



УЧРЕДИТЕЛИ:
МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ,
РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ,
НТФ «ЭНЕРГОПРОГРЕСС»,
ФЕДЕРАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
И ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ ОБЩЕСТВ

Издается
с января 1930 года

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Электрические станции 7 2001

Содержание

- 2 **Тумановский А. Г.** Всероссийскому теплотехническому институту – 80 лет
- 5 **Березинец П. А., Крашенинников В. Г., Костюк Р. И., Писковацков И. Н.** Динамические характеристики парогазовой установки ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга
- 12 **Злепко В. Ф., Гринь Е. А., Швецова Т. А.** Техническое перевооружение действующих ТЭС с учетом состояния металла
- 19 **Тугов А. Н., Литун Д. С., Эскин Н. Б., Угначев В. И., Дик Э. П., Мещеряков В. Г., Кособокова Э. М., Федоров Л. Г., Маякин А. С., Каменев В. Г., Соколов Н. С.** Комплекс работ по освоению и наладке процессов термической переработки твердых бытовых отходов
- 26 **Резинских В. Ф., Гуторов В. Ф., Федосеев Б. С.** Коррозионное растрескивание дисков паровых турбин, работающих в зоне фазового перехода
- 33 **Рябов Г. А., Втюрин Ю. Н., Зыков А. М., Шапошник Д. А., Бердин С. В., Дьяченко В. Ф.** Основные технические решения по реконструкции Несветай ГРЭС с установкой нового котла с ЦКС в качестве прототипа для технического перевооружения угольных ТЭС
- 39 **Шмуkler Б. И.** О становлении отечественного прямо-точного котлостроения
- 43 **Резинских В. Ф., Шкатов П. Н., Букин Ю. А., Казанский Д. А.** Повышение эксплуатационной надежности рабочих лопаток из стали ЭИ961-Ш последних ступеней мощных паровых турбин
- 46 **Ефимочкин Г. И., Шипилев С. Г.** Развитие систем шариковой очистки конденсаторов и опыт их эксплуатации
- 51 **Шварц А. Л., Галецкий Н. С., Шмуkler Б. И., Щелоков В. И., Евдокимов С. А., Отт О. Б., Чугреев А. А.** Опыт разработки технических решений при проектировании пароводяного тракта котла среднего давления с П-образной горизонтальной компоновкой
- 55 **Хромченко Ф. А., Лаппа В. А., Калугин Р. Н.** Диагностирование и прогнозирование ресурса сварных соединений паропроводов
- 63 **Толчинский Е. Н., Абросимов А. А., Иванов С. В., Киселев В. А., Шахов М. И., Яковлева В. С.** Исследование огнепреградителей напорно-импульсного типа
- * * *
- 70 **Костюк Р. И.** (К 60-летию со дня рождения)

Всероссийскому теплотехническому институту – 80 лет

Тумановский А. Г., доктор техн. наук, зам. генерального директора ВТИ

Теплотехнический институт был организован через полгода после принятия VIII Всероссийским съездом Советов плана электрификации России (ГОЭЛРО).

История ВТИ тесно связана со становлением и развитием теплоэнергетики России. Уже на первом этапе своей деятельности, участвуя в осуществлении заданий плана ГОЭЛРО, институт решил важную народнохозяйственную задачу: освоение пылевидного сжигания местных топлив ухудшенного качества. Это послужило надежной основой для сооружения в стране крупных ТЭС на антрацитовом штыбе и подмосковном буром угле. В дальнейшем, на основании результатов исследований, проведенных ВТИ, создавались и осваивались новые технологии и оборудование, совершенствовались методы его эксплуатации на ТЭС. Проведенные институтом комплексные исследования внесли весомый вклад в повышение параметров пара, единичной мощности и экономичности энергоблоков, развитие теплофикации, уменьшение воздействия ТЭС на окружающую среду, увеличение сроков службы оборудования. На многочисленных ТЭС России и других стран успешно работает высокоэкономичное оборудование отечественного производства, созданное при активном участии ВТИ.

Институт встречает свое 80-летие в условиях изменившихся хозяйственных отношений закаленной организацией, сохранившей управляемость, комплексную тематику, высококвалифицированные кадры, уникальную экспериментальную базу. В настоящее время основу института составляют восемь технологических отделений.

Отделение парогенераторов и топочных устройств занимается разработкой методов расчета и технических решений по созданию, совершенствованию конструкций и эксплуатации котельных агрегатов, оптимизацией гидравлических схем барабанных и прямоточных котлов разных мощностей и параметров пара, совершенствованием технологий экологически чистого сжигания различных видов топлив, в том числе и перспективных технологий: сжигания низкокачественных углей в котлах с циркулирующим кипящим слоем, исследованием процессов газификации углей и их сжигания под давлением. В последнее время в отделении ведутся работы по сжиганию твердых бытовых и промышленных отходов.

Отделение турбинных установок и теплофикации является одним из профилирующих отделений института. Его научно-исследовательские работы направлены на совершенствование технического уровня и эксплуатации паро- и газотурбинных установок и энергоблоков; разработку профиля перспективных паровых и газовых турбин, а

также парогазовых установок (ПГУ); решение научно-технических проблем в области теплофикации; разработку исходных данных и технологических алгоритмов для проектирования АСУ ТП мощных паровых энергоблоков и ПГУ. Отделение на протяжении всей истории своего существования занимается наладкой и освоением головных образцов паро- и газотурбинных установок на ТЭС.

В отделении металлов проводятся исследования и оценка ресурса металла котлов, турбин и трубопроводов; разработка методов восстановления свойств металла деталей тепломеханического оборудования; совершенствование систем и методов диагностики металла; разработка критериев оценки предельного состояния металла в условиях ползучести. Отделение имеет лицензии на разработку эксплуатационных документов, составление программ и методик испытаний, контроля состояния объектов котлонадзора.

Основными направлениями научной деятельности *отделения водно-химических процессов* являются разработка и совершенствование технологий и оборудования для подготовки воды; предупреждение коррозионных разрушений металла оборудования от воздействия воды и пара; разработка водно-химических режимов; совершенствование методов химического контроля воды, пара и отложений.

Физико-техническое отделение является старейшим подразделением ВТИ. Его уникальные исследования теплофизических свойств воды и водяного пара получили мировую известность. В настоящее время на стендах отделения проводятся исследования теплообмена и гидродинамики одно- и двухфазных потоков; теплообмена и аэродинамики в аппаратах газоочистки; теплофизических свойств рабочих сред и материалов, применяемых в энергетике; разработаны мероприятия по повышению надежности и эффективности проточной части и выхлопных патрубков мощных паровых турбин, технологии нанесения износостойких и коррозионно-стойких покрытий на рабочие поверхности элементов энергетического оборудования и изготовления высокогерметичных уплотнений.

Автоматизация технологических процессов в энергетике – основное направление деятельности *отделения автоматизации оборудования*. В отделении при тесном взаимодействии с изготовителями технических средств автоматизации и инженеринговыми организациями разрабатываются микропроцессорные АСУ ТП для новых и модернизируемых блоков и оборудования ТЭС, проводится математическое моделирование объектов и систем их автоматизации, разрабатываются алгоритмы и схемы регулирования энергоблоков.

Основными направлениями деятельности *отделения защиты атмосферы от вредных выбросов* являются разработка и создание новых и совершенствование действующих технологий и оборудования для очистки дымовых газов от золы, оксидов серы и азота, оценка валовых выбросов загрязняющих веществ от ТЭС и разработка нормативно-технических документов, связанных с природоохранной деятельностью. Отделение имеет лицензии на экологические виды деятельности, выданные Госкомэкологией РФ.

В лаборатории *топлив и масел* исследуются состав, физико-химические и теплотехнические свойства твердых, жидких и газообразных топлив, а также свойства золы и шлаков с определением характеристик, необходимых для проектирования котельных агрегатов и ГТУ; изучаются токсикологические свойства золошлаков и золоотвалов; ведутся исследования по повышению качества и эксплуатационных свойств нефтяных турбинных и трансформативных масел. На базе многолетних исследований разработано огнестойкое синтетическое масло типа ОМТИ.

Среди сотрудников института – 14 докторов технических наук, в том числе один член-корреспондент РАН и 89 кандидатов технических наук.

Обоснованность технических решений института базируется на экспериментальных работах, которые проводятся на действующей *экспериментальной ТЭЦ ВТИ* с уникальными котлами на сверхкритические параметры пара (30 – 35 МПа, 600 – 620°C). Основная задача экспериментальной ТЭЦ – обслуживание и снабжение энергоносителями около 100 имеющихся на ней стендовых установок.

Несмотря на хозяйственные трудности институт в последние годы выполнил много работ, необходимых для дальнейшего совершенствования эксплуатации оборудования, внедрения в российскую энергетику передовых технологий.

Разработка перспективных технологий для техпереворужения ТЭС. Для техпереворужения ТЭС, сжигающих природный газ, в институте осуществляются разработки современных парогазовых и газотурбинных установок.

Учеными института рассмотрены различные варианты применения мощных ПГУ бинарного типа, ПГУ-ТЭЦ, ГТУ-ТЭЦ, газотурбинных надстроек к блокам 200 – 800 МВт. Для них оптимизированы тепловые и пусковые схемы, выбрано оборудование. Институт активно участвовал в разработке и наладке ПГУ мощностью 450 МВт на Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга.

Основным оборудованием для выработки электроэнергии на угольных ГРЭС будут паровые энергоблоки сверхкритического давления мощностью 300 МВт и выше. Институтом проработаны мероприятия по совершенствованию тепловой схемы и оборудования для достижения КПД этих блоков на уровне $\eta_{эл} = 42 - 43\%$. Совместно с машиностроительными заводами подготовлены принципиальные решения по созданию угольных бло-

ков 500 МВт на сверхкритические параметры пара (30,0 МПа, 600°C) с КПД $\eta_{эл} = 45 - 47\%$ и умеренными выбросами загрязняющих веществ в атмосферу.

Для угольных ТЭЦ проработаны мероприятия по повышению эффективности работы котлов и турбинных установок, снижению вредных выбросов. Для многих из них особенно эффективной является технология сжигания углей в циркулирующем кипящем слое (ЦКС). Разработан рабочий проект котла с ЦКС производительностью 230 т/ч и ТЭО его установки на Несветай ГРЭС. Проведены экспериментальные и расчетные исследования, обосновывающие и подтверждающие работоспособность технологии ЦКС для российских углей. Создание и освоение в ближайшее время котлов с ЦКС позволят подтвердить их положительные качества, уточнить экономические показатели в промышленных условиях, провести опытное сжигание различных углей, оптимизировать агрегаты и системы.

Парогазовым установкам с газификацией углей уделяется большое внимание в мировой энергетике. Для этой технологии выполнены углубленные разработки схем и оборудования, создающие основу для существенного повышения надежности и экономичности. Регулярно ведутся стендовые исследования процессов газификации различных углей и нефтяного кокса, очистки генераторного газа и его сжигания в газотурбинной камере сгорания.

Повышение надежности и экономичности ТЭС. На основе теоретических, экспериментальных и аналитических исследований прочности длительно работающего металла энергетического оборудования созданы технические основы для увеличения паркового ресурса энергоблоков 150 – 300 МВт на 50 – 100 тыс. ч. Создана концепция “индивидуального ресурса” энергетического оборудования, определяемого в каждом конкретном случае с учетом его фактического состояния. Выполнены работы по оценке ресурса энергоблоков 500 и 800 МВт.

Разработанная институтом технология пусков энергоблоков сверхкритического давления и их глубокой разгрузки на скользящем давлении позволяет существенно улучшить их характеристики, обеспечить пуски без использования стороннего пара, упростить управление котлом при пуске. Технология проверена на энергоблоке 300 МВт, внедрена на энергоблоках 800 МВт Пермской, Нижневартовской ГРЭС и Сургутской ГРЭС-2.

Активно ведутся работы по улучшению эксплуатационных показателей турбинных установок: широко внедрена бездеаэрационная схема, реализованная, в частности, на блоках 800 МВт Пермской ГРЭС, используются на ТЭС разработанные институтом мероприятия по повышению эффективности маслосистем, система вибрационного контроля и диагностики турбоагрегатов, мероприятия по предотвращению коррозии и эрозии деталей в зоне фазового перехода.

Эффективность эксплуатации энергооборудования во многом определяется водно-химическим режимом. Для нескольких ТЭС Мосэнерго разработаны технические предложения по реконструкции ВПУ, которые позволяют существенно сократить потребление смол и химреактивов. На Нижегородской ТЭЦ-1 освоена установка обратного осмоса, ведутся исследования по оптимизации ее эксплуатации, успешно работают на нескольких электростанциях осветлители нового типа. Продолжается внедрение пароводокислородной очистки и пассивации котельных поверхностей. Разработаны методические указания по оценке интенсивности процессов внутренней коррозии в тепловых сетях.

Современные АСУ ТП создают новые возможности для совершенствования эксплуатации оборудования. Разработана и внедрена на Северной ТЭЦ Мосэнерго отечественная АСУ ТП на базе ПТК "Квинт" НИИтеплоприбора, с использованием этой системы проведены динамические испытания энергоблока 80 МВт. Созданное институтом с партнерами дочернее предприятие "Интеравтоматика" внедрило микропроцессорные АСУ ТП на базе ПТК "Телеперм" фирмы Siemens, изготавливаемого по ее лицензии ВНИИА в России, на ПГУ-450 Северо-Западной ТЭЦ, блоке 500 МВт Рефтинской ГРЭС, котлах Новгородской ТЭЦ и других объектах.

Повышение экологических показателей ТЭС. Основным направлением работ института по снижению выбросов оксидов азота является совершенствование методов сжигания топлив с помощью малотоксичных горелок, ступенчатой подачи топлива и воздуха, рециркуляции газов. Путем оптимального сочетания этих мероприятий на многих котлах удалось достичь концентраций оксидов азота на уровне 50 – 100 мг/м³ при сжигании природного газа, 150 – 200 мг/м³ – мазута, 250 – 350 мг/м³ – бурых углей, 350 – 450 мг/м³ – каменных углей. За эти работы институту в 1998 г. была присуждена премия Правительства Российской Федерации. Для дальнейшего снижения NO_x разработана технология селективного некаталитического восстановления NO_x, которая реализована на двух котлах Тольяттинской ТЭЦ. На Дорогобужской ТЭЦ отработана в длительной эксплуатации мокрая аммиачно-сульфатная система серочистки. На этой же ТЭС монтируется оборудование для освоения малозатратных технологий улавливания SO₂.

Для кардинального снижения выбросов твердых золых частиц (до 50 мг/м³ и менее) разработаны мероприятия по реконструкции действующих электрофильтров и созданию новых высокоэффективных золоулавливающих аппаратов.

В последние годы проведены исследования, доказывающие нетоксичность продуктов золоудаления при их складировании и хранении в золоотвалах, а также разработаны нормативные показатели, лимитирующие концентрации загрязняющих веществ со сточными водами ТЭС.

Расширяется объем выполняемых институтом заказов для **атомной энергетики**. Наряду с традиционными на АЭС работами по металлам, маслам, водной химии и некоторыми теплофизическими исследованиями, в настоящее время институтом совместно с АЭП проводится оптимизация тепловой схемы второго контура зарубежных и отечественных АЭС, работы по выбору профиля и обоснованию характеристик оборудования второго контура для перспективной атомной электростанции по проекту "Брест".

На основе проведенных в ВТИ результатов исследований разработаны важнейшие для отрасли нормативно-технические документы, регламентирующие работу оборудования ТЭС: НТД по ресурсу и контролю металла, удельные показатели вредных выбросов, правила взрывобезопасности и др.

Приведенный далеко не полный перечень работ, проводимых ВТИ, свидетельствует о высокой квалификации и большом научном потенциале института.

Экономический эффект для энергетической отрасли от выполненных институтом в последние годы работ по продлению ресурса работы металла оборудования, повышению экономичности крупных энергоблоков, снижению затрат на ремонты, повышению экологических показателей оценивается на уровне 300 – 500 млрд. руб.

В институте регулярно проводятся заседания НТС и Ученого совета, на которых обсуждаются актуальные для отрасли проблемы и защищаются диссертации.

Хозяйственная жизнь института изменяется в соответствии с экономическими условиями в стране. Расширяются и укрепляются прямые связи с электростанциями и АО-энерго, большое внимание уделяется востребованным работам, в том числе и в смежных отраслях, рассматриваются различные проекты по коммерциализации результатов научных исследований и интеллектуальной собственности. Со многими зарубежными организациями и фирмами сложились деловые и партнерские отношения.

Наиболее важными проблемами института, которые ему предстоит решить в ближайшее время, являются: увеличение численности с привлечением молодых специалистов, улучшение оснащенности вычислительной техникой и развитие экспериментальной базы, совершенствование финансово-коммерческой и маркетинговой деятельности.

Отмечая свое 80-летие, коллектив ВТИ убежден, что его квалификация и опыт будут активно использованы в последующих десятилетиях для решения актуальных задач, стоящих перед российской энергетикой: техперевооружение ТЭС современными эффективными технологиями, обеспечение надежной и экономичной работы тепломеханического оборудования с минимальным воздействием на окружающую среду, снижение на этой основе издержек производства и повышение экономической эффективности электроэнергетических компаний.

Динамические характеристики парогазовой установки ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга

Березинец П. А., Крашенинников В. Г., Костюк Р. И., кандидаты техн. наук, Писковацков И. Н., инж.

ВТИ – Северо-Западная ТЭЦ СПб

Парогазовые установки бинарного типа представляют собой для отечественной энергетики новый тип энергетических установок, характеристики которых значительно отличаются от характеристик паросилового оборудования. Характерной их особенностью является активная роль ГТУ и пассивная роль паросиловой части при регулировании электрической и тепловой нагрузок ПГУ, а также скользящие параметры пара и отсутствие регулирования температуры пара перед паровой турбиной.

Отсутствие отечественного опыта эксплуатации бинарных ПГУ при создании ПГУ-450Т Северо-

Западной ТЭЦ г. Санкт-Петербурга потребовало выполнения широкого спектра работ для изучения ее характеристик с целью разработки оптимальной технологии эксплуатации во всем диапазоне нагрузок при всех возможных режимах работы [1, 2].

Для изучения динамических свойств ПГУ-450Т и отработки технологии изменения нагрузки, пусков и остановов, а также для изучения поведения ПГУ в аварийных режимах разработана управляемая математическая модель динамики блока, позволяющая в режиме реального времени изучать и фиксировать реакции элементов ПГУ на воздействия регулирующих и защитных органов управления. Математическая модель специально не оснащена системами автоматического управления, кроме тех, без которых невозможна ее работа (например, регулирование уровня воды в паровых барабанах котлов-утилизаторов). Это позволяет получать характеристики динамических свойств элементов, которые могут использоваться для разработки систем автоматического управления. Математические модели ПГУ (котлов-утилизаторов, паротурбинной установки) разработаны на базе методов, апробированных ВТИ при исследованиях динамики паросилового оборудования.

Сервисная оболочка математической модели позволяет проводить математические эксперименты в реальном масштабе времени с полным контролем изменения характерных параметров, фиксировать их изменение, вмешиваться в ход эксперимента, изменяя положение регулирующих и отключающих органов.

При исследованиях динамики главное внимание уделялось котлам-утилизаторам, которые, являясь связующими звеньями между ГТУ и паровой турбиной, определяют маневренные характеристики блока. Принципиальная схема котла-утилизатора представлена на рис. 1.

Регулирование нагрузки ПГУ. Штатное регулирование нагрузки ПГУ осуществляется посредством изменения нагрузки газотурбинных установок. Изменение мощности ГТУ типа V94.2 фирмы Сименс, которые входят в состав ПГУ-450Т, в диапазоне 100 – 60% номинальной при текущей температуре наружного воздуха осуществляется наиболее экономичным образом – изменением расхода воздуха с помощью входного направляющего аппарата (ВНА) компрессора с соответствующим

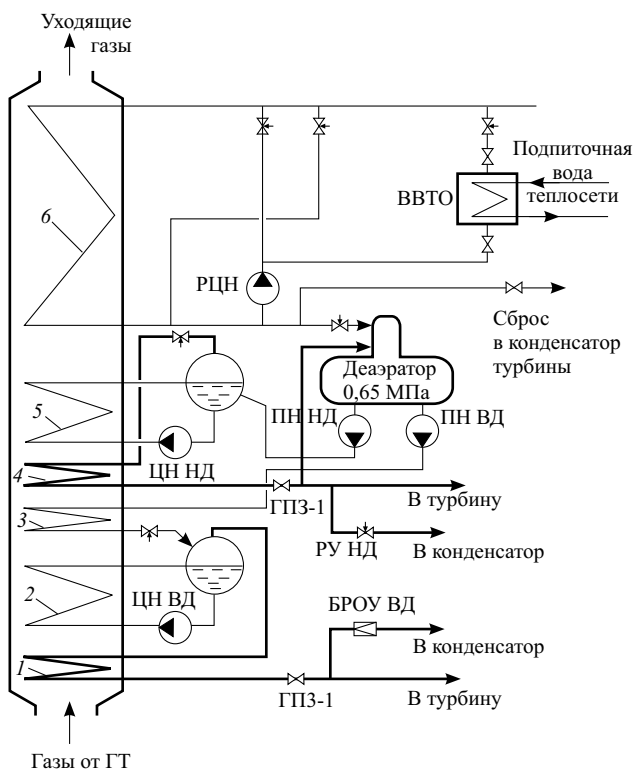


Рис. 1. Принципиальная схема котла ПГУ-450Т:

1 – пароперегреватель высокого давления; 2 – испаритель высокого давления; 3 – экономайзер высокого давления; 4 – пароперегреватель низкого давления; 5 – испаритель низкого давления; 6 – газовый подогреватель конденсата; ГПЗ – главная паровая задвижка; БРОУ ВД – быстродействующая редукционно-охладительная установка высокого давления; РУ НД – редукционное устройство низкого давления; ПН ВД и ПН НД – питательные насосы высокого и низкого давления соответственно; ЦН ВД и ЦН НД – циркуляционные насосы высокого и низкого давления; РЦН – рециркуляционные насосы

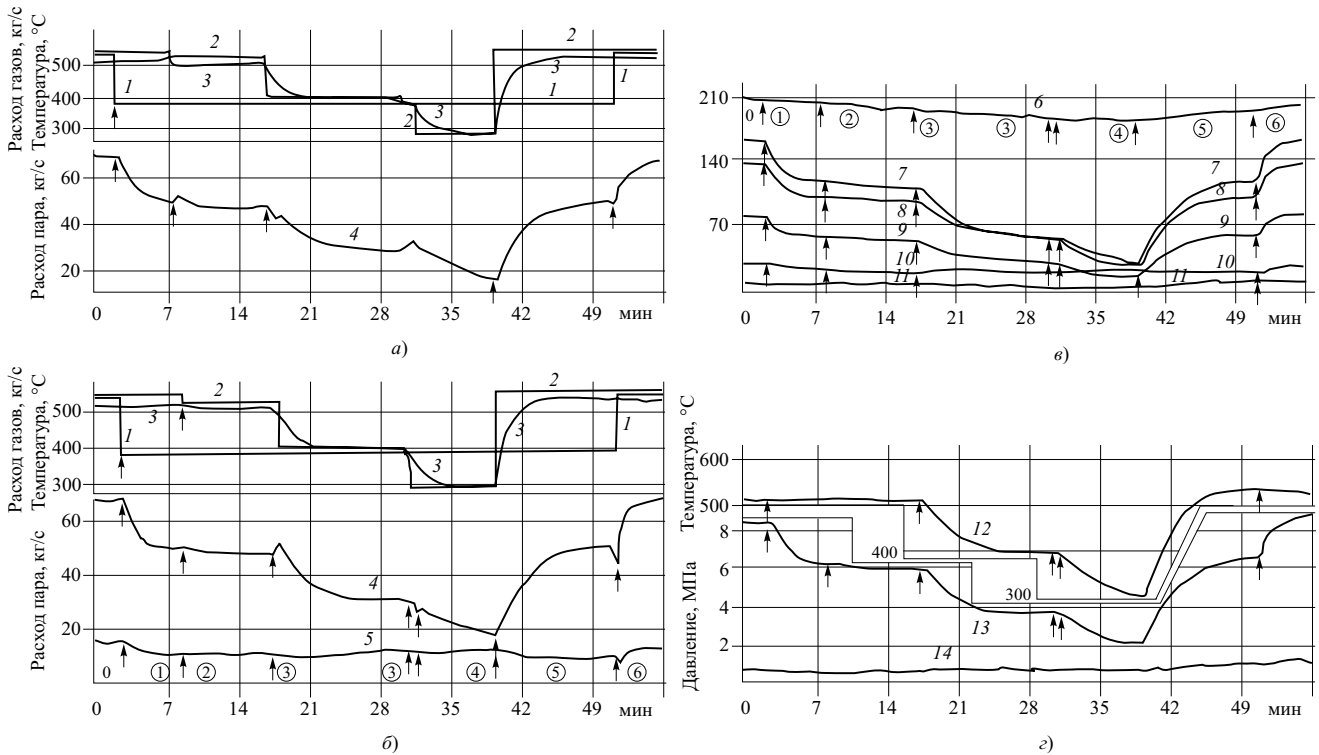


Рис. 2. Изменение основных параметров ПГУ-450Т при возмущении нагрузкой ГТУ (№ 1):

a – изменение параметров за котлом-утилизатором № 1; *б* – изменение расходов пара за котлом-утилизатором № 2; *в* – изменение параметров в паровой турбине; *г* – температура пара ВД перед турбиной и давление в барабанах котлов;

1 – расход газов перед котлом-утилизатором; 2 – температура газов перед котлом-утилизатором; 3 – температура пара ВД за котлом-утилизатором; 4 – расход пара ВД за котлом-утилизатором; 5 – расход пара НД за котлом-утилизатором; 6 – температура пара НД перед турбиной; 7 – мощность турбины, МВт; 8 – расход пара ВД перед турбиной, кг/с; 9 – давление пара ВД перед турбиной, МПа; 10 – расход пара НД перед турбиной, кг/с; 11 – давление пара НД перед турбиной, МПа; 12 – температура пара ВД перед турбиной; 13 – 14 – давление пара в барабанах ВД и НД соответственно

изменением расхода топлива, а в диапазоне 100 – 110% и ниже примерно 60% – только с помощью изменения расхода топлива.

При наличии в составе ПГУ двух ГТУ, как это имеет место в ПГУ-450Т, возможны две технологии изменения нагрузки ПГУ – посредством изменения нагрузки обеих ГТУ одновременно и посредством изменения нагрузки только одной ГТУ.

В диапазоне нагрузки ПГУ 100 – 40% номинальной более экономичной является первая технология, так как в большей части диапазона используются ВНА компрессоров ГТУ. Если предполагается глубокая разгрузка ПГУ (ниже 40%), то более экономичным способом разгрузки является вторая технология разгрузки блока с отключением одной ГТУ [2].

Изменение параметров в паросиловой части блока в математическом эксперименте при скачкообразном возмущении одновременно на две ГТУ без использования пускосбросных устройств высокого и низкого давления (БРОУ ВД и БРУ НД) представлено на рис. 2.

Целью эксперимента являлось определение влияния разгрузки и нагружения двух ГТУ на параметры пара перед паровой турбиной. Исходное состояние – номинальный режим ПГУ при работе двух ГТУ.

Цифрами в кружках обозначены режимы после возмущений: 0 – номинальный (мощность ГТУ-2 166,1 МВт); 1 – обе ГТУ разгружены до 99,1 МВт каждая закрытием входных направляющих аппаратов; 2 – обе ГТУ разгружены до 89,1 МВт каждая уменьшением подачи топлива; 3 – разгрузка каждой ГТУ до 50 МВт; 4 – разгрузка каждой ГТУ от 16,6 МВт; 5 – нагружение каждой ГТУ до 45,1 МВт восстановлением номинальной начальной температуры газов; 6 – нагружение каждой ГТУ до 166,1 МВт открытием входных направляющих аппаратов.

После первого возмущения мощность паровой турбины снизилась с 163,5 до 117 МВт (рис. 2, в), переходный процесс продолжался около 5 мин, максимальная скорость разгрузки составила 9,9 МВт/мин, температура пара ВД и НД перед турбиной при этом изменилась незначительно:

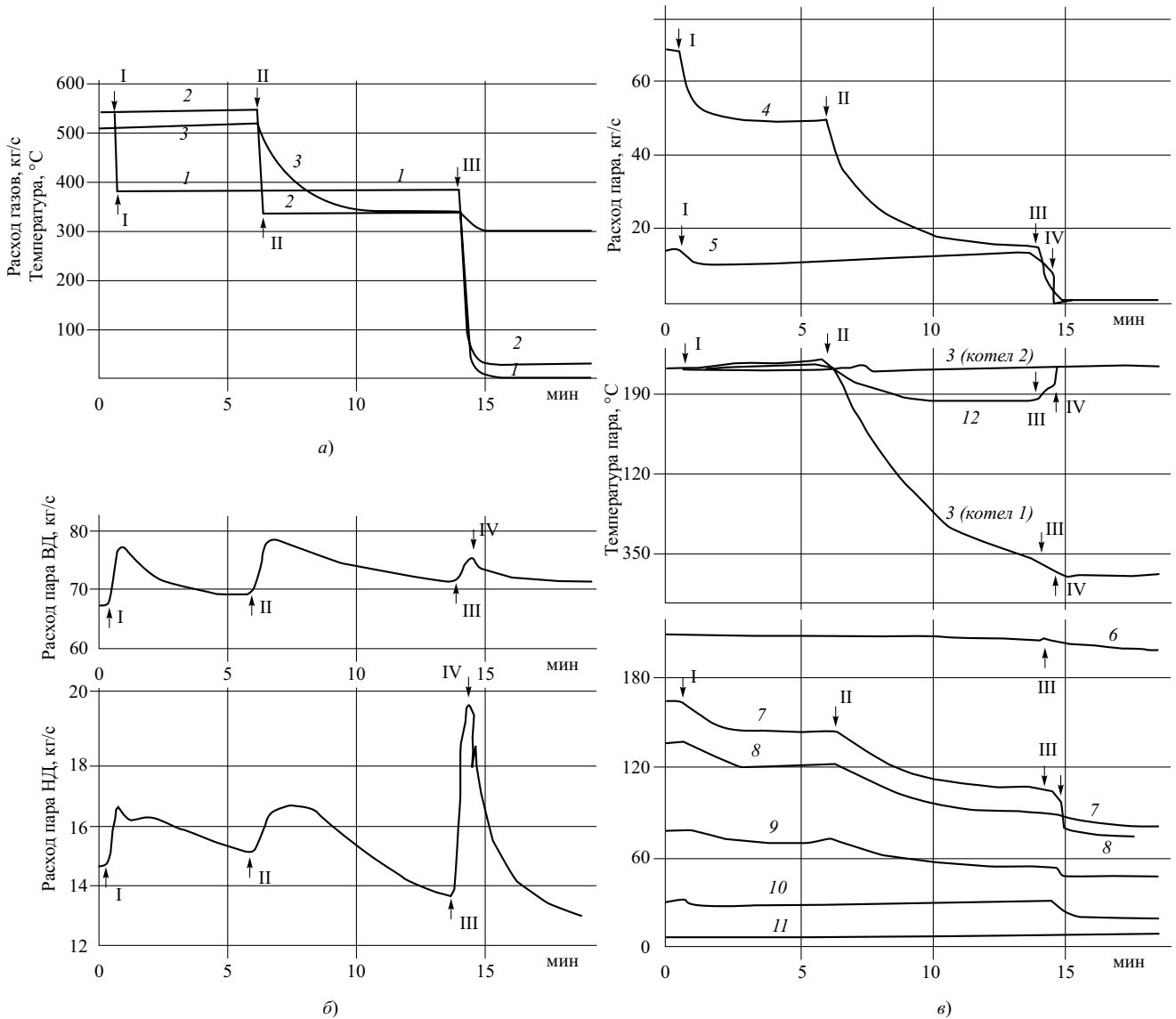


Рис. 3. Изменение основных параметров ПГУ-450Т при возмущении нагрузки одной ГТУ (№ 1):

a – изменение параметров за котлом-утилизатором № 1; *б* – изменение расходов пара за котлом-утилизатором № 2; *в* – изменение параметров за котлом-утилизатором и перед турбиной; 1 – расход газов перед котлом-утилизатором; 2 – температура газов перед котлом-утилизатором; 3 – температура пара ВД за котлом-утилизатором; 4 – расход пара ВД за котлом-утилизатором, кг/с; 5 – расход пара НД за котлом-утилизатором, кг/с; 6 – температура пара НД перед турбиной, °С; 7 – мощность турбины, МВт; 8 – расход пара ВД перед турбиной, кг/с; 9 – давление пара ВД перед турбиной, МПа; 10 – расход пара НД перед турбиной, кг/с; 11 – давление пара НД перед турбиной, МПа; 12 – температура пара ВД перед турбиной, °С

температура пара ВД увеличилась (рис. 2, з), а пара НД снизилась (рис. 2, в) на несколько градусов. Расход и давление пара ВД резко снизились (рис. 2, а, б, з).

При дальнейшем разгрузении, но уже за счет снижения начальной температуры газов (режимы 2, 3, 4) наблюдается снижение давления, расхода и температуры пара ВД (рис. 2, в, з). Однако расход пара НД при этом увеличивается (рис. 2, б, в). При нагрузке каждой ГТУ 16,6 МВт температура пара составила 300°С, мощность паровой турбины при этом составила 27,7 МВт, а максимальная скорость ее изменения из трех возмущений – 3,7 МВт/мин.

Скачкообразное восстановление температуры газов перед котлами (режим 5) привело к восстановлению температуры пара ВД (рис. 2, а, б), продолжительность переходного процесса не превышает 7 мин, однако для стабилизации расхода пара ВД требуется около 12 мин (рис. 2, а, б).

Скачкообразное открытие входного направляющего аппарата (режим б) оказывает более резкое воздействие, чем восстановление температуры пара: скорость изменения давления, расхода пара и мощности паровой турбины увеличиваются более чем вдвое – скорость нагружения паровой турбины составляет около 9,2 МВт/мин.

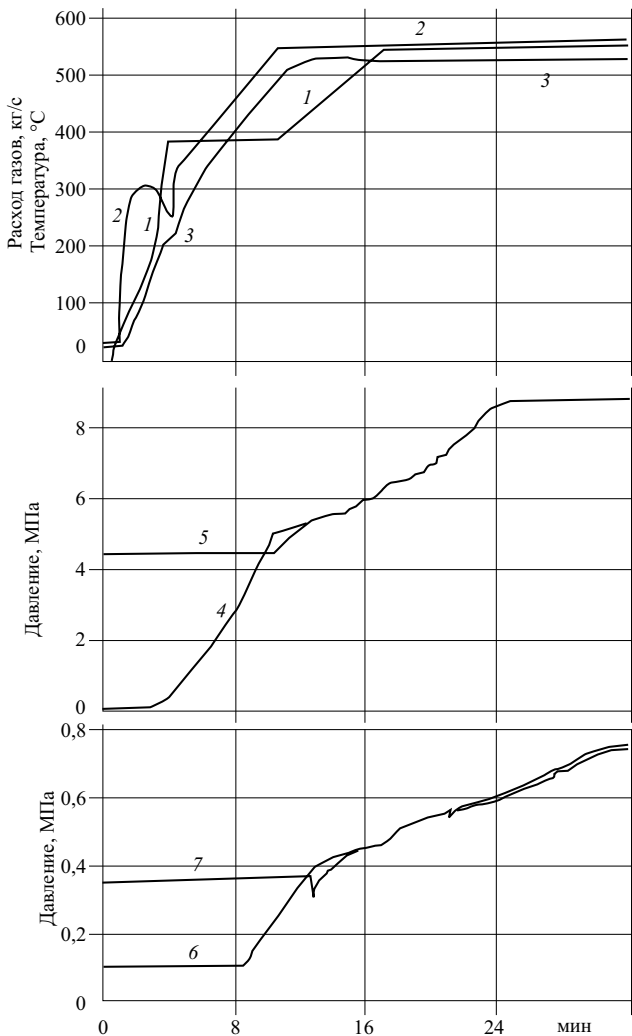


Рис. 4. Штатный пуск ГТУ. Подключение пускаемого котла к работающему:

1 – расход газов перед котлом-утилизатором; 2 – температура газов перед котлом-утилизатором; 3 – температура пара ВД за котлом-утилизатором; 4 – давление пара ВД за котлом 1; 5 – давление пара ВД за котлом 2; 6 – давление пара НД за котлом 1; 7 – давление пара НД за котлом 2

Из математического эксперимента следует, что в диапазоне действия ВНА температурное состояние паровой турбины, котлов-утилизаторов и паропроводов не изменяется, т.е. скорость разгрузки паровой турбины может быть максимальной и составлять 9 – 10 МВт/мин.

При скачкообразном изменении нагрузки ГТУ после полного прикрытия ВНА скорости изменения температуры и давления пара превышают значения, допустимые для паровой турбины. Это означает, что скорость разгрузки ПГУ будет определяться паровой турбиной. Следует также обратить внимание на тот факт, что одинаковое и одновременное воздействие на обе ГТУ не приводит к выбросу пара из испарителей в паровые барабаны,

так как при этом снижается тепловая нагрузка испарителей.

На рис. 3 представлено изменение параметров при возмущении нагрузкой одной ГТУ. Целью математического эксперимента являлось определение влияния разгрузки и останова одной ГТУ на параметры пара перед паровой турбиной. Как и в предыдущем случае, исходное состояние – номинальный режим ПГУ при работе обеих ГТУ.

Первое возмущение (I) было нанесено снижением нагрузки ГТУ-1 за счет полного прикрытия ВНА (рис. 3, а), что привело к снижению расхода пара ВД котла с 67 до 49 кг/с (примерно на 65 т/ч) и расхода пара НД. Мощность паровой турбины при этом уменьшилась со 162,8 до 140 МВт (рис. 3, в). Температура пара ВД после котла-1 и перед турбиной не изменилась, а давление снизилось (рис. 3, в). Давление пара НД за котлом-1 и перед турбиной также снизилось (рис. 3, в). На 2 – 3°C снизилась и температура пара НД.

Реакция котла-2 представлена на рис. 3, б. В результате снижения суммарного расхода пара на паровую турбину и снижения давления перед ней расход пара за котлом-2 увеличивается, причем после возмущения наблюдается выброс пара из барабанов ВД и НД.

Второе возмущение (II) было нанесено уменьшением расхода топлива на ГТУ-1. Температура газов перед котлом-1 была снижена до 330°C (нагрузка ГТУ около 10 МВт). После возмущения расход пара снизился до 15,3 кг/с (55 т/ч) – рис. 3, в, а мощность паровой турбины – до 101 МВт (рис. 3, в). Температура пара после паропровода котла-1 снизилась почти до 350°C, однако из-за значительного снижения расхода пара ВД после котла-1 средняя температура пара перед турбиной уменьшилась всего на 26°C – до 482°C (рис. 3, в).

Как и в предыдущем случае, котел-2 на возмущение отреагировал выбросами пара ВД и НД (рис. 3, б) из-за снижения давления.

Третьим возмущением (III) прекращена подача топлива и остановлена ГТУ-1 (рис. 3, а). Это привело к прекращению генерации пара ВД и НД в котле-1 (рис. 3, в), выбросу пара из котла-2 (рис. 3, в) и повышению температуры пара ВД перед турбиной.

Четвертое возмущение (IV) – отключение котла-1 по пару ВД и НД – привело к восстановлению температуры пара перед турбиной (рис. 3, в), снижению давления пара ВД перед турбиной (рис. 3, в) и снижению температуры пара НД перед турбиной (рис. 3, в). Мощность паровой турбины, в конечном счете, составила 77 МВт.

