



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 3 2001

Содержание

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

- 2 **Васильев В. А., Баринов В. А.** Перспективы развития Тюменской энергосистемы

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

- 12 **Холщев В. В.** Сравнительный анализ двух экспериментов, проведенных в разные годы на мазутных котлах
- 16 **Богачев В. А., Школьникова Б. Э., Макогон В. Ф., Урусова Г. А.** Явление намагничивания металла и контроль тепловой неравномерности поверхностей нагрева
- 21 **Андреев Ю. А., Палей А. Г., Безручкин Е. П., Бутовский И. А.** Опыт Благовещенской ТЭЦ по нормализации тепловых расширений турбин Т-110/120-130-4 без разборки ЦВД
- 23 **Шарапов В. И., Сивухина М. А.** Выбор методов предотвращения углекислотной коррозии тепловых сетей

Дискуссия по поводу взрывобезопасности систем пылеприготовления

- 28 **Серант Ф. А., Пугач Л. И.** О классификации топлива по группам взрывоопасности и температуре пылевоздушной смеси за пылеприготовительной установкой
- 30 **Кушнаренко В. В.** О сущности критерия взрываемости в инженерном методе оценки взрывоопасных свойств пыли энергетического топлива
- 34 **Пронин М. С.** По поводу статьи Дудорова Ю. Д. «О новом методе оценки взрывобезопасных свойств энергетических топлив и о температуре пылегазовоздушной смеси за мельницей (сепаратором)»

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

- 36 **Мисриханов М. Ш., Попов В. А., Якимчук Н. Н., Медов Р. В.** Уточнение определения мест повреждения на ВЛ при использовании фазных составляющих
- 41 **Суханов В. А., Глухова Н. С.** О надежности электрооборудования собственных нужд электростанций и сетей потребителей

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

- 44 **Ананянц С. С., Кислицкий Б. В., Клетченков А. И.** Устранение повышенного нагрева конструктивных элементов ротора гидрогенератора
- 47 **Потребич А. А., Кузнецов В. П., Жданов В. С., Фоменко П. И.** Об определении технического состояния оборудования электрических сетей энергосистем

ХРОНИКА

- 51 **Водолажский Ю. Г., Лошак С. Б., Макарова И. Е.** О некоторых нормативно-технических документах, изданных АО «Фирма ОРГРЭС» в I полугодии 2000 г.
- 54 **Соломоник Е. А.** Опыт проведения конференций по вопросам работы внешней изоляции электроустановок в районах с загрязненной атмосферой
- 60 **Борисов Е. И.** (К 90-летию со дня рождения)

ОТКЛИКИ И ПИСЬМА

- 62 **Балашов Ю. В., Карасев В. В., Надцына Л. В.** По поводу статьи В. И. Гладштейна «Эксплуатация турбин с давлением пара более 9 МПа с трещинами и выборками литых корпусных деталей»

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

- 64 **Толчинский Е. Н., Демкин В. В., Колбасников В. А.** Системы предотвращения пылевыведения при конвейерном транспорте топлива на ТЭС

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Перспективы развития Тюменской энергосистемы

Васильев В. А., канд. техн. наук, Баринов В. А., доктор техн. наук

ОАО Тюменьэнерго – ОАО “ЭНИН им. Г. М. Кржижановского”

Тюменский регион является основным нефтегазодобывающим регионом России, где в настоящее время добывается свыше 90% природного газа и порядка 70% нефти. Наряду с этим в регионе имеется развитый электроэнергетический комплекс, основу которого составляют электростанции ОАО Тюменьэнерго: Сургутские ГРЭС-1 и ГРЭС-2, Нижневартовская ГРЭС, Тюменские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, Тобольская ТЭЦ, Уренгойская ГРЭС с суммарной установленной мощностью 10 421 МВт, электрические сети напряжением 500, 220 и 110 кВ РАО “ЕЭС России” и Тюменьэнерго общей протяженностью 33,5 тыс. км.

Тюменская энергосистема в настоящее время имеет значительные избыточные генерирующие мощности и снабжает электроэнергией не только своих потребителей, но и является одним из основных поставщиков электроэнергии на российский Федеральной оптовый рынок электроэнергии и мощности (ФОРЭМ).

Значительную часть расходуемого топлива, используемого на электростанциях Тюменьэнерго, составляет попутный газ нефтяных месторождений. Электростанции Тюменьэнерго являются основными потребителями попутного газа и его использование на электростанциях улучшает экологическую ситуацию в регионе, поскольку в противном случае он сжигался бы в факелах.

Большая часть оборудования электростанций и электрических сетей характеризуется относительно небольшой степенью изношенности. Наибольший срок эксплуатации – у агрегатов Тюменской ТЭЦ-1, которые были введены в 1960 – 1970 гг., и агрегатов Сургутской ГРЭС-1, введенных в 1972 – 1983 гг. Агрегаты других электростанций, введенные в 80 – 90-х годах, в том числе все семь блоков 800 МВт, установленные на Сургутской ГРЭС-2 и Нижневартовской ГРЭС в 1985 – 1993 гг., являются сравнительно новыми.

Имеется ряд факторов, объективно повышающих в перспективе роль Тюменской энергосистемы в обеспечении электроснабжения потребителей других регионов страны. Это обусловлено, в первую очередь, необходимостью значительных объемов замены и технического перевооружения оборудования электростанций в других регионах России (к 2015 г. отработает свой проектный ресурс почти 70% существующих генерирующих

мощностей страны), в то же время в Тюменской энергосистеме имеются хорошие заделы по вводу новых генерирующих мощностей.

Осуществляются реконструкция и техническое перевооружение Тюменской ТЭЦ-1, предусматривающие замену существующих турбоагрегатов на ПГУ. В настоящее время демонтированы первый и второй турбогенераторы, первый, второй и третий энергетические котлы и ведутся строительные-монтажные работы по проекту ПГУ-220, ввод которой намечен на конец 2002 г. В соответствии с разработанным ТЭО на Тюменской ТЭЦ-1 могут быть введены четыре такие установки. Для Сургутской ГРЭС-1 разработано ТЭО на сооружение четырех ПГУ-360 вместо отработавших свой ресурс первых шести конденсационных энергоблоков по 210 МВт. На Нижневартовской ГРЭС в стадии, близкой к завершению, находится строительство второго энергоблока мощностью 800 МВт. Имеются проработки по строительству третьего энергоблока на основе ПГУ-1100. На Уренгойской электростанции возможен к 2010 г. ввод двух ПГУ-160. Кроме того, возможно дальнейшее расширение станции, поскольку площадка строительства Уренгойской ГРЭС была выбрана на проектную мощность 2500 МВт и на ней выполнен значительный объем работ по жилстроительству и промстроительству. На Сургутской ГРЭС-2 сохраняется возможность ввода седьмого блока мощностью 800 МВт. Возможны также возобновление строительства ранее намечаемой Няганьской ГРЭС и ввод в течение 6 – 8 лет электростанции мощностью 600 МВт для организации теплоснабжения г. Нягань и повышения системной надежности. Затем возможно расширение электростанции, поскольку первоначально эта площадка планировалась под строительство электростанции мощностью до 6400 МВт. В будущем в Тюменской энергосистеме потенциально могут быть избытки мощности в размере 4000 – 5000 МВт и более [1 – 3].

В новых экономических условиях появилась возможность широкого развития электростанций небольшой мощности – независимых производителей электроэнергии, сооружаемых за счет средств потребителей, прежде всего, нефтяных и газовых компаний, суммарная мощность которых в настоящее время превышает 260 МВт. ОАО Газпром рассматривает возможность сооружения но-

вых газотурбинных электростанций для электроснабжения предприятий добычи, транспорта и переработки газа на северных территориях Тюменской области. Рассматривают вопросы сооружения собственных электростанций и нефтяные компании. В случае реализации этих планов свободные генерирующие мощности в энергосистеме могут возрасти еще больше.

Вместе с тем, этот мощный потенциал Тюменской энергосистемы не может быть в полной мере использован по причине отсутствия потребностей в этих мощностях в самом регионе и из-за недостаточного развития межсистемных связей с другими регионами. Возможности этих связей для выдачи мощности Тюменской энергосистемы в другие регионы ограничены в настоящее время 2400 МВт.

Несмотря на существенные заделы по строительству Уренгойской и Няганьской ГРЭС, их сооружение фактически приостановлено. Однако потребность в электроэнергии, вырабатываемой на этих электростанциях, может возникнуть уже в недалеком будущем для потребителей других регионов страны при восстановлении экономики России, массовом старении генерирующего оборудования и возможном дефиците топлива, в первую очередь, природного газа для электростанций других регионов страны.

В этих условиях стратегия развития генерирующих мощностей Тюменской энергосистемы будет во многом определяться востребованностью электроэнергетического потенциала Тюменского региона в других регионах страны, механизмами взаимодействия субъектов хозяйствования в электроэнергетике, развитием связей Тюменской энергосистемы с другими энергосистемами.

В статье рассматриваются результаты исследований по обоснованию путей рационального развития Тюменской энергосистемы и ее интеграции с другими энергосистемами России, выполненных специалистами ЗАО "НТЦ Энергия-Комплекс" (головная организация разработки), ОАО "ЭНИН им. Г. М. Кржижановского", других организаций в тесном взаимодействии со специалистами ОАО Тюменьэнерго.

Состояние и перспективы развития ресурсной базы электроэнергетики в Тюменском регионе. Российская Федерация обладает значительными запасами первичных энергоресурсов и является одной из немногих развитых стран мира, способных полностью обеспечить производство электрической и тепловой энергии собственными первичными энергоресурсами. В настоящее время более 60% в топливном балансе тепловых электростанций страны занимает газ. Разведанные промышленные запасы природного газа в России составляют 47 трлн. м³. Незазведанные ресурсы газа в России оцениваются величиной 165 трлн. м³. Около 80% разведанных запасов газа приходится

на Западно-Сибирский регион, в основном на Ямало-Ненецкий автономный округ [4].

Добыча газа (природного и нефтяного) в стране снизилась с 641 млрд. м³ в 1990 г. до 590,7 млрд. м³ в 1999 г. Вплоть до 1993 г. добыча газа восполнялась приростом разведанных запасов, что обеспечивало опережающее развитие сырьевой базы. В 1993 г. прирост разведанных запасов только компенсировал добычу газа, а в 1994 – 1999 гг. оказался ниже уровня его производства. Разрабатываемые месторождения Западной Сибири характеризуются значительной выработанностью. Степень выработанности трех основных месторождений Западной Сибири составляет: Медвежье – 78%, Уренгойское – 67%, Ямбургское – 46%. Часть новых месторождений газа осваивается или готовится к освоению. Однако, в целом, предполагаемая добыча природного газа на месторождениях Тюменской обл. может начать снижаться из-за выработки основных месторождений газа и потребуются довыработка находящихся сейчас в эксплуатации месторождений газа вплоть до наступления экономического предела их разработки, а по мере снижения добычи на них – ввод месторождений Надым-Пур-Тазовского района, района Тазовско-Обской губы, а также новых месторождений на полуострове Ямал.

Это может существенно повлиять на энергоснабжение удаленных потребителей газа; в то же время для собственных потребителей региона сохраняется возможность использования природного газа, в том числе и на электростанциях Тюменского региона, поскольку важным дополнительным источником первичных энергоресурсов может служить низконапорный газ, остающийся в основных месторождениях Тюменской обл. после завершения их разработки с целью дальнего магистрального транспорта газа. Низконапорный газ может быть эффективно использован для снабжения потребителей в районе добычи. По данным Тюменского научно-исследовательского института энергетики и энергосбережения нефтегазового комплекса объем неизвлеченных запасов газа в основных месторождениях Тюменской обл. оценивается 1,7 трлн. м³. За период снижения давления от 1 до 0,1 МПа из этих месторождений может быть извлечено порядка 1,6 трлн. м³ природного газа, что достаточно для выработки примерно 6000 млрд. кВт·ч электроэнергии.

За счет сооружения энергоисточников на низконапорном газе может быть достигнут эффект самообеспечения потребителей северных районов области и освобождения соответствующих мощностей существующих и развивающихся электростанций Тюменьэнерго, позволяющий обеспечить повышение возможностей передачи электроэнергии в другие регионы России. Более того, использование низконапорного газа может вытеснить из энергопотребления Тюменской обл. определенную

часть высоконапорного газа, который по магистральным трубопроводам может быть транспортирован в удаленные районы страны и на экспорт.

Дополнительным источником энергоресурсов для электростанций Тюменского региона является попутный газ нефтяных месторождений, использование которого может быть улучшено повышением сбора попутного газа, сжигаемого в настоящее время в факелах.

В целом, учитывая географическое положение Тюменской энергосистемы, можно говорить об обеспеченности первичными энергоресурсами электростанций Тюменского региона на обозримую перспективу, хотя вопросы использования низконапорного газа и повышения эффективности использования попутного газа требуют дополнительных проработок.

Результаты исследований предельных по устойчивости режимов и выдаваемых мощностей электростанциями Тюменского региона при различных вариантах развития линий электропередачи в транзите Сибирь – Урал – Центр. Для реализации имеющегося потенциала генерирующих мощностей Тюменского региона для электроснабжения потребителей других регионов России необходимо развитие электрических связей Тюменской энергосистемы с другими энергосистемами. Эти связи должны будут функционировать совместно с намечаемыми линиями электропередачи транзита Сибирь – Урал – Центр для транспорта электроэнергии от электростанций Восточной Сибири, а при наличии соответствующей договоренности с Казахстаном и с существующими ВЛ 1150 и 500 кВ, связывающими ОЭС Сибири с ОЭС Урала через энергосистемы Казахстана. Это требует проведения комплексных исследований по определению эффективности ввода новых линий электропередачи на выдачу мощности от электростанций Тюменского региона при различных вариантах развития линий электропередачи в транзите Сибирь – Урал – Центр.

Для проведения исследований была разработана схема замещения ЕЭС России, позволяющая смоделировать достаточно детально работу Тюменской энергосистемы и других энергосистем, входящих в ЕЭС России и образующих транзит Сибирь – Урал – Центр. Число узлов разработанной расчетной схемы замещения составляет более 1700, число ветвей – более 2500, число генерирующих узлов – около 500. Особенностью разработанной схемы замещения ЕЭС России было подробное представление в ней схемы Тюменской энергосистемы, а также схем сетей прилегающих энергосистем Уральского региона и Сибири, а при исследованиях совместной работы энергосистем России и Казахстана – и электрических сетей прилегающих энергосистем Казахстана с учетом сетей напряжением 110 – 500 кВ. При этом оставшая часть ЕЭС России была смоделирована более

упрощенно с учетом, в основном, сетей напряжением 330 кВ и выше.

Среди основных вариантов усиления связей при выполнении исследований рассматривались следующие.

В зоне Тюменской энергосистемы была рассмотрена реализация намеченных планов по достройке ряда ВЛ 500 кВ суммарной протяженностью более 1000 км, а также возможность сооружения ВЛ 500 кВ по “северному транзиту”: Ильково – БАЗ – Северная – Вятка, вначале одной цепи, а затем и второй цепи: Сургутские ГРЭС – Кирпичниковская – Ильково – БАЗ – Северная – Вятка – ПП Костромской – Костромская ГРЭС.

В зоне Сибири рассматривались ВЛ 500 кВ, сооружение которых позволит осуществить прямую связь между ОЭС Сибири и ОЭС Урала: Новосибирск – Барабинск – Омск – Ишим – Иртыш; Барнаул – Карасук – Омск – Ишим – Курган – Козырево (либо Курган – Троицкая ГРЭС); Томск – Парабель – Нижневартовская ГРЭС. Кроме сетей 500 кВ в качестве варианта развития линий электропередачи в транзите Сибирь – Урал рассматривались предложения института Энергосетьпроект по вводу ВЛ 1150 кВ, проходящих по территории России.

В зоне Урала, Поволжья, Центра рассматривались варианты сооружения различных строящихся или намеченных к строительству линий электропередачи и были выполнены четыре группы исследований:

анализ выдачи мощности от различных ГРЭС Тюмени на Урал и в европейскую часть России при существующих, строящихся и намечаемых ВЛ, а также при реализации “северного транзита”: Ильково – БАЗ – Северная – Вятка – Кострома (одна и две цепи 500 кВ);

анализ выдачи мощности от электростанций Восточной Сибири при различных вариантах развития ВЛ 500 и 1150 кВ, проходящих по территории России с учетом и без учета связей, проходящих через территорию Казахстана;

анализ совместной выдачи мощности от электростанций Тюмени и Восточной Сибири при различных вариантах развития связей 500 и 1150 кВ в регионах Сибири, Тюмени, Урала, Поволжья и Центра, а также при наличии и отсутствии связей 500 и 1150 кВ, проходящих по территории Казахстана;

анализ режимов Тюменской энергосистемы в части регулирования напряжения и реактивной мощности и выбора наиболее эффективных мест установки компенсирующих устройств.

Проведенные исследования влияния различных вариантов усиления связей как в самой Тюменской энергосистеме, так и в других энергосистемах ОЭС Урала, Поволжья и Центра показали, что существенное увеличение выдачи мощности от ГРЭС Тюменской энергосистемы возможно

лишь при сооружении ВЛ 500 кВ “северного транзита”: Ильково – БАЗ – Северная – Вятка. При сооружении первой цепи этого транзита поток мощности в предельном режиме в сечении Тюмень – Урал и Тюмень – Сибирь увеличится до 3550 – 3850 МВт в зависимости от степени развития других ВЛ 500 кВ в ОЭС Урала. Сооружение второй цепи этого транзита позволит увеличить поток мощности в предельном режиме до 4100 – 4450 МВт.

Реализация других рассмотренных мероприятий по усилению связей как в самой Тюменской энергосистеме, так и в других энергосистемах ОЭС Урала, а также межсистемных связей между ОЭС Урала, Поволжья и Центра оказывается значительно менее эффективной. Из других мероприятий по усилению связей для увеличения выдачи мощности от Тюменских ГРЭС важное значение имеет перевод ВЛ Ильково – Луговая на номинальное напряжение 500 кВ, который приводит к увеличению предельного потока мощности в сечении Тюмень – Урал на 200 МВт. Увеличение загрузки Тюменских ГРЭС возможно за счет экспорта электроэнергии в Казахстан.

При анализе совместной выдачи мощности от ГРЭС Тюменской энергосистемы и от электростанций Восточной Сибири на Урал и в европейские регионы России выявлены существенные зависимости двух потоков мощности друг от друга. При этом оказывается, что возможные потоки мощности от каждого из этих источников электроэнергии при совместной выдаче мощности уменьшаются по сравнению с вариантами, когда рассматривается выдача мощности от электростанций каждого региона в отдельности. Степень влияния зависит от варианта развития связей между ОЭС Сибири и ОЭС Урала (табл. 1).

Такая зависимость двух потоков мощности обуславливает необходимость подробного учета всех основных связей в транзите Сибирь – европейская часть России, проходящих по ОЭС Сибири, Казахстана, Урала, Поволжья и Центра, и совместного рассмотрения перспектив развития электроэнергетики Тюменского региона и региона Сибири.

Исследования уровней напряжения в Тюменской энергосистеме при различных режимах ее работы выявили необходимость установки дополнительных шунтирующих реакторов мощностью по 180 Мвар на основных подстанциях 500 кВ, где уровни напряжения при глубокой разгрузке электропередачи Сургутские ГРЭС – Урал близки либо превышают предельно допустимый уровень напряжения 550 кВ: Демьянская, Магистральная, Ильково, Иртыш; сооружения подстанции Беркут и установки на этой подстанции шунтирующего реактора. Вместе с тем в режимах максимальных нагрузок сохранение дополнительных реакторов в работе приводит к заметному уменьшению максимально передаваемой мощности из Тюменской энергосистемы. Поэтому для кардинального улучшения управления режимами Тюменской энергосистемы, повышения качества напряжения в сетях и увеличения передачи мощности, в первую очередь, по электропередаче Сургутские ГРЭС – Урал, необходима установка статических компенсаторов реактивной мощности. Исследованиями выявлено, что наиболее эффективным местом установки статических компенсаторов реактивной мощности является подстанция Демьянская, где эффект увеличения передаваемой мощности от установки статического компенсатора может составить примерно 0,4 МВт/Мвар.

Из электрических сетей более низкого класса напряжения наиболее критичными в отношении роста нагрузок и надежности электроснабжения потребителей являются северные электрические сети энергосистемы. Улучшение ситуации возможно при развитии распределенной генерации в этом районе, а также при развитии электрической сети 110 кВ, которая является резервным источником питания для потребителей этого района, и кроме того, может служить целям приема в Тюменскую энергосистему возможной избыточной мощности и электроэнергии распределенных генерирующих источников.

Результаты исследований оптимальных вариантов развития генерирующих мощностей Тюменского региона. Были рассмотрены три основных варианта уровней электро- и теплопо-

Т а б л и ц а 1

Вариант	Суммарное снижение выдаваемой мощности, МВт
Ввод ВЛ 500 кВ Новосибирск – Барабинск – Омск – Ишим – Иртыш	1050
Ввод дополнительно ВЛ 500 кВ Барнаул – Карасук – Омск – Ишим – Курган – Козырево	850
Ввод дополнительно одной цепи “северного транзита”: ВЛ 500 кВ Ильково – БАЗ – Северная – Вятка	800
Ввод ВЛ 1150 кВ, проходящей по территории России: Итат – Барнаул – Карасук – Омск – Курган – Челябинск	1100
Включены ВЛ 500 и 1150 кВ, проходящие по территории Казахстана и соединяющие ОЭС Сибири и Урала	1100
Ввод ВЛ 500 кВ Томск – ПарABELь – Нижневартовская ГРЭС	1900

требления – высокого, базового и низкого. В базовом варианте уровень электропотребления 1990 г. в целом по России достигается в 2010 г., в варианте высокого уровня электропотребления – в 2007 – 2008 гг. и в варианте низкого уровня электропотребления – в 2012 – 2013 гг.

Собственные максимумы нагрузок, уровни электропотребления и прогнозируемая потребность в централизованном теплоснабжении от ТЭЦ и замещающих их котельных для Тюменской энергосистемы для этих трех сценариев приведены в табл. 2 и 3.

Рассмотрен также предельно пессимистический вариант развития электроэнергетики России, при котором уровни электро- и теплопотребления в 2015 г. соответствуют 1998 г.

При подготовке исходной информации ЕЭС России была представлена восемью узлами, соединенными между собой связями. Тюменская энергосистема была выделена как отдельный узел. Узел моделирует регион, связи – межсистемные линии электропередачи. В каждом узле имеются нагрузка и ряд разнотипных электростанций. Электростанции моделируются набором групп агрегатов, а межсистемные связи – значениями их предельных пропускных способностей, потерь энергии и другими параметрами. Ограничения на пропускную способность линий электропередачи внутри регионов не учитываются. Моделировались отдельными узлами следующие регионы России: Северо-Запад, Центр, Поволжье, Северный Кавказ, Урал, Тюмень, Сибирь, Дальний Восток. Относительный резерв мощности для каждого региона определялся из условия обеспечения принятого в настоящее время норматива надежности $H = 0,996$. В базовом варианте роста уровня электропотребления учитывались реальные графики нагрузки Тюменской энергосистемы и ОЭС России.

При подготовке информации для моделирования оптимизации развития генерирующих источников были использованы данные Тюменьэнерго, а также ЭНИН им. Г. М. Кржижановского, принятые при разработке стратегии развития электроэнергетики России на период до 2015 г. [5].

При этом были рассмотрены различные прогнозы изменения цен на нефть и газ в России и за рубежом, а также различные отечественные и зарубежные данные по укрупненным технико-экономическим показателям сооружения и эксплуатации электростанций различных типов. При проведении оптимизационных исследований в качестве базового варианта цен использовались цены на топливо и технико-экономические показатели, которые в определенной степени усредняют рассмотренные прогнозы и соответствуют тенденциям в соотношении цен в странах с рыночной экономикой. При этом наиболее принципиальным было то, что принималась такая динамика изменений цен на газ и уголь, что с существующего в настоящее время соотношения цен на газ и уголь 1/1,5 оно непрерывно изменялось к 2010 г. для базового варианта цен на соотношение 1,6/1, а затем к 2015 г. увеличивалось еще больше для того, чтобы электростанции на угле были конкурентоспособны с электростанциями на газе на формирующемся рынке электроэнергии России. При этом цена на природный газ на уровне 2010 г. принималась для европейских районов для базового сценария цен примерно равной цене на природный газ в Европе за вычетом затрат на транзит газа. Кроме того, учитывались варианты с увеличенными и уменьшенными по сравнению с базовым вариантом ценами на топливо и удельными показателями сооружения различных типов электростанций. Учитывалось также возможное изменение во времени экономических показателей новых и реконструируемых электростанций с помощью коэффициентов эскалации отдельных составляющих затрат. Все цены выражены в долларах 1998 г.

Учитывая большую неопределенность в исходных условиях, исследования оптимальной структуры генерирующих мощностей проводились при вариации различных параметров, к основным из которых относятся: уровни и режимы электро- и теплопотребления; цены на топливо, технико-экономические показатели существующих, новых и реконструируемых электростанций, различная политика в замене устаревшего оборудования электростанций; ограничения на вводы ПГУ и ГТУ; ограничения на использование отдельных видов

Т а б л и ц а 2

Год	Собственный максимум нагрузки, млн. кВт			Электропотребление, млрд. кВт·ч		
	Вариант			Вариант		
	высокий	базовый	низкий	высокий	базовый	низкий
1999	7,2	7,2	7,2	48,7	48,7	48,7
2005	8,8	7,9	7,4	57,0	55,0	51,0
2010	9,8	8,7	7,7	64,0	60,0	54,0
2015	11,6	9,65	8,6	75,0	67,5	60,0

топлива; пропускные способности межсистемных связей между ОЭС и между Тюменской и смежными энергосистемами, определяемые по подробной расчетной схеме замещения электрической сети. Также учитывалась возможность введения распределенной генерации в Тюменской энергосистеме на основе ГТУ и ПГУ небольшой мощности и проводилась оценка влияния на оптимальные варианты развития генерирующих мощностей “твердых” поставок мощности. Всего было рассмотрено более 30 оптимальных вариантов, различающихся исходными условиями.

Проведенные исследования оптимального развития генерирующих мощностей показали, что суммарные вводы новых, замещающих и реконструируемых генерирующих мощностей в целом по ОЭС России составят в зависимости от уровня электропотребления от 130 до 200 ГВт. При этом основная часть вводов генерирующих мощностей должна быть осуществлена на тепловых электростанциях. До 2015 г. может потребоваться ввод новой, замещающей и реконструируемой мощности тепловых электростанций в объеме 115 ГВт для низкого уровня электропотребления, 155 ГВт – для базового варианта, 180 ГВт – при высоком уровне электро- и теплопотребления как на площадках существующих электростанций, так и новых площадках.

В Тюменской энергосистеме суммарные вводы новых и реконструируемых генерирующих мощностей в период до 2015 г. в случае отсутствия “твердых” поставок мощности в другие энергосистемы страны составят 4,9 ГВт в случае высокого уровня электро- и теплопотребления, 2,6 ГВт – в базовом варианте, 1,4 ГВт – в случае низкого уровня электро- и теплопотребления. В случае наличия “твердых” поставок мощности на Урал и в другие регионы России в объеме 2,4 ГВт до 2010 г. и 3,5 ГВт после 2010 г. в Тюменской энергосистеме потребуется до 2015 г. ввод новой и реконструируемой мощности в объеме 8,3 ГВт в случае высокого уровня электро- и теплопотребления, 6,2 ГВт – в базовом варианте и 5,2 ГВт – в случае низкого уровня электро- и теплопотребления.

Инвестиционные потребности для трех рассмотренных вариантов развития генерирующих мощностей существенно различаются и соответственно составляют по ОЭС России в целом: для варианта низкого, базового и высокого уровней электро- и теплопотребления: 100, 140 и 165 млрд. дол. Инвестиционные потребности Тюменской энергосистемы в развитие генерирующих мощностей в случае отсутствия “твердых” поставок мощности составят к 2015 г. 3,8 млрд. дол. в случае высокого уровня электро- и теплопотребления, 1,9 млрд. дол. – в базовом варианте, 1,1 млрд. дол. – в случае низкого уровня электро- и теплопотребления. В случае наличия “твердых” поставок мощности на Урал и в другие регионы России в объеме

Т а б л и ц а 3

Вариант	Прогнозируемая потребность, млн. Гкал			
	Годы			
	1999	2005	2010	2015
Высокий	13,1	14,2	14,6	15,3
Базовый	13,1	13,7	14,2	14,7
Низкий	13,1	13,5	13,8	14,0

2,4 ГВт в настоящее время и 3,5 ГВт после 2010 г. инвестиционные потребности Тюменской энергосистемы в период до 2015 г. составят в варианте высокого уровня электро- и теплопотребления 6,6 млрд. дол., в базовом варианте – 4,8 млрд. дол., в варианте низкого уровня электро- и теплопотребления – 3,8 млрд. дол.

Структура расходуемого топлива на ТЭС будет изменяться в сторону уменьшения доли мазута до 3 – 4% в 2015 г. и соответственно увеличения доли других первичных энергоресурсов – угля и газа, причем соотношение двух последних будет определяться складывающейся конъюнктурой цен на природный газ и уголь и политикой государства в использовании различных видов топлива для электроэнергетики. При базовом варианте роста электро- и теплопотребления и базовом варианте изменения цен на газ и уголь, при которых их отношение составит в 2010 – 2015 гг. 1,6 – 1,7 для центральных районов европейской части страны, вводы новых, реконструируемых и замещающих мощностей по ОЭС России к 2015 г. на угле составят 40 ГВт, а на природном газе – 113 ГВт. Доля газа в структуре топлива составит к 2010 г. 57% (170 млн. т условного топлива), а в 2015 г. – 58% (205 млн. т условного топлива, или 178 млрд. м³).

Для того, чтобы увеличить использование электростанций на угле и снизить долю природного газа в структуре топлива для ТЭС до 40 – 50% в 2015 г., необходимо, чтобы цена на природный газ для электростанций в европейских районах России и на Урале была на уровне 2010 – 2015 гг. более чем в 2 раза выше цены на уголь.

В случае продления за счет модернизации паркового ресурса на 10 лет всех АЭС и 50 ГВт ТЭС¹ (в Тюменьэнерго принято продление на 10 лет паркового ресурса 2,1 ГВт) суммарные вводы новых, замещающих и реконструируемых генерирующих мощностей по ОЭС России в период до 2015 г. в зависимости от варианта уровня электро- и теплопотребления (высокого, базового и низкого) снижаются соответственно до величин: 145; 120 и 75 ГВт, в Тюменьэнерго – до 4,0; 1,8 и 0,6 ГВт в варианте без “твердых” поставок мощ-

¹ Половина мощности агрегатов ТЭС по ОЭС России в целом, которые выработают свой парковый ресурс к 2015 г.

ности и до 7,5; 5,2 и 4,0 ГВт – для варианта с “твердыми” поставками мощности.

Инвестиционные потребности в этом случае составят в зависимости от варианта уровня электро- и теплотребления (высокого, базового и низкого) соответственно: для ОЭС России 130 (140); 105 (115) и 65 (75) млрд. дол. (в скобках указаны инвестиции с приближенным учетом затрат на продление паркового ресурса оборудования электростанций). Для Тюменьэнерго инвестиционные потребности в этом случае в зависимости от уровня электропотребления составят 3,4; 1,5 и 0,5 млрд. дол. при отсутствии “твердой” поставки мощности и 6,2; 4,4 и 3,2 млрд. дол. при наличии “твердой” поставки мощности из Тюменского региона в другие регионы страны.

Из сопоставления данных по требуемым инвестициям и общесистемным затратам для двух вариантов – без продления паркового ресурса и с продлением на 10 лет паркового ресурса всех АЭС и 50 ГВт ТЭС, при одинаковых базовых ценах на топливо следует, что требуемые инвестиции в целом по России уменьшатся на период до 2015 г. на 25 – 35 млрд. дол. практически независимо от варианта роста уровня электро- и теплотребления. Общесистемные (приведенные дисконтированные) затраты при этом уменьшатся в зависимости от роста уровня электро- и теплотребления (высокого, базового и низкого) соответственно на 15; 14 и 12 млрд. дол. Как видно из сопоставления данных о снижении капитальных и общесистемных затрат, снижение последних оказывается значительно меньше. Соответственно меньшим будет и снижение стоимости производства электроэнергии.

Кроме того, в этом случае срок коренного технического перевооружения электростанций и внедрения нового прогрессивного оборудования перемещается на более поздний период, что может создать трудноразрешимые проблемы перед российской электроэнергетикой и экономикой страны в целом, связанные с чрезмерно большим объемом

требуемых инвестиций и вводов новых, реконструируемых и замещающих мощностей после 2010 – 2015 гг., поэтому коренное техническое перевооружение отрасли должно быть начато как можно скорее.

Из приведенных результатов исследований следует, что даже в случае базового сценария роста электропотребления требуются значительные ресурсы как газа, так и угля. Получение таких объемов газа и угля для электроэнергетики в условиях развивающихся кризисных явлений в топливно-энергетическом комплексе может натолкнуться на значительные трудности. В этих условиях требуются существенное развитие газовой и угольной отраслей, повышение эффективности функционирования электроэнергетики за счет применения современных высокоэффективных технологий, а также повышения эффективности управления. Поэтому основным направлением технического перевооружения и реконструкции тепловых электростанций необходимо рассматривать замещение вырабатывающих свой ресурс энергоустановок новыми передовыми высокоэффективными технологиями и оборудованием, размещаемым в действующих или новых главных корпусах на тех же площадках. Для тепловых электростанций на газе – это установки комбинированного цикла, что и осуществляется в настоящее время и будет осуществляться в Тюменской энергосистеме. Для тепловых электростанций на угле – это установки со сжиганием топлива в циркулирующем кипящем слое. В более отдаленном будущем – это угольные технологии комбинированного цикла с предварительной газификацией угля или его сжиганием в котлах с кипящим слоем под давлением.

Важным направлением в электроэнергетике в современных условиях является развитие распределенной генерации на базе строительства электростанций небольшой мощности, в первую очередь, небольших ТЭЦ с ПГУ и ГТУ. Масштабы развития распределенной генерации на базе электростанций нефтяных и газовых компаний в Тюменском регионе будут зависеть от удельной стоимости их сооружения, а также от экономических отношений, которые будут установлены между независимыми производителями электроэнергии и Тюменьэнерго. При удельной стоимости 600 дол/кВт экономически выгодные масштабы вводов распределенной генерации могли бы составить примерно 900 МВт. Выполненные исследования выявили возможность получения существенной экономии общесистемных затрат от организации совместной оптимальной работы Тюменской энергосистемы и энергосистем Восточной Сибири (табл. 4).

В работе выполнен анализ средней стоимости производства электроэнергии. В табл. 5 показаны прогнозные значения средней стоимости производства электроэнергии по ОЭС России для базо-

Т а б л и ц а 4

Пропускная способность, МВт	Уменьшение общесистемных затрат, млн. дол.		
	Пропускная способность связи Урал – Сибирь, МВт		
	0	1400	3000
Связь Тюмень – Сибирь:			
0	0	650	1125
500	235	820	1211
1000	470	960	1267
1500	630	1065	1306
2000	775	1140	1326
3000	900	1185	1340

вого варианта уровня электро- и теплотребления для двух случаев, когда продлевается на 10 лет парковый ресурс всех АЭС и 50 ГВт ТЭС и когда продление паркового ресурса не предусматривается. Анализ средней стоимости производства электроэнергии показывает, что в перспективе до 2015 г. будет иметь место значительное увеличение стоимости производства электроэнергии, что в большой степени обусловлено необходимостью вложения значительных инвестиций на замену выходящего оборудования электростанций и ростом цен на первичные энергоресурсы. Как видно из данных табл. 5, наименьшее значение стоимости производства электроэнергии на уровне 2015 г. будет в ОЭС Сибири и Тюменской энергосистеме. При этом стоимость производства электроэнергии в Тюменской энергосистеме на уровне 2015 г. будет меньше стоимости производства электроэнергии на Урале и в Центре в среднем на 1,25 и 1,35 цент/(кВт·ч).

В этих условиях наличие эффективно работающих электростанций Тюменской энергосистемы, значительных запасов природного, включая низконапорный, и попутного газа в Тюменском регионе, заделов по наращиванию генерирующих мощностей в Тюменской энергосистеме определяет возрастающую роль Тюменской энергосистемы в электроснабжении потребителей страны дешевой электроэнергией и обуславливает целесообразность реализации имеющихся заделов по наращиванию генерирующих мощностей Тюменского региона. Основными направлениями использования избыточных генерирующих мощностей Тюменской энергосистемы являются:

“твердая” поставка мощности и электроэнергии из Тюменьэнерго в другие энергосистемы Урала и европейской части России по долгосрочным контрактам и замещение тем самым требуемой генерирующей мощности в других энергосистемах

генерирующими мощностями Тюменской энергосистемы;

оптимизация обменов электроэнергией между ОЭС Сибири и Тюменской энергосистемой с целью оптимального использования потенциала гидроэлектростанций Сибири и ГРЭС Тюменской энергосистемы, для чего необходимо сооружение ВЛ 500 кВ Томск – ПарABELь – Нижневартовская ГРЭС.

При этом помимо экономических выгод от оптимизации режимов работы Тюменской энергосистемы и энергосистем Восточной Сибири повысится надежность работы этих энергосистем и электроснабжения потребителей.

Выводы

1. Тюменская энергосистема в настоящее время имеет значительные избытки генерирующей мощности и снабжает электроэнергией не только своих потребителей, но и потребителей других регионов России. Имеется ряд объективных факторов, которые повышают роль Тюменской энергосистемы в обеспечении электроснабжения потребителей других регионов страны. Это обусловлено, в первую очередь, необходимостью значительных объемов замены и технического перевооружения оборудования электростанций в других регионах России (к 2015 г. отработает парковый ресурс порядка 70% ныне существующего генерирующего оборудования), в том числе и в энергосистемах ОЭС Урала, наличием хороших заделов в Тюменской энергосистеме по вводу новых генерирующих мощностей, с перспективами освоения новых месторождений газа в Тюменской области, а также возможностями использования для выработки электроэнергии значительных объемов низконапорного газа, остающегося в вырабатываемых месторождениях природного газа и попутного газа нефтяных месторождений.

Т а б л и ц а 5

Регион	Полная стоимость производства электроэнергии, цент/(кВт·ч)					
	Годы					
	2005		2010		2015	
	без продления ресурса	с продлением ресурса	без продления ресурса	с продлением ресурса	без продления ресурса	с продлением ресурса
Северо-Запад	1,27	1,09	2,30	1,63	2,97	2,42
Центр	1,54	1,33	2,83	2,27	3,62	2,90
Поволжье	1,32	1,12	2,28	1,89	2,89	2,47
Северный Кавказ	1,78	1,29	2,54	2,06	3,05	2,67
Урал	2,34	1,66	3,01	2,46	3,33	3,06
Тюмень	1,05	1,07	1,65	1,60	1,91	1,86
Сибирь	0,66	0,67	1,09	0,87	1,67	1,43
Дальний Восток	2,12	1,89	3,37	3,11	4,08	3,84

2. Вместе с тем, этот мощный потенциал Тюменской энергосистемы не может быть в полной мере использован по причине отсутствия потребностей в этих мощностях в самом регионе и из-за недостаточного развития межсистемных связей с другими регионами. Возможности этих связей для выдачи мощности Тюменской энергосистемы в другие регионы ограничены в настоящее время 2400 МВт. Вследствие этого, несмотря на существенные заделы по Уренгойской и Няганьской ГРЭС, их строительство фактически приостановлено. Однако потребность в электроэнергии, вырабатываемой на этих электростанциях ОАО Тюменьэнерго, может возникнуть уже в недалеком будущем для потребителей других регионов страны при восстановлении экономики России, массовом старении генерирующего оборудования и возможном дефиците топлива для электростанций.

3. Проведенные исследования влияния различных вариантов усиления связей как в самой Тюменской энергосистеме, так и в других энергосистемах ОЭС Урала, в ОЭС Поволжья и Центра показали, что значительное увеличение выдачи мощности от электростанций Тюменской энергосистемы возможно лишь при сооружении ВЛ 500 кВ "северного транзита" Ильково – БАЗ – Северная – Вятка. При сооружении первой цепи этого транзита поток мощности в предельном режиме в сечении Тюмень – Урал и Тюмень – Сибирь увеличится до 3550 – 3850 МВт. Сооружение второй цепи этого транзита позволит увеличить поток мощности в предельном режиме до 4100 – 4450 МВт (в зависимости от степени развития ВЛ 500 кВ в ОЭС Урала). Реализация других рассмотренных мероприятий по усилению связей как в самой Тюменской энергосистеме, так и связей в других энергосистемах ОЭС Урала, а также межсистемных связей между ОЭС Урала, Поволжья и Центра оказывается значительно менее эффективной. Поэтому сооружение ВЛ 500 кВ "северного транзита" по направлению Ильково – Баз – Северная – Вятка может рассматриваться основным стратегическим направлением для выдачи "запертой" мощности тюменских электростанций.

