

СЕКЦИЯ ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКЛАДОВ

РАЗРАБОТКА САР РАСХОДА ОБЩЕГО ВОЗДУХА С КОРРЕКЦИЕЙ ПО O₂

Беус А.С.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Кулаков Г.Т.

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ХИМИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО РЕЖИМА II КОНТУРА

Войтенкова Д.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Чиж В.А.

РЕКОНСТРУКЦИЯ ДЕТАЛЕЙ И УЗЛОВ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ПАРОВЫХ ТУРБИН ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ИХ НАДЕЖНОСТИ

Гуща А.Ю.

Научный руководитель – старший преподаватель Пантелей Н.В.

ПРИМЕНЕНИЕ ПАССИВНЫХ СИСТЕМ БЕЗОПАСНОСТИ

Дюхов Д.И.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Седнин А.В.

ОПТИМИЗАЦИЯ САР ПРОЦЕССА ГОРЕНИЯ С КОРРЕКЦИЕЙ ПО СО

Жаврид А.В.

Научные руководители – к.э.н., доцент Кравченко В.В., д.т.н., профессор Кулаков Г.Т.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ УСТАНОВОК ПРИ СОВМЕСТНОМ СЖИГАНИИ ДВУХ ВИДОВ ТОПЛИВА

Запасник В.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Тарасевич Л.А.

ОПТИМИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРЕВА СЕТЕВОЙ ВОДЫ МЕЖДУОСНОВНЫМИ И ПИКОВЫМИ БОЙЛЕРАМИ ТУРБИН ПТ-60-130/13

Запасник В.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Тарасевич Л.А.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ВОДОПОДГОТОВКИ НА ТЭС

Ивашко Е.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Чиж В.А.

СОВРЕМЕННЫЕ КОТЛЫ С ЦИРКУЛИРУЮЩИМ КИПАЮЩИМ СЛОЕМ

Казанцев И.А.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Жихар Г.И.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ

Каранкевич В.В., Таранчук А.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Кравченко В.В.

МЕТОД МАГНИТНОЙ ПАМЯТИ МЕТАЛЛА ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ ЭЛЕМЕНТОВ ПАРОВЫХ ТУРБИН

Каранкевич В.В., Таранчук А.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ КАК ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ИСТОЧНИК ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Каранкевич В.В., Таранчук А.С.

Научный руководитель – ст. преподаватель Павловская А.А.

РАБОТА ПОСЛЕДНИХ СТУПЕНЕЙ ЦНД В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ ВЛАЖНОСТИ ПАРА

КАРПОВИЧ А.С.

Научный руководитель – старший преподаватель НЕРЕЗЬКО А.В.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕГРЕТОГО ПАРА ЗА КОТЛОМ

КЕЛЬ А.

Научные руководители – д.т.н., профессор КУЛАКОВ Г.Т., к.э.н., доцент КРАВЧЕНКО В.В.

МАГНИТНЫЕ ПОДШИПНИКИ В ТУРБОДЕТАНДЕРНЫХ УСТАНОВКАХ

КОВАЛЕВ В.М.

Научный руководитель – старший преподаватель ЗЕЛЕНИН Д.С.

МЕТОДЫ КОРРЕКЦИИ ВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО РЕЖИМА ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

КОВАЛЁВ М. С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент ЧИЖ В. А.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕСТНЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА

КОЖАНОВСКИЙ К.В.

Научный руководитель – д.т.н., профессор ЖИХАР Г.И.

АКТИВНЫЕ И ПАССИВНЫЕ МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ОТ ЭРОЗИИ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ТУРБИН

МУХИН А.Д.

Научный руководитель – к.т.н., доцент СЕДНИН А.В.

НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА МЕТАЛЛА ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ ТЭС

ПАРХОМЧИК Е.М.

Научный руководитель – к.т.н., доцент ГЕРАСИМОВА А.Г.

РАЗРАБОТКА И ОПТИМИЗАЦИЯ САР ПИТАНИЯ БАРАБАННОГО КОТЛОАГРЕГАТА

ПЕТРОВЕЦ А.А.

Научный руководитель – к.э.н., доцент КРАВЧЕНКО В.В.

СТРУКТУРА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

РАДЦЕВИЧ В.Ф.

Научный руководитель – доцент, к.т.н. ЧИЖ В.А.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТУРБИН С ТРЕЩИНАМИ И ВЫБОРКАМИ ЛИТЫХ КОРПУСНЫХ ДЕТАЛЕЙ ТУРБИН

РАДЦЕВИЧ В.Ф., ХАРЧЕНКО К.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент КАЧАН С.А.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ГАЗОАНАЛИТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ НЕПРЕРЫВНОГО МОНИТОРИНГА ВЫБРОСОВ ТЭС

СВИРИЛИН М.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент ЧИЖ В.А.

ДИАГНОСТИКА ПОПЕРЕЧНЫХ ТРЕЩИН В РОТОРАХ ТУРБОМАШИН

СИДОРУК Ю.С., ТРАХИМОВИЧ И.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент КАЧАН С.А.

РАСЧЁТ УВЕЛИЧЕНИЯ КАМПАНИИ РЕАКТОРА ВВЭР-1200 ЗА СЧЁТ ПРИМЕНЕНИЯ ЦИРКОНИЯ С ПОНИЖЕННЫМ СОДЕРЖАНИЕМ ГАФНИЯ В ТЕПЛО ВЫДЕЛЯЮЩИХ СБОРКАХ

СТРИЖЁВА Е.М.

Научный руководитель – к.т.н., доцент СОРОКИН В.В.

ВЕРОЯТНОСТНЫЙ АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ СПРИНКЛЕРНОЙ СИСТЕМЫ БЕЛОРУССКОЙ АЭС

СТРУЙ Е.В.

Научный руководитель – старший преподаватель БУРОВ А.Л.,

старший преподаватель ПАВЛОВСКАЯ А.А.

**АВАРИЙНАЯ ПОДПИТКА ПАРОГЕНЕРАТОРОВ АЭС В УСЛОВИЯХ ПОЛНОГО
ЭЛЕКТРООБЕСТОЧИВАНИЯ ЭНЕРГООБЛОКОВ**

Цыганкова С.Д.

Научный руководитель – Пташиц К.П.

**РАЗРАБОТКА РОБОТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УДАЛЕНИЯ ШЛАМА С ДНИЩА
ПАРОГЕНЕРАТОРОВ**

Шах А.С.

Научный руководитель – К.Т.Н., доцент Чиж В.А.

**ПРИМЕНЕНИЕ ТВЕРДООКСИДНЫХ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

Эркабаева Е.О., Швецов И.А.

Научный руководитель – К.Т.Н., доцент Качан С.А.

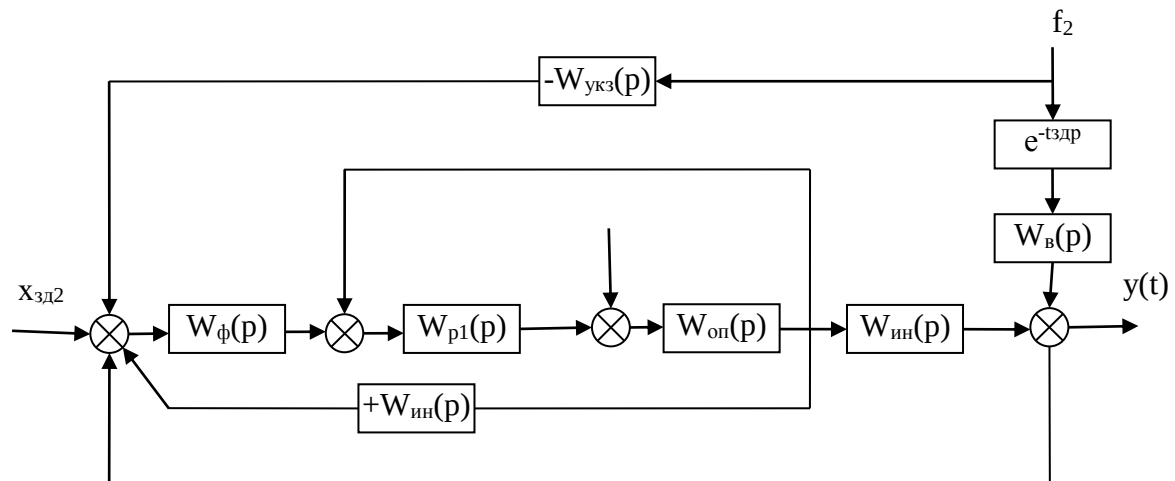


Рисунок 2. Структурная схема моделирования инвариантной САР при плановом изменении нагрузки с дополнительно измеряемым внешним возмущением

Анализ методов оптимизации

Исходные данные для моделирования переходных процессов представлены в таблице 1:

Таблица 1 - Данные для моделирования переходных процессов

Схема	Передаточная функция W(p)	
1	2	
1 Базовая	$W_{p1}(p) = 7,22 \frac{3,72p+1}{3,72p}$	$W_{p2}(p) = 2,5 \frac{10p+1}{10p}$
2 СПО	$W_{p1}(p) = \frac{10p+1}{0,9p}$	---
	$W_{\phi}(p) = 1 \frac{(10p+1)(0,9p+1)}{(0,764p+1)^2}$	$W_{зд2}(p) = \frac{e^{-2p}}{(0,764p+1)^2}$
3 Инвариантная с доп. измерением f2	$W_{p1}(p) = \frac{10p+1}{0,9p}$	$W_{укз}(p) = \frac{10 \cdot 2,584p}{(30p+1)(2p+1)}$
	$W_{\phi}(p) = 1 \frac{(10p+1)(0,9p+1)}{(0,764p+1)^2}$	$W_{зд2}(p) = \frac{e^{-2p}}{(0,764p+1)^2}$
4 Инвариантная без доп. измерения f2	$W_{p1}(p) = \frac{10p+1}{0,9p}$	$W_{укз}(p) = \frac{10 \cdot 2,584p}{(30p+1)(2p+1)}$
	$W_{\phi}(p) = 1 \frac{(10p+1)(0,9p+1)}{(0,764p+1)^2}$	$W_{зд2}(p) = \frac{e^{-2p}}{(0,764p+1)^2}$

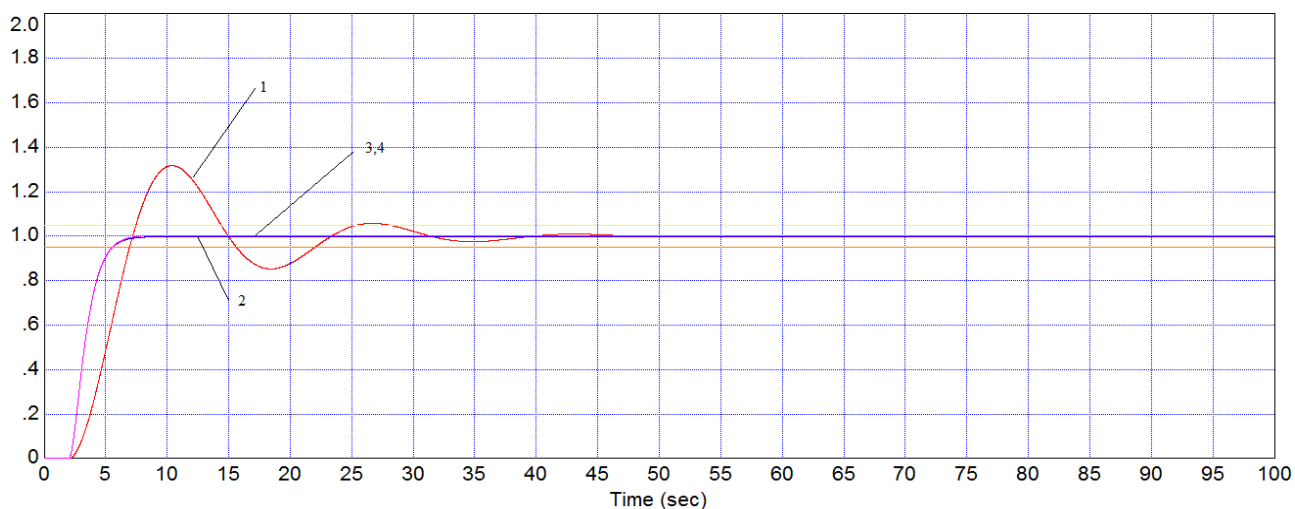


Рисунок 3. График переходного процесса при отработке скачка задания

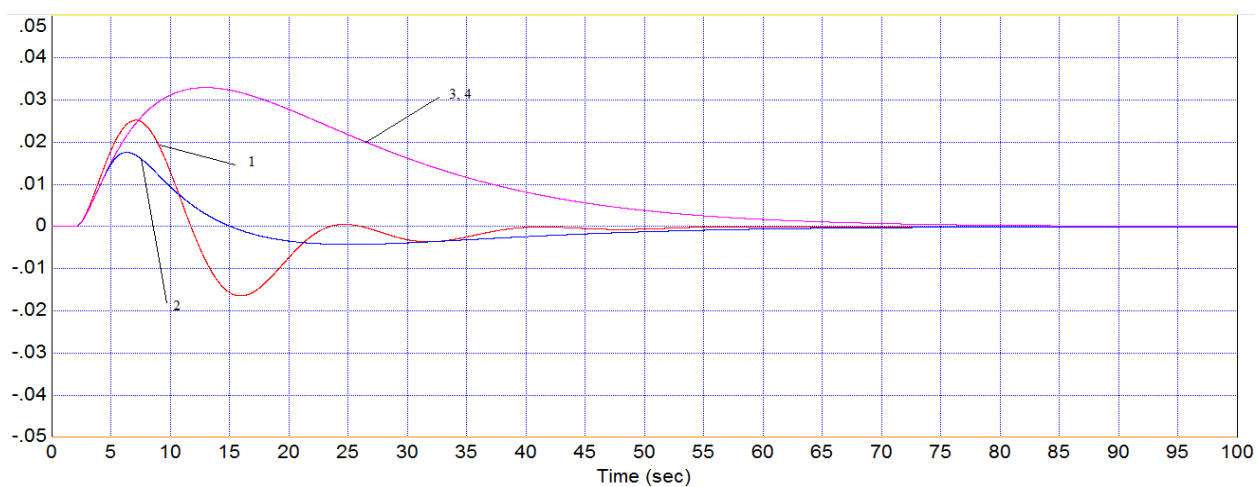


Рисунок 4. График переходного процесса при отработке внутреннего возмущения

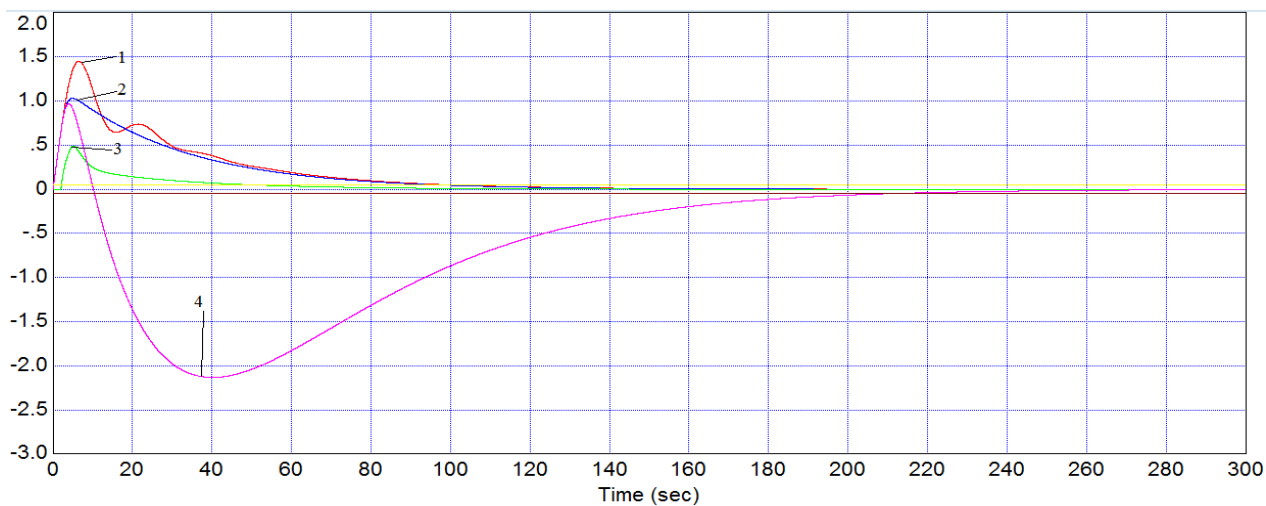
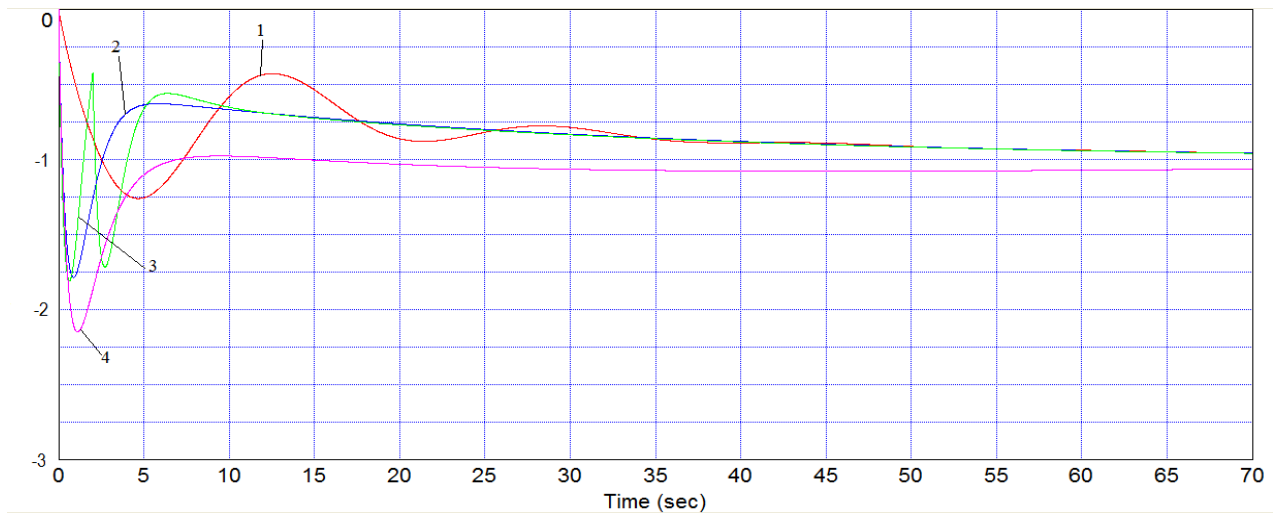


Рисунок 5. График переходного процесса при отработке внешнего возмущения

Рисунок 6. График регулирующего воздействия при отработке f_2

На графиках представлены следующие методы:

- 1- Базовая схема;
- 2- Метод СПО;
- 3- Инвариантная САР при плановом изменении нагрузки с дополнительно измеряемым внешним возмущением;
- 4- Инвариантная САР при плановом изменении нагрузки с косвенным выделением эквивалентного внешнего возмущения.

Таблица 2 – ППК регулирования лучших КСАР

Схема	$x_{зд}$		f_1		f_2		x_p
	t_p, c	$\sigma, \%$	t_p, c	A_1^+	t_p, c	A_1^+	
1	28,8	31,6	0	0,025	100,5	1,45	-1,2
2	5,56	0	0	0,018	97,3	1,03	-1,7
3	5,56	0	0	0,033	50,3	0,49	-1,8
4	5,56	0	0	0,033	209,7	0,97	-2,1

Как видим из графиков и таблицы ППК, лучшие прямые показатели качества регулирования при всех основных воздействиях показала инвариантная САР при плановом изменении нагрузки с дополнительно измеряемым внешним возмущением (схема 3). Время регулирования при отработке крайнего внешнего возмущения уменьшилось в 2 раза по сравнению с базовой. При этом максимальная динамическая ошибка сократилась в 3 раза.

Отработка внутреннего возмущения во всех схемах не выходит за пределы зоны нечувствительности.

При отработке скачка задания время регулирования в схеме 3 в 5,18 раза меньше, чем у базовой. Величина перерегулирования во всех схемах равна 0, кроме базовой ($\sigma_m = 31,6\%$).

Литература

1. Теория автоматического управления теплоэнергетическими процессами: учеб. пособие / Г.Т. Кулаков [и др.]; под ред. Г.Т. Кулакова. – Минск: Вышэйшая школа, 2017. – 238 с.: ил.

УДК 621.187.12

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ХИМИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО РЕЖИМА И КОНТУРА

Войтенкова Д.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Чиж В.А.

Одной из основных задач контроля водно-химического режима является оценка состояния эксплуатируемого теплоэнергетического оборудования в отношении коррозии и образования различного вида отложений, что позволяет судить об эффективности ведения ВХР за предшествующий период.

Для того, чтобы судить о состоянии ВХР на работающем оборудовании, когда возможность «заглянуть внутрь» полностью исключена, остается другой путь наблюдения за протеканием отдельных физико-химических процессов - следить за изменением концентраций тех примесей в рабочей среде, которые могут участвовать в этих процессах.

Химический контроль воды и пара на различных участках контуров ЯЭУ призван характеризовать фактическое состояние водного режима и его соответствие или размеры отклонений от действующих норм.

Для того, чтобы иметь представление о фактическом качестве пара и воды на всех участках контуров ЯЭУ, для которых установлены нормы, необходимо отбирать пробы рабочей среды и систематически выполнять соответствующие анализы. Такой повседневный контроль называют эксплуатационным или текущим химическим контролем [1].

Современная система химико-технологического мониторинга – это интегрированный автоматизированный комплекс, состоящий из следующих технических средств: устройств для отбора проб воды и пара, оборудования, устройств подготовки пробы, приборов автоматического химического контроля (кондуктометров, кондуктометров с предвключенным Н-катионитовым фильтром, рН-метров, анализаторов содержания натрия, анализаторов растворенного кислорода, редокс-метров, анализаторов растворенного водорода, анализаторов кремния), приборов лабораторного химического контроля, приборов теплотехнического контроля, контроллеров, серверов, базового и прикладного программного обеспечения, автоматизированных рабочих мест (АРМ).

Применение систем мониторинга с использованием современных средств контроля показывает, что происходит снижение:

- повреждаемости оборудования и количества аварийных остановов, связанных с ВХР, не менее чем на 50%;
- расхода корректирующих реагентов не менее чем на 30%;
- расхода условного топлива на 0,5%;
- скорости роста отложений на 50%;
- количества нарушений ВХР в 5 – 10 раз [2].

Система химического контроля предназначена для получения оперативной информации о состоянии водно-химического режима контуров ЯЭУ в целях поддержания нормируемых показателей качества теплоносителя и рабочей среды при эксплуатации энергоблока.

Система химического контроля включает:

- систему автоматизированного химического контроля;
- систему лабораторного химического контроля.

Совокупность данных систем АХК, ЛХК и технических параметров средств обеспечения ВХР должна представлять собой информационную модель ВХР контуров ЯЭУ. Сбор, обработку и архивацию данных системы необходимо проводить с использованием современных средств вычислительной техники, устройств связи с объектом контроля, программного обеспечения интерфейса пользователями для работы с базами данных. При этом данные системы АХК должны обрабатываться автоматически с установленной

частотой опроса средств измерения, а данные системы ЛХК должны периодически вноситься в базу данных ВХР.

Содержанием принципиальной схемы химического контроля является следующая информация

- точки отбора проб;
- объем контроля;
- график отбора проб;
- методы анализа отбираемых проб (автоматические и ручные).

Отбор проб из оборудования и систем второго контура осуществляется:

- периодически, для выполнения лабораторного химконтроля;
- непрерывно, для выполнения лабораторного контроля и подачи проб на средства измерения системы непрерывного (автоматического) химического контроля (АХК).

Основы организации лабораторного химического контроля

Система отбора проб предназначена для отбора представительных проб из систем и оборудования второго контура, подготовки проб (снижение давления и температуры), а также для обеспечения свободного слива дренажей из пробоотборных лотков. Пробу называют представительной, когда концентрации определяемых примесей в пробе совпадают со средней их концентрацией в контролируемом объекте.

Техника отбора проб должна по возможности исключать причины, вызывающие нарушение представительности проб. Нарушение представительности пробы может возникнуть в процессе отбора, транспортировки или длительного хранения пробы перед ее обработкой. Для уменьшения влияния на представительность пробы продуктов коррозии конструкционных материалов пробоотборные линии должны быть изготовлены из аустенитной нержавеющей стали.

Пробы воды отбираются из трубопроводов пробоотборными зондами, причем скорости потока в трубопроводе в месте отбора пробы и в устье зонда должны быть равны друг другу при расходе отбираемой среды 14 ± 3 г/с (50 ± 10 кг/ч).

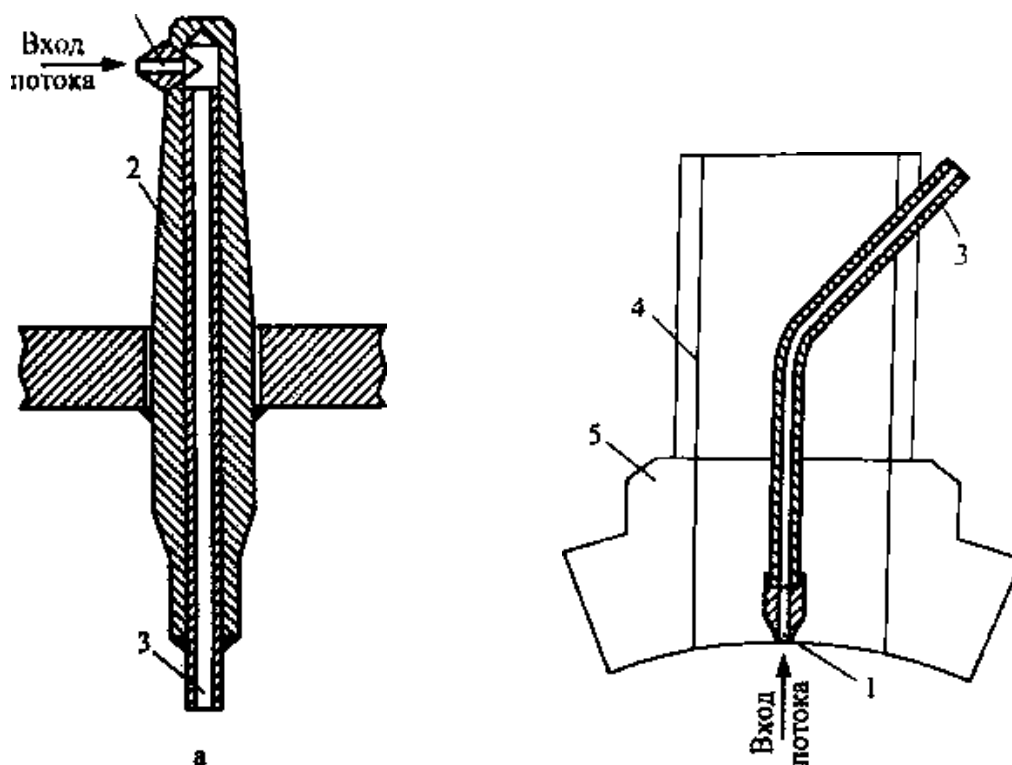


Рисунок 1. Пробоотборные зонды для отбора воды (а) и насыщенного пара (б): 1 - устье зонда; 2 - приварной штуцер; 3 - трубка 10x2 мм из нержавеющей стали; 4 - трубопровод (паропровод); 5 - сепаратор или парогенератор.

Для получения представительных проб насыщенного пара их отбирают на выходе из парогенератора пробоотборными трубами, установленными во входных сечениях обычно средней и крайних паропроводящих труб.

Отобранная проба воды и пара проходит через устройство подготовки пробы, состоящее в общем случае из холодильника и дросселя, предназначенных для снижения температуры и давления.

Основы организации автоматического химического контроля

Для оперативного контроля водно-химического режима АЭС особенно целесообразно использовать автоматические приборы. При этом эффективным является применение не отдельных автоматических приборов, а системы химического контроля, предусматривающей автоматическое проведение всех операций контроля качества теплоносителя.

Подготовленная к анализу проба поступает в датчики автоматических приборов химического контроля. Получаемая с приборов информация, преобразованная в унифицированный сигнал 0,5 мА постоянного тока, подается на вторичные регистрирующие приборы. Сигналы о нарушениях воднохимического режима выводятся на щит химического контроля и блочный щит управления.

Оперативно с помощью автоматических приборов целесообразно контролировать только те показатели качества теплоносителя, нарушение которых может быть оперативно устранено. К таким нарушениям относятся присосы охлаждающей воды в конденсаторы турбин, поступление загрязняющих веществ с добавочной водой, истощение ионообменных фильтров установок обработки воды, появление кислорода в питательной воде, недостаток или избыток корректирующих добавок и т.п.

Для контроля качества рабочей среды и технологических сред вспомогательных систем второго контура нормативным документом предусмотрены минимально необходимый и рекомендуемый объем АХК ВХР второго контура, а также минимально-необходимый объем и периодичность ЛХК ВХР второго контура.

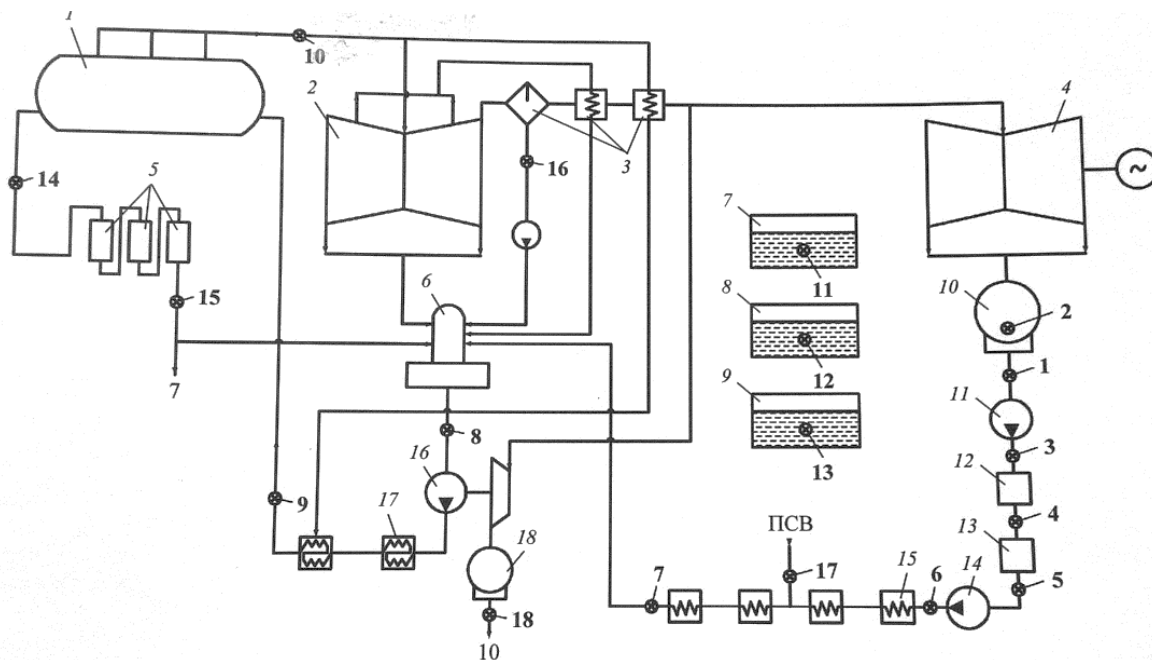


Рисунок 2. Принципиальная схема отбора проб второго контура ЭБ с ВВЭР: 1 – ПГ; 2 – цилиндр высокого давления; 3 – СПП; 4 – цилиндр низкого давления; 5 – фильтры СВО-5; 6 – деаэратор; 7 – дренажные баки; 8 – баки запаса конденсата; 9 – баки запаса ХВО; 10 – главный конденсатор; 11 – КЭН-1; 12 – ЭМФ; 13 – ФСД; 14 – КЭН-2; 15 – ПНД; 16 – ТПН; 17 – ПВД; 18 – конденсатор ТПН

Для контроля качества рабочей среды второго контура предусмотрены следующие точки отбора проб:

- точка 1 – всасывающий коллектор конденсатных насосов первой ступени;
- точка 2 – главный конденсатор;
- точка 3 – напорный коллектор конденсатных насосов первой ступени;
- точка 4 – после ЭМФ блочной обессоливающей установки для контроля его работоспособности;
- точка 5 – после ФСД блочной обессоливающей установки для контроля их работоспособности;
- точка 6 – напорный коллектор конденсатных насосов второй ступени;
- точка 7 – после подогревателей низкого давления;
- точка 8 – после деаэратора;
- точка 9 – после подогревателей высокого давления;
- точка 10 – свежий пар после парогенераторов;
- точка 11 – дренажные баки машзала;
- точка 12 – баки запаса конденсата;
- точка 13 – баки аварийного запаса химически обессоленной воды системы аварийной питательной воды парогенераторов;
- точка 14 – коллектор продувки парогенераторов
- точка 15 – после фильтров системы очистки продувочной воды парогенераторов (СВО-5) для контроля их работоспособности;
- точка 16 – сепарат после СПП;
- точка 17 – конденсат подогревателей сетевой воды системы теплофикации;
- точка 18 – конденсат из конденсаторов турбопитательных насосов [1].

За последние годы все большие изменения претерпевают устройства подготовки пробы – идет непрерывный процесс их усовершенствования современные УПП обеспечивают параметры контролируемой среды на выходе в соответствии с техническими требованиями к применяемым анализаторам, расход пробы в них составляет не менее 60 л/ч. В УПП реализован отбор пробы для ручного анализа, предусмотрены сигнализация отклонения параметров среды (температуры и давления) за пределы заданного диапазона, а также аварийное отключение подачи пробы к анализаторам. Несмотря на соблюдение большинства требований, предъявляемых к современным устройствам подготовки пробы, проблема их выбора остается в связи с отсутствием простых и надежных в эксплуатации и обслуживании приборов. Сегодня все чаще эксплуатируются УПП настенного исполнения, одностороннего обслуживания. Именно такие УПП могут быть установлены без конструктивных осложнений на стойках одностороннего обслуживания и могут успешно использоваться для создания систем мониторинга.

Современные системы мониторинга функционируют в любых режимах работы основного энергетического оборудования, однако при пусковых и переходных режимах возникают определенные проблемы, влияющие на работу технических средств, к которым можно отнести следующие:

- занос анализаторов, следовательно, искажение результатов измерений;
- засорение механических фильтров, установленных на УПП, и, как следствие, снижение общего расхода пробы на УПП;
- отсутствие пробы на лабораторный химический контроль из-за снижения общего расхода пробы на УПП.

Система химико-технологического мониторинга в переходных и пусковых режимах должна работать при повышенном внимании со стороны обслуживающего персонала, только в этом случае система будет выполнять свои функции в полном объеме [2].

Качество рабочих сред второго контура характеризуется следующими показателями:

- величина удельной электропроводимости Н-катионированной пробы (УЭПн) и удельной электропроводимости без Н-катионирования (УЭП), мкСм/см;

- величина pH;
- массовая концентрация гидразина, мкг/дм^3 ;
- массовая концентрация аммиака, мкг/дм^3 ;
- массовая концентрация растворенного в воде кислорода, мкг/дм^3 ;
- массовая концентрация хлорид-ионов, мкг/дм^3 ;
- массовая концентрация сульфат-ионов, мкг/дм^3 ;
- массовая концентрация углекислоты, мкг/дм^3 ;
- массовая концентрация натрия, мкг/дм^3 ;
- массовая концентрация меди, мкг/дм^3 ;
- массовая концентрация железа, мкг/дм^3 ;
- массовая концентрация ацетат-ионов, мкг/дм^3 ;
- массовая концентрация формиат-ионов, мкг/дм^3 ;
- массовая концентрация этаноламина (ЭТА), мг/дм^3 ;
- массовая концентрация нефтепродуктов, мкг/дм^3 ;
- величина прозрачности, % [1].

Необходимо подчеркнуть важность проводимых работ по оснащению электростанций полнофункциональными интегрированными в АСУ ТП системами мониторинга и дальнейшего прикладного развития этих систем. Современные технические средства, используемые в СХТМ, позволяют поддерживать качество водно-химического режима на заданном уровне и повышают надежность работы основного и вспомогательного оборудования с учетом представительности пробы, точности и достоверности измерений. Только современная система мониторинга сможет обеспечить ведение качественного ВХР, поэтому необходимо активно продолжать работу по реализации программ, направленных на модернизацию и создание ВХР [2].

Литература

1. Воронов В.Н. Химико-технологические режимы АЭС с водо-водяными энергетическими реакторами: учебное пособие для вузов / В.Н. Воронов, Б.М. Ларин, В.А. Сенина. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 390 с.
2. Егошина О.В., Воронов В.Н., Назаренко М.П. Современное состояние систем химико-технологического мониторинга на тепловых станциях на основе опыта МЭИ и НПЦ «Элемент» // Теплоэнергетика. – 2014. - №3. – С. 39-45.

УДК 621.165

РЕКОНСТРУКЦИЯ ДЕТАЛЕЙ И УЗЛОВ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ПАРОВЫХ ТУРБИН ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ИХ НАДЕЖНОСТИ

Гуща А.Ю.

Научный руководитель – старший преподаватель Пантелей Н.В.

Статистические данные по надежности более 200 теплофикационных турбин мощностью от 100 до 250 МВт производства ЗАО УТЗ выявили наиболее характерные дефекты этих турбин, явившиеся причиной их отказов. К таким относятся:

1. Повышенные протечки масла через уплотнения, по разъемам подшипников, через уплотнительные втулки, а также протечки в системе подачи масла к уплотнениям вала генератора; основная причина- увеличенные (по сравнению с нормативными) значения зазоров по масляным уплотнениям подшипников;

2. Затрудненные тепловые расширения турбин из-за повышенных (нерасчетных) сил трения на поверхностях сопряжения: «подошва корпуса подшипника-фундаментная рама» и «корпус подшипника-продольная шпонка».

1. Для предотвращения протечек масла вдоль вала турбины были применены фторсодержащие ПАВ на основе эпилама для придания поверхности вала олеофобных свойств. Известно [2], что протечки масла в значительной степени обусловлены его способностью растекаться по твердым поверхностям. Был подобран такой состав ПАВ, который обладает свойствами модифицировать металлические поверхности вала и уменьшать адгезию к ним масла.

Благодаря обработке вала в зоне масляных уплотнений выбранной композицией ПАВ на основе эпилама поверхностные свойства металла изменяются таким образом, что создававшаяся ранее на нем стойкая масляная пленка преобразуется теперь в отдельные капли, которые под действием центробежной силы отрываются от поверхности в зону уплотнений, не вытекая за пределы подшипника.

В периоды ремонтов и кратковременных остановов турбин, предпринятых в процессе эксплуатации в целях устранения протечек, указанным составом были обработаны ротора. Было установлено, что основным фактором, влияющим на эффективность и срок эксплуатации покрытия, являются качество подготовки поверхности и условия сушки после нанесения. При качественном нанесении покрытия удастся устранить протечки масла вдоль вала даже при значительных зазорах в масляных уплотнениях.

2. Результаты исследований, направленные на повышение надежности системы тепловых расширений, с учетом данных [6] показали, что основными причинами затрудненных тепловых расширений паровых турбин являются повышенные (нерасчетные) силы трения на поверхностях сопряжения: «подошва корпуса подшипника- фундаментная рама» и «корпус подшипника-продольная шпонка», возникающие главным образом из-за загрязнения поверхностей и коррозионных процессов.

Анализ работы систем тепловых расширений турбин в межремонтный период показал, что реализация мероприятий по ревизии и очистке поверхностей скольжения корпусов подшипников, дает лишь временный результат.

Согласно исследованиям [3], оптимальным решением является применение в паре трения материалов, сохраняющих свои триботехнические свойства в течение длительного времени, например, композиционных. Из предложенных в [6] материалов наилучшие результаты показала металлофторопластовая лента (МФЛ), которую целесообразно использовать на эксплуатирующихся турбинах, когда нужно сохранить имеющиеся центровки валопровода. Недостаток металлофторопласта- необходимость защищать его от загрязнений; кроме того, МФЛ толщиной 0,65 мм, использование которой позволяет сохранить имеющиеся центровки, в настоящее время не производится. Для новых турбин и в тех случаях, когда по условиям ремонта для восстановления линии вала требуется

значительное изменение высотного положения вкладыша, применение металлофторопластовой ленты нецелесообразно.

Значительно большее влияние на процесс тепловых перемещений корпусов подшипников оказывают нерасчетные силы трения в паре «корпус подшипника- продольная шпонка», которые возникают в результате заклинивания и закусывания корпуса подшипника на продольных шпонках под воздействием усилий, разворачивающих его в горизонтально плоскости. Установлено, что главными причинами возникновения разворачивающих усилий являются неравномерные перемещения лап в продольном направлении, заклинивания одной из лап в поперечных шпонках, а также усилия, передаваемые на корпус подшипника со стороны цилиндров турбины через вертикальные шпонки.

Исследования работы узла «поперечная шпонка-паз» показали следующее:

- взаимные угловые перемещения лап цилиндров и «крыльев» корпусов подшипников существенно превышают значения, при которых даже в ромбовидных поперечных шпонках при максимально разрешенных зазорах происходит заклинивание с последующим пластическим деформированием элементов сочленения;

- деформирование лап турбин определяется в основном температурным состоянием цилиндров;

- деформирование «крыльев» корпусов подшипников, на которые опираются лапы цилиндров, обуславливается главным образом силовыми факторами;

Для исключения влияния неравномерных перемещения лап и заклинивания лап на поперечных шпонках наиболее эффективно применение устройств сочленения цилиндров и корпусов подшипников, исключающих лапы цилиндров из схемы передачи усилий и передающих усилия строго вдоль оси турбины. Опыт реализации мероприятий по реконструкции систем тепловых расширений показал, что в полном объеме такая конструкция может быть применена только при новом проектировании, но некоторые ее элементы могут быть использованы в условиях эксплуатации. Так, например, при выполнении мероприятий по нормализации тепловых расширений и вибрационного состояния турбины Т-250/300-23,5 была организована в плоскости вертикальной симметрии турбоагрегата сцепным устройством серьевого типа, установленным в районе вертикальной шпонки (рисунок 1). Подобное решение позволило не только исключить влияние тепловых перекосов цилиндров на усилия на продольной шпонке, но и уменьшить значение момента, вызывающего закрутку ригеля. Также установлено, что «перенос» точки приложения осевых усилий к корпусам подшипников является целесообразным, но требует выполнения большого объема дополнительных работ (демонтажа цилиндров и корпусов подшипников, установки сцепных устройств).

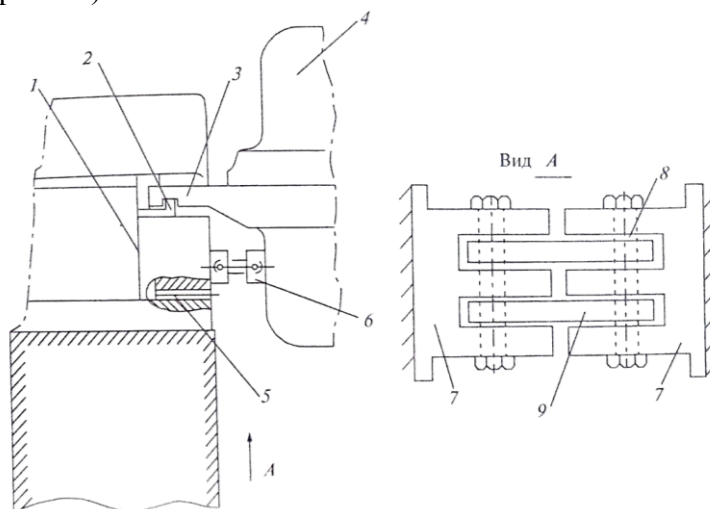


Рисунок 1. Сцепное устройство серьевого типа.

1- опора под лапу; 2- поперечная шпонка; 3- лапа цилиндра; 4- корпус цилиндра; 5- продольные шпонки; 6- поперечная шпонка; 7- вильчатый хвостовик; 8- штифт; 9-серьга.

По результатам проведенных исследований было установлено, что для повышения надежности работы системы тепловых расширений требуется комплексный подход:

- применение композиционных материалов на подошве корпусов подшипников обеспечивает снижение сил трения на поверхностях скольжения в течение длительного времени, но приводит к увеличению влияния на работу систем тепловых расширений усилий от присоединенных трубопроводов отбора пара;

- изменение зазоров на поперечных шпонках также приводит к повышению влияния на работу систем тепловых расширений усилий от присоединенных трубопроводов отбора пара.

Таким образом, проведенные исследования позволяют сделать следующие выводы: реализация представленных разработок способствовала повышению надежности наиболее повреждаемых узлов теплофикационных турбин ЗАО УТЗ в условиях эксплуатации; назрела необходимость изменения ряда технических решений по этим узлам для вновь проектируемых агрегатов.

Литература

1. Баринберг Г.Д., Бродов Ю.М. и др. Паровые турбины и турбоустановки Уральского турбинного завода. Екатеринбург, 2010.
2. Казанский В.Н., Языков А.Е., Беликова Н.З. Подшипники и системы смазывания паровых турбин. Челябинск: Цицеро, 2004.
3. Комплексный подход к нормализации тепловых расширений турбины/ В.В. Ермолаев, А.Ю. Сосновский, А.И. Шкляр и др.// Электрические станции. 2002. №5. С. 26-31.
4. РД 34.30.506-90. Методические указания по нормализации тепловых расширений цилиндров паровых турбин тепловых электростанций. М.,1991.
5. Мурманский Б.Е., Бродов Ю.М. Реконструкция деталей и узлов теплофикационных паровых турбин для повышения их надежности / Б.Е. Мурманский, Ю.М. Бродов, В.Б. Новоселов, А.Ю. Сосновский, Ю.А. Сахнин // Теплоэнергетика. – 2012. – №12. – С. 50-55.
6. Полевой С.Н., Евдокимов В.Д. Упрочнение металлов: справочник. М.: Машиностроение, 1986.

УДК 629.039.58

ПРИМЕНЕНИЕ ПАССИВНЫХ СИСТЕМ БЕЗОПАСНОСТИ

Дюхов Д.И.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Седнин А.В.

В современных проектах АЭС с реакторами нового поколения предусматриваются системы и специальные технические средства, обеспечивающие высокие уровни безопасности не только при проектных авариях, но и при запроектных с тяжелыми последствиями и вероятностью выхода радиоактивности в окружающую среду. Тяжелые аварии имеют очень малую вероятность возникновения. Но, поскольку, как считают специалисты атомной отрасли, безопасности много не бывает, при проектировании современных АЭС разрабатываются специальные меры по управлению такими авариями и по смягчению их последствий. Положения современной концепции безопасности АЭС отражены в документах МАГАТЭ и предусматриваются к реализации национальными нормативно-законодательными и нормативно-техническими документами.

Для управления авариями, включая запроектные аварии (ЗПА) с тяжелым повреждением активной зоны, в проекте АЭС-2006 предусмотрены специальные технические средства, пассивные и активные системы безопасности, в том числе:

- система пассивного отвода тепла от защитной оболочки;
- система пассивного отвода тепла через парогенераторы;
- баки аварийного отвода тепла; система аварийной подпитки баков аварийного отвода тепла; системы контроля и удаления водорода;
- устройство локализации расплава (ловушка расплава);
- система химического связывания летучих форм йода;
- система аварийного электроснабжения при ЗПА;
- система аварийного использования воды из шахты ревизии внутрикорпусных устройств;
- внутренняя и наружная защитные оболочки здания реактора и др.

Система пассивного отвода тепла от защитной оболочки относится к техническим средствам преодоления запроектных аварий и предназначена для длительного (автономный режим – не менее 24 ч) отвода тепла от защитной оболочки. Система обеспечивает снижение и поддержание в заданных проектом пределах давления внутри защитной оболочки и отвод к конечному поглотителю тепла, выделяющегося под защитную оболочку при запроектных авариях, включая аварии с тяжелым повреждением активной зоны.