Таким образом, при воздействии ВНА одной ГТУ изменения параметров пара в активном котле (котле, испытывающем это воздействие) и перед паровой турбиной не выходят за допустимые гра-

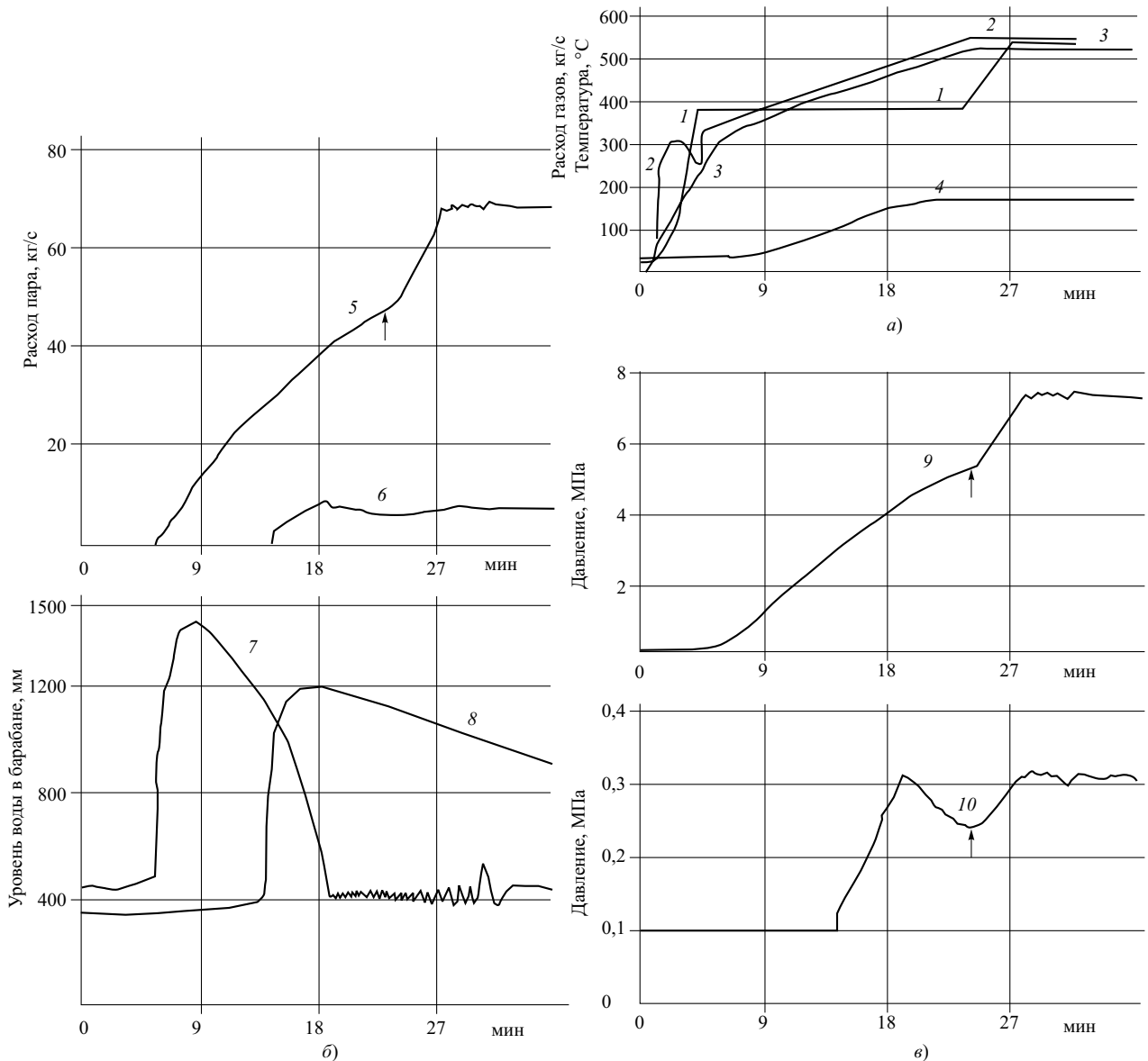


Рис. 5. Рекомендуемый график пуска ГТУ:

а – график пуска ГТУ; *б* – график пуска котла-утилизатора; *в* – график пуска ГТУ; *1* – расход газов перед котлом-утилизатором; *2* – температура газов перед котлом-утилизатором; *3* – температура пара ВД за котлом-утилизатором; *4* – температура пара НД за котлом; *5* – расход пара ВД за котлом-утилизатором; *6* – расход пара НД за котлом-утилизатором; *7* – уровень воды в барабане ВД; *8* – уровень воды в барабане НД; *9* – давление пара ВД за котлом № 1; *10* – давление пара НД за котлом № 1

ницы. Однако в пассивном котле при этом обнаруживаются нежелательные эффекты. При сбросе нагрузки ГТУ и снижении давления пара за активным котлом в пассивном котле наблюдается выброс пара из испарителей, при набросе нагрузки – аккумуляция пара. Хотя при этом температура пара не изменяется, большой выброс пара из испарителей может привести к забросу воды в перегреватели.

Постепенное разгружение и последующий останов одной ГТУ без отключения ее котла от паровой турбины и без открытия пуско-сбросных устройств, при условии идеального перемешивания пара обоих котлов, приводит к снижению средней температуры пара ВД перед турбиной

примерно на 30°C и, хотя температура пара за разгруженным котлом снижается до 350°C, условия работы последних ступеней ЦНД не ухудшаются, так как при этом давление пара снижается до 5,3 МПа (рабочий процесс сдвигается вправо). Незначительное снижение средней температуры пара ВД перед паровой турбиной объясняется значительным снижением паропроизводительности разгружаемого котла.

Пусковые режимы. При штатном пуске первый этап нагружения ГТУ выполняется при полностью прикрытом ВНА за счет повышения начальной температуры газов, второй этап нагружения осуществляется посредством открытия ВНА по-

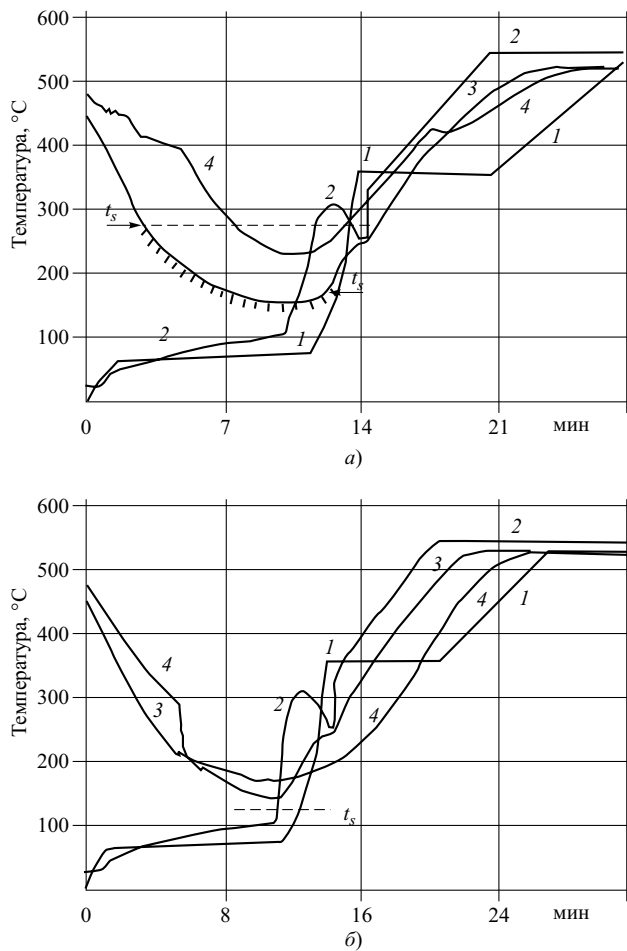


Рис. 6. Влияние вентиляции котла-утилизатора на температуру пара ВД при пуске из неостывшего состояния:

a – штатный пуск; *б* – с предварительным сбросом пара в конденсатор; 1 – расход газов перед котлом-утилизатором; 2 – температура газов перед котлом-утилизатором; 3 – температура пара ВД за котлом-утилизатором; 4 – температура пара в котле паропровода.

сле достижения номинальной температуры газов за газовой турбиной.

Изменение параметров пара за котлом при типовом пуске ГТУ на котел-утилизатор с полностью открытой БРОУ ВД представлено на рис. 4. Как из него следует, скорость изменения температуры свежего пара при этом примерно соответствует скорости изменения температуры газов перед котлом и значительно превышает допустимые для котла и паровой турбины значения.

При увеличении на 13 мин продолжительности работы ГТУ при полностью закрытом ВНА скорость подъема температуры свежего пара примерно соответствует скорости роста температуры газов перед котлом.

Процесс генерации пара начинается практически сразу после подачи топлива в ГТУ, а спустя примерно 4 мин начинается бурное набухание уровня в барабане ВД. В барабане НД этот процесс начинается спустя примерно 13 мин. Стаби-

лизация уровня воды в барабане ВД происходит быстрее (примерно 10 мин), чем в барабане НД.

Регулирующие питательные клапаны включаются в работу (открываются) после окончания процесса набухания и стабилизации уровня воды в барабанах.

До этого момента барабаны не питаются. Однако опасность закипания воды в экономайзере ВД отсутствует, так как к моменту начала питания барабана ВД давление насыщения, соответствующее температуре газов перед экономайзером ВД, ниже давления в нем при закрытом регулирующем питательном клапане (более 10,0 МПа).

Снижение скорости подъема температуры выхлопных газов ГТУ за счет увеличения его продолжительности до 20 мин при полностью закрытых ВНА снижает скорость подъема температуры свежего пара; она следует за графиком изменения температуры газов перед котлом. Изменение генерации пара ВД при этом носит монотонный характер, так как графики и открытия ВНА, и подъема температуры выхлопных газов совпадают.

Температура газов перед котлом является определяющей для температуры свежего пара, расход газов определяет только паропроизводительность контура ВД.

Рекомендуемый график пуска ГТУ, обеспечивающий допустимые скорости подъема температуры и давления пара ВД, продолжительностью около 30 мин показан на рис. 5. Стрелки на диаграммах рис. 5, *a*, *б*, *в* отмечают момент начала открытия ВНА.

Правилами технической эксплуатации и Правилами котлонадзора предписывается обязательная предпусковая вентиляция газового тракта за ГТУ и котлов. В ПГУ-450Т эта операция осуществляется выдержкой ГТУ на 600 – 700 об/мин в течение примерно 10 мин до подачи топлива в камеры сгорания. Раскрутка и выдержка ГТУ на этих оборотах осуществляются с помощью тиристорного пускового устройства (ТПУ).

Если котел-утилизатор пускается из холодного состояния, то никаких проблем, связанных с его вентиляцией, не возникает. Однако, если котел-утилизатор пускается из неостывшего или горячего состояния, то происходит захлаживание поверхностей нагрева, в первую очередь, пароперегревателя ВД.

На рис. 6, *a* показан пуск котла-утилизатора, в барабане ВД которого до начала пусковых операций сохранено давление 6,0 МПа, а в барабане НД 0,6 МПа, температура пара перед ГПЗ-1 составляла 440°C, а перед ГПЗ-2 (перед паровой турбиной) – 470°C. Из рисунка видно, что на 4-й минуте начинается конденсация пара в пароперегревателе ВД (показано пунктиром), которая продолжается примерно 8 мин и прекращается после подачи топ-

лива в ГТУ. Давление пара в барабане при этом снижается.

Для исключения конденсации пара в пароперегревателе ВД при пуске котла-утилизатора из горячего или неостывшего состояния целесообразно предварительно открывать пуско-сбросные устройства и сбрасывать пар из котла в конденсатор, снижая его давление в барабане ВД до 0,2 МПа и ниже. На рис. 6, б показан такой пуск котла-утилизатора при сбросе давления в барабане ВД до 0,2 МПа, температура захолаживаемого пара ВД не достигает температуры конденсации.

Опасность конденсации пара в пароперегревателе НД отсутствует при пусках котла-утилизатора из любого теплового состояния.

Наиболее сложным является пуск модуля “ГТУ + котел-утилизатор” и подключение его к работающей паровой турбине. Число и сложность проводимых операций по подключению зависят от пропускной способности БРОУ ВД. Если ПГУ работает с одной ГТУ при номинальном режиме, то давление пара за работающим котлом составляет около 0,4 МПа при номинальной температуре пара. Подключение к работающему блоку пускаемой ГТУ и котла-утилизатора должно производиться, естественно, при одинаковом давлении и температуре пара ВД и НД. Если пропускная способность БРОУ ВД выбрана равной номинальной паропроизводительности котла при номинальном давлении (250 т/ч), как это сделано в ПГУ-450Т, то номинальная температура пара будет достигнута при номинальной температуре газов после ГТУ и полностью прикрытом ВНА. Однако давление пара ВД при этом будет превышать давление пара перед турбиной и потребуются дополнительные операции на турбине для выравнивания давлений.

С помощью математических экспериментов отработана технология подключения пускаемого

котла к работающему, суть которой заключается в согласовании действий БРОУ ВД и регулирующих клапанов (РК) турбины: после выравнивания температуры пара ВД прикрытием РК выравнивается давление пара за обоими котлами и затем нагружается паровая турбина – сначала открытием РК, а затем ступенчатым прикрытием БРОУ ВД.

При пропускной способности БРОУ ВД, соответствующей объемному расходу пара при работе ПГУ с одной ГТУ, этих проблем не возникает, так как при выравнивании температуры пара ВД выравнивается и давление пара за котлами. Операция подключения сводится к открытию ГПЗ перед турбиной и последующему ступенчатому прикрытию БРОУ ВД (для нагружения турбины). Такой процесс показан на рис. 4.

Установлено, что подключение контура НД к работающей турбине не вызывает проблем. Из-за небольшого рабочего давления пара перепад давления между подключаемым и работающим котлом не превышает 0,2 – 0,3 МПа. Это позволяет открывать РУ НД в один прием.

Выполненное на стадии проектирования моделирование динамики ПГУ позволило разработать обоснованные алгоритмы управления блоком и решать вопросы, возникавшие при его освоении.

Список литературы

1. *Теплофикационная парогазовая установка Северо-Западной ТЭЦ*/ Дьяков А. Ф., Березинец П. А., Васильев М. К. и др. – Электрические станции, 1996, № 7.
2. *Теплофикационная парогазовая установка Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга. Статические характеристики* / Дьяков А. Ф., Березинец П. А., Грибов В. Б. и др. – Электрические станции, 1996, № 12.

обследования оборудования и ремонтно-восстановительных работ. В этой связи возникла необходимость выбора второго критерия для назначения срока технического перевооружения в условиях, когда допускается эксплуатация оборудования за пределами паркового ресурса в ограниченных пределах индивидуального ресурса. Эксплуатация энергоустановок до физического исчерпания запасов прочности недопустима по условиям безопасности, поэтому физическое исчерпание запасов прочности не может являться вторым критерием при разработке плана технического перевооружения отрасли.

В результате большого объема проведенных научно-исследовательских работ по изучению закономерностей деградации структуры и свойств перлитных марок сталей после эксплуатации до 300 000 ч и более ВТИ с участием ОРГРЭС нашли оптимальный вариант второго критерия назначения срока технического перевооружения действующих энергоустановок. Благодаря этому критерию удастся продлить предельный срок эксплуатации оборудования до начала технического перевооружения в 1,35 – 1,5 раза по сравнению с ситуацией, когда в качестве критерия принимается только парковый ресурс (табл. 2). Прогноз исчерпания ресурса по второму критерию – критерию индивидуального ресурса – представлен в табл. 1.

В соответствии с разработанными критериями, первый из которых обозначает исчерпание паркового ресурса, а второй – исчерпание допустимого индивидуального ресурса, был составлен перечень всех энергоустановок отрасли с указанием предельных сроков эксплуатации по обоим показателям. Выбор второго критерия для определения срока проведения технического перевооружения определялся по степени износа оборудования ТЭС. На рис. 2 представлена известная схема вероятности отказов оборудования в зависимости от величины износа. Ориентировочно оборудование,

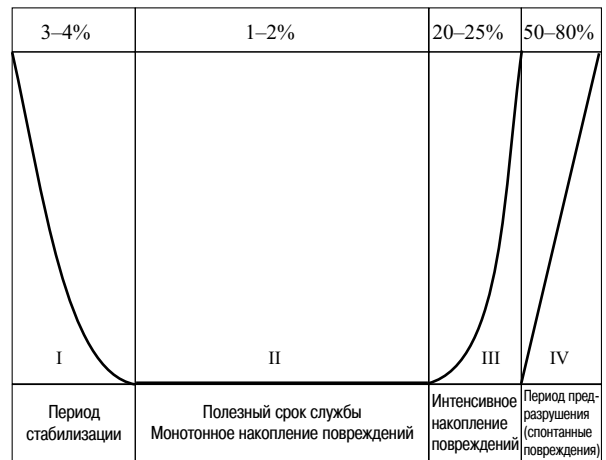


Рис. 2. Вероятность отказов тепломеханического оборудования ТЭС в различные периоды его эксплуатации

исчерпавшее допустимый индивидуальный ресурс по второму критерию, находится по этой схеме на III стадии накопления повреждений (износа).

Оценка степени износа теплосилового оборудования ТЭС путем масштабного исследования его фактического состояния после длительной эксплуатации, выполненная в последнее время, показала, что значительное число котлов, турбин и трубопроводов приближается к исчерпанию спрогнозированного индивидуального ресурса, а некоторые из них даже превысили его. Наибольшую опасность представляют роторы высокого давления турбин из стали 34ХМА, работающие при температуре пара 500°С и давлении 9,0 МПа. По результатам контроля почти в каждом втором роторе выявляются недопустимые дефекты. Вызывают тревогу показатели надежности роторов высокого и среднего давления турбин мощностью 500 – 1200 МВт. Темп накопления повреждений металла (износа) этих роторов будет опережать темп повреждаемости роторов турбин меньшей мощности.

Т а б л и ц а 1

Прогноз исчерпания ресурса энергоустановок отрасли до 2015 г, млн. кВт

Параметры энергоустановки			2000 г.	2005 г.	2010 г.	2015 г.
Мощность, МВт	P, МПа	T, °C				
500 – 1200	24	545	2,4/–	9,0/3,0	3,7/6,9	0,8/3,6
250 – 300	24	540 – 560	3,0/–	10,1/0,3	7,6/3,6	3,1/8,4
120 – 200	13	540 – 560	1,8/0,2	3,2/0,2	2,6/1,5	2,4/2,4
< 150	13	540 – 560	3,0/–	6,0/0,5	7,0/2,8	6,0/4,1
≤ 100	9	500 – 510	2,6/–	4,5/0,7	2,1/1,5	1,4/2,1
≤ 50	9	< 450	2,0/0,5	0,5/0,6	0,3/0,2	0,1/0,8
Итого			14,7/0,7	33,2/5,3	23,3/16,5	13,9/21,4
Итого, кроме P < 9 МПа			12,8/0,2	32,7/4,7	23,0/16,4	13,8/20,6

Примечания: 1. Парковый ресурс энергоустановок мощностью менее 50 МВт, P < 9 МПа, T < 450°С принят равным 420 тыс. ч, что соответствует сроку службы 60 лет. 2. Числитель – парковый ресурс, знаменатель – индивидуальный ресурс.

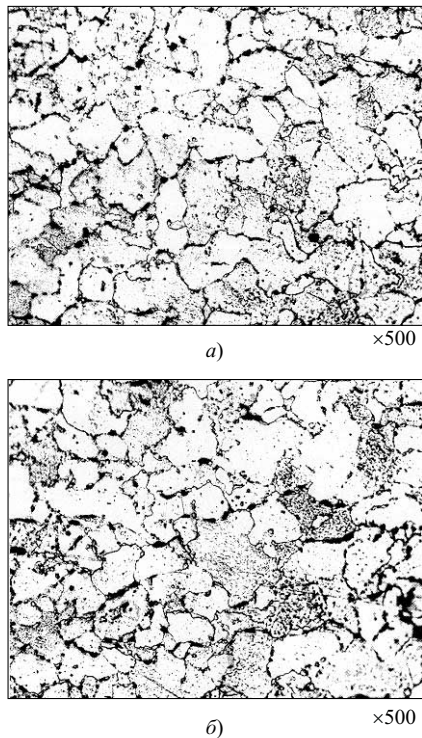


Рис. 3. Микроструктура металла паропроводных труб, выработавших фактический ресурс на 70 – 80%:

a – микроповрежденность металла соответствует 4 – 5 баллам по шкале ОСТ 34-70-690-96; *б* – микроповрежденность металла соответствует 5 – 6 баллам по шкале ОСТ 34-70-690-96

Оценка степени износа оборудования ряда электростанций показала, что определенное число ответственных элементов котлов, турбин и паропроводов находится в стадии предразрушения, т.е. за пределами той степени износа, по которой выбран второй критерий назначения технического перевооружения. Величину износа теплосилового оборудования в качестве примера можно проил-

Т а б л и ц а 2

Возможность прогнозируемого продления ресурса энергоустановок на основе второго критерия

Параметры энергоустановки			Индивидуальный ресурс энергоустановок после истощения паркового ресурса, тыс. ч	Коэффициент увеличения ресурса	Общий ресурс до рекомендованного срока технического перевооружения, тыс. ч.
Мощность, МВт	<i>P</i> , МПа	<i>T</i> , °С			
500 – 1200	24	545	50	1,5	150
250 – 300	24	540 – 560	80	1,35	300
150 – 200	13	540 – 560	70	1,35	270
< 150	13	540 – 560	80	1,35	300
≤ 100	9	500 – 510	130	1,5	400
≤ 50	< 9	< 450	80	1,5	420 (60 лет)

люстрировать износом паропроводной системы ряда установок с расчетными параметрами пара $t = 560^{\circ}\text{C}$, $P = 14,0$ МПа. Из данных, представленных в табл. 3, видно, что даже при снижении запаса прочности до 1,3 (вместо нормативного 1,5) при расчетных параметрах пара остаточный ресурс составляет всего 30,0 – 40,0 тыс. ч. Анализ состояния паропроводных систем энергетических блоков мощностью 150, 200, 300, 500 и 800 МВт показал, что многие из них находятся в критическом состоянии. Так, паропроводы, смонтированные, например, из труб диаметром 219 × 25 мм, 273 × 32 мм, 325 × 43 мм с парковым ресурсом 70,0 – 170,0 тыс. ч, имеют наработку, в 2 – 3 раза превышающую парковый ресурс. Исследования фактического состояния паропроводов ряда типоразмеров на Конаковской и Новочеркасской ГРЭС, электростанциях Мосэнерго, Саратовэнерго, Ленэнерго, Нижноэнерго, Сургутской ГРЭС-2 и других станциях показали, что во многих случаях они приближаются к третьей стадии ползучести, т.е. к стадии предразрушения. Их состояние оценивается 5 – 6 баллом шкалы микроповрежденности по ОСТ 34-70-690-96 (рис. 3). Наибольший износ зафиксирован на паропроводах горячего промперегрева, изготовленных из центробежнолитых труб диаметром 630 × 25 мм и 920 × 32 мм из стали 15Х1М1Ф, эксплуатируемых в основном на блоках 800 МВт. Износ этих труб по признакам интенсивного умень-

Т а б л и ц а 3

Расчетно-экспериментальная оценка остаточного ресурса элементов паропроводов из стали 12Х1МФ после длительной эксплуатации с запасом прочности 1,3

Наработка, тыс. ч	Типоразмер		Параметры пара		Прямые трубы		Гибы	
	Диаметр <i>D</i> , мм	Толщина стенки <i>S</i> , мм	<i>T</i> , °С	<i>P</i> , МПа	σ , МПа	Остаточный ресурс, тыс. ч	σ , МПа	Остаточный ресурс тыс. ч
224	325	43	550	13,0	43,2	130	46,2	90
224	325	43	560	13,0	43,2	70	46,2	50
224	325	43	550	14,0	46,5	90	49,8	60
224	325	43	560	14,0	46,5	50	49,8	30
130	325	38	550	13,0	4,98	190	53,3	155
130	325	38	560	13,0	49,8	90	53,3	85
130	325	38	550	14,0	53,7	145	57,4	110
130	325	38	560	14,0	53,7	75	57,4	70
224	273	36	550	13,0	43,5	135	47,0	99
224	273	36	560	13,0	43,5	70	47,0	50
224	273	36	550	14,0	46,8	95	50,6	65
224	273	36	560	14,0	46,8	60	50,6	40
200	273	32	550	13,0	49,8	110	53,8	80
200	273	32	560	13,0	49,8	60	53,8	40
200	273	32	550	14,0	53,7	80	58,0	60
200	273	32	560	14,0	53,7	40	58,0	30

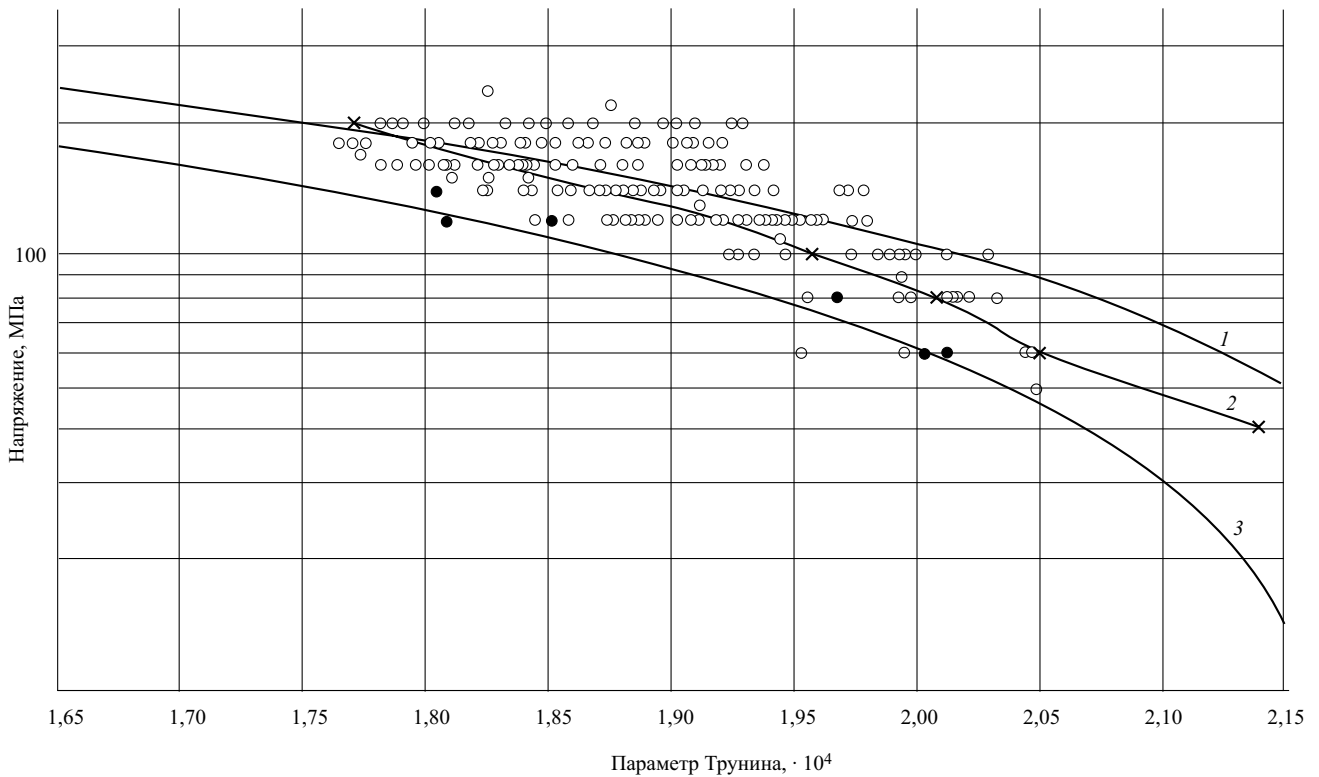


Рис. 4. Параметрическая диаграмма длительной прочности металла центробежнолитых (ЦБЛ) труб из стали 15X1M1F:

1 (○) – ЦБЛ трубы, исходное состояние; 2 (×) – литье, исходное состояние; 3 (●) – ЦБЛ труба (плавка ЭЛ-912 – 87) после эксплуатации 100 000 ч

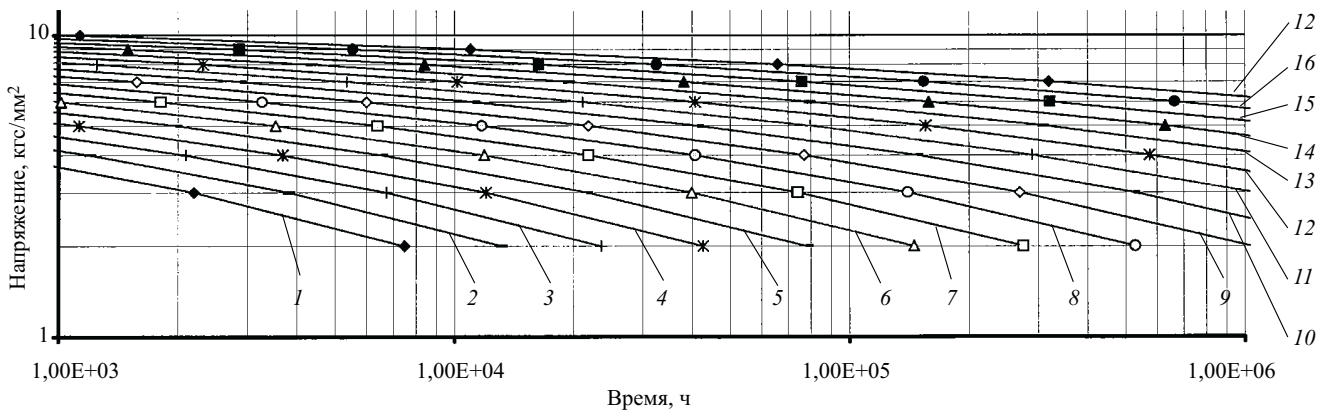


Рис. 5. Зависимость между напряжением и остаточным ресурсом после наработки до 250 000 ч ($n = 1,5$), сталь 12X1MФ при температуре в градусах Цельсия

1 – 630; 2 – 620; 3 – 610; 4 – 600; 5 – 590; 6 – 580; 7 – 570; 8 – 560; 9 – 550; 10 – 540; 11 – 530; 12 – 520; 13 – 510; 14 – 500; 15 – 490; 16 – 480; 17 – 470

шения предела длительной прочности проиллюстрирован на рис. 4. Парковый ресурс этих паропроводов составляет всего 100 000 ч.

О значительном износе энергетического оборудования отрасли свидетельствуют и серьезные разрушения деталей энергоустановок, которые произошли в последние годы на Сургутской ГРЭС-2, Балаковской ТЭЦ-4, Курганской ТЭЦ,

Костромской, Новорязанской и Несветай ГРЭС и др. Несмотря на принимаемые меры, все еще значительна интенсивность износа поверхностей нагрева котлов, так как около 40% их разрушений происходит из-за исчерпания ресурса (табл. 4).

Нарастает степень износа в корпусном оборудовании турбин, в барабанах котлов, в тройниковых сварных соединениях и других ответственных

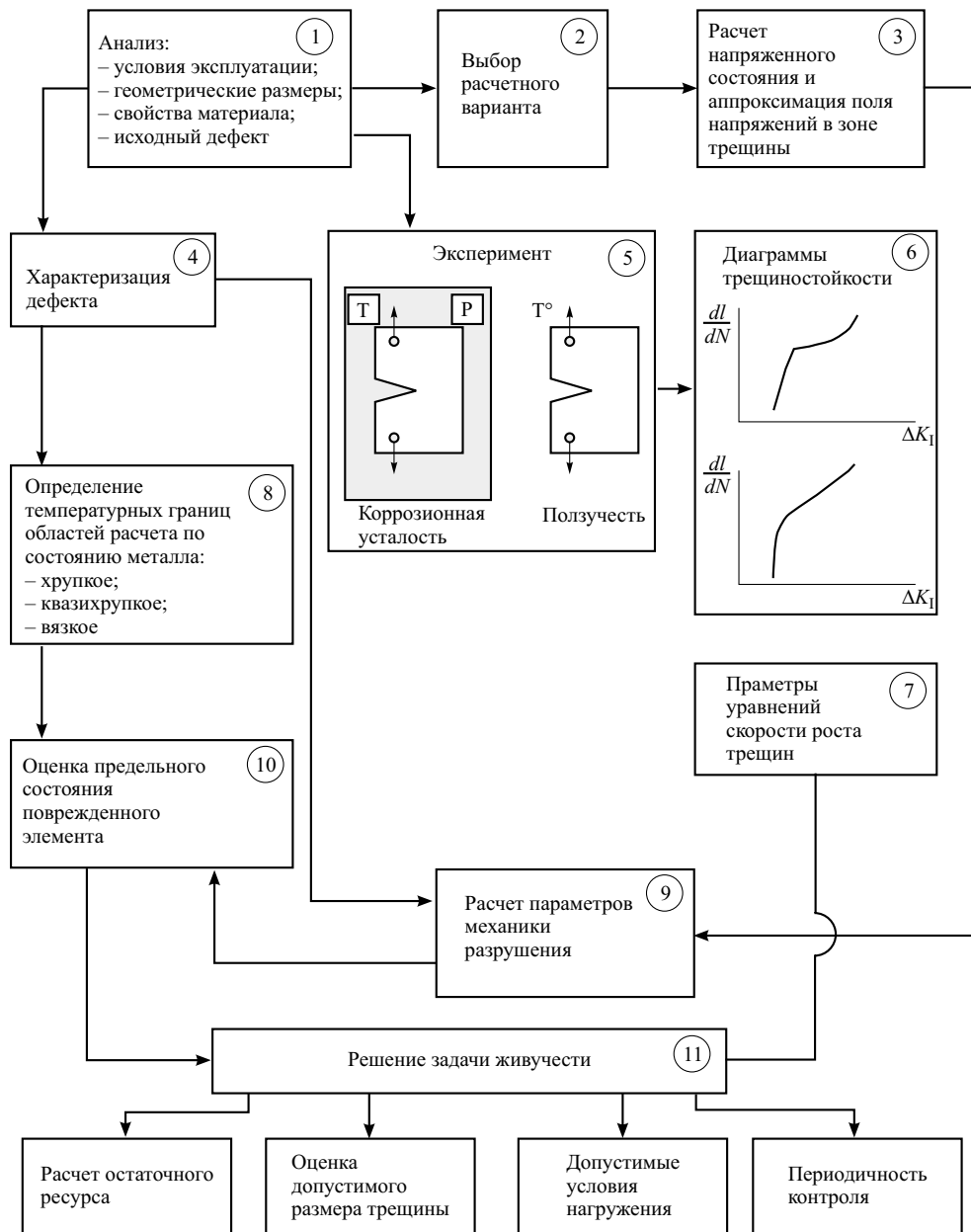


Рис. 6. Блок-схема (алгоритм) метода оценки живучести деталей с трещинами

элементах. Анализ показал, что увеличение срока эксплуатации в 1,35 – 1,5 раза (табл. 2), по сравнению с парковым ресурсом, является по существу предельным индивидуальным ресурсом оборудования и он обоснованно выбран в качестве второго критерия назначения технического перевооружения. Условная граница спрогнозированного срока индивидуального ресурса была определена по комплексу признаков критериев предельного состояния металла, указанных ранее, в том числе выходом на пониженный коэффициент запаса прочности не более 1,3. Однако анализ степени износа ответственных элементов тепломеханического оборудования ТЭС показал, что для оценки конкретного срока истощения прогнозируемого индивидуального ресурса (т.е. по второму критерию) необходимо выполнить контроль и диагностику

состояния металла рассматриваемого оборудования.

Методы и объемы данного контроля принципиально оговорены действующей в отрасли НТД. Однако полная программа контроля, включая исследование микрповрежденности металла, и анализ результатов диагностики оборудования с оценкой его фактического технического состояния должны проводиться с участием ВТИ или другой специализированной научно-исследовательской организацией. Наиболее объективные данные по степени истощения физического запаса прочности можно получить по результатам испытаний на длительную прочность. Опираясь на большой объем данных по длительной прочности металла паропроводных труб с различной наработкой, в ВТИ разработана экспресс-методика расчета их оста-

Т а б л и ц а 4

**Типичные повреждения труб высокотемпературных поверхностей нагрева котлов (КПП, ШПП, НРЧ)
из аустенитной и перлитной сталей**

Причина	Вид повреждения			Механизм повреждения	Эксплуатационные факторы	
	Деформация, утонение стенки на неразрушенном участке	Начало разрушения, ориентация трещины	Микроструктура (12X1МФ-П, 12X18Н12Т-А)		Наработка	Эквивалентная температура
Исчерпание ресурса металла при нормальной эксплуатации	Увеличение диаметра на 1,5 – 3,0%, утонение стенки незначительное	Снаружи, продольная	Зерна равноосные, поры и микротрещины по границам зерен; в П – сфероидизация перлита, выделение карбидов, в А – выделение карбидов и σ -фазы	Ползучесть	Соизмерима с расчетной	Соответствует проектной при стационарном режиме
Исчерпание ресурса металла при длительном перегреве из-за отложений, тепловой разверки и др.	То же	То же	Зерна равноосные, поры и микротрещины по границам зерен, структурные превращения более интенсивные	То же	Меньше расчетной при проектной температуре	Выше проектной при стационарном режиме, но может быть ниже расчетной
Исчерпание ресурса металла из-за перегрева при пусках	“ ”	“ ”	То же	“ ”	То же	Выше проектной при стационарном режиме
Утонение стенки с огневой стороны из-за наружной коррозии	Увеличение диаметра до 1,5 – 3,0%, утонение стенки с огневой стороны	“ ”	Зерна вытянутые, поры и микротрещины по границам и телу зерен, структурные превращения менее интенсивные	Ползучесть (при повышенных напряжениях)	“ ”	Ниже проектной при стационарном режиме
Кратковременный перегрев	Увеличение диаметра более 3,0%, утонение стенки значительное	“ ”	Зерна сильно деформированы, трещины по телу зерен, структурные превращения незначительные	Кратковременный разрыв	“ ”	Существенно выше проектной и при стационарной работе
Резкие теплоперемены при пусках (без перегрева)	Увеличение диаметра и утонение стенки практически отсутствуют	Изнутри, продольная	Зерна не деформированы, окисление границ зерен, ориентированных перпендикулярно нагрузке, структурные превращения незначительные	Коррозионная усталость	“ ”	Не выше проектной
Плохая консервация при простоях и (или) нарушение ВОХР	То же	Изнутри, различной ориентации	Зерна не деформированы, окисление границ зерен по периметру и их выкрашивание	Коррозия в местах повреждения оксидной пленки	“ ”	То же

точного ресурса с помощью номограмм. Примером из созданного комплекса номограмм определения остаточного ресурса паропроводов перлитных марок сталей служит номограмма стали 12X1МФ после наработки до 250 000 ч (рис. 5). Такие номограммы разработаны как для нормативного запаса прочности $n = 1,5$, так и для состояния с повышенным износом, определяемого коэффициентом запаса прочности $n = 1,3 \div 1,4$. По таким номограммам можно оперативно и достаточно надежно определить остаточный ресурс паропроводов и оценить объем паропроводов, находящихся на стадии эксплуатации до исчерпания индивидуального ресурса по второму критерию. Хорошими показателями для оценки степени износа оборудования после выработки паркового ре-

сурса являются разработанные ВТИ критерии предельного состояния металла паропроводных элементов, роторов и корпусного оборудования турбин.

Одним из таких критериев, например, для паропровода, является степень микроповрежденности структуры металла на уровне 6 – 7 балла по шкале ОСТ 34-70-690-96. Для корпусного оборудования важным критерием является фактическая средняя скорость распространения трещины за межремонтный период, равный или менее 10^{-3} мм/ч, а для роторов турбин критерием является фактор появления трещин на внутренней поверхности осевого канала.

Для большинства элементов оборудования, работающего в условиях высокотемпературной пол-

зучести, степень износа металла вплоть до выработки индивидуального ресурса, т.е. достижения второго критерия назначения срока технического перевооружения, не достигает стадии образования и развития в металле макротрещин. В то же время некоторые ответственные элементы тепломеханического оборудования могут эксплуатироваться ограниченное время на стадии развития дефектов типа трещин (барабаны, коллекторы котлов, корпусное оборудование турбин). В ВТИ разработан метод моделирования процесса поведения дефектов в металле при стационарном и нестационарном нагружении для оценки живучести элементов тепломеханического оборудования, содержащих дефекты технологического и эксплуатационного происхождения. Метод основан на использовании обширного комплекса экспериментальных данных о характеристиках разрушения материалов на основании экспериментов, включая натурные испытания, выполненных в отделении металлов ВТИ и в ряде других ведущих организаций с учетом фактических данных по условиям эксплуатации и повреждаемости металла оборудования (рис. 6).

С помощью этого метода определяется остаточный ресурс элементов теплосилового оборудования, устанавливаются размеры предельно допустимых дефектов и периодичность эксплуатационного контроля.

Для поддержания надежности и безопасной эксплуатации энергооборудования ТЭС до исчерпа-

ния прогнозируемого индивидуального ресурса по второму критерию необходимо выполнить определенный объем ремонтно-восстановительных работ наиболее изношенных элементов.

Ориентировочный расчет показал, что для этой цели необходимы трудозатраты, составляющие в среднем до 20% стоимости аналогичного оборудования при его замене. Эти затраты могут заметно возрасти при проведении работ с применением новых методов и средств контроля, технологий ремонта и новых материалов. Указанные трудозатраты подлежат конкретизации для каждого случая отдельно.

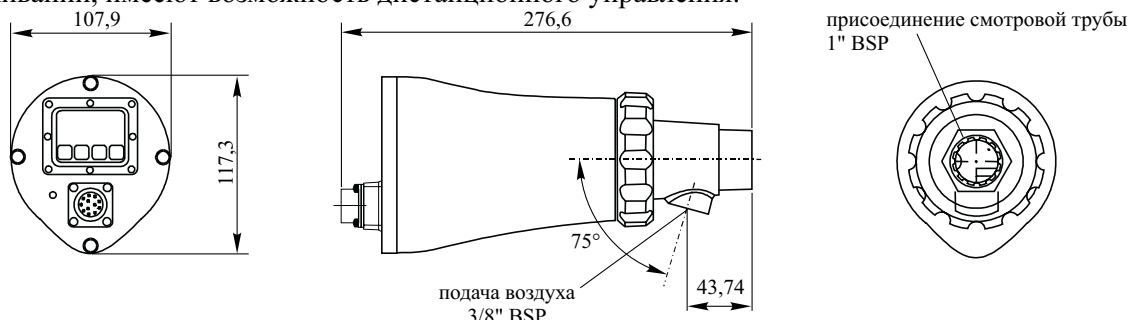
На основании анализа результатов диагностики и оценки состояния металла теплосилового оборудования и уточнения необходимого объема ремонтных работ конструкторские и проектные организации могут конкретизировать направление, сроки, очередность, объемы и содержание технического перевооружения как в целом по отрасли, так и по отдельным регионам с учетом технических, экономических и политических интересов.