4. Исследования уровней напряжения в энергосистеме при различных режимах ее работы выявили необходимость установки дополнительных шунтирующих реакторов мощностью по 180 Мвар на основных подстанциях 500 кВ, где уровни напряжения при глубокой разгрузке электропередачи Сургутские ГРЭС – Урал близки либо превышают предельно допустимый уровень напряжения 550 кВ: Демьянская, Магистральная, Ильково, Иртыш, сооружения подстанции Беркут и установки на этой подстанции шунтирующего реактора. Вместе с тем, в режимах максимальных нагрузок сохранение дополнительных реакторов в работе приводит к заметному уменьшению максимально передаваемой мощности из Тюменской энергосис-

темы. Поэтому для кардинального улучшения управления режимами Тюменской энергосистемы и, в первую очередь, электропередачи Сургутские ГРЭС – Урал необходима установка регулируемых статических компенсаторов реактивной мощности. Наиболее эффективным местом установки статических компенсаторов реактивной мощности является подстанция Демьянская, где эффект увеличения передаваемой мощности от установки статического компенсатора может составить примерно 0,4 МВт/Мвар.

5. Проведенные исследования по оптимизации развития генерирующих мощностей Тюменской энергосистемы подтвердили правильность проводимой политики ОАО Тюменьэнерго по коренному техническому перевооружению электростанций на базе внедрения парогазовых установок (Тюменская ТЭЦ-1, Сургутская ГРЭС-1), что позволит повысить эффективность использования газа на этих электростанциях и улучшит экологическую ситуацию в регионе. Кроме того, при массовом продлении паркового ресурса оборудования электростанций в целом по России потребуются за пределами 2010 г. большие объемы инвестиций, и это может поставить российскую электроэнергетику перед трудноразрешимыми проблемами, связанными с необходимостью значительных объемов вводов новых, замещающих и реконструируемых мощностей и значительных объемов инвестиций, сопоставимых с объемами, которые были в рамках всего СССР в период интенсивного развития электроэнергетики.

6. Сделанный прогноз средней стоимости производства электроэнергии на перспективу по различным регионам страны показывает, что будет иметь место существенное увеличение стоимости производства электроэнергии, что в значительной степени обусловлено необходимостью вложения значительных инвестиций на замену выбывающего оборудования электростанций и ростом цен на топливо. При этом наименьшая стоимость производства электроэнергии будет иметь место в регионах Сибири и Тюмени. Стоимость производства электроэнергии в Тюменской энергосистеме на уровне 2015 г. будет меньше стоимости производства электроэнергии на Урале и в Центре в среднем на 1,3 цент/(кВт·ч). В этих условиях наличие эффективно работающих электростанций Тюменской энергосистемы, значительных запасов природного и попутного газа в Тюменском регионе, заделов по наращиванию генерирующих мощностей в Тюменской энергосистеме определяет ее возрастающую роль в электроснабжении потребителей страны дешевой электроэнергией и обуславливает целесообразность реализации имеющихся заделов по наращиванию генерирующих мощностей Тюменского региона. Основными направле-

ниями использования избыточных генерирующих мощностей Тюменской энергосистемы являются:

“твердая” поставка мощности и электроэнергии из ОАО Тюменьэнерго в другие энергосистемы Урала и европейской части России по долгосрочным контрактам и замещение тем самым требуемой генерирующей мощности в других энергосистемах генерирующими мощностями Тюменской энергосистемы;

оптимизация обменов электроэнергией между ОЭС Сибири и Тюменской энергосистемой с целью оптимального использования потенциала гидроэлектростанций Сибири и ГРЭС Тюменской энергосистемы, для чего необходимо сооружение ВЛ 500 кВ по направлению Томск – Парабель – Нижневартовская ГРЭС. При этом помимо экономических выгод от оптимизации режимов работы Тюменской энергосистемы и энергосистем Восточной Сибири повысится надежность работы этих энергосистем и электроснабжения потребителей.

7. Важным направлением развития электроэнергетики Тюменского региона является развитие распределенной генерации, в первую очередь, за счет создания оборудования и строительства небо-

льших электростанций с использованием ПГУ и ГТУ. Масштабы развития распределенной генерации на базе электростанций нефтяных и газовых компаний в Тюменском регионе будут зависеть от удельной стоимости их сооружения, а также от экономических отношений, которые будут установлены между независимыми производителями электроэнергии и ОАО Тюменьэнерго.

Список литературы

1. *Боган В. Ф.* 20 лет Тюменской энергосистемы – время поиска, трудов, свершения. – Энергетика Тюменского региона, ноябрь, 1999.
2. *Васильев В. А.* Техническое перевооружение – перспективы дальнейшего развития Тюменской энергосистемы. – Энергетика Тюменского региона, ноябрь, 1999.
3. *Зайцев Л. И.* Тюменская энергосистема – основа надежного электроснабжения и стратегический источник для развития электроэнергетики Урала и Западной Сибири. – Энергетика Тюменского региона, ноябрь, 1999.
4. *Стратегия развития нефтегазовых компаний* / Под ред. Вяхирева Р. И. М.: Наука, 1998.
5. *Волков Э. П., Баринов В. А., Маневич А. С.* Направления развития электроэнергетики России с учетом долгосрочной перспективы. – Изв. РАН. Энергетика, 2000, № 6.

ИНСТИТУТ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ ГОСУДАРСТВЕННЫХ СЛУЖАЩИХ Российской академии государственной службы при Президенте Российской Федерации

ИПКгосслужбы (бывший ВИПКэнерго) -государственное учебное заведение (лицензия Минобразования РФ № 25-007 от 31.01.98 г.). Осуществляет повышение квалификации и профессиональную переподготовку специалистов топливно-энергетического комплекса, государственных, муниципальных и коммерческих организаций в областях экономики и управления, финансового и кадрового менеджмента, маркетинга, психологии управления, информационных технологий.

Организует зарубежные стажировки.

По окончании обучения выдается документ государственного образца.

Для предприятий, заключивших договор на обучение от 50 чел. в год - скидка на обучение и проживание в благоустроенном общежитии Института составит 20 %, от 30 чел. - 10 % при условии своевременной оплаты.

Адрес: 113035, Москва, Садовническая, 77, корп.2, стр.1, E-mail: vipkgos@glas.apc.org

Тел.: (095) 953-2583, тел./факс 953-2782; www.glasnet.ru/~ vipkgos

КАФЕДРЫ:

- Эксплуатация электрических станций, сетей и систем
- Ремонт и модернизация энергооборудования
- Финансы, цены, аудит
- Государственное и муниципальное управление
- Управление персоналом
- Антикризисное управление
- Экономика и управление
- Информационные технологии
- Компьютерный центр

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Сравнительный анализ двух экспериментов, проведенных в разные годы на мазутных котлах

Холщев В. В., инж.

АО «Фирма ОРГРЭС»

Температурный режим труб топочных экранов определяется, в первую очередь, величиной теплового потока. Чем он выше, тем выше перепад температур по толщине стенки

$$\Delta t = f(q), \quad (1)$$

тем выше температура наружной стенки. Одновременно тепловой поток влияет на процесс образования внутренних отложений. Эмпирическая зависимость имеет вид

$$j_{\text{Fe}} = K C_{\text{Fe}} q^2, \quad (2)$$

где j_{Fe} – скорость (интенсивность) образования отложений; C_{Fe} – концентрация железа в воде.

Из формулы (2) видно преобладающее влияние теплового потока q на интенсивность отложений. Поскольку максимальные значения как температуры стенки, так и количества отложений представляют главный эксплуатационный интерес, то при установке температурных вставок и вырезке контрольных образцов необходимо иметь достаточно четкое представление о возможном распределении теплового потока относительно экранов, в первую очередь, по высоте топки.

Существуют различные способы измерения теплового потока, среди которых наибольшее распространение нашли температурные (иногда радиометрические) вставки. Гораздо реже применяется метод калориметрирования, заключающийся в установке в топке измерительных контуров. Результаты подобного определения тепловых потоков рассмотрим на примере экспериментальных работ, проведенных в разное время ВТИ и ОРГРЭС. Испытания проводились на мазутных котлах с односторонним двухъярусным расположением горелок, тепловые нагрузки определялись методом калориметрирования. Измерительный циркуляционный контур позволяет получить наиболее полную и достоверную картину распределения тепловых потоков по высоте топки, однако крайне редко применяется из-за трудоемкости организации подобного измерения в производственных условиях. Вероятно, рассматриваемые далее опыты были единственными для котлов, сжигающих мазут. Аналогичные измерения выполнялись, но на пылеугольных котлах (экраны некоторых из них к тому же были частично закрыты зажигательным

поясом), а также на прямоточном котле СКП с циклонным предтопком.

Схема обвязки контурных труб была различной, однако это отличие не принципиальное и позволяет напрямую сравнивать результаты между собой. Измерительным контуром на котле ТГМЕ-464 были выбраны центральные трубы заднего, бокового и фронтального экранов (диаметр труб 60/48 мм), оснащенные гильзовыми термопарами и расходомерной диафрагмой. На котле ТМ-200 (паропроизводительность 200 т/ч, давление в барабане 3,4 МПа) отдельные циркуляционные экранные трубы на боковом и фронтальном экранах были заменены на точно такие же калориметрические (диаметр труб 83/76 мм) с автономным питанием их химочищенной водой от специального насоса и с установкой гильзовых термопар и расходомерных диафрагм.

При таком способе определения тепловосприятости большое значение имеет точность измерения температуры среды. Чем дальше отстоят друг от друга две смежные термопары, тем выше точность измерения, но, с другой стороны, тем меньше «разрешающая способность», тем приблизительнее результат. На котле ТГМЕ-464 «плотность» установки термопар была заметно выше, одновременно были приняты возможные меры для повышения точности замеров [1].

Далее рассматриваются результаты испытаний обоих котлов на максимальной нагрузке. Конструкция топочных камер тождественна как в расположении горелочных устройств (одностороннее двухъярусное), так и в наклоне подовой части противоположной стены с подъемом в сторону развития факелов.

На котле ТМ-200 исследовались боковая и фронтальная стены топки (на каждой по несколько труб), на котле ТГМЕ-464 – центральные трубы боковой, фронтальной и задней стен топки.

На боковой стене котла ТМ-200 было установлено три калориметрических контура [2]. На рис. 1 показаны тепловые нагрузки по участкам трубы 21 и построенная соответственно эпюра тепловосприятости по высоте. Здесь же для сравнения показаны эпюры соседних труб 38 и 48. Отсутствие измерений в самой нижней части топки (ниже термопары t_1) вынудило авторов эксперимента оборвать эпюру трубы 21 на максимальной нагрузке, которая составила 560 кВт/м². Из рис. 1

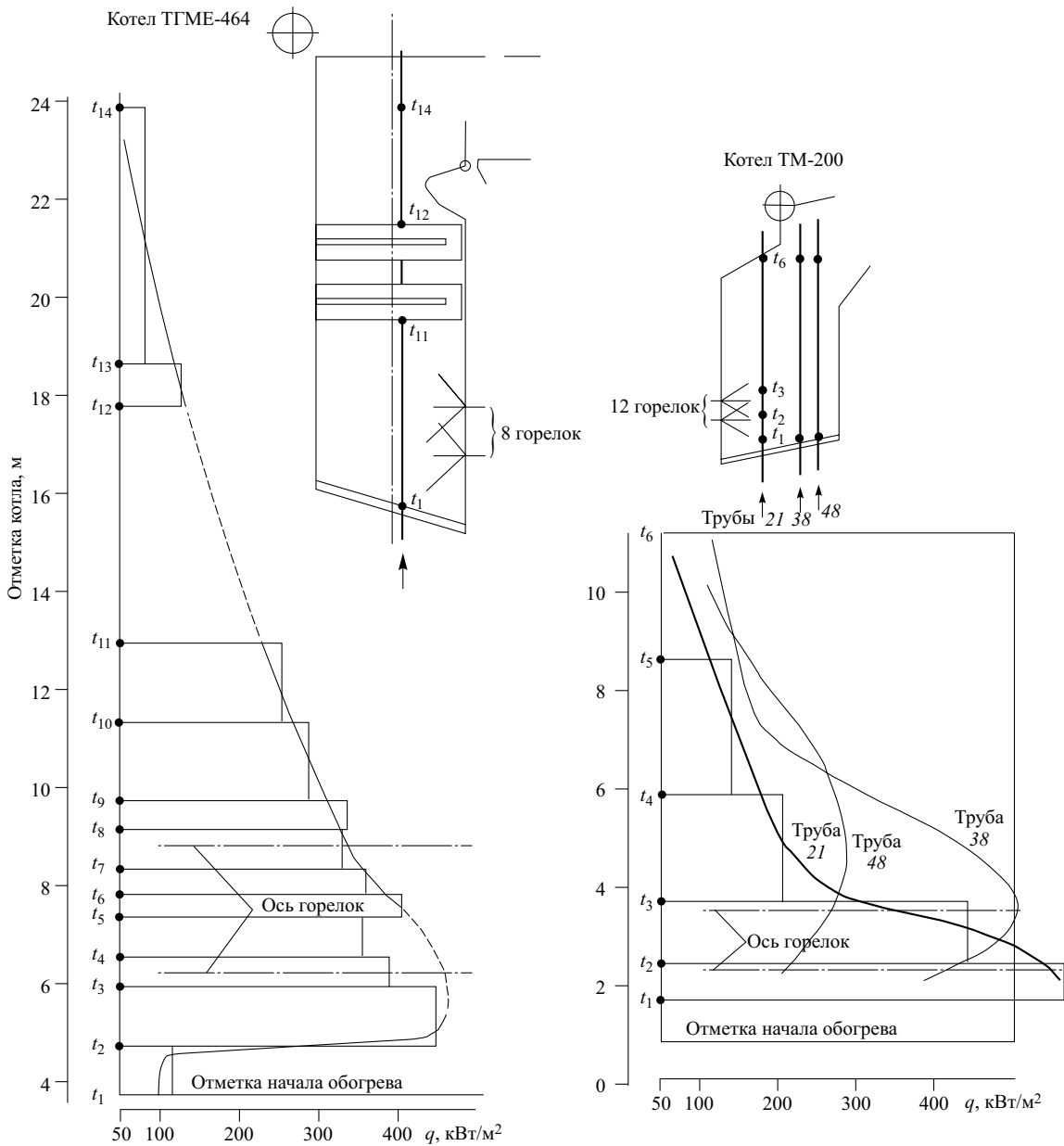


Рис. 1. Тепловосприятие по высоте бокового экрана котлов ТГМЕ-464 и ТМ-200

видно, что максимум теплового потока по высоте топки располагается на отметке ниже оси нижнего яруса горелок. По ходу факела на следующих трубах 38 и 48 максимум перемещается вверх, одновременно снижаясь по абсолютной величине.

На боковой стене котла ТГМЕ-464 calorиметрический контур чуть сдвинут от оси топки к горелкам и был разбит по высоте на 12 участков (участок между термopарами t_{11} и t_{12} затенен лентами радиационного пароперегревателя). На левом графике представлены тепловые потоки как по участкам, так и в виде эпюры. И здесь максимум теплового потока расположен ниже отметки оси нижнего яруса горелок и составляет 450 – 470 кВт/м². Характер распределения тепловых нагрузок с максимумом на обоих котлах, соответствующим отметке нижнего яруса горелок и

ниже, может быть объяснен развитием нижних факелов в ограниченном пространстве: сверху их сдерживают факелы верхних горелок, снизу – раскаленное огнеупорное покрытие подового экрана с его обратным излучением в сторону горелок. На коротком участке в 1 м от пода тепловой поток составляет всего 100 кВт/м² с последующим резким увеличением до максимума – 460 кВт/м².

Поскольку горелки на котлах установлены на разных стенах, то логично сравнивать результаты измерений тепловых нагрузок по высоте топки на задней стене в отношении котла ТГМЕ-464 и на фронтальной – относительно котла ТМ-200 (рис. 2). В том и другом случае calorиметрическим контуром служат центральные трубы, а на котле ТМ-200 также крайняя труба 3. На котле ТМ-200 контуры были поделены всего на четыре участка с располо-

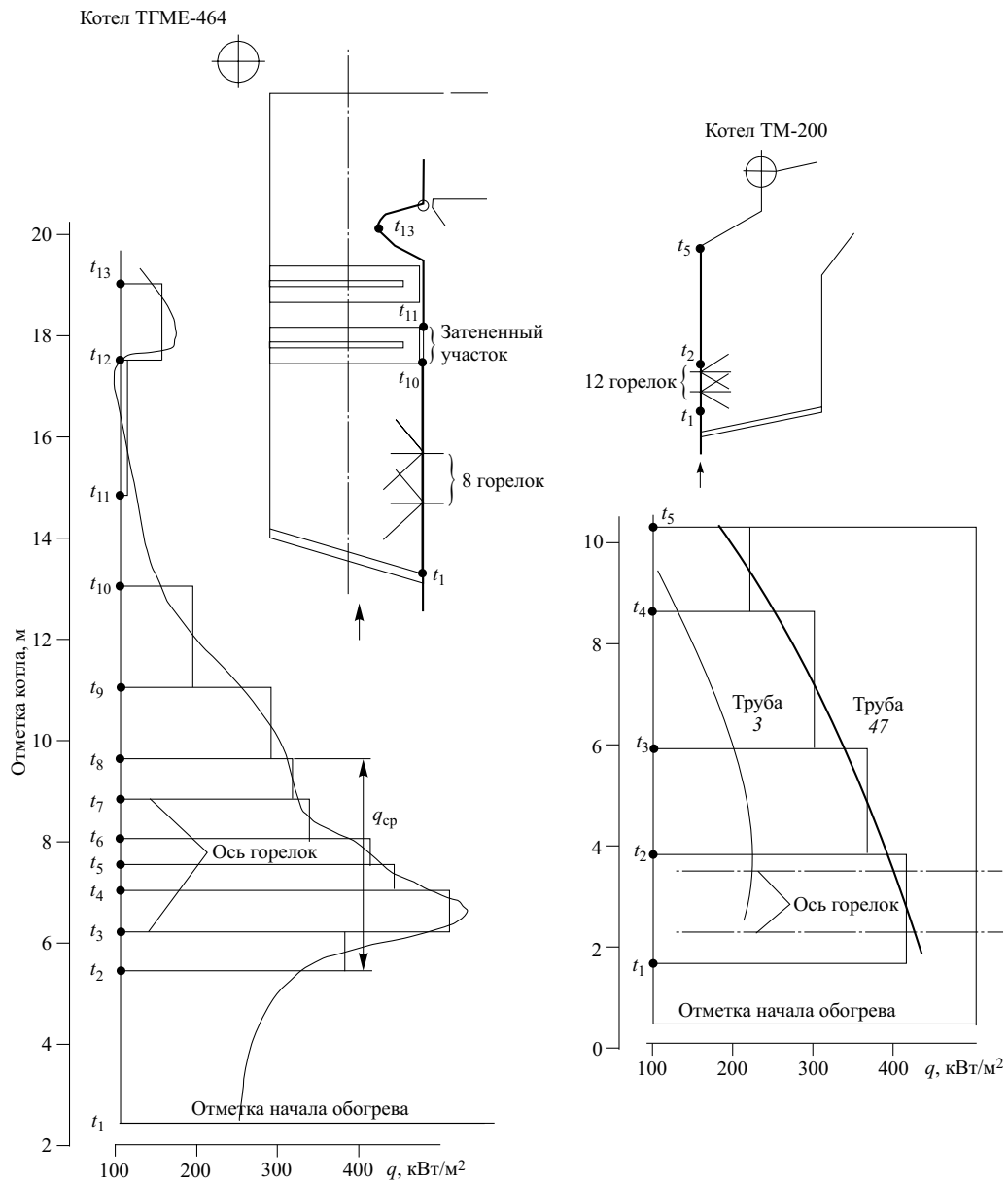


Рис. 2. Тепловосприятие по высоте заднего экрана котла ТГМЕ-464 и фронтального экрана котла ТМ-200

жением пяти термопар примерно через каждые 2 м при общей высоте топки 10 м. Такая разбивка с малым числом участков может дать лишь приблизительную картину тепловосприятия по высоте трубы. Как и на боковой стене, на фронтальной эпюре также обрывается в самой нижней части топки из-за отсутствия измерений. Тем не менее, можно уверенно утверждать, что максимальный локальный тепловой поток превышает среднее значение нижнего участка трубы 410 кВт/м^2 .

На этом участке явно не хватает промежуточного замера, аналогичного температуре t_2 на трубе 21 бокового экрана (рис. 1), поэтому эпюра получилась такой монотонной, явно не отражающей реальной картины тепловосприятия в эпицентре мазутных факелов.

Более подробная и более полная информация получена в другой работе по центральной трубе заднего экрана на котле ТГМЕ-464. Построенная

эпюра имеет резко выраженный максимум теплового потока на оси нижнего яруса горелок, превышающий по абсолютному значению 500 кВт/м^2 . Подобного максимума не отмечено на котле ТМ-200. Если бы на центральной трубе заднего экрана котла ТГМЕ-464 в районе горелок число измерений было ограничено термопарами t_2 и t_8 , то средний тепловой поток этого участка $q_{\text{ср}}$ составил бы 400 кВт/м^2 , как на котле ТМ-200 между термопарами t_1 и t_2 он составил 410 кВт/м^2 .

Из-за недостаточной представительности измерения на фронтальной стене топки котла ТМ-200 эпюру, полученную на заднем экране котла ТГМЕ-464, приходится сравнивать с эпюрой боковой стены котла ТМ-200, т.е. левый график рис. 2 с правым графиком рис. 1. Как видно, обе эпюры имеют одинаково резко выраженный максимум, расположенный в районе отметки нижнего яруса горелок

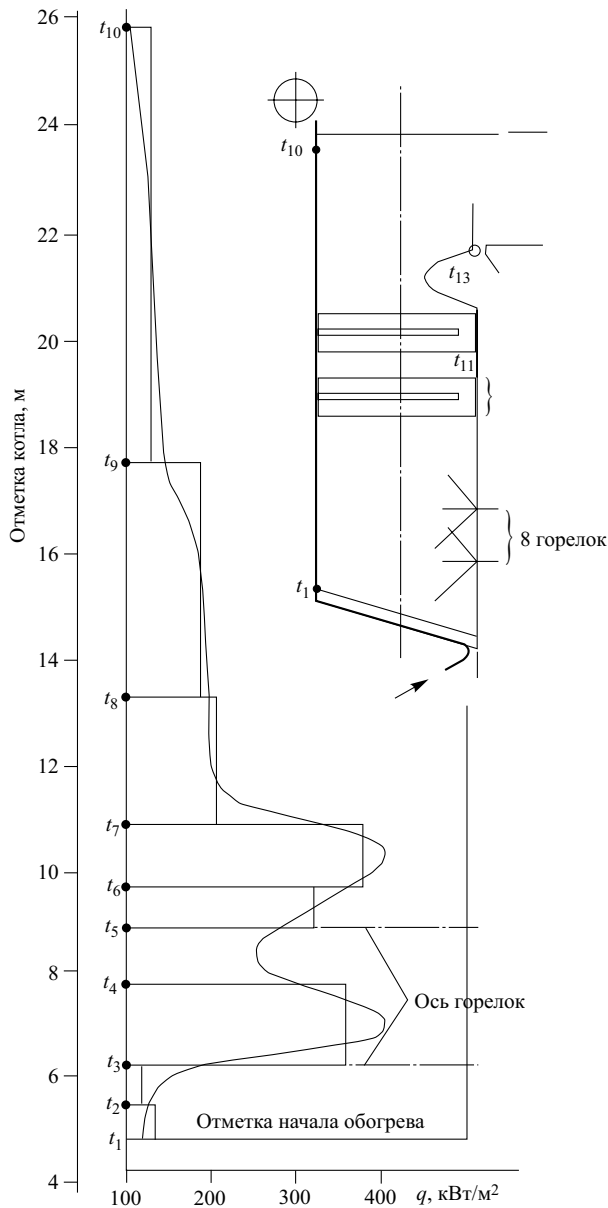


Рис. 3. Тепловосприятие по высоте фронтного экрана котла ТГМЕ-464

и близкий по абсолютным значениям (530 и 560 кВт/м² соответственно).

Распространено мнение, что с переходом на изготовление котлов газоплотного исполнения тепловые потоки в топочной камере повысились. Как видно из проведенного анализа, справедливость такого представления не подтверждается. Подтверждается иное: большие значения тепловых нагрузок в топках мазутного котла.

Далее рассматривается еще одна эпюра, полученная на котле ТГМЕ-464. Центральная труба фронтного экрана была обвязана как калориметрическая с установкой по ее высоте 10 термомпар. На графике рис. 3 показаны средние тепловые нагрузки по участкам и эпюра текущего значения локальной плотности теплового потока. В полном соответствии с двумя ярусами горелок, расположенными напротив (на заднем экране топки), на фронтной стене явно наблюдаются два ярко вы-

раженных максимума воспринятых тепловых потоков. Обнаружить их помогло применение калориметрического контура. Ходовыми средствами (температурные, радиометрические вставки) из-за их низкой точности, дискретности измерения полной картины распределения тепловых нагрузок по высоте экранной трубы обнаружить невозможно.

Каждой стене топки котла ТГМЕ-464 соответствует своя эпюра тепловых нагрузок. Каждый из приведенных графиков отличается индивидуальностью своего рисунка. Обращает на себя внимание резкое изменение теплового потока в зоне максимального тепловосприятия, расположенные максимума на оси и ниже оси нижнего яруса горелок. Полученные графики расходятся со стереотипным представлением о распределении теплового потока по высоте топки, которому более отвечают графики, полученные на трубах 38 и 48 котла ТМ-200 (рис. 1). В то же время графики, полученные на котле ТГМЕ-464, следует воспринимать как графики **конкретного** котла, которые, наверно, выглядели бы несколько иначе при другом конструкторском оформлении топки: обратном наклоне пода, встречном расположении горелок и других отличиях.

Калориметрический контур позволил бы выявить эти различия, но, к сожалению, применение этого способа измерения так и не нашло распространения. Экспериментаторы предпочитают более легкий способ, ограничиваясь установкой температурных вставок.

Совпадение результатов измерения тепловых потоков с помощью калориметрического контура в экспериментах, выполненных когда-то ВТИ на мазутном котле среднего давления и позже ОРГРЭС на мазутном котле высокого давления, конфигурация топки и расположения горелочных устройств которых пространственно подобны, позволяет сделать следующие выводы.

1. Для мазутного топлива локальный максимум теплового потока превышает 500 кВт/м².

2. Указанное значение, определенное при испытаниях на обычном котле и совпавшее при испытаниях на современном газоплотном, не подтверждает точку зрения, что переход на газоплотное исполнение способствовал повышению тепловых нагрузок.

3. Эпюра теплового потока для котлов с односторонним расположением горелок, топка которых выполнена с контруклоном наклонной подовой части в сторону развития факелов, имеет смещение максимума к оси нижнего яруса горелок. Противоположная горелкам стена топки имеет два максимума в соответствии с двумя ярусами горелок и, возможно, три в соответствии с тремя и т.д.

Список литературы

1. Холщев В. В. Определение тепловых нагрузок парогенерирующих экранных труб. – Теплоэнергетика, 1985, № 4.
2. Пржиялковский М. М., Дик Э. П. Распределение тепловых нагрузок в котле с мазутным факелом. – Теплоэнергетика, 1956, № 6.

Явление намагничивания металла и контроль тепловой неравномерности поверхностей нагрева

Богачев В. А., Школьников Б. Э., кандидаты техн. наук, Макогон В. Ф., Урусова Г. А., инженеры

ВТИ – Саранская ТЭЦ-2

Основная причина ускоренного истощения ресурса и повреждений труб поверхностей нагрева котлов ТЭС вызвана перегревами металла выше расчетной или предельно допустимой температуры из-за тепловой неравномерности. Статистика отказов показала, что появление тепловой неравномерности зависит от конструкционных, эксплуатационных и ремонтных факторов и ее не всегда можно предвидеть. Традиционно тепловая неравномерность идентифицируется с помощью термометрических вставок. Однако этот способ требует очень больших затрат. В крупных котлах элементы состоят из сотен труб. Измерить температуру металла каждой трубы практически невозможно. Более того, время надежной работы вставок очень ограничено. Практика остро нуждается в экспресс-методах оценки температурного состояния элементов.

Альтернативой такому способу определения тепловой неравномерности является магнитный метод, базирующийся на явлении намагничивания металла труб поверхностей нагрева в процессе эксплуатации. Метод оперативно реализуется в период останова котлов и не требует специальной подготовки труб для магнитных измерений. В этом заключается его основное преимущество.

Явление намагничивания металла, обнаруженное в 70-х годах [1, 2], вызвало внимание специалистов, занимающихся разработкой неразрушающих методов контроля. Сильно возрос интерес к причинам намагничивания в связи с выходом в свет двух руководящих документов [3, 4] для магнитного контроля котельного оборудования. Первый направлен на определение концентраторов механических напряжений в трубах, второй – на идентификацию тепловой неравномерности элементов пароперегревательного тракта. Информация о причинах намагничивания металла часто носит односторонний и противоречивый характер. Цель настоящей работы заключается в ознакомлении читателей с результатами лабораторных и натурных исследований магнитных характеристик труб из сталей 20 и 12Х1МФ [5].

Измерения поля ряда котлов показали, что явление намагничивания наблюдается в слабых полях, где намагничивание осуществляется обратимыми и необратимыми процессами смещения границ между доменами. Металл при эксплуатации испытывает действие температуры и напряжений.

Согласно современным представлениям только эти факторы могут интенсифицировать процессы смещения и вызвать намагничивание, которое и было обнаружено в виде температурного магнитного (ТМГ) и магнитоупругого (МУГ) гистерезиса.

Явление намагничивания котельных труб предсказывается теорией ферромагнетизма [6]. Состояние системы определяется термодинамическими параметрами. Согласно первому закону термодинамики работа внешних сил равна изменению внутренней энергии системы. Для ферромагнитного монокристалла в намагничивающем поле

$$\mu_0 \int_0^{I_s} (H - H_0) dI_t = u, \quad (1)$$

где μ_0 – магнитная постоянная; H и H_0 – напряженность намагничивающего поля вдоль осей трудного и легкого намагничивания; I_s , I_t – спонтанная намагниченность и тангенциальная составляющая намагниченности; u – энергия кристалла.

Полная энергия, зависящая от направления вектора спонтанной намагниченности I_s , выражается суммой энергии кристаллографической магнитной анизотропии u_q и магнитной энергии упругой деформации u_d (магнитная энергия формы кристалла и граничных слоев опущена)

$$u = u_q + u_d. \quad (2)$$

Для недеформированного внешним напряжением монокристалла кубической симметрии энергия кристаллографической магнитной анизотропии определяется по функциональному уравнению

$$u_q = f(K, \alpha), \quad (3)$$

где K – константы кристаллографической магнитной анизотропии; α – косинусы углов между вектором спонтанной намагниченности I_s и тетрагональными осями кристалла. Значения констант уменьшаются с повышением температуры и равны нулю в точке Кюри. Аналогичную зависимость от температуры демонстрирует I_s .

Напряжения воздействуют на магнитную анизотропию и ориентацию вектора спонтанной намагниченности относительно кристаллографических осей, что приводит к магнитоэстропционным

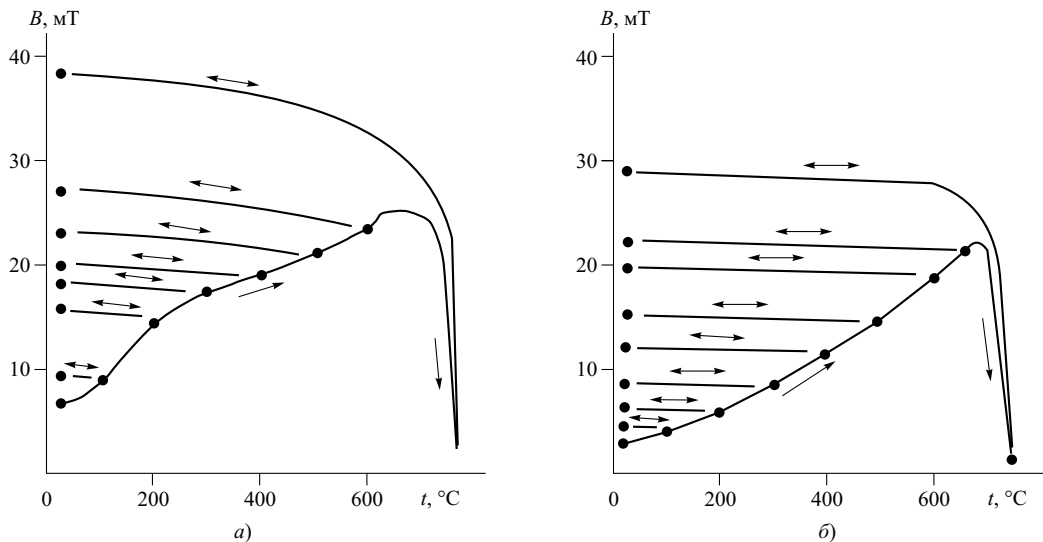


Рис. 1. Температурный магнитный гистерезис котельных сталей в поле 25 А/м:

а – сталь 20; б – сталь 12Х1МФ

изменениям размеров кристалла. Энергия деформации монокристалла выражается функциональным соотношением

$$u_d = f(-\sigma, \lambda_s, \alpha, \beta), \quad (4)$$

где σ – напряжения, которые могут быть внешними и внутренними; λ_s – константы магнитоэластики насыщения вдоль осей трудного и легкого намагничивания; β – направляющие косинусы вектора измерения.

Поликристалл железа имеет положительную магнитоэластику в слабых полях. Из соотношений (1) – (4) следует закономерность снижения работы намагничивания кристалла железа в области температур ниже точки Кюри и упругих напряжений растяжения.

Теория ферромагнетизма позволяет качественно понять причину изменения магнитных характеристик металла при теплообмене и деформации. Для подтверждения этой теории применительно к котельным сталям проведено экспериментальное исследование ТМГ и МУГ. Рабочим участком служили трубы в состоянии поставки. Эксперименты проводились в полях напряженностью от 5 до 25 А/м. Перед началом экспериментов и после полного цикла температур и напряжений рабочий участок размагничивался нагреванием до 800°C, выдержкой при этой температуре 1 ч и охлаждением до комнатной температуры (20°C) в отсутствие магнитного поля.

На рис. 1 показаны результаты измерения ТМГ стали 20 и 12Х1МФ по циклу А (нагревание и охлаждение в магнитном поле) в однородном поле температур t . Исходная температура каждого цикла всегда оставалась равной 20°C. Разность температур между точками возврата соответствовала примерно 100°C. При нагревании трубы магнит-

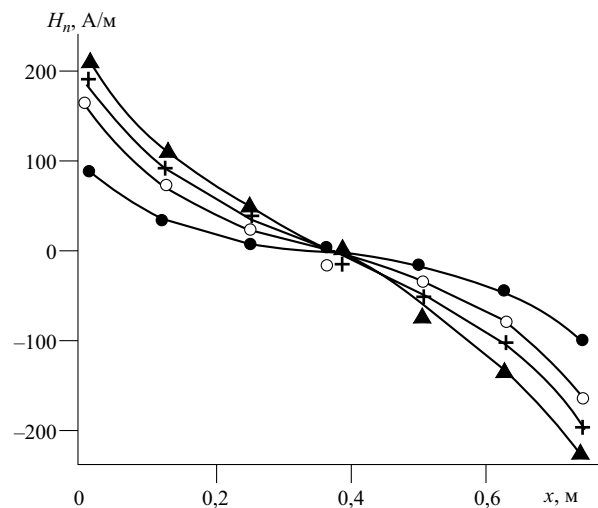


Рис. 2. Изменение магнитного рассеяния по длине трубы из стали 20 от температуры в поле 25 А/м при температуре (в градусах Цельсия):

• – 20; о – 200; + – 400; ▲ – 600

ная индукция B сначала увеличивается, вблизи точки Кюри она достигает максимума и затем уменьшается до нуля. Такой ход кривой обусловлен снижением энергии кристаллографической магнитной анизотропии и температурной зависимостью магнитоэластики и спонтанной намагниченности. При охлаждении трубы B немного возрастает к концу цикла. Этот рост вызван увеличением намагниченности с уменьшением температуры из точек возврата, где уже была достигнута достаточно устойчивая магнитная текстура с ориентацией части доменов вдоль поля. Повторное нагревание до точки возврата и охлаждение не изменяет B в конце цикла. Важнейшим выводом из эксперимен-

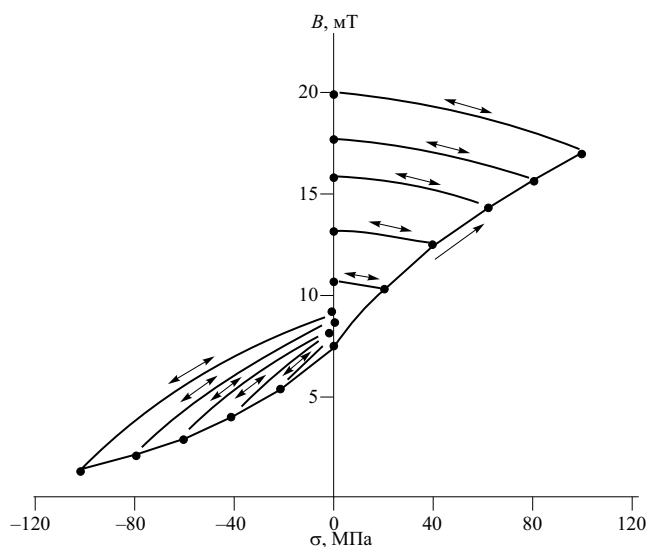


Рис. 3. Магнитоупругий гистерезис стали 20 в поле 25 А/м

тов является отсутствие пересечения кривых охлаждения из точек возврата.

Изменение нормальной составляющей вектора напряженности магнитного поля H_n по длине трубы x в конце цикла показано на рис. 2. Увеличение температуры приводит к плавному возрастанию H_n по всей длине с наибольшим приращением на концах. Такое распределение H_n является классическим в однородном магнитном поле. Максимум H_n характеризует температурное состояние металла.

На рис. 3 показаны данные измерения МУГ стали 20 при одноосных напряжениях σ . Растяжение и сжатие трубы вызывают соответственно рост и снижение магнитной индукции. В обоих случаях кривая нагрузки идет ниже кривой разгрузки. Приращение B в конце цикла при растяжении трубы примерно в 4–5 раз выше, чем при сжатии. Этот эффект характерен для металлов с положительной магнитоупругостью. Повторные циклы до точки возврата уменьшают B , но не изменяют результирующий эффект в конце цикла. Эксперименты с потерей устойчивости трубы выявили рост B вплоть до предела текучести металла. Первый цикл температурного и деформационного воздействия от исходного состояния до точки возврата и обратно вызывает необратимое изменение доменной структуры, а повторный – обратимое.

Полученные данные послужили базой для разработки магнитного метода контроля тепловой неравномерности элементов. Магнитный контроль продемонстрирован на конвективном пароперегревателе второй ступени (КПП-II) котла ПК-19 ст. № 3 Саранской ТЭЦ-2. В четырех котлах за 1,5 года произошло девять повреждений труб КПП-II. Из них два повреждения наблюдались в левом и правом элементах и семь – в центральном. В КПП-II

котла ст. № 3 за этот период произошло три повреждения центрального элемента. Число остановов резко возросло после перевода котлов с температуры пара 510°C на температуру 540°C. Все повреждения представляли собой продольное раскрытие, расположенное на лобовой стороне нижнего гйба первого змеевика пятого хода элемента – первого по ходу движения продуктов сгорания. Причина разрушений вызвана истощением запаса длительной прочности из-за локального перегрева металла.

