СЕКЦИЯ ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКЛАДОВ

ОБ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ДЕТАНДЕР-ГЕНЕРАТОРНОЙ УСТАНОВКИ

Алексеенко А.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ ТАРАСЕВИЧ Л.А.

ТЕХНОЛОГИЯ BENSON® ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ КОТЛОВ УТИЛИЗАТОРОВ

АРТИМЕНЯ А.А

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ КАЧАН С.А.

ОПТИМИЗАЦИЯ САР ПРОЦЕССА ГОРЕНИЯ

Банцевич В.Г.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Э.Н., ДОЦЕНТ КРАВЧЕНКО В.В.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ТУРБИНЫ

БЕЛЯЕВ В.Г., КОРОЛЬ Т.И.

Научный руководитель – ст. преподаватель Пантелей Н.В.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ ВЫБРОСОВ NO_X

Боглан Е.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – Д.Т.Н., ПРОФЕССОР КАРНИЦКИЙ Н.Б.

ПЕРСПЕКТИВЫ СТРОИТЕЛЬСТВА ГИДРОАККУМУЛИРУЮЩИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

Гиль П.А., Колосов А.М.

Научные руководители – ассистент Денисов С.М., ассистент Зеленин Д.С.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И ИЗНОСОСТОЙКОСТИ РАБОЧИХ ЛОПАТОК ПАРОВЫХ ТУРБИН

Каранкевич В.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ КАЧАН С.А.

ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МАГНИТНЫХ ПОДШИПНИКОВ В ТУРБОДЕТАНДЕРНЫХ УСТАНОВКАХ

Калачик И.В., Ковалев В.М.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ПАНТЕЛЕЙ Н.В.

СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ ОЧИСТКИ И ПАССИВАЦИИ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА КОТЛОВ

Ковалёв М.С.; Ковалёва Т.П.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ ЧИЖ В.А.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЭС ПУТЕМ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ОТВОДА ТЕПЛАК КОНЕЧНОМУ ПОГЛОТИТЕЛЮ

Кожановский К.В., Широков С.А.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – АССИСТЕНТ ПАВЛОВСКАЯ А.А.

СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ТУРБИН

Кокотова М. В., Станевич С.А.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТ. ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ПАНТЕЛЕЙ Н.В.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ СИСТЕМЫ КОМПЕНСАЦИИ ДАВЛЕНИЯ ПРИ ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМАХ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКИ ТИПА ВВЭР-1000

ЛЕШОК В.И.

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

О РЕЖИМАХ РАБОТЫ МОЗЫРСКОЙ ТЭЦ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ ПОСЛЕ ПУСКА БЕЛОРУССКОЙ АЭС

Лихута А.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ ТАРАСЕВИЧ Л.А.

МЕТОДЫ ОЧИСТКИ КОНДЕНСАТОРОВ

Олизарович Е.А.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ ЧИЖ В.А.

УМЕНЬШЕНИЕ ПОТЕРЬ КОТЛОАГРЕГАТА С УХОДЯЩИМИ ГАЗАМИ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ ДВИГАТЕЛЯ СТИРЛИНГА

Павловская А.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Романко В.А.

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ХИМВОДОПОДГОТОВКЕ

ПЕТРАЧКОВ А.М.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Э.Н., ДОЦЕНТ КРАВЧЕНКО В.В.

ПРИМЕНЕНИЕ ЗАЩИТНЫХ СИСТЕМ РЕАКТОРА ВВЭР ПРИ ЛОКАЛИЗАЦИИ АВАРИИ ТИПА «МАЛАЯ ТЕЧЬ ИЗ 1-ГО КОНТУРА ВО 2-Й

Похолкин А.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Романко В.А.

ВНЕШНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АЭС

Пташиц К.П.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ БУРОВ А.Л.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА В КОТЛАХ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОТЫ УХОДЯЩИХ ГАЗОВ

РАДЦЕВИЧ В.Ф., СВИРИЛИН М.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – Д.Т.Н., ПРОФЕССОР ЖИХАР Г.И.

АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА РЕГУЛИРОВАНИЯ ОБЩЕГО ВОЗДУХА

Слуцкий А.Н.

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

ВЛИЯНИЕ ФИНАНСИРОВАНИЯ И МАТЕРИАЛЬНОГО СТИМУЛИРОВАНИЯНА ЭФФЕКТИВНОСТЬ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Стрижёва Е.М., Струй Е.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Э.Н., ДОЦЕНТ КРАВЧЕНКО В.В.

ВЕДЕНИЕ ВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО РЕЖИМА II КОНТУРА С ДОЗИРОВАНИЕМ ОРГАНИЧЕСКИХ АМИНОВ НА АЭС С ВВЭР-1200

Струй Е.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ ЧИЖ В.А.

ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ОРУЖЕЙНЫХ НУКЛИДОВ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕАКТОРАХ НА ТЕПЛОВЫХ НЕЙТРОНАХ

Сяменчук А.А., Шах А.С.

Научный руководитель – ассистент Денисов С.М.

КРУПНЫЕ АВАРИИ НА ТЭС В РЕЗУЛЬТАТЕ ПОВРЕЖДЕНИЯ РОТОРОВ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

Таранчук А.С.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ - К.Т.Н., ДОЦЕНТ КАЧАН С.А.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМ ПРОМЫВКИ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ КОМПРЕССОРОВ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

Харченко К.Г., Чернышевич А.А.

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

СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕГРЕТОГОПАРА БАРАБАННОГО КОТЛА

Цветков А.А.

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

ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛА КОРПУСА ВОДО-ВОДЯНЫХ РЕАКТОРОВНА ОБРАЗЦАХ СВИДЕТЕЛЯХ

ЧЕРНОВ А. А.

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

УДК 621.311.22

ОБ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ДЕТАНДЕР-ГЕНЕРАТОРНОЙ УСТАНОВКИ

Алексеенко А.В.

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

В настоящее время получение электрической энергии с применением ресурсосберегающих, природоохранных технологий становится все более актуальным. Одно из таких направлений – использование потенциальной энергии природного газа высокого давления магистральных газопроводов с применением детандер-генераторных установок (ДГУ).

Одним из наиболее важных направлений в области энергосбережения является решение проблемы рекуперации энергии избыточного давления природного газа на узлах его редуцирования. Из магистральных газопроводов, давление в которых поддерживается компрессорными газоперекачивающими станциями на уровне $5,5-7,5\,$ МПа, газ поступает в промышленные и городские системы газоснабжения через газораспределительные станции (ГРС), на которых давление газа снижают до необходимой величины и поддерживают на постоянном уровне. Дальнейшее обеспечение потребителей газом требуемых параметров производится через газорегуляторные пункты (ГРП), где давление снижается в различных пределах: для потребителей I категории оно составляет, как правило, $1,2\,$ МПа, II $-0,6\,$ МПа, перед ГРП ТЭЦ $-1,2-2,6\,$ МПа.

Таким образом, одним из способов экономии энергетических ресурсов может служить использование процесса редуцирования природного газа в ГРС и ГРП с частичным возвратом энергии, затраченной на сжатие природного газа для его транспортировки. Основным путем его реализации является замена дроссельных устройств ГРС и ГРП детандер-генераторными установками, предназначенными для выработки электроэнергии.

В Беларуси турбодетандерные технологии известны с 2000 года. На Лукомльской ГРЭС были внедрены два детандер-генераторных агрегата мощностью 5 и 2,5 МВт, на Минской ТЭЦ-4 установлены две утилизационные детандер-генераторные энергетические установки суммарной мощностью 5 МВт, а также на Гомельской ТЭЦ-2 имеется установка, мощностью 4 МВт.

Основными частями детандер-генераторного агрегата являются детандер и электрический генератор. Детандер представляет собой тепловую машину, рабочим телом в которой является транспортируемый природный газ. Энергия природного газа при его расширении в детандере преобразуется в механическую энергию, которая затем в соединенном с детандером генераторе преобразуется в электрическую энергию. Отсутствие процесса сжигания газа обеспечивает полную экологическую чистоту технологического процесса. Эти особенности турбодетандерных агрегатов, потенциальная масштабность их внедрения, служат основанием для дальнейшего развития и совершенствования их технологических схем, конструкции узлов и систем, а также — для разработки их новых модификаций и размеров.

Исполнение детандер-генераторной установки — блочно-комплектное, полной заводской готовности. Технологические процессы полностью автоматизированы. Все оборудование ДГА устанавливается поблочно в помещении (здании), разделенном на отсеки для турбодетандера, генератора, аппаратов высоковольтной части электрооборудования, КИП и А и пульта управления. ДГА включает в себя следующие основные функциональные части: технологическое оборудование, систему регулирования и маслоснабжения, систему автоматического управления.

ДГА состоит из следующих блоков, входящих в комплект поставки:

- блок детандер-генераторный.
- блок системы маслоснабжения.

- блок маслоохлаждения.
- блок стопорно-дозирующий.
- блок байпасный.
- программно-технический комплекс автоматизированной системы управления технологическим процессом (ПТК САУ).
- комплектное распределительное устройство (КРУ).
- распределительное устройство собственных нужд ДГА (РУСН).

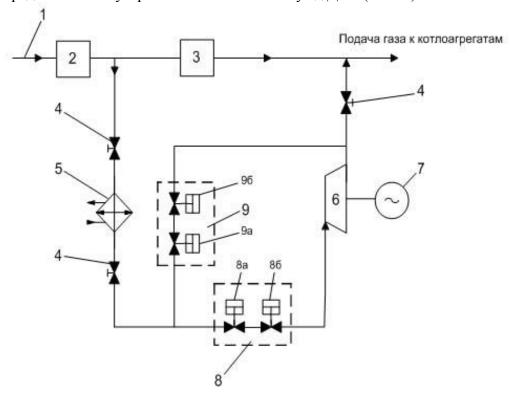


Рисунок 1 — Принципиальная технологическая схема 1 — подвод газа к ГРП; 2 — узел очистки газа; 3 — ГРП; 4 — электрозадвижка; 5 — газоподогреватель (теплообменный аппарат); 6 — турбодетандер; 7 — электрогенератор; 8 — блок регулирующего клапана, где: 8a — стопорный клапан (СК); 8б — дозирующий клапан (ДК); 9 — блок байпасный, где: 9a — клапан защиты (КЗ); 9b — регулятор давления газа (РДГ)

Природный газ из входного коллектора, пройдя узел очистки, поступает в подогреватель газа, затем через блок, стопорно-дозирующий – в турбодетандер (рисунок 1). При расширении газа в детандере, жестко связанном при помощи зубчатой трансмиссии и редуктора с генератором, потенциальная энергия сжатого газа преобразуется в механическую, приводя в действие генератор, который производит электрическую энергию (рисунок 2). Далее электроэнергия через повышающий трансформатор направляется в электрическую сеть 110 кВ.



Рисунок 2 – Помещение генераторного отделения ДГУ на Гомельской ТЭЦ-2

После расширения в турбодетандере газ через отключающую задвижку направляется к котлоагрегатам ТЭЦ.

Для обеспечения бесперебойной подачи газа потребителю ДГА снабжена байпасной линией, в комплект поставки, которой входят клапан защиты (КЗ) и регулятор давления газа (РДГ).

Поскольку газ при расширении охлаждается, то для того, чтобы на выходе из детандера его температура была не ниже $0\,^{\circ}$ С, газ перед детандером должен быть подогрет. Это связано с обеспечением нормальных условий работы как самого детандера, так и газовых трубопроводов. Температура, до которой надо подогреть газ, зависит от перепада давлений и может достигать $80\text{--}100\,^{\circ}$ С.

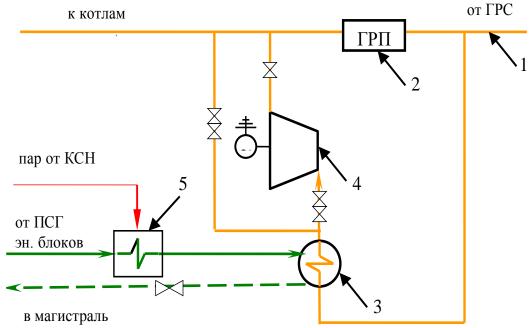


Рисунок 3 – Схема подогрева газа на примере Гомельской ТЭЦ-2 1 – подвод газа к ГРП; 2 – ГРП; 3 – газоподогреватель (теплообменный аппарат); 4 – турбодетандер; 5 – подогреватель сетевой воды ДГУ

В случае аварийной остановки агрегата срабатывает стопорный клапан (СК), который перекрывает подачу газа на ДГА. Одновременно с закрытием СК открывается быстродействующий клапан защиты (время закрытия СК и открытия КЗ составляет 0,3 с) и газ в обход ДГА поступает в выходной коллектор ГРП. В это время давление в газопроводе после УТДУ обеспечивается регулятором давления газа. В случае невозможности продолжения работы установки начинают автоматически открываться редуцирующие клапаны ГРП и постепенно закрываться РДГ. После полного закрытия клапанов РДГ и КЗ газораспределительный пункт переходит на штатный режим функционирования. В это время давление в газопроводе после ДГА обеспечивается регулятором давления газа. В случае невозможности продолжения работы установки начинают автоматически открываться редуцирующие клапаны ГРП и постепенно закрываться РДГ. После полного закрытия клапанов РДГ и КЗ газораспределительный пункт переходит на штатный режим функционирования.

Высокая энергетическая эффективность детандер-генераторных агрегатов определяется, прежде всего, следующим. Несмотря на то что в ДГА происходят преобразования внутренней энергии рабочего тела в механическую, в основе его действия не лежит циклический процесс, как того требует классическое определение теплового двигателя, для обеспечения работы которого, согласно II закону термодинамики, необходимо отдавать часть подведенной теплоты холодному источнику. Природа детандера такова, что почти вся подведенная к нему теплота (за исключением механических потерь и потерь от необратимости теплообмена) может быть преобразована в механическую энергию.

Важная составляющая ДГА - система автоматического управления (САУ), которая является основным логическим и управляющим элементом агрегата. САУ позволяет обеспечивать дистанционное автоматизированное управление подготовкой и пуском агрегата, контроль и регулирование параметров в процессе работы, поддержание заданной температуры сепарации, нормальную и аварийную остановку агрегата, отображение контролируемых параметров на экране монитора.

Опыт эксплуатации данных установок позволяет утверждать, что они полностью соответствует современному уровню развития техники. Их использование дает возможность ввести в хозяйственный оборот вторичные энергоресурсы, получить дополнительную мощность, снизить расход топлива, а также улучшить экологические показатели. Кроме того, детандер-генераторы относятся к оборудованию, созданному по «бестопливным» технологиям, поддерживаемым Киотским протоколом к конвенции ООН по изменению климата. Поэтому реализация этих проектов может проводиться с использованием механизма привлечения средств за счёт продажи квот на эмиссию парниковых газов.

Эти факторы служат основанием для дальнейшего развития и совершенствования технологических схем ДГА и расширения их использования в нашей стране. К сожалению, количество турбодетандерных установок, находящихся в эксплуатации в Республике Беларусь и других странах СНГ, значительно меньше, чем в развитых странах Европы и Америки. Это связано с тем, что до недавнего времени на постсоветском пространстве вопросы утилизации энергии, теряемой в промышленных и технологических процессах, считались неактуальными. И только в последние годы проблеме снижения затрат на производство промышленной продукции или транспортировку газа здесь стали уделять должное внимание.

Перспективным на сегодняшний день направлением видится внедрение аналогичных утилизационных детандерных установок не только на газорегуляторных пунктах электростанций Белорусской энергосистемы, но и в большей степени на газораспределительных станциях ОАО «Белтрансгаз», где перепады давления и расходы газа больше. Это значительно повысит эффективность использования вторичных энергетических ресурсов в Республике Беларусь.

УДК 621.18-182.2

ТЕХНОЛОГИЯ BENSON® ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ КОТЛОВ УТИЛИЗАТОРОВ

Артименя А.А

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

Технология прямоточных парогенераторов компании Siemens начала свое развитие с приобретения патентных прав Марка Бенсона в 1924 году и к настоящему времени опробована на более 1000 различных электростанций, использующих турбоустановки мощностью до 1000 МВт на параметры свежего пара до 300 бар и 610° С.

В 1999 году отработанные компанией решения были успешно применены на станции Соttam в Великобритании в проекте котла-утилизатора (КУ) для парогазовой установки (ПГУ). ПГУ Соttam мощностью 390 МВт — одновальная, на базе ГТУ SGT5-4000F Siemens с параметрами пара верхнего контура котла-утилизатора 125 бар и 565°C.

На рисунке 1 схематично показан трехконтурный котел-утилизатор BENSON® с горизонтальным исполнением газового тракта, прямоточным испарителем высокого давления (ВД) и естественной циркуляцией в контурах среднего (СД) и низкого (НД) давления.

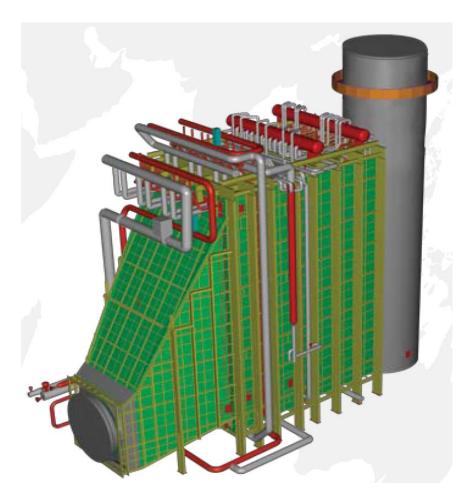


Рисунок 1 – Трехконтурный котел-утилизатор BENSON®

Основные особенности котла утилизатора BENSON® с прямоточным испарителем ВД (рисунок 2):

- вертикальное расположение секций труб поверхностей нагрева (как в традиционных котлах барабанного типа) в горизонтальном газовом тракте, позволяет сохранить

естественную циркуляцию в испарительных контурах СД и НД и, следовательно, стабильность и равномерность распределение теплового потока;

- замена барабана высокого давления на тонкостенные узлы (сепаратор) повышает эксплуатационную маневренность агрегата, при этом не требуются изменения в экономайзере и пароперегревателе ВД.

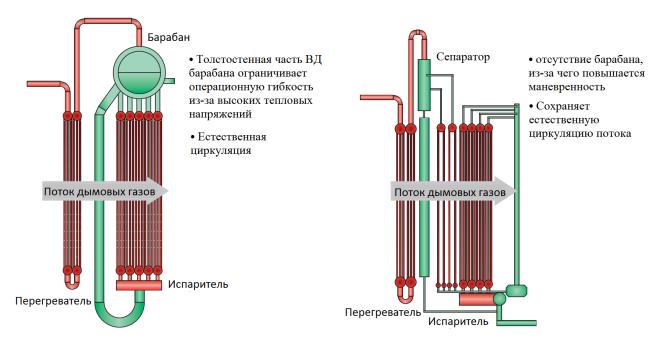


Рисунок 2 — Принципиальная технологическая схема традиционного барабанного котла утилизатора (а) и котла утилизатора, использующего технологию BENSON®

Опыт эксплуатации станции Cottam показал, что разработанная технология BENSON® является наиболее перспективной для проектирования $\Pi\Gamma Y$, поскольку сохраняет все преимущества котлов барабанного типа с естественной циркуляцией и при этом существенно улучшает маневренные характеристики $\Pi\Gamma Y$ (рисунок 3).

Выполнение котлов-утилизаторов по технологии BENSON® обеспечивает следующие преимущества проектируемых $\Pi\Gamma Y$:

- -значительное сокращение времени пуска ПГУ, возможность более частых пусков ГТУ;
- -повышение эффективности пусков за счет минимизации времени работы ГТУ на частичных нагрузках;
- -снижение выбросов (газообразных и жидких) за счет более короткого времени пуска и исключения продувки из барабана ВД;
- -снижение потребления химических реагентов вследствие применения современных методов очистки питательной воды;
- -возможность повышения начальных параметров пара (давления и температуры), поскольку снимаются ограничения по условию обеспечения естественной циркуляции.

Основываясь на успешном опыте эксплуатации станции Cottam, в последнее десятилетие Siemens осуществляет в Центральной Европе полтора десятка других проектов ПГУ с использованием технологии BENSON® (таблица 1).

Так, на станции Pego, Португалия, находятся в эксплуатации две одновальные ПГУ с котлами-утилизаторами, которые можно считать "эталоном" технологии BENSON®, воплотившим весь наработанный ранее опыт.

Конструктивные особенности и условия работы испарителя ВД этих котловутилизаторов тщательно исследованы и качественно проработаны, в том числе с учетом повреждений, имевших место на станциях Hamm-Uentrop и Herdecke, Германия. Основные узлы испарителя ВД котла-утилизатора BENSON® показаны на рисунке 4.

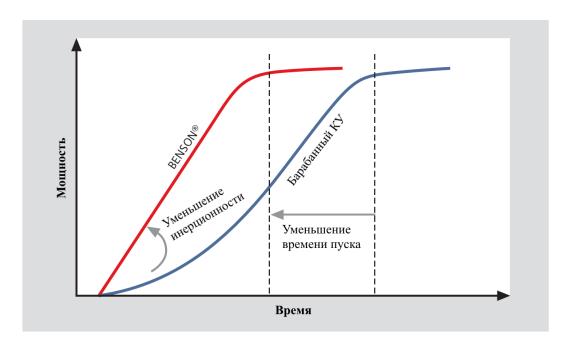


Рисунок 3 – Сравнение кривых пуска котлов-утилизаторов

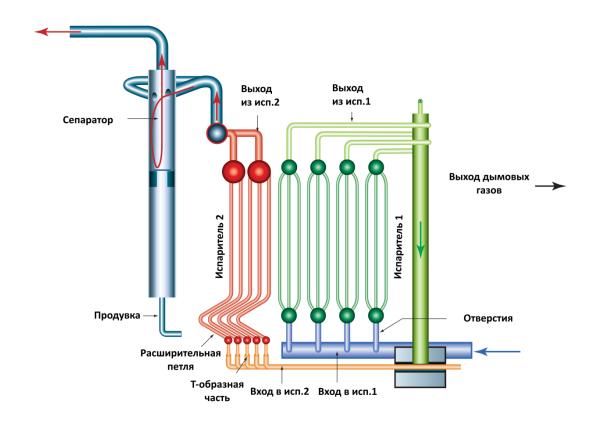


Рисунок 4 – Схема испарителя высокого давления BENSON®

Принцип его действия заключается в следующем.

Питательная вода поступает в испаритель через входные коллектора 1 (вход в исп. 1) и распределяется по трубной поверхности нагрева испарителя 1. Распределение среды в отдельные пакеты или ряды труб определяется параметрами труб, уровнем нагрева и степенью дросселирования во входных отверстиях испарителя 1.

Смесь воды и пара из испарителя 1 (выход из исп. 1) поступает в коллектор с нисходящим потоком и подводится к впускным коллекторам испарителя 2 (вход в исп. 2), имеющий Т-образную разводку и расширительные петли, чтобы увеличить количество входных отверстий к впускной магистрали испарителя 2.

В зависимости от режима нагрузки и особенностей эксплуатации котла-утилизатора после испарителя 2 (выход из исп. 2) выходит перегретый или влажный пар и направляется в общий коллектор, а из него поступает в сепаратор, из которого пар идет на перегреватель ВД.

Таблица 1 – Действующие в Центральной Европе ПГУ с котлами-утилизаторами BENSON®

	таолица г денетвуюв	цие в централі	mon Ebpone III 5	с котлами-утилизаторам	III DEI 1001
Год ввода	ТЭС, страна	Поставщик КУ	Тип ГТУ	Конфигурация (число валов) и мощность ПГУ	Число КУ
1999	Cottam, Великобритания	Deutsche Babcock	SGTS-4000F	Одновальная 390 МВт	1
2007	Herdecke, Германия	Ansaldo	SGTS-4000F	Двухвальная (1:1) 400 МВт	1
2007	Hamm-Uentrop, Германия	Ansaldo	SGTS-4000F	Одновальная 800 МВт	2
2010	Langage, Великобритания	Alstom	GT-26	Двухвальная (2:1) 885 МВт	2
2010	Lingen, Германия	Alstom	GT-26	Двухвальная (2:1) 850 МВт	2
2010	Irsching, Германия	STF	SGTS-4000F	Двухвальная (2:1) 820 МВт	2
2009	Sloe Centrale, Нидерланды	CMI	SGTS-4000F	Одновальная 870 МВт	2
2010	Severn Power, Великобритания	CMI	SGTS-4000F	Одновальная 870 МВт	2
2011	Malzenice, Словакия	STF	SGTS-4000F	Одновальная 400 МВт	1
2011	Pego, Португалия	NEM	SGTS-4000F	Одновальная 870 МВт	2
2011	Irsching 4, Германия	Siemens	SGT5-8000H	Одновальная 530 МВт	1
2012	Lodi, Великобртания	Nooter/ Eriksen	SGT6-5000F	Двухвальная 284 МВт	1
2014	Panda Temple I, Великобртания	NEM	SGT6-5000F	Двухвальная 700 МВт	2
2014	Sherman, Великобртания	NEM	SGT6-5000F	Двухвальная 700 МВт	2
2015	Panda Temple II, Великобртания	NEM	SGT6-5000F	Двухвальная 700 МВт	2
2016	Lausward, Германия	Siemens	SGT5-8000H	Одновальная 595 МВт	1

Котлы-утилизаторы BENSON® могут быть реализованы не только с горизонтальным исполнением газового тракта, но также и с вертикальным.

Высокая эксплуатационная надежность технологии BENSON® подтверждается многочисленными исследованиями (эмпирическими и аналитическими) в области теплообмена и гидравлики двухфазного потока на испытательных стендах Siemens;

непрерывного обмена результатами исследований и показателями эксплуатации между инженерами-технологами, проектировщиками Siemens и лицензиатами BENSON® и владельцами электростанций.

В настоящее время во всем мире есть уже более десяти поставщиков котловутилизаторов, лицензиатов Siemens BENSON®, и список их продолжает расти. По состоянию на конец 2016 года список включает в себя пять основных поставщиков в Европе, три в Северной Америке, два в Японии и один в Корее (рисунок 5).

AC Boilers S.p.A.

· Amec Foster Wheeler Energia S.L.U.

· BHI Co. Ltd.

· CMI SA

· Hansol SeenTec Co. Ltd.

· IHI Corporation

· Innovative Steam Technologies

· Mitsubishi Hitachi Power Systems Ltd.

 NEM Energy b.v. GS Entec Corp.

· Nooter/Eriksen Inc.

STF S.p.A.

S&T Corporation

· Vogt Power International Inc.

Direct license Sublicense Italy
Spain
Korea
Belgium
Korea
Japan
Canada
Japan
Netherlands
Korea
USA
Italy
Korea

USA

Рисунок 5 – Лицензиаты котлов-утилизаторов BENSON®

В заключение отметим: о том, что технология BENSON® является лучшим выбором для ПГУ, свидетельствует то, что она находит все более широкое применение на электростанциях. В период с 2012 по 2016 введены в эксплуатацию ПГУ с котлами-утилизаторами BENSON® во многих странах мира: на двух электростанциях в Японии, пяти - в Южной Корее, двух - в Турции, а также в Малайзия, на Филиппинах. В ближайшие годы планируется их ввод на электростанциях в Саудовской Аравии, Египте, Боливия, Чили.

Литература

- 1. BENSON® Once-Through technology for Heat Recovery Steam Generators // Siemens Power Generation, Inc. $-\,2006.$ www.siemens.com/powergeneration
- 2. Jan Brückner, Gerhard Schlund Pego experience confirms BENSON as proven HRSG technology // Modern Power Systems, Siemens, Germany, June 2011, P. 21 24. www.modernpowersystems.com
- 3. BENSON HRSG Boilers Reference List (updated 14.06.2016) http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/power-plants/steam-power-plant-solutions/benson%20boiler/BENSON_HRSG_Reference_List_20160614.pdf

УДК621.3

ОПТИМИЗАЦИЯ САР ПРОЦЕССА ГОРЕНИЯ

Банцевич В.Г.

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

Улучшения качества регулирования САР процесса горения можно добиться за счет применения различных методов оптимизации. Покажем, что ощутимый результат дает применение методов структурно-параметрической оптимзации и инвариантности.

Для этого за основу возьмем каскадную САР с ПИ-законом регулирования:

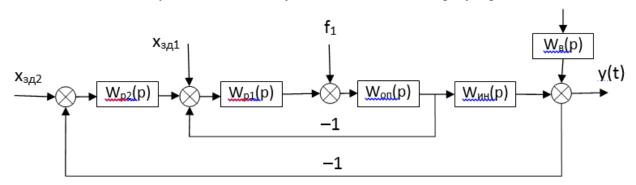


Рисунок 1 – Схема КСАР

Постановка задачи:

Для анализатора O_2 :

$$K_{on} = 1; K_{un} = 1;$$

 $T_{on} = 5 c; \sigma_{on} = 0.5 c;$
 $T_{uh} = 10c; \sigma_{uh} = 5c; \tau_{v} = 2 c;$

Стабилизирующий регулятор:

$$W_{p1}(p) = \frac{K_{p1}(T_{u1}p+1)}{T_{u1}p} \tag{1}$$

Корректирующий регулятор:

$$W_{p2}(p) = \frac{K_{p2}(T_{u2}p+1)}{T_{u2}p}$$
 (2)

Опережающий участок объекта регулирования:

$$W_{on}(p) = \frac{K_{on}}{(T_{on}p+1)(\sigma_{on}p+1)} = \frac{1}{(5p+1)(0,5p+1)};$$
(3)

Инерционный участок объекта регулирования:

$$W_{uH}(p) = \frac{K_{uH}e^{-\tau_{y}p}}{(T_{uH}p+1)(\sigma_{uH}p+1)}$$
(4)

Крайнее внешнее возмущение:

$$W_{_{6}}(p) = \frac{10}{30p+1};\tag{5}$$

Типовой 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 $W_{\text{on}}(p)$.

$$W_{p1}(p) = \frac{K_{p1}(T_{u1}p+1)}{T_{u1}p} = \frac{7,95 \cdot (1,9p+1)}{1,9p}$$
(6)

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 $W_{\text{ин}}(p)$.

$$\xi = \frac{1}{\sqrt{2}}; W_{p2}(p) = \frac{K_{p2}(T_{u2}p+1)}{T_{u2}p} = \frac{3,75(15p+1)}{15p}$$
(7)

$$\xi = 1; W_{p2}(p) = \frac{K_{p2}(T_{u2}p+1)}{T_{u2}p} = \frac{1,875(15p+1)}{15p}$$
(8)

Приведенный способ предназначен для реализации аналоговыми методами. Если использовать микропроцессорную технику, возможны иные варианты реализации и создание новых схем. Это открывает новые возможности для оптимизации и улучшения качества регулирования.

Структурно-параметрическая оптимизация каскадной САР для анализатора O_2 Алгоритм действий:

Стабилизирующий регулятор: $W_p(p) = (W_{on}(p))^{-1} W_{3\partial}^{pc}(p)$, для n=1 $W_{p1}(p) = \frac{W_{3\partial 2}(p)}{W_{on}^*(p)} \cdot \frac{1}{1 - W_{od}(p)} = \frac{T_{on}p + 1}{\kappa_{on}} \cdot \frac{1}{T_{od}(p)} = \frac{5,5p + 1}{T_{od}(p)}$ (9)

содержит в себе критерий оптимальности
$$W_{_{3\partial 1}}(p) = \frac{1}{T_{_{3\partial 1}}p+1}$$
 (10)

Корректирующий регулятор с учетом динамики внутреннего контура.

$$W_{p2}(p) = (W_1(p)W_{3\partial 1}(p))^{-1}W_{3\partial}^{pc}(p)$$
, для n=3 (11)

$$W_{p2}(p) = \frac{(10p+1)(5p+1)(T_{3\partial 1}p+1)}{(T_{3\partial 2}p+1)^3} \cdot \frac{1}{1 - W_{3\partial 2}^o(p)e^{-2p}}$$
(12)

В САР с такими регулирующими устройствами качество регулирования можно изменять, изменяя величину $T_{\it 3\partial 1}$ и $T_{\it 3\partial 2}$, пользуясь ПЗС. С помощью изменения величин указанных показателей можно добиться уменьшения времени полного регулирования в переходных процессах или увеличить его, подбирая оптимальный для работы системы.

Изменение амплитуды колебаний при отработке крайнего внешнего возмущения достигается изменением величины $T_{\it 3d}$ в долях от $\tau_{\it y}$ по правилу золотого сечения. В

данном случае наилучший результат, достигнут при значении - 0,146 (перерегулирование при отработке скачка задания меньше на 8%, чем при 0,054; при отработке крайнего внешнего возмущения амплитуда уменьшается на 44%, чем при 0,618). Причем дальнейшие попытки моделирования при еще более маленьком значении $T_{\it 3d}$ не привели к улучшению качества регулирования – оно осталось на том же уровне.

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.

Инвариантная КСАР для анализатора $\,O_{\!\scriptscriptstyle 2}\,$.

Алгоритм действий:

Стабилизирующий регулятор:

$$W_{p}(p) = (W_{on}(p))^{-1} W_{3\partial}^{pc}(p), \text{ для } n=1$$

$$W_{p1}(p) = \frac{W_{3\partial 2}(p)}{W_{on}^{*}(p)} \cdot \frac{1}{1 - W_{3\partial 1}(p)} = \frac{T_{on}p + 1}{\kappa_{on}} \cdot \frac{1}{T_{3\partial 1}p} = \frac{5.5p + 1}{T_{3\partial 1}p}$$
(13)

Корректирующий регулятор с учетом динамики внутреннего контура.

$$W_{p2}(p) = (W_1(p)W_{3\partial 1}(p))^{-1}W_{3\partial}^{pc}(p)$$
(14)

$$W_{p2}(p) = \frac{(10p+1)(5p+1)(T_{3\partial 1}p+1)}{(T_{3\partial 2}p+1)^3} \cdot \frac{1}{1 - W_{3\partial 2}^o(p)e^{-2p}}$$
(15)

$$W_1^{M}(p) = \frac{K_{uH}e^{-\tau_y p}}{(T_{uH}p+1)(\sigma_{uH}p+1)} = \frac{1e^{-2p}}{(10p+1)(5p+1)}$$
(16)

Условие инвариантности:

$$W_{yK}^{f_2}(p)W_{3\partial 2}(p) = 1 - W_{3\partial 2}(p) \tag{17}$$

$$W_{y\kappa}^{f_2}(p) = \frac{1 - W_{3\partial 2}(p)}{W_{3\partial 2}(p)} = \frac{3T_{3\partial 2}(\frac{T_{3\partial 2}^2}{3}p^2 + T_{3\partial 2}p + 1)}{(T_{3\partial 2}p + 1)^3}$$
(18)

Принимаем $T_{_{3\partial 3}}=T_{_{3\partial 2}}$, пренебрегаем третьей производной в знаменателе и второй производной в числителе, то

$$W_{y\kappa}^{f2}(p) = \frac{3T_{3\partial 2}p}{T_{3\partial 2}p + 1}$$
 (19)

Проведем сравнение базы (типовая КСАР, настроенная по методике БНТУ) с наилучшей СПО и инвариантной КСАР.

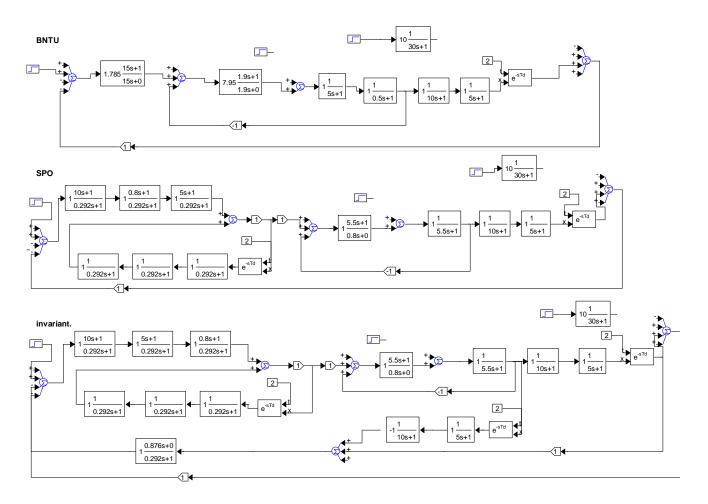


Рисунок 2 – Структурные схемы

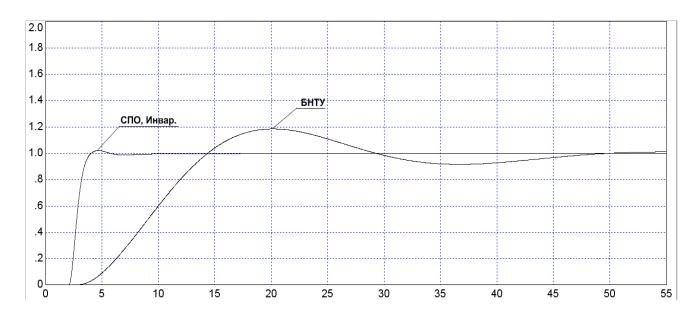


Рисунок 3 – Отработка скачка задания

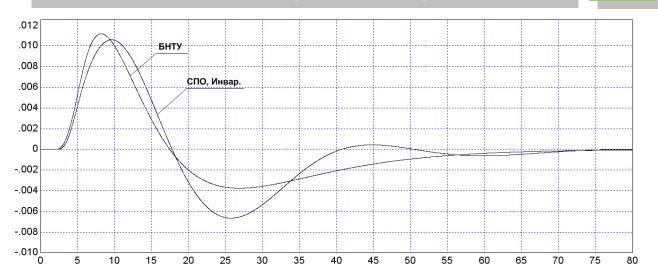


Рисунок 4 – Отработка внутреннего возмущения

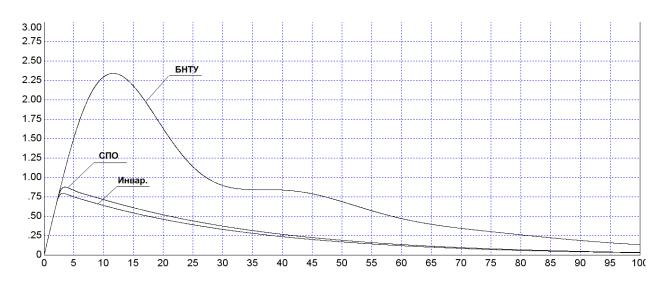


Рисунок 5 – Отработка крайнего внешнего возмущения

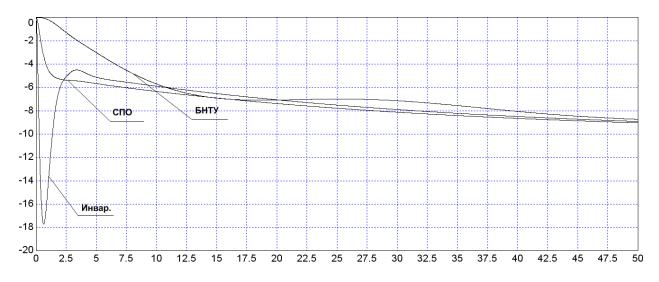


Рисунок 6 – Регулирующее воздействие

	Х _{3Д}		f	1	1	f_2	v
	tp, c	σ ,%	tp, c	A_1^+	tp, c	A_1^+	Xp
БНТУ	45,6	20,9	0	0,011	137,9	2,291	-10
СПО	3,76	2	0	0,011	102,5	0,873	-17,8
Инвар.	3,76	2	0	0,011	100,8	0,752	-10

Таблица 1 – Основные ППК

На графиках видно, что применение СПО и инвариантности дает положительный эффект как для отработки скачка задания (почти исчезает перерегулирование, полное время регулирования уменьшается с 45,6 с до 3,76 с), так и для внешнего воздействия (в инвариантной КСАР на 67% уменьшается амплитуда перерегулирования, на 37,1 с уменьшается время полного регулирования).

Необходимо также проверить реакцию данной системы на плановое изменение нагрузки:

Условие инвариантности:

$$W_{\nu_{K}}^{f2}(p)W_{3\partial2}(p) = (1 - W_{3\partial2}(p))W_{\epsilon}(p) \cdot e^{-t_{pl3}p};$$
(20)

В данной схеме равенства:

$$W_{3\partial 2}(p) = e^{-\tau_{\scriptscriptstyle H} p}; \tag{21}$$

$$t_{3\partial 3} = \tau_{v}; (22)$$

Плановое изменение нагрузки:

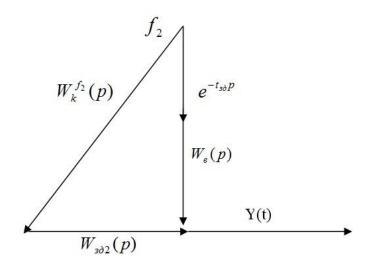


Рисунок 7 – Схема вывода условия инвариантности у(t) по отношению к $\,f_2\,$ при плановом изменении нагрузки

Передаточная функция устройства компенсации:
$$W_k^{f_2}(p) = \frac{(1 - W_{3\partial 2}(p))W_e(p) \cdot e^{-t_{3\partial 2}p}}{W_{3\partial 2}(p)} = \frac{K_{\mathtt{E}} \cdot \tau_{\mathtt{y}} p}{(T_{\mathtt{E}} \mathsf{p} + 1)(\tau_{\mathtt{y}} p + 1)}; \tag{23}$$

Пренебрегаем второй производной:
$$W_k^{f_2}(p) = \frac{\mathrm{K_E} \cdot \tau_{\mathtt{J}} p}{(\mathrm{T_E} + \tau_{\mathtt{J}}) p + 1}; \tag{24}$$

Для объекта третьей степени:

$$W_{k}^{f_{2}}(p) = \frac{3K_{E} \cdot T_{3\partial 2} p \left(\frac{T_{3\partial 2}^{2}}{2} p^{2} + T_{3\partial 2} p + 1\right)}{\left(\frac{T_{E}}{2} p + 1\right)^{2}},$$
(25)

В данной схеме равенства:

$$W_{3\partial 2}(p) = e^{-\tau_y p} = e^{-34p};$$
 (26)
 $t_{3\partial 3} = \tau_y = 34;$ (27)

$$t_{3\partial 3} = \tau_y = 34; \tag{27}$$

Передаточная функция устройства компенсации:

$$W_{k}^{f_{2}}(p) = \frac{\left(1 - W_{3\partial 2}(p)\right)W_{6}(p) \cdot e^{-t_{3\partial 2}p}}{W_{3\partial 2}(p)} = \frac{K_{B} \cdot \tau_{y}p}{(T_{B}p + 1)(\tau_{y}p + 1)}$$

$$= \frac{10 \cdot 2p}{(30p + 1)(2p + 1)}$$
(28)

Пренебрегаем второй производной при р и получаем:

$$W_k^{f_2}(p) = \frac{K_{\mathbf{E}} \tau_{\mathbf{y}} p}{(T_{\mathbf{E}} + \tau_{\mathbf{y}}) p + 1} = 10 \frac{2p}{(30 + 2)p + 1} = 10 \frac{2p}{32p + 1}; \tag{29}$$

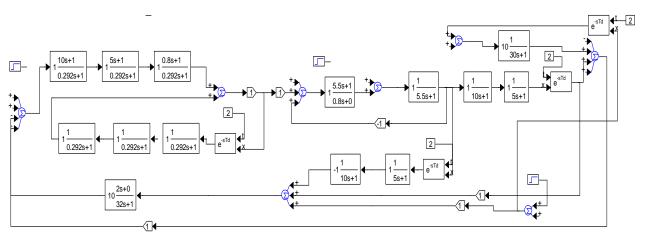


Рисунок 8 – Структурная схема ПИН анализатора O_2

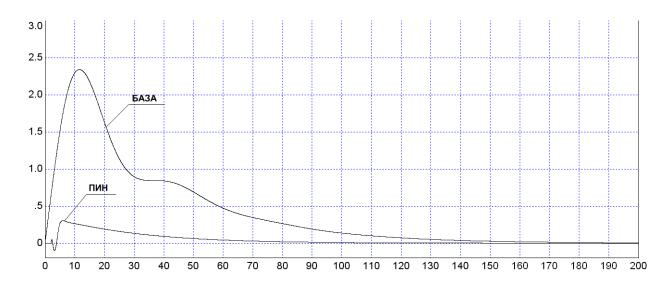


Рисунок 9 – Отработка крайнего внешнего возмущения

При таком построении системы мы видим улучшение качества регулирования при отработке крайнего внешнего возмущения, по сравнению с базовой отработкой (амплитуда уменьшается на 86,9% в анализаторе O_2).

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.

Выволы

В результате проведенных исследований видно, что применение СПО и инвариантности дает положительный эффект как для отработки скачка задания (почти исчезает перерегулирование, полное время регулирования уменьшается с 45,6с до 3,76с), так и для внешнего воздействия (в инвариантной КСАР на 67% уменьшается амплитуда перерегулирования, на 37,1 с уменьшается время полного регулирования).

При построении системы с плановым изменением нагрузки мы увидели улучшение качества регулирования при отработке крайнего внешнего возмущения, по сравнению с базовой отработкой (амплитуда уменьшается на 86,9%).

Также было установлено, что качество регулирования процесса горения улучшается за счет разности двух сигналов O_2 и CO, вместо типовой КСАР с одним датчиком по кислороду в уходящих газах.

Литература

- 1. Кулаков, Г.Т. Инженерные экспресс-методы расчета промышленных систем регулирования / Г.Т. Кулаков. Мн.: Выш. шк., 1984. 192 с.
- 2. Кулаков, Г.Т. Анализ и синтез систем автоматического регулирования / Г.Т. Кулаков. Мн.: УП Технопринт, 2003. 135 с.
- 3. Кузьмицкий, И.Ф. Теория автоматического управления: Учебник / И.Ф. Кузьмицкий, Г.Т. Кулаков. Мн.: БГТУ, 2010. 574 с.

УДК 621.3

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ТУРБИНЫ

Беляев В.Г., Король Т.И.

Научный руководитель – ст. преподаватель Пантелей Н.В.

Совершенствование турбины — это самый универсальный способ повышения экономичности ТЭС: он всегда дает эффект вне зависимости от параметров пара, тепловой схемы, условий эксплуатации и т.д. Даже наоборот: чем менее совершенна турбоустановка, тем больший относительный эффект от совершенствования турбины.

