлическая модель, турбоустановка, энергоэффективность.

Thermal test of steam turbines: objectives and results

Kondurov E. P., Kruglikov P. A., Smolkin Yu. V., Sukhorukov Yu. G.

Joint-Stock Company «I. I. Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment» («НПО ЦКТИ»)

Russia, 191167, Saint-Petersburg, Russia, Atamanskaya str., 3/6

One of the main NPP operation condition is maximum electricity production under constant reactor core thermal power with safety requirement implementation. It is necessary to carry out thermal tests of steam turbines. The objectives are to find out thermal efficiency reduction of equipment and reserves of electricity production. The important stage of thermal test data processing algorithm is to adjust mass and thermal balances over cycle arrangement of power unit. This is achieved by thermohydraulic model development of steam turbine cycle arrangement. The results of thermal tests show that electricity production reserves of NPPs under operation are from 6–8 MW(e) to 20–30 MW(e). The analysis shows that electricity production reserves are hidden in improvement of steam turbine condenser operation. The rejection of steam turbine condenser performance parameters defines main component of power production increasing. The course of thermal efficiency control level improvement of NPP power units is developing power unit mathematical models. These

Адрес для переписки:

Смолкин Ю. В.

ОАО «НПО ЦКТИ»

ул. Атаманская, д. 3/6, 191167, Санкт-Петербург, Россия

e-mail: scheme@ckti.ru

Address for correspondence:

Smolkin Yu. V.

JSC «NPO CKTI»

Atamanskaya str., 3/6, 191167, Saint-Petersburg, Russia

e-mail: scheme@ckti.ru

Для цитирования:

Кондуров Е. П., Кругликов П. А., Смолкин Ю. В., Сухоруков Ю. Г. Тепловые испытания турбоустановок АЭС: задачи и результаты. Надежность и безопасность энергетики. 2017. – Т. 10, №3. – С. 218–222.

For citation:

Kondurov E. P., Kruglikov P. A., Smolkin Yu. V., Sukhorukov Yu. G. [Thermal test of steam turbines: objectives and results]. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry*. 2017, vol. 10, no. 3, pp. 218 – 222 (in Russian).

models must adjust characteristics of real equipment. The performance of these models is associated with comparison NPP performance parameters and models ones. When rejection is increasing over set margins the monitoring system is put into operation and show possible reasons of available rejection.

KEYWORDS: NPP, thermal tests, thermohydraulic model, steam turbine, energy efficiency.

Конечной целью создания атомной электрической станции (АЭС) при соблюдении требований по безопасности является производство электроэнергии, по стоимости конкурентоспособной по сравнению с другими источниками электроэнергии. Экономическим преимуществом АЭС перед тепловой электрической станцией (ТЭС) является существенно меньшая стоимость топлива (топливная составляющая электроэнергии). Тем не менее, тепловая экономичность для АЭС не менее важна, чем для ТЭС. Экономически целесообразно эксплуатировать АЭС при номинальной тепловой мощности реактора. В этом случае повышение тепловой экономичности проявляется в соответствующем повышении электрической мощности энергоблока. На сегодняшний день важнейшую роль в атомной энергетике играет повышение мощности действующих энергоблоков [7, 8]. Подобные работы ведутся по всему миру и сейчас в этой области достигнуты значительные успехи. Стоит привести опыт США, где в результате разного рода мероприятий по модернизации на действующих АЭС, электрическая мощность последних с 1977 г. по 2005 г. была увеличена на 4417 МВт, что сопоставимо с вводом в эксплуатацию четырех новых энергоблоков [1].

С целью выявления возможности повышения энергоэффективности действующего оборудования АЭС необходимо регулярно проводить испытания турбоустановок [2]. Правильное выполнение этой задачи и надлежащий анализ результатов испытаний позволяет:

- получать информацию, дающую представление о потенциалах повышения энергетической эффективности и путях совершенствования тепломеханического оборудования АЭС;
- планировать проведение ремонтных работ и закупку запасных частей для оборудования.
- оценивать эффективность проведения ремонтных работ;
- разрабатывать на основе испытаний нормативные тепловые характеристики, позволяющие контролировать качество эксплуатации турбоустановок.

Ценность анализа зависит от точности исходной информации. Сложный технологический процесс предполагает проведение большого количества измерений. К сожалению, организация полноценных тепловых испытаний с полным набором измерительных приборов необходимого класса точности практически невозможна из-за сложностей организации измерения влажности пара в проточной части турбины, разработки новых методик измерения. Приходится, в основном, ориентироваться на показания штатных контрольно-измерительных приборов (КИП). Однако, вплоть до настоящего времени, проблеме контроля тепловой эффективности работы энергоблока уделяется недостаточное внимание и установленные на АЭС КИП фактически выполняют функции технологического контроля, поэтому при проведении испытаний на дей-

ствующих энергоблоках в особо ответственных узлах тепловой схемы турбоустановки (расход питательной воды, абсолютное давление в конденсаторе) необходимо устанавливать приборы повышенной точности. Например, современные переносные ультразвуковые расходомеры в условиях действующего энергоблока позволяют измерять расход питательной воды с погрешностью $\sim \pm 1\%$.

Основным условием корректного анализа показателей работы турбоустановки является соблюдение материальных и тепловых балансов по ее тепловой схеме. Поэтому важно отметить необходимость разработки теплогидравлических моделей турбоустановок. Целью этого является согласование материальных и тепловых балансов по тепловой схеме [3]. По сути, это является завершающей частью алгоритма обработки данных с целью корректировки результатов измерений. В метрологической практике такие измерения носят название — измерения при наличии связей [4]. В качестве уравнений связи выступают основные физические законы (в нашем случае классический пример — уравнение Клапейрона-Клаузиуса, связывающее температуру и давление в области насыщения). В таблице 1 в качестве примера представлены основные данные по настройке теплогидравлической модели одного из энергоблоков АЭС. Таблица 1 демонстрирует согласованность модели и результатов измерений, а также позволяет выявить показания, требующие либо корректировки узла модели, либо проверки измерительного канала [5]. Поскольку ошибки измерений могут быть как в большую, так и в меньшую сторону от истинного значения, то при настройке модели, из-за большого количества связей по тепловой схеме турбоустановки, они могут компенсировать друг друга. На рисунке представлена гистограмма плотности распределения вероятностей ошибок настройки данной модели для нескольких различных режимов работы блока.

Важность этапа разработки теплогидравлической модели турбоустановки также заключается в том, что в отличие от ТЭС, турбины АЭС с РБМК (реактор большой мощности канальный) и ВВЭР (водоводяной энергетический реактор) работают влажной паре. Это не позволяет непосредственно определять КПД (коэффициент полезного действия) проточных частей турбины, которые оказывают наибольшее влияние на тепловую экономичность энергоблока [6]. Из-за практической невозможности контроля эффективности работы собственно турбины без тщательного анализа материального и теплового баланса турбоустановки и сопоставления энергоблоков, как на данной АЭС, так и с аналогичными энергоблоками других АЭС, можно делать неправильные выводы, которые могут впоследствии дорого обойтись.

ОАО «НПО ЦКТИ» постоянно совершенствует расчетные модели турбоустановок на основании многолетнего опыта по проектированию тепломеханического оборудо-

Таблица 2. Анализ недовыработки электроэнергии блоком АЭС.
Table 2. Analysis of reduced electricity production of the NPP unit.

Элемент тепловой схемы / Flow diagram element	ΔN_{Σ} , МВт / ΔN_{Σ} , MWe		Примечание / Comments
	ТГ-Х / SG-X	ТГ-У / SG-Y	
ПНД-1 / LPN-1	0,3	0,4	Для ТГ-Х: коэффициент теплопередачи 2335 Вт/(м ² *К) вместо нормативного 3264 Вт/(м ² *К); для ТГ-У: коэффициент теплопередачи 2222 Вт/(м ² *К) вместо нормативного 3273 Вт/(м ² *К). / For SG-X: heat transfer coefficient is 2335 W/(m ² *K) instead of normative value of 3264 W/(m ² *K); for SG-Y: heat transfer coefficient is 2222 W/(m ² *K) instead of normative value of 3273 W/(m ² *K).
ПНД-2 / LPN-2	0,7	0,8	Для ТГ-Х: коэффициент теплопередачи 1423 Вт/(м ² *К) вместо нормативного 3316 Вт/(м ² *К); для ТГ-У: коэффициент теплопередачи 1319 Вт/(м ² *К) вместо нормативного 3326 Вт/(м ² *К). / For SG-X: heat transfer coefficient is 1423 W/(m ² *K) instead of normative value of 3316 W/(m ² *K); for SG-Y: heat transfer coefficient is 1319 W/(m ² *K) instead of normative value of 3326 W/(m ² *K).
ПНД-3 / LPN-3	0,7	0,3	Для ТГ-Х: коэффициент теплопередачи 1679 Вт/(м ² *К) вместо нормативного 3411 Вт/(м ² *К); для ТГ-У: коэффициент теплопередачи 2401 Вт/(м ² *К) вместо нормативного 3421 Вт/(м ² *К). / For SG-X: heat transfer coefficient is 1679 W/(m ² *K) instead of normative value of 3411 W/(m ² *K); for SG-Y: heat transfer coefficient is 2401 W/(m ² *K) instead of normative value of 3421 W/(m ² *K).
ПНД-4 / LPN-4	0,1	0,2	Для ТГ-Х: коэффициент теплопередачи 3042 Вт/(м ² *К) вместо нормативного 3518 Вт/(м ² *К); для ТГ-У: коэффициент теплопередачи 2846 Вт/(м ² *К) вместо нормативного 3529 Вт/(м ² *К). / For SG-X: heat transfer coefficient is 3042 W/(m ² *K) instead of normative value of 3518 W/(m ² *K); for SG-Y: heat transfer coefficient is 2846 W/(m ² *K) instead of normative value of 3529 W/(m ² *K).
КНД / Steam turbine condenser	4,8	0,1	Для ТГ-Х: коэффициент теплопередачи 2730 Вт/(м ² *К) вместо нормативного 3221 Вт/(м ² *К), а также учёт 190 отглушенных трубок; Для ТГ-У: учёт 242 отглушенных трубок. / For SG-X: heat transfer coefficient is 2730 W/(m ² *K) instead of normative value of 3221 W/(m ² *K) and it is taken into account 190 deafened pipes; for SG-Y: it is taken into account 242 deafened pipes.
Итого: / Total value	6,5	1,8	С учётом влияния в схеме. / Flow diagram equipment influence is taken into account.

конденсационных установок, поскольку именно они определяют основную часть резервов увеличения мощности действующих АЭС.

4. Целесообразно на АЭС использовать следующий подход: на основе использования современной измерительной и вычислительной техники устанавливаются дополнительные КИП повышенной точности, и разрабатывается математическая модель энергоблока, адекватная по характеристикам реальному энергоблоку. Это позволяет в реальном времени отслеживать характеристики энергоблока, и при их отклонении выполняется диагностика причин такого отклонения.

Список использованных источников

1. The role of instrumentation and control systems in power uprating projects for nuclear power plants, №NP-T1.3. Vienna.: IAEA, 2008.
2. Сахаров А. М. Тепловые испытания паровых турбин. – М.: Энергоатомиздат, 1990 1. Development of larger steam condensers with optimized cost/performance ratio / P. Baumann, I. Pesthy // ABB Review. 1997. №8. P. 40–48.
3. Экономия топлива на ТЭС за счет применения метода согласования энергобалансов / Шинников П. А., Ноздренко Г. В., Сафронов А. В. // Научный вестник НГТУ. 2014. №1. С. 151–158.
4. Грановский В. А. Методы обработки экспериментальных данных при измерениях. – Л.: Энергоатомиздат, 1990.
5. Захарченко В. Е. Контроль достоверности параметров в АСУТП // Автоматизация в промышленности. 2008. №7. С. 37–40.
6. Low-pressure steam turbine retrofits / E. Kramer, H. Huber, B. Scarlin // ABB Review. 1996. №5. P. 4–13.
7. Development of larger steam condensers with optimized cost/performance ratio / P. Baumann, I. Pesthy // ABB Review. 1997. №8. P. 40–48.
8. Бродов Ю. М., Савельев Р. З. Конденсационные установки паро-

вых турбин. – М.: Энергоатомиздат, 1994.

9. Направление повышения экономической эффективности АЭС с ВВЭР / Петреня Ю. К., Хоменок Л. А., Кругликов П. А., Смолкин Ю. В. // Теплоэнергетика. 2007. №1. С. 31–34.

10. Основные пути повышения эффективности АЭС с ВВЭР / Петреня Ю. К., Хоменок Л. А., Кругликов П. А., Смолкин Ю. В. // Теплоэнергетика. 2008. №1. С. 11–13.

Reference

1. The role of instrumentation and control systems in power uprating projects for nuclear power plants, №NP-T1.3. Vienna.: IAEA, 2008.
2. Sakharov A. M. Steam turbines thermal tests. Energoatomizdat, Moscow, 1990.
3. Fuel economy on Thermal Power Plant (TPP) at the expense of application of balance matching method / Shchinnikov P., Nozdrenko G., Safronov A. // Nauchnyi vestnik NGTU. 2014. №1. P. 151–158.
4. Granovski V. Experimental data processing methods for measurements. Energoatomizdat, Leningrad, 1990.
5. Zakharchenko V. E. The control of validity parameters in industrial control systems // Automatization in industry. 2008. №7. P. 37–40.
6. Low-pressure steam turbine retrofits / E. Kramer, H. Huber, B. Scarlin // ABB Review. 1996. №5. P. 4–13.
7. Development of larger steam condensers with optimized cost/performance ratio / P. Baumann, I. Pesthy // ABB Review. 1997. №8. P. 40–48.
8. Brodov Y., Savelyev R. Steam turbine condensers. Energoatomizdat, Moscow, 1994.
9. Lines of improving the economic efficiency of nuclear power stations equipped with VVER reactors / Petrenya Yu. K., Khomenok L. A., Kruglikov P. A., Smolkin Yu. V. // Thermal Engineering. 2007. №1. P. 32–35.
10. The main ways of the VVER NPPs efficiency improving / Petrenya Yu. K., Khomenok L. A., Kruglikov P. A., Smolkin Yu. V. // Thermal Engineering. 2008. №1. P. 11–13.