Альтернативой изложенному подходу к назначению сроков технического перевооружения отрасли может быть предложен подход, основанный на разработке концепции продления срока службы энергооборудования после исчерпания паркового ресурса. Последствия реализации такого подхода могут быть не только положительными, но и отрицательными.

Универсальные датчики контроля факела горелки – ИНСАЙТ, типа 95ИК, 95УФ, 95ИК/УФ.

Предназначены для контроля и индикации наличия факела горелки, включаются в общую схему автоматики котла, рассчитаны на непрерывную работу в системах защиты и аварийной сигнализации котельных агрегатов и топочных устройств.

Датчики работают в ультра-фиолетовом и инфра-красном диапазонах и автоматически настраиваются на вид используемого топлива при помощи встроенного микропроцессора. Рекомендуются для применения в экстремальных условиях, т.е. котлах с встречно расположенными горелками и топливом: мазут/уголь, газ/мазут. Просты в установке (необходимо только питание 24VDC) и обслуживании, имеют возможность дистанционного управления.



Дополнительная информация у наших представителей:

Ливеста	Литва	тел + 370-7-45-16-88
Оргрес	Украина	тел + 380-322-76-01-40
Интерконтакт	Беларусь	тел + 375-152-44-91-23
Котес-М	Россия	тел + 7-383-2-517-523

Комплекс работ по освоению и наладке процессов термической переработки твердых бытовых отходов

Тугов А. Н., канд. техн. наук, Литун Д. С., инж., Эскин Н. Б., канд. техн. наук, Угначев В. И., инж., Дик Э. П., Мещеряков В. Г., Кособокова Э. М., Федоров Л. Г., кандидаты техн. наук, Маякин А. С., Каменев В. Г., Соколов Н. С., инженеры

ВТИ – ГУП Экотехпром – МУП Спецавтохозяйство

Огневое обезвреживание твердых бытовых отходов (ТБО) является во многих промышленно развитых странах приоритетным направлением решения острой проблемы крупных городов, связанной с очисткой от различных отходов. Процесс сжигания ТБО не только обеспечивает обработку отходов, но и снижает их объем до 10% первоначального, что делает окончательное размещение отходов менее дорогим и трудным. Кроме того, во многих странах ТБО и аналогичные им промышленные отходы рассматривают как дополнительный источник энергии с теплотой сгорания на уровне низкосортных углей [1].

В этой связи в последние два десятилетия в странах ЕС, США и Японии прослеживается общая тенденция расширять строительство заводов по термической переработке отходов с выработкой тепловой и/или электрической энергии [2]. В России и на Украине все установки, сжигающие ТБО, которые находятся в эксплуатации, а также строящиеся заводы оборудованы системой утилизации тепла с выработкой насыщенного или слабонагретого пара, а на двух московских заводах – с выработкой электрической энергии. В частности, на спецзаводе № 2 (СЗ) установлены две турбины мощностью 2 МВт, а на СЗ № 4, запуск которого планируется осуществить в 2003 г., заканчивается монтаж двух турбин мощностью по 6 МВт.

Однако по сравнению с сжиганием твердого органического топлива на ТЭС к процессу химической переработки ТБО предъявляют дополнительные требования по охране окружающей среды. Как и для всех энергоустановок, в основе которых лежит процесс окисления, выбросы вредных веществ с уходящими газами ограничивают предельными концентрациями оксидов азота, монооксида углерода и твердых частиц. Кроме того, поскольку в твердых бытовых отходах, в отличие от органического топлива, содержатся различные полимерные материалы, тяжелые металлы (ртуть, свинец, кадмий и др.), галогено- и серосодержащие вещества, к числу контролируемых вредных веществ дополнительно относят также хлористый и фтористый водород, соединения и пары ртути, кадмия, другие тяжелые металлы, полихлорированные dibензодиоксины и dibензофураны (ПХДД/ПХДФ). Следует также сказать, что, по-

скольку заводы по переработке ТБО располагаются в городской черте, выбросы вредных веществ по нормативным показателям для таких заводов жестче, чем для ТЭС.

В табл. 1 приведены нормативные выбросы, принятые в качестве базовых для большинства регионов России при проектировании, строительстве и эксплуатации заводов по сжиганию ТБО. В этой же табл. 1 для сравнения параметров приведены нормативные значения для энергетических станций, сжигающих органическое твердое топливо [3]. Видно, что по всем нормируемым показателям нормативы для заводов, сжигающих ТБО, в несколько раз жестче, чем для ТЭС.

Не менее жесткие требования предъявляются к золошлаковым остаткам от сжигания отходов. При складировании этих остатков на полигонах следят как за содержанием в них горючих веществ, так и за концентрациями микроэлементов.

Ужесточение экологических требований к процессу термической переработки ТБО и обеспечение наиболее полного использования энергетического потенциала отходов создают условия для постоянного совершенствования технологического оборудования заводов.

В 60–70-е годы большинство установок для сжигания ТБО представляли собой печи без утилизации тепла с воздушным или водяным охлаждением продуктов сгорания и последующей пылеочисткой в несложном золоуловителе. В настоящее время завод по переработке отходов включает в себя котельный агрегат (КА), состоящий из топочного устройства и котла-утилизатора и отвечающий установленным экологическим требованиям, многоступенчатую газоочистку и автоматизированную систему управления технологическим процессом (АСУ ТП) с мониторингом газовых выбросов.

Таким образом, термический метод обезвреживания ТБО с максимальным энергетическим эффектом и минимальным воздействием на окружающую среду может реализовываться только на современном оборудовании при соблюдении оптимальных режимных параметров процесса.

В настоящее время в России запущены в эксплуатацию только два завода, оборудование которых удовлетворяет современным мировым и рос-

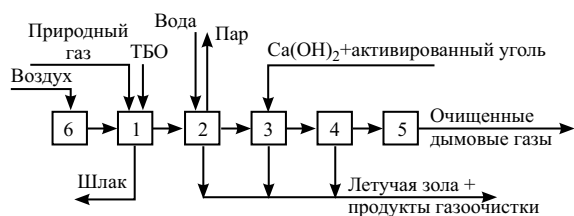


Рис. 1. Принципиальная схема переработки ТБО на СЗ № 2 г. Москвы

сийским требованиям: Московский спецзавод № 2 и Череповецкий завод по переработке ТБО.

На обоих заводах реализовано слоевое сжигание отходов, которое является оптимальным с точки зрения энергетической эффективности процесса термической переработки отечественных ТБО [4]. На заводах установлены котельные агрегаты, позволяющие обеспечить необходимый режим для наиболее полной деструкции и окисления органических компонентов, что существенно снижает образование ПХДД/ПХДФ и монооксида углерода. Заводы оборудованы многоступенчатой системой газоочистки с использованием щелочного реагента и активированного угля, а также современной АСУ ТП, позволяющей осуществлять автоматический запуск установок.

Технические показатели по этим заводам приведены далее.

Заводы по переработке ТБО

	Москвы	Череповца
Проектная производительность по ТБО при $Q_i' = 6300$ кДж/кг, т/ч	8,3	1,67
Фирма-поставщик оборудования	КНИМ, Франция	International Waste Industries (IWI), США
Загрузка ТБО и выгрузка шлака	Непрерывная	Периодическая
Продукт утилизации тепла	Пар	Горячая вода
Газоочистное оборудование	Абсорбер + рукавный фильтр	Труба Вентури + рукавный фильтр
Щелочной реагент для сорбции	Суспензия $\text{Ca}(\text{OH})_2$	Na_2CO_3 , NaHCO_3 , CaO

Принцип работы обеих установок сжигания ТБО (рис. 1, 2), которые различаются, прежде всего, производительностью по сжиганию ТБО, состоит в следующем:

В топку 1 с обратно-переталкивающей решеткой на СЗ № 2 г. Москвы и с неподвижным подом на заводе г. Череповца подают ТБО, дозируемые периодически или непрерывно. Для разогрева ТБО при пуске и для поддержания необходимой температуры в топке ($850 - 930^\circ\text{C}$) используется подсветка природным газом. Отходы перемещаются от узла загрузки к шлаковой воронке на СЗ № 2

непрерывно с помощью подвижных колосников, на заводе г. Череповца – периодически шлаковыми плугами. В схеме завода г. Москвы воздух подогревается в калорифере 6 и подается снизу под решетку; в схеме установки г. Череповца воздух не подогревается и вдувается в топку со стороны боковых стен.

Для обеспечения полноты процесса сжигания в поток продуктов сгорания подается вторичный воздух. Шлак удаляют снизу топки, а тепло дымовых газов используют для получения пара или горячей воды в котле-утилизаторе 2. Высокая температура и избыток окислителя в установке обеспечивают достаточно полное преобразование утилизируемых твердых бытовых отходов в устойчивые продукты окисления.

Снижение концентраций вредных веществ в дымовых газах на заводах осуществляют введением смеси реагентов (активированного угля с щелочным сорбентом) в мокросухой абсорбер 3 (рис. 1) или в трубу Вентури, расположенную внутри газохода между котлом-утилизатором 2 и рукавным фильтром 4 (рис. 2). Очистка дымовых газов от золы и дополнительная очистка от газообразных компонентов происходит в рукавном фильтре 4. Очищенные дымовые газы направляют дымососом 5 в дымовую трубу.

В 1999 – 2000 гг. ВТИ участвовал в работах по освоению и наладке процессов термической переработки ТБО на этих заводах, которые состояли из пусконаладочных работ (ПНР), режимно-наладочных и контрольных испытаний.

В объем ПНР входили, прежде всего, отладка всех узлов и механизмов, механическое опробование, а также испытания котельного оборудования, в том числе балансовые, при сжигании в КА природного газа.

На заводе в Череповце, кроме того, выполнялась тарировка шнековых питателей, входящих в состав газоочистного оборудования и предназначенных для подачи реагентов (сода и активированного угля) в систему газоочистки. В частности, тарировка, выполненная весовым методом, показала, что средние коэффициенты подачи на одно деление задатчика составили: для шнекового питателя соды $0,162$ кг/ч, для активированного угля $0,027$ кг/ч.

Основная сложность в проведении ПНР на этих заводах заключалась в следующем.

На обоих заводах все основное технологическое оборудование было поставлено зарубежными фирмами: “КНИМ”, Франция (СЗ № 2 г. Москвы), IWI, США (Череповецкий завод). Оборудование укомплектовано автоматикой, управляемой центральным контроллером. Программное обеспечение контроллера на обоих заводах является закрытым для доступа российским специалистам, что практически исключает какую-либо наладку обо-

рудования без участия представителей поставщика оборудования. Поэтому ВТИ разработал и отладил новое программное обеспечение контроллера, что привело к увеличению объемов и сроков выполнения работ.

Режимная наладка на заводах по термической переработке ТБО заключается в выборе параметров работы КА и газоочистного оборудования, при которых процесс обезвреживания отходов при заданной производительности является оптимальным с точки зрения наиболее полной утилизации тепла, допустимых концентраций вредных выбросов в дымовых газах и минимальном содержании горючих веществ в золошлаковых остатках.

Условно режимно-наладочные работы можно подразделить на отладку режима сжигания ТБО в КА и выбор режима работы газоочистного оборудования.

В процессе наладки КА уменьшают образование оксидов азота и монооксида углерода до значений, приведенных в табл. 1, минимизируют содержание горючих веществ в шлаке, а также обеспечивают выдержку продуктов сгорания не менее 2 с при температуре выше 850°C для деструкции первичных ПХДД/ПХДФ. Это достигается изменением времени выдержки отходов в топочной камере, регулированием высоты слоя, варьированием общего коэффициента избытка воздуха, пере-

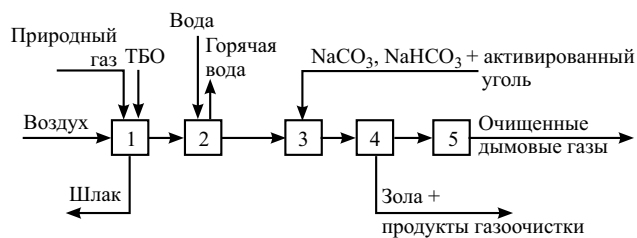


Рис. 2. Принципиальная схема переработки ТБО на заводе по комплексной переработке отходов г. Череповца

распределением и нагревом воздуха, сжиганием дополнительного топлива (природного газа).

Наладка газоочистного оборудования заключается в снижении концентраций вредных веществ в дымовых газах до нормируемых или гарантируемых показателей (перечень и предельные значения вредных веществ, по которым проводится наладка газоочистного оборудования, приведены в табл. 1). Управляют процессом снижения этих концентраций путем изменения расхода реагентов (щелочных и угля) и выбора оптимального температурного режима, при котором скорость реакции максимальна.

На Череповецком заводе по комплексной переработке ТБО в процессе выполнения ПНР и режимно-наладочных испытаний, кроме того, выполнялись работы по замене щелочного реагента:

Т а б л и ц а 1

Нормативные выбросы загрязняющих веществ с уходящими газами энергетических установок, сжигающих твердые бытовые отходы и органическое твердое топливо

Выбросы	Энерготехнологические установки, сжигающие ТБО (EU 94/67/ЕЕС)		Энергетические установки для сжигания твердого топлива (ГОСТ 50831-95) ¹	
	среднесуточные	среднеполучасовые	$\alpha = 1,4$	в пересчете на $\alpha = 2,0$
Твердые частицы, мг/м ³	10	30	150 – 250 ²	100 – 165
Монооксид углерода СО, мг/м ³	50	100	300 – 400	200 – 260
Оксиды азота NO _x , мг/м ³	200	400	300 – 640 ⁴	200 – 420
Оксиды серы SO _x , мг/м ³	50	200	1200 – 1400 ⁵	800 – 920
Хлористый водород НСl, мг/м ³	10	60	Не нормируется	Не нормируется
Фтористый водород HF, мг/м ³	1	4	То же	То же
Тяжелые металлы, мг/м ³ :				
Ртуть Hg		0,05	Не нормируется	Не нормируется
Кадмий Cd, талий Tl		0,05		
Суммарно другие: Sb, As, Pb, Cr, Co, Cu, Mn, Ni, V		0,5		
ПХДД/ПХДФ, нг/м ³ TEQ ³		0,1	То же	То же

Значения даны: для металлов – среднее по пробам; для сухих газов, приведенных к стандартным условиям: температура – 273 К, давление – 101,3 кПа, концентрация O₂ – 11%.

¹ Для котлов с паропроизводительностью до 320 т/ч.

² Больше значение для приведенного содержания золы A_{пр} более 2,5% · г/МДж, меньше – для A_{пр} < 0,6% · г/МДж.

³ TEQ – в пересчете на токсичный эквивалент 2, 3, 7, 8 – ТХДД (тетрахлордибензодиоксин).

⁴ Меньше значение для сжигания бурых углей, больше – для сжигания углей с жидким шлакоудалением.

⁵ Меньше значение для приведенного содержания серы S_{пр} менее 0,045% · кг/МДж, больше – для S_{пр} > 0,045% · кг/МДж.

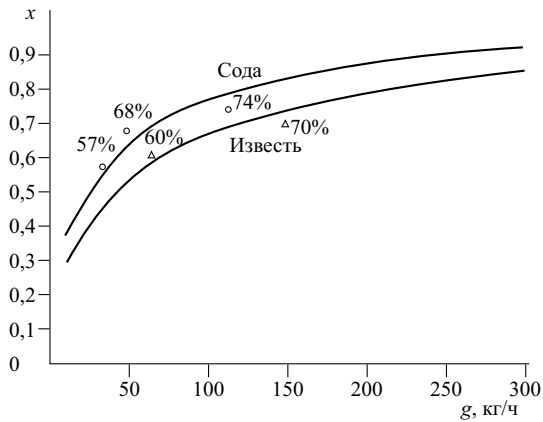


Рис. 3. Зависимость эффективности очистки дымовых газов от хлористого водорода x от расхода подаваемого щелочного реагента g для Череповецкого завода по комплексной переработке ТБО:

○ – сода; △ – известь

бикарбоната натрия на кальцийсодержащее вещество (известь). Преимуществом извести, несмотря на относительно меньшую ее активность по сравнению с содой, является получение нерастворимых и малорастворимых солей.

В ходе проведения режимных испытаний выполнялись измерения концентраций вредных веществ до и после газоочистки при различных расходах подачи щелочного реагента в поток дымовых газов. Полученные зависимости степени очистки дымовых газов от вредных компонентов в дальнейшем были использованы для составления режимных карт. В качестве примера на рис. 3 даны кривые, показывающие процент очистки дымовых газов от хлористого водорода в зависимости от расхода подаваемого реагента для Череповецкого завода. Полученные данные аппроксимируются эмпирической формулой

$$x = 1 - \exp(-k_i/g^{1/2}), \quad (1)$$

где x – процент очистки дымовых газов; g – расход подаваемого щелочного реагента, кг/ч; k_i – коэффициент, зависящий от используемого реагента (химического и фракционного состава, количества примесей и др.) и свойств вредного вещества, с которым реагент вступает в реакцию. Коэффициент определяется экспериментально в каждом конкретном случае. Для оборудования, установленного на Череповецком заводе, при взаимодействии с HCl этот коэффициент для соды составил 0,145, для извести – 0,109.

Физическим смыслом выражения (1), по-видимому, является то, что процесс очистки лимитируется диффузией вредных компонентов (HCl, HF, SO₂) через слой продуктов химической реакции, образующихся на поверхности зерна. Расчеты по этому выражению показывают, что при увеличении расхода реагента происходит довольно мед-

ленное повышение степени очистки дымовых газов от вредных компонентов. Поэтому выбор необходимого количества подаваемого реагента будет зависеть только от обеспечения нормативов по выбросам.

После окончания режимно-наладочных работ на обоих заводах были выполнены контрольные предварительные и приемочные испытания. В объем этих испытаний входило определение теплотехнических параметров котельных агрегатов (в том числе коэффициентов полезного действия), измерение концентраций вредных выбросов в уходящих газах, а также определение качества золошлаковых остатков. Дополнительно в ходе предварительных испытаний на Московском СЗ № 2 было проверено соответствие теплоты сгорания ТБО условиям гарантии (4600 – 8400 кДж/кг), а также выданы рекомендации по устранению присосов в конвективной шахте котла, обеспечению более надежной работы системы шлакоудаления и обоснована необходимость дополнительной проверки расходомера перегретого пара.

Коэффициент полезного действия котельных агрегатов определяли из теплового баланса.

Следует сказать, что в отличие от принятой в теплоэнергетике формы составления теплового баланса, в котором используют удельное количество теплоты (отнесенное к располагаемой теплоте, в первую очередь, к теплоте сгорания топлива) [5], при сжигании ТБО обычно вычисляют абсолютные значения теплоты и тепловых потерь, так как исходная теплота сгорания ТБО, как правило, неизвестна. В общем виде уравнение теплового баланса КА при сжигании ТБО

$$Q_k = \eta(Q_k + \sum_{i=2}^6 Q_i), \quad (2)$$

где Q_k – полное количество теплоты, полезно используемое в КА; Q_i – тепловые потери; η – коэффициент полезного действия.

Тепловые потери с уходящими газами (Q_2) определяют измерением расхода дымовых газов и газового состава.

Тепловыми потерями от химической неполноты сгорания (Q_3) для КА, сжигающих ТБО, можно пренебречь, так как в современных установках среднесуточная концентрация оксида углерода в дымовых газах не превышает 50 мг/м³.

Тепловые потери от механической неполноты сгорания оценивают определением содержания горючих в шлаке (средневзвешенный показатель) по формуле

$$Q_4 = 32,7B_{\text{шл}} \frac{100 - W_{\text{шл}}}{W_{\text{шл}}} C_{\text{шл}}, \quad (3)$$

где $B_{\text{шлл}}$ – расход шлака, кг/ч; $W_{\text{шлл}}$ – влажность шлака, %; $C_{\text{шлл}}$ – содержание горючих в шлаке на сухую массу.

Формула (3) дает завышенные результаты, поскольку, как показано в [6], часть горючих находится в шлаке не только в виде коксового остатка с теплотворной способностью 32,7 МДж/кг, но и в виде не успевших выгореть компонентов со средней теплотворной способностью около 19 – 20 МДж/кг.

Анализ летучей золы, выполненный на СЗ № 2, показал, что тепловыми потерями от механической неполноты сгорания летучей золы можно пренебречь.

Потери тепла от наружного охлаждения определяли, измерив температуру обшивки и температуру воздуха в котельном цехе, по формулам, приведенным в [7]. Потери с теплом шлака вычисляли на основании измерений расхода шлака по температуре шлака на выходе из топки, равной примерно 600°C.

На Московском СЗ № 2 испытания по определению теплотехнических параметров для их последующего сравнения с гарантируемыми проводили в ходе непрерывного 72-часового эксплуатационного периода (комплексного опробования). В течение этого периода проводили 6-часовые опыты: на технологической линии № 1 (ТЛ1) – три

опыта, на ТЛ2 – два опыта. По результатам этих опытов рассчитывались средние для каждой установки значения. Перед испытаниями проводили предварительную очистку поверхностей котла, которая отключалась во время опытов. Паропроизводительность котла поддерживалась максимально возможной по условиям обеспечения нормального режима горения на решетке (температура в топке, равномерность воспламенения и горения ТБО и др.).

Гарантии поставщика проверялись сравнением гарантированных значений, пересчитанных с условием отклонения теплоты сгорания и температуры питательной воды от расчетных значений, со средними значениями, полученными в опытах, с учетом допусков.

Для определения времени пребывания дымовых газов при температуре более 850°C температура топочных газов измерялась во всех лючках, установленных в топочной камере котла. Измерения температуры газов осуществляли с помощью жезловых термомпар и оптического пирометра. Результаты измерений температуры в одном сечении усреднялись. Расход газов измерялся с помощью напорной трубки и за дымососом с помощью штатной трубы Вентури и U-образного манометра. Время пребывания дымовых газов при температуре более 850°C рассчитывалось по формуле

Т а б л и ц а 2

Сравнение измеренных в период испытаний среднесуточных нормативных выбросов с гарантируемыми

Выбросы	Московский СЗ № 2			Череповецкий завод			
	Испытания		Гарантируемые фирмой “КНИМ”	Испытания			Гарантируемые фирмой IWI
	Предварительные	Приемочные ¹		Предварительные с содой	Приемочные с содой	Сравнительные с известью	
Твердые частицы, мг/м ³	10	2,1 – 6,3	10	Не измерялось	26 ²	Не измерялось	30 ²
Моноксид углерода CO, мг/м ³	31	42 – 47	50	0	6,5	4	50
Оксиды азота NO _x , мг/м ³	212	207 – 218	200	48	62	51	200
Оксиды серы SO _x , мг/м ³	3,3	Менее 3,0	50	0,15	0,15	40	50
Хлористый водород HCl, мг/м ³	9,9	Менее 0,5	10	11,5	8,6	15	10
Фтористый водород HF, мг/м ³	1,3	Менее 0,002	1	5,1 ²	2,7 ²	3 ²	4 ²
Ртуть Hg, мг/м ³	Не измерялось	Менее 0,01	0,05	Не измерялось	0,043	Не измерялось	0,05
Кадмий+ талий Cd + Tl, мг/м ³	То же	То же	0,05	То же	Не измерялось	То же	-
Другие тяжелые металлы (Sb, As, Pb, Cr, Co, Cu, Mn, Ni, V), мг/м ³	“ “	Менее 0,1	0,5	“ “	То же	“ “	-
ПХДД/ПХДФ, нг/м ³ TEQ	“ “	0,09	0,1	“ “	0,08 ³	“ “	0,1

Значения даны для сухих газов, приведенных к стандартным условиям: температура 273К, давление 101,3 кПа, концентрация O₂ – 11%.

¹ Измерения выполнял РосНИЦ Чрезвычайных ситуаций МЗ РФ.

² Средние получасовые значения.

³ Измерения выполняло НПО “Тайфун”, г. Обнинск.

$$\tau = \frac{3600F_T l \cdot 273}{V_T \left(\frac{v_B + 850}{2} + 273 \right)}, \quad (4)$$

где l – длина зоны топки, в сечениях которой средняя температура газов превышает 850°C , начиная от места ввода вторичного воздуха, м; F_T – площадь сечения топочной камеры, м^2 ; V_T – объемный расход газов в газоходе за котлом, $\text{м}^3/\text{с}$; v_B – средняя температура газов в топке на уровне ввода вторичного воздуха, $^\circ\text{C}$.

Результаты сравнения измеренных и рассчитанных теплотехнических параметров с гарантируемыми приведены далее.

	ТЛ1	ТЛ2	Гарантируемое значение
КПД, %	75,4	78,7	71,4/71,7
Время пребывания топочных газов при температуре не менее 850°C , с	2,5	2,55	2,0
Теплота сгорания Q_i^f ТБО, кДж/кг	6240	7040	4600 – 8400
Производительность решетки по ТБО, кг/ч	7370	6615	7300/6800
Относительное отклонение измеренного значения от гарантийного, %	1	2,7	7

Числитель – для $Q_i^f = 6240$ кДж/кг, знаменатель – 7040 кДж/кг.

Как видно из представленных результатов испытаний, проведенных на СЗ № 2 г. Москвы, гарантии поставщика оборудования в целом выполнялись: термический КПД обеих установок составляет более 70%, что соответствует современным мировым показателям для КА, сжигающих ТБО; время пребывания топочных газов при температуре не менее 850°C было более 2 с.

Анализ результатов приемочных испытаний головной технологической линии Череповецкого завода по комплексной переработке отходов показал, что термический КПД достаточно высокий и составляет 69 – 74%. Основные тепловые потери связаны с теплом уходящих газов, потери с механическим недожогом – не более 3%, потери с теплом в окружающую среду – не более 8%.

Измерения концентраций вредных выбросов с уходящими газами на Московском СЗ № 2 и Череповецком заводе проводили с использованием сертифицированных методик и газоанализаторов. Так, концентрацию летучей золы определяли гравиметрическим методом с помощью автоматического прибора “GRAVIMAT” или в соответствии с РД 34.27.301-91.

Концентрации оксидов углерода, оксидов азота, а также концентрацию кислорода в дымовых газах определяли с помощью сертифицированных в России электрохимических газоанализаторов “QUINTOX”, “Testo Term”, “Ecom-AC+”. Концентрации оксида серы, хлористого водорода, фтористого водорода измеряли методом ионной хроматографии. Концентрацию ПХДД/ПХДФ в дымовых газах определяли хромато-масс-спектрометрическим методом специализированные прошедшие аккредитацию организации.

Из анализа результатов газовых измерений, представленных в табл. 2, видно, что выбранный режим термической переработки ТБО на обоих заводах удовлетворяет гарантируемым показателям, нормирующим экологически безопасные выбросы вредных веществ в атмосферу.

Оценка качества золошлаковых остатков осуществлялась по двум показателям: по содержанию остаточных горючих веществ и концентрации микроэлементов в золошлаковых остатках с целью дальнейшего определения класса опасности последних.

Т а б л и ц а 3

Содержание горючих в золошлаковых остатках, образующихся на заводах, сжигающих ТБО

Завод	Проба	Летучая зола + продукты газоочистки	Шлак, % на сухую массу						Среднее содержание горючих
			Компонент шлака						
			силикатная часть*		мягкая часть		прочная часть		
			доля	содержание горючих	доля	содержание горючих	доля	содержание горючих	
СЗ № 2, г. Москва	проба 1	2,0	84,4	2,6	1,6	66,4	14,0	0	3,3
	проба 2	2,0	79,6	1,9	0,1	56,5	20,3	0	1,6
	проба 3	1,7	80,9	0,9	0,1	50,2	19,0	0	0,8
Череповецкий завод по переработке ТБО	проба 1	18,9	72,3	10,7	12,0	45,0	15,7	3,6	13,7
	проба 2	11,8	76,4	10,0	4,9	45,0	18,7	3,6	10,5
	проба 3	19,6	86,7	9,0	4,3	6,7	9,0	3,6	10,1

* Силикатная часть пробы шлака – это шлак после удаления из него мягкой горючей части (остатки бумаги, картона, пищевых отходов, древесины, пластмассы) и прочной негорючей части (камни, металл, стекло).

При оценке качества золошлаковых остатков по остаточному содержанию горючих веществ руководствовались гарантируемыми показателями фирмы “КНИМ” (до 5%) для СЗ № 2 и предельными значениями для установок небольшой производительности, приведенными в [8], для Череповецкого завода по переработке ТБО. Так, в [8] показано, что для топки, сжигающей менее 2 т/ч ТБО, с теплотворной способностью 4 – 8 МДж/кг, содержание в сухом шлаке горючих веществ не должно превышать 18%.

Определение содержания горючих в золошлаковых остатках выполняли на дериватографе по специальной методике. Следует сказать, что использование традиционной методики озольнения в муфеле в данном случае неприемлемо, поскольку уменьшение массы навески за счет выжигания органики составляет 30 – 60% общих потерь при прокаливании. Остальное снижение массы вызвано удалением гидратной влаги и разложением карбонатов с образованием CO₂. В табл. 3 приведены результаты исследований по определению горючих веществ в золошлаковых остатках, выполненные в процессе предварительных и приемочных испытаний на Московском СЗ № 2 и Череповецком заводе по переработке ТБО. Как видно из табл. 3, в целом содержание горючих веществ не превышает предельных значений, установленных для КА такого типа, сжигающих отходы.

Концентрации микроэлементов в золошлаковых остатках измеряли следующим образом. По-

давляющее большинство микроэлементов (Ni, Pb, Co, Cr, Cu, Mn, V, Sn, Cd, Tl и др.) определяли атомно-абсорбционным методом, рекомендованным ISO. Мышьак и фтор – по РД 34.44.218-96 и РД 34.44.213-96 соответственно. Измерение концентраций ПХДД/ПХДФ выполняли организации, прошедшие аккредитацию на право официального признания технической компетенции лаборатории в области анализа диоксинов по методикам, аттестованным в системе государственных стандартов РФ (для Московского СЗ № 2 – РосНИЦ Чрезвычайных ситуаций МЗ РФ; для Череповецкого завода – НПО “Тайфун”, г. Обнинск).

Осредненные результаты исследования золошлаковых остатков на содержание микроэлементов приведены в табл. 4. Следует сказать, что несмотря на то, что по большинству компонентов их содержание превышает предельно допустимую концентрацию в почве, расчеты, выполненные по Временному классификатору токсичных промышленных отходов и методическим рекомендациям по определению класса токсичности промышленных отходов № 4286-87, утвержденному Минздравом СССР и ГК НТ СССР 13/V 1987, показывают, что и шлак, и зола как СЗ № 2, так и Череповецкого завода относятся к IV малоопасному классу токсичности.

После завершения комплекса работ по наладке процессов термической переработки и проведению контрольных испытаний оба завода приняты в промышленную эксплуатацию (Московский СЗ

Т а б л и ц а 4

Предельно допустимые концентрации микроэлементов в почве (ПДК_n) и их валовое содержание в золошлаковых остатках московского СЗ № 2 и Череповецкого завода по переработке отходов

Микроэлемент	ПДК _n		СЗ № 2		Череповецкий завод	
	Валовое содержание	Подвижные формы	Шлак	Зола	Шлак	Зола
Мышьак As, мг/кг	2,0		4,0	3	107	108
Кадмий Cd, мг/кг	0,5 – 2,0		6,0	120	18	220
Кобальт Co, мг/кг		5,0	7,0	10	40	29
Хром Cr, мг/кг	90	6,0	180	490	286	280
Медь Cu, мг/кг	33 – 132	3,0	930	370	40	290
Фтор F, мг/кг		2,0	8,6	10		
Ртуть Hg, мг/кг	2,1		0,09	16,9	13	3100
Марганец Mn, мг/кг	1000		330	610	550	290
Никель Ni, мг/кг	20 – 80	4,0	22	41	185	100
Свинец Pb, мг/кг	32 – 130	6,0	2800	1960	620	1900
Сурьма Sb, мг/кг	4,5		44	190		
Ванадий V, мг/кг	150		15	16		
Цинк Zn, мг/кг	55 – 220	32,0	1270	3200	2600	330
ПХДД/ПХДФ, пг/г ТЕQ	0,13		1,9 ¹	Не определялось	20,8 ²	Не определялось

¹ Измерения выполнял РосНИЦ Чрезвычайных ситуаций МЗ РФ.

² Измерения выполняло НПО “Тайфун”, г. Обнинск.

№ 2 – с 1999 г.; Череповецкий завод по переработке ТБО – с 2000 г.).

Список литературы

1. *Wolter H. C.* Renewable energy in district heating – News from DBDH, 2000, № 4.
2. Проблемы энергетического использования твердых бытовых отходов и внедрение разработок ВТИ на мусоросжигательных заводах / Тугов А. Н., Эскин Н. Б., Литун Д. С. и др. – Электрические станции, 1996, № 7.
3. Перспективные воздухоохранительные технологии в энергетике / Глебов В. Н., Зыков А. М., Ходаков Ю. С. и др. – В сб.: Развитие теплоэнергетики. М.: ВТИ, 1996.
4. *Эскин Н. Б., Тугов А. Н., Изюмов М. А.* Разработка и анализ различных технологий сжигания бытовых отходов. – В сб.: Развитие технологий подготовки и сжигания топлива на электростанциях. М.: ВТИ, 1996.
5. *Тепловой* расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. С.-Пб.: НПО ЦКТИ, 1998.
6. *Vosteen B., Beyer J.* Obtainable Residual Carbon Content in Slags and Ashes from Waste Incineration Systems. – VGB Power Tech, 2000, № 9, 10.
7. *Кутателадзе С. С.* Теплопередача и гидродинамическое сопротивление. Справочное пособие. М.: Энергоатомиздат, 1990.
8. *Павличек Я.* Мусоросжигающие установки небольшой производительности для переработки твердых бытовых отходов. – Энергетик, 1993, № 10.

Коррозионное растрескивание дисков паровых турбин, работающих в зоне фазового перехода

Резинских В. Ф., Гуторов В. Ф., Федосеев Б. С., кандидаты техн. наук

Всероссийский теплотехнический институт

С явлением коррозионного растрескивания дисков паровых турбин, работающих в зоне фазового перехода, мировая энергетика столкнулась в начале 60-х годов. Так, в США при обследовании более 100 турбин АЭС мощностью от 100 до 1100 МВт, проработавших от 6 мес до 12 лет, на 70% роторов были обнаружены повреждения дисков. Аналогичные повреждения были обнаружены на турбинах ТЭС и АЭС в ряде других стран. Из литературы известно о трех аварийных разрушениях дисков в этой зоне за рубежом на турбинах АЭС и двух – на турбинах ТЭС.

В СССР коррозионное растрескивание дисков впервые наблюдалось на 11 и 12 ступенях турбин К-100-90 ЛМЗ в 50-х годах и было следствием нарушения водно-химического режима при эксплуатации и промывках. Вспомнить о нем пришлось в 1983 г., когда коррозионное растрескивание дисков было обнаружено на большом числе турбин типа Т-100-130 ТМЗ. Для предупреждения аварийных разрушений ТМЗ в 1983 – 1985 гг. было заменено более 200 поврежденных дисков, выявленных на 18 – 23 ступенях на 45% обследованных турбин Т-100.

Позднее коррозионное растрескивание дисков также было выявлено и на турбинах других типов (Т-50/60-130, ПТ-60-130/13, К-100-90, ПТ-135/165-130/15 и др.).

Изучение явления коррозионного растрескивания дисков показало, что оно обусловлено:

конструктивными особенностями турбины; условиями ее эксплуатации (параметрами пара, числом пусковых режимов и качеством их проведения, длительностью эксплуатации);

состоянием металла дисков; качеством пара и питательной воды.

Исследования коррозионного растрескивания дисков в зоне фазового перехода проводились под руководством Межведомственной экспертной комиссии (МВК), образованной решением Минэнерго СССР и Минэнергомаша. Они заключались в сборе статистических данных о повреждаемости дисков, исследовании металла поврежденных и неповрежденных дисков, включавших испытания на коррозионное растрескивание, коррозионную трещиностойкость, натурные разгонные испытания дисков с эксплуатационными трещинами.

Было обследовано более 40% турбин, работающих на давлении пара 12,8 и 23,5 МПа, и 15% – на давлении 8,8 МПа. Результаты обследования показали, что коррозионные повреждения дисков наблюдаются только на ступенях, расположенных в зоне фазового перехода (до диаграммной влажности около 6%), в основном на теплофикационных и конденсационных турбинах без промежуточного перегрева пара [1]. Интенсивность растрескивания дисков увеличивается, если температура пара перед турбиной понижается без соответствующей корректировки давления. В этом случае зона фазового перехода перемещается по направлению к входу пара в турбину, и температура пароводяной среды в ней повышается. Была экспериментально установлена зависимость склонности дисковой стали к коррозионному растрескиванию от температуры среды. Повышение температуры среды в зоне фазового перехода на 10°C сокращает коррозионный ресурс дисков примерно в 2 раза. Отсутствие повреждений дисков на турбинах с промпе-

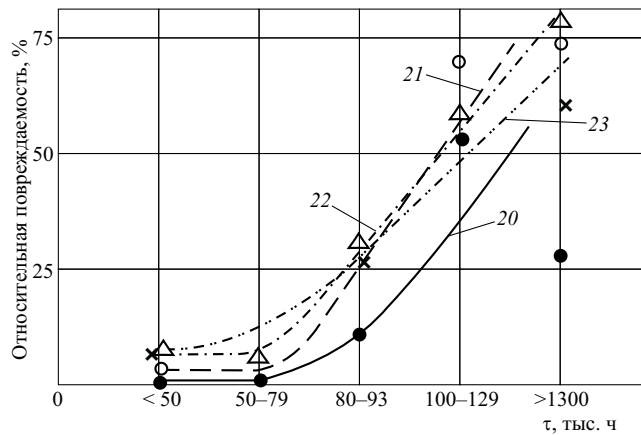


Рис. 1. Графики зависимости повреждаемости дисков 20 – 23 ступеней турбин Т-110-130 ТМЗ от длительности эксплуатации τ :

20,21,22,23 – номер ступени

регревом объясняется тем, что в них температура в зоне фазового перехода составляет примерно 60 – 80°C, тогда как в турбинах без промпрегрева (типа Т-100) – 120 – 130°C.

В 1983 – 1985 гг. был проведен дефектоскопический контроль металла дисков 119 турбин Т-100-130 из 185 работавших на электростанциях СССР. Поврежденные диски были выявлены на 52 турбинах (44%). С увеличением длительности эксплуатации число турбин с поврежденными дисками возрастало (табл. 1).

Контролю подверглись 630 дисков с 18 по 23 ступень. Результаты контроля приведены в табл. 2 и на рис. 1.

Коррозионное растрескивание дисков чаще всего наблюдается в зонах продольного шпоночного паза (85% из числа поврежденных дисков), разгрузочных отверстий (80%), заклепочных отверстий (30%), ступичной части и полотна диска (10%).

По сертификатным данным 384 дисков 20 – 23 ступеней 96 турбин Т-100-130 был проведен анализ связи повреждаемости дисков с механическими свойствами и химическим составом сталей. Наиболее выраженная зависимость установлена между повреждаемостью дисков и пределом текучести стали. Все диски по ступеням были разбиты на шесть групп по уровню предела текучести $\sigma_{0,2}$: первая – 680 – 720 МПа; вторая – 721 – 760 МПа; третья – 761 – 800 МПа; четвертая – 801 – 840 МПа; пятая – 841 – 880 МПа; шестая – 881 – 920 МПа. Результаты анализа показаны на рис. 2.

Установлено, что повреждаемость дисков 20, 21 и 23 ступеней монотонно возрастает от 0 – 6 до 65 – 75% при увеличении $\sigma_{0,2}$ от 680 – 720 до 881 – 920 МПа.

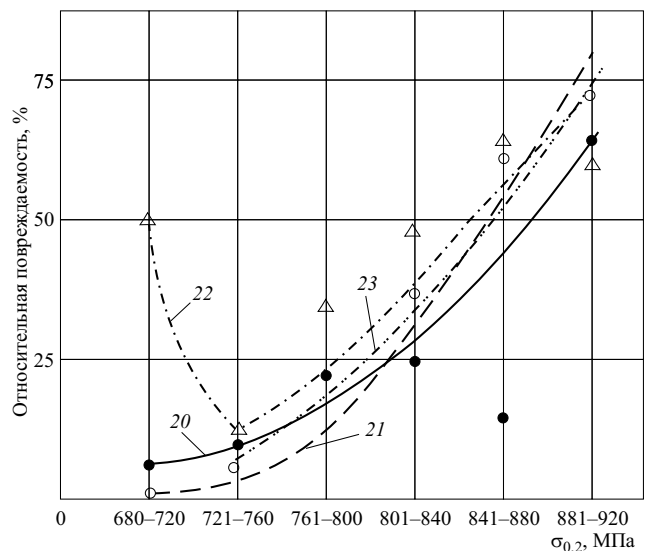


Рис. 2. Графики зависимости повреждаемости дисков 20 – 23 ступеней от предела текучести

Для дисков 22 ступени зависимость повреждаемости от $\sigma_{0,2}$ более сложная: на соответствующей кривой на рис. 2 наблюдается экстремум. Минимальная повреждаемость этих дисков (11%) соответствует значениям $\sigma_{0,2} = 721 \div 760$ МПа; для более высоких и более низких значений $\sigma_{0,2}$ повреждаемость дисков увеличивается. Так, при $\sigma_{0,2} = 680 \div 720$ МПа из 12 осмотренных дисков 22 ступени растрескивание выявлено на шести (50%). Причем, на всех этих дисках трещины выявлены в зонах шпоночных пазов и только на одном из них дополнительно обнаружены трещины на кромках разгрузочных отверстий. Другими словами, растрескивание дисков пониженной прочности наблюдается в основном только в зоне, где уровень эксплуатационных напряжений (σ_s) соизмерим с пределом текучести стали при рабочей температуре металла ($\sigma_s \approx 600$ МПа).