Если путем совершенствования удается увеличить мощность паровой турбины на 1 %, то КПД ТЭС возрастет также на 1 %. Если же на той же ТЭС сэкономить 1 % топлива в котле, то ее КПД возрастет только на 0,4 %, так как КПД преобразования теплоты в работу находится на уровне 40 %. Поэтому именно паротурбинной установке ниже уделяется основное внимание.

Низкое значение КПД ПТУ и обусловливает эффективность его первоочередного повышения. Конечно, и уменьшение расхода электроэнергии на привод питательных, циркуляционных и конденсатных насосов, на систему маслоснабжения, охлаждения генераторов, и повышение КПД котла играет большую роль в экономии топлива, однако эффект от этого меньше, чем от повышения КПД ПТУ.

Основным потенциальными методом повышения экономичности ПТУ является аэродинамическое совершенствование паровой турбины.

Часть пара, которую при его протекании в турбине удалось преобразовать в работу, находится на уровне 40%. Часть пара, которую при его протекании в турбине не удалось преобразовать в работу, условно называется потерей энергии.

Наибольшие потери возникают при течении пара в сопловых и рабочих решётках, особенно в ЦВД и ЦНД, где оно носит явно выраженный пространственный характер и точный расчёт которого затруднителен;

Вторыми по значению являются потери с выходной скоростью. Объём выхлопа ЦНД огромен (при давлении 4 кПа объём, который занимает 1 кг пара, составляет почти **30 м³**), а площадь выхода пара из каналов рабочих лопаток последней ступени ограничена. Поэтому средняя скорость пара, покидающего ступень, может превышать 300 м/с, энергия этого пара не используется для выработки мощности и поэтому теряется;

Третьими по значению являются протечки пара мимо сопловых и рабочих решеток: периферийная, корневая (у корня рабочих лопаток), диафрагменная. Пар протечек не поступает на рабочие лопатки ступени и потому не производит работы.

Таким образом, основной путь совершенствования проточной части является уменьшение потерь.

Одним из способов уменьшения потерь является применение саблевидных лопаток. Саблевидные лопатки ("банановые", "трёхмерные") – изогнутые и напоминают по внешнему виду саблю (Рис.1)



Рисунок 1 – Диафрагма с саблевидными лопатками

Они впервые были предложены в 1962 г. в России (кафедра паровых и газовых турбин МЭИ) профессором М.Е. Дейчем и ныне академиком РАН Г.А. Филипповым, а впервые использованы в мощных турбинах фирмой Siemens в середине 80-х годов прошлого столетия. Первоначально саблевидные лопатки предназначались для ступеней с малыми l/b и умеренными d/l с целью снижения концевых потерь.

При установке саблевидных сопловых лопаток, корневые сечения наклоняют в окружном направлении в сторону вращения рабочего колеса, а периферийные, наоборот, навстречу вращению.

Выигрыш при использовании саблевидных лопаток заключается в следующем:

Во-первых, вследствие уменьшения доли пара, протекающего через корневую и периферийную зоны ступени, где обтекание происходит хуже (рисунок 2)

Во-вторых, увеличение степени реактивности в корневых сечениях (снижается интенсивность концевых потерь) и уменьшение — в периферийных (уменьшаются периферийные утечки).

В-третьих, происходит выравнивание поля выходных скоростей, что снижает потери с выходной скоростью и улучшает условия работы выходного патрубка.

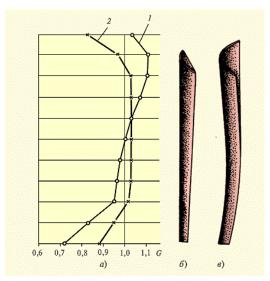


Рисунок 2 — Распределение относительного расхода пара по высоте ступени (a), традиционная сопловая лопатка (б), саблевидная сопловая лопатка(в)

Наиболее эффективно применение саблевидных лопаток для последних ступеней цилиндра низкого давления мощных паровых турбин. Если все ступени ЦНД выполнить саблевидными сопловыми лопатками, то КПД ЦНД возрастает на 1,5-2,5%, что с учётом доли выработки мощности в ЦНД даст выигрыш в экономичности всей турбины в 0,5-0,8%.

Можно использовать аналогичные "трёхмерные" лопатки так же для ЦВД и ЦСД, где лопатки имеют малую длину, но зато относительно большую зону высоких потерь в корневой и периферийных зонах. Использование пространственных лопаток в ЦВД и ЦСД позволяет увеличить их КПД на 1-2%. В настоящее время ступени с саблевидными лопатками применяют все ведущие зарубежные фирмы-производители турбин ("Сименс", "Мицубиси", "Альстом"). В вариантах, модернизированных ЧНД турбин К- 300-23,5 и новых турбин ЛМЗ также применяются сопловые саблевидные лопатки.

Еще одним способом повышения экономичности ПТУ является применение меридионального профилирования. Это мероприятие является существенным для лопаток малой высоты. Для увеличения КПД решеток с такими лопатками еще в 60-е года XX в. кафедра паровых и газовых турбин МЭИ предложила так называемое меридиональное профилирование сопловых каналов, при котором верхний (меридиональный) обвод канала выполняется не цилиндрическим, а суживающимся.

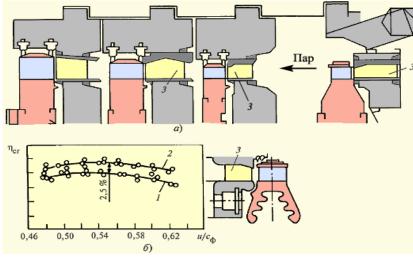


Рисунок 3 – Использование меридионального профилирования в первых ступенях паровых турбин фирмой General Electric (a), выигрыш в КПД ступени (б)

Для решёток малой высоты (меньше 25 мм) меридиональное профилирование дает относительное повышение КПД ступени более 2%, а для высоты 10 мм относительное повышение КПД около 3%. Промышленное применение меридионального профилирования осуществлено в 90-х годах фирмами Toshiba и General Electric (рисунок 3). Для реализации меридионального профилирования требуется специальная технология изготовления сопловых решёток.

Следующий способ совершенствования турбин является реактивное облопачивание. Детальный анализ возможных повышений КПД ЦВД показал, что при переходе к конструкции ЦВД современных паровых турбин с реактивным облопачиванием можно увеличить экономичность турбины на номинальном режиме работы на 5-8% в зависимости от типа турбины.

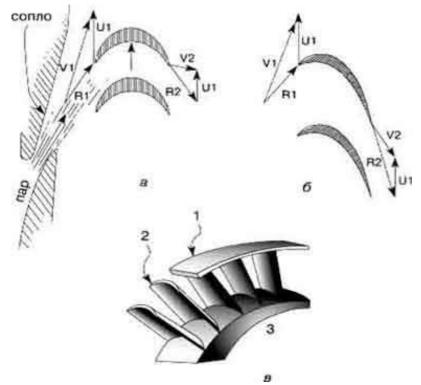


Рисунок 4 – Рабочие лопатки турбины: a) активная рабочее колесо; б) реактивное рабочее колесо.

Увеличение КПД ЦВД при реактивном облопачивании обусловлено следующими факторами:

За счет увеличения коэффициента возврата тепла из-за увеличения количества ступеней.

В связи с уменьшением теплоперепада на ступень из-за снижения скоростей пара в проточной части, снижаются потери в соплах и на рабочих лопатках.

Увеличивается высота лопаток (особенно первых ступеней), что снижает дополнительные потери.

Однако при реактивном облопачивании повышаются потери от утечек и стоимости агрегата. Позиция фирм и заводов в выборе облопачивания разная, как правило, в странах СНГ более распространено активное, а на Западе реактивное облопачивание.

Повышения экономичности так же можно добиться повышением мощности турбоустановки. Так еще в 1917 году для повышения предельной мощности было предложено применение двухъярусных лопаток последней ступени — полуторный выхлоп (ступень Баумана). Ступень Баумана применялась в первых модификациях турбины К-200-12,8. В настоящее время не устанавливается в связи с появлением лопаток с большой высотой для этой турбины.

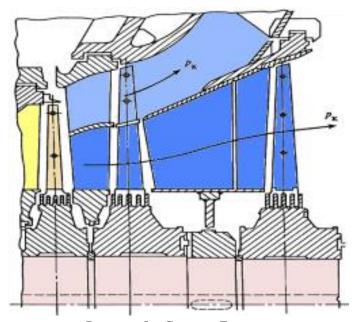


Рисунок 5 – Ступень Баумана

На верхнем ярусе ступени Баумана срабатывается теплоперепад, равный сумме теплоперепадов нижнего яруса и последней ступени. Через верхний ярус одна треть расхода пара $G_{\text{в.я}}$ направляется непосредственно в конденсатор, минуя последнюю ступень, предельную по прочности. В результате предельная мощность полуторного выхлопа увеличивается в 1,5 раза. Таким образом при трёх ЦНД мощность турбины, по параметрам идентичной турбине К-1200-23,5, можно увеличить до 1800 МВт.

Однако использование ступени Баумана сопровождается снижением экономичности проточной части ЦНД по следующим причинам:

В решётках сопловых и рабочих лопаток верхнего яруса возникают большие числа Маха и соответственно повышение потерь энергии;

Снижается эффективность выходного патрубка из-за стеснённости выхода из верхнего яруса;

Повышаются концевые потери в решётках, так как уменьшается их относительная высота. Это относиться не только к решёткам ступени Баумана, но и к сопловой решётке

последней ступени, в которой увеличивается осевой размер между ступенью Баумана и рабочими лопатками последней ступени;

Возникают дополнительные потери от перетечек пара из нижнего яруса в верхний в зазоре между соплами и рабочими лопатками ступени Баумана.

В настоящее время ступени Баумана не находят применения по следующим причинам:

Снижение экономичности;

Сложность изготовления;

Трудность обеспечения вибрационной надёжности.

Увеличение длины лопаток последних ступеней — одна из мер поддержания экономичности морально стареющей турбин. Поэтому для повышения мощности необходимо увеличивать кольцевую площадь выхода пара из турбины. Еще один плюс данного мероприятия — уменьшение потерь с выходной скоростью.

Максимальную площадь выхода 11,3 \mathbf{M}^2 долгое время имела турбина K-1200-23,5, высота рабочей лопатки которой составляет 1,2 м при среднем диаметре 3 м. Выполнить лопатку такой высоты позволило изготовление ее из титанового сплава, который вдвое легче стали и, в то же время, не уступает стали в прочности. Эта лопатка долгое время была рекордсменом, пока несколько лет назад фирма Siemens не создала новую лопатку с площадью выхода 12,5 \mathbf{M}^2 (рисунок 6).

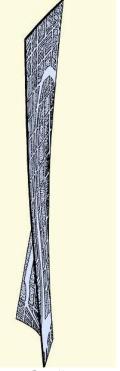


Рисунок 6 – Профильная часть рабочей лопатки последней ступени Siemens

А затем совместно с ЛМЗ и кафедрой ПГТ МЭИ была разработана проточная часть ЦНД повышенной пропускной способности, отличающаяся не только уникальной для частоты 50 Γ ц размерами последней лопатки в 1,5 м и площадью выхода 17,9м², имеющая нестандартное распределение теплоперепадов между ступенями и необычной конфигурацией профилей.

При таком комплексном усовершенствовании общее повышение экономичности, по существу, получается суммированием экономических эффектов от отдельных рассмотренных мер. Кроме перечисленных мер, направленных на улучшение экономичности турбины, можно указать на совершенствование аэродинамики пароподводящего тракта, стопорных и регулирующих клапанов, внутренних перепускных трактов, систем паровпуска и выпуска пара из цилиндров, повороты и т.д., выполнение регулирующей ступени (первой ступени с переменной дугой подвода пара).

Литература

- 1. «Современная теплоэнергетика», Трухний А.Д., 2004 г.
- 2. Турбины тепловых и атомных электрических станций / Под ред. А.Г. Костюка, В.В. Фролова. М.: Издательство МЭИ, 2001. 488 с
 - 3. Трухний А.Д. Стационарные паровые турбины. М.: Энергоатомиздат, 1990. 640 с.
- 4. «Повышение эффективности эксплуатации паротурбинных установок ТЭС и АЭС » Том 1, Хоменок Л.А., Ремезов А.Н., Ковалёв И.А., 2001г.

УДК 621.3

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ ВЫБРОСОВ NO_X

Богдан Е.В.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Карницкий Н.Б.

В зарубежной и отечественной энергетике разработано большое количество технических решений, реализующих технологические методы сокращения выбросов оксидов азота. Классификация этих методов приведена в таблице 1.

Таблица 1

Технологические методы снижения выбросов NO _x					
Снижение максимальной	Снижение концентрации	Специальные методы			
температуры	окислителя	сжигания			
Снижение нагрузки котлов	Применение горелок с регулируемой долей первичного				
Снижение нагрузки котлов	воздуха				
Рециркуляция дымовых газов	Сжигание в предтопке с недостатком окислителя				
Впрыски влаги	Нестехиометрич. сжигание	Сжигание в кипящем слое			
Снижение температуры	Снижение α	Предварительная термическая обработка			
горячего воздуха	Спижение и	топлива			
Секционирование топки двухсветными экранами	Ступенчатое сжигание	Россия причисти NO п			
Рассредоточение факела по высоте топки	Применение горелок с затянутым смесеобразованием	Восстановление NO _x в топке			

Одним из основных направлений в реализации технологических методов снижения выбросов оксидов азота энергетическими котлами является разработка соответствующих конструкций топочно-горелочных устройств и оптимизация режимов их эксплуатации с учётом эколого-экономических показателей. Эффективность внедрения одних и тех же технологических мероприятий на котлах современных конструкций существенно различается.

Снижение образования оксидов азота при сжигании мазута. Наличие связанного азота в мазуте приводит к тому, что в мазутных котлах образуются не только термические, но и топливные оксиды азота.

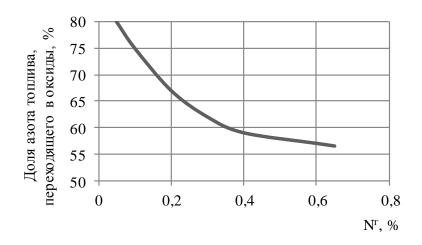


Рисунок 1 - 3ависимость доли азота топлива, переходящей в оксиды от составляющей N^r .

Следует отметить, что при твёрдом топливе наблюдается прямой рост.

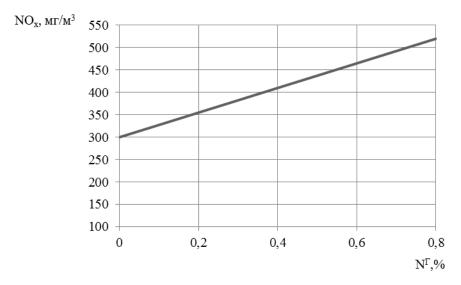


Рисунок 1 — Зависимость количества NO_x от составляющей N^Γ топлива. Блок 175 МВт, фронтальное расположение горелок.

Определённое влияние на образование оксидов азота в мазутных котлах оказывает также температура подогрева мазута перед сжиганием. Снижение вязкости положительно сказывается на уменьшении максимального размера капель и сокращении времени горения, однако в этом случае возможно коксование.

Значительно большие возможности открываются при изменении топочного процесса в направлении снижения температурного уровня или уменьшения концентрации кислорода в зоне интенсивного образования NO_x .

Методы, основанные на снижении температуры. Нагрузка котла. При снижении нагрузки снижается теплонапряжение, соответственно, температура. Так, снижение нагрузки котла блока $300~\mathrm{MBT}$ до 58% позволило снизить выбросы $\mathrm{NO_x}$ в 2 раза.

- \bullet Рециркуляция дымовых газов. Этот метод проверен в 60-х годах. На отдельных установках при r=30% достигалось снижение NO_x на 80%. Многочисленные исследования позволили сделать следующие выводы:
- 1. Рециркуляция дымовых газов является эффективным средством подавления NO_x только при высокой температуре в ядре горения, так как она воздействует на термические NO_x . При низких температурах в топке рециркуляция газов практически не влияет на уровень выбросов NO_x .
- 2. Степень снижения NO_x зависит не только от количества и температуры рециркулирующих дымовых газов, но и от организации их ввода в топку. В случае, когда газы рециркуляции смешивались с продуктами сгорания за зоной максимальных температур, этот метод не приводил к снижению выбросов оксидов азота (например, ввод газов в топку через шлицы). Максимальный эффект газовая рециркуляция даёт при вводе дымовых газов вместе с воздухом или по кольцевому соплу, разделяющему поток воздуха на центральный и периферийный. Следует отметить, что по мере роста степени рециркуляции, эффективность воздействия её на оксиды азота снижается.
- Подача в камеру горения влаги в виде распыления воды или пара. Этот метод "экологический впрыск" успешно используется в ГТУ. На котле ТГМ-94 впрыск воды в количестве 4-6% расхода топлива привёл к снижению NO_x на 20%. К достоинствам этого метода можно отнести небольшие капзатраты, а также простоту и лёгкость автоматизации, однако, при этом повышается t_{yx} (около 4 градусов при вводе влаги в количестве 2% паропроизводительности котла).

Методы, основанные на изменении избытка воздуха. Снижение избытка воздуха в горелках. Этот метод можно широко использовать как на котлах, которые работают с высокими коэффициентами избытка воздуха в горелках, так как он одновременно решает

проблему низкотемпературной коррозии и повышает КПД за счёт снижения q_2 . Ограничивается этот метод тем, что, начиная с определённого избытка воздуха, дальнейшее снижение α_Γ приводит к резкому росту CO, H_2S , $C_{20}H_{12}$.

- Нестехиометрическое сжигание. Позволяет преодолеть этот предельный α_{Γ} : если горелки расположены в несколько ярусов, то удаётся снизить подачу воздуха в нижний ярус горелок до $\alpha_{\Gamma} < 1,0$ при условии подачи недостающего воздуха через горелки верхних ярусов.
- Ступенчатое сжигание. В котлах с многоярусным расположением горелок для подачи части воздуха во вторую зону горения можно использовать горелки верхнего яруса, отключив их по топливу. Однако, нужно обратить внимание на рост q₃.
- Специальные горелки. Изменение дисперсности мазута, турбулентности потока, интенсивности крутки факела и других параметров горелки влияет на NO_x.

Снижение образования оксидов азота при сжигании природного газа. Природный как энергетическое топливо обладает рядом экологических достоинств по сравнению с твёрдым топливом и мазутом: он не содержит твёрдых примесей, связанного азота и практически не содержит серы. Таким образом, при сжигании природного газа борьба с NO_x является единственным средством, позволяющим обеспечить чистоту атмосферы. Концентрация NO_x (в пересчёте на NO_2):

котлы 210-420 т/ч дают 0,4-0,8 г/м³

более крупные котлы - $1,5 \text{ г/м}^3$.

Нужно учесть, что при некоторых режимах сжигания газа могут образовываться канцерогенные вещества.

Мероприятия, основанные на снижении температуры. Снижение нагрузки котла. Простейшее мероприятие, снижающее максимальный уровень температур в топке за счёт уменьшения объёмного тепловыделения и температуры подогрева воздуха. Снижение выходных скоростей в горелках также оказывает влияние на образование NO_x.

- Рециркуляция дымовых газов. Эффективность данного мероприятия при сжигании природного газа весьма велика. При рециркуляции дымовых газов через горелки уменьшается также концентрация кислорода, что приводит к дополнительному снижению образования оксидов азота. Ограничение этого метода связано со снижением КПД котла за счёт роста α_{yx} , возрастают расходы электроэнергии на собственные нужды. Кроме того, возрастает концентрация канцерогенных выбросов.
- •Уменьшение температуры горячего воздуха. Применимо только при сжигании природного газа (но не твёрдого топлива и мазута). Так, на блоках 300 МВт снижение $t_{\Gamma B}$ с 315 до 200 градусов уменьшило NO_x на 40%. Уменьшение $t_{\Gamma B}$ с 315 до 30 (отключение калориферов) на 65%. Следует иметь в виду, что существенное снижение $t_{\Gamma B}$ приводит к повышению t_{Vx} и снижению КПД котла.
- \bullet Ввод влаги в зону горения. На котле ПК-41 расход вводимого пара составил 10%, снижение NO_x с 15 до 7%. При вводе воды эффект больший.

Совместное использование рециркуляции газов (r=14%), впрыск воды (5% от расхода топлива) и снижение α с 1,06 до 1,03 позволило снизить концентрацию оксидов азота в дымовых газах с 0,85 до 0,35 г/м³.

Методы, основанные на изменении избытка воздуха. Снижение избытка воздуха в горелках. Например, на котле ТГМ-94 снижение α с 1,07 до 1,025 приводило к уменьшению NO_x более чем на 40%. При этом сокращаются q_2 и увеличивается КПД котла.

- Ступенчатое сжигание. Пример: блок 215 МВт, 20 горелок в 4 яруса. Максимальный эффект был получен при отключении по топливу 5 горелок (3 из третьего яруса и 2 из четвёртого яруса). При этом, при $\alpha = 1,1$ снижение NO_x произошло с 1,0 до 0,45 г/м³.
- Специальные горелки. Воздух подаётся закрученным периферийным каналом и прямоточным центральным. Газ смешивается с периферийным потоком, продукты неполного сгорания из периферийной зоны инжектируются центральным потоком, в котором образуется зона догорания топлива. Концентрация NO_x снижается на 30-40%.

В таблице 2 приведено сравнение эффективности снижения генерации оксидов азота технологическими методами.

Таблица 2

Мотол	Уменьшение выбросов NO _x , %		
Метод	Мазут	Природный газ	
Рециркуляция продуктов сгорания	20	60	
Уменьшение подогрева воздуха	40	50	
Впрыск пара или воды	40	60	
Ступенчатое сжигание	40	55	
Малый избыток воздуха	20	20	
Снижение теплового напряжения	20	20	
топочного объёма	20		
Комбинация ступенчатого сжигания			
малого избытка воздуха и сниженного	35	50	
теплового напряжения			
Переход на топливо с малым			
содержанием химически связанного	40	неэффективно	
азота			

Литература

- 1. Стриха И. И., Карницкий Н.Б. Экологические аспекты энергетики. –Мн.: УП "Технопринт", 2001.-375c.
 - 2. Котлер В. Р. Оксиды азота в дымовых газах котлов. М.: Энергоатомиздат, 1987. 144 с.
- 3. Рихтер П. А. Тепловые электрические станции и защита атмосферы. –М.: Энергия, 1975. 312 с.
- 4. Рихтер Л. А., Чернов С. Л. Защита окружающей среды при сжигании топлива: Экологически чистая ТЭС // Итоги науки и техники. ВИНИТИ. Сер. Тепловые электростанции. теплоснабжение. 1991. –Т. 6. –с. 160.

УДК 621.3

ПЕРСПЕКТИВЫ СТРОИТЕЛЬСТВА ГИДРОАККУМУЛИРУЮЩИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

Гиль П.А., Колосов А.М.

Научные руководители – ассистент Денисов С.М., ассистент Зеленин Д.С.

Производство электроэнергии на Белорусской АЭС и ее потребление представляют собой процессы, взаимосвязанные таким образом, что в силу физических закономерностей мощность потребления электроэнергии в любой момент времени должна быть равна генерируемой мощности.

Хорошо известно, что крупные тепловые и атомные электростанции должны работать в так называемом базовом режиме, т.е. с постоянной нагрузкой, достаточно длительное время. В этом случае они имеют максимальную эффективность. С другой стороны, потребляемая нагрузка изменяется в течение суток и недели. График нагрузки некоторого района или города, представляющий собой изменение во времени суммарной мощности всех потребителей, имеет провалы и максимумы. Число электростанций и их мощность определяются относительно непродолжительным максимумом нагрузки потребителей. Это приводит к недоиспользованию оборудования и удорожанию энергосистем, и увеличению себестоимости электричества. Периодические включения и отключения ТЭС не позволяют решить задачу регулирования мощности из-за большой продолжительности этих процессов. Для урегулирования этого противоречия необходимы манёвренные регуляторы нагрузки, одним из вариантов которых являются гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС).

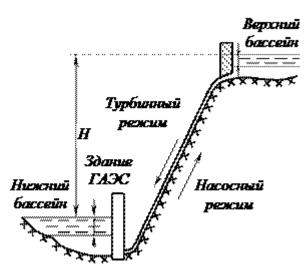


Рисунок 1 – Принципиальная технологическая схема гидроаккумулирующей электростанции с использованием водохранилищ в качестве резервуаров перекачиваемой воды

Принципиальная технологическая схема ГАЭС показана на рисунке 1. Принцип ее действия заключается в следующем. В период спада потребления энергии в энергосистеме ГАЭС работает в насосном режиме и перекачивает воду из нижнего бассейна в верхний. При этом она потребляет избыток электрической мощности, тем самым, позволяя АЭС работать с относительно постоянной нагрузкой. В периоды максимальных нагрузок ГАЭС переходит в генераторный режим, срабатывая накопленную воду верхнего бассейна. Выдаваемая в этом режиме в сеть электрическая мощность обеспечивает постоянство нагрузки АЭС, срезая пики нагрузок.

ГАЭС выполняют в современных энергосистемах роль маневренной мощности, мобильного резерва, способствуют повышению надёжности электроснабжения и экономии органического топлива. Они используются для покрытия пиковой части графиков электрической нагрузки, для участия в регулировании частоты и мощности, для улучшения

режимов работы ТЭС и АЭС. В частности, ГАЭС очень хорошо сочетаются по режиму своей работы с ГРЭС и АЭС, которые неэкономично, технически невозможно и бессмысленно останавливать ночью в период значительного спада электрической нагрузки. Избыточная ночная мощность ГРЭС и АЭС как раз и может быть использована для закачивания воды в верхние бассейны ГАЭС.

Потребление электроэнергии в зависимости от времени изменяется вместе с его течением. Однако, расположение пиков и провалов в течение дня остается неизменным.

На рисунке 2 приведен примерный график электрических нагрузок в зависимости от времени суток для Республики Беларусь на 2012 год.



Рисунок 2 — Суточный график электрических нагрузок энергосистемы Условные обозначения на графике: 1 — летний рабочий день; 2 — летний выходной день; 3 — зимний рабочий день; 4 — зимний выходной день

На графике четко видны периоды минимального потребления в ночное время (период ночного провала:), максимального потребления в утренние (период утреннего пика) и вечерние (период вечернего пика) часы, а также периоды среднего потребления (периоды полупиков). Анализируя график, несложно прийти к выводу, что для сглаживания пиков необходимо внешнее влияние, которое можно осуществить с помощью ГАЭС.

Различают ГАЭС чистого аккумулирования и смешанного типа. У ГАЭС чистого или простого аккумулирования верхний бассейн не имеет притока воды. Работа происходит при одном и том же объеме воды, перекачиваемом из нижнего бассейна в верхний и сливаемом в турбинном режиме из верхнего в нижний бассейн. Лишь небольшие потери воды происходят в результате испарения и инфильтрации. У ГАЭС смешанного типа в верхний бассейн имеется приток воды, и станция может работать в турбинном режиме не только за счёт насосной подачи, но и на естественном притоке.

В настоящее время построены и проектируются достаточно мощные ГАЭС: 2400 МВт в ФРГ, 2000 МВт в США, 1200 МВт в России (Загорская ГАЭС) и др.

По схожему принципу работают газоаккумулирующие электростанции. В них рабочим телом является инертный газ, закачиваемый (аккумулируемый) под большим давлением в емкость (обычно, подземные естественные полости). Запасенный таким образом газ работает в газовых турбинах. Наиболее мощная электростанция такого типа построена в США – 220 МВт.

Помимо гидро- и газоаккумулирующих станций существуют концепции иных электростанций, использующих гравитационный принцип генерирования электроэнергии. В частности, достаточно перспективной выглядит представленная на рисунке 3 конструкция установки, использующей энергию грузов для вращения вала генератора. В данной установке в моменты пиковой нагрузки энергосистемы грузы спускаются вниз под действием силы тяжести. В часы ночного провала потребления электроэнергии осуществляется её потребление установкой для подъёма грузов на прежнюю высоту.

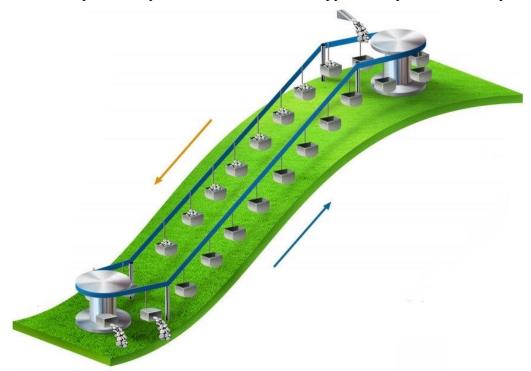


Рисунок 3 – Принципиальная схема аккумулирующей электростанции вагонеточного типа.

Стандартные функции ГАЭС за последние десятилетия наполнились новым содержанием. Если изначально главной задачей ГАЭС была работа в генераторном режиме в часы пика нагрузки, а потребление электроэнергии при прямом преобразовании ГАЭС считалось неизбежным злом, снижающим КПД станции и повышающим стоимость ее пиковой энергии, то в новых условиях, при создании мощных тепловых блоков, особенно на атомных электростанциях, имеющих ограниченные возможности регулирования мощности, большей проблемой стало прохождение ночного минимума нагрузки, когда тепловые блоки не могут быть разгружены не только по техническим условиям, но и в связи с необходимостью несения тепловой нагрузки. При этом «зло зарядки» ГАЭС превращается для энергосистемы во благо, особенно в тех регионах, где преобладают АЭС. Кроме того, гидроагрегаты успешно используются и для регулирования в энергосистеме частоты и напряжения.

С образованием в последнее десятилетие в электроэнергетике ряда стран оптового рынка электроэнергии мощности (ОРЭМ) на первый план выходит также использование ГАЭС как источника быстро вводимого резерва активной мощности (для сравнения: современные газотурбинные или парогазовые установки требуют 5-10 мин для выхода на полную мощность против 2-3 мин у ГАЭС). Таким образом, в современной энергетике ГАЭС превращается в многофункциональный источник оказания системных услуг, способствующих не только оптимизации суточного графика нагрузок, но и повышению надежности и качества электроснабжения.

Сегодня гидроаккумулирующие ГЭС растут быстрее всего там, где ограничен доступ к недорогим «пиковым станциям» на природном газе, которые построены специально для запуска во время высокого спроса, например, ближе к вечеру в жаркие летние дни.

Пиковые станции используются также для покрытия провалов в энергопоставках, когда нет ветра или облака закрывают солнце. ГАЭС могут решать те же самые задачи. Ветровая генерация, к примеру, максимальна по ночам, когда потребность в энергии минимальна, и электроэнергия просто не нужна в больших количествах. Тем не менее, ГАЭС требуют больше энергии, чем могут вернуть, то есть эта технология имеет смысл только в энергосистемах, в которых имеются излишки генерации в течение некоторых периодов времени и недостаток в другие периоды. Кроме того, эта технология имеет недостатки в виде влияния на окружающую среду. Работа ГАЭС сопровождается изменениями уровня воды в верхнем и нижнем резервуарах.

Как известно, в настоящее время в Беларуси сооружается Белорусская АЭС, что может вызвать серьёзные проблемы в возможностях регулирования нагрузки в энергосистеме. Белорусская энергосистема лишена возможности использовать регулирование, связанное с широтными перетоками мощности. Поэтому даже при условии разгрузки АЭС до технического минимума во время ночного снижения нагрузки как летом, так и зимой возникает избыток генерирующей мощности.

Строительство и ввод Белорусской АЭС позволит вывести из работы ряд мелких и неэкономичных дизельных электростанций и ГТУ и даст возможность тепловым электростанциям перейти из полупикового режима работы в базовый, что значительно улучшит технико-экономические показатели электростанций и энергосистемы в целом.

В качестве компенсирующего органа в энергосистеме предлагается сооружение аккумулирующей станции одного из приведенных в статье типов. Наиболее осуществимым на сегодняшний день будет строительство ГАЭС. Преимущества ГАЭС в качестве компенсатора изменения нагрузки в энергосистеме:

- 1. ГАЭС являются в условиях современного индустриального общества эффективным маневренным инструментом суточного (в пиковые и ночные часы), недельного (в рабочие и выходные или праздничные дни) и сезонного (в отопительный и межотопительные периоды) регулирования графика нагрузки энергосистемы, повышения качества и надежности электроснабжения, обеспечения быстрых поставок электроэнергии на оптовый и розничные рынки электроэнергии.
- 2. ГАЭС являются быстроокупаемыми (до 7-8 лет) и сравнительно мало затратными сооружениями как по капитальным (250-300 у.е. на установленный кВт мощности против 700-800 у.е. для ТЭС или ТЭЦ), так и эксплуатационным расходам (0,34 единицы персонала на 1 МВт установленной мощности, отсутствие топливной составляющей).
- 3. ГАЭС, в отличие от ГЭС, используют для выработки электроэнергии воду в практически замкнутом цикле (с подпиткой от открытого источника) и наносят меньший экологический ущерб окружающей природе.

Литература

- 1. Гидроаккумулирующие электростанции в современной электроэнергетике. / В.Ю. Синюгин, В.И. Магрук, В.Г. Родионов. М.: ЭНАС, 2008. 352 с.
 - 2. Сайт http://bse.sci-lib.com
 - 3. Сайт http://dic.academic.ru

УДК 622.311.22.019

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И ИЗНОСОСТОЙКОСТИ РАБОЧИХ ЛОПАТОК ПАРОВЫХ ТУРБИН

Каранкевич В.В.

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

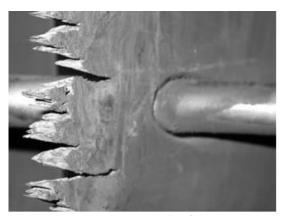
В процессе эксплуатации энергетическое оборудование подвергается воздействию различных факторов, приводящих к износу его элементов, поэтому проблема повышения ресурса и надежности элементов энергетического оборудования является весьма важной и актуальной. Возрастание мощности и эксплуатационных параметров (нагрузок, давления, скорости, температуры) все более ужесточает характер эксплуатации оборудования и изнашивания его узлов и элементов.

Проблема продления паркового ресурса энергетического оборудования актуальна с точки зрения не только обеспечения их бесперебойной работы и безопасности эксплуатации, но и снижения затрат на капитальные ремонты. Наиболее привлекательны при этом технологии, позволяющие проводить восстановительный и продлевающий срок службы оборудования ремонт «по месту», без дополнительных затрат на демонтаж и транспортировку в ремонтные организации.

Рабочие лопатки (РЛ) являются наиболее сложной и высоконагруженной частью паровых турбин и в значительной мере определяют надежность работы всего турбоагрегата. Во время работы они подвергаются воздействию различных факторов, в том числе статических, динамических и температурных напряжений.

К основным повреждениям рабочих лопаток турбин относятся [1]:

- механические и усталостные повреждения;
- абразивный эрозионный износ;
- язвенная коррозия;
- коррозионное растрескивание под напряжением и коррозионно-усталостные повреждения в зоне фазового перехода;
 - каплеударный эрозионный износ в зоне влажного пара;
 - эрозионно-коррозионный износ.



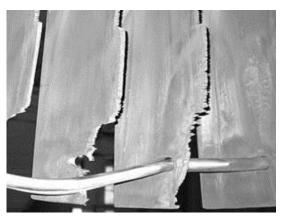


Рисунок 1 – Эрозия рабочих лопаток последних ступеней

Эрозия РЛ последних ступеней (рисунок 1) является одной из известных, но до сих пор не решенных проблем паротурбостроения. Заводы-изготовители различных стран последние 40 лет ведут экспериментальные и теоретические исследования эрозионной стойкости различных металлов и ищут новые методы защиты РЛ от каплеударного разрушения.

Способы повышения надежности и износостойкости рабочих лопаток последних ступеней паровых турбин с некоторой долей условности можно разделить на две большие группы: активные и пассивные.

Активные способы направлены на снижение степени влажности и уменьшение размеров жидких частиц двухфазного потока [2]:

- -влагоудаление.
- -оптимизация сопряжения бандажей.
- -соблюдение эксплуатационных параметров турбины.
- –постоянный контроль за уровнем динамических напряжений с использованием дискретнофазового метода.
- -нагрев направляющих лопаток паром.

Пассивные способы ориентированы на улучшение свойств поверхностных слоев (упрочнение) и создания различного рода износостойких покрытий [3]:

- -напайка стеллитовых пластин.
- -электроискровое легирование.
- -закалка с нагревом токами высокой частоты.
- -покрытия, нанесенные с помощью газотермических технологий.
- -покрытия, нанесенные с помощью вакуумно упрочняющих технологи.

Традиционным и основным способом защиты РЛ последних ступеней турбин производства Ленинградского металлического завода (ЛМЗ) и Уральского турбомоторного завода (УТМЗ), работающих в условиях влажного пара, от эрозионного износа и повышения их износостойкости является напайка стеллитовых пластин.

Пластинки специальной формы охватывают входную кромку со стороны спинки и припаиваются к лопатке серебряным припоем [4].

Этим способом обеспечивается защита наиболее повреждаемой части входной кромки РЛ (до 400 мм) на период 10–15 лет.

Основные преимущества данного метода:

- -простота технологического процесса;
- -имеется многолетний опыт применения.

Основные недостатки данного метода:

- -изменения аэродинамической формы профиля;
- -возможность отрыва пластин;
- -возможный эрозионный износ поверхностей лопаток ниже стеллитовых напаек и в промежуточных зонах между напайными пластинами;
 - -разброс твердости поверхностного слоя пластинок;
- -невозможность использования стеллитовых пластин в турбинах для АЭС с одноконтурными схемами (в связи с опасностью появления радиоактивного изотопа кобальта), а также для лопаток из титановых сплавов (из-за значительных отличий физических свойств).

Технико-экономический анализ способов пассивной защиты от эрозионнокоррозионного изнашивания входных и выходных кромок РЛ последних ступеней паровых турбин показывает хорошие перспективы и возможности метода электроискрового легирования (ЭИЛ).

Данный метод основан на явлении электрической эрозии и полярного переноса материала электрода на поверхность обрабатываемой детали и заключается в нанесении на кромку рабочей лопатки слоя износостойкого токопроводящего материала (чаще в практике встречается инструментальный металлокерамический твердый сплав типа Т15К6). При этом термическое воздействие на материал лопаток минимально.

Метод достаточно прост и легко может быть реализован в условиях любого предприятия.

Процесс легирования осуществляется посредством специального устройства, входящего в состав установки, — вибровозбудителя (вибратор), служащий для передачи электроду возвратно-поступательного движения с необходимой частотой и амплитудой (рисунок 2).



Рисунок 2 – Вибровозбудитель

Блок организации низковольтного разряда (искры) между двумя электродами (анод (сплав Т15К6) – катод (перо рабочей лопатки)) обеспечивает униполярный перенос твердого сплава с электрода на лопатку.

Основные преимущества данного метода:

- -возможность нанесения в виде покрытия любого токопроводящего материала, в том числе коррозионно- и износостойкого;
- –локальное формирование покрытия в местах эрозионного изнашивания (входная и выходная кромка);
- -возможность формирования покрытия за счет поочередного нанесения электродных материалов;
 - -сравнительно высокие характеристики по производительности (0,5–2,0 мин/см²);
 - -универсальность применения технологии ЭИЛ относительно других деталей;
 - -возможность механизации и автоматизации процесса;
 - -обеспечивает высокую прочность сцепления слоя покрытия с основным металлом;
 - -простота технологического процесса;
 - -не оказывает влияние на основную структуру металла;
 - -отсутствие термического влияния на материал;
 - -неизменность геометрических размеров.

Основные недостатки данного метода:

- -неоднородность покрытия;
- -малая толщина формируемого слоя покрытия (до 0,3 мм);
- -неравномерность толщины;
- -невозможность формирования покрытий из нетокопроводящих материалов; снижение усталостной прочности лопатки;
 - -получение растягивающихся остаточных напряжений в упрочненном слое.
- С 1999 г. Всероссийский теплотехнический научно-исследовательский институт (ВТИ, г. Москва) совместно с Ивановским государственным энергетическим университетом имени В.И. Ленина (ИГЭУ, г. Иваново) и рядом российских ТЭС проводил разработку технологического процесса ЭИЛ по трем основным направлениям [3]:
- поиск и исследование новых эрозионностойких материалов для упрочнения и восстановления методом ЭИЛ;
- разработку нового мобильного оборудования и оснастки для формирования покрытия на РЛ;
- разработку нормативного технологического процесса для формирования покрытия в процессе упрочнения и восстановления.

В результате этой работы были спроектированы и изготовлены установки ГБФ-2 и ГБФ-2М, имеющие 7 тиристорных разрядных контуров (каналов), обеспечивающих энергию единичного разрядного импульса от 0,38 до 4,32 Дж. При этом масса генераторов импульсов составила не более 15 кг, а габаритные размеры $-360\times340\times220$ мм [3].

Другим направлением стала разработка малогабаритных мобильных установок, способных работать как от станционной сварочной сети постоянного тока 60–80 В, так и от

сети переменного тока с напряжением 220 В. В итоге было разработано семейство установок для формирования электроискровых покрытий КГБ-1 — КГБ-5, позволяющих производить формирование покрытия РЛ в различных положениях ротора [3]. При этом масса установок составляла не более 10 кг при габаритах $335 \times 185 \times 220$ мм, энергия единичного импульса составляла от 3,0 до 25,0 Дж.

Конструкция установок позволяет наносить покрытия при различных положениях ротора (рисунки 3-5):

- на опорах ремонтной площадки;
- непосредственно на турбоагрегате при вскрытой крышке цилиндра;
- непосредственно на турбоагрегате без вскрытия крышки цилиндра через конденсатор.



Рисунок 3 — Нанесение металлизатором защитных покрытий на лопатки 29-й ступени через конденсатор при ремонте турбины K-300-240 ЛМЗ ОАО «Рязанская ГРЭС» (ст. №3)



Рисунок 4 — Нанесение металлизатором защитных покрытий на лопатки 30-й ступени при ремонте турбины ПТ-80-130/30 ЛМЗ АО «Кишиневская ТЭЦ-2» (ст. №1) при расположении ротора на козлах ремонтной площадки

Технологический процесс позволяет формировать защитные покрытия РЛ при их упрочнении и восстановлении без разлопачивания ротора, а также формировать покрытия на новых или демонтированных восстанавливаемых РЛ в условиях цехов или ремонтных мастерских, так как использование оборудования возможно и в стационарных условиях.

Наиболее перспективными для упрочнения и восстановления РЛ последних ступеней оказались покрытия из следующих материалов [3]:

- ВК6; ВК6М, ВК6ОМ, ВК-8, стеллита В3К, износостойких никелевых сплавов ВЖЛ2 (ВЖЛ2М) при формировании покрытия на новых лопатках;
- W + стеллит B3K; Мо + стеллит B3K при восстановлении кромок лопаток

Металлографические исследования формируемых покрытий показали высокое качество формируемых покрытий. Дефектов в виде микротрещин, несплошностей покрытия не наблюдается [3].

Разработанная технология внедрена на ряде электрических станций применительно к широкому спектру турбин (рисунки 3 - 5).

Совершенствование технологического процесса и оборудования в перспективе позволит получать более толстые покрытия на сталях и титановых сплавах. В свою очередь возможность получения электроискровых покрытий толщиной 1-1,5 мм позволит перейти к процессу полнопрофильного восстановления изношенных мест лопаток, а также восстановления стеллитовой защиты вместо разрушенной в процессе эксплуатации [3].



Рисунок 5 — Формирование покрытия через конденсатор на входных кромках РЛ 5-й ступени турбины K-300-240 XTГЗ и внешней вид сформированного покрытия сплава BK6OM

В заключение отметим, что разработанные технологические решения были представлены на Всемирной выставке инновационных технологий «EVRIKA-2005» в Брюсселе (Бельгия) и удостоены диплома 1-й степени и золотой медали [3].

Литература

- 1. Шкляр А.И. Опыт повышения надежности и износостойкости элементов проточной части паровых турбин / Шкляр А.И., Жученко Л.А., Ермолаев В.В. и др. // Теплоэнергетика. -2007. -№ 4. -C. 4-7.
- 2. Беляков А.В. Практика формирования электроискровых покрытий для упрочнения и восстановления лопаточного аппарата проточной части паровых турбин тепловых и атомных электростанций / Беляков А.В., Шапин В.И., Горбачев А.Н. // «Вестник ИГЭУ» Вып. 4 2008 г.
- 3. Рыженьков В.А. Современное состояние и способы решения проблемы эрозионного износа лопаток влажно-паровых ступеней турбин / Рыженьков В.А., Лебедев А.И., Медников Ал.Ф. // Теплоэнергетика. -2011. -№ 9. -C. 8-13.
- 4. Левин А.В., Боришанский К.Н., Консон Е.Д. Прочность и вибрация лопаток и дисков паровых турбин. Л.: Машиностроение, 1981. 710 с.

УДК 621.3

ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МАГНИТНЫХ ПОДШИПНИКОВ В ТУРБОДЕТАНДЕРНЫХ УСТАНОВКАХ

Калачик И.В., Ковалев В.М.

Научный руководитель – старший преподаватель Пантелей Н.В.

В настоящее время в энергетике все большое распространение получили турбодетандерные установки. Как к любому энергетическому оборудованию к ним предъявляется требование надежности. Одним из способов повышение 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.

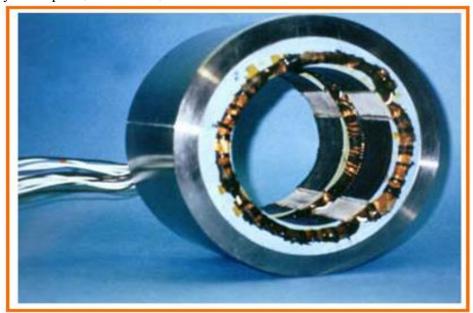


Рисунок 1 – Магнитный подвес

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.