DOI:10.24223/1999-5555-2017-10-3-223-231

УДК 621.791:620.4

Прогнозирование коэффициента снижения прочности сварных соединений турбины на ССКП

Ланин А. А., Ильин С. А., Прохорова Т. В., Рева В. В.

ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова» (ОАО «НПО ЦКТИ»)

ул. Атаманская, д. 3/6, 191167, Санкт-Петербург, Россия

Поступила / Received 08.07.2017

Принята к печати / Accepted for publication 07.08.2017

При длительной высокотемпературной эксплуатации однородные сварные соединения жаропрочных сталей ферритного и мартенситного классов разрушаются по IV типу — по мягкой прослойке (МП) в зоне термического влияния (ЗТВ), соответствующей участкам мелкого зерна и межкритического интервала, а разнородные сварные соединения — по обезуглероженной МП в зоне сплавления. При этом коэффициент снижения прочности сварных соединений существенно уменьшается с увеличением времени и температуры эксплуатации.

На основании экспериментальных исследований построена расчетная модель ползучести и разрушения сварных соединений жаропрочных сталей, позволяющая прогнозировать коэффициенты снижения прочности сварных узлов с учетом конструктивно-технологических факторов и изменения механизмов разрушения на стадии проектирования. Проведены испытания на длительную прочность образцов из однородных сварных соединений мартенситной стали Р91 и разнородных соединений Р91 и хромомолибденованадиевой стали 15Х1М1Ф при температуре 620°C. Для исследования металла ЗТВ выполнена имитация термического цикла сварки на установках ИМЕТ-ЦКТИ и Gleeble-3800. Также было выполнено численное моделирование на основе уравнений состояния в форме Качанова-Работнова с учетом трех стадий ползучести, влияния трехосности напряженного состояния, изменения показателей степени в уравнениях ползучести и разрушения от напряжений.

По результатам расчетов выявлены и описаны закономерности изменения длительной прочности сварных образцов из стали Р91 от относительной ширины МП и соотношения скоростей ползучести основного металла и МП. Получена количественная оценка длительной прочности разнородного сварного соединения на модели образца с двумя МП с одинаковыми свойствами, соответствующими металлу разупрочненной части ЗТВ однородного сварного соединения. Выявлено перемещение разрушения в зону сплавления при снижении напряжений, что подтверждено экспериментально. Полученные закономерности хорошо согласуются с теоретическими и экспериментальными исследованиями Л. М. Качанова, Д. Р. Хэйхарста, В. Н. Земзина, Р. З. Шрона и др.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: длительная прочность, ползучесть, повреждаемость, трещины IV типа, основной металл (ОМ), мягкая прослойка (МП), зона термического влияния (ЗТВ), зона мелкого зерна (МЗ), межкритический интервал (МК), термический цикл сварки (ТЦС), разнородное сварное соединение, обезуглероженная диффузионная прослойка.

Адрес для переписки:

Прохорова Т. В.
ОАО «НПО ЦКТИ»
ул. Атаманская, д. 3/6, 191167, Санкт-Петербург, Россия
e-mail: svarka@ckti.ru

Address for correspondence:

Prokhorova T. V.
JSC «NPO CKTI»
Atamanskaya str., 3/6, 191167, Saint-Petersburg, Russia
e-mail: svarka@ckti.ru

Для цитирования:

Ланин А. А., Ильин С. А., Прохорова Т. В., Рева В. В. Прогнозирование коэффициента снижения прочности сварных соединений турбины на ССКП. Надежность и безопасность энергетики. 2017. – Т. 10, №3. – С. 223–231.

For citation:

Lanin A. A., Ilin S. A., Prokhorova T. V., Reva V. V. [Prediction of strength reduction factor for welded joints of turbines with ultra supercritical steam parameters]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2017, vol. 10, no. 3, pp. 223–231 (in Russian).

Prediction of strength reduction factor for welded joints of turbines with ultra supercritical steam parameters

Lanin A. A., Ilin S. A., Prokhorova T. V., Reva V. V.

Joint-Stock Company «I. I. Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment» («НПО CKTI»)

Atamanskaya str., 3/6, 191167, Saint-Petersburg, Russia

During long-term operation heat-resistant ferrite and martensitic steel welds have type IV cracking in a so-called 'soft layer', which contains part of fine grain region and inter-critical region of heat-affected zone (HAZ). The rupture of dissimilar welds occurs in the carbonless soft layer near fusion line. Therefore the strength reduction factor of welds decreases significantly with increasing lifetime and operating temperature.

Based on experimental investigations the design model is constructed to predict the welds strength reduction coefficient at the design stage, taking into account different structural and technological factors, also changes creep and fracture mechanisms. Creep strength tests of martensitic steel P91 welds and dissimilar welds P91 + Cr-Mo-V steel were performed at temperature of 620°C. The HAZ metal investigation was performed after the thermal welding cycle simulation at the «IMET-CKTI» and «Gleeble-3800» units. In addition, numerical modeling was carried out, using the Kachanov-Rabotnov constitutive equations, taking into account the three stages of creep, the influence of complex stress state, changes creep and fracture mechanisms.

Based on the calculation results, the life time of P91 welds depends from the soft layer relative width and the creep rate ratio the base metal vs. the soft layer metal. A quantitative evaluation of the dissimilar welds creep strength is obtained using a sample model with two soft layers. Both have the same properties corresponding to the weakened region HAZ metal of the similar weld. According to the calculation results, the dissimilar welded samples rupture location moves to carbonless zone at lower stress level. Calculation results have good agreement with the experimental data. The obtained dependences are in good agreement with the theoretical and experimental studies of L. M. Kachanov, D. R. Hayhurst, V. N. Zemzin, R. Z. Schron et al.

KEYWORDS: creep rupture time, creep, damage, IV type cracking, base metal (BM), 'soft' layer (SL), fine grain region of heat affected zone (FG HAZ), inter-critical region of heat affected zone (IC HAZ), thermal welding cycle (TWC), fusion line (FL), dissimilar weld, carbonless zone.

Главным направлением развития энергомашиностроения в настоящее время является не только повышение мощности и экономичности энергооборудования, но и снижение себестоимости изготовления. Существенным резервом в снижении себестоимости является создание конструкций, оптимизированных по распределению температурно-силовых нагрузок. Применение в наиболее термонагруженных зонах высокопрочных и дорогостоящих материалов приводит к необходимости разработки сварных конструкций из разнородных сталей и сплавов.

Известно, что сварные соединения элементов энергетического оборудования из теплоустойчивых хромомолибденовых, хромомолибденованадиевых и 9–12% хромистых сталей, работающие в условиях высокотемпературной ползучести имеют повышенную повреждаемость.

В однородных сварных соединениях при длительной высокотемпературной эксплуатации преимущественно развиваются разрушения IV типа по узкой разупрочненной области ЗТВ, прилегающей к основному металлу. Особенностью сварных соединений разнородных сталей является наличие в зоне сплавления науглероженной и обезуглероженной областей, формирующихся вследствие диффузионного перераспределения углерода при сварке, термической обработке и высокотемпературном воздействии при эксплуатации.

В [1–4] показано, что в МП реализуется жесткое объ-

емное напряженное состояние за счет стеснения деформации. В условиях ползучести появление хрупких разрушений в разупрочненных прослойках зависит от относительной толщины прослойки и растет с повышением длительности эксплуатации и с увеличением разницы сопротивления ползучести прослойки и окружающего металла.

В статье приведены экспериментальные результаты исследований локальной структурной неоднородности сварных соединений из разнородных сталей. На основе выполненных экспериментальных исследований построена математическая модель развития локальных разрушений при ползучести, с целью прогнозирования при проектировании коэффициента снижения прочностных свойств сварных соединений.

Для решения поставленных задач исследовались разнородные соединения из хромомолибденованадиевых сталей перлитного класса и высокопрочных 9÷12% Cr сталей мартенситного класса, дополнительно легированных Mo, V, W, Nb, N, которые предназначены для эксплуатации при температурах выше 600°C. Использовались отечественные и зарубежные стали.

Для исследования металла ЗТВ применялись установки ИМЕТ-ЦКТИ и Gleeble-3800 с целью имитирования термического цикла сварки (ТЦС) и получения металла различной структуры, соответствующей разным участкам ЗТВ.

Известно, что при сварке и дальнейшей эксплуата-

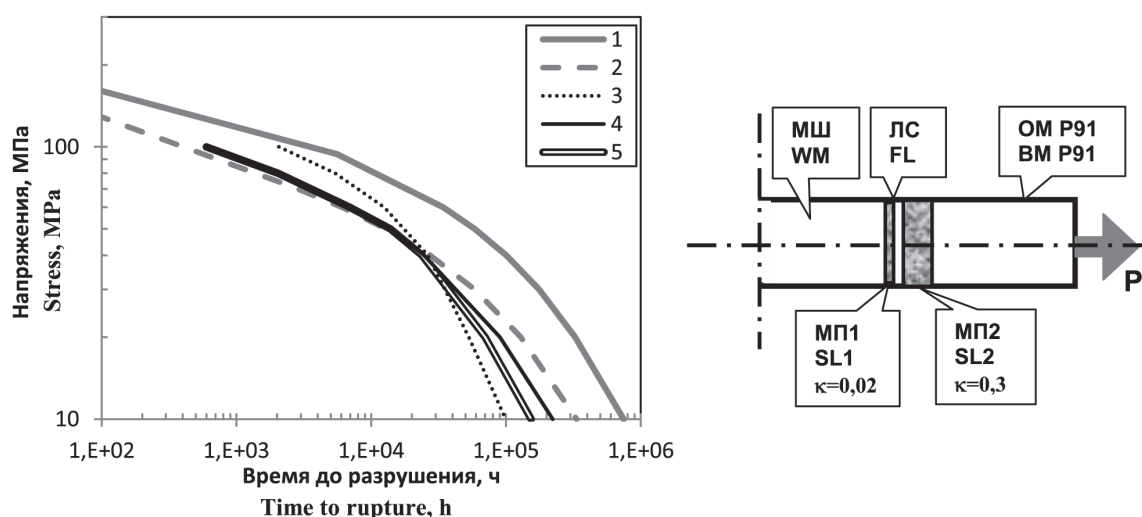


Рисунок 6. Длительная прочность сварных образцов однородного и разнородного сварных соединений из стали P91 при различной относительной ширине мягкой прослойки (k) при 625°C: 1 — основной металл; 2 — металл мягкой прослойки; 3 — сварной образец с мягкой прослойкой $k=0,02$; 4 — сварной образец с мягкой прослойкой $k=0,3$; 5 — модель образца из разнородного сварного соединения с двумя прослойками ($k=0,02$ и $k=0,3$); МШ — металл шва; ЛС — линия сплавления.

Figure 6. The similar and dissimilar welding joints creep strength for different relative width of the soft layers (k) at $T=625^\circ\text{C}$: 1 — base metal; 2 — soft layer metal; 3 — the weld sample model with the soft layer $k=0,02$; 4 — the weld sample model with the soft layer $k=0,3$; 5 — the dissimilar weld sample model with two soft layers ($k=0,02$; $k=0,3$); WM — weld metal; FL — fusion line.

ного соединения при снижении напряжений [26].

На рисунке 6 по результатам численного моделирования приведена диаграмма длительной прочности разнородного сварного соединения с двумя прослойками и однородных с относительной шириной прослоек, соответствующих частично обезуглероженной прослойке ($k=0,02$) и разупрочненной части ЗТВ ($k=0,3$).

Время до разрушения разнородного сварного соединения при высоких напряжениях несущественно отличается от однородного сварного соединения с такой же относительной шириной ослабленного участка ЗТВ, при низких напряжениях время до разрушения разнородного сварного соединения равно среднему геометрическому времени до разрушения однородных сварных соединений с соответствующей относительной шириной мягкой прослойки. Иными словами, для однородного и разнородного сварных соединений определяющим фактором является наличие мягких прослоек.

Выводы

1. Выполнен комплекс расчетно-экспериментальных работ по исследованию прочности и ресурса металла разнородных сварных соединений 9% хромистой и хромомолибденованадиевой сталей для условий длительной высокотемпературной эксплуатации.

2. Экспериментальным путем установлено, что наличие в разнородных сварных соединениях жаропрочных сталей диффузионных прослоек шириной 0,2–0,4 мм является причиной локальных хрупких разрушений сварных соединений при длительной высокотемпературной эксплуатации.

3. На основании экспериментальных исследований построена расчетная модель ползучести и разрушения сварных соединений из жаропрочных сталей, позволяющая прогнозировать коэффициенты прочности сварных узлов с учетом конструктивно-технологических факторов и изменения механизмов разрушения на стадии проектирования энергетических установок.

Список использованных источников

1. Земзин В. Н. Жаропрочность сварных соединений – Л.: Машиностроение, 1972. – 272 с.
2. Шрон Р. З. О прочности при растяжении сварных соединений с мягкой прослойкой в условиях ползучести // Сварочное производство. – 1970. – №5. – С. 6–8.
3. Шрон Р. З., Корман А. И. Влияние неоднородности свойств сварных соединений на их склонность к хрупким разрушениям в условиях ползучести // Сварочное производство. – 1972. – №12. – С. 12–14.
4. Бакиш О. А., Шрон Р. З. О расчетной оценке прочности сварных соединений с мягкой прослойкой // Сварочное производство. – 1971. – №3. – С. 3–5.
5. Ланин А. А., Ильин С. А., Прохорова Т. В. Исследование разнородных сварных стыковых соединений толстостенных труб системы паровпуска паровых турбин // Тяжелое машиностроение. – 2008. – №6. – С. 21–25.
6. Прохорова Т. В., Ланин А. А. Длительная прочность однородных и разнородных сварных соединений жаропрочных сталей с мягкой прослойкой // «Обеспечение надежности теплоэнергетического оборудования в условиях длительной эксплуатации»: доклады II Международной конф. (Челябинск, 17–21 мая 2010 г.). – Челябинск, 2010. – С. 130–136.
7. Hayhurst D. R. CDM mechanisms-based modelling of tertiary

creep: ability to predict the life of engineering components // Arch. Mech. – 2005. – v. 57, №2–3. – P. 103–132.