Исследованиями металла и прочностными расчетами установлено, что критическая глубина трещины (при которой возможно хрупкое разрушение диска), развивающейся от продольного шпоночного паза, составляет 35 – 40 мм. Время, необходимое для подрастания трещины до критического размера, составляет не менее 50 тыс. ч. С учетом этого ревизию дисков следует проводить с периодичностью, не меньшей этого времени.

Итоговым документом межведомственной комиссии стал [2], в котором приводятся методики контроля дисков, критерии их надежности, нормы, предъявляемые при ремонте дисков, требования к водно-химическому режиму и консервации турбин. После повреждений дисков в 1983 – 1985 гг. ТМЗ внес изменения в их конструкцию: продольная шпонка была заменена торцевой.

Принятых мер оказалось достаточно, чтобы обеспечить надежную эксплуатацию в зоне фазового перехода дисков турбин мощностью до 100 МВт без промперегрева, по крайней мере, в течение 100 тыс. ч.

В последние (с 1995) годы имели место случаи растрескивания и даже разрушения ободов дисков 18-х ступеней турбин типа Т-175 ТМЗ. Нарботка этих дисков до разрушения (растрескивания) составила 40 – 60 тыс. ч.

Температура среды в зоне фазового перехода турбин Т-175 и Т-185 выше, чем в турбинах Т-100, и составляет 140 – 150°C. Стало очевидным, что мероприятий, изложенных в [2], недостаточно для обеспечения надежной эксплуатации этих турбин.

В отличие от вильчатого гребня на дисках турбин Т-100 диски 16 – 18 ступеней турбин Т-175 и Т-185 имеют Т-образный паз для крепления хвостовиков лопаток. Для этой конструкции обода в ВТИ была срочно разработана методика ультразвукового контроля паза без его разлопачивания [3].

Наиболее радикальным шагом по повышению надежности и долговечности дисков в зоне фазового перехода могла бы явиться замена материала дисков.

Этот вопрос рассматривался ранее в работе упомянутой МК. Однако для предотвращения растрескивания дисков турбин Т-100 экономически более целесообразной оказалась замена или ремонт поврежденных дисков после выработки ими ресурса, равного 100 – 150 тыс. ч. Для турбин Т-175 и Т-185 выбор нового материала для дисков и поиск других новых технических решений становятся необходимыми и актуальными.

ВТИ совместно с ЦНИИТМаш и ЦКТИ продолжил исследования по выбору перспективной стали для дисков, работающих в зоне фазового перехода.

Традиционно турбинные диски изготавливаются из сталей 34ХН1М и 34ХН3М мартеновской выплавки. Установлено, что склонность к коррозионному растрескиванию под напряжением увеличивается при повышении содержания в металле углерода и вредных примесей (серы, фосфора, цветных металлов). Немаловажную роль играет и микроструктура стали.

С учетом этих и других обстоятельств металл дисков, изготовленных из низко- или среднелегированных сталей, будет обладать наибольшей сопротивляемостью коррозионному растрескиванию под напряжением при выполнении следующих требований:

микроструктура стали должна представлять собой отпущенный бейнит или сорбит мелкодисперсный с минимальным уровнем остаточных напряжений;

размер первичного аустенитного зерна должен быть не выше 5 – 6 баллов;

количество карбидов должно быть минимальным. Сами карбиды должны быть мелкодисперсными, преимущественно равноосной формы, и распределены, по возможности, равномерно по телу зерна;

количество вредных примесей (особенно фосфора) должно быть минимальным.

Наиболее полно этим требованиям удовлетворяет сталь 26ХН3М2ФАА, прошедшая вакуумное углеродное раскисление при внепечной обработке (УВРВ).

Технология выплавки слитка из стали 26ХН3М2ФАА (УВРВ) разрабатывалась так, чтобы концентрация вредных примесей и элементов активных раскислителей была очень низкой. Для этого использовались следующие технологии:

выплавка стали из специальной шихты с низким содержанием вредных примесей;

раскисление УВРВ;

разливка в вакууме.

Такие технологии позволили получить высокочистую сталь с содержанием 0,004% мышьяка, 0,0005% свинца, 0,0022% олова, 0,0027% сурьмы, 0,0008% висмута. Содержание серы и фосфора по сравнению с традиционной технологией изготовления удалось снизить в 3 – 5 раз. Изготовленные из этой стали опытные диски подверглись комплексному исследованию металла. Исследование макроструктуры диска и распределения серы и фосфора не обнаружило в поковке дефектов типа трещин, флокенов, рыхлот, усадочных раковин, крупных металлургических включений, плен. Не выявлены также ликвационные неоднородности в металле. Распределение серы по сечению диска равномерное и соответствует 1 баллу. Ультразвуковой контроль поковки диска по всему объему также показал отсутствие дефектов, превышающих нормы [4].

Микроструктура металла диска представляет собой отпущенный бейнит, где зоны с разложившейся структурой (ферритокарбидная смесь) чередуются с участками, в которых бейнитный рисунок сохранился. Структурно-свободный феррит во всех зонах отсутствует.

Рентгеноструктурный анализ осадков выявил, что упрочняющей фазой в стали 26ХН3М2ФАА являются карбиды типа Me_3C , Me_7C_3 и незначительное количество MeC . Эта сталь по сравнению с традиционно применяемыми дисковыми сталями имеет заметно меньшее количество карбидной фазы.

Сталь 26ХН3М2ФАА оказалась заметно более пластичной и вязкой по сравнению с другими сталями. Переходная температура хрупкости этой стали на 125 – 170°C ниже, чем сталей 34ХН1МА и 34ХН3МА, и на 70°C ниже, чем стали 30ХНМФА. Вязкость разрушения, определенная по энергетическому критерию J -интеграла, K_{Ic}^j ,

составляет для металла диска из стали 26ХНЗМ2ФАА $217 - 233 \text{ МПа} \cdot \text{м}^{1/2}$, что примерно в 1,5 раза выше, чем у применяемых традиционных хромоникельмолибденовых сталей.

Испытания материала дисков на коррозионное растрескивание под напряжением проводились при 126°C в растворе $40\%\text{NaOH} + 2\%\text{NaCl}$ на базе 500 ч. Сталь 26ХНЗМ2ФАА обладает более высокой сопротивляемостью зарождению трещин коррозионного растрескивания. В диапазоне напряжений от 250 до 500 МПа долговечность образцов из этой стали в 1,5 – 2 раза выше долговечности образцов из всех других исследованных сталей.

Коррозионная трещиностойкость стали 26ХНЗМ2ФАА исследовалась в ВТИ, ЦКТИ, ФМИ. По всем параметрам коррозионная трещиностойкость стали 26ХНЗМ2ФАА превосходит традиционные хромоникельмолибденовые стали. Так, значения параметра, устанавливающего коэффициент интенсивности напряжений, при котором начинается ускоренный рост трещины (K_{1sc}) для стали 26ХНЗМ2ФАА, термообработанной на категорию прочности КП 70, в 1,5 – 2 раза выше, чем для стали 34ХН1МА, и в 2 – 2,5 раза – для стали 34ХНЗМА. Скорость развития трещин в стали 26ХНЗМ2ФАА в исследуемой среде в 10 – 15 раз ниже, чем в традиционных дисковых сталях.

Таким образом, по всем стадиям процесса разрушения (зарождение трещин, их развитие и лавинообразное хрупкое разрушение) сталь 26ХНЗМ2ФАА имеет существенное преимущество перед применяемыми дисковыми хромоникельмолибденовыми сталями.

По данным АО “Ижорские заводы”, освоившего технологию изготовления турбинных дисков из сверхчистых сталей, на сегодняшний день их стоимость превышает стоимость дисков из стали 34ХНЗМА. По приблизительным оценкам долговечность дисков из стали 26ХНЗМ2ФАА будет выше, чем установленных сегодня, более чем в 3 раза. Следует помнить, что разрушение обода диска турбины Т-175 на Омской ТЭЦ-5 произошло после 40 тыс. ч эксплуатации. Если учитывать стоимость ремонтных работ по замене диска, стоимость лопаточного аппарата, который, как правило, не сохраняется при демонтаже диска, убытки, связанные с недовыработкой тепловой и электрической энергии, то экономический эффект от замены материала диска многократно превысит его удорожание.

Замена материала является не единственным способом повышения срока службы дисков в зоне фазового перехода. Важным фактором сопротивляемости металла коррозионному растрескиванию под напряжением является уровень приложенных напряжений. В отдельных зонах дисков (шпоночный паз, обод) этот уровень из-за действия центробежных сил может приближаться или достигать предела текучести стали. Помимо центробежных

сил на интенсивность протекания процессов коррозионного растрескивания существенное влияние оказывают остаточные напряжения в металле, связанные с технологическими особенностями изготовления дисков, прежде всего, механической обработки их поверхностей.

С учетом того, что развитие процессов коррозионного растрескивания начинается с поверхности детали, состояние поверхностного слоя, уровень остаточных напряжений в нем и шероховатость поверхности будут оказывать существенное влияние на диффузионную подвижность примесных атомов и водорода, образовавшегося в результате протекания электролитической реакции, при их проникновении из коррозионно-активной среды в металл.

Известно, что ответственными за процесс коррозионного растрескивания дисков в зоне фазового перехода турбин являются растягивающие напряжения.

В настоящее время основным видом механической обработки при изготовлении роторов и дисков паровых турбин является токарная обработка, включающая в себя торцевое точение полотна диска, проточку цилиндрических поверхностей, различных галтельных переходов и др. Как показали исследования ЦНИИТМаш, основные характеристики поверхностного слоя при этом могут изменяться в широких пределах, так как они чувствительны к изменениям практически всех технологических факторов: скорости резания и подачи, материала режущего инструмента, его геометрии и степени износа режущего лезвия, смазывающих и охлаждающих технологических сред, состояния станка и др. Установлено, что при токарной обработке низколегированных сталей на нормативных режимах резания в поверхностном слое образуются тангенциальные остаточные напряжения растяжения. В осевом направлении также образуются остаточные напряжения растяжения, однако, существенно меньшие.

Экспериментальные исследования состояния поверхностного слоя дисков паровых турбин показали, что в результате механической обработки шероховатость поверхности колеблется в широких пределах (от $R_a = 5$ до $R_a = 1,25 \text{ мкм}$), глубина на-

Таблица 1

Длительность эксплуатации турбин, тыс. ч	Менее 50	50 – 79	80 – 99	100 – 129	130 и более
Число осмотренных турбин, шт.	30	26	19	22	22
Число турбин с поврежденными дисками:					
шт.	4	5	7	16	20
%	13	19	37	73	91

клепанного слоя составляет 50 – 110 мкм при максимальной степени наклепа 15 – 20%. В поверхностном слое образуются тангенциальные остаточные напряжения растяжения, эпюра которых имеет максимум в подповерхностном слое. Уровень остаточных напряжений растяжения достигает 500 – 600 МПа.

Достаточно эффективным способом повышения сопротивления металла коррозионному растрескиванию является создание в поверхностном слое детали сжимающих остаточных напряжений и снижение шероховатости поверхности.

Для создания необходимых сжимающих остаточных напряжений в поверхностном слое изделия (включая места активной концентрации напряжений) ЦНИИТМаш использовал способ, характерный для известного процесса фреттирования (fretting – бандажирование, стягивание) [5].

Для поверхностного пластического деформирования металла используются несколько методов: гидродробеструйная обработка, обкатка роликами или шариками, виброударный наклеп, выравнивание, ультразвуковое упрочнение и др. Работы по сравнительному анализу этих методов выполнялись на низколегированных дисковых сталях 34ХН1М и 34ХН3М с категорией прочности КП 65, 75. Образцы, обработанные разными способами, исследовались на коррозионное растрескивание и коррозионную усталость, измерялось остаточное напряжение в поверхностном слое. При наклепе поверхности варьировались: размеры шариков или роликов, энергия и частота ударов, усилие обкатки и продольной подачи, время упрочнения.

Поверхностное пластическое деформирование повышает усталостную прочность стали (на воздухе и в коррозионной среде) и ее сопротивляемость коррозионному растрескиванию.

Наибольший предел коррозионной выносливости достигнут в образцах, обработанных дробетным упрочнением, гидродробеструйным упрочнением и обкаткой роликами. Так, ограниченный предел выносливости образцов из стали 34ХН1М после обычной токарной обработки и шлифования на базе испытания $2 \cdot 10^7$ циклов в коррозионной среде (10%NaCl) составляет 140 МПа, а образцов, обработанных гидродробеструйным упрочнением или обкаткой роликами, – 260 – 280 МПа.

Испытания на коррозионное растрескивание под напряжением образцов из дисковых сталей 34ХН1М и 34ХН3М в растворе 40%NaOH + 2%HCl при температуре 126°C и потенциале 750 мВ показали, что гидродробеструйное упрочнение шариками диаметром 3 мм (давление жидкости 0,4 МПа, время обработки 3 мин) по сравнению с обычной токарной обработкой поверхности повышает предел длительной коррозионной прочности на базе испытания 500 ч с 200 до 500 МПа, а время до разрушения упрочненных образцов при растягивающем напряжении 500 МПа увеличивается в 10 раз.

ЦНИИТМаш разработал технологию создания благоприятных (сжимающих) напряжений на поверхности дисков и устройства для фреттирования основных конструктивных элементов дисков путем обработки поверхности роликами и раскатки, которые оказались наиболее технологичными методами упрочнения поверхности [5]. По этой технологии диск обрабатывается на карусельном станке после его установки на опорном кольце, прикрепленном болтами к планшайбе и зажатом кулачками. Устройства для обработки поверхностей закрепляются на двух суппортах. Суппорты станка имеют возможность поворачиваться на угол до 30° по отношению к вертикали, что позволяет обрабатывать галтели диска. Для упрочнения галтелей используются ролики разной геометрии.

С помощью устройства для фреттирования, изготовленного на Опытном заводе ЦНИИТМаш, в поверхностном слое диска были созданы напряжения сжатия, равные 400 – 600 МПа на глубине залегания 300 – 500 мкм.

Эту технологию целесообразно использовать при изготовлении новых дисков и при ремонте эксплуатировавшихся, когда предусмотрены операции по переоблапачиванию ступени и демонтажу диска с вала. Реализовать ее можно в условиях ремонтного предприятия.

Для повышения надежности и долговечности дисков, работающих в зоне фазового перехода, необходимо реализовать и строго выдерживать режимы эксплуатации турбин.

Прежде всего, как уже отмечалось, недопустимо снижать температуру пара перед турбиной без соответствующего снижения его давления. Это может привести к смещению зоны фазового перехода в сторону первых ступеней, повышению тем-

Т а б л и ц а 2

Номер ступени	18	19	20	21	22	23	Σ
Число поврежденных дисков, шт.	3	10	18	34	42	37	144
Доля поврежденных дисков, %:							
к общему количеству проконтролированных	0,5	1,6	3,0	5,4	6,7	6,0	22,9
к числу проконтролированных данной ступени	2,9	9,5	17,1	32,4	40,0	35,2	–

пературы в этой зоне, повышению влажности пара и соответственно интенсификации коррозионных и эрозионных процессов на лопатках и растрескивания дисков.

Положительного эффекта можно достичь при переводе турбины в режим скользящего регулирования по давлению свежего пара при сохранении или даже увеличении его температуры. Такое регулирование частичных паровых нагрузок приводит к повышению начальной энтальпии пара и росту энтальпии пара во всех промежуточных ступенях. При этом снижается степень влажности пара и зона фазового перехода сдвигается в область меньших давлений и температур.

Для определения эффективности такого режима были проведены расчетные и экспериментальные исследования переменных режимов работы энергоблока с турбиной Т-185-130 АО ТМЗ.

Испытания подтвердили возможность работы энергоблока на скользящем давлении с поддержанием соответствующего уровня давления пара перед турбиной системой регулирования. При сопловом парораспределении и частичных нагрузках уровень перегрева и степень сухости пара в ступенях ЦСД практически не изменяется, а при скользящем давлении степень сухости (или перегрев) пара в этих ступенях возрастает. Уровень же давления и температуры пара в точке фазового перехода снижается. Достигается снижение температуры на 10 – 15°C и более при относительном расходе пара на турбину 0,8 и 0,7 соответственно. Точка фазового перехода смещается по проточной части к выходу ЦСД, т.е. перемещается от 17 – 18 ступеней до 21 ступени.

Таким образом, режим скользящего давления приводит к снижению уровня температуры пара в зоне фазового перехода и уменьшению продолжительности работы нескольких ступеней в этой зоне, а следовательно, обеспечивается снижение интенсивности коррозионных процессов и повышение надежности работы турбины.

Для снижения повреждений паровых турбин в результате стояночной коррозии при длительных простоях необходимо проведение их консервации в соответствии с требованиями ПТЭ. В настоящее время разработаны и применяются различные методы и устройства для проведения консервации. Выбор наиболее приемлемого из них определяется наличием устройств, консервантов и конкретными условиями работы турбин.

Необходимо также тщательно контролировать и строго выдерживать водно-химический режим, хотя для его качественного улучшения на электростанциях, эксплуатирующих барабанные котлы, необходимы специальные мероприятия по глубокому обессоливанию воды и очистке возвратных конденсатов. Это не простая задача. До возникновения проблемы коррозионных повреждений лопаток и дисков в зоне фазового перехода турбин

считалось, что предусмотренная в барабанных котлах 14,0 МПа система двух-трехступенчатого испарения, промывки пара в барабане котла, наличие конденсаторов собственного впрыска для регулирования температуры пара позволяют котлам работать на воде ухудшенного качества и обеспечивать высокое качество пара.

Проведенные исследования показали, что данное положение оказалось справедливо лишь в отношении минеральных солей. Что касается удельной электрической проводимости пара, то она зависит от источника приготовления добавочной воды, величины добавки и ряда других, до конца не выясненных факторов, и для Н-катионированной пробы колеблется в пределах от 0,3 до 2,5 мкСм/см [6]. Прямой зависимости повреждаемости дисков от этого показателя выявлено не было, но по ряду объектов (к примеру, ТЭС Мосэнерго) отмечалось снижение долговечности дисков до образования коррозионных трещин при увеличении удельной электропроводимости пара.

Поэтому в ПТЭ, по рекомендации МВК, было введено нормирование качества питательной воды и пара по удельной электрической проводимости Н-катионированной пробы. К сожалению, изменение в ПТЭ не решает всех проблем. Исходя из мирового опыта и опыта работы блоков сверхкритического давления нормативные значения удельной электрической проводимости должны быть на уровне 0,3 мкСм/см. В ПТЭ установлено значение до 1,5 мкСм/см и дано право вышестоящей организации корректировать его исходя из существующих возможностей при отсутствии грубых нарушений водно-химического режима (ВХР).

Эта половинчатость вызвана некоторыми особенностями работы отечественных ТЭС с котлами 14,0 МПа. Как правило, это ТЭС с параллельной, неблочной схемой работы оборудования. Потери пара и конденсата на них достигают 50% и более. Часто присутствует возвратный конденсат с химических производств, загрязненный химическими веществами, не определяемыми обычными аналитическими методами. В зимнее время основная доля пара через отборы турбин поступает на бойлеры, а конденсат с бойлеров, имеющий температуру до 100°C и выше, возвращается в тепловую схему ТЭС. Все это приводит к неконтролируемым поступлениям примесей в тепловую схему ТЭС, влияющих на показатели ВХР. Персонал ТЭС очень часто не в состоянии отследить и устранить микроприсосы, а они влияют, в первую очередь, на величину удельной электропроводимости.

Кроме того, по существующим нормам проектирования качество добавочной обессоленной воды для восполнения пароводяных потерь по удельной электрической проводимости Н-катионированной пробы допускается до 2 мкСм/см. Пути

улучшения качества питательной воды и пара барабанных котлов очевидны: реконструкция водо-приготовительных устройств и включение в тепловую схему конденсатоочистки для очистки основного конденсата турбин, включая производственный конденсат и конденсат бойлеров. Выгода тоже очевидна: улучшится до требуемых показателей качество пара перед турбиной, что сведет к минимуму коррозионные процессы, улучшится ВХР барабанных котлов и появится возможность реализовать режимы без дозирования в котловую воду твердых щелочей, появится возможность для отказа от многоступенчатого испарения, конденсаторов собственного впрыска и др.

Но видны и проблемы, возникающие при реализации такого решения. Прежде всего, необходима полная переделка тепловой схемы ТЭС с целью выделения потоков конденсата и его охлаждения до необходимых для конденсатоочистки 40°C. Данное решение реализовано на блоках СКД с турбинами Т-250, но пока не ясно, насколько реально реализовать его на старых действующих ТЭЦ с параллельными связями, что будет с их экономичностью и как разместить конденсатоочистку на старых ТЭЦ. На наш взгляд, необходимо выполнить проектную проработку для одной из действующих ТЭЦ и оценить возможность и экономичность этих решений.

Выводы

1. Для предупреждения коррозионного растрескивания дисков в зоне фазового перехода паровых турбин уже много сделано, но окончательно данная проблема пока не решена. Повысить надежность эксплуатации и срок службы дисков

можно с помощью следующих, обоснованных проведенными исследованиями мероприятий:

применение для изготовления дисков высоко-чистой стали 26ХН3М2ФАА (УВРВ);

создание в поверхностном слое дисков сжимающих остаточных напряжений путем обработки их поверхностей методом фреттирования;

эксплуатация установок на скользящем давлении;

совершенствование водно-химического режима ТЭС.

2. Необходимо продолжить исследования с целью совершенствования методов диагностики состояния дисков, исследования оптимальных режимов работы турбины, новых методов защиты дисков от коррозионного растрескивания, разработки мероприятий по совершенствованию водно-химического режима ТЭС.

Список литературы

1. Комаров Н. Ф., Юрков Э. В. Коррозионные повреждения лопаточного аппарата и дисков паровых турбин. – Теплоэнергетика, 1991, № 2.
2. РД 34.30.507-92 Методические указания по предотвращению коррозионных повреждений дисков и лопаточного аппарата паровых турбин в зоне фазового перехода.
3. РД 34.17.450-98 Методические указания по ультразвуковому контролю без разлопачивания обода диска в районе верхних концентраторов Т-образного паза.
4. ТУ 108.1028-81. Заготовки дисков паровых турбин. Технические условия.
5. Фреттирование дисков и роторов паровых турбин / Белолипецкий Ю. П., Овсенко А. Н., Рабинович В. П., Рудак В. В. – Технология машиностроения, 2000, № 4.
6. Федосеев Б. С., Федотова В. А. Влияние качества исходной воды ХВО на водный режим ТЭС. – Теплоэнергетика, 1987, № 9.

Основные технические решения по реконструкции Несветай ГРЭС с установкой нового котла с ЦКС в качестве прототипа для технического перевооружения угольных ТЭС

Рябов Г. А., Втюрин Ю. Н., Зыков А. М., кандидаты техн. наук,
Шапошник Д. А., Бердин С. В., Дьяченко В. Ф., инженеры

ВТИ – ОАО Белэнергомаш – РотЭП

Технология сжигания твердого топлива в циркулирующем кипящем слое (ЦКС) начала широко использоваться в зарубежных энергетических установках с середины 70-х годов под влиянием ужесточающихся норм на вредные выбросы. К концу 90-х годов эта технология использовалась более чем на 300 электростанциях с установленной тепловой мощностью около 40 тыс. МВт. Крупнейший котел с ЦКС был пущен в 1996 г. во Франции; этот котел генерировал 720 т/ч пара для блока 250 МВт при давлении 16,5 МПа и температуре 565°C/565°C. В настоящее время разрабатываются котлы с ЦКС для блоков 350 МВт и более, в том числе на суперкритические параметры пара. Преимущества технологии ЦКС наиболее сильно проявляются при сжигании низкосортных углей с большим содержанием серы и золы, высоковлажного топлива, низкорекреационных углей. В последнее время наметилась тенденция к совместному сжиганию угля и различных отходов (в том числе бытовых) и биомассы. Эта технология успешно применяется при техническом перевооружении электростанций с установкой новых котлов с ЦКС в существующих котельных ячейках.

Анализ возможностей использования технологии ЦКС при техническом перевооружении ТЭС России показал, что она может быть успешно применена на 31 электростанции с 207 котлами, обработавшими свой ресурс. В первую очередь, должны быть реконструированы электростанции, на которых сжигается высокосернистое топливо и широкая гамма низкосортного топлива при замене котлов поставки 50-х годов, преимущественно при их расположении вблизи мест добычи угля.

В результате комплекса научно-исследовательских работ, проведенных на аэродинамических и огневых установках [1], в том числе на двух крупномасштабных стендах в Финляндии и США, отработана технология сжигания антрацитового штыба (АШ) в ЦКС и определены основные технические решения по котлу и его вспомогательному оборудованию. Завод Белэнергомаш в 1995 г. приобрел лицензию компании “Бабкок-Вилькокс” (США) на разработку, изготовление и поставку

котлов с ЦКС. Преимущества этой модификации технологии подробно изложены в [2]. Одним из наиболее важных преимуществ нового котла с ЦКС является возможность его размещения в существующей котельной ячейке даже при небольшой тепловой мощности котла. На рис. 1 показаны габаритные размеры котла Е-220-9,8-540 АФН.

Призматическая часть топки нового котла для Несветай ГРЭС имеет высоту 35 м, глубину 4,6 м

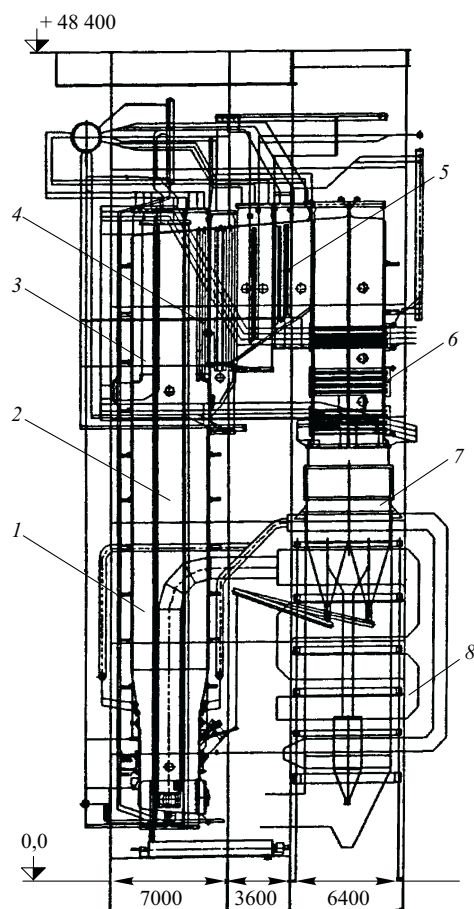


Рис. 1. Габаритные размеры котла Е-220-9,8-540 АФН:

1 – топка; 2 – двухсветный экран; 3 – ширмы; 4, 5 – швеллерковый золоуловитель внутритопочный и в переходном газоходе соответственно; 6 – водяной экономайзер; 7 – мультициклон; 8 – воздухоподогреватель

и ширину 10,26 м при расчетной скорости газа в топочном пространстве 5,5 м/с. Нижняя часть топки сужена (глубина 3,6 м) и покрыта огнеупорной футеровкой для защиты экранов от эрозионного износа. Воздухораспределительная решетка и камера первичного воздуха образованы плавниковыми трубами заднего и бокового экранов. По всей высоте топки размещен один двусветный экран. В верхней части топки установлены две испарительные и четыре пароперегревательные ширмы. Потолок топки покрыт износостойкой футеровкой.

У выходного окна расположен швеллерковый сепаратор; первые два ряда швеллерков размещены внутри топки, а остальные четыре – в переходном газоходе над золовым бункером. Частицы, уловленные первыми рядами, ссыпаются непосредственно в топку, а уловленные следующими рядами – в бункер, из которого возвращаются в топку через специальные проемы в заднем экране. Швеллерки подвешиваются на собственном каркасе и выполнены из твердосплавной высокотемпературной стали.

В переходном газоходе и конвективной шахте располагаются пакеты пароперегревателя и водяного экономайзера. Ограждение переходного газохода и конвективной шахты в районе расположения пароперегревателя и водяного экономайзера выполнено из газоплотных экранов. В связи с относительно высокой запыленностью потока в этих поверхностях нагрева приняты относительно низкие скорости газа, что исключает эрозионный износ труб. Конвективная шахта котла соединена с входным коробом мультициклона, в котором улавливаются мелкие фракции золы, что обеспечивает общую эффективность улавливания около 99,7%.

Зола, поступающая в бункеры из мультициклонов, возвращается в топку или отводится в силос летучей золы. Возврат золы в топку осуществляется с помощью аэрожелобов или шнеков. Расход частиц золы регулируется и с помощью шлюзовых питателей, что позволяет поддерживать заданную температуру в топке при частичных нагрузках и при сжигании непроектного топлива.

В проекте котла с ЦКС принята схема с индивидуальными вентиляторами первичного и вторичного воздуха. Первичный воздух подводится в камеру под решетку, а вторичный поступает в топку через сопла, расположенные в два яруса на конической части топки со стороны фронтального и заднего экранов. Часть вторичного воздуха используется для охлаждения надслоевых растопочных горелок. Воздухоподогреватель выполнен в виде двух колонок, размещенных по бокам конвективной шахты, что связано с уменьшенным пролетом (25 м) котельной Несветай ГРЭС.

Топливо в котел подается пневмотранспортом с фронта по четырем трубопроводам, а возврат уловленной в мультициклонах золы – с задней

стенки котла по восьми точкам. Известняк подается в топку котла с помощью пневмотранспорта, с делением потока аэросмеси по двенадцати трубопроводам (восемь с задней и четыре с фронтальной стенок). Предусмотрен равномерный отвод донной золы через четыре водоохлаждаемых шнека, производительность которых выбрана с двукратным запасом.

Основные показатели котла с ЦКС Несветай ГРЭС приведены далее.

Паропроизводительность, т/ч	230
Температура перегретого пара, °С	540/510
Давление перегретого пара, МПа(кгс/см ²)	9,8(100)
Температура питательной воды, °С	215
Расход топлива, т/ч	33,1
Расход известняка, т/ч	До 4,4
Избыток воздуха на выходе из топки	1,25
Расход воздуха, тыс. кг/ч	275,8
Расход первичного воздуха, тыс. кг/ч	178,2
Температура, °С:	
холодного воздуха	27
горячего воздуха	317
слоя	905
уходящих газов	147
Гарантийный КПД котла, %	87,5
Эффективность связывания серы, %	90
Выбросы, мг/м ³ :	
оксидов азота	300
оксидов серы	400

Масса элементов котла, работающих под давлением, равна 760 т, масса швеллеркового сепаратора 43,2 т, воздухоподогревателя 360,6 т, мультициклона 65,6 т, металлоконструкций с поясами жесткости, помостами и лестницами – 441 т.

Для котла с ЦКС Несветай ГРЭС при расчетном количестве 500 пусков из холодного состояния и 1000 пусков из неостывшего состояния за весь срок службы котла годовой расход мазута не превышает 800 т. КПД котла с ЦКС выше (расчетный КПД на проектом топливе 88,3%, гарантийный 87,5%), чем практически достигаемый на однотипных пылеугольных котлах (≈ 85%). По сравнению с последними, у нового котла в 3–4 раза ниже выбросы оксидов азота, а выбросы оксидов серы меньше в 10 раз. За счет применения высокоэффективных электрофильтров с КПД около 99,7% существенно (примерно в 7 раз) уменьшаются выбросы частиц. Таким образом, новый котел с ЦКС полностью удовлетворяет современным нормам по охране окружающей среды и обеспечивает более эффективное сжигание АШ по сравнению с однотипными пылеугольными котлами.

Важным вопросом является выбор вспомогательного оборудования. В технологии ЦКС используется дробленый уголь, причем размер куса зависит от реакционной способности и зольности

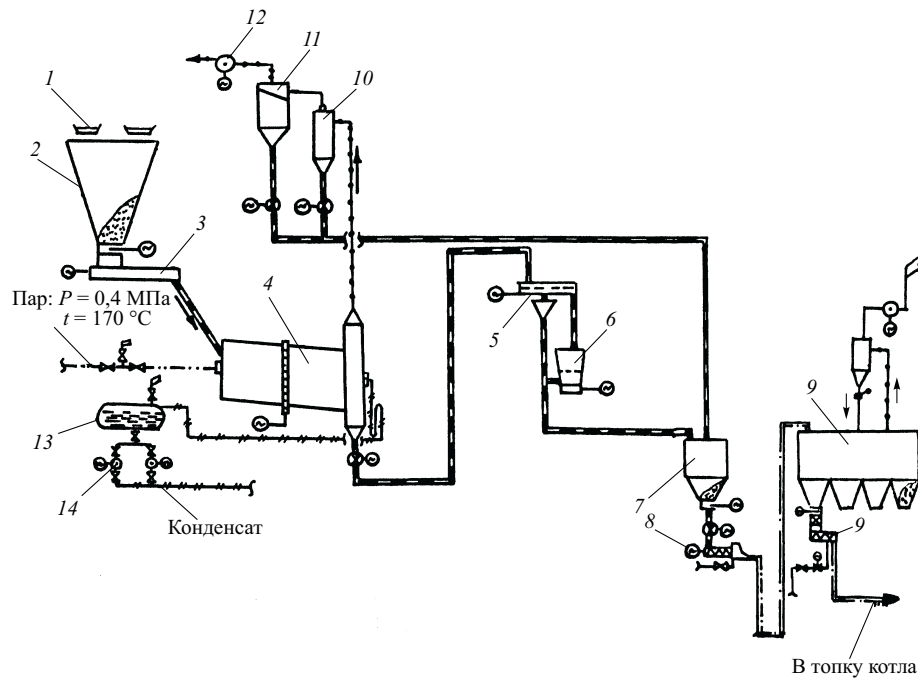


Рис. 2. Схема подготовки топлива:

1 – конвейер ленточный (существующий); 2 – бункер “сырого” угля; 3 – питатель ленточный ПЛ-1,2 × 6; 4 – паровая панельная сушилка ППС-3,5 × 8; 5 – грохот барабанный; 6 – дробилка ударно-центробежная УДЦ-30; 7 – бункер дробленки; 8 – насос пневмовинтовой ТА-39; 9 – бункер угля расходный (существующий); 10 – циклон ЦП-2-1400; 11 – фильтр рукавный импульсный ФРИ-360; 12 – вентилятор отсоса воздуха; 13 – дренажный бак; 14 – дренажные насосы

(свойств золы, связанных с растрескиванием и истиранием). По результатам опытного сжигания АШ был рекомендован размер частиц 0 – 3 мм. Вполне возможно также увеличение максимального размера куска до 6 мм. Доля таких частиц в сыром АШ составляет 60 – 80%, что делает целесообразным фракционирование исходного топлива. При разработке системы подготовки и подачи топлива учитывалось, что увеличение влажности АШ приводит к ухудшению сыпучих свойств, нарушению стабильности движения АШ в бункерах и его дозирования. В этом случае ситуация усложняется тем, что в общей массе угля содержится большое количество мелочи, которая, как правило, ухудшает сыпучие свойства топлива. В итоге это приводит к ухудшению адгезионных свойств АШ и интенсивному замазыванию грохотов, дробилок и другого оборудования.

Промышленные и лабораторные исследования показывают, что эти проблемы успешно решаются путем незначительной подсушки АШ до влажности примерно 6% (снятие части поверхностной влаги), что обеспечивает требуемую надежность всех элементов системы подготовки, подачи и дозирования топлива. Это особенно важно для первого отечественного котла с ЦКС.

На рис. 2 показана схема подсушки и фракционирования топлива. Система разработана с использованием отечественного оборудования, основными элементами которой являются: паровая панельная сушилка, грохот, ударно-центробежная

дробилка типа УДЦ-30 и пневмовинтовой насос. Дробилка типа УДЦ-30 обеспечивает минимальное количество мелких фракций топлива.

Топливо со склада по существующим ленточным конвейерам подается в расходный бункер угля, установленный в котельном цехе. С помощью ленточного питателя топливо подается в паровую панельную сушилку. Для подсушки используется отборный пар ($P = 0,4 \text{ МПа}$, $t = 170 \text{ }^\circ\text{C}$), ориентировочный расход пара лежит в пределах от 4 до 10 т/ч. Отработанный запыленный воздух с влажностью 150 – 200 г/кг сухого воздуха поступает на очистку в циклон ЦП-2 и рукавный фильтр типа ФРИ-360, а уловленная пыль направляется в бункер.

Готовое топливо с помощью пневмовинтового насоса подается в трубопровод и сжатым воздухом транспортируется в бункер котла. Подсушенное топливо поступает в барабанный вращающийся грохот с герметичным кожухом, из которого надрешеточный продукт направляется на дробление, а подрешеточный – в бункер дробленого угля. Поставка нестандартных элементов схемы подготовки топлива будет производиться заводами Тяжмаш (г. Сызрань) и “Бецема” (г. Красногорск).

В схемах зарубежных котлов с ЦКС применяются различные системы подачи топлива и инертного материала. В ряде случаев используются механические транспортеры и гравитационные питатели. Для мелкого топлива применяется пневмо-

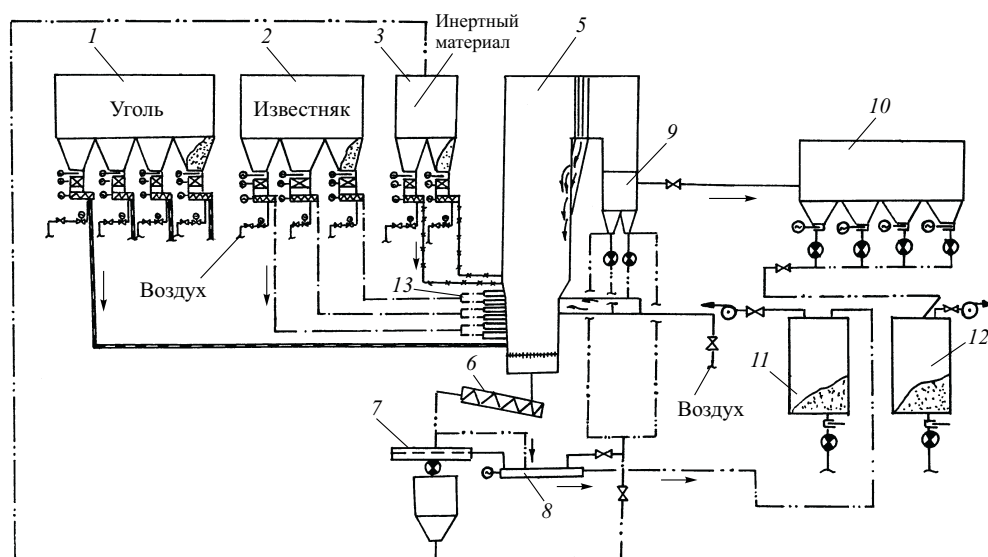


Рис. 3. Схема подачи топлива и известняка в котел Е-220-9,8-540 АФН Несветай ГРЭС:

1, 2, 3 – соответственно бункер угля расходный, известняка, инертного материала; 4 – пневмовинтовой насос; 5 – котел с ЦКС; 6 – охладитель дренажа слоя; 7 – грохот; 8 – транспортер; 9 – мультициклоны; 10 – электрофильтр; 11 – силос донной золы; 12 – силос летучей золы

транспорт, так же как и при подаче известняка. На рис. 3 показана общая схема дозирования и подачи в топку котла дробленого топлива, известняка и наполнителя слоя (песок). На основании результатов проведенных ВТИ испытаний пневмотранспортных систем котла БКЗ 420-140 КС и опытов на стендовой установке предложено для подачи этих компонентов в зону с избыточным давлением среды использовать пневмовинтовые насосы типа ТА-39. Дозирование будет осуществляться с помощью предвключенных питателей с регулируемой частотой вращения. Большая площадь забора тихоходным питателем обеспечит надежное движение и дозирование топлива и известняка. Геометрические параметры, углы наклона лопастей шнека и частота их вращения будут уточнены ВТИ с учетом физических свойств транспортируемых материалов и их крупности.

Возврат в топку уловленной в мультициклонах золы осуществляется с помощью наклонных шнековых транспортеров. Дренаж донной золы из топки предназначен для удаления наиболее крупных фракций. Для этого применены водоохлаждаемые шнеки зарубежной поставки. Предполагается также в дальнейшем опробовать охладители дренажа с кипящим слоем и возвратом мелкой фракции в топку; такие охладители разрабатываются СКБ ВТИ.

Завод Сибэнергомаш по заданию ВТИ разработал технические предложения на тягодутьевое оборудование для котлов с ЦКС. На Несветай ГРЭС с учетом размещения воздухоподогревателя в двух колонках использованы по два вентилятора первичного воздуха типа ВДНВ-13 (производительность $100 \times 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$, напор 25 кПа), два венти-

лятора вторичного воздуха типа ВДНВ-11 (производительность $50 \times 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$, напор 16 кПа), и два дымососа типа ДН-30. Завод Сибэнергомаш предусматривает выполнить разработку документации и испытать опытный образец высоконапорного вентилятора на стадии рабочего проектирования реконструкции Несветай ГРЭС.