Система пассивного отвода тепла через парогенераторы предназначена для длительного отвода остаточного тепла активной зоны конечному поглотителю при запроектных авариях через второй контур. Система дублирует соответствующую активную 2 систему отвода тепла к конечному поглотителю в случае невозможности выполнения ею проектных функций.

Системы контроля и удаления водорода из защитной оболочки обеспечивает: при проектных авариях – поддержание в помещениях под защитной оболочкой концентраций водорода в смеси с водяным паром и воздухом ниже концентрационных пределов распространения пламени в расчетном диапазоне изменения параметров среды; при запроектных авариях – поддержание концентрации водорода на уровнях, исключающих детонацию и развитие быстрого горения в больших объемах (соизмеримых с размерами основных отсеков контейнмента). В состав оборудования системы удаления водорода входит комплект пассивных автокаталитических рекомбинаторов водорода.

Система аварийного использования воды из шахты ревизии внутрикорпусных устройств (ВКУ) предназначена: для подачи борированной воды из шахты ревизии ВКУ в устройство локализации расплава при запроектных авариях, связанных с плавлением активной зоны реактора и выходом расплава за пределы корпуса реактора; для подачи в

баки-приямки защитной оболочки раствора щелочи NaOH с целью снижения скорости образования летучих форм йода внутри защитной оболочки.

Система аварийного электроснабжения при ЗПА осуществляется от дополнительного канала электроснабжения, имеющего аккумуляторные батареи, рассчитанные на 72 ч разряда в режиме ЗПА при полном обесточивании; кроме того, в проекте предусмотрена возможность подключения передвижного дизель – генератора.

Устройство локализации расплава (ловушка расплава) обеспечивает удержание и охлаждение жидких и твердых фрагментов разрушенной активной зоны, частей корпуса реактора и внутрикорпусных устройств в границах контейнмента в контролируемом состоянии в течение времени, требуемого для принятия адекватных мер по управлению аварией, и выполняет следующие основные функции: прием и размещение в своем объеме жидких и твердых компонентов расплава, фрагментов активной зоны и конструктивных материалов реактора; передачу тепла от расплава охлаждающей воде; удержание днища корпуса реактора при его отрыве; предотвращение выхода расплава за пределы установленных в проекте границ локализации; обеспечение подкритичности расплава; 3 обеспечение подачи охлаждающей воды и отвод пара; обеспечение минимального выброса радиоактивных веществ в герметичную оболочку; минимизацию выброса водорода с целью исключения возможности образования взрывоопасных концентраций; неперевышение максимальных допустимых напряжений в конструкциях бетонной шахты помещения ловушки расплава при воздействии со стороны расплава; на этапе продолжительного охлаждения расплава обеспечивает защиту против разрушения опорных конструкций реактора и сухой защиты.

УДК 65-2

ОПТИМИЗАЦИЯ САР ПРОЦЕССА ГОРЕНИЯ С КОРРЕКЦИЕЙ ПО СО

Жаврид А.В.

Научные руководители – к.э.н., доцент Кравченко В.В., д.т.н., профессор Кулаков Г.Т.

За основу возьмем каскадную САР с ПИ-законом регулирования [1]:

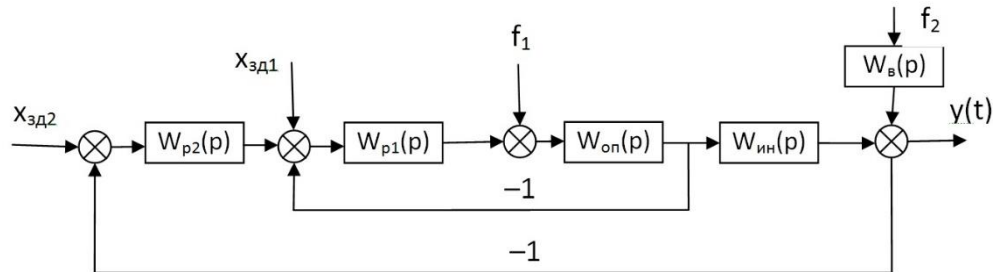


Рисунок 1. Схема КСАР

Расчет параметров оптимальной динамической настройки типовой КСАР по методам БНТУ.

Стабилизирующий регулятор направлен на оптимальную отработку внутреннего возмущения f_1 , поэтому расчет выполняется по МЧК, по передаточной функции опережающего участка объекта регулирования $W_{оп}(p)$ [2]:

$$T = \frac{T_{оп}}{\sigma_{оп}} = \frac{15}{1,5} = 10;$$

Относительный коэффициент передачи регулятора:

$$K = K_{р1} \cdot K_{оп} = 0,7395T(1 + \frac{1}{T})^2 - 1 = 7,948;$$

$$K_{р1} = \frac{K}{K_{оп}} = \frac{7,948}{1,0} = 7,948;$$

Относительное время интегрирование:

$$I = \frac{T_{и1}}{\sigma_{оп}} = \frac{6,36K}{T(1 + 1/T)^3} = \frac{6,36 \cdot 7,948}{13,31} = 3,798;$$

$$T_{и1} = I \cdot \sigma_{оп} = 3,798 \cdot 0,5 = 1,9 \text{ с};$$

$$W_{р1}(p) = \frac{K_{р1}(T_{и1}p + 1)}{T_{и1}p} = \frac{7,95 \cdot (1,9p + 1)}{1,9p}$$

Корректирующий регулятор направлен на оптимальную отработку крайнего внешнего возмущения f_2 , поэтому расчет выполняется по МПК в ЧВ с различным коэффициентом демпфирования по передаточной функции инерционного участка объекта регулирования $W_{ин}(p)$ [2]:

$$\varepsilon = \frac{1}{\sqrt{2}}; K_{p2} = \frac{T_k}{2\kappa_{ин} \tau_y} = \frac{15}{2 \cdot 1,0 \cdot 3} = 2,5;$$

$$\varepsilon = 1; K_{p2} = \frac{T_k}{4\kappa_{ин} \tau_y} = \frac{15}{4 \cdot 1,0 \cdot 3} = 1,25;$$

$$T_{и2} = T_k = 15с;$$

$$\xi = \frac{1}{\sqrt{2}}; W_{p2}(p) = \frac{K_{p2}(T_{и2}p+1)}{T_{и2}p} = \frac{2,5(15p+1)}{15p}$$

$$\xi = 1; W_{p2}(p) = \frac{K_{p2}(T_{и2}p+1)}{T_{и2}p} = \frac{1,25(15p+1)}{15p}$$

Расчет структурно-параметрической оптимизации КСАР [3].

Стабилизирующий регулятор: $W_p(p) = (W_{оп}(p))^{-1} W_{зд}^{pc}(p)$, для $n=1$

$$W_{p1}(p) = \frac{W_{зд2}(p)}{W_{оп}^*(p)} \cdot \frac{1}{1-W_{зд1}(p)} = \frac{T_{оп}p+1}{K_{оп}} \cdot \frac{1}{T_{зд1}p} = \frac{5,5p+1}{T_{зд1}p}$$

содержит в себе критерий оптимальности $W_{зд1}(p) = \frac{1}{T_{зд1}p+1}$, где $T_{зд1}$ выбираем из условия относительной максимальной величины $\bar{x}_p^M = 1,618$.

$$W_p^{opt}(p) = (W_{оп}^*)^{-1} \cdot \frac{W_{зд}^{zc}}{1-W_{зд}^{zc}},$$

$$W_p^{opt}(p) = \frac{W_{зд}^{zc}}{W_{оп}^*} \cdot \frac{1}{1-W_{зд}^{zc}} = \frac{(T_{оп}^*p+1)}{K_{оп}(T_{зд}p+1)} \cdot \frac{1}{1-W_{зд}^{zc}},$$

$$W_{\phi}(p) = \frac{(T_{оп}^*p+1)}{K_{оп}(T_{зд1}p+1)},$$

Раскрываем скобки и пренебрегаем вторыми производными, получаем:

$$\bar{x}_p^{max} = 1,618 = \frac{T_{оп}^*}{K_{оп}T_{зд1}},$$

$$T_{зд1} = \frac{T_{оп}^*}{K_{оп}\bar{x}_p^{max}} = \frac{5,5}{1 \cdot 1,618} = 3,4с.$$

Корректирующий регулятор с учетом динамики внутреннего контура.

$$W_{p2}(p) = (W_1(p)W_{зд1}(p))^{-1} W_{зд}^{pc}(p), \text{ для } n=3$$

$$W_{p2}(p) = \frac{(10p+1)(5p+1)(T_{зд1}p+1)}{(T_{зд2}p+1)^3} \cdot \frac{1}{1-W_{зд2}^0(p)e^{-2p}},$$

где $T_{зд2}$ выбираем из условия относительной максимальной величины $\bar{x}_p^M = 1,618$.

$$W_p^{\text{opt}}(p) = (W_1)^{-1} \cdot \frac{W_{3д}^{\text{зс}}}{1 - W_{3д}^{\text{зс}}},$$

$$W_p^{\text{opt}}(p) = \frac{W_{3д}^{\text{зс}}}{W_1} \cdot \frac{1}{1 - W_{3д}^{\text{зс}}} = \frac{(10p+1)(5p+1)(T_{3д1}p+1)}{(T_{3д2}p+1)^3} \cdot \frac{1}{1 - W_{3д}^{\text{зс}}},$$

$$W_\phi(p) = \frac{(10p+1)(5p+1)(T_{3д1}p+1)}{(T_{3д2}p+1)^3}.$$

Раскрываем скобки и пренебрегаем третьими и вторыми производными, получаем:

$$\bar{x}_p^{\text{max}} = 1,618 = \sqrt[3]{\frac{(10+5+3,4)}{T_{3д2}}},$$

$$T_{3д2} = \sqrt[3]{\frac{(10+5+3,4)}{\bar{x}_p^{\text{max}}}} = \sqrt[3]{\frac{18,4}{1,618}} = 2,3с.$$

В САР с такими регулируемыми устройствами качество регулирования можно изменять, изменяя величину $T_{3д1}$ и $T_{3д2}$, пользуясь ПЗС, изменяя условия относительной максимальной величины $\bar{x}_p^{\text{м}}$. С помощью изменения величин указанных показателей можно добиться уменьшения времени полного регулирования в переходных процессах или увеличить его, подбирая оптимальный для работы системы.

Т.к. СПО КСАР с выбранными параметрами имеет лучшие показатели для отработки всех возможных возмущений. Модифицированная схема имеет более сложную структуру, что вызывает сложности при работе с аналоговым оборудованием, но не представляет собой проблемы, если настройка и работа производится на микропроцессорном оборудовании.

Расчет инвариантной КСАР [3].

Стабилизирующий регулятор: $W_p(p) = (W_{\text{оп}}(p))^{-1} W_{3д}^{\text{рс}}(p)$, для $n=1$

$$W_{p1}(p) = \frac{W_{3д2}(p)}{W_{\text{оп}}^*(p)} \cdot \frac{1}{1 - W_{3д1}(p)} = \frac{T_{\text{оп}}p+1}{K_{\text{оп}}} \cdot \frac{1}{T_{3д1}p} = \frac{5,5p+1}{T_{3д1}p}$$

где $T_{3д1}$ выбираем из условия относительной максимальной величины $\bar{x}_p^{\text{max}} = 1,618$.

$$W_p^{\text{opt}}(p) = (W_{\text{оп}}^*)^{-1} \cdot \frac{W_{3д}^{\text{зс}}}{1 - W_{3д}^{\text{зс}}},$$

$$W_p^{\text{opt}}(p) = \frac{W_{3д}^{\text{зс}}}{W_{\text{оп}}^*} \cdot \frac{1}{1 - W_{3д}^{\text{зс}}} = \frac{(T_{\text{оп}}^*p+1)}{K_{\text{оп}}(T_{3д}p+1)} \cdot \frac{1}{1 - W_{3д}^{\text{зс}}},$$

$$W_\phi(p) = \frac{(T_{\text{оп}}^*p+1)}{K_{\text{оп}}(T_{3д1}p+1)}.$$

Раскрываем скобки и пренебрегаем третьими и вторыми производными, получаем:

$$\bar{x}_p^{max} = 1,618 = \frac{T_{оп}^*}{K_{оп} T_{зд1}},$$

$$T_{зд1} = \frac{T_{оп}^*}{K_{оп} \bar{x}_p^{max}} = \frac{5,5}{1 \cdot 1,618} = 3,4 \text{ с},$$

$$W_{p1}(p) = \frac{W_{зд2}(p)}{W_{оп}^*(p)} \cdot \frac{1}{1 - W_{зд1}(p)} = \frac{T_{оп} p + 1}{K_{оп}} \cdot \frac{1}{T_{зд1} p} = \frac{5,5 p + 1}{T_{зд1} p}$$

Корректирующий регулятор с учетом динамики внутреннего контура.

$$W_{p2}(p) = (W_1(p) W_{зд1}(p))^{-1} W_{зд}^{pc}(p)$$

$$W_{p2}(p) = \frac{(10p+1)(5p+1)(T_{зд1}p+1)}{(T_{зд2}p+1)^3} \cdot \frac{1}{1 - W_{зд2}^o(p) e^{-2p}}$$

где $T_{зд2}$ выбираем из условия относительной максимальной величины $\bar{x}_p^M = 1,618$.

$$W_p^{opt}(p) = (W_1)^{-1} \cdot \frac{W_{зд}^{zc}}{1 - W_{зд}^{zc}},$$

$$W_p^{opt}(p) = \frac{W_{зд}^{zc}}{W_1} \cdot \frac{1}{1 - W_{зд}^{zc}} = \frac{(10p+1)(5p+1)(T_{зд1}p+1)}{(T_{зд2}p+1)^3} \cdot \frac{1}{1 - W_{зд}^{zc}},$$

$$W_\phi(p) = \frac{(10p+1)(5p+1)(T_{зд1}p+1)}{(T_{зд2}p+1)^3}.$$

Раскрываем скобки и пренебрегаем третьими и вторыми производными, получаем:

$$\bar{x}_p^{max} = 1,618 = \sqrt[3]{\frac{(10+5+3,4)}{T_{зд2}}},$$

$$T_{зд2} = \sqrt[3]{\frac{(10+5+3,4)}{\bar{x}_p^{max}}} = \sqrt[3]{\frac{18,4}{1,618}} = 2,3 \text{ с}.$$

$$W_1^M(p) = \frac{K_{ин} e^{-\tau_y p}}{(T_{ин} p + 1)(\sigma_{ин} p + 1)} = \frac{1 e^{-2p}}{(10p+1)(5p+1)}$$

Условие инвариантности:

$$W_{ук}^{f2}(p) W_{зд2}(p) = 1 - W_{зд2}(p)$$

$$W_{ук}^{f2}(p) = \frac{1 - W_{зд2}(p)}{W_{зд2}(p)} = \frac{3T_{зд2} \left(\frac{T_{зд2}^2}{3} p^2 + T_{зд2} p + 1 \right)}{(T_{зд2} p + 1)}$$

Принимаем $T_{зд3} = T_{зд2}$, пренебрегаем третьей производной в знаменателе и второй производной в числителе, то $W_{ук}^{f2}(p) = \frac{3T_{зд2}p}{T_{зд2}p + 1}$

Сравнение типовой КСАР, настроенная по методике БНТУ с СПО и инвариантной КСАР:

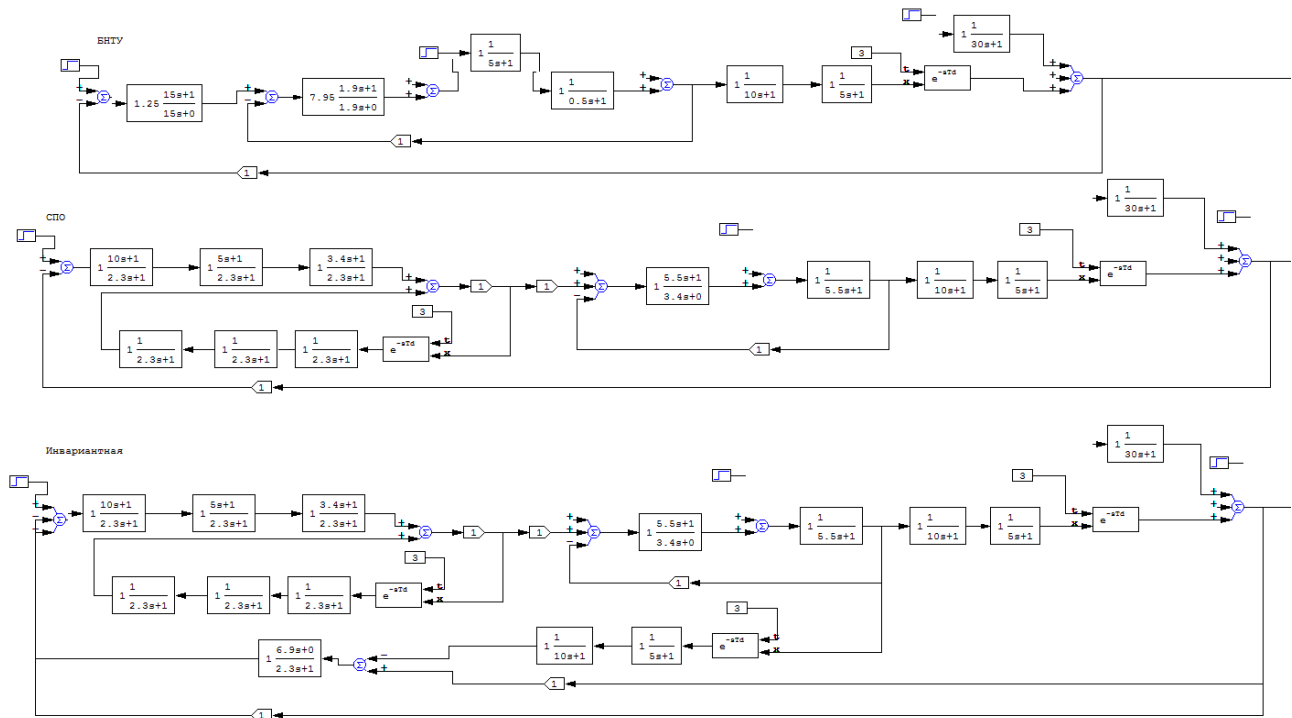


Рисунок 2. Структурные схемы

Построение переходных процессов при различных входных воздействиях:

- 1 – типовая САР настроенная по методике БНТУ;
- 2 – СПО КСАР для анализатора CO ;
- 3 – Инвариантная САР для анализатора CO ;

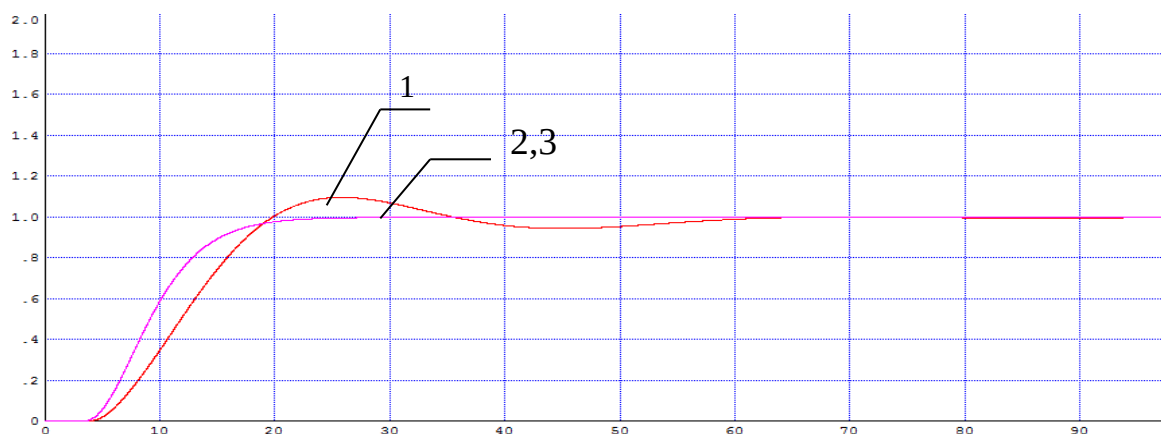


Рисунок 3. Отработка скачка задания

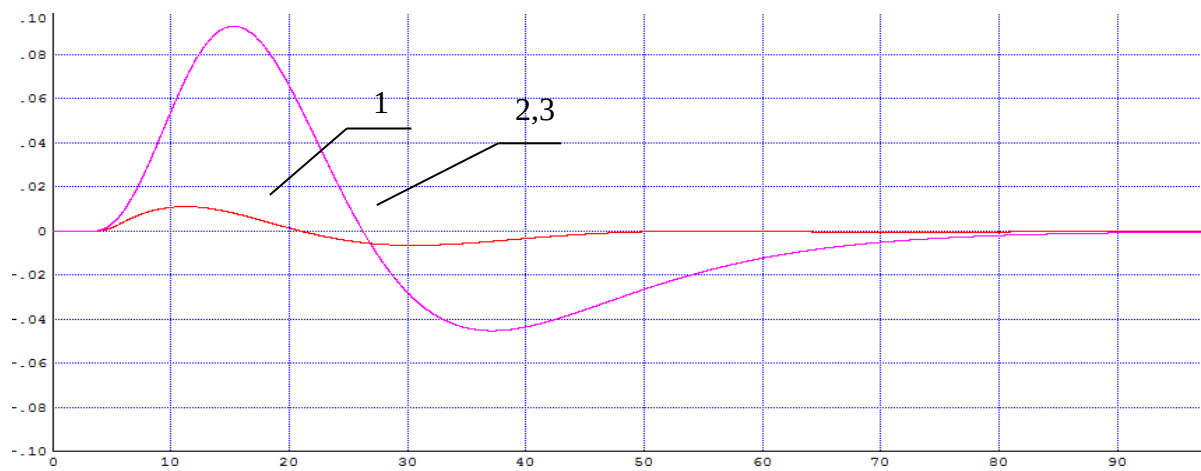


Рисунок 4. Отработка внутреннего возмущения

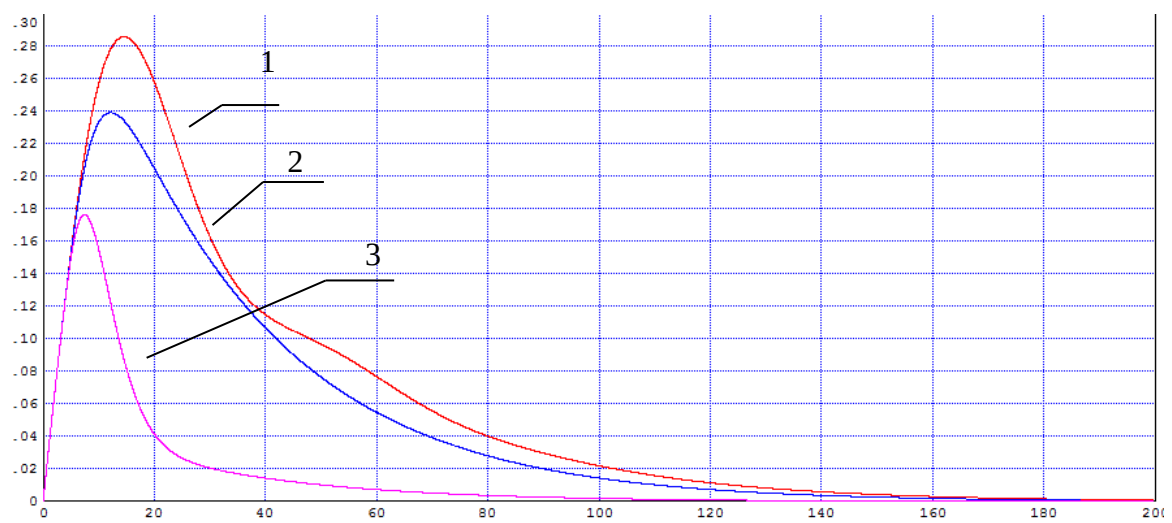


Рисунок 5. Отработка крайнего внешнего возмущения

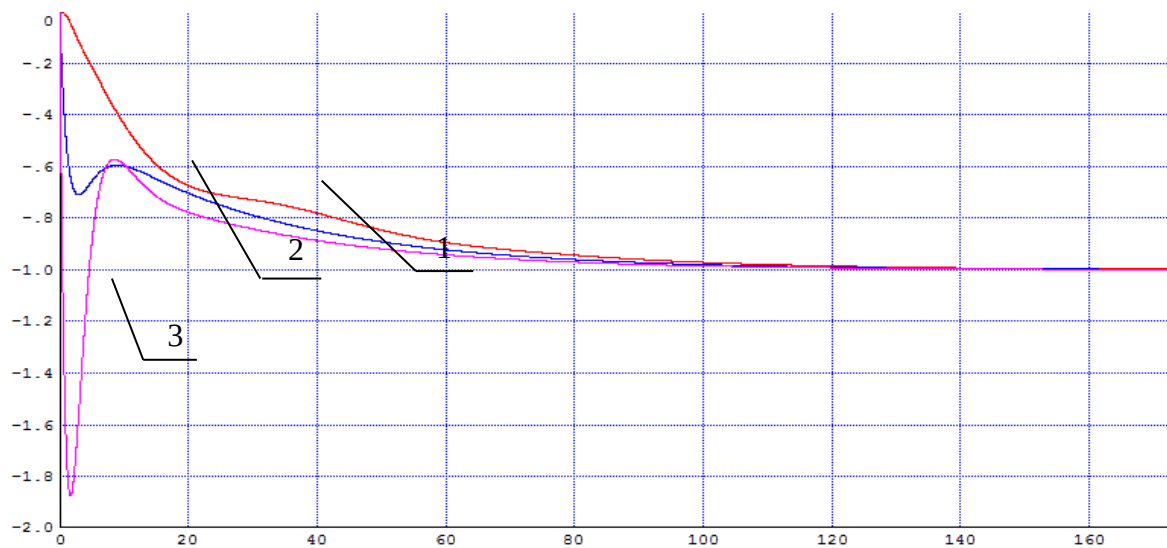


Рисунок 6. Регулирующее воздействие

Таблица 1 – Основные ППК

Методика \ Параметр	$X_{зд}$		f_1		f_2		X_p
	tp, с	σ , %	tp, с	A_1^+	tp, с	A_1^+	
Типовая КСАР, рассчитанная по методам БНТУ	65	20,9	50	0,011	137,9	2,291	-1
Структурно-параметрическая оптимизация КСАР	23	0	90	0,092	154	0,24	-1
Инвариантная САР	23	0	90	0,092	110	0,175	-1,88

На графиках видно, что применение инвариантности дает положительный эффект как для отработки скачка задания (почти исчезает перерегулирование, полное время регулирования уменьшается с 65 с до 23 с), так и для внешнего воздействия (в инвариантной КСАР на 2,116 уменьшается амплитуда перерегулирования, на 27,9 с уменьшается время полного регулирования); применение СПО дает положительный эффект как для отработки скачка задания (почти исчезает перерегулирование, полное время регулирования уменьшается с 65 с до 23 с), так и для внешнего воздействия (значительно уменьшается амплитуда перерегулирования с 2,291 до 0,24, но полное время регулирования увеличивается на 16,5 с).

Таким образом, максимальный эффект в улучшении качества регулирования дает совмещение различных методов оптимизации. В данном случае совместное использование инвариантности и современных технических средств для создания комбинированных систем дает наилучший результат по сравнению с их использованием по отдельности.

Литература

1. Плетнев, Г. П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: учебник для студентов и вузов / Г.П. Плетнев. – 4-е изд., стереот. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 352с., ил.
2. Кулаков, Г. Т. Инженерные экспресс-методы расчета промышленных систем регулирования / Г.Т. Кулаков. - Минск: Вышэйш. шк., 1984. - 192 с.
3. Теория автоматического управления теплоэнергетическими процессами/ под ред. Г.Т. Кулаков. – Минск: Вышэйшая школа, 2017 – 240 с.

УДК 621.182

ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ УСТАНОВОК ПРИ СОВМЕСТНОМ СЖИГАНИИ ДВУХ ВИДОВ ТОПЛИВА

Запасник В.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Тарасевич Л.А.

В промышленных установках и котлах часто сжигают совместно два вида топлива. Жидкое топливо, большей частью мазут, используют для повышения светимости факела горящего газа.

При совместном сжигании двух видов топлива теплотехнические расчёты и испытания установок и котлов, основанные на замере расхода каждого вида топлива, отборе средней пробы, анализе топлива и определении его теплоты сгорания существенно усложняются. В этом случае желательно применять методику теплотехнических расчётов, не требующих замеров расхода топлива и его анализа и основанную на применении обобщенных констант продуктов сгорания, мало меняющихся для определения видов топлива даже при значительных колебаниях их состава и теплоты сгорания. Однако при совместном сжигании двух видов топлива значения теплотехнических величин могут сильно колебаться. Так, например, при совместном сжигании газа и мазута жаропроизводительность может изменяться в зависимости от соотношения газа и мазута от 2010 до 2100⁰С, CO_{2max} – от 11,8 до 16,5%. Предлагаемая методика позволяет проводить теплотехнические расчёты без замеров расходов топлива, а только по составу продуктов сгорания и температуры уходящих газов.

Сущность методики, следующая.

1. Проводится анализ состава продуктов сгорания. По данным содержания CO₂ и O₂ определяется CO_{2max} по следующей формуле:

$$CO_{2max} = \frac{100 \cdot CO_2}{100 - 4,76 \cdot O_2}, \%$$

2. После определения CO_{2max} или RO_{2max} устанавливаются на основании этой величины обобщенные характеристики продуктов сгорания смешанных газов или продуктов сгорания газообразного и жидкого или газообразного и твердого топлива при одновременном их сжигании в топке.

К таким характеристикам относятся:

- жаропроизводительность t'_{max} при сжигании топлива в воздухе, содержащем около 1% влаги по всему весу; t_{max} при сжигании топлива в абсолютно сухом воздухе примерно на 30% выше, чем в воздухе, содержащем 1% влаги;

- низшая теплота сгорания P , отнесенная к 1 м³ сухих продуктов сгорания в стехиометрическом объёме воздуха;

- отношение объёмов B сухих и влажных продуктов сгорания.

Значение величин t'_{max} , P , B при сжигании двух видов топлива можно определить по справочной литературе.

3. На основании этих данных и температуры уходящих газов можно подсчитать потери тепла с уходящими газами q_2 по формуле:

$$q_2 = \frac{t_{yx} - t_e}{t'_{max}} [C' + (h - 1)B \cdot K] \cdot 100, \%$$

где C' и K поправочные коэффициенты (приводятся в справочной литературе); t_{yx} - температура уходящих газов; t_e - температура воздуха.

Коэффициент разбавления продуктов сгорания воздухом равен:

$$h = \frac{CO_{2\max}}{CO_2 + CO + CH_4}$$

4. Потери тепла вследствие химической неполноты горения q_3 определяются по формуле:

$$q_3 = \frac{(30,2 \cdot CO + 25,8 \cdot H_2 + 85,5 \cdot CH_4) \cdot h \cdot 100}{P}, \%$$

5. Потери тепла вследствие механической неполноты горения при сжигании газообразного и жидкого топлива практически равны нулю, т.е. $q_4=0$.

6. В тех случаях, когда потери тепла в окружающую среду q_5 легко определить (например, при сжигании топлива в котлах), можно вычислить КПД установки по формуле:

$$\eta = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5)$$

7. Максимальную температуру, подсчитанную без учёта диссоциации продуктов сгорания, называют калориметрической температурой горения $t_{\text{кал}}$ и определяют по следующей формуле:

$$t_{\text{кал}} = \frac{t_{\max}}{C' + (h-1)KB}$$

8. Расчётную температуру горения можно определить на основе калориметрической температуры горения по формуле:

$$t_{\text{расч}} = \varphi \cdot t_{\text{кал}},$$

где φ – поправочный коэффициент, $\varphi = 0,95$ при калориметрической температуре горения от 2000 до 2100°C и 0,96 при калориметрической температуре горения от 1900 до 2000°C.

Как видно из приведенных зависимостей, использование данной методики позволяет достаточно просто производить систематический анализ эффективности работы топливосжигающих установок при сжигании двух видов топлива.

Литература

1. М.Б. Равич. Топливо и эффективность его использования. – М.: Наука, 1971-357с.
2. С.А. Ащуров. Подсчёт температуры горения, природного и сжиженного газов. Газовая промышленность, 1970, №1, 32-34с.

УДК 621.1

ОПТИМИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРЕВА СЕТЕВОЙ ВОДЫ МЕЖДУ ОСНОВНЫМИ И ПИКОВЫМИ БОЙЛЕРАМИ ТУРБИН ПТ-60-130/13

Запасник В.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Тарасевич Л.А.

В настоящее время экономика Республики Беларусь обеспечивает себя собственными топливно-энергетическими ресурсами только на 10-15%. Высока также и энергоёмкость промышленной продукции, выпускаемой в республике, которая в 2-3,5 раза превышает энергоёмкость аналогичных изделий в развитых странах. Зависимость от импорта энергоносителей и необходимость повышения конкурентоспособности выпускаемой продукции обязывает принимать меры, направленные на экономию топливно-энергетических ресурсов всех видов.

Разработан алгоритм расчёта оптимального распределения нагрева сетевой воды между основными и пиковыми бойлерами турбин №1 и №2 Гродненской ТЭЦ-2, с целью увеличения выработки электрической энергии на внешнем тепловом потреблении.

В процессе исследования определялись оптимальные параметры производственного и теплофикационного отборов, при которых была бы максимальная выработка электроэнергии. Предлагается алгоритм расчёта оптимальной температуры сетевой воды за основной бойлерной установкой.

Алгоритм расчёта ведётся путем вычисления мощности бойлерной установки при изменении температуры нагрева сетевой воды за бойлерной установкой $t_{об}''$ с заданным шагом dt . Температура $t_{об}''$ лежит в пределах от температуры обратной сетевой воды до температуры прямой сетевой воды. Также вводятся ограничения по расходу пара через часть высокого и среднего давления. В процессе расчета значения полученных мощностей N_{6y} и соответствующие им температуры $t_{об}''$ сохраняются. По завершению итераций из множества мощностей N_{6y} выбирается максимальное значение мощности N_{6y}^{max} и соответствующая ей температура $t_{об}''^{opt}$, которые записываются в выходной массив W . Рассчитывается фактическая мощность бойлерной установки N_{6y}^{ϕ} при измеренной фактической температуре $t_{об}''^{\phi}$, по разности мощностей N_{6y}^{max} при температуре $t_{об}''^{opt}$ и N_{6y}^{ϕ} при измеренной фактической температуре $t_{об}''^{\phi}$ находится изменение мощности турбины ΔN , которое записывается в выходной массив.

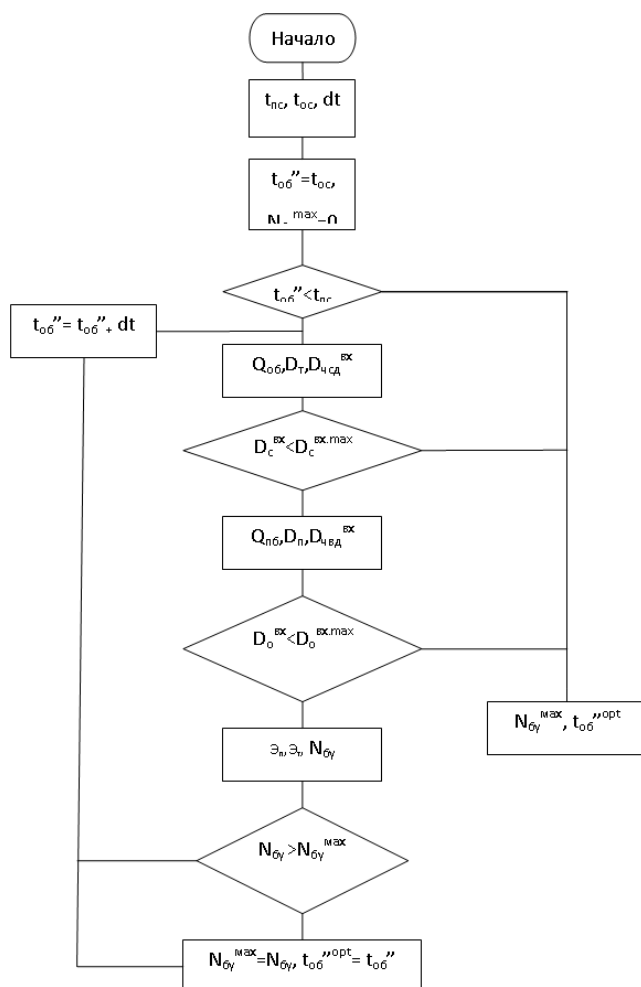


Рисунок 1. Блок-схема

Основная последовательность расчетов представлена на рисунке 1 в виде блок-схемы.

Производим оптимизацию распределения нагрева сетевой воды между основными и пиковыми бойлерами турбин ПТ-60-130/13, которые установлены на Гродненской ТЭЦ-2. На рисунках 2 и 3 показаны графики зависимости мощности $N_{бу}$ от значений температуры $t_{об}''$. Результаты расчетов изменений мощности турбины показаны при вариантах ввода ограничений на давление пара в Т-отборе $P_m > 0,13 \text{ МПа}$ и без ввода ограничения из-за деаэраторов $P_m > 0,07 \text{ МПа}$ (минимально-допустимое давление пара в Т-отборе).

Значения оптимальной температуры $t_{об}''$ при принятых режимах турбины и бойлерной не зависят от ограничений по давлению пара в Т-отборах. Они определяются, главным образом, величиной снижения мощности ЦВД из-за естественного повышения давления пара в П-отборе.

Как видно, зависимость мощности турбины от температуры $t_{об}''_{опт}$ имеет экстремальный характер и определяется режимом работы турбины и БУ.

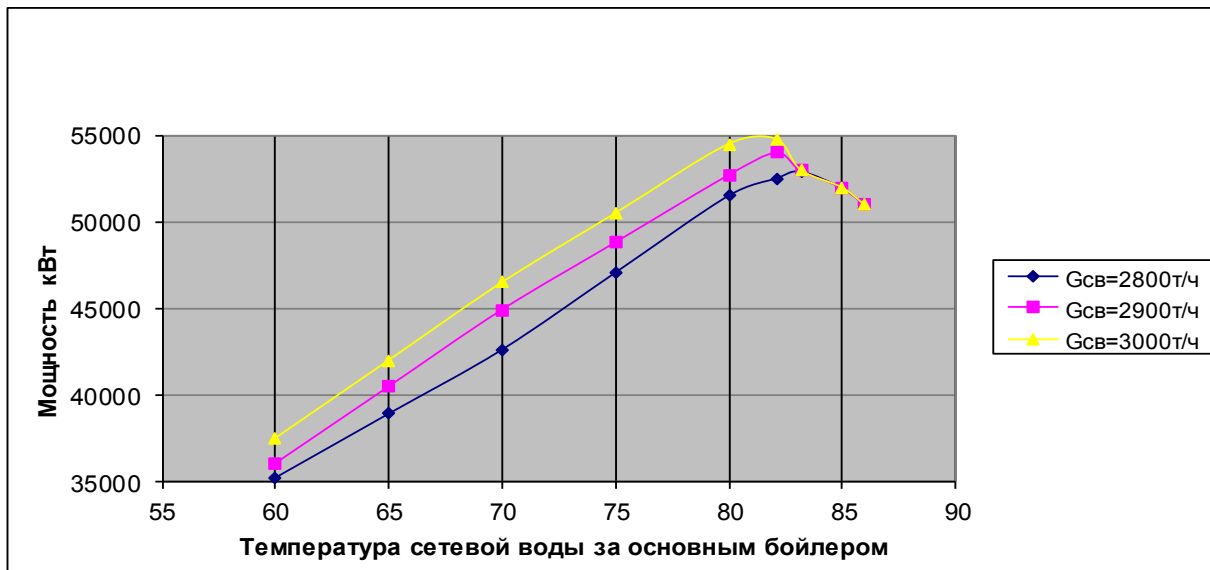


Рисунок 2. График изменения электрической мощности турбины в зависимости от режима работы БУ при $t_{нc}=100^{\circ}\text{C}$, $t_{oc}=57,5^{\circ}\text{C}$, $P_t>0,07 \text{ МПа}$, $\delta t_{об}=20^{\circ}\text{C}$

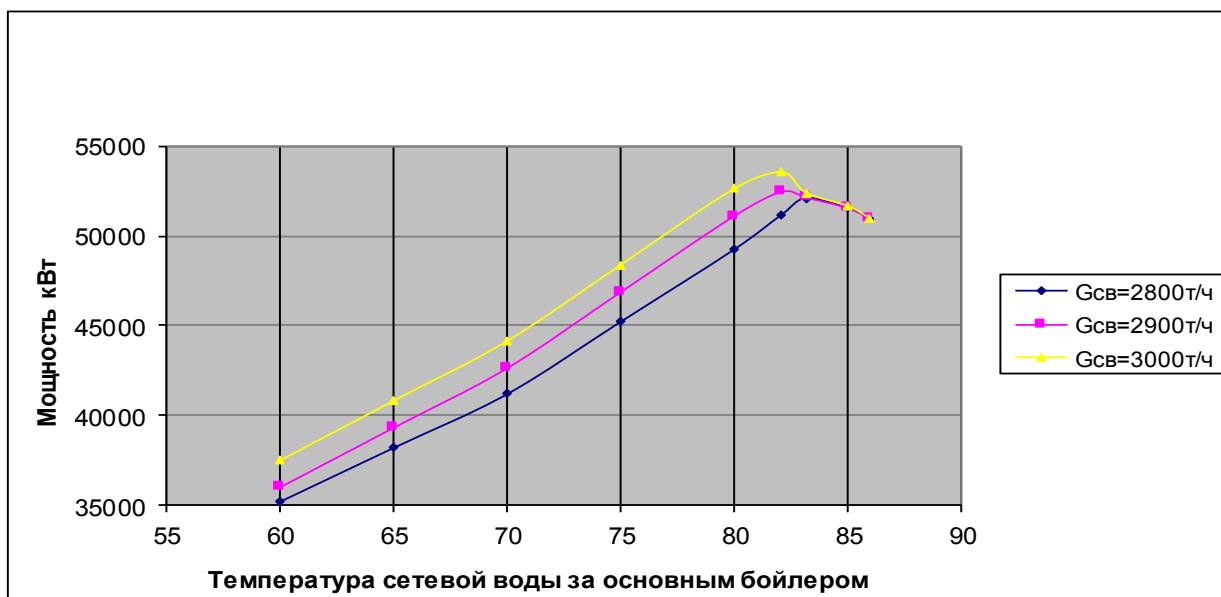


Рисунок 3. График изменения электрической мощности турбины в зависимости от режима работы БУ при $t_{нc}=100^{\circ}\text{C}$, $t_{oc}=57,5^{\circ}\text{C}$, $P_t>0,13 \text{ МПа}$, $\delta t_{об}=20^{\circ}\text{C}$

При автоматизированном проведении расчётов ТЭП турбоустановки, оптимальную температуру сетевой воды целесообразно рассчитывать постоянно в реальном времени выдавать её значения машинисту турбин, как рекомендацию по ведению режимов бойлерной установки.

Значимость данной работы заключается в том, что предложенный алгоритм позволяет определить оптимальную температуру сетевой воды после бойлерной установки и как следствие максимальную выработку электроэнергии на внешнем тепловом потреблении и в итоге – это экономия тепловых ресурсов.

Литература

1. Андриященко А.И., Змачинский А.В., Понятов В.А. Оптимизация тепловых циклов и процессов ТЭС. – М.: высшая школа, 1974. – 280с.
2. Хрилев Л.С., Смирнов И.А. Оптимизация систем теплофикации и централизованного теплоснабжения./ Под ред. Е.Я. Соколова. – М.: Энергия, 1978. – 264с.
3. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. – 6-е изд., перераб. – М.: Издательство МЭИ, 1999. – 472с.
4. Яковлев Б.В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения. – Мн.: Адукация и выхаванне, 2002. - 448с.

УДК 628.164.081.312.32

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ВОДОПОДГОТОВКИ НА ТЭС

Ивашко Е.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Чиж В.А.

Тепловые станции, источником водоснабжения которых служат открытые водоемы: реки, озера, водохранилища нуждаются в очистке данной воды.

Их воды содержат грубодисперсные (взвешенные вещества), коллоидные примеси и истинно-растворенные вещества.

Затраты на водоподготовку – это неотъемлемая часть эксплуатационных расходов предприятий в промышленности и энергетике. Задача сокращения эксплуатационных расходов на водоподготовку усложнена за счет воздействия таких тенденций как:

- Рост тарифов за водопользование;
- Непрерывное ухудшение качественных показателей воды (например, рост солесодержания), в источниках пригодных для промышленного использования;
- Ужесточение нормативов по количественным и качественным показателям для сбрасываемых стоков;
- Повышение требований к качеству обработанной воды, используемой в технологическом цикле.

Перспективные технологии позволят потребителям снизить издержки при получении деминерализованной или умягченной воды.

Мембранные технологии являются одними из наиболее перспективных технологий водоподготовки на ТЭС.

Первым этапом при обработке поверхностных вод является предварительная очистка (ПО), обеспечивающая удаление из воды взвешенных и коллоидных веществ, а также, в частных случаях, обезжелезивание, уменьшение жёсткости, щёлочности и солесодержания.

Перспективным техническим решением является замена осветления поверхностных вод методом известкования с коагуляцией на обработку воды методом ультрафильтрации, с последующим обессоливанием обратным осмосом. К преимуществам метода ультрафильтрации относятся: резкое сокращения количества стоков и потребление реагентов, повышение качества предварительно очищенной воды по содержанию взвешенных веществ (в 100-150 раз), коллоидных веществ (в 10-15 раз), соединений железа (в 12-15 раз), цветности и мутности (в 100 и 130 раз соответственно).

Ультрафильтрация – процесс мембранного разделения, а также фракционирования и концентрирования растворов. Он протекает под действием разности давлений (до и после мембраны) растворов высокомолекулярных и низкомолекулярных соединений.

Ультрафильтрация заимствовала у обратного осмоса способы получения мембран, а также во многом подобна ему и по аппаратному исполнению. Отличие заключается в гораздо более высоких требованиях к отводу от мембранной поверхности концентрированного раствора вещества, способного формировать в случае ультрафильтрации гелеобразные слои и малорастворимые осадки. Ультрафильтрация по схеме ведения процесса и параметрам – промежуточное звено между фильтрованием и обратным осмосом.

Технологические возможности ультрафильтрации во многих случаях гораздо шире, чем у обратного осмоса. Так, при обратном осмосе, как правило, происходит общее задержание почти всех частиц. Однако на практике часто возникает задача селективного разделения компонентов раствора, то есть фракционирования. Решение этой задачи является очень важным, поскольку возможны отделение и концентрирование весьма ценных или редких веществ (белки, физиологически активные вещества, полисахариды, комплексы редких металлов и т.д.).

Ультрафильтрацию в отличие от обратного осмоса используют для разделения систем, в которых молекулярная масса растворенных компонентов намного больше молекулярной

массы растворителя. Например, для водных растворов принимают, что ультрафильтрация применима тогда, когда хотя бы один из компонентов системы имеет молекулярную массу от 500 и больше.

Движущей силой ультрафильтрации является разность давлений по обе стороны мембраны. Обычно ультрафильтрацию проводят при сравнительно невысоких давлениях: 0,3–1 МПа.

В случае ультрафильтрации значительно повышается роль внешних факторов. Так, в зависимости от условий (давление, температура, интенсивность турбулизации, состав растворителя и т.д.), на одной и той же мембране можно добиться полного разделения веществ, невозможного при другом сочетании параметров.

К ограничениям ультрафильтрации относятся: узкий технологический диапазон – необходимость точного поддержания условий процесса; сравнительно невысокий предел концентрирования, который для гидрофильных веществ обычно не превышает 20–35%, а для гидрофобных – 50–60%; небольшой (1–3 года) срок службы мембран вследствие осадкообразования в порах и на их поверхности. Это приводит к загрязнению, отравлению и нарушению структуры мембран или ухудшению их механических свойств.