Пароперегреватель вертикально ориентирован в пространстве и состоит из трех элементов: левого (пакеты 1–21), центрального (пакеты 22–54) и правого (пакеты 55–75). Левый и правый элементы выполнены из двухзмеевиковых пакетов труб диаметром 42/32 мм (сталь 12Х1МФ), центральный элемент изготовлен из трехзмеевиковых пакетов труб диаметром 38/30 мм (сталь 12Х1МФ). Все элементы котла № 3 имеют наработку 23 тыс. ч, из них на новых режимных параметрах – 2 тыс. ч. До и после перевода котла на новые параметры температура пара на выходе из левого и правого элементов была на уровне 446 и 460°C, из центрального – 510 и 540°C. Давление пара в КПП-II – 11 МПа. Котел работает на газе, водный режим котла – ГАВР.

Магнитный параметр H_n измерялся с помощью магнитометра МФ-24ФМ с феррозондовым преобразователем (градиентометр). Изменение H_n вдоль фронтальной образующей первого змеевика пятого хода центрального элемента КПП-II показано на рис. 4. Видно, что H_n достигает максимума именно на нижнем гйбе, который является самым ненадежным участком по статистике повреждений. Это свидетельствует о более высокой температуре металла гйбов и прямых участков труб вблизи гйбов. Аналогичное распределение H_n получено на всех змеевиках КПП-II и в лабораторных исследованиях (см. рис. 2). Такой результат представляется естественным, так как скорость, температура и коэффициент теплоотдачи от продуктов сгорания максимальны в центре газотока над “перевальной горкой” из-за поджатия набегающего потока. Перегрев гйбов вызван также высокой температурой пара после перевода котла на новые параметры.

Обработка и анализ результатов измерений проводились в соответствии с [4, 7, 8]. На рис. 5, а показано распределение максимума H_n по пакетам КПП-II котла № 3 Саранской ТЭЦ-2. Пробел относится к поврежденному и отглушенному змеевику. Две горизонтальные линии (сплошная и пунктирная) характеризуют соответственно среднее (магнитное) состояние элемента ξ , связанное по косвенному признаку через магнитный параметр металла с температурой эксплуатации, и границу группы труб, имеющих риск разрушиться из-за

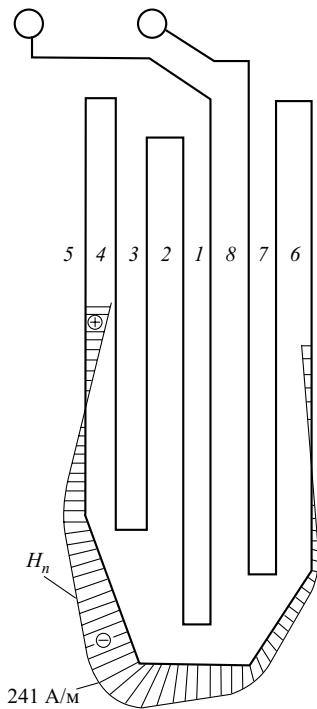


Рис. 4. Эпюра H_n на участке трубы пакета 46

перегрева $\xi + 3\sigma$ (σ – среднеквадратическое отклонение от математического ожидания ξ).

Данные магнитного контроля указывают на выраженную тепловую разверку центрального и небольшую разверку левого элементов пароперегревателя: значения ξ левого, центрального и правого элементов соответственно равны 149, 188 и 121 А/м. Правый элемент эксплуатируется в более щадящем режиме и имеет самый низкий уровень $\xi + 3\sigma = 215$ А/м. Согласно [4] он выбран в качестве образца при установлении границы для остальных элементов. В группе риска оказались следующие пакеты: 11, 16, 23, 25, 30, 32 – 36, 39, 46, 47, 49 и 51. Большинство перегретых пакетов относится к центральному элементу. После удаления численного массива за пределами границы труб группы риска значение ξ пароперегревателя снизилось со 158 до 136 А/м. За период эксплуатации до магнитного контроля были сделаны вырезки гибов из поврежденных и неповрежденных змеевиков пакетов 41, 53 и 44, 55. Измерения показали, что максимум H_n этих змеевиков находится преимущественно на уровне 136 А/м. Следовательно, замена перегретых участков приводит к снижению ξ . Этот эффект неоднократно наблюдался в котлах.

Представляется вполне обоснованной не замена гибов змеевиков пароперегревателей Саранской ТЭЦ-2, а реконструкция центрального элемента. Первым по ходу движения потока продуктов сгорания должен быть не пятый, а первый или второй ход КПП-II. Примером может служить пылеугольный котел ПК-10п-2 ст. № 5 Апатитской ТЭЦ. Пароперегреватель второй ступени изготовлен из па-

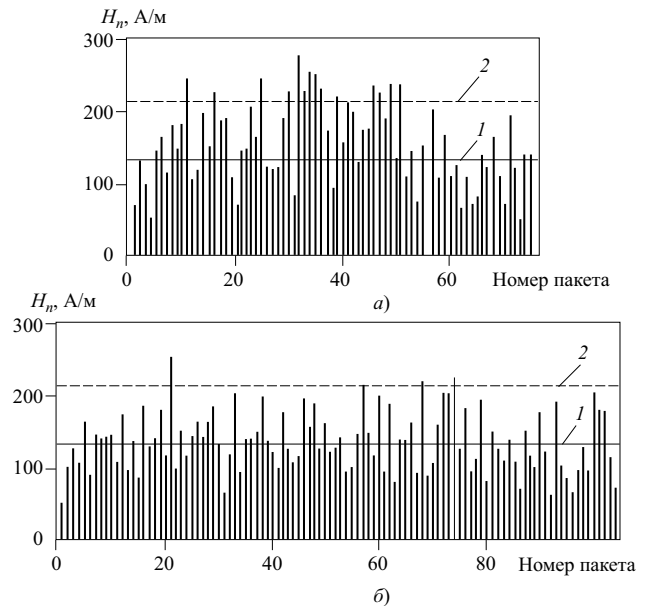


Рис. 5. Результаты магнитного контроля металла труб КПП-II котла № 3 Саранской ТЭЦ-2 (а) и котла № 5 Апатитской ТЭЦ (б):

1 – среднее состояние; 2 – граница группы труб риска

кетов труб диаметром 42/33 мм (сталь 12Х1МФ) и состоит из трех элементов: левого (пакеты 1 – 28), центрального (пакеты 29 – 76) и правого (пакеты 77 – 104). Нарботка левого и правого элементов составляет 96 тыс. ч, центрального – 26 тыс. ч. Температура пара на выходе из центрального элемента равна 540°C. За эксплуатационный период повреждений не было. Результаты магнитного контроля металла первого змеевика второго хода показаны на рис. 5, б. Значения ξ левого, центрального и правого элементов соответственно равны 135, 147 и 123 А/м, а КПП-II в целом – 134 А/м. В этом котле также имеется небольшая разверка центрального элемента. Эквивалентная температура эксплуатации $t_{экв}$ и остаточный ресурс по условиям жаропрочности металла $\tau_{ост}$ составили 560°C и 50 тыс. ч соответственно. Из сравнения котлов видно, что ξ центрального элемента КПП-II Саранской ТЭЦ-2 на 41 А/м выше. Отклонение ξ за образцовый предел ξ_0 на 10 А/м и более служит критерием тепловой неравномерности вертикальных элементов.

Для определения $t_{экв}$ и $\tau_{ост}$ металла труб КПП-II котла № 3 Саранской ТЭЦ-2 были вырезаны нижние гибы из пакетов 21, 46 и 73. Змеевик пакета 21 имеет среднее значение H_n , пакета 46 относится к группе риска и пакета 73 имеет минимальный уровень H_n . Показанная на рис. 6 микроструктура металла гибов в образцах пакетов 21 и 73 представляет собой относительно плотный перлит с небольшим количеством выделившихся карбидов по границам и полю ферритных зерен, в образце пакета 46 – ферритокарбидную смесь.

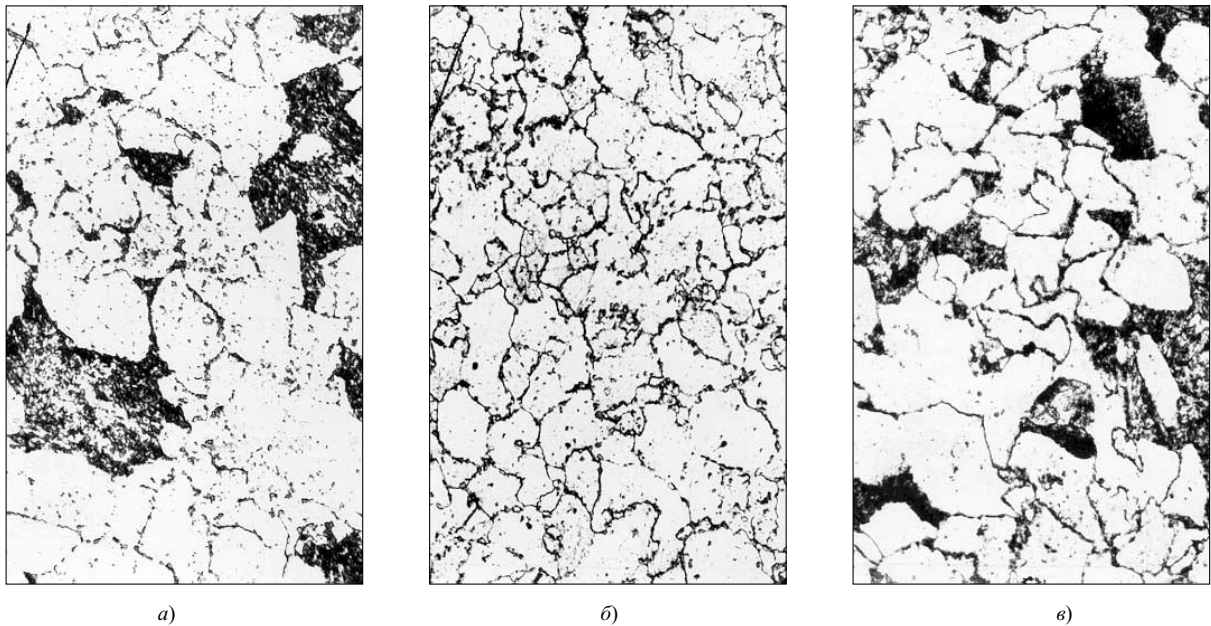


Рис. 6. Микроструктура металла гибов труб КПП-II котла № 3 Саранской ТЭЦ-2 ($\times 500$):

а – пакет 21; б – пакет 46; в – пакет 73

Эквивалентная температура эксплуатации металла, напряжение от внутреннего давления и остаточный ресурс, рассчитанные согласно [9], приведены далее.

Номер пакета	21	46	73
Эквивалентная температура, °С:			
по микроструктуре	590	615	585
по окалине	545	590	545
Эквивалентное напряжение, МПа	49	65	45
Остаточный ресурс, тыс. ч	> 100	0	> 100

Эквивалентная температура, определенная по микроструктуре, характеризует работу труб при стационарном режиме и выбегах температуры, а определенная по толщине окалины, – только при стационарном режиме. Различие в $t_{\text{экв}}$ объясняется колебаниями температуры. По состоянию микроструктуры наблюдаются выраженная тепловая разверка центрального элемента и небольшая разверка левого элемента.

Результаты лабораторных и натуральных исследований показали, что причина намагничивания металла котельных труб вызвана температурой и напряжениями. Максимум H_n в зоне нижнегогиба отражает температурное состояние металла змеевиков элементов с вертикальной ориентацией в пространстве. Данные магнитного контроля и металлографического исследования находятся в удовлетворительном соответствии. Для обеспечения надежной работы КПП-II котлов ПК-19 Саранской ТЭЦ-2 необходима реконструкция центрального элемента. После реконструкции ресурс

гибов фронтального змеевика составит не менее 50 тыс. ч.

Список литературы

1. Филимонов О. В., Вайнман А. В., Гофман И. Н. Связь внутритрубной коррозии и накипеобразования с магнитным полем парогенерирующих труб. – Теплоэнергетика, 1977, № 10.
2. Филимонов О. В., Богданов В. Ф. Магнитный метод контроля состояния труб поверхностей нагрева котлов. – Электрические станции, 1987, № 1.
3. РД 34.17.446 – 97. Методические указания по техническому диагностированию труб поверхностей нагрева паровых и водогрейных котлов с использованием магнитной памяти металла. М.: НПО “Энергодиагностика”, 1997.
4. РД 34.17.451 – 98. Методические указания по магнитному контролю металла труб поверхностей нагрева котлов теплоэлектростанций. М.: ВТИ, 1998.
5. Богачев В. А., Ерошенко В. М., Меламед Е. Б. Экспериментальное исследование влияния температуры и напряжений на намагничивание котельных труб. – Инженерно-физический журнал, 1991, т. 60, № 2.
6. Акулов Н. С. Ферромагнетизм. М. – Л.: ОГИЗ, 1939.
7. Магнитный метод определения перегретых труб из стали 20 и 12Х1МФ поверхностей нагрева паровых котлов. / Богачев В. А., Гончарь М. И., Дарвин Е. И. и др. – Электрические станции, 1995, № 3.
8. Богачев В. А. Магнитный контроль металла труб пароперегревателей для определения тепловой неравномерности. – Электрические станции, 2000, № 2.
9. РД 34.17.452 – 98. Методические указания о порядке проведения работ при оценке остаточного ресурса пароперегревателей котлов электростанций. М.: ВТИ, 1998.

Опыт Благовещенской ТЭЦ по нормализации тепловых расширений турбин Т-110/120-130-4 без разборки ЦВД

Андреев Ю. А., Палей А. Г., Безручкин Е. П., Бутовский И. А., инженеры

Благовещенская ТЭЦ – ООО “Турбинист”

Проблема тепловых расширений является насущной и чрезвычайно острой для многих турбин ТЭС. Решение данной проблемы улучшает маневренность турбин и является одним из основных условий надежной работы паровых турбин.

Руководящим документом (РД 34.30.506.90 “Методические указания по нормализации тепловых расширений цилиндров паровых турбин тепловых электростанций”, М., 1991) определен перечень мероприятий для нормализации тепловых расширений. Поскольку они являются довольно дорогостоящими и громоздкими, их реализацию необходимо проводить поэтапно – от простого к сложному, оценивая эффективность принятых мер. При этом оценить эффективность выполненных мероприятий можно только в процессе эксплуатации турбины, что значительно увеличивает время, необходимое для решения проблемы тепловых расширений.

В период отопительного сезона 1997 – 1998 гг. на турбине Т-110/120-130-4 ст. № 2 Благовещенской ТЭЦ внезапно появились признаки ухудшения тепловых расширений (скачки вибрации, продолжительность выхода на холостой ход из холодного состояния до 18 ч, низкочастотная вибрация подшипников ЦВД на отдельных режимах и др.). Проведенные испытания подтвердили необходимость работ по нормализации тепловых расширений. Ограниченное финансирование ремонтной кампании, острота проблемы, необходимость выполнения запланированных ремонтов других турбин заставили искать наиболее оптимальный способ нормализации тепловых расширений.

В силу изложенного и на основании практического опыта мы пришли к выводу о целесообразности реализации максимального числа мероприятий по нормализации тепловых расширений в межремонтный период, в ходе проведения текущих ремонтов.

Одним из основных и наиболее эффективных мероприятий по снижению перестановочных усилий ступеней является ревизия продольных шпонок и укладка металлофторопластовой ленты (МФЛ) на поверхность скольжения между стулом и фундаментной рамой. Данная операция требует демонтажа стула. Качественная натяжка и закрепление МФЛ без демонтажа стула в большинстве случаев невозможны. Кроме этого, чрезвычайно важной и необходимой операцией является проверка плотности корпуса подшипника методом керосиновой пробы, проведение шабровки основания стула и фундаментной рамы. Снятие переднего стула сложности не представляет, снятие среднего стула, как правило, требует демонтажа ЦВД или ЦСД.

Традиционный подход к демонтажу цилиндра предполагает снятие изоляции и разборку цилиндра. Учитывая технические возможности грузоподъемных механизмов машзала и конструктивные особенности турбин Т-110/120-130-4, специалисты БТЭС и энергоремонтного предприятия “Турбинист” выполнили демонтаж ЦВД без разборки и без снятия изоляции. За основу была принята методика ревизии и ремонта опорных поверхностей ступеней, изложенная, в п.3.2.6 указанного ранее руководящего документа.

Перед демонтажом ЦВД были проведены следующие замеры, определяющие взаимное положение роторов, цилиндров и деталей фундаментов:

замер центровки роторов в холодном состоянии до “оживления” (отрыва стула от фундаментной рамы) и после “оживления” (рис. 1);

замер опорных реакций цилиндров при помощи динамометров ДС-25 ЛМЗ;

замер положения роторов по масляным расточкам;

замер рабочего положения роторов в осевом направлении: паровой, масляный разбег и их соотношение (рис. 2);

замер положения РВД и РСД относительно цилиндров в радиальном направлении по “флажкам”;

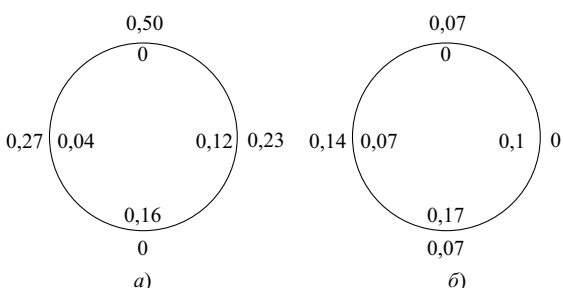


Рис. 1. Диаграммы замеров центровок РВД – РСД в ходе проверки упругих свойств ригеля (“оживления”) скоба на РСД:

а, б – соответственно до и после отрыва стула от фундаментной рамы

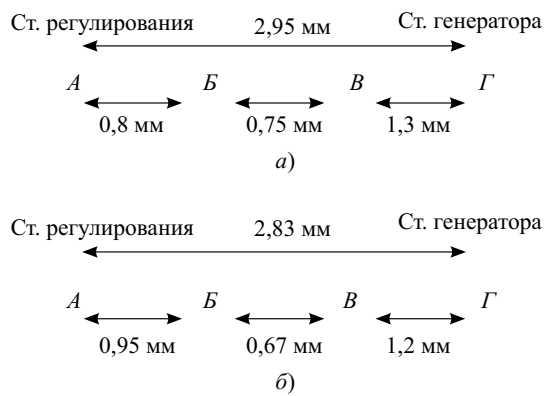


Рис. 2. Диаграммы замеров до (а) и после (б) ремонта осевого положения валопровода относительно цилиндров при собранных роторах:

ротор прижат: А – на регулирование (без установочных колодок); В – к установочным колодкам; В – к рабочим колодкам; Г – на генератор (без рабочих колодок)

замер уклонов шеек роторов уровнем “Геологоразведка”;

замер уклонов фундаментных рам, поперечных ригелей, ступей до “оживления” ригелей и после;

замер зазоров по вертикальным и поперечным шпонкам.

Анализ состояния линии вала показал значительный уровень расцентровок РВД – РСД и отклонение уклонов роторов от формулярных значений. Направление расцентровок РВД – РСД, а также их изменение после “оживления” ригеля подтвердило вывод о наличии подклинивания среднего стула и связанными с ним кручениями поперечного ригеля (рис. 1).

Анализ возможных изменений центровки линии вала и уклонов по шейкам роторов показал, что для приближения к формулярным значениям необходимо под передний и средний стулья положить МФЛ толщиной 0,65 мм без строжки основания ступей.

Далее были выполнены следующие операции:

разобраны верхние половины концевых каминных уплотнений ЦВД и ЦСД;

РВД и передний конец РСД уложены на технологические полукольца, установленные в нижнюю половину каминных уплотнений, по методике, изложенной в п. 3.2.6 РД 34.30.506.90;

выкачены нижние половины подшипников РВД и передний РСД;

отрезаны присоединительные трубопроводы;

ЦВД в сборе с ротором демонтирован и установлен на шпальную выкладку;

ЦСД установлен на временные опоры;

демонтирован средний стул.

Натяжка и крепление МФЛ осуществлялись в соответствии с РД 34.30.506.90. В ходе проведения работ из-за ограниченности времени не устранялись дефекты подливки фундаментных рам перед-

него и среднего ступей и не ужесточались узлы сопряжения продольных и поперечных ригелей (для остальных турбин такие работы выполнены).

После установки ЦВД на место были проведены замеры, определяющие взаимное положение роторов и цилиндров турбины и показавшие близкие значения реальных замеров и прогнозируемых. Перемещением вкладышей подшипников произвели подцентровку взаимного расположения роторов ВД и СД. Возвращение к исходной центровке роторов в цилиндрах, а также обеспечение равенства опорных реакций цилиндров осуществили изменением высоты поперечных шпонок (шабровка или установка фольги в основании шпонок). Сохранение осевого положения роторов контролировалось замером парового и масляного разбегов и их соотношением (рис. 2).

Присоединение паропроводов производилось с поэтапным контролем неизменности опорных реакций цилиндров. Для обеспечения равномерности тепловых расширений в поперечном направлении произведена замена поперечных шпонок турбины на поворотные шпонки конструкции УТМЗ.

Все работы были выполнены бригадой слесарей в составе 10 чел. за 40 сут.

Выполненные мероприятия обеспечили равномерность тепловых расширений турбины. Задеваний на пуске и в течение последующей эксплуатации не отмечалось. Аналогичные работы были проведены на турбине Т-110/120-4 ст. № 3 Благовещенской ТЭЦ, отличие состояло в укладке под передний стул МФЛ толщиной 1,1 мм (по проведенному анализу возможных изменений центровки линии вала и уклонов по шейкам роторов для приближения к формулярным значениям). После проведенных работ турбины ст. № 2 и 3 отработали 2 года без проведения среднего и капитального ремонтов.

Выводы

1. Ремонт системы тепловых расширений возможно и целесообразно выполнять в ходе текущего ремонта.

2. Для крепления МФЛ необходимо снятие стула.

3. Демонтаж цилиндров можно выполнять без их разборки, если позволяет грузоподъемность кранов маззала.

4. Обязателен ремонт, а по возможности, – реконструкция поперечных шпонок турбины.

5. Для нормализации тепловых расширений обязательна наладка опорно-подвесной системы трубопроводов.

6. Уменьшая перестановочные усилия стула, можно уменьшить деформации деталей фундамента до приемлемых значений без выполнения их ремонта и ужесточения.

7. Пользуясь описанным методом, можно устранять значительные расцентровки линии валопровода без вскрытия цилиндров, что значительно уменьшает сроки ремонтов и снижает стоимость.

8. Неизменность центровки деталей ротора и статора обеспечивается дублированием замеров, характеризующих их взаимное расположение в на-

чале и конце ремонта, а также на промежуточных этапах.

9. Следует стремиться к совпадению расчетных значений центровки, прогнозируемых в результате выполнения тех или иных операций, с фактически замеренными. Анализ значительных отклонений позволяет своевременно обнаружить и устранить возможные ошибки при сборке.

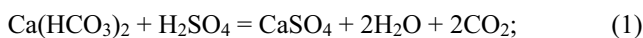
Выбор методов предотвращения углекислотной коррозии тепловых сетей

Шарапов В. И., доктор техн. наук, Сивухина М. А., инж.

Ульяновский государственный технический университет

Внутренняя коррозия тепловых сетей в значительной мере обусловлена наличием в сетевой воде свободной углекислоты (диоксида углерода CO_2). Угольная кислота присутствует в том или ином количестве во всех природных водах, используемых для подпитки теплосети. Большая часть углекислоты находится в виде свободного молекулярно-растворенного газа CO_2 и бикарбонатных ионов HCO_3^- , незначительная часть, прореагировав с водой, образует угольную кислоту. Источником появления CO_2 в природной воде являются различные биохимические процессы окисления органических веществ как в самих водоемах, так и в почве, при фильтрации через которую вода обогащается углекислотой.

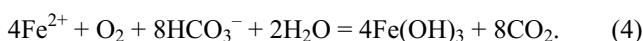
При снижении щелочности подпиточной воды систем теплоснабжения путем подкисления серной кислотой вода обогащается свободной углекислотой в результате реакций



Количество выделяющейся при противонакипной обработке воды свободной углекислоты $C_{\text{CO}_2\text{п.о}}$ пропорционально величине разрушаемой карбонатной жесткости (щелочности) $J_{\text{к.п.о}}$

$$C_{\text{CO}_2\text{п.о}} = 44J_{\text{к.п.о}}. \quad (3)$$

Кроме того, дополнительное количество свободной углекислоты $C_{\text{CO}_2\text{Fe}}$ выделяется в процессах обезжелезивания артезианских вод аэрированием в результате реакции



Общее количество свободной углекислоты $C_{\text{CO}_2\text{общ}}$, подлежащее удалению в процессе противокоррозионной обработки воды, составляет

$$C_{\text{CO}_2\text{общ}} = C_{\text{CO}_2\text{исх}} + C_{\text{CO}_2\text{п.о}} + C_{\text{CO}_2\text{Fe}}. \quad (5)$$

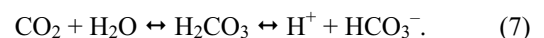
Начальное содержание свободного диоксида углерода $C_{\text{CO}_2\text{исх}}$ в различной природной воде обычно находится в пределах 2 – 25 мг/л. При понижении накипеобразующей способности воды методами подкисления и водород-катионирования содержание CO_2 в воде возрастает за счет разрушения бикарбонатных ионов до значительных величин (50 – 500 мг/л).

В настоящее время при нормировании накипеобразующей способности подпиточной воды используют карбонатный индекс $I_{\text{к}}$ [1], равный произведению кальциевой жесткости и общей щелочности

$$I_{\text{к}} = J_{\text{Ca}} J_{\text{щ.общ}}. \quad (6)$$

Приведенные в [1] значения карбонатного индекса обеспечивают допустимую скорость накипеобразования в водогрейных котлах, равную 0,1 г/(м²·ч). Для обеспечения требуемого значения карбонатного индекса подпиточную воду умягчают методами ионного обмена или уменьшают ее щелочность подкислением, в результате чего образуется дополнительное количество свободной углекислоты.

Угольная кислота понижает pH воды вследствие диссоциации



С повышением температуры воды резко увеличивается степень диссоциации угольной кислоты, что обуславливает повышение кислотности воды

и резкое возрастание ее коррозионной активности при одновременном снижении стойкости защитной оксидной пленки.

Характерной особенностью углекислотной коррозии стали является слабая связь продуктов коррозии с корродирующим материалом. Причиной непрочного сцепления оксидов с корродирующей поверхностью металла является восстанавливающее и отслаивающее действие на оксидные пленки образующегося атомарного и молекулярного водорода. Этим свойством свободной угольной кислоты объясняется тот факт, что в ее присутствии кислородная коррозия стали протекает практически без замедления: вследствие неустойчивости оксидных пленок поступление кислорода к поверхности металла с течением времени не уменьшается и коррозия под действием его продолжается с неизменной скоростью [2].

В связи с высокой коррозионной агрессивностью свободной углекислоты содержание CO_2 и соответствующее ему значение pH в основных технологических потоках теплоэнергетических установок строго нормируются. Так, в подпиточной воде систем теплоснабжения свободная углекислота должна отсутствовать, чему соответствует значение $\text{pH} > 8,3$ [3].

Для предотвращения углекислотой коррозии тепловых сетей применяют физические и химические методы удаления из воды свободной углекислоты. Сущность физического метода заключается в следующем: вода, содержащая углекислоту, приводится в соприкосновение с воздухом, в котором парциальное давление CO_2 близко к нулю, и создаются условия, при которых растворимость CO_2 в воде становится минимальной. Этот метод реализуется в специальных устройствах – декарбонизаторах. В основе химических методов удаления из воды углекислоты лежит ее химическое связыва-

ние, достигаемое введением реактивов, обычно – это аммиак, щелочь или силикат натрия.

При выборе метода предотвращения углекислотной коррозии необходимо учитывать не только его эффективность, но и экономичность. Для определения экономичности физических и химических методов удаления агрессивной углекислоты нами было проведено сравнение ежегодных эксплуатационных затрат на обработку воды декарбонизацией в аппаратах насадочного типа, наиболее распространенных в водоподготовительных установках ТЭЦ и котельных, и подщелачиванием едким натром. Так как состав исходной воды существенно меняется в течение года, то затраты на декарбонизацию и на подщелачивание за год рассчитаны как сумма затрат по месяцам.

Внимание к этому вопросу вызвано тем, что в последние годы на ряде электростанций страны связывание углекислоты в декарбонизаторах заменяют химическим связыванием едким натром. Связано это с тем, что эксплуатация декарбонизаторов (обслуживание вентиляторов декарбонизаторов, периодический контроль состояния насадки декарбонизатора) требует большего внимания технического персонала. Для химического связывания щелочью необходимы только ее наличие, установка насоса-дозатора и настройка его на подачу определенного количества щелочи.

Основные ежегодные эксплуатационные затраты на обработку воды в декарбонизаторах насадочного типа связаны с ежегодными отчислениями на амортизацию оборудования и с расходом электроэнергии на привод вентилятора декарбонизатора. Стоимость ежегодных отчислений на амортизацию оборудования принимается в размере 10,6% капитальных затрат K на установку декарбонизаторов [4], которые складываются из стоимости декарбонизаторов, вентиляторов, воздуховодов, включая их транспорт и монтаж.

Т а б л и ц а 1

Данные о расходах подпитки теплосети и качестве исходной и подкисленной воды на Ульяновской ТЭЦ-1 за 1999 год

Месяц	$G_{\text{под}} \cdot 10^3$, т/мес	$G_{\text{пол}}$, т/ч	Ж_{Ca} , мг-экв/л	Щ , мг-экв/л	$\text{Щ}_{\text{необ}}$, мг-экв/л	$\text{Щ}_{\text{изв}}$, мг-экв/л	$\text{C}_{\text{CO}_{2\text{п.о}}}$, мг/л	$\text{C}_{\text{CO}_{2\text{исх}}}$, мг/л	$\text{C}_{\text{CO}_{2\text{общ}}}$, мг/л
Январь	1394,3	1874	2,7	2,15	1,18	0,97	42,7	3,3	46
Февраль	1259	1874	2,6	2,3	1,14	1,16	51	5,94	56,94
Март	1426,5	1918	3,1	2,6	1,03	1,57	69	12,21	81,3
Апрель	1225,3	1702	3,4	2,65	0,94	1,71	75,2	13,2	88,4
Май	1725,9	2320	2,5	2,0	1,28	0,72	31,7	7	38,7
Июнь	571,9	794	2,0	1,6	1,6	0	0	11	11
Июль	1079,7	1451	2,35	1,75	1,36	0,39	17,16	17,6	35
Август	795,3	1069	2,0	1,7	1,6	0,1	4,4	19,8	24,2
Сентябрь	1638,2	2275	2,05	1,85	1,56	0,29	12,8	11	23,8
Октябрь	1653,8	2223	2,2	1,9	1,45	0,45	19,8	8,8	28,6
Ноябрь	1861,0	2585	2,6	2,2	1,23	0,97	42,7	4,87	47,5
Декабрь	1586,0	2132	2,6	2,2	1,23	0,97	42,7	2,64	45,3

Затраты электроэнергии \mathcal{E} на подачу воздуха вентилятором в единицу времени определяются таким образом

$$\mathcal{E} = 0,129N_{\text{в}}, \quad (8)$$

где 0,129 – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, руб/(кВт·ч); $N_{\text{в}}$ – мощность электродвигателя вентилятора, кВт.

Мощность электродвигателя вентилятора $N_{\text{в}}$ определяется по формуле

$$N_{\text{в}} = \frac{Dp}{1000 \cdot 3600 \eta}, \quad (9)$$

где D – производительность вентилятора, м³/ч; p – давление, создаваемое вентилятором, Па; η – КПД вентилятора.

Производительность вентилятора и давление, создаваемое вентилятором, определяются исходя из количества обрабатываемой воды, удельного расхода воздуха на декарбонизацию и начального содержания CO₂ по справочнику [5].

В табл. 1 приведены расходы подпитки теплосети на Ульяновской ТЭЦ-1 и данные о составе исходной воды, поступающей на водоподготовительную установку ТЭЦ из городского водопровода (по месяцам 1999 г.). Нормативный карбонатный индекс устанавливается путем подкисления. Необходимая щелочность подпиточной воды рассчитана по формуле (6) исходя из условия поддержания значения карбонатного индекса на уровне 3,2 (мг-экв/л)² для средней температуры теплоносителя 70 – 100°C. Количество диоксида углерода, выделившееся в результате подкисления, и общее количество CO₂, подлежащее удалению, рассчитаны по формулам (3) и (5).

При данных расходах подпитки теплосети на ТЭЦ для удаления свободной углекислоты установлены четыре насадочных декарбонизатора производительностью 550 т/ч, с вентиляторами марки Ц4-76 № 8 с номинальной производительностью 14 000 м³/ч и напором 1,4 кПа. По проектным данным на Ульяновской ТЭЦ-1 капитальные затраты на установку одного декарбонизатора в пересчете на цены 1999 г. составляют 460 тыс. руб., тогда затраты на амортизацию четырех декарбонизаторов – 460 · 4 · 0,106 = 195 тыс. руб/год. Затраты электроэнергии, рассчитанные по формулам (8), (9) с учетом того, что при меньших расходах подпитки теплосети часть вентиляторов будет отключена, составляют 24,5 тыс. руб/год. Итого, ежегодные затраты на физическую десорбцию CO₂ в декарбонизаторах для данных расходов подпитки и качества воды составляют 219,5 тыс. руб/год.

Ежегодные эксплуатационные затраты на химическое связывание свободной углекислоты в единицу времени определяются по выражению

$$C_{\text{хим}} = C_{\text{щ}} + \mathcal{E}_{\text{нд}} + A, \quad (10)$$

где $C_{\text{щ}}$ – стоимость израсходованной щелочи, руб/ч; $\mathcal{E}_{\text{нд}}$ – стоимость электроэнергии на привод насосов-дозаторов щелочи, руб/ч; A – отчисления на амортизацию оборудования (насосов-дозаторов).

Связывание свободной углекислоты щелочью идет по реакции



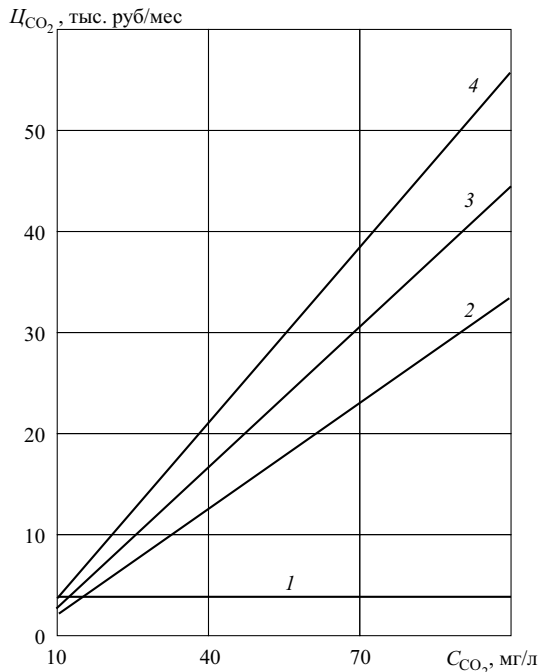
из которой следует, что на связывание 44 мг CO₂/л необходимо 40 мг NaOH/л.

Т а б л и ц а 2

Расчет ежегодных эксплуатационных затрат на химическое связывание углекислоты

Месяц	q , л/ч	$C_{\text{щ}}$, тыс. руб/мес	$\mathcal{E}_{\text{нд}}$, тыс. руб/мес	$C_{\text{хим}}$, тыс. руб/мес
Январь	1940	100,14	0,45	100,6
Февраль	2400	111,96	0,47	112,4
Март	3508	181,16	0,74	181,9
Апрель	3385	169,2	0,74	169,9
Май	2020	104,3	0,45	104,8
Июнь	197	9,86	0,07	9,9
Июль	1142	59	0,22	59,2
Август	582	30,1	0,07	30,1
Сентябрь	1218	60,84	0,29	61,1
Октябрь	1430	73,8	0,3	74,1
Ноябрь	2763	138,1	0,67	138,8
Декабрь	2173	112,2	0,52	112,7
			Итого за год	1155,6 тыс. руб.

П р и м е ч а н и е . Отчисления на амортизацию оборудования $A = 1,97$ тыс. руб/год.



Зависимости затрат на удаление CO_2 в декарбонизаторе и затрат на подщелачивание от начального содержания свободной углекислоты при фиксированных значениях расхода исходной воды:

1 – затраты на декарбонизацию; 2, 3, 4 – затраты на подщелачивание воды при расходах подпитки теплосети 300, 400 и 500 т/ч соответственно

Подачу насоса-дозатора, перекачивающего раствор щелочи, следует определять из соотношения

$$q = kGC_{\text{CO}_2\text{общ}} / C_{\text{NaOH}}, \quad (12)$$

где $k = 40/44 = 0,9$ – стехиометрический коэффициент; G – количество обрабатываемой воды, т/ч; $C_{\text{CO}_2\text{общ}}$ – содержание диоксида углерода мг/л; C_{NaOH} – концентрация нейтрализующего раствора щелочи, г/л.

По рассчитанному значению q выбирается тип насоса-дозатора и его мощность $N_{\text{нд}}$ [6]. Стоимость электроэнергии на привод насоса-дозатора щелочи $\mathcal{E}_{\text{нд}}$ определяют по формуле (8).

Стоимость израсходованной щелочи $\mathcal{U}_{\text{щ}}$ определяется по формуле

$$\mathcal{U}_{\text{щ}} = 1,735 \cdot 10^{-3} \cdot C_{\text{NaOH}} q, \quad (13)$$

где 1,735 – стоимость 1 кг 100%-ной щелочи, руб.

Результаты расчета затрат на химическое связывание свободной углекислоты приведены в табл. 2. По полученным расходам щелочи по справочнику [6] были выбраны к установке три насоса-дозатора марки НД 2,5-1000 с подачей 1000 л/ч и один насос-дозатор марки НД 2,5-630 с подачей 630 л/ч. Стоимость этих насосов соответственно 4950 и 3750 руб. (в ценах 1999 г.) [7].

Анализ результатов расчета показывает, что для этого примера с действительными расходами подпитки и качеством обрабатываемой воды (табл. 1) удаление свободной углекислоты в декарбонизаторе, т.е. физическим методом, гораздо экономичнее химического связывания щелочью.

Аналогично приведенному ранее примеру по формулам (8) – (13) рассчитаны эксплуатационные затраты (за месяц) на удаление CO_2 в декарбонизаторе с номинальной производительностью 550 т/ч и затраты на подщелачивание едким натром при различных расходах исходной воды и начальном содержании CO_2 . На рисунке показана графическая интерпретация этих расчетов – зависимость затрат на удаление CO_2 в декарбонизаторе и на подщелачивание от начального содержания свободной углекислоты при фиксированных значениях расхода исходной воды.

Затраты на декарбонизацию при различных расходах (300 – 500 т/ч) представлены одной линией, поскольку, как уже упоминалось ранее, связаны в основном с амортизационными отчислениями, а затраты электроэнергии на работу вентилятора составляют малую долю (около 10%) общих эксплуатационных затрат. Затраты же на подщелачивание существенно увеличиваются с увеличением расхода исходной воды и увеличением содержания CO_2 в обрабатываемой воде.

Построенный график позволяет определять более экономичный метод удаления CO_2 для обрабатываемой воды определенного качества. Как видно из рисунка, при расходах обрабатываемой воды от 300 до 500 т/ч подщелачивание в качестве метода противокоррозионной обработки воды следует применять, если в среднем за 1 год содержание CO_2 в обрабатываемой воде составляет менее 15 мг/л. При расходе исходной воды свыше 550 т/ч необходима установка дополнительных декарбонизаторов, при этом затраты на удаление CO_2 при установке нескольких декарбонизаторов будут определяться как сумма значений затрат на декарбонизацию для одного декарбонизатора.

Подщелачивание воды едким натром можно использовать лишь как дополнительный метод коррекции водного режима тепловых сетей и котлов, например, при неполном удалении свободной углекислоты в деаэраторах. При этом желательно, чтобы коррекция рН подпиточной воды подщелачиванием производилась как завершающий этап водоподготовки – после деаэраторов. Применение подщелачивания в качестве основного метода возможно в водоподготовительных установках без снижения бикарбонатной щелочности. При подщелачивании подпиточной воды теплосети следует иметь в виду, что связывание углекислоты щелочью приводит к снижению общей коррозии металла, но в то же время способствует ее локализации, особенно при солесодержании в воде хлори-

дов выше 50 мг/л и солесодержании более 200 мг/л [8].

Выводы

1. Выполнено технико-экономическое сравнение удаления свободной углекислоты из подпиточной воды теплосети в декарбонизаторах и химического связывания CO_2 .