Всероссийский теплотехнический институт разработал технические предложения по золоуловителю для санитарной очистки дымовых газов, включающие в себя современные решения в области электрогазоочистки. Габаритный эскиз электрофильтра показан на рис. 4. В его конструкции использовано верхнее отряхивание осадительных и коронирующих электродов, облегченный корпус. Новая система газораспределения обеспечивает оптимальное распределение газопылевого потока по сечению электрофильтра. Применена автоматизированная система золоудаления с автоматическим отключением электропитания и механизмов отряхивания соответствующих электродов в случае аварийного переполнения бункеров золой. В системе электропитания и управления электрофильтра предусматривается применение микросекундных источников питания, что обеспечит достижение требуемой степени очистки при ухудшении электрофизических свойств летучей золы.

Принятые технические решения позволят обеспечить нормативы по допустимым выбросам золы в атмосферу, соответствующие нормативам концентрации твердых частиц в газах после очистки (остаточной запыленности) $100 \text{ мг}/\text{м}^3$ и разместить аппарат на площадке $24 \times 40 \text{ м}$. Такой аппарат после проведения испытаний может быть реко-

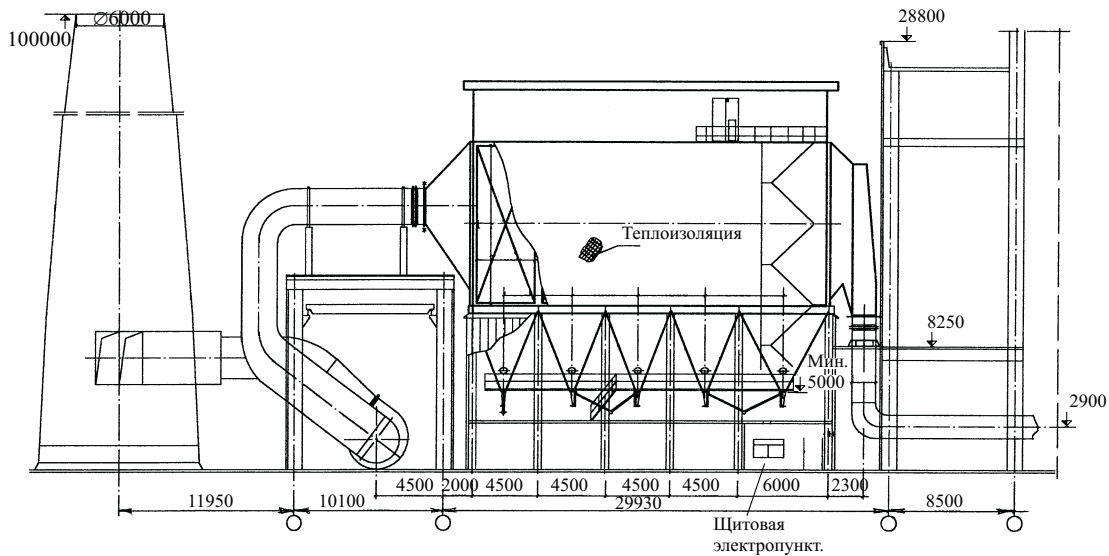


Рис. 4. Габаритный эскиз нового электрофилтра Несветай ГРЭС

мендован для размещения за котлом с ЦКС и на других ТЭС.

Выведенная из топки зола (донная и избыток золы, уловленной в мультициклонах), а также зола, уловленная в электрофилтрах, отводятся с помощью пневмотранспорта на отдельные склады, из которых она может отгружаться потребителю или поступать на установку подачи сухой золы в существующую багерную и далее отводиться на золоотвал. ВТИ предложил ряд способов использования золы котлов с ЦКС; среди них наиболее перспективным является отработанная технология производства безобжигового зольного гравия и бетона на ее основе.

Ростовский институт Теплоэлектропроект разработал тепловую схему установки на Несветай ГРЭС котла Е-220-9,8-540 АФН с турбиной типа К-55-8,8. Учитывая существующее на ГРЭС оборудование с поперечными связями, в ТЭО проекта предусмотрено сохранение принципа поперечных связей по острому и растопочному пару, по напорным магистралям питательной воды, по химически очищенной воде, пару собственных нужд давлением 0,4 МПа и всасывающим питательным трубопроводам.

К особенностям тепловой схемы относятся замкнутый контур охлаждения химически очищенной водой охладителей и шнеков донной золы котла, а также испарительная установка, включенная в схему регенерации турбины.

Компоновка котла и турбины учитывает максимально возможное сохранение существующего главного корпуса. Котельная установка размещается в рядах “В – Г – Д” между осями 14 – 20. Пролет котельного отделения составляет 25 м, бункерного – 8,5 м. Ячейка котельной установки – 36 м. Компоновкой предусмотрена надстройка шатра над котлом с передачей нагрузок от шатра

на каркас котла. Отметка низа фермы шатра 50,4 м.

В рядах “В – Г” между осями 1 – 2 – 3 постоянного торца главного корпуса установлено оборудование топливоприготовления. В бункерном отделении в рядах “Г – Д” размещаются бункеры дробленки, известняка и инертного материала. На отм. 8,25 бункерного отделения установлены пневмовинтовые насосы, а под этой отметкой проходят транзитные короба газовоздухопроводов, пневмозолопроводов, размещены калориферы и другое вспомогательное оборудование котла.

Дутьевые вентиляторы размещены снаружи, за рядом “Д” главного корпуса, а дымососы – в здании существующей дымососной, подлежащей реконструкции. Между дымососной и главным корпусом на открытой площадке размещен электрофилтр.

Паровая турбина размещается в существующем машинном отделении между рядами “А – Б” с пролетом 22,5 м на месте бывшей турбины ВК-50 ст. № 4 в осях 16 – 21. Деаэраторная установка предусматривается на отм. 18,0 в рядах “Б – В” на месте демонтируемого одного из существующих деаэраторов атмосферного типа. Под отм. 18,0 размещено трубопроводное отделение, а над и под отм. 8,25 между рядами “Б – В” – РУСН 0,4 кВ и РУСН 6 кВ. Групповой щит управления компоновкой определен в машинном отделении в осях 12 – 16 и занимает 18 м от ряда “А” к ряду “Б”.

Стоимость котельной установки с ЦКС, включая весь комплекс вспомогательного оборудования, средства автоматизации и электрофилтр, не превышает 300 млн. руб. Суммарные капитальные затраты оценены в объеме около 993 млн. руб. Таким образом, удельные капитальные затраты на блок 55 МВт с котлом с ЦКС в условиях реконструкции Несветай ГРЭС равны 630 дол/кВт. Для

крупных блоков или при установке только котла с ЦКС без замены турбины удельные капитальные затраты могут составить 300 – 400 дол/кВт, что существенно ниже по сравнению с зарубежными аналогами.

Строительные работы на Несветай ГРЭС предполагается выполнить в два этапа с вводом в 2002 г. первого комплекса, включающего котел с ЦКС со всем вспомогательным оборудованием, и завершением реконструкции в 2003 г. Намеченный комплекс пусконаладочных и исследовательских работ на опытно-промышленном котле с ЦКС Несветай ГРЭС позволит перейти к широкому внедрению технологии ЦКС для технического перевооружения электростанций России.

Список литературы

1. *Научное обоснование использования технологии сжигания отечественных твердых топлив в циркулирующем кипящем слое* / Рябов Г. А., Надыров И. И., Фоломеев О. М., Трухачев С. Н. – Теплоэнергетика, 2001, № 6.
2. *Шапошник Д. С., Бердин С. В.* Проблемы создания котлов с циркулирующим кипящим слоем для реконструкции электростанций. – В сб.: Новые технологии сжигания твердого топлива: их текущее состояние и использование в будущем. М.: ВТИ, 2001, 23 – 24 января.
3. *Разработка и расчет систем подготовки и подачи топлива, наполнителя слоя и сорбента для котлов со стационарным и циркулирующим кипящим слоем* / Втюрин Ю. Н., Коновалов В. В., Моторин А. В., Бычков А. М. – В сб.: Новые технологии сжигания твердого топлива: их текущее состояние и использование в будущем. М.: ВТИ, 2001, 23 – 24 января.

«Трубопроводная арматура ТЭС»

Справочное пособие

Издание 2001 г.

Разработчики: ЗАО “Армэкс”, ГУП “ВО Технопромэкспорт”

В справочнике представлены:

- технические и массогабаритные характеристики, рисунки и краткое описание конструкций трубопроводной арматуры на различные рабочие параметры и рабочие среды;
- сравнительные данные отечественных изделий с зарубежными аналогами по техническим характеристикам, материалам и комплектующим (электроприводы);
- справочная информация по материалам трубопроводов, фланцев, основных деталей арматуры и ее сальниковых уплотнений с приведением зарубежной информации;
- технические характеристики электроприводов отечественных и зарубежных производителей;
- рекомендации по расчету и выбору арматуры;
- таблица соответствия обозначений выпускавшейся и выпускаемой арматуры высокого давления с 1970 г. по настоящее время;
- перечень предприятий-изготовителей трубопроводной арматуры.

Справочное пособие предназначено для инженерно-технических специалистов конструкторских бюро, проектных и строительно-монтажных организаций, работников эксплуатационных и ремонтных служб ТЭС и предприятий различных отраслей промышленности, а также преподавателей и студентов учебных заведений.

Объем справочника – 370 страниц, 326 рисунков, 189 таблиц (для регулирующих клапанов представлены расходные и пропускные характеристики); переплет жесткий; формат 70 × 100 1/16.

По вопросам приобретения обращаться:

ЗАО “Армэкс”, г. Москва, тел. (095) 275-47-51, 275-00-23 доб. 29-24,
факс (095) 275-47-51

Оплата в наличной и безналичной форме. Продажа оптом и в розницу.

О становлении отечественного прямоточного котлостроения

Шмуклер Б. И., канд. техн. наук

Всероссийский теплотехнический институт

Советские прямоточные котлы начали создаваться в одной из “шарашек”¹, где профессору Леониду Константиновичу Рамзину, обвиненному в организации “Промпартии” с целью свержения советского строя, удалось собрать из различных мест заключения инженеров и научных работников теплотехнического профиля. Там был спроектирован первый опытный прямоточный котел Рамзина производительностью 3,6 т/ч при параметрах свежего пара 14,0 МПа, 500°C. Он был изготовлен и смонтирован на экспериментальной ТЭЦ Всесоюзного теплотехнического института (ВТИ). Профессор Л. К. Рамзин сумел продемонстрировать этот котелок тогдашнему народному комиссару тяжелой промышленности Серго Орджоникидзе. Повидимому, нарком обладал большой интуицией – он обеспечил разработку и финансирование строительства первого промышленного прямоточного котла на ТЭЦ высокого давления ВТИ – нынешней ТЭЦ-9 Мосэнерго. Проектирование этого котла велось в той же “шарашке” с участием “вольнонаемных” специалистов. Л. К. Рамзин в то время находился под домашним арестом, но при необходимости, в сопровождении конвоира, ездил в командировки в Ленинград, где на Невском заводе изготавливался котел.

Сегодня можно только поражаться принятым при проектировании котла (тип СППВ 200/140) в 1930 г. (!) техническим характеристикам: производительность 200 т/ч, параметры свежего пара 14,0 МПа, 500°C и промежуточный перегрев пара до 410°C. В то время это был крупнейший в мире прямоточный котел и многие технические решения не имели аналогов. Принципиальной особенностью котлов Рамзина являлось экранирование топочной камеры горизонтальными и слабонаклонными лентами труб². Котел СППВ 200/140 выполнялся в инвертной компоновке, с разделением топки двусветными экранами на четыре шахты и расположением горелок на потолке топки. Впервые была применена разработанная Л. К. Рамзиным методика позонного расчета котла и решались многие новые технические задачи: гидродинами-

ческой устойчивости, крепления поверхностей нагрева, облегченной обмуровки, регулирования, водно-химического режима, сжигания различных видов топлива и др.

Пуск и наладка этого котла проводились под руководством Л. К. Рамзина разработчиками проекта совместно с персоналом ТЭЦ-9. Большой вклад в его освоение внесли директор ТЭЦ-9 В. В. Поляков и главный инженер Б. В. Автономов. Котел был сдан в промышленную эксплуатацию в декабре 1933 г. Он работал сначала на мазуте, затем на тощем угле, в период Великой Отечественной войны – на подмосковном угле, после нее – снова на тощем угле и затем весь дальнейший период эксплуатации – на природном газе.

Правительство высоко оценило это достижение – весь коллектив разработчиков был освобожден из заключения, а Л. К. Рамзин награжден орденом Ленина и ему была присуждена Сталинская премия. Наркоматом тяжелой промышленности было выпущено постановление о строительстве серии прямоточных котлов. Для реализации этого постановления было создано Бюро прямоточного котлостроения (БПК) с центром в Москве и филиалами в Ленинграде и Харькове. Директором и главным инженером БПК был назначен профессор Л. К. Рамзин. Эта организация обеспечивала весь комплекс работ: проектирование, экспериментальные исследования (на базе ТЭЦ-9), шеф-надзор за изготовлением, шеф-монтаж, обучение персонала электростанций, наладку и промышленные испытания.

В довоенный период были разработаны, изготовлены и введены в эксплуатацию следующие прямоточные котлы:

СППН 200/35 (производительность 200 т/ч, параметры пара 35 МПа, 410°C, топливо – мазут) введен в эксплуатацию на Грозненской ТЭЦ в августе 1939 г.; в период войны котел был эвакуирован, но затем восстановлен;

СПП 200/140 (производительность 200 т/ч, расчетные параметры свежего пара 14,0 МПа, 500°C, промежуточный перегрев пара до 400°C, топливо – мазут); введен в эксплуатацию в апреле 1940 г. на ТЭЦ ГАЗ; по условиям поставки труб пароперегревателя и паропроводов котел первоначально генерировал пар с параметрами 3,5 МПа, 410°C и лишь после реконструкции переведен на расчетные параметры;

¹ Солженицын А. И. “В круге первом”.

² Параллельно за рубежом создавались котлы Бенсона с экранированием топки вертикальными панелями, соединенными неогреваемыми опускными трубами, и котлы Зульцера с горизонтальным экранированием холодной воронки и подъемно-опускными трубами в призматической части топки.

24СП-200/140 (производительность и расчетные параметры пара такие же, как у котла СПП 200/140, топливо – челябинский уголь) введен в эксплуатацию в июле 1941 г. на Красногорской ТЭЦ, эксплуатировался при параметрах 3,5 МПа, 410°C и не переводился на расчетные параметры.

Все эти котлы были выполнены с компоновкой поверхностей нагрева в П-образном газовом тракте; стены топочной камеры опоясаны горизонтальными трубными лентами; впервые применены трубчатый воздухоподогреватель, облегченная обмуровка и каркас; осуществлены синхронизация подачи воды и топлива при сжигании мазута (с использованием спаренного клапана) и другие новые технические решения.

Общая масса котла производительностью 200 т/ч составляла, примерно, 375 т, против 750 – 850 т для барабанных котлов того времени.

Тем не менее, в довоенный период прямоточные котлы Рамзина широкого распространения не получили. В известной мере это определялось, как и во многих других случаях, трудностями внедрения новых технических решений. Были и объективные причины, к числу которых в первую очередь относятся высокие требования к качеству питательной воды и более сложный, сравнительно с барабанными котлами, процесс регулирования параметров пара.

Когда началась Великая Отечественная война, БПК было эвакуировано из Москвы, однако в связи с призывом в армию многих сотрудников оно практически прекратило свое существование. В конце 1942 г. Л. К. Рамзин вернулся в Москву и сумел добиться постановления Государственного Комитета Обороны о восстановлении БПК с правом отзыва бывших сотрудников из действующих армий и это частично удалось осуществить. Весной 1943 г. группа теплотехников – выпускников Московского энергетического института (в том числе и автор настоящей статьи), была распределена в БПК и активно включилась в его работу. В это время БПК состояло из проектного отдела, экспериментальной лаборатории, отдела металлов и сварки, монтажно-пускового отдела и ряда мелких подразделений. В нем продолжали работать ведущие сотрудники, участвовавшие в разработке первых котлов: В. Сбродов, В. Ларичев, Н. Иваницкий, В. Биман, П. Петров, И. Кошелев, С. Гаврилов, А. Давидов, Н. Працуков, Ю. Нови, В. Нови и другие.

В связи с дефицитом электроэнергии на Урале, где работало много оборонных заводов, перед БПК была поставлена задача спроектировать и изготовить на монтажной площадке Красногорской ТЭЦ серию прямоточных котлов типа 200/35-2 со сжиганием челябинского угля без использования жидкого или газообразного топлива. Основная сложность заключалась в необходимости исполь-

зования имевшихся на Урале английских центробежных питательных насосов с крайне низким напором – 4,3 МПа при давлении за котлом не ниже 3,0 МПа (т.е. гидравлическое сопротивление всего тракта не должно было превышать 1,3 МПа). Кроме того, необходимо было обеспечить изготовление котла на монтажной площадке параллельно с его проектированием. Группа конструкторов БПК под руководством С. Гаврилова с этой задачей справилась.

Графическая часть проекта была сведена к минимуму – в основном выпускались таблицы размеров отдельных позиций труб, приведенных на общих видах, и чертежи некоторых отдельных узлов. Чертежи забирались с кульманов в производство и калькировались уже после их возвращения. Работали по 12 – 14 ч. Благодаря такой организации работы весь цикл от начала проектирования до окончания изготовления первого котла составил менее четырех месяцев! Для обеспечения заданного гидравлического сопротивления котла топочная камера экранировалась двумя параллельными лентами горизонтально-наклонных труб, а в конвективных поверхностях нагрева принимались предельно низкие скорости среды. Всего было изготовлено семь котлов этого типа (часть из них на Подольском машиностроительном заводе – ЗиО). В 1944 – 1945 гг. они были введены в эксплуатацию на Красногорской и Челябинской ТЭЦ, Сталингорской и Средне-Уральской ГРЭС. Каждый котел монтировался всего за 2 – 2,5 месяца. Их пуск и наладка проводились силами монтажно-пускового отдела БПК под руководством Н. Федорова. Наибольшие трудности возникли на Челябинской ТЭЦ, где эксплуатационный персонал состоял в основном из девушек – выпускниц фабрично-заводских училищ, не имевших опыта работы не только на прямоточных, но и на барабанных котлах. Кроме того, почти все органы управления не имели дистанционных электроприводов. Наконец, в связи с отсутствием на станции мазута, при растопке котла, а также для поддержания устойчивого горения топлива при работе на низких нагрузках использовались муфельные горелки.

На котлах этого типа часто происходили повреждения поверхностей нагрева, однако, несмотря на это, они внесли большой вклад в обеспечение электроэнергией оборонных заводов. Вместе с тем, низкая надежность этих котлов воспринималась в энергетических кругах как неотъемлемое свойство прямоточных котлов вообще, и это существенно затормозило дальнейшее развитие прямоточного котлостроения.

Наибольшее количество повреждений труб (трещины, разрывы) происходило в нижней радиационной части котла (НРЧ). Вследствие низких скоростей пароводяной смеси здесь создавались условия для ненормального протекания практически всех внутрикотловых процессов (наблюдались

расслоение пароводяной смеси, межвитковая пульсация потока, гидродинамическая неустойчивость). Часто повреждались также трубы переходной зоны (ПЗ), вынесенной в конвективный газодход для улавливания солевых отложений. С целью уменьшения скоростей среды входной и выходной коллекторы ПЗ располагались по ширине задней стенки конвективной части котла. При этом пароводяная смесь (со степенью сухости $x \approx 25\%$) крайне неравномерно распределялась по змеевикам; в результате большая группа труб, наиболее удаленных от ввода среды в коллектор, выходила на недопустимо высокий перегрев пара.

В послевоенный период котлы этого типа постепенно были реконструированы с существенным улучшением эксплуатационных качеств. Были осуществлены следующие меры:

установлены центробежные питательные насосы с напором 6,5 МПа, что позволило повысить скорости среды в поверхностях нагрева;

на входе в витки НРЧ установлены дроссельные шайбы с минимально допустимым по условиям забивания диаметром (5 мм), что исключило межвитковую пульсацию потока в НРЧ;

заменены трубы в НРЧ в области расслоения пароводяной смеси – их диаметр был уменьшен с 40 до 30 мм, что привело к стабилизации потока смеси;

установлены “разгонная” труба на входе в коллектор ПЗ и шунт для отвода влаги из входного коллектора в трубопровод за ПЗ, что существенно снизило разверку температур на выходе из змеевиков;

наиболее важные оперативные органы оснащены дистанционным управлением.

Следующим шагом в развитии прямоточных котлов, сделанным еще при жизни Л. К. Рамзина, была разработка и внедрение серии котлов типа 51СП220/100 производительностью 220 т/ч с параметрами свежего пара 10,0 МПа, 510°C (два котла на одну турбину 100 МВт). Проект котлов разрабатывался в БПК, а изготавливались они на Подольском машиностроительном заводе.

В этот период Л. К. Рамзин, помимо БПК, работал главным инженером ВТИ, заведовал лабораторией в Энергетическом институте Академии наук (ЭНИН), читал лекции в Московском энергетическом институте (МЭИ) и выполнял ряд других обязанностей. В БПК он бывал 1–2 раза в неделю, однако все принципиальные вопросы с ним обсуждались и согласовывались.

Интересно, что в этот период в той или иной технической аудитории часто при большом стечении специалистов проводились дискуссии о перспективах прямоточного котлостроения. Как правило, профессору Рамзину оппонировал профессор Стырикович.

Реально основным фактором, сдерживавшим внедрение прямоточных котлов, были их сравнительно невысокие эксплуатационные показатели. Большие ожидания были связаны с вводом в эксплуатацию головного котла высокого давления 51СП220/100 на ТЭЦ-11 Мосэнерго в 1947 г. Котел работал на углях Подмосквовного бассейна с разломом в шаровых барабанных мельницах и подачей в топку угольной пыли. На нем впервые были использованы арматура высокого давления Венюковского арматурного завода и подогреватели высокого давления. Эти устройства, а также обеспечение бесшлакочного режима работы топки при фронтальном расположении горелок “перчаточного” типа потребовали длительной наладки. Проявлялись также дефекты монтажной и заводской сварки труб. В результате, длительность безотказной работы котла была относительно небольшой, хотя дефектов, связанных с принципом прямоточности, было немного. Котлы этого типа были установлены также на ТЭЦ ГАЗ и на Казанской ТЭЦ.

Уже после смерти Л. К. Рамзина в БПК был разработан проект более совершенного котла высокого давления типа 67СП-230/100 (главный инженер И. Кошелев, руководитель проекта Н. Ивановичий). Головной образец котла был введен в эксплуатацию в конце 1951 г. на Щекинской ГРЭС. Котел, работавший на подмосковном угле, был оснащен четырьмя шахтными мельницами, расположенными с фронта топочной камеры. Тепловая схема котла существенно улучшена. В частности, водяной экономайзер выполнен в двух ступенях с недогревом до кипения во второй примерно 45 ккал/кг, что практически исключало явление “выброса”, аналогичное “набуханию” уровня в барабанных котлах. Нижняя радиационная часть была образована двухзаходной навивкой с наклонным расположением труб на всех стенах топки, улучшившим их дренирование. Витки выполнены из труб трех диаметров: 32 × 4 мм – в холодной воронке, 40 × 5 мм – в первой ленте топки и 51 – 5 мм – в последующих лентах. Это обеспечило надежность работы НРЧ при минимальной потере давления в дроссельных шайбах на входе в витки. Были применены центробежно-пленочный сепаратор, смеситель и рассредоточенный подвод среды во входной коллектор ПЗ (что существенно снизило гидравлическую разверку змеевиков), а также двухступенчатый воздухоподогреватель с нагревом воздуха до 380–400°C. Котел этого типа был установлен на нескольких электростанциях и его показатели надежности и экономичности не уступали показателям барабанных котлов.

В начале 50-х годов БПК слилось с московским отделением ЦКТИ (МОЦКТИ). В стране были разработаны прямоточные котлы с параметрами свежего пара 14,0 МПа, 570°C и промежуточным

перегревом до 570°C. Они предназначались для установки в блоках с турбинами мощностью 150 и 200 МВт. Начиная с этих котлов, функции главного конструктора прямоточных котлов перешли к ЗиО. МОЦКТИ привлекался для выполнения лишь отдельных частей проектов, а научно-исследовательские институты (ВТИ, ЦКТИ) – в качестве консультантов.

Главной моноблоком мощностью 200 МВт с котлом ПК-33-83СП 640/140 (руководитель проекта З. Модель) в 1961 г. был введен в эксплуатацию на Южно-Уральской ГРЭС (пусконаладочные работы проводились бригадой ЗиО, а промышленные исследования – ВТИ). Для дубль-блоков той же мощности ЗиО разработал котлы ПК-40 и ПК-47, для дубль-блоков 150 МВт – котлы ПК-24 и ПК-38. Все эти котлы выполнены с экранированием топочной камеры горизонтально-подъемными трубами, характерными для разработок профессора Рамзина. В общей сложности, без учета зарубежных поставок, было изготовлено более 115 котлов этих типов. Все они надежно работают до настоящего времени. Таганрогский котельный завод “Красный котельщик” (ТКЗ) прямоточных котлов для блоков 150 – 200 МВт не разрабатывал.

ЗиО с привлечением МОЦКТИ в порядке задела на будущее разработал котел 68СП-300/215 производительностью 300 т/ч с параметрами свежего пара 21,5 МПа, 575°C и промежуточным перегревом пара до 415°C. В блоке с предвключенной турбиной он был введен в эксплуатацию на Челябинской ТЭЦ. Этот котел остался опытным и дальнейшего распространения не получил.

Совместно с ВТИ (К. А. Раков) был разработан опытный котел 60 ОП-12/300 с параметрами пара 300 МПа, 600°C, который с 1949 г. и до настоящего времени эксплуатируется на экспериментальной ТЭЦ ВТИ. В сотрудничестве с ВТИ был разработан также котел типа ПК-37 на параметры пара 30,0 МПа, 650°C с промежуточным перегревом пара до 410°C, введенный в эксплуатацию на Каширской ГРЭС в блоке с предвключенной турбиной. К сожалению, после исчерпания ресурса

турбин, потреблявших пар предвключенной турбины, котел ПК-37 был выведен из эксплуатации.

Опыт эксплуатации этих котлов, а также промышленные и стендовые исследования ВТИ внесли большой вклад в создание и освоение энергоблоков сверхкритического давления (СКД).

К проектированию и поставке прямоточных котлов СКД, помимо ЗиО, подключился и завод “Красный котельщик”. Всего обоими заводами изготовлено более 300 котлов для блоков 300, 500 и 800 МВт. Главные конструкторы заводов (ЗиО – В. М. Биман, ТКЗ – Л. М. Христинич), стремясь увеличить блочность поставки котлов, по требованию строительно-монтажных организаций отказались от экранирования топки по системе Л. К. Рамзина. Постепенно термин “котел Рамзина” вышел из употребления. Тем не менее очевидно, что новаторские работы, начатые профессором Рамзиным и продолженные заводами, научно-исследовательскими и наладочными организациями, обеспечили в нашей стране переход к сверхкритическим параметрам пара, при которых единственно возможным типом является прямоточный котел, и создали основу для перехода в дальнейшем к генерированию пара суперкритических параметров.

Список литературы

1. *Прямоточные котлы Рамзина* / Сборник под ред. Рамзина. Л. К. М.: Госэнергоиздат, 1948.
2. *Советские прямоточные котлы* / Сборник. М.: Госэнергоиздат, 1958.
3. *Директор Б. Я., Лунев В. В., Шмуклер Б. И.* Эксплуатация прямоточных котлов. М.: Госэнергоиздат, 1959.
4. *Опыт освоения и исследования моноблока 200 МВт с прямоточным котлом.* Сборник. М.: Госэнергоиздат, 1963.
5. *Освоение энергоблоков (пусковые режимы, металл, водоподготовка и автоматика)* / Сборник. под ред. Дорошук В. Е. и др. М.: Энергия, 1971.
6. *Освоение блоков мощностью 300 МВт на экибастузском угле* / Сборник под ред. Лужнова М. И. и др. Челябинск.: Южно-Уральское книжное издательство, 1972.
7. *Котельные и турбинные установки энергоблоков мощностью 500 и 800 МВт. Создание и освоение* / Сборник под ред. Дорошук В. Е. и Рубина В. Б. М.: Энергия, 1979.

Повышение эксплуатационной надежности рабочих лопаток из стали ЭИ961-Ш последних ступеней мощных паровых турбин

Резинских В. Ф., канд. техн. наук, Шкатов П. Н., доктор техн. наук, Букин Ю. А., Казанский Д. А., инженеры

Всероссийский теплотехнический институт – Московская государственная академия приборостроения и информатики – Тюменьэнерго

В 2000 г. по одной и той же причине произошли два случая обрыва рабочих лопаток последних ступеней цилиндров низкого давления мощных паровых турбин, изготовленных из стали 13X11H2B2MФ-Ш (ЭИ961).

В первом случае разрушение лопатки произошло по отверстию второго ряда демпферной проволоки. Трещина развивалась от кромки отверстия в сторону входной кромки лопатки. После вскрытия цилиндра и контроля лопаток последних ступеней неразрушающими методами еще на семи лопатках этой ступени были выявлены трещины, идущие от кромок отверстий второго ряда демпферной проволоки, и на одной лопатке последней ступени другого потока этого ротора выявлена трещина, развивающаяся от входной кромки между стеллитовыми пластинами.

Второй случай обрыва лопатки последней ступени произошел на расстоянии 215 мм от бандажной полки при проверке автомата безопасности (при 3360 об/мин). Дефектоскопическим контролем дополнительно выявлены трещины протяженностью от 5 до 30 мм еще на семи лопатках той же ступени. Все трещины развивались от входной кромки между верхним ярусом провололочной связи и бандажными полками. Все они зарождались между стыками стеллитовых пластин.

При первом инциденте поврежденные лопатки отработали 45 тыс. ч, при втором – около 15 тыс. ч.

Последующими исследованиями установлено, что причина повреждения лопаток в обоих случаях одна и та же, и связана она с наличием подкаленных зон металла в районе припайки стеллитовых пластин. Для этой стали, термообработанной на категорию прочности КП 75, нормальный уровень твердости составляет 248 – 302 НВ [1, 2]. Этому уровню твердости соответствовал металл исследованных лопаток вне зон подкалки. В подкаленных зонах твердость достигала 420 НВ. Микроструктура металла лопаток вне зон подкалки представляет собой сорбит отпуска и типична для лопаточных сталей из 12%-ных хромистых сталей. В зонах с повышенной твердостью структура металла представляет собой мартенсит.

В первом случае подкаленная зона была смещена от входных кромок лопаток и пересекала отверстия под демпферные связи, во втором – эта зона располагалась непосредственно под пластинами.

Подкаленные зоны образуются в случае перегрева металла выше критической температуры A_{c1} и последующего быстрого его охлаждения. Установлено, что образование подобных подкаленных зон возможно только в процессе производства лопаток при проведении операции припайки противоэрозионных пластин. Образование подкаленных зон при припайке пластин возможно на лопатках из любых 12%-ных хромистых сталей, но на лопатках из стали 13X11H2B2MФ-Ш этот эффект более вероятен. Связано это с тем, что для этой стали критические температуры примерно на 50°C ниже, чем для менее легированных лопаточных сталей. Так, например, критические температуры для сталей 15X11MФ-Ш и 13X11H2B2MФ-Ш составляют соответственно: A_{c1} – 820 и 770°C, A_{c3} – 880 и 840°C.

Для предотвращения подобных повреждений лопаток потребовалось срочно разработать метод, технические средства и нормы контроля для выявления и отбраковки лопаток, содержащих подкаленные зоны в районе припайки противоэрозионных пластин.

Первым желанием было использовать для выявления этих зон метод травления в соответствии с [2]. Опробование этого метода дало отрицательный результат. Прежде всего, не все подкаленные зоны выявляются этим методом. На некоторых лопатках с трещинами, на которых измерением твердости наличие этих зон было однозначно установлено, повышенное протравливание металла не наблюдалось. Кроме этого, данная технология является весьма трудоемкой, поскольку требуется тщательная подготовка контролируемой поверхности, при контроле необходимо избегать затекания кислоты под пластины, после контроля остатки кислоты на лопатке должны быть нейтрализованы, а следы травления удалены механическим способом. Все это делает метод травления бесперспективным для решения данной задачи.

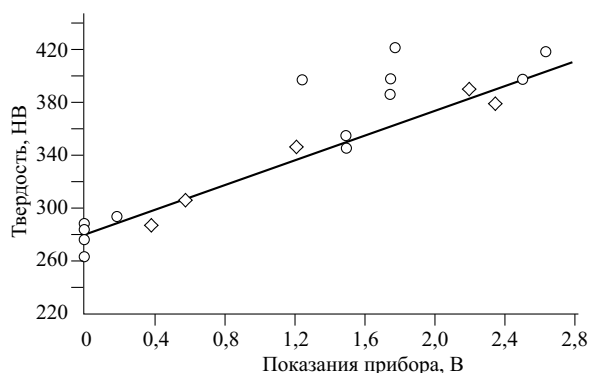


Рис. 1. Зависимость твердости стали ЭИ961-Ш от величины вихретокового сигнала:

◇ – образцы после термообработки; ○ – натурные лопатки

Предпочтительнее было бы разработать некий приборный метод выявления зон структурной неоднородности в металле лопаток, основанный на измерении каких-либо физических характеристик. После предварительного анализа выбор был оставлен на вихретоковом методе.

Вихретоковый метод контроля основан на возбуждении вихревых токов в электропроводящем объекте контроля и измерении параметров создаваемого ими вторичного электромагнитного поля. Возбуждение вихревых токов и регистрация их реакции осуществляются вихретоковым преобразователем (ВТП), состоящим из катушек индуктивности, подключаемых к генератору переменного тока (возбуждающие катушки) и измерительному блоку (измерительные катушки). Вторичное электромагнитное поле вихревых токов зависит от геометрических размеров электропроводящего объекта, его электромагнитных свойств, наличия в нем несплошностей и др. Это позволяет с помощью вихретокового метода решать задачи толщинометрии, структуроскопии и дефектоскопии.

Комплекс этих задач может одновременно решаться многофункциональными вихретоковыми приборами, такими как, например, Алкопроб В2 (фирма Роман, Германия), Локатор, Фазек 2000 (фирма Хокинг, Великобритания) и рядом других.

Настоящая методика создавалась для дефектоскопа-дефектомера “Зонд ВД-96”, разработанного Московской государственной академией приборостроения и информатики (МГАПИ). Прибор имеет сертификат Госстандарта РФ об утверждении типа средств измерения (№ 2846), зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений (№ 16359-97). Этот прибор является многофункциональным, так как имеет набор из шести частот, адаптируемых к ВТП различного типа, входной и выходной каскады, амплитудно-фазовую обработку первичной информации.

Основная функция прибора – дефектоскопическая. Специально для решения конкретных задач дефектоскопии в электроэнергетике МГАПИ по

техническому заданию ВТИ разработал несколько типов специальных преобразователей. Для решения конкретных задач ВТИ и МГАПИ разработали соответствующие методики [3, 4]. Выявление зон со структурной неоднородностью, которые образуются в металле при подкалке, явилось новой задачей.

Задача выявления электромагнитных неоднородностей в зоне припайки стеллитовых пластин имеет ряд специфических особенностей, установленных в результате проведенных металлофизических исследований. Вихретоковые преобразователи известной конструкции, например, входящие в комплект вихретоковых преобразователей прибора Алкопроб В2, не удовлетворяют совокупности этих требований. Потребовались разработка, проектирование и изготовление специальных преобразователей. Эта задача была выполнена.

Впервые опробование вихретокового дефектоскопа с новым преобразователем было проведено на лопатках повреждавшихся ступеней и неэксплуатировавшихся лопатках из запасных комплектов.

При первых же измерениях было установлено, что все лопатки с трещинами имели повышенный вихретоковый сигнал в районе припайки пластин. Более того, на большом числе неэксплуатировавшихся лопаток и лопаток, на которых трещины не были выявлены, также инициировался повышенный вихретоковый сигнал. Встал вопрос о нормах отбраковки лопаток.

На данном этапе оценку качества лопаток принято проводить по уровню твердости металла в локальных зонах. Для установления браковочного уровня предварительно надо было установить корреляционную связь между величиной вихретокового сигнала и твердостью металла. Эта связь устанавливалась двумя способами: на натуральных лопатках, на которых выявлен повышенный вихретоковый сигнал, и на искусственных образцах из этой стали, термообработанных на заданный уровень твердости.

Выбранные лопатки разрезались на темплеты. На поперечных шлифах темплетов твердость металла лопаток измерялась в разных точках вдоль профиля пера по ГОСТ 9013-59 по Роквеллу (шкала С) и Виккерс.

Образцы из стали 13X11H2B2MФ-Ш подвергались следующей термообработке: закалка с 900°C после выдержки в течение 1 ч в масле, отпуск в течение 1 ч при температурах 500, 550, 600, 650 и 700°C, охлаждение на воздухе.

Измерение вихретокового сигнала на лопатках и образцах осуществлялось дефектоскопом “Зонд ВД-96” специальным преобразователем.

Результаты измерения представлены на рис. 1.

По результатам измерения на образцах с учетом погрешности приборов и естественного разброса экспериментальных данных можно конста-

тировать, что усредненные значения твердости приведены с точностью не ниже ± 15 НВ, значения вихретокового сигнала, измеренного цифровым вольтметром, с точностью $\pm 0,1$ В.

Результаты корреляционного анализа зависимости твердости от вихретокового сигнала показали, что экспериментальные данные для искусственных образцов удовлетворительно аппроксимируются уравнением прямой линии (рис. 1). Коэффициент корреляции этой зависимости ($r_{\text{НВ ВТ}}$) близок к 1.

$$HB = 280 + 45,5VT, \quad (1)$$

где HB – значение твердости, ед. НВ; VT – значения вихретокового сигнала, измеренные цифровым вольтметром, В.

Учитывая, что для разных дефектоскопов и разных контрольных образцов значения постоянных в уравнении (1) могут несколько различаться, предлагается в методику включить данное уравнение в общем виде (2)

$$HB = A + B \cdot VT, \quad (2)$$

где A и B – постоянные, которые определяются индивидуально по минимальным и максимальным значениям твердости, измеренным на контрольных образцах.

Анализ показал, что линейная зависимость между твердостью и вихретоковым сигналом, установленная на термообработанных образцах, удовлетворительно описывает результаты измерений этих характеристик на натуральных лопатках. Несколько больший разброс результатов измерений для натуральных лопаток по сравнению с искусственными образцами можно объяснить несопадением зон измерения твердости и вихретокового сигнала на лопатках.

С помощью разработанного вихретокового метода и установленной зависимости (2) определены значения твердости для более 1000 лопаток из стали ЭИ961-Ш как находящихся в эксплуатации, так и неэксплуатировавшихся. Точность определения твердости по величине вихретокового сигнала подтверждена прямыми исследованиями металла 14 лопаток.

Критерии надежности лопаток выбирались исходя из требований [1] для неэксплуатировавшихся лопаток и опыта эксплуатации для работавших лопаток.

Допустимые значения твердости для металла новых лопаток из стали ЭИ961-Ш, термообработанных на КП75, составляют 248 – 302 НВ. С учетом этого и точностью измерения твердости вихретоковым методом лопатки предложено считать некондиционными, если твердость металла в подкаленных зонах превышает 315 НВ. Возможно, что после проведения полномасштабных исследований это значение будет скорректировано.

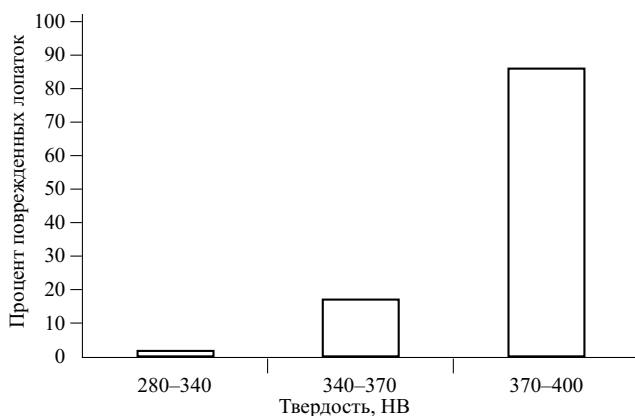


Рис. 2. Повреждаемость лопаток в зависимости от максимального уровня твердости металла в подкаленных зонах

Для эксплуатирующихся лопаток нормы отбраковки могут быть менее жесткими, если будет организован дополнительный дефектоскопический контроль лопаток.

На рис. 2 показаны данные о повреждаемости лопаток с различным уровнем твердости в подкаленных зонах, которые отработали 15 тыс.ч. Из рис. 2 видно, что образования трещин за этот срок на лопатках с твердостью ниже 340 НВ не наблюдалось.

Учитывая это, можно допускать лопатки с твердостью металла в подкаленных зонах 315 – 340 НВ во временную эксплуатацию при условии обязательного ежегодного их дефектоскопического контроля в зоне противоэрозионной защиты. Лопатки с твердостью выше 340 НВ следует заменять немедленно.

Выводы

По результатам исследования металла поврежденных рабочих лопаток последних ступеней из-за наличия подкаленных зон металла в районе припайки стеллитовых пластин, анализа технологии производства лопаток, контроля лопаток вихретоковым методом сделаны следующие выводы и рекомендации:

1. Технология припайки стеллитовых пластин до 2001 г. не исключала возможности образования и не предусматривала контроля возникновения зон подкалки на лопатках.