8. Tu S., Wu R., Sandström R. Design against creep failure for weldments in 0.5Cr0.5Mo0.25V pipe // Int. J. of Pres. Ves. and Piping. – 1994. – v. 58. – P. 345–354.

9. Hayhurst R. J., Mustata R., Hayharst D. R. Creep constitutive equations for parent, Type IV, R-HAZ, CG-HAZ and weld material in the range 565–640°C for Cr-Mo-V weldments // Int. J. of Pres. Ves. and Piping. – 2005 – v. 82. – P. 137–144.

10. Hyde T. H., Williams J. A., Becker A. A., Sun W. A review of the finite element analysis of repaired welds under creep conditions // OMMI. – 2003. – v. 2, №2. – URL: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.515.98&rep=rep1&type=pdf> (дата обращения 21.01.2017).

11. Eggeler G., Ramteke A. Analysis of creep in a welded 'P91' pressure vessel // Int. J. of Pres. Ves. and Piping. – 1994. – v. 60. – P. 237–257.

12. Perrin J. Hayhurst D. R., Ainsworth R. A. Approximate creep rupture lifetimes for butt welded ferritic steel pressured pipes // Eur. J. Mech. A/Solids. – 2000.– v. 19. – P. 223–258.

13. Gaffard V. Experimental study and modelling of high temperature creep flow and damage behaviour of 9Cr1Mo-NbV steel weldments: PhD thesis – France, 2004. – 329 p.

14. Gorash Y. Development of a creep-damage model for non-isothermal long-term strength analysis of high-temperature components operating in a wide stress range: PhD thesis. – Halle, 2008. – P. 108.

15. Stepanova T. R., Prokhorova T. V. Modeling of the High Temperature Creep and Rupture under the Complex Stress State // Materials Science Forum. – 2016. – v. 870. – P. 528–534.

16. Dimmler G. P., Weinert G., Cerjak H. Extrapolation of short-term creep rupture data – The potential risk of over-estimation//IJVP. – 2008. – v. 85. – P. 55–62.

17. Kloc L., Fiala J. On Creep Behaviour of Several Metallic Materials at Low Stresses and Elevated Temperatures // Chem. Papers – 1999 – v. 53, №3 – P.155–164.

18. Esposito L., Bonora N. A primary creep model for Class M materials // Materials Science and Engineering A – 2011. – v. 528. – P. 5496–5501.

19. Kloc L. Internal stress model for pre-primary stage of low-stress creep//15th International Conference on the Strength of Materials (ICSMA-15) J. Phys.: Conf. Ser. – 2010. – vol. 240, №1. – 012086 – URL: <http://iopscience.iop.org/1742-6596/240/1/012086> (дата обращения 21.02.2016).

20. Kloc L., Sklenichka V. Influence of the loading history on the creep of the 9% chromium steel at low creep rates // METAL 2004 (13): Int. Conf. (Hradec nad Moravicí (CZ), 04.05.18-04.05.20). – Hradec nad Moravicí (CZ), 2004. – P. 1–7.

21. Гецов Л. Б. Материалы и прочность деталей газовых турбин. В двух книгах. Кн. 1/ Л. Б. Гецов. – Рыбинск: ООО «Издательский дом «Газотурбинные технологии», 2010. – 611 с.

22. Eggeler G., Wiesner C. A numerical study of parameters controlling stress redistribution in circular notched specimens during creep // Journal of strain analysis – 1993. – v. 28. – P. 13–22.

23. Hancock J. W., Mackenzie A. C. On the mechanisms of ductile failure in high-strength steels subjected to multi-axial stress-states // J. Mech. Phys. Solids, – 1976. – v. 24. – P. 147–169.

24. Holmström S., Rantala J. Modeling and verification of creep strain and exhaustion in a welded steam mixer // Journal

of Pressure Vessel Technology. – 2009. – v. 131, №6, 061405. – 5 p.

25. Penny R. K., Marriott D. L. Design for Creep – sec. ed. – London: Chapman&Hall, 1995. – 430 p.

26. Прохорова Т. В. Прогнозирование длительной прочности разнородных сварных соединений хромомолибденованадиевых и 9–12% хромистых сталей: дис. канд. тех. наук. – СПб, 2017. – 185 с.

References

1. Zemzin V. N. The welding joint heat resistance – Leningrad: Mashinostroenie, 1972. – 272 p.

2. Schron R. Z. About tensile strength of welding joint with a soft interlayer under creep conditions // Svarochnoe proizvodstvo. – 1970. – №5. – P. 6–8.

3. Schron R. Z., Korman A. I. Influence of the welded joints properties inhomogeneity in their tendency to brittle fracture in a creep conditions // Svarochnoe proizvodstvo. – 1972. – №12. – P. 12–14.

4. Bakshi O. A., Schron R. Z. About the welded joint with a soft interlayer strength estimation // Svarochnoe proizvodstvo. – 1971. – №3. – P. 3–5.

5. Lanin A. A., Ilin S. A., Prokhorova T. V. Investigation of dissimilar welded butt joints of thick-walled steam pipe systems of steam turbines // Tjzhjeloe mashinostroenie. – 2008. – №6. – P. 21–25.

6. Prokhorova T. V., Lanin A. A. Creep strength dissimilar and similar welded joints of creep resistant steels with a soft interlayer // «Обеспечение надежности теплоэнергетического оборудования в условиях длительной эксплуатации»: materials of II Int. conf. (Cheljabinsk, 17–21 May 2010). – Cheljabinsk, 2010. – P. 130–136.

7. Hayhurst D. R. CDM mechanisms-based modelling of tertiary creep: ability to predict the life of engineering components // Arch. Mech. – 2005. – v. 57, №2–3. – P. 103–132.

8. Tu S., Wu R., Sandström R. Design against creep failure for weldments in 0.5Cr0.5Mo0.25V pipe // Int. J. of Pres. Ves. and Piping. – 1994. – v. 58. – P. 345–354.

9. Hayhurst R. J., Mustata R., Hayharst D. R. Creep constitutive equations for parent, Type IV, R-HAZ, CG-HAZ and weld material in the range 565–640°C for Cr-Mo-V weldments // Int. J. of Pres. Ves. and Piping. – 2005 – v. 82. – P. 137–144.

10. Hyde T. H., Williams J. A., Becker A. A., Sun W. A review of the finite element analysis of repaired welds under creep conditions // OMMI. – 2003. – v. 2, №2. – URL: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.515.98&rep=rep1&type=pdf> (дата обращения 21.01.2017).

11. Eggeler G., Ramteke A. Analysis of creep in a welded 'P91' pressure vessel // Int. J. of Pres. Ves. and Piping. – 1994. – v. 60. – P. 237–257.

12. Perrin J. Hayhurst D. R., Ainsworth R. A. Approximate creep rupture lifetimes for butt welded ferritic steel pressured pipes // Eur. J. Mech. A/Solids. – 2000.– v. 19. – P. 223–258.

13. Gaffard V. Experimental study and modelling of high temperature creep flow and damage behaviour of 9Cr1Mo-NbV steel weldments: PhD thesis – France, 2004. – 329 p.

14. Gorash Y. Development of a creep-damage model for non-isothermal long-term strength analysis of high-temperature components operating in a wide stress range: PhD thesis. – Halle, 2008. – P. 108.

15. Stepanova T. R., Prokhorova T. V. Modeling of the High Temperature Creep and Rupture under the Complex Stress State // Materials Science Forum. – 2016. – v. 870. – P. 528–534.

16. Dimmler G. P., Weinert G., Cerjak H. Extrapolation of short-term

creep rupture data – The potential risk of over-estimation // IJPVP. – 2008. – v. 85. – P. 55–62.

17. Kloc L., Fiala J. On Creep Behaviour of Several Metallic Materials at Low Stresses and Elevated Temperatures // Chem. Papers – 1999 – v. 53, №3 – P. 155 – 164.

18. Esposito L., Bonora N. A primary creep model for Class M materials // Materials Science and Engineering A – 2011. – v. 528. – P. 5496–5501.

19. Kloc L. Internal stress model for pre-primary stage of low-stress creep // 15th International Conference on the Strength of Materials (ICSMA-15) J. Phys.: Conf. Ser. – 2010. – vol. 240, №1. – 012086 – URL: <http://iopscience.iop.org/1742-6596/240/1/012086> (дата обращения 21.02.2016).

20. Kloc L., Sklenichka V. Influence of the loading history on the creep of the 9% chromium steel at low creep rates // METAL 2004 (13): Int. Conf. (Hradec nad Moravicí (CZ), 04.05.18-04.05.20). – Hradec nad Moravicí (CZ), 2004. – P. 1–7.

21. Guetsov L. B. Materials and Strength of the gas turbines details. two books, book 1.– Rybinsk: OOO «Publishing Hous «Gas turbine technology», 2010.–611 p.

22. Eggeler G., Wiesner C. A numerical study of parameters controlling stress redistribution in circular notched specimens during creep // Journal of strain analysis – 1993. – v. 28. – P. 13–22.

23. Hancock J. W., Mackenzie A. C. On the mechanisms of ductile failure in high-strength steels subjected to multi-axial stress-states // J. Mech. Phys. Solids, – 1976. – v. 24. – P. 147–169.

24. Holmström S., Rantala J. Modeling and verification of creep strain and exhaustion in a welded steam mixer // Journal of Pressure Vessel Technology. – 2009. – v. 131, №6, 061405. – 5 p.

25. Penny R. K., Mariott D. L. Design for Creep – sec. ed. – London: Chapman&Hall, 1995. – 430 p.

26. Prokhorova T. V. Creep strength prediction of dissimilar CrMoV and 9–12% Cr steels welded joints: PhD thesis. – SPb, 2017. – 185 p.



DOI: 10.24223/1999-5555-2017-10-3-232-236

УДК 621.181

Причины эрозионных повреждений элементов испарительных контуров низкого давления котлов-утилизаторов ПГУ

Беляков И. И., Бреус В. И., Попов М. С.

ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова» (ОАО «НПО ЦКТИ»)

Россия, 191167, г. Санкт-Петербург, ул. Атаманская, д. 3/6

Поступила / Received 08.07.2017 г

Принята к печати / Accepted for publication 20.08.2017

Как показывает опыт эксплуатации, на отечественных и зарубежных ПГУ отмечается большое количество повреждений труб ИНД котлов-утилизаторов с естественной и с принудительной циркуляцией. В основном повреждения вызваны утонением стенки металла гибов труб.

В ряде работ утонение металла гибов труб ИНД объясняется высокоскоростной коррозией (FAC) и каплеударной эрозией. Интенсивность FAC зависит от скорости потока, температуры воды, материала стенки, водно-химического режима (ВХР), конструкции ИНД. К сожалению, в опубликованных работах не приводятся конкретных рекомендаций по выбору оптимальных параметров потока, материала труб и оптимального ВХР котловой воды.

На основании полученного опыта определены причины эрозионного износа металла гибов труб испарительных поверхностей нагрева.

Анализ повреждений гибов показывает наличие зависимости эрозионного утонения стенки труб от скорости пароводяной смеси.

Повреждения ИНД вызвано разрушением оксидной защитной пленки на внутренней поверхности труб, вследствие интенсивной турбулизации пристенного слоя воды, протекающей в гibe, имеющей температуру насыщения, что вызывает кавитацию вследствие образования пузырьков пара и их конденсации. Подтверждением данного механизма повреждений служит отсутствие эрозионного износа металла на вогнутых и прямых участках труб, а также отсутствие подобных явлений в контурах ИСД и ИВД котлов-утилизаторов.

Наибольшую устойчивость имеет защитная оксидная пленка, образующаяся при гидратном водно-химическом режиме (ВХР).

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: парогазовая установка (ПГУ); эрозионные повреждения гибов; кавитационный износ металла труб; режимы течения двухфазной смеси; влияние ВХР.

Адрес для переписки:

Беляков И. И.

ОАО «НПО ЦКТИ»

ул. Атаманская, д. 3/6, 191167, Санкт-Петербург, Россия

e-mail: scheme@ckti.ru

Address for correspondence:

Belyakov I. I.

JSC «NPO CKTI»

Atamanskaya str., 3/6, 191167, Saint-Petersburg, Russia

e-mail: scheme@ckti.ru

Для цитирования:

Беляков И. И., Бреус В. И., Попов М. С. О причинах эрозионных повреждений элементов испарительных контуров низкого давления (ИНД) котлов-утилизаторов ПГУ. Надежность и безопасность энергетики. 2017. – Т.10, №3. 2017. – Т. 10, №3. – С. 232 – 236.

For citation:

Belyakov I. I., Breus V. I., Popov M. S. [Analysis of the causes of erosive damage to elements of low-pressure evaporation circuits (LPE) of CCGT boilers]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2017, vol. 10, no. 3, pp. 232 – 236 (in Russian).

Analysis of causes of erosive damage to elements of low-pressure evaporation circuits (LPE) of CCGT boilers

Belyakov I. I., Breus V. I., Popov M. S.

Joint-Stock Company «I. I. Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment»
(«NPO CKTI»)

Atamanskaya str., 3/6, 191167, St. Petersburg, Russia

As the operating experience shows, a large number of cases of damage of natural gas pipes with natural and forced circulation are observed at domestic and foreign CCGTs. Basically, the damage is caused by the thinning of the wall of metal tubing bends.

In a number of studies, the thinning of the metal of the bends of the low-pressure evaporator (LPE) pipes is explained by high-speed corrosion (FAC) and droplet-erosion. The intensity of FAC depends on the flow velocity, water temperature, wall material, water-chemical regime (WCR), and the LPE design. Unfortunately, published papers provide no specific recommendations on selection of optimal flow parameters, pipe material, or the optimal boiler water-chemical mode.

On the basis of the experience obtained, the causes of erosion wear of metal tubing bends of evaporation heating surfaces are determined.

Analysis of damage to bends shows the presence of dependency of erosive thinning of the pipe wall on the speed of the steam-water mixture.