2. Построенные зависимости затрат на удаление CO_2 в декарбонизаторе и подщелачиванием от содержания CO_2 в обрабатываемой воде при фиксированных значениях расходов обрабатываемой воды позволяют определять более экономичный метод удаления свободной углекислоты для воды определенного качества в широком интервале расходов подпитки теплосети.

3. Установлено, что замена десорбции свободной углекислоты из подпиточной воды теплосети в декарбонизаторах на химическое связывание CO_2 едким натром, как правило, нецелесообразна, так как приводит к значительному увеличению эксплуатационных затрат на водоподготовку.

4. Подщелачивание воды едким натром целесообразно использовать как дополнительный метод

коррекции pH подпиточной воды теплосети, например, при неполном удалении свободной углекислоты в деаэраторах.

Список литературы

1. Кострикин Ю. М. Инструкция по эксплуатационному анализу воды и пара на тепловых электростанциях. М.: СПО Союзтехэнерго, 1979.
2. Акользин П. А. Предупреждение коррозии оборудования технического водо- и теплоснабжения. М.: Metallurgia, 1988.
3. РД 34.20.501 – 95. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М.: СПО ОРГРЭС, 1996.
4. Гуревич Л. Ш., Зачинский Г. А., Харкевич В. А. Декарбонизаторы в схемах химического обессоливания известковой воды. – Электрические станции, 1987, № 1.
5. Лифшиц О. В. Справочник по водоподготовке котельных установок малой мощности. М.: Энергия, 1969.
6. Роддатис К. Ф., Полтарецкий А. Н. Справочник по котельным установкам малой производительности. М.: Энергоатомиздат, 1989.
7. Прейскурант № 23 – 01. Оптовые цены на насосы. М.: Прейскурантиздат, 1981.
8. Сухотин А. М., Богачев А. Ф., Пальмский В. Г. Коррозионная стойкость оборудования химических производств. Коррозия под действием теплоносителей, хладагентов и рабочих тел. Л.: Химия, 1988.

ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА
VIII Международная специализированная выставка
15-18 мая 2001

- ✓ системы газоснабжения
- ✓ газооборудование и приборы
- ✓ гидро-, тепло-, электроэнергетика
- ✓ атомная энергетика
- ✓ нетрадиционная и малая энергетика
- ✓ промышленная и коммунально-бытовая энергетика
- ✓ электрические машины, приборы
- ✓ котлы, горелки, турбины, компрессоры
- ✓ средства передачи электро- и теплоэнергии
- ✓ силовая электроника
- ✓ приборы измерения, контроля, программное обеспечение
- ✓ энергосбережение
- ✓ средства диагностики технического состояния
- ✓ светотехника
- ✓ радиационная безопасность

ЛЕНЭКСПО С.-Петербург
ВАО ЛЕНЭКСПО
199106 Санкт-Петербург
Большой пр. В.О., 103
телефон: (812) 119 5318
факс: (812) 119 5232
smetan@mail.lenexpo.ru
www.lenexpo.ru

РЕСТЭК
ВЫСТАВОЧНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ
ВОО «Рестэк»
191040 Санкт-Петербург а/я 19
телефон: (812) 320 8092
факс: (812) 320 8090
sci&ind@restec.spb.su
www.restec.spb.ru

Дискуссия по поводу взрывобезопасности систем пылеприготовления

О классификации топлива по группам взрывоопасности и температуре пылевоздушной смеси за пылеприготовительной установкой

Серант Ф. А., доктор техн. наук, Пугач Л. И., канд. техн. наук

ЗАО СибКОТЭС – АОТ Сибтехэнерго

Многими научно-исследовательскими организациями предпринимались попытки классифицировать топливо по группам взрывобезопасности: ЛПИ – ЦКТИ, Союзтехэнерго, НПО ЦКТИ, УралВТИ и др. [1 – 4]. При этом за основной классификационный признак принималось:

у ЛПИ – ЦКТИ [1]: скорректированный топливный коэффициент Бунте (по отношению к горючей массе)

$$\beta_{\text{лет}} = 2,37 \frac{H^{\text{daf}} - O^{\text{daf}}}{C_{\text{лет}}^{\text{daf}}},$$

где $C_{\text{лет}}^{\text{daf}} = V^{\text{daf}} - (H^{\text{daf}} + O^{\text{daf}} + S_{\text{лет}}^{\text{daf}} + N^{\text{daf}})$;

у Союзтехэнерго [2]: коэффициент взрывоопасности

$$K_{\text{в}} = \frac{V^r + S_c^r}{C_{\text{NV}} + W^{\text{ru}} + A^r} \cdot 100,$$

где C_{NV} – содержание углерода в летучем остатке для рабочего состояния топлива, $C_{\text{NV}} = C_t^r - C_{\text{л}}^r$;

у ЦКТИ [3]: по совокупности традиционных параметров взрыва, определяемых экспериментальным путем в цилиндрической реакционной камере объемом 5 дм³, где создается пылевое облако за счет перемещения поршня под действием падающего с определенной скоростью груза;

у УралВТИ [4, 5]: по индексу взрывоопасности B_c^{25}

$$B_c^{25} = Q_s^{\text{daf}} (V^{\text{daf}} - K_1) \frac{100 - A^d}{100} (K_2 - A^d),$$

где $K_1 \approx 25\%$ – минимальный выход летучих веществ, при котором уголь становится взрывоопасным; K_2 – минимальная зольность, при которой уголь становится взрывоопасным ($K_2 \approx 60\%$).

Общим для основных классификаций является попытка дифференцировать топливо, используя такие показатели, как элементный и технический

состав, позволяющие производить прогнозную инженерную оценку взрывоопасности топлива.

В классификации ЦКТИ предлагается использовать показатели, которые возможно получить только в результате лабораторного исследования пробы изучаемого угля; здесь отсутствует возможность прогнозной оценки взрывоопасности топлива, так как нет взаимосвязи индекса взрываемости с физико-химическими свойствами топлива.

Недостатком представленных классификаций [1, 2, 4] является отсутствие связи состава топлива с рядом принципиальных параметров, определяющих склонность топлива к взрывам: с теплоценностью летучих, с определением нижнего концентрационного предела распространения пламени горючих компонентов в смеси с воздухом, с определением нижнего концентрационного предела распространения пламени с учетом влияния нелетучего остатка (кокса, золы).

Указанные недостатки учтены в классификации, предложенной ВТИ [6], по расчетному определению критерия взрываемости топлива K_t .

Следует подчеркнуть, что осуществить строгую классификацию топлива по группам взрывоопасности для всего интервала (по маркам, группам, классам) стадий метаморфизма практически невозможно, так как само это разделение топлива по маркам и другим показателям достаточно условно и не имеет строгих границ между собой. Известны многие варианты классификации топлива по различным технологическим признакам, которые все равно не имеют строгих границ, так как и само происхождение топлива, и разделение его по ряду метаморфизма также имеют “размытые” границы между ближайшими марками. В то же время топливо еще также разделяется и по степени окисленности, петрографическому составу и др., не имея строго очерченных границ между ближайшими марками.

Фактические условия топливоснабжения подтверждают большой диапазон изменения характеристик поступающего топлива в пределах одного месторождения в зависимости от разреза, участка,

шахты: по элементному и техническому составу, минеральной части, теплоценности летучих и др. Поэтому требовать строгих границ между классификационными группами независимо от объективно принятых критериев некорректно и не имеет принципиального значения. Важно определить объективный принципиальный классификационный признак и выполнить по нему соответствующее разделение для среднего состава топлива на группы. Это необходимо для возможности инженерной прогнозной оценки поведения топлива, а также для передачи проектным организациям и заводам-изготовителям рекомендаций, по которым могут быть выполнены соответствующие инженерные расчеты и выбрано оборудование.

При этом, приходится ориентироваться на усредненное топливо, которое приводится в [13]. Для реально поставляемого топлива в условиях эксплуатации должны вводиться коррективы, учитывающие его фактические характеристики.

Именно это позволяет осуществить классификацию топлива по методу, предложенному ВТИ [6], хотя, естественно, по изложенным ранее причинам строгие границы между группами для отдельных видов и марок топлива могут быть и не выдержаны. Что касается связи между критерием взрываемости и рекомендуемой температурой пылегазовоздушной смеси за установкой [7, 8], то здесь следует исходить из основного механизма возникновения взрыва [9]. Горение, вспышка, взрыв являются результатом одной и той же реакции окисления, протекающей в разное по продолжительность время.

Воспламенение угольной пыли в пылеприготовительных установках происходит при наличии очага горения. Таким очагом горения является тлеющая пыль, взвешиваемая при переходных режимах (реже самовозгорание происходит от привнесенного постороннего источника, искрения и др.). Образование тлеющей пыли (в местах ее отложений) происходит в результате способности пыли разных углей к самонагреванию и самовозгоранию. Самовозгорание пыли – процесс, ускоряющийся с повышением температуры. При достижении некоторой “критической” температуры процесс самонагревания переходит в процесс самовозгорания, т.е. в реакцию окисления с более интенсивным выделением тепла. Генерация тепла происходит за счет присоединения кислорода и распада конечных продуктов окисления.

Оба эти процесса (самонагревание и самовозгорание) экзотермичны, причем распад сопровождается большим тепловыделением. Эти процессы зависят от влажности, степени измельченности топлива, его реакционной способности, продолжительности пребывания в потоке кислорода, степени окисленности и др. Установлено, что на процесс самовозгорания угля сильно влияет его петрографический состав, содержание в топливе пи-

рита, наличие минеральных примесей [10]. Процесс самонагревания сопровождается термолитизмом топлива и характеризуется выделением H_2O , CO_2 , смол $[C_6H_4(OH)_2]$, CO , C_2H_4 , CH_4 и H_2 [12].

Сам взрыв – это бурное горение газифицированных летучих, содержащихся во взвешенном в воздухе топливе. При этом процесс выделения летучих для различных видов топлива начинается с интервала температур 200 – 400°C.

Таким образом, исходя из механизма образования взрывов топлива, роль температуры на выходе из установки не является определяющей в самом процессе. Недаром и в правилах взрывобезопасности США она даже жестко не регламентируется, а ее предельный уровень устанавливает фирма-изготовитель [1]. Температуру аэросмеси за мельницей нельзя переоценивать, так как, если считать ее “панацеей”, то можно “усыпить” требования к строгой необходимости устранения источников отложения пыли, доступа к ним кислорода, прохождению переходных режимов с взвихриванием тлеющей пыли, скоростному режиму в пылегазопроводах и др. В то же время этот показатель в условиях эксплуатации, безусловно, необходим, так как позволяет осуществлять контроль за стационарностью процесса (непрерывностью поступления топлива, соотношением между количеством поступающего топлива и сушильного агента, балансом по сушке, судить о влажности пыли и др.). По этому критерию должна настраиваться защита и работать автоматика, контролироваться режим работы пылеприготовительной установки.

Противоречий в некоторых расхождениях, рекомендуемых ВТИ, согласно классификации топлива по критерию взрываемости K_t , температуре пылегазовоздушной смеси за установкой с опробованными в эксплуатации искать не следует, так как частные случаи должны корректироваться в рабочей инструкции по эксплуатации. Действительно, например, имеющийся в кизеловском угле пирит играет определенную роль в процессе окисления и самовозгорания угля [10]. Под действием кислорода воздуха и воды происходит окисление пирита, сопровождающееся выделением тепла, которое интенсифицирует взаимодействие кислорода с угольным веществом. Кроме того, вследствие образования при окислении пирита сернокислого железа объем угля увеличивается, он расстрескивается и измельчается, а это, в свою очередь, благоприятствует более интенсивному ходу процесса окисления. Такое обстоятельство, естественно, приводит к тому, что подобный уголь “выскакивает” из предложенной классификации.

Однако этот пример также показывает, что в подобных случаях следует вносить необходимые коррективы в рабочую инструкцию по эксплуатации, базируясь на длительном эксплуатационном опыте его использования. Это же относится к уг-

лям, которые содержат такой же, как пирит, сульфидный минерал – марказит. Для новых месторождений, разрезов участков необходимо определять основные критерии взрываемости на специализированных стендах (ЦКТИ, ВТИ). Это, в свою очередь, позволит получать дополнительный материал для дальнейшего дополнения предложенной классификации топлива по критерию взрывоопасности K_T .

Резюмируя изложенное, мы считаем, что классификация топлива по взрывобезопасности по критерию взрываемости K_T является правомочной и целесообразной. Критерий взрываемости K_T , который рассчитывается аналитическим путем по данным технического и элементного состава топлива, может служить базой для разработки на ТЭС мероприятий взрывозащиты, соответствующих взрывоопасным свойствам пыли природного твердого топлива и позволяющих обеспечить взрывобезопасную эксплуатацию пылеприготовительных установок и систем пневмотранспорта. При этом в условиях эксплуатации в рабочих инструкциях должны быть обязательно предусмотрены соответствующие величины температуры аэросмеси за установкой.

Список литературы

1. *Самовозгорание* и взрывы натуральных топлив / Померанцев В. В., Шагалова С. Л., Резник В. А., Кушнаренко В. В. Л.: Энергия, 1978.
2. *Эфроимсон О. А.* Классификация твердых энергетических топлив по их взрывоопасности. – Теплоэнергетика, 1979, № 5.
3. *Кушнаренко В. В., Лузин П. М., Резник В. А.* О классификации твердых энергетических топлив по взрывоопасности. – Теплоэнергетика, 1984, № 3.
4. *Бабкин Р. Л., Королева Е. Н., Плотникова Н. П.* Оценка взрывоопасности угольных пылей. – Безопасность труда в промышленности, 1983, № 2.
5. *Шайтанов С. П., Королева Е. Н.* Параметры взрывоопасности энергетических углей. Особенности углей, перспективных для тепловых электростанций. – Тр. ВТИ, 1988.
6. *Толчинский Е. Н., Колбасников В. А.* Инженерный метод оценки взрывоопасных свойств пыли энергетических топлив. – Электрические станции, 1999, № 3.
7. *О температуре пылевоздушной смеси за пылеприготовительной установкой* / Толчинский Е. Н., Киселев В. А., Колбасников В. А., Яковлева В. С. – Электрические станции, 2000, № 3.
8. *Дудоров Ю. Д.* О новом методе оценки взрывоопасных свойств пыли энергетических топлив и о температуре пылегазовоздушной смеси за мельницей (сепаратором). – Электрические станции, 2000, № 3.
9. *Пугач Л. И., Казанский А. Н., Лисицин В. В.* Причины взрывов и загорания топливной пыли в пылепроводах и рекомендации по их защите. М.: Энергия, 1975.
10. *Шубников А. К., Хрисанфова А. И.* Исследование явлений окисления, самонагрева, самовозгорания и хранения твердого топлива горючих ископаемых. М.: Трансжелдориздат, 1958.
11. *Новые правила (Z12.7-1959) устройства и эксплуатации установок пылеприготовления США.* Реферат № 271. – Экспресс-информация. Сер. Теплотехника и энергетика, ВИНТИ, 1960, № 47.
12. *Основы практической теории горения* / Под ред. Померанцева В. В. Л.: Энергоатомиздат, 1986.
13. *Справочник. Энергетическое топливо СССР* / Под ред. Вдовченко В. С., Новицкого Н. В., Мартынова М. С. и др. М.: Энергоатомиздат, 1991.

О сущности критерия взрываемости в инженерном методе оценки взрывоопасных свойств пыли энергетического топлива

Кушнаренко В. В., канд. техн. наук

АООТ НПО ЦКТИ

Научно обоснованная система классификации твердого топлива по степени взрывоопасности при сушке и размоле его в пылеприготовительных установках котлов, безусловно, способствовала бы решению проблемы безопасной эксплуатации. Этой теме посвящена серия статей, появившихся за последние годы в различных изданиях [1–4], где рассматривается оценка взрывоопасных свойств топливной пыли с помощью нового расчетного показателя K_T , названного критерием и более пригодного, по мнению авторов, для класси-

фикации топлива по взрывоопасности, чем предложенные ранее ОРГРЭС, ЦКТИ, Урал ВТИ показатели K_B , β_L , B_{20}^C , $E_{мин}$. Последние не нашли широкого признания и внедрения на практике.

За неудачностью попыток классификации просматриваются общие недостатки во всех предыдущих работах: стремление резко ограничить либо вовсе исключить использование экспериментальных характеристик взрываемости топливной пыли, а также крайние упрощенность и приближенность гипотетических предпосылок, положен-

ных в основу расчета показателей. В результате упорядоченность расположения в ряд топлива различных марок и месторождений по той или иной классификации всего лишь качественно отражает тенденцию снижения или повышения взрывоопасности с изменением показателя. Можно обнаружить множество исключений из, казалось бы, установленной закономерности, если сравнивать взрывоопасность конкретного топлива по совокупности экспериментальных характеристик взрываемости или по имеющимся данным опыта эксплуатации.

Не свободна от указанных недостатков и вновь предложенная классификация по K_T . В [5] показано, что градация топлива по величинам K_T не согласуется с многолетним опытом эксплуатации пылесистем в части обеспечения взрывобезопасного режима сушки и размола. Этот вывод не покажется неожиданным, если проанализировать сущность показателя K_T в двух аспектах: насколько полно он отражает взрывоопасные свойства пыли и соответственно такое неоднозначное понятие, как взрывобезопасность при эксплуатации пылесистем и насколько обоснован и точен предложенный расчетный метод определения K_T .

Физический смысл выражения $K_T = V^d / \mu_{лб}^H$ прост. Оно показывает, в частности, сколько килограммов газовой смеси с минимальным взрывоопасным содержанием горючих газов $\mu_{лб}^H$ может быть получено из 1 кг сухой пыли, выделяющей $V^d/100$ кг газов. Откуда следует, что между величинами K_T и минимальных взрывоопасных концентраций пыли $\mu_{лб}^M$ имеется приблизительно обратная пропорциональная зависимость, а суть классификации по K_T состоит в ранжировании топлива в соответствии с величинами минимальной взрывоопасной концентрации пыли, причем, определяемой самым ненадежным способом – расчетным путем, и нет оснований называть K_T критерием. Это принципиальное положение заслуживает более подробного рассмотрения.

Так как K_T показывает, во сколько раз количество летучих $V^d/100$ в единице массы сухого топлива больше или меньше количества летучих в единице массы горючей смеси, состоящей из $\mu_{лб}^H/100$ выделившихся летучих и $(1 - \mu_{лб}^H/100)$ воздуха, то нетрудно определить, какое количество пыли требуется для получения $\mu_{лб}^H/100$ летучих, а также концентрацию пыли в воздухе. Очевидно, что это будет минимальная взрывоопасная концентрация пыли, равная

$$\mu_{лб}^M = \frac{\mu_{лб}^H}{V^d(1 - \mu_{лб}^H/100)}$$

Сделав замену через K_T и приводя размерность к чаще употребляемому значению в килограммах пыли на 1 м^3 воздуха с плотностью $1,2 \text{ кг/м}^3$, соответствующей нормальному давлению и температуре 20°C , получаем

$$\mu_{лб}^M = \frac{1,2}{K_T(1 - \mu_{лб}^H/100)} \quad (1)$$

Для взрывоопасного топлива $\mu_{лб}^H$ изменяется приблизительно от 10 до 20%, следовательно, согласно формуле (1) значения K_T и $\mu_{лб}^M$, с точностью до множителя в знаменателе $0,85 \pm 0,05$, обратно пропорциональны, т.е. действительно градация топлива по взрывоопасности произведена в соответствии с расчетными величинами минимальной взрывоопасной концентрации пыли всего лишь одной, и далеко не самой важной, характеристикой взрываемости применительно к пылеприготовительным установкам. Уже одно это обстоятельство ставит под вопрос правомерность предложенной классификации. Возникают и другие вопросы: один из главных – о соответствии расчетных $\mu_{лб}^M$ и экспериментальных величин $\mu_{лб}^M$. Сравним эти величины. Расчеты по формуле (1) дают $\mu_{лб}^M$, например: 0,4 – для березовского бурого угля; от 0,64 до 0,85 – для подмосковного различной зольности; 0,46 – для кузнецкого Г и 0,73 – для кузнецкого 1СС. По нашим экспериментальным данным для того же топлива при совпадающих или очень близких значениях A^d и V^d соответственно $\mu_{лб}^M$ равно: 0,07; от 0,10 до 0,16; 0,08; 0,15 кг/м^3 . Столь значительные (в несколько раз) различия экспериментальных и расчетных значений свидетельствуют не только об уязвимости методологического подхода авторов K_T , но и о слабости расчетной базы предложенного показателя.

Суммарная ошибка расчета набегаёт за счет ряда приближенных допущений, покрывающих недостаток экспериментальных данных. Работа могла представлять большой научный интерес даже при неудаче с классификацией, если бы была основана на экспериментальном изучении качественного и количественного состава летучих для большой группы различного топлива. Особый интерес представляет сравнение состава и количества летучих при медленном нагревании топлива и при “ударном” нагреве частиц за время порядка 0,01 с, происходящем в пламени взрыва. Вместо этого предлагается расчетное определение нижних пределов воспламенения смесей неопределенного состава посредством использования константы

$$\mu_{лб}^H Q_{лб} = 1260 \text{ кДж/кг}, \quad (2)$$

где $\mu_{лб}^H$ – нижний предел воспламенения летучих в смеси с воздухом без учета затрат тепла на нагре-

вание балласта; $Q_{л}$ – теплота сгорания летучих. Принятый постулат [формула (2)] нельзя признать доказанным применительно к летучим. Данные рис. 1 в [3] его не обосновывают. Во-первых, разброс значений от 230 до 350 с большой натяжкой можно считать постоянством. Во-вторых, температурный интервал ограничен 430°C , т.е. о полноте выхода летучих не может быть речи, а качественный состав летучих непредставителен. И наконец, рассматриваемая смесь газов по составу даже отдаленно не приближается к летучим. Авторы [1 – 4] заимствовали для расчетов данные из [6] по исследованию состава газов, выделяющихся при нагревании проб топлива в воздушной среде. В горючей составляющей этих газов преобладает оксид углерода, его содержание в отдельных пробах достигает 98%, т.е. фактически смесь продуктов низкотемпературного пиролиза топлива и продуктов неполного окисления, с преобладанием последних, принимается авторами [1 – 4] за летучие. Отметим, что для оксида углерода

$$\mu_{\text{л.б}}^{\text{H}} Q = 1230 \text{ кДж/кг.}$$

Представляется слишком упрощенной задача вычисления нижнего предела воспламенения, считая, что процессы выделения летучих при взрыве и при медленном нагревании топлива в лабораторных исследованиях и в производстве кокса аналогичны, т.е. качественно и количественно выход летучих не изменяется. Как известно, полное выделение летучих в процессе коксования заканчивается при $900 - 1050^{\circ}\text{C}$ и сопровождается образованием не только газов, но и значительного количества смол, масел и других продуктов поликонденсации реакционно-способных радикалов, отщепляющихся от ядра макромолекул топлива при термическом разложении. Есть все основания полагать, что подобные сложные химические превращения не успевают произойти при чрезвычайно быстром нагреве частиц топлива при взрыве. Иначе смолы и масла легко обнаруживались бы в остывших продуктах взрыва, учитывая, что мелкие фракции пыли размером до 50 мкм успевают прогреться до температуры свыше 1000°C за время развития взрыва. Даже содержание углеродородных газов в продуктах взрыва ничтожно мало, хотя при высоких концентрациях пыли происходит далеко не полное использование (выгорание) летучих. Установлено также [7], что выход летучих может возрастать в 1,5 раза и более при очень быстром нагреве по сравнению с определением летучих по стандартному методу.

Большую ошибку совершают авторы обсуждаемых статей в расчете необходимого нагрева нелетучего остатка пыли за счет повышения концентрации летучих с $\mu_{\text{л}}^{\text{H}}$ до $\mu_{\text{л.б}}^{\text{H}}$ при использовании известной формулы (3) в [3], или в виде формулы (4) в [1], применяемой обычно для приближенной оценки нижнего предела воспламенения горючего

газа, содержащего газообразную балластную примесь. Применяя формулу к пылевоздушной смеси чисто формально, считая балластной примесью твердую фазу в виде нелетучего остатка, а также, оперируя величинами в массовых, а не в объемных процентах, авторы получают непомерно завышенные значения $\mu_{\text{л.б}}^{\text{H}}$. В этом не трудно убедиться на конкретных примерах.

Сравним дополнительное тепловыделение ΔQ за счет повышения концентрации летучих с $\mu_{\text{л}}^{\text{H}}$ до $\mu_{\text{л.б}}^{\text{H}}$ и необходимые затраты тепла Δq на нагревание массы балласта в количестве

$$\mu_{\text{л.б}}^{\text{H}}(1 - V^d/100)/V^d$$

до температуры t при удельной теплоемкости балласта c_6

$$\Delta Q = \frac{1260}{(\mu_{\text{л.б}}^{\text{H}} / \mu_{\text{л}}^{\text{H}}) - 1};$$

$$\Delta q = c_6 t \mu_{\text{л.б}}^{\text{H}}(1 - V^d / 100) / V^d.$$

Для бедных нижнепределных смесей с приемлемой для сравнительной оценки точностью можно принять $t = 1000^{\circ}\text{C}$, тогда $c_6 = 0,92 \text{ кДж}/(\text{кг}\cdot\text{K})$ и, используя расчеты авторов [1 – 4], можно найти: для березовского угля ($\mu_{\text{л}}^{\text{H}} = 6,22\%$, $\mu_{\text{л.б}}^{\text{H}} = 12,94\%$, $V^d = 44,64\%$) $\Delta Q = 1360 \text{ кДж}$, $\Delta q = 148 \text{ кДж}$; для воркутинского угля ($\mu_{\text{л}}^{\text{H}} = 3,44\%$, $\mu_{\text{л.б}}^{\text{H}} = 13,22\%$; $V^d = 23,39\%$) $\Delta Q = 3580 \text{ кДж}$, $\Delta q = 400 \text{ кДж}$; для подмосковного угля ($\mu_{\text{л}}^{\text{H}} = 6,32\%$, $\mu_{\text{л.б}}^{\text{H}} = 20,28\%$, $V^d = 26,51\%$) $\Delta Q = 2780 \text{ кДж}$, $\Delta q = 518 \text{ кДж}$. Огромное различие значений ΔQ и Δq доказывает некорректность применения формулы (3) в [3], или формулы (4) в [1].

Нельзя не отметить и такой факт. По условиям полного сгорания, а именно это условие положено в основу расчетов с определением $K_{\text{т}}$, величины $\mu_{\text{л.б}}^{\text{H}}$ не поддаются объяснению, являясь нереально высокими. Отношение массы воздуха к массе летучих в смеси составляет

$$(100 - \mu_{\text{л.б}}^{\text{H}}) / \mu_{\text{л.б}}^{\text{H}}$$

и в диапазоне $\mu_{\text{л.б}}^{\text{H}} = 10 \div 20\%$ изменяется от 9 до 4. Для основной горючей составляющей летучих – метана – стехиометрическое отношение “воздух/горючее” равно 17,3; для этана – 16,1; для остального углеводородного топлива оно близко к постоянному значению, равному 15. Следовательно, даже на нижнем пределе содержания летучих имеет место огромный недостаток воздуха, т.е. взрывы попросту невозможны и налицо вопиющее противоречие с фундаментальными понятиями.

Необходимо кратко остановиться на утверждении о соответствии классификации по K_T экспериментальным данным, в подтверждение чего приведены графики на рис. 4, 5 в [3] и рис. 2 в [2] со скромной выборкой из результатов исследований 75 проб различных углей. Причем, результаты неполны. Общепринятая у нас и за рубежом система оценки взрывоопасных свойств пыли включает пять основных экспериментальных характеристик взрываемости: максимальное давление взрыва, скорость нарастания давления, минимальная энергия зажигания, минимальная взрывоопасная концентрация, минимальное взрывоопасное содержание кислорода. Последние две характеристики у авторов [1–4] отсутствуют. Между тем, сравнение экспериментальных величин $\mu_{\text{мин}}$ и рассчитанных посредством $\mu_{\text{лб}}^{\text{н}}$ величин $\mu_{\text{п}}^{\text{м}}$, как показано ранее, весьма поучительно и, явно, не в пользу K_T .

На рис. 4 в [3] максимальное давление взрыва пыли P_M у топлива, граничащего с невзрывоопасным, и у самого взрывоопасного топлива составляет 0,4 МПа. Наибольшие значения P_M – у промежуточной группы топлива. Такой характер распределения P_M противоречит опыту отечественных и зарубежных исследований и объясняется как слабой корреляцией K_T с взрывоопасными свойствами топливной пыли, так и недостатками конструкции новой взрывной камеры, примененной в исследованиях. Несовершенство метода исследований проявилось, в частности, в получении явно ошибочного результата “не взрывается” при испытаниях пыли углей: нерюнгринского ЗСС, некоторых кузнецких СС, богословского, высокозольного подмосковного. Можно было бы подробнее остановиться на разборе недостатков камеры и методики. Отметим лишь, что по непонятным причинам новый метод изучения взрываемости пыли был принят в ВТИ взамен единого метода, разработанного и согласованного ранее ЦКТИ, ВТИ, УралВТИ и узаконенного выпуском отраслевого стандарта [8].

По нашим данным, полученным на поршневой взрывной камере в соответствии с [8], для самых опасных в отношении взрыва пыли башкирского, березовского, назаровского бурых углей и некоторых торфов P_M превышает 0,6 МПа, монотонно уменьшаясь, хотя и не по гладкой кривой, по мере снижения остальных показателей взрывоопасности. У границы с невзрывоопасным топливом P_M менее 0,4 МПа. Такой характер распределения P_M вполне закономерен, в отличие от хаотического на рис. 4 в [3]. При $K_T = 1$ наблюдается скачок P_M от 0 до 0,4 МПа. Он не вытекает из сути показателя K_T и объясняется недостаточностью экспериментальных данных. Резко выраженной границы не существует, она условна. В условиях сушки и размола при ограничениях режима ведения процесса топлива некоторых марок можно считать, основываясь

на опыте эксплуатации, взрывобезопасным, но в других условиях, например, при шахтной добыче, оно таковым может не быть. Для иллюстрации сказанного приведем следующий ряд возрастающих значений P_M (в мегапаскалях), полученных в наших опытах: тощие угли из разных мест добычи – 0,02; 0,05; 0,09; 0,10; экибастузский – 0,09; различные промпродукты обогащения – 0,11; 0,15; 0,17; 0,30; кузнецкий ЗСС – 0,32; 0,36; высокозольный львовско-волинский ГЖР – 0,33; 0,36; нерюнгринский – 0,35; богословский – 0,45 и др.

Характер взаимосвязи K_T со скоростью нарастания давления и минимальной энергией зажигания представлен посредством комплекса K_B – формула (8) в [3]. На рис. 5 в [3] приблизительное соответствие между K_T и K_B можно видеть в пределах возрастания до $K_T = 1,7$. При $K_T = 2$ и выше, а таких марок топлива большинство (на рис. 5 – наоборот), явно недостаточно данных для доказательства соответствия K_T и K_B . Сомнение в полноте представленных сведений возникает при оценке диапазона изменения K_B : от 0,5 при $K_T = 1,5$ до 5,0 для самых опасных видов топлива. По нашим данным в этом диапазоне только за счет минимальной энергии зажигания K_B должен измениться примерно в 200 раз, а за счет числителя, в соответствии с формулой (8) в [3], еще больше. Данные рис. 5 вызывают недоверие и в связи с тем, что в [2, 4] такой же график выглядит иначе и по характеру расположения точек, и по диапазону изменения K_T . Кроме того, на этих графиках одинаковым значениям K_T отвечают разные K_B . Например, при $K_T = 3$ $K_B = 3$ по [3], а по [2, 4] $K_B = 0,5$.

Подводя итоги сказанному, следует отметить, что в [1–4] нет доказательств соответствия K_T взрывоопасным свойствам топливной пыли. Их и не может быть, так как физический смысл показателя K_T – всего лишь величина, приблизительно обратно пропорциональная расчетной минимальной взрывоопасной концентрации пыли, и не может претендовать на фундаментальное понятие “критерий”.

Существуют огромные расхождения расчетных $\mu_{\text{лб}}^{\text{н}}$, определяющих K_T , с экспериментальными данными по минимальным взрывоопасным концентрациям топливной пыли, а также с теоретическими положениями по горению газоздушных смесей.

Классификация энергетического твердого топлива по показателю K_T не может отражать реально существующую градацию топлива по степени опасности при сушке и размоле, но может привести к грубым ошибкам, опасным для эксплуатации пылеприготовительных установок.

Список литературы

1. Толчинский Е. Н., Колбасников В. А. Инженерный метод оценки взрывоопасных свойств пыли энергетических топлив. – Электрические станции, 1999, № 3.
2. Анализ систем оценки взрывоопасности пыли натуральных топлив / Толчинский Е. Н., Киселев В. А., Яковлева В. С., Демкин В. В. – Электрические станции, 1996, № 7.
3. Толчинский Е. Н., Киселев В. А., Яковлев В. С. Критерий взрываемости пыли твердых натуральных топлив. – Теплоэнергетика, 1996, № 7.
4. Толчинский Е. Н., Киселев В. А., Яковлева В. С. Новая концепция взрывобезопасности пылеприготовительных установок электростанций. – В сб.: Развитие технологий подготовки и сжигания топлива на электростанциях. М.: ВТИ, 1996.
5. Дудоров Ю. Д. О новом методе оценки взрывоопасных свойств пыли энергетических топлив и о температуре пылегазовоздушной смеси за мельницей (сепаратором). – Электрические станции, 2000, № 3.
6. Игнатов В. Г. Борьба с самовозгоранием угля в шахтах. М.: Недра, 1987.
7. Hertzberg M., Cashdollar K., Lazzara C. The limits of flammability of pulverized coals and other dusts. – 18-th Symposium (International) on Combustion, Waterloo, Aug., 1980.
8. ОСТ 108.030.139–85. Топлива твердые энергетические. Метод определения характеристик взрываемости пыли.

По поводу статьи Дудорова Ю. Д. “О новом методе оценки взрывобезопасных свойств пыли энергетических топлив и о температуре пылегазовоздушной смеси за мельницей (сепаратором)”

Пронин М. С., канд. техн. наук

ОАО СибВТИ

Ознакомившись со статьей Дудорова Ю. Д., видно, что основные претензии автора к новому методу оценки взрывоопасных свойств пыли энергетического топлива [1] заключаются в том, что принятое значение максимально допустимой температуры пылегазовоздушной смеси за мельницей (сепаратором) по предлагаемому методу предопределяет серьезное повышение взрывопожароопасности пылеприготовительных установок, что чревато, по мнению автора, серьезными авариями с тяжелыми последствиями.

При этом Дудоров Ю. Д. в качестве доказательств ссылается на многолетний опыт промышленной эксплуатации, не принимая во внимание физическую сущность процесса возникновения взрыва.

Попытки учесть влияние технического и элементного состава топлива на взрывоопасные свойства пыли предпринимались и ранее. Общим недостатком всех этих систем оценки взрывоопасности являлось то, что они были построены на эмпирической основе без достаточного научного обоснования. В этом смысле предложенная авторами [1] новая классификация твердого энергетического топлива по степени взрываемости, характеризующая критерием взрывоопасности K_T , является более объективной, поскольку опирается на естественную физическую основу. Авторы нового метода оценки взрывоопасных свойств топлива достаточно убедительно показали [2], что отсутствуют какие-либо теоретические и экспериментальные предпосылки для того, чтобы использовать макси-

мально допустимую температуру за пылеприготовительной установкой в качестве показателя взрывоопасности твердого топлива. В новых “Правилах взрывобезопасности топливоподдачи и установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива” (РД 153-34.1.-03.352-99) значение температуры пылегазовоздушной смеси за мельницей используется для выбора уставки срабатывания защит и определяется проектом, исходя из обеспечения требуемой влажности пыли, экономичности ее сжигания и транспорта.

В этой связи представляет интерес рассмотреть результаты исследований, проводимых СибВТИ и ВТИ, по взрываемости одного из самых взрывоопасных топлив – канско-ачинских бурых углей.

Исследования проводились на угольной пыли березовского и бородинского углей, фракционный состав пыли которых характеризовался остатками $R_{90} = 31,8 \div 41,6\%$, $R_{200} = 9,72 \div 12,56\%$, $R_{400} = 2,16 \div 2,92\%$; концентрация пыли во взрывной камере $0,42 \div 0,633 \text{ кг/м}^3$.

Установлено, что с увеличением температуры среды во взрывной камере максимальное давление взрыва снижается, а время горения пыли растет, что, в свою очередь, снижает скорость нарастания взрыва ($dP_{\text{макс}}/dt$), т.е. снижается “жесткость” взрыва. При нагреве пыли березовского и бородинского углей с 25 до 220°C скорость нарастания давления снижается почти в 2 раза.

Исследовалось также влияние температуры пылегазовоздушной смеси угольной пыли бородинского и березовского углей, полученной при

размол в промышленной системе пылеприготовления (в мельнице-вентиляторе), фракционный состав которой характеризовался более грубым помолом ($R_{90} = 32,0 \div 41,0\%$; $R_{200} = 12,4 \div 10,0\%$; $R_{500} = 1,0 \div 1,5\%$). Опыты проводились при концентрации пыли, близкой к реальной для промышленных установок ($0,5 \text{ кг/м}^3$). В результате экспериментов было установлено, что максимальное давление взрыва наблюдается в области значений температуры среды $110 - 120^\circ\text{C}$, т.е. в области температуры, близкой к таковой для промышленных пылеприготовительных установок, и составляет $0,23 - 0,28 \text{ МПа}$.

При нагреве пробы в воздушной среде до более высокой температуры (до 220°C) максимальное давление взрыва снижается до $0,15 \text{ МПа}$.

Отмечено также, что повышение температуры пылегазовоздушной среды повышает чувствительность к взрыву, на что указывает снижение нижнего концентрационного предела распространения пламени. При нагреве пыли от 25 до 220°C нижний концентрационный предел распространения пламени снижается с $0,15$ до $0,08 - 0,09 \text{ кг/м}^3$. Исследования показали, что при нагреве пылегазовоздушной смеси от 25 до 220°C максимальное содержание кислорода практически не изменяется. Взрывы не удавалось воспроизвести при содержании кислорода ниже $19,4\%$ для бородинского и $17,4\%$ для пыли березовского угля.

Таким образом, температура пылевоздушной среды на протекание процесса взрыва оказывает двоякое влияние. С одной стороны, с повышением температуры ускоряются реакции окисления топлива и можно ожидать увеличения силы взрыва и скорости его нарастания, а с другой, – с повышением температуры уменьшается массовое содержание кислорода и снижается максимальное давление взрыва.

При этом негативное влияние температуры, с точки зрения взрывоопасности, проявляется лишь в увеличении чувствительности системы к взрыву.

Учитывая при этом, что в реальных условиях все системы пылеприготовления с воздушной сушкой угля эксплуатируются (исходя из условий сушки и размол) в области температуры $65 - 85^\circ\text{C}$, т.е. в области температуры, близкой к таковой, при которой давление взрыва приближается к максимальному значению, дальнейшее повышение этой

температуры (до 220°) уже не оказывает существенного влияния на повышение взрывобезопасности пылеприготовительных установок. В этом смысле опасения Дудорова Ю. Д. относительно превышения для ряда углей установленной нормы “Правилами взрывобезопасности...” допустимой температуры за мельницей (сепаратором) по сравнению с ранее действующими, относительно серьезного повышения взрывопожаробезопасности пылеприготовительных установок, не имеют на то веских оснований.

Первопричина разногласия между Дудоровым Ю. Д. и авторами новой методики оценки взрывоопасных свойств пыли заключается, на мой взгляд, в искусственном (условном) разделении границ значений K_T углей для четырех групп по взрывоопасности и присвоении для каждой группы углей в зависимости от состава сушильного агента и типа пылесистемы соответствующего значения максимальной температуры пылегазовоздушной смеси за мельницей (сепаратором).

При этом авторы новых “Правил...” старались учесть уже сложившиеся традиции и важность этого показателя в качестве технологического параметра, определяющего возможность осуществлять контроль и управление процессом подготовки топлива.

Естественная граница разделения топлива по K_T на взрывоопасные и взрывобезопасные в адиабатических условиях процесса горения соответствует такому соотношению компонентов технического и элементного состава топлива, при котором $K_T = 1,0$ [1]. Поэтому в дальнейшем целесообразно все топливо разделять на эти две группы, применяя для взрывоопасного топлива весь арсенал защитных мер, что при незначительных дополнительных затратах позволит резко повысить взрывобезопасность пылеприготовительных установок.