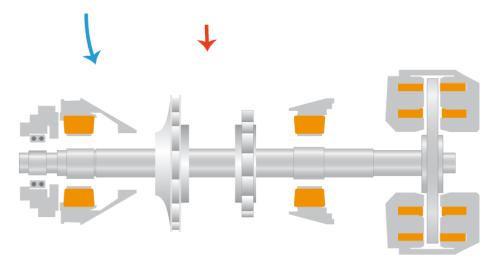


Рисунок 2 – Принцип работы магнитного подшипника

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

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

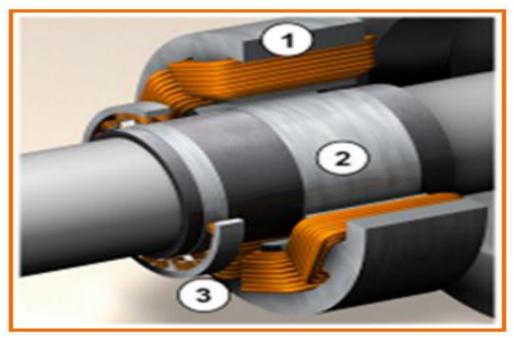


Рисунок 3 – Устройство активного магнитного подвеса 1, 3 – силовые катушки; 2 – вал

По типу воспринимаемой нагрузки различают радиальные и упорные механизмы, 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.

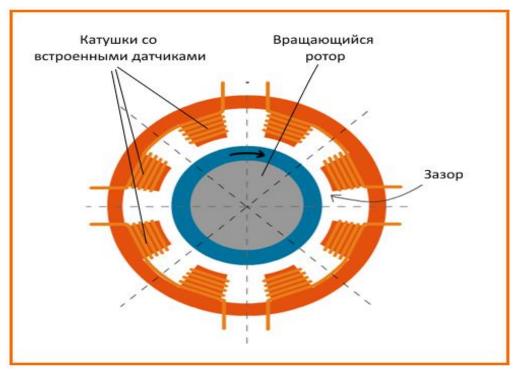


Рисунок 4 – Система в разрезе

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.

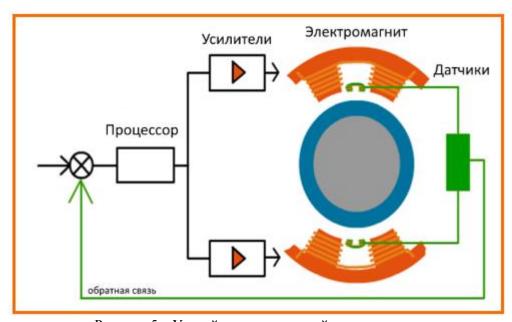


Рисунок 5 – Устройство электронной системы управления

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.

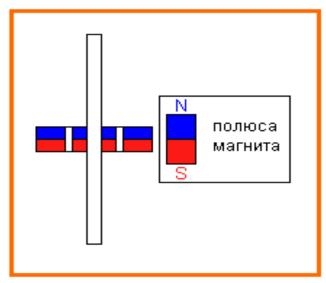


Рисунок 6 – Пассивный магнитный подшипник

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.

Магнитные подшипники обладают рядом преимуществ. Основным их 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 магнитного подшипника позволяет использовать его в агрессивных средах — повышенная либо пониженная температура, агрессивная воздушная среда. Поэтому магнитные подшипники находят все большее применение в космической промышленности.

К сожалению, как и любая система, магнитные подшипники обладают и недостатками. 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.

Возможность работы при любых температурах, в условиях вакуума и отсутствие 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, в частности в турбодетандерных установках.

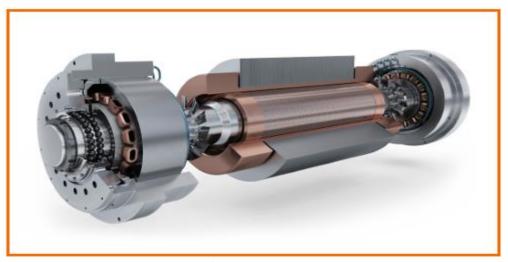


Рисунок 7 – Турбодетандеры с магнитными подшипниками

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

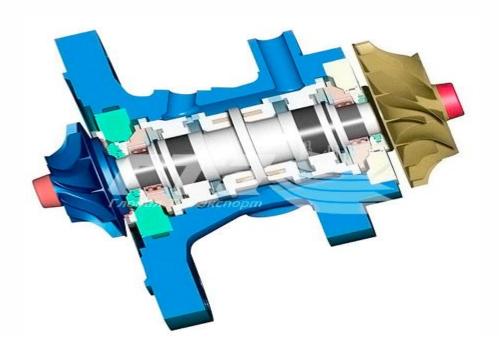


Рисунок 8 – Магнитные подшипники: разрез модуля

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.

Над разработкой и производством магнитных подшипников ведут работы западные и российские производители. В настоящее время наибольшее распространение получили следующие типы и производители:

- 1. 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 (ЭМП) исключают использование смазочного масла и, таким образом, полностью исключают загрязнение газа. На поставляемых магнитных подшипниках 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.
- 2. Специалисты «НИИ турбокомпрессор им. В.Б. Шнеппа» осуществляют работы по проектированию, сопровождению изготовления, пусконаладке, вводе в эксплуатацию и сервису систем АМП центробежных компрессоров, включая. "Казанькомпрессормаш" изготавливает и поставляет «сухие» нагнетатели с магнитным подвесом ротора для газоперекачивающих агрегатов 4; 6,3; 8; 12 и 16 МВт.
- 3. В активных магнитных подшипниках компания Schaeffler реализовала концепцию стандартизированного, универсального цельного узла, состоящего из магнитного и резервного подшипников, а также вспомогательных систем. Их особенностью является то, что в качестве резервных используются подшипники качения, доступные для валов диаметром свыше 200 мм и сохраняющие работоспособность даже после падения вала. В существующих магнитных подшипниках в качестве резервных обычно применяются подшипники скольжения, требующие замены в случае отказа магнитного компонента системы. Использование высококачественной электроники Siemens способствует легкой интеграции системы в конструкцию оборудования. Надежность резервных подшипников и электроники, а также модульность и ремонтопригодность системы в целом обеспечивают высокую производительность, эффективность и снижение затрат. Таким образам магнитные подшипники хорошее решение ДЛЯ увеличения надежности ЭТО замкнутых турбодетандерных агрегатов

Литература

- 1. А.А. Степанец. Энергосберегающие Турбодетандерные Установки Москва: Недра. 1999.
- 2. ПодшипникЦентр.ЕУ http://www.podshipnikcentr.ru/
- 3. "Группа ГМС" [Электронный ресурс] Инженерные решения для управления потоками http://www.compressormash.ru/

УДК 621.311.22

СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ ОЧИСТКИ И ПАССИВАЦИИ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА КОТЛОВ

Ковалёв М.С.; Ковалёва Т.П.

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

Химический способ заключается в обработке отложений специальными моющими растворами. Сущность метода химической очистки заключается в том, что кислоты, вступая во взаимодействие с отложениями в процессе промывки оборудования, растворяют их, переводя нерастворимые в воде соли в растворимые. Технология химической очистки выбирается на основе анализа химического состава и величины отложений. На тепловых и атомных электрических станциях проводятся предпусковые химические промывки вновь парогенераторов энергоблоков. Их И целью является удаление смонтированного оборудования технологической окалины, продуктов атмосферной коррозии, сварочного грата, смазочных масел, земли, песка и прочих загрязнений. Предпусковая очистка энергетического оборудования представляет собой исключительно сложный и трудоемкий процесс, проводимый в несколько этапов. Общая продолжительность очистки парогенератора и тракта питательной воды составляет от 10 до 30 дней. Вначале проводятся скоростные водные промывки внутренних контуров для удаления загрязнений, которые слабо сцеплены с поверхностью металла – песка, рыхлых загрязнений, грата и т.д. После водных промывок проводят обработку поверхностей щелочными растворами (щелочение) для удаления из контура жиров, масел. Только после этого приступают к основному этапу предпусковой очистки – обработке отложений выбранными моющими растворами. Далее следуют этапы второй водной промывки, нейтрализации отработанной кислоты и заканчивается химическая промывка этапом пассивации очищенного металла (созданием на поверхности очищенного металла защитной окисной пленки). При предпусковой химической промывке оборудования ТЭС с котлами на давление 10 МПа и более очистке подвергаются следующие поверхности: питательные трубопроводы, деаэратор, подогреватели высокого давления с водяной стороны, водяные экономайзеры, экраны, барабаны, паропроводы перегретого пара, вторичный пароперегреватель. Котлы на давление ниже 10 МПа и водогрейные котлы подвергают только щелочению.

В источнике [4] разработан и предлагается современный метод предпусковой химической очистки и пассивации. Как альтернатива традиционным методам химических очисток я считаю новый метод более совершенным. Их сравнение приведено ниже.

Метод предпусковой парохимической очистки и пассивации (ПХОПА) заключается в одновременном воздействии на внутренние поверхности пароводяного тракта паровой и химической сред. В качестве основного химического реагента в паровой среде применяется комплексный полиаминный реагент (КПР) типа CETAMINE V211.

Воздействие на внутренние поверхности ТЭО паровой среды в смеси с КПР позволяет многократно увеличить эффективность предпусковой очистки и пассивации, существенно снизить расход технической, обессоленной или умягчённой воды для этапов скоростных водных отмывок, а также значительно уменьшить стоки отработанных водно-химических растворов.

Растворяясь в воде в любых пропорциях, дозируемый в паровую среду КПР обладает свойствами физико-механического воздействия на отложения и на очищенные поверхности котельных сталей.

За счёт механического воздействия летучих компонентов продукты атмосферной коррозии переводятся в мелкодисперсную пыль, удаляемую паровым потоком из контура очистки. На очищенных поверхностях вследствие высокотемпературного воздействия поверхностно-активных веществ создаётся мономолекулярный защитный слой. Целью ПХОПА является удаление из пароводяного тракта механических загрязнений, легко

сцепленных продуктов атмосферной коррозии, остатков маслянистых и консервирующих веществ, а также создание защитной пассивирующей плёнки на период до начала комплексного опробования энергоблока.

На основании результатов стендовых исследований выполнены расчёты расхода КПР и разработан технологический регламент ПХОПА пароводяного тракта энергоблока.

Для исследования качества пассивирующих плёнок во влажной камере выполнены такие же подготовительные работы:

- -изготовлены образцы из вырезанных участков труб;
- -закрыты внешняя сторона и торцы образцов четырьмя слоями лака с последующей сушкой при температуре 102°C;
 - -подготовленные образцы установлены во влажную камеру.

Результаты, полученные при выполнении исследования защитных свойств пассивирующих плёнок капельным методом, представлены в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 -Коррозионная стойкость защитных плёнок паровых трактов ВД и НД

№ образца	Образец	Время выдержки, мин	Характеристика плёнки по шкале
1	Главный	>3	Нормальная
2	Горячий	>3	Нормальная

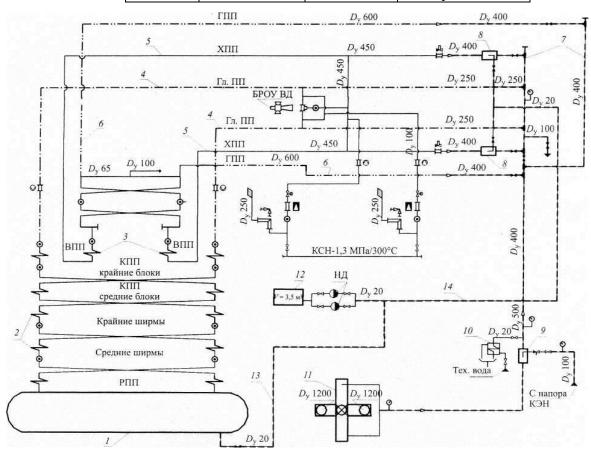


Рисунок 1 — Схема предпусковой очистки и пассивации паровых трактов ВД и НД: I - барабан котла; 2 - первичный пароперегреватель; 3 - вторичный пароперегреватель (ВПП); 4 - главные паропроводы; 5 - трубопроводы холодного промперегрева (ХПП); 6 - трубопроводы горячего промперегрева (ТПП); 7 - временный переключательный коллектор; 8 - впрыскивающие устройства на трубопроводах ХПП; 9 - впрыскивающий пароохладитель перед шумоглушителем; 10 - точка отбора проб; 11 - шумоглушитель типа ШГ-300; 12- узел приготовления и дозирования водного раствора КПР; 13 - трубопровод D_y 20 подачи раствора в барабан; 14 - трубопровод D_y 20 подачи раствора во впрыскивающие устройства в трубопроводах ХПП; $P\Pi\Pi$ ~ радиационный пароперегреватель; $K\Pi\Pi$ - конвективный пароперегреватель.

Стойкость созданных пассивирующих плёнок на образцах, установленных во влажную камеру, оценивается визуально. Основным критерием оценки является промежуток времени, через который на защищённой поверхности появляются первые очаги вторичной атмосферной коррозии.

При комнатной температуре и 100%-ной относительной влажности воздуха во влажной камере на исследуемых образцах первые очаги вторичной атмосферной коррозии появились через 4 мес.

При очистки и пассивации паровых трактов ВД и НД дозированием водного раствора КНР в собственный пар при первичной растопке котла (рисунок 1).

Схема кислотной промывки водно-химическим раствором на основе ингибированной соляной кислоты, последующей нейтрализации и пассивации внутренних поверхностей питательных трубопроводов, ПВД, водяного экономайзера, барабана и испарительной системы котла водным раствором на основе CETAMINE V211 показана на рисунок 2.

Ресурсы и реагенты, необходимые для проведения предпусковой очистки и пассивации внутренних поверхностей питательных трубопроводов, ПВД, водяного экономайзера, барабана и испарительной системы котла *паро-химической средой* на основе CETAMINE V211, приведены далее.

РЕСУРС, РЕАГЕНТ	РАСХОД
Пар 1,3 МПа, т	2500
CETAMINE V211, кг	2500
Объём отработанных водно-химических стоков, м	0

Таблица 2 – Ресурсы и реагенты

По критериям оптимизации капитальных затрат на комплектацию, монтаж и демонтаж временной схемы и минимизации объёмов отработанных водно-химических стоков метод ПХОПА был признан оптимальным.

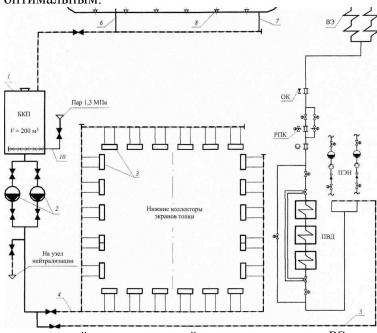


Рисунок 2 — Схема предпусковой водно-химической очистки и пассивации ВЭ и экранной системы: 1- бак кислотной промывки (БКП); 2 - насосы кислотной промывки; 3 - нижние коллекторы экранов; 4 - напорный коллектор подачи раствора через дренажи нижних коллекторов в испарительную систему; 5 - напорный коллектор подачи раствора в напорный питательный трубопровод; 6 - трубопровод аварийного слива; 7 - трубопровод рециркуляции "барабан - водяной экономайзер"; 8 - дроссельные устройства водопускных труб; 9 - секционные задвижки водяного экономайзера; 10 - трубопровод подачи пара 1,3 МПа на разогрев раствора в БКП

Ресурсы и реагенты, необходимые для проведения *альтернативного метода* предпусковой очистки и пассивации представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Ресурсы и реагенты альтернативного метода предпусковой очистки и пассивации

предпусковой очистки и нас		
Этап	Ресурс, реагент	Расход
	Водно-химический раствор, м ³	180
1. Водно-химическая очистки циркуляцией ингибированного раствора по замкнутому контуру	Соляная кислота (30%), т	20
	Уротропин, кг	500
	Пар, т	40
	Водно-химический раствор, м ³	180
2. Водно-химическая нейтрализация	CETAMINE V211, кг	90
	Пар, т	80
	Водно-химический раствор, м ³	180
3. Водно-химическая пассивация	CETAMINE V211, кг	180
	Пар, т	120

Примечание. Объём отработанных водно-химических стоков составил 800 м'.

Выводы

- 1. На основании стендовых исследований установлен технологический регламент предпусковой очистки и пассивации, полностью соответствующий последующему эксплуатационному воднохимическому режиму.
- 2. Технический проект, разработанный на основании результатов стендовых исследований, позволил оптимизировать капитальные затраты на комплектацию, монтаж и демонтаж временной схемы предпусковой очистки и пассивации пароводяного тракта барабанного котла.
- 3. Инновационный метод предпусковой очистки и пассивации обеспечил минимизацию объёмов отработанных водно-химических стоков, а именно:

расчётный объём водно-химических стоков при реализации альтернативного варианта составляет 800 m^3 ;

4. Внутренние поверхности конденсатного и питательного трактов, ВЭ, барабана, экранной системы, паровых трактов ВД и НД защищены от вторичной атмосферной коррозии перед комплексным опробованием энергоблока на 4 мес.

Литература

- 1. Чиж В.А., Карницкий Н. Б. Учебно-Методическое Пособие По Курсовому И Дипломному Проектированию Для Студентов Специальностей 1-43 01 04" Тепловые Электрические Станции" И 1-43 01 08 "Паротурбинные Установки Атомных Электрических Станций. Минск: БНТУ, 2015.-105с.
- 2. РД 153-34.1-37.306-2001. Методические Указания По Контролю Состояния Основного Оборудования Тепловых Электрических Станций. Определение Количества И Химического Состава Отложений. М.: ОАО "ВТИ", 2003.
- 3. РД 34.37.407. Методические Указания По Предпусковой Парокислородной Очистке И Пассивации Пароводяного Тракта Теплоэнергетического Оборудования. М.: СПО Союзтехэнерго, 1986.
- 4. ЖУРНАЛ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ 2015 Г. № 9 СТР. 30-38. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫШЛЕННОГО ИСПЫТАНИЯ МЕТОДА ПРЕДПУСКОВОЙ ПАРОХИМИЧЕСКОЙ ОЧИСТКИ И ПАССИВАЦИИ ПАРОВОДЯНОГО ТРАКТА БАРАБАННОГО КОТЛА.

УДК 621.165

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЭС ПУТЕМ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ОТВОДА ТЕПЛАК КОНЕЧНОМУ ПОГЛОТИТЕЛЮ

Кожановский К.В., Широков С.А.

Научный руководитель – ассистент Павловская А.А.

Системы технического водоснабжения предназначены обеспечивать подачу воды для охлаждения пара, поступающего в конденсатор турбины, в требуемых количествах и соответствующего качества. Они состоят из комплекса взаимосвязанных сооружений – водозаборных устройств, насосных станций, водоводов, установок для очистки и улучшения качества воды, регулирующих и запасных емкостей, охладителей воды и разводящей сети трубопроводов. В зависимости от особенностей станции и местных условий некоторые из перечисленных сооружений в системе могут отсутствовать. Предприятия теплоэнергетической отрасли потребляют две трети свежей воды, забираемой на промышленные нужды из источников водоснабжения, при наибольшем расходовании ее для охлаждения технологического оборудования (96%).

На ТЭС и АЭС преобладающее количество воды (90-95%) расходуется на охлаждение в конденсаторах турбин. Для совершения полезной работы турбиной от нее отводится с отработанным паром часть тепла, которое передается в конденсаторе охлаждающей воде.

Поэтому рациональное использование водных ресурсов имеет большое значение для повышения экономичности электростанции. Выбор системы и схемы водоснабжения следует производить на основании сопоставления возможных вариантов их осуществления с учетом особенностей станции, требуемых расходов воды, источников водоснабжения, требований к напорам и качеству воды.

Водоснабжение тепловой электростанции может быть прямоточным, оборотным или смешанным.

При прямоточном водоснабжении отработавшая теплая вода сбрасывается в реку, водохранилище, озеро или море на таком расстоянии от водоприемного сооружения, чтобы исключить возможность попадания в него теплой воды. Вода, взятая из водоисточника, сбрасывается в него примерно в том же количестве за вычетом потерь в производстве, но с температурой в среднем на 8-12°С выше. Основное преимущество систем прямоточного водоснабжения - их простота и низкая среднегодовая температура подаваемой на производство воды, соответствующая ее температуре в поверхностном водоисточнике (8-14 °C). Это имеет значение, т.к. более низкие температуры охлаждающей воды обеспечивают более глубокий вакуум в конденсаторе турбины и соответственно повышают КПД.

Ограниченное применение прямоточных систем водоснабжения обуславливается большой напряженностью водохозяйственных балансов районов, а также трудностями с соблюдением нормативных требований по защите водоисточников от вредного теплового воздействия.

Допустимое санитарными нормами повышение температуры воды в расчетном створе водоема хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования летом после сброса нагретой воды должно быть не более 3 °C, а для рыбохозяйственных водоемов — 5 °C в сравнении с естественной среднемесячной температурой воды на поверхности водоема в наиболее жаркий месяц года. Это требование не всегда может быть обеспечено при прямоточной системе водоснабжения.

На ТЭЦ и АЭС, например, в зависимости от типа турбин и вида топлива на каждый 1 кВт ч выработанной электроэнергии с охлаждающей водой отводится от 4 до 8 кДж тепла. Этим обстоятельством обуславливается возможность применения прямоточной системы водоснабжения при расходе воды в водоисточнике в расчетных гидрогеологических условиях не менее 30 м3/с на 1 млн. кВт установленной мощности тепловой электростанции.

По составу сооружений система оборотного водоснабжения более сложная, чем прямоточная, дороже в строительстве и эксплуатации, но позволяет резко (в 25-50 раз) снизить потребность в свежей воде и уменьшить не менее, чем в 80 раз сброс тепла в водоисточник.

При оборотных системах тепло выбрасывается в основном в атмосферу; безвозвратный расход воды из водоисточника становится большим (1,5-2% количества забираемой воды), чем при прямотоке (менее 1%), за счет испарения части оборотной воды на градирнях и потерь с капельной влагой; возможно использование для производственного водоснабжения поверхностных источников с небольшим дебитом воды. Для ТЭЦ, например, достаточно расхода воды в водоисточнике в расчетных гидрогеологических условиях 2-4 м3/с на 1 млн. кВт установленной мощности тепловой электростанции.

Охладители, снабженные разбрызгивающими соплами, называют брызгальными, а имеющие оросительное устройство (решетник, плоские щиты или др.) – в зависимости от его типа капельными или пленочными. При сочетании сопел с решетником или последнего со щитами для образования водяной пленки охладители называют комбинированными.

По способу подвода атмосферного воздуха к поверхности воды охладители разделяются на следующие группы: открытые или атмосферные охладителя, в которых используются только естественные токи воздуха – ветер и отчасти естественная конвекция; башенные охладители, в которых тяга воздуха создается искусственным путем при помощи высокой вытяжной башни; вентиляторные охладители, снабженные нагнетательными или отсасывающими вентиляторами для создания побудительного движения воздуха, и охладители со смешанной тягой, в которых сочетается применение вытяжной башни и вентиляторов.

Основные типы охладителей оборотных систем водоснабжения могут быты распределены следующим образом:

Открытые охладители: охлаждающие пруды, брызгальные бассейны, открытые брызгальные градирни, открытые капельные градирни, открытые комбинированные градирни.

Башенные охладители: башенные брызгальные градирни, башенные капельные градирни, башенные пленочные градирни, башенные комбинированные (капельно-пленочные) градирни.

Вентиляторные охладители: вентиляторные брызгальные градирни, вентиляторные капельные градирни, вентиляторные пленочные градирни, вентиляторные комбинированные градирни.

Смешанные охладители: капельные градирни со смешанной тягой.

Пруды-охладители. Охлаждение нагретого потока воды в трудах-охладителях происходит за счет теплоотдачи с площади зеркала пруда, участвующей в циркуляции воды на ее пути от сброса до водозаборных сооружений. Места сброса и забора воды должны находиться на расстоянии, обеспечивающим необходимую глубину охлаждения воды. Пределом охлаждения воды в пруду является естественная температура пруда.

Пруды-охладители целесообразно применять при расположении площадки - промышленного предприятия вблизи естественного водоема или реки, на которых уже созданы или имеются благоприятные условия для сооружения водохранилища. Создаются пруды-охладители на реках, озерах, а также на суходолах (наливные пруды).

Пруды-охладители могут обеспечить в течение значительной части года более низкие температуры охлажденной воды, чем бассейны с брызгалами и градирни, меньшие потери воды, отсутствие обмерзания, меньший расход электроэнергии на привод насосов.

В некоторых случаях возможно снижение напора насосов, подающих воду к потребителям за счет использования явления сифона, например, для конденсаторов паровых турбин электростанций.

В то же время пруды-охладители требуют наличия большой площади, значительных капитальных затрат на их строительство. Площадь водохранилища определяется по мощности и тепловой нагрузке станции и величины акватории.

Необходимая для охлаждения площадь активной зоны пруда в среднем составляет от 30 до 40 м2 на 1 м3 охлаждаемой воды в час, что соответствует нагрузке на 1 м2 активной площади пруда от 0.025 до 0.033 м3/час.

Брызгальные бассейны. Брызгальные устройства представляют собой систему трубопроводов, на которых устанавливаются сопла (брызгала), разбрызгивающие подводимую к ним под напором теплую воду.

Конструкция сопел и величина напора воды определяют поверхность охлаждения водного потока. При повышении напора она увеличивается за счет удлинения траекторий падения капель и уменьшения их диаметра.

Однако повышение напора связано с повышением затрат электроэнергии на циркуляционные насосы и увеличением выноса мелких капель воды ветром за пределы бассейна.

В штилевую погоду нагретый и увлажненный воздух поднимается над брызгальным устройством вверх, на смену ему по периметру бассейна притекает наружный холодный воздух. При наличии ветра эта схема движения воздуха нарушается. Сложность процесса охлаждения воды в брызгальных устройствах затрудняет разработку теоретических методов их теплового расчета. Поэтому для определения температур охлажденной воды в этих устройствах обычно пользуются эмпирическими зависимостями, полученными на основании опытных данных.

Брызгальные бассейны просты в строительстве и эксплуатации и требуют небольших затрат на их сооружение. Однако они обладают сравнительно низкой охлаждающей способностью, зависящей от направления и скорости ветра. Поэтому для районов с продолжительными штилями в летнее время, а также при наличии застроенной территории, где строения преграждают свободное поступление потока воздуха к охладителю, применение бассейнов с брызгалами не может быть рекомендовано.

Потери воды в брызгальных бассейнах больше, чем в градирнях, за счет большего уноса брызг ветром. Наличие туманообразования и возможность обмерзания окружающих зданий, проездов и железных дорог требуют расположения -бассейнов на значительном расстоянии от прочих сооружений, что связано с удлинением коммуникаций подводящих и отводящих трубопроводов. Также для размещения бассейнов требуется наличие больших спланированных площадок.

Необходимая площадь брызгальных бассейнов составляет в среднем от 0,8 до 1,3 м2 на 1 м3 охлаждаемой воды в час. При исчислении нагрузки на 1 м2 бассейна это составит 0,8 м3/час – для небольших и до 1,3 м3/час – для больших бассейнов.

Градирни. В градирнях вода циркуляционными насосами прокачивается через конденсатор турбин и подаётся к распределительным трубам, расположенным над оросительным устройством. Воздух поступает в нижнюю часть башни через окна высотой 12 м, расположенные по ее периметру. Оросительные щиты выполняются высотой 120 и 250 см, ширина щитов 1,6 м, толщина – 6 мм, расстояние между щитами – 2,5 см.

Вытяжные башни современных градирен выполнены из монолитного железобетона гиперболической формы. Ранее изготовлялись деревянными.

По способу перемещения воздуха градирни разделяются на башенные, вентиляторные и открытые, а по способу образования поверхности охлаждения - на плёночные, капельные, брызгальные. В зависимости от направления движения воды и воздуха градирни выполняются противоточные, поперечноточные и смешанного типа. В башенных градирнях движение воздуха создаётся вытяжной башней, в вентиляторных — вентилятором, а в открытых — естественным движением воздуха (ветром).

Для увеличения контакта воды с воздухом применяются оросительные устройства, которыми вода, подаваемая из конденсатора, разделяется на струи или капли и стекает вниз

по щитам. Охлаждение воды происходит за счёт испарения и контакта с воздухом, поступающим в оросительные устройства через окна. Нагретый и насыщенный водяным паром воздух отводится из градирни.

В плёночных градирнях оросительное устройство выполняется в виде щитов, выполненных из досок, асбоцементных листов или пластмассовых элементов, выполненных в форме сот. Устанавливаются они вертикально или с небольшим уклоном. Плёнки нагретой в конденсаторах турбин воды стекают по листам и при соприкосновении с воздухом охлаждаются. Воздух движется между листами.

В капельных градирнях оросительное устройство выполняется из горизонтальных брусков треугольного или прямоугольного сечения, размещаемых в несколько рядов по высоте.

По условиям охлаждения воды, открытые брызгальные градирни близки к брызгальным бассейнам. Эффект охлаждения в них также в большой степени зависит от силы ветра.

Достоинством их является простота конструкции и невысокая строительная стоимость.

Однако следует учесть большой унос воды ветром, тумноообразование и обмерзание градирен в зимнее время. Недостатком брызгальных градирен является сравнительно низкий охладительный эффект. Открытые капельные градирни обладают значительно большей охладительной способностью, чем брызгальные. Этот тип открытых градирен обладает теми же недостатками, как и брызгальные бассейны.

При повышенных требованиях к температурам охлажденной воды применяются башенные градирни. Благодаря наличию тяги воздуха, создаваемой башней, градирни этого типа обладают большей и более устойчивой охлаждающей способностью, чем открытые градирни.

К недостаткам башенных градирен относятся сравнительно высокая их стоимость и сложность сооружения. Много затруднений вызывает обмерзание градирен в зимний период. Поэтому при выборе размеров градирен следует учитывать условия их работы зимой. Нельзя допускать малых гидравлических нагрузок. Эти нагрузки не должны быть менее 3 м3/м2 оросителя в час для капельных и 4-5 м3/м2час для пленочных градирен. При меньших нагрузках должна предусматриваться возможность отключения центральной части градирни с целью повышения плотности орошения на периферийной части или отключение отдельных градирен. При отключении градирен на зимний период должны быть предусмотрены мероприятия по отеплению бассейнов путем создания циркуляции воды в них за счет выпуска воды из них в канализацию или подвода пара.

Вентиляторные градирни являются наиболее совершенным типом охладителя, обеспечивающим устойчивое и наиболее глубокое охлаждение воды, позволяют регулировать температуру охлажденной воды в требуемых пределах путем изменения числа оборотов или отключения отдельных вентиляторов.

Применение вентиляторных градирен целесообразно во всех случаях, когда технологический процесс требует подачи охлаждающей воды с минимальной температурой, а также для районов с высокими температурами воздуха.

Стоимость строительства вентиляторных градирен обычно ниже, чем башенных градирен той же производительности. Однако для вентиляторных градирен необходим расход электроэнергии на привод вентиляторов. При большой стоимости электроэнергии эксплуатационные расходы, связанные с работой вентиляторной градирни, могут поставить под сомнение целесообразность использования этого типа градирни.

Радиаторные градирни являются поверхностными охладителями, в которых тепло передается от воды к воздуху через стенки радиаторов.

Радиаторные охладители могут применяться как для непосредственного охлаждения продуктов производства, например, конденсации, так и для охлаждения воды, охлаждающей, в свою очередь, теплообменные аппараты. В последнем случае будут иметь место два

замкнутых цикла (контура) охлаждения: водяной – для теплообменников и воздушный – для снижения температуры охлаждающей воды.

При такой схеме охлаждения отсутствуют потери охлаждающей воды на испарение, унос брызг ветром и т. п., а наличие замкнутого цикла исключает возможность загрязнения воды и максимально сохраняет чистоту поверхности теплообменных аппаратов.

Несмотря на значительный перерасход металла и более высокую строительную стоимость по сравнению со всеми другими типами искусственных охладителей, применение воздушных радиаторных градирен может оказаться целесообразным для районов, где отсутствует возможность получения из источника необходимого количества свежей воды для пополнения потерь в оборотной системе водоснабжения.

Существуют системы смешанного водоснабжения электростанции, когда смешанная система циркуляционного водоснабжения (прямоточно-оборотная) выполняется с бесплотинным водозабором или с русловой плотиной и применяется на ТЭС в случаях, когда дебет источников в период малой воды недостаточен для прямоточного водоснабжения или, когда ТЭС располагается на высоких отметках, и прямоточная система нецелесообразна. Параллельно с прямотоком в маловодные периоды включаются в работу охладители (водохранилище-охладитель, градирни или брызгальные установки) либо параллельно с водохранилищем — градирни или брызгальные установки, также часть воды в районе водозабора может смешиваться со свежей речной водой.

То есть если рассматривать различные виды систем технического водоснабжения ТЭС, можно отметить, что при применении оборотных систем охлаждения циркуляционной воды температура ее при входе в конденсаторы получается выше, чем при прямоточном охлаждении, и вследствие этого давление в конденсаторах у таких установок бывает Этим объясняется, почему теплоэнергетические установки с относительно выше. искусственным охлаждением циркуляционной воды характеризуются при прочих равных усболее низким КПД. Также сравнение относительных величин удельных капиталовложений в КЭС (таблица 1) показывает, что наиболее дешевыми являются прямоточные системы технического водоснабжения. Однако в последнее время применение прямоточных систем ограничивается отсутствием технических И экономических возможностей: необходимого запаса воды, санитарных условий, большого расстояния подачи воды или большой высоты подъёма и др.

Тип системы техводоснабжения	Относительная величина удельных капиталовложений в КЭС, %
Прямоточные системы из рек и каналов	4-4,5
Оборотные системы с использованием реконструируемых озер	5-5,5
Оборотные системы с водохранилищами- охладителями, создаваемых на реках	7-8
Оборотные системы с испарительными градирнями	9-10

Таблица 1 – Сравнительная удельная стоимость систем водоснабжения КЭС

Литература

- 1. Берман Л.Д. Испарительное охлаждение циркуляционной воды. М.: ГЭИ: 1949. 440 с.
- 2. Кругликов П.А. Технико-экономические основы проектирования ТЭС и АЭС. Письменные лекции СПб.: C3TУ, 2003 118 с.
- 3. Пономаренко В.С., Арефьев Ю.А. Градирни промышленных и энергетических предприятий: Справочное пособие/Под общ. ред. В.С. Пономаренко. М.: Энергоатомиздат: 1998. 376 с.: с ил.
- 4. Фарфоровский Б.С., Пятов Я.Н. Проектирование охладителей для систем производственного водоснабжения. Л.: Госстройиздат: 1960. 171 с.

УДК 621.3

СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ТУРБИН

Кокотова М. В., Станевич С.А.

Научный руководитель – ст. преподаватель Пантелей Н.В.

Изменение экономичности теплофикационных турбин при повышении параметров свежего пара, укрупнении единичной мощности, усовершенствовании тепловой схемы, улучшении характеристик проточной части. может характеризоваться несколькими показателями. В качестве основного показателя сравнительной экономичности теплофикационных турбин принята величина относительной экономии топлива на ПТУ при равной выработке тепловой и электрической энергии

$$\varepsilon_T = \frac{B_1 - B_2}{B_1}.$$

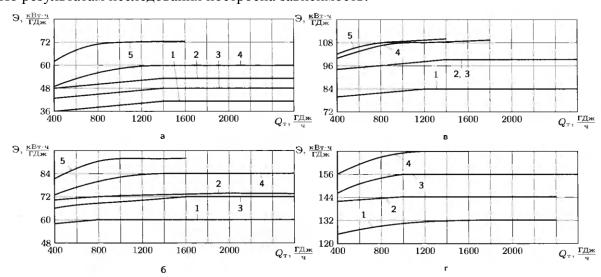
Этот показатель широко применяется и имеет то преимущество, что он непосредственно характеризует конечную цель повышения экономичности турбоустановки.

Кроме того, показатель « \mathcal{E}_T » аналогичен общепринятому показателю экономичности для ПТУ с конденсационными турбинами, поскольку также выражает относительную экономию топлива при равной выработке электрической энергии.

Рост начальных параметров пара, введение промперегрева и укрупнение единой мощности являются основными путями повышения экономичности паротурбинных установок и в известной мере характеризуют развитие и технический уровень турбостроения.

При постановке исследования обсуждаемого вопроса рассмотрены следующие начальные параметры пара: 8,8 МПа, 535 °C; 12,8 МПа, 565 °C; 12,8 МПа 565/565 °C; 23,5 МПа, 560/565 °C. Противодавление за турбиной изменялось соответственно: 0,09; 0,55; 1,1; 2,2 МПа. Конструкция турбин и тепловые схемы приняты в соответствии с реальными конструктивными решениями, принятыми на УТЗ, в частности для турбин с начальными параметрами пара 8,8 МПа, 535 °C и 12,8МПа, 565 °C в качестве регулирующей ступени ЧВД принята двухвенечная регулирующая ступень, а для турбин с начальными параметрами пара 12,8МПа, 565/565 °C и23,5 МПа, 560/565 °C — одновенечная регулирующая ступень. Учитывалось также влияние расхода и параметров пара на КПД проточной части турбин.

По результатам исследования построена зависимость:



$$\begin{split} 1-p_{_{0}}=8,8M\Pi a;t_{_{0}}=535^{\circ}C;\\ 2-p_{_{0}}=12,8M\Pi a;t_{_{0}}=565^{\circ}C;3-p_{_{0}}=12,8M\Pi a;t_{_{0}}=565^{\circ}C;t_{_{nn}}=565^{\circ}C;\\ 4-p_{_{0}}=23,5M\Pi a;t_{_{0}}=560^{\circ}C;t_{_{nn}}=565^{\circ}C;5-p_{_{0}}=23,5M\Pi a;t_{_{0}}=560^{\circ}C \end{split}$$

Как видно из рисунка 1, удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении при повышении параметров свежего пара возрастает, причем наибольшее влияние оказывает значение начального давления пара. Из режимных факторов наиболее существенным является давление отбираемого пара. некоторое дополнительное увеличение Э имеет место из-за увеличения тепловой нагрузки (расхода свежего пара) турбины, обусловленного повышением КПД ее проточной части.

Следует отметить, что конденсационный поток пара в теплофикационной турбине также влияет на величину Э. При той же тепловой нагрузке с увеличением конденсационного потока пара возрастают давление пара в регенеративных отборах и температура подогрева питательной воды, чему будет соответствовать большая суммарная величина регенеративных отборов и большая мощность, развиваемая на тепловом потреблении и, следовательно, большая величина Э.

Зависимость относительной экономии топлива от величины тепловой нагрузки и противодавления за турбиной при повышении начальных параметров пара представлена на рисунок 2. Для турбин с регулируемым отбором пара данные рис. 2 относятся к теплофикационному потоку пара. Относительная экономия топлива определена в сравнении с начальными параметрами пара 8,8МПа, $535\,^{\circ}C$ при равных значениях противодавления за турбиной и ее тепловой нагрузки.

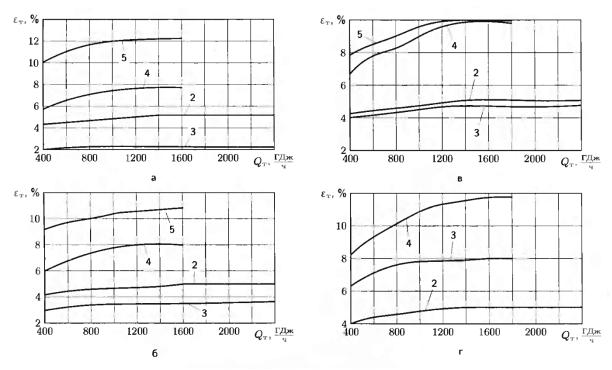


Рисунок 2 — Относительная экономия топлива при изменении параметров пара по сравнению с параметрами $8,8M\Pi a,535^{\circ}C$ (обозначения см. на рисунке 1)

Из рисунка 2 следует, что эффективность повышения начальных параметров пара от 8,8 МПа, 535 ° $^{\circ}C$ до 12,8 МПа, 565 ° $^{\circ}C$ в зависимости от тепловой нагрузки (мощности) составляет 3,8%...4,6%; до 12,8 МПа, 565/565 ° $^{\circ}C$ - 6,5...7,8%; до 23,5 МПа, 560/565 ° $^{\circ}C$ - 9,5...11,7%.

Эффективность повышения параметров от 12,8МПа, 565 °C до 23,5 МПа, 560 °C

практически такая же, как и при переходе от 12,8МПа, 565/565 °C до 23,5 МПа, 560/565 °C и в зависимости от значений противодавления за турбиной и единичной мощности турбин составляет 2...6%.

Меньшие величины экономии топлива относятся к малым мощностям и турбинам с отопительными отборами пара, а большие величины — к большим мощностям и турбинам с противодавлением.

Эффективность применения (использования) промперегрева пара в теплофикационных турбинах с отопительными отборами пара меньше, чем в конденсационных турбинах, и составляет (согласно рисунку 2) за отопительный период для пара начальных параметров 12.8 МПа, 565 °C 2...2,5 %, а для пара начальных параметров 23,5 МПа, 560 °C - 3,5...4,0%. С учетом работы теплофикационных турбин в летний период на чисто конденсационном режиме эффективность промперегрева пара возрастает и за годовой период составляет 3,0...3,5% и 4...5% соответственно для пара начальных параметров 12,8 МПа, 565 °C, и 23,5 МПа, 560 °C.

Тем не менее, промежуточный перегрев пара является одним из наиболее эффективных методов повышения экономичности теплофикационных турбин. В связи с этим актуальное значение имеют определение оптимальных параметров промпегрева и объективная оценка экономической эффективности его применения в схемах ПТУ с теплофикационными турбинами.

Исследование проведено для турбин УГЗ с производственным и отопительными отборами пара, а также для турбин с противодавлением с характерными для современного турбостроения параметрами свежего пара: 23,5 МПа, 560 °C; 16,0 МПа, 565 °C; 12,8 МПа, 565 °C. Температура промежуточного перегрева пара во всех случаях принималась равной 565 °C.

Для начального давления пара 23,5 МПа рассмотрены значения расходов пара на турбину 350, 700 и 1000 т/ч, а для начальных давлений 16,0 и 12,8МПа — расход 1000т/ч. Температура питательной воды принята независимой от давления промперегрева и расхода свежего пара, равной 263 °С при p_0 = 23,5 МПа, 238 °С при p_0 — 16,0 МПа и 231 °С при p_0 = 12.8МПа, что соответствует температуре питательной воды в современных турбоустановках. Давления пара в отборах турбины на ПВД при изменении давления промперегрева приняты неизменными, поскольку перераспределение нагрузок между отдельными ПВД относительно слабо влияет на сравнительную экономичность сопоставляемых вариантов. Результаты расчетов по определению влияния давления промперегрева на относительное изменение удельной выработки электроэнергии $\Delta \mathcal{P}$ представлены на рисунках 3а и 36, а относительной экономии топлива — на рисунке 3, в.

Анализ этих данных показывает, что эффективность повышения давления промперегрева до оптимального значения для отопительного потока (отбора) пара невелика (возможное увеличение $\Delta \mathcal{I}/\mathcal{I}_1$ составляет $\sim 0.5\%$, относительная экономия топлива — $\sim 0.25\%$). Сравнительно малое влияние повышения давления промперегрева отопительного потока пара до его оптимального значения на экономичность турбины позволяет унифицировать теплофикационные и конденсационные блоки по давлению промперегрева, что и было принято для турбины T-250/300-23,5 УТЗ.

Для производственного потока пара и выполнения промперегрева с давлением, принятым для конденсационных блоков, повышение экономичности возможно при противодавлении пара не выше $0,4...0,5\,\mathrm{M}\Pi a$. При выполнении промперегрева пара с оптимальным давлением величина противодавления производственного потока пара, при котором промперегрев позволяет обеспечить экономию топлива, возрастает до 0,08...0.09 от величины начального давления пара (рисунок 3, в).

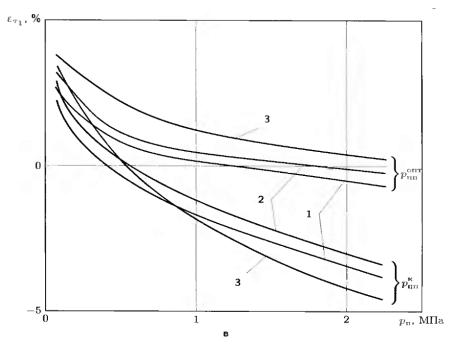


Рисунок 3 — Влияние давления промперегрева на изменение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении (a, б) и относительной экономии топлива (в): $1-p_0=12,8M\Pi a,t_0=565^{\circ}C;2-p_016M\Pi a,t_0=565^{\circ}C;3-p_0=23,5M\Pi a,t_0=560^{\circ}C;$ $I-G_{myp\delta}=1000m/v;II-G_{myp\delta}=350m/v;III-G_{myp\delta}=700m/v;p_{nn}^{onm}-$ при оптимальном давлении промперегрева пара; $p_{nn}^{\kappa}-$ при давлении промперегрева, принятом для конденсационных блоков

В турбинах с промежуточным перегревом пара до 565 °С температура пара перед ЧНД возрастает на ~ 150 °С по сравнению с турбинами без промперегрева. Это связано с соответствующим повышением температуры пара за ЧНД, что ограничивает возможность использования вентиляционного пропуска пара. Одним из возможных путей снижения температуры пара за ЧНД является организация работы блока в отопительный период с ограничением температуры промперегрева (t_{nn}) до 400... 450°С.

Температуру промперегрева можно снизить, во-первых, непосредственно на котле байпасированием парового теплообменника, а также частичным обводом газов помимо

промперегревателя и, во-вторых, дополнительным впрыском охлаждающей воды в поток пара после промперегревателя.

Максимальный расход первичного пара на блоке в эксплуатационных условиях ограничивается пропускной способностью турбины и поэтому в обоих рассматриваемых вариантах снижения температуры промперегрева остается равным расходу пара при номинальной температуре промперегрева. Соответственно и максимальный расход пара, поступающего из турбины в промперегреватель, остается практически постоянным независимо от величины и способа снижения температуры промперегрева пара. При снижении температуры промежуточного перегрева пара непосредственно на котлоагрегате количество теплоты, подводимой во вторичном контуре котла, снижается, поэтому тепловая нагрузка и электрическая мощность блока уменьшаются. При снижении температуры промперегрева за счет впрыска охлаждающей воды количество теплоты, подводимой во вторичном контуре котла, остается неизменным. Электрическая мощность блока при этом уменьшается в связи со снижением температуры промперегрева пара, хотя и менее интенсивно, чем при уменьшении температуры промперегерва пара непосредственно на котле. Тепловая нагрузка блока увеличивается на величину, эквивалентную уменьшению мощности, поскольку количество теплоты, отводимой из котла при впрыске, остается постоянным, а количество теплоты, сбрасываемой в конденсатор, изменяется незначительно.