The damage to the evaporative tubes of the LPE is caused by destruction of the oxide protective film on the inner surface of the pipes, due to intense turbulence of the wall layer of water flowing in the bend having a saturation temperature, which causes cavitation due to formation of vapor bubbles and their condensation. The aforesaid mechanism of damage is confirmed by the absence of erosion wear of metal on concave and straight sections of pipes, as well as the absence of similar phenomena in the circuits of the medium pressure evaporator and high pressure evaporator of waste heat boilers.

The protective oxide film formed during the hydrate water-chemical mode is characterized by the highest sustainability.

KEYWORDS: combined-cycle plant; erosive damage to bends; cavitation wear of metal pipes; flow modes of two-phase mixture; effect of water chemistry mode.

На электростанциях России первая парогазовая энергетическая установка (ПГУ) мощностью 450 МВт с газовой турбиной V-94 и котлом-утилизатором производства Подольского завода (ЗИО) была введена в эксплуатацию в декабре 2000 г. на Северо-Западной ТЭЦ (СЗТЭЦ) Ленинградской области. В настоящее время на ТЭС России находится в эксплуатации ПГУ различных типов общей мощностью более 20 ГВт.

В августе 2006 г. на котле утилизаторе СЗТЭЦ произошли повреждения гибов труб ИНД.

Котел-утилизатор, установленный на СЗТЭЦ, вертикального типа, с принудительной циркуляцией теплоносителя в испарительных трубах, расположенных горизонтально. Повреждения происходили в районе гибов испарительных труб в месте присоединения их к выходному коллектору и вызваны утонением со стороны потока пароводяной смеси, стенки наружной обрзающей трубы через ≈ 28000 часов эксплуатации котла-утилизатора, а через два года отмечались аналогичные повреждения предшествующих U-образных гибов.

На рисунке 1 приведена фотография участкагиба ИНД котла-утилизатора

СЗТЭЦ, из которой видно, что повреждение имеет неравномерный характер по периметру выпуклой части трубы, в виде двух сквозных разрушений. Повреждение вызвано утонением стенки вследствие образования каверн, соприкасающихся друг с другом и накладываются одна на другую. Каверны диаметром 1–2 мм имеют вытянутую в направлении движения



Рисунок 1. Повреждение трубыгиба испарителя ИНД котла-утилизатора вертикального типа.

Figure 1. Damage to the pipe of the evaporator of the waste heat recovery boiler of the vertical type.

повреждения из-за возникновения сквозных трещин, развивавшихся в основном с наружной стороны труб. Утонения стенки в местах гибов не отмечалось, внутренняя поверхность труб имела гладкую защитную пленку при отсутствии каверн и рыхлых отложений.

Металлографический анализ показывал наличие стандартной для данной стали микроструктуры металла, но повышенной твердости, имеющей значение по Бринелю $B_{\text{p}} = 220$, что, по-видимому, вызвано нарушением режима термообработки труб гибов.

Котлы второго блока ПГУ, введенные в эксплуатацию в 2007 г., имеют гобы труб ИНД из стали 20 и эксплуатируются на гидратном ВХР.

В настоящее время на котлах-утилизаторах ПГУ, установленных на ТЭС России, применяются ВХР с использованием аммиака, гидразина, фосфатов, полиаминов и едкого натра. Наибольшую наработку (более 70000 часов) при отсутствии эрозионных повреждений гибов труб ИНД имеют котлы утилизаторы СЗТЭЦ, работающие на гидратном ВХР при дозировании едкого NaOH в барабан ИНД и аммиака NH_3 на напор конденсатного насоса. Не отмечается эрозионных повреждений труб ИНД котлов при ВХР с использованием смеси полиаминов (хеламина) и едкого натра [6–10].

Выводы

1. Основной причиной повреждений внутренней выпуклой поверхности гибов труб ИНД является эрозионный износ металла вследствие турбулизации потока пароводяной смеси, вызывающей образование паровых пузырьков в пристенной пленке воды, имеющей температуру насыщения, и их конденсацию, что приводит к кавитационному разрушению оксидной защитной пленки и износу металла.

2. Подтверждением данного механизма повреждений служит отсутствие эрозионного износа металла на вогнутых и прямых участках труб, а также отсутствие подобных явлений в контурах ИСД и ИВД котлов-утилизаторов.

3. Интенсивность эрозионного износа металла гибов определяется, главным образом, скоростью пароводяной смеси потока, при значении которой менее 10–12 м/с на эрозионный процесс практически не оказывает влияния водно-химический режим и материал трубы.

4. Для обеспечения надежности котлов-утилизаторов ПГУ в течение тридцатилетнего расчетного ресурса следует выполнять испарительные элементы горизонтальных котлов с прямыми выходными участками без гибов.

5. Для минимизации интенсивности износа гибов испарительных контуров ИНД котлов-утилизаторов рекомендуется применять гидратный ВХР с использованием едкого натра и труб из легированной стали.

Список использованных источников

1. Никитин В. И., Беляков И. И., Бреус В. И. Повреждения парообразующих труб контура низкого давления барабанного котла утилизатора ПГУ-450 Северо-Западной ТЭЦ. Теплоэнергетика. 2009, №2.

2. Беляков И. И., Бреус В. И., Баранников А. Б., Попов М. С. Причины эрозионного износа металла внутренней поверхности труб теплообменного оборудования. Энергетик. 2026, №8.

3. J. Malloy, M. Taylor, A. Fabricius, M. Graham, D. Moelling Evaluating Contributions of Flow-Accelerated Corrosion and Liquid Droplet Impingement to Pipe Thinning in HRSG Evaporator Tubes. PPChem, 2013.

4. Д. Баттерворс, Дж. Робертсон Гидродинамика и теплообмен при кипении в горизонтальных трубах. Кн. Теплопередача в двухфазном потоке. М. Энергия, 1980.

5. Богачёв А. Ф., Радин Ю. А., Березинец П. А. Особенности эксплуатации и повреждаемость котлов утилизаторов бинарных парогазовых установок. М, Энергоатомиздат, 2008.

6. Беляков И. И., Бреус В. И. Анализ причин коррозионно-эрозионного износа металла внутренней поверхности входных участков теплообменных аппаратов. Электрические станции. 2005, №11.

7. Патент на полезную модель подогреватель высокого давления, Трифонов Н. Н., Беляков И. И., Иващенко С. С., Есин С. Б., Николаенкова Е. К., Ковынев И. В. Патент №113569, заявка от 12.11.2010 г.

8. Красякова Л. Ю. Некоторые характеристики движения двухфазной смеси в горизонтальной трубе. ЖТФ т.12, вып. 4, 1972.

9. Беляков И. И. Проблема надежности парообразующих поверхностей нагрева котлов. Из опыта освоения энергоблоков С.К.Д. на электростанциях России. Энергетик 2014, №10.

10. Беляков И. И. О применении кислородного воднохимического режима в барабанных котлах высокого давления. Энергосбережение и водоподготовка, 2000, №3.

References

1. Nikitin V. I., Belyakov I. I., Breus V. I. Damage to steam-generating tubes of low-pressure circuit of drum-type heat recovery boiler used in the PGU-450 combined-cycle unit at Severozapadnaya cogeneration plant. Thermal Engineering. 2009. T. 56. №2. C. 124–128.

2. Belyakov I. I., Breus V. I., Barannikov A. B., Popov M. S. Causes of erosive wear of metal inside the pipes of heat exchange equipment. Energetik. 2016, №8. (in Russian)

3. J. Malloy, M. Taylor, A. Fabricius, M. Graham, D. Moelling Evaluating Contributions of Flow-Accelerated Corrosion and Liquid Droplet Impingement to Pipe Thinning in HRSG Evaporator Tubes. PPChem, 2013.

4. Butterworth D., Robertson. J. Hydrodynamics and heat transfer in boiling in horizontal pipes. Moscow: Energiya, 1980. (in Russian)

5. Bogachev A. F., Radin Y. A., Berezinets P. A. Features of operation and damageability of waste heat boilers of binary combined-cycle plants. Moscow: Energoatomizdat, 2008. (in Russian)

6. Belyakov I. I., Breus V. I. Analysis of the causes of corrosion-erosion wear of metal on the inner surface of the input sections of heat exchangers. Electric stations. 2005, №11. (in Russian)

7. The patent for the useful model of the high-pressure heater, Trifonov N. N., Belyakov I. I., Ivashchenko S. S., Esin S. B., Nikolaenkova E. K., Kovynev I. V. Patent №113569, application form 12.11.2010. (in Russian)

8. Krasyakova L. Yu. Some characteristics of the motion of a two-phase mixture in a horizontal pipe. Technical Physics (Zhurnal Tekhnicheskoi Fiziki) t. 12, №4, 1972. (in Russian)

9. Belyakov I. I. The problem of the reliability of steam generating surfaces for heating boilers. From the experience of developing power units SKD at power plants in Russia. Energetik 2014, №10. (in Russian)

10. Belyakov I. I. On the application of the oxygen water-chemical regime in high-pressure drum boilers. Energy saving and water treatment, 2000, №3. (in Russian)

DOI:10.24223/1999-5555-2017-10-3-237–242
УДК 620.4:539.4

Об оценке прочности и ресурса энергооборудования с позиций современных возможностей

Данюшевский И. А., Георгиевская Е. В., Гаврилов С. Н., Власова Л. Д.

ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова» (ОАО «НПО ЦКТИ»)

Россия, 191167, г. Санкт-Петербург, ул. Атаманская, д. 3/6

Поступила / Received 013.07.2017

Принята к печати / Accepted for publication 11.08.2017

Разработанные в 70–80-х годах прошлого века нормативные документы, определяющие требования к объемам, порядку и методикам оценки прочности и ресурса оборудования ТЭС, АЭС и ГЭС, опирались на существовавшие в то время технические возможности. Расчеты базировались преимущественно на аналитических подходах и согласовывались с коэффициентами запаса, учитывающими неточности расчета, возможности технологий изготовления и диагностирования ресурсопределяющих элементов, особенности заложенных на стадии проектирования условий эксплуатации.

В настоящее время широкое распространение получили численные подходы, базирующиеся на методе конечных элементов (МКЭ). Возможность отказаться при моделировании от различного рода допущений, предположений и упрощений является одним из существенных преимуществ метода. Однако точность расчета в значительной мере зависит от качества расчетной модели: задаваемых внешних нагрузок, условий сопряжения элементов, поставленных граничных условий.

Для длительных и сверхдлительных сроков эксплуатации энергооборудования, превысивших проектный ресурс в два и более раз, применение классических подходов, основанных на нормативных требованиях, приводит к невыполнению коэффициентов запаса, хотя техническое состояние не вызывает нареканий. В этом случае необходим усовершенствованный подход, учитывающий индивидуальность оборудования и широкие возможности современных вычислительных методов.

В статье приводятся основные принципы используемых в настоящее время «ОАО «НПО ЦКТИ» подходов к оценке прочности и ресурса энергооборудования [1–3].

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: энергетическое оборудование, прочность, ресурс, вибрационные характеристики, дефект, повреждение, надежность, безопасность, техническое состояние.

Адрес для переписки:

Георгиевская Е. В.

ОАО «НПО ЦКТИ»

ул. Атаманская, д. 3/6, 191167, Санкт-Петербург, Россия

e-mail: GeorgievskajaEV@ckti.ru

Address for correspondence:

Georgievskaja E. V.

JSC «NPO CKTI»

Atamanskaya str., 3/6, 191167, Saint-Petersburg, Russia

e-mail: GeorgievskajaEV@ckti.ru

Для цитирования:

Данюшевский И. А., Георгиевская Е. В., Гаврилов С. Н., Власова Л. Д. Об оценке прочности и ресурса энергооборудования с позиций современных возможностей. Надежность и безопасность энергетики. 2017. – Т. 10, № 3. – С. 237–242.

For citation:

Danyushevskij I. A., Georgievskaja E. V., Gavrilov S. N., Vlasova L. D. [On assessment of strength and lifetime of power equipment in terms of modern capabilities]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2017, vol. 10, no. 3, pp. 237–242 (in Russian).

On assessment of strength and lifetime of power equipment in terms of modern capabilities

Danyushevskij I. A., Georgievskaja E. V., Gavrilov S. N., Vlasova L. D.

Joint-Stock Company «I. I. Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment»
(«NPO CKTI»)

Atamanskaya str., 3/6, 191167, Saint-Petersburg, Russia

The normative documents, which determine requirements to the scope, procedure and methods of assessing the strength and lifetime of equipment of TPP, NPP and HPP developed in the 1970s-1980s relied on the technical capabilities available at the time. The calculations were mainly based on analytical approaches and were consistent with the safety factors taking into account the inaccuracy of calculation, possibilities of technologies of manufacture and diagnostics of resource defining elements, features made inherent at the stage of design of operating conditions.

Currently, numerical approaches based on the finite element method (FEM) are widely used. They enable to perform simulation without adopting various kinds of assumptions, suppositions and simplifications, which is one of the significant advantages of this method. However, the accuracy of the calculation largely depends on the quality of the design model: specified external loads, conditions of matching of the elements, set boundary conditions.

For long and ultra-long useful life of equipment, exceeding the design life two-fold or with a larger factor, application of conventional approaches based on regulatory requirement would lead to failure to meet safety factors, although their technical state is satisfactory. In this case, an improved approach is required, which would take into account specific features of particular equipment and extensive opportunities offered by modern computational methods.

The paper describes the basic principles of approaches currently used by JSC «NPO CKTI» to assess the strength and lifetime of power equipment [1 – 3].

KEYWORDS: power equipment, strength, lifetime, vibration characteristics, defect, damage, reliability, safety, technical condition.

Введение

В настоящее время значительная часть энергетического оборудования, эксплуатируемого на ТЭС, АЭС и ГЭС, работает далеко за пределами проектного срока службы (паркового ресурса) и не всегда является достаточно эффективным и экономичным. Учитывая хорошее техническое состояние многих агрегатов после продолжительной эксплуатации и сложившуюся к настоящему времени экономическую ситуацию, не приходится ожидать быстрого замещения на новое оборудование электростанций, в том числе с низким КПД.