Список литературы

1. Толчинский Е. Н., Колбасников В. А. Инженерный метод оценки взрывоопасных свойств пыли энергетических топлив. – Электрические станции, 1999, № 3.
2. О температуре пылегазовоздушной смеси за пылеприготовительной установкой / Толчинский Е. Н., Киселев В. А., Колбасников В. А., Яковлева В. С. – Электрические станции, 2000, № 3.

ПОПРАВКА

В журнале “Электрические станции” № 2 за 2001 г., стр. 40, левая колонка, строка 8 следует читать: “... официальный представитель “DOW CAMICAL” по России ...”

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Уточнение определения мест повреждения на ВЛ при использовании фазных составляющих

Мисриханов М. Ш., доктор техн. наук, Попов В. А., канд. техн. наук, Якимчук Н. Н., Медов Р. В., инженеры

Южэнерго – Вятский государственный технический университет

Для определения места повреждения (ОМП) на ВЛ 330 – 750 кВ наибольшее распространение получили методы, основанные на измерении параметров аварийного режима в начальный момент времени. В настоящее время практически все энергосистемы применяют компьютерные программы, использующие систему симметричных составляющих. При этом не учитывается пофазное различие параметров элементов электрических сетей, которые задаются в виде сопротивлений прямой, обратной и нулевой последовательностей. В данной работе используется программа, основанная на применении фазных координат. Для этого каждый элемент электрической системы (ВЛ, генератор, трансформатор, реактор) представляется трехфазной схемой замещения. В результате ее расчета в установившемся и переходном режимах находятся фазные напряжения и токи в элементах энергосистемы, которые далее могут быть пересчитаны в симметричные составляющие.

Применение метода фазных координат исключает погрешность от неучета пофазного различия параметров линий [1]. Так, собственное удельное сопротивление фазы ВЛ (петли фаза – земля)

$$Z_L = r_n + r_3 + j0,1451g \frac{D_3}{\rho_{\text{эл}}}, \quad (1)$$

где r_n – удельное активное сопротивление провода, Ом/км; D_3 – эквивалентная глубина возврата тока нулевой последовательности через землю, м; $\rho_{\text{эл}}$ – эквивалентный радиус провода, м; $r_3 = 0,05$ – сопротивление, учитывающее потери активной мощности в земле от протекающего в ней тока, Ом/км.

Взаимное удельное сопротивление между двумя фазами

$$Z_M = 0,05 + j0,1451g \frac{D_3}{d}, \quad (2)$$

где d – расстояние между проводами, м.

В результате вычислений по формулам (1) и (2) составляется матрица собственных и взаимных сопротивлений фаз Z_Φ

$$Z_\Phi = \begin{matrix} & \begin{matrix} A & B & C \end{matrix} \\ \begin{matrix} A \\ B \\ C \end{matrix} & \begin{bmatrix} Z_{AA} & Z_{AB} & Z_{AC} \\ Z_{BA} & Z_{BB} & Z_{BC} \\ Z_{CA} & Z_{CB} & Z_{CC} \end{bmatrix} \end{matrix}, \quad (3)$$

где элементы, расположенные на главной диагонали, вычисляются по уравнению (1), остальные – по (2). Например, при горизонтальном расположении проводов (рис. 1) и неучете в целях упрощения активных составляющих сопротивлений ВЛ получаем

$$X_\Phi = j0,145 \begin{bmatrix} \lg \frac{D_3}{\rho_{\text{эл}}} & \lg \frac{D_3}{d} & \lg \frac{D_3}{d} \\ \lg \frac{D_3}{d} & \lg \frac{D_3}{\rho_{\text{эл}}} & \lg \frac{D_3}{2d} \\ \lg \frac{D_3}{d} & \lg \frac{D_3}{2d} & \lg \frac{D_3}{\rho_{\text{эл}}} \end{bmatrix}. \quad (4)$$

Приведем в качестве примера матрицы удельных реактивных сопротивлений для ВЛ разных классов напряжений при $D_3 = 1000$ м:

ВЛ 330 кВ с проводом $2 \times \text{АС-300/39}$, $d = 8,4$ м

$$X_\Phi = j0,145 \begin{bmatrix} 4,182 & 2,076 & 2,076 \\ 2,076 & 4,182 & 1,775 \\ 2,076 & 1,775 & 4,182 \end{bmatrix},$$

ВЛ 500 кВ с проводом $3 \times \text{АС-330/43}$, $d = 12$ м

$$X_\Phi = j0,145 \begin{bmatrix} 3,903 & 1,921 & 1,921 \\ 1,921 & 3,903 & 1,620 \\ 1,921 & 1,620 & 3,903 \end{bmatrix},$$

ВЛ 750 кВ с проводом $5 \times \text{АС-300/39}$, $d = 14,6$ м

$$X_\Phi = j0,145 \begin{bmatrix} 3,723 & 1,836 & 1,836 \\ 1,836 & 3,723 & 1,569 \\ 1,836 & 1,569 & 3,723 \end{bmatrix}.$$

Модель ВЛ в фазных координатах предполагает учет действительного расположения фаз на всех участках транспозиции. Для этого линия разбивается на отрезки, соответствующие транспозиционным пролетам, и на каждом из них указывается расположение фазных проводов на опоре. При этом распределенность емкости вдоль линии с достаточной степенью точности учитывается цепочной схемой замещения, где каждый участок соответствует транспозиционному пролету.

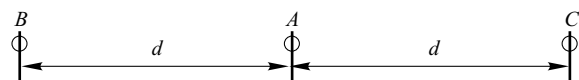


Рис. 1. Принятое расположение фаз на опоре

При применении двусторонних (в общем случае многосторонних) измерений используются составляющие токов нулевой последовательности, реже токи обратной последовательности. Для одностороннего измерения сопротивления [2], пропорционального расстоянию до места однофазного КЗ, к омметру подводятся напряжение U_ϕ , ток I_ϕ поврежденной фазы и скомпенсированный ток нулевой последовательности

$$l = \frac{U_\phi}{Z_{уд1}(I_\phi + k_0 I_0)}, \quad (5)$$

где

$$k_0 = \frac{Z_{уд0} - Z_{уд1}}{Z_{уд1}};$$

$Z_{уд1}$, $Z_{уд0}$ – удельные сопротивления ВЛ прямой и нулевой последовательностей; l – расстояние до места КЗ, измеренное прибором.

В случае схемы рис. 2 выражение (5) уточняется за счет ввода тока нулевой последовательности I'_0 параллельной ВЛ (цепь II), подключенной на общие шины с поврежденной ВЛ (цепь I)

$$l = \frac{U_\phi}{Z_{уд1}(I_\phi + k_0 I_0 + k_m I'_0)}, \quad (6)$$

где

$$k_m = \frac{Z_m}{Z_{уд1}};$$

Z_m – удельное сопротивление взаимной индукции нулевой последовательности между параллельными ВЛ.

Для определения места повреждения используется прямой и итерационный способы. В первом случае расстояние до места повреждения ВЛ выражается формулой и при получении показаний фиксирующих приборов по ней определяется расстояние. Этот метод эффективен для простых ВЛ (одиночные, ВЛ с отпайками). Взаимное влияние ВЛ, имеющих общие шины, усложняет формулы расчета. Дальнейшее усложнение схем делает формулы малореализуемыми. В качестве итерационного метода может быть использован тот, который сводится к нахождению минимума некоторой вспомогательной функции F [3]. Его идея заключается в следующем. Существует реальная система ВЛ, связанных взаимной индукцией и образующих трехфазную схему произвольной сложности. Из серии расчетов, получаемых при перемещении точки повреждения вдоль линии, выбираются те, которые наилучшим образом соответствуют показаниям фиксирующих приборов. Причем такой подход целесообразно осуществить не только к двустороннему методу ОМП [3], но и к одностороннему, особенно в случаях параллельных ВЛ, не имеющих общих шин с поврежденной.

Можно выделить следующие положительные особенности рассматриваемого метода:

нет привязки к конкретным формулам ОМП, следовательно, он применим к схемам ВЛ произвольной сложности;

используется трехфазная схема замещения электрической системы в качестве модели, из которой извлекаются расчетные показания фиксирующих приборов.

Указанное относится также и к применяемому в данной работе табличному методу ОМП, во многом аналогичному итерационному методу.

При двустороннем замере заданному месту повреждения в зависимости от ряда факторов (переходное сопротивление в месте КЗ, режим работы) может соответствовать множество токов по концам ВЛ, но их отношение будет неизменным для места повреждения

$$\frac{I_I}{I_I + I_{II}},$$

где I_I – ток нулевой (обратной) последовательности в начале ВЛ; I_{II} – ток нулевой (обратной) последовательности в конце ВЛ.

Определение расстояния до места повреждения производится сравнением отношений табличных результатов расчета с отношениями показаний фиксирующих приборов. Местом повреждения считается то расстояние, которому соответствует наибольшее совпадение измеренных и расчетных отношений.

Для перехода к симметричным составляющим матрицу (3) преобразуем следующим образом:

$$Z_{120} = CZ_\phi C^{-1}, \quad (7)$$

где C и C^{-1} – матрицы преобразования фазных величин в симметричные.

После преобразования выражения (7) получается матрица собственных и взаимных удельных сопротивлений ВЛ прямой обратной и нулевой последовательностей

$$Z_{120} = \frac{1}{3} \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 0 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 0 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 3Z_A - Z_{AB} - Z_{BC} - Z_{AC} & 2(Z_{AB}a + Z_{BC} + Z_{AC}a^2) & -(Z_{AB}a^2 + Z_{BC} + Z_{AC}a) \\ 2(Z_{AB}a^2 + Z_{AC}a + Z_{BC}) & 3Z_A - Z_{AB} - Z_{BC} - Z_{AC} & -(Z_{AB}a + Z_{BC} + Z_{AC}a^2) \\ -(Z_{AB}a + Z_{BC} + Z_{AC}a^2) & -(Z_{AB}a^2 + Z_{BC} + Z_{AC}a) & 3Z_A + 2(Z_{AB} + Z_{BC} + Z_{AC}) \end{bmatrix} \end{matrix}, \quad (8)$$

где $Z_A = Z_B = Z_C$.

Для расположения фаз по рис. 1 матрица (8) с учетом $Z_{AB} = Z_{AC}$ принимает вид

$$Z_{120} = \frac{1}{3} \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 0 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 0 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 3Z_A - 2Z_{AB} - Z_{BC} & 2(Z_{BC} - Z_{AB}) & Z_{AB} - Z_{BC} \\ 2(Z_{BC} - Z_{AB}) & 3Z_A - 2Z_{AB} - Z_{BC} & Z_{AB} - Z_{BC} \\ Z_{AB} - Z_{BC} & Z_{AB} - Z_{BC} & 3Z_A + 4Z_{AB} + 2Z_{BC} \end{bmatrix} \end{matrix}. \quad (9)$$

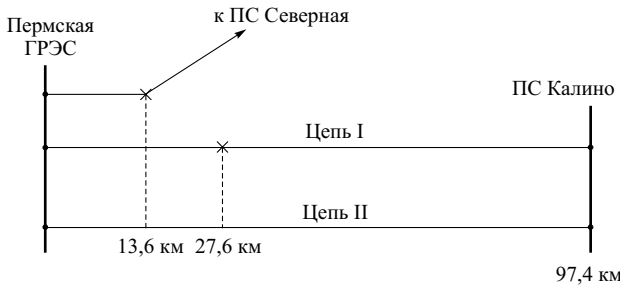


Рис. 2. ВЛ 500 кВ Пермская ГРЭС - ПС Калино

При этом матрица (9) не содержит операторы a и a^2 и при неучете активных составляющих сопротивлений ВЛ упрощается следующим образом:

$$X_{120} = j \frac{1}{3} 0,145 \cdot \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 0 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 0 \end{matrix} & \begin{bmatrix} \lg \frac{2d^3}{3 \rho_{\text{ЭП}}} & -2 \lg 2 & \lg 2 \\ -2 \lg 2 & \lg \frac{2d^3}{3 \rho_{\text{ЭП}}} & \lg 2 \\ \lg 2 & \lg 2 & \lg \frac{D^9}{4d^6 \rho_{\text{ЭП}}^3} \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (10)$$

Ненулевые значения недиагональных элементов матриц (8) – (10) и приводят к ошибкам при использовании метода симметричных составляющих. Эта погрешность снижается при осуществле-

нии транспозиции на ВЛ. Аналогично можно рассмотреть несколько сближенных ВЛ.

Для оценки погрешности от неучета пофазного различия параметров ВЛ далее приведены таблицы токов для ОМП, составленные с помощью программ в симметричных составляющих (ТКЗ-3000, г. Новосибирск) и фазных координатах (“Фаза”, г. Киров). Сравнение осуществлялось по трем линиям: ВЛ Псковская ГРЭС – ПС Новосокольники напряжением 330 кВ (длина 146 км, транспозиционные опоры установлены через 46 – 50 км), ВЛ ПС Ленинградская – Ленинградская АЭС напряжением 750 кВ (длина 125 км, транспозиционные опоры установлены через 35 – 40 км), ВЛ Пермская ГРЭС – ПС Калино напряжением 500 кВ (длина 97,4 км, одна транспозиционная опора установлена на расстоянии 27 км от Пермской ГРЭС). Первые две линии являются одноцепными и не имеют электромагнитных взаимных связей с другими линиями.

В табл. 1 приводятся результаты расчета отношений токов нулевой последовательности, выполненных в фазных и симметричных составляющих, при перемещении точки однофазного КЗ по длине ВЛ Псковская ГРЭС – ПС Новосокольники. Причем, расчеты произведены при повреждении каждой из фаз A, B, C и вычислены их средние значения отношений $I_1/(I_1 + I_{II})$. Кроме того, в таблице приводится расчет погрешностей ОМП, возникаю-

Т а б л и ц а 1

ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – ПС Новосокольники

Расстояние от ПГРЭС, км	Отношение $I_1/(I_1 + I_{II})$				Симметричные координаты	КЗ в фазе	Наибольшая погрешность, км
	Фазные координаты						
	Фаза A	Фаза B	Фаза C	Среднее			
20	0,8163	0,8136	0,8162	0,8155	0,816	B	0,55
40	0,7297	0,7240	0,7295	0,7277	0,728	B	0,91
60	0,6414	0,6368	0,6432	0,6404	0,640	B	0,74
80	0,5524	0,5509	0,5572	0,5535	0,553	C	0,97
100	0,4642	0,4650	0,4706	0,4666	0,465	C	1,27
120	0,3781	0,3789	0,3816	0,3795	0,377	C	1,05
140	0,2918	0,2926	0,2924	0,2923	0,290	B	0,60

Т а б л и ц а 2

ВЛ 750 кВ ПС Ленинградская – Ленинградская АЭС

Расстояние от ПС Ленинградская, км	Отношение $I_1/(I_1 + I_{II})$				КЗ в фазе	Наибольшая погрешность, км
	Фаза A	Фаза B	Фаза C	Среднее		
0	0,6963	0,6974	0,6958	0,6965	B	0,20
25	0,5864	0,5847	0,5864	0,5858	B	0,25
50	0,4749	0,4729	0,4749	0,4742	B	0,29
75	0,3618	0,3615	0,3636	0,3623	C	0,29
100	0,2563	0,2565	0,2576	0,2568	C	0,19
125	0,1457	0,1460	0,1457	0,1458	B	0,05

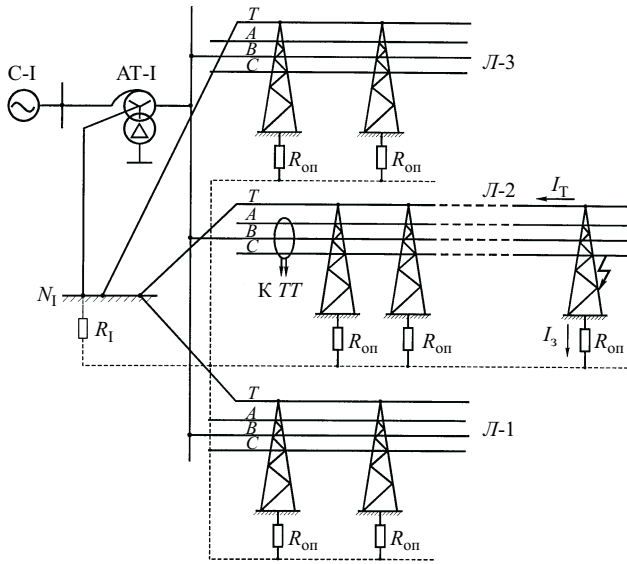


Рис. 3. Учет заземления троса на опорах и сопротивления контура заземления на ПС

щих при использовании метода симметричных составляющих по сравнению с методом фазных координат.

По результатам расчета, приведенным в табл. 1, можно отметить совпадение средних значений отношений токов для всех трех фаз с соответствующими отношениями при расчете в симметричных составляющих, чем можно воспользоваться в дальнейшем. Наибольшая погрешность от

применения симметричных составляющих возникает при повреждении фазы C на расстоянии 100 км от Псковской ГРЭС. Отношению 0,4706 для этой фазы соответствует расстояние до точки КЗ в 98,73 км. При расчете в симметричных составляющих погрешность в 1,27 км соответствует 0,9% длины линии.

В табл. 2 приводятся аналогичные результаты при определении расстояния до места однофазного КЗ на ВЛ ПС Ленинградская – Ленинградская АЭС.

Из табл. 2 видно, что значение погрешности применения симметричных составляющих по сравнению с фазными не превышает 0,29 км (или 0,2% длины линии). Это вызвано тем, что ВЛ имеет транспозиционные опоры, установленные через каждые 35 – 40 км линии, в отличие от ВЛ Псковская ГРЭС – ПС Новосокольники, у которой это расстояние составляет 45 – 50 км. По результатам, представленным в табл. 1 и 2, можно сделать вывод, что для одноцепных ВЛ уточнение определения расстояния до места повреждения от применения фазных координат по сравнению с симметричными рассматриваемым методом ОМП зависит от длины цикла расстановки транспозиционных опор.

В отличие от предыдущих примеров на рис. 2 показана исходная схема двух параллельных ВЛ 500 кВ Пермская ГРЭС – ПС Калино, расположенных на одноцепных опорах (расстояние между осями опор равно 50 м). На протяжении 13,6 км в

Т а б л и ц а 3

ВЛ 500 кВ Пермская ГРЭС – ПС Калино

Расстояние от ПГРЭС, км	Отношение $I_f/(I_1 + I_{II})$				КЗ в фазе	Наибольшая погрешность, км
	Фаза A	Фаза B	Фаза C	Среднее		
0	0,9733	0,9457	0,9370	0,9520	C	2,07
20	0,8160	0,8286	0,7764	0,8070	C	3,59
40	0,6422	0,6536	0,6130	0,6363	C	2,71
60	0,4597	0,4778	0,4563	0,4646	B	1,54
80	0,2771	0,3023	0,2996	0,2930	A	2,47
95	0,1401	0,1710	0,1824	0,1645	C	2,79

Т а б л и ц а 4

Результаты расчета при одностороннем ОМП по выражению (6)

Расстояние от ПГРЭС, км	Расчетное расстояние от ПГРЭС, км				КЗ в фазе	Наибольшая погрешность, км
	Фаза A	Фаза B	Фаза C	Среднее		
5,00	4,9726	4,9943	5,0039	4,9906	A	0,0274
20,00	19,6726	19,7809	19,6630	19,7055	C	-0,3370
40,00	39,6982	39,8154	39,6283	39,7140	C	-0,3717
60,00	59,8505	59,8192	59,4998	59,7232	C	-0,5002
80,00	80,2349	79,7386	79,1007	79,6914	C	-0,8993
95,00	95,8882	94,4795	93,2704	94,5460	C	-1,7296

Т а б л и ц а 5

Результаты расчета при одностороннем ОМП по выражению (5)

Расстояние от ПГРЭС, км	Результат ОМП, км				КЗ в фазе	Наибольшая погрешность, км
	Фаза А	Фаза В	Фаза С	Среднее		
5,00	5,1056	5,0974	5,0951	5,0994	А	0,1056
20,00	20,1140	20,0984	20,0834	20,0986	А	0,1140
40,00	40,1192	40,1314	40,0990	40,1165	В	0,1314
60,00	60,1602	60,1696	60,1535	60,1611	В	0,1696
80,00	80,2698	80,2059	80,2859	80,2539	С	0,2859
95,00	95,4242	95,1648	95,4730	95,3540	С	0,4730

одном коридоре с двумя цепями ВЛ Пермская ГРЭС – ПС Калино проходит еще одна одноцепная ВЛ 500 кВ Пермская ГРЭС – ПС Северная. Транспозиционные опоры на всех ВЛ отмечены крестиками.

В табл. 3, аналогично табл. 1 и 2, приведены результаты расчета ОМП на ВЛ Пермская ГРЭС – ПС Калино (цепь I), расположенной между двумя влияющими ВЛ 500 кВ. Наибольшая погрешность от применения симметричных по сравнению с фазными составляющими возникает при повреждении фазы С на расстоянии 20 км от Пермской ГРЭС. Так, если воспользоваться таблицей средних значений, то отношению 0,7764 для этой фазы соответствует расстояние 23,6 км, т.е. погрешность составляет 3,6 км, или 3,8% длины линии. Таким образом, взаимные влияния сближенных ВЛ также увеличивают погрешность определения места КЗ при двустороннем замере, если не учитывается различие фазных параметров ВЛ.

Разработанная программа позволяет определять место КЗ при одновременном разрыве фазы с учетом того, что разрыв может быть со стороны начала или конца линии.

При использовании метода одностороннего ОМП в табл. 4 приведены результаты расчета расстояния до точки КЗ на каждой фазе.

Так как влияющая линия имеет общие шины с поврежденной (табл. 4), погрешность определения места повреждения в симметричных составляющих заметно возрастает только в конце линии. Для сравнения приведена табл. 5, составленная для той же схемы рис. 2, но при исключении влияния всех ВЛ на поврежденную (цепь I). Сравнивая эти таблицы, можно отметить влияние параллельных ВЛ на увеличение расхождения расчетных показаний фиксирующих приборов при повреждениях на

разных фазах ВЛ по сравнению с одиночными линиями.

Применение фазных координат позволяет оценить влияние грозозащитного троса на показания фиксирующих приборов. Заземление троса на промежуточных опорах применяется в основном на ВЛ 110 кВ (реже на ВЛ 220 кВ). На ВЛ 220 кВ и выше трос заземляется на опорах на расстоянии до 5 км от подстанции. Из рис. 3 видно, что часть тока КЗ проходит через трос и заземляющие устройства соседних опор, что приводит к дополнительной погрешности ОМП.

Дополнительное уточнение расчетной модели при использовании фазных координат возможно заданием сопротивления заземления подстанции в явном виде (рис. 3). Трансформаторы напряжения измеряют разность между напряжением фаз и напряжением на контуре заземления ПС, тем самым значения напряжений получаются заниженными.

Вывод

Погрешность определения места повреждения в симметричных по сравнению с фазными составляющими зависит от длины транспозиционных пролетов и взаимного влияния параллельных линий, не имеющих общих шин с поврежденной.

Список литературы

1. Лосев С. Б., Чернин А. Б. Вычисление электрических величин в несимметричных режимах электрических систем. М.: Энергоатомиздат, 1983.
2. Айзенфельд А. И. Алгоритмические погрешности определения мест повреждения воздушных линий напряжением 110 – 750 кВ. – Электрические станции, 1998, № 7.
3. Беляков Ю. С., Пьянков В. Я. Итерационный метод расчета места повреждения ВЛ. – Электрические станции, 1985, № 3.

О надежности электроснабжения собственных нужд электростанций и сетей потребителей

Суханов В. А., Глухова Н. С., инженеры

ОАО Сибтехэнерго – ООО “Кентавр-МВМ”

Специалисты Сибтехэнерго и “Кентавр МВМ” в течение многих лет проводят комплекс работ по повышению надежности электроснабжения потребителей в сетях 0,4 кВ на электростанциях и промышленных предприятиях. В 1995 – 1997 гг. данную тему разрабатывали, кроме Сибтехэнерго, специалисты Тулэнерго, кафедра электрических станций МЭИ и др. За это время накоплен значительный опыт решения таких вопросов.

Основной причиной аварийности в сетях 0,4 кВ, выявленной нами, является несоответствие уставок защитных аппаратов, выбираемых на стадии проектирования, реальным параметрам сети из-за несовершенства методик расчета и выбора защит, применяемых проектными организациями; из-за несогласованных изменений кабельных трасс, сечений кабеля, типов коммутационных и защитных аппаратов в процессе монтажа и других причин.

Методика расчета токов КЗ, использованная проектными организациями, не учитывает ограничивающего влияния электрической дуги на значе-

ние тока КЗ, что делает защитную аппаратуру, установленную в сетях 0,4 кВ, нечувствительной к токам КЗ. В среднем защиты до 60% присоединений нечувствительны к токам КЗ, что и является причиной отказа защит, повреждения или выхода из строя аппаратов и возгорания кабелей.

Это объясняется тем, что проекты электроснабжения обследованных сетей 0,4 кВ выполнялись много лет назад, когда действовали другие методики расчета токов КЗ и выбора защит в сети до 1000 В.

В реальных условиях, как показывает статистика, наиболее вероятным видом коротких замыканий являются дуговые, при этом резко снижается значение тока КЗ. В то же время дуга является первоочередной причиной пожара. Кроме того, реальные КЗ носят случайный характер, т.е. значение тока замыкания зависит от многих случайных факторов, например, от места КЗ, условий протекания процесса КЗ (в замкнутом или открытом объеме), от температуры и влажности окружающего воздуха и других условий, влияющих на про-

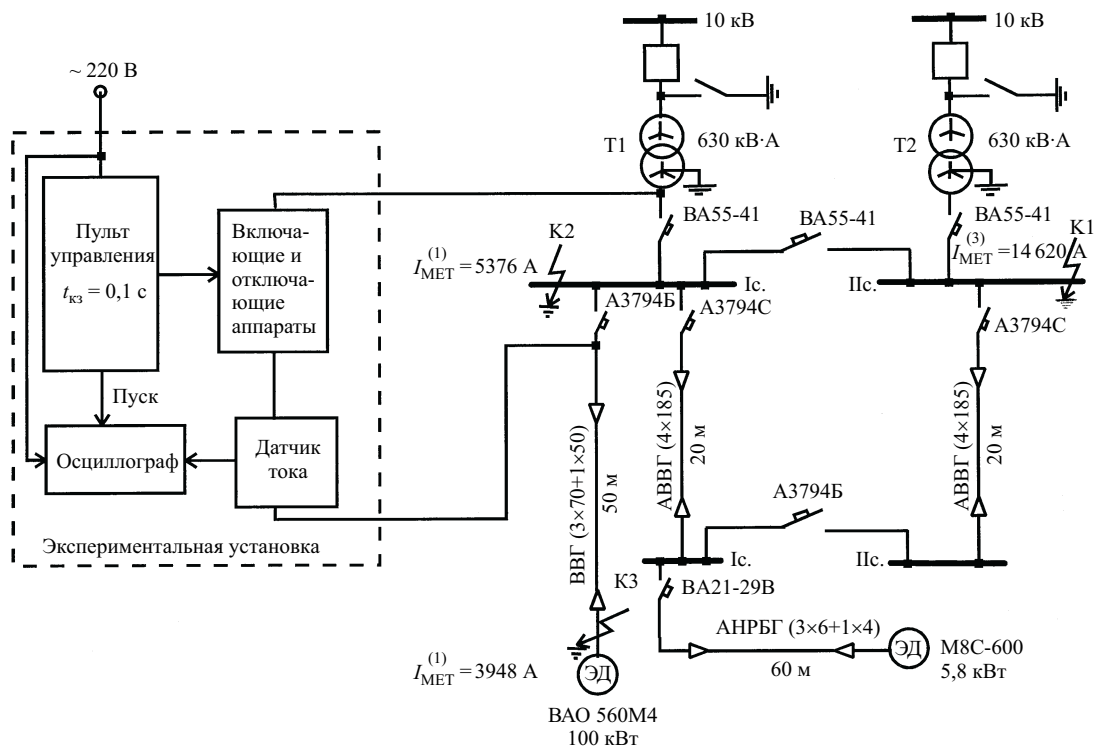


Рис. 1. Схема проведения опытов КЗ

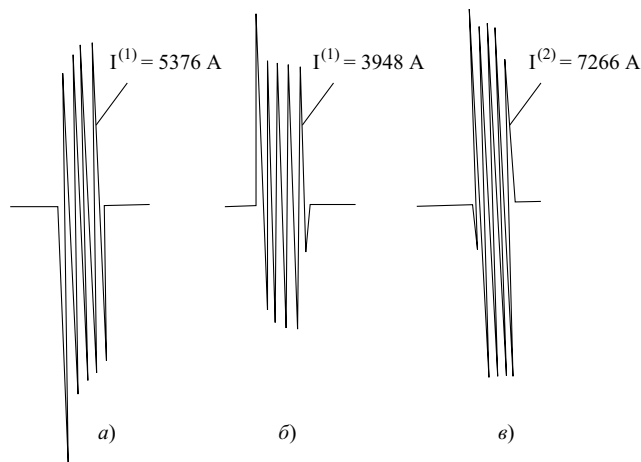


Рис. 2. Токи металлического КЗ:

a – однофазного на шинах секции 0,4 кВ КТП 2 × 630 кВ·А с группой соединения звезда-звезда; *б* – однофазного за кабелем марки ВВГ (3 × 70 + 1 × 50) длиной 50 м насоса откачки утечек мощностью 100 кВт; *в* – то же двухфазного

цесс КЗ. Поэтому современные методические и директивные материалы [1 – 3] требуют учета токоограничивающего влияния дуги. В связи с тем, что в условиях эксплуатации невозможно получить истинные параметры сети 0,4 кВ, требуется проведение натурных испытаний с целью измерения значений токов металлических КЗ. Для экспериментального определения тока однофазного металлического КЗ петли фаза – нуль и двухфазного металлического КЗ разработана специальная методика с использованием мобильной установки, осуществляющей безопасное выполнение опыта КЗ, и светолучевого осциллографа для регистрации необходимых параметров. Структурная схема установки показана на рис. 1.

Методика экспериментального определения тока КЗ обеспечивает: проведение опытов КЗ в условиях действующего электрооборудования, отсутствие помех для нормальной эксплуатации электроустановок, пожаробезопасность в ходе экспериментов и возможность измерения параметров цепи КЗ в любой точке сети.

Кроме того, натурные испытания позволяют выявить скрытые дефекты кабелей: скрутки, нарушение целостности нулевой жилы и др.

Установка позволяет производить операцию включения цепи на короткое замыкание и автоматическое отключение КЗ через 0,1 с. В связи с малым индуктивным сопротивлением короткозамкнутой цепи ток КЗ достигает установившегося значения через 3 – 4 периода. Осциллограммы тока КЗ некоторых присоединений показаны на рис. 2. На значение тока однофазного КЗ присоединений значительно влияет состояние заземления, т.е. его сопротивление и состояние контактного соединения нулевого провода с землей.

В течение 1998 – 1999 гг. на Омской ТЭЦ-5 и Новосибирских ТЭЦ-3 и ТЭЦ-5, а также более чем на 20 нефтеперекачивающих станциях АО Сибнефтепровод специалистами Сибтехэнерго и “Кентавр-МВМ” выполнен комплекс работ по повышению надежности электроснабжения потребителей 0,4 кВ с учетом изложенных условий и требований, включающий в себя следующие работы:

натурные испытания с целью измерений токов двухфазных металлических КЗ и однофазных металлических КЗ петли фаза – нуль. Полученные из опытов значения токов КЗ за кабелем близки к расчетным значениям. Пример расчета, выполненный нами по новой методике с указанием параметров элементов сети (трансформаторов, автоматов, кабелей), включая сопротивление контактов и соотношение X/R для кабелей, приведен в приложении 2 “Методических указаний по расчету токов КЗ в сети напряжением до 1 кВ электростанций и подстанций с учетом влияния электрической дуги”;

расчет значений токов дуговых замыканий по результатам измерений согласно методике, разработанной предприятием Сибтехэнерго на основе многочисленных экспериментов, позволяющих учесть влияние сопротивления электрической дуги на значение тока КЗ;

выбор аппаратов по условию предельной коммутационной способности, выбор уставок защит по чувствительности к токам дуговых замыканий и по условию селективности, составление перечня рекомендуемых аппаратов с учетом реальной номенклатуры аппаратов, выпускаемых заводами-изготовителями в настоящее время;

расчетную проверку термической стойкости кабелей при КЗ.

Кроме того, проведены работы по анализу проектов электроснабжения потребителей до 1000 В. Схемы электроснабжения собственных нужд 0,4 кВ электростанций являются более надежными по отношению к схемам 0,4 кВ промпредприятий: на промпредприятиях применяются схемы неявного резервирования, тогда как на электростанциях в блочной части с.н. применяются схемы явного резервирования, т.е. резервное питание осуществляется от отдельного (резервного) трансформатора.

В результате проведенных работ по анализу технического состояния сетей 0,4 кВ выявлен ряд недостатков как по выбору уставок защит и кабелей, так и в части схемных решений:

нагрузки между секциями щитов распределены неравномерно;

механизмы одного назначения подключены к одной секции, из-за чего при отключении этой секции теряют питание все электродвигатели этих механизмов;

неверно выбраны сечения кабелей по условию допустимого нагрева в нормальном режиме и по условию потери напряжения при пуске электро-

двигателей. При этом из-за недостаточности сечения кабеля остаточное напряжение на зажимах электродвигателя не обеспечивает успешного пуска и самозапуска ЭД. Кабели многих присоединений из-за заниженных сечений термически нестойки при КЗ;

на щитах 0,4 кВ по проекту установлены аппараты, не отвечающие требованию предельной коммутационной способности (ПКС);

в качестве вводных выключателей 0,4 кВ КТП используются неселективные выключатели;

уставки максимальной токовой защиты (МТЗ) трансформаторов не согласованы с уставками защит вводов 0,4 кВ, т.е. меньше уставок отсечек вводных выключателей;

до 60% защит отходящих присоединений не обеспечивают требуемой чувствительности к КЗ.

Для устранения выявленных недостатков и замечаний разработаны и внедряются технические решения и рекомендации. Так, в качестве выключателей вводов от трансформаторов на шины 0,4 кВ рекомендуется использовать селективные выключатели (рис. 1), а в качестве аппаратов, устанавливаемых на щитах (вторичных сборках), рекомендуются выключатели с достаточной предельной коммутационной способностью (ПКС).

Выводы

1. Выявлены недостатки, снижающие надежность электроснабжения потребителей 0,4 кВ, возникшие из-за неудовлетворительных схемных решений, применения проектными организациями, занимающимися проектированием электроснабжения потребителей 0,4 кВ, устаревших методик по расчету токов КЗ и выбору защитных аппаратов. Расчет токов КЗ и соответственно выбор защитных аппаратов ранее выполнялся проектными организа-

циями без учета влияния электрической дуги. При расчетах токов КЗ нужно использовать [2].

2. Для повышения надежности электроснабжения потребителей и в соответствии с приказом № 120 от 1/VI 1998 г. РАО "ЕЭС России" целесообразно для каждой электроустановки выполнить следующие мероприятия:

осуществить анализ технического состояния электрооборудования сети 0,4 кВ и разработку технических решений по устранению выявленных недостатков или по реконструкции тех или иных узлов сети 0,4 кВ;

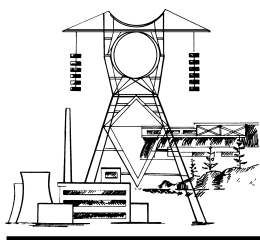
провести натурные испытания с целью определения токов металлических двухфазных и однофазных КЗ;

выполнить расчет уставок срабатывания защит с учетом современных директивных указаний; произвести выбор аппаратов с учетом реальной номенклатуры аппаратов, выпускаемых заводами-изготовителями в настоящее время; выполнить анализ надежности действия защит питающих элементов КТП и щитов 0,4 кВ;

выполнить расчет термической стойкости кабелей при КЗ и выдать рекомендации по замене кабелей в целях предотвращения пожаров в кабельном хозяйстве.

Список литературы

1. *Правила устройства электроустановок*. М.: Энергоатомиздат, 1985.
2. *Методические указания по расчету токов короткого замыкания в сети напряжением до 1 кВ электростанций и подстанций с учетом влияния электрической дуги*. М.: ОРГРЭС, 1993.
3. *ГОСТ Р50270-92. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ*.



Уважаемые господа!
Мы с удовольствием опубликуем на
страницах, обложке и рекламных вклейках
нашего журнала Вашу рекламу!

Рекламный материал присылайте в редакцию, сопроводив его гарантийным письмом с указанием платежных реквизитов. При необходимости наш дизайнер выполнит макет Вашей рекламы.

Расценки на публикацию рекламы можно узнать в редакции.
 Тел/факс (095) 234-74-17, тел. 275-00-23, доб. 21-66,
 E-mail: tis@mail.magelan.ru

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Устранение повышенного нагрева конструктивных элементов ротора гидрогенератора

Ананянц С. С., Кислицкий Б. В., кандидаты техн. наук, Клетченков А. И., инж.

АО ВНИИЭ – Можайский гидротехнический узел

На гидроэлектростанции ГЭС-34 Можайского гидротехнического узла (МГУ) установлены два гидрогенератора типа ВГСП-260/31-18 (мощностью 1600 кВт, $U_{\text{ном}} = 6,3$ кВ, $I_{\text{ном}} = 183$ А, $i_{\text{рот}} = 279$ А, $\cos \varphi = 0,8$), изготовленные Лысьвинским турбогенераторным заводом и введенные в эксплуатацию в 1997 г. Практически после ввода агрегатов ГЭС в эксплуатацию имели место их аварийные отключения защитой от замыкания на корпус ротора (“земля в обмотке ротора”). Так, на генераторе ст. № 1 из 24 остановов – 15 были аварийными, причем все они вызваны замыканиями обмотки ротора на корпус. Повышенная аварийность машин станции обуславливала невозможность их эксплуатации при нагрузках $P = 0,8 P_{\text{н}}$ и выше. Замыкания обмотки ротора на корпус, как правило, имели характер неустойчивого замыкания (“блуждающая земля”), поскольку на остановленном роторе сопротивление его изоляции соответствовало норме.

В процессе выполнения послеаварийных ремонтов генераторов заменена корпусная изоляция полюсов ротора на новую из материала СТЭФ. Осмотры выявили следы перегревов отдельных участков внешней поверхности щек полюсов, трещины и обугливание внутренней поверхности (в местах контакта с активной сталью полюса), а также высыхание (спекание) изоляции. Тем не менее и после ремонта отключения генераторов из-за срабатывания защиты “земля в обмотке роторе” имели место.

Результаты определения зависимости сопротивления изоляции обмотки полюсов от частоты вращения ротора в режиме холостого хода показали, что значение сопротивления изоляции с увеличением центробежных сил снижается, а при номинальной частоте вращения уменьшается до нуля и, как следствие, приводит к срабатыванию защиты. В связи с неудовлетворительным техническим состоянием гидрогенераторов ГЭС принято решение о недопустимости их дальнейшей эксплуатации.

С целью выявления причин неудовлетворительного технического состояния обоих гидрогенераторов и разработки рекомендаций по надежности их эксплуатации АО ВНИИЭ совместно с экс-

плуатационным персоналом ГЭС-34 выполнены обследования агрегатов станции.

Результаты обследования. С учетом приведенных данных опыта эксплуатации обследования, выполненные на генераторе ст. № 1, предусматривали определение:

влияния центробежных сил на сопротивление изоляции обмотки ротора;

совместного воздействия центробежных и термомеханических сил на сопротивление изоляции обмотки ротора;

места замыкания обмотки ротора (номер полюса) на корпус (в случае срабатывания защиты “земля в обмотке ротора”).

Далее представлены значения сопротивления изоляции обмотки ротора при различной частоте вращения машины.

Частота вращения генератора n , %	Сопротивление изоляции $R_{\text{из}}$, МОм
0	12,5
100	0,5 – 1,5
105	< 0,5
107	0

Приведенные данные показывают, что на остановленном агрегате значение сопротивления изоляции обмотки ротора соответствует норме, с ростом же центробежных сил снижается и при частоте вращения, превышающей номинальное значение (107%), равно нулю. Результаты измерений свидетельствуют о перемещениях обмотки полюсов с поврежденной изоляцией относительно сердечника и при указанной частоте вращения возникает замыкание на корпус. После этого был выполнен режим нагрузки генератора ст. № 1 со ступенчатым подъемом мощности $P = (0,5; 0,6; 1,0) P_{\text{ном}}$. На первых двух ступенях нагрузки сопротивление изоляции обеспечивает нормальную работу агрегата, однако при номинальной нагрузке сработала защита “земля в обмотке ротора”. В связи с этим был выявлен полюс, явившийся причиной отключения агрегата, с использованием уточненной методики определения “дефектного” полюса в соответствии с [1]. После замены дефектного полюса на полюс с удовлетворительной изоляцией, демонтированного с генератора ст. № 1, повторен нагрузочный режим машины со ступенчатым подъемом

нагрузки. По достижении номинальной нагрузки вновь сработала защита от замыкания обмотки на корпус, при этом причиной отключения явилось повреждение изоляции уже другого полюса ротора.