Ультрафильтрационные мембраны имеют поры размером от $2 \cdot 10^{-9}$ до $20 \cdot 10^{-9}$ м и задерживают макромолекулы органики с молекулярной массой от 100 до 500 кДа. Для процесса ультрафильтрации характерно доминирование ситовой модели задержания, находящихся в обрабатываемой воде примесей, в соответствии с которой размер пор мембраны должен быть достаточен для пропуска молекул воды, но мал для прохождения взвесей, коллоидов и крупных органических молекул. В соответствии с ситовой моделью фильтрования применение мембран с меньшим размером пор обеспечивает более глубокую очистку обрабатываемой воды. В этом можно убедиться рассмотрев табл. 1.

Таблица 1 - Эффективность задержания примесей поверхностной воды на ультрафильтрационных мембранах с порами различных размеров

Показатель качества	Исходная вода	Вода после мембран с отсечением по молекулярной массе			
		20000	50000	150000	200000
Торфяная вытяжка					
Цветность, градус	18,7	-	-	18,4	-
Речная вода 1					
Мутность, мг/л	17,4	-	до 0,5	-	-
Цветность, градус	67,9	-	18,9	-	-
Окисляемость, мгО ₂ /л	5,1	-	3,9	-	-
Железо общее, мг/л	6,2	-	0,2	-	-
Речная вода 2					
Мутность, мг/л	5,8	до 0,5	до 0,5	до 0,5	до 0,5
Цветность, градус	28,4	10,2	12,2	22,5	23,8
Окисляемость, мгО ₂ /л	6,8	4,8	5,4	6,5	6,6
Железо общее, мг/л	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1
Речная вода 2 с флокуляцией ПАА					
Мутность, мг/л	18,9	до 0,5	до 0,5	до 0,5	до 0,5
Цветность, градус	9,8	3,9	4,2	4,6	4,8

Показатель качества	Исходная вода	Вода после мембран с отсечением по молекулярной массе			
		20000	50000	150000	200000
Окисляемость, мгО ₂ /л	7,8	2,0	2,7	6,2	6,4
Железо общее, мг/л	0,5	до 0,5	до 0,5	до 0,5	до 0,5
Прудовая вода, осень					
Мутность, мг/л	3,9	до 0,5	-	-	-
Цветность, градус	20,6	8,8	-	-	-
Окисляемость, мгО ₂ /л	3,7	3,5	-	-	-
Прудовая вода, весна					
Мутность, мг/л	3,9	до 0,5	-	-	-
Цветность, градус	20,6	8,8	-	-	-
Окисляемость, мгО ₂ /л	3,7	3,5	-	-	-
Прудовая вода, весна, с коагуляцией					
Мутность, мг/л	10,4	до 0,5	-	-	-
Цветность, градус	28,0	13,0	-	-	-
Окисляемость, мгО ₂ /л	4,7	3,4	-	-	-

Как видно из табл. 1, ультрафильтрационные мембраны с отсечением до 150-200 кДа эффективны для снижения мутности и очистки от соединений железа, но лишь незначительно (около 20%) снижают цветность и перманганатную окисляемость, обусловленные наличием природной органики. Повышение эффективности очистки воды по всем компонентам, включая цветность и окисляемость, наблюдается со снижением «молекулярной отсечки» мембран. Это объясняется фактическим молекулярно-массовым разделением природных органических соединений в исходной воде. Остаточные цветность и окисляемость определяются органическими соединениями с молекулярной массой менее 150 кДа. При использовании мембран с более мелкими размерами пор типа УАМ-200, УАМ-300 и УАМ-500 эффективность задержания гумусовых кислот возрастает, но для достаточно глубокого удаления мутности и железа мелкие размеры пор не требуются, а удельная производительность (проницаемость) мембран при равном давлении снижается с уменьшением размера пор. Для повышения эффективности удаления органики с помощью ультрафильтрационной технологии применяется предварительная коагуляция и флокуляция обрабатываемой воды, что, как следует из Табл. 1, обеспечивает задержание до 60-70% содержащейся в обрабатываемой воде органики.

Предварительная флокуляция и коагуляция обрабатываемой воды связывает малоразмерные загрязнения в более крупные агломераты, что увеличивает эффективность очистки и уменьшает риски загрязнения пор мембраны.

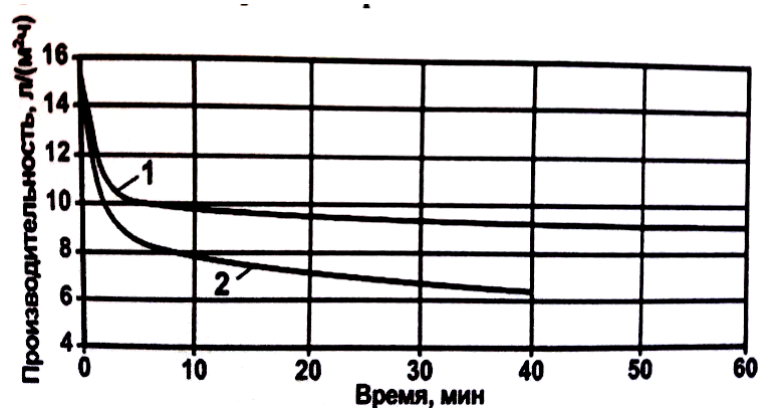


Рисунок. 1 Снижение производительности мембран УАМ-150 при фильтрации воды р. Десны:
1-с предварительной коагуляцией; 2-без коагуляции.

Как видно из Рис. 2, в течение 30 мин. Фильтрация без предварительной коагуляции производительность мембран падает примерно на 70% по сравнению с исходной. При предварительной коагуляции производительность ультрафильтрационных мембран за 30 минут снизилась приблизительно на 35%. Приведенные выше результаты экспериментов относятся к «тупиковому» режиму ультраfiltrации, когда поток обрабатываемой воды направляется перпендикулярно фильтрующей поверхности и полностью проходит через фильтрующую поверхность. При работе ультрафильтрационной установки в циркуляционном режиме процесс осадкообразования и снижения производительности идет гораздо медленнее. При наличии транзитного потока определенной скорости происходит отрыв частиц от поверхности мембраны, что позволяет предотвратить загрязнение мембран или значительно замедлить этот процесс. При сравнении тупикового и циркуляционного режимов ультраfiltrации в отношении качества очистки следует учитывать две тенденции: с одной стороны, при работе с тангенциальным потоком уменьшается влияние концентрационной поляризации и часть загрязнений постоянно выводится из объема воды над мембраной; с другой стороны, при тупиковой фильтрации образуется слой осадка, который сам по себе обладает задерживающими свойствами в отношении органики и других примесей. Поэтому суммарный эффект будет зависеть от вида загрязнений и меняться, например, при добавлении коагулянта в исходную воду.

Факторы, влияющие на протекание процесса ультраfiltrации:

1. *Поток на мембранной поверхности:*

Скорость фильтрата увеличивается с увеличением потока жидкости по поверхности мембраны. Скорость потока особенно важна для жидкостей, содержащих эмульсии или суспензии. Высокая скорость потока жидкости также ведет к высоким потреблению энергии и мощным насосам. Увеличение скорости потока также уменьшает загрязнение поверхности мембраны. Как правило, оптимальная скорость потока достигается компромиссом между мощностью насоса и увеличением скорости фильтрата.

2. *Рабочее давление:*

Скорость фильтрата прямо пропорциональна приложенному давлению на поверхности мембраны. Однако из-за увеличения загрязнения и его уплотнения на поверхности мембраны, рабочее давление редко превышает 0,69 МПа и обычно составляет 0,34 МПа. В некоторых из мембранных модулей ультраfiltrации капиллярного типа рабочие давления ещё ниже из-за ограничения физической силы, прикладываемой к мембранному модулю.

3. *Рабочая температура:*

Скорости фильтрата увеличиваются с увеличением температуры. Однако, температура обычно не является контролируемой величиной. Важно знать влияние температуры на удельную проницаемость мембраны, чтобы видеть зависимость между падением проницаемости и падением температуры, а также влиянием других параметров.

Работа и обслуживание процесса ультрафильтрации схожа с процессом обратного осмоса. Ежедневно необходимо вести записи подачи жидкости и потока фильтрата, давления и температуры подачи, а также падения давления, которое должно оставаться постоянным. Мембраны следует очищать, когда скорость фильтрации системы падает на 10% и более. Подача потока жидкости имеет решающее значение для работы процесса ультрафильтрации. Падение подачи может возникнуть из-за проблемы в фильтре предварительной очистки (если он есть), с клапаном управления потоком или с самим насосом. [1]

Второй этап – предварительное умягчение воды, благодаря которому снижается концентрация примесей или частичная деминерализация. Стоит отметить, что методы обработки, особенности технологического процесса, определение требований качества напрямую зависят от исходного состава вод, типа и параметров электростанции.

Обратный осмос является одним из наиболее перспективных методов обработки воды, который применяется для обессоливания вод с содержанием до 40 г/л, причем границы его использования постоянно расширяются. Принцип обратного осмоса основан на явлении осмоса – самопроизвольного перехода растворителя через полупроницаемую мембрану в раствор.

Чтобы осуществить обработку высокоминерализованной воды обратным осмосом, нужно, создав (в отсеке с раствором) избыточное давление, превышающее осмотическое, заставить молекулы воды диффундировать через полупроницаемую мембрану в направлении, противоположном прямому осмосу, т.е. со стороны высокоминерализованной воды в отсек чистой воды (рис.2).

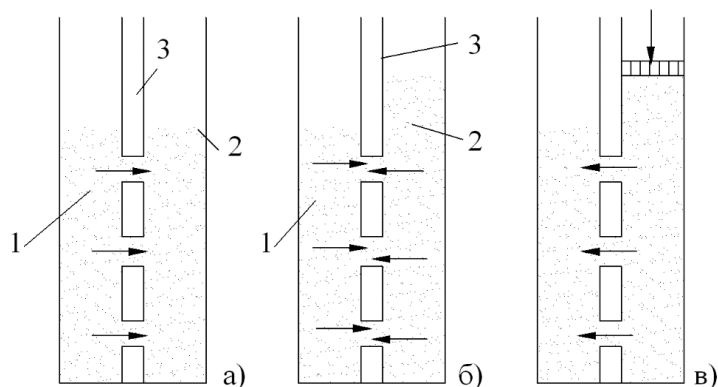


Рисунок 2. Принципиальная схема прямого и обратного осмоса:
а) начало осмотического переноса; б) равновесное состояние; в) обратный осмос;
1 – пресная вода; 2 – солёная вода; 3 – мембрана

Эффективность процесса обратного осмоса определяется главным образом свойствами мембран, которые должны характеризоваться высокой разделяющей способностью, селективностью и удельной проницаемостью, быть химически стойкими и механически прочными, иметь низкую стоимость. При обработке водных растворов материал полупроницаемой мембраны должен обладать также гидрофильными свойствами.

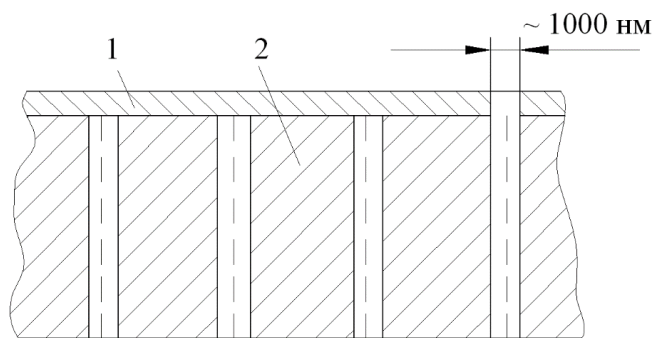


Рисунок 3. Структура ацетилцеллюлозной мембраны:
1 – активный слой; 2 – поддерживающий слой

Для обратноосмотических установок применяют мембраны, изготовленные из ацетилцеллюлозы (смесь моно-, ди- и триацетата) и ароматических полиамидов. Для ацетилцеллюлозных мембран характерна высокая удельная производительность. Полиамидные мембраны имеют более низкую удельную производительность. Однако полиамидные мембраны очень устойчивы к воздействию химических и биологических факторов, что обеспечивает большую долговечность их по сравнению с ацетилцеллюлозными мембранами.

По способу укладки мембран существуют: плоскокамерные, рулонные, волоконные и трубчатые аппараты. Они должны иметь большую поверхность мембран в единице объема аппарата и быть простыми в сборке и монтаже ввиду периодической смены мембран.

Преимущества:

- очень высокое качество получаемой воды;
- неограниченная производительность и – одновременно - небольшие габариты;
- относительно низкие эксплуатационные расходы;
- малый расход ингибиторов отложений и реагентов для отмывки отложений на мембранах;
- низкая энергоемкость;
- возможность почти во всех случаях сброса концентрата в канализацию без обработки.

Недостатки:

- необходима тщательная подготовка воды для обеспечения большой производительности мембран и длительного срока их службы;
- большой объем сбрасываемого концентрата и, следовательно, значительный расход исходной воды;
- большие капитальные затраты;
- желательный непрерывный режим работы установок.

Литература

1. Гурина, Н.С. Водоподготовка: традиционные и альтернативные методы очистки воды энергетических установок: метод. Рекомендации /Н.С. Гурина. –Минск: Газ-институт, 2014. –44с.
2. Плотников, В.Д. Водоподготовка и водный режим в котельной: практ. пособие / В.Д. Плотников. – 3-е изд. – Минск: Газ-институт, 2014. –20с.
3. Gaudet, P.W. "Point-of-use Ultrafiltration of Deionized Water and Effects of Microelectronics Device Quality, American Society for Testing and Materials", 1984. Mode of access: <https://www.appliedmembranes.com/back-to-basics-about-ultrafiltration-uf.html> Date of access: 13.05.2018
4. Водоподготовка и вводно-химические режимы в теплоэнергетике: Учеб. пособие / Э.П. Гужулев [и др.]; под общей ред. Э.П.Гужулева, Омск: Изд-во ОмГТУ, 2005. – 384 с.

УДК 621.182

СОВРЕМЕННЫЕ КОТЛЫ С ЦИРКУЛИРУЮЩИМ КИПАЩИМ СЛОЕМ

Казанцев И.А.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Жихар Г.И.

Разработчиком и лидером технологии сжигания твёрдого топлива, в котлах с циркулирующим кипящим слоем, является компания Foster Wheeler. Впервые технология ЦКС была применена компанией в небольшой установке мощностью 110 МВт в США ещё в 1987 году.

Позже компания перешла на установки средней мощности. К примеру, две установки по 300 МВт для частной энергокомпании в городе Джексонвилле, в 2001 году. В период с 1998 по 2004 годы компания поставила шесть ЦКС котлов общей мощностью 1500 МВт для крупнейшего проекта в истории реконструкций теплоэлектростанций в Польше. Более 300 котлов с кипящим слоем основаны на технологии Циркулирующего кипящего слоя. В Польше установлен первый в мире ЦКС-котёл сверхкритического давления, а также крупнейшая в мире установка с ЦКС. Её мощность составляет 460 МВт.

Технология ЦКС, разработанная компанией в перспективе может быть адаптирована к улавливанию углекислого газа для снижения угрозы глобального потепления. Компания в настоящее время разрабатывают технологию кислородного сжигания для внедрения на работающих ЦКС-котлах, а также для новых тепловых установок. Технология кислородного сжигания открывает новые перспективы, поскольку позволяет полностью улавливать углекислый газ.

Компания ожидает, что результатом разработок будут ЦКС-технология, исключаящая загрязнение атмосферы и обеспечивающая высокую рентабельность электростанции и промышленных предприятий. Низкий уровень выбросов является основным преимуществом технологии ЦКС, обеспечивающим соответствие самым строгим экологическим нормам. Ступенчатое сжигание топлива в ЦКС-котлах, а также относительно низкая температура обеспечивают длительное время нахождения топлива в топке, что приводит к высокой эффективности сжигания топлива с образованием малого количества оксидов азота (NO_x). Связывание серы обеспечивается добавлением в топку известняка, а также применением избирательного некаталитического восстановления (SNCR), в случае необходимости достижения очень низкого уровня выбросов NO_x и оксидов серы SO_x . Эти способы связывания серы зарекомендовали себя как наиболее экономичные, и в большинстве случаев применяется дополнительного газоочистного оборудования не требуется. Преимущества технологии ЦКС особенно заметны в проектах реконструкции электростанций. Выбросы SO_x и твёрдых частиц можно снизить более чем на 90%, а выбросы NO_x – более чем на 50%. Выбросы углекислого газа часто снижаются на 25% и более благодаря существенному повышению КПД котла и блока при замене устаревшего оборудования. Прямоточный агрегат с ЦКС на сверхкритическом давлении может снизить эти выбросы ещё на 5–10% за счёт повышения общего КПД блока. Установки с ЦКС производства этой компании способны сжигать практически все виды топлива – включая отходы, обычно подлежащие захоронению. Опыт использования различных видов топлива (% от мощности ЦКС-установки FW) Уголь 66%, прочие виды топлива 3%, лигнит 4%, биомасса 9%, нефтяной кокс 18%.

Простая, но совершенная конструкция агрегатов с ЦКС способствует достижению высокой эксплуатационной готовности оборудования, в том числе проработавшего несколько лет, что подтверждается опытом более 20 миллионов часов эксплуатации. Технология последнего поколения применена в прямоточном котле сверхкритического давления, в котором используется технология BENSON фирмы Siemens с вертикальными трубами топки для установок мощностью свыше 300 МВт. Применение технологии BENSON позволяет соединить преимущества технологий ЦКС с высокой эффективностью технологии сверхкритического давления пара. Сверхкритическая ЦКС-технология повышает КПД блока

на 5-10% по сравнению с естественной циркуляцией что приводит к уменьшению атмосферных выбросов и количества золы на 5-10%, а также к снижению потребности электростанции в топливе и воде. Так же, как и традиционные ЦКС-котлы с естественной циркуляцией, сверхкритические установки компании одинаково хорошо работают как на трудносжигаемых видах топлива, так и на угле. Компании разработали модульную конструкцию, которая позволяет предлагать установки до 800МВт. В этих котлах используется нефтяной кокс, лигнин, отходы углеобогащения и биомассу как в качестве основного топлива, так и в сочетании с другими видами топлива в течении всего срока эксплуатации.

Таблица 1 – Установки с ЦКС на электростанциях

Год нач. строят.	Год пуска	Заказчик	Станция	Страна	Мощность, МВт	Топливо	Добавки к основному топливу
2006	2009	Harbin Power Engineering Company.	Cam. Pha	Вьетнам	2* 160	Отходы антрациты	Шлам
2006	2009	Shaw Group Cleco Power LLC	Rodem-acher	США	2*330	Нефтяной кокс	Лигнин
2003	2007	PLN Labuhan Angin Sibolga	Labuhan	Индонезия	2*100	Уголь	
2000	2004	AS Narva Elektriika Mad	Eesti	Эстония	2*100	Горючий сланец	
1999	2003		Elcho	Польша	2*113	Битуминозный уголь	
1996	2000		Bay Shore	США	180	Нефтяной кокс	
1995	1999		Mop Tu Phut	Таиланд	2*110	Уголь	
1992	1996		Neljlong	КНР	100	Уголь	
1991	1995		Toppila	Финляндия	100	Торф	Уголь

Литература

1. Баскаков А.Г. Мацкевич В. В. Котлы и топki с кипящим слоем, М: ЭАН, 1995. -350с.

УДК 621.577

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ

Каранкевич В.В., Таранчук А.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Кравченко В.В.

Тема использования тепловых насосов приобретает все большую актуальность в мировой энергетике не только из-за удорожания энергоносителей, но и по мере изменения климатических условий. Сегодня - это способ отопления, а также охлаждения зданий в летнее время, который рассматривают как один из методов борьбы с глобальным изменением климата на нашей планете

Тепловые насосы – это энергоэффективные устройства, которые в процессе работы используют возобновляемую энергию земных природных ресурсов – тепло почвы, воды и воздуха (рисунок 1).

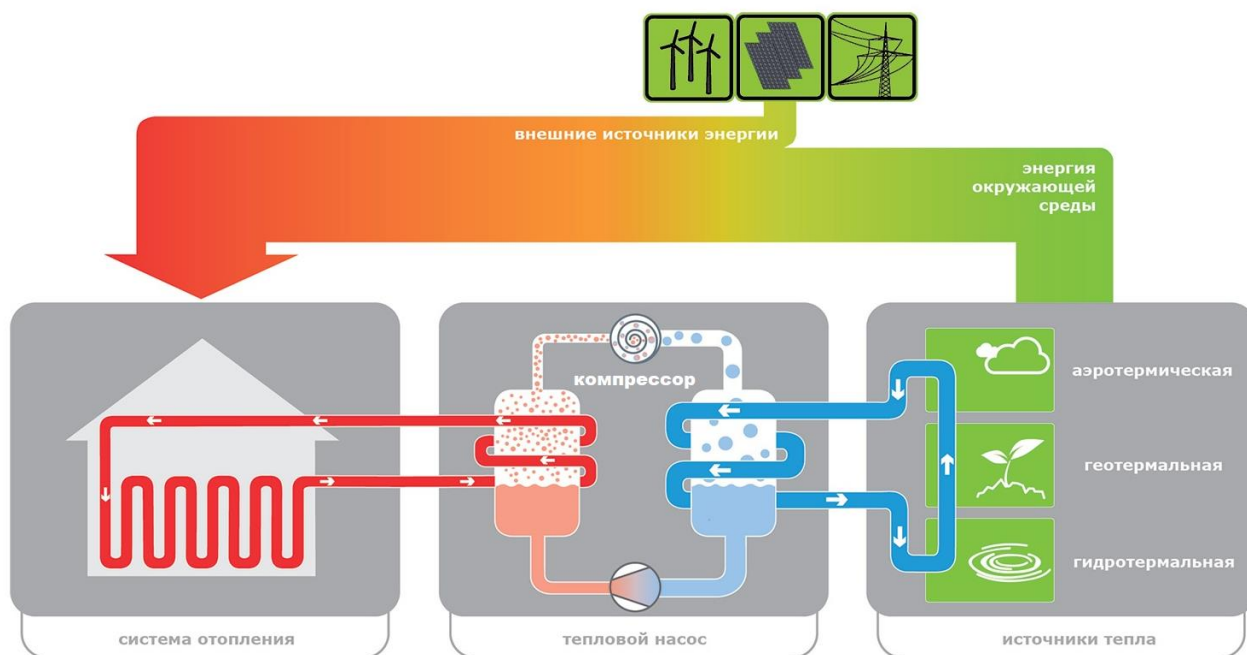


Рисунок 1. Схема преобразования энергии тепловым насосом

Страны, где установка тепловых насосов приобрела глобальный характер, уже отмечают улучшение экологической обстановки. Показателен опыт Швеции, которая таким способом в разы уменьшила загрязнение окружающей среды: количество выбросов продуктов сгорания в атмосферу снизилось почти на 400 тысяч тонн в течение года.

Произведем краткий обзор мирового опыта использования тепловых насосов [1, 2].

Европейская практика установки и использования тепловых насосов опережает другие страны мира. Но так как эта технология довольно дорогая, многие страны вводят соответствующие государственные программы для ее внедрения и распространения.

В некоторых странах масштабы использования теплонасосных установок очень впечатляют. В качестве примеров рассмотрим несколько стран, которые в течение многих лет с успехом используют в повседневной жизни тепловые насосы [1, 2].

Опыт Швеции

На первом месте по внедрению тепловых насосов в повседневную жизнь стоит Швеция. Там к вопросам энергоэффективности и экологии уделяется особое внимание, и потому уже большую половину домов в стране обогревают с использованием тепловых насосов, что обеспечивает существенную экономию электроэнергии.

Первым городом, который перевели на отопление тепловыми насосами, стал Стокгольм. Почти вся шведская столица обогревается за счет морских теплонасосов. Бесценным источником тепловой энергии является Балтийское море. Населенные пункты, расположенные на побережье, пользуются этим преимуществом. В других регионах широкое применение нашли воздушные агрегаты. Большую популярность приобрело сочетание системы «теплый пол» с тепловым насосом. Благодаря этому энергия, поставляемая тепловым насосом, используется с максимальной эффективностью.

В правительстве Швеции давно задумались о том, как сделать так, чтобы вопросы энергоэффективности не подрывали государственный бюджет и не били по карманам жителей. Для этого там в свое время для установки тепловых насосов предусмотрели государственную дотацию, что позволило в короткие сроки значительно сократить затраты на отопление.

Опыт Германии

Германию можно назвать передовой страной по использованию тепловых насосов. С целью поддержать население в переходе на более удобное и выгодное отопление, правительством оказывается финансовая помощь тем, кто хочет установить тепловой насос.

После пережитого экономического кризиса развитие этой отрасли быстро вышло на первый план. Потребители быстро поняли всю выгоду от использования этого экономичного и эффективного отопительного оборудования. Особым спросом в Германии пользуются насосы «Воздух-вода».

Сегодня уже множество немецких семей перешли на это альтернативное отопление и совершенно об этом не жалеют. Ведь расходы на его установку окупаются довольно быстро и существенную помощь приносят государственные дотации. А потому тепловые насосы стали доступны для большинства семей Германии.

Немцы отмечают пользу этого отопления: автоматика работает исправно, атмосфера не загрязняется, в доме тепло. За потребленную электроэнергию платить приходится совсем немного, не говоря уже о том, что тепло для дома они получают фактически бесплатно.

Опыт США

Для популяризации тепловых насосов и для удешевления используемых энергоносителей правительство США пошло немного иным путем. Там был принят закон, который обязывает компании-застройщики устанавливать это отопительное оборудование во всех новых возводимых зданиях.

В течение года в Соединенных Штатах выпускается больше одного миллиона тепловых насосов. Поэтому этот рынок там также очень развит.

К тому же американцы широко используют энергию солнца для отопления, подогрева воды для бытовых нужд и для бассейнов. Комбинация солнечных коллекторов с тепловым насосом повышает эффективность системы отопления в разы.

Использование солнечных коллекторов очень эффективно. Они улавливают солнечные лучи круглый год и даже в пасмурную погоду. Применение коллекторов для теплового насоса позволяет обеспечить его необходимыми 25% электроэнергии, которая нужна для его номинальной производительности.

На практике работа двух систем, тепловых насоса и коллекторов, дает существенные преимущества, поскольку потребители не испытывают недостатка ни в электроэнергии, ни в тепле, и, к тому же, абсолютно не несут затраты на тепловую энергию.

Опыт Японии

Японцы выступают новаторами во многих областях, в том числе и в применении тепловых насосов. Они очень ценят не только практичность и технологичность данного оборудования, но и его высокую энергоэффективность и получаемые в результате удобства. Возможность пользоваться горячей водой в любое время суток для них является важным условием комфортной жизни.

Воду в Японии принято подогревать в ночное время, когда тариф на электричество более дешевый, чем дневной. К тому же электросеть не перегружается, а это очень важно в

целях безопасности. А если учесть, что японцы – известные любители горячих ванн, и в сутки один человек может израсходовать до 420 литров воды, то необходимость дешевой энергии становится очевидна и понятна.

Для начала правительство страны инициировало программу по изучению последствий применения тепловых насосов. Не было выявлено ни единого отрицательного фактора воздействия на окружающую среду и на безопасность для человека. Это и стало причиной массового внедрения тепловых насосов в систему отопления. И сегодня Япония может служить ярким примером для других стран.

Для обеспечения максимальной эффективности в этой области бизнес и власть работают вместе. В середине 80-х годов минувшего столетия там был создан фонд «Тепловые насосы», который показал результативность своей работы.

Катастрофа на АЭС «Фукусима-1» еще больше стимулировала развитие программ, которые уменьшают зависимость от атомной энергетики и газа, а также программ, которые позволяют внедрять энергосберегающие технологии.

Сегодня в Японии наибольшую популярность получили насосы «Воздух-вода». Этому благоприятствуют климатические условия в этом регионе. При этом правительство внедряет программы, которые позволяют получать субсидии при установке тепловых насосов [3].

В заключение отметим, что в странах с развитой экономикой с умом подходят к разработке новых программ по внедрению экологически чистых, так называемых «зеленых» технологий, а также к различным инновационным энергетическим проектам. Такая перспектива имеет все шансы на создание в будущем умных домов, которые обеспечат людей фактически бесплатным теплом и электричеством.

Литература

1. Актуальное применение тепловых насосов для отопления зданий и сооружений/ В.Н. Волков [и др.] // Вестник НГИЭИ.— 2015.— № 3.— С. 39-43.
2. Лунева, С.К. Применение тепловых насосов в энергоэффективных системах теплоснабжения/ С.К. Лунева //Технико-технологические проблемы сервиса. – 2014. – №3. – С. 74–81.
3. Мацевитый, Ю.М. Об использовании тепловых насосов в мире и что тормозит их широкомасштабное внедрение в Украине / Ю.М. Мацевитый, Н.Б. Чиркин, А.С. Клепанда // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2014. – №2. – С. 2–17.

УДК 621.165

МЕТОД МАГНИТНОЙ ПАМЯТИ МЕТАЛЛА ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ ЭЛЕМЕНТОВ ПАРОВЫХ ТУРБИН

Каранкевич В.В., Таранчук А.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

Основными источниками возникновения повреждений в металле оборудования и конструкций являются зоны концентрации напряжений, определение которых является одной из важнейших задач диагностики.

Процессами, предшествующими эксплуатационному повреждению, являются изменения свойств металла (коррозия, усталость, ползучесть) в зонах концентрации напряжений. Соответственно, изменяется намагниченность металла, отражающая фактическое напряжённо-деформированное состояние трубопроводов, оборудования и конструкций.

В настоящее время в России разработан и успешно внедряется на практике принципиально новый метод диагностики оборудования и конструкций, основанный на использовании магнитной памяти металла (МПМ) [1, 2, 3]. ООО "Энергодиагностика" является головным разработчиком метода МПМ и приборов неразрушающего контроля, основанных на его использовании.

Основная задача метода МПМ - определение на объекте контроля наиболее опасных участков и узлов, характеризующихся зонами концентрации напряжений.

Затем, с использованием, других методов неразрушающего контроля, например, ультразвукового контроля в зонах концентрации напряжений определяется наличие конкретного дефекта. На основе поверочного расчёта на прочность наиболее напряжённых узлов, выявленных методом МПМ, выполняется оценка реального ресурса оборудования.

Метод МПМ и соответствующие приборы контроля позволяют:

- выполнять раннюю диагностику усталостных повреждений и прогнозировать надёжность оборудования;
- определять на объекте контроля с точностью до 1мм место и направление развития будущей трещины, а также фиксировать уже образовавшиеся трещины;
- документировать результаты контроля и составлять банк данных о состоянии оборудования;
- осуществлять экспресс-сортировку новых и старых деталей по их предрасположенности к повреждениям и пр.

Рассмотрим применение этого метода для диагностики состояния лопаточного аппарата паротурбинных установок [4].

Контроль проводится на выпуклой поверхности лопатки со стороны входа и выхода пара. Схема контроля лопаток приведена на рисунке 1.

Сканирование датчиком прибора типа ИКН проводится от корневого сечения лопатки к периферийному или наоборот. Все операции по контролю лопаток рекомендуется проводить поэтапно для лопаток внутри отдельной ступени.

В процессе контроля на экране прибора типа ИКН отображаются графики распределения поля рассеяния H_p по длине лопатки. Результаты контроля записываются в память прибора для дальнейшей обработки на IBM-совместимом компьютере.

По результатам контроля определяются лопатки, работающие в наиболее напряженных условиях. Такими лопатками являются те, у которых линии концентрации напряжений и деформации (линии концентрации напряжений) расположены поперечно перу лопатки, и имеющие максимальный градиент поля H_p : $K_{ин} = dH_p/dx$.

Значение градиента поля $K_{ин}$, характеризующего уровень остаточных напряжений в лопатке, определяется автоматически и отображается на экране по вызову оператора. В

методике контроля указываются предельные значения градиента поля, предшествующие образованию трещин.

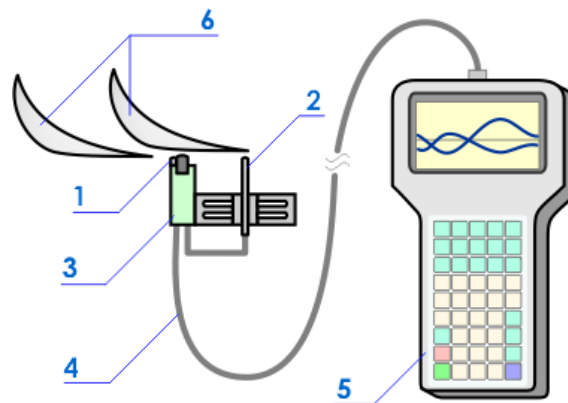


Рисунок 1. Схема контроля турбинных лопаток с использованием прибора типа ИКН и сканирующего устройства Тип 2: 1, 2 - феррозондовые преобразователи; 3 - устройство измерения длины; 4 - соединительный кабель; 5 - прибор типа ИКН; 6 - лопатки

На рисунке 2 представлены результаты контроля лопаток №31, 32 и 33 ступени №33 ротора низкого давления (РНД) паровой турбины К-300-240 Конаковской ГРЭС с использованием метода магнитной памяти металла.

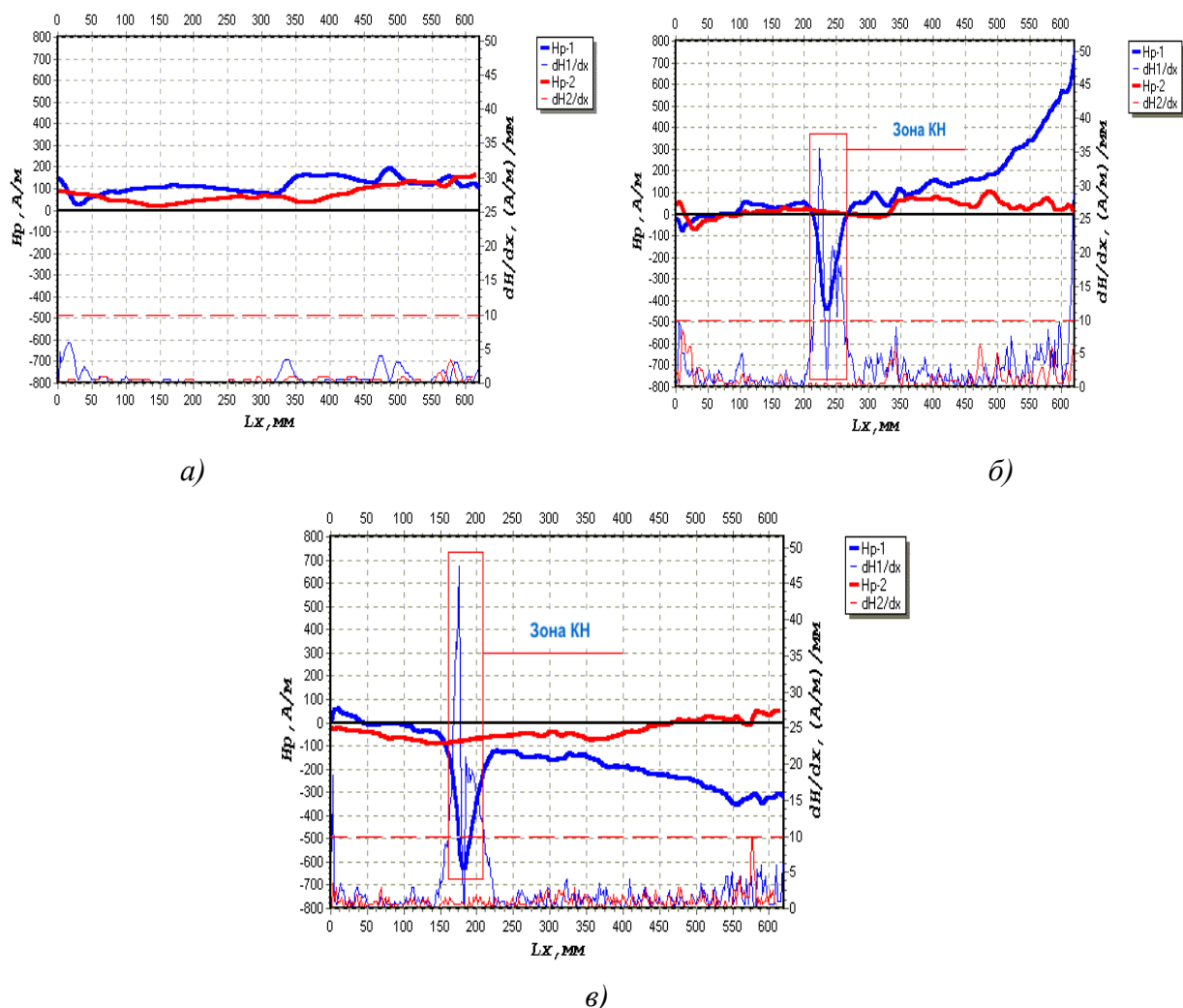


Рисунок 2. Распределение поля H_p : лопатка №31 (а), №32 (б) и №33 (в).

Распределение поля H_p и, соответственно, градиента поля (dH_p/dx), зафиксированное на лопатке № 31 (рисунок 2,а), характеризует удовлетворительное ее состояние.

Из рисунков 2,б и 2,в видно, что на лопатках №32 и №33 на расстоянии 180-200 мм от корня зафиксировано резкое изменение поля H_p и, соответственно, градиента поля $K_{ин}$.

По имеющемуся опыту такие значения $K_{ин}$ близки к предельным. Отметим, что численные значения $K_{ин}$ в определённой степени зависят также от чувствительности используемых приборов контроля.

На рисунке 3 показаны участки зон концентрации напряжений с максимальной величиной градиента поля $dH/dx(K_{ин})$. Выявленные зоны концентрации напряжений располагались в местах смены знака поля H_p .

Линии H_p , показанные на рисунке 3, были выявлены при более подробном обследовании лопаток №32 и №33.

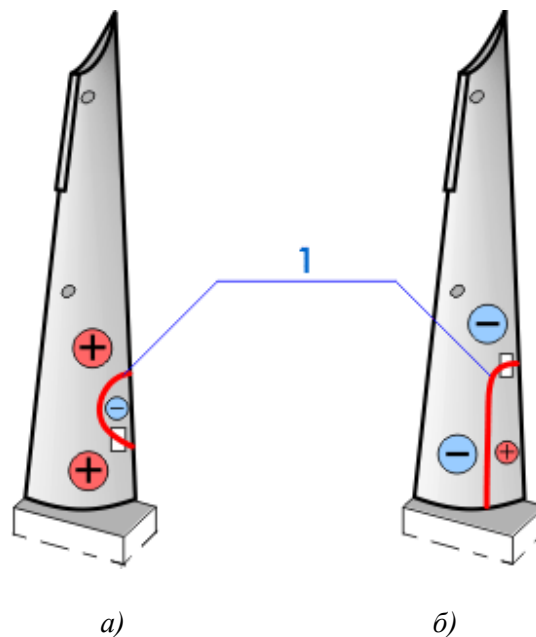


Рисунок 3. Линии концентрации напряжений (1), выявленные на поверхности лопаток №32 (а) и №33 (б)

В этих зонах концентрации напряжений следует ожидать развития повреждений лопаток, что было подтверждено металлографическим исследованием.

На фрагментах структуры (увеличение $\times 500$), представленных на рисунке 4,а и б, видно ярко выраженное коррозионно-усталостное повреждение металла, соответствующее состоянию предразрушения лопаток №32 и №33.

Отметим, что максимальная повреждённость структуры металла была обнаружена при исследовании именно в зонах максимального градиента поля H_p , зафиксированного при контроле вблизи линии концентрации напряжений.

Структура металла на расстоянии всего лишь 100 мкм от линии концентрации напряжений удовлетворительная, как можно увидеть, например, на фрагменте структуры, приведенном на рисунке 4,в для лопатки №33.

Из проконтролированных более чем 800 лопаток РНД с использованием метода магнитной памяти металла выявлено всего три лопатки в состоянии предразрушения. Нарботка указанных лопаток на дату контроля составила ~ 200000 час.

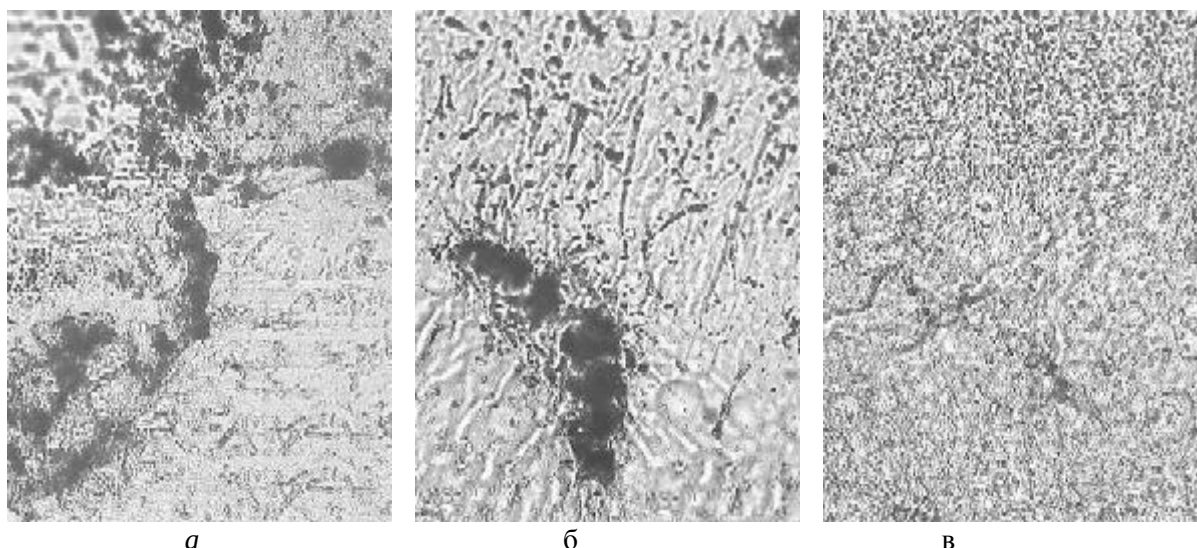


Рисунок 4. Фрагменты структуры (увеличение $\times 500$) лопаток №32 (а) и №33 (б, в)

В заключение отметим, что в ходе промышленной проверки рассматриваемого метода контроля в фирме ООО "Энергодиагностика" [4] накоплен банк данных по количественным значениям $K_{ин}$ для лопаток, находящихся в состоянии предразрушения для последних ступеней турбин типа ПТ-60-130, К-100, К-200, К-300.

Литература

1. Дубов А.А. Метод магнитной памяти металла. История возникновения и развития. М.: ФГУП Издательство "Известия", 2011. 256 с.
 2. Власов В.Т., Дубов А.А. Физические основы метода магнитной памяти металла. М.: ЗАО "ТИССО", 2004, 424с.
 3. Дубов А.А., Дубов Ал.А., Колокольников С.М. Метод магнитной памяти металла и приборы контроля. Учебное пособие. М.: Издательский дом "Спектр", 2012. 395 с.
 4. Дубов А.А. Диагностика турбинного оборудования с использованием магнитной памяти металла. М.: ЗАО "ТИССО", 2009. 148 с.
- Диагностика лопаток паровых турбин / ООО "Энергодиагностика" // <http://www.energodagnostika.ru/app-mmm-blade.html>

УДК 621.577

ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ КАК ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ИСТОЧНИК ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Каранкевич В.В., Таранчук А.С.

Научный руководитель – ст. преподаватель Павловская А.А.

В современных экономических условиях выбор оптимальной системы отопления дома или квартиры с точки зрения расходов на обслуживание и её эффективности довольно актуален. Привычные газовые и твердотопливные котлы становятся всё дороже в обслуживании, а отапливать жильё электроприборами (теплые полы, конвекторы, инфракрасные обогреватели и т.п.) ещё дороже. Поэтому сейчас все чаще как на больших, так и на малых объектах используется альтернативный источник тепла, такой как тепловой насос для отопления дома и даже квартиры.

Тепловым насосом называют устройство, позволяющее осуществлять преобразование и перенос теплоты от какого-либо источника с низкой температурой к потребителю с более высокими температурными параметрами. Термодинамический цикл и принцип работы теплового насоса идентичен холодильной машине или кондиционеру. В основе данных устройств лежит один и тот же круговой процесс – обратный цикл Карно. Ключевая разница между данными устройствами заключается непосредственно в назначении оборудования и диапазоне рабочих температур. [1].

На сегодняшний день в мире успешно эксплуатируются миллионы тепловых насосов различных конструкций и назначения. Однако наибольшее распространение в сфере теплоснабжения и кондиционирования зданий получили именно парокомпрессионные установки.

Рассмотрим подробнее принцип работы и устройство парокомпрессионного теплового насоса (рисунок 1).

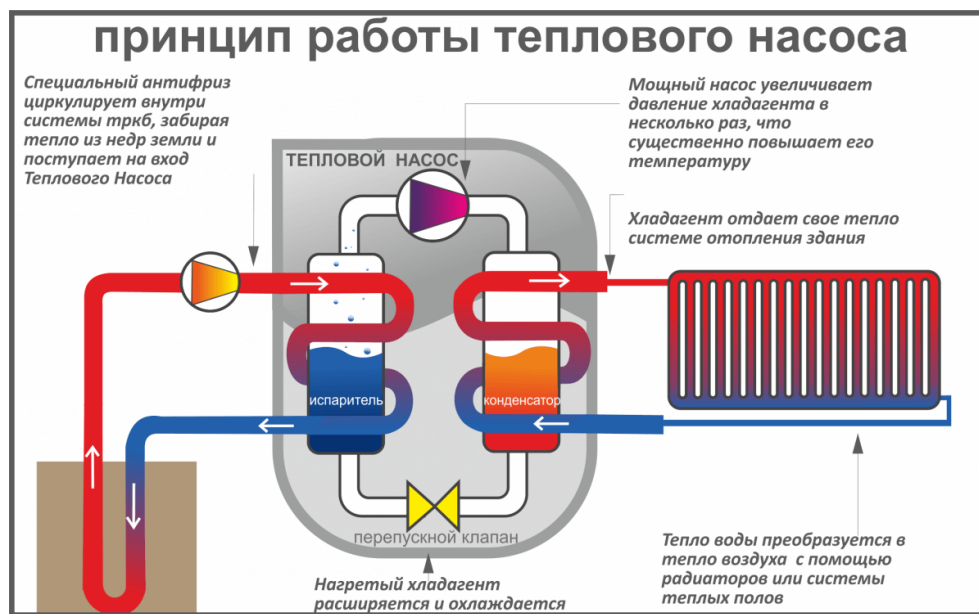


Рисунок 1. Принцип работы теплового насоса

В специальном теплообменнике, называемом испарителем, осуществляется передача тепла от внешнего низкопотенциального источника теплоты к рабочему телу теплового насоса – хладагенту.

Низкопотенциальным источником теплоты для теплового насоса может выступать любая общедоступная среда с невысокой температурой, например, окружающий воздух, грунт, подземные воды либо открытый водоѳм, какой-либо вторичный энергоресурс. В

качестве хладагента в современных теплонасосных установках применяются экологичные фреоновые смеси.

Так, поступая в испаритель в жидком состоянии и под низким давлением, хладагент теплового насоса принимает теплоту от внешнего источника и испаряется, после чего в газообразном состоянии попадает в компрессор. В компрессоре теплового насоса происходит сжатие фреона с резким повышением его температуры. При этом основное потребление электроэнергии тепловым насосом приходится как раз именно на питание компрессора.

После компрессора сжатый и разогретый до высоких температур фреон поступает в следующий специальный теплообменник – конденсатор. В конденсаторе происходит передача преобразованного до высокого потенциала тепла от рабочего тела теплового насоса (фреона) к потребителю – воздуху отапливаемых помещений либо теплоносителю (воде) системы отопления здания.

Передавая тепло в конденсаторе, фреон переходит обратно в жидкое состояние и, после прохождения через редукционное устройство (расширительный клапан), возвращается к первому теплообменнику-испарителю с первоначальными параметрами – низким давлением и температурой.

Парокомпрессионный цикл замыкается. Таким образом, затрачивая лишь энергию на привод компрессора, в тепловом насосе происходит преобразование и передача тепла от источника с низкой температурой к потребителю с более высоким потенциалом. При этом к тепловому насосу требуется подвести в несколько раз меньше энергии, чем можно получить на выходе.