К потенциально опасным энергетическим объектам, с точки зрения катастрофических, глобальных разрушений, относятся габаритные вращающиеся с большой скоростью роторы, гибы высокотемпературных трубопроводов, шпильки ответственных разъемных соединений сосудов высокого давления и фланцевых соединений на границе раздела сред. Накопленный опыт расчетно-экспериментальных исследований прочности и ресурса, оценки состояния металла в процессе эксплуатации под действием рабочих нагрузок и агрессивных сред, наряду с совершенствованием технологии изготовления, позволили обеспечить длительные сроки эксплуатации, существенно превышающие первоначально установленный ресурс в два и более раз.

В рамках работ по обоснованию возможности эксплуатации оборудования ТЭС и АЭС за пределами назначенного срока службы были разработаны расчетные модели, использующие данные по действующим нагрузкам, напряженно-деформированному состоя-

нию и диагностике состояния металла. Это позволило спрогнозировать индивидуальный остаточный ресурс агрегатов, исключить возможность аварийных ситуаций, обеспечив надежную и безопасную эксплуатацию на продлеваемый период.

В настоящее время при участии и поддержке генерирующих компаний, эксплуатирующих и экспертных организаций, а также заводов-изготовителей ведется активная работа по созданию научной базы по обоснованию оценки ресурса гидроэнергетического оборудования на всех этапах жизненного цикла.

Действующая в настоящее время нормативная база, определяющая требования к энергетическому оборудованию, зачастую не учитывает ряда существенных с точки зрения обоснования прочности и ресурса факторов:

- сверхдлительные сроки эксплуатации (в два-три раза больше проектных);
- использование новых материалов и изменение технологии при изготовлении и ремонте оборудования;
- существенное изменение режимов работы оборудования: переход из базового в пиковый или полупиковый режимы, изменение параметров среды;
- фактические условия закрепления и взаимовлияния элементов оборудования, что оказывает существенное влияние на вибрационные характеристики.

Повышение мощности оборудования приводит к росту линейных размеров, массы и соответственно к снижению жесткости конструкции. Например, у турбогенераторов малой и средней мощности собственная частота колебаний корпуса статора обычно выше частоты возмущающей

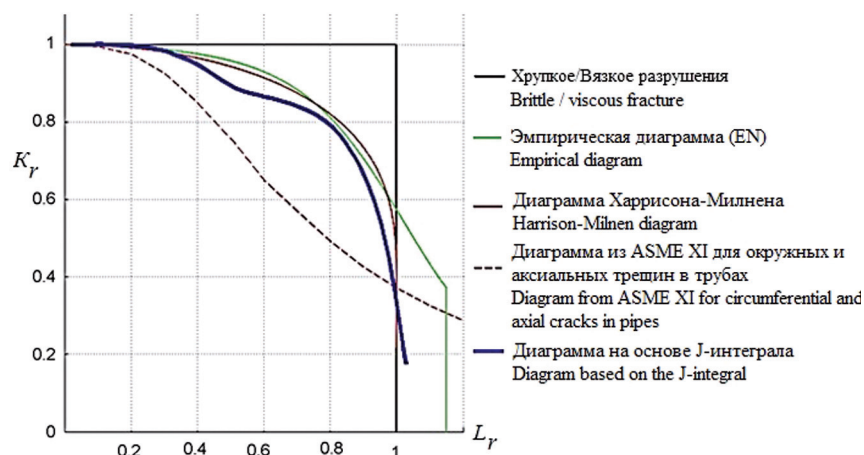


Рисунок 4. Диаграмма разрушения для умеренных температур.

Figure 4. Fracture diagram for moderate temperatures.

основные подходы и принятые коэффициенты запаса.

2. Накопленный большой опыт расчетно-экспериментальных исследований прочности и ресурса энергооборудования ТЭС, АЭС и ГЭС позволяет адекватно подойти к вопросам оценки прочности и ресурса за пределами проектного срока службы, исключив потенциально опасные сценарии.

3. Представляется целесообразным произвести пересмотр нормативной базы с учетом современных возможностей и накопленного опыта.

Список использованных источников

1. Гаев А. В., Данюшевский И. А., Журавлев Д. Н., Шевчук Р. Э. Разработка методики оценки надежности и безопасности тепломеханического оборудования // Надежность и безопасность энергетики, №2, 2015. С. 65 – 69.
2. Гаврилов С. Н., Георгиевская Е. В., Левченко А. И., Абушик Г. В. Расчетное исследование прочности и ресурса роторов паровых турбин ТЭС после восстановительного ремонта // Новое в российской электроэнергетике. 2017. №1. С. 6 – 15.
3. Георгиевская Е. В. Обоснование методов и сроков диагностики гидротурбин за пределами проектного срока службы // В сборнике: Живучесть и конструкционное материаловедение (ЖивКоМ – 2016) – Труды международной конференции. 2016. С. 120 – 123.
4. Петреня Ю. К., Антонюк О. В., Гаврилов С. Н. Оценка частот колебаний шин турбогенераторов // Электрические станции. 2016. №3. С. 47 – 50.
5. Работнов Ю. Н. Механика деформируемого твердого тела. М. Наука 1988 г.
6. Киреев О. Б., Сайкова М. С., Данюшевский И. А. Влияние внешних изгибающих моментов на долговечность гибов трубопроводов горячего промежуточного перегрева // Теплоэнергетика. №1, 2013. С. 39 – 46.
7. Платонов Д. В., Минаков А. В., Дектерев А. А., Сентябов А. В. Численное моделирование пространственных течений // Компьютерное исследование и моделирование 2013 Т. 5 №4. С. 635 – 648.
8. Дектерев А. А., Захаров А. В., Минаков А. В., Платонов Д. В., Пылев И. М. Математическое моделирование низкочастотных

пульсаций давления в проточных трактах гидротурбин. Известия Российской академии наук. Механика жидкости и газа. 2015, №5. С. 3 – 15.

9. Журавлев Д. Н., Данюшевский И. А. Применение двухпараметрической диаграммы разрушения и энергетического подхода на основе упруго-пластического J-интеграла для оценки трещиноподобных дефектов в прямых трубах // Международный исследовательский журнал. №10(32), часть 2. Екатеринбург, 2016. С. 4 – 12.

10. Ainsworth R. A., Lei Y. Creep crack growth assessment methods // Anales de Mecánica de la Fractura 26, Vol.1 (2009). p. 3 – 9.

11. Ainsworth R. A. Editor R5: Assessment Procedure for the High Temperature Response of Structures. Nuclear Electric procedure R5 Issue 2, 1999. p. 2 – 26.

References

1. Gaev A. V., Danyushevskij I. A., Zhuravlev D. N., Shevchuk R. E. The development of methods to evaluate reliability and safety of mechanical equipment // Safety and Reliability of Power Industry, №2, 2015. P. 65 – 69.
2. Gavrilov S. N., Georgievskaja E. V., Levchenko A. I., Abushik G. V. Numerical study of strength and life of steam turbine rotors of thermal power plants after reconditioning, // New in Russian electric power industry. 2017. №1. P. 6 – 15.
3. Georgievskaja E. V. Justification of methods and the timing of diagnosis of the turbines beyond the original design life // In the book: Durability and structural materials science (Ivkom-2016) – Proceedings of the international conference. 2016. P. 120 – 123.
4. Petrenya Yu. K., Antonyuk O. V., Gavrilov S. N. Evaluation of the vibration frequencies of tyre turbo // Electric station. 2016. №3. P. 47 – 50.
5. Rabotnov Yu. N. «Mechanics of solids», M. Nauka, 1988.
6. Kireev O. B., Sajkova M. S., Danyushevskij I. A. The influence of external bending moments on the durability of bends of pipelines of hot intermediate overheating // Teploenergetika. №1, 2013. P. 39 – 46.
7. Platonov D. V., Minakov A. V., Dekterev A. A., Sentyabov A. V. Numerical simulation of three-dimensional flows // Computer research and modeling 2013 vol. 5, №4. P. 635 – 648.
8. Dekterev A. A., Zaharov A. V., Minakov A. V., Platonov D. V., Pylev I. M. Mathematical modeling of low-frequency pressure pulsations in the flow paths of the turbines. Bulletin of the Russian Academy of Sciences. Mechanics of liquid and gas. 2015, №5. P. 3 – 15.
9. Zhuravlev D. N., Danyushevskij I. A. Application of two-parametrical diagrams of fracture energy approach based on elastic-plastic J-integral for the evaluation of crack-like defects defects in straight pipes // international research journal. №10(32), part 2. Ekaterinburg, 2016. P. 4 – 12.
10. Ainsworth R. A., Lei Y. Creep crack growth assessment methods // Anales de Mecánica de la Fractura 26, Vol.1 (2009). P. 3 – 9.
11. Ainsworth R. A. Editor R5: Assessment Procedure for the High Temperature Response of Structures. Nuclear Electric procedure R5 Issue 2, 1999. P. 2 – 26.

DOI:10.24223/1999-5555-2017-10-3-243-248

УДК 621.962.086

Разработка пылеприготовительного оборудования для отечественной и зарубежной энергетики

Клепиков Н. С.¹, Григорьева Н. И.², Лузин П. М.¹, Каблучков Д. С.¹, Куликов А. В.¹, Недре А. Г.¹, Титов Д. А.³, Макаров И. А.¹, Туманова Л. В.¹, Шаромыгин К. А.¹

¹ ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова» (ОАО «НПО ЦКТИ»)

Россия, 191167, г. Санкт-Петербург, ул. Атаманская, д. 3/6

² АО «ТЯЖМАШ»

Россия, 446010, Самарская обл., г. Сызрань, ул. Гидротурбинная, д. 13

³ СПбПУ

Россия, 195251, Санкт-Петербург, Политехническая, 29

Поступила / Received 08.07.2017

Принята к печати / Accepted for publication 28.08.2017

В данной статье приведены технические предложения по расчету максимальной размольной производительности среднеходных мельниц с помощью формулы, полученной на основе опыта работы среднеходных мельниц, действие которой подтверждается сравнением расчетных результатов с экспериментальными данными, также описана разработка технических предложений по статическому и динамическому сепараторам к среднеходным мельницам, предназначенным для выделения готового продукта из размолотого цементного клинкера.

Рассмотрена разработка типового ряда мощных мельниц-вентиляторов (МВ) с производительностью от 60 до 120 т/ч, оснащенные современными инерционными сепараторами, обеспечивающими более тонкую пыль по сравнению с предыдущими моделями, что, в свою очередь, понижает примерно в два раза против проектного значения потери с неполнотой сгорания топлива и, соответственно, приводит к повышению КПД котла. Описан и проиллюстрирован инерционный сепаратор новой конструкции с двухступенчатой схемой возврата недо-молотого топлива. Рассмотрено новое решение по установке в подводящем патрубке мельницы-вентилятора направляющих топливных каналов, обеспечивающих разноуровневый сход топлива на лопасти ротора при равномерном распределении указанного топлива по ширине патрубка, что существенно повысило ресурс работы размольных элементов МВ. Также описан опыт эксплуатации мельниц-вентиляторов типа МВ 4100/1300/420 ТЭС «Хонша» (Лаос), конструкция которых разработана по технической документации российскими специалистами.

Приведена современная конструкция разработанного малогабаритного сепаратора, изготовленного с целью повышения качества готовой пыли и взрывобезопасности молотковых мельниц, за основу которого была принята технология классификации продукта размолотого сепараторов МВ, а также приведен опыт эксплуатации данного сепаратора на котлах Гусиноозерской ГРЭС.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: мельница-вентилятор, инерционный сепаратор, динамический сепаратор, молотковая мельница, малогабаритный сепаратор.

Адрес для переписки:

Клепиков Н. С.

ОАО «НПО ЦКТИ»

ул. Атаманская, д. 3/6, 191167, г. Санкт-Петербург, Россия

e-mail: kotel@ckti.ru

Address for correspondence:

Klepikov N. S.

JSC «NPO CKTI»

Atamanskaya str., 3/6, 191167, Saint-Petersburg, Russia

For citation:

Klepikov N. S., Grigorieva N. I., Luzin P. M., Kabluchkov D. S., Kulikov A. V., Nedre A. G., Titov D. A., Makarov I. A., Tumanova L. V., Sharomygin K. A. [Development of dust-preparation equipment for domestic and foreign energy]. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry*. 2017, vol. 10, no. 3, pp. 243–248 (in Russian).

Для цитирования:

Клепиков Н. С., Григорьева Н. И., Лузин П. М., Каблучков Д. С., Куликов А. В., Недре А. Г., Титов Д. А., Макаров И. А., Туманова Л. В., Шаромыгин К. А. Разработка пылеприготовительного оборудования для отечественной и зарубежной энергетики. *Надежность и безопасность энергетики*. 2017. – Т.10, №3. – С. 243–248.

Development of dust-preparation equipment for domestic and foreign energy

Klepikov N. S.¹, Grigorieva N. I.², Luzin P. M.¹, Kabluchkov D. S.¹, Kulikov A. V.¹, Nedre A. G.¹, Titov D. A.³,
Makarov I. A.¹, Tumanova L. V.¹, Sharomygin K. A.¹

¹ Joint-Stock Company «I. I. Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment» («НПО ЦКТИ»),

3/6 Atamanskaya str., Saint-Petersburg, 191167, Russia

² JSC «TYAZHMASH»,

13 Hydroturbinnaya St., Syzran, Samara region, 446010, Russia

³ Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University

Russia, 195251, St. Petersburg, Polytechnicheskaya, 29

The article presents technical proposals for calculating the maximum grinding capacity of medium-speed mills using an equation based on the practice of operation of medium-speed mills, the effect of which is confirmed by comparing the calculated results with experimental data, and the development of technical proposals for static and dynamic separators for medium-speed mills designed to isolate the finished product from the milled cement clinker.