При этом полагалось, что расчетный коэффициент теплофикации не зависит от температуры промежуточного перегрева пара и что в отопительный период блок работает по тепловому графику с номинальным расходом свежего пара.

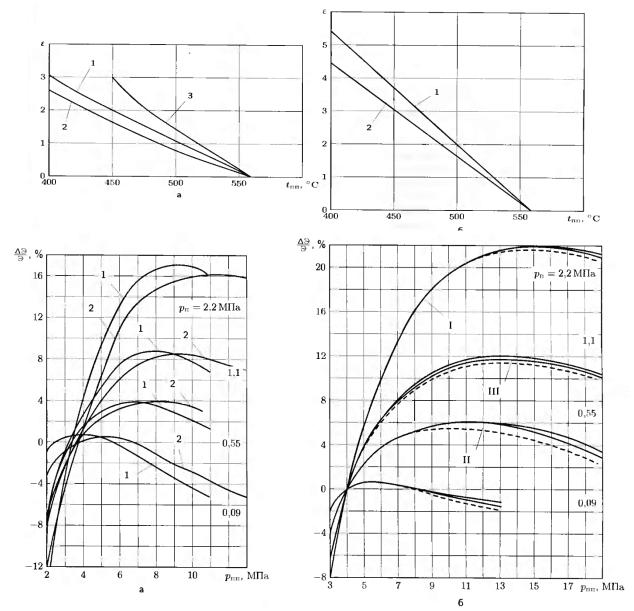


Рисунок 4 — Изменение экономичности турбины T-250/300-240 при снижении t_{nn} :

а – на котле за счет байпасирования паропарового теплоообменника и частичного обвода газов помимо промперегревателя;

б – путем впрыска воды после промперегревателя; 1-двухступенчатый подогрев воды; 2-одноступенчатый подогрев сетевой воды; 3-конденсационный режим

Как видно из рисунка 4, при снижении непосредственно за счет байпасирования паропарового теплообменника и частичного обвода газов помимо промперегревателя экономичность блока снижается в меньшей степени, нежели при снижении t_{nn} впрыском воды после промперегервателя, и на $10^{\rm e}$ C составляет соответственно 0.17%, 0.27% на теплофикационных режимах при двухступенчатом подогреве сетевой воды и 0.23%, 0.3% — на конденсационных режимах.

Большее влияние изменения температуры промперегрева на экономичность конденсационного режима работы турбины по сравнению с теплофикационными объясняется тем, что из-за разности в значениях противодавления величина располагаемого перепада на турбине после промежуточного перегрева пара на конденсационном режиме

больше, чем на теплофикационном. Соответственно при принятых в расчетах равных давлениях пара в регулируемых отборах на режиме с двумя отопительными отборами располагаемый перепад находящейся за промперегревом группы ступеней больше, чем на режиме с одним отопительным отбором.

Литература

- 1. Баринберг Г.Д. Паровые турбины и турбоустановки Уральского турбинного завода/ Г.Д. Баринберг, Ю.М. Бродов, А.А. Гольдберг, Л.С. Иоффе, В.В. Кортенко, В.Б. Новоселов, Ю.А. Сахнин. Екатеринбург: «Априо», 2010.
 - 2. «Современная теплоэнергетика», Трухний А.Д.,2004 г.
- 3. Турбины тепловых и атомных электрических станций / Под ред. А.Г. Костюка, В.В. Фролова. М.: Издательство МЭИ, 2001. 488 с.

УДК 621.311

ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ СИСТЕМЫ КОМПЕНСАЦИИ ДАВЛЕНИЯ ПРИ ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМАХ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКИ ТИПА ВВЭР-1000

Лешок В.И.

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

Система компенсации давления предназначена для компенсации объема теплоносителя при температурном расширении, для создания и поддержания давления в первом контуре в заданном интервале, для ограничения отклонений давления в аварийных или переходных режимах, а также для защиты первого конкура от превышения давления.

Система компенсации давления выполняет следующие задачи безопасности:

- защита оборудования первого контура от превышения установленного давления;
- отвод остаточных тепловыделений от активной зоны через импульснопредохранительные устройства компенсатора давления;
 - прием и конденсация парогазовой смеси из системы аварийного парогазоудаления.

Система компенсации давления выполняет следующие задачи нормальной эксплуатации:

- компенсация объема теплоносителя при температурных расширениях первого контура;
 - плавная компенсация небольших возмущений давления первого контура;
 - создание давления в первом контуре в период пуска реакторной установки;
 - снижение давления в первом контуре при расхолаживании реакторной установки;
- компенсация возмущений давления первого контура в переходных процессах реактора;
- сбор и конденсация протечек через импульсно-предохранительные устройства компенсатора давления в режиме нормальной эксплуатации;
- прием и конденсация пара, сбрасываемого при срабатывании импульснопредохранительных устройств компенсатора давления.

Система компенсации давления сохраняет работоспособность при всех проектных нарушениях условий нормальной эксплуатации и проектных аварийных ситуациях, за исключением некомпенсируемых течей первого контура, течей из первого контура во второй и ложного впрыска в компенсатор давления из системы подпитки при температуре воды 60÷70 °C.

Система компенсации давления является составной частью реакторной установки.

Основной узел системы – компенсатор давления. В состав системы также входят барботажный бак, импульсно-предохранительные устройства, трубопроводы и арматуры.

Барботажный бак обеспечивает прием пара из компенсатора давления без разрыва предохранительной мембраны в режимах нормальной эксплуатации и в режимах с нарушением нормальных условий эксплуатации реакторной установки. Импульсно-предохранительные устройства предназначены для защиты первого контура от превышения давления.

Соотношение водяного и парового объемов компенсатора выбрано из условия, что ни в одном из проектных режимов, за исключением режимов аварийного разуплотнения первого и второго контуров, не происходит заброса пара в первый контур из компенсатора давления и оголения его электронагревателей (ТЭН).

Мощность ТЭН обеспечивает проектную скорость разогрева в период пуска реакторной установки и поддержание давления во время работы на мощности.

На рисунке 1 представлена функциональная схема системы компенсации давления первого контура.

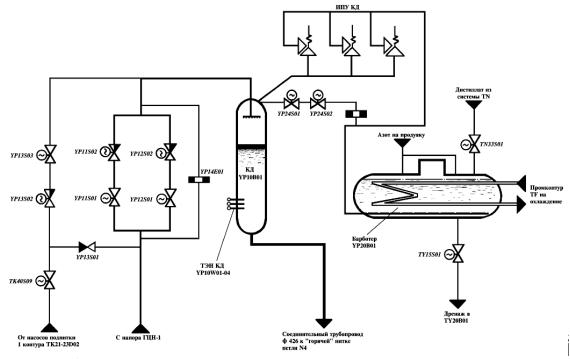


Рисунок 1 – Функциональная схема системы компенсации давления первого контура

Компенсатор давления соединен с «горячей» ниткой четвертой петли главного циркуляционного контура трубопроводом, называемым «дыхательным» и через который осуществляется переток теплоносителя из первого контура в компенсатор давления и обратно, и нормально заполнен теплоносителем и паром. Только в режимах разогрева и расхолаживания поддержание давления осуществляется за счет создания в компенсаторе давления азотной подушки. В верхнее днище компенсатора давления врезан трубопровод «холодного» впрыска, соединяющий напорный трубопровод главного циркуляционного насоса первой петли с верхним парогазовым объемом компенсатора. В этот трубопровод врезана линия впрыска от напорного коллектора системы подпитки-продувки первого контура, которая используется для расхолаживания компенсатора при отключенных главных циркуляционных насосах.

При небольших изменениях давления в первом контуре работает принцип самокомпенсации. При дальнейшем отклонении параметров в работу включаются технические элементы, ограничивающие и восстанавливающие параметры реакторной установки.

Принцип самокомпенсации заключается в следующем. При изменении нагрузки реактора в первом контуре изменяется средняя температура и, вследствие этого, объем теплоносителя. Изменения объема воспринимаются компенсатором давления, который или подает теплоноситель в контур, или принимает его из контура по «дыхательному» трубопроводу. При этом ограничение отклонений давления от номинального значения достигается за счет сжатия или расширения паровой подушки в компенсаторе давления. При расширении пара (уменьшении давления) среда в компенсаторе давления испаряется, способствуя, тем самым, поддержанию давления, а при сжатии паровой фазы (увеличении давления) происходит ее конденсация на поверхности среды, что ограничивает рост давления.

При достижении предельных значений уровня или давления вырабатываются импульсы на устройства управления и регулирования, которые производят действия, направленные на ограничение отклонений давления и уровня.

При повышении температуры в первом контуре в компенсатор давления поступает теплоноситель, что приводит к росту давления. Вследствие этого происходит отключение групп ТЭН. Если давление продолжает повышаться и после отключения ТЭН, то

открывается нормально закрытая арматура на линии впрыска и по линии впрыска подается теплоноситель с напорной главного циркуляционного насоса первой петли для конденсации пара в паровой подушке.

При понижении температуры объем теплоносителя в контуре уменьшается, что вызывает его вытекание из компенсатора. Паровая «подушка» увеличивается, и давление падает. Так как теплоноситель в компенсаторе давления находится при температуре насыщения, то падение давления приводит к его вскипанию, что уменьшает падение давления. При уменьшении давления включаются дополнительные группы ТЭН, которые при восстановлении давления последовательно отключаются.

С помощью компьютерной модели реакторной установки ВВЭР-1000 было исследовано поведение (изменение параметров) системы компенсации давления при изменении мощности реакторной установки с 100 % до 90 % от номинальной тепловой мощности. На рисунке 2 представлено исходное состояние реакторной установки.

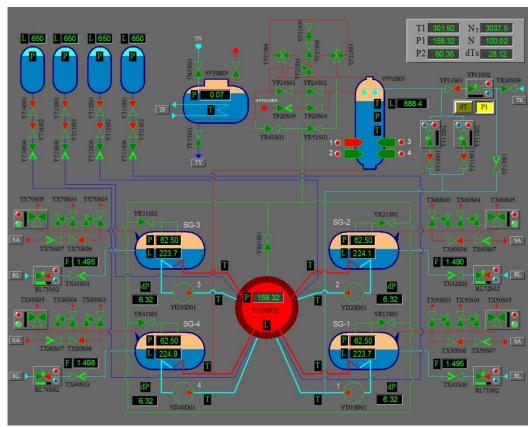


Рисунок 2 – Исходное состояние реакторной установки

В начальном состоянии при мощности 100 % уровень теплоносителя в компенсаторе давления составлял 8884 мм, давление в первом контуре — 159,32 кгс/см², давление пара во втором контуре — 60,35 кгс/см², температура теплоносителя первого контура на входе в реактор — 301,92 °C. При этом в режиме поддержания давления находилась первая группа ТЭН компенсатора (и периодически вторая), необходимая для компенсации тепловых потерь и подогрева среды, поступающей по байпасу трубопроводов впрыска и используемой для их прогрева, а также для перемешивания среды с целью выравнивания концентрации борной кислоты и химических реагентов в первом контуре и компенсаторе давления.

При достижении мощности 90 % параметры реакторной установки изменились, что и показано на рисунке 3.

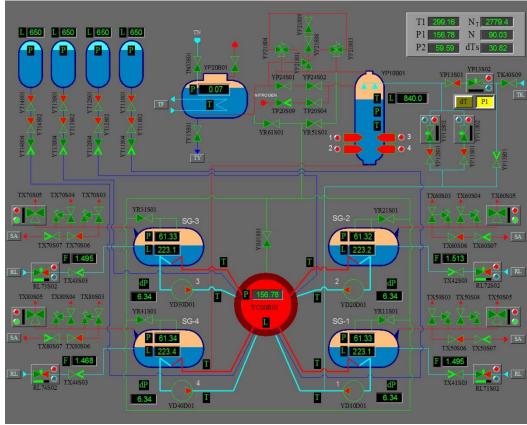


Рисунок 3 – Состояние реакторной установки при достижении 90 % мощности

В этом состоянии уровень теплоносителя в компенсаторе давления составил 8400 мм, давление в первом контуре – $156,78 \text{ krc/cm}^2$, давление пара во втором контуре – $59,59 \text{ krc/cm}^2$, температура теплоносителя первого контура на входе в реактор – $299,16 \,^{\circ}\text{C}$.

При снижении мощности реакторной установки температура теплоносителя уменьшилась, что привело к увеличению плотности теплоносителя и уменьшению его удельного объема. Объем водяной фазы в компенсаторе уменьшился, паровой – увеличился. В результате произошло уменьшение давления в первом контуре и уменьшение температуры насыщения. Так как теплоноситель в компенсаторе давления имеет температуру несколько выше температуры насыщения при давлении 156,78 кгс/см², теплоноситель в компенсаторе вскипает. Однако скорость парообразования в этом случае не позволяет скомпенсировать столь большое уменьшение давления. Далее включились все четыре группы ТЭН компенсатора и давление в контуре начало подниматься, достигнув в конечном итоге номинального давления первого контура.

Таким образом, система компенсации давления позволила восстановить давление в первом контуре до номинального и обеспечить условия для надежной и безопасной эксплуатации реакторной установки.

Литература

- 1. Моргунова Т.Х. Атомные электрические станции: Учебник для вузов.—3-е изд., перераб. и доп.—М.: Высш. школа, 1978.—360 с.: ил.
- 2. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник /Под общ. ред. В.А. Григорьева, В.М. Зорина. 2-е изд., перераб. М.: Энергоатомиздат,1989. 608 с.: ил.
- 3. Тевлин С.А. Атомные электрические станции с реакторами ВВЭР-1000: Учебное пособие для студентов вузов. М.: Издательство МЭИ, 2002. 344 с.: ил.

УДК 621.3

О РЕЖИМАХ РАБОТЫ МОЗЫРСКОЙ ТЭЦ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ ПОСЛЕ ПУСКА БЕЛОРУССКОЙ АЭС

Лихута А.В.

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

Режимы работы электростанций объединенной энергосистемы Беларуси определяются суточным графиком нагрузки энергосистемы, в которой они работают. Общая нагрузка энергосистемы распределяется между отдельными ТЭС в соответствии с энергетическими и маневренными характеристиками последних.

В настоящее время основной проблемой Белорусской энергосистемы является прохождение ночных минимумов нагрузок в отопительный период. Выработка электроэнергии зависит от температуры наружного воздуха и меняется незначительно. При этом суточное электропотребление неравномерное и имеет часы максимума около 6200 МВт, а в часы минимума около 3970 МВт. Разница, на которую должны разгрузиться электростанции ОЭС Беларуси, составляет 2230 МВт.

В межотопительный период в связи с малыми теплофикационными нагрузками ТЭЦ проблем с прохождением ночных минимумов нагрузок нет. Однако в этот период наблюдается дефицит конденсационных мощностей (3385 МВт при максимальном потреблении 4750 МВт), которые обеспечиваются за счет конденсационных электростанций (Лукомльская ГРЭС – 2429,5 МВт, Минская ТЭЦ-5 – 320 МВт, Березовской ГРЭС – 1060 МВт), импорта электроэнергии или путем включения оборудования ТЭЦ в неэкономичном конденсационном режиме до 1 ГВт.

Мозырская ТЭЦ работает в основном по тепловому графику нагрузок с минимальным расходом пара в конденсатор работающей турбины (ПТ-70-130/40/13 ст №1 или ПТ-135/165-130/15 ст №2), обеспечивая тепловые нагрузки предприятий крупного промышленного узла (в т.ч. Мозырского нефтеперерабатывающего завода — потребителя 1-й категории) и отопительных нагрузок жилищно-коммунального сектора г. Мозыря. Режим работы по тепловому графику является наиболее экономичным благодаря минимальному пропуску пара в конденсатор. При таком режиме электрическая мощность определяется отпущенным теплом. При работе турбины в режимах с полностью загруженными отборами пара имеет наименьший удельный расход топлива. В настоящее время, при покрытии электрического графика нагрузки энергосистемы, Мозырская ТЭЦ занимает его базовую часть и не участвует в нормированном первичном регулировании и вторичном регулировании, а принимает участие лишь в общем первичном регулировании в соответствии со статическими характеристиками турбин и при необходимости, по диспетчерскому графику, незначительно снижает нагрузку в часы очных провалов или повышает нагрузку при дефиците мощности в энергосистеме.

При работе ТЭЦ в одной энергосистеме с Белорусской АЭС, на первый план выходят такие параметры ТЭЦ, как минимально и максимально возможные нагрузки ТЭЦ (регулировочный диапазон), возможность работы оборудования ТЭЦ ниже теплового графика вплоть до технического минимума в ночное время (часы провала) и набора максимальной нагрузки (в межотопительный период или при аварийном отключении АЭС). Поскольку мощностей ТЭС оперативного регулирования (Лукомльская ГРЭС, Минская ТЭЦ-5, Березовской ГРЭС) не хватает, к выравниванию графиков электрических нагрузок привлекаются ТЭЦ, турбоагрегаты которых работают по тепловому графику нагрузки с полностью закрытыми диафрагмами теплофикационных отборов. Для участия в регулирование графика электрических нагрузок определено заранее в зависимости от периода года. В случае Мозырской ТЭЦ осуществляется разгрузкой производственных и теплофикационных отборов турбин с передачей их на РОУ/БРОУ и пиковые бойлеры.

	Значение			
	Пар 10 ата	Пар 14 ата	Пар 40 ата	Пар 1,2 ата (Т-отбор)
	Межотопительный период			
	(данные за июль 2015 г. При to.c.= $+12+27$ °C)			
Давление Р, Мпа	1,07	1,37	3,9	1
Температура Т, оС	270	280	400	1
Расход G, т/ч	31-52	62-65	32-38	-
Расход тепла на	-	-	-	От 16 (приtо.с.=+26,4°C)
отопление и ГВС				До 18 (приtо.с.=+14,6°С)
Q, Гкал/ч				
		O	топительный	период
	(данные за январь 2015 г. При to.c.= — 13+ 4.7°C)			
Давление Р, Мпа	1,1	1,4	3,9	-
Температура Т, °С	255	275	400	-
Расход G, т/ч	93-126	62-66	34-44	-
Расход тепла на	-	-	-	От 73 (приtо.c.=+4,7°C)
отопление и ГВС				До 129 (приtо.с.=-13 °C)
Q, Гкал/ч				

Таблица 1 – Характерные тепловые нагрузки ТЭЦ за 2015 год

При выполнении переменного суточного графика электрической нагрузки на первый план выходит такое понятие, как манёвренность ТЭС. Это комплекс свойств энергетического оборудования, определяющих его способность быстро откликаться на требования энергосистемы изменять свою мощность, быстро пускаться и останавливаться без снижения надежности.

Основными показателями маневренности являются:

- 1. Диапазон регулирования нагрузки
- 2. Скорость изменения нагрузки
- 3. Пусковые характеристики энергоблока
- 4. Мобильность (подхват нагрузки вращающимся резервом при падении частоты в сети)
- 5. Инерционность переходных процессов изменения нагрузки разных видов оборудования.

На Мозырской ТЭЦ представлено следующее основное оборудование:

1. ΠT-135/165-130/15

Время пуска и взятия полной нагрузки турбины из холодного состояния (4,4-5,5 часов), так и из неостывшего (4,4-2,1 часа) и горячего состояния (2,1-1,3 часа) является значительным и не позволяет в дальнейшем рассматривать в отопительный период для данной турбины режим регулярных пусков и остановов, с ежедневным остановом турбины на ночь в горячий резерв и пуск турбины утром для покрытия базовой части нагрузки энергосистемы. На Мозырской ТЭЦ данный режим также не может быть реализован по условиям надежности энерго- и теплоснабжения потребителя первой категории ОАО «Мозырский НПЗ», так как в этом случае пропадает резервирование его по теплоснабжению паром 10,14 и 40 ата и электроэнергии при отключении ТЭЦ от всех источников электрической сети. По этой же причине не может быть применен вариант работы турбины в моторном режиме. Поэтому основным вариантом прохождения часов ночных провалов электрической нагрузки в энергосистеме в отопительный период является глубокая разгрузка турбины до минимально возможной электрической нагрузки.

Важной характеристикой маневренности турбины является также допустимая скорость нагружения и разгружения. Согласно заводской инструкции по эксплуатации разгрузка

турбины производится одновременно со скоростью 2-4 МВт/мин с сохранением номинальной температуры свежего пара.

Основными ограничивающими факторыми времени пуска, а также разгружения и нагружения турбины являются необходимость соблюдения основных критериальных величин по турбине: относительное расширение и осевой сдвиг ротора, искривление вала, скорости прогрева металла ЦВД, РК, АСК и перепускных труб, соблюдение разностей температур по верху-низу ЦВД, фланец-шпилька и др.

Кроме соблюдения основных критериальных величин на турбине при пусках из различных состояний и изменениях нагрузки значительное влияние оказывает масса ручных операций. Из-за отсутствия автоматизации процессов на турбине, дистанционного управления регуляторами отборов пара, а также ручных операций, связанных с переключениями по РОУ/БРОУ время, затраченное на пуск, скорость нагружения или разгружения турбины может превышать нормативные значения.

2. IIT-70-130/40/13

Время пуска и взятия полной нагрузки турбиной из холодного состояния (около 5,5 часов), так и из горячего/неостывшего состояния (около 3,75 часа) является значительным и также, как и в случае с ПТ-135/165-130/15 не позволяет в дальнейшем рассматривать в межотопительный период времени, когда в работе находится турбина ПТ-70-130/40/13. Режим регулярных пусков и остановов с ежедневным остановом турбины на ночь в горячий резерв (на часы ночных провалов электрической нагрузки в энергосистеме) и пуск турбины утром для покрытия базовой части нагрузки энергосистемы. На Мозырской ТЭЦ данный режим также не может быть реализован по условиям надежности энерго- и теплоснабжения потребителя первой категории ОАО «Мозырский НПЗ», так как в этом случае пропадает резервирование его по теплоснабжению паром 10,14 и 40 ата и электроэнергии при отключении ТЭЦ от всех источников электрической сети. По той же причине в межотопительный период времени моторный режим тоже не может быть применен на данной турбине в ночное время суток. В этой связи основным вариантом прохождения часов ночных провалов электрической нагрузки в энергосистеме в межотопительный период времени является глубокая разгрузка турбины ПТ-70-130/40/13 до минимально возможной электрической нагрузки.

Согласно инструкции по эксплуатации турбины, при ее работе в различных режимах должны соблюдаться основные критерии:

• Работа турбины в конденсационном режиме.

После длительной работы турбины скорость изменения нагрузки в интервале от 60% до 100% номинальной мощности не должна превышать $3\%N_{\text{ном}}$ в минуту (1,8 MBт/мин). При отсутствии каких-либо других ограничений, турбину можно разгрузить с номинальной мощности в конденсационном режиме 61,6 MBт до нагрузки 37 MBт за 14 минут, а нагрузить с 37 MBт до 61,6 MBт за 20,5 минут.

• Работа турбины в режимах с отборами пара на производство и отопление.

Скорость нагружения и разгружения турбины производственными и теплофикационными отборами не должна превышать 5т/ч в минуту, что приблизительно соответствует скорости нагружения и разгружения турбины не выше 1 МВт/мин. Включение производственного и теплофикационного отборов разрешается производить при нагрузке турбины 15 МВт. Стоит отметить, что возможности стабильной работы регуляторов отборов при низких нагрузках турбины (ниже 15 МВт, вплоть до минимальной 5-10 МВт) до конца не изучены.

Кроме того, при пусках из различных состояний и изменениях нагрузки значительное влияние оказывает масса ручных операций, связанных с переключением по РОУ/БРОУ/РУ, которые в настоящее время не автоматизированы и имеют ряд существенных недостатков (поддержание температуры пара и давления в ряде случаев ведется в ручном режиме, существующие подсистемы регулирования являются устаревшими и не имеют возможности

внесения в них изменений, большая пропускная способность регулирующих клапанов впрыска).

3. Котельное оборудование. Паровые котлы ТГМ-84Б ст.№1, 2, 3, 4.

Котельные агрегаты типа E-420/140 ГМ ст.№1, 2, 3, 4 однобарабанные с естественной циркуляцией, выполненные по П-образной схеме с параметрами свежего пара за котлом 420 т/ч, 14 Мпа, 560 С°, смонтированные в 1974-1975 гг. Пароперегреватель котла выполнен радиационно-конвективным, двухпоточным, четырёхступенчатым, с трехступенчатым регулированием температуры перегретого пара впрыском «собственного» конденсата.

В 2006-2007 гг. котлоагрегаты ст.№1, 2, 3 переведены на сжигание природного газа. После реализации проекта основным топливом является природный газ, резервным — мазут. Также осуществлен перевод на управление технологическим процессом от АСУ ТП. Данные котлоагрегаты в целом находятся в удовлетворительном состоянии и обладают в своем диапазоне регулирования (130-420 т/ч) достаточной маневренностью для поддержания необходимых параметров пара перед турбинами в стационарных и переходных процессах.

Котлоагрегат №4 работает на сжигании мазута и не управляется от АСУ ТП. Используется как резервный в отопительный период и работает крайне редко.Котлоагрегат №5 в настоящее время находится в неудовлетворительным состоянии и к пуску не пригоден, поэтому в данной работе не рассматривается.

Важными характеристиками маневренности котла являются также допустимая скорость нагружения и разгружения. Согласно инструкции по эксплуатации скорость снижения и набора нагрузки на котле не должна превышать 30 т/ч за минуту.

Система регулирования котлов построена таким образом, что один из работающих котлов работает в «режиме главного регулятора», поддерживая заданное давление в одной из трех секций главной паровой магистрали в соответствии с заданием, а остальные котлы работают в «базовом» режиме, поддерживая заданный расход газа на котел и давление в барабане. При изменениях нагрузки на турбине сначала изменяется давление в главной паровой магистрали, а затем уже в барабане котлов, поэтому котлоагрегат, установленный в «режиме главного регулятора», изменяет нагрузку первым.

По результатам наладочных работ на котлоагрегатах ст.№1, 2, 3 при набросе электрической нагрузки (возмущений) ан турбине в размере 10-15 МВт максимальное падение давления в главной паровой магистрали составило 0,2-0,3 Мпа, регулятор плавно восстановил давление в главном паровом паропроводе до первоначального значения в течение 5-7 минут.

Основные ограничивающие факторы, влияющие на набор нагрузки ТЭЦ, являются:

• Низкий уровень (расход) производственного отбора.

Недостаточный отпуск пара в производственный отбор приводит к естественному росту давления в П-отборе турбины.

• Недостаточная пропускная способность циркводоводов.

Недостаточная пропускная способность циркводоводов в летний период в совокупности с низким уровнем производственного отбора при совместной работе двух турбоагрегатов приводят к ограничению мощности на турбоагрегате ПТ-135/165-130/15 от 4 до 49 МВт.

• Состояние градирен №1, 2

Градирня №2 в настоящий момент находится в крайне неудовлетворительном состоянии. У градирни существует крен, а также проблемы с несущей конструкцией. Градирня №1 тоже требует ремонта.

Основные ограничивающие факторы, влияющие на снижение нагрузки ТЭЦ являются:

• Зависимость электрической нагрузки от температурного графика отпуска тепловой энергии.

В межотопительный период минимальная электрическая нагрузка составляет около 30 МВт и по большей части зависит от отпуска тепла на горячее водоснабжение и технического

минимума котлов. В отопительный период минимальная электрическая нагрузка составляет 60 МВт и по большей части зависит от отпуска тепла на отопление и ГВС и в основном определяется температурой наружного воздуха.

Из трех параметров, которые определяют режим теплофикационной турбины, один — температура обратной сетевой воды — является неуправляемым и определяется режимом работы всей системы теплоснабжения; два других параметра — тепловая нагрузка отбора и расход сетевой воды — являются управляемыми и поддерживаются на ТЭЦ на заданном уровне для поддержания температуры прямой сетевой воды в зависимости от температуры наружного воздуха.

В отопительный период определяющей является температура сетевой воды на город в подающем трубопроводе от котельной ОАО «Мозырьсоль» (2-ой контур). При этом для поддержания заданной температуры во 2-ом контуре и соблюдения температурного графика, температура прямой сетевой воды от Мозырской ТЭЦ до котльной ОАО «Мозырьсоль» (1-й контур) поддерживается на величину около 20 С° выше, чем во 2-ом контуре.

Тепловая нагрузка ГВС меняется в течение суток в соответствии с разбором горячей воды абонентами: утренний пик, вечерний пик и ночной провал. Поэтому с графиком тепловой нагрузки ГВС меняется и температура обратной сетевой воды после абонентов, но до ТЭЦ с учетом двухконтурной системы сетевой воды эти изменения доходят с большим запаздыванием из-за большой протяженности и емкости тепловой сети. При работе ТЭЦ по тепловому графику повышение температуры обратной сетевой воды в конечном счете приводит к разгрузке турбины, как по отпуску теплоты, так и по электроэнергии.

Одним из возможных методов для стабилизации температуры обратной сетевой воды и увеличения степени разгрузки турбины ночью возможен переход к суточному регулированию температуры сетевой воды, а именно снижение ее ночью. При этом тепловая нагрузка ТЭЦ в течение суток остается постоянной, а изменение температуры внутри помещений при снижении температуры сетевой воды в подающей линии от ТЭЦ с учетом большой протяженности и емкости тепловой сети будет незначительным. Однако это требует расчетов и согласований нового температурного графика.

Для турбоагрегата ПТ-70-130/40/15 можно выделить следующее. При пусках, нагружениях и разгружениях турбины возникают проблемы с увеличенным значением относительных тепловых расширений ротора ВД и разности верх-низ ЦВД. Пусковые операции растянуты во времени в связи с проблемами, возникающими при прогреве ЦВД, т.к. верх цилиндра прогревается гораздо быстрее низа. Это обусловлено не плотностью разъема ЦВД, нестандартный порядок открытия регулирующих клапанов ЦВД из-за расположения кулачков, заниженный диаметр дренажного трубопровода из корпуса ЦВД, а также самой конструкции ЦВД.

Для турбоагрегата ПТ-135/165-130/15 отметим следующие факторы.

Имеет физический износ и ряд недостатков, которые оказывают значительное влияние на маневренные характеристики и надежность работы. Оборваны штоки двух регулирующих клапанов ЦВД. Поэтому турбина работает в щадящем режиме на нагрузке около 95 МВт без разгрузок и нагрузок. Т.к первый регулирующий клапан оборван, турбина не имеет возможности взять номинальную нагрузку, максимальный расход пара на турбину в такой ситуации составляет 700 т/ч.

Имеется износ ротора низкого давления. Согласно предписанию «Уральского турбинного завода» от 2006 г. РНД должен быть реконструирован в части замены цельнокованых дисков 18 и 19 ступеней насадными. В случае обнаружения трещин от 10 до 13 мм ротор будет допущен к эксплуатации на срок не более 18 месяцев последующей заменой. Вероятность появления трещины в канавках составляет 80%. Вероятность того, сто ротор будет забракован при реконструкции более 50%. Простой турбины составит от 14 до 15 месяцев.

Увеличенная конденсационная выработка электроэнергии («на конденсационном хвосте») при работе на тепловом графике.

Все операции по переключениям выполняются в ручном режиме с устаревших панелей управления и приборов КИП, расположенных на ЦТЩ по месту установки турбины. Дистанционное управление регуляторами отборов турбины в настоящий момент отсутствует.

Также отсутствует АСУ ТП схема резервирования выдачи пара тепловому потребителю (POУ/БРОУ/РУ).

Для паровых котлов ТГМ-84Б ст.№1, 2, 3, 4 важно отметить, что минимальная нагрузка котла составляет 130 т/ч, что оказывает влияние на технический минимум ТЭЦ в межотопительный период при работе турбины ПТ-70-130/40/15, когда в работе по условиям надежности теплоснабжения потребителя 1-ой категории (ОАО «МНПЗ») должны находиться в работе минимум два колоагрегата. В данном случае общий минимальный расход пара составляет 260 т/ч.

В настоящий момент запланированы работы по модернизации горелочных устройств на котлоагрегате N23. Будут произведены работы по определению расчетного технического минимума котлоагрегата N23 и расчету возможности его работы на пониженных параметрах пара 10 Мпа и 535 С° и оценена возможность перевода турбин и оборудования ТЭЦ на пониженные параметры пара.

После перевода котлов на работу при пониженных параметрах пара, минимальная нагрузка котлоагрегата .№1, 2, 3 уменьшится со 130 т/ч до 90 т/ч. Это даст снижение общей паропроизводительности от котлов с 260 т/ч до 180 т/ч, что позволит уменьшить минимальную нагрузку турбины ПТ-70-130/40/15 в этот период с 25-30 МВт до 5-10 МВт и даст возможность разгружать Мозырскую ТЭЦ в межотопительный период до 5-10 МВт в часы ночных провалов в энергосистеме. Однако это потребует перенастройку определенного числа регуляторов, расходомеров и т.д.

Также, при переводе котлов на роботу при пониженных параметрах потребует решения вопроса уменьшения перепада давления на регулирующем клапане регулятора уровня в барабане (РПК). В настоящий момент перепад на клапане 15-25 бар. Один из способов решения – применение гидромуфты на ПЭН №4, проект установки которой уже есть.

Недостаточное давление газа на горелки котлоагрегата №2. При определенных нагрузках не хватает давления газа, при его подачи к горелкам. Оперативный персонал вынужден увеличивать давление газа от ГРП и переставлять защиту по повышению газа, а затем ее возвращать.

При работе на газе и снижении паровой нагрузки на котлоагрегатах №1, 2, 3 до 180-160 т/ч в работе остается 6 форсунок. При этом наблюдается недостаточный перегрев свежего пара. Для увеличения перегрева свежего пара увеличивают избыток воздуха на отключенные горелки. В случае перевода котлов на пониженные параметры, это проблема перегрева пара усугубиться, что скажется на маневренных характеристиках.

При регулировании температуры перегретого пара, поступающего от котлоагрегатовк турбинам возникают проблемы. Установка впрыска собственного конденсата состоит из 8 конденсаторов, которые в настоящий момент имеют не плотности, что приводит к тому, что в конечном счёте сказывается на температуре впрыскиваемого конденсата в пароперегреватель и плохом регулировании температуры перегретого пара.

Проблемы регулирования производительности дутьевых вентиляторов и дымососов котлоагрегатов. В настоящий момент при работе котлоагрегатов на техническом минимуме 130 т/ч направляющие аппараты дутьевых вентиляторов и дымососа практически закрыты (7-8%) и имеют неконтролируемый пропуск газов, что влияет на величину и глубины разгрузки котлов и величину нижней границы технического минимума их производительности.

Устранение указанных проблем позволит осуществлять глубокую разгрузку энергоблоков на Мозырской ТЭЦ и при этом осуществлять энерго- и теплоснабжение потребителю 1-ой категории «Мозырский НПЗ».

УДК 621.187

МЕТОДЫ ОЧИСТКИ КОНДЕНСАТОРОВ

Олизарович Е.А.

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

Конденсаторы турбин выводятся на химическую очистку при повышении давления отработанного пара по сравнению с нормативными значениями на $0.5 \text{ к}\Pi a (0.005 \text{ kr}*c/cm2)$.

Общие требования к выбору оптимального способа очистки конденсаторов и их характеристики:

- полное отсутствие остатков отложений, которые ускоряют образование новых отложений;
- очистка трубок от отложений любого состава, в том числе от механических включений, закупоривающих трубки;
 - малое энергопотребление;
 - высокий ресурс элементов установок очистки;
 - небольшие габариты и масса установки;
 - малые расходы воды или другой среды (вода < 2,0 т/ч; воздух $< м^3/мин$);
- отсутствие возникновения механических и скрытых повреждений трубок теплообменников при очистке;
 - экологическая безопасность:
 - приемлемая стоимость очистки.

Существуют химические (реагентные) и безреагнтные (механические) методы очисток.

Таблица 1 – Методы очистки конденсаторов Методы очистки конденсаторов:

Методы очистки конденсаторов:		
химические (реагентные)	механические (безреагентные) - механическая очистка	
	 метод шариковой очистки метод очистки водовоздушной смесью термическая сушка 	
	- вакуумная термическая сушка - гидромеханический способ	

Химический метод. Он заключается в обработке отложений специальными моющими растворами.

Сущность метода химической очистки заключается в том, что кислоты, вступая во взаимодействие с отложениями в процессе промывки оборудования, растворяют их, переводя не растворимые в воде соли в растворимые.

Практически все моющие растворы по отношению к металлу являются коррозионно-активными. Оптимальными считаются такие методы химической очистки, которые обеспечивают сочетание высокой скорости растворения продуктов коррозии и отложений с минимальной коррозией конструкционных материалов.

Используются следующие методы проведения химических очисток:

- метод травления без циркуляции раствора. Очищаемый объем заполняется выбранным моющим средством, выдерживается определенное время и сбрасывается. Эта операция повторяется несколько раз до полного удаления отложений. Метод длительный, связан с большими расходами моющих средств. Используется в основном для котлов низких параметров;
- метод принудительной циркуляции моющих растворов с помощью специальных насосов. Является значительно более эффективным, и на ТЭС и АЭС применяют именно его. Безреагентные методы очистки конденсаторов.

Механическая очистка. Очистка производится щетинными ершами, укрепленными на длинных шомполах и приводимыми в действие вручную, а также с помощью механических, электрических, гидравлических или пневматических устройств; резиновыми цилиндриками или поршеньками, проталкиваемыми через очищаемую трубку шомполами; водой или воздухом под давлением с помощью пистолетов различной конструкции или других устройств; струей воды под большим давлением и в отдельных случаях с примесью песка, воздуха и т.д.

Механическая очистка трубок относится к трудоемким способам, требует больших затрат ручного труда и времени. Иногда используется после проведения химической очистки, если обнаружится, что трубки очищены недостаточно.

Метод шариковой очистки. Эффективным профилактическим методом поддержания чистоты охлаждающей поверхности конденсаторов может быть очистка трубок эластичными шариками, которые препятствуют образованию внутритрубных отложений трубок конденсатора заключается в циркуляции через трубную систему определенного количества эластичных шариков из пористой резины, которые, касаясь внутренних стенок конденсаторных трубок, счищают приставшие к поверхности загрязнения (рисунок 1). Диаметр шариков может быть, как больше, так и меньше внутреннего диаметра трубок.

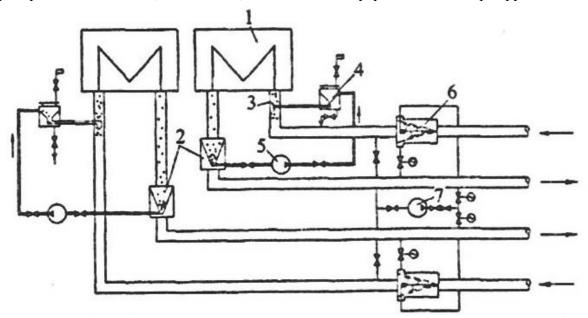


Рисунок 1 — Шариковая очистка трубок конденсатора паровой турбины: 1 — конденсатор; 2 — шарикоулавливающее устройство; 3 — узел ввода шариков в циркуляцию; 4 — загрузочная камера; 5 — насос сортировки шариков; 6 — осевой фильтр предочистки; 7 — насос промывки фильтров.

Накопленный опыт очистки конденсаторов с помощью резиновых монолитных шариков, диаметр которых на 1-2 мм меньше внутреннего диаметра конденсаторных трубок, показал эффективность их применения только для предотвращения образования мягких отложений. При прохождении шарика, диаметр которого меньше внутреннего диаметра трубки, имеет место явление утрамбовки отложений, создающее в дальнейшем трудности при удалении плотного слоя отложений.

Для получения наибольшей эффективности очистки шарики обычно выполняются из губчатой резины с различной степенью жесткости и диаметром на 1-2 мм больше внутреннего диаметра трубок. Под действием разности давлений на входе и выходе из трубки шарики продавливаются, касаясь стенок всем периметром. Эффективность очистки увеличивается, но существует опасность застревания шариков в трубках.

Резиновые шарики, первоначально помещенные в загрузочную камеру, вводятся струйным насосом в напорную линию конденсатора. Плотность шариков соизмерима с

плотностью воды. За счет градиента давления между входной и выходной водяными камерами шарики сжимаются и вместе с потоком волы проходят через трубки, счищая отложения, не имеющие прочного сцепления со стенкой. Частицы отложений уносятся потоком, а шарики улавливаются на выходе решеткой или сеткой и с помощью насоса возвращаются в цикл. Для удаления изношенных шариков и восполнения их количества предусмотрены устройства ввода и вывода шариков.

Подвод шариков может осуществляться непрерывно, периодически и залпами. При непрерывной очистке система работает вместе с конденсатором, а шарики заменяются по мере их износа. Количество циркулирующих шариков составляет обычно 10-15% от количества трубок. Шарик обегает контур за 30-40 с, попадая в каждую трубку в среднем через 5 мин. При скорости 2 м/с и общей длине двух ходов конденсаторных трубок 18 м за 10 ч непрерывной циркуляции шарик проходит путь 20 км. Периодически (раз в неделю) происходит сбор, измерение степени износа и замена шариков. Степень износа шариков зависит от материала, из которого они выполнены, и характера загрязнений. Особенно интенсивный износ наблюдается в первые часы работы, затем он стабилизируется и составляет от 0,005 до 0,02 мм/ч. Периодичность замены составляет порядка 400-900 ч непрерывной циркуляции.

При периодической очистке шарики циркулируют по контуру в течение определенного периода времени (например, 2 ч в сутки). При залповой системе шарики проходят через трубную систему один раз, после чего они все собираются в загрузочную камеру до следующего залпа. Для обеспечения такой же частоты прохождения шариков по трубкам требуется загрузка шариков в 4-6 раз большая, чем при непрерывной очистке. Равномерность распределения шариков по трубкам практически не зависит от способа подачи, а определяется в основном равномерностью скорости потока воды в водяной камере, соответствием плотности шариков плотности охлаждающей воды и конструкцией узла ввода шариков в циркуляционный водовод.

Метод очистки водовоздушной смесью. Метод очистки водовоздушной смесью заключается в периодической подаче воздуха в воду, охлаждающую работающий конденсатор, что обеспечивает удаление рыхлых илистых и органических отложений, слабо сцепленных со стенкой трубки. Эффект очистки реализуется за счет возникновения дополнительных тангенциальных напряжений в пристенной области и самих отложениях, флотации воздушными пузырьками дисперсных частиц примесей, уменьшения толщины или возмущения пристенного ламинарного подслоя.

При осуществлении водовоздушной очистки конденсатора необходимо организовать равномерное распределение водоноздушной смеси по всему трубному пучку, определить оптимальные и максимально допустимые расходы воздуха при различных расходах охлаждающей воды.

Равномерность распределения водовоздушной смеси по всем трубкам пучка достигается установкой специальных коллекторов различной конструкции во входной водяной камере или напорном водоводе конденсатора. Равномерность раздачи смеси по пучку зависит от скорости воды в водяной камере. С увеличением скорости воды равномерность распределения смеси повышается.

По данным ряда исследователей оптимальное газосодержание составляет 6-9 % от начального расхода циркуляционной воды. С увеличением газосодержания средний размер пузырей и частота их следования увеличиваются, при этом наблюдается группировка пузырей, приводящая при газосодержании, большем 10 %, к волновому движению смеси в трубке. При увеличении расходов воздуха выше допустимых может происходить скопление воздуха в верхней части сливной водяной камеры и прекращении циркуляции охлаждающей воды через конденсатор.

Термическая сушка. Этот способ может быть применен для удаления отложений, обладающих способностью к растрескиванию и отслаиванию при высыхании. К открытому люку водной камеры подсоединяют легкий металлический короб или один конец гибкого

рукава (например, изготовленного из брезента), другой конец рукава соединяют с напорным патрубком специально устанавливаемого вентилятора (рисунок 2).

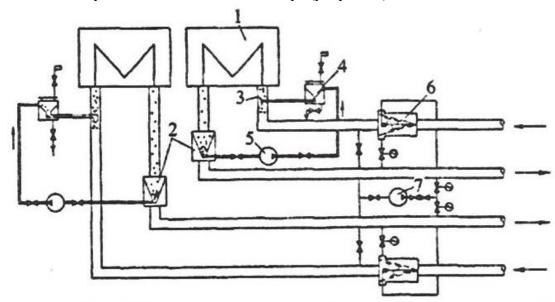


Рисунок 2 — Схема сушки в трубах конденсатора: 1 — конденсатор; 2 — вентилятор; 3 — калорифер; 4 — гибкий рукав.

Для ускорения и повышения эффективности сушки осуществляется подогрев трубной системы конденсатора или сушильного воздуха. Подогрев воздуха до температуры 50-60 °C может быть осуществлен в калорифере или путем подмешивания горячего воздуха, отобранного после воздухоподогревателя котла. Для подогрева трубок конденсатора при их очистке на работающей турбине должен быть ухудшен вакуум (повышена температура отработавшего пара). На остановленной турбине подогрев может быть осуществлен путем подачи в конденсатор папа от постороннего источника. Может быть также использовано аккумулированная теплота после останова блока.

Нагрев трубок до 50-60 °C можно осуществлять и горячей водой, поданной в паровое пространство конденсатора после остановки турбины. После высыхания отложения растрескиваются и отслаиваются от стенок трубок, частично отпадают, частично уносятся с воздухом. Оставшиеся отложения после подключения конденсатора удаляются потоком воды. Продолжительность сушки при применении различных способов подогрева составляет от 4 до 6 ч, а при использовании холодного воздуха продолжительность сушки может достигать 12-24 ч.

Применение термической сушки позволяет обеспечить снижение недогрева воды до температуры насыщения в конденсаторе на величину от 2 до 4 °C.

Наибольший выигрыш во времени получается в результате применения комбинированного способа, при котором одновременно осуществляются ухудшение вакуума и подогрев воздуха.