2. Установлено, что между твердостью стали ЭИ961-Ш в диапазоне значений от 280 до 420 НВ и величиной вихретокового сигнала существует линейная зависимость.

3. ВТИ совместно с МГАПИ разработаны средства и метод вихретокового контроля качества металла лопаток из стали ЭИ961-Ш в зоне припайки противоэрозионных пластин. Определены критерии надежности для лопаток последних ступеней. Работоспособность метода подтверждена допол-

нительными исследованиями металла некондиционных лопаток.

4. Для обеспечения эксплуатационной надежности рабочих лопаток последних ступеней мощных паровых турбин из стали ЭИ961-Ш необходимо:

усовершенствовать технологию напайки стеллитовых пластин, исключив перегрев металла;

ввести в действующие технические условия на производство лопаток обязательный контроль качества металла в зоне припайки стеллитовых пластин;

на электростанциях, на которых установлены или хранятся лопатки из стали ЭИ961-Ш, необходимо провести их контроль и отбраковать некондиционные лопатки.

Список литературы

1. ОСТ 108.020.03-82. Заготовки лопаток турбин и компрессоров, штампованные из коррозионно-стойкой и жаропрочной стали. Общие технические условия.
2. РД 153-34.1-17.462-00. Методические указания о порядке оценки работоспособности рабочих лопаток паровых турбин в процессе изготовления, эксплуатации и ремонта.
3. РД 34.17.449-97. Методика вихретокового контроля лопаток паровых турбин тепловых электрических станций дефектоскопом "Зонд ВД-96".
4. РД 153-34.1-17.454-98. Методические указания по контролю тепловых канавок и галтельных переходов роторов паровых турбин ТЭС вихретоковым дефектоскопом "Зонд ВД-96".

Развитие систем шариковой очистки конденсаторов и опыт их эксплуатации

Ефимочкин Г. И., доктор техн. наук, Шипилев С. Г., инж.

Всероссийский теплотехнический институт

Обеспечение очистки конденсаторных трубок паротурбинных установок чрезвычайно актуально для отечественных электростанций, так как потери топлива, связанные с загрязнением конденсаторов со стороны охлаждающей воды, в среднем по стране составляют около 2%. Периодические способы очистки (механические, термические, химические) весьма дороги, требуют отключения конденсатора или его половины со снижением нагрузки, трудоемки, а реагентные способы еще и экологически вредны. Поэтому разработанный фирмой Тапрогге (ФРГ) способ очистки трубок с помощью пористых резиновых шариков вызвал большой интерес у наших энергетиков.

Этот способ поддержания конденсаторных трубок в чистом состоянии оказался весьма эффективным, так как стабильно обеспечивает максимальный вакуум в конденсаторе без его отключения для очистки. У фирмы Тапрогге была куплена лицензия и оборудование для изготовления пористых резиновых шариков на Свердловском заводе эбонитовых изделий (в настоящее время – ЗАО Уралэластотехника). Оборудование для шариковой очистки (СШО) разрабатывалось и изготавливалось своими силами, учитывая особенности его эксплуатации на отечественных электростанциях и заботясь о его патентной чистоте.

Основным элементом этого оборудования является фильтр дополнительной очистки (ФДО) охлаждающей воды, который может работать независимо от СШО, образуя автономную систему очистки охлаждающей воды (СООВ), исключающую засорение водяных камер и трубных досок конденсатора. Но практика показала, что надежную работу СШО можно обеспечить только при совместной работе с СООВ.

Конструкция первого отечественного фильтра была изготовлена в середине 80-х годов по проекту ОКБ ВТИ (рис. 1). Его перфорированная фильтрующая поверхность с отверстиями диаметром 8 мм имеет форму конуса, направленного вершиной навстречу потоку охлаждающей воды. Отмывка загрязнений осуществляется с помощью поворотных лопаток, изменяющих направление потока охлаждающей воды, а также струй воды, истекающих из сопел, закрепленных на вращающемся пус-

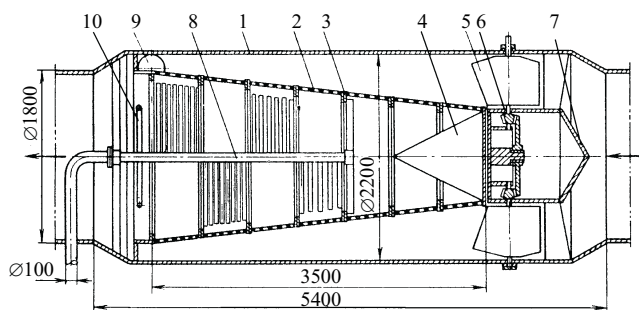


Рис. 1. Конический фильтр с поворотными лопатками:

1 – корпус; 2 – конусная перфорированная фильтрующая поверхность; 3 – соединение обечаек; 4 – обтекатель; 5 – направляющий аппарат с лопатками; 6 – редуктор для поворота лопаток; 7 – передний обтекатель; 8 – вал сливного устройства; 9 – патрубок отвода загрязнений; 10 – сегнерово колесо

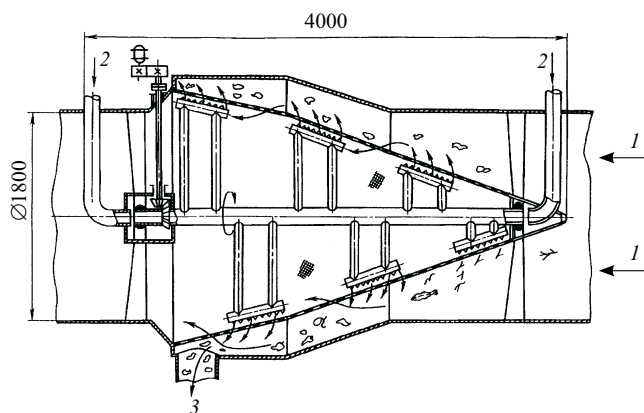


Рис. 2. Фильтр с ломаной фильтрующей поверхностью:

1 – подвод загрязненной воды; 2 – подвод отмывочной воды; 3 – отвод загрязнений

тотелом вала, расположенном внутри конуса. Шарики вводятся в поток воды после фильтра. К свободному концу вала подводится техническая вода с давлением 0,30 – 0,35 МПа. Вращение вала с частотой около 1 об/мин осуществляется с помощью сегнерова колеса. Поворотные лопатки (12 шт.) с помощью электропривода могут поворачиваться в обе стороны от нейтрального положения на угол 60°, создавая закрутку потока. Этот фильтр был установлен на турбине мощностью 300 МВт Литовской ГРЭС. Работниками ВТИ и ОРГРЭС был проведен большой комплекс наладочных работ. Однако из-за сложной системы отмывки надежную работу фильтра обеспечить не удалось.

Для научного обеспечения работ при создании фильтров в ВТИ были проведены стендовые исследования влияния угла наклона фильтрующей поверхности на гидравлическое сопротивление фильтра. Определение эпюры скоростей и давлений потока на стенде и при промышленных испытаниях производилось с помощью специально разработанного зонда, представляющего собой трубку диаметром 6 мм с отверстиями. Опыты на стенде показали, что коэффициент сопротивления пластин с изменением угла наклона от 10 до 30° изменяется незначительно, а перепад давления на описанном коническом фильтре распределяется неравномерно по длине фильтрующей поверхности. У вершины конуса он составил 0,7 кПа, в средней части 1,5, а у основания 7,3 кПа. Это свидетельствует о возможности значительного увеличения угла конусности фильтра практически без изменения его гидравлического сопротивления.

На базе этих исследований ВТИ была предложена оригинальная конструкция фильтра с переменным углом конусности около 20° у основания и 40° у вершины (рис. 2). Такой фильтр был изготовлен и установлен на турбине № 3 мощностью 300 МВт Литовской ГРЭС. При одинаковом диа-

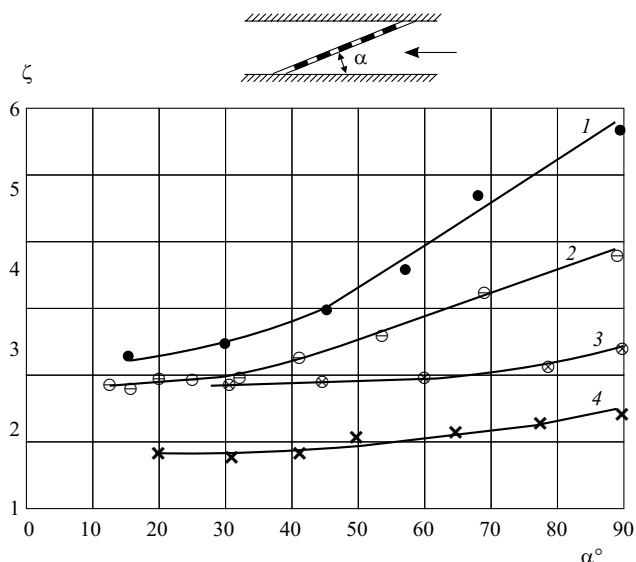


Рис. 3. Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления плоского фрагмента фильтрующей поверхности от угла наклона к направлению потока:

1 – пластина толщиной 2 мм, диаметр отверстий 6 мм, степень перфорации 0,46; 2 – пластина толщиной 2 мм, диаметр отверстий 8 мм, степень перфорации 0,48; 3 – сетка с ячейкой 2,2 × 2,2 мм, диаметр проволоки 1 мм, степень перфорации 0,44; 4 – сетка с ячейкой 5 × 5 мм, диаметр проволоки 2 мм, степень перфорации 0,51

метре водовода этот фильтр по сравнению с описанным ранее фильтром с постоянным углом конусности имел меньшее гидравлическое сопротивление в чистом состоянии (4 кПа против 5,4 кПа) и меньшую (на 1 м) длину. Новые фильтры с “ломаной” фильтрующей поверхностью были установлены на десятке турбин мощностью 300 и 800 МВт.

Проведенная ВТИ, ОРГРЭС и персоналом электростанций наладка и испытания показали их работоспособность. Некоторые из этих фильтров до сих пор находятся в эксплуатации. Однако и у новых конических фильтров сохранилось прежнее конструктивное выполнение системы отмывки, при которой требуется обеспечить небольшой зазор (1 – 2 мм) между выходным сечением сопла и фильтрующей поверхностью при значительном диаметре поперечного сечения фильтра (от 1,2 до 2,5 м), что вызывает значительные трудности при его реализации. В противном случае, возможны задевания движущихся сопел о фильтрующую поверхность или ухудшение эффективности отмывки.

Значительная длина конических фильтров во многих случаях исключает возможность их размещения в пределах машинного зала, а при размещении их снаружи усложняются условия эксплуатации и требуются дополнительные затраты на строительство отапливаемого помещения. Опыт показал также, что у конических фильтров весьма низкая эффективность отмывки от плоскостных загрязнений. Учитывая все это, в ВТИ были про-

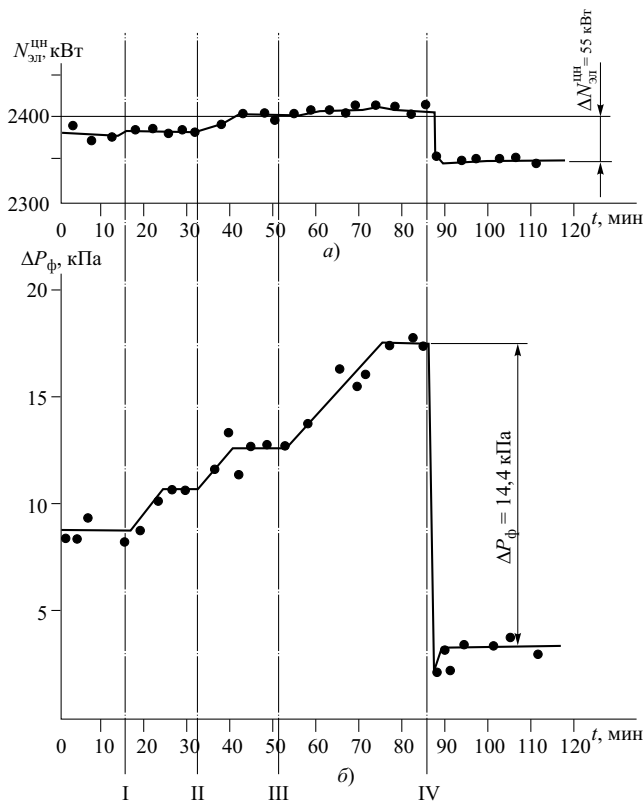


Рис. 4. Графики изменения мощности, потребляемой циркуляционными насосами (а), и перепада давления на фильтре (б) диаметром 2400 мм при его загрязнении и последующей отмывке:

I, II, III – ввод загрязнений соответственно 6, 10 и 18 кг; IV – начало отмывки

ведены исследования, направленные на использование в конструкции фильтров способа отмывки фильтрующей поверхности обратным током воды. На базе этих исследований ВТИ и НПО Турбоатом разработали конструкцию оригинального конического фильтра диаметром 2 м, разделенного на четыре секции и направленного основанием навстречу потоку охлаждающей воды. На базе этой конструкции был изготовлен промышленный фильтр.

С целью уменьшения габаритов фильтра исследовались возможность и целесообразность выполнения фильтрующей поверхности в форме полуцилиндра, направленного вогнутой стороной навстречу потоку. При этом использовано устройство в виде поворотного коллектора с отсасывающей камерой для отсоса загрязнений, которые удаляются под действием перепада давлений между фильтрующей поверхностью и этой камерой, всасывающая способность которой обратно пропорциональна величине зазора между ее входным сечением и фильтрующей поверхностью.

Однако наиболее удачной и эффективной оказалась конструкция фильтра, у которого фильтрующая поверхность размещена на роторе и разделена радиальными перегородками на одинаковые по

размеру секторы, а со стороны набегающего потока охлаждающей воды установлена соединенная со сливным водоводом всасывающая камера со сплошной стенкой, совпадающей по форме с одним из секторов. При загрязнении фильтрующей поверхности и увеличении перепада давления сверх заданного значения подается сигнал и ротор приводится во вращение с помощью электродвигателя и цевочной передачи с частотой около 1 об/мин. При этом в момент совмещения всасывающей камеры с сектором происходит почти мгновенное удаление накопленных в нем загрязнений с обратным потоком воды, поступающей через перфорацию данного отсека.

Первый опытно-промышленный образец такого фильтра был изготовлен в 1989 г. и установлен на турбине К-300-240 ХТГЗ на Ладьжинской ГРЭС. Испытания показали, что отмывка фильтра осуществляется надежно и эффективно. Однако коэффициент гидравлического сопротивления изготовленной из перфорированных листов фильтрующей поверхности оказался весьма значительным, что не всегда приемлемо для электростанций с низконапорными циркуляционными насосами. Кроме того, изготовление фильтрующей поверхности сложной формы из перфорированных стальных листов было мало технологичным и достаточно дорогостоящим. В связи с этим в ВТИ были проведены исследования, направленные на определение возможности и целесообразности выполнения фильтрующей поверхности из проволочных сеток, изготавливаемых отечественной промышленностью.

Эти исследования показали, что сопротивление сеток значительно меньше, чем перфорированных пластин, что видно из графиков рис. 3. На базе этих исследований была разработана конструкция автоматизированного фильтра [пат. 1611394 (РФ)], который получил наибольшее распространение на электростанциях [1]. С 1995 г. изготовление таких фильтров было организовано на предприятии ГРЭС-24 АО Мосэнерго по лицензии ВТИ. В настоящее время они установлены более чем на 70 турбинах мощностью от 60 до 800 МВт. Эти фильтры компактны, их длина составляет около половины диаметра водовода, поэтому они могут быть размещены непосредственно около конденсатора на вертикальном или горизонтальном участке водовода.

Опыт эксплуатации свидетельствует о том, что при качественном изготовлении такие фильтры работают надежно и эффективно. Испытания, проведенные на турбине мощностью 800 МВт Пермской ГРЭС с искусственным вводом загрязнений на входе фильтра, показали, что полная отмывка фильтра осуществляется за один-два оборота (рис. 4). В качестве недостатка следует отметить несколько случаев выхода из строя электродвигателей поворотного механизма из-за перегрузки

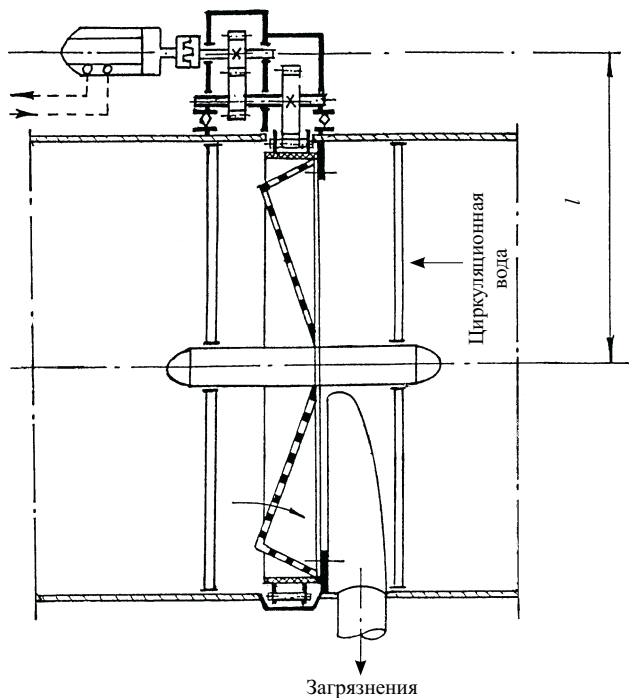


Рис. 5. Фильтр дополнительной отмывки охлаждающей воды с редуктором и гидроприводом

вследствие попадания мусора в зазор между ободом фильтрующей поверхности и статором или при расцентровке поворотного механизма и ротора фильтра.

Для исключения этого недостатка ВТИ разработал модернизированную конструкцию фильтра, у которой редуктор привода прикреплен к корпусу с возможностью изменения осевого расстояния между ними, а к ободу рамного основания со стороны входа охлаждающей воды осесимметрично прикреплена кольцевая уплотнительная прокладка прямоугольного поперечного сечения, имеющая контакт с внутренней поверхностью корпуса торцевой частью узкой стороны поперечного сечения (рис. 5).

Привод поворотной части фильтра может быть выполнен как с электродвигателем, так и с гидроприводом. Последнее предпочтительно особенно для фильтров диаметром более 1,8 м в связи с возможностью реверсирования, значительного увеличения крутящего момента, плавного регулирования скорости вращения ротора при пуске, разблокировки ротора при аварийном заклинивании, а также в связи с наличием защиты от статических и динамических перегрузок при всех возможных эксплуатационных ситуациях. Это увеличивает надежность эксплуатации фильтров и исключает возможность отказа привода.

Большой объем исследований на стенде и на электростанциях был проведен при отработке конструкций шарикоулавливающих устройств (ШУУ). Эти исследования показали, что надежное улавливание и транспортировку шариков в ШУУ

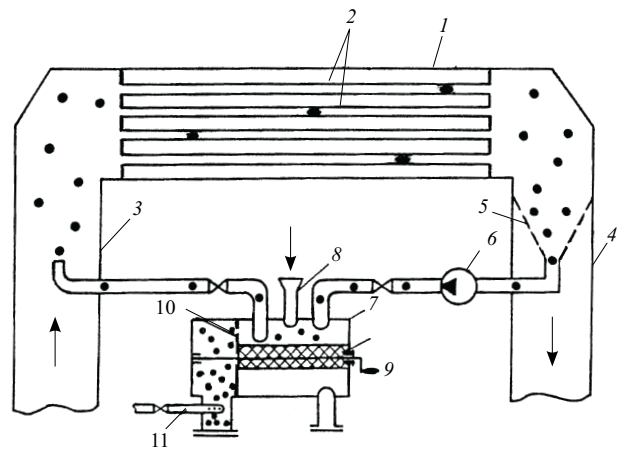


Рис. 6. Система шариковой очистки:

1 – конденсатор; 2 – трубы; 3 – вход охлаждающей воды; 4 – выход воды; 5 – шарикоулавливающее устройство; 6 – шариковый насос; 7 – загрузочная камера; 8 – патрубок для загрузки шариков; 9 – поворотное сито; 10 – перфорированная перегородка; 11 – отсос воздуха при вакуумировании шариков

возможно обеспечить только при правильном выборе угла установки решетки относительно направления движения потока, зависящего от его скорости, диаметра и твердости шариков. Отклонение этого угла от оптимального значения приводит к задержке шариков на решетке и даже продавливанию их через щели и утечке из контура циркуляции.

Опыты на стенде показали, что, когда перфорированная пластина с диаметром отверстий 8 мм установлена под углом к направлению потока при его скорости 1,7 м/с, перепад давлений по длине пластины увеличивается в 6 – 7 раз, что приводит к увеличению силы, прижимающей шарики к решетке. Чтобы избежать этого нежелательного явления, исследовалась эффективность различных вихреобразователей. На основе этих исследований в ВТИ была разработана оригинальная конструкция ШУУ с вихревой камерой и отбраковщиком отработавших шариков для одноплоскостных и двухплоскостных расходящихся решеток.

Для двухплоскостных сходящихся решеток был экспериментально установлен относительный расход воды в линии отсоса, а также проверена эффективность турбулизатора в нижней части ШУУ и определены его оптимальные размеры, обеспечивающие нормальную циркуляцию шариков. Практика показала, что шарикоулавливающие решетки, изготовленные из стальных прутков круглого сечения, из-за воздействия значительных пульсирующих сил часто разрушаются в местах сварки, что приводит к утечке шариков. Поэтому их целесообразно изготавливать из стальных полос шириной 2 мм. Это обеспечивает большую жесткость и устойчивость к динамическим нагрузкам. В настоящее время двухплоскостные сходящиеся решетки с турбулизатором, изготовленные

на предприятии ГРЭС-24 АО Мосэнерго, успешно эксплуатируются на десятках электростанций РФ [2].

В ВТИ разработана также загрузочная камера для загрузки, сбора, сортировки, вакуумирования и возврата шариков в СШО (рис. 6). Корпус ее выполнен в форме правильного цилиндра с патрубками для загрузки и выгрузки шариков, подвода и отвода водошариковой смеси, а также для отсоса воздуха при вакуумировании шариков. Внутри корпуса установлено поворотное сито, которое с помощью рукоятки переводится либо в рабочее положение, при котором шарики не задерживаются в загрузочной камере, либо в положение сбора шариков. В процессе работы шарики изнашиваются, их диаметр уменьшается, и они через калибровочные отверстия проскакивают в отбраковочный отсек, из которого удаляются. Этот отсек соединен также с вакуумным насосом для отсоса воздуха при вакуумировании шариков. Данная загрузочная камера прошла промышленную проверку. Она проста по конструкции и может быть изготовлена в мастерской электростанции.

Вывод

В настоящее время организовано производство и внедрение на электростанциях систем очистки охлаждающей воды с самоотмывающимися филь-

трами и шариковой очисткой конденсаторных трубок. Оборудование для этих систем изготавливается на предприятии ГРЭС-24 АО Мосэнерго в г. Новомичуринске по лицензии ВТИ. Это оборудование прошло техническую экспертизу на соответствие функциональных показателей продукции условиям эксплуатации на ТЭС. Оно защищено охранными документами и обладает патентной чистотой. ВТИ организует внедрение данных систем на ТЭС и ТЭЦ, разрабатывает проекты компоновки оборудования, проводит авторский надзор за его изготовлением и монтажом, а также наладку и сдачу в эксплуатацию рассмотренных систем очистки конденсаторных трубок.

Приказом РАО "ЕЭС России" шариковая очистка и самоочищающиеся фильтры рекомендованы для внедрения на ТЭС как прошедшие апробацию научно-технические разработки, направленные на повышение надежности и экономичности турбоустановок.

Список литературы

1. Шитлев С. Г., Ефимочкин Г. И. Вращающийся фильтр для очистки охлаждающей воды конденсаторов турбин. – Теплоэнергетика, 1994, № 5.
2. Ефимочкин Г. И., Шитлев С. Г. Опыт внедрения систем очистки охлаждающей воды и шариковой очистки конденсаторных трубок на турбинах ТЭС и ТЭЦ. – Теплоэнергетика, 2000, № 2.

4-ая Международная выставка по энергетике и электротехнике

ENERGY ELECTRO

ПРОИЗВОДСТВО, ПЕРЕДАЧА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭНЕРГИИ



При поддержке Президента и
Министерства Энергетики Турции

Турция, Стамбул

27-30 сентября 2001



За информацией обращайтесь:



Тел.: +7 (812) 119-5122
+7 (812) 119-5166
+7 (812) 119-5175

E-mail: outbound@primexpo.spb.ru

Опыт разработки технических решений при проектировании пароводяного тракта котла среднего давления с П-образной горизонтальной компоновкой

Шварц А. Л., доктор техн. наук, Галецкий Н. С., Шмуkler Б. И., кандидаты техн. наук, Щелоков В. И., Евдокимов С. А., Отт О. Б., Чугреев А. А., инженеры

Всероссийский теплотехнический институт – Подольский машиностроительный завод

В настоящее время в энергетике России эксплуатируются несколько сотен физически и морально устаревших котлов среднего давления. В связи с этим возникает проблема замены устаревшего оборудования на новое при сохранении существующих габаритов котельных ячеек. Одним из вариантов такого решения может быть использование компактной конструкции котла с горизонтальной компоновкой. При успешной реализации замещения старых котлов, проводимой на одной из ТЭЦ АО Мосэнерго, подобный способ техперевооружения приобретает отраслевое значение.

Для замены устаревшего котельного оборудования Подольский машиностроительный завод разработал проект замещающего барабанного котла среднего давления с естественной циркуляцией паропроизводительностью 160 т/ч и давлением в барабане 44 кгс/см². Определенные техническим заданием на замещающий котел жесткие требования по его экономичности, значительному увеличению паропроизводительности по сравнению с заменяемыми котлами и размещению его в существующей стесненной котельной ячейке привели к необходимости создания котла новой конструкции. Главной особенностью его конструкции является П-образная горизонтальная компоновка (рис. 1), единственно удовлетворяющая требованиям, накладываемым техническим заданием. Горизонтальная компоновка котла оказывает влияние на состав элементов пароводяного тракта, их конструкцию и условия работы. Во-первых, оказываются ограниченными по высоте все вертикальные поверхности нагрева (около 10 м). Далее, сочетание вертикальных топочных панелей с горизонтальной топкой затрудняет определение тепловосприятий отдельных панелей по глубине топки и в связи с этим оценку надежности циркуляции. Необходимость размещения поверхностей нагрева экономайзера в ограниченном по высоте газоходе заставила отказаться от обычной для экономайзера змеевиковой конструкции с подъемным движением воды в пользу плоских вертикальных панелей с подъемно-опускным движением среды. Горизонтальные газоходы котла оказались удобными и для размещения вертикальных конвективных испари-

телей с достаточно сложной раздачей воды по трубам через промежуточные коллекторы.

Далее рассматривается комплекс теплогидравлических расчетов и технических решений, направленных на обеспечение надежности и оптимизацию конструкции элементов пароводяного тракта котла, с учетом особенностей, вызванных его горизонтальной компоновкой.

Для расчетов циркуляции, в первую очередь, следовало распределить общее тепловосприятие топочных экранов по отдельным панелям, входящим в циркуляционные контуры. С этой целью использовались результаты расчетных исследований топочного процесса на математической модели, созданной на кафедре парогенераторостроения МЭИ, которая является разработчиком предложения по профилю котла. Они показали, что наибольших значений удельные тепловосприятия экранов достигают в зоне, примыкающей к горелочным устройствам (фронт топки). С увеличением расстояния от торцевой стены тепловосприятия немонокотонно снижаются. Коэффициенты неравномерности тепловосприятий по глубине топки принимались от 1,3 в зоне горелок до 0,7 для заднего экрана.

Далее распределение тепловосприятий между экранными панелями топки производилось пропорционально лучевоспринимающей поверхности панели и изменению воспринятого теплового потока по глубине топочного пространства. Снижение тепловосприятий в панелях топки, расположенных поперечно ходу газов, как специфическая особенность рассматриваемого котла, внесло некоторую неопределенность в выборе наименее обогреваемой трубы в панели при оценке надежности циркуляции по застою и опрокидыванию.

Как известно, для обычных камерных топок минимальный коэффициент неравномерности тепловосприятия развернутой трубы элемента ($\eta_m^{\text{мин}}$) принимается в зависимости от числа элементов, расположенных на рассчитываемой стене топки (Гидравлический расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. М.: Энергия, 1978). Однако в горизонтальной топке с вертикальными панелями наименее обогреваемой всегда будет последняя труба панели. В таком случае, как показали расче-

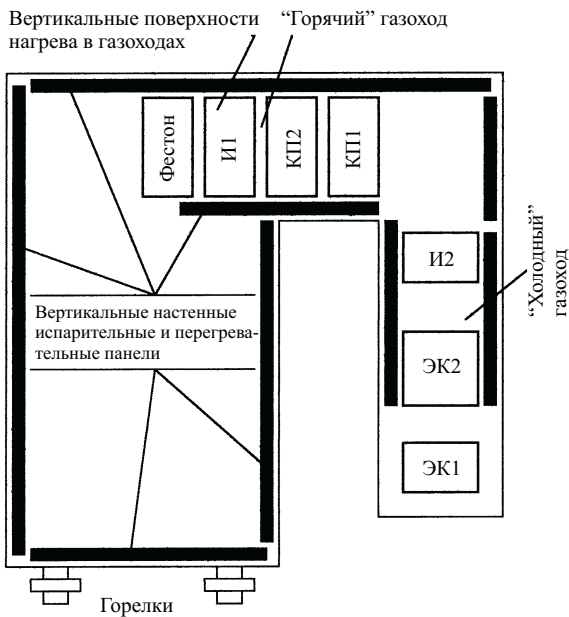


Рис. 1. П-образная горизонтальная компоновка котла (поперечный разрез)

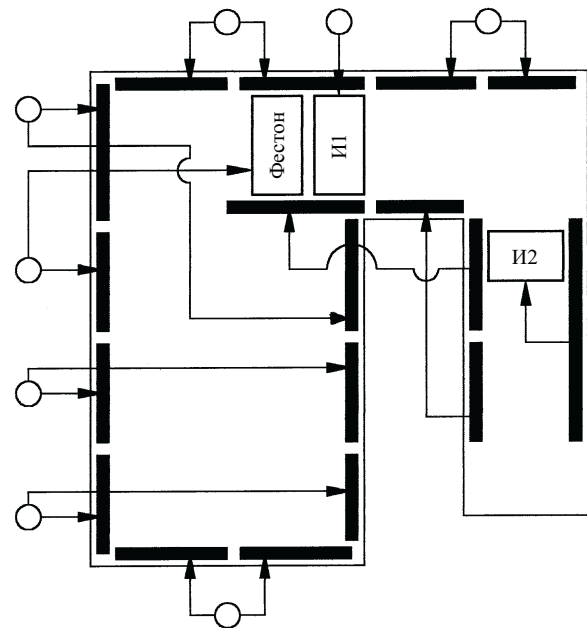


Рис. 2. Исходная циркуляционная система котла

ты, коэффициент $\eta_m^{\text{мин}}$ в пределах панели всегда больше нормативного значения. Вместе с тем, учитывая возможную специфику аэродинамики горизонтальной топки, значения $\eta_m^{\text{мин}}$ принимались нормативными. Это обеспечивает дополнительный запас надежности.

Распределение тепловосприятий между экранными панелями газоходов, предусмотренных в исходной циркуляционной системе котла, производилось пропорционально площади поверхности нагрева и температуре газов в месте ее расположения. Значения коэффициентов $\eta_m^{\text{мин}}$ принимались нормативными применительно к топочным элементам, а для испарителей И1 и И2 – применительно к конвективным элементам.

Что касается водяного экономайзера, то подъемно-опускная схема движения среды может вызвать ненадежную его работу в пусковых режимах. Обычно при растопке барабанного котла питание водой в течение некоторого времени не требуется и при этом наблюдается временное закипание воды в экономайзере. Для экономайзера змеевиковой конструкции с подъемным движением воды оно не приводит к нарушению теплогидравлического режима. Однако при наличии в панелях экономайзера труб с опускным движением воды ее закипание приводит к многозначности гидравлических характеристик и возможности возникновения недопустимых гидравлических разверок.

Это обстоятельство требовало проанализировать гидравлические характеристики для данного конструктивного выполнения экономайзера, предотвратить закипание воды в нем путем выбора необходимых массовых скоростей, а также разработать нестандартную пусковую схему.

Расчеты циркуляционных характеристик настенных испарительных панелей, конвективных испарителей в газоходах и гидравлической характеристики экономайзера, основанные на перечисленных посылках, были выполнены вначале для исходной циркуляционной системы котла, которая состояла из четырех простых циркуляционных контуров, включающих испарители И1, И2 и две передние панели "горячего" газохода, а также семи сложных контуров, в которых общая опускная система (стояк и индивидуальные подводящие трубы) питает по две испарительные панели топки или газоходов (рис. 2). В этой системе в качестве опускных труб для испарителя И2 и передних панелей "горячего" газохода использовались панели "холодного" газохода. Такое решение представлялось приемлемым, так как вследствие малого тепловосприятия панелей "холодного" газохода вскипание в них маловероятно.

Расчеты параметров циркуляции и проверка надежности исходной циркуляционной системы дали в целом удовлетворительные результаты. Коэффициенты запаса по застою (свободному уровню) и опрокидыванию оказались близкими по величине и для всех панелей превышают минимально допустимое значение 1,1. Если учесть дополнительный запас надежности по коэффициенту $\eta_m^{\text{мин}}$, то надежность испарительных элементов по застою и опрокидыванию циркуляции можно считать обеспеченной. Скорости воды в опускных системах, даже в самых узких местах, не превышают 3,5 м/с при номинальной нагрузке, что значительно ниже скоростей, вызывающих кавитацию. Таким образом, опускные системы котла должны работать надежно.

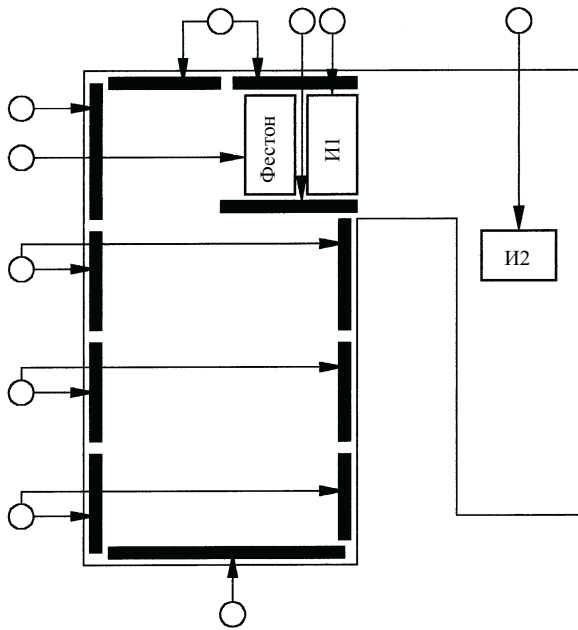


Рис. 3. Циркуляционная система котла без слабообогреваемых панелей газоходов

В то же время было установлено, что скорости циркуляции в испарительных элементах в целом несколько ниже, чем в обычных энергетических котлах. Это вызвано сравнительно малой высотой контуров циркуляции. При номинальной паропроизводительности котла скорость циркуляции в панелях топки, фестоне и испарителях менее 0,8 м/с, а в панелях “горячего” газохода – менее 0,3 м/с. Кроме того, результаты расчета исходной циркуляционной системы показали, что некоторые панели имеют не вполне приемлемые характеристики.

Во-первых, это вялая циркуляция в панелях “горячего” газохода со скоростями воды ниже нормативной. Во-вторых, нет полной уверенности в надежной работе слабообогреваемых панелей “холодного” газохода в качестве опускной системы. Поэтому были разработаны предложения о внесении в исходную циркуляционную систему котла ряда конструктивных изменений и выполнении расчета циркуляционных характеристик для измененной схемы. Предложенные конструктивные решения (рис. 3) включают вывод из циркуляционного контура слабообогреваемых панелей как “горячего” газохода с переводом их в пароперегревательный тракт, так и “холодного” газохода, служивших опускными участками контуров циркуляции.

Предложенные конструктивные решения по схеме циркуляционной системы дополнительно способствовали выравниванию скоростей пара в пароотводящих трубах и кратностей циркуляции по контурам, а также улучшению работы жалюзийных стенок в барабане и выравниванию соле-содержаний котловой воды по длине барабана.

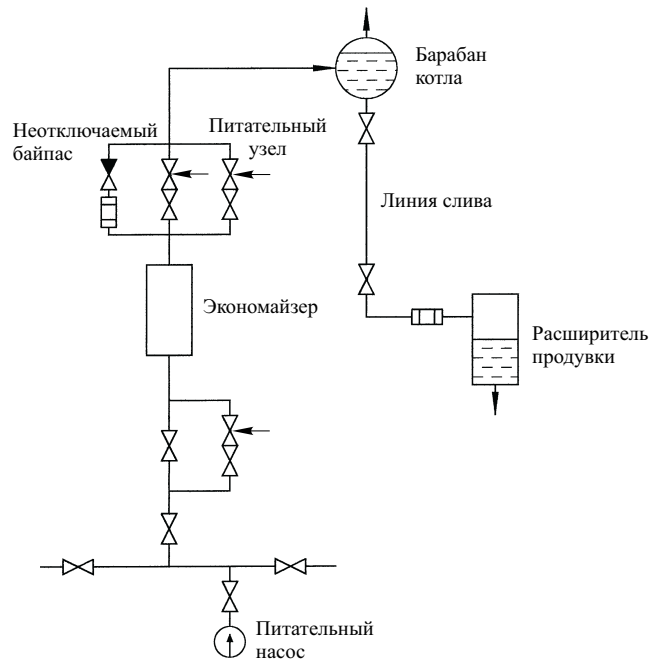


Рис. 4. Расположение экономайзера, питательного узла и линии слива из барабана в пусковой схеме котла

В результате перевода малоэффективных испарительных поверхностей нагрева в пароперегревательный тракт интенсифицировалась работа топочных экранов и конвективных испарителей, скорости циркуляции в которых возрастают в среднем на 8%. Коэффициенты запаса по застою и опрокидыванию циркуляции остаются практически на прежнем уровне.

Ранее отмечалось, что в “горячем” и “холодном” газоходах котла размещены вертикальные конвективные испарители. Их конструкция вынужденно сложна. В частности, предусмотрено крепление испарительных труб к промежуточным коллекторам, консольно присоединенным к основным раздающему и собирающему коллекторам. Из-за стесненных габаритов газоходов промежуточные коллекторы выполнены из труб небольшого диаметра, проходные сечения которых составляют 30% сечения испарительных труб. В этом случае для парообразующих элементов следует учитывать потери давления в коллекторах вследствие “коллекторного эффекта”. На практике при выполнении расчетов циркуляции обычных энергетических котлов “коллекторный эффект” не учитывается вследствие сопоставимости проходных сечений коллекторов и экранных труб. В данном же случае горизонтальная компоновка котла с размещением в газоходах конвективных испарителей вызвала необходимость такого учета.

При расчетах уточненных циркуляционных характеристик испарителей тепловосприятия продольных рядов труб дифференцировались в зависимости от расположения ряда по ширине газохода.

Принимались равные тепловосприятия рядов, расположенных в выделенных крайних и среднем участках газохода, по 1/3 ширины газохода. Коэффициенты неравномерности тепловосприятий участков принимались согласно гидравлическому расчету котельных агрегатов для конвективных элементов. Для внутреннего участка испарителя И2 коэффициент принят меньше нормативного. Этим учитывается возможное снижение тепловосприятия участка вследствие экспериментально установленного образования здесь вихревой зоны.

Учет потерь статического давления в промежуточных коллекторах приводит к снижению скоростей и кратностей циркуляции в среднем на 25 – 30%. Вместе с тем, минимальные значения этих показателей находятся в пределах допустимых нормативных значений. Запасы по застою и опрокидыванию циркуляции в развернутых рядах труб при учете “коллекторного эффекта” несколько снижаются, но вполне достаточны.

В режимах растопки рассматриваемого котла парообразующие экраны и перегревательные поверхности будут находиться практически в таких же условиях, как и в котлах с вертикальной компоновкой. В то же время водяной экономайзер, состоящий из двух ступеней подъемно-опускных трубчатых панелей, может оказаться, как указывалось ранее, ненадежным элементом. Для предотвращения работы экономайзера в области многозначности гидравлической характеристики были выполнены соответствующие расчеты, на основе которых выбраны требуемые массовые скорости воды.

Соответствующие расходы среды, пропорциональные тепловосприятию экономайзера, необходимо поддерживать для исключения закипания воды с самого начала растопки котла. Кроме того, для предотвращения закипания в экономайзере потребовалось, помимо обеспечения надлежащих

постоянных расходов среды, поддерживать в экономайзере повышенное давление при всех режимах, включая пусковые. С этой целью в пусковой схеме котла предусмотрено расположение питательного узла за экономайзером, вследствие чего при всех режимах в экономайзере поддерживается давление, соответствующее напору питательного насоса. Для обеспечения постоянного расхода воды через экономайзер в начальный период растопки котла предусмотрен неотключаемый байпас питательного узла, оснащенный комплектом дроссельных шайб.