Коэффициент преобразования теплового насоса

Соотношение количества производимого тепла к затрачиваемой энергии называется коэффициентом преобразования теплового насоса или коэффициентом трансформации (обозначается как COP). Для современных тепловых насосов величина COP может достигать 5 – 5,5. Значение $COP = 5$ показывает, что при подводе к тепловому насосу 1 кВт электрической энергии можно получить 5 кВт тепла.

COP – это специальная безразмерная величина, позволяющая оценить эффективность использования теплового насоса, а также объективно сравнить различные тепловые насосы между собой.

Необходимо отметить, что часто величину COP путают с коэффициентом полезного действия (КПД) устройства. COP теплового насоса в основном варьируется в диапазоне от 2 до 5, а КПД любой установки не может быть выше 1 (более 100%), ведь в каждом процессе существуют неизбежные потери и отступления от идеальных условий. Дело в том, что в значении COP не учитывается то количество энергии, которое подводится к тепловому насосу от низкопотенциального источника. Величина COP отражает эффективность трансформации тепла от источника тепла к потребителю.

Тепловой насос позволяет использовать общедоступное и «бесплатное» внешнее тепло, аккумулируемое в грунте, водоемах, окружающем воздухе. Потребителем при этом затрачивается в несколько раз меньше энергии только на электропитание установки (работа, направленная преобразование теплоты от источника). Таким образом, значение COP для потребителя принято объективно использовать вместо КПД, в качестве величины, показывающей непосредственную эффективность работы теплового насоса.

Чем выше температура используемого низкопотенциального источника и чем ниже температура нагреваемой среды, тем выше производительность и эффективность работы теплового насоса. Этим обуславливается высокая эффективность применения тепловых насосов с низкотемпературными системами отопления. Так, при работе с радиаторным отоплением, COP теплового насоса приблизительно равен 3,5. При работе теплового насоса с низкотемпературной системой, например, напольным отоплением, COP достигает величины 4,5 – 5,1. То есть, в случае с напольным отоплением тепловой насос будет потреблять на

30...40% меньше электрической энергии в сравнении с вариантом применения обычной радиаторной системы. [2]

Виды тепловых насосов, особенности монтажа и эксплуатации

В зависимости от используемого источника тепла, а также нагреваемой (охлаждаемой) среды различают следующие тепловые насосы: воздух-воздух, воздух-вода, вода-вода, грунт-вода и т.д. Рассмотрим особенности устройства и эксплуатации основных типов тепловых насосов. [3]

Тепловой насос «Воздух-воздух»

Тепловые насосы данного типа используют энергию наиболее общедоступного источника тепла – окружающего воздуха, нагревая при этом воздух отапливаемых помещений.

Самый распространенный пример такого теплового насоса – бытовой кондиционер с функцией обогрева. Особенно популярны такие тепловые насосы в странах с более теплым климатом, где нет необходимости установки полноценной системы отопления, а функция обогрева нужна только в кратковременные периоды года.

Основные достоинства данного типа оборудования: лёгкость монтажа и относительно невысокая стоимость, возможность работы как в режиме отопления, так и в режиме кондиционера без установки дополнительных приборов.

Основной недостаток: эффективность работы теплового насоса, использующего в качестве источника тепла наружный воздух, зависит от температуры последнего.

В холодный период года при отрицательных температурах, когда дому требуется больше тепла, COP теплового насоса и производительность значительно снижаются и мощности оборудования становится недостаточно для обогрева помещений. При этом такой тепловой насос всегда имеет ограничение по используемой температуре – минимально допустимую для работы температуру наружного воздуха.

Современные тепловые насосы «воздух-воздух» способны работать до температур -25°C ... -35°C . Но снижение эффективности работы и ограничения по температурам в холодный период года всё же не позволяют использовать такие тепловые насосы в качестве основного источника отопления дома в нашем климате, в этом случае необходимо наличие отдельной полноценной независимой системы теплоснабжения.

Тепловой насос «Воздух-вода»

Тепловые насосы, также использующие в качестве источника тепла наружный воздух, но в качестве нагреваемой среды выступает теплоноситель водяной системы отопления или горячего водоснабжения здания (рисунок 2). Выпускаются модели как небольшой мощности в несколько киловатт, так и промышленные установки высокой производительности. Могут работать и в режиме нагрева, и в режиме охлаждения.



Рисунок 2. Тепловой насос «воздух-вода»

Эффективность работы таких тепловых насосов сопоставима с моделями «воздух-воздух». Минимальная рабочая температура наружного воздуха -25°C , максимальная температура нагреваемого теплоносителя $+65^{\circ}\text{C}$. Среднегодовой коэффициент преобразования для систем «воздух-вода» равен примерно 3, при этом в тёплый период года значение COP может быть равно 5 и выше.

Достоинства: лёгкость монтажа, возможность интеграции в общую бивалентную систему практически с любым действующим источником тепла, развитая система автоматики.

Недостатки: ограничения по используемой температуре, снижение производительности при отрицательных температурах наружного воздуха. Такие тепловые насосы чаще всего используются в системах отопления и горячего водоснабжения вместе с традиционными источниками тепла, такими как дизельный, электрический либо газовый котел.

Тепловой насос «Грунт-вода» или «рассол-вода»

Тепловые насосы, использующие в качестве источника тепла энергию, аккумулированную в грунте – наиболее дорогие в монтаже, но и наиболее надежные и эффективные источники теплоснабжения среди теплонасосных установок (рисунок 3). Выпускаются тепловые насосы в широком диапазоне мощностей – от компактных тепловых насосов для частных жилых домов производительностью нескольких киловатт до каскадных промышленных устройств мощностью в сотни киловатт.

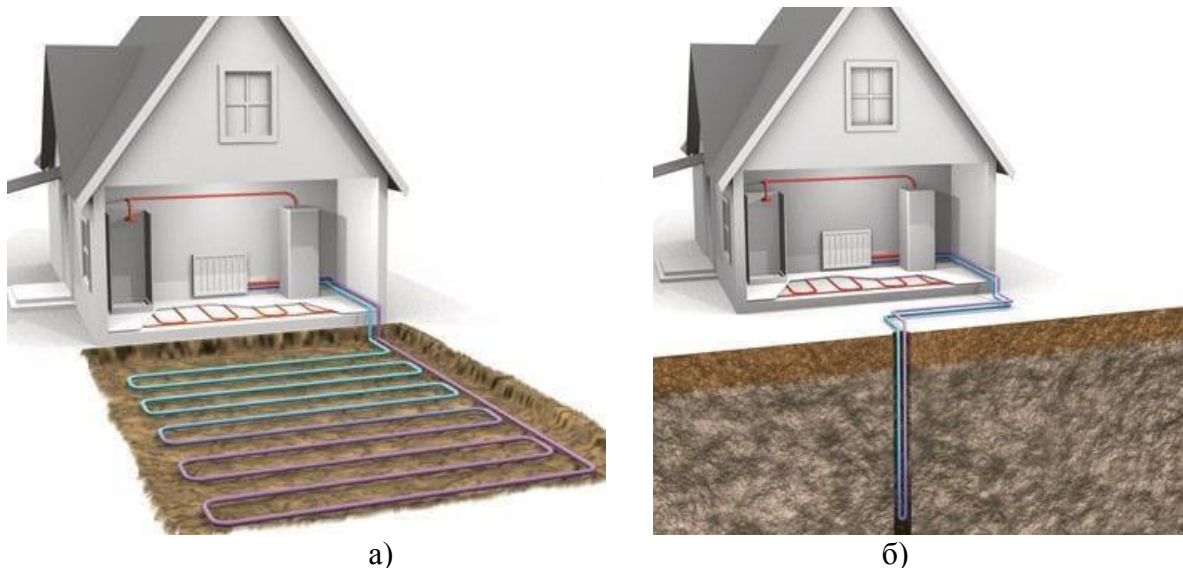


Рисунок 3. Геотермальные тепловые насосы с горизонтальным (а) и вертикальным (б) грунтовыми контурами

Температура грунта на глубине остается постоянной на протяжении всего года и практически не подвержена сезонным влияниям. В зависимости от типа геотермального контура различают тепловые насосы с вертикальным контуром – скважинами, и горизонтальным – с укладкой в земле замкнутого горизонтального контура. В первом случае в пробуренные скважины опускаются U-образные зонды, количество и глубина скважин зависят от тепловой мощности устанавливаемого оборудования. В случае горизонтальной укладки – геотермальный коллектор петлями укладывается по территории на глубине, превышающей глубину промерзания грунта (1,2...1,5 м).

Тепловые насосы «грунт-вода» также способны работать и в качестве кондиционера летом, буквально «закачивая» в землю тепло и охлаждая здание. Кроме грунта горизонтальный геотермальный контур может быть уложен и на дно водоёма.

Тепловые насосы «рассол-вода» могут работать не только с устройством геотермального контура, они также позволяют рационально использовать энергию вторичных ресурсов, например, на предприятиях, отбирать тепло от канализационных стоков, систем водоснабжения и водоотведения, технологических жидкостей и т.д.

COP тепловых насосов «грунт-вода» остается практически неизменным за всё время эксплуатации оборудования и составляет для современных установок около 3,5 – для высокотемпературных систем отопления, и от 4,5 до 5 – для низкотемпературного отопления.

Достоинства: возможность использования теплового насоса в качестве основного и единственного источника теплоснабжения дома, надежность, полная автономность системы и автоматизация всех процессов, высокая эффективность работы.

Недостатки: дороговизна монтажа вертикального контура либо необходимость наличия большой территории для горизонтальной укладки геотермального коллектора.

Тепловой насос «Вода-вода»

Разновидность тепловых насосов, позволяющих осуществлять отбор тепла от воды без организации промежуточного контура, например, с устройством системы переливных скважин, либо с использованием воды в качестве промежуточного теплоносителя вместо рассольного раствора (рисунок 4). Условно данный тип тепловых насосов можно отнести к предыдущим установкам «грунт-вода» и «рассол-вода».



Рисунок 4. Горизонтальный водный контур теплового насоса

Вентиляционные тепловые насосы (рекуператоры)

Как правило, тепловые насосы небольшой мощности, специально спроектированные для отбора низкопотенциального тепла от воздуха с температурой от -15°C до $+35^{\circ}\text{C}$ из системы вентиляции зданий. В таких системах воздух, поступающий из помещений, перед выбросом на улицу предварительно проходит через испаритель теплового насоса, передавая тепло фреоновому контуру. В тепловом насосе может осуществляться нагрев поступающего из улицы воздуха, теплоносителя системы отопления либо горячего водоснабжения. На сегодняшний день в Европе выделен отдельный класс вентиляционных тепловых насосов для горячего водоснабжения, позволяющих заменить традиционные электрические бойлеры.

Преимущества тепловых насосов

Автономность работы. Автоматика теплового насоса позволяет обогревать дом на протяжении всего отопительного сезона совершенно автономно, без участия человека.

Возможность удаленного контроля и управления: современные тепловые насосы позволяют осуществлять контроль и управление системой отопления дома через сеть Интернет.

Безопасность и экологичность. Отсутствие пожароопасных процессов горения органического топлива с появлением вредных продуктов сгорания.

Надежность и долговечность. Тепловой насос окупится примерно за 6 сезонов, гарантия поставщиков тепловых насосов на оборудование составляет от 1 до 5 лет. Расчетный срок службы теплонасосного оборудования 20...30 лет.

Тихая работа. По уровню шума при работе тепловой насос сопоставим с холодильником.

Возможность монтажа в любых помещениях: для установки теплового насоса не требуется специализированное помещение с отдельным входом, тепловой насос может быть установлен даже на кухне либо в ванной комнате.

Минимальные затраты на техническое обслуживание: отсутствие дополнительных расходов на обслуживание системы в процессе эксплуатации, кроме оплаты за потребленную электроэнергию.

Экономическая эффективность. Тепловой насос потребляет в среднем в 4 раза меньше электроэнергии, чем электрический котел аналогичной мощности. Эксплуатационные затраты сопоставимы со стоимостью газа при работе газового котла.

Особенности выбора теплового насоса

Тепловой насос – это современный эффективный и экологичный источник отопления дома. Однако ввиду относительно высокой стоимости оборудования (первоначальных капиталовложений) к выбору конкретного типа и модели теплового насоса стоит подходить максимально рационально [3-4].

При этом желательно сделать принципиальный выбор конкретного источника тепла ещё до проектирования системы отопления дома. Как правило, в новых домах с ещё не существующей системой отопления оптимальным может быть выбор системы типа «грунт-вода». В случае наличия уже действующего основного источника тепла в доме, например, дизельного котла, оправданным решением может быть установка теплового насоса типа «воздух-вода».

Тепловой насос (тип грунт-вода) может являться полноценным источником теплоснабжения и кондиционирования здания наряду с такими традиционными системами, как газовый, дизельный или электрический котел, либо работать с ними в единой системе по бивалентной схеме (тип воздух-вода).

При выборе мощности устанавливаемого теплового насоса необходимо произвести теплотехнический расчет ограждающих конструкций здания с целью уточнения тепловой нагрузки. Ведь дома даже с одинаковой отапливаемой площадью могут отличаться по тепловым потерям в несколько раз из-за конструктивных особенностей. Определившись с теплопотреблением здания, необходимо оценить, на какую часть нагрузки стоит подбирать теплонасосное оборудование.

Зачастую правильнее подобрать тепловой насос мощностью 70...80% от тепловой нагрузки здания, так как максимальное (расчетное) количество тепла для системы отопления требуется лишь в совсем короткий промежуток времени в году – при самых низких температурах, от -24°C и ниже, что случается не так часто при нашем климате. Рациональнее выбрать тепловой насос меньшей мощности, существенно снизив капиталовложения в установку, и использовать несколько часов в году пиковый нагреватель, либо вложить средства в дополнительное утепление ограждающих конструкций здания.

Литература

1. Лунева, С.К. К вопросу применения тепловых насосов / С.К. Лунева, А.С. Чистович, И.Х. Эмиров // Техничко-технологические проблемы сервиса – 2013.–№4. – С. 45–52.
2. Некоторые особенности проектирования и эксплуатации теплонасосных систем теплоснабжения часть 1. О требуемой тепловой нагрузке системы и мощности теплового насоса / Н.Б. Чиркин [и др.] // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2010. – №8. – С. 27–35.
3. Гарипов, М.Г. Использование низкопотенциального тепла земли с помощью теплового насоса / М.Г. Гарипов, В.М. Гарипов // Вестник Казанского технологического университета – 2014. – №6 – С. 197–198.
4. Гетман, В.В. Применение теплонасосных установок для утилизации теплоты вторичных энергетических ресурсов / В.В. Гетман // Вестник Казанского технологического университета.—2014. – №2 – С. 233–236.

УДК 621.311.25

РАБОТА ПОСЛЕДНИХ СТУПЕНЕЙ ЦНД В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ ВЛАЖНОСТИ ПАРА

Карпович А.С.

Научный руководитель – старший преподаватель Нерезько А.В.

С развитием АЭС с водоохлаждаемыми реакторами, в парогенераторах которых вырабатывается насыщенный пар, приобрел особое значение вопрос о влиянии влажности на характеристики паротурбинных установок.

Для турбин на насыщенном паре большая часть ступеней работает на влажном паре. Влага может присутствовать в потоке пара в виде тумана, капель или пленок, движущихся по поверхностям подвижных и неподвижных элементов проточной части и срывающихся в виде струй и капель.

Влажность пара снижает внутренний относительный КПД турбины и вызывает эрозионный износ проточной части.

Влияние влажности на КПД

Влияние влажности на КПД обусловлено неизбежными затратами энергии на разгон и отбрасывание капель влаги, на трение потока пара о капли и о пленки влаги, а также увеличением концевых потерь и тормозящим воздействием ударов капель, срывающихся пленок и т.д.

Внутренний относительный КПД турбины при работе на влажном паре:

$$\eta_o^{\text{в.л}} = \eta_o^{\text{пп}} \frac{\chi_{\text{ср}}}{100}; \quad (1)$$

где

$\eta_o^{\text{в.л}}$ - внутренний относительный КПД турбины на перегретом паре;

$\chi_{\text{ср}}$ - средняя сухость пара, %.

Из этого следует, что с увеличением влажности на 1 % происходит снижение η_o на 1 %.

Наибольшие потери отвечают концевым зонам: корневой и периферийной. При этом оказывается, что на выходе из первой ступени группы у концов лопаток из-за пониженного КПД температура (если пар перегретый) выше, чем в средней по высоте области (если пар влажный, то у концов лопаток выше степень сухости).

Влияние влажности пара на надежность турбоагрегата

Влияние влажности пара на надежность турбоагрегата обусловлено интенсификацией процессов коррозии и эрозии. В процессе расширения насыщенного пара в турбине его влажность непрерывно увеличивается и достигает значений, недопустимых по условиям эрозионного износа проточной части. В потоке пара образуются капли влаги разных размеров, обладающих различными траекториями и скоростями.

В турбинных ступенях, работающих влажным паром, часто наблюдается эрозия поверхности рабочих лопаток. В результате эрозии происходит как бы выщербление металла, поверхность лопатки становится неровной, губчатой, с выступами и полостями (кавернами). Даже незначительная эрозия меняет вибрационные и прочностные характеристики лопаток, что может быть причиной их поломок, а также ухудшает КПД ступени.

В последних ступенях ЦНД крупных турбин окружная скорость периферии рабочих лопаток заметно превышает скорость звука и относительная скорость входа капель влаги на рабочие лопатки также оказывается сверхзвуковой. При этом наиболее вероятным

оказывается их эрозионное воздействие.

Предупреждение эрозии, что является безусловным требованием нормальной работы турбины, может идти двумя принципиально разными, обычно применяемыми одновременно путями - активным и пассивным.

Активный путь означает:

1. Уменьшение влажности перед ступенью, что достигается повышением начальной температуры пара и снижением начального давления, применением промежуточного перегрева пара, понижением разделительного давления, применением эффективной внешней сепарации, увеличением теплоперепада в последней ступени, где, очевидно, следует ожидать наибольшей эрозии;
2. Уменьшение фактической влажности перед рабочей лопаткой, достигаемое применением различных высокоэффективных способов влагоудаления в проточной части, в том числе сепарацией влаги из предшествующей сопловой решетки.
3. Уменьшение ударного воздействия капель влаги на рабочие лопатки, что достигается, в частности, увеличением осевого зазора между сопловыми и рабочими лопатками, благодаря чему возрастает коэффициент скольжения и прогрессирует дробление капель.
4. Снижение окружной скорости на периферии лопаток.

Пассивные методы борьбы с эрозией включают:

1. Применение для лопаток материалов, к которым надо отнести нержавеющие стали, титановые сплавы и др.;
2. Установку на той части лопаток, которая подвергается эрозии, накладок из весьма эрозионно стойких материалов, непригодных, однако, для изготовления всей лопатки. Таким материалом является стеллит — сплав на кобальтовой основе. Стеллитовые накладки широко применяются на лопатках ЦНД многих паровых турбин, в том числе турбин ЛМЗ и ТМЗ;
3. Термическую обработку лопаток или отдельных их частей, а также покрытие поверхности лопаток. ХТЗ, например, в своих турбинах, в том числе турбинах насыщенного пара, применяет для рабочих лопаток последней ступени поверхностное электро-искровое упрочнение выходных кромок твердым сплавом. Сущность этого метода заключается в направленном переносе металла с электрода на лопатку под действием электрического разряда. После этого стойкость против эрозии у высокохромистой нержавеющей стали повышается в несколько раз.

Как упоминалось, для уменьшения истинной влажности, главным образом уменьшения количества крупнодисперсной влаги, и тем самым для повышения надежности и экономичности в проточной части турбин насыщенного пара, а также в последних ступенях турбин высоких начальных параметров осуществляется сепарация.

Сепарация влаги в проточной части может производиться различными способами, в том числе отсосом водяной пленки с поверхности сопловых лопаток или из их кромки — так называемая внутриканальная сепарация.

Водяная пленка, образующаяся на поверхности сопловых лопаток при сходе с выходных кромок, дробится на капли, которые оказывают решающее влияние на эрозию рабочих лопаток и играют главную роль в снижении экономичности ступени. Отсос этой пленки, а также удаление капель до того, как они покинут сопловую решетку, существенно уменьшает эрозию лопаток. Этот отсос производится через щели, располагаемые в различных местах обвода профиля (рис. 5.3). Влага через эти щели попадает во внутреннее пространство полый сопловой лопатки, которое соединено с областью пониженного давления, например, непосредственно с конденсатором.

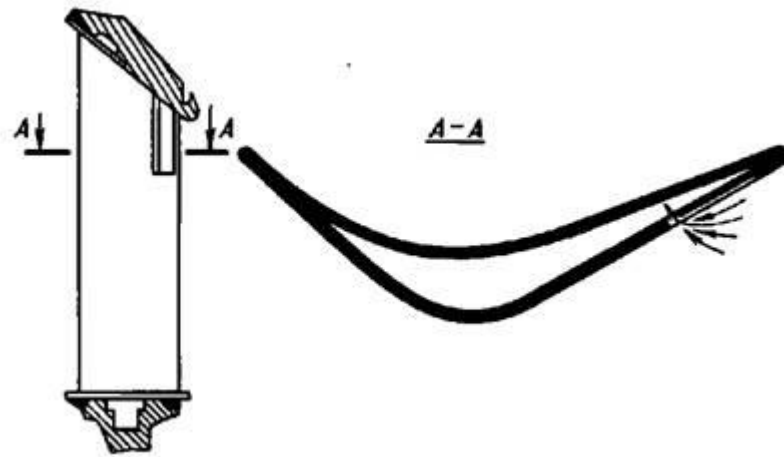


Рисунок 1. Внутриканальная сепарация влаги в сопловых лопатках.
Сечение А-А увеличено в 5 раз

В зависимости от формы канала сопловой решетки, основная доля сконцентрированной влаги может располагаться в той или иной части профиля. Немалое влияние на возможность отсоса влаги оказывает конфузорность течения в решетке, а также направление потока на входе в решетку.

В одноцилиндровых турбинах с большой долей ступеней, работающих влажным паром, и, следовательно, со значительной влажностью в последней ступени нецелесообразно применение внешнего сепаратора, используемого в многоцилиндровых турбинах АЭС. Установка внешнего сепаратора в одноцилиндровой турбине означает удлинение ротора, снижение экономичности проточной части в связи с невозможностью использовать выходную энергию пара в ступени, предшествующей внешнему сепаратору, не говоря уже о потерях давления в тракте сепаратора. Поэтому в таких турбинах, используемых, например, для привода питательных насосов АЭС, в проточной части могут устанавливаться специальные ступени-сепараторы.

Литература

1. Особенности работы группы ступеней влажным паром / Паровые турбины. Часть 1 [Электронный ресурс]. – 2009. — Режим доступа: <http://www.tehnoinfo.ru/parovyeturbiny/42.html>. – Дата доступа: 19.04.2018.

УДК 621.18-5

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕГРЕТОГО ПАРА ЗА КОТЛОМ

Кель А.

Научные руководители – д.т.н., профессор Кулаков Г.Т.,
к.э.н., доцент Кравченко В.В.

Температура перегретого пара за котлом обычно поддерживается типовой САР с дифференциатором [1].

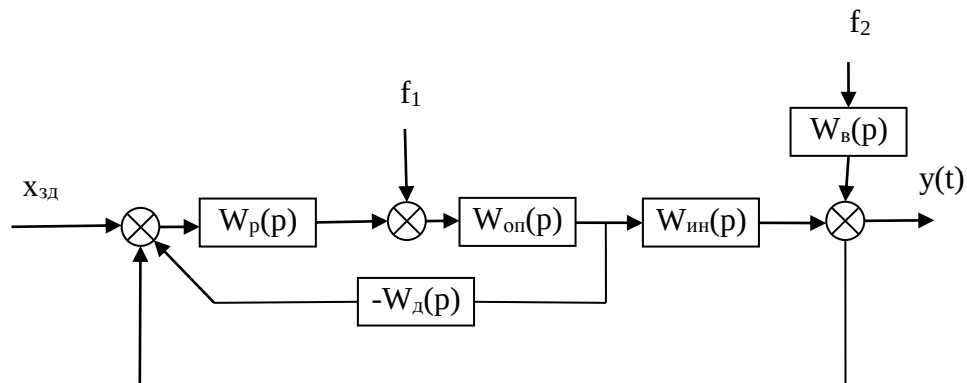


Рисунок 1. Схема моделирования переходных процессов САР с дифференциатором

Расчет настройки типовой САР с дифференциатором

Расчет дифференциатора выполняется по МПК в ЧВ по передаточной функции инерционного участка объекта регулирования $W_{ин}(p)$ для оптимальной отработки крайнего внешнего возмущения f_2 [2]:

$$T_\partial = T_\kappa = T_{ин} + \sigma_{ин} = 112 + 21.6 = 133.6 \text{ с};$$

$$K_\partial = \frac{2 \cdot K_{ин} \cdot \tau_y}{T_\kappa} = \frac{2 \cdot 1 \cdot 44}{133.6} = 0,659, \text{ при } \xi = \frac{1}{\sqrt{2}};$$

$$W_\partial(p) = \frac{K_\partial T_\partial p}{T_\partial p + 1} = \frac{0,659 \cdot 133.6 p}{133.6 p + 1}.$$

Расчет основного регулятора выполняется по МЧК по передаточной функции опережающего участка объекта регулирования $W_{оп}(p)$, направленный на оптимальную отработку внутреннего возмущения f_1 [2]:

$$T = \frac{T_{он}}{\sigma_{он}} = \frac{24}{3} = 8;$$

$$K = 0,7395 \cdot T \cdot \left(1 + \frac{1}{T}\right)^2 - 1 = 0,7395 \cdot 8 \cdot \left(1 + \frac{1}{8}\right)^2 - 1 = 6.487;$$

$$K_p = \frac{K}{K_{он} K_\partial} = \frac{6.487}{4 \cdot 0.659} = 2.462 \frac{\text{т/ч}}{^\circ\text{C}}, \text{ при } \xi = \frac{1}{\sqrt{2}};$$

$$I = \frac{6,36 \cdot K}{T \cdot \left(1 + \frac{1}{T}\right)^3} = \frac{6,36 \cdot 6,487}{8 \cdot \left(1 + \frac{1}{8}\right)^3} = 3,622 ;$$

$$T_u = I \cdot \sigma_{on} = 3,622 \cdot 3 = 10,967 \text{ с};$$

$$W_p(p) = \frac{K_p(T_u p + 1)}{T_u p} = \frac{2,462(10,867 p + 1)}{10,867 p}.$$

Инвариантная САР при плановом изменении нагрузки (ПИН) с оптимальной динамической настройкой

Используя условие инвариантности (принцип двухканальности), находим структуру устройства компенсации крайнего внешнего возмущения при его непосредственном измерении [3]:

$$W_{y,к}^{f2}(p) = (1 - W_{y_1, x_{зд}}) * \frac{W_B(p)}{W_{y_1, x_{зд}}(p)};$$

$$W_{y,к}^{f2}(p) = \left(1 - \frac{e^{-T_y p}}{(T_{зд} p + 1)^2}\right) * \frac{K_B(T_{зд} p + 1)}{(T_B p + 1)}.$$

При этом передаточную функцию корректирующего регулятора находим на основе передаточной функции оптимального ПИ-регулятора [3]:

$$W_p^{opt}(p) = \frac{1}{K_{ин}} \frac{(T_{ин} p + 1)((\sigma_{ин} + \tau_y) p + 1)}{2 T_{зд} p \left(\frac{T_{зд} p}{2} + 1\right)};$$

$$T_{зд} = \sqrt{\frac{(T_{ин})(\sigma_{ин} + \tau_y)}{1,618}} = 67,39 \text{ с}.$$

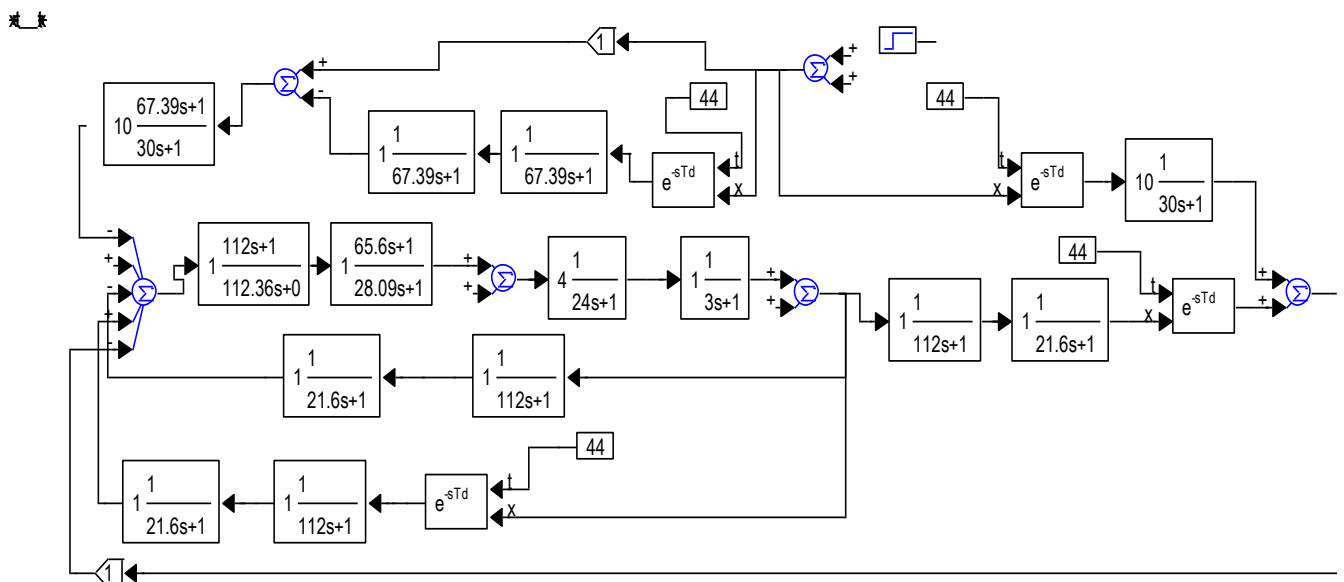


Рисунок 2. Структурная схема моделирования переходных процессов инвариантной САР при плановом изменении нагрузки

Выводы:

1. Типовая САР с параметрами динамической настройки по методам БНТУ [2] позволяет получить лучшее качество обработки основных воздействий по сравнению с зарубежными методами как европейскими, так и российскими.

2. Для существенного улучшения качества регулирования используем экспресс-методы структурно-параметрической оптимизации, в частности инвариантную САР при ПИН, которая обеспечивает лучшие показатели качества переходных процессов по сравнению с типовой САР с дифференциатором [3].

Графики переходных процессов:

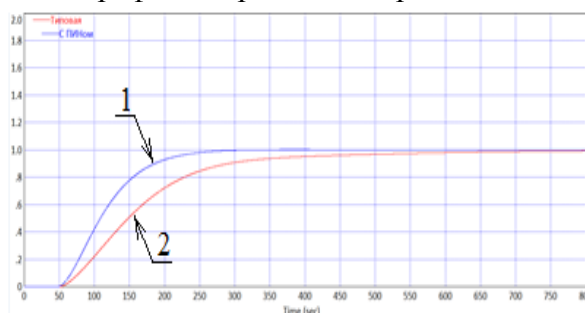


Рисунок 3. Оработка скачка задания $x_{зд}$

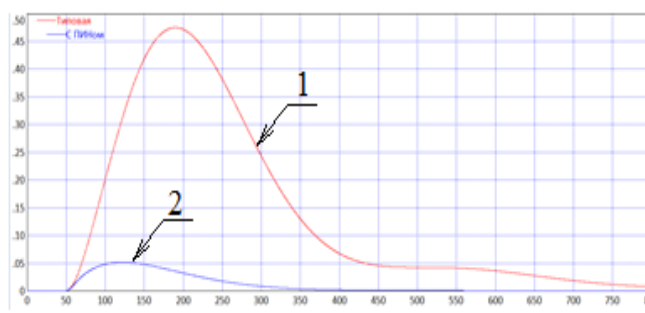


Рисунок 4. Оработка внутреннего возмущения f_1

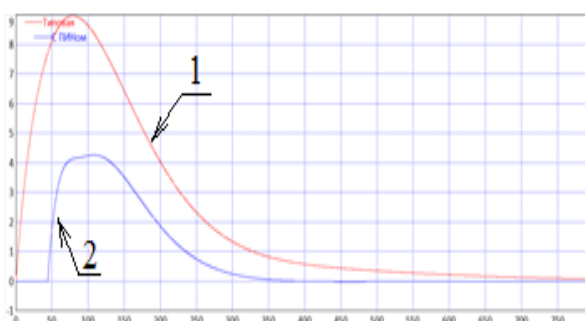


Рисунок 5. Оработка крайнего внешнего возмущения f_2

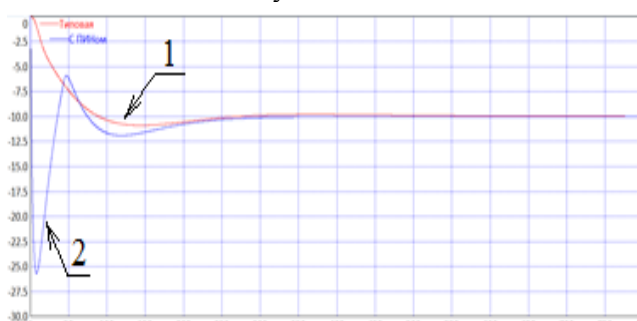


Рисунок 6. изменение регулирующего воздействия при оработке крайнего внешнего возмущения f_2

1 – типовая САР с дифференциатором;
2 – инвариантная САР при ПИН.

Прямые показатели качества переходных процессов:

Таблица 1 - Оработка скачка задания

Наименование САР:	t_p, c	$\sigma_m, \%$	ψ
Типовая	800	-	-
Инвариантная с ПИНом	300	-	-

Таблица 2 - При оработке внутреннего возмущения f_1

Наименование САР:	t_p, c	A_1^+	ψ
Типовая	740	0,5	1
Инвариантная с ПИНом	350	0,09	1

Таблица 3 - При оработке крайнего внешнего возмущения f_2

Наименование САР:	t_p, c	A_1^+	ψ
Типовая	800	9	1
Инвариантная с ПИНом	390	4,2	0.375

Таблица 4 - Изменение регулирующего воздействия X_p

Максимальная величина X_p :	Типовая	ПИН
X_p	-11	-26

ТабАнализ качества регулирования:

- При отработке $X_{зд}$ время регулирования инвариантной САР уменьшилось в 2,5 раза по сравнению с ТСАР. При этом максимальная динамическая ошибка перерегулирования равна нулю.

- При отработке внутреннего возмущения f_1 САР при ПИНе уменьшила время регулирования почти на 56 %, а максимальная динамическая ошибка регулирования сократилась на 45% по сравнению с ТСАР.

- При отработке крайнего внешнего возмущения f_2 расходом пара, комбинированная САР при ПИНе уменьшила время регулирования почти на 52 %, при этом максимальная динамическая ошибка уменьшилась в 2,2 раза, а площадь ошибки регулирования уменьшилась в 1,7 раза.

Литература

1. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: учебник для студентов и вузов / Г.П. Плетнев. – 4-е изд., стереот. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 352 с.: ил.
2. Инженерные экспресс-методы расчета промышленных систем регулирования / Г.Т. Кулаков. – Минск: Вышэйш. шк., 1984. – 192 с.
3. Теория автоматического управления теплоэнергетическими процессами: учеб. пособие / Г.Т. Кулаков [и др.]; под ред. Г.Т. Кулакова. – Минск: Вышэйшая школа, 2017. – 238 с.: ил.

УДК 621.311

МАГНИТНЫЕ ПОДШИПНИКИ В ТУРБОДЕТАНДЕРНЫХ УСТАНОВКАХ

Ковалев В.М.

Научный руководитель – старший преподаватель Зеленин Д.С.

Турбодетандерная установка представляет собой лопаточную турбинную машину с непрерывным действием. С помощью турбодетандера производится расширение газа с целью его дальнейшего охлаждения. Освобожденная энергия позволяет совершать полезную внешнюю работу. Турбодетандер осуществляет низкотемпературную обработку газа в промышленных установках, принимают непосредственное участие в сжижении газа и разделении многокомпонентных газовых смесей.

В настоящее время в энергетике все большее распространение получили турбодетандерные установки. Как к любому энергетическому оборудованию к ним предъявляется требование надежности. Одним из способов повышения надежности ТДУ является применение магнитных подшипников.

Магнитный подшипник, как и остальные механизмы подшипниковой группы, служит опорой для вращающегося вала. Но в отличие от распространенных подшипников качения и подшипников скольжения соединение с валом является механически бесконтактным, то есть используется принцип левитации.

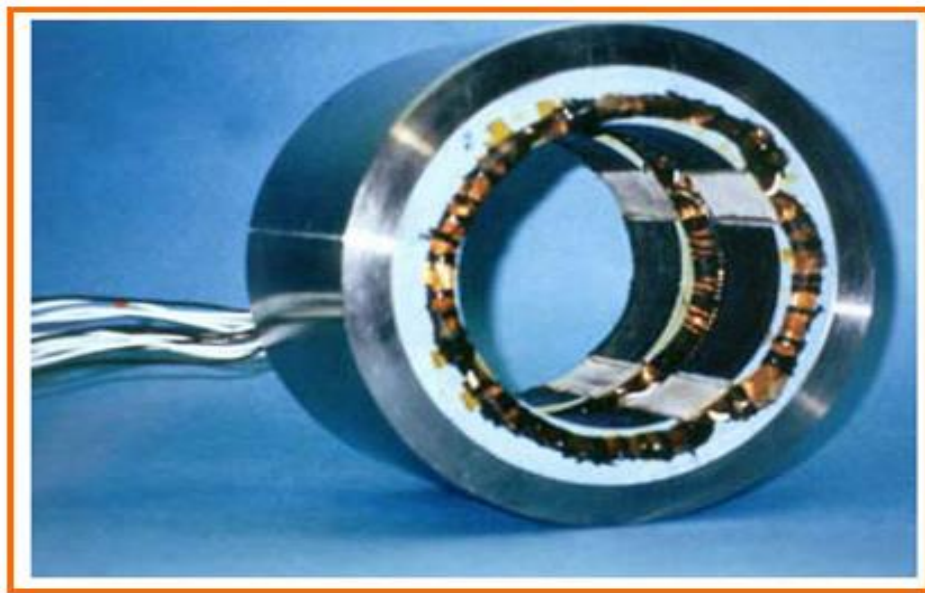


Рисунок 1. Магнитный подвес

Классификация и принцип работы.

Используя принцип левитации, вращающийся вал буквально парит в мощном магнитном поле. Контролировать движение вала и координировать работу магнитной установки позволяет сложная система датчиков, которая постоянно отслеживает состояние системы и подает необходимые управляющие сигналы, меняя силу притяжения с той или иной стороны.

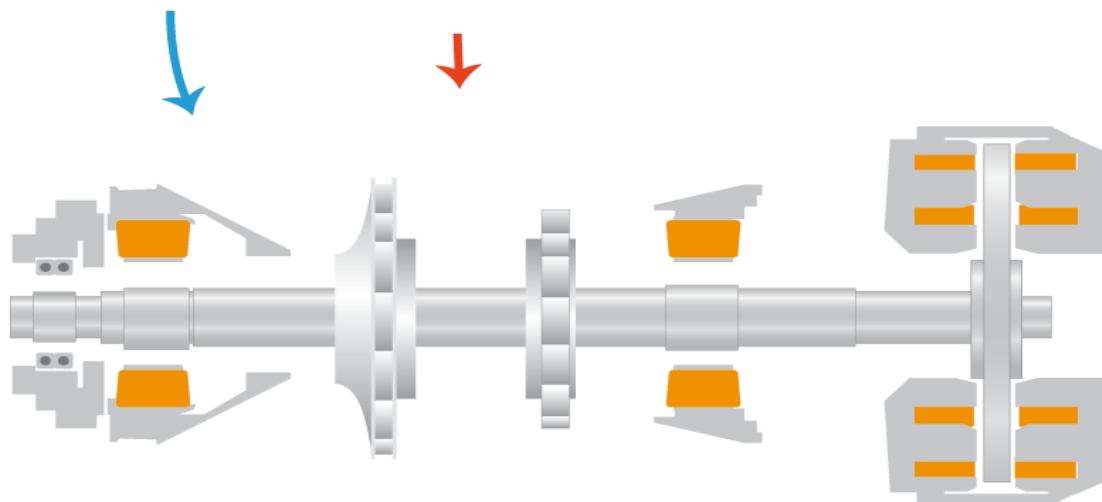


Рисунок 2. Принцип работы

Магнитные подшипники делятся на две большие группы – активные и пассивные. Более подробно об устройстве каждого типа подшипника.

Активные магнитные подшипники.

Также их называют активными магнитными подвесами. Как упоминалось, состоят они из двух частей – непосредственно сам подшипник, а также электронная система управления магнитным полем.

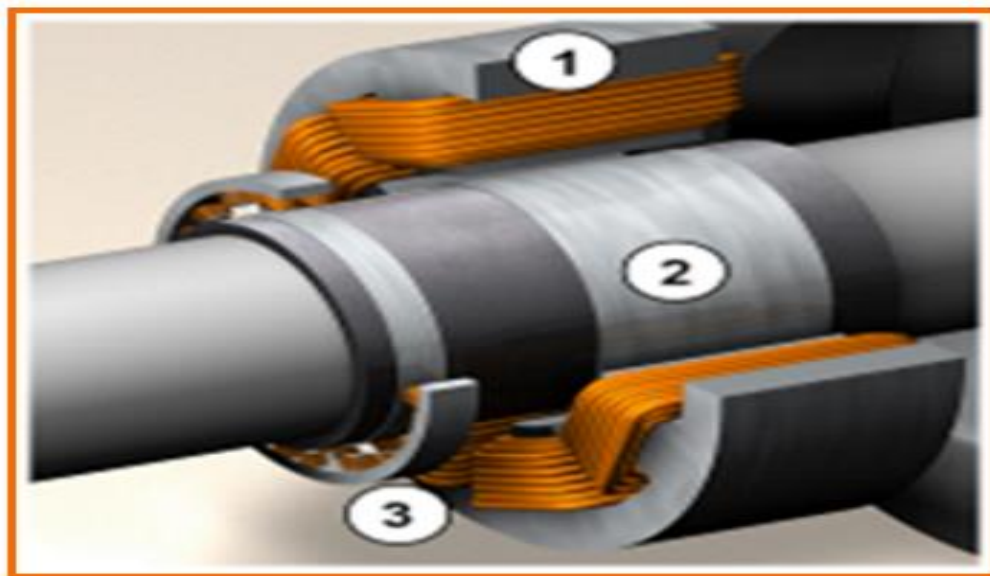


Рисунок 3. Устройство активного магнитного подвеса
1, 3 – силовые катушки; 2 — вал

Различают радиальные и упорные механизмы (по типу воспринимаемой нагрузки), но принцип работы у них один и тот же. Используется специальный ротор (обычный вал не подойдет), модифицированный ферромагнитными блоками. Этот ротор «висит» в магнитном поле, создаваемом электромагнитными катушками, которые находятся на статоре, то есть вокруг вала на 360 градусов, образуя кольцо.

Между ротором и статором образуется воздушный зазор, что позволяет деталям вращаться с минимальным трением.

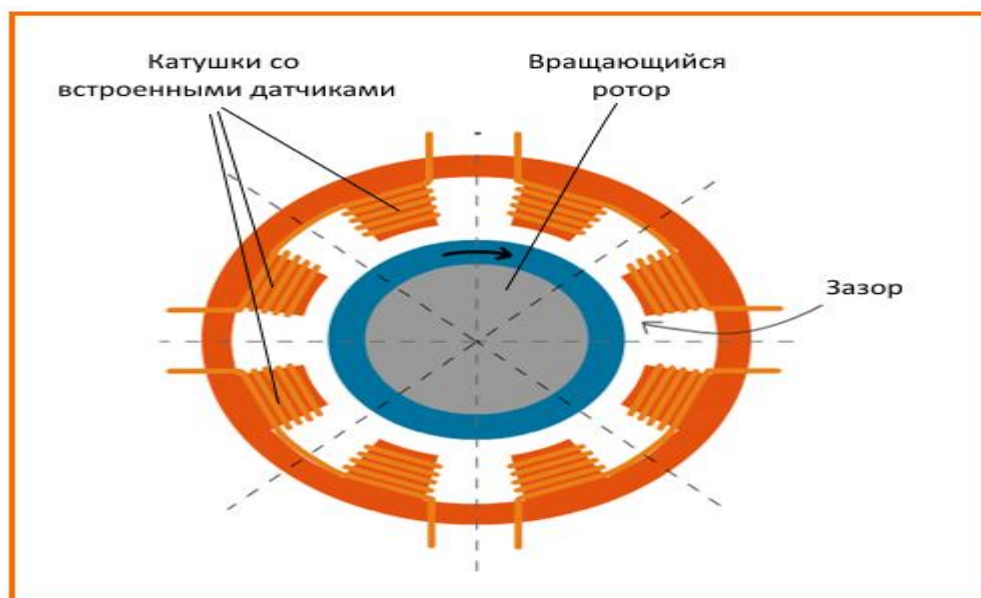


Рисунок 4. Система в разрезе

Изображенным механизмом управляет специальная электронная система, которая с помощью датчиков постоянно отслеживает положение ротора относительно катушек и при малейшем его смещении подает управляющий ток на соответствующую катушку. Это позволяет поддерживать ротор в одном и том же положении.

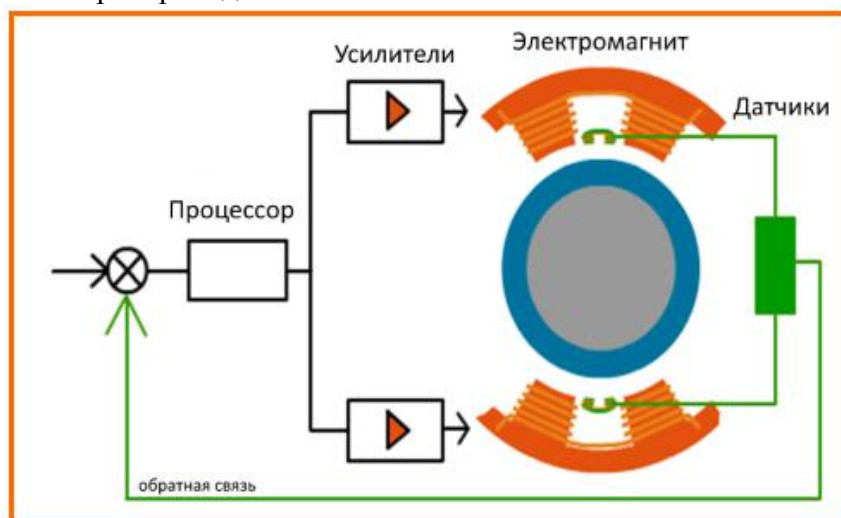


Рисунок 5. Устройство электронной системы управления

Пассивные магнитные подшипники.

Активные магнитные подвесы достаточно широко используются в промышленности, в то время как пассивные системы еще находятся в стадии разработки и испытаний. Как вытекает из названия, ключевым отличием является отсутствие активных элементов, то есть используются постоянные магниты. Но система из нескольких постоянных магнитов очень неустойчива, поэтому практическое применение подобных систем пока под вопросом. На схеме ниже условно представлен принцип работы пассивных механических подвесов.

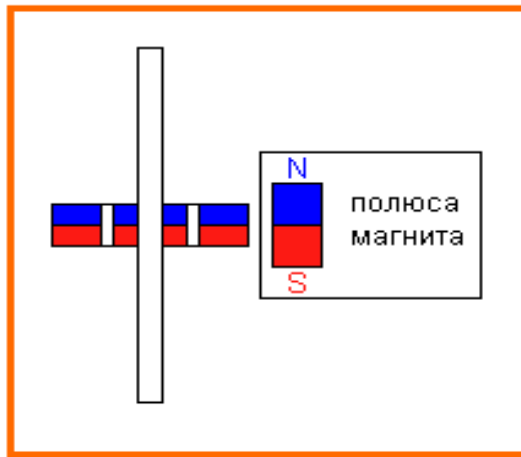


Рисунок 6. Пассивный МП

Ротор оснащен постоянным магнитом так же, как и статор, расположенный кольцом вокруг ротора. Одноименные полюса расположены рядом в радиальном направлении, что создает эффект левитации вала. Подобную систему можно даже собрать своими руками.