Besides, development is considered of a series of powerful mill fans with a capacity from 60 to 120 t/h, equipped with state-of-art inertial separators, providing finer fuel grinding in comparison with previous models, which in its turn reduces approximately to a half the losses due to incomplete combustion of fuel and, accordingly, leads to an increase in the boiler efficiency. In addition, an inertial separator of a new design with a two-stage scheme of return of partially ground fuel is described and illustrated. A new solution for installation of guide fuel ducts in the inlet branch of the mill fan is also considered. This provides a multilevel supply of fuel to the rotor blades with uniform distribution of the specified fuel along the width of the branch pipe, which has considerably extended the service life of grinding elements of mill fans. The practical record of operating mill fans of TPP «Honsha» (Laos) developed according to technical documentation by Russian specialists is also described.

The article describes a modern design of the developed small-sized separator made for the purpose of improving the quality of finished coal dust and explosion safety of hammer mills. It is based on the technology of classification of separators of mill fans. The practical record of operation of this separator on boilers of «Gusinoozerskaya» GRES is presented, as well.

KEYWORDS: fan mill, inertial separator, dynamic separator, hammer mill, small-sized separator.

ОАО «НПО ЦКТИ» и АО «ТЯЖМАШ» на протяжении многих лет сотрудничают в области разработки новых образцов пылеприготовительного оборудования, уточнения методики их расчета. За последнее время ОАО «НПО ЦКТИ» по договорам с АО «ТЯЖМАШ» разработало:

1. Технические предложения по совершенствованию расчета производительности среднеходных мельниц [1], по разработке динамического и статического сепараторов для цементных мельниц типа МВС-265С (диаметр размольного стола 2.65 м) [2, 3, 4, 5, 6];

2. Технические предложения по разработке мельниц-вентиляторов типа МВ 3600/1000/490 (диаметр ротора 3.6 м, ширина ротора 1 м, число оборотов 490 об/мин), МВ 4100/1300/420 и МВ 3850/1150/460 для ТЭС Китая, Лаоса, Сербии;

3. Технические предложения по разработке новой конструкции малогабаритного сепаратора к молотковым мельницам, работающим в пылесистемах котлов, сжигающих бурые и высокорекреационные каменные угли на электростанциях России.

Ниже более подробно изложены материалы по вышеупомянутым разработкам:

Среднеходные мельницы

До настоящего времени для расчета максимальной

размольной производительности мельниц типа МВС использовалась формула (автор В. П. Осокин), которая имеет следующий вид:

$$B_{max} = \left(\frac{800}{K_{ло}} + 100 \right) \cdot \frac{K_{ло} \cdot D_{ст} \cdot D_{в} \cdot b \cdot z \cdot n \cdot \Pi_{вл} \cdot \rho_{каж} \cdot K_{из}}{1910 \cdot \Pi_{кр} \cdot \left(\ln \frac{100}{R_{90}} \right)^{0,6}}, \quad (1)$$

где $K_{ло}$ — коэффициент размолосопособности топлива, $D_{ст}$ — диаметр стола, $D_{в}$ — диаметр вала, b — ширина вала, z — число валков, n — число оборотов, $\Pi_{вл}$ — коэффициент, учитывающий влияние влажности на размолосопособность угля, $\rho_{каж}$ — кажущаяся плотность угля, $K_{из}$ — коэффициент, учитывающий износ бандажей валков, $\Pi_{кр}$ — коэффициент, учитывающий величину предварительного дробления топлива, R_{90} — тонкость помола на сите 90 мкм.

В то же время следует отметить, что указанная формула имеет ряд недостатков:

– числовые коэффициенты в формуле получены при раздавливании слоя угля на неподвижном прессе в отличие от реального нажатия вращающимися валками на слой угля.

– к основному недостатку этой формулы можно отнести очень слабое влияние изменения величины коэффициента размолосопособности ($K_{ло}$) на максимальную размольную производительность мельниц.

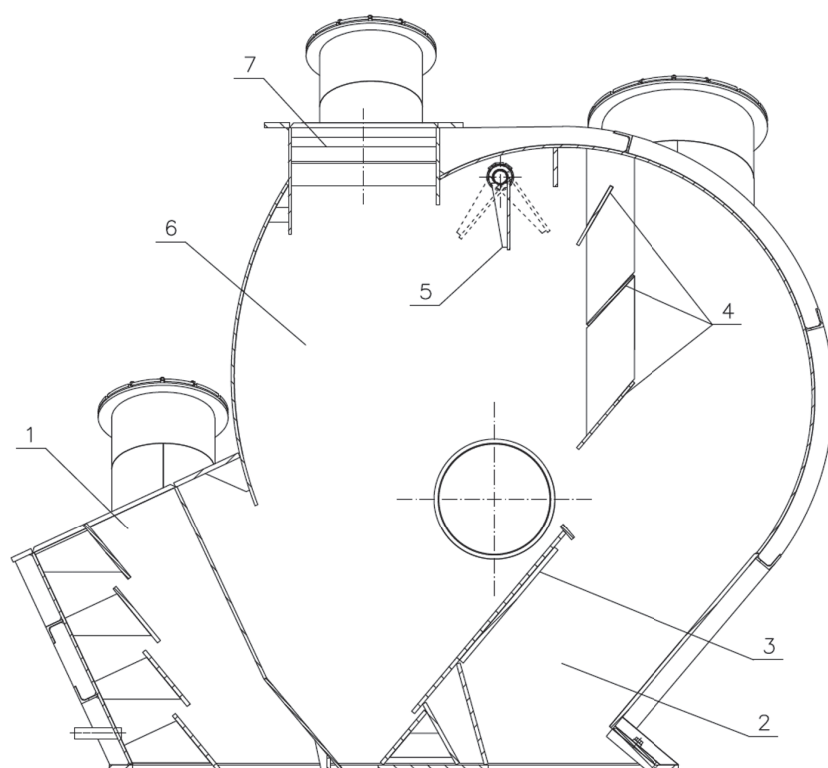


Рисунок 3. Малогабаритный сепаратор.

1 — входной патрубок для топлива и сушильного агента, 2 — входной патрубок сепаратора, 3 — отражательная плита, 4 — неподвижные направляющие лопатки, 5 — регулирующий клапан, 6 — сепарационная камера, 7 — выходной патрубок сепаратора.

Figure 3. Compact separator.

1 — inlet for fuel and drying agent, 2 — separator inlet, 3 — reflector plate, 4 — fixed guide vanes, 5 — control valve, 6 — separation chamber, 7 — separator outlet.

дукта из размоленного цементного клинкера. Разработан ряд мощных МВ с современными инерционными сепараторами, обеспечивающими более тонкую пыль по сравнению с предыдущими моделями, что соответственно, приводит к повышению КПД котла. Разработан инерционный сепаратор новой конструкции с двухступенчатой схемой возврата недомоленного топлива. Разработано и испытано новое решение по установке в подводящем патрубке МВ направляющих топливных каналов, обеспечивающих разноуровневый сход топлива на лопатки ротора при равномерном распределении указанного топлива по ширине патрубка, что позволило повысить ресурс размольных элементов рабочих колес более чем в два раза. Спроектирована современная конструкция малогабаритного сепаратора, позволяющего повысить качество готовой пыли и взрывобезопасность молотковых мельниц.

АО «ТЯЖМАШ» и ОАО «НПО ЦКТИ» продолжают сотрудничать в области разработки новых образцов пылеприготовительного оборудования, уточнения методики их расчета [7–10].

Список использованных источников

1. Богданов В. С. и др. Основы расчета машин и оборуду-

дования. Старый Оскол, «ТНТ», 2013 г.

2. Волков С. И., Пихльмайер Э.. Модернизация цементной мельницы №6. Журнал «Цемент и его применение», март-апрель, 2005 г.

3. Лукас К.-П. Использование вертикальных валковых мельниц Pfeiffer MPS для окончательного помола цемента. Журнал «Цемент и его применение», март-апрель, 2005 г.

4. Потье Л., Ньель Ф. Оптимизация помола с использованием сепаратора TSV. Журнал «Цемент и его применение», май-июнь, 2009 г.

5. Моренховен Г., Шэфер Х.-У. Новая помольная установка на цементном заводе Wotan. Журнал «Цемент и его применение», сентябрь-октябрь, 2011 г.

6. Хальбур М. Модернизация конструкции сепаратора. Журнал «Цемент и его применение», сентябрь-октябрь, 2012 г.

7. Фролов К. В. Машиностроение, энциклопедия в сорока томах. Том IV–18 котельные установки, Москва «Машиностроение», 2009 г.

8. Волковинский В. А., Роддатис К. Ф., Толчинский Е. Н. Системы пылеприготовления с мельницами-вентиляторами, Москва, Энергоатомиздат, 1990 г.

9. Патент на изобретение №2246361, патентообладатель ОАО «НПО ЦКТИ», авторы Клепиков Н. С., Кушнаренко В. В. и др. 2005 г.

10. Патент на полезную модель №164404, патентообладатель ОАО «НПО ЦКТИ», авторы Клепиков Н. С., Каблучков Д. С. 2016 г.

References

1. Bogdanov V. S. et al. Fundamentals of the calculation of machines and equipment. Stary Oskol, TNT, 2013.

2. Volkov S. I., Pichlmeier E. Modernization of cement mill №6. The magazine «Cement and its application», March-April, 2005.

3. K.-P. Lucas. Use of vertical roller mills Pfeiffer MPS for final grinding of cement. The magazine «Cement and its application», March-April, 2005.

4. L. Potier, F. Niel. Optimization of grinding using a TSV separator. The magazine «Cement and its application», May-June, 2009.

5. G. Morenhoven, H.-U. Shafer. New grinding plant at the Wotan cement plant. The magazine «Cement and its application», September-October, 2011.

6. M. Halbour. Modernization of the separator construction. The magazine «Cement and its application», September-October, 2012.

7. Frolov K. W. Mechanical engineering, encyclopedia in forty volumes. Volume IV–18 boiler plants, Moscow, «Mashinostroyeniye», 2009.

8. Volkovinsky V. A., Roddatis K. F., Tolchinsky E. N. Dust preparation systems with fan mills, Moscow, «Energoatomizdat», 1990.

9. Patent for invention №2246361, patent holder of JSC «NPO CKTI», authors Klepikov N. S., Kushnarenko V. V., etc., 2005.

10. Patent for utility model No. 164404, patent owner of JSC «NPO CKTI», authors Klepikov N. S., Kabluchkov D. S. 2016.

DOI:10.24223/1999-5555-2017-10-3-249-256

УДК 621.311.25:621.039

Анализ и выбор конструкции ПВД для АЭС нового поколения с реакторной установкой БН-1200

Юрченко А. Ю.¹, Сухоруков Ю. Г.¹, Трифонов Н. Н.¹, Егоров П. В.¹, Набагез Е. Б.¹, Есин С. Б.¹, Святкин Ф. А.¹, Николаенкова Е. К.¹, Приходько П. Ю.², Назаров В. В.²

¹ ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова» (ОАО «НПО ЦКТИ»)

Россия, 191167, г. Санкт-Петербург, ул. Атаманская, д. 3/6

² ПАО «Силовые машины»,

195009, Россия, Санкт-Петербург, ул. Ватутина, д. 3, лит. А

Поступила / Received 08.07.2017

Принята к печати / Accepted for publication 27.08.2017

При разработке современных паротурбинных установок (ПТУ) большой мощности особое внимание уделяется проектированию надежного и экономичного подогревателя высокого давления (ПВД), способного поддерживать заданные теплогидравлические характеристики в течение всего срока службы. Проведен сравнительный анализ известных конструкций ПВД, таких, как спирально-коллекторные, коллекторно-змеевиковые, коллекторно-ширмовые, модульные, камерные. Отмечены недостатки и преимущества каждой конструкции. Для наглядности сравнения подогреватели разделены на две группы — вертикальные и горизонтальные. Приведены массогабаритные характеристики, материалы основных элементов и особенности эксплуатации различных ПВД. При эксплуатации спирально-коллекторных ПВД, используемых в большинстве регенеративных схем высокого давления ПТУ ТЭС и АЭС, выявлены недостатки, снижающие экономичность и надежность их работы. Изложены рекомендации, направленные на увеличение надежности ПВД, снижение недогрева питательной воды, повышение компактности, некоторые из которых разработаны специалистами ОАО «НПО ЦКТИ» и успешно реализуются на ТЭС и АЭС. Предложены технические решения по снижению стоимости системы регенерации и массы камерных ПВД, обеспечению надежности встроенных в корпус ПВД охладителей пара и конденсата во всех эксплуатационных режимах. Описаны конструктивные решения, которые были реализованы в ПВД системы регенерации турбин мощностью 1000 и 1200 МВт с водоводяным энергетическим реактором (ВВЭР). Выбрана оптимальная конструкция ПВД для системы регенерации высокого давления турбоустановки с реактором БН-1200.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: реакторная установка БН-1200, ПВД, камерные, спирально-коллекторные, коллекторно-змеевиковые, коллекторно-ширмовые и модульные.

Адрес для переписки:

Юрченко А. Ю.

ОАО «НПО ЦКТИ»

ул. Атаманская, д. 3/6, 191167, г. Санкт-Петербург, Россия

e-mail: bdzu03@ckti.ru

Address for correspondence:

Yurchenko A. Yu.

JSC «NPO CKTI»

Atamanskaya str., 3/6, 191167, Saint-Petersburg, Russia

e-mail: bdzu03@ckti.ru

Для цитирования:

Юрченко А. Ю., Сухоруков Ю. Г., Трифонов Н. Н., Егоров П. В., Набагез Е. Б., Есин С. Б., Святкин Ф. А., Николаенкова Е. К., Приходько П. Ю., Назаров В. В. Анализ и выбор конструкции ПВД для АЭС нового поколения с реакторной установкой БН-1200. Надежность и безопасность энергетики. 2017. – Т.10, №3. – С. 249–256.

For citation:

Yurchenko A. Yu., Sukhorukov Yu. G., Trifonov N. N., Egorov P. V., Nabagez E. B., Esin S. B., Svyatkin F. A., Nikolaenkova E. K., Prikhod'ko P. Yu., Nazarov V. V. [Analysis and Selection of High Pressure Heaters Design for a New Generation of NPP with BN-1200 Reactor Plant]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2017, vol. 10, no. 3, pp. 249–256 (in Russian).