Вышеприведенные способы достаточно просты, удобны в эксплуатации, не требуют больших трудозатрат. Механический износ трубок отсутствует. Однако в ряде случаев эти способы не обеспечивают полного удаления отложений даже при сушке продолжительностью до 18 ч. Со временем при многократном применении эффект может уменьшаться, что потребует использования других способов очистки. Сушку невозможно выполнять при неисправности арматуры по охлаждающей воде.

Вакуумная термическая сушка. Она позволяет произвести удаление отложений при работе турбины без вскрытия люков конденсатора и в короткий срок. В отключенной и осушенной водяной камере конденсатора создается вакуум более глубокий, чем в паровом пространстве конденсатора работающей турбины, при этом происходят вскипание и

выпаривание влаги, содержащейся в отложениях. Конденсация образующегося пара осуществляется в конденсаторе смешивающего типа.

Образовавшийся конденсат удаляется в сливной водовод. Удаление воздуха из смешивающего конденсатора осуществляется по трубопроводу эжектором (используются резервный и основной эжекторы).

Для успешного выполнения вакуумной сушки необходимо обеспечивать высокую герметичность трубопроводов охлаждающей воды. Такой способ позволяет выполнить сушку отключенной половины конденсатора всего за один час. После подключения конденсатора к циркуляционной системе отложения смываются потоком воды.

Гидромеханический способ. Способ заключается в гидромеханическом разрушении твердых (как правило, карбонатных) отложений на внутренней поверхности трубок теплообменников методом скалывания вращающейся роликовой насадкой или конической зубчатой коронкой (соответственно роликами или зубьями со специальным профилем) с последующим удалением отложений потоком движущееся воды.

Установка под наименованием состоит из следующих основных узлов: ротационного пневмомотора, работающего от источника сжатого воздуха давлением 0,63 МПа с расходом 1,5 м3/мин; подводящего воздушного штуцера редуктора со сменными блоками шестерен, позволяющими иметь на выходе установки четыре скорости вращения выходного вала; водяной насадки, позволяющей подавать воду от приемного штуцера внутрь оболочки гибкого вала и далее к очистному инструменту; блоков подачи воды и воздуха; ручки для переноски установки.

На рисунке 3 показана схема очистки трубок теплообменников роликовой насадкой.

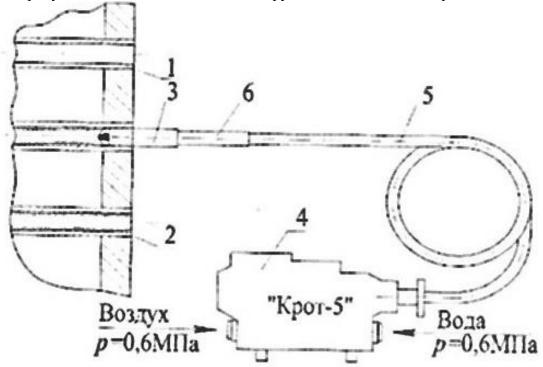


Рисунок 3 — Схема очистки трубок теплообменников роликовой насадкой: 1 — трубки теплообменника; 2 — отложения на поверхности трубок; 3 — роликовая насадка; 4 — пневмогидравлическая установка; 5 — гибкий вал; 6 — державка.

Для очистки трубок теплообменников с внутренним диаметром от 20 до 25 мм и толщиной отложений 2 до 3 мм на сторону применяется роликовая насадка, которая вращается от пневмогидравлической установки «Крот-5» через гибкий вал и державку. Вода внутри оболочки гибкого вала через специальные каналы державки и роликовой насадки подается непосредственно в зону скалывания отложений и потоком вымывает их вперед по ходу очистного инструмента.

Для очистки твердых отложений необходимо прилагать осевое усилие к очистному инструменту, а в случае мягких отложений происходит самоввинчивание.

На рисунке 4 показана схема очистки трубок теплообменников зубчатыми коронками.

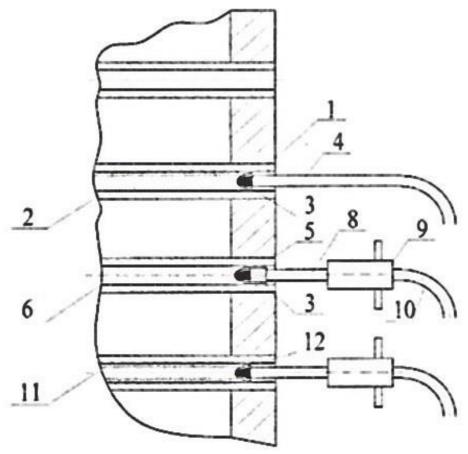


Рисунок 4 — Схема очистки трубок теплообменников зубчатыми коронками: 1,5 — трубки теплообменника; 2,11 — отложения толщиной до 2мм; 3,7,12 — зубчатая коронка; 4 — гибкий вал; 6 — твердые сплошные отложения; 8 — составная штанга; 9 — жержавка; 10 — усиленный гибкий вал.

Для очистки трубок теплообменников с внутренним диаметром от 13 до 25 мм и толщиной отложений до 2 мм на сторону применяется зубчатая коронка, которая вращается от гибкого вала. Данная схема очистки применяется для мягких и рыхлых отложений. Для очистки трубок с твердыми сплошными отложениями применяется зубчатая коронка, составная штанга, держава и усиленный гибкий вал. При этом для уменьшения усилия, передаваемого гибким валом, желательно очистку производить в два прохода: сначала проделать отверстие в полностью забитой трубке, а затем дочистить оставшиеся отложения зубчатой коронкой.

Установку «Крот-5» предпочтительнее применять на электростанциях и в котельных при наличии сжатого воздуха: давлением 0,63 МПа, значительном загрязнении (включая полностью перекрытое сечение) трубок из любого материала при различных сроках эксплуатации. Способ может использоваться на месте, установки теплообменников без их демонтажа при сравнительно незначительных расходах и высокой скорости очистки. Недостатком является сравнительно малый срок работы коронок зубчатых и головок роликовых насадок при очистке трубок от твердых отложений, что требует их периодической замены, возможно повреждение очищаемых труб.

Выводы

При выборе способа очистки необходимо учитывать ряд дополнительных факторов:

- материал трубок (латунь, нержавеющая сталь, углеродистая сталь);

- состав отложений (карбонатные, железистые, смешанные, илистые, песчанокаменистые);
 - наличие полностью забитых отложениями или пробками трубок и их количество;
 - допустимые сроки очистки;
 - коррозионное состояние трубок теплообменников;
 - стоимость очистки в сопоставимых ценах.

Литература

1. Чиж В.А. Водоподготовка и водно-химические режимы ТЭС и АЭС / В.А. Чиж, Н.Б. Карницкий, А.В. Нерезько, М., 2010

УДК 621.3

УМЕНЬШЕНИЕ ПОТЕРЬ КОТЛОАГРЕГАТА С УХОДЯЩИМИ ГАЗАМИ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ ДВИГАТЕЛЯ СТИРЛИНГА

Павловская А.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Романко В.А.

Экономичность современных теплоэнегетических установок определяется экономичностью ее составных элементов. Котельная установка является основным оборудованием ТЭС, а потери с уходящими дымовыми газами составляют наибольший процент в тепловом балансе и составляют 5-8% располагаемого тепла. С понижением температуры уходящих газов на 12-15°С потери тепла уменьшаются на 1% [1]. Величина данных потерь зависит от температуры уходящих дымовых газов и их объема. Кроме того, высокая температура уходящих дымовых газов оказывает негативный эффект на экологию, так как приводит к тепловому загрязнению окружающей среды.

Для снижения потерь теплоты с уходящими дымовыми газами на данный момент могут быть использованы тепловые насосы или конденсационные экономайзеры. Также для утилизации теплоты уходящих дымовых газов могут быть использованы промышленные установки, в которых теплота используется в технологическом цикле предприятия. При этом уходящие газы используются для сушки, но предприятие, технология которого позволяет использовать дым газы в технологическом цикле, должно находиться в непосредственной близи от ТЭС.

На данный момент установки, использующие теплоту уходящих дымовых газов используются преимущественно для выработки дополнительной тепловой энергии.

ООО "ИИЦ "Стирлинг-технологии" предлагает вариант реализации технологии перевода котельных в мини-ТЭЦ, при котором электрическая мощность вырабатывается за счет преобразования теплоты уходящих дымовых газов в полезную механическую и электрическую энергию.

Двигатель Стирлинга представляет собой двигатель внешнего сгорания. Принцип действия двигателя Стирлинга основан на периодическом нагреве и охлаждении рабочего тела с извлечением энергии из возникающего при этом изменения объёма рабочего тела. Электрический КПД данного двигателя приближается к 30%, а тепловой составляет около 30-35%.

Для передачи теплоты дымовых газов к двигателю Стирлинга его нагреватель установлен в дымоходе котельной установки. В двигателе Стирлинга теплота дымовых газов преобразуется в полезную механическую энергию, которая передается на электрогенератор для получения электроэнергии.

Это позволяет выработать дополнительную электрическую энергию, снизить стоимость и повысить эффективность теплоэнергетической системы или осуществить перевод паровой котельной в мини-ТЭЦ.

Кроме того, при установке двигателя Стирлинга в газоходе котла снижается стоимость вырабатываемой электроэнергии, повышается экономичность котлоагрегата, наблюдается положительный экологический эффект, связанный с уменьшением теплового загрязнения.

Для достижения данного технического результата когенерационная система на основе паровой котельной установки с использованием теплоты уходящих газов, состоящая из парового котла, паровой турбины с компрессором для дымовых уходящих газов на одном валу, линии потребителя пара, конденсатора пара, линии конденсата, циркуляционного насоса и линии подпиточной воды насоса, снабжена электрогенератором, установленным на одном валу с турбиной, вторым электрогенератором, установленным на одном валу с двигателем Стирлинга, нагреватель которого размещен в дымоходе котельной установки, системой внешнего теплоснабжения, проходящей через конденсатор, теплообменникомподогревателем в линии конденсата, через который проходят дымовые уходящие газы, при

этом дымовые уходящие газы последовательно проходят через нагреватель двигателя Стирлинга и теплообменник-подогреватель [2].

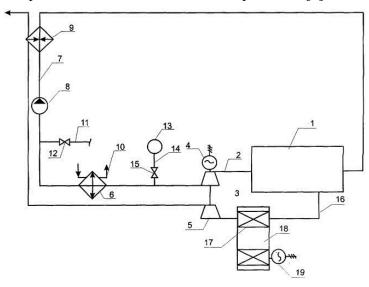


Рисунок 1 — Схема утилизации тепла уходящих газов с применением двигателя Стирлинга

1 Ha рисунке изображена принципиальная схема системы на основе паровой котельной установки с использованием теплоты уходящих газов. Данная схема включает в себя паровой котел 1, линию пара 2 с расположенными на ней паровой турбиной 3 с электрогенератором 4 и компрессором уходящих дымовых газов 5 на одном валу, конденсатор пара 6, линию конденсата циркуляционном насосом И теплообменником-подогревателем 9. Для тепловых снятия нагрузок предусмотрена система внешнего теплоснабжения 10, проходящая через конденсатор 6.

К линии конденсата 7 подведена

линия подпиточной воды 11 с регулирующим вентилем 12. От основной линии пара 2, после турбины 3, к потребителю пара 13 проведена линия 14 с регулирующим вентилем 15.

В дымоходе 16 котельной установки 1 установлен нагреватель 17 двигателя Стирлинга 18. На одном валу с двигателем Стирлинга 18 установлен электрогенератор 19.

Пар из котла паровой линии 2 поступает в паровую турбину 3, где, расширяясь, совершает полезную работу, преобразуемую в электрическую энергию с помощью электрогенератора 4, расположенного на одном валу с турбиной 3. Часть механической энергии от турбины 3 расходуется на привод компрессора 5 для повышения давления уходящих дымовых газов. Из турбины 3 пар поступает в конденсатор 6, где конденсируется, а затем конденсат по линии 7 насосом 8 подается в теплообменник-подогреватель 9. Из линии 11 через регулировочный вентиль 12 в линию конденсата поступает подпиточная вода. В подогревателе 9 происходит нагрев смеси конденсата и подпиточной воды за счет теплообмена с уходящими дымовыми газами. Теплоноситель системы внешнего теплоснабжения 10 поступает в конденсатор 6, где за счет теплообмена конденсируются водяные пары после выхода из турбины 3, а теплоноситель нагревается. От паровой линии 2, после турбины 3, к потребителю пара 13 проведена линия 14 с регулирующим вентилем 15.

Для передачи теплоты дымовых газов к двигателю Стирлинга 18 его нагреватель 17 установлен в дымоходе 16 котельной установки. В двигателе Стирлинга 18 теплота дымовых газов преобразуется в полезную механическую энергии, которая передается на электрогенератор 19 для получения электроэнергии.

Наиболее выгодным оказывается вариант, когда подвод теплоносителя к нагревателю осуществляется через нагревательные трубки, находящиеся непосредственно в газоходе котла и напрямую воспринимающие тепло.

Также для ТЭС возможен вариант, когда двигатель Стирлинга напрямую воспринимает тепло пламени горящего топлива из общей камеры сгорания. Для наиболее эффективного получения механической (электрической) энергии с помощью двигателя Стирлинга существуют разработки, предлагающие вместо котельной установки использовать прямоугольной формы общую камеру сгорания, по бокам которой устанавливаются агрегаты двигателя Стирлинга с нагревателями внутри камеры сгорания. Нагреватель или трубки нагревателя напрямую воспринимают инфракрасное и световое излучение раскаленных газов.

Отверстия в камере сгорания герметически закрываются (задвижками изнутри, привод снаружи) на время ремонта или осмотра двигателя Стирлинга, которые устанавливаются на рельсах, по которым подкатываются к камере сгорания.

Еще одним преимуществом двигателя Стирлинга является простота регулирования, что позволяет ему участвовать в регулировании графика электрических нагрузок.

Потребление электроэнергии в течение суток очень неравномерно, а изменить режим работы паровой турбины нелегко, так как пар аккумулирует большое количества тепла и для его охлаждения нужно много времени. Турбина после остановки может провисать, пока не остыла, поэтому требует проворачивания. Сама турбина дорогостоящее и сложное оборудование.

Даже парогазовый цикл предполагает повышение КПД всего на 6-8% и снижение капвложений на 25% по сравнению с паротурбинными установками.

С технологией, основанной на применении двигателя Стирлинга нагрузка в часы провалов сокращается: снижением давления рабочего тела в рабочих полостях двигателя, снижением температуры в камере сгорания, уменьшением теплообмена в холодильнике.

В рассматриваемом примере двигатель Стирлинга установлен в дымоходе парогенератора ТГМЕ-206 и вырабатывает 35 кВт электроэнергии, понижая температуру уходящих дымовых газов котлоагрегата от 145 °C до 84 °C.

Уменьшение температуры уходящих дымовых газов означает уменьшение слагаемого q_2 в тепловом балансе парогенератора. Зависимость данных величин определяется соотношением 1:

$$q_2 = (3.52 \cdot \alpha_{yx} + 0.63)(T_{yx} - (\alpha_{yx} \cdot t_{xB})/(\alpha_{yx} + 0.18)) \cdot A_t \cdot K_q \cdot 10^{-2}, \%; \tag{1}$$

где $\alpha_{yx} = 1.32$ – коэффициент избытка воздуха в уходящих газах при максимальной нагрузке котла ТГМЕ-206 при работе на природном газе[3];

 $T_{\rm yx}$ –температура уходящих дымовых газов, °C;

 $t_{\rm xB} = +15\,^{\circ}{\rm C}$ — температура холодного воздуха на всасе дутьевого вентилятора. Принимается среднегодовая температура по форме 3-ТЕХ по данным ТЭЦ;

 $K_q = 0.995$ — коэффициент, учитывающий тепло внесенное в топку воздухом, подогретым в калориферах [3];

 A_t — коэффициент, учитывающий изменение теплоемкости продуктов сгорания в зависимости от температуры уходящих дымовых газов. Рассчитывается по формуле 2:

$$A_t = 1 + 0.013 \cdot (T_{yx} - 150) / 100).$$
 (2)

Коэффициент A, после установки двигателя Стирлинга перед дымососом будет равен:

$$A_t = 1 + 0.013 \cdot (120 - 150) / 100) = 0.996$$

Потери тепла с уходящими дымовыми газами $\,q_2\,$ после модернизации составят:

$$q_{2\text{mor}} = (3.52 \cdot 1.32 + 0.63)(120 - (1.32 \cdot 15)/(1.32 + 0.18)) \cdot 0.996 \cdot 0.995 \cdot 10^{-2} = 5.6\%.$$

Согласно данным Гомельской ТЭЦ-2, фактическое значение потерь теплоты с уходящими дымовыми газами $q_{2\phi a \kappa \tau}$ для котла ТГМЕ-260 №1 при работе на природном газе и нагрузке в 100% равно 6,91%. Таким образом уменьшение потерь тепла с уходящими газами Δq_2 составит (формула 3):

$$\Delta q_2 = q_{2\text{факт}} - q_{2\text{мод}},\% \tag{3}$$

$$\Delta q_2$$
=6,91-5,6=1,31%.

Часовой расход топлива на котел $B_{\text{усл}}$ составляет 68,6 т у.т./ч, а среднее число часов работы энергоблока τ – 5230 часов в год [3]. Тогда годовой расход в тоннах условного топлива составит (формула 4):

$$B_{\text{VCII}}^{\text{год}} = B_{\text{VCII}} \cdot \tau$$
, т V.Т./год. (4)

$$B_{\text{усл}}^{\text{год}}$$
=68,6·5230=358778 т у.т./год.

Экономия топлива от уменьшения потерь с уходящими дымовыми газами (ΔB) найдем по формуле 5:

$$\Delta B = B_{\text{yc,I}}^{\text{rog}} \cdot \Delta q_2 / \eta_{\text{K}}^{\text{H}} , \qquad (5)$$

где η_{κ}^{H} =88,48 % — КПД нетто котельной установки [3].

$$\Delta B = 358778 \cdot 1,31/88,48 = 5311,9$$
 т у.т./год.

Годовая выработка электроэнергии двигателем Стирлинга мощностью 35кВт будет равна (формула 6):

$$\Theta_{\rm B}=N\cdot \tau$$
, к B т·ч/год, (6)

где N=35 кВт — мощность двигателя Стирлинга; $\tau=5230$ — среднее число часов работы энергоблока.

$$Э_B=35.5230=183050$$
, кВт.ч/год.

При этом стоимость сэкономленного топлива (формула 7):

$$C_T = \Delta B \cdot C_{T \text{ y.T}}, \text{ py6.},$$
 (7)

где $C_{\text{т}}$ _{у.т}=4884,58 тыс.руб./т или 488 руб.46 коп. деноминированных белорусских рублей.

$$C_{\rm T}$$
=5311,9·4884,58=25946,4 млн. руб. или 2594,64 тыс. деноминированных рублей.

Срок окупаемости данной модернизации будет рассчитываться исходя из стоимости самого двигателя и затрат на его установку и наладку. Также на данный момент в Беларуси отсутствует серийное производство двигателей Стирлинга. Зарубежными организациями предоставляются данные проекты, они так же большинство аппаратов изготавливают под заказ и по индивидуальному проекту, это обстоятельство также значительно влияет на стоимость данной установки. На данный момент по приблизительным оценкам стоимость внедрения двигателя Стирлинга составляет от 2000 до 36 000 \$/ кВт (т.е. максимум 817,88 млн.руб./кВт или 81,788 тыс./кВт деноминированных руб.).

Следовательно, срок окупаемости мероприятия ориентировочно составит 14 месяцев.

Литература

- 1. Хзмалян Д.М., Каган Я.А. Теория горения и топочные устройства. Под ред. Д.М. Хзмаляна. Учебное пособие для студентов высш. учеб. заведений. М.: Энергия: 1976. 488 с. с ил.
- 2. Пат. 2278279 RU, МПК F01K3/20 (2006.01). Когенерационная система на основе паровой котельной установки с использованием теплоты уходящих газов / Ковалёв В. В., Кириллов Н.Г. Ковалёв Д.В.; заявитель и патентообладатель Военно-космическая академия им. А.Ф. Можайского Министерства обороны РФ. № 2004112207/06; заявл. 21.04.04; опубл. 20.06.06.
 - 3. Нормативные энергетические характеристики Гомельской ТЭЦ-2. Том 1.

УДК 620.93

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ХИМВОДОПОДГОТОВКЕ

Петрачков А.М.

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

В настоящее время производство обессоленной воды на тепловых электростанциях осуществляется в основном химическими методами, что связано со значительными производственными издержками и вредным воздействием на водоисточники из-за потребления большого количества химреагентов и ионообменных смол, которые с отработанными регенерационными растворами сбрасываются в водоемы. Поэтому задачи удешевления подготовки обессоленной воды и снижения сбросов солей в водоемы для энергосистемы весьма актуальны и своевременны.

Исходная вода содержит всевозможные примеси, может характеризоваться повышенной окисляемостью, обычно связанной с присутствием гумусовых веществ, микроводорослей и продуктов жизнедеятельности водных микроорганизмов, а также техногенных примесей (нефтепродуктов). В воде могут присутствовать в концентрации, превышающей ПДК, железо, взвешенные вещества.

При выборе технологии подготовки воды рассматриваются следующие аспекты: характеристика источников исходного сырья, требования к качеству конечного продукта, экологические требования, экономические показатели. В проекте заложены самые технологические решения микрофильтрация, современные _ обратный противоточный ионный обмен. Мембранные технологии очистки воды – перспективные технологии очистки. В основу мембранной технологии очистки воды заложен натуральный природный процесс фильтрации воды. Основной фильтрующий элемент установки полупроницаемая мембрана. Мембранные методы очистки воды классифицируются по размерам пор мембран в следующей последовательности: микрофильтрация воды – размер пор мембраны 0,1-1,0 мкм; ультрафильтрация воды – размер пор мембраны 0,01-0,1 мкм; нанофильтрация воды – размер пор мембраны 0,001-0,01 мкм; обратный осмос – размер пор мембраны 0,0001мкм. Примеси, размер которых превышает размер пор мембраны, при фильтрации физически не могут проникнуть через мембрану. В отличие от традиционных методов очистки, требующих больших площадей, многошаговой обработки, мембранные технологии имеют преимущества: высокий уровень автоматизации, позволяющий снизить трудозатраты, повысить культуру производства, компактность оборудования. К недостаткам следует отнести высокую стоимость мембран и короткий срок эксплуатации мембран 5 лет.

На основании анализа возможных технологий водоподготовки принята следующая принципиальная технологическая схема обессоливания:

- очистка исходной воды от грубодисперсных примесей на сетчатых фильтрах с автоматической очисткой, тонкость фильтрации 200 мкм;
 - коагуляция оксихлоридом алюминия;
- удаление из воды взвешенных веществ, железа, снижение цветности, основной части органических соединений, извлечение из воды практически всех патогенных микроорганизмов на микрофильтрационной установке;
 - частичное обессоливание осветлённой воды на установке обратного осмоса;
 - декарбонизация;
- глубокое обессоливание воды методом ионного обмена последовательным H OH ионированием с противоточной регенерацией;

Данная схема имеет высокую санитарную надежность и позволяет получать глубоко обессоленную воду, соответствующую требованиям ПТЭ.

Подготовка воды для подпитки теплосети осуществляется по следующей схеме:

- очистка исходной воды от грубодисперсных примесей на сетчатых фильтрах с автоматической очисткой, тонкость фильтрации 200 мкм;
 - коагуляция оксихлоридом алюминия;
- удаление из воды взвешенных веществ, железа, снижение цветности, основной части органических соединений, извлечение из воды практически всех патогенных микроорганизмов на микрофильтрационной установке;
- подкисление воды серной кислотой для перевода карбонатной жесткости в некарбонатную;
 - декарбонизация;
 - подщелачивание воды до норм ПТЭ.

Общепринятой в энергетике технологической схемой предварительной очистки воды является традиционная технология: коагуляция в осветлителях и доочистка на механических фильтрах с зернистой загрузкой. Существенным недостатком традиционной технологии является возможность выноса шлама из осветлителя при незначительных изменениях параметров процесса (расход, температура, дозы реагентов и др.). При этом увеличивается нагрузка на механические и ионитные фильтры, а также возможен проскок взвеси и, соответственно неудовлетворительное качество осветленной воды. Технология мембранной фильтрации по сравнению с традиционной технологией позволяет получить осветленную воду значительно лучшего качества по таким показателям как цветность, мутность, взвешенные вещества, окисляемость, железо. На основании вышеуказанных преимуществ перед традиционными методами для предварительной очистки воды в качестве основного технологического решения выбрана технология микрофильтрации. Данный метод позволяет получать осветленную воду высокого качества. Выбор технологии и оборудования предварительной очистки особенно важен для эффективной и длительной работы оборудования на следующих стадиях очистки, В особенности обратноосмотических и ионообменных установок. Надлежащая предварительная подготовка воды должна свести до минимума: закупорку мембран взвешенными веществами, коллоидами, накипеобразование, т.е. отложение на поверхности мембран малорастворимых соединений кальция и магния, разрушение мембран. Метод микрофильтрации позволяет задерживать взвешенные и коллоидные частицы размером крупнее 0,1 мкм и обеспечивает довольно высокую степень осветления воды. Методом микрофильтрации из воды удаляются взвешенные частицы, коллоиды, бактерии и крупномолекулярные органические вещества. Коагулирование воды перед мембраной существенно увеличивает эффект осветления и степень извлечения органических соединений. При работе обеспечивается высококачественная очистка исходной воды по следующим показателям, указанным в таблице 1:

Таблица 1 – Нормы содержания примесей

Показатели	Ед. измерения	Величина
Взвешенные вещества	мг/дм	менее 0,5
Железо	мг/дм ³	менее 0,1
Остаточный алюминий	мг/дм ³	менее 0,1
Перманганатная окисляемость	$M\Gamma O_2/д M^3$	менее 5,0
Нефтепродукты	мг/дм ³	менее 0,1

V=2000_M3

(2 mm.)

На деаэраторы ТЦ

Кислота Исх. вода осветленной БМФ Вакуумный (9 mm.) V=400m3 деаэратор **FOR Nº3 4** БЗДВ №1,2 **50B No 1.2** нптс **ДВ №1.2** V=400_M3 V=3000_M3 №1,2,3 (2 mm.) (2 wm.) HΠT №1.2 Шепочь фильтр (3 шт.) НПВ №1.2 HOB №1,2 Блок HO∏ №1.2.3 дозирования коагулянта БОО (6 шт.) Бак частичнообессоленной Антискалянт **БЧОВ №1.2** БЗК №1,2 V=400_M3

Принципиальная схема подготовки воды представлена на рисунке 1.

Блок хим.

500

БМФ

Рисунок 1 – Принципиальная схема подготовки воды

кислотное

(2 mm.)

щелочное хозяйство (БРШ) H40B №1.2

Исходная вода с температурой 20-30°C подается на автоматические сетчатые фильтры. Они служат для защиты мембран от механических примесей. Внутри фильтра установлены фильтрующие сетчатые экраны. Материал экрана – нержавеющая сталь, тонкость фильтрации – 200 мкм. Процесс самоочистки начинается автоматически при достижении заданного перепада давления на сетке или по таймеру. Очистка осуществляется вакуумным сканером, который приводится в движение электродвигателем небольшой мощности. Для повышения эффективности очистки в исходную воду перед микрофильтрацией после сетчатых фильтров дозируется раствор коагулянта оксихлорид алюминия. Доза коагулянта составляют от 10 до 24 мгАl₂O₃/дм³. Т.к. гидролиз оксихлорида алюминия протекает в кислой среде, в исходную воду дозируется автоматически серная кислота. Доза кислоты зависит от рН (6,0-6,9). Установка микрофильтрации состоит из девяти модулей. В зависимости от требуемого расхода в работе находятся соответствующее количество модулей. Процесс мембранной фильтрации осуществляется в так называемом "тупиковом" режиме, т.е. вся вода, которая поступает на блок проходит через поры мембраны, на поверхности которой остаются все задержанные вещества. В процессе фильтрации на поверхности мембран накапливаются отложения, вызывающие закупорку пор, что ведет к увеличению трансмембранного давления (разница давлений на входе и выходе) и снижению проницаемости мембран. Удаление отложений осуществляется периодической обратной промывкой фильтроэлементов. Большая часть отложений удаляется при обратной промывке мембран осветленной водой, которая подается внутрь полых волокон, т.е. направление потока (по сравнению с процессом фильтрации) меняется на обратное. С течением времени возникает ситуация, когда проведение периодических безреагентных промывок для восстановления первоначальных параметров будет недостаточно в виду особых свойств отложений и режима работы установки мембранной фильтрации. Для восстановления исходной проницаемости мембран проводится химическая промывка модулей.

Предусмотрены следующие типы обратных промывок: кислотная, щелочная, гипохлоритом натрия, совместная – раствором гипохлорита натрия и раствором NaOH. Периодичность, интенсивность и продолжительность обратных и химических промывок зависит от качества исходной воды и характера отложений. При сильном загрязнении мембран периодически проводится длительная (от нескольких часов до суток) комплексная хим. промывка моющими растворами. Для обессоливания воды применяют различные методы: ионный обмен, дистилляция, обратный осмос и другие. Каждый из перечисленных методов имеет свои преимущества и недостатки. Ионный обмен требует большого реагентного хозяйства, хотя и является проверенным и надежным методом. Дистилляция требует больших энергетических ресурсов и экономически целесообразна при большом солесодержании исходной воды. Обратный осмос требует минимального количества реагентов, прост в эксплуатации и занимает небольшие площади. Недостатком обратного осмоса является большой расход воды на собственные нужды. Наиболее целесообразно использовать комбинированный метод, в две стадии – на первой стадии основную часть солей удаляют при помощи технологии обратного осмоса, на второй – финишная очистка методом ионного обмена с противоточной регенерацией. Дополнительное преимущество обратного осмоса перед ионным обменом состоит в комплексном удалении загрязнений, в том числе органических, которые негативно влияют на ионообменные смолы и работу оборудования.

Обессоливание воды путем ионного обмена заключается в последовательном фильтровании через Н-катионитный, а затем ОН-фильтры фильтры. Эффективность обессоливания, сокращение удельных расходов реагентов, объема стоков достигается за счет применения современной противоточной технологии ионирования. При этом высокое качество очистки воды до требуемых показателей качества обессоленной обеспечивается одной ступенью ионирования. Обрабатываемая вода вводится в фильтр через верхнее дренажно-распределительное устройство, после чего она проходит сквозь слой инертного материала, затем через активную смолу и выходит через нижнее дренажнораспределительное устройство. Контроль качества воды после катионитного фильтра выполняется автоматически при помощи анализатора ионов натрия, установленного на стойке химического контроля на выходе из каждого фильтра. Контроль качества воды после ОН- фильтра выполняется автоматически при помощи 4-х канального анализатора содержания кремниевой кислоты и кондуктометра, установленного на стойке химического контроля. Отбор проб осуществляется на выходе из каждого фильтра. После пропуска заданного количества воды или при повышенном содержании ионов натрия в обработанной воде, Н-фильтр выводится автоматически на регенерацию. Показателем вывода на регенерацию ОН-фильтра является заданное количество пропущенной через фильтр воды, повышенное содержание эл. проводимости и кремнекислоты. По окончанию рабочего цикла начинается цикл регенерации, который состоит из следующих этапов:

- обратная промывка с уплотнением;
- ввод регенерационного раствора;
- вытеснение регенерационного раствора (промывка по схеме регенерации);
- осаждение смолы;
- промывка по рабочей схеме.

Особое внимание при проектировании уделяется вопросам охраны окружающей среды. Помимо сокращения вредных сбросов за счет снижения объемов и изменения качественного состава, применяемых реагентов в схеме предусматривается нейтрализация кислых и щелочных стоков в баках-нейтрализаторах с постоянным автоматическим контролем качества сбрасываемых вод. Управление технологическими процессами осуществляется АСУТП. АСУТП ХВО является информационной и управляющей с выполнением следующих функций автоматизации: контроль (представление информации персоналу), сигнализация, защита, дистанционное управление, авторегулирование, блокировки и расчетные функции. Все насосное оборудование оснащено энергосберегающими частотными преобразователями, используются современные типы изоляционных теплосберегающих

материалов. Предусмотрен многоуровневый учет всех потребляемых энергоресурсов. Автоматизированная система управления установкой XBO обеспечивает автоматическое управление установок мембранной фильтрации, обратного осмоса контроль работы установки противоточного ионирования во всех эксплуатационных режимах в соответствии с алгоритмом управления. Центральной частью АСУТП XBO является программнотехнический комплекс (ПТК), который включает в себя программируемые средства автоматизации и другие средства вычислительной техники. Кроме ПТК в состав системы входят: датчики сигналов, местные показывающие приборы, исполнительные механизмы, щитовые изделия вне ПТК, вторичные приборы, местные посты управления. Процессы контроля и управления технологическим оборудованием автоматизированы и осуществляются, в основном, со щита управления XBO.

Ввод в эксплуатацию современной химводоочистки позволяет:

- сократить объемы хранения опасных веществ (кислота, щелочь), что повышает безопасность производства;
 - сократить расход хим. реагентов на очистку воды;
 - сократить численность обслуживающего персонала.

Литература

- 1. Живилова, Л.М. Автоматизация водоподготовительных установок и управления воднохимическим режимом ТЭС: Справочное пособие / Л.М. Живилова, В.В. Максимов. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
- 2. Разработка новой химводоподготовки на Казанской ТЭЦ-2.: НПП «Биотехпрогресс» г.Санкт-Петербург, 2010.

УДК 621.3

ПРИМЕНЕНИЕ ЗАЩИТНЫХ СИСТЕМ РЕАКТОРА ВВЭР ПРИ ЛОКАЛИЗАЦИИ АВАРИИ ТИПА «МАЛАЯ ТЕЧЬ ИЗ 1-ГО КОНТУРА ВО 2-Й

Похолкин А А

Научный руководитель – старший преподаватель Романко В.А.

При нормальной эксплуатации АЭС не представляют опасности для персонала, населения и окружающей среды. На их безопасность могут влиять лишь аварийные ситуации и аварии. Поэтому при проектировании необходимо заблаговременно определить технические меры, направленные на предотвращение или ограничение последствий аварий, которые могут привести к серьезному повреждению тепловыделяющих элементов активной зоны реактора. Для этих целей используются специальные инженерно-технические системы безопасности, включающиеся в работу при нарушениях эксплуатации АЭС.

Высокая надежность ввода в действие систем безопасности и их длительное функционирование достигаются, как отмечалось выше, за счет применения отказоустойчивых структур, наличия защиты от отказов по общей причине, а также проектирования системы безопасности с учетом принципа единичного отказа. Каждая система безопасности АЭС резервируется за счет применения трех (иногда четырех) независимых систем или каналов одной системы, идентичных по своей структуре.

Также применяется физическое разделение каналов систем и разнотипное по принципу действия оборудование для предотвращения последствий отказов по общим причинам.

Атомные станции должны быть безопасны не только при нормальных условиях эксплуатации, но и в случае возникновения аномальных явлений, которые могут быть вызваны как внешними, так и внутренними событиями. Поэтому при разработке современных проектов АЭС учитываются и внешние и внутренние события. В качестве внешних событий рассматриваются такие события, как землетрясения, ветровые нагрузки (в том числе от ураганов и смерчей), наводнения, падения самолетов, взрывы промышленных объектов, расположенных вблизи площадок АЭС, а внутренних — затопление помещений, разрывы трубопроводов и сосудов высокого давления, резкие перепады давления и летящие предметы внутреннего происхождения, пожары. Указанные выше внешние и внутренние воздействия анализируются на стадии проектирования, после чего принимаются проектные решения, обеспечивающие безопасность АЭС.

Цели обеспечения безопасности при эксплуатации – это:

- защита персонала, населения и окружающей среды;
- сведение к минимуму радиоактивных выбросов и сбросов;
- предотвращение возникновения инцидентов и аварий

При этом в аварийных ситуациях необходимо гарантировать, что для всех учтенных в проекте аварий (даже для тех, которые имеют очень низкую вероятность возникновения) радиологические последствия будут сведены к минимуму и что вероятность возникновения тяжелых аварий с серьезными радиологическими последствиями будет минимальна. Соответственно, основными задачами по обеспечению безопасности при эксплуатации, вытекающими из указанных целей, являются:

- соблюдение проектных пределов и условий эксплуатации;
- •контроль параметров технологического процесса, характеристик оборудования и систем с целью сохранения целостности физических барьеров безопасности;
 - создание условий, обеспечивающих надежную работу систем и оборудования;
 - предотвращение аварий и аварийных ситуаций на АЭС;
- •эффективное управление проектными и запроектными авариями и ограничение их последствий;

Одним из опасных типов аварий является течь из 1-го контура во 2-ой. В данном случае нарушается не только охлаждение реактора и необходимо применение аварийного

расхолаживания, но последствия затронут и 2-ой контур. Радиоактивный теплоноситель из 1-го контура будет попадать в "чистый" 2-ой, вызывая тем самым облучение оборудования и персонала. При такой аварии необходимо локализовать поврежденный парогенератор, а при этом возможные значительные выбросы радиоактивного пара в атмосферу. Поэтому операторам АЭС важно, как можно быстрее произвести расхолаживание реактора и локализацию парогенератора.

Для обеспечения безопасности реакторного отделения служат следующие системы безопасности:

- Система аварийного-планового расхолаживания;
- Пассивная часть система аварийного охлаждения активной зоны;
- Спринклерная система;
- Система аварийного ввода и впрыска бора;
- Система аварийного парогазоудаления;
- Система аварийной подпитки парогенератора;

После останова реактора нейтронная мощность быстро снижается до долей процента, но остаточное тепловыделение в топливе продолжается уже за счет радиоактивного распада продуктов деления. Даже после достаточно длительной выдержки (месяцы) ядерное топливо продолжает выделять остаточное тепло. При внезапном снижении интенсивности теплосъема или его прекращении в оболочках ТВЭЛов сначала могут появиться дефекты — микротрещины, а затем, при дальнейшем разогреве, произойдут повреждение оболочек и плавление топлива. Последствием такой разгерметизации ТВЭЛов может стать выход радиоактивности за защитные барьеры. Следовательно, должна существовать группа систем, способная обеспечить аварийное расхолаживание реактора при нарушении циркуляции теплоносителя в контуре охлаждения (система аварийного охлаждения зоны).

Выделяют следующие функции САОЗ:

- расхолаживание реакторной установки до 70 °C после останова реактора, когда отвод тепла через парогенераторы становится малоэффективным во всех режимах работы блока (плановое, ремонтное, аварийное расхолаживания);
- отвод остаточного тепла от топлива в реакторе к системе потребителей реакторного отделения (промежуточного контура) во всех проектных режимах работы блока;
- отвод остаточного тепла от топлива в бассейне выдержки во всех режимах работы блока;
- •введение реагентов для связывания радиоактивного йода в теплоноситель первого контура при авариях с течью в этом контуре;
 - сохранение запаса теплоносителя в реакторе во время большой течи;
 - аварийная подпитка первого контура в режиме малых течей (Ду 25...100 мм).

Систему аварийного охлаждения зоны принято подразделять на три основные части:

- 1) Система пассивного впрыска, которая состоит из четырех идентичных и полностью независимых гидроаккумуляторных емкостей, разряжающихся непосредственно в патрубки корпуса реактора под давлением; каждый бак содержит примерно 45м³ борированной воды с концентрацией 16г/м³ при давлении 5,9 МПа, нагнетаемой в корпус реактора давлением сжатого азота.
- 2) Система впрыска высокого давления, которая состоит из трех идентичных и полностью независимых каналов, каждый из которых способен выполнять функцию всей системы, то есть обеспечить впрыск теплоносителя, достаточный для того, чтобы держать активную зону под заливом в случае аварий с потерей теплоносителя при небольших разрывах и обеспечить подкритичность в ходе аварий, вызываемых отказами трубопроводов системы второго контура.
- 3) Систему впрыска низкого давления, также состоящую из трех одинаковых и полностью независимых каналов, каждый из которых способен поддерживать охлаждение активной зоны на втором этапе аварии с потерей теплоносителя (LOCA), когда давление первого контура понизилось ниже 0,7 Мпа.

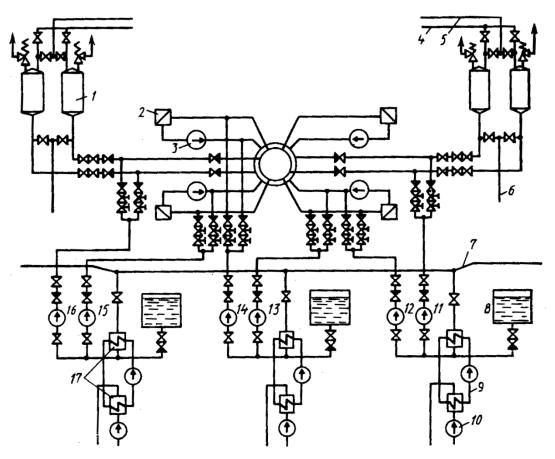


Рисунок 1 – Принципиальная схема системы аварийного охлаждения активной зоны реактора BBЭP-1000

1 – гидроаккумуляторы; 2 – парогенераторы; 3 – главные циркуляционные насосы; 4 – линия подвода азота; 5 – линия отвода азота; 6 – линия заполнения и опорожнения гидроаккумуляторов; 7 – пол герметичной части здания реактора; 8 – баки аварийного запаса раствора борной кислоты; 9 – промежуточный контур охлаждения; 10 – линия охлаждающей воды; 11,14,16 – насосы аварийного охлаждения низкого давления; 12,13,15 – насосы аварийного охлаждения высокого давления; 17 – теплообменники охлаждения теплоносителя;

Спринклерная система предназначена для следующих целей:

- понижения давления в помещениях локализации при разгерметизации первого или второго контура;
- •связывания радиоактивных изотопов йода и аварийного заполнения бассейна выдержки в режимах, при которых нарушен доступ охлаждающей воды к нему. При этом осуществляется механизм конденсации парогазовой среды в объеме зоны локализации аварии, т.е. происходит процесс связывания как йода, так и других газообразных радиоактивных веществ.
- Количество каналов спринклерной системы соответствует числу каналов остальных систем безопасности блока. В состав каждой подсистемы входят:
 - спринклерный насос;
 - бак спринклерного раствора;
 - водоструйный насос;
 - распылительные форсунки (по 20 в каждом канале);
 - трубопроводы, арматура, КИП;

Стоит уделить внимание и системам аварийного ввода и впрыска бора. На АЭС наиболее опасны аварии с потерей теплоносителя первого контура, вызываемые повреждением оборудования и трубопроводов. В случае значительной течи давление в

контуре быстро снижается и охлаждение активной зоны может производиться сначала борированной водой, автоматически подаваемой из гидроемкостей САОЗ, а затем от системы аварийно-планового расхолаживания. Однако в случае малой или средней течи в первом контуре могут сохраняться высокие значения давления, поэтому для восполнения потери теплоносителя требуется установка специальных насосов высокого давления.

Система аварийного парогазоудаления предназначена для удаления газовой смеси из оборудования первого контура (верхних точек реактора, компенсатора давления, коллекторов парогенераторов по первому контуру) в аварийной ситуации, связанной с вскипанием теплоносителя первого контура, оголением активной зоны, возникновением пароциркониевой реакции и образованием парогазовых пузырей в верхних точках оборудования реакторной установки. Действие системы направлено на следующее:

- предотвращение срыва естественной циркуляции теплоносителя через активную зону реактора в аварийных режимах реакторной установки (типа не компенсируемых работой подпиточных агрегатов течей первого контура, непосадки основного предохранительного клапана компенсатора давления);
- поддержание пределов и условий безопасной эксплуатации оборудования реакторной установки в режимах естественной циркуляции теплоносителя первого контура;

Далее рассмотрим причины применения последней из вышеупомянутых систем безопасности реакторного отделения – систему аварийной подпитки парогенераторов. В процессе отвода тепла от активной зоны реактора большое значение имеет система подачи питательной воды в парогенераторы. Поэтому возникновение отклонений в этой системе создает условия для нарушения нормального теплоотвода от первого контура. При невозможности нормальной подпитки парогенераторов (в аварийных ситуациях) проектом предусмотрена подача питательной воды в парогенератор от так называемой системы аварийной подпитки, которая тем самым создает условия для расхолаживания реакторной установки.

Система аварийной подпитки парогенераторов предназначена для подачи в них обессоленной воды при обесточивании энергоблока и в других аварийных режимах для обеспечения аварийного снятия остаточных тепловыделений и расхолаживания реакторной установки, а также при авариях и неисправностях системы питательной воды второго контура.

Стоит отметить, что при аварии «малая течь из 1-го контура во 2-й» не будет какойлибо одной основной сработавшей системы безопасности реакторного отделения. Для быстрой и успешной ликвидации аварии необходимо действие всех систем совместно, так как необходимо не просто произвести расхолаживание реактора, но и локализовать парогенератор, не допустив дальнейшего распространения «грязного» теплоносителя во 2-й контур.