Преимущества.

Разумеется, основным преимуществом является отсутствие механического взаимодействия между вращающимся ротором и статором (кольцом).

Из этого следует, что подобные подшипники очень долговечны, то есть обладают повышенной износоустойчивостью. Также конструкция механизма позволяет использовать его в агрессивных средах – повышенная/пониженная температура, агрессивная воздушная среда. Поэтому МП находят все большее применение в космической промышленности.

Недостатки.

К сожалению, система обладает и большим количеством недостатков. К ним относятся:

- Сложность управления активными подвесами. Необходима сложная, дорогостоящая электронная система управления подвесом. Ее использование может быть оправдано только в «дорогих» отраслях – космической и военной.

- Необходимость использования страховочных подшипников. Резкое отключение электричества или выход из строя магнитной катушки может привести к катастрофическим последствиям для всей механической системы. Поэтому для страховки совместно с магнитными используют и механические подшипники. В случае отказа основных, они смогут взять на себя нагрузки и избежать серьезной поломки.

- Нагрев обмотки катушек. Вследствие прохождения тока, создающего магнитное поле, обмотка катушек нагревается, что зачастую является неблагоприятным фактором. Поэтому необходимо использовать специальные охлаждающие установки, что еще больше увеличивает стоимость использования подвеса.

Области применения.

Возможность работы при любых температурах, в условиях вакуума и отсутствия смазки позволяет использовать подвесы в космической промышленности, в станках нефтеперерабатывающей промышленности. Также они нашли свое применение в газовых центрифугах для обогащения урана. Различные электростанции также используют магнитные подвесы в своих генерирующих установках.



Рисунок 7. Турбодетандеры с магнитными подшипниками

Значительный технологический прорыв произошел в 1989 году, когда компания Maf-Trench впервые встроила магнитные подшипники S2M в турбодетандер для углеводородов. Теперь турбодетандеры с магнитными подшипниками считаются обычной практикой для определенных условий применения.

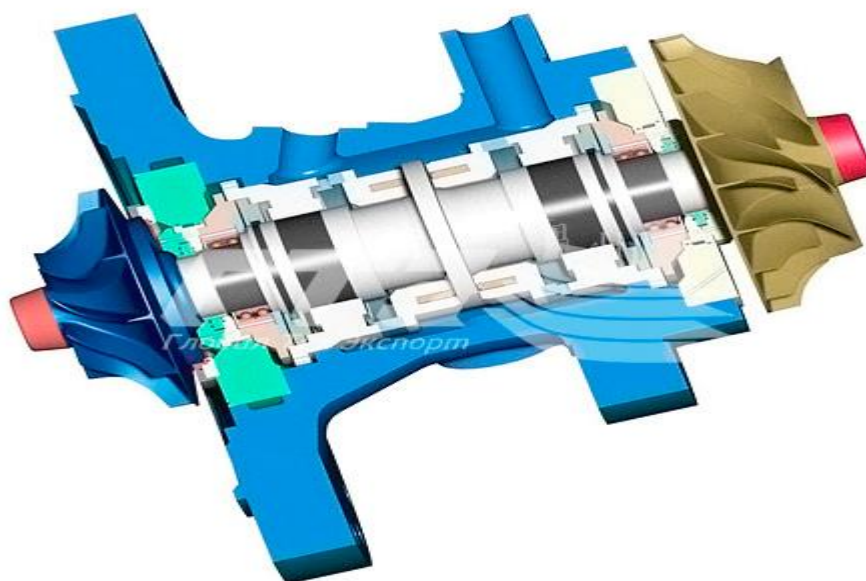


Рисунок 8. Магнитные подшипники: разрез модуля
Магнитный радиальный подшипник

Применение магнитных подшипников в турбодетандерах для углеводородов имеет некоторые особенности. В турбодетандерах - турбинах, в которых газ под высоким давлением используется для отделения более тяжёлых фракций и приведения в действие компрессора - подшипники находятся в постоянном и непосредственном контакте с газом. Более того, рабочая среда агрессивная, что может привести к преждевременному износу и отказу оборудования. В ответ на эту проблему, магнитные подшипники предлагают более надёжное решение без использования масла для высокоскоростных турбодетандеров природного газа. Имеется разные производители подшипников западные и российского производства. Например, в комплект магнитных подшипников SKF S2M входят два радиальных подвеса (диаметра 150 мм на валу) со встроенными датчиками и вспомогательными (страховочными) шарикоподшипниками, а также один упорный подвес, рассчитанный на высокие осевые нагрузки. Электромагнитные подшипники исключают

использование смазочного масла и, таким образом, полностью исключают загрязнение газа. На поставляемых ЭМП применено специальное коррозионностойкое покрытие, что позволяет эксплуатацию в агрессивных, кислых средах. Отсутствие механического контакта означает отсутствие износа узлов и, как следствие, ЭМП практически не требуют техобслуживания. Магнитные подшипники SKF S2M также позволяют проводить диагностику и мониторинг оборудования, регистрируя данные о виброперемещениях, температуре и частоте вращения вала с помощью встроенных датчиков. Заметим, что на масляном оборудовании требуется дополнительная установка датчиков вибродиагностики.

Литература

1. Степанец, А.А. Энергосберегающие Турбодетандерные Установки / А.А. Степанец. - Москва: Недра, 1999 .
2. ПодшипникЦентр.ЕУ [Электронный ресурс]. –Режим доступа: [http:// www.podshipnikcentr.ru/](http://www.podshipnikcentr.ru/). – Дата доступа: 16.07.2005.
3. "Группа ГМС" [Электронный ресурс]: Инженерные решения для управления потоками [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.compressormash.ru/>. – Дата доступа: 16.07.2005.

УДК 621.182

МЕТОДЫ КОРРЕКЦИИ ВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО РЕЖИМА ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Ковалёв М. С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Чиж В. А.

Водоподготовка и водно-химический режим, особенно тщательное соблюдение режима, являются обязательными условиями для предотвращения появления коррозионных процессов и образования органических и неорганических отложений на внутренних стенках трубопроводов и на другом оборудовании, в котором используется вода. Для нормального функционирования всего оборудования необходимо грамотно наладить водно-химический режим, чтобы обеспечить надежную и бесперебойную работу тепловых энергетических установок, систем отопления и водоснабжения и других устройств без понижения экономичности и без повреждений, которые могли быть вызваны коррозией металла. Обязательно нужно следить за тем, чтобы на теплопроводящих и теплопередающих поверхностях оборудования не образовывалась накипь, шлам и другие отложения минеральных веществ. То же самое касается и трубопроводов в котельных, а также систем теплоснабжения и теплоснабжения.

Задачей подготовки подпиточной воды теплосети является приведение физико-химических показателей исходной воды к уровню, удовлетворяющему требованиям ПТЭ. Обработку исходной воды можно разделить на три основные стадии:

1. предочистка;
2. снижение жесткости (умягчение) и/или щелочности воды;
3. деаэрация воды.

Существующие методы подготовки воды для систем теплоснабжения:

1. Катионирование;
2. Реагентные способы подготовки воды (подкисление, комплексонная обработка, применение полиактивных веществ);
3. Безреагентный способ подготовки воды (электрическим полем).

Для тепловых сетей особое распространение получило Na-катионирование. Na-катионирование воды должно обеспечить замену содержащихся в воде катионов на ионы натрия. При обработке природных вод Na-катионирование служит в основном для умягчения воды, т.е. удаления из нее ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} .

Закон об окружающей среде требует предусматривать защиту водоемов от стоков водоподготовки. Поэтому следует выбирать схему подготовки воды с минимальным или с полным отсутствием стоков в природные водоемы. Схема подкисления воды с последующей декарбонизацией и деаэрацией воды практически не имеет сбросных вод. Метод подкисления воды с помощью серной кислоты разрушает карбонатную жесткость воды до значения $<0,7$ мг-экв/л и переводит её в некарбонатную жесткость. Из разрушенной карбонатной жесткости образуется углекислота, которую можно удалить с помощью декарбонизатора и понизить концентрацию до 3-5 мг/л и полностью в деаэраторах с барботажем. При подкислении с помощью серной кислоты в обрабатываемой воде увеличивается содержание сульфат- иона и может возникнуть опасность выпадения гипса CaSO_4 . Чтобы провести правильную оценку возможности применения подкисления следует воспользоваться специальной номограммой.

На данный момент широкое распространение получают способы реагентной - комплексонатной водоподготовки подпиточной и сетевой воды водогрейных котлов и систем теплоснабжения, что может быть эффективной альтернативой стандартной водоподготовке - умягчению воды с использованием Na или H-катионированием и её деаэрации.

Применение комплексонатов позволяет обеспечить надежность, безопасность и экономичность эксплуатации систем теплоснабжения. Эти комплексонаты являются ингибиторами как накипеобразования, так и коррозии. Комплексонаты - реагенты, применение которых для обработки подпиточной и сетевой воды котлов, систем теплоснабжения предотвращает коррозионное повреждение металла и накипеобразование на поверхностях нагрева. Доза комплексоната - необходимая и достаточная концентрация реагента в подпиточной и сетевой воде системы теплоснабжения, водогрейных котлов, определяемая по результатам лабораторных исследований для максимально полного подавления накипеобразования и коррозии и (или) отмывки ранее образовавшихся отложений и накипи.

Благодаря применению полиактивных веществ (ПАВ) на металлических поверхностях образуются полимолекулярные пленки, блокирующие процессы коррозионной активности и образования отложений. Кроме того, данная технология позволяет снизить гидравлическое сопротивление трубопроводов тепловых сетей, очистить функциональные поверхности теплообменного оборудования от накипи и продуктов коррозии, повысить коррозионную стойкость конструкционных материалов трубопроводов тепловых сетей, сократить частоту проведения ремонтов, увеличить срок службы трубопроводов. Это дает возможность снизить электропотребление сетевыми насосами, сократить удельный расход газа на выработку тепловой энергии, повысить коррозионную стойкость поверхностей нагрева котлов. ПАВ-технология является одним из актуальных способов защиты и продления срока службы трубопроводов, сильфонных компенсаторов и теплообменного оборудования, выполненных из нержавеющей стали и работающих в зонах теплоносителя с повышенным содержанием хлорид-ионов.

Электрохимическая очистка воды основана на электролизе, сущность которого заключается в использовании электрической энергии для проведения процессов окисления и восстановления. Процесс электролиза протекает на поверхности электродов, находящихся в электропроводном растворе, – электролите. Для процесса электролиза необходимы: раствор электролита – загрязненная вода, в которой всегда присутствуют ионы в той или иной концентрации, обеспечивающие электропроводимость воды; электроды, погруженные в раствор электролита; внешний источник тока; токоподводы – металлические проводники, соединяющие электроды с источником тока. Вода сама по себе – плохой проводник, однако находящиеся в растворе заряженные ионы, образующиеся при диссоциации электролита, под действием напряжения, приложенного к электродам, двигаются по двум противоположным направлениям: положительные ионы (катионы) к катоду, отрицательные (анионы) – к аноду. Анионы отдают аноду свои «лишние» электроны, превращаясь в нейтральные атомы. Одновременно с этим катионы, достигая катода, получают от него недостающие электроны и также становятся нейтральными атомами или группой атомов (молекулами). При этом число электронов, получаемых анодом, равно числу электронов, передаваемых катодом. В цепи протекает постоянный электрический ток. Таким образом, при электролизе протекают окислительно-восстановительные процессы: на аноде – потеря электронов (окисление), на катоде – приобретение электронов (восстановление). Однако механизм электрохимических реакций существенно отличается от обычных химических превращений веществ. Отличительная особенность электрохимической реакции пространственное разделение электрохимических реакций на два сопряженных процесса: процессы разложения веществ или получения новых продуктов происходят на границе электрод-раствор при помощи электрического тока. При проведении электролиза одновременно с электродными реакциями в объеме раствора происходят изменение рН и окислительно-восстановительного потенциала системы, а также фазово-дисперсные превращения примесей воды.

УДК 620.9: 662.638

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕСТНЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА

Кожановский К.В.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Жихар Г.И.

Недостаточное обеспечение Республики Беларусь собственными запасами ископаемого топлива, 82-85% которого импортируется в республику из одного источника, и стремительный рост цен на нефть и природный газ на мировом рынке вынуждает по-новому взглянуть на решение проблемы обеспечения страны топливно-энергетическими ресурсами. Замещение местными видами топлива и горючими отходами производства импортируемых природного газа, нефтепродуктов и угля – одно из основных мероприятий Постановления Совета Министров Республики Беларусь от 7 декабря 2009 г. №1593 «Об установлении заданий по доле местных топливно-энергетических ресурсов в балансе котельно-печного топлива».

В конце декабря 2009 г. Введена в эксплуатацию Пружанская ТЭЦ с современной технологией сжигания древесного топлива и торфа. Для сжиганий топлива применена коническая колосниковая решетка, разработанная финской фирмой. Она позволяет сжигать кору, опилки, древесную щепу и т.п. с влажностью до 55% без снижения мощности. Расчетный годовой расход местных видов топлива по ТЭЦ составляет: щепа – 26,6 тыс. т/год (7,794 тыс. т у.т.); торфа – 18,7 тыс. т/год (5,196 тыс. т у.т.), расчетная тепловая нагрузка зоны теплоснабжения ТЭЦ составляет 31,578 Гкал/ч, в том числе на горячее водоснабжение – 6,039 Гкал/ч.

Установленная электрическая мощность ТЭЦ составляет 3,7 МВт, тепловая – 58 Гкал/ч. Ввод в эксплуатацию ТЭЦ позволит обеспечить до 60% потребления в электрической и 95% - в тепловой энергии г. Пружаны.

Последние данные по удельному расходу топлива на отпуск электрической энергии составил 189,1 г у.т. на 1кВт·ч при плане 195,0 на тепловую энергию – 183,7 кг у.т. на 1 Гкал при плане 188,2 при работе на одной щепе. В настоящее время ТЭЦ выходит на сжигание смеси топлива-щепы (60%) и фрезерного торфа (40%). Щепы пока недостаточно. Но на перспективу проблем с местным топливом возникать не должно, т.к. станция близко расположена к сырьевым источникам – торфозаготовка и лесным массивам. Поможет сырьем и филиал РУП «Брестэнерго» - сельскохозяйственное предприятие «Агроэнерго - Зеленевицы», которое расположено в Пружанском районе. На его базе собирается перейти к выращиванию быстрорастущих древесных культур, которые и пойдут на дальнейшую переработку и использование в качестве местного топлива.

Электростанции, работающие на местных топливах, построены и в других городах страны. Например, в Осиповичах на Осиповичской мини-ТЭЦ введена новая котельная установка для сжигания древесных отходов и фрезерного торфа.

Энергетическая котельная установка предназначена для выработки перегретого пара за счет сжигания древесного топлива и фрезерного торфа, как отдельно, так и в смеси в котлоагрегатах КЕ-10-24-300 ОГМВ, оснащенном предтопком, где используется принцип сжигания топлива в вихревой конструкции ОАО «Бийский котельный завод». В котле КЕ-10-24-300 ОГМВ сжигаются древесные отходы и фрезерный торф. Низшая теплота сгорания торфа составляет $Q_{\text{н}}^{\text{т}}=8120$ кДж/кг (1940 ккал/кг), а древесных отходов $Q_{\text{н}}^{\text{д}}=10224$ кДж/кг (2440 ккал/кг).

На Осиповичской мини-ТЭЦ установлен блочный турбогенератор ТГ 1,5/10,5Р13/03. Здесь применена технология комбинированного производства электрической энергии и тепла с использованием противодавленческой паровой турбины.

За эти годы были реализованы такие крупные проекты как:

- строительство Вилейской мини-ТЭЦ на древесном топливе с импортозамещением в объеме 18 тыс.т у.т.;

- строительство Пинской ТЭЦ на древесном топливе с импортозамещением в объеме 22 тыс.т у.т.;

- строительство на Белорусской ГРЭС котла на древесном топливе и торфе с импортозамещением в объеме 12,7 тыс.т у.т.;

- строительство котла на лигнине на Бобруйской ТЭЦ с импортозамещением в объеме 27,3 тыс.т у.т.;

Введены в эксплуатацию котел мощностью 60 тонн пара в час на торфе и древесном топливе на Жодинской ТЭЦ, а также мини-ТЭЦ в Петрикове и Верхнедвинске.

С 2007 года активно внедрялись перспективные газогенераторные котлы на отходах сельскохозяйственности. Так, например, на ОАО "Слонимский АРЗ" организовано производство газогенераторных котлоагрегатов ГК-90, работающих на местных видах топлива, а только в Минской области внедрено 43 подобных установки. Было завершено строительство 2 биогазовых установок (РУП «Племптицезавод «Белорусский», РУСП «Селекционно-гибридный центр «Западный» -520кВт).

УДК 621.311

АКТИВНЫЕ И ПАССИВНЫЕ МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ОТ ЭРОЗИИ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ТУРБИН

Мухин А.Д.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Седнин А.В.

Турбины АЭС эксплуатируются на влажном паре. Основными проблемами эксплуатации таких турбин являются дополнительные потери энергии в проточной части и эрозия. Пример эрозионного разрушения части лопаток турбины представлен на рисунке 1.



Рисунок 1. Вид эрозионно-разрушенных лопаток

Основные методы защиты от эрозии проточной части турбины разделяют на:

- активные;
- пассивные.

Активными методами защиты называют те методы, которые внедряются в процесс эксплуатации турбин. К активным методам относят следующие:

- удаление влаги из потока (выносная сепарация влаги, внутритурбинная сепарация влаги);
- испарение влаги (обогрев сопловых лопаток)
- управление дисперсностью влаги (внедрение поверхностно-активных веществ).

В настоящее время существует тенденция расширять выносную сепарацию влаги путем установки дополнительных сепараторов в отборы турбины с повышенной влажностью потока. Это позволяет снизить эрозионный износ оборудования и тем самым повысить его надежность.

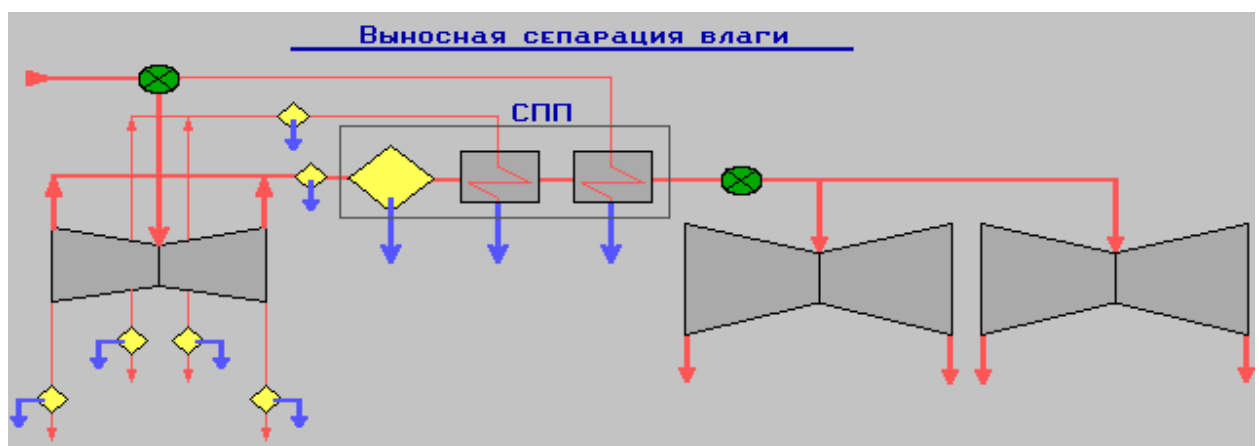


Рисунок 2. Выносная сепарация влаги

Внутритурбинная сепарация влаги выполняется во всех ступенях турбин ТЭС и АЭС, работающих во влажном паре.

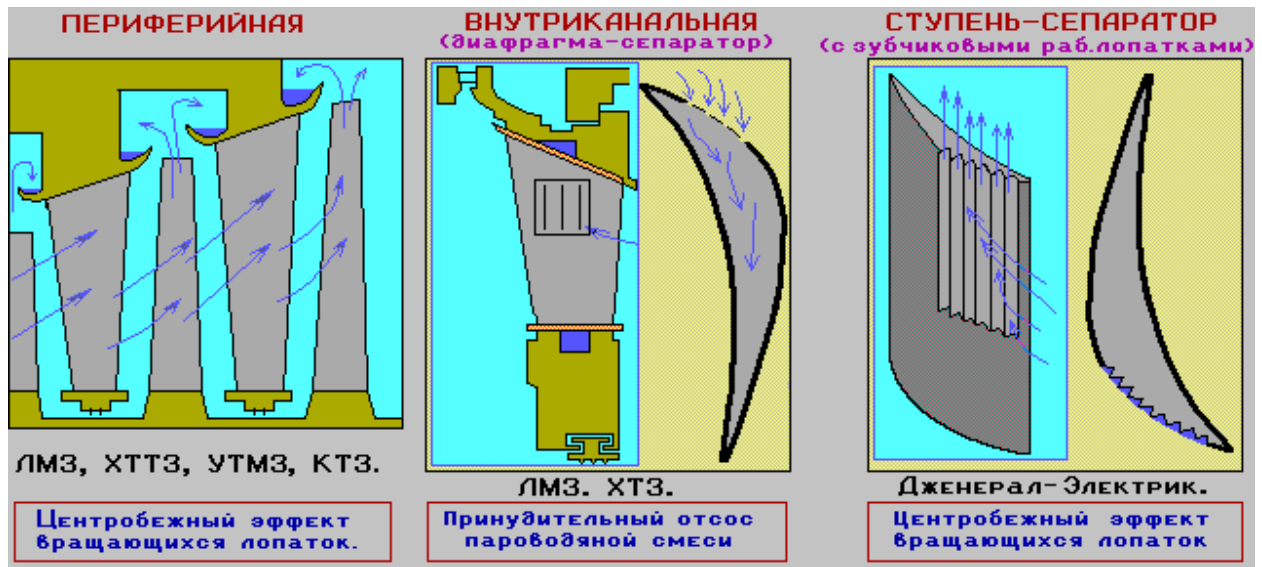


Рисунок 3. Внутритурбинная сепарация влаги

Для управления дисперсностью, т.е., размером капель, жидкой фазы применяют поверхностно - активные вещества (ПАВ).

Введение в поток (в небольших количествах) ПАВ снижает коэффициент поверхностного натяжения жидкой фазы и увеличивает интенсивность дробления капель. Иначе говоря, ПАВ позволяет переводить крупнодисперсную, наиболее эрозионно-опасную, влагу в мелкодисперсную.

В качестве ПАВ для энергетических блоков исследовался октадециломин (ОДА), химическая формула - $C_{18}H_{37}NH_2$.

Достоинства:

1. ПАВ позволяет значительно снизить эрозию оборудования и вследствие уменьшения потерь энергии от влажности - поднять мощность блока (до 2-х %).

Недостатки:

1. ОДА токсично, по этой причине не применяется.

2. ПАВ "дочиста" отмывает все поверхности - появляются скрытые свищи.

Пассивными методами защиты являются технологические методы при проектировании для снижения эрозионного износа. К ним относятся:

- технологические (высокохромистые стали, термообработка поверхностей, электроискровое упрочнение поверхностей, напайки из твердых сплавов, лопатки из титановых сплавов);

- конструкторские (переход на пониженную частоту вращения ротора, устранение зон концентрации влаги, плавное изменение проточной части, уменьшение толщины входных кромок лопаток, увеличение зазора между сопловыми и рабочими решетками.

Высокой стойкостью к эрозии и коррозии при работе во влажном паре обладают хромоникелевые аустенитные стали 12X18H10T, 12X18H9T и 12X18H12T, применяемые ХТГЗ.

Высокохромистые аустенитные стали весьма дороги, поэтому, по возможности, детали турбины изготовляют из углеродистых сталей, а места ожидаемой эрозии защищают эрозионно - устойчивыми материалами.

Из электрофизических методов (электроискровой, электроимпульсный, анодно - механический, закалка ТВЧ) наиболее эффективна закалка входных кромок токами высокой частоты.

Электроискровое упрочнение заключается в том, что следует ожидать эрозии, наносится металл электрода - твердый сплав Т15К6 (79% карбида вольфрама, 15% Ti и 6% Co). Поверхность лопатки становится шероховатой и задерживает влагу в виде пленки, которая демпфирует соударение.

Стеллит - это литой твердый сплав, имеющий невысокую твердость, но значительную износостойкость и высокую химическую стойкость.

Химический состав стеллитов колеблется в пределах: 2...4% C, 25...33% Cr, 10...25% W, 35...55% Co, 0...10% Fe. Кобальт (Co) частично может быть заменен никелем.

Отечественные марки стеллитов: В2К, В3К, В3К-ЦЭ.

Стеллитоподобные сплавы типа СОРМАЙТ и СМЕНА по своим свойствам резко отличаются от стеллитов: хрупки и менее химически устойчивы.

Стеллит, в виде напайки отдельными пластинами применяют для защиты входных кромок периферийных сечений рабочих лопаток последних ступеней от ударной эрозии.

Входную кромку, со стороны спинки, покрывают почти на 50% длины лопатки.

Недостатки:

1. Коэффициенты линейного расширения материала лопатки и стеллитовых накладок существенно различны. Возможен отрыв накладок.

2. Для одноконтурных АЭС не разрешается применение стеллита из-за содержания в нем кобальта.

Титановые сплавы, например, Т15К6 (15% - титан, 6% - кобальт, основа - железо) имеют повышенную коррозионно - эрозионную стойкость по сравнению с лопаточными сталями.

Недостатки:

1. В 3...7 раз дороже высокохромистых сталей.

2. Трудоемкость механической обработки почти в 10 раз больше обработки лопаток из стали.

На периферии рабочих лопаток последних ступеней паровых турбин АЭС с $n = 50$ 1/с скорость отдельных сечений рабочих лопаток достигает 500...660 м/с при местной скорости звука примерно 330...340 м/с.

Каплеударный контакт на периферии (капля = поверхность) реализуется при сверхзвуковых скоростях.

Переход с $n = 50$ 1/с на $n = 25$ 1/с позволяет снизить окружные скорости рабочих лопаток и тем самым уменьшить ударную эрозию периферии рабочих лопаток.

В проточной части турбины не должно быть зон концентрации влаги и зон вихреобразования. По этой причине разъемы неподвижных деталей турбины принято сболчивать, а там, где можно - соединять путем сварки. Профиль проточной части выполняется плавным.

Профиль проточной части должен быть плавным, во избежание отрыва потока и образования вихревых зон, вызывающих во влажном паре эрозию элементов проточной части.

При работе во влажном паре скругленная входная кромка подвержена каплеударной эрозии. Это ухудшает аэродинамическое качество лопаточного аппарата и снижает экономичность проточной части турбины.

Удлиненная входная кромка направляющих лопаток чувствительна к изменению угла атаки потока, но уменьшает каплеударную эрозию.

В последних ступенях турбины, где возрастает доля крупнодисперсной, наиболее эрозионно-опасной влаги, увеличивают зазор между турбинными решетками до 100...300 мм.

Это позволяет разогнать в зазоре влагу и уменьшить угол атаки профилей турбинных решеток.

УДК 621.311

НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА МЕТАЛЛА ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ ТЭС

Пархомчик Е.М.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Герасимова А.Г.

Особо важное значение в энергетике имеет решение вопроса безопасности работы оборудования, который во многом зависит от работоспособности металла. Растущие требования к надежности и долговечности оборудования электростанций требуют постоянного совершенствования методов и средств его контроля, заключающегося в проверке соответствия показателей качества оборудования установленным требованиям. Критериями качества могут являться физические, геометрические, функциональные и технологические показатели.

Основу современной теплоэнергетики составляют тепловые электрические станции, оснащенные мощными парогенераторами и турбинами. Базовыми конструкционными материалами теплоэнергетических установок являются стали и сплавы. Металл в теплоэнергетике работает в тяжелых условиях под воздействием многочисленных конструктивно-технологических (концентраторы напряжений и деформаций, вызванные геометрией деталей отверстия, малые радиусы скруглений, резкие переходы от сечения к сечению; остаточные напряжения и деформации, возникающие в результате технологической обработки деталей; качество металла и изготовления конструкций) и эксплуатационных (повышенная температура, давление рабочей среды, коррозия, эрозия, стационарные и периодически меняющиеся нагрузки, длительность эксплуатации) факторов. В процессе эксплуатации электростанций возможны разрушения металла оборудования как вследствие технологических дефектов, так и в результате воздействия эксплуатационных условий. Длительная эксплуатация энергоустановок приводит к изменению структуры металла, накоплению в нем повреждений и, как следствие, ухудшению его основных служебных свойств (прежде всего, способность металла длительно противостоять воздействию высокой температуры, давлению, коррозии и эрозии) и снижению надежности работы оборудования и трубопроводов[1].

Таким образом, для своевременного выявления и устранения опасных изменений или нарушений в металле необходимы систематические наблюдения и контроль на всех стадиях изготовления, монтажа и эксплуатации оборудования, что является необходимым условием безопасной эксплуатации электростанций.

Несмотря на усиление контроля качества металла энергетических установок на заводах-изготовителях, часто наблюдаются случаи поставки тепловым электростанциям оборудования с дефектами (некачественная сварка, различные поверхностные дефекты и др.).

В период монтажа и проведения пуско-наладочных работ должен быть выполнен входной контроль за исходным состоянием металла оборудования методами, которые будут применяться в процессе эксплуатации.

Предэксплуатационный (входной) контроль состояния металла оборудования и трубопроводов и других элементов электростанций проводится для получения данных состояния металла оборудования, трубопроводов и других элементов электростанций после окончания этапов, предшествующих физическому пуску: транспортирования на площадку электростанции и временного хранения, монтажа, гидравлических испытаний, циркуляционной промывки и «горячей» обкатки.

Результаты входного контроля являются исходными данными для сравнения с результатами контроля металла оборудования, трубопроводов и других элементов ТЭС при эксплуатации.

Объем предэксплуатационного неразрушающего контроля должен, как минимум, охватывать объем контроля, предусмотренный типовой программой предэксплуатационного неразрушающего контроля.

Неразрушающий контроль не связан с разрушением или повреждением объекта контроля, и поэтому он может быть сплошным. Неразрушающий контроль дефектов, структуры и твердости металла проводится непосредственно на деталях и конструкциях с помощью переносных или портативных приборов. Для контроля структуры металла используют переносные микроскопы или пластиковые реплики, а для выявления дефектов применяют различные физические методы, основанные на взаимодействии различных физических полей, излучений и веществ с объектом контроля. Физические методы контроля также могут использоваться при контроле геометрических размеров (толщинометрия); контроле структуры, химического состава и механических свойств (структуроскопия)[2].

При выполнении предэксплуатационного и эксплуатационного контроля допускается проводить:

- визуальный осмотр, предназначенный для получения информации об общем состоянии оборудования, трубопроводов и других элементов электростанции, в том числе, состоянии их опор и подвесок, состоянии крепежных соединений, а также для обнаружения формоизменений и перемещений сверх установленных границ, коррозионных или механических повреждений, протечек или следов протечек. При визуальном осмотре могут применяться телевизионные камеры, оптические средства, например, бинокли, зеркала, эндоскопы и т. п.;

- контроль состояния поверхности оборудования, трубопроводов и других элементов электростанции осуществляется с целью выявления поверхностных дефектов;

- контроль в объеме металла оборудования, трубопроводов и других элементов электростанции с целью выявления подповерхностных дефектов (контроль по толщине стенки оборудования, трубопроводов);

- определение механических свойств металла оборудования, трубопроводов и других элементов электростанции;

- определение химического состава оборудования, трубопроводов и других элементов электростанции.

При выполнении контроля состояния поверхности оборудования, трубопроводов и других элементов электростанции должны применяться:

- **визуальный и измерительный контроль**, контроль геометрических размеров оборудования и трубопроводов, включая:

- телевизионный визуальный контроль;

- телевизионный измерительный контроль;

- контроль с применением эндоскопов, перископов и других оптических средств;

- **капиллярный контроль** – вид неразрушающего контроля, основанный на проникновении веществ в полости дефектов контролируемого объекта, применяют для обнаружения невидимых или слабовидимых невооруженным глазом поверхностных и сквозных дефектов (раскрытием < 10 мкм) в объекте контроля любых форм и размеров, изготовленных из металлических или других любых твердых непористых материалов;

- **магнитопорошковый контроль** предназначен для выявления поверхностных и подповерхностных дефектов в ферромагнитных материалах и основан на выявлении магнитных полей рассеяния над дефектами с помощью ферромагнитных частиц (рисунок 1);

- **вихретоковый контроль** основан на анализе взаимодействия электромагнитного поля вихретокового преобразователя с электромагнитным полем вихревых токов, наводимых в контролируемом объекте. Схема вихретокового контроля показана на рисунке 2. Вихретоковый метод контроля применяют для выявления поверхностных и подповерхностных дефектов в электропроводящих материалах, измерения толщины покрытий, определения механических свойств и структуры материалов.

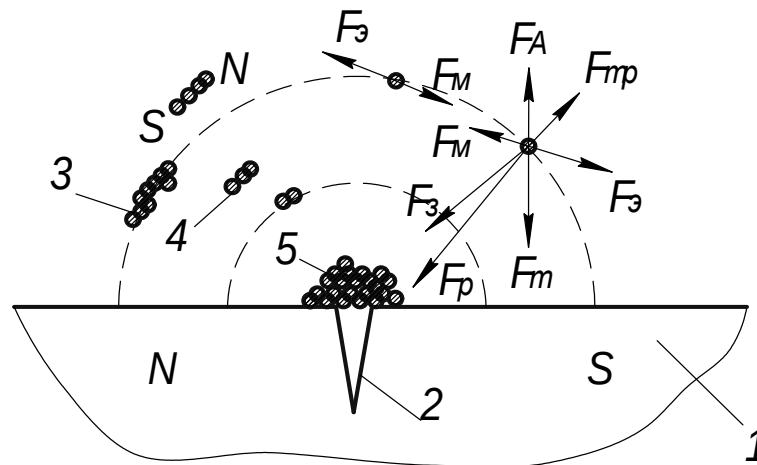


Рисунок 1. Магнитное поле над трещиной при магнитопорошковом контроле:
1 – объект контроля; 2 – трещина; 3,4 – цепочки из частиц порошка; 5 – порошок над трещиной; F_3 – сила магнитного поля, направленная к месту трещины; F_T – сила тяжести; F_A – сила выталкивающего действия жидкости; $F_{тр}$ – сила трения; F_3, F_M – силы электростатического и магнитного взаимодействия между частицами; F_p – результирующая сила

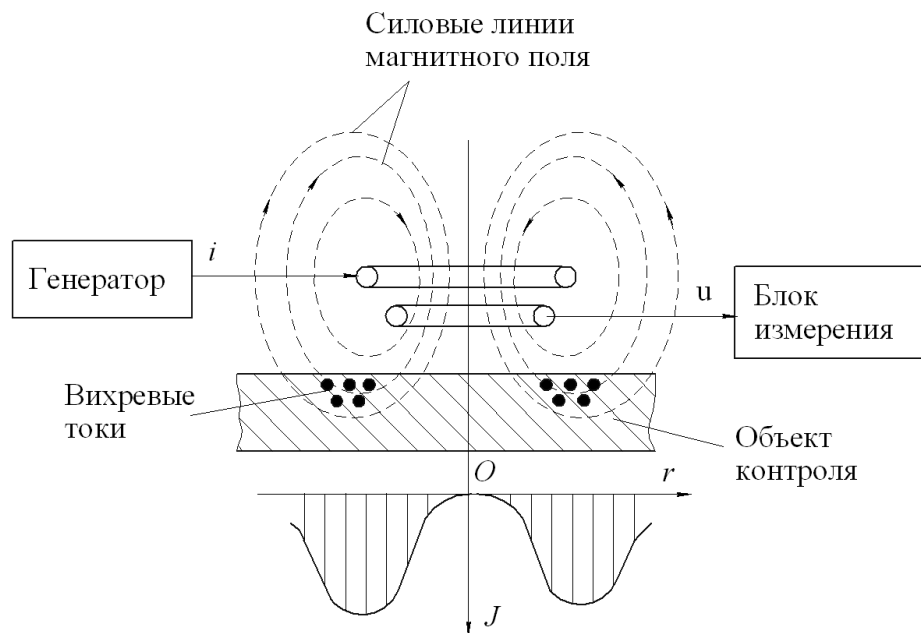


Рисунок 2. Схема вихретокового контроля

При выполнении контроля в объеме металла по толщине стенки оборудования, трубопроводов должны применяться:

– **ультразвуковой контроль** основан на возбуждении и распространении ультразвуковых волн в упругих телах, и определении акустических свойств материала исследуемого объекта контроля. Ультразвуковой контроль применяется в основном для выявления внутренних дефектов и определения толщины объектов контроля при одностороннем доступе. Из существующих ультразвуковых методов неразрушающего контроля наибольшее практическое применение нашел эхо-метод отражения (рис.3). Около 80 % объектов, контролируемых УЗ методами, проверяют эхо-методом.

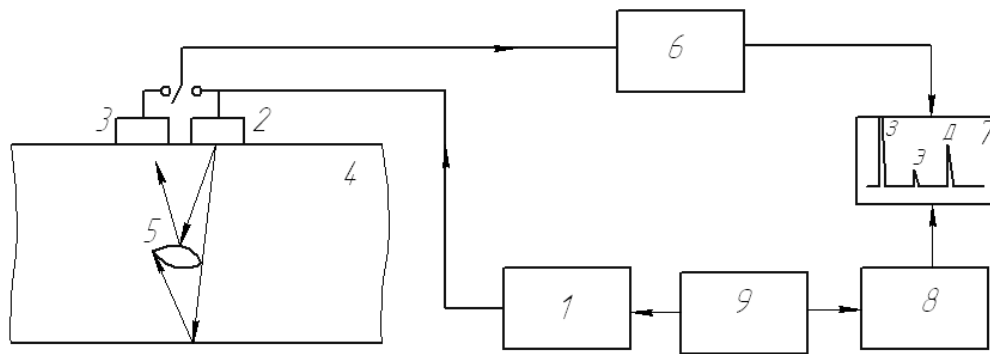


Рисунок 3. Упрощённая структурная схема ультразвукового эхо-дефектоскопа:
1 – генератор; 2,3 – излучатель и приемник (пьезоэлектрический преобразователь);
4 – объект контроля; 5 – дефект; 6 – усилитель; 7 – индикатор; 8 – генератор развертки; 9 – синхронизатор; З – зондирующий импульс, Э – импульс от дефекта, Д – импульс от донной поверхности контролируемой детали

– **радиографический контроль** – основан на преобразовании радиационного изображения контролируемого объекта в радиографический снимок или запись этого изображения на запоминающем устройстве с последующим преобразованием в световое изображение, широко распространён в связи с его простотой и документальным подтверждением получаемых результатов;

– **контроль методом акустической эмиссии**. Метод основан на регистрации и анализе акустических волн, возникающих в процессе внутренней локальной перестройки кристаллической структуры контролируемого объекта, появления и развития трещин в объекте контроля и др., позволяет регистрировать развивающиеся дефекты и оценивать степень их опасности. Схема акустико-эмиссионного метода контроля показана на рисунке 4.

– контроль герметичности и гидравлические испытания [3].

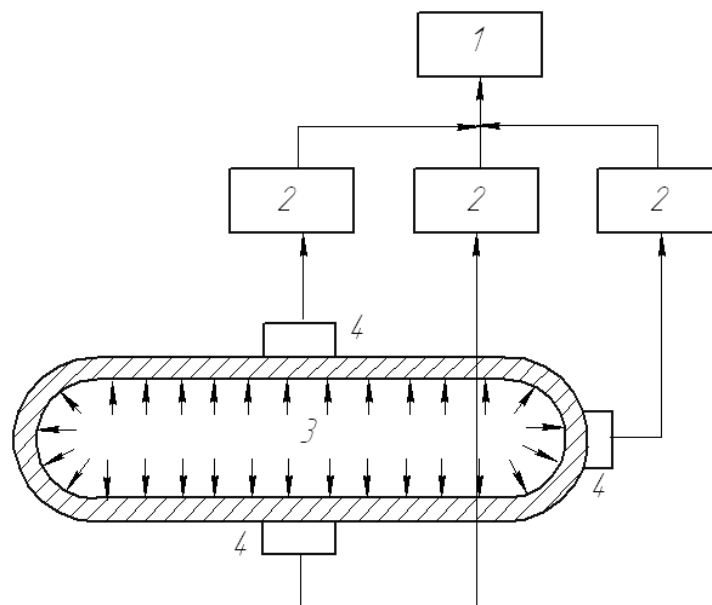


Рисунок 4.. Схема акустико-эмиссионного метода контроля: 1 – генератор; 2 – излучатель; 3 – объект контроля; 4 – приемник; 5 – усилитель; 6 – блок обработки информации с индикатором

Требования и методики проведения неразрушающего контроля оборудования и трубопроводов ТЭС регламентируются техническими нормативно-правовыми актами (ТНПА), некоторые из которых приведены в таблице.

Технические нормативные правовые акты, устанавливающие требования к методам контроля приведены в таблице 1.

Таблица – Методы неразрушающего контроля

№ п/п	Метод контроля	ТНПА
1	Визуальный и измерительный контроль	СТБ 1133, ГОСТ 23479
2	Капиллярный контроль	СТБ 1172
3	Магнитный контроль	СТБ ЕН 1290, ГОСТ 21105
4	Магнитопорошковый контроль	СТБ ЕН 1290, ГОСТ 21105
5	Ультразвуковой контроль	СТБ ЕН 1714
6	Радиографический контроль	СТБ ЕН 1435
7	Вихретоковый контроль	СТБ ЕН 1711, ГОСТ 24289
8	Контроль герметичности	ГОСТ 25136, ГОСТ 28506
9	Акустическая эмиссия	ГОСТ 27655

Использование современных методов неразрушающего контроля и технических средств оперативной диагностики состояния металла, длительно эксплуатирующего оборудования и трубопроводов ТЭС способствует своевременному выявлению потенциально опасных мест в деталях и конструкциях энергоустановок и предотвращению аварийных ситуаций.

Литература

1. Материалы оборудования ТЭС [Электронный ресурс] : учебно-методический комплекс для студ. спец.: 1-43 01 04 "Тепловые электрические станции" / кол. авт. Белорусский национальный технический университет, Кафедра "Тепловые электрические станции", сост. Герасимова А.Г. . - Электрон. дан.. - БНТУ, 2016. . - elib.
2. Контроль и диагностика тепломеханического оборудования ТЭС [Электронный ресурс] : учебно-методический комплекс для студентов специальностей: 1-43 01 04 "Тепловые электрические станции", 1-53 01 04 "Автоматизация и управление теплоэнергетическими процессами" / Белорусский национальный технический университет, Кафедра "Тепловые электрические станции", сост. А. Г. Герасимова, С. А. Качан. - Электрон. дан. - Минск : БНТУ, 2017.
3. Герасимова А.Г. Контроль и диагностика тепломеханического оборудования ТЭС и АЭС/А.Г.Герасимова. : учебное пособие – Минск: Выш. Шк., 2011. – 272 с.

УДК 621.182

РАЗРАБОТКА И ОПТИМИЗАЦИЯ САР ПИТАНИЯ БАРАБАННОГО КОТЛОАГРЕГАТА

Петровец А.А.

Научный руководитель – к.э.н., доцент Кравченко В.В.

Проблема анализа и синтеза оптимальных систем автоматического регулирования (САР) является одной из центральных в теории автоматического управления. Решение этой проблемы позволяет существенно повысить экономичность, надежность, долговечность работы технологического оборудования и улучшить условия охраны окружающей среды. Теория оптимального управления позволяет установить структуры систем управления и регулирования, рассчитать оптимальные параметры их динамической настройки, которые обеспечивают предельно высокие показатели качества при учете реальных ограничений, накладываемых на переменные. В этом случае показатели качества выражаются в виде функционалов от указанных переменных, в число которых иногда входит управляющее воздействие. Оптимальная структура и параметры динамической настройки системы регулирования определяются в результате отыскивания экстремумов этих функционалов методами вариационного исчисления. Критерии оптимальности при этом могут быть весьма разнообразны. Выбор их зависит от конкретно решаемой задачи. Такими критериями служат обычно показатели динамических свойств всей системы в целом, экономичность режимов управления объектов и другое. Например, в области автоматизации теплоэнергетических процессов обычно используется квадратичный интегральный критерий оптимальности при ограничении степени затухания переходного процесса или частотного показателя колебательности. Однако, определив структуру и оптимальные параметры динамической настройки системы, мы не можем знать прямые показатели качества замкнутой системы автоматического регулирования без непосредственного расчета оптимальных переходных процессов САР при основных возмущениях.

Трехимпульсный регулятор питания представлен на рисунке 1 [1]:

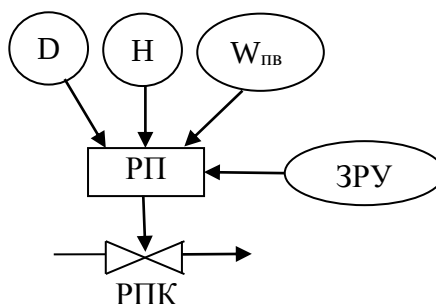


Рисунок 1. Трехимпульсный регулятор питания

Собираем схему регулирования типовой трехимпульсной САР с ПИ-регулятором, параметры динамической настройки которого определяются с учетом того, что типовой ПИ-регулятор охвачен ООС. Настройка ПИ-регулятора определяется по динамике внутреннего быстродействующего контура, динамика которого определяется последовательным соединением запаздывания в импульсных трубах датчика расхода питательной воды, динамикой расхода питательной воды при возмущении РПК, собственно датчиком расхода питательной воды, демпфером из-за пульсаций расхода питательной воды и пара [2].