Analysis and Selection of High Pressure Heaters Design for a New Generation of NPP with BN-1200 Reactor Plant

Yurchenko A. Yu.¹, Sukhorukov Yu. G.¹, Trifonov N. N.¹, Egorov P. V.¹, Nabagez E. B.¹, Esin S. B.¹, Svyatkin F. A.¹, Nikolaenkova E. K.¹, Prihod'ko P. Yu.² and Nazarov V. V.²

¹ Joint-Stock Company «I. I. Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment» («НПО ЦКТИ»)

3/6 Atamanskaya str., Saint-Petersburg, 191167, Russia

² JSC Power Machines

ul. Vatutina 3A, St. Petersburg, 195009 Russia

Development of advanced high-power steam-turbine plants (STP) involves paying a particular attention to design of reliable and economical high-pressure heater (HPH) capable to maintain the specified thermal hydraulic performance throughout its service life. Comparative analysis has been performed of the known designs of HPH, such as the spiral-collector HPH, the collector-coiled HPH, the collector-platen modular HPH, and the chamber HPH. The advantages and disadvantages of each design are pointed out. For better comparison, the heaters are divided into two groups — horizontal and vertical ones. The weight and dimension characteristics, the materials and features of the basic elements, and operating features of different HPH are presented. At operation of the spiral-collector HPH used in most of regenerative arrangements of high-pressure STP of thermal and nuclear power plants, the disadvantages reducing the economy and reliability of their operation have been revealed. Recommendations are presented aimed at raising the reliability of HPH, reducing underheating of feed water, making the dimensions more compact. Some of these were developed by specialists of OAO «NPO TsKTI» and are successfully implemented at thermal power plants and nuclear power plants. Technical solutions have been proposed to reduce the cost of the regeneration system and the weight of chamber HPH, and to ensure reliability of the steam and condensate coolers built in the HPH housing under all operating conditions. Design solutions are described that have been implemented in HPH of the regeneration system of 1000 and 1200 MW turbines with a water-moderated water-cooled power reactor (WMWCP). The optimal design of HPH for the high-pressure regeneration system of a turbine plant with BN-1200 reactor has been selected.

KEYWORDS: reactor unit BN-1200, high pressure heaters, chamber, spiral-collector, collector-coil, collector-screen and modular, power engineering in Russia.

В настоящее время ПАО «Силовые машины» ведет разработку проекта ПТУ с турбиной К-1200-16.0/50 для нового энергоблока Белоярской АЭС с реакторной установкой БН-1200. Температура свежего пара, подаваемого в турбину, 505°C, давление пара 16.0 МПа. Система регенерации высокого давления проектируется в две ступени. В подогревателях ПВД-5 и ПВД-6 подогрев питательной воды происходит в результате отдачи тепла паром первого и второго отборов цилиндра высокого давления ЦВД турбины и конденсатом греющего пара (рисунок 1). Для обеспечения экономичности работы ПВД имеют встроенные охладители пара и конденсата. Параметры пара первого отбора: $t = 367.8^{\circ}\text{C}$, $p = 6.24$ МПа; параметры пара второго отбора: $t = 280.7^{\circ}\text{C}$, $p = 3.11$ МПа. Расчетное давление питательной воды 26.5 МПа.

Проектируемые ПАО «Силовые машины» современные ПТУ, предназначенные для применения в составе энергоблоков АЭС с ВВЭР мощностью 1000–1200 МВт, комплектуются ПВД камерного типа вертикального исполнения, поскольку эти ПВД обладают оптимальным сочетанием тепловых и гидравлических характеристик, массогабаритных показателей, высокой надежностью. Как правило, система регенерации высокого давления проектируется в две нитки, что определяется прежде всего технологией изготовления ПВД определенного типа, расходом и давлением питатель-

ной воды, режимами работы энергоблока, технико-экономическими показателями работы системы регенерации при отключении одной или двух ниток ПВД.

Условия работы ПВД в составе ПТУ для энергоблока с реакторной установкой БН-1200 имеют существенные особенности: двукратное повышение расчетного давления питательной воды по сравнению с энергоблоками ВВЭР и подогрев воды до более высокой температуры (275 вместо 220°C), которые не позволяют использовать традиционные схемы и конструкции оборудования системы регенерации высокого давления.

В ОАО НПО ЦКТИ совместно с ПАО Силовые машины, проведен анализ различных конструкций ПВД и выбрана наиболее предпочтительная конструкция с двухступенчатой схемой подогрева, удовлетворяющая исходным техническим требованиям, при следующих расчетных параметрах: расчетное давление питательной воды 26.5 МПа, расход питательной воды на одну нитку подогревателей 2397 т/ч, давление пара 5.87 МПа, температура пара 364.6°C, недогрев питательной воды 2.5°C, срок эксплуатации 40 лет. Ориентировочные расчеты теплотехнических параметров каждой конструкции проведены по [1].

Рассмотрены следующие варианты конструкций ПВД: спирально-коллекторные, коллекторно-змеевиковые, коллекторно-ширмовые и камерные [2–10].

регенерации высокого давления, выполненной в две нитки), что облегчает условия работы парогенератора; – ОП и ОК разнесены по высоте.

В результате анализа различных конструкций ПВД принято решение о применении на энергоблоке с реакторной установкой БН-1200 горизонтального совмещенного ПВД камерного типа. Выбор данной конструкции обусловлен требованиями к экономичности, надежности, эргономичности и соответствует современным тенденциям конструирования теплообменных аппаратов на высокие параметры пара и воды.

Список использованных источников

1. РТМ 108.271.23-84. Расчет и проектирование поверхностных подогревателей высокого и низкого давления. М.: М-во энергетического машиностроения, 1987.
2. Марушкин В. М., Иващенко С. С., Вакуленко Б. Ф. Подогреватели высокого давления ТЭС и АЭС. М.: Энергоатомиздат, 1985.
3. Пат. №2500966 РФ. Трубная система коллекторного подогревателя высокого давления / Н. А. Нагорнов, В. М. Марушкин, П. Э. Капуста, Д. Л. Масленников, Р. К. Ахметов, К. А. Шитов // Изобретения. Полезные модели. 2012. №34.
4. Галуза А. П., Пермяков В. А. О причине повреждений входных участков труб ПВД // Теплоэнергетика. 1981. №8. С. 34–38.
5. Несущая способность парогенераторов водо-водяных энергетических реакторов / Н. А. Махутов, Ю. Г. Драгунов, К. В. Фролов, Г. С. Васильченко. М.: Наука, 2003.
6. Авдеев А. А., Шамарок А. С., Фальковский Л. Н. Подогреватели высокого давления коллекторно-шарового типа // Теплоэнергетика. 2009. №2. С. 51–56.
7. Пат. на полезную модель №137085 РФ. Теплообменник / Трифонов Н. Н., Юрченко А. Ю., Уханова М. Г., Святкин Ф. А. // Изобретения. Полезные модели. 2013. №3.
8. Мигай В. К. Моделирование теплообменного энергетического оборудования. М.: Энергоатомиздат, 1987.
9. Результаты внедрения прогрессивных конструктивных решений поверхностных ПНД и ПВД в ОАО «Красный котельщик» / Вакуленко Б. Ф., Беляков В. Я., Мищенко В. И., Михайлов В. С., Шершнева А. В., Печениговский А. И., Седько В. В., Менякин В. В., Колосов А. В. // Труды ЦКТИ. 2002. Вып. 288. С. 86–103.

10. Пат. на полезную модель №159643 РФ. Горизонтальный поверхностный теплообменник / Трифонов Н. Н., Есин С. Б., Юрченко А. Ю., Святкин Ф. А., Николаенкова Е. К. // Изобретения. Полезные модели. 2015. №5.

References

1. RTM 108.271.23-84. Raschet i proektirovanie poverkhnostnykh podogrevatelei vysokogo i nizkogo davleniya. (RTM 108.271.23-84. Calculation and Design of Surface Economizers of High and Low Pressure), (Minist.Energ. Mashinostr., Moscow, 1987) [in Russian].
2. Marushkin V. M., Ivashchenko S. S., and Vakulenko B. F. Podogrevateli vysokogo davleniya TES i AES (Economizers of High Pressure of Thermal Power Stations and Atomic Power Stations), (Energoatomizdat, Moscow, 1985) [in Russian].
3. Nagornov N. A., Marushkin V. M., Kapusta P. E., Maslennikov D. L., Akhmetov R. K., Shitov K. A. RF Patent 2500966, Byull. Izobr., no. 34, 2012.
4. Galuza A. P., Permyakov V. A. On the reason of damages in inlet parts of polyethylene of high pressure pipes, Teploenergetika, No. 8, 34–38 (1981).
5. Makhutov N. A., Dragunov Yu. G., Frolov K. V., Vasil'chenko G. S. Nesushchaya sposobnost' parogeneratorov vodo-vodyanykh energeticheskikh reaktorov / (Carrying Capacity of Vapor Generators of Water-Water Power Reactors), (Nauka, Moscow, 2003) [in Russian].
6. Avdeev A. A., Shamarokov A. S., Fal'kovskii L. N. «Header-platen high-pressure heaters», Thermal Eng. 56, 147–152 (2009).
7. Trifonov N. N., Yurchenko A. Yu., Ukhanova M. G., and Svyatkin F. A. RF Patent 137085, Byul. Izobr., 2013, no. 3. http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru
8. Migai V. K. Modelirovanie teploobmennogo energeticheskogo oborudovaniya Simulation of Heat Exchange Energetic Equipment), (Energoatomizdat, Moscow, 1987) [in Russian].
9. Vakulenko B. F., Belyakov V. Ya., Mishchenko V. I., Mikhailov V. S., Shershnev A. V., Pechenigovskii A. I., Sed'ko V. V., Menyakin V. V., and Kolomeets A. V. Results of implantation of progressive structural solutions of surface PLP and PHP in OAS «Krasnyi kotel'shchik», Trudy TsKTI, No. 288, 86–103 (2002).
10. Trifonov N. N., Esin S. B., Yurchenko A. Yu., Svyatkin F. A., and Nikolaenkova E. K. RF Patent 159643, Byull. Izobr., 2015, no. 5.



ЮБИЛЕИ



Редакционная коллегия научно-технического журнала «Надежность и безопасность энергетики»
Ректорат Ульяновского государственного технического университета
Кафедра «Теплогазоснабжение и вентиляция»
Территориальное управление по теплоснабжению г. Ульяновска
**поздравляют профессора, доктора технических наук, заслуженного
изобретателя РФ, почетного энергетика РФ
Шарапова Владимира Ивановича с 70-летием
и желают здоровья и успехов в работе!**

Шарапов Владимир Иванович, 1947 года рождения, после окончания высшего учебного заведения проработал более 18 лет на производстве, прошел заслуженный трудовой путь от рядового инженера до руководителя крупной тепловой электростанции.

С 1999 г. Владимир Иванович — заведующий кафедрой «Теплогазоснабжение и вентиляция» Ульяновского государственного технического университета, член диссертационных советов по защите кандидатских и докторских диссертаций, член Президиума Международной энергетической академии, член редакционных коллегий пяти научно-технических журналов, в том числе научно-технического журнала «Надежность и безопасность энергетики».

Под его научным руководством защищены 16 кандидатских и одна докторская диссертация.

Шарапов В. И. — специалист высочайшей квалификации международного уровня в области теплоэнергетики и теплогазоснабжения является автором более 1300 научных и методических работ, 24 монографий, 12 учебных пособий, более 740 статей и более 500 изобретений и программных продуктов и по данным

РИНЦ, входит в «ТОП-100» наиболее результативных ученых в области энергетики и в «ТОП-100» наиболее цитируемых ученых.

Шарапов В. И. награжден медалью «За укрепление авторитета Российской науки», удостоен награждения золотыми медалями на международных выставках.

Созданная им при кафедре лаборатория успешно решает вопросы теплогазоснабжения и вентиляции различных энергетических объектов.

Ученики и сотрудники Шарапова В. И. — лауреаты престижных российских и международных конкурсов и премий.

Дорогой Владимир Иванович!

Твое легкое, но справедливое и многомудрое перо может быть и разящим, если встретятся на твоём пути авантюристы от науки. Так держать! И пусть в домах нашей Родины зимой будет тепло, а летом — прохладно.

Поздравляем тебя с Юбилеем и желаем долгой, плодотворной и счастливой жизни.

Твои друзья и коллеги.

ХРОНИКА, ПУБЛИКАЦИИ

• **Низкий уровень воды в водохранилищах Сибири увеличит зимой нагрузку на тепловые электростанции**, платежи потребителей вырастут на 8 млрд руб.

В энергосистеме Сибири нет воды, предупредил зампред правления «Системного оператора» Сергей Павлушко.

Из-за этого прогнозная нагрузка на тепловые электростанции Сибири в осенне-зимний период вырастет на 12% и достигнет 67,5 кВт ч, пишет «Системный оператор». Это предупреждение генерирующим компаниям — им необходимо запастись углем и мазутом, объяснил представитель «Системного оператора».

Запасы воды в Ангарском каскаде (Иркутская, Братская, Усть-Илимская и Богучанская ГЭС) снизились более чем на 40%, почти до минимально допустимых объемов снизился уровень воды в Богучанском водохранилище, он едва обеспечивает доставку грузов по рекам, описал ситуацию Павлушко.

Сильнее всего снизится выработка на Красноярской и Братской ГЭС — до 20% мощности. Прогнозная выработка других ГЭС (Иркутской, Усть-Илимской) будет на 30–40% ниже средней многолетней. Все они входят в «Евросибэнерго» Олега Дерипаски. Установленная мощность ее ГЭС — 15 ГВт.

Гидрологическая обстановка в Сибири в связи с маловодностью Байкала и водохранилищ Ангарского каскада действительно остается сложной и находится на особом контроле Минэнерго, сказал представитель министерства, но запас мощности тепловых станций позволяет повысить нагрузку на них в зависимости от обстановки. Пока, по данным «Системного оператора», запасы угля на ТЭС Сибири составляют 189% от норматива, а мазута — 210%.