Реализованный план эксперимента показал, что после замены изначально худшего полюса существующий мощный источник нагрева вновь отбраковывал уже следующий полюс с худшим состоянием изоляции.

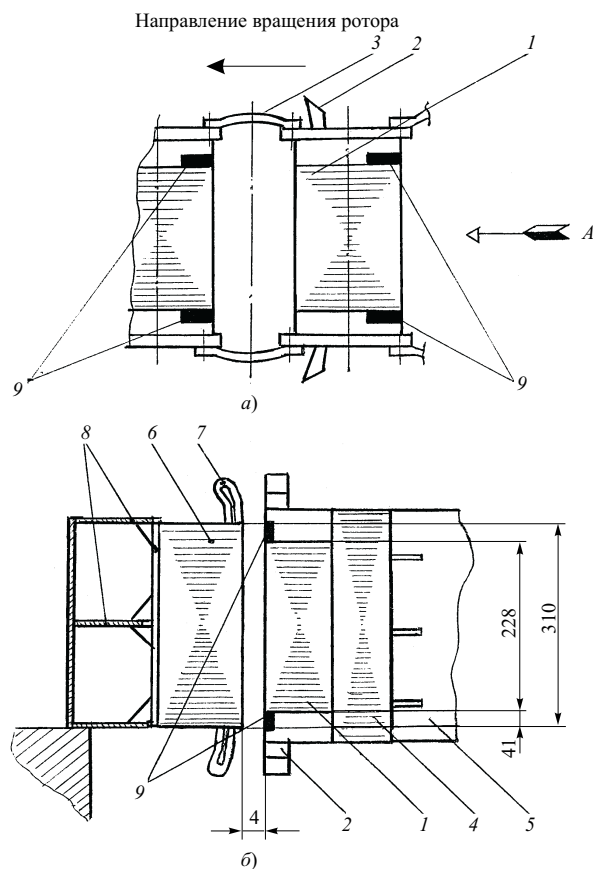
Таким образом, стало очевидным, что без определения и устранения источника перегрева полюсов восстановление их изоляции невозможно. Поэтому возникла необходимость тщательного осмотра и обследования роторов гидрогенераторов ст. № 1, 2, потребовавшего их демонтажа из кратера агрегата.

Результаты осмотров конструктивных элементов полюсов ротора генератора ст. № 1, 2 выявили очаги перегревов щек полюсов и, как следствие, ближайших листов сердечника вверху и внизу полюсного наконечника. Места очагов перегрева, отмеченные на рисунке, свидетельствуют о его идентичности по всем полюсам обоих генераторов. Вверху и внизу генератора места перегревов щек полюсов расположены в строго фиксированных горизонтальных сечениях правой части полюсов ротора, противоположной относительно набегающего потока охлаждающего воздуха.

На обследованных агрегатах принята разомкнутая система охлаждения, не обеспечивающая достаточного объема эффективного и равномерного охлаждения как полюсов ротора, так и сердечника статора.

Анализ цветов побежалости материала щек полюсов позволяет считать, что в местах перегрева температура составляет не менее $250 - 300^{\circ}\text{C}$ [2] при максимально допустимой температуре для данного класса изоляции $\vartheta_{\text{доп}} = 130^{\circ}\text{C}$. Это подтверждается признаками обугливания корпусной изоляции (максимально допустимая температура материала корпусной изоляции порядка $150 - 180^{\circ}\text{C}$). На рисунке, б места очагов перегревов представлены с учетом соотношения размеров полюсов ротора и сердечника статора, из которого видно, что длина сердечника статора (310 мм) превышает длину сердечника полюса (228 мм). Сумма длин очагов перегревов щек вверху и внизу (по 41 мм) и сердечника полюса практически соответствует длине сердечника статора.

Таким образом, из полученных результатов следует, что причина перегревов конструктивных элементов полюсов обусловлена недостатком конструктивного исполнения полюсов ротора. Меньшая длина сердечника полюсов по сравнению с длиной сердечника статора приводит к повышенным нагревам щек полюсов и прилегающих к ним листов сердечника, а также к подгару (обугливанию) корпусной изоляции. Усугубляет положение



Очаги перегрева щек полюсов ротора гидрогенератора типа ВГСП-260/31-18:

a – вид со стороны статора; *б* – вид по стрелке *A*; 1 – полюс ротора; 2 – торцевые вентиляционные лопатки; 3 – межполюсные соединения; 4 – обод ротора; 5 – осто́в ротора; 6 – сердечник статора; 7 – обмотка статора; 8 – корпус статора; 9 – места перегревов щек полюсов

малая величина воздушного зазора (на генераторе ст. № 1, 2 средний зазор составляет соответственно 4 мм и 3 мм). Полученные результаты позволяют следующим образом сформулировать физическую сущность формирования электромагнитных процессов в воздушном зазоре и механизм развития повышенных нагревов обследованных генераторов.

Переменные поля рассеяния в зубцовой зоне (от зубцовых гармоник), замыкаясь, в том числе, через часть поверхности щек полюсов ротора, находящихся в зоне электромагнитного воздействия, вызывают в них вихревые токи, обуславливающие аномальные перегревы упомянутых ранее зон (зоны превышения длины сердечника статора относительно длины сердечника полюса, рисунок). Перегрев щек, в свою очередь, вызывает повышенный нагрев прилегающих листов сердечника полюса и обугливание корпусной изоляции. В результате создается электропроводящий контур через обугленную корпусную изоляцию (соприкасающуюся с обмоткой при ее перемещении) и сталь, приводящий при влиянии эксплуатационных фак-

торов (центробежных сил, термомеханических деформаций и др.) к замыканию обмотки на корпус и аварийным отключениям агрегатов из-за срабатывания упомянутой защиты.

В сложившейся ситуации кардинальным решением, обеспечивающим надежную эксплуатацию гидрогенераторов ГЭС, является изготовление новых полюсов ротора, длина сердечников которых должна быть равной длине сердечника статора.

До реализации упомянутых мероприятий в качестве временных мер было рекомендовано устранить потери части охлаждающего воздуха через зазор между верхней крестовиной (щитом) и корпусом статора, а также выполнить прорези (шлицы) на щеках полюсов ротора.

Модернизация ротора гидрогенератора ст. № 2. Модернизация генератора была поручена заводу АО УЭТМ, а после совместного с АО ВНИИЭ рассмотрения нескольких вариантов модернизации окончательное решение содержит следующие мероприятия:

механическую обработку остова ротора с целью увеличения воздушного зазора на 2 мм (до 5 мм);

занижение (выборку) щек полюсов относительно сердечника полюсов на 3 мм с тем, чтобы зазор над щекой вверху и внизу ротора составил 8 мм;

замену обмотки полюсов с компаундированной изоляцией на новую с терморезистивной изоляцией;

устранение потери охлаждающего воздуха между верхней крестовиной и статором установкой соответствующего уплотнения (прокладки).

Принятый вариант, помимо технических аспектов, учитывал экономические показатели по сравнению с вариантом изготовления новых полюсов и катушек с увеличенной длиной сердечника (до 310 мм), соответствующей длине сердечника статора.

По результатам расчетов после окончательного варианта модернизации ток ротора должен возрасти на 50 А (до 330 А), что приемлемо как по нагреву катушек полюсов, так и по нагрузке имеющегося тиристорного возбудителя, номинальный ток которого составляет 400 А. Ожидаемые потери возбуждения должны возрасти на 4 кВт, однако суммарные потери снизятся на 11 кВт за счет существенного снижения потерь на поверхности полюсов. При этом средние удельные потери на поверхности полюсных башмаков не превысят $0,44 \text{ Вт/см}^2$ ($1,2 \text{ Вт/см}^2$ до модернизации).

Оценка эффективности модернизации. Исходя из существа реализованного объема модернизации основные задачи оценки эффективности выполненных на заводе работ сводились к следующим:

определение фактического воздушного зазора с оценкой его несимметрии;

оценка нагрева полюсов ротора при установившемся максимальном нагрузочном режиме;

определение номинального тока ротора и других электрических параметров генератора.

Далее приведены основные показатели воздушного зазора до и после модернизации.

Показатели воздушного зазора	До модернизации	После модернизации
Среднее значение, мм	3,4	5,31
Несимметрия $\Delta, \%$:		
фактическая	15	9
норма	20	20

Полученные результаты показывают, что форма воздушного зазора после модернизации значительно улучшилась и несимметрия существенно снизилась (с 15% до 9%) за счет увеличения зазора на 1,9 мм.

Для оценки нагрева конструктивных элементов полюсов ротора два из них на монтажной площадке были оснащены цветовыми и цифровыми термоиндикаторами, оформленными в виде термоэтикеток различных видов, обеспечивающих фиксацию температур в диапазоне $43 - 235^\circ\text{C}$. Термоиндикаторы устанавливались на всех конструктивных элементах полюсов ротора (сегментное кольцо, щека, сердечник полюса, демпферные стержни) вверху, внизу и по обе стороны относительно оси каждого полюса, т.е. в местах максимальных нагревов, имевших место до модернизации.

После работы агрегата в максимальном установившемся нагрузочном режиме ($P = 1250 \text{ кВт}$, $Q = 634 \text{ квар}$) в течение 72 ч и последующей его остановки ротор демонтировался для выполнения оценки теплового состояния полюсов. Результаты осмотров термоиндикаторов на вынутом роторе показали, что уровни температур конструктивных элементов полюса не превышают $85 - 95^\circ\text{C}$, что ниже допустимой нормы для данного класса изоляции ($\vartheta = 140^\circ\text{C}$). Наибольшая температура обнаруживается на щеке и на сердечнике сбегавшей (относительно направления охлаждающего воздуха) части полюсов (95°C). На других элементах полюсов ротора температура не превышает $50 - 68^\circ\text{C}$. Следует отметить, что до модернизации уровни температур конструктивных элементов полюса ротора (наибольшая температура на правой части щек) составили $250 - 300^\circ\text{C}$.

Таким образом, повышенные нагревы конструктивных элементов полюсов после модернизации ротора не имеют места и их значения ниже допустимых температур. Превышение температуры обмотки ротора, приведенное к $\vartheta = 40^\circ\text{C}$ (в соответствии с [3] для машин с разомкнутой системой охлаждения) и полученное экстраполяцией для номинальной нагрузки машины, составляет $\Delta\vartheta_p = 87^\circ\text{C}$ (при $\vartheta_{\text{доп}} = 140^\circ\text{C}$ для данного класса изоляции). В процессе испытаний температуры

обмотки и активной стали статора не превысили соответственно 43 и 33°C.

На основе результатов анализа опытных характеристик холостого хода и короткого замыкания путем построения диаграммы Потье с использованием полученного опытного значения реактанса (реактанс Потье) $X_p = 0,212$ отн.ед. по [3] был определен фактический номинальный ток ротора, значение которого составило $i_{рот} = 324$ А при $\cos \varphi = 0,8$, что на 45 А больше тока ротора до его модернизации. Определенное по упомянутым опытным электрическим характеристикам значение индуктивного сопротивления машины по продольной оси оказалось равным $X_d = 1,37$ отн.ед., что значительно ниже значения, имевшего место до модернизации ($X_d = 1,87$ отн.ед.).

Полученные результаты показали эффективность модернизации генератора ст. № 2, а реализованные мероприятия обеспечивают его нормальную эксплуатацию без каких-либо ограничений. В связи с этим принято решение о модернизации и другого гидрогенератора ГЭС-34 ст. № 1 в том же объеме.

Список литературы

1. Гемке Р. Г., Неисправности электрических машин. Л.: Энергоатомиздат, 1989.
2. Захаров Б. П. Термист. Москва – Свердловск: Машгиз, 1961.
3. ГОСТ 5616-89. Генераторы и генераторы-двигатели электрические гидротурбинные. Общие технические условия.

Об определении технического состояния оборудования электрических сетей энергосистем

Потребич А. А., канд. техн. наук, Кузнецов В. П., Жданов В. С., Фоменко П. И., инженеры

ДонОРГРЭС – Кубаньэнерго

В настоящее время из-за отсутствия средств у энергосистем выполнение ремонтов основного электрооборудования в планируемые сроки очень затруднено и поэтому назрела необходимость в разработке критериев, методологических принципов, нормативной документации и программного обеспечения для перехода к ремонтам основного оборудования электрических сетей по его техническому состоянию. При этом для стран СНГ ввиду их тяжелого материального положения практическая реализация данной задачи еще более актуальна. Поэтому в целях рационального решения этой проблемы для нескольких энергосистем России была начата работа по разработке критериев и методологических принципов для перехода к ремонтам оборудования их электрических сетей по его техническому состоянию. При этом для распределительных электрических сетей напряжением 0,38 – 6 – 10 кВ [1], воздушных линий электропередачи 35 – 750 кВ [2] такие критерии и нормативные документы практически были уже разработаны. В то же время для остального наиболее сложного коммутационного и маслonaполненного оборудования электрических сетей напряжением 35 – 750 кВ исчерпывающих и взаимоувязанных критериев пока не разработано, хотя исследования в этом направлении сейчас ведутся достаточно интенсивно.

На первом этапе выполнения работы был выполнен подробный анализ решения данной проблемы в различных странах мира, а затем в странах

СНГ. В результате этого анализа получены достаточно интересные результаты, которые должны быть учтены при разработке критериев и методологических принципов для перехода к ремонтам основного оборудования электрических сетей по необходимости. При этом особенно хотелось бы отметить эффективность применения различных методов хроматографического анализа газов, растворенных в масле, с учетом динамики их изменения и автоматического определения развивающихся дефектов в маслonaполненном электрооборудовании; контроля старения бумажной изоляции обмоток трансформатора по содержанию фурановых соединений в масле; идентификации и контроля частичных разрядов; тепловизионного контроля основного оборудования с автоматическим контролем его критических точек; акустической дефектоскопии; оценки износа изоляции и остаточного ресурса силового трансформатора при его перегрузке по максимальной температуре масла; оценки деформации обмоток трансформатора различными методами и др.

Существующие методы диагностики электрооборудования можно разделить на традиционные и нетрадиционные. При этом все традиционные и часть нетрадиционных методов диагностики вошли в новые объемы и нормы испытаний электрооборудования. Рассмотрим возможность применения различных методов диагностики маслonaполненного оборудования электрических сетей, активно применяемых за рубежом. На наш взгляд,

наиболее перспективным для идентификации начавшихся процессов и развивающихся дефектов среди них является хроматографический анализ газов, растворенных в масле силовых трансформаторов, с анализом динамики их изменения и автоматическим определением развивающихся дефектов в маслонаполненном электрооборудовании в соответствии с [3]. При этом за рубежом предлагаются различные критерии для оценки вида и места повреждения [4]. Достаточно наглядным среди них является графический метод идентификации дефектов с помощью стандартных для каждого вида дефекта номограмм [4], который вошел в новую редакцию соответствующей инструкции [3]. Большинство из рассмотренных нами положений было реализовано в какой-то мере в различных экспертных системах [5, 6]. На наш взгляд, актуальными являются также разработка и внедрение датчиков для непрерывного контроля водорода в масле, с последующим при его появлении выполнением хроматографического анализа газов, растворенных в масле.

Измерение частичных разрядов (ЧР) позволяет получить одну из важнейших характеристик изоляционных систем трансформаторов. При этом эффект ЧР характеризуется тремя показателями: химическим, проявляющимся в появлении растворенных газов, электромагнитным [7] и акустическим [8]. Чувствительность метода растворенных газов, представленного нами ранее, зависит от времени ЧР, которое для контрольных измерений обычно велико, и чувствительность метода при этом высока. Однако при возникновении ЧР в первое время (часы) чувствительность мала, если ЧР не очень велики. Для случаев, когда чувствительность этого метода недостаточна, должны применяться другие методы. Так, с помощью измерений в высокочастотном диапазоне определяются частичные разряды в зазорах и на поверхности изоляционных конструкций, коронный разряд с острых кромок и углов, искровой и дуговой разряды между элементами конструкции трансформатора и др. При этом только данным методом можно определить ЧР во внутренних замкнутых полостях трансформатора.

Диагностика методом измерения и локации ЧР является эффективным средством выявления не только ЧР в изоляционной конструкции трансформатора, но и любых других его процессов, вызывающих искрение (образование короткозамкнутых контуров, нарушение в схеме заземления, плохие контакты и др.) [9]. В то же время идентификация ЧР в оборудовании сопровождается, по меньшей мере, двумя проблемами: отстройкой от внешних помех и распознаванием источников внутренних шумов.

Затруднения при измерениях ЧР, вызванные наличием значительных внутренних и внешних помех одного уровня с полезным сигналом, труд-

ности с интерпретацией результатов измерений и определения места ЧР в значительной мере снижаются при использовании акустических методов контроля ЧР [7, 8]. Дефектами, выявляемыми акустическими датчиками, обычно являются – обрыв шинок заземления активной части или электростатических экранов; нарушения крепления экранов ввода; нарушение изоляции прессующих обмотку винтов, замыкание активной части на бак; повреждение контактов РПН, а также нарушение соединений между частями избирателя и др. Поэтому, на наш взгляд, разработка и внедрение акустических датчиков являются и сейчас задачей достаточно актуальной.

В настоящее время достаточно эффективным, как и хроматографический анализ газов, растворенных в масле, является физико-химический анализ масла в маслонаполненном электрооборудовании с автоматической идентификацией возможных повреждений. На наш взгляд, ввиду большой стоимости мощных силовых трансформаторов данный анализ для них стоит выполнять чаще, чем рекомендуется в “Объемах и нормах испытаний электрооборудования”, так как последствия от повреждения этих трансформаторов могут быть непоправимыми для энергосистем.

В настоящее время за рубежом в соответствии с МЭК № 354 достаточно эффективно используется оценка износа изоляции и остаточного ресурса при перегрузке трансформаторов по температуре масла в наиболее нагретой точке [10]. Знание температуры этой точки очень существенно при определении допустимости режимов сверх номинальных. Исследования направлены на разработку методов прямого измерения температуры, чтобы лучше оценить старение изоляции при перегрузках [10]. В то же время анализ результатов заводских измерений [11] показал, что формулы определения наиболее нагретой точки, износа изоляции и т.д. согласно МЭК № 354 требуют уточнений, так как не учитывают содержание в изоляции кислорода, начальных продуктов ее разложения и ряда других факторов. У нас же применение этого метода в электрических сетях в настоящее время существенно ограничено, как правило, из-за отсутствия этого перегруза ввиду снижения промышленного производства. Однако иногда все же возникают соответствующие режимы работы силовых трансформаторов на ТЭЦ, ТЭС и, следовательно, предпосылки для его использования. При этом следует также учитывать и тенденцию к росту производства в ближайшие годы и, как следствие, необходимость в использовании данного метода.

К числу наиболее опасных дефектов, происходящих из-за деформации обмоток трансформатора, относятся осевые смещения отдельных катушек и радиальные их деформации. При этом существенные изменения частотной характеристики

связаны, как правило, с осевыми деформациями, а изменение сопротивления короткого замыкания Z_k существенно при радиальных смещениях обмотки. Метод частотных характеристик позволяет выявить изменение параметров обмотки более точно, чем метод импульсов, и пригоден для определения как емкости, так и индуктивности обмоток. В то же время следует подчеркнуть, что более 80% повреждений мощных трансформаторов при КЗ связано с потерей радиальной устойчивости обмоток. Наиболее распространенным способом определения изменения Z_k является метод короткого замыкания. Достаточно перспективно для этих целей определение электромагнитных характеристик трансформатора под нагрузкой по результатам измерений комплексных или мгновенных значений токов и напряжений обмоток [12]. Однако при его реализации пока возникают некоторые проблемы теоретического и практического характера, например, решение данной задачи при плохой обусловленности матрицы, повышение точности проводимых расчетов и т.д. При этом следует подчеркнуть, что измерение Z_k следует проводить после воздействия на трансформатор тока КЗ, превышающего 70% его расчетного значения, а токи КЗ такой величины бывают в электрических сетях областных энергокомпаний достаточно редко.

В настоящее время старение изоляции контролируется в основном определением:

- содержания фурановых соединений;
- соотношения содержания CO/CO_2 ;
- степени полимеризации целлюлозной изоляции.

С середины 80-х годов в мировую практику мониторинга маслonaполненного электротехнического оборудования активно внедряется контроль содержания фурановых соединений. С ростом объемов анализа фурановых соединений и числа организаций, которые ввели его в перечень методов планового контроля, появились работы, направленные на совершенствование методов их определения. В зависимости от целей, которые ставили перед собой авторы новых подходов, развитие идет или по пути упрощения, повышения скорости определения фурановых соединений, снижения стоимости специального оборудования для их получения, требований к квалификации персонала, или к повышению точности и снижению порога чувствительности методов. Среди основных методов определения фурановых соединений следует выделить методы газовой, тонкослойной и жидкостной хроматографии. При этом, на наш взгляд, наиболее точным является метод жидкостной хроматографии, который стандартизован согласно МЭК № 1198, а наиболее экономичным – тонкослойной. В то же время из-за наличия во многих областных энергокомпаниях газовых хроматографов заслуживает внимания и определение фурановых соединений методом га-

зовой хроматографии. Однако следует подчеркнуть, что определение фурановых соединений следует применять для силовых трансформаторов, прослуживших длительное время и имеющих максимальную загрузку не менее 80% максимальной, что несколько уменьшает возможности применения данных методов. При этом, как показывает опыт, не стоит надеяться на их быструю эффективность. Так, при определении фурановых соединений с помощью газового хроматографа в Донбасской энергосистеме на протяжении восьми лет было обнаружено лишь два случая их нахождения (один из них при приемке трансформатора из ремонта). Достоверно установлено, что разрушение твердой изоляции сопровождается увеличением концентраций в масле CO и CO_2 . Однако трудность в отбраковке трансформаторов по указанным газам заключается в том, что при сравнительно низкотемпературных перегревах твердой изоляции их образуется мало. При этом CO может быть не только продуктом распада целлюлозы, но и некоторых реакций в масле, а поглощение CO сорбентами искажает динамику изменения его концентрации, что и затрудняет возможность применения данного метода.

Детальный анализ деградации целлюлозной изоляции [13] с использованием степени полимеризации (СП) показал, что СП является отличным критерием для оценки фактического старения целлюлозных материалов и по ней можно определить участки с наибольшим износом. При этом повышенное содержание в масле фурановых веществ хорошо коррелируется со снижением степени полимеризации твердой изоляции. В то же время степень полимеризации не является методом *on-line* и, как следствие, ее нельзя использовать для обнаружения развивающихся повреждений. На наш взгляд, именно степень полимеризации изоляции с учетом анализа аварийности и особенности работы силового трансформатора, находящегося в эксплуатации длительное время, должна служить основным критерием для оценки его состояния. Решение данной проблемы особенно актуально в настоящее время при наличии большого количества трансформаторов, находящихся в эксплуатации длительное время, для общей оценки их состояния в энергосистеме.

В настоящее время, как уже говорилось ранее, некоторые методы диагностики из-за резкого снижения нагрузки электрических сетей могут быть востребованы не полностью. В то же время из-за существенного увеличения телеизмерений “просматривается” практически вся питающая сеть энергосистемы и, как следствие, по ее основному коммутационному и маслonaполненному оборудованию имеется достаточно подробная режимная информация (напряжение, ток, мощность и др.), которую можно использовать для контроля за техническим состоянием данного оборудования. При

этом анализ этой режимной информации приводит к некоторым интересным выводам. Так, механический износ большей части коммутационного оборудования для многих областных энергокомпаний существенно увеличился из-за частых отключений их энергопотребителей. В то же время из-за резкого снижения нагрузки, протекающей через силовые трансформаторы электрических сетей, практически исчезла их перегрузка, и, как следствие, перегрев и износ твердой изоляции их обмоток по данной причине. При этом, хотя влияние температуры на старение изоляции, несомненно, является основным фактором, роль влаги, растворенного в масле кислорода, продуктов разложения масла и т.д. необходимо также учитывать. Например, из-за существенного снижения нагрузки в настоящее время часть силовых трансформаторов электрических сетей находится, можно сказать, в “холодном” состоянии, что более предрасполагает для попадания влаги в изоляцию, чем при работе этих трансформаторов с большей нагрузкой в предыдущие годы. Поэтому стоит более серьезно контролировать содержание влаги в твердой изоляции для слабо загруженных трансформаторов и, особенно, при вводе их в работу после долгого простоя из-за ремонтов, сезонных отключений и т.д. При этом хотелось бы отметить, что теоретические исследования процесса теплового износа изоляции ведутся сейчас достаточно интенсивно, однако вопрос о необходимости обобщения опыта эксплуатации старых трансформаторов в зарубежных странах и у нас с размоткой их обмоток, измерениями степени полимеризации, витковой изоляции, содержания фуранов и т.д. возник сравнительно недавно [14, 15].

В то же время, как показывает опыт, при безаварийной работе оборудования электрических сетей не следует рассчитывать на обязательный эффект от проведения нетрадиционных и дорогих видов его испытаний (по определению частичных разрядов, наиболее нагретой точки масла, акустической дефектоскопии и др.). На наш взгляд, в первую очередь нужно опираться на существующие объемы и нормы испытаний электрооборудования с постепенным, продуманным и взвешенным их совершенствованием в процессе работы.

Выводы

1. В первую очередь при оценке технического состояния электрооборудования нужно опираться на действующие объемы и нормы его испытаний с постепенным, продуманным и взвешенным их со-

вершенствованием в процессе работы. При этом все наиболее проверенные нетрадиционные виды испытаний вошли в новые их объемы и нормы.

2. При отсутствии отказов оборудования электрических сетей следует достаточно осторожно относиться к проведению нетрадиционных и дорогих видов его испытаний.

Список литературы

1. *Интегрированная система для решения технологических и расчетных задач в распределительных сетях РЭС* / Потребич А. А., Алексанов А. А., Ткачев В. И. и др. – Электрические станции, 1998, № 4.
2. *Яковлев Л. В.* Оценка технического состояния воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 750 кВ. – Электрические станции, 1998, № 6.
3. *Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле трансформаторного оборудования.* М.: ЭНАС, 2000.
4. *Тосиба Ф.* Контроль и уход за масломполненным оборудованием на основе газового анализа. – Материалы объединенного научно-исследовательского общества. Токио. 1980, т. 36, № 1.
5. *Структура экспертно-диагностической системы оценки состояния высоковольтного оборудования* / Давиденко И. В., Голубев В. П., Комаров В. И., Осотов В. Н. – Электрические станции, 1997, № 6.
6. *Интегрированная система для решения задач АСУ ТЭС* / Потребич А. А., Алексанов А. А., Ткачев В. И., Кравченко Т. Н. – Электрические станции, 1997, № 11.
7. *Partial discharge automatic monitor for oil-filled transformer* / Н. Kawada, М. Honda, Т. Inoue, Т. Amemjya. – IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1984, Vol. PAS-103.
8. *Harrold R. T.* Acoustic waveguides for sensing and locating electrical discharges within high voltage power transformers and other apparatus. – IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1979. Vol. PAS-98, № 2.
9. *Диагностика автотрансформатора в эксплуатации методом измерения и локации частичных разрядов* / Гурин В. В., Соколов В. В., Кучера Б., Валента Л. – Электрические станции, 1993, № 10.
10. *Pratt F. C.* Diagnostic methods for transformers in service. Доклад 12 – 06 на сессии СИГРЭ 1986.
11. *Experimental determination of transformer hot-spot faktor.* – Electra, 1995, № 161.
12. *Бутырин П. А., Алтамов М. Е.* Диагностика силовых трансформаторов под нагрузкой. – Изв. РАН. Энергетика, 1996, № 1.
13. *Doble Engineering Co (USA), Test results from laboratory and in-service aging of cellulosic insulation.* – В сб. докладов симпозиума “Диагностика и обслуживание трансформаторного оборудования после длительной эксплуатации”. Запорожье, 1994, ч.2.
14. *Леонидова Н. Б.* Продление срока службы трансформаторов. – Энергохозяйство за рубежом, 1988, № 4.
15. *MeNutt W. J.* Insulation thermal life considerations for transformer loading guides. – Transactions on Power Delivery, 1992, Vol. 7, № 1.

ХРОНИКА

О некоторых нормативно-технических документах, изданных АО “Фирма ОРГРЭС” в I полугодии 2000 г.

Водолажский Ю. Г., Лошак С. Б., Макарова И. Е., инженеры

АО “Фирма ОРГРЭС”

Типовая инструкция по проектированию, изготовлению, монтажу и техническому обслуживанию поворотных дисковых клапанов питания котлов распространяется на поворотные дисковые клапаны с выносным и встроенным разгрузочными устройствами, используемые для питания котлов ТЭС. Основные положения типовой инструкции могут быть распространены и на поворотные дисковые клапаны Чеховского завода энергетического машиностроения (ЧЗЭМ), у которых разгрузка осуществляется за счет применения штока большого диаметра.

Расход питательной воды регулируют через клапан изменением площади окон в седле, не перекрытых лопастями золотника при его вращении в диапазоне от 0 до 90°. Требуемая конструктивная характеристика достигается формой либо окон седла, либо лопастей золотника. Для уменьшения усилия прижатия золотника к седлу и для того, чтобы при открытии клапана эта величина изменялась возможно меньше, уплотнительная поверхность золотника, расположенная над окнами, должна быть углублена на 0,4 – 0,6 мм.

Типовая методика натуральных испытаний по определению срока службы мелющих органов вентилируемых углеразмольных мельниц (шаровых барабанных, молотковых, среднеходных мельниц и мельниц-вентиляторов) устанавливает способы проведения натуральных испытаний по определению срока службы мелющих органов серийных вентилируемых углеразмольных мельниц, оснащенных серийным оборудованием (питателями топлива, сепараторами и др.), в конкретных условиях эксплуатации, стационарных эксплуатационных режимах с целью определения влияния режимных и конструктивных факторов на технико-экономические показатели и оптимизацию режимов работы как самих мельниц, так и пылеприготовительных установок и котлов в целом, а также для определения соответствия реальных показателей работы систем пылеприготовления требованиям нормативных документов и техническим условиям завода-изготовителя.

Типовая инструкция составлена на основе действующих НТД, касающихся вопросов эксплуатации, контроля и технического освидетельствования

теплосетевых трубопроводов в соответствии с Федеральным законом “О промышленной безопасности опасных производственных объектов” и постановлением Госгортехнадзора России.

Типовая методика распространяется на углеразмольные мельницы стационарных паровых и водогрейных котлов тепловых электрических станций, которые работают в составе пылеприготовительных установок котлов с пылеугольным сжиганием или самостоятельно (например, в котле с обычным или циркулирующим кипящим слоем, при слоевом сжигании и др.).

Типовая инструкция по периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей в процессе эксплуатации устанавливает порядок и методы периодического технического освидетельствования в процессе работы трубопроводов тепловых сетей, относящихся к IV и III категориям классификации Правил Госгортехнадзора России.

Типовая инструкция предназначена для организаций (предприятий) – владельцев трубопроводов, осуществляющих эксплуатацию тепловых сетей в составе АО-энерго и АО-электростанций, и направлена на повышение надежности и технического уровня эксплуатации трубопроводов тепловых сетей.

Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 0,38 кВ с самонесущими изолированными проводниками составлена с учетом накопленного опыта строительства и эксплуатации ВЛ 0,38 кВ с изолированными проводниками (ВЛИ) в различных регионах России и за рубежом.

Типовая инструкция предназначена для персонала энергопредприятий и других организаций, осуществляющих техническое обслуживание и ремонт таких линий, и содержит требования и рекомендации по организации и проведению технического обслуживания и ремонта ВЛИ 0,38 кВ, а также рекомендуемый порядок выполнения отдельных видов ремонтных работ.

Типовая инструкция по эксплуатации производственных зданий и сооружений энергопредприятий. Часть II. Раздел 1. Техническое обслуживание зданий и сооружений устанавли-

вает требования к техническому обслуживанию строительных конструкций производственных зданий и сооружений энергопредприятий в процессе эксплуатации и предназначена для эксплуатационного персонала и руководящих работников, осуществляющих технический надзор за эксплуатацией и техническим обслуживанием производственных зданий и сооружений тепловых электростанций и тепловых сетей.

Требования данной Типовой инструкции обязательны при составлении всех видов нормативно-технических документов по эксплуатации производственных зданий и сооружений, включая местные инструкции.

Рекомендации по усовершенствованию узлов и элементов систем пылеприготовления котельных установок содержат конкретные примеры повышения надежности узлов трактов сырого топлива между питателем и мельницей, сушильно-вентилирующего агента, подключения пылепроводов к коробу первичного воздуха, а также средств измерений параметров, используемых в цепях технологических защит и сигнализации систем пылеприготовления.

Рекомендации (технические предложения) по повышению паропроизводительности барабанных котлов различных типов описывают действия, которые должен предпринять персонал энергопредприятия в случае такой необходимости.

На ряде ТЭС иногда котлы работают с нагрузками выше номинальных. В то же время многие паровые котлы среднего и высокого давления имеют технические возможности (запас по тяге, небольшие теплонпряжения топочного объема и др.) по увеличению паровой нагрузки выше номинальной. Иногда единственными моментами, ограничивающими паровые нагрузки, являются качество пара и обеспечение надежности циркуляции. Все это открывает возможности форсировки номинальных паровых нагрузок котлов за счет применения более совершенных сепарационных устройств (допускающих более высокие удельные паровые нагрузки) с обеспечением при этом надежной циркуляции. Работы, связанные с форсировкой паровых нагрузок, должны проводиться только на оборудовании, у которого не превышен парковый ресурс.

У многих паровых котлов циркуляционные контуры и сепарационные устройства (СУ) запроектированы с некоторым запасом по паровым нагрузкам. Это открывает возможность за счет предварительной квалифицированной наладки СУ и приведения данных устройств к проектному исполнению увеличить паровую нагрузку таких котлов на 10 – 15% выше номинальной. Работа в обязательном порядке должна завершиться испытаниями котла.

Правила приемки в эксплуатацию воздушных линий электропередачи напряжением

0,38 кВ с самонесущими изолированными проводами разработаны в связи с внедрением в электрических сетях России воздушных линий электропередачи напряжением 0,38 кВ с самонесущими изолированными проводами (ВЛИ 0,38 кВ) с учетом опыта их сооружения и эксплуатации. Провода, арматура для их соединения и подвески, приспособления и инструмент для монтажа и ремонта ВЛИ поставляются АО “Иркутсккабель”, СП “Элсика” (Россия); фирмами “Cableries de Lens”, Simel (Франция), “Nokia Cables”, “Ensto-Sekko” (Финляндия), другими российскими и зарубежными фирмами.

Правила предназначены для персонала энергопредприятий, принимающих в эксплуатацию ВЛИ 0,38 кВ.

Общие технические требования к арматуре ТЭС (ОТТ ТЭС-2000) содержат комплекс требований, которыми следует руководствоваться при оценке соответствия приобретаемых предприятиями отрасли исполнительных устройств (арматуры и электроприводов) условиям их эксплуатации на тепловых электростанциях.

Общие технические требования (ОТТ ТЭС-2000) должны быть использованы при согласовании технических условий на исполнительные устройства, разрабатываемые для нужд отрасли, проектными организациями при комплектовании проектируемых электростанций исполнительными устройствами, а также энергопредприятиями при приобретении новых исполнительных устройств.

Методические указания. Паспорт метрологической службы. Порядок составления и ведения определяют порядок составления паспорта метрологической службы (МС).

Методические указания предназначены для базовых организаций метрологической службы энергетики и электрификации (БОМС), МС тепловых электростанций, гидроэлектростанций, электрических и тепловых сетей.

Паспорт МС представляет собой организационную систему контроля, учета и анализа состояния деятельности МС акционерного общества энергетики и электрификации и энергопредприятия по обеспечению единства измерений и является основной для определения дальнейшего развития МС.

Методические указания. Метрологическая аттестация нестандартизованных средств измерений. Организация и порядок проведения разработаны в соответствии с законом Российской Федерации “Об обеспечении единства измерений” и устанавливают основные требования к организации и порядку проведения метрологической аттестации нестандартизованных средств измерений на предприятиях и в организациях энергетики и электрификации, не подлежащих государственному метрологическому контролю и надзору.

Методические указания распространяются на метрологические службы энергопредприятий, аккредитованные на право калибровки средств измерений.

Методика по обследованию стеновых ограждающих конструкций зданий и сооружений ТЭС устанавливает порядок организации и методы визуального и инструментального обследования стеновых ограждающих конструкций производственных зданий и сооружений ТЭС, методы выявления дефектов и повреждений конструкций, а также оценки пригодности их к дальнейшей эксплуатации.

Методика составлена на основе действующих нормативных документов по проектированию, изготовлению и монтажу стеновых ограждающих конструкций зданий и сооружений ТЭС с учетом специфики их эксплуатации и предназначена для специализированных организаций, занимающихся обследованием строительных конструкций зданий и сооружений, и персонала служб эксплуатации производственных зданий энергообъектов.

Методика обследования железобетонных резервуаров для хранения жидкого топлива устанавливает основные положения по организации и методу обследования железобетонных резервуаров для хранения жидкого топлива на тепловых электростанциях и в тепловых сетях.

Методика предназначена для эксплуатационного персонала энергообъектов, работников АО-энерго, а также специалистов организаций, занимающихся обследованием составления железобетонных резервуаров для хранения жидкого топлива.

Методика составлена с учетом действующих норм, ПТЭ, а также опыта обследования, накопленного АО «Фирма ОРГРЭС» и другими специализированными организациями.

Железобетонные резервуары для хранения жидкого топлива используются на энергообъектах для хранения топочных мазутов всех марок плотностью до $1,0 \text{ т/м}^3$ и температурой не выше 90°C .

Значительное число сооруженных на электростанциях и в тепловых сетях железобетонных резервуаров, особенно сборной конструкции, не отвечает экологическим требованиям по защите окружающей среды вследствие протечек хранимого топлива.

Анализ показал, что к числу причин нарушения герметичности железобетонных резервуаров следует отнести несвоевременное определение степени эксплуатационной надежности резервуаров, а также неполный объем обследования из-за отсутствия методики проведения данных работ. Этот недостаток восполняет данная методика.

Методика определяет порядок и объемы контроля технического состояния находящихся в эксплуатации железобетонных резервуаров, дает возможность унифицировать способы обследования, а также прогнозировать эксплуатационную надеж-

ность железобетонных резервуаров до очередного освидетельствования.

Методика выполнения измерений температуры пара промперегрева на технологическом оборудовании тепловых электростанций регламентирует порядок выполнения измерений температуры пара в линиях холодного и горячего промежуточного перегрева пара на тепловых электрических станциях с энергоблоками мощностью 250 МВт и выше.

Методика устанавливает:

- требования к методам и средствам измерений;
- порядок подготовки и выполнения измерений;
- алгоритм обработки и оформление результатов измерений.

Методика обеспечивает получение достоверных характеристик погрешности измерений температуры пара промперегрева в стационарном режиме работы энергооборудования при принятой доверительной вероятности P , равной 0,95, и устанавливает формы их представления.

Информация об измерении температуры пара промперегрева используется при контроле и управлении технологическим процессом и расчетах технико-экономических показателей работы оборудования.

В Руководящих указаниях по анализу качества пуска (останова) основного теплоэнергетического оборудования ТЭС определен порядок организации работ по анализу качества пусков (остановов) основного теплоэнергетического оборудования с барабанными (в том числе с поперечными связями) и прямоточными котлами, конденсационными и теплофикационными турбинами, установленными в России, а также разработан комплект типовых документов, используемых для оценки качества пуска (останова) основного теплоэнергетического оборудования.

Работа выполнялась с учетом использования оперативным персоналом ТЭС для регистрации основных пуско-остановочных операций рабочих комплектов ведомостей, составленных на каждой ТЭС на основании «Типовых бланков регистрации эксплуатационным персоналом операций при пуске и останове энергетического оборудования», разработанных АО «Фирма ОРГРЭС» и утвержденных распоряжением РАО «ЕЭС России».