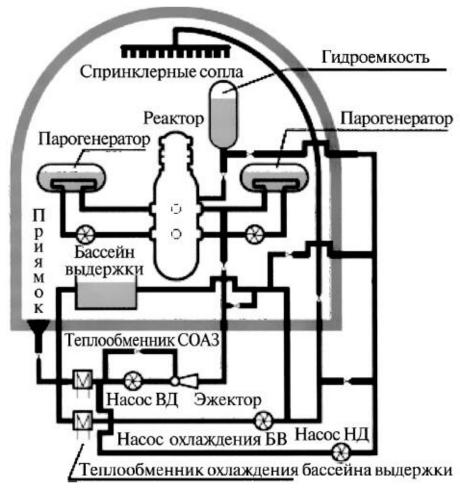


Рисунок 2 — общий вид пространственного расположения систем безопасности реакторного отделения

Системы безопасности применяются при нарушениях условий нормальной эксплуатации, которые бывают следующими:

- нарушений, связанных с воздействием на реактивность
- нарушений со стороны 1-го контура;
- нарушений со стороны 2-го контура;
- нарушений в электрической части энергоблока АЭС;
- нарушений при перегрузке топлива;

Течи 1-го контура во 2-й могут быть вызваны рядом причин, основной из которых является неплотность (разрыв) теплообменной трубки парогенератора. При разрыве теплообменной трубки ПГ происходит истечение теплоносителя 1-го контура во 2-й с расходом в первоначальный момент до $200\ \text{т}\xspace$ ч, в результате чего происходит нарушение следующих пределов безопасной эксплуатации:

- превышение протечки теплоносителя 1-го контура во 2-й контур более 5кг\ч;
- превышение удельной активности радионуклидов I-131 в продувочной воде одного ПГ более 2*10^8 Кю\кг;
- превышение средней удельной активности радионуклидов I-131 в продувочной воде всех $\Pi\Gamma$ более $5*10^9$ Кю\кг;

Действия операторов при аварии, связанной с разрывом трубки ПГ

• если автоматическая защита не срабатывает, остановка реактора производится вручную ключом АЗ для дальнейшего перевода его в глубоко подкритичное состояние

- \bullet прекращение теплоотовода через поврежденный $\Pi\Gamma$ локализация поврежденного $\Pi\Gamma$ по всем потокам пара (кроме БРУА), питательной воды, аварийной питательной воды и продувочной воды.
- обеспечение подпитки 1-го контура при одновременном снижении давления в 1-м контуре для уменьшения расхода в течь
- перевод реактора в состояние холодного останова проводится в ускоренном режиме расхолаживания

При малых течах процесс расхолаживания активной зоны реактора существенно отличается. Здесь в ходе развития аварийного процесса может быть достигнуто такое состояние, когда течь первого контура компенсируется системами САОЗ ВД или НД, и давление первого контура перестает снижаться, что препятствует переводу реакторной установки (РУ) в безопасное конечное состояние. В данной ситуации перед персоналом стоит задача контролируемо, с максимально допустимой скоростью, снижать давление в первом контуре.

Таким образом, если игнорировать данную проблему, может быть получена такая ситуация, когда подключение насоса САОЗ НД к системе первого контура невозможно. Для того чтобы снизить давление в системе первого контура до уровня срабатывания САОЗ НД, требуются действия оператора по выводу насоса САОЗ ВД из работы и управления давлением в системе первого контура.

УДК 539.172:543.522

ВНЕШНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АЭС

Пташиц К.П.

Научный руководитель – старший преподаватель Буров А.Л.

Для адекватной оценки рисков от всех возможных внешних исходных событий (ИС) и минимизации затрат на исследование не значимых с точки зрения риска внешних ИС необходимо разработать реалистичные критерии отбора.

Внешнее ИС может быть исключено если выполняется хотя бы один из следующих качественных критериев:

- 1. ИС, не может возникнуть достаточно близко к площадке АЭС;
- 2. ИС входит в определение другого рассмотренного события;
- 3. ИС отличается медленным характером развития, и персонал АЭС имеет в своем распоряжении большой запас времени для предотвращения его развития до критической величины воздействия или принятия адекватных мер по ограничению его воздействия.
- 4. ИС имеет или очень низкую среднюю частоту возникновения ($<1\cdot10^{\circ}(-6)$ 1/год) или значительно более низкую среднюю частоту возникновения, чем другие рассмотренные события, характеризующиеся аналогичной неопределенностью и не менее тяжелыми последствиями с точки зрения риска тяжелого повреждения активной зоны.

К природным явлениям относятся гидрометеорологические процессы и явления: наводнения, цунами, сейши; приливы и отливы, штормовое волнение, сгон и нагоны воды в прибрежной зоне морей; изменение водных ресурсов (экстремально низкий сток, аномальное снижение уровня воды); ледовые явления на водотоках (зажоры, заторы); смерч (торнадо); ураган, тропический циклон; экстремальные осадки и снегопады; гололед; снежная лавина; удары молнии.

Кроме того, рассматриваются геологические и инженерно-геологические процессы и явления: сейсмотектонические разрывные смещения, поднятия и опускания блоков земной коры; тектонический крип; остаточные сейсмодеформации земной коры; землетрясения; извержения вулканов; грязевой вулканизм; оползни, обвалы, сели, лавины; размывы берегов, склонов, русел; оседания и провалы территории, подземные размывы, карст; деформации специфических грунтов (вечная мерзлота, термокарст, разжижение и пр.).

Внешними факторами техногенного происхождения являются: удар летательного аппарата и других летящих тел; пожары по внешним причинам; взрывы, в том числе дрейфующих облаков; выбросы в атмосферу взрывоопасных и воспламеняющихся газов, токсичных паров, газов и аэрозолей; коррозионные жидкие сбросы в поверхностные и грунтовые воды; электромагнитные импульсы и излучения; разлив масел и нефтепродуктов на прибрежных поверхностях рек, морей и океанов; прорыв естественных и искусственных водохранилищ.



Рисунок 1 — Основные внешние воздействия

Землетрясение: Проектирование АЭС производится с учетом двух уровней сейсмичности:

- 1. Проектное землетрясение (ПЗ) с повторяемостью 1 раз в 1000 лет;
- 2. Максимальное расчетное землетрясение (МРЗ) с повторяемостью 1 раз в 10 000 лет.

К категории I сейсмостойкости относят элементы АЭС, выход из строя которых может привести к выходу радиоактивных продуктов в количествах, приводящих к дозовым нагрузкам на население, превосходящим допустимые при проектной аварии. Элементы этой категории сейсмостойкости практически совпадают с элементами категории безопасности I. Сюда входит сама ядерная паропроизводящая установка, хранилища радиоактивных отходов, отработавшего топлива, а также ряд других элементов. Кроме того, в эту категорию включаются системы, обеспечивающие безопасную остановку реактора и поддержание его в состоянии холодного останова. Сюда же входят сооружения, где эти системы располагаются.

В категорию II сейсмостойкости входят элементы АЭС, не включенные в категорию I, отказ которых может привести к выходу радиоактивных продуктов в количествах, приводящих к дозовым нагрузкам на население больше допустимых годовых значений при нормальной эксплуатации АЭС. Сюда входят элементы с «малой» радиоактивностью (спецмастерские, спецпрачечные и пр.). Кроме того, согласно российским нормам к категории II относят элементы, отказ которых может привести к перерыву в выработке электроэнергии (турбогенератор и связанные с ним устройства, турбинный зал и пр.).

Все прочие элементы АЭС относят к категории III сейсмостойкости.

К различным категориям предъявляются следующие требования по сейсмостойкости.

Элементы категории I должны сохранять полную работоспособность во время и после ПЗ. Во время и после МРЗ они должны выполнять свои функции по обеспечению безопасности АЭС.

Элементы категории II должны сохранять работоспособность во время и после ПЗ. При MP3 требования к ним не предъявляются.

Элементы категории III проектируются в соответствии с обычными нормами по сейсмостойкости для строительных конструкций и оборудования.

Затопление: В данном разделе необходимо представить результаты рассмотрения РУ и бассейна выдержки отработавшего ядерного топлива на устойчивость к затоплению.

Различают два вида затопления:

- 1. глобальные;
- 2. локальные.

Экстремальные погодные условия (ураганы и торнадо): для АЭС должен быть учтен гораздо более сильный ветер, возможный 1 раз в 10 000 лет. Нормы разрешают принимать его скорость по карте с повышающим коэффициентом 2,5. В результате этого АЭС на побережье Балтийского моря должна проектироваться на такой же ветер, как обычное сооружение на Курильских островах.

При прохождении торнадо на сооружение действует, во-первых, ветровое давление.

Вторая нагрузка, создаваемая торнадо, – падение атмосферного давления. Из-за этого наружные поверхности сооружения оказываются под действием избыточного давления.

Взрыв: Различают два основных типа взрыва: детонационный и дефлаграционный (для последнего используются также наименования вспышка и мгновенное возгорание).

Детонационный взрыв характерен, прежде всего, для концентрированных взрывчатых веществ (BB) – тротила, гексогена и т.п.

Дефлаграционные взрывы наблюдаются в облаках ГПВС. При таком взрыве пламя распространяется по облаку с дозвуковой скоростью, которая зависит от вида вещества и может изменяться в широких пределах. Анализ аварийных промышленных взрывов показал, что обычно эта скорость составляет от 120 до 250 м/с, но может быть и больше.

Падение самолета на АЭС: Вопрос о защите АЭС от падения самолета впервые возник в 60-е гг. XX в. Это техногенное воздействие является одним из самых опасных. Его обязательный учет предусмотрен российскими нормами проектирования АЭС, а также зарубежными нормами, отраженными в рекомендациях МАГАТЭ.

Согласно российским нормам, независимо от реального воздушного движения в окрестностях АЭС, в проекте должен быть учтен удар легкого самолета массой до 5000 кг, используемого на внутренних авиалиниях.

При ударе самолета в здание АЭС учитывают, во-первых, механические нагрузки на строительные конструкции. При этом разделяют нагрузку от разрушения фюзеляжа и от удара твердого обломка (за который часто принимают турбину двигателя). Во-вторых, необходимо обеспечить защиту от воздействий, связанных с авиационным топливом.

Обычно рассматривают самолеты трех видов, отличающиеся массой и скоростью:

Первый вид самолетов – малые самолеты (или самолеты авиации общего назначения). По классификации ICAO, к ним относятся самолеты максимальной взлетной массой до 5700 кг (такой самолет может пилотировать один человек). В качестве типичных самолетов этого вида в рекомендованы Lear Jet-23 и Cessna-210. Масса первого 5670 кг, скорость в момент удара 100 м/с. Масса второго самолета 1725 кг, скорость 85–100 м/с.

Второй вид — скоростные военные самолеты, имеющие относительно небольшую массу, но большую скорость. В качестве образца такого самолета рассматривают истребитель-бомбардировщик Phantom RF-4E массой 20 000 кг и скоростью 200 м/с. Площадь ее приложения 7 $\rm m^2$.

Третий вид – самолеты коммерческой авиации, масса которых больше, чем у военных самолетов, но скорость меньше. В качестве такого самолета до недавнего времени принимали дальнемагистральный пассажирский лайнер Boeing 707-320 массой 90 000 кг и скоростью 100 м/с.

Заключение:

При защите АЭС от экстремальных внешних воздействий, отличающихся большой интенсивностью, но малой вероятностью реализации, производят классификацию элементов АЭС по их роли в обеспечении радиационной и ядерной безопасности, и экстремальные воздействия рассматривают только для наиболее ответственных из них. Это позволяет гарантировать безопасность АЭС, но избежать ее неоправданного удорожания. В докладе описаны методы обеспечения безопасности при наиболее тяжелых экстремальных воздействиях: землетрясениях, ураганах и торнадо, взрывах, падении на АЭС самолета.

Так же в Беларуси в последнее время участились образование смерчей. В дальнейшем будет рассчитана работа АЭС после прохождения смерча над территории АЭС и возможным уносом воды с брызгальных бассейнов.

Литература

- 1. ТКП 566-2015 (33130). Оценка частоты повреждения активной зоны реактора (для внешних исходных событий природного и техногенного характера). Минск: 2015 г. 48 с.
- 2. Серия норм МАГАТЭ по безопастности. Учет внешних событий, исключая землетрясения, при проектировании атомных электростанций. МАГАТЭ Вена.: 2008. 127 с.

УДК 621.311

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА В КОТЛАХ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОТЫ УХОДЯЩИХ ГАЗОВ

Радцевич В.Ф., Свирилин М.В.

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

В условиях современных энергетических проблем и роста цен на дефицитные виды топлива (газ и мазут) экономия топлива является важнейшей задачей энергетической отрасли Республики Беларусь. Признано необходимым широко использовать ресурсосберегающую технику, малоотходную и безотходную технологию, местные топлива и утилизировать вторичные энергоресурсы. Задача экономии топлива тесно связана с проблемой защиты окружающей среды. В настоящее время и в обозримой перспективе решение проблемы охраны окружающей среды становится определяющим не только при сооружении крупных топливно-энергетических комплексов, но также при реконструкции, расширении, техническом перевооружении действующих топливо потребляющих установок.

Одним из наиболее сложных и актуальных направлений среди экологических проблем теплоэнергетики является сокращение выбросов оксидов азота котельными установками. Проблема охраны окружающей среды от выбросов объектов теплоэнергетики приобрела особую социальную значимость. Оксиды азота относятся к числу наиболее токсичных выбросов теплоэнергетического оборудования. Они являются загрязнителями атмосферы при сжигании всех видов органического топлива, в том числе и природного газа. Поскольку токсичность оксидов азота превышает токсичность большинства других вредных компонентов, то сокращение выбросов оксидов азота крупнейшими источниками, которыми являются котельные агрегаты и промышленные печи - есть одна из актуальнейших задач по защите атмосферного воздуха от загрязнений.

Как известно, в уходящих газах котлов, сжигающих природный газ, содержится около 15 % водяных паров. Их скрытая теплота парообразования (СТП) составляет около 15 % теплоты сгорания газа. На эту величину низшая теплота сгорания газа меньше ее истинной - высшей теплоты сгорания. Соответственно при рассчитанном по $Q_{\rm H}^{\rm p}$ КПД котла $\eta_{\rm ka}^{\rm fp}=94$ %, фактически его КПД $\eta_{\rm ka}^{\rm fp}=80$ %.

В последнее время широкое применение для использования скрытой теплоты парообразования получили контактные экономайзеры на котлах малой и средней мощности. Подольский завод «ИК» ЗИОМАР» несколько лет назад приступил к разработкам установок использования СТП в мощных газовых энергоблоках [1].

По мнению представителей завода, эти установки решают следующие задачи:

- глубокое охлаждение уходящих газов;
- получение конденсата из уходящих газов;
- использование полученной теплоты конденсации водяных паров для подготовки конденсата системы регенерации;
- использование теплоты для нагрева подпиточной воды для нужд тепличного хозяйства, для отопления и вентиляции главного корпуса ТЭС, для предварительного подогрева воздуха;
 - решение экологических задач.

Наиболее рациональным представляется использование скрытой теплоты парообразования для нагрева конденсата в системе регенерации турбины взамен ПНД-1. Расчеты показывают, что в газовом энергоблоке мощностью 300 МВт при температуре уходящих газов 101 °C их теплом, включая СТП, можно нагреть конденсат с расходом 639,5 т/ч от 27 до 58 °C (как в ПНД-1). При этом освободившийся отборный пар вырабатывает дополнительную бестопливную мощность $\Delta N = 1,2$ МВт, за счет чего снижение удельного расхода топлива на энергоблок составляет 0,4 %. Если часть дымовых газов (около 6 %)

байпасировать мимо РВП, то температура уходящих газов составит 85 °C. Эта температура вполне приемлема для газоходов и дымовой трубы. Одновременно из установки выделяется конденсат с расходом 25 т/ч. Конечно, он не может служить непосредственно для подпитки энергоблока СКД, но по мнению ВТИ, его доведение до кондиции химобессоленной воды требует существенно меньших затрат, чем получение химобессоленной воды из сырой воды. Также уменьшается парциальное давление водяных паров в уходящих газах с 0,183 до 0,158 со снижением температуры конденсации с 58 °C до 54,5 °C. Поэтому опасность конденсации водяных паров на газоходах и дымовой трубе уменьшается.

Вместо подогрева конденсата можно подогревать подпиточную воду. Если принять величину подпитки 5 %, то для котла производительностью 1000 т/ч подпитка может воспринять тепло конденсата в размере 20 Гкал/ч.

Другой способ использования скрытой теплоты парообразования - это воздушное отопление главного корпуса ТЭС и подогрев дутьевого воздуха в холодное время. При воздушном отоплении главного корпуса водяные пары конденсируются в трубчатом воздухоподогревателе, работающем в шунтовом газоходе дымовых газов. Скрытая теплота воспринимается воздухом, вентилирующим здание. Система воздушного отопления замещает систему калориферного отопления, на которое расходуется тепло отборного пара турбины при некоторой потере ее электрической мощности.

При номинальной зимней температуре наружного воздуха $t_{\text{нар.}} = -15$ °C, нагрев до номинальной вентиляционной температуры +14 °C требует теплоты для энергоблока мощностью 300 МВт 9,3 Гкал/ч, которые при $t_{\text{нар.}} \sim -30$ °C возрастает до 14 Гкал/ч, а при $t_{\text{нар.}} = 0$ °C снижается до 4,5 Гкал/ч. При этом энергоблок может вырабатывать дополнительную электрическую мощность 5 МВт, замещая отборы пара на подогреватели низкого давления. Как видно, для холодного времени года данная система является достаточно эффективно.

В связи с отсутствием при сжигании природного газа потерь теплоты в результате механической неполноты сгорания, близостью к нулю потерь в результате химической неполноты сгорания и весьма небольшой потерей теплоты в окружающую среду единственной потерей теплоты в котлах, о дальнейшем снижении которой может идти речь, является лишь потеря с уходящими газами, которая равна по отношению к низшей теплоте сгорания газа 5-6 %, а при составлении баланса по высшей теплоте сгорания - 16-18 %.

На основании изложенного можно сделать вывод, что в котельных установках, работающих на природном газе, единственным путем существенного улучшения использования топлива является глубокое охлаждение продуктов сгорания до такой температуры, при которой удается сконденсировать максимально возможную часть водяных паров, содержащихся в газах, и использовать выделяющуюся при конденсации скрытую теплоту. Необходимо учитывать и то, что глубокое охлаждение газов позволяет полнее использовать физическую теплоту газов.

В газифицированных котельных другого пути заметного повышения коэффициента использования топлива (к.и.т.) кроме глубокого охлаждения продуктов сгорания до температуры, при которой происходит конденсация водяных паров из дымовых газов, нет. Есть все основания считать глубокое охлаждения продуктов сгорания природного газа в промышленных топливоиспользующих установках и особенно в энергетике наиболее эффективным путем значительного повышения к.и.т. и экономии газа в народном хозяйстве. Не случайно именно это направление начало усиленно развиваться в странах Западной Европы и США в начале 70-х годов, когда в капиталистических странах начался топливный кризис. Поэтому вполне закономерно, что на XIII конгрессе МИРЭК глубокое охлаждение продуктов сгорания признано одним из наиболее важных энергосберегающих методов[2].

Должное охлаждение газов следует обеспечить либо, в самом котле, либо в утилизационном теплообменнике, установленном после основного агрегата. Необходимо обеспечить такое течение процесса охлаждения газов, чтобы выпадение конденсата в максимально возможной и экономически оправданной степени было осуществлено в пределах основного или утилизационного агрегата, что позволяет облегчить работу

находящихся за теплообменником газоходов, дымососа и дымовой трубы, поскольку в этом случае в газоходы поступает лишь остаточные водяные пары, выпадение которых легче предотвратить.

Глубокое охлаждение дымовых газов возможно в любом теплообменнике с большой поверхностью теплообмена в единице объема и достаточно высоким коэффициентом теплообмена, что обеспечивает приемлемые металлоемкость и габаритные размеры. Важно также, чтобы аэродинамическое и гидравлическое сопротивление подобных аппаратов не требовали большой затраты электроэнергии на привод насосного и тягового оборудования, а также замены его в действующих котельных.

Широкое применение получили контактные теплообменники, которые чаще всего называют контактными экономайзерами. Они соответствуют всем ранее упомянутым требованиям, кроме сохранения неизменным качества нагреваемой в них воды.

Стремление обеспечить получение горячей воды питьевого качества привело к созданию комплексных контактно-поверхностных теплообменников, состоящих из контактного экономайзера и водо-водяного подогревателя, в котором теплоносителем служит вода, нагретая в контактном экономайзере. В последнее время получили развитие, особенно за рубежом, так называемые конденсационные поверхностные теплообменники и котлы, в которых глубокое охлаждение газов обеспечивается путем применения поверхностей нагрева с высоким коэффициентом оребрения, благодаря чему, такой важный показатель компактности аппарата, как площадь поверхности нагрева в единице объема, вполне соизмерим с этим показателем в контактных аппаратах или даже превышает его. В результате в конденсационных поверхностных теплообменниках могут быть достигнуты те же параметры уходящих газов, что и контактных экономайзерах.

Процессы охлаждения газов в поверхностных и контактных теплообменниках существенным образом отличаются друг от друга. В поверхностном теплообменнике охлаждение газов происходит сначала при постоянном влагосодержании. После достижения газами 100 %-ой относительной влажности начинается процесс осущения газов путем конденсации из них водяных паров. Анализ процесса охлаждения газов в поверхностном теплообменнике показывает, что конденсация водяных паров из газов начинается только после достижения ими точки росы.

Механизм охлаждения газов в контактном теплообменнике намного сложнее, поскольку с самого начала наряду с теплообменом происходит и массообмен. Тепло и массообмен между дымовыми газами и водой при их непосредственном соприкосновении имеет место благодаря разности температур и парциальных давлений водяных паров. В отличие от поверхностных теплообменников, подогрев воды в контактных аппаратах возможен лишь до так называемой температуры мокрого термометра, примерно равной температуре кипения воды при парциальном давлении паров в дымовых газах.

В контактных экономайзерах происходит одновременно "сухой" и "мокрый" теплообмен, т.е. теплообмен без изменения и с изменением агрегатного состояния воды. Характер процесса и относительная доля сухого и мокрого теплообмена в суммарном количестве переданной теплоты из дымовых газов для снижения потери теплоты с уходящими газами и соответственно повышения к.и.т. на 1 % достаточно охладить дымовые газы всего лишь на 2-3 °C.

Главным преимуществом контактных экономайзеров и котлов, равно как и конденсационных поверхностных теплообменников, являются возможности конденсации содержащихся в продуктах сгорания водяных паров и использования выделяющейся при этом теплоты для нагрева воды. Поэтому эффективность применения контактного нагрева воды дымовыми газами при прочих равных условиях возрастает с увеличением их начального влагосодержания.

Влагосодержание продуктов сгорания природного газа зависит в основном от коэффициента избытка воздуха в дымовых газах, а также от влагосодержания дутьевого воздуха, поступающего на горение в топку котла и присосами воздуха в газоходы.

Механизм тепло и массообмена в контактном экономайзере при соприкосновении горячих дымовых газов с холодной водой весьма сложен. Здесь одновременно происходят процессы конвективного теплообмена, диффузии, теплообмена при изменении агрегатного состояния и теплопроводности. Движущей силой этих процессов являются разность не только температур газов и воды, но и парциальных давлений водяных паров в дымовых газах и у поверхности воды. Коэффициент теплообмена от газов к воде в контактном экономайзере и от газов к поверхности нагрева в конденсационном поверхностном теплообменнике существенно выше при одинаковой скорости газов и других равных условиях, чем при чисто конвективном теплообмене, т.е. при "сухом". Увеличение этого коэффициента может быть значительным в связи с высокой интенсивностью "мокрого" теплообмена.

В поверхностных теплообменниках только при температуре газов в пристенном слое ниже точки росы возможна конденсация содержащихся в них водяных паров, являющаяся иногда более значительным источником выделения теплоты, чем только физическая теплота газов, выделяющаяся при их охлаждении

В контактных теплообменниках при условии, если температура воды, контактирующей с газами, ниже точки росы, конденсация влаги из газов начинается и при их температуре, превышающей точку росы. Но интенсивная конденсация паров начинается при температуре газов, близкой к точке росы. При этом с началом конденсации паров из дымовых газов существенно увеличивается цена каждого процесса охлаждения дымовых газов, причем она тем больше, чем выше влагосодержание газов. Особенно четко цена глубокого охлаждения газов видна из характера зависимости потери теплоты с уходящими газами от их температуры в контактных теплообменниках при противотоке и прямотоке газов и воды. Если для повышения к.и.т. в котле на 1 % в установках без конденсации паров требуется охладить дымовые газы на 15-20 °C, то в зоне конденсации паров из дымовых газов для снижения потери теплоты с уходящими газами и соответственно повышения к.и.т на 1 % достаточно охладить дымовые газы всею лишь на 2-3 °C.

Для повышения надежности работы дымовой трубы важно, чтобы газы в контактном экономайзере охлаждались ниже точки росы. При охлаждении газов ниже точки росы в контактном экономайзере сконденсируется определенное количество паров и дымовые газы войдут в газоходы и дымовую трубу с более низкой температурой, но вместе с тем и с заметно более низкой точкой росы. Расчеты и экспериментальные исследования многих авторов показывают, что при противотоке газов и воды и нагреве ее ниже точки росы, относительная влажность газов на выходе из контактного экономайзера не превышает 80-90%. В результате получается, что разность между температурой газов на выходе из контактного экономайзера и новой точкой росы, соответствующей состоянию газов на выходе из экономайзера, такова, что создает некоторый запас и задерживает начало конденсации остаточных водяных паров.

Таким образом, хотя вероятность конденсации паров в дымовой трубе при нормальном режиме работы контактных экономайзеров сохраняется, возможное количество выпадающего в трубе конденсата уменьшается в несколько раз, а выпадение его при благоприятных условиях происходит не по всей высоте трубы.

Если рассматривать вопрос, до какой температуры следует охлаждать газы в контактном экономайзере, то ясно, что с точки зрения глубокого охлаждения газов целесообразно подавать в экономайзер воду с возможно более низкой температурой и нагревать ее до температуры ниже точки росы. Следовательно, глубина охлаждения дымовых газов определяется в каждом отдельном случае потребностью в воде и по возможности необходимой температурой ее, если она не превышает температуру мокрого термометра.

Эффективность глубокого охлаждения продуктов сгорания природного газа оценивается снижением потери теплоты с уходящими газами, определяемой при расчете по высшей теплоте сгорания топлива. Если принять умеренную температуру уходящих газов 40 °C, которая характерна для большинства действующих контактных экономайзеров, то потеря

теплоты с уходящими газами $q_2^{\rm E}$ составляет 2-5 %. Если основной котельный агрегат имеет температуру уходящих газов 150 °C, то экономия газа при наличии контактного экономайзера составляет не менее 10-12 % и коэффициент использования топлива (к.и.т.) может составить 96-97 % по $Q_{\rm E}^{\rm c}$.

Однако, несмотря на такую высокую эффективность использования контактных экономайзеров, следует отметить недостаточный объем использования их на электростанциях. Такое положение становится совершенно недопустимо в условиях, когда доля природного газа в топливном балансе электростанций Республики Беларусь составляет порядка 90-95 %. При этом стоимость природного газа, используемого на электростанциях, в последнее время возросла в несколько раз.

Литература

- 1. Об использовании скрытой теплоты парообразования водяных паров уходящих газов в мощных энергетических котлах/А.У. Липец [и др.]//Энергетик. -2002- №2 –С.19 -20.
- 2. XIII конгресс МИРЭК и мировая энергетическая ситуация/ М.А. Стырикович [и др.]//Теплоэнергетика. -1987- №3 –С.2 -11.

УДК 621.3

АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА РЕГУЛИРОВАНИЯ ОБЩЕГО ВОЗДУХА

Слуцкий А.Н.

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

Регулятор разрежения в топке котла. Предназначен для поддержания разрежения в верхней части топки котла на уровне 4 мм вод.ст. путем воздействия через схему шагающей синхронизации на направляющие аппараты дымососов. На вход регулятора поступают импульсы:по разряжению в топке котла и от собственного задатчика разряжения. Кроме того, в регуляторе предусмотрен задатчик перекосов направляющих аппаратов дымососов, воздействующий на схему шагающей синхронизации.

АСР общего воздуха. Автоматическая система регулирования (АСР) общего воздуха предназначена для автоматического поддержания заданного соотношения между расходами воздуха и топлива (газ или мазут), подаваемых в топку котла в регулируемом диапазоне нагрузок. Объектом регулирования АСР общего воздуха является участок воздушного тракта от шиберов вентиляторов до места измерения расхода воздуха (по перепаду давлений в 4-й ступени воздухоподогревателя ВП). Характерными особенностями для данного объекта регулирования является малое время запаздывания t, малая постоянная времени T и значительные пульсации поддерживаемого параметра.

Сигнал с датчиков расхода газа и/или мазута проходит к регулятору общего воздуха через переключатель топлива ПТ. Положение ПТ устанавливается в соответствии с видом сжигаемого топлива. В регуляторе этот сигнал сравнивается с сигналом, поступающим с датчика расхода воздуха. На регуляторе общего воздуха РПИБ формируется управляющий сигнал по заданному закону. Управляющий сигнал в зависимости от положения контактов реле аналого-релейного преобразователя К26.1, задействованного в схеме синхронизации, воздействует через пускатели типа ПБР-А на исполнительные механизмы (МЭО-630/25) шиберов вентиляторов А и Б. Проектная схема дополнена приставкой к К26.1, упрощающей настройку схемы синхронизации.

Комплекс технических средств регулятора воздуха: дифманометр бесшкальный с электро-дистанционной передачей сигнала установленный на отметке обслуживания — 8 м (датчик расхода газа и/или мазута); дифманометр бесшкальный электро-дистанционной передачей сигнала (датчик расхода воздуха) установленный на 4-ой ступени воздухоподогревателя; прибор показывающий КМД; регулятор РПИБ, установленный на неоперативной панели управления (на щите); аналого-релейный преобразователь К26.1; исполнительный механизм — МЭО, находящийся непосредственно по месту.

Регулятор общего воздуха. Регулятор общего воздуха предназначен для поддержания давления воздуха за РВП нитки А и Б в соответствии с нагрузкой котла путем воздействия через схему шагающей синхронизации на направляющие аппараты дутьевых вентиляторов.

На вход регулятора поступают импульсы: по давлению воздуха за РВП нитки А и Б; прямой импульс от автоматического задатчика нагрузки регулятора мощности (импульс по нагрузке котла); дифференцированный импульс от автоматического задатчика нагрузки регулятора мощности.

Регулятор разрежения в топке котла. Предназначен для поддержания разрежения в верхней части топки котла на уровне 4 мм вод.ст. путем воздействия через схему шагающей синхронизации на направляющие аппараты дымососов. На вход регулятора поступают импульсы: по разряжению в топке котла и от собственного задатчика разряжения. Кроме того, в регуляторе предусмотрен задатчик перекосов направляющих аппаратов дымососов, воздействующий на схему шагающей синхронизации.

В настоящее время сжигание топлива с предельно низкими избытками воздуха является малозатратной, энергосберегающей технологией. В большинстве своем газомазутные котлоагрегаты оснащаются простейшими одноконтурными автоматическими системами регулирования «топливо – воздух». Реже это касается крупных котлоагрегатов, где

используется двухконтурная каскадная АСР с корректирующим сигналом по концентрации кислорода в режимном сечении котла. Такой метод имеет существенный недостаток, связанный с корректирующим сигналом. Наиболее приемлемым с точки зрения оптимизации процесса сжигания топлива является сигнал по химическому недожогу, приведенный к оксиду углерода СО. Путем математического моделирования можно провести исследование динамических характеристик этих систем при обработке возмущения по нагрузке котла (расходу топлива) и разряжения (при различных уровнях присосов воздуха в котел).

При реализации АСР воздуха и перераспределения главное, как автоматически определить, чем вызвано появление химического и механического недожога: недостатком суммарного расхода воздуха или чрезмерным перераспределением расходов воздуха и/или топлива между ярусами. Такая задача может быть решена, например, с использованием алгоритма экстремального регулирования, или путем реализации простейшей экспертной системы, но в настоящее время оба способа трудно реализуемы. С другой стороны, исследованиями установлено, что появление химического и механического недожога связано с недопустимым перераспределением расходов топлива, а не с недостатком общего расхода воздуха. Исходя из этого взаимосвязанная АСР воздуха и перераспределения распадается на две локальные АСР: традиционную АСР воздуха и АСР минимизации содержания окисей азота, с учетом ограничения по химическому и механическому недожогу. Ввиду отсутствия надежных датчиков химического и механического недожога на определенный период времени предложен вариант без их использования.

Литература

- 1. Плетнев, Г.П. Автоматическое управление и защита теплоэнергетических установок электростанций: Учебник для техникумов. М.: Энергоатомиздат, 1986. 344 с.
- 2. Кулаков, Г.Т. Инженерные экспресс-методы расчета промышленных систем регулирования: Спр. Пособие. Мн.: Выш. Шк., 1984. 192 с.

УДК 621.735

ВЛИЯНИЕ ФИНАНСИРОВАНИЯ И МАТЕРИАЛЬНОГО СТИМУЛИРОВАНИЯНА ЭФФЕКТИВНОСТЬ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Стрижёва Е.М., Струй Е.В.

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

Научные исследования играют важную роль в развитии экономики страны. Вместе с тем они являются важнейшим инструментом модернизации и развития энергетики, являющейся одним из основных приоритетных направлений научных исследований в республике. В связи с этим актуальность приобретает задача повышения эффективности научных исследований. Уровень и объемы научных достижений напрямую связаны с уровнем финансирования исследований. Исследователи в основном получают и публикуют столько новых результатов сколько им позволяют объемы финансирования.

Наибольший вклад в развитие энергетики страны вносят прикладные научные исследования (направленные преимущественно на применение новых знаний для достижения практических целей и решения конкретных задач, в том числе имеющих коммерческое значение). На долю прикладных научных исследований и экспериментальных разработок приходится до 80% всех исследований и объемов их финансирования. Однако не стоит забывать и о важности фундаментальных исследований, которые являются основой для прикладных.

Недостаточный уровень финансирования научной деятельности и необходимость поиска новых источников финансирования приводят к тому, что ученые меньше времени посвящают науке, а также нарушается регулярность и непрерывность работы над научными проблемами. И хотя периодическое изменение видов деятельности в определенном смысле желательно для представителей творческих профессий, но лишь до некоторого предела, по достижении которого ученый фактически лишь изредка возвращается к работе над научной задачей и каждый раз заново вынужден вникать в рассмотренную им много ранее проблему. При низкой регулярности научной работы исследователь нередко не успевает развить и теряет возникающие у него в процессе исследований идеи. Следует учитывать и то, что в науке важны именно полученные результаты, поэтому даже добросовестно выполненная работа может в конечном счете оказаться бесполезной с точки зрения науки в целом.

В мировом масштабе самым сильным мотиватором продвижения науки является *Нобелевская премия* — одна из наиболее престижных международных премий, присуждаемая за выдающиеся научные исследования или крупный вклад в культуру, или развитие общества.

Нобелевская премия присуждается представителям семи направлений: литература, физика, химия, физиология и медицина, содействие установлению мира, экономика (с 1969 года по инициативе Шведского банка). От лауреата требуется выступление с так называемой «Нобелевской мемориальной лекцией», которая публикуется затем Нобелевским фондом в особом томе.

Фонд Нобеля был создан в 1900 году как частная независимая неправительственная организация, с начальным капиталом 31,6 млн. шведских крон (в нынешних ценах эта сумма эквивалентна примерно 1,65 млрд. крон). Первые премии составляли 150 000 крон (7,87 млн. крон в ценах 2009 г.). В настоящее время (2009) капитал фонда равен 3 млрд. 112 млн. шведских крон (примерно 450 млн. \$ США), а размер премии составляет 10 млн. шведских крон, что примерно эквивалентно в \$ США.

Вместе с тем на престижную международную награду Нобелевскую премию существует пародия — *Шнобелевская премия* (англ. Ig-Nobel Prize). Десять Шнобелевских премий вручаются в начале октября, перед тем, как называются лауреаты настоящей Нобелевской премии. Награду лауреатам вручают настоящие нобелевские лауреаты.

Присуждение премии в некоторых случаях выражает завуалированную критику. В большинстве случаев эти награды привлекают внимание к научным работам, заголовок или тема которых содержит элементы смешного.

Шнобелевскую премию получают и настоящие нобелевские лауреаты. Например, российско-британский физик Андрей Гейм получил её за исследование использования магнитов для левитации лягушки.

Цель Шнобелевской премии — отнюдь не уличить ученых в невменяемости тем их исследований. Как декларируют организаторы, премия существует для того, чтобы заставить людей «сначала посмеяться, а потом задуматься» — то есть, фактически всколыхнуть общественный интерес к науке.

Британские ученые доказали: наука требует денег. Страной, которая наиболее печется о своем научном потенциале, является Великобритания.

Больше 70 британских учёных удостоены Нобелевских премий. В Великобритании издается 8% от всех научных публикаций мира и выделяется около 4,5% мировых расходов на науку.

В Великобритании было сделано множество важных изобретений и открытий: паровоз, современный велосипед, гребной винт, многоступенчатая реактивная паровая турбина, электромагнит, стереозвук, двигатель внутреннего сгорания, фотография, антибиотики, экстракорпоральное оплодотворение, HTML, HTTP и многие другие.

Расходы на науку в стране увеличились вдвое с 1997 года. Нововведение 2009 года – в запросе на грант должно быть подробно описано экономическое влияние проекта. В докладе «Будущее британской науки» (А Vision for UK Research), опубликованном Британским государственным Советом по науке и технологиям 1 марта 2010 года, было сказано, что наука – основополагающий фактор в конкуренции с Китаем и Индией. Также в докладе было прописано, что расходы должны быть более эффективными, а деньги в первую очередь должны направляться туда, где ведутся значимые и интересные исследования, а не только в именитые университеты. Осенью 2010 года британское правительство объявило, что расходы на науку в ближайшее время будут урезаны на 25%, что по мнению научных экспертов, в области распределения бюджетных средств, может нанести огромный ущерб экономике в размере около £ 10 000 000 000.

Куда именно направить расходы на науку решают учёные. Учёным-теоретикам приходится труднее с финансированием их исследований. Профессор математики Дэвид Эдмундсен считает, что это началось ещё тогда, когда совет по распределению фондов заявил, что главная задача науки — создание материальных ценностей.

В декабре 2014 года правительство Великобритании анонсировало стратегию развития научных исследований и инноваций «Наш план роста: наука и инновации» (далее – «Стратегия»). В преамбуле к документу говорится: «Великобритания исторически инвестировала меньше в исследования и развитие, чем наши конкуренты. Решение вопроса финансирования исследований требует приверженности государственного и частного сектора, поскольку страна продолжает восстанавливать экономику. Компании, которые инвестируют в научно-исследовательскую и инновационную деятельность, имеют более высокую производительность, создают высококачественные рабочие места и ориентируются на экспорт. Наша миссия состоит в том, чтобы сделать Великобританию мировым лидером экономики знаний. Способность Великобритании капитализировать научные исследования будет иметь решающее значение для нашего будущего процветания и социального благополучия. Это создаст новые рабочие места, инновационные предприятия и позволит Великобритании выйти на новые рынки».

Весьма знаковым является тот факт, что определение приоритетов науки и инноваций в Великобритании происходит в то время, когда экономика страны до конца не восстановилась после финансового кризиса. А решение в осуществлении финансовой поддержки в 5,9 млрд фунтов стерлингов в научные исследования до 2021 года стало самым долгосрочным

обязательством, касающимся капиталовложений в науку за последние десятилетия в Великобритании.

Британские университеты и научно-исследовательские институты оказывают значительное влияние на экономику. Великобритания менее чем с 1% мирового населения занимает четвертое место в мире по подготовке докторов наук. В 2011–2012 годах университеты способствовали вкладу в национальную экономику в размере 3,4 млрд фунтов стерлингов.

Общий объем инвестиций в науку в Великобритании составил 1,7% ВВП в 2012 году, и этот уровень остается стабильным с начала 1990-х годов. Согласно данным агентства Thomson Reuters, на долю Великобритании в мировых расходах на научные исследования приходится 4%. 114 британских ученых стали нобелевскими лауреатами. В Великобритании находятся 29 университетов из топ-200 мирового рейтинга университетов Times Higher Education World Rankings. Великобритания занимает второе место в мире после США по числу цитирований. Страна — мировой лидер в области технологий малых спутников, занимает первое место в Европе по спутникам телевещания. В соответствии с Индексом глобальной конкурентоспособности Великобритания занимает третье место по качеству научно-исследовательских институтов и четвертое по выпуску докторов наук РНD. Доля исследователей Великобритании составляет 3,9%.

В Республике Беларусь финансирование научных исследований производится из средств республиканского бюджета, а также различных специализированных фондов и внебюджетных средств.

Важную роль инвестора в науку играет Белорусский республиканский фонд фундаментальных исследований (БРФФИ).

БРФИ оказывает финансовую и организационную поддержку фундаментальных научных исследований, которые выполняются научными организациями и учреждениями высшего образования Республики Беларусь по приоритетным направлениям научных исследований в соответствии с перечнем, утвержденным постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 12 марта 2015 г. № 190 «О приоритетных направлениях научных исследований Республики Беларусь на 2016–2020 годы», в следующих областях фундаментальных научных исследований:

- физика, математика и информатика;
- технические науки;
- химия и науки о Земле;
- медико-фармацевтические науки;
- аграрно-биологические науки;
- общественные и гуманитарные науки.

В соответствии с Уставом БРФФИ такая поддержка оказывается путем:

- а) целевого финансирования проектов фундаментальных научных исследований, в том числе выполняемых в рамках совместных конкурсов с аналогичными фондами или организациями других стран, а также в контакте с зарубежными учеными (конкурсы «Наука», «Наука МС», «БРФФИ–РФФИ», «БРФФИ–НТФМ» и др.);
- б) предоставления грантов для молодых ученых с целью проведения ими самостоятельных научных исследований, в том числе в рамках совместных конкурсов с аналогичными организациями других стран (конкурсы «Наука М», «БРФФИ–РФФИ М» и др.) или развития научных направлений, в которых они добились значимых результатов (конкурс «Ученый»);
- в) долевого финансирования проектов научных исследований совместно с министерствами и ведомствами, а также с исполнительными комитетами регионов (областей, районов, городов) республики по приоритетным для них научным проблемам (конкурсы «БРФФИ–Минобразование М», «БРФФИ–Витебск» и др.);
- г) финансовой поддержки: симпозиумов, конференций, семинаров и других научных мероприятий; участия исполнителей проектов БРФФИ в научных мероприятиях за рубежом.

В 2015 году выделено 11 грантов для участия исполнителей проектов в международных научных мероприятиях, проводимых в Польше, Чехии, Германии, Франции, Латвии, Италии, Греции, Венгрии.

На данный момент БРФФИ сотрудничает с Россией, Арменией, Вьетнамом, Кореей, Украиной.

Кроме того, существует ряд государственных программ научных исследований, в рамках которых в Беларуси также осуществляется финансирование научных исследований (таблица 1).

Таблица 1 – Перечень государственных программ научных исследований на 2016–2020 гг. [1]

Наименование	Прогнозные объемы финансирования, млн. рублей							
государственных программ		в том числе по годам						
научных исследований					r 1			
(ГПНИ), срок их	всего	2016	2017	2010	2010	2020		
реализации 2016–2020		2016	2017	2018	2019	2020		
годы								
1. ГПНИ «Энергетические	F15							
системы, процессы и	515	69 235	83 081	99 698	119 637	143 565		
технологии»	216							
2. ГПНИ «Химические	363	60.010	70.006	72.116	74.570	76.060		
технологии и материалы»	667	68 918	70 986	73 116	74 578	76 069		
_	360	40.4776	50 171	60.005	00.766	100.510		
3. ГПНИ «Биотехнологии»	737	48 476	58 171	69 805	83 766	100 519		
4. ГПНИ								
«Фундаментальные и	306	50.026	60 206	61 411	62 639	62.265		
прикладные науки –	547	59 026				63 265		
медицине»								
5. ГПНИ «Информатика,	182	24.660	25 700	26,900	27.400	20 205		
космос и безопасность»	863	34 669	35 709	36 800	37 400	38 285		
6. ГПНИ «Фотоника, опто-	469	62.007	75 717	00.000	100.022	130 839		
и микроэлектроника»	545	63 097	75 717	90 860	109 032			
7. ГПНИ «Механика,								
металлургия, диагностика в	365	61 574	67 721	74.505	79 220	92 706		
машиностроении», 2016-	746	61 574	67 731	74 505	78 230	83 706		
2020 годы								
8. ГПНИ «Физическое	692							
материаловедение, новые	476	110 801	121 882	134 070	151 499	174 224		
материалы и технологии»	470					ı		
9. ГПНИ «Качество и								
эффективность	445	76 392	84 032	90 333	94 955	100 039		
агропромышленного	751	10 392	04 032	70 333	94 933	100 039		
производства»								
10. ГПНИ	445							
«Природопользование и	622	66 673	73 340	88 008	101 210	116 391		
экология»								
11. ГПНИ «Конвергенция-	410	60 884	73 061	83 655	92 020	101 222		
2020»	842	00 004	75 001	05 055	72 020	101 222		
12. ГПНИ «Экономика и	598							
гуманитарное развитие	312	80 401	96 481	115 777	138 933	166 720		
белорусского общества»								
Итого	5 157	800 146	900 397	1 018	1 143	1 294 844		
111010	324	000 140	700 371	038	899	1 27 1 0 7 7		

Для поддержки участия белорусских ученых в программах ЕС по науке и инновациям в нашей стране действует Национальный информационный офис.

Рабочая программа Европейского союза по науке и инновациям на 2014-2020 годы является восьмой по счету программой поддержки наднациональной науки в ЕС, история которых началась в середине 80-х годов прошлого века. В отличие от предыдущих программ, она получила собственное имя – Горизонт 2020. Еще одно важное отличие от предшественниц – это объединение в Горизонте 2020 ранее существовавших по отдельности финансирования научных исследований, разработок И инновационной деятельности, а также соответствующих финансовых ресурсов. Программа является попыткой реализовать на практике целый ряд из более чем 30 пунктов инициативы «Инновационный союз» – одной из 7 так называемых флагманских инициатив Стратегии развития EC на текущее десятилетие «Европа 2020»

Цели Программы – создать научно-технологическую основу для ускоренного и объединенной **устойчивого** экономического развития Европы, конкурентоспособности в мире, повысить занятость, вывести ЕС на уровень наиболее развитых в научно-технологическом отношении государств, обеспечить решение глобальных проблем в области здоровья населения, демографии, энергетики, климата и безопасности. Эти цели определяют три приоритета (они же – три структурных блока) программы: передовая наука; промышленное лидерство; решение общественно значимых проблем.

Программу формирует и администрирует Генеральный директорат по науке и инновациям Европейской комиссии совместно с отраслевыми директоратами (образование и культура, информационные технологии и др.).

Вместе с тем финансирование научных исследований и разработок в Беларуси осуществляется в недостаточных объемах (таблицы 2 и 3).