Предложение электроэнергии ГЭС — один из основных факторов цены на рынке на сутки вперед (РСВ). РСВ в Сибири, говорит руководитель группы исследований и прогнозирования АКРА Наталья Порохова и вспоминает, как в условиях малой водности зимой 2015 г. цены на электроэнергию превышали 1000 руб. за 1 МВт ч. В четверг средняя цена электроэнергии на РСВ в Сибири составляла 987,3 руб. за 1 МВт ч. Исходя из прогноза «Системного оператора» из-за роста цен потребители Сибири могут понести в октябре 2017 г. — марте 2018 г. около 8 млрд руб. дополнительных расходов (+2,5% к конечной цене), посчитала Порохова.

Во втором полугодии 2017 г. рост выработки сибирских ТЭС может составить 7% и существует вероятность роста цен на РСВ на 5–15%, оценивает директор по электроэнергетике Yugon Consulting Алексей Жихарев, так что выручка ТЭС может вырасти на 7–10% (5–7 млрд руб.). Выигрывает угольная генерация Сибири, соглашается Порохова: ГЭС смогут компенсировать падение выработки ростом цен на РСВ, но не полностью — процентов на 70.

По прогнозу «Системного оператора», потребе-

ние энергии в Сибири в осенне-зимний период 2017–2018 гг. вырастет на 0,7% до 114,4 млрд кВт ч. Чтобы удовлетворить этот спрос, понадобится от 30,2 ГВт (при средних температурах) до 31 ГВт (при низких температурах). Но «Системный оператор» не ожидает дефицита, сказал его представитель.

Все станции Сибирской генерирующей компании (СГК - 4 ГРЭС, одна газотурбинная станция и 12 ТЭЦ общей мощностью 7855 МВт) готовы к повышенной нагрузке в осенне-зимний период, сказал представитель компании: в период низкой водности 2015 г. электростанции СГК уже брали на себя существенную часть нагрузки.

В первом полугодии 2017 г. тепловая генерация Сибири, наоборот, отмечала снижение выработки. Станции «Юнипро» за этот период произвели энергии меньше на 12,5% (24,5 млрд кВт ч), что привело к снижению выручки на 4,6% до 37,8 млрд руб. Во многом это связано с простоем оборудования в холодном резерве из-за повышенной водности в Сибири, отмечала компания. Производство электроэнергии газовых и угольных станций «Евросибэнерго» снизилось на 6% до 6,56 млрд кВт ч, а выработка ГЭС компании увеличилась на 9% до 27,34 млрд кВт ч. Производство сибирских ГЭС «Русгидро» в первые шесть месяцев 2017 г. почти не изменилось. Приток воды в водохранилищах в целом был в пределах нормы, отмечала компания.

Какое топливо используется на российских электростанциях

	Европейская часть России и Урал, %	Сибирь, %
ТЭС газ	57	4
ТЭС уголь	8	42
ТЭС мазут	0,2	0,1
ГЭС	8	53
АЭС	24	–
другие	2,8	0,9

• **Правительство повысило предельную цену мощности в 2021 г. только на уровень инфляции.** Энергетикам этого мало, они могут вывести станции из эксплуатации, чтобы поднять цены.

Правительство определилось с предельными ценами на мощность в 2021 г. Распоряжение об этом было опубликовано. В европейской части России и на Урале (первая ценовая зона) минимальная цена на мощность составит 119 000 руб./МВт, максимальная — 163 000 руб./МВт. В Сибири (вторая ценовая зона) ценовой пол будет на уровне 163 000 руб./МВт, потолок — 228 000 руб./МВт.

По сравнению с прошлым годом ориентиры правительства выросли на 4–5%. При этом конечная цена мощности будет определена на конкурентном отбо-

Правила для авторов

1. Материал статьи должен соответствовать профилю журнала и излагаться предельно ясно.

2. Поступившие в редакцию статьи проходят двойное слепое рецензирование. Основные критерии целесообразности опубликования — актуальность тематики, информативность, научная новизна.

3. Статья представляется в электронном виде в формате текстового редактора Word for Windows. Объем статьи не должен превышать 14 страниц, включая текст (шрифт Times New Roman, размер 12 п., интервал 1,5), таблицы, графический материал, всю необходимую информацию на английском языке.

4. На первой странице статьи указываются: индекс УДК, название статьи, фамилии авторов (фамилия автора, с которым следует вести переписку, отмечается звездочкой и указывается его адрес электронной почты), названия и почтовые адреса организаций (улица, номер дома, индекс, город, страна), в которых работают авторы, на русском и английском языках.

Статья включает: аннотацию (в пределах 200–250 слов); ключевые слова (5–6 слов); введение, в котором делается краткий обзор сделанного в мире и конкретно формулируется цель работы; основную часть; заключение, в котором в сжатом виде сформулированы основные полученные результаты с указанием их

новизны, преимуществ и возможностей применения; список использованных источников. Аннотация, ключевые слова, список использованных источников представляются на русском и английском языках. Подробные правила подготовки статей доступны на веб-сайте www.sigma08.ru.

5. Авторы на отдельной странице представляют о себе следующие сведения: фамилия, имя, отчество, ученая степень и звание, место работы и занимаемая должность, адрес электронной связи.

6. Статьи, излагающие результаты исследований, выполненных в учреждениях, должны иметь соответствующее разрешение на опубликование в открытой печати.

7. При необходимости в конце основного текста указываются наименование фонда, оказавшего финансовую поддержку, или уровень и наименование программы, в рамках которой выполнена работа, на русском и английском языках.

8. Авторы несут ответственность за направление в редакцию статей, ранее уже опубликованных или принятых к печати другими изданиями.

9. Датой поступления считается день получения редакцией первоначального варианта текста. Статьи, не соответствующие перечисленным требованиям, к рассмотрению не принимаются.

Author Guidelines

1. Article materials should correspond to the journal profile and be clearly written.

2. Articles received by the Editorial Board will be reviewed by 2 specialists. The main criteria of acceptance are theme actuality, information value, and scientific novelty.

3. All materials should be submitted in electronic file in the Word for Windows. The paper should not exceed 14 pages of the typewritten text (Times New Roman, 12 points, 1.5-space).

4. The article should contain UDC number, Title, Authors' names (the corresponding author name should be marked with asterisk), full Address of organization(s) in which the author(s) work, Abstract (200–250 words), Keywords (5–6 words), Introduction, the Text of the paper with tables, diagrams and figures (if there are any), Conclusion with clearly stated inferences, List of References. Title, Authors' names and affiliation(s), Abstract, Keywords should be presented both in English

and Russian languages. Detailed rules for the preparation of articles are available on the website www.sigma08.ru.

5. The following information about every co-author should be presented: family name, first name, patronymic (or second) name (if there are any), scientific degree and title, organization and position, full address with the postal code for correspondence, office or mobile phone numbers, e-mail.

6. Articles containing investigation results obtained in organizations should have a corresponding permission for publication.

7. Names of Foundations or Programs financially granted the research may be acknowledged in the end of the text.

8. Authors are responsible for submitting articles previously published or accepted by other publisher.

9. The date of receipt is considered to be the day when the Editorial Board receives the author's original paper. Articles not meeting the requirements would not be accepted.





Тренажер ПГУ-450

Фирма АО «Тренажеры электрических станций и сетей» (АО «ТЭСТ») разработала и внедрила компьютерный тренажерно-аналитический комплекс энергоблока ПГУ-450 МВт с АСУТП Siemens на базе ПТК SPRA-T3000 для Южной ТЭЦ ТГК-1 ОАО «Газпром энергохолдинг».

Тренажер ПГУ-450
прошел
научно-техническую
экспертизу и
государственную
регистрацию в
Федеральной службе по
интеллектуальной
собственности, патентам
и товарным знакам.

Тренажер ПГУ-450
может применяться
для подготовки
оперативного персонала
на тепловых
электрических станциях,
в учебных центрах,
высших и средних
учебных
заведениях.

Состав ПГУ-450 МВт

- две газотурбинные установки типа ГТЭ160
- два котла-утилизатора П-96
- одна паротурбинная установка теплофикационного типа Т-125-150-7,7
- два генератора ТЗФГ-160-2МУЗ
- генератор ТЗФП-160-2МУЗ

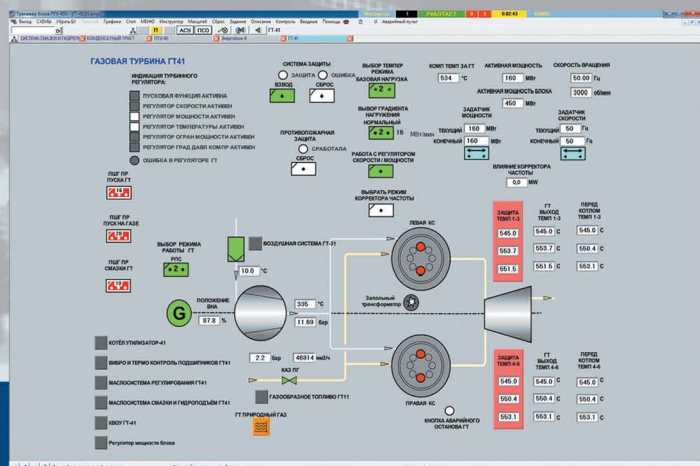
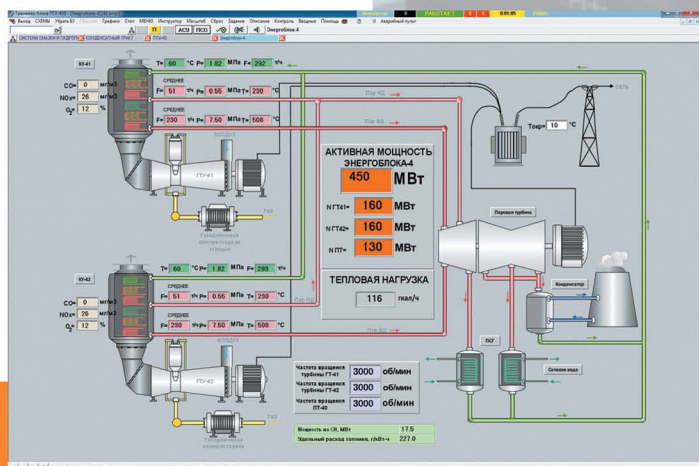
Номинальная мощность блока 450 МВт

Тепловая мощность 341 Гкал/час

Топливо – природный газ

Состав тренажера ПГУ-450

- активные динамические мнемосхемы 136 шт
- всережимная физическая модель блока (включая электрическую часть)
- модель АСУТП (модель защит, блокировок, сигнализаций, пошаговых программ, АВР)
- развитая конфигурация сети
- пульт инструктора
- комплект аварийных ситуаций
- контролирующая программа
- комплект автоматизированных сценариев тренировок с оценкой
- сценарии для работы по диспетчерскому графику с оценкой
- определение технико-экономических показателей энергоблока
- графопостроение
- масштабирование времени
- сохранение режимов
- система поддержки оператора
- протоколы: действий оператора, ошибок, сигнализации, защит, блокировок



АО «Тренажеры
электрических станций
и сетей»:

117587, г. Москва, Варшавское шоссе, д. 125 Ж, корп. 6
Тел. (495) 665-76-00, факс (495) 382-79-74
e-mail: magid@testenergo.ru, www.testenergo.ru

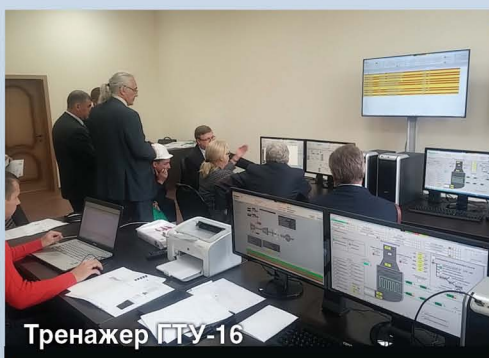
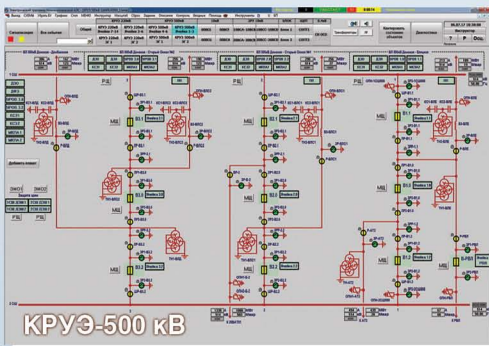


ТЭСТ

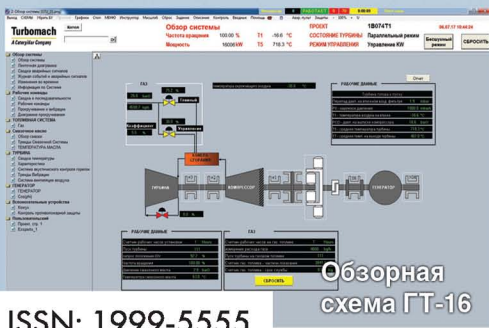
Тренажеры
электрических
станций и сетей



Тренажер Главной
электрической схемы станции



Тренажер ГТУ-16



Обзорная
схема ГТУ-16

Гарантии надежности персонала

- всережимность IT-тренажеров, полная адекватность модели объекта и рабочего места оператора энергообъекту-прототипу
- новейшие компьютерные методы обучения штатному и противоаварийному управлению
- информационное и дидактическое качество обучающих программ
- создание единого тренажерного комплекса для подготовки всего персонала энергопредприятия

Современные информационные технологии

- реализация любых энергообъектов и систем управления
- реализация современных дидактических Web-приложений
- значительное снижение стоимости при росте качества и функциональности
- гибкая интеграция в компьютерную сеть предприятия

Российский и международный опыт

- 40 лет на российском и зарубежных рынках, аккредитация при Правительстве РФ и ЮНЕСКО
- российская нормативная сертификация
- международная сертификация качества
- апробация на российских и международных выставках
- официальная эффективность внедрения на объектах электроэнергетики
- патентная защищенность программного продукта

Россия, 117587, г. Москва,
Варшавское шоссе, 125Ж
Тел. (495) 665-7600, (495) 382-7974
<http://www.testenergo.ru>,
e-mail: magid@testenergo.ru

ISSN: 1999-5555



9 771999 555772

Новые
модели
тренажеров!