Соответственно пропускной способности этого комплекта предусмотрена линия слива воды из барабана, которая рассчитана исходя из обеспечения отвода воды без избыточного давления в барабане. По мере повышения давления в барабане регулирующийся клапан на этой линии прикрывается и в дальнейшем, при необходимости используется в качестве элемента аварийного слива. При расположении питательного узла за экономайзером в случае останова котла с полным закрытием арматуры, в период вентиляции газоздушного тракта давление воды в экономайзере может превысить допустимое значение. Для предотвращения этого байпас питательного узла выполнен неотключаемым и комплект дроссельных шайб на нем рассчитан с учетом пропуски объема расширяющейся воды. Основные элементы пусковой схемы приведены на [рис. 4](#).

Для опытной проверки технических решений по пароводяному тракту для головного котла разработана схема экспериментального пусконаладочного контроля, предусматривающая регистрацию температур, расходов, давления и перепадов давления среды в водяном экономайзере, испарительном и перегревательном трактах, в элементах пусковой схемы.

Диагностирование и прогнозирование ресурса сварных соединений паропроводов

Хромченко Ф. А., доктор техн. наук, Лаппа В. А., Калугин Р. Н., инженеры

Всероссийский теплотехнический институт

Сварные соединения относятся к категории относительно слабых элементов в системе паропроводов из теплоустойчивых хромомолибденованадиевых сталей 12Х1МФ, 15Х1М1Ф, 20ХМФЛ и 15Х1М1ФЛ. Повреждения сварных соединений обусловлены технологическими, конструктивными и эксплуатационными причинами (факторами) и развиваются по механизмам хладноломкости, усталости, ползучести.

Из результатов статистического анализа, систематизированного АОТ ВТИ на массиве примерно 150 тыс. сварных соединений, эксплуатирующихся на 1500 паропроводах 105 ТЭС с максимальной наработкой до 200 – 300 тыс. ч, установлено влияние следующих факторов, вызвавших 2003 случая повреждений:

технологического фактора, обусловленного неоднородностью структуры и свойств по зонам сварного соединения; 92 – 95% повреждений развиваются по разупрочненной прослойке металла $ЗТВ_{рп}$ и 5 – 8% повреждений приходятся на металл шва;

конструкционного фактора. В среднем 95% повреждений отмечается по сварным соединениям с повышенной концентрацией напряжений. К ним относятся штуцерные, тройниковые и стыковые сварные соединения разнотолщинных трубных

элементов, объем которых в общем количестве сварных соединений на паропроводе ограничивается 10 – 20%. Около 5% повреждений относятся к стыковым соединениям равнотолщинных трубных элементов и отказы по ним связаны главным образом с экстремальными условиями эксплуатации;

эксплуатационного фактора. Так, с увеличением температуры эксплуатации с 510 до 545 – 560°C повреждаемость сварных соединений возрастает на порядок, что свидетельствует о влиянии ползучести на ускорение процесса развития повреждаемости металла по разупрочненной прослойке $ЗТВ_{рп}$. Процесс повреждаемости ускоряется с увеличением нагрузок из-за неудовлетворительной работы дренажных линий, недопустимо высоких скоростей разогрева и расхолаживания, неудовлетворительного состояния опорно-подвесной системы, наличия заземлений и противоуклонов на трассе паропровода и др.

Повреждения сварных соединений, как правило, развиваются под комплексным воздействием технологического, конструкционного и эксплуатационного факторов, что реально отражает особенности их работы с учетом технологической и металлургической наследственности соединений. При этом только один из этих факторов является

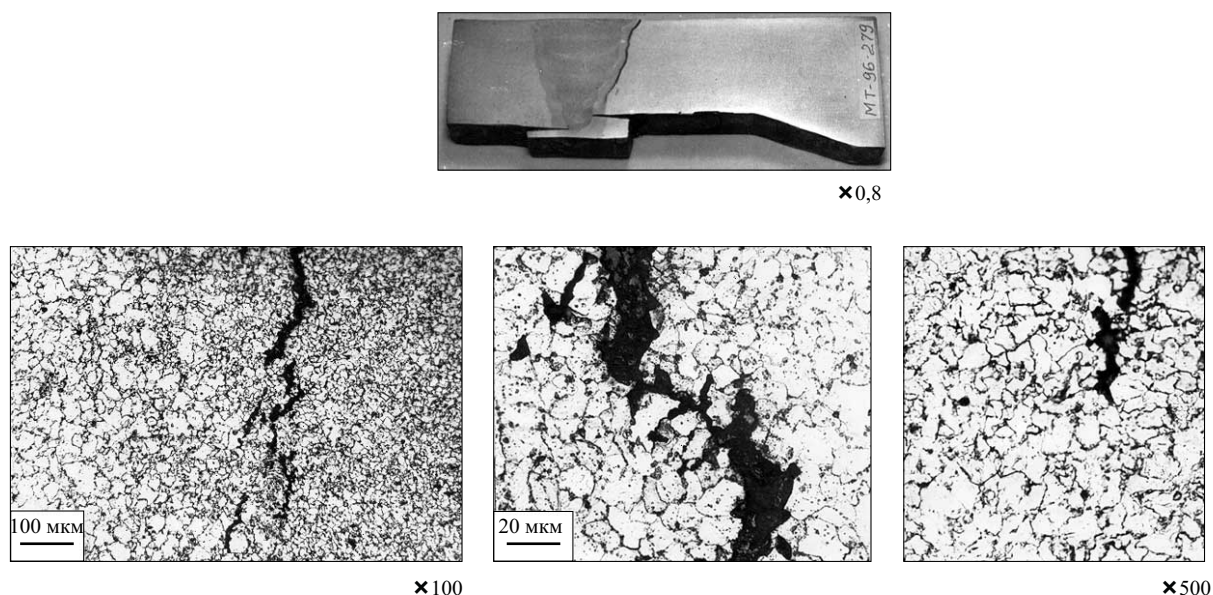


Рис. 1. Повреждение по механизму ползучести в виде магистральной кольцевой трещины в $ЗТВ_{рп}$ стыкового сварного соединения паропровода диаметром 273/201 мм из стали 12Х1МФ, отработавшего 236 тыс. ч при температуре 545 – 565°C

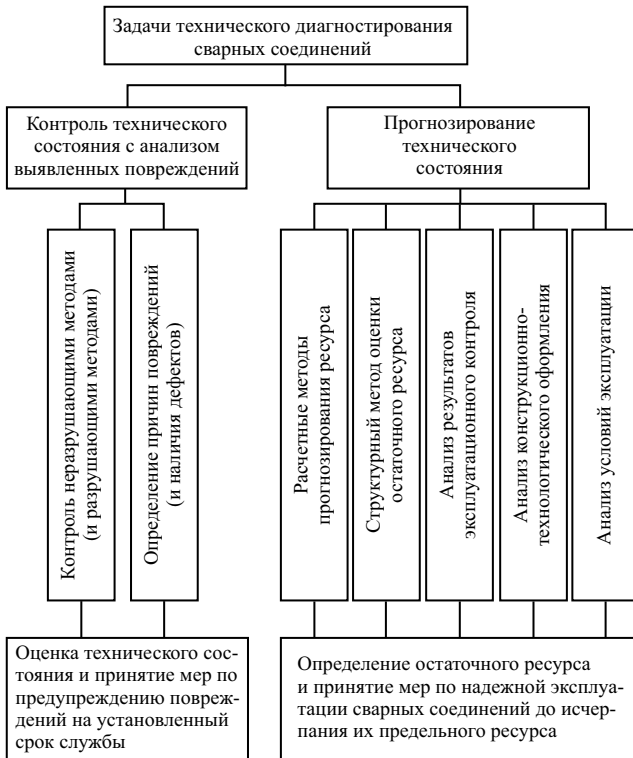


Рис. 2. Схема методологии технического диагностирования сварных соединений паропроводов ТЭС

основной причиной повреждения, а остальные играют роль сопутствующих.

В качестве примера рассмотрим повреждение стыкового сварного соединения паропровода диаметром 273/201 мм из стали 12Х1МФ, отработавшего 236 тыс. ч при температуре 545 – 565°C. Магистральная трещина в этом сварном соединении развивалась по механизму ползучести в разупроченной прослойке металла $ЗТВ_{рп}$ с наружной поверхности вглубь трубного элемента (рис. 1). По результатам исследования, проведенного в ВТИ, было установлено, что основная причина повреждения заключалась в действии недопустимо высоких изгибающих нагрузок из-за нарушения в ходе последнего капитального ремонта проектного состояния расположенной у стыкового сварного соединения опоры (это типичный пример влияния эксплуатационного фактора); этот вывод подтверждается отсутствием значительной микрповреждаемости металла по “берегам” магистральной трещины. Сопутствующими причинами были конструкционный фактор (повреждение со стороны утоненного трубного элемента) и технологический фактор (наличие разупроченной прослойки металла $ЗТВ_{рп}$, которая неизбежно присутствует в каждом сварном соединении с обеих сторон шва).

Обеспечение безаварийной длительной эксплуатации сварных соединений паропроводов требует совершенствования методов эксплуатацион-

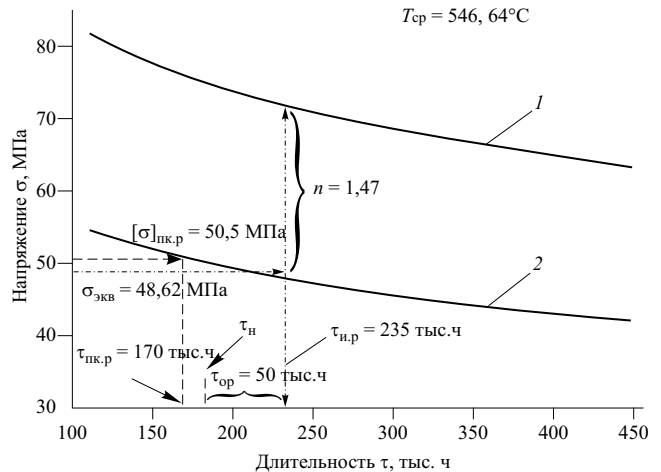


Рис. 3. Схема определения расчетного ресурса стыковых сварных соединений паропроводных труб диаметром 325/205 мм из стали 15Х1М1Ф с литыми патрубками диаметром 345/205 мм из стали 15Х1М1ФЛ паровой арматуры Ду200 мм (на примере сварного стыка СССРгэ, табл.1):

1 и 2 – номинальная длительная прочность и допускаемые напряжения для стали 15Х1М1ФЛ соответственно, согласно [1]

ного контроля и прогнозирования сроков службы с учетом их возможного продления, что лежит в основе задач технического диагностирования, включающего расчетные подходы, неразрушающие методы дефектоскопии и структурный метод оценки ресурса (рис. 2).

Расчетные методы оценки ресурса. Методологический подход расчетной оценки паркового, индивидуального и остаточного ресурса, принятый в ВТИ, основан на использовании современных норм расчета на прочность трубопроводов энергетических установок [1, 2] с дополнениями результатов собственных разработок института, которые позволяют учитывать конструкционные и технологические особенности сварных соединений. Парковый ресурс может в 1,5 – 2 раза превышать проектные сроки службы сварных соединений, а индивидуальный ресурс, как правило, является более продолжительным по сравнению со сроками паркового ресурса.

Парковый ресурс определяется из результатов сопоставления расчетных эквивалентных напряжений, оцениваемых как приведенные напряжения от внутреннего давления $\sigma_{эқв} = \sigma_p$ для проектных параметров пара (или средних параметров пара за весь период эксплуатации) и номинальных размеров (наружного диаметра и толщины стенки) трубных элементов, с допускаемыми номинальными напряжениями $[\sigma]$ для данной стали при обязательном соблюдении условия

$$\sigma_{эқв} = \sigma_p \leq [\sigma] = \sigma_{дл}/n,$$

где $\sigma_{дп}$ – номинальная длительная прочность стали; n – запас прочности, $n = 1,5$.

При расчете эквивалентных напряжений учитываются разнотолщинность состыкованных трубных элементов, сочетание разнородных сталей (например, комбинации 12X1MФ + 15X1M1Ф, 15X1M1Ф + 15X1M1ФЛ) с отличающимися жаропрочными свойствами и при необходимости коэффициент прочности сварного соединения. Правомерность такого методологического подхода подтверждается накопленным опытом длительной эксплуатации и диагностирования сварных соединений с учетом установленных закономерностей изменения структуры и свойств во времени по результатам многолетних комплексных исследований. При этом следует иметь в виду, что расчетный метод при данном подходе дает ориентировочный результат, поскольку допуск отклонений значений номинальных допускаемых напряжений для стали $[\sigma]$, регламентированный по [1], составляет $\pm 20\%$, а это при оценке ресурса неизбежно приводит к более значительной погрешности вплоть до $\pm 100 - 150\%$. В связи с этим коэффициент достоверности ($KД$) результатов расчета паркового ресурса на уровне экспертного подхода ограничен значением $KД = 20\%$.

Индивидуальный ресурс устанавливается путем сопоставления эквивалентных напряжений $\sigma_{эkv}$ с номинальной долговечностью (длительной прочностью) стали $\sigma_{дп}$ при соблюдении условия $\sigma_{эkv} \leq \sigma_{дп}$ и оценки запаса прочности $n = \sigma_{дп} / \sigma_{эkv}$,

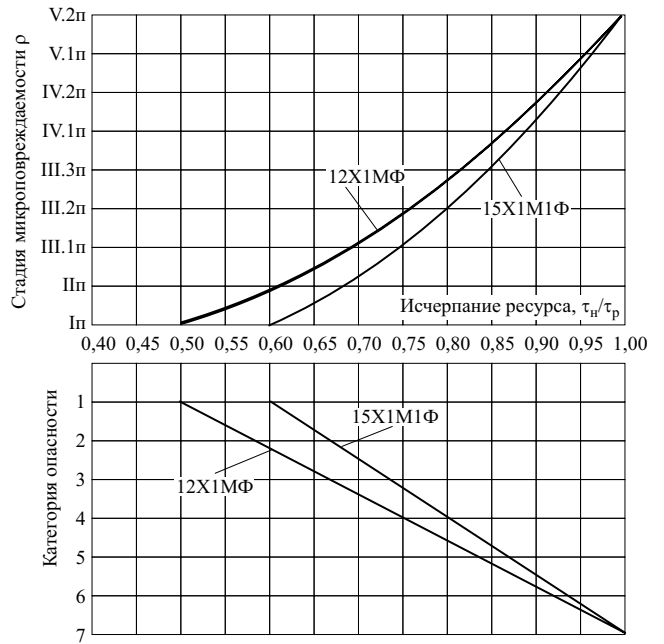


Рис. 4. Комплексная взаимосвязь микроповрежденности металла с истощением ресурса и категорией опасности сварных соединений паропроводов из стали 12X1MФ и 15X1M1Ф для условий ползучести:

$KO = 12(\tau_n/\tau_p) - 5$ для сварных соединений стали 12X1MФ;
 $KO = 15(\tau_n/\tau_p) - 8$ для сварных соединений стали 15X1M1Ф

соответствующего накопленной наработке паропровода n_n и при необходимости с учетом установленного индивидуального ресурса $n_{и.р.}$. Расчетные

Т а б л и ц а 1

Расчетные данные по сварным соединениям паропровода острого пара энергоблока 300 МВт ст. № 5

Тип сварного соединения	Диаметр, мм	Марка стали	$[\sigma]_{пк.р.}$, МПа	$\tau_{пк.р.}$, тыс. ч	$\sigma_{эkv}$, МПа	$\tau_{и.р.}$, тыс. ч	$\tau_{о.р.}$, тыс. ч	n для $\tau_{и.р.}$	n для τ_n	KO для $\tau_{и.р.}$
ССС	426/246	15X1M1Ф	47,9	400	56,61	400	214	1,5	> 1,5	1
	133/61	15X1M1Ф	35,0	400	46,59	400	214	1,5	> 1,5	1
	325/205	15X1M1Ф	56,9	400*	63,98	400*	215	1,33	> 1,5	3,04
ССС _{ртэ}	426/246 325/205	15X1M1Ф 15X1M1Ф	57,1	320	63,42	320	134	1,42	> 1,5	2
	245/155 + + Ду125	15X1M1Ф 15X1M1ФЛ	49,3	190	46,51	235	50	1,5	> 1,5	1
	325/205 + + Ду200	15X1M1Ф 15X1M1ФЛ	50,5	170	48,62	235	50	1,47	1,53	1,37
ТСС	325/205 133/61	15X1M1Ф 12X1MФ	74,9	90	71,46	235	50	1,33	1,4	3
	325/205 245/155	15X1M1Ф 15X1M1Ф	71,7	120	99,84	178	0	1	0,99	7

* Расчетный парковый ресурс СССР составляет 400 тыс. ч, он сокращен до 320 тыс. ч для приведения в соответствие с $\tau_{пк.р.}$ прямых труб диаметром 325/205 мм согласно [3].

Примечания: 1. Условные обозначения: СССР – стыковое сварное соединение паропроводных труб; СССР_{ртэ} – стыковое сварное соединение разнотолщинных трубных элементов; ТСС – тройниковое сварное соединение.

2. Параметры: $t_{ср} = 546,64^\circ\text{C}$; $P_{ср} = 22,512$ МПа; $\tau_n = 185\ 071$ ч.

эквивалентные напряжения $\sigma_{\text{эkv}}$ определяются для всех видов нагрузок, включая приведенные напряжения от внутреннего давления σ_p (вектор которых направлен нормально сварному шву), изгибных напряжений от весовых нагрузок σ_v и компенсационных напряжений от температурных расширений σ_k . Расчет проводится по номинальным (или фактическим) размерам (наружного диаметра и толщины стенки) трубных элементов для средних параметров пара за весь период эксплуатации паропровода с учетом коэффициентов прочности сварных соединений в зависимости от их конструктивного и технологического оформления. За допустимые принимаются напряжения $[\sigma_{\text{пк.р}}]$, установленные при расчете паркового ресурса.

Достоверность оценки сроков индивидуально ресурса по номинальным допускаемым напряжениям составляет $KД = 20\%$; при экспертной оценке значение $KД$ повышается до 40 – 70% с переходом на расчет по фактическим нагрузкам и/или фактической остаточной долговечности сварных соединений, для чего необходимо одновременно провести обследование трассировки паропровода с анализом состояния опорно-подвесной системы паропровода и испытаний на длительную прочность образцов, вырезанных для этой цели из одного или нескольких представительных сварных соединений паропровода.

По установленному в расчетах запасу прочности определяется категория опасности (KO) свар-

ных соединений из установленной зависимости $KO = -12n + 19$ с граничными условиями в диапазоне $KO = 1 \div 7$, при этом крайнему значению $KO = 1$ соответствуют сварные соединения высокой надежности и значению $KO = 7$ соответствуют соединения низкой надежности (на стадии истощения предельного состояния металла – появления макротрещин). В зависимости от полученных значений KO назначаются меры по эксплуатационному контролю, ремонту или замене сварных соединений.

Остаточный ресурс определяется из разницы $\tau_{o.p} = \tau_{пк.р} - \tau_n$ и/или $\tau_{o.p} = \tau_{и.р} - \tau_n$, где $\tau_{пк.р}$ – парковый ресурс; $\tau_{и.р}$ – индивидуальный ресурс; τ_n – длительность наработки. Значения n и KO устанавливаются для сроков τ_n и $\tau_{и.р}$.

Из результатов расчетных исследований, проведенных по сварным соединениям паропровода свежего пара энергоблока 300 МВт № 5 Костромской ГРЭС (мощность 500 МВт, параметры пара 546,6°C и 22,5 МПа, номинальные размеры наружного диаметра и толщины стенки трубных элементов, длительность эксплуатации $\tau_n = 185$ тыс. ч), установлено следующее (рис. 3, табл. 1):

парковый ресурс в зависимости от типоразмера сварных соединений составляет $\tau_{пк.р} = 90 \div 400$ тыс. ч ;

индивидуальный ресурс в зависимости от типоразмера сварных соединений лежит в пределах $\tau_{и.р} = 178 \div 400$ тыс. ч ;

Т а б л и ц а 2

Взаимосвязь поврежденности металла с истощением ресурса τ_n/τ_p сварных соединений паропроводов из стали 12X1MФ и 15X1M1Ф при ползучести

Характеристика поврежденности микроструктуры	Плотность пор ρ , $N/\text{мм}^2$ и размер трещин, мм	Категория поврежденности микроструктуры		τ_n/τ_p для соединений стали	
		Стадия	Этап стадии	12X1MФ	15X1M1Ф
Поры отсутствуют, микроврежденность не выявляется при увеличении до $\times 1000$	–	Ip	–	$\leq 0,5$	$\leq 0,6$
Единичные поры размером 1 – 2 мкм по границам зерен	≤ 100	IIp	–	0,5 – 0,61	0,6 – 0,68
Единичные поры размером 2 – 3 мкм вплоть до 4 – 5 мкм по границам зерен	≤ 250	IIIp	III.1п	0,61 – 0,7	0,68 – 0,75
	≤ 1000		III.2п	0,7 – 0,76	0,75 – 0,80
	> 1000		III.3п	0,76 – 0,82	0,80 – 0,85
Цепочки пор и слившиеся поры, скопления пор по границам зерен; отдельные микротрещины длиной до 5 – 15 мкм по границам зерен	Цепочки мелких пор размером 1 – 2 мкм	IVp	IV.1п	0,82 – 0,87	0,85 – 0,89
	Цепочки мелких пор размером 2 – 3 мкм, слившиеся поры и/или скопления пор, микротрещины		IV.2п	0,87 – 0,92	0,89 – 0,93
Трещины в сочетании с цепочками пор и слившимися порами по границам зерен	Микротрещины длиной до 500 – 1000 мкм	Vp	V.1п	0,92 – 0,96	0,93 – 0,97
	Макротрещины длиной 1 – 5 мм и более		V.2п	0,96 – 1,0	0,97 – 1,0

П р и м е ч а н и е . Плотность пор оценивается по уравнению $\rho = (N/F_\phi)x^2$, где N – число пор, F_ϕ – площадь фотографии, мм^2 , x – увеличение микроскопа.

остаточный ресурс составляет $\tau_{o,p} = 0 \div 215$ тыс. ч;

запас прочности сварных соединений для срока наработки находится в диапазоне значений $n_n = 0,99 \div 1,5$ и для индивидуального ресурса $n_{и,р} = 1 \div 1,5$;

категория опасности сварных соединений в зависимости от их типоразмера характеризуется значениями в диапазоне $KO = 1 \div 7$ для сроков индивидуального ресурса.

Из анализа полученных результатов следует, что к категории высокой опасности $KO = 7$ относятся тройниковые сварные соединения диаметром 325/205 + 245/155 мм из стали 15X1M1Ф, исчерпавшие свой индивидуальный ресурс; к категории повышенной опасности $KO = 3$ отнесены тройниковые соединения диаметром 325/205 + 133/61 мм из стали 15X1M1Ф/12X1MФ и другие отдельные соединения с остаточным ресурсом $\tau_{o,p} = 50$ тыс. ч. Для таких сварных соединений разработаны меры по проведению 100%-ного контроля с помощью ультразвукового контроля (УЗК),

магнитопорошковой дефектоскопии (МПД) и металлографического анализа реплик, а также меры по дополнительной оценке ресурса сварных соединений по фактическим нагрузкам и фактической остаточной долговечности.

Оценка ресурса по структурному фактору.

Приоритетное значение в последнее время приобрел металлографический анализ реплик (МАР), экспертная оценка результатов которого характеризуется высокой достоверностью ($KД = 90\%$). В основе метода МАР, разработанного ВТИ [4], лежит возможность оперативно устанавливать степень исчерпания ресурса τ_n/τ_p сварных соединений по фактическому состоянию металла (микроразрушенности) в наиболее слабых участках (табл. 2), где τ_n – длительность наработки; τ_p – предельный ресурс. Учитывая, что типичные повреждения сварных соединений длительно эксплуатирующихся паропроводов в условиях ползучести преимущественно развиваются с наружной стороны по разупрочненной прослойке металла зоны термического влияния (рис. 1), это позволяет

Таблица 3

Характеристика категорий опасности сварных соединений паропроводов из стали 12X1MФ и 15X1M1Ф для условий ползучести

КО	Характеристика КО	Доля максимального исчерпания ресурса τ_n/τ_p для соединений стали		Категория поврежденности микроструктуры	Максимальная продолжительность эксплуатации до следующего контроля, тыс. ч для соединений		Необходимость ремонта сварного соединения	Методы контроля
		12X1MФ	15X1M1Ф		ССС	ССС _{ртз} , ТСС, ШСС		
1	Безопасная ситуация	$\leq 0,5$	$\leq 0,6$	Ip	По РД 10-262-98		–	УЗК, МПД, ВТК, МАР
2	Незначительное ухудшение безопасной ситуации	0,5 – 0,61	0,6 – 0,68	IIп	40 – 50	20 – 25	–	УЗК, МПД, ВТК, АР, ТВ, УЗТ
3	Слабоопасная ситуация	0,61 – 0,70	0,68 – 0,75	III.1п	15 – 20	10 – 15	Может быть назначен ремонт	МПД, ВТК, МАР
4	Ситуация повышенной опасности	0,70 – 0,76	0,75 – 0,80	III.2п	10 – 15	7 – 10	Обязателен ремонт	То же
5	Весьма опасная ситуация	0,76 – 0,82	0,80 – 0,85	III.3п	7 – 8	7 – 8	То же	“ “
6.1	Значительный риск	0,82 – 0,87	0,85 – 0,89	IV.1п	7 – 8	7 – 8	“ “	“ “
6.2		0,87 – 0,92	0,89 – 0,93	IV.2п	5 – 7	5 – 7	“ “	“ “
7.1	Возможность катастрофической аварии; разрыв сварного соединения (разрушение)	0,92 – 0,96	0,93 – 0,97	V.1п	3 – 4	3 – 4	Немедленный ремонт или переварка сварного соединения, или замена сварной детали	“ “
7.2		0,96 – 1,0	0,97 – 1,0	V/2п	3 – 4	3 – 4		

Примечания: 1. Обозначения СССР, СССР_{ртз} и ТСС согласно табл. 1; ШСС – штуцерное сварное соединение.

2. Методы контроля: УЗК – ультразвуковой контроль; МПД – магнитопорошковая дефектоскопия или ВТК – вихрековый контроль; МАР – металлографический анализ сварных реплик (микрообразцов); ТВ – измерение твердости; УЗТ – ультразвуковая толщинометрия.

3. Коэффициент достоверности при УЗК: $KД = 30\%$ для СССР; $KД = 20\%$ для СССР_{ртз} и $KД = 15\%$ для ТСС и ШСС; при МПД, ВТК: $KД = 40\%$; при МАР: $KД = 90\%$.

достаточно уверенно выбирать опасные участки сварных соединений и обследовать их с помощью металлографического анализа по репликам.

При контроле данным методом проводятся следующие операции: подготовка участка обследования размером от 10×10 до 20×30 и 20×40 мм механическим способом (шлифовкой, полировкой) и травлением (4%-ным раствором азотной кислоты в этиловом спирте), получение реплики-оттиска с контролируемого участка (лаковой или ацетатной пленочной реплики), последующий металлографический анализ реплики с помощью оптической микроскопии при увеличении $\times 500$, $\times 800$ или $\times 1000$. Метод МАР отличается хорошей маневренностью (практически любое сварное соединение может быть подвергнуто такому контролю), возможностью применения на любой ТЭС (лаборатории металлов и контроля, как правило, оснащены оптическими микроскопами), высокой достоверностью в оценке исчерпания ресурса и категории опасности ($KД$ и $KО$ соответственно) сварных соединений. Параметр $KО$ оценивается в диапазоне значений от 1 до 7 (рис. 4) с граничными условиями $KО = 1$ (высокая надежность) и $KО = 7$ (низкая надежность – на стадии разрушения). Через показатель исчерпания ресурса τ_n/τ_p определяется остаточный ресурс (остаточный срок службы) $\tau_{o,p} = \tau_p - \tau_n$.

В новом отраслевом руководящем документе [3] металлографический анализ реплик введен как обязательный в объеме 10% для сварных соединений с повышенной концентрацией напряжений (стыковых соединений разнотолщинных трубных элементов, тройниковых сварных соединений). В

зарубежной теплоэнергетике для сварных соединений паропроводов объем применения этого метода контроля достигает 50 – 100% и задачи продления ресурса решаются по фактическому структурному состоянию металла – микроповрежденности [5].

Проведенное ВТИ на отдельных отечественных ТЭС обследование с помощью метода МАР позволило установить ресурс сварных соединений коллекторов котлов и паропроводов, выявить наиболее слабые сварные детали и рекомендовать меры по повышению работоспособности сварных соединений с целью продления их срока службы: ремонт, улучшение конструкции технологическими операциями, улучшение условий эксплуатации, корректировка объемов применения контроля и его периодичности (табл. 3). Примером могут служить результаты металлографического анализа реплик (и микрообразцов – срезов металла) сварных соединений после наработки 185 тыс. ч паропровода свежего пара на энергоблоке 300 МВт № 5 Костромской ГРЭС. Их анализ позволил установить фактический остаточный ресурс, который ограничивался сроком $\tau_{o,p} = 14 \div 79$ тыс. ч и характеризовался в отдельных случаях значительной длительностью $\tau_{o,p} > 123$ тыс. ч в зависимости от типоразмера сварных соединений и расположения их на трассе паропровода. Одновременно было рекомендовано сгруппировать сварные соединения по конструкционному признаку (запасу по толщине стенки, укреплению прочности тройника с учетом наличия в нем отверстия под штуцер) для дифференцированного назначения объемов контроля от 10 до 100% методом МАР и первоочередности проведения обследования сварных соедине-

Т а б л и ц а 4

Сварные соединения, подлежащие эксплуатационному контролю методами металлографического анализа с помощью реплик (микрообразцов) на паропроводах из стали 12Х1МФ и 15Х1М1Ф

Тип сварного соединения	ПКП	Значение ПКП для группы			Объем контроля, % для группы			Место расположения сварного соединения на трассе паропровода
		1	2	3	1	2	3	
ТСС, ШСС	$\frac{d_0}{(D_n^k - 2S_\phi^k)}$	0,75	< 0,75	< 0,75	100	50	25	На любом участке, но в первую очередь в районе перемычек и пускорегулирующей арматуры и устройств
	S^k/S_0^k	1 – 1,2	1,3 – 1,5	$\geq 1,6$	100	50	25	
	S^{III}/S_0^{III}	1 – 1,2	1,3 – 1,5	$\leq 1,6$	100	50	25	
СССртэ	S/S_0	1 – 1,2	1,3 – 1,5	$\leq 1,6$	100	40	20	То же и вблизи расположения неподвижных опор
ССС	S/S_0	1 – 1,2	1,3 – 1,5	$\leq 1,6$	100	20	10	Вблизи неподвижных опор и на перемычках в местах примыкания к тройникам

Пр и м е ч а н и я : 1. Первоочередному контролю подлежат сварные соединения первой группы, затем второй и далее третьей группы.

2. Первоочередному контролю, кроме того, подлежат сварные соединения, характеризующиеся следующими признаками: отремонтированные соединения, имеющие подварочные швы; соединения, в которых выявлена неоднородность твердости по зонам $\frac{HB_{мш}}{HB_{ом}} < 1$; соединения, ранее оцененные категорией опасности $KО \geq 3$ (рис. 2).

ний в зависимости от технологического, эксплуатационного и конструкционного факторов с учетом ранее установленной категории опасности КО (табл. 4).

В табл. 4 в формулах расчета параметра конструкционной прочности (ПКП) приняты следующие условные обозначения:

d_0 – диаметр отверстия под штуцер в корпусе тройника; D_n^k – наружный диаметр трубопровода корпуса тройника; S_{ϕ}^k – фактическая толщина стенки корпуса тройника в зоне углового шва, определяемая УЗТ; S^k и S^m – номинальная толщина стенки корпуса и штуцера тройника соответственно; S_o^k, S_o^m, S_o – расчетная толщина стенки корпуса тройника, штуцера и трубного элемента стыковых соединений соответственно (определяется по нормам расчета на прочность); S – номинальная толщина стенок трубных элементов; $HB_{мш}$ и $HB_{ом}$ – твердость металла шва и основного металла соответственно.

Неразрушающие методы дефектоскопии (УЗК, МПД, ...), регламентированные согласно [3],

не позволяют оценивать остаточный ресурс сварных соединений по микроповрежденности металла на стадии предразрушения (табл. 5). Использование таких методов контроля является необходимым только для выявления недопустимых технологических дефектов и эксплуатационных макротрещин, при этом по результатам оценки категория опасности сварных соединений может устанавливаться только граничными значениями $КО = 1$ (удовлетворительное качество) и $КО = 7$ (неудовлетворительное – низкое качество) при относительно невысокой достоверности получаемых результатов $KД = 15 \div 40\%$ в зависимости от метода дефектоскопии, типоразмера сварных соединений и характера эксплуатационных повреждений.

Алгоритм экспертной оценки состояния сварных соединений разработан и реализован с помощью современной компьютерной техники на примере паропровода свежего пара энергоблока 300 МВт № 5 Костромской ГРЭС. Алгоритм основан на использовании расчетного и структурного (по микроповрежденности) методов. При этом в качестве вспомогательной определена диагностика

Т а б л и ц а 5

Характеристика неразрушающих методов контроля для оценки качества сварных соединений коллекторов котлов и паропроводов из теплоустойчивых сталей ТЭС

Метод контроля	Условное обозначение	Чувствительность	Выявляемые дефекты	Документальный отклик	НТД	Эффективность метода по выявлению в $ЗТВ_{рп}$	
						микроповрежденности	макротрещин
Визуальный с измерением	ВК	> 0,1 мм	Поверхностные	–	РД 34 15.027-93	Не выявляется	Скорее, выявляется, чем не выявляется
Визуальный с травлением	ВКТ	> 0,1 мм	То же	Фото индикаторного рисунка	РД 153-34.1-17.421-98	То же	Выявляется
Ультразвуковой	УЗК	2 – 7 мм ²	Внутренние	–	ОП 501ЦД-97	“ “	Не выявляется
Проникающим излучением	КПИ	0,5 – 7 мм ² (0,1 – 0,2 мм)*	Внутренние	Рентгеновский снимок	РД 34.10.068-91, ГОСТ 7512-82	“ “	Скорее, не выявляется, чем выявляется
Магнитопорошковый	МПД	1 мкм	Поверхностные и подповерхностные (h до 2 мм)	Фотография картины распределения магнитного порошка	ГОСТ 21105-77	“ “	Выявляется
Вихретоковый	ВТК	1 мкм	То же, но h = 15 мм	–	ОС “Живучесть стареющих ТЭС”	“ “	То же
Цветная дефектоскопия	ЦД	1 мкм	Поверхностные	Фотография индикаторного рисунка	ГОСТ 18442-80	“ “	“ “
Аммиачным откликом	ДАО	1 мкм	Поверхностные	Портрет на индикаторной бумаге	ОС “Живучесть стареющих ТЭС”	“ “	“ “
Магнитной памяти металла	МППМ	> 1 мкм	Поверхностные и внутренние	Осциллограмма на бумаге	РД 34 17.437-95	“ “	Не выявляется
Металлографический анализ реплик	МАР	1 мкм	Поверхностные	Реплика, фотография	РТМ ВТИ 17.028-99	Выявляется	Выявляется

* Раскрытие несплошности – трещины.

макроповрежденности с помощью УЗК и МПД с учетом разрешающей способности этих методов в оценке остаточного ресурса сварных соединений.

Выводы

1. Систематизированы статистические данные 2003 случаев эксплуатационных повреждений на 1500 паропроводах ТЭС с наработкой до 200 – 300 тыс. ч. Установлено комплексное влияние на повреждаемость эксплуатационного, технологического и конструкционного факторов.

2. Разработан и реализован на современных компьютерах алгоритм экспертизы состояния сварных соединений на примере паропроводов свежего пара энергоблока № 5 Костромской ГРЭС. Алгоритм основан на использовании расчетного и структурного (по микроповрежденности) методов; в качестве вспомогательной определена диагностика макроповрежденности с помощью УЗК и МПД с учетом их разрешающей способности в оценке остаточного ресурса сварных соединений.

3. Установлена взаимосвязь категорий опасности (КО) сварных соединений с запасом прочности (при расчетном подходе) и с исчерпанием ресурса (при структурном методе по микроповрежденности). Приняты на уровне экспертного подхода значения коэффициента достоверности при оценке остаточного ресурса с учетом применяемых расчетно-экспериментальных методов и типов осо-

бенностей различных сварных соединений. Показано, что для расчетных методов (в зависимости от условий расчета) получаемые результаты характеризуются коэффициентом достоверности 20 – 70%, а для структурного метода по микроповрежденности этот коэффициент достигает 90%.

4. Сформированы группы сварных соединений по признакам их конструкционной прочности, месту расположения на трассе паропровода, неоднородности свойств и категорий опасности для обоснования очередности и объемов проводимого эксплуатационного контроля.

Список литературы

1. РД 10-249-98. Нормы расчета на прочность стационарных котлов и паропроводов пара и воды. АООТ “НПО ЦКТИ”, 1999.
2. РТМ 24.038.08-72. Расчет трубопроводов энергетических установок на прочность. Л.: ЦКТИ, 1973.
3. РД 10-262-98. РД 153-34.1-17.421-98. Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций. М.: СПО ОРГРЭС, 1999.
4. РТМ ВТИ 17.028-99. Методика экспрессной оценки остаточного ресурса сварных соединений коллекторов котлов и паропроводов по структурному фактору. М.: АООТ ВТИ, 1999.
5. Продление ресурса ТЭС. Сборник докладов Международной конференции (16 – 20 мая 1994 г.). М.: ВТИ, 1994, т.1 – 3.



АО “РАДИОТЕХНИКА” предлагает

Контрольно-измерительные приборы и автоматику, устройства для испытания электрооборудования и измерения электрических величин:

- мегомметры (стационарные и переносные)
- измерители ТКЗ и напряжения прикосновения
- установки для испытания диэлектрической прочности электрооборудования, жидких диэлектриков
- комбинированные приборы – аналоговые и цифровые
- электроизмерительные клещи 0,4 кВ
- частотомеры, осциллографы, генераторы
- щитовые электроизмерительные приборы

Средства защиты и электробезопасности:

- диэлектрические перчатки, боты, ковры
- очки защитные, в том числе от магнитных излучений
- указатели напряжения до и свыше 1000 В
- штанги изолирующие оперативные
- заземления переносные для ВЛ и РУ
- знаки и плакаты по электробезопасности
- диэлектрический слесарно-монтажный инструмент, наборы электромонтера

На изделия имеются сертификаты Госстандарта России.

Отправляем продукцию любым видом транспорта.

Осуществляем поставки в страны СНГ.

По вопросам приобретения обращаться по адресу:

450006, Российская Федерация, РБ, г. Уфа, Бульвар Ибрагимов, 37, а/я 36

Тел/факс: (3472) 51-30-11, 51-30-51

E-mail: texnika_u@ufacom.ru

Исследование огнепреградителей напорно-импульсного типа

Толчинский Е. Н., канд. техн. наук, Абросимов А. А., Иванов С. В., Киселев В. А., Шахов М. И., Яковлева В. С., инженеры

Всероссийский теплотехнический институт – Зуевская экспериментальная ТЭЦ

Один из возможных способов предотвратить разрушение пылеприготовительных установок при взрыве пылевоздушных смесей состоит в повышении прочности оборудования этих установок до такой степени, чтобы оно было способно выдерживать давление, развиваемое при взрыве. Как показано в [1], элементы (узлы и оборудование) пылеприготовительной установки, работающей под разрежением или при избыточном давлении не более 0,015 МПа, должны выдерживать давление взрыва 0,35 МПа, а при рабочем избыточном давлении более 0,015 МПа прочность элементов и узлов установки должна противостоять внутреннему давлению взрыва, примерно 0,5 МПа [1].

Создание пылеприготовительной системы, удовлетворяющей таким требованиям, является весьма сложной технической задачей, решение которой в ряде случаев оказывается неприемлемым по экономическим условиям из-за увеличения металлоемкости оборудования приблизительно на 30% и роста эксплуатационных издержек, связанных с большим объемом периодического контроля состояния металла элементов пылеприготовительной установки.

Другой возможный способ предотвращения разрушения пылеприготовительных установок при взрыве пылевоздушных смесей основан на использовании взрывных предохранительных клапанов (ВПК) мембранного типа (взрыворазрядников). При взрыве мембраны разрушаются, через образовавшиеся отверстия и присоединенные к ним отводы продукты, образовавшиеся при взрыве, сбрасываются в места, безопасные для оборудования и обслуживающего персонала; при этом обеспечивается герметичность защищаемого оборудования [2].

Взрывные предохранительные клапаны обладают рядом достоинств: они быстродействующие, просты по конструкции, надежно защищают оборудование и в большинстве случаев позволяют создать сбросные отверстия необходимого, даже весьма большого, сечения. Очевидным недостатком таких клапанов является необходимость замены мембран после их разрыва при срабатывании ВПК. Другой серьезный недостаток ВПК состоит в том, что из-за особенностей компоновки оборудования (особенно при его большой единичной производительности), не всегда возможно реализовать отвод продуктов взрыва от ВПК по трубо-

проводам в безопасные для персонала и оборудования зоны или за пределы котельного помещения.

Согласно [2] допустимая протяженность отводов для оборудования, рассчитанного на внутреннее давление 0,04 МПа, составляет 10, а для давления 0,15 МПа – 30 диаметров ВПК; такая протяженность в большинстве случаев оказывается недостаточной для отвода продуктов взрыва за помещение котельной. Применение же заградительных щитов и навесов в условиях плотной компоновки оборудования в котельных цехах во многих случаях затруднительно и, кроме того, не всегда эффективно.