После моделирования данной схемы, выяснено, что система плохо обрабатывает возмущения и нуждается в оптимизации. Проведя оптимизацию и сравнение данной трехимпульсной САР получились такие графики:

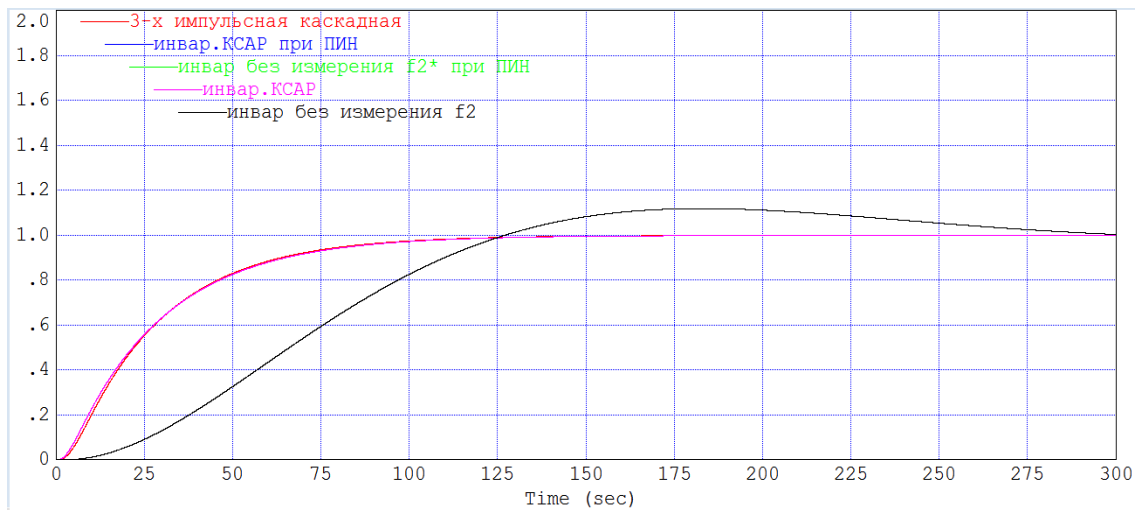


Рисунок 2. Отработка скачка задания Хзд

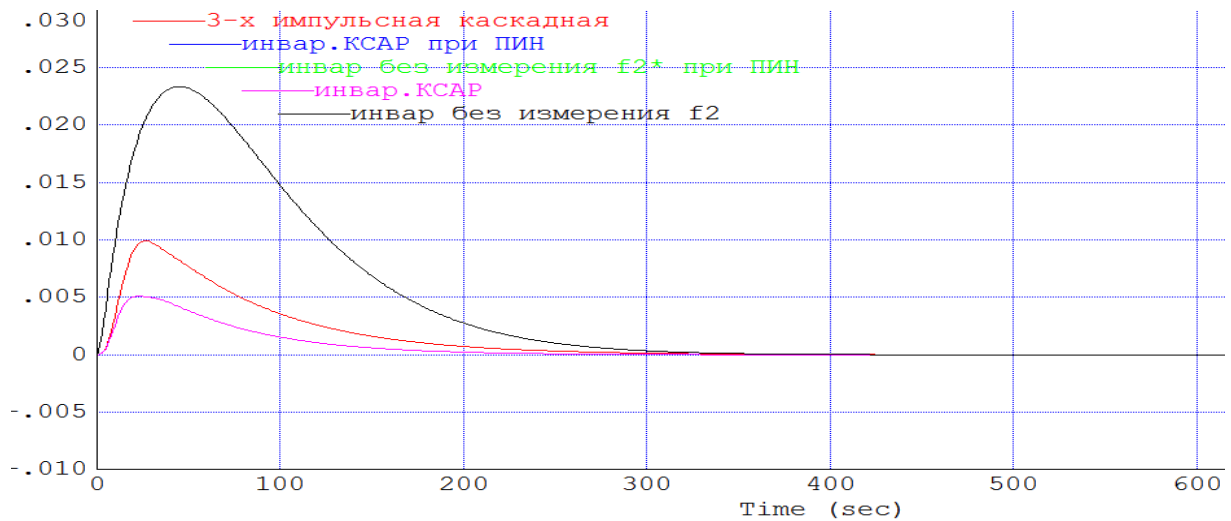


Рисунок 3. Отработка внутреннего возмущения $f1$

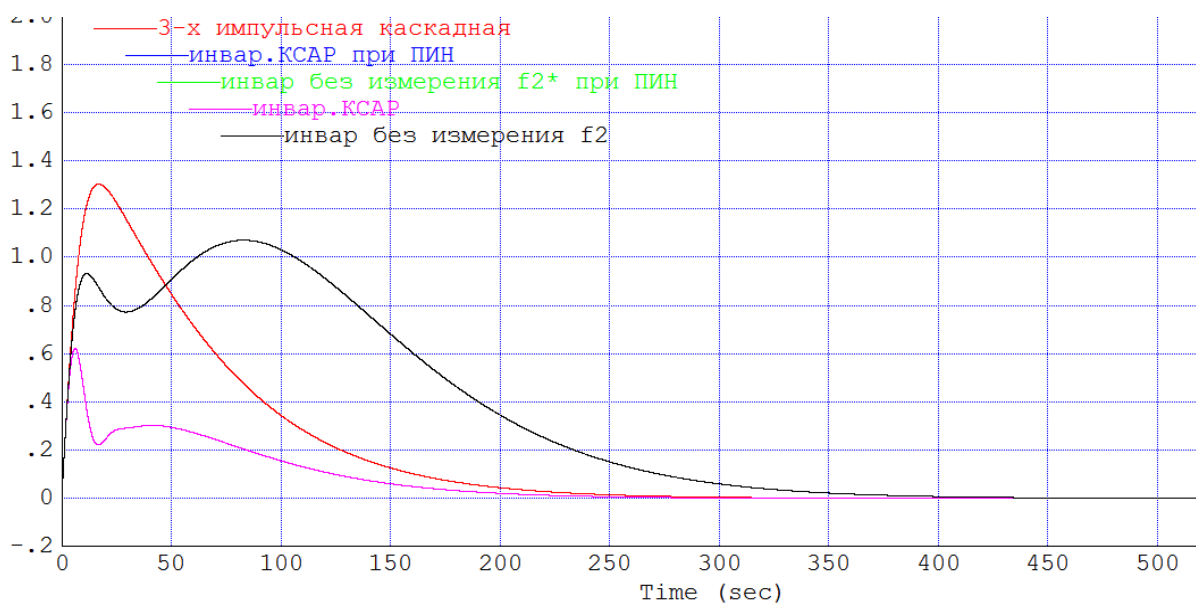


Рисунок 4. Отработка внешнего возмущения $f2$

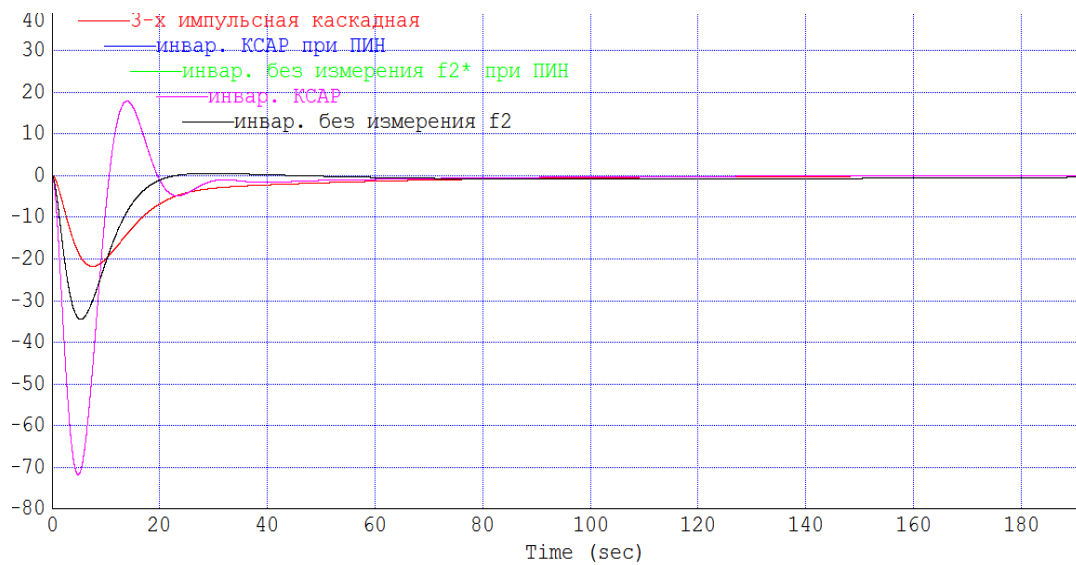


Рисунок 5. Величина регулирующего воздействия X_p

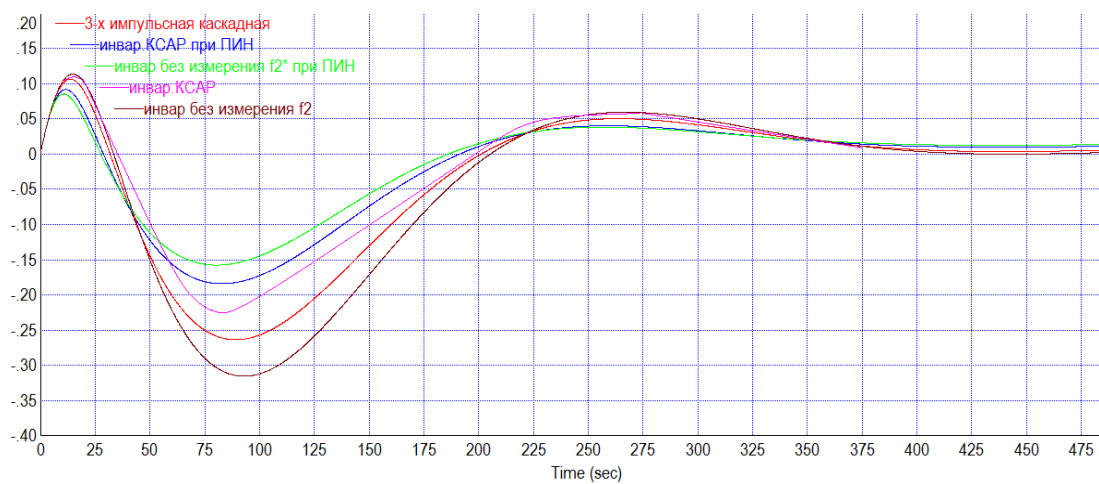


Рисунок 6. Обработка внешнего возмущения с явлением набухания f_2^*

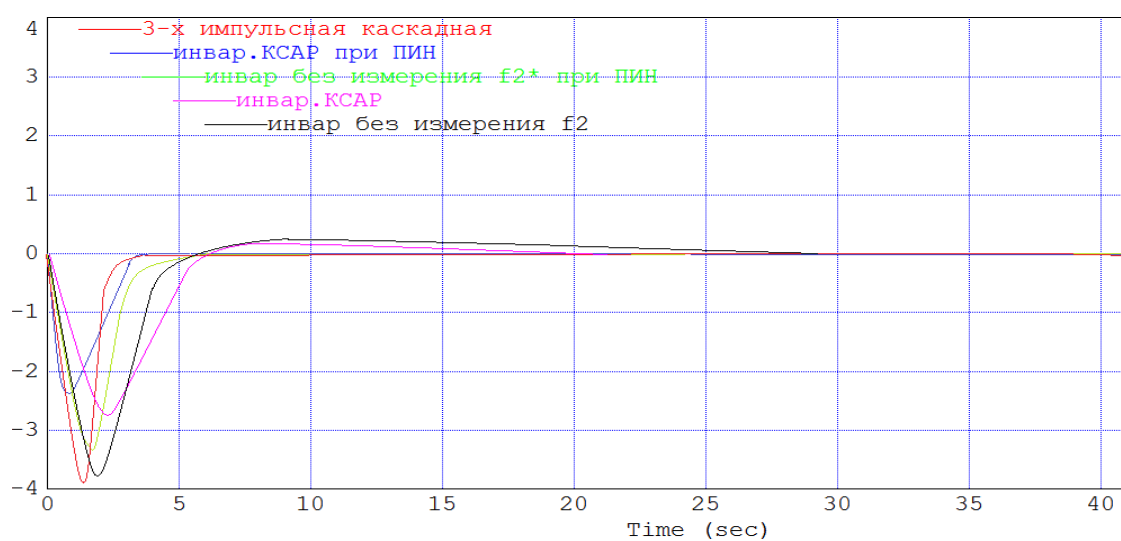


Рисунок 7. Величина регулирующего воздействия X_p

Таблица 1 - Прямые показатели качества

γ	$x_{зд}$			f_1		f_2		f_2^*		
	tr, с	σ , %	ψ	tr, с	A_1^+ , %	tr, с	A_1^+ , %	tr, с	A_1^+	x_p
3-х импульсная каскадная	300	0	1	300	0,010	246	1,3	400	0,12	3,9
Инвар. КСАР при ПИН	110	0	1	300	0,005	246	0,61	391	0,09	2,4
Без измерения f_2^* при ПИН	110	0	1	300	0,023	246	0,93	391	0,09	3,4
Инвар. КСАР	110	0	1	300	0,005	246	0,61	400	0,13	2,8
Без измерения f_2^*	110	11	1	300	0,023	360	1,0	400	0,12	3,8

По результатам анализа прямых показателей качества наиболее оптимальным вариантом является инвариантная КСАР без учета динамики внутреннего контура. Однако величина регулирующего воздействия больше, чем в случае использования инвариантной САР. Если сравнить инвариантную КСАР при ПИН с 3-х импульсной, то по результатам анализа предельных показателей качества наиболее оптимальным вариантом является инвариантная КСАР при ПИН, при отработке внутреннего и внешнего возмущения.

Целью данного проекта было модернизировать типовой регулятор питания барабанного котлоагрегата, чтобы устранить недостатки типовой САР. В ходе моделирования и сравнения прямых показателей качества типовых регуляторов наиболее оптимальным вариантом оказалась КСАР с учетом динамики внутреннего контура. Единственный ее недостаток – величина регулирующего воздействия при внешнем возмущении f_2 ($X_p=11,7$). Для САР с дифференцированием разности 2-х расходов «пар-питательная вода» при отработке скачка задания и внутреннего возмущения график переходных процессов идет в разнос и выходит за пределы зоны нечувствительности, а величина регулирующего воздействия составляет ($X_p=4,7$) [2].

В ходе моделирования и сравнения прямых показателей качества предлагаемых САР лучшим вариантом оказалась КСАР без учета динамики внутреннего контура, однако регулирующее воздействие велико в сравнении с трехимпульсной САР, а также хорошие показатели у двухимпульсной САР с ПИ и ПИД регуляторами. Полное время регулирования у КСАР ($tr=153$ с) при отработке скачка задания почти в 2 раза меньше, чем у двухимпульсной САР с ПИ и ПИД регулятором ($tr=275$ с). В трехимпульсной САР при отработке скачка задания, полное время регулирования ($tr=375$ с) больше, чем у двухимпульсной САР с ПИ и ПИД регулятором. При отработке внутреннего возмущения график не выходит за пределы зоны нечувствительности, а максимальная амплитуда у КСАР в 3 раза меньше, чем в двухимпульсной САР с ПИ регулятором.

В данном проекте проведено сравнение одноконтурной и двухконтурной САР с ПИ и ПИД регуляторами. Лучшие прямые показатели качества у двухконтурных САР с ПИ и ПИД регуляторами (особенно при отработке X_p). При сравнении САР с ПИ и ПИД регуляторами, лучшим оказался ПИД при отработке регулирующего воздействия.

Так же в данном проекте проводилось моделирование инвариантных САР. Среди сравниваемых схем, типовой инвариантной САР без измерения внешнего возмущения, инвариантной САР на базе КСАР, оптимальной была выбрана инвариантная КСАР. Инвариантная КСАР была проверена на плановое изменение и на сброс нагрузки, где также показала отличные показатели качества.

Литература

1. Плетнев, Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: учебник для студентов и вузов / Г.П. Плетнев. – 4-е изд., стереот. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 352с., ил.
2. Теория автоматического управления теплоэнергетическими процессами: учеб. пособие / Г.Т. Кулаков [и др.]; под ред. Г.Т. Кулакова. – Минск: Вышэйшая школа, 2017. – 238 с.: ил.

УДК 681.3

СТРУКТУРА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Радцевич В.Ф.

Научный руководитель – доцент, к.т.н. Чиж В.А.

Назначение водоподготовительных установок (ВПУ) на любой ТЭС состоит в восполнении потерь теплоносителя в процессе эксплуатации. С учетом того что исходной водой для ВПУ является поверхностная вода, ВПУ komponуют из двух частей: предварительная очистка и доведение подпиточной воды до требуемых норм.

На ТЭС существуют основные две задачи при автоматизации управления и контроля ВПУ:

- контроль и управление обработки добавочной воды.
- контроль и управление основного потока теплоносителя.

Для решения этих задач необходима соответствующая аппаратура, приборы средства контроля состава обрабатываемых водных сред.

Задачи автоматизации комплекса ВПУ определяются основными условиями, обеспечивающими надежность и оптимальное протекание процессов водоприготовления, а также необходимостью снижения себестоимости обработанной воды путем сокращения затрат на эксплуатацию и обслуживание установки.

Автоматизация комплекса ВПУ должна ускорить и улучшить прежде всего следующие рабочие процессы:

- при предварительной очистке воды- контроль и регулирование температуры обрабатываемой воды, производительности установки, шламовый режим осветлителей, дозирование реагентов, а также контроль за качеством обрабатываемой воды, режимом работы и восстановления химических фильтров;
- при химическом обессоливании добавочной воды и умягчении подпиточной воды теплосети - контроль и регулирование производительности установки, приготовление и подачу регенерационных растворов; контроль за качеством обрабатываемой воды, режимом работы и восстановления ионообменных фильтров;
- при химическом обессоливании добавочной воды и умягчении подпиточной воды теплосети- контроль и регулирование производительности установки, приготовление и подачу регенерационных растворов; контроль за качеством обрабатываемой воды, режимом работы и восстановления ионообменных фильтров, регулирование процессов нейтрализации сбросных вод.

Функциональная структура ПТК АСУ ТП ВПУ должна состоять из взаимосвязанных подсистем, которые классифицируются по исполняемым функциям:

- сбора и первичной обработки значений технологических параметров и состояния исполнительных механизмов насосов, запорной и регулирующей арматуры;
- ручного ввода параметров, необходимых для выполнения расчетов в составе ФГУ. формирования ведомостей и расчета ТЭП;
- графического отображения состояния технологического оборудования, исполнительных механизмов насосов, запорной и регулирующей арматуры;
- предупредительной и аварийной сигнализации отклонения от задания технологических параметров и нарушений хода программ ФГУ;
- регистрации значений технологических параметров и хода программ ФГУ;
- автоматического регулирования;
- функционально-группового управления процессами регенерации фильтров, приготовления и подачи химических реагентов, нейтрализации сбросов ВПУ и т.п.;
- технологических блокировок. АВР насосов;

- технологических защит;
- дистанционного управления исполнительными механизмами насосов, вентиляторов, запорной и регулирующей арматуры, а также отдельными операциями ФГУ (пооперационное управление регенерацией фильтров: взрыхление, пропуск кислоты и т.п.);
- обработки приоритетов и формирования выходных команд управления исполнительными механизмами насосов и арматуры;
- обеспечение связи АРМ НС и АРМ ОТ с АСУ ТП станции.





Литература

1. В.Л.Бурковский, С.А. Ткалич, Д.В. Котов. Статья: Структура САР технологическим процессом химводоочистки для АЭС [Электронной ресурс]/ www.v-its.ru/electrotech Воронеж: Импакт-фактор РИНЦ 2016.
2. Живилова Л.М., Максимов В.В. Автоматизация Водоподготовительных установок и управления Водно-химическим режимом ТЭС: Справочное пособие.-М.:Энергоатомиздат, 1986.-280 с.:ил.

УДК: 621.165

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТУРБИН С ТРЕЩИНАМИ И ВЫБОРКАМИ ЛИТЫХ КОРПУСНЫХ ДЕТАЛЯХ ТУРБИН

Радцевич В.Ф., Харченко К.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

Парк паровых турбин в нашей стране, как и в России в значительной степени изношен. Рассмотрим вопросы эксплуатации турбин с трещинами и выборками в литых корпусных деталях [1-3].

При обнаружении дефектов во время периодического контроля литых корпусных деталей паровых турбин, эксплуатирующихся при температуре пара 450°C и выше, ремонт сводится к выборке трещин и заварке выборок глубиной свыше 15% толщины стенки [2].

При заварке используется технология с применением электродов, дающих наплавленный металл различных классов - аустенитный (ЦТ-28, ЦТ-36, ЭА-395/9) или перлитный (ТМЛ-1, ТМЛ-4, ТМЛ-4у) - без последующей термической обработки для снятия напряжений. Высокий отпуск литых корпусных деталей (700...730°C) зачастую трудно выполним, ввиду их больших габаритов и опасности нарушить геометрию. Имеются рекомендации, как уменьшить остаточные напряжения в зоне сварки (например, прочеканка различными методами, подогрев и последующая тепловая выдержка), однако надежность ремонтных заварок остается явно недостаточной, что также связано с ухудшением структурного состояния основного металла в процессе длительной эксплуатации, приводящее к падению трещиностойкости. Указанное делает целесообразным уменьшение объема сварочных работ при ремонте литых корпусов путем эксплуатации деталей с трещинами и выборками, тем более что выборка дефектов, выполняемая вручную с помощью шлифмашинки, является одной из самых трудоемких операций.

В [2] описан подход и нормы при решении вопроса об оставлении дефектов на литых корпусных деталях. Обобщение опыта по ремонту литых корпусов паровых турбин в ряде зарубежных, главным образом европейских стран, а также российского опыта показывает, что в подавляющем числе случаев появление трещины на литой детали (литом корпусе цилиндра или клапана паровой турбины) не исключает возможности дальнейшей эксплуатации, но требует периодического контроля за развитием трещины и состоянием металла.

Кинетика трещины зависит от ее размеров, толщины стенки и уровня напряжений: статических от внутреннего давления и циклических, связанных температурными напряжениями при переменных режимах работы. В вопросах оставления трещин очень важен уровень запаса прочности, закладываемый конструкторами при проектировании турбины.

Практика эксплуатации показывает, что турбины российского (советского) производства спроектированы очень добротно, о чем свидетельствует опробованное продление срока их эксплуатации до 170...220 тыс. ч при проектном сроке 100 тыс. ч.

Рекомендации [1-3] относятся преимущественно к литым деталям из сталей 15Х1М1ФЛ, 20ХМФЛ и 20ХМЛ турбин АО «Ленинградский металлический завод» (АО «ЛМЗ»), ОАО «Турбомоторный завод» (ОАО ТМЗ) и ОАО «Турбоатом», наработка которых составляет не менее 50 тыс. ч, но не превышает 300 тыс. ч.

Предполагается, что трещины расположены в доступной для ремонта зоне.

Главный вопрос при обнаружении трещины - как быстро она будет развиваться.

Ресурс на стадии развития трещины под действием статической и циклической нагрузки определяется специализированной организацией путем сложных расчетов, поэтому в [2] приведены только основные требования к ним. Расчет проводится на основе закономерностей механики разрушения путем оценки коэффициента интенсивности напряжений у поверхностных несплошностей, выявляемых при неразрушающем контроле в

процессе эксплуатации, и использования кинетических уравнений роста трещин под действием статической и циклической нагрузки с учетом рабочей температуры и структурного состояния металла. Для корпусов клапанов расчет ресурса ведется из предположения, что предельная глубина трещин равна 0,75 толщины стенки, для корпусов цилиндров - полной толщине стенки. Если полученный при этом ресурс меньше принятого межремонтного периода, срок до очередного контроля уменьшается в соответствии с результатами расчета.

Исходными данными для проведения расчета ресурса корпуса с трещиной или выборкой являются статические напряжения от внутреннего давления при стационарном режиме работы, поля температур и номинальных температурных напряжений в корпусах, полученные для всех характерных переменных режимов работы турбины, а также размеры трещины.

На базе закономерностей механики разрушения Всероссийский теплотехнический научно-исследовательский институт (ОАО «ВТИ») провел оценку кинетики роста трещины применительно к условиям работы металла в корпусах практически всех российских турбин. Результаты были скорректированы с учетом эксплуатационного опыта, в результате чего были определены размеры трещин и выборок, которые могут оставаться на литой детали турбины высокого давления без исправления или заварки (таблицы 1, 2).

Таблица 1 – Глубина и длина единичных эксплуатационных трещин, оставляемых без выборки на поверхностях корпусных деталей турбин

Завод-изготовитель	Давление острого пара, МПа	Мощность, МВт	Размеры допустимых дефектов (глубина x длина в долях от толщины стенки) на деталях	
			клапаны	цилиндры
ОАО «ТМЗ»	9...11	≤ 50	0,1x0,7	0,15x1
	13	50...100	0,1x0,7	0,15x1
	24	250	Не допускаются	0,15x1
АО «ЛМЗ»	9...11	≤ 100	0,1x0,7	0,15x1
	13...24	50...300	0,1x0,7	0,15x1
	24	500..1200	Не допускаются	0,15x1
АО «Турбоатом»	9...11	≤ 50	0,1x0,7	0,15x1
	13	160	0,1x0,7	0,15x1
	24	300	0,1x0,7	0,15x1
	24	500	Не допускаются	Не допускаются

Таблица 2 – Глубина выборок, оставляемых без заварки на литых корпусных деталях паровых турбин

Завод-изготовитель	Давление острого пара, МПа	Мощность, МВт	Размеры допустимых дефектов (глубина x длина в долях от толщины стенки) на деталях	
			клапаны	цилиндры
ОАО «ТМЗ»	9...11	≤ 50	0,25/0,15	0,3/0,15
	13	50...100	0,25/0,15	0,3/0,15
	24	250	0,2/0,15	0,3/0,15
АО «ЛМЗ»	9...11	≤ 100	0,25/0,15	0,3/0,15
	13...24	50...300	0,25/0,15	0,3/0,15
	24	500..1200	0,2/0,15	0,25/0,10
АО «Турбоатом»	9...11	≤ 50	0,25/0,15	0,3/0,15
	13	160	0,25/0,15	0,3/0,15
	24	300	0,25/0,15	0,3/0,15
	24	500	0,25/0,15	0,3/0,15

Протяженность каждого дефекта устанавливается визуальным контролем и уточняется с помощью неразрушающих методов (МПД, УЗК, цветная дефектоскопия, травление, токовихревой метод и т.д.). После этого осуществляется фиксирование размеров трещины с помощью сверления или кернения, служащих исходными отметками для последующего контроля, а также являющихся препятствием для дальнейшего развития дефекта.

Если трещина расположена на обработанной поверхности, то до принятия решения о ее удалении глубина трещины определяется с помощью экспериментально найденного соотношения $h_T = 0,25 l_T$, где l_T - длина трещины, h_T - глубина, а также (для h_T менее 10 мм) с помощью неразрушающих методов контроля: УЗК, токовихревого и т.д.

Для оценки остаточного ресурса детали в зоне трещины необходимо знать толщину оставшегося сечения, являющегося разницей между толщиной стенки и глубиной трещины. Толщина стенки детали в зоне трещины определяется с помощью ультразвукового толщиномера, при этом в качестве эталона следует использовать фланцы или лапы крепления этой же детали, толщина которых определяется штангенциркулем или другим мерительным инструментом. Иногда толщину стенки оценивают с помощью мерительных скоб и других механических приспособлений.

Размеры трещины целесообразно занести в протокол визуального обследования, в котором, кроме того, следует указать наработку детали, и интервал времени, за который образовалась трещина. В протоколе также указывают срок проведения следующего контроля.

Варианты ремонта рекомендуются, исходя из повышенной роли термических напряжений при образовании трещин на внутренней поверхности, вследствие чего после начального быстрого развития обычно происходит остановка их роста.

В связи с этим трещина на внутренней поверхности, расположенная в других зонах, оставляется без выборки, если размеры меньше допустимых по таблице 1, и удаляется (а выборка оставляется без подварки), если размеры не превосходят допустимые по таблице 2. При этом трещина удаляется, а выборка подваривается, если размеры образовавшейся выборки превосходят допустимые.

Напротив, появление трещин с наружной стороны в большей мере связано с ползучестью, поэтому их удаление желательно, так как при этом удаляется и поврежденный ползучестью слой металла.

Трещину на наружной поверхности, как правило, следует удалить полностью, выборку при размерах больше допустимых - подварить. Исключение может быть только для зон, где рабочая температура металла ниже 400°C : там трещина удаляется, если размеры ее больше допустимых, выборка при размерах больше допустимых – подваривается.

Как правило, наиболее высокие температуры и напряжения наблюдаются на паровпускных патрубках, патрубках отбора (паровыпускных), у дренажных отверстий, а также в примыкающей к ним зоне шириной 50 мм (рисунок 1).

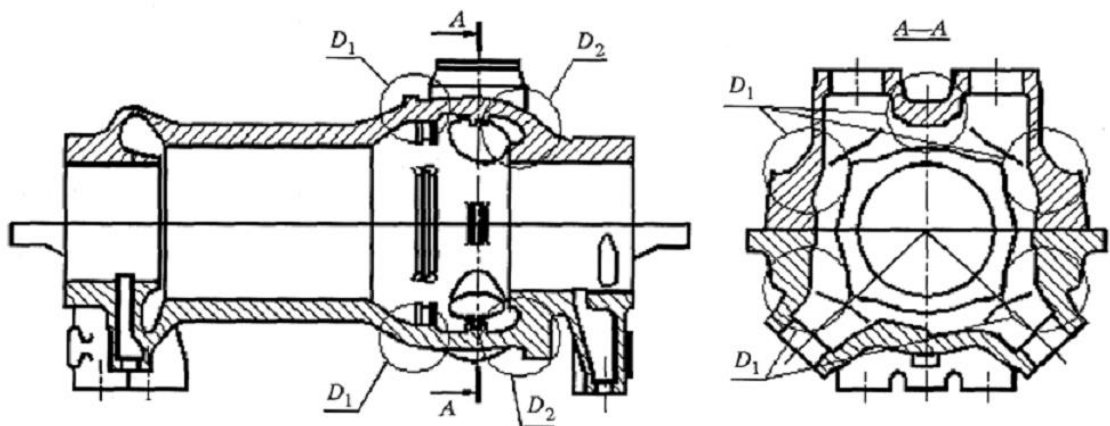


Рисунок 1. Зоны наиболее вероятного возникновения трещин ЦВД турбины Т-100/120-130

Поэтому трещины, образовавшиеся в этих зонах, подлежат обязательному удалению.

Весьма опасными, с точки зрения возможных паровых свищей, могут быть трещины на поверхности фланцевого разъема, поэтому их оставлять недопустимо почти во всех случаях, особенно, если дефект выходит на его кромку.

Нормы на допустимые дефекты и выборки, указанные в таблицах 1 и 2, действуют, если межремонтный срок не превышает 5 лет, а число пусков за этот период не более 100.

На детали могут быть оставлено несколько единичных дефектов указанного в таблице 2 размера при условии, что расстояние между ближайшими точками не менее 200 мм.

Вопрос об оставлении трещин и выборок, если в одной и той же зоне дефекты располагаются одновременно с внутренней и наружной сторон детали, решает специализированная организация. В случае ремонта в зоне, где дефекты обнаруживались ранее, при определении допустимых размеров трещин и выборок за основу принимается номинальная толщина стенки детали (по чертежу).

В тех случаях, когда размер трещин или выборок превосходит указанный в таблицах 1, 2 или их расположение не соответствует рекомендациям, срок эксплуатации и до очередного контроля определяет специализированная организация расчетным путем.

За оставленными трещинами необходим периодический контроль, осуществляемый во время капитального ремонта, если специализированная организация не назначит более частое обследование. Контроль осуществляется в соответствии с типовой инструкцией по контролю и продлению срока службы металла основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций.

Литература

1. Повышение эффективности эксплуатации паротурбинных установок ТЭС Я АЭС. Том 1. Совершенствование паровых турбин / Л.А. Хоменок, А.Н. Ремезов, И.А. Ковалев и др. Под ред. Л.А. Хоменка - СПб.: Изд. ПЭИпк, 2001 г. 340 с.
2. СТО ЦКТИ 10.049-2013 Устранение дефектов в литых деталях энергооборудования с применением сварки без последующей термической обработки / ВТИ. М. 2013.
3. РД 153-34.01-17.456-98 Методика определения возможности эксплуатации с трещинами и выборками литых корпусных деталей турбин с давлением пара более 9 МПа / ВТИ. М. 1998.

УДК 621.182

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ГАЗОАНАЛИТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ НЕПРЕРЫВНОГО МОНИТОРИНГА ВЫБРОСОВ ТЭС

Свирилин М.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Чиж В.А.

Определение состава продуктов сгорания является важным с позиций как контроля выбросов вредных веществ тепловыми электростанциями в атмосферу, так и оптимизации процессов сжигания топлива в энергетических установках. Для этого в дымовых газах контролируется содержание кислорода, монооксида углерода, оксидов азота и серы, а при сжигании твердых топлив — еще и концентрация летучей золы. Все крупные ТЭС должны быть оснащены системами непрерывного контроля и учета выбросов вредных веществ (СНКиУВ) в воздушный бассейн. Для осуществления непрерывного контроля эмиссии загрязняющих веществ проводятся прямые круглосуточные измерения с помощью газоанализаторов и газоаналитических систем как отечественного, так и зарубежного производства, работа которых основана на различных физико-химических методах и которые принципиально могут быть использованы при внедрении СНКиУВ. В зависимости от вида и задач измерений возможно применение различных типов приборов, имеющих разные характеристики. В работе сделана попытка анализа газоаналитических систем для измерения содержания загрязняющих веществ в уходящих газах, базирующихся на разных физических и физико-химических методах по данным анализа.

Котлы ТЭС и котельных являются наиболее крупными загрязнителями атмосферы и одними из основных источников выброса в окружающую среду оксидов азота, серы, углерода и золы. Поэтому именно перед крупными ТЭС стоит первоочередная задача оснащения всего производственного цикла системами непрерывного контроля и учета выбросов вредных веществ в воздушное пространство. Состав дымовых газов характеризует процесс сжигания органических топлив в топках котлов относительно его эффективности и экологической чистоты, а также обуславливает состояние газового тракта (присосы холодного воздуха) и надежность работы отдельных поверхностей нагрева (сульфидная и сернистая коррозии). Поэтому достоверное определение состава продуктов сгорания является одной из важнейших задач при наладке и эксплуатации котельного оборудования. Непрерывный контроль выбросов ТЭС вредных веществ в атмосферу производится с помощью прямых газоаналитических измерений концентраций различных компонентов. Основной структурной составляющей СНКиУВ ТЭС являются газоанализаторы и средства измерения скорости, расхода и физических параметров дымовых газов: их температуры, давления, влажности. Для этих целей в настоящее время могут применяться газоанализаторы и газоаналитические системы как отечественного, так и зарубежного производства. Они работают на основе различных физико-химических методов и могут быть использованы при внедрении СНКиУВ на ТЭС. Выбор конкретных газоаналитических систем связан с немалыми трудностями, так как все они имеют свои преимущества и недостатки, и, для того чтобы отдать предпочтение тому или иному виду оборудования, требуется учесть множество различных факторов и параметров. Данные системы могут быть пробноотборными и беспробноотборными, базироваться на разных методах анализа, измерять определенный набор газовых примесей, иметь существенные различия в условиях эксплуатации и сервисных возможностях, стоимости и т.д. Поэтому в зависимости от вида и задач измерений используются те или иные типы приборов, обладающих различными характеристиками. Например, режим работы может быть периодическим или непрерывным (от нескольких часов до нескольких месяцев), место установки — внутри или вне газового тракта, на котле или на дымовой трубе, исполнение — стационарным или переносным; количество измеряемых компонентов может варьироваться, сервисные возможности могут быть разными. Ниже приведен сравнительный анализ газоаналитических систем для измерения

содержания загрязняющих веществ в уходящих газах. Работа этих систем базируется на различных физических и физико-химических методах анализа: хроматографических, электрохимических, термических, ионизационных, магнитных, полупроводниковых, оптических.

В таблице 1 представлены основные характеристики методов, широко используемых в области газового анализа.

Таблица 1

Метод	Задание	Достоинства	Недостатки
Хроматографический	Многократное разделение компонентов между двумя фазами, газом-носителем и твердым сорбентом, измерение содержания выделившихся компонентов	Универсальность. Высокая точность.	Трудоемкость. Недостаточная воспроизводимость результатов
Термокондуктометрический	Анализ зависимости теплопроводности рассматриваемой газовой смеси от концентраций определяемых газов	Широкий диапазон измерений. Возможность работы с химически инертными компонентами	Невысокая селективность. Возможность анализа в основном для двухкомпонентных смесей. Чувствительность к влиянию электромагнитных полей
Термический	Измерение теплового эффекта реакций, сопровождающихся изменениями температуры чувствительного элемента	Быстрота. Широкий спектр контролируемых веществ. Невысокая стоимость	Низкая стойкость к перегрузкам. Непродолжительный срок службы (2—3 года). Низкая селективность
Ионизационный	Измерение тока ионизации, возникающего при сжигании анализируемой смеси в водородном пламени	Высокая чувствительность. Высокая селективность к неорганическим примесям	Невысокая селективность по отношению к органическим примесям
Магнитный	Базируется на изменении физических свойств газовой смеси под воздействием магнитного поля	Высокая точность	Может использоваться только для измерения O_2
Полупроводниковый	Измерение содержания компонента газовой смеси путем оценки изменения сопротивления полупроводника при взаимодействии с этим компонентом газовой смеси	Невысокая стоимость. Простота конструкции	Зависимость от температуры и влажности окружающей среды. Недостаточная селективность

Электрохимический	Установление зависимости между физическим параметром газоаналитической системы, который изменяется в результате процесса, протекающего на электроде или в межэлектродном пространстве, и составом газа, поступающего в нее	Возможность одновременного измерения нескольких компонентов. Невысокая стоимость. Компактность. Простота обслуживания	Возможность “отравления” датчика при превышении максимально допустимой для измерения данным прибором концентрации вещества. Низкая селективность. Длительность установления показаний при измерении малых концентраций. Небольшой срок службы (2-3 года)
Молекулярно-адсорбционная спектроскопия	Измерение интенсивности избирательного поглощения определенного светового спектра молекулами газов и паров	Высокая селективность. Стойкость к перегрузкам. Нечувствительность к электромагнитным полям и агрессивным средам. Способность передавать аналитический сигнал без искажений на большие расстояния. Продолжительный срок службы. Надежность	Высокая стоимость. Затруднено обслуживание при размещении на высоте
Люминесцентный метод	Установление зависимости интенсивности свечения вещества при поглощении внешней энергии от состава этого вещества	Высокая чувствительность. Высокая стойкость к перегрузкам. Нечувствительность к электромагнитным полям. Способность передавать аналитический сигнал без искажения на большие расстояния. Продолжительный срок службы. Надежность.	Необходимость предварительного удаления водяных паров, влияющих на результаты измерений

Как видно из таблицы 1, с помощью большинства методов можно провести измерения необходимого перечня веществ, но при этом только часть указанных методов имеют область применения, соответствующую целям СНКиУВ ТЭС, и могут обеспечить требуемые диапазоны измерения концентраций веществ. К методам, которые в полной мере подходили бы для контроля и учета выбросов загрязняющих веществ, можно отнести хроматографию, магнитные, электрохимические и оптические методы. Кроме того, для оптимизации процесса сжигания могут быть применены также тепловые, ионизационные и полупроводниковые методы. Учитывая необходимость долговременной непрерывной работы газоанализаторов для контроля и учета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, а также требования к надежности и независимости от влияния агрессивных компонентов и температуры газового потока, предпочтительнее применять для этих целей оптические газоанализаторы. Для снижения стоимости оборудования,

входящего в состав СНКиУВ ТЭС и предназначенного для оптимизации процессов сжигания, могут быть также использованы электрохимические и термомагнитные газоанализаторы.

ВЫВОДЫ

1. Проведенный анализ современных методов газового анализа показал, что большинство из них принципиально обеспечивают измерения содержания требуемого перечня загрязняющих веществ. Однако область их применения и обеспечиваемые диапазоны измерения не всегда соответствуют целям и задачам СНКиУВ ТЭС.
2. Для контроля и учета выбросов загрязняющих веществ можно использовать хроматографию, магнитные, электрохимические и оптические методы.
3. Наиболее перспективным является применение оптических газоанализаторов, использование электромагнитных и электрохимических методов возможно при необходимости снижения стоимости газоаналитического оборудования. Для целей контроля и оптимизации процесса сжигания могут быть применены также тепловые, ионизационные и полупроводниковые методы.
4. Для измерения содержания взвешенных веществ (пыли) в выбросах рекомендуется применение оптических газоанализаторов, в основе которых лежит молекулярная спектроскопия, и люминесцентных методов.

Литература

1. Кондратьева О.Е. Основные подходы к созданию систем мониторинга воздействия ТЭС на окружающую среду // Энергетик. 2016. № 12. С. 32—40.
2. Контроль вредных выбросов ТЭС в атмосферу / П.В. Росляков, И.Л. Ионкин, И.А. Закиров и др.; под ред. П.В. Рослякова: учеб. пособие. М.: Изд-во МЭИ, 2004.
3. Жихар Г.И. Тепловые электрические станции: укрупнённый расчет котла, выбор тягодутьевых машин, охрана окружающей среды: Учебное пособие / Г.И. Жихар, Н.Б. Карниций, И.И. Стриха. Под ред. Н.Б. Карницкого. – Мн.: УП «Технопринт», 2004. – 380 с.
4. ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА, 2017, № 6, с. 48-62.

УДК 621.181

ДИАГНОСТИКА ПОПЕРЕЧНЫХ ТРЕЩИН В РОТОРАХ ТУРБОМАШИН

Сидорук Ю.С., Трахимович И.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

На сегодняшний день в белорусской, как и в российской, энергетике значительное количество турбоагрегатов выработали свой ресурс.

В течение эксплуатации элементы конструкций оборудования подвергаются разным видам износа (усталостный, абразивный, коррозионный, кавитационный), накапливается по разным причинам технологический дисбаланс. Все эти факторы увеличивают вероятность появления трещин во вращающихся деталях. Особенно опасны трещины, появляющиеся и развивающиеся на роторах (рисунок 1). Ситуация усугубляется тем, что в последние годы межремонтный период эксплуатации турбоагрегатов имеет тенденцию к увеличению.

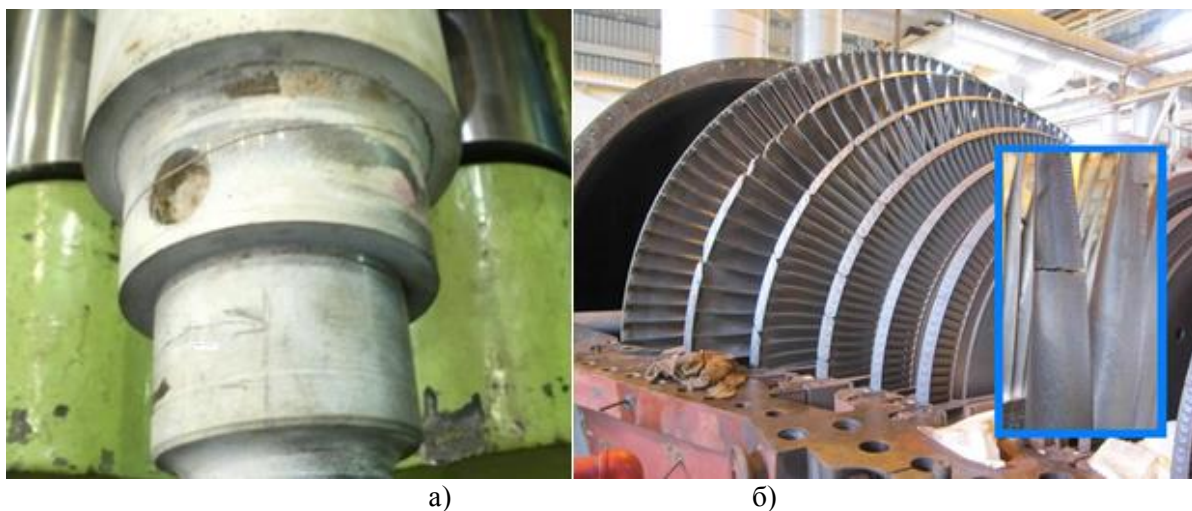


Рисунок 1. Трещины на роторе (а) и лопатке последней степени (б)

В федеральном государственном образовательном учреждении высшего профессионального образования (ФГБОУ ВПО) «Санкт-Петербургский институт машиностроения» разработана методика выявления поперечной трещины на роторах во время их ремонта [1].

Методика предполагает выявление собственных частот колебаний испытуемого ротора на основании его резонансных колебаний, полученных в результате действия на ротор импульса механической силы.

Для получения свободных колебаний было реализовано два варианта:

1. РВД с лопатками подвешивался на штатной траверсе и ударами специальной кувалды по центру или концу вала в поперечном направлении возбуждались изгибные колебания.

Полученные вибросигналы одновременно от разных датчиков, расположенных на измерительной поверхности ротора по продольной оси в соответствии с рисунком 2, регистрировались магнитографом для последующего спектрального анализа с целью выявления признаков наличия трещин. Собственные частоты колебаний определялись для нескольких последовательных положений ротора: 0° , 90° , 180° , 270° .

При этом величина раскрытия трещины должна была зависеть от углового положения ротора, наибольшее проявление которой обнаруживалось, когда трещина находилась внизу, принятое при испытаниях за начальное угловое положение 0° .

2. РВД с лопатками был установлен на «козлы» с мягкими опорами и возбуждался в 16-ти положениях с шагом по углу 24 градуса, определяемого числом болтов, равным 15. Поворот вокруг продольной оси осуществлялся по часовой стрелке относительно торца РВД

со стороны шейки вала. Спектры получены последовательно для начального положения, когда трещина расположена сбоку.

В первом варианте испытаний выявлено, что при максимальном раскрытии трещины в окрестности одного из главного сигнала-отклика с частотой 364 Гц появляются дополнительные сигналы с частотами 356 и 377 Гц.

Во втором варианте на козлах так же четко происходит расщепление пиков откликов, например, на базовой частоте в районе 140—150 Гц в зависимости от положения трещины на роторе в момент ее возбуждения (рисунок 3).

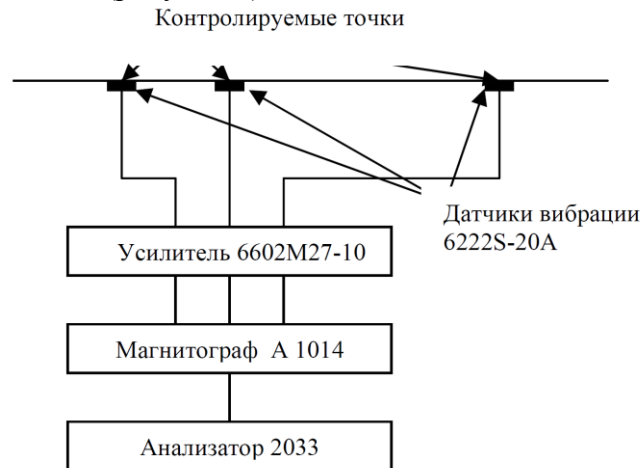


Рисунок 2. Схема расположения контролируемых точек на РВД и подключение приборов измерительного тракта

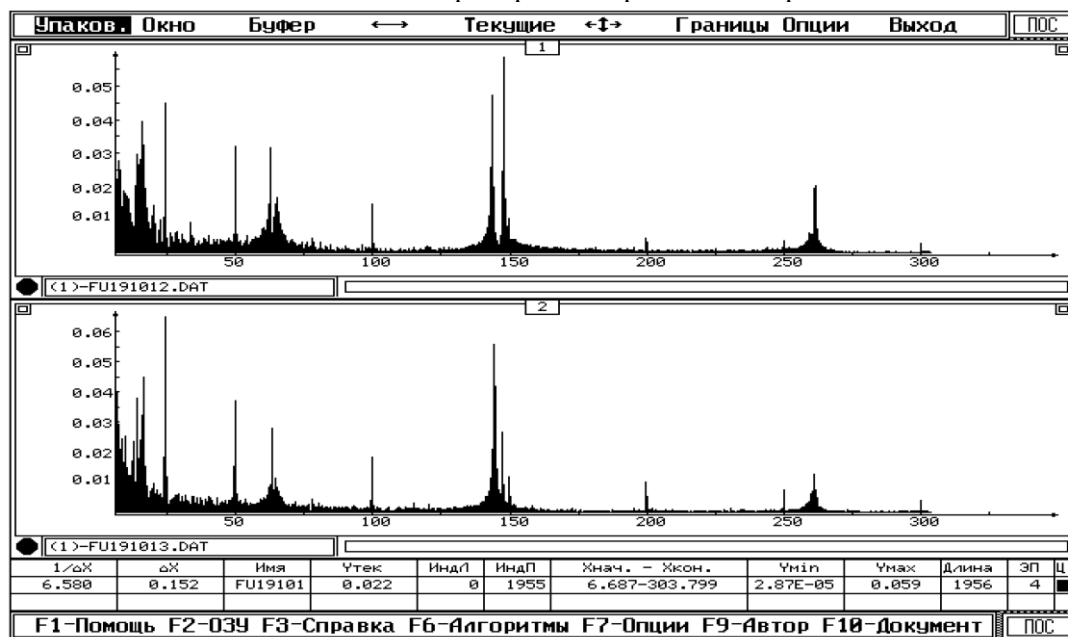


Рисунок 3. Расщепление отклика сигнала на частоте 140—150 Гц при положении трещины сбоку от вертикального направления

Исследования показали, что спектральный метод вибродиагностики позволяет обнаруживать трещину по изменению спектральных характеристик свободных колебаний ротора при возбуждении ударом.

Рекомендовано внедрение такого метода в техпроцесс капитальных ремонтов цельнокованых роторов, время эксплуатации которых более 100000 часов.