	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Млрд. руб.								
В фактически действовавших ценах	37,5	245,2	508,3	773,8	1291,4	2026,5	1931,8	2190,2
В постоянных ценах 2000 года	35,7	49,3	57,4	51,1	48,6	62,9	50,9	49,6
В процентах к ВВП	0,39	0,38	0,31	0,26	0,24	0,31	0,25	0,25

по данным Министерства финансов Республики Беларусь [2]

Таблица 2 – Финансирование науки из средств республиканского бюджета

Таблица 3 – Внутренние затраты на научные исследования и разработки [2]

	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Млрд. руб.								
В фактически	66,0	441,5	1140,6	2081,9	3537,8	4372,3	4073,1	4495,4
действовавших ценах								
В постоянных ценах 2000	66,0	0 88,7	128,9	137,4	133,2	135,8	107,4	101,8
года	00,0	00,7	120,9	137,4	133,2	155,6	107,4	101,6
В процентах к ВВП	0,72	0,68	0,69	0,70	0,67	0,67	0,52	0,52

Из таблиц 2 и 3 видно, что доля финансирования науки из средств республиканского бюджета и внутренние затраты на научные исследования и разработки в процентах к ВВП постоянно снижаются и в 2015 году составили соответственно 0,25% и 0,52% против 0,32% и 0,72% в 2000 году. Эти значения значительно ниже среднеевропейских (2%) и критического уровня экономической безопасности страны (1%) [3].

Как итог хронического недофинансирования науки, слабой мотивации труда в научной сфере и, соответственно, низкого престижа занятий научной деятельностью, количество

699,4

652,1

831,4

995.9

занятых в сфере «наука и научное обслуживание» продолжает стабильно и неуклонно сокращаться, в том числе специалистов высшей квалификации – кандидатов и докторов наук.

В таблице 4 справочно приведена структура внутренних затрат на научные исследования и разработки по источникам финансирования за период 2000–2015 годы.

		Из них по источникам финансирования					
Годы Внутренние затраты		Собственные средства	Средства бюджета	Средства внебюджет ных фондов	Средства иностранных инвесторов, включая иностранные кредиты и займы	Средства других организаций	
2000	66,0	8,4	29,7	4,5	8,2	15,0	
2005	441,5	54,8	256,5	22,4	27,6	80,2	
2010	1140,6	140,1	659,8	9,9	154,8	169,1	
2011	2081,9	573,9	936,4	10,1	182,0	374,5	

1542.6

2079,7

1954,3

2007.9

939,7

954.8

728,9

857.4

2012

2013

2014

2015

3537,8

4372,3

4073,1

4495,4

Таблица 4 — Внутренние затраты на научные исследования и разработки по источникам финансирования (в фактически действовавших ценах, миллиардов рублей) [2]

9.5

30,4

47,7

58,8

336,3

347,5

504,4

571.8

Таким образом, финансирование научных исследований и разработок в процентах к ВВП в Беларуси значительно ниже среднеевропейских показателей (2%) и критического уровня экономической безопасности страны (1%), что приводит к сокращению количества, занятых в сфере «наука и научное обслуживание», в том числе специалистов высшей квалификации — кандидатов и докторов наук, неуклонно снижая эффективность научных исследований. Поэтому в целях повышения эффективности научных исследований и разработок в Республике Беларусь объем их финансирования необходимо увеличить до значения не ниже 1% от ВВП.

Литература

- 1. Постановление Совета министров Республики Беларусь от 10 июня 2015 г. № 483 [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://research.bsu.by/research_activity/programs_projects/gpni/
- 2. Статистический ежегодник Республики Беларусь / Национальный статистический комитет Республики Беларусь, 2016. 519 с.
- 3. Социально-экономическое развитие Республики Беларусь в 2011-2015 годах и меры по обеспечению устойчивого сбалансированного развития экономики на перспективу / Информационно-аналитический доклад НАН Беларуси, 2016. 96 с.

УДК 621.311.25

ВЕДЕНИЕ ВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО РЕЖИМА II КОНТУРА С ДОЗИРОВАНИЕМ ОРГАНИЧЕСКИХ АМИНОВ НА АЭС С ВВЭР-1200

Струй Е.В.

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

Ввод в эксплуатацию в 2018 г Белорусской АЭС уже сейчас ставит вопрос обоснованного выбора оптимального водно-химического режима (ВХР) I и II контуров энергоблока ВВЭР-1200. Отсутствие своего опыта эксплуатации АЭС требует тщательного изучения зарубежных водо-водяных ядерных реакторов.

Надежность работы любого элемента теплоэнергетического оборудования определяется взаимным влиянием трех факторов:

- конструкцией аппарата;
- конструкционными материалами;
- водно-химическим режимом (коррозионная агрессивность теплоносителя).

Водно-химический режим АЭС является одним из важнейших факторов, влияющих на надежность, экономичность и безопасность эксплуатации. Создание и поддержание таких физико-химических свойств теплоносителей, которые способствовали бы предотвращению коррозионных повреждений конструкционных материалов оборудования и образования отложений на его поверхностях, - актуальная проблема и в настоящее время. Водно-химический режим должен быть организован таким образом, чтобы обеспечивались целостность защитных барьеров (оболочек ТВЭЛов и границ контура теплоносителя), выполнения требований к радиационной безопасности, а также надежности работы оборудования второго контура.

Теплоносители I и II контуров необходимо подвергать тщательной очистки и он должен соответствовать строго установленным нормам качества.

В первом реакторном отделении основную опасность предоставляют продукты коррозии, конструктивные материалы которых, как правило, оседают на ТВЭЛах.

BXP первого контура достаточно стабильно поддерживает установленные нормы теплоносителя, дозированные аммиаком, КОН с регулированием реактивности борной кислоты (т.е. слабощелочной восстановительный режим).

Важнейшими задачами организации оптимального BXP II контура АЭС с BBЭР являются:

- повышение надежности работы оборудования;
- уменьшение выноса продуктов коррозии конструкционных материалов в парогенератор (ПГ);
 - высокое качество добавочной воды для восполнения потерь в цикле;
 - эффективная деаэрация теплоносителя;
 - оптимизация коррекционной обработки конденсата турбины и питательной воды ПГ;
 - надежный автоматический и ручной химический контроль;
- •высокая плотность конденсатного тракта, находящегося под вакуумом и трубок конденсаторов турбины;
 - минимизация скорости коррозионно-эрозионного износа оборудования.

Особенно сложная задача - подавление коррозии-эрозии оборудования, работающего в области влажного пара и двухфазных потоков. Поступление продуктов коррозии железа в питательную воду в основном из пароводяного тракта II контура.

Парогенератор не может быть отключен, он радиоактивен, закрыт теплоизоляцией, помещен в бокс, который расположен внутри герметичной оболочки. Свободный доступ к парогенераторам не возможен. Поэтому в ВХР II контура особое внимание уделяют парогенераторам.

Предотвращение коррозионного износа элементов II контура и, как следствие, уменьшение роста отложений на трубной системе парогенераторов во многом определяются организацией водно-химического режима II контура. Водородный показатель при рабочей температуре (pH_t) — это основной параметр для предупреждения коррозии оборудования II контура. Скорость коррозии углеродистой стали, из которой выполнена значительная часть конденсатно-питательного тракта, влияют и другие факторы, такие как температура, качество рабочей среды и концентрация кислорода.

Многочисленными исследованиями показано, что при повышении водородного показателя pH от нейтрального до щелочных значений существенно уменьшается скорость эрозионно-коррозионного износа углеродистой стали, при увеличении pH $_{\rm t}$ от 6,31 до 6,82 (на единицу по отношению к точке нейтральности) при температуре рабочей среды 150 °C скорость коррозии стали снижается почти в 3 раза.

Сложность поддержания BXP II контура на действующих АЭС с BBЭР-1000 связана с использование для оборудования и трубопроводов II контура различных конструкционных материалов. Это обстоятельство не позволяет поддерживать то значение рH, которое соответствовало бы минимуму скорости коррозии для каждого из них, и вынуждает идти на принятие некоторого «компромиссного» значения и вынужденного BXP.

Наличие медьсодержащих сплавов в конденсатно-питательном тракте не дает возможности повысить рН питательной воды, чтобы уменьшить коррозию трубопроводов и оборудования из углеродистых сталей и тем самым избежать заноса трубчатки ПГ продуктами коррозии.

Для блоков с медьсодержащими сплавами во втором контуре необходимо использовать корректирующий реагент, удовлетворяющий следующим требованиям:

- лучшие, по сравнению с аммиаком, щелочные свойства (т.е. более высокая величина константы диссоциации Kb) и меньшая степень снижения Kb с ростом температуры;
- коэффициент распределения между паром и водой в двухфазной среде Kd близкий к 1;
 - способность повышать рН без вреда для медных сплавов;
 - совместимость с конструкционными материалами;
 - стабильность (низкая скорость термического разложения);
 - обеспечение нормальной эксплуатации систем поддержания BXP-2 (БОУ и CBO-5);
 - минимальное воздействие на окружающую среду и здоровье персонала;
 - экономическая целесообразность.

В результате интенсивного поиска альтернативных аммиаку реагентов, используемых для коррекции BXP-2 на AЭС с PWR Франции, США, Англии, Японии, Канады, Бельгии, ЮАР, Кореи с медьсодержащими сплавами в оборудовании, наибольшее распространение получили два органических амина – морфолин и этаноламин.

Основным недостатком существовавшего до 2005 г. на всех АЭС с ВВЭР гидразинно-аммиачного (ГАР) ВХР II контура является то, что поддержание рН питательной воды осуществлялось аммиаком, полученным в результате расположения гидразина. Из-за высокой летучести аммиака при дополнительном поступлении аминов сильных кислот во II контур р $H_t = 5.7$ -6.2 в объеме парогенераторов и в сепарате сепаратора-пароперегревателя (СПП) не обеспечивалось. Концентрация железа в питательной воде ПГ гидразинно-аммиачном BXP составляла 10-12 мкг/дм 3 .

В 2005-2006 гг. на Ростовской и Балаковской АЭС с ВВЭР-1000 были внедрены соответственно морфолиновый и этаноламиновый водно-химические режимы II контура.

Особенности морфолинового ВХР. Морфолин обладает низкой коррозионной агрессивностью по отношению к медьсодержащим сплавам. В отличие от гидразина, морфолин не разлагается при рабочих параметрах второго контура, и после достижения необходимой концентрации морфолина в питательной воде его дозировка прекращается и производится периодически для восполнения потерь реагента с протечками. В условиях герметичного второго контура концентрация морфолина удерживается на стабильном уровне

значительное время и не требует дополнительного дозирования реагента, в то время как гидразин выводится из тракта безвозвратно.

При работе энергоблока в морфолиновом режиме получены следующие результаты:

при стабильной работе энергоблока вывод железа с продувкой увеличился с 1 (при ГАР ВХР) до 7,3 % количества железа, поступающего в ПГ с питательной водой;

осаждение железа на теплообменной поверхности снизилось с 65 (при ГАР ВХР) примерно до 35 %.

Химический анализ отложений, отобранных с внутренних поверхностей ПГ со стороны II контура в 2005 и 2007 гг., показал, что по сравнению с ГАР при введении морфолинового ВХР доля оксидов меди в отложениях увеличилось почти в 2 раза (с 8,9 до 16,7 %). Это обусловлено снижением поступления железа в ПГ с питательной водой примерно на 60 %, а поступление меди осталось на прежнем уровне либо снизилось не значительно.

Однако, в результате термического разложения и окисления морфолина образуются органические кислоты – уксусная и муравьиная:

$OC_4H_8NH \rightarrow CH_3COOH + HCOOH$

Опыт эксплуатации показывает, что наличие органических кислот (уксусной и муравьиной), накапливаемых во втором контуре при ведении морфолинового BXP-2, не оказывает значительного влияния на значения pH_T в продувочной воде $\Pi\Gamma$.

Особенности этаноламинового ВХР. Этаноламин (ЭТА) — формула C_2H_7ON ($H_2NCH_2CH_2OH$). Горючая жидкость с резким аммиачным запахом. С водой и спиртом смешивается во всех отношениях. Хорошо растворим во многих органических растворителях.

При взаимодействии с водой этаноламин повышает ее рН:

$H_2NCH_2CH_2OH + H_2O = {}^{+}H_3NCH_2CH_2OH + OH$

При внедрении этаноламинового ВХР:

при стабильной работе энергоблока вывод железа с продувкой увеличился с 1 (при ГАР ВХР) примерно до 7 % количества железа, поступающего в ПГ с питательной водой;

осаждение железа на теплообменной поверхности снизилось с 65 (при ГАР ВХР) примерно до 33 %.

При ведении этаноламинового BXP наблюдается снижение процентного содержания меди в отложениях по всем контролируемым точкам. По теплообменной поверхности ПГ оно снизилось в 3,3 раза (со среднего значения 9,5 при ГАР до 2,9 %). При этом содержание железа увеличилось с 87,9 да 93 %.

Анализ работы БОУ при ведении морфолинового и этаноламинового режимов показал следующее:

при ведении этих режимов и снижении концентрации железа в конденсате турбины целесообразно отключение электромагнитного фильтра $(ЭМ\Phi)$ блочно-обессоливающей установки (БОУ);

работа фильтра смешенного действия (ФСД) БОУ в Н-ОН-форме обеспечивает эффективную сорбцию катионов и анионов;

при одинаковом качестве ионообменных смол в загрузках Φ СД и при одном и том же значении присосов охлаждающей воды в концентраторах объемы пропущенной воды через Φ СД БОУ сопоставимы.

Анализ работы СВО-5 при ведении морфолинового и этаноламинового режимов показал следующее:

при работе ниток СВО-5 в Н—ОН-форме наблюдается эффективная сорбция катионов и анионов:

при введении морфолинового BXP лимитирующим фактором длительности фильтроциклов ниток CBO-5 является обменная емкость анионита, при введении этаноламинового BXP – обменная емкость катионита;

объем пропущенной через CBO-5 воды при морфолиновом BXP составил 70-110 тыс. m^3 , при этаноламиновом – 45-65 тыс. m^3 , т.е. в 1,7 раз меньше;

для увеличения длительности фильтроциклов ниток CBO-5 в этаноламиновом BXP целесообразно повышать объем катионита, изменяя загрузку одного анионитового фильтра, а в морфолиовом BXP повышать объем анионита изменением загрузки катионитового фильтра.

н	ула	ярная	Логарифм константы диссоциации, рКь		Коэффициент распределения между паром и водой, Кd		Продукты		
Амин	Формула	Молекулярная масса	25°C	150°C	300°C	25°C	150°C	300°C	разложени я %/ч при 285°C
Аммиак	NH ₃	17	4,76	5,13	6,83	30,20	10	3,23	0
Морфолин	C ₄ H ₈ ONH	87	5,50	5,30	6,63	0,12	0,77	1,29	~ 2
Этанолами н	C ₂ H ₄ (OH)NH	61	4,50	4,83	6,40	0,004	0,11	0,489	~ 0,7

Таблица 1 – Сравнительные характеристики аммиака, морфолина и этаноламина

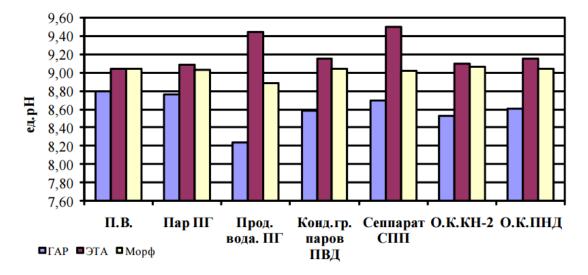


Рисунок 1 – Эксплуатационные значения рH25 по потокам второго контура при различных BXP

В результате изучения опыта эксплуатации энергоблоков с гидразинно-аммиачным ВХР выявил следующие недостатки: сложность поддержание показателя рН питательной воды на уровне безопасным для конструкционных материалов оборудования, загрязнение теплоносителя оксидами железа и меди. Этих недостатков удалось избежать на Ростовской и Балаковской АЭС с ВВЭР-1000, когда на них были внедрены соответственно морфолиновый и этаноламиновый водно-химические режимы II контура. При применении этаноламина и морфолина происходит повышение и выравнивание рН во всех потоках второго контура, снижение скорости эрозионно-коррозионного износа оборудования, снижение концентрации продуктов коррозии. Применение этаноламина и морфолина приводит к накоплению в контуре органических кислот — уксусной и муравьиной, однако, величина χ_H при этом находится на уровне, ниже нормируемого.

Литература

1. Тяпков В.Ф. Ведение водно-химического режима II контура АЭС с ВВЭР на энергоблоках с отсутствием медьсодержащих сплавов // Теплоэнергетика. 2014. №7.

- 2. Тяпков В.Ф., Ерпылева С.Ф., Быкова В.В. Внедрение водно-химического режима II контура с дозированием органических аминов на АЭС с ВВЭР-1000 // Теплоэнергетика. 2009. №5.
- 3. Тяпков В.Ф., Шарафитдинов Р.Б. Состояние, основные проблемы и направления совершенствования водно-химического режима АЭС // Теплоэнергетика. 2007. №5.
- 4. Рощектаев Б.М. Водно-химический режим АЭС с реакторами ВВЭР-1000 и РБМК-1000// М: НИЯУ МИФИ. 2010.

УДК 621.0

ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ОРУЖЕЙНЫХ НУКЛИДОВ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕАКТОРАХ НА ТЕПЛОВЫХ НЕЙТРОНАХ

Сяменчук А.А., Шах А.С.

Научный руководитель – ассистент Денисов С.М.

По состоянию на 2016 год в мире насчитывалось 446 энергетических реакторов (включая остановленные на длительный срок) общей мощностью 386 718 МВт, 63 реактора находятся в стадии сооружения. В основе топливообеспечения современной мировой ядерной энергетики лежат ресурсы природного урана, при этом используется лишь незначительная их часть (~1%), в основном изотоп уран-235. Подавляющая часть добываемого природного урана накапливается в виде изотопа уран-238 в отвалах обогатительных и рудодобывающих производств, частично в отработавшем ядерном топливе. Использование в полном объеме энергетического потенциала природного ядерного топлива предполагает вовлечение в соответствующие ядерные топливные циклы при широкомасштабном развитии ядерной энергетики будущего огромных запасов урана-238, а впоследствии и тория-232.

В США, России и некоторых других странах ядерного клуба основное назначение ядерной индустрии - создание новых видов оружия. При этом в задачи радиохимического производства входит наработка таких оружейных нуклидов, как уран-235, уран-233, плутоний-239 и некоторые трансплутониевые элементы (компоненты атомного оружия) и тритий (компонент некоторых видов термоядерного оружия). В настоящее время, однако, наблюдается тенденция к сокращению и даже полному прекращению производства большинства оружейных нуклидов. Более того, задействованы «обратные» технологии – демонтаж уже готового оружия, извлечение его компонентов и утилизация их. Утилизация оружейного урана (т.е. урана, обогащенного ураном-235 до 95%) не представляет собой серьезной проблемы – его можно разбавить и использовать как топливо в реакторах АЭС. Однако, утилизация оружейного плутония-239 (период полураспада которого составляет 24 тыс. лет, и который является высокотоксичным материалом) – серьезная проблема, поскольку до сих пор не удалось создать энергетический реактор, устойчиво работающий на плутонии. Сейчас при утилизации оружейного плутония реализуются две стратегии: 1) превращение ядерных компонентов в форму, негодную к употреблению, с последующим захоронением и 2) сжигание их в специальных реакторах с получением тепла и электроэнергии. Дело это оказалось сложным, и подходящих технологий пока подобрать не удалось.

В ядерный реактор топливо загружается порциями. После его выгорания до возможного предела оставшееся топливо вместе с накопившимися продуктами деления и другими, нетопливными материалами, входящими в состав твэлов, выгружается из реактора. Время, в течение которого ядерное топливо находится в реакторе, может составлять несколько лет (1,5-2 года). Оно определяется как календарный срок работы. Время работы топлива в пересчете на полную мощность реактора называется кампанией топлива. Выгоревшее топливо может выгружаться из реактора полностью или частично. При частичной перегрузке в зависимости от типа реактора выбирается доля перегружаемого топлива и, следовательно, интервал времени между перегрузками. Таким образом, запас топлива на выгорание в различных реакторах бывает разный. Но в любом случае наличие этого запаса требует соответствующей компенсации, которая обеспечивается размещением в активной зоне требуемого количества поглощающих нейтроны материалов, выводимых из активной зоны по мере выгорания топлива. При таком способе «сжигания» топлива физические характеристики реактора постоянно изменяются, что также составляет существенную особенность работы ядерных реакторов.

Единственными сырьевыми материалами в природе, используя которые можно с помощью нейтронов создать расширенное воспроизводство ядерного топлива, являются уран-238 и торий-232. Воспроизводство ядерного топлива требует избыточных нейтронов и их количество в расчете на каждый поглощенный делящимся атомом нейтрон должно быть больше 2 (η >2). Высокоэнергетический спектр нейтронов быстрого реактора создает такие условия для плутония-239: при этих энергиях нейтронов η =2,88. Для урана-235 величина η =2,39 ниже в этом энергетическом спектре нейтронов (при обогащении 15%).

Торий-232, как и уран-238, тепловыми нейтронами не делится, но в реакции радиационного захвата теплового нейтрона образует отсутствующий в природе новый делящийся элемент уран-233 (сечение 7,40 барн):

$$^{232}_{90}Th + ^{1}_{0}n \rightarrow ^{233}_{90}Th \xrightarrow{\beta} ^{233}_{91}Pa \xrightarrow{\beta} ^{233}_{92}U$$

с периодом полураспада $T_{1/2} = 1,59 \cdot 10^5$ лет.

Уран-233 по своим характеристикам делящегося тепловыми нейтронами элемента превосходит уран-235: сечение деления $\sigma_{\text{дел}}$ =531 барн; выход нейтронов на деление v=2,49; коэффициент деления η =2,29. По количеству новых нейтронов η , образованных при делении в расчете на каждый поглощенный нейтрон, уран-233 превосходит уран-235 на ~11% (для урана-235 и тепловых нейтронов η =2,07).

Энергетический спектр тепловых нейтронов является наиболее подходящим для воспроизводства урана-233. В реакторах на тепловых нейтронах коэффициент воспроизводства может составлять 1,0–1,05. Благодаря воспроизводству делящегося урана-233 открывается возможность вовлечения в производство энергии новых природных ресурсов в качестве исходного сырья для ядерно-энергетических установок. Это позволит значительно снизить потребности в природном уране, который будет нужен только для активных зон вновь строящихся ядерных реакторов.

Реактор-размножитель (англ. Breeder reactor, бридер) – ядерный реактор, позволяющий нарабатывать ядерное топливо в количестве, превышающем потребности самого реактора. Сырьём для нового топлива служат изотопы, которые не могут быть использованы в традиционных энергетических реакторах, например, уран-238 и торий-232. Реакторразмножитель ядерного топлива на тепловых нейтронах производит из природного тория-232 делящийся уран-233. Реактор этого типа может иметь активную зону, содержащую смесь тория-232 и урана-233, окруженную зоной воспроизводства из тория-232. При отсутствии урана-233 (на начальном этапе развития) активная зона может состоять из смеси урана-235 и тория-232, но при этом потери нейтронов достигают 3% и коэффициент воспроизводства будет невысоким – ~0,6 (это скорее коэффициент конверсии); коэффициент воспроизводства повышается при использовании урана-233 вместо урана-235. В связи с небольшим коэффициентом воспроизводства (≥ 1) необходимо свести к минимуму паразитный захват нейтронов в конструкционных материалах активной зоны и зоны воспроизводства (так как экономика торий-урановых систем очень сильно зависит от достижимого коэффициента конверсии). В таких реакторах для замедления нейтронов используют материалы, слабо поглощающие нейтроны (графит, тяжелую воду D₂O). Расчеты показывают, что можно достичь коэффициента воспроизводства, равного 1,06.

Тяжелая вода является прекрасным замедляющим материалом благодаря небольшому сечению поглощения нейтронов, что, способствуя улучшению баланса нейтронов в реакторах на тепловых нейтронах. Более подробно основные нейтронно-физические особенности тяжелой воды по сравнению с лёгкой можно получить путём сопоставления изотопов водорода — дейтерия и протия — используемых в тяжёлой и лёгкой воде соответственно. Значения сечений основных видов взаимодействий дейтерия и протия с тепловыми нейтронами приведены в таблице 1.

	Микроскопические сечения				
Элемент или нуклид	Радиационного Рассеяния σ _s		Полное		
	захвата σ_{c}	т асселии од	$\sigma_t = \sigma_c + \sigma_s$		
Водород ${}^1_1 H$	0.332	20.4	20.73		
Дейтерий ${}_{1}^{2}D$	$0.53 \cdot 10^{-3}$	3.39	3.4		

Таблица 1 – Сечения взаимодействия нейтронов с нуклидами, 10^{-24} см²

Практический интерес к применению 233 U- 232 Th топлива был обусловлен, в первую очередь, теоретическим обоснованием возможности достигнуть в тяжеловодных реакторах на тепловых нейтронах около бридерных режимов (вплоть до циклов с самообеспечением топливом).

Для использования в реакторах на тяжелой воде были изучены два топливных цикла, предполагавших переработку выгоревшего топлива: топливный цикл с самообеспечением топливом и цикл с высоким выгоранием топлива.

В цикл с самообеспечением топливом содержание урана-233 в выгоревшем топливе первой загрузки таково, что его достаточно для обогащения следующей топливной загрузки. Таким образом, дальнейшая работа реактора не требует дополнительного обогащения топлива (например, по урану-235).

В стандартной конструкции реакторах на тяжелой воде режима самообеспечения достигнуть невозможно из-за большого паразитного поглощения нейтронов в нетопливных материалах. Для улучшения баланса нейтронов могут быть использованы следующие способы:

- уменьшение энергонапряженности топлива на 20%, что снижает потери нейтронов в уране-233;
 - повышение степени очистки тяжелой воды с 99,75 до 99,95% по D₂O;
- •удаление из активной зоны стержней, предназначенных для компенсации отравления Хе;
- •замена циркониевых сплавов (устранение изотопа 91Zr с высоким сечением поглощения нейтронов) на микротвэлы с оболочкой из NbN и SiC т.к. они выдерживают большие выгорания топлива.

Стратегия циклов с высоким выгоранием топлива в принципе схожа с использованием U-Pu топливного цикла в LWR. Из-за высокого в сравнении с ураном поглощения в тории требуется более высокое обогащение начальной ториевой топливной загрузки. Так как в этом топливе коэффициент конверсии выше, то изменение реактивности во времени меньше. И, следовательно, стартуя с более высоким обогащением начальной топливной загрузки, достигают режима выгорания, когда накопленный уран-233 позволяет реактору работать дольше.

В случае большего начального обогащения (с целью дальнейшего повышения глубины выгорания) увеличение содержания, накопленного урана-233 не дает выигрыша, так как резко возрастает паразитное поглощение нейтронов в продуктах деления.

- В заключение стоит отметить, что ториевый цикл обладает следующими преимуществами:
- отработавшие ТВЭЛ-ы не нуждаются в радиохимической переработке, что значительно снижает риск загрязнения среды;
- снимается проблема накопления плутония, а, следовательно, и его распространения (в виде оружия), а также снижает вес стержней регулирования и имеет положительный температурный эффект реактивности в реакторе;
- не требуется создавать новых реакторов, а достаточно модернизировать существующие под загрузку ТВЭЛ-ы с новым топливом;
- ториевые реакторы обладают повышенной внутренней ядерной безопасностью, связанной с отсутствием положительного температурного коэффициента по плутонию,

который неизбежно появляется в бридерах, использующих уран-плутониевый топливный цикл.

- ториевый топливный цикл позволяет работать в тепловом спектре нейтронов, что уменьшает общую утечку нейтронов из активной зоны, упрощает защиту реактора, способы его регулирования и перегрузки.
- существует протактиниевый эффект реактивности, который связан с задержкой наработки урана-233 в связи с периодом полураспада протактиния-233. Этот эффект позволяет быстрее пустить реактор после его останова (что способствует использованию таких реакторов в маневренном режиме), но, тем не менее, требует учёта при проектировании систем регулирования реактора во избежание не спрогнозированных повышений мощности при пуске.

Литература

- 1. Ядерная индустрия / И. Н. Бекман. МГУ, 2005. 870 с.
- 2. Caйт http://energetika.in.ua/
- 3. Caйт http://engine.aviaport.ru/
- 4. Caйт http://www.proatom.ru/

УДК 621.311

КРУПНЫЕ АВАРИИ НА ТЭС В РЕЗУЛЬТАТЕ ПОВРЕЖДЕНИЯ РОТОРОВ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

Таранчук А.С.

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

В практике эксплуатации паровых турбин тепловых электростанций известны серьезные аварии в результате повреждения роторов. Информация о технологических нарушениях и причинах их возникновения должна быть доступна специалистам электростанций, заводов-изготовителей и ремонтных организаций. Правильное распознание дефектов, которые послужили причиной технологических нарушений в работе турбогенераторов, позволяет избежать повторения аналогичных аварий или инцидентов и разработать эффективные мероприятия по их предупреждению.

Роторы представляют собой один из самых ответственных узлов паровой турбины. Конструкции роторов и применяемые при их изготовлении материалы определяются особенностями и условиями их работы: высокой частотой вращения, значительными усилиями от центробежных сил, длительным воздействием высоких температур и быстрым их изменением, коррозионно-эрозионным разрушением металла.

Наиболее часто встречаются следующие неисправности [1, 2]:

- -увеличенный статический прогиб роторов;
- -абразивный, эрозионный износ, "коррозионное растрескивание под напряжением" и "коррозионное усталостное растрескивание" в разгрузочных отверстиях роторов и в ступицах дисков.
- -коррозионные повреждения роторов, включая все детали (стояночная коррозия), происходящие при длительных простоях оборудования без консервации.
- -повреждения шеек роторов, происходящие вследствие полного или частичного прекращения подачи масла в подшипники, а также использования грязного или обводненного турбинного масла.
- -исходные металлургические дефекты заготовок роторов или отклонения по механическим характеристикам металла роторов паровых турбин.
- -трещины, в осевых каналах роторов высокого и среднего давления, работающих в зоне высоких температур, происходящие, как правило, из- за термической усталости или дефектов изготовления.

Одной из главных причин аварий и катастрофических разрушений роторов турбин является накопление усталостной поврежденности вследствие крутильных колебаний ротора [3]. Появление трещин на расточках, в ободьях дисков и придисковых галтелях высокотемпературных роторов возможно вследствие исчерпания длительной прочности материала. Появление трещин на поверхности цельнокованых роторов в зоне концевых и диафрагменных уплотнений и в придисковых галтелях происходит чаще всего вследствие термической усталости материала. Появление трещин вследствие коррозии под напряжением наблюдается на расточках насадных дисков, в ободьях, галтелях и разгрузочных отверстиях насадных дисков

Не смотря на диагностику и ремонтное обслуживание, катастрофические аварии турбогенераторов продолжают сопровождать электроэнергетику. Рассмотрим некоторые их них.

Наиболее ярким примером повреждения роторов из-за исходных металлургических дефектов является авария **турбины блока мощностью 225 МВт станции** «Галлатин» (США), произошедшая **19 июня 1974** г. [4].

При пуске турбины из холодного состояния произошло разрушение ротора среднегонизкого давления (РСНД) при частоте вращения 3400 об/мин. Номинальная частота вращения роторов турбин данного типа составляет 3600 об/мин. Температура свежего пара

на входе в турбину и пара после перегрева на входе в цилиндр среднего давления (ЦСД) равна 565 °C.

До аварии блок отработал 106 тыс. ч и имел 183 пуска из горячего и 105 пусков из холодного состояния.

РСНД был изготовлен из хромомолибденованадиевой стали. При его изготовлении неразрушающий контроль роторов со стороны осевого канала не производился. Слиток под заготовку ротора выплавлялся в трех отдельных электропечах, выложенных из основного огнеупора, с использованием двухшлаковой технологии.

Ротор разрушился с образованием 30 крупных фрагментов (рисунок 1) [2].

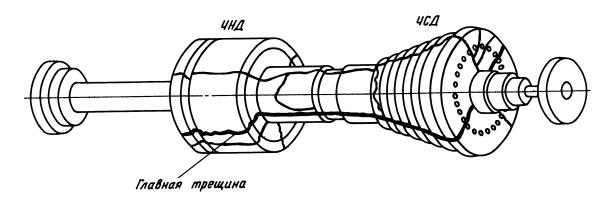


Рисунок 1 – Хрупкое разрушение РСНД

При фрактографическом анализе в очаге разрушения были обнаружены два единичных дефекта литья, выходящие на поверхность осевого канала и имеющие форму полуэллипса под седьмой ступенью ротора СД, и значительно большие по размеру аксиально-радиальные докритические трещины, проходящие через все сечение данной части ротора.

Дефекты располагались в радиально-осевой плоскости на диаметрально противоположных сторонах окружности в зонах наиболее высокой плотности включений сульфида марганца, а также в зонах расслоения металла, возникших в процессе затвердевания слитка. Протяженность наибольшего дефекта в момент разрушения составила 350 мм. Характер распространения трещины в очаге - межзеренный, при лавинообразном распространении в здоровом металл внутризеренный скол с отчетливо наблюдаемыми фасетками скола по кристаллографическим плоскостям металла [3].

Скопление включений типа сульфида марганца облегчило образование межзеренных трещин по механизму ползучести. При пуске турбины в феврале 1974 г. произошло увеличение образовавшихся трещин до критического размера (на изломе ротора виден след ускоренного подрастания и остановки трещины). При следующем пуске турбины из холодного состояния в июне 1974 г. произошло разрушение ротора.

В октябре 2002 г. на турбоагрегате ст. № 3 Каширской ГРЭС произошла тяжелейшая авария [5]. Практически полностью были разрушены паровая турбина, генератор, конденсатор, повреждены фундамент турбоагрегата и несущие колонны стеновых ограждений со стороны генератора, возник пожар и обрушилась кровля машзала в четырех пролетах (рисунок 2). Повреждено и не подлежит восстановлению многочисленное вспомогательное оборудование, выведено из строя около 300 единиц приборов и датчиков различного назначения, сгорело около 15 км контрольного и силового кабелей.

Разрушенный турбоагрегат состоял из паровой турбины K-300-240 производства ЛМЗ номинальной мощностью 300 МВт на начальные параметры 23,5 МПа/540 °C и генератора ТВМ-300.

К моменту аварии паровая турбина имела наработку 228,5 тыс. ч при назначенном индивидуальном ресурсе 250 тыс. ч. Число накопленных пусков — 190. Генератор турбоагрегата был введен в эксплуатацию в 1968 г. и за этот период ремонтировался 14 раз.

После 26 лет работы (в 1994 г.) ротор генератора был заменен на новый с титановыми бандажными кольцами вместо колец из нержавеющей стали.



Рисунок 2 – Последствия аварии на 3-м энергоблоке Каширской ГРЭС-4 (6×300 МВт) в 2002 г. Вид на машинное отделение аварийного энергоблока

В 1998 г. в одном из колец были обнаружены трещины, и его также заменили. Таким образом, к моменту аварии срок службы ротора генератора составил всего 8 лет, а число пусков — 72. В 2002 г. турбоагрегат прошел капитальный ремонт, в течение которого были проведены все регламентные работы по паровой турбине и генератору. Было выполнено обследование электрической части генератора. Сведения о каких-либо повреждениях механической части ротора генератора в протоколах обследования до и после ремонта отсутствуют.

На момент аварии турбоагрегат отработал 11 суток после капитального ремонта. Непосредственно перед аварией он функционировал нормально и нес нагрузку, равную 235 МВт. Параметры пара, вибрация и другие показатели, регламентируемые ПТЭ, находились в пределах нормы.

Авария произошла 5 октября в 15-31 через 11 суток после окончания капремонта. В течение этих 11 суток энергоблок работал без замечаний с нагрузкой $P = 235~\mathrm{MBt.}$ В результате аварии произошло полное разрушение турбины и генератора.

На рисунке 3, a и δ показана турбина и отмечены сечения, по которым произошло разделение валопровода.

К наиболее значимым следует отнести разрушения:

- -болтовых соединений всех муфт (сечения 1, 4, 5 и 8).
- -цельнокованой части ротора ЦСНД турбины в области 5-й ступени в месте перехода на увеличенный диаметр (сечение 2);
- -валов по галтелям шеек заднего опорного подшипника ЦСНД и обоих опорных подшипников ЦНД (сечения 3, 6 и 7).
- -шпилек горизонтального фланцевого разъема передней части корпуса ЦСНД с забросом ее верхней части на 14 отметку в зону паропроводов БРОУ.

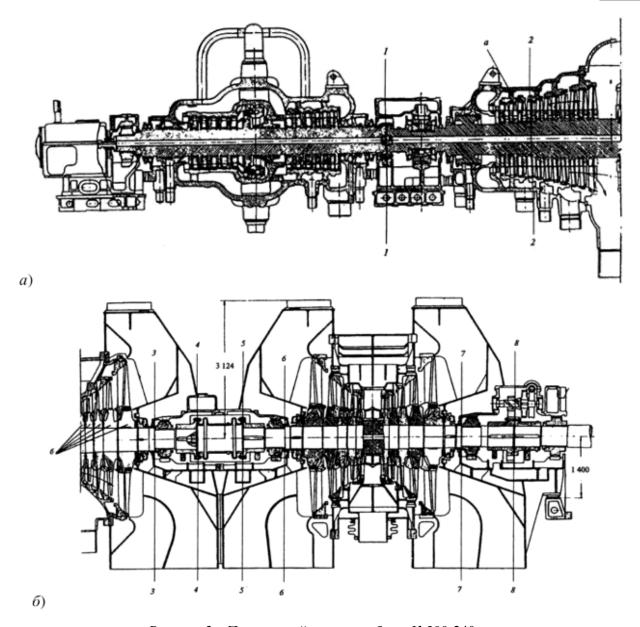


Рисунок 3 — Продольный разрез турбины K-300-240 и сечения, по которым был разрушен валопровод

Кроме того, были отмечены следующие события:

- -освобождение от вала всех пяти дисков части низкого давления ЦСНД и их разлет по машинному залу и за его пределы;
- -излом рабочих лопаток последних и предпоследних ступеней ЦСНД и ЦНД по корневым сечениям, и закатка рабочих лопаток остальных ступеней этих цилиндров в направлении, противоположном вращению;
 - -полное разрушение диафрагм ЦСНД и ЦНД и значительное повреждение их обойм.

Кроме разрушения заднего бандажного кольца генератора с образованием четырех фрагментов, разрушился вал ротора генератора по трем сечениям 1, 2 и 3 (рисунок 4):

 $cevenue\ I$ — по галтели посадочной поверхности втулки вентилятора, установленного на стороне турбины; на поверхности излома обнаружена кольцевая усталостная трещина и зона долома;

сечение 2 — зона радиальных отверстий подвода и отвода дистиллята для охлаждения обмотки ротора»; поверхность излома имеет грубый кристаллический характер; обнаружены трещины коррозионно-усталостного происхождения.

сечение 3 – сечение в зоне контактных колец; излом имеет хрупкий характер.

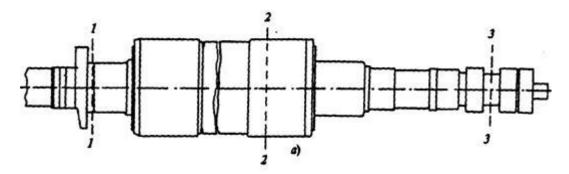


Рисунок 4 – Сечения, по которым разделился вал ротора генератора

Защита блока работала без замечаний, в штатном режиме. Генератор был отключен от сети защитой от замыкания на землю, и лишь после этого началось разрушение генератора и турбины. Как уже было сказано, в результате аварии произошло разрушение генератора и турбины, повреждение фундамента турбоагрегата, колонн стеновых ограждений со стороны турбогенератора. В результате возникшего пожара в 4-х пролетах обрушилась кровля машинного зала. Обгорела и получила механические повреждения 21 сборка 0,4 кВ. Выведены из строя приборы, датчики, манометры, электроприводы — около 300 единиц. Сгорели контрольные и силовые кабели общей длиной 15 км.

Зубцы крайнего пакета активной стали на длине до 250 мм, считая от нажимных пальцев, на стороне контактных колец деформированы, завальцованы и оплавлены. Многие зубцы изогнуты по направлению вращения ротора в зоне крайнего пакета и сместились относительно нажимных пальцев в результате стопорения обломком (рисунок 5), при этом 15 зубцов изогнулись петлей. В одном из зубцов на расстоянии 20 мм от нажимного пальца был обнаружен обломок бандажного кольца размером 25х15 мм, вошедший в расщеп зубца на глубину 26-27 мм. Два обломка размером 100х120 мм и 160х600 мм были найдены в лобовых частях обмотки статора.



Рисунок 5 – Ударная деформация зубцов крайнего пакета активной стали

Комиссия по расследованию пришла к выводу, что причиной аварии турбоагрегата в целом явилось разрушение ротора генератора в конструктивно и технологически ослабленном узле водоподвода из-за динамического удара и тормозящих усилий, возникших при разрушении бандажного кольца.

Причиной же катастрофических последствий аварии для турбины явилось наличие возникших в процессе эксплуатации усталостных трещин крутильного характера в роторе генератора в районе подшипника № 6. Одна из этих трещин достигла критического размера и привела к мгновенному хрупкому долому вала под вентилятором. Это вызвало появление тормозящих и поперечных сил в ЦСД и ЦНД турбины, что привело к множественному разделению валопровода турбоагрегата.

В заключение отметим, что выполненный обзор современной научно-технической литературы в области повреждаемости роторов паровых турбин показывает, что число технологических нарушений в работе отдельных электростанций велико и во многом определяется недостатками эксплуатации машин, имеющих дефекты.

Результаты статистического анализа технологических нарушений в работе турбогенераторов не подтверждают распространенное мнение об увеличении числа аварий и инцидентов у машин с большими и весьма большими сроками эксплуатации. В то же время следует отметить, что степень износа сборочных единиц и систем таких турбогенераторов, определяемая во время плановых ремонтов, иногда оказывалась весьма значительной и в ряде единичных случаев, когда не удавалось полностью устранить дефекты, она определяла возникновение технологических нарушений.

Литература

- 1. Надежность теплоэнергетического оборудования ТЭС и АЭС / Под ред. А.И. Андрющенко. М.: Высшая школа, 1991. 303 с.
 - 2. Трухний, А.Д. Стационарные паровые турбины. М.: Энергоиздат, 1990. 640 с.
- 3. Смирнов А.Н. Анализ повреждаемости роторов паровых турбин (обзор) / А.Н. Смирнов, Н.В. Быкова, Н.В. Абабков, Б.Р. Фенстер // Технология машиностроения С. 38 46.
- 4. Kramer, L.D. Analysis of the Tennessee Valley Authority, Gallatin unit no 2. Turbine rotor burst / L.D. Kramer, D.D. Randolph, D.A. Weisz. // New York, 1976. December. P. 5-10.
- 5. Загретдинов, И.Ш. Разрушение турбоагрегата 300 МВт Каширской ГРЭС: причины, последствия и вывод / И. Ш. Загретдинов, А. Г. Костюк, А. Д. Трухний и др. // Теплоэнергетика, 2004. № 5. С. 515.

УДК 621.438

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМ ПРОМЫВКИ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ КОМПРЕССОРОВ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

Харченко К.Г., Чернышевич А.А.

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

Загрязнение лопаточного аппарата осевого компрессора газотурбинных энергетических и приводных установок приводит к заметному снижению их полезной мощности и КПД. Несмотря на наличие фильтрующих устройств на входе в компрессор, его проточная часть подвергается загрязнению аэрозолями, присутствующими в окружающей среде, а также различными загрязнителями (масло, сажа, капельная влага и т.п.), выделяемыми различными узлами самой газотурбинной установки (ГТУ).

По данным [1] загрязнение приводит к снижению КПД осевого компрессора на 0.5 - 3 %, полезной мощности ГТУ на 3 - 10 % и КПД ГТУ на 2 - 5 %. При этом уменьшается запас устойчивой работы компрессора, а изодромы на его характеристике сдвигаются в сторону меньших расходов.

Аналогичные данные о влиянии загрязнения опубликованы специалистами фирм Вестингауз, Дженерал Электрик и др. В материалах Дженерал Электрик [2] приводятся сведения о том, что загрязнение компрессора может приводить к снижению его производительности на 5 %, отношения давлений – на 5,5 %, полезной мощности ГТУ - на 13 %, при этом удельный расход тепла увеличивается на 6 %.

В работе [3] показано, что при загрязнении компрессора энергетической ГТУ мощностью 4 - 6,5 МВт при среднегодовом снижении полезной мощности на 3 % и КПД ГТУ на 1 % стоимость потерь из-за снижения выработки электроэнергии и перерасхода топлива составляет свыше 500 тысяч долларов в год.

Для уменьшения загрязнения и для защиты лопаточного аппарата осевого компрессора от эрозийного воздействия пыли, на входе в компрессор устанавливаются комплексные фильтрующие системы, включающие грубую и тонкую очистки воздуха, поступающего в компрессор. Остаточная запыленность после современных фильтрующих устройств находится на уровне 0,3 - 0,45 мг/м³. Для предотвращения эрозии лопаток концентрация частиц с диаметром превышающим 10 мкм не должна превышать 5 % от общей массы пыли после фильтров. Однако, даже современные высокоэффективные фильтры не обеспечивают полной очистки воздуха и устранения загрязнения компрессора. Загрязнение лопаток компрессора, как отмечается в ряде работ, например [3] и других, обуславливается в основном частицами диаметром до 2 мкм, масса которых составляет 80 - 90 % от общей массы пыли после фильтра.

Для снижения влияния загрязнения на характеристики ГТУ используются сухие очистки и промывки проточной части компрессора на рабочих режимах (на ходу) и на остановленном агрегате при прокрутке от пускового устройства (промывка на холодной прокрутке). В настоящее время применяются, в основном, промывки компрессора. Периодические промывки компрессора, с технически обоснованным чередованием двух типов промывки, позволяют поддерживать мощность и КПД ГТУ на достаточно высоком уровне.

За рубежом в последние годы передовые фирмы уделяют повышенное внимание разработке усовершенствованных систем промывки осевых компрессоров на ходу и на холодной прокрутке, а также созданию новых эффективных моющих средств с использованием поверхностно-активных веществ и эмульгаторов.

Так, компанией Gas Turbine Efficiency (GTE) разработана система высокого давления, обеспечивающая очистку лопаток компрессора как в режиме «на ходу», так и «на холодной прокрутке» [4]. Система применяется на ГТУ различной мощности и разных производителей.