При разработке состава, форм содержания комплекта типовых документов, используемых ИТР ТЭС для оценки качества пуска (останова) теплоэнергетического оборудования, был обобщен опыт ряда электростанций и АО-энерго (Тюменьэнерго, Пермской ГРЭС, Башкирэнерго, ТЭЦ-21 и ТЭЦ-26 Мосэнерго, Свердловэнерго, Конаковской ГРЭС, Южной ТЭЦ Ленэнерго, ЧаТЭЦ Пермэнерго, Зонального органа Юга Госинспекции по эксплуатации электростанций и сетей, Новокуйбышевской ТЭЦ-2, Костромской ТЭЦ-2, Лукомльской ГРЭС, Березовской ГРЭС), а также опыт АО «Фирма

ОРГРЭС”, Генеральной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей, ВТИ и других организаций по анализу пусковых режимов при проведении испытаний на головных энергоблоках различной мощности.

На основании комплекта указанных типовых документов на каждой электростанции должен быть откорректирован объем информации для оценки качества пуска (останова) с учетом установленного оборудования, отличий тепловой схемы и проектных объемов защит, КИП и авторегуляторов от типовых решений.

Анализ качества пуска (останова) должен проводиться не только с целью объективной оценки качества работы оперативного персонала, но и способствовать путем систематизации нарушений выявлению недостатков отдельных узлов оборудо-

вания, тепловой схемы, технологии пуска (останова) данного теплоэнергетического оборудования.

Всесторонний анализ проведенных пусков (остановов) теплоэнергетического оборудования и рассмотрение их результатов с оперативным персоналом должен способствовать как повышению технического уровня персонала за счет разработки организационных профилактических и предупредительных мероприятий для исключения ошибок персонала, так и совершенствованию технологии пуска (останова) отдельных узлов оборудования и тепловой схемы. Это в конечном итоге должно приводить к повышению качества работы электростанций в плане ее готовности к несению нагрузок, надежности работы теплоэнергетического оборудования.

Опыт проведения конференций по вопросам работы внешней изоляции электроустановок в районах с загрязненной атмосферой

Соломоник Е. А., канд. техн. наук

АО НИИПТ

14–15 октября 1999 г. в Санкт-Петербурге в АО НИИПТ проводился Всероссийский научно-технический семинар “Опыт эксплуатации внешней изоляции, разработка, освоение и применение новых типов изоляторов”. В связи с этим представляется целесообразным вспомнить и обобщить опыт проведения всесоюзных конференций по проблемам работы внешней изоляции электроустановок, работающих в сложных и различных условиях эксплуатации. В Советском Союзе научно-технические конференции по рассматриваемым проблемам проводились достаточно регулярно, но после 1989 г. их проведение по известным причинам было прервано.

Прежде всего, хотелось бы отметить, что в течение многих прошедших десятилетий проблемой повышения надежности работы внешней изоляции электроустановок занималась большая группа талантливых, энергичных и высококвалифицированных специалистов как научно-исследовательских и проектных, так и, что особенно важно подчеркнуть, эксплуатационных организаций, внесших огромный вклад в повышение работоспособности внешней изоляции электроустановок и в проведение всесоюзных конференций по этому вопросу. Среди специалистов-эксплуатационников необходимо отметить К. Д. Вольпова и Г. И. Лысаковского (Донбассэнерго), Н. И. Айзиковича и Р. А. Соркина (Туркменэнерго), В. Л. Шаргородского (Узбекэнерго), М. В. Хомякова и В. Д. Абрамова (Мосэнерго), П. Н. Апушкинского и Г. М. Ганелина (Ленэнерго),

Г. Л. Лифшица (Киргизэнерго), Н. В. Лисицина (Волгоградэнерго), Я. И. Белкина и В. М. Пичугина (Прибалтийская ГРЭС), М. Н. Алиева и Т. А. Нурмамедова (Азэнерго), Г. К. Задерей и И. О. Волынскую (Киевэнерго), Е. И. Удода (Красноярскэнерго), А. И. Сигареву и В. Б. Дынкина (Ставропольэнерго), Л. Г. Маврицкого (Куйбышевэнерго), З. К. Шеремета (Львовэнерго), М. Л. Арутюняна (Крымэнерго), В. И. Муравьева (Днепроэнерго) и многих других. Среди специалистов проектных организаций, в первую очередь, необходимо выделить большой вклад А. С. Беляева, В. А. Горошкиной, С. М. Брацлавского (Энергосетьпроект), В. А. Кравченко, А. М. Ментюковой, А. М. Туркота (Среднеазиатское отделение Энергосетьпроекта), В. Г. Сантоцкого (Украинское отделение Сельэнергопроекта). Разработкой новых типов грязестойких изоляторов активно занимались Н. А. Николаев, Б. И. Гайдаш, В. Н. Трусова, Р. Т. Левшунов, А. В. Штерн и др.

Уместно отметить, что в Советском Союзе проводились также многочисленные научно-технические конференции по отдельным вопросам работы внешней изоляции, например, по качеству изоляторов, профилактическим эксплуатационным мероприятиям, работе электроустановок в высокогорных районах, влиянию птиц на работу электроустановок и т.д. В настоящем сообщении рассматриваются только регулярные всесоюзные научно-технические конференции, посвященные комплексному рассмотрению всех проблем работы внешней изоляции в энергосистемах.

В связи с бурным развитием в послевоенное время промышленности и сельского хозяйства в б. СССР резко возросла интенсивность электросетевого строительства в районах с различными климатическими и природными условиями. При этом начала существенно возрастать степень загрязненности атмосферы, а вместе с ней и степень загрязнения линейной и подстанционной изоляции в промышленных и сельскохозяйственных районах. Вследствие этого с начала 60-х годов в б. СССР резко активизировались работы по исследованию разрядных характеристик изоляторов в условиях загрязнения и увлажнения, разработке грязестойких изоляторов, по развитию методов эксплуатационных профилактических мероприятий (обмыв, гидрофобные покрытия) и т.д. Были созданы и активно работали основные научно-исследовательские центры по проведению работ в указанных направлениях: ВЭИ (В. К. Кожухов, Г. А. Лебедев), ВНИИЭ (В. В. Бургсдорф, А. С. Майкопар), ОРГРЭС (В. Ф. Воскресенский, А. Д. Герр, М. П. Федотов), ЛПИ (Г. Н. Александров, В. Е. Кизеветтер), УзНИИЭ и А (А. М. Иногамов, С. С. Шикин), СибНИИЭ (С. Г. Соколов, Р. Т. Левшунов), САО Энергосетьпроект (К. П. Морозов), НИИПТ (С. Д. Мерхалев и его сотрудники). Большие работы в рассматриваемом направлении, начиная с середины 50-х годов, проводились в Донбассэнерго (Г. И. Лысаковский) и Свердловэнерго (А. П. Карамзин). Активно разрабатывал методы обмыва загрязненной изоляции под напряжением Б. М. Юабов в Среднеазиатском отделении ОРГРЭС.

В 1964 г. был подготовлен первый отечественный документ, регламентирующий *выбор изоляции электроустановок, расположенных в районах с загрязненной атмосферой* (решение б. Технического управления по эксплуатации энергосистем б. Минэнерго СССР № Э-12/64 от 04.05.64 “О нормативах по проектированию внешней изоляции открытых распределительных устройств и линий электропередачи 3 – 500 кВ переменного тока в районах с промышленными загрязнениями”). Эти нормативы, разработанные НИИПТ, были опубликованы в журнале “Электрические станции”, 1964, № 11, с. 85 – 86 и представляли собой только основные положения по выбору изоляции электроустановок в зависимости от условий их работы. Уже тогда, 35 лет тому назад, было общепринято и подтверждено опытом эксплуатации, что выбор изоляции (габаритов изоляторов) определяется ее работой в *нормальном эксплуатационном режиме*, т.е. при воздействии эксплуатационного рабочего напряжения в сочетании с загрязнением и увлажнением поверхности изоляторов.

Первый полный выпуск “Руководящих указаний по проектированию и эксплуатации линий электропередачи и распределительных устройств переменного тока 3 – 500 кВ, расположенных в районах с загрязненной атмосферой” (авторы К. М. Антипов, П. Н. Апушинский, В. Ф. Воскресенский, Г. Э. Крастин, С. Д. Мерхалев, В. И. Попков, Е. А. Соломоник), был опубликован в журнале “Электрические станции”, 1966, № 7, с. 91 – 96, № 8, с. 92 – 94. Позднее этот документ, получивший широкое применение под названием РУ-64 (по дате утверждения б. Главтехуправления б. Минэнерго

СССР), был издан отдельным изданием тиражом 6000 экз. (М.: БТИ ОРГРЭС, 1967, 44 с.).

Сложившаяся в эксплуатации, а также в проектных и научно-исследовательских организациях необходимость решения широкого круга проблем, связанных с обеспечением надежной работы внешней изоляции электроустановок, вызвала необходимость творческого обмена мнениями среди специалистов, занимающихся вопросами работы изоляции электроустановок в сложных и разнообразных условиях. Так зародилась и получила практическое воплощение идея регулярного проведения всесоюзных научно-технических конференций, посвященных широкому аспекту вопросов, связанных с работой внешней изоляции электроустановок.

Ранее вопросы работы внешней изоляции электроустановок рассматривались только на научно-технических конференциях, посвященных более общим вопросам работы электрооборудования (Ростов, 1955; Свердловск, 1961 и др.). *Первая Всесоюзная конференция*, целиком и полностью посвященная работе внешней изоляции электроустановок, состоялась в г. Баку в 1966 г. На конференции электроэнергетической общественностью было проведено широкое обсуждение Руководящих указаний (РУ-64) и высказаны пожелания по улучшению этого документа. Надо отметить, что, как правило, и все последующие всесоюзные научно-технические конференции по рассматриваемой проблеме приурочивались к подготовке новых редакций норм выбора изоляции электроустановок.

Проведение первой конференции в Азербайджане было обусловлено тяжелыми условиями работы электроустановок на Апшеронском полуострове (засоленные почвы, близость соленого Каспийского моря, большая концентрация крупных промышленных предприятий). Это привело к очень большому количеству перекрытий линейной и подстанционной изоляции (в том числе, к большому числу серьезных аварий электрооборудования и недоотпуску электроэнергии ответственными потребителями). Особо большой резонанс вызвали многочисленные перекрытия на весьма ответственной, переведенной на напряжение 330 кВ двухцепной ВЛ 220 кВ Мингечаур – Хурдалан. Уместно отметить, что в Азербайджанской энергосистеме в 60-е годы были созданы хорошая лаборатория для испытаний изоляторов, демонтированных с действующих электроустановок, и мощный (на основе силового трансформатора) испытательный стенд 220 кВ с автономным питанием, расположенный в районе с экстремально сильным загрязнением.

Был выпущен сборник тезисов докладов на первой конференции (тираж 300 экз., 19 докладов). К сожалению, российские энергосистемы в числе докладчиков не фигурировали. Официальная нумерация всесоюзных конференций пошла с Баку-66.

Первой, по настоящему крупной, всесоюзной конференцией можно считать вторую конференцию, проведенную в октябре 1969 г. в Ташкенте (УзНИИЭ и А). Эта конференция, как и конференция 1973 г., готовилась совместно с НИИПТ (С. Д. Мерхалев, Е. А. Соломоник) сотрудниками УзНИИЭ и А (А. С. Кудратиллаев, А. М. Иногамов). На конференции были представлены почти все организации и ведущие специалисты б.

СССР, занимавшиеся проектированием, эксплуатацией и исследованиями внешней изоляции электроустановок. На конференции работали три секции под руководством выдающихся специалистов-высоковольтников, профессоров Н. Н. Тиходеева (НИИПТ), Г. Н. Александра (ЛПИ), В. В. Бургсдорфа (ВНИИЭ). Следует подчеркнуть, что в течение многих десятилетий своей активной научно-исследовательской работы все три патриарха отечественной ТВН уделяли очень большое внимание вопросам работы изоляции в загрязненных районах, разработке и исследованиям новых типов изоляторов, разработке эффективных методов выбора и координации уровней линейной и подстанционной изоляции.

На конференции был широко представлен опыт эксплуатации изоляции в энергосистемах, особенно в Средней Азии, где имелось много регионов с очень тяжелыми условиями работы изоляции (Западная Туркмения, Ферганский промузел и др.). Был подробно обсужден проект нового нормативного документа по выбору изоляции электроустановок. Этот второй выпуск "Руководящих указаний по выбору и эксплуатации изоляции в районах с загрязненной атмосферой" (авторы Мерхалев С. Д., Соломоник Е. А., Крастин Г. Э., Попков В. И., Антипов К. М.) был выпущен массовым тиражом СЦ НТИ ОРГРЭС (М., 1975, 96 с), а затем переиздан НИИТЭХИМ (М., 1977, 96 с). По дате утверждения б. Главтехуправлением этот документ получил широкую известность как РУ-74. В нем впервые в достаточно полной мере была реализована предложенная НИИПТ концепция выбора изоляции электроустановок не по геометрической, а по *эффективной длине пути утечки*.

В сборнике тезисов докладов на второй конференции, изданном тиражом 600 экз., представлено 73 тезиса докладов. Из российских энергосистем доклады были представлены Челябинэнерго, Кузбассэнерго (опыт эксплуатации электроустановок вблизи промышленных предприятий), Дагэнерго (опыт эксплуатации электроустановок вблизи морского побережья и солончаков, обмыв линейной изоляции под напряжением) и УДП (опыт эксплуатации первых ВЛ 500 кВ). Однако по-прежнему российские эксплуатационники были представлены слабо. Например, из других республик были сообщения об опыте эксплуатации изоляции: в районах с широким применением химических удобрений (Киевэнерго), о работе электроустановок вблизи химических и цементных заводов (Южный Казахстан), металлургических и химических заводов (Львовэнерго), суперфосфатных заводов (Южный Казахстан), при загрязнении сланцевой золой (Эстонэнерго), об опыте эксплуатации вблизи промышленных предприятий и применении гидрофобных покрытий (Азэнерго), работе изоляции в солончаковых районах, исследованиях на стендах при естественном загрязнении (Узбекэнерго) и т.д. Впервые достаточно много докладов сделано о разработке полимерных изоляторов. Всего опубликовано докладов: по НИР – 27, по опыту эксплуатации и проектирования – 24, по новым типам изоляторов – 22.

Третья Всесоюзная конференция состоялась, как и все последующие, также в Ташкенте в октябре 1973 г. В сборнике тезисов опубликовано ровно 100 докладов (тираж 500 экз.). Новым наиболее актуальным направ-

лением в это время стали исследования наружной изоляции при естественных загрязнениях – 14 докладов (методы испытаний, диагностика, измерительные щупы и т.д.). Восемь докладов сделано по проблеме выбора изоляции и при этом впервые произведено обсуждение вопросов, связанных с составлением карт уровней изоляции. По опыту эксплуатации электроустановок в загрязненных районах представлено 22 доклада (природные загрязнения – 14, промышленные загрязнения – 8). Опять-таки ни одного доклада по опыту эксплуатации изоляции электроустановок в районах с природными загрязнениями не было представлено из России. Об опыте эксплуатации изоляции в районах с природными загрязнениями сообщили Туркменэнерго, Небитдагэнерго, Узбекэнерго, Крымэнерго, Таджикэнерго, Чимкентэнерго, Южказэнерго, Киргизэнерго, Азэнерго, Молдэнерго. Появились первые доклады об отключениях ВЛ, вызванных птицами. Об опыте эксплуатации изоляции электроустановок в районах вблизи промышленных предприятий сообщения сделали Донбассэнерго, Белэнерго (Гродно), Волгоградэнерго, Ставропольэнерго (все – химия), Ленэнерго. По разработке и освоению полимерных изоляторов сделано уже 16 докладов, по обмыву изоляции – 4 доклада (Крым, Красноярск, Узбекистан, Астрахань), по гидрофобным покрытиям 4 доклада (в том числе Красноярск и Туркмения).

Организаторами всех последующих всесоюзных конференций в 1979 – 1989 гг. были совместно САО Энергосетьпроект (В. А. Кравченко, А. М. Туркот) и НИИПТ (С. Д. Мерхалев, Е. А. Соломоник).

Следует отметить, что к рассматриваемому времени на ведущие роли постепенно выдвинулось новое поколение ведущих специалистов в области работы загрязненной изоляции: В. В. Годулян, Е. И. Остапенко, В. З. Трифонов (все – ВЭИ), В. А. Кравченко, А. М. Ментюкова (САО Энергосетьпроект), Л. Л. Владимировский, Л. И. Давыдова, В. И. Попков, Б. М. Рейн (все – НИИПТ), В. А. Аксенов, Л. Ф. Храмов (СибНИИЭ), А. С. Тюрпенко, В. Р. Шеленберг (Киргизия), В. И. Бергман, А. С. Шамсиев (Таджикистан), А. С. Кудратиллаев, Ш. М. Камалов, М. Г. Марданшин, А. К. Юлдашев (все – Узбекистан), А. А. Новиков (СибНИИЭ), затем СКТБ по изоляторам и арматуре, г. Славянск). Во ВНИИЭ вопросами работы загрязненной изоляции успешно занимались А. Н. Шеренцис и Н. В. Ясинская, в ОРГРЭС обмыв изоляции внедряли В. М. Краснобельмов и В. В. Плотников, а гидрофобные покрытия – С. А. Вольская. Активно занимался вопросами надежности изоляторных подвесок на ВЛ и выбором экранной арматуры для гирлянд ВЛ С. В. Крылов (МКСТБ Союзэлектросетьизоляция, затем ВНИИЭ).

В рассматриваемый период времени активно разрабатывали новые типы изоляторов А. А. Алексеев (НИИ Электрокерамика), Н. Н. Шерлаимов, Ю. Н. Яшин, В. Н. Соломатов, В. Г. Хлыстов (СКТБ по изоляторам и арматуре), Ю. Н. Шумилов (СибНИИЭ), Э. П. Соловьев (ЛПИ) и др. Вопросами повышения качества отечественных линейных изоляторов занимались А. И. Скойбедо (НИИПТ), Э. А. Тюрин (СКТБ по изоляторам и арматуре) и др.

В 1976 г. в САО Энергосетьпроект (г. Ташкент) была проведена крупная, по существу, всесоюзная конференция института Энергосетьпроект (А. С. Беляев) по различным аспектам работы внешней изоляции электроустановок, но в основном по вопросам проектирования изоляции (с упором на критическое отношение к существующим нормам ее выбора). Хотя на этой конференции была достаточно широко представлена эксплуатация, *четвертой (очередной) Всесоюзной конференцией* была признана состоявшаяся в июне 1979 г. в Ташкенте.

На этой конференции в основном проходило обсуждение подготавливаемой новой редакции нормативов по выбору изоляции. Всего было представлено в сборнике 17 докладов (тираж 200 экз.), фактически их было значительно больше. Основное направление – результаты обследований (САО Энергосетьпроект, НИИПТ) опыта эксплуатации изоляции электроустановок вблизи промышленных предприятий (азотная промышленность, черная металлургия). Обсуждались также методы составления карт уровней изоляции, определения разрядных характеристик при естественном загрязнении, проекты нормирования разрядных характеристик загрязненной и увлажненной подстанционной изоляции, стендовые исследования изоляторов в натуральных условиях. Рассматривался проект целого пакета подготавливаемых НИИПТ совместно с САО Энергосетьпроект нормативно-методических документов (определение разрядных напряжений изоляторов, загрязненных в естественных условиях, определение характеристик поверхностного слоя загрязнения изоляторов в естественных условиях, методика составления карт уровней изоляции в районах с загрязненной атмосферой и т.д.).

Отметим, что в 1980 г. в Киеве проводилось крупное совещание широкого профиля по работе электрической изоляции, на котором достаточно широко рассматривалась и работа внешней изоляции электроустановок, в том числе в районах с загрязненной атмосферой.

Пятая Всесоюзная конференция состоялась в Ташкенте в ноябре 1983 г. Сборник тезисов докладов насчитывает 43 доклада (тираж 150 экз.). На совещании были разъяснены основные положения ряда недавно введенных в действие (утвержденных б. Главтехуправлением) нормативных документов: “Указания по разработке карт уровней изоляции ВЛ и ОРУ для районов с природными загрязнениями”, “Указания по определению разрядных характеристик изоляторов, загрязненных в естественных условиях”, “Указания по определению характеристик поверхностного слоя изоляторов, загрязненных в естественных условиях” (оба действуют в настоящее время), “Об изменении требований РУ-74 к выбору уровней изоляции ВЛ и ОРУ, расположенных в зоне уносов предприятий азотной промышленности”. Были обсуждены основные положения вновь разработанного проекта норм выбора изоляции электроустановок, а также проект “Указаний по эксплуатации изоляции в районах с загрязненной атмосферой”.

Рассматривавшийся на пятой конференции третий выпуск нормативов по выбору изоляции (“Инструкция по проектированию изоляции в районах с чистой и загрязненной атмосферой”, И-34-70-009-83, авторы С. Д. Мерхалев, Е. А. Соломоник, В. А. Кравченко,

А. М. Ментюкова, В. Г. Сантоцкий, С. Е. Алферов) был выпущен СПО Союзтехэнерго (М., 1984, 88 с.) и получил сокращенное наименование ИПИ-83. Основным отличием ИПИ-83 от предшествующих документов по выбору изоляции явилось нормирование степени загрязненности атмосферы вблизи промышленных предприятий на основе, так называемого, “расчетного объема выпускаемой продукции” (с учетом опасности выбросов при производстве в атмосферу для работы изоляции электроустановок). Это нововведение разработано на основе обследования (САО ЭСП, НИИПТ) условий работы изоляции вблизи 800 предприятий различных отраслей промышленности.

Всего по проблеме выбора изоляции электроустановок (включая вопросы составления карт уровней изоляции) было сделано 20 докладов, по полимерным изоляторам – 9 докладов, по обмыву изоляции – 3 доклада. Сообщения по опыту эксплуатации электроустановок опять обошлись без России (Львовэнерго, Туркменэнерго, Таджикэнерго, Киргизэнерго).

Шестая всесоюзная научно-техническая конференция состоялась в Ташкенте в ноябре 1986 г. Это была первая всесоюзная конференция, проведенная без активного участника, организатора и руководителя большинства предыдущих конференций С. Д. Мерхалева (1916 – 1986), выдающегося ученого и организатора науки, специалиста широкого профиля по разным вопросам ТВН, талантливого практика, воспитателя многих, ныне известных специалистов. Конференция была посвящена его светлой памяти.

В сборнике тезисов докладов на конференции (тираж 250 экз.) приведено 64 доклада. Методам выбора изоляции посвящено 5 докладов, с данными опыта эксплуатации выступило 5 энергосистем (из России – Свердловэнерго). Полимерным изоляторам посвящено 14 докладов, профилактике и диагностике внешней изоляции – 10 докладов, картам изоляции – 6 докладов, вопросам исследований работы изоляторов в особенности при естественных загрязнениях – 30 докладов.

Седьмая последняя Всесоюзная конференция состоялась в Ташкенте в ноябре 1989 г. В это время (1986 – 1989 гг.) производилась первая разработка проекта главы 1.9 ПУЭ седьмого издания “Выбор изоляции электроустановок”. Соответствующие вопросы активно обсуждались на конференции. Однако по ряду причин в те годы работа над утверждением окончательного варианта главы 1.9 ПУЭ была прервана и в 1990 г. был введен в действие четвертый, поныне действующий выпуск нормативов по выбору изоляции электроустановок “Инструкция по выбору изоляции электроустановок” РД 34.51.101-90 (авторы Е. А. Соломоник, В. А. Кравченко, В. Г. Сантоцкий). Этот документ был выпущен массовым тиражом СПО Союзтехэнерго (М., 1990, 82 с.).

В сборнике трудов конференции (тираж 150 экз.) содержится 88 докладов. По полимерным изоляторам – 24 доклада, по традиционным изоляторам – 15. Представляется интересным привести названия некоторых докладов на конференции, не утративших свою актуальность для России и сегодня, спустя 10 лет:

“Вопросы выбора изоляции электроустановок в новой редакции ПУЭ” (в 1999 – 2000 гг. рабочей комис-

сией из представителей проектных, эксплуатационных и научно-исследовательских организаций был окончательно одобрен проект главы 1.9 ПУЭ седьмого издания “Изоляция электроустановок”, разработанный НИИПТ по заданию Департамента стратегии развития и научно-технической политики РАО “ЕЭС России”;

“О методических указаниях по составлению и корректировке карт уровней изоляции для районов с загрязненной атмосферой” (первая редакция нового проекта этого документа разработана НИИПТ в 2000 г.);

“Учет объема выбросов промышленных предприятий при выборе уровней изоляции” (работа возобновлена в 2000 г.);

“Методика разработки карт уровней изоляции по концентрациям загрязнений в атмосфере” (работа возобновлена в 2000 г.);

“Нормирование требований к разрядным характеристикам полимерных и традиционных изоляторов для загрязненных районов” (работа завершена в 2000 г.).

На конференции были подробно обсуждены основные положения ряда важнейших стандартов по изоляторам (ГОСТ 28856, ГОСТ 10390, ГОСТ 9920 и др.), которые были подготовлены и выпущены вскоре после проведения конференции.

К этому времени на ведущие позиции постепенно стало выдвигаться новое поколение специалистов в области работы загрязненной изоляции: И. Ю. Гутман, В. В. Иванов (НИИПТ), В. В. Сидоров (СКТБ ВКТ Мосэнерго), А. М. Гургенидзе (Грузэнерго), Р. С. Губаев, В. М. Рущкий (САО Энергосетьпроект), В. П. Михеев (СибНИИЭ), В. Н. Борисов, В. Г. Казеев (Казахстан), С. С. Султанов (УзНИИЭ и А) и др. В энергосистемах по проблеме работы загрязненной изоляции активно работали Г. А. Анисимова (Ленэнерго), В. И. Комаров (Свердловэнерго), Н. Н. Вертий (Ростовэнерго), В. В. Старцев (Туркменэнерго) и многие другие.

К сожалению, из-за известных политических событий это была последняя всесоюзная конференция. В течение последующих 10 лет всероссийских (а также в рамках СНГ) научно-технических конференций по проблеме работы изоляторов в различных условиях эксплуатации не проводилось.

Все всесоюзные научно-технические конференции проходили под эгидой и при активном участии б. Главтехуправления по эксплуатации энергосистем (К. М. Антипов, С. Е. Алферов, А. Ф. Акимкин). Принимаемые на конференциях решения имели большой резонанс у научно-технической общественности. Решения содержали обращения в Главтехуправление с просьбой обеспечить проведение НИР по рассматриваемой проблеме, предложения об утверждении или переработке нормативных и методических документов, разработке стандартов на изоляторы и методы их испытаний, требования к электрооборудованию, предназначенному для работы в различных условиях загрязнения, отражались вопросы проведения опытной эксплуатации конкретных типов изоляторов, в том числе полимерных, и т.д. В решениях конференций, как правило, содержались обращения в различные ведомства и организации с предложениями конкретного характера по различным вопросам (разработка необходимого электрооборудова-

ния, снижение загрязненности атмосферного воздуха и др.).

Решения конференций имели характер конкретных поручений и на следующей конференции обязательно проверялось, что выполнено, а что нет (и по каким причинам), хотя эти решения, как правило, носили только рекомендательный характер. По результатам конференций, как правило, давалась подробная информация в научно-технических журналах (“Электрические станции”, “Энергетик”). Участие в конференциях помогло многим специалистам приобрести необходимый опыт, десятки молодых инженеров – участников конференций, опубликовавших свои доклады в сборниках трудов конференций, стали кандидатами и докторами наук.

Из опыта эксплуатации, обобщенного на всесоюзных конференциях, следует, что наиболее тяжелые условия работы внешней изоляции электроустановок на территории б. СССР сложились на Украине (промышленные загрязнения в Донбассэнерго, Днепроэнерго и Львовэнерго), в республиках Средней Азии, в особенности в Западной Туркмении (наложение интенсивных промышленных и природных солевых загрязнений), Узбекистане (сильные промышленные загрязнения, засоленные почвы) и в Азербайджане (сильные промышленные загрязнения, засоленные почвы, солевые морские уносы), Молдавии (засоленные почвы, птицы), Белоруссии (загрязнения от химических производств), Эстонии (загрязнение сланцевой золой).

Опыт показал, что в России особо сильно загрязненных регионов не было даже в 1970 – 1980 гг., тем более нет их и в настоящее время, когда интенсивность работы крупных промышленных предприятий в России значительно уменьшилась. Локальные проблемы с работой загрязненной изоляции вблизи отдельных источников опасных промышленных загрязнений, как правило, своевременно успешно решались российскими эксплуатационниками с привлечением российских проектных и научно-исследовательских организаций. По-видимому, этим обстоятельством объясняется сравнительно слабое представительство российских эксплуатационных организаций на семи проведенных всесоюзных конференциях, посвященных работе внешней изоляции электроустановок. Отметим, что, напротив, российские научно-исследовательские и проектные организации на конференциях всесоюзного масштаба всегда играли главную и определяющую роль.

Перечислим кратко, какие российские источники промышленного загрязнения на территории России за последние 40 лет создавали серьезные проблемы (в том числе крупные аварии) в работе внешней изоляции электроустановок: Воскресенский химический комбинат (Мосэнерго); комбинат “Фосфорит”, Пикалевский и Бокситогорский глиноземные комбинаты, Волховский и Тихвинский алюминиевые заводы (Ленэнерго); комбинат “Азот” (Новгородэнерго); комплекс промышленных предприятий г. Тольятти и Куйбышев (Куйбышевэнерго); Красноярский алюминиевый завод (Красноярскэнерго), вблизи которого в 1972 г. произошла очень серьезная авария на ЦПП 220 кВ; комплекс промышленных предприятий в г. Волгограде и Волжском (Волгоградэнерго); комбинат “Североникель” (Колэнерго); комплекс промышленных предприятий в г. Череповце

(Вологдаэнерго); цементные заводы в г. Новороссийске (Краснодарэнерго); целлюлозно-бумажные комбинаты (Архэнерго), нефтехимические производства в Ставропольэнерго.

Для организации профилактических работ с целью повышения надежности работы изоляции вблизи указанных и других источников промышленного загрязнения в ближайшее время целесообразно составить карту степеней загрязнения вблизи наиболее крупных промышленных источников загрязнения изоляции для территории России.

В б. СССР достаточно эффективно практиковались составление и использование карт уровней изоляции, в том числе и для территории РФ. В частности, по районам с промышленными загрязнениями НИИПТ составлены карты для Красноярского алюминиевого завода (1976), Куйбышевского промузла (1981), Волгоградэнерго (1981), Коломенских электросетей Мосэнерго (1980), Тольяттинского промышленного комплекса (1980), Новгородского ПО “Азот” (1981), Череповецкого промышленного комплекса (1981, 1985), Сызранского промышленного комплекса (1984), Южного района г. Волгограда (1988), Нижнекамского промышленного района (1988), промышленных районов г. Казани (1988). Среднеазиатское отделение института Энергосетьпроект в 1979 – 1989 гг. составило очень много карт уровней изоляции в районах с промышленными загрязнениями, в том числе по России для Невинномысского промышленного узла (1987).

В части природных загрязнений на территории России существуют проблемы работы изоляции на о. Сахалине и в Дагестане (морские солевые уносы), в Астраханьэнерго и Ставропольэнерго (засоленные почвы). Кроме того, хотя и достаточно редко, наблюдаются опасные для работы изоляции электроустановок заносы соли с Прикаспия в регионы Среднего и даже Верхнего Поволжья.

По районам с природными загрязнениями НИИПТ составлены карты уровней изоляции для Ставропольэнерго (1977, 1979), Волгоградэнерго (1978), Куйбышевэнерго (1981), Саратовэнерго (1981), Дальэнерго (1985), Калининградэнерго с рекомендациями по защите от птиц ВЛ 110 – 330 кВ (1988).

Очень много карт составлено по районам с природными загрязнениями САО института Энергосетьпроект, в том числе по России для Дагестана (1987), Горьковское отделение ЭСП составило карту изоляции для Татэнерго (1980), Дальневосточное отделение ЭСП для Камчатки (1981) и о. Сахалина (1981). Южное отделение ЭСП составило карту изоляции для Ростовэнерго (1985).

В главе 1.9 ПУЭ седьмого издания “Изоляция электроустановок” (2000 г.) представлена карта районов России с повышенными уровнями загрязненности атмосферы по природным условиям (степень загрязнения 2 и выше). Следует отметить, что ныне действующие “Указания по составлению карт уровней изоляции ВЛ и РУ в районах с загрязненной атмосферой” (М.: Союзтехэнерго, 1985) в значительной мере устарели и требуют существенной переработки, которая осуществляется в 2000 – 2001 гг. Утвержденная методика составления карт уровней изоляции в районах с промышленными за-

грязнениями в настоящее время отсутствует (существует большой задел в этом направлении, созданный САО института Энергосетьпроект совместно с НИИПТ) и в настоящее время ведется ее доработка в качестве дополнения к главе 1.9 ПУЭ.

Целесообразно отметить некоторые наиболее важные в практическом отношении исследования в области работы загрязненной изоляции, выполненные в России после 1989 г.:

разработана и введена в действие “Инструкция по эксплуатации изоляции электроустановок в районах с загрязненной атмосферой” (РД 34.51.503-93);

разработаны и внедрены требования к разрядным характеристикам в загрязненном и увлажненном состоянии линейных и подстанционных изоляторов (стеклянных, фарфоровых, полимерных), в том числе для генераторных токопроводов;

освоена методика обмыва под напряжением подстанционной изоляции (ОРГРЭС совместно с НИИПТ внедрил обмыв под напряжением на ОРУ 750 кВ во Владимирэнерго);

усовершенствованы и внедрены методы испытаний изоляторов в загрязненном и увлажненном состоянии (в том числе изоляторов КРУН, КТП и токопроводов, полимерных изоляторов, включая их испытания на трекингоэрозионную стойкость);

разработаны и внедрены требования к оптимальной конфигурации изоляторов различного типа, предназначенных для работ в районах с различными условиями загрязнения и увлажнения, а также сформулированы рекомендации по областям (видам и степеням загрязнения) наиболее рационального применения изоляторов разных типов;

разработаны и внедрены кремнийорганические защитные покрытия фарфоровых подстанционных изоляторов, позволяющие значительно повысить надежность их работы в условиях сильных загрязнений.

Первый Всероссийский научно-технический семинар “Опыт эксплуатации внешней изоляции, разработка, освоение и применение новых типов изоляторов” (СПб, октябрь 1999 г.) принял ряд важных рекомендаций, утвержденных руководством РАО “ЕЭС России”. Отметим некоторые, важнейшие из них:

в эксплуатации применять только те изоляторы, ТУ на которые согласованы с РАО “ЕЭС России”, которые прошли все необходимые испытания и приняты МВК с участием представителей РАО “ЕЭС России”;

разработать новые редакции стандартов на фарфоровые опорные и полимерные линейные изоляторы;

систематически проводить накопление данных по отказам изоляторов, обобщение опыта эксплуатации внешней изоляции электрооборудования и опорно-стержневых изоляторов.

продолжить работу по пересмотру действующих и разработке новых нормативно-технических документов, направленных на повышение уровня изготовления изоляторов и повышение надежности эксплуатации внешней изоляции электроустановок;

при отказах (перекрытиях, разрушениях) в работе полимерных изоляторов производить их выборочный демонтаж с целью определения причин отказов, а так-

же анализа их работоспособности в условиях эксплуатации;

начиная с 2000 г. производить выборочный демонтаж полимерных изоляторов с действующих электроустановок для всестороннего исследования в НИИПТ их электрических и механических характеристик и состояния материалов изоляторов с выдачей рекомендаций эксплуатационным организациям и заводам-изготовителям;

определить НИИПТ головной организацией РАО “ЕЭС России” по вопросам внешней изоляции электроустановок;

на базе НИИПТ возобновить практику проведения всероссийских совещаний по опыту эксплуатации внешней изоляции, разработке, освоению и примене-

нию новых типов изоляторов с периодичностью в 2 – 3 года;

НИИПТ обобщить материалы совещания и результаты обобщения опубликовать.

В заключение отметим, что опыт проведения семи всесоюзных конференций был использован при проведении в 1999 г. восьмой Всероссийской конференции-семинара (Россия как правопреемник б. СССР продолжила нумерацию конференций). Семинар был проведен по инициативе Департамента стратегии развития и научно-технической политики РАО “ЕЭС России” (П. А. Шейко) и НИИПТ. Все участники состоявшегося семинара выразили уверенность, что в ближайшие годы всероссийские конференции по вопросам работы внешней изоляции электроустановок станут регулярными.

Егор Иванович Борисов (К 90-летию со дня рождения)

22 февраля 2001 г. Егору Ивановичу Борисову, первому заместителю председателя Совета ветеранов энергетиков и участников ВОВ, почетному члену Научно-технического общества страны, бывшему управляющему Мосэнерго и первому заместителю министра энергетики и электрификации СССР, исполнилось 90 лет.

Егор Иванович прошел большой жизненный путь. Трудовую деятельность он начал в 1929 г. электромонтером и электрообмотчиком электрических машин на Шатурской ГРЭС им. В. И. Ленина. Окончив в 1936 г. Московский энергетический институт, Егор Иванович занимал инженерные и руководящие должности: мастера, инженера и начальника участка испытательной станции оборудования на электротехническом заводе “Динамо”, ассистента кафедры и заместителя декана факультета МЭИ, работал инструктором, заместителем заведующего отделом электростанций и топлива и отделом тяжелой промышленности Московского комитета КПСС, директором завода им. Владимира Ильича, первым секретарем Москворецкого райкома КПСС г. Москвы, заместителем председателя исполкома Моссовета.

Оправдывая высокое доверие народа, Е. И. Борисов проявлял исключительную работоспособность, творческий подход к делу, был требователен к себе и подчиненным.



С 1961 по 1967 г. Егор Иванович работал управляющим крупнейшей энергетической системы страны – Мосэнерго. Он вложил много энергии и инициативы в развитие Московской энергосистемы, куда ранее входили Рязанская и Тульская энергосистемы, в повышение надежности энергоснабжения столицы.

Под его непосредственным руководством были полностью электрифицированы Московская и Рязанская области. За этот период построен ряд крупных электростанций, подстанций и линий электропередачи, тепловых сетей. В Москве это позволило поднять уровень обеспечения собственной электроэнергией с 25 – 30% до 80 – 85%, ликвидировать около 13 тыс. мелких котельных. Была проведена бо-

льшая работа по улучшению эксплуатации энергетических предприятий, созданию ремонтной базы в энергосистеме, внедрению новой техники, механизации и автоматизации производственных процессов.

Е. И. Борисов внес значительный вклад также в строительство и организацию эксплуатации ВЛ сверхвысоких напряжений.

За образцовое выполнение заданий семилетнего плана в те годы энергосистема Мосэнерго была награждена орденом Ленина, такой же награды удостоился и Егор Иванович.

Исключительное трудолюбие, высокие деловые качества, умение работать с людьми выдвинули Е. И. Борисова в первые ряды руководителей энергетики страны. В 1967 г. его назначают на пост первого заместителя министра энергетики и электрификации СССР. Почти 17 лет Е. И. Борисов занимался вопросами эксплуатации энергосистем страны, постоянно уделял большое внимание повышению эффективности отечественной энергетики, надежности энергоснабжения народного хозяйства, развитию сельской электрификации. Под его непосредственным руководством была проведена большая работа по внедрению достижений научно-технического прогресса в энергетическое хозяйство страны, направленных на широкое применение и освоение энергетических блоков

большой единичной мощностью 300 – 800 тыс. кВт, работающих на паре высокого и сверхвысокого давления, по разработке с поставщиками оборудованием совместных мероприятий, повышающих их надежность и экономичность.

В отрасли широко внедрялись средства автоматизации, телемеханизации, вычислительной техники и централизованного управления энергосистемами. При активном участии Е. И. Борисова было создано Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системой страны. Особое внимание Егор Иванович уделял экономичности и надежности работы электростанций. За годы его работы первым заместителем министра энергетики и электрификации СССР удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию был снижен с 392,9 г/(кВт·ч) в 1967 г. до 328,2 г/(кВт·ч) в 1983 г., а снижение расхода топлива по стране на 1 г/(кВт·ч) составило около 1 млн. т условного топлива в год.

Е. И. Борисов принимал активное участие в работе ряда других государственных учреждений. В течение 17 лет он был членом Главвы-

ставка Выставки достижений народного хозяйства страны, руководил созданием и работой павильона “Энергетика” и организацией периодических выставок; был членом Комитета при Минсвязи СССР по развитию средств связи страны, членом Совета Государственного комитета по науке и технике, научно-технического совета при Комитете гражданской обороны страны и начальником штаба ГО отрасли. За участие в ряде конкретных разработок Егор Иванович был награжден четырьмя почетными дипломами и тремя золотыми медалями ВДНХ и почетным знаком Гражданской обороны страны. Ему были присвоены звания заслуженного энергетика РСФСР, почетного энергетика СССР, дважды лауреата премии Совета Министров СССР, почетного члена Научно-технического общества страны.