При разгерметизации оборудования в результате взрыва в окружающем пространстве за сбросным отверстием образуется огненное облако и формируется ударная волна, которая может нанести ущерб обслуживающему персоналу и оборудованию, находящимся поблизости от сбросного устройства. Если сброс продуктов взрыва осуществляется в помещение, в котором есть тонкая пыль, то при раскрытии мембраны сбросного устройства возможно инициирование вторичного взрыва в объеме помещения, характеризующегося существенно большей мощностью по сравнению с исходным взрывом. После ряда таких взрывов в США, например, запрещено предохранять пылеприготовительные установки с прямым вдуванием пыли в топку путем применения разгрузочных сечений.

С целью устранения этого недостатка в ВТИ была разработана и исследована конструкция огнепреградителя (ОП), предназначенного для уменьшения поражающего действия выбрасываемых продуктов взрыва [3, 4]. Огнепреградитель напорно-импульсного типа (НИОП) представляет собой специальную насадку, устанавливаемую на соответствующий по диаметру взрывной предохранительный клапан, и состоит из сосуда-отражателя 1, импульсной трубки 2 и разделительного колпака 3 (рис. 1).

Принцип действия огнепреградителя основан на гасящем действии воды, распыление которой происходит в результате динамического воздействия потока продуктов взрыва при разрыве мембраны ВПК. Вода истекает через сливную кольцевую щель за счет увеличения давления над поверхностью жидкости во внутренней полости НИОП, пе-

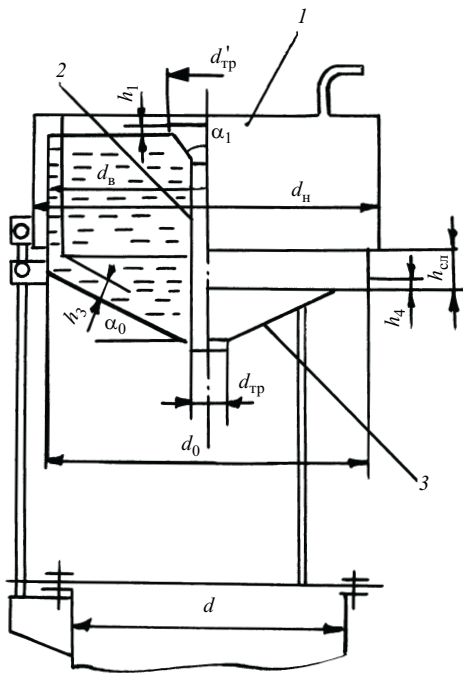


Рис. 1. Огнепреградитель напорно-импульсного типа

редающегося через импульсную трубку 2 (рис. 1). Взаимодействие мелкораспыленной воды с продуктами взрыва, отраженными от конусного днища огнепреградителя, резко снижает их температуру, вследствие чего происходит подавление поражающего действия выбрасываемых продуктов взрыва.

Установка на пылеприготовительных системах НИОП позволяет отказаться от отводов и исключает или ослабляет последствия, связанные с выбросами продуктов взрыва в объем производственного помещения. Однако, как и для взрывных предохранительных клапанов, требуются замена мембраны после ее разрыва и своевременная заливка огнегасящей жидкости в емкость огнепреградителя.

Проверка эффективности работы напорно-импульсных огнепреградителей наиболее распространенных типоразмеров (диаметром 250 и 600 мм) проводилась на крупномасштабном стенде (рис. 2). Основным элементом стенда является горизонтально расположенная цилиндрическая реакционная камера 1 объемом 17 м^3 . На верхней образующей цилиндрической камеры размещены пятнадцать выхлопных патрубков 2 внутренним диаметром 250 мм. Общая площадь выхлопных патрубков составляет $0,735 \text{ м}^2$, что соответствует относительному раскрытию объема $0,04 \text{ м}^2/\text{м}^3$. Выхлопные патрубки 2, в зависимости от задач исследований, либо оснащались ВПК, либо закрывались заглушками вплоть до полной герметизации реакционной камеры.

Распыливание угольной пыли в реакционной камере 1 осуществлялось сжатым воздухом из ре-

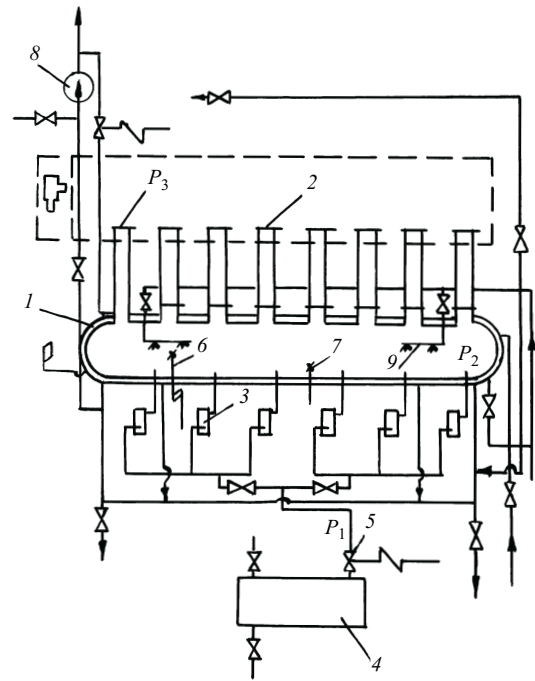


Рис. 2. Схема экспериментальной установки с реакционной камерой объемом 17 м^3

сивера 4 объемом 4 м^3 . Реакционная камера соединена с ресивером 4 воздушным каналом, на котором установлен быстродействующий электромагнитный клапан 5. Для создания равномерного пылевого облака в объеме реакционной камеры применялись пневматические дозаторы 3, равномерно расположенные с двух сторон по ее длине.

Для воспламенения пылевого облака в реакционной камере использовались четыре подвижных 6 и четыре неподвижных 7 запальных устройства (ЗУ). Мощность каждого запальника 40 кВт . Настройкой реле обеспечивалось открытие электромагнитного клапана, включение ЗУ и закрытие клапана через заданный промежуток времени.

Стенд оснащен системой принудительной вентиляции реакционной камеры дымовыми газами с помощью дымососа 8 производительностью $28 \text{ тыс. м}^3/\text{ч}$ и напором $0,0065 \text{ МПа}$; также предусмотрена возможность вентиляции камеры сжатым воздухом. Для удаления осевших в камере частиц пыли и зольных остатков предусмотрена система гидросмыва с помощью водяных форсунок 9, расположенных равномерно по длине камеры, и дренажей для удаления загрязненной воды. К реакционной камере подведен трубопровод горячего воздуха для просушки ее после гидросмыва.

Для измерения давления при взрыве использовались три комплекта приборов, каждый из которых состоял из блока питания, преобразователей, малоинерционных индукционных датчиков давления и шлейфовых осциллографов. Датчики, отградуированные на давление $0,5 \text{ МПа}$, были установлены на линии подачи воздуха из ресивера (P1), в

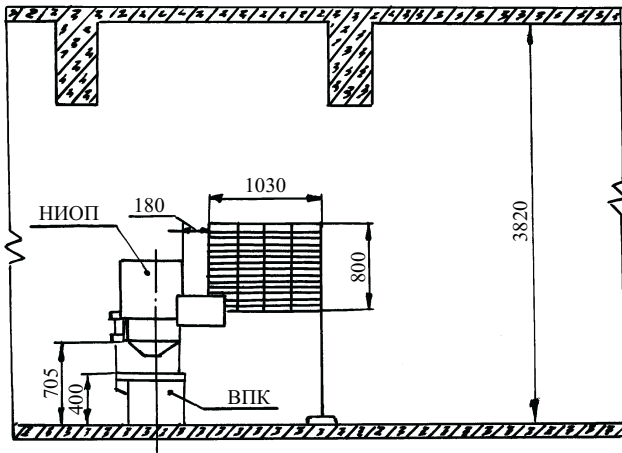


Рис. 3. Помещение огневого бокса с установленным огнепреградителем и координатным полем

реакционной камере (P2) и перед мембраной ВПК (P3). Наименьшее время регистрации давления не превышало 0,01 с.

Распространение пламени и образовавшихся при взрыве продуктов, истекающих из ВПК в объеме огневого бокса объемом 730 м³ (этот бокс отделен от реакционной камеры железобетонным потолком, через который проходят отводы – рис. 3), фиксировалось киносъемкой на 16-миллиметровую пленку чувствительностью 350 – 500 единиц со скоростью 24 кадра в секунду. Размеры зон теплового поражения определялись с помощью полосок термостойкой капроновой ткани (температура плавления 215°С) по координатному полю, образованному жесткой рамкой размером 800 × 1000 мм с закрепленными на ней натянутыми струнами, шаг которых по вертикали был равен 50 мм, а по горизонтали – 250 мм; полоски ткани были закреплены на пересечении струн.

Остаточное содержание кислорода при взрыве угольной пыли определялось анализом состава га-

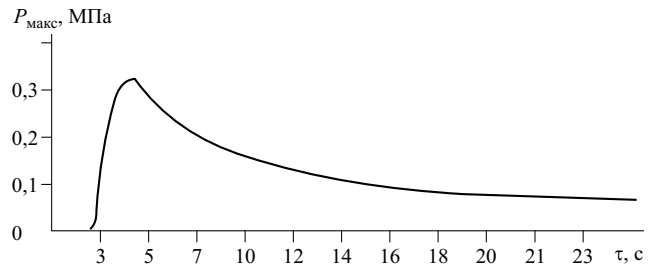


Рис. 4. Индикаторная диаграмма давления взрыва пыли тугнуйского угля при концентрации 0,675 кг/м³ в реакционной камере объемом 17 м³

зообразных продуктов взрыва с помощью прибора ОРС.

При испытаниях использовалась пыль угля Тугнуйского месторождения, теплофизические свойства которого характеризуются следующими показателями: $W^r = 7,5\%$; $A^d = 23\%$; $S_{общ}^d = 0,5\%$; $V^{daf} = 43,5\%$; $Q_i^r = 5020$ ккал/кг и теплотой сгорания летучих $Q_{лет} = 5089$ ккал/кг. Перед загрузкой в камеры пневмозабрасывателей угольная пыль подсушивалась при температуре 105°С в течение 1,5 ч. Фракционный состав пыли характеризовался полным остатком 20 – 25 и 40 – 45% на сите с размерами ячеек 90 мкм.

Первая серия опытов проводилась на герметичной реакционной камере с целью определения оптимальной концентрации пыли, при которой достигалось максимальное давление взрыва (табл.1). Опыты показали, что оптимальная концентрация пыли тугнуйского угля с $R_{90} = 45\%$ в реакционной камере объемом 17 м³ составляет 0,675 кг/м³, что соответствует максимальному давлению взрыва 0,363 МПа (рис. 4).

Показанные на рис. 5 графики зависимости максимального давления взрыва P_{max} и остаточного содержания кислорода в реакционной камере от изменения концентрации пыли в реакционной ка-

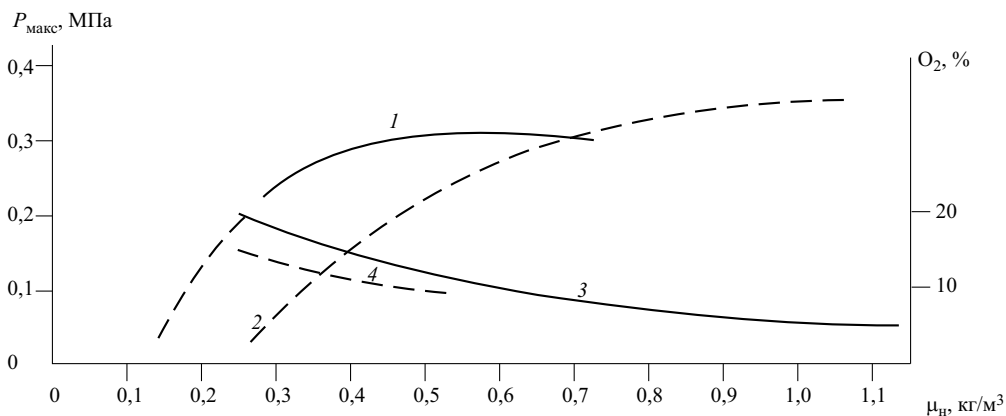


Рис. 5. Зависимость максимального давления взрыва пыли тугнуйского угля и остаточного содержания кислорода от концентрации пыли:

1, 2 – P_{max} ; 3, 4 – O_2

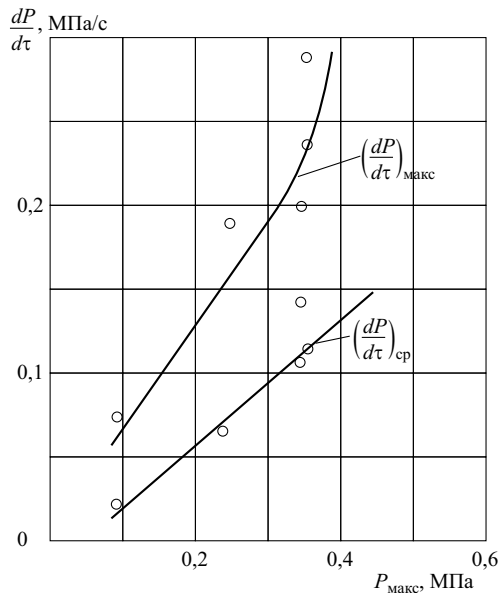


Рис. 6. Зависимость средней и максимальной скорости нарастания давления от максимального давления взрыва

мере подтверждают известные сведения о том, что нижний концентрационный предел распространения пламени (μ_n) снижается пропорционально уменьшению тонкости пыли. Для пыли с $R_{90} = 45\%$ $\mu_n \approx 0,25 \text{ кг/м}^3$, а для пыли с $R_{90} = 10\%$ это значение существенно ниже. Максимальное давление взрыва пыли с $R_{90} = 45\%$ выше, чем пыли с $R_{90} = 10\%$. Это объясняется тем, что более тонкая пыль склонна к образованию конгломератов, что уменьшает поверхность реагирования. По этой причине для исследования эффективности НИОП использовалась пыль с $R_{90} = 45\%$, которая к

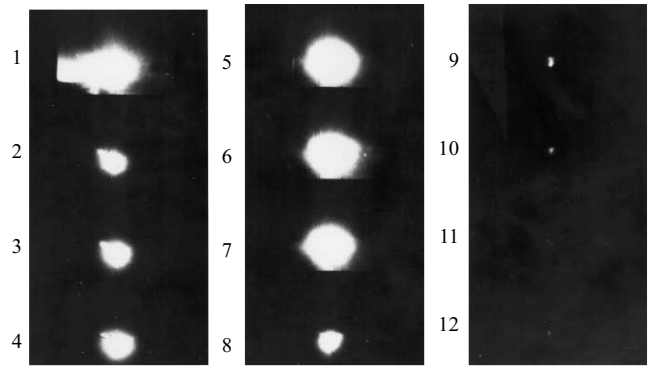


Рис. 7. Выброс продуктов взрыва пыли тугнуйского угля из ВПК-250 без воды

тому же соответствует тонкости пыли этого угля в промышленных условиях.

Средняя скорость подъема давления ($P_{\text{макс}}/\tau_{\text{макс}})_{\text{cp}}$ в диапазоне исследуемых концентраций от 0,28 до 1,15 кг/м^3 сохраняет практически линейную зависимость от $P_{\text{макс}}$ (рис. 6), что может быть объяснено степенью выгорания топлива. Это также подтверждается и прямыми измерениями содержания кислорода в продуктах взрыва (рис. 5). Максимальная скорость нарастания давления $(dP/d\tau)_{\text{макс}}$ при взрыве пыли с $R_{90} = 10\%$ и $R_{90} = 45\%$ составляют соответственно 0,18 и 0,24 МПа/с.

Вторая серия опытов была связана непосредственно с определением эффективности гашения пламени огнепреградителями. Испытывались НИОП двух типоразмеров $D_y = 250$ и $D_y = 600$. НИОП-250 устанавливался на одном отводе ВПК диаметром 250 мм. Остальные отводы от реакционной камеры заглушались. НИОП-600 устанавли-

Т а б л и ц а 1

Результаты опытов по взрываемости пыли тугнуйского угля с $R_{90} = 45\%$ в замкнутой реакционной камере объемом 17 м^3

Параметр	Номер опыта				
	2	6	4	7	5
Количество пыли, кг:					
загруженной в дозаторы G_1	5,1	8,5	12,0	14,5	17,0
участвующей во взрыве G_2	4,94	8,085	11,48	14,25	15,45
Концентрация пыли в реакционной камере μ , кг/м^3	0,29	0,475	0,675	0,84	0,91
Давление, МПа:					
воздуха в ресивере $P_{\text{рес}}$	0,50	0,50	0,56	0,5	0,56
создаваемое в камере воздухом из ресивера P_0	0,04	0,04	0,046	0,041	0,046
наибольшее избыточное давление взрыва P_v	0,095	0,247	0,363	0,35	0,358
Время достижения наибольшего давления от начала воспламенения τ , с	3,12	3,08	2,76	2,8	2,6
Скорость нарастания давления, МПа/с:					
средняя $(dP/d\tau)_{\text{cp}}$	0,0215	0,068	0,115	0,112	0,144
максимальная $(dP/d\tau)_{\text{макс}}$	0,076	0,19	0,24	0,21	0,29
Содержание кислорода после взрыва, %	18,4	11,27	11,4	6,67	6,13

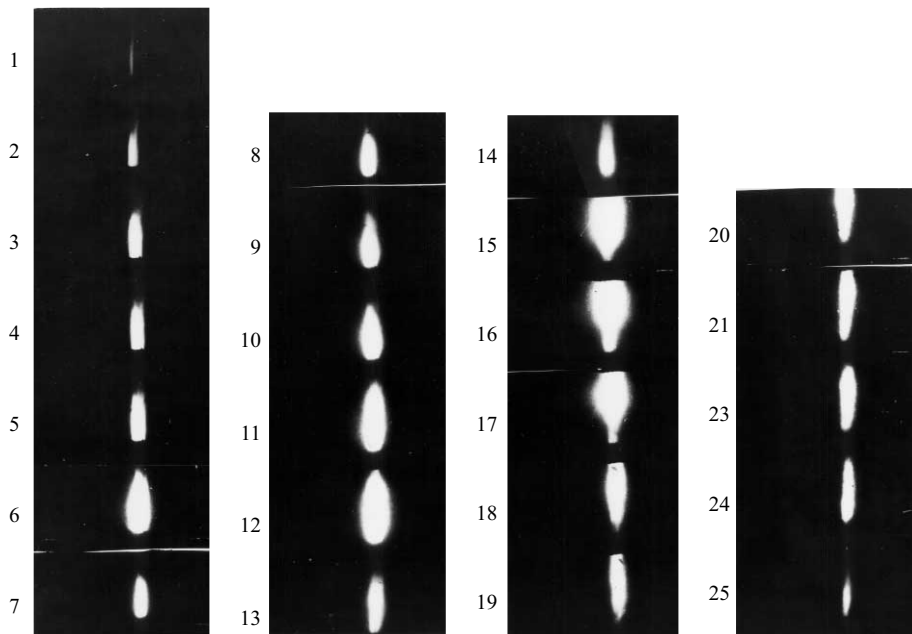


Рис. 8. "Свободный" выброс продуктов взрыва пыли тугунйского угля из ВПК-250

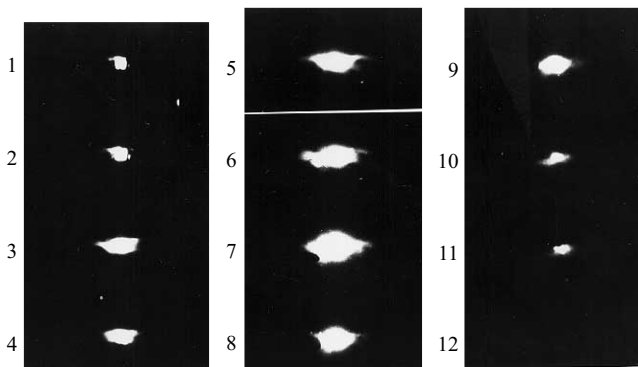


Рис. 9. Выброс продуктов взрыва пыли тугунйского угля из ВПК-250 с НИОП

вался на ВПК диаметром 600 мм. С этой целью четыре патрубка от реакционной камеры диаметром 250 мм каждый объединялись коробчатым коллектором, на верхней плоскости которого устанавливался ВПК диаметром 600 мм с огнепреградителем. Остальные отводы от реакционной камеры также заглушались. Всего было проведено 50 опытов. Объем воды для НИОП-250 составлял 26,5 дм³, для НИОП-600 – 100 дм³.

Перед проведением испытаний были выбраны два типа мембран с давлением разрыва $P_p \approx 0,02$ МПа и $P_p \approx 0,05$ МПа; это соответствует давлению разрыва мембран, устанавливаемых на пылеприготовительных установках, компоненты которых рассчитаны на внутреннее давление 0,04 и 0,15 МПа. По индикаторной диаграмме определялись момент разрыва (τ_p) и давление разрыва (P_p) установленной на ВПК мембраны.

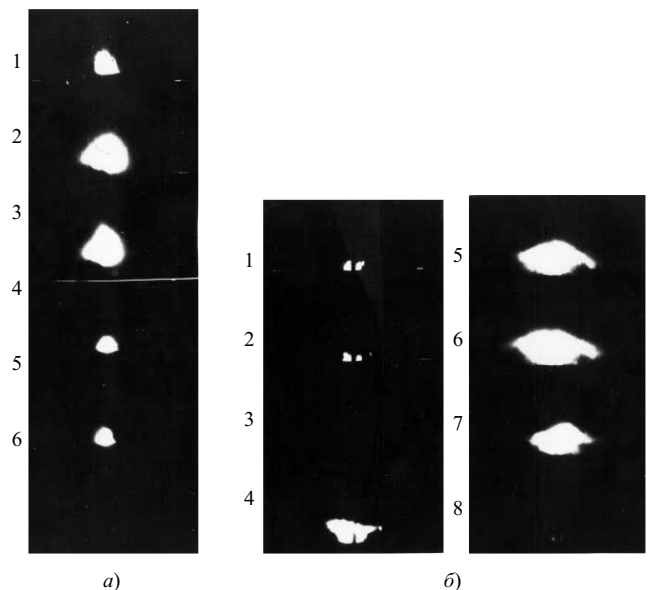


Рис. 10. Выброс продуктов взрыва пыли тугунйского угля из ВПК-600:

a – "свободный" выброс; *б* – ВПК-600 с НИОП

Опыты были проведены на одном НИОП-250, наиболее близко расположенном к кинокамере. Выбор НИОП-250 был связан еще и с тем, что истечение продуктов взрыва с малым отношением раскрытия защищаемого объема, равным 0,0027 м²/м³, позволяет получить процессы наибольшей интенсивности, характеризующиеся достаточно большой длительностью истечения продуктов взрыва и значительной протяженностью области теплового и динамического воздействия выбрасываемой среды, что повышает точность из-

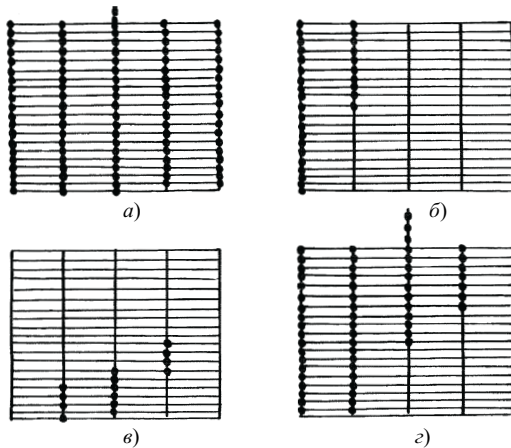


Рис. 11. Поражающее действие выбросов продуктов взрыва тугнуйского угля по координатному полю:

a – ВПК-250 с установленным НИОП, но без воды; *б* – ВПК-250 без НИОП; *в* – ВПК с НИОП и водой; *г* – ВПК-600 без НИОП

мерений и качество киносъемки. При одновременном раскрытии нескольких ВПК поражающее действие струи выброса продуктов взрыва всегда меньше, чем при раскрытии одного ВПК при прочих равных условиях. Результаты части опытов представлены в табл. 2.

Истечение потока продуктов взрыва из ВПК-250 с НИОП, не заполненным водой, характеризуется снижением дальности струи, большим углом раскрытия в плане и высоким поражающим тепловым воздействием, что отражено на координатном поле (рис. 11, *a*) и в кадрах киносъемки (рис. 7). Давление, разрушающее мембраны ВПК без огнепреградителя, составляло $P_p = 0,036$ МПа. Продолжительность горения среды в выбрасываемом потоке до затухания была равна 1 с. В опытах с ВПК и незаполненным водой огнепреградителем

давление, разрушающее мембрану, составляло $P_p = 0,09$ МПа, а время затухания процесса горения – 0,5 с. В этом случае поток, натекая на конус НИОП, имел большой угол раскрытия.

При выбросе продуктов взрыва пыли тугнуйского угля из ВПК-250 длительность существования избыточного давления в реакционной камере при $P_{\text{макс}} \approx 0,114 \div 0,064$ МПа составляла соответственно 3,8 и 3,6 с. Для ВПК-600 это время меньше и равно 2,8 – 2,3 с при диапазоне изменения $P_{\text{макс}} \approx 0,09 \div 0,07$ МПа. Свободный выброс (без огнепреградителя) продуктов взрыва из ВПК-250 характеризуется большой дальностью и малым углом раскрытия струи, что хорошо видно на рис. 11, *б* и кадрах киносъемки (рис. 8).

Эффективность срабатывания НИОП-250 можно оценить по выгоранию ленточек координатного поля и по кадрам киносъемки (рис. 11, *в* и рис. 9). Наиболее контрастно эффективность работы огнепреградителя проявляется при сопоставлении результатов опытов со срабатыванием ВПК-250 без огнепреградителя (рис. 11, *б*, рис. 8) и с огнепреградителем, но без залитой в него воды (рис. 11, *a*, рис. 7).

Выброс продуктов взрыва из ВПК-600 менее интенсивен (рис. 11, *г* и рис. 10, *a*). Время горения потока до затухания существенно меньше и составляет 0,2 с, что связано с меньшей энергией истекающего потока за счет большего сечения раскрытия объема, который для ВПК-250 составляет $0,0027 \text{ м}^2/\text{м}^3$, а для ВПК-600 – $0,015 \text{ м}^2/\text{м}^3$, и с большим углом раскрытия струи. Установка огнепреградителя на ВПК-600 приводит к сокращению длительности горения продуктов взрыва и, как следствие, к снижению поражающего действия (рис. 10, *б*).

Т а б л и ц а 2

Результаты испытаний ВПК $D_y = 250$ мм и $D_y = 600$ мм с установкой и без установки НИОП

Параметр	Номер опыта				
	13/7	14/8	17/9	18/10, <i>a</i>	19/10, <i>б</i>
Давление, МПа:					
воздуха в ресивере $P_{\text{рес}}$	0,53	0,54	0,55	0,54	0,54
избыточное взрыва $P_{\text{в}}$	0,114	0,064	0,1	0,07	0,09
разрыва мембраны P_p	0,09	0,036	0,032	0,063	0,08
Длительность сохранения давления в камере τ , с	3,8	3,6	3,7	2,3	2,8
Время достижения давления, с:					
наибольшего τ	1,75	2,15	1,6	1,6	1,5
разрушающего мембраны τ_p	1,5	1,6	1,15	1,55	1,45
Скорость нарастания давления, МПа/с:					
средняя $(dP/d\tau)_{\text{ср}}$	0,065	0,03	0,062	0,044	0,06
максимальная $(dP/d\tau)_{\text{макс}}$	0,285	0,064	0,2	0,13	0,2

Пр и м е ч а н и я : 1. Числитель – порядковый номер опыта, знаменатель – номер рисунка (фотографии). 2. Концентрация пыли в камере $\mu = 0,7 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Исследования показали, что при срабатывании НИОП, установленных на ВПК, происходит полное подавление поражающего действия выбросов продуктов взрыва.

Выводы

1. На эффективность работы огнепреградителей напорно-импульсного типа существенное влияние оказывает одновременное раскрытие мембран максимального числа взрывных предохранительных клапанов, установленных на системе пылеприготовления. Это обстоятельство предъявляет повышенные требования к выбору материала мембран, обеспечивающего их разрушение при строго заданном давлении с учетом эксплуатационного состояния материала мембран. По этой причине существующие конструкции НИОП следует использовать только при малом (один-два) числе ВПК на оборудовании.

2. Для повышения гасящего эффекта воды и снижения динамического воздействия растекающейся струи после отражения потока продуктов взрыва от конического днища огнепреградителя необходимо установить вокруг огнепреградителя металлическую сетку в виде цилиндра с ячейками 3 – 5 мм. Растекающаяся в радиальном направлении, отраженная от конического днища струя дополнительно будет охлаждаться и терять энергию при прохождении через смоченную водой сетку.

3. Надежность работы огнепреградителей напорно-импульсного типа в существенной мере зависит от наличия в нем достаточного количества воды, что вызывает необходимость в оснащении огнепреградителей упрощенной автоматической системой, постоянно обеспечивающей поддержание требуемого запаса воды в объеме огнепреградителя.

Список литературы

1. NFPA 8503. Standard for Pulverized Fuel Systems, 1997.
2. РД 153-334. 1-03.352-99. Правила взрывобезопасности топливоподдачи и установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива. М.: ВТИ, 2000.
3. Николаев Л. А., Полферов К. Я., Ржезников Ю. В. Разработка устройств защиты от взрывных выбросов из систем пылеприготовления на ТЭС. – Электрические станции, 1984, № 6.
4. Николаев Л. А., Полферов К. Я., Ржезников Ю. В. Результаты исследования взрыва угольной пыли на крупномасштабном стенде. – Электрические станции, 1985, № 3.
5. Николаев Л. А. Исследование и разработка методов и средств защиты от выбросов при взрывах в системах пылеприготовления ТЭС. Автореф. дис. на соиск. учен. степени канд. техн. наук. М.: ВТИ, 1987.

Новые перспективы

для процессов автоматизации!

От традиционных продуктов до IT-систем: выставка INTERKAMA предлагает широкий спектр возможностей. Если Вы хотите обновить оборудование или познакомиться с новыми концепциями – INTERKAMA 2001 – выставка для Вас.

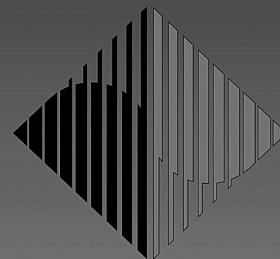
- Оборудование, инструменты, комплектующие
- Системы
- Сервис
- Решения

Здесь Ваше будущее!

INTERKAMA

Выставка №1 в мире
Дюссельдорф, Германия
с 24 по 28 сентября 2001

Решения вопросов
Автоматизации
в производстве
и процессах бизнеса



Дополнительная
информация на сайте:
www.INTERKAMA.com

Мессе Дюссельдорф ГмбХ,
Московское бюро
123100 Москва,
1-й Красногвардейский пр-д, 12,
павильон 2, башня 3
Тел. (095) 259 77 29,
факс (095) 230 25 05
E-Mail: messedus@mega.ru
www.mega.ru/~messedus




Messe
Düsseldorf

Ростислав Иванович Костюк (К 60-летию со дня рождения)

В июле 2001 г. исполняется 60 лет одному из виднейших организаторов и руководителей отечественной энергетики, генеральному директору ЗАО “Северо-Западная ТЭЦ” Ростиславу Ивановичу Костюку.

Трудовой путь в энергетике Ростислава Ивановича начался в 1969 г. на Киришской ГРЭС Ленэнерго после окончания Ленинградского политехнического института. Придя на станцию инженером цеха ТАИ, Р. И. Костюк затем работал начальником смены, старшим мастером, зам. начальника цеха ТАИ, зам. главного инженера и, наконец, директором станции. Все это время Ростислав Иванович активно занимался освоением блоков 330 МВт, а также вопросами улучшения маневренных характеристик оборудования энергоблоков, повышением технико-экономических показателей. Р. И. Костюк участвовал в работах по внедрению в эксплуатацию (впервые в СССР) системы автоматического регулирования блока 300 МВт, обеспечивающей работу на скользящих параметрах острого пара на частичных режимах, что повысило эффективность работы блока. За большой личный вклад в эту работу в 1976 г. он был награжден орденом “Знак Почета”.

В 1984 г. Ростислав Иванович был направлен на учебу в Академию народного хозяйства при Совмине СССР, после окончания которой в 1986 г. назначен заместителем начальника Главжэнерго.

С 1986 по 1988 г. Р. И. Костюк работает инженером, первым заместителем начальника ВПО Союзэнергоремонт, а с 1988 по 1991 г. начальником



Главремтехэнерго Минэнерго СССР, где занимается разработкой и реализацией комплексной программы развития энергетики СССР, технического перевооружения и модернизации морально устаревших электростанций.

В 1991 г. Ростислав Иванович назначен директором Дирекции строящейся Северо-Западной ТЭЦ АО Ленэнерго, а с 1995 г. и по настоящее время является генеральным директором ЗАО “Северо-Западная ТЭЦ”.

Под руководством Р. И. Костюка создавалась концепция строительства уникальной Северо-Западной ТЭЦ с принципиально новой парогазовой технологией; велись разработка и утверждение ТЭО, разработка тепловой схемы блока ПГУ-450Т и станции, а также выбор наиболее экономичного и экологически безопасного оборудования для ТЭЦ. Совместно с заводами, проектными и научно-исследовательскими институтами он организовал и возглавил создание практически всего основного оборудования энергоблока: котлов-утилизаторов типа П-90 Подольского машиностроительно-

го завода; теплофикационной паровой турбины мощностью 150 МВт типа Т-150-7,7 АО ЛМЗ; трехступенчатой теплофикационной установки АО ЛМЗ; электрогенератора с воздушным охлаждением мощностью 160 МВт типа ТФГ(П)-160-2УЗ АО “Электросила”; практически всех насосных агрегатов тепловой схемы энергоблока (АО “Пролетарский завод”); автоматизированной системы управления технологическим процессом блока и всеми стационарными объектами на базе аппаратуры фирмы Сименс (ТЕЛЕПЕРМ-МЕ).

Глубокие знания, аналитический ум, незаурядные исследовательские способности позволили Ростиславу Ивановичу успешно сочетать практическую и научно-исследовательскую деятельность. Он успешно защитил кандидатскую диссертацию по созданию теплофикационных бинарных парогазовых установок, является автором более 40 научных трудов по вопросам энергетики. Талант крупного руководителя, поразительная работоспособность, требовательность к себе и другим, инициатива и настойчивость в решении проблем энергетики, ответственность за порученное дело, внимательное и доброжелательное отношение к окружающим людям снискали ему заслуженное уважение. За большие заслуги в области энергетики Ростислав Иванович награжден многими правительственными и ведомственными наградами.

Горячо поздравляем Ростислава Ивановича с юбилеем, желаем ему крепкого здоровья, личного счастья, дальнейшей плодотворной и успешной работы.

ПОСТАВКА

Анализаторы параметров электрических сетей

Бесконтактные термометры

Газоанализаторы

Генераторы (для трассировки)

Датчики давления

Измерители плотности теплов

Лазерные измерители вибрации

Линейные сканеры

Локаторы измерения залегания

Люксметры

Оптические эндоскопы

Определители твердости

Пирометры

Программатор анализа токов

Расходомеры

Спектрометры

Тепловизоры

Толщиномеры

Ультразвуковые дефектоскопы

Передвижные лаборатории



**Газоанализатор
Testo 350**

ОБСЛУЖИВАНИЕ

Гарантия и сервисная поддержка на весь срок службы поставляемых приборов и оборудования.

Ищем партнеров для совместного проекта по сервисному обслуживанию и внедрению анализирующей аппаратуры, комплексов в любом регионе России.

Лицензия: серия А № 01742

ЗАО «ВИВАТ»

Санкт-Петербург

тел. (812) 543-00-16, тел/факс (812) 543-59-00, E-mail: vivat.spb@rambler.ru

Внимание!

Новый адрес редакции журнала

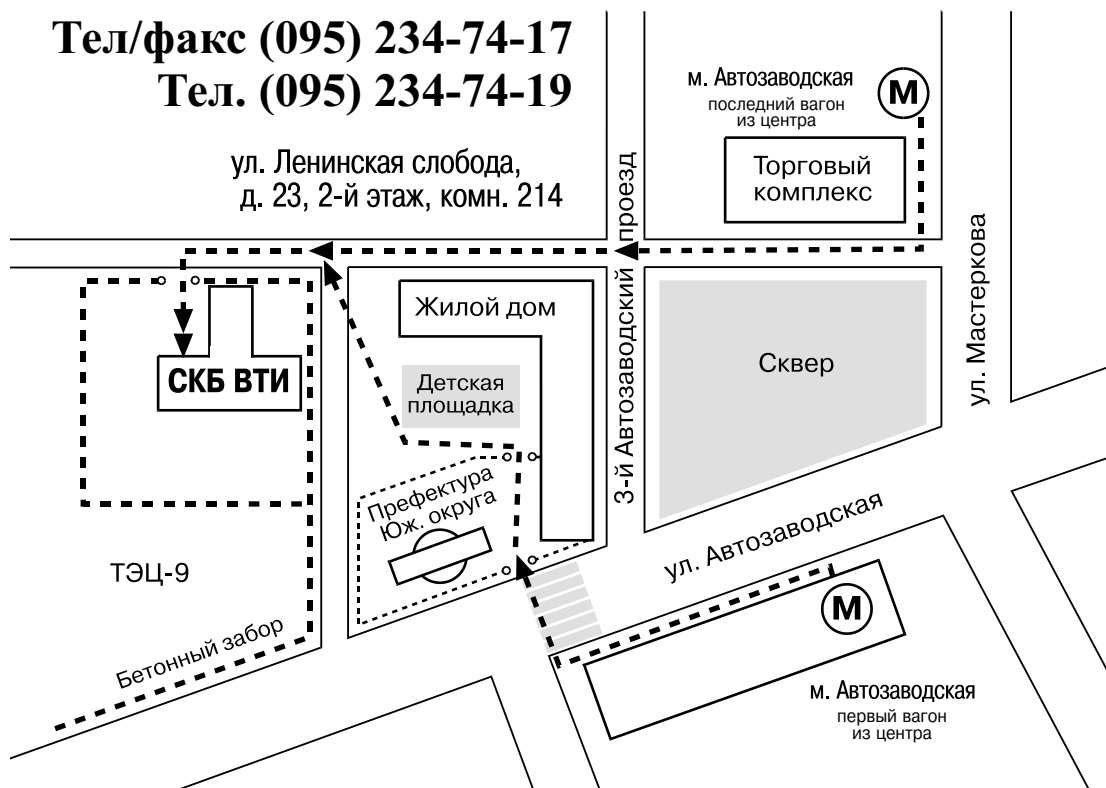
«Электрические станции»:

109280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23

Тел/факс (095) 234-74-17

Тел. (095) 234-74-19

ул. Ленинская слобода,
д. 23, 2-й этаж, комн. 214



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор **ОЛЬХОВСКИЙ Г.Г.**

АНТИПОВ К.М. (зам. главного редактора), **ВОЛКОВ Э.П.**, **ДЕНИСОВ В.И.**, **ЗОТОВ В.М.**, **КОРНИЕНКО А.Г.**, **КОЩЕЕВ Л.А.**, **ЛЕБЕДЕВ Б.П.** (зам. главного редактора), **ЛОШАК С.Б.**, **ЛЯШЕНКО В.С.**, **МОРОЗОВ Ф.Я.**, **НЕКЛЕПАЕВ Б.Н.**, **НЕЧАЕВ В.В.**, **ОБРАЗЦОВ С.В.**, **ОРФЕЕВ В.М.**, **ОХОТИН В.Н.**, **ПРУШИНСКИЙ Б.Я.**, **РЕМЕЗОВ А.Н.**, **САВВАЙТОВ Д.С.**, **СЕДЛОВ А.С.**, **СОЛОВЬЕВА Т.И.**, **ФЕДОСЕЕВ Б.С.**, **ШИРОВА М.И.**

РЕДАКЦИЯ

Зам. главного редактора **Соловьева Т.И.**
 Ответственный секретарь **Широква М.И.**
 Научный редактор **Шишорина Г.Д.**
 Литературный редактор **Евсеева В.Н.**
 Секретарь редакции **Васина С.А.**
 Компьютерный набор **Коновалова О.Ф.**

Раздел "Энергохозяйство за рубежом"

Научные редакторы: **Алексеев Б.А.**, **Котлер В.Р.**

Адреса: редакции 109280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23;
 ИТФ "Энергопрогресс" 103062, Москва, ул. Чаплыгина, 6
Телефоны: редакции (095)234-7417, 234-7419, 275-0023 доб. 21-66;
 главного редактора (095)275-34-83. **Факс** (095)234-7417
Internet: <http://www.energy-journals.ru>
E-mail: tis@mail.magelan.ru

Сдано в набор 25.05.2001. Подписано в печать 28.06.2001. Формат 60×84 1/8.

Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Печ. л. 9. Тираж 1750. Цена свободная

Оригинал-макет выполнен в издательстве "Фолиум",
 127238, Москва, Дмитровское ш., 58, тел./факс (095) 482-5590, 482-5544, 488-7210

Internet: <http://www.folium.ru>, **E-mail:** folium@online.ru

Отпечатано в типографии издательства "Фолиум"