Порядок исследований

Для проведения исследований испытуемый ротор подвешивается в горизонтальном положении на тросах (на штатной траверсе, рекомендуется с динамометрическими индикаторами) либо укладывается горизонтально на козлах (рисунок 4) [2, 3].

При выполнении измерений необходимо убедиться в отсутствии посторонних вибросигналов от вспомогательного и вблизи работающего оборудования. Для контроля необходимо выполнить анализ шумовых спектров от посторонних источников.



Рисунок 4. Испытуемый ротор подвешен на траверсе

Оборудование и материалы

Для обнаружения трещины используется измерительный тракт, состоящий из датчиков вибрации (акселерометр) с высоким коэффициентом чувствительности (порядка 100 милливольт), установленных на поверхности ротора вдоль его длины и анализатор спектра вибрации (с низким шагом разрешения по частоте — около 0,1 Гц) с многоканальной приставкой. Данные замеров записываются в память анализатора, для последующего анализа на компьютере [2, 3]. Рекомендуется использовать виброанализатор с микрофонным входом для возможности регистрации комментариев в процессе измерений.

Для создания силового возмущения в виде механического импульса, достаточного для проведения исследований, используется кувалда, не повреждающая при этом поверхность ротора.

Методика диагностирования трещины на роторе

1. Перед проведением измерений свободно подвешенного ротора его торцы размечаются на 4 (например, 0°, 90°, 180° и 270°) или более участков (рисунок 5) [2, 3]. Нумерацию участков желательно привязать к номеру болтового отверстия на полумуфте.

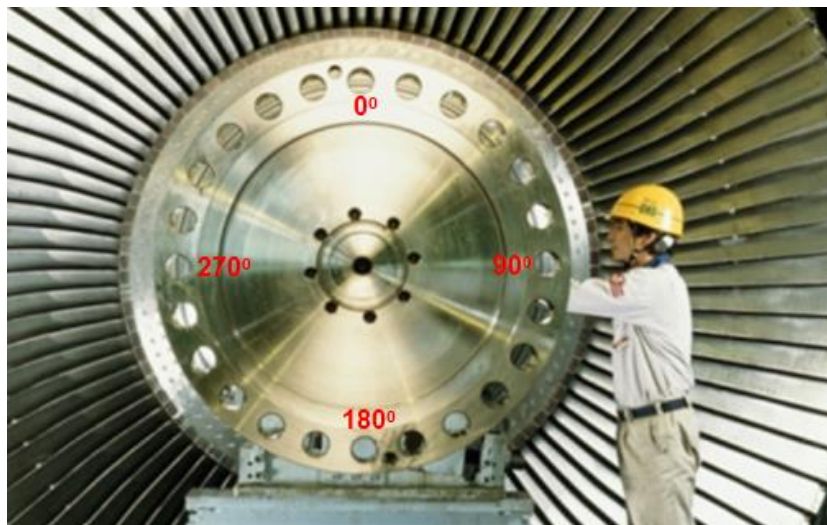


Рисунок 5. Разметка ротора

2. Диапазон исследуемых частот, который необходимо установить на анализаторе, определяется из конкретной конструкции ротора.

3. В одном из выбранных положений ротора вдоль его продольной оси устанавливают датчики вибрации в контрольных точках и не меняют их в процессе измерения спектральных характеристик.

4. В одном из выбранных для исследований положений ротора производят механический импульсный удар специальной кувалдой в поперечном направлении в определённой для этого точке (по центру или концу вала) для получения резонансного вибросигнала-отклика при совпадении гармоник импульса силы с собственными частотами колебаний ротора. Полученные вибросигналы одновременно от разных датчиков, расположенных на измерительной поверхности ротора по продольной оси в соответствии с рисунком 6, регистрировались виброанализатором для последующего спектрального анализа с целью выявления признаков наличия трещин.

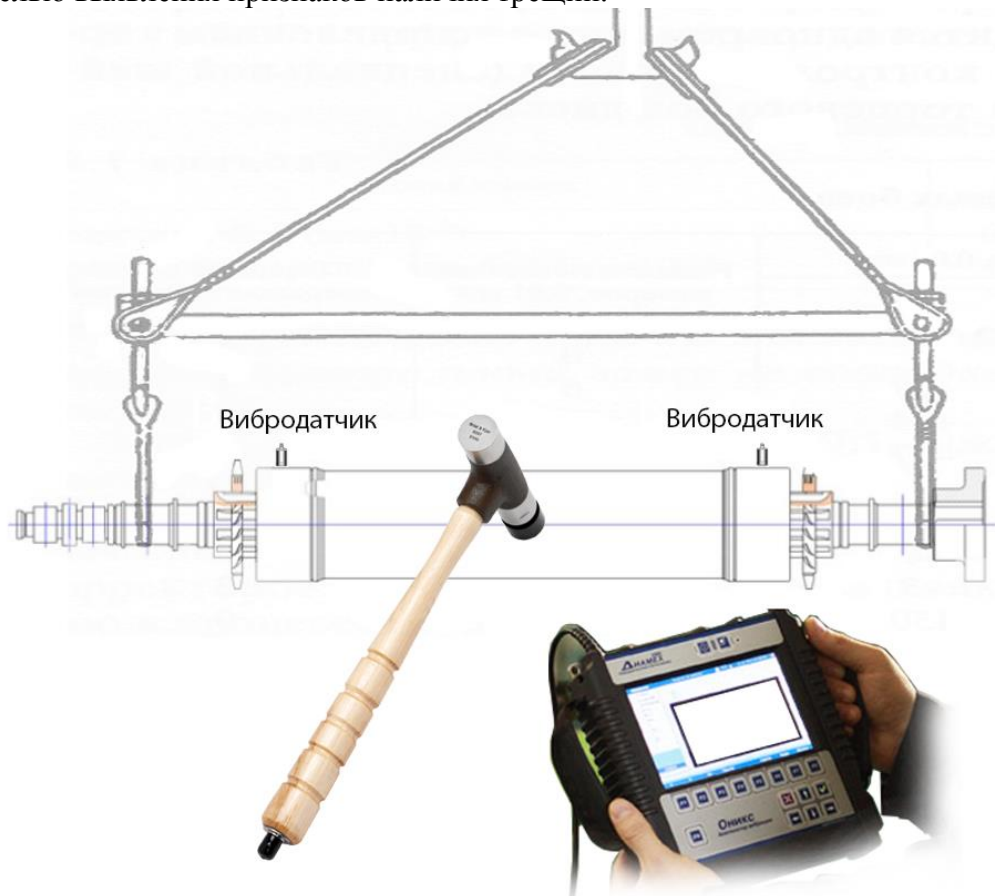


Рисунок 6. Схема измерений

5. При выполнении импульсного удара следует запомнить величину размаха кувалды и принять его постоянным для других положений ротора.

6. Для других положений ротора последовательно выполняются п. 3—5, при этом датчики вибрации всегда находятся в одном из выбранных сечений ротора, которое всегда располагают в одном фиксированном положении, например, в вертикальном положении.

7. Диагностическим признаком наличия поперечной трещины на наружной поверхности ротора является значительное понижение вибрационного сигнала на одной (или нескольких) из собственных частот колебаний и раздвоение пика амплитуды колебаний на две близко расположенные — слева и справа от неё. Раздвоение пика происходит в связи с анизотропией ротора.

Анализ производят путем сравнения измеренного спектра, с аналогичным спектром, полученным при измерении ротора без трещин (эти характеристики обычно измеряют перед монтажом турбины и заносятся в как паспортные данные после изготовления).

8. При необходимости производится оконтуривание дефекта.
9. Определяются координаты дефекта по длине и сечению ротора.

При положении трещины внизу, когда жесткость наименьшая, частота собственных колебаний снижается. При этом наблюдается один мощный отклик по амплитуде. При расположении трещины сверху мы видим также один мощный отклик по амплитуде, однако частота СК при закрытой трещине выше 146 Гц, но ниже, чем при положении трещины сбоку (149 Гц). Во всех промежуточных положениях спектры раздваиваются и даже расстраиваются, в зависимости от уровня отклика ротора в двух перпендикулярных положениях.

В целом наблюдается четкое чередование интенсивности откликов при последовательном повороте ротора.

Главным диагностическим признаком является расщепление собственной частоты ротора при повороте его относительно оси. Можно ожидать, что при чувствительности датчиков прибора и высокой его разрешающей спектральной способности (около 0,1 Гц), вполне можно рассчитывать на определение трещины при ее докритическом размере, когда она занимает 5—8 % по сечению. В принципе возможно и снижение этой величины до 3—4%.

В заключение обозначим основные принципы рассмотренной диагностики.

1. По снижению частоты собственных колебаний регистрируется кольцевая трещина. Для проведения таких проверок требуются незначительные затраты и штатные переносные приборы с высокой разрешающей способностью.

2. Спектр частот свободных колебаний ротора возбуждаемых ударом, как при подвесе его на траверсе, так и на козлах зависит от углового положения трещины в роторе. Кроме того, происходит расщепление спектра в связи с анизотропией жесткости ротора.

3. Спектральный метод вибродиагностики позволяет обнаруживать трещину по изменению амплитудно-частотных характеристик свободных колебаний ротора.

4. Изменения в амплитудах на диагностических частотах зависит от углового положения трещины исследованного ротора, и отчетливо наблюдаются только при узкополосном анализе.

5. Значения частот зависят от положения трещины и от ее величины. Наименьшая собственная частота для соответствующей формы колебаний получается при положении трещины внизу (при раскрытии трещины).

6. Чувствительность прибора порядка 0,2—0,3 Гц позволяет зафиксировать раздвоение амплитудного пика на спектрах. Учитывая, что при 40 процентной трещине мы имеем снижение частоты примерно на 9 Гц (или 6% от базовой частоты), ожидается, что расщепление собственной частоты можно заметить и при 4—5 % (до критической) трещины, которая другими «дешевыми» способами практически не определяется.

7. Для диагностики трещины при вращении вала (во время эксплуатации турбоагрегата) необходимы системные наблюдения. И если отделить снижение критических частот из-за расцентровок и других дефектов от снижения из-за разрыва болтов или появления трещины, то можно таким образом регистрировать появление трещины и во вращении. Кроме того, при вращении есть еще целый ряд диагностических признаков ее появления.

Литература

1. Шкляр, М.И. Разработка и внедрение методов повышения динамической надежности и снижения вибрации турбоагрегатов на стадиях проектирования, доводки и эксплуатации : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.04.12 / С.-Петерб. политехн. ун-т. - Санкт-Петербург, 2006. - 16 с.
2. Бойкин С. Как диагностировать трещину на роторе // [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://blog.vibroexpert.ru/?p=1183>.
3. Житков, В.Е. Диагностика поперечных трещин в роторах турбомашин // [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://prezi.com/1dndnblkhx0u/presentation/>

УДК 621.039

РАСЧЁТ УВЕЛИЧЕНИЯ КАМПАНИИ РЕАКТОРА ВВЭР-1200 ЗА СЧЁТ ПРИМЕНЕНИЯ ЦИРКОНИЯ С ПОНИЖЕННЫМ СОДЕРЖАНИЕМ ГАФНИЯ В ТЕПЛО ВЫДЕЛЯЮЩИХ СБОРКАХ

Стрижёва Е.М.

Научный руководитель — к.т.н., доцент Сорокин В.В.

Водо-водяной энергетический реактор (ВВЭР) относится к самому распространенному типу легководных реакторов. Главный аргумент в пользу выбора современных ВВЭР - безопасность. В последних проектах реакторов типа ВВЭР реализованы самые современные подходы к обеспечению безопасности, основанные на принципе глубокоэшелонированной защиты и предполагающие несколько уровней безопасности, оптимальное сочетание многоканальных пассивных и активных систем безопасности.

Стратегия глубоко эшелонированной защиты опирается на последовательные уровни защиты и включает ряд физических барьеров на пути выхода радиоактивных веществ или излучений во внешнюю среду. Радиоактивные вещества образуются в топливе в результате реакции деления и в первом контуре в результате активации теплоносителя и продуктов коррозии. На пути распространения осколков деления при их потенциально возможном выходе из топливной композиции в окружающую среду в современных реакторах имеется четыре барьера:

- 1) топливная матрица,
- 2) оболочка ТВЭЛа,
- 3) герметичная граница контура теплоносителя,
- 4) защитная оболочка (контейнмент).

Герметичность оболочки ТВЭЛов необходима для исключения попадания продуктов деления топлива в теплоноситель, что может повлечь распространение радиоактивных элементов в первый контур охлаждения реактора. Контроль герметичности оболочек на работающем реакторе производится по уровню этих элементов в первом контуре реактора. Изменения в топливе, реакции топлива с оболочкой и теплоносителем могут привести к деформации ТВЭЛа и другим нежелательным последствиям. Также для эффективной работы необходимо минимизировать взаимодействие оболочки с нейтронным потоком (во избежание потери нейтронов). При выборе материала оболочек ТВЭЛов очень важно, чтобы он обладал малым сечением захвата нейтронов, хорошей теплопроводностью, прочностью в нормальных условиях эксплуатации.

По совокупности своих ядерных, физических и технологических свойств цирконий является одним из лучших материалов оболочек ТВЭЛов, охлаждаемых водой, паром и пароводяной смесью до 300—350 °С.

У чистого металлического циркония сечение захвата тепловых нейтронов равно 0,18 барнам. В земной коре цирконию всегда сопутствует гафний. В циркониевых рудах, например, его содержание обычно составляет от 0,5 до 2,0%. Химический аналог циркония (в менделеевской таблице гафний стоит непосредственно под цирконием) захватывает тепловые нейтроны в 500 раз интенсивнее циркония. Даже незначительные примеси гафния сильно сказываются на ходе реакции. Например, 1,5%-ная примесь гафния в 20 раз повышает сечение захвата циркония, что сказывается на коэффициенте размножения нейтронов, а, следовательно, и на длительности работы загрузки топлива. Поэтому содержание примеси гафния в цирконии тепловыделяющих сборок нежелательно и требует по возможности максимальной очистки циркония от его природного спутника.

Проблема разделения гафния и циркония является достаточно сложной — химические свойства их почти одинаковы из-за чрезвычайного сходства в строении атомов. Для их разделения применяют сложную многоступенчатую очистку: ионный обмен, многократное

осаждение, экстракцию. Все технологические способы и приемы разделения циркония и гафния являются труднодоступными, многоступенчатыми и достаточно энергоемкими.

Вначале цирконий стали выпускать с примесью гафния 0.05% (весовых) - это уже годилось для работы, но постепенно технология дошла до того, что содержание гафния снизилось до 0.01%. Чем меньше гафния, тем при прочих равных условиях получается больше кампания, больше энерговыработка топлива, лучше экономические показатели.

Однако при продлении кампании реактора хотя бы на один день речь может пойти об экономии суммы более одного миллиона долларов. Чтобы найти экономическое равновесие между затратами на очистку циркония от гафния и прибылью от продления работы загрузки топлива, необходимо оценить влияние примеси гафния в цирконии на долговечность кампании ВВЭР.

В реакторах ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200 оболочки ТВЭЛов выполнены из сплава Э-110. Современные требования допускают содержание гафния в данном сплаве не более 100 ppm (0,01%). Содержание ниобия – в среднем 1%.

Оценим зависимость коэффициента размножения нейтронов в бесконечной среде от процентного содержания гафния в сплаве циркония.

Коэффициент размножения нейтронов – это отношение числа нейтронов последующего поколения к их числу в предыдущем поколении во всём объёме активной зоны. Основными причинами потери нейтронов являются их поглощение в активной зоне и уход нейтронов за пределы АЗ. Отсутствие утечки означает бесконечно большой объём вещества, а соответствующий ему коэффициент размножения называется коэффициентом размножения в бесконечной среде.

Для определения k_{∞} используем программу ТВС-М. Программа ТВС-М является основной ячеечной программой, используемой для проектных и эксплуатационных расчётов реакторов ВВЭР. Программа создана в РНЦ им. Курчатова. Для двумерного расчёта ТВС в ней применяется комбинация метода ВПС (вероятности первых столкновений) и диффузионного метода. Расчёт сечений основан на использовании банка данных программы MCURFFI/A и программ семейства MCU: CROSS и ТЕРМАК. Учёт резонансного поглощения ведётся с помощью ультратонкого группового приближения.

В программе ТВС-М используется максимально точная (и соответственно максимально сложная) модель расчета пространственно-энергетического распределения нейтронов в отдельной ячейке. Результаты такого расчета применяются затем в расчете кассеты. Программа ТВС-М позволяет проводить расчет однородных топливных решеток с минимальными приближениями. Это обеспечивается благодаря современному уровню библиотеки ядерных данных программы и использованию расчетных методик высокой точности.

Пространственный расчет распределения нейтронов выполняется посредством разбиения ячейки по радиусу на произвольное число геометрических зон и использования метода вероятностей прохождения. Этот метод основан на расчете вероятностей вылета из зоны, пролета через зону и первого столкновения в зоне для падающего на границу зоны нейтрона. Угловое распределение падающих нейтронов описывается в Р₃-приближении (приближении сферических гармоник, использующем полиномы Лежандра до третьего порядка для повышения точности представления углового распределения нейтронов). Рассчитываются также вероятности нейтрону, рожденному в зоне с однородным и изотропным распределением, испытать в ней первое столкновение или выйти из зоны. Таким образом, все вероятности зависят только от параметров данной кольцевой зоны ячейки. В расчете для прилегающей к границе ячейки зоны учитывается реальная форма границы. Эти вероятности позволяют определить обычные вероятности первых столкновений, т.е. вероятности пространственных переходов между зонами ячейки, и с их помощью рассчитать пространственное распределение нейтронов. Поскольку все вероятности зависят только от двух параметров: оптической толщины зоны и соотношения её радиусов, они определяются посредством интерполяции заранее насчитанных по отдельной программе значений.

Методика определения вероятностей отдельных зон пригодна для любой конкретной геометрии и является достаточно быстройдействующей.

Разбиение на зоны позволяет, в частности, учитывать влияние распределения температуры топлива по радиусу топливной таблетки на сечения резонансных нуклидов и спектр нейтронов в резонансной области энергий.

В области энергий замедляющихся нейтронов $10,5 \text{ МэВ} > E > 4,65 \text{ кэВ}$ (группы 1-12) в каждой группе производится детальный внутригрупповой расчет спектра нейтронов. При этом группа разбивается на произвольное число одинаковых по логарифму интервалов, и затем расчет выполняется в каждой точке разбиения группы.

Таблица 1 – Результаты вычислений программы ТВС-М

Примесь гафния в цирконии, %	k_{∞}
0,0100	1,42527
0,0080	1,425497
0,0060	1,425726
0,0040	1,425957
0,0020	1,426189
0,0010	1,426303
0,0008	1,426325
0,0006	1,426347
0,0004	1,426371
0,0002	1,426395
0,0001	1,426407

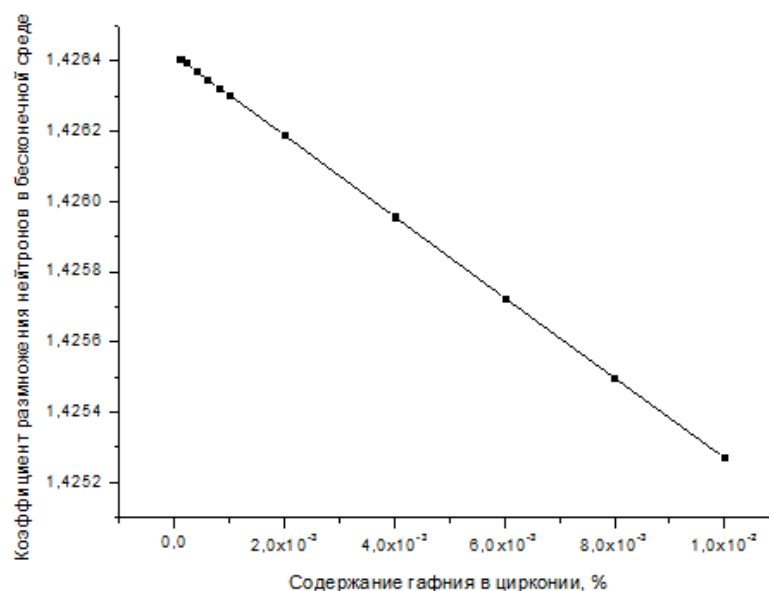


Рисунок 1. Зависимость коэффициента размножения нейтронов в бесконечной среде от процента примеси гафния в цирконии

Зависимость коэффициента размножения от содержания гафния носит линейный характер и может быть описана формулой:

$$k_{\infty} = -0,114925x + 1,426417 ,$$

где x – содержание гафния, %.

Из результатов вычисления программы видно, что при содержании 0,01% гафния в цирконии $k_{\infty} = 1,42527$, а для 0,001% $k_{\infty} = 1,426303$. То есть, при уменьшении содержания гафния в 10 раз, k_{∞} увеличилась на 0,001003. В ядерном реакторе ВВЭР такая прибавка может привести к увеличению продолжительности кампании на срок не менее одних суток.

Далее определим время работы реактора до первой перегрузки топлива ($\tau_{эфф}$) при разных k_{∞} и узнаем, повлияет ли изменение содержания гафния в цирконии на его значение.

Для расчёта понадобится программа БИПР-7. Данная программа также была разработана в РНЦ "Курчатовский институт" и является основной программой для проектных и эксплуатационных расчетов активных зон реакторов ВВЭР.

В программе БИПР-7 активная зона реактора представляется несколькими симметричными секторами, в каждом из которых размещение ТВС с одинаковыми расчетными нейтронно-физическими свойствами и с одним и тем же расчетным номером n симметрично повторяется. Программа позволяет рассчитывать сектора симметрии с углами 30° , 60° , 120° и 360° . Благодаря наличию симметрии расчеты выполняются только для одного сектора, что существенно упрощает и ускоряет обсчет картограмм загрузок. Для математического описания физических процессов реальная активная зона, в которой ТВС размещены в плане по треугольной сетке, представляется моделью, где непрерывное изменение свойств в объеме активной зоны заменяется дискретным, по узлам, в которых сосредоточены все физические свойства, усредненные по сечению ТВС (рисунок 2). По высоте ТВС берется m узлов ($1 < m < 10$), и, таким образом, активная зона представляется в виде пространственной сетки. В каждом узле сетки с координатами (n, m) определяется ряд характеристик, меняющихся со временем при выгорании: размножающие свойства (k_{∞}), зависящие от сорта топлива, местные мощностные эффекты, эффекты отравления самарием иксеноном, глубина выгорания топлива, поле плотностей потоков нейтронов, поле энерговыделений и т. д. Рабочие ТВС представляются неподвижной пространственной сеткой узлов. Реальная решетка стержней СУЗ представляется подвижной пространственной сеткой узлов.

В программе БИПР-7 реализуется методика расчета, основанная на решении двухгрупповых диффузионных уравнений для трехмерной геометрической модели ВВЭР.

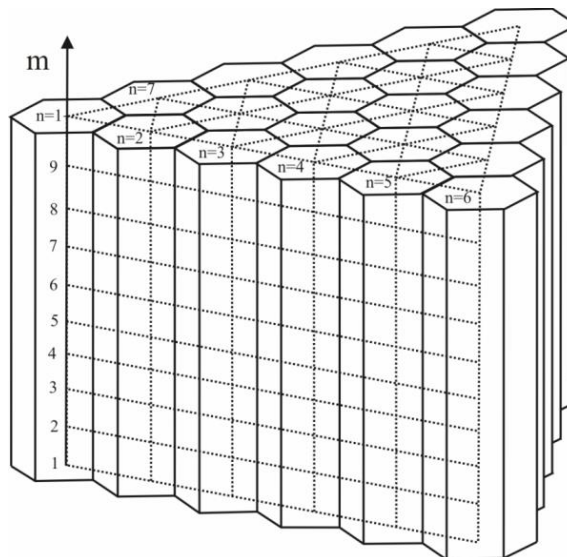


Рисунок 2. Модель активной зоны в программе БИПР-7

С помощью программы БИПР-7 определим $\tau_{эфф}$ в двух случаях: со стандартным содержанием примеси гафния в цирконии (0,01%, $k_{\infty}=1,42527$) и с уменьшенным содержанием в 10 раз (0,001%, $k_{\infty}=1,426303$).

Результаты вычислений программы БИПР-7 представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты вычислений программы БИПР-7

k_{∞}	$\tau_{эфф}, \text{суток}$
1,42527	341,54
1,426303	342,45

Из результатов вычисления видно, что при содержании увеличении k_{∞} на 0,001033 (уменьшении содержания гафния в 10 раз) время работы реактора увеличилось почти на сутки (0,91 суток = 21,84 час).

Чтобы понять, какая выгода из рассматриваемого технического решения, рассчитаем отпуск энергии за это время для АЭС мощностью 2400 МВт:

$$\mathcal{E}_t = N \cdot \tau_{эфф} \cdot \left(1 - \frac{\Delta \mathcal{E}_{сн}}{100}\right) = 2400 \cdot 21,84 \cdot \left(1 - \frac{7,48}{100}\right) = 47,7 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

где N – мощность АЭС,

$\Delta \mathcal{E}_{сн}$ – расход электроэнергии на собственные нужды, для Белорусской АЭС составляет не более 7,48% от номинальной мощности.

Тариф на электроэнергию принимаем $\tau_{э} = 93 \frac{\$}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}$.

Тогда объем реализации электричества за эти часы будет составлять:

$$V_{пр} = \mathcal{E}_t \cdot \tau_{э} = 47,7 \cdot 10^3 \cdot 93 = 4,44 \text{ млн. \$};$$

Выполненные нейтронно-физические и экономические расчеты показывают, что применение промышленно доступного сплава циркония с уменьшенным количеством гафния позволит увеличить время работы реактора почти на сутки и получить дополнительную прибыль 4,44 млн \$ за один интервал между перегрузками топлива.

Данное техническое решение может быть рекомендовано для использования на Белорусской АЭС.

Литература

1. Проект АЭС-2006. Основные концептуальные решения на примере Ленинградской АЭС-2. ОАО «СПбАЭП». – СПб.: Ин-т «Атомэнергопроект», 2011. – 40 с.
2. Семечков Ю.М. Использование топлива в реакторах ВВЭР: состояние и перспективы // журнал РЭА, 2014. - №11
3. Марков Ю.В., Сидоренко В.А. Введение в разработки и обоснования технических характеристик и безопасности эксплуатации реакторных установок типа ВВЭР. – М.: НИЦ «Курчатовский институт», 2013. – 176с.: 45 илл.
4. А. О. Бородин, Б. Н. Оныкий, А. Г. Ананьева: Роль ядерной энергетики в современном мире. Безопасность и стоимость. // Вестник «ЮНИДО в России» [Электронный ресурс]. – 2004. - №4. – Режим доступа: http://www.unido-russia.ru/archive/num4/art4_18/. – Дата доступа: 16.04.2017.
5. Цирконий и его сплавы - Тепловыделяющие элементы ядерных реакторов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://leg.co.ua/arhiv/generaciya/teplovyydelyayuschie-elementy-yadernyh-reaktorov-28.html>. – Дата доступа: 16.04.2017.

УДК 539.172: 543.522

ВЕРОЯТНОСТНЫЙ АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ СПРИНКЛЕРНОЙ СИСТЕМЫ БЕЛОРУССКОЙ АЭС

Струй Е.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Буров А.Л.,
старший преподаватель Павловская А.А.

АЭС является источником риска для окружающей среды. Риск этот связан в основном с производством, удержанием и хранением радиоактивных веществ. Целью полномасштабного вероятностного анализа безопасности (ВАБ) является оценка этого риска [1].

Вероятностный анализ безопасности АЭС представляет собой комплексный всесторонний системный анализ безопасности. В процессе ВАБ разрабатываются вероятностные модели для определения конечных состояний с повреждением источников радиоактивности, конечных состояний АЭС с превышением установленных пределов по выбросам радиоактивных продуктов и радиационному воздействию на население и окружающую среду, определяются значения вероятностных показателей безопасности (ВПБ). Результаты ВАБ используются для качественных и количественных оценок достигнутого уровня безопасности, а также для выработки и принятия решений при проектировании и эксплуатации АЭС [2].

В зависимости от объема, целей и возможного использования результатов различают несколько уровней ВАБ.

ВАБ АЭС уровня 1 (ВАБ-1) — ВАБ, в процессе которого разрабатываются вероятностные модели для определения конечных состояний с повреждением источников радиоактивности и оцениваются значения частот или вероятностей их реализации. В качестве основных источников радиоактивности для АЭС с ВВЭР рассматриваются ядерное топливо в активной зоне реактора и отработавшее ядерное топливо в бассейне выдержки.

ВАБ АЭС уровня 2 (ВАБ-2) — ВАБ, в процессе которого разрабатываются вероятностные модели для определения размера (количества и состава) выбросов радиоактивных продуктов в окружающую среду, оцениваются значения частот или вероятностей реализации таких событий [2]. Исходные события, рассматриваемые при проведении ВАБ-2, получают в ходе ВАБ-1. В ходе ВАБ-2 разрабатывают технические средства и организационные меры, уменьшающие вероятность и количество радиоактивных выбросов в окружающую среду до значений, соответствующих требованиям нормативных документов [3].

ВАБ АЭС уровня 3 (ВАБ-3) — ВАБ, в процессе которого разрабатываются вероятностные модели для определения видов и размеров ущербов, вызванных радиационным воздействием на население и окружающую среду [2]. ВАБ-3 включает анализ распространения выбрасываемых АЭС радиоактивных веществ в окружающей среде, определение радиоактивного заражения местности, оценку доз облучения населения. Исходными данными для ВАБ-3 являются результаты ВАБ-2. В ходе ВАБ-3 рассматривают всевозможные пути распространения радиоактивных продуктов в окружающей среде, учитывают характерные особенности местных природных условий.

По результатам ВАБ-3 разрабатывают планы защиты населения и определяют риск от АЭС для населения, окружающей среды [3].

Спринклерная система (JMN) предназначена для выполнения следующих функций:

- снижение давления в режиме впрыска под защитную оболочку после аварии с целью поддержания давления в защитной оболочке ниже расчетного давления защитной оболочки при авариях;
- вывод продуктов деления из атмосферы защитной оболочки, снижая таким образом общее количество продуктов деления в воздухе, для предотвращения их утечки в окружающую среду;

- регулирование химического состава воды в баке-приямке за счет добавления химреагентов для длительного удерживания йода и предотвращения коррозии;
- отвода остаточного тепла от топливного бассейна при полной выгрузке активной зоны реактора совместно с одним из каналов системы охлаждения топливного бассейна (ФАК);
- обеспечение резерва системы охлаждения топливного бассейна (ФАК);
- заполнения шахты ревизии ВКУ при проведении работ по перегрузке топлива;
- заполнения шахты ревизии ВКУ через 24 часа после прохождения запроектной аварии, связанной с плавлением активной зоны реактора и выходом расплава за пределы корпуса реактора.

Система состоит из четырех одинаковых и полностью независимых один от другого каналов JMN10, JMN20, JMN30, JMN40.

В каждом канале предусматриваются:

- спринклерный насос JMN10(20, 30, 40)AP001;
- насос ввода химреагентов JMN15(25, 35, 45)AP001;
- коллектор со спринклерными соплами;
- арматура;
- трубопроводы.

Технологическая упрощенная схема спринклерной системы для каналов 1 и 2 представлена на рисунке 1.

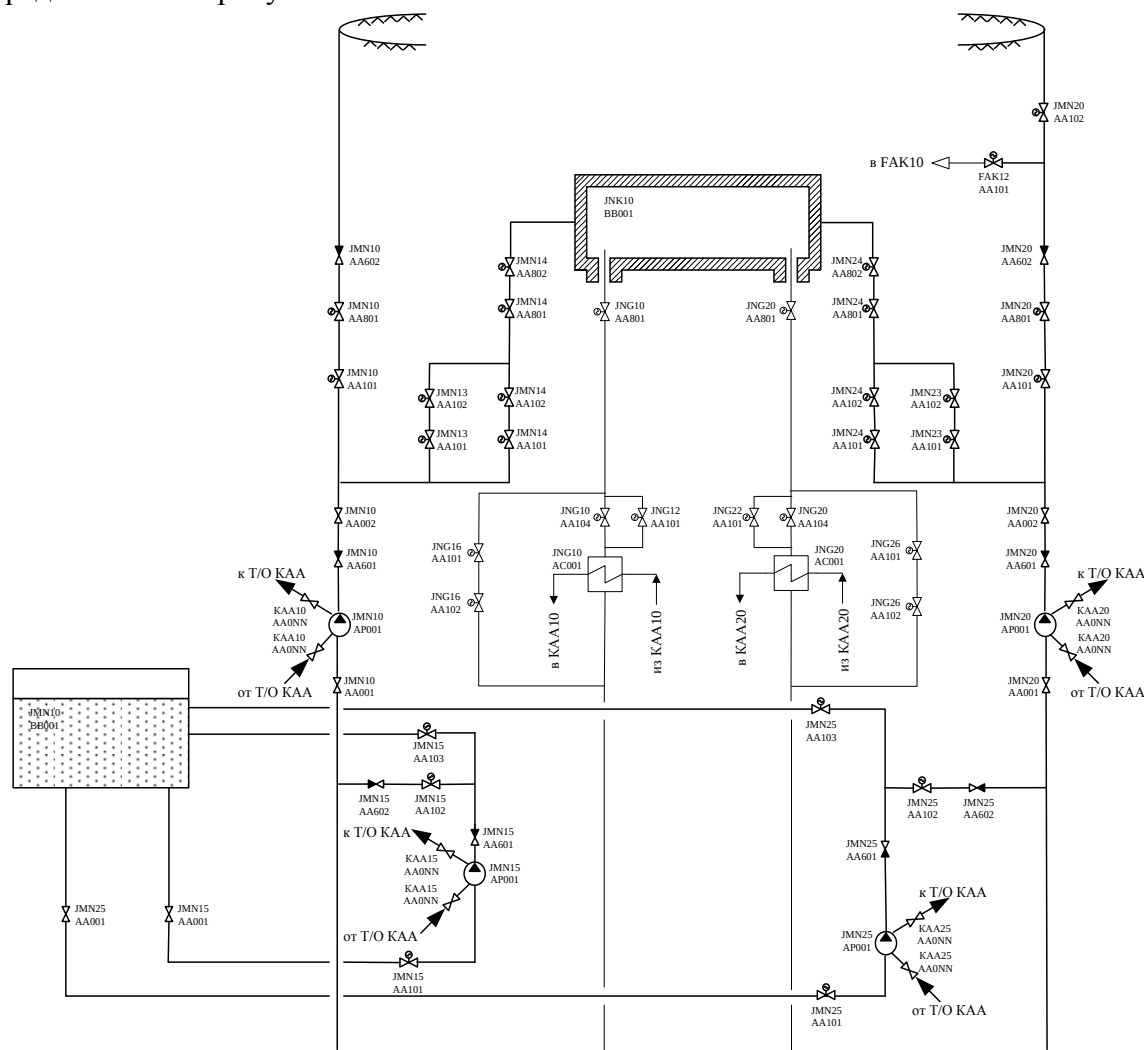


Рисунок 1. Упрощенная схема системы JMN (каналы 1 и 2)

Производительность каждого канала соответствует 50 % производительности системы, т.е. во всех аварийных режимах сохраняют работоспособность два канала системы. Таким образом, спринклерная система имеет структуру 4х50 % каналов.

Деревья отказов (ДО) выполнены при помощи компьютерного кода RiskSpectrum (смотри рисунки 2 - 4).

Поскольку ДО 1-го и 3-го, а также 2-го и 4-го каналов JMN одинаковы, ниже приведены ДО только для 1-го и 2-го канала. Также приведены ДО для функций системы в целом.

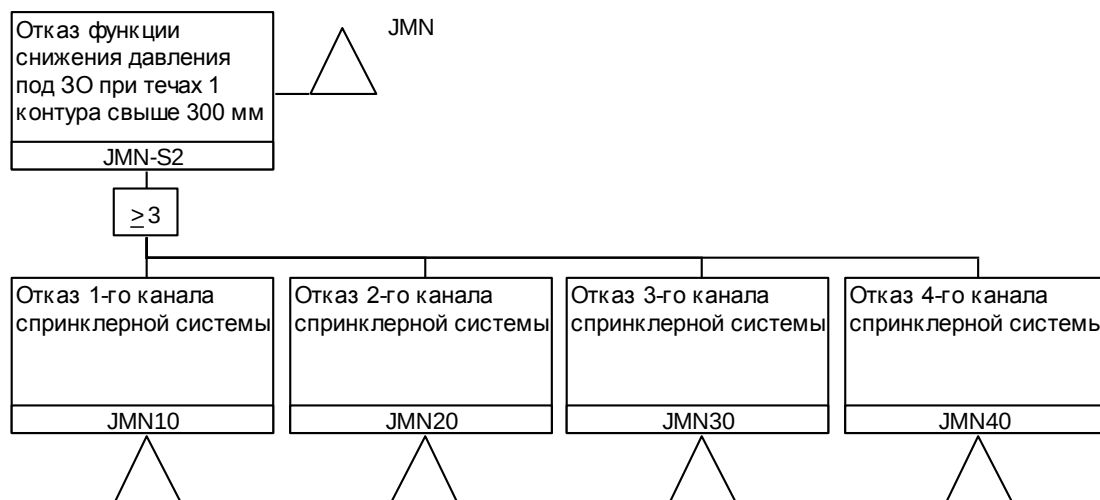


Рисунок 2. Дерево отказов «Отказ JMN при течах ГЦК Ду более 300 мм»

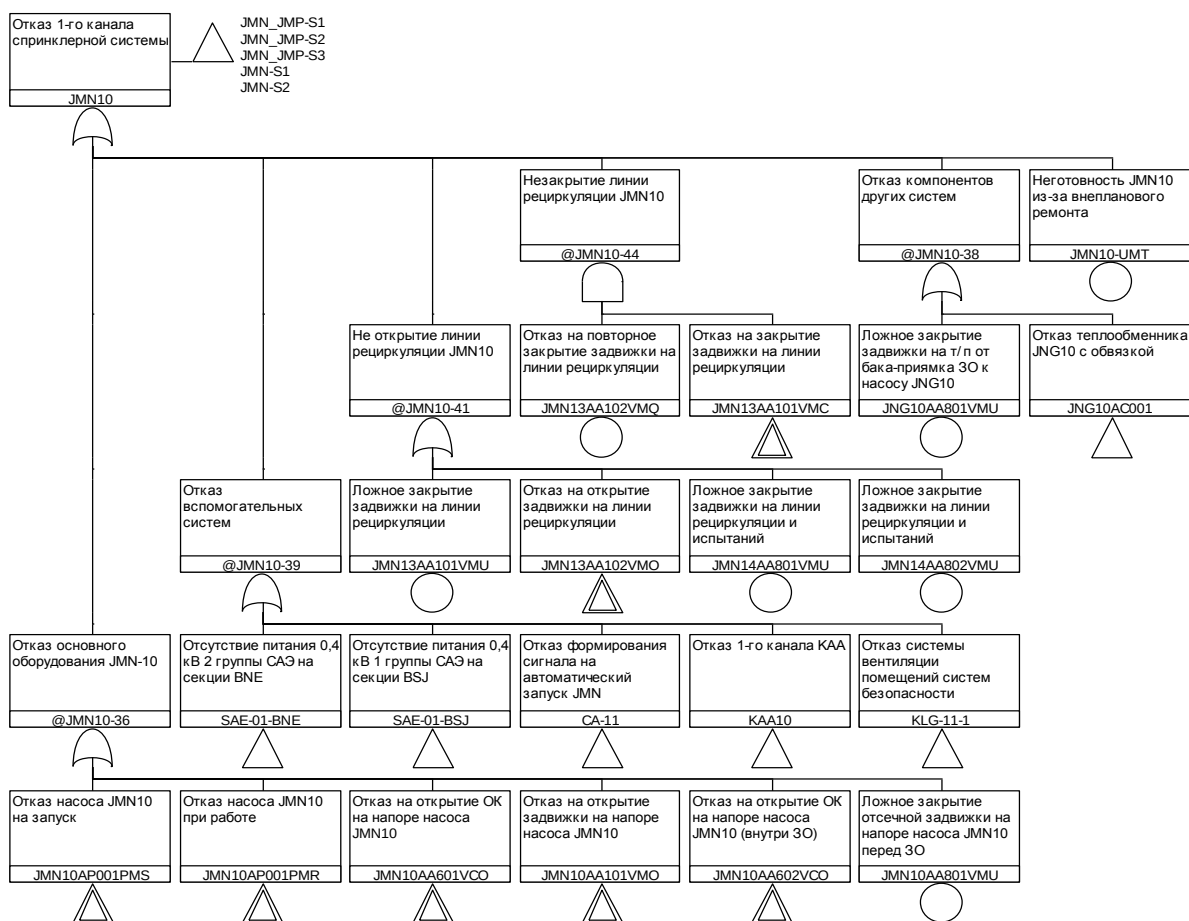


Рисунок 3. Дерево отказов «Отказ 1-го канала спринклерной системы»

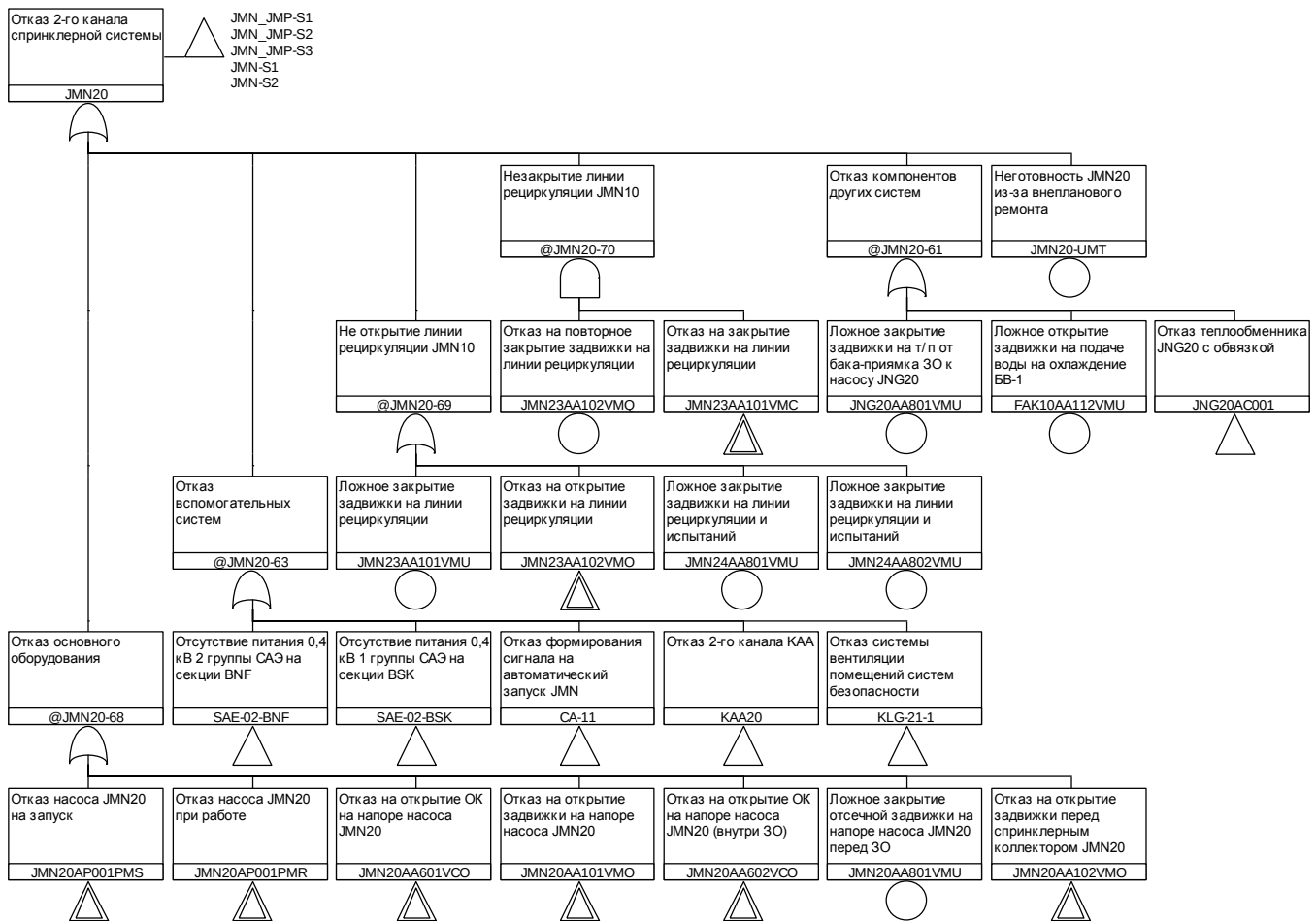


Рисунок 4. Дерево отказов «Отказ 2-го канала спринклерной

Для определения показателей надежности системы все деревья были модифицированы таким образом, чтобы исключить влияние на результат обеспечивающих систем и ошибок персонала.

Были проведены отдельные расчеты для каждой функции с соответствующими критериями успеха.

Расчет проводился исходя из критерия успеха 2 из 4-х каналов и рассматриваемого времени работы 24 часа.

Среднее значение вероятности отказа системы по функции JMN-S1 равно: $8,39 \cdot 10^{-4}$.

В результате анализа неопределенности получены следующие параметры распределения вероятности отказа системы:

Нижняя граница (5 %): $8,41 \cdot 10^{-5}$.

Медиана: $4,88 \cdot 10^{-4}$.

Верхняя граница (95 %): $2,46 \cdot 10^{-3}$.

Литература

1. Острейковский, В.А. Безопасность атомных станций. Вероятностный анализ / В.А. Острейковский, Ю.В. Швыряев. – Москва: Физматлит, 2008. – 352 с.
2. Вероятностный анализ безопасности атомных станций (ВАБ): учеб. пособие / В.В. Бегун и [др.]. – Киев, 2000. – 568 с.
3. Солонин В.И. Безопасность и надежность реакторных установок: учебное пособие по курсу «Расчеты и проектирование ядерных энергетических установок» / В.И. Солонин. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э.Баумана, 1996. – 80 с.
4. АЭС с реактором типа ВВЭР-1000. От физических основ эксплуатации до эволюции проекта / С. А. Андрущенко [и др.]. – Москва : Логос, 2010. – 603 с.

УДК 629.039.58

АВАРИЙНАЯ ПОДПИТКА ПАРОГЕНЕРАТОРОВ АЭС В УСЛОВИЯХ ПОЛНОГО ЭЛЕКТРООБЕСТОЧИВАНИЯ ЭНЕРГООБЛОКОВ

Цыганкова С.Д.

Научный руководитель – Пташиц К.П.

На сегодняшний день в 31 стране мира находится в эксплуатации 192 атомных электростанций с 450 энергоблоками общей мощностью примерно 393721 МВт. При этом на стадии строительства находится еще 56 энергоблоков. Данные показатели позволяют нам говорить о несомненном расширении применения ядерных и радиационных технологий, что доказывает: атомная энергетика является экономически выгодным и экологически привлекательным элементом энергосистемы любого государства. Нельзя не отметить, что использование атомной энергетики помогает странам обеспечить так называемую энергетическую безопасность и сделать экономику более конкурентоспособной. С точки зрения экологии, возрастание доли АЭС благоприятно влияет на снижение уровня выбросов в атмосферу парниковых газов, которые, в свою очередь, влияют на изменение климата.

В свете аварий на Чернобыльской АЭС, АЭС Фукусима-1, Три-Майл-Айленд особое место при строительстве и эксплуатации АЭС занимает вопрос безопасности. Безопасность на АЭС – одно из важнейших свойств для обеспечения защиты как сотрудников, так и окружающей среды от радиационного излучения, как во время нормальной работы, так и при возможных авариях. Выделяют несколько видов систем безопасности:

- локализирующие (для ограничения очага распространения радиоактивных веществ в случае аварии);
- управляющие (для обеспечения правильного функционирования всех защитных систем);
- обеспечивающие (для создания условий для снабжения всех систем необходимой энергией и создания подходящей рабочей среды).

К последнему можно отнести резервную подпитку парогенераторов АЭС в условиях полного электрообесточивания.