Рассмотрим особенности системы промывки высокого давления GTE [4]

В результате исследований, проведенных компанией GTE, были определены условия, при которых достигается максимально эффективная промывка компрессора газовой турбины.

Прежде всего, это высокое давление моющего раствора – в диапазоне от 4 до 8 МПа (в зависимости от применения системы).

Проведенные полевые и лабораторные испытания показали, что для большинства газовых турбин размер капель воды должен быть не менее 60 мкм, чтобы обеспечить эффективный контакт с лопатками компрессора. Капли меньшего размера будут преимущественно проходить через компрессор без эффекта промывки. С другой стороны, нужно учитывать, что капли размером 500 мкм будут промывать эффективнее, однако при этом повышается риск возникновения эрозии лопаток компрессора. Основываясь на этих двух положениях, компания разработала комплекты специфических газотурбинных форсунок, которые формируют капли воды размером 120...200 мкм. Размеры распыляемых капель определяются с помощью лазерного анемометра (рисунок 1).



Рисунок 1 – Категоризация размеров капель форсунки лазерным анемометром

На основе полученных данных моделируется положение форсунки для впрыскивания моющей воды в компрессор. Она должна быть расположена так, чтобы смачивать лопатки по всей длине без потери воды на смачивание входных стенок. С этой целью используется вычислительная гидродинамическая модель и методы имитационного моделирования, результаты который показаны на рисунке 2.

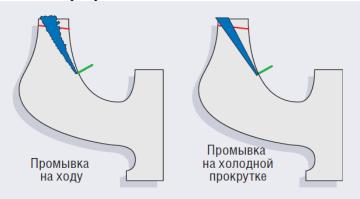


Рисунок 2 – Гидродинамическое моделирование промывки на двух режимах при неизменном положении форсунки

Важно также обеспечение периферического покрытия форсунками входной части компрессора. Обычно они размещаются в центре между опорными обтекателями входного корпуса. Диапазон распыла форсунки должен обеспечивать достаточное покрытие входной части компрессора в окружном и радиальном направлениях.

Разработанная конструкция (рисунок 3) может быть реализована при использовании только 5 форсунок, при этом в других системах промывки с использованием до 35 форсунок достигается более низкий результат.

Монтаж таких форсунок несложен и занимает всего несколько часов.



Рисунок 3 – Периферическое размещение форсунок

Компанией *GTE* была проделана большая экспериментальная работа на различных ГТУ и выведена зависимость, определяющая скорость воздушного потока компрессора и необходимый объем воды для эффективной промывки. В результате создана система промывки высокого давления, которая использует около 25% воды от рекомендованного для традиционных систем.

При промывке используется вода, нагретая до температуры 50...90°C.

Промывка в режиме «на ходу» выполняется исключительно водой. Однако она эффективна только на первых ступенях компрессора (первой-пятой), в связи с высокой рабочей температурой воздуха на последующих ступенях. Поскольку первые ступени компрессора загрязняются сильнее, их промывка на ходу дает существенный эффект.

При сильных загрязнениях промывка на холодной прокрутке может выполняться с использованием химических реагентов.

Система очистки, разработанная GTE, применена на тысяче компрессоров ГТУ, имеющих наработку более 8 млн часов.

На рисунке 4 показаны результаты промывки компрессора с применением традиционной системы очистки (низкого давления) и системы *GTE*.

На графике представлены два цикла промывки ГТУ мощностью около 36 МВт.

Первый – на холодной прокрутке – обеспечивает восстановление мощности примерно до 35,5 МВт, после чего продолжается снижение выходной мощности вследствие загрязнения компрессора во время его эксплуатации.

Вторая промывка на холодной прокрутке выполняется системой GTE – восстановление мощности достигает 36,25 MBт.

Затем система промывки используется в режиме «на ходу».

Как видно, обеспечивается более медленное снижение выходной мощности, что увеличивает временной интервал между промывками на холодной прокрутке. Такой результат очень важен, если ГТУ работает в базовом режиме, – система промывки окупается менее чем за два месяца.



Рисунок 4 — Сравнение эксплуатационных характеристик при промывке традиционной системой *GTE*

Эффективность системы промывки высокого давления *GTE* позволяет улучшить:

- коэффициент готовности примерно на 2 %;
- КПД/выходная мощность примерно на 3 %;
- тепловая мощность примерно на 1 %
- окупаемость менее 6 месяцев.

В заключение отметим, что применение системы высокого давления GTE обеспечивает высокую эффективность очистки и восстановление газодинамики компрессора до состояния нового двигателя, позволяет увеличить интервалы между промывками, снизить расход воды и моющих средств и, в итоге, короткий период окупаемости. Важным также является меньшее количество деталей и компонентов системы GTE, в результате чего повышается ее надежность.

Литература

- 1. Бодров А.И. Исследование загрязнения и усовершенствование системы промывки проточной части осевых компрессоров ГТУ / автореф. дисс. канд. техн. наук по спец. 05.04.12 // Санкт-Петербург, 1999.
- 2. Heavy-Duty Gas Turbine Operating and Maintenance Considerations / Robert Hoeft, Jamison Janawitz, and Richard Keck // GE Energy Services Atlanta, GA, 1993.
- 3. Diakunchak, I.S. Performance Deterioration in Industrial Gas Turbines // ASME International Gas Turbine and Aeroengine Conference, Orlando, Florida, 1991, ASME Paper 91-GT-228.
- 4. Система промывки высокого давления для компрессора ГТУ / В.М. Тренин, Пар Кросслинг // Турбины и дизели / январь-февраль 2008. С. 22 25.

УДК 621.3

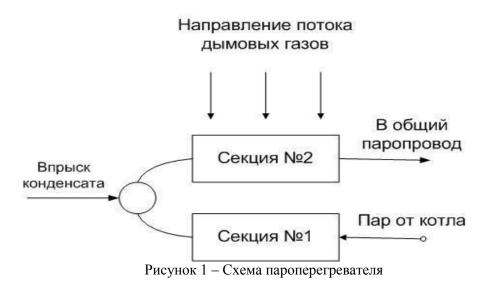
СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕГРЕТОГОПАРА БАРАБАННОГО КОТЛА

Цветков А.А.

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

Объект управления. Рассматривается пароперегреватель котла в виде двух теплообменников типа «газ-пар» конвективного типа (рис. 1). В необогреваемую рассечку подведен трубопровод для впрыска собственного конденсата котла, представляющий собой пароохладитель. В пароохладителе происходит смешивание пара и собственного конденсата и охлаждение пара. Для контроля температуры пара установлено две термопары: после пароохладителя и после пароперегревателя. Схематично, пароперегреватель выполнен следующим образом. В верхнюю секцию пароперегревателя поступает пар из котла. После этой секции идет необогреваемый участок, где происходит смешивание собственного конденсата котла и пара и нагрев пара газами, которые уже нагрели вторую по ходу пара секцию. Далее пар поступает во вторую секцию, связанную с общим паропроводом, расположенную ниже первой секции, где происходит начальный нагрев пара. Эта секция обогревается дымовыми газами в первую очередь. За этой секцией установлена термопара, измеряющая температуру перегретого пара (см. рисунок 1).

Поэтому, когда изменяется температура, расход дымовых газов, расход пара через пароперегреватель, происходит изменение как температуры в рассечке, так и температуры на выходе ПП. Причем, коэффициенты усиления по каналам возмущения температуры в рассечке и температуры после ПП различны, что объясняется тем, что на температуру в рассечке действует поток пара, охлажденный в первой по ходу дымовых газов секции ПП. Секция 2 пароперегревателя является регулируемой. Измеряют температуры пара на входе и выходе из секции, (иногда, расход пара), и по этим параметрам ведут процесс. Из этого рисунка видно, что при изменении расхода пара, температуры и расхода дымовых газов изменяются синхронно как температура пара в месте впрыска конденсата, так и температура пара после пароперегревателя (ПП).



Математическая модель пароперегревателя как объекта управления температурой пара. Объектом регулирования является участок котла между точкой ввода регулирующего воздействия и точкой контроля регулируемой температуры, включающей в себя радиационные, полурадиационные и конвективные поверхности нагрева. На температуру пара оказывают влияние большое количество факторов: из них наиболее существенными оказываются: нагрузка котла, загрязнение поверхностей нагрева,

ошлаковывание топки, температура питательной воды, избытки воздуха. При снижении нагрузки удельное тепловосприятие радиационных поверхностей нагрева повышается, а конвективных – уменьшается. Кроме того, на температуру перегрева оказывают большое влияние такие возмущения, как случайные возмущения подачи топлива при заданной нагрузке, изменение тягодутьевого режима и т.п. В последнее время САР ТПП проектируются с вводом дополнительного воздействия по расходу пара. Встречаются САР с различного рода связями типа «люфт» между отдельными схемами регулирования расхода пара на участках парового тракта котла, ПИ и ПИД – регуляторы, САР ТПП с корректирующим и стабилизирующим регуляторами, которые, в некоторых случаях, могут иметь значительные преимущества перед типовыми с исчезающим импульсом из промежуточной точки. Для регулирования впрыска широко применяются шиберные клапаны.

Для исследуемой системы характерно большое транспортное запаздывание в объекте управления, нестационарность и априорная неопределенность математической модели ПП, что приводит, в конечном счете, к ручной перенастройке коэффициентов регулятора и необходимости проектировать систему из условий робастности.

Передаточная функция объекта регулирования включает в себя:

 W_{TH} — передаточную функцию участка трубопровода от места впрыска до места установки термопары (передаточная функция опережающего участка);

 W_T – передаточную функцию ПП между местами установки термопар 1 и 2, ее называют передаточной функцией инерционного участка;

 $W_{TH} W_{T}$ – передаточную функцию главного участка;

 W_D – передаточную функцию ПП при возмущении расходом пара;

 W_F — передаточную функцию ПП при топочных возмущениях по теплоте дымовых газов.

$$W_{TH}(p) = k_{vpr} \frac{T_3 p + 1}{T_4 p + 1} \tag{1}$$

$$W_{T}(p) = k_{T}e^{-(\frac{TKp}{Tp+1} + t_{0}p)}$$
(2)

$$W_{TH}(p) = k_{vpr} \frac{T_{s}p+1}{T_{s}p+1}$$

$$W_{T}(p) = k_{T}e^{-(\frac{Tkp}{Tp+1} + t_{0}p)}$$

$$W_{p}(p) = -k_{p} \frac{0.2Tp+1[1-exp-(\tau_{0}p + \frac{Tkp}{Tp+1})}{Tp+1(\tau_{0}p + \frac{Tkp}{Tp+1})} [1 - e^{-(\tau_{0}p + \frac{Tkp}{Tp+1})}]$$
(3)

Передаточная функция
$$W_F$$
 - по теплоте газов, уходящих из топки, имеет вид
$$W_F(p) = k_F \frac{[1 - exp - (\tau_0 p + \frac{Tkp}{Tp+1})}{Tp + 1(\tau_0 p + \frac{Tkp}{Tp+1})} [1 - e^{-(\tau_0 p + \frac{Tkp}{Tp+1})}]$$
 (4)

Характерные параметры участка пароперегревателя, состоящего из одного пакета, определяют по формулам:

$$T = 3600 \frac{c_M c_M}{a_{IC} r_{INC}} \tag{5}$$

$$\tau_0 = \frac{l}{w} \tag{6}$$

где a_{IC} – условный коэффициент теплоотдачи от стенки змеевика к пару на внутренней поверхности змеевиков, к $Дж/(M^2 \cdot q^{-0}C)$;

 C_{ST} – средняя изобарная теплоёмкость пара, проходящего через пакет, кДж/(кг. 0 C);

 F_{IN} , F_{OUT} — соответственно внутренняя и наружная поверхности змеевиков пакета, омываемые паром и дымовыми газами, м²;

 G_{M} — масса металла змеевиков пакета, кг;

l – длина пути от входа до выхода из обогреваемой поверхности нагрева, м;

w – средняя скорость пара, м/с.

Синтез системы управления пароперегревателем. На рисунке 2 приведена функциональная схема управления пароперегревателем. На этой схеме приняты следующие условные обозначения: FE – расходомеры (измеряют расход пара и собственного конденсата на впрыск), *SPH* 1, *SPH* 2 – первая и вторая секции пароохладителя и после пароперегревателя), TE термопары (установлены после пароперегревателя по ходу пара); DSH – пароохладитель; COL – коллектор.

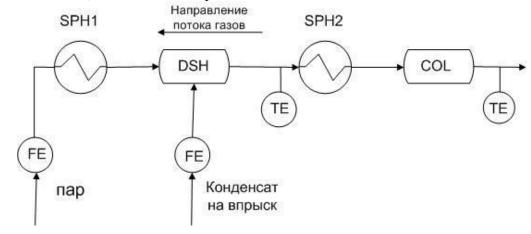


Рисунок 2 – Функциональная схема пароперегревателя как объекта управления

На рисунке 3 приведена структурная схема пароперегревателя как объекта управления в системе регулирования температуры.

На этом рисунке приняты следующие обозначения:

 $W_C(p)$ – передаточная функция основного регулятора САР,

р – оператор дифференцирования,

 W_2 – передаточная функция компенсирующего звена расхода пара,

 W_3 – передаточная функция компенсирующего звена температуры дымовых газов,

 W_{T1}, W_{T2} – передаточные функции термопар,

 W_{K1} , W_{K2} – передаточные функции звеньев, компенсирующих инерционность термопар,

 W_{FS2} — передаточная функция, связывающая расход расход газа и расход пара в канале возмущения на температуры пара после пароохладителя,

 W_{FSI} — передаточная функция, связывающая расход расход газа и расход пара в канале возмущения на температуры пара после пароперегревателя,

 W_{T-Tim} — передаточная функция, связывающая температуру дымовых газов и температуру пара после пароохладителя,

 W_{T-Te} – передаточная функция, связывающая температуру дымовых газов и температуру пара после пароперегревателя,

 W_{ST-PV} – задание температуры пара после пароперегревателя, пароохладитя.

 G_F приращение расхода топлива, G_S приращение расхода пара, T_S температура дымовых газов. Как видно из рассмотрения структурной схемы системы управления пароперегревателем, инерционные звенья, включенные в цепи сигналов главной обратной связи и сигнала опережения по производной сигнала из промежуточной точки, существенно замедляют реакцию системы. Поэтому включим последовательно с этими звеньями, звенья, компенсирующие инерционность термопар.

Передаточная функция компенсирующего звена имеет вид:

$$W_{K2(K3)} = k_T(T_{T2(T3)}p + 1) \tag{7}$$

В этом уравнении постоянные времени зависят от ряда факторов, определяемых как конструкцией узлов измерения температур, так и скоростью, и температурой и давлением перегретого пара. Определение этих постоянных времени представляет собой решение классической задачи параметрической идентификации и не входит в задачу данного исследования.

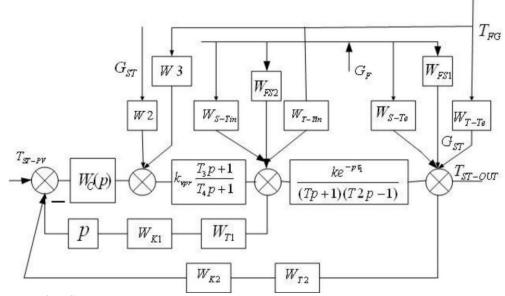


Рисунок 3 – Структурная схема системы управления температурой перегретого пара.

На рисунке 4 приведен результат моделирования системы при задании по температуре пара относительно базового значения -30^{0} C и возмущении по расходу топлива равному 10% от базового значения и возмущении коэффициентом избытка воздуха.

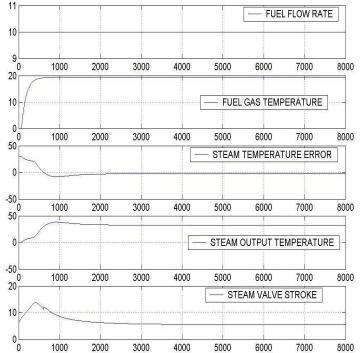


Рисунок 4 — Графики работы модернизированной системы при положительном знаке изменения расхода пара и температуры дымовых газов.

На верхнем графике приведена зависимость расхода топлива от времени (так называемый, единичный скачок). На втором сверху графике приведено изменение температуры дымовых газов при увеличении коэффициента избытка воздуха по отношению к базовому значению. На третьем сверху графике приведена зависимость ошибки регулирования от времени. На четвертом сверху графике зависимость выходной температуры от времени. На нижнем графике приведена зависимость управления от времени. Время переходного процесса составляет для этого варианта 445,2 с., а значение интегрального квадратичного критерия 1.1874e+004.

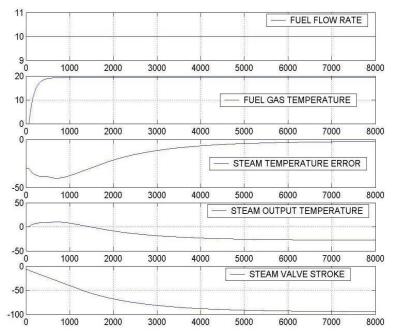


Рисунок 5 — Графики работы типовой системы при отрицательном знаке изменения расхода пара и температуры дымовых газов.

Для этого варианта время переходного процесса составляет 1187,1 с, а значение квадратичного критерии я качества — 4.1230e+004, что соответственно на 85,6% и 241,5%: больше, чем у модернизированной системы. Рассмотрим работу модернизированной системы управления при тех же возмущающих воздействиях по расходу пара и температуре дымовых газах, что и в предыдущих примерах, но при нулевых начальных условиях. На рисунке 6 приведены графики работы для модернизированной системы, а на рисунке 6 графики работы системы.

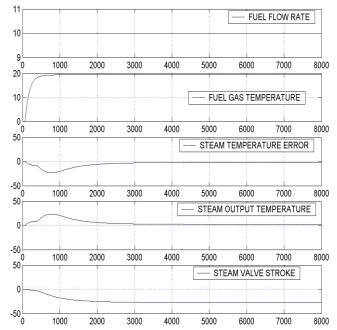


Рисунок 6 — Графики работы модернизированной системы при положительном знаке изменения расхода пара и температуры дымовых газов и нулевых начальных условиях по температуре пара.

Время переходного процесса (время достижения отклонением пара от заданного (базового) значения температуры равного 2^{0} C) составляет для этого случая 568 с., а значение

квадратичного критерия качества (интеграла квадрата рассогласования) равно 1.5158e+004. Рассмотрим тот же вариант расчета, но для типовой системы (рисунок 7).

Время переходного процесса (время достижения отклонением пара от заданного (базового) значения температуры равного 2^{0} C) составляет для этого случая 983,4 с., а значение квадратичного критерия качества (интеграла квадрата рассогласования) 2.9140e+004.

Как следует из изложенного, время переходного процесса для модернизированной системы сократилось на 73%, а значение квадратичного критерия качества сократилось на 92%. Как известно, снижение температуры пара на 10^{0} С эквивалентно перерасходу топлива на 0,2%. Так как происходит уменьшение величины критерия качества в модернизированной системе, по сравнению с типовой, следовательно, при сбросах нагрузки происходит экономия тепловой энергии (за счет снижения отрезка времени, в течение которого снижается температура пара). При набросах нагрузки за счет снижения времени превышения температурой пара заданного значения повышается долговечность пароперегревателя.

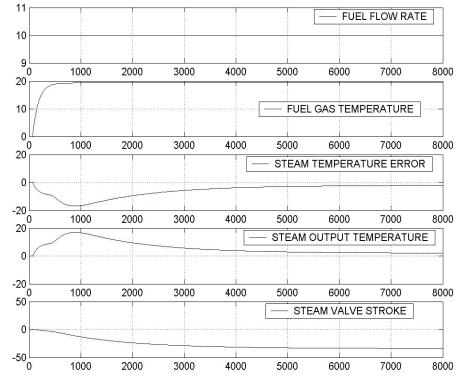


Рисунок 7 – Графики работы типовой системы при положительном знаке изменения расхода пара и температуры дымовых газов и нулевых начальных условиях по температуре пара.

Рассмотрим влияние на температуру пара изменения температуры дымовых газов, возникающей при работе подсистемы регулирования «топливо- воздух».

Обозначим:

 G_G – расход природного газа на котел;

 k_e — отношение массового расхода воздуха к расходу газа, необходимое для обеспечения стехиометрического режима сгорания газа;

 T_{G} , T_{A} – температуры газа и воздуха, поступающие на горение, соответственно:

 c_{G} , c_{A} – изобарные теплоемкости газа воздуха, соответственно;

 B_{G} – удельная теплота сгорания природного газа.

Определим зависимость между приращением температуры дымовых газов и коэффициентом избытка воздуха, для чего продифференцируем второе выражение в относительной близости от некоторого установившегося режима работы котла, принятого за базовый.

$$\Delta T_{GF} = \left(\frac{\partial T_{GF}}{\partial a}\right)_0 \Delta a = \frac{T_A c_A (1 + a_0 k_c) c_{GF} - c_{GF} T_G c_G + a_0 k_c T_A c_A + \eta B_G}{(1 + a_0 k_c) c_{GF}}$$
(8)

Так как процессы в следящих системах «топливо воздух», в основном, имеют линейный характер, то оператор, связывающий изменение рассогласования коэффициента избытка воздуха и температуру дымовых газов T_{FG} , является линейным, т.е.,

$$W_{TGF-a} = \left(\frac{T_{GF}(p)}{\Delta a(p)}\right)_0 = \frac{k}{T_{DF}p+1} \tag{9}$$

Величина T_{DG} определяется инерционностью топки. Так как канал, по которому движутся дымовые газы, имеет сложную форму, присутствуют пульсации давления в газовоздушном тракте, то измерение температуры газов в одной точке, является непредставительным, а измерение температуры в нескольких точках с последующим осреднением может потребовать большого количества точек измерения и дорого. В связи с этим, вычисление коэффициента избытка воздуха и последующее вычисление отклонения температуры газов от базового значения и введение соответствующего корректирующего воздействия на впрыск является рациональным способом компенсации влияния температуры дымовых газов на температуру пара.

Составим условие полной инвариантности выходного сигнала относительно температуры дымовых газов:

$$W_{TFG-a}W_{T-Ts} = W3W_{TH}W_{SH} \tag{10}$$

$$W3 = \frac{W_{TGF-a}W_{T-T\varepsilon}}{W_{TH}W_{SH}} = \frac{kK1(T_4p+1)k2(Tp+1)(T2p+1)(2+p\tau_0)}{k_{vp\varepsilon}(T_{DG}p+1)(T_{FG-T\varepsilon}p+1)(T_8p+1)(2+p\tau_0)}$$
(11)

Из этого выражения можно вычислить W3.

Выражение (11) является сложно реализуемым, поэтому ограничимся следующим представлением W3.

W3=K3;

где K3 является функцией расхода пара и конструктивных параметров пароперегревателя и должно определяться в результате идентификационных экспериментов. Корректирующие связи по расходу пара и температуре дымовых газов обеспечивают снижение времени переходного процесса регулирования температуры пара и повышение качества переходного процесса, величина интегрального квадратического критерия снижается от 7 до 37%).

Литература

- 1. Плетнев, Г.П. Автоматическое управление и защита теплоэнергетических установок электростанций: Учебник для техникумов. М.: Энергоатомиздат, 1986. 344 с.
- 2. Плетнев, Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: Учебник для вузов. М.: Издательский дом МЭИ, 2007. 352 с.
- 3. Кулаков, Г.Т. Инженерные экспресс-методы расчета промышленных систем регулирования / Г.Т. Кулаков. Мн.: Выш. шк., 1984. 192 с.

УДК 621.039.53

ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛА КОРПУСА ВОДО-ВОДЯНЫХ РЕАКТОРОВНА ОБРАЗЦАХ СВИДЕТЕЛЯХ

Чернов А. А.

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

Корпус реактора ВВЭР является одним из основных барьеров для выхода продуктов деления в окружающую среду. В связи с этим сохранение целостности корпуса реактора в любых штатных и аварийных режимах эксплуатации является одной из важнейших задач в обеспечении безопасности АЭС.

Целью работы является анализ программы, используемой для оценки состояния металла корпусов водо-водяных реакторов.

Радиационный ресурс материала корпуса в значительной мере определяет эксплуатационный ресурс всей ядерной установки. Материалы, из которых изготовлен корпус, эксплуатируются в условиях одновременного воздействия интенсивных потоков ионизирующего излучения и высокой температуры. Облучение проявляется в потере пластичности и заметном сдвиге интервала перехода от вязкого разрушения к хрупкому в область более высокой температуры. Этот сдвиг увеличивает вероятность разрушения условиях эксплуатации и, особенно корпуса при нормальных при аварийном расхолаживании и термошоках [1].

В настоящее время существует три пути получения информации об облученных материалах корпуса реактора [2]:

- 1. Ускоренное облучение в исследовательских реакторах заранее изготовленных различных типов образцов для определения комплекса механических свойств, а также изучение фазово-структурного состояния материалов.
- 2. Облучение штатных образцов-свидетелей непосредственно в реакторах атомных электростанций.
- 3. Исследование материалов корпусов реакторов, выведенных из эксплуатации путем вырезки проб-темплетов.

Ввиду того, что достоверно прогнозировать радиационное охрупчивание материалов корпусов реакторов при длительной эксплуатации не представляется возможным, реализуются программы контроля по образцам-свидетелям. Использование данной программы позволяет учитывать различный химический состав металла корпуса реактора: содержание легирующих и примесных материалов. Перечень характеристик, определяемых на образцах-свидетелях, места их установки и способы крепления приводится в конструкторской документации и, частично, в «Правилах устройства и безопасности эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок ПНАЭ Г-7-008-89». Последние также регламентирует количество образцов-свидетелей на каждый вид испытаний, сопровождение их при облучении индикаторами нейтронного потока и температуры, сроки испытаний и отчетность по результатам испытаний. Облучаемые образцы обычно располагают у внутренней стенки шахты в пространстве между выгородкой и блоком защитных труб (рисунок 1) [3].

Обычно в реактор загружается шесть комплектов, каждый из которых состоит из пяти цилиндрических контейнерных сборок. В трех комплектах контейнеры расположены в двух ярусах: один над другим. Образцы верхнего яруса предназначены для определения текущего состояния металла корпуса реактора, а нижнего — для прогнозных оценок. Также, кроме образцов-свидетелей в реактор загружается шесть комплектов «температурных» образцов, которые размещаются в верхней части блока защитных труб под крышкой реактора. Они предназначены для оценки изменений свойств металла, связанных с эффектами старения под влиянием термических и радиационных воздействий.

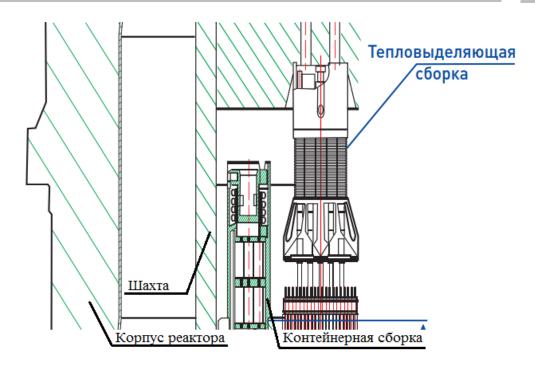


Рисунок 1 — Расположение контейнеров с облученными образцами-свидетелями в реакторе относительно внутрикорпусных устройств

Минимальное количество образцов-свидетелей, извлекаемых при каждой выгрузке топлива, составляет:

- не менее шести образцов для определения механических свойств (не менее трех при комнатной температуре и не менее трех при расчетной температуре);
- не мене пятнадцати образцов для образцов для определения критической температуры хрупкости;
- не менее пятнадцати образцов для определения вязкости разрушения или критического раскрытия трещины;
 - не менее пятнадцати образцов для изучения характеристик коррозии.

После извлечения образцов определяют критическую температуру хрупкости металла.

Она подразумевает температуру, при которой происходит изменение характера разрушения материала от хрупкого к вязкому. Определяют ее по энергии затрачиваемой на разрушение, в качестве показателя которой принимается ударная вязкость, и по виду излома образцов, в качестве показателя, которого принимается доля вязкой составляющей в изломе или значение поперечного расширения образца в зоне излома.

Сопротивление хрупкому разрушению считается обеспеченным, если для выбранного дефекта в виде трещины в рассматриваемом режиме эксплуатации выполняется условие:

$$K \leq [K]_i$$

где K – допускаемое значение коэффициента интенсивности напряжений.

Индекс i указывает, что допускаемое значение коэффициента интенсивности напряжений выбирают различным в зависимости от расчетного случая:

- i=1 для нормальных условий эксплуатации;
- i=2 для нарушения нормальных условий эксплуатации;
- i=3 для аварийной ситуации.

Исходные температурные зависимости принимают по данным, приведенным в соответствующих аттестационных отчетах по материалам (основной металл, сварные соединения).

Критическую температуру хрупкости материала определяют по формуле:

$$T_k = T_{k0} + \Delta T_T + \Delta T_N + \Delta T_F \tag{1}$$

где T_{k0} — критическая температура хрупкости материала в исходном состоянии;

 ΔT_T — сдвиг критической температуры хрупкости вследствие температурного старения; ΔT_N — сдвиг критической температуры хрупкости вследствие циклической повреждаемости;

 ΔT_F — сдвиг критической температуры хрупкости вследствие влияния нейтронного облечения.

Значения слагаемых принимают по данным соответствующих аттестационных отчетов по материалам или на основе технических решений, согласованных с регулирующим органом.

Перед проведением испытания выбирают температурный интервал. Он должен быть таким, что бы в него входили точки ($T_k \pm 10$), ($T_k \pm 20$), ($T_k \pm 30$) °C. Если ориентировочное значение критической температуры хрупкости заранее известно, то допускается проводить испытание в интервале температур $T_k - 10 < T < (T_k + 40)$ °C. В случае если ориентировочное значение неизвестно, рекомендуется определить значение ударной вязкости при 20 °C и в зависимости от полученного при этой температуре результата определить интервал дальнейших температурных испытаний. При полностью вязком изломе и высоких значениях ударной вязкости предварительного образца дальнейшее испытание следует проводить при пониженных температурах; при полностью вязком изломе и низких значениях ударной вязкости — при повышенных температурах; при вязко-хрупком изломе — расширить температурную область испытаний как в области отрицательных, так и положительных температур [5].

Проведение испытаний при пониж енных температурах. Охлаждение образцов осуществляется с помощью жидкого азота (температура кипения $-196\,^{\circ}$ C) или смесью жидкого азота или сухого льда с незамерзающей при температуре испытания и нетоксичной жидкостью, например, этиловым спиртом, ацетоном (температура замерзания $-100\,^{\circ}$ и $-90\,^{\circ}$ С соответственно). В температурном интервале от $-90\,^{\circ}$ до $-196\,^{\circ}$ C охлаждение образцов осуществляется парами жидкого азота. Температура образца устанавливается с помощью термопары, зачеканенной в контрольном образце и помещаемой в криостат с партией образцов, предназначенных для испытания. Градуировка термопары контрольного образца осуществляется с помощью термометра с погрешностью, не превышающей $\pm 0.5\,^{\circ}$ C.

Образцы для испытаний при пониженных температурах следует несколько переохладить и убедиться в стабилизации температуры. В таблице 1 приведены значения температуры переохлаждения образца в зависимости от температуры испытания. После извлечения из криостата в течение 3–5 с образец должен быть помещен на опоры копра и испытан.

Проведение испытаний при повышенных температурах. Партия образцов с контрольным образцом, в котором зачеканена термопара, помещается в печь и нагревается до заданного уровня температуры с перегревом по отношению к температуре испытания. Необходимо убедиться в стабилизации температуры. Температуру образца устанавливают с помощью термопары, зачеканенной в контрольном образце. В таблице 1 указаны температуры перегрева образца в зависимости от температуры его испытания. Образец после извлечения из печи в течение 3—5 с должен быть помещен на опоры копра и испытан.

Обработка результатов. Для каждого из испытанных образцов определяют ударную вязкость, вязкую составляющую в изломе и поперечное расширение образца.

Ударную вязкость *KCV* определяют, как отношение работы разрушения образца к площади нетто-сечения в зоне надреза:

$$KCV = \frac{K}{S_0} \,, \tag{2}$$

 S_0 — начальная площадь поперечного сечения в месте концентратора, M^2 (CM^2).

Таблица 1 – Зависимості	ь температуры образца от	температуры испытания
		, , le , le

Температура испытания, °С	Переохлаждения, °C	Перегрева, °С	
От -60 и ниже	4 - 6	_	
-60 до -40	3 – 4	_	
-40 до +10	2-3	_	
+30 до +200	-	3-5	
+200 до +400	+	5 – 10	
+400 до +500	-	10 – 15	

Значения вязкой составляющей в изломе *В* определяют планиметрированием площади хрупкой фазы в изломе:

$$B = \frac{S_0 - S_x}{S_0} \cdot 100\%, \tag{3}$$

где S_x – площадь хрупкой фазы в изломе, \mathbf{M}^2 (с \mathbf{M}^2).

- В качестве критической температуры хрупкости T_{κ} принимают температуру, для которой выполняются следующие условия:
- при температуре T_k среднее арифметическое значение ударной вязкости должно быть не ниже значений, указанных в таблице 2, а минимальные значения ударной вязкости не ниже 70 % значений, указанных в таблице 3;
- при температуре (T_k +30) °C среднеарифметическое значение ударной вязкости должно быть не ниже значений, указанных в таблице 3 минимальные значения ударной вязкости не ниже 70 %, указанных в таблице 3, минимальное значение вязкой составляющей в изломе не ниже 50 %.

Таблица 2 – Зависимость ударной вязкости от предела текучести

Предел текучести материала при 20 °C, $M\Pi a(\kappa rc/mm^2)$	Ударная вязкость <i>КСV</i> Дж. см ² /(кгс. м/см ²)
До 304 (31) включительно	29 (3,0)
Свыше 304 (31) до 402 (41) включительно	39 (4,0)
Свыше 402 (41) до 549 (56) включительно	49 (5,0)
Свыше 549 (56) до 687 (70) включительно	59 (6,0)

Если на одном из испытанных образцов не будет удовлетворяться какое-либо из условий, указанных в пунктах 1 и 2, допускается проведение испытаний еще трех образцов. При этом при определении соответствия полученных результатов требованиям пунктов 1 и 2 используют показания пяти образцов за исключением образца, для которого при первом испытании были получены неудовлетворительные результаты.

Таблица 3 – Зависимость ударной вязкости от предела текучести

Предел текучести материала при 20 °C, МПа(кгс/мм²)	Ударная вязкость <i>КСV</i> Дж [.] см ² /(кгс [.] м/см ²)
До 304 (31) включительно	44 (3,0)
Свыше 304 (31) до 402 (41) включительно	59 (4,0)
Свыше 402 (41) до 549 (56) включительно	74 (5,0)
Свыше 549 (56) до 687 (70) включительно	89 (6,0)

Если при дополнительных испытаниях хотя бы на одном образце будут получены неудовлетворительные показатели, то за критическую температуру T_k принимают ближайшую более высокую температуру, при которой результаты испытания удовлетворяют требованиям пунктов 1 и 2 [5].

Достоинства и недостатки программы образиов-свидетелей. Разработка программ образцов-свидетелей, как и других проектных решений – это эволюционный процесс. Каждая следующая программа создавалась с учетом ошибок предыдущих версий и имеет свои достоинства и недостатки. Основным недостатком программ образцов-свидетелей ВВЭР-440 является высокий коэффициент опережения при облучении образцов по отношению к внутренней поверхности стенки корпуса реактора. Это потребовало дополнительного обоснования представительности данных образцов-свидетелей для оценки состояния металла корпуса реактора. Основным достоинством этих программ является равномерность облучения образцов относительная И возможность получения экспериментальных данных с флюенсами, существенно превышающими проектные значения для корпуса реактора. Именно это позволило обосновать возможности продления срока службы корпусов ВВЭР-440/213 в России и за рубежом без компенсирующих мероприятий. В следующем проекте (ВВЭР-1000) был учтен недостаток, связанный с высоким коэффициентом опережения. Для установки образцов-свидетелей в реакторе было выбрано место, в котором плотность потока быстрых нейтронов не более чем в 4 раза превышает этот показатель на стенке корпуса реактора, что является основным преимуществом программы образцов-свидетелей ВВЭР-1000.

Основными недостатками программы являются:

- установка образцов-свидетелей в местах с большим градиентом плотности потока быстрых нейтронов по высоте и азимуту контейнерной сборки. В результате образцы, облученные в одной контейнерной сборке, могут в несколько раз отличаться друг от друга по флюенсу нейтронов, накопленному в процессе облучения. Это не давало возможности собирать однородно облученные группы образцов для механических испытаний;
- неудачное место вырезки образцов-свидетелей основного металла. Из-за этого разброс экспериментальных данных испытаний образцов-свидетелей столь велик, что не позволил выполнить адекватные оценки температурного старения на основании штатных комплектов и привел к сверхконсервативным оценкам радиационного охрупчивания основного металла корпусов ВВЭР-1000.

Использование методики реконструкции, которая была разработана и внедрена в НИЦ «Курчатовский институт», и выполнение огромного (тысячи облученных образцов) объема дополнительных работ по изготовлению и испытанию реконструированных образцов позволило получить представительную базу данных образцов-свидетелей ВВЭР-1000. Именно на основании этих результатов и были разработаны действующие нормативные зависимости. Общей проблемой программ образцов-свидетелей ВВЭР-440/213 и ВВЭР-1000 является нарушение режимов выращивания исходных трещин в образцах на вязкость разрушения. Результаты испытаний этих образцов оказались неконсервативны. Поэтому все корректные данные по вязкости разрушения образцов-свидетелей получены путем испытаний новых образцов, изготовленных методом реконструкции.

Реконструкция образцов свидетелей. Для увеличения количества испытанных образцов на ударный (Шарпи) и трехточечный изгиб для получения представительных результатов при определении критической температуры хрупкости, а также ее сдвига вследствие облучения.

Технология реконструкции основана на использовании электро-лучевого метода сварки исследуемого фрагмента образца-свидетеля с концевыми надставками в условиях отсутствия перегрева выше 300 °C средней части вставки (рисунок 2) [3].

Подбирают группы половинок путем получения предварительных результатов исследования градиента потока нейтронов по высоте каждого образца с разбросом не более $\pm 10\%$.

Исследования проводились на ЮУАЭС-1. Результаты испытаний показывают, что зависимость сдвига критической температуры хрупкости, полученная по результатам испытаний реконструированных образцов-свидетелей, более достоверно описывает закономерность радиационного охрупчивания основного металла [6].

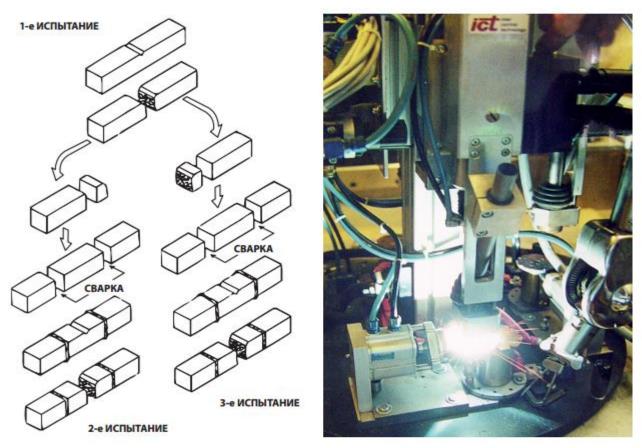


Рисунок 2 — Схема изготовления образцов-свидетелей (слева) и установка для приварки хвостиков к образцам (справа)

Соотношения между данными малоразмерных и стандартных образцов Шарпи. Впервые необходимость разработки такого соотношения возникла при оценке состояния материалов корпусов ВВЭР-440/230 первого поколения. Это связано с тем, что корпуса ВВЭР-440/230 первого поколения не были обеспечены образцами-свидетелями. Для оценки состояния металла возникла необходимость вырезки темплетов непосредственно с внутренней поверхности корпусов реакторов. Допустимый размер этих темплетов не позволял изготовить стандартные образцы Шарпи. В связи с этим из металла темплетов, изготавливались малоразмерные образцы.

Разработка корректного соотношения между критической температурой хрупкости малоразмерных и стандартных образцов возможна на основании представительной базы данных, содержащей результаты испытаний стандартных и соответствующих мини-Шарпи образцов.

Испытания проводились следующим образом. Сначала испытывались группы стандартных образцов Шарпи. После завершения испытаний из половинок стандартных образцов Шарпи изготавливались группы малоразмерных образцов, испытывались на ударный изгиб с определением критической температуры охрупчивания для каждой группы образцов мини-Шарпи. Изготовление образцов производилось таким образом, что из каждого стандартного образца (из его половинки) изготавливался один малоразмерный. Это позволило при испытаниях малоразмерных образцов охватывать тот же объём металла, что и при испытаниях стандартных (рисунок 3) [4]. Если для обеспечения требований по минимальному числу образцов в группе (12 штук) возникала необходимость изготовить

реконструированные образцы, то для каждого образца, подверженного реконструкции, изготавливались два малоразмерных образца Шарпи.

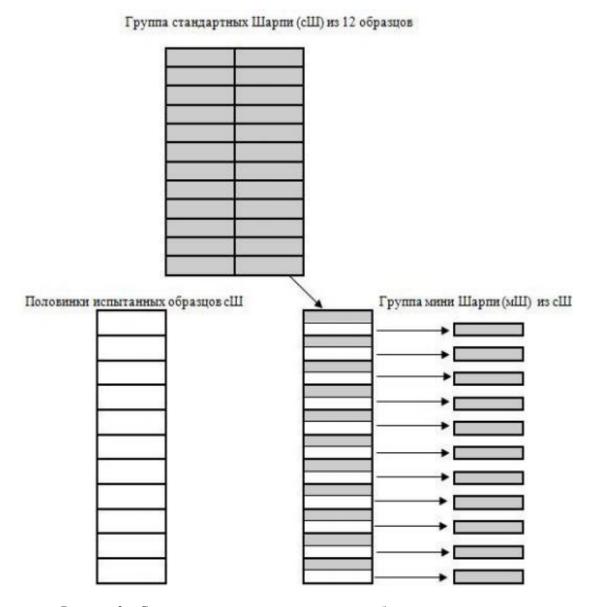


Рисунок 3 – Схема изготовления малоразмерных образцов из стандартных

Испытания на ударный изгиб производятся таким образом, что образец мини-Шарпи, изготовленный из стандартного, который испытан на верхний шельф температурной зависимости энергии разрушения, так же испытывается на верхний шельф соответствующей зависимости для малоразмерных образцов. Малоразмерный образец, изготовленный из стандартного, который был испытан в области хрупко-вязкого перехода, так же испытывается в области хрупко-вязкого перехода. Этот же принцип соблюдается и для нижнего шельфа (рисунок 4) [3]. Существенным является то, что стандартные и малоразмерные образцы, испытанные в области перехода – это один и тот же объём металла.

Предложенная исследование позволяет снизить рассеяние результатов при испытании стандартных и малоразмерных образцов Шарпи.

В новых проектах все вышеперечисленные нюансы были учтены. Например, в проекте ВВЭР-1000/428 были выбраны более удачные места установки комплектов. Это позволяет получить более высокую степень однородности облучения. В проекте АЭС-2006 произведена корректировка мест вырезки образцов-свидетелей из припуска обечайки для получения адекватных данных по основному металлу.

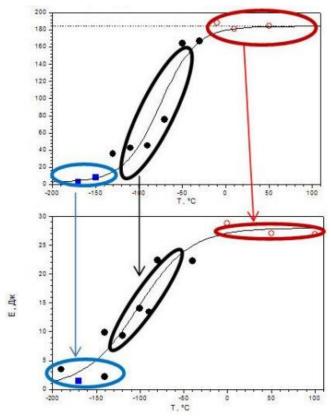


Рисунок 4 — Температурная зависимость работы разрушения для стандартных и малоразмерных образцов

Для систематического наблюдения за изменением свойств под воздействием эксплуатационных факторов максимально исключено влияние неоднородности свойств крупногабаритных элементов корпуса реактора. Только за счет оптимизации объема испытаний и компоновки контейнеров расширено число облучаемых и температурных комплектов без увеличения объема облучаемого металла. Повышено число элементов корпуса реактора, материалы от которых включены в программу образцов-свидетелей. В новых программах использован модульный принцип: одна облучаемая контейнерная сборка является полноценным комплектом.

Также в состав образцов-свидетелей включен расширенный контрольный комплект. В соответствии с РД ЭО 1.1.2.99.0922-2013 «Определение гарантированных значений критической температуры хрупкости и поправки на пространственную неоднородность металла сварного шва и обечайки при определении параметров температурной зависимости вязкости разрушения по результатам испытаний образцов-свидетелей сталей 15Х2НМФА, 15Х2НМФА-А и 15Х2НМФА класс 1» наличие расширенного контрольного комплекта позволит снизить консерватизм оценки исходного состояния элементов корпусов реакторов и поправки на неоднородность свойств.

Вывод:

Выполнение программы образцов свидетелей позволяет на основе комплекса материаловедческого исследования убедительно обосновать возможность продления срока службы корпуса, а также разработать новые модели радиационного охрупчивания, учитывающего фактор времени и реальные механизмы повреждения при облучении.

Литература

- 1. История атомной энергетики Советского Союза и России. Под ред. Сидоренко В. А. Выпуск 2. Второе издание М.: ИздАТ, 2009. 432 с.
- 2. ПНАЭ Г-008-89 Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок

- 3. Ерак, Д. Контроль металла/ Д.Ерак, А.Чернобаева // Росэнергоатом РЭА. №2. 2016. С. 10 17 с.
- 4. РД ЭО 0598-2004. Методика определения критической температуры хрупкости материалов корпусов реакторов по результатам испытаний малоразмерных образцов на ударный изгиб.
- 5. Гольцев, В. Ю., Пирогов Е. Н. Методы механических испытаний и механические свойства материалов. Лабораторный практикум. МИФИ, 2008. 160 с.
- 6. Григорьева, В. А. Пути получения представительных результатов исследования образцовсвидетелей для оценки радиационного охрупчивания материалов корпусов реакторов ВВЭР-1000/ В. А. Григорьева, В. Г. Ковышкин, А. В. Сахно //Scientific Journal «Science Rise» №5/2(4). 2014. С. 107 112 с.