Е. И. Борисов – автор более 40 работ. После ухода на пенсию Е. И. Борисов оставался верен делу, которому посвятил свою жизнь. Он продолжал работать в Научно-техническом совете Минэнерго СССР в качестве заместителя председателя этого совета и членом бюро сове-

та, главным специалистом и руководителем проекта Главного вычислительного центра.

Е. И. Борисов занимался большой общественной работой. Он избирался делегатом трех партийных съездов, XII съезда профсоюзов, членом Московского городского комитета партии и первым секретарем РК КПСС. Был заместителем председателя Центрального правления Всесоюзного научно-технического общества энергетиков и электротехников имени акад. Г. М. Кржижановского, заместителем председателя правления Московского городского комитета НТО. В течение 30 лет Егор Иванович избирался членом президиума и первым заместителем председателя совета старейших энергетиков.

Правительство высоко оценило деятельность Е. И. Борисова. Он награжден двумя орденами Ленина, орденом Октябрьской Революции, Трудового Красного Знамени, тремя орденами Красной Звезды и многими медалями.

Сердечно поздравляем Егора Ивановича со знаменательным юбилеем, желаем ему здоровья и бодрости.

Э
Н
Е
Р
Г
О

10-12 апреля ВЫСТАВКА

г. Казань

Выставка проводится
при поддержке

*Министерства экономики
и промышленности РТ
Республиканского центра
энергосберегающих
технологий
при Кабинете
Министров РТ
Производственного
энергетического
объединения
“Татэнерго” РТ*

2001

VI
С
П
Е
Ц
И
А
Л
И
З
И
Р
О
В
А
Н
А
Я



Выставочное предприятие “ЭРГ”
Татарстан, 420032, Казань, а/я 648
тел./факс (8432) 579–423, 180–503
552–112, 180–504
e-mail: Erg@bancorp.ru



ОТКЛИКИ И ПИСЬМА

По поводу статьи В. И. Гладштейна “Эксплуатация турбин с давлением пара более 9 МПа с трещинами и выборками литых корпусных деталей”¹

Балашов Ю. В., канд. техн. наук, Карасев В. В., Надцына Л. В., инженеры

ОАО УралВТИ – ОАО Челябинэнерго

Статья В. И. Гладштейна посвящена актуальным вопросам обеспечения надежности литых корпусных элементов паровых турбин, на поверхности которых при контроле в процессе эксплуатации обнаруживаются трещины или подобные им дефекты. Из-за сложности качественного (включающего и надлежащую термообработку после заварки выборок) ремонта таких элементов в условиях электростанций всемерное сокращение объема сварочных работ важно не только как средство снижения материальных и временных затрат на ремонт, но и, в ряде случаев, увеличения их остаточного ресурса.

Оптимальный подход к ремонту указанных элементов наряду с регламентацией размеров выборок, оставляемых без заварки, не должен исключать поэтому и временную эксплуатацию после обнаружения трещин.

Возможность эксплуатации литых корпусных элементов паровых турбин с трещиноподобными дефектами предметом обсуждения быть не должна. Она фактически реализуется, поскольку в отраслевых инструкциях контроль поверхности названных элементов предусматривается лишь в местах наиболее вероятного существования дефектов (радиусные переходы и др.), тогда как в прочих местах, как показала практика, вероятность обнаружения дефектов, в том числе и весьма серьезных, отнюдь не нулевая. Во-вторых, в рассматриваемых деталях имеются участки, не доступные не только для ремонта, но и для надлежащего контроля, в которых также появляются трещины. Наконец, следует указать и на определенный опыт санкционированной эксплуатации корпусных деталей с трещинами на их поверхности. Надежность таких деталей в процессе временной эксплуатации подтверждена практикой и объясняется большими значениями предельно допустимой глубины трещин, которые получены в ВТИ.

Поэтому предметом анализа и обсуждения должно быть лишь определение условий, при которых трещины на поверхности могут оставаться

неудаленными, чему в основном и посвящена статья В. И. Гладштейна.

В ней предполагается, что развитие этих трещин происходит под действием статических напряжений от внутреннего давления и циклических температурных напряжений по механизму ползучести и усталости соответственно. Практические рекомендации основаны на расчетных значениях максимально возможного приращения глубины трещин за заданный срок эксплуатации (межремонтный период), полученных с использованием заведомо консервативных предпосылок.

Изложенный подход является вполне правомерным при оценке допустимой глубины удаленных трещин или допустимого срока эксплуатации до удаления трещин (или до контрольных измерений их глубины).

Вместе с тем, принятая модель развития трещин не вполне увязывается с реальностью и поэтому некоторые рекомендации автора нуждаются в корректировке.

Имеются весомые признаки того, что поверхностные дефекты в литых корпусных элементах турбин преимущественно технологического происхождения. Так, при металлографическом исследовании в 24 сколах, отобранных нами с наружной поверхности корпусов стопорных клапанов и блоков клапанов ЦСД турбин К-300-240 двух электростанций после наработки около 200 тыс. ч и 230 – 270 пусков, признаки развития дефектов по механизму ползучести (цепочки пор ползучести) выявлены только в одном сколе, тогда как признаки технологического (литейного) происхождения – рыхлоты, зигзагообразные трещины между ними, неметаллические включения – присутствовали в 21 сколе (в одном сколе было выявлено коррозионное растрескивание, а в двух – происхождение дефектов допускало неоднозначное толкование).

При исследовании скола, отобранного в зоне кончика трещины, обнаруженной на внутренней поверхности стопорного клапана турбины Т-100-130 после наработки 159 тыс. ч при 102 пусках, обнаружено, что трещина – следствие разрыва границы участка ликвационной неоднородности.

¹ Электрические станции, 2000, № 4.

Трещины на внутренней поверхности корпуса турбины ПР-25-90 в зоне регулирующей ступени впервые были обнаружены и оставлены неудаленными после наработки 108 тыс. ч при 110 пусках. После наработки 134 тыс. ч в поврежденном месте были взяты и исследованы сколы, которые показали, что трещины образовались путем смыкания между собой по механизму усталости дефектов типа рыхлот или пустот либо также путем локального разрушения границ ликвационных зон. При исследовании сколов, взятых из поврежденного места после наработки 150 тыс. ч при 156 пусках, выявленный характер развития дефектов не изменился, признаков влияния ползучести также не обнаружили. В этом случае, как и в подавляющем большинстве предыдущих, отсутствовали признаки деградации структуры, характерные для металла при длительных сроках эксплуатации.

Далее можно указать на идентичность функций распределения глубины дефектов, выявленных при выходном и эксплуатационном контроле.

Должен быть отмечен и очень малый наклон линии регрессии статистической зависимости глубины трещин (определенный по глубине выборок) от наработки по числу пусков или во времени, который означает, что скорость роста трещин в глубину намного ниже значений, рассчитываемых в соответствии с принятой моделью по известным соотношениям механики разрушения. Это можно объяснить как консервативными предпосылками, заложенными в расчет, так и несоответствием расчетных схем, относящихся к трещинам в однородной сплошной среде, реальным процессам развития трещин в литых элементах.

В связи с отмеченным характером дефектов в литых корпусных элементах нет необходимости в обязательном их удалении и на участках с повышенным уровнем рабочих напряжений (в том числе и на наружной поверхности) за исключением, быть может, трещин у дренажных отверстий и трещин, выходящих на кромку фланцевого разъема. Различный уровень рабочих напряжений может быть учтен при назначении допустимой глубины трещин или допустимого срока работы с неудаленными трещинами.

Решение о целесообразности оставления трещин неудаленными должно приниматься в каждом конкретном случае с учетом расположения и размеров трещин, возможности качественного ремонта в период обследования, реальных сроков заме-

ны и других обстоятельств. При этом важно принимать во внимание характер и механизм развития дефектов, которые могут быть определены исследованием металла по спилам, сколам или вырезкам, включающим участки с дефектами. Такие исследования, безусловно, необходимы в случаях обнаружения трещин на наружной поверхности после длительных сроков эксплуатации (например, паркового ресурса).

Указанное исследование гораздо более информативно и достоверно для суждения о степени исчерпания ресурса металла, чем расчетные оценки, которые неизбежно являются очень грубыми (сравнительными) в силу особенностей структурного состояния и соответственно большого разброса значений характеристик ползучести хромомолибденованадиевых сталей, необходимых для расчетов, а также других причин. Если будет установлено, что развитие трещин происходит по механизму ползучести (т.е. элемент находится на стадии исчерпания ресурса), то выборка трещин не гарантирует полного удаления пораженного слоя: цепочки пор могут, как показывают результаты исследования металла поврежденных паропроводных гибов, располагаться на значительном удалении от пораженной трещинами поверхности, а отдельные поры – и у внутренней поверхности. В связи с этим полнота удаления связанных с ползучестью трещин должна контролироваться наряду с МПД оценкой микроповрежденности обнаженной при выборке поверхности.

Выводы

1. Временная эксплуатация литых корпусных деталей турбин с трещинами на внутренней и наружной поверхности при условии рекомендованного В. И. Гладштейном контроля возможна и целесообразна.

2. В силу особенностей происхождения и развития указанных трещин нет необходимости категорически увязывать подход к оставлению трещин с условиями работы металла, как это предложено В. И. Гладштейном.

3. Для определения оптимального подхода к ремонту корпусных деталей в объем контрольно-диагностических процедур целесообразно включать отбор проб металла с трещинами на предмет уточнения их происхождения.

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Системы предотвращения пылевыведения при конвейерном транспорте топлива на ТЭС

Толчинский Е. Н., канд. техн. наук, Демкин В. В., Колбасников В. А., инженеры

ВТИ – РАО “ЕЭС России”

Проблема контроля за выделением пыли в окружающую среду при конвейерном транспорте угля и других насыпных материалов актуальна с момента изобретения ленточного конвейера. Высокая запыленность ухудшает санитарное состояние рабочих зон обслуживания, сокращает ресурс оборудования, а также повышает пожароопасность производственных помещений при транспорте горючих материалов. Ремонт изношенного оборудования и мероприятия по очистке от материалов, просыпавшихся с конвейеров, ежегодно требуют больших финансовых затрат (Larry J. Goldbeck. Material Containment preventing dust @ spillage from belt conveyors. Martin Engineering, Napolet, Illinois).

Наиболее острой эта проблема остается для топливно-транспортных цехов электростанций. В современных условиях конкурентного и нерегулируемого рынка все системы электростанции должны работать более эффективно, поэтому проблема снижения затрат и исключения потерь, связанных с просыпями топлива при конвейерном транспорте, является весьма важной. Использование же ручного труда для уборки пыли и просыпей топлива лишь частично ослабляет последствия, но не решает проблему в целом.

Снижение пылевыведения. Требования, направленные на исключение пылевыведения и просыпей при конвейерном транспорте топлива, со временем менялись. В далеком прошлом на электростанциях заботились только о сохранении больших кусков топлива на ленте транспортеров, затем стали обращать внимание на потери пыли в зоне загрузки. В настоящее время уделяется особое внимание тонкой пыли, уносимой с конвейерных лент потоками воздуха.

В прошлом для уменьшения пылевыведения в зоне загрузки конвейера использовали три различных подхода: подавление пылевыведения, сбор выделенной пыли и удержание пыли в основном потоке топлива.

Системы подавления увеличивают массу частиц взвешенной пыли, что способствует ее выпадению из воздушного потока. Системы сбора пыли способствуют захвату пыли и возвращению ее в основной поток. Системы удержания пыли

представляют собой механические устройства, которые удерживают пыль вместе с основным потоком материала. Эти компоненты также используются для облегчения управления движением воздуха в кожухах конвейеров, в местах загрузки, выгрузки и в узлах пересыпки. Работоспособность систем сдерживания пылевыведения оказывает серьезное воздействие на эффективность систем сбора и подавления выделенной пыли.

В настоящее время в энергетической промышленности развитых в техническом отношении стран ключевым требованием является “активное управление” технологическими и сопутствующими процессами, т.е. получение наибольшего эффекта от имеющихся ресурсов. Это означает поддержание нормальной работы оборудования при ограничении издержек эксплуатации и одновременно повышение эффективности. Контроль и предотвращение выделенной пыли способствуют как сокращению расходов, связанных с потерей транспортируемых материалов, так и затрат на очистку и обслуживание систем транспортировки. Все это повышает эффективность работы конвейеров.

При рассмотрении вопросов, связанных с процессами пылевыведения при конвейерном транспорте насыпных материалов, обычно обращают внимание на снижение объемов образующейся пыли. Несмотря на невозможность полного устранения пыли, принято использовать любое изменение в проекте системы топливоподачи, технологии переработки топлива или эксплуатации транспортных систем, которое способствует уменьшению количества образующейся пыли.

Например, если уменьшить энергию падающего потока в узлах пересыпки, то материалу будет передано меньшее количество энергии и соответственно меньшее количество пыли будет взвешено в воздухе. Учитывая это, конвейерные системы проектируют с минимальными высотами падения потока топлива с конвейера на конвейер, и тем самым уменьшают количество энергии, переданной потоку топлива, что сокращает количество взвешенной в воздухе пыли. Параллельно предпринимают и другие меры, снижающие количество

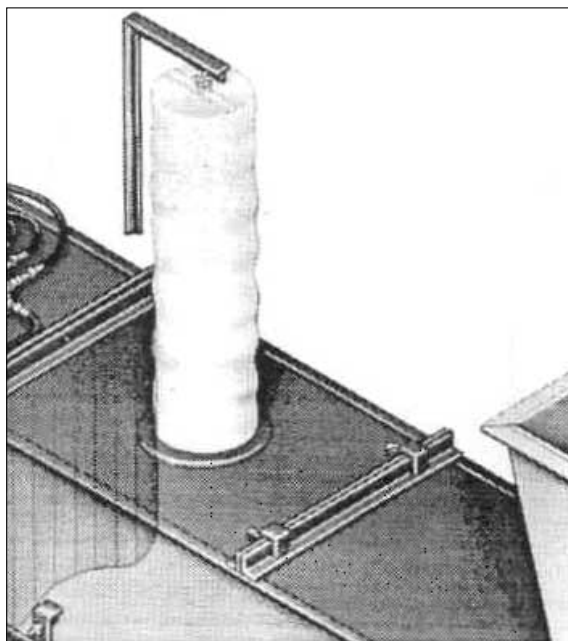


Рис. 1. Пассивный тканевый фильтр для очистки воздуха от пыли

пыли и энергию воздушных потоков, которые влияют на пылевыведение.

Полностью устранить образование пыли все же не представляется возможным и поэтому для подавления и захвата выделившейся пыли используют дополнительные системы. В простейшем варианте эти механизмы представляют собой корпуса конвейеров измененной формы. Более сложными вариантами являются системы подавления и сбора пыли, обеспечивающие увлажнение пыли и возвращение ее в основной поток топлива. Кроме того, для обеспыливания воздуха часто используют аспирационные установки.

Конструкция любой системы для предотвращения пылевыведения зависит от индивидуальных характеристик конвейера, процесса транспортирования материала и его характеристик. Удержание пыли в основном потоке материала требуется всегда, другие же два подхода не обязательны. Однако во всех случаях требуется провести оценку всех трех подходов как в совокупности, так и в отдельности для определения наиболее эффективного способа решения проблемы борьбы с пылью. Эти три подхода стараются интегрировать в систему, формирующую многоуровневую защиту, которая предотвращала бы потери материала и образование взвешенной пыли.

Системы удержания пыли. Удержание пыли в основном потоке связано с механическим ограничением движения материала в зоне погрузки или выгрузки его с конвейера. На первый взгляд это представляется самым простым способом предотвратить пылевыведение. Однако в большинстве случаев этот способ не так прост, как кажется. Любой конвейер и каждая зона загрузки создают раз-

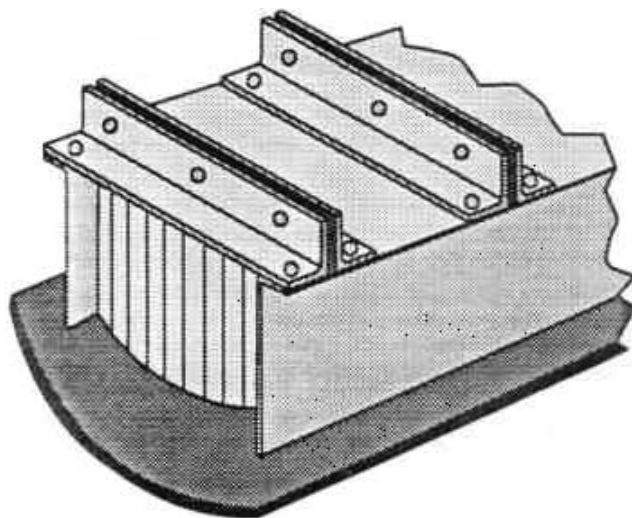


Рис. 2. Противопылевая завеса в выходной зоне конвейера

личные проблемы из-за уникальных характеристик материала, а также из-за конструктивных особенностей устройств погрузки и выгрузки материала.

Угольная мелочь может взвихриваться при движении обратной ветви ленты конвейера в результате просыпей при загрузке, в узлах пересыпки, в хвостовой зоне (в области натяжного шкива), а также в области выгрузки материала. Каждое место пылевыведения должно рассматриваться как элемент общей системы удержания пыли.

В тех случаях, когда нет необходимости в механическом сборе просыпей материала, иногда используют снижение избыточного давления воздуха с целью минимизации напора в системе закрытых конвейеров и таким образом сокращают выброс пыли.

При расходе воздуха в зоне погрузки, меньшем $0,5 \text{ м}^3/\text{с}$, может быть установлен пассивный тканевый фильтр для очистки воздуха от пыли.

Как правило, такие устройства состоят из отверстия с тканевым фильтром, мешком или рукавом, натянутым на раму (рис. 1). При выходе воздуха из зоны транспортировки все твердые частицы остаются на стенках фильтра. В дальнейшем пыль может быть удалена при помощи ручного или механического встряхивания, или самоочисткой при прекращении потока воздуха через фильтр.

Для некоторых зон транспорта приходится устанавливать несколько подобных систем в зависимости от размера фильтра и расхода воздуха. Обычно эти фильтры прикрепляют к стенке желоба или перекрытию направляющих планок простым круговым зажимом.

Комплексное использование систем удержания, подавления и сбора пыли является основой для эффективного снижения пылевыведения. Бо-

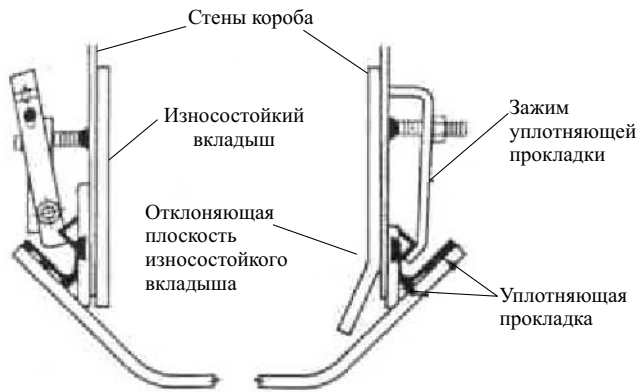


Рис. 3. Износостойкие уплотняющие вкладыши

льшинство специалистов считает, что, в первую очередь, необходимо рассматривать систему удержания пыли как наиболее важную из трех составляющих. Успешная работа системы удержания пыли зависит не только от требований, предъявляемых к ее конструкции, но и от работы остальных двух систем.

Пылезащитное уплотнение на краях загрузочного люка обычно начинается далеко позади действующей зоны загрузки и располагается от входной области до конца обшивки боковой стенки, благодаря чему устраняется проблема уплотнения высоконапорных входных зон.

Очень часто при рассмотрении системы удержания пыли пропускаются места, через которые может уноситься материал. Большое количество пыли и просыпей материала может выбрасываться через загрузочные желоба (течки) с отверстиями от коррозии или эрозии. Даже отверстия от отсутствующих болтов и открытые дверцы лючков могут пропускать ощутимый поток взвешенной пыли. Подобные отверстия, конечно же, должны быть закрыты заклепками или заглушками. Иногда для полного контроля над пылевыделением устанавливают резервный желоб.

Управление движением воздуха. Другим эффективным средством снижения уноса летучего материала и пыли является управление потоками воздуха в зоне транспортировки. Произвольное и неограниченное движение воздуха поднимает пыль и легкие частицы материала уносятся из желоба. Очевидно, что, чем лучше конструкция конвейера будет ограничивать и направлять движение воздуха через зону погрузки, тем меньше потребуются установок для сбора и подавления пыли.

Идеальным было бы поддержание разрежения внутри конвейерного короба, при котором мелочь и взвешенные частицы втягиваются внутрь системы, а не выносятся наружу. Но в большинстве случаев реализовать это не удастся. Поток воздуха, образующийся над транспортером в результате движения материала через переходные зоны, создает немалое избыточное давление. Если это из-

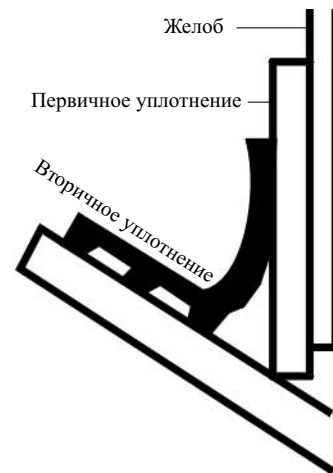


Рис. 4. Многослойное уплотнение

быточное давление не будет погашено адекватной системой разгрузки давления или улавливания пыли, то частицы пыли будут выноситься воздушным потоком из зоны транспортировки наружу.

Потоки воздуха, проходящие через зону транспортировки, образуются в разных местах:

во-первых, поток воздуха в зоне загрузочного лотка во время загрузки;

во-вторых, поток воздуха, засосанного при падении материала, который после оседания материала возвращается назад;

в-третьих, поток воздуха, который сбрасывается через транспортировочную зону оборудованием, расположенным выше конвейера, например, дробилкой.

Из этих трех составляющих и складывается полный воздушный поток.

Результаты промышленных испытаний показали, что при полном расходе воздуха через зону погрузки, превышающем $0,5 \text{ м}^3/\text{с}$, требуется механическая система сбора пыли.

Обычно в таких случаях на пути потока воздуха устанавливают механическое оборудование с пропускной способностью, равной или большей, чем полный расход воздуха.

Противопылевые завесы в выходной зоне. Одним из методов контроля за потоками воздуха через транспортную зону является установка противопылевых завес в выходной зоне конвейера. Эти завесы представляют собой резиновые полосы, которые висят в пределах короба, перекрывая рабочую область и замедляя движение воздуха (рис. 2). Завесы снижают количество и скорость выходящего из погрузочной зоны воздуха и таким образом снижают вынос пыли.

Чаще всего завесы устанавливают в конце крытого короба. Когда завеса располагается в конце стального корпуса, все частицы материала, ударившиеся о завесу, могут упасть мимо ленты конвейера. При размещении завес таким образом, что ширина крайней завесы равна ширине ленты кон-

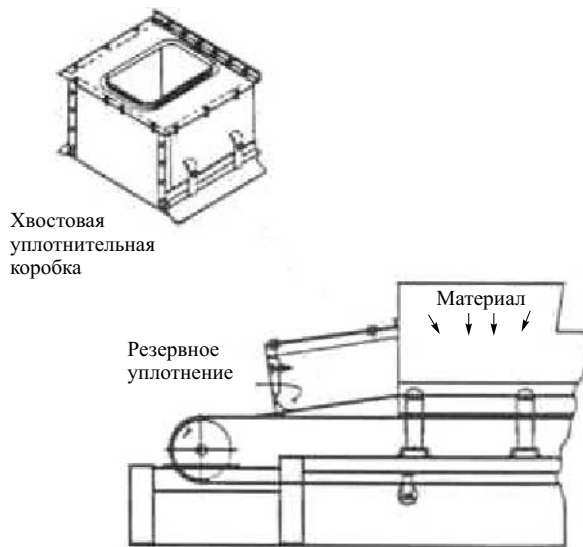


Рис. 5. Многослойный кожух для уплотнения области позади зоны погрузки

вейера в конце короба, любой материал, который контактирует с завесой, может быть отброшен назад, в устойчивую зону в пределах границ короба. Завесы обычно размещают на расстоянии 450 мм одна от другой для формирования “мертвой” зоны, в которой пыль может осесть, либо применяют системы сбора и/или подавления пыли.

В большинстве случаев устанавливают, по крайней мере, две завесы. Иногда используют большее число завес, особенно в тех случаях, когда необходима изоляция пыли и/или система подавления пыли. Эти завесы должны располагаться примерно на 25 мм ниже верхнего края короба конвейера. Завесы формируют барьер, который отклоняется при прохождении материала и опускается вниз при прекращении подачи. Резиновое полотно завесы должно быть разрезано равномерно по ширине для исключения возможности сброса материала с ленты.

Износостойкие уплотняющие вкладыши размещают на внутренней части стен короба (рис. 3) для предотвращения попадания материала за края уплотнений. При неправильной установке вкладышей и нарушении режима работы транспортера на краях уплотнений возникает значительное давление за счет скопления материала. Подобные скопления могут ускорить износ и привести к разрыву уплотняющих прокладок, а также увеличить возможность серьезных повреждений ленты транспортера. Износостойкий вкладыш внутри короба формирует защитную линию для отделения уплотнений от движущегося материала. Он представляет собой плоскую поверхность, которая размещается внутри короба для обеспечения долговременной защиты краев уплотнений.

Материалами вкладыша могут быть обычная или легированная сталь, износостойкая пластина с

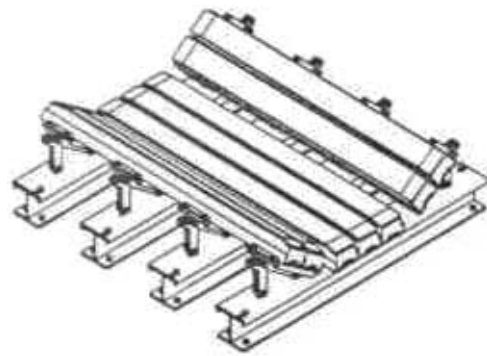


Рис. 6. Система гашения толчков

керамическим или наваренным стальным покрытием, резина, полиуретан или пластмасса в зависимости от особенностей транспортируемого материала.

Для всех износостойких вкладышей площадь поперечного сечения короба тщательно рассчитывают для того, чтобы вкладыш не сталкивался с потоком материала. Чтобы снизить захват материала и возможность повреждения ленты, очень важно устанавливать износостойкие вкладыши в виде гладкого бесшовного слоя, внахлестку по направлению движения ленты. Особое внимание уделяют обеспечению гладкости и ровности нижней кромки вкладыша для предотвращения возможности перекоса ленты.

Наибольшее распространение в качестве уплотнения со стороны зоны загрузки материала на конвейер получили резиновые полосы. Однако при использовании этих полос возникают проблемы с поддержанием эффективной герметичности. Часто их пытаются использовать для удержания всего объема материала, в результате чего резиновые полосы быстро приходят в негодность. При правильной установке крепления ленты и износостойкого вкладыша уплотнительные поверхности должны удерживать только мелкие частицы материала и пыль. Для такой функции больше подходят уплотнительные ленты.

Для борьбы с пылевыведением часто используют многослойные уплотнения, формирующиеся из нескольких слоев. Эффективная система уплотнений представляет собой два слоя эластичного материала. Первичное уплотнение, устанавливаемое напротив стены загрузочного короба, предотвращает просыпи, а вторичный уплотнительный слой располагают на поверхности ленты, прикрепляя с наружной стороны короба: он-то и предотвращает вынос пыли из системы (рис. 4). Для поддержания эффективности эта многослойная система уплотнений, прижимаемая к ленте конвейера за счет собственной упругости, требует только регулярно обслуживания.

Создание эффективного уплотнения в зоне загрузки материала на конвейер зачастую оказывает-

ся сложной задачей. Если уплотнение в хвостовой части загрузочной зоны установлено неточно, то загружаемый материал будет падать с ленты на пол. Однако, если система уплотнения ленты конвейера достаточно упругая, чтобы предотвратить утечку из задней части зоны погрузки, то она будет действовать как очиститель ленты, удаляя любой оставшийся материал, который иначе падал бы вниз с ленты и накапливался бы у основания конвейера.

Лучшее решение состоит в том, чтобы использовать многослойный кожух для уплотнения области позади зоны погрузки (рис. 5). Уплотнительная лента на внутренней части этого кожуха формирует обратный клапан, препятствующий возврату материала. Этот метод устраняет обратное движение материала при нарастании его объема в результате побочного эффекта, связанного с очисткой ленты.

Очистка обратной ветви ленты конвейера. Для очистки прилипшего к ленте материала, который уносится мимо зоны разгрузки, обычно используют ленточные скребковые очистители. Они состоят из предварительного очистителя, который устанавливают на главном шкиве для удаления основного количества прилипшего материала и одного или нескольких вторичных очистителей для окончательной очистки, устанавливаемых в месте прохода ленты главного шкива или дальше, вдоль обратной ветви ленты. Очистители должны обеспечивать длительную и эффективную очистку ленты без ее повреждения с минимальным износом самих очистителей. Чтобы избежать этих повреждений, очистители изготавливают из многослойных полотен и прижимают к полотну ленты с минимальным давлением. Системы чистки обычно выполняют таким образом, чтобы обеспечить легкую установку и простое обслуживание.

Гибкая система ограждения. Просыпание материала в зоне загрузки лучше всего устраняется установкой комплекса, состоящего из трех частей: устройства поддержки ленты для сведения к минимуму перегиба, износостойкие вкладыши внутри желоба для защиты системы уплотнения и многослойная система уплотнения с низкими эксплуатационными расходами для захвата любой вылетающей мелочи и возвращения ее в основной поток материала.

Поддержка ленты конвейера. Правильная организация поддержки ленты во многих случаях требует использования люлек, установленных в

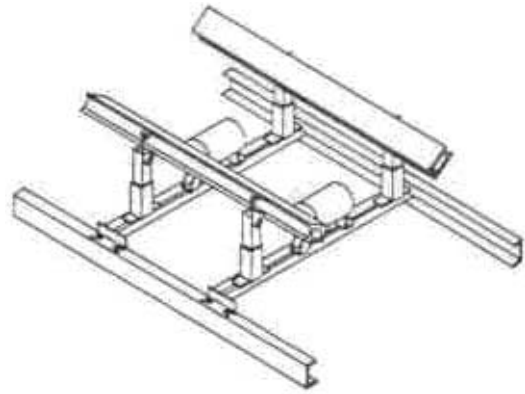


Рис. 7. Уплотняющие люльки

соответствии с натяжными несущими шкивами, чтобы нейтрализовать толчки и устранить колебания в поточной линии. Слабая поддержка ленты позволяет материалу удерживаться при перегибе ленты между натяжными шкивами. Получающийся при этом пережим создает скопление материала, что ускоряет износ поверхности уплотнения и приводит к пылевыведению.

Системы гашения толчков, которые обычно размещают под зоной загрузки в соединении с входными и выходными натяжными шкивами, позволяют гасить сильные удары и даже предотвращать перегиб ленты. Этот тип системы поддержки использует гладкую верхнюю поверхность для свободного скольжения одновременно со слоями резины, поглощающей толчки (рис. 6).

Более легкие уплотняющие люльки часто используют в бесконтактных областях. Помещенные непосредственно под системой уплотнения наружного слоя для предотвращения перегиба и поддержки эффективности уплотнения эти системы обеспечивают низкое трение о поверхность износа и длительный срок эксплуатации (рис. 7).

Натяжные шкивы должны использоваться в совокупности с системами поддержки ленты люлками для уменьшения трения и потребляемой мощности конвейера.

Опыт американских энергетиков по повышению надежности и экономичности, а также по улучшению экологических характеристик систем топливоподачи угольных электростанций может быть использован как проектными организациями, так и эксплуатационным персоналом ТЭС для решения проблем, возникающих в последнее время в связи с увеличением доли твердого топлива.



РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО “ЕЭС РОССИИ” ВСЕРОССИЙСКИЙ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ (ВТИ)

ВСЕРОССИЙСКИЙ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ (ВТИ) ИМЕЕТ В СВОЕМ СОСТАВЕ **ИСПЫТАТЕЛЬНУЮ ЛАБОРАТОРИЮ ТОПЛИВ И МАСЕЛ (ИЛТМ “ВТИ”)**, АККРЕДИТОВАННУЮ В СИСТЕМЕ СЕРТИФИКАЦИИ ТОПЛИВО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА “ТЭКСЕРТ”

(лицензия № ТМО 4 от 23 ноября 1999 г.)

ОБЛАСТЬ АККРЕДИТАЦИИ ИЛТМ “ВТИ”:

ВКЛЮЧАЕТ все виды газообразного, твердого и жидкого органических топлив, энергетические масла, а также продукты переработки топлив и твердых бытовых отходов, золу и шлаки.

Объем исследований определяется нормативно-технической документацией, которая устанавливает физико-химические показатели и методы их измерений, требования безопасности, подлежащие подтверждению при сертификации.

ИЛТМ “ВТИ” ПРАВОМОЧНА проводить:

- приемочные испытания партий продукции, входящей в область аккредитации;
- испытания, связанные с разработкой новых методик измерений и анализов, а также новых средств измерений качества топлив и масел.

ЛАБОРАТОРИЯ ИССЛЕДУЕТ:

- состав, физико-химические и теплотехнические свойства твердых, жидких и газообразного топлив как новых перспективных месторождений, так и поставляемых на ТЭС России добывающими предприятиями;
- экологические свойства твердых и жидких топлив с определением содержания в них токсичных тяжелых металлов (ртути, ванадия, свинца, кадмия, мышьяка, хлора и т.д.);
- свойства золы и шлаков с определением характеристик, необходимых для расчета, проектирования и эксплуатации топочных устройств и котельных агрегатов, в том числе химический состав, температуру плавления и вязкость шлаковых расплавов, удельную поверхность, шлакующие свойства и теплопроводность золы-уноса;

ИЗУЧАЕТ токсикологические свойства золошлаков и золоотвалов с выявлением содержания токсичных микроэлементов и естественных радионуклидов, определяет принадлежность золошлаков к токсичным или не токсичным отходам;

ОКАЗЫВАЕТ техническую помощь электростанциям при контроле качества энергетических масел, дает рекомендации для продления срока их службы.

По всем вопросам обращаться по адресу:

109280, г. Москва, ул. Автозаводская, д. 14/23,

Всероссийский теплотехнический институт,

Лаборатория топлив и масел.

Телетайп: 111634 “Корсар”

Телефакс: 279-59-24, 275-11-22

Телефон: 275-50-77 **Тумановский Анатолий Григорьевич**, заместитель директора

275-41-17 **Вайнштейн Альберт Григорьевич**, заведующий лабораторией

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

**Новейшая
разработка!**

НАЗНАЧЕНИЕ

Измерение при напряжении 1 и 2,5 кВ сопротивления и коэффициента абсорбции изоляции электрооборудования, не находящегося под рабочим напряжением (выведенного из работы) при проведении монтажных, наладочных, эксплуатационных, ремонтных работ.

Отличительные особенности

- контроль изоляции обмоток генераторов без разборки системы водяного охлаждения (M2);
- буквенно-цифровая индикация результатов на дисплее;
- M1-ЖТ имеет внутреннюю энергонезависимую память, позволяющую автоматически записывать до 450 измерений и время измерения, с возможностью переноса результатов на персональный компьютер;
- измерение по прямой и перевернутой схемам включения;
- контроль цепей вторичной коммутации с одновременным испытанием напряжением 2,5 кВ (M2);
- автоматический контроль работоспособности мегаомметра;
- индикация коэффициента абсорбции (отношение значений сопротивлений, измеренных через 60 и 15 секунд);
- индикация напряжения, подаваемого на измеряемый объект;
- осуществление контроля заряда аккумуляторной батареи;

- *Просты и удобны в обращении*
- *Защищены от внешних магнитных и электрических полей и токов влияния*
- *Обеспечивают автоматизацию измерений*

**МЕГАОММЕТРЫ
M1, M1-ЖТ и M2**



- индикация текущего времени измерения;
- измерение текущих значений сопротивления;
- индикация текущей даты (M1-ЖТ);
- автоматический выбор пределов измерений;
- измерение по двух- и трехжамимной схемах включения

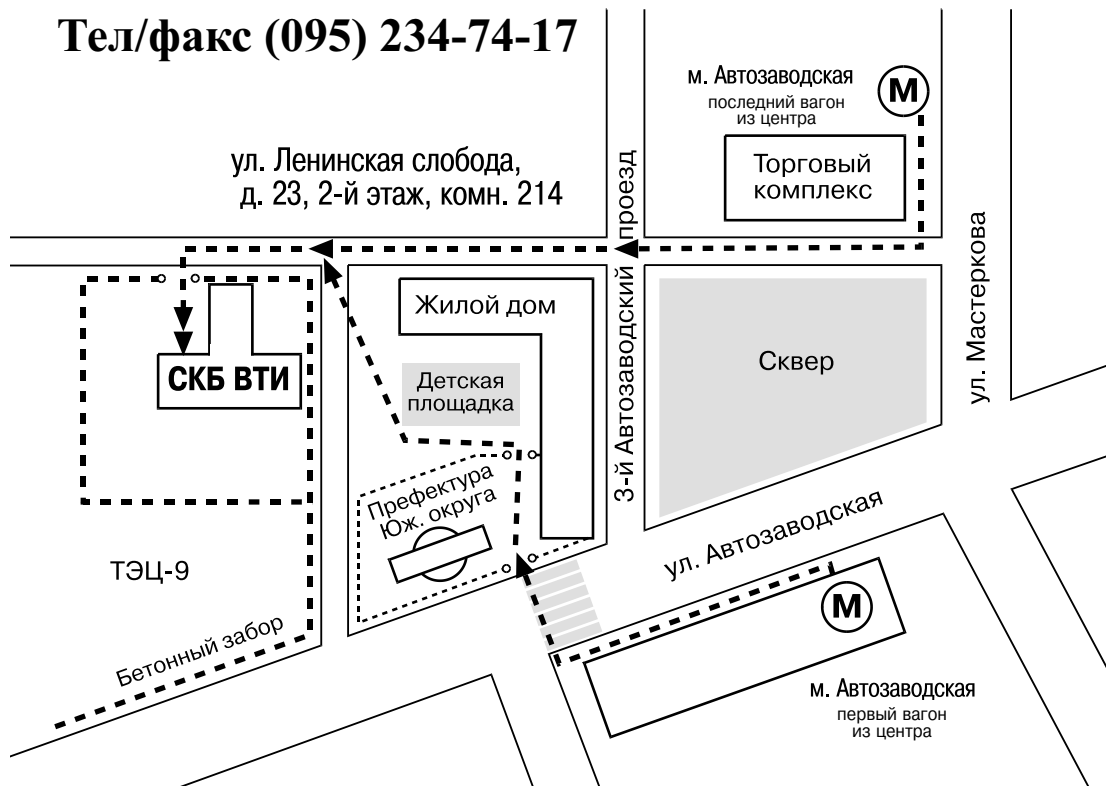
Наименование параметра	Значение для мегаомметра		
	M 1	M 1 - ЖТ	M 2
Пределы измерения сопротивления	От 10 кОм до 200 ГОм	От 10 кОм до 200 ГОм	От 50 кОм до 200 ГОм
Рабочее напряжение, В	1000 и 2500		
Мощность источника рабочего напряжения, Вт	3	3	15
Допустимая погрешность от измеряемой величины, %	5		
Допустимый ток по цепям экранирования объекта, мА	0,5	0,5	2,5
Питание	От встроенной аккумуляторной батареи 12 В (не менее 150 измерений от полностью заряженной батареи)		От сети 220 В ±10% частотой 50 – 60 Гц
Ток потребления, мА, не более	600		300
Рабочий диапазон температур, °С	От 10 до +40		
Влагоустойчивость	Повышенная влажность 90% при 30 °С		
Масса, кг	5,0	5,0	4,5
Габаритные размеры, мм (длина × ширина × высота)	270 × 170 × 190		

ОАО АНИИТТ «РЕКОРД»

601650 Владимирская обл., г. Александров, ул. Ленина, 13
тел/факс (09244) 2-12-52 E-mail: aniitt@aleks.elcom.ru

Внимание!

Новый адрес редакции журнала
«Электрические станции»:
109280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23
Тел/факс (095) 234-74-17



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, 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 29.1.2001. Подписано в печать 26.2.2001. Формат 60×84 1/8.
Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Печ. л. 9. Тираж 1840. 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"