Проблема обеспечения эффективного теплосъема в ПГ АЭС является следствием противоречия между необходимостью обеспечения достаточности водной среды во втором контуре энергоблока и отсутствием надежных средств подпитки в условиях потери водной среды в аварийных или предаварийных режимах работы оборудования, в случае полного электрообесточивания энергоблока. На сегодняшний день, аварийная подпитка осуществляется аварийными насосами с электроприводом [1]. Стоит отметить, что в случае полного электрообесточивания, особенно в случае отказа (невозможности запуска) резервных дизель-генераторов, использование аварийных насосов с электроприводом не является эффективным по причине необходимости применения технических средств повышенной функциональной надежности. При этом к исполнительным механизмам систем подпитки в условиях предаварийного или аварийного функционирования ЯЭУ предъявляются весьма жесткие требования по быстродействию и высокой эффективности их включения в работу. Например, одним из требований к турбоприводу с применением лопаточной турбины (турбины Лавала) является условие «горячего резерва», т. е. предварительный прогрев турбины для недопущения ее заклинивания при пуске.

Более целесообразно использовать для аварийной подпитки циркулирующих водных сред непосредственно пара из парогенератора. В соответствии с [1], ранее с этой же целью использовались пароводяные инжектора на котлах. В случае парогенератора инжектора непригодны по причине малых рабочих давлений (до 2,0 МПа).

В соответствии с [2], для обеспечения надежного привода подпиточного насосного аппарата может быть применена комбинированная конструкция турбопривода рис. 1,

состоящая из посаженных на один вал лопаточной турбины Лаваля и предвключенной дисковой турбины (турбины Теслы).

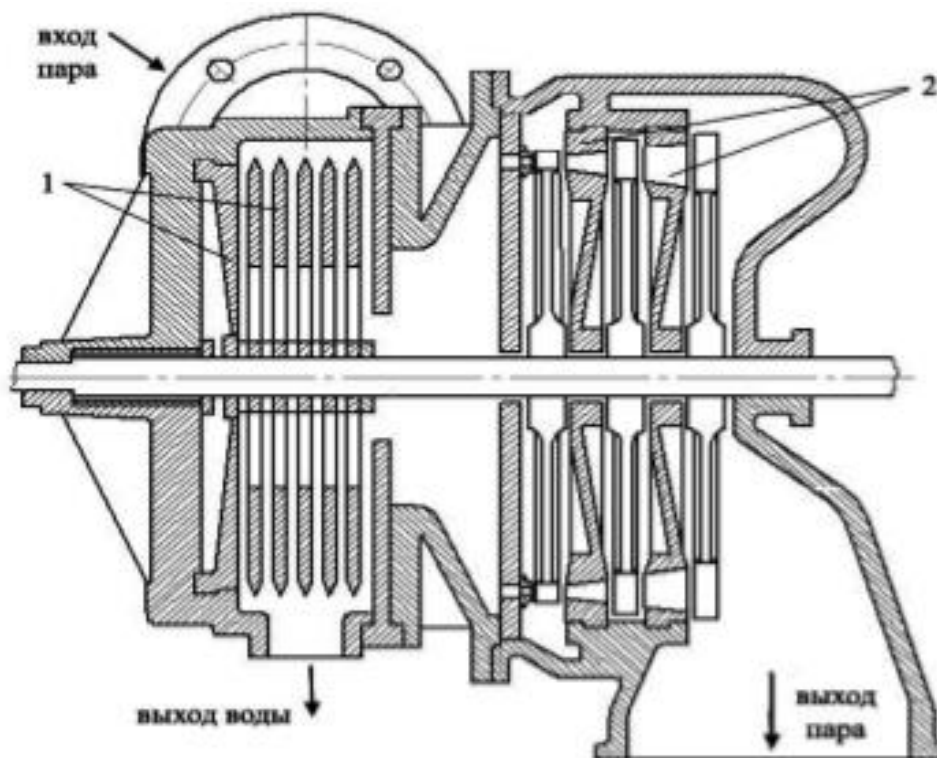


Рисунок 1 – Композиционная конструкция турбопривода:

1 — дисковая турбина, 2 — лопаточная турбина

Такое техническое решение позволяет подавать на лопатки ротора турбины практически сухой пар. При включении двух разнотипных турбин, тепловыделительный перепад между ступенями композиционной турбоустановки будет рационально распределяться, при этом поднимая степень сухости пара на выходе из лопаточной турбины. Это гарантирует оперативный пуск лопаточной турбины такого привода без предварительного разогрева, позволяет подключить подпиточный турбонасосный агрегат непосредственно к паровому объему парогенератора через быстродействующий нормально-закрытый клапан; при этом отпадает необходимость поддержания паропровода, ведущего к турбоприводу, в «горячем резерве», с постоянным дренированием конденсата. Особый интерес вызывает тот факт, что турбина трения в такой компоновке будет выполнять функции сепаратора, выделяющего конденсат из пара, который впоследствии будет удаляться по отдельной линии через конденсатный горшок.

В данной компоновке турбина трения является предвключенным элементом привода. Принцип работы такой дисковой турбины заключается в использовании силы трения среды, проходящей в ее междисковых каналах, что приводит к подсушиванию пара за счет перехода работы трения в теплоту. Что касается конструктивных особенностей турбины, она представляет собой вал с закрепленными на нем плоскими дисками, между которыми выдерживается определенное расстояние рис.2. Крайние диски – большие по толщине: струя пара, проходящего между дисками, работает на их раздвижение, что требует противодействия со стороны крайних дисков для прижатия внутренних дисков друг к другу. Ротор размещен в корпусе с входным соплом и боковыми крышками с отверстиями в центре.

На одном валу с турбиной трения располагается конструктивно лопаточная турбина рис.1. Лопаточная турбина, находясь на одном валу с насосом, должна работать на высоких угловых скоростях, задаваемых дисковой турбиной.

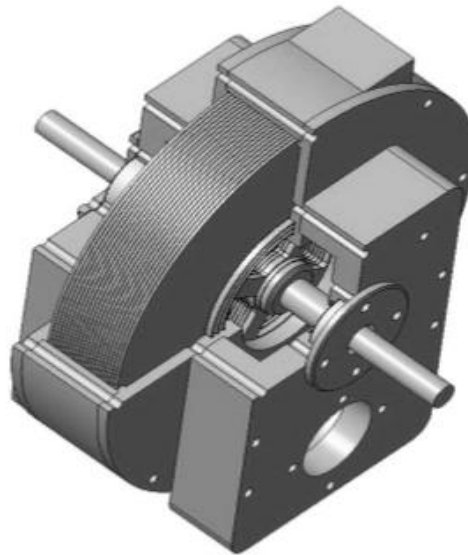


Рисунок 2. Внешний вид турбины трения

При расчете турбины трения и паровой осевой турбины в первую очередь определяют имеющийся теплоперепад, реализуемый на каждом из элементов конструкции. Учитывая наличие в обеих турбинах общего вала с насосом, принимают допущение, что мощность, потребляемая насосом, распределяется между двумя турбинами и при этом обратно пропорциональна их η . В соответствии с [3], для турбины трения $\eta = 28\%$, для осевой (паровой) турбины $\eta = 81\%$ [4].

В соответствии с [3], начальные параметры пара (при работе турбопривода под действием паровой среды, поступающей из парогенератора): 6,0 МПа и 275,58 °С. Располагаемый перепад давления при срабатывании пара в атмосферу 5,8...5,9 МПа. Оптимальный теплоперепад 120...180 кДж/кг. Процесс расширения потока в комбинированной турбине представлен на рис. 4. Отражение этого процесса на диаграмме теплофизических свойств воды и водяного пара (h - s -диаграмме) позволяет получить теплоперепад, который отрабатывается дисковой турбиной: он составляет 320 кДж/кг (или, соответственно, 5...4 МПа перепада давления) [3]. Из диаграммы на рис. 3 видно, что процесс расширения пара в такой комбинированной конструкции турбопривода проходит в области влажности пара менее 12...14 %, что вполне удовлетворительно по условиям эрозионных разрушений.

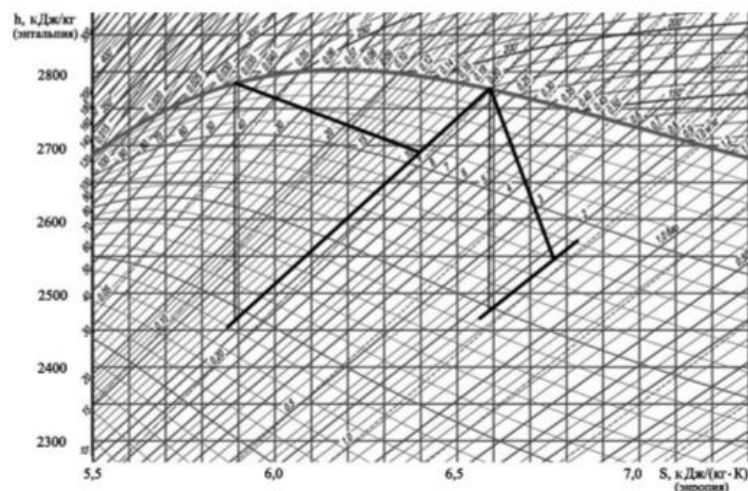


Рисунок 3. Процесс расширения пара в комбинированной турбине

Сформулируем следующие основные выводы относительно использования компоновочной конструкции турбоприводов насосных агрегатов для резервной подпитки парогенераторов АЭС:

- технологическая выгодность и перспективность с точки зрения обеспечения высокой функциональной надежности;
- высокий суммарный технический эффект, выражающийся в возможности подпитки парогенераторов АЭС собственным паром при помощи турбонасосных агрегатов.

Предварительный анализ режимов работы предлагаемого конструктивно-технологического решения позволяет утверждать о возможности реализации компоновочной конструкции турбоприводов насосных агрегатов для резервной подпитки ПГ, а также приемлемости рассмотренного технического решения.

Литература:

1. Герлига В. А. Основы безопасности АЭС с водо-водяным реакторами : Учеб. пособие / В. А. Герлига, В. В. Полтавченко, В. И. Скалозубов. — К. : ИСДО, 1993. — 264 с.
2. Королев А. В. Использование инжектора в системе САОЗ для повышения ее функциональной надежности / А. В. Королев // Ядерна та радіаційна безпека. — 2009. — Т. 12, вып. 2. — С. 38, 39.
3. Костюк А. Г. Паровые и газовые турбины для электростанций // А. Г. Костюк, В. В. Фролов, А. Е. Булкин, А. Д. Трухний. — М. : Изд. дом «МЭИ», 2008. — 556 с.

УДК 621.039.76

РАЗРАБОТКА РОБОТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УДАЛЕНИЯ ШЛАМА С ДНИЩА ПАРОГЕНЕРАТОРОВ

Шах А.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Чиж В.А.

Одна из основных проблем обеспечения надежности эксплуатации парогенераторов и поддержания их теплопередающей способности на достаточно высоком уровне образование отложений на теплопередающей поверхности трубчатки, забивание ими межтрубного пространства и скопление осыпавшихся отложений на днище парогенератора. Все это влияет на целостность трубчатки, зависящей от возникновения подшламовой коррозии металла, и ведет к ухудшению теплопередачи между теплоносителями I и II контуров.

Существует большое количество способов снижения количества отложений на трубчатке и днище парогенераторов и, следовательно, поддержания эффективности работы парогенераторов. Среди них можно выделить: ведение водно-химического режима теплоносителя II контура на требуемом уровне; химические отмытки в период выполнения ремонтов; проведение очистки котловой воды путем продувки и др.

Но, несмотря на существование различных методов поддержания трубчатки в чистом состоянии, в процессе эксплуатации на ней все же образуются отложения, они накапливаются на теплопередающей поверхности и далее часть их отваливается и падает на днище парогенератора. Так как тепловая нагрузка теплообменника зависит от ее поверхности, то для ее поддержания установлены критерии загрязнения трубчатки в контрольных точках, при превышении которых рекомендуется проводить химическую отмытку, при этом отваливающийся с труб осыпавшийся на днище шлам не принимается во внимание.

Необходимость выполнения очистки парогенератора от осыпавшегося шлама возникла после обнаружения довольно большого количества дефектов теплообменных труб, получения информации о месте и причинах образования дефектов теплообменных труб методом вихретокового контроля и выявления критических зон поверхности трубчатки парогенераторов. В результате анализа полученных данных было установлено что наиболее часто дефекты теплообменных труб возникают в нижних рядах со стороны "горячего" коллектора и около дистанционирующих решеток, ближе к "горячему" коллектору. Визуальный осмотр парогенераторов показал значительное количество отложений на днище парогенератора и неравномерность, причем возле "горячего" коллектора, в первых ячейках между дистанционирующими решетками, в некоторых местах количество отложений было намного больше чем в нижних рядах теплообменных труб. Наиболее интенсивное образование отложений на трубчатке и днище со стороны "горячего" коллектора парогенератора полностью соответствует теории, так как тепловая нагрузка по парогенератору распределена неравномерно и наиболее толстые отложения наблюдаются именно в местах с максимальной тепловой напряженностью. Под скоплениями отложений на теплообменных трубах из-за подшламовой коррозии образуются дефекты. Примерное распределение отложений по длине и поперечному сечению в районе "горячего" коллектора парогенератора показано на рис. 1.

Конструкция парогенератора ВВЭР-440 и системы продувки такова, что не позволяет эффективно выводить осыпавшиеся твердые частицы отложений с продувочной водой.

Жесткость крепления трубчатки обеспечивается установленными на днище корпуса парогенератора перегородками, предназначенными для крепления дистанционирующих решеток трубного пучка. Сверху на перегородках, по длине парогенератора расположены три продувочных коллектора, перфорированных с двух сторон для более равномерной продувки. Но из-за малых скоростей продувочной воды и высокого расположения продувочных коллекторов равномерная продувка осуществляется только по длине

парогенератора, вывода же с днища корпуса парогенератора отложений, осыпавшихся с трубчатки, не происходит

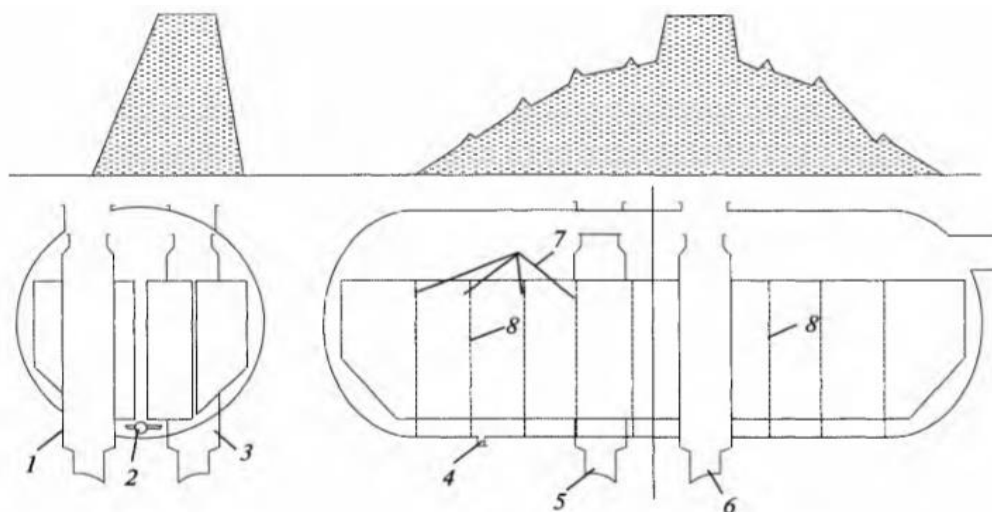


Рисунок 1. Схема распределения отложений по днищу корпуса парогенератора в поперечном сечении в районе «горячего» коллектора и в продольном разрезе.

1,6 – «горячий» коллектор; 2 – продувочный коллектор; 3, 5 – «холодный» коллектор; 4 – дренажный лючок; 7 – перегородки; 8 – трубка.

Отложения, образующиеся по всей ширине трубного пучка, в результате термических нагрузок и в процессе переходных режимов отслаиваются и, обладая довольно большой массой (состоят из оксидов железа и меди), падают вертикально вниз по трубным коридорам пучка на днище парогенератора, где и накапливаются. Шламовые отложения скапливаются также в кольцевом технологическом зазоре между коллектором I контура и корпусом парогенератора ("карман"). При этом именно "карман" "горячего" коллектора является местом повышенного накопления осыпавшихся отложений. Продувка карманов не обеспечивает в полной мере вывод этих отложений, так как организована с двух диаметрально противоположных сторон коллектора; возле них образуются воронки, а дальше, по периметру "кармана", идет накопление отложений, что так же может негативно сказаться на эксплуатации швов № 23 на парогенераторах ВВЭР-440.

Существующие методы химической очистки трубок парогенераторов направлены на удаление отложений с теплопередающей поверхности и имеют следующие недостатки при выводе скопившихся на днище шламов: химические реагенты действуют только на поверхности отложений; химическая очистка не происходит в тех местах, куда не проникают химические растворы; процесс очистки длительный и дорогой; отложения на днище парогенераторов отбирают на себя часть химических реагентов, тем самым снижая эффективность очистки трубок; в реакторном отделении увеличивается количество жидких отходов.

Исходя из сказанного, можно сделать вывод: наиболее оптимально удалять отложения с днища парогенераторов, из "карманов" и из областей вблизи дистанционирующих решеток механическими методами, а очистку трубок от твердых отложений производить уже химическими методами. Таким образом будет достигнута оптимальная эффективность использования химических реагентов, снижено время проведения очистки уменьшено количество жидких отходов, поступающих в спецканализацию.

В соответствии с техническим заданием разработана и опробована роботизированная система по удалению шлама (РСУШ) с нижних образующих парогенераторов, принципиальная схема которой представлена на рис. 2.

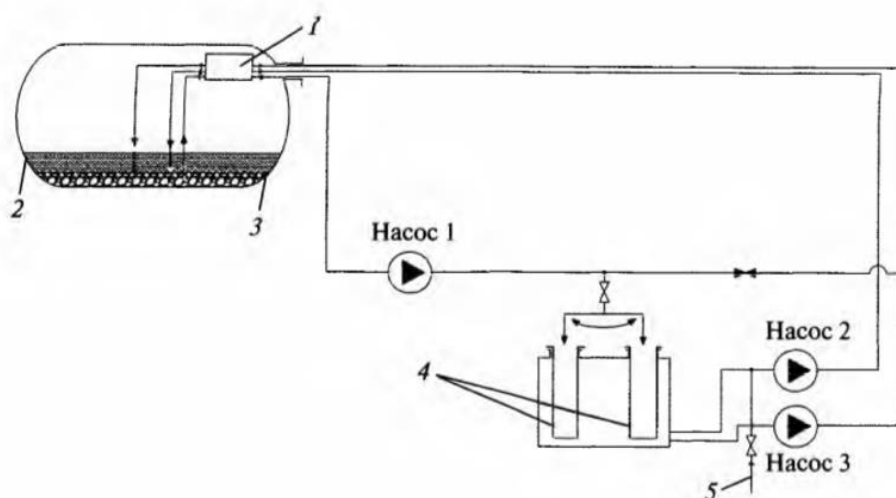


Рисунок 2. Принципиальная схема РСУШ.

1 – робот-манипулятор; 2 – уровень воды; 3 – уровень шлама; 4 – мешки-фильтры; 5 – вода из внешнего источника.

Для обеспечения минимальных дозовых грузов, сокращения времени на монтаж и удобства использования предложена схема установки, состоящей из нескольких блоков. Робот-манипулятор выполняет работы внутри парогенератора. Для его нормального функционирования снаружи установлены блоки насосов и фильтрации, соединенные между собой трубопроводами, а также система управления и видеонаблюдения. Установка подключена к станционной электрической сети и к источнику водоснабжения.

Работа РСУШ построена по следующему принципу. После расхолаживания и вскрытия парогенератора по II контуру выполняется монтаж системы с установкой робота-манипулятора над одной выбранной ячейкой парогенератора, образованной двумя перегородками. Затем парогенератор и РСУШ с помощью насоса 3 заполняются водой из внешнего источника водоснабжения для обеспечения работоспособности последней и полного покрытия отложений водой для возможного их перевода во взвешенное состояние. Далее РСУШ вводится в работу. Штанга с трубопроводами опускается в область скопления шлама, и в работу включаются насосы 1 и 2.

Насос 2 предназначен для подачи под давлением воды на размывающую форсунку с помощью которой обеспечивается перевод слежавшегося шлама во взвешенное состояние, насос 1 – для откачки из зоны размыва пульпы, состоящей из воды и переведенного во взвешенное состояние шлама.

Далее пульпа по трубопроводам подается в один из двух мешков-фильтров, установленных в специальном баке. В мешке-фильтре происходит отделение шлама от воды, которая собирается в баке и затем насосами 2 и 3 опять подается в парогенератор. После заполнения одного из мешков подача от насоса 1 переводится в другой мешок, а заполненный мешок извлекается для утилизации шлама, на его место ставится новый мешок-фильтр. Таким образом осуществляется замкнутый цикл очистки ячеек парогенератора от шлама.

После очистки одной ячейки установка останавливается, робот-манипулятор крепится на другую ячейку и цикл повторяется.

Для реализации данного алгоритма работы установки специалистами ЗАО "Диаконт" разработана и изготовлена "Роботизированная система по удалению шлама с нижних

образующих парогенераторов ПГВ-4М РСУШ", которая имеет в своем составе следующее основное оборудование:

штанги (телевизионная и для размещения трубопроводов) с системой перемещения – робот – манипулятор;

мостики;

направляющие;

шкаф электропитания и управления;

пульт управления;

технологическое оборудование;

комплект видеонаблюдения;

осветительное оборудование.

Эскиз размещения оборудования приведен на рисунке 3.

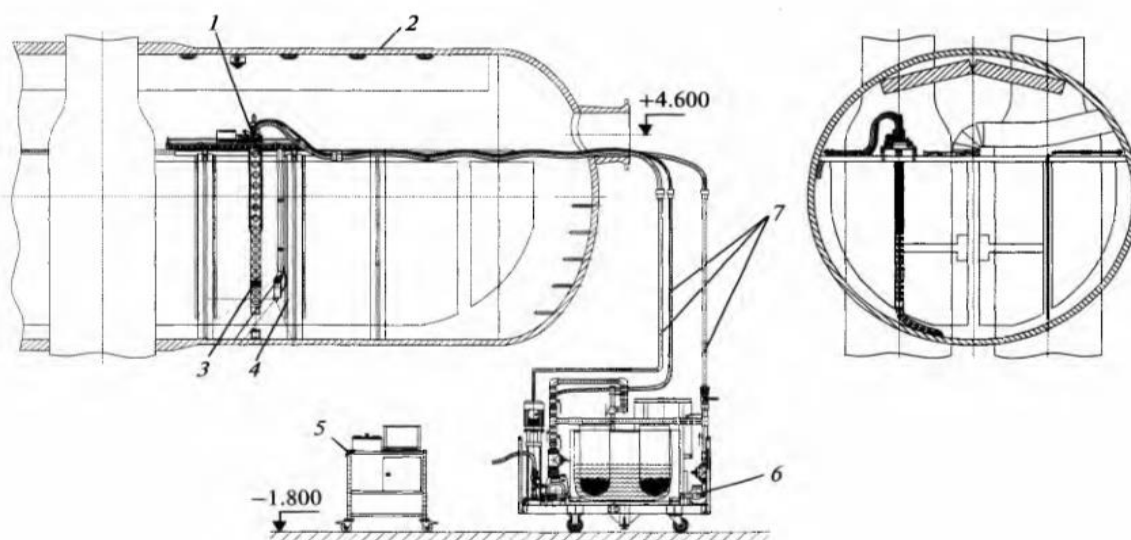


Рисунок 3. Эскиз размещения оборудования РСУШ.

1 – мост и направляющие; 2 – парогенератор ПГВ-4М; 3 – штанга с трубопроводами; 4 – штанга телевизионная; 5 – пульт управления; 6 – технологическое оборудование; 7 – трубопроводы

Для обеспечения удобства выполнения работ внутри парогенератора монтируются мостики, опирающиеся на трубные решетки, с которых ведется монтаж обслуживание внутреннего оборудования РСУШ. Внутри парогенератора монтируется также система перемещения робота-манипулятора со штангами: телевизионной со светильниками и камерой наблюдения и трубопроводами; крепится трубопровод подачи воды низкого давления от насоса 3.

Снаружи монтируется технологическое оборудование, состоящее из рамы, насосов, бака с мешками-фильтрами, трубопроводов и арматуры.

Отдельно размещается пульт управления с системой видеонаблюдения. После подключения внешних источников электро- и водоснабжения РСУШ готова к работе.

Штанга с трубопроводами крепится на направляющей, фиксируемой на двух соседних трубных решетках. Телевизионная штанга устанавливается рядом со штангой с трубопроводами, она обеспечивает освещение и видеоконтроль за процессом очистки секции парогенератора.

Штанга с трубопроводами для обеспечения простоты монтажа и удобства очистки выполнена в виде специальной складывающейся конструкции. К ней прикреплен размыивающая форсунка, в которую подается вода от насоса 2 (см. рис. 2) под давлением 17 МПа, что позволяет размыть и перевести во взвешенное состояние отложения. На этой же штанге установлен всасывающий трубопровод насоса 1 для откачки взвеси с расходом

примерно 15 м³/ч. Такая конструкция штанги позволяет вести откачку шламовой взвеси в месте, где количество шлама максимально, что повышает эффективность системы.

Направляющая оборудована приводом для перемещения штанги вдоль межтрубного коридора, а штанга - приводом вертикального перемещения размывающей и откачивающей форсунок. Такая конструкция штанги позволяет подвести размывающую и откачивающую форсунки под трубный пучок, вплоть до продувочного коллектора парогенератора, что обеспечивает удаление шлама из всей секции парогенератора.

Для наилучшего перемещения форсунок вдоль нижней образующей в нижней части штанги, на насадке форсунками, сделано дополнительное отверстие в противоположном направлении от направления форсунок, в которое также подается вода от высоконапорного насоса, при этом используется реактивное действие струи для продвижения форсунок вдоль днища парогенератора.

Для отмывки образующей парогенератора под трубчаткой выше трубного коридора шланг от низконапорного насоса 3 (см. рис. 2) располагается вдоль образующей парогенератора в этой же ячейке. Вода смывает шлам с корпуса парогенератора в зону откачки.

Отмывка днища парогенератора начинается с межтрубного коридора, вдоль которого постепенно перемещается с помощью приводов насадка с размывающей и откачивающей форсунками. По мере отмывки к перемещению по межтрубному коридору добавляется движение насадки в вертикальном направлении.

Контроль за выполнением отмывки ведется посредством видеонаблюдения за процессом, а также путем проверки содержания шлама в пульпе, подаваемой в мешки-фильтры. После заполнения мешка-фильтра откачка переводится в другой мешок-фильтр, а заполненный извлекается и утилизируется, на его место устанавливается новый мешок.

Закончив очистку одной секции парогенератора, установка перемещается на другую секцию, и цикл очистки повторяется. После полной очистки парогенератора его дренирование осуществляется по штатным линиям.

Таким образом, внедрение РСУШ позволяет решить проблемы очистки парогенераторов от шлама и при этом избежать недостатков методов размыва и вакуумного удаления шлама. Возможность же эксплуатации установки двумя людьми при нахождении их большую часть времени вне парогенератора способствует существенному снижению дозовых нагрузок на персонал при выполнении данной работы.

Литература

1. Кучеренко О.В. Роботизированная система удаления шлама с днища парогенераторов / О.В. Кучеренко // Теплоэнергетика [электронный ресурс]. – 2014 - №2 – Режим доступа: http://tepen.ru/uploads//archive/2014/02_14.pdf
2. Шваров В.А. Роботизированная система удаления шлама с днища парогенераторов / В.А. Шваров // Глобальная ядерная безопасность [электронный ресурс]. – 2013 - №2(7) – Режим доступа: http://www.viti-mephi.ru/sites/default/files/pages/docs/gyb_27.pdf

УДК 621.35

ПРИМЕНЕНИЕ ТВЕРДООКСИДНЫХ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Эркабаева Е.О., Швецов И.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

На современном этапе важнейшей задачей является повышение энергоэффективности производства, передачи и использования энергии, а это возможно лишь при условии инновационного развития на основе достижений фундаментальной науки, создания и внедрения новых эффективных, более надежных и долговечных материалов, оборудования и технологий.

Одним из перспективных направлений решения проблем обеспечения электрической энергией потребителей в различных, в том числе и сложных условиях, являются топливные элементы (ТЭ) [1].

Топливные элементы могут применяться для замены элементов питания или аккумуляторов в портативных электронных устройствах, для замены традиционного двигателя внутреннего сгорания (или, по крайней мере, дополнение к нему) в автомобилях; в небольших энергетических установках для обеспечения энергией и теплом жилых домов и, наконец, на мегаваттных электростанциях для крупномасштабного производства электроэнергии.

Общим преимуществом ТЭ перед другими преобразователями энергии является высокая эффективность, отсутствие движущихся, а значит и трущихся частей, тихая работа и практическое отсутствие вредных выбросов в окружающую среду.

Топливные элементы представляют собой устройства для превращения энергии топлива в электрическую энергию и частично в теплоту без использования процесса его сжигания.

Схема топливного элемента показана на рисунке 1.

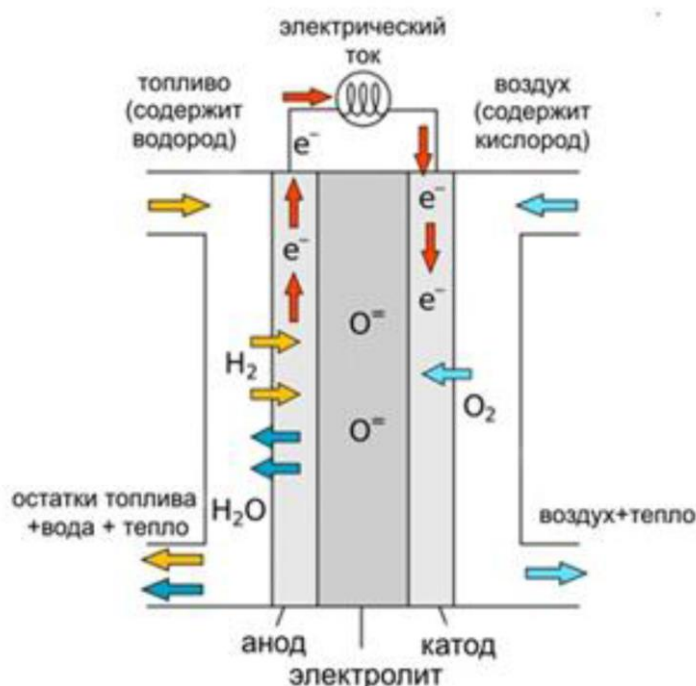


Рисунок 1. Принципиальная схема топливного элемента

С упрощенной точки зрения их можно рассматривать как объединение в одном устройстве батареи (гальванического элемента), служащей для прямого превращения

энергии химической реакции в электрическую энергию и теплового двигателя, нуждающегося в непрерывной подаче топлива и окислителя (воздуха). По этой причине топливные элементы иногда называют электрохимическими генераторами. От электрических аккумуляторов топливные элементы отличаются тем что, они функционируют до тех пор, пока топливо и окислитель поступают из внешнего источника, при этом химический состав электролита в процессе работы не изменяется, то есть топливный элемент не нуждается в перезарядке.

Существуют различные виды топливных элементов, ориентированных на определенное применение и изготавливаемых из соответствующих материалов, однако процесс получения энергии в них идентичен, а различия касаются материалов электродов и электролита (таблица 1) [2].

Химические реакции в ТЭ идут на пористых электродах, водород поступает на анод топливного элемента, где его атомы разлагаются на электроны и протоны, электроны поступают во внешнюю цепь, создавая электрический ток. Протоны, в свою очередь, проходят сквозь протонообменную мембрану на катодную сторону, где с ними соединяется кислород и электроны из внешней электрической цепи с образованием воды. Побочными продуктами реакции, таким образом, являются тепло и водяной пар.

Таблица 1 – Характеристики топливных элементов

Тип ТЭ	ТПТЭ (Твердо- полимерные)	ЩТЭ (Щелочные)	ФКТЭ (Фосфорно- кислотные)	КРТЭ (Карбонатно- расплавные)	ТОТЭ (Твердооксидные)
Температура С°	80 – 100	65 – 250	150 – 220	600 – 1000	600 – 1000
Материал: <i>анода</i>	Pt/C, Pt-Ru/C	Pt/C, Pt-Co/C, Pt-Pd/C	Pt/C, Pt-Ru/C	Ni-Al, Ni-Cr	Ni, NiO
<i>катода</i>	Pt/C	Ni (Pt)	Pt/C, Pt-WO ₃ /C	LiFeO ₂	LaSrMnO ₃
<i>электролита</i>	Полимерная мембрана (иономер)	КОН/NaOH на носителе	H ₃ PO ₄ на носителе	LiKCO ₃ , LiNaCO ₃ на носителе	ZrO ₂ , CeO ₂ , Y ₂ O ₃
Диапазон мощностей	0,01÷100кВт	~ 100кВт	~ 100кВт	≥ 1 МВт	≥ 1 МВт
Ресурс, ч	до 2·10 ⁴	до 1·10 ⁴	до 5·10 ⁴	до 2·10 ⁴	до 6·10 ⁴

Рассмотрим более подробно **твердооксидные топливные элементы** – наиболее перспективный тип источников энергии данного вида [2]. Преимущества твердооксидных топливных элементов (ТОТЭ) в том, что они не нуждаются в дорогом катализаторе (платине) и могут работать на многих видах топлива.

На рисунке 2 показана эффективность применения различных топливных элементов в широком диапазоне мощностей от кВт до ГВт [2].

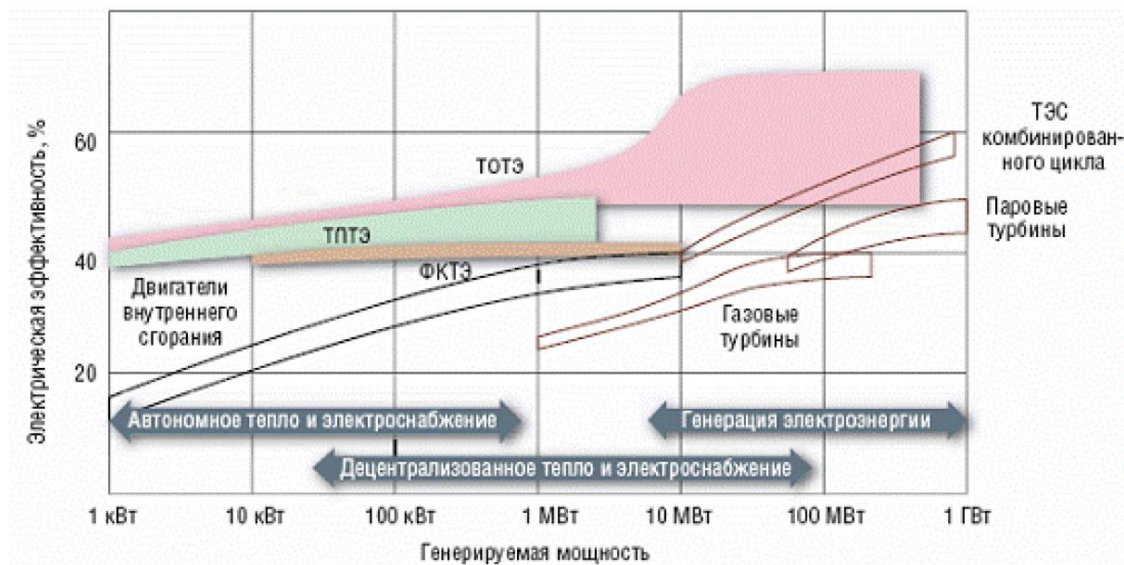


Рисунок 2. Области применения различных типов топливных элементов

На рисунке видно, что ТОТЭ целесообразно использовать в крупных (10-100 МВт) гибридных энергоустановках на природном газе и продуктах газификации угля с эффективностью 60-70%, в том числе с возможностью улавливания CO_2 , поскольку более высокая температура работы ТОТЭ позволяет утилизировать высокопотенциальное тепло в газотурбинном цикле с большей эффективностью. Кроме того, перспективно их использования в установках для децентрализованного энергоснабжения широкого диапазона мощностей.

На рисунке 3 показаны преимущества процесса получения электроэнергии с использованием ТОТЭ по таким параметрам как КПД, качество топлива, экологичность, уровень шума [2].



Рисунок 3. Преобразование энергии топлива в электрическую энергию с применением ТОТЭ

ТОТЭ имеют гораздо больший теоретический КПД, чем традиционные технологии преобразования энергии, КПД которых ограничен КПД цикла Отто, Тринклера или Карно. При этом, если предельный КПД электрохимических генераторов на кислород-ионных

электролитах достигает 60%, то с применением протонных электролитов можно получить и 80%.

ТОТЭ значительно более устойчив к загрязнениям топлива и универсален по отношению к типам используемых горючих газов по сравнению с другими типами топливных элементов.

Большим преимуществом энергоустановок на ТОТЭ является то, что исходным топливом для них может служить все, что угодно: природный газ, метан, бутан, пропан, бензин, дизельное топливо, уголь, спирты, а также древесина, торф, стружка, отходы сельхозпроизводства. В топливном процессоре это сырье подвергается конверсии, то есть газификации. В результате образуется водородсодержащий горючий газ, который и подается в батарею генератора.

Преимуществом топливных элементов является также их экологическая чистота, так как продуктом сгорания в них является обычная вода. Выбросы в атмосферу загрязняющих веществ при эксплуатации топливных элементов настолько низки, что в некоторых районах США для их эксплуатации не требуется специального разрешения от государственных органов, контролирующих качество воздушной среды.

Модульность конструкции, позволяет варьировать производительность ЭХГ. Мощность топливных элементов может быть увеличена простым добавлением отдельных блоков, при этом КПД не меняется, то есть большие установки столь же эффективны, как и малые. Эти обстоятельства позволяют очень гибко подбирать состав оборудования в соответствии с пожеланиями заказчика и в конечном итоге приводят к снижению затрат на оборудование.

Основными трудностями технологий ТОТЭ в настоящее время являются высокая стоимость и низкий ресурс батарей топливных элементов. На решении этих проблем в настоящее время сосредоточены большие исследовательские усилия по всему миру, направленные на совершенствование производства наноструктур электродно-электролитной сборки и разработку наиболее рациональных конструкций ТОТЭ. Кроме государственных организаций, исследования поддерживают крупные производители энергооборудования (Siemens, General Electric, Mitsubishi, и др.) [2].

Странами-лидерами в этих работах являются США, Евросоюз и Япония. В каждой из этих стран есть система мощной государственной поддержки этих исследований: SECA в США; Real-SOFC, Flame-SOFC, LargeSOFC и др. в ЕС, NEDO в Японии. В США при поддержке правительства сформировался альянс Solid State Energy Conversion Alliance (SECA) для реализации программы, которая включала проекты, разрабатываемые конкурирующими промышленными командами. Сейчас работы находятся на этапе коммерциализации, где предлагается оборудование на ТОТЭ [2].

Delphi представили маленькие компактные (2,5 л, 9 кг) генераторы на ТОТЭ, которые могут быть использованы для различных транспортных средств или малоэтажных построек. Компания FuelCellEnergy сосредоточена на силовых установках на ТОТЭ для морских судов. Siemens имеет широкий ряд генераторов на ТОТЭ. Это установки от 5 кВт до 300 кВт (гибрид с газовой турбиной). Есть наработки и у фирмы Acumentrics. Кроме того, ТОТЭ разрабатывают и готовят к коммерциализации более сотни компаний Европы, Азии, Австралии, Канады и т.д. С экономической и социальной точек зрения развивающийся рынок топливных элементов является одним из самых динамичных и потенциально позволит обеспечить решение многих социальных проблем. По оценкам Pricewaterhouse Coopers, глобальный спрос на все виды топливных элементов достигнет 2,5 трлн. долл. к 2021 году. В России перспективный спрос на энергоустановки на основе ТОТЭ оценивается в крайне широких пределах, от 7 до 160 ГВт [2].

Выделим три основных направления использования ТОТЭ [2].

1. *Гибридные энергоустановки, полученные объединением высокотемпературных топливных элементов и газотурбинной установки или парогазовой установки.*

Большая часть электроэнергии сейчас вырабатывается путём преобразования части тепла, получаемого при сжигании ископаемых видов топлива – угля, природного газа, нефтепродуктов. Получается не очень эффективно и порой не очень экологично. Между тем использование гибридных электростанций с топливными элементами способны и повысить КПД, и улучшить экологические параметры, и значительно сэкономить топливо.

На рисунке 4 показан принцип действия гибридной установки.

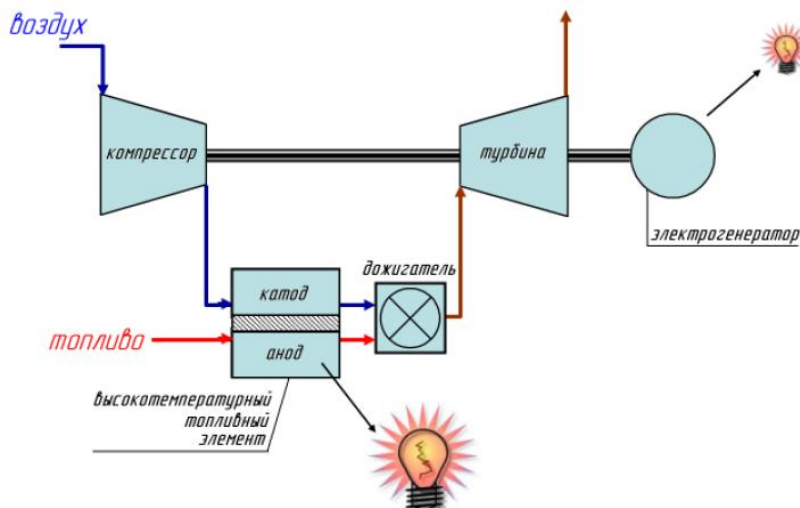


Рисунок 4. Принцип действия гибридной установки с ТОВЭ

В гибридной энергоустановке теплота отработавших газов топливного элемента используется в цикле газотурбинной или парогазовой установок. Более высокая температура работы ТОВЭ позволяет утилизировать высокопотенциальное тепло в газотурбинном цикле с большей эффективностью.

Известно, что тепловые электростанции рассчитаны на равномерную сезонную и суточную нагрузки, что в реальности неосуществимо и ведет к энергопотерям и сокращению срока службы электростанций. Добавляя в цепь производства энергии такой электростанции ТОВЭ, получаем электрическую энергию в результате работы топливного элемента, а кроме того, горячие продукты реакции возвращаются на турбину, увеличивая тем самым её производительность.

В перспективе рассматривается вопрос применения ТЭ с атомными реакторами в единый силовой агрегат. Технологии ТЭ обеспечивают накопление топливных газов и их использование при оптимизации глобальных энергетических систем с несогласованными временами пикового производства и потребления электроэнергии.

Практически на всех атомных энергоблоках мира по рекомендации МАГАТЭ уже 10 лет как установлены, пассивные системы защиты – рекомбинаторы водорода, устроенные по принципу ТЭ. Система состоит из алюминиевых стержней, покрытых мелкокристаллической платиной (катализатор). Как только пары водорода попадают в трубки рекомбинатора, они мгновенно соединяются с молекулами кислорода воздуха с образованием воды. В результате окисления идет нагрев кожуха, где находятся трубки и циркуляция воздуха в них усиливается и таким образом получается система с положительной обратной связью, чем больше водорода, тем больше циркуляция, тем больше его система рекомбинирует. На Фукусиме этой системы не было, а энергоблоки были разрушены в результате взрыва водорода.

2. Использование ТОВЭ в качестве источников энергии в распределенной энергетике.

ТОВЭ могут встраиваться не только в текущие системы энергоснабжения на основе ископаемых видов топлива, но и систем, на основе возобновляемых, экологически чистых газообразных и жидких топлив.

Дальнейшее увеличение эффективности может быть достигнуто при их использовании в сочетании с газовыми турбинами в системах когенерации электричества и тепловой энергии.

Необходимо отметить, что технологии ТОТЭ могут быть легко адаптированы для обеспечения обратимости электрохимических процессов, т.е. электролиза водяного пара и диоксида углерода в режиме накопления (пик производства системы) и генерации электроэнергии в пиковом режиме потребления системы.

Действительно, в некоторых типах топливных элементов процесс может быть обращен – приложив к электродам напряжение, можно разложить воду на водород и кислород, которые могут быть собраны на электродах. Если прекратить зарядку элемента и подключить к нему нагрузку, такой регенеративный топливный элемент сразу начнет работать в своем нормальном режиме.

Это позволяет применение ТОТЭ в сочетании с другими типами возобновляемых источников энергии, в частности ветряными генераторами и солнечными батареями.

Топливные элементы можно размещать непосредственно в здании, при этом снижаются потери при транспортировке энергии, а тепло, образующееся в результате реакции, можно использовать для теплоснабжения или горячего водоснабжения здания.

Автономные источники тепло- и электроснабжения могут быть очень выгодны в отдаленных районах и в регионах, для которых характерна нехватка электроэнергии и ее высокая стоимость, но в то же время имеются запасы водородосодержащего сырья (нефти, природного газа).

3. Снижение рабочей температуры ТОТЭ при сохранении всех преимуществ, обусловленных высокой температурой их работы.

В последнее время существует мировой тренд на понижение рабочей температуры ТОТЭ вплоть до 500°C.

Твердоокисные топливные элементы с рабочим диапазоном температур 500-700°C получили название среднетемпературные (СТ) ТОТЭ, которые ориентированы на локальное использование в переносных устройствах, автомобилях (в качестве основного или вспомогательного двигателя) и на обеспечение теплом и электроэнергией отдельных помещений.

Понижение рабочей температуры при использовании среднетемпературных ТОТЭ существенно расширяет возможный круг используемых материалов для изготовления различных компонентов. С понижением температуры делается возможным быстрый запуск и выключение ТОТЭ, что принципиально важно для использования в автомобилях.

Понижение рабочей температуры ТОТЭ значительно уменьшает коррозию металлических и деградацию керамических компонентов, существенно повышает срок службы топливного элемента, что в конечном итоге, позволяет добиться существенного удешевления стоимости производимой электроэнергии. Именно высокая стоимость производимой ТОТЭ электроэнергии является основным фактором, ограничивающим широкое коммерческое распространение этих устройств.

Важно отметить, что среднетемпературные ТОТЭ, в отличие от низкотемпературных топливных элементов, допускают использование в качестве топлива природных углеводородов, которые в процессе, так называемого, внутреннего реформинга превращаются в монооксид углерода и водород непосредственно внутри топливного элемента. Это обстоятельство делает среднетемпературные ТОТЭ особенно привлекательными в отсутствие развитой водородной инфраструктуры.

Основным направлением разработок, позволяющим понизить рабочую температуру ТОТЭ без понижения эффективности, является научно обоснованный выбор материалов электролита с достаточно высокой кислород-ионной проводимостью при пониженной температуре и электродов (катода и анода) с приемлемыми эксплуатационными характеристиками.

В заключение отметим, что в последние годы наметился существенный прогресс в коммерциализации технологий ТОТЭ, проявившийся в появлении на рынках коммерческих

ЭХГ в разных диапазонах мощности. Развитие технологий ТОТЭ связано, в первую очередь, с возможностью внедрения экологически чистых и более эффективных систем генерации электроэнергии. Решение проблем снижения стоимости и увеличения ресурса работы осуществляется за счет совершенствования материалов и технологий производства ТОТЭ.

Рассматриваются направления расширения ареала ТОТЭ, для их использования в различных областях: от миниатюризированных ТОТЭ малой мощности для применения в электронной технике до стрессо-устойчивых батарей ТОТЭ для транспорта и спецприменений.

Литература

1. Коровин Н.В. Топливные элементы и электрохимические энергоустановки. – М.: Издательство МЭИ, 2005. – 280 с.
2. Твердооксидные топливные элементы: проблемы, пути решения, перспективы развития и коммерциализации. Аналитический обзор. / ФГБНУ «НИИ – Республиканский исследовательский научно-консультационный центр экспертизы». М.: 2015.